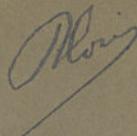


GEORGES MACOVEI



Directeur de l'Institut Géologique de Roumanie,  
Professeur à l'École Polytechnique « Roi Carol II » de Bucarest,  
Correspondant de l'Académie Roumaine.

---

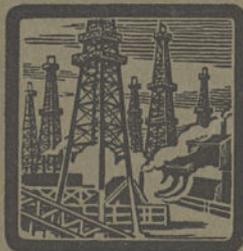
---

# LES GISEMENTS DE PÉTROLE

*GÉOLOGIE, STATISTIQUE, ÉCONOMIE*

*Préface de CHARLES JACOB*

Membre de l'Institut,  
Professeur à la Sorbonne.



MASSON ET Cie, ÉDITEURS  
120, Boulevard Saint-Germain, PARIS-6<sup>e</sup>

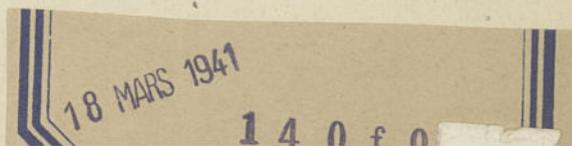
---



Université des Sciences et Techniques de Lille  
U.E.R. Sciences de la Terre - Labor. de Paléobotanique  
B.P. 36 - 59650 VILLENEUVE D ASCQ

LES  
GISEMENTS DE PÉTROLE  
GÉOLOGIE, STATISTIQUE, ÉCONOMIE

---



A LA MÊME LIBRAIRIE

---

GÉOLOGIE STRATIGRAPHIQUE, par M. GIGNOUX, 2<sup>e</sup> édition, 1936. Un vol. de 710 pages avec 145 figures.

GÉOLOGIE APPLIQUÉE, par R. RAGUIN, 1934. Un vol. de 392 pages avec 110 figures.

PRINCIPES DE GÉOLOGIE, par P. FOURMARIER, 1933. Un vol. de 882 pages avec 537 figures.

LES ROCHES SÉDIMENTAIRES DE FRANCE. *Roches carbonatées (Calcaires et Dolomies)*, par L. CAYEUX, 1935. Un vol. de 462 pages avec 10 figures et 26 planches.

LES AMMONITES JURASSIQUES ET CRÉTACÉES, par F. ROMAN, 1938. Un vol. de 554 pages avec 54 figures, 496 schémas, des tableaux tirés en deux couleurs et 53 planches hors texte en phototypie.

---

GEORGES MACOVEI

Directeur de l'Institut Géologique de Roumanie,  
Professeur à l'Ecole Polytechnique « Roi Carol II » de Bucarest,  
Correspondant de l'Académie Roumaine.

---

LES  
GISEMENTS DE PÉTROLE  
GÉOLOGIE, STATISTIQUE, ÉCONOMIE

---

AVEC 222 FIGURES

---

*Préface de CHARLES JACOB*

Membre de l'Institut,  
Professeur à la Sorbonne.

---

---

MASSON ET C<sup>ie</sup>, ÉDITEURS  
120, Boulevard Saint-Germain, PARIS (VI<sup>e</sup>)  
===== 1938 =====

*Tous droits de reproduction,  
d'adaptation et de traduction  
réservés pour tous pays.*

---

---

*Copyright 1938 by Masson et C<sup>ie</sup>.*

---

---

(Printed in France.)

## PRÉFACE

**C'**EST avec un véritable plaisir que je présente au public l'ouvrage de M. GEORGES MACOVEI, et je souhaite qu'à le lire, on trouve le puissant intérêt que j'y ai pris moi-même, lorsque m'en a été communiqué le manuscrit.

Le pétrole ! Nom prestigieux pour le cortège d'hydrocarbures naturels que les civilisations contemporaines se disputent et utilisent à plein dans les moteurs de tous ordres qui sillonnent les mers, traversent les continents et aussi les survolent, à des fins souvent hélas ! destructrices, pour une humanité qui ne fait pas encore servir ses conquêtes scientifiques et techniques au seul aménagement des forces naturelles.

Comment peut-on rétablir l'origine et la formation du pétrole ? Où le rencontre-t-on et quelles sont ses conditions de gisement ? L'exploitation intensive de ces gisements ne risque-t-elle point d'en amener avec rapidité l'épuisement ? Toutes ces questions, l'auteur les résout avec une compétence acquise par la longue fréquentation des champs productifs de Roumanie, et avec la documentation extérieure qu'a exigée un enseignement donné depuis vingt ans.

Sur l'origine, les géologues sont maintenant d'accord. Il s'agit de l'accumulation, puis de la transformation des matières organiques qui, après avoir connu à diverses époques des conditions propices à une exubérance particulière, se sont trouvées enfouies et protégées dans les sédiments. N'est-ce point un autre Roumain, grand initiateur dans les questions pétrolifères, M. LOUIS MRAZEC, qui, au cours d'une récente visite que nous avons faite en commun sur les champs de gaz de Transylvanie, s'exprimait à peu près sous cette forme parlante : « Pourquoi la matière organique n'aurait-elle pas été, à l'occasion et même très souvent, retenue et conservée dans les strates, comme les coquilles et les squelettes de toutes grandeurs qu'étudient les paléontologistes et les micrographes ? » Ainsi s'est constituée cette entité, un peu théorique, qu'on appelle la roche-mère du pétrole, c'est-à-dire le sédiment

*largement imprégné de produits organiques initiaux, d'où sont dérivés ensuite les bitumes naturels et en particulier le pétrole. M. G. MACOVEI s'attache à en définir les caractéristiques telles qu'il les conçoit. On lira ce qu'il en dit, avec d'autant plus d'attention que cette roche-mère, le plus souvent, ne contient plus de pétrole, produit essentiellement fluide, léger et mobile, qui tend à s'échapper vers le haut et qu'on rencontre surtout accumulé dans les roches-magasin. La migration probable du pétrole soulève maintes hypothèses que l'Ecole roumaine envisage avec hardiesse.*

*Par contre, pour les roches-magasin, poreuses, perméables, enveloppées d'un toit protecteur, roches où a fini par se loger le pétrole, souvent comme si, dans chaque cas particulier, il avait choisi un niveau bien déterminé, il n'y a point d'ambiguïté en général. Ce sont les seules dont se préoccupent les exploitants, et l'on aborde les conditions de gisement sur lesquelles l'information est immense.*

*M. G. MACOVEI, dans sa partie documentaire richement illustrée, fournit un très large exposé de ce que l'on sait sur les séries renfermant les divers bitumes naturels — produits lourds, pétroles et gaz — sur les structures où on les rencontre et où on les exploite, ainsi que sur les réserves qui peuvent y subsister. A ce propos, à propos des gisements indiqués dans les différentes parties du monde, l'étude attentive de son ouvrage est bien propre à contribuer à la formation des géologues pétroliers. Certes, dans l'ensemble, les données sont simples : le pétrole gagne des sortes de chapeaux où il est emprisonné et protégé, avec d'habitude un cortège supérieur de gaz et une suite plus basse et plus dense d'eaux salées. Mais, dans le détail, nombreuses et diverses sont les séries et les structures qui recèlent des magasins, sans compter que ceux-ci peuvent avoir été entamés par des érosions plus ou moins anciennes et, de ce fait, se trouver aujourd'hui dégradés.*

*Reste la grave question des réserves, c'est-à-dire des régions qui renferment encore du pétrole, mais en quelles quantités ? Elle est aussi examinée. On remarquera qu'elle n'est point nouvelle et qu'on se l'est posée dès que l'exploitation a pris des proportions devenues bientôt inquiétantes. Les estimations ont varié et varient encore. Cependant toutes celles qu'ont émises les compétences sont assez pessimistes. Il est difficile d'être prophète et de chiffrer l'échéance en un nombre déterminé d'années, voire même de décades, étant donné la découverte toujours possible de*

grands gisements nouveaux. Néanmoins on peut entrevoir que, dans un assez bref délai, les principales réserves risquent d'être pratiquement épuisées. Avec le pétrole, il s'agirait, il peut s'agir prochainement, d'un don précieux que dissimulait l'écorce terrestre, mais qui aura traversé la civilisation à la manière d'une fulgurante comète sans que, à son sujet, il y ait lieu d'espérer la réapparition périodique qu'enregistre la mémoire des hommes pour les astres errants. Dans ses lignes terminales, M. G. MACOVEI soumet cette éventualité à la méditation des pays qui ont une politique économique en partie basée sur la possession du pétrole. L'inquiétude vaut également pour les autres, pour ceux qui, moins favorisés, achètent les hydrocarbures naturels. Pour tous, à la suite d'un éphémère « âge du pétrole », si l'on peut ainsi parler, c'est la nécessité de mesures de remplacement qui, alors, pourrait s'imposer.

A tous égards, le livre de notre ami de Bucarest est non seulement très instructif, mais il fait longuement réfléchir, et la Librairie Masson doit être félicitée d'en avoir assuré l'édition.

Paris, le 4 mai 1938.

CHARLES JACOB.



# LES GISEMENTS DE PÉTROLE

---

---

## AVANT-PROPOS

---

Il est depuis longtemps reconnu que la vie sur notre planète est due aux radiations solaires, de même que la plupart des phénomènes physiques, chimiques et géologiques qui se passent sur notre globe.

L'histoire de l'évolution géologique de la terre montre que les conditions énergétiques actuelles ont existé aussi dans le passé. Le même flux solaire l'enveloppait autrefois comme aujourd'hui. Mais, tout comme maintenant, cette énergie n'était pas dépensée uniquement à modifier son écorce et à en transformer l'aspect; une partie revêtait la forme de la vie.

Les substances entrant dans la composition des associations d'organismes qui se sont succédé depuis l'apparition de la vie sur la terre n'ont pas toujours subi, ni partout, la décomposition en leurs éléments chimiques constitutifs. Elles ont pu parfois se conserver, enfouies dans les couches de l'écorce, et se transformer avec le temps en réserves d'énergie : charbons, pétrole ou gaz naturels.

Des conditions favorables à la genèse de pareils produits ont existé de tout temps, depuis la shungite de l'Algonkien jusqu'à la tourbe actuelle, depuis les bitumes imprégnant les plus anciennes roches non métamorphisées jusqu'à ceux de la vase putride et malodorante et jusqu'au gaz des marais actuels. Il n'existe pour ainsi dire pas de subdivision géologique qui ne renferme quelque part, non seulement des traces, mais même des quantités appréciables de ces substances.

Il s'ensuit qu'en dehors de l'énergie venant actuellement du soleil et se manifestant sous les formes les plus diverses, dans les chutes d'eau, la force des vents, des vagues, des marées, ou bien encore dans le bois que l'on brûle, etc., on possède aussi les réserves, enfouies depuis les temps les plus reculés dans les profondeurs de l'écorce terrestre, sous forme de charbons, de pétrole et de gaz naturel.

Tels sont donc les générateurs d'énergie dont on dispose aujourd'hui.

Le développement de la civilisation humaine et le degré de perfection et de raffinement qu'elle a atteint ont entraîné une mécani-

sation très avancée de la vie. Les machines ont acquis une telle importance dans notre existence de tous les jours que l'on ne peut même concevoir, sans leur intervention, la moindre activité économique, sociale ou même spirituelle. Pour chaque besogne presque, il y a à notre disposition une machine. Aujourd'hui que l'on peut parcourir par la voie de l'air en moins de six heures la distance de Paris à Bucarest, aujourd'hui que l'on survole l'Atlantique en moins de vingt heures et que le tour du monde lui-même ne demande guère plus de quelques jours, on se rend facilement compte de l'importance considérable des générateurs d'énergie qui font marcher ces machines.

Quant à désigner celui de ces générateurs qui s'adapte le plus facilement aux multiples exigences de la vie moderne, celui qui répond le mieux au degré de perfection du machinisme actuel et que l'on peut utiliser n'importe quand et n'importe où, bref, celui auquel ses avantages, à tous les points de vue, assignent de loin la première place, on n'hésite pas de l'affirmer catégoriquement, c'est le *pétrole*.

Sans vouloir insister sur cette supériorité du pétrole envers les autres générateurs d'énergie, nous ferons cependant remarquer que, si parmi ces derniers il y en a qui constituent des ressources inépuisables, comme c'est le cas des chutes d'eau, des vents, des marées, ceux-ci n'offrent pas moins l'inconvénient d'être d'un emploi limité, soit dans le temps, soit dans l'espace. Ni l'énergie produite par la houille blanche, verte ou bleue, ni celle tirée des gaz naturels ne sont partout utilisables, de même que l'on ne peut pas disposer de la force des vents à chaque moment. Quant au bois ou au charbon, à côté de leur moindre capacité énergétique, ils sont toujours d'une manipulation encombrante et d'un transport plus coûteux. Si l'on considère, d'autre part, que les produits résultant de leur distillation sont loin d'égaliser la valeur et la variété de ceux fournis par le pétrole, la supériorité de celui-ci devient d'autant plus évidente.

Dans ces conditions, on s'explique les compétitions acharnées entre les grandes puissances pour la découverte et la conquête des terrains pétrolifères et aussi l'exploitation à outrance dont les gisements déjà connus ont fait l'objet ces dernières années. On comprend également les essais de toutes sortes auxquels se livrent les pays dépourvus de ce précieux combustible, et les immenses sacrifices matériels consentis pour obtenir un produit synthétique équivalent.

En somme, qu'est-ce que le pétrole et, surtout, comment et où se trouve-t-il dans la terre ? Voilà les questions auxquelles nous tâcherons de répondre dans ce qui suit.

Conformément à ce but, nous avons essayé de concentrer dans ce volume, autant que possible, les connaissances actuelles sur la *géologie des gisements de pétrole*.

Ayant comme départ le cours que je professe à l'École Polytechnique de Bucarest, ce livre n'est pourtant pas destiné exclusivement aux étudiants. A côté de la partie comprenant des connaissances fondamentales sur la géologie du pétrole, dont le caractère didactique est incontestable, la partie, plutôt documentaire, réservée à la description des gisements, peut rendre service à tous ceux qui s'intéressent aux questions de pétrole, géologues, ingénieurs, chimistes, économistes, etc. Car, sans avoir la prétention de fournir des renseignements complets sur tous les champs pétrolifères du monde, on y trouvera tout de même, à côté d'une image de la distribution et des caractères de ces champs, des indications sur leur richesse, leur production et les réserves qu'ils renferment.

Dans ces conditions, outre son rôle didactique, ce livre peut faire en même temps l'office de guide pour une étude détaillée des gisements du monde.

Il est certain que notre tâche aurait été autrement difficile si nous n'avions pas eu comme modèle, guide et source d'informations, les excellents ouvrages de spécialité, au nombre desquels, à côté de l'œuvre monumentale de ENGLER-HOEFER, la littérature allemande compte les traités de M. BLUMER, de STUTZER; la littérature anglaise et américaine, ceux de MM. BEEBY TOMPSON, CUNNINGHAM CRAIG, EMMONS, PANITY, REEDWOOD, etc., et la littérature française les ouvrages, de non moindre valeur, quoique bien plus réduits, de M. CHAUTARD et de M. JUNG. Enfin, je n'oublierai pas les admirables leçons de M. MRAZEC sur les gisements de pétrole, qui se rangent parmi les plus remarquables contributions à la géologie de ce produit. A tous ces maîtres, je tiens à rendre l'hommage qui leur est dû.

Sans nous écarter du plan général de ces œuvres, le choix, le dosage et la présentation des matières est cependant le résultat d'une expérience personnelle de bientôt vingt années d'enseignement et trente années de pratique des gisements carpatiques. C'est pour cette raison que toutes les fois que ces gisements ont pu illustrer d'une manière quelconque un énoncé, un principe, etc., — et les cas abondent, — nous n'avons pas manqué de les préférer, sans négliger toutefois les autres régions classiques.

Afin de ne pas charger une bibliographie déjà trop abondante, que l'on trouve d'ailleurs dans les ouvrages précités, les indications sont limitées à la littérature la plus récente, en tout cas postérieure à la seconde édition du traité de M. EMMONS et à celui de STUTZER. Ce n'est que très rarement et seulement au cas où il s'agissait d'une contribution moins connue, ou bien très importante au point de vue de la documentation, que nous avons dépassé cette limite.

Si ce livre a pu se présenter dans cette forme, fruit des soins d'une maison d'édition de réputation mondiale, nous le devons principale-

ment au crédit que l'un des maîtres de la géologie française contemporaine, M. CHARLES JACOB, lui a accordé du premier abord. Sans sa recommandation et sans l'intérêt qu'il a poussé jusqu'à lire avec attention le manuscrit et à revoir les épreuves, cet ouvrage n'aurait probablement atteint que quelques centaines de lecteurs de langue roumaine. Que le savant professeur de la Sorbonne veuille bien agréer l'expression de ma profonde gratitude.

Je remercie aussi mon ami et collègue, M. E. CASIMIR, chef du laboratoire de chimie de l'Institut géologique de Roumanie, d'avoir revu la partie chimique de cet ouvrage et de m'avoir fourni de très précieuses indications bibliographiques.

Je n'aurai garde enfin de ne pas témoigner toute ma reconnaissance aux éditeurs qui se sont chargés de l'impression et de la diffusion du livre qu'on va lire.

*Bucarest, novembre 1937.*

---

## INTRODUCTION

---

### CARACTÈRES GÉNÉRAUX DU PÉTROLE

Avant de nous engager dans l'étude de ce produit au point de vue de son origine et de sa distribution dans la nature, il importe de faire sa connaissance en le définissant et en signalant ses principaux caractères.

On entend par *pétrole brut* un mélange naturel, fluide, huileux et inflammable d'hydrocarbures gazeux, liquides et solides. Les hydrocarbures gazeux et les hydrocarbures solides, paraffines, résines et asphaltènes (composés oxygénés entrant dans la constitution des asphaltés), se trouvent à l'état de solution dans les hydrocarbures liquides. Le caractère physique de cette solution peut varier depuis celui d'une vraie solution, jusqu'au type de solution colloïdale.

**Caractères chimiques.** — Considéré du point de vue chimique, le pétrole est un mélange extrêmement variable d'hydrocarbures saturés forméniques de la série  $C^nH^{2n+2}$ , d'hydrocarbures saturés naphténiques du groupe  $C^nH^{2n}$  et d'hydrocarbures aromatiques du type  $C^nH^{2n-6}$ . Outre ces hydrocarbures, on rencontre fréquemment des terpènes du groupe  $C^nH^{2n-4}$  et aussi des hydrocarbures des séries  $C^nH^{2n-8}$ ,  $C^nH^{2n-10}$  . . . . .  $C^nH^{2n-20}$ , sur la structure chimique desquels on ne sait pas d'ailleurs grand'chose.

Il a aussi été question d'hydrocarbures non saturés éthyléniques, du type  $C^nH^{2n}$ , comme éléments constitutifs de certains pétroles bruts. Les chimistes estiment toutefois que ces hydrocarbures font le plus souvent défaut et, s'ils y existent, ils ne figurent qu'à l'état de traces; leur présence ne saurait donc influencer sur les caractères chimiques du pétrole (1).

Bien qu'aussi nombreux et bien que si variés, les hydrocarbures qu'on rencontre le plus souvent, ceux qui impriment leurs caractères à la plupart des pétroles, sont cependant ceux des trois premières séries.

(1) H. PÖLL : Die Jodzahl von Natur- und Erdölasphalt. *Petroleum Zeitschrift*, 1931, t. XXVII, n° 45.

Les hydrocarbures saturés forméniques,  $C^nH^{2n+2}$ , composent ce qu'on appelle les *pétroles forméniques, méthaniques* ou *paraffiniques*. Ce sont généralement des pétroles bruts, volatils, paraffineux, tels que les pétroles de Pennsylvanie, de l'Ohio, de Galicie et la plupart des pétroles roumains. Leurs gaz sont formés en majeure partie de méthane ( $CH_4$ ), d'un peu d'éthane ( $C_2H_6$ ), de propane ( $C_3H_8$ ), de butane ( $C_4H_{10}$ ). Leurs hydrocarbures liquides sont compris entre le pentane ( $C_5H_{12}$ ) et le pentadécane ( $C_{15}H_{32}$ ). Quant à leurs hydrocarbures solides ou pâteux, ils sont constitués par une partie des termes compris entre  $C_{16}H_{34}$  et  $C_{35}H_{72}$ .

La teneur des pétroles paraffineux en hydrocarbures forméniques varie, selon les fractions distillées, de 50 à 75 %, étant plus élevée dans les fractions plus volatiles.

Les hydrocarbures saturés naphténiques  $C^nH^{2n}$ , de la série cyclique des polyméthylènes, forment ce qu'on appelle les *pétroles naphténiques*. Ceux-ci sont des produits moins volatils, qui distillent à des températures plus élevées. Font partie de cette catégorie, les pétroles du Nord de la Mer Caspienne, de Bakou, de la Californie, du Mexique et de l'Amérique du Sud. Certains pétroles russes contiennent jusqu'à 80-90 % d'hydrocarbures naphténiques. Les pétroles roumains, particulièrement ceux provenant des couches supérieures du Dacien, abondent également en hydrocarbures de ce genre.

Les hydrocarbures aromatiques, de la série  $C^nH^{2n-6}$ , entrent eux aussi dans la composition des pétroles. Il y en a quelques-uns, comme ceux de Bornéo, qui en contiennent jusqu'à 40 %. Ce sont alors des *pétroles aromatiques*. Au groupe de ces hydrocarbures appartiennent, le benzène ( $C_6H_6$ ), le toluène ( $C_7H_8$ ), le xylène ( $C_8H_{10}$ ), le cumène ( $C_9H_{12}$ ), le cymène ( $C_{10}H_{14}$ ), etc.

Selon leur teneur en hydrocarbures appartenant aux trois catégories principales, SACHANEN (1) classe les pétroles naturels de la manière suivante :

1° *Pétroles à caractère forménique prononcé*, comme le sont ceux de Grozny, de l'Oklahoma, de Davenport, du Texas-Mexia, etc. Assez rares en Russie, on les rencontre en échange fréquemment aux Etats-Unis. En Roumanie, ce sont généralement les pétroles du Méotien (Moreni, Gura Ocniței, Boldești) qui appartiennent à cette catégorie. Leur teneur en paraffine varie de 1 à 2 % aux Etats-Unis, de 2 à 6 % en Russie et de 2 à 10 % en Roumanie.

2° *Pétroles à caractère naphténiqne prononcé*. Ils sont fort rares. Parmi les pétroles russes de ce groupe, nous citerons ceux du Nord

(1) A. SACHANEN : Die chemische Zusammensetzung des Erdöle der U. d. S. S. R. *Petroleum Zeitschr.*, XXV, 1929.

de la Mer Caspienne, de Dossor, de Makat et d'Emba. La teneur en naphtés des fractions de ces pétroles bruts dépasse 60 %. Ils ne contiennent que fort peu de paraffine solide à la température ordinaire.

3° *Pétroles à caractère mixte forméno-naphténiqne.* A la différence de ceux du groupe précédent, les pétroles à caractères mixtes de ce groupe sont très fréquents. La teneur en hydrocarbures aromatiques des fractions distillées croît avec la température de distillation, pouvant, même au-dessus de 200° C, dépasser 20 %. Ils ne contiennent que très peu de paraffine solide (environ 2 %). C'est le cas des pétroles bruts de Balakhany et de Ssourakhany, de la région de Bakou.

4° *Pétroles à caractère mixte forméno-naphténo-aromatique.* Entrent dans ce groupe les pétroles provenant des horizons inférieurs (non paraffineux) de Grozny, ceux de Maïkop et de Bibi-Eibat en Russie, de Huntington-Beach en Californie, et ceux des couches inférieures (« Moreni » et « Drader ») du Dacien de Moreni en Roumanie. Leur teneur en paraffine solide est généralement inférieure à 1,50 %.

5° *Pétroles à caractère naphténo-aromatique,* qui ne renferment des hydrocarbures forméniques que dans les fractions inférieures, distillées jusqu'à 200° C. Leur teneur en paraffine solide est inférieure à 0,5 %. A citer dans ce groupe les pétroles de Grozny (horizons supérieurs), de Binagady et de Kalouga en Russie, de Hould au Texas et ceux de la couche « Gros » du Dacien de Moreni en Roumanie. On peut ranger ici en général tous les pétroles lourds riches en résidus asphaltéux.

Les pétroles à caractère mixte forméno-aromatique sont peu connus à l'état naturel. Une teneur élevée en hydrocarbures aromatiques va toujours de pair avec l'abondance des hydrocarbures naphténiques.

SACHANEN établit le caractère des pétroles d'après la composition de la fraction qui passe entre 250 et 300° C; celle-ci peut varier comme suit :

Caractère du pétrole	Hydrocarbures		
	forméniques	naphténiques	aromatiques
Forménique.....	46 - 61 %	22 - 32 %	12 - 25 %
Forméno-naphténiqne.....	42 - 45 »	38 - 39 »	16 - 20 »
Naphténiqne.....	15 - 26 »	61 - 76 »	8 - 13 »
Forméno-naphténo-aromatique.....	27 - 35 »	36 - 47 »	26 - 33 »
Naphténo-aromatique.....	0 - 8 »	57 - 78 »	20 - 35 »

Voici, à titre d'exemple, un tableau de la composition chimique des fractions passant à la distillation jusqu'à 300° C, de quelques pétroles bruts de Moreni en Roumanie.

COMPOSITION CHIMIQUE DES FRACTIONS PASSANT A LA DISTILLATION DU PÉTROLE BRUT DE MORENI JUSQU'A 300° C. (1)

Étage	Couche	Densité moyenne du pétrole à 15° C.	Intervalles de température (° C.)....											Résidus	Pertes
			— 60	60—95	95—122	122—150	150—200	200—250	250—300	%		%			
Dacten	Stratul Gros	0,9154	0,6	1,7	3,1	4,5	7,8	8,6	8,0	0,8586		65,0	0,7		
			0,636	0,7195	0,7558	0,7753	0,8076	0,8586							
			—	3,4	—	0,1	0,6	1,1	1,7						
			—	36 0	5,0	7,0	14,3	28,8	42,1						
Dacten	Moreni + Drader	0,868	2,7	36 0	52,1	71,3	71,4	47,6	40,9	0,8407		50,2	1,7		
			97,3	60,6	42,9	21,6	13,7	1,5	0,8						
			—	—	—	—	—	0,2	0,9						
			—	—	—	—	—	0,8	2,3						
Mettlen	I + III	0,834	1,8	6,0	6,7	6,8	9,8	9,2	7,8	0,8846		1,2	1,7		
			0,639	0,7205	0,7584	0,7795	0,8064	0,8407							
			—	7,2	14,3	0,2	0,8	1,3	1,8						
			—	34,7	42,0	20,9	26,5	30,9	38,7						
Mettlen	I + III	0,834	7,9	34,7	42,0	50,5	45,8	47,6	40,9	0,8113		52,2	1,2		
			92,1	58,1	43,7	28,4	26,9	18,2	15,1						
			—	—	—	—	—	0,6	1,0						
			—	—	—	—	—	1,4	2,5						
Mettlen	I + III	0,834	2,0	5,3	6,8	6,6	8,7	9,3	7,9	0,8281		17,0	0,2		
			0,6385	0,7166	0,7503	0,7695	0,7886	0,8113							
			—	8,4	14,9	0,1	0,5	1,1	1,1						
			—	29,1	34,0	20,9	21,6	19,1	19,0						
Mettlen	I + III	0,834	8,1	29,1	34,0	36,1	31,9	25,5	17,7	0,8985		0,22	0,2		
			91,9	62,5	51,1	42,9	46,0	54,2	61,0						
			—	—	—	—	—	—	—						
			—	—	—	—	—	0,1	0,2						

Nota. — D 15°/15° C = Densité à 15° C, par rapport à l'eau à 15° C.

(1) E. CASIMIR : Composition et propriétés des pétroles bruts de Roumanie, *An. Inst. Geol. Rom.*, XVI, 1934.

Considérés dans leur ensemble, les pétroles des Carpates apparaissent comme un mélange d'hydrocarbures forméniques, naphténiques et aromatiques. Ils représentent à cet égard un type intermédiaire entre les pétroles de Pennsylvanie d'une part et les pétroles des Indes néerlandaises et du Caucase de l'autre. Parmi les pétroles roumains, outre des pétroles forméniques, on y distingue aussi, comme on l'a déjà vu, des pétroles naphténo-aromatiques et également des mélanges de ces deux types.

Les analyses élémentaires démontrent cependant que, malgré l'extrême diversité de la structure chimique des pétroles, les rapports entre les deux éléments constituants des hydrocarbures oscillent entre des limites très rapprochées. Ainsi le carbone y accuse une proportion de 83 à 86 % et l'hydrogène, une proportion de 11 à 13 %.

Le tableau qui suit met en évidence la variation de la composition élémentaire du pétrole à Moreni, en rapport avec la profondeur de la couche.

COMPOSITION ÉLÉMENTAIRE DU PÉTROLE BRUT DE MORENI (1)

Étage et couche exploitée		% C	% H	% S	% Az	% O	% cendre
Dacien	Stratul Gros.	86,75	12,07	0,35	0,24	0,58	0,01
	Moreni . . . . .	86,87	12,21	0,25	0,21	0,54	0,02
	Drader . . . . .	86,59	12,48	0,26	0,18	0,48	0,01
Méotien . . . . .		86,17	13,20	0,16	0,12	0,33	0,02

Outre les hydrocarbures constitutifs, la plupart des pétroles bruts contiennent encore, comme substances accessoires ou impuretés ordinairement en faible quantité, divers corps simples ou composés.

C'est ainsi que certains pétroles, tel celui de Grozny, dans le Caucase, recèlent du carbone libre.

Un autre élément, rencontré le plus souvent, est l'oxygène. Il s'y trouve seulement sous forme de composés oxygénés des hydrocarbures naphténiques, constituant ce qu'on appelle les acides naphténiques ( $C_nH_{2n-2}O_2$ ). La teneur en oxygène est généralement inférieure à 1 %, mais peut atteindre dans certains pétroles 2 et même 3 %.

Un élément qui ne fait jamais défaut est l'azote. On le rencontre soit à l'état libre, lorsqu'il appartient aux gaz de la solution, soit sous

(1) E. CASIMIR : *Op. cit.*

forme de divers composés organiques, qui, dans les pétroles japonais et californiens, atteignent 10 et même 30 % (1).

Beaucoup de pétroles bruts renferment aussi du soufre, tantôt libre ou sous forme d'hydrogène sulfuré, tantôt sous forme de composés organiques. Certains pétroles contiennent une si forte quantité de soufre que leur qualité en est sensiblement altérée; c'est le cas de quelques bruts américains, comme celui de Lima-Indiana, du Gulf Coast où le contenu en soufre peut atteindre 2,40 % (Texas-Higgins) et surtout du Mexique, où il monte jusqu'à 4,30 %; c'est encore le cas du pétrole de l'Irak qui contient jusqu'à 2 % du même élément. Il peut cependant arriver aussi que le soufre fasse complètement défaut.

Enfin tous les pétroles recèlent une faible quantité de phosphore.

Voici d'ailleurs un tableau de la composition élémentaire de quelques bruts de champs pétrolifères (2).

Origine	Poids spécif. 15° C	C o/o	H o/o	Az. o/o	O o/o	S o/o	Caractère du pétrole
Pennsylvanie.....	0,862	85,5	14,2	—	—	—	Paraffénique.
Mecook, WV'a.....	0,887	83,6	12,9	3,6		—	»
Humbolt, Kans.....	0,912	85,6	12,4	—	—	0,37	Moyen.
Healdon, Okla.....	—	85,0	12,9	—	—	0,76	»
Coalinga, Calif.....	0,951	86,4	11,7	1,14	—	0,60	Naphténique.
Beaumont, Texas.....	0,910	85,7	11,0	2,6		0,70	»
Mexique.....	0,970	83,0	11,0	1,7		4,30	»
Bakou, U. R. S. S....	0,897	86,5	12,0	—	1,5	—	
Colombie, Am. Sud...	0,951	85,6	11,9	0,54	—	—	

Outre les susdits éléments, les pétroles contiennent toujours un peu d'eau et quelques impuretés minérales. Celles-ci sont composées principalement de calcium, de magnésium et de fer, auxquels s'ajoutent parfois du silicium, de l'aluminium, etc. Dans certains pétroles on a même trouvé du vanadium et du nickel (3).

Ainsi, la teneur en  $V_2O_5$  des cendres du pétrole de Maïdan-i-Naphtun en Perse, atteint 5 % du poids des cendres; celle du pétrole d'Oklahoma, jusqu'à 22,4 % (4).

RAMSAY a trouvé d'autre part les quantités suivantes de nickel dans les résidus provenant des bruts de différents champs, privés par distillation de leurs fractions les plus volatiles (5) :

(1) GURWITSCH : *Wissenschaftliche Grundlagen der Erdölverarbeitung*, 1924, p. 103.

(2) W. L. NELSON : *Petroleum Engineering*, 1936, 33.

(3) W. B. SHIREY : *Metallic constituent of crude petroleum. Industr. Engineering Chemistry*, 1931, 10.

(4) ANDRÉ MERLIN : *Cendres de mazout. II<sup>e</sup> Congr. Mond. du Pétrole*, Paris, 1937.

(5) W. RAMSAY : *Journ. Soc. of Ch. Ind.*, t. 42, 1923, pp. 287-288.

	Nickel (en parties par million)
<i>Mexique</i> .....	49-83
<i>Texas</i> .....	44-71
<i>Californie</i> .....	49-63
<i>Roumanie</i> .....	17
<i>Perse</i> .....	4-93
<i>Birmanie</i> .....	8-12
<i>Java</i> .....	3
<i>Bornéo</i> .....	1-3

Tout récemment on vient de découvrir encore dans quelques bruts un certain nombre de restes d'organismes microscopiques, parmi lesquels des Diatomées et autres débris d'algues, des spores, ainsi que de menus fragments d'organismes macroscopiques ou de charbons (1).

**Caractères physiques.** — Les pétroles naturels sont tout aussi variables au point de vue physique qu'au point de vue de leur composition chimique.

Il existe des pétroles parfaitement *fluides*, comme il existe des pétroles *visqueux* qui passent à des poix pâteuses et à l'asphalte.

Les premiers affectent des teintes claires ; parfois même ils sont incolores, mais plus souvent jaunes, jaune-brun et rouge-brun. Bien qu'assez rares, de tels types ne manquent pas cependant en Roumanie : c'est ainsi que du Méditerranéen de Cornu, dans la vallée de la Prahova, suinte un pétrole transparent et incolore. Dans le Méotien de Bordeni et dans la première couche productive du même étage, à Boldești, on a aussi rencontré un produit transparent et presque incolore. Actuellement on exploite du même étage, à Mărgineni, une huile parfaitement incolore, avec une légère nuance bleuâtre par réflexion. Le pétrole du Méditerranéen de Câmpeni-Pârjol, dans le département de Bacău, est rougeâtre. On connaît aussi des pétroles bruts incolores, ou légèrement colorés, à Baïkou, en Perse, à Sumatra, à la Trinité, dans la région de Los Angeles (Californie), etc.

Les pétroles visqueux présentent généralement des teintes foncées, qui varient du brun foncé au noir, en passant par le vert. Sauf les pétroles mentionnés ci-dessus, tous les pétroles bruts de Roumanie affectent une coloration foncée. Ceux de Băicoi, de Buștenari et de Câmpina sont vert-olive, ceux de Moreni et de Filipeștii de Pădure ont une teinte brune rougeâtre, et ceux de Păcureți, Gura Ocnitei et Colibași passent de la nuance tête de nègre au noir. Les pétroles bruts de presque tous les gisements du monde présentent d'ailleurs une coloration plus ou moins foncée.

La viscosité des pétroles croît en proportion du poids spécifique et

(1) J. Mc CONNELL SANDERS : The microscopical examination of crude petroleum. *Journ. Inst. Petr. Techn.*, t. 23, 1937, p. 525.

décroit avec la température. Sa détermination s'impose surtout lorsqu'il s'agit du transport par conduites. On la mesure à viscosimètre.

*L'attraction capillaire* des corps poreux envers le pétrole est variable et dépend, en dehors des dimensions des pores, du poids spécifique et de la composition chimique du pétrole. En général l'attraction capillaire croît avec le poids spécifique du pétrole; cependant elle reste toujours inférieure à celle de l'eau. C'est pourquoi dans les phénomènes d'adsorption avec de la terre à foulon, l'eau peut déplacer complètement l'huile qui y était retenue. En filtrant des huiles brutes, à l'aide de la terre à foulon, on obtient d'abord des produits incolores, très mobiles, puis des produits denses, visqueux, colorés.

*L'odeur* du pétrole varie selon ses composants volatils. Certains bruts sont presque inodores; certains répandent une odeur agréable et éthérique, alors que d'autres exhalent au contraire une lourde odeur alliagée due aux composés du soufre (mercaptans, hydrogène sulfuré, etc.). L'odeur des bruts de certains gisements est tellement caractéristique qu'à elle seule elle permet d'en reconnaître la provenance.

L'un des principaux caractères des pétroles est *la densité*. On l'exprime en degrés Baumé selon une échelle recommandée par l'« American Petroleum Institute »; les degrés de cette échelle sont dénommés degrés A. P. I. En Europe on l'exprime d'habitude par la valeur de son poids spécifique. Voici d'ailleurs la correspondance entre les degrés de l'échelle de densités A. P. I. et le poids spécifique :

Degrés A. P. I.	Poids spécifique	Degrés A. P. I.	Poids spécifique	Degrés A. P. I.	Poids spécifique
10	1,0000	36	0,8448	62	0,7313
11	0,9930	37	8398	63	7275
12	9861	38	8348	64	7238
13	9792	39	8299	65	7201
14	9725	40	8251	66	7165
15	9659	41	8203	67	7128
16	9593	42	8156	68	7093
17	9529	43	8109	69	7057
18	9465	44	8063	70	7022
19	9402	45	8017	71	6988
20	9340	46	7979	72	6953
21	9272	47	7927	73	6919
22	9218	48	7883	74	6886
23	9159	49	7839	75	6852
24	9100	50	7796	76	6819
25	9042	51	7753	77	6787
26	8984	52	7711	78	6754
27	8927	53	7669	79	6722
28	8871	54	7628	80	6690
29	8816	55	7587	81	6659
30	8762	56	7547	82	6628
31	8708	57	7507	83	6597
32	8654	58	7467	84	6566
33	8602	59	7428	85	6536
34	8550	60	7389		
35	8498	61	7351		

On peut, d'après cette propriété, établir une classification des pétroles bruts, qui, d'une manière générale, correspond à leur composition chimique.

Le poids spécifique de la plupart des pétroles est compris entre 0,750 et 1, ce qui revient entre 57° et 10° de l'échelle A. P. I. Les pétroles très légers accusent 0,750 à 0,820; les pétroles légers, 0,820 à 0,880, et les pétroles lourds, au-dessus de 0,880.

On rencontre exceptionnellement des pétroles bruts dont la densité tombe en dehors de ces limites. Le pétrole le plus léger que l'on connaisse est un pétrole russe d'un poids spécifique de 0,650; le plus lourd est un pétrole mexicain d'un poids spécifique de 1,080. Les densités habituelles commencent à partir de 0,760; toutefois la grande majorité des pétroles bruts du monde présente des poids spécifiques compris entre 0,810 et 0,920.

Le tableau suivant donne la densité moyenne des pétroles bruts de différents pays. Ces chiffres ont été proposés pour la standardisation des méthodes de calcul des statistiques pétrolières (1) :

DENSITÉ MOYENNE DU PÉTROLE BRUT  
DANS DIFFÉRENTS PAYS PRODUCTEURS

<i>Provenance du pétrole brut</i>	<i>Densité moyenne du pétrole brut</i>
Canada .....	0,7946
Indes néerlandaises .....	0,8116
Bornéo anglais .....	0,8248
Iran .....	0,8327
Pérou .....	0,8336
Irak .....	0,8434
Pologne .....	0,8503
Etats-Unis .....	0,8515
Roumanie .....	0,8617
U. R. S. S. ....	0,8627
Indes britanniques .....	0,8684
Colombie .....	0,8767
Trinité .....	0,8852
Equateur .....	0,8914
Japon .....	0,8951
Argentine .....	0,8961
Egypte .....	0,8992
Allemagne .....	0,9059
Venezuela .....	0,9295
Sakhaline russe .....	0,9323
Mexique .....	0,9429

En général, les pétroles très légers et les pétroles légers sont paraffineux et riches en essence, alors que les pétroles lourds manquent de paraffine mais sont riches en asphalte.

(1) M. PIZANTY : La standardisation des méthodes de calcul des statistiques pétrolières. *Moniteur du Pétrole Roumain*, 1937, numéro consacré au II<sup>e</sup> Congr. Mond. du Pétrole, Paris.

Les pétroles roumains appartenant à la catégorie des pétroles très légers proviennent soit de la zone interne du Flysch, comme fut le pétrole exploité naguère dans la région de Câmpulung en Bucovine, soit du Paléogène, comme à Buștenari, soit enfin du Méditerranéen et du Méotien. Ils ont généralement une teinte claire et sont parfois même transparents. Le pétrole brut le plus léger qu'on ait jamais trouvé en Roumanie, à densité de 0,700, a été rencontré dans le Méotien de Bordeni. On a récemment découvert dans le même étage d'autres pétroles de la même catégorie; tel celui de Mărgineni, incolore, à densité de 0,720, ou celui de Boldești, jaune-clair, à densité de 0,730 à 0,750.

La majeure partie des pétroles bruts roumains, notamment ceux de l'Oligocène et du Méotien, relèvent du groupe des pétroles légers.

Les pétroles du Dacien sont généralement des pétroles lourds, dont le poids spécifique peut atteindre 0,925.

Parmi les pétroles légers, à part les pétroles carpatiques, il faut mentionner ceux du Caucase, de la Perse, du Midcontinent américain, des champs appalachiens, etc. Parmi les pétroles lourds, citons en premier lieu ceux du Mexique, ensuite quelques pétroles de la Californie, du Texas, du Venezuela, etc.

Le pétrole est facilement *soluble* dans les dissolvants habituels des hydrocarbures, c'est-à-dire dans le benzène, l'essence, l'éther, le chloroforme, le sulfure de carbone et le tétrachlorure de carbone, un peu plus difficilement dans l'alcool amylique et, en partie seulement, dans l'alcool éthylique absolu. Les pétroles naphthéniques sont ordinairement plus solubles que les pétroles forméniques, la solubilité augmentant conjointement avec la température.

Le pétrole dissout à son tour les hydrocarbures gazeux et presque tous les hydrocarbures solides, ainsi que des graisses, des résines, le soufre et l'iode.

En présence d'un excès d'essence légère ou d'un mélange d'alcool éthylique et d'éther, une partie des constituants du pétrole, tels les asphaltènes et les paraffines supérieures, subissent une précipitation.

Au contact de l'air, tout pétrole perd ses composants volatils, s'oxyde et peut, par des processus de polymérisation et de condensation, passer successivement à de la poix et à l'asphalte.

*La température d'ébullition* des pétroles varie selon leur teneur en gaz et en composants volatils, en d'autres termes, avec leur densité. Les pétroles légers atteignent leur point d'ébullition à 25° C alors que chez les pétroles lourds, plus denses que 0,920, ce point dépasse 100° C. D'après EDELEANO, le point d'ébullition des bruts roumains est compris entre 25° et 60° C.

*La distillation* du pétrole brut donne, en des proportions variables, de l'essence, du lampant, du gasoïl et des résidus visqueux; de ces

derniers on obtient, lorsqu'on a affaire à des pétroles bruts non paraffineux, les huiles lubrifiantes et l'asphalte employé à la construction des chaussées.

*Le point d'inflammabilité* est la température à laquelle le mélange inflammable, vapeur de pétrole-air, s'allume avec explosion sans que le pétrole prenne feu. Il est de tout intérêt à connaître ce point afin de pouvoir éviter les dangers d'explosion et même d'incendies. Les pétroles bruts qui contiennent des hydrocarbures légers et des gaz en dissolution ont leur point d'inflammabilité en-dessous de 0° C; les pétroles bruts dont les produits légers se sont évaporés par une exposition prolongée à l'air ont un point d'inflammabilité au-dessus de 20° C. Nous citons parmi ces derniers quelques spécimens de pétrole de certains champs de Roumanie tels que : Filipești, Gura Ocnitei, Telega, etc.

*Le point de combustion*, qui représente la température à laquelle le pétrole même prend feu et brûle, est toujours plus élevé.

*Le point de congélation*, en opposition avec les précédents, représente la température de congélation qui est aussi variable. Il doit être également connu, surtout lorsqu'il s'agit du transport du brut par conduites.

Un caractère commun à la presque totalité des pétroles est *l'activité optique* : ils font dévier le plan de polarisation à droite. Cette propriété particulière à la matière organique est attribuée à la présence dans le pétrole des produits de distillation destructive de la cholestérine.

*Le pouvoir calorifique* du pétrole varie suivant sa composition chimique entre 9.000 et 11.000 kg. calories. Certains pétroles du Texas ne développent cependant qu'un pouvoir calorifique de 8.500 kg. calories, tandis que les pétroles de Bakou, par exemple, atteignent 11.700 kg. calories. Cette propriété varie ordinairement selon la composition élémentaire du pétrole. Les pétroles paraffineux, plus riches en hydrogène, ont un pouvoir calorifique supérieur à celui des bruts de nature naphthénique ou aromatique. Le pouvoir calorifique des pétroles roumains est compris entre le 10.500 et 11.000 kg. calories.

**Caractères de gisement.** — Une accumulation de pétrole dans les couches de l'écorce terrestre, à une profondeur plus ou moins grande, constitue un gisement de pétrole.

Contrairement aux charbons, aux minerais et aux autres matières minérales utiles, la nature liquide de ce produit lui confère des caractères propres, qu'on peut esquisser, à l'instar de MRAZEC, de la manière suivante :

Le caractère essentiel des gisements de pétrole est de ne jamais se trouver en équilibre stable. A l'opposé des gisements de minerais ou de charbons, dont la stabilité est liée à la nature solide des matières

en question, les gisements de pétrole se distinguent par une *extrême mobilité*. Leur présence dans un endroit déterminé dépend de toute une série de facteurs, physiques et dynamiques, qui peuvent être des plus variables. Ainsi, par exemple, le moindre dérangement des couches renfermant le pétrole, éventuellement accompagné de quelques crevasses, suffit pour modifier la forme du gisement, en provoquer le déplacement ou même la disparition totale de l'endroit où il se trouvait auparavant.

Pour les mêmes raisons d'ordre physique, les gisements de pétrole ne se trouvent pas n'importe où et n'importe comment dans l'écorce. Ils sont localisés sur des zones de faible résistance, se traduisant à l'ordinaire par des crêtes anticlinales et des lignes de dislocation. Ils ont par conséquent le plus souvent la forme de bandes étroites, plus ou moins régulières, selon la disposition tectonique affectée par les couches qui les contiennent.

Comme le pétrole ne se localise que sur des lignes de faible résistance et de pression minima, il est évident que la structure en synclinal s'oppose à la constitution des gisements; en fait, c'est seulement dans des cas tout à fait exceptionnels qu'on y rencontre du pétrole.

L'instabilité des gisements est aggravée, voire même exagérée, par la teneur du pétrole en hydrocarbures gazeux, libres ou en solution. Et, comme ces éléments se trouvent constamment sous une pression élevée, ils manifesteront toujours une très forte tendance à l'expansion, se traduisant par ce que MRAZEC nomme la *tension interne du gisement*. Plus la teneur en gaz est élevée, plus la tension du gisement est forte; par conséquent plus celui-ci manifestera de l'instabilité.

Une conséquence immédiate de cette tension est la tendance continue à la *migration*, à l'ascension du pétrole vers des régions de résistance moindre et vers la surface. Pour cette raison, le pétrole que l'on exploite dans les contrées où les gisements subissent de fortes pressions monte tout seul à la surface, souvent même d'une manière éruptive.

L'état de tension constitue donc l'une des causes pour lesquelles le pétrole ne reste jamais dans la roche où il est né. Tout au plus peut-il s'arrêter en cours de route dans une couche de la même unité stratigraphique qui comprend aussi sa *roche-mère*; il forme alors ce qu'on appelle un *gisement primaire*. Le plus souvent le pétrole va très loin, dans d'autres subdivisions stratigraphiques plus récentes, ou plus anciennes, si les rapports tectoniques le permettent; il forme alors des *gisements secondaires*.

Ainsi, par exemple, le pétrole des gisements des Carpates et des Précarpates roumaines a pris naissance, comme on le verra, dans l'étage des « Schistes ménilitiques » de l'Oligocène de la Zone du Flysch. Les gisements que le pétrole forme dans l'Oligocène sont des

gisements primaires, tandis que ceux de l'Eocène et ceux des diverses subdivisions du Néogène sont des gisements secondaires.

Un autre caractère important des gisements de pétrole consiste en ce qu'ils contiennent toujours des *eaux salées*. Celles-ci accompagnent le pétrole comme la gangue accompagne le minerai dans les gisements filoniens. MRAZEC les appelle « eaux primaires de gisement ».

Les eaux salées des gisements de pétrole sont généralement caractérisées d'un côté par la présence de l'iode et du brome, de l'autre par l'absence des sulfates. Ces caractères les distinguent aussi bien des eaux salées ordinaires des régions salines ou à gisements de sel, que des eaux marines.

Une dernière caractéristique des gisements de pétrole est qu'ils subissent une *dégradation* et une destruction dès que le niveau hydrostatique les a atteints. Si, en effet, par l'abaissement du niveau d'érosion, la surface piézométrique intercepte un gisement de pétrole et que son toit protecteur vient à se briser, la tension baisse instantanément du fait que les gaz du pétrole se dégagent librement et que ce dernier perd ainsi ses composants volatils. En même temps, les eaux de circulation peuvent entraîner le pétrole, en partie ou en entier, et celui-ci, sous l'influence de l'air, peut aussi être oxydé, polymérisé et transformé en asphalte. En fin de compte le gisement est détruit; à sa place on ne trouve qu'une imprégnation d'asphalte ou d'ozokérite, au cas où le pétrole était paraffineux.

Les régions à gisements en voie de destruction sont caractérisées par des émanations de gaz, par des volcans de boue, par des suintements de pétrole, par des apparitions d'eaux salées iodées, par des affleurements d'asphalte, etc.



PREMIÈRE PARTIE

GENÈSE ET CARACTÈRES  
DES GISEMENTS

I

BITUMES NATURELS

---

A l'état naturel, les hydrocarbures se trouvent associés des façons les plus diverses et en des proportions infiniment variées; ce sont presque toujours des mélanges plus ou moins complexes et variables, gazeux, liquides, pâteux ou solides, avec ou sans impuretés, que l'on désigne sous le nom général de *bitumes*.

Le pétrole est lui-même un bitume.

Comme il n'est guère possible d'entreprendre une étude rationnelle du pétrole, ne serait-ce qu'au point de vue géologique, sans tenir compte des autres membres de la famille dont il fait partie, nous estimons nécessaire de jeter au préalable un coup d'œil général sur les caractères des bitumes naturels les plus importants.

A. — CLASSIFICATION DES BITUMES NATURELS

Afin d'en faciliter l'étude, on a proposé diverses classifications qui partent chacune d'un point de vue différent.

L'une des plus importantes et des plus usitées, surtout dans la littérature allemande, est celle de CH. ENGLER. Basée sur des considérations chimiques, elle a l'avantage de donner, avec le groupement naturel des bitumes, une idée directe de leurs relations génétiques réciproques aussi bien qu'avec la matière première initiale. Cependant cette classification n'a en vue que les bitumes d'origine organique.

ENGLER répartit donc les bitumes naturels en 5 classes, se rattachant les unes aux autres ainsi que nous allons brièvement l'indiquer.

Les graisses, les cires, les résines, etc., d'origine animale ou végétale, se décomposant au fond des eaux croupissantes à l'abri de l'oxy-

gène, donnent naissance à une vase organique putride, onctueuse et malodorante, que POTONIE a appelée *sapropel*. Ce sapropel, que l'on rencontre en effet sur le fond des marais, des étangs ou des lagunes, est considéré comme la matière première de tous les bitumes. En se transformant à nouveau, il fournit :

1° Les *anabitumes*, premier produit de bituminisation, mélangé à des matières non encore transformées. Ces anabitumes sont composés d'acides gras libres, de cires et de graisses sapropéliques, d'adipocires, d'hydrocarbures et peut-être aussi d'ozokérite. Toutes ces substances sont solubles dans l'éther, l'essence, le sulfure de carbone, etc.

2° Les *polybitumes*, formés par condensation et polymérisation des anabitumes, c'est-à-dire comportant des hydrocarbures à poids moléculaire élevé, polymérisés et oxydés. Dans des conditions normales de température et de pression, ils sont généralement insolubles dans les dissolvants habituels des bitumes.

A cette catégorie appartiennent les bitumes qui imprègnent les schistes bitumineux tels que ceux d'Autun, d'Ecosse et de Nouvelle-Zélande, les schistes à Posidonies, les schistes ménilitiques, etc.

3° Les *katabitumes* se placent dans l'ordre génétique à côté des polybitumes, étant composés par les parties solubles des bitumes des schistes bitumineux. Ils proviennent directement des anabitumes, mais peuvent aussi prendre naissance à partir de polybitumes, par dépolymérisation produite par chauffage d'une partie de ces derniers.

4° Les *ecgonobitumes*, qui comprennent les pétroles bruts. Les hydrocarbures entrant dans leur composition proviennent des trois catégories précédentes, par dépolymérisation.

5° Les *oxybitumes* sont des produits d'oxydation, de polymérisation et de résinification des pétroles. Font partie de cette catégorie les bitumes pâteux et solides, tels par exemple l'asphalte, l'asphaltite, la poix solide, la grahamite, l'albertite, la gilsonite, etc.

Le passage de la matière organique depuis le premier stade jusqu'aux oxybitumes (asphalte) peut aussi se produire directement, comme cela paraît être le cas dans le gisement d'asphalte de Saint-Jean-de-Maruéjols, dans le département du Gard en France (1).

Une autre classification, plus simple que la précédente, fondée sur la nature physique des bitumes, est celle de H. HOEFER.

Cet auteur répartit les bitumes naturels en trois classes : les *bitumes gazeux*, les *bitumes liquides* et les *bitumes solides*. Les bitumes gazeux comprennent le gaz naturel; les bitumes liquides englobent le pétrole brut et le goudron minéral; les bitumes solides groupent la paraffine, l'ozokérite, la poix naturelle, l'asphalte et les asphaltites.

Les bitumes de ces trois classes peuvent constituer des mélanges

(1) ANN. HEIM : Die Entstehung des Asphaltes im Département du Gard. *Petroleum Zeitschr.*, XXI, 1925.

avec d'autres corps, organiques ou minéraux. C'est ainsi qu'avec les lignites ils forment le jais et le dysodile; avec les charbons, le boghead, le cannel-coal, etc.; avec les substances minérales, ils donnent des roches bitumineuses contenant peu de bitume, comme les calcaires bitumineux et les schistes bitumineux et, d'autre part, des roches riches en bitume, telles par exemple les roches à pétrole, à asphalte, etc.

Les Américains se servent de la classification préconisée par EMMONS et qui est établie d'après BLAKE, ELDRIDGE et autres auteurs. Cette classification est moins commode, surtout moins naturelle, car se basant uniquement sur le principe minéralogique, elle englobe aussi les charbons, dont la place n'est, bien entendu, pas dans le groupe des bitumes.

MRAZEC (1) a proposé une autre classification des bitumes naturels. Elle est basée aussi bien sur leurs caractères physico-chimiques que sur la structure intime des roches bitumineuses, et tient compte en même temps des relations d'ordre physique entre la substance minérale de celles-ci et les bitumes.

Partant de ce point de vue, l'auteur répartit les bitumes en deux grandes catégories : les *bitumes libres* et les *bitumes non-libres*.

Il groupe parmi les premiers tous les bitumes gazeux, liquides et solides qui remplissent les interstices et les pores des roches où ils se trouvent, sans avoir toutefois de liaison étroite avec la masse de la roche. Grâce à cet état de choses, les bitumes libres peuvent être extraits facilement, par simple pression, de la roche qui les abrite et, s'ils sont gazeux ou liquides, ils peuvent y circuler par les interstices. En outre ils se caractérisent par leur solubilité dans les dissolvants ordinaires des hydrocarbures.

MRAZEC range parmi les bitumes non-libres les hydrocarbures qui semblent se trouver en étroite liaison moléculaire, tant au point de vue physique que chimique, avec la masse du sédiment où ils sont nés et avec laquelle ils font corps. C'est le cas des bitumes qui imprègnent les roches fines, ou encore les charbons humiques. Contrairement aux bitumes libres, les bitumes non-libres sont généralement insolubles dans les dissolvants habituels des hydrocarbures. D'autre part ils ne peuvent être extraits par simple pression de la roche qui les contient; c'est seulement par distillation à des températures élevées qu'on peut en sortir des hydrocarbures, ceux-ci provenant de la destruction de la molécule primitive.

Appartiennent à cette catégorie les schistes bitumineux et les charbons bitumineux (polybitumes d'ENGLER).

Quelle que soit la classification à laquelle on s'arrête, nous estimons nécessaire, avant d'étudier l'origine des hydrocarbures naturels, de jeter un coup d'œil sur les caractères des différents types de bitume.

(1) L. MRAZEC : Leçons sur les gisements de pétrole. *Annales des Mines de Roumanie*, 5, Bucarest, 1922.

*Principaux bitumes naturels.*

Voici, brièvement, quelques-uns des caractères des principaux bitumes naturels.

## GAZ NATUREL

Il n'existe pour ainsi dire pas de gaz naturel se dégageant de l'écorce terrestre qui ne contienne, au moins en quantités infimes, des hydrocarbures gazeux.

Ainsi, les mofettes, émanations de gaz froids des régions volcaniques, constitués en majeure partie d'acide carbonique, recèlent de faibles quantités d'oxygène, d'azote, d'oxyde de carbone et de méthane. De même, les gaz provenant de la distillation des roches éruptives sont toujours accompagnés d'hydrocarbures gazeux, spécialement de méthane. Selon CLARKE, ce composé constitue 5,5 à 12 % des gaz du granite, 2,03 % des gaz du gabbro, jusqu'à 10 % des gaz du basalte et seulement 0,56 % des gaz du gneiss.

Si les hydrocarbures gazeux ne se trouvent qu'en assez faible proportion dans les émanations volcaniques et dans les gaz des roches éruptives, ils prédominent en revanche dans la composition des gaz qui se dégagent des régions non volcaniques. Ils peuvent même en constituer la totalité, l'acide carbonique ou l'hydrogène sulfuré n'y figurant que d'une manière accessoire.

Ainsi, le gaz des marais est presque entièrement composé de méthane (65 à 92 %) et d'azote (6 à 30 %), tandis que l'oxygène, l'hydrogène et le gaz carbonique n'apparaissent que dans des proportions insignifiantes.

Les gaz qui se trouvent d'habitude dans les dépôts salins et dans le sel gemme consistent eux aussi presque exclusivement en hydrocarbures.

Voici, d'après COSTACHESCO (1), la composition des gaz contenus dans quelques massifs de sel de Roumanie :

Méthane .....	4,40 - 86,39	% du volume total des gaz.		
Ethane .....	6,36 - 17,42	»	»	»
Etylène .....	0,50 - 3,04	»	»	»
Oxygène .....	0,69 - 7,33	»	»	»
Azote .....	5,05 - 36,10	»	»	»

Les hydrocarbures gazeux qui forment des gisements propres, comme en Amérique du Nord et en Roumanie, sont presque entière-

(1) N. COSTACHESCO : Les gaz contenus dans le sel gemme et dans les volcans de boue de la Roumanie. *Annales Scientif. de l'Univ. de Jassy*, IV, Iași, 1906.

ment composés de méthane. Ils ne contiennent que d'une façon tout à fait accessoire de l'oxygène, de l'azote, et, parfois aussi des traces de gaz nobles. Une analyse du gaz du dôme de Sărmășel, en Transylvanie, révèle la composition suivante :

Méthane .....	98 - 99	%	du volume total des gaz.
Oxygène (?).....	0,9 - 0,8	»	»
Azote .....	0,2 - 0,8	»	»
Gaz nobles (hélium)	- 0,001	»	»

Les gaz qui se dégagent de certains schistes noirs bitumineux, comme les schistes liasiques du Dauphiné en France, présentent une composition semblable à celle des gaz de Transylvanie.

Quelques gaz naturels, tels ceux de certains gisements américains du Montana, d'Utah, du Kansas (Dexter), du Texas (Petrolia et Amarillo), etc., sont extrêmement riches en gaz nobles, particulièrement en hélium. Ce pourcentage dépasse 2 % du volume total et on l'a vu atteindre 7 % et même plus. Le gisement d'Amarillo est à ce point de vue un des plus riches. D'après RUEDEMANN et OLES, ce gaz proviendrait de la décomposition de l'uranium et d'autres substances radioactives se trouvant dans les pegmatites qui constituent le soubassement des régions en question (1).

Les gaz qui accompagnent le pétrole ont une composition différente de celle des précédents. Ils forment un mélange d'hydrocarbures de la série du méthane, commençant avec ce terme et allant jusqu'à l'heptane; à ceux-ci viennent s'ajouter l'éthylène, le gaz carbonique, l'oxyde de carbone, l'oxygène, l'hydrogène, l'hydrogène sulfuré, l'azote, l'argon et l'hélium, tous en quantités infimes. L'analyse des gaz provenant des gisements de Runcu, Moreni, Ceptura et Cămpina en Roumanie, montre que les gaz accompagnant le pétrole y ont une composition variant d'habitude entre les limites suivantes :

Méthane .....	13 - 60	%
Hydrocarbures supérieurs de la série du méthane.	32 - 62	»
Hydrocarbures lourds .....	0 - 3,8	»
Oxygène (?) .....	0 - 0,5	»
Hydrogène (?) .....	0 - 3,7	»
Azote .....	1,1 - 17,2	»
Bioxyde de carbone .....	0,4 - 30	»
Oxyde de carbone (?).....	0,31	»
Hydrogène sulfuré .....	0 - 3,5	»

Les gaz d'Aricești et de Boldești, analysés dernièrement, ont montré la composition suivante :

(1) P. RUEDEMANN and L. M. OLES: Helium, its probable origin and concentration in the Amarillo Field, Texas. *Bull. Am. Ass. Petr. Geol.*, 13, 1929.

	Aricesti (1)	Boldesti (2)
Méthane .....	77,02 %	92,10 %
Ethane .....	7,25 »	1,95 »
Propane .....	6,18 »	3,04 »
Isobutane .....	5,20 »	1,26 »
Butane normal .....	—	1,20 »
Hydrocarbures supérieurs.....	—	0,25 »
Bioxyde de carbone.....	0,23 »	—

Il est à remarquer que la teneur en acide carbonique des gaz accompagnant le pétrole peut s'élever jusqu'à 30 %, comme dans le Dacien de Moreni (Roumanie) ou dans le champ de Mc Kittrick (Californie). Cependant on a trouvé, dans quelques champs pétrolifères des Etats-Unis, des gaz formés d'acide carbonique et d'azote, sans hydrocarbures. Ainsi, dans le chantier de Walden (Colorado), on a exploité en même temps que le pétrole, un gaz composé de 83 % de gaz carbonique et de 17 % d'azote, et au Nouveau-Mexique, un autre, renfermant 90 % de bioxyde de carbone et 7,8 % d'azote. Selon LANG, ces gaz proviendraient de l'action des roches éruptives sur des calcaires se trouvant en profondeur (3).

La présence de l'oxygène, de l'oxyde de carbone, de l'hydrogène et des hydrocarbures non saturés dans les gaz naturels de pétrole a été très discutée les derniers temps. Les valeurs présentées devraient être regardées avec un certain doute, car elles peuvent être attribuées à quelque imperfection de la méthode d'analyse. A ce sujet, la constatation de FULTON (4) est très instructive : en prenant en effet toutes les précautions lors de l'analyse dans les meilleures conditions d'un gaz naturel de pétrole, l'auteur n'a pas trouvé trace d'oxygène ni d'oxyde de carbone.

L'hydrogène sulfuré apparaît assez souvent dans les gaz de pétrole. Il provient soit des composés sulfurés de la matière organique qui a donné naissance au pétrole, soit de la réduction des sulfates contenus dans l'eau du bassin de sédimentation où s'est décomposée cette matière. Parfois il apparaît avec des proportions assez élevées (5-6 %), pouvant aller jusqu'à constituer à lui seul certaines couches de gaz. Ainsi, le gaz rencontré au-dessus de la couche à pétrole de 220 mètres du Méotien de Runcu en Roumanie est formé presque en entier par de l'hydrogène sulfuré.

Le *poïds spécifique* des gaz varie en rapport avec leur composition, à partir de 0,500 (1,000 étant le poids spécifique de l'air) jusqu'au-dessus de 1,000. Les gaz de pétrole les plus lourds contiennent habituellement,

(1) P. KRUSCH : Die Vorkommen nassen und trockenen Erdgases in Rumänien. *Petroleum Zeitschr.*, XXX, 31, 1934.

(2) Analyse effectuée par E. CASIMIR le 23 novembre 1936.

(3) *Bull. Am. Ass. Petr. Geol.*, 10, 1926.

(4) W. F. FULTON : Precision Gas Analysis. *Rafiner*, juin 1937.

au moment de leur sortie à la surface, des hydrocarbures liquides entraînés à l'état pulvérulent.

Le *pouvoir calorifique* varie également en rapport avec la teneur en hydrocarbures et surtout en hydrocarbures lourds et en hydrogène. Il est compris généralement entre 5.345 et 11.570 calories.

D'après la teneur en hydrocarbures supérieurs, liquéfiables à la température ordinaire, les bitumes gazeux se répartissent en deux catégories, à savoir les *gaz secs* et les *gaz humides*, sans être toutefois séparés par une limite tranchée.

Les premiers sont presque entièrement composés de méthane, éventuellement accompagné d'un peu d'éthane, de propane et de butane, hydrocarbures qui, à la température et pression ordinaires, sont gazeux. Ces gaz caractérisent les gisements propres de gaz en Roumanie, entre autres ceux de Transylvanie et ceux du Dacien de la courbure des Carpates. Dans la même catégorie entrent aussi les gaz de quelques régions de l'Amérique du Nord, ceux de certains gisements de l'Alberta, de l'Ontario et des Champs appalachiens.

Les gaz humides accompagnent ordinairement le pétrole. Ils renferment des quantités appréciables de pentane, d'hexane et d'heptane, hydrocarbures liquides aux pressions habituelles, mais accompagnant à l'état de vapeurs les précédents. Par condensation, on obtient de ces gaz, la gazoline. Les gaz qui accompagnent le pétrole dans les gisements pliocènes en Roumanie contiennent de 40 à 250 grammes de gazoline au mètre cube, le poids spécifique variant de 0,640 à 0,660. Les gaz de Boldești, analysés par CASIMIR, ont une teneur en gazoline de 62 gr./mc. avec un poids spécifique de 0,656/15° C.

Voici d'ailleurs la teneur en gazoline des gaz des principaux gisements (1) :

Aricești .....	70 gr. mc.
Boldești .....	94 - 102 »
Băicoi .....	145 »
Ceptura .....	95 »
Gura Ocnitei .....	84 - 112 »
Moreni .....	85 - 171 »
Mislea .....	138 »
Ochiuri .....	58 »

#### POIX NATURELLE LIQUIDE (PISSASPHALTE, MALTE, ETC.)

Parmi les bitumes naturels liquides, en outre du pétrole, on range aussi la poix liquide. C'est une espèce de résidu épais et visqueux dérivant du pétrole brut, formé par un mélange d'hydrocarbures liquides et solides, plus ou moins oxydés et résinifiés. On rencontre ce bitume dans les régions à gisements de pétrole en voie de dégradation.

(1) *Moniteur du Pétrole Roumain*, 1934, 8.

## PARAFFINES FOSSILES

On désigne sous ce nom des bitumes pâteux ou solides, aux nuances variant du blanc au jaune-vert et du brun au noir et d'une composition chimique bien définie. Celle-ci est caractérisée par la prédominance des hydrocarbures solides de la série  $C^nH^{2n+2}$ , qui constituent la paraffine.

Il existe plusieurs variétés de paraffines fossiles parmi lesquelles nous mentionnerons les suivantes :

L'*hatchettite*, blanche ou jaune, qui semble être le seul bitume qu'on trouve dans la nature à l'état cristallisé (orthorhombique). D'une densité de 0,950, elle fond entre 46° et 51°. Elle est soluble dans les dissolvants organiques des hydrocarbures. On la rencontre dans la nature, dans les fissures et les cavités de certains calcaires.

L'*ozokérite* est une hatchettite impure. Elle consiste en majeure partie en hydrocarbures solides, à côté de substances accessoires, de nature encore inconnue, dans la composition desquelles entrent aussi l'oxygène et l'azote et qui ressemblent par leurs propriétés physiques aux résines naturelles.

Quant à la nature des hydrocarbures solides, l'on sait aujourd'hui qu'ils diffèrent par leurs propriétés physiques des hydrocarbures solides de la série  $C^nH^{2n+2}$ , qui constituent en majeure partie la paraffine commerciale. Vraisemblablement les hydrocarbures solides de l'ozokérite sont des isoparaffines, c'est-à-dire des hydrocarbures de la même série  $C^nH^{2n+2}$ , mais à chaînes latérales, à côté desquels se trouvent, selon S. PILLAT (1), des hydrocarbures naphthéniques à cycle condensé (polynaphthènes). On peut obtenir facilement de l'ozokérite, par traitement à la terre à foulon ou à l'acide sulfurique, des hydrocarbures solides à l'état microcristallin.

L'ozokérite a une couleur jaune-vert, brune, ou noire. D'une densité entre 0,900 et 0,980, elle fond généralement entre 65° et 85° C. Il existe aussi une variété de l'ozokérite, l'*ozokérite marbrée* ou *boryslawite*, qui fond à 100°.

Par distillation de l'ozokérite, on obtient des proportions variables d'hydrocarbures liquides, de la paraffine solide et du coke. Ainsi par exemple, une ozokérite jaune foncé, à poids spécifique 0,930, donne : 4,32 % d'essence, 25,65 % de lampant, 7,61 % d'huile, 56,64 % de paraffine, 2,85 % de coke et 2,93 % de pertes.

L'ozokérite forme des gisements importants à Boryslaw et à Starunia (Galicie), à Tchéléken (Russie) et dans l'Utah (Etats-Unis). En Roumanie, on en a signalé la présence dans la vallée du Slănic et de la Dofteana (départ. de Bacău), ainsi qu'à Tintea (départ. de Prahova).

(1) S. PILLAT and J. MÜLLER : Cyclic constituents of petroleum ceresin. *Journ. Inst. Petr. Techn.*, 1935, 887.

## ASPHALTE

L'asphalte est un produit de consistance pâteuse ou même semi-fluide, formé d'un mélange de bitumes oxydés et asphaltisés avec un peu de pétrole, d'eau et de diverses impuretés d'origine organique ou minérale (calcaires, sables, argiles).

La composition chimique des asphaltés est encore mal connue. Les analyses élémentaires indiquent les pourcentages suivants : 80-87 % de carbone, 9-12 % d'hydrogène, 0-1,8 % d'oxygène, 0,3-1,8 % d'azote et 0,4-10 % de soufre. La proportion de bitume dans l'asphalte brut varie fortement. Ainsi, tandis que l'asphalte de Bermudez (Venezuela) accuse 90 à 98 % de bitume, l'asphalte de Matîța et de Derna en Roumanie n'en contient que 10 à 30 %.

Les principaux produits dont on a décelé la présence dans les bitumes des asphaltés naturels sont des huiles solubles dans l'essence (les pétrolènes et les malthènes de RICHARDSON), des résines, des asphaltènes insolubles dans l'essence et des acides asphaltogènes. Voici d'ailleurs un tableau de la composition chimique de quelques asphaltés naturels :

Provenance	Point de pression (anneau et bile)	Asphaltènes	Acides asphaltogènes	Résines	Huiles
Mexique (1).....	42,2° C	16,5 ‰	0,15 ‰	30,5 ‰	52,8 ‰
Colombie (1).....	41,7° C	6,8 »	0,20 »	20,4 »	72,6 »
Illinois (1).....	38,9° C	5,2 »	0,20 »	35,1 »	59,4 »
Quire Quire (1).....	38,9° C	3,2 »	2,1 »	23,9 »	70,8 »
Roumanie-Derna (2)	50,0''	30,1 »	6,9 »	18,1 »	44,9 »

La densité de l'asphalte varie de 0,9 à 1,2. De couleur noire tirant sur le brun, tantôt mat, tantôt brillant, l'asphalte est pâteux à la température ordinaire ayant le toucher de la poix. Il coule ordinairement aux environs de 50°, certaines variétés déjà à 20°.

Les asphaltés ont la même distribution géologique que le pétrole. On les connaît dans trois types de gisements. Il y a des *lacs d'asphaltés*, comme par exemple le lac La Brea, dans l'île de la Trinité et le lac Bermudez au Venezuela. Puis, viennent les gisements d'*asphalte imprégnant des calcaires*, comme à Seyssel et à Val de Travers dans le Jura. Enfin, on connaît des gisements d'*asphalte dans des sables et des*

(1) I. F. EASTERBOOK and R. K. STRATFORD : The manufacture and use of asphalt for low coast road construction in Canada. *II<sup>e</sup> Congr. Mond. du Pétrole*, Paris, 1937.

(2) Analyses exécutées par M. DIMITRIU dans le laboratoire de chimie de l'Institut géologique de Roumanie.

grès. Ces derniers sont les plus répandus. On en trouve qui affleurent sur de vastes surfaces dans la région d'Athabasca-River au Canada et à Tersakan dans les Steppes kirghizes. En Roumanie, nous signalerons les gisements de Matîța, Cătina et Derna-Brusturi. Dans toutes ces régions, l'asphalte imprègne des sables, des grès ou des marnes sableuses.

#### ASPHALTITES

Les asphaltites sont des produits noirs, brillants, inodores, solides mais de faible consistance, à cassure conchoïdale; l'ongle les raye en y laissant une trace brune. Ces produits sont ordinairement plus riches en bitumes que l'asphalte. Les asphaltites sont solubles dans le sulfure de carbone, insolubles ou peu solubles dans l'essence. Leur densité varie de 1 à 1,2. On les emploie dans la fabrication des vernis.

Les principales variétés sont la *gilsonite*, la *grahamite*, le *bitume de Judée*, l'*asphaltite*, l'*albertite*, le *manjak*, la *wurtzilite*, etc.

Selon ABRAHAM, l'*élatérite*, ou *caoutchouc minéral*, appartiendrait elle aussi à cette catégorie, alors que d'autres auteurs la rangent parmi les paraffines fossiles. C'est une substance amorphe, noire ou brune, ayant l'élasticité du caoutchouc, dégageant une odeur aromatique. Elle est soluble dans l'alcool, l'éther et la potasse caustique. On la rencontre en faibles quantités sur les côtes du Mozambique et dans le Sud de l'Australie, ainsi que dans certains gisements de charbons de France.

#### SCHISTES BITUMINEUX (PYROSCHISTES)

Ils relèvent de la catégorie de certains bitumes du groupe des polybitumes et des katabitumes, qui imprègnent des argiles, schistes argileux, silex (ménilités), marnes, calcaires, dolomies, etc., en leur imprimant une teinte foncée, allant du chocolat au noir. Grâce à la présence de ces hydrocarbures, les schistes bitumineux brûlent en répandant une odeur caractéristique de bitumes.

Connus encore sous le nom de *pyrobitumes* ou *kérogènes*, les bitumes de cette catégorie sont si finement et si intimement dispersés dans la masse de la roche qu'on n'arrive à les percevoir ni à l'œil libre, ni par le toucher, ni par l'odorat. On peut cependant s'assurer de leur présence en frappant la roche qui dégage immédiatement l'odeur propre du bitume. Au microscope, ces bitumes apparaissent comme des taches ou des inclusions jaunes, translucides et légèrement anisotropes. On ne peut les extraire des roches, ni par simple pression, ni par les dissolvants habituels des hydrocarbures. Seule la distillation destructive peut faire que les roches cèdent des bitumes, l'huile qui en résulte ressemblant au pétrole. Parfois les polybitumes semblent se

dépolymériser partiellement à partir de 250° C, passant aux bitumes solubles.

Les pyroschistes sont pour la plupart dépourvus d'éléments microscopiques figurés, sauf toutefois d'éventuels débris d'organismes macroscopiques. Cependant, dans certaines roches du groupe des pyroschistes, on a pu déceler au microscope la présence d'éléments figurés, sous forme de restes d'algues (*Pila bibractensis*, *Reinschia australis*), d'où les bitumes résulteraient.

En partant de ce fait, certains auteurs attribuent à la formation des pyroschistes un processus analogue à celui qui engendre la *coorongite* actuelle, en Australie. En effet, dans plusieurs lacs du désert australien se développe une luxuriante végétation aquatique, presque entièrement formée par une algue du genre *Eleophyton*. THIESSEN (1) a observé que, pendant les périodes de sécheresse, d'énormes quantités de cette algue se transforment en une masse bitumineuse, analogue au boghead, qui n'est autre que la *coorongite*.

A cette catégorie de bitumes, appartiennent tout particulièrement la *torbanite* et le *boghead* du Carbonifère d'Ecosse et du Permien d'Autun, la *kuckersite* du Silurien d'Esthonie, etc. On obtient de ces roches par distillation, outre des hydrocarbures gazeux, jusqu'à 300 litres d'huile par tonne. De ce même groupe font partie aussi quelques charbons bitumineux, tels le *jais* et le *cannel-coal*, qui représentent en quelque sorte des termes de passage des bitumes aux charbons humiques.

De pareils pyroschistes, avec quelques légères variations de faciès, existent dans presque tous les systèmes stratigraphiques, du Primaire au Tertiaire. Parmi les plus connus, il sied de mentionner les schistes bitumineux d'Autun, qui renferment de 4,5 à 9 % d'hydrocarbures. Ils ne donnent cependant en moyenne que 7,7 % d'huiles et 1 % de sulfate d'ammonium. On extrait des huiles, en moyenne, 1,8 % de paraffine.

En Roumanie, on connaît des schistes bitumineux dans le Lias d'Anina, exploités naguère pour l'extraction de produits de pétrole; on en rencontre également dans le Barrémien du Flysch des Carpates Orientales et surtout au niveau des « Schistes ménilitiques » de l'Oligocène dans la zone marginale du Flysch, de même que dans les « Couches d'Heanda Mare » de l'Oligocène du Bassin transylvain.

(1) REINHARDT THIESSEN : Origin of the boghead coals. *U. S. Geol. Surv. Prof. Pap.*, 131-1, Washington, 1925.

## B. — ORIGINE DES BITUMES NATURELS

Les bitumes naturels doivent être comptés parmi les minéraux ou les roches les plus répandues dans l'écorce terrestre. Ils se rencontrent partout : on les trouve aussi bien dans les roches sédimentaires que dans les roches éruptives, et même dans les schistes cristallins. Dans les roches sédimentaires, il y a des bitumes depuis le Cambrien jusqu'au Quaternaire; et il n'existe pour ainsi dire pas de vase fine actuelle déposée au fond des eaux stagnantes, douces, lagunaires ou marines, qui ne recèle quelques traces de bitumes. Même les émanations volcaniques ne sont pas dépourvues de bitumes gazeux et, comme nous venons de le dire, les roches éruptives elles-mêmes, ainsi que les schistes cristallins contiennent souvent des inclusions, gazeuses, liquides ou solides, de bitumes.

Etant donnés les rapports étroits montrés par les bitumes aussi bien avec les roches éruptives qu'avec les roches sédimentaires, on peut logiquement conclure à l'existence d'une relation génétique avec ces roches, dans le sens que les uns seraient d'origine interne, minérale ou éruptive, les autres, d'origine externe, organique ou sédimentaire.

Considérés de ce point de vue, les bitumes naturels peuvent être répartis en deux grandes catégories : en *bitumes d'origine minérale* et *bitumes d'origine organique*. Par analogie avec la conception de SUSS sur la provenance des eaux de l'écorce terrestre, MRAZEC appelle les bitumes du premier groupe « hydrocarbures juvéniles » et ceux du second groupe « hydrocarbures vadeux ».

*Bitumes d'origine minérale.*

Appartiennent à cette catégorie tous les hydrocarbures gazeux, liquides ou solides, liés à n'importe quelle phase de l'activité volcanique, qu'il s'agisse de manifestations éruptives proprement dites ou de phénomènes post-volcaniques (fumerolliens, hydrothermaux, etc.), ou qui soient en relation avec les produits solides de cette activité, roches éruptives abyssiques, intrusives ou effusives, en y comprenant les dépôts qu'elles engendrent, par exemple les filons.

En effet, il n'y a pas de phase dans une manifestation volcanique et il n'y a pas de catégorie de roches éruptives ni de produit de l'activité post-volcanique où l'on ne rencontre au moins des traces de bitumes. Nous puisons les quelques données qui suivent dans l'intéressante vue d'ensemble présentée par MRAZEC sur la distribution des bitumes connexes de ces phénomènes (1).

(1) L. MRAZEC : *Op. cit.*

DISTRIBUTION DES BITUMES D'ORIGINE MINÉRALE. — La présence des bitumes gazeux dans les fumerolles est depuis longtemps connue. CHARLES SAINTE-CLAIRE-DEVILLE en a décelé dans les fumerolles du Vésuve et de l'Etna, et FOUQUÉ a dosé dans les fumerolles de Santorin jusqu'à 2,95 % de méthane. Dans des échantillons de gaz provenant de la Montagne Pelée à la Martinique, MOISSAN a trouvé jusqu'à 5,4 % de méthane. L'existence des hydrocarbures gazeux a été prouvée aussi, par voie spectrale, dans les flammes qui se dégagent de la surface du lac de lave du cratère du Mauna-Loa. La même méthode a permis également de reconnaître leur présence dans quelques astres.

Il s'ensuit donc que les fumerolles en général, qu'il s'agisse de fumerolles sèches ou de mofettes, ne sont pas dépourvues d'hydrocarbures gazeux.

On rencontre les bitumes tout aussi fréquemment dans les roches éruptives, où ils apparaissent à l'état gazeux, liquide ou solide.

De nombreux auteurs ont constaté la présence des bitumes gazeux dans les roches cristallines. Etudiant les gaz d'une série entière de roches cristallines, granites, gneiss, microgranulites, syénites néphéliniques, gabbros, diorites, diabases, lherzolites, météorites, etc., TILDEN, ARMAND GAUTHIER, CHAMBERLIN, CLARKE, etc., y ont toujours observé du méthane. Le granite, par exemple, renferme 5,3 à 12 % de méthane par rapport au volume total des gaz; le gabbro en contient 2,03 % et le gneiss, seulement 0,56 %. Le méthane n'a jamais fait défaut dans les roches analysées par ces auteurs.

Dans les roches éruptives vitreuses, soit acides, soit basiques, les bitumes gazeux sont beaucoup plus abondants que dans les roches cristallines. D'après les expériences d'A. BRUN, ces bitumes se trouvent dans les gaz qui se dégagent brusquement en chauffant ces roches jusqu'à la température d'explosion (800-1.000°), lorsque la roche, de compacte qu'elle était, devient spongieuse, passant à la pierre ponce. Selon le même auteur, les hydrocarbures gazeux se dégageraient même à 200° au-dessous de la température d'explosion, si l'on maintient la roche pendant un certain temps à cette température. Dans un volume de gaz de 279 centimètres cubes, extrait de serpentines, PAMFIL a trouvé 10,7 % de méthane et 1,4 % d'autres hydrocarbures.

Les bitumes liquides et les bitumes solides sont eux aussi assez répandus dans les roches éruptives. Ils se rencontrent ordinairement sous forme de goudron, de pétrole, de poix, d'asphalte, parfois aussi sous celle de paraffine ou d'ozokérite. On a observé des bitumes solides ou liquides, en inclusions dans certains basaltes d'Auvergne et dans des granites d'Allemagne. Quant à la paraffine, sa présence a été constatée dans quelques roches basiques d'Ecosse et dans la lave basaltique de l'Etna. D'autre part, BRUN a pu, à l'aide du chloroforme, extraire des bitumes des cendres volcaniques fraîches du Vésuve.

Il est à remarquer que les roches vitreuses contiennent toujours plus de bitume que les roches cristallines. Ainsi, on est arrivé à extraire de la pierre ponce de Pichincha, dans l'Equateur, 8,2 milligrammes de paraffine visqueuse par 10 grammes de roche, soit 820 grammes par tonne, et BRUN a trouvé, pour une obsidienne du Mexique, un pourcentage de 153 grammes par tonne.

Les gisements filoniens de minerais renferment eux aussi des bitumes. On a signalé, dans quelques mines métallifères des Etats-Unis, du Tyrol et de Freiberg en Saxe, la présence d'hydrocarbures gazeux dans la gangue du minerai, d'où ils se dégagent parfois à l'instar du grisou. Quelquefois des bitumes liquides ou solides accompagnent aussi les oxydes et les sulfures des métaux lourds. C'est ainsi que le filon argentifère de Kongsberg en Norvège a une gangue bitumineuse; le gisement de cinabre de Valea Dosului (Zlatna) en Roumanie renferme également de faibles traces de bitumes.

**Bitumes d'origine externe associés à des produits volcaniques.** — La présence des bitumes dans les roches éruptives de toutes catégories, de même que dans les gisements filoniens, est donc un fait unanimement reconnu. Cependant il est assez difficile d'en inférer que tous les bitumes qui accompagnent ces formations soient d'origine minérale. Il reste bien possible que, durant leur mise en place, les roches éruptives aient englobé et retenu des fragments de charbons ou de roches sédimentaires bitumineuses, qu'elles ont ensuite distillés et digérés, s'appropriant ainsi leurs substances bitumineuses.

Les cas ne sont pas rares où de pareils faits aient été bien constatés (1). Ainsi, quelques granites du Cornwall et de l'Auvergne, un pegmatite de Scandinavie, le mélaphyre de Ribnik en Tchécoslovaquie, un diabase du Canada, des serpentines du Texas, de la Californie, etc., des dolérites de la Colonie du Cap, de Madagascar, etc., présentent des inclusions de bitumes, dues sans aucun doute aux enclaves de charbons ou de schistes bitumineux qu'ils ont englobés et distillés.

Nous rangerons également dans cette catégorie quelques gisements de minerais sulfureux que l'on rencontre associés avec des bitumes. Ces hydrocarbures ont probablement été entraînés par les solutions hydrothermales circulant à travers les fissures des roches sédimentaires bitumineuses et déposés ensuite en même temps que les composés minéraux du gîte métallifère. On peut admettre aussi qu'ils sont venus en contact avec des dépôts de sulfates, qu'ils ont réduits en sulfures. C'est probablement ainsi qu'a dû prendre naissance le gisement cuprifère du Permien de Mansfeld, dont les « Kupferschie-

(1) SIDNEY POWERS : Notes on minor occurrences of oil, gas and bitumen with igneous and metamorphic rocks. *Bull. Am. Ass. Petr. Geol.*, 16 (8), 1932.

fer » sont en même temps bitumineux. Il en est de même du gisement zincifère du Trias de Raibl en Carinthie, accompagné de schistes bitumineux à Poissons, et c'est sans doute d'une manière identique que des nids de galène, de blende et de marcassite se sont formés dans les zones d'imprégnation à bitume du Méditerranéen de Truscawiec, de Dzwiniace et de Starunia en Galicie.

ORIGINE ET GENÈSE DES BITUMES MINÉRAUX. — Quelle que soit la forme sous laquelle apparaissent les bitumes pendant les manifestations volcaniques et quel qu'en soit l'état dans les roches éruptives ou les formations filoniennes, on doit considérer les bitumes d'origine interne comme un produit de dégazéification des magmas.

Dans les magmas fondus, ou en voie de consolidation, doivent certainement se trouver des quantités considérables d'éléments volatils en solution, dont fort peu sont retenus dans la masse de la roche consolidée. Parmi ces éléments se trouvent aussi des hydrocarbures.

Si le magma se refroidit lentement, ses éléments minéralogiques se groupent selon les équilibres qui s'établissent dans sa masse et les cristaux prennent naissance. Comme les gaz ne trouvent aucune place dans ces combinaisons ils sont presque complètement éliminés. Voilà pourquoi les roches holocristallines sont généralement pauvres en gaz, en même temps qu'en hydrocarbures.

Par contre, si le magma se refroidit vite, en passant brusquement à une température inférieure à celle à laquelle ses éléments minéralogiques peuvent cristalliser, il se vitrifie. Dans ces conditions, comme il n'a plus eu le temps d'éliminer tous les gaz qu'il contenait, la masse de la roche vitreuse retiendra, en solution ou en occlusion, une plus forte quantité de gaz que dans le cas précédent. Voilà aussi pourquoi les roches vitreuses sont plus riches en gaz.

Dès que les produits de dégazéification des magmas consolidés lentement en profondeur ont été éliminés, ils se condensent peu à peu en solutions aqueuses, saturés de gaz, et ils s'élèvent par les fissures vers la surface de la terre. Ce sont là les eaux juvéniles, qui aboutissent à la surface sous forme de sources thermo-minérales. Au cours de leur marche ascendante elles ont déposé la plus grande partie de leur charge minérale, donnant ainsi naissance à des filons. Avec les minéraux de ces filons, elles ont déposé aussi les hydrocarbures qu'elles contenaient. Partant de ce fait, MRAZEC a conclu, à juste titre, à la présence générale des hydrocarbures dans les gisements filoniens.

Cependant, les produits de dégazéification des magmas peuvent arriver à la surface aussi à l'état gazeux, sous forme d'émanations de gaz carbonique, associées à une faible quantité de méthane, constituant de la sorte les mofettes.

Quand les magmas se consolident à la surface, les produits de

dégazéification, dans la mesure où ils s'échappent des laves avant leur solidification, se dégagent directement sous forme de fumerolles. Comme nous le savons déjà, les fumerolles ne sont pas, elles non plus, exemptes d'hydrocarbures.

Lorsque nous nous occuperons de l'origine du pétrole, nous considérerons de près les diverses hypothèses émises sur le processus de formation chimique des hydrocarbures d'origine interne (p. 49). Nous rappelons pour le moment que l'hypothèse la plus ancienne à ce sujet, est celle de BERTHELOT, à laquelle MENDELEJEFF, MOISSAN, LE BEL et CHARITCHKOFF se sont ralliés et qu'elle est aujourd'hui encore soutenue par SABATIER et SENDERENS. Selon cette hypothèse, les bitumes naturels proviendraient de l'action de la vapeur d'eau sur les carbures métalliques fondus de l'intérieur de la terre.

De nos jours, on admet d'une manière générale que les bitumes ont pris naissance, durant la consolidation même des magmas, par suite de réactions chimiques effectuées sous l'influence de la pression et de la température. Cependant, quant à la marche de celles-ci, on peut tout au plus se livrer à des suppositions. BRUN, par exemple, croit que les hydrocarbures seraient engendrés par réaction entre le chlorure d'ammonium et le carbure de calcium, tandis que d'après WOLFF, le méthane résulterait d'une réaction entre l'oxyde de carbone et l'hydrogène.

Mais, quelle que soit la nature des réactions qui engendrent les bitumes, il faut bien admettre qu'elles s'effectuent dans une région pauvre en oxygène et où le carbone, n'ayant pas la possibilité de se fixer sous forme de bioxyde, donne naissance à du méthane et à d'autres hydrocarbures.

Il résulte donc de ce que nous avons dit que les bitumes d'origine minérale sont fréquents dans la nature. Quant à savoir si, ainsi que certains auteurs le soutiennent, dans cette catégorie pourrait entrer aussi le pétrole, nous en réservons la discussion pour un chapitre ultérieur.

#### *Bitumes d'origine organique.*

Les études sur la distribution et l'origine des bitumes naturels en général, et du pétrole en particulier, ont montré que la plupart des hydrocarbures naturels, en particulier presque tous ceux qui imprègnent les roches sédimentaires, sont d'origine organique. Ces bitumes résultent des transformations que les substances organiques subissent par voie naturelle et dans des conditions spéciales.

Dès que la vie disparaît de la matière organique, animale ou végétale, cette matière organique se décompose. La décomposition peut tout aussi bien se produire au contact de l'oxygène qu'en son absence.

Dans le premier cas, la substance organique s'oxyde. C'est par ce processus que prennent naissance des composés binaires gazeux, tels que l'acide carbonique, le méthane, l'ammoniaque, l'hydrogène sulfuré, l'hydrogène phosphoré, etc. Le résidu solide représente la substance minérale entrant dans la constitution de l'organisme.

Dans le second cas de décomposition, à l'abri de l'oxygène, la matière organique peut, selon POTONNÉ, se houillifier par incarbonisation, ou se bituminiser par putréfaction. Le produit qui résulte dans la première alternative est caractérisé par une teneur de plus en plus élevée en carbone par rapport aux autres éléments, alors que dans la seconde c'est la teneur en carbone et en hydrogène qui augmente.

La *houillification* affecte les matières végétales et le produit final de décomposition est un charbon.

Sans nous attarder sur cette question, nous ferons cependant remarquer que les recherches de FISCHER et SCHRADER ont apporté dans ces derniers temps des lumières intéressantes sur le processus d'incarbonisation. Contrairement aux opinions courantes, ces chimistes ont montré que, de tous les composés entrant dans la constitution du corps des plantes, celui qui compte en premier lieu, quand il s'agit d'incarbonisation, est la *lignine*; la cellulose, les cires, les résines, les huiles, etc., n'ont qu'un rôle subordonné.

La transformation de la matière végétale a lieu, suivant ces auteurs, en trois phases. Dans la première, qui se passe sous l'action des bactéries anaérobies, la cellulose se décompose en donnant de l'eau, du bioxyde de carbone, du méthane et divers acides solubles dans l'eau. C'est la *phase de tourbification*. C'est à ces acides que les tourbes doivent leurs propriétés antiseptiques; ce sont eux qui contribuent à la formation des argiles des tourbières et qui dissolvent les oxydes de fer des roches de leur lit et les décolorent. Dans la seconde phase, la lignine est attaquée et transformée en acide humique, qui passe à son tour en humine. C'est la *phase d'humification*. Dans la phase finale, *phase d'incarbonisation*, l'élimination de l'eau, du bioxyde de carbone et du méthane de la masse de l'humine, conduit à la formation des charbons humiques.

Les cires, les résines et les huiles se transforment en même temps en bitumes. Comme leur transformation se fait presque sans perte, alors que la cellulose disparaît complètement, le charbon résultant s'enrichit constamment en bitumes, et cet enrichissement est d'autant plus prononcé que le pourcentage de la matière végétale en cires, résines et huiles est plus élevé.

Ce que nous devons retenir dans tout cela, c'est que la matière première servant à la formation des charbons humiques est bien la lignine, tandis que, contrairement à ce qu'on croyait auparavant, la

cellulose n'intervient que d'une manière tout accessoire. D'autre part, les cires, les résines et les huiles procurent des pourcentages variables de bitumes, déterminant de la sorte la naissance des produits intermédiaires entre les charbons humiques et les charbons bitumineux, voire même les bitumes.

La *bituminisation* consiste, comme nous l'avons déjà dit, en un processus de putréfaction qui a lieu au fond des eaux stagnantes, qu'elles soient douces ou saumâtres, et surtout dans les eaux salées. Les recherches d'ENGLER et de ses collaborateurs ont démontré que les *graisses* sont la principale matière première dans la formation des bitumes. Elles peuvent, bien entendu, être associées à des matières azotées, à des cires, à des résines, à de la cellulose, etc.; mais celles-ci, soit par leur nature, soit par les proportions insignifiantes dans lesquelles elles figurent dans la constitution du corps des organismes, n'interviennent que de façon secondaire.

Il sied d'ajouter que, dès le commencement, la putréfaction de la matière organique va de pair avec un accroissement relatif en graisses, ou tout au moins avec une tendance à former des graisses. Le phénomène est analogue au processus, signalé plus haut, d'enrichissement des charbons humiques en bitumes.

Le principal produit, consécutif au processus de putréfaction, est le méthane. Il ne provient pas seulement de la décomposition de la cellulose, mais aussi de celle des matières azotées. Outre le méthane, le processus engendre de l'hydrogène, de l'ammoniaque, de l'hydrogène sulfuré et de l'azote, ce dernier pouvant être retenu par la substance organique.

On soupçonnait déjà depuis longtemps que les milieux salins favorisent tout particulièrement la bituminisation. Supposition pleinement justifiée, car d'une part les solutions salines saponifient les graisses, de l'autre elles facilitent la précipitation et le dépôt des matières colloïdes de la suspension.

Un autre facteur sur lequel on a également attiré l'attention, ce sont les éléments minéraux entrant dans la composition de la vase qui résulte de la transformation de la matière organique. La silice colloïdale, le sable extrêmement fin, l'argile, la boue calcaire, etc., qui affectent les caractères des colloïdes, peuvent assumer aussi le rôle de catalyseurs.

D'un particulier intérêt pour l'explication du processus de bituminisation, est la présence des bitumes soit dans la matière vivante elle-même, soit dans certains produits de l'activité vitale. TSUJIMOTO a découvert des bitumes (*spinacène* et *squalène*) dans l'huile extraite du foie de requin. Une glande hépatique d'un *Squalus mutsukrii* contenait 1,450 gr. d'hydrocarbures. D'après THIESSEN, la membrane

cellulaire de certaines algues (*Elwophyton*) serait constituée en majeure partie de substances grasses de la nature du pétrole (1). De même, la cire d'abeilles, qui recèle jusqu'à 7 % d'hydrocarbures solides, telle par exemple la cire « ghedda » de l'Inde et surtout la cire d'origine végétale « candelilla » du Mexique, qui renferme jusqu'à 76 % de dotriokontan ( $C^{32}H^{66}$ ). Le monde végétal en fournit d'ailleurs encore quelques cas, tels que la présence de la paraffine dans l'huile de roses et celle de l'heptane dans les tissus de certains conifères (*Pinus jeffreyi* et *P. sabiniana*) (2). Ce sont là des exemples d'hydrocarbures produits par des organismes vivants (3) et qui laissent conclure que les bitumes ne résultent pas uniquement de la décomposition de la matière organique morte; qu'ils peuvent tout aussi bien prendre naissance à titre de produits de l'activité vitale.

Nous avons déjà dit (p. 20) que le premier produit de putréfaction de la matière organique est représenté par ce que POTONIÉ appelait *sapropel* ou *boue putride*. C'est une vase noire, gluante, à mauvaise odeur, composée de substances organiques en voie de putréfaction et qui s'accumule au fond des eaux croupissantes. Cette vase est, par conséquent, à l'origine de la formation des bitumes.

Cependant, le sapropel ne se rencontre pas toujours dans la nature comme tel; mais il peut se présenter sous d'autres formes que MRAZEC (4) indique, d'après POTONIÉ, ainsi qu'il suit :

Le sapropel proprement dit est d'habitude mélangé avec des éléments fins minéraux, argileux, siliceux, marneux ou calcaires, formant ce que POTONIÉ appelle la *sapropélite*; c'est la forme la plus répandue. Par dessiccation, les sapropélites peuvent devenir feuilletées, schisteuses, de même que par durcissement les sapropels peuvent acquérir une certaine consistance, une certaine compacité et se transformer en gels solides, qui sont les *saprocoles*. Les boues à sapropels et à saprocoles constituent les sapropélites récentes et subfossiles du même auteur. En vieillissant, elles passent aux *sapropélites fossiles*, représentées dans la nature par des schistes bitumineux, des calcaires bitumineux, etc.

Quand les matières sapropéliques sont mélangées à des substances humiques, elles donnent, par transformation, des charbons sapropéliques, ou ce que POTONIÉ a appelé des *sapanthracones*. A cette caté-

(1) RH. THIESSEN : *Op. cit.*

(2) H. STEINBRECHER : Das Fehlen höheren Temperaturen bei der Entstehung des Erdöls unserer Erdöllagerstätten. Erdölmuttersubstanz. *Schrift. a. d. Gebiet d. Brennstoff-Geologie*, 10, 1935.

(3) H. MEYER und W. SOYKA : Zur Kenntniss des aus Mexico stammenden pflanzlichen Candelilla-Wacks. *Monatshefte für prakt. Chemie*, t. 34, p. 1159.  
A. LIPP, E. CASIMIR, KAVACS und KÜHN : Zur Kenntnis des Ghedda-oder ostindischen Wackses. *Journ. für prakt. Chemie*, 99, p. 243.

(4) L. MRAZEC : *Op. cit.*

gorie appartiennent le boghead et le cannel-coal, substances dans lesquelles les produits de bituminisation l'emportent sur les produits d'humification.

**Relations entre bitumes et charbons.** — Toutes sommaires que soient les quelques références que nous venons de fournir sur la marche de ces deux processus, elles n'en démontrent pas moins que, dans la nature, les phénomènes d'houillification et les phénomènes de bituminisation sont étroitement liés les uns aux autres. Cela aussi bien par les conditions qui président à leur accomplissement, que par les termes intermédiaires auxquels ils donnent naissance. Il n'est donc guère possible de tracer une limite nette entre les produits respectifs, charbons et bitumes.

La relation qui existe entre ces deux produits, ainsi que le fait que très souvent le pétrole lui-même apparaît en rapports géologiques étroits avec les charbons, a conduit certains auteurs à attribuer aux bitumes et aux charbons une origine commune. Ainsi, D. WHITE, CUNNINGHAM CRAIG et autres, croient que le pétrole, les gaz naturels et les charbons pourraient provenir de la même substance organique. L'obtention des charbons ou des bitumes dépendrait uniquement des conditions du milieu dans lequel la matière première s'est déposée et des conditions ultérieures qui président à sa transformation.

Si l'on envisage toutefois les conclusions d'ENGLER et de ses collaborateurs sur la formation des bitumes et celles de FISCHER et SCHRADER concernant les charbons, l'hypothèse de WHITE s'avère insoutenable. Les recherches de ces auteurs ont, comme on l'a déjà vu, effectivement démontré que les matières premières entrant dans la formation des charbons et des bitumes diffèrent et que, s'il existe tout de même des termes intermédiaires établissant la liaison entre ces deux catégories de produits, cela vient seulement du fait que la nature ne fournit pas toujours ces deux espèces de matières premières complètement séparées l'une de l'autre.

---

## ORIGINE ET GENÈSE DU PÉTROLE

---

Une étude méthodique et raisonnée des gisements de pétrole ne peut être conçue sans avoir établi au préalable l'origine et les conditions de formation de ce produit. Ce sont là deux questions d'importance fondamentale, car de la manière dont elles seront résolues dépend en fin de compte toute la conception qu'on se fait de la naissance, de l'évolution et des caractères des gisements pétrolifères.

### A. — ORIGINE DU PÉTROLE

Déjà vers le milieu du siècle dernier, l'origine de ce bitume avait fait l'objet des préoccupations et des controverses les plus vives. Les multiples études de laboratoire et sur le terrain, les nombreuses hypothèses émises depuis ont contribué à nous rapprocher de la solution définitive, qu'à l'heure actuelle nous ne sommes pas loin de tenir (1).

Comme nous l'avons déjà fait voir, il existe aussi bien des bitumes d'origine interne ou minérale que des bitumes d'origine au moins tout aussi certainement externe ou organique. Le pétrole étant lui aussi un bitume naturel, il s'agit de savoir dans laquelle de ces deux catégories on peut le classer. Bien entendu, quand nous parlons de pétrole, nous nous rapportons aux accumulations importantes, qui forment des gisements pratiquement exploitables, et nullement aux faibles imprégnations ou inclusions telles qu'on en rencontre n'importe où et qui peuvent être tout aussi bien d'origine minérale que d'origine organique.

Les chimistes ont penché généralement en faveur de l'origine minérale du pétrole alors que les géologues ont toujours affirmé son origine organique.

Mises à part les opinions de BOUTIGNY et de SOKOLOFF qui ont attribué à ce produit une origine cosmique, tous les autres minéra-

(1) C. D. NENITZESCO : The present state of our knowledge on the origin of petroleum. *Journ. Inst. Petr. Techn.*, t. 23, n° 166, 1937.

listes estiment qu'il s'est formé dans l'écorce terrestre par les mêmes réactions que celles qui engendrent tous les bitumes naturels.

Parmi les auteurs qui soutiennent l'origine organique du pétrole, les uns croient qu'il provient de la décomposition des substances végétales ou de la distillation par voie naturelle des charbons de terre; d'autres, au contraire, lui attribuent une origine exclusivement animale. Une troisième catégorie de savants fait intervenir aussi bien les substances végétales que les substances animales : si l'on s'en tient en effet aux expériences d'ENGLER, MARCUSSON, MAILHE, FISCHER, SCHRADER, etc., la question de la nature de la matière première du pétrole apparaît d'un moindre intérêt. Du moment qu'il est prouvé que ce produit, ainsi que les autres bitumes, peuvent dériver de toutes espèces de graisses, cires, résines, etc., il importe moins de départager les provenances animale ou végétale.

Quant au pétrole, nous n'envisagerons donc que les deux principales possibilités : son origine minérale et son origine organique.

### *Hypothèse de l'origine minérale.*

Les partisans de l'origine minérale ont invoqué en faveur de leur conviction les diverses synthèses de laboratoire réalisées dans cette direction; ces auteurs y voient, du moins dans les lignes générales, les processus mêmes suivant lesquels ce produit prendrait naissance aussi dans la nature.

Bien que cette hypothèse ait beaucoup perdu de son importance et qu'à l'heure actuelle elle ne présente guère qu'un intérêt historique, nous rappellerons toutefois les principales considérations sur lesquelles elle s'appuie.

Les premières recherches dans cette direction ont été entreprises par BERTHELOT. En 1866 déjà, ce savant a montré que l'on pouvait obtenir des hydrocarbures de pétrole en faisant agir, à température élevée, l'acide carbonique sur les métaux alcalins en présence de la vapeur d'eau.

Partant des synthèses de BERTHELOT et fort de ses propres expériences, MENDELEJEFF formule, en 1877, l'hypothèse que le pétrole, tel qu'il se trouve dans les gisements, aurait une origine purement minérale et qu'il proviendrait de l'action de la vapeur d'eau sur les carbures métalliques des régions profondes du globe. C'est à peu près en ces termes que fut pour la première fois formulée l'hypothèse de l'origine minérale du pétrole.

A son appui venaient ensuite les travaux de CLOEZ, CHARITCHKOFF, MOISSAN, etc., selon lesquels les acides, ou simplement l'eau ordinaire, en agissant sur les carbures chauffés peuvent produire divers hydrocarbures liquides.

Un peu plus tard, MOISSAN démontre que le pétrole peut prendre naissance par une autre voie. En 1896 il obtient par l'action de l'acétylène sur des métaux réduits, tels que le fer, le cobalt, le nickel, etc., des liquides riches en hydrocarbures et surtout en benzine.

Plus récemment, SABATIER et SENDERENS ont continué avec persévérance et grand succès les recherches dans cette voie. Ayant procédé, en 1901, à l'hydrogénation de l'acétylène en présence du fer et du nickel réduits, ils obtinrent : à froid, des hydrocarbures forméniques; aux environs de 200°, des hydrocarbures naphéniques; à des températures au-dessus de 300°, des hydrocarbures cycliques non saturés, c'est-à-dire presque tous les composants caractéristiques des pétroles. Selon la nature du catalyseur, on peut obtenir toutes espèces d'hydrocarbures. Les auteurs croient que, dans la terre, l'hydrogène et l'acétylène proviennent de l'action de l'eau sur les carbures métalliques ou sur les métaux alcalins des profondeurs. Et, comme à l'intérieur du globe, il y a aussi bien des carbures des métaux alcalins et alcalino-terreux que des métaux libres, on s'explique la naissance de l'acétylène et de l'hydrogène, qui, en présence de divers catalyseurs, donneraient toutes espèces de pétroles.

De son côté, IPATIEFF a montré que l'on peut aussi produire du pétrole en chauffant l'éthylène sous pression en présence de catalyseurs.

Puis FRANZ FISCHER et TROPSCH démontrent que, dans certaines conditions, l'oxyde de carbone et l'hydrogène chimiquement purs peuvent, en présence du fer ou du cobalt comme catalyseurs et sous la pression ordinaire, donner naissance à des pétroles aliphatiques, avec toute la gamme de leurs fractions, depuis l'essence la plus légère jusqu'à la paraffine solide. Si, à l'intérieur de la terre il y avait des régions où la vapeur d'eau puisse agir sur le carbone libre à des températures élevées, il apparaîtrait de l'oxyde de carbone et de l'hydrogène. L'analyse des gaz de la Montagne Pelée y a révélé la présence de l'oxyde de carbone et de l'hydrogène; comme d'autre part le graphite, le fer et les métaux alcalino-terreux ne font pas non plus défaut, il se peut bien que le pétrole naisse aussi par cette voie.

Enfin, tout dernièrement on a entrevu la possibilité de la formation du pétrole par l'action des émanations radio-actives sur le méthane à l'abri de l'air (1). Mis dans ces conditions, le méthane passerait en hydrocarbures gazeux lourds et en hydrocarbures liquides. Suivant SOKOLOV, 1 km<sup>3</sup> de roche poreuse avec un contenu moyen d'éléments radio-actifs, imprégnée de méthane sous une pression de 100 atm., serait capable de donner en 100 millions d'années, à peu près 1 million de tonnes d'hydrocarbures liquides. En formulant cette hypothèse

(1) V. A. SOKOLOV : The origin of oil and radioactivity. *Congr. géol. intern. XVII. Sess. Abstracts of papers*, Moscou, 1937.

l'auteur n'exclut pas cependant les autres processus de formation du pétrole.

Si certains auteurs attribuent l'origine du pétrole aux réactions qui se produisent à l'intérieur de la terre, à des *réactions hypogènes*, d'autres, en partant du fait que les fumerolles volcaniques renferment aussi bien du méthane que d'autres hydrocarbures, ont entrevu la possibilité d'une genèse du pétrole par voie fumerollienne.

Telles sont donc les principales considérations que les partisans de l'origine minérale du pétrole mettent en avant pour appuyer leur thèse.

On a invoqué également en faveur de la théorie minérale certains faits d'ordre géologique, tels que l'apparition du pétrole en connexion soit avec des roches éruptives, soit avec des schistes cristallins, faits qui, à première vue, paraissent venir à son appui. Cependant, on ne peut plus prendre en considération de pareils arguments, vu qu'on a généralement reconnu que la venue des roches éruptives est postérieure à la mise en gisement du pétrole. Quant à la présence dans certains schistes cristallins, le pétrole est toujours en gisement secondaire.

### *Hypothèse de l'origine organique.*

Cependant que se poursuivaient les recherches que nous venons de résumer, d'autres savants s'appliquaient à produire les hydrocarbures de pétrole par voie organique.

En 1863, LAURENT obtient des hydrocarbures forméniques en distillant des acides gras dans un courant de vapeur d'eau surchauffée. Deux ans plus tard, WARREN et STORRER obtiennent également, par la distillation du savon calcaire de l'huile de foie de morue, des mélanges d'hydrocarbures analogues aux pétroles forméniques.

Au cours des années qui suivirent on a obtenu, dans des conditions différentes, et en partant soit des acides gras, soit de la cellulose végétale, des hydrocarbures de la même série.

Préoccupé par l'idée de l'origine organique du pétrole, CH. ENGLER commençait en 1888 une série d'expériences qu'il poursuivait longuement, tandis que H. HOEFER s'adonne à la même tâche, en se livrant en même temps à des investigations sur le terrain. Les résultats acquis dans ces deux voies différentes aboutissent à l'établissement de l'hypothèse de l'origine organique du pétrole, connue actuellement sous le nom de théorie d'ENGLER-HOEFER.

En distillant de l'huile de foie de morue en vase clos, sous des pressions de 20 à 25 atm. et à des températures comprises entre 360° et 420°, ENGLER parvient à séparer, en même temps que des hydrocarbures gazeux, un liquide ressemblant aux pétroles forméniques. A la

suite d'expériences répétées, il obtient avec diverses matières grasses — animales ou végétales — des hydrocarbures liquides du type des pétroles forméniques, naphténiques, benzéniques, etc., en un mot toutes les espèces de pétrole que l'on rencontre dans la nature.

A l'exemple d'ENGLER et presque en même temps que lui, LEHMANN, DAY, MARCUSSON, etc., aboutissent à des résultats identiques en distillant diverses substances grasses, animales ou végétales, comme l'huile de foie de morue, le beurre, l'huile d'olive, l'huile de colza, la cire d'abeille, etc. D'un autre côté, par l'hydrogénation d'huiles animales ou végétales sous l'action d'un catalyseur hydrogénant et deshydratant, MAILHE obtient, en 1922, des produits semblables aux divers types de pétrole.

Dans la série de ces expériences, il est intéressant de rappeler aussi que, par la distillation d'un sapropel formé d'algues monocellulaires en voie de décomposition, prélevé dans le fond d'une lagune sur la côte de la Mer Baltique, ENGLER obtint 24,4 % d'hydrocarbures liquides paraffineux et asphaltéux et 14,6 % d'hydrocarbures gazeux.

En dehors des graisses, on a cherché l'origine du pétrole dans d'autres composés organiques.

STAHL, et après lui KRAEMER et SPILKER, ont montré que ce produit pouvait provenir de la cire des Diatomées, tandis que ZELINSKY le fait dériver de la cholestérine. D'autres auteurs, parmi lesquels R. ZUBER, affirment que le pétrole provient de la cellulose des plantes ou bien encore qu'il représente un produit de distillation des charbons de terre.

La cire et les graisses du corps des Diatomées ou d'autres organismes de la faune et la flore du plankton entrent sans aucun doute pour une bonne part dans la genèse du pétrole, tout comme d'ailleurs les résines et les cires du corps d'autres plantes. Toutefois, pour ce qui est de la cholestérine, les organismes vivants en contiennent des quantités si infimes qu'elle n'a certainement pas pu y contribuer sensiblement. Quant à la cellulose ou à l'hémicellulose, les expériences de HOPPE SEYLER et plus récemment celles de FR. FISCHER ont démontré qu'elles ne peuvent produire que du bioxyde de carbone et du méthane, à l'exclusion de tout hydrocarbure supérieur.

Nous n'insistons pas davantage; mais nous retenons que des expériences de laboratoire, nombreuses et variées, ont montré d'une façon irréfutable que la matière organique, soit animale, soit végétale, est capable de fournir toutes sortes d'hydrocarbures y compris le pétrole.

Il importe d'ajouter une observation très importante : un trait commun à tous les mélanges d'hydrocarbures liquides obtenus par voie organique est qu'ils sont optiquement actifs, tout comme les pétroles naturels.

### Conclusions.

Il s'ensuit de ce que nous venons de dire, que par des opérations de laboratoire, tant en partant de substances minérales que de la distillation des matières organiques, on a pu obtenir des produits constitués par des hydrocarbures liquides semblables aux pétroles.

Abstraction faite, pour le moment, de l'inactivité optique des huiles obtenues par synthèse minérale, il est à remarquer que si l'on s'en tient uniquement aux expériences relatées plus haut, on ne peut acquiescer aucune certitude sur l'origine réelle du pétrole de gisements. Tout au plus serait-on conduit à conclure que dans tels endroits le pétrole peut être d'origine minérale, tandis que dans tels autres, il serait d'origine organique; cette solution mixte est d'ailleurs encore celle que semblent adopter certains auteurs.

Heureusement, les études récentes sur la composition chimique des pétroles naturels, sur leurs conditions géologiques et de gisement, ont notablement contribué à éclairer cette question, en établissant avec quasi-certitude l'origine organique.

Il n'y a pas longtemps, le chimiste américain MABERY, entre autres, a démontré que l'azote ne manque dans aucun pétrole. Mais le fait le plus important est que cet élément ne se présente pas seulement à l'état libre, ou sous forme d'ammoniaque, mais encore sous forme de composés organiques partiellement hydrogénés du groupe de la *pyridine* et des dérivés méthyliques de la *quinoléine*. Selon MABERY, le pétrole contient toujours ces composés. Dans certains pétroles bruts, tels que ceux de Bakou ou de Californie par exemple, ils atteignent une proportion de 10 et parfois même 30 %; dans d'autres, comme au Japon, l'analyse élémentaire a révélé une teneur en azote de 1,3 %, ce qui correspond à une teneur en substances azotées d'environ 17 %. Or, il est connu que l'on peut facilement obtenir les dérivés de la pyridine et de la quinoléine par la décomposition des substances organiques, animales et végétales. Ces dérivés constituent en partie la base des alcaloïdes végétaux.

Il n'en est pas moins vrai que l'azote peut provenir des profondeurs de la terre; les fumerolles contiennent toujours cet élément. Seulement, il apparaît alors sous forme de composés binaires et jamais sous forme de combinaisons aussi complexes que les méthyle-quinoléines.

L'analyse spectrale a permis de montrer, en outre, la présence dans bien des pétroles — comme d'ailleurs dans les schistes bitumineux et certains asphaltes — de produits dérivés de la *chlorophylle*, faisant partie du groupe de substances connues sous le nom de *porphyrines*; telle, par exemple, la désaxophyllérythro-étioporphyryne ( $C^{32}H^{36}Az^4$ ).

La quantité de ces porphyrines trouvée dans les pétroles varie depuis de très faibles teneurs, depuis 2 à 16  $\gamma$  pour 50 grammes de matériel analysé jusqu'à 0,2 et même 2 milligrammes par 50 grammes. Le pétrole de Trinidad contient même jusqu'à 0,04 % de porphyrine.

La découverte de ces produits dans les pétroles prouve que la matière organique végétale a été elle aussi mise à contribution; elle prouve en même temps que la température, pendant la formation et la mise en place du pétrole, n'a jamais dépassé 200° C (1).

Un autre élément assez fréquemment rencontré dans le pétrole est le soufre, dont la teneur, dans certains bruts du Mexique par exemple, peut atteindre 4,30 % (p. 10). Il s'y trouve non seulement à l'état libre ou sous forme d'hydrogène sulfuré, mais, tout comme l'azote, également sous forme de composés organiques. Dans beaucoup de pétroles bruts, le soufre apparaît sous forme de thiophènes, composés stables homologues du thiophène (C<sub>4</sub>H<sub>4</sub>S) découvert par V. MEYER dans le goudron de houille. D'autres fois, on le rencontre à l'état de sulfures, comme le sulfure de méthyle, ou à l'état de mercaptans.

Nous ferons cependant remarquer que la plupart des composés du soufre et de l'azote isolés dans les divers pétroles ne s'y trouvent pas à l'état préformé, mais qu'ils naissent pendant la distillation, par l'action de la chaleur sur certaines substances renfermant du soufre et de l'azote et dont on ignore encore la nature. Les produits sulfureux peuvent même naître de l'action du soufre sur les hydrocarbures.

En effet, ces derniers temps, le chimiste américain BAILEY (2), s'étant adonné spécialement à l'étude des composés azotés des pétroles de Californie, a isolé le dérivé triméthylé de la quinoléine. Il a démontré que ce composé aussi bien que les autres bases azotées du pétrole (dérivés partiellement hydrogénés de la pyridine) prennent naissance pendant la distillation du pétrole; cela, à partir de substances de nature chimique inconnue, probablement des albuminoïdes, par un processus analogue à celui qui se produit lorsqu'on fait chauffer des graines de coton, riches en substances albuminoïdes, dans un milieu huileux libre de composés azotés.

Il s'ensuit que la présence dans le pétrole de ces composés organiques, sulfurés et surtout azotés, constitue un indice sérieux de son origine organique.

L'oxygène est lui aussi, fréquent dans les pétroles bruts, où il atteint un taux maximum de 1 %. Il s'y trouve sous forme d'acides naphthéniques (C<sub>n</sub>H<sub>2n</sub>O<sub>2</sub> et C<sub>n</sub>H<sub>2n-4</sub>O<sub>2</sub>), de traces d'acides gras et d'acides

(1) A. TREIBS : Chlorophyll-und Hämin-Derivate in bituminösen Gesteinen. *Liebigs Ann. Chem.*, 510, 1934.

Pflanzensubstanz als Muttersubstanz des Erdöls. *Schrift. a. d. Geb. d. Brennstoff-Geologie*, 10, 1935.

(2) I. v. BRAUN : Neuere Forschungen über die Bestandteile des Erdöles. *Zeitschr. für angew. Chemie*, 1931.

aromatiques, ainsi que sous forme de produits dérivés de la *cholestérine* ( $C^{27}H^{45}OH$ ) et de la *phytostérine* ( $C^{26}H^{43}OH$ ). Ces deux substances sont fort répandues, bien qu'en de très petites quantités, dans le monde organique. La cholestérine se trouve dans le règne animal, dans la viande, le sang, le jaune d'œuf où elle arrive à 2 %, dans le cerveau où elle atteint jusqu'à 2,5 %, etc. Elle ne fait du reste défaut dans aucun tissu, ni liquide, d'origine animale. La phytostérine, c'est la cholestérine des plantes. Comme celle-ci, elle se trouve dans les tissus de presque tous les végétaux. L'activité optique des pétroles est due, d'après les travaux d'ENGLER, de ZELINSKY (1) et de RAKUSIN (2), etc., à la présence des produits de décomposition de la cholestérine et de la phytostérine.

En 1922, on a aussi décelé la présence du *phosphore* dans les pétroles californiens et, si sa teneur n'y dépasse pas 0,01 %, elle est quand même bien plus élevée que celle qu'on relève dans les eaux naturelles. Quoiqu'on ignore encore de quels composés du phosphore il s'agit, sa présence fournit un nouvel argument, aussi probant que les autres, en faveur d'une origine organique.

L'activité optique du pétrole, découverte dès 1835, par le physicien français BIOT et qui constitue, comme on l'a établi plus tard, une propriété générale de ce produit, parle elle aussi en faveur de l'origine organique. Que cette particularité soit due à la présence des produits de décomposition de la cholestérine et de la phytostérine ou à une autre cause, le fait est qu'elle manque de tous les composés d'origine minérale du carbone et qu'elle est propre à la matière organique.

Enfin, la présence des corps organiques figurés, découverte récemment (p. 11), vient également à l'appui de cette hypothèse, évidemment si ces corps sont en effet des restes de la matière première du pétrole.

Outre ces faits si éloquents en faveur de l'origine organique du pétrole, il existe encore une série d'arguments d'ordre géologique conduisant à la même conclusion.

Si l'on considère les aires de répartition des gisements par rapport aux régions éruptives, on constate qu'à peu d'exceptions près, comme c'est le cas pour certains gisements de Sumatra, de Timor et du Mexique, tous se trouvent totalement en dehors des régions éruptives. Ce fait prouve qu'il n'existe aucun rapport d'ordre géologique entre les régions éruptives et les régions pétrolifères. Or, si le pétrole était

(1) N. D. ZELINSKY : Cholesterin als Muttersubstanz des Erdöls. *Berichte d. deutsch. chem. Gesellsch.*, 1927, 1793.

(2) M. RAKUSIN : Eine neue Etappe in der Entwicklungsgeschichte der Cholesterinfrage in der Erdölchemie. *Petroleum Zeit.*, XXIV, 1928, 898.

Ueber Phytosterine und Abietinsäure als Muttersubstanzen der optisch aktiven Bestandteile des Erdöls. *Ibid.*, XXVIII, 1932, n° 3.

d'origine interne, ses gisements devraient immanquablement présenter des rapports étroits avec les manifestations éruptives, actuelles ou anciennes, comme c'est le cas pour les gisements filoniens de minerais.

Une autre constatation, tout aussi importante, est que les roches sédimentaires au contact avec des roches éruptives ou des formations filoniennes ne sont imbibées ni de pétrole ni même d'un autre bitume quel qu'il soit. Si l'on a observé de pareils rapports, comme dans les régions mentionnées plus haut, où des roches pétrolifères viennent effectivement en contact avec des roches éruptives, la mise en place de ces dernières est postérieure à celle du pétrole. Ceci est péremptoirement prouvé par le fait qu'au contact des cheminées ou des dykes de lave, le pétrole est oxydé, asphaltisé, voire même coxifié. Tel est par exemple, le cas des Couches de Palembang dans le Miocène de Sumatra. Loin des roches éruptives, le pétrole imbibé ces couches normalement, tandis qu'à proximité ou au contact des laves, il est transformé en asphalte. Le même phénomène a été constaté au Mexique.

La présence du pétrole dans des schistes cristallins, comme en Californie, ou bien encore dans des formations volcaniques, ne saurait être invoquée comme une preuve de son origine minérale. Il a été en effet établi que le pétrole s'y trouve en gisement secondaire et qu'il a émigré des formations sédimentaires (1).

Nous avons déjà spécifié précédemment que l'un des principaux caractères des gisements de pétrole réside dans le fait que le pétrole brut est toujours accompagné d'eaux salées iodurées. MRAZEC avait déjà signalé les rapports entre ces eaux et le pétrole, en insistant sur leur rôle dans la genèse de ce produit. Selon lui, ces eaux sont d'origine marine et représentent des restes de l'eau du bassin de sédimentation dans lequel les processus de bituminisation se sont accomplis. La présence du sel et du brome confirme d'après lui cette origine. Quant à l'iode, il proviendrait de la matière organique et a été libéré durant la décomposition de celle-ci. Nous montrerons plus loin que les eaux doivent avoir la même origine et qu'elles doivent provenir elles aussi des organismes qui ont engendré le pétrole (p. 72). De la sorte, ces eaux, aussi bien que l'iode, fournissent une preuve nouvelle en faveur de l'origine organique du pétrole.

On pourrait toutefois objecter que le sel, le principal composé que les eaux contiennent en solution, a pu naître par voie interne, le système pétrole - eaux salées étant d'origine purement minérale vu que le chlore et ses composés entrent pour une part importante dans la constitution des fumerolles. C'est pourtant MRAZEC encore qui fait remarquer qu'on ne connaît nulle part des eaux juvéniles salées et que le

(1) Symposium on occurrence of petroleum in igneous and metamorphic rocks. *Bull. Am. Ass. Petr. Geol.*, 16 (8), 1932.

chlorure de sodium ne se rencontre jamais dans la gangue des minerais. Si certaines sources thermales ou carbonatées sont légèrement salées, cela tient à ce qu'elles ont puisé le chlorure de sodium dans les formations sédimentaires traversées en gagnant la surface.

Tels sont les principaux arguments qui viennent à l'appui de l'origine organique du pétrole.

## B. — GENÈSE DU PÉTROLE

Le fait de conclure en faveur de l'origine organique ne signifie nullement qu'on a démêlé aussi le problème de la genèse du pétrole. En effet, les arguments mentionnés plus haut, si décisifs qu'ils soient, ne nous édifient pas sur la manière dont ce produit s'est formé dans la nature. Il est d'autant plus nécessaire d'examiner cette question que sa solution totale fournira, comme on va le voir, l'argument le plus concluant en faveur de l'origine organique.

Les hypothèses relatives au mode de formation du pétrole sont aussi nombreuses que variées.

Déjà en 1778, BEROLDINGEN émit l'opinion que le pétrole se formerait aux dépens des *charbons*. Il serait ainsi un produit de distillation, par voie naturelle, des charbons de terre, soit amenés par les mouvements de l'écorce à des profondeurs suffisantes pour la réalisation de certaines conditions de température et de pression, soit mis en contact avec des intrusions éruptives.

Bien que cette conception ait trouvé aussi plus tard quelques partisans, tels que NOEGGERATH, HOCHSTETTER, etc., elle serait aujourd'hui complètement abandonnée si ARNOLD HEIM ne l'avait reprise tout récemment. Cet auteur est en effet d'avis que le pétrole de la partie centrale de Sumatra, et celui de la Nouvelle-Calédonie, seraient le produit de la distillation des charbons et des roches charbonneuses sous l'influence de venues éruptives (1).

Une autre hypothèse, proche de la précédente, considère le pétrole comme un produit de la distillation des *schistes bitumineux*. Imaginée dès 1834 par PARRAU et soutenue successivement par PAUL, TIETZE et SZAJNOCHA, cette théorie est reprise par MOOS (2). Cependant, les expériences faites à ce sujet ont démontré d'abord que les produits obtenus par la distillation de ces roches ne sont pas tout à fait identiques au pétrole et, de plus, qu'une distillation à des températures élevées est incompatible avec la présence des quinoléines et des por-

(1) A. HEIM : Petroleum by natural distillation (Sumatra and New Caledonia). *Congr. geol. intern. XVII. Sess. Abstracts of papers*, Moscou, 1937.

(2) A. Moos : Zur Bildung der Europäischen Erdöllagerstätten. *Petroleum Zeitschr.*, XXVII, 40, 1931.

phyrines dans le pétrole. Du reste, cette hypothèse n'explique pas plus que l'autre l'origine des eaux salées de gisement, sans compter qu'elle n'apporte aucun renseignement sur l'origine des bitumes des schistes bitumineux, dont elle ne parle pas non plus.

Quelques auteurs contemporains ont cherché la genèse du pétrole en partant exclusivement de la *matière végétale*, à savoir de la cellulose et de la lignine. Selon R. ZUBER, WHITE, CUNNINGHAM CRAIG et quelques autres, le pétrole proviendrait de restes de végétaux supérieurs, semblables à ceux qui engendrent les charbons. Leur transformation s'effectuerait dans des lagunes, des deltas ou des estuaires. Entassés et recouverts par des sédiments minéraux d'eaux douces ou d'eaux marines, ils y seraient de la sorte soustraits à l'influence de l'oxygène.

Cette conception s'appuie sur le fait que dans certaines régions, le Kansas, l'Oklahoma, la Birmanie, le Bélouchistan, les Indes Néerlandaises, etc., les couches de charbon alternent dans la même série avec des couches à pétrole, ou même que les charbons passent latéralement au pétrole. D'après WHITE et CRAIG, il y aurait deux types d'évolution des matières végétales, l'un tendant vers les charbons et l'autre vers le pétrole, selon l'abondance des couches argileuses imperméables aux hydrocarbures.

C'est d'ailleurs de cette manière qu'on a tout récemment essayé d'expliquer la formation du pétrole de certaines régions de l'Asie (1).

Sans vouloir méconnaître les rapports étroits existant entre les charbons et le pétrole, rapports que mettent encore davantage en évidence les conditions de gisement, nous ferons cependant remarquer que le rôle de la matière humique dans le sédiment organique primordial est le même que celui de la matière minérale. Nous avons d'ailleurs déjà (p. 38) touché la question des relations génétiques entre bitumes et charbons.

Passons maintenant à l'aspect du problème qui, dans l'état actuel de nos connaissances, semble se rapprocher le plus de la réalité. Examinons-le au triple point de vue de la matière première, des conditions chimiques et des conditions topographiques.

### *Conditions de formation du pétrole.*

**Matière première.** — La première question qui se pose lorsqu'on étudie les conditions ayant pu présider à la formation du pétrole touche la matière première considérée du point de vue quantitatif.

A supposer que les substances organiques constituent la matière pre-

(1) V. B. PORFIRIEV : The mode of formation of oil and oilfields in the Central Asiatic Part of the Thetis. *Congr. geol. intern. XVII. Sess. Abstracts of papers*, Moscou, 1937.

mière, on s'est demandé d'où proviennent et comment ont pu s'accumuler les masses considérables de matériel ayant donné naissance aux immenses quantités de pétrole que l'on trouve dans certains gisements.

Cette question, légitime, mérite d'être examinée de près.

Il est vrai que si l'on envisage uniquement la vie du milieu continental, elle ne donne pas toujours l'impression d'avoir pu, à un moment quelconque, produire de fortes quantités de pétrole; en effet, même dans les parties où elle atteint son maximum de densité, elle est manifestement insuffisante à première vue pour remplir un pareil rôle, et cela d'autant plus que seules certaines substances, entrant dans sa composition en proportions relativement restreintes, peuvent se transformer en bitumes. Il ne faut pas non plus oublier que les conditions qui président à la bituminisation sont plus difficilement réalisables en milieu continental. Par conséquent, si l'on s'en tenait exclusivement à celui-ci, on ne saurait évidemment répondre d'une manière satisfaisante à la question posée plus haut.

Il en est tout autrement du milieu marin. La vie s'y développe beaucoup plus abondamment et la biosphère y présente une épaisseur infiniment plus forte que sur la terre ferme. Alors que sur les continents les organismes sont localisés dans une couche assez mince à la surface du sol, le milieu marin ne comporte, depuis la surface jusqu'aux profondeurs extrêmes des mers et des océans, pas une seule couche d'eau qui soit véritablement dépourvue d'organismes. Si nous devons même nous borner à la zone du plankton, cela ferait toujours une épaisseur d'environ deux mille mètres qui est en général abondamment pourvue d'organismes.

On ne peut bien entendu estimer exactement la densité de la vie dans ce milieu. A en juger cependant sur certaines accumulations accidentelles, elle est sans aucun doute et n'importe quand en mesure de produire des masses considérables de matière organique. Des exemples assez nombreux de pareilles accumulations sont cités non seulement dans les ouvrages de biologie, mais aussi dans presque tous les traités modernes sur le pétrole. En voici quelques exemples parmi les plus expressifs.

La Mer ligure jette annuellement des quantités énormes d'organismes vivants sur la plage dite « des méduses ». La fameuse Mer des Sargasses dans l'Océan Atlantique est une immense prairie d'algues flottantes, dont la superficie atteint à peu près le tiers de celle de l'Europe. Les agglomérations de Coraux dans certaines régions de l'Océanie ou près des côtes de la Floride, constituant de vastes forêts calcaires sous-marines avec tous les organismes libres qui fourmillent aux alentours, entrent dans la même catégorie. En d'autres régions, les organismes du plankton forment, sur plusieurs centaines ou même milliers de mètres en largeur et en profondeur, de véritables courants de

matière vivante où pullulent toutes espèces d'organismes. Les algues monocellulaires se développent dans certaines régions avec une telle intensité qu'elles finissent par y changer même la couleur de l'eau, donnant parfois ce que les navigateurs italiens ont appelé « la maladie de la mer ». Tel est le cas des Oscillariées dans l'Archipel des Indes, des Péridinées et Chromacées dans la Mer Rouge ou des Diatomées dans les mers froides. Il est opportun de rappeler à ce propos les soi-disant « épidémies » de Diatomées de la côte atlantique de l'Amérique du Nord, où dans certaines saisons des masses énormes de ces organismes envahissent la mer sur des étendues de milliers de kilomètres carrés.

Mais les organismes inférieurs ne sont pas les seuls à vivre en masses aussi impressionnantes. A la suite de quelques catastrophes marines qui se sont produites durant les cinquante dernières années, on a pu se faire une idée à quel point abondent aussi les accumulations de restes d'animaux supérieurs aussi. On cite à cet égard l'hécatombe de poissons, dont la bordure orientale du Gulf-Stream à la hauteur des Etats-Unis a été le théâtre en 1882. Les bateaux qui naviguaient au printemps cette année-là vers Boston, New-York et Philadelphie durent traverser une zone d'environ 100 kilomètres entièrement occupée par les cadavres de ces animaux. En 1892, on signala un phénomène analogue à peu près dans les mêmes parages. Une branche du Gulf-Stream, ayant touché un courant froid venu des régions du Labrador, provoqua la mort d'immenses quantités de poissons. Des calculs sommaires ont fait estimer qu'entre Cape May et Nantucket, sur 500 kilomètres de long et 100 kilomètres de large, tout le fond de l'océan a du être tapissé d'une couche de cadavres d'environ 1 m. 80 d'épaisseur.

On peut aussi songer aux quantités inimaginables de poissons qui se pêchent en mer. On estime par exemple, en prenant comme moyenne la masse de harengs sortie annuellement rien que dans la Mer du Nord, que le rendement de 1.300 années suffirait pour produire tout le pétrole contenu dans les gisements de Galicie. Or, ce qu'on pêche n'équivaut évidemment qu'à une partie infime de la faune; et quant à la durée de 1.300 ans, elle ne représente au point de vue géologique qu'un instant.

Nous pourrions multiplier les exemples, mais les précédents soulignent assez éloquemment les proportions gigantesques de cette « usine » de vie qu'est la mer et les immenses quantités de matières premières éminemment propres à l'élaboration du pétrole qu'elle peut fournir.

Ce qui se passe aujourd'hui s'est produit également autrefois au cours des millénaires sans fin des temps géologiques.

Qu'est-ce que nous montrent en effet les puissantes formations

organogènes qui entrent pour une part très grande dans la constitution de l'écorce terrestre, sinon une activité considérable de la vie ? Que représentent les bancs de fossiles si fréquemment rencontrés dans des formations de tous les âges ? Que sont des roches telles que les diatomites ? Que sont les puissantes couches de calcaires ou de marnes à Fusulines, à Orbitolines, à Nummulites, à Globigérines, etc. ? Qu'est-ce la craie ? Que nous indiquent en définitive tous les calcaires marins, sinon une vie aussi abondante qu'intense, qui a régné dans les mers depuis les époques les plus reculées de l'histoire de la terre ?

Nous rendant compte de l'exubérance de la vie dans le passé de la terre et constatant à quel point les roches organogènes sont développées et répandues dans toutes les subdivisions géologiques, les grandes quantités de pétrole accumulé dans certains gisements ne sont plus pour nous surprendre. Que sont, après tout, de pareilles accumulations locales, si considérables qu'elles paraissent, en comparaison de l'épaisseur et de l'étendue occupées par les roches organogènes ?

**Conditions physico-chimiques.** — Comme il a été déjà dit (pp. 36 et 42), les recherches entreprises pour obtenir le pétrole par voie organique ont établi que les principales substances regardées comme matière première de ce produit sont les graisses d'origine animale aussi bien que végétale. Les cires, résines, albumines, etc., entrent elles aussi sans doute dans la composition de cette matière première.

On ne peut, en définitive, essayer d'expliquer la formation du pétrole sans partir forcément de cet état de fait, qui constitue d'ailleurs la base même de la théorie de ENGLER-HOEFER.

Conformément aux prémisses de cette théorie, la plupart des auteurs s'accordent aujourd'hui pour reconnaître que le matériel organique nécessaire à la formation du pétrole est fourni par le plankton marin, composé en majeure partie de la microfaune et de la microflore. On est même porté à croire que le premier rôle reviendrait aux algues. Outre leur formidable prolificité, la plupart des organismes du milieu planktonique contiennent de fortes quantités de matières grasses dont le taux dépasse parfois 20 % du total de leur substance organique. A ces organismes viennent sans doute s'ajouter des éléments provenant de la macrofaune et de la macroflore marines et même des matières organiques d'origine terrestre, qui elles aussi peuvent fournir leur apport à la matière première. La variété des restes organiques figurés rencontrés dans les pétroles en est une indication.

Comme les transformations successives de ces substances jusqu'au pétrole n'ont pu être suivies de près, ni obtenues dans les laboratoires, nous sommes réduits, pour en reconstituer les phases principales, à de

simples déductions. Toutefois, d'après les connaissances actuelles, elles paraissent, dans leurs lignes générales, se succéder de la manière qui va être indiquée.

Une fois parvenues au fond des eaux salées, à l'abri de l'air, les matières organiques subissent, sous l'influence des Bactéries, un processus de putréfaction, formant de la sorte le *sapropel*. Les sels de la solution, qui ont d'une part entraîné et fait se déposer les substances en suspension, interviennent aussi, d'autre-part, dans la décomposition et saponifient les graisses du sapropel. C'est ainsi que naissent de la glycérine et des acides gras libres. Comme cette glycérine et la plupart des matières albuminoïdes et des hémicelluloses sont attaquées par les ferments anaérobies, elles aussi peuvent être, dans une certaine mesure, considérées comme matière première, étant donné qu'elles servent de nourriture aux Bactéries, lesquelles produisent à leur tour des graisses. Le fait que l'azote ne manque dans aucun pétrole démontre que les albumines interviennent effectivement dans le processus. Dans un stade un peu plus avancé, les acides gras fournissent, comme produits intermédiaires, des cétones avec mise en liberté de l'eau et du bioxyde de carbone. Dans la dernière phase, la matière première, après avoir subi toutes ces modifications, passe aux hydrocarbures qui vont former le pétrole.

Que les choses puissent se passer ainsi, c'est ce que montrent, entre autres, les travaux de KUNKLER et SCHWEDHELM. Ils ont en effet obtenu des hydrocarbures lourds de pétrole par la décomposition des sels de calcium des acides stéariques et palmitiques, par distillation à des températures de 180° et au-dessus. Selon certains auteurs, cette phase durerait longtemps, le processus ayant lieu à des températures assez élevées et sous pression, conditions qui permettraient aux hydrocarbures de se dégager rapidement.

Toutes ces réactions seraient facilitées par la présence des catalyseurs, représentés presque toujours par des boues argileuses siliceuses ou calcaires.

Evidemment, comme dans le domaine de toute hypothèse, la représentation qu'on se fait de certaines phases de ces transformations peut varier d'un auteur à l'autre. Ainsi, STADNIKOFF (1) entrevoit la formation du pétrole ainsi qu'il suit.

Par le processus de saponification naissent des acides gras saturés et non saturés. Ces derniers subissent une lente polymérisation dont les produits seraient transformés, sous l'action des Bactéries anaérobies, en hydrocarbures et cétones. Les hydrocarbures, ensemble avec les produits de polymérisation, les cires et les résines qui s'y trouvent encore, se dissolvent tous dans les acides gras saturés, donnant de la

(1) G. STADNIKOFF : Die Entstehung von Kohle und Erdöl. *Schrift. a. d. Brennstoff-Geologie*, 5-6, 1930.

sorte une masse visqueuse, résineuse, d'un poids spécifique élevé. Cette substance, que son poids entraîne au fond du bassin de sédimentation, est appelée par l'auteur, *protopétrole* (Urerdöl). Ensuite, par des processus lents de réduction (hydrogénation), le protopétrole passe au pétrole. L'hydrogénation doit se produire à une température de 200°.

Nous rappelons en outre, que dernièrement HACKFORD a obtenu des bitumes par hydrolyse, en partant d'algues, sans l'intervention de pressions et de températures élevées (1).

**Rôle des Bactéries.** — Dans le processus de formation du pétrole, tout comme dans celui de bituminisation en général, la plupart des auteurs ont distingué, à l'exemple de WHITE, deux phases : à savoir, une *phase biochimique* pendant laquelle la transformation de la matière première s'effectue sous l'influence des Bactéries anaérobies, et une *phase géochimique*, où les phénomènes de décomposition s'accomplissent sous l'influence de la pression, de la chaleur et du temps. C'est-à-dire qu'une phase de fermentation, relativement courte, est suivie d'une phase de distillation qui aurait duré plus longtemps.

Si cependant on est unanimement d'accord sur le rôle des Bactéries dans la première phase de bituminisation, l'existence d'une phase postérieure de distillation a soulevé de sérieuses objections.

Ainsi, l'on a fait remarquer que les conditions de température, admises à la suite des expériences d'ENGLER (p. 43), ne se rencontrent dans la nature qu'à des profondeurs certainement jamais atteintes par les gisements. Quant à l'assertion que le facteur température pouvait être remplacé, au moins partiellement, par le facteur temps, c'est une simple supposition qui manque d'appui.

Ces difficultés ont conduit nombre de chercheurs à admettre que l'activité bactérienne se continue jusqu'à l'accomplissement total de la bituminisation, c'est-à-dire que la phase de fermentation, par laquelle débute le processus de formation du pétrole, dure jusqu'à la fin. Les hydrocarbures se formeraient donc par voie diastasique, à froid et sans distillation, sous l'effet d'une simple action bactérienne et dans un temps relativement court. La présence des hydrocarbures dans certains organes vivants, tels que le spinacène et le squalène du foie de certains requins, et leur présence dans des produits de l'activité vitale (p. 36), viennent à l'appui de cette hypothèse. Dans tous ces cas, la distillation étant exclue, ces bitumes n'ont pu se former que par voie de fermentation.

Il est vrai qu'on ne connaît pas encore l'agent qui transformerait le sapropel en bitumes. Cependant le pétrole, et surtout les eaux qui

(1) I. E. HACKFORD : The Chemistry of the conversion of algae into bitumen and petroleum and of the fucosite-petroleum cycle. *Journ. Inst. Petr. Techn.*, 18, 1932.

l'accompagnent, ne paraissent pas dépourvus de microorganismes vivants. En effet, il n'y a pas longtemps qu'on est parvenu à isoler, de l'eau de gisement de quelques couches à pétrole d'Amérique du Nord et de Russie, des Bactéries anaérobies, dont les cultures se sont montrées capables de provoquer certaines réactions chimiques (1). Ainsi, il y en a qui réduisent les sulfates, d'autres qui décomposent l'albumine, la cellulose, l'acide lactique, l'acide acétique, etc., avec dégagement de méthane, de bioxyde de carbone, d'ammoniaque, d'hydrogène, d'azote, etc.; il y en a aussi qui oxydent les hydrocarbures aromatiques, tels que le benzène, le toluène, le diphényl, les naphthalines, etc. (2), et d'autres, enfin, qui oxydent seulement les hydrocarbures paraffiniques (3). Il s'ensuit qu'il n'est pas trop risqué d'admettre qu'il peut exister aussi une bactérie dont l'activité vitale ait comme résultat la formation d'autres bitumes que le méthane.

L'origine étrangère de ces flores microbiennes, à la suite d'une contamination des couches pétrolifères au cours du forage ou de l'exploitation, paraît être exclue. Des expériences répétées l'ont suffisamment démontré. Ni à la surface, au voisinage des sondages, ni dans les autres eaux souterraines de la région, de pareilles Bactéries n'ont été décelées. Pourtant on hésite, évidemment sans trop de raison, à admettre leur existence dans la couche depuis le moment de sa formation et leur durée jusqu'à nos jours, vu qu'on devrait leur attribuer une vie extrêmement longue qui daterait dans certains cas même du Paléozoïque.

En présence de cette opinion, qui trancherait le problème, certains auteurs préfèrent les faire venir par la voie des affleurements, avec les eaux de surface s'infiltrant le long de la couche jusqu'aux profondeurs où on les trouve, bien que cette supposition soit en contradiction avec le principe de la conservation des gisements (4). Et comme ce mouvement des eaux est extrêmement lent, ils sont obligés d'admettre, tout de même, que ces Bactéries vivent depuis longtemps. Dans la couche de pétrole, elles ont trouvé un milieu favorable à leur exist-

(1) E. S. BASTIN : The problem of the natural reduction of sulfates. *Bull. Am. Ass. Petr. Geol.*, 10, 1926.

E. S. BASTIN and F. E. GREER : Additional data on sulfate reducing bacteria in soils and waters of Illinois oil fields. *Ibid.*, 14, 1930.

R. GAHL and B. ANDERSON : Sulfate reducing bacteria in California oil field waters. *Centralbl. f. Bakteriologie*, 2, 1928.

R. L. GINTER : Sulfate reduction in oil field waters. *Bull. Am. Ass. Petr. Geol.*, 14, 1930.

I. GINSBURG-KARAGITSCHewa : Mikroflora of oil waters and oil bearing formation am biochemical processes caused by it. *Ibid.*, 17, 1933.

(2) W. O. TAUSON : Bakterielle Petroleumoxydation (Neftjanoe Chosjais-two. 1928, 220), in *Chem. Centr. Blatt.*, 1931, 1.

(3) J. TAUSZ und M. PETER : Neue Methode der Kohlenwasserstoffanalyse mit Hilfe von Bakterien. *Centralbl. f. Bakt.*, II Abt. 49, 1919.

(4) H. DE CIZANCOURT : La question des eaux dans les gisements de pétrole. 1<sup>re</sup> partie : *Ann. Off. Comb. liquides*, 1931.

tence. La nourriture leur est fournie par les composés oxygénés et l'azote qui accompagnent le pétrole, tandis que l'oxygène provient de la réduction des sulfates. L'hydrogène sulfuré qui en résulte ne paraît pas les avoir beaucoup gênés, vu que dans la Mer Noire, par exemple, dont la concentration en est beaucoup plus élevée que n'est celle des eaux de gisement, les Bactéries anaérobies vivent normalement (1).

Comme les conditions de vie de ce milieu, excepté de fortuites augmentations excessives de température, ont dû être toujours les mêmes, on n'échappe que difficilement à la conclusion qu'il aurait été normalement dépourvu de ces microorganismes.

Dans ces conditions on est porté à croire que la formation du pétrole en particulier — et celle des bitumes en général — est entièrement le résultat d'un processus biochimique. Cette conclusion est d'ailleurs renforcée, d'un côté par des considérations d'ordre chimique (2), et d'autre par la découverte dans les pétroles des corps organiques figurés, micro- et macroscopiques (pp. 11 et 46).

**Rôle du sédiment minéral. La théorie de Taylor.** — Comme la matière d'origine du pétrole s'est toujours déposée en association avec un sédiment minéral, il n'est pas sans intérêt de nous arrêter un instant sur le rôle que ce sédiment a pu avoir lui aussi dans le processus de formation des hydrocarbures.

Outre l'office de catalyseur qu'on leur attribue, les substances minérales accompagnant les matières organiques en décomposition, doivent aussi accomplir la fonction de retenir les produits provenant de la bituminisation et de les protéger contre une oxydation éventuelle. A ce point de vue, leur rôle est particulièrement important, mais encore ces substances doivent-elles être assez fines et revêtir le caractère de colloïde.

D'après leur nature minéralogique, les boues minérales peuvent être siliceuses, calcaires ou argileuses.

Les boues siliceuses proviennent le plus souvent de l'agglomération des squelettes d'organismes sécréteurs de silice, par exemple les Diatomées. Ce sédiment ne peut toutefois faire l'office de colloïde que si ses éléments sont réduits en particules extrêmement ténues. Ainsi, seuls les dépôts finement triturés, où l'on n'aperçoit plus la moindre

(1) J. GINSBURG-KARAGITSCHewa und K. RODIONOWA : Beitrag zur Kenntniss der im Tiefseeschlamm stattfindenden biochemischen Prozesse. *Petroleum Zeitschr.*, XXXII, 37, 1936.

(2) B. T. BROOKS: The chemical evidence for the low temperature history of petroleum. *Journ. Inst. Petr. Techn.*, 20, 1934.

H. STEINBRECHER : Das Fehlen höherer Temperaturen bei der Entstehung des Erdöls unserer Erdöllagerstätten. Erdölmuttersubstanz. *Schrift. a. d. Brennstoff-Geologie*, 10, 1935.

B. T. BROOKS : Origine of petroleum ; chemical and geochemical aspects. *Bull. Am. Ass. Petr. Geol.*, 20 (3), 1936.

organisation de squelette sont-ils bitumineux, tandis que les « diatomites » ordinaires, dont les frustules sont restées plus ou moins intactes, ne contiennent pas de bitumes.

Les boues calcaires et dolomitiques proviennent, soit de la précipitation des carbonates résultant de la dissolution des coquilles calcaires, soit de la réduction des sulfates (p. 70).

Les boues argileuses sont d'origine terrigène.

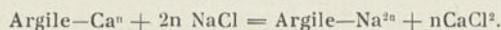
Mc TAYLOR (1) a attiré il n'y a pas longtemps l'attention sur ces boues, en leur attribuant un rôle tout à fait particulier, aussi bien dans les processus d'incarbonisation, que dans les processus de bituminisation. L'auteur estime que la formation et la conservation des charbons et du pétrole dans des complexes argileux dépend de l'échange de bases entre un électrolyte et les argiles qui naissent en même temps que ces produits.

Cette théorie ayant éveillé un vif intérêt dans le monde des spécialistes, nous nous y arrêterons un instant.

Les recherches entreprises dans le domaine de la chimie des colloïdes avaient déjà depuis longtemps démontré qu'il existe divers types d'argiles, selon la nature des ions liés à la particule de silicate d'aluminium de la solution. Ainsi, il y a des argiles —K, des argiles —Na, des argiles —Ca, des argiles —Mg, des argiles —H, etc.

Les argiles qu'il est intéressant de considérer plus spécialement à ce point de vue — non seulement parce qu'elles sont les plus répandues, mais aussi à cause de leurs propriétés physiques particulières — sont, d'après TAYLOR, les argiles —Ca et les argiles —Na. Tandis que les premières sont perméables et comme telles dépourvues de toute faculté adsorbante, les argiles —Na peuvent, tout en comportant une certaine perméabilité, devenir complètement imperméables si, à la suite de lavages avec de l'eau douce, elles ont passé à des argiles —H.

Des expériences de laboratoire, puis l'examen des caractères des argiles du toit des couches pétrolifères de différentes régions, enfin certaines observations de l'auteur dans le delta du Nil, l'ont amené à des conclusions fort intéressantes. Il a pu constater, entre autres, que si une argile —Ca se dépose dans le milieu de décomposition de la matière organique, elle ne peut retenir les produits de transformation; ceux-ci se dispersent, finissant même par disparaître entièrement, de sorte qu'un gisement ne pourra se former. Mais si l'argile —Ca, fraîchement formée, est découverte par l'eau salée de la mer, elle subit immédiatement un changement de base, passant à l'argile —Na :



L'argile —Na résultante se prête mieux à la formation et à la conservation des bitumes. Mais ici encore, le processus ne peut se pour-

(1) Mc KENZIE TAYLOR : The bearing of base exchange on the genesis of petroleum. *Journ. Inst. Petr. Techn.*, XIV, 1928.

suivre dans des conditions favorables, parce qu'à un moment donné les acides, produits par l'activité vitale des bactéries, s'accumuleraient à un tel point que le milieu deviendrait toxique; les ferments seraient donc tués et la transformation de la matière organique s'arrêterait. Suivant l'auteur, l'action de l'eau douce obvierait à cet inconvénient en hydrolysant l'argile —Na et la transformation en argiles —H :



L'argile —H étant parfaitement imperméable, retient tous les produits de décomposition, pendant que la soude caustique (NaOH) neutralise les acides et restitue au milieu son alcalinité. Cela fait que la vie bactérienne continuera à être entretenue et que la décomposition se poursuivra dans des conditions favorables.

Suivant TAYLOR, la naissance d'une formation de pétrole se produirait donc de la manière suivante : les argiles apportées par les eaux courantes sont des argiles —Ca, vu que celles-ci sont les plus répandues à la surface du sol; au contact avec l'eau de mer, elles se transforment en argiles —Na; aussitôt qu'elles se déposent, elles subissent l'hydrolyse à la suite du remplacement de l'eau de mer par de l'eau douce; elles passent aux argiles —H et deviennent imperméables. De la sorte elles sont devenues entièrement capables d'isoler la matière organique qui s'est sédimentée en même temps qu'elles et qui passe au pétrole sous l'action bactérienne.

L'auteur démontre du reste que toutes les argiles des séries pétrolières sont des argiles —Na et qu'en tout cas le Na l'emporte largement sur le Ca. Elles présentent en même temps une réaction alcaline, ce qui indique par conséquent qu'il s'est produit une hydrolyse partielle.

**Critique de la théorie de Taylor.** — Bien que certains faits d'observation semblent corroborer les conclusions de Taylor, sa théorie n'en a pas moins soulevé des objections.

On a, comme nous le savons, depuis longtemps reconnu que les processus de bituminisation doivent nécessairement se poursuivre dans un milieu salin. TAYLOR estime que ce milieu ne peut être que l'eau de mer. CASE (1) révoque toutefois ce raisonnement, en faisant valoir que les argiles —Ca n'ont pu fixer le sodium de l'eau de mer, d'une part à cause de la concentration insuffisante de celle-ci en ions Na, de l'autre parce que l'énergie de remplacement du magnésium est bien supérieure à celle du sodium. Un pareil échange n'a pu se produire que dans une eau beaucoup plus riche en sodium qu'en magnésium. Suivant CASE, seules les eaux de gisements pourraient remplir ces conditions, parce que leur salinité est environ cinq fois

(1) F. JUNG : Les théories de Mc Kenzie Taylor sur les échanges de bases dans les argiles et la géologie du pétrole. *Ann. Off. Comb. liquides*, 1933.

plus élevée que celle de la mer, tandis que la teneur en magnésium en est beaucoup plus faible. Dans l'eau de mer, le rapport entre le calcium et le magnésium est en moyenne de 0,3, tandis que dans les eaux des pétroles roumains par exemple, il est généralement supérieur à 2. Par conséquent, l'échange de bases n'a pu se faire, d'après l'auteur, que bien plus tard. Dans ces conditions, il va sans dire que l'hydrolyse des argiles —Na a dû se produire encore plus tard, postérieurement à cet échange de bases.

On peut répondre à cette objection que du moment que le pétrole naît dans des lagunes concentrées, il est loisible d'admettre le passage des argiles —Ca aux argiles —Na dans la phase entrevue par TAYLOR. Dans ces milieux, la concentration en ions de Na est beaucoup plus forte que la concentration en ions de Mg, ce dernier élément ayant pu être fixé par des processus de dolomitisation.

Mais ce qui nous intéresse ici par-dessus tout, c'est de savoir si TAYLOR vise les argiles contemporaines du pétrole, ou bien les argiles des séries où ce produit est en gisement secondaire, telles par exemple que les argiles du Méotien de Moreni et Runcu en Roumanie, qu'entre autres justement il invoque. Si l'on s'en tient à cette dernière interprétation, toute la théorie pêche par sa base, et dans ce cas il n'y a plus lieu de s'en occuper. Mais, s'il est réellement question des argiles des roches-mères, alors il y a lieu d'établir, chose peu aisée faut-il le reconnaître, le moment où les eaux douces sont intervenues. Comme il sera dit à un autre chapitre, les eaux de gisement se forment en même temps que le pétrole et ne l'abandonnent plus jusqu'à ce qu'il s'altère et se détruise. Le tout est de savoir à quel moment et comment interviennent les eaux douces. Interviennent-elles durant la phase où la roche dans laquelle le pétrole a pris naissance est encore à l'état de sédiment, comme TAYLOR paraît le croire? Cela ne semble possible que si l'on admet, avec l'auteur, des invasions temporaires et répétées d'eaux douces, comme dans les régions de delta par exemple. Il arrive cependant que de pareilles régions sont impropres à la bituminisation. D'ailleurs, le passage des eaux douces aurait dû laisser des traces visibles dans les sédiments, qui constituent les roches-mères, ce qui n'a pas encore été prouvé. Les intercalations de sables, même avec stratification entrecroisée de certains paquets de roches-mères, peuvent bien indiquer un léger changement de régime; mais elles ne sauraient constituer une preuve de l'établissement des eaux douces.

Si l'on éprouve déjà des difficultés à expliquer l'hydrolyse des argiles —Na dans la phase de sédimentation, à plus forte raison aura-t-on du mal à établir que l'hydrolyse s'est produite dans une phase ultérieure. D'après tout ce que l'on sait jusqu'à présent, les eaux douces ne peuvent venir en contact avec le pétrole ou avec les argiles dans lesquelles celui-ci a pris naissance, que si les gisements sont en

voie de dégradation. Aussi longtemps que cette éventualité ne s'est pas produite, les eaux douces peuvent tout au plus pénétrer jusqu'au toit du gisement, y hydrolyser les argiles et en renforcer les propriétés protectrices. Le rôle de ces eaux ne va pas plus loin; si elles étaient parvenues dans le gisement lui-même, elles l'auraient dégradé et détruit.

Tant que ces points n'auront pas été élucidés, la théorie de TAYLOR, si séduisante qu'elle paraisse à première vue, perd beaucoup de son intérêt.

**Conditions topographiques.** — Pour se faire une idée complète de la manière dont le pétrole s'est formé, il faut nécessairement envisager aussi les conditions d'ordre topographique dans lesquelles la transformation de la matière organique peut avoir lieu.

Bien que nos connaissances dans cette direction soient encore assez restreintes, voici à peu près comment à l'heure actuelle la question peut être envisagée.

Comme nous l'avons déjà indiqué précédemment, la condition *sine qua non* de tout processus de bituminisation est l'absence de l'oxygène dans le milieu de décomposition. Or, nous savons qu'en général le milieu marin n'est pas dépourvu d'oxygène; autrement les nombreux êtres qui y vivent ne pourraient pas y subsister. Quelle que soit donc la masse de substances organiques que la mer puisse fournir, les bitumes ne peuvent s'y former qu'exceptionnellement et en quantités minimes.

Ces déductions de nature théorique ont été confirmées il n'y a pas longtemps par les recherches de WATERSHOOT VAN DER GRACHT, P. D. TRASK et d'autres (1). En examinant, du point de vue de la teneur en matières organiques, environ 500 spécimens de vase provenant du fond des mers de l'Amérique du Nord, de l'Amérique Centrale, et aussi de quelques lacs continentaux, ces auteurs ont montré que la quantité d'huile extraite par voie de distillation n'a jamais excédé 3 gallons (2) par tonne de vase (2,7 gallons par tonne = 1 %). Les vases argileuses du centre du Lac de Maracaïbo (Venezuela) et de Pamplico Sound (Caroline du Nord), et les vases calcaires de la baie de Floride et du golfe de Batabano (Cuba) sont les seules qui aient donné plus de deux gallons d'huile par tonne. De sept autres spécimens, on a pu obtenir 0,5 à 1,5 gallon; quant au reste, on n'en a tiré que des traces insignifiantes, ou même rien du tout. Seul le sapropel d'algues du lac

(1) W. A. J. M. VAN WATERSHOOT VAN DER GRACHT : Sind jetzt Muttergesteine künftiger Erdöllagerstätten in Bildung begriffen? *Petroleum Zeitschr.*, XXV, 1929, pp. 183-191.

P. D. TRASK : Summary of results obtained to date by the American Petroleum Institute research investigation on the origin and environment of source sediments. *Bull. Am. Ass. Petr. Geol.*, 14, 1930, p. 311.

(2) 1 gallon = 3,78 litres.

d'eau douce de Mudlake, en Floride, a fourni 28 gallons d'huile par tonne, soit plus de 10 %. Les hydrocarbures liquides extraits de ces huiles à l'aide du tétrachlorure de carbone atteignent une proportion de 3 pour 100.000 à peine.

Il en résulterait donc que le pétrole ne peut guère se former dans les conditions qu'offrent habituellement le milieu marin ou les lacs continentaux.

Pourtant, les processus menant à la formation de ce produit doivent forcément se poursuivre dans le milieu marin. D'ailleurs des recherches encore plus récentes ont démontré que le fond des mers n'est pas toujours si dépourvu de sédiments organiques (1). Il existe, en effet, des régions qui bénéficient d'un afflux considérable de substances organiques, tout en réunissant les autres conditions indispensables à la bituminisation. Ce sont les golfes, les mers intérieures, les lagunes en voie de concentration, les fiords, etc., dont les bassins séparés du large n'offrent aux eaux marines que des voies d'accès imparfaites et peu profondes.

Les couches supérieures, riches en plankton, de la haute mer, peuvent donc affluer dans ces bassins, tandis que leur écoulement en sens inverse est arrêté. L'évaporation plus intense élève peu à peu leur degré de concentration, qui augmente avec la profondeur. De la sorte, seules les couches supérieures de l'eau sont aérées et peuvent entretenir une vie intense, alors que les couches inférieures sont dépourvues d'oxygène jusqu'au fond. C'est dans les couches supérieures que s'élabore donc la matière première du pétrole, tandis que dans les couches inférieures et sur le fond du bassin, elle s'accumule et subit la succession des processus de bituminisation.

La figure ci-contre (fig. 1) représente schématiquement des conditions topographiques propices à la formation du pétrole.

Dans une pareille lagune, les conditions bionomiques différeront sans doute de celles du milieu marin normal. Bien que la couche supérieure de l'eau soit en communication constante avec le large, son état de concentration n'en sera pas moins élevé. Cette circonstance déterminera une action sélective sur le plankton marin et favorisera le développement parfois exclusif d'une seule catégorie d'organismes. Et, comme ce sont précisément les organismes inférieurs qui s'accommodent le plus facilement des nouvelles conditions de vie et se développent le plus vite, ceux-ci arriveront à y pulluler, et cela d'autant plus qu'aucun concurrent ne sera là à leur disputer la place.

(1) K. KREJCI-GRAF : Heutige Meeresablagerungen als Grundlagen der Beurteilung der Oelmuttergesteins-Frage. *Kali verwandelte Salze und Erdöl.*, 1935, 14-21.

Zur Bildung bituminöser Sedimente. Erdölmuttersubstanz. *Schrift. a. d. Breunstoff-Geologie*, 10, 1935.

Il y a déjà longtemps que MRAZEC a attiré l'attention sur la probabilité que la microfaune ou la microflore du plankton a dû jouer un rôle décisif dans la formation du pétrole (1). Les rares études entreprises jusqu'à présent sur les dépôts supposés être des roches mères ont confirmé cette manière de voir. Elles ont effectivement démontré que ces roches sont presque exclusivement composées de restes de micro-organismes. Les « Couches de Monterey » par exemple, considérées comme la roche mère du pétrole des gisements californiens, sont uniquement formées de frustules de Diatomées. Les « Schistes ménilitiques » de l'Oligocène de Roumanie, que nous estimons être la roche mère du pétrole carpatique, ont à peu près la même composition.

A la suite d'une activité vitale intense, comme il est logique de le supposer dans les conditions indiquées, des quantités considérables de matières organiques résulteront des cadavres des individus morts. En tombant au fond, ces matières soustraites à l'influence de l'oxygène, entrent dans un milieu à salinité plus prononcée, propre aussi

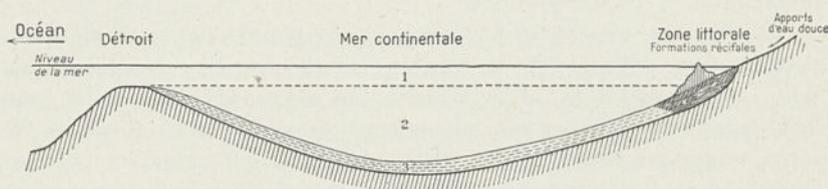


FIG. 1. — Coupe schématique d'une région réunissant les conditions de formation du pétrole (d'après FULDA).

- 1 = Eau superficielle oxygénée, à salinité normale, riche en plankton et nekton;  
2 = Eaux profondes, dépourvues d'oxygène, riches en sel, contenant  $H_2S$ , sans organismes vivants; 3 = Sapropel mélangé de sédiments élastiques fins, avec cadavres d'animaux et sulfure de fer.

bien à la réalisation des processus de saponification des graisses, qu'à la rétention des produits résultant de la transformation de ces dernières. Ces matières s'accumuleront donc sur le fond des lagunes, en y constituant cette vase putride, ce *sapropel* de POTONIE, auquel se mêleront en particules fines les matières minérales à caractère colloïdal, argileux, siliceux, calcaire ou même humique. Le milieu réducteur des couches inférieures réduira les sulfates de la solution. Il en résultera, soit de l'hydrogène sulfuré qui se dégagera, s'il s'agit de sulfates alcalins, soit du sulfure de fer qui restera mêlé au sapropel.

Les processus de diagénèse qui se poursuivront dans la masse de ce sédiment, même après qu'il aura été recouvert par des dépôts plus récents, finiront par transformer le sapropel et les anabitudes qui

(1) L. MRAZEC : Sur la formation des gisements pétrolifères de Roumanie. *Mon. Petr. Roum.*, 1907. — Ueber die Bildung der rumänischen Petroleum-lagerstätten. III<sup>e</sup> Congr. Intern. Pétrole, 1907, *Compte Rendu*, II, Bucarest, 1910.

le composent en partie en polybitumes qui resteront incorporés à la masse du sédiment destiné à devenir roche mère, en partie en katabitumes et ecgonobitumes qui formeront le pétrole.

L'une des mers qui, de nos jours, semble réunir dans une certaine mesure les conditions que nous venons d'esquisser, est la Mer Noire. Il est vrai qu'en se trouvant en quelque sorte au commencement de l'évolution du régime lacustre vers le régime marin, son eau n'a même pas encore atteint la salinité normale (1,38 à 1,80 % à la surface, 2,10 % à 200 mètres de profondeur, 2,20 % à 2.133 mètres de profondeur). Peut-être est-ce la raison pour laquelle son peuplement ne présente encore ni le caractère, ni la densité susceptibles de produire des matières organiques en grandes quantités. Cependant la vie, telle qu'elle s'y présente, est concentrée exclusivement dans la couche superficielle de l'eau. A partir de 200 mètres de profondeur dans la proximité du rivage, et à partir de 50 mètres au large, la teneur en oxygène diminue rapidement, pour disparaître même peu après; en même temps, à partir de 300 mètres, apparaît l'hydrogène sulfuré, qui, au fond de l'eau, atteint jusqu'à 4 centimètres cubes par litre. Cela fait que, à partir de la profondeur de 200 mètres au plus, la Mer Noire n'abrite plus aucun organisme vivant en dehors des Bactéries anaérobies. Par conséquent, à partir de cette profondeur, les cadavres qui s'amassent peuvent se bituminiser.

Des recherches effectuées récemment par une expédition russe dans la Mer Noire ont démontré, en effet, la présence sur son fond de sapropel et de produits de bituminisation. La teneur en substances organiques des vases qui y ont été prélevées atteindrait selon ARCHANGELSKI, jusqu'à 35 % (1).

Si l'on considère la localisation des gisements de pétrole, et particulièrement la localisation des formations qui sont à l'origine du pétrole, par rapport aux zones structurales de l'écorce, on doit en conclure que les conditions topographiques favorables à la formation de ce produit ont été réalisées, dans le passé, le plus souvent sur l'emplacement des géosynclinaux, ou dans leur voisinage immédiat. Autrement il serait difficile d'expliquer la dépendance étroite entre ces gisements et les zones de plissement. Ces conditions se sont manifestées dans une phase déterminée de l'évolution des géosynclinaux, ordinairement dans celle qui précédait les exondations. L'histoire de l'évolution du Flysch des Carpates, ou encore celle du Caucase, sont concluantes à ce point de vue. Nous reviendrons plus loin sur la question.

Si les choses sont telles que nous venons de le dire, on devrait

(1) D. WOLANSKY : Untersuchungen über die Sedimentationsverhältnisse des Schwarzen Meeres und ihre Anwendung auf das nordkaukasische Erdölgebiet. *Geologische Rundschau*, XXIV, 6, 1934.

peut-être assimiler la Mer Noire à un géosynclinal. Et, de fait, rien ne nous empêche de supposer que sur son fond s'élabore actuellement une chaîne de montagnes, destinée à s'adjoindre un jour à la chaîne crimo-caucasienne.

**Relations entre le pétrole et le sel.** — Il a souvent été question — et on en parle encore —, des relations génétiques qui existeraient entre le pétrole et le sel. Or, ces relations se réduisent à de simples rapports de succession dans la formation de ces deux produits.

Les conditions topographiques qui régissent la formation du pétrole telles que nous venons de les esquisser, ne diffèrent point des conditions ayant présidé au dépôt du sel, telles que BISCHOFF et OCHSENIUS les ont conçues. Au commencement du processus de sédimentation dans un pareil bassin et aussi longtemps que la concentration de l'eau restera favorable à l'entretien et au développement de la vie, il pourra se former du pétrole. Mais il suffit que son degré de concentration s'élève au point de ne plus permettre l'entretien de la vie même dans les couches supérieures, pour que la condition essentielle de la naissance du pétrole, à savoir la production de la matière première, soit supprimée. Dès ce moment, la formation du pétrole est virtuellement arrêtée, car les processus de décomposition qui se poursuivront sur le fond du bassin s'exerceront uniquement sur le matériel organique déposé jusqu'alors. Si la concentration devient de plus en plus forte, le sel ne tardera pas à se déposer suivant les règles bien connues, à moins que les conditions de sédimentation ne subissent une modification quelconque.

Par conséquent, le pétrole et le sel peuvent se former successivement dans un seul et même bassin. Voilà pourquoi on constate dans beaucoup de régions, comme dans les Carpates, une association des gisements de pétrole et des gisements de sel.

Dans les Carpates Orientales, \*par exemple, dans les lagunes de la mer mourante du Flysch oligocène, des conditions propres à la formation du pétrole s'établissent, alors que le matériel constituant l'étage se dépose pour donner ensuite les schistes ménilitiques. A la fin de l'Oligocène et au commencement du Miocène, la concentration des eaux de ces lagunes devient tellement forte que le sel s'y précipite. L'évolution géologique ultérieure a établi des rapports encore plus étroits entre ces deux produits, tels qu'ils apparaissent par exemple dans les gisements pliocènes des plis diapirs à noyaux de sel.

Dans d'autres régions, les conditions présidant à la formation du pétrole n'ont pas été suivies par celles qui régissent le dépôt du sel. C'est justement l'explication du fait que les gisements de pétrole apparaissent tout à fait indépendants des gisements de sel. D'autres

fois, par contre, la phase précédant le dépôt du sel a passé tellement vite, qu'elle a eu à peine le temps de donner naissance à un faible niveau de roches bitumineuses dépourvu de signification pratique. C'est peut-être le cas des gisements de sel de Transylvanie et de nombreux gisements paléozoïques et mésozoïques répandus sur le globe.

On peut néanmoins imaginer qu'une période propice à la formation du pétrole aurait pu s'intercaler dans la phase même de dépôt du sel. C'est précisément le cas du Permien de Volkenroda, en Thuringe, où une couche de dolomie pétrolifère, épaisse de 60 mètres (Hauptdolomit), vient s'intercaler dans la puissante série de sel et d'anhydrite de plus de 400 mètres de puissance du Zechstein inférieur et moyen.

### C. — EAUX PRIMAIRES DE GISEMENT

Nous avons rappelé à plusieurs reprises que le pétrole est toujours accompagné par des eaux salées. Ces eaux imbibent le sédiment primordial où le pétrole prend naissance et, au moment où celui-ci en est expulsé, elles subissent le même sort et l'accompagnent constamment, de manière à lui constituer une sorte de gangue.

Avec ces rapports tellement étroits et le rôle important qu'on leur a reconnu dans la formation du pétrole comme aussi dans la constitution des gisements, il sied de nous arrêter un instant, sur ces eaux salées, d'en examiner les caractères et de nous rendre compte de leur origine.

Bien que l'association des eaux salées et du pétrole ait été signalée depuis longtemps, on ne lui a pas prêté au début l'attention qu'elle méritait. HOEFER lui-même ne prend en considération les eaux salées qu'assez tard, quand il parle de la possibilité d'une syngenèse avec le pétrole. ADAMS remarque bien leur présence dans certaines régions, mais il estime qu'elles sont contemporaines des couches qui les contiennent (« connate water »). Quant à ZUBER et BEYSCHLAG, ils prennent les eaux qui accompagnent le pétrole de Boryslaw pour de simples eaux d'infiltration, qui se seraient chargées de sel en cours de route, avant de pénétrer dans le gisement.

MRAZEC a été le premier à s'occuper de plus près de la nature et de l'origine de ces eaux, qu'il distingue de toutes les autres eaux salées, sous le nom d'*eaux primaires de gisement*.

Partant du fait qu'elles se trouvent le plus souvent intimement associées au pétrole, à tel point qu'il n'existe pas de pétrole sans eaux salées, et qu'elles renferment toujours de fortes quantités d'hydrocarbures gazeux, l'auteur en conclut qu'elles sont contemporaines du pétrole. Il fait aussi remarquer d'abord que l'infiltration des eaux étrangères dans un gisement entraîne sa dégradation, puisque les

formations à pétrole et eaux salées ont certainement été dès le début parfaitement fermées et isolées de toute influence extérieure susceptible de provoquer une dégradation. Quant à la composition chimique des eaux, elle diffère, comme nous le verrons immédiatement, aussi bien de celle des eaux d'infiltration qui auraient pu emprunter leur salinité à un gisement de sel ou à des roches salées rencontrés en cours de route que de celle des eaux marines.

En gisement, les eaux salées se trouvent soit dans la même couche que le pétrole, soit dans des couches différentes, et, semble-t-il, en proportion plus élevée que le pétrole. On les rencontre parfois en quantités appréciables aussi dans des régions dépourvues de gisements pétrolifères exploitables, mais elles contiennent toujours en solution une certaine quantité d'hydrocarbures gazeux.

**Caractères des eaux de gisement.** — Voici quelques-uns des principaux caractères des eaux de gisement, d'après les études entreprises en diverses régions (1).

Elles contiennent généralement de fortes quantités de *chlorure de sodium*, des quantités moindres de *chlorure de calcium* et ordinairement une faible teneur d'autres substances : *chlorure de potassium*, *bicarbonate de calcium* et de *magnésium*, *bicarbonate de fer*, *brome*, *iode*, *ammoniaque*, *acide métasilicique*, *acides naphthéniques*, traces d'*acide phosphorique* et parfois, aussi de *bore*. La présence du bore a été constatée dans quelques eaux de Roumanie et des salzes de Crimée et de Taman. Tout dernièrement, CASIMIR signale la présence du *strontium* dans les eaux rencontrées pendant le forage d'une sonde à Podeni en Roumanie. Toutefois elles offrent aussi d'habitude un caractère négatif, le *défaut de sulfates*, bien que ces composés ne manquent pas dans les eaux de certains gisements de pétrole, notamment en Amérique.

Dans les eaux des gisements roumains, toutes ces substances représentent un résidu fixe de 50 à 200 grammes par litre. La teneur du résidu en chlorure de sodium peut atteindre 95 %, mais ordinairement elle n'excède pas 83-84 %. Le résidu renferme en outre 9-10 % de chlorure de calcium, 3-5 % de chlorure de magnésium et de petites quantités des autres composants.

Voici d'ailleurs, d'après PETRESKO, un tableau d'analyses de quelques eaux de gisements en Roumanie.

(1) L. MRAZEC : Leçons sur les gisements de pétrole. *Ann. des Mines de Roum.*, t. V, 1922.

K. KREJCI : Die Geochemie der Erdöllagerstätten. *Abhdl. zur prakt. Geologie*, 20, 1930.

P. PETRESKO : Contribution à l'étude des eaux salées se trouvant dans les formations de pétrole. *An. Inst. Geol. Rom.*, XV, 1930.

H. DE CIZANCOURT : La question des eaux dans les gisements de pétrole. *Ann. Off. Comb. liquides*, 1931.

TABLEAU DE LA COMPOSITION DE QUELQUES EAUX DES GISEMENTS DE PÉTROLE EN ROUMANIE.

N° d'ordre.....	1		2		3		4		5	
	Océan Atlantique		Oligocène		Helvétien		Mécotien		Dacien, couche Drader, Moreni, sonde n° 1, profondeur : ?	
Indications concernant l'origine de l'eau.....	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
Analyse faite en.....	grammes	équivalents	grammes	équivalents	grammes	équivalents	grammes	équivalents	grammes	équivalents
Antons.										
Chlore.....	19,3526	545,762	{ 62,134	{ 1,752,20	27,2900	769,58	103,311	2,913,40	{ 32,960	{ 929,48
Brome.....	0,0658	0,823	0,012	0,10	0,0225	0,28	0,526	6,58	0,003	0,02
Iode.....	—	—	Absent.	—	0,0443	0,35	0,0167	—	Absent.	—
Sulfurique.....	2,6922	56,946	3,512	3,40	0,0198	—	Absent.	2,08	2,317	37,98
Bicarbonique.....	0,0724	2,413	—	—	—	—	0,127	—	—	—
Potassium.....	0,3871	9,900	{ 38,417	{ 1,670,18	0,0850	2,17	0,385	9,84	{ 14,582	{ 632,02
Natrium.....	10,7073	467,017	13,1390	571,29	13,1390	571,29	53,640	2,332,35	—	—
Nitrogen.....	—	—	0,084	4,66	0,0064	0,35	0,109	6,04	0,289	16,02
Ammonium.....	—	—	0,332	16,58	2,9840	148,91	8,635	430,38	2,863	142,90
Calcium.....	0,4189	20,900	1,339	115,05	0,5770	47,45	1,719	141,37	2,109	173,43
Magnesium.....	1,3937	107,218	0,095	3,40	0,0091	0,33	0,045	1,61	0,031	1,11
Fer.....	—	—	?	—	0,0064	—	0,058	—	0,081	—
Acide métasilicique.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Acides naphthéniques.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total.....	35,0000	1,210,088	105,985	3,619,74	44,1835	1,541,07	168,5717	5,844,38	55,235	1,934,96
RELATIONS DE POURCENTAGES										
Antons.										
Chlore.....	55,292	45,100	{ 58,63	{ 48,41	61,77	49,94	61,28	49,85	{ 59,67	{ 48,04
Brome.....	0,188	0,068	0,01	0,003	0,05	0,02	0,31	0,112	0,005	—
Iode.....	—	—	—	—	0,10	0,02	0,01	0,002	—	—
Sulfurique.....	7,692	4,632	—	—	—	—	—	—	—	—
Bicarbonique.....	0,207	0,200	3,31	1,59	0,04	0,02	0,07	0,036	4,195	1,96
Potassium.....	1,106	0,817	—	—	0,19	0,14	31,82	39,90	—	—
Natrium.....	30,593	38,594	{ 36,25	{ 46,14	29,74	37,07	0,23	0,18	{ 26,40	{ 32,76
Nitrogen.....	—	—	0,08	0,13	0,015	0,02	0,065	0,10	0,52	0,83
Ammonium.....	—	—	1,728	0,46	6,75	9,67	5,13	7,37	5,18	7,39
Calcium.....	1,197	8,860	1,32	3,18	1,31	3,08	1,02	2,42	3,82	8,96
Magnesium.....	3,725	—	0,09	0,09	0,02	0,02	0,03	0,03	0,06	0,06
Fer.....	—	—	—	—	0,015	—	0,035	—	0,15	—
Acide métasilicique.....	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total.....	100,000	100,000	100,00	100,00	100,000	100,00	100,000	100,00	100,00	100,00

Si l'on considérait les eaux analysées par PETRESKO, d'après le système PALMER, elles auraient leur salinité primaire comprise entre 60 et 98 %, la salinité secondaire entre 1,4 et 28 %, l'alcalinité primaire étant nulle, tandis que l'alcalinité secondaire varierait de 0 à 8 %. Ces caractères les rangeraient donc dans le type II de PALMER.

Ainsi qu'il résulte du tableau, si la nature des substances reste plus ou moins la même, en échange les proportions varient, en gardant toutefois un certain ordre au point de vue teneur.

Parmi les anions, le chlore joue toujours le rôle le plus important, tandis que les autres éléments apparaissent dans des proportions extrêmement réduites où peuvent faire complètement défaut; c'est le cas de  $\text{SO}^4$ .

D'un intérêt spécial sont cependant l'iode, dont le taux oscille entre 0,02 et 0,07 % du résidu, et le brome, qui peut atteindre jusqu'à 1/2 gramme par litre.

Suivant les estimations de MRAZEC, les eaux du Méotien de Filipeștii de Pădure en Roumanie, contiendraient 50 grammes d'iode et 1 kilogramme de brome par mètre cube d'eau, soit environ 330-340 grammes d'iode et à 6,5 kg. de brome par tonne de résidu, vu que le mètre cube d'eau contient 150 kilogrammes de sel. Les mêmes eaux du Méotien de Bordeni contiennent 60 grammes d'iode et 70 grammes de brome par mètre cube d'eau, ce qui revient à 350 grammes d'iode et 410 grammes de brome par tonne de résidu, le contenu en sel par mètre cube étant de 170 kilogrammes.

Les analyses plus récentes, auxquelles PETRESKO a soumis quelques échantillons d'eaux du Méditerranéen de Govora, du Dacien d'Ochiuri, de Moreni et de Băicoi, et aussi du Méotien de Vârful Drăgăneșei, ont donné, pour l'iode tout au moins, des chiffres inférieurs aux précédents. Ainsi, l'échantillon le plus riche, qui provient de Govora, ne renferme pas plus de 46 grammes d'iode par mètre cube d'eau. La plupart des autres n'en contiennent guère que de 1 à 7 grammes, et quelques-uns même, moins de 1 gramme. D'un autre côté, selon KREJCI, les analyses de 28 échantillons d'eaux de pétrole roumain indiquent une moyenne de 8,62 gr. d'iode par mètre cube d'eau et une teneur maximum de 58 grammes.

Le tableau suivant montre, d'après PETRESKO, le contenu en iode de quelques eaux des gisements de pétrole roumains.

Les eaux les plus riches en iode connues à ce jour sont celles des gisements des Indes Néerlandaises, leur teneur étant de 100 à 135 grammes par mètre cube. On en extrait même l'iode à des fins industrielles. Le même élément est extrait aussi des eaux de gisement de Berekey dans le Daghestan et de Nephthé-Kala dans le Kabristan en Russie.

## CONTENU EN IODE DE QUELQUES EAUX DES GISEMENTS DE PÉTROLE DE ROUMANIE

Formation	Pro- fondeur	Localité	Sonde, Société	Iode (ltr. ou kg.)	Iode (% résidu)
	m.			gr.	
Oligocène .	407	Stănești.	N° 18, St. Română.	0,0120	0,01
» . . .	624	Moinesti.	» 24, »	0,0114	0,009
Helvétien .	544	Govora.	» Govora.	0,0443	0,10
» . . .	840	»	» »	0,0360	0,10
Méotien . . .	?	Ochiuri.	» 4, I. R. D. P.	0,0041	0,01
» III.	1.030	Moreni Pleașa.	» 1, Rom. Americană.	0,0167	0,01
» . . .	?	» »	» 17, »	0,0130	0,006
» . . .	?	» Cricov.	» 27, Colombia.	0,0074	0,004
» . . .	?	» »	» 35, »	0,0120	0,007
» . . .	1.414	Băicoi.	» 54, Speranța.	0,0116	0,02
» . . .	?	Filipești.	» 1, Sospiro.	0,0180	0,02
» . . .	452	Runcu.	» 7, I. R. D. P.	0,0018	0,02
» . . .	573	»	» »	0,0069	0,006
» . . .	?	»	» 301, Concordia.	0,0145	0,010
» . . .	?	Copăceni.	» 2, Naphta-Română.	0,0150	0,01
» . . .	630	Arbănași.	» 17, St. Română.	0,0219	0,014
Dacien . . . .	?	Moreni.	» 1, Petrol Block.	0,0078	0,01
» . . . .	?	»	» 117, Rom. Amer.	0,009	0,02
» . . . .	?	» Cricov.	» 17, I. R. D. P.	0,001	0,001
» . . . .	?	»	» 19, Astra Română.	0,0027	0,03
» . . . .	?	Băicoi.	» 1, Malekove.	0,0019	0,02
» . . . .	754	Florești.	» 7, Petr. Românesc.	0,0008	0,002

Parmi les cations, le sodium domine tous les autres éléments. Le potassium, toujours présent, atteindrait parfois dans les gisements roumains de très fortes proportions, à en croire KREJCI. Cet auteur relate en avoir trouvé 16,05 gr. par litre, soit 25,5 % du résidu, dans une eau du Méotien de Ceptura (sonde 4 RA), 15,75 gr. par litre, soit 11,2 % du résidu, dans une eau de l'Oligocène de Stănești (sonde 21 St. R.), et 8 grammes par litre, soit 5,16 % du résidu, dans une eau du Méotien de Câmpina (sonde 311 St. R.). Ordinairement, le pourcentage du potassium est bien moins élevé. Du reste, les chiffres indiqués par KREJCI n'ont pas été confirmés par les analyses de PETRESCO. En tout cas, le rapport  $\frac{K}{Na}$  est toujours plus faible que dans les eaux marines et les eaux douces.

Quant au calcium et au magnésium, bien qu'ils soient en faibles quantités, leur taux est toujours supérieur à celui du potassium. Cependant le rapport  $\frac{Mg}{Ca}$ , de l'ordre de 3 dans les eaux de mer, est généralement inférieur à 1 dans les eaux de gisements.

Des variations analogues ont été constatées aussi pour les eaux d'autres régions.

La teneur en acides naphthéniques des eaux de gisement, surtout lorsqu'elle est forte, peut altérer leur transparence. Dans ce cas, elles changent de couleur après un certain temps en prenant des nuances diverses, qui de l'incolore vont au jaune clair et au brun. Ces caractères restant toujours constants pour un même gisement, on a été

amené dans certaines régions, à la Trinité par exemple, à s'en servir pour l'identification des horizons d'eau dans les sondages.

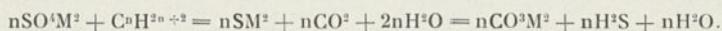
D'après ce que nous savons jusqu'à présent à ce sujet, la composition chimique des eaux de gisement varie dans de très larges limites. Ce ne sont pas, en effet, seulement les éléments déjà mentionnés qui présentent de forts écarts, mais aussi leurs autres composants. Des différences sensibles dans la composition des eaux de gisement ne se manifestent pas uniquement d'une couche à l'autre, mais parfois aussi dans une même couche. KREJCI a signalé de pareils variations aux Etats-Unis (Salt Creek Field), au Venezuela et en Roumanie.

Dans la même mesure varie aussi la concentration, pouvant descendre jusqu'à une très faible teneur en résidu; on a constaté cependant que la concentration augmente avec la profondeur, bien qu'à Bakou on ait remarqué par contre qu'elle décroissait en profondeur.

Toutes ces variations tiennent en partie à la nature de la matière organique elle-même et aux facteurs sous l'empire desquels les transformations s'en sont produites, en partie à l'influence des hydrocarbures et de la composition minéralogique des roches que les eaux traversent ou dans lesquelles elles s'abritent. Ainsi, les eaux logées dans des roches calcaires ou dolomitiques sont plus riches en calcium ou en magnésium que les eaux des roches sableuses ou siliceuses.

Nous avons dit, d'autre part, que les eaux de gisement manquent généralement de sulfates, sauf lorsqu'elles sont restées en contact avec des couches d'anhydrite, comme par exemple les eaux de Gemsah en Egypte.

Le fait que les sulfates manquent dans les eaux de gisement tient, comme nous l'avons déjà dit, au milieu réducteur dans la région de décomposition de la matière organique. Selon STUART MURRAY, la réduction des sulfates serait due aux hydrocarbures eux-mêmes, suivant la formule :



Les expériences ont montré cependant que la réduction par cette voie n'est possible qu'à des températures élevées et sous pression. De sorte que, dans les conditions habituelles, ces réactions ne peuvent être attribuées qu'à l'action\* des Bactéries anaérobies. En effet, les recherches de BASTIN, GAHL, GINTER, etc., sur les eaux de gisement de l'Amérique, suivies de celles de GINSBURG-KARAGITSCHewa et RODIONOWA sur les eaux de gisements russes et sur la vase putride de la Mer Noire, l'ont suffisamment démontré. L'hydrogène sulfuré qu'on rencontre dans les eaux de gisement est le résultat de cette action bactérienne.

**L'origine des composants des eaux de gisement.** — En ce qui concerne l'origine des composés qui entrent dans la solution, il convient de

rappeler que le chlorure de sodium, le chlorure de potassium, le chlorure de magnésium et le brome sont des substances résiduelles de l'eau du bassin dans lequel la matière organique s'est déposée. Une certaine quantité de chlorure de sodium est cependant sans doute d'origine organique. Le chlorure de calcium résulterait de l'action des eaux salées sur les argiles —Ca, suivant l'hypothèse de TAYLOR (1) :



L'ammoniaque, l'acide phosphorique et les acides naphthéniques sont d'origine organique. Ces derniers proviennent directement du pétrole. En Roumanie par exemple, on ne les rencontre que dans les eaux qui accompagnent le pétrole; dans les eaux de Govora, où il n'y a pas de pétrole, elles font complètement défaut. Quant au potassium, s'il en existe réellement d'aussi fortes quantités que KREJCI l'affirme, on peut alors en attribuer l'origine aux organismes marins, qui en contiennent des quantités plus fortes que l'eau de mer. On sait que dans les algues marines sèches, elles constituent parfois jusqu'à 30 % de la quantité totale des sels.

En ce qui concerne l'iode, MRAZEC a déjà prouvé son origine organique. En s'en tenant aux recherches de A. GAUTIER et PANAIOTOVICI, il commence par faire remarquer que l'iode libre manque dans l'eau de mer préalablement stérilisée, ou bien qu'il n'y en a que des traces, alors que le brome est toujours présent. En effet, l'iode ne se trouve dans l'eau de mer qu'au-dessous de 800 mètres de profondeur. Le maximum d'iode anorganique aussi bien que d'iode organique constaté jusqu'à présent est de 23,8 gr. par mètre cube d'eau, mais ordinairement on n'en trouve guère plus de 0,02 à 0,05 gr. D'autre part, dans les eaux salées de circulation, la présence de l'iode est tout à fait fortuite. Sur 35 sources salées analysées par CLARKE, 14 ne contenaient pas d'iode; 8 en décelaient seulement des traces; 10 présentaient des valeurs de l'ordre de centièmes de millièmes et 3 de l'ordre de dixièmes de millièmes. RADULESCO et GEORGESCO ont trouvé, dans le sel provenant de divers massifs roumains, de 0 à 3 milligrammes d'iode par kilogramme de sel (2). Ce n'est que dans la mine de Cosciui que cette proportion est plus élevée, soit 3,264 mgr. par kilogramme de sel. Voici, d'après ces auteurs, la teneur en iode des principaux gisements de Roumanie.

Ocnele Mari .....	0 - 0,25 mgr. par kg. de sel.
Cosciui .....	3,26 » » »
Slânic .....	0 - 0,65 » » »
Sugatag .....	0 - 1,06 » » »
Târgul Ocna .....	0 - 1,03 » » »

(1) H. SCHOELLER : Les échanges de bases dans les eaux souterraines vadoses. *Bull. Soc. Géol. France*, 1934, p. 389.

(2) D. RADULESCO et V. GEORGESCO : Sur la teneur en iode du sel des mines de sel roumaines. *Ann. des Mines de Roum.*, X, 1927, p. 31.

Partant de ces constatations de fait, MRAZEC s'arrête à l'idée de la présence de cet élément dans le corps des organismes marins. Ce serait là son origine.

En effet, suivant A. GAUTIER, les algues des genres *Fucus* et *Laminaria* de l'Océan Atlantique contiennent en moyenne 12 grammes d'iode par tonne à l'état frais et jusqu'à 80 grammes quand elles sont sèches. BURD a trouvé d'autre part jusqu'à 300 grammes d'iode par tonne dans les tiges et les feuilles fraîches d'autres plantes marines des côtes de la Californie. Le corps des animaux de la faune benthonique renferme lui aussi beaucoup d'iode, et il paraît que les Spongiaires et les Coraux viennent en tête à ce point de vue. L'éponge de toilette par exemple en contient, à l'état sec, de 15 à 16 grammes par kilogramme et certaines espèces de Spongiaires tropicaux, de 8 à 14 %. Les squelettes de quelques espèces de *Gorgonia* ont fourni jusqu'à 7 % d'iode.

Selon certains auteurs, les organismes simples, petits et jeunes, c'est-à-dire ceux qui constituent la microfaune et la microflore planktoniques, sont généralement plus riches en iode que les êtres d'une organisation supérieure. De même, les organismes des golfes et lagunes dans les pays chauds, donc à concentration élevée, semblent contenir plus d'iode que les organismes vivant dans les mers à salinité normale et à eaux froides.

En s'appuyant sur ces considérations, MRAZEC aboutit à la conclusion que l'iode des eaux de gisement est originaire de la matière organique, d'où il s'est libéré pendant que celle-ci se décomposait. La richesse de ces eaux en iode, donne une idée de l'intensité de la vie dans le milieu intéressé.

**L'origine des eaux de gisement.** — Tout en admettant, et à juste raison, que l'iode provient de la matière organique, MRAZEC n'en attribue pas moins une origine marine aux eaux salées de gisement. D'après cet auteur, elles ne seraient que des restes des eaux du bassin de sédimentation dans lesquelles la matière organique s'est décomposée. L'enfouissement des sédiments qu'elles imbibaient a eu pour conséquence de les soustraire à la circulation, de les isoler et de les conserver longtemps dans le même état. C'est pour cela que l'auteur les appelle « eaux fossiles » ou « eaux vétériques ». La présence du brome attesterait leur origine marine.

Nous avons vu que d'autres auteurs admettent encore la possibilité qu'elles pourraient être des eaux d'infiltration d'origine superficielle.

Sans vouloir diminuer en quoi que ce soit la portée des conclusions de MRAZEC quant à l'origine du pétrole, conclusions puisées dans l'étude de ces eaux, nous avons cependant à exprimer quant à leur origine une objection, que nous avons déjà soulevée il y a bien des années.

La présence du sel et du brome en particulier constitue, en effet, une indication précieuse que le pétrole a pris naissance dans un milieu marin. Cependant il n'est nullement nécessaire d'admettre que l'eau de gisement soit exclusivement de l'eau initiale, provenant directement de la mer et conservée à l'état fossile. S'il en avait été ainsi, pourquoi ne rencontre-t-on pas de pareilles eaux également dans d'autres formations marines, sinon dans toutes ? Les nombreux travaux miniers, forages de sondes, fonçage de puits, etc., exécutés en tant de régions et dans les formations d'origine marine les plus diverses n'ont nullement démontré l'existence de ce genre d'eaux. Il faudrait alors admettre, hypothèse assez invraisemblable, que c'est seulement dans le cas du pétrole que les eaux du gisement ont pu se soustraire de la masse d'eau du bassin primitif et se conserver indéfiniment comme telles. Logiquement, l'eau qui imbibe le sédiment en voie de formation doit être éliminée à mesure que ce sédiment est enfoui sous de nouvelles couches. On ne voit guère la possibilité, vu l'action inévitable du tassement, que le sédiment puisse retenir une quantité d'eau supérieure au volume de ses interstices. Or, la quantité d'eau, restée enfermée dans ces conditions et retenue par les forces capillaires, serait insignifiante par rapport aux grandes quantités d'eau qui accompagnent le pétrole.

Mais alors, quelle est l'origine des eaux de gisement ?

Il y a bien des années déjà que nous avons exprimé l'opinion qu'une partie tout au moins des eaux de gisement est d'origine organique, c'est-à-dire correspond à des eaux libérées par les mêmes matières qui ont donné naissance au pétrole (1). Un peu plus tard, KREJCI a adopté cette idée et l'a développée (2).

Comme nous l'avons déjà dit, on admet aujourd'hui, pour ainsi dire unanimement, que la substance organique qui engendre le pétrole est fournie en majeure partie par la microfaune et la microflore planktoniques. Les organismes plus élevés en organisation qui viennent s'y ajouter ont un rôle subordonné. Tous ces organismes peuvent par conséquent fournir suffisamment de matière première pour donner naissance aux plus grandes masses de pétrole qu'on connaisse. On sait d'autre part que l'eau est l'élément de beaucoup prépondérant dans la constitution des organismes pélagiques, surtout planktoniques, lesquels en contiennent plus de 90 %. A-t-on jamais cherché à savoir ce que devenait cette eau après l'accomplissement des phénomènes de bituminisation ? Quand la substance organique en voie de décomposition se sédimente et est enfouie sous de nouveaux dépôts, il est de toute évidence que du même coup se trouve enterrée aussi l'eau qui lui est

(1) G. MACOVEI : Considérations sur les relations qui existent entre le pétrole et les schistes bitumineux. *Ann. des Mines de Roum.*, VIII, 1925.

(2) K. KREJCI : *Die Geochemie*, etc.

associée et dont elle ne se débarrassera que plus tard, après que de nouveaux sédiments seront venus se superposer aux précédents. Dans ces conditions, n'est-il pas logique d'admettre que les eaux accompagnant le pétrole représentent l'eau de la matière organique elle-même, mise en liberté en même temps que les hydrocarbures dont ce pétrole est composé ?

Ce sont ces raisons, qui nous ont défendu de nous ranger à l'avis de MRAZEC et de croire avec lui que ces eaux puissent avoir une origine purement et directement marine.

Après s'être dégagées de la masse organique, ces eaux ont pris en solution, avec l'ammoniaque, l'acide phosphorique, les hydrocarbures gazeux, les acides naphthéniques, etc., constitués à ce moment, également l'iode, libéré par la décomposition de la même matière organique. Dans la masse du sapropel, elles ont rencontré le brome et aussi les sels résiduels de la solution saline des eaux de concentration du bassin de sédimentation; elles s'en chargent également en réunissant ainsi, dès le commencement, presque tous les caractères que nous leur remarquons aujourd'hui. Dans ces conditions, on saisit encore mieux les rapports de gisement étroits qui existent entre le pétrole et les eaux salées iodurées.

La variation de concentration des eaux d'un gisement à l'autre, quand elle ne peut pas être mise sur le compte des gaz (1), peut s'expliquer par la variation du taux de sels résiduels par rapport au volume de l'eau organique. Cependant, dans les cas, d'ailleurs assez rares, où leur concentration est très faible, il faut admettre leur mélange avec une certaine proportion d'eau douce.

**L'importance pratique des eaux de gisement.** — En dehors de leur importance théorique, la connaissance approfondie de ces eaux a aussi un indiscutable intérêt pratique, signalé par MRAZEC il y a plus de 30 ans. Il a montré, entre autres, que partout où l'on trouve des eaux salées iodurées, l'on rencontre aussi des hydrocarbures gazeux ou liquides, sans que cela implique toutefois que là où existent de pareilles eaux, il y ait aussi des gisements de pétrole. En Roumanie par exemple, dans la région de Govora, il y a des eaux de gisement contenant des hydrocarbures, sans gisements de pétrole. En revanche, là où se trouvent des gisements de pétrole se trouvent toujours des eaux salées iodurées.

Cette constatation constitue donc un élément précieux pour la prospection du pétrole.

De plus, on peut y trouver un excellent moyen de contrôle de la fermeture des eaux dans les sondes de pétrole. Si, pendant le forage ou pendant l'extraction du pétrole, on rencontre une eau présentant la

(1) H. DE CIZANCOURT : La question des eaux, etc.

composition que nous venons de décrire, on est sûr d'avoir affaire à des eaux de gisement. Mais, par contre, si le degré de concentration est moindre que le taux normal, ou si tout en ayant la concentration habituelle l'eau manque d'iode, alors on peut de nouveau être assuré qu'une partie de cette eau, sinon le tout, est de l'eau étrangère qui a pu pénétrer dans la sonde soit par voie naturelle, à la suite d'un commencement de dégradation et d'inondation du gisement, soit par voie artificielle à la suite de fermetures non réussies. Normalement, les eaux de gisement de la même couche que le pétrole, n'apparaissent, pendant l'exploitation, que vers la fin de la vie des sondes et en commençant par celles de la périphérie du gisement.

La connaissance de la composition même de ces eaux couche par couche est aussi très utile, car elle peut rendre de précieux services pendant le forage. Nous avons d'ailleurs déjà mentionné qu'à la Trinité par exemple, leur contenu en acides naphthéniques altère leur limpidité initiale. Ce caractère est mis à profit au cours des forages pour identifier les différents niveaux en voie de perforation.

En dehors des services que la connaissance des eaux de gisement peut rendre, MRAZEC a entrevu à un moment donné la possibilité, pour les eaux de Roumanie, de faire l'objet d'exploitations industrielles en vue de l'extraction de l'iode et du brome, tout comme on le fait dans les Indes Néerlandaises et en Russie. Bien entendu, cette question dépend de la valeur commerciale de ces éléments et aussi du pourcentage qu'ils accusent dans les eaux salées et iodurées.

---

## LA FORMATION DES GISEMENTS DE PÉTROLE

---

Un gisement de pétrole consiste en une alternance, plus ou moins régulière, de couches imperméables et de couches poreuses perméables, dans lesquelles se trouvent accumulés des gaz, du pétrole et des eaux salées. Ces produits peuvent remplir tous les trois la même couche, ou bien des couches différentes. Ainsi, dans le même gisement on peut avoir, en dehors des couches à pétrole, gaz et eaux salées, des couches à gaz ou des couches à eaux salées seulement (fig. 2).

Certains gisements englobent de nombreuses couches de pétrole, tels les gisements de l'Oligocène ou du Méotien de Roumanie, et mieux encore ceux du Dacien de Bakou en Russie et du Dévonien des champs appalachiens aux Etats-Unis d'Amérique. Certains autres comprennent des couches moins nombreuses, ou même une seule. Dans cette dernière catégorie rentrent les gisements roumains du Dacien, notamment ceux du Dacien d'Ochiuri, intéressant par une seule couche à la base de l'étage.

L'ensemble des couches formant un gisement est délimité, au mur et surtout au toit, par une grosse couche imperméable qui protège le gisement et en assure la stabilité.

**Gisements primaires et gisements secondaires.** — Exceptionnellement, le pétrole peut se trouver en connexion avec la couche qui lui a donné naissance, c'est-à-dire avec sa *roche-mère* et il constitue alors ce qu'on appelle un *gisement primaire*. Mais même dans ce cas, loin de remplir toute l'épaisseur de la couche, le pétrole n'occupe que certains niveaux ou certaines intercalations susceptibles, grâce à leurs fissures ou à leur porosité, d'accumuler ce produit. Dans cette catégorie se rangerait le gisement oligocène de Solonț-Stănești (département de Bacău, en Roumanie), dans lequel le pétrole se loge dans l'horizon supérieur des « Schistes ménilitiques ». Un autre exemple est fourni par le champ pétrolifère de Lima-Indiana (Etats-Unis), où le pétrole est cantonné dans la partie supérieure, caverneuse et crevassée, d'un calcaire dolomi-

tique, le « Calcaire de Trenton », considéré comme roche-mère. Le gisement de Volkenroda, en Thuringe, offre un exemple identique; là le pétrole est situé dans une couche de dolomie du Zechstein inférieur, intercalée au milieu de puissantes couches d'anhydrite et de sel.

Ordinairement, le pétrole, les gaz et l'eau, occupent d'autres couches

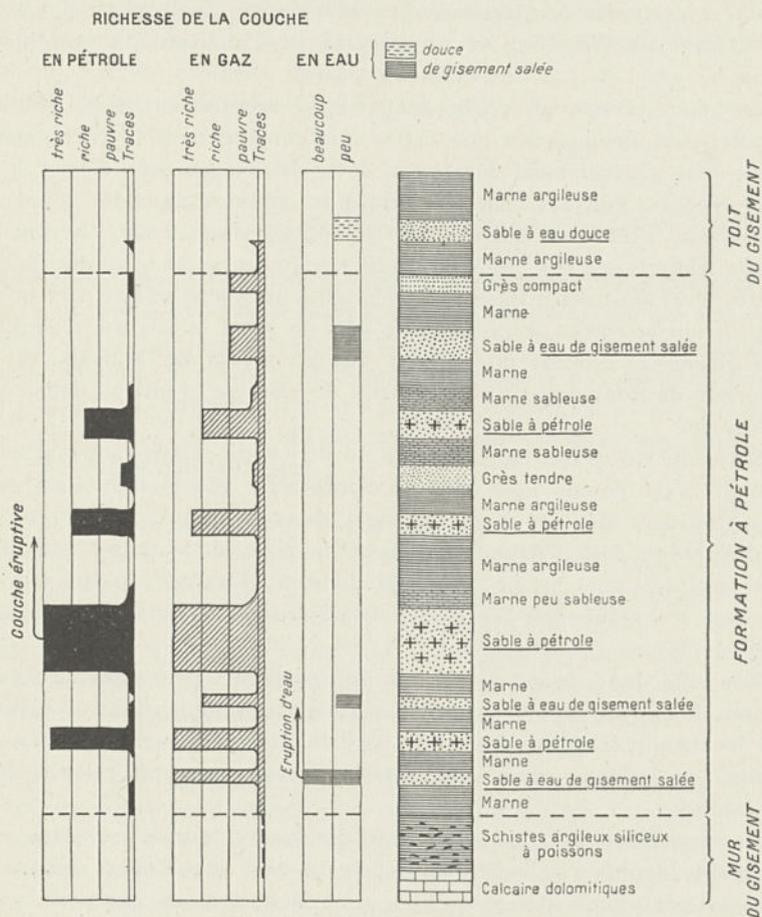


FIG. 2. — Profil idéal d'un gisement normal de pétrole (d'après L. MRAZEC).

que celles de la roche-mère; d'une manière plus précise, ils sont logés dans des couches de roches poreuses, constituant les *roches-magasin* ou les *roches-réservoir*.

Les couches à roches-magasin peuvent occuper les positions les plus diverses par rapport à la roche-mère, étant toutefois situées plus ou moins dans la même zone verticale.

Parfois, les roches-magasin se trouvent à proximité de la roche-

mère et appartiennent au même ensemble de couches, à la même subdivision stratigraphique. C'est le cas de tous les suintements ou mieux de toutes les petites accumulations de pétrole de la zone du Barrémien, dans le faciès des « Schistes noirs » du Flysch des Carpates Orientales; c'est aussi le cas des gisements de l'Oligocène de la même chaîne. D'autres exemples de gisements primaires nous sont fournis par ceux du Crétacé du Wyoming ou du Silurien de Lima-Indiana, aux Etats-Unis.

Le plus souvent, les roches-magasin se rencontrent dans d'autres subdivisions géologiques que celles qui comprennent la roche-mère. Elles sont généralement localisées dans des étages plus élevés, bien plus récents, pouvant toutefois être plus anciens dans les zones de plissement intense où des rapports tectoniques anormaux, chevauchements, charriages, etc., sont intervenus pour les amener au-dessus des unités à roches-mères. Dans tous ces cas, nous avons affaire à ce qu'on appelle un *gisement secondaire* de pétrole. C'est le cas de la plupart des gisements connus au monde. Les gisements du Miocène et du Pliocène de Roumanie, ainsi que ceux de l'Eocène, rentrent dans cette catégorie.

Il résulte de ce que nous venons de dire qu'à proprement parler le pétrole n'est jamais logé dans sa roche-mère elle-même; mais qu'il s'est toujours déplacé tant soit peu de son lieu d'origine. Il n'a d'ailleurs pu rester dans la roche-mère pour des raisons que nous verrons plus tard et qui, contrairement à certaines opinions, nous incitent à conclure que les gisements primaires, au sens strict du mot, n'existent pas.

Toujours donc, avant de former des gisements primaires ou secondaires, le pétrole a parcouru un chemin plus ou moins long — suivant les forces qui le poussaient et les résistances qu'il avait à vaincre — jusqu'à ce qu'il ait rencontré une couche capable de le retenir et de l'accumuler.

Le processus de formation des gisements, considéré dans son ensemble depuis l'élaboration du pétrole dans le sédiment contenant le sapropel primordial jusqu'à sa mise définitive en gisement, comporte plusieurs conditions, sans lesquelles ils ne peuvent ni prendre naissance, ni se conserver. Il convient de les examiner de près.

La condition primordiale de la formation du pétrole se fait connaître par la roche où il a pu naître, c'est-à-dire par la *roche-mère*. Il n'y a que les précisions à ce sujet, précisions sur l'étendue, l'épaisseur et les caractères lithologiques de cette roche considérée comme couche géologique, qui pourront nous renseigner sur les possibilités relatives à la naissance du pétrole.

Ensuite, ce sont les conditions de *migration*. Pour les reconnaître, il faut chercher à établir les causes qui ont pu la déterminer et les

voies que le pétrole a dû suivre depuis sa roche-mère jusqu'à la couche où il a fini par se loger.

En troisième lieu, il y aura les conditions d'*accumulation*, et l'on examinera, aussi bien au point de vue de leur capacité d'emmagasinement qu'à celui de leur arrangement, les couches susceptibles de remplir la fonction de roche accumulatrice ou de roche-magasin.

Finalement, il faut compter aussi avec les conditions de *conservation* du gisement à propos desquelles interviendront les caractères des couches du toit et du mur du gisement, c'est-à-dire les roches protectrices.

#### A. — ROCHES-MÈRES

D'après ce que nous avons dit jusqu'à présent, on entend par roches-mères les roches provenant du sédiment minéral et organique qui s'est déposé en même temps que les matières dont la transformation a donné naissance au pétrole. Et comme, du point de vue minéralogique, la nature de ce sédiment peut être des plus variées, il va sans dire que les roches-mères peuvent différer notablement les unes des autres au point de vue pétrographique.

**Caractères généraux des roches-mères.** — Le pétrole ne pouvant naître que dans des conditions de sédimentation bien déterminées, il est naturel que les roches qui se forment en même temps que lui ne soient pas tout à fait semblables aux roches habituelles. Il est par conséquent nécessaire d'établir les caractères propres aux roches-mères, caractères par lesquels elles se distinguent de toute autre roche du groupe pétrographique intéressé et grâce auxquels on peut les identifier pratiquement.

Nous avons vu au chapitre précédent que si les matières organiques en voie de décomposition ont pu — et peuvent encore — se rencontrer partout et toujours dans les milieux déjà spécifiés, en revanche, les conditions propices à la bituminisation n'ont été réalisées ni dans chaque endroit, ni à toutes les époques. Lorsque ces conditions se trouvaient réunies, il est certain que seuls des sédiments fins ont pu se déposer. Le fait est d'ailleurs explicable, car un milieu non aéré, dépourvu d'oxygène, comme le milieu de bituminisation, ne peut être qu'un milieu de sédimentation tranquille, dans lequel se déposent seulement les sédiments les plus fins. Cette conclusion est confirmée du reste aussi par le fait que les roches psammitiques et pséphitiques ne contiennent pas de bitumes — à moins, naturellement, que ceux-ci n'y soient venus par voie secondaire — tandis qu'il n'existe presque pas de roche pélitique qui ne recèle des traces de bitumes, si faibles qu'elles soient.

Partant de cette constatation, tenant également compte des caractères des sapropélites se formant de nos jours au fond des eaux stagnantes, nous aboutissons à la conclusion que la roche-mère du pétrole, quelle que soit la nature minéralogique du sédiment originel, doit être une roche à grain fin. Nous ne devons pas non plus oublier que seuls les dépôts fins peuvent posséder les propriétés des colloïdes, c'est-à-dire sont en mesure d'entraîner et de retenir les produits résultant de la décomposition des matières organiques. Les dépôts péliques moins fins, et à plus forte raison les dépôts psammitiques, n'entrent pas dans cette catégorie.

Un tel dépôt, au cas où son élément minéralogique est l'argile, ce qui est d'ailleurs le cas le plus fréquent, perd plus tard le caractère de colloïde et peut, en vieillissant et sous l'effet des compressions, acquérir un caractère schisteux.

Nous ne devons pas non plus perdre de vue un autre fait très important et dont nous nous sommes déjà occupé dans un chapitre précédent, à savoir que les solutions salines favorisent les processus de bituminisation.

Il résulte de toutes ces considérations que des caractères des roches-mères sont déjà d'être des *roches péliques éventuellement schisteuses, formées dans un milieu salin.*

La vase primordiale qui a engendré la roche-mère — et qui ressemble à la sapropélite actuelle — renfermait certainement des quantités considérables de matières organiques en voie de décomposition, ainsi que des produits de bituminisation, c'est-à-dire les anabitudes d'ENGLER.

Après la sédimentation de ce dépôt et une fois que des sédiments plus récents sont venus le recouvrir, il subit, de pair avec les processus de bituminisation qui continuent à se poursuivre dans sa masse, une compression due au poids des couches du toit nouvellement déposées, peut-être aussi aux pressions tectoniques. Cette pression chasse non seulement l'eau dont le sédiment est imbibé, mais aussi la majeure partie des hydrocarbures gazeux et liquides nouvellement formés, katabitumes et eçonobitumes de l'auteur précédent. Ces derniers, devront par conséquent chercher un autre abri, soit à proximité du sédiment où ils ont pris naissance, soit, au cas où celui-ci présente des intercalations de matériel grossier, dans ces intercalations mêmes, soit encore dans d'autres dépôts poreux plus éloignés. De la sorte, se formeront, selon les cas, des gisements primaires au sens large du mot, ou bien des gisements secondaires de pétrole.

Cependant, tous les hydrocarbures ne seront pas éliminés de la vase où ils se sont formés. Il y en a qui sont retenus dans sa masse malgré toutes les compressions qu'elle subira et même après qu'elle

sera passée à l'état de roche définitive. Ce seront les polybitumes d'ENGLER, ou les bitumes non libres de MRAZEC, qui resteront définitivement liés, chimiquement et physiquement, à la substance même de la roche.

Il en résulte donc un autre caractère des roches-mères; celui d'être intimement *imprégnées de bitumes*, dans une proportion certainement beaucoup plus élevée que n'importe quelle autre roche fine. La teinte foncée des roches-mères, aux nuances habituellement rousses, chocolat ou noires, est liée en partie à ce caractère. Néanmoins les faces exposées à l'air se décolorent à cause de l'oxydation des matières organiques, au point de devenir grisâtres ou même blanchâtres.

Partant du fait que le milieu de bituminisation est dépourvu d'oxygène, il va de soi que la vie benthonique est impossible dans ces conditions. La vie pélagique sera donc la seule, comme nous l'avons déjà dit, à pouvoir fournir la matière première nécessaire à la formation des bitumes. Nous savons d'autre part aussi, que la décomposition de la matière organique est accompagnée, entre autres, de la formation d'acide carbonique. Or, celui-ci facilite la dissolution du carbonate de calcium des coquilles ou des squelettes des organismes qui ont pu contribuer à la formation du sapropel, effaçant ainsi les traces de pareils restes.

Par conséquent, d'une part l'absence du benthos qui comprend la majeure partie des organismes à coquille ou à squelettes calcaires, de l'autre l'action dissolvante de l'eau chargée d'acide carbonique, ont pour effet de *priver les roches-mères de coquilles ou de squelettes calcaires*. Cette particularité constitue encore un des caractères de ces roches.

Si nous ajoutons à tout cela le fait que les roches-mères sont *pyriteuses*; que, dans la zone d'oxydation, elles présentent souvent des *efflorescences* ou de *petits cristaux de sulfates*; que sur les zones d'affleurement elles sont accompagnées d'*efflorescences salines* et de *sources salées, sulfureuses et ferrugineuses* — propriétés et manifestations dues aussi bien aux réductions et oxydations successives des sulfates qui se trouvaient en solution dans l'eau du bassin primordial qu'à leur résidu minéral, nous avons presque tous les caractères d'après lesquels on peut reconnaître pratiquement une roche-mère de pétrole (1).

En outre, durant le dépôt des vases sapropéliennes devenues plus tard roches-mères, les conditions de sédimentation ont pu varier. De temps à autre sont certainement intervenus des changements, ordi-

(1) JUN-ICHI TAKAHASHI : Quelques notions sur la genèse des gisements pétrolifères. *Congr. Intern. Mines, Métall. et Géol. appl.*, VII<sup>e</sup> Sess., Paris, I, 1936.

nairement de courte durée, pendant lesquels se sont déposés des sédiments psammitiques. Voilà pourquoi on rencontre souvent dans la série de la plupart des roches-mères, des intercalations subordonnées de sables ou de grès qui, lorsqu'on a affaire aux gisements primaires, contiennent du gaz, du pétrole et des eaux salées. Ainsi, dans la série des « Schistes noirs » crétacés du Flysch des Carpates orientales, formation à caractère net de roche-mère, se trouvent assez souvent des intercalations, et même des alternances, de grès à grain assez grossier. On observe la même chose aussi dans la série des « Schistes ménilitiques » oligocènes, où les intercalations de sable et de grès sont habituelles. Dans un cas comme dans l'autre, ces intercalations peuvent contenir du pétrole.

Il arrive parfois que les récurrences de régime normal durent assez longtemps et même qu'elles empiètent sur le régime de sédimentation de la roche-mère; il en résultera une série, dans laquelle on observera plusieurs niveaux de roches-mères. En Roumanie, c'est jusqu'à un certain point le cas de l'horizon supérieur des Schistes noirs barrémiens, dans leur zone de passage à l'Aptien, et aussi le cas des « Couches de Pucioasa », où les schistes dysodiliques constituent des paquets isolés dans une série formée par des marnes sableuses.

**Faciès et formation de pétrole.** — Comme nous l'avons dit plus haut, du point de vue pétrographique nous distinguons des roches-mères argileuses, siliceuses, calcaires ou charbonneuses, selon la nature minéralogique du sédiment primordial, mélangé au sapropel.

Dans la nature, on rencontre des roches-mères appartenant à toutes ces catégories; mais, quelles qu'en soient les variations pétrographiques, nous englobons, en partant des caractères indiqués plus haut, toutes les roches-mères dans ce que nous appellerons le *faciès de pétrole*. Toute formation comprenant dans ses dépôts des roches à faciès semblable est une formation déposée, au moins en partie, sous le régime spécial qui favorise la constitution du pétrole: elle est une *formation de pétrole*. Ainsi, par exemple, le Barrémien du Flysch des Carpates orientales du type des Schistes noirs et l'étage des Schistes ménilitiques oligocènes de la même zone, ou encore les « Couches de Maïkop » dans le Caucase, ou les « Schistes de Monterey » en Californie, sont des formations de pétrole.

Comme on le voit, le sens de la notion de formation de pétrole, telle que nous la définissons ici, n'est pas à confondre avec ce que les auteurs comprennent habituellement sous ce terme. Ils en font un usage certainement erroné en l'appliquant à n'importe quelle formation contenant un gisement de pétrole, sans tenir compte des conditions qui ont présidé à sa naissance. Une formation de pétrole n'est

donc pas la même chose que ce que l'on appelle ordinairement une *série pétrolifère*.

Contrairement à ce que nous avons dit des caractères des roches-mères, quelques auteurs, influencés par les difficultés d'ordre local qu'ils éprouvaient pour expliquer la présence du pétrole dans des intercalations de sable isolées dans des masses d'argiles, ont pu croire que le pétrole est né à l'endroit même où il se trouve et que par conséquent le sable pourrait aussi faire office de roche-mère. On a parlé ainsi de « sables sapropéliques ».

Sans vouloir contester la possibilité qu'un sable extrêmement fin, inclus dans un sédiment à caractère colloïdal, puisse se comporter comme un sable sapropélique, nous devons pourtant reconnaître qu'il est inadmissible que cette roche, considérée dans son ensemble et avec ses propriétés habituelles, ait pu faire l'office de roche-mère de pétrole. Une telle conception est en désaccord avec tout ce que nous savons des conditions qui président à la formation de ce produit.

**Distribution des roches-mères.** — Si l'on considère la puissance et la distribution de ces roches d'après leurs caractères pétrographiques, on constate qu'elles ne sont ni développées, ni répandues d'une façon égale.

Les roches-mères argileuses sont certainement celles qu'on rencontre le plus souvent et qui sont les plus développées. Leur fréquence tient à ce que les régions où le pétrole a pu se former sont limitées, comme nous l'avons déjà dit, à la zone des dépôts terrigènes. De ce qui a été noté plus haut, on a pu voir que les roches-mères argileuses ne sont autre chose que les schistes bitumineux proprement dits.

Ces formations sont répandues dans presque toutes les subdivisions stratigraphiques, du Primaire au Tertiaire. Elles sont particulièrement développées, en bien des régions pétrolifères dans les mêmes étages que ceux qui contiennent du pétrole, ou dans des étages voisins. Aux Etats-Unis, elles accompagnent les gisements de pétrole, appartenant au Dévonien et au Carbonifère, des champs appalachiens où elles sont connues sous le nom de *Couches d'Ohio*; c'est une subdivision du Dévonien supérieur, pouvant atteindre 1.000 mètres de puissance, développée sur toute l'étendue du Plateau appalachien, sous forme de schistes argileux, bitumineux, avec des restes d'algues et parfois de poissons. Des dépôts semblables existent aussi dans le Crétacé de la zone des Montagnes Rocheuses et dans le Crétacé du Venezuela (*Formation de La Luna*, épaisse de 350 mètres), où ils accompagnent les gisements des mêmes régions. On les rencontre aussi dans le Permien d'Allemagne; mais ils sont particulièrement développés dans le Jurassique supérieur et le Crétacé moyen des Steppes Kirghizes, où ils consti-

tuent les *Couches de Koï-Kara*, épaisses de 200 mètres et les *Couches de Kopa*. On les retrouve dans le Crétacé et l'Oligocène des Carpates orientales (*Schistes noirs* et *Schistes ménilitiques*), dans le Crétacé du Maroc, dans l'Oligocène supérieur et le Miocène inférieur du Caucase (*Couches de Maïkop*, de 350 mètres de puissance), dans le Miocène inférieur aux alentours de l'Isthme de Gallipoli (200 mètres), etc.

Il est vrai que l'on trouve des schistes bitumineux aussi dans des régions non pétrolifères. Cependant dans de tels endroits, ou bien dès le commencement n'ont pas été réalisées toutes les conditions de formation de gisements, ou bien les gisements existant à un moment donné ont été complètement détruits dans la suite. Dans cet ordre d'idées, nous mentionnerons en premier lieu, les schistes à Graptolites du Silurien de diverses régions, les schistes bitumineux carbonifères d'Ecosse, les schistes bitumineux du Permien d'Autun, du Trias du Tirol et de la Carinthie, du Lias d'Allemagne, ou d'Anina (Banat), etc.

**Les roches-mères siliceuses**, bien que moins fréquentes, atteignent parfois, elles aussi, un développement assez notable. Nous rangerons dans cette catégorie, en premier lieu, les *Schistes de Monterey*, du Miocène moyen de Californie. Ce sont des dépôts d'une épaisseur de 100 à 1.000 mètres, constitués par un complexe de schistes argileux, de diatomites proprement dites et de schistes siliceux-bitumineux, ces derniers prédominant. A cette même catégorie appartiennent également les ménilites proprement dits et les marnes siliceuses qui forment l'horizon de base de l'Oligocène du Flysch des Carpates orientales (40-50 mètres). On les rencontre parfois, sous forme d'intercalations, parfois très importantes (*Couches de Smilno*) dans des schistes argileux bitumineux, tels qu'ils apparaissent par exemple dans les Schistes noirs barrémiens.

**Les roches-mères calcaires** sont représentées par des calcaires récifaux et par des dolomies, qui peuvent parfois faire office de roche-mère de pétrole. C'est ainsi que le *Calcaire de Trenton* de l'Ordovicien du champ pétrolifère de Lima Indiana, qui joue par son horizon supérieur le rôle de roche-magasin, est considéré comme la roche-mère du pétrole dans cette région. C'est également le cas du *Calcaire d'Ontario*, du Dévonien moyen de l'Ouest canadien, et encore du *Calcaire de Tamasopo*, du Crétacé inférieur et moyen des régions pétrolifères du Mexique et dont la puissance dépasse 1.500 mètres en certains endroits. Il se peut qu'un rôle analogue ait été joué, du moins partiellement, par le calcaire dolomitique qui forme parfois une grande partie de ce qu'on appelle le *Cap rock* des dômes pétrolifères du Texas et

de la Louisiane (*Calcaire de Spindletop*) et par le calcaire miocène récifal de la région de Suez, ou par celui des régions pétrolifères de la Perse (*Calcaire d'Amari*).

Il est cependant à mentionner que tout dernièrement on a contesté aux calcaires la possibilité d'avoir joué le rôle de roche-mère. Pour TROMP (1), qui vient de soulever cette objection, les calcaires étant un produit des conditions aérobies prononcées, complètement opposées aux conditions de bituminisation, leur matière organique n'a jamais pu être transformée en pétrole. De sorte que, d'après cet auteur, tous les bitumes imprégnant les calcaires seraient d'origine allothigène.

Sans contester l'origine étrangère des bitumes imprégnant beaucoup de calcaires, il y en a toutefois qui sont incontestablement liés génétiquement à ces roches. D'ailleurs, ainsi que nous l'avons déjà dit, il faut distinguer dans le milieu de formation du pétrole une région aérobie, où s'élabore la matière première et une autre, anaérobie, où s'accomplissent les phénomènes de bituminisation. Or, dans la première, les conditions de développement des organismes calcaires ne sont nullement exclues. Les produits calcaires, arrivant dans la seconde région, y sont partiellement dissous et redéposés après leur mélange avec les matières organiques en voie de bituminisation.

En tout cas, la question étant du ressort de la géologie, c'est aux recherches de cet ordre qu'il incombe d'établir la solution définitive.

**Les roches-mères charbonneuses** sont moins fréquentes. Nous avons déjà montré les rapports génétiques étroits qui existent entre les bitumes et les charbons et, à cette occasion, nous avons expliqué que ces rapports proviennent du mélange, dans le même bassin de sédimentation, des matières premières dont les deux produits dérivent. Cette constatation laisse entrevoir la possibilité que les charbons ont parfois eux-mêmes fait office de roche-mère de pétrole.

Il est évident cependant qu'il ne suffit pas qu'il y ait du pétrole et des charbons dans un même gisement, pour considérer ces derniers comme la roche-mère. Ainsi, par exemple, le Dacien de la zone des plis diapirs de Roumanie contient, outre de nombreuses et riches couches de lignite, de fortes quantités de pétrole. Il a été toutefois prouvé que le pétrole de cet étage est en gisement secondaire, et le fait qu'il y est associé aux charbons n'est donc qu'une simple coïncidence.

Dans d'autres gisements, comme en Birmanie, aux Indes Néerlandaises ou en Angleterre, dont le pétrole est en connexion étroite avec les charbons, soit dans la même couche, soit par alternance

(1) IR. H. VAN HETTINGA TROMP : Petroleum cannot be generated in limestones. II<sup>e</sup> Congr. Mond. du Pétrole, Paris, 1937.

dans des couches différentes, et où l'on n'a guère entrevu la possibilité que ce produit ait une autre origine, il faut bien admettre que sa roche-mère est représentée par les charbons.

D'ailleurs, même en Roumanie, on ne peut s'expliquer certaines apparitions de bitumes que par la même voie. Il serait en particulier impossible de comprendre les suintements de pétrole du Levantin de Bălteni (département de Gorj) si on ne les attribuait pas au lignite bitumineux qui se trouve à la base du même étage. De même, l'asphalte des sables daciens de la région de Brusturi-Derna (département de Bihor), lesquels reposent directement sur les Schistes cristallins, a forcément dû naître dans les couches de lignite bitumineux du même étage, avec lequel il se trouve en des rapports de gisement très étroits.

**Roches-mères de pétrole dans les Carpates orientales.** — De ce qui a été dit précédemment, on a pu voir que les principales roches-mères de pétrole dans les Carpates orientales roumaines — et en général tout le long de la chaîne des Carpates orientales, à partir de la vallée de la Dâmbovitza et jusqu'en Galicie occidentale — sont les *Schistes noirs* crétacés et les *Schistes ménilitiques* de l'Oligocène. Mais tandis que nous ne pouvons, jusqu'à présent tout au moins, attribuer aux premiers la formation d'aucun gisement proprement dit, soit que les conditions propres à l'accumulation et à la conservation n'aient pas été réalisées, soit que les gisements nés peut-être à un moment donné aient été détruits durant la phase continentale du Mésocrétacé, force nous est de rapporter aux seconds la formation de tous les gisements de pétrole dans toute la zone marginale du Flysch et dans la zone néogène, en Roumanie comme en Pologne.

Cette idée a fait son chemin assez récemment (1).

La possibilité pour les schistes oligocènes de représenter la roche-mère du pétrole des Carpates a été, il est vrai, depuis longtemps entrevue. Mais on pensait alors que le pétrole pouvait être un produit de distillation par voie naturelle de ces roches oligocènes. Selon SZAJNOCHA, la distillation se serait produite en profondeur, sous l'influence de la température des magmas qui ont fourni la masse des andésites de la partie interne des Carpates.

Nous avons vu toutefois (p. 54) ce qu'il faut penser du rôle de la distillation dans le processus de formation du pétrole.

Mais ce n'est pas tout. Le sens même donné au terme de roche-mère par les auteurs qui se sont occupés de la question est certainement erroné. Ils estiment que toute roche à caractères analogues (et par conséquent aussi les schistes ménilitiques) est susceptible de fournir

(1) G. MACOVEI : L'origine du pétrole des Carpates orientales et ses roches-mères. *Bull. Soc. Roum. Géol.*, I, 1931.

du pétrole. Or, les expériences ont démontré que la chose est impossible.

La définition que nous avons donnée de la roche-mère et l'examen que nous avons fait de ses caractères ne laissent planer, espérons-nous, aucune incertitude sur le sens qu'il faut attacher à cette notion. La roche-mère représente en quelque sorte la masse primordiale sapropélique, durcie après que le pétrole s'en est échappé. C'est de cette manière que nous considérons les Schistes ménilitiques comme la roche-mère du pétrole des gisements carpatiques; c'est-à-dire qu'ils ont produit du pétrole au moment où ils ont passé de la phase de sédiment à la phase de roche définitive, si nous pouvons ainsi parler.

Outre l'hypothèse de l'origine oligocène du pétrole des Carpates, telle que l'auteur du présent ouvrage l'a formulée, on en a émis d'autres encore. La plus intéressante — et qui avait cours en Roumanie encore tout récemment — est celle de l'origine miocène. Emise par MRAZEC il y a une trentaine d'années, cette théorie a réuni à une certaine époque la majeure partie des suffrages, notamment de tous ceux qui s'occupaient du pétrole des Carpates; actuellement elle n'est plus soutenue que par KREJCI et par FRIEDL. Suivant cette hypothèse, le pétrole carpatique aurait pris naissance dans la « Formation salifère miocène », ou, pour être plus précis, dans l'étage aquitainien, le long de la zone miocène des Carpates orientales. Cette explication rencontre cependant de sérieuses difficultés : d'un côté les dépôts formant l'Aquitainien, les « Couches de Cornu » comme on les appelle, ne revêtent presque aucun des caractères des roches-mères; de l'autre, les dernières recherches ont prouvé que leur distribution et leurs rapports géologiques ne suffisent pas pour expliquer l'existence de tous les gisements, ni des innombrables suintements de pétrole qui jalonnent la bordure carpatique.

## B. — MIGRATION DU PÉTROLE

Nous avons vu que, pour la formation d'un gisement — fût-il primaire ou secondaire — le pétrole devait préalablement quitter sa roche-mère et chercher un abri dans une autre couche, souvent située assez loin de son lit originel. Par conséquent, entre le moment où le produit a été chassé de la roche-mère et le moment où il s'est fixé dans le gisement, on doit admettre l'existence d'une *phase de déplacement ou de migration*.

En effet, sous l'action de certaines causes que nous examinerons en détail plus loin, le pétrole quitte la roche-mère, ou bien la formation de pétrole elle-même au cas des gisements secondaires, pour s'élever dans la succession des couches plus élevées, ordinairement

plus récentes, quels que soient leur faciès et leur formation géologique. Ce processus dure jusqu'à ce qu'un équilibre s'établisse entre les forces qui le poussent et la force de résistance des roches à traverser. Aussi longtemps que cet équilibre n'aura pas été atteint, le pétrole se trouvera constamment dans une phase instable, dans une *phase dynamique* suivant l'expression de MRAZEC. C'est seulement lorsque sa force ascensionnelle aura été vaincue par la résistance de roches qu'il entrera dans une *phase statique*, ou dans la *phase*

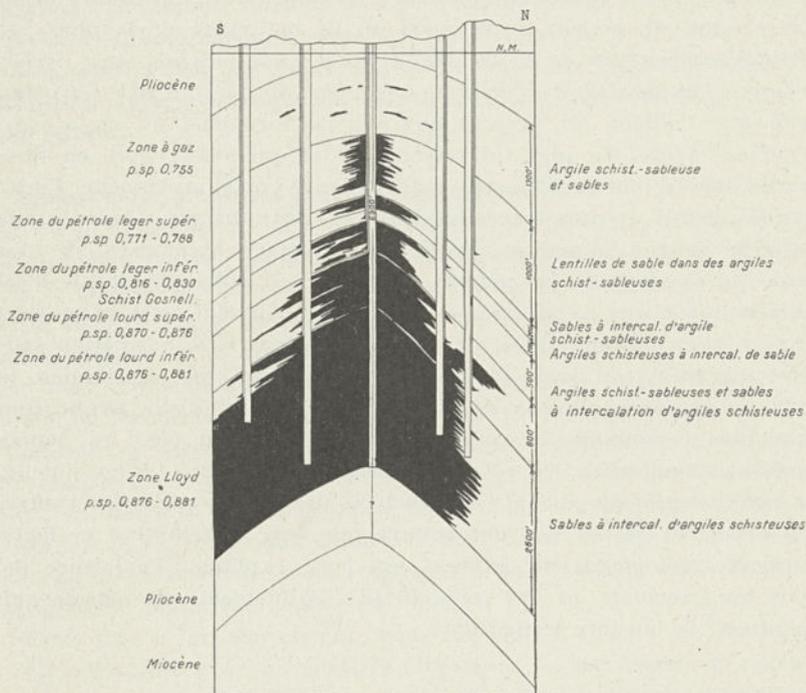


FIG. 3. — Coupe à travers le champ de Ventura Avenue, Californie (d'après HERTEL).

*d'équilibre de gisement*. La durée de la migration est généralement longue, très longue, pouvant parfois même atteindre celle des époques géologiques; mais elle peut aussi être interrompue par des phases temporaires d'équilibre.

Les indications, sinon les preuves, que la formation des gisements de pétrole est conditionnée par les possibilités de migration, sont multiples. Nous n'en mentionnerons pour le moment que quelques-unes.

Ainsi, la localisation des gisements en rapport avec les dislocations de l'écorce, en est une. Nous aurons, en effet l'occasion de voir que,

même dans des régions à tectonique tranquille, quasi-tabulaires, l'existence des gisements est liée à certains dérangements des couches, à de légères ondulations, à des fractures, etc. En outre, dans tout gisement, la zone d'imprégnation décroît de bas en haut, ou plus exactement de la région de la roche-mère vers la région opposée (fig. 3); et, quand il s'agit de fractures, c'est toujours dans leur voisinage immédiat qu'on observe les principales accumulations, le pétrole leur constituant des sortes d'auréoles. Le gisement de Moreni fournit un exemple des plus instructifs à ce point de vue (fig. 4); le

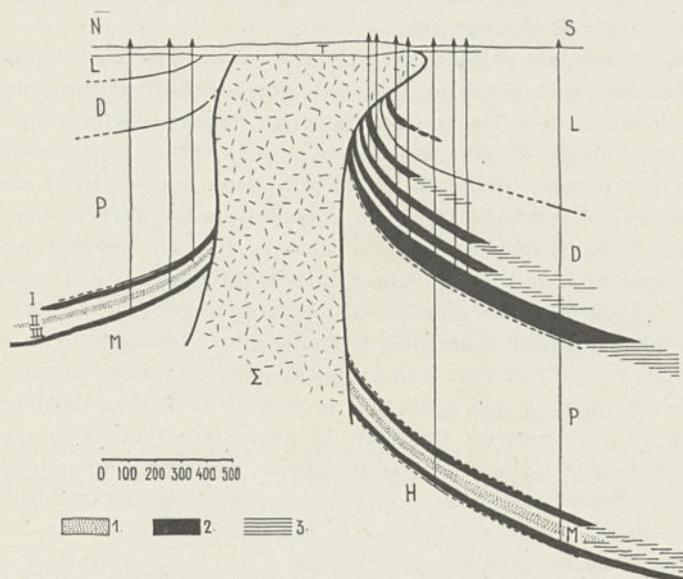


FIG. 4. — Coupe de l'anticlinal de Moreni à Gura Ocnîței, Roumanie.

Σ = Massif de sel ; H = Helvétien ; M = Méotien à trois horizons de pétrole (I, II, III) ; P = Pontien ; D = Dacien à quatre horizons de pétrole ; L = Levantin à un horizon de pétrole ; T = Terrasse ; 1 = Gaz ; 2 = Pétrole ; 3 = Eau salée.

pétrole y est accumulé dans le voisinage immédiat des fractures qui séparent le noyau de sel des formations néogènes des flancs du pli. La zone d'imprégnation du Méotien est plus large que celle du Dacien, qui se rétrécit à son tour graduellement, de la base à la partie supérieure de l'étage. Enfin, pour ne pas insister davantage, la présence de poix ou d'asphalte, de paraffine ou d'ozokérite dans certaines fissures est également une indication de l'existence de ce processus.

Suivant la route que le pétrole a dû parcourir en quittant la roche-mère et la manière dont il a traversé les couches rencontrées pour arriver au point d'accumulation, on a voulu distinguer trois possibilités de migration, à savoir : la *migration primaire*, au cas où le pétrole

se déplace de la roche-mère vers une roche accumulatrice adjacente ou même intercalée dans sa masse; la *migration secondaire* ou *latérale*, quand il s'agit d'un déplacement de sens latéral dans la roche accumulatrice, même parallèlement à la stratification de la couche; la *migration transversale* ou *verticale*, au cas où le déplacement se fait perpendiculairement à la stratification, le pétrole devant parcourir une distance qui pourrait être assez grande. Tandis que la première possibilité mène à la formation des gisements primaires, la dernière contribue à la formation des gisements secondaires. Quant à la migration latérale, elle intervient dans les deux cas et surtout dans le processus d'accumulation proprement dit.

Il est évidemment difficile de connaître les détails du processus de la migration. Les conditions spéciales qui y président dépendent de toute une série de facteurs dont nous ne pouvons déterminer ni la valeur, ni le degré d'influence.

En raison de cette difficulté, certains auteurs ont manifesté ces derniers temps une certaine tendance à vouloir restreindre le rôle de la migration dans la formation des gisements. Il y en a même qui sont allés jusqu'à nier tout déplacement du pétrole dans le sol et prétendre qu'il est né sur les lieux mêmes où il se trouve.

Cette conception ne saurait évidemment être retenue du moment que l'on est assuré du fait que, tout en ne pouvant prendre naissance que dans des conditions très spéciales, le pétrole se trouve dans les formations les plus variées. Du reste, la méthode actuelle des exploitations repose précisément sur la tendance migratoire du pétrole, sur l'existence de forces qui le poussent vers le point atteint par le trépan de la sonde et le font remonter à la surface.

S'il est malaisé de saisir le mécanisme de la migration, il est en revanche plus facile de se représenter les voies que le pétrole suit dans sa phase ascensionnelle et de saisir les causes qui déterminent sa migration.

Nous examinerons d'abord ces deux aspects de la question et verrons ensuite ce qu'on peut dire du mécanisme du phénomène.

### *Voies de migration.*

La migration du pétrole peut se faire suivant deux voies principales, à savoir : *par les fissures* ou les zones de fissures ou de broyage, quand il s'agit de roches dures et compactes, et *par les pores* quand il est question de roches poreuses, meubles ou agglutinées. Comme la vitesse de la circulation dépend des dimensions des vides, il va de soi que dans le premier cas la migration s'effectuera plus facilement et plus vite que dans le second, où le liquide éprouve plus de difficulté à dif-

fuser par les pores capillaires. En outre, il diffuse plus facilement le long des couches que transversalement.

Le fait que l'on a souvent trouvé, le long des diaclases ou des crevasses habituelles, soit de la poix ou de l'asphalte, soit de la paraffine ou de l'ozokérite, est une précieuse indication qu'elles servent fréquemment de voies de migration. Qu'elles soient dues aux forces orogéniques ou à la simple contraction, ces crevasses affectent surtout les roches dures et compactes. Localisées sur les zones axiales des anticlinaux, ou sur leurs flancs, elles se forment lorsque les roches intéressées ont une rigidité suffisante et n'ont pas été enfouies assez profondément pour pénétrer dans les régions à plasticité latente. Le pétrole de certains gisements paléozoïques du Midcontinent américain ou du Plateau préouralien russe s'est fort probablement déplacé, du moins en partie, par de simples crevasses.

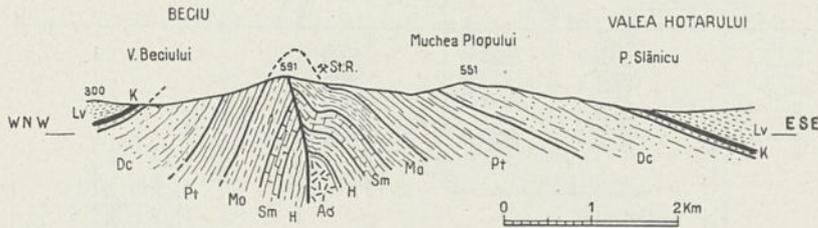


FIG. 5. — Coupe de l'anticlinal d'Arbănași, Roumanie (d'après O. PROTESCO).  
Aσ = Aquitaniensel ; H = Helvétien ; Sm = Sarmatien ; Mo = Méotien ;  
Pt = Pontien ; Dc = Dacien ; K = Couche de lignite ; Lv = Levantin.

Les failles ordinaires, avec toutes leurs variations, constituent, quand elles ne sont pas complètement fermées, de bonnes voies de migration. Habituellement, les failles ne consistent pas en une crevasse unique, mais correspondant très souvent à des zones de broyage, elles forment de véritables réseaux de fissures. De pareils accidents sont certainement les meilleures voies de migration.

En Roumanie, un bel exemple en est fourni par la dislocation qui sépare, dans la région de grande courbure des Carpates au Nord-Est de Bucarest, la zone méditerranéenne précarpatique de la zone sarmato-pliocène. Cette ligne commence à Cașin dans le département de Bacău, passe par Câmpuri, Vizantea, Valea Sării, Reghiu et Andreiaș, pour aboutir à Sărule de Bisoca dans le département de Râmnicu-Sărat. Elle est jalonnée, sur plus de 80 kilomètres de longueur, par des manifestations de pétrole aussi nombreuses que variées. Le gisement d'Arbănași, tout comme le gisement de Sărata-Monteoru, est dû à la migration le long de failles simples, qui affectent les anticlinaux intéressés suivant leurs plans axiaux (fig. 5).

Des failles inverses aux chevauchements proprement dits, le pas-



FIG. 6.

FIG. 6. — Esquisse géologique de la zone pétrolière Buștenari - Câmpina - Gura Drăgănești, Roumanie (d'après la Carte géologique de la Roumanie : 1 : 500.000<sup>e</sup>).

FIG. 7. — Coupe du champ de Copăceni, Roumanie.

OI = Oligocène ; Mo = Méotien ; Pt = Pontien.

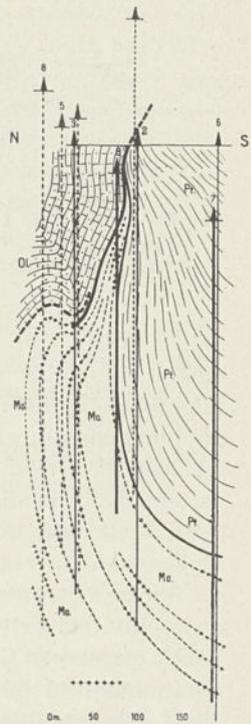


FIG. 7.

sage est continu. Du reste, à notre point de vue, les plans de chevauchement se comportent comme les failles. Dans bien des régions des Carpates, le pétrole a circulé le long de ces plans, facilitant de la sorte la mise en place de nombreux gisements. La plupart des gisements de la Zone marginale du Flysch et de son bord externe, en Roumanie comme en Galicie, est due à la migration le long de ces plans de chevauchement. Les gisements de Zemeș et de Moinești sont des plus caractéristiques à cet égard. Il en est de même des gisements de Copăceni-Gura Vitoarei

(fig. 7) et de ceux de la ligne Vulcănești-Bușteni-Câmpina-Gura Drăgăneșei-Valea Ursului (fig. 6), avec sa ramification Câmpina-Vârful Drăgăneșei-Vișinești.

Nous rangeons également dans la catégorie des lignes de chevauchement les dislocations qui séparent les noyaux de sel des plis diapirs des formations pliocènes de leurs flancs. En Roumanie, ces plis sont greffés sur des écaïlles profondes du Paléogène, qui ayant poursuivi leur processus de chevauchement durant la sédimentation des

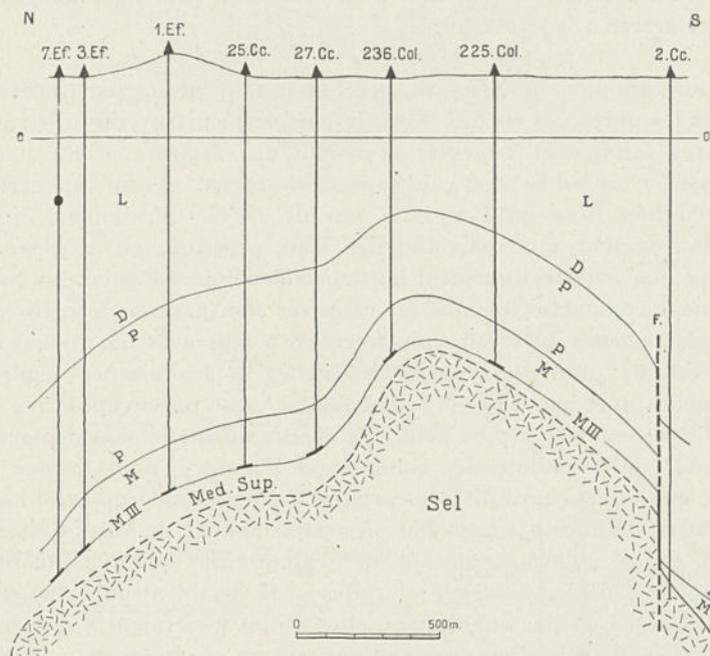


FIG. 8. — Coupe de l'anticlinal de Bușeni, Roumanie (d'après D. ȘTEFĂNESCO).

DP = Limite Dacien-Pontien ; PM = Limite Pontien-Méotien ;  
M III = Horizon pétrolifère.

dépôts mio-pliocènes, ont soulevé le sel en le froissant, l'étirant et même le déracinant. Ne pouvant pas glisser horizontalement à cause de l'obstacle que leur opposaient d'abord certains butoirs du tréfonds, ensuite les dépôts mio-pliocènes qui s'entassaient de plus en plus épais entre ces butoirs, les écaïlles ont été forcées de glisser verticalement et de s'élever avec le sel jusqu'à la surface. C'est pourquoi, d'une part, sur les flancs des noyaux de sel se sont maintenues constamment des surfaces de glissement qui ont été utilisées par le pétrole dans sa marche ascendante et que, de l'autre, les sédiments de l'axe de l'anticlinal en formation sont restés très minces ou même font défaut, conduisant ainsi à la naissance de ce type spécial de plis.

Les gisements de pétrole roumains les plus riches rentrent dans la catégorie des plis diapirs à diapirisme exagéré, tels les gisements de Moreni-Gura Ocniței (fig. 4), Ochiuri, Florești et Băicoi-Țintea. On a constaté que certains gisements de plis à caractère normal à la surface, comme ceux de Filipești, Runcu, Bucșani (fig. 8), comme ceux aussi de la continuation Ouest de l'anticlinal Moreni-Gura Ocniței, Chițorani, etc., affectent en profondeur le caractère diapir. Ce diapirisme est toutefois tellement atténué, qu'on ne peut le soupçonner d'après l'aspect seul de surface. C'est seulement par des sondages que l'on est arrivé à le constater.

La migration, avons-nous dit, peut aussi se produire par diffusion à travers les pores des roches. Ainsi le pétrole peut traverser des sables, des grès faiblement cimentés et même des argiles ou des marnes sableuses, c'est-à-dire toutes les espèces de roches offrant une certaine perméabilité. Bien qu'il n'existe pas de roches absolument imperméables, surtout pour des liquides sous pression, on a cependant observé que sont pratiquement imperméables non seulement les roches nettement compactes, comme les calcaires non fissurés, les grès compacts, les marnes dures ou compactes, etc., mais aussi les roches avec une certaine porosité, comme les argiles et les marnes argileuses habituelles; tant que celles-ci sont humides, leurs pores capillaires étant remplis d'eau, cette eau ne peut être que très difficilement déplacée.

L'étude de la chimie des colloïdes a démontré, nous l'avons déjà relaté, que l'imperméabilité des argiles, évidemment proportionnelle à leur degré de finesse, est en liaison avec l'échange de bases d'un électrolyte et les molécules de silicate d'aluminium qui constituent les particules d'argile. Seules les argiles —H semblent être nettement imperméables; et par conséquent, elles seules pourraient s'opposer au passage du pétrole. Ces constatations aident grandement à saisir le processus de migration du pétrole et de sa mise en gisement. Elles indiquent aussi la cause pour laquelle la migration peut s'arrêter à un moment donné. Tant que le pétrole rencontrera une argile —Ca ou une argile —Na non hydrolysées, il pourra les traverser; dès qu'il se trouvera en face d'une argile —H, il s'arrêtera et le processus de migration prendra fin.

Quelle que soit la cause intime de l'imperméabilité des argiles et des marnes, le fait est que ces roches assurant l'imperméabilité de la façon la plus parfaite. Le gisement roumain d'Ochiuri nous en fournit une preuve éloquente. L'arrangement tectonique du Dacien dans la partie Sud-Ouest du chantier en question montre clairement que la migration ne peut s'effectuer à travers les marnes et les argiles (1).

(1) D. M. PEDA : Observations géologiques dans le champ pétrolifère de Ochiuri. *Ann. Min. Roum.*, 12, 3, Bucarest, 1929.

Les travaux d'exploitation ont en effet révélé dans l'anticlinal d'Ochiuri, à l'Ouest de l'endroit où plonge son noyau de sel, l'existence d'une faille qui recoupe suivant une direction Nord-Sud les dépôts daciens et pontiens. Son trajet, qui n'est d'ailleurs manifesté par rien en surface, n'a pu être déterminé avec précision que sur une longueur de quelques centaines de mètres. D'après les données des forages, la

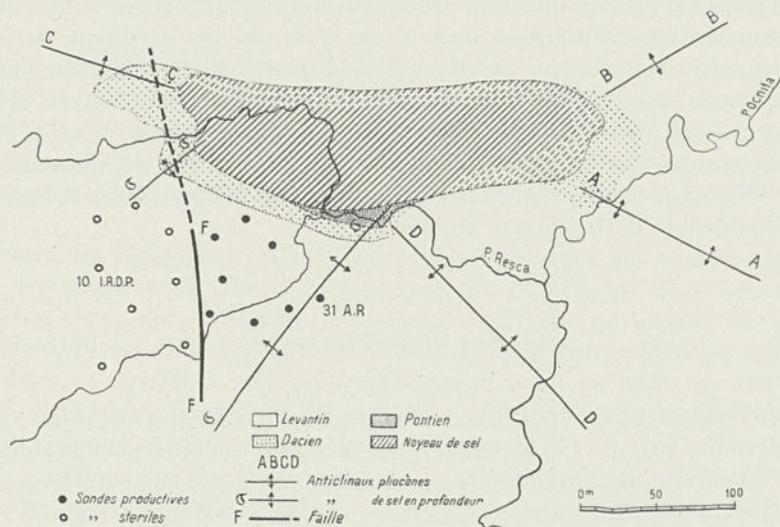


FIG. 9 a.

FIG. 9 a. — Esquisse de l'anticlinal Ochiuri, Roumanie (d'après D. M. PREDA).

FIG. 9 b. — Coupe Est-Ouest du flanc Sud de l'anticlinal d'Ochiuri, passant par la faille FF.

1 = Marnes argileuses du toit de l'horizon « Moreni » ; 2 = Horizon « Moreni » ; 3 = Marnes du toit de l'horizon « Drader » ; 4 = Horizon « Drader » ; 5 = Pontien.

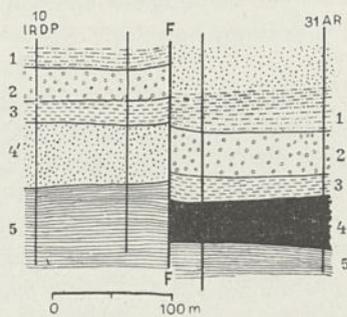


FIG. 9 b.

faille en se prolongeant vers le Nord, contournerait l'extrémité du massif de sel (fig. 9 a). A l'Est du plan de la faille, les sondes ont atteint à une certaine profondeur l'horizon inférieur du Dacien, dont la couche « Drader », la seule productive dans la région, était remplie de pétrole, comme il arrive tout le long du flanc Sud de l'anticlinal. A l'Ouest de ce plan, le même horizon a été rencontré à 40-60 mètres plus haut, mais sans la moindre trace de pétrole ou d'eau salée (fig. 9 b).

On peut tirer plusieurs conclusions de ces faits. La première, et la

plus évidente, est que le pétrole y est en gisement secondaire, autrement la couche Drader devrait en être imprégnée des deux côtés de la faille et sur toute son étendue. Ensuite, le fait que la surface productive du chantier ne forme qu'une auréole autour du massif de sel indique, en toute certitude, que le pétrole est remonté des profondeurs par les crevasses de la zone de brèche qui délimite le noyau de sel par rapport aux formations pliocènes. La dernière constatation et qui appuie ce que nous avons énoncé plus haut, est que le pétrole et les eaux salées se sont répandus le long de la couche Drader, mais ne l'ont imprégnée que jusqu'au plan de la faille, là où cette couche se heurte aux marnes pontiennes. La faille étant parfaitement close, ils n'ont pu aller plus loin, ni horizontalement, la route étant barrée par les marnes pontiennes, ni verticalement, à travers le toit marneux-charbonneux imperméable de la couche Drader.

#### *Causes de la migration.*

Le déplacement du pétrole à l'intérieur de l'écorce terrestre est déterminé par des causes assez variées. Parmi celles-ci quelques-unes se rapportent aux caractères ou à la nature physique même du produit, alors que d'autres lui sont étrangères et tout à fait indépendantes de lui. Leur action peut être simultanée ou successive.

Voici ces causes.

**Tension des gaz.** — Le facteur migratoire qui agit en permanence, en concomitance avec les autres, est la tension du gisement. Son existence dépend donc étroitement du pétrole. En effet, le pourcentage élevé d'hydrocarbures gazeux qui accompagnent celui-ci et la pression à laquelle ils sont soumis, pression qui peut être augmentée par la température régnant à la profondeur intéressée, font que le pétrole aura toujours une tendance d'expansion et de migration vers les points de moindre résistance.

La valeur de ce facteur ne saurait être déterminée avec précision. Cependant les mesures de pression dans les sondes suffisent pour nous renseigner jusqu'à quel degré la tension d'un pareil gisement peut s'élever. Des pressions de plus de 100 atm. ne sont pas rares. En Pennsylvanie par exemple, on a mesuré 102 à 103 atm. En Roumanie, certaines sondes du Méotien de Boldești et du flanc Sud de l'anticlinal de Moreni ont montré des pressions bien plus fortes, allant jusqu'à 220 et même 240 atm. (Boldești). Des sondes à éruptions, tellement violentes qu'elles ont pu projeter en l'air, avec la colonne d'eau, toute la tige de forage et la colonne de tubage, auraient, selon de

calculs de TANASESCO (1), subi des pressions de plusieurs centaines d'atmosphères.

Dans ces conditions, on se rend compte de l'importance du facteur tension dans le processus de migration. Tant que cette force sera supérieure à la force de résistance des roches, elle suffira pour entretenir le processus de déplacement du pétrole.

La tension du gisement a joué, sans doute, le rôle prépondérant dans le processus de migration qui a abouti à la formation des gisements des régions légèrement disloquées ou à caractère tabulaire. Ainsi la mise en place de certains gisements du Midcontinent, des Etats de Wyoming, Illinois, Lima-Indiana et Dakota, en Amérique, et des Steppes Kirghizes, en Russie, est due à une migration déterminée en grande partie par la tension interne du gisement.

**Poids des sédiments.** — Parmi les facteurs externes qui contribuent au déplacement du pétrole, il faut compter en premier lieu l'action de tassement des sédiments nouvellement déposés par-dessus de la roche-mère. Ainsi, la porosité des roches se réduisant progressivement et dans une certaine mesure proportionnellement au poids de sédiments qu'elles supportent, le liquide remplissant primordialement leurs pores est éliminé dans la même proportion (2).

La tension des gaz et le tassement sont les premières causes qui provoquent l'expulsion du pétrole et des eaux salées de la roche-mère. Et c'est en fin de compte le tassement aussi qui a contribué en grande partie à la mise en place des gisements dans les régions légèrement disloquées dont il a été question plus haut.

L'action de ces facteurs ne saurait forcer toujours le pétrole à remonter verticalement. Il pourra bien s'accumuler dans les intercalations sableuses de la roche-mère, ou dans une autre couche sur l'horizontale et même dans une couche inférieure à celle-ci. A Pechelbronn par exemple, le pétrole de l'Oligocène est passé latéralement dans le Jurassique, avec lequel il se trouve en contact par faille; tandis qu'à Boryslaw, la principale couche pétrolifère est située à la base même des « Schistes ménilitiques », le pétrole s'étant accumulé dans le « Grès de Boryslaw ».

**La chaleur interne de la terre,** constitue elle aussi une cause déterminante de la migration du pétrole. Par l'accumulation de nouveaux sédiments au-dessus de la roche-mère et par son affaissement corréla-

(1) I. TANASESCO : Les conditions physiques d'accumulation des hydrocarbures et les normes d'évaluation des gisements de pétrole. *An. Inst. Geol. Rom.*, vol. IX, Bucarest, 1922.

(2) H. D. HEDBERG : The effect of gravitational compaction on the structure of sedimentary rocks. *Bull. Am. Ass. Petr. Geol.*, 10, 1926.

L. F. ATHY : Compaction and oil migration. *Ibid.*, 14, 1930.

tif, celle-ci peut atteindre des régions à température de plus en plus élevée. Cet abaissement a pour effet, d'un côté de soumettre les gaz à des pressions de plus en plus fortes, ce qui détermine un accroissement de la tension du gisement, de l'autre à accroître la fluidité du pétrole par la diminution de sa viscosité et de la force d'attraction capillaire. Les deux conséquences auraient à imprimer au pétrole une force d'expansion et d'ascension qui va en croissant.

L'influence de la chaleur interne sur la migration varie, bien entendu, d'une région à l'autre, en rapport avec la valeur du degré géothermique. Dans les gisements des régions volcaniques, au Mexique et au Japon par exemple, où le degré géothermique est moindre, l'influence de la chaleur interne se manifeste bien plus fortement qu'ailleurs.

Nous ignorons néanmoins encore à quel point l'influence de ce facteur se fait sentir. Il nous faudrait en effet connaître avant tout la température qui règne dans le gisement intact. Or, c'est chose impossible puisque, à l'instant même où le trépan de la sonde vient à toucher le gisement, la tension subit une détente, accompagnée d'un abaissement de température; l'équilibre calorifique en est détruit. Dans ces conditions, la température mesurée au fond de la sonde ne correspond évidemment plus à la température réelle du gisement.

D'autre part, il est vrai que la température d'un gisement ne peut être exclusivement mise au compte de la chaleur interne. Le poids des sédiments et les forces orogéniques contribuent sans doute aussi à son élévation. Le travail exercé par ces forces diminue le volume de la masse des gaz dans le gisement, diminution qui se traduit par l'élévation de la température. TANASESCO (1) a démontré que, si le volume initial des gaz d'un gisement est réduit d'un dixième seulement, la température augmente de 12°; et si cette diminution arrive à deux tiers, la température augmente de 49°. Par conséquent, une décompression des gaz, c'est-à-dire un abaissement de la tension, sera accompagnée d'un abaissement de température. Le fait a été vérifié dans des sondes en exploitation, où l'on a constaté que l'abaissement de température marche de pair avec la diminution de leur rendement.

Dans ces conditions, le gisement accusera souvent une température supérieure à celle de la profondeur à laquelle il se trouve, comme l'atteste d'ailleurs l'exemple suivant. Une puissante éruption d'eau salée, venant de la profondeur de 1.130 mètres et qui dura plusieurs semaines de suite, s'était déclarée à une sonde du chantier de Filipeștii de Pădure, en Roumanie. La température de l'eau, mesurée à la sortie de la sonde, était d'environ 50°. Or, suivant la valeur du degré géothermique (32 mètres), la température en question corres-

(1) I. TANASESCO : *Op. cit.*

pond à une profondeur d'au moins 1.300 mètres. Si, en outre, l'on tient compte de la perte de chaleur le long de la colonne et de celle due à la détente provoquée par la rupture d'équilibre du gisement, on peut déduire que la température dans le gisement intact a dû être beaucoup plus élevée.

Des déterminations de température à l'intérieur des sondes ont été faites couramment dans tous les chantiers de pétrole du monde. Les monographies et les grands ouvrages sur les gisements de pétrole contiennent de nombreux tableaux de températures mesurées dans divers champs en exploitation. Cependant, ces données n'ont qu'une valeur relative; elles ne représentent pas la température du gisement et n'indiquent pas non plus la valeur réelle de degré géothermique. En effet, bien qu'on ait constaté que la plupart des régions pétrolières ont un degré géothermique peu élevé (10 à 15 mètres en moyenne au lieu de 30), cette particularité, de même que l'allure des isothermes, ne sont liées ni à la présence du pétrole, ni à son aire d'accumulation. Les mesures faites en Europe et en Amérique ont démontré que ces éléments varient selon la structure géologique et le caractère pétrographique des formations (fig. 10) (1).

**Forces orogéniques.** — Les forces orogéniques constituent sans aucun doute la cause principale de la migration et ce sont elles qui ont contribué pour une bonne part à la mise en place de la majorité des gisements connus. Les grandes pressions résultant du jeu de ces forces poussent le pétrole sans répit vers les régions de moindre résistance de l'écorce terrestre où il pourra s'accumuler.

L'influence des mouvements orogéniques se manifeste par la force mécanique proprement dite, déchainée pendant leur action, et aussi par l'élévation de température qu'ils déterminent dans la masse du pétrole et qui y entraîne un accroissement de la tension des gaz.

Les pressions orogéniques provoquent une déformation des couches proportionnelle à leur intensité. Quand les couches se trouvent à une profondeur suffisante pour que les roches deviennent plastiques, elles se comportent presque comme un liquide, c'est-à-dire que les pressions se répartissent uniformément et dans toutes les directions dans leur masse. Aussi bien, le matériel de la même couche tendra-t-il à s'accumuler dans les endroits de moindre résistance. Celles-ci correspondent, nous le savons, aux zones anticlinales quand il s'agit des plissements normaux, aux zones anticlinales et aux zones syncli-

(1) J. O. HAAS and C. R. HOFFMANN : Temperature gradient in Pechelbronn oilbearing region. *Bull. Am. Ass. Petr. Geol.*, 13, 1929.

JOHN A. MC CUTCHIN : Determination of geothermal gradients in Oklahoma. *Ibid.*, 14, 1930.

WALTER B. LANG : Geologic significance of a geothermal gradient curve. *Ibid.*, 21 (9), 1937.

nales quand il est question des plis-faille, à la région inférieure des flancs dans le cas des plis diapirs, etc. Dans ces parties, les couches seront, par conséquent, toujours plus épaisses que dans les autres.

Sous l'influence des pressions orogéniques le pétrole suit naturellement la même règle. Il se déplacera vers les zones anticlinales, au

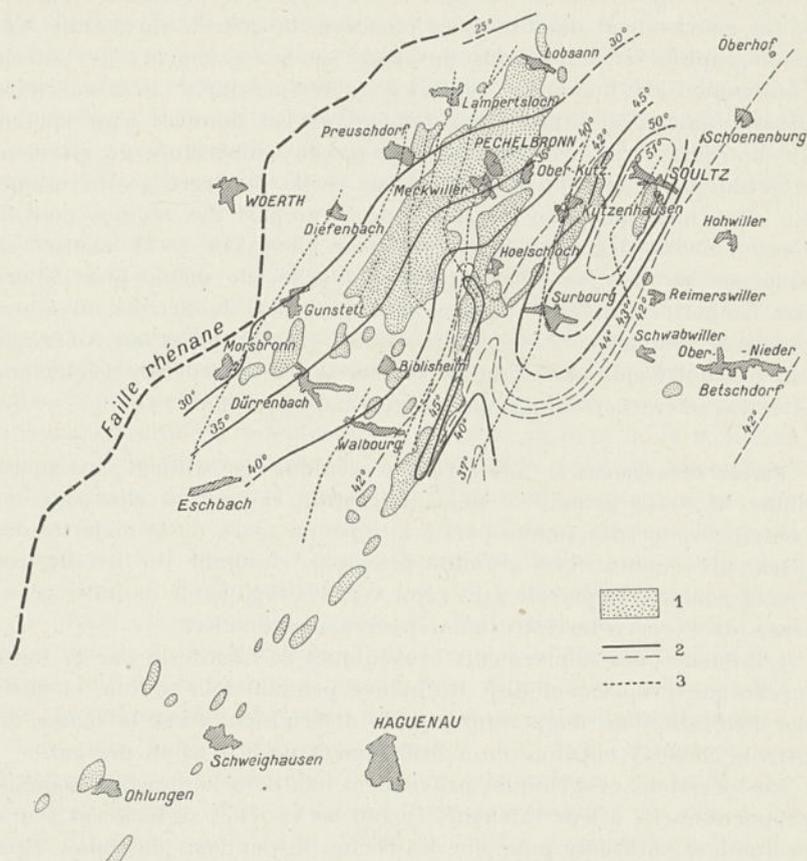


FIG. 10. — Carte du champ de Pechelbronn avec tracé des isothermes à la profondeur de 400 mètres (d'après HOFFMANN et HAAS.)

1 = Zones productives ; 2 = Isothermes ; 3 = Failles.

cas des plis normaux; il cherchera à se placer au-dessous du plan de chevauchement, dans le cas des plis-faille, afin d'occuper les régions des charnières; il s'accumulera sur les flancs des plis diapirs et ainsi de suite. Il est inutile de faire remarquer qu'il n'est nullement nécessaire que les couches à travers lesquelles le pétrole circulera, ou au sein desquelles il s'accumulera, s'abaissent à la profondeur de plasticité latente.

Dans ces conditions, nous nous expliquons fort bien pourquoi la forme de synclinal proprement dit s'oppose ordinairement à l'accumulation du pétrole.

L'action prépondérante de ces forces a déterminé la mise en place de la plupart des gisements du monde et pour ainsi dire de tous les gisements de Roumanie, qu'il s'agisse de gisements anticlinaux à caractère normal, comme ceux d'Arbănași, Ceptura ou Boldești, de gisements de plis-faille et de lignes de dislocation importantes, tels les gisements du Flysch et de son bord, comme à Copăceni-Gura Vitioarei, Buștenari, Cămpina, etc., ou bien de gisements à plis diapirs proprement dits, comme ceux de Băicoi, Florești, Moreni-Gura Ochiței et Ochiuri.

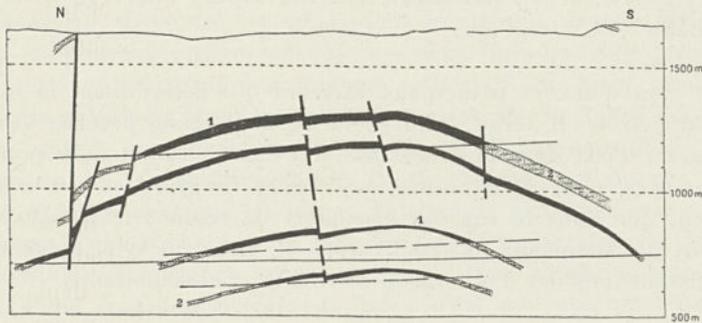


FIG. 11. — Coupe à travers l'anticlinal de Salt-Creek, Wyoming, montrant la limite eau-pétrole, plus relevée au Sud qu'au Nord (d'après E. BECK).

1 = Pétrole ; 2 = Eau salée.

**Eaux de circulation.** — Suivant MRAZEC, les eaux de circulation constitueraient elles aussi l'une des causes de la migration du pétrole. Comme toutefois ces eaux, dès qu'elles entrent en contact avec le pétrole, exercent plutôt une action destructive, nous examinerons leur influence lorsque nous nous occuperons de la dégradation des gisements.

Dans certaines circonstances, les eaux superficielles peuvent toutefois se comporter dans une certaine mesure, comme facteur déterminant de la migration, sans pour cela provoquer une dégradation proprement dite. C'est ainsi qu'on a pu observer que le pétrole accumulé dans le dôme de Salt Creek, dans le Wyoming, s'est légèrement déplacé vers son flanc extérieur, sous l'effet de la pression exercée par les eaux captives, infiltrées le long des couches intéressées dans leur zone d'affleurement à la bordure des Montagnes Rocheuses (fig. 11). D'autres fois, le pétrole d'une couche inondée peut être repoussé et accumulé dans certains points, où il peut se conserver comme dans une sorte de poche isolée dans la masse de

la couche remplie d'eau. Nous citerons à ce sujet un cas qui s'est produit dans la région de Chiciura, en Roumanie : une sonde, située sur un terrain depuis longtemps en partie inondé, a rencontré une pareille accumulation de pétrole précisément dans une couche entièrement remplie d'eau. Le sondage, qu'on avait foré uniquement pour satisfaire des conditions contractuelles, n'en a pas moins produit, à la grande satisfaction de l'entreprise, 400 tonnes de pétrole par jour pendant un assez long temps.

La pratique des exploitations s'est emparée de ce phénomène et l'applique chaque fois qu'il s'agit de couches faiblement imprégnées. On détermine l'inondation artificielle de celles-ci, en introduisant de l'eau dans leurs parties basses; le pétrole est ainsi poussé vers le haut; et, arrivant à s'accumuler dans un espace restreint, il devient exploitable (1).

Tels sont donc les principaux facteurs qui déterminent la migration du pétrole. Il serait, naturellement, malaisé de préciser la part de chacun d'eux dans le processus total, mais ce dont nous pouvons être assurés, c'est qu'en outre des forces orogéniques qui n'interviennent que dans le cas des gisements de régions très disloquées, le poids des sédiments, la température du gisement et la tension des gaz agissent toujours d'une façon constante et concomitante.

### *Mécanisme de la migration.*

Nous avons déjà dit qu'il était extrêmement malaisé de connaître le processus de la migration dans tous ses détails. Tout ce qu'on peut affirmer à cet égard, c'est que le pétrole doit se déplacer en même temps que le gaz et les eaux salées qui l'accompagnent, car il n'existe pas — ou du moins on n'en a pas encore observé — de gisement de pétrole dépourvu de gaz et d'eaux salées.

Suivant ADAMS, la migration du pétrole s'effectuerait à l'état d'émulsion avec l'eau salée.

On sait que le pouvoir d'émulsion de l'eau est proportionnel à sa teneur en gaz en solution. D'autre part, le pouvoir d'absorption de l'eau salée à l'égard des gaz est à son tour proportionnel à la pression (loi de V. HENRY). Par conséquent, plus la pression sera élevée, plus sera élevée aussi la quantité de gaz que les eaux pourront absorber. De même, plus les eaux seront riches en gaz, plus leur densité et leur tension superficielle sera faible et, par conséquent, plus elles pourront facilement s'émulsionner avec le pétrole.

(1) M. TEMPELAAR LIETZ : La récupération du pétrole dans les conditions de remplacement par eau. *II<sup>e</sup> Congr. Mond. du Pétrole*, Paris, 1937.

Comme aux profondeurs où se trouvent, non seulement les roches-mères, mais aussi les gisements secondaires, les pressions sont suffisamment fortes, et comme toutes les eaux de gisements contiennent des quantités appréciables de gaz, il est fort probable que le processus de migration s'accomplit de la manière dont ADAMS l'imagine. On a du reste constaté que le pétrole fait souvent éruption avec de l'eau salée sous forme d'émulsion et que leur séparation ne se produit qu'après un temps de repos assez long pour permettre le dégagement d'une bonne partie des gaz. Ce fait confirme par conséquent la façon de voir de l'auteur.

Les recherches de WASHBURNE sur les variations de la valeur de la tension superficielle du pétrole et des eaux salées aboutissent à une conclusion identique.

Cet auteur démontre, en effet, qu'il existe une grande différence entre les tensions superficielles de ces deux liquides, celle du pétrole étant environ trois fois moindre que celle de l'eau. Ainsi, tandis que les eaux salées de gisement ont une tension de 79 dynes par centimètre carré, un pétrole de Pennsylvanie, d'une densité de 0,852, n'accuse à la température de 20° C, que 24 dynes. Dans ces conditions, il est évident que les forces d'attraction capillaire exercées par la masse d'une roche sur ces liquides seront différentes, ce qui rend impossible tout mélange intime entre eux. Il en résulte que la migration d'une émulsion, pétrole-eau salée n'est pas non plus possible. Comme toutefois l'attraction capillaire diminue à mesure que la température augmente, et comme elle diminue beaucoup plus vite chez l'eau que chez le pétrole, il s'ensuit que la différence de tension superficielle disparaîtra à une certaine température. Or, suivant WASHBURNE, dans les régions pétrolifères où la valeur du degré géothermique n'est pas trop élevée, la température à laquelle les tensions superficielles de ces deux liquides s'égalent, et qui rend possible leur mélange intime, serait réalisée vers 3 à 4.000 mètres. La migration ne serait donc possible qu'à des profondeurs supérieures à 4.000 mètres. A partir de cette profondeur, en remontant, le mélange se sépare et le pétrole et les eaux salées se mettent en gisement.

En définitive, des forces comme la tension superficielle, la capillarité, la pesanteur, l'affinité des particules des roches à l'égard de certains composants du système, gaz-pétrole-eaux salées, etc., doivent jouer un rôle particulier dans le mécanisme de la migration. La part revenant à chacune de ces forces ne saurait toutefois être déterminée.

**Durée de la phase migratoire.** — Le processus de la migration se poursuit jusqu'à ce que le pétrole rencontre une roche capable de vaincre sa force ascensionnelle. La durée de cette phase peut, comme il a été déjà dit, être extrêmement longue; mais elle peut aussi être interrom-

pue par des phases de repos, à la suite de l'établissement d'équilibres temporaires d'une durée plus ou moins longue.

Il a par exemple fallu beaucoup de temps au pétrole du Dacien ou du Levantin de la région des plis diapirs en Roumanie pour monter de l'Oligocène dans ces étages. Comme toutefois sa mise en place a été déterminée surtout par des causes tectoniques et que l'évolution géologique des régions intéressées indique que ces causes ont commencé à agir immédiatement après le dépôt de l'Oligocène, il est à supposer que le pétrole du Dacien et du Levantin, dont la migration a commencé après l'Oligocène, a dû passer par des phases temporaires d'équilibre de gisement dans quelques-uns des étages intermédiaires.

Les gisements du Pliocène de Bakou, ceux de Californie, du Gulf Coast, etc., ont dû très probablement traverser des phases semblables.

Quelles que soient les voies de migration, si le pétrole ne rencontre aucun obstacle en cours de route, il peut arriver à la surface du sol et se perdre sans avoir pu donner naissance à des gisements. Tel a probablement, en partie tout au moins, été le sort du pétrole né en relation avec les Schistes noirs barréniens du Flysch des Carpates orientales.

### C. — ROCHES-RÉSERVOIR

On entend par *roches-réservoir*, *roches-magasin* ou *roches accumulatrices*, les roches capables non seulement d'emmagasiner des quantités considérables de pétrole, mais aussi de les céder, du moins partiellement. L'existence de formations comprenant de pareilles roches dans une région pétrolifère constitue la troisième condition indispensable pour la formation d'un gisement.

C'est à leur *porosité* que la plupart des roches doivent la possibilité d'accomplir la fonction de roche-magasin. Les roches compactes peuvent elles aussi faire cet office si elles sont traversées par des réseaux de *fissures*.

Cependant, la porosité est un caractère commun à toutes les roches, et il n'en existe pas dont la masse soit dépourvue de pores. Même les roches les plus compactes, comme les basaltes, les granites, les calcaires, les quartzites, etc., ne manquent pas de petits vides. De même les argiles, les marnes argileuses, etc., qui sont pratiquement des roches imperméables, sont souvent plus riches en pores que bien des roches habituellement considérées comme des roches poreuses, telles que les sables et les grès.

La totalité des pores d'une roche constitue le *volume des pores*, dont la valeur s'exprime en pour-cent par rapport au volume de la roche.

Il s'agit donc de savoir dans quelle mesure le volume des pores d'une roche la rend apte à accomplir la fonction de roche-magasin.

En ce qui concerne les roches meubles, le sable par exemple, le volume des pores varie selon la forme des grains, leur degré d'uniformité et leur position. Théoriquement, le volume maximum de pores du sable monte à 47,63 % du volume de la roche. Ce chiffre n'est atteint que lorsque les grains sont sphériques, du même diamètre et disposés de manière que chaque sphère d'un plan horizontal s'appuie sur une seule sphère du plan immédiatement inférieur (fig. 12 a). Mais dès que le sable est comprimé et que ses grains sont disposés de façon qu'une sphère d'un plan s'appuie sur trois sphères du plan immédiatement inférieur (fig. 12 b), le volume des pores diminue pour ne plus atteindre que 26 % de celui de la roche. Le sable étant constitué par des grains irréguliers comme formes et dimensions, la valeur du volume des pores est variable.

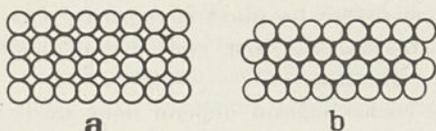


FIG. 12. — Arrangement des grains de sable.

Pour les autres catégories de roches la valeur de ce volume est encore plus variable. Voici d'ailleurs quelques données sur la valeur du volume des pores pour quelques roches, meubles et compactes :

Gravier à éléments de 4 à 7 millimètres de diamètre .....	37,7	%
Gravier à éléments mesurant moins de 4 millimètres de diamètre.....	36	»
Sable de pétrole de Buştenari (Roumanie) reposant librement sans compression....	42,72	»
Sable à grain de 1 millimètre de diamètre.	39,6	»
Sable fin à grain d'un tiers de millimètre..	42	»
Sable meuble de Bakou (Russie).....	25	- 50
Sable de Shannon, de Salt Creek (Wyoming).	25,8	»
Sable de Big Injun (Ohio) .....	13,1	»
Sable de Berea (Ohio) .....	11,2	»
Marne .....	47,5	»
Grès compact de Bakou.....	10	- 20
Calcaire oolithique .....	13,6	- 16,9
Dolomie .....	1,5	- 22,2
Schistes siliceux .....	0,85 - 0,91	»
Schistes argileux .....	0,54 - 0,70	»
Basalte .....	0,63 - 1,28	»
Granite .....	0,36 - 0,86	»

Le volume des pores de certains sédiments non consolidés, en voie de formation, est parfois considérable. Le volume des pores du lehm

finement sableux peut atteindre 54 % et, pour la vase argileuse du Mississipi, le même volume peut s'élever à 80 et même 90 %. Mais il n'y a pas lieu ici de tenir compte de pareilles formations.

Les mesures effectuées sur diverses catégories de roches indiquent que le volume des pores varie généralement entre les limites suivantes: roches éruptives et schistes cristallins, de 0,5 à 2 %; phyllites, de 3 à 4 %; argiles et argiles sableuses communes, de 8 à 15 %. En ce qui concerne les sables, les graviers meubles et les calcaires vacuolaires, le pourcentage des pores dépasse 25 %. D'une façon générale, les sables, les graviers, les calcaires vacuolaires, les marnes et les argiles peuvent être considérés comme les roches ayant le plus grand volume de pores.

Si la capacité d'accumulation des roches à l'égard des liquides est égale au volume des pores, il serait erroné d'en inférer que n'importe quelle roche présentant un grand volume de pores peut accomplir la fonction de roche-magasin. Cette particularité est en fonction des dimensions des pores. Plus les pores sont petits, plus les forces capillaires seront considérables et, par conséquent, plus le liquide accumulé sera retenu fortement.

La fonction de roche-magasin dépend donc de la possibilité pour les liquides de circuler à travers la masse de la roche, c'est-à-dire de la *perméabilité*.

Dans ces conditions, on comprend pourquoi une argile ou une marne, malgré un volume de pores pouvant atteindre 50 %, ne peuvent faire l'office de roche-magasin. Elles ont beau accumuler le pétrole, elles ne le cèdent plus, alors qu'un gravier, ayant un volume d'interstices moindre, mettons par exemple 36 %, est en mesure de remplir cette fonction dans les meilleures conditions. En outre, étant donné le manque total de cohésion de leurs granules, les roches meubles peuvent accumuler des quantités de liquide supérieures au volume des pores et devenir facilement sursaturées. C'est d'ailleurs le cas de tous les sables à pétrole.

Examinons, maintenant, les principales roches accumulatrices.

**Graviers et conglomérats.** — Parmi les roches poreuses susceptibles de faire office de roche-magasin, nous considérons en premier lieu les graviers et les conglomérats et ce sont par excellence les roches à gros interstices qui permettent aux liquides une circulation facile.

Malgré cela, on n'a que rarement observé du pétrole accumulé dans de pareilles roches, ce qui s'explique parce que ces sédiments se forment dans des régions où, d'habitude, ne se déposent pas en même temps des sédiments fins, capables d'accomplir ultérieurement la fonction de roche protectrice. En d'autres termes, on ne rencontre que rarement des graviers et des conglomérats intercalés directement entre des roches imperméables.

En Pennsylvanie et en Californie, on a cependant constaté la présence du pétrole dans des conglomérats. Quelques cas analogues se présentent aussi en Roumanie; on a rencontré une certaine quantité de pétrole dans les conglomérats burdigaliens de l'anticlinal Colibași-Ocnița, à Colibași et à Reșca, puis dans les conglomérats sarmatiens de Vizantea, ainsi que dans un horizon de conglomérat à la base du Méotien de Poiana-Vrăjitoarei, près Câmpina.

On peut ranger dans la même catégorie de roches, les brèches de fossiles, cas tout à fait spécial, remarqué en Roumanie dans le Méotien de Matiața, où quelques couches formées d'un amoncellement de coquilles, c'est-à-dire de vraies lumachelles, contenaient une certaine quantité d'un pétrole visqueux résinifié ou de l'asphalte proprement dit.

**Sables.** — Le sable est sans aucun doute la principale roche accumulatrice de pétrole. Sous ce rapport, on peut même le considérer comme la roche idéale; grâce à la mobilité de ses grains, il peut emmagasiner en effet des quantités bien supérieures au volume des pores. Tout comme l'eau, le pétrole peut être associé au sable à l'état pelliculaire, à l'état capillaire et à l'état sursaturé. Dans les premiers deux cas, il ne circule point, ou circule extrêmement difficilement, la tension superficielle et la capillarité le tenant attaché à la masse de la roche. Un sable imprégné dans ces conditions est inexploitable; il est ce que l'on appelle un sable de pétrole sec. Ce n'est que dans le dernier cas, où le pétrole est accumulé au point d'écarter les grains de la roche, qu'il peut circuler facilement, qu'il peut couler, et c'est seulement alors que la couche de sable pétrolifère est exploitable.

Il va de soi que la circulation à l'état capillaire est nulle seulement au cas où les grains du sable sont extrêmement fins. Plus ils seront grossiers, plus la circulation sera facile. Les interstices devenant plus larges, les forces capillaires diminuent, de sorte qu'on arrive aux conditions de circulation offertes par les graviers.

Les roches-magasin de la plupart des gisements connus du monde, ainsi que celles de presque tous les gisements de Roumanie, sont formées de sables disposés en couches de diverses épaisseurs.

**Grès.** — Ces roches peuvent elles aussi, dans certaines circonstances, remplir avec succès la fonction de roche-magasin.

Il existe de nombreuses variétés de grès, selon les dimensions des grains de sable, les éléments étrangers au sable, le degré de cimentation, la nature du ciment, etc. Généralement variable, leur porosité est presque toujours moindre que celle des sables. Elle est due au déficit de ciment, par rapport au volume initial des pores de la roche non cimentée.

Même dans les grès les plus poreux, le pétrole n'est abrité qu'à

l'état capillaire; il n'y circulerait donc que très difficilement, ou même pas du tout, si la tension des gaz qui l'accompagnent et la température n'intervenaient pas pour modifier sa fluidité, en lui facilitant au moins la circulation par diffusion.

Dans les gisements paléogènes de Roumanie, notamment dans ceux de l'Eocène, le pétrole est le plus souvent abrité dans des grès. La situation est identique en ce qui concerne le pétrole du Méditerranéen et celui des Schistes noirs barrémiens. La difficulté que le pétrole éprouve à circuler dans ces roches, fait que le rendement journalier des sondes est restreint; en échange, la production y est de longue durée.

Les grès renferment parfois des nids, des lentilles ou des intercalations stratiformes de sables non cimentés offrant une certaine étendue. Quand on rencontre une pareille lentille, le rendement journalier est relativement élevé, mais la production est de brève durée. MRAZEC cite à ce sujet le cas des grès méditerranéens à ciment gypseux de Hârja et celui des grès semblables de Solonț, dans le département de Bacău en Roumanie.

Bien entendu le cas inverse peut se produire, lorsque les sables contiennent des concrétions diverses, correspondant à des centres de cimentation. MRAZEC en a signalé un dans le Méotien de Buștenari, en ajoutant qu'on aurait procédé à des fermetures d'eau dans de pareilles concrétions, opérations qui se sont naturellement avérées illusoires.

**Calcaires et dolomies vacuolaires.** — Les propriétés accumulatrices de ces roches sont dues aux fissures, aux vacuoles et en général aux vides qui les traversent dans tous les sens et en font d'excellentes roches-magasin. Les calcaires récifaux notamment présentent parfois un gros volume de vides, qui peut atteindre 30 % et ils constituent ainsi des réservoirs de vaste capacité. Quand leurs vides sont comblés de sable, les calcaires se comportent exactement comme cette roche.

Un exemple de roches-magasin calcaires et dolomitiques nous est fourni par les gisements de Lima-Indiana, où le pétrole est logé dans la partie supérieure du *Calcaire de Trenton*, sur une épaisseur de 3 à 30 mètres, la puissance totale de la roche étant de 200 mètres. Nous mentionnerons également les gisements d'Ontario, au Canada, où le pétrole est abrité dans le *Calcaire d'Onondaga* du Dévonien moyen. Dans certains gisements du Texas, le pétrole s'est accumulé en partie dans le *Calcaire de Spindletop*. Au Mexique, c'est toujours un calcaire qui constitue la principale roche-magasin, et il en est de même des gisements de Suez et de la Perse (*Calcaire d'Asmari*). En outre, le pétrole rencontré dans le champ du Djebel Tselfat au Maroc est logé dans un calcaire oolithique.

**Roches diverses.** — Le pétrole peut encore loger dans n'importe quelle autre roche poreuse, comme par exemple les tufs calcaires, les tufs éruptifs, les laves, les schistes cristallins, etc.; mais ce sont toujours des cas rares, à caractère fortuit.

Les roches compactes, avons-nous déjà dit, peuvent elles aussi faire office de roche-magasin lorsqu'elles présentent suffisamment de fissures. En Roumanie, nous pouvons citer à ce sujet le cas du gisement de Solonț. Le pétrole y est logé dans l'horizon des ménilites proprement dits, en l'occurrence dans les fissures de ces roches. Quelques sondes après avoir épuisé le pétrole de cet horizon, ont été torpillées; par cette opération elles sont redevenues productives et presque dans la même mesure qu'au début de l'exploitation.

Le *Calcaire d'Asmari* de Maïdan-i-Naphtun et de Marmataïn, en Perse, considérable réservoir de pétrole, doit cette particularité aussi à la bréchification et au réseau de fissures dont il est traversé. Et, comme il présente en outre de nombreux vides et vacuoles, atteignant parfois 2 centimètres de diamètre, on s'explique facilement le rendement extraordinaire des sondes qui l'atteignent.

#### D. — ROCHES PROTECTRICES

Toute roche parfaitement imperméable peut faire utilement office de roche protectrice si, en dehors de cette particularité, elle offre une épaisseur suffisante pour vaincre la tension du gisement.

Par conséquent, pour qu'un gisement soit à l'abri de toute influence susceptible de troubler son équilibre, de le dégrader et de le détruire, il doit être pourvu d'un *mur* et d'un *toit* constitués par une roche imperméable et d'épaisseur suffisante. Le toit surtout doit être particulièrement résistant, afin de pouvoir s'opposer aussi bien à la tendance d'expansion des gaz et du pétrole du gisement qu'à l'influence des agents externes. Il ne doit être formé ni de roches trop tendres ou peu consistantes, ni de couches trop minces, même si la roche offre assez de résistance; autrement, les fermetures d'eau ne pourraient s'effectuer. Il ne doit pas non plus être constitué de roches trop compactes, qui pourraient avoir des fissures à travers lesquelles les gaz comme le pétrole risqueraient de s'échapper.

Il faut, par conséquent, que le toit puisse répondre aux conditions d'étanchéité, de pression et de possibilité de fermeture des eaux. Les marnes argileuses réunissent toutes ces conditions de la manière la plus parfaite, car tout en étant suffisamment étanches et plastiques, elles offrent en même temps suffisamment de compacité et de résistance. Il est à ajouter qu'en général l'étanchéité de n'importe quelle roche protectrice est assurée lorsque celle-ci renferme de l'eau, ou

qu'elle en est recouverte. L'eau constitue donc la meilleure couche protectrice qui soit.

Sous ce rapport, les gisements du Pliocène de Roumanie offrent d'excellentes conditions de préservation. Le toit des gisements du Méotien est formé de marnes argileuses du Pontien, lesquelles, dans les régions pétrolifères, atteignent selon les endroits de 500 à 800 mètres d'épaisseur. Le toit des gisements du Dacien est également composé d'un horizon de marnes argileuses de la base du Levantin, d'une épaisseur de 80 à 120 mètres.

Quand un gisement est limité à une seule couche pétrolifère, ses roches protectrices se réduisent évidemment aux roches de son mur et de son toit.

La plupart des gisements sont constitués par plusieurs couches productives, séparées par des couches stériles. Il va de soi que les couches stériles doivent être formées des mêmes roches étanches que celles du mur et du toit du gisement, afin que chacune d'elles puisse remplir aussi bien la fonction de mur que la fonction de toit à l'égard des couches productives entre lesquelles elles viennent s'intercaler. Les couches stériles doivent empêcher les eaux salées de communiquer avec le pétrole, quand ces deux composants sont enfermés dans des couches différentes; elles doivent préserver en même temps chaque couche de pétrole d'être inondée par des eaux d'origine externe, au cas où de pareilles eaux auraient pénétré dans les parties supérieures du gisement, soit par voie naturelle en érodant le toit commun, soit par des fermetures non réussies pendant le forage.

La nature pétrographique des roches protectrices est des plus variées.

Dans les gisements de Roumanie, la roche la plus fréquente est représentée par des marnes argileuses. Il arrive parfois que les charbons entrent eux aussi dans la composition des couches imperméables intermédiaires, comme c'est le cas des gisements du Dacien. La couche imperméable qui sépare les deux niveaux productifs de l'horizon inférieur du Dacien, à savoir les couches « Moreni » et « Drader », est une association de marnes et de lignites d'environ 10 mètres d'épaisseur. La couche « Moreni » est, à son tour, séparée d'une autre couche pétrolifère immédiatement supérieure « Gros » par un complexe mesurant 15 à 30 mètres d'épaisseur, formé d'argiles, de marnes charbonneuses et de lignite. Dans les gisements du Méotien et surtout dans ceux du Méditerranéen et de l'Eocène, les couches stériles intermédiaires sont formées de grès et, dans les gisements de l'Oligocène, elles sont constituées par des schistes dysodiliques.

Les mêmes roches marneuses et argileuses se rencontrent aussi dans les gisements du Caucase, de Californie et d'une façon générale dans tous les gisements tertiaires, tandis que les grès, les calcaires et les schistes caractérisent plutôt les gisements paléozoïques.

Dans certaines circonstances, la poix, et plus particulièrement l'asphalte, peuvent assurer la protection du gisement (p. 160); cela se produit lorsque le pétrole de la zone d'affleurement d'une couche productive atteinte par l'érosion s'oxyde et s'asphaltise assez rapidement pour former une espèce de bouchon, susceptible d'isoler le pétrole resté à l'intérieur de la couche (fig. 13).

La nature pétrographique des roches protectrices présente une importance considérable au point de vue technique. Même si les couches intéressées ont une épaisseur suffisante et offrent toutes les garanties d'étanchéité, elles doivent aussi, de toute nécessité, pouvoir se prêter à des fermetures d'eau. Si la roche n'est pas en mesure de remplir cette condition, il faut s'attendre à ce que la fermeture cède pendant l'exploitation, ce qui entraîne toutes les conséquences se soldant en fin de compte par la dégradation du gisement.

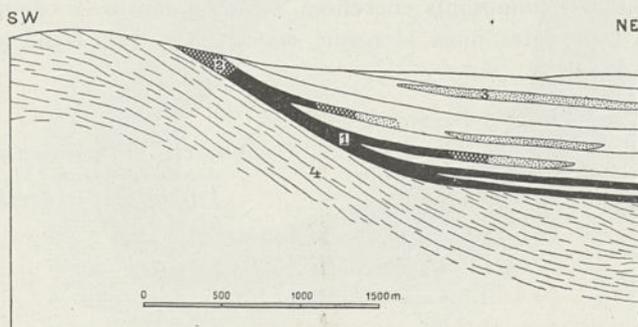


FIG. 13. — Coupe à travers le champ de Fellowa-Midway-Sunset, Californie (d'après PACK).

1 = Pétrole ; 2 = Asphalte constituant bouchons protecteurs ;  
3 = Sables ; 4 = Marnes.

### E. — MISE EN PLACE DES GISEMENTS

Si, outre les conjonctures qui président à la naissance, à la migration et à l'emmagasinage du pétrole, se trouvent également réalisées les conditions de protection, un gisement prendra naissance.

Les règles selon lesquelles s'effectue l'accumulation du pétrole en gisement ont été entrevues dès les premières recherches géologiques sur le pétrole. Dès 1855, OLDHAM avait montré que le pétrole de Yenangyaoung en Birmanie est concentré le long d'un anticlinal. Six ans après, en 1861, ANDREWS et HUNT, après avoir étudié, l'un des gisements du Canada, l'autre les gisements des Appalaches, ont constaté aussi, chacun de leur côté, que le pétrole est généralement emplacé le long des anticlinaux. HUNT démontra encore que la structure anticlinale se prête parfaitement aux accumulations de fortes quantités de

pétrole. Il posa de la sorte les bases de la *théorie de l'accumulation du pétrole dans les anticlinaux*.

Cette hypothèse, vivement combattue par LESLEY, fut adoptée ultérieurement et développée par HÖEFER, PAUL, TIETZE, WHITE, ORTON, etc. Elle repose sur les propriétés physiques et particulièrement sur la différence de densité des produits qui s'accumuleront dans le gisement.

La *théorie anticlinale* a évolué entre temps à la suite d'une large interprétation, de sorte qu'aujourd'hui on peut résumer le processus de la mise en place d'un gisement sur la base du principe de cette théorie, de la manière suivante.

Dès que la migration s'arrête et qu'un équilibre s'établit entre les forces qui refoulent le pétrole et la force de résistance des roches, il se produit une séparation dans le mélange pétrole, gaz et eaux salées. Chacun de ces composants cherchera, selon sa densité, à occuper des positions différentes dans la même couche. Les gaz, étant les plus

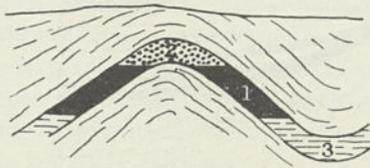


FIG. 14. — *Disposition par densité de l'eau (3), du pétrole (1) et des gaz (2).*

légers, se logeront dans la partie supérieure; le pétrole se placera au-dessous des gaz et les eaux salées, comme les plus lourdes, resteront dans la partie inférieure. Si les couches qui abriteront le gisement sont disposées en anticlinale, alors les gaz s'accumuleront dans la zone axiale, le pétrole occupera les flancs, tandis que les eaux salées resteront au-dessous et dans les synclinaux voisins (fig. 14). Parmi les nombreux exemples de ce type d'accumulation, nous citerons celui du dôme de Cotton Valley, en Louisiane (fig. 15), des anticlinaux de Bucșani et de Boldești, en Roumanie, etc. Les mêmes rapports de situation s'établiront chaque fois entre les éléments en question, quelle que soit la forme tectonique du gisement, si bien entendu il n'y a pas d'autres facteurs qui puissent intervenir.

Bien souvent la séparation de ces composants se produira, tout au moins partiellement, avant même leur mise en couche définitive. Dans ce cas, une bonne partie de l'eau se logera toute seule dans une couche, tandis que le reste de l'eau ainsi que le pétrole occuperont une autre couche. Une certaine quantité de gaz sera sans aucun doute retenue en solution, par l'eau aussi bien que par le pétrole; mais la majeure partie des gaz, une fois dégagée, peut aller plus loin que le pétrole et occuper d'autres couches placées encore plus haut.

La force de pénétration des gaz étant considérable, ils monteront beaucoup plus haut que le pétrole. N'étant pas soumis aux influences capillaires, ils iraient même jusqu'à la surface et les gisements se dégazéifieraient, s'ils ne rencontraient pas quelque part une couche imbibée d'eau qui les empêchât de passer à travers. Ordinairement ils s'arrêtent dans les parties inférieures des couches du toit du gisement; c'est ce qui explique pourquoi on rencontre presque toujours, soit dans la série pétrolifère proprement dite, soit dans le toit du gisement, une

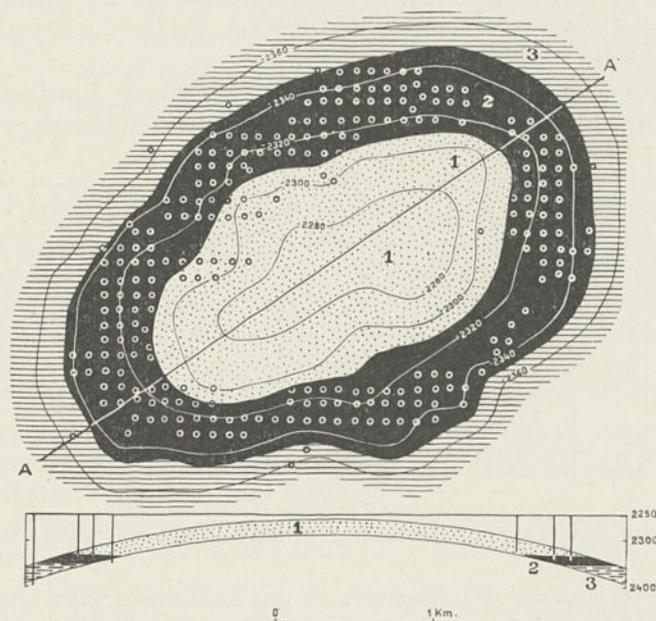


FIG. 15. — *Distribution de l'eau, du pétrole et du gaz dans le champ de Cotton-Valley, Louisiane (d'après F. S. ROSS, in H. DE CIZANCOURT : Caractères des gisements pétrolifères).*

Pointillé (1), gaz ; noir (2), pétrole ; hachures (3), eau.

ou plusieurs couches de gaz avant d'arriver à la couche pétrolifère. En Roumanie par exemple, avant d'arriver à la première couche de pétrole du Méotien, on traverse d'abord quelques couches de gaz qui commencent à la base même du Pontien.

Cependant, la mise en place des gisements peut être influencée aussi par d'autres facteurs, dont les effets pourraient mettre en défaut le principe même de la théorie anticlinale. Ainsi naquirent d'autres hypothèses en vue d'expliquer l'accumulation, telle la *théorie de la concentration capillaire* de WASHBURNE, ou la *théorie hydraulique* de MUNN.

Il faut reconnaître, d'accord avec le principe de la *théorie de la concentration capillaire*, que dans le processus de séparation de l'eau par rapport au pétrole et au cours de leur mise en gisement, la tension superficielle intervient souvent au moins dans la même mesure que la différence de densité. Nous avons déjà vu (p. 103) que la tension superficielle de l'eau salée est, selon WASHBURNE, environ trois fois plus élevée que celle du pétrole; c'est-à-dire que les forces d'attraction capillaire sont trois fois plus fortes pour l'eau, que pour le pétrole. Cet état de choses aura comme conséquence que l'eau se répandra dans les roches à porosité fine et y sera retenue, tandis que le pétrole restera dans les roches à porosité grossière.

Cette constatation explique certains rapports de situation de ces deux liquides dans quelques gisements, rapports qui semblent à pre-

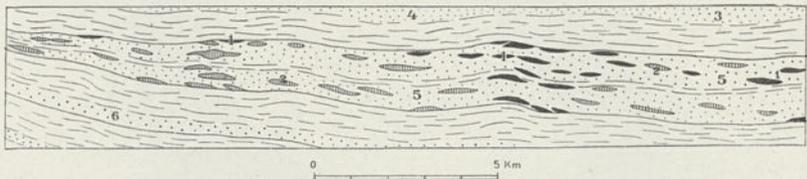


FIG. 16. — Coupe à travers le champ de Sewickley, Pennsylvanie (d'après MUNN).

- 1 = Lentilles de grès tendres remplies de pétrole et gaz (sur les anticlinaux);  
 2 = Les mêmes, stériles (dans les synclinaux); 3, 4 et 5 = Sables saturés d'eau salée; 6 = Sables secs.

mière vue être en contradiction avec l'hypothèse même de la migration.

Il existe en effet des gisements où des lentilles de sable pétrolifère se trouvent complètement isolées dans une série marneuse. La chose s'explique si on admet que l'onde migratoire a été surprise par le désémulsionnement dans le niveau intéressé; quand les deux liquides se séparent, l'eau est retenue dans les pores fins de la marne et le pétrole se loge dans le sable. Une pareille lentille de sable pétrolifère a été constatée dans les marnes pontiennes du flanc Nord de l'anticlinal Moreni, à Bana, et on en a même extrait une quantité appréciable de pétrole. Les champs de Bakou et des Etats-Unis en fournissent aussi de nombreux exemples.

On a également rencontré des lentilles de sable pétrolifère même dans une couche de sable aquifère. C'est le cas du gisement de Sewickley Quadrangle près de Pittsburg, en Pennsylvanie. Le « *Sable de cent pieds* » (hundred feet sand) ainsi nommé, saturé d'eau salée, recèle des lentilles d'un sable plus grossier, saturé de pétrole, qui a fourni à l'exploitation des quantités importantes de ce produit (fig. 16). Au désémulsionnement, l'eau s'est concentrée dans la masse de sable

plus fin, tandis que le pétrole s'est logé dans les lentilles de sable grossier, à pores volumineux.

Quant à la *théorie hydraulique*, elles repose sur le rôle dynamique qu'on attribue aux courants d'eau, dont la circulation dans la roche serait déterminée par le tassement. Comme ces courants d'eau sont poussés vers les points hauts de la structure, ils y entraînent aussi le pétrole.

Outre ces facteurs, il faut encore compter avec d'autres, tels que différences de porosité de la roche-magasin, les irrégularités de la forme tectonique, la quantité du pétrole, le dégagement partiel ou total des gaz, etc., qui, bien que locaux ou de moindre importance, ne sont pas moins à même d'influencer l'accumulation et la forme que le gisement devra revêtir.

Quelles que soient les causes qui président à la mise en place, la séparation des trois composants des gisements, gaz, pétrole, eaux salées, immédiatement avant l'arrêt du processus migratoire, explique leur dépôt dans des couches différentes. Il ne saurait d'ailleurs en être autrement, du moment qu'en même temps que l'arrêt ou le ralentissement de la migration, il doit se produire aussi un affaiblissement de tension.

On éprouve, par contre, plus de difficulté à comprendre les alternances répétées de couches à eau avec des couches à pétrole, observées dans nombre de gisements secondaires.

Dans l'état actuel de nos connaissances, nous ne pouvons expliquer la chose qu'en admettant que la migration et la mise en gisement ne sont pas des processus qui ont lieu à une seule reprise. Si nous attribuons à ces deux phénomènes un caractère de *pulsation* ou de *rythmicité*, ce qui n'est nullement en contradiction avec la manière dont la majeure partie des phénomènes se produisent dans la nature, cela se comprend plus facilement. Les plissements eux-mêmes, l'un des principaux facteurs de la migration, ou bien les mouvements de soulèvement en bloc, ne doivent d'ailleurs pas, eux non plus, être considérés, ne serait-ce qu'au cours d'une seule et même phase, comme un processus de mouvement continu et unique. Nous devons leur reconnaître également un caractère de rythmicité, manifesté, suivant les cas, soit par des variations de faciès et par des transgressions et régressions répétées, soit par la formation et l'étagement des terrasses fluviales ou marines, etc.

Dans ces conditions, si l'on suppose qu'à une première onde d'émulsion d'eau et de pétrole, qui s'est mise en gisement de la façon indiquée plus haut, succède une seconde, puis une troisième, puis une quatrième onde et ainsi de suite, et que l'eau et le pétrole se mettent en gisement chaque fois de la même manière — bien entendu dans

l'ordre de leur arrivée et à mesure qu'ils trouvent de place disponible — on peut en fin de compte avoir un gisement à plusieurs couches de pétrole et d'eaux salées disposées en alternance.

Si l'on tient pour plausible un pareil processus de formation des gisements et si l'on se rapporte surtout à ce que nous avons dit à propos de la durée de la migration (p. 103), on doit forcément admettre que les gisements secondaires, ainsi qu'on les appelle habituellement, ne sont pas toujours des gisements à proprement parler secondaires, mais qu'ils peuvent aussi être tertiaires ou même d'un ordre plus élevé.

Selon toutes les probabilités, une grande partie des gisements secondaires, tels ceux du Pliocène de Roumanie, sont des gisements tertiaires, sinon quaternaires. Il n'est guère vraisemblable que le pétrole du Dacien et de la partie inférieure du Levantin soit venu de l'Oligocène en une seule onde et à une seule reprise, sans s'arrêter dans le Méditerranéen, le Sarmatien ou dans le Méotien. Cette supposition est d'autant moins admissible qu'au moment où le pétrole a commencé à être chassé de l'Oligocène, les dépôts pliocènes et même une grande partie des dépôts miocènes n'existaient pas encore.

Bien qu'on doive admettre l'existence de gisements tertiaires, on ne parle dans la pratique que de gisements secondaires, puisqu'on ne dispose pas toujours de critères commodes et certains permettant de les distinguer.

Etant donné la manière dont les gisements de pétrole prennent naissance, il est certainement inutile de nous arrêter sur la différence qui existe entre *l'âge du pétrole* et *l'âge du gisement*. Alors que le pétrole a l'âge de sa roche-mère, attesté à son tour par l'âge de l'unité stratigraphique dont elle fait partie, l'âge du gisement est bien entendu postérieur même à celui de la subdivision stratigraphique à laquelle il se rattache. On ne peut établir cette différence d'âge que d'une manière approximative, en tenant compte de certaines conditions d'ordre local. Tout ce que nous pouvons dire par exemple des gisements du Dacien de Roumanie, c'est qu'ils ont été mis en place après le Levantin, mais rien de plus.

**Fractionnement du pétrole.** — Quelle que soit la voie que le pétrole emprunte, quel que soit son mode de déplacement et de mise en place, le processus de formation des gisements — en particulier des gisements secondaires — est presque toujours accompagné d'un fractionnement du produit, d'une séparation partielle de ses composants selon leurs propriétés physiques. C'est comme si les roches traversées par le pétrole l'avaient soumis à un filtrage.

Les expériences de RICHARDSON, DAY, GILPIN et autres, ont démontré qu'au passage du pétrole à travers des terres adsorbantes de nature

argileuse, ses composants les plus lourds sont retenus dans la masse de la roche et que seuls les composants légers peuvent la traverser. GILPIN et GRAM ayant fait passer du pétrole d'une densité déterminée (0,810) à travers un tube suffisamment long, rempli de terre, ils ont obtenu en plus du pétrole écoulé par l'extrémité opposée des dérivés allant des plus lourds (0,920) aux plus légers (0,790) et qui se sont arrêtés dans le tube successivement à des niveaux différents. Cette différenciation tient à des *phénomènes d'adsorption* que CUNINGHAM GRAIG attribue à des différences dans la valeur de la tension superficielle.

Dans ces conditions, on comprend sans peine que le fractionnement du pétrole sera d'autant plus poussé que la migration s'effectuera par capillarité à travers des roches à porosité plus fine, ou que la voie à parcourir sera plus longue. En d'autres termes, plus les difficultés à surmonter par le processus de déplacement seront grandes, plus il sera facile aux composants du pétrole de se séparer selon leurs indices de capillarité ou, ce qui revient au même, suivant la valeur de leur tension superficielle. Les composants résinifiés et asphaltisés se déplacent en général plus difficilement, ce qui a pour conséquence de les faire rester dans les parties inférieures, tandis que les benzines, plus fluides et d'un poids spécifique moindre, vont plus loin. Avec les benzines, partent aussi les paraffines, qu'elles emportent en solution. Nous constaterons donc une diminution de la densité de bas en haut.

De très nombreux cas observés dans diverses régions de la terre viennent confirmer cette règle. Les gisements de Tețcani et de Câmpeni-Pârjol du Méditerranéen de Roumanie fournissent à cet égard un exemple saisissant. On a reconnu dans les couches supérieures de l'Helvétien, jusqu'à 100 mètres de profondeur, un pétrole benzineux jaune clair; un peu plus bas vient un pétrole rougeâtre et, plus bas encore, un pétrole brun-vert. Finalement, à environ 900 mètres de profondeur, on est tombé sur un pétrole noir. Des cas semblables ont été enregistrés aussi à Bordeni et en d'autres endroits.

Ne font exception à cette règle que les gisements en voie de dégradation, où le pétrole étant asphaltisé vers la surface, il en résulte un accroissement de la densité, de bas en haut, allant des pétroles asphaltés à la poix et même à l'asphalte.

On peut dire que le processus de fractionnement du pétrole commence même par la séparation initiale qui se produit dans la masse même du sédiment de la roche-mère. Dès cette phase initiale, les hydrocarbures qui constitueront le pétrole se séparent de ceux qui resteront liés pour toujours à la substance minérale de cette roche et qui lui imprimeront son caractère bitumineux. Les hydrocarbures qui s'en vont forment ce que l'on a appelé *pétrole primaire* ou *pétrole normal*, caractéristique des gisements primaires.

Quand le pétrole quittera aussi ce gîte et se déplacera sur une certaine distance, il subira le fractionnement proprement dit. Donc, les *pétroles fractionnés* caractérisent les gisements secondaires.

Alors que le pétrole primaire contient tous ses composants normaux, le pétrole fractionné n'en renferme que quelques-uns, selon le degré de filtrage auquel il a été soumis durant la migration. Voilà pourquoi dans un même gisement, les couches inférieures recèlent un pétrole constitué par ses composants les plus lourds, tandis que les couches supérieures logent un pétrole formé de ses composants les plus légers et les plus volatils. Si nous nous rapportons aux gisements de Roumanie, en dehors des exemples cités ci-dessus, le fractionnement est évident même dans les gisements les plus jeunes, tels que celui du Dacien du flanc Sud de l'anticlinal Moreni, où les pétroles des couches supérieures sont plus riches en essence que ceux des couches inférieures.

En rappelant ce que nous avons dit plus haut relativement à la rythmicité des processus de migration et de mise en place, l'idée formulée semble d'autant plus justifiée que si l'on admet la possibilité d'un fractionnement sur place, on risque souvent de ne pouvoir expliquer la coexistence dans un même gisement et dans des couches très rapprochées de pétroles ordinaires et également de pétroles légers. Il faut donc en conclure que la séparation s'est produite bien avant leur mise en place, et que les pétroles légers représentent la première onde de pétrole qui a pénétré dans le gisement et qui a occupé les couches les plus élevées.

Durant et après la mise en place des gisements, outre les processus d'ordre physique qui se traduisent par le fractionnement proprement dit, il faut sans doute compter aussi avec une action d'ordre chimique, exercée soit par l'eau et les diverses substances qu'elle contient en solution, soit par les minéraux des roches que le pétrole traverse ou dans lesquelles il se loge. Par cette action le pétrole peut être polymérisé ou dépolymérisé, hydrogéné ou deshydrogéné, suivant la nature de la substance agissante.

L'un des résultats les plus fréquents est l'*asphaltisation*.

En effet, le soufre, soit libre, soit sous forme de sulfates fournis par les eaux salées ou par la pyrite éventuellement contenue dans les roches-magasin, exerce sur le pétrole une influence qui se traduit par son asphaltisation. A la suite d'une réaction à laquelle les Bactéries ne sont pas étrangères, les pétroles légers passent aux pétroles lourds et finalement à de la poix et à l'asphalte. C'est pourquoi, dans certains gisements à eaux salées qui renferment des sulfates, le pétrole attendant est plus lourd que dans le reste de la couche. Ainsi par exemple, dans le champ de Sunset-Midway, en Californie, le pétrole en contact avec les eaux salées est transformé en poix. Quand une mince couche de

pétrole flotte sur des eaux riches en sulfates, l'asphaltisation peut être complète. C'est de cette manière seulement qu'on peut expliquer la présence d'une couche de sable à asphalte à la base du Méotien de Bucşani en Roumanie, à une profondeur (1.500 mètres) où l'asphaltisation par des influences de surface est tout à fait exclue.

Il y a lieu d'ajouter à ces actions sur le pétrole, que, lui-même, il paraît à son tour susceptible de réagir sur les corps environnants. Outre son rôle possible dans la réduction des sulfates des eaux salées, il arrive qu'il agit sur les roches qui l'abritent. A Pechelbronn on a observé que les marnes rouges ferrugineuses de certaines roches-magasin avaient, au contact du pétrole, subi une décoloration par la réduction du fer.

Dans le cadre des réactions à l'intérieur des gisements, certains auteurs ont été tentés d'admettre des modifications moléculaires beaucoup plus profondes. Ils estiment que les hydrocarbures, par suite d'une évolution vers des structures plus stables, aient pu passer d'une série à l'autre; par exemple, un pétrole naphtéinique pourrait devenir un pétrole forménique. D'autres auteurs nient toute possibilité d'une transformation pareille, et, pour ceux-ci un pétrole naphtéinique gardera toujours sa constitution, les différentes catégories de pétroles étant déterminées par la nature de la matière première (1).

Ces questions n'étant pas encore élucidées, nous jugeons prématuré de nous y arrêter.

---

(1) H. HLAUSCHEK : Naphten- und Methanöle ihre geologische Verbreitung und Entstehung. *Schrift a. d. Brennstoff-Geologie*, 1937.

## STRUCTURE DES GISEMENTS

Ainsi que nous l'avons déjà dit, un gisement de pétrole consiste en une alternance plus ou moins irrégulière de couches perméables, imbibées de pétrole, et de couches imperméables, stériles. La structure du gisement est donc déterminée par la forme de ces couches, par leurs rapports réciproques d'épaisseur et par leur arrangement tectonique.

On a invoqué dernièrement l'épaisseur des séries pétrolifères considérées dans leur ensemble, leurs faciès et même leur faune ou leur flore, comme des caractères en quelque sorte propres aux gisements. Or, suivant l'hypothèse de la migration, les séries pétrolifères correspondent le plus souvent à des gisements secondaires répandus dans les formations les plus différentes comme puissance et comme faciès. Il va donc de soi que leur épaisseur, leur lithologie et leur paléontologie sont des caractères locaux et fortuits sans aucune liaison génétique avec le pétrole. Ces caractères ne sauraient être pris en considération que lorsqu'on traite d'un gisement au point de vue local et descriptif.

Une étude méthodique de la structure des gisements doit bien plutôt considérer la forme et l'épaisseur des couches productives, leurs rapports de puissance avec les couches stériles, l'arrangement structural du complexe qui compose le gisement et, finalement, la localisation du pétrole sur l'accident tectonique intéressé.

**Forme et épaisseur des couches-réservoir.** — La faculté d'emmagasinage des couches productives varie, naturellement, non seulement en rapport avec les propriétés physiques des roches dont elles sont constituées, mais aussi en rapport avec leur épaisseur et leur forme.

Pour les gisements roumains, l'épaisseur des couches productives varie considérablement, allant de quelques mètres — et parfois moins — à quelques dizaines de mètres. Les gisements paléogènes et même les gisements miocènes ont généralement des couches minces, tandis que les gisements pliocènes, des couches beaucoup plus épaisses. La couche « Drader », par exemple, atteint bien une cinquantaine de mètres d'épaisseur, mais la moitié seulement en est exploitable, car

ces 50 mètres comprennent aussi des intercalations stériles ou à rendement très faible.

Pour ce qui a trait aux autres pays, c'est en Amérique qu'on trouve les couches productives les plus épaisses. En dehors des couches à épaisseur de 10 à 15 mètres, cas assez fréquents dans les champs de Wyoming, Alberta, Oklahoma, Pennsylvanie et Californie, on en rencontre de bien plus puissantes. Le « Sable de Big-Injun », en Pennsylvanie, mesure jusqu'à 120 mètres d'épaisseur et le « Sable de Modelo », de la région de Santa Clara (Californie), jusqu'à 500 mètres. Les calcaires, considérés comme couches productives, atteignent eux aussi des puissances considérables, par exemple le « Calcaire de Spindletop » du Gulf Coast, dont l'épaisseur va jusqu'à 60 mètres, où bien le « Calcaire d'Asmari » des champs iraniens dont la puissance monte à quelques centaines de mètres (400 mètres).

La *forme* des couches productives est également des plus variables. Dans les gisements de régions non disloquées, on peut parler de la forme régulière, la couche étant délimitée par des surfaces parallèles qui se maintiennent comme telles sur de très vastes étendues. Bien entendu, cette forme se rencontre aussi dans les gisements disloqués. Les couches productives du Dacien de Roumanie par exemple peuvent généralement être considérées comme des couches régulières.

Les gisements paléozoïques des Etats-Unis montrent des couches très régulières sur de très vastes étendues. Le « Sable de Berea », du Carbonifère de l'Ohio, qui s'étend de cet Etat jusque dans celui de New-York en passant par la Pennsylvanie et la Virginie de l'Ouest, conserve sur toute cette étendue considérable une épaisseur de 10 à 12 mètres.

De la forme de couche régulière à la forme de poche ou de lentille, on rencontre toute sorte de formes plus ou moins irrégulières.

Les gisements du Méotien de Roumanie sont généralement caractérisés par des épaisseurs de couches plus irrégulières que celles du Dacien. Les irrégularités tiennent souvent à des concrétions gréseuses en enclaves dans la masse des sables, comme on l'a constaté par exemple dans la région de Buştenari. De pareilles irrégularités vont parfois jusqu'à l'interruption ou à la fragmentation de la couche, ainsi que cela s'est produit à Păcureţi-Matiţa. Quelques couches productives du Méditerranéen présentent également des irrégularités, et nous avons aussi déjà relaté que le Pontien du flanc Nord de l'anticlinal de Moreni recélait à Bana une lentille de sable à pétrole de dimensions limitées, enfermée dans la masse des marnes stériles de l'étage.

Dans certaines régions, comme à Maïkop (Caucase), à Pechelbronn, dans le Midcontinent ou encore à Trinidad, le caractère lenticulaire des couches prédomine nettement (fig. 17).

L'irrégularité des couches accumulatives peut aller jusqu'à un enchevêtrement compliqué avec la roche stérile résultant du contact

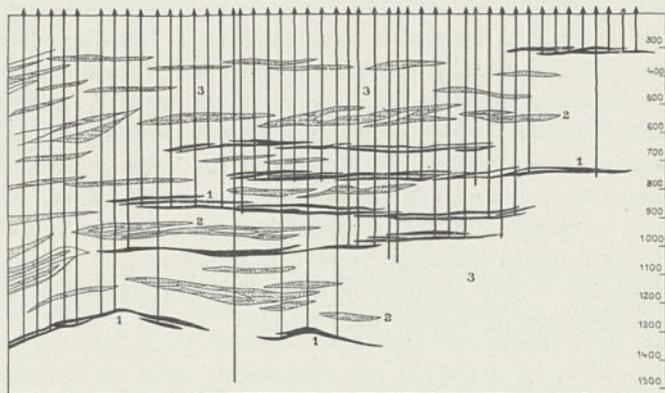


FIG. 17. — Coupe du champ de Goose-Creek, Texas (d'après MINOR).  
1 = Sable pétrolifère ; 2 = Sable aquifère ; 3 = Argile.

entre les lentilles des différents niveaux, tels qu'on l'a constaté dans le champ de Kern River en Californie, ou dans celui de Saratoga au Texas (fig. 18).

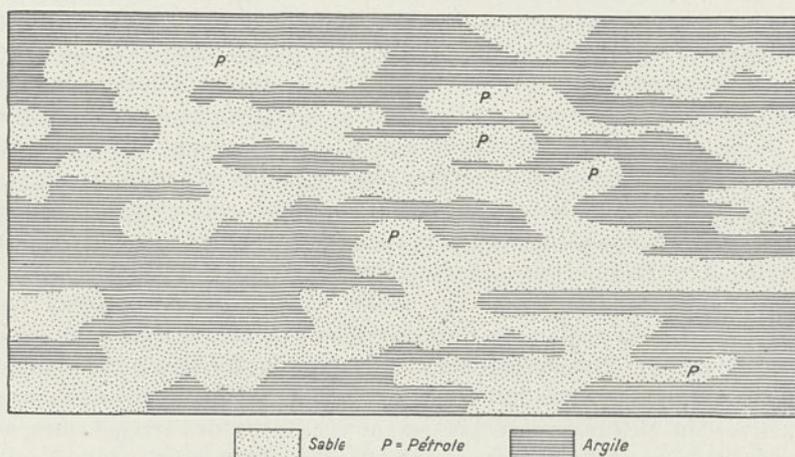


FIG. 18. — Répartition irrégulière du sable et de l'argile dans le champ de Saratoga, Texas (d'après SUMAN).

Considérées en plan, les couches productrices affectent parfois la forme de bandes ou de cordons, soit simples comme à Maïkop (fig. 19), soit ramifiés comme dans le Kansas (fig. 20), à la suite de la sédimen-

tation du sable dans les espèces de trainées, que l'on interprète soit

FIG. 19. — Accumulation de pétrole dans les alluvions d'un ancien cours de rivière à Maïkop, Russie (d'après TCHARNOTZKY).

1 = Sondages dans les rives de l'ancien cours; 2 = Sondages dans les alluvions.

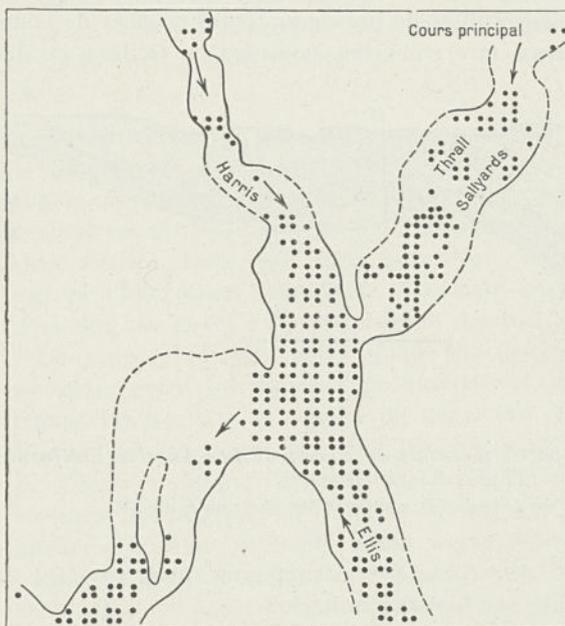
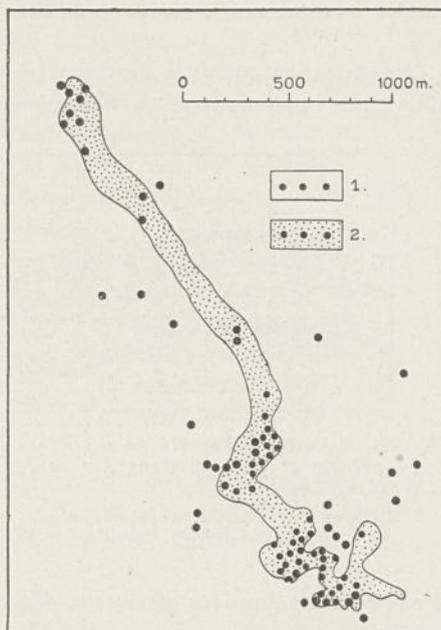


FIG. 20. — Accumulation de pétrole dans les alluvions d'une ancienne rivière et de ses affluents à Greenwood-County, Kansas (d'après CADMAN).

comme le remplissage du lit d'un ancien cours d'eau avec ses affluents, soit comme des barres de sable sous-marines. D'autres fois des formes

semblables sont dues à des surfaces d'érosion qui ont découpé des masses irrégulières de sable (fig. 21).

Quand les irrégularités des couches productives ne sont pas primordiales, elles proviennent de dérangements tectoniques. C'est d'ailleurs

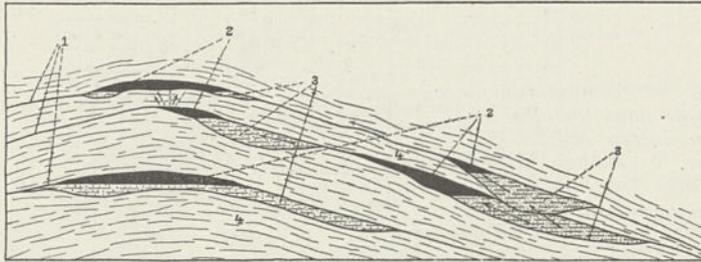


FIG. 21. — Coupe schématique à travers un dôme, montrant l'accumulation du pétrole et des gaz dans des sables remplissant des chenaux (d'après WALLACE LEE).

1 = Surfaces d'érosion; 2 = Pétrole et gaz; 3 = Eau salée; 4 = Schistes argileux.  
Les flèches indiquent la direction de migration.

le cas courant dans les gisements des régions disloquées. Outre que les couches productives s'adaptent à la forme tectonique du gisement et sont par conséquent susceptibles de présenter toutes espèces de courbures, elles peuvent aussi être entassées, laminées ou faillées, ce qui

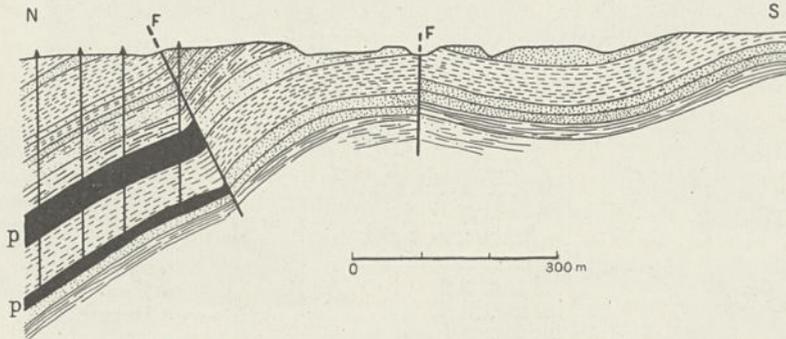


FIG. 22. — Coupe de la partie moyenne du champ de Los Angeles, Californie (d'après RALPH ARNOLD).

L'imprégnation du pétrole (p) a été arrêtée par une faille (F).

imprime au gisement des caractères structuraux propres dont il importe de tenir compte pendant l'exploitation.

Les entassements et les épaisissements des couches se produisent, on le sait, vers les zones axiales des plis, quels que soient les caractères de ces derniers, tandis que les amincissements et les laminages sont

localisés sur les flancs inverses des plis asymétriques. Dans le cas des chevauchements ou des charriages, l'amincissement du flanc inverse va jusqu'à la suppression complète. Les gisements de la Zone du Flysch carpatique, situés aussi bien dans la zone même, que sur sa bordure, fournissent à cet égard des exemples des plus caractéristiques. Chez les plis diapirs, par contre, l'amincissement et la suppression des couches, bien qu'ils soient dans la plupart des cas initiaux, sont localisés dans la région des voûtes anticlinales, ainsi qu'on peut l'observer dans l'anticlinal Moreni-Gura Ocniței.

Les failles peuvent interrompre brusquement les couches productives dans n'importe quelle région d'un pli, soit dans la zone axiale, soit sur les flancs. A Arbănași par exemple, sur l'anticlinal Berca-Beciu, les couches sont intéressées dans le sens longitudinal par une faille qui se confond presque avec le plan axial. Sur l'anticlinal Sărata-Monteoru, c'est encore une faille longitudinale qui sépare les couches d'un flanc, tandis que la faille qui recoupe les couches du flanc Sud de l'anticlinal Ochiuri est dirigée perpendiculairement à l'axe de ce dernier (fig. 9, *b*). Le champ pétrolifère de Los Angeles en Californie offre un bel exemple d'interruption des couches productives par faille (fig. 22).

Dans bien d'autres champs des régions disloquées se trouvent réalisées au moins quelques-unes des formes que nous venons d'indiquer, mais ce sont les gisements de Californie qui offrent à ce sujet les irrégularités les plus variées.

#### **Rapport d'épaisseur entre les couches productives et les couches stériles.**

— Quelles que soient la forme et l'épaisseur des couches à pétrole, quelles que soient les irrégularités qu'elles présentent, leur développement est généralement restreint comparativement à celui des couches stériles. Dans une série pétrolifère de quelques centaines de mètres s'intercalent d'habitude seulement quelques couches productives qui atteignent à peine quelques dizaines de mètres en tout.

Le rapport le plus élevé qu'on ait constaté, dans un gisement roumain, entre les couches productives et les couches stériles, se trouve réalisé dans le Dacien du flanc Sud de l'anticlinal Moreni, à Pâscov, au voisinage immédiat du noyau de sel. L'épaisseur totale de l'étage y atteint 250 mètres, dont 70 environ reviennent aux couches productives; si l'on fait entrer en ligne de compte aussi quelques couches de sable d'une imprégnation moindre, l'épaisseur totale des couches pétrolifères monte au total à 120 mètres, ce qui représente un pourcentage très élevé. Les couches proprement dites productives de cet étage, au nombre de 7, avec des épaisseurs comprises entre 2 et 23 mètres, sont séparées les unes des autres par des paquets de roches stériles, de 5 à 90 mètres (fig. 23).

On ne retrouve un pareil rapport dans aucun autre gisement de Roumanie. Ainsi, par exemple, le Dacien du même flanc de l'anticlinal de Moreni, à quelques kilomètres à peine plus à l'Ouest, à

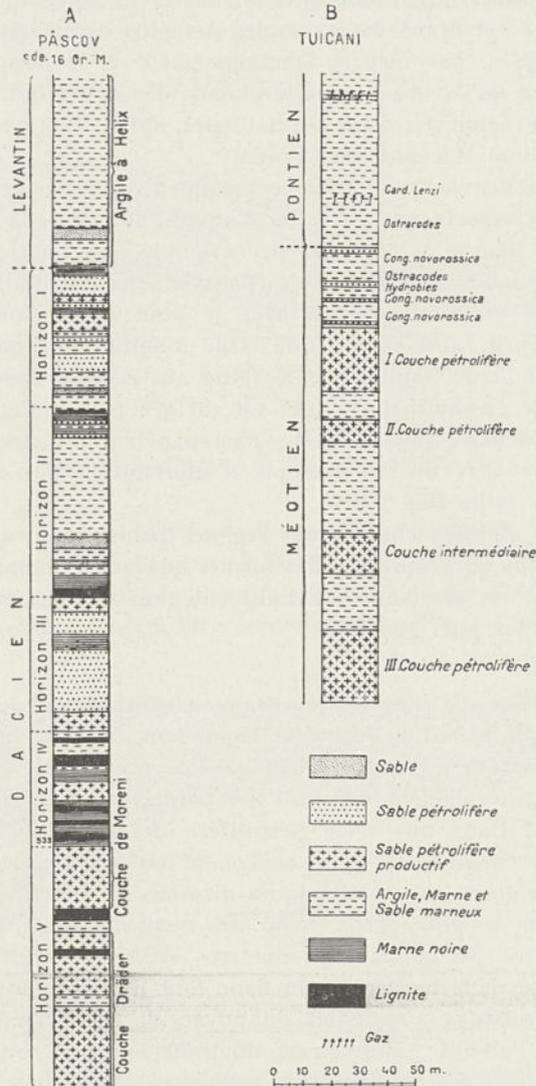


FIG. 23. — Profils normaux dans le Dacien et le Méotien du flanc Sud de l'anticlinal de Moreni, Roumanie (d'après MRAZEC et ATANASIU).

Gura Ocnitei, offre déjà un tout autre rapport; car, si l'épaisseur des couches productives n'y a pas varié, en échange celle des couches stériles s'est accrue, l'étage atteignant près de 350 mètres.

Quant au Méotien, le rapport entre ces deux catégories de couches varie encore bien plus fortement. Cela tient à ce que l'épaisseur même de l'étage varie dans des limites excessivement larges. Vers la bordure

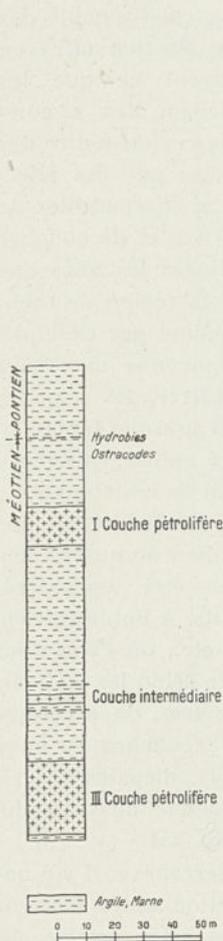


FIG. 24. — Profil normal du Méotien de l'anticlinal d'Ochiuri, Roumanie.

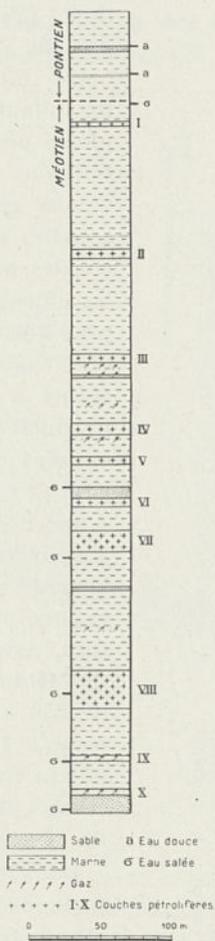


FIG. 25. — Profil normal du Méotien de l'anticlinal d'Arbănași, Roumanie.

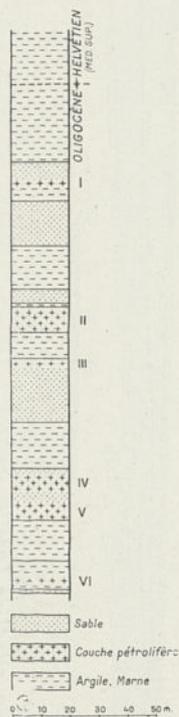


FIG. 26. — Profil normal de la partie supérieure de l'Oligocène à Buștenari, Roumanie.

I-VI = Horizons pétrolifères.

Ouest-Nord-Ouest de la région des plis diapirs, comme à Glodeni, le Méotien mesure en tout à peine 70 mètres d'épaisseur, avec quelques intercalations de sables pétrolifères. Dans la région d'Ochiuri-Moreni,

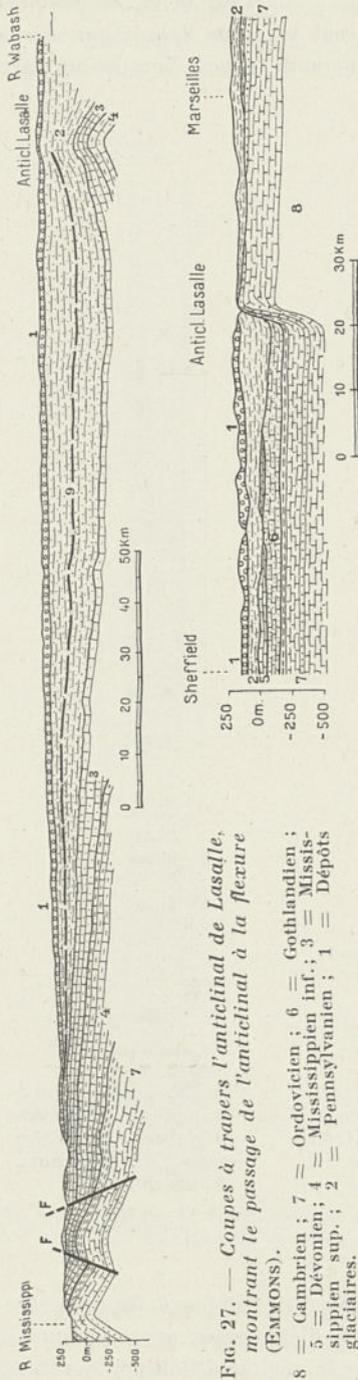


FIG. 27. — Coupes à travers l'anticlinal de Lasalle, montrant le passage de l'anticlinal à la flexure (EMMONS).

l'étage atteint 170 mètres d'épaisseur, avec trois couches productives d'une épaisseur totale de 35 à 40 mètres dont l'intermédiaire contient presque exclusivement des gaz (fig. 24). Le Méotien offre en outre bien souvent ce que les exploitants appellent des « complexes productifs », c'est-à-dire des horizons constitués par des alternances répétées et inséparables de couches productives et de couches stériles aussi minces les unes que les autres. Dans la région de Câmpina-Buștenari-Băicoi par exemple, où l'épaisseur moyenne de l'étage monte à 320 mètres, les couches productives sont presque toutes localisées dans sa moitié inférieure et elles y forment de ces complexes d'une épaisseur totale de 100 mètres, mais dont 40 à 50 mètres seulement peuvent être considérés comme productifs. A Boldești, Căpătura, Arbănași, etc., où l'épaisseur du Méotien varie selon les endroits de 350 à 500 mètres, on a compté jusqu'à 10 et 12 couches ou complexes productifs, d'épaisseurs variables, dont chacune mesurait plus de 10 mètres (fig. 25).

Dans le Méditerranéen, il y a une forte disproportion entre les couches pétrolifères et les couches stériles. A Tețcani et à Pârjol-Câmpeni, il a fallu forer de 800 à 900 mètres dans l'Helvétien, pour rencontrer trois ou quatre couches de pétrole de quelques mètres d'épaisseur à peine.

Dans l'Oligocène, par contre, les couches productives sont plus nombreuses. A Buștenari notamment, on a rencontré sur une épaisseur nor-

male de 200 à 300 mètres, plus de 10 couches de pétrole et de gaz (fig. 26).

C'est dans certaines régions de Bakou, en Russie, qu'on a constaté le rapport le plus élevé entre l'épaisseur des couches productives et celle des couches stériles. Il y a des endroits (Balakhany) où les sables pétrolifères occupent jusqu'à 75 % de l'épaisseur totale de

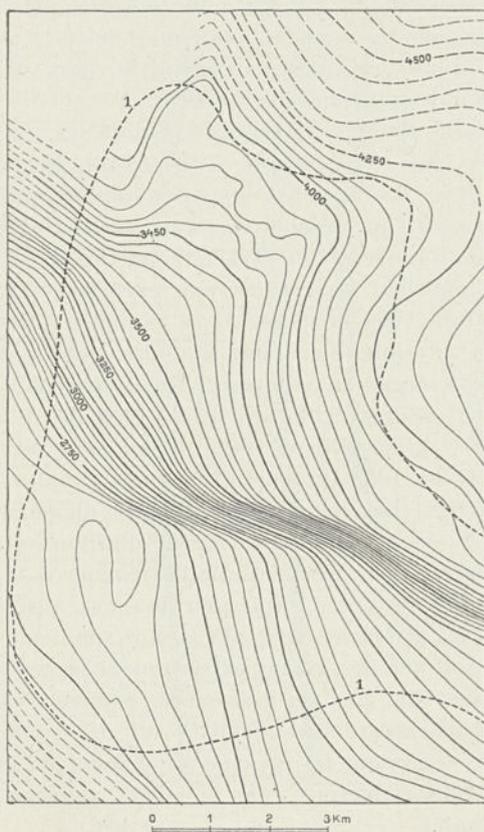


FIG. 28. — Accumulation de pétrole dans une double terrasse tectonique dans le champ d'Osage, Wyoming (d'après COLLIER).

1 = Limite de la surface imprégnée.

la série pétrolifère. Quelques champs pétrolifères de Californie tels que Ventura Avenue, offrent des rapports presque aussi élevés.

**Caractère tectonique.** — La forme des gisements pétrolifères étant déterminée par l'arrangement tectonique des couches qui les contiennent, elle peut naturellement offrir les plus grandes variations. Du type le plus simple, quand le gisement est emplaced sur une légère flexure ou un léger bombement, aux types les plus complexes réalisés

dans des régions à tectonique compliquée, on passe par une série longue et variée de formes de gisements.

L'extrême variété de ces formes, ainsi que le rôle que les forces orogéniques jouent dans leur formation, ont conduit, comme c'était naturel, à des classifications des gisements de pétrole fondées sur leur caractère tectonique. En partant de ce critérium, on en a proposé plusieurs. Cependant, comme nous n'avons pas l'intention de nous en occuper pour le moment, nous nous bornerons à considérer les différentes formes de gisements suivant le degré de complication des structures sur lesquelles ils se greffent.

Les types les plus simples se rencontrent dans les régions tabulaires ou subtabulaires. Dans ces contrées, la disposition horizontale ou très légèrement inclinée des couches est interrompue parfois soit par de faibles *renflements* ou ondulations, soit par de légères *flexures* ou *marches* qui, sans imprimer un caractère particulier à la tectonique générale, n'en apportent pas moins une certaine variation dans la disposition uniforme des couches. Si la région contient du pétrole ou des gaz, ces produits occupent toujours l'emplacement de ces dérangements tectoniques et y forment des gisements.

Les régions pétrolifères du Centre et de l'Est des Etats-Unis (Midcontinent, Illinois, Lima-Indiana, etc.) fournissent les exemples les plus nombreux et les plus typiques de formes simples de gisements. Ainsi, l'« Anticlinal Lasalle », qui coupe en diagonale à peu près en direction N.-S. les formations de l'Etat d'Illinois et qui présente le long de son parcours un caractère de flexure, passe à son extrémité Sud à un renflement anticlinal, où le pétrole est localisé (fig. 27). Dans le Midcontinent, les gisements sont placés soit sur des terrasses tectoniques (fig. 28), soit sur des voûtes extrêmement larges mais à faibles ondulations locales (fig. 29); ou bien aussi, comme c'est le cas dans le Wyoming, les gisements sont localisés sur des voûtes anticlinales tout aussi larges, mais dont les couches ne présentent plus des ondulations locales. Nous rangerons dans la même catégorie les dômes à gaz de Transylvanie.

Les gisements du type de ceux du Wyoming font le passage aux gisements des régions disloquées, catégorie à laquelle appartient la plupart des gisements de pétrole du monde.

FIG. 29. — Coupe à travers le dôme de Drumright, champ de Cushing, Oklahoma (d'après BEAL).

FIG. 30. — Coupe de l'anticlinal de Yenangyat, Birmanie (d'après NÖTLING).

FIG. 31. — Coupe à travers le champ de Maidan-i-Naphtun, Perse, montrant la dysharmonie par décollement de la Série de Fars par rapport au Calcaire d'Asmari (d'après RICHARDSON).

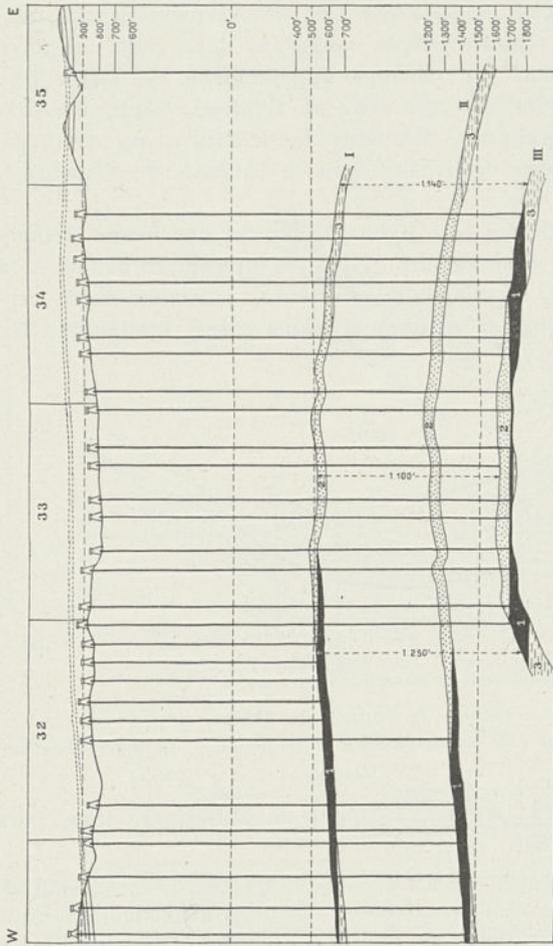


FIG. 29.

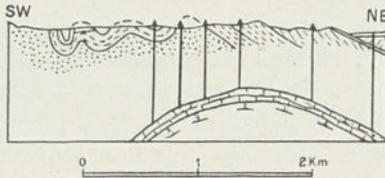


FIG. 31.

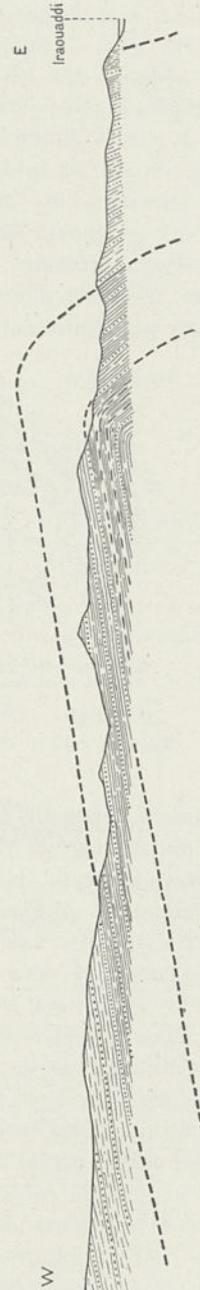


FIG. 30.

Parmi les formes que revêtent les gisements de pareilles régions, il convient de mentionner en premier lieu les gisements à *plis normaux*, plus ou moins réguliers. Nous rangerons dans cette catégorie la plupart des gisements des Champs appalachiens, de même que plusieurs gisements roumains tels ceux de Boldești, Ceptura, Arbănași, etc. Viennent ensuite les gisements de *structures asymétriques*, comme par exemple ceux de Grozny dans le Caucase, de Yenangyat, en Birmanie, etc. (fig. 30).

Aux gisements anticlinaux se rattache également une *forme dysharmonique*, attribuée au gisement des Maïdan-i-Naphtun en Perse. A la suite d'un décollement, les couches supérieures pourvues d'une certaine plasticité ont subi un plissement assez serré, tandis que les

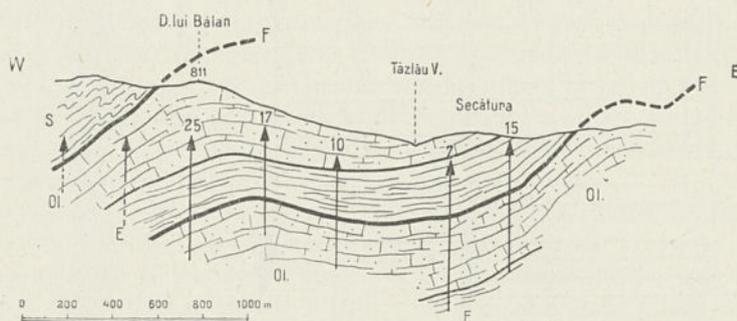


FIG. 32. — Coupe à travers le champ de Zemeș, Roumanie.

S = Sénonien ; E = Eocène ; Ol = Oligocène ; F = Surfaces de chevauchement.

couches inférieures, plus rigides, forment un anticlinal large, plus ou moins régulier (fig. 31).

Des gisements de plissements asymétriques on passe aux formes de gisement de *pli-failles*, au flanc inverse complètement laminé. Font partie de cette catégorie ceux de la ligne Buștenari-Câmpina-Vârful Drăgăneșei et ceux de Copăceni-Gura Vitioarei (fig. 6 et 7). Quand le chevauchement est assez avancé, on a affaire à des gisements dans le genre de ceux de Moinești, Zemeș, etc. (fig. 32), et, de ceux-ci, on aboutit au type de gisement de *nappe de charriage*, réalisé dans les gisements de Boryslaw et de Bitców en Galicie (fig. 83 et 86), de même que dans le champ de Mc Kittrick en Californie (fig. 33).

Un type spécial de gisement, entièrement distinct des précédents, est le type de *pli diapir* à noyaux de sel émergeant à la surface. Le pétrole est alors accumulé sur les flancs du pli. Les gisements les plus caractéristiques de ce genre sont ceux que l'on rencontre dans les champs pétrolifères du Pliocène en Roumanie, en l'occurrence les gisements d'Ochiuri, de Moreni-Gura Ocnitei, de Băicoi, Tintea, etc. (fig. 4). Des formes semblables sont mentionnées au Mexique dans

la région de l'isthme de Tehuantepec. Bien qu'avec une tectonique

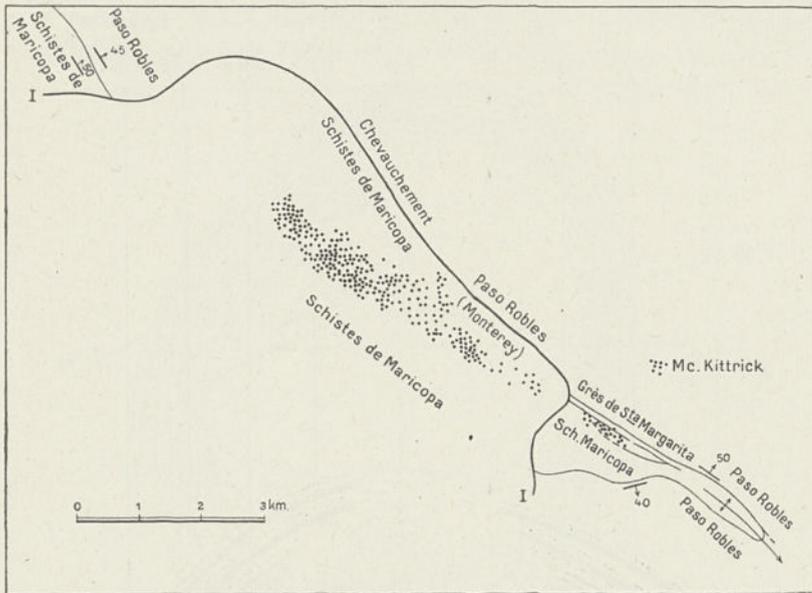


FIG. 33 a. — Esquisse du champ de Mc Kittrick, Californie (d'après ENGLISH).  
I-I = Ligne de contact anormal. L'horizon pétrolier se trouve sous la surface de chevauchement.

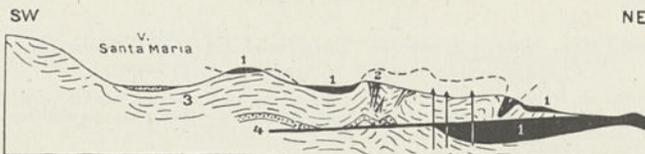
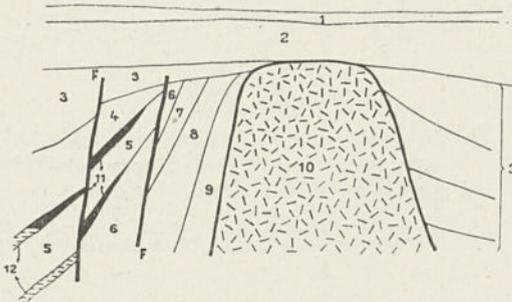


FIG. 33 b. — Coupe par le même champ (d'après ARNOLD et JOHNSON).  
1 = Sables de Mc Kittrick ; 2 = Crevasses remplies d'asphalte ; 3 = Couches de Monterey ; 4 = Surface de chevauchement.

FIG. 34. — Gisement du type Nienhagen, sur les flancs d'un massif de sel dans le Hanovre (d'après BENTZ).

10 = Massif de sel ; 9, 8, 7 = Trias ; 6 = Lias ; 5 = Dogger ; 4 = Infra-crétacé ; 3 = Crétacé supérieur ; 2 = Tertiaire ; 1 = Quaternaire.



légèrement plus compliquée, c'est encore à ce type que se rattachent les gisements de l'Allemagne du Nord (fig. 34).

Entre les gisements du type diapir et les gisements de plis normaux, il y a à distinguer une forme intermédiaire, à structure dysharmonique

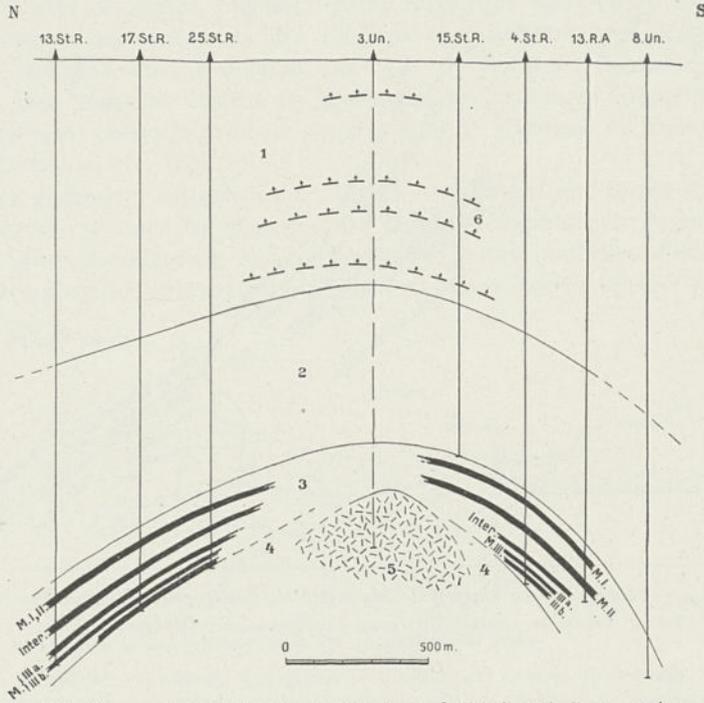


FIG. 35. — Coupe à travers l'anticlinal d'Aricești, Roumanie, à diapirisme profond (d'après D. STEFANESCO).

1 = Levantin et Dacien ; 2 = Pontien ; 3 = Méotien avec 4 horizons pétrolifères (MI - MIII, Inter.) ; 4 = Helvétien ; 5 = Sel ; 6 = Horizons gazéifères dans le Pliocène supérieur.

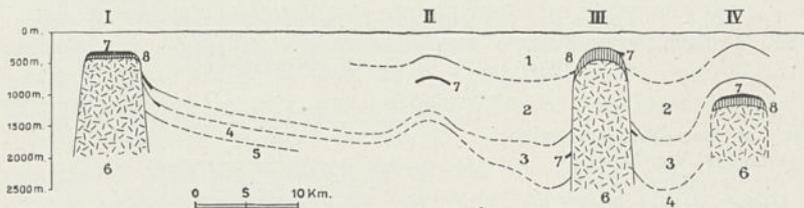


FIG. 36. — Coupe dans une région à dômes de sel du Gulf Coast, Texas (d'après MURPHY et JUDSON).

1 = Quaternaire et Pliocène ; 2 = Miocène ; 3 = Oligocène ; 4, 5 = Eocène ; 6 = Dômes de sel ; 7 = Horizons pétrolifères ; 8 = Cap rock.  
I = Dôme de Humble ; II = D. de Esperson ; III = D. de Barbers Hill ; D. de Lost Lake.

nique, réalisée en Roumanie dans les gisements de Filipeștii-de-Pădure, Runcu, Aricești, Bușani, etc. Les anticlinaux respectifs ont à la surface le caractère de plis normaux, tandis qu'en profondeur

ils sont diapirs (fig. 35). Ce sont des plis à diapirisme atténué ou à diapirisme profond.

A caractère plutôt différent de celui du type diapir de Roumanie sont les gisements de *dômes* de sel proprement dits, de la côte Nord

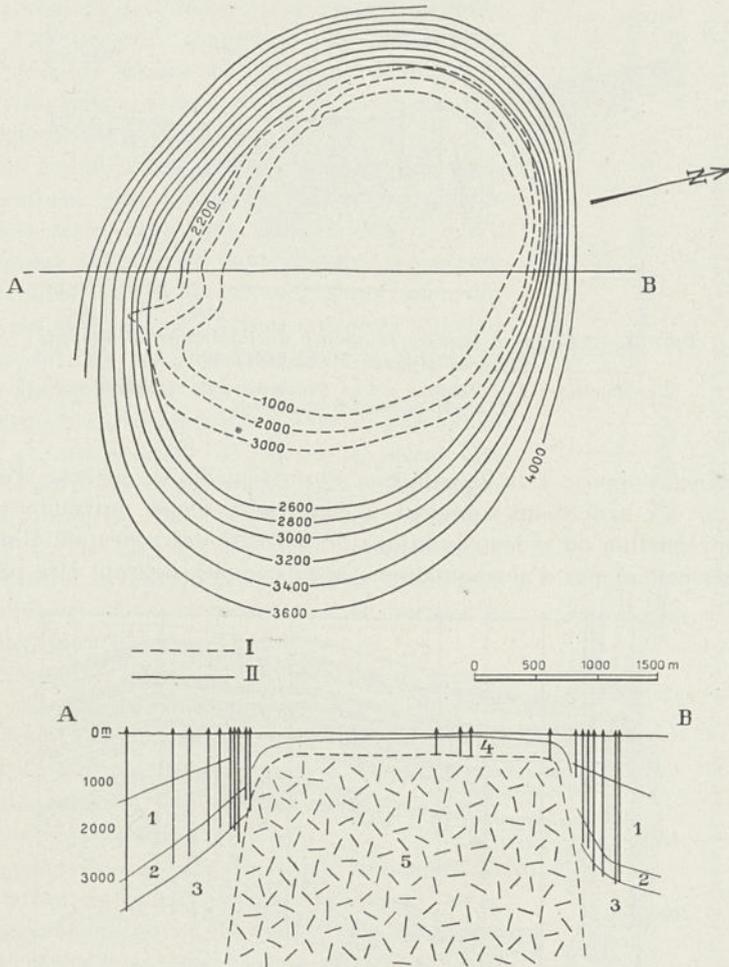


FIG. 37. — Carte structurale et coupe du dôme pétrolifère de Damon Mound, Texas (d'après BEVIER).

1 = Miocène (Fleming) ; 2 = Oligocène ; 3 = Eocène (Jackson) ; 4 = Cap rock ; 5 = Sel ; I = Toit du sel ; II = Mur du calcaire.

du Golfe du Mexique, dans les Etats de Texas et de Louisiane (fig. 36 et 37). Par opposition avec les diapirs qui sont allongés et dont les noyaux affectent la forme de lames, les dômes de Texas, autant qu'on a pu les reconnaître, sont plutôt circulaires et leurs noyaux de sel ressemblent à des piliers qui ne montent que rarement à la surface.

Le pétrole y est localisé tantôt sur les flancs, comme dans les gisements roumains, tantôt dans la voûte, imbibant les couches du toit du sel, parfois dans les deux à la fois.

Ainsi que nous l'avons déjà dit à une autre occasion, la *forme de*

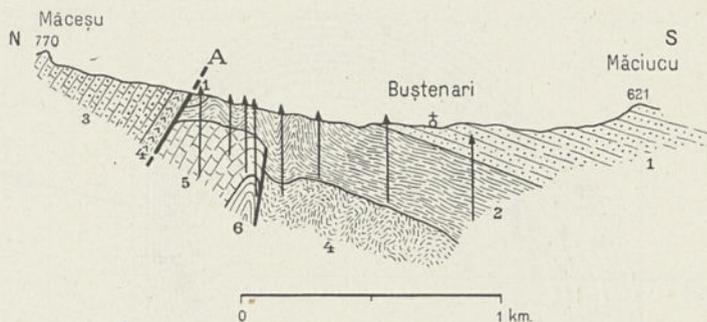


FIG. 38. — Coupe à travers le champ de Buștenari, Roumanie (d'après MRAZEC et TEISSEYRE).

1 = Pontien ; 2 = Méotien ; 3 = Sarmatien ; 4 = Helvétien ;  
5 = Oligocène ; 6 = Bocène.

*synclinal* s'oppose à la constitution des gisements de pétrole. Toutefois si les synclinaux tombent à l'intérieur d'une puissante zone d'imprégnation ou si les conditions de porosité des zones anticlinales ne permettent pas d'accumulations, leurs couches peuvent être pétro-

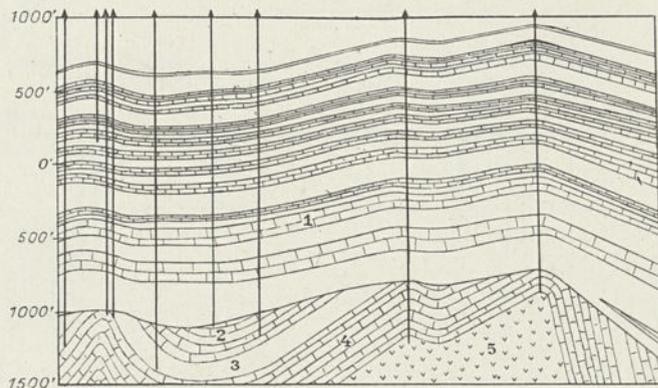


FIG. 39. — Coupe du champ d'Eling, Kansas (d'après THOMAS).

1 = Pennsylvanien ; 2 = Mississippien ; 3 = Dévonien ou Mississippien (Chattanooga) ; 4 = Ordovicien ; 5 = Granite.

lifères. Tel est le cas du petit synclinal de Bana en Roumanie, synclinal greffé sur le flanc Nord de l'anticlinal Moreni; c'est aussi celui du synclinal d'Arroyo Grande en Californie et de divers autres synclinaux de Pennsylvanie, du Wyoming, etc. Les gisements de ce type constituent néanmoins des exceptions.

A tout ce qui vient d'être dit, il faut ajouter que n'importe laquelle des structures dont il a été question jusqu'à présent, même les plus simples, peuvent subir des complications par l'intervention des *failles*. Ainsi, en nous rapportant à la structure diapire, il est à remarquer que certains gisements d'Allemagne diffèrent des gisements correspondants de Roumanie par la superposition de failles.

Une complication d'un autre ordre peut être déterminée par l'existence de *discordances* dans la série productive, comme c'est le cas à Buştenari (fig. 38) et dans certains gisements californiens. Cette forme tectonique mène au type de gisement de *chaînes enterrées* (*buried hills*), tel qu'on le rencontre dans le Midcontinent américain (fig. 39).

Parmi les gisements de régions disloquées, il faut encore compter le cas où le pétrole est abrité dans des couches non plissées ou légèrement ondulées, mais puissamment *fracturées*. Cette forme est réalisée dans le champ de Comodoro Rivadavia en Argentine, dans l'île Tchélékene dans la Caspienne et surtout à Pechelbronn en Alsace (fig. 40).

Encore une forme de gisement, assez répandue, est celle de *couches monoclinales*, qui peut provenir de presque toutes les formes précédentes, soit par la cimentation locale de la couche-magasin, soit par laminage, par faille ou par érosion (fig. 41).

Nous mentionnerons finalement les gisements en liaison avec des *intrusions éruptives*. Dans ces gisements, d'un type tout à fait spécial et d'un caractère exceptionnel, le pétrole est localisé soit exclusivement dans les fissures de la zone bordière de la roche éruptive, comme à Lytton Springs au Texas (fig. 42) et à Totumo (Venezuela), soit dans les fissures de la roche sédimentaire durcie par le métamorphisme de contact, comme à Furbero au Mexique.

Il va de soi qu'avec les structures que nous venons de mentionner, les gisements se projettent en plan de manières très différentes. Ainsi ceux des régions

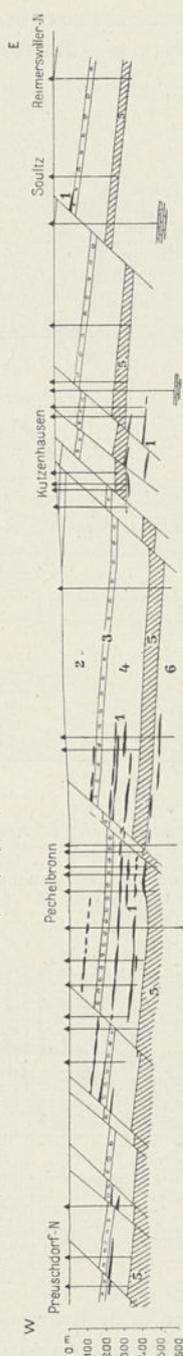


Fig. 40. — Coupe dans la partie Nord des champs pétrolifères d'Alsace (d'après HOFFMANN et HAAS).  
 1 = Sables pétrolifères ; 2 = Couches supérieures de Pechelbronn ; 3 = Zone fossilifère ; 4 = Couches inférieures de Pechelbronn ; 5 = Couche rouge ; 6 = Zone dolomitique.

subtabulaires, particulièrement ceux du Midcontinent, se projettent à la surface sous les formes les plus variées et les plus irrégulières, sans

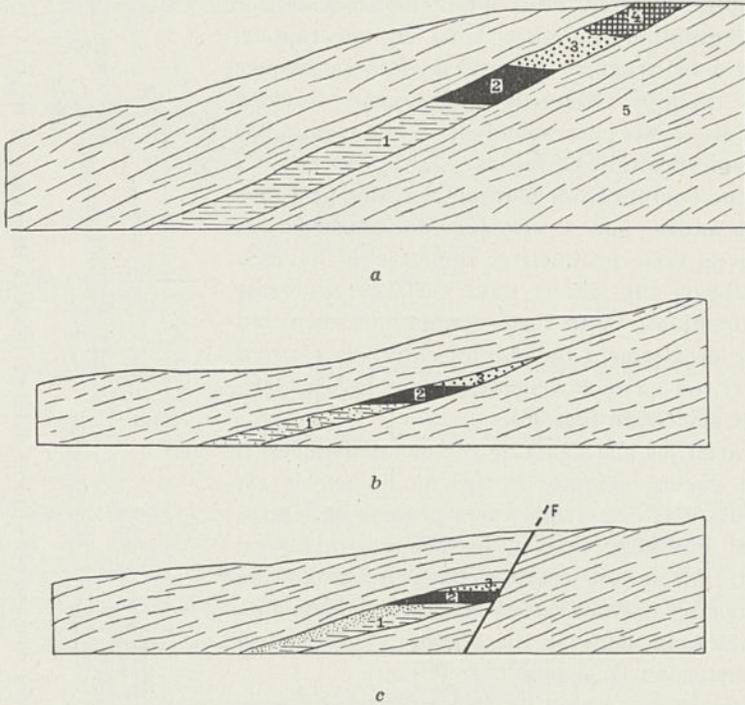


FIG. 41. — Différentes formes de gisement de couches monoclinales (d'après EMMONS).

a = Monoclinial par cimentation ; b = Monoclinial par effilement ; c = Monoclinial par faille ; 1, 2, 3 = Eau salée, pétrole et gaz ; 4 = Roches cimentées ; 5 = Argile.

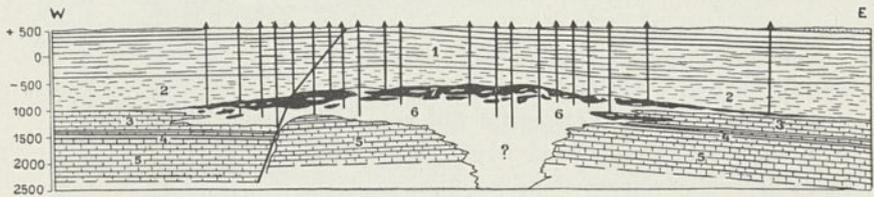


FIG. 42. — Coupe à travers le champ de Lytton Springs (Lockhart), Texas (d'après COLLINGWOOD et RETTGER).

1, 2, 3 = Crétacé supérieur ; 4, 5 = Crétacé inférieur ; 6 = Serpentine. Le pétrole (7) est logé dans la serpentine.

présenter la moindre orientation dans leur disposition même s'ils sont allongés. Les champs pétrolifères de la région d'Okmulgee dans l'Oklahoma fournissent un exemple caractéristique à cet égard (fig. 43).

Par contre, les gisements des régions disloquées sont ordinairement allongés et se présentent sous forme de bandes plus ou moins

FIG. 43. — Esquisse des champs pétrolifères de la région de Okmulgee, Oklahoma (BLUMER):

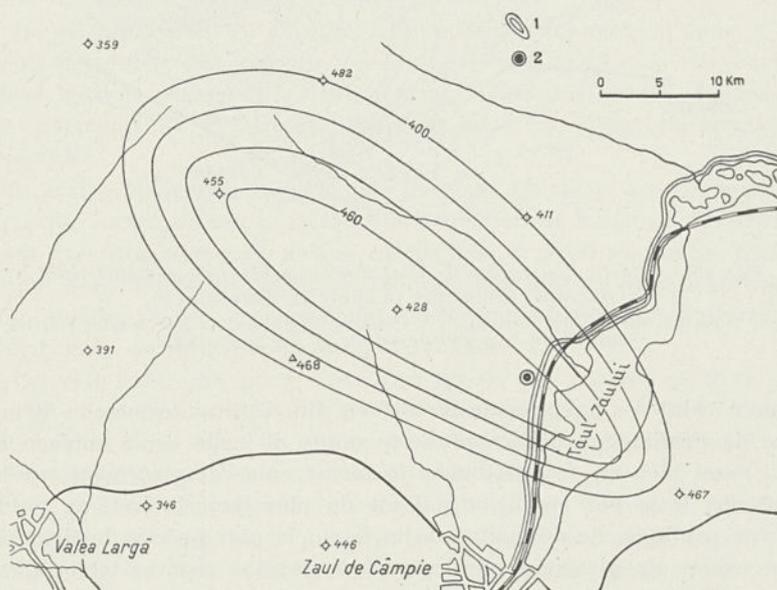


FIG. 44. — Carte structurale du dôme de gaz de Zaul de Câmpie, Transylvanie, Roumanie (d'après VANCEA).

1 = Isobathes du tuf de Zaul-de-Câmpie ; 2 = Sonde productive.

larges, toujours orientées dans la direction des plis ou du dérangement tectonique sur lequel elles reposent. La forme circulaire en

dôme, comme dans les gisements du Texas ou dans les gisements de gaz de Transylvanie, est moins fréquente. Ce type se rattache aux gisements à forme allongée par le type de brachyantoclinal, forme assez fréquente, sauf en Roumanie, où on ne l'observe que dans quelques dômes en Transylvanie (fig. 44).

Etant donné l'asymétrie et l'irrégularité de la plupart des formes tectoniques sur lesquelles se greffent les gisements, il est évident que l'arrangement des couches pétrolifères n'est pas toujours iden-

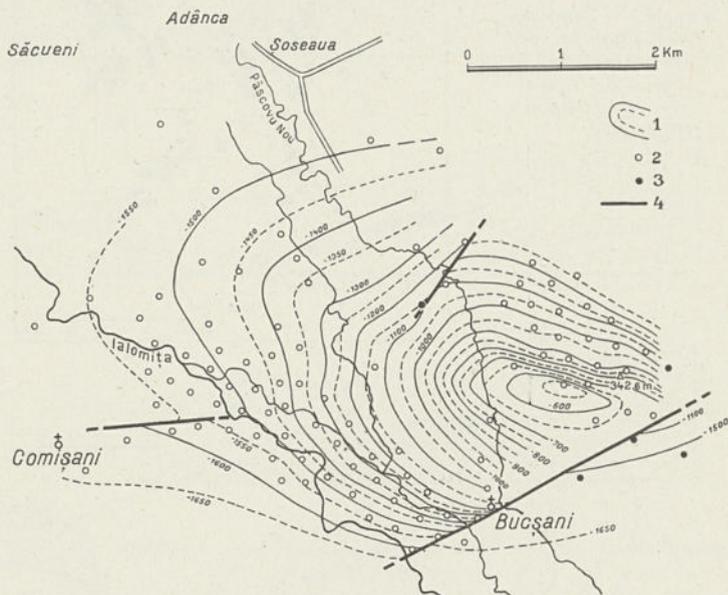


FIG. 45. — Carte structurale de l'extrémité occidentale de l'anticlinal de Bucșani, Roumanie (d'après D. ȘTEFANESCU).

1 = Isobathes du toit du Méotien ; 2 = Sondes productives ; 3 = Sondes stériles ayant atteint le noyau de sel du pli ; 4 = Failles.

tique à celui des couches de la surface. En d'autres termes, la structure de profondeur diffère plus ou moins de celle de la surface et ceci aussi bien en ce qui touche la forme, que l'emplacement sur la verticale. Dans ces conditions, il est du plus haut intérêt, au point de vue pratique, de connaître de la façon la plus précise la disposition exacte du gisement par rapport à certains repères tectoniques ou topographiques de la surface. Dans ce but, dès qu'on dispose des résultats des premières sondes, on tâche de tracer, à l'aide des isobathes, la surface structurale d'une couche-repère de la profondeur rapportée à la surface du terrain (fig. 28, 37, 44 et 45). Une telle carte est de la plus grande nécessité pour l'élaboration d'un programme rationnel d'exploitation.

**Localisation du pétrole.** — En dehors des caractères que nous venons d'indiquer, la structure des gisements des régions disloquées est déterminée par l'emplacement occupé par le pétrole dans l'accident tectonique intéressé. Cet emplacement est déterminé à son tour par les facteurs que nous avons déjà mentionnés.

A ce point de vue, on distingue plusieurs catégories de gisements.

En premier lieu, viennent les gisements où le pétrole est localisé dans la zone de crête de l'anticlinal, comme dans le cas des plis normaux ou des plis diapirs à diapirisme atténué tels qu'on les observe en Roumanie, à Ceptura et à Filipeștii de Pădure; ou bien encore sur les dômes, à pétrole localisé dans la voûte même, cas réalisé au Texas. Si l'anticlinal présente des ondulations axiales, alors le pétrole peut fort bien ne pas être répandu d'une façon continue et uniforme tout le long du pli, mais se limite aux parties élevées. Dans ce cas, on a affaire à une série de gisements en dômes allongés qui se poursuivent sur toute la longueur du pli.

Nous distinguons ensuite des gisements où le pétrole se trouve sur les deux flancs d'un pli, qu'il s'agisse de plis normaux comme à Boldești, ou de plis diapirs comme à Moreni-Gura Ocnitei. Dans le premier cas la zone axiale est occupée par les gaz.

Le pétrole peut aussi ne s'être accumulé que sur un seul flanc. C'est généralement le cas des plis asymétriques à tendance au chevauchement, lorsque seulement le flanc normal, moins incliné, est pétrolifère; les gisements du Flysch des Carpates nous en offrent de fréquents exemples.

Il arrive aussi bien souvent que le même pli, bien que constant en tant que forme, ne soit pas pétrolifère sur toute sa longueur. Le pétrole peut ne s'être accumulé qu'aux extrémités, là où il s'enfoncé. L'anticlinal Berca-Beciu, par exemple, bien qu'imprégné de pétrole sur toute son étendue, n'est à proprement parler pétrolifère qu'à l'extrémité Nord, là où se trouve le chantier d'Arbănași.

On voit donc que, pour ainsi dire jamais une surface occupée par un gisement ne correspond à toute la surface du pli, ou de l'accident tectonique dans lequel le gisement se trouve; presque toujours l'aire occupée par le pétrole est beaucoup plus réduite.

Les étendues des gisements sont naturellement tout aussi variables que celles des plis, bien que presque toujours moindres. Si les plis productifs les plus considérables qu'on connaisse peuvent atteindre 100 kilomètres en longueur et 12 à 20 kilomètres en largeur comme c'est le cas de certains anticlinaux pétrolifères de Bornéo, de la Californie et de la Pennsylvanie, les gisements de pareils plis ne dépassent guère 30 kilomètres en longueur et 1 à 3 kilomètres en largeur, chiffres maxima enregistrés en Pennsylvanie. Même le gisement roumain le plus considérable, celui de Moreni-Gura Ocnitei, qui semble à première vue

devoir faire exception à cette règle, occupe une superficie inférieure à celle du pli lui-même. Abstraction faite ici de la zone médiane de l'anticlinal, transpercée par le sel et où bien entendu il n'y a pas de pétrole, il faut remarquer qu'une grande partie du flanc Nord du pli s'est révélée pratiquement improductive, quoique le gisement qui s'étend sur une longueur de 25 kilomètres environ se superpose en direction presque exactement au pli.

Les gisements les plus étendus que l'on ait rencontrés dans les régions disloquées, et dont la superficie dépasse 30 kilomètres carrés, sont ceux de Pennsylvanie, tandis que les gisements les plus réduits, mesurant à peine un demi-kilomètre carré ou 1 kilomètre carré, se trouvent dans le Gulf Coast, au Texas et à la Louisiane.

En Roumanie, c'est la région de Bordeni-Buştenari-Runcu-Chiciura qui vient en tête, avec le gisement de l'anticlinal Moreni-Gura Ocnitei qui, avec ses prolongements vers l'Est et l'Ouest, atteint 20 kilomètres carrés.

Si l'on compare l'étendue des gisements des régions disloquées à celle des gisements des régions tabulaires, on constate que les premiers occupent généralement des superficies bien inférieures à celles des seconds. Alors qu'une superficie de 30 kilomètres carrés constitue pour ainsi dire une exception maximum pour les gisements des régions disloquées, elle passe dans les gisements des régions tabulaires pour un chiffre quasi au-dessous de la moyenne. Dans ces dernières, beaucoup de gisements atteignent plusieurs centaines de kilomètres carrés. On connaît des champs de pareilles étendues dans le Midcontinent, dans l'Illinois et à Lima-Indiana. Le champ gazéifère de Monroe dans la Louisiane occupe une superficie productive de 600 kilomètres carrés tandis que le champ pétrolifère et gazéifère de Panhandle (Amarillo) au Texas, sans contredit le plus vaste du monde, mesure 4.140 kilomètres carrés, dont 192 kilomètres en longueur (1).

---

(1) HENRY ROPATZ : Geology of Texas Panhandle oil and gasfield. *Bull. Am. Ass. Petr. Geol.*, 19 (8), 1935.

## CONDITIONS D'EXPLOITABILITÉ

---

Outre les facteurs économiques habituels qui se traduisent dans la pratique par la loi de l'offre et de la demande, outre la situation du gisement par rapport aux marchés commerciaux et aux moyens de transport, son exploitabilité est conditionnée par sa richesse et par les possibilités techniques de l'extraction du pétrole.

Nous ne nous occuperons pas des conditions de transport, cette question sortant du cadre de cet ouvrage; il n'en est pas moins vrai qu'elles peuvent parfois l'emporter dès le début, sur toutes les autres. Si un gisement quel qu'il soit, est tellement éloigné du marché que les frais de transport grevés des frais d'extraction ne peuvent être supportés par le prix courant du produit, ce gisement est alors pratiquement inexploitable. A ce sujet, le cas de celui de Fort Norman sur le Mackenzie au Canada, découvert en 1920 et non exploité jusqu'à ces derniers temps, est édifiant. Comme toutefois la question du transport, surtout pour le pétrole, est un facteur plutôt subordonné, dépendant presque toujours de la richesse du gisement et des possibilités techniques d'exploitation, ce sont ces dernières qui nous intéressent en premier lieu.

### A. — RICHESSE DU GISEMENT

Il va de soi que, plus un gisement est riche, plus son rendement sera élevé et plus il durera.

Après tout ce qui a été dit dans les chapitres précédents, il ne reste guère à ajouter sur les conditions qui déterminent la richesse d'un gisement. Ce facteur dépend du nombre et de l'épaisseur des couches pétrolifères, du volume des pores et des possibilités de circulation.

**Débit des sondes.** — Dans la méthode habituelle d'exploitation par sondages, la richesse d'un gisement se manifeste par le débit des sondes rapporté à l'unité de temps et par la durée de leur productivité;

et, comme la richesse des gisements diffère considérablement, le débit des sondes variera naturellement dans la même mesure. Dans certaines régions, comme par exemple à Mraznica près de Boryslaw, les sondes fournissent à peine une tonne d'huile par jour, alors qu'ailleurs leur débit se chiffre par des dizaines de milliers de tonnes dans le même laps de temps.

La plus forte production journalière enregistrée jusqu'à présent est celle de la sonde 4 Cerro Azul au Mexique, avec plus de 37.000 tonnes. Une sonde de Yates Pool au Texas vient en second lieu avec presque 30.000 tonnes par jour. En Roumanie, les productions journalières initiales atteignent 10 à 20 tonnes pour des sondes allant aux gisements du Paléogène et du Méditerranéen de Moldavie, tandis que pour ceux du Méotien et du Dacien, ce débit est de beaucoup plus élevé, certaines ayant atteint jusqu'à 2.500 tonnes (3 Conc. Moreni-Tuicani).

On constate la même diversité en ce qui concerne la production totale des sondes. En Roumanie, le débit moyen des sondes du Méotien et du Dacien des gisements les plus riches varie de 50.000 à 100.000 tonnes. Cependant, la sonde 1 Col. de Moreni-Tuicani a eu une production totale de 480.000 tonnes, et la sonde 69 A. R. de Moreni-Pâscov, 380.000 tonnes. Mais il existe des sondes encore bien plus riches, comme à Bakou par exemple, où quelques-unes auraient fourni 1.000.000 de tonnes, et surtout en Perse, où certaines autres auraient même dépassé 6.000.000 de tonnes.

Quant aux gisements de gaz, une seule sonde peut produire des centaines de millions de mètres cubes. A Caddofield, en Louisiane, certaines ont donné jusqu'à un milliard de mètres cubes chacune.

Bien qu'habituellement on sache dès la première sonde à quoi s'en tenir, il faut cependant faire remarquer qu'un débit initial abondant ne constitue pas toujours une indication absolument sûre de la richesse d'un gisement. Une production élevée au début peut être déterminée parfois par la forte porosité de la roche-magasin et par la tension puissante des gaz, sans que pour cela la couche contienne une grande quantité de pétrole. Certains gisements compris dans des calcaires caverneux par exemple donnent le plus souvent une production initiale abondante, mais le débit peut diminuer rapidement et la sonde s'épuiser bientôt.

D'où l'on voit que la durée de production des sondes est aussi très variable. Dans les chantiers de Moldavie, elles produisent depuis plus de trente ans, alors qu'en Munténie il y en a qu'on est obligé d'abandonner au bout de quatre ans. Quelques sondes de Pennsylvanie et de New-York continuent à produire après plus de quarante années d'exploitation, tandis qu'au Texas la vie d'une sonde est souvent limitée à trois ou quatre ans.

Il va de soi que la production des sondes ne reste pas uniforme du

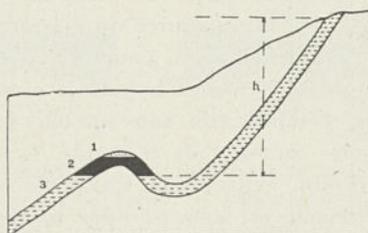
commencement à la fin. Elle décroît même presque dès le début, en décrivant une courbe descendante qui constitue ce que l'on appelle la *courbe de production*. Ainsi, les sondes de Câmpina, en Roumanie, dont la durée a été en moyenne de sept ans, ont fourni pendant la première année environ 36 % de leur production totale, tandis que les années suivantes ces chiffres ont baissé successivement à 19 %, 14 %, 10 %, 8 %, 7 % et 6 %.

La courbe de production est en fonction de toute une série de facteurs locaux, ce qui fait qu'elle varie de gisement à gisement, de couche à couche et parfois même de sonde à sonde. On peut néanmoins, en prenant comme base la courbe de production des premières sondes, évaluer avec une certaine exactitude les réserves d'une couche ou d'un champ pétrolifère.

**Comportement à l'exploitation.** — La manière dont les gisements pétrolifères se comportent à l'exploitation par sondes est déterminée

FIG. 46. — Schéma d'une accumulation de pétrole sous pression hydrostatique (d'après DE CIZANCOURT).

1 = Gaz ; 2 = Pétrole ;  
3 = Eau ; 4 = Hauteur de la colonne d'eau qui exerce la pression.



par la tension, le degré d'imbibition de la couche productive et les possibilités de circulation. Le mécanisme de la production aurait lieu, d'après STANLEY HEROLD (1), suivant trois régimes différents, à savoir : le régime hydraulique, le régime volumétrique et le régime capillaire.

Le régime *hydraulique* s'appuie sur le principe des puits artésiens. Le pétrole se trouve sous pression hydrostatique abrité dans un repli d'une couche affleurante remplie d'eau (fig. 46). La pression de l'eau dans la couche étant constamment entretenue par les eaux de surface qui l'alimentent, la production des sondes sera constante jusqu'à l'épuisement du réservoir.

Dans le régime *volumétrique*, le réservoir est sous l'influence d'une force décroissante, représentée soit par les gaz sous tension de la calotte du gisement, soit par les eaux de gisement, ou plutôt par les deux à la fois. Comme cette pression décroît au fur et à mesure de l'exploitation, la production des sondes diminue également.

(1) STANLEY C. HEROLD : Analytical principles of the production of oil, gaz and water from wells. *Stanford University*, California, 1928, in H. DE CIZANCOURT : La question des eaux dans les gisements de pétrole. *Ann. off. Comb. liquides*, 1931.

Enfin, dans le *régime capillaire*, on suppose qu'il n'y a ni calotte de gaz sous tension, ni pression de la part des eaux de gisement retenues à leur place par les forces capillaires. La production est due uniquement aux gaz en solution, sous pression, l'huile étant entraînée par les bulles qui s'en dégagent. Et, comme ce dégagement a tendance à diminuer, la production des sondes diminuera aussi.

Sauf le régime hydraulique qui est plutôt exceptionnel, la grande majorité des gisements produisent par régime volumétrique et capillaire.

Quel que soit ce régime, en pénétrant dans une couche pétrolifère, le trépan de la sonde rompt l'équilibre du gisement. La brusque baisse de tension provoquée à l'endroit atteint par le trépan produit, en vue de l'établissement d'un nouvel équilibre, un afflux du pétrole de toutes les directions. C'est ainsi que prend naissance une *sphère d'écoulement* formée d'un réseau de canalicules convergeant vers son centre, lequel se confond naturellement avec le point frappé par le trépan. Le rayon de la sphère accusera une tendance manifeste à croître en rapport avec la puissance du gisement.

Si l'imbibition de la couche considérée est faible et si la tension sous laquelle se trouve le pétrole n'est pas suffisamment élevée, l'équilibre se rétablit vite sans qu'une forte quantité de pétrole se soit accumulée au fond de la sonde. Le rayon de la sphère de drainage reste réduit, puisque la force d'écoulement vers le vide provoqué par le trépan est dépassée par les forces d'attraction capillaire entre les éléments de la roche et le pétrole. Dans ce cas, on aura pratiquement une *sonde stérile*. Si plusieurs forages pratiqués sur plusieurs points donnent de pareils résultats, cela prouve que le gisement est inexploitable au moins par sondes.

Lorsque la couche en question est sursaturée de pétrole et que celui-ci se trouve sous une tension suffisante, le liquide s'écoule avec force vers le fond de la sonde et le rayon de la sphère de drainage augmente progressivement; de la sorte, l'état d'équilibre qui tend à s'établir ne sera réalisé que beaucoup plus tard. On aura ainsi une *sonde productive*.

La vitesse d'écoulement du pétrole varie en rapport direct avec le degré de sursaturation, le degré de perméabilité et la structure de la roche accumulatrice, ainsi qu'avec la tension de gisement et la viscosité du pétrole. Dans une roche meuble et sursaturée de pétrole, celui-ci s'écoulera beaucoup plus facilement qu'il ne le ferait dans une roche consolidée et d'une perméabilité moindre. Il y circulera avec d'autant plus d'intensité, qu'il se trouvera sous une tension plus élevée et qu'il sera constitué par des composants plus légers.

Les gisements à haute tension se manifestent à l'exploitation par des éruptions. Une sonde qui pénètre dans une couche de sable sursa-

turée et sous une forte tension a non seulement pour effet de provoquer un afflux intense de pétrole vers l'ouverture produite, mais aussi de permettre à la force d'expansion des gaz de repousser le liquide vers le haut de la colonne et de le projeter au dehors, à des hauteurs considérables. C'est ce qu'on appelle une *sonde éruptive*. Bien souvent de fortes quantités de sable sont projetées en l'air en même temps que le pétrole, ce qui détermine la formation de grandes cavités à l'intérieur de la couche.

La composition du pétrole influence elle aussi l'écoulement. Les pétroles asphaltés s'écoulent plus difficilement que les pétroles benzineux, même quand ils sont paraffineux. Néanmoins, même les pétroles lourds et visqueux circulent avec plus de facilité et peuvent même faire éruption, lorsqu'ils sont associés à de fortes quantités de gaz. A Tintea par exemple, où le pétrole est lourd, on a enregistré plusieurs éruptions de sondes.

Dans les gisements à caractère éruptif les travaux doivent être

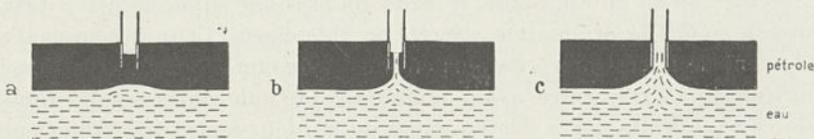


FIG. 47. — Schéma de la formation du « water-coning ».

a = Commencement du phénomène : afflux de pétrole et léger renflement de la limite eau-pétrole ; b = Phase moyenne : afflux de pétrole et d'eau par formation du cône d'eau ; c = Phase finale : afflux d'eau uniquement.

menés avec les plus grandes précautions. Malgré le rendement élevé des sondes éruptives, les risques inhérents aux éruptions sont tellement considérables qu'on les évite aujourd'hui autant que possible.

Les éruptions violentes provoquent en premier lieu le dégagement de fortes quantités de gaz, d'où un affaiblissement considérable de sa tension; or ceci nuit au rendement et à l'exploitation ultérieure.

Non moins important est le risque de la production de vides dans la couche pétrolifère, lorsque la sonde projette du sable. Ces vides peuvent causer l'effondrement du toit et l'ouverture des eaux, ce qui amène inévitablement l'inondation de la couche.

Par la volatilisation brusque des éléments légers, les éruptions déterminent également, au cas des pétroles paraffineux, la formation d'assez fâcheux bouchons de paraffine et de sable, qui obstruent la colonne; c'est ce qu'on nomme le « paraffinage » de la sonde. A Boryslaw on a pu parfois constater la formation de bouchons de 100 mètres de longueur. Des accidents analogues se sont produits en Roumanie, par exemple à Poiana Vrancei, à Moreni-Bana, au cours de l'exploitation du Méotien du flanc Nord de l'anticlinal et à Moreni-Stavropoleos.

Enfin, les éruptions libres peuvent entraîner l'inondation de la sonde par les eaux de gisement de la couche même. A la suite d'une puissante aspiration, l'eau qui par sa viscosité moindre a un pouvoir de pénétration plus grand que celui du pétrole, sera attirée vers le trou de la sonde bien qu'elle se trouve en-dessous de l'huile. Elle finira par constituer un cône vertical qui aura tendance à écarter le pétrole, de sorte que la sonde ne produira que de l'eau (fig. 47). C'est le phénomène du *water-coning* des Américains.

Par mesure de précaution, toutes les sondes qui exploitent des couches à caractère éruptif sont aujourd'hui pourvues du dispositif spécial dit de la « tête d'éruption », grâce auquel on peut se livrer à l'exploitation par *éruption captée*.

**Espacement des sondes.** — Même si le pétrole s'écoule dans les meilleures conditions vers le vide de la sonde, pratiquement la sphère de drainage ne croît pas à l'infini; elle s'arrête à une certaine limite. A mesure qu'on en approche, le débit de la sonde diminue peu à peu, jusqu'à ce que la production s'arrête complètement. Cette décroissance provient de la résistance de plus en plus forte que le pétrole des zones périphériques rencontre avant d'atteindre le vide de la sonde. Dans ces conditions, le degré d'épuisement de la roche-magasin à l'intérieur de la sphère de drainage diminue naturellement vers la périphérie de celle-ci.

Une sonde dont la production s'est arrêtée, peut redevenir productive — évidemment dans une mesure bien moindre — si on la laisse se reposer un certain temps de manière qu'un nouvel équilibre puisse s'établir dans la couche entre la partie drainée et les régions à l'extérieur de celle-ci, à moins que ces dernières n'aient elles aussi été drainées par d'autres sondes.

La distance jusqu'à laquelle s'étend la sphère de drainage représente le *rayon d'influence* de la sonde. La valeur de ce rayon varie suivant les facteurs déjà mentionnés, c'est-à-dire avec la perméabilité et la structure de la roche-magasin, avec la tension et la richesse du gisement et avec la nature physique du pétrole. Si ces facteurs restent constants, la longueur du rayon d'influence de la sonde croît à l'infini. Théoriquement c'est le cas des gisements produisant suivant le régime hydraulique et le régime volumétrique. Quant à ceux qui produisent par le régime capillaire, le rayon d'influence est toujours limité.

Par conséquent, dans une exploitation rationnelle ayant comme but l'épuisement complet et uniforme d'un gisement avec un minimum de dépenses, les sondes seront placées à des distances correspondant aux longueurs de leurs rayons d'influence et sur des rangées alternantes, de manière qu'aucun espace n'échappe à l'influence des

dits rayons. De cette façon, on peut tirer le maximum de rendement d'une sonde, avec le minimum de frais. On ne doit cependant pas exagérer les distances entre les sondes, surtout au régime de production capillaire, pour ne pas risquer de laisser entre elles des espaces qui pourraient échapper au drainage et de ne pas épuiser complètement le gisement.

La longueur du rayon d'influence, avec les facteurs mentionnés, aura naturellement des valeurs variables non seulement de gisement à gisement ou de couche à couche, mais aussi dans une même couche. Généralement, c'est la première sonde qui atteint un gisement qui aura le rayon d'influence le plus grand et aussi la production la plus abondante.

Il existe des régions où le rayon d'influence est extrêmement réduit. Dans quelques gisements de Bakou par exemple, on plaçait les sondes à des distances inférieures à 30 mètres, sans qu'elles se fussent, paraît-il, influencées réciproquement. Il paraît, cependant, que ces sondes allaient à des couches différentes. Dans d'autres régions par contre, cette influence se fait sentir à des distances bien plus grandes. Dans les Champs appalachiens on a placé des sondes à des intervalles de 100 à 150 mètres les unes des autres. L'espacement est encore plus grand dans le Midcontinent : dans le chantier de Conroë par exemple, les intervalles atteignent 300 mètres et, dans le chantier de Yates, jusqu'à 440. Quand le gisement repose sur des calcaires caverneux où la circulation du pétrole est particulièrement facile, on peut espacer encore davantage. C'est ainsi qu'à Suleiman-i-Naphtun, en Perse, des sondes placées à 1 kilomètre les unes des autres semblent avoir épuisé toute la zone située entre elles, tandis que dans les champs de Kerkouk en Irak, les intervalles entre les sondes varient entre 2.000 et 2.700 mètres (1).

En Roumanie, sous l'ancien régime minier, on posait les sondes à 30 mètres les unes des autres, ce qui présentait l'inconvénient de laisser les sondes s'influencer réciproquement. Aux termes de l'actuelle loi des mines, la distance entre les sondes allant au Dacien, dont les couches productives sont formées de sable fin, est au minimum de 60 mètres et, pour les sondes allant au Méotien, dont les gisements ont une tension plus élevée et les sables permettent une circulation plus aisée, la distance est fixée au minimum à 80 mètres. Cependant, pour les gisements méotiens, même ces 80 mètres se sont avérés insuffisants, le rayon de drainage des sondes s'élevant à environ 100 mètres; aussi ne place-t-on aujourd'hui les sondes que tout à fait exceptionnellement à moins de 200 mètres les unes des autres.

Quant aux gisements de gaz, la longueur du rayon d'influence est

(1) IRAK PETROLEUM Co : Description of the Kirkuk oilfields. II<sup>e</sup> Congr. Mond. du Pétrole, Paris, 1937.

généralement plus grande que pour le pétrole. Dans les champs gazeux de Roumanie, l'espace minimum entre les sondes a été fixé à 400 mètres.

D'autres facteurs dont il faut également tenir compte sont les variations d'épaisseur de la couche pétrolifère et son arrangement tectonique. Dans les parties épaisses de la couche productive, les sondes peuvent être rapprochées davantage que dans les parties minces. Avec une même épaisseur, les sondes seront plus rapprochées pour une couche inclinée que dans le cas où elle serait horizontale, la distance réelle entre les points atteints restant la même dans les deux cas. Inutile d'ajouter qu'on ne tient pas compte de la distance lorsqu'il s'agit de sondes allant séparément à des couches différentes.

**Protection de la zone des gaz.** — D'une importance toute particulière dans l'arrangement des sondes sont les précautions à prendre pour éviter la zone du gaz. On sait en effet qu'en outre des gaz qui accompagnent en solution le pétrole, il y en a aussi qui s'accumulent à l'état libre dans la calotte de gaz, c'est-à-dire dans la partie culminante du gisement. Les uns et les autres assurent le maintien de la tension et par conséquent la possibilité d'une exploitation facile jusqu'aux bords du gisement. Un gisement dégazéifié par la pose de sondes sur la zone même des gaz ou par l'extraction du pétrole mélangé à une proportion de gaz trop élevée, ne produira pas la même quantité de pétrole que si la zone des gaz était restée plus ou moins intacte jusqu'à la fin de l'exploitation, en d'autres mots, si l'extraction du pétrole n'avait été accompagnée d'un gaspillage exagéré des gaz.

Suivant des observations faites surtout en Amérique (1), les pertes résultant de la méconnaissance de ce principe seraient considérables: un gisement que l'on exploiterait en ne prenant en considération ni la zone des gaz, ni la « *gas oil ratio* », c'est-à-dire la proportion de gaz qu'on peut extraire avec le pétrole sans affaiblir la tension du gisement, ne livrerait que 25 % du pétrole accumulé; tandis qu'une exploitation rationnelle tenant compte du rôle des gaz, permettrait d'en extraire jusqu'à 75 %.

D'ailleurs, pour accroître le rendement des gisements dégazéifiés ou à faible tension initiale, on a le soin aujourd'hui d'introduire des gaz (« *gaslift* ») ou de l'air (« *airlift* ») dans la couche intéressée. Mieux encore, il a été prouvé qu'on peut, même quand il s'agit de gisements entièrement épuisés, en extraire des quantités de pétrole appréciables en refoulant à l'aide de pompes des gaz dans la couche. Dans le chantier d'Olney au Texas, on a obtenu par ce procédé une

(1) A. DRAGULANESCO : Réflexions sur les visites aux chantiers des Etats-Unis. *Ann. des Mines de Roumanie*, XIX, 1, 1936.

quantité supplémentaire de pétrole de 38 % par rapport à la quantité extraite précédemment.

Par conséquent, étant donné l'importance qu'il y a pour un gisement de maintenir autant que possible jusqu'à la fin sa tension, on recommande d'éviter rigoureusement la zone des gaz; et aussi de poser les premières sondes sur la bordure externe du gisement, de façon que l'exploitation se poursuive à partir de la périphérie vers la zone des gaz. Cette dernière ne doit être exploitée qu'après l'épuisement du pétrole.

Si, pour des raisons d'un autre ordre, on ne peut appliquer ce principe, on veillera du moins à ne pas dépasser pendant l'extraction une quantité de gaz déterminée, établie en rapport avec la tension de gisement et proportionnelle à la force nécessaire pour élever le pétrole jusqu'à la surface. On contrôlera dans ce but de temps à autre la pression au fond de la sonde, et si l'on y constate une diminution sensible, on réduira la quantité des gaz. Cette réduction s'obtient en freinant la production, c'est-à-dire en diminuant l'orifice d'écoulement, ou encore par exploitation intermittente (1).

Pour les gisements roumains, la ration de gaz tolérée pour une exploitation rationnelle varie suivant les gisements de 200 à 1.000 mètres cubes par tonne de pétrole. A Bucşani par exemple, cette proportion est de 200 à 300 mètres cubes, à Boldeşti de 600 à 800 mètres cubes et à Viforâta de 1.000 mètres cubes.

**Pétrole restant.** — Pratiquement, on ne considère pas la richesse d'un gisement d'après la quantité de pétrole qu'il renferme, mais d'après celle qu'on peut en extraire à l'aide des moyens d'exploitation ordinaires, c'est-à-dire par sondage. On doit cependant savoir que le gisement ne sera jamais complètement épuisé par cette méthode, même si les sondes ont été placées le plus judicieusement possible et si le pétrole trouve les meilleures conditions d'écoulement. En d'autres termes, une sonde ne pourra jamais pomper tout le pétrole contenu à l'intérieur de sa sphère de drainage, quelle que soit sa fluidité et si élevée que soit la perméabilité de la roche. Les forces d'attraction capillaire retiendront toujours dans la couche une certaine quantité de pétrole. C'est le *pétrole restant*.

TANASESCO (2), qui a étudié cette question de près pour les pétroles roumains, montre que le volume du pétrole restant varie en rapport avec sa viscosité et son poids spécifique et aussi avec la température du gisement, la quantité de gaz qui s'y trouve accumulé et la pression. Plus la viscosité et le poids spécifique du pétrole sont élevés,

(1) G. R. ZMIEUREANO : L'éruption intermittente comme nouvelle méthode pour la réduction du gas oil ratio. II<sup>e</sup> Congr. Mond. du Pétrole, Paris, 1937.

(2) I. TANASESCO : *Op. cit.*

plus il restera de pétrole dans le gisement; d'autre part, plus la pression et la température du gisement sont élevées et plus la quantité des gaz est grande, moins il restera de pétrole dans le gisement.

Le volume du pétrole retenu dans la couche après l'exploitation par sondes est toujours inférieur au volume des pores de la roche. TANASESCO a constaté que, dans un sable non pressé, dont les grains sont posés librement et dont le volume des pores représente 42,7 % du volume de la roche, le volume du pétrole restant, après l'écoulement du liquide sous pression ordinaire, atteint 28 à 38 % du volume de la roche.

L'auteur explique ce fait, ou bien par la diminution du volume des pores provoquée par les forces d'attraction capillaire entre les grains, c'est-à-dire par le tassement du sable, à la suite de l'écoulement du liquide, ou bien, si un pareil mouvement s'avère impossible comme dans le cas des roches agglutinées, par un vidage partiel des interstices.

Pour déterminer la valeur du pétrole restant par rapport à la valeur du pétrole exploitable — et en partant d'un sable présentant une porosité de 42,7 %, sursaturé de pétrole à raison de 50 % du volume de la roche et à une température de 20° C — l'auteur arrive à établir les données suivantes selon la nature du pétrole :

Pétrole non paraffineux de Moreni : 66,3 % de pétrole restant et 33,7 % de pétrole exploitable.

Pétrole non paraffineux de Câmpina : 59,9 % de pétrole restant et 44,1 % de pétrole exploitable.

Pétrole non paraffineux de Buştenari : 52,3 % de pétrole restant et 47,7 % de pétrole exploitable.

Pétrole paraffineux de Câmpeni-Pârjol : 48,8 % de pétrole restant et 51,2 % de pétrole exploitable.

Ces proportions varient avec les températures qui règnent dans les gisements et l'influence exercée par la tension des gaz sur l'écoulement du pétrole. Pour le gisement du Dacien de Moreni par exemple, situé entre 700 et 800 mètres de profondeur, où la température serait de 35° C et où l'écoulement du pétrole se produit sous l'influence des gaz comme sous un vide partiel, l'auteur arrive à la conclusion que le rapport du pétrole restant au volume total du pétrole accumulé est de 34,9 % à 65,1 %.

D'une manière plus générale, voici les conclusions d'ensemble auxquelles TANASESCO aboutit dans cette question.

Pour les gisements situés jusqu'à environ 300 mètres de profondeur, pauvres en gaz et ayant une température d'environ 20° C, le volume du pétrole exploitable n'atteint généralement pas la moitié du volume du pétrole accumulé. Pour ce qui est des pétroles visqueux, le pétrole exploitable représente à peu près un tiers et le pétrole

restant les deux tiers du volume du pétrole accumulé. Par rapport au volume du sable sursaturé, le pétrole exploitable représente 1/6, soit 16 à 17 % et le pétrole restant un tiers, soit 33 à 34 %.

Quant aux gisements de grandes profondeurs, riches en gaz, contenant des pétroles légers et ayant une température de plus de 30° C, le volume du pétrole exploitable égale les deux tiers du volume total du pétrole accumulé, tandis que le pétrole restant n'équivaut plus qu'à un tiers.

Lorsqu'on dépasse les profondeurs de 2.000 mètres, ce qui est le cas de la plupart des gisements méotiens actuellement exploités en Roumanie, où le pétrole subit des pressions de plus de 200 atm. et accuse des températures de plus de 70° C, cette proportion s'aggrave encore davantage au détriment du pétrole restant.

Des études similaires ont été aussi faites par d'autres auteurs.

CHAMBRIER, après s'être livré à des expériences sur diverses espèces de sable, constate que, selon son degré de pureté, cette roche absorbe 35 à 47 % du volume du pétrole, dont 15 à 17 % sont cédés par écoulement et 19 à 30 % sont retenus dans la roche. Par conséquent, le pétrole exploitable représente 33 à 45 % du volume du pétrole accumulé.

Pour les gisements californiens, le volume du pétrole exploitable représente selon BELL, 10 %, et selon WASHBURNE, 45 % du volume total de pétrole contenu dans le gisement. BEEBY THOMPSON arrive à des résultats à peu près identiques pour les sables pétrolifères de Bakou.

On voit donc que les gisements pétrolifères ne peuvent pas être exploités entièrement rien qu'à l'aide de sondes, et qu'une forte quantité du pétrole accumulé reste dans la couche. Pour les gisements de faibles profondeurs, le volume du pétrole restant est supérieur au volume du pétrole extrait, tandis que pour les gisements profonds le rapport est inverse. Au total, si l'on considère l'ensemble des gisements du monde, on voit que la quantité de pétrole exploitable représente généralement un à deux tiers de la quantité de pétrole contenue dans le gisement.

Ces conclusions sont extrêmement importantes au point de vue économique; elles donnent en effet une idée des considérables réserves que représentent encore certains gisements déjà épuisés par les sondages. D'après les évaluations de l'Institut de Pétrole Américain, le quantum du pétrole restant en 1925 dans les gisements déjà exploités des Etats-Unis, monte à 3.562.000.000 de tonnes. Pour quelques gisements roumains, qui se trouvent également dans ce cas, on constate qu'ils renferment encore des réserves de pétrole considérables. Le gisement du Méotien de Câmpina, entre autres, dont on a extrait jusqu'à présent plus de 3.500.000 tonnes de pétrole, pourrait en contenir

encore environ 3.000.000. De même, la couche « Drader » du Dacien du flanc Sud de l'anticlinal Moreni est susceptible de fournir encore près de 150.000 tonnes par hectare. Comme la production moyenne de cette couche à l'hectare n'a jamais dépassé 100.000 tonnes, même dans les parties les plus riches, cela signifie qu'au moins 60 % du pétrole qu'elle contient sont restés dans le sol.

De pareils gisements ne sauraient donc être considérés comme dépourvus de valeur, du moment qu'à l'aide de nouvelles méthodes, on pourra peut-être extraire aussi le pétrole restant. Les travaux qu'on pratique depuis longtemps en Alsace, au Hanovre, etc., et qu'on a appliqués dernièrement en Roumanie dans le chantier de Sărata-Monteoru, ont prouvé que par des galeries souterraines on arrivait à extraire tout le pétrole qui imbibe le sable. Mieux encore, toujours par la même méthode, on pourrait mettre en valeur également les gisements ou les couches faiblement imprégnées qui se sont avérées inexploitable par les méthodes habituelles de sondages.

D'où l'on voit qu'il faut envisager la valeur d'un gisement aussi sous le rapport des méthodes d'exploitation susceptibles d'être appliquées.

## B. — POSSIBILITÉS TECHNIQUES D'EXTRACTION

Sur les possibilités d'extraction considérées du point de vue technique, nous n'avons pas beaucoup à dire.

Etant donné les moyens dont la technique du forage dispose de nos jours, la profondeur du gisement, tout en constituant un élément de premier ordre dans le calcul du rendement, ne saurait intervenir comme facteur prohibitif qu'à partir d'une certaine limite. Jusqu'à présent cette limite n'a pas encore été atteinte. En Roumanie par exemple, il y a longtemps qu'on a dépassé 2.000 mètres sans le moindre inconvénient et des sondes produisent à des profondeurs de 2.750 mètres. En 1934, une sonde du « Crédit Minier » a même atteint 3.382 mètres dans la région de Valea Călugărească. Il ne s'agit ici nullement d'un fait isolé, puisque, dans la même année, on comptait aux Etats-Unis 13 sondes ayant dépassé 3.200 mètres, dont l'une, en Californie, était descendue jusqu'à 3.458 mètres. En 1935 on a atteint, dans le West Texas, 3.936 mètres.

Il est vrai que ces sondes ont été stériles ou avec une production non rentable. Cependant une sonde du West Texas produit, à partir du mois de septembre 1936, entre 33 et 115 tonnes par jour de la profondeur de 2.989 mètres. En outre, à partir du mois de décembre de la même année, on a enregistré dans le chantier Jefferson Parish, en Louisiane (Gulf Coast), une sonde à production initiale jaillissante

de 224 tonnes de la profondeur de 3.053 mètres. Dernièrement on a enregistré, toujours dans les Etats-Unis, de la production provenant de profondeur dépassant 3.500 mètres (1).

La seule chose qui importe dans les conditions actuelles du progrès technique c'est la structure intime du gisement.

Si le toit en est bon et résistant et si les couches productives comprennent aussi de bonnes couches isolatrices, permettant d'y pratiquer des fermetures d'eau parfaites, capables de résister à tous les ébranlements provoqués par les travaux courants ou les éruptions, le gisement pourra être exploité facilement. Tel est d'ailleurs le cas de la plupart des gisements.

Il arrive cependant parfois qu'une couche productive se trouve directement sous une couche à eau et que la couche imperméable intermédiaire soit tellement mince qu'elle ne puisse pas permettre d'isoler l'eau. Il sera alors non seulement difficile d'exploiter la couche pétrolifère dans de bonnes conditions, mais peut-être même impossible de le faire. C'est le cas de la troisième couche du Méotien dans le flanc Nord de l'anticlinal Moreni, de Stavropoleos. Une situation analogue a été offerte par l'horizon productif du Dacien du flanc Sud de l'anticlinal Ochiuri, où l'on a signalé son inondation dès le début de l'exploitation. Le toit étant mince et peu résistant, ce que l'on ignorait au commencement, les fermetures telles qu'on les pratique habituellement cédaient. C'est seulement après qu'on s'en aperçut que l'on chercha à adapter l'opération de fermeture à l'état de choses existant, en réussissant finalement à isoler les eaux et empêcher l'inondation complète de la couche.

Une fermeture parfaite et durable des eaux est également indispensable en vue d'une extraction du pétrole par des puits et des galeries souterraines. Un gisement exploité d'abord par des sondes ne peut plus être exploité ensuite par des galeries si les fermetures ont cédé et les couches productives ont été inondées. Un pareil accident a pour suite ou bien de refouler le pétrole et de le répandre dans des régions impossibles à déterminer, ou bien de laisser l'eau s'accumuler à la place du pétrole à tel point qu'elle finit par constituer un obstacle insurmontable pour les travaux d'extraction.

Un essai tenté il y a quelques années, à Câmpina en Roumanie, pour extraire le pétrole restant au moyen d'un puits d'extraction échoua précisément parce que les couches productives étaient inondées.

On ne peut donc compter sur les réserves encore contenues dans les gisements primitivement exploités par des sondes que si les gisements ont été mis à l'abri des inondations. Dans les régions où les

(1) *The Oil Weekly*, septembre 1937.

couches productives sont assez près de la surface l'inondation de la part des eaux superficielles peut établir un régime circulaire, comme par exemple à Hârja, Grozești ou dans d'autres petits chantiers des départements de Bacău et de Dâmbovița en Roumanie, où les couches n'ont pu être exploitées ni même par des galeries. Dans ce cas on a affaire à des gisements détruits par voie artificielle.

### C. — ÉVALUATION DES RÉSERVES

En liaison avec ce qui précède se pose le problème de l'évaluation des réserves de pétrole soit pour une région, soit pour un gisement.

Ce problème, d'une importance capitale au point de vue pratique, est très malaisé à résoudre parce que, contrairement à tout autre produit minéral, le pétrole présente, de par sa nature physique un caractère d'instabilité, qui empêche les calculs bien précis. De plus, la richesse du gisement dépend du développement de la roche-magasin, de sa porosité et de son degré d'imbibition. Or, il est facile de comprendre dans quelles limites chacun de ces facteurs peut varier, non seulement de gisement à gisement ou de couche à couche, mais parfois aussi dans la même couche.

Bien que l'on n'ait presque jamais la possibilité de calculs exacts pour les réserves d'un gisement, on arrive cependant à des évaluations approximatives du contenu d'une couche pétrolifère ou d'un gisement pour une superficie déterminée, en recourant aux deux méthodes suivantes : à la *méthode des courbes de production*, applicable seulement aux gisements en exploitation ou au moins avec un commencement d'exploitation, et à la *méthode volumétrique*, applicable aussi aux gisements non exploités (1).

La méthode des courbes de production consiste à déterminer la production moyenne par sonde, telle qu'elle résulte de l'établissement du rendement total de chaque sonde, calculé d'après leurs courbes de production et le nombre des sondes nécessaires pour épuiser la couche sur une superficie donnée. Le chiffre de la production moyenne par sonde, multiplié par le nombre des sondes, donne le quantum de la réserve de pétrole que la couche pourra fournir.

La méthode volumétrique exige que l'on connaisse le volume, la porosité, le coefficient de saturation et le coefficient de débit de la couche. Ces éléments permettent, tout comme dans le cas précédent, de calculer les quantités susceptibles d'être extraites.

(1) V. BILIBINE : Les méthodes de calcul des réserves de pétrole souterraines. *Congr. géol. internat.*, XVII<sup>e</sup> Sess., Moscou, 1937.

A. J. KASYGUIN : Volumetric genetic method of estimating oil and gas reserves. *Ibid. Abstracts of papers*, Moscou, 1937.

Pour plus de sûreté, chaque fois qu'on le pourra, on comparera et contrôlera les résultats obtenus par les deux méthodes.

Quant aux réserves de gaz, on les évalue d'après la décroissance de la pression dans la couche par rapport aux quantités extraites.

Par analogie avec d'autres produits du sous-sol, les réserves de pétrole se répartissent, selon le degré de sûreté que nous en possédons, dans les trois catégories suivantes : *réserves sûres* ou *actuelles*, *réserves probables* et *réserves possibles*. Alors qu'on exprime les réserves sûres, aussi bien par unités de superficie que par unités de volume ou de poids (barils, tonnes, wagons, etc.), on ne désigne les réserves probables et les réserves possibles que par unités de superficie.

Les réserves sûres sont représentées par les terrains en exploitation et aussi par les terrains dont les travaux d'exploration ont démontré suffisamment l'exploitabilité. L'évaluation de l'étendue de ces réserves, au delà de l'aire des travaux sur la base desquels elle a été déterminée, se fait en tenant compte du caractère et des variations de détail dans l'accident tectonique sur lequel elles reposent. On ne peut avancer trop dans le sens transversal de la structure sans risquer de passer soit dans la zone à gaz vers la partie culminante de la structure, soit dans la zone à eau du côté opposé. En Roumanie par exemple, sauf pour la région de Buştenari-Runcu, la largeur des zones productives n'a jamais dépassé un kilomètre sur le flanc d'un pli. Dans le sens longitudinal par contre, on peut s'avancer si les caractères du pli restent rigoureusement constants. Cependant comme on ne peut pas toujours avoir des certitudes à ce sujet, il est prudent de ne pas aller trop loin. En Roumanie, l'Institut Géologique, auquel incombe le soin de déterminer pour les terrains de l'Etat l'étendue des superficies à réserves connues, n'a jamais tracé cette limite plus loin que 1 kilomètre à 1,5 kilomètre au delà des sondes productives. Toutefois, la zone du même pli à caractère rigoureusement uniforme, comprise entre deux portions de terrains connues, est également considérée comme telle, même dans le cas où elle a une longueur de 7 à 8 kilomètres.

Les réserves probables reviennent aux terrains du même accident tectonique, à partir du bord même de la réserve sûre. On ne peut pas les classer dans la catégorie des réserves probables que si la structure garde le même caractère sur toute son étendue. Sinon, on les considère comme réserves possibles. On estime l'étendue des superficies à réserves probables par extrapolation selon les mêmes normes que pour les réserves sûres.

Les réserves possibles représentent les terrains recouvrant des plis ou d'autres accidents tectoniques dont les caractères géologiques sont

identiques ou très semblables aux structures prouvées pétrolifères. La superficie de la structure est alors censée représenter la superficie des réserves.

On évalue les réserves respectives en prenant comme base les terrains dont la nature pétrolifère est démontrée, c'est-à-dire les réserves sûres. La valeur des deux autres catégories est établie en rapport avec lesdits terrains.

L'élément essentiel pour l'appréciation de la valeur d'un terrain pétrolifère est son degré de productivité. On le déduit, en s'aidant des méthodes dont il a été question plus haut, soit en s'appuyant sur les résultats des travaux d'extraction pratiqués sur les lieux mêmes. Au cas où le terrain n'a pas encore fait l'objet d'une exploitation, on utilise les données fournies par les travaux d'exploration ou par les exploitations les plus proches, à condition naturellement que les conditions de gisement soient identiques.

Une fois cet élément établi, le reste de l'opération ne présente aucune difficulté. La différence entre le prix de revient et le prix de vente du pétrole représente le bénéfice net qu'on peut attendre de l'exploitation. Le prix de revient comprend les frais de forage, d'extraction et de régie. Si l'on attribue, disons deux tiers du bénéfice escompté au capital investi dans l'exploration à titre d'intérêt et d'amortissement, le tiers restant représentera la valeur des terrains ou de la réserve de pétrole qu'ils contiennent. Ces proportions peuvent naturellement varier.

Pour exprimer en argent la valeur d'un hectare de terrain pétrolifère, sur la base des éléments ci-dessus, nous désignerons par :

- D = le débit moyen par sonde en tonnes de pétrole;
- V = le prix de vente du pétrole, exprimé en francs par tonne ;
- P = la profondeur moyenne du gisement en mètres;
- C = le coût du mètre de forage en francs;
- f = les frais d'extraction et de régie, exprimés en francs par tonnes;
- k = le nombre d'hectares épuisés par la sonde ; si la sonde épuise un hectare,  $k = 1$  ; si elle épuise 2 hectares,  $k = 1/2$ , et si elle épuise 3 hectares, ce qui est le cas ordinaire pour les gisements méotiens de Roumanie,  $k = 1/3$  ;
- p = la probabilité de trouver du pétrole; pour les terrains sûrs,  $p = 1$  ; pour les terrains probables,  $p = 1/2$ , et, pour les terrains possibles,  $p = 1/4$ .

Dans ces conditions, la valeur d'un hectare du terrain pétrolifère considéré, s'exprime par la formule

$$\text{val. ha} = \frac{D \cdot V - (P \cdot C + D \cdot f)}{3} \cdot k \cdot p.$$

Il convient cependant de mentionner encore une fois que l'exactitude des résultats à laquelle cette norme d'évaluation nous mène

dépend exclusivement de la rigueur avec laquelle nous établissons la valeur de  $D$ , c'est-à-dire du chiffre de la production. Il s'agit en effet d'une opération extrêmement délicate.

Pour l'évaluation des terrains pétrolifères probables ou possibles, il faut faire grande attention aussi à la valeur qu'on attribuera à  $p$  et qui peut varier selon les cas.

#### D. — DÉGRADATION DES GISEMENTS

Les conditions les plus favorables d'exploitabilité, rencontrées parfois, ne peuvent subsister qu'autant de temps que l'équilibre du gisement reste intact. Dès que cet équilibre est détruit, le gisement commence à se dégrader; son exploitabilité devient de plus en plus problématique, jusqu'au moment où l'on doit y renoncer.

La dégradation et la destruction des gisements pétrolifères commence donc par une rupture de l'équilibre des forces, grâce auquel le pétrole est retenu dans certaines couches de l'écorce terrestre. Un pareil changement le force à sortir de son gîte. Si, à ce moment, il trouve ailleurs des conditions favorables d'accumulation et de conservation, tout se réduira à une migration et à une nouvelle mise en place, sans dégradation ou destruction proprement dite; c'est sans doute ce qui a dû se passer dans les gisements pliocènes de Roumanie avant leur mise en place dans les étages supérieurs de cette série. Mais, si de pareilles conditions ne sont pas réalisées, le gisement est infailliblement voué à la destruction.

La dégradation des gisements provient le plus souvent de la rupture du toit.

A la suite de cet accident, les gaz se dégagent et la tension du gisement diminue. Concurremment se produit aussi une évaporation du pétrole, avec ou sans accompagnement d'eaux salées. Le pétrole s'élève alors jusqu'au niveau où les eaux de circulation l'entraînent, le dispersent et le font monter jusqu'à la surface. En même temps sa composition chimique se modifie sensiblement. Outre les gaz qu'il contient en solution, il perd aussi ses composants volatils, de sorte qu'il ne lui reste plus que ses éléments les plus lourds; ensuite il s'oxyde, se résinifie et passe successivement à la poix et à l'asphalte.

Par la rupture du toit, au lieu que le pétrole s'évade, il est possible, si la tension de gisement est faible, que les eaux superficielles envahissent la couche productive. Le résultat final sera le même que dans le cas précédent : le pétrole suivra la même voie de transformation; il perdra ses composants légers, s'oxydera et deviendra visqueux; en d'autres termes, il acquerra les propriétés des gisements ouverts et passera même parfois à de l'asphalte (Californie). Il peut arriver aussi que

les eaux, soit les eaux superficielles, soit les eaux de gisement d'une autre couche, le refoulent et le dispersent dans tous les sens. On est alors en présence de ce qu'on appelle couramment une *migration destructrice*. Parfois les eaux peuvent accumuler le pétrole dans un endroit quelconque où on ne peut plus le retrouver. Dans les deux cas, on a affaire à une *inondation du gisement*.

Le processus de dégradation, avec évaison du pétrole, peut parfois s'arrêter. Lorsqu'une couche productive a été entamée par l'érosion, le pétrole, arrivé dans la zone d'oxydation, peut se transformer assez rapidement en asphalte, avant que les eaux ne l'entraînent ou que la pression du gisement ne le pousse vers l'extérieur. La zone asphaltisée de cette manière peut se comporter ainsi comme un bouchon faisant office de toit protecteur à l'égard du pétrole resté dans la couche et qui sera encore susceptible d'être exploité (p. 111). Quelques gisements californiens, entre autres, se trouvent dans cette situation (fig. 13).

La dégradation et la destruction des gisements pétrolifères peuvent se produire de deux manières différentes : par voie artificielle, à la suite d'erreurs techniques d'exploitation, ou par voie naturelle.

**Dégradation par voie artificielle.** — La dégradation par voie artificielle a pour cause l'inondation, conséquence immédiate des erreurs techniques pendant le forage et de la méconnaissance des conditions géologiques de détail du gisement. Tous ces accidents sont imputables à des fermetures d'eau manquées ou à des fausses fermetures qui facilitent l'envahissement de la couche productive par les eaux douces de circulation superficielle, ou encore par les eaux salées de gisement provenant d'une autre couche.

Dans le premier cas, il peut même s'établir un régime circulaire permanent; les eaux superficielles atteignant la couche, elles la nettoient en quelque sorte, en entraînant avec elles pétrole et eaux salées. Nous pouvons citer à ce sujet, en Roumanie, la sonde de Manaşcou à Grozeşti et l'une des sondes de Hârja, dans la vallée de l'Oituz (département de Bacău), d'où il s'écoule depuis plus de trente-cinq ans de l'eau avec des yeux de pétrole. C'est là sans doute un des exemples les plus saisissants de gisements détruits par la main de l'homme.

Dans le second cas, les eaux mêmes du gisement pénètrent dans la couche productive. Que ces eaux soient douces ou salées, qu'elles proviennent de couches situées au-dessus ou au-dessous de la couche exploitable, le résultat sera généralement le même. Au lieu de pétrole, les sondes ne produiront plus qu'un mélange de boue et d'eau douce ou salée avec un peu d'huile, ou bien tout simplement de l'eau. C'est ainsi qu'ont été jadis inondés en Roumanie une partie du gisement du Méotien de la partie Nord-Est de la région de Buştenari et de Chiciura, le gisement du même étage sur le flanc Nord de l'anticlinal Moreni, à

Pleaşa, et le gisement du Dacien sur le flanc Sud de l'anticlinal Ochiuri, dans la partie Est du chantier.

Les schémas suivants (fig. 48) représentent, d'après R. P. Mc LAUGHLIN et H. DE CIZANCOURT, différentes possibilités d'inondation d'une couche productive. On peut à l'aide des colorants, de préférence de la

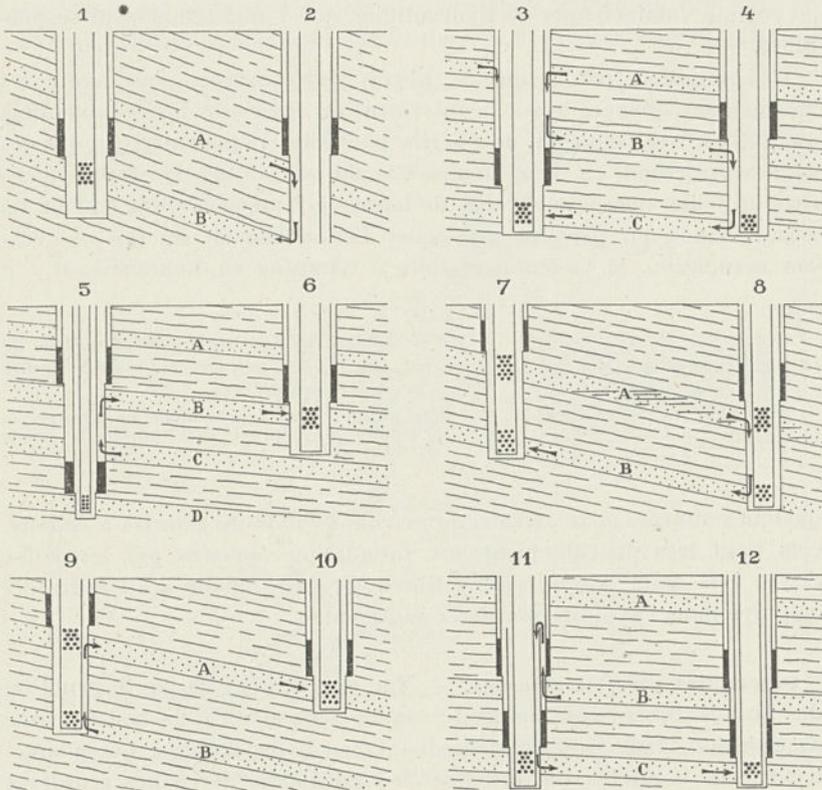


FIG. 48. — Schémas des différentes possibilités d'inondation par les forages (d'après LAUGHLIN et DE CIZANCOURT).

fluorescéine, déterminer l'origine d'une eau arrivée dans la couche et aviser aux mesures imposées par la circonstance.

Outre ces cas, l'exploitation, même conduite dans les meilleures conditions, doit être considérée comme une dégradation du gisement. Dans le régime hydraulique ainsi que dans le régime volumétrique, l'extraction de l'huile est suivie de près par l'inondation. L'eau de gisement de la couche même prend simultanément la place du pétrole. Elle afflue donc vers les zones exploitées en déformant de la sorte la limite eau-pétrole. Cette déformation se traduit, tant horizontalement

que verticalement, par un bossellement de cette limite dans les régions à exploitation intense (fig. 49). Dans le régime capillaire l'épuisement du réservoir n'est suivi d'inondation que dans le cas où le rayon d'influence de la sonde rencontre la limite de l'eau, c'est-à-dire quand elle se trouve sur le bord du champ. Ce n'est que lorsque, par un changement d'équilibre de pression, le gisement passe du régime capillaire au régime volumétrique ou hydraulique, que l'inondation peut se produire.

L'exploitation par éruptions libres, non captées, peut avoir les mêmes conséquences avant l'épuisement du réservoir. Nous avons déjà montré (p. 147) que par de pareils procédés, il peut arriver que les sondes projettent, en même temps que du pétrole, de très fortes quantités de sable. Ceci a pour suite de laisser à l'intérieur de la couche de grands vides qui peuvent provoquer l'effondrement du toit et aussi son inondation. Si la tentative faite à Câmpina en Roumanie, il y a

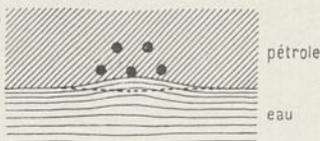


FIG. 49. — Schéma de la déformation de la limite eau-pétrole à la suite d'une exploitation intense.

Les points noirs représentent un groupe de sondes vers lequel s'est infléchi la limite eau-pétrole.

quelques années, pour extraire le pétrole à l'aide de galeries a échoué, cela tient très probablement aux inondations causées par les vides restés à la suite des éruptions libres, procédé qu'on avait autrefois employé dans l'exploitation de ce gisement.

**Dégradation par voie naturelle.** — La dégradation et la destruction des gisements par voie naturelle sont le plus souvent la conséquence de l'érosion et de l'abaissement du niveau hydrostatique. Les mouvements tectoniques et parfois aussi les intrusions de roches éruptives contribuent également à produire les mêmes résultats.

Les régions pétrolifères peuvent, comme n'importe quelle autre région de l'écorce terrestre, subir des mouvements verticaux d'abaissement ou d'élévation. Dans un cas comme dans l'autre, un pareil déplacement entraîne la destruction de l'équilibre du gisement.

Si la région s'abaisse, ne serait-ce que par la simple accumulation de nouveaux dépôts, les gisements seront amenés à des niveaux où la température et la pression seront plus élevées. Il en résulte un accroissement de la tension, qui peut aller jusqu'à vaincre les forces qui retiennent le pétrole et le déterminer à s'élever et éventuellement à occuper un autre niveau, où il retrouve son équilibre. Ce résultat de l'abaissement ne se manifeste pas à proprement parler par la destruc-

tion du gisement, mais plutôt par un simple déplacement; c'est seulement lorsque le pétrole ne rencontre plus des conditions propices à une nouvelle mise en place, que le gisement finit par disparaître.

Si l'abaissement est excessif ou si les mouvements tectoniques deviennent tellement intenses qu'ils finissent par provoquer le métamorphisme de la formation comprenant le gisement, celui-ci sera naturellement entièrement détruit. Le pétrole subira un cracking par voie naturelle. Ses éléments lourds passeront successivement à des élé-

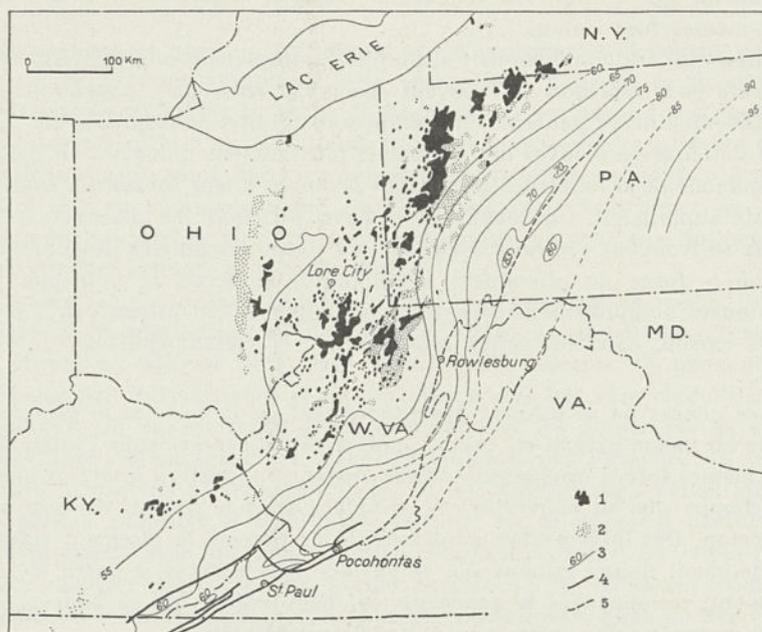


FIG. 50. — Esquisse des isocarbones des champs pétrolifères appalachiens (d'après REEVES, WHITE, REGER et EBY).

1 = Pétrole; 2 = Gaz; 3 = Isocarbones; 4 = Failles; 5 = Affleurements des principaux sables pétrolières.

ments de plus en plus légers, pour aboutir aux gaz et finir par disparaître complètement. Il s'agit là d'une évolution parallèle au processus de transformation des charbons en anthracite et en graphite.

Les auteurs américains ont même essayé de tirer certaines conclusions relativement à l'existence et aux propriétés du pétrole, suivant la proportion de carbone fixe dans les charbons des régions où l'on rencontre ensemble ces deux produits, dans le Midcontinent par exemple, ou encore dans le Plateau appalachien. Les études de WHITE sur les propriétés du pétrole et des charbons des Champs appalachiens, en liaison avec les zones tectoniques d'intensité croissante,

l'ont conduit à établir l'existence d'un rapport entre l'intensité de plissement, la teneur du charbon en carbone fixe et la densité du pétrole. Il constate, dans cet ordre d'idée, qu'à mesure que le pourcentage de carbone fixe du charbon augmente, la densité du pétrole décroît. Quant aux zones fortement plissées, dont la teneur en carbone dépasse 60 %, on n'y trouve plus de pétrole mais seulement des gaz (fig. 50). M. L. FULLER, en étudiant les champs du Nord du Texas, aboutit à des conclusions similaires. Cet auteur va même plus loin, en montrant que lorsque la teneur en carbone dépasse 70 %, les gaz eux-mêmes font défaut.

Bien que ces conclusions s'appliquent uniquement aux régions où le pétrole et le charbon se trouvent ensemble, elles n'en présentent pas moins un intérêt général. On comprend en effet pourquoi il ne faut pas s'attendre à trouver des gisements plus anciens que ceux du Paléozoïque, même si toutes les conditions propices à leur formation avaient existé auparavant. On conçoit alors aussi pourquoi les gisements existants se trouvent ordinairement sur les zones marginales des chaînes, là où la force de plissement a été plutôt modérée, et pourquoi ils manquent complètement dans les zones intensément plissées et, à plus forte raison, dans les zones atteintes par le métamorphisme.

Les choses ne se passent pas exactement de la sorte si le gisement reste au même niveau et, encore moins, s'il se soulève sous l'influence des mêmes forces orogéniques. Dans ce cas, il ne restera intact qu'aussi longtemps que sa couverture se trouvera sous le niveau de base de l'érosion. Dès qu'il s'élève au-dessus de ce niveau, le gisement sera à un moment donné entamé par la surface d'érosion et, à partir de ce moment, commencera le processus de dégradation, qui se poursuivra plus ou moins vite jusqu'à sa destruction complète.

Si toutefois le gisement est situé le long d'une faille, d'une ligne de chevauchement ou d'une simple rupture qui n'a pas été bien fermée sur toute son étendue, il pourra commencer à se dégrader avant même d'avoir été atteint par l'érosion ou par le niveau hydrostatique. Tel est, entre autres, le cas du gisement de pétrole de la majeure partie de l'anticlinal de Berca-Beciu en Roumanie et aussi celui de quelques gisements du Caucase, de la Trinité, etc.

Les gisements peuvent également subir une dégradation locale par l'intrusion de roches éruptives. Dans ce cas le pétrole s'oxyde et s'asphaltise au contact. On en a observé des exemples dans les champs pétrolifères du Mexique et de Sumatra.

*Symptômes de la destruction des gisements.*

La phase de destruction d'un gisement, depuis la première fêlure du toit jusqu'à l'érosion et la disparition complète des formations qui l'abritent, dure très longtemps. Elle se caractérise par les manifestations suivantes, qui correspondent à des étapes plus ou moins normales du processus.

**Emanations de gaz.** — Les émanations d'hydrocarbures gazeux constituent le premier symptôme. Ces émanations peuvent se produire, toutefois, durant toute la phase de dégradation, en partant soit du toit avant même qu'il n'ait été atteint, soit des roches-mères après la disparition du gisement. Mais les dégagements les plus puissants ont toujours lieu au commencement. La chose est fort explicable : les gaz occupant les parties culminantes du gisement, ce sont eux qui seront les premiers atteints et mis en liberté.

Quand les gaz doivent filtrer à travers les pores de la roche, ils se dégagent tranquillement et d'une façon continue; quand ils arrivent à se frayer un passage plus large à travers les fissures, ils peuvent se dégager par intermittence et avec violence. Les gaz étant incolores et inodores, on en remarque assez difficilement les signes sur le sol; leurs points d'émergence se signalent toutefois par l'absence de végétation. Lorsqu'ils sortent sous l'eau, on les aperçoit sans peine, même en petites quantités et sous faible tension. Ils se dégagent parfois si brusquement, avec une telle abondance et tant de force, qu'ils peuvent faire chavirer une barque ou donner naissance à de véritables trombes d'eau. On a souvent observé de pareils phénomènes dans la Mer Caspienne devant Bibi Eibat, ainsi que dans la Mer des Caraïbes tout près des côtes du Mexique, sur la côte de la Birmanie, au Pérou, etc. Sur les côtes de l'île de la Trinité, les gaz sont parfois accompagnés de poix et de pétrole, qui flottent sur l'eau en morceaux ou sous forme de taches irisées.

Les gaz arrivés à la surface peuvent s'enflammer facilement. Parfois ils s'éteignent immédiatement pour s'allumer à nouveau, et ainsi de suite. D'autres fois, ils brûlent d'une façon continue à l'instar de ces feux persistants appelés dans certains pays *feux perpétuels*, *feux éternels*, *feux inextinguibles* ou *feux vivants*, et qui peuvent durer des années, des dizaines et même des centaines d'années. Sans doute faut-il y voir l'origine du culte du feu, pratiqué par les peuplades des régions où ces phénomènes sont courants.

Parmi les feux perpétuels les plus puissants et les plus étendus qui existent de nos jours, il faut compter ceux de la péninsule d'Apchéron au Nord de Bakou, ainsi que ceux de Baba-Gourgour en Irak. Dans

L'antiquité on connaissait les feux inextinguibles de Ninive, de Babylone et de la Lycie. Les feux de cette dernière région, connus déjà du temps d'Hérodote, ont persisté jusqu'à nos jours.

En Roumanie, outre les lumières qui brillent parfois dans l'obscurité des nuits d'été, même dans des régions non pétrolifères, lumières qui ne sont que les émanations enflammées du méthane des marécages ou des sols argileux et que l'imagination populaire attribue à des trésors enfouis, il existe encore des feux perpétuels proprement dits, entre autres à Lopătari (départ. de Buzău), Andreiaș et Vlădaia (départ. de Râmnicul Sărat) et Hârja (départ. de Bacău). Dans cette dernière localité, il s'agit des gaz provenant d'une ancienne sonde. Des dégagements de gaz sans inflammation, se produisent aussi dans d'autres régions de Roumanie.

**Volcans de boue (Salses).** — Les émanations de gaz, non accompagnées d'eau ou d'autres impuretés, proviennent le plus souvent de petites profondeurs, ordinairement au-dessus du niveau hydrostatique. Mais lorsqu'elles viennent de profondeurs plus considérables, généralement au-dessous du niveau hydrostatique, elles traversent éventuellement des couches d'eaux douces ou salées qui forment souvent de la boue avec des roches amollies, triturées, etc. Dans leur marche ascendante, les gaz entraînent l'eau tout comme la boue et parfois aussi un peu de pétrole pour les déposer autour du point d'émergence. Ils s'échappent ordinairement du centre d'une excavation circulaire, d'une sorte de vasque de 50 à 60 centimètres de diamètre, remplie d'une boue qui bouillonne et d'où s'écoule un peu d'eau avec ou sans irisations de pétrole. En Roumanie, de pareilles excavations localisées le plus souvent sur des sols argileux s'appellent selon les régions, des *bouilloires*, *gargouilles*, *œils*, *boues*, etc.

Si les émanations de gaz sont abondantes et se produisent avec une certaine violence, elles peuvent amener de la profondeur des quantités de matériel composé d'une boue fine et de toutes espèces de débris provenant des roches traversées. Ce matériel est déposé à la surface, où il s'amasse avec le temps autour du trou d'émergence sous la forme d'un cône semblable aux cônes volcaniques. Etant donné cette analogie et aussi parce que les émanations de gaz s'enflamment et se manifestent quelquefois par de véritables éruptions, capables de projeter en l'air de gros blocs de roches, on a dénommé ces appareils *volcans de boue* ou *salses*.

Les cônes qui s'édifient peuvent varier de quelques décimètres à 200 mètres en diamètre, arrivant parfois à 300 mètres de hauteur. En Roumanie, par exemple dans la région de Berca-Beciu, les salses à cônes mesurent de quelques décimètres à 2-3 mètres de hauteur (fig. 51), alors que, dans les presqu'îles de Taman et de Kertch, elles atteignent

jusqu'à 6 mètres et que, dans la péninsule d'Apchéron, certains volcans de boue mesurent 300 mètres en hauteur. Les profondeurs d'où provient le matériel projeté, atteignent parfois plusieurs centaines voire même plusieurs milliers de mètres.

Les bouilloires et surtout les volcans de boue sont les manifestations les plus caractéristiques de la dégradation des gisements pétrolifères. Ils ne projettent pas seulement de la boue, des débris et des blocs de roches mais aussi de l'eau salée de gisement, mélangée à de l'eau douce et parfois aussi à du pétrole asphalté et à de la poix. En tout cas, les irisations de pétrole ne manquent pas à la surface de la boue des salses.

Ces manifestations ne se produisent ni au hasard, ni d'une manière désordonnée. Elles sont ordinairement groupées et réparties le long des axes des anticlinaux, des failles ou des lignes de chevauchement. Sur ces accidents, les gaz finissent par trouver des voies d'accès à la



FIG. 51. — Volcans de boue de Berca, Roumanie (d'après une photographie).

surface (fissures, zones de brèches, etc.). Ils les élargissent et les transforment en véritables cheminées et cela avant même que le gisement ait été atteint par le niveau hydrostatique.

Les bouilloires sont assez fréquentes dans les régions pétrolifères de Roumanie. Dans la zone des Précarpatés orientales, elles sont développées notamment sur la dislocation qui sépare la zone miocène de la zone sarmato-pliocène, dans la région de courbure. Sur la ligne Reghiu-Andreiaș, dans les départements de Putna et de Râmnicul Sărat, on en rencontre pour ainsi dire à chaque pas. Il en existe également dans le Plateau sarmatien de la Moldavie, en Olténie sur la bordure Nord de la Dépression gétique et dans la Cuvette transylvaine. Des salses proprement dites n'existent que le long de l'anticlinal Berca-Beciu, à savoir dans les localités de Berca, Beciu et Policiori (départ. de Buzău).

Les plus grandes salses que l'on connaisse sont, comme nous l'avons déjà dit, celles de la péninsule d'Apchéron. Viennent ensuite les salses de la presqu'île de Taman, de Birmanie, de la Trinité, etc.

Les dégagements sous-marins de gaz peuvent aussi être accompagnés de matériel solide qui est susceptible d'engendrer à la longue, en se déposant, des îles de boue. L'existence de ces îles, tout comme celle

des scories volcaniques, est précaire; elles ne peuvent résister longtemps à l'action des vagues. Des apparitions et des disparitions de ce genre ont été signalées dans la Caspienne au voisinage de l'Aphéron, près des côtes de Birmanie, près de Bornéo, de la Trinité encore, etc.

**Suintements de pétrole.** — Outre les irisations ou veinules de pétrole qui s'égouttent souvent sur la boue des sables, les régions pétrolifères montrent assez fréquemment aussi des sources ou des suintements de pétrole. Ces apparitions se manifestent tantôt indépendamment, tantôt en liaison avec des sources d'eau salée iodurée, ou des sources sulfureuses. Elles contiennent ordinairement un pétrole oxydé, asphalté, mais parfois aussi une véritable poix. Il arrive cependant qu'on y trouve aussi du pétrole léger. A Cornu par exemple, dans la vallée de la Prahova en Roumanie, on voit sourdre du Méditerranéen un pétrole presque entièrement formé d'essence.

Pour s'élever jusqu'à la surface, le pétrole emprunte des failles et des lignes de chevauchement et, le cas échéant, des fissures localisées sur les voûtes des anticlinaux. Dans un cas comme dans l'autre, ce sont les gaz qui ont préalablement ouvert la voie. Lorsque c'est la couche productive elle-même qui a été entamée par l'érosion, le pétrole s'écoule par filtration le long de la couche pour transsuder finalement sur l'affleurement de celle-ci. Quelques apparitions de pétrole, provenant des grès paléogènes ou miocènes ainsi que du Pliocène de Roumanie, entrent dans cette catégorie.

Le débit des sources de pétrole est des plus variables, depuis de simples transsudations ou suintements, comme c'est le cas pour la plupart des affleurements dans les zones pétrolifères de Roumanie, jusqu'aux sources ayant un débit de quelques centaines de litres par jour, telles certaines sources d'Amérique. La manière dont ces émergences se manifestent à la surface dépend de la composition chimique du pétrole. Les sources de pétrole paraffineux sont ordinairement faibles, peu apparentes, et on ne les distingue qu'assez difficilement. Les sources de pétrole naphthénique sont peu abondantes, mais comme leur pétrole s'oxyde rapidement, elles sont beaucoup plus apparentes même avec un débit assez faible. Les oscillations du débit peuvent être observées à la source même en liaison avec les variations de température, d'humidité et de pression atmosphérique.

**Affleurements d'asphalte et d'ozokérite.** — Lorsque le processus d'oxydation et d'asphaltisation du pétrole est intense dans sa marche ascendante, comme cela arrive pour les catégories naphthéniques, ce pétrole peut passer assez rapidement à de la poix et apparaître à la surface sous cette dernière forme. Au contact de l'atmosphère, la poix se transforme à son tour bientôt en asphalte. Dans ce cas les hydrocar-

bures arrivent à ne presque plus couler. Si l'afflux est assez puissant et si les conditions topographiques de la surface s'y prêtent, il peut se former un véritable *lac d'asphalte*. C'est ainsi que dans nombre de régions pétrolifères ont pris naissance de tels lacs qui s'étendent parfois sur des centaines d'hectares. Les plus célèbres sont, comme nous l'avons déjà dit ailleurs, le lac de Sakhaline, le lac La Brea dans l'île de la Trinité, et le lac de Bermudez au Venezuela.

On a observé de pareils entassements également au fond de certains lacs continentaux, ordinairement salés, ou bien au fond de la mer. Leur présence est indiquée par les morceaux de poix ou d'asphalte qui flottent à la surface, comme on peut l'observer dans la Mer Morte et aussi dans quelques lacs salés aux Etats-Unis.

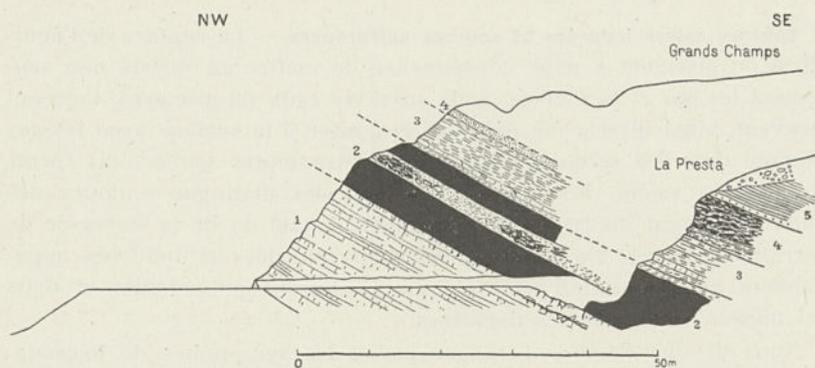


FIG. 52. — Succession stratigraphique dans la mine d'asphalte de Val de Travers, Suisse (d'après ARNOLD HEIM).

- 1 = Calcaires urgoniens; 2 = Urganien supérieur imprégné d'asphalte (noir); 3 = Marnes gargasiennes; 4 = Calcaires sableux verdâtres et lumachelle avec asphalte; 5 = Albien.

Dans la plupart des régions pétrolifères, l'asphalte imprègne des sables et des grès et parfois aussi des calcaires, formant de la sorte de véritables gisements. En Roumanie, on connaît de l'asphalte, dans des sables et des grès, à Matița (départ. de Prahova), à Cătina (départ. de Buzău) et à Derna et Brusturi (départ. de Bihor). En ce qui concerne les gisements d'asphalte dans des calcaires, nous citerons parmi les plus connus, ceux de Val de Travers dans le Jura suisse et de Seyssel dans le Jura français. Dans ces deux régions, l'asphalte imprègne des calcaires urgoniens (fig. 52).

De pareilles manifestations traduisent le plus souvent des couches pétrolifères qui, par suite de la dégradation du gisement, ne contiennent plus que du pétrole retenu par capillarité, à savoir du pétrole restant. Arrivé à la surface après l'érosion du toit protecteur, le pétrole a été oxydé et transformé en asphalte. Parfois cet asphalte

remplit des fissures et des crevasses des roches, en y formant des filons ou des nids.

La dégradation des pétroles paraffineux peut donner de la même manière naissance à des filons, à des nids et des gisements d'ozokérite. En Roumanie, on a observé de pareils nids dans la vallée du Slănic et dans celle de la Doftéana (départ. de Bacău) ainsi qu'à Tintea (départ. de Prahova). Parmi les gisements d'ozokérite importants de l'Europe, nous citerons ceux de Tustanowice et de Starunia en Galicie.

Si les émanations de gaz correspondent, comme nous l'avons dit, à la phase initiale de dégradation d'un gisement pétrolifère, les gisements d'asphalte et d'ozokérite en représentent la phase finale.

**Sources salées iodurées et sources sulfureuses.** — La rupture de l'équilibre du gisement a pour conséquence de mettre en liberté non seulement les gaz et le pétrole, mais aussi les eaux du gisement. Celles-ci peuvent, ainsi qu'il a été déjà dit, remonter à la surface avec les gaz comme dans les salses, ou bien apparaître toutes seules sous forme de sources salées. Leur teneur en iode les distingue toujours des eaux provenant du lavage des gisements de sel ou de la traversée de terrains salifères. De surcroît, les sources salées et iodurées apparaissent en association avec les manifestations précédentes et dans les mêmes zones que ces dernières.

Nous devons également ranger parmi les symptômes de dégradation des gisements pétrolifères la présence des sources sulfureuses; elles aussi apparaissent en association avec les manifestations précédentes. L'hydrogène sulfuré, dont leur eau est chargée, provient de l'oxydation des sulfures produits par la réduction des sulfates contenus dans l'eau du bassin initial de sédimentation.

Tels sont, succinctement, les principaux phénomènes caractérisant les gisements pétrolifères en voie de dégradation. Toutes les fois que l'on rencontrera une région recouverte de pareilles manifestations, on saura que ses gisements risquent d'être inexploitable et, si la roche-mère elle-même affleure, cela signifie que les gisements ont été totalement détruits et qu'il n'en reste plus rien. C'est le cas pour les affleurements des « Schistes noirs » barrémiens dans la zone interne du Flysch des Carpatés orientales et des « Schistes ménilitiques » oligocènes dans sa zone marginale.

La région la plus caractéristique de Roumanie en fait de gisements dégradés est la zone de chevauchement du Miocène sur le Sarmatopliocène, vers la grande courbure des Carpatés dans les départements de Putna et de Râmnicul-Sărat. C'est particulièrement sur la ligne Reghiu-Andreiaș que l'on rencontre, comme il a été déjà dit, les émanations de gaz les plus fréquentes, accompagnées parfois de

feux perpétuels, de petites salses, de suintements de pétrole, d'eaux salées, etc.

Un gisement intact ne se révèle jamais à la surface. Pour en déduire l'existence, il faut se livrer à de minutieuses études géologiques, basées sur une connaissance approfondie des conditions analysées dans les précédents chapitres. Les manifestations dont il a été question jusqu'à présent indiquent cependant la possibilité de gisements restés intacts dans les régions intéressées.

## PROSPECTIONS ET EXPLORATIONS

**Prospections.** — Bien que la découverte de gisements pétrolifères constitue un problème d'une importance pratique primordiale, il n'y a guère à ajouter sur ce sujet après tout ce que nous avons dit quant à leurs caractères et à leur mode de formation. La connaissance de toutes les conditions qui président à leur genèse et à leur conservation met sur la voie pour déceler la présence du pétrole. Le tout se réduit à une étude minutieuse de la région considérée et à une interprétation judicieuse des faits d'observation à la lumière des connaissances que nous possédons dans cette direction.

La méthode de recherches qui s'impose dès le début est donc la *méthode géologique*.

La première opération par laquelle commence la prospection d'une région présumée pétrolifère consiste à lever la carte géologique détaillée au cas où il n'en existe pas une antérieurement. On utilise à cet effet une carte topographique aussi exacte que possible et à une échelle commode pour les levés sur le terrain, par exemple les cartes au 20.000<sup>e</sup> et au 50.000<sup>e</sup>, telles qu'on en possède en Roumanie. On y consigne ensuite toutes les données géologiques dont on dispose, évidemment dans la mesure où l'échelle le permet. Si la carte topographique fait elle aussi défaut, il faut la lever au préalable.

Même si l'on possède une carte géologique aussi détaillée et aussi exacte qu'elle soit, il faut procéder à une reprise des levés, en y poussant les investigations jusqu'aux moindres recoins. Ce n'est que par ce contact étroit et direct avec le terrain qu'on se fera une image nette de la structure géologique de la contrée; et ce n'est que par cette voie qu'on arrive à découvrir des éléments que la carte ne peut pas montrer. C'est pour cela qu'aucun coin ne doit rester non fouillé, et qu'aucun détail ne doit être négligé même si, à première vue, ils peuvent sembler dépourvus d'intérêt.

Le caractère lithologique des formations constitutives sera étudié tout aussi attentivement que leur disposition tectonique.

En premier lieu, on essaiera de distinguer, dans la série des formations rencontrées, le niveau dans lequel le pétrole a pu se former, en d'autres termes on cherchera à déterminer sa roche-mère. Une

fois cette identification réalisée, on est certain de pouvoir serrer de près le problème touchant l'existence du pétrole dans la région donnée. Les caractères servant à reconnaître la roche-mère ont été indiqués en temps et lieu (p. 79).

Bien entendu, si l'on a pu se convaincre que la série stratigraphique de la région ne renferme aucune formation ayant le caractère d'une roche-mère, ou bien si une pareille roche présente un développement médiocre, on peut dès le début en conclure que le pétrole fait défaut ou que les gisements éventuels sont dépourvus de toute importance économique. En Roumanie, c'est le cas pour les régions de Govora et de Maramureș. La seule formation à caractère de roche-mère qu'on rencontre à Govora consiste en une mince intercalation de schistes dysodiliques dans les dépôts de la série miocène. Dans le Maramureș, bien que la série paléogène contienne un paquet puissant de schistes argileux légèrement dysodiliques, ceux-ci ont un caractère bitumineux peu prononcé. Voilà pourquoi toutes les recherches effectuées en Olténie aussi bien que dans le Maramureș n'ont pu arriver à découvrir aucun gisement ayant la valeur de ceux de la partie externe des Carpates orientales.

On examinera si la succession stratigraphique comprend également des horizons susceptibles d'emmagasiner du pétrole et s'ils sont en relations propices avec des couches pouvant, le cas échéant, servir de couverture protectrice aux gisements. En Roumanie, le Pliocène de la Zone des plis diapirs offre un exemple classique d'arrangement se prêtant à l'accumulation et à la conservation des gisements pétrolifères. Les caractères lithologiques et l'ordre de succession des dépôts offrent une sorte d'idéal sous ce rapport : le Méotien et le Dacien, riches en couches poreuses pouvant emmagasiner des quantités considérables de pétrole, sont respectivement recouverts par les marnes argileuses du Pontien et du Levantin, lesquelles assurent le maintien et la conservation des riches accumulations de pétrole et de gaz.

On comprend sans peine que si l'une ou l'autre des trois catégories de roches fait défaut, il ne peut y avoir de gisements. Ainsi, malgré le développement des Schistes noirs barrémiens et la capacité d'emmagasinage de l'Aptien, vu que celui-ci n'a pas eu de toit protecteur, il devient probable que jamais il n'y a eu de gisements pétrolifères dans la Zone interne du Flysch carpatique.

Après avoir reconnu l'existence des roches-mères et des roches susceptibles de faire office de roches-magasin ainsi que celle des roches protectrices suffisamment développées, on peut facilement se rendre compte des rapports tectoniques qu'elles doivent offrir pour avoir pu permettre la formation de gisements exploitables. Les gisements, nous le savons déjà, peuvent être situés dans les formes structurales les plus variées. N'importe quel arrangement tectonique peut

convenir pour loger et conserver le pétrole, si les conditions qui président à la formation des gisements ont été réunies et s'y sont aussi maintenues.

Parmi ces conditions il nous faut en rappeler une dernière : la migration.

En effet, ni la présence des trois roches, ni l'existence de rapports favorables entre les roches accumulatrices et les roches protectrices ne seront suffisantes, tant que n'auront pas été réalisées les conditions de migration. Le Dacien de la région des plis diapirs de Roumanie offre, à ce point de vue, un exemple particulièrement instructif. Il est très riche en pétrole dans les plis à diapirisme exagéré, ceux du type Moreni, mais il est complètement stérile dans les plis à diapirisme atténué comme à Boldești par exemple. Or, dans le premier cas, la migration a pu s'opérer jusqu'au Levantin lui-même, le long des surfaces de dislocation qui séparent le noyau de sel de la série pliocène, tandis que dans le second, comme les relations tectoniques ne sont plus les mêmes, le pétrole n'a pu arriver que jusqu'au Méotien, les marnes du Pontien lui barrant le passage.

Si les conditions qui président à la formation d'un gisement, réalisées de la façon la plus heureuse à un moment donné, ont changé par la suite, le gisement, sous l'influence des circonstances défavorables déjà analysées, peut se trouver en voie de dégradation et par conséquent ne plus présenter d'intérêt. Les zones d'affleurement des roches-mères méritent donc encore moins de retenir notre attention même avec les signes extérieurs les plus manifestes de la présence du pétrole. Les gisements de ces zones ont complètement disparu de même que les formations qui les abritaient. C'est, pour le répéter encore, le cas des aires d'affleurement des « Schistes noirs » barrémiens et des « Schistes ménilitiques » oligocènes dans le Flysch carpatique.

On peut cependant, même dans ces formations, rencontrer encore un peu de pétrole en gisement primaire et même en gisement secondaire, s'il existe une structure en écailles. Nous rangeons dans cette catégorie, d'une part certaines poches de pétrole de Bucovine, des environs de Câmpulung et aussi de Solonț dans le département de Bacău, d'autre part le gisement de Zemeș, qui comprend deux ou trois écailles superposées, l'inférieure abritant le pétrole.

Quand on cherche du pétrole, on ne va naturellement pas au hasard. Les recherches sont toujours déterminées et dirigées par des signes apparents qui témoignent de sa présence, bien qu'il s'agisse en même temps des symptômes de dégradation des gisements.

Presque tous les champs de pétrole signalés actuellement dans le monde doivent leur découverte au fait qu'on connaissait depuis longtemps de pareils indices. Aux Etats-Unis, le pays le plus riche en

gisements, les affleurements d'asphalte et les suintements de pétrole étaient depuis longtemps connus en Californie, dans le Kansas, l'Oklahoma, le Texas, etc. En Pennsylvanie et à Lima-Indiana par exemple, pendant qu'on creusait des puits d'eau, on rencontrait des émanations de gaz. Dans les Carpates, certaines manifestations caractéristiques de la présence du pétrole remontent à des temps très reculés. La toponymie des régions pétrolifères fournit du reste des indications précieuses venant à l'appui de cette affirmation. Les noms de « Ropa » et « Ropianka » en Galicie, de « Păcuri », « Păcureți », etc., en Roumanie, pour ne nous rapporter qu'à ces deux pays, sont bien significatifs. En Perse et en Mésopotamie où l'on a découvert de riches gisements pétrolifères, les gaz, la poix et l'asphalte étaient connus déjà à l'époque biblique.

Voilà pourquoi nous devons toujours tenir compte de ces manifestations et l'on examinera toujours attentivement les émanations de gaz, les boues, les salses, les suintements de pétrole et d'asphalte, les sources salées et iodurées, les sources sulfureuses, etc. On évitera de conclure *a priori* que, du moment qu'il s'agit là de symptômes de dégradation, il est inutile de continuer les recherches sur les lieux; il est bien possible en effet que là où se trouvent des gisements dégradés, il existe aussi des gisements intacts. Une étude détaillée et judicieuse des conditions dans lesquelles ces manifestations se produisent et la manière dont elles sont distribuées et localisées peuvent nous fournir de nombreuses indications sur la constitution des gisements et compléter de la sorte ce qui résultait de l'examen géologique.

La prospection des gisements pétrolifères n'est pas, en tant que moyen d'investigation, limitée exclusivement à la géologie d'observation. Elle dispose aussi de procédés expérimentaux avec les *méthodes géophysiques*, basées sur l'étude des variations des différentes propriétés physiques des roches, telles que la résistivité électrique, la densité, l'élasticité, la susceptibilité magnétique, la radioactivité, etc. L'une de ces méthodes, la *méthode électrique*, consiste à déterminer la différence de conductibilité électrique des couches, et cela soit en employant un courant continu (méthode électrique proprement dite), soit un courant alternatif (méthode électro-magnétique). Une autre méthode, la *méthode gravimétrique*, s'attaque aux différences de densité des couches et une troisième, la *méthode sismique*, mesure la vitesse de propagation à travers les couches d'ondes vibratoires provoquées artificiellement. Une quatrième méthode, la *méthode magnétique*, est moins applicable et ne donne pas des résultats satisfaisants dans la prospection des régions pétrolifères.

Quant à la *méthode géochimique* ou à la *méthode radioactive*, elles sont aussi moins employées. Comme méthode géochimique, on a ima-

giné dernièrement un procédé consistant à déterminer les traces d'hydrocarbures gazeux mélangés à l'air imprégnant le sol et les roches du toit des structures supposées pétrolifères. C'est la *méthode des gaz*, essayée jusqu'à présent dans quelques régions pétrolifères en Allemagne, en Roumanie et surtout en Russie (1). Vu que son application est à peine au début on ne peut pas se prononcer sur sa valeur pratique.

L'application de l'une ou de l'autre de ces méthodes dépend surtout de la nature du problème et il n'y a pas lieu de nous arrêter à leur description, qui sortirait d'ailleurs du cadre de cet ouvrage. Nous ferons simplement remarquer que les trois premières, les seules utilisées couramment dans la prospection du pétrole, sont appliquées surtout dans des régions entièrement recouvertes, où la constitution géologique détaillée ne peut être discernée par les moyens d'investigation habituels. Elles ont trouvé une large application dans le Gulf Coast par exemple, où les dômes pétrolifères ne sont pas toujours visibles, de même que dans le Midcontinent, en Alsace, au Hanovre et autres pays à structure géologique cachée. En Roumanie, les méthodes géophysiques ont été appliquées couramment ces derniers temps dans la région de contact entre la Plaine roumaine et la Zone des plis diapirs. On a réussi de la sorte à déterminer sans difficulté l'emplacement de plis qui étaient invisibles à la surface.

Il convient d'ajouter que les méthodes géophysiques ne donnent vraiment des résultats que si l'on est préalablement orienté sur les caractères géologiques de la région et qu'on ne peut interpréter leurs mesures sans connaître au moins les grandes lignes structurales de celle-ci. Alors, avec ces prémisses, bien que leur technique diffère sensiblement des procédés courants de la géologie, les méthodes géophysiques apportent un instrument supplémentaire, souvent précieux, entre les mains du géologue.

Cependant il arrive que ni les procédés géologiques ordinaires ni les procédés géophysiques ne sont suffisants pour nous renseigner complètement sur la structure d'une région. Il faut alors, selon les circonstances, creuser soit des tranchées, soit des puits à main, soit encore procéder à des sondages mécaniques profonds avant de s'engager davantage dans des travaux d'exploration coûteux.

**Explorations.** — L'opération de prospection, judicieusement conçue et minutieusement exécutée, ne met pas seulement à même de déterminer les zones offrant le maximum de probabilités pour l'existence du pétrole, mais aussi de déceler l'emplacement qui convient le mieux aux travaux d'extraction et la profondeur à laquelle il faut descendre.

(1) V. A. SOKOLOV : Gas surveying as a method of prospecting for oil and gas. *Congr. Geol. Intern.*, XVII<sup>e</sup> Sess., *Abstracts of papers*. Moscou, 1937.

C'est ici que commence la phase des travaux d'exploration, les seuls qui puissent renseigner sur la valeur économique du gisement.

Il va de soi que le rôle du géologue, loin de cesser ici, continue à rester tout aussi important qu'auparavant.

Une fois fixé, grâce aux investigations de surface, sur les zones ou les structures supposées pétrolifères, le géologue procédera à un lever géologique très détaillé, en choisissant à cet effet une échelle permettant maintenant de consigner sur la carte les moindres détails. Selon les cas on utilisera les échelles du 5.000<sup>e</sup> ou du 10.000<sup>e</sup>. En même temps et en outre des coupes destinées à mettre en évidence la structure de profondeur, on dressera des successions détaillées, même au mètre, de toutes les subdivisions stratigraphiques qui doivent être perforées. Les données nécessaires à ces opérations sont récoltées sur les affleurements naturels de la région, en profitant aussi des puits, des tranchées et des forages ou travaux similaires, si de tels travaux ont été exécutés.

Les profils structuraux peuvent même conduire à dresser une carte provisoire de la surface structurale d'un certain horizon de profondeur. En tout cas ils facilitent le choix de l'emplacement le plus avantageux pour placer la première sonde. Les profils normaux, c'est-à-dire ceux où tous les horizons figurent avec leur épaisseur, indiquent en premier lieu la profondeur totale du sondage, ce qui est nécessaire à savoir dès le commencement du forage; ils servent aussi à déterminer les profondeurs auxquelles on rencontrera chaque horizon, y compris les couches supposées productives. En comparant l'épaisseur des horizons observée pendant le forage à leur épaisseur réelle, on obtient des indications sur l'inclinaison des couches. Les carottages opérés au fur et à mesure de l'avancement des travaux renseignent également sur l'inclinaison des couches. On considère à cet effet la position des plans de stratification par rapport à l'axe des carottes, après avoir naturellement vérifié la verticalité du sondage ou sa déviation, lesquelles peuvent actuellement être mesurées exactement. Quant à la direction des couches, on la détermine à l'aide d'instruments spéciaux.

En ce qui concerne le choix de l'emplacement de la première sonde d'exploration, nous renvoyons le lecteur au passage sur la localisation du pétrole en rapport avec la forme tectonique (p. 141). Nous ne pouvons, bien entendu, fournir ici des indications détaillées puisque tout dépend des conditions locales. En principe, on évitera toutefois aussi bien la partie la plus élevée de la structure, afin de ne pas tomber sur la zone des gaz, que la partie la plus basse, pour ne pas rencontrer l'eau. Si la présence du gisement se manifeste par certains signes à la surface, telles que les émanations de gaz, les suintements de pétrole, les affleurements d'asphalte, etc., on évitera également leur voisinage pour des raisons faciles à comprendre.

Une fois le sondage d'exploration emplacé, c'est au géologue qu'incombe le soin de le conduire et de le contrôler directement. Chaque fois qu'il aura besoin de procéder à une vérification, il examinera les échantillons de roche extraits par la sonde. Leurs caractères et les restes organiques qu'ils contiennent éventuellement lui indiqueront la succession stratigraphique des couches.

Lorsque la série offre une variation pétrographique suffisante et évidente, et surtout lorsqu'elle est fossilifère, il n'est guère difficile de s'orienter dans la succession des couches. Il en va tout autrement si la série est uniforme et dépourvue de fossiles. Dans des successions apparemment non fossilifères, on réussit parfois, en soumettant les échantillons à un lavage approprié, à séparer des faunes de Foraminifères. Étudiées minutieusement, elles ont souvent fourni des résultats extrêmement précieux, qui ont permis d'identifier plus facilement les termes de la succession stratigraphique (1). On a constaté que certaines associations d'espèces en proportions déterminées sont caractéristiques pour certains niveaux et que ces associations se maintiennent comme telles dans toute une région. Si la moindre trace d'organismes fait défaut, on procède à la séparation et à l'inventaire des minéraux lourds par horizons, méthode qui donne parfois elle aussi des résultats satisfaisants.

Il va de soi que si l'on rencontre des couches d'eau et que les circonstances le permettent, on les analysera et inventoriera, afin de pouvoir les utiliser le cas échéant comme repères dans les futurs travaux de sondage.

Avec toutes les données de ce genre qu'on aura pu recueillir et que l'on consignera scrupuleusement dans le *journal de forage*, on construira le profil géologique du sondage, lequel remplacera la succession détaillée des horizons dont il est question plus haut. Ce nouveau profil, ou profil normal rectifié, constituera un guide extrêmement précieux pour la conduite des futurs sondages dans le pays.

Dès qu'on arrivera près de l'horizon supposé receler du pétrole, on redoublera d'attention. C'est maintenant le moment de pratiquer le carottage aussi fréquemment et systématiquement que possible, les spécimens extraits du fond de la sonde étant destinés à renseigner sur la nature des terrains traversés. Les couches de sable feront l'objet d'un examen spécial. Leurs échantillons, traités à l'éther ou au chloroforme, indiqueront s'ils contiennent de l'eau ou du pétrole. Dans le premier cas, les sables seront isolés dans le sondage; dans le second,

(1) J. LACOSTE : Remarques sur l'utilisation des Foraminifères en stratigraphie. La question des remaniements. *Congr. int. Mines, Métall. Géol. appl.*, VII<sup>e</sup> Sess., Paris, II, 1936.

R. PORONÉ : Emploi de la micropaléontologie pour les sondages profonds et pour d'autres travaux stratigraphiques pratiques. *Ibid.*, 1936.

W. L. F. NUTTALL : Micropaléontologie appliquée aux parallélisations géologiques en Amérique. *Ibid.*, 1936.

on les soumettra à l'épreuve d'exploitation. Si les résultats sont favorables, on peut passer à l'exploitation proprement dite, sinon, on continue à forer jusqu'à ce qu'on aboutisse à des résultats définitifs dans un sens ou dans l'autre.

Cette méthode d'exploration est recommandable pour les régions entièrement inconnues, vierges de tout travail de sondage et où l'on ne possède sur le pétrole d'autres indices que ceux fournis par les recherches de surface. Elle présente, évidemment, le désavantage d'être lente et coûteuse et ces inconvénients s'accroissent naturellement à mesure que l'on pénètre davantage en profondeur. Elle est cependant la plus sûre.

Dans les régions où la succession stratigraphique et la position des horizons pétrolifères ont été révélées par les travaux d'exploration ou d'exploitation déjà exécutés au voisinage et où l'exploration consiste simplement à contrôler la productivité d'un accident tectonique, la méthode de travail est de beaucoup simplifiée. Le système rotatif « Rotary » est particulièrement indiqué dans ces circonstances. Dans ce cas, la marche du forage n'est interrompue en vue de l'extraction des échantillons que vers les limites des principales subdivisions stratigraphiques afin de pouvoir repérer celles-ci exactement. Dès que la sonde atteint l'horizon pétrolifère, elle le creuse jusqu'à sa base. Avant de procéder au tubage, on pratique un *carottage électrique*, qui constitue le moyen le plus commode pour identifier les couches productives (fig. 53). Il consiste à mesurer la résistivité électrique des couches et leur polarisation spontanée, qui indiquent l'une et l'autre leur porosité. De cette façon on repère les couches à résistivité et porosité élevées, en l'occurrence les couches de sable pétrolifère, et les couches à forte porosité et à résistivité réduite, c'est-à-dire les couches de sable aquifère. Les couches à résistivité et à porosité minimales sont formées de roches stériles, imperméables, comme par exemple les argiles, les marnes, les gypses, etc.

On réalise, grâce à cette méthode, une économie sensible de temps et d'argent.

Dans la région des plis diapirs de Roumanie, où les caractères stratigraphiques et l'épaisseur des diverses subdivisions du Pliocène sont bien connus, c'est à ce procédé qu'on recourt exclusivement chaque fois qu'on explore un nouveau pli. Il est d'autant plus indiqué, que l'étage pétrolifère — ici le Méotien — se trouve à des profondeurs de plus en plus grandes. Pendant le forage, on n'opère que deux ou trois carottages mécaniques, afin de repérer les limites entre les étages pliocènes, à savoir un carottage pour la limite entre le Levantin et le Dacien, un autre pour la limite entre le Dacien et le Pontien et un troisième enfin pour l'entrée dans le Méotien. Après quoi, on pousse la sonde jusqu'à la base de cet étage qui est également contrôlée. On exécute ensuite le carottage électrique, qui donne des résultats excel-

lents, aussi bien quand il s'agit d'identifier les couches ou les complexes pétrolifères que pour mettre en évidence les limites entre des formations à caractères pétrographiques différents, comme par exemple la limite entre le Dacien et le Pontien (fig. 53). Après avoir repéré les couches à résistivité et porosité élevées, on opère le tubage, on isole les couches et on procède à l'épreuve d'exploitation.

Nous n'insisterons pas sur le rôle du géologue dans la phase sui-

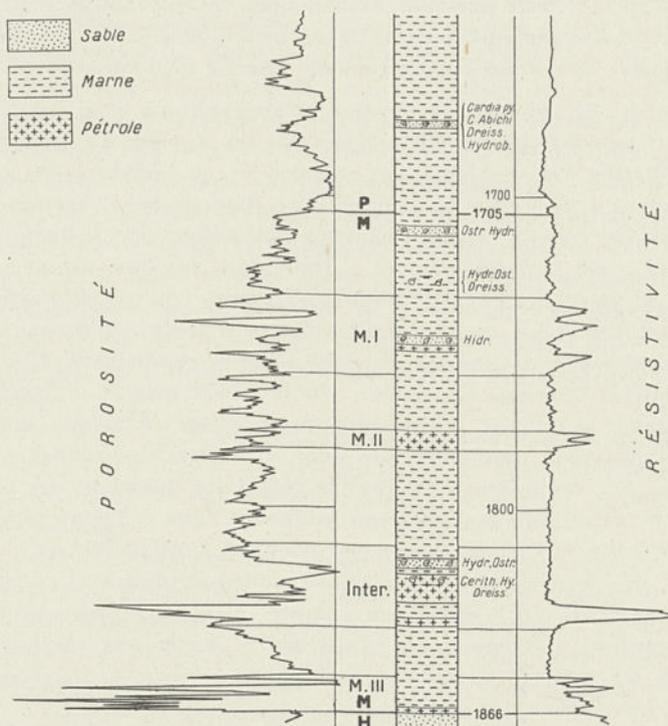


FIG. 53. — Diagramme du carottage électrique du Méotien dans le champ de Filipești de Pădure, Roumanie.

PM = Limite Pontien-Méotien; MH = Limite Méotien-Helvétien;  
MI-MIII et Inter. = Horizons pétrolifères.

vante, celle des travaux d'exploitation. Ses attributions et ses méthodes de travail resteront les mêmes au cours des sondages ultérieurs. Après avoir décelé la présence des repères, soit d'après les caractères pétrographiques ou paléontologiques des couches, soit d'après leur teneur en eau, gaz, pétrole, charbon, etc., il s'agit de retrouver ces mêmes repères dans les sondages suivants. Ceci lui permettra de diriger les forages en toute sécurité et d'atteindre les couches productives dans des conditions permettant de poursuivre normalement les travaux d'extraction.

## DEUXIÈME PARTIE

# LE PÉTROLE DANS LE MONDE

### I

## DISTRIBUTION ET CLASSIFICATION DES GISEMENTS DE PÉTROLE

---

### A. — DISTRIBUTION DES GISEMENTS

Dans la première partie de cet ouvrage, il a été indiqué que les bitumes sont à compter parmi les substances les plus répandues dans l'écorce terrestre. Une semblable affirmation ne peut cependant être étendue telle quelle au pétrole, surtout si l'on s'en réfère à ses gisements exploitables. Mais, par rapport aux autres matières minérales utiles, le pétrole est, — il faut le reconnaître — l'un des produits fréquents du sous-sol. Il constitue en effet des gisements très étendus et très riches dans les deux Amériques, en Europe, en Asie et dans les îles qui ceignent le Sud-Est et l'Est de ce continent. L'Afrique du Nord-Ouest est jusqu'ici moins intéressante. Il n'y a donc que l'Australie, de même que la plus grande partie du continent africain, qui n'aient pas offert d'indices nets de l'existence de gisements importants. Encore faut-il penser à l'absence de recherches dans ce sens et jusqu'à des explorations plus minutieuses, la complète absence de ce produit ne saurait y être soutenue.

Au point de vue de sa distribution géologique, le pétrole se trouve à peu près dans toutes les grandes séries stratigraphiques, depuis la base du Paléozoïque jusqu'au Quaternaire. Mais les accumulations les plus riches se rencontrent dans le Paléozoïque moyen, le Crétacé et le Tertiaire.

En considérant la question de plus près, on peut constater qu'en dehors du Cambrien, lequel ne semble contenir, et même très exceptionnellement, que du gaz, presque toutes les autres subdivisions renferment des gisements de pétrole plus ou moins riches, groupés en champs plus ou moins étendus et y constituant ce que l'on a appelé des *provinces pétrolifères*.

Ainsi, le Silurien est pétrolifère en Amérique du Nord. Le pétrole et les gaz des champs de Lima-Indiana dans les états d'Ohio et Indiana, comme aussi celui de la région du lac Saint-Clair dans l'Ontario, sont cantonnés dans l'Ordovicien. Le Gothlandien est légèrement imprégné dans les Champs appalachiens, tandis qu'il est gazéifère dans l'Ontario. Une partie du pétrole du Midcontinent est contenue également dans le Silurien.

Le Dévonien est pétrolifère également en Amérique du Nord, moins en Amérique du Sud et très peu en Europe. Dans l'Amérique du Nord, il contient du pétrole et des gaz dans l'Ontario, dans la zone des Champs appalachiens, dans l'Indiana et le Midcontinent. En Amérique du Sud, il est pétrolifère dans la zone pré-andine du Sud de la Bolivie et du Nord de l'Argentine, tandis qu'en Europe il est faiblement imprégné en Russie du Nord, dans le Sud-Est des Monts de Timan.

Le Carbonifère héberge les gisements paléozoïques les plus importants, cantonnés d'un côté en Europe, de l'autre dans les Etats-Unis d'Amérique. En Europe, le Carbonifère paraît contenir de fortes réserves dans l'U. R. S. S., le long de la zone préouralienne; de faibles imprégnations sont connues du Carbonifère d'Angleterre (Derbyshire). En Amérique, il est productif dans les Champs appalachiens, l'Ouest de l'Indiana, l'Illinois et surtout dans le Midcontinent; des imprégnations de moindre importance ont été signalées dans l'Utah.

Le Permien, bien que moins pourvu que le Carbonifère, contient parfois des réserves importantes. En Europe il est pétrolifère en Russie, dans la région Oural-Emba et surtout dans le Plateau préouralien. Il héberge aussi un peu de pétrole en Thuringe. En Amérique du Nord, il contient de riches accumulations dans le Texas, tandis que dans l'Oklahoma et le Nouveau Mexique, il est moins pétrolifère.

En dehors du petit gisement de Gabian dans le Midi de la France, le Trias est libre de pétrole sur la quasi totalité de la surface de la terre.

Le Jurassique n'offre que de faibles réserves. Ainsi, en Europe, se trouvent les gisements, d'importance plutôt locale, du Nord de l'Allemagne. De même, le pétrole de la côte Nord de la Caspienne, à l'embouchure de l'Emba, est en partie contenu dans le Jurassique. En Amérique on ne connaît que certaines accumulations, d'intérêt moindre, dans l'Alaska et l'Utah.

En revanche, le Crétacé comprend des gisements parfois très importants. Dans l'ancien continent il est en général faiblement imprégné et sur des régions limitées. Ainsi il contient certaines accumulations dans l'Allemagne du Nord, les Carpates orientales, l'embouchure de l'Emba et dans les Steppes kirghizes. C'est en Amérique du Nord qu'il fournit des gisements remarquables. Il est pétrolifère en premier lieu le long du versant oriental des Montagnes Rocheuses, à commencer par

le Canada et jusqu'au Mexique (Alberta, Montana, Wyoming, Colorado, Nouveau Mexique), puis dans l'Arkansas, le Texas, la Louisiane et, dans une plus faible mesure, en Californie et dans l'île de Cuba. L'Amérique du Sud possède à son tour les gisements de l'île de la Trinité, du Venezuela, de la Colombie, du Pérou et de la République Argentine.

C'est le Tertiaire qui renferme, répartis entre ses différentes subdivisions, les plus nombreux et les plus riches gisements. A peu près tous les gisements de l'ancien continent reviennent au Tertiaire; c'est le cas des gisements d'Alsace, des faibles accumulations du bord Nord des Alpes et de celles de l'Apennin, des gisements des Carpates, du Caucase, de l'Égypte, etc., puis ceux de la bordure des Chaînes de l'Iran (Irak et Perse), des gisements du Ferghana, de ceux de l'Inde et de l'Indochine, des gisements de Sumatra, Java, Bornéo, comme de ceux du Japon et de l'île de Sakhaline. En Amérique du Nord, il contient du pétrole dans l'Alaska, la Californie, la région côtière du Golfe de Mexique (Texas, Louisiane), le Mexique et l'île de Cuba; en Amérique du Sud, dans l'île de la Trinité, le Venezuela, la Colombie, l'Équateur et le Pérou. Enfin, les accumulations signalées en Nouvelle-Zélande sont également tertiaires.

Le Quaternaire lui-même est parfois pétrolifère. On connaît du pétrole et des gaz dans les dépôts pléistocènes de Californie (Summerland et Puente Hills) et de l'Utah, puis dans les formations glaciaires de l'Ontario.

Si l'on considère la répartition des gisements en relation avec les grands traits structuraux de l'enveloppe terrestre, la première chose qui frappe est leur étroite dépendance par rapport aux zones de plissement. L'esquisse ci-jointe (fig. 54) est assez éloquent à ce sujet. Tous les gisements connus s'alignent le long des vieux géosynclinaux; les gisements crétacés et tertiaires jalonnent les géosynclinaux mésozoïques, tandis que les plus anciens, les vieux géosynclinaux du Paléozoïque. Cette règle n'est contredite que très rarement. Même les quelques champs pétrolifères des parties centrales du Continent nord-américain, situés dans des régions en apparence tranquilles, sont elles-mêmes liées à certains dérangements tectoniques de profondeur.

Ce fait, dont l'explication a été sommairement esquissée dans la première partie de cet ouvrage (p. 63), ne doit pas être mis en rapport uniquement avec la considération que la mise en place des gisements est due aux mouvements tectoniques, mais bien plutôt avec la localisation des roches mères.

En effet, si l'on envisage la répartition et le développement non pas des gisements, mais du faciès pétrolifère lui-même, au long des diverses périodes géologiques, on constate presque toujours qu'il s'est formé en

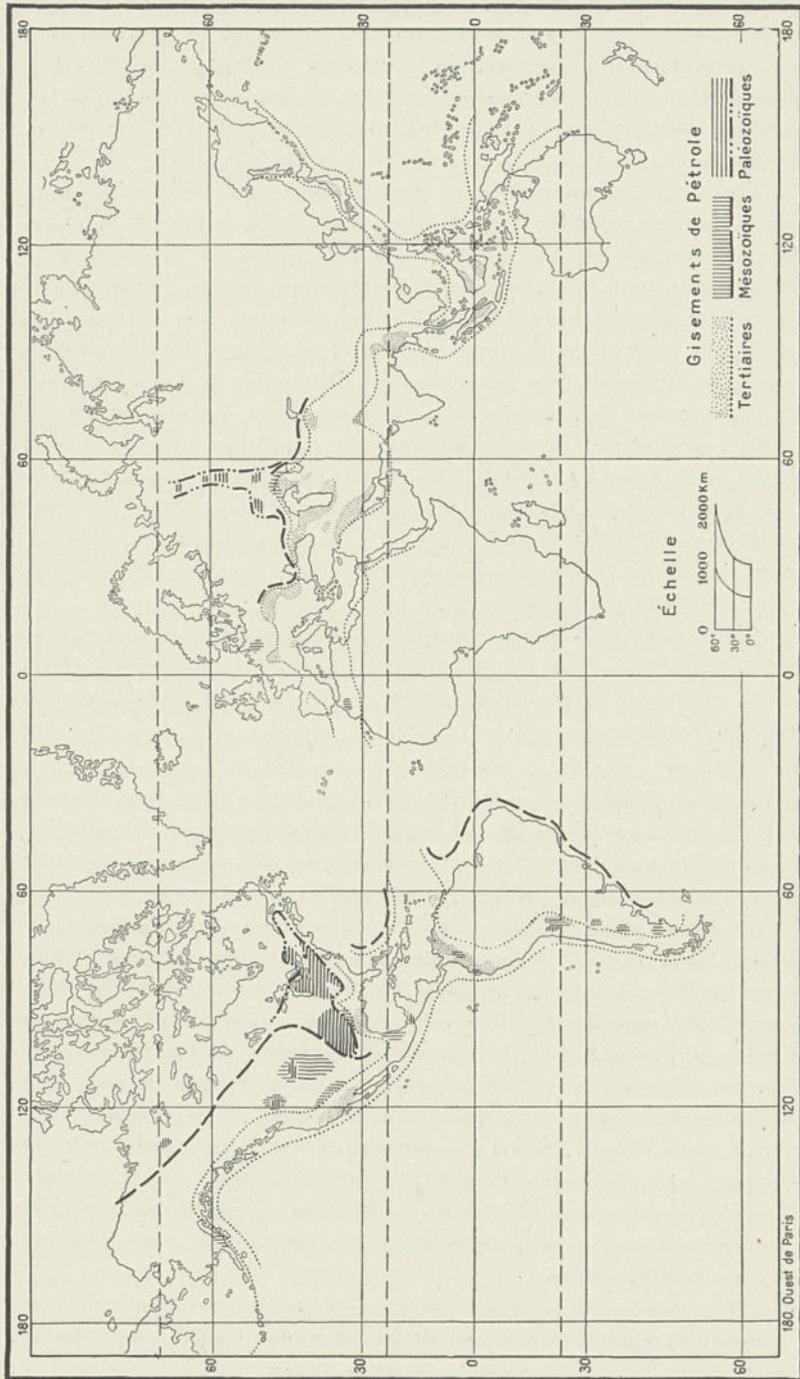


FIG. 54. — Répartition des principaux gisements de pétrole par groupes stratigraphiques (d'après MAZEC, légèrement modifiée).

étroite dépendance avec les phases d'orogénèse. Ainsi, si l'on se réfère par exemple au Continent nord-américain, qui comprend la collection de gisements la plus variée, cette dépendance ressort de la manière la plus évidente. L'existence des gisements de l'Ohio, de l'Indiana, du Michigan et de l'Ontario est génétiquement liée au « Calcaire de Trenton », né lui-même en liaison avec la phase calédonienne de plissement (paroxysme tectonique). Les gisements des Champs appalachiens, ceux de l'Illinois et du Midcontinent sont liés soit aux derniers paroxysmes calédoniens, par les « Schistes d'Ohio (Genesee) », soit à la phase des plissements hercyniens. Les autres champs américains sont en relation étroite avec les phases alpines : les uns, avec le paroxysme austrien (Wyoming, Texas, Mexique) par des faciès de schistes ou de calcaires bitumineux, comme ceux de Tamasopo ; d'autres, avec le paroxysme pyrénéen (Californie) par les « Schistes de Monterey (Maricopa) » ou d'autres formations similaires. De même, si nous considérons les gisements carpatiques, nous pourrions constater que les apparitions de pétrole dans la Zone interne du Flysch sont liées, par les « Couches d'Audia », au paroxysme gélique, tandis que les autres gisements, jusqu'au Pliocène supérieur inclus, sont en rapport, par les « Schistes ménilitiques », avec le paroxysme pyrénéen. Les gisements d'Alsace, de l'Apennin, du Caucase, etc., sont liés à la même phase de mouvements.

L'histoire de la formation des chaînes de montagnes montre que, dans les phases d'intenses mouvements tectoniques, alors que les géosynclinaux éprouvent des modifications importantes et que de nouveaux aspects paléogéographiques se préparent, les conditions de sédimentation dans ces zones changent graduellement. Après une sédimentation intense et mouvementée qui se traduit par le dépôt du *faciès flysch* le long des géosynclinaux et de préférence près de leurs bords, viennent des conditions spéciales de sédimentation tranquille, favorables à l'instauration du *faciès de pétrole*. Celui-ci peut être suivi à son tour par le régime lagunaire, c'est-à-dire par le *faciès halogène*, voire même *laguno-lacustre*. Cette succession n'a, bien entendu, rien d'absolu, le faciès de pétrole pouvant alterner, soit avec le faciès flysch, soit avec le faciès halogène.

Ces considérations conduisent donc à admettre que le faciès de pétrole est génétiquement en rapports très étroits avec les phases de plissement, qu'il peut être considéré, par conséquent, tout comme le faciès flysch, comme un *faciès orogénique*. Il représente dans l'évolution des géosynclinaux une phase particulière, dont la durée peut être longue ou brève, phase qui normalement est encadrée par la phase flysch et la phase halogène.

Voilà le vrai motif qui rend la distribution des gisements de pétrole si dépendante des zones de plissement.

## B. — PRINCIPES DE CLASSIFICATION

Une classification rigoureusement scientifique, qui rassemble en groupes de différents ordres les gisements ayant les mêmes caractères, est difficile à réaliser. Cela provient de l'absence d'un critérium unitaire et commode dans ce but; quel que soit le point de départ adopté, on ne saurait escompter des résultats satisfaisants. Ainsi par exemple, si l'on prenait en considération les rapports de situation du gisement et de la roche-mère, on pourrait parler — et on parle en effet — de gisements primaires et de gisements secondaires. Ce départ n'est cependant pas de grande utilité pratique, étant donné que la grande majorité des gisements connus tombe dans la catégorie des gisements secondaires. De même, un groupement stratigraphique basé sur l'âge des séries pétrolifères, comme celui esquissé plus haut, se réduit à un enregistrement purement énumératif, qui ne saurait rien nous apprendre de plus. Enfin, si l'on tentait une classification sur la base des propriétés physiques et chimiques du pétrole, il est facile de deviner les difficultés que l'on éprouverait, puisque nous savons dans quelle mesure ces propriétés varient dans un seul et même gisement.

Seul le critère tectonique a semblé être, dans certaines circonstances, plus conforme au but poursuivi, bien qu'au point de vue pratique il cède le pas au critère stratigraphique. C'est le motif pour lequel plusieurs tentatives de classification sont parties du caractère structural des régions intéressées. A titre d'exemple, nous mentionnons celle de L. MRAZEC, comme la plus synthétique.

Cet auteur répartit les gisements de pétrole en deux catégories : gisements de régions peu disloquées et gisements de régions intensément disloquées. Entreraient dans la première presque tous les gisements des régions centrales nord-américaines. Dans la seconde, il distingue les gisements d'anticlinaux à structure normale, les gisements de régions à plis diapirs et les gisements de régions à nappes de charriage.

Certainement, si l'on y ajoutait les gisements de régions faillées du type alsacien, n'importe quel gisement pourrait trouver place dans cette classification. Cependant, comme toute classification tectonique, elle est loin de pouvoir nous donner une idée d'un groupement naturel des gisements, car dans le même champ pétrolifère, on peut rencontrer les dispositions structurales les plus variées.

Par conséquent, si le critérium tectonique peut servir de base à une classification des gisements en groupes d'ordre secondaire, valable pour ceux d'un même champ ou d'une même unité stratigraphique, il ne saurait être utilisé pour établir les catégories principales. Cette première division devrait être basée sur des considérations d'un ordre bien plus général.

Plus approprié au but, en même temps que plus naturel et plus expressif est, sans conteste, le critère génétique, entendu non seulement dans le sens du mode de formation des gisements, mais visant l'origine même du pétrole, considérée à la fois dans le temps et dans l'espace. Et, comme la naissance de ce produit est liée aux phases d'orogénèse, il est naturel que les grandes divisions soient établies d'après celles-ci.

Dans ces conditions, on peut parler de *gisements calédoniens*, de *gisements hercyniens* et de *gisements alpins*, à titre de groupes de premier ordre. Chacun d'entre ceux-ci peut être à son tour subdivisé, d'après les paroxysmes auxquels est liée la formation de la roche-mère, à l'intérieur d'une même période orogénique. En partant de la classification des phases d'orogénèse proposée par H. STILLE, les gisements alpins par exemple comprendraient alors des *gisements cimmériens*, des *gisements austriens*, des *gisements laramiens* et ainsi de suite.

Ce critérium s'avère cependant impropre à la délimitation des subdivisions d'ordre inférieur. Or, dans ce sens, on peut parfaitement faire intervenir successivement le critérium stratigraphique et le critérium tectonique. Si nous nous référions, à titre d'exemple, aux gisements de Roumanie, lesquels, d'après le principe posé plus haut, sont des gisements pyrénéens, ils peuvent être très naturellement divisés en gisements paléogènes (éocènes et oligocènes), gisements miocènes (burdigaliens, helvétiques et sarmatiens) et gisements pliocènes (méotiens et daciens). Dans chacune de ces unités, on pourra enfin envisager des ensembles tectoniquement distincts, d'après les styles structuraux qui les abritent.

Il s'ensuit donc, qu'une classification rationnelle des gisements de pétrole — comme d'ailleurs toute autre classification — n'est pas susceptible d'être basée sur un seul et même critérium.

Il n'est pas moins vrai cependant, que tout ceci suppose un accord unanime sur l'identification de la roche-mère. Or, il y a des gisements pour lesquels on n'est pas parfaitement édifié sur ce point et ceci rend insatisfaisantes et discutables les premières divisions. Ces gisements pouvant en effet être attribués à un groupe ou à l'autre, d'après un paroxysme tectonique ou d'après un autre, on comprend que la question devienne une opération essentiellement subjective et douteuse. Si l'on a cependant en vue la valeur du principe dont elle part et en tenant compte du fait qu'elle encadre d'une manière très naturelle et aisée la grande majorité des gisements connus, nous estimons que cette classification peut avoir des droits de priorité sur toute autre.

Sans déroger aux principes consignés ici, et pour la commodité de l'exposé, nous envisagerons cependant la géologie des principales régions pétrolifères par unités géographiques, en commençant par l'Europe.

## LES RÉGIONS PÉTROLIFÈRES

## I. — EUROPE

Bien que la configuration de détail du Continent européen soit assez compliquée, sa forme générale rappelle celle d'un triangle dont les côtés seraient marqués par des chaînes de montagnes. Ainsi, en faisant abstraction des rentrants marins ou des golfes, on peut considérer un de ses côtés vers le Nord-Ouest, jalonné par les Monts Scandinaves, les montagnes de l'Ecosse et du Nord de l'Irlande; un autre vers le Sud, le long duquel s'étend la zone bien plus large et plus irrégulière des chaînes alpines, commençant dans la Péninsule ibérique et se continuant jusqu'au Caucase; le troisième enfin, serait représenté par l'Oural. A l'intérieur de ce triangle et en évident contraste morphologique, se trouve la région relativement peu accidentée qui s'étend depuis les contreforts ouraliens entre la Caspienne et la Mer de Barentz jusque dans les Pays-Bas vers l'Ouest.

Tandis que les côtés Nord-Ouest et Est de ce triangle sont faits de chaînes unitaires au point de vue structural, l'une calédonienne, l'autre hercynienne, la zone correspondant au côté Sud est bien plus complexe; elle est constituée par des restes de chaînes hercyniennes formant des massifs ou des noyaux isolés et aussi par le système sinueux des chaînes alpines, superposées et accolées à ces restes. Abstraction faite des bassins et des dépressions se trouvant sur cette zone, la plus grande partie du territoire à l'intérieur du continent revient à la Plateforme russe, région de vieille structure tabulaire, s'appuyant au NW sur le socle précambrien du Bouclier baltique et passant à l'Ouest à la Cuvette germanique qui à son tour s'appuie sur un tréfonds calédonien et hercynien effondré.

Presque tous les gisements de pétrole de l'Europe sont cantonnés dans la zone hercyno-alpine. Les plus nombreux et les plus riches entrent dans le groupe des gisements alpins, localisés dans les zones plissées ou dans leur voisinage immédiat; moins nombreux sont les gisements hercyniens, se trouvant parfois dans des régions d'ennoyage de ces plis. Entrent dans la première de ces catégories, en premier lieu et comme les plus riches, les gisements des Carpates et du

Caucase, puis ceux moins importants du bord Nord des Alpes et de l'Alsace, ceux de l'Apennin, des Dinarides, etc. Dans la deuxième catégorie entrent les gisements d'Allemagne et ceux de la Zone pré-ouraliennne de l'U. R. S. S., à partir de l'extrémité Nord-Ouest de la chaîne jusqu'à la Caspienne.

La zone calédonienne du Nord-Ouest, de même que le Bouclier

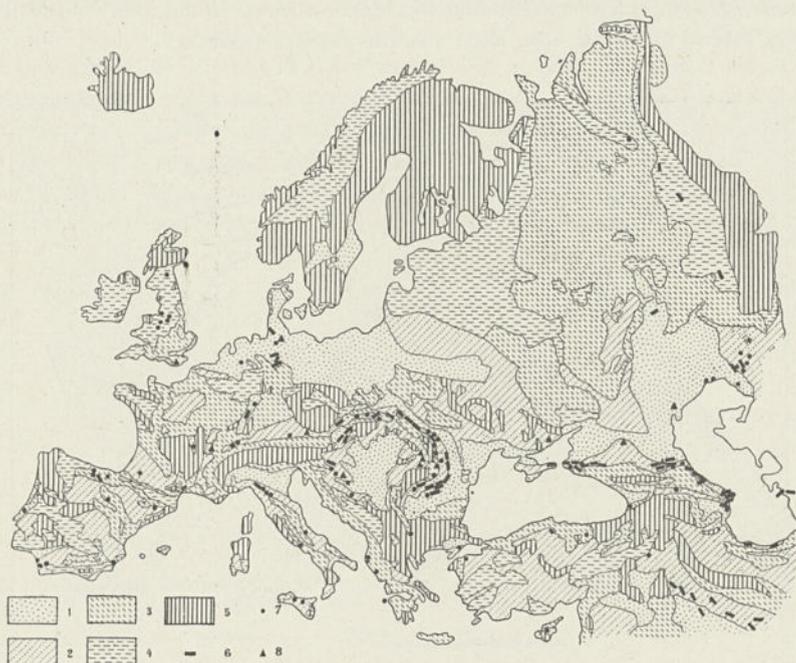


FIG. 55. — Esquisse géologique de l'Europe (d'après FOURMARIER) avec localisations des principales manifestations bitumineuses.

1 = Quaternaire; 2 = Tertiaire; 3 = Secondaire; 4 = Primaire; 5 = Schistes cristallins et roches éruptives; 6 = Champs pétrolifères; 7 = Indices bitumineux; 8 = Champs de gaz.

baltique et la Plateforme russe, sont exempts de gisements, bien qu'elles ne soient pas sans présenter certains indices de bitumes (fig. 55).

## GRANDE-BRETAGNE

Sans être un pays à gisements de pétrole proprement dit, l'Angleterre ne manque pas de traces de bitumes (1).

Evidemment, il ne s'agit pas ici des inclusions de gaz, d'asphalte

(1) A. Moos : Grossbritannien. In ENGLER-HOEFER : « Das Erdöl II Aufl. II Bd. Geol. d. Erdöls in Europa, 1930.

et même de pétrole rencontrées soit dans des gisements métallifères, soit dans des fractures de dépôts siluriens ou dévoniens, ou même dans certains gneiss ou roches éruptives. Comme on le sait, la présence de ces hydrocarbures a été constatée, entre autres dans un basalte de l'Ecosse et un pechstein des Hébrides (p. 31); mais l'intérêt en est purement théorique. C'est aux nombreuses traces de pétrole liées en particulier aux formations carbonifères et qui ont éveillé un réel intérêt pratique, que nous voulons nous rapporter.

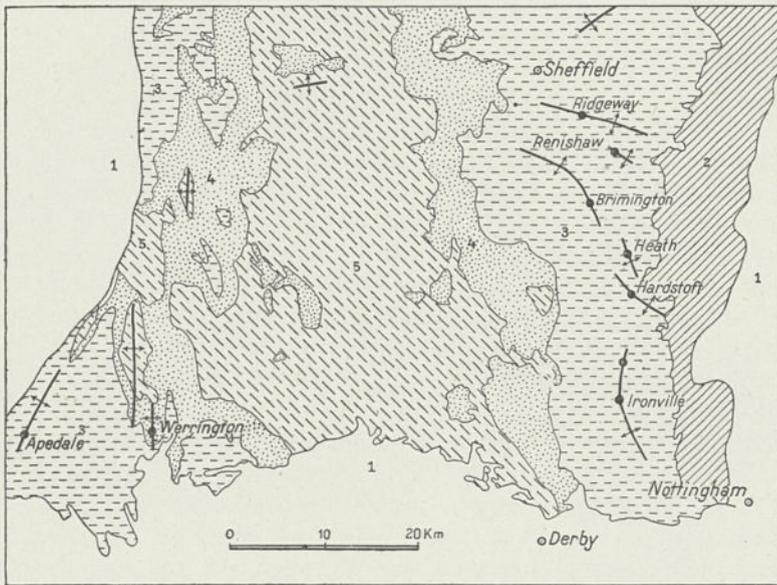


FIG. 56. — Esquisse géologique de l'extrémité Sud de la Chaîne Pennine avec l'emplacement des sondages d'exploration (points noirs) (d'après EMMONS).

1 = Trias; 2 = Permien; 3 = Coal Measures; 4 = Millstone Grit;  
5 = Mountain Limestone.

En effet, on connaît depuis longtemps des manifestations hydrocarbonées dans les régions centrales de l'Angleterre. La présence du pétrole y a été souvent constatée à l'occasion de travaux d'exploration ou d'exploitation des charbons. On a parfois eu la possibilité de recueillir des quantités appréciables d'huile (plus de 1.000 litres par jour), qui suintait soit des couches de charbons elles-mêmes, soit des roches voisines. En Ecosse aussi, on connaît de longue date, au Sud-Est d'Édimbourg, des schistes bitumineux d'âge carbonifère inférieur, exploités sur une grande échelle, en vue de l'extraction de l'huile et dont la production est montée parfois à près de 200 millions de litres par année.

Toutes ces traces et manifestations ont déterminé, durant la guerre mondiale, des explorations en vue de la découverte de gisements exploitables.

La région étudiée dans ce but a été celle de l'extrémité Sud de la *Chaîne Pennine* au centre du pays, où le Carbonifère de son axe s'ennoie et disparaît périclinalement sous le Trias. En particulier sur son versant oriental, entre les localités de **Sheffield**, **Nottingham** et **Derby**, quelque sept sondes d'exploration ont été forées sur des anticlinaux ou des dômes de la zone d'affleurement des « Coal-Measures »; deux autres ont été forées sur le versant Ouest de la chaîne (fig. 56), où on est descendu parfois jusqu'à 1.300 mètres de profondeur. Certaines de ces sondes ont été complètement stériles; d'autres ont donné un peu de gaz et des traces de pétrole soit dans les « Coal Measures », soit dans les « Millstone grits ». Seule la sonde de **Hardstoft** a rencontré,

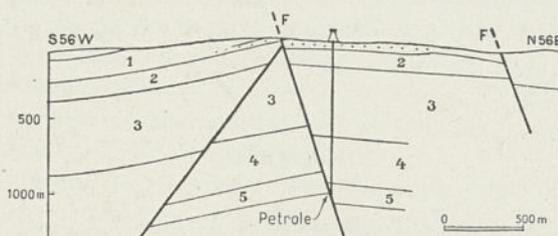


Fig. 57. — Coupe des formations carbonifères de Derbyshire (d'après BROMEHEAD).

1 = Deep Hard Coal; 2 = Silkstone Coal; 3 = Coal Measures inf.;  
4 = Millstone Grit; 5 = Limestone Shale.

entre 450 et 510 mètres de profondeur, dans l'horizon supérieur dolomitisé du « Calcaire de montagne », une quantité plus appréciable de pétrole avec un débit journalier de 1.900 litres (fig. 57). En 1924, elle est arrivée à la production annuelle maxima de 400 tonnes; après quoi le débit en a baissé graduellement pour s'arrêter presque en 1931 (1). Le pétrole extrait était un produit léger, paraffineux, avec un peu de soufre, et de poids spécifique de 0,823; à la distillation, il montrait un contenu de 7,5 % de benzine, 39 % de lampant, 20 % de gasoil, 30 % d'huiles lourdes et 6 % de paraffine.

Il est à remarquer que les sondes ultérieurement emplantées au voisinage de la précédente n'ont pas donné de résultats positifs. Deux autres sondes forées par la suite dans le *Midland Valley*, en Ecosse, ont eu également des résultats négatifs; l'une a inscrit cependant, à la profondeur de 600 mètres, une production de 60 tonnes.

(1) *Bohrentechniker Zeitung*, 54, 9; Wien, 1936.

THE ANGLO-IRANIAN OIL CO LTD: Oil prospecting in Great Britain. *II<sup>e</sup> Congr. Mond. du Pétrole*, Paris, 1937.

Le pétrole du Carbonifère anglais semble en relation génétique aussi bien avec la partie supérieure, localement dolomitisée, du Dinanien, qu'avec le charbon des Coal Measures.

La production de l'Angleterre est insignifiante. Après le maximum de 400 tonnes atteint en 1924, elle a diminué au-dessous de 100 tonnes entre 1928 et 1931, pour remonter ensuite graduellement à 250 tonnes en 1935. Le quantum total de la production au commencement de 1936 est à peine de 4.338 tonnes.

On a signalé, en outre, la présence des gaz dans la série mésozoïque, dans le Trias salifère et le Lias. Une accumulation plus importante de gaz a été rencontrée dans le Sussex, à **Heathfield** près **Battle**, dans le Purbeckien, à des profondeurs de 70 à 120 mètres. La présence de ce gaz a été mise en relation avec l'existence, dans le Kiméridgien, d'un paquet de schistes bitumineux.

Les explorations entreprises tout dernièrement dans d'autres régions du pays, dans le Centre et dans le Sud, n'ont pas abouti à des résultats satisfaisants.

#### PORTUGAL

Le Portugal n'a pas des gisements de pétrole. Toutefois, on connaît certaines traces d'huile et quelques affleurements d'asphalte, parfois exploitables, dans la zone mésozoïque qui flanque à l'Ouest la Meseta ibérique et qui s'étend le long de la côte, depuis Coïmbre vers le Sud (1).

Ainsi, dans le Rhétien de **Monte Real**, se trouvent des intercalations de grès, de 0,40 jusqu'à 2,40 m., imbibées d'asphalte exploitable. Du pétrole et de la poix suintent souvent dans les calcaires du Jurassique supérieur de la région de **Torres-Vedras**. De faibles traces de pétrole ont été remarquées aussi, au Nord de **Cintra**, dans le Crétacé supérieur, au contact de filons de basalte. Enfin, au Sud de **Nuestra Senora de la Victoria**, on a exploité de l'asphalte dans les dépôts wealdiens de la côte. Il semble que certains des suintements se trouvent localisés le long de plis à caractère diapir, dont les noyaux formés de Trias et de Jurassique inférieur percent le Jurassique supérieur et le Crétacé (aires tiphoniques).

(1) P. CHOFFAT : Les recherches de pétrole dans l'Estramadure portugaise. *Revista de obras publicas e Minas*, XLIV, 1913.

A. MOOS : Die Pyrenäenhalbinsel. Spanien und Portugal. In ENGLER-HOEFER : *Das Erdöl. II Aufl. II. Bd. Geol. d. Erdöls in Europa*, 1930.

## ESPAGNE

D'après les données actuelles, l'Espagne semble elle aussi dépourvue de gisements. En revanche, on connaît dans certaines régions de nombreux affleurements d'asphalte, certains exploitables et exploités, comme aussi quelques accumulations de gaz et traces de pétrole.

La région la plus intéressante à ce point de vue est la *Zone des Cordillères cantabriques*, en commençant dans la province de Santander jusqu'à leur jonction avec les Pyrénées. Sur ce trajet, la zone cantabrique est presque exclusivement faite de dépôts mésozoïques, disposés en plis orientés en gros Ouest-Est. C'est le Crétacé et le Paléogène qui affleurent généralement, tandis que dans l'axe de certains anticlinaux viennent au jour des calcaires du Malm et un peu de Trias. Ce dernier est constitué par des marnes bariolées à gypse, souvent associées à des ophiolithes.

Dans les zones de plissement intense on remarque le passage des plis-failles à la structure en nappes, de même que sur les bords la structure diapire est évidente. Les noyaux des diapirs sont toujours formés de Trias accompagnés d'ophiolithes.

Dans cette zone, en commençant par la Navarre, puis dans les provinces de Guipuzcoa, Vizcaya, Alava, Nord de Burgos et jusque dans la province de Santander, on connaît de nombreux affleurements d'asphalte dans le Crétacé supérieur et l'Eocène. Les uns, comme ceux de **Lucara, Penacerrada, San Roman de Campezo, Atauri, Corres, Maestu, Antonana**, etc., dans la province d'Alava, ont donné lieu à des exploitations. Dans la région du col d'**Escudo**, dans le Nord de la province de Burgos, et dans le Santander, le Crétacé inférieur à faciès lagunaire, charbonneux, présente des intercalations de sables imprégnés d'asphalte et de pétrole, qui ont été exploitées durant la grande guerre. Toutes ces manifestations ont conduit à placer quelques sondages dans les régions intéressantes. Les résultats en ont été cependant négatifs. Même au cas où le pétrole a été rencontré, comme par exemple à **Rumoroso**, dans la province de Santander, la quantité obtenue a été insignifiante.

Dans la *Chaîne celtibérique (région de Soria)*, on connaît et on exploite depuis longtemps de l'asphalte qui imprègne des grès et arkoses cénomaniens, affleurant le long d'un pli semblable aux plis de la zone précédente. A une profondeur de quelques dizaines de mètres, ce produit devient semi-fluide, ce qui a déterminé l'exploration de la région par des sondages restés sans résultats.

Une autre région intéressante par la fréquence des traces de pétrole, de gaz et d'asphalte est celle de l'angle de raccord de la *Chaîne côtière de Catalogne* avec les Pyrénées orientales. Le pétrole imprègne les dépôts éocènes intensément plissés de la bordure du bassin tertiaire de Catalogne. Certains calcaires de la province de Gerona imprégnés d'asphalte et de pétrole dans une proportion jusqu'à 70 litres par tonne, ont fait à un moment donné l'objet de certains essais d'exploitation par galeries. De l'asphalte, du pétrole et des gaz se trouvent aussi le long de la Chaîne côtière, dans les provinces de Barcelone, Tarragone et Valence. A l'intérieur du bassin catalan, on ne connaît que des schistes bitumineux en association avec des massifs de sel oligocènes, mais sans traces de pétrole.

La Meseta est généralement exempte de traces de bitumes. Certains schistes et grès carbonifères semblent toutefois légèrement imprégnés de pétrole.

En *Andalousie*, on connaît des suintements de pétrole et des dégagements de gaz dans la région de **Cadix**, cantonnés dans la zone subbétique. Cette zone est caractérisée par un système de plis formés par des dépôts crétacés et tertiaires, dans l'axe desquels affleure le Trias à ophiolithes. Elle supporte les nappes de la zone bétique, venues du Sud. Dans son étendue, on connaît du pétrole et des gaz en différentes localités, par exemple à **Lebrija, Chiclana, Conil, Santelmo, Arcos, Villamartin, Rota**, etc., provenant des différents termes de la succession stratigraphique depuis le Trias jusqu'au Miocène. Le pétrole de Conil, qui se rencontre dans l'Oligocène, est un produit léger, rouge-brun, d'un poids spécifique de 0,837. Celui de Villamartin, logé dans l'Eocène, est encore plus léger, de nuance jaunâtre claire et à poids spécifique de 0,801. Il semble que la roche-mère de toutes les manifestations de bitumes de cette région est représentée par les schistes et les dolomies du Trias.

Plus à l'Est, dans la région de **Ronda**, on connaît des schistes bitumineux jurassiques, bien développés dans les environs de **Grazalema**.

Enfin, près de **Torreveja** dans la province d'Alicante, des sondages pratiqués tout dernièrement auraient indiqué des traces de pétrole à la profondeur de 800 mètres.

#### FRANCE

Les bitumes sont d'une manière générale assez répandus dans les terrains qui constituent le sous-sol de la France et cela surtout lorsqu'ils sont liés à des roches à texture fine, comme les schistes bitu-

mineux (1). Sous cette forme, on les rencontre dans presque toutes les subdivisions stratigraphiques, à partir du Dévonien et dans presque toutes les régions du pays. Des venues de gaz, de poix ou d'asphalte et même de pétrole sont souvent liées à l'existence de ces

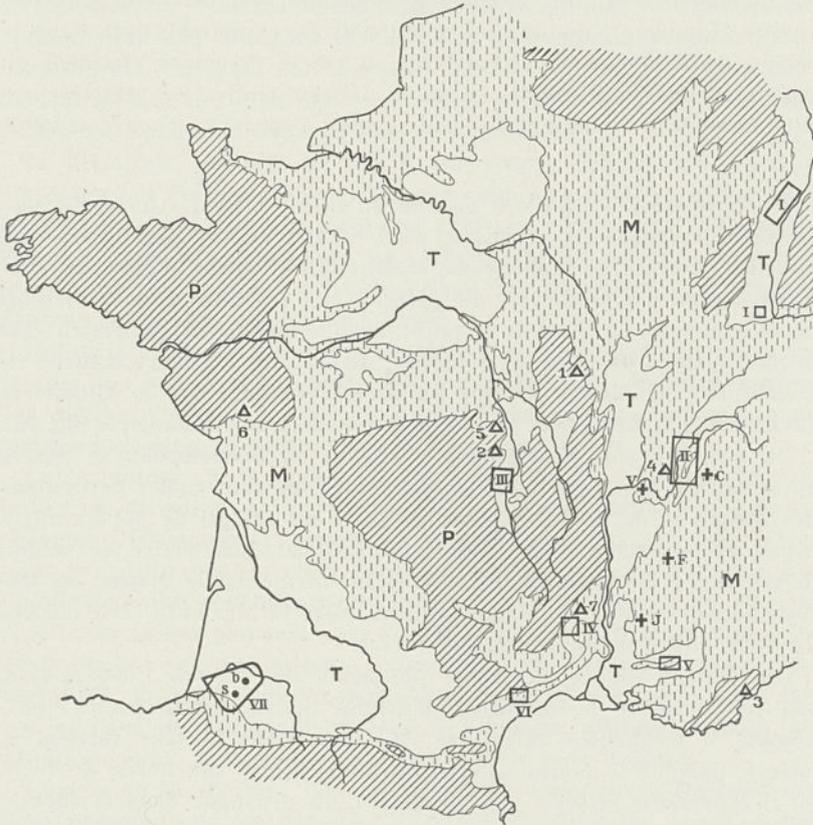


FIG. 58. — Carte géologique schématique de la France (d'après GIGNOUX).

P = Paléozoïque (Massifs hercyniens) ; M = Mésozoïque, y compris les Alpes ;  
 T = Tertiaire et Quaternaire.  
 Gisements et indices de pétrole et autres bitumes : I = Alsace ; II = Savoie ;  
 III = Limagne ; IV = Gard ; V = Manosque ; VI = Gabian ; VII = Basses-Pyrénées (b = Bastennes ; s = Saint-Boes).  
 Schistes bitumineux : 1 = Autun ; 2 = Menat ; 3 = Fréjus ; 4 = Orbagnoux ;  
 5 = Aumance ; 6 = Faymoreau ; 7 = Vagnas.  
 Gaz : C = Châtillon ; V = Vaux ; F = Fontaine Ardente ; J = Les Jonchiers.

(1) M. GIGNOUX : Frankreich. In ENGLER-HOEFER : *Op. cit.*, 1930.

W. WAGNER : Die Erdöl- und Asphaltlagerstätten von Elsass. *Ibid.*, 1930.

F. G. CLAPP : Oil and gaz possibilities of France. *Bull. Am. Ass. Petr. Geol.*, 16, (11), 1932 ; on y trouve une bibliographie complète.

M. R. SCHLUMBERGER : Rapport général pour la France présenté au II<sup>e</sup> Congr. Mond. du Pétrole, Paris, 1937.

D. SCHNEEGANS : Les conditions géologiques des recherches du pétrole en France, *Ibid.*, 1937.

roches. Cependant, les gisements de ces substances sont rares et pas toujours d'une particulière importance. L'esquisse ci-jointe montre l'emplacement des plus remarquables (fig. 58).

En dehors de quelques accumulations, peu riches d'ailleurs, qui accompagnent certains gisements d'asphalte, comme celui de l'Auvergne (Limagne), on ne trouve du pétrole exploitable que dans la région de Pechelbronn (Bas-Rhin), où est le principal gisement du pays et à Gabian (Hérault); dans ce dernier endroit le pétrole constitue une petite accumulation locale, presque épuisée à l'heure actuelle.

**Pechelbronn.** — Situé à gauche du Rhin, entre les localités **Wissembourg** et **Haguenu**, ce champ s'est montré encore plus intéressant dans les environs de **Pechelbronn**, localité qui a été dès le début le principal centre d'exploitation du pétrole. Les travaux se sont étendus cependant aussi au Nord de ce point, jusqu'à **Lobsann** et, également vers le Sud, jusqu'à **Uhlwiller** et **Olungen**; de sorte qu'à l'heure actuelle ils constituent un champ presque unitaire, s'étendant sur 20 kilomètres environ de longueur, avec une largeur moyenne de 7 kilomètres (fig. 10).

Du point de vue géologique, le champ de Pechelbronn se trouve au milieu du Fossé rhénan. Compris entre les deux môles hercyniens des Vosges et de la Forêt-Noire, ce fossé est rempli de dépôts oligocènes, recouverts par un important manteau quaternaire de sables, de graviers et de loess. Le tréfonds en est formé par le Dogger, au-dessous duquel certains sondages ont rencontré le Lias et la série entière du Trias jusqu'au Buntsandstein inclus.

Les dépôts oligocènes, d'une puissance de 1.200 à 1.800 mètres, sont un complexe de formations d'origine marine, lagunaire ou continentale, à fréquentes variations de faciès dans le sens vertical et latéral. Excepté le faciès conglomératique, limité aux bords du fossé où il représente la série presque entière, on distingue dans la succession verticale de ces dépôts, trois paquets de couches, correspondant aux principales subdivisions de l'Oligocène.

A la base, le Sannoisien, débutant par sa *Zone dolomitique*, importante de 220 à 260 mètres et qui comprend parfois dans sa partie inférieure des couches éocènes à *Planorbis pseudoammonius*. Cette zone consiste en une succession d'argiles, de marnes et de calcaires dolomités avec de l'anhydrite associé, dépôts en partie marins, mais en majorité continentaux, parmi lesquels les formations d'eau douce prédominent. Dans certains endroits, cette zone est pétrolifère. Son niveau supérieur appelé la *Couche rouge*, épaisse de 40 à 50 mètres, formation lagunaire, sépare la zone dolomitique de la série des *Couches inférieures de Pechelbronn*, qui lui fait suite vers le haut. Constituées par des marnes et des sables d'eau douce, avec une épaisseur d'ensemble de 80 à 150 mètres, les Couches inférieures de

Pechelbronn représentent le principal horizon pétrolifère ; dans la région de Pechelbronn, elles ne renferment pas moins de 13 niveaux productifs. Une *Zone fossilifère* de 50 à 80 mètres, à *Mytilus*, *Hydrobia* et Bryozoaires, sépare cet horizon de celui des *Couches supérieures de Pechelbronn*, épaisses de 220 à 280 mètres, qui abritent le troisième horizon productif. Dans les parties Nord du champ, ces couches sont entièrement d'origine continentale, tandis que vers le Sud elles deviennent marines. C'est dans ces couches que se trouvent les dépôts de sels de potasse du département du Haut-Rhin.

Le Stampien, puissant de 200 à 500 mètres, débute par l'horizon des *Marnes à Foraminifères*, suivi par celui des *Schistes bitumineux à Amphysyle*, les deux de médiocre épaisseur. Par-dessus suivent les *Couches à Meletta*, consistant en calcaires et en marnes grises qui forment la plus grande partie de l'étage. Dans certains endroits, ces dépôts contiennent un peu de pétrole.

Enfin, le Chattien terminant la série est formé par l'horizon des *Marnes à Cyrènes* et un autre horizon supérieur dépassant parfois 400 mètres d'importance, qui se présente comme une succession de marnes bariolées, de grès et de calcaires d'eau douce.

La tectonique de la région est des plus simples (1). Une série de failles, de direction générale NNE-SSW, en gros parallèles à la *Faïlle rhénane*, décompose cet ensemble en compartiments qui descendent plus ou moins régulièrement vers le lit du fleuve, sans toutefois que l'inclinaison des couches, constamment vers l'Est, dépasse 10° (fig. 40 et 59). Les failles plongent vers l'Ouest de 50° en moyenne, leur rejet ne dépassant pas 500 mètres. A mesure de la descente des couches vers l'Est, la couverture quaternaire devient plus épaisse. Ceci fait que si dans les régions bordières le Tertiaire affleure parfois, ses dépôts ne sont, dans la zone moyenne, nulle part visibles.

Comme on l'a dit plus haut, le pétrole se rencontre à Pechelbronn dans presque tous les horizons du Tertiaire inférieur aux Couches à Meletta; seule la Couche rouge en est dépourvue. Ce pétrole est logé dans des sables, parfois à caractère lenticulaire; il est habituellement accompagné de gaz et d'eaux salées. Il y en a deux qualités : un pétrole lourd, asphalté, à poids spécifique de 0,900 à 0,975, qui se rencontre dans les horizons supérieurs des régions Nord-Est du champ, et un pétrole plus léger, plus paraffineux, à poids spécifique de 0,860 à 0,900, caractéristique pour les niveaux profonds de ces dernières régions et qui se trouve aussi dans les régions Sud et Sud-Est du champ. Ces pétroles sont généralement pauvres en produits légers; ils contiennent en moyenne 4-6 % de benzine, 30-32 % de lampant, 30-42 % d'huiles de graissage, 2-5 % de paraffine et 5-10 % de coke.

(1) R. SCHNAEBELE et J. WALTHER : Carte structurale de la partie Nord du champ pétrolifère de Pechelbronn. II<sup>e</sup> Congr. Mond. du Pétrole, Paris, 1937.

De nombreuses discussions ont eu lieu sur l'origine du pétrole de cette région. Il semble toutefois se trouver en gisement primaire, étant donné que l'Oligocène présente d'une manière générale les caractères d'une formation à pétrole.

Ce produit a été encore rencontré, en dehors de l'Oligocène, par

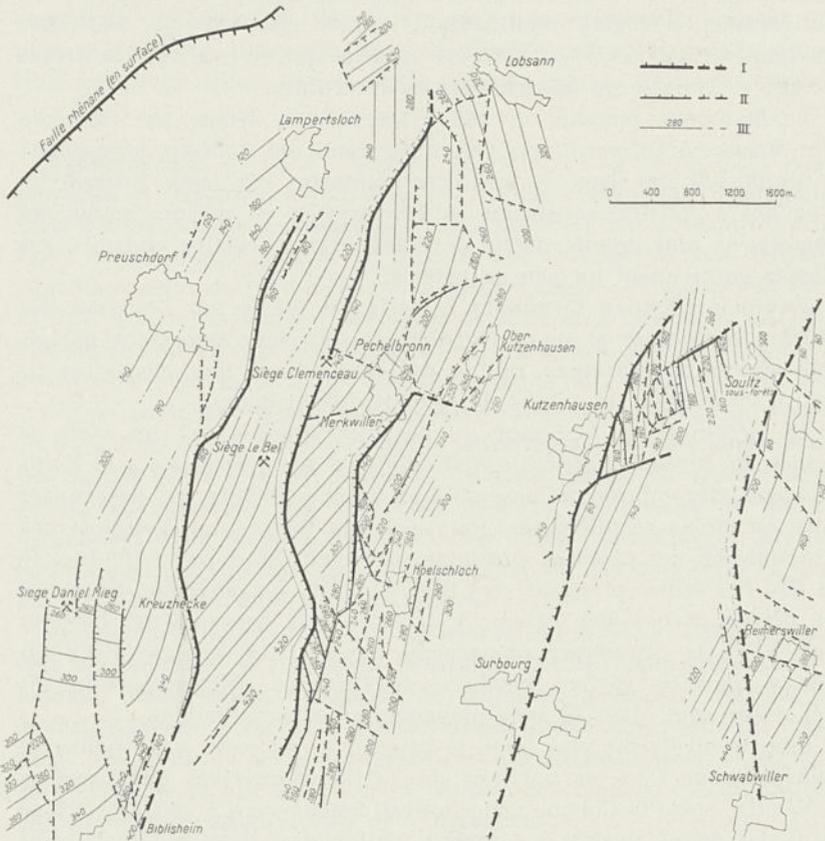


FIG. 59. — Carte structurale de la partie Nord du champ de Pechelbronn (d'après SCHNAEBELÉ et WALTHER).

I = Failles à rejet vertical de plus de 30 m.; II = Failles à rejet de moins de 30 m.; III = Isobathes du toit de la Couche rouge.

certaines sondages dans le Dogger du tréfonds. La quantité obtenue a été assez faible. Il est possible qu'il s'y trouve en gisement secondaire, arrivé par migration latérale dans un compartiment soulevé du Jurassique.

Au Nord de Pechelbronn et dans le voisinage de la Faille rhénane, les Couches supérieures de Pechelbronn passent latéralement à des calcaires. Le pétrole qu'elles renferment devient en même temps de

plus en plus lourd, pour passer à de la poix et à de l'asphalte, de sorte qu'on exploite ce dernier dans les environs de **Lobsann** (fig. 60). Le contenu en asphalte du calcaire exploitable y est de 12 %, s'élevant exceptionnellement à 18 %. La quantité de matériel brut que l'on y extrait annuellement est de quelques milliers de tonnes.

Les gisements de l'Alsace comptent parmi les plus anciennement connus et exploités. On parlait déjà au Moyen Age des bitumes de cette région, plus précisément depuis 1498. D'ailleurs le nom de la localité de Pechelbronn vient de là. A partir de 1742, la région est exploitée par puits et galeries. L'utilisation des sondes n'a commencé qu'en 1882 environ. Actuellement, le pétrole est exploité aussi bien par des sondes, parfois descendant seulement à quelques centaines

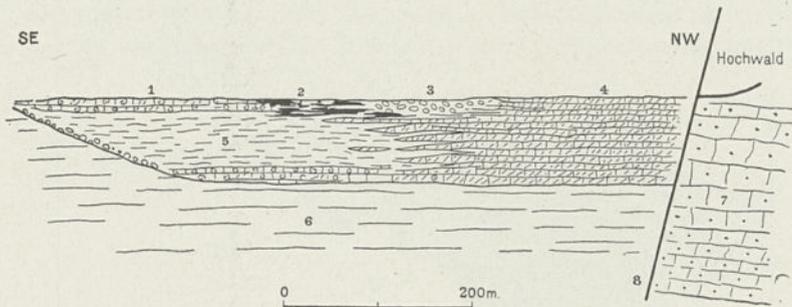


FIG. 60. — Coupe schématique du Bassin de Lobsann (d'après HAAS et HOFFMANN).

- 1 = Calcaire fossilifère; 2 = Lignite; 3 = Conglomérat; 4 = Calcaire à asphalte;  
 5 = Marne; 6 = Couches supérieures de Pechelbronn; 7 = Buntsandstein;  
 8 = Faille du Rhin.

de mètres, d'autres au delà de 1.000 mètres, que par des puits et galeries d'où on l'extrait par drainage direct du sable pétrolifère. Les premiers sondages y ont eu un caractère éruptif qui a disparu par suite de la dégazéification des gisements. Actuellement, toutes les sondes sont en pompage.

La production du champ alsacien jusqu'à l'introduction du système d'exploitation par sondes a été médiocre, oscillant entre des dizaines et centaines de tonnes annuelles. Depuis cette date, elle a sensiblement augmenté. En moins de dix ans, elle a monté à des dizaines de milliers de tonnes (12.977, en 1890), pour s'inscrire en 1930 avec 73.806 tonnes, en 1936 avec 76.230 tonnes et en 1937 avec 78.574 tonnes.

De cette quantité, environ 55 à 60 % sont obtenus par sondages; le reste par galeries (41.506 en 1935, pour 32.300 en 1930). La production totale du champ de Pechelbronn, depuis 1812 jusqu'à la fin de 1937, représente à peu près 2.178.000 tonnes. On y compte encore sur une réserve d'environ 1.200.000 tonnes.

**Gabian.** — Le gisement de Gabian se trouve sur la bordure Sud-Est de la Montagne Noire, dans le département de l'Hérault. Son importance est plutôt théorique (1).

Dans cette contrée, les formations paléozoïques jusqu'au Carbonifère supérieur inclus, affectées par les orogénies hercyniennes, supportent en discordance celles du Carbonifère supérieur et du Permien inférieur. Constituées par une succession de schistes charbonneux, de grès et de schistes noirs bitumineux, elles sont recouvertes en

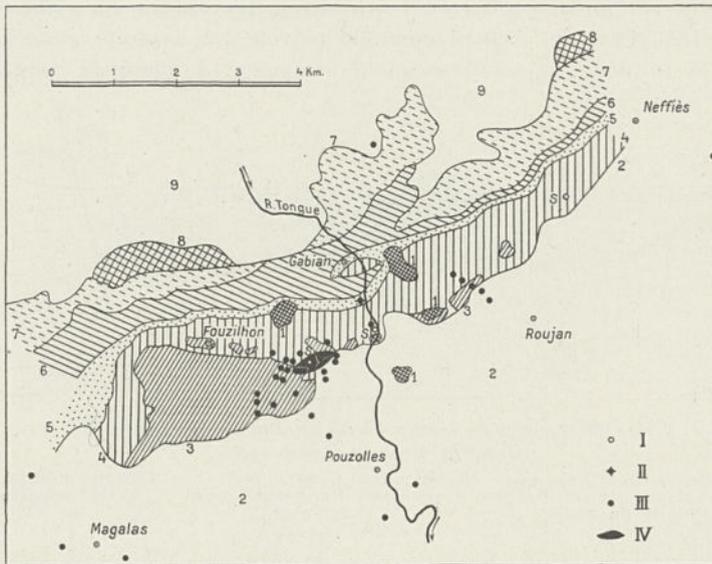


FIG. 61. — Esquisse géologique de la région de Gabian (d'après VIENNOT).

1 = Basalte pliocénique; 2 = Miocène; 3 = Lias-Dogger; 4 = Keuper; 5 = Trias moyen (horizon pétrolifère); 6 = Trias inf. et Permien supér.; 7 = Permien inf.; 8 = Carbonifère supér.; 9 = Massif central hercynien (Montagne Noire).

I = Forages; II = Suintement de pétrole (Gabian); III = Forages en dehors de la zone pétrolifère productive; IV = Zone pétrolifère productive de Gabian.

transgression par les marnes et les schistes rouges du Permien supérieur, qui supportent à leur tour le Trias transgressif. Ce dernier est développé selon le type germanique, avec une succession de grès et conglomérats, de calcaires dolomitiques, de marnes et de grès, auxquels s'associe du gypse, le tout constituant une série épaisse de 200 mètres environ. Le pétrole se trouve localisé dans les calcaires dolomitiques du Trias moyen. Viennent ensuite le Lias et le Dogger,

(1) L. BARRABÉ et D. SCHNEEGANS : Rapport d'ensemble sur le gisement pétrolifère de Gabian (Hérault). *Ann. Off. Comb. liquides*, X, 4-5, 1935.

L. BARRABÉ : Le gisement pétrolifère de Gabian (Hérault) : *Congr. Int. Mines, Métall. et Géol. appl.*, VII<sup>e</sup> Sess., Paris, 1935; *Géol. appl.*, I, 1936.

faits respectivement de marnes noires à Ammonites pyriteuses et de calcaires ou de dolomies. Le reste du Mésozoïque a été enlevé par l'érosion. Toute cette succession de dépôts a été affectée par les mouvements pyrénéo-provençaux qui l'ont débitée en écaillés poussées contre le Paléozoïque de la Montagne Noire (fig. 61 et 62). Après son plissement, la région a été occupée par la mer Miocène dont les dépôts sont transgressifs. Durant le Pliocène, le territoire a été envahi par de vastes coulées de basalte, dont l'érosion n'a laissé subsister que quelques lambeaux.

Au Sud du village de Gabian, entre **Béziers** et **Bédarieux**, une source de pétrole était connue déjà au XVII<sup>e</sup> siècle. Cette circonstance a déterminé à plusieurs reprises, entre 1865 et 1886, l'exécution de différents travaux d'exploration, puits et sondages restés cependant sans résultats. C'est seulement en 1924, à la suite d'études approfondies, que l'on

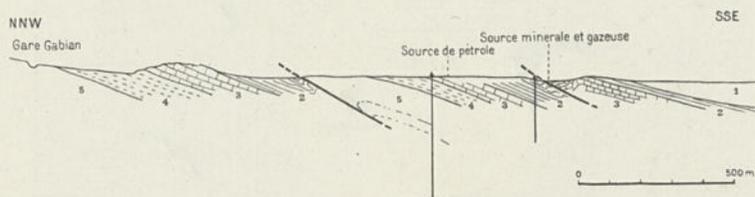


FIG. 62. — Coupe géologique par la région de Gabian le long de la Tongue (d'après BLAYAC et GIGNOUX).

1 = Miocène; 2 = Trias supér.; 3 = Trias moyen; 4 = Trias infér.; 5 = Permien.

a emplacé, près de **Bastard**, une série de sondages sur un bombement anticlinal du Mésozoïque à l'endroit où il disparaît sous le Miocène. Ces sondages ont mis en évidence une petite région, en forme d'ellipse orientée Nord-Est, à l'intérieur de laquelle les calcaires dolomitiques caverneux et fissurés du Trias moyen se sont montrés fertiles.

La production de ce champ a été faible. De 1924 jusqu'à la fin de 1935, 14 sondes productives parmi les 30 qui ont été forées dans l'intervalle ont donné une production d'environ 22.000 tonnes, montant de 200 tonnes en 1924 à près de 6.000 en 1926, chiffre qui représente le maximum de production annuelle. Depuis celle-ci a baissé graduellement pour arriver en 1936 à environ 400 tonnes.

Le pétrole de Gabian est un produit visqueux, d'une densité de 0,846, riche en paraffine (10,35 %) mais pauvre en produits légers. Le gaz qui l'accompagne est de l'acide carbonique dont l'origine paraît en liaison avec les éruptions de basalte. Les eaux associées sont des eaux douces.

D'après certains auteurs, le gisement de Gabian serait primaire, le pétrole étant originaire des dolomies mêmes qui servent de roche-

magasin ou d'un horizon immédiatement inférieur; pour d'autres, ce produit viendrait soit des schistes rouges du Permien inférieur, soit même des schistes à Graptolithes du Silurien supérieur.

**Autres régions.** — Plus répandus que les gisements de pétrole sont ceux d'asphalte, de gaz et de schistes bitumineux.

Un gisement qui se présente dans des conditions géologiques iden-

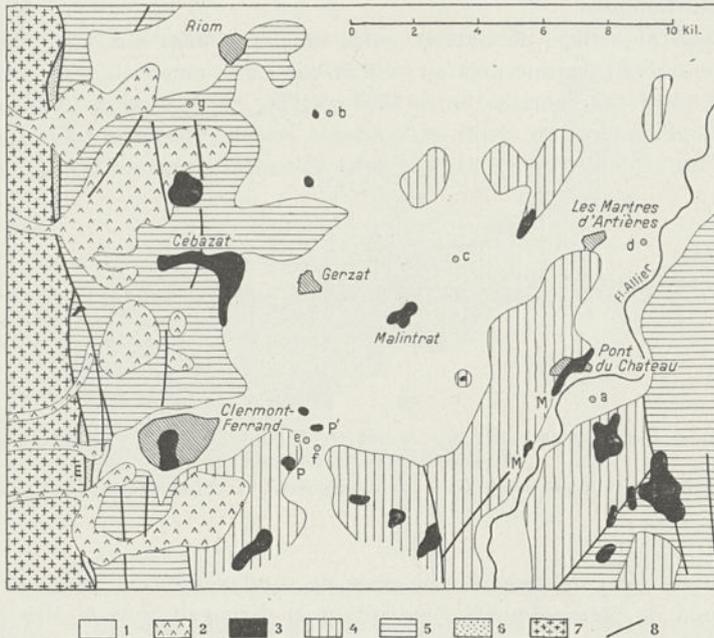


Fig. 63. — Esquisse géologique de la région à bitumes de la Limagne (d'après GIGNOUX).

- 1 = Quaternaire; 2 = Coulées basaltiques pliocènes et quaternaires; 3 = Massifs pépéritiques; 4 = Chattien; 5 = Stampien supér.; 6 = Stampien infér.; 7 = Massif central; 8 = Failles.

tiques à celui du pétrole d'Alsace est le gisement d'asphalte de la *Valée de l'Allier* dans le Plateau Central. Tout comme le Fossé rhénan, la Limagne est remplie par des dépôts oligocènes, faillés, débités en compartiments qui descendent en marches vers l'Est. Ils sont surmontés par des coulées basaltiques pliocènes et quaternaires et en même temps traversés par des cheminées et des filons de basaltes et de pépérites (fig. 63). Dans la zone entre **Riom** et **Clermont-Ferrand**, l'Oligocène inférieur est imprégné de poix et d'asphalte, jusqu'à une teneur de 18 %, imprégnation qui se constate aussi autour des pitons de pépérites et jusqu'à la surface (fig. 64). Dans certains sondages, à côté de

ces produits, on a rencontré des traces de pétrole, ainsi que des gaz. Les bitumes se trouvent dans l'Oligocène inférieur, en gisement

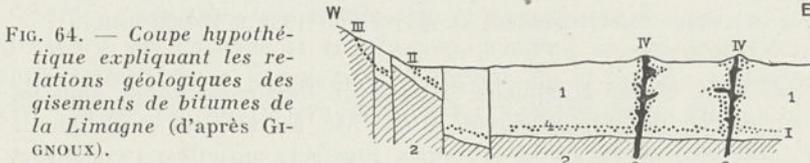


FIG. 64. — Coupe hypothétique expliquant les relations géologiques des gisements de bitumes de la Limagne (d'après GIGNOUX).

1 = Oligocène; 2 = Soubassement hercynien; 3 = Cheminées de basalte et de pépérite. I-IV = Imprégnations de bitumes.

primaire. Ils s'en sont ultérieurement évadés, en montant le long des filons éruptifs jusque dans le terme le plus élevé. Ces produits sont

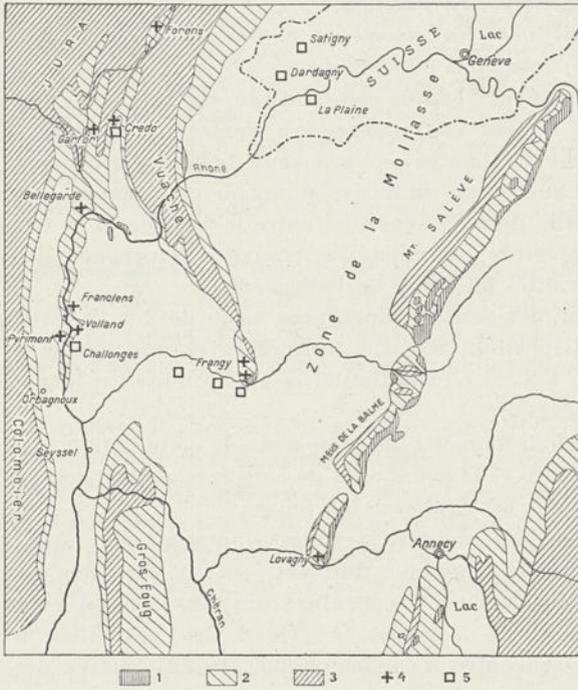


FIG. 65. — Carte géologique schématique de la région à bitumes de la Savoie (d'après MORET).

1 = Eocène; 2 = Urgonien; 3 = Jurassique et Néocomien; 4 = Calcaires urgoniens à asphalt; 5 = Molasse bitumineuse.

exploités en divers endroits, les plus importants se trouvant à **Pont-du-Château** où ils imprègnent des calcaires chattiens (1).

(1) E. AUMAITRE et M. ROQUES : La mine de calcaire asphaltique de Pont-du-Château. *Congr. Int. Mines, Métall. et Géol. appl.*, VII<sup>e</sup> Sess., Paris, 1935; *Géol. appl.*, I, 1936.

La production annuelle des exploitations d'asphalte de la Limagne était arrivée avant la guerre mondiale à 20.000 tonnes de calcaire asphalté (1913). Elle devait baisser sensiblement durant la guerre, pour remonter ultérieurement et arriver en 1930 à 19.000 tonnes.

Une autre région à asphalte est celle du *Bassin du Rhône* dans les départements de la Haute-Savoie et de l'Ain, à l'intérieur de l'angle de raccordement du Jura avec les Alpes. Plusieurs anticlinaux constitués par du Malm et du Néocomien, parfois avec un peu d'Eocène par-dessus, émergent de la Molasse oligocène-miocène qui sépare les chaînons calcaires de la Zone subalpine de la Haute-Savoie de ceux du Jura (fig. 65). On trouve des traces de bitumes aussi bien dans les calcaires jurassiques que dans ceux du Crétacé de ces plis. Les calcaires urgoniens, en particulier, sont parfois imprégnés d'asphalte, jusqu'à constituer des gisements exploitables. Ainsi, dans le flanc oriental de l'anticlinal du Grand Colombier se trouve le gisement de **Seysse**, exploité au Nord de cette localité, sur les deux rives du Rhône, à **Pyrimont**, **Volland** et **Franclens** ; à l'extrémité Sud de l'anticlinal Vuache - Mont de Musièges, le gisement de **Pont-des-Douattes** ; et sur la terminaison Sud du pli du Salève-Montagne de la Balme, le gisement de **Lovagny**. Enfin, dans le synclinal entre le Vuache et le Grand Colombier, les calcaires urgoniens se trouvent imprégnés d'asphalte en quelques localités au Nord de Bellegarde.

L'épaisseur des assises imprégnées varie de 2 à 10 mètres en montrant une disposition souvent irrégulière et une teneur en asphalte variant de 5 à 8 %. L'exploitation la plus intense est localisée dans la région de Seysse.

La production annuelle des gisements de cette région a varié depuis 1886, entre 7.000 et 14.000 tonnes de calcaires asphaltés, sauf pendant la guerre où elle est tombée à 700 tonnes.

Dans les mêmes régions, la Molasse apparaît elle aussi imprégnée parfois d'asphalte et de poix fluide et cela soit dans des points voisins des précédents, soit en des localités plus éloignées. Un sondage pratiqué dernièrement à **Frangy**, à l'Ouest de l'anticlinal de Mont de Musièges, a rencontré à la profondeur de 223 mètres des traces de pétrole.

D'après GIGNOUX et MORET, les bitumes de la Molasse sont primaires, tandis que l'asphalte des calcaires urgoniens est en gisement secondaire; il y serait arrivé de la Molasse, par migration latérale.

Une région non moins importante à ce point de vue, est le *Bassin d'Alais*, dans le Gard. Compris entre la zone mésozoïque des Cévennes et le Plateau urgonien, ce bassin est occupé par des dépôts paléogènes. On y trouve, dans l'Oligocène inférieur à faciès saumâtre, un

niveau de 15 à 30 mètres, parfois gréseux, d'autres fois calcaire, imprégné d'asphalte jusqu'à 12 % ou même 14 %, qui est exploitable sur une épaisseur de 2 à 3 mètres. Les exploitations sont concentrées entre **Saint-Jean de Maruéjols** et **Fontcouverte**. Les auteurs sont d'accord sur l'origine et la situation primaire de cet asphalte qui proviendrait d'une transformation directe de la matière organique, sans passer par des formes intermédiaires de bitume (p. 20).

On connaît de l'asphalte et des bitumes fluides apparentés, également dans les *Basses-Pyrénées*, où ces produits imprègnent les roches des différents termes du Flysch et du Miocène des flancs de certains diapirs à noyaux de Trias. Ils s'y trouvent en gisement secondaire, étant originaire probablement du Trias supérieur. Autrefois on y a exploité des sables bitumineux à **Bastenne** et à **Gaujacq**.

Il est vrai que le plan général de structure de la zone septentrionale de bordure des Pyrénées n'est pas sans rappeler celui des zones correspondantes de certaines chaînes pétrolifères, telle par exemple les Carpates orientales, le Caucase, etc. (1). Cependant, on ne saurait faire un rapprochement entre ces régions au point de vue pétrole tant qu'on ne prouvera pas tout d'abord l'existence dans les Pyrénées d'une formation à pétrole pareille à celle des Carpates ou du Caucase.

Aux environs de **Manosque**, dans le département des Basses-Alpes, l'Oligocène contient des schistes et du lignite bitumineux et aussi des calcaires et des grès imprégnés de bitumes. Les schistes bitumineux ont été exploités naguère pour l'extraction des huiles de pétrole.

On connaît encore des schistes bitumineux dans le Carbonifère de **Faymoreau**, en Vendée et de **Fréjus** dans le Var, dans le Permien d'**Autun** et d'**Aumance** dans l'Allier, dans le Lias de la **Franche-Comté**, dans le Kiméridgien d'**Orbagnoux** dans l'Ain, dans le Cénomanién de **Vagnas** dans l'Ardèche, dans l'Oligocène de **Menat** dans le Puy-de-Dôme, etc. Les plus connus et exploités sur l'échelle la plus étendue sont ceux des environs d'Autun.

Enfin, dans la bordure occidentale du Jura, à **Vaux** dans l'Ain, comme aussi dans la zone occidentale des Alpes, en différentes localités commençant par la Haute-Savoie et jusque dans la Drôme, on connaît des émanations et des accumulations de gaz, quelquefois en quantités suffisantes pour être utilisés. Ce sont en général des gaz secs, avec une teneur en méthane qui dépasse 98 %. La plupart

(1) L. BERTRAND et L. BARRABÉ : Sur l'existence, le long du bord septentrional des Pyrénées, d'une avant-fosse de chaîne plissée telle que celles qui ont donné naissance à de nombreux gites pétrolifères classiques. *II<sup>e</sup> Congr. Mond. du Pétrole*, Paris, 1937.

apparaissent en connexion avec le Trias supérieur qui constitue le noyau de certains plis diapirs. D'autres proviennent des schistes bitumineux du Lias ou du Callovien.

Des explorations minutieuses pour la mise en valeur de ces produits ont été faites dans les environs de Vaux. Le gaz de ce champ sert à l'éclairage de la petite ville d'Ambérieux. Il contient 77-83 % de méthane, 1-5,47 % d'éthane, 2-3 % de propane, 3-8 % d'hydrogène, etc. Dans les dernières quatorze années, le champ de Vaux a produit environ cinq millions de mètres cubes de gaz.

## SUISSE

La Suisse n'entre, à proprement parler, au nombre des pays qui nous occupent ici que par ses gisements d'asphalte du Val de Travers dans le Jura (1). Situé à 10 kilomètres au Nord-Ouest du lac de Neuchâtel, ce gisement se trouve dans la même zone et avec les mêmes

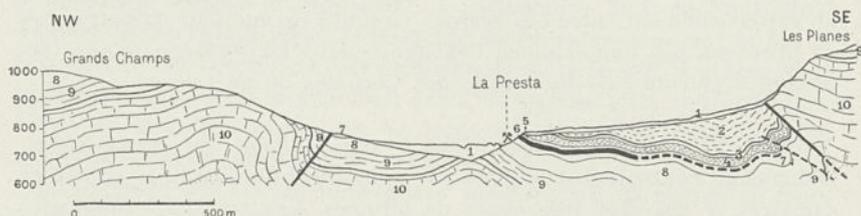


Fig. 66. — Coupe du gisement d'asphalte de Val de Travers (d'après FREY).

1 = Alluvions; 2 = Mollasse aquitanaise; 3 = Cénomaniens; 4 = Albien; 5 = Aptien; 6 = Calcaire à asphalte de l'Urgonien supérieur; 7 = Urgonien infér.; 8 = Hauterivien; 9 = Valanginien; 10 = Malm.

caractères géologiques que celui de Seyssel. D'ailleurs ces deux gisements sont reliés par une suite d'affleurements bitumineux, mais sans importance pratique.

Comme à Seyssel, l'asphalte du Val de Travers imprègne des calcaires urgoniens, la zone d'imprégnation atteignant parfois jusqu'à 10 mètres d'épaisseur et dans une proportion qui varie de 8 à 12 % (fig. 52).

Tectoniquement, le gisement se trouve dans un large synclinal irrégulier, compris entre deux anticlinaux, dont l'un (Les Planes) est faillé et déjeté vers le synclinal. Celui-ci est lui-même dédoublé par une ride anticlinale secondaire, dans l'axe de laquelle l'Areuse a établi son lit (fig. 66).

Le gisement de Val de Travers est connu depuis longtemps. Il a

(1) A. Moos : Schweiz. In ENGLER-HOEFER : *Op. cit.*, 1930.

commencé à être exploité en 1712 par des carrières à ciel ouvert, à **Bois-de-Croix**, dans l'aile Nord-Ouest du synclinal. En 1840 s'ouvraient les exploitations de **La Presta**, aujourd'hui encore en activité, d'abord par des extractions de surface, puis par des galeries. La production totale de cette mine jusqu'en 1920 a été de 1.500.000 tonnes. Dans les derniers temps l'extraction annuelle a été de l'ordre des dizaines de milliers de tonnes.

On connaît des imprégnations d'asphalte aussi en d'autres points du Jura, soit dans le Jurassique comme à **Noiraigue**, **Brenets**, **Soleure**, etc., soit dans le Néocomien comme à **Landeron**, **Bevaix**, **Saint-Aubin**, mais chaque fois en quantité insuffisante pour être exploitées. Quelquefois le produit se trouve localement accumulé dans des poches ou le long des crevasses des roches, comme dans les calcaires bajociens de **Les Epoisats**, dans le canton de Vaud.

Dans la Zone de la molasse enfin, de nombreux points sont connus où l'asphalte, la poix ou le pétrole asphalté, accompagnés parfois d'un peu de gaz, imprègnent les dépôts intéressés. L'on connaît de telles manifestations entre **Aarau** et **Soleure**, à **Courtelery** dans le canton de Berne, à **Chavornay**, **Orbe** et **Method** dans le canton de Vaud, à **Dardagny**, **Satigny**, **La Plaine**, etc., dans le canton de Genève.

Dernièrement un forage a été placé près d'Yverdon en vue de la recherche du pétrole.

Il est probable que tous ces bitumes ont la même origine que celle attribuée par GIGNOUX et MORET aux bitumes, dans la continuation de ces zones en France.

## BELGIQUE

Bien que la Belgique ne soit pas non plus un pays de pétrole, la possibilité de son existence n'y est pas encore entièrement exclue. En dehors des gaz qui accompagnent le charbon dans les gisements, les indices d'hydrocarbures liquides ne manquent pas.

Ainsi, on en a rencontré dans les régions au Sud du Plateau du Brabant, dans le Carbonifère du Bassin de Namur, dans les schistes liasiques de **Jamoigne** vers la frontière luxembourgeoise, dans le Crétacé supérieur du Bassin de Mons, etc. Les conditions géologiques où apparaissent ces indices, comme aussi les prospections et explorations faites, ont montré cependant qu'ils sont dépourvus de valeur pratique.

Plus intéressant a semblé le Bassin de la Campine, qui présente d'ailleurs quelques analogies avec la région pétrolifère du centre de l'Angleterre ou avec les régions ouest-appalachiennes de l'Amérique

du Nord (1). La zone désignée pour être explorée s'étend, aussi bien en Belgique que sur le territoire hollandais, dans le Limbourg, la région d'Anvers et dans le Brabant du Nord. Certains sondages, pratiqués dans le Limbourg hollandais (**Ratum**) et dans le Brabant septentrional (**Wœnsdrecht**) ont démontré la présence de quelques imprégnations dans les grès et les calcaires carbonifères. Il s'ensuit que le pétrole aussi pourrait être trouvé dans le Carbonifère, lequel peut être atteint à des profondeurs de 2.500-3.000 mètres. A la suite de prospections géophysiques on a décidé de faire exécuter des sondages à **Moll**. On y a rencontré, en effet, à partir de 893 mètres, des couches de charbon. Cependant jusqu'à la profondeur de 1.700 mètres, il n'a été signalé aucune trace de pétrole (2).

Les résultats des recherches entreprises jusqu'à l'heure actuelle dans différentes régions de la Belgique ont amené certains auteurs à conclure au manque de toute possibilité de l'existence du pétrole dans ce pays (3).

#### PAYS-BAS

Dans l'état actuel des connaissances, ce pays doit être également regardé seulement du point de vue des possibilités de l'existence du pétrole (4).

Ce qui a été noté plus haut relativement au Nord de la Belgique s'applique aussi à la partie méridionale des Pays-Bas. Le Bassin de la Campine s'étend en effet jusqu'au Horst de Peel, constituant l'extrémité Nord-Ouest du Massif ancien rhénan. Au delà et jusqu'à la ligne du Teutoburger Wald, se développe le Bassin de Münster, où le Carbonifère plonge sous les dépôts du Crétacé supérieur. Ce bassin s'ouvre largement à l'Ouest, vers les Pays-Bas. En territoire allemand, au Sud de Münster, les sondages effectués en vue de l'exploitation du charbon ont donné, en dehors de gaz humides riches en gazoline et souvent abondants, aussi des traces de bitumes liquides, dans le Carbonifère, le long d'anticlinaux dirigés Nord-Ouest.

Dans les Pays-Bas, un sondage placé au voisinage de la\*frontière allemande, à **Winterswijk (Corle)**, a rencontré, dans le Permien et le

(1) SYLVAIN I. PIRSON : Oil possibilities of Belgium and Belgian Congo. *Bull. Am. Ass. Pet. Geol.*, 18 (9), 1934.

W. V. WATERSCHOOT VAN DER GRACHT : Pouvons-nous espérer découvrir du pétrole et des sources de gaz naturel exploitables dans les formations paléozoïques en Europe ? *Congr. Int. Mines, Métall. et Géol. appl.*, VII<sup>e</sup> Sess., Paris, 1935; *Géol. appl.*, I, 1936.

(2) *Bohrtechniker Zeitung*, 55, 2, 1937.

(3) A. RENIER : Communication présentée au II<sup>e</sup> Congr. Mond. du Pétrole, Paris, 1937.

(4) A. BENTZ : Niederlande. In ENGLER-HOEFER : *Op. cit.*, 1930.

W. V. WATERSCHOOT VAN DER GRACHT : *Op. cit.*, 1936.

Carbonifère supérieur, plusieurs niveaux à traces de bitume. La production en est arrivée jusqu'à quelques centaines de litres d'un pétrole, à poids spécifique de 0,840, probablement originaire du Permien. C'est dans le prolongement de cette zone vers l'Ouest, que se trouveraient les suintements de pétrole de **Haarlem**, connu de longue date sous le nom d' « huile de Haarlem ».

Il n'est pas exclu que dans le Nord du pays, sur le prolongement vers l'Ouest de la zone de Hanovre, on arrive à mettre en évidence des dômes de sel et, associé éventuellement à ceux-ci, également du pétrole.

## ALLEMAGNE

Les gisements et les indices de pétrole de l'Allemagne sont localisés dans quatre régions distinctes, à savoir : le Hanovre-Brunswick, dans l'avant-pays des plis hercyniens; la Thuringe, dans les dépôts de la cuvette permo-triasique comprise entre le Harz et le Thüringerwald; la Fosse rhénane du Duché de Bade, et enfin la Zone subalpine de la Haute-Bavière (fig. 67).

Jusqu'à présent, seuls les gisements des deux premières régions se sont avérés importants; le pétrole y apparaît en connexion avec le Permien, soit avec les massifs de sel de celui-ci, qui traversent d'une manière diapire les formations mésozoïques de la grande Cuvette germanique, soit avec les mêmes dépôts, mais affectés par une tectonique plus tranquille, comme dans le bassin de Thuringe. Les deux autres régions, bien que pour le moment beaucoup moins importantes, ne sont pas dénuées d'intérêt.

On rencontre souvent, en liaison avec les gisements et les suintements de pétrole, de l'asphalte et des gaz, bien que ces produits apparaissent aussi en maints endroits indépendamment des manifestations de pétrole (1).

**Hanovre-Brunswick.** — Les principaux gisements allemands se trouvent dans la région de Hanovre. Situés à environ 30 kilomètres au Nord et à l'Est de cette ville, ils occupent en partie le golfe qui

(1) J. STOLLER : Das Vorkommen des Erdöls und seiner Verwandten in Deutschland. In ENGLER-HOEFER : *Op. cit.*, 1930.

W. WATERSCHOOT VAN DER GRACHT : Occurrence and production of petroleum in Germany. *Bull. Am. Ass. Petr. Geol.*, 16 (11), 1932.

H. STILLE and H. SCHLUTER : Natural gaz occurrence of Germany. *Ibid.*, 18 (6), 1934.

A. BENTZ : Wie ist die Erdöhlöffigkeit Deutschlands heute zu beurteilen ? *Oel und Kohle*, 11, 43, 1935.

Aufsuchung von Erdöl in Deutschland mit Reichsmitteln. *II<sup>e</sup> Congr. Mond. du Pétrole*, Paris, 1937.

s'étend entre le Harz et la crête enfouie du Flechtinger Höhenzug (fig. 68).

La *Cuvette germanique* est divisée par le *Seuil de Pompeckj* — chaîne cachée en partie en profondeur, se manifestant à la surface par la crête de *Flechtinger Höhenzug* — en deux bassins, l'un occidental et l'autre oriental. C'est dans le premier que se trouvent les gisements

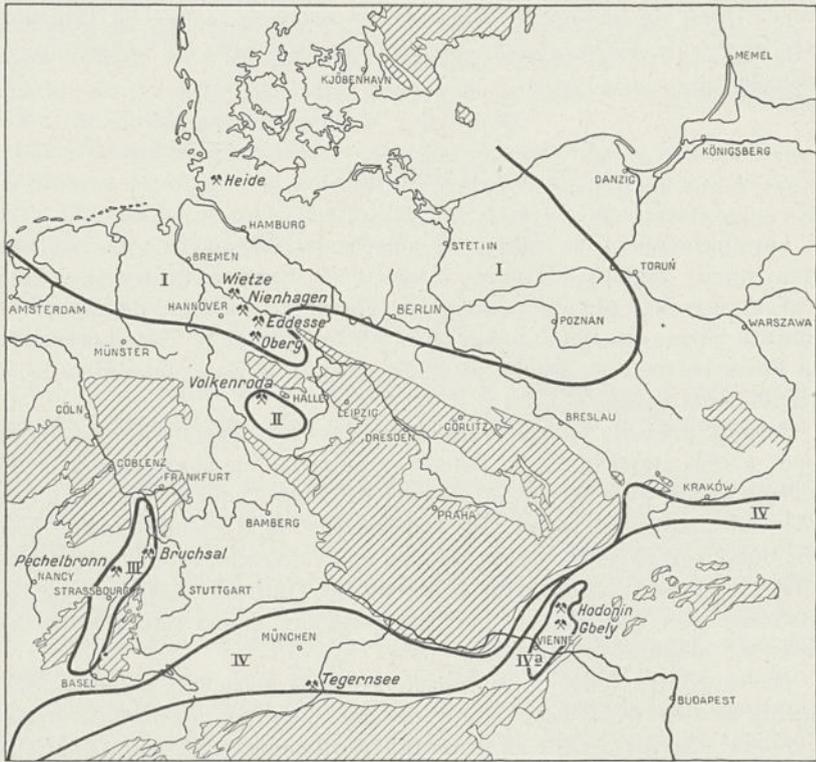


FIG. 67. — Distribution des régions pétrolifères de l'Europe centrale (d'après BENTZ).

I = Région pétrolifère de l'Allemagne septentrionale; II = Thuringe; III = Alsace; IV = Zone subalpine et subcarpatique; IVa = Bassin de Vienne.

de pétrole dont nous nous occupons, comme d'ailleurs tous les indices de bitume de la région.

Le soubassement de ce bassin est formé par le Paléozoïque hercynien jusqu'au Permien inférieur inclus, plissé et affaissé. Il supporte en discordance le Permien supérieur, formé de calcaires, de schistes et de dolomies bitumineuses, auxquels s'associent d'importants dépôts de sel gemme et de sels déliquescents. C'est avec ce terme que débute d'ailleurs le remplissage de la Cuvette germanique, comportant une

succession continue de dépôts mésozoïques et tertiaires qui totalisent une épaisseur de plus de 3.000 mètres.

Le Mésozoïque est représenté surtout par des dépôts néritiques, calcaires, marnes et schistes, associés à des formations lagunaires et

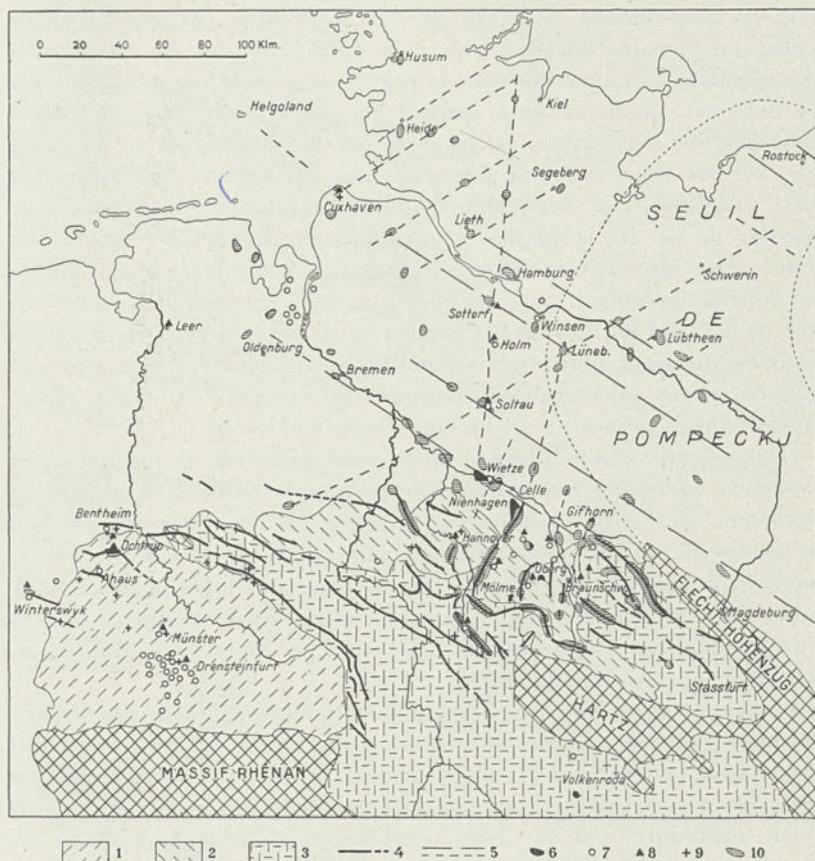


FIG. 68. — Esquisse tectonique de la région pétrolière du Nord-Ouest de l'Allemagne (d'après STILLE, SCHLÜTER et autres).

- 1 = Crétacé; 2 = Jurassique; 3 = Trias; 4 = Plis visibles; 5 = Plis cachés; 6 = Champs de pétrole et gaz; 7 = Sources de gaz; 8 = Suintements de pétrole; 9 = Asphalte; 10 = Massifs de sel.

continentales. Ces dernières peuvent arriver à prédominer, comme dans le Buntsandstein et le Keuper où ils sont subordonnés aux dépôts marins, comme dans le Malm supérieur (Purbeckien) et le Néocomien inférieur (Wealdien). Ces deux termes sont d'ailleurs séparés par une discordance. La série mésozoïque comprend tous les horizons pétrolières des champs de Hanovre, du Keuper au Wealdien inclus, comme ceux du Sénonien.

Une discordance importante sépare le Mésozoïque du Tertiaire. Celui-ci comprend dans sa partie inférieure surtout des formations marines, tandis que dans la partie supérieure prédominent les dépôts continentaux, passant vers le haut au Quaternaire.

Cette région se trouve dans l'avant-pays de la chaîne hercynienne. Elle est caractérisée du point de vue tectonique par une structure ayant une certaine analogie avec celle de la zone des plis diapirs des Précarpates de Roumanie, dans la région de grande courbure au Nord de Bucarest. Le Mésozoïque, disposé en plis à orientation parallèle à celle des plis hercyniens, est traversé par des noyaux de sel permien, tout comme les formations pliocènes des Précarpates roumaines qui sont pénétrées par des noyaux de sel aquitain. Cependant, les massifs de sel de la plaine germanique paraissent être placés aux points de croisement de ces plis à direction Nord-Ouest avec d'autres, orientés généralement vers le Nord-Est. On a remarqué en outre (1) que les massifs du Sud de Hanovre et ceux du Schleswig-Holstein ont la forme de lames allongées, tout comme en Roumanie, tandis que ceux qui sont situés entre ces deux régions sont arrondis ou ovales, rappelant plutôt les dômes de sel du Gulf Coast américain.

L'arrangement tectonique de toute cette région est le résultat d'une évolution tectonique continue, amorcée très probablement, comme en Roumanie d'ailleurs, par une structure en écaillés, préexistante dans le soubassement hercynien. Commencant à ce qu'il semble, avec le paroxysme saalien, elle s'est développée pendant toute la phase éoalpine, dans le sens de STILLE, jusqu'au paroxysme laramien, où elle s'est arrêtée. Les diapirs mésozoïques sont recouverts en discordance par le Paléogène horizontal.

Le pétrole a été trouvé seulement dans quelques-uns de ces diapirs, accumulé sur leurs flancs, au voisinage des massifs de sel, et parfois même dans leur toit. La grande majorité des plis explorés a donné des résultats négatifs. Dans ces conditions, l'hypothèse que ce pétrole serait originaire soit du Lias (*Schistes à Posidonomya*), soit du Dogger (*Couches à Polyplocus*), ainsi que les auteurs l'ont supposé, devrait laisser place à l'hypothèse bien plus plausible qu'il vient du Permien. Cette hypothèse est particulièrement appuyée par la découverte du gisement du Permien de Volkenroda.

Parmi les plis pétrolifères, les quatre suivants ont montré les accumulations les plus riches, constituant ainsi des champs pétrolifères de quelque importance (fig. 69).

**Wietze-Steinförde**, situé à 15 kilomètres à l'Ouest de Celle, à l'extrémité occidentale d'un massif de sel allongé vers l'Ouest, est le champ

(1) O. BARSCH : L'origine des dislocations des bancs de sel et la possibilité de la présence d'huile minérale. Résumé. II<sup>e</sup> Congr. Mond. du Pétrole, Paris, 1937.

le plus ancien du pays. On y connaissait, dès le XVII<sup>e</sup> siècle, des imprégnations de pétrole dans les sables quaternaires, ce qui a attiré l'attention. Les premiers forages ont été pratiqués en 1859 et l'exploitation a commencé d'ailleurs à la même époque. Depuis 1920, on a commencé l'extraction du pétrole par galeries, comme à Pechelbronn. Les tra-

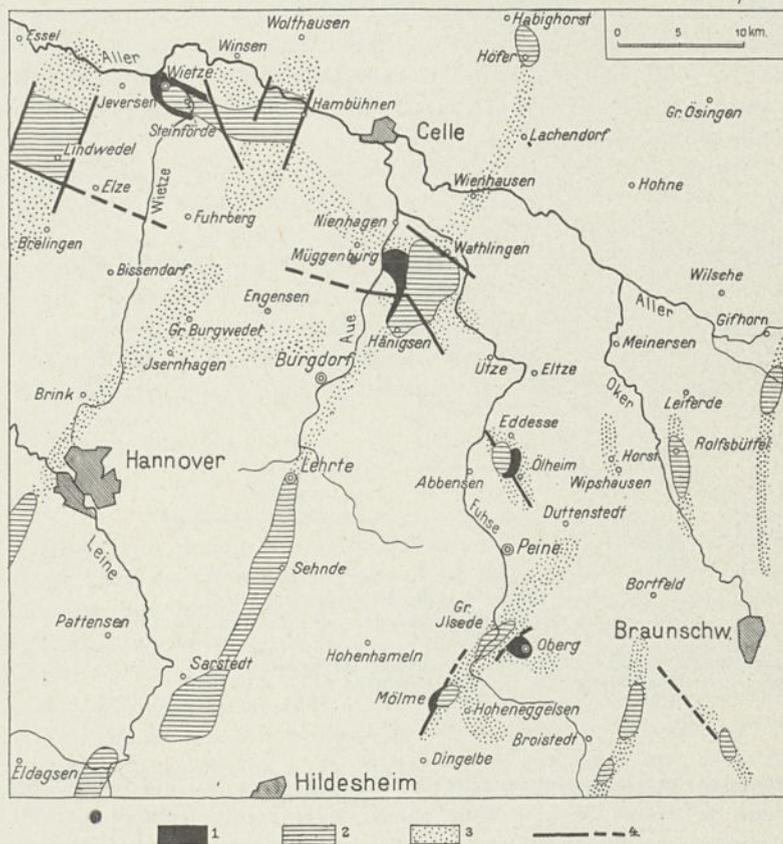


FIG. 69. — Carte schématique de la région de Hanovre-Brunswick (d'après STOLLER).

- 1 = Champs de pétrole en exploitation; 2 = Massifs de sel permien;  
3 = Zones anticlinales; 4 = Failles.

vaux effectués sont arrivés à y préciser l'existence de six horizons pétrolifères. Le plus inférieur rencontré vers 300 mètres de profondeur se trouve dans le Rhétien, où il y a le pétrole le plus léger, à poids spécifique de 0,880. Le deuxième, logé dans le Dogger supérieur, a été considéré pour un temps comme le plus riche, du fait qu'il produisait les 3/4 de la quantité totale de pétrole extrait. Deux

autres horizons se trouvent respectivement dans le Malm inférieur et le Purbeckien. Le cinquième, actuellement le plus productif, est dans le Wealdien et le sixième, dans le Sénonien. Le pétrole des horizons supérieurs est plus lourd, à poids spécifique compris entre 0,940 et 0,955.

La production de ce champ a varié, ces dernières années, autour de 50.000 tonnes annuellement, se maintenant jusqu'en 1935 un peu au-dessus (52.426 en 1932, 53.804 en 1933, 51.874 en 1934 et 50.265 en 1935), — pour descendre à 46.835 tonnes en 1936 et à 44.769 en 1937. Le maximum de production a été atteint en 1908 et 1909, avec plus de 100.000 tonnes annuelles.

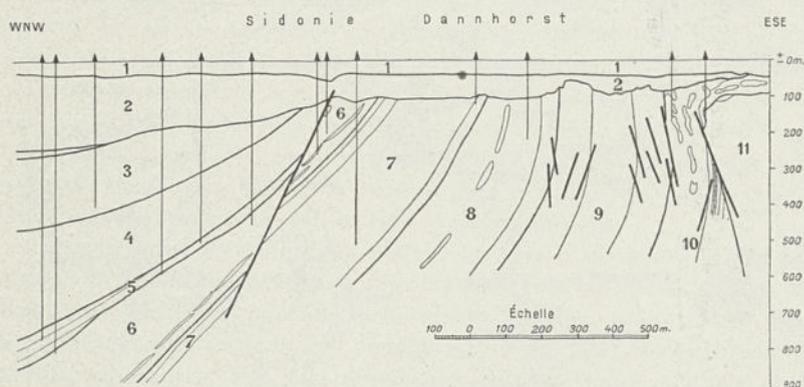


FIG. 70. — Coupe de la partie Nord du champ de Hänigsen-Nienhagen (d'après STOLLER).

- 1 = Quaternaire ; 2 = Tertiaire ; 3 = Crétacé supérieur ; 4 = Crétacé inférieur ; 5 = Wealdien-Valanginien ; 6 = Dogger et Malm inférieur ; 7 = Lias ; 8 = Keuper ; 9 = Muschelkalk ; 10 = Buntsandstein ; 11 = Zechstein.

Hänigsen-Obershagen-Nienhagen, à 20 kilomètres au Sud-Est du précédent, se trouve dans le flanc Ouest, légèrement chevauchant, d'un anticlinal à noyau de sel (fig. 34 et 70). C'est actuellement le plus productif d'Allemagne. Des manifestations superficielles y étaient connues encore avant celles du champ précédent. Le premier sondage a été pratiqué en 1861 mais, étant sans résultat, les travaux cessèrent ; ils n'y furent repris qu'en 1903. Dans la partie Sud du champ, les horizons productifs sont dans le Zechstein, le Rhétien et le Crétacé supérieur, exploités jusqu'à des profondeurs de 206 mètres. Dans le Nord, où les exploitations s'étendent actuellement, le pétrole se trouve dans le Rhétien et le Lias inférieur, un peu moins dans le Dogger, l'horizon le plus riche se trouvant dans le Valanginien. La profondeur de sondage a atteint 1.000 mètres.

Le pétrole est généralement lourd, pauvre en produits légers. Un

échantillon à poids spécifique de 0,894 à 15° C contenant 0,5 % soufre, donne à la distillation (1) :

Fraction 210° C.....	11 %
» 225° C.....	13 »
» 300° C.....	27 »

En outre, il est riche en gaz, ce qui fait que plusieurs sondes ont été éruptives. La production annuelle des dernières années s'est élevée de beaucoup au-dessus de 100.000 tonnes ; elle a atteint 110.000 en 1932, 145.000 en 1933, 240.733 en 1934, pour monter à 339.199 en 1936 et à 346.811 tonnes en 1937.

**Ölheim-Edesse**, situé à 15 kilomètres au Sud-Est du précédent, se trouve dans le flanc Est, très redressé, d'un diapir à noyau de sel. Jusque dans ces derniers temps, il est encore considéré comme le plus petit et le plus pauvre de cette région. Le pétrole, qui s'y trouve dans le Rhétien et le Dogger, est exploité par des sondes descendant actuellement jusqu'à 1.000 mètres de profondeur.

Moins lourd que celui du précédent, un pétrole d'Edesse, à poids spécifique de 0,851 et à 0,3 % de soufre, donne à la distillation :

Fraction 210° C.....	27 %
» 225° C.....	29,5 »
» 300° C.....	45,5 »

**Oberg** est le champ le plus méridional; il s'est développé seulement depuis 1920. Le principal horizon productif se trouve dans le Dogger inférieur, qui donne un pétrole léger, à 0,850 de poids spécifique et une teneur en benzine de 20 %. La production, unie à celle du précédent, est arrivée en 1932 à 51.000 tonnes, pour descendre l'année d'après à 33.000, et en 1934 à 20.000 tonnes, et cela malgré le succès de l'une des sondes, à **Hoheneggelsen-Mölme**, donnant 30 tonnes par jour. En 1935, la production s'est cependant un peu redressée, arrivant à 35.517; mais elle est redescendue, en 1936, à 23.125 tonnes et à 21.410 en 1937.

En dehors de ces gisements, des traces de pétrole et même des accumulations d'une certaine importance, ont été trouvées aussi sur d'autres lignes anticlinales. Ainsi, dans le courant de 1935 et de 1936, en dehors du gisement de **Mölme-Hoheneggelsen**, situé au Sud-Ouest de Oberg, on est arrivé à découvrir pas moins de quatre gisements, à **Gifhorn**, **Lesse-Engelstedt**, **Fallstein** et **Sottorf**. En outre on a découvert un autre à **Heide**, dans le Holstein, qui a produit au cours de 1935 plus de 10.000 tonnes. Ceci prouve que la région d'imprégnation au Nord du

(1) G. EGLOFF : Properties of representative crudes. *The Oil and Gas Journal*, 1936, n° 33, 112.

Harz et du Massif rhénan se prolonge plus loin, aussi bien à l'Ouest que vers le Nord. La trouvaille du pétrole dans le Crétacé supérieur à Heide est édifiante.

Non moins intéressants sont les indices rencontrés par certains sondages dans le *Bassin de Münster*, et aussi ceux, déjà mentionnés plus haut, dans le Permien de l'anticlinal de *Winsterwijk (Corle)* dans les Pays-Bas.

Dans la même région et en dehors des points pétrolifères indiqués, on connaît des affleurements et des gisements d'asphalte, à *Limmer, Bentheim*, etc. Il y en a aussi de gaz, surtout rencontrés dans le Bassin de Münster, près de la bordure du Massif rhénan. Leur présence est en connexion, non seulement avec le Houiller productif du tréfonds, mais il semble s'agir aussi de gaz de pétrole. Un sondage, près d'*Ascheberg*, produit depuis longtemps déjà des gaz humides à haute pression, avec une teneur importante en gazoline.

**Thuringe.** — On entend sous le nom de Bassin de Thuringe, la zone d'affaissement comprise entre le Harz et le Thüringerwald, dans laquelle — à l'occasion de l'exploitation de la mine de sel de *Volkenroda* — a été découvert un petit gisement de pétrole.

Le remplissage de ce bassin ne diffère de celui de la Cuvette germanique, que par le fait que la série des dépôts s'y arrête au Trias.

Le Permien supérieur, qui s'est révélé pétrolifère, montre la succession suivante : au-dessus du Rothliegendes, plissé et concordant avec le Houiller, repose en discordance de stratification la série du Zechstein. Elle débute par les conglomérats et les schistes bitumineux (*Kupferschiefer*) du Zechstein inférieur, surmontés par les calcaires et les dolomies à anhydrite et sel du Zechstein moyen. Ces formations passent à une alternance de dolomies et anhydrite avec du sel et des schistes bitumineux (*Stinkschiefer*) du Zechstein supérieur, qui supporte l'horizon supérieur du sel et des sels déliquescents. Suit le Trias.

Dans les environs de *Volkenroda*, au-dessous de l'horizon principal d'anhydrite, qui constitue le mur de la couche de sel et des sels déliquescents, vient l'horizon inférieur de sel, puissant de 27 à 47 mètres, et plus bas encore, l'anhydrite de base du Zechstein supérieur, épais de 8 à 20 mètres. Leur soubassement est formé par la *Dolomie principale (Hauptdolomit)* du Zechstein moyen avec une épaisseur de 34 à 64 mètres; c'est là la couche pétrolifère, surmontant à son tour encore une couche d'anhydrite et de sel (1).

La tectonique de la région, qui est d'ailleurs la même que celle du bassin entier, diffère de celle de la Cuvette germanique au Nord de la Thuringe par l'absence de diapirs à noyau de sel. Les dépôts y

(1) H. ALBRECHT : Die Erdöllagerstätte von Volkenroda (Thüringen). *Zeitschrift d. deutsch. Geol. Ges.*, 84, Berlin, 1932.

constituent des plis plus ou moins normaux, tout au plus déjetés et faillés (fig. 71).

La découverte du gisement de Volkenroda est due au hasard; elle a été faite en 1930, à l'occasion des travaux dans la mine de potasse de cette localité. Une explosion de gaz a fait placer un sondage à l'intérieur de la mine et ainsi a été mis en évidence l'horizon pétrolifère de la Dolomie principale du Zechstein moyen. Le pétrole y est un produit léger, à 25 % de benzine, accumulé dans la zone anticlinale, dans les crevasses et les vides de la couche dolomitique et associé à de notables quantités de gaz humides sous une pression jusqu'à 80 atmosphères.

Le gisement a donné au début de grands espoirs, aussi bien quant à sa propre richesse que sur la possibilité de l'existence du pétrole dans tout le Bassin de la Thuringe et même aussi en d'autres bassins similaires. Ces espoirs ne se sont pas réalisés, au moins jusqu'à

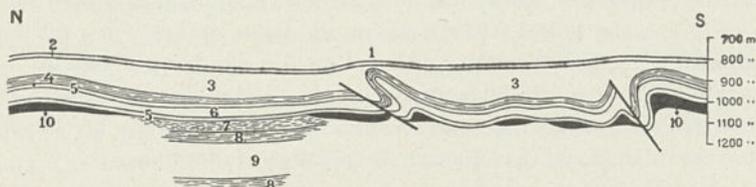


FIG. 71. — Coupe du champ de Volkenroda, Thuringe  
(d'après ALBRECHT et SIMON).

1 = Buntsandstein; 2-10 = Permien (Zechstein supérieur): 2 et 5 = Argile du sel; 3, 6 et 9 = Sel; 4 et 8 = Anhydrite; 7 = Dolomie principale (Hauptdolomit); 10 = Accumulations de pétrole et de gaz.

présent. Depuis 1931, où la production a atteint 51.399 tonnes — ce qui élevait brusquement de 80 % la production annuelle totale du pays — elle a baissé en 1932 à 15.840 tonnes, en 1933 à 5.814, en 1934, à 1.750 seulement pour tomber enfin, en 1935, à 747 tonnes.

**Région rhénane.** — Le *Fossé rhénan* se présente *a priori* comme une région intéressante, vu les résultats obtenus en Alsace dans les mêmes conditions géologiques. Les exploitations effectuées jusqu'à présent dans le Palatinat et en Hesse, en particulier à **Büchelberg**, ont effectivement prouvé l'existence du pétrole, cependant en quantités inexploitable. Une accumulation un peu plus importante a été découverte, en 1935, à **Forst**, d'où la même année on est arrivé à extraire 1.533 tonnes.

**Zone subalpine.** — En Haute-Bavière, cette zone a attiré également l'attention par quelques signes de pétrole et de gaz, dont les plus importants sont ceux de **Tegernsee**.

Dans cette région, le *Flysch* alpin, constitué par des conglomérats,

des grès, des schistes et des calcaires siliceux sénoniens et éocènes, s'appuie sur le Crétacé de la Zone helvétique, représenté par une série allant de l'Aptien au Turonien. Vers la bordure de la zone montagneuse, les deux unités viennent en contact avec la Molasse oligo-miocène de la Zone subalpine. La tectonique de détail y est assez compliquée et insuffisamment précisée. Dans tous les cas, le Flysch intensément plissé y chevauche le Crétacé helvétique et les deux semblent poussés par-dessus la Molasse.

Le pétrole y est logé dans différents horizons. Il a été rencontré ainsi dans les calcaires cénomaniens-turonien du Crétacé helvétique, comme aussi dans les conglomérats, les grès et les calcaires siliceux du Flysch. C'est en général un produit très léger, riche en benzine et paraffine, à poids spécifique de 0,731 à 0,835.

Les sondages pratiqués, qui sont parfois descendus au delà de 1.000 mètres, ont toutefois prouvé, du moins jusqu'à présent dans la région de Tegernsee, l'absence de gisements importants. La production en a été, de 1904 à 1919, à peine de 4.000 tonnes. On peut dire qu'aujourd'hui elle ne compte guère. Une des sondes y a touché une puissante assise à eau iodurée qui alimente un établissement balnéaire.

En dehors de Tegernsee, les recherches dirigées vers le Nord et aussi vers l'Est n'ont pas donné de résultats favorables.

De ce qui a été consigné jusqu'ici on peut déduire que la ressource actuelle de pétrole de l'Allemagne est représentée avant tout par les champs du Hanovre. La production du gisement de Volkenroda, en dépit des espoirs qu'elle avait donnés, a diminué rapidement durant les dernières années. Il est juste cependant de noter que cette diminution a été grandement compensée par l'augmentation de débit des gisements du Hanovre, ce qui a fait que la production annuelle du pays augmente, de 228.000 tonnes en 1931 et 238.000 tonnes en 1933, à près de 444.640 tonnes en 1936 et 453.450 tonnes en 1937 (1). La production totale de l'Allemagne jusqu'au début de 1938, s'élève à approximativement 5.228.000 tonnes. Les réserves actuelles, au commencement de 1938, seraient réduites; cependant d'intenses recherches pour la découverte de nouveaux gisements sont en cours.

#### AUTRICHE (2)

Les principaux indices en Autriche se trouvent disséminés le long de la zone miocène subalpine, ainsi que dans le Bassin intra-alpin

(1) *Bohrtechniker Zeitung*, 1937.

(2) L'incorporation de l'Autriche à l'Allemagne s'est faite pendant l'impression de cet ouvrage. C'est pourquoi les gisements d'Autriche ont été traités séparément.

de Vienne (1). D'autres sont connus dans le Miocène du Golfe de Gratz, et également dans la zone alpine, en connexion avec certaines formations mésozoïques et tertiaires de la bordure du Flysch. Cependant, de par leurs caractères et leur mode de présentation, ces derniers n'ont pas réveillé le même intérêt que ceux cités en premier lieu.

**Zone subalpine.** — La zone de la Molasse subalpine de Bavière se prolonge vers l'Est en territoire autrichien, où elle se rétrécit graduellement, coincée entre le rebord du Massif bohémien et la bordure du Flysch alpin, jusqu'à ce qu'elle passe dans le Bassin extra-alpin de Vienne, où elle s'élargit à nouveau (fig. 67).

Chevauchée à sa bordure interne par le Flysch, s'appuyant par sa bordure externe sur le Cristallin du Massif bohémien, cette zone est constituée par un paquet de couches de plus de 1.600 mètres d'épaisseur, débutant par l'Aquitaniens et finissant au Tortonien. L'Aquitaniens est une formation marine ou saumâtre, ayant à la base un important horizon de sable (*Sable de Linz*); le Burdigalien (*Schlier*), puissant de plus de 1.200 mètres, est formé presque entièrement d'argiles et de marnes, associées à des sables fins et des schistes bitumineux à la base; l'Helvétien (*Couches de Grund*) comprend des sables, graviers et argiles, tandis que le Tortonien est surtout calcaire (*Calcaires de Leitha*).

Ces dépôts sont affectés, du côté du Massif bohémien, par des plis légers qui deviennent de plus en plus serrés vers l'intérieur.

Parmi les indices signalés dans cette zone, le plus intéressant est celui de **Taufkirchen**, en Haute-Autriche, où le produit imprègne les sables aquitaniens. Durant la grande guerre, on a extrait d'une profondeur de 120 mètres environ 150 tonnes d'un pétrole lourd, à poids spécifique de 0,978. D'autres horizons inférieurs (jusqu'à 214 mètres de profondeur) se sont montrés faiblement productifs, en faisant toutefois monter la production totale de la région à 180 tonnes. Les sondages qui y ont été pratiqués, comme en d'autres localités du voisinage, n'ont rencontré que des traces ou de faibles quantités de pétrole.

En revanche, à **Wets**, au Sud-Ouest de Linz, on connaît depuis plusieurs dizaines d'années, répartie dans plusieurs horizons, une importante accumulation de gaz dont certains sous une pression et avec un débit assez élevés. Ainsi, en 1894, une sonde a fait éruption, en arrivant à une production de 600.000 mètres cubes par jour.

(1) H. VETTERS : Erdöl und Erdgas in Oesterreich. *Bohrtechn. Zeitung*, 54 (12), 1936.

H. VETTERS und L. WAAGEN : Erdölerschliessung in Oesterreich und ihre geologischen Grundlagen. Erschlossene und Hoffnungsgebiete. *II<sup>e</sup> Congr. Mond. du Pétrole*, Paris, 1937.

La production totale de cette région s'est chiffrée à 90 millions de mètres cubes.

Des accumulations moins importantes ont été trouvées aussi en d'autres localités dans le Schlier aussi bien que dans le Flysch. Un forage dans cette dernière formation a rencontré, à **Kierling** près de Vienne et à 60 mètres de profondeur, un pétrole léger et paraffineux.

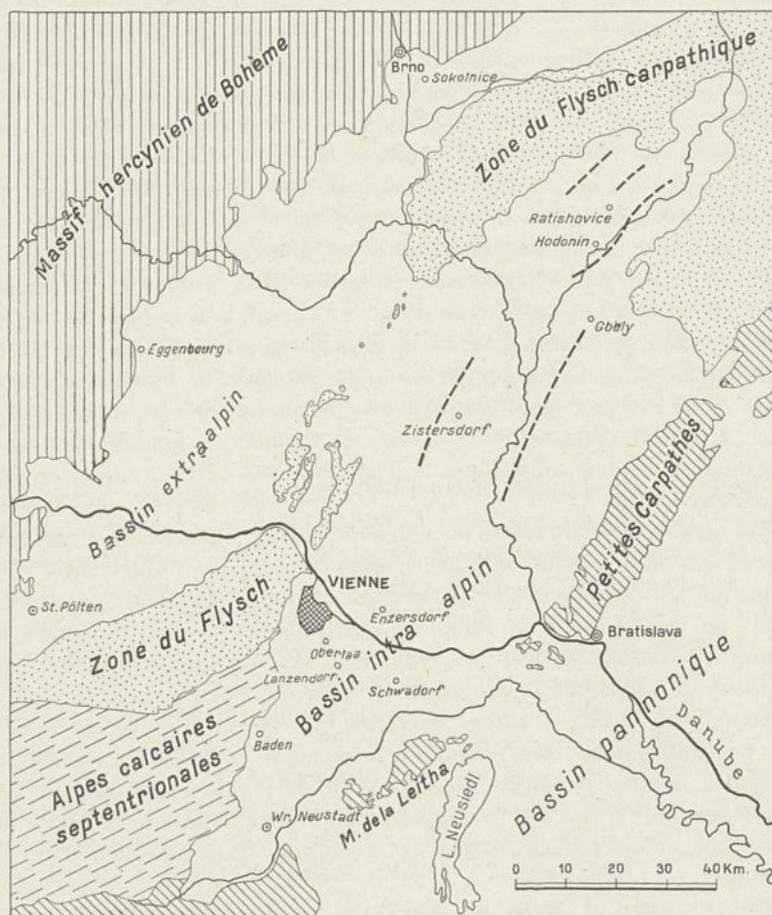


FIG. 72. — Carte géologique schématique du Bassin de Vienne (d'après divers auteurs).

**Bassin de Vienne.** — Le Bassin intra-alpin de Vienne comprend une série de couches d'une épaisseur d'environ 2.500 mètres, depuis le Burdigalien (*Schlier*) jusque dans le Pliocène supérieur. En dehors des régions bordières, ses dépôts consistent en marnes et argiles (*Tegel*), qui alternent souvent avec des sables. Ces formations sont

disposées en dômes surbaissés et brachyantoclinaux, parfois recoupés de failles peu importantes, formes tectoniques qui se greffent sur des accidents plus accentués du tréfonds formé par du Flysch.

Le Bassin de Vienne est l'espoir de l'Autriche en ce qui concerne le pétrole. C'est dans cette région que se trouve à **Zistersdorf**, au Nord du Danube, le champ pétrolifère en exploitation du pays (fig. 72). Les dépôts néogènes y forment un large dôme faillé, pourvu de bombements secondaires, qu'on a reconnu être pétrolifère sur une longueur de 4 kilomètres environ et sur 1 kilomètre de largeur. L'étage productif est le Sarmatien. On y a constaté, sur une épaisseur d'environ 370 mètres, pas moins de 10 horizons pétrolifères, dont les sept premiers imprégnés par un pétrole lourd, asphalté et les trois derniers par un pétrole moins lourd et paraffineux. Voici, d'ailleurs, les résultats des analyses de trois échantillons (1) :

	<i>Gosting</i>	<i>Baumgarten</i>	<i>Urmansau</i>
Densité à 15° C.....	0,945	0,899	0,900
Soufre .....	0,36 %	0,35 %	0,69 %
Paraffine .....	0,20 »	2,8 »	1,3 »
Rendements de distillation :			
Essence .....	—	—	4 %
Lampant .....	11,5 %	22 %	29,5 »
Gasoil .....	21,5 »	18,5 »	21 »
Résidu .....	67 »	59,5 »	45,5 »

Les horizons productifs sont touchés, suivant les points, à des profondeurs de 850 à 1.280 mètres.

Après quelques sondages à résultats plutôt incertains, une sonde a été frappée en 1932 avec un débit de 20 tonnes par jour et, une autre, frappée en 1934, a eu dans les premiers jours une production d'environ 30 tonnes. Une troisième est arrivée à un débit journalier de 30 à 40 tonnes. De cette manière la production de ce champ, de 120 tonnes en 1932 et 856 en 1933, passait en 1935 à 6.616 tonnes et en 1936 à 7.470 tonnes (2). Les sondes forées ultérieurement ont de beaucoup augmenté cette production. Une d'entre elles, au début de 1937, a produit par éruption libre jusqu'à 480 tonnes par jour, arrivant à assurer par éruption captée un débit journalier de 40 à 50 tonnes.

Le Flysch du tréfonds est également pétrolifère. Cependant en dehors de quelques faibles accumulations le long de failles, on n'y a rencontré qu'une seule couche imprégnée. Le pétrole du Flysch est léger et paraffineux, contenant jusqu'à 10 % d'essence.

(1) G. EGLOFF : Properties of Czechoslovakian, Austrian and Egyptian Oils. *The Oil and Gas Journal*, 1937, n° 40, 55.

(2) M. STRINTZ und J. KOSTLER : Erdölwirtschaft in Österreich. II<sup>e</sup> Congr. Mond. du Pétrole, Paris, 1937.

Quant à l'origine du pétrole de ce champ, elle doit être cherchée incontestablement dans le Flysch.

Les gaz sont de longue date connus dans le Bassin de Vienne, apparaissant souvent dans les sondages en vue de la recherche de l'eau ou des charbons. Ils ont été rencontrés depuis le Pontien, jusque dans le Tortonien (*Badener Tegel*), les plus riches accumulations étant dans ce dernier. Les sondes emplantées sur des dômes ont eu des éruptions violentes et à débits abondants, comme à **Oberlaa, Enzersdorf, Schwadorf, Lanzendorf**, etc., dans les environs de la ville de Vienne.

L'Autriche apparaît dans les statistiques avec une production en 1935 de 6.616, et en 1936 de 7.470 tonnes de pétrole, provenant exclusivement de la région de Zistersdorf. Depuis, la production a sensiblement augmenté pour atteindre 33.000 tonnes en 1937. La production de gaz en 1936 a été d'environ 95.000 mètres cubes. En ce qui concerne les réserves de pétrole, on comptait au début de 1938 sur 950.000 tonnes.

#### ITALIE

Les manifestations de l'existence des bitumes sont assez nombreuses et répandues en territoire italien (1). Abstraction faite de certains affleurements d'asphalte ou de schistes bitumineux rencontrés aussi bien dans les Alpes que dans l'Apennin, les régions à pétrole, gaz et asphalte, qui se sont imposées à l'attention des chercheurs, sont cantonnées dans la zone de l'Apennin. La plus septentrionale et qui ait éveillé en même temps le plus d'intérêt, est celle de l'Emilie. Suivent vers le Sud, les régions de Valle del Pescara et Valle Latina, en Italie moyenne, la région de Basilicata et de Calabre, dans le Sud de la péninsule, et enfin, la Sicile. En dehors de Valle Latina et de certaines manifestations de Toscane, localisées sur le versant interne, occidental, de la chaîne, toutes les autres régions se trouvent sur son versant externe (fig. 73).

**Emilie.** — L'Apennin d'Emilie a fait l'objet des recherches les plus assidues pour le pétrole. Aussi, un regard sur sa constitution géologique, actuellement bien connue, nous donnera une idée des caractères des régions pétrolifères de la chaîne.

D'après les dernières références (2), la géologie du versant externe de l'Apennin septentrional présente de très fortes analogies avec celle

(1) W. SALOMON-CALVI : Italien. In ENGLER-HOEFER : *Op. cit.*, 1930.

(2) L. WAAGEN : Die Erdölgebiete Oberitaliens. *Bohrtechn. Zeitung*, 54 (1), 1936.

D. M. PREDA : Observations sur la région pétrolifère du Nord de l'Italie. *C. R. des Séances Inst. Geol. Rom.* XXI, Bucarest, 1937.

de la Zone marginale du Flysch des Carpates orientales roumaines, et cela surtout en ce qui concerne la stratigraphie.

La formation des *Argile scagliose*, attribuée généralement au Crétacé supérieur, ressemble parfois jusqu'à l'identité au Sénonien du Flysch carpatique. Il n'est pas exclu cependant qu'elle comprenne

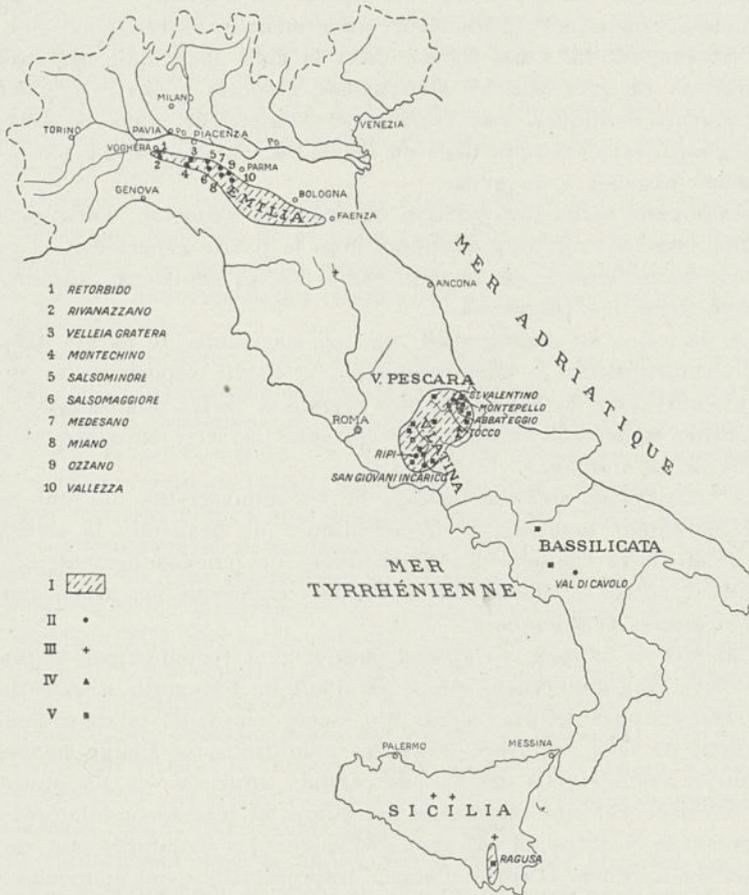


FIG. 73. — *Distribution des bitumes en Italie (d'après CAMERANA).*

I = Régions à pétrole et à asphalte; II = Sondages; III = Suintements de pétrole et volcans de boue; IV = Sources de gaz; V = Mines d'asphalte.

aussi une partie du Paléogène. Formée, comme ce dernier, par un complexe marno-schisteux, associé à des grès calcaires à hiéroglyphes et Fucoides, elle passe vers l'intérieur de la chaîne à des marnes rouges. Mais à la base on trouve aussi des formations plus anciennes, sous forme de lambeaux tectoniques, comportant des radiolarites, des calcaires jurassiques-néocomiens, des ophiolithes, etc. Il y a passage

graduel des Argiles scagliose à l'Eocène. Tout comme dans les Carpatés, celui-ci est en général schisteux et argileux, avec grès et marnes subordonnés dans la zone de bordure, tandis que vers l'intérieur, il devient entièrement gréseux en constituant ce qu'on appelle le *Macigno*. Par sa position stratigraphique et par son faciès, ce *Macigno* serait donc le correspondant du « Grès de Tarcău » des Carpatés orientales roumaines. L'Oligocène, légèrement transgressif par rapport à l'Eocène, est lui aussi formé, dans la zone marginale, de marnes et surtout de grès sableux blanchâtres, associés à des conglomérats à éléments exotiques. Par contre, vers l'intérieur, dans la zone du *Macigno*, il est développé sous un faciès de schistes noirs-bruns, bitumineux, associés à du gypse.

Toute cette série, souvent très décapée par l'érosion, constitue une nappe, charriée sur un autochtone dont la partie supérieure, la seule visible actuellement, est formée par le faciès schisteux, bitumineux et gypsifère de l'Oligocène.

Le Miocène est transgressif sur cet ensemble. Il paraît débiter par le Burdigalien et comprend dans sa partie supérieure le Messinien, équivalent du Sarmatien des régions à faciès ponto-caspien. Le Pliocène, également transgressif, continue la série sans lacune aux pieds de la montagne.

Le paroxysme anté-burdigalien et les mouvements qui ont suivi ultérieurement sont arrivés à compliquer de beaucoup la structure de détail de la chaîne, en y déterminant des chevauchements secondaires et autres accidents. De là, l'aspect chaotique des affleurements des « argiles écailleuses ».

Les plis de la zone marginale, obliquement recoupés par la Plaine du Pô, le long d'une dislocation marginale de l'Apennin, disparaissent en relai sous les dépôts récents. En même temps, ils se simplifient et perdent de leur intensité. Dans ces conditions, la Plaine padouane apparaît comme une marche descendue, affaissée, de l'Apennin et caractérisée par une tectonique en dômes et légères ondulations qui affectent le Néogène, et qui sont greffés sur des structures plus accentuées du tréfonds. D'après d'autres interprétations, au contraire, elle se caractériserait par une stratigraphie de détail propre et par une tectonique bien plus vive du Miocène, qui émergerait sous forme de bombements, au sein du manteau pliocène discordant (1).

Ce plan général de structure de l'Apennin en Emilie se continue plus au Sud aussi, au moins jusque dans les Abruzzes.

La zone marginale de l'Apennin du Nord, à partir de Pavie et

(1) M. ANELLI : Notice sur les résultats géologiques obtenus par l'exploration de la Vallée du Pô. *Congr. Int. Mines, Métall. et Géol. appl.*, VII<sup>e</sup> Sess., Paris, 1935; *Géol. appl.*, I, 1936.

M. GORTANI : Problemi aperti alla ricerca di petrolio in Italia. Roma, 1937-xv. Communication présentée au II<sup>e</sup> Congr. Mond. du Pétrole, Paris, 1937.

jusqu'au delà de Bologne, vers Faenza, sur une longueur de 225 kilomètres et une largeur de 16 à 20 kilomètres, constitue la région pétrolifère de l'Emilie. Elle comprend plus de 200 points ayant montré des indices de bitumes liquides et gazeux, apparaissant dans presque toutes les subdivisions de la série, jusqu'au Pliocène. Des sources salées, iodurées ou sulfureuses, des salses, etc., les accompagnent, localisées surtout dans la zone de bordure de la montagne. Ces manifestations sont connues depuis la plus haute antiquité. L'une des plus célèbres émanations de gaz, est celle de **Velleia**, où se trouvait un temple de la déesse Vesta. Les sondages pratiqués dans la plaine ont montré des indices jusque vers Ferrara, en liaison avec des plis à caractère diapir.

Des explorations et des tentatives d'exploitation ont été entreprises en différentes localités de la zone apennine, mais sans conduire à la découverte de gisements importants. Nous mentionnons, parmi ceux qui ont donné quelques résultats et dans l'ordre de leur importance, les suivants :

Il convient de citer tout d'abord la région de **Montechino-Velleia-Gratera**, située au Sud de Piacenza, qui a donné un pétrole de très bonne qualité, provenant de l'Eocène, à des profondeurs comprises entre 500 et 1.400 mètres. Le gisement de Montechino, considéré comme le plus riche de l'Italie, n'a jamais dépassé 7.000 tonnes de production annuelle, chiffre atteint seulement en 1907. La région de **Vallezza, Salsomaggiore et Salsominore**, à l'Est de la précédente, est notée aussi parmi les plus intéressantes; ici, on avait enregistré déjà une éruption de 3.750 kilogrammes en vingt-quatre heures, lorsque, tout récemment (1937), une sonde près Salsomaggiore a eu, à la profondeur de 280 mètres, une éruption de 4.000 litres. Au Sud-Ouest de Parme se trouvent les localités de **Vallezza**, avec un pétrole léger de 0,735 de poids spécifique, **Medesano-Miano-Ozzano**, etc., où le pétrole a été trouvé dans l'Eocène et dans le Miocène. Enfin, au Sud de Voghera, à l'extrémité Nord-Ouest des champs émiliens, se trouve la région de **Retorbido-Rivanazzano**, moins intéressante jusqu'à présent.

Les explorations dans la plaine, qui n'ont donné jusqu'ici que des résultats pratiquement négatifs, se placent en continuation des précédentes.

On a beaucoup discuté sur l'origine du pétrole de l'Apennin émilien, certains auteurs le mettant en liaison avec les argiles écaillées, d'autres le faisant venir des profondeurs.

Il est fort probable qu'il est originaire de l'Oligocène autochtone, qui, à l'encontre de celui de la nappe, revêt le faciès pétrolifère.

**Pescara.** — Bien que la constitution géologique de Valle del Pescara ne diffère pas notablement de celle de la région précédente, elle est

cependant bien moins intéressante du point de vue pratique. Il est juste de reconnaître que les indices de pétrole et d'asphalte n'y sont pas rares; toutefois, on n'y a trouvé encore nulle part des gisements exploitables. Parmi les points explorés, c'est seulement à **Tocco da Casauria** que l'on ait trouvé un peu de pétrole, dans les calcaires miocènes; mais le maximum qu'on ait pu en extraire n'a été que de 700 tonnes annuellement. En revanche, à **St. Valentino**, à **Abbateggio**, à **Montepello**, etc., il y a des gisements d'asphalte dans les calcaires et les dolomies éocènes et miocènes. La production d'asphalte de cette région vient immédiatement après celle de la Sicile.

Il est probable que le pétrole de Pescara ait la même origine que celui de l'Emilie.

Des traces de bitumes accompagnent en de nombreux endroits les volcans de boue et les eaux salées, dont la distribution s'étend vers le Nord jusqu'au delà d'Ancône, mais sans montrer jusqu'à présent que la région pourrait avoir une importance pratique.

**Valle Latina.** — D'un intérêt plus particulier est la Valle Latina. Cette région intéresse un fossé récent, situé à l'Est des Monti Lepini; elle est dirigée Nord-Ouest - Sud-Est, à cheval sur la Campagne et la province de Rome. Le remplissage du fossé est formé surtout de dépôts marno-gréseux miocènes, disposés en transgression sur le Crétacé des Monti Ernici à l'Est et légèrement chevauchés du côté Ouest par les formations des Monti Lepini.

En dehors d'asphalte et de gaz, la région se caractérise par la présence d'un pétrole lourd, à poids spécifique de 0,880 à 1,020 et une teneur en soufre jusqu'à 3,5 %. Les principales régions où l'on a fait des explorations sont **Ripi** dans la province de Rome et **San Giovanni Incarico** dans la province de Caserta, où les sondages sont descendus jusqu'au delà de 800 mètres. Le pétrole a été rencontré à des niveaux différents du Miocène, mais en faibles quantités, de sorte que la production annuelle de la région entière n'a jamais dépassé l'ordre des centaines de tonnes. Toutefois, la Valle Latina a toujours compté comme la deuxième région pétrolifère de l'Italie.

Toujours sur le même versant de l'Apennin mais plus loin vers le Nord, en Toscane, on connaît de nombreuses émanations de gaz mais sans une valeur pratique.

**Basilicata et Calabre.** — Dans l'Italie méridionale, les traces de bitumes sont aussi fréquentes tout le long de la chaîne apennine jusqu'en Calabre; mais les plus intéressantes ont paru être celles de la province de Basilicata. Presque toutes les venues de pétrole, gaz, poix, etc., signalées ici, sont en liaison avec les argiles écailleuses, dans lesquelles se trouvent d'ailleurs aussi des intercalations de schistes

bitumineux. On a cependant des indices de pétrole aussi dans l'Eocène. Parmi les localités intéressantes, on cite celles de **Val di Cavolo** et **San Paolo**. Les puits et les sondages exécutés dans cette région n'ont pas eu cependant des résultats bien encourageants.

Dernièrement on a dirigé des recherches dans la région de plaine comprise entre la Chaîne apennine d'un côté et le Gargano et les Murge de l'autre, c'est-à-dire dans la *Fosse bradanique*, telle qu'on l'appelle (1).

En Calabre, on vient de découvrir, dans la province de Catanzaro à **S. Nicola dell'Alto**, des suintements de bitumes au contact des schistes argileux charbonneux anciens, probablement paléozoïques, et des argiles et conglomérats oligocènes ou miocènes inférieurs (2). Les premières fouilles ont fait recueillir un pétrole de 0,851 poids spécifique, pauvre en fractions légères. Les recherches sont en cours.

**Sicile.** — En dehors de certaines émanations de gaz et d'affleurements de schistes bitumineux intercalés soit dans le Miocène, soit dans les argiles écailleuses, on connaît aussi de nombreux suintements de pétrole, répandus en différents points de l'île. Quelques-uns ont déterminé des explorations et même des essais d'exploitation par des puits à main et par des sondages parfois poussés au delà de 400 mètres. Dans le Miocène et l'Eocène, les quantités de pétrole trouvées ont été faibles. Il s'agit habituellement d'un produit lourd, asphalté, d'un poids spécifique dépassant 0,900, associé à un peu de gaz et d'eaux salées. On n'y a point encore trouvé des gisements exploitables.

Le seul produit bitumineux à importance économique, en Sicile, est l'asphalte. Il imprègne, en proportion moyenne de 10 %, certains calcaires du Miocène moyen de la région de **Ragusa**, en y constituant des gisements exploitables. C'est ici la principale ressource en asphalte de l'Italie, avec une production annuelle de calcaires asphaltés de l'ordre des centaines de millions de tonnes.

Bien que les statistiques inscrivent, dès 1860, l'Italie parmi les pays producteurs de pétrole, sa production a été toujours faible. Il n'y a que durant les dernières années qu'elle soit arrivée à un chiffre un peu plus élevé, atteignant son maximum annuel en 1932, avec 26.800 tonnes. Cette production a diminué cependant à 15.977 tonnes en 1935 et à 16.106 en 1936, la plupart provenant de l'Emilie. La production de gaz de la même année a été de 13.047.630 mètres cubes. La quantité totale de pétrole produit par le pays jusqu'à la fin de 1936, est d'environ 331.000 tonnes. Les réserves ne sont pas connues.

(1) C. MIGLIORINI : Cenni sullo studio e sulla prospezione petrolifera di una zona dell'Italia meridionale. Roma, 1937-xv. Communication présentée au II<sup>e</sup> Congr. Mond. du Pétrole, Paris, 1937.

(2) C. CREMA e L. TESTA: Su alcune manifestazioni petrolifere in territorio di S. Nicola dell'Alto (Catanzaro). *Boll. Soc. Geol. Italiana*, LVI, 1937-xv.

## YUGOSLAVIE

Les plus nombreux et intéressants indices en territoire yougoslave sont localisés dans le bassin croato-slavon, compris entre la Save et la Drave (fig. 74). A côté de pétrole, peu important, on y a trouvé surtout du gaz, parfois en quantités exploitables (1).

Les plis préburdigaliens des Dinarides s'ennoyent dans cette zone

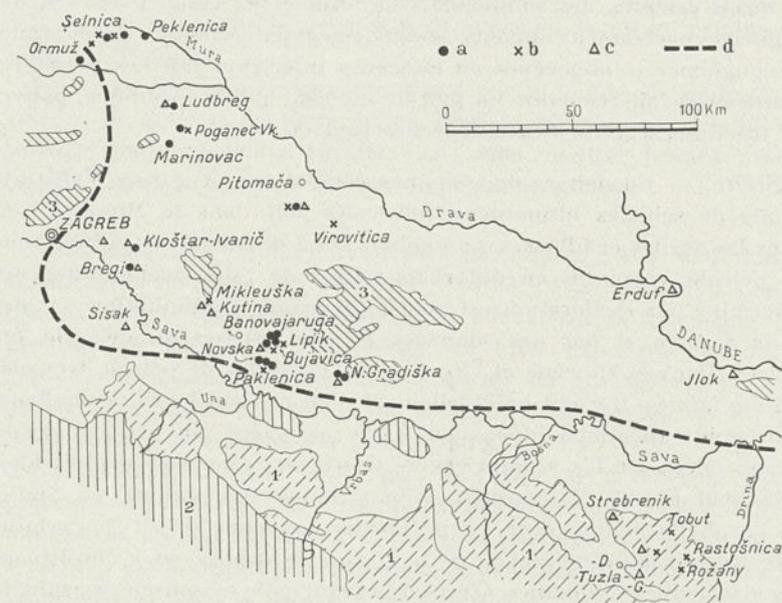


FIG. 74. — Carte schématique de la région à bitumes du Nord-Ouest de la Yougoslavie (d'après SOMMERMEIER).

a = Forages; b = Suintements de pétrole; c = Sources de gaz; d = Limite entre le Bassin néogène croato-slavon et la Zone du Flysch.  
1 = Flysch des Dinarides; 2 = Mésozoïque de la même zone; 3 = Îlots anténéogènes.

sous la couverture néogène du bassin, qui commence avec le Burdigalien et va jusqu'au Pliocène supérieur. Ces plis se manifestent à la surface, par endroits sur des étendues variables, où ils trahissent leur existence par la courbure locale et même par le plissement de la couverture.

Certains anticlinaux et dômes ont attiré l'attention par quelques suintements de bitumes fluides. Les sondages, descendus parfois

(1) L. SOMMERMEIER : Erdölgeologie von Jugoslavien. In ENGLER-HOEFFER : *Op. cit.*, 1930.

jusqu'au delà de 800 mètres de profondeur, ont rencontré en effet du pétrole et du gaz à différents niveaux, dans le Dacien (*Couches à Paludines*) et le Pontien (*Couches à Valenciennesia*). L'origine doit en être cherchée parmi les formations plissées préburdigaliennes du tréfonds. La production est faible. Quelques sondes forées dans certains dômes, ont donné jusqu'à 1.000 tonnes de pétrole. La plupart n'ont eu cependant qu'un débit insignifiant. En revanche les gaz se trouvent parfois en quantités exploitables.

Les anticlinaux et les dômes pétrolifères et gazéifères du bassin croato-slavon sont groupés en deux zones, à savoir : la *Zone de la Drave*, au Nord-Est de Zagreb, dans la région de confluent de la Mur avec la Drave, ayant comme champ plus important l'*Ile de la Mur*, et la *Zone de la Save*, au Sud-Est de Zagreb, où se trouve entre autres le dôme de gaz bien connu de **Bujavica**, avec deux horizons productifs dans les Couches à Valenciennesia. La production annuelle de ce dôme a été en constante augmentation, atteignant en 1932 près de 5.000.000 de mètres cubes de gaz et 1.500 tonnes de pétrole.

Des manifestations analogues, mais d'un moindre intérêt, se rencontrent également dans la Zone du Flysch du Nord de la Bosnie. Les explorations en certains endroits (**Rozany**, **Rastosnica**, **Tuzla**, etc.) avaient obtenu de 30 à 40.000 litres de pétrole, de profondeurs relativement faibles; quant à **Pozarnica**, on aurait touché dernièrement, à la profondeur de 400 mètres, une couche à pétrole et gaz sous forte tension, produisant par éruption 1.000 kilos de pétrole par jour. Aux environs de **Kakany**, les sondages effectués durant les quatre dernières années auraient produit plus de 6.000 litres de pétrole, provenant de calcaires et de marnes lacustres.

Dans le Sud-Est du Monténégro, il existe aussi des indices, en liaison avec des formations d'âge triasique. Les Couches de Werfen de la Zone dinarique seraient développées sous un faciès pétrolifère et c'est à elles que l'on devrait la bituminisation des calcaires de la région côtière du Karst de la Dalmatie et du Sud de l'Herzégovine. L'asphalte y imprègne les calcaires du Crétacé supérieur et du Nummulitique et forme en certains endroits des gisements exploitables.

Enfin, des indices de pétrole, associés à des schistes bitumineux et à des calcaires asphaltés, se trouvent également dans le Sud de l'ancien royaume, dans la vallée de la Morava (région de **Vranje**). La teneur en asphalte de certains calcaires va jusqu'à 15 %.

## ALBANIE

La présence des bitumes en Albanie est connue depuis l'antiquité. On en trouve des indices en divers points, sur une zone d'une largeur moyenne d'environ 60 kilomètres s'étendant vers le Sud le long de la côte, depuis les environs du lac de Scutari (Shkodra) jusqu'au delà de Valona (Vlora) et Argirocastro (1).

Géologiquement, cette zone est constituée par un puissant paquet de dépôts, commençant par le Trias supérieur et allant jusqu'au Pliocène compris. Une discordance prononcée sépare une série supérieure, néogène, par rapport à une autre, inférieure, faite par des calcaires mésozoïques et du Flysch paléogène. Des plis plus ou moins réguliers, affectés de cassures et de chevauchements, sillonnent en direction subméridienne toute cette région. C'est la zone autochtone des auteurs.

A l'Est, elle prend contact avec une autre zone d'une constitution plus compliquée et à tectonique plus mouvementée, caractérisée par des écailles et des nappes poussées vers l'Ouest. On y a distingué quatre grandes unités tectoniques, qui d'ailleurs n'offrent pas d'intérêt au point de vue pétrole (fig. 75 et 76) (2).

Les indices qui ont spécialement attiré l'attention et conduit à des explorations sérieuses sont compris entre la vallée de Shkumbi et le Golfe de Valona.

Dans cette région, l'asphalte est depuis longtemps en exploitation dans les environs de **Selenizza**, sur la Vojussa, au Nord-Est de Valona. Il se trouve en lentilles, amas, blocs, etc., dans les sables, les grès et surtout les argiles pliocènes. La production annuelle du gisement, qui à un moment donné s'est élevée à 7.000 tonnes, est de quelques milliers de tonnes de matériel brut.

On trouve des imprégnations d'asphalte, accompagnées de pétrole et d'émanations de gaz, salses, etc., aussi au Nord de Berat, dans la région de **Devoli**, à **Pahtos**, **Drashovica**, **Rezulani**, **Romzi**, etc.

Les premières explorations en vue du pétrole datent d'après la guerre, d'abord dans la région Drashovica à l'Est de Valona. On a réussi à y trouver, à 100 mètres de profondeur dans le Paléogène, plusieurs couches pétrolifères, avec une production d'environ trois tonnes par jour.

La région de Pahtos, ultérieurement explorée, s'est montrée, au

(1) E. NOWACK : Albanien und Griechenland. In ENGLER-HOEFER : *Op. cit.*, 1930.

(2) *Petroleum Zeitschr.*, 1936, 12.

L. MADDALENA e S. ZUBER : Sulla geologia dei petroli albanesi, Roma, 1937-xv.

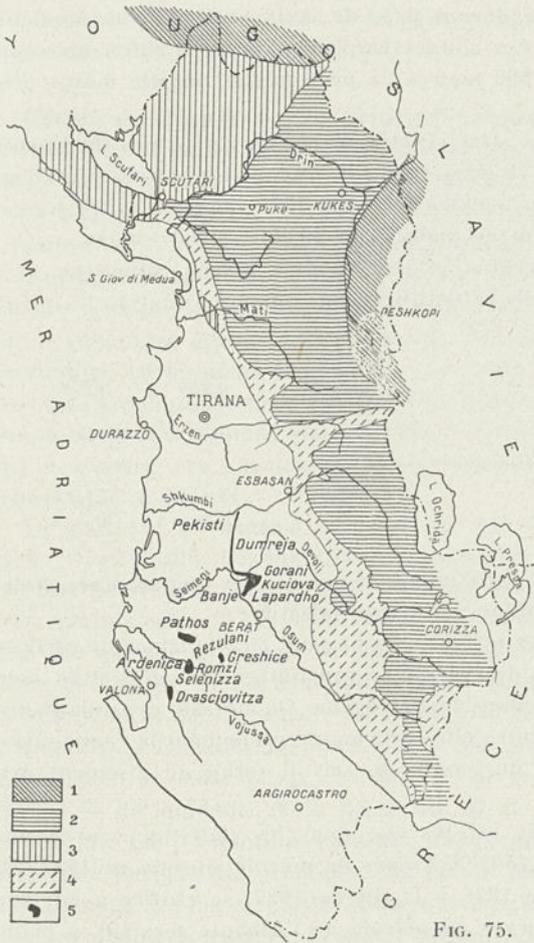


FIG. 75.

FIG. 75. — Esquisse tectonique de l'Albanie, avec distribution des bitumes (d'après S. ZUBER).

- 1 = Zone Char-Dagh-Durmitor ; 2 = Nappe albanaise ; 3 = Nappe des Alpes albanaïses et Cukali ; 4 = Zone du Flysch ; 5 = Autochtone à imprégnations de pétrole.

FIG. 76. — Coupe géologique à travers l'Albanie centrale (d'après S. ZUBER).

- 1 = Pliocène ; 2 = Miocène supérieur ; 3 = Molasse du Miocène moyen ; 4 = Schlier ; 5 = Oligocène ; 6 = Eocène ; 7 = Eocène inférieur (calcaire) ; 8 = Crétacé (calcaire à Rudistes) ; 9 et 10 = Flysch ; 11 = Nappe albanaise.

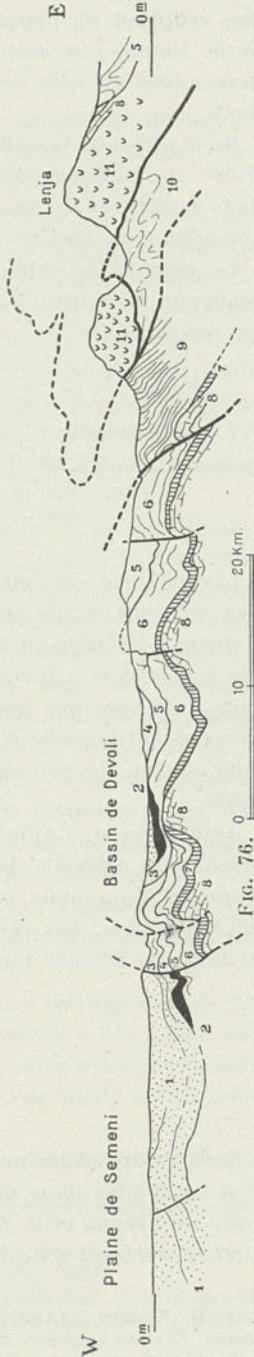


FIG. 76.

début, plus productive. La première sonde de 273 mètres a donné une éruption de pétrole durant près de deux années, avec un débit de 60 tonnes par jour. Les sondes emplantées dans la suite, bien que descendues au delà de 900 mètres de profondeur, ont été moins productives.

Bien plus intéressante s'est révélée la région du bassin de Devoli, située au confluent des rivières Osum et Devoli. Le pétrole y est logé dans le Miocène. On en a extrait depuis 1932, environ 2.500 tonnes annuellement, chiffre qui est monté, en 1936, à 5.000 tonnes.

Le pétrole de cette région est un produit lourd, asphalté et a beaucoup de soufre. Trois échantillons ont offert à l'analyse les résultats suivants (1) :

Densité à 15° C.....	0,918	0,936	0,970
Soufre .....	2,2 %	3,6 %	4,1 %
Asphalte dur .....	0,7 »	1,7 »	3,7 »
Rendements de distillation :			
Fraction 150° C.....	18,8 %	15 %	7,1 %
» 300° C.....	38,2 »	36,6 »	26,7 »

Les explorations faites en d'autres régions, telles que **Selenizza, Ardenica**, etc., ont eu des résultats faibles ou négatifs.

Quant à l'origine de ces bitumes, on ne peut rien affirmer de certain. Des formations à faciès de pétrole se rencontrent en effet aussi bien dans le Mésozoïque que dans le Paléogène. On ne sait cependant jusqu'à présent laquelle d'entre elles représente réellement la roche-mère. Pour ZUBER, le pétrole du bassin de Devoli serait en gisement primaire.

Actuellement, l'Albanie est inscrite dans les statistiques avec une production annuelle de 180.000 tonnes de pétrole atteinte en 1937 (2); sa production totale, de 1926 à la fin de 1937, se chiffre à environ 260.000 tonnes. Les réserves en pétrole de l'Albanie seraient, à la fin de 1937, de 800.000 tonnes.

### TCHÉCOSLOVAQUIE

Les champs et les principaux indices de pétrole de Tchécoslovaquie sont cantonnés dans deux unités différentes, à savoir le Bassin intralpin de Vienne et la Zone du Flysch carpatique entre le Massif bohémien et le bord externe des Carpates, où l'on a découvert dernière-

(1) G. EGLOFF : Analyses of crude oil produced outside of the United States. *The Oil and Gas Journal*, 1937, n° 36, 52.

(2) *Monit. Petr. Roum.*, XXXIX, 6, 1938.

ment un gisement exploitable, ainsi que de l'autre côté de cette chaîne, sur sa zone de contact avec le Bassin pannonique. Ces derniers sont cependant d'un intérêt moindre (1).

**Bassin de Vienne.** — La principale région pétrolifère du pays se trouve dans la partie Nord-Est du Bassin intra-alpin de Vienne; elle y prolonge celle, déjà mentionnée, de l'Autriche (fig. 72).

Ce bassin garde en territoire tchécoslovaque les caractères déjà esquissés en Autriche. La série stratigraphique y commence aussi par le Burdigalien en finissant par le Méotien (2), et l'étage pétrolifère est une fois encore le Sarmatien, avec deux ou trois horizons productifs. On a rencontré également un peu de pétrole dans le Tortonien. La tectonique est la même et comporte des anticlinaux légèrement voûtés ou des dômes ordinairement faillés. Quelques-uns de ces accidents contiennent des bitumes fluides, mais il n'y a que deux régions où l'on ait rencontré ces substances en quantités exploitables : à **Hodonin** (**Göding**) et à **Gbely**.

Le gisement de **Hodonin** est situé sur une large voûte anticlinale à flanc Ouest faillé. Le chantier d'exploitation se trouve à **Nimmersatt**, au Sud de Hodonin. Ici le Sarmatien contient trois horizons productifs, atteints entre 117 et 400 mètres environ de profondeur. En dehors des gaz qui accompagnent le pétrole dans la couche, il y aurait à la base de l'étage un horizon uniquement de gaz, avec une teneur en méthane de 94 %. Le pétrole est en général lourd, asphalté, presque dépourvu de benzine, ayant un poids spécifique de 0,915 à 0,948. Un échantillon de 0,942 p. sp. et à 0,20 % de soufre donne à la distillation 3 % de lampant, 28 % de gasoil, 67 % de résidu et point d'essence (3). La production moyenne des sondes est de 2.150 tonnes, bien que parmi elles certaines ont donné jusqu'à 8.000 tonnes. C'est le gisement le plus riche de Tchécoslovaquie. Les explorations faites sur les dômes voisins de la même région ont été sans résultats pratiques.

Le gisement de **Gbely** se trouve dans un dôme avec une surface productive de près de 2 kilomètres carrés. Le Sarmatien n'y a que deux horizons pétrolifères dont l'inférieur, qu'on rencontre à des profondeurs de 213 à 258 mètres, est le principal. Le pétrole de Gbely est de même

(1) L. SOMMERMEIER: Erdölgeologie der Tschecoslowakei. In ENGLER-HOEFFER: *Op. cit.*, 1930.

J. WOLDRICH: Les gisements de naphte en Tchécoslovaquie. *II<sup>e</sup> Congr. Mond. du Pétrole*, Paris, 1937.

(2) D. ANDRUSOV: Stratigraphie du Néogène du bassin intra-alpin de Vienne, et son rapport aux gisements de pétrole. *Ibid.*, 1937.

L. SOMMERMEIER: Die stratigraphischen und tektonischen Grundlagen der Erdöllagerstätten im Neogen von Südmähren und der Slowakei. *Petroleum Zeitschr.*, XXXIV, 5, 1938.

(3) G. EGLOFF: *Op. cit. The Oil and Gas Journal*, 1937, n° 40, 55.

qualité que le précédent, son poids spécifique étant de 0,935. Il donne à la distillation 3,5 % de gasoil et 67,5 % de résidu (1). La production moyenne par sonde est de 700 tonnes; exceptionnellement elle est montée à 6.000 tonnes.

A **Vacenovice**, au Nord-Est de Hodonin, se trouve un important horizon de gaz. Dans une autre localité, **Ratishovice**, située dans la même région, l'on aurait obtenu tout dernièrement des résultats très intéressants en ce qui touche le pétrole.

Il est probable que tous ces bitumes ont leur origine dans les termes supérieurs du Flysch du soubassement.

Une autre région, qui s'est révélée pratiquement pétrolifère, est située sur l'*Avant-fosse miocène des Carpates*, non loin de Brno. C'est sur cette zone, à **Sokolnice**, qu'on a tout dernièrement découvert un gisement de pétrole, qui ne paraît pas dénué d'intérêt.

La Zone miocène précarpatique, continuation directe du Bassin extra-alpin de Vienne, est constituée par la même série stratigraphique de l'Aquitainien au Tortonien et développée ici plutôt sous le faciès schlier.

A Sokolnice, ces étages dessinent un anticlinal reposant, paraît-il, directement sur les formations paléozoïques du Massif bohémien. Les forages d'exploration ont montré que certains niveaux de sable de l'Hélvétien sont imprégnés de pétrole. Quelques forages ont été poussés jusqu'à 650 mètres de profondeur sans sortir du Miocène. Toutefois, les horizons productifs sont cantonnés entre 61 et 120 mètres. Mais le pétrole est très visqueux et exempt de gaz; il ne peut être exploité par sondages, de sorte qu'on a recouru à la méthode par galeries, comme à Pechelbronn et au Hanovre. La surface du champ reconnue jusqu'ici pétrolifère est d'environ 40 hectares (2).

**Zone du Flysch.** — D'autres régions à indices de pétrole et de gaz sont distribuées le long de la zone du Flysch carpatique, depuis la Vallée de la Morava vers l'E., jusqu'à la frontière roumaine.

On a distingué, dans la constitution du Flysch des Carpates polono-tchécoslovaques, trois grandes zones ou unités tectoniques, qui se chevauchent l'une l'autre, de l'intérieur vers l'extérieur, sous forme de nappes de charriage (fig. 77).

L'*unité la plus interne*, qui est en même temps la plus élevée, est la *Zone ou Nappe de Magura*. Elle représente le prolongement direct de la Zone du Flysch des Alpes orientales et du Wienerwald; affaissée près du Danube sous le bassin de Vienne, elle forme, au delà vers le Nord-Est, une large ceinture au massif de la Tatra, depuis la Moravie jusqu'en Slovaquie orientale, s'étendant aussi en territoire polonais.

(1) G. EGLOFF : Op. cit. *The Oil and Gas Journal*, 1937, 40, 65.

(2) Renseignements aimablement fournis par M. D. ANDRUSOV.

Dans sa constitution entrent le Crétacé supérieur, d'habitude du « type silésien », grêso-schisteux, bitumineux (*Couches d'Istebno*, *Couches de Czarnorzecki*), parfois aussi du « type à Fucoides et à Inocérames » des Carpates orientales; puis viennent l'Eocène et l'Oligocène, représentés par des schistes marneux verdâtres et rouges, des grès à hiéroglyphes et le *Grès de Magura*. Tout est disposé en plis poussés vers l'extérieur, affectés de légers chevauchements. L'ensemble se comporte cependant comme une seule nappe par rapport à la zone suivante.

L'unité médiane forme, d'après les géologues polonais, la plus grande partie des Carpates septentrionales et orientales. Le terme le plus ancien y est le Barrémien (*Couches de Wernsdorf* ou *Schistes de Spas*). Suit le Sénonien, développé à l'Ouest sous le faciès silésien, bitumineux des Couches de Czarnorzecki, et à l'Est par celui marneux, gris, des *Couches à Fucoides et Inocérames*; à sa partie supérieure s'individualise parfois un horizon gréseux correspondant à l'ensemble appelé *Grès de Jamna*. L'éocène, formé de grès gris foncé associé à des schistes (*Couches à hiéroglyphes*), de schistes gris-verdâtres ou rougeâtres associés à des marnes calcaréo-siliceuses (*Couches de Pasticzna*) et à des grès micacés, appelés *Grès de Cieszkowice* dans l'Ouest, *Grès de Wygoda* dans l'Est. Enfin, l'Oligocène comprend à la base les *Schistes ménilitiques*, passant vers le haut aux *Couches de Krosno*, complexe schisto-gréseux des parties occidentales, soit aux marnes et aux grès (localement même des conglomérats) des *Couches de Polanica*, des parties orientales et qui passent latéralement au *Grès de Kliwa*, si bien développé dans les Carpates roumaines.

À la différence du groupe de Magura, les sédiments de cette unité ont une tectonique plus évoluée; ils sont disposés en une série de nappes secondaires (*skiba*, des géologues polonais), qui se chevauchent les unes les autres avec une remarquable régularité. Mais dans l'ensemble toute la zone est charriée sur la Zone miocène précarpatique, ou sur une unité suivante du Flysch.

La zone médiane ne s'étend en territoire tchécoslovaque qu'en Slovaquie et en Russie subcarpatique à partir du Col de Dukla.

L'unité marginale n'est développée qu'en Pologne; aussi nous nous en occuperons une fois arrivés là.

Dans la région de la vallée de la Morava, on a trouvé de petites accumulations d'hydrocarbures en diverses localités, particulièrement dans l'Eocène inférieur. Les sondages effectués à **Napajedla**, **Zlin**, **Bohuslavice**, sur la Vlára, etc., ont trouvé des petites quantités de pétrole et de gaz; aux environs de **Hluk**, on a rencontré une accumulation de gaz plus importante.

Dans cette unité encore, mais un peu au Nord-Est, dans les Monts de Javornik, quelques sondages faits à **Turzovka** ont eu, de l'Eocène inférieur, une production de quelques centaines de tonnes d'un pétrole

léger, à poids spécifique de 0,803. D'autres indices, dans le voisinage des Klippes piénines, se sont montrés moins intéressants.

Un peu de pétrole et des gaz ont été trouvés aussi en Slovaquie orientale, dans la région **Komarnik-Mikova**, non loin de la frontière polonaise. Le pétrole est localisé ici dans la Zone de Magura, près de son bord extérieur. Les sondages plantés à **Komarnik**, sur un anticlinal paléogène, ont rencontré des petites accumulations de pétrole dans le Sénonien. Une sonde est même arrivée à une production de 80 tonnes, à côté d'autres qui n'ont fourni que des traces. Des explorations plus étendues, qui ont passé ensuite à l'exploitation, ont été effectuées plus au Sud, à **Mikova**, très près du bord de la nappe. Le pétrole a été rencontré à petite profondeur (35-270 mètres) dans les Couches bigarrées formant la subdivision de base du Paléogène. La production cependant est faible, à peine quelques centaines de litres par jour. Par contre, c'est une huile légère, de très bonne qualité. Des explorations faites dans la Zone médiane à **Habura**, et encore plus au Sud-Est, à **V. Radvan** dans la Zone de Magura, ont eu des résultats peu favorables.

En Russie subcarpatique, à **Luhj**, toujours près de la frontière polonaise, certains indices ont conduit également à faire des sondages, qui sont allés jusqu'à 750 mètres de profondeur. Le résultat s'est traduit par une quantité de 300 tonnes de pétrole. Enfin, nous devons rappeler les indices de bitumes de **Ustcorna** sur la Teresva, et ceux de **Jasina** sur la Theiss Noire. Les explorations y ont toutefois donné de faibles résultats.

Quant à l'origine des bitumes de la Zone du Flysch, il est probable que certains sont en liaison avec le faciès bitumineux du Sénonien de type silésien, d'autres avec celui des Schistes de Spas et encore avec celui des Schistes ménilitiques de l'Oligocène.

A la différence du Bassin de Vienne, le pétrole de la zone du Flysch est beaucoup plus léger, benzineux et paraffineux. D'après EGLOFF, trois échantillons provenant de trois localités différentes ont les caractères suivants :

	<i>Bohuslavice</i>	<i>Turzovka</i>	<i>Mikova</i>
Densité à 15° C. ....	0,782	0,840	0,794
Soufre .....	0,26 %	0,24 %	—
Paraffine .....	2,3 »	7,9 »	3,6 %
Rendements de distillation :			
Essence légère .....	37 %	—	30,5 %
Essence lourde .....	10 »	1 »	7,5 »
Lampant .....	29 »	29 »	23 »
Gasoil .....	9,5 »	22 »	11 »
Résidu .....	14 »	47 »	27 »

La production de la Tchécoslovaquie, bien que peu importante, s'est cependant développée de 6.500 tonnes en 1919 à près de 40.000 en

1935 pour tomber à environ 17.500 tonnes en 1937 (1). La plus grande partie de ce pétrole provient des gisements du Bassin de Vienne. Ceux de la zone du Flysch sont, d'après ce qu'on vient de voir, peu importants. La production totale du pays jusqu'au commencement de 1938 s'élève à près de 300.000 tonnes. On a évalué les réserves du pays à environ 920.000 tonnes.

## POLOGNE

Les gisements de pétrole et de gaz de la Pologne sont exclusivement localisés dans les Carpates de Galicie. Les manifestations en sont connues, il est vrai, depuis le méridien de Cracovie vers l'Est; cependant, les gisements proprement dits s'étendent seulement de la vallée du Dunajec jusqu'à la frontière roumaine. Ces gisements sont dans leur grande majorité situés dans la Zone du Flysch; quelques-uns seulement, dans la Zone miocène précarpatique (2).

Nous avons déjà distingué, dans la constitution du Flysch de Pologne et de Tchécoslovaquie, trois unités tectoniques charriées l'une sur l'autre, vers l'extérieur : la *Zone de Magura*, la *Zone médiane* et la *Zone marginale*. Nous avons esquissé, par la même occasion, les caractères des deux premières.

En ce qui concerne l'unité marginale, elle est la moins développée, étant individualisée seulement à partir de Dobromyl vers l'Est et sur une faible largeur. Comme constitution stratigraphique, on y remarque les mêmes terrains que dans la partie orientale de la zone précédente, à l'exception du Crétacé inférieur qui est absent et de l'Aquitaniens qui s'ajoute à la série; c'est la « Formation salifère » à gypse et sel.

Cette unité constitue une seule nappe — la *Nappe de Boryslaw* — supportant la « skiba » la plus inférieure de la Zone médiane et chevauchant elle-même la Zone miocène.

À l'extérieur de la Zone du Flysch, s'étend la *Zone miocène précarpatique*, dans laquelle on note la présence d'une série marine complète représentant le Miocène. À la base, se trouve la même *Formation à sel* aquitanienne déjà notée, qui supporte un paquet puissant de conglomérats à éléments exotiques (*Conglomérats de Sloboda Rungurska*)

(1) *Bohrentechniker Zeitung*, 1937.

*Petroleum Zeitschr.*, XXXIV, 7, 1938.

(2) J. NOWAK : Die Geologie der polnischen Olfelder. *Schrift. a. d. Geb. d. Brennstoff-Geologie*, 3; Stuttgart, 1929.

K. FRIEDL : Erdölgeologie von Polen. In ENGLER-HOEFER : *Op. cit.*, 1930.

K. BOHDANOWICZ : Geology and mining of petroleum in Poland. *Bull. Am. Ass. Petr. Geol.*, 16 (11), 1932. — Oil Fields of Poland, Geol. and statistical Summary. *Ibid.*, 17 (9), 1934. — Stratigraphic comparison of polish crude oils. *Ibid.*, 21 (9), 1937.

K. TOLWINSKY : Natural gas in Poland. *Ibid.*, 18 (7), 1934.

représentant le Burdigalien. Celui-ci est recouvert à son tour par les grès et les marnes à gypses de l'Helvétien (*Couches de Dobrotow*)

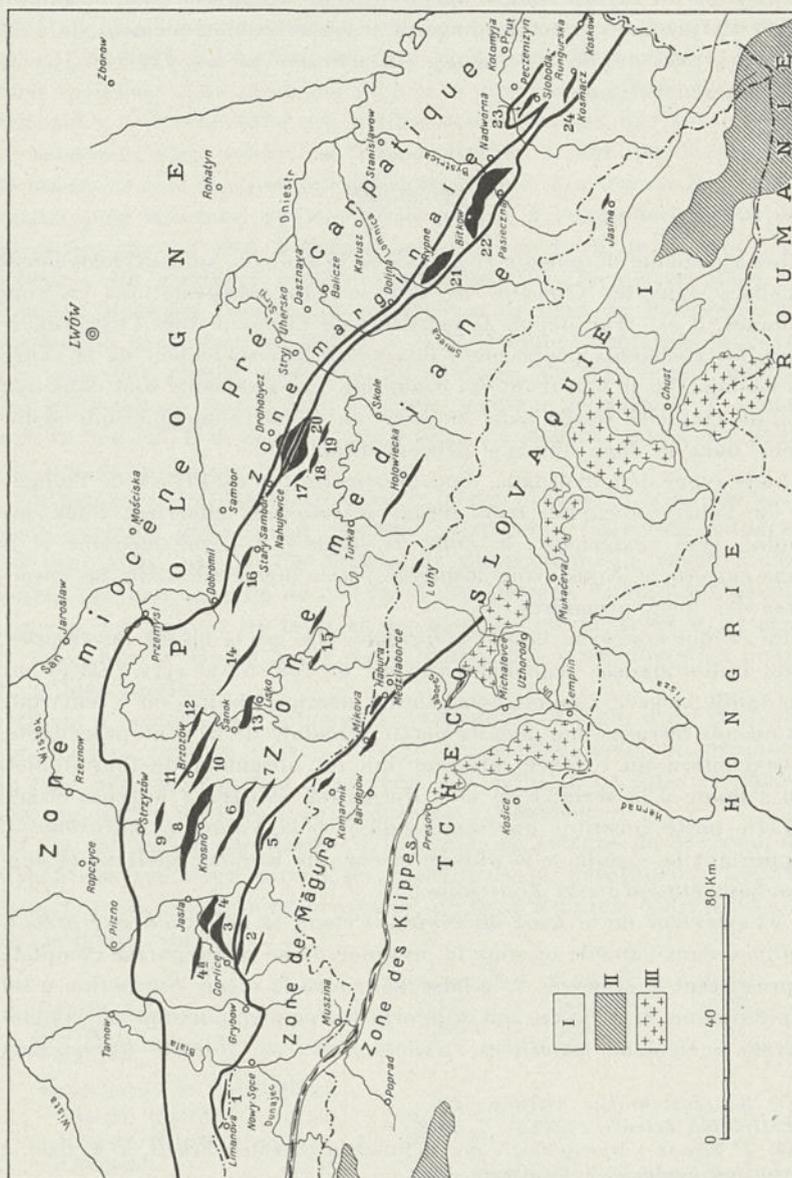


Fig. 77.

qui passent vers le haut au Tortonien (*Couches de Balicze, Couches à Cérithes*).

Tectoniquement, la Zone miocène se caractérise, au moins dans le

voisinage du Flysch, par des plis serrés à caractère diapir, percés par des noyaux de sel. C'est la zone du *Salifère péricarpatique* et de la *Série de Stebnik*, dont la succession stratigraphique monte jusqu'à l'Helvétien inclusivement (1). Chevauchée à l'intérieur par le Flysch, elle passe à l'extérieur à la *Zone du Tortonien*, d'une tectonique beaucoup plus tranquille. Celle-ci s'appuie, par son flanc externe presque horizontal, successivement sur le plateau de la Petite Pologne, de Lublin et sur la Plateforme podolienne, dont la bordure semble s'affaisser en marches.

Dans la zone carpatique, on rencontre du pétrole et du gaz dans toutes les subdivisions stratigraphiques depuis le Sénonien. Presque chacun des termes possède des intercalations de grès capables d'emmagasiner et conserver ces produits. En outre, le Miocène présente des accumulations importantes d'ozokérite. Parfois les roches gréseuses ont un développement plus ou moins limité, comme par exemple le Grès de Jamna dans le Crétacé-Paléogène, ou le Grès de Kliwa et le Grès de Boryslaw dans l'Oligocène; en d'autres cas leur développement est général. La fonction de roche-magasin est remplie en particulier par les grès et les sables intercalés dans les séries de roches à grain plus fin.

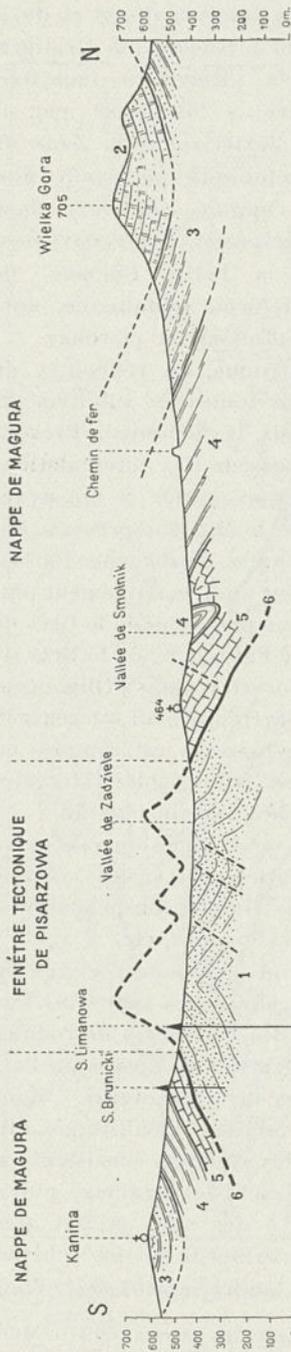
Chez les gisements de Pologne on rencontre les formes tectoniques les plus variées, depuis des voûtes et des plis simples jusqu'aux plis-failles, écailles, diapirs, nappes, etc.

Intéressantes au point de vue de l'origine du pétrole des Carpates galiciennes sont trois formations qui revêtent des caractères de roches-mères. Ce sont les « Schistes de Spas » du Barrémien, les « Couches de Czarnorzeki » dans le Sénonien et les « Schistes ménilitiques oligocènes ». Les Schistes de Spas consistent en paquets puissants de schistes argileux noirs, bitumineux, associés à des silex et des grès quartzitiques à sphærosidérite et des schistes rouges. Ces formations développées dans le soubassement de la Zone

FIG. 77. — Esquisse tectonique des Carpates septentrionales et orientales palono-tchécoslovaques avec distribution des champs pétrolifères (d'après BOHDANOWICZ et autres).

- 1 = Kleczany; 2 = Symbark, Siary-Mecina-Ropica; 3 = Dominikowice-Kryg, Kobylanka; 4 = Harklowa-Wojtowa; 4 a = Biecz-Zalawiec; 5 = Ropianka; 6 = Bobrka-Hogi; 7 = Rudawka-Hymanowska; 8 = Sadowa-Bialkowska-Mecinka-Jaszczew (champs de gaz) et Potok-Torosowka-Krosno-Kroschtenko-Trzesniow (champs de pétrole); 9 = Węglowka; 10 = Zmienica-Turzepole; 11 = Stara Wies-Humńska-Grabowica; 12 = Izdečki; 13 = Zagorz; 14 = Wankowa; 15 = Rajskie-Polana; 16 = Starzawa-Stara Sol-Strzelbice; 17 = Opaka; 18 = Skhodnica; 19 = Uricz; 20 = Boryslaw-Tustanowice-Mraznica; 21 = Rypne; 22 = Majdan-Bitkow-Pasieczna; 23 = Sloboda Rungurska; 24 = Kosmacz.
- I = Zone interne du Flysch de Roumanie; II = Zone cristallino-mésozoïque des Carpates orientales et de la Tatra; III = Roches éruptives néogènes.

(1) O. W. WYSZYNSKI : Les possibilités de gisements de pétrole dans le Miocène de la Pologne. II<sup>e</sup> Congr. Mond. du Pétrole, Paris, 1937.



médiane n'affleurent que sporadiquement vers la bordure extérieure. Les Couches de Czarnorzeki représentent le Sénonien de type silésien et consistent elles aussi en schistes noirs argileux, charbonneux, bitumineux, associés à des grès. Ce faciès est développé surtout dans la partie Ouest de la même unité. Enfin, les Schistes ménilitiques et dysodiliques de l'Oligocène ou Schistes à Meletta constituent encore une formation schisteuse importante, nettement bitumineuse, développée presque dans toute l'unité médiane, comme dans la marginale.

D'après toutes les probabilités, les schistes oligocènes représentent la roche-mère du pétrole de la majorité des grands gisements galiciens. Les Couches de Czarnorzeki ont pu fournir le pétrole de certaines accumulations de la Galicie occidentale. Quant aux Couches de Spas, si nous tenons compte de la phase continentale mésocrétacée qui leur suit, il devient évident que bien des bitumes engendrés par elles ont pu se perdre, de sorte qu'elles n'ont eu la possibilité d'alimenter que de petites accumulations comme celles de la frontière tchécoslovaque. Des récurrences de courte durée du faciès de pétrole se remarquent aussi dans le Miocène inférieur, ce qui a déterminé certains auteurs à considérer la Formation salifère comme roche-mère du pétrole galicien. Cependant, les formations en question sont trop peu développées pour avoir pu jouer un rôle important dans la genèse des gisements carpatiques.

FIG. 78. — Coupe de la Nappe de Magura à Kleczany (d'après NOWAK).

- 1 = Couches de Krosno; 2 = Grès de Magura; 3 = Couches de Kanina; 4 = Eocène; 5 = Crétacé supérieur; 6 = Surface de chevauchement.

Les indices de bitumes, comme les gisements eux-mêmes, sont très nombreux en Pologne et, certainement, ce serait aller trop loin que de les mentionner chacun en particulier. Les dernières années, plus de 40 champs se trouvaient en exploitation. Cependant, comme ils sont dans leur grande majorité de médiocre importance, nous passerons rapidement à leur sujet. Considérés en rapport avec les grandes unités tectoniques dans lesquelles ils se trouvent, ils se succèdent en lignes générales de l'Ouest à l'Est de la manière suivante (fig. 77) :

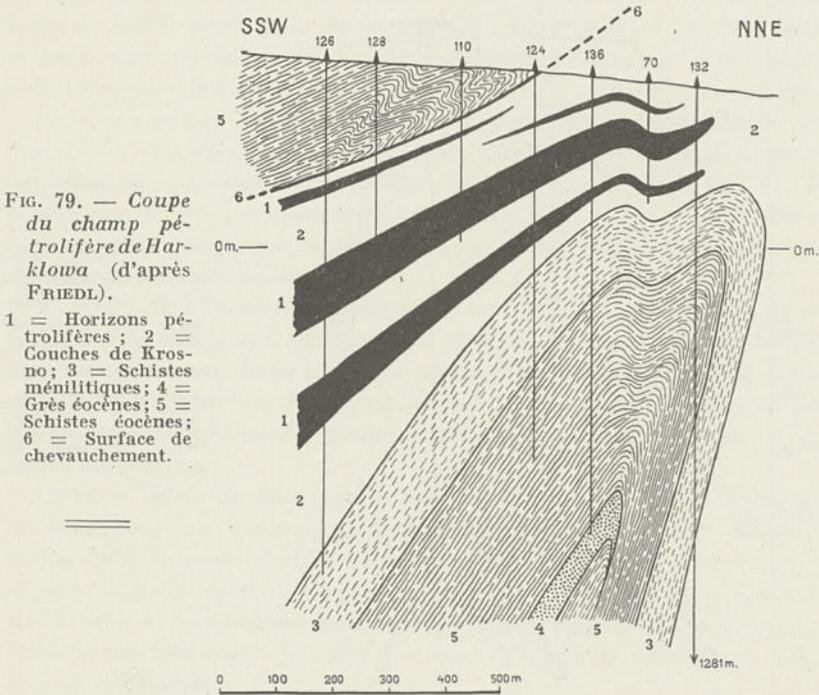


FIG. 79. — Coupe du champ pétrolifère de Harlowa (d'après FRIEDL).

- 1 = Horizons pétrolifères ; 2 = Couches de Krosno ; 3 = Schistes ménilitiques ; 4 = Grès éocènes ; 5 = Schistes éocènes ; 6 = Surface de chevauchement.

**Zone du Flysch.** — Les gisements de la zone du Flysch sont distribués le long de ses zones secondaires ainsi qu'il suit :

**Zone de Magura.** — En dehors de certaines apparitions peu intéressantes, cette zone comprend une série de petits champs échelonnés sur sa bordure externe, depuis la vallée de Dunajec jusque près de la frontière tchécoslovaque. Le plus occidental est le champ de Kleczany, situé dans une fenêtre de la Nappe de Magura. Le pétrole n'est pas logé dans les formations de cette nappe, mais dans celles de la Nappe médiane constituant son autochtone ; il est accumulé dans le flanc d'un anticlinal de Couches de Krosno (fig. 78). C'est un produit léger à poids spécifique de 0,809-0,811 et à 4,6 % de paraffine.

Plus à l'Est et à peu près dans les mêmes conditions, se trouvent les champs de **Szymbark**, de **Siary-Mecina-Ropica Ruska**, et, près de la frontière tchécoslovaque, celui de **Ropiánka**. Au delà de la frontière et dans le prolongement de ce dernier, se trouvent les champs de **Komarnik**, **Mikova**, etc., dont nous avons déjà parlé.

**Zone médiane.** — La plupart des gisements de la Pologne sont localisés dans cette zone.

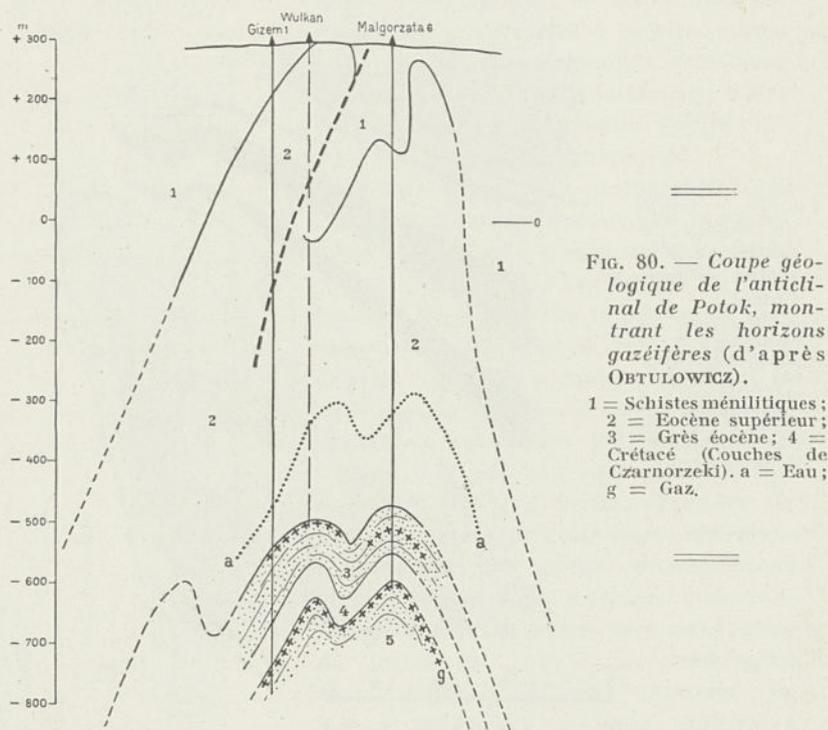


FIG. 80. — Coupe géologique de l'anticlinal de Potok, montrant les horizons gazéifères (d'après OBTULOWICZ).

1 = Schistes ménillitiques;  
2 = Eocène supérieur;  
3 = Grès éocène; 4 =  
Crétacé (Couches de  
Czarnorzeki). a = Eau;  
g = Gaz.

A l'Est de Gorlice et jusqu'à la vallée de la Wisloka, se situe en premier lieu et tout près du bord de la Nappe de Magura, le champ de **Dominikowice-Kryg**, puis un peu plus au Nord, celui de **Kobylanka** et, plus au Nord encore, les champs de **Biecz** et de **Harklowa**. Dans les trois premières régions, on compte quatre horizons productifs, à savoir l'un dans le Grès de Krosno, deux autres dans le Grès de Ciezkowice et le dernier dans le Sénonien. Dans les deux derniers le pétrole se trouve uniquement dans l'Oligocène et l'Eocène le long d'un anticlinal à caractère diapir, poussé vers le Nord (fig. 79). Le pétrole de Harklowa est un produit lourd, à poids spécifique de 0,894-0,902, à 14 % essence et peu paraffineux (0,9 %).

A l'Est de Jaslo, c'est le grand champ de gaz de **Sadkowa-Bialkowka-Brzewowka-Mecinka**, qui attire en premier lieu le regard. De 1917 à 1935, il a produit près de 1.000.000.000 mètres cubes de gaz, provenant de deux horizons du Grès de Ciezkowice (fig. 80). Sur la même zone s'échelonnent en direction Est-Sud-Est, les champs de pétrole et de gaz de **Potok-Torosowka**, de **Krosno-Kroskienko** et, un peu plus loin, celui de **Trzesniow**. Le pétrole de ces gisements est accumulé dans un niveau inférieur du même Grès de Ciezkowice et en partie dans le Sénonien. Le pétrole de Potok est un produit léger, benzineux, à poids spécifique de 0,817, avec 32 % de benzine, 37 % de lampant et de gasoil, et 30 % environ de résidu. Celui de Krosno est lourd, avec un poids spécifique de 0,905 et 16 % d'essence (1).

Plusieurs autres champs se trouvent dans une zone parallèle, au Sud de la précédente. C'est le champ de **Bobrka**, le plus ancien en exploitation, paraît-il, de l'Europe, puis ceux de **Wietrzno** et de **Lubatowka**, avec quatre horizons productifs dans l'Eocène et le Sénonien et, plus loin vers le Sud-Est, aux abords du San, les champs de **Mokre** et de **Wielopole**.

Au Nord de la zone de Sadkowa se trouvent, sur une même ligne, le champ de **Weglowka**, productif du Sénonien, et le champ de **Zmienica-Turzepole** avec trois horizons productifs de l'Eocène et du Sénonien. Un peu plus en dehors et sur une autre ligne se trouvent les champs de **Stara-Wies** et de **Humniska**, productifs de l'Eocène et du Sénonien.

Entre la vallée du San et celle du Dniester, on rencontre le champ de **Wankowa**, l'un des plus importants de la Zone médiane. Emplacé sur le flanc inverse replissé d'un pli poussé vers le Sud, il a ses principaux horizons pétrolifères dans la partie inférieure des Couches de Krosno et aussi dans les intercalations gréseuses de la série des Schistes ménilitiques (fig. 81). Parfois, l'Eocène et le Crétacé aussi y sont productifs.

Enfin, près de la ville de Boryslaw et en même temps de la Zone marginale, se trouvent les champs d'**Opaka**, **Skhodnica**, **Urycz** et **Mraznica**, dont les chantiers se trouvent dans le prolongement de celui de Boryslaw. Dans ces gisements, le pétrole est logé dans le Sénonien, dans le Grès de Jamna et les Couches à hiéroglyphes de l'Eocène. Le pétrole de Skhodnica est léger (0,828-0,852), sans soufre, contenant 27-30 % d'essence, 36-37 % de lampant et de gasoil, 0,9-9,6 % de paraffine et 32-33 % de résidu.

**Zone marginale.** — Cette zone englobe les gisements les plus riches de la Pologne.

(1) A. KATZ : Analyses des pétroles polonais. *Serv. géol. des Karpates*, n° 25, 1936.

**Boryslaw.** — C'est le champ le plus important de cette zone et celui qui soutient depuis longtemps la production pétrolifère du pays (1). Situé à environ 10 kilomètres au Sud-Ouest de Drohobycz, il se trouve au bord du Flysch, sur la ligne qui sépare les collines carpatiques de la plaine précarpaticque, s'étendant de **Mraznica** à **Tustanowice**.

Au-dessous du bord de la Zone médiane du Flysch, représentée ici par la *Nappe d'Orow* ou de *Mraznica*, et à une certaine profondeur

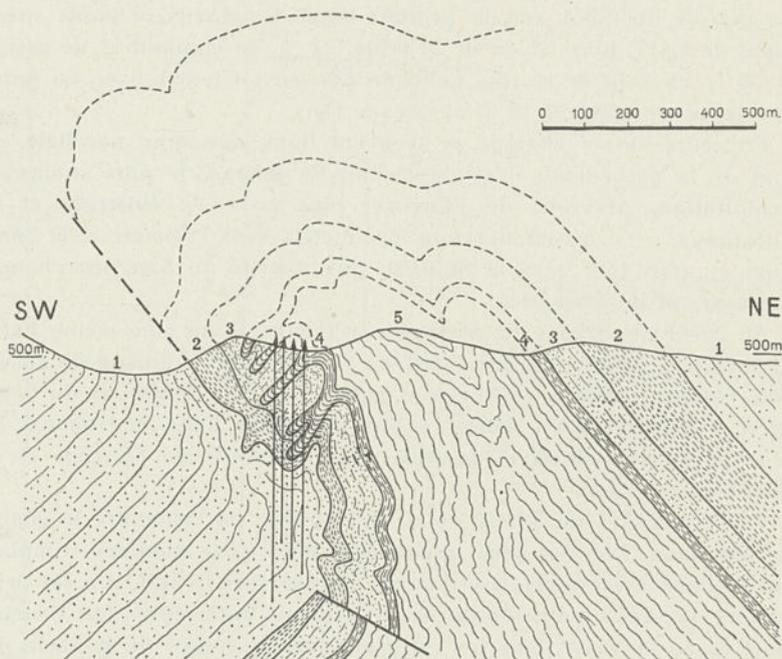


FIG. 81. — Coupe de l'anticlinal de Wankowa (d'après NOWAK).

1 = Couches de Krosno; 2 = Schistes ménilitiques; 3 = Schistes et grès des couches supérieures à hiéroglyphes; 4 = Schistes argileux rouges; 5 = Couches à Inocérames.

sous le Salifère au-dessus duquel elle est poussée, se trouve le *Pli couché de Boryslaw*, ou *Nappe de Boryslaw*. C'est celle-ci qui contient le gisement en question (fig. 82).

La constitution stratigraphique de détail de ce pli est connue surtout grâce aux sondages, bien qu'il affleure en partie du fait d'un soulèvement axial un peu au Nord-Ouest de Boryslaw, aux environs de Nahujuwice. Cette constitution n'est pas différente d'ailleurs de

(1) K. TOLVINSKI : Mines de pétrole et de gaz naturels en Pologne. Boryslaw, II. *Bull. Serv. Géol. des Karpates*, 22, Warszawa-Boryslaw-Lwow, 1934-1937.

celle de la Nappe d'Orów. Le noyau du pli est formé par le Grès de Jamna et, d'après certaines références (FRIEDL), aussi par les Couches à Inocérames elles-mêmes qui, à la suite du laminage du flanc inverse, reposent sur la Formation salifère miocène. L'Eocène est représenté par les Couches à hiéroglyphes et les Couches de Popiele. Au-dessus, l'Oligocène est formé par les Schistes ménilitiques et les Couches de Polanica. A la base des Schistes ménilitiques se trouve le Grès de Boryslaw, épais de 20 mètres, qui renferme le principal horizon de pétrole. Les Couches de Polanica passent vers le haut à l'argile salifère aquitanaise, qui supporte la Nappe marginale et la Nappe d'Orów.

En dehors du Grès de Boryslaw, le pétrole se retrouve à divers niveaux de l'Oligocène, plus rarement de l'Eocène. Dans le Méditerranéen, on ne le rencontre que dans la région frontale du pli. En revanche, celui-ci héberge d'importantes réserves d'ozokérite, accu-

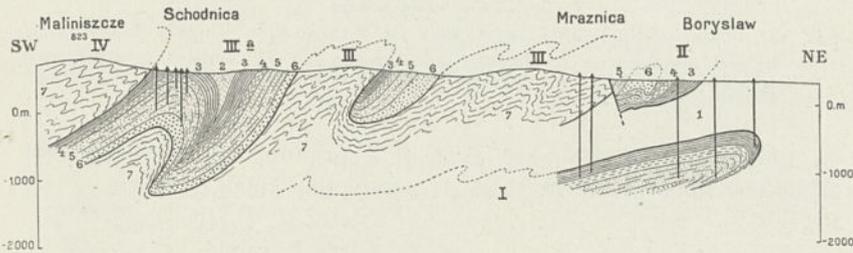


FIG. 82. — Coupe par les champs pétrolifères de Skhodnica-Mraznica-Boryslaw (d'après TOLWINSKI).

- I = Nappe de Boryslaw; II = Nappe marginale; III = Nappe de Orów; IIIa = Pli de Skhodnica; IV = Nappe de Skole.
- 1 = Miocène salifère et Couches de Polanica de la Nappe de Boryslaw; 2 = Couches de Polanica de la Nappe de Orów; 3 = Schistes ménilitiques; 4 = Couches de Popiele (Eoc. sup.); 5 = Couches à hiéroglyphes (Eoc. inf.); 6 = Grès de Jamna; 7 = Couches à Inocérames.

mulées dans les crevasses et les vides de ses dépôts. Ce produit est depuis longtemps exploité dans les environs de Tustanowice.

Au bord externe du champ, les sondes sont placées sur le Méditerranéen, tandis qu'à l'intérieur jusqu'à Mraznica, elles intéressent les différents termes de la Nappe d'Orów. Le chantier de Mraznica, bien que se trouvant sur la Zone médiane, tient, de par la position du gisement qu'il exploite, de la Zone marginale. Pour toucher le Pli de Boryslaw, les sondes descendent ici jusqu'au-dessous de 1.800 mètres de profondeur.

Le pétrole de Boryslaw est un produit léger, paraffineux, à poids spécifique de 0,844-0,865 contenant, habituellement, 10 % de benzine, 28 % de lampant et 7-12 % de paraffine. Il est accompagné d'importantes quantités de gaz et, comme d'habitude, aussi d'eaux salées.

Bien qu'il représente l'un des plus anciens chantiers de Pologne, Boryslaw continue à fournir encore actuellement la majorité de la

production en pétrole du pays. En 1936, on en a extrait 271,330 tonnes, par rapport à 1.937.620 tonnes, production annuelle maxima atteinte

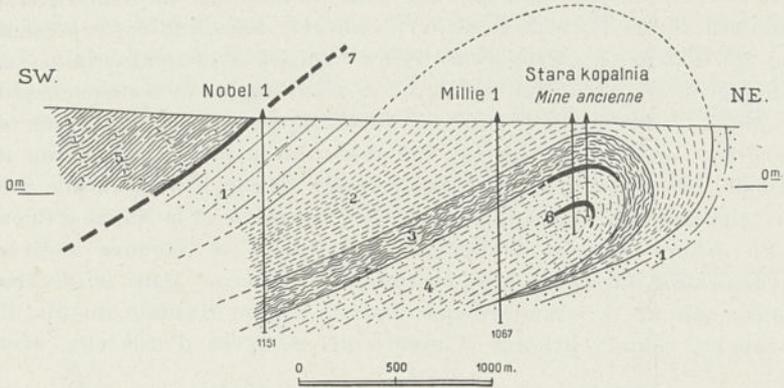


FIG. 83. — Coupe du champ pétrolifère de Nahujowice (d'après TOLWINSKI).  
1 = Miocène salifère ; 2 = Couches de Polonica ; 3 = Schistes ménilitiques ;  
4 = Eocène ; 5 = Couches à Inocérames ; 6 = Horizons pétrolifères ; 7 = Surface  
de chevauchement.

en 1909. Jusqu'au début de 1937, il a produit approximativement 23.500.000 tonnes, soit 72 % de la production totale du pays.

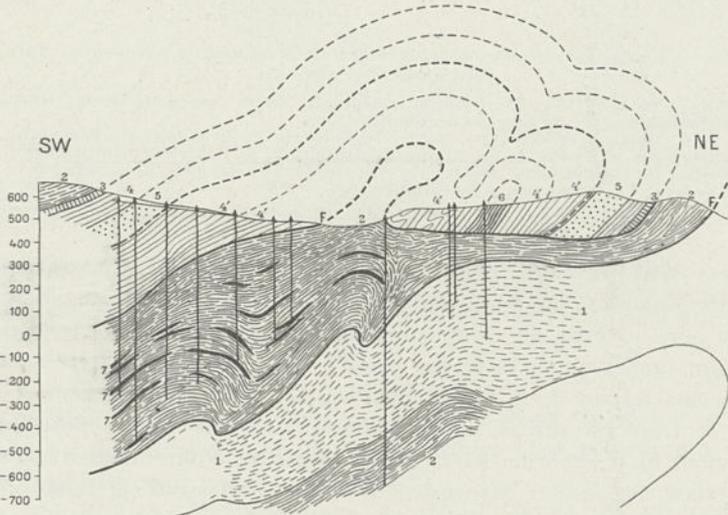


FIG. 84. — Coupe du champ pétrolifère de Rypne (d'après DE CIZANCOURT).  
1 = Couches de Polonica de la Nappe de Orów ; 2 = Schistes ménilitiques ; 3 = Méni-  
lites ; 4 = Couches de Popiele ; 4' = Eocène inférieur ; 5 = Grès de Wygoda ;  
6 = Couches à Inocérames ; 7 = Horizons pétrolifères ; F = Surfaces de contact  
anormal.

Le gisement de Nahujowice, au Nord-Ouest de Boryslaw, se trouve dans le même pli qui, à cet endroit, vient à l'affleurement (fig. 83).

A l'encontre de celui de Boryslaw, le pétrole de ce gisement est lourd et paraffineux, à poids spécifique de 0,935.

A 70 kilomètres environ au Sud-Est de Boryslaw se trouve le champ de Rypne, dont la tectonique est plus compliquée (fig. 84) et celui de Majdan, un peu plus simple.

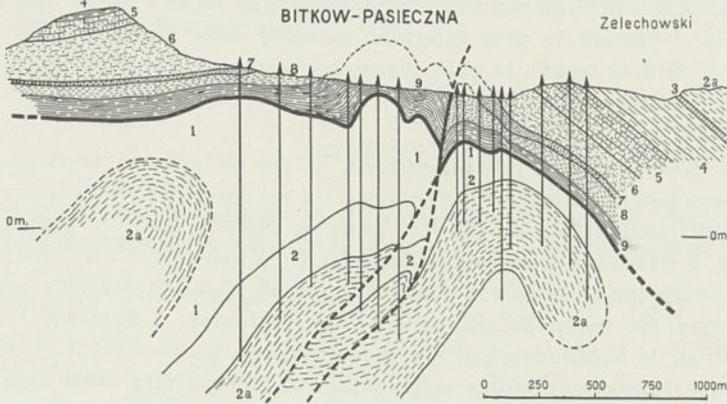


FIG. 85. — Coupe à travers le champ de Bitków-Pasieczna (d'après ZELECHOWSKI).

- 1 = Miocène salifère; 2 = Couches de Polanica; 2a = Schistes ménilitiques; 3 = Ménilites; 4 = Couches à hiéroglyphes; 5 = Grès de Pasieczna (Eoc. inf.); 6 = Schistes et grès siliceux; 7 = Grès de Jamna; 8 = Couches en plaquettes (Crétacé); 9 = Couches à Inocérames.

**Bitków-Pasieczna.** — Le maximum de complication tectonique est atteint dans le champ de Bitków-Pasieczna. A cet endroit, la nappe d'Orów recouvre trois plis de l'Oligocène paraautochtone, dont les deux du Nord sont pétrolifères et le troisième gazéifère (fig. 85). Le

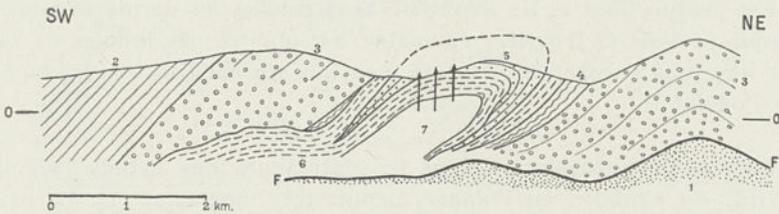


FIG. 86. — Coupe par l'anticlinal de Sloboda Rungurska (d'après SWIDERSKI).

- 1 = Miocène salifère; 2 = Couches de Dobrotow; 3 = Conglomérats de Sloboda; 4 = Schistes ménilitiques; 5 = Grès éocène; 6 = Schistes éocènes; 7 = Crétacé supérieur; FF = Surface de contact anormal.

pétrole de Bitków est habituellement très léger, certains échantillons ayant un poids spécifique de 0,728, d'autres arrivant jusqu'à 0,852. Un échantillon à poids spécifique de 0,771 contient 42 % de benzine, 53 % de lampant et de gasoil, et 4,5 % de résidu. La teneur en paraffine monte parfois à 8,4 %. Le pétrole de Pasieczna a un poids spéci-

fique de 0,770-0,822 contenant jusqu'à 3,8 % de paraffine et 29 % d'essence.

Au Sud-Est de Bitków et sur une zone plus externe, se dresse l'anticlinal de **Sloboda Rungurska** portant le champ du même nom, séparé du précédent par une dépression transversale des plis. L'anticlinal de Sloboda constituerait une nappe, la *Nappe de la Pokucie* qui chevauche l'élément le plus inférieur de cette zone (fig. 86). Plus loin vers le Sud se trouve le petit gisement de **Kosmacz**, le plus rapproché de la frontière roumaine.

**La Zone miocène précarpatique.** — On n'a pas rencontré encore de gisement dans cette zone, malgré les recherches très assidues des derniers temps. Sur sa bordure interne, dans le Salifère péricarpatique, à **Dzwiniacz** et surtout à **Starunia**, il y a cependant de l'ozokérite.

La Série de Stebnik est moins connue au point de vue des hydrocarbures. En revanche, sur la Zone du Tortonien, à **Daszawa**, à l'Est de Stryj, on a découvert, il y a peu de temps, un important gisement de gaz. Des accumulations semblables ont été trouvées aussi dans les environs de **Kosow**, à **Kalusz**, **Balicze**, **Uhersko** et **Opary**. Le gaz de **Wierzbowiec** contient, 67,7 % de méthane, 17,9 % d'éthane, 4,7 % de propane, 8,8 % d'isobutane et 1 % de butane.

Le gisement de Daszawa, le plus important, est localisé dans un dôme surbaissé, allongé en direction Nord-Ouest sur 5 kilomètres environ, entre cette localité et Gelsendorf. On y a rencontré plusieurs horizons de gaz, le plus important comme épaisseur ayant été traversé à des profondeurs entre 700 et 800 mètres. De 1924 au commencement de 1937, le champ de Daszawa a produit environ 1.000.000.000 mètres cubes de gaz.

Les prospections et les explorations effectuées les dernières années jusque près de la frontière roumaine ont montré des indices de gaz sur une zone encore plus externe, non loin du bord de la Plateforme de Podolie.

Bien que n'apparaissant dans les statistiques que depuis 1874, le pétrole est exploité, en Pologne, depuis très longtemps (1). Ce pays semble même être le premier où l'on ait extrait du pétrole en Europe. Longtemps, sa production s'est maintenue de suite après celle de la Russie, laquelle a toujours détenu la première place. En 1909, la Pologne atteignit son maximum de production annuelle, avec 2.000.000 de tonnes. Depuis cette date déjà, le déclin a commencé, si bien que, deux années après, sa production a été dépassée par celle de la Roumanie. La diminution devait continuer régulière et cons-

(1) T. MIKUCKI : L'histoire de l'industrie polonaise du pétrole. *II<sup>e</sup> Congr. Mond. du Pétrole*, Paris, 1937.

tante pour descendre, en 1936, à environ 510.630 tonnes (1), et, en 1937, à 501.303 tonnes. La même année, la Pologne a produit aussi 483.000.000 de mètres cubes de gaz. La quantité totale de pétrole produite par les champs galiciens, depuis les premières statistiques jusqu'au début de 1938, est d'environ 35.200.000 tonnes. Quant aux réserves sur lesquelles on peut encore compter, on les a appréciées à environ 68.000.000 de tonnes.

## ROUMANIE

Les gisements de pétrole de la Roumanie se trouvent cantonnés sur le flanc externe des Carpates orientales, en continuation de ceux

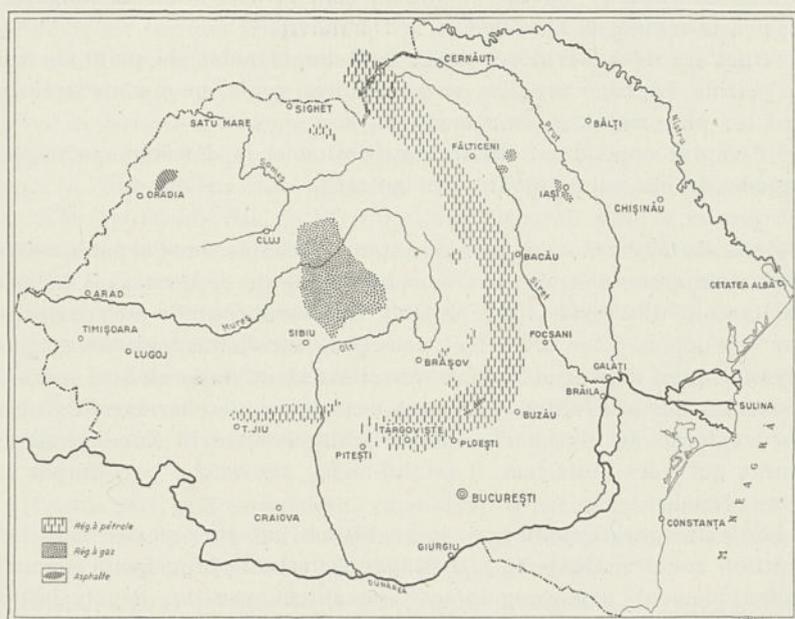


FIG. 87. — Esquisse de la répartition des bitumes en Roumanie.

de Pologne. Il y a, en outre, certaines accumulations sur le flanc interne de la chaîne et aussi aux pieds des Carpates méridionales; cependant elles sont de minime importance vis-à-vis des premières. En revanche, le Bassin transylvain contient des réserves considérables

(1) K. TOLWINSKI : L'exploitation du pétrole et du gaz naturel en Pologne pendant les années 1933 à 1936. *II<sup>e</sup> Congr. Mond. du Pétrole*, Paris, 1937.

de gaz et la présence du même produit a été signalée aussi dans le Plateau moldave.

L'esquisse ci-jointe (fig. 87) montre la situation générale des régions à gisements et à manifestations de bitumes du pays.

### *Les gisements des Carpates orientales.*

Les Carpates orientales roumaines sont constituées par trois grandes zones longitudinales, qui descendent en gradins de l'intérieur vers l'extérieur, à savoir : la Zone cristallino-mésozoïque, la Zone du Flysch et la Zone néogène (fig. 92). Mais, tandis que la première s'étend seulement de la frontière tchécoslovaque à la vallée supérieure du Trotuş, son affleurement étant dû à une élévation axiale, à une culmination de la chaîne, les deux autres constituent celle-ci dans toute sa longueur, jusqu'à la région de la vallée de la Dâmbovița (1).

Seules les deux dernières zones sont importantes du point de vue du pétrole. La Zone néogène, en particulier, renferme à son extrémité Sud les plus riches gisements du pays.

Un rapide coup d'œil sur la constitution et le développement géologique de ces zones montre ce qui suit.

**Zone du Flysch.** — A peu près toute la chaîne des Carpates orientales roumaines, dans le sens morphologique de ce terme, est formée par la Zone du Flysch. Large de 25 à 70 kilomètres, elle est constituée par des dépôts d'âge crétacé et paléogène, étroitement plissés en plis asymétriques, déjetés et poussés vers l'extérieur de la chaîne, passant souvent à des plis-failles et même à des nappes de charriage. Par son bord externe, le Flysch chevauche habituellement la Zone néogène, tandis que vers l'intérieur il est lui-même chevauché parfois par la Zone cristalline.

Les unités stratigraphiques de ce Flysch ont elles-mêmes une disposition zonaire. On peut y distinguer, stratigraphiquement et aussi tectoniquement, une *Zone interne*, constituée par des dépôts infra-crétacés et une *Zone marginale*, essentiellement sénonienne et paléogène. C'est d'une manière exceptionnelle que l'on trouve dans cette dernière, dans le cœur des anticlinaux profondément décapés, des dépôts barrémiens; c'est très rarement aussi, et seulement vers l'extrémité méridionale de la chaîne, que l'on trouve des lambeaux de Sénonien ou de Paléogène surmontant la Zone interne. Une importante ligne de dislocation sépare les deux zones. Cette ligne n'est pas

(1) G. MACOVEI : Aperçu géologique sur les Carpates orientales roumaines. *Assoc. Carpatique. Guide des Excursions de la II<sup>e</sup> Réunion en Roumanie*, 1927.

cependant toujours visible; au contraire et même sur la plus grande partie de l'étendue de la chaîne, elle est cachée par une troisième unité, d'importance un peu moindre, qui est développée seulement en Moldavie : c'est la *Zone médiane*. Celle-ci est caractérisée par un Paléogène gréseux, différent de celui de la Zone marginale et qui constitue le faciès particulier du *Grès de Tarcău*. C'est l'équivalent du Grès de Magura, que nous avons appris à connaître dans les Carpates du Nord et du Macigno de l'Apennin.

Ainsi définies, les zones du Flysch se laissent suivre sur toute l'étendue des Carpates orientales roumaines, depuis la frontière polonaise jusqu'à la vallée du Buzău. A partir de cet endroit, la Zone marginale comme la médiane s'effondrent graduellement sous le Néogène de la Monténie du Nord-Est, en se résolvant d'abord en deux grands éperons, l'*Éperon de Văleni* et l'*Éperon d'Homoriciu*, puis en séries d'îles émergeant de la couverture néogène. Ceci fait que le Néogène, qui en Moldavie est confiné à l'extérieur de la Zone marginale, s'avance vers le Nord-Ouest sur l'emplacement du Flysch et constitue, entre les deux éperons et leurs prolongements, deux synclinaux miocènes : le *Synclinal de Drajna* et le *Synclinal de Slănic*. La conséquence de ces faits est qu'à partir de la vallée subméridienne du Teleajen vers l'Ouest, seule la Zone interne reste unitaire. Plus loin à l'Ouest, aux abords de la vallée de Dâmbovița, le Flysch entier disparaît sous la couverture néogène, se laissant toutefois deviner jusque dans la région de Pitești.

Il est à remarquer que les zones du Flysch de Roumanie ne correspondent pas complètement aux grandes unités structurales des Carpates polonaises et tchécoslovaques.

Ainsi la Zone interne de Roumanie se prolonge vers le Nord-Ouest dans la Russie subcarpatique et disparaît avant la vallée de la Latorica, où elle semble disparaître périclinalement sous la Zone médiane de ce pays.

D'autre part, la Zone médiane roumaine n'a pas de correspondant en Pologne, bien que l'unité stratigraphique qu'elle constitue se retrouve, dans les Carpates du Nord, dans la Nappe de Magura.

Enfin, la Zone marginale de Roumanie correspond à la plus grande partie de la Zone médiane de Pologne. Quant à la Zone marginale de ce pays, elle semble être cachée en Roumanie sous la Zone néogène.

La Zone interne du Flysch est constituée, comme nous le disions, par des dépôts infracrétacés. A la base de la série on trouve le complexe marneux et calcaire des *Couches de Sinaia* (Valanginien-Hauterivien), sans importance au point de vue pétrole, se continuant vers le Nord-Ouest en Tchécoslovaquie, au delà de la disparition de la Zone cristalline.

Au-dessus repose le Barrémien, série gréseuse, parfois congloméra-

tique, à restes de faune caractéristique. Vers le bord externe de cette zone, le Barrémien passe latéralement à un faciès schisteux, très caractéristique et constant tout le long des Carpates orientales. C'est le faciès connu en Roumanie sous le nom de *Schistes noirs* ou *Couches d'Audia*, correspondant aux *Couches de Spas* de Galicie, aux *Couches de Smilno* de Slovaquie et aux *Couches de Wernsdorf* de Silésie. C'est une formation bitumineuse, montrant les mêmes caractères que dans les Carpates de Pologne et qui s'étend de la vallée du Buzău jusqu'au delà de la frontière tchécoslovaque. Une série de sources et de suintements de pétrole suit cette zone jusqu'en Galicie et en Tchécoslovaquie, au moins dans sa partie orientale.

La série infracrétacée est couronnée par les dépôts de l'Aptien et du Gault, avec trois horizons : l'un inférieur marno-schisteux, parfois à faciès salin prononcé, un horizon moyen de grès micacés en bancs épais et un dernier, supérieur, consistant en conglomérats. Il y a des passages graduels, aussi bien du Barrémien à l'Aptien, qu'entre ces horizons. A la différence des termes précédents, les dépôts de l'Aptien et de l'Albien ne sont pas confinés dans les limites du Flysch, mais transgressent parfois sur la Zone cristallino-mésozoïque, qu'ils recouvrent en partie (*Conglomérats de Bucegi*). Tout comme les autres, ces dépôts passent vers le Nord-Ouest au delà des frontières du pays.

Les dépôts aptiens de la zone du Flysch renferment parfois des accumulations locales d'hydrocarbures gazeux et même des traces de pétrole.

C'est l'Aptien qui clôt la série infracrétacée et, en même temps, la série des formations de la Zone interne dans les Carpates de Moldavie. A l'extrémité méridionale de la chaîne, dans le Nord-Est de la Mouténie, la sédimentation retarde sous le même faciès jusqu'au Gault, voire même jusqu'au Cénomani.

A la fin de l'Aptien — dans la région de courbure de la chaîne, à la fin de l'Albien — la Zone du Flysch émerge. Une longue phase continentale y débute qui dure jusqu'au Sénonien. Dans cet intervalle, les formations infracrétacées, dont le plissement avait commencé à la fin de l'Hauterivien (1) (phase des plissements gétiques, en partie « *austrische Faltung* » de STILLE), furent exondées et devenaient la proie de l'érosion. Dans tous les cas, c'est avant cette exondation que la Zone interne de Flysch acquiert son caractère tectonique et que se précisent ses rapports avec la Zone cristalline. La coupe ci-jointe (fig. 88) peut donner une idée de cette disposition.

**Zone marginale.** — Dès le début du Sénonien, le géosynclinal du Flysch reprend sa fonction et la sédimentation recommence sur la

(1) G. MACOVEI et I. ATANASIU : L'évolution géologique de la Roumanie. Crétacé. *An. Inst. Geol. Rom.*, XVI, București, 1934.

même zone, avec cette différence que l'axe du géosynclinal s'est un peu déplacé vers l'extérieur. Le Sénonien qui s'y dépose est représenté par un puissant paquet de marnes calcaires ou argileuses, grises blanchâtres ou rouges caractéristiques, parfois noirâtres, à nombreuses veines de calcite et surtout de belles et variées Fucoides et de fragments d'Inocérames. Ce sont les mêmes Couches à l'Inocérane que dans les Carpates galiciennes. Vers l'intérieur et à l'extrémité Sud de la chaîne, le Sénonien passe à des marnes rouges à *Rosalina linnei*.

On rencontre très rarement dans le Sénonien des traces de pétrole, et seulement là où il vient en contact tectonique avec l'Oligocène.

Cependant, il y a passage continu du Sénonien au Paléogène, bien que le Danien et le Paléocène n'aient pas pu être identifiés.

L'Eocène se fait remarquer par une variation prononcée dans le sens transversal. Vers l'extérieur, c'est le faciès marneux qui domine; il est un peu gréseux, comme celui de Galicie, tandis que vers la zone médiane et tout le long de celle-ci, il est développé sous le faciès du Grès de Tarcău. Dans l'Eocène marginal, on remarque, intercalé dans la série, le même faciès calcaire-siliceux des « Couches de Pasieczna » de Galicie, connu en Roumanie sous le nom de Couches de Tg. Ocna. Vers l'intérieur, une invasion du faciès gréseux micacé détermine la formation du Grès de Moinești (équivalent du « Grès de Wygoda » de Galicie); quand ce faciès arrive à prédominer, tout a passé au Grès de Tarcău, localisé sur la Zone médiane du Flysch.

L'Eocène contient des gisements de pétrole, cantonnés plutôt à sa partie inférieure, dans des intercalations de grès à caractère de Grès de Moinești. Le Grès de Tarcău proprement dit n'est pas pétrolifère.

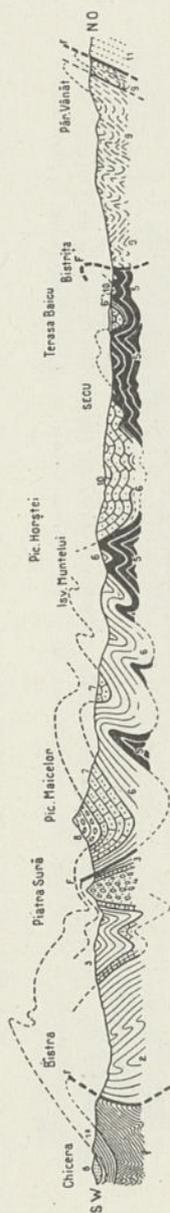


Fig. 88. — Coupe par la Zone interne du Flysch, dans la région du Bicaz (d'après MACOVEI et I. ATANASIU).

1 = Schistes cristallins; 1a = Trias et Jurassique; 2 = Couches de Simnia; 3 et 4 = Barrémien (faciès interne); 5 = Barrémien (schistes noirs); 6, 7 et 8 = Aptien; 9 = Sénonien; 10 = Eocène (grès de Tarcău); 11 = Oligocène de la Zone marginale du Flysch.

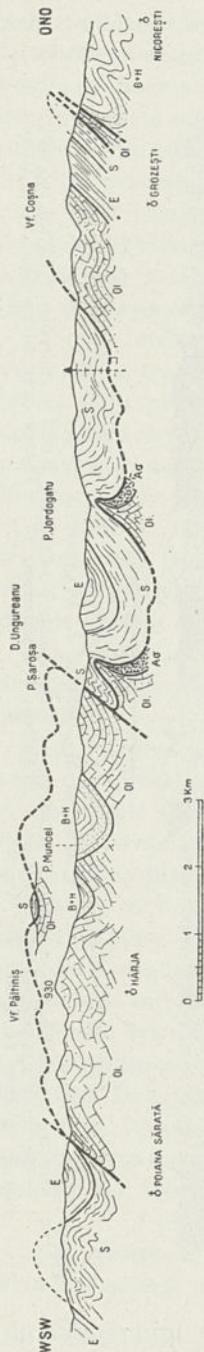


Fig. 89. — Coupe par la Zone marginale du Flysch dans la région de la vallée de l'Oltuz.  
 S = Sénonien; E = Eocène; Ol = Oligocène; Ag = Aquitainien à sel; B+H = Burdigalien et Helvétien.

L'Oligocène débute par un horizon marno-schisteux, légèrement bitumineux, qui continue par passage insensible l'Eocène (*Couches de Bisericani*). Il est suivi par l'étage dit des *Schistes ménilitiques* montrant les mêmes caractères qu'en Pologne. Epais de quelques centaines de mètres, avec à la base l'horizon caractéristique de ménilites, ces schistes montrent fréquemment des écailles et des squelettes de poissons, en particulier de *Meletta*, et parfois des Isopodes. La formation entière est franchement bitumineuse et représente la roche-mère de l'ensemble des gisements de pétrole exploitables des Carpates (p. 86).

L'étage supérieur de l'Oligocène est constitué par un grès quartzeux, habituellement d'un blanc très pur, à ciment siliceux, stratifié en bancs épais, connu sous le nom de *Grès de Kliwa*, qui arrive également à des puissances de l'ordre de centaines de mètres.

Dans le Nord de la Bucovine et dans la région à l'Ouest de Buzău, le faciès de Grès de Kliwa est graduellement remplacé par le faciès marno-gréseux semblable à celui des *Couches de Polanica* de Pologne, constituant en Roumanie les *Couches de Pucioasa*.

Un caractère commun à tous les termes stratigraphiques de la Zone marginale, en commençant par le Sénonien, est la présence d'intercalations de conglomérats à éléments de roches vertes, d'origine dobrogéenne. Ces conglomérats se retrouvent tout le long de la chaîne, à partir de la vallée du Teleajen en Monténie orientale, jusqu'à Przemyśl en Galicie.

Au point de vue du pétrole, l'Oligocène est le terme le plus important du Flysch, du fait qu'il renferme les gisements les plus riches de cette zone.

Les plissements qui ont affecté ultérieurement la Zone marginale, lui ont imprimé le caractère tectonique montré par le profil (fig. 89).

**La zone néogène.** — Cette zone correspond à une région de collines, ayant un caractère de dépression par rapport au Flysch. En Bucovine et dans la Moldavie du Nord, elle s'interpose entre la zone précédente et les collines du Plateau moldave, tandis que, en Moldavie méridionale et en Mounténie orientale, elle fait la transition vers la Plaine roumaine. Très étroite en Bucovine — quelques centaines de mètres, à peine — du fait que la plaque sarmatienne du Plateau moldave s'avance très loin vers la montagne, elle s'élargit graduellement à mesure que l'on va vers le Sud, arrivant à 30 kilomètres dans le département de Bacău. A partir de cet endroit elle se rétrécit de nouveau.

La Zone néogène est constituée, jusque dans le département de Buzău vers le Sud, par des dépôts miocènes jusqu'au Tortonien inclus, qui forment une bande continue le long de la montagne (fig. 90 et 92); seulement à sa bordure externe, le Sarmatien et le Méotien s'y ajoutent successivement. A partir du Buzău vers l'Ouest, la zone se bifurque et se résout ensuite en une série d'îles affleurant au milieu du Pliocène (fig. 91 et 92). Ceci est dû à un processus d'affaissement analogue à celui déjà signalé dans la Zone marginale et médiane du Flysch. A partir de cet endroit, nous nous trouvons dans la *Région des plis diapirs*, qui s'étend vers le Sud jusqu'à la bordure de la Plaine et à l'Ouest jusqu'au delà de la Dâmbovița. Tout l'édifice y est débordé par le Pliocène, le Miocène n'affleurant que sur l'emplacement du Flysch où il remplit les deux grands synclinaux signalés plus haut, de Slănic et de Drajna.

Le substratum de la Zone néogène est constitué au moins par l'Oligocène, si ce n'est par des formations plus anciennes de la Zone marginale. En effet, on observe aussi bien à sa bordure externe en Moldavie (Tg. Neamț, Pietricica-Bacău), que dans les noyaux des diapirs de la bordure de la Plaine roumaine (Țintea, Scăioși, Matița, etc.), des affleurements de schistes

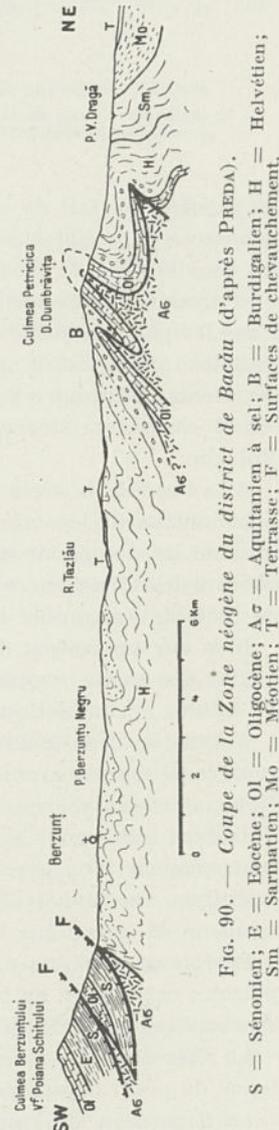


FIG. 90. — Coupe de la Zone néogène du district de Bacău (d'après PREDĂ).

S = Sénonien; E = Eocène; Ol = Oligocène; Aσ = Aquitainien à sel; B = Burdigalien; H = Helvétien; S = Sarmatien; M = Méotien; T = Terrasse; F = Surfaces de chevauchement.

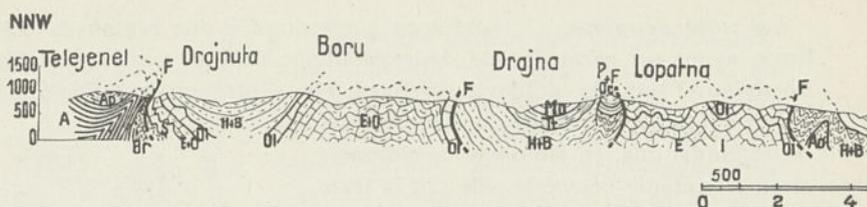


FIG. 91. — Coupe par la région ennoyée de la Zone marginale du Flysch  
 A et Ap = Aptien de la Zone interne; Br = Brèche tectonique; S = Sénonien; E+O  
 = Eocène-Helvétien; Tt = Tortonien; Sm = Sarmatien; Mo = Méotien; Pt = Pontien.

oligocènes. Du fait de cet arrangement, le pétrole originaire de l'Oligocène a pu monter le long de fractures jusque dans les couches les plus élevées du Néogène. Et, comme dans cette région de plis se sont trouvées réalisées, ainsi qu'on le verra dans la suite, les conditions les plus favorables pour l'emménagement et la conservation de grandes quantités de pétrole, c'est ici que se sont accumulés les gisements les plus riches.

Les caractères stratigraphiques du Miocène sont les mêmes qu'en Pologne.

A la base de la série se trouvent des dépôts aquitaniens à gypse et sel connus sous le nom de *Couches de Cornu*. Par-dessus, reposent les grès ou les conglomérats du Burdigalien, les *Conglomérats de Pietricica* ou les *Conglomérats de Brebu*, correspondant aux Conglomérats de Sloboda-Rungurska en Pologne.

Bien que présentant des traces de bitumes, l'Aquitarien ne renferme pas de gisements; en revanche, le Burdigalien offre en quelques points de faibles accumulations de pétrole.

A l'instar des Couches de Dobrotow de Pologne, l'Helvétien est représenté par une puissante série, dont l'épaisseur monte parfois à 1.000 mètres, de marnes argilo-sableuses et de grès micacés, tendres, ou de sables faiblement agglomérés, dans lesquels s'intercalent d'importants paquets d'un gypse blanc, fibreux, ainsi que des couches de tuf dacitique. Ces dépôts constituent la plus grande partie de la bande miocène de la bordure carpatique.

Parfois on rencontre dans l'Helvétien des quantités appréciables de pétrole; cependant, du fait de sa dispersion dans une grande épaisseur de couches, ces gisements paraissent avoir un rendement plutôt faible.

La série continue vers le haut par le Tortonien qui n'a aucune importance du point de vue pétrole.

Le Sarmatien ne compte dans cette zone qu'à partir du département de Bacău vers le Sud. Sa base est formée de marnes pauvres en fossiles, Foraminifères, *Cerithium* et *Ervilia*. C'est le Buglowien des auteurs. Le Sarmatien proprement dit est représenté par un complexe de marnes, de sables, de grès et parfois de conglomé-



et par la Zone néogène de l'Est du district de Prahova (d'après PREDĂ).

Oligocène ; Ol = Oligocène ; Aσ = Aquitanien à sel ; H+B = Burdigalien et  
Dc = Dacien ; Lv = Levantin ; F, f = Chevauchements et contacts anormaux.

rats auxquels s'associent des marnocalcaires et des calcaires oolithiques. On y a reconnu le Volhynien et le Bessarabien, le Kersonien étant absent. Le premier consiste, dans la région des plis diapirs de Mounténie, en sables, grès et calcaires oolithiques, avec une riche faune saumâtre, à *Maetra*, *Modiola*, *Ervilia*, *Cardium*, *Tapes*, *Solen*, *Cerithium*, *Trochus*, *Hydrobia*, *Neritina*, etc. Le Bessarabien est formé surtout de sables et de marnes à grosses *Maetra*. La puissance totale du Sarmatien-Buglowien monte, dans la région des diapirs, à 400 mètres.

Le Sarmatien héberge parfois de faibles gisements de pétrole.

Le Méotien est représenté par une alternance de sables à concrétions de grès, de calcaires oolithiques et de marnes sableuses. C'est un paquet dont l'épaisseur varie, dans la région à diapirs, de 60 à 500 mètres. On y trouve parfois des couches exploitables de lignite et, en Moldavie, de nombreuses intercalations de tufs andésitiques.

Dans la région des plis diapirs le Méotien comporte deux ensembles, à savoir :

Un horizon inférieur de marnes, grès et calcaires oolithiques, à faune saumâtre avec *Dosinia exoleta*, *Modiola volhynica minor*, *Cerithium istrizense*, *Hydrobia*, etc. Ce faciès passe, à l'Est de la vallée du Teleajen à un faciès lacustre à *Helix* et autres Gastropodes terrestres.

L'horizon supérieur comprend des marnes, sables, grès et même des conglomérats, mais pas de calcaires oolithiques; la faune qu'il renferme offre un caractère plutôt lacustre : *Unio subatavus*, *Unio subrecurvus*, *Congeria panticepea*, *Cong. bobociensis*, *Cong. novorossica*, *Leptanodonta unioïdes*.

En Moldavie, le Méotien est transgressif sur le Flysch, par exemple dans la région de Comănești, où il constitue un important bassin lignitifère.

Grâce à son faciès arénacé prédominant et aux intercalations marno-argileuses qui isolent les roches poreuses, et grâce également aux conditions tectoniques particulières, le Méotien est l'une des subdivisions les plus riches en pétrole de Roumanie. Cependant, du fait qu'il ne prend une part intégrante à la constitution de la Zone néogène que

dans la région des diapirs, ce n'est que dans cette région qu'il est pétrolifère.

Le Pontien est essentiellement formé de marnes argileuses et de sables à intercalations rares et faibles de sables, la puissance de cet ensemble allant de 500 à 1.000 mètres. On y trouve une faune variée : *Valenciennesia annulata*, *Congeria rhomboidea*, *C. rumana*, *Dreissensia* sp., *Cardium lenzi*, *C. abichi*, *C. novorossicum*, *Pontalmyra constantiæ*, *Vivipara* à coquille lisse, etc., et aussi des Mammifères : *Hipparion gracile*, *Gazella brevicornis*, *Mastodon longirostris*, etc.

Le caractère pétrographique s'oppose à ce que le Pontien soit pétrolifère; ce n'est que rarement qu'on y remarque un peu de pétrole, un peu plus fréquemment des gaz. Par contre, il constitue une excellente couverture protectrice pour les gisements méotiens.

Le Dacien est presque entièrement formé de sables ou de grès tendres, rarement de graviers; on y remarque de fréquentes intercalations de marnes argilo-charbonneuses, à lignite en couches importantes. Sa puissance moyenne est de 250 mètres, pouvant aller cependant jusqu'à 400 mètres. La faune assez spéciale qui le caractérise consiste en Cardiacés à coquille épaisse (*Prosodacna*, *Stylodacna*), *Unio*, *Melanopsis*, *Vivipara* à test épais et orné (*Vivipara bifarcinata*), etc., et en Mammifères : *Mastodon borsoni*, *Dinotherium gigantissimum*, *Rhinoceros megarhinus*, *Machairodus*, etc.

C'est dans ce Dacien que se trouvent parfois les plus riches accumulations de pétrole du pays. Ses horizons inférieurs surtout ont abrité des réserves énormes. Dans certains endroits le Dacien contient d'importantes quantités de gaz.

Le Levantin, dernier terme pliocène, consiste en sédiments exclusivement lacustres, parfois à caractère torrentiel. Il totalise une puissance de dépôts qui dépasse parfois de beaucoup 1.000 mètres. Son horizon inférieur, d'une importance variant de quelques mètres à 500 ou 600 mètres, commence par un niveau de marnes argileuses verdâtres allant jusqu'à 120 mètres d'épaisseur à *Helix* et *Planorbis*, qui constitue un excellent toit protecteur pour le Dacien. La série continue avec des sables, grès tendres et graviers à faibles intercalations de marnes sableuses, formant ensemble un horizon distinct, épais habituellement de quelques centaines de mètres. L'horizon supérieur consiste, dans la région des diapirs, en masses parfois très considérables de graviers torrentiels (*Graviers de Cândești*). Le Levantin renferme une faune exclusivement lacustre de Vivipares ornées, d'Unionidés sculptés (*Scalenaria bielzi*, *Unio pristinus*, *U. brandzæ*, etc.) de *Melanopsis*, *Planorbis*, etc.; parmi les Mammifères, surtout répandus et caractéristiques, sont *Mastodon arvernensis* et *Elephas meridionalis*.

Dans le Levantin on trouve parfois de faibles quantités d'un pétrole résinifié et asphaltisé, et aussi des gaz.

La considération des caractères de faciès et des rapports stratigraphiques entre les différents termes du Néogène laisse voir qu'avec le Burdigalien commence dans les Carpates orientales une nouvelle phase de diastrophisme — la phase alpine — qui, en Mounténie du Nord-Est, dure jusque dans le Quaternaire.

Bien que les mouvements aient fortement influencé la Zone marginale du Flysch, en y achevant la tectonique esquissée dans la phase pyrénéenne et saviennaise, ces mouvements ont surtout été intenses dans la région des plis diapirs. C'est du fait que ces mouvements ont été continus, et sont allés de pair avec le processus de sédimentation du Miocène supérieur et du Pliocène, qu'a pu prendre naissance le type particulier de pli, qu'est le pli diapir (fig. 4). Dans les cas où ils ont été plus intenses et ont duré plus longtemps que le processus de sédimentation, ils sont arrivés à déterminer des plis à diapirisme exagéré dans lesquels le noyau de sel aquitainien, ou même de grès oligocène, est arrivé, dans l'axe de ces plis, au contact du Quaternaire. C'est le *type Moreni*, réalisé dans l'anticlinal du même nom. Au contraire, au cas où c'était au processus de sédimentation de devenir plus actif, il en résultait des plis à diapirisme atténué, à diapirisme limité en profondeur, intéressant surtout les couches anciennes, tandis que les dépôts récents affectent la même disposition que dans un pli normal. C'est le *type Boldești*.

Avec la distribution des principaux indices et gisements de pétrole, l'esquisse ci-jointe (fig. 92) donne une vue d'ensemble des principaux traits de la géologie des Carpates orientales roumaines.

**Le pétrole dans la zone du Flysch (1).** — Un groupement, sur la base du critère génétique, des gisements et suintements de pétrole du Flysch est d'autant plus indiqué que les roches-mères, à savoir les « Schistes noirs » crétacés et les « Schistes ménilitiques » oligocènes, se localisent dans les deux zones principales de ce Flysch, la Zone interne et la Zone marginale. Pour ce qui concerne le caractère tectonique, le pétrole se rencontre dans les structures les plus variées, depuis les plis normaux jusqu'aux plis-failles et aux nappes. La forme d'écaille y est cependant la plus fréquente.

**Zone interne.** — Bien que les Schistes noirs se présentent comme une excellente roche-mère, la plus grande partie du pétrole qu'ils ont pu fournir s'est perdue à cause de l'exondation et de l'érosion qu'ils ont subies durant la phase continentale méso-crétacée. En fait, il n'y a pas de gisements importants sur leur zone de développement.

(1) G. MACOVEI : Aperçu sur la mise en place des gisements de pétrole des Carpates orientales roumaines. *Congr. Intern. Mines, Métall. et Géol. appl.*, VII<sup>e</sup> Sess., Paris, I, 1936. Voir, dans cet article, une bibliographie presque complète sur la géologie des gisements de pétrole roumains.

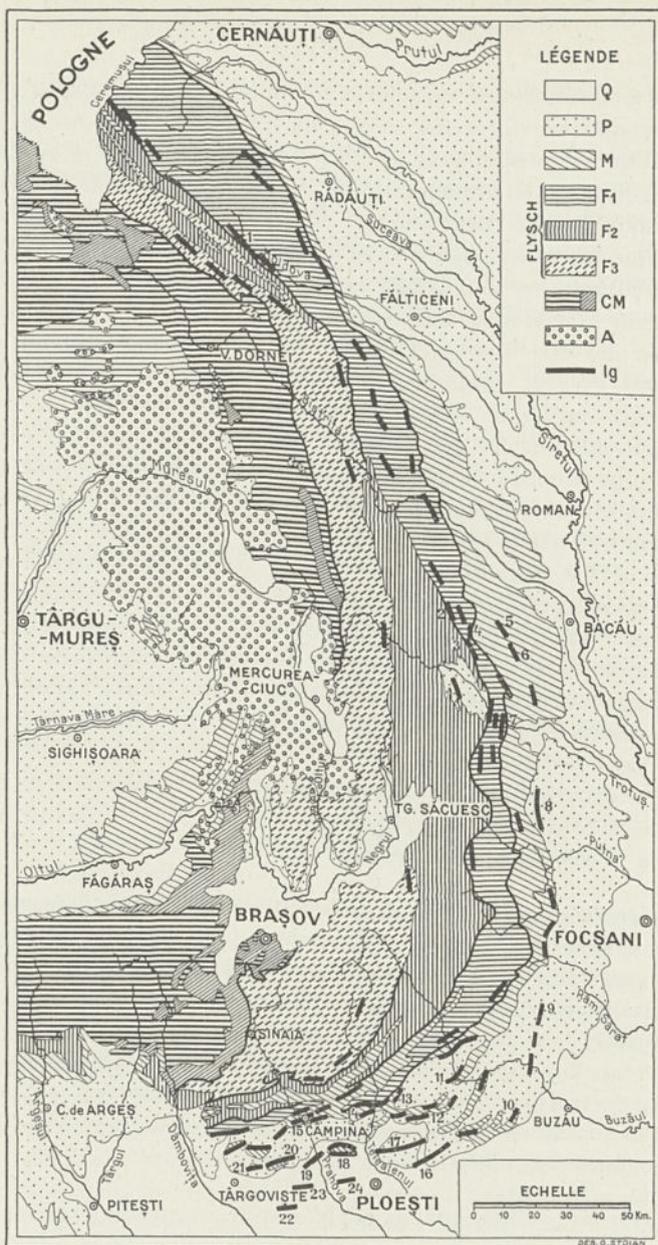


Fig. 92. — Esquisse tectonique des Carpates orientales roumaines avec distribution des indices et des gisements de pétrole.

A = Andésites; CM = Zone cristallino-mésozoïque; F<sub>3</sub> = Zone interne du Flysch; F<sub>2</sub> = Zone médiane; F<sub>1</sub> = Zone marginale; M = Miocène; P = Sarmato-Pliocène; Q = Quaternaire.

1 = Rușu Moldovitei; 2 = Zemes; 3 = Moinesti; 4 = Solont; 5 = Câmpeni; 6 = Tețcani; 7 = Tg. Ocna; 8 = Cașin; 9 = Arbanashi; 10 = Sarata Monteoru; 11 = Tega; 12 = Matia Apostolache; 13 = Copaceni; 14 = Scăioși; 15 = Bustenari Câmpina; 16 = Ceptura Urlați; 17 = Boldești; 18 = Băicoi Tîntea; 19 = Calinesti; 20 = Moreni Gura Ocnitei; 21 = Ochiuri; 22 = Bucșani; 23 = Mărgineni; 24 = Aricești.

Parfois cependant, des petites accumulations sont restées, soit dans la partie inférieure de l'Aptien, soit dans la masse même de ces schistes. Ceci explique que, le long de la Zone interne du Flysch, des indices de pétrole se remarquent en plus d'un endroit, certaines ayant déterminé même des essais d'exploitation.

Dans la zone des Schistes noirs en Bucovine, on peut citer les points pétrolifères suivants, tous cantonnés dans la région de la vallée de Moldova : **Breaza, Pojorâta, Sadova, Câmpulung, Slatioara, Stulpicani et Negruleasa**. Quelques-unes de ces localités ont fait l'objet d'extraction du pétrole.

Ainsi, à Breaza, quelques puits à main forcés dans les Schistes noirs ont donné, à 20 mètres de profondeur, des gaz et un pétrole transparent, jaunâtre, dont on a extrait environ 600 kilogrammes. A Câmpulung, on a obtenu par la même voie 15.000 kilogrammes de pétrole de même qualité, accompagné de gaz et, à Stulpicani, on a pu extraire environ 11.200 kilogrammes.

De semblables trouvailles ont pu être faites le long de la même zone, mais plus au Sud.

Ainsi, dans le bassin de Suha Mică, dans le département de Baia, à l'Ouest de **Găinesti**, on connaît également trois points où le pétrole provient des mêmes Schistes noirs.

A **Răpaciuni (Ceahlău)**, département de Neamț et à **Ghimes** dans le département de Ciuc, on connaît du pétrole dans l'Aptien.

Sur le territoire de la commune de **Zabala** (département de Trei Scaune), à la bordure orientale de la dépression de Tg. Secuesc, des suintements de pétrole sont connus en trois endroits.

Il en est de même de la localité **Tețiu**, à la bordure Est de la dépression de Brașov, où de longue date sont connus des indices de pétrole. Lors du creusement du tunnel de la voie ferrée, qui traverse l'horizon schisteux inférieur de l'Aptien, on a rencontré d'abondantes venues de gaz.

Enfin, sur la portion entre Valea Dragnei et Valea Doftanei, près de la ligne de contact de la Zone interne du Flysch avec le Synclinal de Slănic, on connaît des suintements de pétrole dans l'Aptien; ils ont occasionné le forage de plusieurs puits à main et même d'une sonde. En dehors de gaz, un peu à l'intérieur de la zone à dépôts aptiens, comme à **Cheia** sur le Teleajen, on connaît sur plusieurs points des suintements de pétrole, par exemple à **Ston** sur la Dragna, ensuite dans la vallée de Crasna un peu au Nord de **Schiulesti** et d'autres encore, à **Vulpea**, Plaiul Măciuca et Vf. Brădetu au Nord de **Bertea** (1).

(1) D. M. PREDĂ : Géologie de la vallée du Teleajen dans la région des colines subcarpatiques. *Assoc. Carpatique. Guide des Excursions de la II<sup>e</sup> Réunion en Roumanie*, 1927.

Il s'agit de manifestations en connexion génétique avec les Schistes Noirs, qui d'ailleurs ne présentent qu'un intérêt théorique.

**Zone médiane.** — Dans la zone médiane du Flysch, on ne connaît des indices de pétrole que sur sa bordure externe, dans la région de **Moinesti-Tg. Ocna**, où ils se confondent d'ailleurs avec ceux mentionnés dans la zone suivante.

**Zone marginale.** — C'est sous un jour bien plus avantageux qu'apparaît le pétrole de la Zone marginale du Flysch. En effet, le long de cette zone, se trouve la grande majorité des gisements et des indices de pétrole du Flysch. La plupart des régions à manifestations de bitumes ne sont pas encore explorées, de sorte que l'on est loin d'être fixé sur leur importance pratique.

Parmi les subdivisions stratigraphiques formant la Zone marginale, seul le Sénonien paraît être dépourvu de gisements, et même là où il vient en contact direct avec l'Oligocène par des rapports de chevauchement, il n'a que de faibles imprégnations. De telles manifestations sont connues à **Gainesti** (département de Baia) et dans le **Parâul Buhalnita** (département de Neamț).

A partir de là et jusque dans le département de Prahova, on n'a signalé nulle part des manifestations de pétrole dans le Sénonien. Dans la **Valea Jaristea**, à 3 kilomètres environ au Nord de Slănic de Prahova, on en trouve quelques suintements dans le Sénonien écrasé au-dessous de la ligne de chevauchement du Crétacé inférieur; mais ce pétrole peut être originaire aussi bien du Barrémien que de l'Oligocène.

Par contre, l'Eocène est non seulement imprégné, ce qui arrive souvent, mais il contient des gisements exploitables. Le pétrole y est cantonné habituellement vers la base de la série, dans les bancs de grès tendres micacés (*Grès de Moinești*) intercalés dans le complexe marneux.

Dans l'Oligocène, sont logés également d'importants gisements de pétrole accumulés soit dans des niveaux gréseux, soit dans les crevasses des ménilites (Solonț-Bacău).

Dans toute la zone d'affleurement des dépôts paléogènes — en particulier dans ceux de l'Oligocène — les indices sont très nombreux. Les plus fréquents consistent en sources salées, iodurées et sulfureuses, accompagnées de pétrole ou de dégagements de gaz.

En Bucovine, on connaît dans la Paléogène de nombreux points à suintements de pétrole. Parmi les plus connus, où l'on a fait aussi des essais d'exploitation, nous mentionnons : **Câmpulung-pe-Ceremus**, **Dihtenit-pe-Putila** et **Serghieni**, où il y a un pétrole très léger.

La plupart des suintements, qui ont déterminé dans le passé des travaux d'exploration les plus nombreux, sont localisés en différents

endroits de la région de la Moldovița; tels sont ceux de **Pârâul Petac**, sur la droite de la Moldovița, où l'on a foré dans l'Oligocène trois sondes, l'une à 900 mètres et qui a produit un peu de pétrole et d'eau salée, puis, à **Argel**, **Scauele**, **Rusii-pe-Boul**, **Vatra**, **Moldovitei**, **Frumoasa** et **Dea**.

Plus au Sud, le pétrole a été signalé à **Salatruc** sur la Moldova, comme aussi à **Dorotea**, **Plotonita** et **Brusturoasa** dans la vallée de la Suha.

Vers la bordure externe de la Zone marginale, on mentionne des suintements à **Sipotele Siretului** et à **Pleasa-pe-Siret**, puis, à **Tomnatic**, à **Straja**, à **Karlsberg** et à **Monastirea Putna** sur la Suceava; enfin, plus au Sud, encore dans le ruisseau de **Sucevita** et aussi à **Monastirea Humorului**.

Les indices dans le Paléogène sont tout aussi nombreux en Moldavie. Dans le département de Neamț, en outre des points déjà cités, il y a les suintements de l'embouchure du ruisseau **Duruitoarea** près **Varatic**, de **Mitocul lui Balan** sur le Cracău, de **Negrilesti** sur le ruisseau Iapa, ainsi que les sources salées échelonnées le long de ce ruisseau sur toute la zone marginale, enfin, les sources salées de **Tazlau** et les suintements de pétrole du ruisseau **Soimu** et de celui de **Geamana**.

Le département de Bacău est le plus important en ce qui concerne le pétrole du Flysch.

Dans le bassin du Tazlăul Sărat, mises à part les manifestations de pétrole peu importantes de **Chilii**, nous pouvons citer les gisements de **Zemes**, **Tazlau**, **Lucacesti** et **Moinesti** et, au bord de la zone marginale, ceux de **Solont-Stanesti** (fig. 95).

**Lucacesti-Zemes.** — Le gisement de Zemeș est situé au confluent du ruisseau de ce nom avec le Tazlăul Sărat, où l'on exploite du pétrole depuis quarante ans.

Dans cette région, les formations de la Zone marginale sont disposées suivant trois écailles (fig. 32). Dans l'écaille moyenne on trouve, dans l'Eocène, un peu de pétrole paraffineux, accompagné en échange de beaucoup de gaz. Tout le pétrole extrait de cette région provient de l'Oligocène de l'écaille inférieure, dont les couches productives sont traversées jusqu'à des profondeurs de 450 mètres. Les sondes y ont une production initiale de plus de 10 tonnes par jour, débit qui ne diminue que très lentement. Ceci fait que la production, faible dans l'unité de temps, est compensée par une longue durée qui va jusqu'à vingt ou même trente années.

La production du gisement de Zemeș s'est élevée graduellement, montant de 1.900 tonnes en 1903, jusqu'à 22.000 tonnes en 1917. Au cours des dernières années, elle a varié entre 10.000 et 22.380 tonnes annuellement, le maximum de production ayant été atteint en 1928.

Entre Zemeș et Lucăcești, le long de la vallée du Tazlău, s'étend le chantier de **Tazlau**, montrant la même disposition géologique. Le

pétrole s'y trouve dans le même horizon inférieur de l'Eocène et dans l'Oligocène. La production a toujours été plus faible, oscillant entre 500 et 1.000 tonnes par an.

La région de Lucăcești-Zemeș est l'une des plus anciennes productrices de pétrole de la Moldavie. Cependant nous ne possédons des données sur sa production que depuis 1861, quand elle s'inscrit dans les statistiques avec 143 tonnes. Depuis cette date et jusqu'au début de 1938, la production de cette région s'est élevée au chiffre total de 443.800 tonnes, dont 19.200 en 1937.

Le pétrole de Zemeș est lourd, asphalté et paraffineux, à poids spécifique de 0,870 à 0,880. A la distillation, il donne 6 à 15 % de benzine, 30 à 45 % de lampant, 50 à 60 % de mazout et 4 à 5 % de paraffine.

**Moinești.** — Immédiatement au Sud de Lucăcești se trouve le champ de Moinești, situé à la bordure du Flysch, lequel chevauche la Zone

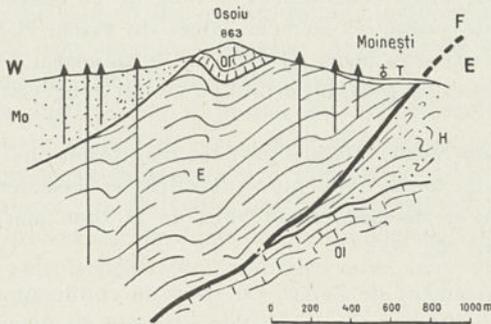


FIG. 93. — Coupe par le champ de Moinești (d'après D. STEFANESCO).

E = Eocène ; OI = Oligocène ; H = Helvétien ; Mo = Méotien ; F = Surface de chevauchement.

miocène. L'écaille marginale, amenée par-dessus le Méditerranéen, est recouverte en transgression par le Méotien de la Cuvette Văsiești-Dărmănești, tenant du bassin lignitifère de Comănești (fig. 93).

C'est l'Eocène qui est pétrolifère, ayant son principal horizon productif près de sa base, atteinte par les sondes à des profondeurs de 900 à 1.000 mètres. La production initiale est de 15 à 20 tonnes par jour. Mais ici aussi le débit diminue très lentement, de sorte que les sondes sont assurées d'une longue durée.

Un autre gisement important a été rencontré à cet endroit dans la base du Méotien; certaines sondes y ont puisé jusqu'à 30 tonnes par jour. Mais la production initiale moyenne de ce niveau varie entre 10 et 15 t. journallement. Le pétrole méotien est lourd et asphalté; le plus léger est extrait de l'Eocène supérieur tandis que celui de l'Eocène inférieur est un peu plus lourd et d'habitude paraffineux. Un pétrole à poids spécifique de 0,850 à 0,880 contient 9 à 13 % de benzine, 26 à 43 % de lampant, 46 à 60 % de mazout et 5,5 à 7 % de paraffine.

Pendant les dix dernières années, la production du chantier Moinești a varié entre 1.000 et 12.400 tonnes par an, le dernier chiffre ayant été atteint en 1937. La production totale obtenue jusqu'au début de 1938 est de 262.800 tonnes.

**Solont-Stănești.** — Le champ de Solont-Stănești, le plus important de la Moldavie, se trouve également au bord du Flysch, à 6 kilomètres au Nord de Moinești.

L'élément tectonique marginal du Flysch est constitué ici par une grande voûte d'Oligocène qui plonge vers le Sud périclinalement sous le Méditerranéen. Celui-ci dessine à l'Ouest un synclinal, au fond duquel on trouve l'Aquitainien à sel, synclinal qui est chevauché par l'Oligocène d'une écaille se développant vers l'Ouest (fig. 94).

La région productive se trouve à l'extrémité de l'anticlinal, dans sa

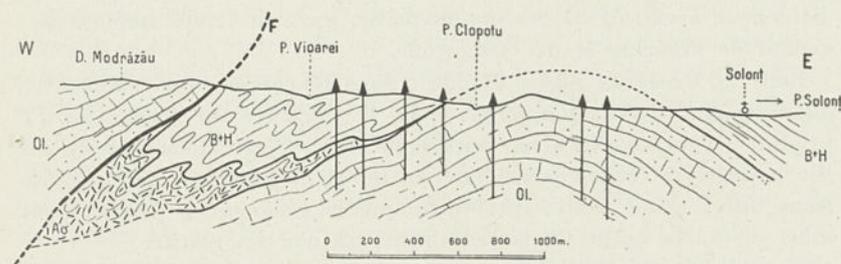


FIG. 94. — Coupe à travers la zone pétrolifère de Solont.

Ol = Oligocène; Aσ = Aquitainien à sel; B+H = Burdigalien et Helvétien;  
F = Surface de chevauchement.

zone d'envoyage. Les couches pétrolifères sont dispersées dans l'Oligocène, à différents niveaux, même dans l'horizon des ménillites. Dans le Méditerranéen, on a rencontré plusieurs imprégnations, mais sans rendement pratique. La profondeur des sondes est comprise entre 200 et 400 mètres, leur régime de débit étant le même que dans les chantiers précédents.

Cette région apparaît dans les statistiques en 1860, avec 88 tonnes. Depuis, la production s'est élevée, avec de légères oscillations mais d'une manière constante, jusqu'au maximum de 39.609 tonnes atteint en 1928. La production durant l'année 1937 a été de 12.800 tonnes et la quantité totale de pétrole extrait jusqu'au début de 1938 est de 363.150 tonnes.

Le pétrole de Solont-Stănești est plus léger que celui des gisements précédemment étudiés, son poids spécifique étant de 0,820 à 0,860. Il donne à la distillation 15-30 % de benzine, 31-45 % de lampant, 32 à 50 % de mazout et 3-5 % de paraffine.

Le long du bord du Flysch, entre les deux vallées de Tazlăul Dulce et Tazlăul Sărat, des endroits à suintements sont connus sur plusieurs points. Jusqu'à présent, ils n'ont pas cependant attiré les explorateurs.

Au Sud de Moinești, sur les bordures du bassin méotien de Comănești, divers points ont fait l'objet de recherches. On y a même obtenu quelques résultats, à **Podeiu** près Comănești par exemple, mais sans que la question ait une suite. Quelques puits à main y ont cependant produit, de 1861 à 1911, 11.399 tonnes provenant de l'Oligocène.

Depuis la bordure Sud du bassin de Comănești jusqu'aux environs de **Tg. Ocna**, on connaît de longue date des suintements disséminés le long de la vallée du Trotuș et de ses affluents, la majorité se trouvant dans la Zone médiane du Flysch. Les suintements de **Dofteana**, de **Paçuri**, de **Bogata**, de **Poeni**, de **Mosoare**, etc., sont dans ce cas. Par des puits à main, certains poussés jusqu'à une profondeur de 170 mètres, on a extrait de ces divers points environ 12.000 tonnes, provenant de l'Eocène et de l'Oligocène.

Dans la **Vallée du Slanic** (Bacău), dans le ruisseau de Tudorache, on a signalé, depuis longtemps déjà, la présence de l'ozokérite. Ce produit est localisé le long d'une ligne de dislocation de l'Oligocène, sur laquelle se trouve pincé un peu de Méditerranéen. Les explorations faites ayant toutefois montré que le gisement se trouve pour ainsi dire à la limite de la rentabilité, on n'a pas insisté.

Au Sud de Tg. Ocna, on passe de suite dans la **Vallée de l'Oituz**, dont la structure géologique est représentée par la figure 89. Dans cette vallée aussi, de nombreuses manifestations de pétrole sont connues. Les explorations faites autrefois n'ont pas donné des résultats satisfaisants; il est vrai aussi qu'elles avaient été exécutées d'une manière tout empirique.

Entre la vallée de l'Oituz et celle de Slănic de Buzău, un seul endroit intéressant caractérisé par des suintements est connu dans la **Vallée supérieure de la Putna**. Il se trouve sur une surface de chevauchement du Sénonien par-dessus l'Oligocène.

Dans l'élément marginal du Flysch de la **Vallée du Slanic de Buzău**, le pétrole apparaît à **Lopatari** et à **Lunci**. L'Oligocène constitue ici un anticlinal évoluant ensuite à une écaille, laquelle chevauche les conglomérats burdigaliens de la Zone miocène. En arrière de cet anticlinal, l'Oligocène englobe, à Lunci, un synclinal de Méditerranéen à sel. Cette région a été explorée par une sonde et plusieurs puits. On n'y a obtenu que peu de pétrole. En revanche, la région est riche en gaz; c'est ici que se trouve le point appelé *Focurile nestinse* (les feux perpétuels); il s'agit de dégagements de gaz, à jet continu, provenant de l'Eocène.

C'est dans cette zone que se trouvent les sources de pétrole du

bassin du Buzău, de **Valea Sibiciului**, de **Valea Boului**, de **Nehoiu** et de **Nehoiasu**, comme aussi celles de **Valea Catiasului** et de **Chiojdul Mic**, toutes suintant de l'Oligocène.

Depuis la vallée de **Bâsca Chiojdului** vers l'Ouest, jusque dans les vallées du **Teleajen** et du **Verbilău**, les indices sont presque continus. Ce sont les suintements de **Valea Anei**, de **Manesti**, **Posesti**, **Merdeal**, **Ogretin**, régions explorées mais sans succès jusqu'à présent; puis les suintements de **Râpa Pinencei** et de **Surani**, de **Pacura**, **Arsenesele**, **Predeal**, **Valea Gardului**, **Copaceni** et de **Gura Vîtioarei**.

De **Copăceni** jusqu'à l'Ouest de **Gura Vîtioarei**, l'Oligocène de l'Eperon de **Văleni** chevauche le Pliocène (fig. 7), en prenant contact avec le Pontien, parfois même avec le Dacien. L'Oligocène y est pétrolière. De 1905 à 1912, on a pu en extraire, par des puits et des sondes entre ces deux localités, 1.350 tonnes environ.

**Buștenari.** — A l'Ouest de la vallée du **Verbilău**, le Paléogène de l'Eperon subit un ennoyage, qui le fait plonger sous le Miocène; mais cette disparition n'est pas définitive. Le Paléogène revient d'une manière locale à l'affleurement dans les deux îles de **Cosmina-Buștenari** et de **Fața Cireșului** (fig. 6 et 38).

Nous nous trouvons ici dans la région de **Buștenari** qui, il y a un peu plus de trente ans, comprenait le plus important chantier de Roumanie. Dû au fait qu'il s'y trouvait bien protégé, l'Oligocène a pu garder le plus riche gisement paléogène, avec plusieurs horizons productifs (fig. 26). Cependant une grande quantité du pétrole y est logée aussi dans le Méotien. Les profondeurs de forage sont très faibles pour l'Oligocène, de 180 à 300 mètres. Dans les endroits où le Méotien recouvre l'Oligocène, les sondes traversent en moyenne 120 mètres de ce Méotien, après quoi elles pénètrent dans l'Oligocène.

A l'heure actuelle, le gisement oligocène est presque épuisé, excepté sa base qui renferme encore quelques réserves. C'est ainsi que la production de l'Oligocène, qui était montée, en 1906, à 420.000 tonnes, est tombée graduellement pour se chiffrer en 1937 à 32.400 tonnes. La production totale du gisement, jusqu'au début de 1938, dépasse 5.500.000 tonnes.

Le pétrole de l'Oligocène de **Buștenari** est un des meilleurs de Roumanie. Il a un pourcent élevé de produits légers (jusqu'à 30 % de benzine) et donne des huiles d'une qualité supérieure.

**La zone de l'Eperon d'Homoriciu.** — La présence de l'Oligocène le long de cet éperon se traduit, ici aussi, par une série de points à indices de pétrole. Il en est connu dans la vallée de **Bâsca fara Gale**, dans le versant Sud du **Mont Calugaru**, au Sud-Est du **Mont Jaristea**, dans **Valea lui Sterp**, etc. Puis, à l'Ouest de la **Prahova**, sont à mentionner les suintements de **Cornu**, de **Valea Lunga**, des environs de

**Breaza**, de **Ursei** et de **Cucuteni** sur la Dâmbovița. Nous y joignons enfin les suintements de **Sotriile Vistierului** et ceux d'**Ocina**, qui d'ailleurs n'appartiennent pas à l'Eperon d'Homoriciu mais se trouvent dans l'aile Nord du Synclinal de Slănic.

**Le pétrole de la Zone néogène.** — Nous disions plus haut que, dans la constitution du soubassement de la Zone néogène, entre sans doute aussi l'Oligocène. Une preuve en est fournie par le fait que ses sédiments affleurent le long du bord externe de cette zone néogène, aussi bien en Moldavie (Tg. Neamț, Petricica-Bacău) qu'en Mounténie (Țintea, Scăioși, Matița, Apostolache, etc.). Puisque le pétrole carpatique est originaire de l'Oligocène, il s'ensuit que toutes les fois qu'il a trouvé une voie d'ascension et des conditions propices d'accumulation et de conservation, il a pu former un gisement dans n'importe quelle subdivision du Néogène.

Voyons les endroits où de pareilles conditions ont été réalisées.

**1° Zone néogène de Moldavie.** — Le long de la zone miocène en Bucovine et en Moldavie jusque dans le département de Bacău, les indices sont presque totalement absents. Toutefois, dans bien des endroits de cette zone, on connaît des structures éminemment favorables à la conservation des gisements.

En revanche, dans le département de Bacău, les suintements sont très nombreux et ont déterminé des exploitations dont les débuts sont très anciens.

C'est dans la région au Nord de la vallée du Trotuș, que sont cantonnés à peu près tous les indices connus jusqu'à présent (fig. 95). Ils y jalonnent des lignes Nord-Sud qui correspondent ou à des failles, ou à des zones anticlinales. La plus importante de ces lignes est celle qui passe par **Ludasi**, **Câmpeni-Pârjol**, **Pustiana**, **Sârbi**, **Tetcani**, **Gura Cernului**, **Moreni**, **Bârsanesti** et **Tg. Trotusului**. A l'Est se dessine une autre ligne, marquée par les suintements d'**Orasa**, **Filipea**, **Balaneasa** et **Tutu**. Vient enfin la zone de la dislocation marginale entre le Miocène et les dépôts du Plateau moldave (**Sarata-Onesti**), le long de laquelle apparaissent des sources salées à caractère de salses. Toutefois il n'y a des exploitations qu'à **Câmpeni** et à **Tetcani**.

**Câmpeni.** — Les exploitations y sont cantonnées aux abords d'une faille, le long de laquelle l'Helvétien inférieur chevauche l'Helvétien supérieur. Certaines sondes sont allées dans cet étage jusqu'à 900 mètres de profondeur, en y rencontrant plusieurs couches imprégnées d'un pétrole jaune-rougeâtre par transparence, vert par réflexion et très léger, le poids spécifique variant entre 0,790 et 0,830. Il donne à la distillation 10 à 30 % de benzine, 40 à 50 % de lampant et 25 à 40 %

de mazout. La production annuelle maxima de ce chantier a été atteinte en 1909 avec une extraction de 4.279 tonnes.

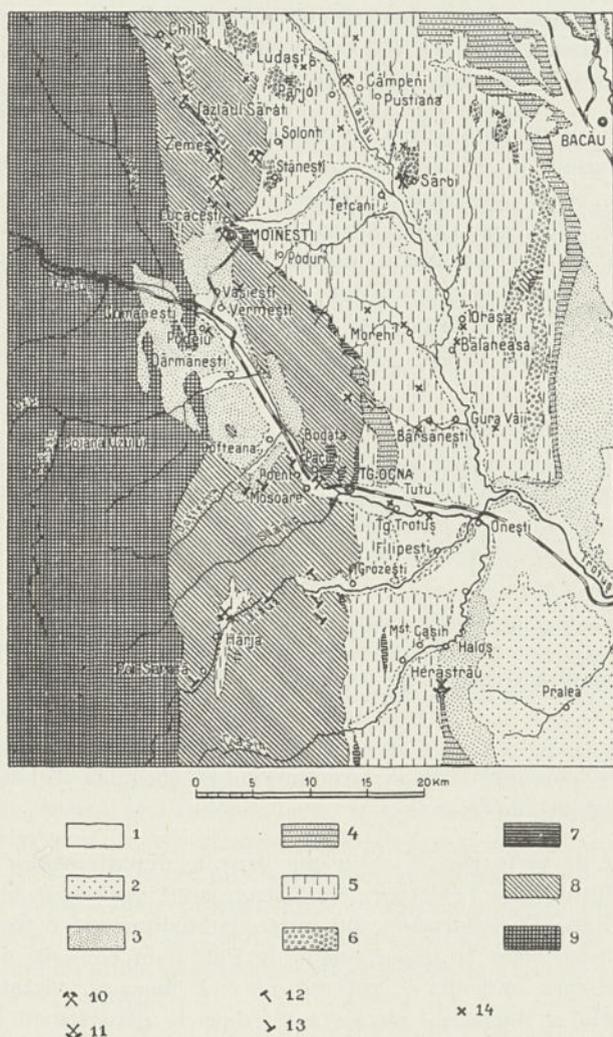


FIG. 95. — Esquisse géologique de la région à champs pétrolifères du district de Bacău (d'après la Carte géologique de la Roumanie 1 : 500.000).

1 = Quaternaire; 2 = Levantin; 3 = Méotien; 4 = Sarmatien; 5 = Helvétien; 6 = Burdigalien; 7 = Aquitanien; 8 = Flysch marginal; 9 = Zone médiane du Flysch (Grès de Tarcau); 10 = Chantier de pétrole en exploitation; 11 = Chantier abandonné; 12 et 13 = Forages; 14 = Suintement de pétrole.

**Tetcani.** — En dehors de puits à main, il y a aussi quelques sondes poussées à des profondeurs dépassant 900 mètres et placées sur un

anticlinal normal. La production annuelle maxima a été atteinte également en 1909, avec 5.486 tonnes. Le pétrole y est tout aussi léger que celui de Câmpeni, mais il est opaque et d'une couleur olive.

La production totale des deux chantiers, Câmpeni et Tețcani, jusqu'au commencement de 1938, s'est élevée à 145.500 tonnes, celle de l'année dernière étant de 2.200 tonnes.

**Casin.** — A 15 kilomètres au Sud d'Onești se trouve, sur la ligne de dislocation qui sépare la zone méditerranéenne par rapport au Sarmatien et au Pliocène, le vieux chantier de Cașin (fig. 96). Le Sarmatien, caché par l'aile chevauchante du Méditerranéen, est pétrolifère, les sondes l'atteignant jusqu'à 300 mètres de profondeur. Bien que la région ne soit pas dépourvue d'intérêt, les exploitations y ont cessé en 1915. Le maximum de production annuelle a été atteint en 1898, quand on a extrait 4.535 tonnes. Depuis 1861, date des pre-

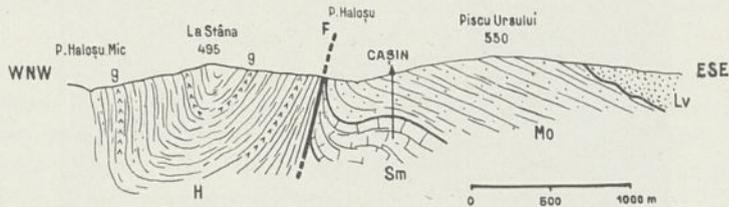


FIG. 96. — Coupe de la zone pétrolifère de Cașin (d'après PROTESCO et PAUCA).

H = Helvétien; g = Gypse; Sm = Sarmatien; Mo = Méotien; Lv = Levantin; F = Surface de chevauchement.

mières informations sur la production, et jusqu'en 1915, on y a extrait en tout 19.486 tonnes.

Au Sud de cette région et jusque dans le département de Buzău, tous les indices de l'existence du pétrole sont cantonnés le long de la même ligne de dislocation, qui sépare le Méditerranéen par rapport au Sarmatien. Dans le département de Putna on connaît, de longue date, plusieurs endroits à suintements : à Câmpuri, Vizantea, Valea Sarii, Reghiu et Andreiasul Moldovenesc; dans le département de Râmnicu Sărat, ceux d'Andreiasul Muntenesc (à citer ici de nombreux salses), Vladaia (en particulier les émanations de gaz de Focul Viu, le feu vivant), Poiana Pacurii, Dealul Ros, Dealul Sarei, Baltagari, Sarile de Bisoca; dans le département voisin de Buzău enfin, on peut citer des suintements, aux environs de Mânzalești, Valea Porcului, Glodu, Pârlița et Dâlma.

2° La région des plis diapirs. — C'est dans cette région que sont concentrés les grands gisements de pétrole de Roumanie, gisements qui

fournissent à l'heure actuelle à peu près les 98 % de la production totale du pays. Les principales réserves sont accumulées dans le Méotien et dans le Dacien. Et, comme ce dernier est presque épuisé, la principale source de pétrole, exploitable par sondages, reste le Méotien. Il n'est pas moins vrai que, en dehors de la partie inférieure du Levantin, la présence de ce produit a été constatée aussi dans des étages inférieurs, mais, comme ils n'ont pas été explorés, il est impossible de se rendre compte de l'intérêt pratique des accumulations qu'ils peuvent renfermer.

Au point de vue tectonique, les gisements de cette région se rattachent à trois types de structure, à savoir des plis-failles, des plis diapirs et des plis normaux.

Sur la première catégorie sont localisés les gisements jalonnant la ligne de dislocation qui suit le bord de la Zone marginale du Flysch : Copăceni-Gura Vitioarei-Buștenari-Câmpina, etc. Le pétrole de ces gisements est accumulé dans le Méotien pincé sous le plan de chevauchement. Les autres sont emplacés soit sur des plis à diapirisme exagéré, où le pétrole est accumulé sur les flancs des plis, dans le Méotien et dans le Dacien, voire même dans le Levantin, soit sur des plis à caractère normal — du moins en surface — le pétrole étant accumulé dans la voûte et seulement dans le Méotien. Dans la première catégorie entrent les gisements de Băicoi-Țintea, Moreni-Gura Ociștei, Ochiuri, etc., tandis que dans la seconde s'inscrivent les gisements d'Arbănași, Ceptura-Urlați, Boldești, Mărgineni, etc. Les gisements de Runcu, Filipești, Aricești, Bucșani, etc., constitueraient une forme intermédiaire entre ces deux catégories.

En dehors des plis qui ont des gisements en exploitation, la région des diapirs en contient encore d'autres, soit dans la continuation directe de ceux-ci, soit indépendants, et qui, bien qu'inexplorés, sont à considérer comme une réserve pour la région.

La situation de tous ces plis, ainsi que l'emplacement des gisements en exploitation, sont représentés sur l'esquisse ci-jointe (fig. 97).

Considérés à partir de l'extrémité orientale de la région, les gisements en exploitation se succèdent dans l'ordre et avec les caractères qui vont être indiqués.

**Le champ d'Arbanasi**, dans le département de Buzău, est le premier champ de pétrole que l'on rencontre en venant de Moldavie. Il est situé sur l'extrémité Nord d'un pli à caractère normal (*anticlinal Berca-Beciu*), faillé suivant le plan axial.

Bien qu'on ait signalé des imprégnations à partir du Sarmatien, seul le Méotien contient du pétrole exploitable. Actuellement, ce dernier est exploité seulement dans l'extrémité Nord du pli et sur son flanc Est, où, parmi les 12 couches pétrolifères, 3 sont impor-

tantes (fig. 5 et 98). On les atteint à des profondeurs de 500 à

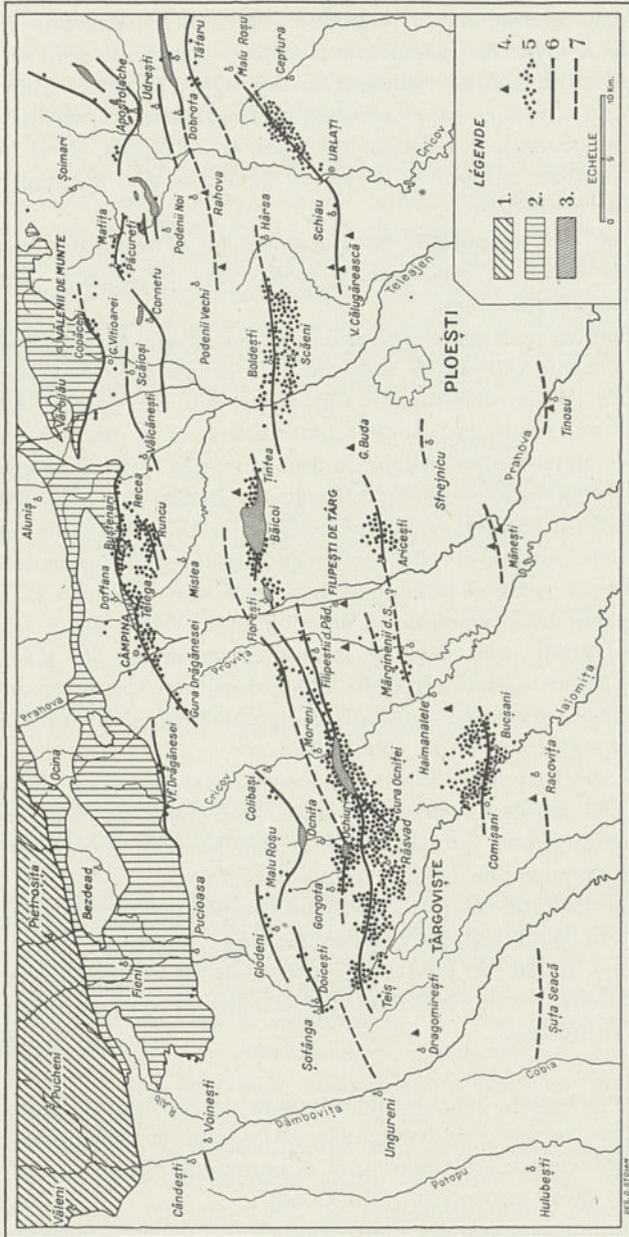


Fig. 97. — Esquisse tectonique de la Région des plus diapirs avec les principaux champs de pétrole.  
 1 = Zone interne du Elysch; 2 = Zone médiane et Zone marginale; 3 = Aquitane à sel dans les noyaux des diapirs;  
 4 = Sondages d'exploration; 5 = Plus visibles; 6 = Plus cachés; 7 = Plus cachés sous le Quaternaire.

900 mètres. Le chantier s'y est développé à partir de 1903, pour toucher son maximum de production en 1914, avec 143.000 tonnes.

Dernièrement, la production a baissé, celle de 1937 étant d'environ 40.000 tonnes. La production totale de ce champ jusqu'au commencement de 1938 monte à 1.532.000 tonnes. Le pétrole d'Arbănași est un produit léger, à poids spécifique de 0,820-0,830, qui donne à la distillation 9-12 % d'essence, 55-56 % de lampant, 33-35 % de mazout et 6-6,5 % de paraffine.

Bien que le gisement soit dégradé sur certaines portions du pli, dans les parties à volcans de boue, il y a encore des possibilités de développement, surtout sur le flanc Ouest.

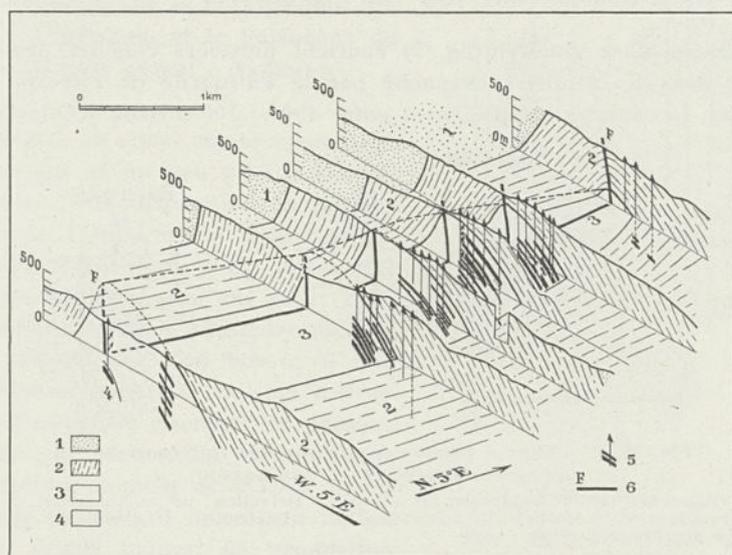


FIG. 98. — Bloc-diagramme structural du champ d'Arbănași (d'après R. NOÏH).

1 = Dacien; 2 = Pontien; 3 = Méotien; 4 = Sarmatien; 5 = Horizons de pétrole; 6 = Faille.

Sarata Monteoru est un petit chantier à Méotien productif, situé sur l'extrémité Est de l'anticlinal d'Istrița, au bord de la Plaine. Connu depuis 1906, le gisement a été exploité par puits à main et par quelques sondages qui sont descendus jusqu'à 240 mètres. Dernièrement, on y a appliqué avec succès la méthode d'exploitation par galeries. La production totale jusqu'au début de 1938 se chiffre à 493.400 tonnes, celle de l'année dernière étant de 7.400 tonnes. Le pétrole est plutôt lourd, à poids spécifique de 0,893, contenant 2-12 % de benzine, 35-45 % de lampant et 50-60 % de mazout.

Au Nord-Ouest et à l'Ouest de cet endroit et aussi bien dans le département de Buzău que dans la partie orientale de celui de

Prahova, se trouvent plusieurs petits chantiers, tels que, **Tega-Coculesti**, **Salcia**, **Calvini**, **Matita-Apostolache**, **Pacureti**, **Udresti**, **Scaiosi**, etc. Les gisements en sont de moindre importance. Les exploitations entreprises à différentes époques et dont la production totale dépasse 255.000 tonnes, ont été suspendues, vu leur faible rentabilité et étant donnée surtout la baisse des prix du pétrole. Cependant, ces endroits comptent parmi ceux qui sont à reprendre.

Sur la dislocation bordière du Flysch, ainsi que sur sa continuation à l'Ouest, au delà de son ennoyage, se succèdent quelques gisements dont les plus importants vont être mentionnés.

**Copaceni-Gura Vitioarei** (fig. 7) contient plusieurs couches productives dans le Méotien chevauché par le Paléogène de l'Eperon de Văleni. Les sondes les atteignent entre 400 et 700 mètres. L'Oligocène

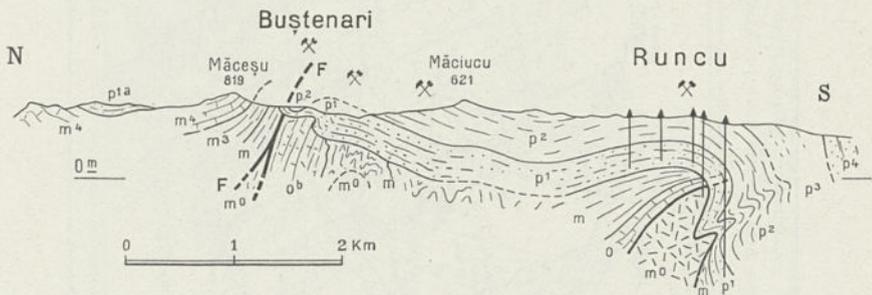


FIG. 99. — Coupe à travers le chantier de Buștenari-Runcu (d'après MRAZEC et D. STEFANESCO).

O = Oligocène; m<sup>o</sup> = Aquitanien à sel; m = Helvétien; m<sup>2</sup> = Tortonien; m<sup>4</sup> = Sarmatien; p<sup>1</sup> = Méotien; p<sup>2</sup> = Pontien; p<sup>3</sup> = Dacien; p<sup>4</sup> = Levantin; F = Surface de chevauchement.

y est aussi un peu imprégné. C'est un petit gisement dont l'exploitation date d'une quinzaine d'années et qui a produit, jusqu'au commencement de 1938, 141.300 tonnes, dont 13.700 en 1937. Le pétrole est de bonne qualité, à poids spécifique de 0,855-0,865. Les possibilités de développement de ce chantier sont vers l'Est, le long de la ligne de chevauchement.

**Buștenari-Runcu** (fig. 6 et 99) est le champ le plus important de cette zone et en même temps l'un des plus étendus de Roumanie. Au Sud de la ligne de chevauchement de l'Oligocène et de sa zone productive analysée plus haut, s'étend, sur une largeur de 3-4 kilomètres, la région à Méotien pétrolifère. Il y contient quatre ou cinq couches à pétrole, localisées plutôt dans sa moitié inférieure, que l'on atteint, suivant les points, à partir de 600 à 1.000 mètres de profondeur. Sur cette zone se sont développés les chantiers de **Buștenari**, **Bordeni**, **Runcu**, **Chiciura**, **Gropi**, **Tontesti**, etc. Actuellement la production de toute la

région est en déclin, son débit en 1937 étant seulement de 235.000 tonnes. Le maximum en a été atteint en 1929, avec 784.000 tonnes. La production totale jusqu'à la fin de cette année monte à environ 8.235.000 tonnes. Le pétrole est de bonne qualité, non paraffineux, généralement léger, à poids spécifique variant entre 0,819 et 0,840. A la distillation il donne 10-34 % d'essence, 34-42 % de lampant et 27-48 % de mazout.

Comme possibilités de développement, on compte encore sur quelques réserves contenues dans certaines couches de l'intérieur du champ, ainsi que sur une étroite zone non exploitée sur sa bordure Sud. En outre, l'Helvétien et le Paléogène du soubassement restent à explorer.

**Câmpina** est située sur la même ligne tectonique et un peu plus à l'Ouest. Du fait de la disparition en profondeur de l'Oligocène à Bușteniari, le Méotien pétrolifère y est chevauché par le Méditerranéen (fig. 6 et 100). Le Méotien contient plusieurs couches productives que l'on atteint à une profondeur moyenne de 400 mètres. Actuellement, le gisement est presque épuisé par sondes. En partant d'une production annuelle de 333.000 tonnes atteinte en 1910, il fournit en 1937 à peine 32.000 tonnes. La production totale du champ jusqu'au début de 1938 se chiffre à 4.459.000 tonnes. Le pétrole de Câmpina est variable comme composition, son poids spécifique étant compris entre 0,830 et 0,880. A la distillation, il donne 3-20 % d'essence, 32-50 % de lampant et 44-51 % de mazout. Les possibilités de développement sont médiocres. On a tâché de faire exploiter par galeries le pétrole restant, mais sans succès, les couches productives ayant été inondées.

Le petit chantier de **Gura Draganesei**, situé à l'Ouest, sur la même ligne, ainsi que celui de **Vf. Draganesei**, un peu plus au Nord, sont sans importance. Ils ont produit cependant jusqu'à présent environ 30.000 tonnes de pétrole.

Au Sud de cette zone et au delà de la grande dépression synclinale qui lui succède, s'échelonnent d'Est en Ouest plusieurs champs, parmi lesquels il faut distinguer :

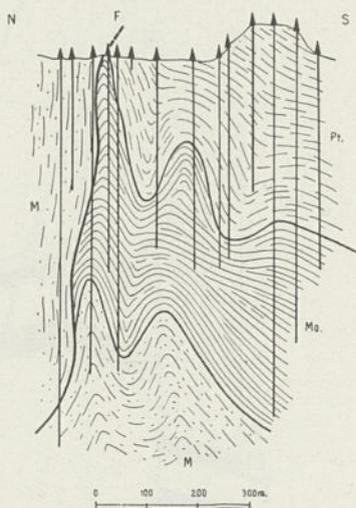


FIG. 100. — Coupe à travers le champ de Câmpina, à Vrăjitoarea (d'après PROTESCO).

M = Helvétien ; Mo = Méotien ; Pt = Pontien ; F = Surface de chevauchement.

**Ceptura-Uralati-Valea Calugareasca**, c'est un des champs importants parmi ceux qui sont actuellement en exploitation. Il est placé sur un pli d'environ 25 kilomètres de longueur, avec relayement dans la région d'Urlați, et faillé longitudinalement par places (fig. 101) ou déjeté vers le Sud (fig. 102). Le Méotien pétrolifère y contient trois horizons productifs, le plus important dans la moitié inférieure. On atteint ces couches à des profondeurs de 750 à 1.400 mètres. Les exploitations, commencées en 1911, se sont développées à l'extrémité Est du pli, à Ceptura, pour s'étendre ensuite vers l'Ouest jusqu'à

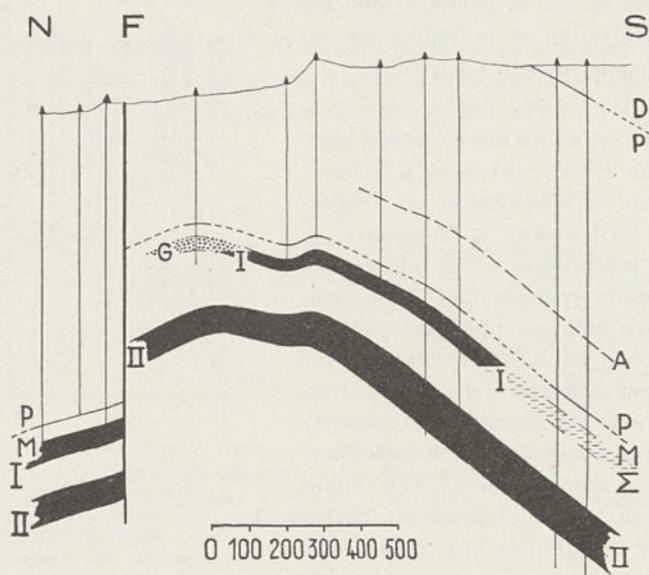


FIG. 101. — Coupe de l'anticlinal de Ceptura au NE de Urlați (d'après D. STEFANESCO).

D = Dacien; P = Pontien; M = Méotien avec deux horizons de pétrole (I-II); A = Niveau d'eau douce; G = Gaz;  $\Sigma$  Eau salée; F = Faille.

Urlați sur une longueur de 8 kilomètres. Le relai du pli à l'Ouest de cette localité est presque intact, de sorte qu'il représente la réserve exploitable du pli. La production totale, jusqu'à la fin de 1937, monte à 4.136.700 tonnes, dont 336.700 t. cette même année. Le maximum de production annuelle a été atteint en 1929, avec 650.000 tonnes. Le pétrole est généralement paraffineux, à poids spécifique de 0,850-0,870 qui donne à la distillation : 9-24 % d'essence, 24-38 % de lampant, 49-57 % de mazout et 4,5-8 % de paraffine.

**Le Champ de Boldesti**, situé au Nord-Ouest du précédent et à 9 kilomètres au Nord de Ploesti, est à l'heure actuelle le deuxième en importance de Roumanie. Egalement situé sur un large pli à caractère nor-

mal, asymétrique et faillé longitudinalement, il contient des gaz secs dans le Dacien et du pétrole dans le Méotien. Celui-ci comporte,

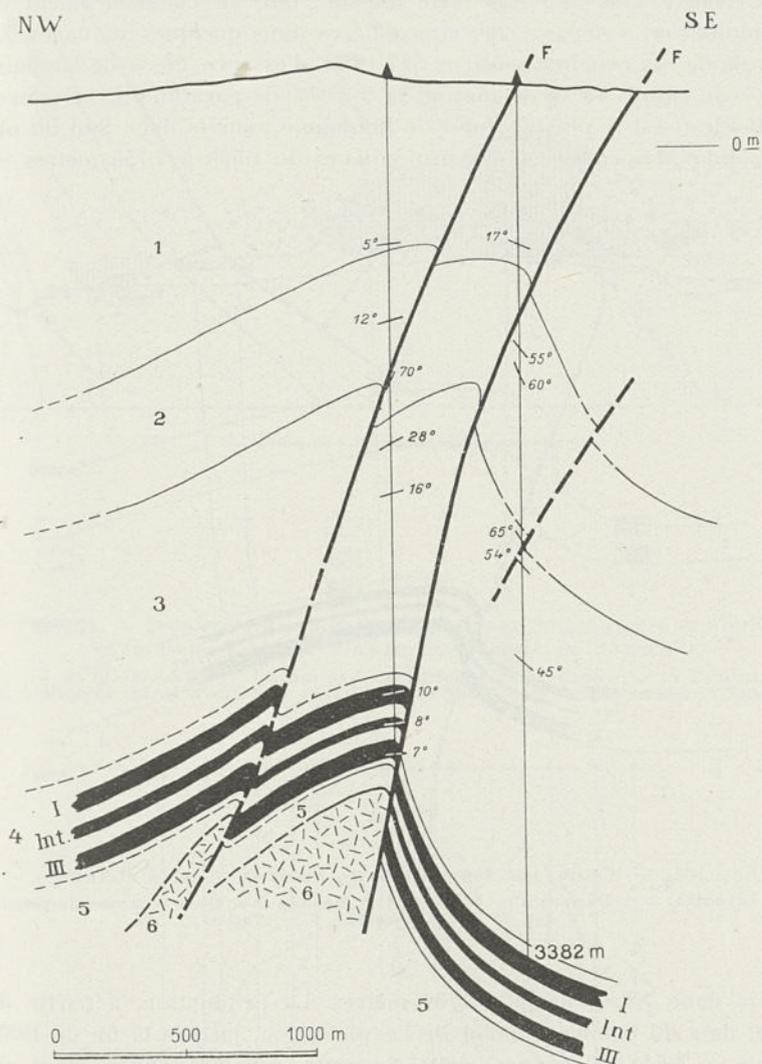


FIG. 102. — Coupe de l'anticlinal Ceptura à Valea Călugărească (d'après PATRICIU).

1 = Levantin; 2 = Dacien; 3 = Pontien; 4 = Méotien avec trois horizons pétrolifères (I, Int, III); 5 = Helvétien; 6 = Sel; F = Failles.

comme à Ceptura, trois horizons pétrolifères (fig. 103). La première couche productive a donné un pétrole très léger, transparent, clair, à poids spécifique de 0,730-0,750 avec 50-70 % d'essence légère, 10-

18 % d'essence lourde et 20-35 % de lampant. Celui des couches inférieures est opaque, moins léger, à poids spécifique de 0,837-0,844. Il se trouve sous une très forte tension, qui, au commencement de l'exploitation, a dépassé 200 atmosphères dans quelques sondages. Le pétrole de ces couches contient : 17-19 % d'essence, 20 % de lampant, 13 % de gasoil, 48 % de mazout et 5-10 % de paraffine. Le gisement de Boldești est le plus profond de Roumanie : sur le flanc Sud du pli, les sondes descendent à des profondeurs de 1.500 à 2.750 mètres et,

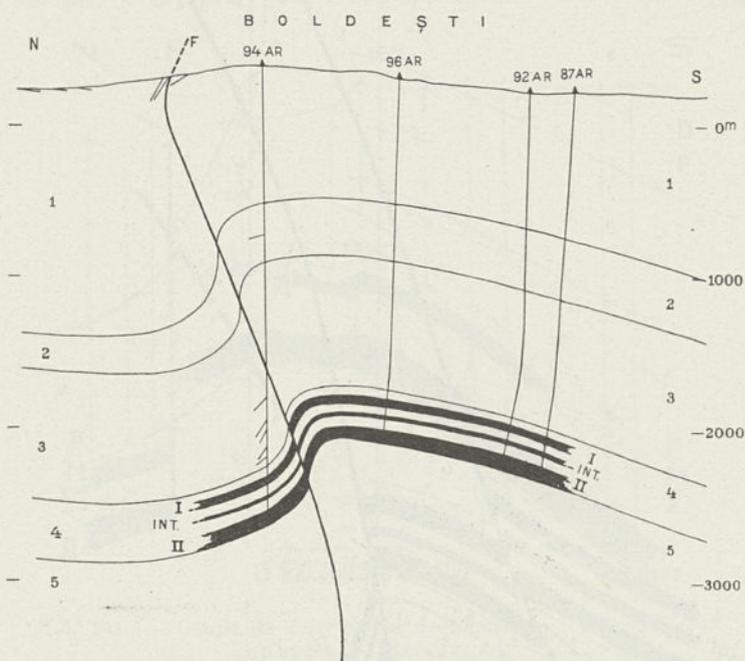


FIG. 103. — Coupe par l'anticlinal de Boldești (d'après PATRICIU).

1 = Levantin; 2 = Dacien; 3 = Pontien; 4 = Méotien avec trois horizons de pétrole (I, Int. II); 5 = Miocène; F = Faille.

sur le flanc Nord, jusqu'à 2.700 mètres. La production, à partir de 1928, date du commencement de l'exploitation, jusqu'à la fin de 1937, monte à 8.614.000 tonnes, celle de cette dernière année étant de 1.333.840 t. Le maximum a été atteint en 1935 avec 1.545.594 tonnes. Ce champ a des possibilités de développement vers l'Ouest, dans la continuation de l'anticlinal.

Le Champ de Baicoi-Tintea est situé plus à l'Ouest, sur un pli à diapirisme exagéré, dont le noyau de sel affleure largement à la surface (fig. 104). Aux extrémités du noyau, là où celui-ci s'envoie, le pli se résout en plusieurs plis secondaires, comme à Baicoi (fig. 105),

ou bien il passe à un pli-faille avec le sel étiré le long de la surface de

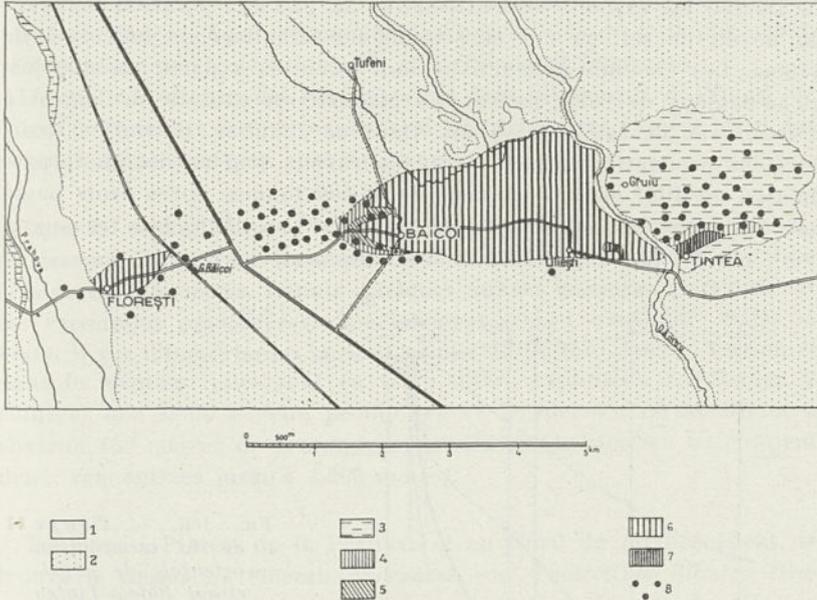


FIG. 104. — *Esquisse géologique des anticlinaux Băicoi-Țintea et Florești* (d'après les levés de l'Institut géologique de Roumanie).

1 = Alluvions; 2 = Terrasses; 3 = Levantin; 4 = Dacien; 5 = Pontien; 6 = Miocène inf. (Formation à sel); 7 = Sel chevauchant le Pliocène; 8 = Sondages.

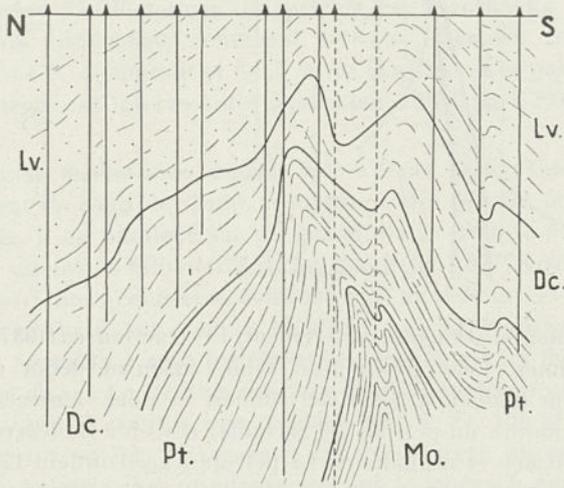


FIG. 105. — *Coupe de la terminaison occidentale de l'anticlinal Băicoi-Țintea* (d'après H. GROZESCO).

Mo = Méotien; Pt = Pontien; Dc = Dacien; Lv = Levantin.

chevauchement (fig. 106), comme à **Țintea**. Le Dacien et le Méotien y sont pétrolifères, contenant chacun plusieurs couches productives. Le Dacien est exploité aux extrémités du pli, aux points d'ennoyage du noyau de sel, où ont été établis les chantiers de Băicoi et de Țintea. Les couches productives sont atteintes à partir de 400 jusqu'au-dessous de 2.000 mètres. Le Méotien est exploité seulement à Băicoi, avec de faibles résultats. Dans ce chantier, il contient trois horizons productifs. Actuellement, les travaux sont en déclin, sa production en 1937 étant seulement de 62.500 tonnes, après avoir passé par des maxima intéressants de 158.700 t. en 1926. Les travaux à

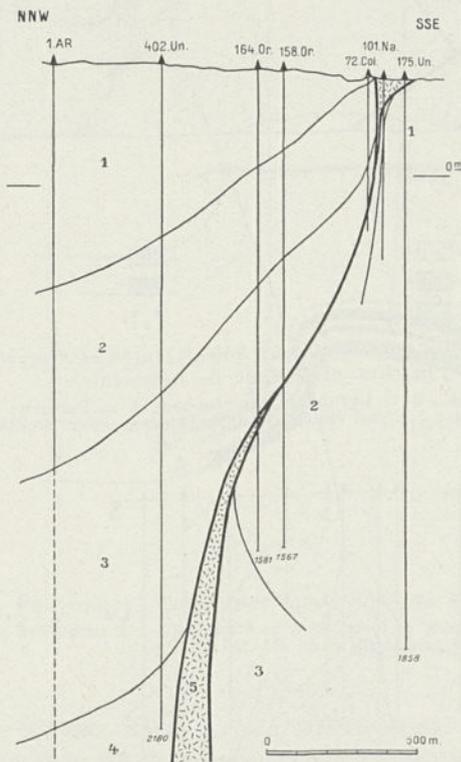


FIG. 106. — Coupe de la terminaison orientale de l'anticlinal Băicoi-Țintea (d'après PATRICIU).

1 = Levantin ; 2 = Dacien ; 3 = Pontien ; 4 = Méotien ; 5 = Lambe de sel (Miocène inférieur).

Țintea se poursuivent plus activement, l'extraction en 1937 montant à 179.300 tonnes. Leur production totale jusqu'au début de 1938 se chiffre, pour Băicoi, à 2.785.000 tonnes, et pour Țintea à 2.426.000 tonnes. La nature du pétrole est variable; il y en a de légers (0,820), et de lourds (0,900) et asphalteux. Le pétrole léger contient 17-30 % d'essence, 24-35 % de lampant, 3-7 % de gasoil, 34-50 % de mazout, avec ou sans paraffine (0-3,5 %), tandis que le pétrole lourd contient 15 % d'essence, 15 % de lampant, 2 % de gasoil et 68 % de mazout.

On poursuit actuellement des recherches pour le développement des exploitations sur le flanc Sud du pli à **Liliesti** où une sonde a été forée tout récemment dans le Méotien avec un débit de 160 tonnes par jour. Les deux flancs offrent cependant des possibilités de développement, le Méotien en particulier devant y être richement imprégné.

L'anticlinal diapir de **Floresti**, situé immédiatement à l'Ouest de **Băicoi**, commence à être exploré. Il constitue une réserve dont les estimations ne sont pas encore connues.

Dans la continuation directe de ce pli à l'Ouest de la Prahova, se dessine l'anticlinal **Novacesti-Cervenja-Ciufu**, qui s'étend sur une dizaine de kilomètres. Depuis quelques années certaines portions ont été reconnues pétrolifères. Spécialement à son extrémité Ouest, à **Ciufu**, il y a d'importantes accumulations de pétrole dans le Dacien et dans le Méotien; elles sont en train d'être exploitées. Le Dacien y contient une seule couche productive (« Drader »), qu'on atteint à environ 400 mètres de profondeur, tandis que le Méotien en contient deux, rencontrées jusqu'à 1.200 mètres.

Toujours à l'Ouest de la Prahova et au Nord du pli précédent, se trouve le **Champ de Filipestii-de-Padure**, sur l'anticlinal *Siliștea Dealului-Păroasa* et au point de soulèvement axial maximum. Le Méotien y est pétrolifère, contenant deux couches productives à des profondeurs inférieures à 1.000 mètres. Toutefois, la production a été médiocre. A partir de 1911, époque du début, et jusqu'à la fin de 1937, elle se chiffre à 439.000 tonnes. L'année dernière, elle a atteint son maximum avec 75.000 tonnes. Le pétrole est paraffineux et à poids spécifique de 0,850-0,880, contenant 4-18 % d'essence, 21-34 % de lampant, 44-64 % de mazout et 6-6,5 % de paraffine. Les possibilités de développement sont intéressantes aussi bien à l'Est qu'à l'Ouest.

Le champ de **Moreni-Gura Ocritei**, qui s'étend vers l'Ouest dans le prolongement de celui de Ciufu, continue à être le plus important de la Roumanie. Il est emplaced sur un grand diapir dont le noyau de sel affleure sur environ 5 kilomètres de longueur (fig. 107). A l'encontre du pli de **Băicoi-Țintea**, celui-ci se continue loin au delà des extrémités du sel, surtout à l'Ouest, sur quelque 15 kilomètres. Le Méotien, le Dacien et même le Levantin y sont fortement imprégnés sur les flancs du pli, au voisinage du sel. Le Méotien contient quatre couches productives; le Dacien, six, et le Levantin, une ou deux (fig. 4, 23, 108 et 109). Leur nombre décroît au fur et à mesure qu'on s'éloigne du sel, à partir du haut de la série. Les sondages les ont touchées à partir de 500 jusqu'à 2.100 mètres.

Occupant toute la longueur de ce pli, c'est ici que s'est développé

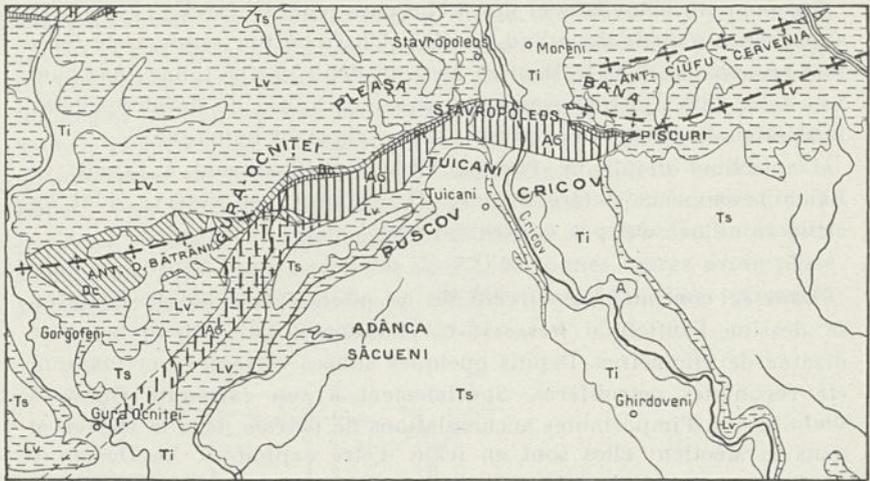


FIG. 107. — Esquisse géologique de la région Moreni-Gura Ocniței (d'après la Carte géologique de la Roumanie).

A  $\sigma$  = Massif de sel se continuant en profondeur vers le Sud-Ouest; Pt = Pontien; De = Dacien; Lv = Levantin; Ts, Ti = Terrasses.

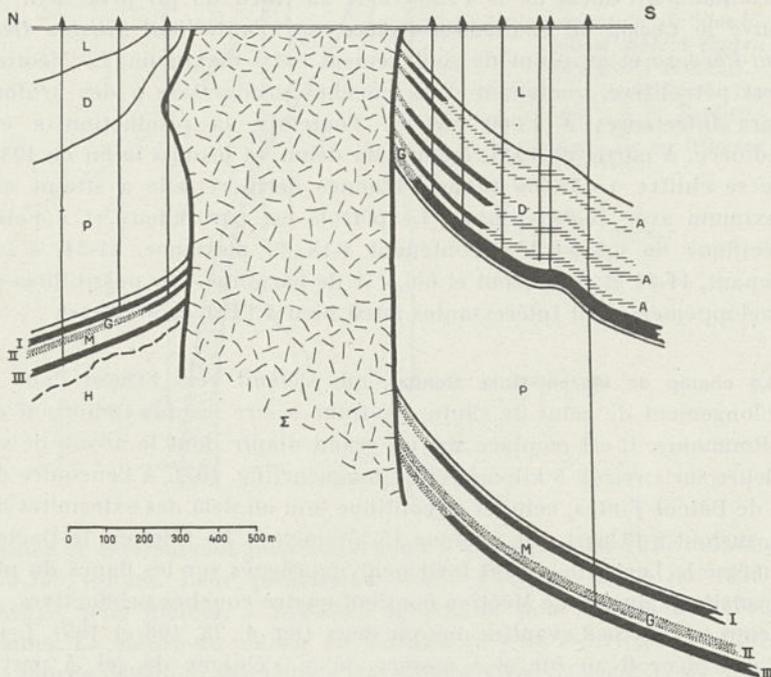


FIG. 108. — Coupe de l'anticlinal Moreni à Tuicani (d'après MRAZEC et I. ATANASIU).

L = Levantin; D = Dacien avec six horizons pétrolifères (flanc Sud); P = Pontien; M = Méotien avec trois horizons productifs (I-III); H = Helvétien;  $\Sigma$  = Sel; G = Gaz; A = Eaux de gisement.

le champ le plus étendu et le plus riche du pays. Exploité depuis 1898, d'abord à **Moreni** et à **Gura Ocniței**, le gisement est partiellement épuisé, surtout dans ses parties médianes. Actuellement, on exploite les régions terminales, aussi bien à l'Est, à **Piscuri**, qu'à l'Ouest, dans les chantiers de **Rasvad**, **Gorgoteni**, **Viforâta**, **Teis**, etc.

Le maximum de production de l'ensemble a été atteint en 1934 avec 5.037.659 tonnes. En 1937, elle a été de 3.307.000 tonnes. La production

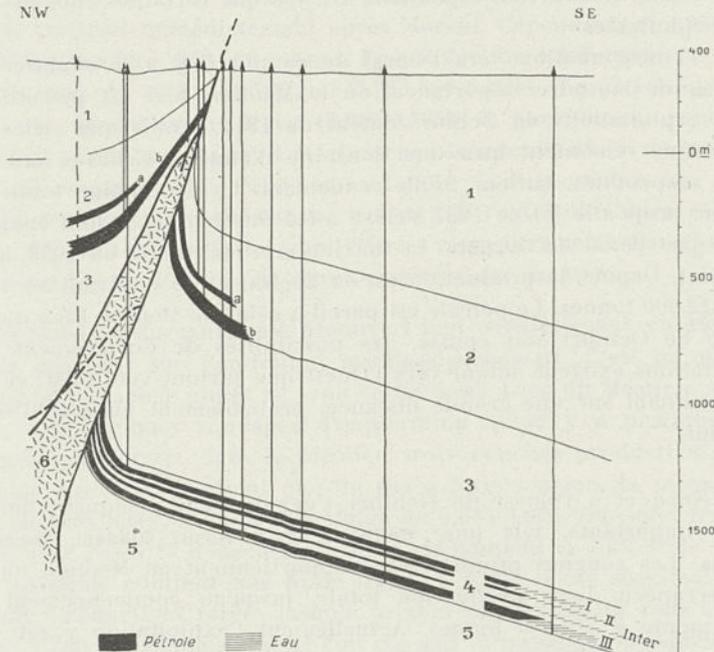


FIG. 109. — Coupe de la partie orientale de l'anticlinal Moreni, à Piscuri (d'après PATRICIU).

- 1 = Levantin; 2 = Dacien avec deux horizons de pétrole (a = Moreni, b = Drader);  
 3 = Pontien; 4 = Méotien avec quatre horizons pétrolifères (I, II, Int., III);  
 5 = Helvétien; 6 = Lambe de sel.

totale jusqu'à la fin de cette année se chiffre à 55.425.000 tonnes. Les caractères du pétrole varient suivant la couche et la région. Il y en a de légers, à poids spécifique de 0,800-0,850 (méotiens), il y en a aussi de lourds, à poids spécifique de 0,920 (daciens et levantins). Les pétroles légers contiennent : 10-40 % d'essence, 25-40 % de lampant, 7-15 % de gasoil, 22-42 % de résidu et 3-6,5 % de paraffine; les pétroles lourds : 15-24 % d'essence, 8-30 % de lampant, 2-12 % de gasoil et 40-75 % de résidu.

Comme possibilités de développement, on doit considérer en première ligne la récupération du pétrole restant, au moins dans le

voisinage immédiat du sel, là où les couches ont été à l'abri des inondations; on doit également envisager l'éventuelle exploitation de certains niveaux productifs inférieurs au Méotien.

Au Nord de Răsvad se trouve le **Champ de Ochiuri**, sur un pli semblable à celui de Moreni mais de moindres proportions (fig. 9). Tout comme à Moreni, le Méotien, le Dacien et parfois le Levantin lui-même y sont productifs, cependant il n'y a que certaines couches qui sont exploitables.

Sur la continuation vers l'Ouest de ce pli, il y a le chantier de **Gorgota**, de moindre importance, où le Méotien seul est pétrolifère.

Les exploitations de Ochiuri datent de 1914, tandis que celles de Gorgota ne remontent qu'à une douzaine d'années. Celles-ci ont été même suspendues, vu leur faible rendement. La production totale de Ochiuri jusqu'à la fin de 1937 s'élève à 6.539.000 tonnes, dont environ 59.000 provenant de Gorgota. Le maximum a été atteint en 1933, avec 607.435 t. Depuis, la production est en déclin, ne se chiffrant en 1937 qu'à 412.000 tonnes. Le pétrole est pareil à celui de Moreni. Bien que le champ de Ochiuri soit épuisé, des possibilités de déplacement des exploitations existent autant vers l'Ouest que surtout vers l'Est, ce pli se continuant sur une grande distance, probablement jusqu'à Siliștea Dealului.

Au Nord et à l'Ouest de Ochiuri s'échelonnent quelques champs moins importants, tels que, **Colibasi**, **Malu Rosu**, **Glodeni**, **Doicești**, **Sotânga**. Les couches productives y appartiennent au Méotien ou au Méditerranéen. Leur production totale, jusqu'au commencement de 1938, monte à 519.000 tonnes. Actuellement l'exploitation y est suspendue presque partout.

Au Sud de la zone de Moreni, dans la Plaine même, il y a encore trois champs, emplantés sur des plis presque complètement cachés sous des dépôts quaternaires. Ce sont ceux d'**Aricești**, de **Bucșani** et de **Mărgineni-Haimanale**.

Le plus oriental, le **Champ d'Aricești**, est situé au Nord-Ouest de Ploești. Localisé sur un pli à diapirisme atténué (fig. 35) caché sous les alluvions de la Prahova, il a été découvert grâce aux émanations de gaz. Le Dacien et même le Levantin y sont gazéifères, tandis que le Méotien est pétrolifère. Celui-ci contient trois couches qu'on rencontre depuis 1.300 jusqu'à 2.400 mètres. L'exploitation a commencé en 1933, produisant jusqu'à la fin de 1937, 950.500 tonnes, dont 52.000 pour cette dernière année. Le pétrole d'Aricești est paraffineux et assez léger (0,841). Les possibilités de développement semblent être vers l'Ouest, où il est probable que ce pli se relie au pli de Mărgineni.

**Le Champ de Bucşani**, découvert ces dernières années, est situé à l'Ouest du précédent. Comme lui, il est placé sur un pli dirigé Est-Ouest, à noyau de sel caché en profondeur. La structure de détail est compliquée par certaines failles affectant la couverture pliocène ainsi que le noyau de sel (fig. 8 et 45). Comme à Ariceşti, le Dacien est gazéifère et le Méotien pétrolifère, grâce à la présence de deux couches exploitables, à des profondeurs de 900 à 2.000 mètres. L'exploitation a commencé en 1934. En 1936, il produisait déjà 2.149.242 tonnes, ce qui le rangeait immédiatement après Moreni. Cependant, en 1937, son débit est tombé à 963.500 tonnes. La production totale, jusqu'au commencement de 1938, se chiffre à 3.763.360 tonnes. Le pétrole de Bucşani est généralement léger (0,815-0,835) et paraffineux, contenant 13-16 % d'essence légère, 3 % d'essence lourde, 21-26 % de lampant, 8-10 % de gasoil, 44-54 % de mazout et 10 % de paraffine.

Les travaux d'exploitation se trouvent à l'extrémité Ouest du pli; mais il paraît se continuer vers l'Est et c'est dans cette direction que l'on voit les possibilités de développement du chantier.

Au Nord de Bucşani a été découvert tout dernièrement, en 1936, un autre gisement sur l'anticlinal **Margineni-Haimanale**. C'est un pli qui paraît se rattacher plutôt au type de Boldeşti, avec du Méotien pétrolifère. Les quelques sondages d'exploration qu'on y a pratiqués ont jusqu'ici découvert dans le Méotien trois couches productives, dont la plus élevée ne contient que du gaz à forte tension, la seconde un pétrole très léger, à poids spécifique de 0,685-0,696, incolore, transparent, avec 75-76 % d'essence, 15-42 % de lampant et 1-21 % de gasoil. La troisième contient une huile légère à 0,821 poids spécifique. Les sondes productives forées jusqu'à présent ont rencontré cette couche entre 1.700 et 2.000 mètres. Si l'on connaît la puissance productive de la couche, on n'est pas fixé encore sur l'étendue du gisement; les explorations sont en cours. La production du champ en 1937 s'est chiffrée à 38.300 tonnes.

**Région de Maramures.** — Le pétrole de Maramureş n'offre pas beaucoup d'intérêt. On y a reconnu depuis longtemps, dans la **Valea Izei**, quelques petites accumulations logées dans le Paléogène et le Miocène de la couverture du Cristallin.

Appuyées sur le Sénonien, ces deux formations constituent une série détritique continue et assez uniforme. Dans la partie inférieure du Paléogène il y a toutefois des intercalations de calcaires à *Nummulites*, ainsi que des marnes schisteuses, légèrement bitumineuses, tandis que dans la moyenne prédominent les grès à hiéroglyphes; quant à la partie supérieure, elle est caractérisée par des grès en bancs assez épais, semblables au Grès de Tarcău et montrant des intercalations de schistes dysodiliques.

On y connaît des suintements de pétrole dans la vallée du ruisseau **Batiza**, au niveau de l'Eocène; un sondage de 582 mètres n'a pas toutefois donné de bons résultats. D'autres suintements ont été signalés à **Sacel** et à **Seliste**, dans l'Eocène supérieur et à **Dragomiresti**, dans le Miocène. A **Pacuri**, entre Seliște et Dragomirești, on a trouvé de l'ozokérite dans le Miocène et à **Săcel**, le même bitume dans l'Eocène.

Les exploitations, aujourd'hui abandonnées, se trouvaient à **Săcel**, d'où l'on extrayait depuis longtemps de faibles quantités de pétrole. De 1919 à 1926, la région a produit 517 tonnes de pétrole.

On connaît encore des indices de pétrole dans la région de **Jibau** sur le **Someș**, mais sans importance pratique.

### *Le pétrole dans la Dépression Gétique.*

Des indices de l'existence du pétrole se trouvent aussi dans la zone de collines s'étendant aux pieds de la masse cristalline des Carpates méridionales, à l'Ouest de la vallée de l'Olt.

Stratigraphiquement, elle est constituée par une succession qui va du Sénonien ou de l'Eocène jusqu'au Levantin; ces formations rappellent de près celles de la zone des Carpates orientales. Par une remarquable récurrence, l'Helvétien y contient parfois des intercalations de schistes argileux légèrement bitumineux, qui rappellent les Schistes à Poissons de l'Oligocène du Flysch. Ce sont là, semble-t-il, les formations à caractères de roches-mères de toute la série des dépôts tertiaires de cette zone, après les schistes ménilitiques paléogènes qui subsistent encore, bien que moins épais.

Au point de vue tectonique, le Tertiaire est disposé en un faisceau de plis plus étroits et plus serrés entre les deux vallées de l'Olt et de l'Olteț et qui s'élargissent et divergent, pour disparaître ensuite, vers la vallée du Jiu (fig. 110).

Le long de ces plis, on connaît des indices de pétrole en divers endroits : à **Dobriceni-Cacova**, **Bunesti-Stoenesti**, **Pietrari**, **Ocelele Mari-Ferbea-Govora-Paucesti-Folesti**, à **Palorata**, **Surpatele**, **Slatioara**, **Maghiresti-Sacel**. Partout ils sont en liaison génétique avec les intercalations de schistes bitumineux de l'Helvétien.

Des explorations entreprises aux environs de Govora ont donné des résultats médiocres. Durant la guerre, on a extrait par des puits à main, environ 33 tonnes de pétrole.

Ce produit a été trouvé également dans le Levantin de **Balteni** sur le Jiu, en connexion génétique avec les lignites de la partie supérieure du Dacien.

L'existence du pétrole en Roumanie est connue de longue date. Les voyageurs étrangers en parlent dès le XVII<sup>e</sup> siècle. Quant aux exploitations, on n'en mentionne qu'à partir de la seconde moitié du XIX<sup>e</sup>, alors que dans bien des localités, il était extrait par des puits à main. Des données sur une exploitation régulière n'existent que depuis 1857, quand la production totale du pays inscrite dans les statistiques était de 275 tonnes. Puis, dès 1856, une raffinerie est établie à Ploiești, démontrant qu'une extraction normale était en cours, et le 1<sup>er</sup> avril 1857, la ville de Bucarest fut pour la première fois éclairée par des lampes à pétrole. En 1864, la première sonde est forée en Monténie et, en 1879, une autre, en Moldavie. Toutefois, l'industrie extractive évolue assez lentement, si bien que la production annuelle du pays n'arrive qu'en 1897 à dépasser 100.000 tonnes.

Dans le courant des années suivantes, certains champs comme ceux

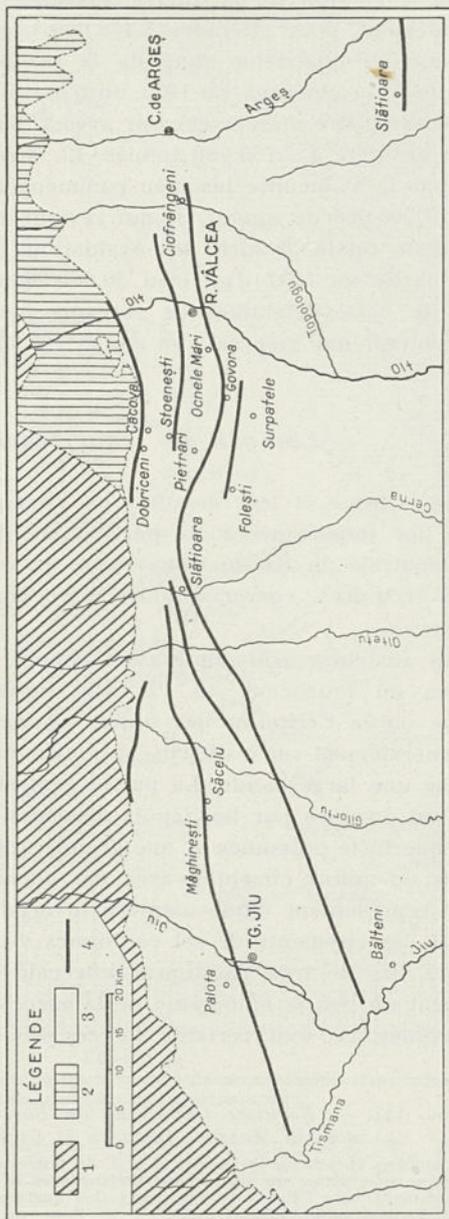


Fig. 110. — Esquisse tectonique du Tertiaire de la bordure Nord de la Dépression gétique (d'après les levés de l'Institut géologique de Roumanie).

1 = Cristallin de la zone des Carpates méridionales; 2 = Mésozoïque de la même zone; 3 = Tertiaire de la Dépression gétique; 4 = Axes des plis.

de Buștenari et de Câmpina, sont en plein essor, et la production totale annuelle monte jusqu'à 1.898.500 tonnes, maximum atteint avant la guerre.

Après la stagnation de la guerre mondiale, la production repart assez rapidement, pour atteindre 8.473.000 t. en 1934, ce qui plaçait la Roumanie au quatrième rang de la production mondiale, avec 4,10 % de cette production. En 1935, on n'extrait que 8.385.000 t.; mais en 1936 on enregistre un nouvel essor avec 8.703.000 t., pour descendre cependant en 1937 à 7.150.000 tonnes. La quantité totale de pétrole produite par la Roumanie jusqu'au commencement de 1938 monte à environ 107.000.000 de tonnes, ce qui revient à 2,69 % de la production mondiale totale. D'après les évaluations les plus récentes, elle dispose à la fin de 1937 d'environ 30.000.000 de tonnes de réserves sûres, et de vastes étendues de terrains possible pétrolifères qui peuvent contenir une réserve d'au moins 100.000.000 de tonnes.

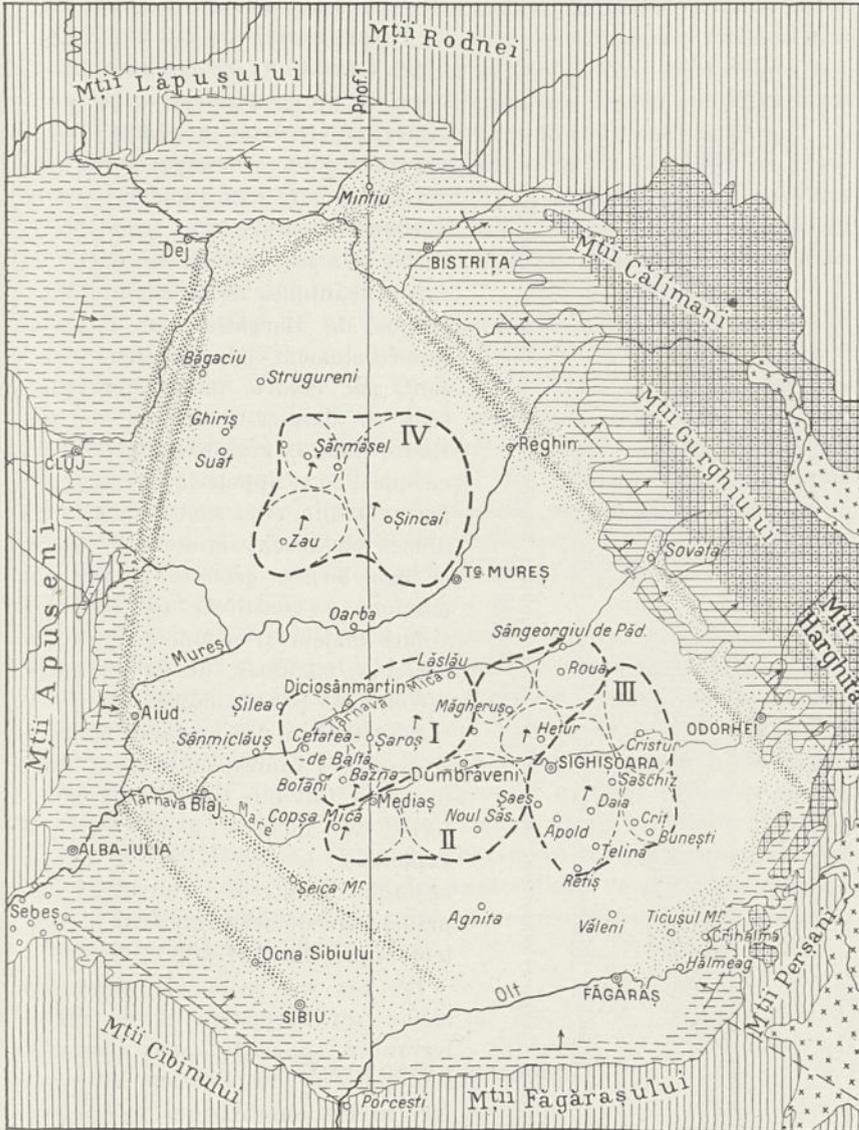
### *Les gaz de Transylvanie.*

Par leur richesse et leur étendue, les champs de gaz de Transylvanie ont une importance toute particulière. Ils sont localisés dans la région centrale du Bassin transylvain, grande dépression comblée de dépôts tertiaires, comprise entre l'arc carpatique et les Monts Apuseni.

Avec une structure géologique assez simple, la succession des formations va du Paléocène au Pliocène supérieur. Appuyé sur le Mésozoïque ou le Cristallin des unités environnantes, le Paléogène affleure généralement sur les bords, spécialement au Nord et à l'Ouest, où il forme une large bande. La partie centrale du bassin, la partie gazéifère, est occupée par les dépôts néogènes, caractérisés généralement par une forte puissance et une grande uniformité de faciès. Des sables plus ou moins cimentés, avec des alternances irrégulières de marnes, y représentent d'une manière invariable toute la série néogène. Seuls, les gisements de sel cantonnés vers la base du Miocène et quelques lits de tufs dacitiques intercalés à différents niveaux interrompent un peu la monotonie de la succession. Faute de fossiles caractéristiques, ce sont certains de ces lits de tufs qu'on prend,

FIG. 111. — *Esquisse tectonique du Bassin Transylvain*  
(d'après MRAZEC, JEKELIUS et CIUPAGEA).

- 1 = Massifs anciens encadrant le Bassin; 2 et 3 = Coulées et agglomérats andésitiques; 4 = Néogène non plissé ou légèrement incliné vers la cuvette; 5 = Néogène non plissé plongeant vers l'Est-Nord-Est, sous des agglomérats et tufs andésitiques; 6 = Golfe néogène de Sebes-Orastie; 7 = Zone du Néogène fortement plissé (diapirs); 8 = Cuvette intérieure avec le Néogène ployé en dômes; 9 = Surfaces de soulèvement des dômes reconnus; 10 = Groupes de dômes, I-IV; 11 = Dépressions internes des Carpates orientales; 12 = Principales lignes de dislocation NW-SE; 13 = Explorations et exploitations de gaz.



ÉCHELLE  
7500m, 0 15 30 45 60 km

- 1 [vertical lines] 2 [horizontal lines] 3 [diagonal lines] 4 [dotted] 5 [dashed] 6 [circles] 7 [crosses] 8 [empty]  
9 [dashed circle] 10 [dashed line] 11 [crosses] 12 [dashed line] 13 [arrow]

FIG. 111.

d'une manière toute conventionnelle d'ailleurs, comme limites entre les étages supérieurs du Miocène.

Les formations du bassin, horizontales ou plongeant légèrement vers l'intérieur sur les bordures Nord, Ouest et Sud, s'étendent en transgression sur le cadre ancien; sur la bordure orientale, elles sont recouvertes par les laves et les agglomérats volcaniques de la chaîne andésitique de Harghita. Sur la zone immédiatement plus interne elles sont, par contre, intensément plissées en diapirs à noyaux de sel. Enfin, dans la région centrale, dans ce que l'on a appelé la cuvette proprement dite, elles sont disposées en dômes ou brachyantoclinaux aplatis et très larges, groupés parfois de manière à constituer des grandes voûtes majeures, occupant alors des surfaces étendues. Jusqu'ici on a reconnu 43 pareils dômes.

Les gisements de gaz sont concentrés sur ces voûtes; on ne peut affirmer toutefois que toutes sont gazéifères, vu qu'elles n'ont pas été explorées. L'esquisse et la coupe ci-jointes montrent la situation des principaux dômes productifs et leur tectonique (fig. 111 et 112).

Le gaz est accumulé dans les sables du Sarmatien et du Méditerranéen supérieur, sans manquer toutefois ni du Pontien et peut-être ni des subdivisions inférieures du Miocène, dont l'exploration n'a d'ailleurs pas encore été faite. La puissance connue de la série gazéifère représentée donc seulement par le Sarmatien et le Méditerranéen supérieur, a été évaluée à environ

1.500 mètres. Cependant, après les résultats de l'exploration en profondeur des dômes de **Sincai** et de **Saros** faite tout dernièrement, cette marge

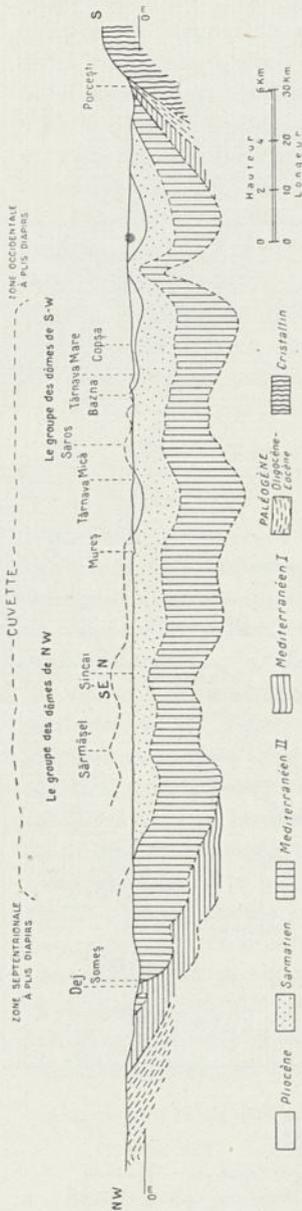


Fig. 112. — Coupe schématique montrant la tectonique du Néogène dans le Bassin Transylvain (d'après MRAZEC).

paraît être de beaucoup dépassée, l'épaisseur de la série gazéifère pouvant aller jusqu'à 2.500 mètres. Le nombre et l'épaisseur des horizons productifs varient d'un dôme à l'autre. Sur le dôme de **Sarmasel**, par exemple, on a perforé, dans une série épaisse de 600 mètres, 9 horizons à gaz, dont la puissance a varié entre 15 et 70 mètres.

Constitué par du méthane en proportion de 99 %, le gaz de Transylvanie est accompagné en gisement par des eaux salées, pareilles à celles qui font cortège au pétrole. La pression de gisement monte avec la profondeur. Jusqu'à présent il a été constaté des pressions allant jusqu'à 200 atmosphères.

Quant à l'origine de ce gaz, il paraît être lié génétiquement au faciès marneux, légèrement salin du Méditerranéen (1).

La réserve des champs de Transylvanie semble être considérable. Pour s'en faire une idée, il est à noter qu'à eux seuls, 8 dômes, reconnus productifs, représentent une réserve de quelques centaines de milliards de mètres cubes de gaz (2). Actuellement on exploite quelques horizons des dômes de **Sarmasel**, **Sincai**, **Saros**, **Nades**, **Bazna** et **Copsa Mica**. La production est réglée par la consommation des centres industriels qu'elle alimente. Elle a été ainsi, en 1936, de 203.322.531 mètres cubes.

On a envisagé dernièrement la possibilité d'une relation entre les gisements de gaz et d'éventuels gisements de pétrole qui seraient logés dans des formations plus profondes. A cet effet, on a foré deux sondes d'exploration : l'une à **Pogaceaua** sur le dôme de **Şincai** et l'autre à **Botorca** sur le dôme de **Saroş**. Jusqu'à la profondeur de 2.036 mètres pour la première sonde, on n'a rencontré que des horizons de gaz secs sous forte pression. Cependant, comme on n'a percé que la partie supérieure du Miocène, l'idée de poursuivre les recherches n'a pas été rejetée. Il s'agit de diriger les explorations vers des endroits où l'on pourrait atteindre, à des profondeurs moindres, le Miocène inférieur, voire même l'Oligocène.

### *Gisements d'asphalte.*

En comparaison avec les gisements de pétrole et de gaz, les gisements d'asphalte de Roumanie sont de faible importance.

Bien que les traces n'en manquent point dans les régions pétroli-

(1) L. MRAZEC : Sur la salinité résiduelle des marnes miocènes du Bassin transylvain. *II<sup>e</sup> Congr. Mond. du Pétrole*, Paris, 1937.

(2) D. T. CIUPAGEA : Nouvelles données sur la structure du Bassin transylvain. *Bull. Soc. roum. de Géologie*, II, Bucarest, 1933. — Sur la structure des champs gazéifères de Transylvanie. *Congr. Int. Mines, Métall. et Géol. appl.*, VII<sup>e</sup> Sess., Paris, 1935; *Géol. appl.*, I, 1936.

fères des Carpates orientales, des accumulations plus importantes ne se trouvent qu'à Catina dans le département de Buzău, et à Matița, dans celui de Prahova.

A **Catina**, l'asphalte imprègne des sables du Méotien, dans le voisinage de la ligne de chevauchement du Paléogène de l'Eperon de Văleni. On ne connaît pas encore la valeur économique de ce gisement.

A **Matița**, le même produit imprègne les sables méotiens et daciens des deux flancs du synclinal qui sépare l'anticlinal de Matița de celui de Podeni (fig. 113). Ce gisement a été exploité dans une faible mesure jusqu'en 1928.

Plus important par son étendue est le gisement de **Derna**, dans le département de Bihor. Entre les localités de **Brusturi** et de **Derna**,

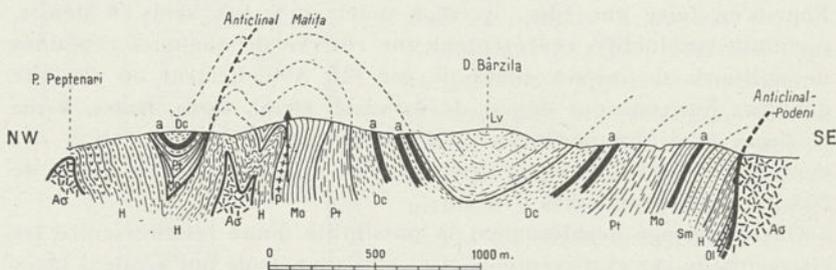


FIG. 113. — Coupe par les anticlinaux de Matița et de Podeni.  
(d'après PREDA).

A  $\sigma$  = Massifs de sel; Ol = Oligocène; H = Helvétien; Sm = Sarmatien; Mo = Méotien; Pt = Pontien; Dc = Dacien; Lv = Levantin; p = sable pétrolifère; a = imprégnations d'asphalte.

sur une surface de plusieurs milliers d'hectares, l'asphalte imprègne les dépôts à lignite du Dacien, lequel repose tranquillement en transgression sur le Cristallin des Monts du Rez. Certains sables, en particulier ceux du voisinage du lignite, sont imprégnés d'asphalte dans une proportion allant jusqu'à 20 %. Les zones d'imprégnation ont un caractère plus ou moins lenticulaire. Leur exploitabilité est conditionnée par une teneur en bitume de 10 % et une épaisseur d'au moins 1 m. 50.

Parfois le sable asphalté a été extrait en même temps que le lignite. Exploité pendant plus de quarante ans en vue de l'extraction des huiles et de l'asphalte, le gisement de Derna est abandonné actuellement, du fait que ses produits, comme ceux de Matița d'ailleurs, ne peuvent plus, sur le marché, supporter la concurrence de ceux dérivant du pétrole.

## HONGRIE

La Hongrie ne s'est avérée comme pays de pétrole que tout dernièrement. Par contre, quelques accumulations de gaz ont été trouvées, il y a déjà quelques années, dans les plaines de la Theiss et du Danube.

Les sondages exécutés entre la vallée de la Theiss et la frontière roumaine ont rencontré des gaz dans les dépôts pliocènes et pléistocènes, parfois en connexion avec des formations tourbeuses ou lignifères. De semblables accumulations ont été d'ailleurs signalées aussi en Roumanie, justement dans le Dacien du Bihor dont nous venons de parler.

Plus intéressants ont été les résultats des sondages exécutés dans le Nord de cette zone, dans la région **Debreczen-Karcag-Tiszaörs**, sondages qui sont allés assez profondément pour traverser toute la série des formations tertiaires. Par exemple à **Hajduszoboszló**, une sonde paraît avoir pénétré, à 2.037 mètres de profondeur, dans le Trias. En tout cas, après la traversée du Pliocène, on a reconnu dans bien des sondages le Sarmatien, le Méditerranéen et l'Oligocène. Dans la plupart, on a eu des éruptions violentes d'eaux salées, à des profondeurs de 930 à 1.200 mètres. Ces eaux accusaient des températures de 65° à 75° C et les gaz projetés un débit de 2.500 à 3.800 mètres cubes par jour. Très probablement l'origine, aussi bien des eaux salées que des gaz, est plus profonde; il est possible que ces venues aient leur siège dans des formations correspondantes à celles dont proviennent les gaz en Transylvanie.

Les résultats de ces sondages, corroborés par les données des prospections géophysiques, ont conduit à d'intéressantes conclusions en ce qui concerne la structure du soubassement de la plaine (1).

Les explorations dans les formations méditerranéennes de la région de Matra, où des indices de pétrole sont connus depuis longtemps, n'ont pas donné de résultats satisfaisants. En revanche, aux environs de **Bogacs**, au Sud de Bükk, on a trouvé des accumulations d'asphalte imprégnant des tufs andésitiques probablement d'âge sarmatien.

D'un tout autre intérêt se sont révélés les résultats obtenus tout dernièrement dans la région de **Bükkszék**. Trois sondages, forés au commencement de 1937 sur un dôme fracturé, ont rencontré dans l'Oligocène moyen, et à de petites profondeurs, de 70 à 400 mètres, quelques niveaux pétrolifères, qui ont fourni dans l'espace d'un mois environ 220 tonnes d'un pétrole léger et paraffineux. On estime que

(1) L. DE LOCZY : Tectonics and Palaeogeography of bassin system of Hungary elucidated by drilling for oil. *Bull. Am. Ass. Petr. Geol.*, 18 (7), 1934.

la structure peut être productive sur une longueur de 4 kilomètres et sur une largeur de 1 km. 1/2. Les travaux sont en cours (1).

Des travaux d'exploration ont également été effectués dernièrement dans la région occidentale de la Hongrie, près des frontières autrichienne et yougoslave. Certains sondages y ont dépassé 2.000 mètres de profondeur, sans toutefois rencontrer du pétrole. Un d'entre eux, à **Budafapuszta**, a touché cependant, à la profondeur de 1.086 mètres, le Pontien, lequel contient un intéressant niveau de gaz, à production initiale de 300.000 mètres cubes par jour. Un autre, poussé jusqu'à 1.100 mètres, a rencontré dans le même étage un horizon pétrolifère. Entré en production vers la fin de 1937, le sondage a un débit constant de 50 tonnes par jour d'un pétrole léger et paraffineux.

### PÉNINSULE BALKANIQUE

En dehors de ce qui a été consigné à propos de l'Albanie et du Sud de la Yougoslavie, cette partie de l'Europe paraît dépourvue d'intérêt pour ce qui concerne le pétrole. Bien que les indices ne manquent pas totalement, les explorations faites dans les régions soupçonnées pétrolifères n'ont pas eu des suites encourageantes.

**Grèce.** — A l'exception de l'Albanie, seule la Grèce présente quelque intérêt par ses gisements d'asphalte, avec une production annuelle de quelques milliers de tonnes. Les manifestations de bitumes de ce pays sont localisées, comme en Albanie, le long de la même zone côtière, qui se prolonge sans changement vers le Sud, depuis l'Épire jusque dans le Péloponèse. Elles semblent surtout liées aux formations éocènes et miocènes.

On connaît des traces de pétrole dans les grès miocènes de **Dragopsa**, dans la vallée de Molitza; les explorations n'y ont cependant montré que des gaz et de petites quantités de pétrole. Même résultat à **Vordo**, où des manifestations semblables apparaissent dans le Miocène salifère.

Dans les îles de **Paxos** et d'**Antipaxos**, l'asphalte imprègne des calcaires éocènes jusqu'à la proportion de 13,5 %. L'île de **Zante**, dans le Sud de laquelle les dépôts pliocènes présentent des indices de pétrole, a éveillé un particulier intérêt. Les sondages effectués à divers moments, ont cependant donné des quantités trop faibles de pétrole pour amorcer une exploitation. Le brut obtenu est un produit asphalté, très lourd à poids spécifique de 1,005 et à 5,5 % de soufre.

(1) L. DE LOCZY : Gisement pétrolifère productif dans la région du bord Nord-Ouest de la Grande Plaine Hongroise (Alföld) et son interprétation géologique. *II<sup>e</sup> Congr. Mond. du Pétrole*, Paris, 1937.

Dans le Péloponèse, il y a des suintements de pétrole sur la côte, à **Lintsi**, vis-à-vis de Zante; et, plus au Sud, également sur la côte, à **Marathos** en Messénie, se trouve un gisement d'asphalte en exploitation dans les calcaires éocènes.

Actuellement, on fait des prospections et des explorations dans certaines zones du Tertiaire de la Thrace.

**Bulgarie.** — Ce pays possède seulement des affleurements de schistes bitumineux, dont l'importance économique n'est pas encore connue. Tels sont les schistes du Sénonien de **Kazantik**, dans le Balkan central, et de **Kostenec Banja** au Sud-Est de Sofia. En connexion avec les premiers, le Pliocène de la région voisine est imprégné de pétrole; toutefois, les explorations ont donné des résultats négatifs. Près **Haskovo**, dans le Sud de la Bulgarie, comme à **Küstendil** et à **Bobovdol**, dans la vallée de la Strouma, les schistes bitumineux apparaissent en intercalations dans le Flysch paléogène. Les sondages faits dans cette dernière région ont été également sans résultats.

**Turquie européenne.** — Dans ce pays, le pétrole a été signalé sur le rivage Nord de la Marmara, aux pieds de la petite chaîne du Tekir-Dagh. Les dépôts plissés de cette chaîne, formée par le Paléogène qui recouvre un noyau cristallin, sont poussés sur le Néogène constituant la zone côtière entre Ganos et Scharköy. A la base de la série néogène, se trouve un paquet de schistes bitumineux rappelant les schistes ménilitiques des Carpates orientales et dont l'épaisseur peut atteindre 200 mètres. Ils ont donné lieu à des petites accumulations de pétrole dans le Miocène supérieur et le Pliocène, mais sans constituer, d'après les travaux entrepris, des gisements exploitables. Certaines explorations par des puits à main, faites il y a bien des années, dans la région **Ganos-Merfété**, n'ont pas donné les résultats escomptés. Quelques sondes forées en 1936 à **Merfété** ont rencontré des gaz; à la profondeur de 126 mètres, une d'entre elles a eu le premier jour un débit de 85.000 mètres cubes, qui est tombé ensuite à 17.000 mètres cubes (1).

## RUSSIE

Par l'étendue, la richesse, ainsi que par la production de ses gisements de pétrole, de gaz, d'asphalte, etc., la Russie a toujours occupé la première place parmi les pays européens. Bien plus, la découverte de nouveaux champs dans ces dernières années a augmenté consi-

(1) CEVAT EYÜB TASMAN : Search for oil im Mürefte, Turkey. *Bull. Am. Ass. Petr. Geol.*, 20 (10), 1936.

dérablement ses réserves; elle semble venir se placer à la tête des pays pétrolifères du monde entier.

Une zone presque continue de manifestations de bitumes s'étend



FIG. 114. — Esquisse de la distribution des bitumes en Russie d'Europe (d'après BOHDANOWICZ).

1 = Champs de pétrole et de gaz; 2 = Champs de gaz; 3 = Champs de pétrole explorés; 4 = Imprégnations d'asphalte et schistes bitumineux.

à la bordure Nord du Caucase, depuis la Crimée et la Mer Noire jusqu'à la Caspienne. Le long de cette zone s'échelonnent les principaux champs de l'U. R. S. S. actuellement en exploitation, tels ceux

du Kouban, du Terek, du Daghestan, de l'Apchéron, de l'île de Tchéléken, ainsi que les champs de gaz de Méliopol-Bierdiansk et de Stavropol, situés un peu plus au Nord. Une autre zone, bien que moins importante, suit la bordure Sud de la chaîne.

D'autre part, la zone préouraliennne, à partir de la région de la Petschora au Nord, jusqu'à la Mer Caspienne, s'est révélée dernièrement comme zone pétrolifère, peut-être tout aussi importante que celle du Caucase. En dehors d'affleurements d'asphaltes, de dépôts à gaz et de schistes bitumineux, dispersés sur une large étendue (fig. 114), dans sa partie médiane et septentrionale, le long de cette zone s'inscrit toute une série de champs pétrolifères, en commençant par ceux de la région de Ouchta et de Perm, jusqu'à celle de l'Oural-Emba vers la Caspienne.

Ces derniers champs et ceux de l'île de Tchéléken appartiennent déjà à la Russie d'Asie. Cette vaste région continentale offre à son tour les champs de Krasnowodsk à l'Est de la Caspienne, ceux de Ferghana, à l'extrémité Ouest des Monts Tien-Chan, comme aussi les champs de l'île Sakhaline.

### *Les champs du Caucase.*

A première vue, le Caucase a toutes les apparences d'une chaîne unitaire et symétrique. Comprise entre la Plateforme de Stavropol au Nord et le Massif transcaucasien au Sud, elle est constituée par une ossature cristalline, précambrienne et paléozoïque, flanquée de part et d'autre par les différents termes du Mésozoïque et du Tertiaire. Les dépôts de ce dernier occupent d'anciennes auges marginales qui séparaient la zone cristallino-mésozoïque des masses extérieures. Dans le détail, les choses sont cependant bien plus compliquées, vu que l'ancien géosynclinal a dû traverser les différentes phases orogéniques à partir du Précambrien même, jusqu'aux mouvements alpins les plus récents. Dans l'image tectonique générale, on a cru reconnaître aussi bien le style altaïque que le style alpin, et la structure en écaillés avec d'importants chevauchements n'y manque pas non plus (1). Cependant, quels que soient ses caractères de détail, le seul fait intéressant, à notre point de vue, est que la chaîne est bordée, au Nord comme au Sud, par des formations d'âge

(1) I. M. GOUBKINE : Tectonics of southern Caucasus and its relation to the productive oil fields. *Bull. Am. Ass. Petr. Geol.*, 18 (5), 1934.

CH. BOHDANOWICZ : Natural gas occurrences in Russia (U. S. S. R.). *Ibid.*, 18 (6), 1934.

N. POLUTOFF : Geologisch-wirtschaftlicher Ueberblick über die Oelgebiete des Kaukasus. *Oel. u. Kohle*, 1937, 36.

*Congr. Géol. Intern.*, XVII<sup>e</sup> Sess. *Guide. Excursion au Caucase*, Léningrad-Moscou, 1937.

néogène qui l'enveloppent aux deux extrémités, où elle s'ennoie. C'est dans le Néogène du Nord, dans celui du Sud-Est, avec la Péninsule d'Apchéron, et aussi dans celui du Sud que se trouvent accumulées les plus grandes réserves de pétrole et de gaz connues actuellement en Russie.

Etant donné que les caractères géologiques varient d'une région à l'autre, ce qui entraîne une certaine différence dans les caractères des gisements eux-mêmes, nous les examinerons successivement d'après une répartition régionale.

**Région de Kouban et de la Mer Noire.** — On entend ainsi une zone de plus de 400 kilomètres de longueur sur 20 à 30 de large, qui s'étend à partir de la Presqu'île de Kertch, le long du bassin du Kouban et vers l'Est jusqu'au delà de la ville de Maïkop. Entre ces limites sont comprises les régions de **Kertch** et de **Taman** et avant tout les champs du Kouban, avec le **Maïkop**, qui est depuis longtemps le principal centre pétrolifère de la région (1).

La stratigraphie est assez variée dans ses détails. En tant qu'elle nous intéresse, elle commence par le Crétacé, mais c'est surtout à partir de l'Oligocène que le pétrole se rencontre en quantités exploitables.

Le Crétacé est développé surtout sous le faciès *Flysch*, avec des dépôts sidérolithiques dans la série inférieure et des calcaires et marnes subordonnées.

L'Eocène constitue un complexe gréseux, associé à des marnes et à des argiles, qui constitue la *Série de Klutsch*; vers la partie supérieure il passe aux *Couches à Foraminifères*, développées surtout dans l'Oligocène inférieur et moyen. Il s'agit alors d'un complexe, de plus de 800 mètres d'importance, d'argiles verdâtres, de sables et de marnes à Foraminifères et dents de Poissons, associées à des schistes bitumineux. La série finit par l'*Horizon de Khadum*. Certains auteurs considèrent ces dépôts comme représentant la roche-mère, ce qui est, au moins dans une certaine mesure, sans doute justifié. En tous cas on trouve ici un premier horizon de pétrole et de gaz. Parfois le complexe repose normalement sur les marnes et les grès de l'Eocène; d'autres fois il est transgressif, reposant en discordance sur des calcaires et des marnes sénoniennes.

L'Oligocène supérieur et le Miocène inférieur constituent les *Couches de Maïkop*, épaisses de 250 à 500 mètres. Formées par des schistes feuilletés bitumineux, brun-chocolat, à squelettes de Poissons et montrant des intercalations de sables et de graviers, cette formation rap-

(1) C. A. PROCOPOV, M. I. MAXIMOV and others : The oil fields of the Kuban-Black-Sea region. *Congr. Géol. Intern.*, XVII<sup>e</sup> Sess. *Guide. The petroleum excursion*, 5, Léningrad-Moscou, 1937.

pelle en tous points les schistes ménilitiques des Carpates orientales. C'est la principale roche-mère de pétrole dans la région caucasienne entière. Sa base, formée surtout par des conglomérats, constitue l'*Horizon de Schirvan*. Bien qu'elle soit imprégnée de pétrole sur presque toute son épaisseur, cette série de Maïkop n'est pas partout productive.

Le Miocène moyen, ou II<sup>e</sup> Etage méditerranéen, commence par l'*Horizon de Tarakhan*. Puis, il est représenté par les *Couches de Tchokrak* ou *Couches à Spirialis*, ensemble de calcaires, de dolomies, de marnes, de schistes, etc., de 200 à 500 mètres de puissance. Après quoi, un horizon d'eau douce le sépare des *Couches à Spaniodontella* ou *Couches de Karagan*, qui viennent ensuite. Celles-ci consistent également en calcaires, grès, marnes, etc., formant un ensemble dont l'épaisseur va de 10 ou 15 mètres à 120 mètres. Enfin la succession se termine par les *Couches de Konka*, épaisses de 140 mètres.

Toute cette série est pétrolifère.

Le Miocène supérieur comprend le Sarmatien avec ses trois subdivisions, montrant généralement les mêmes caractères qu'en Roumanie et totalisant une épaisseur qui atteint 700 mètres. La subdivision moyenne est quelque peu pétrolifère.

Quant au Pliocène, il forme une série peu différente de celle de Roumanie, ce qui nous dispense d'insister à son sujet. Ainsi, le Méotien, rangé par les géologues russes dans le Miocène, consiste parfois en calcaires coquillers (*Calcaires de Kertch*), plus souvent en argiles et sables à *Congeria novorossica* qui contiennent des traces de pétrole. Le Pontien est formé surtout de marnes à Cardiacés saumâtres (*Couches inférieures de Kamysh-Bouroun*) comme en Roumanie, tandis que le Dacien (dit aussi *Cimmérien*, ou *Couches supérieures de Kamysh-Bouroun*), ne diffère de celui de Roumanie que par sa faune, un peu moins évoluée. Enfin, le Levantin comporte une série lacustre à apports fluviaux (*Couches de Kouyalnik* et *Couches de Tchaouda*).

Certains des termes du Tertiaire, surtout ceux de la partie supérieure du Pliocène, sont parfois absents dans les régions pétrolifères. De même — et comme en Roumanie d'ailleurs — la série est parfois recoupée par des discordances. Les plus importantes séparent les Couches de Maïkop des Couches à Foraminifères et le Pontien du Méotien.

La tectonique est simple; c'est une succession de plis plus ou moins irréguliers généralement à caractère brachyanticlinal, parfois à style diapir ou même monoclinal, orientés suivant la direction générale de la chaîne et poussés vers le Nord. Les plis de la partie Ouest de la région se placent sur la prolongation Nord-Ouest de la zone centrale du Caucase, ennoyée dans cette direction. La structure tranquille de la surface paraît cependant se greffer sur une tectonique plus accusée du soubassement.

Les volcans de boue sont très fréquents dans presque toute la région, atteignant parfois des dimensions considérables. Il paraît que les gaz qui les alimentent ne seraient pas originaires des horizons pétrolifères et qu'ils viendraient de strates beaucoup plus profondes, voire du Crétacé inférieur.

Les indices commencent, comme nous l'avons déjà dit, dans les péninsules de Kertch et de Taman, où d'ailleurs, à côté des volcans de boue, on rencontre de fréquents suintements de pétrole et des émanations de gaz. Les explorations faites tout dernièrement dans la Péninsule de Kertch, ont mis en évidence l'existence d'un gisement à pétrole éruptif sur l'anticlinal de **Tschonguelek** au Sud de **Kertch**. Dans la Péninsule de Taman on connaît une trentaine d'anticlinaux, offrant tous les caractères des bonnes structures.

Le premier champ, d'ailleurs de faible importance, en allant vers l'Est est celui de **Souvorovo-Tcherkes**, situé à 25 kilomètres au Nord de Anapa. Plus à l'Est c'est la région des champs de **Varenikovo**, **Adaghum** et **Keslerovo**, découverts tout dernièrement (1936). Le pétrole y est concentré, sur des plis à caractère diapir, dans le Méotien, le Sarmatien et dans les couches de **Maïkop**, à des profondeurs allant jusqu'à 500 mètres. Des sondes y ont eu une production initiale de 110 tonnes par jour.

A environ 50 kilomètres au Nord-Ouest de Novorossysk est situé le champ de **Koudako-Krimskaïa**, placé sur un diapir isolé avec trois élévations axiales. C'est un des champs des plus anciens de la Russie, qui produit depuis 1866. Actuellement il est en voie d'épuisement, après avoir fourni une quantité totale de 125.000 tonnes. Les horizons productifs sont localisés dans les Couches de Karagan et les Couches de Tchokrak.

Au Sud-Ouest de Krasnodar on rencontre d'abord le champ d'**Ilkskaïa** et ensuite celui de **Kalouskaïa**, drainant tous les deux les Couches de Tchokrak. Tandis que le premier est presque épuisé, le second est encore en production.

**Maïkop** est la région la plus importante de toute cette zone. Connue encore sous le nom de **Apchéronskaïa** ou de **Neftianaïa-Schirwanskaïa**, elle comprend plusieurs champs situés à environ 55 kilomètres au Sud-Ouest de la ville de **Maïkop** et formant une bande orientée vers le Nord-Ouest. Le plus oriental et le plus étendu du groupe est le champ d'**Apchéron** ou **Neftianaïa-Schirwanskaïa**. Vient ensuite, à 25 kilomètres à l'Ouest, le champ de **Khadyjnskaïa** et successivement ceux du **Mont d'Asphalte**, **Koura Tzetze** et **Koutaïss**, découverts tout dernièrement (fig. 115). Le pétrole y est logé dans l'Oligocène et le Méditerranéen d'un pli monoclinale, le long duquel les Couches de **Maïkop** couvrent en transgression les Couches à Foraminifères.

A Neftianaïa-Schirwansk, ce produit est cantonné suivant trois horizons dans les Couches de Maïkop. Il est à remarquer que l'horizon inférieur, dans lequel GOUBKINE a distingué les couches « a », « b », « c », « d » et « e » qui contiennent un pétrole plus léger, est logé presque en entier dans une bande étroite (300 à 320 mètres) de sables

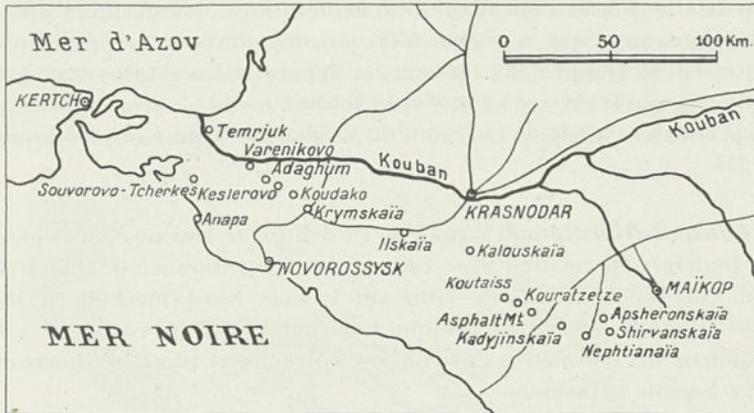
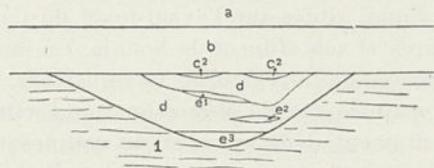


FIG. 115. — Esquisse de la région Kouban - Mer Noire avec distribution des localités pétrolifères (d'après les travaux du XVII<sup>e</sup> Congr. Géol. Intern. de Moscou, 1937).

et graviers, considérés comme représentant les alluvions d'une ancienne vallée creusée sur un sol oligocène inférieur (fig. 19 et 116). On a pu y reconnaître des formes lobées et même des méandres. A Khadijinsk, existent aussi les trois horizons productifs du champ d'Apchéron et on a reconnu de même les sables inférieurs disposés

FIG. 116. — Coupe idéale de l'horizon inférieur pétrolifère du gisement de Neftianaïa-Schirwansk (d'après PROKOPOV, MAXIMOV et autres).

1 = Oligocène (couches à Foraminifères); a-b = Couches inférieures de Maïkop; c-e = Alluvions anciennes.



également suivant une bande étroite. Dans les champs suivants on a retrouvé aussi certains des horizons productifs des Couches de Maïkop, ainsi que des sables d'anciennes vallées.

Le pétrole de Maïkop varie de composition, celui des couches inférieures étant généralement plus léger, à poids spécifique moyen de 0,840, tandis que celui des couches supérieures est lourd, le poids spécifique atteignant jusqu'à 0,940. Les gaz qui l'accompagnent sont

des gaz humides. Celui d'une sonde de Neftianaïa-Schirwanskaïa, contenant 43 centimètres cubes de gazoline au mètre cube, est constitué ainsi : méthane, 71,68 %; éthane, 11,43 %; éthylène, 1,98 %; azote, 4,23 %.

Ce champ, comme ceux de toute la région du Kouban d'ailleurs, n'a jamais compté parmi les plus riches de Russie. Il y a toujours occupé la quatrième place. Cependant, les explorations des derniers temps semblent montrer que la région n'est pas dépourvue de sérieuses possibilités de développement. Suivant les appréciations de GOUBKINE, ses réserves se chiffrent à 85.000.000 de tonnes.

La production totale de la région du Kouban a été de 1.194.600 tonnes en 1935.

**Mélitopol-Bierdiansk.** — Bien qu'en dehors de la zone caucasienne, mais toutefois en relation avec celle-ci, est à mentionner le champ de gaz de Mélitopol-Bierdiansk, situé sur la côte Nord-Ouest de la Mer d'Azov. Dans le Sarmatien presque horizontal de cette région et à la profondeur de 200 mètres environ, on a découvert plusieurs horizons de gaz à haute pression.

**Stavropol.** — Un autre champ de gaz de même situation géologique, est celui du *Plateau de Stavropol*, au Nord-Est de la région du Kouban. Comme le précédent, il a été découvert à l'occasion de sondages pour la recherche de l'eau. On y a trouvé des gaz, depuis le Sarmatien inférieur jusque dans les Couches de Maïkop, le principal horizon productif étant cantonné dans le Sarmatien. L'analyse du gaz de cet étage montre : méthane, 37,5 %; éthane, 12,25 %; éthylène, 1,2 %; hydrogène, 27,25 %; azote, 20,3 %, et oxygène, 0,8 %.

**Région de Térék-Grozny** (1). — Cette région tombe dans la zone de collines, située sur l'avant-fosse du Caucase médian et arrosée par le Térék et son affluent, la Sounja. En face des dernières croupes montagneuses de la région de Wladikawcas, qui forment la Montagne Noire, constituée par du Mésozoïque et Tertiaire à structure monoclinale, se redressent deux rangées de collines orientées Est-Ouest qui correspondent à deux rangées d'anticlinaux tertiaires (anticlinoriums), à savoir la *Crête de Sounja* au Sud et la *Crête du Térék* au Nord. C'est sur ces accidents que sont localisés les champs de pétrole; sur la Zone de la Sounja, il y a le **Vieux Grozny** et le **Nouveau Grozny**, et sur la Zone du Térék, **Woznessenka**, **Malgobek**, **Gorskaïa**, etc. (fig. 117).

La série stratigraphique pétrolifère de la région du Térék ne diffère

(1) I. BROD, N. ELIN and others : The Oilfields of the Chechenian-ASSR. *Congr. Géol. Intern.*, XVII<sup>e</sup> Sess. *Guide. The petroleum excursion*, 3, Lénin-grad-Moscou, 1937.

pas notablement de celle du Kouban. Les imprégnations débutent ici dès l'Eocène. Celui-ci est formé de marnes rouges et vertes, associées à des calcaires siliceux, contenant parfois du pétrole et des bitumes solides. L'Oligocène est développé comme à Maïkop : les mêmes *Couches à Foraminifères* à la partie inférieure, tandis que la partie supérieure, comprenant aussi le Burdigalien, est représentée par les *Couches de Maïkop*, qui atteignent ici 600 mètres d'épaisseur. Les *Couches de Tchokrak*, les *Couches à Spirialis* et les *Couches à Spaniodontella* y constituent le Vindobonien ou II<sup>e</sup> Etage méditerranéen, dont l'épaisseur varie de 250 à 1.000 mètres; après quoi vient le Sarmatien, avec ses trois subdivisions, puis le Méotien. Une discordance locale,

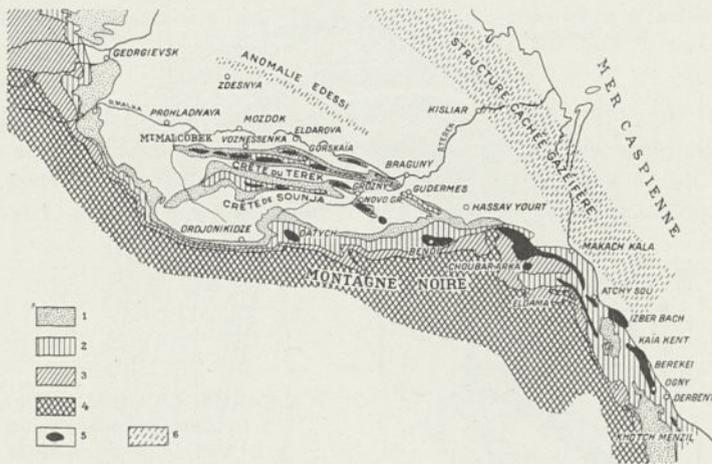


Fig. 117. — Esquisse géologique des régions pétrolifères Terek et Daghestan (d'après BROD).

- 1 = Pliocène; 2 = Miocène; 3 = Paléogène; 4 = Crétacé et Jurassique;  
5 = Structures pétrolifères; 6 = Structures cachées gazéifères.

parfois soulignée par l'absence du Pontien, marque le contact du Méotien avec les *Couches d'Aktchaguy*, équivalent du Dacien, qui sont surmontées par les dépôts levantins des *Couches d'Apchéron*.

Les horizons productifs sont concentrés dans le II<sup>e</sup> Etage méditerranéen, dans les *Couches à Spaniodontella* et les *Couches à Spirialis*.

Tectoniquement, la région se caractérise par de longs anticlinaux intéressant les formations tertiaires, décollées, à ce qu'il paraît, de leur soubassement rigide, mésozoïque. Dans le détail, la structure de ces anticlinaux peut se compliquer par des failles et des chevauchements locaux. Cependant de larges synclinaux, à caractère très régulier, les séparent, ce qui imprime à la structure générale de la région un caractère différent de la région du Kouban. En outre des deux

grandes zones anticlinales indiquées, on a reconnu par des prospections géophysiques, une troisième qui suit vers le Nord, cachée sous le Quaternaire (*Anomalie Edessi*) (fig. 118).

**Le Vieux Grozny.** — Le plus ancien champ en exploitation dans cette région a été découvert en 1893, avec le premier sondage à caractère



FIG. 118. — Coupe schématique par la région du Terek (d'après les travaux du XVII<sup>e</sup> Congr. Géol. Intern. de Moscou, 1937).

1 = Méotien; 2 = Sarmatien; 3 = Couches de Karagan; 4 = Couches de Tchokrak; 5 = Couches de Maïkop; 6 = Couches à Foraminifères.

éruptif (fig. 119). Il est situé à 6 kilomètres à l'Ouest de la ville de Grozny, placé sur un anticlinal asymétrique s'étendant sur une longueur de 15 kilomètres avec une largeur de 800 à 1.000 mètres. La zone productive est localisée sur le flanc normal du pli. Dix-huit

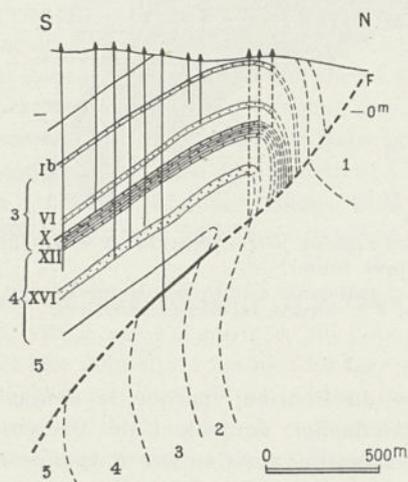


FIG. 119. — Coupe par l'anticlinal pétrolifère du Vieux-Grozny (d'après MAKAROV et autres).

1 = Pliocène; 2 = Sarmatien; 3 = Couches de Karagan; 4 = Couches de Tchokrak; 5 = Couches de Maïkop; I-XVI = Horizons pétrolifères; F = Faille.

horizons pétrolifères y ont été reconnus dans le II<sup>e</sup> Méditerranéen, épais d'environ 700 mètres. Ce gisement est actuellement en voie d'épuisement.

**Le Nouveau Grozny,** situé à 6 kilomètres au Sud de Grozny, est actuellement le plus important. Il occupe un anticlinal à voûte arrondie, faillé (fig. 120) avec flanc Sud chevauchant localement le flanc Nord. Le pétrole est localisé dans les mêmes subdivisions que

précédemment. On y a enregistré 23 horizons productifs, dont 13 dans les Couches à *Spaniodontella* et 10 dans les Couches de Tchokrak. Il est à remarquer que le pétrole, comme les eaux salées qui l'accompagnent, accusent une température de plus de 50°, bien que les premiers horizons productifs se rencontrent à partir de 500 mètres. Certaines de ces eaux salées ont une température de 100°.

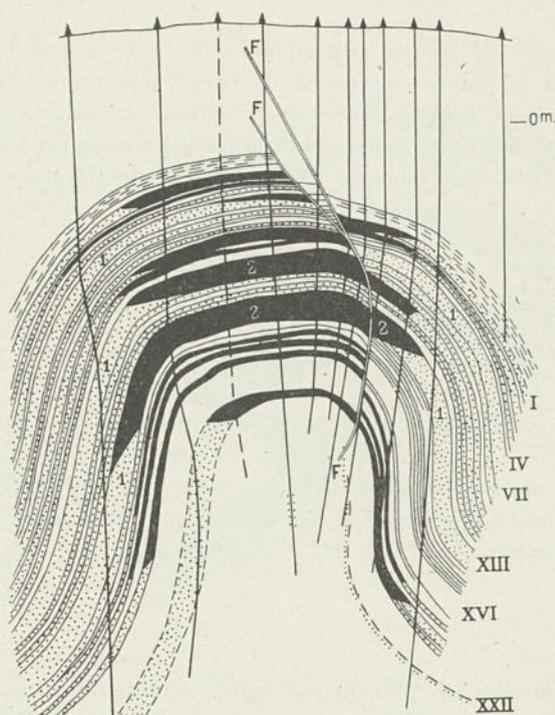


Fig. 120. — Coupe de l'anticlinal pétrolifère du Nouveau-Grozny (d'après STAROBINETZ).

1 = Sables ; 2 = Pétrole ; I-XXII = Niveaux pétrolifères ; F = Failles.

Découvert en 1913, ce champ a atteint son maximum de production en 1931 et 1932, avec un rendement dépassant 7.000.000 de tonnes. Actuellement la production est réduite de plus de moitié.

Le pétrole des deux champs de Grozny est un produit paraffineux, à poids spécifique compris entre 0,840-0,870. D'après SACHANEN (1), deux échantillons de brut de Grozny montrent les caractères suivants :

(1) A. SACHANEN-SACHANOV : Die Erdöle von Grozny. *Petroleum Zeitschr.*, 1926, 1240.

Densité à 15° C.....	0,840	0,846
Paraffine .....	7 %	2,5 %
Soufre .....	0,25 »	—
Rendements de distillation :		
Essence .....	23,3 %	27,8 %
Lampant .....	13,3 »	12,5 »
Gasoil .....	5,1 »	11,8 »
Huiles .....	40,7 »	26,0 »
Résidus .....	17,6 »	21,9 »

**Woznessenka** est moins remarquable. Il se trouve sur la zone du Terek, à 90 kilomètres à l'Ouest de Grozny, et est localisé dans un anticlinal à flanc externe renversé et replissé plusieurs fois, ce qui lui imprime une structure plus compliquée que les autres champs de la région (fig. 121). On a reconnu 12 horizons productifs dans les Couches

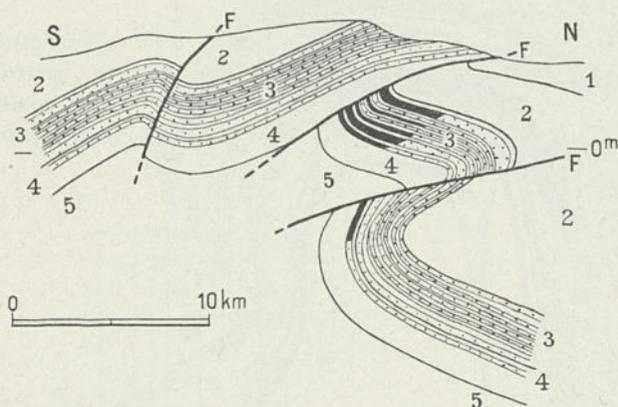


FIG. 121. — Coupe à travers le pli de Woznessenka (d'après Brod et autres).  
 1 = Couches d'Aktchagyl ; 2 = Sarmatien ; 3 = Couches de Karagan ; 4 = Couches de Tchokrak ; 5 = Couches de Maïkop ; F = Failles et surfaces de chevauchement ; Noir = Pétrole.

à Spaniodontella. Le pétrole est lourd, atteignant jusqu'à 0,930 de poids spécifique. En 1924, ce champ a produit environ 100.000 tonnes.

**Malgobek**, plus important que le précédent, est situé sur la même zone, à 10-12 kilomètres à l'Ouest, où il occupe un anticlinal dont la régularité a été dérangée par des failles (fig. 122 et 123). Les horizons productifs sont localisés dans les Couches à Spaniodontella et dans les Couches de Tchokrak. Le pétrole de ces dernières est un produit léger à 0,857 de poids spécifique, tandis que celui des Couches à Spaniodontella est plus lourd à 0,930. La production a passé vite de 18.000 tonnes en 1933 à 797.000 tonnes en 1935.

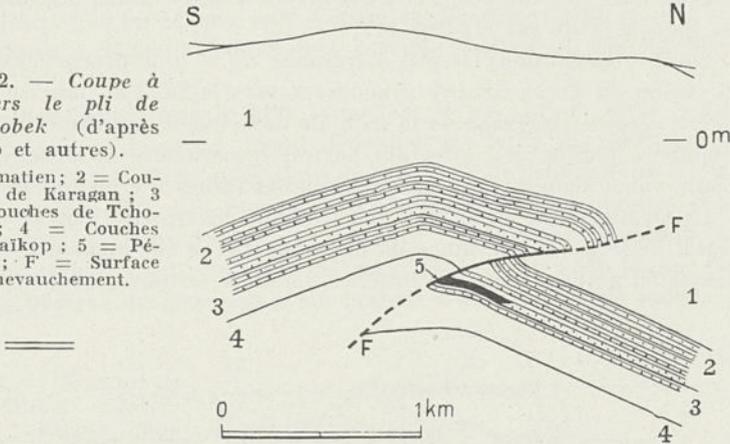
**Gorskaïa** est un autre champ situé à 25-30 kilomètres à l'Est de Woznessenka, dans la région centrale de la zone du Terek ; il a été découvert en 1936. Placé sur l'Anticlinal de Kalauss d'une structure moins compliquée que les précédents, on y a reconnu comme produc-

tives les Couches de Tchokrak. Des sondes forées en 1937 ont eu, à la profondeur de 1.025 et 1.220 mètres, un débit de 300 à 700 tonnes par jour.

Toujours sur la zone du Térék, on a exploré encore les gisements de

FIG. 122. — Coupe à travers le pli de Malgobek (d'après BROD et autres).

1 = Sarmatien; 2 = Couches de Karagan; 3 = Couches de Tchokrak; 4 = Couches de Maïkop; 5 = Pétrole; F = Surface de chevauchement.



Eldarova, Moujim Bīrōu et Taïmas Kala, au Nord de Gorskaïa, et Bragouny et Goudermes, sur l'extrémité Est de la zone.

Il est à ajouter que des manifestations de l'existence du pétrole ont été signalées également sur la zone de la Montagne Noire, telles que celles de Benoï et de Datych.

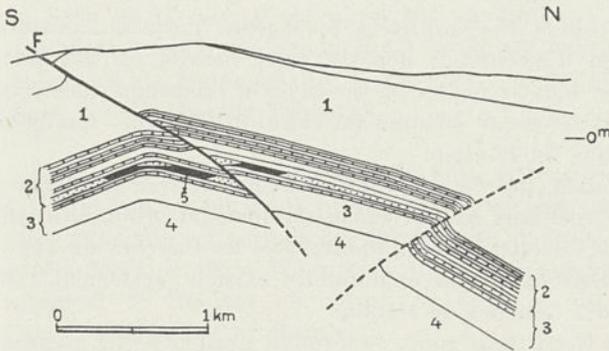


FIG. 123. — Autre aspect du pli de Malgobek (d'après BROD et autres).

Légende de la figure 122.

La région pétrolifère de Térék-Grozny a compté jusqu'aux derniers temps pour la deuxième région productive de l'Union des Républiques Soviétiques. Le maximum y a été atteint avant 1931, avec 8.100.000 tonnes. Depuis lors la production décline pour tomber en 1935 à 3.320.000 tonnes. Les possibilités de développement de la région sont cependant assez importantes.

**Région du Daghestan.** — Un autre territoire pétrolifère du Caucase occupe la région des collines du littoral de la Caspienne, à partir de la ville de Derbent vers le Nord. Sur cette zone, longue d'environ 200 kilomètres, sur 20-25 kilomètres de large, où l'on connaissait de longue date des indices, on a découvert d'importantes accumulations de pétrole et de gaz (1) (fig. 117).

Dans le Daghestan, les plis marginaux de la zone précaucasienne de la région du Térék-Grozny s'incurvent vers le Sud-Est pour se diriger parallèlement au rivage de la mer. Ils deviennent en même temps plus réguliers, plus larges, affectant parfois le caractère de brachyanticlinaux, voire même de dômes, bien que les failles n'y manquent pas.

La stratigraphie ne diffère pas de celle de Grozny. Sur la bordure Ouest de la zone, le Crétacé lui-même participe aux structures intéressantes au point de vue des bitumes. La série tertiaire, dont l'épaisseur

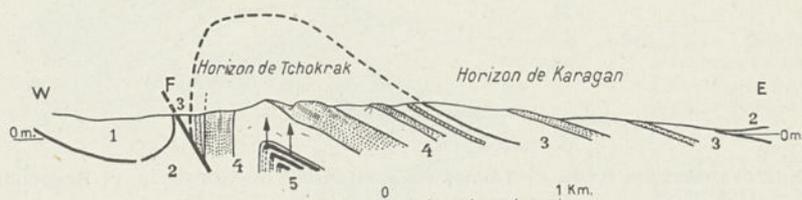


FIG. 124. — Coupe le long de la rive gauche de la rivière Atchy-Sou (d'après BROD et autres).

1 = Sarmatien moyen; 2 = Sarmatien inférieur; 3 = Horizon de Karagan; 4 = Horizon de Tchokrak; 5 = Couches de Maïkop; F = Faille.

à partir des Couches à Foraminifères paléogènes jusqu'au Levantin supérieur (Couches d'Apchéron) dépasse 4.000 mètres, est généralement la même que dans la région de Grozny. On remarque également la discordance qui sépare le Méotien du reste du Pliocène, soulignée encore par l'absence du Pontien.

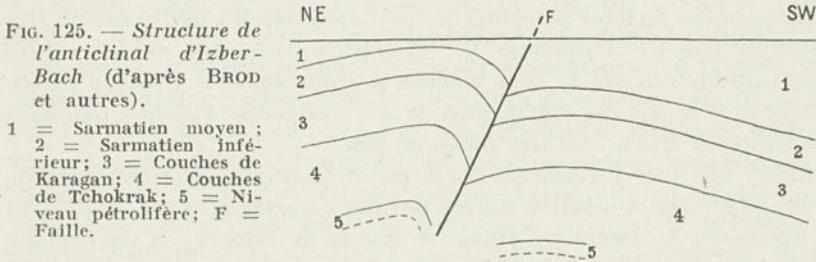
Les imprégnations de pétrole et de gaz commencent avec les Couches à Foraminifères. Cependant les horizons pratiquement productifs sont cantonnés dans les Couches à Spaniodontella et les Couches de Tchokrak. Des accumulations de gaz exploitables existent également à la partie inférieure des Couches de Maïkop.

Vers l'extrémité Nord de la zone, on connaît plusieurs plis à caractère de dômes qui sont en cours d'exploration. Ce sont **Choubar-Arka**, **Malkach-Kala** et **Koukourt-Taou**. Dans l'axe de ce dernier affleure le Crétacé. Plus au Sud il faut mentionner le dôme d'**Eldama**, constitué en entier par des calcaires mésozoïques.

(1) I. BROD and N. USPENSKAIA : The oil fields of the Daghestanian ASSR. *Congr. Géol. Intern., XVII<sup>e</sup> Sess. Guide. The petroleum excursion*. 3. Lénin-grad-Moscou, 1937.

**Atchy-Sou** est le premier champ de pétrole en allant vers le Sud. Placé sur un pli asymétrique, faillé et poussé vers l'Ouest (fig. 124), il a commencé à produire en 1934. On a reconnu dans les Couches de Tchokrak une série productive de 250 à 300 mètres d'épaisseur, qu'on a atteint à des profondeurs de 700 mètres. La production par sonde monte jusqu'à 20 tonnes par jour. Cependant les réserves du champ ont été évaluées à 25.000.000 de tonnes sur une surface de 300 hectares.

**Izber-Bach** paraît être le plus important de la région. Situé sur le bord de la mer, il occupe un pli dédoublé par faille (fig. 125), qui se continue sous mer. Bien qu'exploré depuis 1932, sa productivité n'a été prouvée qu'en 1936. Les horizons fertiles sont aussi cantonnés dans des Couches à Spaniodontella et dans les Couches de Tchokrak. Le débit des sondes y est plus riche, allant parfois jusqu'à 250 tonnes par jour. La réserve du gisement a été évaluée à 100.000.000 de tonnes.



**Kaïa-Kent**, à 20 kilomètres au Sud d'Izber-Bach, est également situé au bord de la mer. Il est placé sur un anticlinal pareil à celui du précédent, mais d'une productivité beaucoup moindre. Le pétrole est cependant de bonne qualité, à 20-30 % de fractions légères. Il provient des Couches de Tchokrak.

**Bérékey**, situé à 12 kilomètres au Sud, est encore moins important. Le pétrole provient de la partie supérieure des Couches à Foraminifères (Khadum) et surtout des Couches de Maïkop, qu'on atteint à des profondeurs de 400 à 800 mètres. Il est à remarquer que des eaux de gisement de Bérékey on extrait de l'iode et du brome. Comme à Grozny ces eaux sont chaudes.

**Dag Ogný** est un champ de gaz, placé sur la même structure vers son extrémité Sud. Les horizons productifs occupent toujours les mêmes positions. En 1929 une sonde a atteint, à la profondeur de 280 mètres, une couche à gaz avec un débit journalier de 180.000 mètres cubes sous une pression de 24 atmosphères. Ce gaz contenait 86-87 % de méthane, 13,60 % de gaz carbonique et 0,90 % d'azote. On a apprécié

la réserve en gaz du gisement d'Ogny à un maximum de 25 milliards de mètres cubes.

D'autres structures qu'on estime gazéifères sont **Douzlak**, **Khotch-Men-zil** et le **Feux de Daghestan**.

Quant aux réserves en pétrole du Daghestan, elles ont été appréciées par GOUBKINE à 146.000.000 de tonnes.

**Région d'Azerbaïdjan.** — Il s'agit du territoire pétrolifère à l'heure actuelle le plus important de la Russie. Il comprend entièrement la *Péninsule d'Apchéron*, avec l'*Ile Artem (Sviatoy)*, sur une longueur dépassant 60 kilomètres et une largeur d'environ 30 kilomètres qui se continue vers le Sud avec la région du *Kabristan* et de la basse *Koura* (1). Tout ce territoire se trouve sur l'ennoyage du Caucase vers le Sud-Est. De ce fait, les formations d'âge crétacé et paléogène de la chaîne disparaissent successivement vers le Sud-Est sous le Néogène, qui est à son tour masqué, près de la Caspienne, par le Quaternaire. En outre des champs pétrolifères, les manifestations de l'existence des bitumes sont très fréquentes. Par exemple c'est ici que se trouvent les plus grands volcans de boue connus, les plus nombreux « feux perpétuels », ainsi que des émanations de gaz extrêmement riches, qui, dans la région de Bakou, ont lieu même en mer.

Bien que l'on y remarque la même stratigraphie que celle décrite précédemment, la contrée diffère par des caractères de détail qui sont intéressants à connaître. Ainsi, en dehors de l'Eocène et du Crétacé, sans intérêt au point de vue pétrole, presque tous les termes plus récents se différencient par rapport à leurs correspondants des régions déjà mentionnées. On peut en résumer ainsi les caractères, d'après GOLUBIATNIKOV et GOUBKINE.

L'Eocène est une série d'une épaisseur qui peut aller jusqu'à 600 mètres, à caractère plutôt schisteux à la base, marno-argileux vers la partie supérieure. On y remarque des marnes rouges et verdâtres, associées à des couches gréseuses, rappelant l'Eocène du type marginal des Carpates orientales.

A l'Oligocène inférieur et moyen correspond la *Série de Koun*, épaisse de 600 mètres. Sa subdivision moyenne (le *Koun brun*) est représentée par un paquet de schistes argileux brun-noir, à restes de Poissons, avec des intercalations de schistes bitumineux.

La *Série de Maïkop* représente, ici aussi, l'Oligocène supérieur et le I<sup>er</sup> Etage méditerranéen. Elle consiste également en schistes bitumineux à *Meletta* et *Amphisyle*, associés à des grès et marnes,\* dont l'épaisseur totale va de 330 à 800 mètres.

(1) V. HAIM, S. APRESSOV, M. MIRTCHINK : The Oilfields of the Azerbaijanian SSR. *Congr. Géol. Intern.*, XVII<sup>e</sup> Sess. *Guide. The Petroleum excursion*, 2, Léningrad-Moscou, 1937.

Le II<sup>e</sup> Etage méditerranéen, épais de 500 à 600 mètres, comprend les mêmes *Couches de Tchokrak*, à *Spiralis* à la partie inférieure, à *Spaniodontella* (*Horizon de Karagan*) à la partie supérieure. Dans sa constitution entrent des argiles foncées à *Spiralis* et marnes siliceuses avec des dolomies subordonnées. Il a un développement plus caractéristique dans le Sud-Ouest de la région, dans la Steppe de Kabristan, où il est pétrolifère.

Le Sarmatien et le Méotien sont représentés par le faciès des *Couches à Diatomées*, faciès qu'on rencontre déjà dans l'Horizon de Karagan. C'est une série uniforme de plus de 400 mètres de puissance, formée de marnes et schistes siliceux avec intercalations de dolomies et grès, qui est pétrolifère dans sa partie supérieure, à **Binagady**.

Une discordance locale la sépare du Pontien, qui présente le même faciès marno-argileux qu'il a jusqu'ici et qui montre une épaisseur de 400 mètres.

Une autre discordance plus accentuée, correspondant au principal paroxysme tectonique du Caucase oriental, marque la limite supérieure du Pontien. Celui-ci est surmonté par la *Série productive* de la Péninsule d'Apchéron qui correspond généralement au Dacien. Ses dépôts, d'origine terrestre et lacustre, atteignant une puissance de 1.500 à 1.600 mètres, renferment les plus grandes quantités de pétrole. C'est une alternance irrégulière d'argiles et de sables, associée à des cendres volcaniques et présentant souvent la stratification entrecroisée.

Dans la stratigraphie locale de cette Série productive, on a distingué trois subdivisions, à savoir : une subdivision inférieure ou *Série de Kirmakou*, avec trois horizons d'une puissance totale de 500 mètres; une subdivision moyenne, épaisse de 120-150 mètres, et une subdivision supérieure, de 850 mètres d'épaisseur, qui comprend de bas en haut la *Série de Balakhany*, la *Série de Ssabountcky* et la *Série de Ssourakhany*.

La Série productive est surmontée par l'*Horizon d'Aktchaguyl*, épais jusqu'à 60-100 mètres, à Cardiacés et Ostracodes, qui est productif à **Ssourakhany**.

Enfin, le Levantin, représenté par les *Couches d'Apchéron*, consiste en une série de plus de 700 mètres de puissance formée de marnes, sables, grès calcaires et cendres volcaniques. Il contient uniquement des gaz, à **Ssourakhany** et **Bibi-Eibat**. Par-dessus et en discordance, viennent les dépôts du Quaternaire caspien, qui peuvent atteindre jusqu'à 150 mètres de puissance.

Comme nous l'avons déjà dit, la principale subdivision pétrolifère correspond à la Série productive. Elle renferme de nombreuses couches à pétrole, susceptibles d'être groupées en neuf ensembles. Nous soulignons son caractère terrestre et lacustre, contraire à l'idée d'une autochtonie du pétrole, préconisée par certains auteurs.

D'ailleurs, ici, on considère généralement comme roches-mères de pétrole toutes les formations bitumineuses, en commençant par la

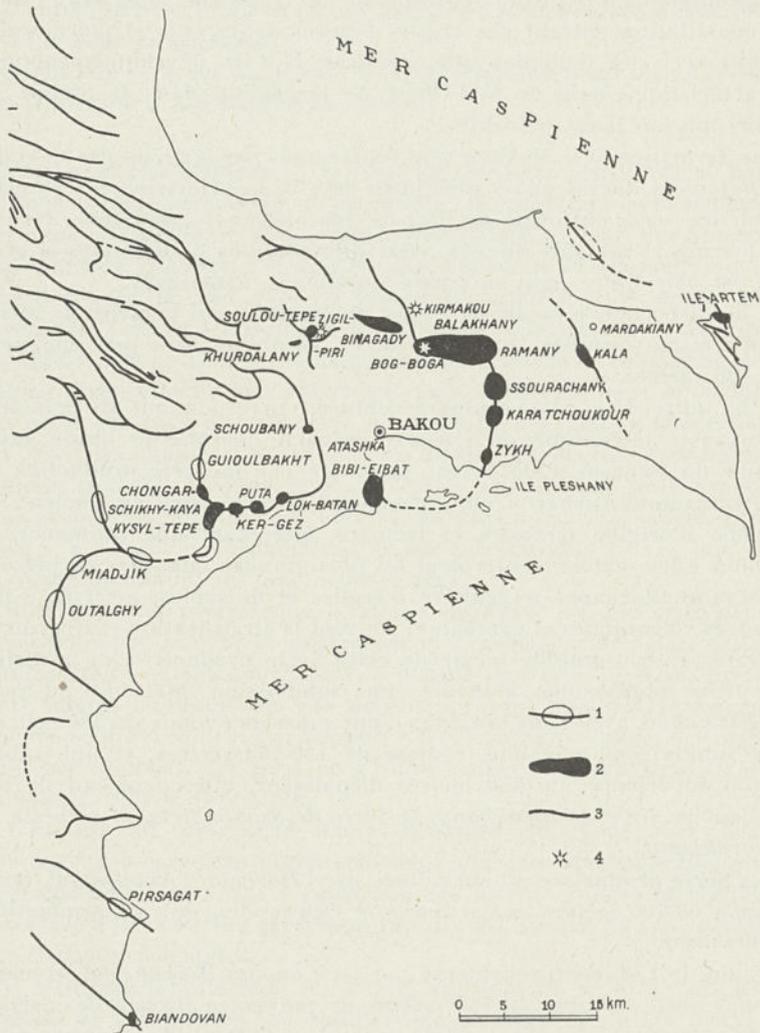


FIG. 126. — Esquisse de la Péninsule d'Apchéron et du Kabristan oriental montrant les accidents tectoniques et l'emplacement des champs pétrolifères (d'après GOUBKINE).

1 = Structures en voie de prospection et d'exploration; 2 = Champs pétrolifères en exploitation; 3 = Lignes directrices de la région; 4 = Principaux volcans de boue.

Série de Soumgaït dans l'Eocène, puis successivement la Formation de Koun, les Couches de Maïkop, de Tchokrak et les Couches à Diatomées.

La tectonique de la Péninsule d'Achéron est caractérisée, d'une part par la fréquence des dômes et des brachyanticlinaux, dans la plupart des cas à style diapir, résultant de surélévations axiales successives sur le trajet d'un même pli, de l'autre par la déviation des plis par rapport à la direction générale de la chaîne, et par leurs contournements en boucle qui font que certains des synclinaux qui les séparent prennent la forme de cuvettes arrondies (fig. 126). Un tel tracé courbé se rencontre par exemple dans le pli *Kirmakou-Bibi Eibat*, ou dans celui de *Lok Batan-Pouta*. C'est là un caractère spécial de cette région, attribué au croisement de direction des plissements récents par rapport aux plis plus anciens du soubassement. D'après le niveau atteint par l'érosion et le degré d'élévation axiale des plis, leurs noyaux montrent à l'affleurement des dépôts d'âge varié, depuis le Crétacé jusqu'au Pliocène.

Considérés en détail, les plis sont très variables. On y remarque toutes sortes de formes, depuis des dômes larges plus ou moins faillés (fig. 127), jusqu'à des diapirs à noyaux percants, à flancs dénivellés, à chevauchement, ou non, etc. (fig. 129, 132, 133).

La région de l'Achéron est en même temps une des plus riches en volcans de boue que l'on connaisse. Il y en a dont les appareils ont des proportions gigantesques et dont les manifestations rappellent les vrais volcans. Ils sont localisés sur les plis ou les fractures et se trouvent en relation ou non avec les gisements. Cependant les gaz qui les alimentent viennent de

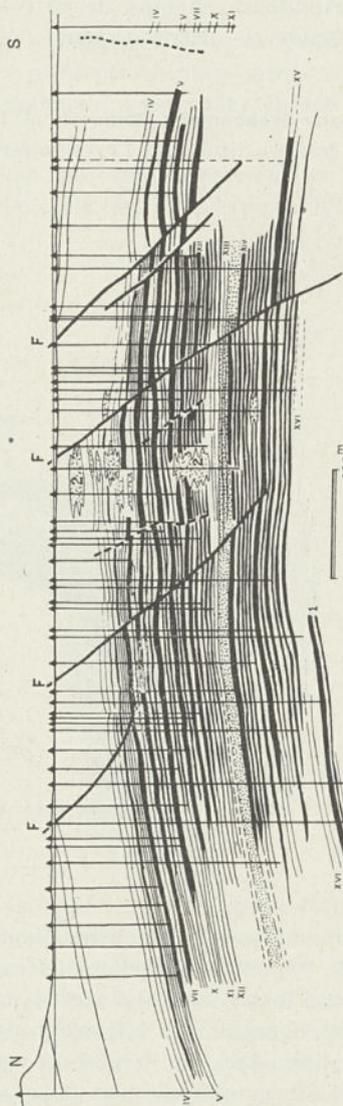


Fig. 127. — Coupe par le champ pétrolifère de *Bibi-Eibat* (d'après GORTNE).  
1 = Horizons de sables pétrolifères (IV-XVII); 2 = Brèches et anciens volcans de boue enfouis; F = Failles.

niveaux plus profonds que les niveaux du pétrole. Pour certains volcans les gaz paraissent venir du Crétacé et même du Jurassique. Quelques auteurs vont même jusqu'à admettre qu'ils pourraient être d'origine juvénile.

Les principaux champs de pétrole sont concentrés autour de la ville de Bakou et distribués sur le pli en fer à cheval Kirmakou-Bibi Eibat.

**Balakhany-Ssabountchy-Romany** est le plus grand et le plus anciennement connu. Situé à 8-12 kilomètres au Nord-Est de Bakou, il est

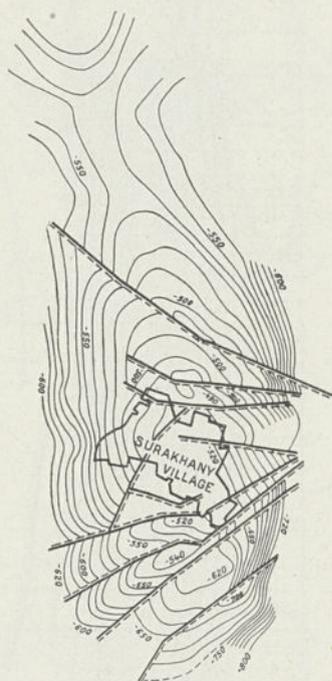


FIG. 128. — *Surélévation axiale de Ssourakhany contourée par les isobathes du 1<sup>er</sup> niveau productif de la Formation de Ssourakhany (d'après NIKITINE).*

Equidistance des isobathes en sajens (1 sajen=2.128 m.).

placé sur un brachyantoclinal diapir, orienté Est-Ouest, qui représente une importante surélévation axiale du grand pli Kirmakou-Bibi Eibat (fig. 126). L'antoclinal y est à moitié fermé, de sorte que les plus anciennes couches qui affleurent dans son axe appartiennent à la Série de Kirmakou. En dehors des variations du pendage, la structure de détail est compliquée par l'intervention de failles. Sur une de ces fractures est placé, dans la partie occidentale du pli, le grand volcan de boue **Bog-Boga**. La « Série productive » comprend de nombreuses couches pétrolifères. Découvert en 1873, on a exploité au commencement dans sa partie Ouest, à Balakhany, les couches supérieures de la Série, c'est-à-dire les horizons de Ssourakhany, de Ssabountchy et

de Balakhany; depuis 1933 on exploite, dans l'extrémité orientale du champ, à Romany, les Couches de Kirmakou, qu'on rencontre jusqu'à 1.250 mètres. Le pétrole des couches supérieures est léger (p. sp. : 0,857), tandis que celui de Kirmakou est lourd (p. sp. : 0,941), paraffineux et résineux.

Ce champ a été de tout temps le plus riche de la Russie et jusqu'en 1928 le plus productif. Sa production totale monte à environ 220.000.000 de tonnes; il n'est cependant pas encore épuisé.

Ssourakhany, situé sur le même pli, immédiatement au Sud de l'extrémité orientale du précédent, est du même type. L'anticlinal

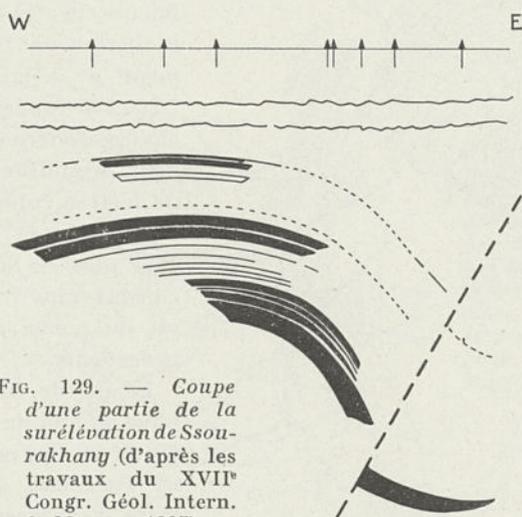


FIG. 129. — Coupe d'une partie de la surélévation de Ssourakhany (d'après les travaux du XVII<sup>e</sup> Congr. Géol. Intern. de Moscou, 1937).

Noir = Horizons productifs.

est cependant fermé (fig. 128 et 129), de sorte que même l'Aktchaguylien et l'Apchéronien y sont productifs. Les principaux horizons pétrolifères sont cantonnés dans les mêmes subdivisions. Il y en a qui sont extrêmement riches, tel par exemple l'horizon 5 des Couches de Balakhany, qui a fourni plus de 8.000.000 de tonnes. Découvert en 1907, on a exploité jusqu'en 1933 seulement la partie supérieure de la Série productive, puis on a attaqué également la partie inférieure (Kirmakou), ce qui a fait que la production annuelle a dépassé 4.000.000 de tonnes. La qualité du pétrole change avec la profondeur. Tandis qu'au niveau de l'Apchéronien le poids spécifique est parfois de 0,769, avec un pétrole presque incolore, au niveau du Kirmakou il est de 0,890. Le gisement de Ssourakhany est aussi gazéifère. Du

même horizon 5 on a extrait en 1927 plus de 100 millions de mètres cubes.

Actuellement ce champ est le plus productif.

**Kara Tchoukour (Koganovitch)** est à 2 kilomètres au Sud du précédent. Il est placé sur un dôme fermé, allongé, recoupé par des failles longitudinales. Les horizons les plus riches sont 5 et 6 de la partie supérieure de la Série productive. L'huile est plutôt légère (0,850-0,860) et paraffineuse (5 %). Mis en exploitation en 1927, ce gisement a dépassé en 1933 1.200.000 tonnes. Il est tout aussi gazéifère que le précédent, produisant 134.000.000 de mètres cubes en 1932.

Le gisement de **Zykh**, encore plus au Sud, a été découvert plus récemment. Il est du même type que les précédents.

Le pli de **Kirmakou**, ennoyé au Sud de ce gisement, paraît se continuer par l'*Île de Peskhany* qu'on est en train d'explorer, et tourner ensuite vers l'Ouest pour aboutir à **Bibi Eibat** où il se surélève.



FIG. 130. — Anticlinale de Bibi-Eibat contouré par les isobathes du XIV<sup>e</sup> horizon productif de la Formation de Balakhany (d'après NIKITINE).

Equidistance en sajets.

occupe un dôme dirigé Nord-Ouest - Sud-Est, dont la moitié est couverte par les eaux du Golfe de Bakou (fig. 130). Dans ses lignes générales, la structure ressemble aux précédentes et les niveaux pétrolifères occupent la même position. On a reconnu jusqu'ici 17 horizons produc-

**Bibi Eibat (Stalin)**, à 4 kilomètres au Sud de Bakou, est aussi l'un des plus riches de la Péninsule d'Apchéron. Sa production actuelle tend à rivaliser avec celle de Ssourakhany. Il

tifs principaux (fig. 127). Les sables pétrolifères sont si fréquents qu'ils représentent 70-75 % de l'épaisseur des séries productives. C'est ce qui explique la densité des sondes dans certains endroits. Les exploitations, qui datent de 1894, se sont développées sur ce qu'on appelle le **Vieux champ**, c'est-à-dire sur la terre ferme. Après la guerre mondiale, en 1921, une portion du golfe a été comblée et sur elle s'est développé le **Nouveau Champ (Golfe Ilyitch)**. Dernièrement on a placé des sondes même dans la mer. Le débit annuel du chantier a atteint dernièrement 4.000.000 de tonnes dont plus de la moitié provenant du Nouveau champ. La quantité totale de la production jusqu'en 1937 s'est chiffrée à 78.000.000 de tonnes. Le pétrole de Bibi Eibat ne diffère pas de

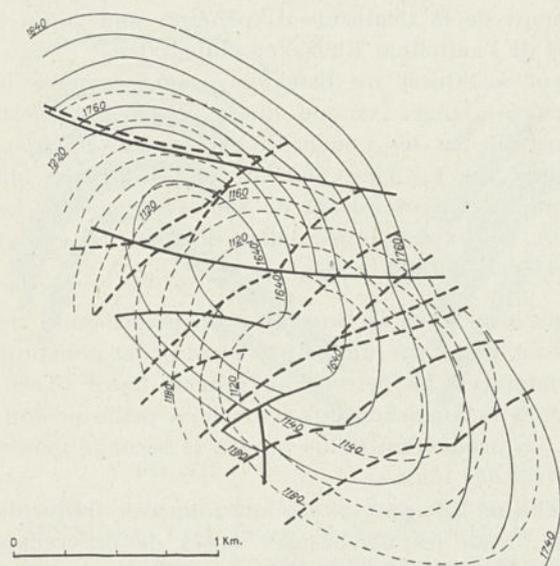


FIG. 131. — *Anticlinale de Kala contourée par les isobathes du toit des sables du Kirmakou supérieur (courbes continues) et par celles du toit de l'horizon VI (courbes interrompues)* (d'après HAIN, APRESSOV et MIRTCHINK).

celui des gisements précédents; celui des horizons supérieurs est plus léger (0,840-0,860) que celui des horizons inférieurs (0,900-0,907). Tout comme dans les autres gisements, il est accompagné de gaz et d'eaux salées. Il paraît que la concentration des eaux décroît avec la profondeur.

**Kala (Azyzbekov).** — A l'Est de la ligne Romany - Kara Tchoukour se trouve le Champ de Kala. Il est placé sur un brachyantoclinal normal et aplati, dont la structure ne diffère pas de celle de Kara Tchoukour (fig. 131). Les horizons productifs sont atteints à des profondeurs de 1.200 à 2.000 mètres. Certaines difficultés d'exploitation sont dues à la fréquence des eaux et à la pression des gaz. Exploité pour la première fois en 1932, la production a monté vite de 2.000 à 1.000.000 de tonnes par année.

Dans l'île **Artem (Holy)** il faut mentionner également un champ, dont l'exploitation date de 1902. Sa constitution stratigraphique ne diffère pas de celle des gisements précédents. Le pétrole est concentré sur une surélévation brachyanticlinale, faillée et chevauchée. La voûte de cette structure étant constituée par les couches de la Série productive, la partie supérieure de cette série a été érodée, de sorte qu'on ne dispose que de la Série de Kirmakou. A la différence des précédents, celui-ci manque de couches d'eau.

En face et au Nord de la localité **Mardakiany**, on a découvert en mer, à faible distance du rivage, une structure qui paraît être intéressante au point de vue pétrole (fig. 126).

Tous les autres champs de la Péninsule d'Apchéron sont situés à l'Ouest et au Sud-Ouest de l'anticlinal Kirmakou-Bibi Eibat.

Ainsi, immédiatement à l'Ouest de Balakhany, on rencontre le champ de **Binagady (Kirov)**, placé sur un diapir dirigé Est-Ouest, dont le noyau est constitué par les Couches de Koun. Les horizons productifs sont localisés sur le flanc Sud du pli, à la base du Kirmakou qu'on atteint à des profondeurs de 800 à 900 mètres. Le pétrole est lourd (0,950). Les exploitations, datant de 1908, ont atteint leur maximum en 1934 avec 400.000 tonnes.

**Soulou Tépé**, autre gisement situé au Sud-Ouest du précédent, a été découvert en 1933. Il est placé sur un diapir avec noyau constitué par les Couches à Diatomées. Le pétrole, en général lourd (0,880-0,915), est concentré dans le Kirmakou qu'on touche à petite profondeur (380-470 mètres). La production totale jusqu'à la seconde moitié de l'année 1937 est de 170.000 tonnes.

Entre ce champ et celui de Binagady, il y a une zone avec fréquents et importants indices. Parmi les nombreuses sables de différentes proportions, il convient de mentionner deux grands volcans de boue, celui de **Zyguyl Piri**, dont la hauteur atteint 148 mètres, et celui de **Keireky**, haut de 141. Tout près de ce dernier se trouve le petit champ de **Griaznogorsk** ou **Baladjar**, placé sur un pli qui relie l'anticlinal de Binagady à celui de Zyguyl Piri.

**Schoubany (Atachka)** est situé à l'Ouest de Bakou sur un brachy-anticlinal diapir dirigé Nord-Sud, qui représente l'extrémité du pli en fer à cheval de Lok Batan - Pouta. C'est une structure moins favorable à une riche accumulation de pétrole; dans l'axe de l'anticlinal affleurent les Couches de Koun et de Maïkop. La production provient des flancs du pli. Jusqu'au commencement de 1936 on a extrait 640.000 tonnes. Le pétrole est généralement lourd (0,915-0,925).

**Lok Batan (Mikoyan)** est le plus important des champs localisés sur ce pli, tant par son accumulation de pétrole, que par sa structure.

Il occupe en effet un anticlinal recoupé longitudinalement par une faille profonde, le long de laquelle le flanc Sud-Est chevauche le flanc opposé, sur une largeur de 580 mètres, avec un déplacement vertical des deux compartiments de 320 mètres (fig. 132). Une partie de la Série productive affleure. Le centre du pli est occupé par le volcan de **Lok Batan**, grand appareil dont la cheminée descend profondément au-dessous de la Série productive (fig. 133). En jugeant d'après le gaz qui en émane, presque du méthane pur, et surtout d'après la nature des fragments de sa brèche (Koun, Maïkop, blocs

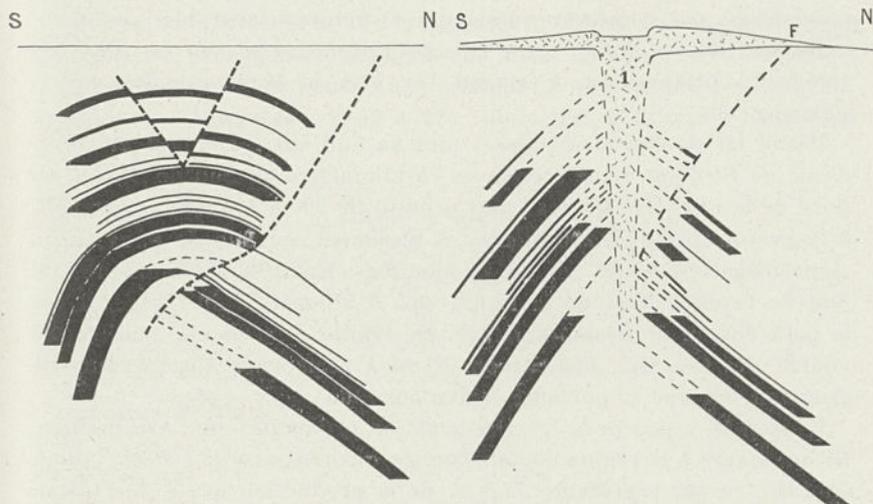


FIG. 132.

FIG. 133.

FIG. 132. — Coupe par l'anticlinal de Lok-Batan (d'après les travaux du XVII<sup>e</sup> Congr. Géol. Intern. de Moscou, 1937).

Noir = Niveaux pétrolifères de la série productive.

FIG. 133. — Coupe par l'anticlinal et le volcan de boue de Lok Batan (d'après les travaux du XVII<sup>e</sup> Congr. Géol. Intern. de Moscou, 1937).

1 = Brèche de la cheminée et du cône du volcan de boue; F = Faille.

de Crétacé et même de Jurassique), il semble que les gaz du volcan ont une origine très profonde et indépendante du gisement de pétrole. On a reconnu à Lok Batan 8 horizons productifs dont certains extrêmement riches et sous forte tension. Parmi les sondes il y en a qui ont produit de 10.000 à 20.000 tonnes par jour. Ouvert après la guerre, la production de ce champ a passé de 646.000 tonnes en 1933 à 3.100.000 en 1936.

**Pouta (Molotov).** — Un peu plus à l'Ouest est le Champ de Pouta, dont l'exploitation a commencé en 1935. L'anticlinal porte aussi des volcans

de boue. Mais ce qui est caractéristique ici, c'est qu'en outre de la partie supérieure et inférieure de la Série productive, la partie moyenne s'est révélée également pétrolifère. Jusqu'en 1932 la production totale a dépassé 500.000 tonnes.

Au delà de Pouta on a découvert encore quelques champs distribués sur le même pli, tels que **Kerguez - Kysyl Tépé**, qui, de 1929 à 1936, a produit 223.000 tonnes ; **Chongar**, découvert en 1933, et **Saryncha-Guïoulbakht**.

Dans le *Kabristan* oriental et en continuation directe des champs précédents, on a reconnu plusieurs structures favorables à l'accumulation, qui sont en voie d'exploration. Ainsi on a fait des forages à **Chikhy-Kaya**, à **Miadjik**, où l'on a découvert des gaz, à **Ooutalghy**, etc.

Parmi les structures explorées plus au Sud, est à mentionner l'*anticlinal de Pirsagat*, situé à environ 75 kilomètres au Sud de Bakou, au bord de la mer. Des sondes y ont produit de 200 à 300 tonnes par jour, à la profondeur de 1.200 mètres. A **Biandovan**, au Sud de **Pirsagat**, on signale également des sondes productives. Enfin, à 12 kilomètres au Sud de l'embouchure de la Koura et à 3 kilomètres du rivage, il y a le petit champ de **Nephté-Kala** avec de l'huile d'excellente qualité provenant des Couches d'Apchéron. Il est à remarquer que les eaux de gisement ont une importante teneur en iode.

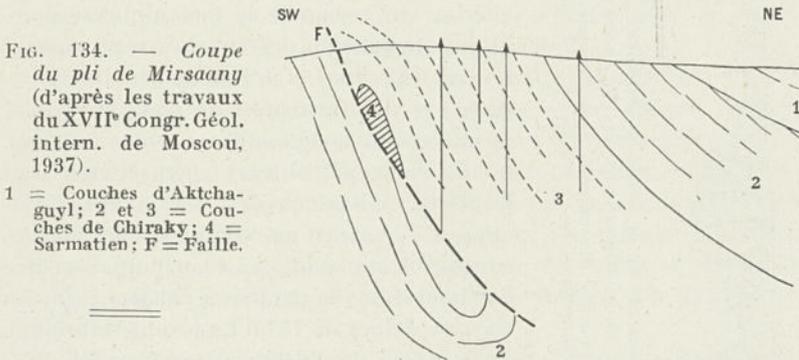
Ce sont là, à peu près, les gisements en production de l'Azerbaïdjan. Ils ont assuré à la région une production qui a dépassé 19.500.000 tonnes en 1936, ce qui représente 72,5 % de la production totale de l'Union soviétique durant la même année. Suivant la production des cinq premiers mois de 1937, qui s'est chiffrée à plus de 8.800.000 tonnes, la production totale de l'Azerbaïdjan pour cette année dépassera 21.000.000 de tonnes. Quant aux réserves dont dispose cette région, elles seraient, d'après les évaluations de GOUBKINE, de 1.911.000.000 de tonnes.

*Versant Sud du Caucase.* — Les formations tertiaires de la Péninsule d'Apchéron s'étendent aussi vers le Sud, dans le bassin de la Koura et ensuite vers l'Ouest, tout le long du versant méridional de la chaîne, jusqu'à la Mer Noire. Tout comme sur le versant opposé, une avant-fosse s'y est individualisée dès le Paléogène, dont l'histoire géologique ne diffère pas de celle de la zone correspondante du versant Nord. La série stratigraphique du Tertiaire est généralement la même et les paroxysmes tectoniques se placent approximativement en même temps. Les mouvements dirigés vers le Sud-Ouest ont eu comme résultats des chevauchements, parfois assez prononcés, dans le même sens. Ce n'est que sur la bordure Sud de la zone que le

contre-coup de l'Anticaucase a déterminé des chevauchements en sens inverse.

Les manifestations de l'existence du pétrole sont très fréquentes d'un bout à l'autre de la zone (1). On en connaît aussi bien dans la vallée de la Koura, dans la région d'Elisabétopol, que dans celle de ses tributaires, Jora et Alazan. Surtout elles sont très répandues dans la région de la Kakhétie, en Géorgie, à l'Est de Tiflis. Elles sont également connues entre cette ville et Koutaïss, et leur zone de distribution se continue encore plus loin vers l'Ouest, dans les territoires de la Mer Noire, en Abkhasie et Krasnodar.

Les régions pétrolifères du versant Sud du Caucase sont encore dans la phase de prospection. Ce n'est que dans la Kakhétie méridionale qu'on a découvert du pétrole exploitable. Le champ qui mérite d'être mentionné est Mirsaany, situé à 120 kilomètres à l'Est de Tiflis et à



10 kilomètres au Sud de Krasnye-Kolodzy. La série tertiaire, dont l'épaisseur atteint 7.600 mètres, repose sur du Mésozoïque jurassique-crétacé. Elle ne diffère pas de celle de l'Apchéron, si ce n'est que par la prédominance d'un faciès grés-conglomératique de mollasse dans le Miocène supérieur et dans le Pliocène. On a reconnu cependant, entre le Sarmatien supérieur et l'Aktchaguylien, une série compréhensive, épaisse de 2.500 mètres, connue sous le nom de *Série de Chiraky*. C'est le Chiraky inférieur qui, jusqu'ici, s'est montré productif.

Le gisement de Mirsaany est greffé sur un pli-faille poussé vers le Sud-Ouest (fig. 134). On y a reconnu 27 horizons pétrolifères. Cependant la production n'est pas très abondante. Le débit journalier moyen par sonde est de 10-15 tonnes et la production totale par jour ne dépasse pas 750 tonnes.

(1) N. VASSOYEVICH, K. GOGUITIDZE and others: The oils fields of the Georgian SSR. *Congr. Géol. Intern.*, XVII<sup>e</sup> Sess. *Guide. The petroleum excursion*, 4, Léninegrad-Moscou, 1937.

A quelques kilomètres au Sud se trouve l'*anticlinal de Faribany*, en cours d'exploration.

Quoique les champs de la Géorgie soient loin d'être suffisamment connus, on a apprécié leurs réserves à 145.000.000 de tonnes.

**Ile Tchéléken et Nephé Dagh.** — Bien que géographiquement séparées du Caucase, l'Ile de Tchéléken, ainsi que la zone côtière immédiatement voisine appartenant au Nephé Dagh, font partie de la même zone et constituent la *région pétrolifère du Turkménistan*.

On y remarque généralement la même stratigraphie que dans la presqu'île d'Apchéron; en revanche la tectonique se complique du fait que les couches sont souvent faillées (fig. 135) et fréquemment interrompues par des intrusions de boue provenant de volcans de boue fossiles. Comme à Bakou, les horizons pétrolifères et gazéifères sont localisés au-dessous des « Couches d'Aktchaguyl », dans un complexe de marnes rouges et de sables. Le principal centre d'exploitation se trouve à **Aligoul**, où les travaux datent de 1873. La production totale de la région du Turkménistan jusqu'en 1935 est de 1.886.000 tonnes, celle de cette année étant de 343.000 tonnes. Les réserves ont été évaluées à 71.000.000 de tonnes.

Les indices de pétrole le long de la côte transcaspienne se continuent sur environ 55 kilomètres dans le **Nephé Dagh** et **Boïa-Dagh**. Dernièrement trois structures y ont été explorées (1).

#### La Zone Préouralienne.

La chaîne de l'Oural est flanquée à l'Ouest par le *Plateau préouralien*, sorte d'immense marche inférieure, légèrement ondulée. Vers

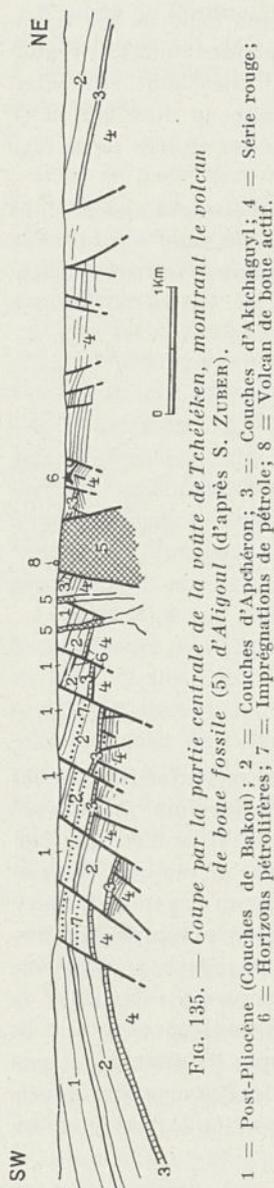


Fig. 135. — Coupe par la partie centrale de la voûte de Tchéléken, montrant le volcan de boue fossile (5) d'Aligoul (d'après S. ZUBER).

1 = Post-Pliocène (Couches de Bakou); 2 = Couches d'Apchéron; 3 = Couches d'Aktchaguyl; 4 = Série rouge; 5 = Horizons pétrolifères; 6 = Imprégnations de pétrole; 7 = Volcan de boue actif.

(1) V. J. KULIKOV : Oil fields of the Turkoman SSR. *Congr. Géol. Intern.*, XVII<sup>e</sup> Sess. *Abstracts of papers*, Moscou, 1937.

l'Ouest il s'abaisse graduellement et passe morphologiquement et tectoniquement à la vaste plaine de la *Plateforme russe*, tandis que vers le Sud il se confond avec celle de la *Dépression caspienne* (1). Le long de ce plateau s'étend toute une zone d'indices, dont les plus anciennement connus sont cantonnés à son extrémité méridionale, près de la Caspienne, où du reste ont été découverts les premiers champs pétroliers importants.

**Région Oural-Emba.** — C'est précisément là que sont situés les champs en question. Elle occupe le territoire entre la vallée de l'Emba et le Bas-Oural, s'étendant aussi bien sur le Plateau préouralien que sur la Plaine caspienne (2).

La formation la plus ancienne que l'on y remarque est le Permien supérieur, constitué par des grès et des marnes à gypse et sel. Le système est connu par des affleurements près de l'embouchure de l'Oural, à **Gouriev**, comme aussi au Sud de celle de l'Emba. Il a été en outre atteint par des sondages, à **Makat**, sur le Saghiz.

Au-dessus, après une importante lacune stratigraphique, on trouve directement le Jurassique moyen et supérieur, qui affleure également dans les contrées du Sud-Ouest; il consiste en un ensemble, d'au moins 200 mètres d'épaisseur, de schistes argileux noirâtres, bitumineux, à intercalations de sables (*Couches de Kôy-Kara*), ensemble qui présente tous les caractères d'une formation à pétrole. Ces dépôts sont surmontés par un complexe de marnes, d'argiles, de sables et de grès, de 100 mètres de puissance, représentant le Volgien. Ce complexe est pétrolifère.

Le Crétacé occupe de vastes surfaces sur le Plateau préouralien qui en est presque entièrement formé, les formations plus récentes affleurant seulement vers la Plaine caspienne. La série crétacée est presque continue, à faciès de plateforme, avec une épaisseur de 200 à 300 mètres. On remarque dans sa succession une récurrence du faciès de pétrole dans l'Aptien et le Gault (*Couches de Kopa*). Le Cénomaniens sableux et gréseux est intensément asphaltisé dans la région de **Tersakan**. Une lacune correspond au Turonien et au Sénonien inférieur. Le Maëstrichtien est développé sous le faciès de craie blanche.

Des lambeaux épars d'Oligocène, de Sarmatien et de Dacien (*Couches d'Aktchaguyt*) couvrent la zone du plateau, tandis que dans la plaine s'étendent les dépôts caspiens du Quaternaire.

Dans la structure de la région, on doit distinguer une tectonique cachée du soubassement, qui est la tectonique hercynienne de l'Oural,

(1) A. SAFONOV : Orogeny of the Urals. *Bull. Am. Ass. Petr. Geol.*, 21 (11), 1937.

(2) S. V. SCHUMILIN : The oil fields of the Emba region. *Congr. Géol. Intern.*, XVII<sup>e</sup> Sess. *Abstracts of papers*. Moscou, 1937.

et une tectonique de couverture d'âge post-crétacé. Cette dernière est caractérisée par une disposition tranquille de plateforme, consistant en de légères ondulations, des voûtes surbaissées, des cuvettes très évasées et de larges anticlinaux très allongés. Il s'y ajoute des failles, parfois accentuées, qui complètent l'image structurale. La direction de l'ensemble de ces accidents est généralement méridienne. Les plus accentués présentent des indices variés, sous forme de sources salées, de suintements de pétrole et surtout d'imprégnations d'asphalte.

Quant à la tectonique hercynienne, elle est caractérisée surtout par la fréquence des dômes de sel, qui n'affleurent d'ailleurs que très rarement. Les prospections entreprises dernièrement en auraient cependant reconnu environ un millier (1).

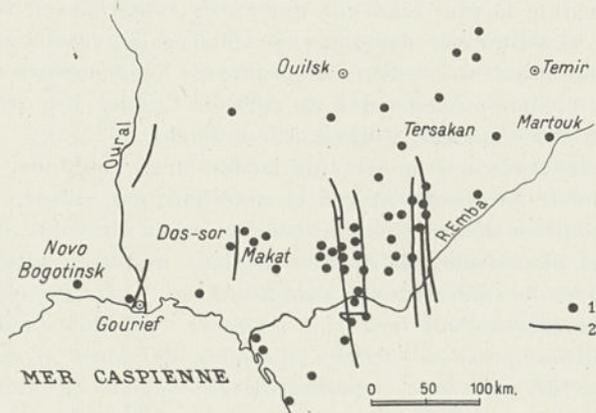


Fig. 136. — Esquisse de la distribution des indices et des gisements pétrolifères de la région Oural-Emba (d'après BOHDANOWICZ).

La structure de surface a permis de distinguer 5 larges zones anticlinales intéressantes au point de vue pétrole, à savoir : la *Zone de Témir-Martouk* sur la bordure orientale de la région, au confluent du Témir et de l'Emba, la *Zone de Tersakan* et la *Zone d'Iman-Kara*, dans la partie médiane et situées, ainsi que la première, sur le plateau, tandis que dans la Plaine caspienne on trouve la *Zone de Dossor-Makat*, développée surtout au Nord de l'embouchure de l'Emba, et la *Zone de Gouriev* passant par l'embouchure de l'Oural (fig. 136).

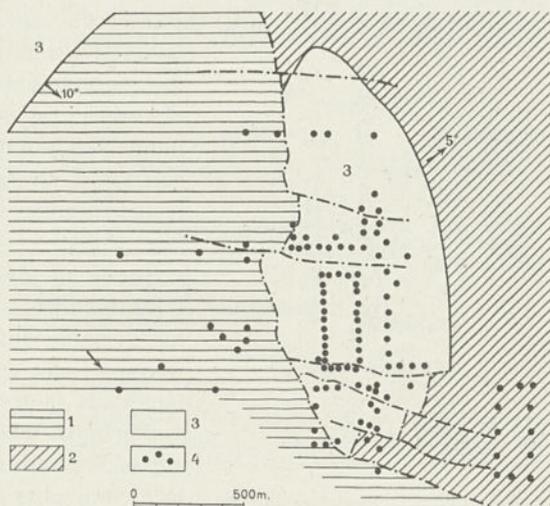
Bien que les prospections et les explorations effectuées sur toutes ces zones aient eu parfois des résultats encourageants, les exploitations ne se sont développées que dans la zone de Dossor, à savoir, à Dossor et à Makat.

(1) I. G. PERMIAKOV : The Emba Salt domes. *Congr. Géol. Intern., XVII<sup>e</sup> Sess. Abstracts of papers*, Moscou, 1937.

Le **Champ de Dossor**, situé à environ 100 kilomètres au Nord-Est de l'embouchure de l'Oural, se trouve sur un dôme allongé, faillé à sa bordure Ouest, de sorte que le Jurassique est amené en surface au contact du Sénonien (fig. 137). Le principal horizon de pétrole est cantonné dans le Jurassique où se trouvent, entre 100 et 210 mètres de profondeur, quatre couches productives, la troisième étant la plus riche. Des quantités plus faibles ont été rencontrées dans le Permien et aussi dans le Crétacé inférieur, jusqu'à l'Aptien. Le pétrole de Dossor, surtout celui des couches plus profondes, est un produit léger, à poids spécifique de 0,810 à 0,860, pauvre en paraffine.

FIG. 137. — Carte géologique du champ pétrolifère de Dossor (d'après ZAMIATINE).

1 = Sénonien; 2 = Néocomien; 3 = Jurassique; 4 = Sondes.



Le **champ de Makat**, situé à l'Est du précédent, se trouve sur un anticlinal recoupé transversalement par une faille, au Nord de laquelle s'étend le chantier d'exploitation. On trouve ici un horizon productif dans le Néocomien et trois autres dans le Jurassique. Le plus profond est atteint à environ 250 mètres. Le pétrole de Makat est plus lourd et plus asphalté que celui de Dossor. Des échantillons à densité de 0,875-0,894 ont donné à la distillation (1) :

Essence légère.....	0,3- 0,6 %
» lourde .....	0,5- 8,7 »
Lampant .....	8,3-17,3 »
Gasoil .....	1,1-11,2 »
Résidus .....	68,6-79,7 »

En dehors de cette zone, le pétrole a été rencontré aussi à **Novobogatinsk** dans la zone de Gouriev, tandis qu'à **Tersakan** le Cénomaniens est fortement imprégné d'asphalte.

(1) K. V. BUSKIN : Compte rendu. *Journ. Inst. Petr. Techn.*, 1934, n° 131.

Dernièrement on a fait des explorations sur la zone permienne d'Orenbourg-Aktubinsk.

Parmi les champs de pétrole russes, la région d'Oural-Emba commence à compter, en 1911 à peine, avec la première production des chantiers mentionnés. En 1936, elle s'inscrit avec un débit de 269.000 tonnes, la production totale depuis le commencement étant de 4.751.000 tonnes. Les réserves de la région Emba ont été évaluées par GOUBKINE à 650.000.000 de tonnes, et celles de la région Orenbourg-Aktubinsk à 35.000.000 de tonnes.

**Région d'Ichimbaevo (Bachkirie) (1).** — A environ 150 kilomètres au Nord d'Orenbourg, sur le cours supérieur de la rivière Bé-

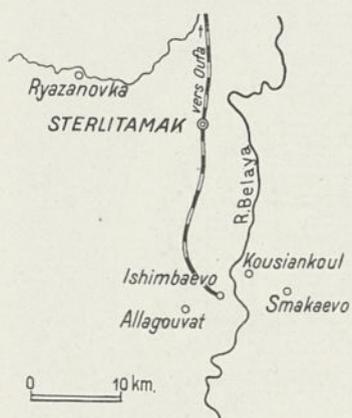


FIG. 138. — Esquisse de la situation du champ pétrolifère d'Ichimbaevo (d'après BLOKHINE).

laya, on connaissait depuis longtemps des suintements de pétrole. Les recherches faites dans ces derniers temps ont conduit, en 1932, à la découverte du pétrole exploitable à Ichimbaevo, au Sud de Sterlitamak (fig. 138).

Située au pied de l'Oural, la région d'Ichimbaevo s'emplace sur la zone du Permien inférieur et du Permien moyen. Cette zone supporte quelques lambeaux isolés de sables et d'argiles à charbons, probablement d'âge jurassique, formations qui se développent beaucoup plus à l'Ouest, où elles supportent à leur tour des dépôts tertiaires.

Le terme le plus inférieur du Permien est l'Artinskien, constitué par des calcaires récifaux et des dolomies, très riches en restes organiques (Foraminifères, Coraux, Crinoïdes, Algues, etc.). C'est dans ce terrain que se trouvent les accumulations de pétrole. Le Koungourien, ou terme supérieur du Permien inférieur, est une série franchement salifère, constituée par des grès, des gypses et du sel. Une discordance, due plutôt à l'allure irrégulière de la surface de l'Artinskien, sépare le Kongourien de celui-ci. Le Permien moyen, l'Ooufimien, consiste en grès et conglomérats rouges, bruns ou gris, associés à des argiles et à des marnes avec intercalations de calcaires. Par-dessus ce complexe on trouve encore quelques lambeaux de Jurassique et d'Aktchaguylien.

La structure de la région a été imprimée tout d'abord par le carac-

(1) A. BLOKHIN : The oilfields of the Bashkirian ASSR. *Congr. Géol. Intern.*, XII<sup>e</sup> Sess. *Guide. The petroleum excursion*, 1, Moscou-Léningrad, 1937.

tère récifal des calcaires artinskiens. Ces roches constituaient en effet, au temps du Permien inférieur, un grand récif qui se relevait face à l'Oural et parallèlement à la chaîne. Les termes suivants s'étant déposés sur le relief accidenté du récif, ils ont comblé en premier lieu les dépressions, puis recouvert les crêtes en saillie. Certains de ces reliefs cependant n'ont pas été immergés ou ont été décapés depuis par l'érosion. Ce sont les collines calcaires isolées, qui saillaient aujourd'hui du reste des formations permienne, constituant ce qu'on appelle dans la région les *Chikhanes*. Les mouvements ultérieurs ont évidemment exagéré ces relations, pour aboutir à la disposition actuelle (fig. 139).

Le même caractère récifal de l'Artinskien a déterminé la forme irrégulière des accumulations de pétrole, de sorte qu'il ne s'agit pas d'un niveau pétrolifère proprement dit. Les centres de concentration

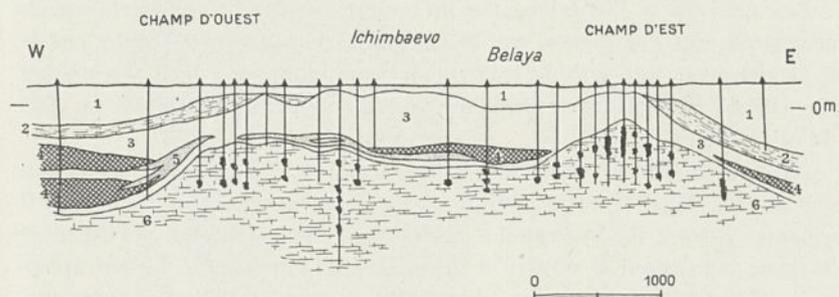


FIG. 139. — Coupe du champ pétrolifère d'Ichimbaevo (d'après BLOKHINE).

1 et 2 = Permien moyen (Ooufmién); 3-5 = Koungourien (3 = Gypse et anhydrite; 4 = Sel; 5 = Grès); 6 = Artinskien (calcaires massifs et caverneux, avec accumulations de pétrole).

correspondent toutefois aux endroits où les calcaires sont plus épais et plus proéminents.

Le champ d'Ichimbaevo s'est développé des deux côtés de la rivière Belaya jusqu'à **Kousiankoul**. Le pétrole est rencontré à des profondeurs de 750 à 850 mètres, accompagné toujours de gaz sous pression et d'eaux salées. L'huile est légère (p. sp. : 0,878-0,881) et l'une des plus riches, dit-on, en produits légers. Elle contient en outre du soufre, dont le taux peut monter jusqu'à 3 %. Le débit initial des sondes varie entre 100 et 600 tonnes par jour, mais il décroît rapidement.

Quant à l'origine du pétrole, il est possible qu'il vienne de profondeur, du Carbonifère ou même du Dévonien, sinon du Koungourien, par migration latérale (1).

Des explorations ont été encore exécutées à **Smakaevo** et **Allagouvat** dans la même région, et à **Ryazanovka** au Nord-Ouest de Sterlitamak,

(1) D. M. PREDA : Possibilités pétrolifères dans la région ouest-ouraliennne. *Monit. Pétr. Roum.*, XXXIX, 9, 1938.

avec des résultats négatifs. Il paraît cependant que nulle part les sondages n'aient atteint le Carbonifère.

Bien que la surface productive reconnue à Ichimbaevo ne couvre que 600-700 hectares et que les autres explorations n'aient pas obtenu encore des résultats définitifs, les réserves totales de la Bachkirie ont été évaluées à 234.000.000 de tonnes.

**Boucle de Samara** (1). — Depuis longtemps des imprégnations d'asphalte et des suintements de poix et de pétrole, étaient connus à l'intérieur de la boucle de la Volga, dans la région de Samara. L'asphalte est même exploité à l'Est de la ville de Syzran. Ces manifestations ayant attiré l'attention sur ce territoire, on est arrivé tout récemment à y découvrir un gisement de pétrole.

Les collines à l'intérieur de la boucle montrent une série stratigraphique qui commence par le Carbonifère supérieur et finit par le Pliocène, avec une grande lacune correspondant au Trias. Les mêmes formations se continuent d'ailleurs sur la rive droite du fleuve, au delà de la boucle.

L'Ouralien, terme inférieur de la série, est un paquet d'environ 400 mètres d'épaisseur, constitué par des calcaires et des dolomies. Il affleure le long de la branche Nord de la boucle et au Nord-Est de Syzran; cependant il n'offre à découvert qu'une partie de son épaisseur, l'autre étant reconnue par les sondages. Le Permien inférieur, beaucoup moins épais (30-60 mètres), est formé aussi par des calcaires dolomitiques, associés à des marnes et surtout au gypse et à l'anhydrite. Ses affleurements sont en étroits rapports avec ceux de l'Ouralien. Le Permien supérieur, constitué lui aussi par des dolomies, du gypse et des marnes barriolées, s'étend sur la plus grande partie du territoire de la boucle. Quant au Mésozoïque et au Tertiaire, ils sont développés dans la partie Ouest de la région et surtout en dehors de la boucle (fig. 140).

Bien que le Permien et le Jurassique soient imprégnés de bitumes, les horizons proprement dits pétrolifères sont beaucoup plus profonds. Les forages ont rencontré un horizon de pétrole, d'ailleurs de faible importance (horizon A), à environ 300 mètres sous l'Ouralien, à la base du Moscovien, et un autre, encore à 300 mètres plus bas, dans le Tournaisien (horizon B). C'est celui-ci qui est exploitable et qui fournit presque toute la production.

La région examinée se trouvant sur la Plateforme russe, sa structure est des plus simples. Au Nord-Est de Syzran se dessine un bombement

(1) V. BOUTROV : The oilfields of the Samarskaya Luka. *Congr. Géol. Intern.*, XVII<sup>e</sup> Sess. *Guide. Petroleum excursion*, 1, Léninegrad-Moscou, 1937.  
N. N. FORSCH : Samarskaya Luka. *Ibid.*, Léninegrad-Moscou, 1937.

anticlinal légèrement asymétrique, qui se continue vers le Nord-Est pour rejoindre la branche Nord de la boucle et pour se continuer ensuite plus loin vers l'Est, au delà du fleuve. En même temps l'anti-

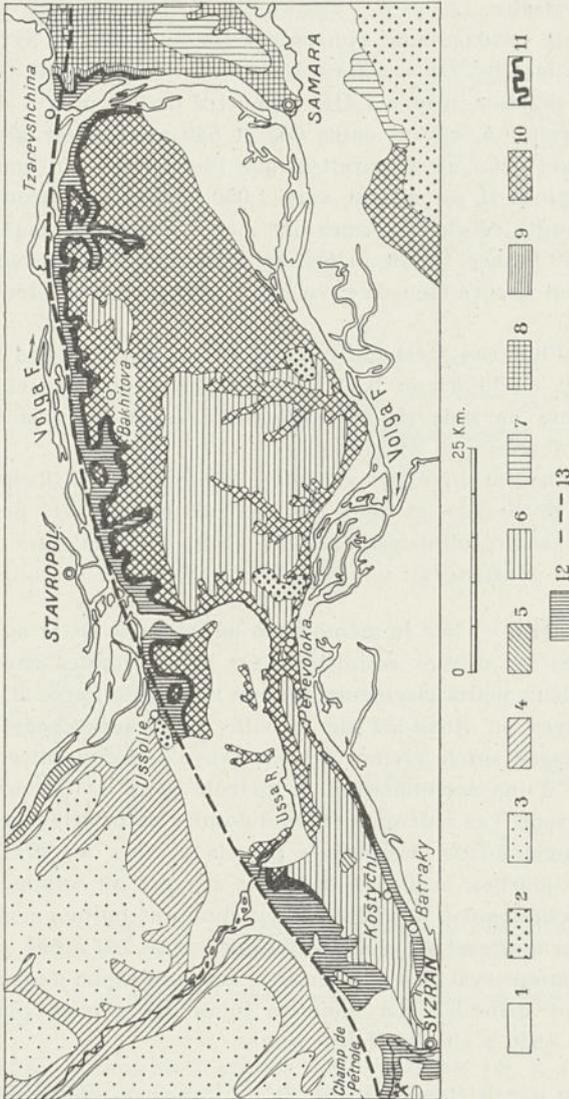


FIG. 140. — Carte géologique de la Boucle de Samara (d'après NOINSKY et FORSCH).

1 = Quaternaire; 2 = Néogène; 3 = Paléogène; 4 = Crétacé supérieur; 5 = Crétacé inférieur; 6 = Jurassique; 7 = Série de Sarbaï; 8 et 9 = Tartarien; 10 = Permien inférieur; 11 = Kazanien; 12 = Carbonifère supérieur; 13 = Dislocation de Jigouly.

clinal passe graduellement, d'abord à une flexure, et ensuite à une faille dont le rejet, à l'Est de Stavropol, atteint 750 mètres. C'est la *Dislocation de Jigouly*, le seul accident important de la région. Il paraît que cette dislocation soit de date relativement récente, car elle inté-

resse tous les termes stratigraphiques, excepté le Pliocène. Le reste du pays est d'allure tranquille. Le Paléozoïque de la lèvre Sud de la faille, qui est le compartiment élevé, plonge très légèrement vers le Sud-Est pour disparaître au-delà de la branche Sud de la boucle sous la couverture tertiaire.

Les travaux de sondage sont concentrés sur la voûte de Syzran, à 7 kilomètres de la ville. On y a foré des sondes jusqu'à 1.040 mètres; l'une, qui a été poussée jusqu'à 1.416, a pénétré de 200 mètres dans le Dévonien. L'horizon A, atteint entre 640 et 680 mètres, est généralement peu productif. Ce n'est, paraît-il, que l'horizon B qui comptera dans la production. Il est atteint vers 1.000 mètres. La production moyenne des sondes est de 15 tonnes par jour; l'une d'elles cependant a un débit de 150 tonnes. Quant au régime et au quantum de la production, on n'en peut encore rien dire, vu que le gisement a été découvert tout récemment.

Le pétrole de l'horizon A est sulfureux (1,5-2 %) et plus lourd (0,890-0,900) que celui de l'horizon B (0,865). Les eaux de gisement sont chaudes et riches en iode (50-60 milligrammes par litre) et brome (300-400 milligrammes par litre).

Des explorations ont été faites en outre, le long de la dislocation, à **Iabloukov** à l'Est de Syzran, et deux autres structures ont été prospectées, cependant sans résultats satisfaisants. Tout de même, on a apprécié que la région contiendrait une réserve de 89.000.000 de tonnes.

**Région de Perm.** — Sur la même zone qu'Ichimbaevo, et approximativement dans les mêmes conditions, est à mentionner encore la découverte de deux petits gisements dans la région de Perm (1).

A 65 kilomètres au Nord-Est de la ville, à **Verkne-Tchousovskye Gorodky**, des forages, sur la rivière Tchousovaya, ont conduit en 1929 à la découverte d'une accumulation de pétrole dans les calcaires de l'Ouralien supérieur. Les calcaires et les dolomies de cet étage y constitueraient en profondeur des reliefs pareils à ceux d'Ichimbaevo, couverts par les marnes, argiles et dolomies à gypse du Koungourien. Tout comme à Ichimbaevo, le pétrole serait cantonné uniquement dans ces reliefs, qu'on a atteint ici à des profondeurs de 240 à 390 mètres. Cependant le champ n'est pas très riche et les conditions de développement semblent difficiles. La quantité totale de pétrole produite jusqu'en février 1936 a été de 62.000 tonnes.

Plus important paraît être le champ de **Krasnokamsk**, situé à environ 30 kilomètres à l'Ouest de la ville de Perm, sur la Kama. Là on a découvert en 1934, sur une voûte anticlinale assez régulière, des accumulations de pétrole dans le Permien et le Carbonifère (fig. 141).

(1) N. GUERASSIMOV : The oil fields of the Permian Prikamye. *Congr. Géol. Intern.*, XVII<sup>e</sup> Sess. *Guide. Petroleum excursion*, 1, Léninegrad-Moscou, 1937.

Le Permien est représenté par le Koungourien à faciès lagunaire, constitué toujours par de l'anhydrite, du gypse, des dolomies, des grès et des argiles. Un niveau de pétrole est abrité dans des dolomies bréchoïdes, à la base de l'étage. L'Ouralien et le Moscovien contiennent surtout des calcaires et des dolomies. A la base de ce dernier, au-des-

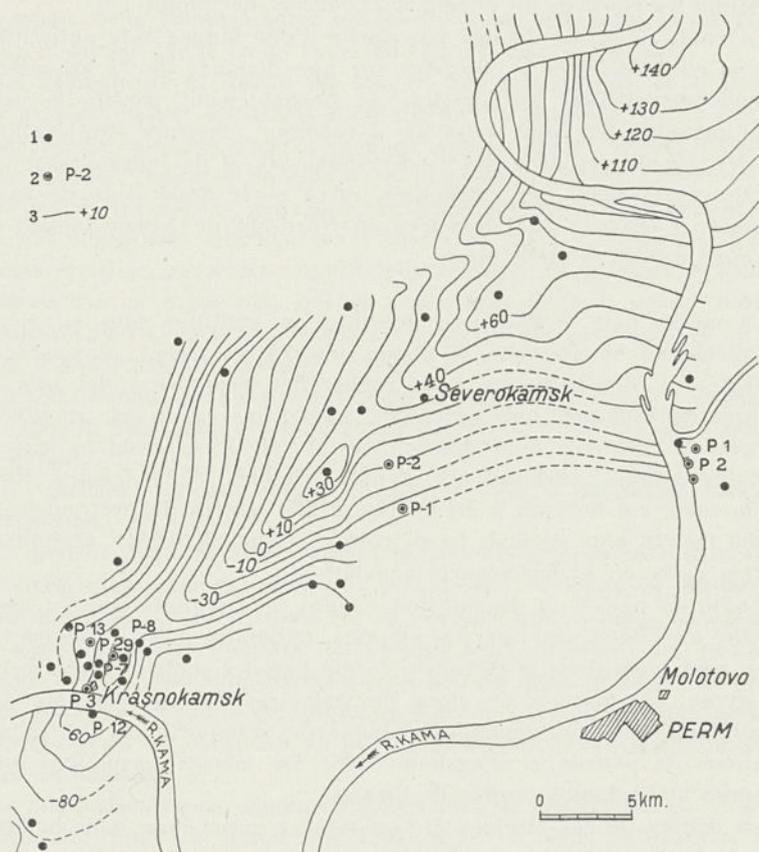


FIG. 141. — Carte structurale de l'anticlinal de Krasnokamsk-Severokamsk-Polazninsky (d'après GUERASSIMOV).

1 = Sondages de prospection (« Krelius »); 2 = Sondes d'exploration;  
3 = Isobathes de la base du Koungourien supérieur.

sous d'un complexe marneux (Martyanien), on a trouvé un autre niveau de pétrole.

Le premier niveau productif a été atteint par les sondes entre 160 et 180 mètres de profondeur, et le second entre 900 et 950 mètres. La capacité de production de ce second horizon est de 15-20 tonnes par jour et par sonde. Le pétrole du Koungourien est lourd (0,925), avec du soufre (2,5 %) et pauvre en produits légers. Celui du Moscovien est

léger (0,846), avec moins de soufre (1,04 %) et contient 22,5 % de produits de distillation passant jusqu'à 200° C.

La production de ce gisement évolue très lentement. Pour les premiers cinq mois de l'année 1937, elle a été de 7.800 tonnes. Les limites de la surface productive n'ont pas encore été reconnues; pourtant on a estimé les réserves du champ à 22.000.000 de tonnes.

La voûte de Krasnokamsk fait partie d'une longue ride anticlinale qui se continue vers le Nord-Est sur une distance de 75 kilomètres jusqu'à **Polazninsky**. Son origine est probablement pareille à celle d'Ichimbaevo. Sur son trajet on a reconnu plusieurs surélévations axiales. En dehors de celles de Krasnokamsk et de Polazninsky, qui paraissent marquer ses extrémités, est à noter aussi celle de **Severokamsk**, à environ 20 kilomètres au Nord-Est de Krasnokamsk, où les explorations sont en cours.

La même zone à gisements possibles se continue plus au Nord, parallèlement au cours de la Kama, jusqu'à **Tcherdin**. Les sondages, exécutés en divers points pour rechercher l'extension des sels de potasse de **Solikamsk**, ont rencontré, sous le niveau à sel, un niveau de pétrole accumulé dans des schistes et calcaires, permien suivant certains auteurs, carbonifères d'après d'autres. A l'extrémité Nord de la zone, cet horizon a été touché à 560 mètres de profondeur et à 900 mètres plus au Sud. Le pétrole y est lourd (0,954), asphalté et très riche en hydrocarbures aromatiques.

Enfin, du pétrole et du gaz sont connus à l'extrémité Sud-Est de la *Chaîne du Timan*, sur la rivière **Oukhta**, tributaire de la Petchora (1). Ils y sont logés dans le Dévonien formé par des schistes bitumineux, du gypse, des marnes, des grès, des calcaires dolomitiques, etc. Les accumulations y sont cependant dépourvues d'importance. Des imprégnations de pétrole et d'asphalte dans les mêmes formations sont connues aussi dans la vallée de **Izhma**.

En dehors de ces bitumes, il faut relever, aussi bien dans la Zone préouraliennne qu'à l'Ouest de celle-ci et jusque près de Moscou, de fréquents affleurements de schistes bitumineux, la plupart d'âge jurassique supérieur.

Nous devons rappeler à cette occasion la présence de la *kuckersite*, dans le Silurien inférieur de la région de Léninegrad, dont la zone d'affleurement se prolonge vers l'Ouest, en Esthonie. C'est au compte de cette *kuckersite*, ainsi que des schistes bitumineux à *Dictyonema* de la limite supérieure du Cambrien, que l'on doit les manifestations de bitumes (pétrole, asphalte, gaz), constatées à partir de l'*Île Dagö* vers l'Est.

(1) N. N. TIKHONOVITCH : The oil fields of the Ukhta-Pechora region. *Congr. Géol. Intern.*, XVII<sup>e</sup> Sess. *Abstracts of papers*, Moscou, 1937.

*Ferghana.*

La région pétrolifère de Ferghana est située près de la frontière Sud-Est du Turkestan russe (1). Elle se trouve à l'intérieur du bassin du même nom, compris entre les ramifications occidentales du Tien-Chan et arrosé par le cours supérieur du Syr-Darya (fig. 157).

La géologie de ce bassin est simple. Sur le Cristallin et le Paléozoïque des chaînes bordières s'appuie, en discordance, une série de marnes et de calcaires d'âge crétacé, qui supportent à leur tour le Paléogène. Celui-ci constitue un complexe, puissant d'environ 1.500 mètres, dans lequel des marnes, des calcaires, des conglomérats, des grès et des schistes bitumineux alternent ou se succèdent d'une manière tout à fait irrégulière. La couverture superficielle consiste en graviers et sables quaternaires et modernes, qui se continuent dans le grand bassin ouralo-caspien avec lequel le bassin de Ferghana communique largement à son extrémité Ouest.

Des anticlinaux plus ou moins réguliers, orientés en gros Ouest-Est, affectent le Paléogène qui n'affleure du reste que sur les deux bords du bassin.

Des indices y étaient connus de longue date, à **Namandjan**, **Kokand** et **Tchimion**.

Le pétrole, logé dans l'Eocène et le Crétacé, se rencontre dans des calcaires, plus rarement dans des sables. Aux environs de **Sel-Rokho** et de **Tchimion**, champs situés sur la bordure méridionale du bassin, on exploite quatre couches intercalées dans l'Eocène. Le produit obtenu des couches supérieures est un pétrole léger, riche en benzine et en paraffine, à poids spécifique de 0,845 à 0,850. Celui des couches inférieures est en revanche de plus en plus lourd, atteignant jusqu'à 0,920 de densité.

La production de ces champs a été en 1935 de 160.000 tonnes et leur production totale à partir de 1902, date de leur découverte, de 1.196.000 t. On a apprécié les réserves, dont on y dispose encore, à 15.000.000 de tonnes.

En dehors des champs rapidement passés en revue ici, la Russie d'Asie possède de nombreux autres indices, dont la valeur pratique n'est pas suffisamment connue. Il en a été signalé dans l'**Ouzbekistan Sud**, dans la vallée de l'Amu Darya (région de **Bokhara**), avec présence du pétrole dans le Paléogène. En Sibérie (2), on connaît des indices

(1) S. J. MIRONOV : The oil fields of Siberia. *Congr. Géol. Intern.*, XVII<sup>e</sup> Sess. *Abstracts of papers*, Moscou, 1937.

(2) K. P. KALITZKY : The oil fields of the Central Asia republics. *Ibid.*, *Abstracts of papers*, Moscou, 1937.

dans le Tourgaï et au Sud-Ouest du **Lac Balkach**, puis sur la **Toungouska inférieure** et dans les environs du **Lac Baïkal**. Plus loin vers l'Est, il y en a sur l'**Amour**, sur la côte Nord-Est de Iakoutsk, dans la Péninsule de Kamtchatka et enfin à l'Île de Sakhaline. Cette dernière mérite d'ailleurs une mention particulière.

### Sakhaline.

Sur le territoire russe de la grande île et près de son rivage oriental, on connaissait une série d'indices et plus particulièrement des affleurements d'asphalte. Actuellement s'y échelonnent un certain nombre de champs en exploitation, d'autres en prospection et en exploration.

Sur un socle ancien, paléozoïque, repose directement et en discordance une puissante série de formations néogènes, dépassant 6.000 mètres d'importance. Ce sont des conglomérats, des grès, des marnes, des schistes et des sables, auxquels s'associent, à la partie inférieure, des couches de charbon. L'ensemble est affecté de plis orientés Nord-Sud, parallèlement à la côte.

Quelques-uns de ces plis se sont révélés pétrolifères. Les horizons productifs sont localisés dans la partie moyenne de la série, correspondant probablement au Pliocène inférieur. Le champ le plus septentrional, actuellement le plus important, est celui d'**Oha**, où étaient connus depuis longtemps des suintements de pétrole et des lacs d'asphalte. Suivent vers le Sud, les champs d'**Ehabi**, de **Poromaï-Quidran**, **Nutovo**, etc. (fig. 142).

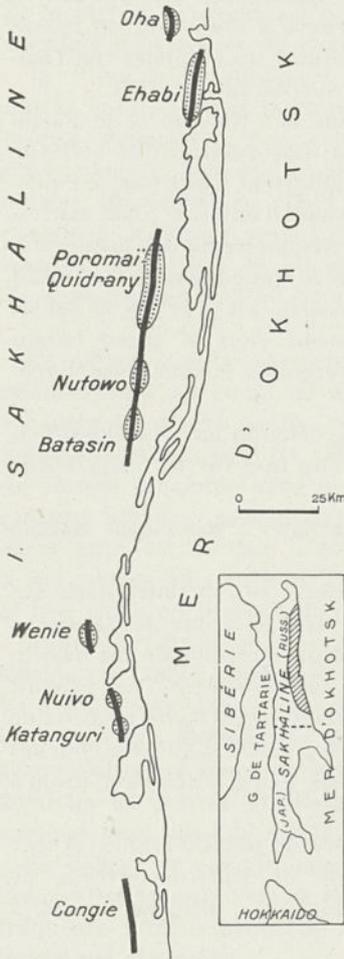


FIG. 142. — Esquisse de la distribution des gisements de pétrole dans l'Île de Sakhaline (d'après KOBAYACHI).

Noir = Structures pétrolifères.

Deux échantillons de pétrole de Nutovo ont montré les caractères suivants (1) :

(1) G. EGLOFF : Properties of representative crudes. *The Oil and Gas Journal*, 1936, n° 33.

Densité à 15° C.....	0,830	0,902
Soufre .....	0,13 %	0,4 %
Paraffine .....	3,6 »	0,38 »
Rendements de distillation :		
Fraction -150° C.....	26,3 %	—
» 150-200° C.....	20,3 »	2,2 %
» 200-300° C.....	30,5 »	20,6 »
Résidus .....	22,1 »	77,1 »

La production de ces champs en 1936 a été de 307.800 tonnes, et la production totale de 1.282.000 tonnes.

Quant aux réserves elles ont été estimées à 119.000.000 de tonnes.

\*  
\*\*

La Russie a toujours été, de par la richesse de ses gisements, parmi les premiers pays producteurs de pétrole. De 1898 à 1901, elle se classait même en tête, avec une production annuelle allant jusqu'à 11.600.000 tonnes. Puis, jusqu'en 1917, cette production a baissé quelque peu, bien que se maintenant entre 8.000.000 et 9.000.000 de tonnes. Après quoi, du fait des troubles politiques qui ont suivi la guerre mondiale, elle a diminué rapidement jusqu'à un minimum de 3.500.000 tonnes en 1920. Mais, avec l'application des deux plans quinquennaux, l'industrie s'est redressée graduellement pour fournir 27.416.000 tonnes en 1936 et 27.686.000 tonnes en 1937 (1).

La production totale de l'Union Soviétique Russe, depuis le début des exploitations jusqu'au commencement de l'année 1938, se chiffre à approximativement 540.000.000 de tonnes.

Quant aux réserves dont dispose ce pays, il est certain qu'elles sont extrêmement importantes. A en croire les évaluations faites tout récemment par GOUBKINE, l'Union Soviétique disposerait de 3.877 millions de tonnes de réserves sûres et réserves probables, sans parler des réserves possibles que le même auteur apprécie à 2.499 millions de tonnes. Cependant, si l'on examine, même d'une manière sommaire, les conditions géologiques et les conditions de gisement de chaque champ, il y aurait certainement à faire de sérieuses réserves quant à ces chiffres. D'ailleurs l'auteur lui-même ajoute que les réserves sûres et les réserves explorées seraient de 882.600.000 tonnes. Enfin, n'importe le chiffre exact, il est à supposer que les réserves de la Russie doivent être de l'ordre de celles des Etats-Unis d'Amérique.

(1) *The Petroleum Times*, 1937, juin 12.  
*Monit. Pétr. Roum.*, XXXIX, 6, 1938.

## II. — ASIE

Quelle qu'en soit l'irrégularité d'aspect, l'Asie n'est pas exempte d'une certaine symétrie. Sa moitié orientale est occupée par une vaste région tabulaire, formée par un massif cristallin recouvert de

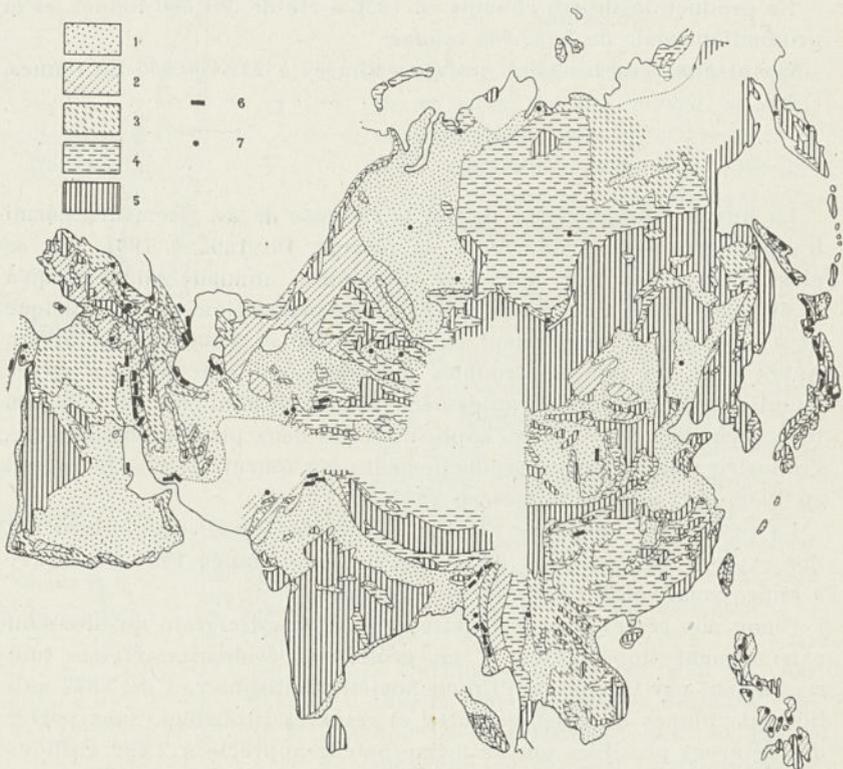


FIG. 143. — *Esquisse géologique de l'Asie (d'après FOURMARIER) avec distribution des gisements et indices de pétrole.*

1 = Quaternaire; 2 = Tertiaire; 3 = Secondaire; 4 = Primaire; 5 = Précambrien et roches éruptives anciennes et récentes; 6 = Gisements de pétrole; 7 = Indices de pétrole.

Paléozoïque horizontal. C'est l'ancien Massif sinien, en majorité masqué par les sables du Désert de Gobi. Vers le Nord, ce massif est bordé par la zone des plissements paléozoïques de l'Altaï, des Monts de Mongolie et de la Sibérie méridionale, au delà desquels s'étend la grande Plaine sibérienne, également constituée par un socle de vieux cristallin, supportant du Paléozoïque horizontal. C'est le Bouclier

sibérien, homologue du Bouclier baltique et de la Plateforme russe. Vers le Sud, le continent est ceinturé, depuis l'Asie Mineure jusqu'en Indochine, par la grande zone des plissements alpins, qui sépare vers le Sud l'Inde péninsulaire et l'Arabie. Il s'agit encore de massifs cristallins, recouverts par des sédiments horizontaux d'âge primaire et secondaire; ces massifs représentent des fragments de l'ancienne Gondwana soudés au continent asiatique à une époque relativement récente. La zone des plissements alpins contourne également vers l'Est le Continent asiatique, pour former dans leur plus grande partie les trainées d'îles disposées en guirlandes près de la côte du Pacifique, depuis les Iles de la Sonde jusqu'aux Kouriles et aux Aléoutiennes.

Les gisements de pétrole connus jusqu'à présent en Asie sont localisés presque tous dans la zone des plissements alpins. En plus des régions sibériennes, dont nous avons touché un mot précédemment, il n'y a que certains points de la Chine qui échappent à la règle. Quant aux gisements de pétrole de la zone alpine, ils semblent concentrés à sa lisière méridionale (fig. 143). Malgré tout, les régions connues jusqu'à présent comme intéressantes sont très réduites par rapport aux immenses territoires qui, pour une cause ou une autre, sont encore inconnus du point de vue qui nous occupe. Cela étant, il est possible que les accumulations de pétrole du continent asiatique soient bien plus importantes qu'on ne le croit, et même qu'il renferme, selon avis de A. B. THOMPSON, les plus grandes réserves du monde.

### TURQUIE D'ASIE

Nous avons déjà vu que la Turquie d'Europe n'offre guère d'intérêt au point de vue du pétrole. Les accumulations éventuelles de la côte européenne de la Marmara, dans la région du Tékir-Dagh, ne peuvent avoir une grande importance. Or, jusqu'à présent du moins, la Turquie d'Asie ne semble pas non plus se trouver dans une situation plus avantagee, si l'on met à part la région de Mardin, près de la frontière de Mésopotamie, où les conditions favorables de ce dernier pays peuvent se prolonger éventuellement en territoire ottoman.

Les indices ne manquent pas cependant en Turquie. Parmi les régions qui semblent intéressantes, nous citerons quelques fossés ou certaines dépressions, du Nord de l'Asie Mineure et de la Turquie arménienne, colmatés par des dépôts crétacés et tertiaires. Ainsi se présentent par exemple : **Boyabad**, au Sud de Sinope; **Baïbourt**, au Sud de Trébizonde; puis **Chakybey**, **Korzout**, etc., dans les environs du Lac de Wan, où l'on observe fréquemment des suintements de pétrole et

des affleurements d'asphalte. Dans certaines régions, comme en Cilicie, il y a des émanations gazeuses.

La région de **Mardin** est intéressante par ses analogies de structure avec la zone pétrolifère de l'Irak, dans la continuation de laquelle elle se trouve d'ailleurs. Recoupée en long par la vallée supérieure du Tigre, cette contrée est affectée par un système de plis orientés Ouest-Est, qui intéressent les mêmes formations, crétacées et tertiaires, qu'en Mésopotamie. Les venues de pétrole et d'asphalte sont fréquentes dans toute la région, ce qui appuie l'idée qu'elle pourrait renfermer des gisements exploitables (1). D'ailleurs, elle est en ce moment l'objet de recherches attentives.



FIG. 144. — Esquisse de la distribution des indices de bitumes (1) en Palestine (d'après FOHS).

#### PALESTINE ET SYRIE

Bien qu'en certains endroits assez riches en indices, en particulier en asphalte et roches bitumineuses, ces pays n'ont pas révélé jusqu'ici l'existence de gisements de pétrole.

**Palestine.** — Dans ce pays est cantonnée la majeure partie des affleurements d'asphalte et d'asphaltite. Ils y sont distribués le long d'une zone qui suit généralement la vallée du Jourdain et la dépression de la Mer Morte, depuis l'Antiliban jusqu'au Sud de cette mer, dans la direction du Golfe d'Akaba (fig. 144).

La géologie est assez simple : un soubassement carbonifère et même cambrien (2), recouvert par le Crétacé inférieur (*Grès de Nubie*), lequel supporte à son tour une succession presque ininterrompue de calcaires, développés surtout en Judée et représentant la série depuis le Cénomaniens jusqu'à l'Eocène. Aux environs de **Nébi Mousa**, à la bordure nord de la Mer Morte, se trouve, à la base du Sénonien, un horizon bitumineux très intéressant. Vers le Sud, ces calcaires

(1) SHIRLEY L. MASON : Geology and prospective oil territory in Republic of Turkey. *Bull. Am. Ass. Petr. Geol.*, 14 (6), 1930.

DJEVAD EYOUB : Petroleum possibilities of Turkey. *Ibid.*, 15 (6), 1931.

(2) F. G. CLAPP : Geology and bitumens of the Dead Sea area, Palestine and Transjordan. *Bull. Am. Ass. Petr. Geol.*, 20 (7), 1936.

sont couverts par les marnes et les argiles miocènes, à gypse et sel. Près **Jebel Ousdom**, à l'extrémité méridionale de la Mer Morte, se remarque le célèbre rocher de sel, représentant d'après la tradition biblique le corps même de Sarah, femme de Lot, punie par la colère divine. L'ensemble de ces dépôts est plissé, surtout faillé et pénétré par des basaltes.

Les affleurements d'asphaltes sont localisés le long des failles, dans lesquelles apparaît parfois aussi de la poix ou du pétrole. On en connaît à **Ouadi Mahawuat, Ouadi Sebbeh, Aïn Ammon Dheib, Ed-Dra**, etc. A la surface de la Mer Morte, on voit souvent flotter de gros morceaux de poix. L'origine de ces bitumes est dans l'horizon bitumineux du Crétacé. D'après certains auteurs, il pourrait y avoir du pétrole dans le Carbonifère.

**La Syrie** est moins intéressante au point de vue des manifestations de surface. Cependant la partie Nord-Est du pays, entre l'Euphrate et le Tigre, tout comme la région de Mardin en Turquie, n'a pas manqué de provoquer de l'intérêt par suite de son voisinage avec les contrées pétrolifères de l'Irak. Les prospections géologiques entreprises tout récemment, par le Service géologique du Haut Commissariat français à Beyrouth, ont permis de reconnaître la possibilité de l'existence des gisements de pétrole. Outre des structures assez favorables à ce point de vue, on a pu identifier, dans le Crétacé supérieur et dans le Paléogène, des formations de pétrole, ainsi que des conditions propres d'accumulation (1).

#### IRAK ET IRAN (PERSE)

C'est ici que l'on rencontre la première et, dans l'état actuel de la question, la plus importante zone pétrolifère de l'Asie. Elle s'étend en bordure de la chaîne iranienne méridionale, sans variations sensibles, sur une longueur de près de 1.700 kilomètres depuis la région de Mossoul, en Irak, jusqu'à l'entrée du Golfe Persique (2). Comprise

(1) L. DUBERTRET : La prospection du pétrole en Syrie. *Les ressources minérales de la France d'Outre-Mer. V. Le pétrole*, 1937. — Les conditions géologiques de la prospection du pétrole en Syrie. *II<sup>e</sup> Congr. Mond. du Pétrole*, Paris, 1937.

(2) C. P. NICOLESCO : Gisements pétrolifères de la Perse. *Revue pétrolifère*, Paris, 1928.

L. BERTRAND : Le pétrole dans les possessions françaises. *Ann. Off. Comb. liquides*, VIII (1), 1932.

C. P. NICOLESCO : Gisement pétrolifère de l'Irak. Paris, 1933.

IRAK PETROLEUM Co : Description of the Kirkuk oilfields. *II<sup>e</sup> Congr. Mond. du Pétrole*, Paris, 1937.

H. DE GIZANCOURT : Les recherches de pétrole en Irak. *Les ressources minérales de la France d'Outre-Mer. V. Le pétrole*, 1937.

entre le Tigre et le Golfe Persique, d'une part, et les fronts montagneux de l'autre, elle fait la transition entre la haute montagne et la plaine de Mésopotamie. Dans ces parages, on connaît, depuis la plus haute antiquité, toutes sortes de manifestations (1) : émanations de gaz (les « feux perpétuels » célèbres de Ninive et de Babylone), salses, suintements de pétrole et de poix, affleurements d'asphalte, etc. (fig. 145).

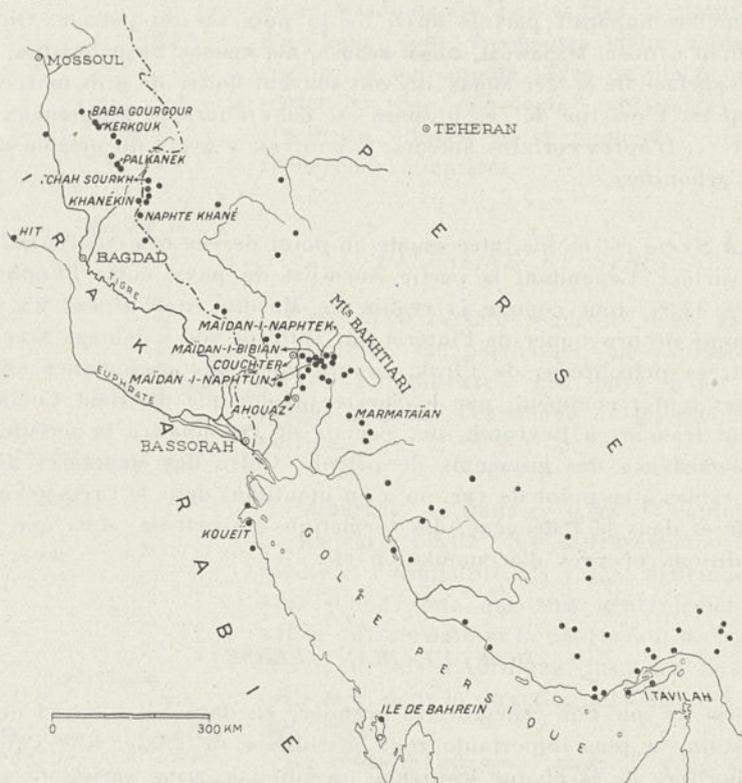


FIG. 145. — Esquisse de la distribution des bitumes en Irak et Iran (d'après NICOLESCO).

Noir = Gisements et indices de pétrole.

En nous limitant à la région pétrolifère, la stratigraphie n'y commence qu'avec le Crétacé supérieur. Ce système est constitué par une série de marnes et de calcaires à Globigérines, se terminant par des marnes, schistes et grès rouges ou verts, localement associés à des gypses, calcaires, etc.; l'ensemble représente le Sénonien et le Danien.

(1) L. LOCKART : Persian petroleum in ancient and medieval times. *II<sup>e</sup> Congr. Mond. du Pétrole*, Paris, 1937.

M. A. SÉGUIN : Etude sur le pétrole dans l'Asie occidentale ancienne. *Ibid.*, Paris, 1937.

L'Eocène forme un complexe, puissant de 300 à 500 mètres, de marnes versicolores, gypse, schistes bitumineux, calcaires, grès, conglomérats, etc., représentant une formation mi-partie néritique, mi-partie lagunaire. L'Oligocène inférieur et moyen est formé en général de calcaires, avec des schistes, des grès et même du gypse subordonnés. L'épaisseur en est très variable.

L'Oligocène supérieur et le Burdigalien inférieur forment un ensemble unitaire connu sous le nom de *Série d'Asmari*. Il comprend surtout des calcaires massifs ou en bancs épais, parfois dolomitiques, presque toujours fissurés et caverneux, contenant en fait de restes organiques surtout des Foraminifères. C'est le *Calcaire d'Asmari* en Perse ou le *Calcaire de l'Euphrate* en Irak. A ces roches s'ajoutent des marnes et des argiles à gypse, plus rarement des grès et des conglomérats. L'épaisseur de l'ensemble varie suivant les points considérés, de 500 à 700 mètres. Le Calcaire d'Asmari est la principale roche-magasin dans toute la zone pétrolifère de l'Irak et de la Perse.

Le Burdigalien supérieur, joint au reste du Miocène, forme une autre unité, la *Série de Fars*. C'est une formation salifère au vrai sens du terme, dans la constitution très variée de laquelle entrent des argiles et marnes vertes et rouges, de l'anhydrite et du sel, ainsi que des grès et même des calcaires, totalisant ensemble une épaisseur qui varie entre 1.200 et 2.000 mètres. Tandis que l'anhydrite et le gypse se rencontrent à tous les niveaux de la série, le sel est localisé dans l'horizon inférieur, lequel est parfois aussi pétrolifère. Une discordance, ou mieux un décollement tectonique, sépare cette série par rapport au Calcaire d'Asmari (fig. 31).

Une vraie discordance se trouve au-dessus de la Série de Fars, à la base du complexe qui suit ou *Série de Bakhtiari*. Celle-ci débute avec le terme final du Miocène et dure jusque dans le Pléistocène inférieur. C'est un complexe détritique, parfois marin, plus souvent continental, pouvant atteindre jusqu'à 5.000 mètres de puissance et dans lequel les conglomérats, les sables et les graviers d'origine fluviale prédominent.

Cette zone est affectée de plis orientés Nord-Ouest-Sud-Est, qui se succèdent régulièrement, comme autant de vagues se propageant des hautes montagnes vers l'extérieur et qui vont en s'affaiblissant jusqu'à disparaître dans l'architecture tabulaire ancienne de la plaine mésopotamienne et du Golfe Persique. L'absence de végétation et le caractère désertique de bien des régions facilitent beaucoup l'étude de détail de ces plis. Ceux de la bordure de la plaine sont les plus simples; ils s'élèvent comme de légères ondulations ou dômes peu proéminents, plus ou moins symétriques. Vers l'intérieur, ils accusent un caractère plus vif; ils sont plus accentués et deviennent souvent

asymétriques, déjetés vers l'extérieur, le flanc externe étant souvent faillé. Le type diapir, surtout celui de diapirisme exagéré, y est fréquent. Des extrusions d'argile salifère à gypse et sel du Fars inférieur, s'élevant au niveau des argiles de Bakhtiari, sont des phénomènes habituels dans cette zone. En profondeur ils s'accompagnent du décollement de la Série de Fars par rapport aux Calcaires d'Asmari (fig. 31). Plus à l'intérieur encore, on passe graduellement à des plis-failles et à une structure généralement du type jurassien qui caractérise la zone des plis du Kourdistan, pour arriver finalement à des grands chevauchements, plis couchés et nappes de charriage, de règle dans la haute montagne.

En avant de la zone plissée, se trouve le Bouclier arabe qui constitue son avant-pays. Les rapports des deux unités rappellent ceux des Carpates orientales avec la Plateforme russe et la Plaine roumaine.

La principale formation productive est, comme nous le disions, le Calcaire d'Asmari, qui emmagasine, grâce à ses vides et aux fissures qui le traversent, des quantités considérables de pétrole. Dans une plus faible mesure, le Fars inférieur est lui aussi productif. Dans la région de **Kerkouk** (Irak), l'Eocène, l'Oligocène et la Série d'Asmari, forment ensemble un complexe essentiellement calcaire, le *Main limestone* des prospecteurs, qui est un immense réservoir de pétrole.

En ce qui concerne la formation d'origine du pétrole, la question n'est pas encore élucidée. Il est probable qu'il y ait plusieurs horizons à roches-mères, depuis l'Eocène jusqu'au Fars inclus. Le faciès salin, associé à des roches à grain fin et bitumineuses — schistes et calcaires bitumineux — apparaît à divers niveaux de ces formations. La mise en place des gisements a eu lieu par migration latérale avec une évolution tectonique analogue à celle de la région des plis diapirs en Roumanie.

**Iran (Perse).** — Bien que le pétrole soit connu, en Perse comme en Mésopotamie, depuis la plus haute antiquité, bien qu'il ait toujours été recherché et utilisé par la population locale — en Perse, il avait même donné lieu durant le dernier siècle à une petite industrie — cette zone ne s'inscrit parmi les régions pétrolifères mondiales qu'en 1908. C'est au cours de cette année que fut forée la première sonde, à **Maïdan-i-Naphtun**, près de la ville de Chouchter, à 225 kilomètres au Nord du Golfe Persique, sonde qui, dès le début, a connu de brillants résultats.

Les travaux ultérieurement exécutés dans la même région ont découvert dans le bassin de la rivière de Karoun, au Sud-Est de Chouchter, une grande surface pétrolifère qui devait comprendre les exploitations de **Maïdan-i-Naphtun**, **Maïdan-i-Naphtek**, **Maïdan-i-Bibian**, etc., etc., et constituer le vaste champ de **Masjid-i-Souleïman**, le plus

important de Perse, dont le renom s'est bien vite établi par suite de sa richesse et de son extraordinaire productivité. Nulle part ailleurs on n'a rencontré des sondes aussi riches qu'ici. Ainsi, par exemple, la sonde F<sub>7</sub> de Maïdan-i-Naphtun a produit, en quinze ans (1911-1926), plus de 6.700.000 tonnes de pétrole et la production annuelle de la sonde B<sub>17</sub> est montée jusqu'à 1.000.000 de tonnes. Ce formidable débit, de loin inconnu en d'autres champs pétrolifères, est dû à la grande capacité d'emmagasinement du Calcaire d'Asmari et à la facilité de circulation du pétrole le long de ses crevasses. Les sondes sont emplacées habituellement sur le flanc normal des plis et atteignent l'horizon productif à des profondeurs variant de 300 à 1.500 mètres.

D'autres champs, sinon aussi riches, au moins d'une importance reconnue, se trouvent aussi bien au Nord qu'au Sud. Ainsi, pas bien loin vers le Sud, il y a les champs d'Ahouaz et de Marmataïan et, à l'entrée du Golfe Persique, à l'extrémité Sud de la zone pétrolifère, le champ de Tavilah, dans l'île du même nom. Au Nord, sur la frontière de l'Irak, se trouvent les champs de Naphté Khané et Tchah Sourkh, situés au Nord-Est de Bagdad.

Du fait de la grande richesse de ces champs, en particulier de ceux de la région de Bakhtiari, la production de la Perse s'est développée très rapidement. De 43.770 tonnes en 1911, elle arrive, en 1936, à 8.329.389 tonnes (1), et à 10.423.682 tonnes en 1937 (2), après avoir fourni dans l'intervalle 106.000.000 de tonnes environ. La réserve dont elle disposait au commencement de 1938 a été évaluée à 280.000.000 de tonnes.

Le pétrole de Perse est variable d'une région à l'autre; il renferme toutefois d'une manière constante du soufre. Celui des champs du Nord, près de la frontière de l'Irak, est un produit léger, à poids spécifique de 0,815, avec peu de soufre et contenant 10 % de benzine et 57 % de lampant. Celui du champ Masjid-i-Souleiman est en revanche lourd (0,927 p. sp.), avec 27 % de lampant et 45 % d'huiles; il a parfois une odeur désagréable, du fait de la teneur élevée en soufre. Les gaz qui accompagnent le pétrole en gisement contiennent parfois des proportions élevées d'hydrogène sulfuré, montant jusqu'à 10 %.

En dehors de nombreux indices de pétrole dans la zone dont nous nous occupons, la Perse possède toute une série de manifestations de ce genre le long du rivage de la Caspienne, depuis Aderbeydjan jusqu'à Esterabad, près de la frontière du Turkestan russe.

*L'Irak* n'entre dans le rang des pays producteurs de pétrole qu'en 1927, au moment où la première sonde fut emplacée à **Baba-Gourgour**,

(1) *The Petroleum Times*, 1937, june 12.

(2) *Monit. Pétr. Roum.*, XXXIX, 6, 1938.

près **Kerkouk**, à 150 kilomètres au Nord-Ouest de Mossoul. Les travaux qui ne tardèrent pas à être exécutés sur l'*anticlinal de Kerkouk* ont mis en évidence l'existence d'un champ, de plus de 50 kilomètres de longueur sur 5 de largeur, dont la richesse paraît extraordinaire. Les premières sondes de Baba Gourgour ont eu des éruptions violentes, avec un débit de 10.000 à 12.000 tonnes de pétrole par jour. Certains géologues considèrent l'anticlinal de Kerkouk comme la plus grande accumulation de pétrole du monde.

Le pétrole de Kerkouk est en partie paraffineux, en partie asphalté, avec un poids spécifique de 0,846 à 0,850 et une teneur en soufre de 1,8 % jusqu'à 2 %. Il donne généralement à la distillation : 26 % de benzine, 12 % de lampant, 14 % de gasoil, 13 % d'huiles et paraffine, 13 % d'asphalte, le reste étant le résidu.

Parmi les champs découverts jusqu'à présent, on peut mentionner par ordre d'importance après Kerkouk, celui de **Khayarah**, situé sur le Tigre, à 75 kilomètres au Sud de Mossoul, où les premières sondes ont accusé une production journalière de 1.000 tonnes. Au Sud de Kerkouk, on trouve encore le champ de **Palkhāneh**, puis celui de **Khanékine**, près de la frontière persane, voisin de celui déjà mentionné de Naphté Khané en Perse. Les profondeurs auxquelles on y atteint les niveaux productifs sont faibles, ne dépassant pas, jusqu'à présent du moins, 1.000 mètres.

Bien que, jusqu'à l'installation et la mise en fonction de la conduite qui relie les champs de Kerkouk à la Méditerranée, la production de l'Irak n'a pu prendre son essor, elle s'est toutefois élevée de 27.000 tonnes en 1927 à près de 4.070.080 tonnes en 1936 (1), et à 4.162.374 tonnes en 1937 (2), arrivant à totaliser dans ce court laps de temps une production d'environ 13.662.000 tonnes. Les réserves de l'Irak paraissent être encore plus grandes que celles de la Perse. Suivant l'évaluation faite récemment, elles s'élèveraient à 387.000.000 de tonnes au commencement de 1938.

Le pétrole de l'Irak est à peu près de la même qualité que celui de Perse. Avec un poids spécifique moyen de 0,850, il contient autant de paraffine que d'asphalte et surtout du soufre, dont la proportion s'élève parfois à près de 2 %.

En dehors de ces gisements, il y a des indices fort sérieux, non seulement dans la zone à l'Est du Tigre, mais aussi sur celle de l'Euphrate et encore à la bordure Ouest du Golfe Persique. Dans les environs de **Hit**, sur l'Euphrate, à côté de l'asphalte, existent des sources importantes d'un pétrole asphalté. Des affleurements d'asphalte et de poix sont reconnus également près de la côte Nord-Ouest du Golfe, au Sud de Bassorah et dans la région de **Koueït**.

(1) *The Petroleum Times*, 1937, june 12.

(2) *Monit. Pétr. Roum.*, XXXIX, 6, 1938.

Mais le fait le plus remarquable, c'est la découverte, au cours de ces dernières années, d'un important gisement dans l'île de Bahrein près du rivage occidental du Golfe Persique. Localisé sur un dôme allongé de calcaires éocènes, le pétrole est, à la différence des autres gisements iraniens, hébergé par le Sénonien, dont les horizons productifs sont atteints à une profondeur moyenne de 800 mètres (1). Entré en exploitation en 1935, ce gisement a rapidement passé de 174.000 tonnes à 639.000 tonnes en 1936 (2) et à 1.063.430 tonnes en 1937 (3).

Un échantillon de brut de Bahrein à densité de 0,866, contenant 2 % du soufre, a donné à la distillation : 9,7 % d'essence légère, 15,5 % d'essence moyenne, 17,4 % de lampant et un résidu de 59,1 %.

La découverte de ce gisement est d'autant plus intéressante qu'elle projette une nouvelle lumière, en ce qui concerne le pétrole, sur toute la zone côtière de l'Oman, qui appartient elle aussi, comme l'île de Bahrein, à la même zone des plissements alpins de l'arc iranien (4).

## INDE

Dans la continuation vers le Sud-Est de la zone pétrolifère de la Chaîne sud-iranienne de Perse, on trouve quelques indices dans le Béloutchistan, puis dans les chaînes à l'Ouest de l'Indus, comme à Sukkur situé dans la vallée de ce fleuve, à Gandawa, etc. Bien que ces chaînes offrent les conditions favorables pour l'accumulation du pétrole, des gisements proprement dits n'y ont pas été trouvés jusqu'à présent. Plus loin cependant, et toujours dans la même zone, se succèdent les gisements du Pendjab, de l'Assam et surtout ceux de Birmanie qui sont les plus importants de l'Inde (5).

**Pendjab.** — La région pétrolifère de cette province se trouve dans le bassin triangulaire du Nord-Ouest du pays, compris entre les Monts du Cachemir, la frontière afghane et la Salt Range (fig. 146).

Ce bassin est rempli par du Néogène, qui recouvre en discordance des calcaires nummulitiques. Le pétrole est logé dans les grès miocènes de la *Formation de Murree* et concentré le long de certains plis ou dômes parfois faillés. Il serait originaire des calcaires nummuliti-

(1) J. P. Mc CULLOCK : Progress report on Bahrein Islands. II<sup>e</sup> Congr. Mond. du Pétrole, Paris, 1937.

(2) *The Petroleum Times*, 1937, juin 12.

(3) *Monit. Pétr. Roum.*, XXXIX, 6, 1938.

(4) L. JOLEAND : Rapports de la tectonique générale et des venues pétrolifères dans la Terre et dans la Mer d'Oman (Arabie). Congr. Mond. du Pétrole, Paris, 1937.

(5) D. DALE CONDIT. Natural gas and oil in India. *Bull. Am. Ass. Petr. Geol.*, 19 (3), 1934.

tiques. Le Pliocène est représenté par la *Formation de Siwalik* qui n'est pas pétrolifère.

Le principal champ en exploitation se trouve sur le dôme de **Khour**, au Sud-Ouest de Rawalpindi et au Sud-Est d'Attock, où le pétrole est rencontré à 500 ou 600 mètres de profondeur. D'autres anticlinaux, comme celui de **Dhulian**, au Sud-Ouest du précédent, ou celui de **Kotli**, sont moins importants. La production de ces champs est assez modeste.

La présence du pétrole a été signalé en outre tout récemment beaucoup plus au Sud que cette région, à **Bhivandi** près de Bombay.

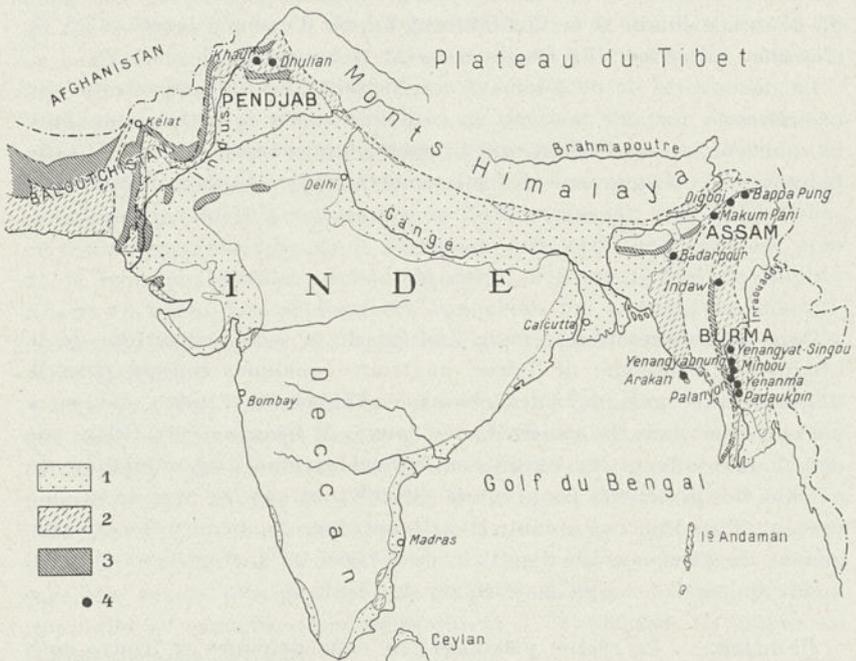


FIG. 146. — Esquisse géologique de l'Inde et des régions limitrophes avec distribution des gisements de pétrole (d'après DALE CONDIT).

1 = Pléistocène ; 2 = Tertiaire supérieur, généralement continental ; 3 = Tertiaire ancien, plutôt marin, d'âge éocène ; 4 = Champs de pétrole.

**Assam.** — A l'extrémité orientale de la chaîne himalayenne et dans une situation symétrique au Pendjab, se trouve la région pétrolifère de l'Assam. Les indices sont assez fréquents à l'extrémité Nord-Est de cette province. Ils sont distribués parallèlement au cours de la Brahmapoutra et au Sud-Est de cette vallée, où se sont développés plusieurs centres d'exploitation. Après une interruption de 200 kilomètres environ, suivant le Plateau de Schillong, des indices semblables se retrouvent vers le Sud-Ouest, dans la vallée de la

Sourma et la région de **Tchittagong**, dans le Bengale. Plus loin vers le Sud, leur continuation réapparaît le long de la côte de Birmanie, dans la région d'**Akyab**.

Les indices et les gisements ainsi échelonnés constituent une zone pétrolifère unitaire, le long de la bordure Ouest des chaînes birmanes, se trouvant dans une situation analogue à la zone iranienne de Mésopotamie et de Perse par rapport aux chaînes qu'elles accompagnent (fig. 145).

La stratigraphie de la région d'Assam n'est pas très différente de celle du Pendjab. Au-dessus des calcaires nummulitiques supportés par le Crétacé, repose une série de grès et de schistes charbonneux à couches de charbon, constituant les *Coal measures* de la région et qui représente l'Oligocène et le Miocène. Ce serait l'équivalent de la Formation de Murree. Le Pliocène est représenté par une série détritique ferrugineuse, formée de grès et de conglomérats, ou *Série de Tipam*, équivalent de la Série de Siwalik du Pendjab.

La tectonique y est celle de toutes les bordures de zones de plissement : des plis plus ou moins asymétriques poussés vers le Nord-Ouest, des dômes, etc., qui se succèdent tout le long de la zone.

Le champ pétrolifère principal, assurant plus de la moitié de la production de la région est celui de **Digboï**, situé à environ 30 kilomètres à l'Est de Jaïpour. Le pétrole se trouve dans les *Coal measures* et il est concentré dans un anticlinal poussé vers le Nord-Ouest. La profondeur de forage est d'environ 700 mètres. Le pétrole obtenu est un produit très paraffineux (9 %), à poids spécifique de 0,850. Le champ de **Bappa Poug**, situé à 2 kilomètres au Nord-Est de Digboï et le champ **Makoum Pani**, à 12 kilomètres vers le Sud-Ouest, sont d'une importance secondaire.

Dans la vallée du Barak, à 20 kilomètres à l'Ouest de Silchar et au Sud-Ouest de la région précédente, se trouve le champ de **Badarpour** où l'on exploite un pétrole à 0,990 de poids spécifique et à forte odeur de camphre. Enfin, dans la région de **Tchittagong**, dans les collines au Nord de la ville, les *Coal measures* sont gazéifères.

**Birmanie (Burma).** — La zone suivie jusqu'ici trouve, comme nous l'avons déjà dit, son prolongement à approximativement 400 kilomètres plus au Sud, sur la côte birmane, dans la région d'**Akyab**. Les mêmes formations tertiaires, avec le même arrangement tectonique, se disposent en bordure de la chaîne d'Arakan Yoma. Le long des axes anticlinaux d'**Akyab**, comme sur ceux des îles **Ramri** et **Cheduba**, les suintements de pétrole et les émanations de gaz, accompagnant des volcans de boue sont fréquents. Ces volcans sont célèbres par leurs éruptions violentes, à projections de débris de roches du soubassement, souvent accompagnées de flammes. Les volcans sous-marins arrivent

parfois à former de petites îles. Les sondages pratiqués sur certains des anticlinaux ont produit de faibles quantités de pétrole à de petites profondeurs.

Il s'agit ici d'une zone à ce qu'il semble surtout riche en gaz. Le pétrole se trouve en revanche plus à l'Est, dans la contrée sillonnée par l'Irraouaddi. C'est là la région pétrolifère proprement dite de la Birmanie, zone allongée qui s'étend parallèlement à la côte au delà de l'Arakan Yoma.

La chaîne alpine de l'Arakan, constituée par des formations paléozoïques et mésozoïques, s'appuyant sur une ossature cristalline, est séparée du massif ancien du Plateau de Chan par une auge, orientée du Nord au Sud, que remplissent des formations tertiaires. C'est dans cette auge drainée par l'Irraouaddi que s'échelonnent les principaux gisements de pétrole de Birmanie. Ils commencent à environ 450 kilomètres en amont des bouches du fleuve et s'étendent sur une distance de 250 kilomètres jusque près du confluent du Chindwin. Quelques manifestations se font jour aussi le long de la vallée de ce dernier, encore plus loin vers le Nord.

Les formations de l'auge représentent les dépôts d'un ancien golfe, insinué entre les deux unités tectoniques et qui commençait dès l'Eocène à se retirer graduellement vers le Sud, pour arriver finalement à la configuration de l'actuel Golfe du Martaban. De ce fait, depuis la base de la série stratigraphique vers sa partie supérieure et du Nord au Sud de la zone, on constate une invasion graduelle des formations de delta et d'eau douce, déterminant le retrait concomitant des formations marines.

Dans la mesure où elle intéresse le pétrole, cette série présente les caractères suivants.

Sur un soubassement d'âge crétacé, représenté par des argiles peu pétrolifères, s'appuie l'Eocène qui a une épaisseur de l'ordre de 4.000 mètres. C'est un complexe de marnes, de schistes et de grès avec un peu de charbon, de conglomérats et de calcaires nummulitiques, parfois pétrolifères. Suit la puissante *Série de Pégou*, qui renferme les horizons pétrolifères de la région; elle consiste en une association de schistes, de grès et de conglomérats, avec des marnes, des argiles et des calcaires, dans laquelle le faciès marin, prépondérant vers le Sud, s'engrène irrégulièrement avec le faciès littoral et continental qui prédomine vers le Nord. A sa base on trouve des coulées volcaniques. Ce complexe, puissant de 5.000 mètres, revient à l'Oligocène et à la moitié inférieure du Miocène. Il se laisse par conséquent paralléliser au « Coal measures » d'Assam et à la « Série de Murree » du Pendjab.

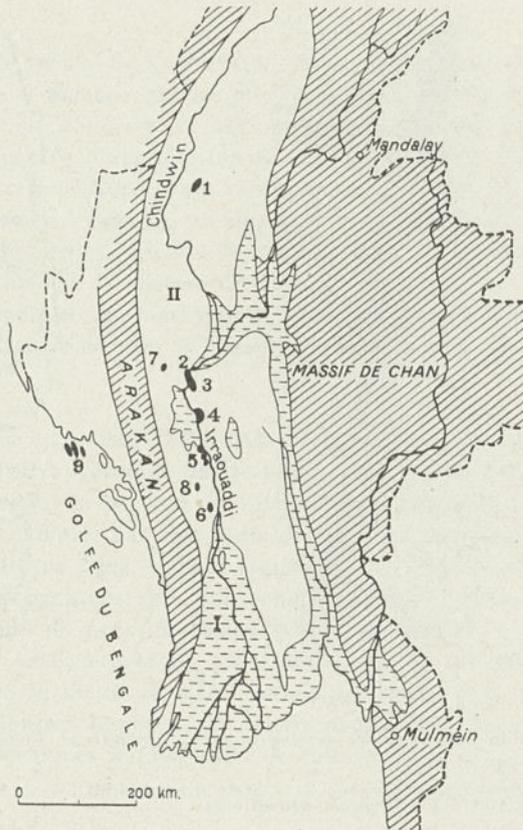
Le terme final du Tertiaire correspond à la *Série de Irraouaddi*, dans laquelle dominent des formations d'origine continentale et qui dure

jusqu'à la fin du Pliocène. Au-dessus, s'étendent les cailloutis des plateaux et les terres rouges du Quaternaire.

La tectonique de ce bassin est simple, avec des plis légers plus ou moins irréguliers, des dômes et des brachyanticlinaux faillés à direction méridienne, disparaissant vers le Sud sous les alluvions de l'Irraouaddi et du Sittang, avant de s'envoyer sous les eaux du Golfe de Martaban.

FIG. 147. — Esquisse géologique de la Birmanie avec distribution des principaux champs pétrolières (d'après STAMP).

I et II — Alluvions et tertiaire reposant sur le Primaire et le Secondaire (en hachures); 1 = Champ d'Indaw; 2-3 = Yenangyat-Singou; 4 = Yenangyaung; 5 = Mimbou; 6 = Padaukpin; 7 = Ngahlaingdwin; 8 = Yenanna; 9 = Côte d'Arakan.



On connaît des indices dans toute cette zone, mais les gisements proprement dits sont concentrés seulement dans la région déjà indiquée (fig. 147).

Le champ le plus septentrional, qui est en même temps le plus récemment découvert, est celui d'INDAW, sur le Chindwin, à environ 200 kilomètres plus haut que son confluent avec l'Irraouaddi.

A 60 kilomètres en aval de ce confluent et recoupé par le cours de l'Irraouaddi, se trouve le champ de YENANGYAT-SINGOU, l'un des plus

importants de la région. Il est emplaced sur un pli asymétrique poussé vers l'Est et les exploitations s'y sont concentrées autour de trois localités : **Sabé**, **Yenangyat** et **Singou** (fig. 148). Le pétrole est logé dans des intercalations lenticulaires de sables de la Série de Pégou; les sondes les touchent dans les parties culminantes de l'anticlinal, à des profondeurs de 500 à 700 mètres. Parfois le pétrole arrive en surface sous forme d'émulsion avec de l'eau de gisement.

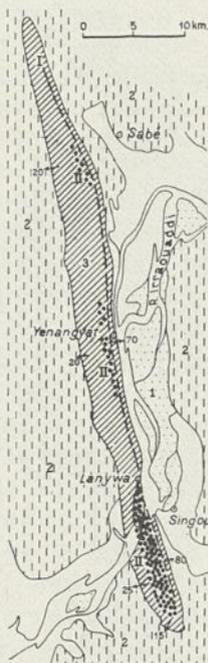


FIG. 148.

FIG. 148. — *Esquisse géologique de l'anticlinal Yenangyat* (d'après PASCOE, STAMP et autres).

1 = Quaternaire ancien ; 2 = Série d'Irraouaddi ; 3 = Série de Pégou ; I = Axe du pli ; II = Champs pétrolifères.

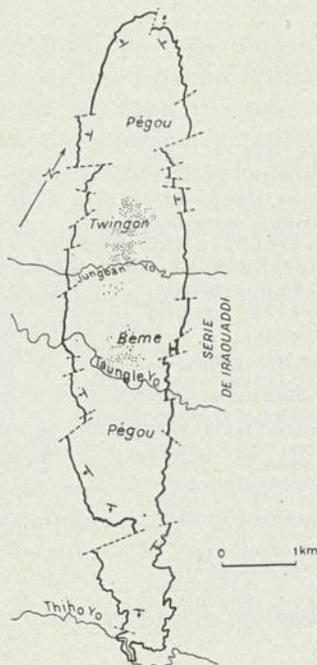


FIG. 149.

FIG. 149. — *Esquisse de l'anticlinal d'Yenangaung* (d'après PASCOE).

Le contour noir représente l'affleurement de la base de la série d'Irraouaddi.

Le pétrole d'Yenangyat est un produit paraffineux, à poids spécifique de 0,875, avec 8 % de benzine, 34 % de lampant, 50 % d'huiles, 5 % de mazout et 6 % de paraffine.

A 50 kilomètres au Sud de celui-ci et sur le versant oriental de la vallée, fait suite le champ d'**Yenangaung**, le plus important de Birmanie. Il est emplaced sur un anticlinal plus court que le précédent, mais d'une symétrie et d'une régularité qui n'est pas dérangée que par un

système de failles transversales ou légèrement obliques (fig. 149). Une discordance y sépare la Série de Pégou de la Série d'Irraouaddi. Le pétrole se rencontre dans la Série de Pégou à divers niveaux atteints, sur la culmination de l'anticlinal, jusqu'à des profondeurs de 1.000 mètres. Le pétrole y est léger (0,810), avec 9 % de benzine, 63 % de lampant et 26 % d'huiles. Ce champ, avec celui d'Yenangyat-Singou, ont fourni ensemble environ 70 % de la production totale de l'Inde.

A une distance égale vers le Sud, se trouve, sur le versant occidental de la vallée, le champ de **Mimbou**, sur un pli semblable à ceux de l'anticlinal d'Yenangyat; c'est donc un pli asymétrique, poussé vers l'Est, mais plus étroit. Le centre d'exploitation de Mimbou, le plus important, se trouve à l'extrémité Nord. Puis viennent, un peu plus au Sud, les champs de **Palanyon** et d'**Yethaya**, sur des dômes secondaires du pli. Ce dernier porte de nombreux volcans de boue, dont quelques-uns ont des cônes atteignant jusqu'à 30 mètres de hauteur.

Les champs d'**Yenanma** et de **Padaukpin**, au Sud du précédent, et le champ de **Ngahlaingdwin**, à l'Ouest d'Yenangyat, n'ont qu'une importance secondaire.

Il résulte de tout ce qui vient d'être dit que la principale région pétrolifère de l'Inde est représentée par le bassin de l'Irraouaddi, qui a du reste toujours fourni la presque totalité de la production. D'ailleurs, c'est ici qu'ont débuté, par des puits à main, les exploitations les plus anciennes. Depuis 1888, date à laquelle on y a pratiqué les premiers sondages mécaniques qui ont rendu possible l'extraction d'une quantité annuelle de près de 13.000 tonnes de pétrole, on est arrivé peu à peu, en 1935, à près de 1.293.000 tonnes et, en 1937, à 1.360.000 tonnes (1). A la fin de la même année, la production totale s'élevait à 37.200.000 tonnes. Les réserves encore disponibles des Indes britanniques ont été évaluées à 11.000.000 de tonnes.

## INSULINDE

La continuation vers le Sud des zones tectoniques de Birmanie n'est pas difficile à reconnaître, malgré l'ennoyage du Golfe de Bengale et du Golfe de Siam. Ainsi le prolongement de la zone de l'Arakan dans les îles d'Andaman et de Nicobar et, plus loin, dans la zone montagneuse de Sumatra et de Java, est évidente. Non moins évidente est aussi la correspondance entre la zone de collines et de plaines de

(1) *The Petroleum Times*, 1937, june 12.  
*Monit. Pétr. Roum.*, XXXIX, 6, 1938.

Sumatra et la zone de l'Irraouaddi. En ce qui concerne le Plateau de Chan, qui est lui-même une dépendance de la masse du Siam et du Cambodge s'ennoyant vers le Sud et Sud-Est, il réapparaît dans la Péninsule de Malaka. Dans ces conditions, les zones pétrolifères de l'Insulinde ne sont que la continuation de celles que nous avons apprises à connaître en Birmanie.

**Sumatra.** — Les montagnes de Sumatra ne représentent donc qu'un tronçon de la chaîne alpine indo-malaise, dans laquelle on retrouve d'ailleurs le plan de structure de l'Arakan. Elle est bordée au Nord-Est par une bande de formations tertiaires qui s'abaissent vers la plaine sous des dépôts quaternaires. De puissantes coulées de laves tertiaires et quaternaires, dacites, andésites et basaltes, accompagnées d'agglomérats volcaniques, masquent très souvent la structure et les rapports entre les différents termes stratigraphiques. En tous cas, près de la montagne, le Tertiaire est plus intensément plissé, passant vers l'extérieur à des ondulations de plus en plus légères. Les cassures jouent un rôle important dans la tectonique de l'île, surtout dans sa zone médiane. La vallée longitudinale de Sumatra est un fossé limité par des failles.

De nombreux indices se manifestent dans l'aire des affleurements tertiaires; ils sont surtout denses vers les deux extrémités de l'île, où se sont développés plusieurs champs d'exploitation importants (fig. 150).

Bien qu'affectée de variations locales, la stratigraphie du Tertiaire de Sumatra peut être esquissée comme suit :

L'Eocène, représenté par des conglomérats, des grès, des schistes et des argiles à charbons, supporte l'Oligocène, formé de schistes et de marnes brunes, éventuellement de calcaires et de grès à Orbitoïdes et Coraux. C'est l'Oligocène qui renferme l'horizon pétrolifère le plus inférieur.

Une discordance sépare la série paléogène de celle du Néogène. Celui-ci débute par un paquet, de plus de 1.000 mètres d'épaisseur, de marnes et de schistes gris, bruns ou noirs, à restes fréquents de plantes, avec quelques niveaux calcaires associés; cet ensemble constitue les *Couches de Telesa* de la terminologie locale, représentant le Miocène inférieur. Le reste de la série néogène, jusqu'au Pliocène supérieur, forme les *Couches de Palembang*, puissantes de 3.000 mètres. Ce sont, à la partie inférieure, des argiles, des schistes et des grès, avec un peu de lignite intercalé et des calcaires glauconitiques; cet ensemble, correspondant au Miocène supérieur, contient dans la région d'Atjeh la majeure partie des couches productives. La subdivision moyenne, correspondant au Pliocène inférieur, offre jusqu'à un certain point la même composition pétrographique et contient

de nombreuses intercalations de lignite brun; elle est pétrolifère dans la région de Palembang-Djambi. La subdivision supérieure consiste en marnes et argiles fines également à intercalations de lignite brun.

La tectonique est caractérisée par des plis largement voûtés, parfois très longs, ailleurs réduits à des brachyanticlinaux et à des dômes, qui se succèdent comme autant de vagues plus ou moins régulières,

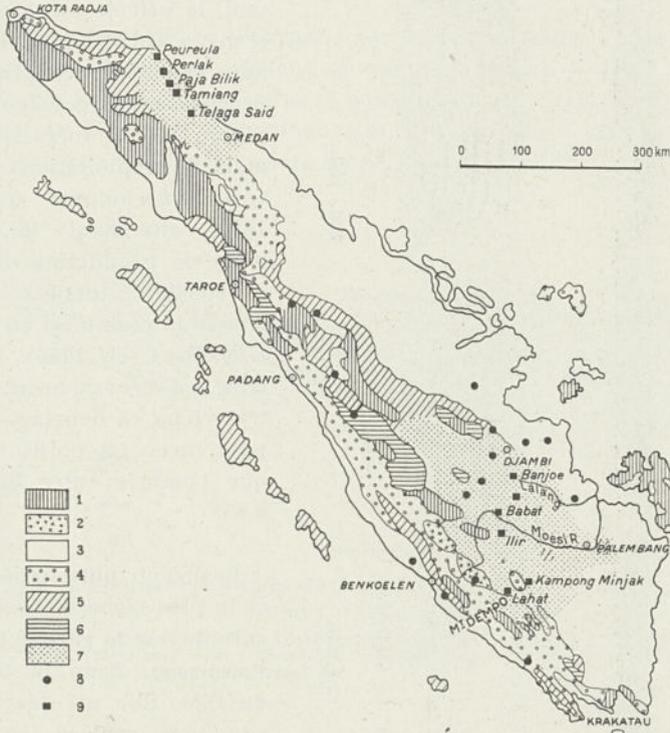


FIG. 150. — Esquisse géologique de Sumatra avec distribution des champs pétrolifères (d'après VERBEEK, TOBLER, BROUWER et autres).

1 = Paléozoïque et roches éruptives anciennes; 2 = Roches basiques antétertiaires; 3 = Quaternaire; 4 = Roches éruptives et tufs; 5 = Tertiaire; 6 = Secondaire; 7 = Régions pétrolifères; 8 = Indices de pétrole; 9 = Champs en exploitation.

localement traversées par des filons volcaniques (fig. 151). Le pétrole est concentré le long des axes de ces plis (fig. 152).

Près de l'extrémité Nord-Ouest de l'île, le long de la côte orientale, s'est développée la région d'exploitation d'**Atjeh**. Elle s'étend sur une longueur d'environ 150 kilomètres au Nord-Ouest de Medan, comprenant plusieurs champs, dont les plus importants par leur production

actuelle sont : Perlak, Poeloe, Pandjang, Rantau, Serang Djaja, etc. (1). Le

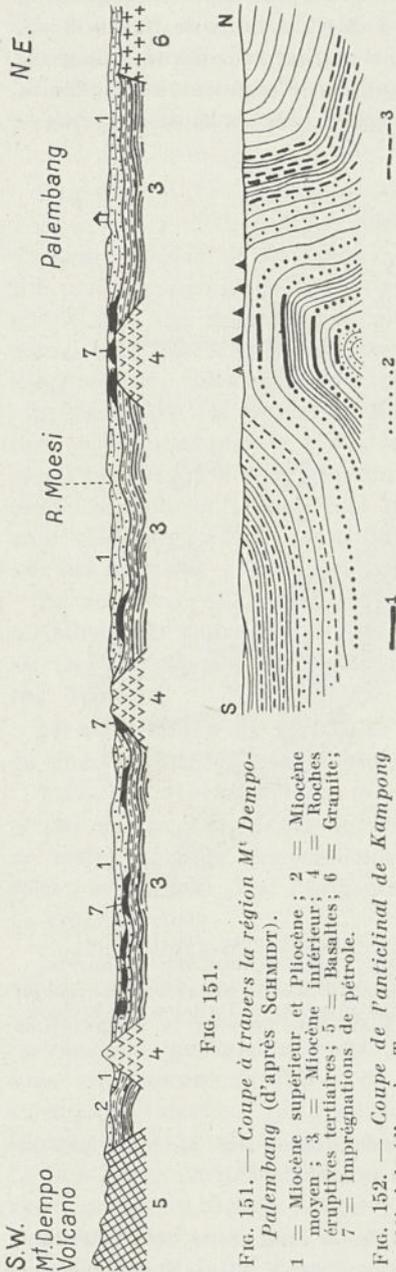


Fig. 151.

Fig. 151. — Coupe à travers la région M<sup>e</sup> Dempo-Palembang (d'après SCHMIDT).

1 = Miocène supérieur et Pliocène ; 2 = Miocène moyen ; 3 = Miocène inférieur ; 4 = Roches éruptives tertiaires ; 5 = Basaltes ; 6 = Granite ; 7 = Imprégnations de pétrole.

Fig. 152. — Coupe de l'anticlinal de Kampong Minjak (d'après TOBLER).

1 = Pétrole ; 2 = Eau salée ; 3 = Charbon.

Fig. 152.

pétrole y est concentré surtout dans le « Palembang inférieur », les couches productives se rencontrant à des profondeurs de quelques centaines de mètres. Fait intéressant, le pétrole est asphaltisé et même cokéfié dans le voisinage des cônes éruptifs. Les premiers sondages dans cette région ont été forés en 1885, mais les exploitations ne s'y sont développées qu'après 1890, atteignant le maximum de production en 1934 (1.000.000 de tonnes). Actuellement la région est en déclin (700.000 t. en 1936). Le pétrole est généralement léger, très riche en benzine et lampant, avec un poids spécifique compris entre 0,765 et 0,858.

Beaucoup plus importante, et la plus riche de toute l'Insulinde, est la région **Djambi-Palembang**, dans le Sud-Est de l'île. Elle est développée sur une surface comprise entre une ligne unissant ces deux localités et la bordure des montagnes. Les principaux centres actuels d'exploitation sont : **Badjoebang, Benakat, Djirak, Kloelang, Limau, Soeban Djerigi, Talang Akar-Pendopo, Tempino**, etc. A la différence de la précédente région, c'est le « Palembang moyen » qui est ici plus pro-

(1) S. v. DORSER : Development of the petroleum industry in the Netherlands East Indies. II<sup>e</sup> Congr. Mond. du Pétrole, Paris, 1937.

ductif. La profondeur de forage y atteint cependant 800 mètres. Le pétrole est un produit tout aussi léger (0,792) et également riche en benzine et en lampant. Un échantillon un peu moins léger, à poids spécifique de 0,834, contenant 0,12 % de soufre, donne à la distillation : 25,9 % d'essence, 25,3 % de lampant, 3,3 % de gasoil, 27,6 % d'huiles et 15,8 % de résidus (1). En 1936, cette région a produit 3.345.115 tonnes.

**Java.** — Bien que se trouvant dans le prolongement tectonique de Sumatra, la géologie de surface de cette île montre presque exclusivement des formations tertiaires et quaternaires de nature sédimentaire et éruptive. L'activité volcanique, très intense dans le Quaternaire, a contribué dans une large mesure à l'édification de sa structure actuelle.

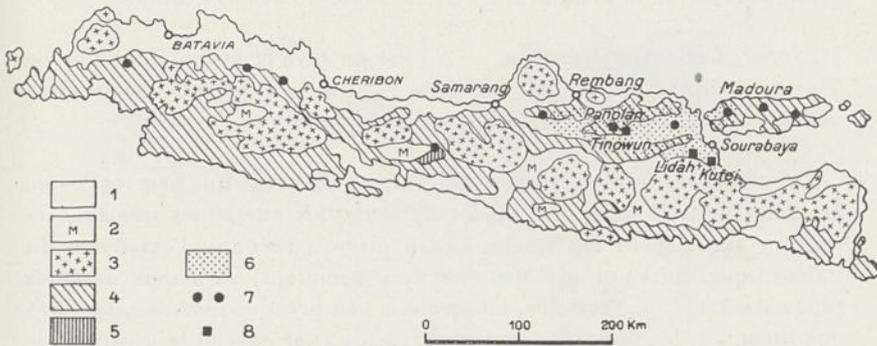


FIG. 153. — Esquisse géologique de Java avec distribution des principaux champs de pétrole (d'après VERBEEK, FENNEMA et autres).

1 = Quaternaire continental; 2 = Quaternaire marin; 3 = Roches effusives et leurs tufs; 4 = Tertiaire; 5 = Crétacé; 6 = Régions pétrolifères; 7 = Indices de pétrole; 8 = Champs en exploitation.

La succession du Tertiaire garde en général les caractères de Sumatra, avec, en plus, l'abondance et l'extension des produits volcaniques.

L'arrangement tectonique ne diffère pas non plus de celui de la zone tertiaire de cette dernière. De légères ondulations affectent le Tertiaire sur les bords de l'île, tandis que la région médiane est plissée d'une manière un peu plus serrée. Les plis sont recoupés par des fractures longitudinales, jalonnées de volcans. La bordure méridionale de l'île correspond à une importante fracture, accompagnée d'effondrement.

Le pétrole occupe la même situation stratigraphique et tectonique qu'à Sumatra, la plupart des horizons productifs étant compris dans le Miocène inférieur.

(1) G. EGLOFF : Properties of representative crudes. *The Oil and Gas Journal*, 1936, n° 33.

Bien que les indices soient répandus d'un bout à l'autre de l'île, ce n'est toutefois qu'à son extrémité orientale que, jusqu'à présent, on ait découvert des gisements exploitables; et c'est dans la zone des collines entre Samarang et l'île de Madoura que sont localisés les champs de pétrole de Java (fig. 153).

Les champs de **Kawengan**, **Ledok**, **Nglobo**, etc., sont actuellement les plus importants. D'autres comme **Panolan**, **Tinowun**, **Lidah**, **Kutei**, **Samarang**, **Madoura**, sont déjà en voie d'épuisement. Dans la région de Lidah, les eaux de gisement qui ont une forte teneur en iode, ont fait l'objet d'exploitation en vue de l'extraction de cet élément.

Le pétrole de Java est plus lourd que celui de Sumatra, son poids spécifique atteignant 0,862. Il contient de la paraffine et un grand pourcentage en huile (42 %). La production des champs de cette île, y compris celle de la Madoura, a été, en 1936, de 503.394 tonnes.

**Timor, Céram et Célèbes.** — A l'Est de Java et jusque dans l'île de Timor, la zone des Iles de la Sonde est libre de pétrole; seule cette dernière en présente quelques petites accumulations.

La constitution géologique de **Timor** rappelle un peu celle de Sumatra, dans le sens que les formations plus anciennes que le Tertiaire y participent également. Ainsi, on y a reconnu l'existence du Paléozoïque, finissant par des calcaires permien, au-dessus desquels repose le Trias; le Tertiaire, montrant à peu près les mêmes caractères que jusqu'ici, les recouvre en transgression. Cet ensemble, recoupé de fractures, est traversé par des culots et des dykes de roches éruptives.

Le pétrole et les gaz apparaissent sur la côte Sud de Timor, près de l'extrémité orientale de l'île, en territoire portugais, où le pétrole est exploité par des puits à main. D'après certains auteurs, il se trouverait dans le Trias et le Permien; d'autres ont affirmé par contre qu'il est logé dans le Tertiaire.

A l'extrémité Nord de l'arc décrit par la guirlande des îles autour de la Fosse de Banda, se trouve **Céram**. Son sous-sol est formé par des schistes cristallins, du Trias et du Jurassique, supportant le Tertiaire. Les manifestations de pétrole et de gaz, accompagnées de volcans de boue, sont fréquentes dans le versant Nord de la chaîne insulaire. Les sondages pratiqués en divers endroits ont rencontré quelques accumulations de pétrole dans le Paléogène, pétrole qui serait originaire du Trias. En 1927, on y a obtenu une production d'environ 5.500 tonnes. La production a monté par la suite progressivement pour arriver en 1935 à 45.000 tonnes, et en 1936 à 75.000 tonnes.

L'île de **Célèbes** n'a pas révélé, jusqu'à présent du moins, de gisements exploitables, bien que les indices n'y manquent point. Des suin-

tements de pétrole sont connus au Golfe de Tomori, dans la région Mandhar et l'île de Mouna.

**Bornéo.** — Bien que moins connue comme constitution géologique, l'île de Bornéo est la deuxième en importance au point de vue pétrole de tout le groupe des îles du Sud-Est indien.

Deux zones de plis traversent son territoire, l'une suivant le centre, le long de laquelle passe en bonne partie la frontière entre le Bornéo

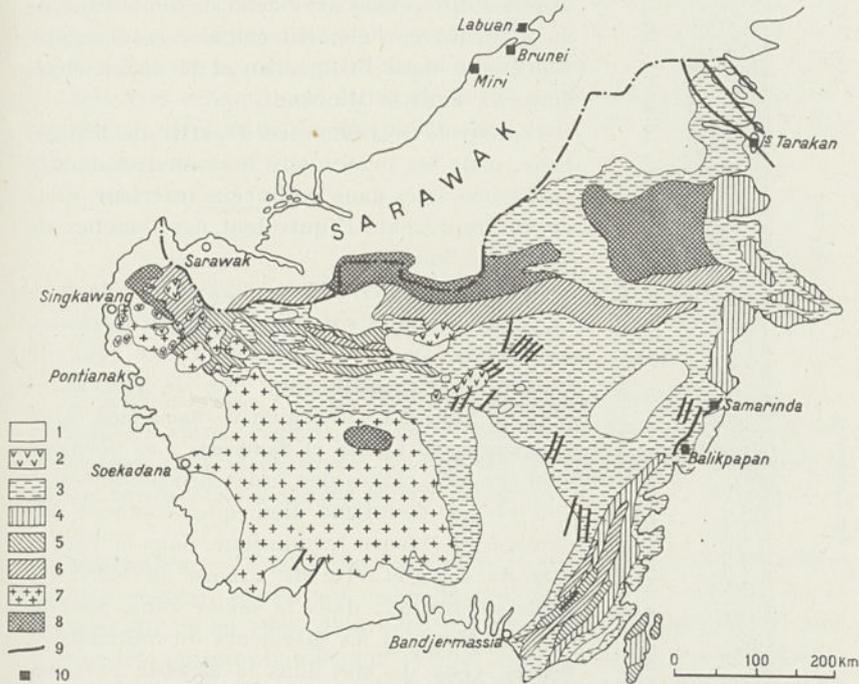


FIG. 154. — Esquisse géologique du Bornéo hollandais (d'après HOOZE, JEGLER et autres).

1 = Quaternaire ; 2 = Roches éruptives tertiaires et récentes ; 3 = Tertiaire supérieur ; 4 = Tertiaire inférieur ; 5 = Secondaire supérieur ; 6 = Secondaire inférieur ; 7 = Granites, diorites et roches de contact ; 8 = Schistes primaires, etc. ; 9 = Anticlinaux ; 10 = Champs pétrolifères en exploitation.

hollandais et le Sarawak, l'autre à la bordure orientale. Entre elles, se trouvent des fragments d'anciens massifs couverts par des dépôts tertiaires. Les relations de ces plis avec les grandes zones de plissement suivies jusqu'ici ne sont pas encore élucidées; en revanche, leur liaison, par les îles de Souldou et Palaouan, avec ceux des Philippines, est assez nette.

Le Cristallin et le Paléozoïque prennent une part notable à la constitution du soubassement ancien de Bornéo. Ils affleurent le long de

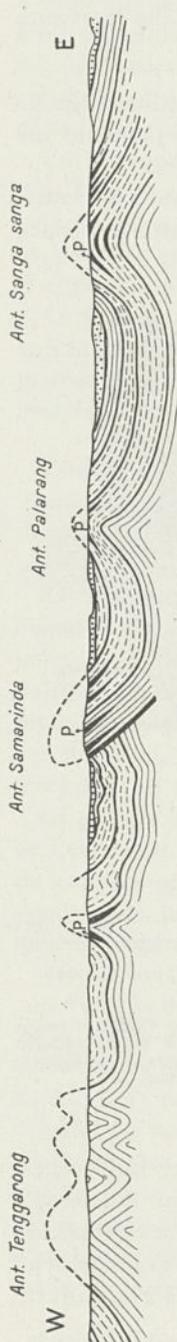


FIG. 155. — Coupe des plus tertiaires de la région de Samarinda (d'après JEGLER).  
P = Accumulations de pétrole.

la chaîne centrale, et surtout dans le Sud où la tectonique tabulaire domine.

Le Mésozoïque et le Paléogène sont représentés dans les zones plissées du centre et de la bordure Sud-Est, tandis que le Néogène recouvre de grandes surfaces, aussi bien dans les zones plissées que dans les contrées tabulaires. En général, le Tertiaire ne présente pas de grandes différences avec celui de Sumatra et de Java. Peut-être l'élément calcaire est-il mieux représenté dans l'Oligocène et le faciès charbonneux dans le Miocène.

Le pétrole se rencontre à partir de l'Oligocène, mais les principaux horizons productifs sont concentrés dans le Miocène inférieur, dans ce qui représente l'équivalent des Couches de Telesa de Sumatra.

Les champs pétrolifères importants de Bornéo sont localisés sur la côte Est, en territoire hollandais. Dans le Nord, se trouve ceux de **Djoata** et **Pamoesian** dans l'île de **Tarakan** et plus au Sud, dans la région de **Samarinda** et de **Balikpapan**, de **Louise** et **Sambodja**. Ces derniers sont les plus riches des Indes néerlandaises.

C'est en deuxième lieu que viennent les champs du Bornéo britannique, dans la Péninsule de **Klias** et l'île de **Labuan** au Nord du Golfe de Brunei; dans la même zone, vers le Sud, se trouvent les gisements du Sultanat de **Brunei**, ceux de **Miri** dans le **Sarawak** et aussi ceux de **Sadong**, dans le Sud de l'Etat (fig. 154).

La région de **Samarinda-Balikpapan** est traversée par une série de plis parallèles à la côte, plis dont le caractère est suffisamment traduit par la coupe ci-jointe (fig. 155). Le long des axes se font jour des indices variés. Le principal de ces plis est l'*anticlinal de Sanga-Sanga*, où s'est développée l'exploitation la plus active. Les meilleurs horizons productifs se rencontrent dans le Burdigalien.

Ces pétroles se caractérisent par un contenu élevé en hydrocarbures aromatiques de la série  $C_nH^{2n-6}$ , leur composition variant cependant avec la profondeur.

Les horizons les plus élevés fournissent un pétrole lourd, asphalté, à poids spécifique allant jusqu'à 0,960. Un peu plus bas, le pétrole est plus léger, jusqu'à 0,880. Plus profondément, il devient encore plus léger et paraffineux, à poids spécifique variant entre 0,840 et 0,860. La production des champs du Bornéo oriental a été en 1936 de 1.028.519 tonnes, en légère décroissance par rapport à celle de 1933.

Les gisements de la région de **Tarakan** ont le même caractère tectonique, mais les premières couches productives sont dans le Pliocène. Elles sont rencontrées depuis la profondeur de 560 mètres. Le pétrole de Tarakan est lourd, asphalté, à poids spécifique variant de 0,942 à 0,955. Des échantillons, à densité à 15° C de 0,945-0,950, contenant 0,3 % de soufre et 0,6 % d'asphalte dur, donnent à la distillation les produits suivants (1) :

Fractions		$d_{\frac{15^{\circ}}{4^{\circ}} C}$
220° C.....	0,8 %	0,852
220-240° C.....	3,1 »	0,870
240-260° C.....	6,6 »	0,886
260-280° C.....	9,4 »	0,900
280-300° C.....	10,1 »	0,914

La production de l'île en 1936 s'est chiffrée à 745.039 tonnes.

Dans les autres régions, les gisements ont d'une manière générale les mêmes caractères. **Brunei** et **Sarawak** ont produit au cours de la même année 729.122 tonnes et 790.200 en 1937.

**Philippines.** — Les Philippines ne se sont pas montrées pétrolifères jusqu'à présent; cependant on ne saurait conclure à l'absence de ce produit. Il y a en effet, d'un côté, leur structure géologique qui, bien qu'imparfaitement connue, doit refléter le fait qu'elles se trouvent dans le prolongement des zones productives de Bornéo; de l'autre, la présence d'indices indubitables. Tout cela justifie l'impression que les Philippines peuvent devenir très intéressantes au point de vue pétrole. D'ailleurs, des conditions favorables pour l'accumulation, tant au point de vue pétrographique que structural, n'y manquent pas. Ainsi les formations miocènes contiennent des paquets importants de schistes, auxquels sont liés des suintements de pétrole et des imprégnations d'asphalte. On a exploité autrefois de l'asphalte dans l'extrémité Nord de l'île de **Leyte**, le produit imprégnant là des grès et des calcaires miocènes. Des émanations de gaz et des suintements de pétrole sont connus dans le Sud de l'île de **Luçon**. L'île de **Cébu** a même fourni un peu de pétrole. Encore ces indices ne sont-ils pas les seuls.

(1) G. EGLOFF: Properties of representative crudes. *The Oil and Gas Journ.*, 1936, n° 33.



En récapitulant ce qui concerne l'Insulinde, il résulte que la production de pétrole obtenue jusqu'ici provient presque entièrement de Sumatra, de Java et de Bornéo. Celle de Céram est encore trop faible pour entrer en ligne de compte.

Bien que déjà auparavant, dans ces régions il existait de petites exploitations, l'industrie extractive, basée sur des méthodes modernes, ne commence qu'en 1890, depuis l'organisation de la grande compagnie mondiale « Royal Dutch », laquelle détient d'ailleurs la grande majorité des champs productifs. Par l'activité de cette entreprise, la production est montée de 82.200 tonnes en 1892 à 7.263.500 tonnes en 1937, avec un total général d'environ 105.000.000 de tonnes. A la production actuelle, Sumatra contribue en chiffres ronds avec 57 %, Bornéo avec 35 % et Java avec 7 %.

Si on ajoute la production du Sarawak et de Brunei qui, depuis 1913, ont donné près de 10.000.000 de tonnes au total, on arrive à constater que la production de l'Insulinde dépasse 115.000.000 de tonnes. D'après les dernières évaluations sa réserve totale au début de 1938 serait d'environ 126.000.000 de tonnes.

### JAPON

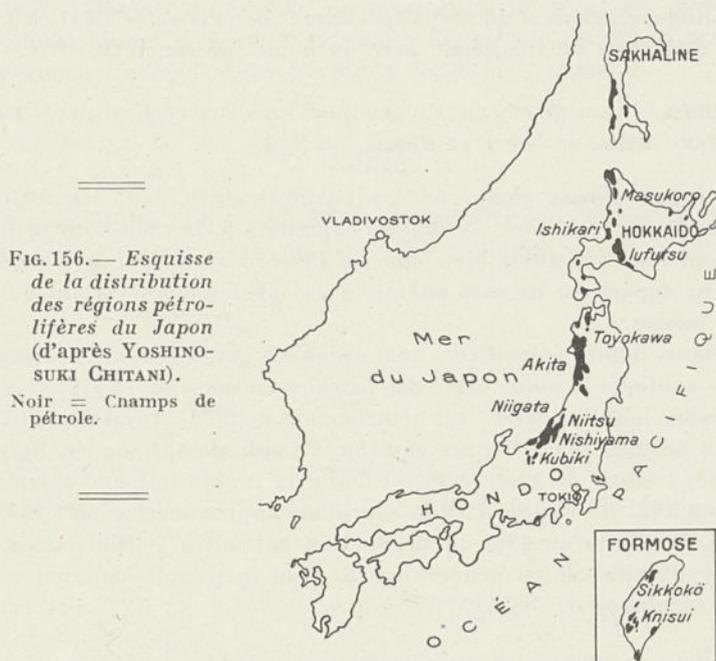
Les gisements de pétrole du Japon forment une zone presque continue qui suit la côte de la Mer du Japon, depuis le Sud de l'île de Sakhaline jusqu'au milieu de l'île de Hondo, dans la préfecture de Nagano. Des accumulations moins importantes existent aussi sur la côte orientale de Hondo, dans la préfecture de Shiznoka, au Sud-Ouest de Tokyo. Enfin, à Formose, on trouve aussi quelques gisements, également localisés sur le versant occidental (1) (fig. 156).

Comme dans les régions précédentes, le pétrole est lié au Tertiaire et particulièrement au Miocène. Les dépôts en question forment une bande relativement étroite en bordure de la chaîne principale, constituée bien entendu par des terrains plus anciens qui arrivent très près de la côte. De ce fait, les champs pétrolifères se trouvent en particulier à Hondo, dans une zone montagneuse, au milieu de hauteurs dépassant 1.000 mètres.

Le Miocène commence d'habitude par des conglomérats, des grès et des tufs verdâtres, qui s'appuient soit directement sur le granite, soit

(1) YOSHINOSUKI CHITANI : Petroleum resources of Japan. *Bull. Am. Ass. Petr. Geol.*, 18 (7), 1934.

sur le Paléozoïque de la chaîne centrale. Au-dessus vient une série schisteuse, atteignant jusqu'à 1.700 mètres d'épaisseur et formée de schistes argileux noirs, durcis, de schistes siliceux, de ménilites et de schistes bitumineux à Diatomées, Radiolaires et Foraminifères. Les intercalations de grès et de tufs n'y manquent pas. C'est une formation qui rappelle les « Schistes ménilitiques » des Carpates, et aussi les « Schistes de Monterey » de Californie, et qui représente sans doute la roche-mère dans toute cette zone. Elle renferme presque toujours, vers sa partie supérieure, des horizons productifs.



Le Pliocène est formé par une série de 2.000 à 3.000 mètres d'épaisseur, consistant en une alternance irrégulière de marnes, de grès et de sables, associés à la partie supérieure à des conglomérats, des graviers et des tufs. A la base apparaissent quelques récurrences de schistes siliceux. La moitié inférieure de la série est productive. Des plis, généralement étroits, serrés, asymétriques et faillés, accompagnent ces formations.

Le long des axes des plis, les indices sont fréquents. Les caractères des gisements sont, bien entendu, très variables, en rapport avec la tectonique et la position des horizons productifs. En général leur débit est très faible.

**Hokkaido.** — Les gisements de Sakhaline, disposés suivant la bordure ouest de l'île, sont peu importants en territoire japonais. Par leurs caractères, ils se rattachent aux suivants.

La zone pétrolifère de Hokkaido débute à l'extrémité Nord-Ouest, et s'étend directement vers le Sud, en restant toutefois cantonnée dans l'Est de la péninsule qui s'avance vers Hondo. Les principaux champs, actuellement en exploitation, sont : **Masukoro**, **Ishikari** et **Yufutsu**. Le plus important est Ishikari, où l'on exploite le pétrole de deux plis contigus, à des profondeurs de 200 à 400 mètres. En 1931, on en a extrait environ 8.000 tonnes, à l'aide de 153 sondes. Le pétrole de Hokkaido a en général un poids spécifique compris entre 0,864 et 0,891. Celui d'Ishikari est très léger, avec un poids spécifique de 0,814.

**Hondo.** — Les gisements s'y groupent en deux régions principales, à savoir : **Akita**, au Nord, et **Niigata**, au Sud.

La région d'**Akita** comprend les champs situés dans les districts Yamamoto et Yuri, dont six sont en exploitation. Les horizons productifs sont localisés aussi bien dans le Pliocène inférieur que dans le Miocène supérieur. Ils sont atteints à des profondeurs variant de 100 à 700 mètres.

Certains dômes pétrolifères sont recoupés par des filons de basalte, ce qui explique le poids élevé des pétroles en question (0,972 à 0,979). Le champ plus important est actuellement celui de **Toyokawa**, qui, en 1931, a produit 16.000 tonnes environ, à l'aide de 484 sondes. Sa production, comme du reste celle de toute la région, est en déclin. En effet, en 1921, la région d'Akita a produit approximativement 160.000 tonnes, tandis qu'en 1930 sa production baissait à 90.000 tonnes. Le pétrole d'Akita est en général lourd. Seul le pétrole de Yuri a un poids spécifique de 0,823.

La région de **Niigata** comprend les champs de la partie moyenne de l'île, situés sur une zone de 200 kilomètres de longueur avec une largeur de 20 à 40 kilomètres. C'est la plus anciennement exploitée parmi les régions pétrolifères du Japon : le pétrole y est extrait depuis plus de trois cents ans. Les champs les plus importants sont **Niitsu**, **Nishiyama** et **Kubiki**. A l'inverse des précédents, la production y est en augmentation. Ainsi, de 120.000 t. en 1926, elle a passé, en 1930, à environ 170.000. Les pétroles de Niitsu sont des produits en général lourds, à poids spécifique compris entre 0,921 et 0,950; ceux de Nishiyama et de Kubiki sont les plus légers et le poids spécifique descend jusqu'à 0,790.

**Formose.** — Dans cette île les deux champs les plus importants sont situés dans le Nord-Ouest, à savoir : **Sikkokō**, qui produit un pétrole de 0,880 de poids spécifique et **Knisui**, qui est un champ de gaz.

Tandis que la production du premier est en décroissance, celle du second augmente; d'après YOSHINOSUKI CHITANI, celui-ci aurait produit, en 1931, 322.541.392.000 (?) mètres cubes de gaz et 18.614.320 litres de gazoline.

Bien qu'il ait existé au Japon de très anciennes exploitations de pétrole, le pays n'apparaît dans les statistiques que depuis 1875, avec 685 tonnes. Sa production a augmenté très régulièrement, atteignant en 1916 un maximum de 405.900 tonnes après lequel elle est descendue, avec des oscillations, arrivant en 1935 à 290.000 tonnes, pour remonter en 1937 à 354.000 tonnes (1). La production totale en est d'environ 10.350.000 tonnes. Les réserves totales de pétrole du Japon seraient au commencement de 1938 d'environ 58.500.000 tonnes.

## CHINE

On connaît des indices en différents endroits de la Chine où, depuis longtemps d'ailleurs, existent de petites exploitations (2). Ce qui est



FIG. 157. — Esquisse de la distribution de quelques indices de pétrole en Chine et dans les pays limitrophes.

moins connu, ce sont les conditions géologiques de détail qui permettraient d'envisager la probabilité de gisements importants. Les résultats des études entreprises dans certaines régions sont souvent contradictoires. D'après certains auteurs, la Chine renfermerait des quantités

(1) *Monit. Pétr. Roum.*, XXXIX, 6, 1938.

(2) *Petroleum Zeitschrift*, XXXI, 1935.

considérables de pétrole, tandis que d'autres sont très réservés à ce sujet.

Des suintements de pétrole et de poix, ainsi que des affleurements d'ozokérite et d'asphalte se rencontrent en des endroits difficilement accessibles, par exemple à l'Ouest du pays, dans le désert de Djoungarie et la région Koutcha, de même que dans le Tien-Chan en Mandchourie et dans le Nord-Est de la Chine. Les provinces du centre, Chen-Si (1), Kan-Sou et Szé-Tchouen, paraissent être par contre plus intéressantes à ce point de vue (fig. 157). Le pétrole est connu à **Yenan**, **Chungpu** et **Yen-Chang**. De cette dernière localité on a obtenu même une petite production. Il y a en outre des indices dans le Kan-Sou, sur la rivière de Tché-King-Sen. Dans le **Szé-Tchouen**, on exploite de longue date par des sondages, dans un bassin rempli de dépôts mésozoïques et tertiaires (« *Red basin* »), de l'eau salée à pétrole, provenant de sables triasiques et jurassiques. Le pétrole en est séparé et utilisé tel quel pour l'éclairage. Cette opération se pratique surtout dans les environs de **Tselioutsin**, qui passe pour la région de sondages la plus ancienne du globe.

### III. — AFRIQUE

A l'exception de la Berbérie, le Continent africain représente le plus grand des blocs qui résultent de la fragmentation du vieux continent de Gondwana. Son architecture est ainsi celle des anciens boucliers avec un socle cristallin, précambrien, recouvert par le Paléozoïque horizontal, lequel supporte à son tour des lambeaux plus récents, jusqu'au Quaternaire (fig. 158).

La structure tabulaire proprement dite est surtout l'apanage des régions centrales, le Sahara et le Soudan, le Bassin du Congo, celui de Kalahari, etc., occupées par des terrains sédimentaires non métamorphiques. Sur les bords, le substratum cristallin s'élève sous forme de zones montagneuses bordées, de part et d'autre, par les mêmes terrains sédimentaires, subhorizontaux et allant du Primaire au Tertiaire. Une telle zone suit la bordure nord du Golfe de Guinée, depuis la Guinée jusqu'au Cameroun, et sa continuation se retrouve, loin vers l'Est, dans le Massif abyssin. Perpendiculairement, le long des deux rivages océaniques de direction méridienne s'élèvent deux autres zones cristallines : l'une à la bordure orientale, c'est la zone Erythrée-Transvaal, l'autre dans la bordure occidentale, c'est la zone Cameroun-Namaqualand. Seule la bordure septentrionale est marquée par un tronçon du

(1) C. C. WANG : Rapport succinct sur les ressources en pétrole du Shenzi septentrional. *Congr. Int. Mines, Métall. et Géologie appl.*, VII<sup>e</sup> Sess., Paris, 1935; *Géol. appl.*, I, 1936.

système alpin, c'est la Berbérie ou zone des Chaines de l'Atlas qui, dans les temps tertiaires, sont venues s'adjoindre au Bouclier africain.

Madagascar, fragment du Continent australo-indo-malgache, constitue une unité à part, séparée de l'Afrique depuis le Trias. C'est

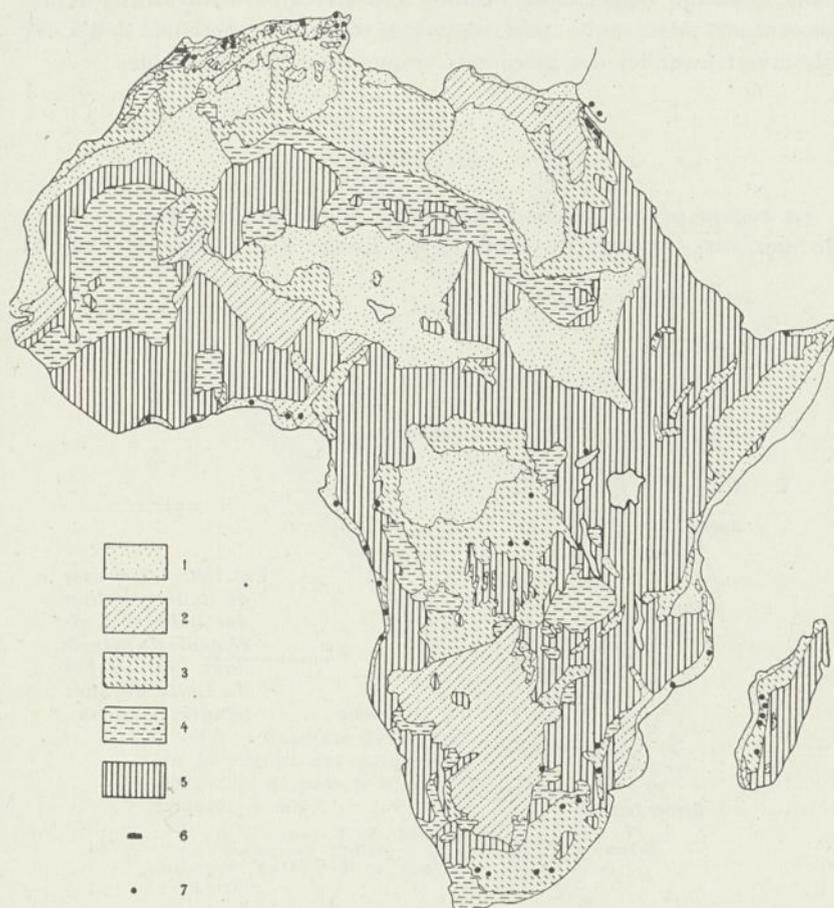


FIG. 158. — *Esquisse géologique de l'Afrique (d'après FOURMARIER) avec distribution des indices de pétrole.*

1 = Quaternaire ; 2 = Tertiaire et Kalahari ; 3 = Secondaire et Permien ;  
4 = Primaire ; 5 = Précambrien et roches éruptives anciennes et récentes ;  
6-7 = Gisements et indices de pétrole.

encore un socle cristallin, recouvert sur la bordure Ouest par des formations secondaires et tertiaires, lesquelles s'abaissent sous les eaux du Canal de Mozambique.

Par suite de cette structure d'ensemble, l'Afrique est peu intéressante au point de vue du pétrole. On n'y observe en effet des gisements

exploitables que dans le Nord-Est, en Egypte, bien que des traces se rencontrent ailleurs. C'est avant tout le cas de la Berbérie ou la zone de l'Atlas, le long de laquelle s'échelonnent de nombreux indices. On en connaît également dans l'Ouest, entre la Côte d'Ivoire et l'Angola, dans le Congo Belge, dans l'Union Sud-Africaine, l'Abyssinie, Madagascar, etc. Mais nulle part, dans ces dernières régions, il n'a été découvert jusqu'ici des gisements commercialement rentables.

## EGYPTE

La région pétrolifère de l'Egypte est située sur les côtes du Golfe de Suez, vers son ouverture dans la Mer Rouge. Elle occupe les zones de

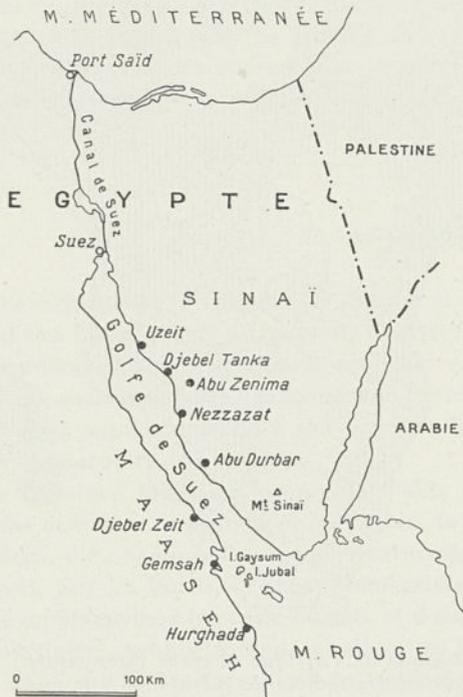


FIG. 159. — Esquisse de la distribution des indices et gisements de pétrole dans la région du Golfe de Suez (d'après EMMONS).

collines qui s'étendent de chaque côté du golfe, aux pieds des puissants massifs montagneux du Maaseh d'une part et de la Péninsule du Sinaï d'autre part (fig. 159).

Le soubassement de la région est formé par d'anciens schistes cristallins, par du granite et autres roches éruptives qui, dans les massifs voisins, s'élèvent à des hauteurs dépassant 2.000 mètres. La couverture sédimentaire débute par le Crétacé inférieur, le Grès de Nubie, qui, en

certaines endroits, est pétrolifère. Par-dessus, vient une série de calcaires, parfois à phosphates, et de marno-calcaires qui représentent une suite de niveaux depuis le Cénomaniens jusqu'au Maestrichtien.

L'Eocène, dont l'épaisseur atteint jusqu'à 700 mètres, consiste en un complexe de calcaires cristallins ou récifaux, parfois siliceux, associés à des marnes calcaires ou gypseuses, qui supportent une série de

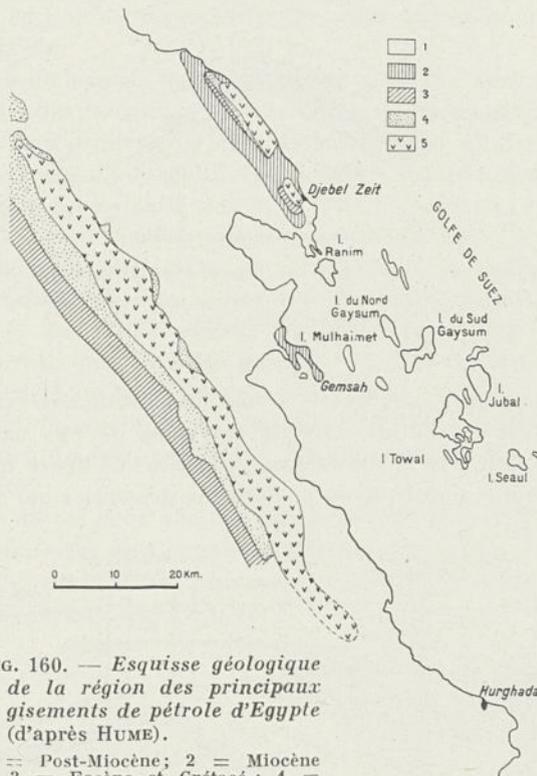


FIG. 160. — *Esquisse géologique de la région des principaux gisements de pétrole d'Égypte (d'après HUME).*

1 = Post-Miocène; 2 = Miocène  
3 = Eocène et Crétacé; 4 = Grès de Nubie; 5 = Granite et schistes.

marnes et d'argiles vertes et rouges, parfois gypseuses ou glauconieuses et phosphatées.

L'Oligocène manque ici, de sorte que le Miocène repose directement et en discordance, représenté par une série qui atteint 1.000 mètres de puissance. Sa subdivision inférieure débute par un conglomérat de base et comprend des dolomies, des calcaires récifaux et surtout des marnes à Globigérines et des schistes à Poissons, qui sont considérés comme roches-mères. En certains endroits, cette série est pétrolifère. Dans la constitution de la subdivision moyenne et aussi de la supérieure entrent des argiles, des marnes et des calcaires dolomitiques à

importantes intercalations stratiformes ou lenticulaires de gypse et de sel. La subdivision supérieure recèle parfois elle aussi du pétrole.

Le Pliocène et le Pléistocène consistent en calcaires récifaux, grès, sables, graviers, etc., à Huitres, Pecten, Echinides, etc.

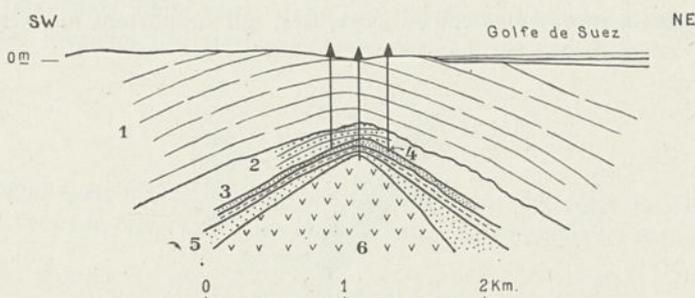


FIG. 161. — Coupe de l'anticlinal pétrolifère de Hurghada (d'après HUME).

1 = Miocène ; 2 = Eocène? ; 3 = Crétacé ; 4 = Horizon de pétrole ;  
5 = Grès de Nubie ; 6 = Granite.

Toute cette région correspond à une fosse effondrée entre les deux anciens massifs cristallins. Elle est traversée de plis parallèles à la côte, le long desquels le substratum cristallin n'affleure que rarement (fig. 160). Celui-ci constitue en profondeur des crêtes qui sont moulées

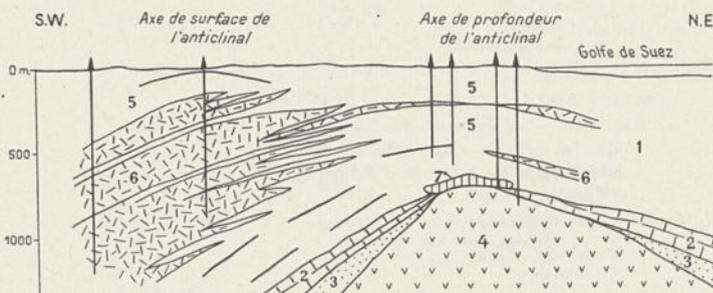


FIG. 162. — Coupe de l'anticlinal de Gemsah montrant la crête granitique surmontée d'un récif corallien renfermant l'horizon productif (d'après HUME).

1 = Miocène ; 2 = Crétacé ; 3 = Grès de Nubie ; 4 = Granite ; 5 = Gypse ;  
6 = Sel ; 7 = Récif.

par les anticlinaux pliocènes et qui, dans une certaine mesure, ont souvent une disposition diapire. En effet, au-dessus de ces crêtes, les termes inférieurs de la série sédimentaire sont ou plus minces (fig. 161), ou manquent-ils complètement, de sorte que certains récifs miocènes se montrent directement fixés sur le granite (fig. 162). Ceci met en évi-

dence le fait intéressant que ces crêtes n'ont pas été toujours, ni dans la même mesure, immergées.

Les gisements et les principaux indices de pétrole de cette région sont localisés sur la côte Ouest du golfe et distribués entre le Djebel Zeit et Hurghada, sur une distance d'environ 100 kilomètres. Sur le rivage opposé et dans le prolongement de ceux-ci vers le Nord, se trouve une autre rangée d'indices, bien que moins importante (fig. 143 et 159). Il y en a aussi, du même ordre, dans quelques-unes des îles à l'entrée du golfe.

L'existence du pétrole sur les rives du Golfe de Suez était connue déjà au temps des Romains, dans la région de **Djebel-Zeit**; il n'a attiré cependant d'une manière sérieuse l'attention que les derniers temps. Le premier champ d'exploitation s'est ouvert en 1911, à **Gemsah**, où le principal horizon productif se trouve dans les calcaires récifaux miocènes, qui revêtent parfois directement le granite. La production maxima a été atteinte en 1914, avec plus de 100.000 tonnes, après quoi survint le déclin. Mais à la même date fut découvert, à 60 kilomètres vers le Sud, le champ de **Hurghada**, plus riche encore que le précédent; il devait fournir dans la suite presque toute la production du pays. Comme à **Gemsah**, le Miocène aussi renferme du pétrole; mais le principal horizon productif y est compris dans le Grès de Nubie, au contact même du noyau granitique, atteint ici entre 600 et 700 mètres de profondeur.

Le pétrole de ces deux champs est un produit paraffineux et parfois très sulfureux; celui de **Gemsah** est beaucoup plus léger que celui de **Hurghada**. Des échantillons provenant de ces deux champs ont donné à l'analyse les résultats suivants (1) :

	Gemsah	Hurghada]
Densité à 15° C.....	0,827	0,907-0,925
Soufre .....	0,65 %	2,2 %
Paraffine .....	4,9 »	7-8 »
Rendements de distillation :		
Essence .....	27 %	8 %
Lampant .....	32,4 »	15 »
Résidus .....	39,8 »	76 »

La production maxima de ces champs a été atteinte en 1918 avec 300.000 tonnes environ. En 1937, elle diminuait à 164.232 tonnes (2), la production totale à la fin de la même année montant à approximativement 4.400.000 tonnes. Quant aux réserves de cette région, elles ont été estimées à environ 1.000.000 de tonnes.

Dans certains endroits de la bordure orientale du Golfe de Suez, comme à **Abou Dourbar**, **Nezzazat**, **Djebel Tanka**, etc., certains termes de

(1) G. EGLOFF : Properties of Czechoslovakian, Austrian and Egyptian Oils. *The Oil and Gas Journ.*, 1937, n° 40.

(2) *Monit. Pétr. Roum.*, 6, 1938.

la série, depuis le Crétacé jusqu'au Miocène, sont imprégnés de pétrole ou d'asphalte. A Abou Durbar et à Djebel-Tanka, les sondages d'exploration ont rencontré en effet des couches pétrolifères, mais d'une production médiocre. Le pétrole d'Abou Durbar est encore plus lourd que celui de Hurghada (0,945-0,960 de p. sp.); il contient 2,4 % de soufre et 5-6 % de paraffine.

#### AFRIQUE DU NORD FRANÇAISE

On connaît des indices sur presque toute la longueur des Chaînes atlasiques, depuis le Maroc jusqu'en Tunisie (1) (fig. 163). Pour la plupart, ils se font jour dans la branche tellienne; dans l'Atlas saharien, ils sont beaucoup plus clairsemés, ou mieux, concentrés vers l'Est, en Algérie orientale et surtout en Tunisie. La Meseta oranaise, intercalée entre ces deux branches, ainsi que le Moyen Atlas paraissent en être dépourvus.

Bien que ces indices aient éveillé un vif intérêt et fait souvent l'objet de recherches très attentives, on n'y est pas jusqu'à présent parvenu à découvrir des gisements importants. Les explorations sont cependant en cours.

Les indices se montrent dans la série stratigraphique à partir du Trias, en liaison avec le Miocène, le Nummulitique et le Crétacé supérieur, plus rarement avec des terrains plus anciens. Ils se trouvent tantôt le long des failles ou des anticlinaux miocènes, à structure assez régulière en surface, mais qui se compliquent en profondeur par l'intervention de lames ou de noyaux mésozoïques, habituellement de Trias, à disposition diapire. Dans certaines régions, ces structures s'exagèrent par l'arrivée en surface de ces noyaux de fond. Et alors, selon leur nature pétrographique, ils se dessinent soit comme des coincements fracturés, — dans le cas des roches rigides, tels les calcaires jurassiques, — soit comme des glissements, — dans le cas des roches plastiques, — ce qui arrive pour les marnes gypseuses à gisements de sel du Trias ou encore pour les marnes du Crétacé. Ainsi des dysharmonies prononcées, de même que des décollements, peuvent prendre naissance et à partir de diapirs typiques on passe à des chevauchements, voire même à des charriages.

La formation d'origine des bitumes n'a pas été identifiée avec certi-

(1) L. BERTRAND : Le pétrole dans les possessions françaises. *Ann. Off. Comb. liquides*, VII (3), 1932.

H. DE CIZANCOURT : Petroleum research in northern Africa. *Bull. Am. Ass. Petr. Geol.*, 16 (5), 1932.

M. MERCIER : Recherches de pétrole aux colonies. *Bull. Ass. Fr. Techn. Pétr.*, 34, 1936. — *Les ressources minérales de la France d'Outre-Mer. V. Le pétrole*, 1937.

tude. On a considéré come telle soit le Trias lagunaire, soit le Lias ou le Crétacé supérieur, soit enfin le Tertiaire.

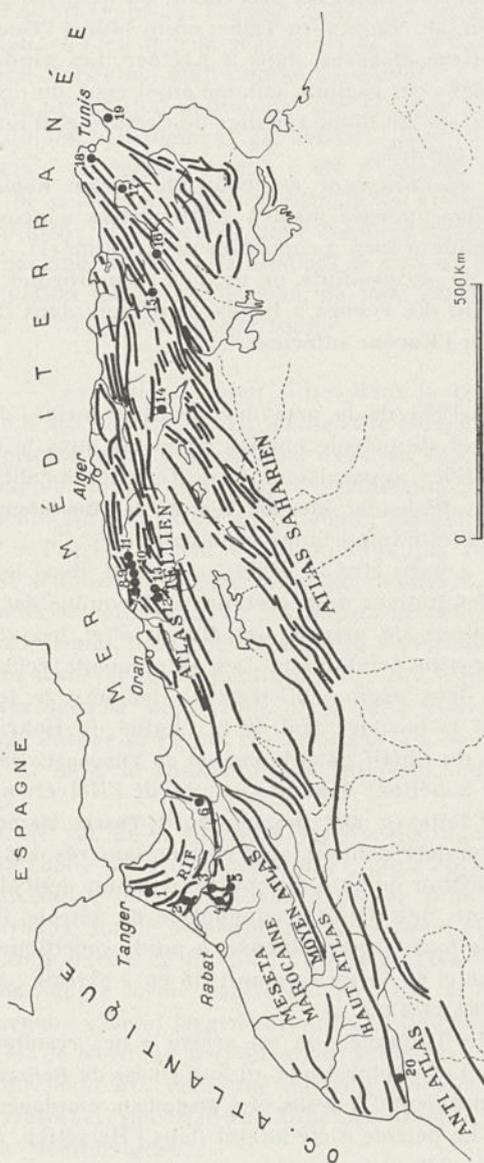


Fig. 163. — Esquisse tectonique de l'Afrique du Nord française (d'après de CIZANCOURT).

Points noirs, principaux indices de pétrole : 1 = Larache ; 2 = Souk el Arba du Rharb ; 3 = Tsefat ; 4 = Petitjean ; 5 = Moulay-Idris ; 6 = Tizeroutine ; 7-13 = Régions de Chéfi et de Tlouanet ; 14 = Sid Aissa ; 17 = Kef Bou Debbous ; 18 = Ain Rhelal ; 19 = Cap Bon ; 20 = Faroudant.

**Tunisie.** — Les manifestations les plus importantes, celles qui ont déterminé le plus de recherches, sont situées dans le Nord du pays, à savoir : aux environs d'Aïn Rhelal dans la région de Bizerte, où le

pétrole se trouve dans l'Helvétien ployé en anticlinal régulier avec Trias perçant; puis du **Djebel Ahmar** près Tunis, dans le Crétacé; ensuite à **Sloughia**, au Sud-Ouest du précédent, où le même produit est logé dans l'Helvétien, au contact du Trias; enfin plus à l'Ouest encore, aux environs de **Kef-Bou-Debbous**, dans le Crétacé. Les sondages effectués dernièrement dans ces régions, comme aussi ceux du promontoire du **Cap Bon** emplantés sur un dôme régulier de Crétacé et d'Eocène, sont restés sans résultats positifs.

Le seul résultat encourageant est celui du **Djebel Kebir** près de Bizerte, où un sondage poussé jusqu'à 1.109 mètres a provoqué une éruption de gaz humide à forte proportion de gazoline (1).

Quant à l'origine de ces produits, on ne peut rien affirmer de précis. On connaît cependant des roches à faciès de pétrole dans l'Albien, le Sénonien inférieur et l'Eocène inférieur.

**Algérie.** — Dans l'Est de la province de Constantine, des imprégnations d'asphalte et de pétrole ont été signalées dans le Crétacé et l'Eocène inférieur. Elles apparaissent en différentes localités comme **Chebka des Sellaoua**, **Djebel el Monida**, **Aïn Beïda**, **Clairefontaine**, etc., mais n'ont pas jusqu'ici d'importance économique.

Plus intéressante a paru être la province d'Oran, dans le territoire de laquelle il y a des indices dont certains déjà connus des Romains. Quelques accumulations de pétrole ont été en effet trouvées et ont même donné une petite production. Les suintements remarquables en Oranie intéressent deux régions distinctes: les uns, le long de la **Vallée du Chélif** et à la bordure Sud de la Chaîne du Dahra, d'autres au Sud de la plaine du Chélif dans le **district de Tliouanet**. Dans la première ils sortent du Sahélien; dans la seconde, de l'Helvétien.

Les explorations faites à **Sidi Brahim**, **Oued Tharia Mazouna**, **Rabetais**, etc., dans la première contrée, sont restées sans résultats. Ce n'est qu'à **Aïn Zeft** près d'Oran qu'on a rencontré, dans un petit dôme sahélien à noyau miocène, une petite accumulation de pétrole. Le produit obtenu est une huile lourde, paraffineuse, à poids spécifique de 0,971, avec 3 % de benzine et 13 % de lampant. On en a extrait 1.445 tonnes entre les années 1904 et 1913.

Dans la région de Tliouanet, on est arrivé à des résultats un peu plus encourageants. Les explorations au Sud-Ouest de **Relizane** ont mis en évidence deux gisements, à **M'sila** et à **Medgillah**, emplantés dans des dômes de Miocène. Le pétrole a été atteint dans l'Helvétien, à une profondeur moyenne de 200 mètres.

(1) A. ROUX et M. SOLIGNAC: Rapport général pour la Tunisie présenté au II<sup>e</sup> Congr. Mond. du Pétrole, Paris, 1937.

M. SOLIGNAC: Etude pétrographique et physique de quelques roches bitumineuses de Tunisie. *Ibid.*, Paris, 1937.

La production de cette région commence en 1915, avec près de 651 tonnes obtenues à M'sila, où un sondage à la profondeur de 167 mètres a fait éruption. Depuis 1918, il s'y est ajouté la production de Medgillah, si bien que la région arrive à donner, en 1928, jusqu'à 3.000 tonnes. Mais ainsi était obtenu un maximum, car malgré tous les efforts, cette production a diminué par la suite à 1.500 tonnes, obtenues des sondes actuellement en activité. Jusqu'à la fin de 1935, la quantité totale de pétrole extrait a été d'environ 24.000 tonnes. A la différence de celui d'Aïn Zeft, le pétrole de Tliouanet est un produit léger, paraffineux, à poids spécifique compris entre 0,795 et 0,830, avec 5-8 % de benzine, 50-54 % de lampant et 4 % de paraffine.

La production totale de l'Algérie, de 1904 jusqu'au commencement de 1936, a été d'environ 25.300 tonnes.

**Maroc.** — Les indices y sont situés dans la Zone pré-rifaine, comprise entre le Rif, la Meseta marocaine et le Moyen Atlas. Ils s'étendent à l'Ouest jusqu'à la côte atlantique, dans les environs de Larache au Maroc espagnol, vers le Sud jusqu'à Petitjean et Moulay Idris près de Meknès, tandis qu'à l'Est, on les rencontre jusqu'à Tizeroutine dans la région où le Prérif affronte le Moyen Atlas (fig. 164) (1).

Une série sédimentaire assez complète, depuis le Trias jusqu'au Pliocène, caractérise cette zone. La succession de détail est toutefois assez difficile à discerner, d'un côté du fait des variations latérales de faciès dans le sens transversal, de l'autre à cause des récurrences répétées du même faciès dans la même zone. Dans cette série, divers chercheurs ont envisagé des faciès de pétrole soit dans le Lias, soit dans le Crétacé supérieur ou dans le Nummulitique inférieur, ou bien encore dans l'Helvétien.

Au point de vue de la structure, on y a distingué (2) une sous-zone méridionale, celle des *Rides pré-rifaines*, qui s'appuie parfois par chevauchement sur le bord du Moyen Atlas, et, plus au Nord, un *Sillon schisto-marneux*, formé de sédiments jurassiques et crétacés, occupant la plus grande partie de la zone. Tandis que les Rides pré-rifaines se logent dans l'angle formé par le Moyen Atlas et la Meseta, le Sillon schisto-marneux s'étend largement au Nord de celles-ci pour aboutir à l'Océan. Vers le Nord, au delà du sillon schisto-marneux, on rencontre le *Rif proprement dit*, constitué par une *Dorsale de calcaires jurassiques et triasiques*, puis par une *Zone paléozoïque*, développée en bordure de la Méditerranée.

(1) M. MIGAUD : Les recherches de pétrole au Maroc, *Ann. Off. Comb. liquides*, X (3), 1935.

R. VIGIER, E. LASSAUZÉ et J. LACOSTE : Rapport général pour le Maroc présenté au *1<sup>er</sup> Congr. Mond. du Pétrole*, Paris, 1937.

(2) P. FALLOT : Essai sur la géologie du Rif septentrional, *Notes et Mémoires du Serv. des Mines du Maroc*, Rabat, 1937, fig. 1.

La partie externe du Prérif (Zone des Rides) est caractérisée par une

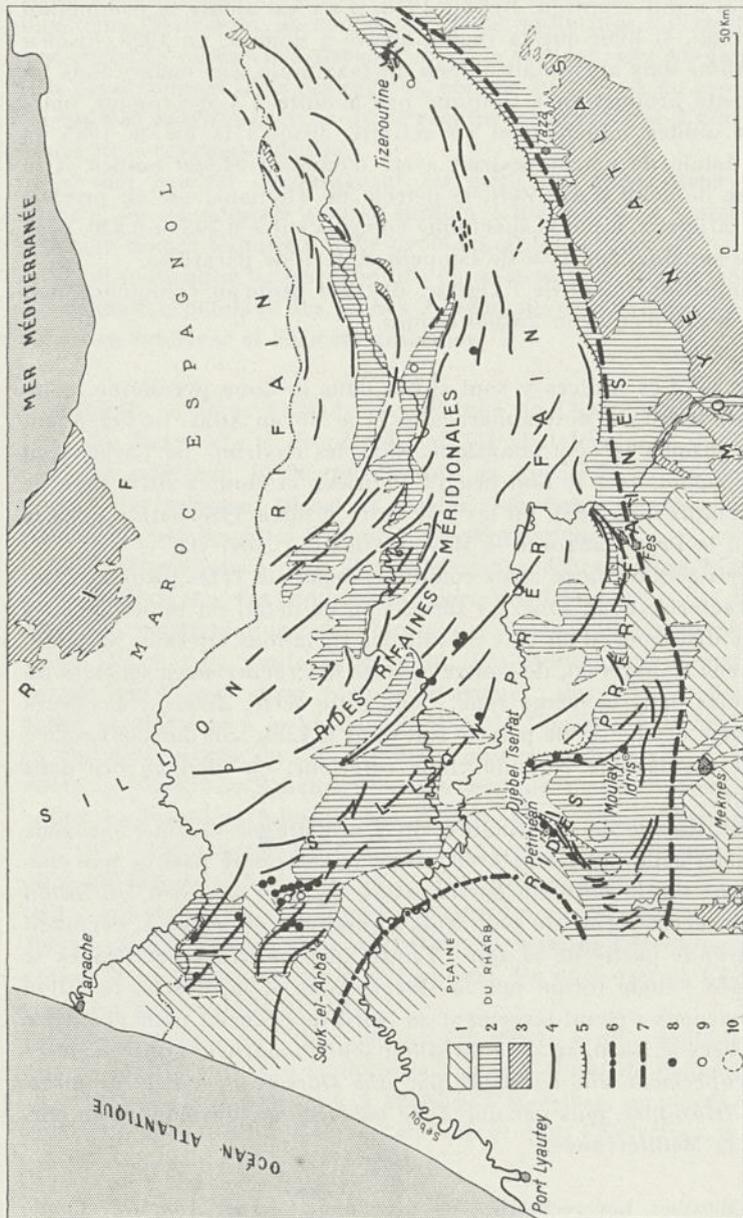


FIG. 164. — Esquisse tectonique des régions sud-rifaines (d'après LACOSTE).

1 = Dépressions pliocènes et quaternaires ; 2 = Bassins miocènes ; 3 = Dorsale du Rif et Moyen Atlas ; 4 = Axes des accidents anticlinaux ; 5 = Chevauchement marginal du Prérif ; 6 = Bord du massif hypothétique du Rharb ; 7 = Bord du Moyen Atlas ; 8 = Indices de pétrole ; 9 = Emanations de gaz ; 10 = Principaux champs explorés par sondages.

tectonique en diapirs, où les calcaires jurassiques percent bien souvent la couverture crétacée et nummulitique, alors que dans le Sillon, ce

sont plutôt des plis à axes crétacées-paléogènes qui prédominent. Cependant les extrusions salifères triasiques ne manquent ni dans une zone, ni dans l'autre, de sorte que l'analogie structurale entre la Zone pré-rifaine et la région des plis diapirs des Précarpathes roumaines est évidente (1).

Les indices de pétrole y sont bien plutôt liés à des lignes de dislocation suivant les axes anticlinaux qu'à un niveau stratigraphique donné.

Les régions qui ont particulièrement attiré l'attention des chercheurs, celles qui ont fait l'objet de sérieuses prospections et explorations, sont au nombre de deux : l'une aux environs de **Souk el Arba** dans le Rharb, au Nord du Sébou, l'autre au **Djebel Tselfat** à proximité de **PetitJean**, au Sud de la même vallée du Sébou. Tandis que la première n'a donné que peu de résultats, dans la seconde on a trouvé une certaine accumulation de pétrole dans le Lias. En 1934, une sonde a atteint, dans le pli du Tselfat, un horizon de pétrole éruptif, dont le débit initial par jour a été de 250 tonnes à la profondeur de 350 mètres. Après une courte éruption, la sonde ayant pris feu, la production s'est arrêtée. Les travaux ultérieurs ont cependant montré que cet horizon à une étendue très limitée et très irrégulière, les calcaires domériens, qui y constituent la roche-réservoir, étant extrêmement fragmentés. Les explorations sont encore en cours et ne manqueront point d'arriver bientôt à des résultats précis sur la valeur et l'avenir de cette région.

Quoi qu'il en soit, le Maroc ne s'est pas rangé jusqu'ici parmi les pays pratiquement pétrolifères. En effet, depuis la première production, en 1930, jusqu'au début de 1937, le Maroc n'a produit que 1.825 tonnes avec un maximum de 553 tonnes en 1934. En 1936, on n'y a extrait que 156 tonnes.

#### AUTRES RÉGIONS AFRICAINES

Les contrées passées en revue jusqu'ici dans le Continent noir ne sont pas les seules à offrir des gisements ou tout au moins des indices sérieux de pétrole. On en trouve en premier lieu le long de la côte occidentale, depuis la **Côte d'Ivoire** jusqu'en **Angola**. Ils sont localisés dans une zone de régions basses, tantôt plus large, tantôt très étroite, qui s'étend aux pieds des chaînes cristallines et cristallophylliennes. Ces indices sont liés à des formations allant du Crétacé moyen, voire même du Crétacé inférieur, au Tertiaire et dont les dépôts sont légè-

(1) F. LACOSTE : Remarques sur quelques caractères structuraux et sur certains aspects de la géologie du pétrole dans deux régions à dispositifs analogues : Subcarpathes et régions rifaines. *C. R. Acad. Sc. de Paris*, t. 201, 19, 1936.

rement ondulés. Certains dômes ou ondulations ont été explorés, au **Gabon**, par exemple, par des sondages jusqu'à 450 mètres de profondeur. On n'y a pas obtenu encore de résultats appréciables (1).

A l'intérieur du Continent, sur la bordure orientale du **Congo Belge**, le long de la dépression tectonique des lacs **Albert-Tanganyika**, on connaît également des indices en liaison avec les formations tertiaires de cette dépression. D'autres se trouvent le long du fleuve Congo, entre **Ponthierville** et **Stanleyville**, en liaison avec le Permo-Trias (2).

Dans l'**Union Sud-Africaine**, les indices de pétrole connus sont en connexion avec le Dévonien, avec la *Formation de Karroo* et le Trias, parfois aussi avec des dykes de dolérites. Cependant ils ne semblent pas présenter d'intérêt pratique (3).

Les indices de pétrole de **Madagascar** sont localisés dans la zone sédimentaire qui recouvre le Cristallin le long de la bordure occidentale. Ils consistent surtout en masses importantes de grès bitumineux, triasiques et liasiques, qui ont depuis longtemps attiré l'attention. Les premières sondes d'exploration, forées en l'absence d'un plan directeur préalable, sont restées sans résultats. Actuellement, un programme méthodique d'exploration est en cours d'exécution.

Enfin, il est encore une région qui a éveillé un certain intérêt au point de vue pétrole; c'est l'archipel des **Iles Dahalac** dans la Mer Rouge, en face de la côte de l'Erythrée italienne. On a remarqué à différentes reprises près des côtes de ces îles, des dégagements de gaz et des yeux de pétrole à la surface de la mer. Les recherches sont en cours (4).

Dans une situation analogue se trouve aussi la région Nord-Est de l'Abyssinie, en particulier le désert de **Danakil**, où l'on aurait également remarqué certains indices.

(1) *Bull. Ass. Fr. Techn. Pétrole*, 34, 1936.

I. O. HASS : Rapport général pour l'Afrique équatoriale française, présenté au II<sup>e</sup> Congr. Mond. du Pétrole, Paris, 1937.

(2) SYLVAIN J. PARSON : Oil possibilities of Belgium and Belgian Congo. *Bull. Am. Ass. Petr. Geol.*, 18 (9), 1934.

(3) O. R. VAN EEDEN : Hydrocarbons in the Orange free State South Africa. *II<sup>e</sup> Congr. Mond. du Pétrole*, Paris, 1937.

O. R. VAN EEDEN : The geology of the country around Bethlehem a. Kestell with special reference to oil indications. *U. South Afr. geol. Survey*, 33, 1937.

(4) L. MADDALENA : Etudes pour recherches pétrolifères effectuées dans l'archipel des Iles Dahalac (Mer Rouge). Roma, 1937-xv.

A. BELLUIGI : Oil possibilities in italian east Africa. *Bull. Am. Ass. Petr. Geol.*, 21 (3), 1937.

#### IV. — AMÉRIQUE DU NORD

Le Continent Nord-américain, par son relief aussi bien que par sa structure géologique, est le type d'un continent symétrique. Sa bordure occidentale est largement intéressée par le puissant faisceau alpin des Chaînes Pacifiques et des Montagnes Rocheuses, tandis que dans l'Est s'élève l'ensemble hercynien, plus étroit, des Appalaches. Ces zones de haut relief passent plus ou moins graduellement vers l'intérieur à un vaste territoire de bas plateaux ou de plaines, formé par des dépôts paléozoïques horizontaux ou faiblement ondulés, s'appuyant au Nord sur la vieille pénéplaine du Bouclier canadien tandis qu'à l'Ouest et au Sud ils sont recouverts par des dépôts mésozoïques et tertiaires, en partie débordés par les eaux du Golfe du Mexique.

Ce continent renferme les gisements de pétrole les plus nombreux et les plus variés du monde. Quelques-uns d'entre eux suivent les Chaînes du Pacifique et les Montagnes Rocheuses; d'autres appartiennent aux Appalaches; une partie enfin est localisée dans les territoires du centre, en liaison avec certains dérangements tectoniques du soubassement paléozoïque.

Les gisements de la zone des plis alpins de l'Ouest sont distribués les uns dans la région côtière, d'autres sur la bordure orientale, les régions internes n'offrant que des apparitions sporadiques et insignifiantes. Les grands champs pétrolifères de Californie et les gisements encore peu explorés de l'Alaska, se situent vers la côte du Pacifique. Le long du bord oriental des Montagnes Rocheuses, dans le Canada, les Etats-Unis et plus au Sud au Mexique, s'échelonne toute une série de gisements plus ou moins importants. Ainsi, au Nord, se trouvent les gisements canadiens de l'Alberta, suivis par ceux de l'Ouest des Etats-Unis, dans le Montana, le Wyoming, le Colorado et le Nouveau Mexique et, plus loin, les gisements mexicains des Etats de Tamaulipas, Vera Cruz et Tabasco. Si, à cette occasion, nous prenions également en considération les Antilles, nous devrions ajouter le pétrole, les gaz et l'asphalte de Cuba, de San Domingue et de la Barbade, qui se présentent sur la continuation de la même zone. Enfin, dans certaines régions, à l'intérieur de la zone plissée, se situent les apparitions et les gisements moins importants de l'Idaho et de l'Utah.

Les gisements dépendant de la Chaîne appalachienne jalonnent la bordure Ouest de celle-ci, le long du Plateau appalachien. Ils y constituent une suite presque continue depuis l'Etat de New-York jusque dans le Tennessee. Dans le prolongement vers le Nord-Est de la zone appalachienne, se trouvent le pétrole et les gaz de la région située à l'Est du Saint-Laurent (Québec, New-Brunswick et Nouvelle-Ecosse).

Enfin, dans la région tabulaire du continent, sont compris les gise-

ments canadiens de l'Ontario et aussi les apparitions d'asphalte et de pétrole des régions de l'Athabasca et du Mackenzie et surtout les

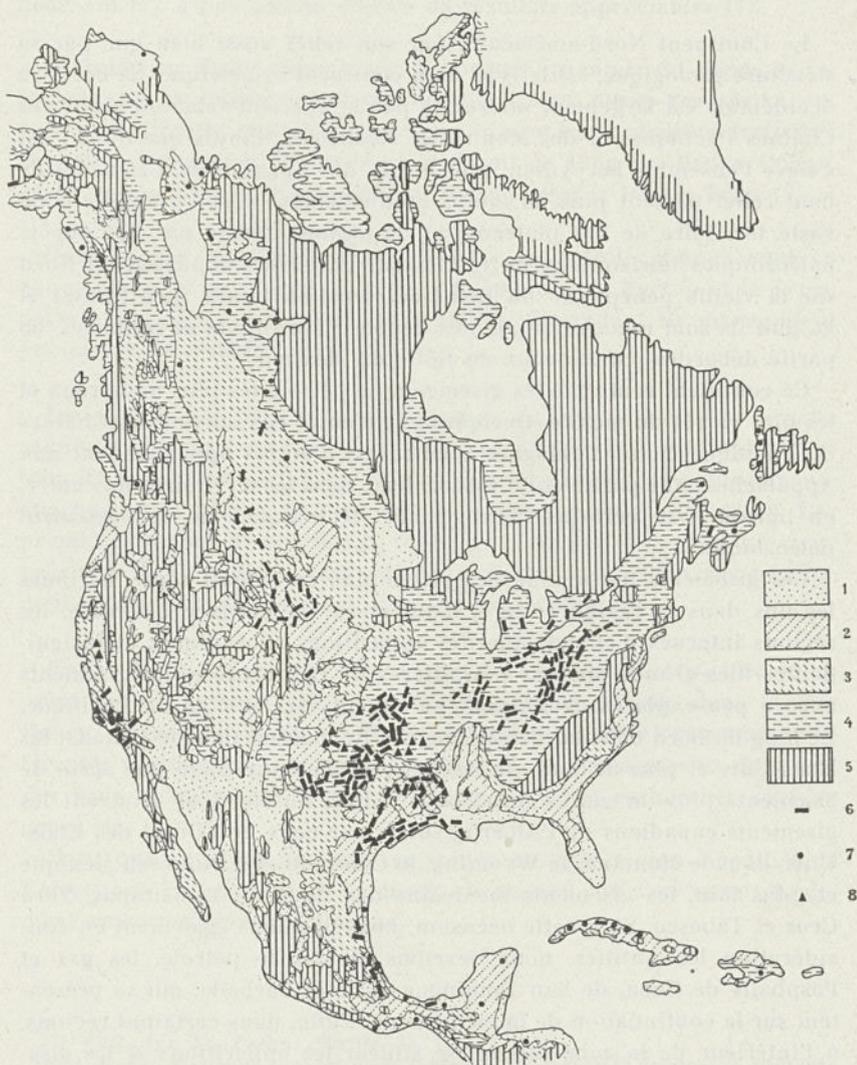


FIG. 165. — Esquisse géologique de l'Amérique du Nord (d'après FOURMARIER) avec distribution des gisements et indices de pétrole et de gaz.

1 = Quaternaire ; 2 = Tertiaire ; 3 = Secondaire ; 4 = Primaire ; 5 = Précambrien et roches éruptives anciennes et récentes ; 6-7 = Gisements et indices de pétrole ; 8 = Gisements de gaz.

champs pétrolifères de Michigan, de Lima-Indiana, de l'Illinois, du Mid-Continent, suivis par ceux de la région côtière du Golfe du Mexique (fig. 165).

## ALASKA

Bien que ne comptant pas encore parmi les pays pétrolifères proprement dits, l'Alaska a pourtant offert des indices intéressants à ce point de vue. Ainsi l'on y connaît, le long de la côte du Pacifique, quatre régions, dont deux ont déjà fait l'objet d'explorations. Sur la côte de l'Océan Arctique, le pétrole a été également signalé en deux autres endroits.

Les manifestations les plus occidentales de la côte pacifique se

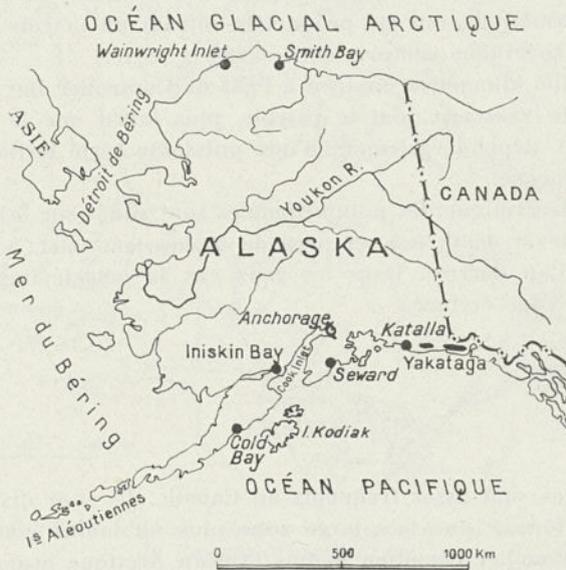


FIG. 166. — Esquisse de la distribution des gisements et indices de pétrole d'Alaska (d'après EMMONS).

trouvent dans la région de **Cold Bay**, dans la péninsule d'Alaska, à l'entrée Ouest du détroit de Shelikor (fig. 166). Le pétrole s'y montre dans une série gréseuse et schisteuse, à intercalations calcaires, intensément plissée, appartenant au Dogger.

La deuxième localisation se trouve dans la région de **Iniskin Bay**, à 300 kilomètres environ de distance de la précédente, près de l'entrée du Golfe Cook Inlet. Les conditions géologiques sont les mêmes et le pétrole imprègne également des schistes et des grès d'âge méso-jurassique.

Mais la région la plus importante, la seule qui jusqu'à présent soit

industriellement intéressante, est celle de **Katalla**, située à l'Est du delta du Cooper River, sur la bordure septentrionale de la **Controller Bay**. Géologiquement, elle est constituée par des conglomérats, des grès et des argiles d'âge tertiaire, avec intercalations de charbons, qui s'appuient sur une série détritique plus ancienne, en partie métamorphisée, d'âge paléozoïque ou mésozoïque indéterminé, en relation avec des roches éruptives. Tout y est plissé et faillé. Les manifestations de pétrole et de gaz s'étendent le long de la côte, sur une zone de près de 40 kilomètres de longueur, en relation avec des horizons stratigraphiques différents et dans des conditions tectoniques variées. On n'y connaît pas encore l'origine du pétrole, mais il se rencontre surtout dans le Tertiaire. Des sondages, poussés à 600 mètres de profondeur dans ces formations, ont été productifs, offrant un pétrole très léger, d'un poids spécifique compris entre 0,786 et 0,815.

Enfin, à 100 kilomètres environ à l'Est de Controller Bay, se trouve la région de **Yakataga**, dont le pétrole, plus lourd que le précédent (0,850-0,970), dépend également d'une puissante série tertiaire, allant jusqu'au Miocène.

Sur la côte arctique, les points signalés sont situés sur le Cap Simpson, près de la **Smith Bay**, et près de **Wainwright Inlet**, à l'Est et à l'Ouest du Cap Barrow. Dans les deux cas, le pétrole imprègne des formations d'âge crétacé.

#### CANADA

Les indices sont assez fréquents au Canada. Ils sont distribués de manière à former une très large zone plus ou moins continue, qui entoure le Bouclier canadien depuis l'Océan Arctique jusqu'à l'Atlantique (fig. 167). Ceux du secteur Ouest se prolongent vers le Sud dans les Etats-Unis par les gisements de la lisière orientale des Rocheuses; de la même manière, les autres se mettent en continuité plus ou moins directe, les uns avec les gisements du Sud des Grands Lacs, d'autres avec ceux de la zone appalachienne.

Bien que les indices offrent une distribution aussi étendue, les gisements de pétrole et de gaz en exploitation, avec une production rentable, sont confinés dans la région de l'Ouest, surtout dans l'Alberta, puis dans l'Ontario et, avec une moindre importance, dans les régions orientales.

*Régions de l'Ouest.* — Nous désignons ainsi la zone comprise entre l'Océan Glacial et la frontière des Etats-Unis. Elle s'étend en largeur depuis la bordure des Rocheuses jusque près de la ligne que

jalonnent le Grand Lac de l'Ours et les lacs des Esclaves, d'Athabasca et de Winnipeg. Elle comprend donc une partie des provinces de Mackenzie, d'Alberta, du Saskatchewan et du Manitoba, où se trouvent, sinon des gisements prouvés, du moins des indices importants.

Géologiquement, la région est constituée par une série sub-horizontale ou faiblement plissée de dépôts paléozoïques, mésozoïques et tertiaires, s'appuyant sur les formations précambriennes du Bouclier canadien.

Dans l'Alberta et le Saskatchewan, la succession stratigraphique, dans ses lignes générales, se présente comme suit.



FIG. 167. — Esquisse de la distribution des gisements et indices de bitumes du Canada (d'après CLAPP).

1 = Pétrole ; 2 = Gaz.

Sur un socle précambrien de granite reposent des schistes et des sables rouges cambriens, qui supportent directement le Dévonien supérieur. Celui-ci est constitué par une série salifère schisteuse et bitumineuse, à gypse et sel, associée à des calcaires dolomitiques et parfois recouverte par les calcaires du Carbonifère inférieur (*Calcaire de Madison*). Une importante lacune intervient ensuite et elle dure jusque dans le Jurassique supérieur ou le Crétacé inférieur. Ce dernier système consiste en schistes charbonneux, à intercalations de lignite (*Schistes de Kootenay*). Au-dessus s'appuie une série gréseuse et schisteuse, marine ou lacustre, appartenant au Crétacé supérieur. L'unité de base de cette nouvelle série, qui correspond au Cénomaniens, est une

formation continentale faite de conglomérats, de grès et de sables; elle

est connue sous le nom de *Grès de Dakota*; les termes suivants sont les *Formations de Colorado*, de *Montana* et d'*Edmonton*, la série finissant avec les *Couches de Paskapoo* qui reviennent à l'Eocène.

Si on la suit vers la contrée arrosée par le Mackensie, la succession se modifie sensiblement: le Silurien et le Trias y apparaissent, tandis que le Cambrien, le Carbonifère et le Jurassique ne s'y rencontrent plus. De même, les formations mésozoïques et tertiaires, qui occupent de vastes étendues dans les provinces d'Alberta, du Saskatchewan et du Manitoba, se trouvent successivement réduites par l'érosion jusqu'à leur complète disparition, si bien que finalement le Paléozoïque arrive au jour.

Le pétrole semble génétiquement lié à la série salifère du Dévonien. Mais son principal gisement secondaire est dans le Grès de Dakota. On le trouve aussi dans les calcaires carbonifères (Calcaire de Madison) et dans les grès jurassiques quand ils existent. Dans la région du Mackensie, il est hébergé par les calcaires dévoniens.

Dans les parties orientales, tous ces dépôts reposent sans dérangement notable sur les formations anciennes du Bouclier canadien. Mais, à mesure

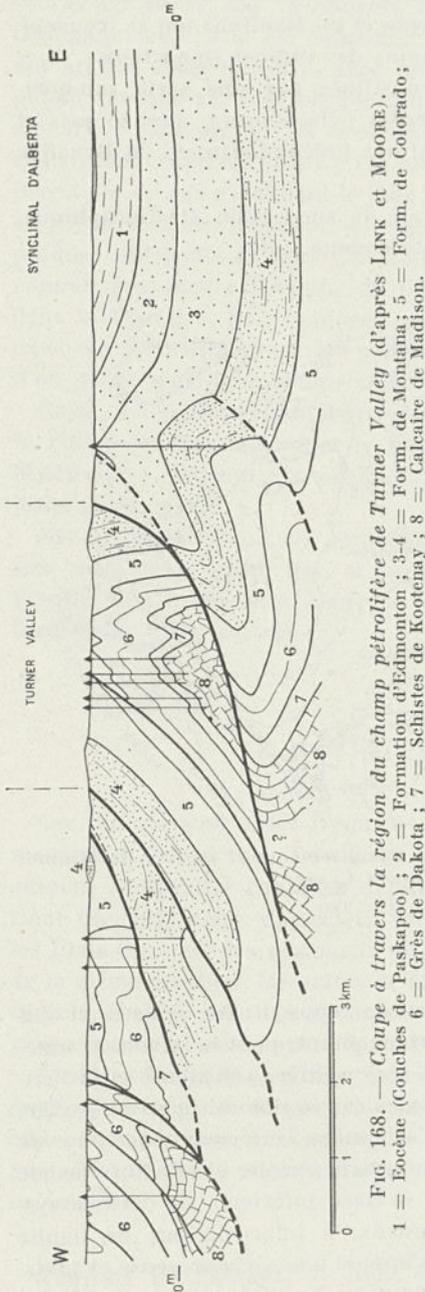


FIG. 168. — Coupe à travers la région du champ pétrolifère de Turner Valley (d'après LINK et MOORE).

qu'on approche des Montagnes Rocheuses, ils s'ondulent, se plissent

et se faillent, pour passer ensuite à des écailles qui se chevauchent les unes les autres (1) (fig. 168).

Au voisinage immédiat de ces montagnes, entre Highwood au Sud et Red Deer River au Nord-Ouest, et plus ou moins parallèlement à leur bordure, se dessine la zone des contreforts, offrant plusieurs structures pétrolifères et gazéifères.

**Turner Valley.** — La plus importante de ces structures est représentée par l'*anticlinal de la Turner Valley*, situé dans la partie méridionale de l'Alberta, à l'Ouest de Calgary. C'est là que s'est développé le champ le plus riche du Canada. Il s'agit d'un pli à noyau paléozoïque étranglé, voire même déraciné, déjeté vers l'Est et poussé par-dessus le Crétacé supérieur. Dès 1914, on en a découvert le caractère pétrolifère, le pétrole se trouvant dans le Calcaire de Madison, dans le Jurassique et le Grès de Dakota. Le Calcaire de Madison a été atteint dans l'axe de ce pli à la profondeur de 1.200 mètres. L'exploitation intense n'a commencé qu'en 1924 et le gisement a vite passé au premier plan, fournissant près de 90 % de la production totale du pays. Le champ s'étend sur une longueur d'environ 22 kilomètres et une largeur parfois de 3 kilomètres. La plus grande partie des sondes, placées dans la région gazéifère de la structure, ne produisent que des gaz humides. Par condensation, on obtient de ces gaz une huile très légère. Près de 90 % du pétrole est obtenu ainsi.

Dernièrement on est entré, du côté Ouest de la structure, dans la région à pétrole proprement dite. Une sonde, placée ces dernières années au delà de l'extrémité de la zone à gaz, a récolté à la profondeur de 1.920 mètres un débit journalier de 240 tonnes. C'est la sonde la plus riche du Canada. Une autre, forée en 1936 à l'extrémité Sud-Ouest du chantier, a eu aussi une production initiale de 140 tonnes environ par jour, d'un pétrole à 0,806 de poids spécifique; c'est le pétrole le plus lourd de ce champ. Un échantillon de 0,762 de poids spécifique contenant 0,13 % de soufre, donne à la distillation : 90,1 % d'essence, 4 % de lampant et 5,6 % de résidu (2).

A l'Est du synclinal qui borde la zone de la Turner Valley, s'étend la Plaine, caractérisée par des structures atténuées et beaucoup plus régulières; ceci au moins autant qu'on peut s'en rendre compte en surface, la région étant habituellement masquée par une couverture de formations glaciaires. Certaines de ces structures sont pétrolifères, d'autres gazéifères.

(1) T. A. LINK and P. D. MOORE : Structure of Turner Valley gas and oil-field, Alberta. *Bull. Am. Ass. Petr. Geol.*, 18 (11), 1934.

G. S. HUME, P. ROSEWARNE and E. H. WAIT : Petroleum and natural gas in Canada, 1933-1936. *II<sup>e</sup> Congr. Mond. du Pétrole*, Paris, 1937.

(2) G. EGLOFF : Analyses of Canadian, Polysch and Peruvian crude oils. *The Oil and Gas Journ.*, 1937, n° 38.

Ainsi, au Sud-Est de la Turner Valley, se trouve l'*anticlinal de Sweet Grass*, développé surtout au delà de la frontière, dans la région du même nom de l'Etat de Montana. A son extrémité septentrionale se trouvent les petits champs de gaz de **Bow Island**, de **Medicine Hat** et de **Foremost**, ainsi que le champ de pétrole de **Skiff**, découvert il y a dix ans.

A l'Est et Nord-Est de Calgary, à cheval sur la limite entre l'Alberta

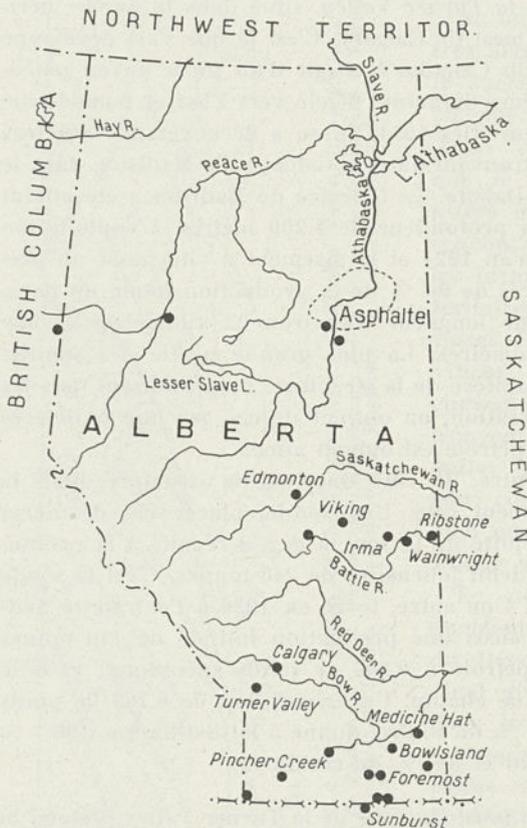


FIG. 169. — Esquisse de la distribution des champs de gaz, pétrole et asphalte d'Alberta (d'après MADGWICK).

et le Saskatchewan, se dessinent les *anticlinaux de Battle River* et d'*Athabasca*. Dans le premier on a trouvé, en dehors du gisement de gaz de **Viking**, de petites quantités de pétrole à **Wainwright**, **Ribstone** et **Red-Coulée**; dans le second, du gaz à **Pelican** (fig. 169).

La production des champs de l'Alberta s'est chiffrée en 1935 à 178.000 tonnes et en 1936 à 188.000 tonnes de pétrole.

En outre, dans le Nord de la province, dans la région de la rivière **Athabasca**, le Grès de Dakota est fortement imprégné d'asphalte, de

poix et de pétrole asphalté. Saturé sur une épaisseur de 4 jusqu'à 60 mètres dans son niveau de base, au contact des calcaires dévoniens, ce grès maintient cette qualité sur une étendue reconnue de plus de 3.000 kilomètres carrés, renfermant ainsi l'un des plus riches gisements d'asphalte du monde. Du pétrole et des gaz sont connus aussi sur le cours moyen de **Peace River**.

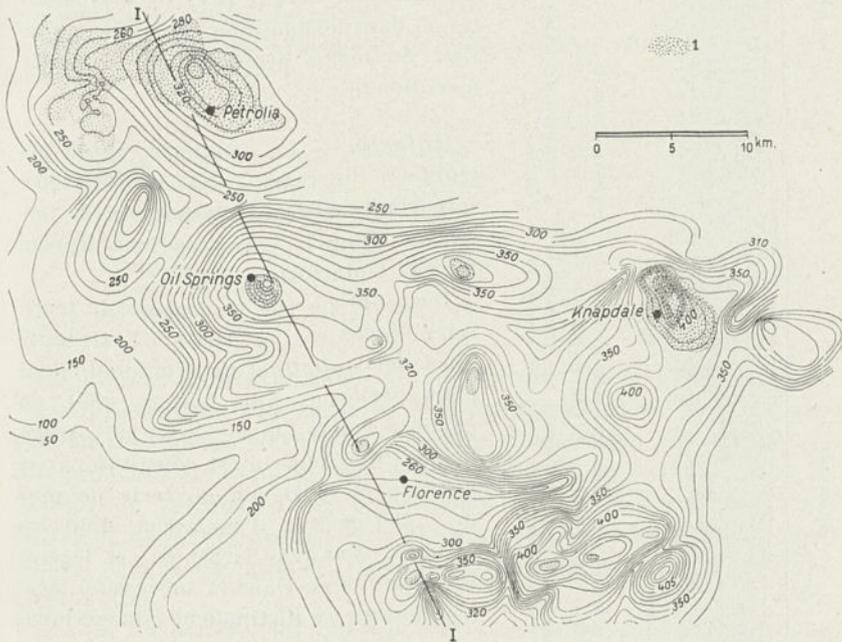


FIG. 170. — Carte structurale des champs pétrolifères de Lambton County-Ontario, les courbes correspondant au toit du Calcaire de Delaware (d'après WILLIAMS). Equidistance en pieds.

1 = Champs de pétrole ; I-I = Direction de la coupe (fig. 171).

Dans la **Vallée du Mackenzie**, la présence du pétrole a été constatée dans le Dévonien. Un sondage emplanté en 1920 dans la berge du fleuve, à 70 kilomètres environ en aval du **Fort Norman**, a montré un débit journalier de 100 barils, d'un pétrole léger, paraffineux, à poids spécifique de 0,846. Du fait du manque de débouchés dans ces régions très peu habitées, l'exploitation n'a pu commencer que dernièrement, à l'occasion de l'ouverture des mines d'argent et de radium dans la région du Grand Lac de l'Ours. Elle est du reste restreinte à la mesure des besoins de ces mines. En 1935, par exemple, on y a extrait quelque 500 tonnes. A la distillation on obtient de ce pétrole : 7,9 d'essence

légère, 33,4 % d'essence lourde, 11,6 % de lampant, 14,5 % de gasoil et 39,7 % de résidu.

En dehors des régions mentionnées, on a fait encore des explorations en Colombie britannique, dans le Saskatchewan et le Manitoba, bien que sans résultats pratiques satisfaisants. Dans le Saskatchewan on a rencontré ces dernières années un fort jaillissement de gaz près de **Lloydminster**, et dans le Manitoba, de faibles quantités du même produit dans sa partie méridionale.

**Ontario.** — La deuxième région pétrolifère du Canada, et de deuxième importance aussi, se trouve sur le territoire compris entre les lacs Huron, Erié et Ontario (fig. 175).

Du point de vue géologique, le territoire appartient en partie à l'extrémité nord de l'*anticlinal de Cincinnati* dont nous parlerons plus bas (p. 388), en partie à l'auge qui le sépare des Appalaches. Son sous-sol est constitué par le Silurien et le Dévonien, série de plus de 1.200 mètres d'épaisseur, dont les couches sont très largement et légèrement ondulées. Dans la succession stratigraphique se distinguent comme horizons pétrolifères et gazéifères le *Calcaire de Trenton* dans l'Ordovicien, les *Couches de Medina*, de *Clinton*, de *Guelph* et de *Niagara* dans le Gothlandien et, dans le Dévonien, les *Couches d'Onondaga*. Ces dernières sont les formations productives principales. Des schistes et des calcaires bitumineux, à caractère de roches-mères, sont fréquents dans les deux systèmes.

Le pétrole et les gaz sont localisés dans des dômes ou des flexures locales et exploitées en plusieurs endroits (fig. 170 et 171). Les champs les plus importants sont le **Petrolia**, l'**Oil Springs** et le **Mosa**, situés au Nord-Est du lac St. Clair, entre le lac Huron et le lac Erié.

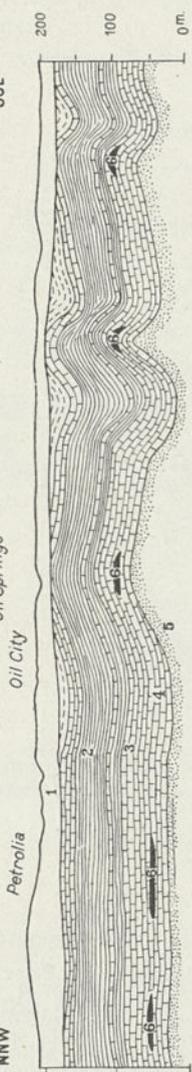


Fig. 171. — Coupe à travers les champs pétrolifères de Lambton County suivant la direction 1-1 de la figure 170.

1 = Argiles et graviers quaternaires ; 2 = Formation de Hamilton ; 3 = Calcaire de Delaware ; 4 = Calcaire d'Onondaga ; 5 = Calc. d'Oriskany ; 6 = Pétrole.

A **Pétrolia** et à l'**Oil Springs**, champs les plus anciennement connus du

Canada, le pétrole a été découvert en 1859, imprégnant l'argile à blocs du Quaternaire et son exploitation date de 1862. Bien qu'ils aient été exploités d'une manière continue jusqu'à présent, ils restent pourtant les plus productifs de la province. Le champ de **Mosa**, ultérieurement découvert, était arrivé à un moment donné à une production dépassant celle des précédents. Le pétrole de l'ensemble est un produit léger, à poids spécifique compris entre 0,830 et 0,880, et qui montre une teneur en soufre de 1,5 %.

Trois échantillons provenant de trois champs différents ont les caractères suivants (1) :

	<i>Pétrolia</i>	<i>Bothwell</i>	<i>Mosa</i>
Densité .....	0,859	0,847	0,855
Soufre .....	0,92 %	1,05 %	0,85 %
Rendements de distillation :			
Essence .....	22,2 %	24,1 %	19,4 %
Lampant .....	16,1 »	18,6 »	17,7 »
Gasoil .....	7,5 »	11,2 »	9,8 »
Résidus .....	54 »	46,4 »	50,7 »

La production de l'Ontario s'est chiffrée, en 1936, à 23.000 tonnes.

Les profondeurs auxquelles se trouvent les gisements de l'Ontario sont en général faibles. Ainsi le Calcaire d'Onondaga, principal horizon productif de toute la région, est habituellement atteint, dans les champs de Pétrolia, à des profondeurs qui ne dépassent pas 200 mètres et, dans l'Oil Springs et le Mosa, à des profondeurs encore plus faibles. Seul le Calcaire de Trenton se maintient à environ 1.000 ou 1.200 mètres.

A côté du pétrole, les champs de l'Ontario produisent aussi des quantités importantes de gaz, dont la teneur en méthane est de 92 %. Celui de **Tilbury-Romey** est le champ gazéifère le plus important.

**Régions de l'Est.** — Les indices les plus intéressants de l'existence du pétrole et du gaz, dans la région à l'Est du fleuve Saint-Laurent, sont ceux de l'extrémité de la Péninsule Gaspé, dans la province de Québec, et surtout ceux des environs de Moncton, dans le Nouveau-Brunswick; c'est ici que se trouve le petit chantier situé sur le Stoney-Creek. On connaît des indices moins importants dans la zone même du Saint-Laurent et aussi dans la zone occidentale de la Nouvelle-Ecosse et de Terre-Neuve.

Presque toutes ces manifestations sont localisées sur la zone plissée des dépôts paléozoïques, constituant le prolongement Nord-Est de la chaîne appalachienne.

(1) G. EGLOFF : Analyses of Canadian, etc., 1937.

Le pétrole et les gaz s'y trouvent accumulés en petites quantités, depuis le Silurien jusqu'au Carbonifère inférieur.

Dans la Péninsule de Gaspé, ces produits sont hébergés par le Silurien et le Dévonien. Les essais d'exploitation n'y ayant cependant donné que de faibles résultats, ils ont été abandonnés. Le pétrole de Gaspé est léger et d'un jaune d'ambre.

On est arrivé à une production un peu plus importante dans le Nouveau-Brunswick, à **Stoney Creek** (fig. 167). C'est d'ailleurs le seul chantier qui ait donné, depuis 1910, d'une manière constante, quelques centaines de tonnes annuellement. L'horizon productif est compris dans les *Couches d'Albert* du Carbonifère inférieur. Le pétrole est léger, d'une densité de 0,820 et les gaz ont un pourcentage appréciable de gazoline. On en a extrait 2.000 tonnes en 1935 et 3.000 tonnes en 1936.

Le même horizon offre de l'*albertite* sous forme de veines et veinules dans la masse des calcaires ou des schistes.

D'après ce qu'on vient de voir, la production des champs canadiens est faible. Loin de pouvoir satisfaire aux nécessités du pays, elle n'y couvre que 2 % de la consommation. En 1935 le Canada a produit environ 192.961 tonnes, en 1936 200.600 tonnes (1), pour monter cependant en 1937 à 377.000 tonnes (2). Et, bien que les exploitations y datent de 1862, la quantité totale de pétrole extrait jusqu'au début de 1938 s'élève à peine à environ 5.570.000 tonnes. Les réserves dont on dispose encore à la même date ont été évaluées à 970.400 tonnes.

#### ÉTATS-UNIS

Presque tous les gisements de la grande République nord-américaine sont compris dans les territoires qui, depuis les Appalaches, s'étendent jusqu'aux Montagnes Rocheuses. Font exception à cette règle seulement les gisements californiens, situés sur la côte pacifique (fig. 172).

En dehors de certains dérangements locaux, le revêtement sédimentaire compris entre les deux zones montagneuses est affecté par quelques larges ondulations ou plis, percés parfois par les crêtes d'anciennes chaînes enfouies (*buried hills*). Il n'y a que ces accidents qui apportent quelques variations dans l'uniformité d'une disposition quasi-horizontale.

Ainsi, à l'Ouest des Appalaches et à quelque distance de leurs dernières ondulations, se dessine l'immense voûte ou l'*Anticlinal de Cin-*

(1) *The Petroleum Times*, 1937, june 12.

(2) *Monit. Pétr. Roum.*, XXXIX, 6, 1938.



*cinnati* qui s'étend vers le Sud-Ouest, parallèlement aux Appalaches, depuis le lac Érié jusque dans le Tennessee. Sur son trajet il y a deux régions de surélévation : le *Dôme de Lexington* à la limite Nord de l'Etat de Kentucky et le *Dôme de Nashville* dans le Tennessee. En outre, dans la région de Cincinnati, l'anticlinal se bifurque, le rameau oriental continue la direction principale jusque dans la contrée du lac St. Clair, où se trouvent localisés les gisements de l'Ontario, tandis que celui de l'Ouest, l'*Anticlinal Kankakee*, se dirige vers la pointe méridionale du Lac Michigan. Le bassin carbonifère du Michigan s'abrite entre ces deux branches.

Plus à l'Ouest, dans les territoires arrosés par le Mississippi, s'échelonnent, suivant la même direction, trois grandes voûtes, à savoir : le *Dôme de Wisconsin*, au Sud-Est de l'Etat de ce nom, puis le grand *Anticlinal d'Ozark* connu par les affleurements de Précambrien constituant les Monts d'Ozark dans l'Etat de Missouri, et enfin, plus au Sud, dans l'Arkansas, la *Culmination d'Ouachita*. Si le dôme de Wisconsin peut être dû à une voussure du soubassement huronien de la bordure du Bouclier canadien, l'anticlinal d'Ozark, orienté sensiblement de l'Ouest à l'Est, semble bien plutôt en relation avec les plis appalachiens, auxquels il se relie d'ailleurs par une succession d'ondulations transversales allant jusque dans la Virginie de l'Ouest (*Rough Creek, Campton, Chestnut*). Quant à la Culmination d'Ouachita, elle est considérée comme le prolongement et la réapparition vers l'Ouest de la Chaîne appalachienne elle-même, localement ennoyée sous le Mésozoïque et le Tertiaire de la Plaine mississippienne.

A l'Ouest de la Culmination d'Ouachita et en quelque sorte indépendamment par rapport à elle, s'étend, du côté de la frontière Sud de l'Etat d'Oklahoma, la zone des chaînes d'*Arbuckle* et de *Wichita* (fig. 181) dirigée Ouest-Nord-Ouest, le long de laquelle le Précambrien lui-même affleure parfois. Cette zone disparaît plus loin en profondeur; cependant on peut envisager son prolongement par la région d'Amarillo, dans le Texas, jusque dans la bordure des Montagnes Rocheuses. Immédiatement au Sud de la frontière de l'Oklahoma et parallèlement aux alignements indiqués, se trouve la zone surélevée de la *Red River* au Sud d'Arbuckle; et, vers la région moyenne du Texas, s'élève le *Dôme de Llano*. Jusqu'à un certain point parallèlement à l'Ouachita et presque normalement sur la zone d'Arbuckle-Wichita se dessine au Nord la *Zone de Nemaha* qui passe dans le Kansas et, au Sud, dans le Texas, la *Zone de Bendarch*.

Des affleurements plus étendus du socle précambrien, voûtant et déchirant l'enveloppe paléozoïque, sont ceux du Sud-Est de l'Etat de Minnesota, de l'Iowa et du Dakota du Sud.

Le passage de cette structure simple des territoires centraux à la tectonique vive et compliquée des Rocheuses, se fait par une série de

plis de fond qui déchirent, sur une assez large zone, les formations du plateau marginal. Les chaînes isolées qui s'échelonnent en face des Rocheuses, telles que le Big-Horn, les Black-Hills, la Chaîne de Laramie et la Chaîne Frontale, etc., comptent parmi les structures qui ménagent entre elles des cuvettes de dimensions diverses.

Tel est en peu de mots l'arrangement général des structures sur lesquelles se greffent les gisements pétrolifères des Etats-Unis. Ceux-ci se groupent par régions, provinces ou champs pétrolifères, chacun se trouvant dans des conditions géologiques propres.

**Les champs appalachiens.** — La région pétrolifère la plus orientale, et en même temps la plus anciennement connue des Etats-Unis, c'est la région appalachienne. Dans son domaine entrent tous les gisements de pétrole et de gaz du versant Ouest des Appalaches. Ils se suivent le long du Plateau appalachien et du Plateau de Cumberland, parfois jusqu'à l'Anticlinal de Cincinnati, depuis les régions méridionales de l'Etat de New-York, par la Pennsylvanie, l'Ohio, la Virginie de l'Ouest, le Kentucky et le Tennessee, jusqu'à la frontière Nord de l'Alabama. Dans cette dernière région, ils envahissent même l'Anticlinal de Cincinnati. De cette manière la zone des champs appalachiens s'étend sur une longueur de 800 kilomètres, avec une largeur qui va jusqu'à 250 kilomètres, comme c'est le cas dans l'Etat de l'Ohio.

La succession stratigraphique est formée par la série paléozoïque entière, du Cambrien au Permien, avec une discordance entre le Silurien et le Dévonien et une autre entre le Mississippien et le Pennsylvanien. Considérée de plus près, cette série montre d'une région à l'autre des variations sensibles.

Le Cambrien est généralement gréseux. Du reste il n'est intéressant du point de vue qui nous occupe que dans le Nord de la zone, dans l'Etat de New-York, où il contient des gaz.

Le Silurien comprend deux séries calcaires, l'une à la base, dans laquelle se remarque le *Calcaire de Trenton*, l'autre à la partie supérieure dénommée d'après les régions, soit *Série de Salina*, de *Niagara*, de *Heidelberg*, comme dans la Virginie de l'Ouest, soit *Série de Biglime* dans l'Ohio. Entre ces deux séries s'intercale une puissante association de schistes et de grès, à la partie supérieure de laquelle se distingue l'horizon important du *Grès de Clinton*.

Le Dévonien consiste en une importante succession de schistes, à intercalations lenticulaires de grès et de sables. Le *Calcaire d'Onondaga* (*Corniferous*), si bien développé dans l'Ontario, est réduit ici à un horizon subordonné de la base du système. Dans le Dévonien supérieur, les auteurs américains distinguent, de bas en haut, la *Série de Portage*, la *Série de Chemung* et la *Série de Catskill*; chacune

montre plusieurs horizons de sables, tel le *Sable de Bradford* dans la série de Chemung et le *Sable de Venango* dans la série de Catskill. Au-dessous de ces séries se trouve un paquet de schistes bitumineux à caractère de roche-mère, connus sous le nom de *Schistes de Genesee* en Pennsylvanie et dans la Virginie de l'Ouest, et de *Schistes de l'Ohio* dans l'Etat du même nom. Ce faciès bitumineux envahit parfois tout le Dévonien supérieur.

Le Mississippien consiste également en grès et en schistes avec peu

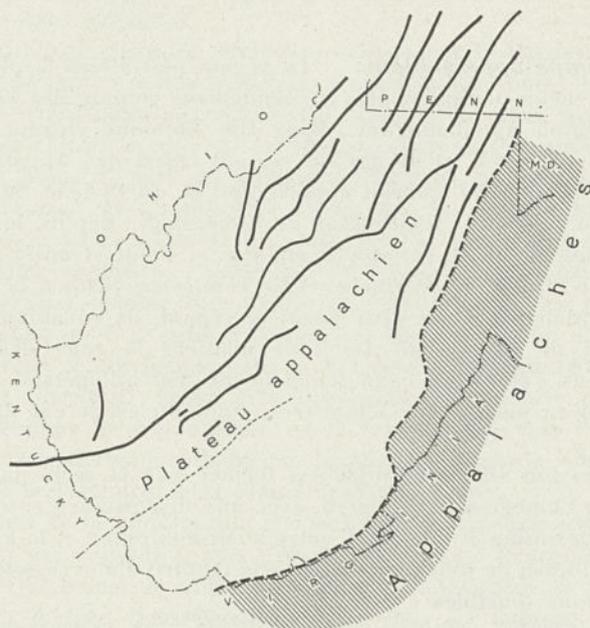


FIG. 173. — Esquisse tectonique d'une partie du plateau appalachien, Virginie d'Ouest (d'après REGER).

de calcaires. On distingue dans l'ensemble une *Formation de Pocono* et une *Formation de Mauch Chunk*, la première comprenant les *Sables de Berea* et de *Big-Injun* qui occupent de grandes étendues. Quant au Pennsylvanien, il est formé par une série houillère typique.

Toute cette succession s'étant déposée vers la bordure du géosynclinal des Appalaches, il est à remarquer, à part les fréquentes variations de faciès, l'amincissement graduel de ses termes vers l'Ouest. Ainsi, par exemple, le Dévonien, qui dans la Virginie de l'Ouest montre une épaisseur de près de 2.000 mètres, n'en a plus que 160 dans les régions centrales de l'Ohio. Si l'on considère la puissance totale de la série paléozoïque depuis le Calcaire de Trenton

jusqu'à la base du Pennsylvanien, on constate qu'elle dépasse 5.000 mètres dans la partie orientale de la Virginie de l'Ouest, tandis que, dans l'Ohio, l'épaisseur n'est plus que de 2.000 mètres.

La tectonique de la région pétrolifère appalachienne est des plus simples. Des ondulations de plus en plus larges se succèdent depuis le bord Est jusqu'à celui de l'Ouest, ondulations qui se perdent dans la zone tabulaire qui, dans le Nord, les sépare de la large voûte de l'Anticlinal de Cincinnati. A l'Est, le passage est tout aussi graduel vers la zone intensément plissée des Appalaches (fig. 173 et 174).

Le pétrole et les gaz se trouvent à différents niveaux, du Silurien au Pennsylvanien. Le Cambrien n'a fourni, comme nous l'avons déjà dit, que des gaz et cela dans l'Etat de New-York. Les accumulations

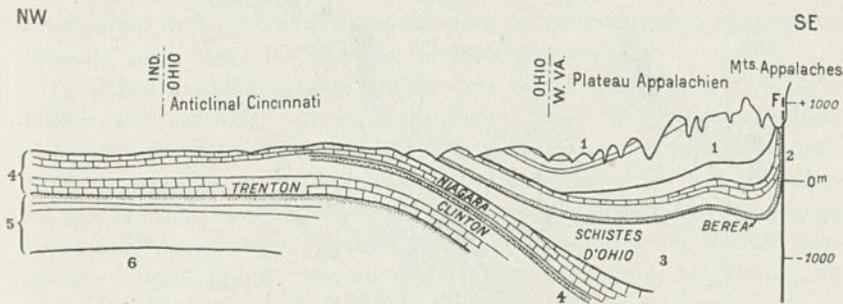


FIG. 174. — Coupe schématique par la voûte de Cincinnati et le Plateau appalachien (d'après WASSON).

1 = Pennsylvanien ; 2 = Mississippien ; 3 = Dévonien ; 4 = Silurien ;  
5 = Cambrien ; 6 = Algonkien.

les plus riches se trouvent dans le Dévonien supérieur et dans le Carbonifère inférieur. Les niveaux productifs sont très nombreux : en Pennsylvanie et Virginie de l'Ouest, on en a compté quelque 37, sur une épaisseur de couches de seulement 1.300 mètres, jusqu'à la base de la Formation de Chemung. Quant à leur nombre total dans la série entière et dans toute l'étendue de la zone appalachienne, il monte à 56. Les gisements les plus importants se rencontrent dans les horizons sableux des subdivisions stratigraphiques mentionnées plus haut. En dehors de quelques exceptions, comme les sables de Berea ou de Big Injun, leur extension est locale du fait du caractère lenticulaire de la plupart des assises accumulatrices. Les roches-magasin sont généralement des sables et des grès faiblement cimentés, auxquels s'associent parfois des graviers et des conglomérats. Bien que plus rarement, les calcaires dolomitiques fissurés ou caverneux, remplissent également cet office.

Le pétrole et les gaz semblent être originaires, pour leur plus grande partie, de la série des schistes bitumineux du Dévonien (Schistes d'Ohio et Schistes de Genesee) et, dans une plus faible mesure, peut-être du Silurien (Calcaire de Trenton). Ils se trouvent localisés sur des anticlinaux, des dômes ou sur des terrasses tectoniques, bien que parfois les synclinaux peuvent être eux aussi pétrolifères, comme dans les champs **Wolf Summit**, **Cabin Creek**, **Griffithville**, etc. A côté de gisements mixtes de pétrole et de gaz, existent

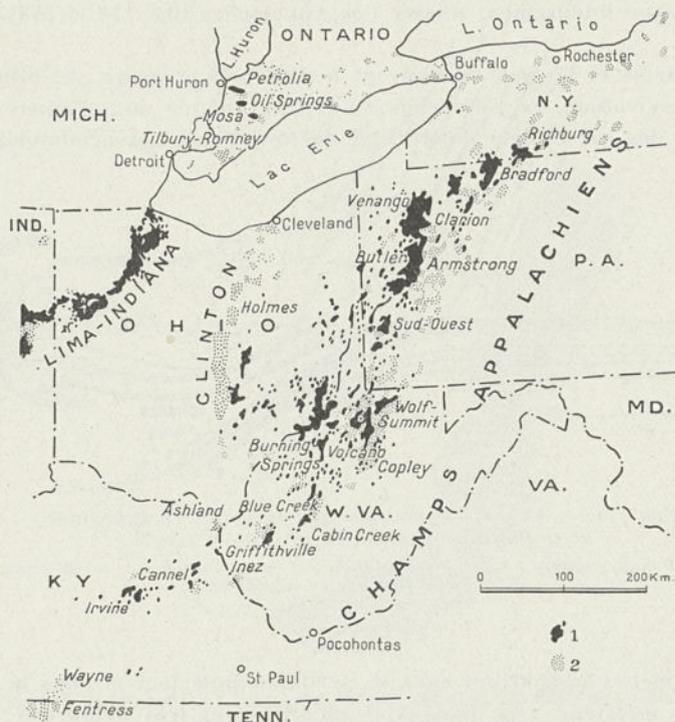


FIG. 175. — Esquisse de la distribution des champs de pétrole des Appalaches et des régions avoisinantes (d'après EMMONS, JILLSON, MUNN et autres).

1 = Champs de pétrole ; 2 = Champs de gaz.

de très nombreux gisements uniquement de gaz. Ceux-ci sont concentrés surtout vers la bordure orientale de la zone, comme une conséquence de l'intensité croissante des pressions orogéniques (p. 163). Cependant, les champs de gaz de **Clinton** dans l'Ohio, considérés parmi les plus riches du monde, sont situés dans une région tranquille de la bordure Ouest.

La partie la plus productive de la zone appalachienne est dans l'Etat de New-York, la Pennsylvanie et la Virginie de l'Ouest; mais on a exploité et on exploite du pétrole et du gaz depuis l'Etat de

New-York jusque dans l'Alabama. En concordance avec cette richesse, la plus grande concentration de l'activité d'exploitation a été dans les Etats de New-York, de Pennsylvanie, de la Virginie de l'Ouest, dans le Sud-Est de l'Ohio et le Kentucky. Parmi les chantiers ou régions d'exploitation, les plus importants et plus anciennement connus sont à citer : **Bradford** et **Richburg** dans l'Etat de New-York; **Bradford**, **Butler Armstrong**, **Venango-Clarion**, la **Région Sud-Ouest**, etc., en Pennsylvanie; **Wolf Summit**, **Burning Springs**, **Volcano**, **Eureka**, **Copley**, **Blue Creek**, **Cabin Creek**, **Griffithsville**, etc., en Virginie de l'Ouest; **Washington**, **Hocking**, **Vinken**, **Clinton**, **Holmes**, etc., dans l'Ohio; **Ashland**, **Inez**, **Cannel City**, **Irvine**, **Wayne**, etc., dans le Kentucky, et ceux de la région de **Fentress** dans le Tennessee (fig. 175).

Nous devons mentionner toutefois qu'une partie des gisements de ces deux derniers Etats, plus précisément ceux du versant Ouest de l'Anticlinal de Cincinnati, appartiennent tectoniquement à la zone sur laquelle sont situés les champs de Lima-Indiana.

Le pétrole appalachien est d'une très bonne qualité, léger, à forte teneur en fractions légères, paraffineux, avec un poids spécifique compris entre 0,800 et 0,828. Il donne généralement à la distillation : 35 % de benzine, 27 % de lampant, 10 % de gasoil et 15 % d'huiles. Le gaz contient de 90 à 93 % de méthane. La profondeur de forage varie avec la position stratigraphique et tectonique du niveau productif; la plus grande atteinte l'a été dans le champ de Clinton, où certaines sondes sont descendues jusqu'à 1.700 mètres.

Les champs appalachiens sont, comme nous l'avons déjà mentionné, les plus anciennement connus dans les Etats-Unis, le début des exploitations remontant à 1860. Ils ont constitué jusqu'en 1885 la plus importante région pétrolifère du pays, fournissant près de 98 % de la production totale. Le maximum a été atteint entre 1890 et 1900, avec 5 millions et demi de tonnes annuelles. Ils ont été également les plus riches champs de gaz; une sonde dans le champ **Tidioute** en Pennsylvanie a produit 142.000.000 de mètres cubes de gaz en 100 jours. En 1915, la Pennsylvanie et la Virginie de l'Ouest ont fourni des gaz correspondant à une valeur de 67 millions de dollars. Dernièrement la production de la totalité de la région a paru décroître; ainsi, en 1935 elle a produit 3.897.000 tonnes, pour 3.965.000 tonnes en 1934. Cependant en 1936, grâce au débit plus élevé des champs de New-York, de Pennsylvanie et de Kentucky, la production remontait et se chiffrait à environ 4.500.000 tonnes. La production totale des champs appalachiens, depuis le commencement des exploitations jusqu'au début de 1937, monte à 229.275.000 tonnes.

**Les champs de Lima-Indiana.** — Les gisements de pétrole et de gaz compris entre l'extrémité Ouest du lac Erié, dans l'Ohio, et la

région de Marion, dans l'Indiana, constituent les champs de Lima-Indiana. Le prolongement direct de ces régions vers le Nord-Est, au delà du lac Érié, nous conduit aux gisements de l'Ontario, que nous venons de passer en revue (fig. 175 et 176).

Géologiquement, la région de Lima-Indiana ne diffère guère de celle de l'Ontario. Ses gisements se trouvent en partie, comme ceux de cet Etat, sur l'extrémité de la branche orientale de l'Anticlinal de Cincinnati, dans sa région d'envoyage, et en partie sur l'angle que fait cette branche avec celle de l'Ouest et même sur cette dernière. On y remarque la même série de formations siluriennes et dévo-

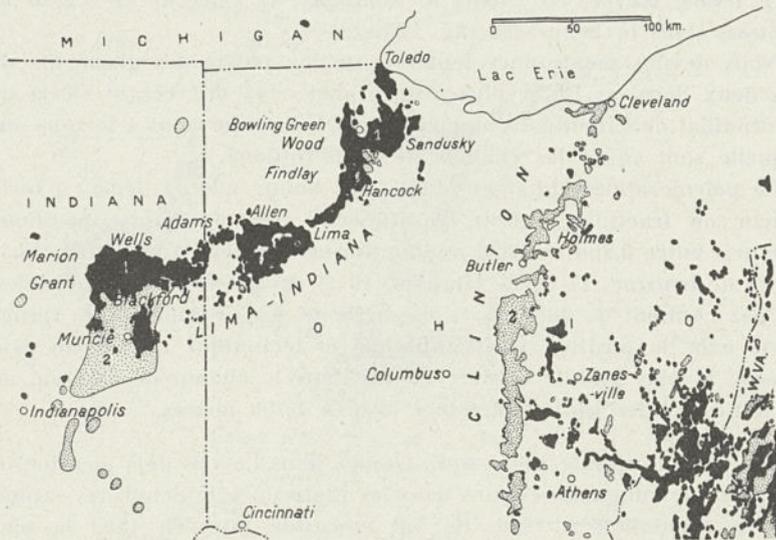


Fig. 176. — Esquisse de la distribution des champs de pétrole et de gaz de Lima-Indiana (d'après EMMONS).

1 (en noir) = Champs de pétrole ; 2 (en pointillé) = Champs de gaz.

niennes, surmontant le même *Calcaire de Trenton*. Ce dernier est recouvert par un puissant paquet de schistes, les *Schistes d'Utica* et les *Schistes d'Hudson* qui supportent, comme dans l'Ontario, les mêmes calcaires. Comme au delà d'Erié aussi, en dehors de quelques flexures et ondulations locales, les couches sont très peu dérangées, les pendages les plus accentués atteignant à peine 7°. On y remarque cependant un plongement général très net vers la presqu'île du Michigan.

Le principal, et on peut dire l'unique horizon productif, est le niveau le plus élevé, de 20 mètres de puissance environ, du Calcaire de Trenton, dans les parties où il est dolomitisé et poreux. Cepen-

dant dans l'Indiana, dans les champs du Sud-Ouest, le pétrole a été rencontré encore plus haut, dans des calcaires et grès dévoniens. Bien que présentant un caractère lenticulaire, les gisements occupent parfois de vastes étendues, allant jusqu'à 30 kilomètres carrés. La localisation du pétrole ne dépend pas autant des particularités tectoniques des dépôts, d'ailleurs rares et peu accentuées, que de l'extension et de l'irrégularité de la zone de dolomitisation du Calcaire de Trenton. Celui-ci est pratiquement stérile là où il n'est pas dolomitique.

Comme dans les précédentes régions, il y a des gisements de gaz distincts de ceux de pétrole. Les profondeurs auxquelles les hydrocarbures ont été atteints varient de 300 à 500 mètres.

Les principaux centres d'exploitation se trouvent dans les départements de **Wood, Sandersky, Hancock, Allen**, etc., dans l'Ohio et dans ceux de **Wells, Adams, Blackford, Grart**, etc., de l'Indiana.

Le pétrole de ces régions est paraffineux, plus lourd que celui de Pennsylvanie (poids spécifique moyen : 0,844), avec un peu d'asphalte et surtout du soufre. Il donne à la distillation jusqu'à 35 % de benzine, 15 % de lampant, 12 % de gasoil, 9 % d'huiles et 25 % de mazout. Les gaz contiennent 92 % de méthane.

Bien que depuis longtemps des émanations de gaz fussent connues dans le Nord-Ouest de l'Ohio, le premier sondage a été emplacé seulement en 1884, dans la région de **Findlay**. Les exploitations se développèrent rapidement par la suite. Le maximum de production du gaz fut atteint en 1900, alors que les gisements de l'Indiana en fournirent pour une valeur de 7.254.539 dollars. Pour le pétrole, le maximum dans l'Ohio se place en 1896, avec 2.760.000 tonnes, et en 1904 dans l'Indiana avec 1.500.000 tonnes. Ultérieurement la production a décliné très sensiblement, et même aujourd'hui, ils peuvent être considérés comme presque épuisés. En 1935, ils n'ont donné que 130.000 tonnes. Ce chiffre n'a pas été de beaucoup dépassé en 1936 (135.005 t.). Leur production totale jusqu'à la fin de 1936 montait à 64.000.000 de tonnes environ.

**Les champs du Michigan.** — Les deux branches de l'Anticlinal de Cincinnati enveloppent une presqu'île, celle du Michigan, laquelle renferme plusieurs gisements importants.

Comme structure, c'est une large cuvette aux flancs légèrement ondulés. Elle est constituée, comme les régions avoisinantes de l'Ontario et de Lima-Indiana, par les mêmes formations siluriennes et dévoniennes, auxquelles s'ajoutent le Mississippien et le Pennsylvanien, respectés par l'érosion dans ses parties centrales (fig. 177 et 178).

La présence du pétrole et du gaz a été constatée en différents points, tant sur les bords, qu'à l'intérieur de la cuvette ; ils sont localisés sur les anticlinaux et les ondulations secondaires. Les principaux horizons productifs sont cantonnés dans le Dévonien (*Calcaire de Dundee* et *Calcaire de Traverse*) et dans le Mississippien (*Sable de Berea*). Le Silurien (*Calcaire de Trenton*) s'y est montré moins productif. Les horizons y ont été atteints, suivant les localités, à des profondeurs variant de 200 à 1.000 mètres.

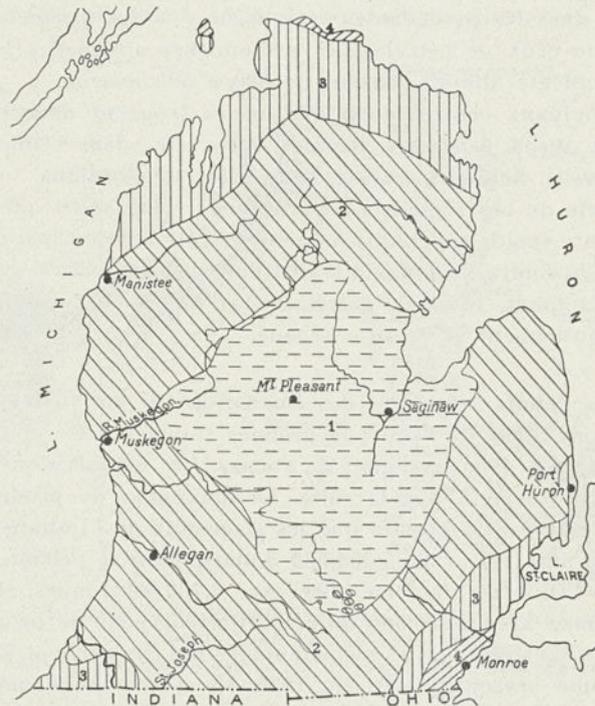


FIG. 177. — Esquisse géologique de la Péninsule de Michigan (d'après SMITH).

1 = Pennsylvanien ; 2 = Mississippien ; 3 = Dévonien ; 4 = Silurien ;  
points noirs = Champs de pétrole.

Les champs les plus importants sont ceux de **Saginaw**, près du golfe du même nom, dans l'Est de la cuvette, et de **Muskegon**, près de la bordure Ouest. Le premier est placé sur un brachyanticlinal normal, orienté vers le Nord-Ouest, et le second, sur un dôme irrégulier. Le principal horizon productif des deux champs est le Sable de Berea.

Le pétrole du Michigan est en général très léger. Celui de Saginaw, qui provient des Sables de Berea, a un poids spécifique de 0,795 et contient : 48 % de benzine, 14 % de lampant, 20 % de gasoil, 12 %

d'huiles et 6 % de résidu. Celui de Muskegon est plus lourd (0,848) et contient jusqu'à 0,38 % de soufre.

Bien que depuis peu entrés au rang des champs productifs, les gisements du Michigan sont arrivés rapidement à une production importante. Ainsi, de 550.000 tonnes en 1929, ils sont montés, en 1935, à 2.150.000 tonnes. Après une baisse en 1936 à 1.630.000 tonnes, ils ont inscrit en 1937 une production de 2.181.000 tonnes. Jusqu'à la fin de la même année, leur débit total se chiffrait à 10.811.000 tonnes.

**Les champs de l'Illinois.** — Les gisements de pétrole et de gaz de l'Illinois sont en majorité concentrés près de la frontière Sud-Est

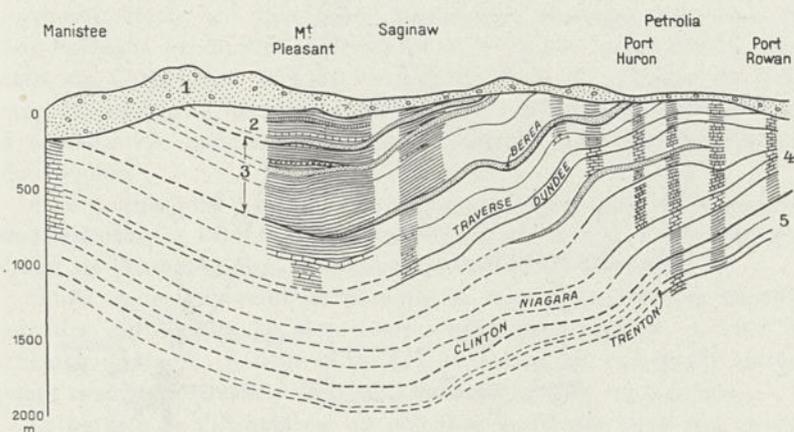


FIG. 178. — Coupe schématique du bassin de Michigan entre Manistee et Port Rowan (d'après SMITH).

1 = Argile à blocs quaternaire ; 2 = Pennsylvanien ; 3 = Mississippien ;  
4 = Dévonien ; 5 = Silurien.

de l'Etat; quelques-uns seulement se trouvent dispersés vers celle de l'Ouest.

Comme situation géologique, ils se trouvent dans la grande auge qui sépare les Anticlinaux de Cincinnati et de Kankakee de celui d'Ozark; c'est cette même cuvette qui abrite le Bassin carbonifère interne de l'Est. Dans la constitution du sous-sol intervient la série paléozoïque déjà connue, depuis l'Ordovicien jusqu'au Pennsylvanien, avec une puissance totale de 1.200 à 1.600 mètres. Elle est toutefois interrompue localement par des lacunes et des discordances. A titre de variation, dans l'extrémité méridionale de l'Etat s'ajoute une mince couverture de formations crétacées et tertiaires, avec, au-dessus, des formations glaciaires et du loess qui s'étendent sur presque toute la surface de ces régions. Comme dans les champs appalachiens et dans

le Michigan, le Pennsylvanien est productif au point de vue du charbon.

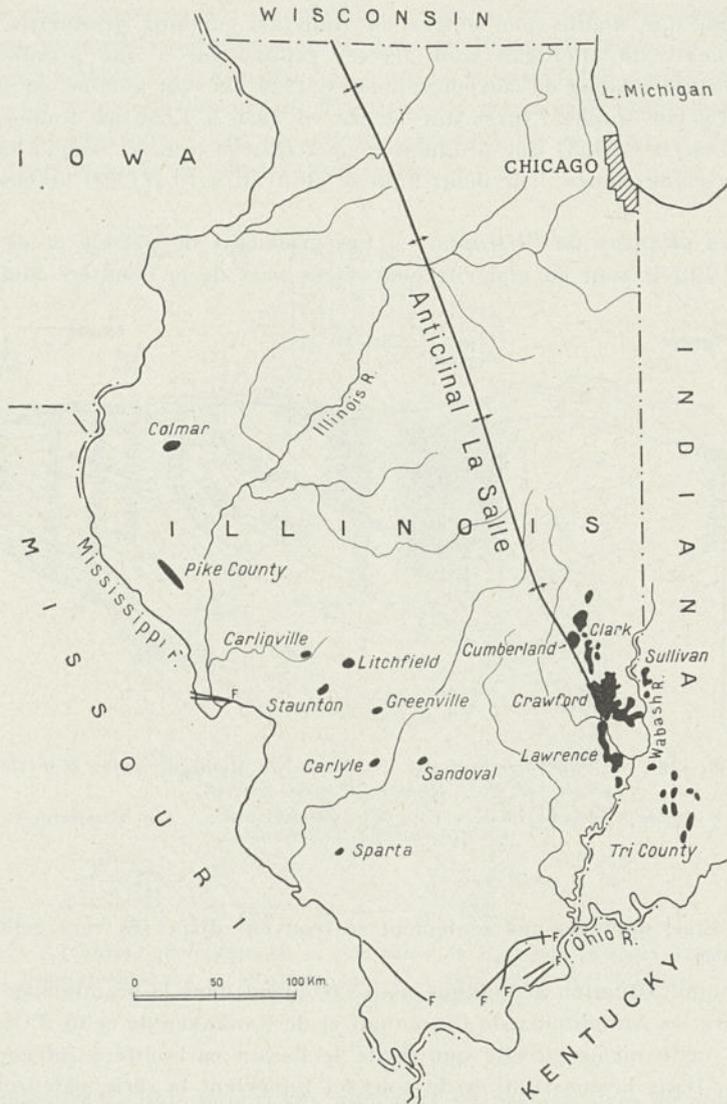


FIG. 179. — Esquisse de la distribution des champs de pétrole de l'Illinois (d'après DE WOLF et autres).

Noir = Champs de pétrole.

Les dépôts paléozoïques sont disposés généralement suivant une auge très évasée, orientée Nord-Sud, dont l'axe suit approximativement la zone médiane de l'Etat. A l'Est, elle est limitée par une flexure

dirigée Nord-Ouest, qui vers le Sud passe à une ondulation constituant l'*Anticlinal La Salle* (fig. 27). Quelques légers plis ou dômes accompagnés de failles se dessinent sur les bordures Ouest et Sud (1) (fig. 179).

Les horizons pétrolifères et gazéifères se trouvent pour le Pennsylvanien dans les *Formations de Carbondale* et de *Pottsville* et, pour le Mississippien, dans les *Formations de Chester* et de *Sainte-Genève*. On a trouvé aussi quelques accumulations dans le niveau supérieur du Calcaire de Trenton, surtout dans certains des champs de l'Ouest.

C'est sur l'Anticlinal La Salle que sont localisés les gisements les plus importants tels que **Clark, Cumberland, Crawford, Lawrence**, etc. Les horizons productifs se trouvent à de faibles profondeurs. Ainsi ceux du Carbonifère ont été rencontrés, dans les champs du Nord, vers 100 mètres et, dans ceux du Sud, vers 600 mètres. Dans le Nord, à environ 700 mètres, on a atteint l'horizon productif du Calcaire de Trenton.

A ce groupe sont à rattacher les champs de la région de **Sullivan-Tri County**, situés à l'Ouest de la *Faille Mont Carmel*, à la bordure Sud-Ouest de l'Indiana, ainsi que ceux de l'Ouest du Kentucky.

Moins importants sont les champs de l'Ouest de l'Illinois, localisés sur des anticlinaux ou des dômes moins conséquents. A côté des champs mixtes de pétrole et de gaz, il y en a qui ont donné uniquement des gaz, provenant soit du Carbonifère, soit du Silurien.

Le pétrole de l'Illinois est un peu plus lourd que celui des champs précédents, sa densité moyenne s'élevant à 0,860. Il contient un peu d'asphalte; en revanche, il est dépourvu de soufre. A la distillation, il donne 20 % de benzine, 15 % de lampant, 8 % de gazoil et 16 % d'huiles.

La présence de bitumes était connue depuis longtemps dans cette région, mais elle n'a été mise en valeur que depuis 1905. La production est montée rapidement, atteignant en 1908 le maximum avec 4.615.000 tonnes. Depuis cette date elle est en décroissance continuelle, si bien qu'aujourd'hui ces gisements sont en visible déclin; en 1935, ils ont produit 725.000 tonnes à peine et, en 1936, à peu près 750.000 tonnes. La production totale, depuis les premières exploitations jusqu'au début du 1936, est d'environ 60.250.000 tonnes.

**Les champs du Mid-Continent.** — Les plus vastes et les plus riches gisements de pétrole et de gaz des Etats-Unis sont concentrés

(1) J. MARVIN WELLER and A. H. BELL : Illinois Basin. *Bull. Am. Ass. Petr. Geol.*, 21 (6), 1937.

dans le champs du Centre. Ils y occupent des surfaces importantes surtout dans les Etats du Kansas, de l'Oklahoma et du Texas, un peu moindres dans le Nouveau-Mexique, le Missouri, l'Arkansas et la Louisiane (fig. 180).

La géologie est plus variée que pour les régions précédentes.

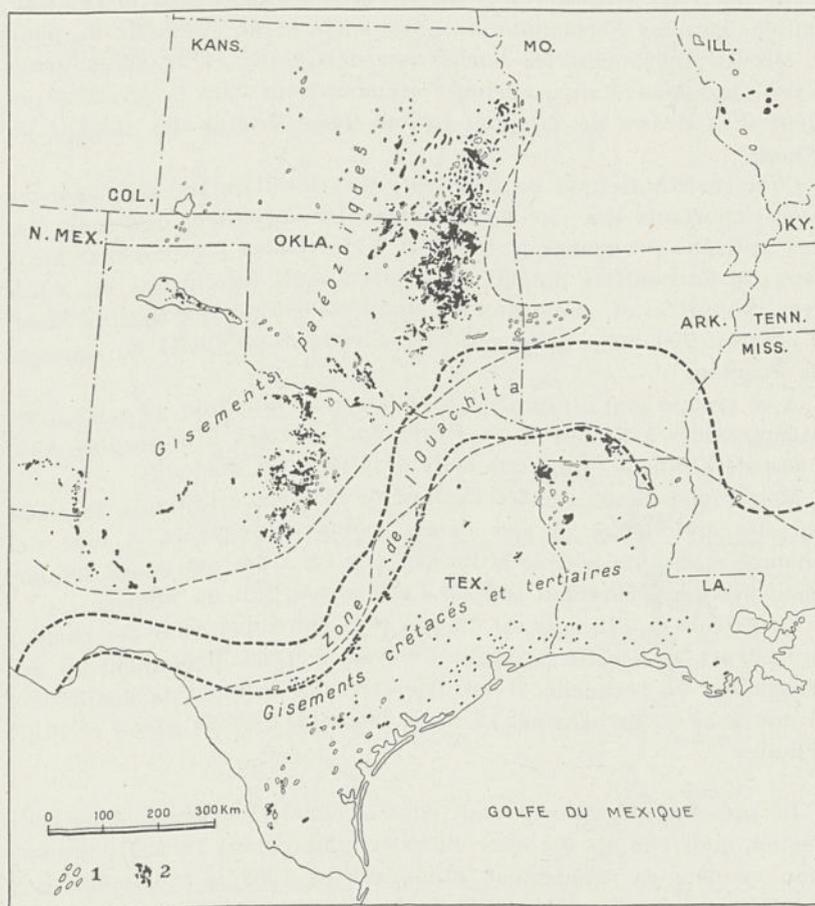


FIG. 180. — Esquisse de la distribution des champs pétrolifères et gazéifères du Midcontinent et du Gulf Coast (d'après MISER).

1 = Champs de gaz ; 2 = Champs de pétrole.

En premier lieu, on a affaire ici à une série stratigraphique plus ample, qui va du Précambrien au Tertiaire, avec une lacune plutôt locale dans le Paléozoïque moyen et une autre plus générale correspondant au Trias et au Jurassique.

Les formations anciennes, jusqu'au Carbonifère exclusivement,

affleurent dans les dômes et les culminations précitées, dans l'Ozark, l'Ouachita, l'Arbuckle, le Wichita et le Llano. Une discordance accompagnée d'une lacune, allant parfois jusqu'au Mississippien, sépare l'Ordovicien du reste.

Le Carbonifère occupe les intervalles entre ces culminations, sa zone de distribution s'étendant vers le Sud jusque dans le Llano. Une autre discordance se trouve entre le Mississippien et le Pennsylvanien. Vers l'Ouest, le Carbonifère est recouvert par le Permien et le Crétacé lequel, avec quelques lambeaux de Tertiaire, arrive jusqu'au pied des Rocheuses. Au Sud et au Sud-Est s'étendent le Crétacé et le Tertiaire des abords du Golfe de Mexique.

Presque chacun de ces systèmes comprend une ou plusieurs subdivisions, ayant une importance définie au point de vue des hydrocarbures et présentant des caractères et un développement particulier d'après les régions. Ainsi, dans l'Ordovicien, on distingue un horizon de calcaires dolomitiques et siliceux, le *Siliceous lime*, qui peut atteindre 300 mètres de puissance. Au-dessus, on trouve habituellement un horizon sableux, le *Wilcox sand* (de 10 à 20 mètres), puis un autre schisto-gréseux, le *Chattanooga shale* (de 10 à 30 mètres); ils sont rapportés au Dévonien par certains auteurs et répartis par d'autres, moitié au Silurien, moitié au Mississippien.

A côté de ces schistes, le Mississippien contient encore un horizon calcaire, épais de 80 à 100 mètres, le *Mississippi lime*. La série la plus puissante est celle du Pennsylvanien qui dépasse parfois 1.200 mètres. C'est une formation à charbon typique, constituée par des schistes, des calcaires, des grès et des assises de charbon, avec, par endroits, des sables, distingués sous les noms de *Sables de Bartlesville*, de *Layton*, de *Cisco*, etc.

Le Permien est presque aussi épais que le Carbonifère. Il est généralement formé, à la partie inférieure, par des sables et des calcaires dolomitiques, le *Big lime*, et à la partie supérieure par une série salifère à anhydrite, gypse et sel.

Le Crétacé inférieur, du *type comanchic*, est une formation épicontinentale de calcaires subrécifaux, recouverts par les *Sables de Trinity* qui en certaines régions, comme dans le Nord-Ouest de la Louisiane, atteignent 1.200 mètres d'épaisseur. Le Crétacé supérieur, transgressif, consiste en une craie marneuse, dans laquelle on distingue les horizons sableux de *Woodbine*, de *Taylor* et de *Navarro*.

L'Eocène comprend la *Formation de Midway* et la *Formation de Wilcox*, avec des épaisseurs de quelques centaines de mètres.

Aussi bien les faciès que les épaisseurs de toutes ces subdivisions subissent, d'une région à l'autre, des variations plus ou moins sensibles dont nous n'aurons pas à nous occuper.

Le pétrole et les gaz sont hébergés ordinairement par les sables,

plus rarement ils se trouvent dans les calcaires. Ils se rencontrent depuis l'Ordovicien jusqu'à l'Eocène, les principaux niveaux productifs étant localisés dans l'Ordovicien, le Pennsylvanien et le Crétacé supérieur. Les principales formations de pétrole se trouvent dans l'Ordovicien, le Pennsylvanien et le Permien.

La tectonique de ces régions est également très variée (p. 390).

La Zone de l'Ouachita, considérée, ainsi que nous le disions, comme

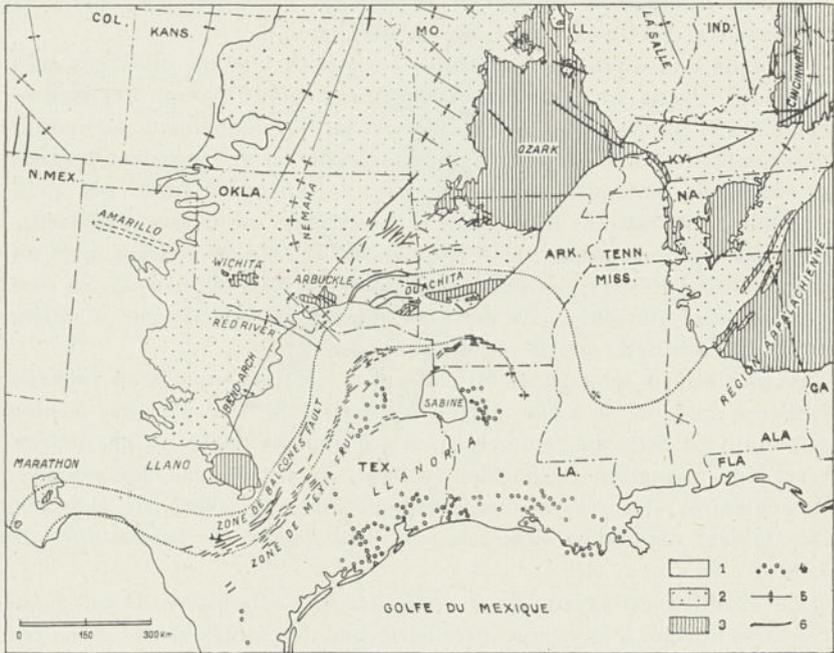


FIG. 181. — Esquisse tectonique du territoire central et méridional des États-Unis (d'après MISER).

1 = Tertiaire et secondaire ; 2 = Carbonifère ; 3 = Antécarbonifère ;  
4 = Dômes de sel ; 5 = Axes anticlinaux ; 6 = Failles.

le prolongement vers l'Ouest des Appalaches, ne s'arrête pas là où elle affleure; se courbant vers le Sud, elle s'ennoie et passe plus loin, au Sud de Llano-Burnet, sous le Crétacé et le Tertiaire; là elle s'infléchit à nouveau mais en sens inverse, pour se diriger vers l'Ouest et réapparaître à la frontière mexicaine. Sur tout ce trajet sinueux elle constitue en profondeur une sorte de fossé délimité par deux zones de failles parallèles; ce sont, au Nord la Zone de Balconesfault avec des dénivellations de 70 à 300 mètres et, au Sud, la Zone de Mexiafault, montrant des dénivellations de 80 à 200 mètres.

De cette manière la Zone de l'Ouachita sépare, au Nord, une région plus élevée, qu'on peut nommer *Ozark-Llano*, qui englobe les dômes d'Ozark et de Llano, y compris les chaînes enfouies, les *buried hills*

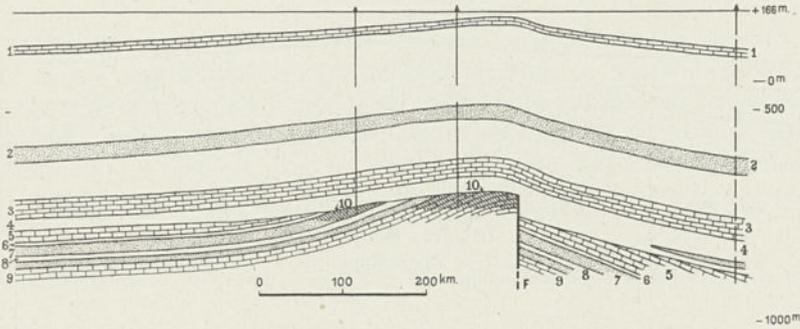


FIG. 182. — Coupe à travers le champ de Blackwell-Oklahoma (d'après CLARK et DANIELS).

1-4 = Pennsylvanien : 1 = Calcaire de Neva ; 2 = Sable de Layton ; 3 = Calcaires d'Oswego ; 4 = Schistes de Cherokee ; 5-9 = Mississippien-Silurien : 5 = Mississipi lime ; 6 = Chattanooga shale ; 7 = Wilcox sand ; 8 = Formation de Simpson ; 9 = Siliceous lime ; 10 = Imprégnations de pétrole.

déjà mentionnées ; au Sud elle délimite une autre région, relativement déprimée, celle de *Llanoria*, qui s'abaisse doucement sous le Golfe

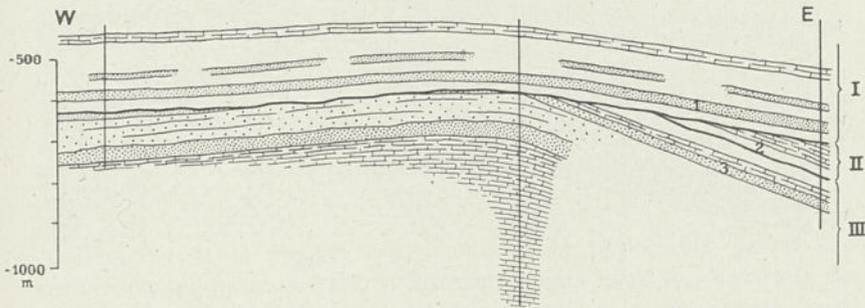


FIG. 183. — Coupe à travers le dôme de Shamrock, dans le Champ de Cushing-Oklahoma (d'après WEIRICH).

I = Pennsylvanien inférieur ; II = Mississippien ; III = Ordovicien ; 1 = Sable de Bartlesville ; 2 = Chattanooga shale ; 3 = Sable de Wilcox.

du Mexique. Dans cette *Llanoria* se dessine également une proéminence tectonique, le *Sabine uplift*, situé au Sud de l'Ouachita, comme un pendant de l'Ozark (1) (fig. 181).

(1) HUGH D. MISER : Relation of Ouachita belt paleozoic rocks to oil and gasfields of Midcontinent regions. *Bull. Am. Ass. Petr. Geol.*, 18 (8), 1934.

Sur cette tectonique majeure se greffe une tectonique locale de détail; consistant suivant les régions en ondulations et plis plus ou moins réguliers, en brachyanticlinaux, en dômes surbaissés, en flexures, en diapirs à noyaux de sel, en failles, etc., formes qui

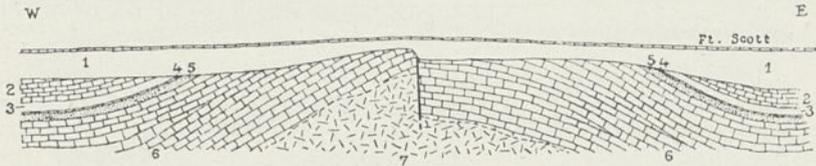


FIG. 184. — Coupe idéale à travers l'anticlinal d'El Dorado-Kansas (d'après REEVES).

1 = Schistes de Cherokee; 2 = Mississippi lime; 3 = Chattanooga shale; 4 et 5 = Viola et St. Petersandstone; 6 = Siliceous lime; 7 = Complexe basal.

donnent à la structure d'ensemble de ces territoires un caractère assez varié (fig. 29, 39, 182-190).

A l'exception des dômes de sel de la région du Sabine uplift, presque tous ces accidents sont pétrolifères. Vu leur fréquence, les gisements qu'ils abritent sont eux-mêmes très nombreux. Dans l'Oklahoma seul,

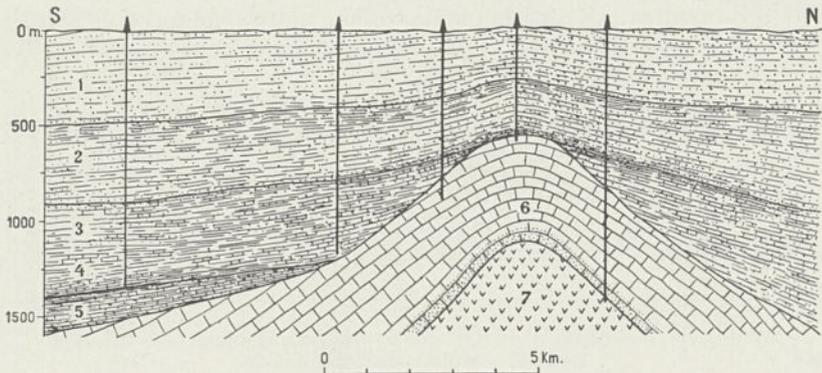


FIG. 185. — Coupe du champ pétrolifère et gazéifère de Petrolia-Texas (d'après KENDRICK et MC LAUGHLIN).

1 = Permien; 2-5 = Pennsylvanien (Cisco, Canyon, Strawn, Bend ?); 6 = Ordovicien; 7 = Granite.

on en connaît plus de 300 exploitables. Le pétrole se rencontre exceptionnellement en liaison avec certaines venues éruptives dans la zone de fractures de Mexia.

Généralement, les champs de pétrole et de gaz du Midcontinent se groupent par régions, dont les limites sont déterminées par les traits structuraux. Il est, à ce point de vue, à remarquer tout d'abord que

la grande Zone d'Ouachita les partage en deux groupes principaux, à savoir : au Nord et au Nord-Ouest, dans la région Ozark-Llano, où les gisements sont paléozoïques, au Sud et au Sud-Est, dans la Llanoria, où les gisements sont crétacés et tertiaires.

**Gisements paléozoïques.** — Parmi ceux-ci sont à citer les gisements du groupe localisé dans la *Zone de Nemaha*. Située à l'Ouest de l'Ozark, cette zone correspond à une crête granitique enfouie, flanquée par des anticlinaux, des dômes, des flexures, des failles, etc. Elle occupe d'importantes surfaces dans les parties orientales des Etats du Kansas et d'Oklahoma, atteignant aussi le Missouri. Le pétrole est fourni par

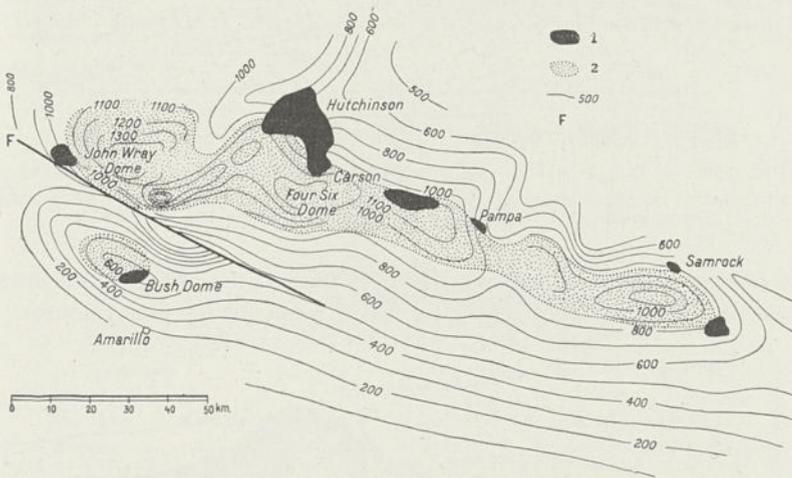


FIG. 186. — Esquisse de la partie principale de la région pétrolière et gazéifère de Panhandle-Texas (d'après BAUER, PRATT et autres).

1 = Pétrole; 2 = Gaz; 3 = Isobathes; F = Faille.

l'Ordovicien et le Pennsylvanien. Les plus importants parmi les centres d'exploitations dans le Kansas, comme ceux des environs de **Madison**, **Elbing** (fig. 39), **El Dorado** (fig. 184), **Augusta**, **Oxford**, etc., sont placés sur la zone granitique elle-même; d'autres, comme **Paola**, **Iola**, **Humboldt**, **Erie**, etc., se trouvent un peu à l'Est, sur l'emplacement de la bordure Ouest, ennoyée, de l'Ozark (la *Voûte de Chautauqua*); d'autres enfin, comme **Burston**, le plus riche du Kansas, à l'Ouest, dans le *Bassin de Salina* et sur la *Voûte de Barton*, où le pétrole a été rencontré jusqu'à 150 kilomètres de distance de la crête granitique.

Dans la continuation de cette zone vers le Sud, se trouvent les champs les plus riches de l'Oklahoma, comme ceux des régions de **Nowata**, **Bartlesville**, **Osage**, **Tulsa**, **Glenn Pool**, **Okmulgee**, **Muskogee**, **Grand Seminole**, etc. Les gisements de gaz de ces contrées sont surtout con-

centrés à la bordure orientale de la zone, s'étendant même dans

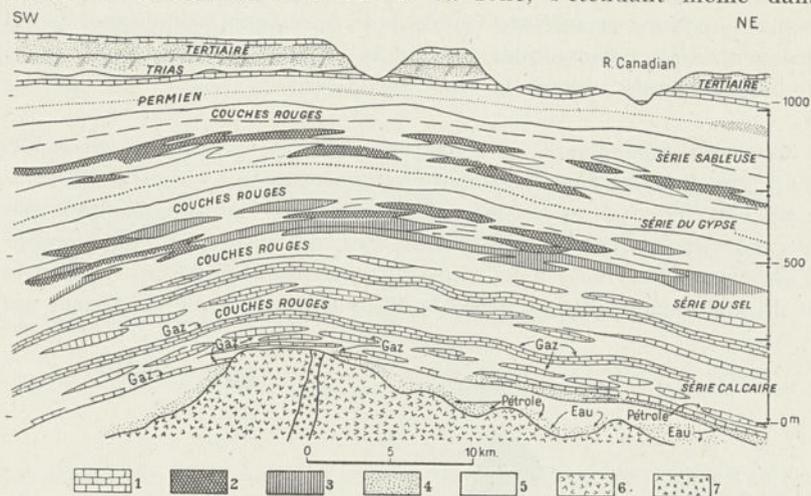


FIG. 187. — Coupe de la région de Panhandle-Texas (d'après BAUER).

1 = Calcaires et dolomies; 2 = Anhydrite ou gypse; 3 = Sel; 4 = Conglomérats, grès et sables; 5 = Schistes; 6 = Granite; 7 = Roches intrusives.

l'Arkansas, sur une partie de la région entre l'Ozark et l'Ouachita. C'est là que se trouvent d'ailleurs les plissements les plus intenses.

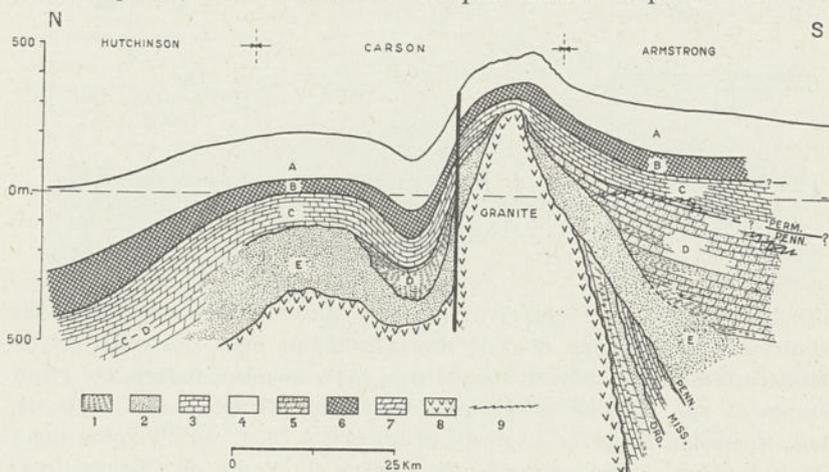


FIG. 188. — Coupe de la crête granitique de Panhandle-Texas (d'après ROGATZ).

Permien, zones A, B, C; Pennsylvanien, zones D, E; Mississippien; Ordovicien; Granite; 1 = Schistes; 2 = Sables; 3 = Calcaires; 4 = Anhydrite; 5 = Dolomies arcosiennes; 6 et 7 = Dolomies; 8 = Arène granitique; 9 = Contact calcaire-dolomie.

Un autre groupe, occupant le Sud-Ouest de l'Oklahoma et le Nord du Texas, suit la Zone d'Arbuckle-Wichita-Red River-Amarillo. Le

pétrole y est localisé dans le Mississippien et surtout dans le Pennsylvanien; mais à l'Ouest, il se trouve également en importantes quantités dans le Permien. Les principaux centres d'exploitation de cette région sont **Hewith, Comanche, Fox Pool, Graham**, etc., dans l'Oklahoma et, dans le Texas, ceux de **Petrolia** (fig. 185), **Electra, Burckburnett, Archer County**, le plus riche de tous, **Halliday, Amarillo-Panhandle**, etc. (fig. 186, 187 et 188).

En continuation vers le Sud, se situe le groupe qui suit la *Zone Bend Arch* et où le pétrole s'abrite dans le Mississippien et le Pennsylvanien. Ici encore, les centres d'exploitation sont très nombreux; nous mentionnons ceux de **Larimore, Breckenbridge, Ranger, Moran, Desdemona, Crosscut, Fay**, etc.

Enfin, dans l'Ouest du Texas, dans la *Région de Pecos*, on trouve

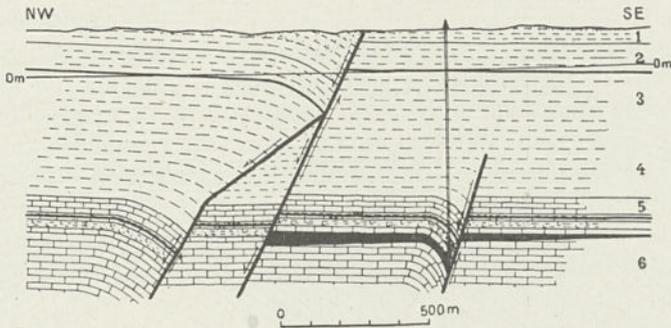


FIG. 189. — Coupe du champ de Luling-Texas (d'après BRUCKS).

1-2 = Eocène : 1 = Sables et argiles de Wilcox; 2 = Formation de Midway-Joint; 3-5 = Crétacé supérieur (Navarro, Taylor, Calcareous shales); 6 = Crétacé inférieur; Noir = Pétrole.

un nouveau groupe à Pennsylvanien et Permien pétrolifères, qui se prolonge vers le Nord-Ouest dans le Nouveau Texas. Les plus importants centres d'exploitation sont ceux de **Yates, Taylor, Big Lake, Hendrick**, etc., dans le Texas et ceux d'**Hobbs, Eunice, Cooper, Artesia** et autres, dans le Nouveau Mexique.

**Gisements crétacés et tertiaires.** — Les gisements au Sud de la Zone d'Ouachita peuvent être partagés également en deux groupes principaux, d'après leurs caractères et leur situation tectonique.

Un premier groupe serait celui des gisements qui commencent à proximité immédiate du *Balcones fault* et qui sont localisés dans leur plus grande partie, aussi bien dans le Texas que dans l'Arkansas, sur la zone de fractures de Mexia; le pétrole est, dans la majorité des cas, hébergé par les deux principaux termes du Crétacé.

Un autre groupe comprendrait les gisements de la région du *Dôme*

de Sabine; ici, c'est surtout le Crétacé supérieur qui est pétrolifère. La série se caractérise par l'existence d'une discordance entre le Crétacé inférieur et le Crétacé supérieur.

Entre ces deux groupes de gisements, à l'Est et à l'Ouest du dôme de Sabine, se trouvent des dômes de sel, libres de pétrole.

Comme centres d'exploitations importants, on remarque dans le Texas, ceux de **Corsicana**, **Powel**, **Lytton Springs** (Lockhart) (fig. 42), **Mexia**, **Dârst Creek**, **Groesbeck**, **Luling** (fig. 189), **East Texas**, etc.; ce dernier est considéré comme le plus riche de tous dans le Midcontinent. Dans la Louisiane, on doit citer **Caddo-Parish** (fig. 190), **Homer**, **Rodessa**,

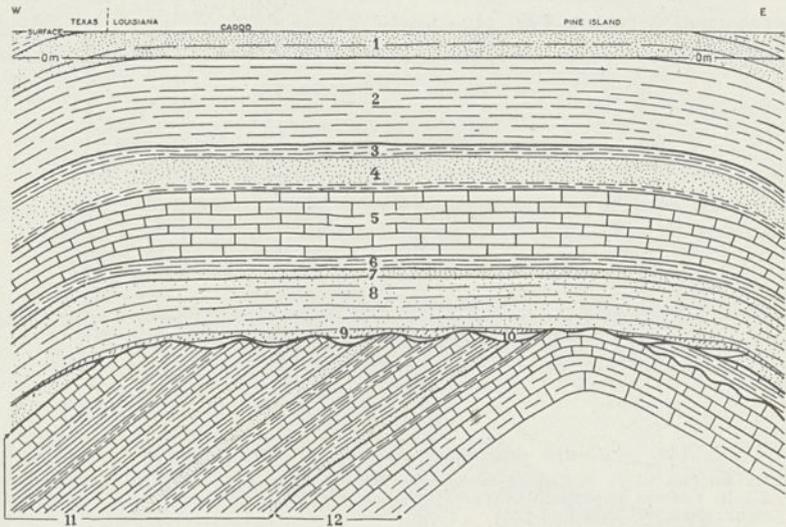


FIG. 190. — Coupe idéale du champ de Caddo-Louisiane (d'après FLETCHER).  
1-2 = Eocène (Wilcox et Midway); 3-10 = Crétacé supérieur;  
11-12 = Crétacé inférieur.

**Bellevue**, **Red River**, **Monroe**, **Richland**, etc., et dans l'Arkansas, ceux de **Stephens**, **Smackover**, le plus riche de l'Etat, **Urbana**, **Eldorado**, etc.

Enfin, dans le Sud du Texas, près de la frontière mexicaine et à l'Est de Laredo, s'individualise un dernier groupe avec du pétrole et des gaz, comprenant les champs de **Loma**, **Novia**, **Cole**, **Schott-Aviator**, **Henne-Winch-Farris**, **Randado**, etc., où l'Eocène moyen est productif.

Un trait caractéristique de la plupart des gisements du Midcontinent est d'occuper des surfaces très étendues dépassant bien souvent 100 kilomètres carrés. Par exemple, le champ de gaz de Monroe, en Louisiane, a une surface de 660 kilomètres carrés, et surtout le champ de pétrole et de gaz de Panhandle (Texas), qui s'étend d'après ROGATZ

sur une longueur de 180 kilomètres, atteint une surface de 4.140 kilomètres carrés (1).

Par suite des variations dans l'épaisseur des séries stratigraphiques, dans leur arrangement tectonique et dans la position des horizons productifs, les profondeurs de forage sont elles-mêmes très variables. Les niveaux productifs sont atteints parfois à quelques centaines de mètres, ailleurs à quelques milliers de mètres. Dans la même région il peut y avoir des différences de profondeur considérables; par exemple dans l'Ouest du Texas, le pétrole du champ **Yates** vient de 300 mètres de profondeur, tandis que dans le champ voisin, celui de **Big Lake**, les niveaux productifs se rencontrent depuis 2.200 jusqu'au delà de 2.800 mètres de profondeur. Dans la même région, dans le chantier **Crane**, on a atteint, en 1935, 3.936 mètres, la plus grande profondeur de forage réalisée à l'époque. Cette profondeur a été dépassée depuis (2).

En ce qui concerne les propriétés physiques et chimiques, les pétroles du Midcontinent varient dans des limites assez larges. Certains sont légers, ayant une densité de 0,827 (Caddo-Cushing), d'autres lourds et asphaltés avec une densité de 0,909 (Corsicana). Le plus souvent, la densité est en moyenne de 0,854, s'approchant de celle du pétrole de l'Illinois; il donne alors 22 % de benzine, 15 % de lampant, 12 % de gasoil et 29 % de mazout. Voici d'ailleurs les caractères de quelques pétroles de Llanoria, tels qu'ils ressortent des analyses :

	Rodessa (3)	Talco (4)	East Texas (4)	Saxet (4)
Densité à 15° C..	0,816	0,907	0,827	0,827
Soufre .....	0,25 %	2,7 %	0,28 %	0,21 %
Rendements de distillation :				
Essence .....	27,5 %	13,6 %	26 %	24,8 %
Lampant .....	17,5 »	12,9 »	15,6 »	18,3 »
Gasoil .....	25 »	7,9 »	14,2 »	13,2 »
Huiles .....	15 »	17,5 »	—	—
Résidus .....	13,8 »	46,6 »	43,1 »	42,7 »

Les exploitations dans les champs du Midcontinent sont relativement récentes. Il est vrai que, dans le Kansas, dès 1889 on a fait des essais dans ce sens; mais le Midcontinent ne commence à compter dans la production des Etats-Unis que depuis 1903. A partir de cette

(1) HENRI ROGATZ : *Geology of Texas Panhandle oil and gasfield. Bull. Am. Ass. Petr. Geol.*, 19 (8), 1935.

(2) Une sonde a atteint récemment en Californie la profondeur de 4.038 mètres.

(3) D. M. NAPHTALI (Compte rendu) : Die Beschaffenheit des neuen Rodessa-Rohöls. *Petroleum Zeitschr.*, 1936, n° 21.

(4) Analyses exécutées dans le laboratoire de Chimie de l'Institut Géologique de Roumanie.

date, on découvre et on exploite successivement de nouveaux gisements dans l'Oklahoma, le Texas, la Louisiane et dans l'Arkansas. L'accroissement est continu pour le Midcontinent, depuis 1913 jusqu'en 1929, lorsque le quantum annuel atteint le chiffre imposant de 67.500.000 tonnes. Cette progression est due à la richesse des champs de l'Oklahoma, auxquels s'ajoutèrent bientôt ceux de l'Ouest du Texas, puis ceux du Sud-Est du Nouveau Mexique. Après 1929, la production fléchit jusqu'en 1932 et elle baisse à 40.500.000 tonnes. Mais la richesse des nouveaux champs du Texas, et particulièrement la découverte du champ d'East Texas et d'autres, ont non seulement fait remonter la courbe à son niveau de 1929, mais le dépassent de beaucoup pour atteindre en 1936, 90.330.000 tonnes, et en 1937, 110.544.000 tonnes, dont plus de la moitié provient des champs du Texas. Le champ de East Texas à lui seul s'est inscrit avec approximativement 24.000.000 de tonnes.

La quantité totale de pétrole extraite des champs du Midcontinent jusqu'au commencement de 1938 a été de 1.382.000.000 de tonnes.

**Les champs de Gulf Coast.** — On entend ainsi les gisements de pétrole et de gaz disséminés dans la plaine côtière des Etats du Texas et de la Louisiane. Ils occupent une zone de plus de 150 kilomètres de largeur qui va, le long de la côte du Golfe de Mexique, depuis le cours du Mississippi jusque près de la frontière mexicaine.

La géologie de cette région est étroitement liée à celle des territoires étudiés précédemment.

Les formations crétacées et paléogènes qui se trouvent au Nord et au Nord-Ouest, dans la Llanoria, s'abaissent doucement vers le Sud et sont recouvertes successivement par le Miocène et le Pliocène. Ceux-ci disparaissent à leur tour sous un manteau quaternaire couvrant presque toute la région qui nous occupe. La monotonie d'une plaine basse et horizontale, n'est interrompue que par de larges bombements très peu proéminents, ayant habituellement 2 ou 3 kilomètres carrés, et correspondant à des crêtes diapires, allongées ou circulaires avec noyaux de sel. Ce sont les *dômes de sel*, ainsi qu'on les appelle, et qui sont identiques à ceux déjà signalés dans la région de Sabine uplift.

Les nombreux sondages pratiqués en vue de l'exploration et de l'exploitation du pétrole ont effectivement montré que ces dômes cachent en profondeur des noyaux de sel. Autant qu'on a pu les explorer, ces noyaux paraissent se présenter comme des piliers, avec un diamètre de 2 à 3 kilomètres (fig. 36 et 37). Tandis que les uns se trouvent à 15 ou 20 mètres à peine de la surface, d'autres ont été rencontrés au-dessous de 1.700 mètres. Chaque noyau est recouvert d'une enveloppe ou d'un chapeau d'anhydrite et de gypse souvent associé à du soufre, celui-ci exploité dans certains dômes, ainsi que d'un cal-

caire dolomitique poreux. L'ensemble de ces roches constitue le *Cap rock* des géologues américains. Son épaisseur va de quelques mètres à 100 mètres.

Le sel et son *Cap rock* sont d'âge permien. Ils traversent les forma-

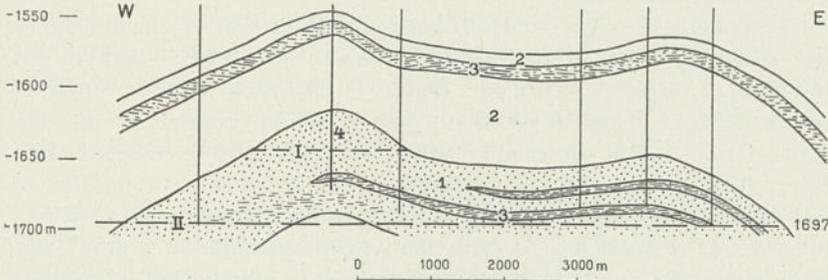


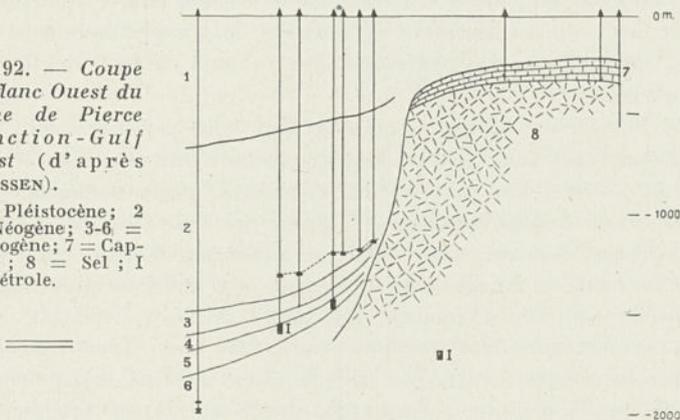
FIG. 191. — Coupe du champ de Conroe-Gulf Coast (d'après MICHAX).

1 = Sable; 2 = Schistes; 3 = Schistes sablonneux; I = Contact approximatif gaz-pétrole; II = Contact pétrole-eau.

tions crétacées et tertiaires en s'arrêtant à différents niveaux stratigraphiques. Dans certains dômes, ils arrivent jusque dans l'Eocène (fig. 191); dans d'autres, jusque dans l'Oligocène, et près de la côte, ils montent habituellement jusque dans le Quaternaire (1) (fig. 192).

FIG. 192. — Coupe du flanc Ouest du dôme de Pierce Junction-Gulf Coast (d'après DEUSSEN).

1 = Pléistocène; 2 = Néogène; 3-6 = Paléogène; 7 = Cap-rock; 8 = Sel; I = Pétrole.



Les apparitions de gaz, les sources d'eau salée, d'eau sulfureuse, etc., localisées sur ces dômes ou aux alentours, ont attiré l'attention des prospecteurs. Les explorations et les exploitations ont montré que certains de ces dômes sont productifs, tandis que la majorité ne l'est

(1) H. DEUSSEN : Oil-producing horizons of Gulf Coast in Texas and Louisiana. *Bull. Am. Ass. Petr. Geol.*, 18 (4), 1934.

pas, bien que les manifestations bitumineuses n'y manquent pas. Ainsi, on comptait jusqu'à ces dernières années que, sur les 159 dômes connus dans le Texas et la Louisiane, seuls 59 sont exploitables au point de vue du pétrole. Tout récemment on en a cependant découvert d'autres encore.

Le pétrole et les gaz sont concentrés dans le toit et sur les flancs du dôme, leurs accumulations lui formant une sorte d'auréole. Ils imprègnent les roches poreuses, depuis le Cap rock jusqu'au Miocène, les principaux horizons productifs se trouvant, en dehors du Cap rock, dans l'Eocène supérieur, l'Oligocène moyen et le Miocène inférieur. Dans quelques-uns des dômes, ces horizons sont productifs au toit du sel, chez d'autres dans ses flancs, chez d'autres enfin à la fois dans le toit et les flancs. Il est à remarquer aussi que la productivité de ces niveaux n'est pas générale pour toute l'étendue de la région : les niveaux productifs dans certains dômes, sont stériles dans d'autres. A ce sujet on a pu reconnaître une disposition zonaire des dômes au point de vue de la position stratigraphique de leurs horizons productifs. Ainsi, ceux de la zone la plus interne sont productifs par leur Eocène; d'autres, se trouvant sur une zone intermédiaire vers la côte, sont productifs par leur Oligocène, tandis que le Miocène ne produit que dans les dômes situés au voisinage immédiat de la côte.

En dehors des conditions spéciales de gisement que nous venons d'indiquer, le fait que l'apparition du pétrole est exclusivement liée aux dômes et seulement à quelques-uns d'entre eux, est un indice que le pétrole y est en gisement secondaire, migré probablement du Permien. C'est dans ce système que l'on connaît en effet des formations de pétrole.

Les principaux dômes productifs par leur Cap rock sont ceux de **Spindletop**, **Sour Lake**, **Batson**, **Humble**, **Barber's Hill**, etc.; par le Miocène du toit ou des flancs, ceux de **Spindletop**, **West Columbia**, **Jennings**, **Goose Creek**, **Orange**, **Saratoga** et autres; par leur Oligocène, les dômes de **Saratoga**, **Humble**, **South Liberty**, **Sugarland**, **Vinton**, etc.; par leur Eocène, ceux de **Pettus**, **Conroe**, considéré comme le plus riche de la région de Gulf Coast, **Humble**, **Clay Creek**, etc.

La profondeur des niveaux productifs varie avec les dômes et d'après la position du noyau de sel. Chez certains le Cap rock a été atteint vers 200 mètres, chez d'autres on n'a pu le toucher même à 1.700 mètres, tandis que, dans les flancs de quelques-uns, les sondes sont descendues vers 2.800 mètres (1).

Le pétrole du Gulf Coast est un produit lourd et asphalté, avec un poids spécifique moyen de 0,923; il contient peu de benzine et

(1) Au mois de décembre 1936, on a frappé dans le chantier **JEFFERSON-PARISH**, une sonde jaillissante à la profondeur de 3.053 mètres, avec une production initiale de 224 tonnes par jour.

de lampant, environ 7 % de gasoil, 75 % d'huiles et de 12 à 13 % d'asphalte.

Cette région, qui a fait l'objet d'exploitations plus intenses et plus continues depuis 1901, est arrivée en peu de temps à une production annuelle variant entre 2 et 5 millions de tonnes. Ces oscillations sont dues au débit élevé des dômes au commencement des exploitations et à leur épuisement rapide. En 1936 la production du Gulf Coast a atteint 20.123.000 tonnes et, en 1937, 20.865.000 tonnes. La quantité totale fournie depuis le début des exploitations jusqu'à la fin de la même année a dépassé 220.000.000 de tonnes.

La présence de gaz, accompagnés de petites quantités de pétrole, a été reconnue également dans certaines régions des Etats de Mississippi, de l'Alabama et de la Géorgie. Leur valeur paraît cependant insignifiante.

**Les champs des Montagnes Rocheuses.** — On inscrit ici les gisements de la bordure orientale des Rocheuses, échelonnés le long d'une zone qui traverse les Etats de Montana, du Wyoming, du Colorado, jusque dans le Nord du Nouveau-Mexique et qui empiète aussi sur l'Utah (fig. 193). On trouve, il est vrai, des manifestations plus ou moins importantes d'hydrocarbures également à l'extérieur de cette zone, dans le North Dakota en particulier, comme aussi à l'Ouest, dans l'Idaho et l'Utah; mais, seuls les gisements des quatre premiers Etats, présentent une importance économique reconnue.

La zone qui renferme ces gisements est la continuation directe de la zone canadienne dont nous nous sommes déjà occupés; aussi n'y remarque-t-on pas de grandes différences géologiques avec l'Alberta. Les deux régions ont évolué plus ou moins sous l'empire des mêmes conditions. Ainsi, la succession stratigraphique se maintient vers le Sud, avec les caractères connus dans l'Alberta, jusque dans le Wyoming. A partir de là seulement, elle commence à subir des modifications, soit par l'intercalation du Pennsylvanien, du Permien et du Trias qui manquent plus au Nord, soit par la disparition locale du Crétacé inférieur (1). Ces variations sont cependant les mêmes que celles signalées au Canada, au Nord de l'Alberta, variations dues à la même instabilité des conditions de sédimentation. Pour ce qui concerne le Crétacé supérieur et la Tertiaire, ceux-ci gardent plus ou moins inchangés leurs caractères : le même *Grès de Dakota* d'origine continentale représente ici encore le Cénomaniens, suivi par la *Formation de Colorado* et la *Formation de Montana* qui complètent la série néo-crétacée.

(1) ROSS L. HEATON : Stratigraphy versus structure in Rocky Mountain region. *Bull. Am. Ass. Petr. Geol.*, 21 (10), 1937.

L'importance de chaque subdivision varie d'un endroit à l'autre, l'épaisseur la plus grande étant celle du Tertiaire et du dernier terme du Crétacé supérieur. Ainsi, dans la région de Salt Creek au Wyoming, la série des dépôts depuis le Carbonifère jusqu'à la Formation du Colorado incluse arrive à peine à 1.200 mètres, tandis que la Formation de Montana et le Tertiaire dépassent 4.000 mètres d'épaisseur.



FIG. 193. — Esquisse de la distribution des champs de pétrole et de gaz dans la zone pétrolifère des Montagnes Rocheuses (d'après BRAINERD et LAVINGTON).

1 = Champs de gaz;  
2 = Champs de pétrole.

En dehors des chevauchements de la zone marginale des Rocheuses, analogues à ceux de l'Alberta, le caractère tectonique est imprimé, d'une part par le fait qu'à la bordure du plateau, apparaissent des plis de fond qui déchirent le Mésozoïque et le Tertiaire, de l'autre par le fait que les chaînes marginales des Rocheuses montrent elles-mêmes des ennoyages locaux qui les font disparaître par place. Ainsi la zone de transition entre les deux grandes individualités structurales est un vrai dédale, bien connu, de crêtes et de bassins intra et extra-montagneux (fig. 194), tels les bassins de Big House, Wind River,

Green River et les crêtes de Laramie, d'Uinta, San Juan, etc. Les bassins sont remplis par des dépôts crétacés et tertiaires, tandis que les crêtes sont constituées par des formations paléozoïques ou plus anciennes. Sur les bords et même à l'intérieur des bassins se dessinent des anticlinaux, des dômes, des brachyanticlinaux, parfois à caractère diapir en profondeur et sur lesquels sont localisés les principaux gisements de pétrole et de gaz. Dans le Wyoming seul, on connaît plus d'une centaine de ces anticlinaux et de ces dômes.

Dans toute l'étendue de la zone pétrolifère, le pétrole et les gaz imprègnent 11 niveaux distincts depuis le Mississippien (Calcaire de Madison) jusqu'au Crétacé supérieur. Les horizons les plus riches varient d'une région à l'autre : ainsi, dans le Montana, ils sont localisés dans le Calcaire de Madison, le Crétacé inférieur et le Grès de Dakota, tandis que dans le Wyoming ils se trouvent dans les Formations de Dakota et de Colorado. Généralement, c'est le Crétacé qui abrite les plus riches accumulations.

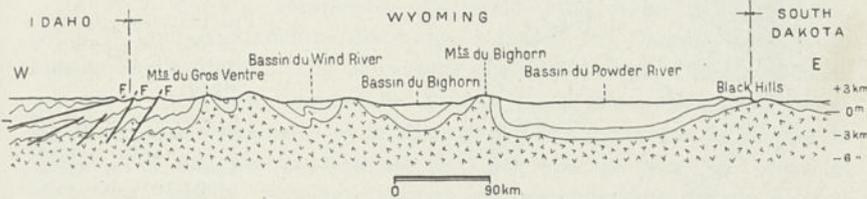


FIG. 194. — Coupe schématique à travers la zone de transition entre les Montagnes Rocheuses et la plaine nord-américaine, dans les Etats d'Idaho, Wyoming et South Dakota (d'après BARTROM et HUPP).

Le pétrole semble au moins en partie y avoir la même origine que dans l'Alberta ; cependant on rencontre dans le Crétacé aussi des niveaux présentant le faciès caractéristique de roche-mère.

Les principaux champs pétrolifères sont : **Kevin-Sunburst, Cat Creek, Devils Basin, Cut Bank, Soap Creek, Big Lake**, etc., dans le Montana ; **Elk Basin, Graas Creek, Salt Creek, Osage, Lance Creek, Rock River, Lost Soldier**, etc., dans le Wyoming ; **Fort Collins, Walden, Rangely, Florence, Iles**, et autres dans le Colorado, et **Hogback, Rattlemake, Table Mesa**, etc., dans le Nouveau Mexique. Le plus riche et le plus étendu de tous est le champ de **Salt Creek**, qui occupe une surface de plus de 100 kilomètres carrés sur un brachyanticlinal asymétrique et faillé transversalement (fig. 195). Les champs de l'Utah ne sont point encore entrés dans la phase d'exploitation proprement dite ; ils contiennent surtout des gaz.

La qualité du pétrole varie d'après le niveau dont il provient. Généralement celui des formations anciennes est un pétrole lourd,

asphalteux, dont le poids spécifique est compris entre 0,909 et 0,945; par contre celui du Crétacé est très léger, paraffineux, à poids spécifique de 0,786 jusqu'à 0,855. Le pétrole de Salt Creek, provenant du deuxième niveau productif de la Formation de Colorado, a un poids spécifique de 0,835 et contient en moyenne : 29 % de benzine, 15 % de lampant, 10 % de gasoil et 17 % d'huiles.

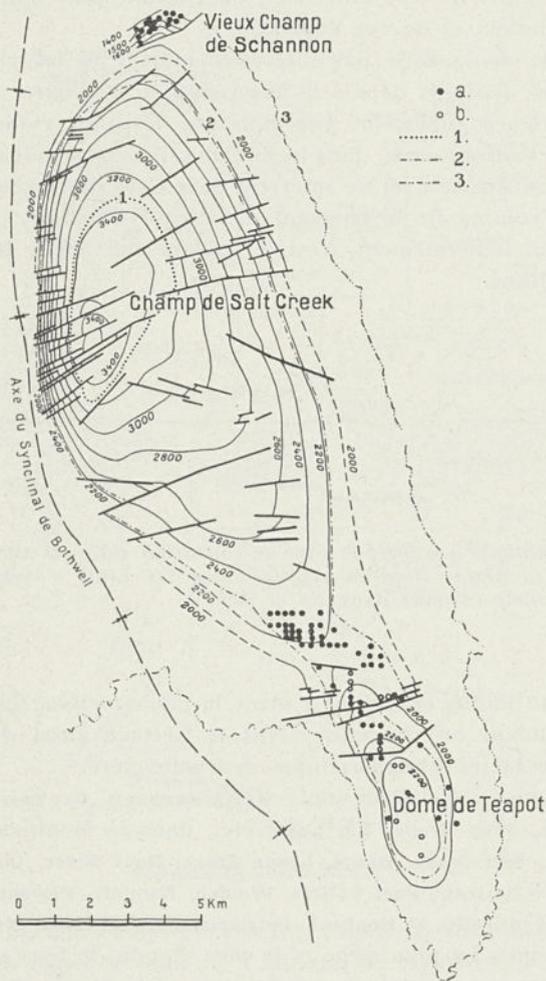


FIG. 195. — Carte structurale du champ de Salt Creek (d'après BECK).

a = Sondages de pétrole;  
 b = Sondages de gaz;  
 1 = Limite approximative de la surface productive des sables de Lakota et Sundance;  
 2 = Limite approximative de la surface productive du Second Wall Creek Sand;  
 3 = Affleurement de la base du grès de Mesa-verte.

Les exploitations ont commencé en 1887 dans cette région; c'est alors que fut obtenue la première production dans le Colorado. Environ dix ans plus tard venait s'y ajouter le Wyoming, puis, en 1916, le Montana et les autres Etats. En 1936, la production s'élevait à 3.148.000 tonnes et, en 1937, à 4.330.000 tonnes. La production totale se chiffre au commencement de 1938 à environ 71.000.000 de tonnes.

**Les champs de Californie.** — Les gisements de pétrole en Californie sont situés dans la moitié méridionale de l'Etat. Ils y sont concentrés en deux régions distinctes : les uns dans la grande dépression longitudinale qui sépare la chaîne de Sierra Nevada de la Chaîne Côtière, y occupant une zone de 150 kilomètres de longueur dans la vallée de San Joachin en aval du Lac Buena Vista, les autres dans la zone côtière du Pacifique, distribués sur une longueur d'environ 230 kilomètres depuis le Golfe San Luis Obispo jusqu'au Golfe de San Pedro, au Sud de Los Angeles.

La zone pétrolifère de la vallée de San Joachin, ou région des *Champs du Nord*, comprend du Nord au Sud ceux de **Coalinga**, **Kettleman Hills**, actuellement le plus riche de Californie, **Lost Hills**, **Belridge**, **Elk Hills**, **Mc Kittrick-Midway-Sunset** (fig. 33) et **Mountain View**, situés tous sur le versant occidental de la vallée, aux pieds de la Chaîne côtière. Le champ de **Kern River** se trouve sur le versant oriental, au pied de la Sierra Nevada.

La zone côtière comprend une série plus riche de gisements, groupés dans deux régions distinctes, à savoir : les *Champs de la Côte*, emplacés directement sur le versant occidental de la Chaîne côtière, tels les groupes d'**Arroyo Grande**, **Elwood**, **Santa Maria - Lompoc** et **Summerland-Ventura-Newhall**, ou le *Groupe Santa Clara*, avec le champ le plus important, **Ventura-Newhall**, puis les *Champs du Sud*, localisés dans des bassins intra-montagneux comme ceux du *Bassin de Los Angeles* (fig. 196). Les plus importants de ce dernier groupe sont ceux de **Long Beach**, **Santa Fé Springs**, **Huntington Beach**, **Dominguez**, **Playa del Rey**, etc.

Certains gisements de la zone côtière, par exemple celui de Summerland, situé sur la côte même, se continuent sous l'Océan, de sorte que leur exploitation se fait à partir d'estacades qui avancent en mer.

Différentes manifestations de bitumes apparaissent aussi en dehors de ces champs, disséminés sur une zone de près de 1.000 kilomètres de longueur, depuis le Humboldt County dans le Nord de la Californie jusque dans la région San Diego au Sud. Ainsi, on a trouvé du pétrole le long de la côte Nord, dans le Crétacé à **Petrolia**, à 50 kilomètres au Sud d'Eureka et dans le Miocène, à **Petaluma** au Nord de San Francisco. Au Sud de la même ville se trouve le petit groupe de gisements de la région de **Santa Cruz-Sargent**.

La Chaîne côtière, qui sépare les deux premières zones de champs pétrolifères, est constituée par une ossature médiane de schistes cristallins et elle est flanquée par une série sédimentaire qui commence avec le Jurassique. Cette série plonge de part et d'autre, aussi bien vers la côte et dans les bassins de l'extrémité Sud de la région que vers la cuvette qui la sépare de la Sierra Nevada, et où se trouve le groupe

des champs pétrolifères du Nord. Des deux côtés la série sédimentaire monte jusqu'au Pléistocène; mais importante à notre point de vue est seulement la succession à partir du Crétacé supérieur, car c'est là que s'intercalent les différents niveaux pétrolifères.

Bien qu'offrant les mêmes caractères généraux dans les deux zones, il arrive, du fait des variations locales des conditions de sédimenta-

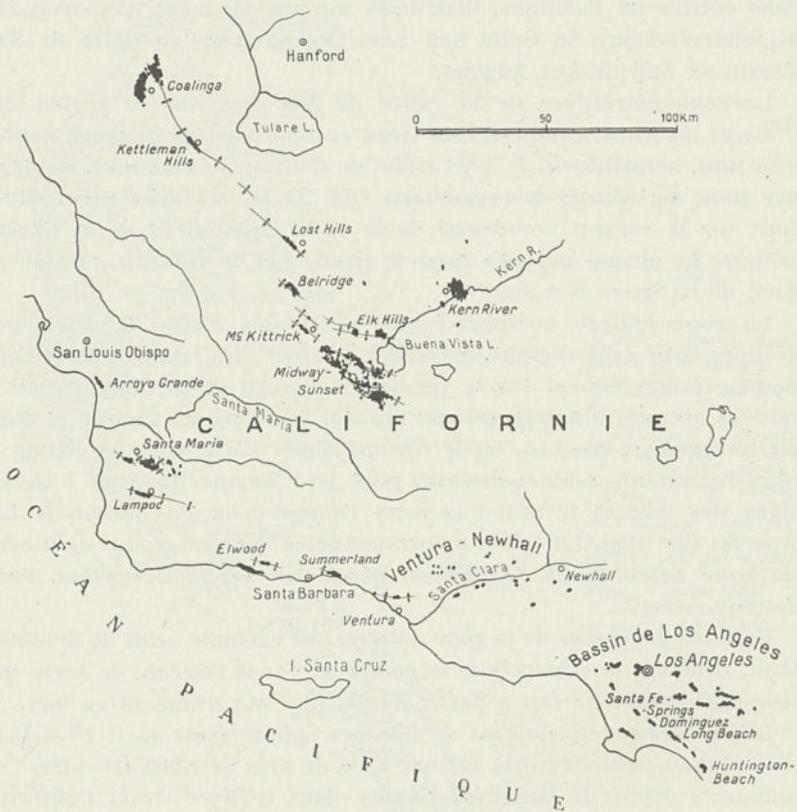


FIG. 196. — Esquisse de la distribution des champs pétrolifères (noir) de Californie (d'après EMMONS et autres).

tion, que la stratigraphie montre elle aussi des différences de détail assez accentuées, parfois à l'intérieur d'une seule et même zone. Aux variations de faciès et d'épaisseur s'ajoutent les nombreuses discordances entre les différents termes (1).

Le Crétacé supérieur est généralement uniforme, gardant partout plus ou moins les mêmes caractères. Avec des schistes et des grès,

(1) R. D. REED and J. S. HOLLISTER : Structural evolution of southern California. *Bull. Am. Ass. Petr. Geol.*, 20 (12), 1936.

il constitue l'ensemble connu sous le nom de *Formation de Chico*, pétrolifère dans certains champs.

L'Eocène, ou *Formation de Tejon*, est une série de schistes à Diatomées et Foraminifères, allant jusqu'à 1.000 mètres d'épaisseur; il s'y intercale des couches de sables, parfois pétrolifères. Cette formation, comme la *Formation de Chico* d'ailleurs, est considérée par certains auteurs comme roche-mère de pétrole. Bien que désignée sous d'autres noms, mais à peu près avec les mêmes caractères, la *Formation de Tejon* est connue dans toute la Californie.

L'Oligocène est représenté par la *Formation de Sespe*; parfois il perd son individualité stratigraphique, faisant alors série continue avec l'Eocène dont il ne peut être séparé.

Dans le Miocène, est à remarquer particulièrement la *Formation de Monterey* qui, de l'avis de la majorité des auteurs, constitue la roche-mère du pétrole de la plupart des gisements californiens. Avec une sorte de récurrence du faciès de Tejon, elle est dans sa plus grande partie formée par des schistes bitumineux à Diatomées et Foraminifères, associées à des argiles, des sables et des grès; dans l'ensemble, elle atteint parfois jusqu'à 3.300 mètres d'épaisseur (Mc Kittrick) et elle a une très grande extension dans toutes les régions pétrolifères. Suivant les points, elle est connue encore, en tout ou en partie, sous les noms de *Schistes de Maricopa*, de *Santa Margarita*, de *Salina*, de *Modelo*, de *Puente*, etc. A la base de la *Formation de Monterey* se trouvent les sables et les conglomérats de la *Formation de Vaqueros*, d'une épaisseur de 200 mètres en moyenne et, au-dessus, ceux de la *Formation de Jacalitos* et de *Fernando*, dont la puissance dépasse quelquefois 2.500 mètres. Chacune de ces subdivisions est pétrolifère. Dans la zone côtière et dans les champs du Sud, la *Formation de Fernando* monte jusque dans le Pléistocène et constitue le terme le plus productif. Dans la zone de San Joachin, le Pliocène correspond à la *Formation de Tulare* qui atteint à elle seule jusqu'à 1.000 mètres de puissance. Enfin, le Quaternaire est représenté soit par des dépôts marins, comme dans la zone côtière, soit par des formations fluviales.

La série entière, du Crétacé au Pliocène supérieur, comprend de nombreux horizons productifs, pour la plupart concentrés dans le Miocène et le Pliocène. Parmi les 47 gisements en exploitation que GESTER a inventorié déjà en 1926, 28 empruntent leur production au Pliocène; 14 au Miocène et le reste à des formations plus anciennes à partir de l'Oligocène (1). Il est entendu que toute la série n'est pas productive dans une seule et même région, mais que chacun des champs est fertile dans ses subdivisions propres. Ainsi, dans la zone de San Joachin, le principal terme très fertilisant est le Miocène; dans le

(1) G. C. GESTER : Observations relating to the origin and accumulation of oil in California. *Bull. Am. Ass. Petr. Geol.*, 10 (7), 1926.

groupe de Santa Maria Lompoc, c'est le Miocène et le Pliocène, tandis que dans le groupe de Ventura et le groupe du Sud, le Pliocène. Les horizons productifs constitués par des sables et des graviers, ont en général une grande épaisseur, quelques-uns, comme le Sable de Modelo, atteignant jusqu'à 500 et même 600 mètres.

La tectonique des gisements californiens est assez variée et compliquée, ce qui les distingue des autres gisements américains. La forme la plus simple est celle de dôme surbaissé, ou d'anticlinal plus ou moins régulier, comme par exemple les dômes de Kern River, Huntington Beach, Long Beach, les anticlinaux de Coalinga, Kettleman Hills, Ventura, etc. (fig. 3). Si l'anticlinal est suffisamment long, il peut avoir des ondulations axiales, comme dans l'Elk Hills. Parfois le pétrole se trouve aussi en synclinal (Arroyo Grande). Entre la forme d'anticlinal

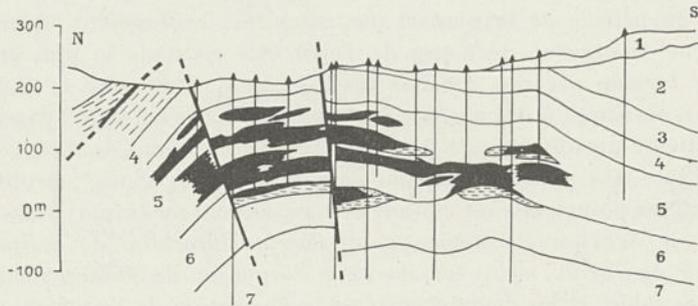


FIG. 197. — Coupe du champ pétrolifère de Shiells Cañon-Ventura County (d'après HUDSON).

1 = Eboulis; 2-7 = Différents termes de la Formation de Sespe (Oligocène);  
Noir = Pétrole.

régulier et la structure de chevauchement ou même de nappe, telle qu'elle est réalisée dans le Mc Kittrick (fig. 33), on trouve toute une série de types tectoniques où les failles jouent un rôle important. Dans la vallée de Santa Clara, dans le groupe Ventura-Newhall et les Puente-Hills, se trouvent les structures les plus variées (fig. 197); quelques-unes rappellent les gisements roumains de la bordure du Flysch (fig. 198 et 199).

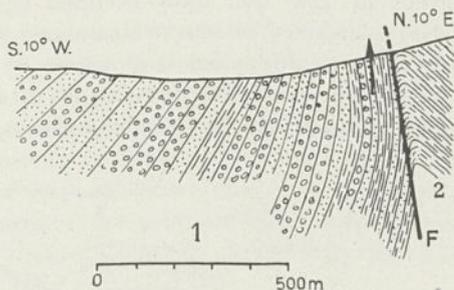
Généralement, la tectonique des champs de la vallée de San Joachin, comme de ceux de Santa Maria et de Santa Clara, est particulière du fait que, par l'action des poussées tangentielles sur la couverture sédimentaire, les plis sont serrés tandis que les failles ne jouent qu'un rôle subordonné (fig. 200). Dans les champs du bassin de Los Angeles au contraire, les failles interviennent d'une manière décisive, et la tectonique des gisements est influencée dans la même mesure par les dislocations verticales qui affectent le granite ou le cristallin du tréfonds.

Les forces qui impriment leur caractère aux champs californiens

ont prolongé leurs effets jusque dans le Quaternaire; ainsi la mise en place du pétrole jusque dans les couches les plus récentes du Pliocène, ou même dans le Pléistocène, s'explique facilement. C'est là encore une cause qui rend compte des nombreux points communs avec les gisements roumains ou caucasiens.

FIG. 198. — Coupe traversant une partie du champ pétrolifère de Puente Hills (d'après ELDRIDGE).

1 = Conglomérats, grès et schistes de Fernando; 2 = Schistes de Puente; F = Faille.



Vu la grande diversité des formes tectoniques et l'épaisseur variable des formations pétrolifères, les gisements californiens sont atteints à des profondeurs très variées. Certains horizons l'ont été à environ 200 mètres, mais la plupart le sont seulement au-dessous de 1.000 mètres. Jusqu'à la sonde du champ Crane dans le Texas, dont nous avons parlé, c'est la Californie qui détenait le record des profondeurs

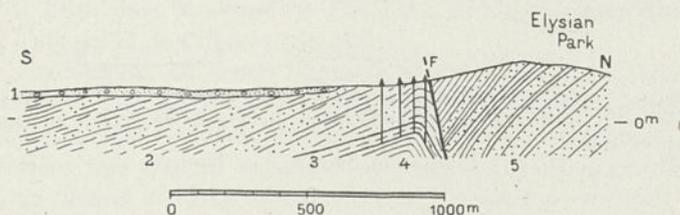


FIG. 199. — Coupe d'une partie du champ pétrolifère de Los Angeles (d'après ELDRIDGE et ARNOLD).

1 = Quaternaire; 2 = Grès et schistes de Fernando; 3-4 = Schistes de Puente avec sables pétrolifères; 5 = Grès de Puente; F — Faille.

avec une sonde poussée, dans le champ de Kern River, à 3.458 mètres. Tout récemment on a atteint dans le même champ la profondeur de 4.038 mètres.

Le pétrole californien est généralement asphalté, sulfureux, lourd, à poids spécifique variant entre 0,907 et 0,972. D'une manière exceptionnelle, on a rencontré aussi des pétroles très légers, à poids spécifique de 0,786 et 0,814, comme ceux de certaines couches de Coalinga, et dans l'autre sens, on y a trouvé aussi des pétroles exceptionnelle-

ment lourds, à poids spécifique de 1, dans les champs de Casmalia du groupe de Santa Maria. Un pétrole à densité moyenne donne à la distillation : 22 % de benzine, 19 % de lampant, 18 % d'huiles et 21 % de résidu.

Le pétrole est toujours accompagné en gisement par de grandes quantités de gaz qui, dans certains champs comme ceux de Los Angeles, se trouvent à une pression très élevée.

Les champs californiens sont parmi les plus anciennement connus aux Etats-Unis. A un certain moment (1914), après le déclin des Appalaches et avant le développement du Midcontinent, ils étaient à la tête

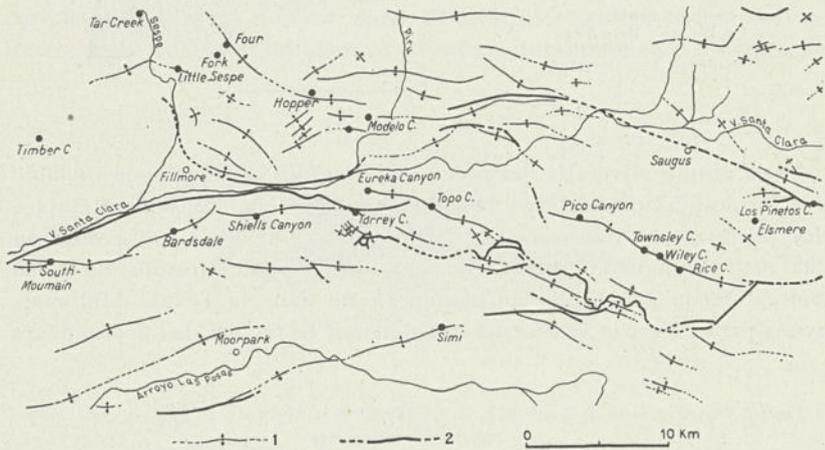


FIG. 200. — Esquisse tectonique d'une partie de la région de Santa Clara Valley avec localisation des principaux gisements de pétrole (points noirs) (d'après KEW).

1 = Axes anticlinaux ; 2 = Failles.

des champs productifs, avec annuellement 14.000.000 de tonnes, provenant en majorité de la zone de San Joaquin. En 1922, la courbe monte brusquement, fait dû aux champs de la zone côtière, pour arriver en 1929 au maximum de 40.000.000 de tonnes. La production baisse ensuite jusqu'en 1933, pour remonter à partir de 1934 et atteindre en 1937, 33.000.000 de tonnes. Ce redressement est dû spécialement aux champs du Kettleman Hills, de la vallée de San Joaquin et à ceux du groupe du Sud.

La production totale des champs californiens était, à la fin de 1937, d'environ 686.000.000 de tonnes.

\*\*

L'énorme extension et la richesse des gisements ont fait des Etats-Unis le pays dont la production a été la plus élevée parmi tous ceux

qui fournissent du pétrole. Depuis 1860, où les statistiques enregistrent leur première production, ils ont non seulement détenu le premier rang, mais ils se sont constamment inscrits avec une proportion dépassant 50 % de la production mondiale. C'est seulement entre les années 1898 et 1901 que l'Union nord-américaine a été momentanément dépassée par la Russie.

En 1936, les Etats-Unis ont produit environ 150.000.000 de tonnes de pétrole, et en 1937, près de 173.000.000 de tonnes, donc au delà de 61 % de la production mondiale. En ce qui concerne la production totale des gisements jusqu'à la fin de l'année 1937, elle monte à 2.733.000.000 de tonnes, c'est-à-dire presque 64 % de la production mondiale dans sa totalité. Les réserves dont dispose encore l'Union nord-américaine paraissent être tout aussi grandes. On a évalué qu'au commencement de 1938 ces réserves représentaient encore le chiffre imposant d'environ 2.100.000.000 de tonnes (1).

#### MEXIQUE

Des indices, en particulier de pétrole et d'asphalte, sont connus dans bien des régions du Mexique, en commençant par la Basse-Californie et la frontière des Etats-Unis, jusque dans l'Isthme de Tehuantepec. Mais les gisements proprement dits sont cantonnés dans la région côtière de l'Est, dans les états de Coahuila, de Tamaulipas, de Vera Cruz, de Tabasco et de Chiapas (fig. 201).

Ils se rencontrent en partie dans la plaine côtière du Golfe du Mexique, qui depuis le Texas se rétrécit graduellement en territoire mexicain, et en partie dans la région des collines, flanquant cette plaine côtière vers l'Ouest. La plaine côtière, de beaucoup réduite en largeur dans le Sud de l'Etat de Tamaulipas et le Nord de celui de Vera Cruz, s'élargit à nouveau dans le Tabasco, pour se développer encore dans la péninsule d'Yucatan. Vers l'Est, cette plaine s'abaisse insensiblement sous les eaux du Golfe du Mexique, tandis qu'à l'Ouest elle passe à la région de collines qui précèdent la Sierra Madre orientale.

Le sous-sol de la zone pétrolifère de Coahuila, Tamaulipas et Vera Cruz est constitué par les dépôts du Crétacé et du Tertiaire, continuant ceux du Texas (2).

La série stratigraphique, assez bien connue dans ses détails, porte cependant des noms locaux et à acceptions différentes d'une région à l'autre, ce qui donne lieu à des confusions.

(1) J. B. AUG. KESSLER : L'accroissement des réserves de pétrole brut. *Monit. Pétr. Roum.*, XXXIX, 8, 1938.

(2) W. STAUB : Geologische Querprofile durch das Erdölgebiet von Nord-Ost-Mexiko. *II<sup>e</sup> Congr. Mond. du Pétrole*, Paris, 1937.

Le terme le plus inférieur du Crétacé, intéressant au point de vue qui nous occupe, comprend la partie supérieure de l'Infracrétacé et le Mésocrétacé jusqu'au Cénomaniens. Il est représenté par un calcaire, dépassant 1.500 mètres d'épaisseur, parfois bathyal, le *Calcaire de Tamaulipas*, le plus souvent sub-récifal, massif, bitumineux, gris, à intercalations ferrugineuses, dolomitique et caverneux à sa partie supé-



FIG. 201. — Esquisse de la distribution des gisements pétrolifères (noir) du Mexique (d'après GARFIAS, BEBY THOMPSON, EMMONS et autres).

rieure, et rappelant ainsi en tout le Calcaire de Trenton. Dans ce cas, c'est le Calcaire de Tamasopo ou de El Abra, connu encore sous le nom de Calcaire de Tamabra. Aux affleurements, dans les noyaux de certains plis de la Sierra Madre, ce calcaire a une forte odeur de bitume et contient même parfois de petites inclusions de pétrole et d'eau salée. C'est dans sa partie supérieure que se trouve localisé le principal horizon productif de la région.

Au-dessus viennent, de manière discordante, la Formation de

*Tamaulipas* et la *Formation de San Felipe*, épaisses en moyenne de 700 mètres, représentant le Crétacé moyen et supérieur jusqu'au Campanien. C'est une alternance de schistes et de calcaires constituant, grâce à leur fissuration, un des horizons pétrolifères importants.

Le terme suivant, également discordant, va du Maestrichtien au Paléocène. Il est représenté par une série de marnes et de schistes, associée à des grès, des schistes siliceux, etc., atteignant ensemble jusqu'à 1.500 mètres d'épaisseur. On y a distingué successivement, de bas en haut, les *Marnes de Mendez* ou de *Papagayos*, les *Schistes de Cardenas* et la *Formation de Velasco* ou de *Tamesi*. Cette série ne contient que très peu de pétrole et seulement dans son horizon de base (Mendez); elle est en revanche importante par le fait qu'elle constitue le manteau protecteur des gisements contenus dans les formations plus anciennes.

Après une nouvelle discordance, la succession se continue par l'Eocène, formé d'un complexe d'argiles, de calcaires, de sables et de conglomérats, épais de 2.000 à 3.000 mètres. C'est la *Formation de Tempoal* ou de *Quayabal* et la *Formation de Tantoyuca* ou de *Chapapote*. L'Oligocène et le Miocène, développés sous le même faciès, sont connus respectivement sous les noms de *Formations de Meson* et de *Alazan* et *Formation de Tuxpan*. Le long de la côte, ces formations sont recouvertes par une bande de Quaternaire.

La série tertiaire dans la région du Nord-Est a pu être parallélisée avec celle du Gulf-Coast du Texas (1).

Les traits tectoniques datent en partie du Crétacé, en partie du Paléogène, ainsi que le témoignent les discordances respectives. Il en résulte souvent une dysharmonie entre la structure de surface et celle de profondeur. Les plis marginaux de la Sierra Madre, dirigés parallèlement à la côte, s'enfoncent vers l'Est, sous les dépôts tertiaires de la plaine et se propagent, de plus en plus atténués, jusqu'à disparition. Cependant, avant de finir complètement en surface, ils se manifestent encore une fois et d'une manière assez prononcée pour constituer la *Sierra Tamaulipas*, avant-chaine se dressant, dans l'Etat du même nom, en face de la *Sierra Madre* (fig. 202).

Généralement, ces plis se prolongent en profondeur, soit sous forme d'ondulations allongées, larges, dyssymétriques et faillées, soit sous celle de plis monoclinaux, ou même de dômes (fig. 203).

Un caractère spécial à la région réside, en dehors de masses de diorites et de syénites crétacées ou paléogènes, dans la présence de venues basaltiques, pliocènes ou plus récentes. Ce sont des intrusions, des filon-couches, des dykes, etc., qui traversent les formations crétacées et tertiaires et arrivent jusqu'en surface (fig. 204). Leur coïncidence

(1) ENRIQUE DIAZ LOZANO : Mexican petroleum productive zones and their general geological features. II<sup>e</sup> Congr. Mond. du Pétrole, Paris, 1937.

avec certaines accumulations de pétrole a été invoquée comme appui de l'origine interne du pétrole. Cependant, on sait que le Calcaire

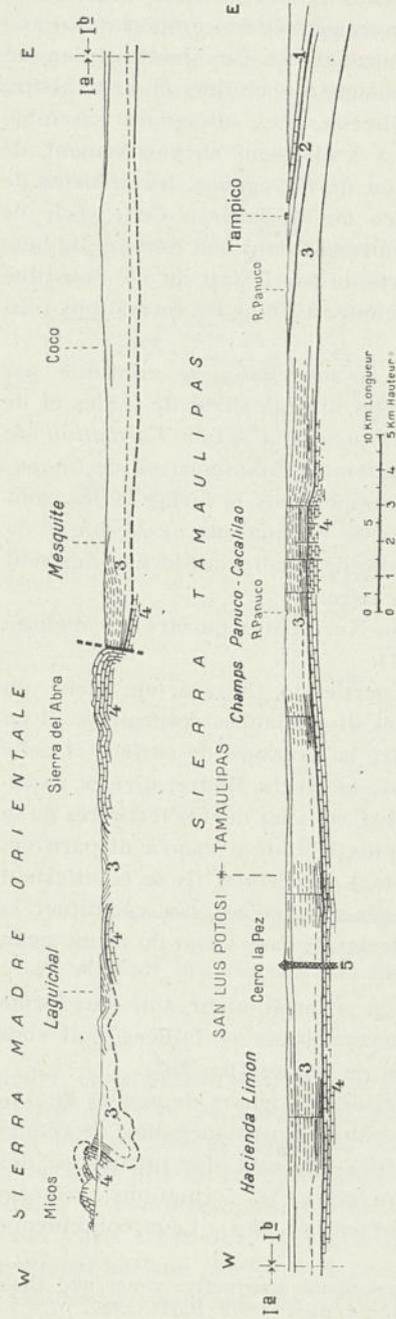


Fig. 202.

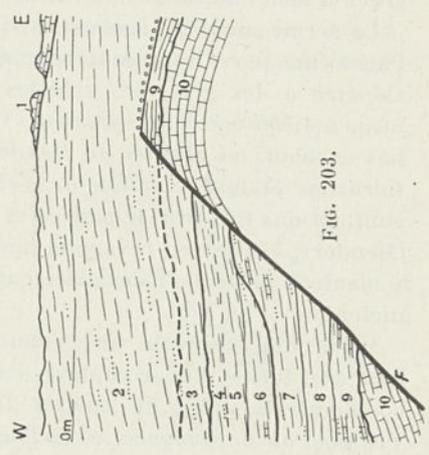


Fig. 203.

Fig. 202. — Coupe à travers la Sierra Madre orientale et Sierra Tamaulipas passant par les champs pétrolifères Panuco-Cacalilao (d'après W. STAUB).

1 = Burdigalien (Formation de Tuxpan); 2 = Aquitainien-Chattien (Form. de Meson et d'Alazan); 3 = Eocène et Crétacé supérieur (Form. de Chapapote, Guayabal, Tempoal, Mendez, etc.); 4 = Crétacé moyen et inférieur (Calc. de Tamaulipas); 5 = Basaltes.

Fig. 203. — Coupe à travers le champ pétrolifère de Cerro Azul (d'après SMALL).

1 = Formation de Meson; 2 = Form. d'Alazan (Oligocène); 3 = Form. de Guayabal? (Eocène); 4-5 = Form. de Tauloyuca et de Tempoal?; 6 = Form. de Chicontepec (Eocène); 7 = Form. de Velasco (Crétacé); 8 = Form. de Mendez; 9 = Form. de San Felipe; 10 = Form. de El Abra; F = Faille.



formations triasiques et jurassiques. Le pétrole se trouve dans les calcaires dolomitiques auxquels s'associent, dans les noyaux des diapirs, le gypse et le sel; il se trouve aussi dans le Miocène inférieur des flancs de ceux-ci.

En dehors des champs de gaz découverts dans la région du Nord-Est (Etat de Coahuila), où ce produit forme des gisements exploitables dans l'Eocène, les champs pétrolifères proprement dits du Mexique constituent trois groupes distincts distribués du Nord au Sud ainsi qu'il suit : le Groupe Panuco ou les champs du Nord, cantonnés à l'Ouest de Tampico sur la zone frontière des Etats de Tamaulipas et de Vera Cruz; le groupe de Dos Bocas-Alamo, ou les champs du Sud, situés à l'Ouest de Tuxpan, dans le Vera Cruz; enfin le groupe de Tehuantepec, dans le Vera Cruz et Tabasco, vers les localités de Puerto-Mexico et de Frontera.

Le groupe Panuco comprend les champs de Panuco, Topila, et Cacalilao, dans la vallée du Rio Panuco et aussi les champs de Chizol, Ebano, Limon, etc., situés au Nord de cette vallée. Ils sont emplantés sur trois plis ou sur leurs ondulations secondaires, souvent faillées, qui se trouvent dans le prolongement, vers le Sud, de la grande voûte de la Sierra de Tamaulipas, affaissée sous le Tertiaire. Le pétrole est accumulé dans la partie supérieure, poreuse et dolomitisée du Calcaire de Tamasopo, comme aussi dans les Calcaires de San Felipe.

Le pétrole est un produit noir, asphalté et l'un des plus lourds que l'on connaisse. Le poids spécifique en est de 0,960 à 1, et même au-dessus de 1; il est parfois tellement visqueux qu'il s'arrête dans les conduites. Le pétrole de Panuco à densité de 0,984 contient 2 % de benzine, 4 % de lampant, 14 % de gasoil, 12 % d'huiles et 66 % d'asphalte.

Le groupe de Dos Bocas-Alamo, commence à environ 70 kilomètres au Sud du précédent et comprend une série de champs distribués, du Nord au Sud, sur une zone d'à peu près 60 kilomètres, depuis Dos Bocas, sur la lagune de Tamiahua, jusqu'à Alamo, sur le Rio Tuxpan. En dehors de ces deux gisements, le groupe comprend aussi les champs de Tapetate, Casiano, Chinampa-Naranjos, Amatlan, Zacamixtle, Toteco, Cerro Azul, Potrero del Llano, Cerro Viejo, Tierra Blanca et Chapapote, échelonnés tous le long d'un large et long anticlinal, dyssymétrique ou faillé, que le Calcaire de Tamasopo dessine en profondeur (fig. 206). C'est le *Golden Lane* ou le *Knife Edge* des géologues mexicains. A l'Est de ces champs se trouvent ceux de Tanguijo, Tierra Amarilla et Molino et, à environ 60 kilomètres au Sud d'Alamo, dans l'Etat de Puebla, le champ de Furbero. A ceux-ci il faut encore ajouter les champs de Cazonas et de Nautla, sur les contreforts de la Sierra Madra et celui de Poza Rica, sur la zone de Papantla.

Les champs de ce groupe, les plus riches du Mexique, sont situés dans la région la plus volcanisée du pays. Les formes tectoniques qui abritent le pétrole — anticlinaux plus ou moins dyssymétriques, dômes, flexures, etc. — sont presque toujours faillées et pénétrées par des filons, des sills ou des intrusions éruptives. Le pétrole est comme d'habitude accumulé dans la partie culminante des plis ou des failles, et cela dans les calcaires caverneux, fracturés, de la Formation de San Felipe ou de Tamasopo; la pression de gaz est habituellement très élevée. Comme dans les champs du premier groupe, la profondeur moyenne à laquelle les horizons productifs sont atteints varie entre 600 et 700 mètres. Du fait des grandes facilités de circulation offertes par les roches-magasin, du fait aussi de la puissante tension de gise-

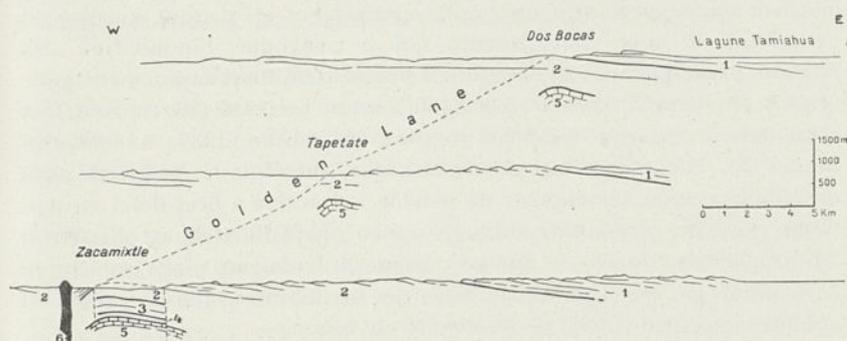


FIG. 206. — Coupes sériees de la région des champs de Dos Bocas et Zacamixtle (d'après W. STAUB).

- 1 = Formation de Tuxpan (Miocène) ; 2 = Form. de Meson et d'Alazan (Oligocène) ; 3 = Form. de Chapapote et de Tempoal (Eocène supérieur et moyen) ; 4 = Form. de Velasco (Crétacé supérieur) ; 5 = Calcaire de El Abra (Crétacé moyen et inférieur) ; 6 = Piton de basalte.

ment, les sondes ont une production journalière considérable : la sonde 4 **Cerro Azul**, par exemple, a fourni un débit initial de 27.000 tonnes par jour. Les mêmes causes ont cependant amené aussi l'épuisement des gîtes, ce qui a contribué à l'abaissement de la production.

Le pétrole est généralement un peu moins lourd que celui des champs du Nord. Sa densité moyenne est de 0,993, avec une teneur de 8 % en benzine, de 9 % en lampant, 3 % en gasoil, 74 % en mazout et 1 % en paraffine.

Le groupe de Tehuantepec comprend des champs comme ceux de **San Cristobal-Capoacan**, d'**Ixhuatlan**, **Soledad**, **Conception**, **Tecuanapa**, **Tonola**, etc. Bien que depuis plus longtemps connus, ils n'ont été l'objet d'une attention particulière que dans les derniers temps, une fois manifestée la diminution de production des précédents. Les gisements de cette région diffèrent de ceux que nous venons d'analyser non seulement

par leurs caractères géologiques, mais aussi par la nature du pétrole. Bien qu'à base d'asphalte, ce pétrole est toutefois plus léger, sa densité étant comprise entre 0,860 et 0,880. Un pétrole à densité de 0,860 contient 20 % de benzine, 25 % de lampant, 20 % de gasoil, 20 % d'huiles et 15 % de mazout.

C'est en 1901 que le Mexique s'est inscrit parmi les pays producteurs de pétrole; à cette date a été obtenue, dans les champs d'Ebano, la première production importante. Grâce aux découvertes successives de nouveaux gisements, la production s'est accrue vertigineusement dans les premières vingt années, atteignant en 1921 près de 29.000.000 de tonnes. Cependant, du fait du caractère particulier des roches-magasin qui se prêtent à un rapide épuisement et, surtout à cause de l'exploitation sans ménagements qui a provoqué l'inondation des champs principaux, la production a baissé tout aussi rapidement pour arriver, en 1935, à environ 5.900.000 tonnes. En 1936 elle est toutefois remontée à environ 6.124.000 tonnes (1), et en 1937, à 6.964.000 tonnes (2). Tout cela a fait que le Mexique, autrefois le deuxième pays du monde comme producteur de pétrole, est arrivé à bref délai au septième rang. Sa production totale jusqu'au début de 1938 est d'environ 257.000.000 de tonnes, ce qui lui assigne la troisième place au monde à ce point de vue. Quant aux réserves disponibles, elles seraient au commencement de 1938, de 36.000.000 de tonnes.

En *Amérique Centrale*, on connaît des indices de pétrole et d'autres bitumes dans le Guatemala, le Honduras, à Costa Rica et à Panama. Les explorations effectuées jusqu'à présent n'ont toutefois pas réussi à y découvrir des gisements exploitables.

#### ANTILLES

Si l'on excepte l'île de la Trinité qui, par sa situation autant que par sa structure, s'apparente intimement à celle de la Chaîne vénézuélienne et appartient à l'Amérique du Sud, les seules îles de la chaîne des Antilles, qui semblent présenter de l'intérêt au point de vue du pétrole, sont Cuba, Saint-Domingue et la Barbade.

A *Cuba*, de nombreuses manifestations de pétrole, de gaz, de poix et d'asphalte suivent une zone qui s'étend sur la côte Nord, d'une extrémité à l'autre de la grande île. Elles sont liées à une série sédimentaire, intensément plissée, débutant avec le Trias et le Jurassique,

(1) *The Petroleum Times*, 1337, june 12.

(2) *Monit. Pétr. Roum.*, XXXIX, 6, 1938.

série traversée par des serpentines et autres roches basiques d'âge crétacé ou plus récent. Le pétrole, et surtout l'asphalte qui est assez fréquent, remplissent les crevasses de calcaires jurassiques et crétacés; le pétrole se trouve aussi dans les zones fracturées et écrasées de serpentines.

Certains géologues sont d'avis que ces produits seraient originaires du Jurassique, bien que le Crétacé contienne des formations à caractère de roches-mères. Les sondages d'explorations pratiqués surtout dans les provinces de la Havane et de Santa Clara, dont certains ont été poussés jusqu'à 800 mètres, ont mis en évidence l'existence d'un pétrole parfois, comme celui de **Santa Clara**, extrêmement léger, dont le poids spécifique est compris entre 0,700 et 0,756, d'autres fois, comme à **Bacuranao-Havane**, plus lourd, à poids spécifique de 0,884.

Dans l'île de **Saint-Domingue**, il y a des indices dans le Crétacé, sur la côte sud de l'île, au voisinage des localités d'**Azua** et de **San Cristobal**. Le pétrole d'**Azua** est lourd et sulfureux, avec un poids spécifique de 0,953.

**L'île de la Barbade**, enfin, a fourni du pétrole sur sa côte orientale. Ce produit vient de grès et de schistes éocènes, qui donnent également de puissants dégagements de gaz (Boiling Springs). A la suite de ces explorations, on y est arrivé à une production allant jusqu'à 1.500 tonnes par an.

## V. — AMÉRIQUE DU SUD

En opposition avec le Continent Nord-américain, l'Amérique du Sud est le type du continent dyssymétrique. Tandis que sa bordure Ouest, depuis le Venezuela jusqu'à la Terre de Feu, est marquée par la puissante chaîne des Andes, presque tout le reste du continent appartient au Bouclier brésilien, vieille pénéplaine cristalline, analogue au Bouclier canadien, constituant un plateau très étendu, parfois assez haut et accidenté. Entre ces deux grands compartiments morphologiques et structuraux et masquant leurs rapports géologiques, s'interpose une région de dépressions basses, parfois larges, ailleurs plus étroites, qui se succèdent suivant une zone continue depuis l'embouchure de l'Orénoque jusqu'en Patagonie; elles constituent, du Nord au Sud, les llanos de l'Orénoque, la Plaine de l'Amazone supérieur, la Plaine du Chaco et la Plaine des pampas d'Argentine.

Les gisements de pétrole sont cantonnés exclusivement le long de la chaîne andine; ils s'y groupent en champs plus ou moins étendus, localisés soit sur ses flancs, soit dans les dépressions intra-andines. Les

affleurements de pétrole, d'asphalte et de schistes bitumineux, signalés dans certaines régions du Bouclier brésilien, dans les Guyanes ou dans le Brésil de l'Est ou de l'Ouest, semblent sans importance économique (fig. 207).

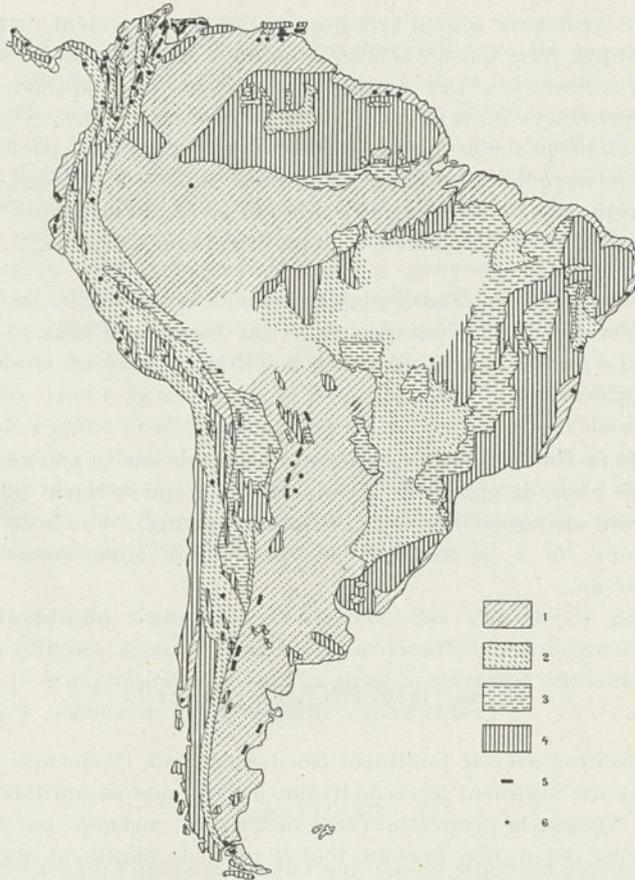


FIG. 207. — Esquisse géologique de l'Amérique du Sud (d'après FOURMARIER) avec distribution des gisements et indices de pétrole.

1 = Tertiaire ; 2 = Secondaire ; 3 = Primaire ; 4 = Précambrien et roches éruptives anciennes et récentes ; 5 = Gisements de pétrole ; 6 = Indices.

### LA TRINITÉ

De toutes les Antilles, la seule qui s'est, au moins jusqu'à présent, montrée d'un intérêt particulier au point de vue du pétrole est l'île de la Trinité. Elle est d'ailleurs depuis longtemps connue par son célèbre lac d'asphalte.

Bien que séparée du continent, la Trinité se rattache, comme nous

l'avons indiqué précédemment, très intimement à l'Amérique du Sud. Située près de la côte Est du Venezuela, dont elle n'est séparée que par le Golfe de Paria, elle représente l'extrémité orientale de la Cordillère Caraïbe, qui subit localement l'ennoyage qu'indique ce golfe (fig. 208). De la sorte, elle reflète au moins en partie, la géologie de cette chaîne caraïbe (1).

La partie Nord de l'île, située dans le prolongement de la Péninsule de Paria, est formée de roches métamorphiques correspondant à l'ossature cristalline de la Cordillère Caraïbe. Au Sud vient une dépression

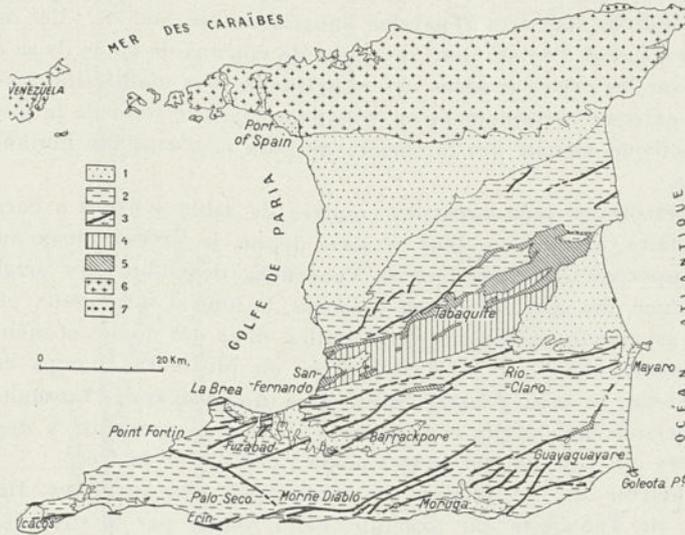


FIG. 208. — Carte structurale de la Trinité (d'après LEHNER).

1 = Quaternaire ; 2 = Tertiaire postéocène ; 3 = Principaux anticlinaux dans le Tertiaire postéocène ; 4 = Tertiaire postéocène fortement plissé ; 5 = Éocène et Crétacé ; 6 = Roches métamorphiques de la Chaîne septentrionale (Mésozoïque) ; 7 = Andésite augitique.

remplie par des dépôts néogènes et quaternaires, suivis par la zone des collines constituant la moitié Sud de l'île. Cette zone est elle-même formée par une série sédimentaire crétacée et tertiaire, localement recouverte par des formations quaternaires.

Une succession de calcaires, de schistes micacés, de grès et de schistes noirs, parfois imprégnés de pétrole, revient au Crétacé. Par-dessus et en discordance suit le Paléogène, comprenant des sables éocènes, surmontés par des calcaires et marnes oligocènes à Orbi-

(1) E. LEHNER : Introduction à la Géologie de Trinidad et Bibliographie géologique. *Ann. Off. Comb. liquides*, X, 1935.

H. G. KUGLER : Summary digest of Geology of Trinidad. *Bull. Am. Ass. Petr. Geol.*, 20 (11), 1936.

toïdes. Aussi bien l'Eocène que l'Oligocène, renferment des intercalations de sables pétrolifères. Au Miocène revient la *Série de Naparima*, formée par des calcaires et des marnes à Foraminifères, associés à des argiles, des schistes et des marnes, constituant sa partie inférieure ; par-dessus, reposent des sables et des argiles représentant le Miocène moyen et supérieur. C'est dans le Miocène inférieur et moyen que sont cantonnés les principaux niveaux productifs.

Toute la série sédimentaire est plissée, les plis se dirigeant de l'Ouest à l'Est, parallèlement à la crête cristalline ; ils sont de plus en plus atténués à mesure qu'ils s'éloignent de celle-ci.

Les indices sont très répandus dans la moitié Sud de l'île. Accompagnés souvent d'émanations de gaz et de volcans de boue, ils se distribuent sur les crêtes érodées des anticlinaux. Des manifestations identiques existent certainement au voisinage, dans le fond de la mer, car on a souvent signalé des lambeaux de poix et d'asphalte flottant à la surface.

Le pétrole est logé dans des couches de sable souvent à caractère lenticulaire, intercalées dans la série depuis le Crétacé jusqu'au Miocène supérieur. Comme dans le Venezuela, il semble être originaire du Crétacé. Ses gisements sont localisés le long d'anticlinaux plus ou moins asymétriques, dans des plis-failles, dans des dômes et même des plis monoclinaux. Ils sont concentrés en plusieurs champs comme **Point Fortin, La Brea, Fuzabad, Barackpore, Guaya-guayare, Tabaquite**, etc. Les horizons productifs sont atteints suivant les endroits à des profondeurs qui vont de 200 mètres jusqu'à 600 et 700 mètres.

Le pétrole de Trinidad a des propriétés très variables. Dans le champ de Tabaquite par exemple, celui fourni par le Crétacé et le Paléogène est très léger, paraffineux, riche en produits blancs, sa densité étant de 0,800. Au contraire, le Miocène du Sud-Ouest a donné un produit lourd, visqueux, asphalté, d'une densité égale au moins à 0,920. Voici les résultats des analyses de trois échantillons appartenant à trois catégories différentes (1) :

Densité à 15° C. ....	0,800	0,815	0,907
Soufre .....	0,3 %	0,7 %	—
Paraffine .....	2,5 »	1,5 »	—
Rendements de distillation :			
Essence .....	32,6 %	41 %	12 %
Lampant .....	28,4 »	15 »	15 »
Gasoil .....	16,0 »	—	37 »
Huiles .....	21,8 »	—	—

Dans les gisements peu profonds le pétrole se transforme en poix et asphalte.

(1) G. EGLOFF : Properties of representative crudes. *The Oil and Gas Journ.*, 1936, n° 33.

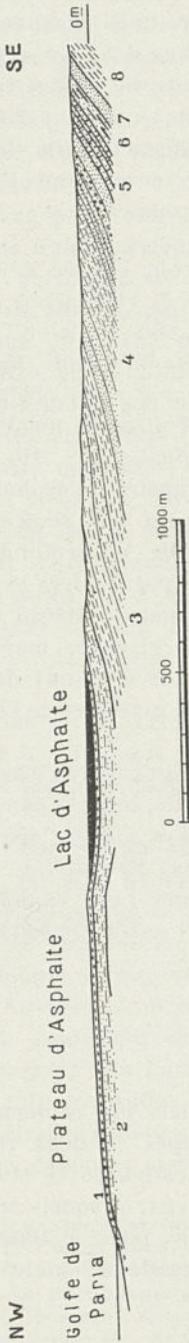


FIG. 210.

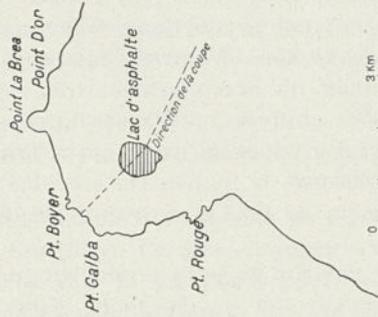


FIG. 209.

FIG. 209. — Esquisse de l'emplacement du lac d'asphalte La Brea, Trinité (d'après WALL et SAWKINS).

FIG. 210. — Coupe à travers la région du lac d'asphalte de la Trinité (d'après WALL et SAWKINS).

- 1 = Plateau asphaltique ; 2 = Argiles et schistes sablonneux ;
- 3 = Argiles bigarrées et sables jaunâtres ; 4 = Sables argileux ;
- 5 = Grès asphaltiques ; 6 = Sables asphaltiques ; 7 = Sables rouges ; 8 = Argiles.

Les recherches, guidées par les nombreux indices de surface, ont commencé à la Trinité vers 1870, mais c'est seulement en 1908 que l'on est arrivé à une production commerciale, lors de la découverte des gisements de **La Brea**. D'autres champs ne tardèrent à être exploités, ce qui amenait un accroissement très rapide de la production. En 1936, elle s'est chiffrée à 1.922.000 tonnes (1) et, en 1937, à 2.181.607 tonnes (2). La production totale de la Trinité, jusqu'à la fin de 1937, dépasse 20.000.000 de tonnes. On a évalué les réserves disponibles au commencement de 1938 à environ 9.000.000 de tonnes.

Avant de devenir un pays producteur de pétrole, l'Île de la Trinité était connue par son *lac d'asphalte*. Situé dans la région du **Cap La Brea** à une distance d'environ 1 kilomètre de la côte, ce lac est considéré comme l'un des plus grands dépôts d'asphalte du monde (fig. 209). Sa surface atteint environ un demi-kilomètre carré et sa profondeur est d'au moins 50 mètres. Il se trouve sur un synclinal de dépôts miocènes à intercalations de sables imprégnés d'asphalte (fig. 210).

En surface et sur une épaisseur de 50 centimètres, l'asphalte est solide, ayant la consistance du charbon; on peut non seulement y découper des blocs, mais il supporte un Decauville. En profondeur, il devient de plus en plus mou pour passer à de la poix. Après exploitation, la croûte solide se reforme et, fait intéressant, le niveau du lac revient au point de départ, parce que le pétrole visqueux monte des profondeurs le long des crevasses du terrain. Les éjections de poix sont parfois accompagnées par des hydrocarbures gazeux et de l'hydrogène sulfuré.

L'asphalte brut a une structure vacuolaire; il est constitué d'asphalte pur, dans une proportion allant du tiers à la moitié, le reste consistant en eau, gaz et substances minérales. Ces dernières sont formées d'un sable argileux à restes de Foraminifères variés, *Nummulites*, *Orbitoides*, etc. Depuis longtemps le produit fait l'objet d'une exploitation intense. Dans les derniers temps on en a extrait jusqu'à 200.000 tonnes par an.

#### VENEZUELA

De toute l'Amérique du Sud, c'est le Venezuela qui renferme les plus riches gisements de pétrole. Ils sont groupés en deux régions distinctes, à savoir : le Bassin du Lac de Maracaïbo, où se trouvent concentrés les plus importants et les plus nombreux, auxquels on peut rattacher ceux de la zone extérieure du Falcon; puis, le Bassin de Maturin qui comprend les gisements de l'extrémité orientale de la

(1) *The Petroleum Times*, 1937, june 12.

(2) *Monit. Pétr. Roum.*, XXXIX, 6, 1938.

Cordillère Caraïbe, vis-à-vis des gisements de la Trinité (1) (fig. 211). Toutefois, on rencontre des indices tout le long de la zone andine, depuis le Golfe de Paria jusqu'à la frontière de la Colombie, de sorte qu'il n'est pas exclu que dans cette zone de nouveaux gisements puissent être mis en valeur.

La géologie des régions pétrolifères du Venezuela se confond avec celle des Andes vénézuéliennes. Plusieurs éléments peuvent y être distingués (2).

Le long de la côte caraïbe, depuis la Péninsule de Paria jusqu'au Golfe de Triste, s'étend la Cordillère Caraïbe. A partir de ce golfe, la dite Cordillère se recourbe vers le Sud-Ouest pour constituer la Sierra de Merida, puissante chaîne qui dépasse parfois 5.000 mètres d'altitude et qui se prolonge jusqu'à la frontière colombienne. Là elle entre en relation avec la Cordillère orientale des Andes de Colombie qui, à son tour, se prolonge vers le Nord, sur la région de frontière occidentale du Venezuela, sous le nom de Sierra de Perija. Une vaste dépression intra-andine, occupée en bonne partie par le golfe et le lac de Maracaïbo, sépare la Sierra de Perija de la Sierra de Merida. Sur le versant Sud, les vagues de cette dernière chaîne se perdent d'une manière assez rapide sous les llanos de l'Orénoque, tandis qu'au Nord, elles bordent la dépression de Maracaïbo et se prolongent au loin, dans les Etats de Lara et de Falcon, pour recouvrir toute la région comprise entre cette dépression et le Golfe de Triste.

Comme à la Trinité, on distingue dans les chaînes vénézuéliennes un ensemble cristallin associé à des formations paléozoïques non métamorphiques, constituant l'ossature visible des principales sierras.

Une discordance sépare cet ensemble d'une série détritique rougeâtre, les *Red beds*, d'âge probablement permo-triasique, qui supportent à leur tour le Crétacé. Celui-ci débute par un étage gréseux, les *Grès de Barranquin*, pouvant atteindre une épaisseur de 1.300 mètres et qui, vers la base, se confondent parfois avec les *Red beds*. Au-dessus, un horizon de calcaires à *Exogyra*, le *Calcaire de Cogollo*, également variable comme épaisseur, parfois même discontinu, passant à la *Formation de La Luna* qui représente la formation de pétrole des Andes vénézuéliennes (3). Celle-ci est un complexe de 350 mètres d'épaisseur moyenne, de couleur sombre, formé par des schistes calcaires associés à des grès et à des schistes argileux, bitu-

(1) GUILLERMO ZULOAGA : General geological report on the oilfields of Venezuela. II<sup>e</sup> Congr. Mond. du Pétrole, Paris, 1937.

(2) H. DE CIZANCOURT et M. D. SCHNEGANS : Introduction à la Géologie du Venezuela et Bibliographie géologique. *Ann. Off. Comb. liquides*, XI, 1936.

(3) H. HEDBERG : Cretaceous limestone as petroleum source rock in north-western Venezuela. *Bull. Am. Ass. Petr. Geol.*, 15 (3), 1931.



FIG. 211. — Carte de la distribution des principaux champs de pétrole et des explorations récentes du Venezuela (d'après ZULOAGA).

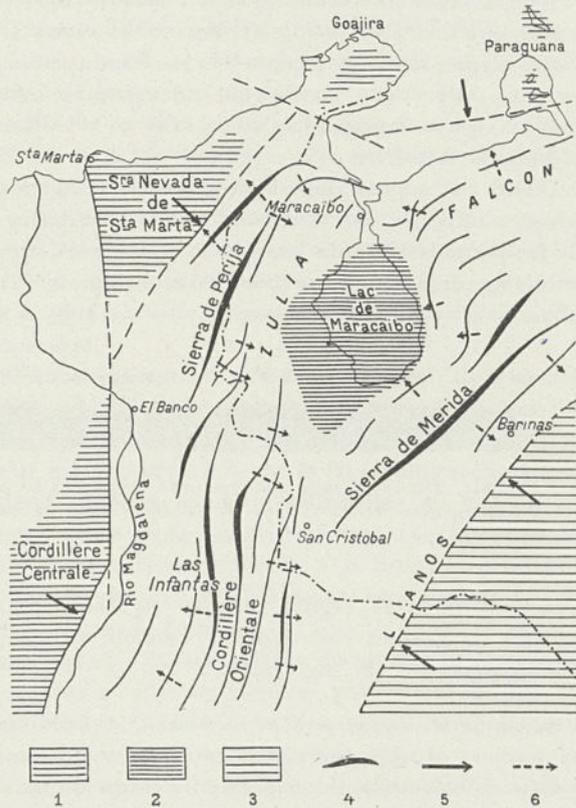
mineux, contenant parfois des Radiolaires et des Diatomées. Les indices de pétrole y sont fréquents. La série crétacée est complétée,

dans l'Ouest du Venezuela, par les formations de *Colon* et de *Mita Juan*.

Le paléogène, parfois discordant, est formé principalement de calcaire, de grès et de schistes, auxquels s'associent, vers la partie supérieure, du lignite et des conglomérats; grâce à ces intercalations, la

FIG. 212. — *Esquisse tectonique de la dépression du lac de Maracaïbo* (d'après DE CIZAN-COURT).

- 1 = Massifs cristallins de l'avant-pays ;
- 2 = Masse médiane de Maracaïbo ;
- 3 = Bouclier brésilien ;
- 4 = Principales zones anticlinales ;
- 5 = Directions de poussée du cadre ancien ;
- 6 = Sens du chevauchement des plis.



puissance totale de la série est portée jusqu'à 3.000 mètres et même jusqu'à 5.000. De bas en haut, on a distingué dans l'Eocène de la même région les formations de *Passo Diablo*, d'*El Mene Mostrancos* et d'*Orumo*.

Enfin, le Néogène est localisé sur les versants des sierras ainsi que dans le Bassin de Maracaïbo. Dans cette dernière région, il consiste en un complexe de marnes rayées, avec des intercalations de sables à charbons, atteignant jusqu'à 1.500 mètres d'épaisseur. Comme subdivisions locales, on y a distingué, entre autres, les formations de *La Rosa* et de *Lagunillas*, qui contiennent les principales accumulations de pétrole. Au contraire, sur le versant Sud de la Sierra de Merida, le Néogène est représenté par des dépôts marneux et détritiques qui

passent insensiblement à leur partie supérieure aux alluvions du Llanos (1).

Bien que la série presque entière, depuis le Crétacé vers le haut, soit pétrolifère, les principaux horizons productifs sont cantonnés dans l'Eocène et surtout dans le Miocène.

Du point de vue tectonique, un premier fait frappe : c'est le contraste entre la *Dépression de Maracaïbo* et les sierras environnantes. Cette dépression qui rappelle le Bassin pannonique est, comme celui-ci, une masse rigide, qui est comprise entre les deux géosynclinaux qui ont engendré les sierras et est affaissée, noyée sous les sédiments tertiaires.

Quant aux sierras, leur tectonique est remarquable par sa symétrie. Ainsi, tandis que sur le versant Sud de la Chaîne Caraïbe et sur celui de la Sierra de Merida les plis sont déversés vers le Sud, ayant donc la même disposition qu'à la Trinité, sur le versant Nord ils sont poussés en sens inverse, comme il en est dans l'Etat de Falcon. Ce

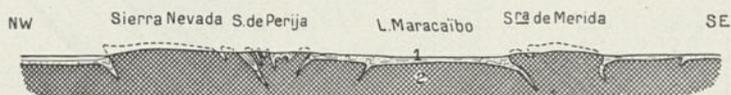


FIG. 213. — Coupe schématique à travers la Sierra Nevada, Maracaïbo et la Sierra de Merida (d'après DE CIZANCOURT).

1 = Couverture tertiaire ; 2 = Soubassement ancien.

n'est que dans la région du Lac de Maracaïbo, que les plis sont poussés de partout vers cette dépression, attirés par le vide créé par son affaissement (2) (fig. 212 et 213).

**Bassin de Maracaïbo et Zone du Falcon.** — Comme nous l'avons dit, les principaux champs pétrolifères du Venezuela sont concentrés dans le Bassin de Maracaïbo, une partie à l'Ouest du lac sur les derniers plis de la Sierra de Perija et le plus grand nombre à l'Est, soit sur le rivage même du lac, soit plus loin, sur les plis du Falcon (fig. 211).

Parmi les premiers sont à distinguer les champs de **Conception**, **La Paz**, **Rio Palmar**, situés à l'Ouest de la ville de Maracaïbo et où le pétrole se trouve à faible profondeur, dans le Miocène et l'Eocène, sur certains anticlinaux réguliers. La **Conception** est le plus important ; sa production totale s'est chiffrée au commencement de 1937 à 2.645.000 tonnes (3).

Les champs de **Rio de Oro**, **Los Manuelles** et **La Tarra** sont situés à

(1) ROLF ENGLEMAN : Geologie of Venezuelan Andes. *Bull. Am. Ass. Petr. Geol.*, 19 (6), 1935.

(2) H. DE CIZANCOURT : Tectonic structure of northern Andes in Colombia and Venezuela. *Ibid.*, 17 (3), 1933.

(3) G. ZUOLAGA : *Op. cit.*

environ 85 kilomètres au Sud-Ouest du lac, près de la frontière colombienne. Là, c'est le Crétacé et surtout l'Eocène qui sont productifs; la profondeur des sondes descend jusqu'à 1.285 m. Leur production totale jusqu'à la fin de 1936 dépasse 6.200.000 tonnes.

Bien plus importants sont les champs à l'Est du lac. En particulier, ceux de *Bolivar*, sur sa bordure, où ils occupent une bande de 76 kilomètres de longueur (1), sont célèbres par leur richesse. C'est ici que se trouve le groupe de **La Rosa**, **Ambrosio** et **Punta Benitez**, qui constitue un champ de 13 kilomètres de longueur. **La Rosa** est plus riche; sa production, depuis sa découverte en 1924 jusqu'au commencement de 1937, en est montée à 38.422.000 t. A 30 kilomètres plus au Sud se trouve le champ de **Lagunillas**, le plus riche de toute l'Amérique du Sud. Sa production dépasse la moitié de la production totale de la région. Entre eux s'interposent les champs **Tia Juana** et **San Matias**, dont les exploitations se sont réunies dernièrement avec celles du premier groupe. Le champ de Lagunillas se continue vers le Sud par celui de **Bachaquero**, moins important.

Le pétrole de cette zone est extrait d'une profondeur de 1.000 à 1.400 mètres; il provient du Miocène de certains plis cachés par le Quaternaire et par les eaux du lac. Dans le champ de La Rosa le principal horizon productif est la *Formation de la Rosa*, oligocène supérieur - miocène inférieur, et dans celui de Lagunillas, la *Formation de Lagunillas*, d'âge miocène, située immédiatement au-dessus de la Formation de la Rosa. Dans certains endroits (La Rosa, Lagunillas), les exploitations ont avancé jusqu'à 8 kilomètres vers l'intérieur du lac, sous une profondeur d'eau de 16 m. 80.

Au Sud-Est de Lagunillas et à 17 kilomètres du rivage, se trouve le champ **Mene Grande**, du même ordre de richesse que les précédents, sa production totale ayant atteint 25.000.000 de tonnes au commencement de 1937. Le pétrole y est contenu dans l'Eocène supérieur, dans la *Formation de Misoa-Trujillo*, et dans le Miocène, *Groupe de Maracaïbo*, équivalent de la Formation de Lagunillas. La profondeur moyenne de forage est de 930 mètres.

Sur la zone extérieure des plis du Falcon s'échelonne une autre série de champs. Le plus occidental est **El Mene de Buchivacoa**, situé à environ 50 kilomètres à l'Est du détroit qui relie le lac au Golfe de Maracaïbo. Il est placé sur un long pli, dirigé Est-Nord-Est au bord Nord d'un bassin circulaire, le *Bassin de Barranca*. Sa production totale jusqu'au début de 1937 s'est chiffrée à environ 3.000.000 de tonnes. Viennent ensuite, se succédant dans la même direction, les champs de **Media**, **Hombre Pintado**, **Dabajuro** et **Uramaco**, tous de moindre importance. Le dernier est situé à 20 kilomètres environ au Sud de l'entrée

(1) Rapport général : Venezuela, présenté au II<sup>e</sup> Congr. Mond. du Pétrole, Paris, 1937.

du Golfe de Coro. A l'Est du précédent, et encore plus près de la côte, est le champ de **Cumarebo**, découvert il y a sept ans. Le pétrole y est accumulé le long d'un brachyanticlinal de 4,5 kilomètres de longueur, affectant le Miocène supérieur, la *Formation de Socorro*. On l'y atteint à de faibles profondeurs (200 à 600 mètres). Dans les six années d'exploitation il a produit environ 2.445.000 tonnes. Enfin, près du bord oriental de la province et à 10 kilomètres de la côte, se trouvent les champs d'**El Mene del Salto** et **El Pozon**.

La qualité du pétrole de toutes ces régions est variable et cela non seulement d'un gisement à l'autre, mais aussi dans un seul et même gisement. Ainsi dans le champ de Mene Grande, on connaît des pétroles lourds, asphaltés, dont le poids spécifique atteint 0,946 et qui donnent à la distillation : 6 % de benzine, 9 % de lampant et 65 % de mazout, à côté d'autres plus légers, à poids spécifique de 0,849 et à 18 % de benzine. Les champs qui jalonnent les plis du Falcon, donnent en général des pétroles plus légers, depuis 0,820 (El Mene del Salto) jusqu'à 0,870 (Uramaco), et qui sont paraffineux et riches en benzine.

Voilà, à titre d'exemple, les analyses de quelques types de pétroles vénézuéliens (1) :

	<i>Mene Grande</i>	<i>Ambrosio</i>	<i>La Rosa</i>	<i>La Conception</i>	<i>El Mene</i>
Densité à 15° C.	0,947- 0,959	0,925	0,902	0,857	0,848
Soufre .....	2,5 - 2,7 %	2 %	1,7 %	0,9 %	0,4 %
Essence .....	9,2 -14,6 »	13,2 »	18,9 »	21 »	47,4 »
Densité de l'essence .....	0,764- 0,785	0,755	0,747	0,760	0,754

**Bassin de Maturin.** — Les champs sont situés sur le versant Sud de la Chaîne Caraïbe, à son extrémité orientale, dans l'Etat de Monagas. Placés en face de ceux de la Trinité, ils se trouvent dans des conditions géologiques analogues. Les formations néogènes de la zone des collines, transgressives sur le Crétacé et le Paléogène, descendent en série normale avec ce dernier dans la plaine, pour y disparaître en même temps sous une épaisse couverture de dépôts pléistocènes. C'est sur la zone de transgression du Néogène que sont localisés les gisements; ils sont concentrés le long de certains plis analogues à ceux de la Trinité.

Le champ de **Quiriquire**, situé à 25 kilomètres au Nord de Maturin, est le plus important de toute la région orientale du Venezuela, sa production ayant déjà dépassé celle du champ La Rosa, dans le Bassin de Maracaïbo. Placé sur un pli monoclinale, faillé et développé sur une surface d'environ 4.000 hectares, il est fertile dans des sables et des conglomérats à caractère lenticulaire, intercalés dans des argiles pliocènes et rencontrés à des profondeurs de 400 à 1.000 mètres. La pro-

(1) G. EGLOFF : Analyses of crude oil produced outside of the United States. *The Oil and Gas Journal*, 1937, n° 36.

duction totale monte à 10.700.000 tonnes. Le champ d'Orocuai, à l'Ouest du précédent, découvert en 1933, est moins important. Localisé aussi sur un pli monoclinale, il est productif dans le Mio-pliocène. Le champ de Guanaco, le plus anciennement connu du Venezuela, est situé à 85 kilomètres au Nord-Est de Maturin, près du lac d'asphalte de Bermudez. Ici, c'est le Crétacé qui est fertile. Enfin, le champ de Pedernales, découvert en 1933, est situé au bord septentrional du delta de l'Orénoque, sur un anticlinal dont les deux flancs sont faillés. Il produit actuellement environ 500 tonnes par jour. Tout comme celui des champs précédents, le pétrole y est lourd, asphalté, à poids spécifique de 0,920 à 0,940.

Des recherches pour la découverte de nouveaux gisements dans le Llanos de l'Orénoque, tant dans cette région que plus à l'Ouest, sont en cours.

Le Venezuela occupe actuellement le troisième rang parmi les pays producteurs de pétrole, situation qu'il s'est acquise en très peu de temps. C'est en 1912 que les travaux d'exploitation ont commencé, dans le Bassin de Maracaïbo, et la première production, à peine 16.500 tonnes, a été obtenue seulement en 1917. Cependant, grâce à la richesse des gisements successivement découverts, la production annuelle s'est accrue rapidement pour passer en 1936, à 22.945.299 tonnes et, en 1937 à 27.677.512 tonnes, soit plus de 9 % de la production mondiale. Près de la moitié est fournie par le champ de Lagunillas. Dans les dix-neuf années d'exploitation, le Venezuela a fourni environ 220.600.000 tonnes (1). Les réserves disponibles, au début de 1938, paraissent être d'au moins 500.000.000 de tonnes (2).

Parmi les manifestations de bitumes de la zone andine, les venues d'asphaltes sont les plus répandues. A côté des affleurements habituels, comme on en rencontre dans presque toutes les régions pétrolifères, tels par exemple ceux de la région du champ de Mene Grande, ou ceux de l'Etat de Sucre, ou encore de la Péninsule de Pedernales, le lac d'asphalte de Bermudez mérite une mention spéciale.

Situé près du champ de Guanaco, faisant en quelque sorte pendant à celui de la Trinité, le lac de Bermudez a une étendue de 4 kilomètres carrés et une profondeur de 1 à 3 mètres. Comme au lac La Brea, l'asphalte est solide et consistant à la surface, tandis qu'il devient mou, passant à de la poix en profondeur. A sa surface, il y a deux petits cratères par lesquels la poix monte des profondeurs. A la différence de celui de la Trinité, l'asphalte de Bermudez est bien plus pur à l'état naturel, la proportion des substances bitumineuses pouvant y monter jusqu'à 90 %.

(1) G. ZULOAGA : *Op. cit.*

(2) J. B. AUG. KESSLER : *Op. cit. Monit. Pétr. Roum.*, XXXIX, 8, 1938.

## COLOMBIE

Comme au Venezuela, les gisements et les indices du pétrole en Colombie sont uniquement cantonnés sur la zone andine. Ici cependant, cette zone présente un développement bien plus grand, du fait qu'à côté de l'élargissement des chaînes vénézuéliennes se prolongeant dans la Cordillère orientale, deux autres chaînes s'y ajoutent

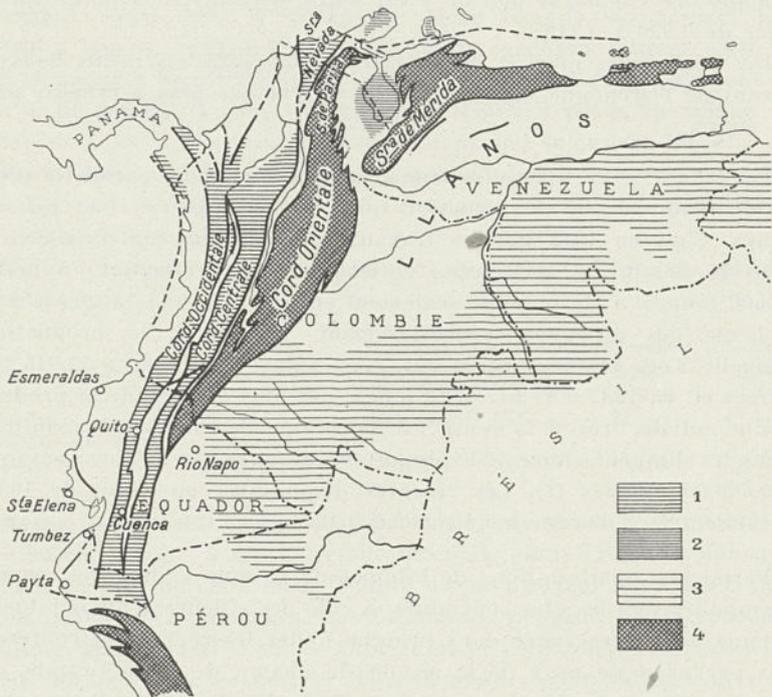


FIG. 214. — Esquisse tectonique des Andes septentrionales (d'après DE CIZANCOURT).

1 = Massifs cristallins de l'avant-pays en Colombie ; 2 = Dépression de Maracaïbo ; 3 = Bouclier brésilien ; 4 = Zones géosynclinales plissées.

à l'Ouest : la Cordillère centrale et la Cordillère occidentale, appelée aussi Cordillère de la Côte (fig. 214). Des dépressions longitudinales occupées par les vallées du Río Magdalena et du Río Cauca séparent ces chaînes orientées du Nord au Sud. Tandis que la Cordillère orientale s'est édifiée, tout comme les chaînes du Venezuela, sur l'emplacement du géosynclinal alpin des Andes, les cordillères, à l'Ouest de celle-ci, représentent de vieux massifs cristallins soulevés en plis de

fond et faisant pendant au Bouclier brésilien. Elles constituent la deuxième mâchoire de l'étau dans lequel s'est trouvé pris l'édifice andin (1).

La Cordillère orientale, avec son prolongement vers le Nord, la Sierra de Perija, montre une structure semblable à celle des chaînes vénézuéliennes : on y trouve les mêmes formations anciennes dans les zones axiales, les mêmes formations crétacées et tertiaires sur les flancs, disposées en plis plus ou moins réguliers, avec les mêmes déversements. A la bordure orientale, les plis se perdent sous les dépôts récents du Llanos tandis qu'à l'Ouest ils sont recoupés par le bord de la dépression occupée par la vallée du Rio Magdalena. Seule la Sierra de Perija entre en contact direct, à son extrémité Nord, par un système de failles, avec le massif hercynien de la Sierra Nevada de Sta Maria.

Dans le bassin du Rio Magdalena, fossé d'effondrement comparable au Fossé du Rhin, la série stratigraphique débute par des calcaires et des marnes noires d'âge jurassique, montrant aux affleurements des traces de pétrole.

Le Crétacé est constitué par une série de grès rouges, de sables, de calcaires, etc., appartenant au Valanginien-Hauterivien et supportant le *Groupe de Villeta*, d'âge aptien-albien. Ce groupe est constitué par des calcaires marneux, charbonneux, recouverts par des schistes noirs bitumineux, argileux et ardoisiers, auxquels s'associent des charbons. Il constitue une série épaisse de 200 à 700 mètres, à caractères de roche-mère, et hébergeant du pétrole. D'après STUTZER du reste, ce groupe comprend la roche-mère du pétrole de Colombie. Une autre série gréseuse représente le Crétacé supérieur.

L'Eocène est formé par un paquet de 700 mètres environ de puissance de schistes argileux gris, à charbons, montrant des intercalations de schistes bitumineux et de sables pétrolifères, recouverts par endroits de grès quartzeux oligocènes. A l'encontre de STUTZER, ANDERSON est d'avis que le pétrole est originaire de l'Eocène (2).

Enfin, le Néogène est constitué par des grès sableux roux, de près de 3.000 mètres d'épaisseur, qui passent à leur partie supérieure aux sables et conglomérats pléistocènes.

Une tectonique en anticlinaux faillés et en dômes, bien des fois orientés Ouest-Est, caractérise ce bassin.

La Cordillère centrale et la Cordillère de la Côte, montrent la structure des massifs hercyniens : gneiss et micaschistes à granites intrusifs, éventuellement recouverts d'une mince couche de formations crétacées-paléogènes transgressives et surtout de produits volcaniques.

(1) H. DE CIZANCOURT : Tectonic structure, etc.

(2) F. M. ANDERSON : Original source of oil in Colombia. *Bull. Am. Ass. Petr. Geol.*, 10 (4) 1926.

Leurs formations sont recoupées par des fractures, ce qui explique la localisation des volcans de ces régions. C'est à des fractures longitudinales qu'est due en partie la dépression du Rio Cauca, qui sépare morphologiquement les deux cordillères (fig. 214). Elles se ramifient et s'ennoyent partiellement à leur extrémité Nord. Dans cette région d'ennoyage, entre Panama et la Sierra Nevada de Sta Maria, on retrouve les conditions stratigraphiques de la dépression du Rio Magdalena.

Les gisements de pétrole du pays, ainsi que les indices les plus importants, sont liés aux formations crétacées-paléogènes des dépressions intra-andines. Ainsi, dans le prolongement vers le Sud-Ouest du territoire pétrolifère vénézuélien, toujours dans le bassin de Maracaïbo, on trouve les indices de la région de **Rio de Oro** et de **Rio Catatumbo (Barco)**. Mais les plus importantes venues, et en même temps la région pétrolifère proprement dite de Colombie, se trouve sur la zone du Rio Magdalena.

A 40 kilomètres environ à l'Est de la localité de Barranca Bermeja, dans le district de Santander, se trouve sur cette zone, dans la concession **De Mares**, le champ de **Las Infantas**, qui s'est montré d'une remarquable richesse. Le pétrole est logé dans le Crétacé et l'Eocène et il est accumulé le long des anticlinaux et des dômes faillés. C'est à une profondeur de 600 mètres environ que les horizons productifs de l'Eocène ont été atteints; ils ont fourni un pétrole paraffineux, d'une densité de 0,837. A 800 mètres ont été atteints aussi ceux du Crétacé supérieur. Le pétrole de cette série se trouve dans des calcaires caverneux et, à la différence du précédent, il est plus léger (0,844). Un brut à poids spécifique de 0,814 donne, à la distillation, 52 % d'essence et 22 % de lampant et de gasoil.

La production du champ de Las Infantas, par laquelle se résume d'ailleurs la production presque entière du pays, a débuté en 1922 seulement, avec 44.251 tonnes, bien que les explorations aient commencé dès 1918. En 1927, elle avait dépassé 2 millions de tonnes, quantum qu'elle a maintenu pour monter en 1936 à près de 2.677.000 tonnes (1) et, en 1937, à 2.829.000 tonnes (2). La production totale jusqu'au début de 1938 a dépassé 25.000.000 de tonnes. Quant aux réserves, elles se chiffraient, au début de 1938, à 44.750.000 tonnes.

Différents indices de pétrole, comme des suintements d'huile, d'émanations de gaz, des sources sulfureuses et des volcans de boue, sont connus sur la côte caraïbe, dans la région de ramification et d'ennoyage des deux cordillères cristallines. Ainsi, entre **Barranquilla** et **Carthage**, dans la vallée inférieure du Rio Magdalena, et surtout dans la région

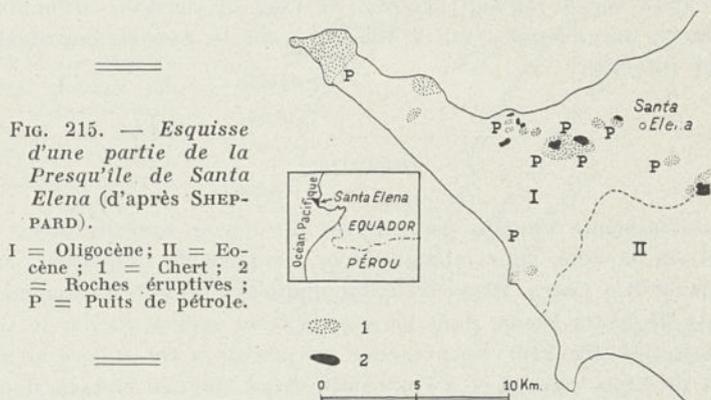
(1) *The Petroleum Times*, 1937, june 12.

(2) *Monit. Pétr. Roum.*, XXXIX, 6, 1938.

de **Tubara**, entre la vallée du Rio Sinu et du Rio Atrato, ces manifestations sont très fréquentes. Cependant, les explorations ne sont pas arrivées jusqu'à présent à des résultats bien satisfaisants. On connaît des indices semblables aussi sur les bords de la zone andine, comme sont ceux de la côte du Pacifique, dans les régions de **Rio Bando**, **Cali** et **Rio Patia**, et surtout ceux du versant Est de la Cordillère orientale, dans certaines vallées qui se dirigent soit vers l'Orénoque, soit vers l'Amazone.

## ÉQUATEUR

La zone andine se rétrécit sur le territoire de l'Equateur et y acquiert un caractère unitaire, cela du fait que la Cordillère orientale colombienne s'arrête avant d'atteindre la frontière de ce pays, et aussi parce que les deux cordillères cristallines se fusionnent en une seule.



En échange, à l'Ouest de celle-ci, la zone côtière montre une largeur sensiblement plus grande qu'en Colombie.

C'est une région de collines, élevée, qui s'étend le long du rivage et qui est séparée de la cordillère par une plaine alluviale plus déprimée. Tandis que cette plaine est établie sur des dépôts quaternaires et sur les alluvions récentes qui descendent en abondance des montagnes, la zone des collines est constituée par des dépôts crétacés et tertiaires intensément plissés. Ces formations sont parfois pétrolifères.

La région pétrolifère proprement dite de l'Equateur se trouve sur la zone des collines et elle est concentrée dans la presqu'île de Santa Elena, à l'Ouest du port Guayaquil (fig. 215). Le pétrole y est logé dans une série de marnes et de grès supracrétacés ou infrapaléogènes, parfois traversés par des filons éruptifs. En plusieurs endroits, il suinte abondamment à la surface. Ainsi des puits à main, profonds

de 4 ou 5 mètres seulement, sont arrivés à une production de 1.500 kilos par jour. Les sondages pratiqués aux environs de la localité de **Santa Elena** ont rencontré le pétrole à des profondeurs comprises entre 300 et 700 mètres. Certains en ont été éruptifs (**Ancon**). Le pétrole obtenu dans les puits à main est lourd, oxydé, d'une densité de 0,986, tandis que celui des sondes est léger, de bonne qualité, à densité de 0,835.

La production de l'Equateur ne figure dans les statistiques qu'à partir de 1917, avec 7.800 tonnes. Depuis cette date, elle est montée graduellement pour arriver en 1936 à 268.300 tonnes (1), et, en 1937, à 306.312 tonnes (2). La production totale du pays jusqu'à la fin de la même année a été de 2.400.000 tonnes environ. Les réserves connues du pays seraient, au commencement de 1938, seulement de 500.000 tonnes.

En dehors de Santa Elena, on connaît des indices également dans le Nord, sur la côte, près de la localité d'**Esmeraldas** et, vers le Sud, dans la région de **Cuenca**, sur le versant occidental des Andes. Il en existe aussi sur le versant oriental, le long de certains affluents de l'Amazone, par exemple sur le **Rio Napo**, où le pétrole imprègne le Crétacé inférieur.

## PÉROU

Les principaux champs pétrolifères du Pérou sont localisés également sur la côte, au voisinage de la frontière de l'Equateur, entre **Tumbez** et **Rio Chira**. Ils se trouvent d'ailleurs dans le prolongement de ceux de Santa Elena, dont ils sont séparés seulement par le Golfe de **Guayaquil** (fig. 216). La présence du pétrole a été encore signalée à l'Est de Lima (**Junin**) et à l'extrémité Nord du **Lac Titicaca**, dans la partie sud-orientale de l'Etat, près de la frontière bolivienne.

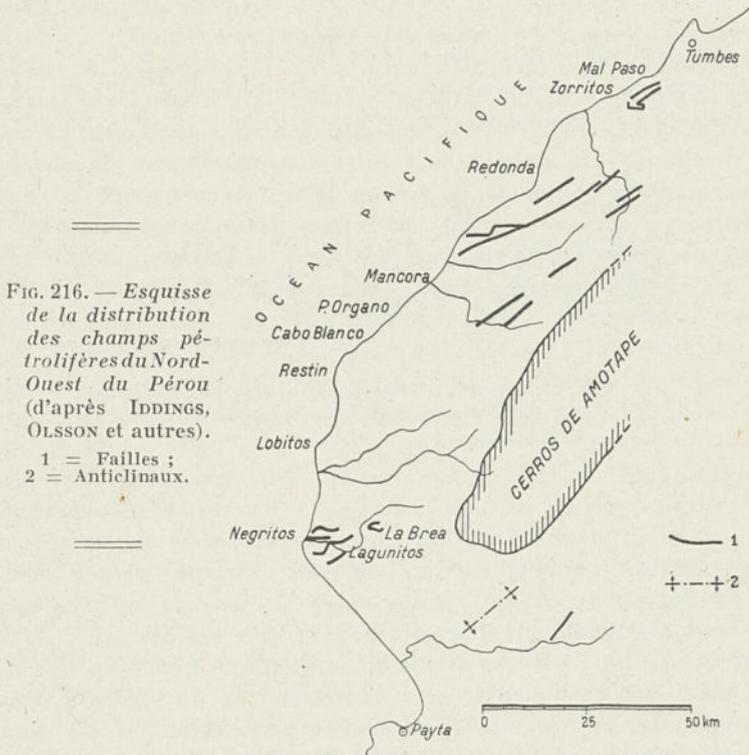
La zone côtière péruvienne, dans sa partie septentrionale, s'étend aux pieds des Andes sous la forme d'une plaine uniforme, aride, vrai désert parsemé de dunes; d'une largeur dépassant 100 kilomètres, elle est inclinée doucement vers le Sud. L'uniformité de cette plaine est rompue, dans la partie du Nord de **Rio Chira**, par une crête proéminente, la **Cerros de Amotape**, qui paraît se détacher de la zone andine et s'avancer en direction Sud-Ouest vers la côte.

En dehors de granites, diorites et autres roches éruptives mésozoïques, la Crête d'Amotape est constituée par des formations paléozoïques, plus spécialement des schistes carbonifères, associées à des conglomérats, grès et calcaires du Crétacé supérieur. C'est le reste d'une chaîne hercynienne, dont la continuation vers le Nord a été

(1) *The Petroleum Times*, 1937, june 12.

(2) *Monit. Pétr. Roum.*, XXXIX, 6, 1938.

retrouvée plus loin que ne l'indique la morphologie, et dont l'indépendance structurale par rapport à la chaîne andine paraît être évidente. Autour de la Chaîne d'Amotape se développent des dépôts tertiaires à caractère épicontinental, plissés et surtout faillés (1) (fig. 217). Ces derniers sont recouverts par un Pléistocène détritique, dépôts de terrasses marines, épais jusqu'à 100 mètres, à disposition horizontale, constituant des sortes de plateaux caractéristiques pour



la région, les *tablazo*, qui contrastent vivement avec le relief raviné des parties où ils ont été enlevés par l'érosion.

Le Tertiaire de la zone pétrolifère est un complexe dépassant 7.500 mètres d'épaisseur. Il consiste en schistes, marnes, calcschistes noirs bitumineux, grès, conglomérats, sables, etc., parfois associés à du matériel volcanique. C'est une série presque continue, allant de l'Eocène au Pliocène. Une discordance a été cependant constatée à la base de l'Oligocène et une autre entre l'Oligocène inférieur et

(1) G. PETERSEN : La tectonique du Tertiaire pétrolifère dans le Nord-Ouest du Pérou. II<sup>e</sup> Congr. Mond. du Pétrole, Paris, 1937.

l'Oligocène moyen. C'est à l'Eocène inférieur que correspond la *Formation de Negritos*, laquelle a fourni la plus grande quantité de pétrole. Du reste, presque toutes les subdivisions de l'Eocène et de l'Oligocène, ainsi que la partie inférieure du Miocène sont pétrolifères. A remarquer, comme horizons productifs, la *Formation de Mancora* et la *Formation de Heath* dans l'Oligocène et la *Formation de Zorritos* dans le Miocène. Dans l'Oligocène et le Miocène, on trouve en outre des schistes noirs bitumineux, ainsi que des gypses (1).

Les indices de pétrole sont surtout fréquents près de la côte, bien qu'à l'intérieur, comme à **La Brea**, à l'extrémité de la chaîne de Cerros de Amotape, on connaisse des venues d'asphalte et des volcans de boue.

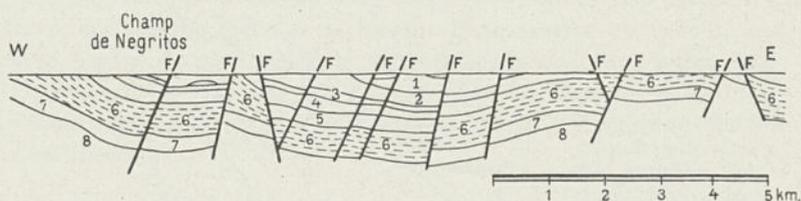


FIG. 217. — Coupe du champ pétrolifère de Negritos (d'après IDINGS, OLSSON et autres).

1-8 = Différents termes du Tertiaire (8 = Formation de Negritos-Eocène inférieur);  
F = Failles.

Les gisements proprement dits de cette région s'échelonnent le long de la côte.

Les plus septentrionaux se trouvent à 30 kilomètres au Sud de Tumbes, où ils constituent le champ de **Zorritos**, emplanté sur un pli s'étendant sur 6 kilomètres, le long de la côte, et faillé suivant sa longueur. Le pétrole, rencontré dans l'Oligocène supérieur et le Miocène inférieur, à des profondeurs de seulement 200 à 300 mètres, est léger, à poids spécifique compris entre 0,809 et 0,838. Bien que les explorations y datent de 1870, le champ n'a commencé à produire que depuis 1884. Sa production totale jusqu'au commencement de 1937 a été de 417.007 tonnes, dont 6.440 en 1936 (2).

Les champs de **Restin**, **Cabo Blanco** et **El Alto**, situés à approximativement 80 kilomètres au Sud du précédent, sont moins importants.

Mais, à 20 kilomètres encore plus au Sud, se trouve le champ de **Lobitos**, qui est bien plus riche que celui de Zorritos. Bien que placé

(1) A. JOCHAMOWITZ : Le pétrole au Pérou. II<sup>e</sup> Congr. Mond. du Pétrole, Paris, 1937.

(2) O. QUIROGA : L'industrie du pétrole dans le Nord du Pérou. Ibid., Paris, 1937.

dans les mêmes conditions géologiques, vu que le pétrole se trouve aussi dans l'Eocène, dans la Formation de Negritos, les horizons productifs sont atteints à des profondeurs beaucoup plus grandes; il y a des sondes qui sont descendues à plus de 2.000 mètres. Les exploitations ont débuté en 1900, pour arriver en 1905 à une production régulière qui a augmenté graduellement. La production totale de cette région jusqu'au début de 1937 se chiffre à 5.162.097 tonnes, celle de 1936 étant de 323.275 tonnes. Elle participe donc avec 20 % à la production totale du pays.

Enfin, à 25 kilomètres environ vers le Sud, se trouve le groupe des champs de **Negritos**, le plus important du Pérou. Il comprend des champs situés sur la côte, d'autres plus à l'intérieur (**Negritos, Lagunitos, La Brea, Lobitos, Verdun, Jabonillal**, etc.) tous montrant des conditions de gisement analogues à ceux de Lobitos. La profondeur de forage est en moyenne de 750 mètres, montant cependant parfois à 1.500, voire même à 1.880 mètres (fig. 199). La première production y fut obtenue en 1890, pour arriver à constituer à l'heure actuelle les 76 % de la quantité totale obtenue dans le pays. Depuis 1890 jusqu'au commencement de 1937, la région a produit 21.683.036 tonnes, dont 1.998.120 en 1936. Le pétrole de Negritos ressemble dans une certaine mesure à celui de Pennsylvanie. Sa densité est de 0,855 et il donne à la distillation 11 % de benzine, 42 % de lampant et 14 % d'huiles.

On n'est pas encore édifié sur la valeur de la région du **Lac Titicaca**. L'existence du pétrole y a été, en effet, mise en évidence à différentes époques et par plusieurs sondages. Entre 1905 et 1915 on a même obtenu, dans le champ de **Huancane**, une production de 37.500 tonnes. Ensuite les travaux ont été abandonnés, pour être repris l'année dernière. Le pétrole est concentré le long d'un anticlinal faillé qui suit le bord Nord-Ouest du lac. Il est associé à une série qui ne paraît pas être très différente de celle de la zone pétrolifère de la Bolivie, à savoir des formations dévoniennes couvertes par du Mésozoïque et spécialement par du Crétacé. Le pétrole de Huancane diffère de celui des champs précédents; il contient 5 % de paraffine et 40 à 50 % de lampant.

Quant à la région de l'Amazone, les recherches y sont en cours.

Bien qu'on ne puisse les comparer comme débit à ceux du Venezuela, les gisements du Pérou sont les plus anciennement productifs de l'Amérique du Sud. Cependant, l'Etat ne s'est inscrit comme pays producteur qu'en 1884 avec quelques centaines de tonnes. En 1900 il arrivait à 40.000 tonnes pour monter progressivement à 2.460.000 tonnes en 1936 (1). En 1937, sa production descend cependant à

(1) A. JOCHAMOWITZ : *Op. cit.*

2.306.564 tonnes (1). La production totale du Pérou jusqu'au commencement de 1938 s'élève à 27.650.000 tonnes environ. La réserve totale du pays, au début de la même année, serait de 11.000.000 de tonnes.

## BOLIVIE

Les indices de ce pays se distribuent tout le long de la bordure orientale des Andes boliviennes. Les plus fréquentes, celles qui ont le plus attiré l'attention, sont comprises entre **Santa Cruz** et **Yacuiba**, sur la frontière d'Argentine (fig. 218). On ne peut citer que peu d'indices

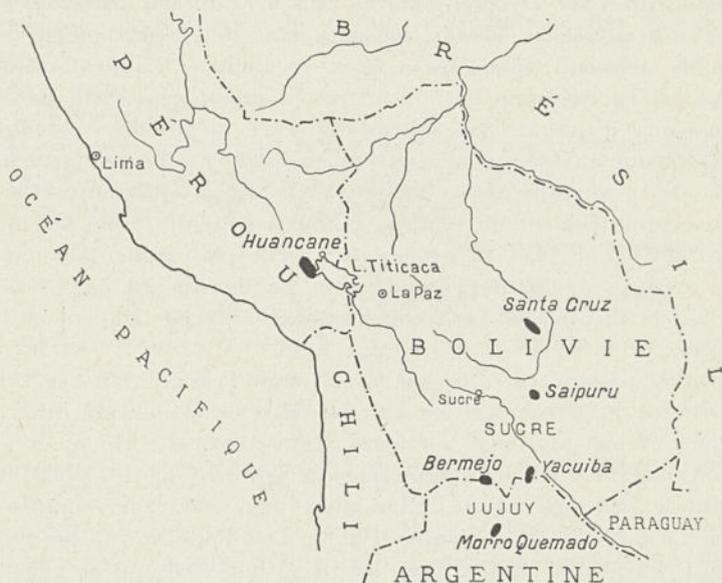


FIG. 218. — Esquisse de la distribution des gisements de pétrole (noir) en Bolivie (d'après EMMONS).

à l'intérieur, si l'on excepte ceux de la région de **La Paz** et de **Sucre**. En revanche, on en rencontre dans le **Chaco**, affleurant dans les dépôts quaternaires de cette plaine. Les régions pétrolifères proprement dites se trouvent cependant aux pieds des Andes, localisées dans la zone des contreforts andins, sur une largeur d'environ 100 kilomètres.

Cette zone est traversée par une série de plis qui se succèdent vers l'extérieur comme autant de vagues, se perdant dans le Chaco. Il est fort probable qu'ils intéressent aussi le soubassement de cette région, où ils seraient masqués par la couverture quaternaire. Ce sont des

(1) *Monit. Pétr. Roum.*, XXXIX, 6, 1938.

plis asymétriques, déjetés vers l'Est, parmi lesquels les plis-failles prédominent (fig. 219).

Les plus anciennes formations correspondent aux *Couches de Sarrarenda*, d'âge paléozoïque, probablement dévonien; ce sont des schistes noirs bitumineux et des grès micacés en plaquettes formant une série qui est considérée comme la roche-mère du pétrole. Suit un puissant paquet (1.700 mètres) d'un grès rouge ou jaune, le *Grès de Mandiyuti* ou *Grès inférieur*, qui appartiendrait au Trias et dans lequel se fait jour la plus grande partie des suintements de pétrole. Au-dessus encore, et en discordance, vient un complexe de grès et calcaires dolomitiques d'âge crétacé, épais de 100 à 500 mètres, le *Groupe de transition*, recouvert par le Tertiaire. Celui-ci consiste en grès et schistes rouges, éventuellement associés à des calcaires lacustres ou à des conglomérats; ce sont les *Couches de Sacarigua*, épaisses de 2.300 mètres.

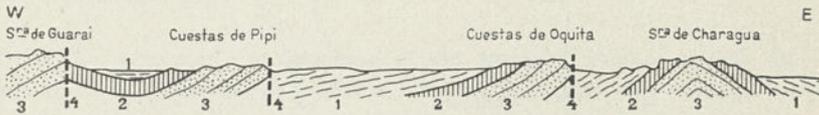


FIG. 219. — Coupe à travers les chaînes subandines entre le Rio Grande et le Pilcomayo (d'après MATTER).

1 = Marnes bigarrées ; 2 = Grès rouges de Tacuru ; 3 = Grès de Bermejo ;  
4 = Failles.

On a pratiqué des sondages dans les régions de **Santa Cruz de la Sierra**, **Saipuru**, **Camarindi** et **Bermejo**, près de la frontière d'Argentine.

**Bermejo** est le seul champ actuellement en exploitation. On y a foré des sondes de plus de 1.000 mètres de profondeur, dont la production initiale a atteint 275 tonnes par sonde et par jour.

Le pétrole bolivien est variable de composition. Celui qui suinte dans les Couches de Sarrarenda est ordinairement un pétrole très léger, rougeâtre ou verdâtre, avec un poids spécifique de 0,800 ou même de 0,790, tandis que celui des formations plus récentes, triasiques ou tertiaires, est bien plus lourd, le poids spécifique allant jusqu'à 0,940. Dans la région de La Paz on obtient un pétrole à densité de 0,850.

La Bolivie est entrée la dernière parmi les pays sud-américains producteurs de pétrole. C'est à peine en 1930 qu'elle apparaît dans les statistiques, avec 7.672 t. En 1935 sa production triplait atteignant 100.000 tonnes à la fin de l'année 1936.

## RÉPUBLIQUE ARGENTINE

Les champs pétrolifères de l'Argentine sont groupés en trois régions distinctes, à savoir : les plus septentrionaux sur la zone des chaînes pré-andines, dans les provinces de Jujuy et de Salta, prolongeant la zone pétrolifère de la Bolivie; d'autres, aux pieds des Andes chilio-

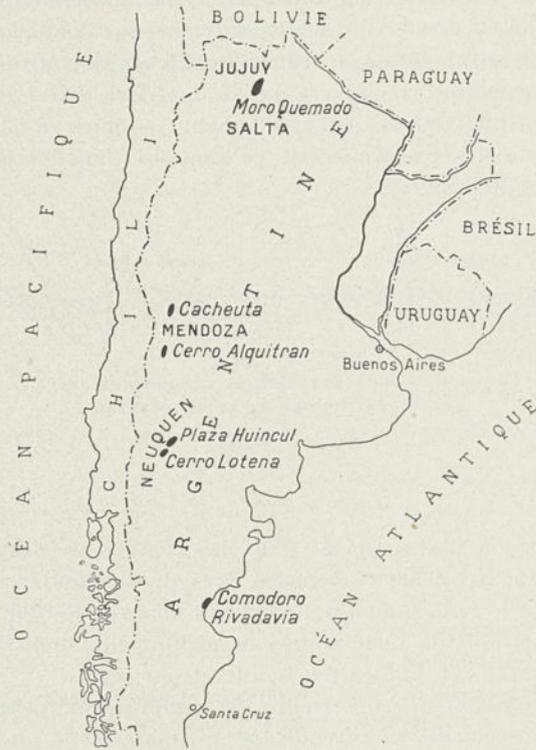


FIG. 220. — Esquisse de la distribution des principaux champs pétrolifères (noir) d'Argentine (d'après LAHEE, EMMONS et autres).

argentines, dans les provinces de Mendoza et de Neuquén; le troisième groupe enfin, et le plus important, dans la plaine patagonienne du Sud-Est de la province de Chubut, près de la côte atlantique (fig. 220).

Les gisements et les indices de la région de **Jujuy-Salta** apparaissent dans les mêmes conditions géologiques que ceux de la contrée de Yacuiba en Bolivie. La même série sédimentaire, avec les mêmes

caractères et la même tectonique, indiqués plus au Nord, se retrouvent ici. Comme en Bolivie, c'est la série des schistes bitumineux dévoniens qui est considérée comme roche-mère, bien que l'on estime parfois que le même rôle a pu être joué aussi par des calcaires dolomitiques du Crétacé, ceux du *Groupe de transition*.

Les explorations n'ont donné au début que de faibles résultats, qui se sont cependant quelque peu améliorés dans la suite. Ainsi, d'une production de 200 tonnes à peine en 1926, on est monté en trois années à 33.000 t. Le centre principal d'exploitation est le **Morro Quemado**. Dernièrement la région a beaucoup gagné en intérêt par les nouveaux horizons productifs découverts. Toutefois elle reste toujours la troisième en importance de la République Argentine.

Le pétrole y est assez variable, à l'instar de celui de Bolivie d'ailleurs. Il y a passage graduel depuis des types légers, jaune clair, à poids spécifique de 0,795 et 0,818, jusqu'à des types lourds, noirs, à poids spécifique de 0,953.

Dans les provinces de **Mendoza** et de **Neuquen** s'échelonnent, du Nord au Sud, quelques gisements et indices, tels ceux des champs de **Cacheuta**, **Cerro-Alquitran** (Mendoza), **Plaza Huincul** et de **Cerro Lötana** (Neuquen).

**Cacheuta**, situé à environ 45 kilomètres au Sud-Ouest de Mendoza, est un champ de faible importance. Le pétrole y est logé dans des grès rhétiens qui recouvrent le Dévonien. On le touche par des sondages jusqu'à 700 mètres de profondeur, le long d'un anticlinal. Le champ de **Cerro-Alquitran**, à l'Ouest de San Rafaël, se présente presque dans les mêmes conditions, avec la différence que les horizons productifs sont rencontrés à de moindres profondeurs. C'est une série de schistes bitumineux, d'âge jurassique, qui semble renfermer la roche-mère. Le pétrole de ce champ est lourd, visqueux, asphalté à poids spécifique de 0,972. Un pétrole plus léger, à poids spécifique de 0,871, donne à la distillation: 17,5 % d'essence, 11,9 % de lampant, 15,8 % de gasoil, 23,1 % d'huiles et 31,7 % de résidus (1).

Il est à ajouter que les formations jurassiques et crétacées, plissées en anticlinaux déjetés vers l'Est, ou en dômes et plis-failles, sont traversées par des andésites tertiaires, au voisinage desquels le pétrole est transformé en asphalte.

Plus importants, les champs de **Neuquen** et surtout ceux de **Plaza Huincul**, se trouvent dans une région dont la constitution n'est pas bien différente des précédents. L'horizon productif y est formé par un paquet de sables fins, argileux, de la partie inférieure du Portlandien, rencontré par les forages approximativement vers 600 mètres

(1) G. EGLOFF : Analyses of crude oil produced outside of the United States. *The Oil and Gas Journal*, 1937, 36.

de profondeur. A la différence des champs précédents, le pétrole est ici un produit léger, à poids spécifique de 0,853. Il donne à la distillation : 25,1 % d'essence, 10,1 % de lampant, 16,6 % de gasoil, 10,3 % d'huiles et 37,9 % résidus (1). Ce champ est le deuxième de l'Argentine, assurant entre 10 et 12 % de la production totale du pays.

Vers le Sud-Ouest se trouve le champ de **Cerro Lotena**, à peu près dans les mêmes conditions géologiques que le précédent.

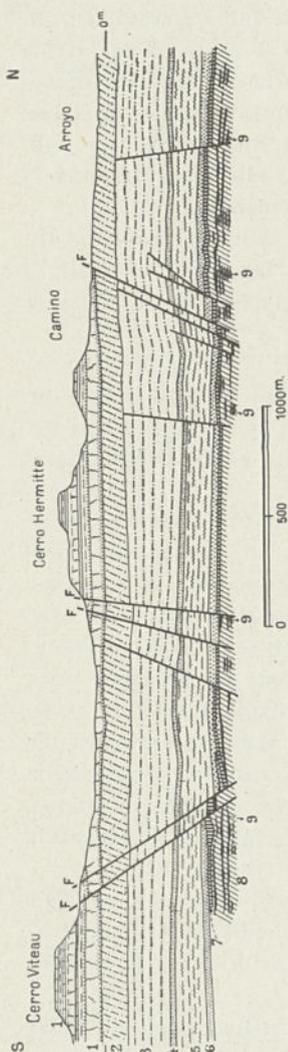


FIG. 221. — Coupe à travers le champ pétrolifère de Comodoro Rivadavia (d'après FERTUGLIO).  
1 = Patagonien (marin) ; 2 = Eocène (continental) ; 3 = Pehueneche (continental) ;  
4-7 = Salamanquien ; 8 = Chubutien ; 9 = Horizons pétrolifères ; F = Failles.

Le champ le plus important de l'Argentine est celui de **Comodoro Rivadavia**. Situé sur la côte de l'Atlantique, il occupe une région quasi-tabulaire, dans laquelle l'érosion n'a sculpté qu'un relief peu accentué. Il n'y affleure que des grès et des sables, d'origine marine et d'âge oligo-miocène, constituant ce que l'on appelle le Patagonien. Les dépôts inférieurs sont connus seulement par les sondages. L'Eocène, développé sous un faciès continental, atteint jusqu'à 140 mètres d'épaisseur. Il est constitué par des marnes, auxquelles s'associent des tufs et des blocs de mélaphyres, reposant sur une série toujours d'origine continentale et de 200 mètres d'épaisseur. Celle-ci consiste en schistes argileux à intercalations de grès qui semblent représenter déjà le Crétacé supérieur. Au-dessous vient une série marine, épaisse de 120 à 130 mètres, sablo-gréseuse, glauconieuse, avec des intercalations d'argile et montrant à la base des intercalations de lignite : c'est l'étage appelé Salamanquien, correspondant au Danien et au Maestrichtien et qui ren-

ferme le premier niveau pétrolifère. Plus bas encore, se trouve le Chubutien (Sénonien-Turonien), fait d'argiles rayées à intercalations de sables et de conglomérats et dans lequel le faciès continental

(1) G. EGLOFF : Analyses of crude oil produced outside of the United States. *The Oil and Gas Journal*, 1937, n° 36.

alterne avec le faciès marin. Il abrite le principal niveau productif de la région. Tout récemment on a découvert encore un niveau important de pétrole à 200 mètres au-dessous de celui-ci.

La tectonique rappelle celle de certains champs du centre des Etats-Unis. Ployées en un dôme très surbaissé, les couches ne montrent qu'un pendage de 2 mètres au kilomètre. En revanche, elles sont recoupées par de nombreuses failles, le long desquelles, très probablement, est monté le pétrole des profondeurs (fig. 221). L'horizon productif a été atteint en général à 700 mètres environ, bien qu'il y ait eu des sondes qui ont pénétré jusqu'à 1.200 mètres.

Le pétrole de Rivadavia est un produit lourd et visqueux, d'un poids spécifique allant jusqu'à 0,927. Deux échantillons analysés dernièrement ont donné les résultats suivants (1) :

Densité à 15° C.....	0,887	0,928
Soufre .....	0,09 %	0,17 %
Rendements de distillation :		
Essence .....	9,7 %	4,9 %
Lampant .....	20,2 »	1,7 »
Gasoil .....	4,9 »	10,9 »
Huiles .....	—	19,2 »
Résidus .....	65,1 »	63,2 »

Dans ce gisement il y a également des gaz en grande quantité et sous des pressions allant jusqu'à 200 atmosphères.

Ce champ a été découvert par hasard, en 1907, à l'occasion d'un sondage pour la recherche de l'eau. La première sonde emplantée a donné, l'année même, 14 tonnes de pétrole et ce fut la première production du pays. D'autres sondes suivirent à bref délai. Celles-ci faisaient mieux connaître le champ, lequel fournit l'année d'après, plus de 1.500 tonnes. Actuellement, la production du Comodoro Rivadavia représente à peu près les 90 % de la production de la République Argentine.

Cette production a été de 2.211.000 tonnes (2) en 1936, et à peu près de 2.313.000 tonnes en 1937 (3). La production totale du pays jusqu'au commencement de 1938 s'est élevée à 23.733.000 tonnes. Les réserves, à la même date, seraient de 6.585.000 tonnes.

(1) G. EGLOFF : *Op. cit.*, 1937.

(2) *The Petroleum Times*, 1937, june 12.

(3) *Monit. Pétr. Roum.*, XXXIX, 6, 1938.

## VI. — OCÉANIE

Si l'on fait abstraction des nombreux essaims d'îles répandues au large du Pacifique, dont les relations réciproques sont difficiles à saisir dans le cadre d'une structure d'ensemble, et si l'on prend en considération l'Australie seule, avec sa ceinture d'îles au Nord et à l'Est, on se trouve en présence d'un plan architectural très simple (fig. 222).

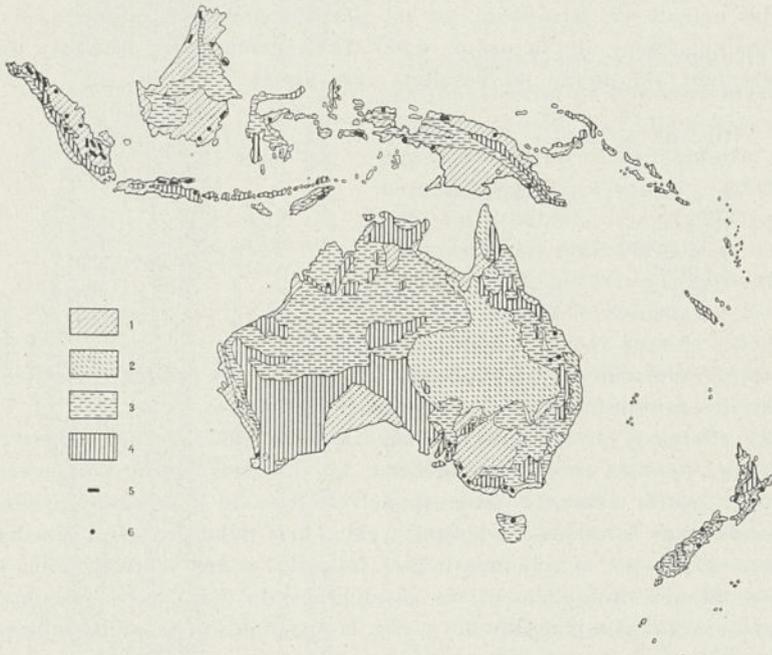


FIG. 222. — *Esquisse géologique de l'Océanie (d'après FOURMARIER) avec distribution des gisements et indices de bitumes.*

1 = Tertiaire ; 2 = Secondaire, y compris le Permien dans les îles ; 3 = Primaire ; 4 = Précambrien et roches éruptives anciennes et récentes ; 5 = Gisements de pétrole ; 6 = Indices.

La plus grande partie du continent australien représente un ancien massif tabulaire, constitué par des schistes cristallins et de roches éruptives, qui supportent des lambeaux de dépôts cambriens et siluriens. C'est le plus grand des blocs provenant de la fragmentation du Continent australo-indo-malgache. La zone montagneuse de sa bordure orientale est un ancien géosynclinal paléozoïque, plissé et soudé au Bouclier australien. Enfin, la ceinture d'îles qui se continue depuis les Iles de la Sonde, par la Nouvelle-Guinée, l'archipel

de Salomon, la Nouvelle-Calédonie et jusqu'en Nouvelle-Zélande, est un tronçon de la zone des plissements alpins circumpacifiques, séparé de l'Australie par un chenal marin, qui peut être comparé à la zone de dépressions de l'Amérique du Sud, entre la Chaîne Andine et le Bouclier brésilien.

En dehors de la Nouvelle-Guinée, qui fait en ce moment l'objet de sérieuses recherches, l'Océanie présente très peu d'intérêt au point de vue pétrole, autant que la question y est connue.

En **Australie**, quelques suintements de bitumes sont concentrés dans l'Ouest. Les plus connus se trouvent cependant dans la zone des plis paléozoïques de l'Est du continent. Ainsi, à **Rome** dans le Sud du Queensland, des sondages pour la recherche de l'eau ont rencontré des accumulations de gaz, logées probablement dans le Jurassique. A **Wolston**, près de Brisbane, des traces de pétrole et de gaz ont été constatées dans le Trias. En Tasmanie, le Permo-Carbonifère présente des intercalations de schistes bitumineux qui, dans le Nord de l'île, dans la région de **Launceston**, ont même été exploités.

Actuellement, les recherches sont concentrés dans cinq régions, indiquées aussi bien par leur structure géologique que par la présence d'indices, à savoir : le *Grand Bassin artésien*, couvrant des parties du Queensland, du South Australia et du New South Wales, le *Bassin de Sidney*, dans le New South Wales, le *Bassin de Gippsland*, dans le Victoria, le *Bassin du Désert* et le *Bassin du Nord-Ouest*, dans le Western Australia (1).

En **Nouvelle Guinée**, les indices sont liés aux formations tertiaires. Des suintements de bitumes sont connus en territoire hollandais, sur la côte septentrionale de l'île, vers le 139° méridien; on en rencontre également sur le versant Sud de la Chaîne de Nassau, sur la rivière **Iwaka**, non loin de la côte méridionale.

En territoire anglais, le pétrole se trouve dans le Tertiaire plissé de la chaîne côtière, dite du Prince-Alexandre, qui a été même explorée par des sondages peu profonds aux environs d'**Aitapé**. Il y a des émanations de gaz et des volcans de boue près de **Port Moresby**, d'où quelques centaines de tonnes de pétrole ont été déjà extraites.

Des recherches actives sont entreprises actuellement en Nouvelle Guinée.

En **Nouvelle Zélande**, surtout dans l'Île du Nord, on connaît de nombreux suintements de pétrole et des émanations de gaz, liés à des

(1) ARTHUR WADE : Recent advances, political and geological, in connection with the search for oil in Australia. II<sup>e</sup> Congr. Mond. du Pétrole, Paris, 1937.

zones anticlinales dans des formations d'âge néogène. C'est dans la région de **Taranaki**, près de New Plymouth, et aussi dans la région au Nord de **Hawke Bay** que ces manifestations sont le plus fréquentes. Aux environs de Taranaki, le pétrole se trouve accumulé au voisinage de certaines intrusions andésitiques. Les sondages d'exploration y sont parfois descendus jusqu'à 1.900 mètres. Certains ont produit quelques milliers de tonnes de pétrole, provenant du Pliocène à des profondeurs de 700 à 1.100 mètres (1).

Dans l'Île du Sud, on connaît aussi des manifestations de ce genre, dans la région de **Kotuku**.

---

(1) FREDERICK G. CLAPP : Taranaki Oilfield, New Zealand. *Bull. Am. Ass. Petrol. Geol.*, 16 (8), 1932.

### III

## LA PRODUCTION ET LES RÉSERVES MONDIALES DE PÉTROLE

---

En passant en revue les différentes régions pétrolifères, nous avons autant que possible indiqué, pour chaque pays en particulier, la production actuelle, ainsi que la quantité totale de pétrole extraite depuis la première production inscrite dans les statistiques. Nous avons également fait mention des réserves disponibles de chaque pays, bien que les données dont on dispose à ce sujet aient un caractère très approximatif. En totalisant les chiffres, on obtient d'un côté la production, de l'autre les réserves mondiales de pétrole.

**Production.** — Si l'on s'en rapporte uniquement à la production de la dernière année, on peut constater que, dans le courant de 1937, la totalité des gisements du globe ont fourni, en chiffres ronds, à peu près, 280.000.000 de tonnes. En laissant de côté les fluctuations des dernières années, ce total représente le niveau maximum atteint par la courbe de la production mondiale. A ce quantum général, les principaux pays pétrolifères ont contribué dans l'ordre et les proportions qui suivent :

1. <i>Etats-Unis d'Amérique</i> , avec	173.000.000 t. ou	61,78 %.
2. <i>Russie</i> ,	» 27.686.000 » »	9,88 »
3. <i>Venezuela</i> ,	» 27.677.000 » »	9,88 »
4. <i>Perse</i> ,	» 10.424.000 » »	3,72 »
5. <i>Insulinde</i> ,	» 7.263.000 » »	2,59 »
6. <i>Roumanie</i> ,	» 7.150.000 » »	2,55 »
7. <i>Mexique</i> ,	» 6.964.000 » »	2,48 »
8. <i>Irak</i> ,	» 4.162.374 » »	1,48 »
9. <i>Colombie</i> ,	» 2.829.000 » »	1,01 »
10. <i>Argentine</i> ,	» 2.313.000 » »	0,82 »
11. <i>Pérou</i> ,	» 2.307.000 » »	0,82 »

Les autres pays, à commencer par la *Trinité*, l'*Inde*, etc., fournissent la différence.

Considérée par continents, cette production provient d'abord de l'*Amérique du Nord*, qui y contribue avec un pourcentage de 64,40 %. Vient ensuite l'*Amérique du Sud* avec 13,43 %, puis l'*Europe* avec 12,73 % et enfin l'*Asie*, qui, totalisée avec l'*Egypte*, intervient pour

9,02 %. De sorte que l'Afrique, moins l'Egypte, ainsi que l'Océanie n'apportent que 0,42 %.

La production mondiale, depuis le commencement de l'extraction jusqu'au début de 1938, monte au total considérable d'environ 4.284.000.000 de tonnes, auquel les mêmes pays ont contribué dans un ordre un peu différent comme suit :

1. Etats-Unis,	avec	2.733.000.000 t.	ou	63,81 %.
2. Russie,	»	540.000.000 »	»	12,60 »
3. Mexique,	»	257.000.000 »	»	6,00 »
4. Venezuela,	»	220.600.000 »	»	5,14 »
5. Insulinde,	»	115.000.000 »	»	2,68 »
6. Roumanie,	»	107.000.000 »	»	2,49 »
7. Perse,	»	106.000.000 »	»	2,47 »
8. Inde,	»	37.000.000 »	»	0,86 »
9. Pologne,	»	35.200.000 »	»	0,82 »
10. Pérou,	»	27.650.000 »	»	0,64 »

Le reste a été fourni par l'ensemble des autres pays pétrolifères.

Répartie par continents, l'Amérique du Nord détient la première place avec 2.995.000.000 de tonnes, ou 69,91 % de la production mondiale. Viennent ensuite : l'Europe avec 675.500.000 tonnes ou 15,76 %, l'Amérique du Sud avec 320.350.000 tonnes ou 7,47 %, l'Asie avec 288.306.000 tonnes ou 6,72 %, enfin l'Afrique avec 4.844.000 tonnes ou environ 0,24 %. En Europe, la première place est détenue par la Russie, puis viennent successivement : la Roumanie, la Pologne, l'Allemagne, la France, l'Italie, etc.

Si nous considérons la même production en rapport avec les grandes subdivisions stratigraphiques, on constate que la quantité la plus importante de pétrole est fournie par le Tertiaire, après lequel vient le Paléozoïque et puis le Mésozoïque. D'après D. I. FISCHER (1), les 49 % de la production mondiale totale, jusqu'au début de 1936, proviennent de gisements logés dans le Tertiaire, 35 % de ceux du Paléozoïque et seulement 16 % de gisements mésozoïques, la plupart crétacés. Bien entendu, ces relations varient dans une certaine mesure d'une année à l'autre.

Les grandes subdivisions stratigraphiques ne sont pas également productives partout. Ainsi, le Paléozoïque produit, surtout les derniers temps, dans les deux Amériques seulement et particulièrement aux Etats-Unis. Les champs paléozoïques de la Russie, nouvellement découverts, en sont à peine à leurs débuts. Jusqu'en 1935 le territoire de l'Union nord-américaine a fourni 99,54 % de la production totale des gisements paléozoïques du monde. Le Mésozoïque est productif, lui aussi, surtout en Amérique, tandis que le Tertiaire est fertile dans tous les continents. En particulier le pétrole de l'Ancien Continent provient presque entièrement de ce groupe.

(1) *World Petroleum*, 1936, february.

**Réserves.** — Pour ce qui concerne les réserves encore enfermées dans le sous-sol, on ne saurait évidemment donner que des éléments d'orientation tout à fait généraux, les évaluations précises soulevant toujours des problèmes assez délicats.

J'ai montré ailleurs (p. 156) les difficultés qui se dressent à propos de telles opérations, même au cas où un gisement est bien connu. A cela il faut ajouter que les critères d'évaluation employés n'ont pas été toujours et partout les mêmes. Bien des fois on a apprécié la valeur d'un territoire pétrolifère d'une manière trop large. Ainsi, on a exprimé en tonnes non seulement les réserves des terrains dont on ne connaissait pas la capacité de production, mais même des terrains qui n'offraient pas toutes les garanties d'être productifs. Et encore y a-t-il lieu d'ajouter que le quantum des réserves étant à chaque moment fonction, d'un côté, de l'intensité de l'exploitation et, de l'autre, de nouvelles découvertes de terrains productifs, une évaluation, tant soit peu exacte à un moment donné ne saurait être valable que pour un temps limité.

Dans ces conditions, on comprend pourquoi les valeurs attribuées jusqu'à présent aux réserves mondiales de pétrole varient entre des limites aussi larges. Toutefois, en tenant compte du fait qu'elles donnent quand même une idée de l'ordre de grandeur des quantités sur lesquelles on peut encore compter, elles méritent d'être relevées.

Durant les vingt-cinq dernières années, depuis que l'industrie est entrée dans une phase d'activité intense et que les exploitations ont pris un développement si considérable, on a plusieurs fois soulevé, comme il était naturel, la question des réserves de l'avenir. La crainte de s'acheminer trop vite vers leur épuisement a éveillé un vif intérêt et a déterminé de nombreux essais d'estimation (1).

C'est ainsi qu'en se basant sur l'étendue et la richesse des champs connus, Ch. ENGLER évaluait, dès 1911, la réserve mondiale de pétrole à 5.000.000.000 de tonnes. Huit années plus tard, en 1919, STEBINGER, de « l'U. S. Geological Survey », s'adonnant à la même tâche, parlait de 5.881.000.000 de tonnes. Cependant, deux années après seulement, WHITE, aussi de l'« U. S. Geological Survey », en reprenant les valeurs obtenues entre temps dans les champs pétrolifères connus, arrivait à la conclusion que cette réserve pourrait s'élever à 8.631.000.000 de tonnes. Bien que l'exploitation ne fût pas alors trop intense et qu'on n'ait pas encore épuisé trop de champs, l'« American Petroleum Institute » descendait toutefois, en 1925, la même réserve à 3.526.500.000 tonnes.

Ceci laisse suffisamment voir l'imprécision et surtout la variabilité des bases de calcul. Les évaluations faites les derniers temps ont abouti à des résultats tout aussi variés. Ainsi, tandis que L. MRAZEC attribue, en 1931, à la réserve mondiale, le total de 9.950.000.000 de

(1) *Monit. Pétr. Roum.*, XXXVI, 18, 1935.

tonnes, GARFIAS, en 1932, l'estime à 3.351.705.000 t. seulement, et le *Moniteur du Pétrole Roumain*, l'évalue en 1933 à 4.350.000.000 de tonnes. Enfin, la même publication, reprenant la question en 1936 (1), arrive à la conclusion que la réserve mondiale de pétrole pouvait être, au commencement de la même année, de 4.066.000.000 de tonnes.

Si l'on prend en considération le dernier chiffre du *Moniteur du Pétrole Roumain*, il faut lui appliquer d'abord les modifications imposées par les dernières évaluations en ce qui concerne les réserves d'Amérique, de Roumanie et surtout celles de Russie.

En effet, les réserves de ce dernier pays, estimées auparavant à environ 500.000.000 de tonnes, ont paru dernièrement se présenter sous un jour beaucoup plus avantageux. D'après la récente estimation de GOUBKINE, présentée au dernier Congrès géologique international à Moscou, elles seraient de l'ordre de plusieurs milliards de tonnes (p. 335). Rien que les réserves sûres et probables monteraient à 3.877.000.000 de tonnes. Cependant l'auteur ajoute que les « réserves sûres et les réserves explorées » représentent 882.600.000 tonnes. C'est ce dernier chiffre que nous estimons plus prudent d'être pris en considération.

Quant aux réserves de la Roumanie, à côté des 30.000.000 de tonnes qui représentent les réserves sûres des gisements pliocènes, il faut compter que les terrains pétrolifères de la Zone néogène et de la Zone du Flysch de Moldavie doivent contenir au moins 60.000.000 de tonnes.

De son côté l'Amérique, par les découvertes faites entre temps dans les Etats-Unis et dans le Venezuela, vient augmenter ses réserves.

En tenant donc compte de ces faits et en déduisant la quantité exploitée en 1936 et 1937, le disponible mondial, au commencement de 1938, serait de 5.173.000.000 de tonnes.

Un examen critique de ces évaluations serait inutile, car on ne saurait en tirer des résultats satisfaisants. Cependant pour une appréciation — essentiellement approximative, certes — de la durée après laquelle les réserves existantes risquent d'être épuisées, nous prendrons en considération ce dernier chiffre.

Réparties par pays et en partant de l'intensité de l'exploitation en 1937, dont la production soit prise comme base, les réserves respectives seraient épuisées comme suit :

1. <i>Etats-Unis</i> .....	2.100.000.000 t. ou 40,59 %	épuisable en 12 ans.
2. <i>Russie</i> .....	854.900.000 » » 16,52 »	» » 30 »
3. <i>Venezuela</i> .....	500.000.000 » » 9,66 »	» » 18 »
4. <i>Irak</i> .....	387.000.000 » » 7,48 »	» » 92 »
5. <i>Perse</i> .....	280.000.000 » » 5,41 »	» » 26 »
6. <i>Insulinde</i> .....	126.000.000 » » 2,43 »	» » 17 »
7. <i>Roumanie</i> .....	90.000.000 » » 1,74 »	» » 13 »
8. <i>Mexique</i> .....	36.000.000 » » 0,69 »	» » 5 »
9. <i>Autres pays</i> .....	800.000.000 » » 15,46 »	» » 50 »

(1) *Monit. Pétr. Roum.*, XXXVII, 18, 1936.

Inutile d'ajouter que les chiffres concernant les délais de l'épuisement ont un caractère théorique et qu'en réalité les choses se passeront d'une manière quelque peu différente. En effet, vu que la courbe de production finira par s'abaisser progressivement, le défaut de débit des dernières années par rapport à la production courante sera compensé par une durée de productivité bien plus longue que celle indiquée.

Mais, et cela va de soi, en face de la demande insistante du pétrole sur le marché mondial, son extraction devra se soumettre à un principe analogue à celui des vases communicants; c'est-à-dire qu'à mesure de la diminution de la production ou de sa cessation dans un pays, une quantité correspondante sera extraite des autres. Dans ces conditions, on comprend que la réserve mondiale, ainsi qu'elle est consignée ici, sera épuisée au bout d'environ *18 ans*. Et il faut ajouter encore que, dans ce calcul, nous n'avons pas tenu compte de l'augmentation probable de la production annuelle qui mènerait à un épuisement encore plus rapide des réserves.

Nous devons également faire remarquer que ce délai n'a rien d'absolu pour les raisons exposées plus haut. D'autre part, il pourra subir un certain décalage, bien qu'entre des limites assez étroites. On peut se rendre compte de l'ordre de grandeur de ce décalage, en considérant que la découverte des nouveaux champs russes, qui a sensiblement augmenté le quantum des réserves mondiales, n'a prolongé l'échéance que de deux ans environ.

En définitive, il résulte de tout ceci que les perspectives qui s'ouvrent sur un avenir très rapproché ne sont nullement encourageantes. Même en admettant que ces estimations soient de beaucoup inférieures à la réalité, ou que de nouveaux gisements, tout aussi riches que ceux connus actuellement, soient découverts et que, par suite, la durée d'épuisement envisagée ici puisse être doublée ou même triplée, la date à laquelle le pétrole disparaîtra est, quoi que l'on fasse, plutôt proche.

Voilà donc un sérieux motif de méditation pour ceux qui dirigent la politique économique des pays auxquels la nature a réservé ce don précieux.



## TABLE DES FIGURES

N.-B. — Les noms géographiques sont en *italiques*.

FIG. 1. — Coupe schématique d'une région réunissant les conditions de formation du pétrole (d'après FULDA) .....	62
FIG. 2. — Profil idéal d'un gisement normal de pétrole (d'après L. MRAZEC) .....	77
FIG. 3. — Coupe à travers le champ de <i>Ventura Avenue, Californie</i> (d'après HERTEL) .....	88
FIG. 4. — Coupe de l'anticlinal de <i>Moreni à Gura Ocniței, Roumanie</i> ..	89
FIG. 5. — Coupe de l'anticlinal d' <i>Arbănași, Roumanie</i> (d'après O. PROTESCO) .....	91
FIG. 6. — Esquisse géologique de la zone pétrolifère <i>Buștenari-Câmpina-Gura-Drăgănești, Roumanie</i> .....	92
FIG. 7. — Coupe du champ de <i>Copăceni, Roumanie</i> .....	92
FIG. 8. — Coupe de l'anticlinal de <i>Bucșani, Roumanie</i> (d'après D. STEFANESCO) .....	93
FIG. 9. — <i>a</i> : Esquisse de l'anticlinal d' <i>Ochiuri, Roumanie</i> (d'après D. M. PREDA) ; — <i>b</i> : Coupe Est-Ouest du flanc Sud de l'anticlinal d' <i>Ochiuri</i> , passant par la faille FF.....	95
FIG. 10. — Carte du champ de <i>Pelchelbronn</i> avec tracé des isothermes à la profondeur de 400 mètres (d'après HOFFMANN et HAAS).....	100
FIG. 11. — Coupe à travers l'anticlinal de <i>Salt-Creek, Wyoming</i> , montrant la limite eau-pétrole, plus relevée au Sud qu'au Nord (d'après BECK) .....	101
FIG. 12. — Arrangement des grains de sable.....	105
FIG. 13. — Coupe à travers le champ de <i>Fellowa-Mildway-Sunset, Californie</i> (d'après PACK).....	111
FIG. 14. — Disposition par densité de l'eau, du pétrole et des gaz....	112
FIG. 15. — Distribution de l'eau, du pétrole et du gaz dans le champ de <i>Cotton-Valley, Louisiane</i> (d'après F. S. ROSS).....	113
FIG. 16. — Coupe à travers le champ de <i>Sewickley, Pennsylvanie</i> (d'après MUNN) .....	114
FIG. 17. — Coupe du champ de <i>Goose-Creek, Texas</i> (d'après MINOR)....	122
FIG. 18. — Répartition irrégulière du sable et de l'argile dans le champ de <i>Saratoga, Texas</i> (d'après SUMAN).....	122
FIG. 19. — Accumulation de pétrole dans les alluvions d'un ancien cours de rivière à <i>Maïkop, Russie</i> (d'après TCHARNOTZKY).....	123
FIG. 20. — Accumulation de pétrole dans les alluvions d'une ancienne rivière et de ses affluents à <i>Greenwood-County, Kansas</i> (d'après CADMAN) .....	123
FIG. 21. — Coupe schématique à travers un dôme, montrant l'accumulation du pétrole et des gaz dans des sables remplissant des chenaux (d'après WALLACE LEE).....	124
FIG. 22. — Coupe de la partie moyenne du champ de <i>Los Angeles, Californie</i> (d'après RALPH ARNOLD).....	124
FIG. 23. — Profils normaux dans le Dacien et le Méotien du flanc Sud de l'anticlinal de <i>Moreni, Roumanie</i> (d'après MRAZEC et J. ATANASIU).	126

FIG. 24. — Profil normal du Méotien de l'anticlinal d'Ochiuri, Roumanie .....	127
FIG. 25. — Profil normal du Méotien de l'anticlinal d'Arbănași, Roumanie .....	127
FIG. 26. — Profil normal de la partie supérieure de l'Oligocène à Buștenari, Roumanie .....	127
FIG. 27. — Coupes à travers l'anticlinal de Lasalle montrant le passage de l'anticlinal (b) à la flexure (a) (EMMONS).....	128
FIG. 28. — Accumulation de pétrole dans une double terrasse tectonique dans le champ d'Osage, Wyoming (d'après COLLIER).....	129
FIG. 29. — Coupe à travers le dôme de Drumright, champ de Cushing, Oklahoma (d'après BEAL).....	131
FIG. 30. — Coupe de l'anticlinal de Yenangyat, Birmanie (d'après NÖTLING) .....	131
FIG. 31. — Coupe à travers le champ de Maidan-i-Naphtun, Perse, montrant la dysharmonie par décollement (d'après RICHARDSON)....	131
FIG. 32. — Coupe à travers le champ de Zemeș, Roumanie.....	132
FIG. 33. — Esquisse et coupe du champ de Mc Kittrick, Californie (d'après ARNOLD et JOHNSON).....	133
FIG. 34. — Gisement du type Nienhagen sur les flancs d'un massif de sel dans le Hanovre (d'après BENTZ).....	133
FIG. 35. — Coupe à travers l'anticlinal d'Aricești, Roumanie (d'après D. STEFANESCO) .....	134
FIG. 36. — Coupe dans une région à dômes de sel du Gulf Coast, Texas (d'après MURPHY et JUDSON).....	134
FIG. 37. — Carte structurale et coupe du dôme pétrolifère de Damon Mound, Texas (d'après BEVIER).....	135
FIG. 38. — Coupe à travers le champ de Buștenari, Roumanie (d'après MRAZEC et TEISSEYRE).....	136
FIG. 39. — Coupe du champ d'Elbing, Kansas (d'après THOMAS).....	136
FIG. 40. — Coupe dans la partie Nord des champs pétrolifères d'Alsace (d'après HOFFMANN et HAAS).....	137
FIG. 41. — Différentes formes de gisements de couches monoclinales (d'après EMMONS) .....	138
FIG. 42. — Coupe à travers le champ de Lutton Springs (Lockhart), Texas (d'après COLLINGWOOD et RETTGER).....	138
FIG. 43. — Esquisse des champs pétrolifères de la région d'Okmulgee, Oklahoma (BLUMER) .....	139
FIG. 44. — Carte structurale du dôme de gaz de Zaul de Câmpie, Transylvanie (d'après VANCEA).....	139
FIG. 45. — Carte structurale de l'extrémité occidentale de l'anticlinal de Bucșani, Roumanie (d'après D. STEFANESCO).....	140
FIG. 46. — Schéma d'une accumulation de pétrole sous pression hydrostatique (d'après DE CIZANCOURT).....	145
FIG. 47. — Schéma de la formation du « water-coning ».....	147
FIG. 48. — Schémas des différentes possibilités d'inondation par les forages (d'après LAUGHLIN et DE CIZANCOURT).....	161
FIG. 49. — Schémas de la déformation de la limite eau-pétrole à la suite d'une exploitation intense .....	162
FIG. 50. — Esquisse des isocarbones des champs pétrolifères appalachiens (d'après REEVES, WHITE, REGER et EBY).....	163
FIG. 51. — Volcans de boue sur l'anticlinal Berca-Beciu, Roumanie (d'après une photographie).....	167

FIG. 52. — Succession stratigraphique dans la mine d'asphalte de <i>Val de Travers, Suisse</i> (d'après ARNOLD HEIM).....	169
FIG. 53. — Diagramme du carottage électrique du Méotien dans le champ de <i>Filipeştii de Pădure, Roumanie</i> .....	180
FIG. 54. — Répartition des principaux gisements de pétrole par groupes stratigraphiques (d'après MRAZEC, légèrement modifiée).....	184
FIG. 55. — Esquisse géologique de l' <i>Europe</i> (d'après FOURMARIER) avec localisation des principales manifestations bitumineuses.....	189
FIG. 56. — Esquisse géologique de l'extrémité Sud de la <i>Chaîne pennine</i> avec l'emplacement des sondages d'exploration (d'après EMMONS).....	190
FIG. 57. — Coupe dans le <i>Derbyshire</i> (d'après BROMEHEAD).....	191
FIG. 58. — Carte géologique schématique de la <i>France</i> (d'après GIGNOUX).....	195
FIG. 59. — Carte structurale de la partie Nord du champ de <i>Pechelbronn</i> (d'après SCHNAEBELÉ et WALTHER).....	198
FIG. 60. — Coupe schématique du Bassin de <i>Lobsann</i> (d'après HAAS et HOFFMANN).....	199
FIG. 61. — Esquisse géologique de la région de <i>Gabian</i> (d'après VIENNOT).....	200
FIG. 62. — Coupe géologique par la région de <i>Gabian</i> le long de la <i>Tongue</i> (d'après BLAYAC et GIGNOUX).....	201
FIG. 63. — Esquisse géologique de la région à bitumes de la <i>Limagne</i> (d'après GIGNOUX).....	202
FIG. 64. — Coupe hypothétique expliquant les relations géologiques des gisements de bitumes de la <i>Limagne</i> (d'après GIGNOUX).....	203
FIG. 65. — Carte géologique schématique de la région à bitumes de la <i>Savoie</i> (d'après MORET).....	203
FIG. 66. — Coupe du gisement d'asphalte de <i>Val de Travers</i> (d'après FREY).....	206
FIG. 67. — Distribution des régions pétrolifères de l' <i>Europe centrale</i> (d'après BENTZ).....	210
FIG. 68. — Esquisse tectonique de la région pétrolifère du <i>Nord-Ouest de l'Allemagne</i> (d'après STILLE, SCHLÜTER et autres).....	211
FIG. 69. — Carte schématique de la région de <i>Hanovre-Brunswick</i> (d'après STOLLER).....	213
FIG. 70. — Coupe de la partie Nord du champ de <i>Hänigsen-Nienhagen</i> (d'après STOLLER).....	214
FIG. 71. — Coupe du champ de <i>Volkenroda, Thuringe</i> (d'après ALBRECHT et SIMON).....	217
FIG. 72. — Carte géologique schématique du <i>Bassin de Vienne</i> (d'après divers auteurs).....	220
FIG. 73. — Distribution des bitumes en <i>Italie</i> (d'après CAMERANA).....	223
FIG. 74. — Carte schématique de la région à bitumes du <i>Nord-Ouest de la Yougoslavie</i> (d'après SOMMERMEIER).....	228
FIG. 75. — Esquisse tectonique de l' <i>Albanie</i> avec distribution des bitumes (d'après S. ZUBER).....	231
FIG. 76. — Coupe géologique à travers l' <i>Albanie centrale</i> (d'après S. ZUBER).....	231
FIG. 77. — Esquisse tectonique des <i>Carpates septentrionales et orientales</i> polono-tchécoslovaques avec distribution des champs pétrolifères (d'après BOHDANOWICZ et autres).....	238
FIG. 78. — Coupe de la Nappe de <i>Magura à Kleczany</i> (d'après NOVAK).....	240
FIG. 79. — Coupe du champ pétrolifère de <i>Harklowa</i> (d'après FRIEDL).....	241
FIG. 80. — Coupe géologique de l'anticlinal de <i>Potok</i> , montrant les horizons gazifères (d'après OBTULOWICZ).....	242

FIG. 81. — Coupe de l'anticlinal de <i>Wankowa</i> (d'après NOWAK).....	244
FIG. 82. — Coupe des champs pétrolifères de <i>Skhodnica, Mraznica, Borystlaw</i> (d'après TOLWINSKI) .....	245
FIG. 83. — Coupe du champ pétrolifère de <i>Nahujowice</i> (d'après TOLWINSKI) .....	246
FIG. 84. — Coupe du champ pétrolifère de <i>Rypne</i> (d'après DE CIZANCOURT) .....	246
FIG. 85. — Coupe à travers le champ de <i>Bitkow-Pasieczna</i> (d'après ZELECHOWSKI) .....	247
FIG. 86. — Coupe par l'anticlinal de <i>Sloboda-Rungurska</i> (d'après SWIDERSKI) .....	247
FIG. 87. — Esquisse de la répartition des bitumes en <i>Roumanie</i> .....	249
FIG. 88. — Coupe par la Zone interne du Flysch dans la région du <i>Bicaz</i> (d'après MACOVEI et I. ATANASIU).....	253
FIG. 89. — Coupe de la Zone marginale du Flysch dans la région de la vallée de l' <i>Oituz</i> .....	254
FIG. 90. — Coupe de la Zone néogène du district de <i>Bacău</i> (d'après PREDA) .....	255
FIG. 91. — Coupe traversant la région ennoyée de la Zone marginale du Flysch et la Zone néogène de l'Est du district de <i>Prahova</i> (d'après PREDA) .....	256
FIG. 92. — Esquisse tectonique des <i>Carpates orientales roumaines</i> avec distribution des indices et des gisements de pétrole.....	260
FIG. 93. — Coupe par le champ de <i>Moinești</i> (d'après D. STEFANESCO)..	264
FIG. 94. — Coupe à travers la zone pétrolifère de <i>Solont</i> .....	265
FIG. 95. — Esquisse géologique de la région à champs pétrolifères du district de <i>Bacău</i> (d'après la carte géologique de la Roumanie au 1 : 500.000) .....	269
FIG. 96. — Coupe de la zone pétrolifère de <i>Cașin</i> (d'après PROTESCO et PAUCA) .....	270
FIG. 97. — Esquisse tectonique de la <i>Région des plis diapirs</i> avec les principaux champs de pétrole.....	272
FIG. 98. — Bloc-diagramme structural du champ d' <i>Arbănași</i> (d'après NOTH) .....	273
FIG. 99. — Coupe à travers le chantier de <i>Buștenari-Runco</i> (d'après MRAZEC et D. STEFANESCO).....	274
FIG. 100. — Coupe à travers le champ de <i>Câmpina à Vrăjitoarea</i> (d'après PROTESCO).....	275
FIG. 101. — Coupe de l'anticlinal de <i>Ceptura</i> au NE de <i>Urtași</i> (d'après D. STEFANESCO) .....	276
FIG. 102. — Coupe de l'anticlinal <i>Ceptura</i> à <i>Valea Călugărească</i> (d'après PATRICIU) .....	277
FIG. 103. — Coupe par l'anticlinal de <i>Boldești</i> (d'après PATRICIU).....	278
FIG. 104. — Esquisse géologique des anticlinaux de <i>Băicoi-Tintea</i> et <i>Florești</i> (d'après les levés de l'Institut géologique de Roumanie)....	279
FIG. 105. — Coupe de la terminaison occidentale de l'anticlinal de <i>Băicoi-Tintea</i> (d'après GROZESCO).....	279
FIG. 106. — Coupe de la terminaison orientale de l'anticlinal de <i>Băicoi-Tintea</i> (d'après PATRICIU) .....	280
FIG. 107. — Esquisse géologique de la région <i>Moreni-Gura Ocnifei</i> (d'après la carte géologique détaillée de la Roumanie).....	282
FIG. 108. — Coupe de l'anticlinal de <i>Moreni</i> à <i>Tuicani</i> (d'après MRAZEC et J. ATANASIU) .....	282

FIG. 109. — Coupe de la partie orientale de l'anticlinal de Moreni à <i>Piscuri</i> (d'après PATRICIU).....	283
FIG. 110. — Esquisse tectonique du Tertiaire de la bordure Nord de la <i>Dépression gétique</i> (d'après les levés de l'Institut géologique de Roumanie) .....	287
FIG. 111. — Esquisse tectonique du <i>Bassin transylvain</i> (d'après MRAZEC, JEKELIUS et CIUPAGEA) .....	289
FIG. 112. — Coupe schématique montrant la tectonique du Néogène dans le <i>Bassin transylvain</i> (d'après MRAZEC).....	290
FIG. 113. — Coupe par les anticlinaux de <i>Matița</i> et de <i>Podeni</i> (d'après PREDA) .....	292
FIG. 114. — Esquisse de la distribution des bitumes en <i>Russie</i> d'Europe (d'après BOHDANOWICZ) .....	296
FIG. 115. — Esquisse de la région <i>Kouban-Mer Noire</i> avec distribution des localités pétrolifères (d'après les travaux du XVII <sup>e</sup> Congr. géol. intern. de Moscou, 1937).....	301
FIG. 116. — Coupe idéale de l'horizon inférieur pétrolifère du gisement de <i>Neftianaïa-Schirwansk</i> (d'après ПРОКОРОВ, МАХИМОВ et autres)....	301
FIG. 117. — Esquisse géologique des régions pétrolifères du <i>Térek</i> et du <i>Daghestan</i> (d'après BROD).....	303
FIG. 118. — Coupe schématique par la région du <i>Térek</i> (d'après les travaux du XVII <sup>e</sup> Congr. géol. intern. de Moscou, 1937).....	304
FIG. 119. — Coupe à travers l'anticlinal pétrolifère du <i>Vieux-Grozny</i> (d'après MAKAROV et autres).....	304
FIG. 120. — Coupe de l'anticlinal pétrolifère du <i>Nouveau-Grozny</i> (d'après STAROBINETZ) .....	305
FIG. 121. — Coupe à travers le pli de <i>Woznessenka</i> (d'après BROD et autres) .....	306
FIG. 122. — Coupe à travers le pli de <i>Malgobek</i> (d'après BROD et autres) .....	307
FIG. 123. — Autre aspect du pli de <i>Malgobek</i> (d'après BROD et autres). .....	307
FIG. 124. — Coupe le long de la rive gauche de la rivière <i>Atchy-Sou</i> (d'après BROD et autres).....	308
FIG. 125. — Structure de l'anticlinal d' <i>Izber-Bach</i> (d'après BROD et autres) .....	309
FIG. 126. — Esquisse de la <i>Péninsule d'Apchéron</i> et du <i>Kabristan oriental</i> montrant les accidents tectoniques et l'emplacement des champs pétrolifères (d'après GOUBKINE).....	312
FIG. 127. — Coupe par le champ pétrolifère de <i>Bibi-Eibat</i> (d'après GORINE) .....	313
FIG. 128. — Surélévation axiale de <i>Ssourakhany</i> contourée par les isobathes du premier niveau productif de la Formation de <i>Ssourakhany</i> (d'après NIKITINE) .....	314
FIG. 129. — Coupe d'une partie de la surélévation de <i>Ssourakhany</i> (d'après les travaux du XVII <sup>e</sup> Congr. géol. intern. de Moscou, 1937). .....	315
FIG. 130. — Anticlinal de <i>Bibi-Eibat</i> contouré par les isobathes du XIV <sup>e</sup> horizon productif de la Formation de <i>Balakhany</i> (d'après NIKITINE) .....	316
FIG. 131. — Anticlinal de <i>Kala</i> contouré par les isobathes du toit des sables du <i>Kirmackou</i> supérieur (courbes continues) et par celles du toit de l'horizon VI (courbes interrompues) (d'après HAÏM, APRESSOV et MIRTCHINK).....	317
FIG. 132. — Coupe par l'anticlinal de <i>Lok-Batan</i> (d'après les travaux du XVII <sup>e</sup> Congr. géol. intern. de Moscou, 1937) .....	319

FIG. 133. — Coupe par l'anticlinal et le volcan de boue de <i>Lok Batan</i> (d'après les travaux du XVII <sup>e</sup> Congr. géol. intern. de Moscou, 1937).	319
FIG. 134. — Coupe du pli de <i>Mirsaany</i> (d'après les travaux du XVII <sup>e</sup> Congr. géol. intern. de Moscou, 1937) .....	321
FIG. 135. — Coupe par la partie centrale de la Voûte de Tchéléken montrant le volcan de boue fossile d' <i>Aligoul</i> (5) d'après S. ZUBER).	322
FIG. 136. — Esquisse de la distribution des indices et des gisements pétrolifères de la région <i>Oural-Emba</i> (d'après BOHDANOWICZ).....	324
FIG. 137. — Carte géologique du champ pétrolifère de <i>Dossor</i> (d'après ZAMIATINE) .....	325
FIG. 138. — Esquisse de la situation du champ pétrolifère d' <i>Ichimbaevo</i> (d'après BLOKHINE) .....	326
FIG. 139. — Coupe du champ pétrolifère d' <i>Ichimbaevo</i> (d'après BLOKHINE) .....	327
FIG. 140. — Carte géologique de la <i>Boucle de Samara</i> (d'après NOÏNSKY et FORSCH) .....	329
FIG. 141. — Carte structurale de l'anticlinal de <i>Krasnokamsk-Severokamsk-Polazninsky</i> (d'après GUERASSIMOV).....	331
FIG. 142. — Esquisse de la distribution des gisements de pétrole dans l' <i>Île de Sakhaline</i> (d'après KOBAYACHI) .....	334
FIG. 143. — Esquisse géologique de l' <i>Asie</i> (d'après FOURMARIER) avec distribution des gisements et indices de pétrole .....	336
FIG. 144. — Esquisse de la distribution des indices de bitumes en <i>Palestine</i> (d'après FOHS) .....	338
FIG. 145. — Esquisse de la distribution des bitumes en <i>Irak et Iran</i> (d'après NICOLESCO) .....	340
FIG. 146. — Esquisse géologique de l' <i>Inde</i> et des régions limitrophes avec distribution des gisements de pétrole (d'après DALE CONDIT)....	346
FIG. 147. — Esquisse géologique de la <i>Birmanie</i> , avec distribution des principaux champs pétrolifères (d'après STAMP).....	349
FIG. 148. — Esquisse géologique de l'anticlinal de <i>Yenangyat</i> (d'après PASCOE, STAMP et autres).....	350
FIG. 149. — Esquisse de l'anticlinal d' <i>Yenangyooung</i> (d'après PASCOE).	350
FIG. 150. — Esquisse géologique de <i>Sumatra</i> avec distribution des champs pétrolifères (d'après VERBEEK, TOBLER, BROUWER et autres).	353
FIG. 151. — Coupe à travers la région <i>Mt Dempo-Palembang</i> (d'après SCHMIDT) .....	354
FIG. 152. — Coupe de l'anticlinal <i>Kampong-Minjak</i> (d'après TOBLER).	354
FIG. 153. — Esquisse géologique de <i>Java</i> avec distribution des principaux champs de pétrole (d'après VERBEEK, FENNEMA et autres).....	355
FIG. 154. — Esquisse géologique du <i>Bornéo hollandais</i> (d'après HOOZE, JEZLER et autres).....	357
FIG. 155. — Coupe des plis tertiaires de la région de <i>Samarinda</i> (d'après JEZLER) .....	358
FIG. 156. — Esquisse de la distribution des régions pétrolifères du <i>Japon</i> (d'après JOSHINOSUKI CHITANI).....	361
FIG. 157. — Esquisse de la distribution de quelques indices de pétrole en <i>Chine</i> et dans les pays limitrophes.....	363
FIG. 158. — Esquisse géologique de l' <i>Afrique</i> (d'après FOURMARIER) avec distribution des indices de pétrole.....	365
FIG. 159. — Esquisse de la distribution des indices et des gisements de pétrole dans la région du <i>Golfe de Suez</i> (d'après EMMONS).....	366
FIG. 160. — Esquisse géologique de la région des principaux gisements de pétrole d' <i>Egypte</i> (d'après HUME).....	367

FIG. 161. — Coupe de l'anticlinal pétrolifère de <i>Hurghada</i> (d'après HUME) .....	368
FIG. 162. — Coupe de l'anticlinal pétrolifère de <i>Gemsah</i> montrant la crête granitique surmontée d'un récif corallien renfermant l'horizon productif (d'après HUME).....	368
FIG. 163. — Esquisse tectonique de l' <i>Afrique du Nord française</i> (d'après DE CIZANCOURT) .....	371
FIG. 164. — Esquisse tectonique des régions sud-rifaines (d'après LAGOSTE) .....	374
FIG. 165. — Esquisse géologique de l' <i>Amérique du Nord</i> (d'après FOURMARIER) avec distribution des gisements et indices de pétrole et de gaz .....	378
FIG. 166. — Esquisse de la distribution des gisements et indices de pétrole d' <i>Alaska</i> (d'après EMMONS).....	379
FIG. 167. — Esquisse de la distribution des gisements et indices de bitumes du <i>Canada</i> (d'après CLAPP).....	381
FIG. 168. — Coupe à travers la région du champ pétrolifère de <i>Turner Valley</i> (d'après LINK et MOORE).....	382
FIG. 169. — Esquisse de la distribution des champs de gaz, pétrole et asphalte de l' <i>Alberta</i> (d'après MADGWICK).....	384
FIG. 170. — Carte structurale des champs pétrolifères de <i>Lambton County, Ontario</i> , les courbes correspondant au toit du Calcaire de Delaware (d'après WILLIAMS).....	385
FIG. 171. — Coupe à travers les champs pétrolifères de <i>Lambton County</i> suivant la direction I-I de la figure 170 (d'après WILLIAMS).....	386
FIG. 172. — Esquisse de la distribution des champs pétrolifères et gazéifères des <i>Etats-Unis</i> (d'après EMMONS, GARFIAS et autres).....	389
FIG. 173. — Esquisse tectonique d'une partie du <i>Plateau appalachien, Virginie de l'Ouest</i> (d'après REGER).....	392
FIG. 174. — Coupe schématique à travers la <i>Voûte de Cincinnati</i> et le <i>Plateau appalachien</i> (d'après WASSON).....	393
FIG. 175. — Esquisse de la distribution des champs de pétrole des <i>Appalaches</i> et des régions avoisinantes (d'après EMMONS, JILLSON, MUNN et autres).....	394
FIG. 176. — Esquisse de la distribution des champs de pétrole et de gaz de <i>Lima-Indiana</i> (d'après EMMONS).....	396
FIG. 177. — Esquisse géologique de la presqu'île de <i>Michigan</i> (d'après SMITH) .....	398
FIG. 178. — Coupe schématique du Bassin de Michigan entre <i>Manistee</i> et <i>Port Rowan</i> (d'après SMITH).....	399
FIG. 179. — Esquisse de la distribution des champs de pétrole de l' <i>Illinois</i> (d'après DE WOLF et autres).....	400
FIG. 180. — Esquisse de la distribution des champs pétrolifères et gazéifères du <i>Mid-Continent</i> et du <i>Gulf Coast</i> (d'après MISER).....	402
FIG. 181. — Esquisse tectonique du territoire central et méridional des <i>Etats-Unis</i> (d'après MISER).....	404
FIG. 182. — Coupe à travers le champ de <i>Blackwell-Oklahoma</i> (d'après CLARK et DANIELS).....	405
FIG. 183. — Coupe à travers le dôme de <i>Shamrock</i> dans le champ de <i>Cushing, Oklaoma</i> (d'après WEIRICH).....	405
FIG. 184. — Coupe idéale à travers l'anticlinal d' <i>El Dorado, Kansas</i> (d'après REEVES) .....	406
FIG. 185. — Coupe du champ pétrolifère et gazéifère de <i>Petrolia, Texas</i> (d'après KENDRICK et MC LAUGHLIN).....	406

FIG. 186. — Esquisse de la partie principale de la région pétrolifère et gazéifère de <i>Panhandle, Texas</i> (d'après BAUER, PRATT et autres).....	407
FIG. 187. — Coupe de la région <i>Panhandle, Texas</i> (d'après BAUER)....	408
FIG. 188. — Coupe de la crête granitique de <i>Panhandle, Texas</i> (d'après ROGATZ) .....	408
FIG. 189. — Coupe du champ de <i>Luling, Texas</i> (d'après BRUCKS).....	409
FIG. 190. — Coupe idéale du champ de <i>Caddo, Louisiane</i> (d'après FLETCHER) .....	410
FIG. 191. — Coupe du champ de <i>Conroe, Gulf Coast</i> (d'après MICHAUX). 413	
FIG. 192. — Coupe du flanc Ouest du dôme de <i>Pierce Junction, Gulf Coast</i> (d'après DEUSSEN).....	413
FIG. 193. — Esquisse de la distribution des champs de pétrole et de gaz dans la zone pétrolifère des <i>Montagnes Rocheuses</i> (d'après BRAINERD et LAVINGTON).....	416
FIG. 194. — Coupe schématique à travers la zone de transition entre les <i>Montagnes Rocheuses</i> et la plaine nord-américaine dans les Etats d' <i>Idaho</i> , du <i>Wyoming</i> et du <i>Souh Dakota</i> (d'après BARTROM et HUPP). 417	
FIG. 195. — Carte structurale du champ de <i>Salt Creek</i> (d'après BECK). 418	
FIG. 196. — Esquisse de la distribution des champs pétrolifères de <i>Californie</i> (d'après EMMONS et autres).....	420
FIG. 197. — Coupe du champ pétrolifère de <i>Shiells Cañon, Ventura County</i> (d'après HUDSON).....	422
FIG. 198. — Coupe traversant une partie du champ pétrolifère de <i>Puente Hills</i> (d'après ELDRIDGE).....	423
FIG. 199. — Coupe d'une partie du champ pétrolifère de <i>Los Angeles</i> (d'après ELDRIDGE et ARNOLD).....	423
FIG. 200. — Esquisse tectonique d'une partie de la région de <i>Santa Clara Valley</i> avec localisation des principaux gisements de pétrole (d'après KEW) .....	424
FIG. 201. — Esquisse de la distribution des gisements pétrolifères du <i>Mexique</i> (d'après GARFIAS, BEEBY THOMPSON, EMMONS, etc.).....	426
FIG. 202. — Coupe à travers la <i>Sierra Madre orientale</i> et <i>Sierra Tamalipas</i> passant par les champs pétrolifères <i>Panuco-Cacalilao</i> (d'après W. STAUB) .....	428
FIG. 203. — Coupe à travers le champ pétrolifère de <i>Cerro Azul</i> (d'après SMALL) .....	428
FIG. 204. — Coupe schématique de la partie méridionale des champs de <i>Vera Cruz (Los Naranjos)</i> (d'après HUNTLEY).....	429
FIG. 205. — Coupe géologique de la région des champs pétrolifères de <i>Tehuantepec</i> (d'après HUNTLEY).....	429
FIG. 206. — Coupes sérieées de la région des champs de <i>Dos Bocas-Zacamixtle</i> (d'après W. STAUB).....	431
FIG. 207. — Esquisse géologique de l' <i>Amérique du Sud</i> (d'après FOURMARIER) avec distribution des gisements et indices de pétrole.....	434
FIG. 208. — Carte structurale de la <i>Trinité</i> (d'après LEHNER).....	435
FIG. 209. — Esquisse de l'emplacement du lac d'asphalte <i>La Brea, Trinité</i> (d'après WALL et SAWKINS).....	437
FIG. 210. — Coupe à travers la région du lac d'asphalte de <i>la Trinité</i> (d'après WALL et SAWKINS).....	437
FIG. 211. — Carte de la distribution des principaux champs de pétrole et des explorations récentes du <i>Venezuela</i> (d'après ZULOAGA).....	440
FIG. 212. — Esquisse tectonique de la dépression du lac de <i>Maracaïbo</i> (d'après DE CIZANCOURT).....	441

FIG. 213. — Coupe schématique à travers la <i>Sierra Nevada, Maracaïbo</i> et la <i>Sierra de Merida</i> (d'après DE CIZANCOURT).....	442
FIG. 214. — Esquisse tectonique des <i>Andes septentrionales</i> (d'après DE CIZANCOURT) .....	446
FIG. 215. — Esquisse d'une partie de la <i>Presqu'île de Santa Elena</i> (d'après SHEPPARD).....	449
FIG. 216. — Esquisse de la distribution des champs pétrolifères du Nord-Ouest du <i>Pérou</i> (d'après IDDINGS, OLSON et autres) .....	451
FIG. 217. — Coupe du champ pétrolifère de <i>Négritos</i> (d'après IDDINGS, OLSSON et autres).....	452
FIG. 218. — Esquisse de la distribution des gisements de pétrole en <i>Bolivie</i> (d'après EMMONS).....	454
FIG. 219. — Coupe à travers les chaînes subandines entre le <i>Río Grande</i> et le <i>Pilcomayo</i> (d'après MATTER).....	455
FIG. 220. — Esquisse de la distribution des principaux champs pétrolifères d' <i>Argentine</i> (d'après LAHEE, EMMONS, etc.) .....	456
FIG. 221. — Coupe à travers le champ pétrolifère de <i>Comodoro-Rivadavia</i> (d'après FERUGLIO) .....	458
FIG. 222. — Esquisse géologique de l' <i>Océanie</i> (d'après FOURMARIER) avec distribution des gisements et indices de bitumes.....	460



## INDEX ALPHABÉTIQUE

DES NOMS GÉOGRAPHIQUES ET DES TERMES GÉOLOGIQUES LOCAUX

Les noms géographiques en caractères romains; les termes géologiques en italiques.  
Les principaux renvois en chiffres gras. Les chiffres en italiques renvoient aux pages où les noms géographiques et les termes géologiques figurent sur des cartes ou des coupes.

### A

- Aarau, 207.  
Abbatoggio, 226.  
Abkhasie, 321.  
Abou Dourbar, 366, 369.  
Abruzzes, 224.  
Abyssinie, 366, 367.  
Adaghum, 300, 301.  
Adams, 396, 397.  
Aderbeydjan, 343.  
Afrique, 181, **364**, 365, 464.  
Ahouaz, 340, 342.  
Ain, 204, 205.  
Aïn Ammon Dheib, 339.  
Aïn Beida, 372.  
Aïn-Rhélal, 371.  
Aïn Zeft, 372.  
Aitape, 461.  
Akaba, 338.  
Akar-Pendopo, 354.  
Akita, 361, 362.  
*Aktchaguyt (Couches, Horizon de)*,  
**303**, 311, 323.  
Aktubinsk, 326.  
Akyab, 347.  
Alabama, 391, 415.  
Alais (Bassin d'), 204.  
Alamo, 426, 430.  
Alaska, 182, 183, 377, **379**.  
Alava, 193.  
*Alazan (Formation de)*, 427.  
Albanie, 230, 232, 294.  
Albert (Lac d'), 376.  
*Albert (Couches d')*, 388.  
Alberta, 25, 121, 183, 377, 380, **381**,  
384, 415.  
Aléoutiennes, 337.  
Algérie, 370, **372**.  
Alicante, 194.  
Aligoul, 322.  
Allagouvat, 326, 327.  
Allemagne, 13, 31, 83, 84, 133, 137, 176,  
182, **209**, 218, 464.  
Allen, 396, 397.  
Allier, 205.  
Alpes, 183, 189, 204, 222.  
Alsace, 137, 154, 176, 183, 185, 189.  
Altaï, 336.  
Amarillo, 23, 142, 390, 404, 408, **409**.  
Amatlan, 426, 430.  
Amazone, 449, 450, 453.  
Ambérieux, 206.  
Ambrosio, 440, 443, 444.  
Amérique Centrale, 60, **432**.  
Amérique du Nord, 22, 25, 51, 55, 60,  
121, 168, 182, 183, 207, **377**, 378, 463,  
464.  
Amérique du Sud, 6, 182, 183, **433**,  
434, 453, 461, 464.  
Amour, 334.  
Anapa, 300, 301.  
Ancon, 450.  
Ancône, 226.  
Andalousie, 194.  
Andaman, 351.  
Andes, 433, 439, 446, 450, 450, 454, 456.  
Andreiaşul Moldovenesc, 91, **270**.  
Andreiaşul Muntenesc, 91, 166, **270**.  
Angleterre, voir Grande-Bretagne.  
Angola, 366, 375.  
Anina, 29, 84.  
*Anomalie Edessi*, 404.  
Anticaucase, 321.  
Antiliban, 338.  
Antilles, 377, **432**, 434.  
Antipaxos, 294.  
Antonana, 193.  
Anvers, 208.  
Apchéron, 165, 167, 168, 297, 298, **310**,  
312.  
*Apchéron (Couches d')*, 303, 311.  
Apchéronskaïa, 300, 301.  
Apennin, 183, 185, 189, 222, 224, 251.  
Apostolache, 268, 272, **274**.  
Appalaches, 111, 377, 388, **391**, 392,  
393, 394, 404.  
Arabie, 337, 340.

- Arakan Yoma, 347, 348, 351.  
 Arbănași, 69, 91, 101, 125, 128, 132, 141, 260, **271**, 273.  
 Arbănași (*Anticl. d'*), 91, 127, 271.  
 Arbuckle (Chaîne), 390, 403, 404, 408.  
 Archer County, 409.  
 Arcos, 194.  
 Ardèche, 205.  
 Ardenica, 232.  
 Argel, 263.  
 Argentine (République), 13, 137, 182, 183, 433, 454, **456**, 459, 463.  
 Argile Scagliose, 223.  
 Argirocastro, 230.  
 Aricești, 23, 25, 260, 271, 272, **284**.  
 Aricești (*Anticl. d'*), 134.  
 Arkansas, 183, 390, **402**, 409, 410.  
 Armstrong, **394**, 395.  
 Arroyo Grande, 136, **419**, 420, 422.  
 Arsenecele, 267.  
 Artem, 310, 312, **318**.  
 Artesia, 409.  
 Ascheberg, 216.  
 Ashland, 394, 395.  
 Asie, 49, 181, **336**, 464.  
 Asie Mineure, 337.  
 Asmari (*Calcaire d'*), 85, 108, 109, 121, **341**.  
 Asmari (*Série d'*), 341.  
 Assam, 345, **346**.  
 Atachka, voir Schoubany.  
 Atauri, 139.  
 Atchy-Sou, 303, 309.  
 Athabasca, 28, 378, 381, **384**.  
 Athabasca (*Anticl. d'*), 384.  
 Atjeh, 352, **353**.  
 Atlas, 365.  
 Atlas saharien, 370, 371.  
 Attock, 346.  
 Audia (*Couches d'*), voir *Schistes noirs*.  
 Augusta, 407.  
 Aumance, 205.  
 Australie, 28, 29, 181, 460, **461**.  
 Autriche, **218**, 222, 233.  
 Autun, 20, 29, 84, **205**.  
 Auvergne, 31, 32, 196.  
 Azerbaïdjan, 310.  
 Azua, 433.
- B**
- Baba-Gourgour, 165, **343**.  
 Babylone, 166, 340.  
 Bacău, 11, 26, 76, 91, 108, 156, 160, 166, 170, 255, 263, 268, 269.  
 Bachaquero, 440, 443.  
 Bachkirie, 326.  
 Bacuranao, 433.  
 Badarpour, 346, 347.  
 Bade, 209.  
 Badener Tegel, 220, 222.  
 Badjoebang, 354.  
 Bagdad, 343.  
 Barhrein, 340, 345.  
 Baia, 261, 262.  
 Baïbourt, 337.  
 Baicoi, 11, 25, 68, 69, 94, 101, 128, 132, 260, 271, 272, **278**, 279.  
 Baïkal, 334.  
 Bakhtiari, 343.  
 Bakhtiari (*Série de*), 341.  
 Bakou, 6, 7, 10, 11, 15, 44, 76, 104, 105, 114, 129, 144, 149, 165, 310, **314**.  
 Baladjar, 318.  
 Balakhany, 7, 129, 312, **314**.  
 Balakhany (*Série de*), 311.  
 Bălăneasa, 268, 269.  
 Balconesfault (*Zone de*), 404, 409.  
 Balicze, 238, 248.  
 Balicze (*Couches de*), 238.  
 Balikpapan, 357, 358.  
 Balkach, 334.  
 Balkan, 295.  
 Băltăgari, 270.  
 Bălteni, 86, **286**, 287.  
 Bana, 114, 121, 136, 147, 282.  
 Banat, 84.  
 Banda, 356.  
 Bappa Pung, 346, 347.  
 Barackpore, 435, 436.  
 Barbade, 377, 432, **433**.  
 Barber's Hill, 414.  
 Barcelone, 124.  
 Barco, 448.  
 Barranca (*Bassin de*), 443.  
 Barranca Bermeja, 448.  
 Barranquilla, 448.  
 Barranquin (*Grès de*), 439.  
 Bârsănești, 268, 269.  
 Bartlesville, 407.  
 Bartlesville (*Sables de*), 403.  
 Barton (*Voûte de*), 407.  
 Bâsca fără Cale, 267.  
 Basilicata, 222, **226**.  
 Bas-Rhin, 196.  
 Basse-Californie, 425.  
 Basses-Alpes, 205.  
 Basses-Pyrénées, 205.  
 Bassin artésien, 461.  
 Bassin du Désert, 461.  
 Bassin du Nord-Ouest, 461.  
 Bassin pannonic, 233, 442.  
 Bassin transylvain, 29, **288**, 289, 290.  
 Bassorah, 342, 344.  
 Bastard, 201.  
 Bastenne, 205.  
 Batabano, 60.  
 Batiza, 286.  
 Battle, 192.  
 Battle River (*Anticl. de*), 384.  
 Batson, 414.

- Baumgarten, 221.  
 Bazna, 289, 290, **291**.  
 Beaumont, 10.  
 Beciu, 167.  
 Bédarieux, 201.  
 Belgique, **207**, 208.  
 Bellegarde, 204.  
 Bellevue, 410.  
 Bélouchistan, 49, 345.  
 Belridge, 419, 420.  
 Benakat, 354.  
*Bendarch (Zone de)*, 390, 404, 409.  
 Bengal, 347.  
 Benoî, 303, 307.  
 Bentheim, 211, 216.  
 Bérat, 230, 231.  
 Berbérie, 364, 365.  
 Berca, 166, 167.  
*Berca (Anti-cl. de)*, 125, 141, 164, 167, 271.  
*Berca (Sable de)*, 105, 121, **392**, 398.  
*Bérékéy*, 68, 303, 309.  
 Bermejo, 455.  
 Bermudez, 27, 169, **445**.  
 Berne, 207.  
 Bertea, 261.  
 Bevaix, 207.  
 Beyrouth, 339.  
 Béziers, 201.  
 Bhivandi, 346.  
 Białkowa, 238, 243.  
 Biandovan, 312, 320.  
 Bibi Eibat, 7, 165, 311, 312, 313, **316**.  
 Bicz, 238, 242.  
 Bierdiansk, 296, 297, **302**.  
 Big-Horn, 391.  
 Big-House, 416.  
*Big Injun (Sable de)*, 105, 121, **392**.  
 Big Lake (Montana), 416, 417.  
 Big Lake (Texas), 409, 411.  
*Big lime*, 403.  
*Big lime (Série de)*, 391.  
 Bihor, 86, 169, 292, 293.  
 Binagady, 7, 311, 312, **318**.  
 Birmanie, 11, 49, 85, 111, 132, 165, 167, 168, 345, 346, **347**, 349.  
*Bisericani (Couches de)*, 254.  
 Bitków, 132, 238, **247**.  
 Bizerte, 371.  
 Blackford, 396, 397.  
 Black Hills, 391.  
 Blue Creek, 394, 395.  
 Bobovdol, 295.  
 Bobrka, 238, 243.  
 Bogacs, 293.  
 Bogata, 266.  
 Bog-Boga, 314.  
 Bohuslavice, **235**, 236.  
 Boña Dagh, 322.  
 Bois de Croix, 207.  
 Bokhara, 333.  
 Boldești, 6, 11, 14, 23, 25, 96, 101, 112, 128, 132, 141, 151, 174, **260**, 271, 272, **276**, 278.  
 Bolivar, 443.  
 Bolivie, 182, **454**, 455, 456, 457.  
 Bologne, 225.  
 Bombay, 346.  
 Bordeni, 11, 14, 68, 92, 142, 274.  
 Boryslaw, 26, 65, 97, 132, 144, 147, 238, 243, **244**, 245.  
*Boryslaw (Grès de)*, 97, 239, **245**.  
*Boryslaw (Nappe de)*, 237, **244**.  
 Bornéo, 6, 11, 13, 141, 168, 183, **357**.  
 Bosnie, 229.  
 Boston, 51.  
 Botorca, 291.  
 Bothwell, 387.  
*Bouclier africain*, 365.  
*Bouclier arabe*, 342.  
*Bouclier australien*, 460.  
*Bouclier Baltique*, 188, 337.  
*Bouclier brésilien*, 433, 434, 447, 461.  
*Bouclier canadien*, 377, 380, 390, 433.  
*Bouclier sibérien*, 336.  
 Bow Island, 384.  
 Boyabad, 337.  
 Brabant, 208.  
 Brabant (Plateau du), 207.  
 Bradford, 394, 393.  
*Bradford (Sable de)*, 392.  
 Bragouny, 303, 307.  
 Braşov, 261.  
 Breaza (Bucovine), 261.  
 Breaza (Prahova), 268.  
*Brebu (Congl. de)*, voir *Congl. de Pietricica*.  
 Breekenbridge, 409.  
 Brenets, 207.  
 Brésil, 434.  
 Brisbane, 461.  
 Brno, 234.  
 Brunci, 357, **358**, 359.  
 Brunswick, 209, 211, 213.  
 Brusturi, 28, 86, 169, **292**.  
 Brusturoasa, 263.  
 Brzezowka, 243.  
 Bucarest, 91, 212.  
*Bucegi (Congl. de)*, 252.  
 Büchelberg, 217.  
 Bucovine, 254, 262.  
 Bucşani, 93, 94, 112, 119, 134, 140, 151, 260, 271, 272, 284, **285**.  
 Budafapuszta, 294.  
 Buena Vista, 419.  
 Buhalnița, 262.  
 Bujavica, 228, 229.  
 Bük, 293.  
 Bükkszék, 293.  
 Bulgarie, 295.  
 Bunești, 286.

- Burekburnett, 409.  
 Burgos, 193.  
 Burloi, 92.  
 Burma, voir Birmanie.  
 Burning Springs, 394, 395.  
 Burston, 407.  
 Buştenari, 11, 14, 92, 93, 101, 105, 108, 121, 127, 128, 132, 136, 137, 142, 160, 260, **267**, 271, 272, **274**, 274.  
 Butler, 394, 395.  
 Buzău, 166, 167, 169, 254, 255, 270.
- C**
- Cabin Creek, 394, 395.  
 Cabo Blanco, 451, 452.  
 Cacalilao, 426, 428, 430.  
 Cachemir, 345.  
 Cacheuta, 456, 457.  
 Cacova, 286, 287.  
 Caddo-Parish, 144, **410**, 411.  
 Cadix, 194.  
 Calabre, 222, **226**.  
 Calgary, 383.  
 Cali, 449.  
 Californie, 6, 7, 11, 14, 24, 32, 44, 45, 47, 72, 82, 84, 104, 107, 110, 121, 122, 124, 125, 129, 132, 136, 141, 154, 175, 183, 361, 377, **419**, 420.  
 Călinet, 92.  
 Calvini, 274.  
 Camarindi, 455.  
 Cambodge, 352.  
 Caméroun, 364.  
 Campagna, 226.  
 Câmpeni, 11, 117, 128, 260, **268**, 269.  
 Câmpina, 11, 23, 69, 92, 93, 101, 128, 132, 145, 153, 155, 260, 271, 272, **275**.  
*Campine (Bassin de)*, 207, 208.  
 Campton, 390.  
 Câmpulung (Bucovine), 14, 174, **261**.  
 Câmpulung pe Ceremuş, 262.  
 Câmpuri, 91, 270.  
 Canada, 13, 28; 32, 108, 111, 143, 183, 377, **380**, 381, 388, **415**.  
*Cândeşti (Graviers de)*, 258.  
 Cannel City, 394, 395.  
 Cap Barrow, 380.  
 Cap Bon, 371, 372.  
 Cape May, 51.  
 Capoacan, 431.  
*Cap rock*, 84, **413**, 414.  
 Cap Simpson, 380.  
*Carbondale (Form. de)*, 401.  
*Cardenas (Schistes de)*, 427.  
 Carinthie, 33, 84.  
 Caroline du Nord, 60.  
 Carpates, 9, 16, 25, 29, 63, 64, 78, 82, 84, 86, 92, 104, 182, 183, 188, 223, 234, 237, 250, 260, 361.  
 Carthage, 448.  
 Caserta, 226.  
 Casiano, 426, 430.  
 Caşin, 91, 260, **270**.  
 Casmalia, 424.  
 Catalogne, 194.  
 Catanzaro, 227.  
 Cat Creek, 416, 417.  
 Cătina, 28, 169, **292**.  
*Catskill (Série de)*, 391.  
 Caucase, 9, 14, 63, 82, 84, 110, 121, 132, 164, 183, 185, 188, 296, **297**, 320.  
 Cazonas, 426, 430.  
 Cébou, 359.  
 Célèbes, 356.  
 Celle, 211, 212, 213.  
 Ceptura, 23, 25, 69, 101, 128, 132, 141, 260, 271, 272, **276**.  
 Céram, 356.  
 Cerro Alquitran, 456, 457.  
 Cerro Azul, 144, 426, 428, 430.  
 Cerro Lotena, 456, 457, 458.  
 Cerros de Amotape, 450, 451.  
 Cerro Viejo, 426, 430.  
*Cervenia (Anticl. de)*, 281.  
 Cévennes, 204.  
 Chaco (Plaine de), 433, 454.  
 Chan (Plateau de), 348, 352.  
 Chaîne Celtibérique, 193.  
 Chaîne côtière de Catalogne, 194.  
 Chaîne côtière du Pacifique, 419.  
 Chaîne frontale, 391.  
 Chaines pacifiques, 377.  
 Chaîne Pennine, 190.  
 Chakybey, 337.  
 Chapapôte, 426, 430.  
*Chapapote (Form. de)*, 427.  
*Chattanooga schale*, 403.  
*Chautauqua (Voûte de)*, 407.  
 Chavornay, 207.  
 Chebka de Sellaoua, 372.  
 Cheduba, 347.  
 Cheia, 261.  
 Chelif, 372.  
*Chemung (Série de)*, 391.  
 Chen-Si, 364.  
*Chester (Form. de)*, 401.  
 Chestnut, 390.  
 Chiapas, 425, 426.  
 Chiciura, 92, 102, 142, 160, 274.  
 Chiclana, 194.  
*Chico (Form. de)*, 421.  
 Chikhy-Kaya, 312, 320.  
 Chilli, 263.  
 Chinampa, 426, 430.  
 Chine, 337, **363**.  
 Chiojdu Mic, 267.  
*Chiraky (Série de)*, 321.  
 Chişorani, 94.  
 Chizol, 426, 430.

- Chongar, 312, 320.  
 Choubar-Arka, 303, 308.  
 Chouchter, 340, 342.  
 Chubut, 456.  
 Chungpu, 364.  
 Ciahläu, 261.  
 Ciezkowice (*Grès de*), 235, 243.  
 Cilicie, 338.  
 Cintra, 192.  
 Cincinnati, 390.  
*Cincinnati (Anti-cl. de)*, 386, 388, 391, 393, 396, 399.  
 Cisco (*Sable de*), 403.  
 Ciuc, 261.  
*Ciufu (Anti-cl. de)*, 281.  
 Clairefontaine, 372.  
 Clarion, 394, 395.  
 Clark, 400, 401.  
 Clay Creek, 414.  
 Clermont-Ferrand, 202.  
 Clinton, 394, 395, 396.  
*Clinton (Couches de)*, 386.  
*Clinton (Grès de)*, 391.  
 Coahuila, 425, 430.  
 Coalinga, 10, 419, 420, 422.  
 Coculești, 274.  
*Cogollo (Calcaire de)*, 439.  
 Coimbre, 192.  
 Cole, 410.  
 Colibași, 11, 107, 272, 284.  
*Colibași (Anti-cl. de)*, 107.  
 Cold Bay, 379.  
 Colombie, 10, 13, 183, 439, 446, 448, 463.  
 Colombie britannique, 386.  
*Colon (Form. de)*, 441.  
 Colonie du Cap, 32.  
 Colorado, 24, 183, 377, 415, 416, 417.  
*Colorado (Form. de)*, 332, 415, 417.  
 Comanche, 409.  
 Comănești, 264, 266.  
 Comodoro-Rivadavia, 137, 456, 458, 459.  
 Conception (Mexique), 426, 431.  
 Conception (Venezuela), 440, 442, 444.  
 Congo, 364.  
 Congo belge, 366, 376.  
 Conil, 194.  
 Conroe, 149, 413, 414.  
 Constantine, 372.  
 Controller Bay, 380.  
 Cook Inlet, 379.  
 Cooper, 409.  
 Copăceni, 69, 92, 101, 132, 260, 267, 271, 272, 274.  
 Copley, 394, 395.  
 Copsa Mică, 289, 290, 291.  
 Cordillères Cantabriques, 193.  
 Cordillère Caraïbe, 435, 439.  
 Cordillère centrale, 446.  
 Cordillère occidentale, 446.  
 Cordillère orientale, 439, 446.  
 Corle, 208, 216.  
*Corniferous (Calcaire de)*, 391.  
 Cornu, 11, 168, 267.  
*Cornu (Couches de)*, 87, 256.  
 Corsicana, 410, 411.  
 Cornwall, 32.  
 Corres, 193.  
 Cosciui, 71.  
 Cosmina, 267.  
 Costa Rica, 432.  
 Côte d'Ivoire, 366, 375.  
 Cotton Valley, 112, 113.  
 Couche Rouge, 196.  
*Couches à Cérithes*, 238.  
*Couches à Diatomées*, 311, 312.  
*Couches à Foraminifères*, 298, 300, 303.  
*Couches à Fucoides et à Inocérames*, 235, 245, 253.  
*Couches à hiéroglyphes*, 235, 243, 245.  
*Couches à Meletta*, 197.  
*Couches à Paludines*, 229.  
*Couches à Polyplocus*, 212.  
*Couches à Spaniodontella*, 299, 303, 311.  
*Couches à Spirialis*, 299, 303, 311.  
*Couches à Valenciennesia*, 229.  
 Courtelery, 207.  
 Cracovie, 237.  
 Crane, 411, 423.  
 Crawford, 400, 401.  
 Crimée, 66, 296.  
 Crosscut, 409.  
 Cuba, 60, 183, 377, 432.  
 Cucuteni, 268.  
 Cuenca, 450.  
 Cumarebo, 440, 444.  
 Cumberland (Plateau de), 391.  
 Cushing, 131, 411.  
 Cut Bank, 416, 417.  
*Cuvette germanique*, 188, 209, 210.  
*Cuvette transylvaine*, 167.  
*Czarnorzeki (Couches de)*, 235, 239, 240.

## D

- Dabajuro, 440, 443.  
 Daghestan, 68, 297, 303, 308.  
 Dagö, 332.  
 Dag-Ogny, 303, 309.  
 Dahalac (Iles), 376.  
 Dahra (Chaîne de), 372.  
 Dakota, 97, 390, 415.  
*Dakota (Grès de)*, 382, 415, 417.  
 Dálma, 270.  
 Dalmatie, 229.  
 Dâmbovița, 86, 156.

Damon Mound, 135.  
 Danakil, 376.  
 Dardagny, 203, 207.  
 Dărmănești (*Cuvette de*), 264.  
 Darst Creek, 410.  
 Daszawa, 248.  
 Datysch, 303, 307.  
 Dauphiné, 23.  
 Davenport, 6.  
 Dea, 263.  
 Dealul Roș, 270.  
 Dealul Sărei, 270.  
 Debreczen, 293.  
 De Mares, 448.  
 Dépression caspienne, 323.  
 Dépression gétique, 167, 286, 287.  
 Derbent, 303, 308.  
 Derby, 191.  
 Derbyshire, 182.  
 Derna, 27, 28, 86, 169, 292.  
 Desdemona, 409.  
 Devils Basin, 416, 417.  
 Dévoli, 230, 231, 232.  
 Dexter, 23.  
 Dhulian, 346.  
 Dibgoi, 346, 347.  
 Dihteniț pe Putila, 262.  
 Dinarides, 189.  
 Djambi, 353, 354.  
 Djebel Ahmar, 372.  
 Djebel el Monida, 372.  
 Djebel Kebir, 372.  
 Djebel Tanka, 366, 369.  
 Djebel Tselfat, 108, 371, 374, 375.  
 Djebel Zeit, 366, 367, 369.  
 Djirak, 354.  
 Djoeata, 358.  
 Djoungari, 364.  
 Dobriceni, 286, 287.  
 Dobromyl, 237.  
 Dobrotow (*Couches de*), 238, 256.  
 Dofteana, 26, 170, 266.  
 Doicești, 272, 284.  
 Dominikowice, 238, 242.  
 Dominguez, 419, 420.  
 Dorotea, 263.  
 Dos Bocas, 426, 430, 431.  
 Dossor, 7, 324, 325.  
 Douzlak, 310.  
 Drader (*Couche*), 110, 120, 154.  
 Dragomirești, 286.  
 Dragopșa, 294.  
 Drajna (*Synclinal de*), 251, 256.  
 Drashovica, 230, 231.  
 Drohobycz, 238, 244.  
 Drôme, 205.  
 Drumright, 131.  
 Dukla, 235.  
 Dundee (*Calcaire de*), 398.  
 Duruitoarea, 263.  
 Dzwiniacz, 33, 248.

## E

East Texas, 410, 411.  
 Ebano, 426, 430.  
 Ecosse, 20, 29, 31, 84, 188, 190.  
 Ed-Dra, 339.  
 Edesse, 213, 215.  
 Edimburg, 190.  
 Edmonton (*Form. de*), 382.  
 Egypte, 13, 70, 183, 366.  
 Ehabi, 334.  
 El Abra (*Calcaire de*), 426.  
 El Alto, 452.  
 Elbing, 136, 407.  
 Eldama, 303, 308.  
 Eldarova, 303, 307.  
 Eldorado (Arkansas), 410.  
 Eldorado (Kansas), 406, 407.  
 Electra, 409.  
 Elisabétopol, 321.  
 Elk Basin, 416, 417.  
 Elk Hills, 419, 420, 422.  
 El Mene de Buchivacoa, 440, 443.  
 El Mene Mostrencos (*Form. de*), 441.  
 El Mene del Salto 440, 444.  
 El Pozon, 440, 444.  
 Elwood, 419, 420.  
 Emba, 7, 182, 297, 323, 324.  
 Emilie, 222.  
 Engelstedt, 215.  
 Enzersdorf, 220, 222.  
 Epire, 294.  
 Equateur, 13, 32, 183, 449, 450.  
 Erie, 407.  
 Erie (Lac d'), 386, 395, 396.  
 Erythrée, 364, 376.  
 Esclaves (Lac des), 381.  
 Escudo, 193.  
 Esthonie, 29, 332.  
 Esmeraldas, 450.  
 Espagne, 193.  
 Esterabad, 343.  
 Etats-Unis, 6, 13, 24, 26, 32, 51, 70,  
 76, 83, 114, 121, 130, 153, 154, 169,  
 174, 182, 377, 388, 389, 424, 425, 463,  
 464, 466.  
 Etna, 31.  
 Euphrate (*Calcaire de*), 341.  
 Eunice, 409.  
 Eureka (Californie), 419.  
 Eureka (W. Virginie), 395.  
 Europe, 12, 170, 181, 182, 188, 189,  
 464.  
 Faenza, 225.  
 Faille rhénane, 197.  
 Falcon, 438, 439, 442.  
 Fallstein, 215.  
 Faribany (*Anticl. de*), 322.

## F

- Farris, 410.  
*Fars (Série de)*, 341.  
 Fața Cireșului, 267.  
 Fay, 409.  
 Faymoreau, 205.  
 Fellowa, 111.  
 Fentress, 394, 395.  
 Ferbea, 286.  
 Ferghana, 183, 297, **333**, 363.  
*Fernando [Form. de]*, 421.  
 Ferrara, 225.  
 Feu de Daghestan, 310.  
 Filipea, 268.  
 Filipeștii de Pădure, 11, 15, 68, 69, 94,  
 98, 134, 141, 180, 271, 272, 281.  
 Findlay, 396, 397.  
*Flechtinger Höhenzug*, 210, 211.  
 Florence, 416, 417.  
 Florești, 69, 94, 101, 272, 281.  
 Floride, 50, 60, 61.  
 Folești, 286, 287.  
 Fontecouverte, 205.  
 Foremost, 384.  
*Formation salifère*, 87.  
 Forêt Noire, 196.  
 Formose, 360, 361, **362**.  
 Forst, 217.  
 Fort Collins, 416, 417.  
 Fort Norman, 143, 385.  
*Fossé rhénan*, 196, 209, 217.  
 Fox Pool, 409.  
 France, 20, 23, 28, 182, **194**, 195, 207,  
 464.  
 Franche-Comté, 205.  
 Francens, 203, 204.  
 Frangy, 204.  
 Freiberg, i Sa., 32.  
 Fréjus, 205.  
 Frontera, 430.  
 Frumoasa, 263.  
 Furbero, 137, 426, **430**.  
 Fuzabad, 435, 436.
- G**
- Gabian, 182, 196, **200**, 200.  
 Gabon, 376.  
 Găinești, 261, 262.  
 Galicie, 6, 26, 33, 92, 132, 170, 175, **240**.  
 Gallipoli, 84.  
 Gandawa, 345.  
 Ganos, 295.  
 Gard, 20, 204.  
 Gargano, 227.  
 Gaspé, 387, **388**.  
 Gaujacq, 205.  
 Gbely, 220, 233.  
 Geamăna, 263.  
 Genseldorf, 248.  
 Gemsah, 70, 366, 367, 368, **369**.  
*Genesee (Schistes de)*, 185, **392**, 394.  
 Genève, 203, 207.  
 Gerona, 194.  
 Georgia, 415.  
 Géorgie, 321.  
 Ghimes, 261.  
 Gifhorn, 211, 213, 215.  
 Gippsland (Bassin de), 461.  
 Gleen Pool, 407.  
 Glodeni, 127, 272, **284**.  
 Glodu, 270.  
 Gobi, 336.  
 Göding, voir Hodonin.  
*Golden Lane*, 430, 431.  
*Gondwana*, 337, 364.  
 Goose Creek, 122, 414.  
 Gorgota, 272, 284.  
 Gorgoteni, 283.  
 Gorj, 386.  
 Gorskaia, 302, 303, **306**.  
 Gösting, 221.  
 Goudermes, 303, 307.  
 Gouriev, 323, 324.  
 Govora, 68, 69, 71, 74, 173, **286**, 287.  
 Graas Creek, 416, 417.  
 Graham, 409.  
*Grand Colombier (Anticl. du)*, 204.  
 Grande-Bretagne, 85, 182, **189**, 207.  
 Grand Seminole, 407.  
 Grant, 396, 397.  
 Gratera, 223, 225.  
 Gratz, 219.  
 Grăușor, 92.  
 Grazalema, 194.  
 Grèce, 294.  
 Green River, 417.  
 Greenwood, 123.  
*Grès inférieur*, 455.  
 Griaznogorsk, 318.  
 Griffithsville, 394, 395.  
 Groesbeck, 410.  
 Gropi, 92, 274.  
*Gros (Couche)*, 110.  
 Grozny, 6, 7, 9, 132, 296, **302**.  
*Groupe de transition*, **455**, 457.  
 Grozești, 156, 160.  
*Grund (Couches de)*, 219.  
 Guanaco, 440, 445.  
 Guatemala, 432.  
*Guayabal (Form. de)*, 427.  
 Guaya-guayare, 435, 436.  
 Guayaquil, 449.  
*Guelf (Couches de)*, 386.  
 Guinée, 364.  
 Guioulbakht, 320.  
 Guipuzcoa, 193.  
 Gulf Coast, 10, 104, 121, 134, 142, 154,  
 212, **412**, 415, 427.  
 Gura Cernului, 268.  
 Gura Drăgănesci, 92, 93, 272, 275.  
 Gura Ocnitei, 6, 11, 15, 25, 94, 101,  
 132, 260, 271, 272, **281**, 282.

Gura Vitioarei, 92, 101, 132, **267**, 271,  
272, 274.  
Guyanes, 434.

## H

Haarlem, 209.  
Habura, 236, 238.  
Haguenau, 100, 196.  
Haimanale, 272, 284, **285**.  
Hajduszoboszlő, 293.  
Halliday, 409.  
Hancock, 396, 397.  
Hänigsen, 213, 214.  
Hanovre, 154, 176, **209**, 210, 211, 213  
234.  
Hardstoft, 191.  
Härghita (Chaîne de), 289, 290.  
Hârja, 108, 156, 160, 166.  
Harklowa, 238, 241, 242.  
Haskovo, 295.  
Harz, 209, 210, 211, 216.  
Haute-Autriche, 219.  
Haute-Bavière, 209, 217.  
Haute-Savoie, 204, 205.  
Havane, 433.  
Hawke Bay, 462.  
Healdon, 10.  
Heath (Form. de), 452.  
Heathfield, 192.  
Hébrides, 190.  
Heide, 211, 215.  
Heidelberg (Série de), 391.  
Hendrick, 409.  
Henne, 410.  
Hérault, 196, 200.  
Herzégovine, 229.  
Hesse, 217.  
Hewith, 409.  
Higgins, 10.  
Highwood, 383.  
Hit, 344.  
Hluk, 235.  
Hobbs, 409.  
Hochwald, 199.  
Hocking, 395.  
Hodonin, 220, 233.  
Hogback, 416, 417.  
Hoheneggelsen, 213, 215.  
Hokkaido, 362.  
Holmes, 394, 395.  
Holstein, 215.  
Holy, voir Artem.  
Hombre Pintado, 440, 443.  
Homer, 410.  
Homoricu (Eperon de), 251, 267.  
Hondo, 360, 361, **362**.  
Honduras, 432.  
Hongrie, 293.  
Hould, 7.  
Huancane, 453.

Hudson (Schistes de), 396.  
Humble, 414.  
Humboldt, 10, 407.  
Humboldt County, 419.  
Humniska, 238, 243.  
Huntington Beach, 7, **419**, 420, 422.  
Hurghada, 366, 367, 368, 369.  
Huron, 386.

## I

Iablonov, 330.  
Iakutsk, 334.  
Ichimbaevo, **326**, 327, 330.  
Idaho, 377, 415.  
Ileanda Mare (Couches de), 29.  
Iles, 416, 417.  
Illinois, 97, 130, 142, 182, 185, 378,  
**399**, 400, 411.  
Ilškařa, 300, 301.  
Iman-Kara, 324.  
Indaw, 349.  
Inde, 37, 183; 337, **345**, 351, 463, 464.  
Indes britanniques, 13.  
Indes néerlandaises, 13, 49, 68, 85, 85.  
Indiana, 182, 185, 396.  
Indochine, 183, 337.  
Inez, 394, 395.  
Iniskin Bay, 379.  
Insulinde, **351**, 360, 463, 464, 466.  
Iola, 407.  
Iowa, 390.  
Irak, 10, 13, 149, 165, 175, 183, 337,  
339, 340, **343**, 344, 463, 466.  
Iran, 11, 13, 14, 85, 108, 109, 144, 149,  
183, 339, 340, **342**, 343, 463, 464, 466.  
Irlande, 188.  
Irraouaddi (Série de), 348.  
Irvine, 394, 395.  
Ishikari, 361, 362.  
Istebna (Couches de), 235.  
Istrija (Anticl. de), 273.  
Italie, 222, 223, 227, 464.  
Iwaka, 461.  
Ixhuatlan, 426, 431.  
Izber-Bach, 303, 309.  
Izhma, 332.

## J

Jabonillal, 453.  
Jacalitos (Form. de), 421.  
Jaipur, 347.  
Jamna (Grès de), **235**, 239, 243, 245.  
Jamoigne, 207.  
Japon, 13, 183, **360**, 363.  
Jariștea, 262.  
Jasina, 236.  
Jaslo, 243.  
Java, 11, 183, 351, **355**, 358.

Javornik (Monts de), 235.  
 Jebel Ousdom, 339.  
 Jefferson-Parish, 154.  
 Jenings, 414.  
 Jibā, 286.  
*Jigouly (Dislocation de)*, 329.  
 Judée, 338.  
 Jujuy, 456.  
 Junin, 450.  
 Jura, 27, 169, 204, 206.

## K

Kabristan, 68, 310, 312, 320.  
 Kakhétie, 321.  
 Kadyjnskaïa, 300, 301.  
 Kaïa-Kent, 303, 309.  
 Kakany, 229.  
 Kala (Azyzbekow), 317.  
 Kalahari, 364.  
*Kalass (Anticl. de)*, 306.  
 Kalouga, 7.  
 Kalouskaïa, 300, 301.  
 Kalusz, 238, 248.  
 Kampong, 354.  
 Kamtchatka, 334.  
*Kamyeh-Bouroun (Couches de)*, 299.  
*Kankakee (Anticl. de)*, 390, 399.  
 Kansas, 23, 49, 122, 136, 175, 390, 402, 407.  
 Kan-Sou, 364.  
*Karagan (Couches de)*, 299, 300, 311.  
 Kara-Tchoukour (Koganovitch), 312, 316.  
 Karcag, 293.  
 Karlsberg, 263.  
*Karoo (Form. de)*, 376.  
 Karst, 229.  
 Katalla, 379, 380.  
 Kawengan, 356.  
 Kazanlik, 295.  
 Kef-Bou-Debbous, 371, 372.  
 Keireky, 318.  
 Kentucky, 390, 391, 395, 401.  
 Kerguez, 320.  
 Kerkouk, 149, 342, 344.  
*Kerkouk (Anticl. de)*, 344.  
 Kern River, 122, 419, 420, 422, 423.  
 Kertch, 166, 298, 300, 301.  
*Kertch (Calcaire de)*, 299.  
 Keslerovo, 300, 301.  
 Kettleman Hills, 419, 420, 422, 424.  
 Kevin, 416, 417.  
*Khadum (Horizon de)*, 298.  
 Khanékiné, 344.  
 Khaur, 346.  
 Khayarah, 344.  
 Khotch-Menzil, 303, 310.  
 Kierling, 220.  
*Kirmakou (Série de)*, 311.

*Kirmakou-Bibi Eibat (Pli de)*, 313, 318.  
 Kleczany, 238, 240, 241.  
 Klias, 358.  
*Klippes piénines*, 236.  
*Kliwa (Grès de)*, 235, 239, 254.  
 Kloeang, 354.  
*Klutsch (Série de)*, 298.  
*Knife Edge*, 430, 431.  
 Knisui, 361, 362.  
 Kobylanka, 238, 242.  
 Kokand, 333, 363.  
 Komarnik, 236, 238, 242.  
 Kongsberg, 32.  
*Konka (Couches de)*, 299.  
*Kootenai (Schistes de)*, 381.  
*Kopa (Couches de)*, 84, 323.  
 Korzout, 337.  
 Kosmacz, 238, 248.  
 Kosow, 238, 248.  
 Kosteneç Banya, 295.  
 Kotli, 346.  
 Kotuku, 462.  
 Kouban, 297, 298.  
 Koudako-Krimskaïa, 300, 301.  
 Kouéit, 344.  
 Koukourt-Taou, 308.  
*Koun (Série de)*, 310, 312.  
 Koura Tzetzé, 300, 301.  
 Kourdistan, 342.  
 Kouriles, 337.  
 Kousiankoul, 326, 327.  
 Koutaiss, 300, 301, 321.  
 Koutcha, 364.  
*Kouyalnik (Couches de)*, 299.  
*Koy-Kara (Couches de)*, 84, 323.  
 Krasnodar, 300, 301, 321.  
 Krasnokamsk, 330, 331.  
 Krasnowodsk, 297.  
 Krasnye-Kolodzy, 321.  
 Krosçienko, 238, 243.  
 Krosno, 238, 243.  
*Krosno (Couches de)*, 235, 241, 243.  
 Kryg, 238, 242.  
 Kubiki, 361, 362.  
*Kupferschiefer*, 216.  
 Kutei, 355, 356.  
 Küstendil, 295.  
 Kysyl Tépé, 312, 320.

## L

Labrador, 51.  
 La Brea (Pérou), 451, 452, 453.  
 Le Brea (Trinité), 27, 168, 435, 436, 437, 438.  
 Labuan, 357, 358.  
 Lagunillas, 440, 443.  
*Lagunillas (Form. de)*, 441, 443.  
 Lagunitos, 451, 453.  
*La Luna (Form. de)*, 83, 439.

- Lance Creek, 416, 417.  
 Landeron, 207.  
 Lanzendorf, 220, 222.  
 La Paz (Bolivie), 454.  
 La Paz (Venezuela), 440, 442.  
 La Pleine, 203, 207.  
 La Presta, 206, 207.  
 Lara, 439.  
 Larache, 371, 373, 374.  
 Laramie (Chaîne de), 391, 417.  
 Laredo, 410.  
 Larimore, 409.  
 La Rosa, 440, 443, 444.  
 La Rosa (Form. de), 441, 443.  
 Lasalle (Anticl. de), 128, 130, 400, 401.  
 Las Infantas, 448.  
 La Tarra, 440, 442.  
 Launceston, 461.  
 Lawrence, 400, 401.  
 Layton (Sables de), 403.  
 Lebrija, 194.  
 Ledok, 356.  
 Leitha (Calcaire de), 219.  
 Léningrad, 332.  
 Les Epoisats, 207.  
 Les Planes, 206.  
 Lesse, 215.  
 Lexington (Dôme de), 390.  
 Leyte, 359.  
 Lidah, 355, 356.  
 Lilieshti, 281.  
 Lima, 450.  
 Lima-Indiana, 10, 76, 78, 84, 97, 108, 130, 142, 175, 182, 378, 394, 395, 396.  
 Limagne, 196, 202, 203.  
 Limau, 354.  
 Limbourg, 208.  
 Limmer, 216.  
 Limon, 426, 430.  
 Lintsi, 295.  
 Linz, 219.  
 Linz (Sable de), 219.  
 Llano (Dôme de), 390, 403, 404.  
 Llanoria, 404, 405, 411, 412.  
 Llanos, 433, 445.  
 Lloydminster, 386.  
 Lobitos, 451, 452, 453.  
 Lobsann, 100, 196, 199.  
 Lockhart, voir Lytton-Springs.  
 Lak Batan, 312, 318, 319.  
 Lok Batan-Pouta (Pli de), 313, 318.  
 Loma, 410.  
 Lompoc, 419, 420.  
 Long Beach, 419, 420, 422.  
 Lopâtari, 166, 266.  
 Los Angeles, 11, 124, 125, 419, 420, 422, 423.  
 Los Manuelles, 440, 442.  
 Los Naranjos, 429.  
 Lost Hills, 419, 420.  
 Lost Soldier, 416, 417.  
 Louise, 358.  
 Louisiane, 85, 112, 135, 142, 144, 154, 183, 402, 412.  
 Lovagny, 203, 204.  
 Lubatowka, 243.  
 Lublin, 239.  
 Lucăcești, 263.  
 Lucara, 193.  
 Luçon, 359.  
 Ludași, 268, 269.  
 Luhy, 236, 238.  
 Luling, 409, 410.  
 Lunci, 266.  
 Lycie, 166.  
 Lytton Springs, 137, 138, 410.
- M**
- Maaseh, 366.  
 Macigno, 224, 251.  
 Măciuca (Plaiul), 261.  
 Mackenzie, 143, 378, 381, 385.  
 Madagascar, 32, 365, 366, 376.  
 Madison, 407.  
 Madison (Calcaire de), 381, 417.  
 Madoura, 355, 356.  
 Maestu, 193.  
 Măghirești, 286, 287.  
 Magura (Grès de), 235, 251.  
 Magura (Nappe de), 234, 237, 241, 251.  
 Maïdan-i-Bibian, 340, 342.  
 Maïdan-i-Naphtek, 340, 342.  
 Maïdan-i-Naphtun, 10, 109, 131, 132, 340, 342.  
 Maïkop, 7, 121, 122, 123, 298, 300.  
 Maïkop (Couches de), 82, 84, 298, 300, 301, 303, 310, 312.  
 Main limestone, 342.  
 Majdan, 238, 247.  
 Makat, 7, 323, 324, 325.  
 Makum Pani, 346, 347.  
 Malaka, 352.  
 Malgobek, 302, 303, 306, 307.  
 Malkach-Kala, 303, 308.  
 Malu Roș, 272, 284.  
 Manașcou, 160.  
 Mancora (Form. de), 452.  
 Mandchourie, 364.  
 Mandhar, 357.  
 Mandiyuti (Grès de), 455.  
 Mănești, 267.  
 Manitoba, 381, 386.  
 Manosque, 205.  
 Mansfeld, 32.  
 Mânzălești, 270.  
 Maracaïbo, 60, 438, 442.  
 Maracaïbo (Dépress. de), 439, 441, 442.  
 Maracaïbo (Groupe de), 443.  
 Maramureș, 173, 285.

- Marathos, 295.  
 Mardakiany, 318.  
 Mardin, 337, **338**, 339.  
 Märgineni, 11, 14, 260, 271, 272, 284, **285**.  
*Maricopa (Schistes de)*, 185, **421**.  
 Marion, 396.  
 Marmatain, 109, 340, 342.  
*Marnes à Cyrènes*, 197.  
*Marnes à Foraminifères*, 197.  
 Maroc, 84, 108, 370, **373**.  
 Martaban, 348.  
 Martinique, 31.  
 Martouk, 324.  
 Masjid-i-Souleiman, 342.  
*Massif abyssin*, 364.  
*Massif bohémien*, 219, 232, 234.  
*Massif rhénan*, 208, 216.  
*Massif sinien*, 336.  
 Masukoro, 361, 362.  
 Method, 207.  
 Matîta, 27, 28, 107, 121, 169, 255, 268, 272, **274**, 292.  
 Matra, 293.  
 Maturin, 438, **444**.  
*Mauch-Chunk (Form. de)*, 392.  
 Mauna-Loa, 31.  
 Mazouna, 372.  
 Mc Kittrick, 24, 132, 133, **419**, 420, 422.  
 Mecina, 238, 242.  
 Mecinka, 238, 243.  
 Mecook, 10.  
 Medan, 353.  
 Medesano, 223, 225.  
 Medgillah, 372.  
 Media, 440, 443.  
 Medicine Hat, 384.  
*Medina (Couches de)*, 386.  
 Meknès, 373, 374.  
 Mélitopol, 296, 297, **302**.  
 Menat, 205.  
*Mendez (Marnes de)*, 427.  
 Mendoza, 456, 457.  
 Mene Grande, 440, 443, 444.  
 Merdeal, 267.  
 Merfété, 295.  
 Mer Morte, 169, 338.  
*Meseta ibérique*, 192.  
*Meseta marocaine*, 373.  
*Meseta oranaise*, 370.  
*Meson (Form. de)*, 427.  
 Mésopotamie, voir Irak.  
 Messénie, 295.  
 Mexia, 6, **410**.  
*Maxiafault (Zone de)*, 404, 405, 409.  
 Mexique, 6, 10, 11, 13, 14, 32, 37, 45, 46, 47, 84, 108, 132, 137, 144, 164, 165, 183, 185, 377, **425**, 432, 463, 464, 466.  
 Miadjik, 312, 320.  
 Miano, 223, 225.  
 Michigan, 185, 378, 390, **397**, 398, 399.  
 Midcontinent, 14, 97, 121, 130, 137, 138, 142, 149, 163, 176, 182, 185, 378, **401**, 402, 404, 411.  
 Midland Valley, 191.  
 Midway, 111, 419, 420.  
*Midway (Form. de)*, 403.  
 Miková, **236**, 238, 242.  
 Mikoyan, voir Lok Batan.  
 Mimbou, 349, 351.  
 Minjak, 354.  
 Minnesota, 390.  
 Miri, 357, 358.  
 Mirsaany, 321.  
 Mislea, 25, 92.  
*Misoa Trujillo (Form. de)*, 443.  
 Mississippi, 415.  
*Mississippi lime*, 403.  
 Missouri, 390, **402**, 407.  
*Mita Juan (Form. de)*, 441.  
 Mitocul lui Balan, 263.  
*Modelo (Schistes de)*, 421.  
*Modelo (Sable de)*, 121, **422**.  
 Moinești, 69, 92, 132, 260, 262, 263, **264**.  
*Moinești (Grès de)*, **253**, 262.  
 Mokre, 243.  
 Moldavie, 144, 167, 252, 268.  
 Moldovița, 260, 263.  
 Molino, 426, 430.  
 Moll, 208.  
 Mölme, 213, 215.  
 Monagas, 444.  
 Monastirea Humorului, 263.  
 Monastirea Putna, 263.  
 Moncton, 387.  
 Mongolie, 336.  
 Monroe, 142, 410.  
*Mons (Bassin de)*, 207.  
 Mont Călugăru, 267.  
*Mont Carmel (Faille de)*, 401.  
 Mont Dempo, 354.  
 Mont d'Asphalte, 300, 301.  
*Mont de Musiège (Anticl. de)*, 204.  
*Montagne de la Balme (Pli de)*, 203, 204.  
 Montagne Noire (Caucase), 302, 303.  
 Montagne Noire (France), 200.  
 Montagne Pelée, 31, 41.  
 Montagnes Rocheuses, 83, 101, 182, 377, 382, 388, **415**, 416.  
 Montana, 183, 377, 384, **415**, 416, 417.  
*Montana (Form. de)*, **382**, 415.  
 Montechino, 223, 225.  
 Monténégro, 229.  
 Montepello, 226.  
 Monte Real, 192.  
*Monterey (Schistes, Form. de)*, 62, 82, 84, 185, 361, **421**.  
 Monti Ernici, 226.

Monti Lepini, 226.  
 Monts Apuseni, 288.  
 Monts Scandinaves, 188.  
 Moran, 409.  
 Moravie, 234.  
 Moreni (Bacău), 268, 269.  
 Moreni (Prahova), 6, 7, 8, 9, 11, 23, 24, 25, 59, 68, 69, 94, 101, 132, 141, 147, 152, 174, 260, 271, 272, **281**, 282, 283.  
 Moreni (*Anticl. de*), 89, 96, 114, 118, 121, 125, 126, 136, 142, 154, 155, 160.  
 Moreni (*Couche de*), 110.  
 Morro Quemado, 456, 457.  
 Mosa, 385, **386**, 387, 394.  
 Moscou, 332.  
 Mosoare, 266.  
 Mossoul, 339, 344.  
 Moujim Birou, 307.  
 Moulay Idris, 371, 373, 374.  
 Mouna, 357.  
 Mountain View, 419.  
 Moyen Atlas, 370, 371, 373, 374.  
 Mozambique, 28, 365.  
 Mraznica, 144, 238, 243, 244.  
 M'sila, 372.  
 Mudlake, 61.  
 Münster, 208, 210, 211.  
 Münster (*Bassin de*), 208, 216.  
 Munténie, 144, 252.  
 Murge, 227.  
 Murree (*Form. de*), 345.  
 Muskegon, 398.  
 Muskogee, 407.

## N

Nadeş, 291.  
 Nagano, 360.  
 Nahujowice, 244, **246**.  
 Namandjan, 333, 363.  
 Namaqualand, 364.  
 Namur (*Bassin de*), 207.  
 Nantucket, 51.  
 Napajedla, 235.  
 Naparima (*Série de*), 436.  
 Naphté Khané, 343.  
 Naranjos, 426, 430.  
 Nassau (Chaîne), 461.  
 Nashville (*Dôme de*), 390.  
 Nautla, 426, 430.  
 Navarre, 193.  
 Navarro (*Sables de*), 403.  
 Neamt, 261, 262, 263.  
 Nébi-Mousa, 338.  
 Neftianaïa-Schirwanskaïa, 300, 301.  
 Negrileasa, 261.  
 Negrileşti, 263.  
 Negritos, 451, 452, 453.  
 Negritos (*Form. de*), 452.

Nehoişu, 267.  
 Nehoiu, 267.  
 Nemaha (*Zone de*), 390, 404, **407**.  
 Nephté Dagħ, 322.  
 Nephté-Kala, 68, **320**.  
 Neuchâtel, 206.  
 Neuquen, 456, 457.  
 New-Brunswick, 377, 387.  
 Newhall, 419, 420, 422.  
 New Plymouth, 462.  
 New South Wales, 461.  
 New-York, 51, 121, 144, 377, 391, 395.  
 Nezzazat, 366, 369.  
 Ngahlaingdwin, 349, 351.  
 Nglobo, 356.  
 Niagara (*Couches de*), 386.  
 Niagara (*Série de*), 391.  
 Nicobar, 351.  
 Nienhagen, 213, 214.  
 Niigata, 361, 362.  
 Niitsu, 361, 362.  
 Nimmersatt, 233.  
 Ninive, 166, 340.  
 Nishiyama, 361, 362.  
 Noiraigue, 207.  
 Norvège, 32.  
 Nottingham, 190.  
 Nouveau Grozny, 302, 303, **304**, 305.  
 Nouveau Mexique, 24, 182, 183, 377, **402**, 409, **415**, 416, 417.  
 Nouvelle-Calédonie, 48, 461.  
 Nouvelle-Ecosse, 377, 387.  
 Nouvelle-Guinée, 460, **461**.  
 Nouvelle-Zélande, 20, 183, **461**.  
 Novăceşti (*Anticl. de*), 281.  
 Novia, 410.  
 Novobogatinsk, 325.  
 Novorossysk, 300, 301.  
 Nowata, 407.  
 Nubie (*Grès de*), 338, 366.  
 Nuestra Senora de la Victoria, 192.  
 Nutovo, 334.

## O

Oberg, 213, 215.  
 Oberlaa, 220, 222.  
 Obershagen, 214.  
 Océanie, **460**, 464.  
 Ochiuri, 25, 68, 69, 76, 94, 101, 260, 271, 272, **284**.  
 Ochiuri (*Anticl. de*), 95, 125, 127, 155, 161.  
 Ocina, 268.  
 Ocnele Mari, 71, **286**, 287.  
 Ocnîta, 107.  
 Oelheim, 213, 215.  
 Ogretin, 267.  
 Oha, 334.  
 Ohio, 6, 105, 121, 182, 185, 391, 395, 396, 397.

- Ohio (*Schistes de*), 83, 185, **392**, 394.  
 Ohlungen, 100, 196.  
 Oil Springs, 385, **386**, 387, 394.  
 Oituz, 254, 266.  
 Oklahoma, 6, 10, 49, 121, 138, 175, 182, 390, **402**, 407.  
 Okmulgee, 138, 139, **407**.  
 Olney, 150.  
 Olténie, 167.  
 Oman, 345.  
 Onesti, 268, 269.  
 Onondaga (*Calc. de*), 108, **387**, 391.  
 Onondaga (*Couches de*), 386.  
 Ontario, 25, 108, 182, 183, 185, 378, 380, **386**, 394, 396.  
 Ontario (*Calcaire de*), 84.  
 Opaka, 238, 243.  
 Opary, 248.  
 Oran, 372.  
 Orange, 414.  
 Orăsa, 268, 269.  
 Orbagnoux, 205.  
 Orbe, 207.  
 Orow (*Nappe d'*), **244**, 245.  
 Orenbourg, 326.  
 Orocuil, **440**, 445.  
 Orumo (*Form. de*), 441.  
 Osage (Oklahoma), 407.  
 Osage (Wyoming), 129, 416, 417.  
 Ouachita (*Culmin. d'*), 390, 403.  
 Ouachita (*Zone d'*), 404.  
 Ouadi Mahavuat, 339.  
 Ouadi Sebbeh, 339.  
 Oued Tharia, 372.  
 Oukhta, 297, **332**.  
 Oural, 182, 188, 297, **323**, 324.  
 Ours (Grand Lac de l'), 381.  
 Outalghy, 312, 320.  
 Ouzbekistan, 333.  
 Oxford, 407.  
 Ozark, 390, 403, 404.  
 Ozark (*Anticl. d'*), 390, 399.  
 Ozzano, 223, 225.
- P**
- Păcura, 267.  
 Păcureți, 11, 121, 272, **274**.  
 Păcuri (Bacău), 266.  
 Păcuri (Maramureș), 286.  
 Padaukpin, 349, 351.  
 Pahtos, 230, 231.  
 Palanyon, 351.  
 Palaouan, 357.  
 Palatinat, 217.  
 Palembang, 353, 354.  
 Palembang (*Couches de*), 47, **352**.  
 Palestine, 338.  
 Palkhäneh, 344.  
 Palota, 286, 287.  
 Pamoesian, 358.  
 Pamplico Sound, 60.  
 Panama, 432, 448.  
 Pandjang, 354.  
 Panhandle, 142, 407, 408, **409**, 410.  
 Panolan, 355, 356.  
 Panuco, 426, 428, 430.  
 Paola, 407.  
 Papagayos (*Marnes de*), 427.  
 Papatntla, 430.  
 Părăul Petac, 263.  
 Paria (Péninsule de), 435, 439.  
 Parish, 410.  
 Pârjol, 11, 117, 128, 268, 269.  
 Pärilita, 270.  
 Parme, 225.  
 Pâroasa (*Anticl. de*), 281.  
 Pâscov, 125, 282.  
 Pasieczna, 238, 247.  
 Pasieczna (*Couches de*), 235, 253.  
 Paskopo (*Couches de*), 382.  
 Passo Diablo (*Form. de*), 441.  
 Patagonie, 433.  
 Păucești, 286.  
 Pavie, 224.  
 Paxos, 294.  
 Pays-Bas, 188, **208**, 216.  
 Peace River, 385.  
 Pechelbronn, 97, 100, 119, 121, 137, **196**, 198, 199, 234.  
 Pechelbronn (*Couches de*), 137, 196.  
 Pecos, 409.  
 Pedernales, 440, 445.  
 Peel (*Horst de*), 208.  
 Pégou (*Série de*), 348.  
 Pélican, 384.  
 Péloponèse, 294.  
 Peñacerrada, 193.  
 Pendjab, 345, 346.  
 Péninsule balkanique, 294.  
 Péninsule ibérique, 188.  
 Pennsylvanie, 6, 9, 10, 96, 103, 107, 114, 121, 136, 141, 142, 144, 175, **391**, 395.  
 Perlak, 353, 354.  
 Perm, 330, 331.  
 Pérou, 13, 165, 183, **450**, 451, 453, 463, 464.  
 Perse, voir Iran.  
 Pescara, 221, 225.  
 Peshkany, 312, 316.  
 Petaluma, 419.  
 Petite-Pologne, 239.  
 Petitjean, 371, 373, 374, 375.  
 Petrolia (Californie), 419.  
 Petrolia (Ontario), 385, **386**, 387, 394.  
 Petrolia (Texas), 23, 406, **409**.  
 Petschora, 297.  
 Pettus, 414.  
 Philadelphie, 51.  
 Philippines, 357, **359**.

- Piacenza, 225.  
 Pichincha, 32.  
 Pierce Junction, 413.  
 Pietrari, 286, 287.  
 Pietricica, 255, 268.  
*Pietricica (Congl. de)*, 256.  
 Pirsagat, 312, 320.  
*Pirsagat (Anticl. de)*, 320.  
*Pisarzowa (Fenêtre de)*, 240.  
 Piscuri, 282, 283.  
 Pitesti, 251.  
 Pittsburg, 114.  
 Plaine caspienne, 323.  
 Plaine roumaine, 176, 255.  
 Plaine sibérienne, 336.  
*Plateau appalachien*, 83, 163, 377, **391**,  
 392, 393.  
*Plateau central*, 202.  
*Plateau moldave*, 255, 268.  
*Plateau préouralien*, 182, **322**, 325.  
*Plateau sarmatien*, 167.  
*Plateau urgonien*, 204.  
*Plateforme podolienne*, 239.  
*Plateforme russe*, 188, 323, 328, 337.  
 Playa del Rey, 419.  
 Plaza Huincul, 456, 457.  
 Pleasa (Moreni), 161, 282.  
 Pleasa pe Siret, 263.  
 Ploesti, 272, 276.  
 Plotonița, 263.  
*Pocono (Form. de)*, 392.  
 Podeiu, 266.  
 Podeni, 66, 292.  
 Podolie, 248.  
 Poeni, 266.  
 Poeloe, 354.  
 Pogăceaua, 291.  
 Poiana Păcurii, 270.  
 Poiana Vrancei, 107, 147.  
 Point Fortin, 435, 436.  
 Pojorâta, 261.  
*Pokucie (Nappe de)*, 248.  
*Polanica (Couches de)*, 235, 245, 254.  
 Polazninsky, 332.  
 Policiori, 167.  
 Pologne, 13, 86, 235, **237**, 248, 256, 464.  
*Pompeckj (Seuil de)*, 210, 211.  
 Pont des Douattes, 204.  
 Pont du Château, 203.  
 Ponthierville, 376.  
*Popiele (Couches de)*, 245.  
 Poromaï, 334.  
*Portage (Série de)*, 391.  
 Port Moresby, 461.  
 Portugal, 192.  
 Posești, 267.  
 Potok, 238, 242, 243.  
 Potrero del Llano, 426, 430.  
*Pottsville (Form. de)*, 401.  
 Pouta (Molotov), 312, 319.  
 Powel, 410.  
 Poza Rica, 430.  
 Pozarnica, 229.  
 Prahova, 26, 168, 169, 170.  
*Précarpates*, 16, 167, 212.  
 Predeal, 267.  
*Prérif*, 373, 374.  
 Prince Alexandre (Chaîne de), 461.  
 Przemysl, 254.  
*Pucioasa (Couches de)*, 82, 254.  
 Puebla, 430.  
*Puente (Schistes de)*, 421.  
 Puente Hills, 183, 422, 423.  
 Puerto Mexico, 430.  
 Punta Benitez, 440, 443.  
 Pustiana, 268, 269.  
 Putna, 167, 170, 266, 270.  
 Puy-de-Dôme, 205.  
 Pyrénées, 193, 194.  
 Pylimont, 203, 204.
- Q**
- Québec, 377, 387.  
 Queensland, 461.  
 Quidrany, 334.  
 Quiriquire, 440, 444.
- R**
- Rabelais, 372.  
 Ragusa, 227.  
 Raibl, 33.  
 Râmnicu-Sărat, 91, 166, 167, 170, 270.  
 Ramri, 347.  
 Randalo, 410.  
 Rangely, 416, 417.  
 Ranger, 409.  
 Rantau, 354.  
 Râpa Pinencei, 267.  
 Râpciuni, 261.  
 Rastosnica, 228, 229.  
 Râsvad, 272, 283.  
 Ratishovice, 220, 234.  
 Rattlemake, 416, 417.  
 Ratum, 208.  
 Rawalpindi, 346.  
*Red basin*, 364.  
*Red beds*, 439.  
 Red Coulée, 384.  
 Red River (Louisiane), 410.  
*Red River (Zone de)*, 390, 404, 408.  
 Reghiu, 91, 167, 170, **270**.  
 Région Sud-Ouest (Pennsylv.), 394,  
 395.  
 Relizane, 372.  
 Reșca, 107.  
 Restin, 451, 452.  
 Retorbido, 225.  
 Rez (Monts du), 294.  
 Rezulani, 230, 231.  
 Rharb, 375.

- Rhin (*Fossé du*), 447.  
 Rhône (Bassin du), 204.  
 Ribnik, 32.  
 Ribstone, 384.  
 Richburg, 394, 395.  
 Richland, 410.  
 Rif, 371, 373, 374.  
 Rio Bando, 449.  
 Rio Catatumbo, 448.  
 Rio Cauca (*Dépression de*), 446.  
 Rio Chira, 450.  
 Rio de Oro, 440, 442, 448.  
 Rio Magdalena (*Dépression de*), 446, 447, 448.  
 Rio Napo, 450.  
 Riom, 202.  
 Rio Palmar, 440, 442.  
 Rio Patia, 449.  
 Ripi, 226.  
 Rivanazzano, 225.  
 Rock River, 416, 417.  
 Rodessa, 410, 411.  
 Romany, 312, 314.  
 Rome (Australie), 461.  
 Rome (Italie), 226.  
 Romzi, 230, 231.  
 Ronda, 194.  
 Ropianca, 238, 242.  
 Ropica Ruska, 238, 242.  
 Roia, 194.  
 Rough Creek, 390.  
 Roumanie, 6, 7, 11, 13, 14, 23, 25, 26, 27, 29, 62, 67, 69, 71, 75, 76, 78, 85, 91, 93, 104, 107, 110, 119, 121, 126, 134, 142, 144, 149, 154, 160, 166, 167, 168, 169, 173, 175, 176, 179, 249, 287, 299, 463, 464, 466.  
 Rožani, 228, 229.  
 Rumoroso, 193.  
 Runcu, 23, 24, 59, 69, 92, 94, 104, 142, 271, 272, 274.  
 Russie, 6, 7, 13, 26, 55, 68, 75, 76, 97, 176, 182, 295, 296, 335, 463, 464, 466.  
 Russie subcarpatique, 235, 236, 251.  
 Rușii pe Boul, 263.  
 Ryazanovka, 326, 327.  
 Rypne, 238, 246, 247.
- S
- Sabé, 350.  
 Sabine uplift, 404, 405, 406, 409, 412.  
 Sacarigua (*Couches de*), 455.  
 Săcel (Gorj), 286, 287.  
 Săcel (Maramures), 286.  
 Sadkowa, 238, 243.  
 Sadong, 358.  
 Sadova, 261.  
 Saginav, 398.  
 Sahara, 364.  
 Saint-Aubin, 207.  
 Saint-Clair, 182, 386.  
 Saint-Domingue, 377, 432, 433.  
 Saint-Jean-de-Maruéjols, 20, 205.  
 Sainte-Ceneviève (*Form. de*), 401.  
 Saipuru, 454, 455.  
 Sakhaline, 13, 169, 183, 297, 334, 360, 361, 362.  
 Sălătruc, 263.  
 Salcia, 274.  
 Salève (*Pli de*), 203, 204.  
 Salina (Bassin de), 407.  
 Salina (*Schistes de*), 421.  
 Salina (*Série de*), 391.  
 Salomon (Iles de), 461.  
 Salsomaggiore, 223, 225.  
 Salsominore, 223, 225.  
 Salta, 456.  
 Salt Creek, 70, 101, 105, 416, 417, 418.  
 Salt Range, 345.  
 Samara, 328.  
 Samara (Boucle de), 328, 329.  
 Samarang, 355, 356.  
 Samarinda, 357, 358.  
 Sambodja, 358.  
 San Cristobal (Mexique), 426, 431.  
 San Cristobal (Saint Domingue), 433.  
 Sandersky, 396, 397.  
 San Diego, 419.  
 Sanga-Sanga (*Anticl. de*), 358.  
 San Felipe (*Form. de*), 427, 430.  
 San Francisco, 419.  
 San Giovanni Incarico, 226.  
 San Joachin, 419, 421, 424.  
 San Juan, 417.  
 San Luis Obispo, 419.  
 San Matias, 440, 443.  
 San Paolo, 227.  
 San Pedro, 419.  
 San Roman de Campezo, 193.  
 Santander (Colombie), 448.  
 Santander (Espagne), 193.  
 Santa Clara (Californie), 121, 419, 420, 424.  
 Santa Clara (Cuba), 433.  
 Santa Cruz (Bolivie), 454.  
 Santa Cruz (Californie), 419.  
 Santa Cruz de la Sierra, 455.  
 Santa Elena, 449, 450.  
 Santa Fe Springs, 419, 420.  
 Santa Margarita (*Schistes de*), 421.  
 Santa Maria, 419, 420, 422.  
 Santelmo, 194.  
 Santorin, 31.  
 Sarata (Bacău), 268.  
 Sarata Monteoru, 91, 154, 273.  
 Sarata Monteoru (*Anticl. de*), 125.  
 Saratoga, 122, 414.  
 Sarawak, 357, 358, 359.  
 Sârbi, 268, 269.  
 Sargent, 419.  
 Sârile de Bisoca, 91, 270.

- Sărmășel, 23, 289, 290, **291**.  
 Saroș, 289, 290, 291.  
 Sarrarenda (*Couches de*), 445.  
 Saryncha, 320.  
 Saskatchewan, 381, 386.  
 Satigny, 203, 207.  
 Saxet, 411.  
 Scăioși, 255, 268, **274**.  
 Scandinavie, 32.  
 Scăuele, 263.  
 Scharköy, 295.  
 Schillong (Plateau de), 346.  
 Schirvan (*Horizon de*), 299.  
 Schistes à Amphysyle, 310.  
 Schistes à Meletta, 240, 310.  
 Schistes à Posidonomya, 212.  
 Schistes ménilitiques, 16, 29, 62, 76,  
 82, 84, 86, 87, 97, 170, 174, 185, **235**,  
 239, **240**, 243, 245, 254, 259, 361.  
 Schistes noirs, 78, 82, 84, 86, 104, 170,  
 174, 185, **252**, 259.  
 Schiulești, 261.  
 Schleswig-Holstein, 212.  
 Schlier, 219.  
 Schott-Aviator, 410.  
 Schoubany, 312, 318.  
 Schwadorf, 220, 222.  
 Scutari, 230.  
 Selenica, 230, 231, 232.  
 Seliste, 286.  
 Sel-Rokho, 333.  
 Serang Djaja, 354.  
 Serghieni, 262.  
 Série productive, 311.  
 Sespe (*Form. de*), 421.  
 Severokamsk, 331, 332.  
 Sewickley Quadrangle, 114.  
 Seyssel, 27, 169, 203, **204**, 206.  
 Shannon (*Sable de*), 105.  
 Sheffield, 190.  
 Shelikor, 379.  
 Shiells Cañon, 422.  
 Shiznoka, 360.  
 Shkodra, voir Scutari.  
 Siary, 238, 242.  
 Sibérie, 333, 336.  
 Sicile, 222, 223, **227**.  
 Sidi Aïssa, 371.  
 Sidi Brahim, 372.  
 Sidney (Bassin de), 461.  
 Sierra de Merida, 439, 441, 442.  
 Sierra de Perija, 439, 442, 446, 447.  
 Sierra Madre orientale, 425, 426, 427,  
 428.  
 Sierra Nevada (Californie), 419.  
 Sierra Nevada de Santa Maria, 446,  
 447.  
 Sierra Tamaulipas, 427, 428, 430.  
 Sikkokö, 361, 362.  
 Silchar, 347.  
 Silésie, 252.  
 Siliceous lime, 403.  
 Siliștea Dealului (*Anticl. de*), 281.  
 Sinaï (Péninsule), 366.  
 Sinaia (*Couches de*), 251.  
 Șincai, 289, 290, 291.  
 Singou, 349, 350.  
 Sinope, 337.  
 Sipotele Siretului, 263.  
 Siwalik (*Form. de*), 346.  
 Skiba, **285**, 237.  
 Skhodnica, 238, 243, 244.  
 Skiff, 384.  
 Slănic, 26, 170, 266.  
 Slănic (Buzău), 266.  
 Slănic (Prahova), 71.  
 Slănic (*Syncl. de*), 251, 261, 268.  
 Slătioara (Bucovine), 261.  
 Slătioara (Vâlcea), 286, 287.  
 Sloboda Rungurska, 238.  
 Sloboda Rungurska (*Congl. de*), **237**,  
 256.  
 Slon, 261.  
 Sloughia, 372.  
 Slovaquie, 234, 236, 252.  
 Smackover, 410.  
 Smakaevvo, 326, 327.  
 Smilno (*Couches de*), 84, 252.  
 Smith Bay, 379, 380.  
 S. Nicola dell'Alto, 227.  
 Soap Creek, 416, 417.  
 Socorro (*Form. de*), 444.  
 Soeban Djerigi, 354.  
 Sofia, 295.  
 Șoimu, 263.  
 Sokolnice, 220, 234.  
 Soledad, 426, 341.  
 Soleure, 207.  
 Solikamsk, 332.  
 Solonț, 76, 108, 109, 174, 260, 262, **265**.  
 Sonde (Iles de la), 337, 460.  
 Soria, 193.  
 Șotânga, 272, 284.  
 Șotrile Vistierului, 268.  
 Sottorf, 211, 215.  
 Soudan, 364.  
 Souk el Arba, 371, 374, 375.  
 Soulou, 357.  
 Soulou Tépé, 312, 318.  
 Soumgaït (*Série de*), 312.  
 Sounja (*Crête de*), 302, 303, 304.  
 Sour Lake, 414.  
 South Australia, 461.  
 South Liberty, 414.  
 Souvorovo-Tcherkes, 300, 301.  
 Spas (*Schistes de*), **235**, 239, 240, 252.  
 Spindletop, 414.  
 Spindletop (*Calcaire de*), 85, 108, 121.  
 Ssabountchy, 314.  
 Ssabountchy (*Série de*), 311.  
 Ssourakhany, 7, 311, 314, **315**.  
 Ssourakhany (*Série de*), 311.

- Stănești, 69, 76, **265**.  
 Stanleyville, 376.  
 Stara Wies, 238, 243.  
 Starunia, 26, 33, 170, **248**.  
 Stavropol, 291, 297, **302**.  
 Stavropol (Plateau de), 302.  
 Stacropol (sur Volga), 329.  
 Stavropoleos, 147, 155, 282.  
*Stebnik (Série de)*, **239**, 248.  
 Steinförde, 212, 213.  
 Steppes Kirghizes, 28, 83, 97, 182.  
 Stephens, 410.  
 Sterlitamak, 326.  
 Stoenesti, 286, 287.  
 Stoney Creek, 381, 387, **388**.  
 Straja, 263.  
 Stulpicani, 261.  
 St. Valentino, 226.  
 Sucevița, 263.  
 Sucre (Bolivie), 454.  
 Sucre (Venezuela), 445.  
 Suez, 85, 108, 366.  
 Surgarland, 144.  
 Şugatag, 71.  
 Suisse, 206.  
 Sukkur, 345.  
 Suleiman-i-Naphtun, 149.  
 Sullivan, 400, 401.  
 Sumatra, 11, 46, 47, 48, 164, 183, 351, **352**, 353, 358.  
 Summerland, 183, 419, 420.  
 Sunburst, 416, 417.  
 Sunset, 111, 419, 420.  
 Surani, 267.  
 Surpatele, 286, 287.  
 Sussex, 192.  
 Sviatoy, voir Artem.  
*Sweet Grass (Anti-cl. de)*, 384.  
 Syrie, 338, **339**.  
 Syzran, 328, 329.  
 Szé-Tchouen, 364.  
 Szymbark, 238, 242.
- T**
- Tabaquite, 435, 436.  
 Tabasco, 377, 425, 426, 430.  
 Table Mesa, 416, 417.  
 Taïmas Kala, 307.  
 Talang, 354.  
 Talco, 411.  
*Tamabra (Calc. de)*, 426.  
 Taman, 66, 166, 167, 298, **300**.  
*Tamasopo (Calc. de)*, 84, 185, **426**, 430.  
 Tamaulipas, 377, 425, 426, 430.  
*Tamaulipas (Calc. de)*, 426.  
*Tamaulipas (Form. de)*, 426.  
*Tamesi (Form. de)*, 427.  
 Tampico, 430.  
 Tanganyika, 376.  
 Tanguijo, 426, 430.  
*Tantoyuca (Form. de)*, 427.  
 Tapetate, 426, 430, 431.  
 Tarakan, 357, 358, 359.  
*Tarakhan (Horizon de)*, 299.  
 Taranaki, 462.  
*Tarcău (Grès de)*, 224, 251, **253**.  
 Tarragone, 194.  
 Tasmanie, 461.  
 Tatra, 234.  
 Taufkirchen, 219.  
 Tavailah, 343.  
 Taylor, 409.  
*Taylor (Sables de)*, 403.  
 Tazlău, 263.  
 Tchah Sourkh, 343.  
*Tchaouda (Couches de)*, 289.  
 Tchecoslovaquie, 32, **232**, 236, 237, 251.  
 Tchéléken, 26, 137, 297, **322**.  
 Tcherdin, 322.  
 Tchimion, 333, 363.  
 Tchittagong, 347.  
*Tchokrak (Couches de)*, **299**, 300, 303, 311, 312.  
 Tchussovskye Gorodky, 330.  
 Tecuanapa, 426, 431.  
 Tega, 274.  
 Tegernsee, 217, 218.  
 Tchuantepec, 133, 425, 429, 430, **431**.  
 Teiş, 272, 283.  
*Tejon (Form. de)*, 421.  
 Tékir Dagh, 295, 337.  
 Telega, 15, 92, 272.  
*Telesa (Couches de)*, 352, 358.  
 Teliu, 261.  
 Temir, 324.  
 Tempino, 354.  
*Tempoal (Form. de)*, 427.  
 Tennessee, 377, 390, 391, 395.  
 Térek, 296, 297, **302**, 303.  
*Térek (Crête de)*, 302, 303, 304.  
 Terre de Feu, 433.  
 Terre-Neuve, 387.  
 Tersakan, 28, **323**, 324, 325.  
 Teŭcani, 117, 128, 268, **269**.  
 Teutoburgerwald, 208.  
 Texas, 6, 7, 10, 11, 14, 15, 23, 32, 84, 108, 122, 135, 137, 141, 142, 144, 150, 164, 175, 182, 183, 185, 390, **402**, 408, **412**, 425.  
 Tg. Neamț, 255, 268.  
 Tg. Ocna, 71, 260, 262, **266**.  
*Tg. Ocna (Couches de)*, 253.  
 Tg. Secuiesc, 261.  
 Tg. Trotuşului, 268, 269.  
 Thrace, 295.  
 Thuringe, 65, 77, 182, 208, 209, 210, **216**.  
*Thuringe (Bassin de)*, 209, **216**.  
 Thüringerwald, voir Thuringe.  
 Tia Juana, 440, 443.

- Tidioute, 395.  
 Tien-Chan, 297, 333, 364.  
 Tierra-Amarilla, 426, 430.  
 Tierra Blanca, 426, 430.  
 Tiflis, 321.  
 Tilbury-Romney, 387, 394.  
 Timan, 182, **332**.  
 Timor, 46, **356**.  
 Tinowun, 355, 356.  
 Tintea, 26, 94, 132, 170, 255, 260, 268, 271, 272, **278**, 279, 280.  
*Tipam (Série de)*, 347.  
 Tiszaörs, 293.  
 Titicaca, 450, 453.  
 Tizeroutine, 373, 374.  
 Tliouanet, 372.  
 Tocco da Casauria, 226.  
 Tokyo, 360.  
 Tomnatic, 263.  
 Tonola, 426, 431.  
 Tonțești, 92, 274.  
 Topila, 426, 430.  
 Toroszwowka, 238, 243.  
 Torres Vedras, 192.  
 Torrevieja, 194.  
 Toscane, 222, 226.  
 Toteco, 426, 430.  
 Totumo, 137.  
 Toungouska, 334.  
 Tourgaï, 334.  
 Toyokawa, 361, 362.  
 Transvaal, 364.  
 Transylvanie, 23, 25, 65, 130, 140, **288**.  
*Traverse (Calc. de)*, 398.  
 Trébizonde, 337.  
 Trei Scaune, 261.  
*Trenton (Calc. de)*, 77, 84, 108, 185, **386**, 387, 391, 394, 396, 398, 401, 426.  
 Tri County, 400, 401.  
 Trinidad, voir Trinité.  
 Trinité, 11, 13, 27, 45, 70, 75, 121, 164, 165, 167, 168, 169, 183, **434**, 435, 438, 439, 463.  
*Trinity (Sables de)*, 403.  
 Triste (Golfe de), 439.  
 Truscawiec, 33.  
 Trzesinow, 238, 243.  
 Tschonguelek, 300.  
 Tselioutsin, 364.  
 Tubara, 449.  
 Tudorache (Ruiss. de), 266.  
 Tuicani, 282.  
*Tulare (Form. de)*, 421.  
 Tulsa, 407.  
 Tumbez, 450, 451, 452.  
 Tunis, 371, 372.  
 Tunisie, 370, 371.  
 Turkestan, 333.  
 Turkmenistan, 322.  
 Turner Valley, 382, 383.  
*Turner Valley (Anticl. de)*, 383.  
 Turquie d'Asie, 337.  
 Turquie européenne, 295.  
 Turzepole, 238, 243.  
 Turzovka, **235**, 236.  
 Tustanowice, 170, 238, 244, 245.  
 Tutu, 268, 269.  
 Tuxpan, 430.  
*Tuxpan (Form. de)*, 427.  
 Tuzla, 228, 229.  
 Tyrol, 32, 84.
- U**
- Udrești, 272, 274.  
 Uhersko, 248.  
 Uhlwiller, 196.  
 Uinta, 417.  
 Union Sudafricaine, 366, **376**.  
 Uramaco, 443, 444.  
 Urbana, 410.  
 Urlati, 272, 276.  
 Urmansau, 221.  
 Ursei, 268.  
 U. R. S. S., voir Russie.  
 Urycz, 238, 243.  
 Ustčorna, 236.  
 Utah, 23, 26, 182, 183, 377, **415**, 416, 417.  
*Utica (Schistes de)*, 396.
- V**
- Vacenovice, 234.  
 Vagnas, 205.  
 Val de Travers, 27, 169, 206, **206**.  
 Val di Cavolo, 227.  
 Valea Anei, 267.  
 Valea Boului, 267.  
 Valea Călugărească, 154, 272, **276**, 277.  
 Valea Cățiașului, 267.  
 Valea Dosului, 32.  
 Valea Gardului, 267.  
 Valea Izei, 285.  
 Valea lui Sterp, 267.  
 Valea Lungă, 267.  
 Valea Porcului, 270.  
 Valea Sării, 91, 270.  
 Valea Sibiciului, 267.  
 Valea Ursului, 93.  
 Valence, 194.  
*Văleni (Eperon de)*, 251, 292.  
 Valle del Pescara, 222, **225**.  
 Valle Latina, 222, **226**.  
 Vallezza, 223, 225.  
 Valona, 230.  
*Vaqueros (Form. de)*, 421.  
 Var, 205.  
 Varatic, 263.  
 Varenikovo, 300, 301.  
 Vârful Drăgăneșei, 68, 92, 93, 132, 272, 275.  
*Văsiești (Cuvette de)*, 264.

- Vatra Moldoviței, 263.  
 Vaud, 207.  
 Vaux, 205, 206.  
 Velasco (*Form. de*), 427.  
 Velleia, 223, 225.  
 Venango, 394, 395.  
 Venango (*Sable de*), 392.  
 Vendée, 205.  
 Venezuela, 13, 14, 27, 60, 70, 83, 137, 169, 183, 433, 435, **438**, 440, 445, 453, 463, 464, 466.  
 Ventura, 88, 129, 419, 420, 422.  
 Vera Cruz, 377, 425, 426, 430.  
 Verdun, 453.  
 Verkne, 330.  
 Vésuve, 31.  
 Vf. Brădetu, 261.  
 Vienne, 220.  
 Vienne (*Bassin de*), 218, **220**, 233.  
 Vieux Grozny, 302, **304**.  
 Vicking, 384.  
 Victoria, 461.  
 Viforâta, 151, **283**.  
 Villamartin, 194.  
 Villeta (*Groupe de*), 447.  
 Vinken, 395.  
 Vinton, 414.  
 Virginie de l'Ouest, 121, 390, 391, 395.  
 Vișinești, 93.  
 Vizantea, 91, 107, **270**.  
 Vizcaya, 193.  
 Vlădaia, 166, **270**.  
 Vlora, voir Valona.  
 Voghera, 225.  
 Volcano, 394, 395.  
 Volkenroda, 65, 77, 210, 211, 212, **216**, 217.  
 Volland, 203, 204.  
 Vordo, 294.  
 Vosges, 196.  
 V. Radvan, 236.  
 Vărăjitoarea, 92.  
 Vranje, 229.  
 Vuache (*Anticl. de*), 203, 204.  
 Vulcănești, 93.  
 Vulpea, 261.
- W**
- Wainwright, 384.  
 Wainwright Inlet, 379, 380.  
 Walden, 416, 417.  
 Wan (Lac de), 337.  
 Wankowa, 238, 243, 244.  
 Washington, 395.  
 Wayne, 394, 395.  
 Weglowka, 338, 343.  
 Wels, 219.  
 Werfen (*Couches de*), 229.  
 Wernsdorf (*Couches de*), 235, 252.  
 West Columbia, 414.  
 Western Australia, 461.
- West Texas, 154.  
 Wichita (Chaîne de), 390, 403, 404, 408.  
 Wielopole, 243.  
 Wienerwald, 234.  
 Wierzbowiec, 248.  
 Wietze, 212, 213.  
 Wietrzno, 243.  
 Wilcox (*Form. de*), 403.  
 Wilcox sand, 403.  
 Winch, 410.  
 Wind River, 416.  
 Winnipeg (Lac de), 381.  
 Winterswijk, 208.  
 Wisconsin (*Dôme de*), 390.  
 Wissembourg, 196.  
 Wladikawcas, 302.  
 Woensdrecht, 208, 216.  
 Wolf Summit, 394, 395.  
 Wolston, 461.  
 Wood, 396, 397.  
 Woodbine (*Sables de*), 403.  
 Woznessenka, 302, 303, **306**.  
 Wygoda (*Grès de*), 235, 253.  
 Wyoming, 78, 97, 101, 105, 121, 130, 136, 183, 185, 377, **415**, 416, 417.
- Y**
- Yacuiba, 454, 456.  
 Yakataga, 379, 380.  
 Yamamoto, 362.  
 Yates Pool, 144, 149, **409**, 411.  
 Yen-Chang, 364.  
 Yenan, 364.  
 Yenangyaoung, 111, 349, **350**.  
 Yenangyat, 131, 132, **349**, 350.  
 Yenanma, 349, 351.  
 Yethaya, 351.  
 Yougoslavie, 228, 294.  
 Yucatan, 425.  
 Yufutsu, 361, 362.  
 Yuri, 362.  
 Yverdon, 207.
- Z**
- Zabala, 261.  
 Zacamixtle, 426, 430, 431.  
 Zagorz, 238.  
 Zagreb, 229.  
 Zante, 294.  
 Zăul de Câmpie, 139, 289.  
 Zemeș, 92, 132, 174, 260, **263**.  
 Zemiennica, 238, 243.  
 Zistersdorf, 221.  
 Zlatna, 32.  
 Zlín, 235.  
 Zone dolomitique, 196.  
 Zorritos, 451, 452.  
 Zorritos (*Form. de*), 452.  
 Zyguyl Piri, 312, 318.  
 Zyk, 312, 316.



## TABLE DES MATIÈRES

PRÉFACE .....	v
AVANT-PROPOS .....	1
INTRODUCTION. — <i>Caractères généraux du pétrole</i> : Caractères chimiques. Caractères physiques. Caractères de gisement .....	5

### *Première Partie.*

#### GENÈSE ET CARACTÈRES DES GISEMENTS DE PÉTROLE

BITUMES NATURELS .....	19
<i>Classification des bitumes naturels</i> .....	19
<i>Principaux bitumes naturels</i> : Gaz naturel. Poix naturelle liquide. Paraffines fossiles. Asphalte. Asphaltites. Schistes bitumineux .....	22
<i>Origine des bitumes naturels</i> .....	30
<i>Bitumes d'origine minérale</i> : Distribution des bitumes d'origine minérale. Bitumes d'origine externe associés à des produits volcaniques .....	30
Origine et genèse des bitumes minéraux .....	33
<i>Bitumes d'origine organique</i> : Houillification. Bituminisation. Relations entre bitumes et charbons .....	34
ORIGINE ET GENÈSE DU PÉTROLE .....	39
<i>Origine du pétrole</i> .....	39
<i>L'hypothèse de l'origine minérale</i> .....	40
<i>L'hypothèse de l'origine organique</i> .....	42
<i>Conclusions</i> .....	44
<i>Genèse du pétrole</i> .....	48
<i>Conditions de formation du pétrole</i> : Matière première. Conditions physico-chimiques. Rôle des bactéries. Rôle du sédiment minéral et la théorie de Taylor. Critique de la théorie de Taylor. Conditions topographiques. Relations entre le pétrole et le sel .....	49
<i>Eaux primaires de gisement</i> : Caractères des eaux de gisement. L'origine des composants des eaux de gisement. L'origine des eaux de gisement. L'importance pratique des eaux de gisement .....	65

FORMATION DES GISEMENTS DE PÉTROLE .....	76
<i>Gisements primaires et secondaires</i> .....	76
<i>Roches-mères</i> : Caractères généraux des roches-mères. Faciès et formation de pétrole. Distribution des roches-mères. Roches-mères de pétrole dans les Carpates orientales .....	79
<i>Migration du pétrole</i> .....	87
<i>Voies de migration</i> .....	90
<i>Causes de la migration</i> : Tension des gaz. Poids des sédiments. Chaleur interne de la terre. Forces orogéniques. Eaux de circulation .....	96
<i>Mécanisme de la migration</i> : Durée de la phase migratoire. ....	102
<i>Roches-réservoir</i> : Graviers et conglomérats. Sables. Grès. Calcaires et dolomies vacuolaires. Roches diverses .....	104
<i>Roches protectrices</i> .....	109
<i>Mise en place des gisements</i> : Fractionnement du pétrole....	111
STRUCTURE DES GISEMENTS .....	120
Forme et épaisseur des couches-réservoir. Rapport d'épaisseur entre les couches productives et les couches stériles. Caractère tectonique. Localisation du pétrole .....	120
CONDITIONS D'EXPLOITABILITÉ .....	143
<i>Richesse du gisement</i> : Débit des sondes. Comportement à l'exploitation. Espacement des sondes. Protection de la zone des gaz. Pétrole restant .....	143
<i>Possibilités techniques d'extraction</i> .....	154
<i>Evaluation des réserves</i> .....	156
<i>Dégradation des gisements de pétrole</i> : Dégradation par voie artificielle. Dégradation par voie naturelle .....	159
<i>Symptômes de destruction des gisements</i> : Emanations de gaz. Volcans de boue (salses). Suintements de pétrole. Affleurements d'asphalte et d'ozokérite. Sources salées, iodurées et sources sulfureuses .....	165
PROSPECTIONS ET EXPLORATIONS.....	172
Prospection. Explorations .....	172

### *Deuxième Partie.*

#### LE PÉTROLE DANS LE MONDE

DISTRIBUTION ET CLASSIFICATION DES GISEMENTS DE PÉTROLE .....	181
<i>Distribution des gisements</i> .....	181
<i>Principes de classification</i> .....	186
LES RÉGIONS PÉTROLIFÈRES .....	188
<i>Europe</i> .....	188
<i>Grande-Bretagne</i> .....	189
<i>Portugal</i> .....	192
<i>Espagne</i> .....	193

<i>France</i> .....	194
Péchelbronn. Gabian. Autres régions .....	196
<i>Suisse</i> .....	206
<i>Belgique</i> .....	207
<i>Pays-Bas</i> .....	208
<i>Allemagne</i> .....	209
Hanovre-Brunswick. Thuringe. Région rhénane. Zone sub- alpine .....	209
<i>Autriche</i> .....	218
Zone subalpine. Bassin de Vienne .....	218
<i>Italie</i> .....	222
Emilie. Pescara. Valle Latina. Basilicata et Calabre. Sicile.	222
<i>Yougoslavie</i> .....	228
<i>Albanie</i> .....	230
<i>Tchécoslovaquie</i> .....	232
Bassin de Vienne. Zone du Flysch .....	232
<i>Pologne</i> .....	237
Zone du Flysch. Zone miocène précarpatique .....	241
<i>Roumanie</i> .....	249
Les gisements des Carpates orientales .....	250
Zone du Flysch. Zone néogène. Le pétrole dans la Zone du Flysch. Le pétrole dans la Zone néogène. Région de Maramureş .....	250
Le pétrole dans la Dépression gétiqne .....	286
Les gaz de Transylvanie .....	288
Gisements d'asphalte .....	291
<i>Hongrie</i> .....	293
<i>Péninsule Balkanique</i> .....	294
Grèce. Bulgarie. Turquie européenne .....	294
<i>Russie</i> .....	295
Les champs du Caucase .....	297
Région de Kouban et de la Mer Noire. Méliropol-Bier- diansk. Stavropol. Région de Terek-Grozny. Région du Daghestan. Région d'Azerbaïdjan. Versant Sud du Cau- case. Ile Tchéléken et Nephté Dagh .....	298
La Zone préouralienne .....	322
Région Oural-Emba. Région d'Ichimbaevo (Bachkirie). Boucle de Samara. Région de Perm .....	323
Ferghana .....	323
Sakhaline .....	334
<i>Asie</i> .....	336
<i>Turquie d'Asie</i> .....	337
<i>Palestine et Syrie</i> .....	338
<i>Irak et Iran (Perse)</i> .....	339
<i>Inde</i> .....	345
Pendjab. Assam. Birmanie (Burma) .....	345
<i>Insulinde</i> .....	351
Sumatra. Java. Timor, Céram et Célèbes. Bornéo. Phi- lippines .....	351

<i>Japon</i> .....	360
Hokkaido, Hondo, Formose .....	360
<i>Chine</i> .....	363
<i>Afrique</i> .....	364
<i>Egypte</i> .....	366
<i>Afrique du Nord française</i> .....	370
Tunisie, Algérie, Maroc .....	370
<i>Autres régions africaines</i> .....	375
<i>Amérique du Nord</i> .....	377
<i>Alaska</i> .....	379
<i>Canada</i> .....	380
Régions de l'Ouest, Ontario, Régions de l'Est.....	380
<i>Etats-Unis</i> .....	388
Les champs appalachiens. Les champs de Lima-Indiana.	
Les champs du Michigan. Les champs de l'Illinois. Les	
champs du Mid-Continent. Les champs du Gulf Coast.	
Les champs des Montagnes Rocheuses. Les champs de	
Californie .....	391
<i>Mexique</i> .....	425
<i>Antilles</i> .....	432
<i>Amérique du Sud</i> .....	433
<i>Trinité</i> .....	434
<i>Venezuela</i> .....	438
<i>Colombie</i> .....	446
<i>Equateur</i> .....	449
<i>Pérou</i> .....	450
<i>Bolivie</i> .....	454
<i>République Argentine</i> .....	456
<i>Océanie</i> .....	460
<i>Australie, Nouvelle-Guinée, Nouvelle-Zélande</i> .....	460
LA PRODUCTION ET LES RÉSERVES MONDIALES DE PÉTROLE .....	463
Production, Réserves .....	463
TABLE DES FIGURES .....	469
INDEX ALPHABÉTIQUE .....	479



---

F. SOULISSE-MARTIN, IMP. - NIORT

---

---

---

MASSON ET C<sup>ie</sup>, ÉDITEURS, PARIS

120, Boulevard Saint-Germain

---

---

# PRÉCIS DE CHIMIE ORGANIQUE

Par Victor Grignard

Membre de l'Institut (Prix Nobel)

*Publié par les soins de*

**Roger Grignard**

Ingénieur chimiste E. C. I. L.,  
Préparateur à la Faculté  
des Sciences de Lyon.

**Jean Colonge**

Ingénieur-Docteur,  
Chef des travaux à la Faculté  
des Sciences de l'École de Chimie  
Industrielle de Lyon.

*Préface du Professeur URBAIN*

Un volume de 774 pages. — Broché. 150 fr. — Cartonné toile. 175 fr.

Ce volume, qui paraît sous la signature du professeur Victor Grignard, n'est pas un des tomes du *Traité* de chimie organique publié sous sa direction. C'est le cours professionnel enseigné par le maître à ses étudiants, cours entièrement écrit de sa main et que son fils et son élève n'ont eu qu'à transcrire pour l'impression en y apportant les quelques retouches de détail nécessaires pour passer de l'enseignement oral à l'enseignement écrit. Laisser perdre le « cours » de Chimie organique du maître dont l'autorité était universelle eût été plus qu'une faute. Personne n'ignore la méthode de travail et le souci que le professeur Grignard avait des moindres tâches qui lui incombait, et nul ne sera surpris qu'il ait laissé d'un cours, qu'il aurait pu enseigner pour ainsi dire sans notes, un manuscrit total, précis, calligraphié de sa seule main et que sa modestie empêchait de confier à l'impression.

Il est avant tout caractérisé par sa très grande clarté due à un classement méthodique des faits, des méthodes et des idées. En particulier, la vieille dualité entre série aliphatique et série cyclique n'a pas été conservée : ceci donne au Précis une incomparable unité et évite d'innombrables redites. Aussi est-il particulièrement recommandé aux débutants, aux élèves de Mathématiques générales, de Licence — de Pharmacie ou de Médecine — et aux candidats ingénieurs. Il est en même temps extraordinairement complet, ce qui, joint à des tables très détaillées (auteurs, corps cités, notions générales) rendra les plus grands services aux étudiants d'agrégation et aussi à tous les chimistes déjà formés : ingénieurs, industriels, chercheurs de laboratoire, pharmaciens, médecins, etc. Enfin, il est le reflet exact de la pensée géniale de Victor Grignard : les lecteurs y trouveront dès maintenant, en même temps que ses réflexions personnelles, un lumineux raccourci de ce que sera le grand *Traité* actuellement en cours de publication.

---

---

# TRAITÉ DE CHIMIE ORGANIQUE

*Publié sous la direction de*

**Victor Grignard**

Membre de l'Institut,  
Doyen de la Faculté des Sciences de Lyon.  
Prix Nobel.

**G. Dupont**

Professeur à la Sorbonne et à  
l'École Normale Supérieure.

**R. Locquin**

Professeur à la Faculté  
des Sciences de Lyon.

*Secrétaire général :* **Paul Baud**

Chargé d'Enseignement à la Sorbonne,  
Lauréat de l'Institut.

---

---

## TOME PREMIER

---

---

Analyse organique, par H. Pariselle. — Cristaux liquides, par Ch. Mauguin. — Distillation, par M. Lecat. — Colloïdes organiques, par P. Bary. — Composés définis et corps purs, par J. Timmermans. — Construction de l'édifice moléculaire. Constitution. Valence, par G. Dupont. — Établissement des formules. Fonctions et radicaux.

Groupements fonctionnels. Séries homologues, par R. Locquin. — Représentation des édifices chimiques. Isomérie en général, par M. Delépine. — Isomérie optique, par M. Delépine. — Stéréochimie des corps éthyléniques, par Ch. Dufraisse. — Nomenclature, par V. Grignard.

1935. Un volume de 1153 pages. — Broché. 260 fr. — Cartonné toile. 280 fr.

---

---

## TOME II

---

---

Propriétés optiques des combinaisons organiques, par E. Darmois. — Structure des molécules et spectres d'absorption. Spectres dans l'ultra-violet et spectres dans le visible, par M<sup>me</sup> P. Ramart-Lucas. — Spectres dans l'infrarouge, par Jean Lecomte. — Spectres de fluorescence, par A. Andant. — Application des rayons X à l'étude des composés organiques, par Ch. Mauguin. — Effet

Raman. Applications de la spectrographie Raman à la chimie organique, par M. Bourguel et L. Piaux. — Propriétés diélectriques et constitution chimique, par P. Pascal. — Propriétés magnétiques, par P. Pascal. — Parachor, par P. Pascal. — Mécanisme des réactions, par M. Auméras. — Radicaux libres organiques, par P. Pascal. — Transpositions intramoléculaires, Migrations, Desmotropie, Synionie,

---

par A. Kirrmann. — Empêchement stérique, par G. Vavon. — La catalyse en chimie organique, par E. Carrière et H. Bonnet. — Catalyse d'autoxydation. Anti-oxygènes et prooxygènes, par Ch. Dufraisse.

— Relation entre la constitution chimique d'un composé organique et son action sur les sens : odeur, goût, couleur, par J. Martinet.

1936. Deux volumes formant 1 296 pages. — Broché. 300 fr. — Cartonné toile. 340 fr.

---

### TOME III

---

HYDROCARBURES ALIPHATIQUES. Hydrocarbures saturés, par V. Grignard et J. Dœuvre. — Hydrocarbures non saturés, par R. Lespiau. — Industries dérivées de l'acétylène, par J. Lichtenberger. — Dérivés halogénés, par F. Swarts. — Dérivés nitrés, nitrosés, etc., par J. Dœuvre. — Industrie des dérivés chlorés, par J. Lichtenberger.

QUES. Généralités et enchaînement fonctionnel, par G. Dupont. — Théorie des tensions et construction spatiale des groupements alicycliques, par L. Ruzicka. — Cyclanes et Cyclènes, par L. Palfray. — Terpènes monocycliques, par G. Dupont. — Dérivés halogénés, par F. Swarts. — Dérivés nitrés, nitrosés des hydrocarbures cyclaniques ou cycliques, par J. Dœuvre.

HYDROCARBURES CYCLI-

1935. Un volume de 784 pages. — Broché. 200 fr. — Cartonné toile. 220 fr.

---

### TOME IV

---

HYDROCARBURES CYCLIQUES (Suite). Noyau benzénique, par L. Bert. — Carbures benzéniques (Généralités et monographies), par Cl. Duval. — Dérivés halogénés dans le noyau et dans les chaînes latérales, par F. Swarts. — Acides sulfoniques et dérivés, par Cl. Duval. — Sulfones, par Cl. Duval. — Dérivés nitrés, nitrosés dans le noyau et dans les chaînes latérales, par J. Dœuvre. — Groupe du biphenyle, par M<sup>lle</sup> P. Amagat. — Di-, tri-, tétraphénylméthane, etc. Homologues nucléaires. Gem-

Diaryl alcanes. Gem-Diaryl alcènes, par L. Piaux. — Polyarylpropanes et homologues supérieurs. — Hydrocarbures polyaryliques non saturés, par R. Heilmann. — Industries des chlorobenzènes et du chlorure de benzyle, par J. Lichtenberger. — PÉTROLES. Étude chimique, par M. G. Hügel. — Usages techniques des produits du pétrole, par H. Weiss et L. Boisselet, avec la collaboration de M. Louis, T. Salomon et E. Vellinger. — Industries dérivées des combustibles solides : tourbe, lignite, houille, par P. Baud.

1936. Un volume de 828 pages. — Broché. 230 fr. — Cartonné toile. 250 fr.

---

---

---

## TOME V

---

---

Composés organométalliques, par Ch. Courtot. — Alcools monovalents dans toutes les séries, par Ch. Prévost. — Production des alcools par fermentation, par C.

Fromageot. — Industrie du méthanol de synthèse, par J. Lichtenberger. — Industrie de l'alcool éthylique, par P. Baud. — Éthers-oxydes, par J.-B. Senderens.

1937. Un volume de 1020 pages. — Broché. 285 fr. — Cartonné toile. 310 fr.

---

---

## TOME VI

---

---

Glycols et dérivés, par M. Tiffeneau. — Glycérols et dérivés, par R. Delaby. — Alcools polyvalents supérieurs, par Ch. Prévost. — Industries des dérivés de la Glycérine, par P. Pascal. — Industries des glycols.

Phénols et polyphénols, par G. Laude. — Les développeurs photographiques organiques, par A. Seyewetz. — Industrie des phénols, par P. Baud. — Thiols et dérivés, par G. Laude.

*(Paraîtra en 1938.)*

---

---

## TOME VII

---

---

Aldéhydes, par MM. Cordier, Gautier, Janot. — Cétones, par

M<sup>lle</sup> François, M. Potié, M. Dulou. — Polycétones, par H. Moureu. *(En préparation.)*

---

---

## TOME VIII

---

---

Quinones, par H. Pariselle et A. Hieulle. — Cétènes, par M. Sommelet et L. Marszak. — Aldéhydes-alcools et cétones-alcools, par R. Dolique. — Oses et holosides, par V. Hasenfrazt et M. Frèrejacque. — Hétérosides, par H. Hérissey et J. Rabaté. — Amidon, par M. Schoen. — Étude de l'amidon aux rayons X, par G. Champetier

et R. Sutra. — Cellulose, par J. Duclaux et G. Champetier. — Soies artificielles, par M. Battegay. Industries des matières amylacées, par P. Baud. — Industries des sucres, par P. Baud. — Carbonisation des bois, par J. Lichtenberger. — Aldéhydes-Phénols et Cétones-Phénols, par J. Amiel.

1938. Deux volumes formant 1 276 pages. — Brochés. 335 fr. — Cart. toile. 375 fr.

---

---

## TOME IX

---

---

Monoacides. Généralités et monographies, par R. Truchet. — Éthers sels. Généralités, par J.-B. Senderens et M. Aboulenc. — Monographies,

par R. Truchet. — Industrie des Produits acétiques, par J. Lichtenberger.

*(En préparation.)*

---

---

## TOME X

---

---

Diacides. Généralités et monographies. Polyacides. Généralités et monographies, par F. Salmon-Legagneur. — Matières grasses, par R. Padova. — Savons. Généralités

et Constitution, par Margaillan. — Thioacides. Dérivés sulfurés de l'anhydride carbonique. Acides thiocarboxyliques et tous dérivés, par H. Goudet.

---

---

## TOME XII

---

---

Amines. Généralités. Monographies. Diamines, par M. Cramer. — Amino-alcools (dans les trois séries), par E. Fourneau. — Amino-phénols.

Amino-aldéhydes et aminocétones, par M. Lesbre. — Amino-acides. Amino-acides-alcools. Amino-acides-phénols-alcools, par A. Morel.

---

---

## TOME XIV

---

---

Série cyanique. Dérivés amidés de l'acide carbonique et urée, par M. Guillaumin. Phosphènes et arsines,

par Ch. Courtot. — Composés organiques du Silicium, par F.-S. Kipping et J. Dœuvre.

*Le Traité de Chimie organique comprendra environ 20 volumes.*

---

---

# SYNTHÈSES ORGANIQUES

Édition d'ensemble révisée des volumes annuels - I - IX

*Comité de publication :*

HENRY GILMAN — ROGER ADAMS — J.-B. CONANT — W.-H. CAROTHERS  
S. MARVEL — H.-T. CLARKE — C.-R. NOLLER — F.-C. WHITMORE — C.-T.-J. ALLEN

*Traduction Française par :*

M. le Chanoine Palfray  
Professeur à l'Institut catholique de Paris.

M. et M<sup>me</sup> Jacques Tréfouel  
de l'Institut Pasteur.

*Publiée sous la direction de M. E. Fourneau*

*Chef de service à l'Institut Pasteur de Paris.*

1935. Un volume de 510 pages. — Broché. 110 fr. — Cartonné toile. 120 fr.

Cet ouvrage permet à chaque chimiste de préparer lui-même des substances d'un prix coûteux ou qui ne se trouvent pas dans le commerce et lui fournit les méthodes les plus nouvelles, les plus économiques, donnant les meilleurs rendements, pour certaines matières premières d'un emploi très répandu.

---

---

---

# TRAITÉ DE CHIMIE MINÉRALE

*Publié sous la direction de :*

**Paul Pascal**

Correspondant de l'Institut,  
Professeur à la Sorbonne et à l'École Centrale des Arts et Manufactures.

*Secrétaire général :* **Paul Baud**

Chargé d'enseignement à la Sorbonne.

## **L'OUVRAGE COMPLET**

comprend 12 Tomes formant 13 volumes

Chaque volume se vend broché ou relié toile.

L'accueil que le *Traité de Chimie minérale* a reçu, en France et à l'étranger, a été des plus flatteurs. Tout le monde a reconnu qu'il se distingue des œuvres françaises antérieures par une conception différente.

Au lieu d'être avant tout un catalogue de faits, il vise à l'examen critique de ceux-ci; il élimine les résultats d'ordre secondaire, supprime — en les condamnant éventuellement — les faits reconnus controuvés et trop souvent reproduits par tradition ou indifférence dans les ouvrages successifs.

L'esprit critique, qui est à la base des consignes données aux collaborateurs, a conduit à un exposé des faits plus rationnel et plus méthodique, d'une clarté toute particulière et d'un gros intérêt didactique.

En se plaçant au point de vue plus purement technique, on a relevé l'intérêt exceptionnel de ses références bibliographiques, l'introduction d'un mode de signalisation extrêmement pratique des références, la suppression de toute abréviation, l'abondance et la netteté des tableaux de nombres et des graphiques.

---

- 
- 
- TOME I. Introduction. Air, eau, hydrogène, oxygène, ozone, eau oxygénée, fluor, chlore, brome, iode, 1931, 860 pages, 183 figures.** Broché. 180 fr.  
Cartonné toile. 200 fr.
- TOME II. Soufre, sélénium, tellure, Industrie de l'acide sulfurique et de l'oléum, 1932, 596 pages, 121 figures.** Broché. 135 fr.  
Cartonné toile. 155 fr.
- TOME III. Azote, phosphore, arsenic, Industries de l'azote, 1932, 788 pages, 130 figures.** Broché. 170 fr.  
Cartonné toile. 190 fr.
- TOME IV. Antimoine, bismuth, vanadium, niobium, tantale, bore, 1933, 630 pages, 54 figures.** Broché. 140 fr.  
Cartonné toile. 160 fr.
- TOME V. Carbone, combustibles, silicium, titane, germanium, zirconium, celtium, ammonium, 1932, 872 pages, 86 figures.** Broché. 190 fr.  
Cartonné toile. 210 fr.
- TOME VI (formant 2 volumes). Métaux alcalins et métaux alcalino-terreux. 1934. 1354 pages, 338 figures, en deux volumes.** Broché. 280 fr.  
Cartonné toile. 320 fr.
- TOME VII. Glucinium, magnésium, zinc, cadmium, aluminium, gallium, indium. Élaboration des Métaux légers. Liants hydrauliques. Le verre et son industrie, 1932, 644 pages, 100 figures.** Broché. 145 fr.  
Cartonné toile. 165 fr.
- TOME VIII. Éléments des terres rares, cuivre, argent, or, mercure. 1933. 1025 pages, 355 figures.** Broché. 260 fr.  
Cartonné toile. 280 fr.
- TOME IX. Étain, plomb, thallium, manganèse, rhénium, fer, 1933, 932 pages, 167 figures.** Broché. 200 fr.  
Cartonné toile. 220 fr.
- TOME X. Nickel, cobalt, chrome. Étude générale des complexes, 1933, 1150 pages, 185 figures.** Broché. 240 fr.  
Cartonné toile. 260 fr.
- TOME XI. Molybdène, tungstène, uranium, thorium. Métaux de la famille du platine, 1932, 836 pages, 47 figures.** Broché. 180 fr.  
Cartonné toile. 200 fr.
- TOME XII (et dernier). Gaz rares. Étude générale des alliages. Éléments radioactifs. 1934, 870 pages, 484 figures.** Broché. 185 fr.  
Cartonné toile. 205 fr.
- 
-

---

---

Jean Timmermans

Professeur de Chimie physique à l'Université de Bruxelles.

# LES SOLUTIONS CONCENTRÉES

Théorie et Applications  
aux mélanges binaires des composés organiques

1936. Un volume de 648 pages avec 540 figures..... 130 fr.

Les mélanges binaires de composants organiques, dont l'étude constitue l'objet du présent ouvrage, se prêtent particulièrement bien au développement graduel de la théorie des solutions concentrées ; car, prises deux à deux, ces substances constituent des mélanges appartenant aux types les plus variés. Ce livre, dont il n'existe aucun équivalent dans la littérature scientifique française ou étrangère, constitue un exposé général de la chimie des solutions : cette partie de la science mérite en effet un traitement autonome, aussi justifié aujourd'hui que celui des combinaisons définies, dont la chimie descriptive a seule fait état jusqu'ici. A ce titre, l'ouvrage du professeur Timmermans est aussi indispensable à l'organicien et au technicien désireux de prévoir le comportement des mélanges qu'au physico-chimiste même.

---

---

Marc H. Van Laer

Directeur de l'Institut National des Industries de Fermentation de Bruxelles.

# LA CHIMIE DES FERMENTATIONS

1935. Un volume de 350 pages..... 90 fr.

Introduction à la biochimie. Les sucres. Lipides et lipoides. Les protides. Les diastases. Les hydrolases. Les dermolases. Croissance et nutrition des bactéries. Fermentation des sucres. Fermentation des composés azotés.

---

---

R. Cornubert

Professeur à la Faculté des Sciences de Nancy.

# LE CAMPHRE ET SES DÉRIVÉS

1933. Un volume de 424 pages..... 100 fr.

---

---

---

---

A. Sanfourche

Ingénieur Chimiste, Docteur ès sciences physiques,  
Chef du laboratoire Central  
des produits chimiques de la Compagnie de Saint-Gobain.

# LE CONTRÔLE ANALYTIQUE dans l'industrie chimique minérale

*Préface de Maurice de Broglie.*

1936. Un volume de 548 pages avec 25 figures.—Broché. 100 fr.—Cart. toile. 120 fr.

Les profondes transformations subies par l'industrie chimique minérale depuis une vingtaine d'années ont rendu insuffisantes ou périmées beaucoup des méthodes d'analyse qui s'y rapportaient. Le présent ouvrage s'est proposé pour but de réadapter ces méthodes aux procédés actuels de fabrication.

Bien que possédant un solide fondement théorique, cet ouvrage est rédigé de façon à pouvoir être mis dans les mains de manipulateurs même dépourvus de notions de chimie générale. Il rendra donc service à tous les travailleurs des laboratoires, quel que soit leur niveau scientifique.

---

---

Clément Duval

# MANIPULATIONS DE CHIMIE

300 manipulations de chimie minérale  
420 manipulations de chimie organique

*à l'usage des chimistes, des élèves ingénieurs chimistes, des étudiants  
en pharmacie, des candidats aux certificats de licence et à l'agrégation.*

1933. Un volume de 364 pages, avec 88 figures..... 80 fr.

Ce manuel s'adresse aux chercheurs de laboratoire ; il tient compte, dans la plus large mesure, des programmes relatifs aux Écoles de Pharmacie, aux Instituts de Chimie, aux certificats de licence et à l'Agrégation.

L'ouvrage renferme plus de 700 exemples de manipulations pouvant être exécutées avec un matériel sommaire, à l'aide de corps peu coûteux, en un temps inférieur à une semaine.

---

---

Paul Baud

Chargé d'Enseignement à la Sorbonne.

# L'INDUSTRIE CHIMIQUE EN FRANCE

## Étude Historique et Géographique

1932. Un volume de 420 pages, avec 64 figures..... 80 fr.

---

---

---

---

A. Dognon

Professeur agrégé de Physique médicale à la Faculté de médecine de Paris.

# PRÉCIS DE PHYSICO-CHIMIE BIOLOGIQUE ET MÉDICALE

*Préface du Professeur A. STROHL*

1931. 2<sup>e</sup> Édition. Un volume de 350 pages, avec 69 figures.  
Broché..... 40 fr. | Cartonné toile..... 50 fr.

Parmi les questions traitées dans cet ouvrage qui contribuera à l'intelligence des organismes vivants, il faut signaler : L'oxydo-réduction. Les Phénomènes de surface et d'orientation moléculaire. La structure de la molécule. La loi d'action de masse dans ses rapports avec les phénomènes biologiques. Ainsi que les chapitres suivants : Atome et molécule. — Pression osmotique. — Loi d'action de masse ; Ionisation électrolytique. — Ions Hydrogène. — Phénomènes de surface. — Viscosité. — Colloïdes. — Structure des membranes, ainsi que les modifications et les additions nécessitées par les publications des deux dernières années.

---

---

A. Strohl

Professeur de Physique médicale à la Faculté de Médecine de Paris,  
Membre de l'Académie de Médecine.

# PRÉCIS DE PHYSIQUE MÉDICALE

1935. Un volume de 724 pages avec 320 figures. — Broché. 75 fr. — Cart. toile. 90 fr.

---

---

H. Vigneron

# PRÉCIS DE CHIMIE PHYSIQUE

2<sup>e</sup> édition. 1926. Un volume de 448 pages, avec 123 figures..... 50 fr.

Les molécules. — Principes de la théorie cinétique des gaz. — Les propriétés de l'état gazeux. — Les propriétés de l'état liquide. — L'état mésomorphe de la matière. — La constitution moléculaire des corps cristallisés. — Les systèmes à deux phases. — Constitution chimique et propriétés physiques. — Les propriétés superficielles des corps. — Les colloïdes. — Les théories de Langmuir sur la nature des phénomènes physiques. — L'électron, élément fondamental de la matière. — La radiochimie. — Les théories modernes sur la structure atomique. — Le problème des chaleurs spécifiques, la théorie des quanta et ses applications. — La classification périodique des éléments. — Éléments de thermodynamique. — Analogie des gaz et des solutions diluées, la pression osmotique. — Les solutions, phénomènes accompagnant la solidification des mélanges binaires. — La règle des phases et le principe de Le Chatelier. — Propriétés générales des solutions. — La détermination des poids moléculaires. — La loi d'action de masse. — La cinétique chimique. — La catalyse. — La théorie des ions. — Étude des piles. — Thermochimie et affinité.

---

---

---

Pierre Thomas

De l'Institut Pasteur, Professeur de Chimie biologique à la Faculté de médecine de Cluj.

## MANUEL DE BIOCHIMIE

1936. Un volume de 978 pages avec 51 figures et 1 planche en couleurs.  
Broché..... 185 fr. | Cartonné toile..... 200 fr.

Le tableau actuel de nos connaissances en chimie biologique diffère complètement de ce qu'il était il y a quelques années seulement.

C'est ce tableau que montre l'auteur en exposant les idées des savants qui se tiennent à la tête du mouvement actuel, Hans Fischer, Kurt Meyer, Meyerhof, Oppenheimer, Warburg, Willstätter, etc.

Il a ainsi la certitude d'aider les médecins, les biologistes et tous ceux pour qui la chimie biologique, constituant une science indispensable, désirent trouver, condensés le plus possible, les idées et les faits dont ils ont besoin.

Ce livre présente le tableau le plus complet des récentes découvertes dans le domaine de la biochimie. Les notions nécessaires de physico-chimie, les données les plus modernes sur les constituants de l'organisme, les théories nouvelles qui se sont fait jour sont exposées de façon à éviter au lecteur de se reporter à des ouvrages spéciaux difficiles à consulter.

Ce manuel contient en outre les nombreuses données numériques souvent difficiles à trouver ailleurs, constituant ainsi une documentation précieuse qui permettra de juger à leur valeur les résultats des analyses biologiques.

---

H. Vigneron

## MANUEL DES CALCULS DE LABORATOIRE

*Préface de P. PASCAL*

Correspondant de l'Institut, professeur à la Sorbonne.

1931. Un volume de 154 pages avec 45 figures..... 50 fr.

L'auteur a groupé dans ce manuel l'essentiel des connaissances qui interviennent à chaque instant dans la discussion des problèmes et des mesures physico-chimiques : renseignements sur le contrôle, l'étalonnage et l'utilisation des appareils courants; traductions algébriques et graphiques du résultat des mesures; discussions des erreurs; méthodes de calcul simplifié : voici ce que pourront y trouver et utiliser facilement tous ceux qui possèdent un bagage mathématique moyen.

---

---

---

N. Wattiez

Professeur à l'Université  
de Bruxelles.

F. Sternon

Professeur à l'Université  
de Liège.

# ÉLÉMENTS DE CHIMIE VÉGÉTALE

*Préface de E. MARCHAL*

Membre de l'Académie des Sciences, Lettres et Beaux-Arts de Belgique.

1935. Un volume de 730 pages, avec 54 figures..... 120 fr.

Cet ouvrage, le premier de ce genre publié en France, constitue un instrument de travail précieux pour tous ceux : chimistes, biologistes, pharmaciens, médecins, agronomes, qu'intéresse le problème de la composition des plantes.

Les auteurs ont rassemblé dans un recueil concis les nombreuses données phyto-chimiques éparses dans la littérature. Ils ont fait un choix dans l'ensemble des méthodes d'analyse le plus souvent préconisées, des techniques les plus courantes et les plus aisées, les plus éprouvées et consacrées par la pratique des laboratoires. Ils ont même signalé les réactions de différenciation et de caractérisation les plus typiques et les mieux adaptées aux besoins du phyto-chimiste. Aux notions purement chimiques et microchimiques, ils ont tenu à ajouter les données de biologie et de physiologie indispensables à la compréhension de chimisme cellulaire du végétal.

---

---

A. Tian

Professeur à la Faculté des Sciences de Marseille.

# NOTIONS FONDAMENTALES DE CHIMIE GÉNÉRALE ET DE PHYSICO-CHIMIE

1935. Un volume de 316 pages avec figures..... 35 fr.

Ce petit livre contient des éléments de chimie générale et de physico-chimie utiles à ceux qui désirent connaître les bases de la chimie moderne.

Il pourra servir d'introduction à des études plus complètes de chimie pour les étudiants des Facultés des sciences et des Instituts des Universités, ainsi que pour ceux des Facultés et écoles de médecine et de pharmacie.

L'auteur y présente sous une forme concrète les connaissances auxquelles il fait appel. Des applications généralement numériques ont été données afin de préciser les lois, d'en montrer l'intérêt et de familiariser le lecteur avec leur utilisation pratique.

---

---

---

---

Henri Mathieu

Chargé d'enseignement pratique à la Sorbonne.

# MANUEL D'ANALYSE CHIMIQUE QUALITATIVE ET QUANTITATIVE

1934. Un volume de 724 pages. — Broché. 70 fr. — Cartonné toile. 80 fr.

Ce manuel suit, pas à pas, l'étudiant dans ses travaux pratiques d'analyse, *lui expliquant* tout ce qu'il faut faire, pourquoi il faut le faire, comment il faut le faire; ce qu'il ne faut pas faire, pourquoi il ne faut pas le faire.

Il s'adresse aux étudiants qui préparent le *Certificat de Chimie générale*, dans les Facultés des sciences, e aux étudiants des *deux premières années*, dans les Facultés de pharmacie, aux candidats à l'*Agrégation de Physique et Chimie*.

Il comprend toutes les connaissances exigées des élèves de l'Enseignement supérieur technique : École Polytechnique, École des Mines, École Centrale, Institut Agronomique, etc., pour leurs cours d'analyse et pour leurs travaux pratiques de chimie.

---

---

M. Labbé

Professeur à la Faculté de Médecine de Paris.

M. Fabrykant

Assistant à la Clinique de la Pitié.

## LE PHOSPHORE

Technique chimique, Physiologie, Pathologie, Thérapeutique

1933. Un volume de 396 pages avec 79 tableaux..... 65 fr.

---

---

M. Langeron

Chef de Laboratoire à la Faculté de Médecine de Paris.  
Chef des Travaux de parasitologie à l'Institut de médecine coloniale.

## PRÉCIS DE MICROSCOPIE

1933. 5<sup>e</sup> édition. Un vol. de 1205 p. avec 355 fig. Broché. 115 fr. — Cart. toile. 130 fr.

---

---

---

Edgar Zunz

Professeur à l'Université de Bruxelles.

# ÉLÉMENTS DE PHARMACODYNAMIE SPÉCIALE

Étude de l'Action des divers médicaments

1932. Deux volumes de 1 272 pages, avec 167 figures et 181 tableaux... 240 fr.

L'auteur envisage les agents pharmacologiques tels divers hyperthermisants, sans rôle thérapeutique, mais dont il importe de connaître les effets dans l'organisme. Il expose les théories émises à propos du mode d'action des narcotiques, des antiseptiques, des agents chimiothérapeutiques.

A l'exemple de nombreux traités de pharmacodynamie spéciale, il parle succinctement des principales drogues et préparations chimiques ou galéniques officinales.

Il fait un bref exposé des principales indications thérapeutiques et fournit des renseignements à propos du mode d'administration et des doses à conseiller.

En plus des préparations du Codex français et de la Pharmacopée belge, l'auteur a cité quelques préparations de la Pharmacopée des États-Unis. Il s'est conformé le plus possible aux nomenclatures internationales, biochimique, botanique, pharmaceutique et zoologique.

Un chapitre spécial a été consacré aux méthodes d'immunisation active ou passive, ainsi qu'aux agents vivants intervenant comme antagonistes de divers germes pathogènes.

---

# ÉLÉMENTS DE PHARMACODYNAMIE GÉNÉRALE

1930. Un volume de 465 pages, avec 83 figures et 48 tableaux..... 100 fr.

L'auteur expose de façon succincte les principales notions de pharmacodynamie générale, en s'appuyant surtout sur les propriétés physiologiques et des médicaments, ce qui avait été peu tenté jusqu'à ce jour, sans négliger les données chimiques et physiques les concernant.

---

---

**P. Lebeau**

Professeur à la Faculté de Pharmacie  
de Paris, Membre de l'Institut.

**G. Courtois**

Assistant à la Faculté de Pharmacie  
de Paris.

# TRAITÉ DE PHARMACIE CHIMIQUE

1938. 2<sup>e</sup> Édition. 2 Tomes formant 3 volumes, au total 3 380 pages.

TOME I. — Médicaments fournis par la Chimie minérale et la Chimie organique.  
(Série acyclique.)

Un volume de 1 240 pages. Broché..... 250 fr. | Cartonné toile..... 280 fr.

TOME II (Fascicule I). — Médicaments fournis par la Chimie organique (1 096 pages).

(Séries cyclique et terpénique, dérivés azotés acycliques et cycliques, composés organo-minéraux).

TOME II (Fascicule II). — Médicaments fournis par la Chimie organique (1 045 pages).

(Série hétérocyclique : matières colorantes, alcaloïdes, glucosides et albuminoïdes).

Deux volumes de 1 096 et de 1 045 pages. Brochés. 410 fr. | Cart. toile. 460 fr.

---

**Michel Polonovski**

Professeur à la Faculté de Médecine  
et de Pharmacie de Lille.

**Albert Lespagnol**

Agrégé de pharmacie à la Faculté de Médecine  
et Pharmacie de Lille.

# ÉLÉMENTS DE CHIMIE ORGANIQUE BIOLOGIQUE

Introduction chimique à l'étude de la biologie générale.

*Préface du Professeur A. DESGRÈZ*

1934. Un volume de 594 pages..... 120 fr.

Passant en revue tous les groupes de composés qui intéressent le physiologiste, ce livre s'adresse à la fois au médecin, qui doit étudier les phénomènes biochimiques dont l'être humain est le siège, au pharmacien qui veut compléter ses notions de Chimie organique, au chimiste lui-même.

---

---

---

NOUVEAUTÉ

Léon BRILLOUIN

Professeur au Collège de France.

COURS DE PHYSIQUE THÉORIQUE

---

LES TENSEURS EN MÉCANIQUE  
ET EN  
ÉLASTICITÉ

1938. Un volume de 372 pages avec figures..... 120 fr.

La physique théorique moderne fait un usage constant de méthodes mathématiques délicates, qui représentent des outils de travail perfectionnés et rendent actuellement les plus grands services ; mais ces techniques mathématiques ne sont pas toutes passées dans l'enseignement régulier des Facultés, de sorte que l'étudiant, après des études régulières, arrive souvent mal préparé aux recherches théoriques. Il lui faut apprendre les méthodes sensorielles, le calcul des matrices et quelques autres éléments annexes. S'il doit, pour ce travail, se reporter à des traités écrits par les mathématiciens, il risque de se rebuter, et surtout de se laisser décourager par l'absence d'exemples physiques, qui lui fassent comprendre les applications de ces méthodes nouvelles.

Dans ce livre, l'auteur a voulu présenter la méthode des tenseurs et en donner une série d'applications tirées de la mécanique classique, de la mécanique ondulatoire et de l'élasticité. La notion de « tenseur », ne l'oublions pas, est l'invention d'un physicien W. Voigt, célèbre cristallographe, qui identifia et caractérisa ces grandeurs physiques indispensables dans les études de physique cristalline. Les physiciens mirent assez longtemps à reconnaître l'importance de ces notions nouvelles ; il a fallu que les tenseurs nous reviennent, codifiés par les mathématiciens, et que les théories relativistes en révèlent l'extraordinaire souplesse et la commodité ; leur usage s'est alors imposé et nous ne saurions plus nous en passer en physique.

Tout cet exposé est présenté de manière à pouvoir être lu par un étudiant qui connaisse bien la physique classique, telle qu'elle est exposée, par exemple, dans les cours de G. Bruhat. Il n'a été fait que des allusions à la relativité, mais tout l'essentiel de la théorie s'y trouve contenu ; muni de ce bagage mathématique, le lecteur pourra passer sans difficulté à l'étude des livres de relativité et suivre aisément leurs développements.

---

J. Faivre-Dupaigre

Inspecteur Général de l'Instruction publique.

J. Lamirand

Inspecteur Général de l'Instruction publique.

P. Brizard

Professeur au Lycée Janson-de-Sailly.

# COURS DE PHYSIQUE

(Classe de Mathématiques spéciales : Programme 1925.)

## I. — Optique

IX<sup>e</sup> édition 1938..... (En préparation.)

1<sup>re</sup> PARTIE. — Généralités sur les faisceaux lumineux.

Lois de Descartes. — Chemin optique. Théorème de Fermat. — Théorème de Malus : sur faces d'onde. — Faisceaux de petite ouverture (pinceaux) ; leur structure générale. Droites focales. — Faisceaux de large ouverture ; surface caustique.

2<sup>e</sup> PARTIE. — Étude du stigmatisme dans le cas de l'approximation de Gauss.

Stigmatisme vrai et stigmatisme approché. — Surfaces stigmatiques pour deux points par réflexion et par réfraction.

Miroir plan. — Miroirs sphériques, dioptré plan, lame à faces planes et parallèles dans le cas de l'approximation de Gauss. — Prisme ; déviation minimum, stigmatisme vrai. — Dioptré sphérique et systèmes centrés dans le cas de l'approximation de Gauss.

Détermination expérimentale des foyers et des plans principaux d'un système centré.

3<sup>e</sup> PARTIE. — Aberrations. Focales. Caustiques.

Focales et surface caustique principale des miroirs et des dioptrés. — Aberrations des systèmes centrés, pour un point situé sur l'axe, pour un point voisin de l'axe (aplanétisme), pour un point éloigné de l'axe. — Planéité du champ et orthoscopie. — Aberrations chromatiques et achromatisme, dans le cas des lentilles minces.

4<sup>e</sup> PARTIE. — Instruments d'optique.

Généralités : puissance, grossissement, pouvoir séparateur, champ, clarté.

Oculaires simples et composés. — Microscope. — Lunette astronomique. — Lunettes terrestres : longue-vue, lunette à prismes, lunette de Galilée. — Télescope. — Objectif photographique.

5<sup>e</sup> PARTIE. — Mesure des indices de réfraction et de la vitesse de la lumière.

---

## II. — Chaleur

IX<sup>e</sup> édition refondue. 1933. Un volume de 330 pages. avec 145 figures... 50 fr.

Instruments de mesure : Mesure des longueurs, des masses, des pressions.

1<sup>re</sup> PARTIE. — Compressibilité et dilatations.

Coefficients. — Compressibilité, dilatation, mélange des gaz parfaits. — Gaz réels.

2<sup>e</sup> PARTIE. — Propagation de la chaleur.

Rayonnement. — Mesure des températures. — Thermomètre normal. — Thermomètre à mercure.

3<sup>e</sup> PARTIE. — Température. — Thermomètre.

Définition et mesure d'une quantité de chaleur. — Méthode des mélanges. — Corrections pratiques. — Résultats généraux des mesures des chaleurs spécifiques des solides, des liquides et des gaz à pression constante.

---

---

## COURS DE PHYSIQUE (Suite)

---

### 4<sup>e</sup> PARTIE. — Calorimétrie.

Lois de compressibilité et de dilatation des gaz. — Lois de Mariotte et de Gay-Lussac comme première approximation : résultats des expériences d'Amagat ; réseaux d'isothermes.

### 5<sup>e</sup> PARTIE. — Changement d'état.

Changements d'état. — Énoncés de la règle des phases et des lois du déplacement de l'équilibre. Vaporisation, liquéfaction. — Courbes d'Andrews. — Point critique. — Liquéfaction des gaz. Ébullition d'un corps pur et d'un mélange de deux liquides. — Chaleur de vaporisation. — Formule de Regnault pour l'eau.

Fusion et solidification. — Chaleur de fusion. — Dissolution ; point d'eutexie. Influence d'un corps dissous sur le point de fusion et sur le point d'ébullition. — Lois de Raoult.

---

## III. — Électricité

10<sup>e</sup> édition refondue, 1932. Un volume de 404 pages, avec 237 figures... 50 fr.

### 1<sup>re</sup> PARTIE. — Électrostatique.

Électrisation. — Cylindre de Faraday. — Étude expérimentale sommaire de la distribution sur les conducteurs. — Phénomènes d'influence.

Loi de Coulomb. — Définition de la quantité d'électricité. — Champ électrique. — Lignes de force. — Flux de force. — Théorème de Gauss. — Théorème de Coulomb. — Pression électrostatique.

Notions élémentaires sur le potentiel.

Condensateurs. — Capacité et énergie d'un condensateur. — Pouvoir inducteur spécifique (simple définition). — Unités électrostatiques C. G. S. et unités pratiques.

### 2<sup>e</sup> PARTIE. — Magnétisme.

Rappel des faits généraux. — Champ magnétique. — Flux de force. — Champ terrestre. — Définitions de la déclinaison et de l'inclinaison. — Mesures absolues d'un moment et d'un champ magnétiques : méthode de Gauss.

### 3<sup>e</sup> PARTIE. — Électrodynamique.

Propriétés générales du courant électrique.

Électrolyse. — Lois de Faraday. — Définitions pratiques du coulomb et de l'ampère.

Loi de Joule. — Résistance d'un conducteur. — Force électromotrice d'un générateur de courant. — Lois d'Ohm. — Lois de Kirchhoff. — Mesure d'une résistance : pont de Wheatstone. — Mesure d'une force électromotrice : méthode d'opposition.

### 4<sup>e</sup> PARTIE. — Électromagnétisme.

Action d'un champ magnétique sur un courant. — Loi de Laplace. — Principe du galvanomètre à cadre mobile. — Voltmètres à cadre mobile. — Ampèremètres à shunts. — Champ magnétique d'un courant. — Principe du galvanomètre à aimant mobile.

### 5<sup>e</sup> PARTIE. — Induction.

Phénomènes d'induction. — Loi fondamentale. — Force électromotrice d'induction. — Lien entre l'électricité statique et l'électricité dynamique.

---

---

---

---

# COURS DE CHIMIE

à l'usage des classes de mathématiques spéciales et des candidats  
à la licence et à l'agrégation.

J. Lamirand

Inspecteur général de l'Instruction publique.

Ch. Brunold

Professeur au Lycée Saint-Louis.

## I. — Chimie générale et métalloïdes

(Classes de mathématiques spéciales.)

1935. 3<sup>e</sup> Édition. Un volume de 620 pages. avec 258 figures..... 80 fr.

### 1<sup>re</sup> PARTIE. — Généralités.

États physiques des corps. — Mélanges et combinaisons. — Corps simples et corps composés. — Hypothèses et lois fondamentales de la chimie. — Notation chimique. — Formules chimiques. — Masses atomiques. — Masses moléculaires. — Lois physiques relatives aux masses moléculaires et aux masses atomiques. — Valence. — Radicaux. — Formules de constitution. — Notions de thermochimie. — Notions de mécanique chimique. — Acides, bases, sels. — Théorie des ions. — Lois de Berthollet. — Les idées modernes sur la constitution de la matière.

### 2<sup>e</sup> PARTIE. — Étude des métalloïdes et de leurs principaux composés.

Appendice. — Systèmes en équilibre. — Systèmes hors d'équilibre. — L'affinité chimique.

---

---

J. Lamirand

Inspecteur général de l'Instruction publique.

H. Pariselle

Professeur à la Faculté des Sciences de Lille.

## II. — Métaux

(Licence et agrégation)

1933. Un volume de 382 pages avec 135 figures..... 65 fr.

### 1<sup>re</sup> PARTIE. — Généralités

Propriétés générales des métaux purs. — Propriétés physiques. — Action de la chaleur sur les métaux. — Spectres de Rayons X. — Propriétés mécaniques. — Propriétés chimiques. — Alliages métalliques. — Propriétés des alliages. — Composés des métaux. — Solutions salines aqueuses. — Dissociation ionique des sels. — Méthodes d'extraction des métaux.

### 2<sup>e</sup> PARTIE. — Étude particulière des métaux et de leurs principaux dérivés.

Essai de classification des métaux. — Sodium, Potassium et principaux dérivés. — Métaux alcalins peu répandus et sels ammoniacaux. — Les métaux précieux monovalents. — Métaux divalents alcalino-terreux. — Métaux divalents de la famille du magnésium. — Métaux à la fois mono et divalents. — Fer. — Métaux divalents de la famille du fer. — Métaux trivalents du groupe de l'aluminium. — Composés silicatés de l'aluminium. — Métaux se rattachant aux familles du fer et de l'aluminium et aux métalloïdes. — Métaux. Métalloïdes.

Appendice. — Éléments d'analyse minérale.

---

---

# COURS DE CHIMIE

J. Lamirand

H. Pariselle

Inspecteur général de l'Instruction publique.

Professeur à la Faculté des Sciences de Lille.

## III. — Chimie organique

(Licence et agrégation.)

2<sup>e</sup> édition revue, 1938. Un volume de 746 pages avec 68 figures..... 140 fr.

### Chimie organique générale.

Les méthodes générales. — Procédés d'analyse immédiate particuliers à la chimie organique. — Analyse élémentaire. — Représentation symbolique des composés organiques. — Formules brutes. — Formules développées. — Polymérie. Isomérie. Tautomérie. — La classification et la nomenclature en chimie organique. — Principales fonctions.]

### LIVRE I. — Série grasse, aliphatique ou acyclique.

#### 1<sup>re</sup> PARTIE. — Dérivés acycliques à une seule fonction.

Les hydrocarbures. — Dérivés halogènes et halogéno-métalliques des hydrocarbures. — Alcools. — Aldéhydes et cétones. — Acides gras et éthers-sels. — Fonctions azotées.

#### 2<sup>e</sup> PARTIE. — Composés aliphatiques à fonctions multiples.

Alcools polyvalents. — Produits d'oxydation bicarbonylés des glycols. — Acides-alcools. — Alcools aldéhydiques et cétoniques. — Glucides. — Composés azotés à plusieurs fonctions. — Dérivés azotés de l'acide carbonique. — Notions sur les matières albuminoïdes ou protides.

### LIVRE II. — Composés cycliques.

#### 1<sup>re</sup> PARTIE. — Série aromatique.

Carbures benzéniques. — Dérivés des carbures benzéniques présentant une fonction non azotée dans le noyau. — Phénols. — Étude des fonctions azotées dans le noyau. — Anilines. — Étude des fonctions des chaînes latérales. — Dérivés des carbures benzéniques présentant plusieurs fonctions dans le noyau. — Composés à fonctions multiples dont une au moins est localisée dans une chaîne. — Composés aromatiques pluriannulaires. — Composés aromatiques à noyaux condensés.

#### 2<sup>e</sup> PARTIE. — Série alicyclique.

Cyclanes. — Composés hydro-aromatiques. — Série terpénique.

#### 3<sup>e</sup> PARTIE. — Série hétérocyclique, alcaloïdes.

Composés renfermant un cycle pentagonal hétérogène. — Composés à chaîne hexagonale hétérogène. — Alcaloïdes.

Appendice : Matières colorantes.

---

---

---

---

G. Bruhat

Professeur à la Faculté des Sciences de l'Université de Paris.

# COURS D'ÉLECTRICITÉ

(A l'usage de l'Enseignement supérieur scientifique et technique.)

3<sup>e</sup> Édition revue, 1934. Un volume de 700 pages, avec 518 figures..... 90 fr.

## 1<sup>re</sup> PARTIE. — Électrostatique.

I. Champs de vecteurs : champ électrique. — II. Champ newtonien, Loi de Coulomb. — III. Propriétés générales des corps conducteurs. — IV. Équilibre des conducteurs. — V. Capacité. Condensateurs. — VI. Énergie électrique. — VII. Électromètres. — VIII. Mesures électrostatiques.

## 2<sup>e</sup> PARTIE. — Magnétisme.

IX. Hypothèses et lois fondamentales. — X. Mesures magnétiques. — XI. Étude des milieux aimantés. — XII. Feuilletés magnétiques.

## 3<sup>e</sup> PARTIE. — Courants continus.

XIII. Généralités sur les courants électriques. — XIV. Loi d'Ohm. — XV. Énergie électrique. — XVI. Électrolyse. — XVII. Piles électriques.

## 4<sup>e</sup> PARTIE. — Électromagnétisme.

XVIII. Champ magnétique des courants. — XIX. Aimantation induite. — XX. Diélectriques. — XXI. Action des champs magnétiques sur les courants. — XXII. Phénomènes d'induction. — XXIII. Induction par les courants variables. — XXIV. Énergie électromagnétique.

## 5<sup>e</sup> PARTIE. — Mesures électriques.

XXV. Galvanomètres. — XXVI. Mesures électromagnétiques absolues. — XXVII. Rapport des unités.

## 6<sup>e</sup> PARTIE. — Courants alternatifs.

XXVIII. Énergie électrique et loi d'Ohm. — XXIX. Actions électromagnétiques. — XXX. Courants de haute fréquence. — XXXI. Propagation du champ électromagnétique.

## 7<sup>e</sup> PARTIE. — Les bases expérimentales des théories modernes.

XXXII. Généralités sur les théories électroniques. — XXXIII. Étude des courants dans le vide absolu. — XXXIV. Étude des courants dans les gaz. — XXXV. Rayons cathodiques et rayons positifs. — XXXVI. Rayons X. — XXXVII. Radioactivité. — XXXVIII. La constitution de la matière et l'émission des raies spectrales.

## 8<sup>e</sup> PARTIE. — Notions sur les principaux appareils industriels.

XXXIX. Dynamos à courant continu. — XL. Production et utilisation du courant alternatif. — XLI. Télégraphie et téléphonie sans fil.

---

---

---

---

G. Bruhat

Professeur à la Faculté des Sciences de l'Université de Paris.

# COURS D'OPTIQUE

(A l'usage de l'Enseignement supérieur scientifique et technique.)

2<sup>e</sup> Édition revue, 1934. Un volume de 774 pages, avec 665 figures..... 125 fr.

## 1<sup>re</sup> PARTIE. — Notions préliminaires.

I. Rappel des notions fondamentales de l'optique géométrique. — II. Généralités sur les vibrations. — III. Généralités sur la propagation des vibrations. — IV. Généralités sur les phénomènes d'interférences.

## 2<sup>e</sup> PARTIE. — Interférences de la Lumière.

V. Franges non localisées. — VI. Interférences produites par les lames isotropes. — VII. Interféromètres à deux ondes. — VIII. Interféromètres à ondes multiples.

## 3<sup>e</sup> PARTIE. — Diffraction de la Lumière.

IX. Propagation rectiligne de la lumière. — X. Diffraction par des ouvertures à bords rectilignes. — XI. Diffraction au voisinage d'un foyer. Pouvoir séparateur des instruments d'optique. — XII. Réseaux. — XIII. Phénomènes divers de diffraction éloignée.

## 4<sup>e</sup> PARTIE. — Transversalité des vibrations lumineuses et optique électromagnétique des milieux isotropes.

XIV. Polarisation de la lumière. — XV. Propagation des ondes électromagnétiques dans un milieu isotrope transparent. — XVI. Réflexion et réfraction par les corps isotropes transparents. — XVII. Absorption et réflexion métalliques. — XVIII. Dispersion et absorption.

## 5<sup>e</sup> PARTIE. — Optique des milieux anisotropes ou dissymétriques.

XIX. Propagation d'une onde plane dans un milieu anisotrope. — XX. Action d'une lame mince cristalline sur une onde plane. — XXI. Analyse d'une vibration lumineuse rectiligne ou elliptique. — XXII. Interférences produites par les lames cristallines. — XXIII. Rayons lumineux dans un milieu anisotrope. — XXIV. Biréfringences accidentelles. — XXV. Polarisation rotatoire.

## 6<sup>e</sup> PARTIE. — Notions de spectroscopie.

XXVI. Méthodes de production et d'étude des spectres. — XXVII. Les spectres optiques. — XXVIII. Les spectres de raies X. — XXIX. Le phénomène de Zeeman. — XXX. Le phénomène de Stark et la définition des raies spectrales. — XXXI. Fluorescence et phosphorescence.

---

---

---

G. Bruhat

Professeur à la Faculté des Sciences de l'Université de Paris.

# COURS DE MÉCANIQUE PHYSIQUE

(A l'usage de l'Enseignement supérieur scientifique et technique.)

1933. Un volume de 708 pages, avec 605 figures..... 125 fr.

## 1<sup>re</sup> PARTIE. — Statique.

I. Notions fondamentales de calcul vectoriel. — II. Notions de cinématique. — III. Statique : définitions et principes fondamentaux. — IV. Étude de quelques problèmes de statique. — V. Le travail. — VI. Le principe des travaux virtuels.

## 2<sup>e</sup> PARTIE. — Dynamique.

VII. Dynamique du point : hypothèses fondamentales et théorèmes généraux. — VIII. Dynamique du point, étude de quelques mouvements. — IX. Théorèmes généraux de la dynamique des systèmes. — X. Dynamique du solide. — XI. Chocs et percussions.

## 3<sup>e</sup> PARTIE. — Métrologie.

XII. Mesures et unités. — XIII. Mesure des longueurs. — XIV. Mesure des masses.

## 4<sup>e</sup> PARTIE. — Pendule et Mouvements pendulaires.

XV. Le pendule et la mesure des temps. — XVI. L'attraction universelle et le champ de pesanteur terrestre. — XVII. Mouvements pendulaires amortis. — XVIII. Oscillations forcées et oscillations de couplage.

## 5<sup>e</sup> PARTIE. — Notions de Mécanique des Fluides.

XIX. Statique des fluides. — XX. Capillarité. — XXI. Notions de dynamique des fluides.

## 6<sup>e</sup> PARTIE. — Vibrations dans les Fluides.

XXII. Propagation du son dans les fluides par ondes planes. — XXIII. Propagation du son à partir d'une source ponctuelle. — XXIV. Vagues et rides à la surface de l'eau. — XXV. Ondes stationnaires et interférences. — XXVI. Tuyaux et résonateurs.

## 7<sup>e</sup> PARTIE. — Élasticité et Vibrations des Solides.

XXVII. Étude des déformations élastiques les plus simples. — XXVIII. Vibrations des solides. — XXIX. Notions sur la théorie générale de l'élasticité.

---

---

---

G. Bruhat

Professeur à la Faculté des Sciences de l'Université de Paris.

# COURS DE THERMODYNAMIQUE

*(A l'usage de l'Enseignement supérieur scientifique et technique.)*

2<sup>e</sup> Édition revue. 1932. Un volume de 422 pages, avec 159 figures..... 70 fr.

## 1<sup>re</sup> PARTIE. — Notions préliminaires.

I Grandeurs et unités mécaniques. — II. Travail reçu par un système soumis à des forces de pression. — III. Température. Thermométrie. — IV. Compressibilité et dilatation des gaz : réseaux d'isothermes. — V. Calorimétrie.

## 2<sup>e</sup> PARTIE. — Les Principes.

VI. Le premier principe de thermodynamique. — VII. Applications du premier principe. — VIII. Le second principe de la thermodynamique : transformations isothermes. — IX. Le second principe : cycles mettant en jeu deux sources de chaleur. — X. Expression générale du second principe. — XI. Étude de l'équilibre thermodynamique.

## 3<sup>e</sup> PARTIE. — États d'équilibre d'un corps pur.

XII. Gaz. — XIII. Notions sur la théorie cinétique des gaz. — XIV. États condensés. — XV. Équilibre liquide-vapeur.

## 4<sup>e</sup> PARTIE. — Rayonnement par incandescence.

XVI. Loi de Kirchoff. — XVII. Répartition spectrale de l'énergie.

## 5<sup>e</sup> PARTIE. — Notions sur quelques Appareils industriels.

XVIII. Compression des gaz et production du froid. — XIX. Moteurs thermiques. — XX. Éclairage par incandescence.

---

---

G. Bruhat

# COURS DE PHYSIQUE GÉNÉRALE

*(A l'usage de l'Enseignement supérieur scientifique et technique.)*

## RECUEILS DE PROBLEMES

1936. Un volume de 357 pages avec 299 figures..... 65 fr.

---

---

---

---

# COURS DU P. C. B.

(CERTIFICAT D'ÉTUDES PHYSIQUES, CHIMIQUES  
ET BIOLOGIQUES)

---

---

L'enseignement du P. C. B. n'est pas seulement un enseignement de culture générale, comme l'était celui du P. C. N., mais il comporte une orientation biologique. S'il est encore destiné à des étudiants qui se destinent à des études purement scientifiques, il doit avant tout permettre aux futurs étudiants en médecine d'acquérir les connaissances indispensables à l'intelligence des processus chimiques et physico-chimiques dont les êtres vivants sont le siège.

---

---

**M. Aron**

Professeur à la Faculté de Médecine  
de Strasbourg.

**P. Grassé**

Professeur à la Faculté des Sciences  
de Clermont-Ferrand.

## Précis de Biologie animale

1938. 2<sup>e</sup> Édition. Un volume avec figures..... (En préparation.)

Tout en évitant les détails excessifs et en ne réduisant pas l'exposé à des traits schématiques, les auteurs substituent des connaissances biologiques d'ordre général aux notions arides de description et de systématique.

Ainsi ce livre dépasse un programme, et le but que se sont proposés les auteurs intéressera vivement tous ceux qui sous la forme d'un traité élémentaire, souhaitent trouver la mise au point des grands problèmes posés actuellement par la cytologie, la physiologie et la biologie générale, la zoologie.

---

---

**A. Guilliermond**

Professeur à la Faculté des Sciences  
de Paris.

**G. Mangenot**

Professeur à la Faculté des Sciences  
de Rennes.

## Précis de Biologie végétale

1937. Un vol. de 1072 pages avec 593 fig. Broché... 95 fr. | Relié... 110 fr.

I. La cellule et les phénomènes généraux de reproduction. — II. La physiologie cellulaire. — III. Vie des organismes animaux en état d'équilibre. — IV. Les groupes d'animaux : les invertébrés, les vertébrés. — V. L'évolution des organismes.

Les auteurs ont réduit au minimum dans cet ouvrage toutes les questions relatives à l'anatomie des plantes, questions très spéciales n'ayant d'utilité pour le futur médecin, que dans la mesure où leur étude lui facilite la compréhension des phénomènes physiologiques dont les différents organes de la plante sont le siège.

---

---

---

---

# COURS DU P. C. B.

---

---

Léon Brillouin

Professeur au Collège de France

## Notions élémentaires de Mathématiques pour les Sciences expérimentales

à l'usage des candidats au certificat d'études P.C.B. et à la licence ès sciences.

1935. Un volume de 252 pages avec 177 fig. Broché.. 40 fr. | Relié.. 50 fr.

L'auteur s'est borné aux parties des mathématiques nécessaires aux médecins, aux biologistes ainsi qu'à tous ceux qui recherchent une culture générale. Il part d'exemples très simples et très vivants ; de chaque exemple, il tire tout ce qu'on peut atteindre par la simple réflexion. Ce livre apprend tout ce qu'il faut connaître du calcul à partir d'exemples si variés, si proches de l'observation de tous les jours qu'il fait découvrir en se jouant des lois et des méthodes générales.

---

---

G. Simon

Professeur à la Faculté des Sciences  
de Dijon.

A. Dognon

Professeur agrégé à la Faculté de Médecine  
de Paris.

## Précis de Physique

1937. Un volume de 1080 pages avec 830 fig. Broché.. 95 fr. | Relié.. 110 fr.

Les auteurs font le plus largement possible appel aux données nouvelles de la physique, ils présentent les théories, les méthodes ou les appareils qui peuvent être les plus utiles pour les applications biologiques. Les différentes formes de l'énergie y sont étudiées successivement dans l'ordre de complexité croissante en partant des phénomènes globaux donnés par l'expérience, pour pénétrer ensuite dans la « micro-physique », étude de la structure fine de la matière et de l'énergie.

---

---

A. Tian

Professeur à la Faculté des Sciences  
de Marseille.

J. Roche

Professeur à la Faculté de Médecine  
de Marseille.

## Précis de Chimie

1935. Un volume de 970 pages avec 72 fig. Broché.. 95 fr. | Relié.. 110 fr.

Ce précis permet aux futurs étudiants en médecine d'acquérir les connaissances indispensables à l'intelligence des processus chimiques et physico-chimiques, dont les êtres vivants sont le siège. Il a donc une orientation biologique. Les auteurs ont apporté tous leurs soins à relier les faits entre eux, à les expliquer à partir des théories générales, afin de donner au lecteur moins la connaissance des phénomènes chimiques que le moyen de les comprendre.

---

---

---

---

Marcellin Boule

Professeur au Muséum national d'Histoire naturelle.  
Directeur de l'Institut de paléontologie humaine.

Jean Piveteau

Docteur ès sciences.  
Chef de travaux de Paléontologie à l'École nationale supérieure des Mines.

# LES FOSSILES

## ÉLÉMENTS DE PALÉONTOLOGIE

1935. Un vol. de 895 pages, avec 1 330 fig.— Broché. 190 fr. — Cart. toile. 220 fr.

Ce bel ouvrage n'est ni un traité, ni une encyclopédie paléontologique, encore moins un catalogue de fossiles ; il constitue un exposé synoptique de la paléontologie, en même temps qu'il réalise la synthèse de l'enseignement du professeur Boule, dont le nom fait autorité dans le monde entier.

La sécheresse de la systématique a été tempérée par un souci constant de ne pas abuser des mots techniques et de conserver au texte une allure narrative permettant de suivre d'aussi près que possible l'enchaînement historique des faits.

Pour traiter des fossiles on peut employer plusieurs méthodes. La plus usitée consiste à les décrire suivant un ordre purement zoologique, en commençant par les protozoaires pour finir par les Mammifères. Dans une autre méthode, plus géologique, on parlera successivement de la flore et de la faune de chaque époque géologique. L'une et l'autre ont leurs avantages suivant la nature du public à qui l'on s'adresse. Le professeur Boule adopte un terme moyen, une méthode mixte, permettant de réunir ces avantages et d'atteindre le plus grand nombre possible de lecteurs. Elle consiste à établir les grandes coupures d'après les ères géologiques et à distribuer dans celles-ci les fossiles suivant leur ordre botanique ou zoologique. Il lui a paru que cette troisième manière de procéder permettrait de mettre plus clairement en évidence le vrai caractère de la Paléontologie, puisqu'elle est, avant tout, une histoire : celle de l'évolution du monde animé. Le plan de l'ouvrage est ainsi conforme au plan d'organisation de la belle catégorie de Paléontologie du Muséum national d'Histoire naturelle, pour la visite de laquelle le présent ouvrage pourra servir de guide détaillé. Les personnes qui voudront étudier un groupe zoologique sans discontinuité n'auront d'ailleurs qu'à utiliser l'index alphabétique pour lire d'un seul trait ce qui concerne ce groupe.

La Paléontologie est avant tout une science objective. Les ouvrages qui en traitent doivent, de toute nécessité, mettre sous les yeux de leurs lecteurs le plus grand nombre possible de fossiles. Celui-ci renferme 1 330 figures représentant plus de 1 600 espèces. Ces illustrations occupent une surface considérable dans le volume.

Ainsi conçu et exécuté, ce livre rendra des services d'abord aux élèves des grandes écoles, ensuite aux géologies grâce aux tableaux dichotomiques leur permettant d'arriver à la détermination des principaux genres de fossiles les plus utilisés par eux ; enfin, à tous les esprits cultivés qui trouveront ici les principaux résultats actuels d'une science dont l'intérêt philosophique ne saurait échapper à personne.

---

---

---

---

M. Gignoux

Correspondant de l'Institut, professeur de géologie à l'Université de Grenoble.

# GÉOLOGIE STRATIGRAPHIQUE

DEUXIÈME ÉDITION, ENTIÈREMENT REFONDUE

1936. Un volume de 710 pages avec 145 figures..... 110 fr.

Ce livre, abondamment illustré de cartes et de schémas originaux, tient le milieu entre les grands traités de documentation et les manuels élémentaires. L'auteur a réussi à donner une idée simple, précise, documentée et en même temps vivante, de la stratigraphie, c'est-à-dire de la branche la plus difficile et la plus aride des sciences géologiques, puisqu'elle comporte la nomenclature et la classification des étages géologiques, et la description des terrains sédimentaires correspondant à ces divers étages.

La lecture de ce livre constitue, pour les étudiants, une préparation générale suffisante pour aborder de plain-pied l'étude des mémoires originaux, et en particulier des monographies régionales géologiques et géographiques. La plupart des termes techniques employés y sont au moins sommairement expliqués, de manière à rendre le livre accessible à toute personne possédant des notions élémentaires de géologie générale.

Destiné principalement aux étudiants de nos Facultés (candidats à la licence et à l'agrégation), cet ouvrage sera en outre très utile à tous les élèves de nos grandes écoles qui doivent acquérir quelques connaissances géologiques. Enfin, par les méthodes qui y sont employées, par la réduction au minimum des « listes de fossiles », il plaira certainement aux géographes, qui y trouveront une base géologique solide pour leurs études ; d'ailleurs, chemin faisant, M. Gignoux a pris soin de souligner les conséquences géographiques des faits stratigraphiques.

Son contenu a d'abord été beaucoup augmenté ; 21 figures ont été ajoutées ; les 560 pages de texte de la première édition sont remplacées par 684 pages de la deuxième, qui, étant donnée la nouvelle typographie plus condensée adoptée ici, équivaldraient à 800 pages de la première édition.

---

---

F. Roman

Professeur de géologie à la Faculté des Sciences de Lyon.

# LES AMMONIDES JURASSIQUES

1938. Un volume de 600 pages..... (Paraîtra en Avril 1938.)

---

---

R. Raguin

Ingénieur des mines. Professeur de géologie à l'École nationale des Ponts et Chaussées,  
Attaché à la direction du service de la carte géologique.

## GÉOLOGIE APPLIQUÉE

1934. Un volume de 392 pages, avec 110 figures..... 45 fr.

L'auteur développe, dans une première partie, les données essentielles de la géologie générale, qui sont à la base de toutes les applications. Quatre chapitres sont ainsi consacrés à l'évolution de l'écorce terrestre sous l'effet des forces géologiques perpétuellement en action à la constitution des matériaux de l'écorce, à l'agencement des assises géologiques les unes par rapport aux autres, du fait de leur ordre de formation ou des dislocations qu'elles ont subies.

La seconde partie envisage les applications de la géologie, particulièrement celles relatives aux travaux de construction et à la recherche des substances utiles. Le rôle de la cartographie géologique, servant à l'étude pratique de la structure de l'écorce, les caractères des formations minérales superficielles, les matériaux de construction, l'application des études géologiques aux travaux de tunnels ou barrages, sont examinés successivement. Enfin, à propos des substances utiles, la recherche des eaux souterraines, l'étude des combustibles minéraux, des minerais, des gîtes métallifères, la prospection géophysique, forment l'objet de chapitres.

---

---

P. Fourmarier

Membre de l'Académie royale de Belgique.  
Ingénieur en chef des Mines.  
Professeur à l'Université de Liège.

## PRINCIPES DE GÉOLOGIE

1933. Un volume grand in-8 de 882 pages, avec 537 figures. Cartonné toile. 375 fr.

Cet ouvrage est fondamental pour la formation des futurs ingénieurs et des géologues. Il s'adresse aux étudiants des grandes écoles (mines, travaux publics, institut agronomique), aux futurs ingénieurs, aux géologues, aux géographes.

---

---

L. Cayeux

Membre de l'Institut,  
Professeur au Collège de France.

## LES ROCHES SÉDIMENTAIRES DE FRANCE

ROCHES CARBONATÉES (CALCAIRES ET DOLOMIES)

Un volume grand in-4 de 462 pages, avec 10 figures, 26 planches..... 220 fr.

---

---

---

---

A. Brachet

Professeur à l'Université de Bruxelles.  
Correspondant de l'Institut.

# TRAITÉ D'EMBRYOLOGIE DES VERTÉBRÉS

*Deuxième édition revue et complétée*

par A. Dalcq et P. Gérard

Professeur à l'Université de Bruxelles.

1935. Un volume de 682 pages, avec 603 figures. Broché. 145 fr. — Cart. toile. 165 fr.

Ce magistral ouvrage, sans équivalent en langue française, était épuisé depuis plusieurs années. L'auteur en avait entrepris la revision, elle a été achevée par ses collaborateurs habituels.

Cette revision établit la liaison entre les notions déjà classiques et les acquisitions si considérables de ces quinze dernières années. Certains chapitres ont été refondus complètement (gastulation et formation de l'embryon, annexes fœtales, origine des gonocytes, etc.). Tout en complétant les autres, les professeurs Dalcq et Gérard ont mentionné aussi souvent que possible les résultats de l'embryologie causale, en se limitant ainsi que le professeur Brachet se proposait de le faire, à celle de ces données qui facilitent l'interprétation des processus de l'autogenèse normale. L'étendue de ces remaniements a nécessité l'introduction de nombreuses figures nouvelles.

---

---

C. Dawydoff

Ancien professeur à l'Université de Perm.

# TRAITÉ D'EMBRYOLOGIE COMPARÉE DES INVERTÉBRÉS

1928. Un volume de 930 pages, avec 509 figures..... 160 fr.

---

---

J. Vellard

Lauréat de l'Institut et de l'Académie de Médecine,  
Chargé de recherches de la Caisse nationale des Sciences.

# LE VENIN DES ARAIGNÉES

*Préface du professeur Caullery.*

1936. Un volume de 312 pages, avec 65 figures..... 55 fr.

Ce livre a pour but de faire connaître les différentes variétés d'araignées venimeuses des divers pays, les accidents qu'elles provoquent les moyens d'y remédier. Bien qu'intéressant principalement les médecins coloniaux, ce livre apporte une documentation zoologique, physiologique, immunologique et clinique sur les venins d'araignées.

---

---

---

---

Edmond Perrier

Membre de l'Institut, Directeur du Muséum d'Histoire Naturelle de Paris.

## TRAITÉ DE ZOOLOGIE

Complet en 10 FASCICULES et 1 Fascicule d'Index alphabétique formant ensemble 3 774 pages, avec 2 353 figures.

---

- I. — Zoologie générale. 1893. 412 pages, 458 figures..... 40 fr.  
II. — Protozoaires et Phytozoaires. 1894. 452 pages, 243 fig. 35 fr.  
III. — Arthropodes. 1895. 480 pages, 278 figures ..... 28 fr.  
IV. — Vers. Mollusques. 1896. 790 pages, 566 figures ..... 50 fr.  
V. — Amphioxus, Tuniciers. 1899. 222 pages, 927 figures.... 22 fr.  
VI. — Poissons. 1903. 370 pages, 206 figures ..... 35 fr.  
VII. — Les Batraciens. 1925. 160 pages, 120 figures. .... 40 fr.  
VIII. — Développement embryogénique des Vertébrés  
allantoïdiens. Les Reptiles. 1928. 232 pages, 228 figures. ... 50 fr.  
IX. — Les Oiseaux. 1931. 224 pages, 84 figures..... 50 fr.  
X (et dernier). — Les Mammifères. 1932. 268 pages, 168 fig. 60 fr.  
*Les fascicules VII à X ont été publiés avec le concours du Professeur Rémy Perrier.*

### Index alphabétiques des X Fascicules

Par le professeur Rémy Perrier, 1933, 164 pages..... 50 fr.

---

---

Rémy Perrier

Professeur à la Faculté des Sciences de Paris.

## COURS ÉLÉMENTAIRE DE ZOOLOGIE

10<sup>e</sup> édition. 1936. Un volume de 872 pages, avec 765 figures et 16 planches. 70 fr.

---

---

---

---

## EXPOSITION DE 1937

(PALAIS DE LA DÉCOUVERTE)

Établies par des maîtres de nos Facultés, les brochures suivantes font comprendre l'idée directrice qui a présidé à l'organisation des stands de l'Exposition (Palais de la découverte): c'est une véritable mise au point des diverses branches de la science contemporaine écrite pour le grand public.

Prix de chaque brochure comprenant environ 100 pages de texte et de nombreuses illustrations..... 6 fr.

### La Chirurgie

---

#### Symbiose et Parasitisme

L'œuvre de Noël Bernard.

---

#### Hérédité, Mutation et Évolution

L'œuvre de Hugo de Vriès.

### Microbiologie

L'œuvre de Pasteur  
et ses conséquences.

---

### Biologie animale

---

#### Hybrides Sexuels et Mosaïques

L'œuvre de Mendel  
et de Naudin.

Les brochures: Médecine et Biologie générale sont épuisées.

---

---

Marcel Dubois et J.-G. Kergomard

# GÉOGRAPHIE ÉCONOMIQUE

QUATRIÈME ÉDITION

par J.-G. Kergomard

Professeur honoraire au Lycée Louis-le-Grand, aux écoles normales supérieures de Fontenay-aux-Roses et de l'enseignement technique.

1934. 4<sup>e</sup> Édition. Un volume 964 pages..... 85 fr.

Cet ouvrage intéresse les étudiants, les hommes d'affaires, tous ceux que, au sens le plus large, la « politique » du monde intéresse, bref le grand public cultivé qui trouvera, condensé ici, en un livre d'un peu plus de 900 pages, la description des faits géographiques, conditions des ressources humaines, celle des facteurs proprement humains qui expliquent la répartition des richesses dans le monde, les statistiques essentielles, l'indication des directions que suivent les échanges de peuple à peuple, de région à région, l'évolution, les « troubles », enfin, que subissent cette répartition et ces échanges.

---

---

---

---

Maurice Boigey

Directeur médical de l'Établissement thermal  
et de la Cure d'exercice de Vittel.  
Docteur ès Sciences de l'Université.

LA CURE  
D'EXERCICE

Aux différents âges de la vie  
et pour les deux sexes.

1934. Un volume de 288 pages avec 204 figures..... 45 fr.

Dans ce nouveau livre l'auteur décrit minutieusement les exercices qui conviennent aux différents âges de la vie : enfance, adolescence, âge mûr, vieillesse, et passe en revue les diverses modalités du mouvement envisagées selon les possibilités physiques de chacun. C'est un livre d'applications, un guide indispensable pour quiconque veut pratiquer la gymnastique, les jeux et les sports.

---

---

Maurice Boigey

MANUEL SCIENTIFIQUE  
D'ÉDUCATION PHYSIQUE

*Ouvrage couronné par l'Académie de médecine.*

1932. 3<sup>e</sup> Édition. Un volume de 610 pages, avec 230 figures ..... 85 fr.

L'Éducation physique est étudiée principalement dans ce livre au point de vue scientifique et physiologique.

Il s'agit moins d'y commenter les diverses modalités de l'exercice musculaire que de décrire ses effets sur l'économie et d'en déduire les limites dans lesquelles il convient de l'exécuter en tenant compte de l'âge, du développement et de la constitution de chacun.

Ce livre permet de contrôler l'éducation physique physiologiquement et de proportionner les exercices à la force de chacun, cette pratique bien dosée étant nécessaire pour obtenir un développement corporel parfait.

---

---

---

Henry Terrel            et            Henri Lejeune

# TRAITÉ DES OPÉRATIONS COMMERCIALES DE BANQUE

SEPTIÈME ÉDITION

*Revue et mise au point de la législation actuelle.*

1936. 7<sup>e</sup> édition. Un volume de 534 pages..... 44 fr.

Cette 7<sup>e</sup> édition est une révision complète de cet ouvrage bien connu, tant pour la mise au point de la législation actuelle que pour l'étude des modifications apportées dans les méthodes et les opérations de banque, par les événements d'ordre économique et monétaire qui se sont succédés au cours des cinq dernières années. Elle contient notamment l'étude des trois décrets-lois du 30 octobre 1935 qui, abrogeant le titre VIII du livre I du Code de commerce et la Loi de 1865 sur les chèques, instituent une législation nouvelle des effets de commerce. Ce traité fournit des renseignements complets indispensables au personnel des banques, aux commerçants, aux hommes d'affaires, aux élèves des écoles commerciales, aux candidats aux examens et concours d'entrée dans les banques et les grandes administrations.

---

Ct Lefebvre des Noëttes

# DE LA MARINE ANTIQUE A LA MARINE MODERNE LA RÉVOLUTION DU GOUVERNAIL

1935. Un volume de 150 pages, avec 64 planches, formant 114 figures... 30 fr.

Depuis le temps que des savants étudient l'iconographie et la littérature de l'antiquité et du moyen âge, on pouvait penser qu'elles leur avaient livré tous les secrets essentiels de leurs techniques. Or, voici que le commandant Lefebvre des Noëttes, ayant naguère découvert et démontré, par l'observation des documents et l'étude des textes, que l'antiquité n'a jamais su utiliser la force motrice animale, parce qu'elle a ignoré le collier d'épaules, la ferrure et l'attelage en file, démontre aujourd'hui qu'elle n'a pu pratiquer la navigation de haute mer que dans des circonstances exceptionnelles, parce qu'elle ne connaissait pas le gouvernail à charnière. Vers le début du XIII<sup>e</sup> siècle, un ouvrier anonyme a l'idée d'ajuster à la poupe des navires un gouvernail à charnière, et voici les routes du monde qui s'ouvrent aux navigateurs, l'hégémonie européenne qui s'impose à toute la terre.

L'auteur donne, pour étayer sa thèse, la plus large part aux documents figurés, ainsi qu'aux textes que nous ont légués l'antiquité et le moyen âge.

---

---

## OUVRAGES RÉCENTS

---

- BATTA (G.), J. FIRKET, E. LECLERC. — Les Problèmes de pollution de l'atmosphère. 1933, 462 pages, 48 figures..... 50 fr.
- BRUNOLD (Ch.). — Le Problème de l'affinité chimique et l'atomistique. — Étude du rapprochement actuel de la Physique et de la Chimie. 1930. 115 pages 25 fr.
- BRUNOLD (Ch.). — L'Entropie. — Son rôle dans le développement historique de la thermodynamique. 1930. 221 pages..... 38 fr.
- BERNARD (Léon) et R. DEBRÉ. — Cours d'Hygiène. 1927. 2 volumes formant 2 060 pages avec 214 figures..... 210 fr.
- CORDIER (D.). — Les méthodes manuelles de respiration artificielle. 1936. 92 pages. 19 figures..... 16 fr.
- COURMONT (J.) et A. ROCHAIX. — Précis d'Hygiène. 4<sup>e</sup> Édition revue. 1932. 956 pages, 225 figures. — Broché.... 85 fr. — Cartonné toile.... 100 fr.
- DAUTREBANDE (L.) — Oxygénothérapie et carbothérapie. 1937. 300 p. 65 fr.
- GUILLERMOND (A.). La Sexualité. *Le cycle du développement, la phylogénie et la classification des levures d'après les travaux récents.* 1938, 72 pages, 24 fig. 18 fr.
- LANGELEZ (A.). — Les maladies professionnelles donnant droit à réparation légale. 1936. 321 pages..... 38 fr.
- LECOMTE DU NOÛY (P.). — Équilibres superficiels des solutions colloïdales. *Étude de biophysique moléculaire.* 1929, 228 pages, 95 figures ..... 40 fr.
- MICHAELIS (Léonor). — Manuel technique de physico-chimie, et spécialement de chimie des colloïdes à l'usage des médecins et des biologistes. Traduction par M. Chabanier et C. Lobo-Onell, 2<sup>e</sup> tirage, 1926, 206 pages. .... 22 fr.
- PIERY (M.). M. MILHAUD. et VAN DER ELST. — Traité de climatologie biologique et médicale. 1934. 2 volumes, 2 715 pages, 458 figures..... 350 fr.
- SCHOOFS (F.). — Hygiène et Toxicologie industrielles. 1930. 274 pages. 20 fr.
- STROHL (A.). — Leçons de Physico-chimie, par MM. Blanchetière, Dognon, Fabre, Lescœur, Sannié, Strohl, Wurmsér. 1930, 282 pages, 12 figures ..... 50 fr.
- VIGNERON (H.). — L'Électricité et ses applications. *Théorie, Production, distribution, lumière, force, chaleur, traction, T. S. F., Téléphone, Électricité médicale.* 1928. 812 pages, 780 figures. Broché. 85 fr. — Cartonné toile. 100 fr.
- VILLARET (Bernard). — Climatologie médicale de la région parisienne. 1936. 213 pages, 44 figures et planches..... 35 fr.

---

Toute commande de livres doit être accompagnée de son montant en une valeur sur Paris, augmenté de 10 % pour la France et de 15 % pour l'Étranger, pour frais de port et d'emballage.

---

---

# INDEX GENERALIS

DIX-HUITIÈME ANNÉE

==== 1938 ====

Annuaire général des Universités et des Grandes écoles,  
Académies, Archives, Bibliothèques, Instituts scientifiques, Musées,  
Jardins botaniques et zoologiques, Sociétés savantes,  
Observatoires.

*Fondé par*

R. de Montessus de Ballore

Un volume de 2 500 pages, relié..... 330 fr.

*L'Index Generalis* s'adresse aux bibliothécaires, aux savants, aux professeurs, aux instituts, aux sociétés savantes, etc. Il contient une documentation unique constituée depuis dix-sept ans et chaque année mise à jour par un travail minutieux et à l'aide de renseignements provenant de tous les pays du monde : sur les Universités et les grandes Écoles, les observatoires, les bibliothèques, les Instituts scientifiques, les laboratoires, les offices météorologiques, les Académies et les sociétés savantes; la liste complète des professeurs des universités, des grandes écoles, etc., et des éditeurs du monde entier.

---

---

## LA NATURE

Journal des Sciences et de leurs applications, paraissant deux  
fois par mois avec une abondante illustration

*La Nature* a vu se développer considérablement, au début du XX<sup>e</sup> siècle et surtout depuis une dizaine d'années, le domaine qu'elle explore, qui va des mathématiques, de la physique, de la chimie, des sciences naturelles et de la biologie à leurs applications innombrables : aviation, T. S. F., photographie, automobilisme, météorologie, électricité, mécanique, art de l'ingénieur, travaux publics, agriculture, etc.

Les articles que publie *La Nature*, le 1<sup>er</sup> et le 15 de chaque mois, sont entièrement insérés dans un même numéro, ils sont tous signés des noms connus de collaborateurs spécialisés.

*Abonnement annuel 1938 (24 fascicules).*

France et Colonies..... 110 fr. | Étranger. Tarif n° 1..... 130 fr.  
Belgique et Luxembourg.... 125 fr. | Étranger. Tarif n° 2..... 150 fr.

ENVOI GRATUIT D'UN NUMÉRO SPÉCIMEN SUR DEMANDE

---

---

N° 936.

2027-38. — Imp. CRÉTÉ, Corbeil.