

TECHNIQUE  
DES  
PÉTROLES

PAR

**R. COURAU**

ANCIEN INGÉNIEUR AU CORPS DES MINES  
ANCIEN MEMBRE DU COMITÉ GÉNÉRAL DES PÉTROLES

Avec 19 planches hors-texte contenant 152 figures



PARIS  
LIBRAIRIE OCTAVE DOIN  
ASTON DOIN, ÉDITEUR

8, PLACE DE L'ODÉON, 8

1921

*Tous droits réservés.*

ECOLE CENTRALE DE LILLE



IRIS - LILLIAD - Université Lille 1

0600003736





CENTRE  
DE DOCUMENTATION

# TECHNIQUE DES PÉTROLES



ÉCOLE CENTRALE  
DE LILLE  
Cité Scientifique - B.P. 48  
59651 VILLENEUVE D'ASCQ CEDEX  
FRANCE



1961 / F

TECHNIQUE  
DES  
PÉTROLES

PAR

**R. COURAU**

ANCIEN INGÉNIEUR AU CORPS DES MINES  
ANCIEN MEMBRE DU COMITÉ DES PÉTROLES

---

Avec 19 planches hors-texte contenant 152 figures

---

PARIS  
LIBRAIRIE OCTAVE DOIN  
GASTON DOIN, ÉDITEUR

8, PLACE DE L'ODÉON, 8

1921

*Tous droits réservés.*



# LIVRE PREMIER

## Extraction de l'Huile minérale

TECHNIQUE DES PÉTROLES.

1



# LIVRE PREMIER

## Extraction de l'Huile minérale

---

### TITRE I

## GÉOLOGIE ET PROSPECTION DES PÉTROLES

---

### CHAPITRE PREMIER

#### RÉPARTITION DU PÉTROLE DANS LE MONDE

1. — Contrairement à une opinion fréquemment admise, le pétrole n'est pas une substance rare ; il n'est guère de régions où n'apparaissent des traces de pétrole ou de substances connexes (asphaltes, schistes bitumineux, gaz naturels, etc...) et la découverte de traces de ce genre n'a rien de sensationnel. Par contre le pétrole n'est exploitable que dans des conditions très particulières, qu'il est fort rare de trouver réunies en un point et les gisements de pétrole présentant une réelle valeur industrielle sont en nombre très limité.

On trouvera dans les ouvrages spéciaux <sup>1</sup> la description des divers gisements ; il nous a donc paru inutile de reprendre ici cette nomenclature, peu intéressante d'ailleurs pour tout autre que le spécialiste, et il nous a paru préférable de chercher à dégager les grandes lignes de la géologie du pétrole.

Nous rappellerons seulement pour mémoire les noms des

1. Comme ouvrage français : TASSART, *Exploitation du pétrole*, Dunot et Pinat (1908).

gisements les plus importants, avec l'indication approximative de leur production en millions de tonnes pour 1918:

PAYS PRODUCTEURS	NOMS DES PRINCIPAUX GISEMENTS	PRODUCTION EN MILLION DE TONNES (1918)	OBSERVA- TIONS
Etats-Unis ....	Californie .....	50	
	Oklahoma.....		
	Illinois .....		
	Louisiane .....		
	Virginie.....		
	Texas .....		
	Ohio .....		
Pensylvanie ....			
Russie .....	(Bakou .....	5,5	} Production av. guerre : 9 millions de tonnes.
	Grosny .....		
Mexique .....	.....	9	
Indes néerland .	.....	1,9	
Roumanie .....	.....	1,2	
Indes anglaises .	.....	1,1	En 1914 : 1,8
Perse.....	.....	1	
Galicie <sup>1</sup> .....	.....	0,8	
Pérou .....	.....	0,35	En 1909 : 2
Japon .....	.....	0,35	
Trinidad .....	.....	0,3	
Egypte .....	.....	0,3	
Argentine.....	.....	0,2	
Autres pays....	.....	0,17	} Allemagne, Canada, Vene- zuëla, Italie.

*N.-B.* — Si au lieu d'une classification par États, on envisage une classification par régions géologiques, celle de Bakou vient en tête, avec une production (avant-guerre) de 9 millions de tonnes, par an, contre 5 millions en Californie.

1. La production Galicienne avant la guerre était supérieure à 1 million de tonnes ; elle avait atteint son maximum en 1909 (2 millions de tonnes).

## CHAPITRE II

### HYPOTHÈSES SUR L'ORIGINE DU PÉTROLE

2. — La question de l'origine du pétrole a donné lieu à de très nombreux travaux, mais elle reste cependant l'une des questions les plus discutées par les géologues. Deux théories fondamentales ont été proposées : la « *théorie organique* » (Kroemer, Engler) et la « *théorie chimique* » ou volcanique (Berthelot, Moissan).

3. — Les partisans de la théorie « organique » admettent que le pétrole résulte de la putréfaction d'animaux marins. Monsieur de Launay<sup>1</sup> résume ainsi les conditions dans lesquelles ces phénomènes auraient eu lieu : « Nous croyons qu'en rapport avec chacune des phases de plissement il s'est produit, le long des chaînes plissées, soit avant leur plissement, dans le géosynclinal de faible profondeur destiné à leur donner naissance, soit, postérieurement, le long de leur bordure aplatie par l'érosion et soumise à une transgression marine, des dépressions à caractère lagunaire et souvent désertique, des zones de conflit entre les eaux marines et les eaux fluviales, dans lesquelles se sont amassés des dépôts organiques, auxquels des conditions spéciales de fermentation, peut-être en rapport avec la salure des eaux, qui se traduit par le rapprochement si cons-

1. De LAUNAY, *Gîtes minéraux*, Librairie Béranger, 1913,

tant de l'eau salée et du pétrole, ont fait subir le mode de décomposition susceptible de produire les pétroles et les bitumes. Ces bassins à pétroles ou à schistes bitumineux se présentaient ainsi dans des conditions assez analogues à celles où se sont accumulés, généralement un peu plus tôt dans l'histoire géologique, les sédiments charbonneux, et l'on peut se demander si la différence entre les deux catégories de formations tient plus au mode de décomposition et de distillation ultérieure ou à la nature des matières organiques en jeu (plutôt végétales dans le dernier cas, animales dans le premier). »

4. — La formation « chimique » des pétroles est expliquée par la réaction de l'eau sur les métaux alcalins (potassium, sodium) et alcalino-terreux (calcium,..) ou sur les carbures de ces métaux. On sait que l'acétylène est fabriqué pratiquement par une réaction de ce genre :



Sous une température élevée et en présence de « catalyseurs » susceptibles d'activer la réaction (nickel fraîchement réduit) il se produirait toute une série de carbures d'hydrogène. « Il existe sans doute, écrivent Messieurs Sabatier et Senderens, dans les régions profondes de la croûte terrestre de grandes masses de métaux alcalins et alcalino-terreux ainsi que des carbures de ces métaux. L'eau arrivant par les fissures du sol au contact de ces matières dégage de l'hydrogène et de l'acétylène. Mais les proportions relatives de ces deux gaz peuvent varier beaucoup. Si l'hydrogène est

en grand excès, le mélange gazeux arrivant sur du nickel, du cobalt ou du fer disséminés dans les roches sub-jacentes à des températures qui peuvent être inférieures à 200°, donne lieu à du pétrole américain<sup>1</sup> en même temps qu'à de très grandes quantités de gaz combustibles, où comme dans les gaz naturels de Pittsburg existent beaucoup de méthane, d'éthane et aussi d'hydrogène libre. Si l'acétylène seul arrive sur les métaux divisés, il fournit surtout des carbures aromatiques que l'action immédiate ou consécutive de l'hydrogène au contact des mêmes métaux transforme en pétrole du Caucase<sup>1</sup>. Des conditions intermédiaires, elles que l'association de l'acétylène avec des doses modérées d'hydrogène, peuvent fournir des pétroles de Galicie et de Roumanie. Une simple modification dans la succession des phénomènes et dans la composition des mélanges gazeux réagissant suffit pour changer la nature du produit, et la variété si remarquable des pétroles naturels qui paraissait devoir exclure la possibilité de leur formation par un mécanisme unique est, au contraire, un puissant argument en faveur de cette théorie. »

A côté de ces deux théories fondamentales il existe d'ailleurs des variantes nombreuses :

Ch. Morrey attribue la formation des pétroles à l'action des bactéries, par analogie avec la formation du gaz des marais, tel qu'il se produit encore de nos jours;

Pour Kobell c'est la distillation de la houille, sous l'action de la chaleur qui aurait donné naissance aux pétroles.

1. Nous verrons plus loin que les pétroles naturels sont dits de "type russe" ou de "type américain" suivant qu'ils contiennent ou non des carbures cycliques.

5. — D'interminables discussions se sont élevées entre les partisans de différentes théories ci-dessus ; nous ne saurions entrer ici dans le détail de ces discussions, parfois un peu spécieuses et nous nous contenterons d'exposer, d'une façon purement objective, les faits caractéristiques sur lesquels sont basés les hypothèses émises.

*Relation avec les gîtes gypso-salifères.* — Le sel marin et le gypse se trouvent généralement en quantités très abondantes dans les régions pétrolifères ; ce fait est tout-à-fait caractéristique et joue un rôle important dans la recherche des pétroles.

« Comme il est aujourd'hui universellement admis que le sel marin et le gypse des terrains géologiques sont le résultat d'évaporations, soit lagunaires, soit désertiques, il en résulte l'argument », de l'avis de monsieur de Launay « le plus fort de tous pour l'origine sédimentaire du pétrole. »

Les partisans de la théorie adverse objectent toutefois le rapprochement assez fréquent entre les gisements gypso-salins et les roches d'origine interne telles que les ophites.

*Phénomènes volcaniques.* — On constate normalement la présence d'hydrocarbures dans les éruptions volcaniques et dans certaines roches filoniennes. Ce fait est le principal argument invoqué pour une formation interne. Mais de nombreuses objections sont formulées contre cette déduction ; si le pétrole était d'origine interne, les principaux gisements devraient apparaître au voisinage de régions volcaniques, ce qui n'est pas le cas ; de même les sources thermales devraient dégager des quantités importantes d'hydrocarbures, etc...

Il est peut-être nécessaire de rappeler à ce sujet que les « volcans de boue » si fréquents dans certaines régions pétrolifères (Bornéo, Sumatra, Russie, etc...) n'ont absolument rien de volcanique que l'apparence et le nom ; ils sont tout simplement dus à des dégagements de gaz naturels qui projettent de la boue en s'échappant du sol.

*Relation entre le pétrole et la houille.* — On a parfois établi une relation entre le pétrole et le charbon, soit du fait du voisinage entre des gisements de houille ou de lignite et des gisements pétrolifères, soit du fait de la présence de schistes bitumineux dans certaines houilles (Commentry, par exemple).

Quelques auteurs en ont conclu que la houille et le pétrole ont une même origine organique ; mais les phénomènes observés n'ont pas un caractère assez général pour qu'il soit permis d'en tirer des déductions certaines.

D'autres auteurs considèrent les relations que l'on a cru voir entre les gisements houillers et pétrolifères comme une preuve de la formation du pétrole par une distillation de la houille ; il paraît peu vraisemblable cependant que, dans la région Pensylvanienne par exemple, le pétrole provienne de la distillation de houilles qui se trouvent au-dessus de lui.

*Présence d'organismes.* — On sait le rôle que jouent, dans la démonstration de l'origine organique des charbons, les nombreux fossiles végétaux trouvés dans la houille ou dans les roches encaissantes. On a également cherché à identifier, dans les gisements pétrolifères, les résidus fossiles des êtres organisés qui auraient donné naissance au pétrole. Ces recherches ont été peu con-

cluantes. La rareté des fossiles trouvés peut être invoquée comme un argument contre la formation organique des pétroles, mais peut également être expliquée par la très complète décomposition nécessaire pour la production des pétroles. Des restes organiques ont été trouvés parfois (mollusques dans certains gisements canadiens, poissons dans la plupart des pétroles), mais leur association avec les pétroles peut fort bien tenir, comme le fait remarquer Tassart, « non à ce que les hydrocarbures proviennent de ces restes, mais, au contraire, à ce qu'ils ont été conservés, préservés contre la destruction. »

Les coquilles remplies d'huile minérale que l'on trouve au Caucase ne prouvent absolument rien, l'huile s'est simplement emmagasinée mécaniquement dans ces coquilles comme elle le fait dans les cavités des terrains poreux ; la quantité d'huile trouvée dans ces coquilles est d'ailleurs incomparablement supérieure à celle qu'aurait pu fournir le mollusque en se décomposant, et il faut bien supposer que cette huile vient d'ailleurs.

*Répartition géographique.* — Les géologues qui admettent la formation interne des pétroles ont mis en relief la concordance qui existerait :

1° Entre les régions pétrolifères et les régions encore agitées par des secousses sismiques (Caucase, Californie, Roumanie).

2° Entre les régions pétrolifères et les chaînes montagneuses d'âge récent (Caucase, chaîne Californienne, Carpathes, etc...)

Toutefois ces relations n'ont pas un caractère tout-à-fait général ; la très riche zone américaine des Apalaches (Pensylvanie, Ohio, Oklahoma, Louisiane)

présente notamment une exception non négligeable.

D'ailleurs le parallélisme des régions pétrolifères et des chaînes montagneuses, qui est un fait assez fréquent pour frapper l'attention, n'est pas toujours considéré comme une objection aux théories organiques de la formation du pétrole ; les zones montagneuses nivagées auraient été des zones particulièrement flexibles, dont les abaissements périodiques auraient facilité la concentration des eaux lagunaires et le dépôt du sel et des organismes en putréfaction ; les retours en profondeur subis par ces terrains auraient en outre provoqué la distillation des matières organiques et activé la formation du pétrole.

*Répartition géologique.* — Contrairement à ce que l'on aurait pu croire tout d'abord, l'étude géologique des gisements pétrolifères n'a pas éclairci la question si débattue de l'origine du pétrole. Tandis que la houille est nettement localisée dans des terrains carbonifères riches en débris végétaux, le pétrole se trouve dans tous les terrains possibles, depuis le primaire jusqu'aux formations récentes ; cette substance essentiellement mobile a pu d'ailleurs se déplacer d'un terrain à l'autre, par effet hydrostatique, par capillarité ou par distillation, ce qui complique notablement le problème.

La question, si importante dans la pratique, des recherches de pétrole en profondeur est également très discutée. On s'était, jusqu'à ces dernières années, limité à des recherches peu profondes au voisinage immédiat des suintements superficiels ; mais l'épuisement de certains gisements a conduit à approfondir les sondages et l'on a observé d'une façon générale une tendance à l'enrichissement dans les niveaux pétrolifères inférieurs.

Ce résultat n'a rien de surprenant : étant donné la mobilité du pétrole et sa tendance à s'élever, les gisements superficiels ne seraient le plus souvent que le résultat du déplacement partiel de nappes profondes beaucoup plus puissantes ; nulle part cependant les observations n'ont été assez concluantes pour permettre d'affirmer ou de nier l'existence d'une limite sédimentaire inférieure telle que la ferait prévoir la théorie organique du pétrole. Ce qui est indiscutable toutefois, c'est la rapidité avec laquelle s'épuisent les gisements pétrolifères ; le pétrole est donc en quantité limitée dans les terrains exploités, il ne s'y renouvelle pas et il serait tout-à-fait erroné d'assimiler à ce point de vue les puits de pétrole à des puits artésiens. Si le pétrole est d'origine volcanique, les communications qui existaient antérieurement entre le noyau interne et les terrains actuellement exploités ont en tout cas cessé d'exister.

*Synthèse chimique.* — Il semble que l'on aurait pu trouver dans une réaction chimique facile à reproduire, une preuve indiscutable du mode de formation des pétroles ; mais de ce côté aussi le problème reste insoluble.

On a pu en effet reproduire synthétiquement le pétrole, soit par distillation d'organismes vivants (expériences de Engler), soit par des procédés analogues aux réactions invoquées par les partisans de la formation interne du pétrole (méthodes de Berthelot, Moissan, Sabatier et Senderens).

Nous reviendrons d'ailleurs sur ces procédés de synthèse, lorsque nous étudierons la chimie des pétroles.

*Conclusion.* — On voit d'après l'exposé ci-dessus — qui résume très sommairement les innombrables dis-

cussions des spécialistes — combien, il est difficile de choisir entre les deux hypothèses différentes, mais également vraisemblables, de la formation volcanique et de la formation organique des pétroles. Par une tendance très naturelle — mais qui en dit long sur la valeur de bien des affirmations scientifiques — chaque savant penche pour l'explication qui se rapproche le plus de sa spécialité : Berthelot admet la formation chimique interne ; Engler, auteur de très intéressantes expériences sur la synthèse du pétrole par distillation des matières organiques, est un partisan passionné de la formation organique ; Sabatier et Senderens dont on sait les remarquables études sur la catalyse, attribuent la formation des pétroles à des phénomènes catalytiques ; M. Morrey, professeur de bactériologie de l'Université d'Ohio, admet que le pétrole est dû à l'activité de certaines bactéries, etc... Les plus sages admettent provisoirement que divers procédés ont pu être employés simultanément par la nature.

Malgré l'aide incontestable que pourrait apporter aux recherches pratiques une théorie certaine de la formation des pétroles, il paraît plus prudent de se tenir sur la réserve jusqu'à ce que des faits nouveaux viennent préciser ou infirmer les hypothèses admises. Il est surprenant de voir un savant de la valeur de M. Engler,<sup>1</sup> affirmer à la suite de ses expériences « qu'il ne peut être accordé aucune valeur scientifique » aux théories différentes de la sienne.

1. ENGLER et HOFER, *das Erdöl*, Leipzig 1909.

## CHAPITRE III

### CARACTÈRE GÉOLOGIQUE DES GISEMENTS PÉTROLIFÈRES

#### § 1. — Les trois règles fondamentales

6. — On sait qu'un terrain peut être caractérisé au point de vue tectonique par 3 éléments :

1<sup>o</sup> Son *âge géologique* défini d'après la classification fondamentale ci-dessous :

a) Terrains primitifs ou archéens (correspondant au premier stade de formation de la croûte terrestre).

b) Terrains sédimentaires (résultant du remaniement par les agents atmosphériques et du dépôt des roches primitives), subdivisés en :

Primaires ou paléozoïques	{ silurien, dévonien, <i>carbonifère</i> et permien ;
Secondaires ou mésozoïques	{ triasique, jurassique et cré- tacique ;
Tertiaires ou néozoïques	{ éocène, oligocène, miocène, pliocène.
Quaternaires.	

L'âge géologique se détermine d'après les caractères paléontologiques (fossiles) ou stratigraphiques (position relative des divers gisements).

2<sup>o</sup> Son « *faciès* », c'est-à-dire l'aspect sous lequel il

apparaît ; un terrain d'un âge géologique déterminé peut présenter, par exemple, un faciès marin ou lagunaire caractéristique des circonstances dans lesquelles les dépôts se sont produits ; de même un terrain d'un âge géologique déterminé peut, suivant les conditions de sa formation et les modifications subies ultérieurement, être constitué par des sables, ou par des grès, ou par des argiles, etc...

3° *Sa structure tectonique*, c'est-à-dire la forme prise par les couches sédimentaires sous l'influence des plissements et des déchirures de l'écorce terrestre.

On distingue à ce point de vue les « synclinaux » ou parties profondes des plissements (S, fig. 1), les « anticlinaux » ou crêtes supérieures des plissements (A, A'), les « failles » ou lignes de rupture du terrain (F, F', fig. 1).

7. — En étudiant les modalités de ces trois éléments caractéristiques dans la géologie des pétroles, on est conduit aux trois constatations fondamentales suivantes :

1° *L'âge géologique des terrains est sans influence sur leur richesse en pétrole.*

2° *Le pétrole ne se trouve que dans des terrains poreux ou fissurés surmontés d'un toit imperméable.*

3° *Si le terrain est plissé le pétrole tend à se concentrer de préférence vers la crête des anticlinaux.*

## § 2. — Age géologique des terrains pétrolifères

8. — Nous avons déjà eu l'occasion de signaler que le pétrole est rencontré dans des terrains appartenant à tous les âges géologiques, depuis la base du primaire,

jusqu'aux formations quarternaires. Cette constatation n'a d'ailleurs rien de surprenant, quelle que soit la théorie admise pour l'origine du pétrole ; la mobilité du pétrole lui permet en effet de passer aisément d'un niveau à l'autre, et, se trouvant le plus souvent accompagné de gaz sous pression, il a tendance à profiter de toutes les fissures du terrain pour monter vers les couches supérieures. Il est donc probable que beaucoup des gisements pétrolifères actuellement connus ne sont que des gisements « secondaires » situés beaucoup plus près de la surface que le gîte « primaire » dans lequel s'est d'abord rassemblé le pétrole ; cette particularité explique également l'existence des suintements superficiels de pétrole ou de substances connexes (asphaltes, gaz...) par lesquels l'existence de plusieurs gisements actuellement exploités a été révélée aux prospecteurs.

9. — On a longtemps admis que le pétrole s'accumulait de préférence dans les *terrains tertiaires* ; cette assertion est vraie pour la majorité des gisements connus et il semble en effet que le faciès sous lequel se présentent généralement les terrains tertiaires est particulièrement favorable à la formation des gîtes pétrolifères. Mais, il ne faut pas oublier que les très importants gisements de l'Est des Etats-Unis se trouvent dans des terrains primaires et que les découvertes récentes faites en Amérique du Sud semblent indiquer l'existence d'importants gisements secondaires. Nous donnons d'ailleurs ci-dessous un tableau sommaire de la répartition géologique des pétroles, les régions ayant une réelle importance industrielle étant seules mentionnées (les petits gisements français ou algériens sont indiqués également entre parenthèses).

Primaire :	{ Est et Centre des Etats-Unis, (Schistes bitumeux d'Autun).
Secondaire :	{ Amérique du Sud. Caucase, Ouest et Sud des Etats-Unis, Mexique, Indes Néerlandaises,
Tertiaire :	{ Roumanie, Galicie, Indes adglaises, Japon, (Alsace), (Algérie).
Quaternaire :	{ En quelques points du Mexique et du bassin de la Mer Rouge.

### § 3. — Faciés des gisements pétrolifères

10. — Une expérience absolument constante prouve que si l'âge géologique des terrains est sans influence sur leur richesse en pétrole, le faciés de ces terrains joue au contraire un rôle essentiel, le pétrole se trouvant uniquement dans les couches sédimentaires poreuses. Ces couches poreuses peuvent d'ailleurs être de nature diverse et appartiennent généralement à l'une des catégories suivantes :

- Sables,
- Conglomérats, graviers,
- Grès poreux,
- Calcaires dolomitiques.

11. — La grande majorité des gisements connus est constituée par des *sables pétrolifères* ; ceux-ci se présentent dans les terrains riches, sous forme d'une masse

noirâtre caractéristique, dont le nom de « caviar » employé en Russie, précise suffisamment l'aspect ; il peut arriver toutefois que des sables pétrolifères ne présentent pas cette couleur noire caractéristique, lorsqu'on les extrait des sondages ; c'est le cas notamment pour certains sables siliceux, contenant des huiles légères et qui ont été énergiquement lavés par l'eau de curage du trou de sonde ; il serait donc imprudent, dans une région nouvellement explorée, de considérer des sables de cette nature comme correspondant a priori à un niveau stérile.

La porosité des sables — élément essentiel de leur teneur en pétrole — est assez variable et difficile d'ailleurs à mesurer exactement, le rapport des pleins aux vides étant en moyenne de 20 à 40 % suivant que le sable est plus ou moins comprimé ; ce chiffre mesure le pouvoir d'absorption du sable, c'est-à-dire le volume pour cent d'huile qu'il est susceptible de contenir lorsqu'il est saturé. Pour les sables pétrolifères d'Alsace, P. de Chambrier donne les valeurs suivantes :

Pouvoir d'absorption du sable désagrégé :	40 %	(en volume)
— — — du sable tassé :	27 %	(en volume)

Dans ces conditions, un seul niveau de sables pétrolifères de 1 mètre d'épaisseur contiendrait de 200.000 à 300.000 tonnes par kilomètre carré d'une huile minérale de densité moyenne ; si l'on envisage le cas des gisements puissants de Bakou, où les différentes couches pétrolifères, réparties sur une profondeur de près de 1.000 mètres, présentent une épaisseur totale de 100 mètres environ, on arrive, pour la capacité de production

théorique à un chiffre moyen de 2.500.000 tonnes au kilomètre carré. C'est l'ordre de grandeur des plus fortes productions observées, et l'on voit qu'il n'est pas nécessaire pour les expliquer de recourir à des hypothèses extraordinaires. Les soi-disant « poches de pétrole », dont il est fait parfois mention dans les ouvrages de vulgarisation, sont une pure fiction, qui ne correspond nullement à la réalité.

La richesse des sables pétrolifères augmente avec leur porosité ; mais à porosité égale, la capacité de production des sables dépend de la dimension des vides ; si ceux-ci sont de très faibles dimensions, la viscosité de l'huile minérale gêne sa circulation, elle arrivera donc difficilement jusqu'au sondage, et celui-ci n'aura qu'une production réduite, malgré la richesse du gisement subjacent <sup>1</sup>. L'étude d'une région déterminée conduit à admettre en général une certaine connexion entre la productivité des différents niveaux pétrolifères et la nature des sables de ces niveaux ; mais les conclusions admises diffèrent notablement d'une région à l'autre et il serait imprudent de les généraliser.

Les sables pétrolifères se présentent rarement en nappes absolument continues ; ils forment au contraire des lentilles d'importance variable, mais toujours isolées les unes des autres. Ces lentilles sont en outre affectées par des accidents tectoniques divers (failles, fissures) qui entraînent des variations de la teneur en pétrole. Enfin il peut se produire, en certains points

1. On n'arrive d'ailleurs jamais à extraire, par sondages et pompes, la totalité de l'huile minérale contenue dans un gisement. Nous reviendrons ultérieurement sur cette importante question (Voir titre III, chap. 2).

d'une même lentille, une cimentation plus ou moins complète des grains de sable, qui diminue évidemment la porosité du gisement. On conçoit, dans ces conditions que deux sondages même très voisins puissent donner des rendements notablement différents.

Les gisements pétrolifères sont constitués, non par une assise sableuse unique, mais par une série d'assises superposées, de puissance et de richesse très variables, certaines d'entre elles pouvant même être complètement stériles. D'une façon générale la richesse en pétrole tend à augmenter au voisinage d'un certain niveau de teneur maxima et la densité des pétroles diminue avec la profondeur ; mais ces règles comportent de nombreuses exceptions.

12. — Indépendamment des sables proprement dits, les assises à gros éléments, tels que *les graviers et conglomérats* peuvent contenir du pétrole. Le fait est d'ailleurs assez rare, dans les régions actuellement connus, mais certains des niveaux les plus productifs de Californie sont constitués par un mélange de graviers et de grès épais.

Les gisements américains, à l'exception de la Californie et de certaines régions du Texas, sont constitués par des *grès*, c'est-à-dire par des sables ou graviers dans les pores desquels une longue circulation d'eaux minérales a déposé un ciment siliceux ou calcaire. La présence de pétrole n'est possible qu'aux points où les grès ont conservé une certaine porosité malgré la cimentation ; il peut également se trouver des zones à fissures nombreuses où le pétrole s'est accumulé. Un procédé fréquemment employé dans la pratique des sondages consiste à faire éclater au fond du trou de sonde une

forte charge d'explosif, qui désagrège les grès trop compacts et augmente en général le rendement des sondages.

Parmi les calcaires, seuls les *calcaires dolomitiques* sont susceptibles de contenir des proportions importantes de pétrole. Ce fait est d'ailleurs facile à expliquer ; la dolomie dérive du calcaire par transformation du carbonate de chaux (calcaire) en carbonate double de chaux et magnésie (dolomie) et la dolomie ainsi formée occupe un volume plus réduit que le calcaire primitif ; la dolomitisation produit donc des cavités nombreuses dans le calcaire et lui donne une porosité éminemment propre à l'accumulation d'huiles minérales. Cette transformation n'affecte d'ailleurs que certaines zones des massifs calcaires et les gisements pétrolifères auxquels elle peut donner lieu se présentent non en nappes continues, mais en lentilles isolées. A ce type de gisement appartiennent notamment les riches régions pétrolifères américaines de l'Ohio et de l'Indiana.

Indépendamment des calcaires dolomitiques, les calcaires à gros éléments, dits « calcaires grossiers » peuvent exceptionnellement renfermer du pétrole.

Les argiles (vases à grains très fins) et les schistes (argiles solidifiées en couches feuilletées) sont généralement beaucoup trop compacts pour admettre des inclusions de pétrole ; si toutefois ils sont fortement fissurés par suite de phénomènes de dislocation du terrain, leurs interstices peuvent contenir du pétrole. Les gisements de ce genre n'ont d'ailleurs qu'un très faible rendement et ne se prêtent pas à une exploitation industrielle.

13. — Il ne suffit pas qu'une roche soit poreuse pour

être susceptible de constituer un gisement pétrolifère, il est indispensable qu'elle soit en outre recouverte par une couche imperméable capable de maintenir le pétrole et les gaz dans la roche malgré leur tendance à s'élever vers les niveaux supérieurs. Les gisements pétrolifères ne peuvent donc exister que sous un « toit » imperméable et suffisamment élastique pour résister sans déchirures aux plissements de l'écorce terrestre. Ce toit est généralement constitué par des argiles plus ou moins durcies et par des schistes.

Les niveaux pétrolifères sont souvent en contact avec des bancs épais d'argiles bleues ou grises caractéristiques. Les anciens fonceurs de puits à main, en Roumanie, recherchaient ces argiles comme l'indice d'un riche gisement sous-jacent. La connexion entre ces argiles et les couches pétrolifères a été signalé également en Amérique et dans les Indes anglaises.

#### § 4. — Structure tectonique des gisements pétrolifères

L'attention des sondeurs a été depuis longtemps attirée sur une particularité remarquable des gisements pétrolifères : si le terrain est plissé le pétrole tend à se concentrer au voisinage immédiat des anticlinaux.

Pareil fait n'a d'ailleurs rien de surprenant. On sait en effet que le pétrole est localisé dans des terrains poreux recouverts d'une couche imperméable ; on sait d'autre part que le pétrole est toujours accompagné de gaz et d'eau en quantités plus ou moins importantes ; si donc nous supposons que le terrain soit soumis à un plissement analogue à celui de la fig. 2, l'eau, le pétrole

et les gaz se classeront par ordre de densité.<sup>1</sup> Ainsi un sondage foré en A donnera des gaz, un sondage en B ou B' donnera du pétrole et un sondage en C ou C' ne donnera que de l'eau. Les conditions ne sont cependant pas toujours aussi nettement délimitées dans la pratique ; en réalité le sondage A après avoir laissé échapper des gaz donnera du pétrole ; le sondage C, s'il n'est pas trop éloigné, pourra donner également du pétrole après épuisement de l'eau située entre D et E ; enfin les gaz, par suite de la pression interne, sont en grande partie dissous dans l'huile, et se dégageront en B en même temps que le pétrole.

Quoi qu'il en soit, on voit que les sondages productifs seront localisés au voisinage immédiat de l'anticlinal et ce fait explique l'aspect de certaines exploitations pétrolifères, dont toutes les tours de sondages sont alignées sur une zone allongée mais très étroite. Si l'anticlinal, au lieu d'être symétrique comme dans le cas de la fig. 2, présente la forme asymétrique de la fig. 3, les faits ne seront pas modifiés en principe ; mais en réalité le flanc le plus abrupt, présentera en général un amincissement dû à l'étirement subi ; en outre les sondages effectués en B, atteindraient rapidement une profondeur impraticable, avec peu de chances d'atteindre la couche pétrolifère. On conçoit donc que dans ce cas l'exploitation sera localisée entre A et B, d'un seul côté de la crête de l'anticlinal.

15. — La plupart des gisements pétrolifères impor-

<sup>1</sup> C'est du moins l'hypothèse généralement admise ; les constatations faites dans les galeries souterraines de Pechelbronn (Alsace) ne semblent pourtant pas confirmer cette hypothèse.

tants sont du type anticlinal asymétrique, l'un des plus caractéristique est de lui de Grosny, au Caucase (fig. 4). Le type anticlinal symétrique est plus rare; mais, il donne lieu à des gisements particulièrement riches; nous citerons notamment les importantes régions pétrolifères des Indes anglaises (type symétrique très régulier) et de Bibi-Eybat, à Bakou (type symétrique, compliqué de nombreuses failles, fig. 5).<sup>1</sup>

16. — La théorie des anticlinaux présente d'ailleurs de nombreuses variantes que nous allons rapidement passer en revue.

Tout d'abord il est évident que la formation d'un anticlinal n'entraîne pas nécessairement l'existence d'un gisement pétrolifère, il faut que les conditions de faciès nécessaires se présentent (couche poreuse revêtue d'un toit imperméable) et il faut en outre que se soient produits en cette région des phénomènes (organiques ou volcaniques) de nature à donner naissance au pétrole.

Il ne faut en outre pas perdre de vue que l'explication donnée ci-dessus (fig. 2) suppose un classement par densité de l'eau et du pétrole; si par exception, la couche poreuse était complètement dépourvue d'eau, le pétrole se localiserait évidemment au fond des synclinaux. Il peut arriver enfin que le pétrole préalablement existant se soit échappé de l'anticlinal à la suite d'une érosion énergique; dans le cas de la fig. 6 notamment l'anticlinal A' pourra seul contenir du pétrole.

1. Ainsi qu'on peut s'en assurer sur la fig. 5, l'existence d'un anticlinal ne se traduit pas nécessairement par une crête topographique; il peut arriver au contraire, que les couches médianes du synclinal soient moins résistantes aux agents d'érosion et qu'une vallée se creuse dans l'axe de l'anticlinal.

Les phénomènes se compliquent d'ailleurs du fait de mouvements secondaires ayant affecté le plissement principal ; il est rare que la crête de l'anticlinal soit exactement horizontale ; elle présentera en réalité des points hauts ou « dômes » au voisinage desquels s'accumuleront le pétrole et les gaz de sorte que les exploitations, au lieu d'être alignées parallèlement à l'anticlinal seront concentrées au voisinage des « dômes » de cet anticlinal.

17. — Il faut se garder en outre de généraliser d'une façon trop absolue la théorie des gisements anticlinaux ; il existe en effet de nombreuses exceptions qui peuvent se ramener aux quatre types suivants :

- a) gisements dits « monoclinaux »
- b) gisements synclinaux
- c) failles
- d) filons éruptifs.

a) Une partie des gisements américains, parmi lesquels des gisements de première importance comme ceux d'Ohio et d'Indiana, se trouvent dans des couches sédimentaires d'une remarquable continuité géologique, très sensiblement horizontales et à peine affectées par de très faibles plissements ; cette structure a reçu le nom de structure en « terrasse » ou structure « monoclinale » et il faut un effort d'imagination pour la faire cadrer dans la théorie anticlinale en la considérant comme le développement latéral d'un grand plissement de faible amplitude.

Certains géologues estiment qu'il serait au moins nécessaire, dans ce cas, de modifier les théories admises sur le classement, par différence de densité, de l'eau et du pétrole ; étant donné la viscosité de l'huile, le faible

écart entre sa densité et celle de l'eau, et le pendage insignifiant (souvent inférieur à 1 pour 1.000) des couches à structure « monoclinale » il leur paraît peu vraisemblable que la seule action de la gravité ait suffi à opérer le classement par densité ; il est possible que des phénomènes de capillarité interviennent pour compléter l'action de la gravité.

Les importantes régions pétrolifères de Los Angeles (Californie) et du Pérou (fig. 7 et 8) constituent également des exceptions caractéristiques à la théorie anticlinale ; on se trouve en présence de couches « monoclinales » non plissées, mais assez fortement inclinées sur l'horizontale ; le pétrole se serait d'ailleurs échappé vers les affleurements et répandu à la surface, si un décrochement du terrain, dû à la dislocation de l'écorce terrestre, n'avait interrompu la continuité de la couche et emprisonné le pétrole dans la partie inférieure de cette couche.

b) Nous avons indiqué précédemment que l'huile minérale pourrait refluer vers les synclinaux, si le gisement était complètement dépourvu d'eau ; ce cas se rencontre dans certains gisements américains de l'Est, mais il est exceptionnel. Il est en outre des cas où, par suite d'un accident géologique particulier ayant remanié la couche pétrolifère, le pétrole se trouve accumulé dans des fonds de bateau tout-à-fait analogues à des synclinaux. Les fig. 9 et 10 donnent les coupes schématiques de gisements de ce genre à Moreni (Roumanie) et à Mckittrick (Californie) ; dans le premier cas c'est une poussée verticale qui a soulevé et disloqué le gisement, dans le second cas un charriage horizontal s'est produit, détruisant un anticlinal préexis-

tant et obligeant le pétrole à refluer vers le fond de la couche.

c) Le rôle des « failles », c'est-à-dire des grandes fissures de l'écorce terrestre, est particulièrement intéressant à étudier dans le cas des gisements pétrolifères. Dans la plupart des cas elles aident à la circulation du pétrole vers les couches supérieures ; en Russie et en Roumanie les exploitants placent de préférence leurs sondages au voisinage des failles où ils escomptent des rendements particulièrement élevés ; dans d'autres cas, en Alsace notamment, le gisement s'appauvrit au voisinage des failles.

Les failles facilitent généralement la production des suintements superficiels, particulièrement précieux pour les prospecteurs, et jouent de ce fait un certain rôle dans la répartition des exploitations.

Enfin, dans certains cas, le décrochement de terrain, qui accompagne la faille, peut faciliter la concentration et permettre l'accumulation d'importantes réserves de pétrole ; nous avons signalé précédemment des gisements de cette nature dans certaines régions Californiennes et au Pérou (fig. 7 et 8).

d) Un gisement pétrolifère de type courant peut être considérablement modifié par l'injection ultérieure de filons éruptifs (basaltes, porphyres) ; on trouve au Mexique des exemples typiques de concentration du pétrole dans les terrains métamorphisés qui entourent des injections de basalte (fig. 11).

18. — On voit, d'après ce qui précède, combien il serait dangereux de s'en tenir à quelques règles trop simplistes, et combien les théories les mieux établies en apparence peuvent être modifiées par les constata-

tions faites au cours des sondages. Tous ceux qui se sont intéressés aux questions pétrolifères savent d'ailleurs l'antagonisme — pour ne pas dire l'hostilité — qui existe généralement entre sondeurs et géologues. Il serait injuste et ridicule de nier les immenses services rendus aux prospecteurs par la géologie. Mais il est des cas où les sondeurs ont réussi contrairement à toutes les prévisions des géologues ; le gisement russe de Maikop, par exemple, avait été condamné par les géologues parce que non conforme aux théories admises ; il a cependant produit, de 1909 à 1915, plus de 500.000 tonnes d'huile minérale. Un des plus distingués géologues roumains, tout-à-fait sceptique sur la valeur du gisement de Moreni, n'a-t-il pas eu l'imprudance de s'engager à « boire tout le pétrole qu'on arriverait à extraire de cette région » !

D'après Beeby Thompson <sup>1</sup>, la fameuse théorie des anticlinaux reposerait sur une simple confusion ; les anticlinaux n'ont d'importance, à ses yeux, que par suite de leur surélévation qui les rapproche de la surface ; les exploitants recherchent évidemment ces points parce que plus accessibles et le nombre des sondages qui s'y accumulent finit par drainer le pétrole vers la crête de l'anticlinal, en appauvrissant les régions voisines. Il aurait suffi, d'après B. Thompson, de localiser les premiers sondages sur les flancs de l'anticlinal, pour créer en ces points un enrichissement identique à celui qu'on croit trouver à la crête des anticlinaux.

**19.** — *Remarque essentielle* — Si l'on reporte sur une carte tous les points où le pétrole a été signalé —

1. BEEBY THOMPSON, *Pétroleum Mining*, Londres 1916,

soit en gisements importants, soit par simples traces superficielles — on constate l'existence de traînées continues se développant parfois sur de très grandes longueurs. Cette particularité s'explique aisément par la connexion existant entre le pétrole et les grands anticlinaux ou les failles importantes

Mais les différentes manifestations pétrolifères qui jalonnent ces lignes géographiques, sont loin d'avoir toutes la même importance ; la plupart d'entre elles n'ont qu'une importance purement théorique et les teneurs réellement exploitables ne se trouvent qu'en quelques points isolés. Le long d'un anticlinal, par exemple, le pétrole se concentrera de préférence autour des « dômes » qui font saillie sur la crête du plissement géologique ; d'autres points qui sembleraient a priori devoir donner une production importante, seront complètement stériles, par suite des fractures du « toit » par lesquelles le pétrole a pu s'échapper de la couche.

Ce serait donc une erreur grave de croire que la continuité géologique de traces superficielles de pétrole correspond une continuité industrielle et que tous les points d'un même alignement se prêtent à une exploitation rémunératrice.

On a également tendance à exagérer dans bien des cas, la capacité de production des gisements de pétrole. Certains sondages, exceptionnellement riches, de la région de Bakou ont donné, il est vrai, 15.000 tonnes et plus par jour, mais par contre il existe bien des « pompes » en Amérique, dont le rendement ne dépasse guère un hectolitre par jour ; on a même exploité des sondages dont le rendement était réduit à 4 kilogs par jour (Etat de New-York, 1911). Dans l'important bassin

des Apalaches la production moyenne est d'environ 200 kilogs par sondage et par jour.

Si l'on cherche maintenant à se faire une idée de la quantité de pétrole que peut contenir un gisement, on peut évidemment signaler des records comme ceux de Bakou où certains terrains avaient produit, jusqu'en 1914 plus de 2.500.000 tonnes par hectare. Mais il est inconcevable que des chiffres, au si exceptionnels aient pu, un moment, servir de base à l'étude législative d'un régime de concessions minières pour le pétrole.

Les chiffres ordinaires sont beaucoup plus modestes ; la moyenne de production des gisements canadiens est évaluée à 50 tonnes par hectare et la production totale d'un terrain de qualité moyenne est généralement inférieure à 1.000 tonnes par hectare.

---

## CHAPITRE IV

### PARTICULARITÉS DES GISEMENTS PÉTROLIFÈRES

#### § 1. — Migrations du pétrole

20. — Nous avons déjà insisté à plusieurs reprises sur le caractère d'extrême mobilité du pétrole, qui en fait une substance tout-à-fait à part, très différente des autres substances minérales. Les migrations du pétrole peuvent être de trois sortes :

- Migrations latérales ou locales ;
- Migrations régionales ;
- Migrations dues à l'exploitation.

21. — On entend par migrations « latérales » celles qui se produisent à l'intérieur même de la couche pétrolifère, tendant par exemple à refouler le pétrole vers les anticlinaux. On a expliqué précédemment le rôle joué par l'eau dans ce genre de déplacement et les critiques qui ont été élevées par certains auteurs contre les théories admises.

22. — On dit qu'il y a migration « régionale » lorsque le pétrole se déplace de son gisement primitif, pour s'élever par exemple, à travers des failles du terrain, vers les niveaux supérieurs. Ce genre de déplacement est

très généralement admis, il en existe des preuves à peu près indiscutables dans toutes les régions pétrolifères et notamment dans les terrains très fissurés comme ceux de la Russie, de Roumanie et de Galicie. L'objection basée sur la différence de nature des pétroles à différents niveaux est sans valeur ; ce que l'on constate en effet, c'est que la densité des huiles minérales profondes est plus faible que celle des huiles voisines de la surface ; mais il est tout-à-fait logique de supposer que les premières, mieux protégées, ont conservé leurs éléments légers, tandis que les huiles de surface ont perdu une partie de ces éléments par évaporation ou se sont épaissies par oxydation.

On admet que le déplacement régional du pétrole est dû à l'action de l'eau ; à mesure que celle-ci pénètre dans un gisement profond, le pétrole tend à surnager et à s'élever, par suite de sa plus faible densité. Mais il est probable que l'on ne se trouve pas toujours en présence d'un simple équilibre hydrostatique ; la capillarité doit également jouer un certain rôle <sup>1</sup>.

Une hypothèse intéressante a été émise par P. de Chambrier pour expliquer la formation des pétroles alsaciens. D'après lui les sables pétrolifères d'Alsace ne seraient pas « en place », mais ils se seraient formés ailleurs et auraient été ultérieurement transportés et déposés dans les terrains où on les trouve actuellement. Ainsi, dans une autre région, peut-être très éloignée, se serait d'abord constitué, par le processus ordinaire, un gisement de sables pétrolifères ; puis l'érosion aurait

1. Voir notamment une très intéressante étude sur cette question dans le *Bulletin of the American Institute of Mining Engineers* de Septembre 1914.

fait son œuvre, entraînant à la fois les sables chargés de pétrole et les terrains encaissants et les déposant plus loin, dans le lit des cours d'eau qui sillonnaient, à l'époque tertiaire, la vallée rhénane. L'expérience montre d'ailleurs que les sables pétrolifères peuvent être charriés par les eaux sans abandonner l'huile dont ils sont imprégnés ; la masse plastique de sable saturé de pétrole ne se désagrège pas dans l'eau, mais elle y nage d'autant plus facilement que cette eau est plus chargée de boues.

23. — Des mouvements de pétrole plus ou moins importants se produisent dans les terrains soumis à une exploitation intensive ; les dégagements de gaz et les énormes projections de sable qui se produisent parfois (jusqu'à 50.000 tonnes de sable à l'hectare pour certains sondages de Bakou) doivent évidemment déranger l'équilibre des couches pétrolifères et donnent probablement naissance à tout un réseau de canaux souterrains, convergeant vers les sondages ; on conçoit que, dans ces conditions, un premier sondage, s'il est bien placé et s'il reste quelque temps isolé, peut drainer à lui une partie importante du gisement et donner des productions exceptionnelles, dont n'approcheront pas les sondages établis ultérieurement dans son voisinage immédiat.

Ce réseau de canaux, tracé dans des sables souvent très dilués, présente évidemment une grande instabilité, ce qui explique certaines anomalies des exploitations pétrolifères. Un exploitant verra, par exemple, la production d'un de ses sondages diminuer peu à peu, au profit d'un voisin dont l'exploitation est très énergiquement poussée. On cite également de nombreux cas

d'épuisement de sondages dans les conditions suivantes : la sonde ayant frappé la couche pétrolifère, donnait lieu à un puissant jaillissement que l'on arrêtait provisoirement, au moyen d'une valve appropriée, pour se donner le temps de préparer les réservoirs nécessaires ; lorsqu'on ouvrait ensuite la valve, le jaillissement avait complètement cessé, une modification du réseau de canaux souterrains ayant probablement suffi à dériver le pétrole vers un autre point du gisement ; nous verrons plus loin que des faits de ce genre ont conduit à faire abandonner, dans certaines exploitations, l'emploi des valves d'obturation des sondages.

Indépendamment des canaux qui se créent dans les sables très fluides, les fissures naturelles ou celles résultant d'éboulements survenus au cours de l'exploitation, influent également sur le régime des sondages ; on peut d'ailleurs créer artificiellement des fissures favorables à l'écoulement du pétrole, en « torpillant » le fond du sondage au moyen d'une forte charge d'explosif.

La paraffine, que certaines huiles minérales laissent déposer en quantité considérable, peut obturer les canaux souterrains et produire une diminution de rendement ou même un arrêt complet de la production. Nous reparlerons ultérieurement de ces phénomènes et des moyens propres à en atténuer les effets.

## § 2. — Action de l'eau

24. — Nous avons déjà, en plusieurs occasions, invoqué l'action des eaux souterraines pour expliquer les mouvements du pétrole et sa tendance — particuliè-

rement précieuse pour les exploitants — à se concentrer vers la crête des anticlinaux.

On constate d'une façon générale la présence de quantités importantes d'eaux salées ou d'eaux sulfureuses chaudes, au voisinage des sondages jaillissants à grand débit. A Bakou notamment le liquide projeté par ces sondages contient fréquemment 60 à 70 % d'eau, et de l'avis de vieux sondeurs de cette région, il ne saurait y avoir des sources jaillissantes là où il n'y a pas d'eau.

Certains géologues américains sont également très catégoriques à ce sujet ; à leur avis, la présence d'eau dans les couches pétrolifères faciliterait les mouvements du pétrole et son écoulement vers les sondages ; elle atténuerait aussi les engorgements dus au dépôt de la paraffine dans les pores du terrain. On a même essayé, en Amérique, d'introduire systématiquement de l'eau en certains points convenablement choisis, pour forcer le pétrole à refluer vers les points d'exploitation.

25. — Il faudrait toutefois se garder de toute exagération à ce point de vue ; beaucoup de gisements pétrolifères ont déjà été irrémédiablement noyés par suite d'une exploitation défectueuse ; en étudiant ultérieurement la fameuse « question de l'eau » dans les sondages, nous serons amenés à conclure *que l'introduction de quantités importantes d'eau dans les sondages constitue un danger des plus graves pour les exploitations pétrolifères.*

### § 3. — Causes de la pression

26. — Une question encore très discutée est celle de la pression du pétrole et des causes auxquelles elle

peut être attribuée. Le puissant jaillissement de certains sondages est une preuve indiscutable des pressions considérables auxquelles peuvent être soumis les gisements souterrains ; il est également hors de doute que la pression et par suite le nombre et l'intensité des sources jaillissantes, varient notablement d'un gisement à l'autre ; il est certain en outre que la pression décroît rapidement dans les niveaux pétrolifères soumis à une exploitation intensive.

Mais les chiffres donnés manquent d'exactitude et semblent souvent exagérés ; les pressions de plus de 100 atmosphères qui ont été signalées (Virginie occidentale) sont, en tout cas, tout-à-fait exceptionnelles et la moyenne ne dépasse guère une dizaine d'atmosphères. Dans bien des cas, et notamment dans les gisements depuis longtemps exploités, la pression est à peine suffisante pour conduire l'huile jusqu'au trou de sonde ; nous verrons plus loin quelles précautions doivent alors être prises par les sondeurs pour éviter de passer, sans les voir, les couches pétrolifères de ce genre.

**27.** — Parmi les causes invoquées pour expliquer les pressions rencontrées dans les terrains neufs, nous citerons notamment les suivantes :

Compression et écrasement de la couche pétrolifère sous le poids des terrains supérieurs ;

Équilibre hydrostatique, la pression devant être mesurée, comme dans les puits artésiens, par la hauteur de la colonne liquide (eau ou pétrole) qui surmonte le niveau pétrolifère envisagé.

Distillation de l'huile dans un espace clos, produisant une surpression analogue à celle créée, dans les chaudières à vapeur, par la vaporisation de l'eau.

Entre ces diverses hypothèses il est difficile de choisir, en l'état actuel de nos connaissances et devant l'incertitude des chiffres indiqués tant pour les pressions mesurées que pour les niveaux hydrostatiques observés.



## CHAPITRE V

### RECHERCHE DES GISEMENTS PÉTROLIFÈRES

#### § 1. — Prospection

28. — La présence du pétrole dans le sous-sol n'est pas toujours révélée par des indications superficielles et l'on conçoit que dans ces conditions la découverte d'un gisement puisse être purement accidentelle ; tout récemment encore (1908), des forages effectués pour la recherche d'eau potable en Argentine ont décelé la présence d'importants niveaux pétrolifères insoupçonnés des géologues.

Mais dans beaucoup d'autres cas, l'attention des prospecteurs est attirée par certaines manifestations particulières que nous allons énumérer brièvement.

a) *Aspect du terrain* — Beaucoup des gisements actuellement connus, sont localisés dans des sédiments tertiaires, dont les affleurements argileux ont un aspect caractéristique ; dans les pays fertiles, mais peu humides des tropiques, les suintements du pétrole peuvent tuer toute végétation et se traduire par des surfaces de dénudation plus ou moins importantes. Ces phénomènes ne donnent évidemment que des indications très vagues et peu probantes.

b) *Sources salées ou sulfureuses.* — Nous avons déjà eu l'occasion de signaler l'étroite connexion qui semble

exister dans certaines régions, entre les sources salées et les gisements pétrolifères ; ces eaux salées ont en général des caractères assez particuliers : densité élevée (supérieure à celle de l'eau de mer), forte teneur en brome et iode. Les sources sulfureuses à haute température sont également fréquentes dans la plupart des régions pétrolifères, et sont particulièrement abondantes au Caucase.

c) *Dégagements gazeux.* — Les dégagements gazeux constituent l'une des manifestations extérieures les plus fréquentes des gisements pétrolifères ; mais il serait erroné d'en conclure que tout dégagement gazeux est l'indice certain d'un gisement pétrolifère voisin. Avant d'adopter des conclusions trop hâtives, il est prudent d'examiner la nature géologique du terrain ; on s'apercevra bien souvent que celui-ci ne se prête nullement à une concentration d'huiles minérales. Les gaz hydrocarbonés lorsqu'ils proviennent réellement d'un niveau pétrolifère ont parfois une odeur caractéristique ; mais cette odeur est le plus souvent masquée par la présence d'autres gaz, tels que le sulfure d'hydrogène.

d) *Volcans de boue.* — Les volcans de boue sont fréquents dans les régions pétrolifères, surtout dans celles du Caucase et des Indes Néerlandaises. Ces phénomènes conduisent, au point de vue de la prospection des pétroles, aux conclusions déjà indiquées pour les dégagements gazeux, dont ils ne sont qu'un aspect particulier. Dans bien des cas, le gisement pétrolifère avec lequel ils semblent être en connexion ne se trouve pas à l'aplomb immédiat, mais à une certaine distance de ces volcans de boue ; il est curieux cependant de voir

combien les premiers sondeurs hésitent à s'écarter de ces manifestations superficielles.

e) *Température.* — Certains géologues ont signalé la présence dans les Indes anglaises (Burma), de grès dont la température est nettement supérieure à celle des terrains environnants, et qui semblent constituer les affleurements de couches pétrolifères productives.

f) *Suintements.* — Les suintements huileux sont l'une des manifestations les plus caractéristiques des gisements pétrolifères, bien qu'il soit impossible d'en tirer des conclusions certaines sur l'importance des gisements sous-jacents.

Dans certains cas, l'huile minérale répandue à la surface s'est transformée, par évaporation et oxydation en asphalte solide ou semi-fluide. Les gisements d'asphalte sont très fréquents dans les régions pétrolifères, ils peuvent cependant donner lieu à quelque déception ; une mince couche d'asphalte, répandue sur une surface étendue, peut avoir un aspect important et faire naître des espérances exagérées.

Les suintements de pétrole proprement dits, présentent généralement un aspect caractéristique : sables noirs (« caviar » des sondeurs russes) ou roches sombres à apparence humide et onctueuse. Mais le phénomène n'est pas toujours aussi net, notamment avec les huiles minérales peu colorées et de faible viscosité ; il peut être alors nécessaire d'agiter le sable ou des fragments de roche dans de l'eau (eau chaude de préférence) pour dégager les particules huileuses ; on peut également faire un lavage avec de l'essence de pétrole, qui dissout l'huile minérale en prenant une couleur brune, tandis que la roche se décolore. La présence d'huile minérale

en un point, peut d'ailleurs n'être qu'accidentelle et ne pas correspondre à un suintement proprement dit ; l'huile minérale peut, notamment, avoir été transportée, sur un parcours parfois considérable, par l'eau de pluie ou par un cours d'eau ; il est donc prudent, de ne tirer aucune conclusion de la découverte de traces superficielles, avant d'avoir creusé quelque peu le terrain pour s'assurer qu'on est bien en présence d'un suintement d'origine interne.

Les suintements de pétrole se manifestent le plus souvent sous forme d'irrisations à la surface des étangs ou cours d'eau. Le premier soin du prospecteur doit être de s'assurer que ces manifestations correspondent bien à du pétrole ; on trouve, en effet, quelquefois, à la surface de l'eau, de fines pellicules d'oxyde de fer assez analogues à des traces d'huile minérale ; mais il suffit d'agiter l'eau pour supprimer toute équivoque. Il faut ensuite, faire le long des cours d'eau intéressés, des recherches minutieuses, guidées par l'observation de la structure géologique du terrain, pour retrouver le point de départ des traces d'huile observées.

## § 2. — Campagnes de sondage

29. — Lorsqu'on a découvert des manifestations superficielles de pétrole d'un intérêt certain, il faut vérifier par des sondages l'existence du gisement correspondant et le choix de l'emplacement de ce sondage n'est généralement pas chose facile.

Le problème théorique est le suivant : on détermine, d'après les conditions géologiques, la « roche-mère »

c'est-à-dire la couche sédimentaire dont la constitution convient le mieux à la formation d'une nappe pétrolifère (roche poreuse recouverte de terrains imperméables), et on cherche à préciser les points de cette couche où le pétrole s'est probablement concentré (anticlinal, faille, etc...) C'est à l'aplomb de ces points que doivent être forés les sondages.

Mais en pratique les choses se passent moins simplement ; il est bien difficile — à moins de circonstances très particulières — de juger de l'allure des couches dans un terrain où il n'a pas encore été fait de sondages. Il faudra aussi tenir compte d'un certain nombre d'éléments particuliers : possibilités d'accès au point choisi, profondeur limite permise par les appareils, etc... On conçoit d'ailleurs — étant donné la complexité du problème — que les prospecteurs soient obligés d'effectuer plusieurs tentatives infructueuses, avant d'arriver à un résultat décisif. Les premiers sondages, même non productifs, ne sont cependant pas tout-à-fait inutiles ; ils fournissent les données indispensables, grâce auxquelles on pourra connaître plus exactement la conformation géologique du sous-sol et conduire plus méthodiquement les recherches. Il n'est peut-être pas inutile à ce sujet de s'élever contre les idées trop simplistes de certains prospecteurs et de beaucoup de financiers, qui escomptent des découvertes sensationnelles avec un seul sondage ; ce qu'il faut en réalité c'est une « campagne » de sondages judicieusement organisée, et qui ne soit pas uniquement dirigée par un chef sondeur ignorant les premiers éléments de géologie.

30. — Dans les régions pétrolifères déjà connues par des sondages antérieurs, les manifestations superfi-

cielles du pétrole perdent de leur intérêt; on peut en effet se baser uniquement sur des considérations géologiques, pour découvrir de nouveaux gisements et surtout pour étudier le prolongement des gisements en exploitation.

L'application systématique de ce procédé a donné de bons résultats en certains points des Etats-Unis. Il ne faut évidemment pas perdre de vue qu'un très faible plissement peut avoir une influence considérable sur la répartition du pétrole dans le sous-sol, et que des gisements très riches ont été trouvés en des points condamnés d'avance par les géologues; mais il est logique, malgré tout, de rechercher les terrains dont la constitution géologique se rapproche le plus de celle des gisements pétrolifères déjà exploités dans la même région. Cela vaut sûrement mieux que de recourir à la baguette des sourciers, comme cela se fait encore dans certains pays très civilisés.

A mesure d'ailleurs que les gisements actuels, relativement superficiels, tendront à s'épuiser, on sera conduit à exploiter des couches pétrolifères profondes et à les rechercher avec le seul secours des observations géologiques. Le problème est évidemment beaucoup plus complexe que dans le cas de la houille par exemple; celle-ci est localisée en effet à un niveau géologique parfaitement déterminé, alors que le pétrole peut se trouver dans des sédiments d'âge quelconque; mais on peut espérer que des faits nouveaux viendront éclairer la question — encore très obscure — de l'origine et de la migration du pétrole et permettront de substituer aux procédés empiriques de recherche des pétroles, des méthodes vraiment scientifiques.

---

## TITRE II

# SONDAGES AU PÉTROLE

---

### PREMIÈRE PARTIE

#### Généralités; Classification des procédés de sondage.

##### § 1. — Notions Préliminaires

31. — Pour extraire du sol un produit liquide comme le pétrole, le procédé le plus indiqué est celui du sondage : on fore dans le sol un trou cylindrique, qui descend jusqu'à la couche à exploiter et par lequel on laisse jaillir où l'on épuise le pétrole. Ce procédé est d'un emploi tout à fait général <sup>1</sup> et la technique des sondages tient, de ce fait, une place essentielle dans l'étude des industries du pétrole.

32. — Le sondage s'effectue en battant — ou en rodant — le sol avec un appareil approprié suspendu à une tige ou à un câble ; on élimine au fur et à mesure les boues ou sables provenant de la désagrégation du terrain (curage) ; il peut-être nécessaire en outre, de

1. L'exploitation par puits (« puits à main » de Roumanie, « puits et galeries » d'Alsace) est exceptionnelle ; nous reviendrons ultérieurement sur cette question.

munir le trou de sonde d'un revêtement artificiel (tubage) pour prévenir les éboulements.

L'exécution d'un sondage comporte donc en général trois opérations distinctes — qui peuvent d'ailleurs être simultanées :

- 1° Le battage, ou le rodage ;
- 2° Le curage ;
- 3° Le tubage.

La figure 12 donne la représentation schématique d'un appareil de sondage ; l'outil d'attaque A suspendu à une tige *t*, ou à une corde, est mis en mouvement par un système mécanique approprié S — un balancier en général — commandé par le moteur M. Un chevalement C établi au dessus du trou de sonde porte les poulies *p* pour la manœuvre des tiges ; on établit parfois un avant-puits P pour augmenter la hauteur utile du chevalement.

## § 2. — Classification des procédés de sondage

33. — La désagrégation de la roche peut s'obtenir soit par battage avec un outil tranchant dénommé « trépan », soit par rodage au moyen d'une « couronne » qui est animée d'un mouvement de rotation rapide, et sur laquelle sont serties quelques diamants.

Les procédés de sondage se classent donc tout d'abord en deux catégories distinctes :

- 1° Procédé par battage *ou sondage au trépan* ;
- 2° Procédé par rodage *ou sondage au diamant*.

34. — Pour le sondage au trépan, l'installation extérieure comporte, dans la très grande majorité des cas, un balancier mobile autour d'un axe horizontal ; l'une

des extrémités du balancier supportant l'outil d'attaque, tandis que l'autre extrémité reçoit le mouvement du moteur ; suivant que la suspension de l'outil d'attaque est assurée par une tige rigide ou par une corde le procédé porte le nom de :

*Sondage à la tige* ou de

*Sondage à la corde.*

**35.** — L'emploi des tiges rigides — qui présente par ailleurs de nombreux avantages — demande des précautions spéciales; on conçoit en effet que si le trépan est directement lié à la tige, celle-ci subira, à chaque coup de trépan, un effort de flambage susceptible de produire des ruptures. Mais on peut corriger cet inconvénient en plaçant entre la tige et le trépan un dispositif spécial qui libère le trépan au moment du choc et supprime ainsi toute réaction sur la tige ; c'est le principe des appareils à « coulisse » et à « chute libre ».

On peut également atténuer la réaction sur la tige (sans avoir recours aux appareils à coulisse ou à chute libre) en donnant une élasticité convenable à l'appareil de sondage :

Soit par la *suspension élastique* de l'axe du balancier (système Raky) ;

Soit en établissant des *liaisons élastiques* entre le balancier et le moteur (système dit de « Nordhausen » ; nouvel appareil Raky) ou entre le balancier et la tige.

On peut enfin utiliser les propriétés élastiques des cordes, et réaliser une *suspension funiculaire de la tige* ; à cet effet la tige de sonde, au lieu d'être fixée à un balancier, est suspendue à une corde qui lui transmet le mouvement alternatif nécessaire au battage (appareil Fauck-Rapide).

Les appareils à suspension ou à liaisons élastiques permettent d'augmenter considérablement le nombre de coups de trépan à la minute et portent de ce fait — par opposition aux appareils à coulisse ou à chute libre — le nom d'appareils à *battage rapide*.

36. — Dans le sondage au diamant, il est particulièrement important de régler convenablement la suspension de la tige ; on peut distinguer trois catégories d'appareils, d'après le mode de suspension adopté :

Suspension hydraulique (appareils américains, type de la C<sup>1</sup><sup>e</sup> Sullivan) ;

Suspension par câbles et contrepoids (appareils allemands, type Raky) ;

Suspension par chaîne (appareils anglais, type de la Diamond Rock Boring).

37. — En résumé, les considérations ci-dessus conduisent à la classification suivante des appareils de sondage :

#### 1<sup>o</sup> SONDAGE AU TRÉPAN

##### A. Sondage à la tige.

a) Appareils à « coulisse ».

Appareils à « chute libre ».

b) Suspension élastique de l'axe du balancier	} Appareils à battage rapide
Liaisons élastiques	
Suspension funiculaire de la tige	

##### B. Sondage à la corde.

#### 2<sup>o</sup> SONDAGE AU DIAMANT

Suspension hydraulique

Suspension par câble et contre-poids

Suspension par chaîne.

**38.** — La classification ci-dessus est uniquement basée sur les modalités de l'appareil d'attaque du terrain ; si maintenant nous examinons les procédés employés pour le curage, c'est-à-dire pour l'élimination des boues provenant de la désagrégation de la roche (n° 32), nous nous trouvons en présence de deux procédés différents :

1° SONDAGE A CURAGE DISCONTINU

2° SONDAGE A CURAGE CONTINU

Avec les appareils du premier groupe on procède alternativement au forage et au curage du trou de sonde. On fore par exemple sur une profondeur d'un mètre, puis on élimine, au moyen d'appareils appropriés, les boues ou les sables provenant de la désagrégation de la roche ; on fore de nouveau sur une profondeur d'un mètre, et ainsi de suite.

Les appareils du second groupe permettent au contraire la réalisation simultanée et continue du forage et du curage ; à cet effet on injecte au fond du trou de sonde de l'eau sous pression qui remonte avec une vitesse suffisante pour entraîner les boues jusqu'à la surface.

**39.** — Les allemands désignent généralement les procédés à curage continu sous le nom de « sondage par injection d'eau » (Spülbohrung), le sondage discontinu étant appelé, par opposition « sondage à sec » (Trockenbohrung). Cette dernière dénomination n'est cependant pas très heureuse ; on conçoit en effet que les eaux provenant des couches aquifères traversées ont tôt fait de remplir le trou de sondage, à moins que des dispositions spéciales n'aient été prises pour assurer la parfaite étanchéité des parois. (Dans les exploitations améri-

caines l'expression « méthode sèche » est parfois employée non pour indiquer un mode particulier de sondage, mais pour désigner des tubages spéciaux à joint inférieur étanche).

**40.** — Il existe évidemment une certaine corrélation entre le type d'appareil de sondage employé et le mode de curage adopté.

Les appareils à tige sont tout particulièrement indiqués pour le curage continu par injection d'eau ; on a d'abord utilisé à cet effet des types spéciaux de « coulisses », mais ce dispositif est délicat et tend à disparaître, tandis que les appareils à battage rapide (n° 35) sont de plus en plus employés. Les appareils de sondage au diamant, dans lesquels la rotation de l'outil est assurée par une tige rigide, conviennent également pour le curage continu par injection d'eau.

Le sondage à curage discontinu est réalisable par un procédé quelconque, puisque l'on est affranchi de la nécessité d'injecter de l'eau sous le trépan ; on a toutefois intérêt à se débarrasser de l'encombrant attirail des tiges rigides, si on ne les utilise pas pour la circulation de l'eau de curage. Les appareils à curage discontinu sont donc le plus souvent des appareils de sondage à la corde ; il y a cependant des cas — dans la recherche des pétroles notamment — où l'on est obligé d'employer momentanément le curage discontinu même avec un appareil à tige (voir Titre II, 5<sup>e</sup> partie : « la question de l'eau »).

**41.** — Nous pouvons finalement classer les différents appareils de sondage suivant les indications du tableau ci-joint et de la planche 3 (schémas des fig. 12 à 22). Le tableau indique, pour chaque catégorie d'appareils, le

# CLASSIFICATION DES APPAREILS DE SONDAGE

(Voir planche 3, fig. 12 à 22).

		CURAGE DISCONTINU		CURAGE CONTINU (Injection d'eau)			
		CARACTÉRIS- TIQUE DES APPA- REILS	TYPES COURANTS	CARACTÉRISTIQUE DES APPAREILS	TYPES COURANTS		
SONDAGE A LA TIGE Coulisse ou Chute libre	Tige et coulisse	Tige et coulisse Tige et joint à chute libre ..... ..... .....	<i>Sondage Canadien</i> Appareil Fauck à chute libre ..... ..... .....	Tige avec coulisse	App. Fauvelle		
	Battage rapide					Suspension élastique de l'ame Liaisons élastiques Suspension funiculaire	<i>Appar. Raky</i> Nordhausen Fauck-Rapide
SONDAGE A LA CORDE	Corde et coulisse	..... ..... .....	<i>Sondage américain</i> ou pensylva- nien ou chinois ..... ..... .....	Suspension hydraulique	Système américain (Sullivan)		
						Suspension par câble	Système allemand (Raky)
SONDAGE au DIAMANT							

type industriel caractéristique de cette catégorie ; les noms *en italiques* sont ceux des types les plus courants.

Il va sans dire que la classification donnée ici présente, comme toute classification de ce genre, une certaine part d'arbitraire. Il a paru surtout nécessaire de mettre en relief, d'une part le mode de curage, qui joue un rôle important dans la recherche du pétrole, d'autre part les trois procédés les plus fréquemment employés dans les régions pétrolifères : sondage canadien, sondage à la corde et battage rapide.

Il n'a pas paru nécessaire, d'autre part, de donner ici une liste tout-à-fait complète des multiples appareils imaginés par les constructeurs et qui ne diffèrent d'ailleurs que par des détails ; la connaissance raisonnée de quelques types fondamentaux est plus fructueuse à ce point de vue que la nomenclature d'un grand nombre de brevets. Les outils primitifs, pour forages de très faible profondeur (tarière, cuiller, etc ; ...) ont été complètement laissés de côté ; l'appareil Wolski, dont l'intérêt n'est encore que théorique, et le procédé Chapman, qui n'est employé qu'au Texas, sont décrits sommairement plus loin (Titre II ; 4<sup>e</sup> partie).

42. — La valeur comparée des différents procédés et appareils de sondage est fort discutée. Une solution absolue de la question est d'ailleurs impossible, tout dépendant des conditions dans lesquelles l'appareil est employé : nature et inclinaison des couches, profondeur du gisement cherché, alimentation en eau, habileté du personnel, prix de la main-d'œuvre, etc. Il serait très imprudent de juger de la valeur d'un procédé en dehors de ces contingences réelles, et il faut se défier tout particulièrement des constructeurs qui présentent leur

appareil comme convenant également à tous les pays et à tous les terrains. Enfin, quels que soient les avantages que semble présenter un appareil nouveau, il ne faut pas en généraliser l'emploi dans une concession de pétrole avant de l'avoir soumis à une longue épreuve sur les lieux mêmes d'exploitation.

En ce qui concerne le mode de curage, le procédé discontinu présente un double inconvénient :

Les boues qui s'accumulent au fond du trou de sonde, pendant le battage, diminuent notablement le travail utile de l'outil d'attaque ;

D'autre part il faut, chaque fois que le sondage a progressé d'un mètre environ, remonter la tige, opérer le curage à la cloche et redescendre de nouveau le trépan, ce qui entraîne, aux grandes profondeurs surtout, des pertes de temps considérables.

Le procédé continu, par injection d'eau augmente donc notablement le rendement des appareils ; mais l'introduction d'eau dans le trou de sonde peut avoir — dans le cas particulier des sondages au pétrole — des inconvénients sérieux, qui imposent parfois l'emploi du curage discontinu, malgré son moindre rendement (voir 3<sup>e</sup> partie) ; l'importance de la question est telle qu'une réglementation légale de la question a paru nécessaire à certains Etats (par exemple : Loi de 1906 en Roumanie).

Dans les chapitres qui suivent nous passerons en revue les divers procédés de sondage, dans l'ordre indiqué au tableau du n° 37, en insistant plus particulièrement sur le sondage percutant à la tige qui est actuellement d'un emploi tout-à-fait général.

---

## DEUXIÈME PARTIE

### Sondage à la tige par percussion

---

#### CHAPITRE PREMIER

#### PARTIES CONSTITUTIVES DES APPAREILS

##### § 1. — Tige de sonde

48. — La tige de sonde est constituée par des « rallonges » ajustées bout à bout.

Ces rallonges ont une longueur de 5 à 12 mètres suivant les cas (7 mètres 50, le plus souvent en Allemagne). Elles doivent être aussi longues que possible, pour diminuer le nombre des assemblages, qui sont des parties délicates et pour éviter des pertes de temps dans le montage et le démontage des tiges. Mais la longueur des rallonges est évidemment limitée par la hauteur du chevalement au sommet duquel sont les poulies de manœuvre et doit être théoriquement égale à la hauteur de ce chevalement. Dans la pratique on préfère souvent adopter, pour la longueur des tiges, un sous-multiple de la hauteur du chevalement, ce qui donne plus de souplesse, tout en permettant d'accélérer les manœuvres en sortant plusieurs rallonges à la fois. On emploiera par exemple des rallonges de 5 mètres, avec un chevalement de 15 mètres. On peut d'ailleurs augmenter la

hauteur utile du chevalement en creusant un avant-puits (P. fig. 12).

Tous les appareils de sondage sont munis d'un dispositif assurant la descente progressive de l'instrument d'attaque au cours du battage ; mais il peut se faire que ce dispositif ait une course limitée, inférieure à la longueur d'une rallonge ; il faut dans ce cas faire usage d'éléments de tige plus courts, que l'on remplace ultérieurement par une rallonge de longueur normale.

44. — Les tiges de sondage sont généralement des tiges métalliques de section circulaire ou carrée ; la forme carrée est moins avantageuse au point de vue de la répartition des efforts, mais elle facilite dans une certaine mesure le maniement des tiges (« clé de retenue » — Voir n° 47) Dans les méthodes de sondage à curage continu par injection d'eau on emploie une tige métallique creuse, constituée par des tubes à gaz à parois épaisses ; pour les sondages à grande profondeur on fait usage de tubes étirés (type Mannesmann).

L'usage des tiges en bois était assez répandu autrefois, notamment dans le sondage canadien (n° 69) ; cet usage tend à disparaître — pour les sondages ordinaires tout au moins — par suite de la fragilité des tiges en bois. Leur emploi s'est maintenu toutefois pour les sondages à très grand diamètre<sup>1</sup>, car elles permettent de réduire notablement le poids de l'appareillage et la force motrice nécessaire. En effet, dans la grande majorité des cas, le trou de sonde est rempli d'eau provenant des couches aquifères traversées ; les tiges en bois ont donc tendance

1. Fonçage de puits au trépan par le procédé Kind-Chaudron.

à flotter et le poids apparent de l'appareillage se réduit pratiquement au poids des ferrures et de l'outil d'attaque.

On a employé parfois des tiges en bois munies d'une âme en fer insérée suivant l'axe longitudinal.

45. — Les « assemblages » des tiges constituent des organes importants, à la construction desquels la plus grande attention doit être apportée, pour empêcher les ruptures ou glissements ; il faut éviter en outre que ces assemblages ne soient trop rapidement détériorés au cours des fréquents montages et démontages de la tige.

On emploie en général des assemblages à vis, taillés aux extrémités de chaque rallonge (fig. 23 et 24). Les assemblages à vis peuvent être cylindriques (fig. 23) ou coniques (fig. 24) ; l'assemblage conique facilite la mise en place et permet d'assurer toujours un serrage énergique, malgré l'usure des pas de vis ; mais le serrage tend à augmenter ensuite, du fait de la rotation de la tige pendant le battage, et le démontage ultérieur des rallonges peut présenter, de ce fait, de sérieuses difficultés.

Certains constructeurs préfèrent employer des tiges symétriques (fig. 25), terminées à chaque extrémité par une vis identique et dont l'assemblage se fait au moyen d'un manchon-mobile ; quand l'assemblage est usé il suffit alors de changer le manchon, dont le remplacement est moins coûteux que celui d'une rallonge entière.

Si la tige est en bois, les assemblages sont constitués par des pièces métalliques, boulonnées aux extrémités de chaque rallonge et portant les pas de vis nécessaires.

46. — Dès que la profondeur du forage devient un peu importante, il faut prendre des mesures pour assurer un guidage rectiligne de la tige <sup>1</sup>; on se sert à cet effet de « guides » ou « lanternes ». Ce sont des cages à claire-voie (fig. 26) de diamètre un peu inférieur à celui du trou de sonde; pour éviter des frottements exagérés, au cours du battage, on laisse coulisser librement les lanternes le long de la tige; les renflements ou les manchons d'assemblage des rallonges limitent d'ailleurs la course des lanternes. Dans la plupart des cas on n'emploie qu'une seule lanterne, placée à la partie inférieure de la tige.

On adapte parfois sur les rallonges — surtout pour les sondages profonds — des « parachutes » qui ralentissent la chute des appareils, en cas de rupture de la tige; ces parachutes sont constitués par une sorte de chapeau de cuir dont la concavité est tournée vers le bas. Pour éviter que le parachute n'exerce son action retardatrice au cours du battage normal, on lui laisse le long de la tige une certaine course limitée par deux butées.

## § 2. — Manœuvre des tiges de sondage

47. — Pour sortir ou rentrer la sonde, on fait usage de chaînes ou de câbles fixés à un treuil et passant sur des poulies établies à la partie supérieure du chevalement.

1. La verticalité du trou de sonde n'a pas une très grande importance dans les sondages au pétrole; elle est au contraire essentielle pour les fonçages de puits profonds par congélation.

A l'extrémité de ces chaînes ou câbles est fixée une douille que l'on visse au sommet de la tige (fig. 27), ou un « pied de bœuf » qui soutient la tige au-dessous du renflement ou du manchon d'assemblage (fig. 28).

On utilise en outre, pour les manœuvres de montage et de démontage, une « clé de retenue », posée à plat sur l'orifice du trou de sonde et sur laquelle viennent reposer les renflements ou les manchons d'assemblage des rallonges. Les clés de retenue peuvent être du modèle indiqué fig. 29 (pour tige à section carrée) ou fig. 30 (pour tige à section circulaire).

**48.** — La sortie de la sonde s'opère de la façon suivante. Le câble de traction étant fixé par sa douille ou son « pied de bœuf », à la partie supérieure de la tige, on soulève celle-ci de toute la longueur d'une rallonge (ou de plusieurs rallonges si la hauteur du chevalement le permet) ; on met alors en place la clé de retenue et on redescend légèrement la tige de façon à la laisser porter sur cette clé ; puis on dévisse la rallonge supérieure, toujours suspendue par la chaîne, et on la dépose, en l'appuyant debout contre la charpente du chevalement. On libère ensuite la chaîne, on la redescend et l'on recommence la même opération pour sortir une deuxième rallonge.

Dans la plupart des cas on fait usage d'une chaîne ou d'un câble à deux brins, enroulés en sens inverse sur le treuil ; de cette façon, lorsque l'un des brins monte, pour soulever une rallonge, l'autre brin descend, pour être prêt à saisir la rallonge suivante.

Les montages et démontages de la tige se renouvellent fréquemment au cours du sondage. Si l'on emploie le curage discontinu, par exemple, la tige doit être remontée

pour chaque opération de curage ; avec les appareils à battage rapide, il faut également démonter la sonde presque journellement dans les terrains durs, pour vérifier l'état du trépan. Il en résulte des pertes de temps considérables, surtout si l'on est obligé de démonter successivement toutes les rallonges ; on accélère notablement ces opérations lorsqu'on dispose d'un chevalement assez haut pour permettre d'enlever plusieurs rallonges à la fois, ce qui conduit à employer, pour les sondages importants, des chevalements très élevés.

49. — Dans ce qui précède on a seulement envisagé les dispositifs permettant d'enlever ou de descendre la tige, pour les montages et démontages, en dehors de la période de battage.

Mais il faut en outre imprimer certains mouvements à la tige, au cours du battage proprement dit. Ces mouvements sont de deux sortes :

1<sup>o</sup> Descente progressive de la tige, pour assurer la progression de l'outil d'attaque au fur et à mesure de la désagrégation du terrain.

2<sup>o</sup> Rotation d'un certain angle ( $1/6$  de tour en général) à chaque coup de trépan, pour éviter le coinçage de l'appareil et donner au trou de sonde sa forme circulaire.

Les procédés imaginés pour la descente progressive de la tige diffèrent notablement suivant les appareils de sondage ; ils seront décrits en même temps que ces appareils.

La rotation de la tige est assurée par des manettes horizontales, portées par l'appareil de suspension de la tige (par exemple, manette M de la fig. 45) et sur lesquelles les ouvriers agissent lorsque la tige arrive au

point le plus élevé de sa course (appareils à battage rapide) ou pendant la descente de la tige (appareils à coulisse). Le sens de rotation doit toujours être celui qui correspond au vissage des rallonges.

### § 3. — Chevalement

50. — Le chevalement (ou tour de sondage), établi au dessus du trou de sonde, porte les poulies sur lesquelles passent les cables de manœuvre (montage et démontage des tiges, descente des tubes, curage à la cloche, etc.). On a indiqué ci-dessus (n° 48) l'importance que peut avoir la hauteur du chevalement pour la rapidité de montage et de démontage des tiges ; en fait les chevalements atteignent fréquemment une vingtaine de mètres de haut.

Ils sont généralement construits en bois et doivent être suffisamment robustes. Dans les sondages de recherche du pétrole, à faible profondeur, le démontage et le transport des appareils de sondage joue un rôle important dans le prix de revient total ; il peut être alors avantageux de réaliser des chevalements relativement légers et facilement démontables ; l'amélioration de certains détails du chevalement peut augmenter sensiblement, dans ces conditions, le rendement moyen d'un appareil de sondage. Certaines maisons américaines construisent des chevalements métalliques (Sullivan ; Columbia driller).

Le chevalement est généralement recouvert d'un revêtement léger en planches, pour abriter le personnel et le matériel : appareil de sondage proprement dit,

treuils de manœuvre, pompes d'alimentation. Dans les appareils Raky, deux rails, placés à quelques mètres au-dessus du sol, supportent le « chariot de rotation » destiné au sondage au diamant.

Un baraquement établi auprès du chevalement contient la machine qui fournit la force motrice à l'appareil de sondage et aux treuils ; si les couches pétrolifères exploitées contiennent beaucoup de gaz combustibles, des précautions spéciales doivent être prises pour éviter que ces gaz ne viennent s'enflammer dans le baraquement des machines.

#### § 4. — Coulisses et joints à chute libre

51. — Ces appareils répondent à un double but : régulariser l'intensité du battage et éviter les réactions trop violentes dans les tiges de sondage (Voir n° 35).

Il est évident en effet que si le trépan était fixé à la tige par une liaison rigide, l'intensité de la frappe varierait notablement depuis le début du sondage jusqu'à son achèvement, puisque le corps choquant, comprenant le trépan et la tige, irait en augmentant à mesure que la tige s'allonge. En outre la tige subirait, à chaque coup, des réactions violentes susceptibles de la déformer et de la rompre et produisant, dans tous les cas, un fouettement de nature à faire ébouler les parois.

Ce double inconvénient peut être notablement atténué par des dispositifs spéciaux, qui maintiennent une certaine indépendance entre la tige et le trépan, de telle sorte que celui-ci se trouve seul brusquement arrêté,

au moment où il frappe le fond. Les différents systèmes adoptés peuvent se grouper en trois catégories représentées par les types suivants :

Coulisse d'Eynhausen.

Joint à chute libre à baïonnette (joint Fabien).

Joint à chute libre à réaction de choc<sup>1</sup> (joint Arrault).

**52.** — *La coulisse d'Eynhausen* (fig. 31) est de conception déjà ancienne ; mais elle est encore employée en raison de sa grande simplicité.

« Cet organe <sup>2</sup> est composé de deux parties qui s'adaptent respectivement à la dernière rallonge et au trépan. La portion supérieure présente la forme d'une coulisse à rainure rectiligne et l'autre se termine par un coulisseau engagé dans cette rainure. Pendant le mouvement descendant, le bouton repose sur le point le plus bas de la coulisse ; mais, lorsque le trépan s'arrête contre le fond, celle-ci continue sa descente. Le coulisseau, devenu immobile dans l'espace, la parcourt en quelque sorte d'un mouvement relatif de bas en haut. Pendant ce temps, plusieurs moyens distincts peuvent être mis en œuvre pour arrêter la tige, avant que le sommet de la coulisse ne vienne lui-même choquer sur le coulisseau.

1. Ou « à choc de retour ».

2. Lors de la première rédaction de cette étude, d'abord destinée à n'être qu'un simple cours autographié (Ecole technique des pétroles de Pechelbrunn), nous avons fait un certain nombre d'emprunts à l'excellent « Cours d'Exploitation des Mines » de Haton de la Goupillière. Nous avons cru pouvoir maintenir, dans notre rédaction définitive, ces quelques emprunts à un ouvrage qui est d'ailleurs devenu classique dans nos Ecoles des Mines. Les parties correspondantes (fonctionnement de certaines « coulisses » ; description de certains détails de l'appareil Raky) sont indiquées entre guillemets dans notre texte.

Un premier mode consiste à disposer un arrêt fixe, sous lequel vient buter la queue du levier de battage, qui est en train de remonter pendant que la tige descend. C'est, à la vérité, encore un choc ; mais il ne présente plus les inconvénients de celui que l'on a voulu éviter. En effet, en arrêtant subitement par la partie supérieure la tige qui se trouve lancée vers le bas, on tendrait plutôt à en rectifier les sinuosités, s'il en existait déjà, qu'à la faire flamber, comme lorsque son extrémité inférieure se trouvait fixée la première.

Néanmoins ce procédé est encore brutal. On a cherché à diminuer sa dureté, tout en conservant sa simplicité, par l'interposition d'un ressort de choc. Mais le véritable moyen d'adoucir l'arrêt des tiges consiste dans l'emploi de contrepoids, qui n'agissent que d'une manière progressive.

Ici même, deux systèmes différents peuvent être mis en œuvre. D'après un premier mode, on installe le contrepoids à demeure sur la queue du balancier. Sa valeur est du reste tellement choisie que son moment par rapport à l'axe de rotation soit inférieur à celui de l'ensemble de la tige et du trépan, afin de permettre le battage ; mais, en même temps, ce moment reste supérieur à celui de la tige seule. Dès lors, quand le trépan a touché le fond, et que son action sur la balancier se trouve abolie, celui-ci ralentit son mouvement à partir de cet instant, et pourvu que la rainure soit assez longue et la valeur du contrepoids suffisante, il s'arrêtera avant que le sommet de la coulisse ait rejoint le coulisseau.

Mais on préfère à juste titre à ce dispositif un second mode dans lequel le contrepoids, au lieu de faire corps avec le balancier, repose simplement sur deux appuis

fixes, à un tel niveau qu'il se trouve saisi sous sa face inférieure par la queue du levier, au moment où le trépan vient toucher le fond. De cette manière, pour réaliser une même intensité de choc, c'est-à-dire une même vitesse finale du trépan, l'on n'a plus, dans l'évaluation de la force vive, à prendre comme second facteur que les masses de la tige et du trépan seuls, sans leur adjoindre celle du contrepoids, qui est encore immobile à cet instant. La destruction de cette force vive, ainsi devenue moindre, pourra donc être opérée avec une coulisse moins longue et un contrepoids allégé.

Indépendamment de l'avantage de cette simplification, le rendement se trouvera augmenté. En effet, pour un même travail utile, c'est-à-dire un même choc du trépan, on a maintenant une moindre force vive totale, et par suite un moindre travail à fournir par le moteur pour vaincre la pesanteur pendant la levée. »

53. — « Avec la coulisse d'Eynhausen<sup>1</sup>, le trépan reste solidaire du mouvement de la tige jusqu'au moment où il touche le sol.

Il en est tout autrement des appareils que nous allons décrire. Avec ces appareils, qu'on peut nommer joints à chute libre, le trépan tombe, à un moment donné, par son propre poids, et sa force vive, à l'instant du choc, ne dépend plus que de sa hauteur de chute. Elle est absolument indépendante du mouvement de la tige.

*Coulisse à baïonnette ou joint Fabien.* — Cet appareil (fig. 32) consiste en un corps cylindrique creux relié à la tige de sonde, dans lequel se meut une tige vissée sur le trépan. Le corps cylindrique est ajouré suivant une

1. HATON DE LA GOUPILLÈRE, *Cours d'Exploitation des Mines*.

rainure longitudinale terminée par deux crans disposés en sens inverse ; à la tige supportant l'outil se trouve fixée une clavette qui glisse dans cette rainure.

La clavette reposant sur le cran inférieur *n*, on descend la tige de sonde. Lorsque l'outil touche le fond du trou, l'on tourne la tige légèrement à gauche ; ce mouvement dégage la clavette du cran et lui permet de glisser dans la rainure, pendant que la sonde poursuit sa descente ; à la fin de celle-ci, la sonde, appuyant sur la clavette par le petit plan incliné *p* du cran supérieur *m*, fait d'elle-même un nouveau mouvement à gauche qui engage cette dernière dans ce cran. Quand la tige remonte, elle soulève ainsi le trépan, suspendu par la clavette sur le rebord du cran supérieur. A la fin de la levée, le contre-coup d'arrêt, que l'ouvrier sondeur accompagne d'une légère torsion à droite, suffit pour déclencher l'accrochage et provoquer la chute libre du trépan.

Cet appareil a l'avantage d'être peu encombrant, ce qui est fort utile en cas d'accident ; mais il ne convient plus quand l'outil est trop lourd, et n'est en conséquence pas applicable aux sondages de grands diamètres.

54. — *Appareils à réaction de choc (ou à choc de retour) ou joint Arrault.* — Dans le joint Arrault (fig. 33), le trépan se trouve suspendu à la tige par l'intermédiaire de deux pièces A et B, simplement accrochées l'une à l'autre par un ressaut de leur profil. La pièce inférieure B est guidée par deux coulisseaux, de manière à assurer la rectitude de sa chute. La pièce supérieure A, appelée mors, porte un axe horizontal *i* se mouvant dans un œil ovalisé de la monture.

On dispose, au-dessus du balancier de battage, un buttoir fixe contre lequel vient frapper l'extrémité de

celui-ci à la fin de sa course ascendante. La tige de sonde s'arrête brusquement à ce choc. Par un effet d'inertie, le mors et le trépan continuent leur ascension pendant un temps très court ; et, comme le mors touche par sa tête à un plan incliné  $p$  devenu immobile, il s'incline autour de son axe et les plans d'accrochages  $b$  et  $b'$  se séparent. Le trépan tombe en chute libre.

Le raccrochage s'opère automatiquement à la fin de la descente du balancier, qui remonte à nouveau avec le trépan.

Cet appareil ne convient que si l'outil n'est pas trop lourd, c'est-à-dire pour les sondages de faibles et de moyens diamètres. Il a pour principal avantage sa simplicité même ».

55. — Pour les sondages de grand diamètre, comportant des trépan très lourds, il est nécessaire d'employer un délié particulièrement solide et précis. Ce délié fonctionne en général par la rencontre d'un doigt d'arrêt, porté par un support fixe (« corps mort »), qui repose sur le fond du trou de sonde. Nous ne décrirons pas ces dispositifs spéciaux, qui sortent de la pratique courante des sondages au pétrole.

Les coulisses et joints à chute libre décrits ci-dessus sont disposés pour les sondages à curage discontinu. Si l'on veut opérer par curage continu, avec injection d'eau par la tige, la coulisse employée doit être munie de canaux permettant le passage du courant d'eau ; à ce type appartient par exemple la coulisse de Fauck pour sondage Fauvelle. Nous n'entrerons pas dans le détail de cet appareil un peu complexe, qui tend d'ailleurs à disparaître.

56. — Les rendements respectifs des appareils à cou-

lisse et des appareils à chute libre dépendent essentiellement des conditions pratiques d'emploi de ces appareils.

L'expérience montre que les conditions les plus favorables au fonctionnement sont :

Pour la chute libre	{	amplitude du battage, 1 mètre ; vitesse, 30 coups à la minute ; masse percutante, 350 kg. environ ;
Pour la coulisse	{	amplitude, 60 centimètres ; vitesse, 60 coups à la minute ; masse percutante, 250 kg. environ ;

et le calcul de la force vive indique dans ces conditions un avantage théorique (15 % environ) en faveur de l'appareil à coulisse.

Mais la supériorité de la coulisse n'existe en réalité que dans le cas de sondages de faible diamètre ; dès que le diamètre et la profondeur du sondage deviennent notables, les appareils à chute libre travaillent mieux et doivent être employés de préférence.

## § 5. — Outil d'attaque

**57.** — Dans les sondages ordinaires au pétrole, l'outil d'attaque est toujours constitué par un « trépan ».

On distingue :

Le « trépan simple » sorte de ciseau à lame droite (fig. 34) ;

Le « trépan à téton », muni d'une amorce centrale qui facilite l'attaque (fig. 35).

Le « trépan à joues », qui porte latéralement des ailes recourbées destinées à aléser le trou de sonde et à

lui donner une forme cylindrique régulière (fig. 36) ; etc.

Pour les sondages de très grand diamètre (fonçage de puits) on utilise des « trépan composés » (plusieurs lames dans un même plan) ou des trépan « à double marteau » (trépan à joues, à lames multiples).

58. — Le trépan est généralement surmonté d'une tige métallique massive destinée à augmenter le poids de la masse percutante. Ces tiges ont parfois une longueur de 8 à 9 mètres avec un poids de 500 à 1.000 kilogs.

59. — Quand on veut extraire du trou de sonde les « témoins » ou « carottes » cylindriques, nécessaires à l'étude géologique du sous-sol, on peut employer un instrument d'attaque de forme particulière, appelé « découpeur » ; cet instrument est constitué par une couronne portant des lames de trépan sur toute sa circonférence (fig. 37), et permet d'isoler du terrain une colonnette centrale que l'on remontera ensuite à la surface au moyen d'appareils appropriés. (L'usage de la sondeuse au diamant, pour le prélèvement de carottes, tend d'ailleurs à se substituer de plus en plus à l'emploi des « découpeurs ». — Voir nos 93 et suivants).

60. — On ne doit employer, pour la fabrication des trépan, que des aciers de très bonne qualité, tant pour éviter les ruptures de l'outil, que pour en atténuer l'usure. Les lames émoussées par le battage sont de nouveau forgées et trempées ; ce travail doit d'ailleurs être fait avec précaution, par un personnel exercé ; il faut notamment éviter un chauffage exagéré, et il ne faut réaliser qu'une trempe partielle susceptible de donner la dureté voulue à la lame, sans diminuer l'élasticité et la résistance à la rupture de la partie supérieure du trépan.

La lame doit être d'autant moins aiguë que la roche est plus dure; l'angle que font entre elles les deux faces de la lame varie entre 30° (roches tendres) et 90° (roches dures).

### § 6. — Moteur et contre-poids.

61. — La force motrice nécessaire au sondage est généralement fournie par une machine à vapeur; l'emploi d'une locomobile est particulièrement indiqué pour des sondages de courte durée. On peut également faire usage de moteurs électriques lorsque les conditions le permettent; comme ces moteurs peuvent se trouver à une distance assez considérable de la Centrale Electrique, il est préférable d'adopter, pour le transport, du courant alternatif à haute tension (5.000 ou 10.000 volts par exemple), que l'on transforme sur place en courant à basse tension (100 à 200 volts). On emploiera par exemple des moteurs triphasés d'une puissance de 12 à 15 chevaux.

62. — Etant donné les variations brusques de l'effort résistant, qui peuvent se produire au cours du battage (coincage de l'outil, rupture de tige, etc.), les connexions par courroie sont préférables aux connexions par engrenage; sous un effort exagéré, la courroie glisse simplement sur la poulie, tandis qu'un engrenage risque de se rompre; la courroie contribue d'ailleurs à donner aux appareils à battage rapide l'élasticité nécessaire pour leur bon fonctionnement (n° 78). Les connexions sont généralement réalisées de façon à permettre d'utiliser le même moteur pour le battage proprement

dit et pour la commande des treuils de manœuvre.

63. — Dans la grande majorité des appareils de sondage au trépan le mouvement du moteur est transmis à la tige de sonde par l'intermédiaire d'un balancier. Ce balancier doit être convenablement équilibré pour éviter que la puissance nécessaire ne croisse notablement avec la longueur et le poids de la tige. L'équilibrage peut être obtenu par l'un des procédés suivants :

Contrepoids (fig. 38) ; on établit sur la queue du balancier un contrepoids dont on modifie la masse (plaques de fonte supplémentaires) ou la position, au fur et à mesure de la progression du sondage ;

Levier d'équilibre (fig. 39) ; c'est un levier massif — surchargé au besoin — dont l'une des extrémités oscille autour d'un axe fixé et dont l'autre extrémité est suspendue à la queue du balancier ;

Tige d'équilibre élastique (fig. 40) ; des dispositifs de ce genre sont employés dans les appareils D. T. A. et Fauck-Express ; ils seront décrits en même temps que ces appareils (nos 82 et 84).

### § 7. — Outils de curage.

64. — Le curage discontinu se fait avec la « cloche à soupape » (également appelée « cuillère » ou « pompe à sable ») constituée par un tube allongé, muni à sa partie inférieure d'une soupape s'ouvrant vers le haut ou d'un boulet (fig. 41) ; les matières à éliminer étant délayées dans l'eau, il suffit pour les faire entrer dans la cloche, de sonner celle-ci de bas en haut.

65. — Pour le curage continu, on emploie une tige

creuse par laquelle on injecte l'eau de curage. A la partie supérieure de la tige est fixé un « touret » (r. fig. 52) disposé de façon à ne pas gêner la rotation de la tige et sur lequel est branchée la conduite souple amenant l'eau sous pression (voir n° 98). L'eau descend par la tige et s'échappe, à la partie inférieure, par des événements ménagés sur les faces du trépan ; puis elle remonte dans l'espace compris entre la sonde et les parois, entraînant, grâce à sa vitesse, les boues provenant de la désagrégation du terrain. Le trou de sonde est généralement recouvert, dans ce cas, d'un chapeau métallique muni d'une tubulure latérale par laquelle l'eau de curage est conduite aux bassins de décantation.

Indépendamment du rôle qu'elle joue dans l'élimination des boues, l'eau de curage facilite le sondage, dans les terrains de dureté moyenne, grâce à l'affouillement produit sous le trépan. Il faut pour cela que les événements, par lesquels l'eau s'échappe de la tige de sonde, soient aussi près que possible de la lame du trépan ; c'est dans ce but que certains constructeurs placent les événements, non plus sur les faces, mais au milieu même du tranchant inférieur du trépan. Ce procédé présente toutefois des inconvénients : difficultés pour le travail à la forge des lames émoussées ; obturations plus fréquentes, etc...

**66.** — La vitesse du courant ascendant varie suivant les cas entre 10 et 50 centimètres à la seconde. On estime qu'il faut au moins :

10 à 15 centimètres à la seconde pour entraîner les sables fins et les argiles ;

45 à 50 centimètres pour les sables grossiers, les grès durs et les graviers.

La pompe d'alimentation doit être capable de débiter une centaine de litres à la minute pour un sondage de diamètre moyen ; le débit nécessaire augmente évidemment avec le diamètre du sondage, il peut croître considérablement si le terrain est très perméable et si l'étanchéité du tubage est insuffisante. (Nous reviendrons ultérieurement sur cette question qui joue un rôle important dans les sondages au pétrole).

La pompe travaille généralement sous une pression de 2 ou 3 atmosphères ; cette pression a été parfois portée à plus de 20 atmosphères (élimination de débris d'outil.)

67. — Lorsque le sondage traverse les sables, il faut avoir soin de remonter un peu la sonde avant d'arrêter la pompe, sinon les sables qui se déposeraient pourraient coincer fortement le trépan. Cette action des sables peut, dans certains cas, être très rapide, ce qui oblige à des précautions spéciales lors du montage et du démontage des tiges, pour réduire au strict minimum les interruptions dans le curage (n° 98).

68. — La réalisation d'une vitesse suffisante dans le trou de sonde serait difficile pour les sondages de très grand diamètre et nécessiterait un débit et une pression considérables ; on préfère dans ce cas renverser le sens du courant, l'injection se faisant par le trou de sonde et le retour de l'eau de curage s'effectuant par la tige ; on peut ainsi, par suite de la faible section de la tige, réaliser des vitesses ascendantes considérables avec une pression limitée. Dans ce cas la pompe d'alimentation est directement branchée sur la tubulure latérale du chapeau (n° 65) qui recouvre le trou de sonde, tandis qu'un tuyau souple met la partie supérieure de la tige

en communication avec les bassins de décantation.  
Des précautions spéciales sont nécessaires dans l'application de ce procédé, pour éviter l'obturation de la tige de sonde ; la pompe ne doit pas être arrêtée au cours du battage ; il faut en outre, lorsque le battage est fini, remonter la sonde de quelques mètres et continuer le curage pendant quelques instants.

69. — Dans les terrains ébouleux, et surtout dans les sables bouillants, on facilite le travail en employant, pour le curage, non pas de l'eau propre, mais de l'eau chargée d'argile qui colmate les pores du terrain et rend les parois du forage plus stables ; on a souvent recours à ce procédé, en Amérique, pour arrêter les irruptions de gaz ou de sables susceptibles de gêner le sondage. Cette méthode présente d'ailleurs des inconvénients sérieux, car elle peut conduire à masquer un horizon pétrolifère intéressant ; il faudra dans tous les cas opérer ultérieurement un curage à l'eau limpide, pour nettoyer la couche que l'on veut exploiter, et la débarrasser de la boue qui y a pénétré pendant le forage.

## CHAPITRE II

### SONDAGE A LA TIGE AVEC COULISSE OU JOINT A CHUTE LIBRE (TYPE : SONDAGE CANADIEN)

#### § 1. — Sondage canadien (fig. 13 et 42).

70. — Le sondage canadien est un procédé à curage discontinu, avec tige et coulisse. Ce procédé, importé du Canada, est très employé dans les districts pétrolifères, notamment en Galicie. Il s'adapte particulièrement bien, en effet, aux conditions géologiques dans lesquelles se présentent les pétroles : profondeurs de 200 à 500 mètres, terrains de dureté moyenne et de consistance régulière, faible diamètre du trou de sonde. Il ne convient pas, par contre, pour les sondages de grand diamètre, tels que ceux des exploitations du Caucase ; les appareils à chute libre — type Fauck — ont dans ce dernier cas un meilleur rendement que les appareils Canadiens à coulisse (n° 56). Le succès du procédé canadien tient aussi à ce qu'il permet de réaliser un avancement satisfaisant, avec des appareils particulièrement simples et robustes, et avec un personnel restreint.

71. — Le trépan, du type ordinaire, est généralement assez lourd (80 à 90 centimètres de hauteur) ; il est en outre surmonté d'une tige pesante, de façon à constituer, au dessous de la coulisse, une masse percutante de 4.000 à 6.000 kilogs. La coulisse est généralement du type

d'Eynhausen (n° 52). La tige était en bois, dans les appareils primitifs, mais on tend à employer de plus en plus des tiges métalliques.

Le curage se fait au moyen d'une cloche du type ordinaire, suspendue à un câble de manœuvre (dans les appareils primitifs, la tige de sonde servait également à la manœuvre de la cloche).

**72.** — Les appareils canadiens proprement dits sont caractérisés par la simplicité de leur construction, qui convient tout particulièrement à des recherches en pays neufs. Un balancier en bois supporte la tige par une chaîne *c* (fig. 42) qui passe sur une poupée *p*, et s'enroule ensuite sur un tambour *t* ; un dé clic, agissant sur une roue dentée, empêche la chaîne de se dérouler spontanément ; c'est sur ce dé clic qu'agit le sondeur pour faire descendre progressivement la tige.

Le balancier est mû par une bielle en bois, commandée par une roue également en bois ; la modification du point d'attache de la bielle sur cette roue permet de régler à volonté la course du balancier.

**73.** — Dans les districts pétrolifères européens le sondage canadien est employé avec un mode de construction moins rudimentaire. Les conditions locales permettent en effet de remplacer certaines pièces en bois du type primitif par des pièces métalliques ; en outre, les premiers appareils employés sont devenus insuffisants, à mesure qu'augmentait la profondeur des sondages ; le service des mines de Galicie à même été conduit à imposer des modifications importantes à l'appareil canadien, à la suite d'accidents d'exploitation — notamment des incendies fréquents dus à l'échauffement des câbles de manœuvre et des freins.

§ 2. — **Appareil Fauk à chute libre** (fig. 14).

74. — Parmi les appareils à chute libre, l'appareil de Fauk est encore l'un des plus répandus ; il convient particulièrement pour les sondages de grand diamètre initial, tels que ceux effectués dans les exploitations de pétrole de Bakou (80 centimètres ou 1 mètre de diamètre initial), et l'on peut en modifiant convenablement la course et la vitesse de battage, adapter le procédé Fauk à tous les genres de terrain.

La fig. 14 donne le schéma de cet appareil ; la chaîne de suspension de la tige est supportée par une poulie placée sur la tête du balancier et s'enroule ensuite sur un treuil commandé par une vis sans fin ; l'ouvrier peut, en agissant sur cette vis, réaliser une descente très progressive de l'appareil.

§ 3. — **Procédé Fauvelle** (fig. 15.)

75. — Le procédé Fauvelle est un procédé de sondage à curage continu, avec tige et coulisse spéciale.

L'appareil Fauvelle, qui avait inauguré en 1846 l'emploi du curage continu, avait permis de réaliser des vitesses d'avancement très supérieures à celles des appareils alors en usage, mais il tend actuellement à disparaître. Le fonctionnement de la coulisse est en effet assez délicat, les presse-étoupes étant en général ou trop serrées, ce qui gêne le mouvement, ou insuffisamment étanches.

---

## CHAPITRE III

### SONDAGE A LA TIGE, AVEC LIAISONS ÉLASTIQUES (TYPE : RAKY)

#### § 1. — Procédé Raky (fig. 43 à 45.)

76. — Le procédé Raky est un procédé à curage continu, avec tige creuse, sans coulisse, et avec suspension élastique de l'axe du balancier. Il rentre donc dans la catégorie des appareils à battage rapide (Voir n° 35). C'est actuellement — avec certaines modifications apportées par divers constructeurs — l'appareil le plus généralement employé pour les sondages avec injection d'eau.

Les détails les plus caractéristiques du procédé Raky sont :

1° La suspension élastique de l'axe du balancier (principe essentiel du procédé Raky) ;

2° La double clef de suspension (assurant la descente progressive de la tige) ;

3° Le « chariot de rotation » qui permet de passer instantanément du sondage au trépan au sondage au diamant, pour la prise de carottes.

Le procédé Raky avec sondage au trépan peut être employé jusqu'à des profondeurs de 600 mètres, avec des vitesses d'avancement élevées. Au delà de 600 mètres

il est généralement préférable de sonder au diamant.

**77.** — Le trépan, du type ordinaire, avec événements latéraux permettant au jet d'eau de balayer le fond du trou de sonde, est surmonté d'une tige creuse de gros diamètre extérieur, d'une dizaine de mètres de long et pesant 1 à 2 tonnes ; ce dispositif donne une plus grande solidité à la partie inférieure de la sonde qui supporte le maximum d'effort de rupture ; il augmente, en même temps l'importance de la masse percutante

La tige de sonde est formée de tubes creux en acier, ayant de 5 m. à 7 m. 50 de longueur et de 40 à 60 millimètres de diamètre extérieur.

**78.** — Le balancier, en bois, oscille autour d'un axe que l'on peut déplacer suivant la verticale. A cet effet l'axe A (fig. 44) du balancier, au lieu de reposer directement sur la charpente, est suspendu aux tiges TT de deux forts vérins VV, de pas égaux et contraires pouvant tourner dans les écrous EE ; ces écrous s'appuient eux-mêmes sur un sommier S, qui repose sur la charpente C par l'intermédiaire d'une batterie de ressorts R. Les écrous EE présentent chacun sur leur bord extérieur un engrenage hélicoïdal ; ces deux engrenages sont commandés par une même vis horizontale placée entre eux, et dont la rotation permet d'élever ou d'abaisser simultanément les deux vérins et par suite l'axe du balancier.

Les ressorts formant intermédiaire élastique entre le balancier et la charpente sont semblables aux ressorts des tampons de chemin de fer. « Ils sont d'autant plus puissants <sup>1</sup> et en nombre d'autant plus considérable, que

1. HATON DE LA GOUPILLÈRE, Loc. cit.

la sonde est plus lourde, c'est-à-dire le sondage plus profond. Leur puissance est calculée de manière à les faire bander de 5 centimètres pour un effort supporté variant de 700 à 1.200 kilogrammes, suivant le type. On en emploie souvent plusieurs dizaines.

Enfin la commande du levier de battage par la machine comporte elle-même un intermédiaire élastique. A cet effet le volant de la machine communique son mouvement de rotation, au moyen d'une transmission par courroie, à une poulie de renvoi P, reliée au balancier par une bielle (fig. 43). La courroie est assez lâche pour n'entraîner la poulie P que lorsqu'elle est tendue par un galet G ; le galet est placé à l'extrémité d'un levier, oscillant autour de l'axe horizontal O, et dont l'autre bout supporte un contrepoids Q ; ce dernier a pour effet de tendre la courroie. On conçoit que sous l'action d'une résistance assez grande, cette tension deviendra insuffisante et la courroie glissera sur la poulie P qui cessera d'obéir à la machine.

C'est cette élasticité de tout l'appareil de battage qui constitue l'originalité et le principe essentiel du système Raky. »

La tige de sonde est supportée au moyen d'un système de clefs de retenue décrit ci-après ; ce système est réglé de telle manière qu'au repos, la sonde étant au plus bas de sa course descendante, le trépan se trouve encore soulevé de quelques centimètres au-dessus du fond du trou ; ainsi, si les liaisons étaient rigides, le trépan, arrivé à la fin de sa course descendante, ne toucherait pas le sol. « En fait <sup>1</sup>, la force d'inertie considérable de

1. HATON DE LA GOUPILLÈRE, Loc. cit.

la sonde (dont la masse est renforcée par la tige de surcharge surmontant le trépan), s'ajoutant à son poids, l'emporte sur l'adhérence de la courroie de commande. La sonde, échappant à l'action du moteur, continue sa descente jusqu'à ce que le trépan vienne frapper le fond du trou par un coup de lancer. Il importe de remarquer que pendant cette période du mouvement, toute la tige reste en tension, grâce à la résistance retardatrice due au frottement de la courroie. Cette tension se fait sentir sur les ressorts de suspension du balancier, qui se bandent d'une quantité correspondante, en abaissant d'autant l'axe de ce dernier.

Aussitôt le choc produit, la force vive de la sonde se trouve détruite et transformée en grande partie en travail de désagrégation de la roche. La sonde rebondit, la courroie de commande, n'ayant plus à vaincre que la pesanteur, reprend son action sur la poulie P, et la tige remonte. Les ressorts de suspension du balancier se détendent en même temps et, en relevant l'axe de ce dernier, accélèrent encore la remontée de l'appareil.

**79.** — Le grand avantage de ce système est de rendre possible la suppression de toute coulisse ou joint à chute libre, et l'augmentation de la masse percutante. Ces deux modifications à l'ancienne méthode permettent de réduire l'amplitude des oscillations en produisant à chaque percussion un travail égal et même supérieur, tout en dépensant moins de puissance pour la remontée de la sonde, et d'augmenter notablement le nombre des coups frappés par minute, grâce à l'accélération de la course ascendante et à la suppression du temps perdu pour le raccrochage du trépan ».

Le nombre de coups à la minute est de 100 en général

et peut atteindre 150 ; d'où le nom de « battage rapide » donné à ce procédé. Par contre la course du levier de battage est généralement réduite à une quinzaine de centimètres ; il serait même imprudent d'exagérer la course, car on risquerait de coincer fréquemment le trépan et de rompre la tige. Pour la même raison la descente de la tige doit être réalisée très progressivement, par un ouvrier exercé. Enfin, il faut vérifier fréquemment l'état du trépan dont la lame s'use rapidement.

80. — Etant donné la vitesse de battage et l'importance des masses percutantes, « la suspension de la tige de sonde <sup>1</sup> au balancier doit à la fois être très solide et suffisamment rigide pour éviter les fouettements de la tige, et se prêter à la descente progressive de l'outil, au fur et à mesure de l'approfondissement du trou, sans interruption de la marche. Toute la méthode tend en effet à obtenir la plus grande vitesse d'avancement possible, et, par conséquent, à supprimer les pertes de temps inutiles.

L'appareil de suspension Raky (fig. 45) se compose de deux colliers à charnière  $C_1$   $C_2$ , embrassant la tige dans des coussinets de friction  $F_1$   $F_2$  placés à l'intérieur. Ces coussinets peuvent, au moyen de fortes vis  $V_1$   $V_2$  manœuvrées par des clefs, serrer suffisamment la sonde pour que tout son poids soit supporté sans glissement par l'un ou l'autre des colliers.

Le collier inférieur repose sur l'extrémité du balancier de battage, par l'intermédiaire d'une assiette métallique tronconique. L'autre se trouve au contact du pré-

1. HATON DE LA GOUPILLÈRE, Loc. cit.

cèdent ; mais il repose sur celui-ci par quatre supports mobiles S, que des ressorts à boudin R tendent à faire sortir de leurs alvéoles en relevant d'autant le collier supérieur qui les contient.

Les deux colliers sont normalement serrés contre la tige de sonde et au contact l'un de l'autre. Supposons que le sondeur veuille légèrement allonger cette tige pour suivre l'approfondissement du trou. Il desserre, puis resserre presque aussitôt la clef du collier supérieur, qui, pendant le temps assez court où il est ainsi rendu indépendant de la tige, se soulève de tout le jeu de ses ressorts. La même manœuvre est faite ensuite sur le collier inférieur ; le poids de la tige, portant tout entier sur le collier supérieur, comprime immédiatement les ressorts de celui-ci, qui se trouve ramené au contact de l'autre. Tout se retrouve en l'état, mais la tige de sonde s'est abaissée d'une longueur égale au jeu des ressorts, qui est de 10 à 15 millimètres.

La manœuvre précédente peut se faire sans interrompre le battage ; on la répète d'autant plus fréquemment que l'avancement est plus rapide.

Des manettes horizontales M fixées aux colliers permettent au sondeur de faire tourner la sonde après chaque coup de trépan.

Lorsque, à la suite d'un certain nombre de manœuvres des colliers à ressort, la sonde est descendue de toute la longueur d'une rallonge, on peut encore retarder le moment où il sera nécessaire d'arrêter le battage pour visser une nouvelle rallonge. Il suffit à cet effet de continuer la descente de la tige, sans toucher aux colliers, en abaissant progressivement, à l'aide des vérins de suspension, l'axe du balancier.

Cette manœuvre est même la seule que l'on puisse effectuer quand la lenteur de l'avancement, due à une très grande dureté de la roche, ne permet pas d'allonger la sonde, d'un seul coup, d'une longueur de 15 millimètres que donne la manœuvre des colliers. La descente progressive de la tige se fait alors uniquement au moyen des vérins supportant le balancier et aussi lentement qu'il convient.

Lorsque ces vérins sont à fond de course, on arrête le battage, on suspend la tige à une clef de retenue, on visse une nouvelle rallonge, on remonte le balancier, et l'on recommence l'attaque. »

**81.** — Les autres organes de l'appareil de sondage Raky (chevalement, pompe, treuils, etc...) sont de type courant. On trouvera plus loin la description du chariot de rotation spécial employé pour le sondage au diamant (n° 100).

## § 2. — Appareil de « Nordhansen » (ou D. T. A) <sup>1</sup>

**82.** — Dans le procédé Raky, décrit au paragraphe précédent, l'élasticité de l'appareil est assurée à la fois par les ressorts de suspension de l'axe et par la tension variable de la courroie de commande. Dans l'appareil de Nordhansen, l'axe du balancier est au contraire fixe et l'élasticité est assurée par une bielle de commande élastique B (fig. 46) et par une tige d'équilibre élastique C jouant le rôle de contre-poids.

L'élasticité de la bielle est réalisée au moyen d'un

1. Ces appareils sont construits par la Deutsche Tiefbohr Aktiengesellschaft (D. T. A.) à Nordhausen.

quadrilatère déformable D, interposé entre la tige de la bielle B et le balancier A ; ce quadrilatère, — représenté schématiquement par la fig. 47 — se déforme en comprimant des ressorts à tampon R. Un dispositif analogue est établi sur la tige d'équilibre E qui relie la queue du balancier à une batterie de ressorts F.

**83.** — Les autres parties de l'appareil Nordhausen (suspension de la tige, injection d'eau, etc...) sont établies suivant un dispositif analogue à celui des appareils Raky.

### § 3. — Autres types d'appareils à liaisons élastiques

**84.** — On a réalisé — en Allemagne surtout — un grand nombre d'appareils à liaisons élastiques, dont le fonctionnement se rapproche plus ou moins des appareils décrits ci-dessus.

L'appareil Fauck-Express (fig. 48) est caractérisé par une tige d'équilibre élastique dont on peut régler la tension par une tige filetée ; la suspension de la tige de sonde est assurée par un câble passant sur une poulie P que l'on peut faire glisser vers l'arrière (position P') pour permettre les manœuvres de montage et démontage de la tige.

L'appareil Thumann (fig. 49) est caractérisé par un balancier élastique double, dont les deux parties B B', mobiles autour de l'axe A, sont séparées par une batterie de ressorts R. Pour dégager le trou de sonde, au cours des manœuvres de montage et de démontage de la tige, il suffit de relever la tête B' du balancier.

Le nouvel appareil Raky (fig. 17 bis), mis récemment

en service dans les exploitations pétrolifères d'Alsace, présente des particularités originales. Le balancier, sensiblement allégé par rapport à celui des autres appareils, est reporté au *sommet* du chevalement; la tige de sondage est portée par un câble *cc'* qui passe sur deux poulies portées par le balancier de part et d'autre de son axe A, et qui s'enroule ensuite sur un treuil de manœuvre T. Le balancier reçoit son mouvement, de la manivelle motrice M, par l'intermédiaire d'une longue batterie de ressorts R. On dispose ainsi d'un plus grand espace utile entre le balancier et le sol et les tiges restent normalement suspendues au câble de manœuvre, ce qui facilite et accélère la manœuvre de montage et démontage de ces tiges.

---

## CHAPITRE IV

### SONDAGE A LA TIGE, AVEC SUSPENSION FUNICULAIRE ( TYPE : " FAUCK-RAPIDE " )

85. — L'appareil « Fauck-Rapide » ou « Trauzl »<sup>1</sup> (fig. 18 et 50) est un appareil à curage continu avec tige métallique creuse, sans coulisse.

L'appareil ne comporte pas de balancier ; la tige est simplement accrochée à un câble de suspension, qu'on peut dérouler au fur et à mesure de l'approfondissement et auquel on peut, par ailleurs, imprimer un mouvement d'oscillation verticale réalisant le battage.

Le câble sert donc à la fois :

1<sup>o</sup> à donner à l'appareil l'élasticité nécessaire, grâce à l'élasticité propre du câble ;

2<sup>o</sup> à assurer la descente progressive de la tige, pendant le battage ;

3<sup>o</sup> à réaliser le montage et le démontage des tiges, la poulie supérieure sur laquelle passe le câble devant, à cet effet, se trouver à une hauteur au moins égale à la longueur d'une rallonge de tige de sondage.

Les manœuvres se trouvent ainsi très simplifiées.

86. — Le câble de suspension, fixé au treuil T (fig. 50)

1. Les appareils « Fauck-Rapide » sont construits par la maison Trauzl, à Vienne.

par l'une de ses extrémités, à la tige de sonde par l'autre extrémité, passe sur deux poulies de renvoi  $P_1$   $P_2$ , et sur une poulie excentrique E, dont la rotation autour de l'axe O, commandée par le moteur R, produit le mouvement de battage. On allonge le câble, à mesure de l'approfondissement, en déroulant le treuil T qui, à cet effet, est solidaire d'une roue dentée engrenant sur une vis sans fin V, manœuvrée à la main. Il faut, comme on l'a expliqué ci-dessus, que la poulie  $P_1$  se trouve à une hauteur au moins égale à la longueur des rallonges.

Lorsque l'appareil est au repos, le trépan doit se trouver à quelques centimètres au-dessus du fond du trou de sonde ; mais dès que la rotation de la poulie excentrique atteint une certaine vitesse, l'inertie de la masse percutante (tige et trépan) est suffisante pour produire un allongement élastique du câble et le battage se produit. La vitesse de rotation de la poulie varie généralement entre 100 et 200 tours à la minute. Pour le forage de terrains très durs il est préférable d'augmenter le nombre de tours ; mais il faut alors raccourcir la longueur de la corde, pour éviter des allongements élastiques exagérés ; on remplace à cet effet la poulie  $P_1$  par une poulie placée plus bas.

---

## TROISIÈME PARTIE

### Autres procédés de sondage.

#### CHAPITRE PREMIER

#### SONDAGE A LA CORDE

87. — Le sondage à la corde (schéma fig. 19) est surtout en usage actuellement dans les districts pétrolières de Pensylvanie, d'où le nom de sondage *américain* ou *pensylvanien* qui lui est parfois donné. Il est employé depuis fort longtemps déjà en Chine, mais d'une façon rudimentaire (sondage chinois).

Le sondage à la corde est évidemment un sondage à curage discontinu. La tige rigide et démontable y est remplacée par un câble rond en aloès ou en chanvre, ce qui allège l'appareil, en augmente l'élasticité et dispense de l'emploi de contre-poids. Le diamètre à adopter pour le câble dépend de la profondeur et de la vitesse de battage ; il est généralement de 5 à 6 centimètres. Les câbles végétaux s'allongent d'ailleurs à l'usage, jusqu'à 1/10 de leur longueur.

Pour les grandes profondeurs, on tend à substituer à la corde végétale, un câble métallique ; celui-ci présente en effet, sur une grande longueur, une élasticité suffisante pour la bonne marche de l'appareil.

88. — Le battage est assuré par un balancier auquel le câble est suspendu par l'intermédiaire d'une pince de serrage S (fig. 51) et d'une vis V permettant la descente progressive du trépan, au cours du battage.

Lorsque la vis V arrive au bout de sa course, on la soulève de nouveau à fond, puis, après avoir desserré la pince de serrage S, on laisse filer le câble d'une longueur égale à la quantité dont on a remonté la vis V.

A sa partie inférieure le câble est tendu par une tige métallique pesante qui supporte elle-même une coulisse du type d'Eynhausen. Le trépan est suspendu à la coulisse par l'intermédiaire d'une deuxième tige pesante, destinée à augmenter la masse percutante et à guider le trépan ; elle est munie à cet effet de « lanternes » de guidage (n° 46). L'ensemble des tiges, de la coulisse et du trépan, constitue une masse métallique d'une tonne environ, avec un développement d'une quinzaine de mètres ; si la roche est très dure, on augmente encore la longueur et le poids des tiges.

Le battage s'effectue avec un mouvement de lancer analogue à celui de l'appareil « Fauck-Rapide ». « La longueur du câble<sup>1</sup> doit pour cela être réglée, suivant la profondeur du trou de sonde, de telle sorte que le balancier étant au repos au bas de sa course, le trépan soit encore soulevé d'une certaine hauteur au-dessus du fond. Cette hauteur varie beaucoup suivant la longueur développée du câble et son élasticité. Elle est au moins de 10 à 12 centimètres, et souvent beaucoup plus. A la fin de chaque oscillation descendante, le trépan et toute sa surcharge ont une force vive assez considérable pour

1. HATON DE LA GOUPILLÈRE, Loc. cit.

tendre le câble et venir frapper le fond du trou. Un second choc se produit même entre la masse formée par la tête de la coulisse surmontée de sa tige pesante, et la partie inférieure du système percutant qui a déjà frappé le sol ; ce second choc contribue utilement à la désagrégation de la roche ; puis, grâce à son élasticité, le câble tend à se raccourcir à sa longueur primitive, ce qui accélère la remontée du trépan ».

89. — Au début du forage, l'emploi du balancier de battage n'est pas toujours possible ; l'outil d'attaque (trépan, coulisse, maîtresse-tiges) a en effet une longueur totale d'une quinzaine de mètres et ne pourrait se loger entre le balancier et le sol. On peut il est vrai tourner la difficulté en creusant, un avant-puits de profondeur suffisante, qui facilitera en outre les opérations nécessaires pour assurer la verticalité du sondage (n° 90).

Mais on préfère souvent employer pour le début du sondage des procédés particuliers, qui évitent le creusement d'un avant-puits.

On peut, par exemple, au lieu de suspendre le câble de battage au balancier, l'enrouler d'un ou deux tours sur le treuil de levage, que l'on met en mouvement. L'ouvrier sondeur saisit le câble par son brin libre et alternativement tire sur lui pour le mettre en prise avec le tambour et faire ainsi remonter l'outil, puis l'abaonne pour laisser retomber l'outil dans le trou de sonde.

On peut également opérer comme suit : la bielle de commande du balancier ayant été déclavetée, le balancier est tout d'abord relevé de façon à dégager le trou de sonde ; on fait ensuite passer le câble de sondage sur l'une des poulies supérieures du chevale-

ment, l'un des brins portant la sonde et l'autre étant fixé au treuil ; enfin une corde est attachée d'une part en un point du câble, un peu au-dessus du treuil, d'autre part à la manivelle de la roue du balancier. Lorsque l'on fait tourner la manivelle, la corde qui y est fixée tire alternativement sur le câble de sondage et produit ainsi le battage.

**90.** — L'un des principaux Inconvénients du système américain est la difficulté d'assurer la verticalité du trou de sonde ; les plus grandes précautions doivent être prises au début du sondage pour atténuer les déviations.

On peut à cet effet creuser un avant-puits, dans lequel on installe bien verticalement un tube, dont le diamètre est juste suffisant pour le jeu du trépan, et qui servira à guider l'outil de forage au début du travail.

Si l'on veut éviter le creusement de l'avant-puits on peut — lorsque le terrain est suffisamment meuble — enfoncer simplement le tube-guide à coups de mouton, tout en maintenant très exactement sa verticalité. Lorsque le terrain est trop dur, on effectue directement le sondage, par un des artifices de battage indiqués ci-dessus, mais en le faisant suivre de près par un tubage dont on vérifie soigneusement la verticalité.

La rotation du trépan, au cours du battage, présente également des difficultés à cause de l'élasticité du câble. Il est impossible, en tout cas, de limiter cette rotation avec précision et de bien égaliser le travail d'attaque sur le fond du trou. Ce défaut n'est pas sans importance ; on a essayé de le corriger, en Angleterre, en disposant à la partie inférieure du câble, entre celui-ci et le trépan, un appareil à encliquetage assurant automa-

tiquement la rotation de l'outil après chaque coup.

**91.** — Le curage s'effectue à l'aide d'une cloche à soupape du type déjà décrit précédemment (n° 64).

La force motrice nécessaire au battage et aux manœuvres est fournie par une locomobile actionnant un arbre moteur sur lequel sont montés les organes suivants :

1° une manivelle percée de plusieurs trous, dans l'un desquels on introduit une broche pour l'assembler à la bielle du balancier ; en variant la position de la broche, on peut régler la course du balancier ;

2° une poulie commandant à volonté, par courroie, le treuil de levage sur lequel est enroulée la partie non utilisée du câble ;

3° une seconde poulie actionnant par friction un tambour qui reçoit la corde destinée à soutenir la cloche à soupape.

**92.** — « Le sondage à la corde <sup>1</sup>, lorsque l'on peut y avoir recours, à l'avantage d'être rapide et peu coûteux. Non seulement il allège le poids de la sonde, mais il évite le temps perdu par les montages et démontages de lourdes tiges : bénéfice qui s'accroît naturellement avec la profondeur. Il permet d'ailleurs l'emploi d'un personnel beaucoup plus restreint qu'avec la méthode ordinaire.

A des profondeurs qui ne dépassent pas 300 à 400 mètres, on arrive aisément en Pensylvanie à des avancements de 3 à 4 mètres par jour, en moyenne. Ces chiffres ont même été fréquemment dépassés de beaucoup.

1. HATON DE LA GOUPILLÈRE, *Loc. cit.*

On évite les risques d'accidents qui proviennent dans le procédé ordinaire des ruptures de tige.

En revanche, on subit l'inconvénient de l'extensibilité du câble, qui croît avec la profondeur et supprime toute précision dans l'action, soit pour obtenir la rotation du trépan, soit surtout lorsqu'il s'agit de remédier à un accident. De plus, la rectilignité (et c'est là le principal inconvénient du système) est beaucoup moins assurée qu'avec des tiges guidées.

En fait, le sondage à la corde, souvent admissible avec de faibles profondeurs, n'est à recommander pour des forages profonds que lorsque les terrains remplissent, comme en Pensylvanie, la double condition d'être formés de couches sensiblement horizontales, et en général tendres, sans être ébouleuses » ; il a donné au contraire des résultats peu satisfaisants en Galicie. « On peut cependant trouver utilité à s'outiller à la corde en même temps qu'à la tige, afin de gagner du temps par ce procédé dans les passées spéciales pour lesquelles il se trouvera convenir ».

## CHAPITRE II

### SONDAGE AU DIAMANT

93. — Le procédé de sondage au diamant diffère essentiellement des précédents : la désagrégation de la roche s'opère en effet, non par percussion d'un trépan, mais par rodage au moyen d'un outil rotatif muni de diamants.

« Ce procédé <sup>1</sup> ne se prête pas au forage des poudingues, conglomérats, ou autres roches formées de noyaux durs enclavés dans une pâte molle, et, en général, des terrains hétérogènes. Il ne convient pas non plus dans l'argile. Il donne par contre d'excellents résultats lorsque les conditions suivantes se trouvent réunies : roches particulièrement dures, grandes profondeurs, possibilité d'adopter pour le trou de sonde une section très étroite. »

Ces conditions ne sont presque jamais réalisées dans les sondages au pétrole ; en outre le prix de revient élevé de ce procédé de sondage serait prohibitif dans la plupart des cas. Toutefois le sondage au diamant est employé dans certaines exploitations pétrolifères, concurrence avec les procédés au trépan, pour la prise de carottes ; les appareils du type Raky sont munis à cet effet d'un « chariot de rotation » permettant de passer rapidement du sondage au trépan au sondage au diamant (n° 76 et 100.)

1. HATON DE LA GOUPILLÈRE, Loc. cit.

94. — Les parties essentielles de l'appareil de sondage au diamant sont :

la couronne à diamants ;

le tube carottier ;

la tige creuse servant à l'injection de l'eau de curage ;

le touret qui met la tige en communication avec la pompe d'alimentation ;

l'appareil de suspension et d'entraînement de la tige.

95. — La couronne (C fig. 52 et 53) est une pièce cylindrique en acier, dans laquelle un vide central est ménagé<sup>1</sup>, de façon à laisser subsister, au cours du sondage, une carotte cylindrique. Les diamants sont placés sur la face inférieure de la couronne, et font très légèrement saillie, soit vers l'intérieur, soit vers l'extérieur de la couronne. Il faut éviter, d'ailleurs qu'un même diamant fasse saillie à la fois vers l'intérieur et vers l'extérieur de la couronne, car il serait facilement arraché.

On emploie des diamants noirs (qualité « Carbon ») ou des diamants défectueux inutilisables pour la joaillerie ; ils pèsent en moyenne de 2 à 4 carats ; leur prix qui ne dépassait d'abord pas 50 francs le carat a beaucoup augmenté par suite de la multiplication des sondeuses et des perforatrices au diamant. On a proposé toutefois l'emploi d'une pierre spéciale (Diamantspath) qui ne coûterait que quelques francs par carat et dont la dureté serait comparable à celle du diamant.

La mise en place des diamants sur la couronne est une opération délicate et les pertes ou ruptures de diamants, dues à un montage défectueux, sont fréquentes.

1. Certaines couronnes ne comportent pas de vide central ; mais ce dispositif n'est guère employé que dans les *perforatrices* portatives.

La fixation des diamants est généralement assurée par sertissage ; ayant ménagé dans l'épaisseur de la couronne, une alvéole correspondant aussi exactement que possible à la dimension du diamant, on y engage celui-ci et on rabat ensuite le métal sur le diamant, avec un burin à tranchant émoussé, et à très petits coups. Un autre procédé consiste, après avoir engagé le diamant dans l'alvéole, à l'enrober complètement dans un alliage approprié (généralement : zinc, plomb et bismuth en parties égales) ; au cours du forage, cet alliage s'use d'abord rapidement, mais dès qu'une pointe de diamant est mise à découvert, l'usure du métal cesse.

96. — Etant donné les inconvénients et le prix de diamants, on préfère parfois employer des couronnes munies de dents d'acier qui font saillie de part et d'autre de la couronne. Cet outil ne saurait évidemment remplacer la couronne à diamants pour les forages dans des roches très dures, mais il donne de bons résultats pour la prise de carottes dans des terrains de consistance moyenne et pour l'alésage des trous de sonde ; il est même préférable à l'outil au diamant, pour le forage par rotation dans des couches argileuses ou hétérogènes.

97. — Le tube carottier (*t* fig. 53), directement vissé sur la couronne, doit avoir un diamètre intérieur tel que la carotte s'y loge aisément à mesure que le sondage progresse ; la hauteur du tube carottier doit également être assez grande, pour permettre un sondage prolongé, sans qu'il soit nécessaire de sortir la sonde. Pour éviter que le tube carottier ne s'use contre les parois du trou de sonde, on dissémine quelques petits diamants sur sa surface extérieure.

Pour permettre de détacher et de soulever aisément

la carotte, on adopte généralement le dispositif suivant : la liaison entre la couronne et le tube carottier est assurée par une pièce métallique (*p* fig. 52 et 53) dont la paroi intérieure est légèrement tronconique, le diamètre intérieur allant en diminuant vers le bas ; à l'intérieur de cette pièce on dispose une bague d'acier *l*, en forme de cylindre fendu suivant une génératrice ; cette lame, formant ressort, est appliquée contre les parois intérieures de la pièce *p*, laquelle elle glisse à frottement doux. Si on soulève légèrement la tige, la lame ressort qui tend à rester fixe sur la carotte, se trouve de plus en plus serrée du fait de la forme tronconique des parois intérieures de la pièce *p* ; on augmente encore le coincement entre la carotte et la lame-ressort, en munissant celle-ci, sur sa face intérieure, de rugosités ou de petites pointes d'acier ou de diamant.

98. — La tige de sondage, qui s'adapte sur le tube carottier est une tige métallique creuse du type déjà décrit (n° 44) ; dans les liaisons entre les rallonges, le sens des pas de vis doit évidemment être tel que la rotation de l'appareil n'ait pas tendance à dévisser les rallonges. L'eau de curage descend par la tige, traverse le tube carottier et s'échappe à travers les événements ménagés dans la couronne ; elle remonte ensuite, dans le vide annulaire qui règne entre l'appareil de sondage et les parois, en entraînant les boues. Il y a lieu de remarquer toutefois qu'en arrivant à la jonction du tube carottier et de la tige, le courant d'eau ascensionnel subit un brusque épanouissement ; d'où un ralentissement notable par suite duquel les graviers les plus gros risquent de se déposer, en coinçant l'outil d'attaque ; aussi surmonte-t-on parfois le tube carottier d'un « tube à sable »

ouvert à sa partie supérieure, dans lequel les graviers peuvent se déposer.

Le touret (*r* fig. 52) qui met la rallonge supérieure de la tige en relation avec le tuyau souple venant de la pompe d'alimentation, est constitué par un joint à rotule généralement muni d'un roulement à bille. Des dispositifs particuliers ont été imaginés (conduite d'arrivée d'eau à tubulures multiples) pour réduire au minimum l'interruption du courant d'eau, pendant les montages et démontages des tiges; toute interruption un peu prolongée de l'injection d'eau peut en effet produire au fond du trou un dépôt de boues qui risquent de coincer l'appareil.

**99.**— L'appareil de suspension et d'entraînement constitue la partie mécanique essentielle de la sondeuse au diamant, et demande un réglage soigné. L'action de l'outil de rodage sur la roche est en effet d'autant plus efficace que la pression de l'outil est plus considérable; toutefois, cette pression ne doit pas être trop forte, sans quoi l'on risquerait de dessertir les diamants; elle ne doit pas, en principe, dépasser 300 à 400 kilogrammes, pour une section moyenne, ce qui oblige à réaliser un équilibrage de l'appareil, dès que la profondeur et le poids de la tige deviennent un peu considérable. Une autre difficulté du problème tient à l'obligation où l'on se trouve d'imprimer à la couronne un mouvement de rotation très rapide; la vitesse doit être d'au moins 100 tours à la minute pour assurer un bon rendement de l'outil et elle atteint plusieurs centaines de tours dans certains appareils.

**100.**— La rotation de la couronne est généralement assurée de la façon suivante: la tige de sondage (T fig. 54) est maintenue, par des vis de serrage V dans un

manchon M, qui est lui-même suspendu par un moyen approprié (voir n° 101) ; un train d'engrenage A, B, commandé par une poulie P, entraîne le manchon M ; mais la liaison entre la roue dentée B et le manchon M est assurée par un simple ergot, qui peut glisser dans une rainure longitudinale pratiquée sur la face extérieure du manchon, ce qui permet au manchon et à la tige de descendre progressivement au cours du forage. La course du manchon doit en principe être égale à la longueur d'une rallonge ; lorsque ce manchon est arrivé au bas de sa course, on le remonte, on introduit une nouvelle rallonge et on reprend le sondage.

Le train d'engrenage A B prend appui sur un bâti approprié ou sur la charpente du chevalement. Dans les appareils Raky ce train d'engrenage est porté par un « chariot de rotation » qui roule sur deux rails établis à 7 ou 8 mètres au-dessus du sol ; lorsque l'on veut travailler au diamant, pour extraire par exemple une carotte, il suffit d'amener le chariot à l'aplomb du trou de sonde et d'embrayer la courroie du moteur sur la poulie P.

**101.** — Les systèmes de suspension de la tige sont très variables suivant les appareils et peuvent se classer en trois catégories (n° 36) :

- procédé allemand ;
- procédé anglais ;
- procédé américain.

Le sondage au diamant n'étant pas employé pour l'exploitation du pétrole — sauf parfois avec l'appareil Raky, pour la prise de carottes — nous ne donnerons que des indications très sommaires sur ces divers systèmes de suspension.

Dans le procédé allemand la suspension de la tige de sondage est assurée par un câble  $g$  (fig. 55) fixé directement au touret d'alimentation d'eau ( $r$  fig. 52 et 55). En général, le câble, passant sur une poulie  $P_1$  établie au sommet du chevalement, est équilibré par un système approprié de contrepoids, dont la fig. 55 donne une indication schématique. Avec l'appareil Raky, organisé pour le sondage au diamant, le dispositif est différent ; le câble  $g$  est simplement enroulé sur un petit treuil que porte le balancier ; pour assurer l'équilibre de la sonde, la queue du balancier est chargée d'un contrepoids ou attachée par une chaîne à un treuil de retenue qu'on manœuvre à la main.

Le procédé anglais (fig. 56) est également basé sur l'emploi de contrepoids ; mais la suspension, au lieu d'être réalisée par un câble fixé au touret supérieur de la tige est assurée par des chaînes  $h, h$ , fixées à un palier spécial  $Q$  sur lequel le manchon  $M$  repose par un collier  $C$  (Exemple : Sondeuse de la Diamond Rock Boring Co).

Enfin, dans les sondeuses américaines (fig. 57) — les plus employées pour les sondages au diamant proprement dits — la suspension du manchon est assurée au moyen d'un appareil hydraulique que l'ouvrier commande par un jeu de valves (Exemple : Sondeuse Sullivan).

**102.** — La conduite du sondage au diamant est parfois assez délicate, les coinçages de la couronne étant particulièrement à craindre. Il est prudent, avant de commencer un sondage de ce genre, de pousser le tubage jusqu'au voisinage immédiat de l'outil d'attaque et de procéder à un alésage préalable du fond du trou de sonde.

---

## CHAPITRE III

### PROCÉDÉS CHAPMAN

103. — Le procédé Chapman, dont l'emploi est resté localisé jusqu'ici à certaines exploitations du Texas et de Californie, est spécialement adapté au forage dans des terrains peu consistants. L'appareil de rodage employé est un trépan du type ordinaire, à injection d'eau mais le mouvement de va-et-vient du trépan est remplacé par un mouvement de rotation, comme dans le sondage au diamant. Le curage est fait avec de l'eau chargée d'argile, qui colmate les pores du terrain, et sous une pression suffisante pour maintenir les parois du trou de sonde.

On peut, lorsque le terrain est très friable, supprimer la tige et le trépan et effectuer le forage par enfoncement direct de la colonne de tubage, celle-ci étant munie à sa base d'une couronne dentée et recevant comme ci-dessus, un mouvement de rotation ; la colonne de tubage est soutenue à cet effet par un système de mâchoires portées sur un plateau horizontal auquel on imprime le mouvement de rotation voulu ; la partie supérieure du tubage est fermée par un tampon à vis portant l'ajutage par lequel est injectée l'eau de curage.

Le procédé Chapman permet de réaliser, dans des terrains spécialement adaptés, des avancements très rapides, atteignant 50 ou 60 mètres par jour ; mais il

est à peu près inefficace dès que l'on rencontre des terrains très consistants ou des roches dures ; on risque en outre, par l'emploi d'eau boueuse sous forte pression, de refouler l'huile minérale dans le gisement et de passer, sans les apercevoir, des horizons pétrolifères intéressants.

---

## CHAPITRE IV

### APPAREIL WOLSKI

**104.** — Dans tous les appareils à percussion décrits ci-dessus, le moteur est placé à la surface et le trépan reçoit son mouvement par l'intermédiaire de la tige de sondage dont toute la masse participe au mouvement de percussion ; on réalise ainsi un système mécanique peu rationnel et il semblerait préférable de placer un moteur hydraulique à la base du sondage, directement au-dessus du trépan, la tige restant alors immobile et ne servant plus qu'à soutenir l'appareil moteur et à lui transmettre l'eau sous pression ; l'échappement du moteur hydraulique réaliserait en même temps le curage du trou de sonde.

Mais un moteur de ce genre est particulièrement difficile à réaliser ; l'action des coups de bélier peut être très violente aux grandes vitesses de batage, avec un fluide incompressible comme l'eau ; il faut tenir compte, en outre, du très faible espace disponible au fond du trou de sonde, de la présence de sables et détritux minéraux susceptibles de détériorer rapidement un appareil peu robuste, de la difficulté de surveillance, etc...

**105.** — Le seul appareil pratique actuellement en usage (Galicie) est celui de Wolski dont la représentation schématique est donnée par la fig. 82. Tant que la pression de l'eau injectée reste inférieure à une cer-

taine limite, le clapet S, maintenu par le ressort R, reste en place et l'eau s'écoule en dehors de l'appareil sans actionner le trépan ; si la pression dépasse la limite ci-dessus, le clapet S est immédiatement appliqué sur son siège et il se produit un coup de bélier qui pousse brusquement en avant le piston P et produit la percussion du trépan. Puis la réaction se produit, le piston auxiliaire Q dont le ressort a été comprimé au moment du coup de bélier revient en place et chasse la colonne liquide vers le haut, ce qui diminue la pression sur le piston P et facilite la remontée du trépan. Les mêmes phénomènes se reproduisent ensuite périodiquement, à une vitesse pouvant atteindre 500 à 1.000 coups à la minute.

Le réservoir d'air C, placé à 10 ou 20 mètres au-dessus de l'appareil moteur permet de limiter la hauteur de la colonne d'eau intéressée par les coups de béliers et de régulariser la marche de l'appareil au fur et à mesure de l'approfondissement du sondage. On le remplit d'air comprimé, à la pression voulue, avant de descendre l'appareil.

L'appareil Wolski a donné de bons résultats, aux cours d'essais faits en Galicie et a permis d'atteindre une vitesse d'avancement de 4 à 5 mètres par jour.

## QUATRIÈME PARTIE

### Pratique des sondages.

---

#### CHAPITRE PREMIER

#### TUBAGE

##### § 1. — Dispositifs de tubage

**106.** — Le tubage — qui est plus ou moins employé dans les sondages ordinaires, mais qui est à peu près indispensable pour les sondages au pétrole — répond à un triple but :

Empêcher qu'il ne se produise, au cours du sondage, des éboulements ou des foisonnements susceptibles de coincer les appareils ;

Assurer la conservation ultérieure du trou de sonde ;

Assurer l'étanchéité du trou de sonde, condition très importante dans l'exploitation du pétrole, pour éviter des déperditions de pétrole et surtout pour supprimer les infiltrations d'eau dans le gisement pétrolifère.

**107.** — Le tubage peut présenter quatre dispositifs distincts :

tubage simple (fig. 58) ;

tubage complet (fig. 59) ;

tubage télescopique (fig. 60) ;

tubage par colonnes perdues (fig. 61) ;

Le *tubage simple* est constitué par une colonne unique que l'on enfonce au fur et à mesure de la progression du sondage.

Mais, si le sondage est profond, il arrive généralement un moment où l'enfoncement de la colonne n'est plus possible, par suite du frottement considérable des tubes contre les parois ; on est alors obligé de descendre une deuxième colonne de tubes à l'intérieur de la première ; si l'enfoncement de la deuxième colonne devient à son tour impossible, il faudra en placer une troisième, intérieure à celle-ci, et ainsi de suite, en diminuant à chaque fois le diamètre du trou de sonde.

Ces colonnes successives, emboîtées les unes dans les autres, peuvent être toutes prolongées jusqu'à la surface ; on réalise ainsi le dispositif du *tubage complet* (fig. 59), qui facilite la manœuvre des tubes, mais qui a l'inconvénient d'être coûteux.

Au lieu de prolonger toutes les colonnes jusqu'à la surface, on peut ne superposer chaque colonne à la précédente que sur une faible hauteur. Le *tubage télescopique* ainsi réalisé est plus économique que le précédent, mais présente des inconvénients sérieux ; l'enfoncement des colonnes est plus difficile, puisqu'elles n'arrivent plus jusqu'à la surface, on est donc obligé de les faire plus courtes et de diminuer plus rapidement le diamètre du trou ; en outre, l'étanchéité du tubage laisse à désirer, ce qui peut être particulièrement grave dans un district pétrolifère à passées aquifères.

Le procédé le plus économique est le tubage par *colonnes perdues*, en ne garnissant que certaines fractions de la hauteur du trou de sonde, au moyen de colonnes isolées (fig. 61) ; mais ce dispositif, qui peut convenir pour un

sondage temporaire d'exploration, se prêterait mal à l'exploitation des pétroles.

108. — On conçoit, d'après ce qui précède, que le diamètre d'un trou de sonde est généralement plus faible au fond qu'à l'orifice ; la différence est d'autant plus grande que le sondage est plus profond et nécessite un plus grand nombre de colonnes de tubage distinctes. Le diamètre initial doit donc être prévu en conséquence, en tenant compte, d'après les renseignements que l'on peut avoir sur la nature du sol, du nombre probable de tubages qu'il faudra enfoncer.

On adopte en pratique les chiffres *moyens* ci-dessous, pour le diamètre initial d'un sondage de type courant :

350 mm.	pour un sondage de	500 à 600 mètres
300	— — —	400 à 500 —
250	— — —	300 à 400 —
200	— — —	200 à 300 —
150	— — —	100 à 200 —
100	— — —	0 à 100 —

L'adoption de ces chiffres permet en général de compter sur un diamètre final de 10 à 12 centimètres qui suffit pour les sondages au pétrole.

A Bakou toutefois, on cherche à obtenir un diamètre final de 20 à 25 centimètres, tant à cause du mode particulier d'épuisement en usage (épuisement à la cloche, n° 139), que pour faciliter le cimentage, très fréquemment employé dans cette région.

## § 2. — Tubes rivés et tubes hermétiques

109. — Les tubes employés peuvent être :  
soit des tubes rivés ;  
soit des tubes hermétiques.

110. — Les *tubes rivés* constitués par des tôles enroulées, sont employés surtout pour les sondages de grand diamètre ; ces tubes sont d'un prix de revient peu élevé, mais leur mise en place est moins facile que celle des tubes hermétiques ; en outre ils ne sont pas étanches, et se déforment aisément.

L'assemblage des tubes rivés peut se faire de trois façons :

- assemblage à coin ;
- assemblage à manchon ;
- tôle double à joints croisés.

Pour l'assemblage à coin, les tubes doivent être légèrement tronconiques, de façon à s'emboîter les uns dans les autres ; ce procédé est d'ailleurs peu employé car il résiste mal aux coups de mouton pendant l'enfoncement des colonnes et il se prête fort mal à l'enlèvement ultérieur des tubes.

On emploie beaucoup plus fréquemment un manchon d'assemblage sur lequel sont rivées les extrémités des deux tubes à réunir ; ces manchons ont toutefois l'inconvénient de former des saillies gênantes pour la descente et l'extraction des tubes.

Afin d'éviter toute saillie tout en ayant une plus grande résistance, on réalise parfois un tubage à double épaisseur de tôle, constitué par des viroles ayant toutes la même longueur, mais assemblées en croisant les

joint ; en employant des rivets à tête fraisée on obtient ainsi une surface absolument lisse ; mais le procédé est évidemment coûteux.

Le rivetage des tubes, aux assemblages, se fait suivant les procédés habituels ; les trous nécessaires ayant été pratiqués dans les tôles, chaque rivet est descendu dans le tube avec une ficelle et amené en face du trou correspondant, puis on le saisit de l'extérieur avec un crochet pour le mettre en place ; quand tous les rivets sont en place on descend dans le tube un « rivoir » formant coin (fig. 62), qui comprime toutes les têtes de rivets contre la paroi et sert ensuite d'enclume pour le rivetage. Les têtes extérieures des rivets sont généralement fraisées pour éviter un frottement trop considérable lors de l'enfoncement de la colonne de tubage.

Pour descendre les rivets à l'intérieur du tube et les saisir ensuite de l'extérieur on perd évidemment un temps appréciable ; mais on peut employer un procédé moins primitif, qui permet d'engager les rivets par l'extérieur ; on emploie à cet effet des rivets dont l'extrémité présente une excavation conique (fig. 63) ; l'écrasement de cette extrémité, contre un rivoir placé à l'intérieur du tube, permet de réaliser ensuite un épanouissement qui constituera la tête du rivet (fig. 63 b). Si les tubes doivent être ultérieurement enlevés, pour être utilisés ailleurs, il peut être avantageux d'employer des rivets en cuivre que l'on pourra faire sauter sans détériorer les tôles.

**111.** — Les *tubes hermétiques*, en métal soudé ou étiré, sont d'un prix plus élevé que les tubes en tôle rivée ; mais leur mise en place est plus rapide ; leur emploi s'impose d'ailleurs, chaque fois que l'on veut réa-

liser un tubage complètement hermétique <sup>1</sup>. L'assemblage des tubes se fait au moyen de pas de vis, suivant le dispositif indiqué par la fig. 25.

Les tubes hermétiques sont livrés par les usines conformément à des tableaux-types (indiquant les diamètres intérieur et extérieur, les côtes de pas de vis, etc...) et sont généralement désignés par leur diamètre extérieur en pouce anglais (25, 3 m/m) ou par un numéro. Nous donnons ci-dessous, à titre d'exemple, un extrait de la classification adoptée en Europe Centrale (d'après les spécifications des usines allemandes) :

NUMÉRO DU TUBE	DIAMÈTRE EXTÉRIEUR	
	EN POUÇES	EN MILLIM.
1	16	407
2	14 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	368
3	12 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	318
4	11	279
5	9 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	241
6	8	203
7	6 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	165
8	5 <sup>1</sup> / <sub>4</sub>	133
9	4 <sup>1</sup> / <sub>4</sub>	108
10	3 <sup>1</sup> / <sub>4</sub>	83

Les tubes doivent être soigneusement vérifiés avant emploi, en ce qui concerne :

- la rectitude de l'axe (vérification au fil à plomb) ;
- la forme circulaire de la section (toute ovalisation

1. A moins qu'on ne préfère cimenter le trou de sonde (n°131).

risque de gêner l'enfoncement et la sortie des tubes et de coincer l'outil d'attaque ;

la qualité du métal (acier de dureté moyenne, aussi homogène que possible, exempt de fissures) ;

la correspondance des pas de vis (les tubes hermétiques à pas de vis cylindrique doivent pouvoir être vissés à la main sur les deux tiers de leur longueur).

Les tubes destinés à des sondages profonds doivent être soumis à une épreuve à la presse hydraulique, soit à l'usine soit sur le lieu d'emploi.

**112.** — On dispose à la base de chaque colonne de tubage un sabot tranchant qui en facilite l'enfoncement.

Des dispositifs spéciaux permettent d'assurer — en cas de besoin — l'étanchéité du joint entre les parois et la colonne de tubage (Voir n° 130).

Si l'on emploie le tubage télescopique, il faut avoir soin de rendre étanche (au moyen de coin en bois ou d'étoupes) le joint entre deux colonnes successives ; l'eau de curage risque en effet, en pénétrant derrière les tubes, de produire un colmatage rendant très difficile l'extraction ultérieure des colonnes de tubage.

### 3. — Enfoncement d'une colonne de tubage

**113.** — Les procédés à employer, pour l'enfoncement d'une colonne de tubage, diffèrent suivant que la colonne descend par son propre poids ou qu'il faut au contraire faire effort pour surmonter les frottements.

Dans le premier cas, le tube est suspendu par un manchon approprié aux câbles ou chaînes de manœuvre du chevalement et descendu progressivement ; lorsqu'il

s'est enfoncé de toute sa longueur, on le serre dans un collier de retenue (fig. 65), pour permettre de détacher le câble de suspension et de placer une autre virole ; puis on reprend, dans les mêmes conditions, la descente de la colonne. On fait parfois usage, pour la descente des colonnes très lourdes, d'un « obturateur », sorte de bouchon de bois ou en métal de faible épaisseur, fixé à la partie inférieure de la colonne ; ce dispositif empêche la pénétration de l'eau par le fond du tubage et permet à celui-ci de flotter dans le trou de sonde ; une fois la colonne mise en place, il suffit d'ouvrir l'obturateur par quelques coups de trépan. Ce procédé n'est d'ailleurs appliqué que tout-à-fait exceptionnellement, dans les sondages de grand diamètre.

Si au contraire les frottements s'opposent à la descente du tube, il faut exercer une pression sur la tête de la colonne ; il est d'ailleurs prudent de coiffer celle-ci avec un tampon en bois, pour éviter la dégradation du pas de vis supérieur. On peut opérer par choc, au moyen d'un mouton, mais on risque de déformer le tube et de produire en outre des éboulements dans le trou de sonde. Il vaut mieux opérer par pression, au moyen d'une « presse de tubage », dont le principe est indiqué sur la fig. 66 ; il faut évidemment que les traverses TT, sur lesquelles les vis V prennent appui, soient fortement chargées ; on leur fait généralement supporter le poids du chevalement, et même de massifs de maçonnerie additionnels, s'il y a lieu.

114. — Quel que soit le dispositif adopté, la pose d'une colonne de tubage doit être précédée en général d'un alésage, destiné à donner au trou de sonde une section bien circulaire. On se sert, à cet effet d'un « alésoir »,

constitué par des lames tranchantes établies suivant les génératrices verticales d'un cylindre ayant le diamètre du trou de sonde, et auquel on imprime un mouvement de rotation.

Lorsqu'une colonne de tubage a été descendue, il faut — sauf dans le cas des colonnes perdues — prendre des dispositions pour en éviter le glissement ultérieur ; la colonne risquerait en effet de se coincer peu à peu dans le terrain et son enlèvement ultérieur deviendrait impossible.

**115.** — Lorsqu'un trou de sonde a été tubé, le fonçage ne peut se poursuivre, au-dessous de la colonne de tubage, qu'avec un diamètre plus réduit, correspondant à la dimension des outils qui peuvent passer par la section du tubage. Si donc on veut par la suite poursuivre l'enfoncement de la colonne de tubage, il faut préalablement augmenter le diamètre du trou de sonde au moyen d'un « élargisseur ». Cet instrument est constitué :

soit par un trépan excentrique (fig. 67) ;

soit par un système de lames mobiles (fig. 68) qui se replient au moment où l'outil passe dans le tubage.

Une fois l'élargissement effectué, la colonne est réenfoncée suivant les procédés déjà indiqués pour la première opération.

**116.** — Il arrive parfois que des tubes trop minces s'ovalisent et s'écrasent plus ou moins sous les poussées brusques des terrains.

Un incident de ce genre peut gêner le passage des outils d'attaque et de curage ou empêcher le réenfoncement de la colonne. On peut arriver à y remédier au moyen d'un « emboutissoir », sorte de navette que l'on sonne sur la partie rétrécie du tubage (fig. 69). On em-

ploie également à cet effet un « outil à galets » ; c'est un emboutissoir muni de galets qui font légèrement saillie sur la surface extérieure et facilitent la pénétration dans les parties étroites du tubage.

#### § 4. — Arrachage des colonnes de tubage

117. — Lorsqu'un trou de sonde est abandonné, on doit s'efforcer d'en retirer les colonnes de tubages, sur tout s'il s'agit de tubes hermétiques vissés, dont le prix est élevé.

Si les tubes émergent à la surface, et si l'enlèvement de la colonne ne demande pas un effort trop considérable, on remonte les tubes avec les chaînes du chevalement ; si au contraire le poids et le frottement de la colonne sont très élevés, on emploie un vérin dans lequel le tube est saisi par des coins (fig. 70).

Lorsque les tubes n'émergent pas à la surface, on les saisit, au moyen d'une « navette » descendue à l'extrémité de la tige de sondage ou d'un câble ; la navette ayant la forme d'un fuseau (fig. 71), il suffit de faire couler du sable entre la navette et le tuyau pour réaliser une adhérence telle que tout glissement devient impossible.

Enfin, si l'on ne réussit pas à sortir d'un seul coup toute la colonne, on peut la découper en plusieurs tronçons que l'on extraira successivement ; on emploie à cet effet un « coupe-tuyau » dont les burins font saillie en se piquant dans le métal quand on tourne dans un certain sens, tandis que, par la rotation inverse, on les fait rentrer dans leur logement.

## CHAPITRE II

### ACCIDENTS DE SONDAGE

118. — Il est rare qu'un sondage un peu profond puisse être effectué sans accident et c'est à l'occasion de ces accidents que se révèle la véritable valeur d'un chef-sondeur.

Les *ruptures de tige* constituent un accident particulièrement grave ; elles nécessitent des travaux de sauvetage parfois fort longs et ont souvent fait abandonner des sondages déjà très avancés.

Le sauvetage se fait, suivant les cas, avec la « caracole » (fig. 72) ou avec la « cloche à écrou » (fig. 73). La caracole ne peut être employée que si la rupture a eu lieu vers la partie inférieure de la tige ; elle consiste en une sorte de doigt recourbé que l'on tourne autour de la rallonge restée dans le trou de sonde ; quand on retire la caracole, elle saisit la tige par le renflement de l'un des emmanchements et la remonte au jour.

Si la rupture s'est produite, au contraire, vers la partie supérieure de la tige, l'emploi de la caracole présenterait des difficultés et l'on emploie de préférence la cloche à écrou ; c'est un cône métallique, fileté intérieurement, avec lequel on cherche à coiffer la tige. En imprimant une rotation à l'instrument sous une pression suffisante, on permet au filet de vis aciééré de la cloche de faire prise sur le métal et l'on peut ensuite remonter tout l'ensemble.

Ces opérations sont évidemment difficiles dans la pratique et demandent de très longs tâtonnements.

119. — La *perte d'un objet métallique* dans le trou de sonde est un des accidents les plus fréquents ; parfois insignifiant, il peut entraîner d'autrefois les plus graves conséquences. On ne saurait donc prendre trop de précautions pour empêcher la chute d'outils (fermeture complète du trou de sonde dans les périodes de repos ; fermeture partielle, dans laquelle on ménage l'emplacement juste suffisant pour le passage de la tige, au cours du battage).

Il peut être nécessaire de procéder, avant tout, à une identification de l'objet, si on en ignore la nature exacte. Cette identification s'effectue en prenant une empreinte de l'argile, sur un tampon de terre glaise pétrie avec du chanvre et de l'huile, que l'on descend au fond du trou de sonde.

Si l'objet est de faibles dimensions — ce qui est généralement le cas — le sauvetage s'effectue en bourrant, au fond du trou, de l'argile dans laquelle l'objet s'incruste et en extrayant ensuite la carotte ainsi formée. Il est nécessaire d'ailleurs, pour que l'opération réussisse, que l'objet n'adhère pas trop énergiquement aux parois du trou de sonde ; dans le cas contraire il faudra le libérer, avant de bourrer l'argile ; on se sert à cet effet d'une sorte de fourche (« râteau ») que l'on fait tourner de façon à labourer circulairement le sol au fond du trou de sondage.

Dans certains cas des résultats intéressants ont été obtenus par l'emploi d'un puissant électro-aimant, constitué par une barre métallique entourée d'un grand nombre de spires de fil conducteur isolé, dans lequel on lance un courant électrique.

On peut parfois réussir à refouler l'objet dans la paroi du trou de sondage, de façon à permettre le passage ultérieur des outils de forage.

Enfin, à défaut d'autre moyen, on cherchera à détruire l'objet sur place avec un outil d'attaque convenable, ou avec une charge de dynamite que l'on fait sauter par une amorce électrique. On a également préconisé l'emploi des acides ; on descend à cet effet, au fond du trou, une bonbonne d'acide de forme appropriée, que l'on écrase ensuite avec le trépan ; mais ce procédé n'est applicable que si la roche n'est pas elle-même trop facilement attaquée par l'acide.

**120.** — Si *un outil se coince* dans le trou de sonde, on arrive parfois à le dégager par des petits ébranlements et des rotations, alternant avec de grands mouvements de bas en haut au moyen d'une coulisse à chute libre. Il faut éviter, bien entendu, que ces secousses ne produisent une rupture de tige, qui dans ces conditions serait tout à fait désastreuse.

**121.** — Les *éboulements* dans le trou de sonde sont particulièrement graves s'ils surviennent pendant que la sonde est engagée dans le trou, car ils entravent absolument sa sortie.

La tige doit alors être démontée par rallonges successives, au moyen de l'accrocheur à pinces (fig. 74). Dans leur position normale, les branches de l'accrocheur restent écartées et peuvent venir coiffer la tige ; il suffit, au moment convenable, de laisser tomber l'anneau de serrage S, pour solidariser la tige et l'accrocheur ; on fait ensuite tourner le tout, dans le sens voulu, pour dévisser la rallonge et on la remonte au jour. On effectue, immédiatement après, un curage du trou de sonde à la

cuiller, sur la hauteur que l'on vient de dégager puis on procède à l'extraction de la rallonge suivante.

122. — *Des incendies* peuvent être à craindre lorsque les sondages au pétrole donnent lieu à des sources jaillissantes, ou lorsqu'il s'en échappe des quantités de gaz importantes formant avec l'air des mélanges détonants.

Le foyer de la machine motrice doit être placé dans des conditions telles que les gaz ne puissent pas venir s'y enflammer et des précautions doivent être prises pour l'éclairage des travaux de nuit ; il faut éviter en outre que les appareils employés ne produisent des étincelles, notamment du fait de l'échauffement des cordes ou des freins pendant les manœuvres ; une réglementation spéciale existe à ce point de vue dans certains districts de Galicie (n° 73).

On diminue également les chances d'incendie en adoptant des dispositifs susceptibles d'empêcher les projections d'huile minérale et le dégagement des gaz (n° 135).

Dans l'incendie d'une source jaillissante, une partie du pétrole échappe à la combustion ; il se répand sur le sol et risque de propager le sinistre. Il faut donc, avant tout, établir des murs en terre tout autour du sondage et assurer, au moyen de tuyaux et de pompes, l'évacuation du pétrole qui a échappé à l'incendie ; certains règlements (Boryslaw) obligent les exploitants à prendre d'avance les mesures nécessaires. On essaie ensuite d'étouffer l'incendie par des projections de terre ; mais ce travail, particulièrement pénible, peut durer plusieurs jours et peut même être rendu totalement impossible par la violence de l'incendie.

---

## CHAPITRE III

### ÉTUDE DU TERRAIN ; INDICES D'HUILE MINÉRALE

#### § 1. — Étude géologique du terrain

123. — Les débris et les boues, remontés dans les cloches de curage ou entraînés par l'eau du curage continu, donnent déjà des indications sur la nature des roches traversées ; ces indications peuvent être suffisantes, dans un terrain déjà connu et lorsqu'il suffit de savoir à quel niveau géologique on se trouve.

Mais si l'on veut obtenir des données plus précises (nature exacte, puissance, pendage d'un gisement) il faut extraire des « témoins » ou « carottes ».

On peut à cet effet substituer provisoirement le sondage au diamant au sondage au trépan ; les appareils Raky, notamment, permettent de passer rapidement d'un mode de sondage à l'autre, au moyen d'une « chariot de rotation approprié » (n° 100). On peut également employer un trépan « découpeur » (n° 59), la carotte étant ensuite enlevée au moyen d'un « emporte-pièce », cylindre métallique armé d'un doigt tranchant qui coupe la base de la carotte et en permet l'arrachage ; mais ce procédé est peu employé, car il est difficile de ne pas briser la carotte, pendant le battage au trépan découpeur.

Des appareils spéciaux, dits « stratamètres », permettent de déterminer l'orientation de la carotte par rapport au Nord Magnétique, d'où l'on déduira la direction des couches.

Si l'on veut, après achèvement du trou de sonde, et avant le tubage de celui-ci, recueillir des indications sur la nature du terrain à différentes profondeurs, on utilise un « grattoir » ou « vérificateur » ; cet appareil est muni de deux lames qui, par rotation, se piquent dans la paroi en grattant la roche, de façon à en faire tomber les débris dans une poche placée au-dessous pour les recueillir.

## § 2. — Recherche du pétrole

**124.** — Dans les sondages au pétrole, la découverte du niveau productif n'offre évidemment aucune difficulté, lorsque la pression des gaz est suffisante pour faire jaillir l'huile jusqu'à la surface ; il faut simplement éviter que la violence — parfois considérable — du jaillissement ne produise des accidents (rupture et chute d'outils, éboulements, etc...).

**125.** — Mais dans beaucoup de cas le pétrole ne se trouve que sous forme d'imprégnations dans des sables ou des grès et des précautions spéciales doivent être prises pour éviter que les « indices d'huile » n'échappent à l'attention du sondeur.

Lorsque l'on opère par sondage continu, avec injection d'eau, les particules d'huile minérale, enrobées dans les sables ou les grès, sont entraînées par l'eau de curage et apparaissent à la surface des bassins de décantation ; si l'on opère au contraire par curage discontinu

(sondage canadien, avec curage à la cloche) les traces de pétrole restent enrobées dans les boues extraites, mais si l'on jette ces boues dans un récipient rempli d'eau, les traces de pétrole se dégagent et apparaissent au bout de quelque temps à la surface du liquide <sup>1</sup>.

Quel est le plus sûr des deux procédés ? La question est très vivement discutée.

On reproche en effet au sondage par injection d'eau deux inconvénients graves ; en premier lieu, la pression de l'eau peut refouler l'huile minérale, l'empêcher de se dégager et faire passer inaperçu un gisement intéressant ; en second lieu, l'eau injectée peut s'infiltrer dans le gisement et en gêner considérablement l'exploitation ultérieure (Voir n° 129). C'est pour éviter ce double danger que certains règlements (Loi roumaine de 1906) interdisent l'emploi du curage continu par injection d'eau, au voisinage de couches pétrolifères et dans les terrains inexplorés, à moins d'autorisation spéciale de l'Ingénieur des Mines.

Les partisans du curage continu estiment au contraire que ces craintes sont exagérées ; à leur avis, les indices d'huile, flottant à la surface de l'eau de curage, auront beaucoup moins de chances d'échapper à l'attention d'un personnel exercé, que lorsqu'elles sont disséminées dans les boues du curage discontinu.

On peut d'ailleurs — quand on arrive au voisinage des couches pétrolifères présumées — arrêter de temps en temps le sondage (tous les mètres, par exemple) et faire un « essai de pompages » d'une certaine durée,

1. La question de la séparation de l'huile minérale et des sables, par lavage à l'eau, est plus complexe qu'elle ne le paraît a priori ; voir à ce sujet le n° 154.

pour vider le trou de sonde et être sûr d'entraîner toute trace d'huile qui s'y trouverait. Quant à l'infiltration de l'eau de curage, dans des terrains perméables, on peut l'éviter en vérifiant si la quantité d'eau qui sort du trou de sonde est égale à la quantité injectée ; lorsqu'une infiltration importante se produit, on arrête le curage et l'on descend une colonne de tubage étanche.

Les avantages du sondage à curage continu sont d'ailleurs tels que les appareils basés sur ce principe (appareils à battage rapide : Raky, T. D. A., etc.) tendent de plus en plus à se généraliser. Il suffit d'interrompre provisoirement l'injection d'eau et de procéder au curage à la cloche, lorsque les circonstances ou la réglementation locale le rendent nécessaire.

### § 3. — Emplacement des sondages

126. — L'emplacement et la répartition des sondages dans un champ pétrolifère donné, doivent être déterminés de façon à obtenir le maximum de rendement avec un nombre de sondages aussi réduit que possible. La zone d'action souterraine d'un sondage étant limitée, des sondages trop éloignés les uns des autres laisseront inexploitée une partie du gisement ; si, au contraire les sondages sont trop rapprochés, il en résultera une exagération des frais d'exploitation, sans augmentation correspondante de la production. Mais il est difficile de formuler des règles précises sur cette question ; tout dépend en effet des conditions locales essentiellement variables d'un point à un autre et les exigences d'une concurrence souvent très âpre obligent parfois l'exploit-

tant à adopter des dispositions peu logiques a priori.

Supposons, pour fixer les idées, le cas d'une concession de grande superficie intéressant une couche pétrolifère continue, homogène et sensiblement horizontale. La zone d'action d'un sondage donné, c'est-à-dire la portion du gisement dont ce sondage sera susceptible d'assurer le drainage dans de bonnes conditions techniques et économiques, sera théoriquement un cercle dont le rayon  $R$  dépend des contingences locales (nature de la couche pétrolifère, pression du gaz, diamètre du sondage, etc). Dans ces conditions, la solution la plus logique pour l'exploitation rationnelle du gisement, serait de disposer les sondages aux sommets d'un réseau de triangles équilatéraux de côté un peu inférieur à  $2R$ . En d'autres termes on sera amené à disposer les sondages en quinconces, à raison d'un sondage par  $1,5 R^2$  mètres carrés de surface.

Les chiffres à adopter varient évidemment suivant les conditions locales et ne peuvent être fixés que par expérience. Aux Etats-Unis, par exemple, on admet généralement une répartition de 1 puits pour 2 hectares ; dans les régions à gisements très riches, où la puissance des jaillissements compense largement les frais de forage supplémentaires, on augmente le nombre des sondages, et à Bakou par exemple une densité de 10 puits à l'hectare n'est pas rare. Avec des gisements de très grande profondeur, l'importance des frais d'exploitation est, au contraire, de nature à diminuer le nombre relatif des sondages et des densités de 1 puits pour 4 ou 5 hectares peuvent être suffisantes. Enfin, dans le cas de sources de gaz naturels, comme il s'en rencontre tant aux Etats-Unis, la plus grande mobilité du fluide exploité permet

d'espacer encore plus les puits et l'on admet pratiquement une densité de 1 puits pour 200 ou 300 hectares.

**127.** — Ce que nous venons de dire s'applique au cas particulier d'un gisement homogène et horizontal ; si les couches pétrolifères sont disposées — comme c'est souvent le cas — le long de la crête d'un anticlinal, il sera nécessaire de resserrer notablement les sondages le long de cette crête où le pétrole tend à se concentrer ; les gisements roumains actuellement exploités répondent à ces conditions spéciales et les exploitations y sont concentrées le long de l'anticlinal, à raison de 10 sondages et plus par hectare.

Si le gisement pétrolifère est très irrégulier, il n'est évidemment pas possible de fixer a priori la répartition des sondages et il faut — par des tâtonnements souvent onéreux — déterminer les points les plus riches, autour desquels doivent être concentrés les sondages. Ce sera le cas, par exemple, si le gisement a été soumis, après sa formation, à des dislocations géologiques importantes. Ou bien on pourra avoir à faire, comme dans les exploitations alsaciennes de Pechelbronn, à des dépôts de sables en lentilles isolées relativement peu étendues, et les sondages ne seront productifs que s'ils rencontrent une de ces lentilles.

**128.** — Les compétitions entre exploitations concurrentes voisines influent considérablement, en pratique, sur la répartition des sondages. Chaque exploitant a tout avantage, en effet, à foncer des puits, le plus rapidement possible, le long de sa limite de concession pour drainer à lui une partie du pétrole contenu dans la concession limitrophe, avant que le concessionnaire voisin ait eu le temps d'intervenir. L'examen de certaines

cartes de champs pétrolifères américains, où tous les sondages sont localisés le long des limites de concessions, est tout à fait typique à ce point de vue. On conçoit d'ailleurs à quels gaspillages onéreux peut conduire une telle pratique et les exploitants sérieux n'ont pas tardé à réagir contre de telles tendances. Il s'est ainsi constitué, aux Etats-Unis notamment, un code de coutumes de bon voisinage auxquelles tous ont intérêt à se confirmer ; il est admis, par exemple, qu'un sondage ne doit pas être foncé à moins de 100 mètres de la limite de concession et, dans certaines régions, les concessionnaires voisins s'entendent pour foncer parallèlement leurs puits, le long de leur limite commune, réalisant ainsi un système de compensation (« offsetting ») qui ménage les intérêts des deux exploitations concurrentes.

---

## CHAPITRE IV

### LA QUESTION DE L'EAU DANS LES GISEMENTS PÉTROLIFÈRES

129. — L'huile minérale extraite des sondages contient presque toujours une certaine quantité d'eau : de 5 à 20 % en moyenne et jusqu'à 50 % dans certains cas exceptionnels. La présence de cette eau n'a rien d'anormal ni d'inquiétant et peut même améliorer le rendement. Mais les plus graves conséquences sont à craindre si on laisse affluer dans le gisement, par suite d'une exploitation défectueuse, les eaux provenant de niveaux aquifères supérieurs. Cette trop fameuse « question de l'eau » (Wasserfrage) peut devenir tout à fait critique et certaines exploitations ont dû être abandonnées par suite d'irruptions d'eau.

Supposons qu'un gisement pétrolifère se trouve en relation avec un niveau aquifère supérieur et que la pression de l'eau sur le gisement soit notable ; le pétrole pourra dans ce cas être refoulé à une distance plus ou moins grande, suivant la nature du terrain, et on conçoit qu'il en résultera parfois des troubles graves dans l'exploitation du gisement. Dans la plupart des cas, l'huile minérale apparaîtra de nouveau, si l'on peut épuiser les eaux ; mais il pourra également se faire que les terrains envahis par les eaux perdent leur perméabilité, par suite d'un colmatage, ce qui empêcherait le

retour ultérieur du pétrole, même après épuisement des eaux.

L'introduction de l'eau dans les sondages a en outre l'inconvénient de faciliter la formation d'émulsions dont le traitement ultérieur est particulièrement difficile (voir ci-après : Traitement des huiles minérales).

**130.** — La question de l'étanchéité du sondage joue donc un rôle important surtout lorsque les couches supérieures sont très aquifères. L'emploi des tubes hermétiques (n° 111) est tout à fait indiqué dans ce cas ; mais pour qu'ils remplissent complètement leur rôle, il faut, à la rencontre des terrains imperméables (marnes, grès durs, etc...) qui séparent les couches aquifères des horizons pétrolifères, établir un joint étanche susceptible d'empêcher l'infiltration des eaux entre le tubage et les parois du trou de sonde. Divers procédés peuvent être adoptés pour la réalisation de ce joint étanche :

On peut, par exemple, entourer le tube de sondage, d'étoupes en chanvre dans lesquelles on injecte des boues argileuses ;

Un procédé très courant autrefois consistait à fixer à l'extérieur du tube une sorte de poche circulaire en cuir, remplie de graines de lin ; le gonflement de la graine de lin dans l'eau provoquait l'obturation nécessaire ;

Actuellement on emploie de préférence un anneau de caoutchouc — ou un empilage de cuirs emboutis — ; un dispositif particulier permet de forcer, dans l'anneau de caoutchouc, un cône métallique qui provoque un serrage énergétique contre les parois du trou de sonde ; il faut d'ailleurs que ces parois soient préalablement dressées avec soin, au moyen d'un alésoir (n° 114) ou d'un outil de rodage ;

On fait également usage, en Amérique, de joints spéciaux en plomb (Southern Wells Works Co) ;

Enfin on peut réaliser l'étanchéité du joint en ménageant dans le trou de sonde une assise périphérique (fig. 63) ou une partie tronconique (fig. 64) dans laquelle on force la base de la colonne de tubage.

**131.** — Dans la région de Bakou, on évite l'emploi coûteux des tubes hermétiques par un cimentage du trou de sonde. A cet effet, on fonce, à travers les terrains aquifères, un trou de grand diamètre (80 centimètres à 1 mètre), que l'on munit d'un tubage en tôles rivées, de diamètre plus réduit ; on coule ensuite du ciment dans l'espace annulaire compris entre les parois et le tubage ; le niveau sur lequel on appuie la base de la colonne doit être convenablement choisi pour assurer un joint étanche.

Indépendamment de ses avantages, au point de vue de l'étanchéité des cuvelages, le cimentage augmente la solidité des colonnes de tubage et peut en prolonger sensiblement la durée lorsque les eaux sont très corrosives. Mais il ne faut pas perdre de vue que le cimentage constitue une opération longue et délicate ; il est nécessaire, en effet, de remplir d'abord l'intérieur du cuvelage de sable ou d'argile pour éviter l'écrasement des tubes ou la formation de bouchons de ciment à l'intérieur du cuvelage ; il faut ensuite déposer progressivement le ciment, en l'amenant par des tubulures appropriées, aussi près que possible de la base de la colonne, et laisser la prise se faire lentement ; il faut enfin débarrasser l'intérieur de la colonne de tubage des sables ou argiles qu'on y avait bourrés, ce qui ne va pas toujours sans difficulté.

**132.** — Les trous de sonde abandonnés peuvent être une cause d'irruption d'eau dans le gisement pétrolière, soit parce qu'on enlève les tubes hermétiques, soit parce que ces tubes laissés en place sont détruits par la rouille. Le mieux dans ce cas est de combler le trou de sonde avec de l'argile ou du béton.

**133.** — Dans la plupart des pays producteurs de pétrole (Roumanie, Galicie, Caucase, Etats-Unis) des règlements spéciaux obligent les exploitants à prendre des précautions contre les infiltrations d'eau, tant au cours du sondage qu'après l'abandon du trou de sonde ; ces règlements accordent en général un droit de contrôle aux concessionnaires voisins.

Nous avons déjà vu (n° 125) que la loi roumaine de 1906 interdit le curage par injection d'eau au voisinage des couches pétrolifères et dans les terrains encore inexplorés, sauf autorisation spéciale du Service des Mines. En outre, dans les cas où l'injection d'eau est autorisée, la loi roumaine impose au sondeur des mesures spéciales pour s'assurer que l'eau de curage ne se perd pas par infiltration dans les terrains perméables.

## CHAPITRE V

### EXTRACTION DE L'HUILE MINÉRALE

#### § 1. — Jaillissement naturel

134. — Si la pression dans le gisement est suffisante, l'huile minérale est chassée jusqu'à la surface dès que la sonde atteint le gisement ; le « jaillissement » se maintient ensuite pendant un certain temps, soit d'une façon continue, soit par intermittences, puis il disparaît définitivement et l'on est obligé de recourir aux procédés d'extraction artificielle indiqués plus loin.

P. de Chambrier divise les sources jaillissantes en « sources éruptives » et « sources jaillissantes » proprement dites, suivant que leur débit est continu ou intermittent et il émet, sur les causes de ces deux phénomènes distincts, une théorie intéressante que nous résumons ci-dessous :

Les sables — dans lesquels se trouve généralement le pétrole — peuvent subir, sous le poids des terrains de recouvrement, une compression énergique, réduisant la masse de sable à 60 ou 70 % de son volume initial. D'autre part le pouvoir d'absorption de ces sables, c'est-à-dire le volume maximum d'huile minérale qu'ils sont capables d'absorber varie suivant leur état de compression ; nous avons déjà donné (n<sup>o</sup> 11) à titre

d'exemple les valeurs ci-après du pouvoir d'absorption :

Sable désagrégé : 40  $\frac{0}{0}$  en volume ;

Sable tassé            27  $\frac{0}{0}$             »

Admettons ces chiffres pour fixer les idées, et voyons ce qui se produira, suivant que la couche de sables s'est trouvée ou non saturée d'huile avant son recouvrement par les terrains de formation plus récente.

1<sup>er</sup> cas. — Supposons d'abord que les sables aient été, dès l'origine, saturés d'huile jusqu'à 40  $\frac{0}{0}$  de leur volume ; sous l'effet de la compression ultérieure, le pouvoir d'absorption du sable va diminuer jusqu'à 27  $\frac{0}{0}$  et il y aura en quelque sorte un excès d'huile ; c'est alors l'huile qui subit directement le poids des terrains subjacents ; si donc une sonde atteint un gisement de cette nature, elle donnera lieu à une « source éruptive » à débit continu, l'huile étant chassée au dehors par la pression à laquelle elle est soumise.

2<sup>e</sup> cas. — La couche de sable peut, à l'origine, n'être pas entièrement saturée d'huile et n'en contenir par exemple que 20  $\frac{0}{0}$  ; elle pourra donc subir ultérieurement son maximum de compression sans que l'huile ait tendance à être expulsée ; dans ces conditions une sonde rencontrant le gisement ne donnerait lieu à aucun jaillissement. Mais ici intervient le gaz de pétrole qui, sous l'effet de la compression, s'est dissous dans l'huile minérale comme l'acide carbonique gazeux se dissout dans l'eau d'un siphon ; au moment où une sonde frappera la couche pétrolifère, il se produira alors le même phénomène que lorsqu'on ouvre la soupape d'un siphon, c'est-à-dire que le liquide saturé de gaz se précipitera par l'ouverture qui lui est offerte. Mais la « source jaillissante » ainsi produite aura un débit intermittent.

En effet, après la première éruption d'huile, il se produit autour du sondage un vide relatif, et le jaillissement cessera jusqu'à ce qu'un nouvel afflux d'huile arrive des zones plus éloignées.

**135.** — Les sources jaillissantes sont particulièrement fréquentes et puissantes dans la région de Bakou ; elles tendent à disparaître par suite de la diminution de pression de l'huile et des gaz dans les districts où un grand nombre de sondages ont été effectués.

Les ouvrages de vulgarisation représentent souvent les sondages surmontés d'un jet de pétrole de grande hauteur ; ce n'est pourtant là qu'un aspect accidentel, qui ne doit pas se rencontrer dans une exploitation bien conduite. Indépendamment des pertes de pétrole dues à un jaillissement non maîtrisé, il ne faut pas perdre de vue que ce phénomène crée un risque d'incendie assez grave.

Pour éviter ces inconvénients, on peut visser à la partie supérieure du tubage un obturateur métallique (fig. 77) muni d'un orifice juste suffisant pour le passage de la tige de sonde ; une tubulure latérale conduit l'huile minérale vers les réservoirs. On emploie également des obturateurs à tiroir, qui laissent l'orifice du trou de sonde complètement libre pour les manœuvres, et que l'on peut fermer à distance dès que le jaillissement se produit. Aucun des appareils construits sur ce principe n'est d'ailleurs entièrement satisfaisant ; on cite en outre des cas où une obturation un peu prolongée a compromis le jaillissement ultérieur, par suite, probablement, de l'obturation des pores du terrain (n° 23).

Dans les exploitations du Caucase on établit de préférence, à quelques mètres au-dessus du trou de sonde, des plaques métalliques épaisses, contre lesquelles le jet de

pétrole vient se briser, le pétrole étant ensuite recueilli au moyen de rigoles creusées dans le sol.

136. — Lorsque le jaillissement diminue notablement, on peut parfois en prolonger la durée en plaçant dans le trou de sonde un deuxième tubage, de diamètre réduit, suivant le dispositif de la fig. 78 ; les gaz qui s'accumulent en *a* et *b*, produisent une surpression qui favorise l'ascension du liquide dans le tube central.

## § 2. — Épuisement artificiel

137. — Si l'huile minérale ne jaillit pas ou cesse de jaillir spontanément, on est obligé de recourir à l'un des procédés suivants d'épuisement artificiel :

Extraction par « pompage » ;

Épuisement à la « cloche » ou à la « cuiller » ;

Épuisement par succion (swabbing) ;

Extraction à l'air comprimé.

138. — *Extraction par « pompage »*. — L'extraction par pompage est la plus généralement employée lorsque l'huile n'est pas trop chargée de sables. La disposition est alors la suivante (fig. 79) : une tubulure étroite constituée, par exemple, par des tubes à gaz avec assemblage à manchon, est descendue dans l'axe du trou de sonde ; elle est terminée à sa partie inférieure par une crépine *c*, surmontée d'un clapet à boulet *b* ; dans cette tubulure on fait plonger une pompe comprenant un piston creux *p*, à garniture de cuir, et un obturateur à goulet *b'* ; la tige de pompe est suspendue à un balancier, qui est établi au-dessus du trou de sonde, et qui donne au piston le mouvement de va-et-vient nécessaire.

Avec des huiles peu chargées de gaz dissous, l'expulsion de l'huile se fait normalement à chaque coup de piston. Si au contraire les huiles sont riches en gaz, l'expulsion se fait par brusques projections séparées par des interruptions intermittentes du débit, suivant un mécanisme analogue à celui que nous avons exposé plus haut (n° 134) pour les sources jaillissantes.

La force motrice peut être communiquée au balancier par un moteur quelconque placé auprès du sondage. Mais, dans la plupart des cas, une machine à vapeur, établie au centre d'un groupe de « pompages », actionne simultanément plusieurs balanciers, par une transmission mécanique appropriée ; cette transmission consiste essentiellement (fig. 80) en une roue horizontale R à laquelle la machine à vapeur imprime par l'intermédiaire du volant V et des manivelles MM un mouvement angulaire alternatif (angle  $a$  de la fig. 80) et sur laquelle sont branchées les tiges ou câbles de commande des différents balanciers. Il suffit, pour arrêter l'une ces pompes, de détacher de la roue centrale la tige de commande correspondante. La roue à mouvement alternatif peut également être remplacée par une roue à excentrique montée sur un arbre auquel on imprime un mouvement de rotation continue.

Le nombre de pompages actionnés par une même roue centrale est généralement de 12 à 20 ; il a même pu être porté jusqu'à 40 ou 50, dans des conditions exceptionnellement favorables et à condition d'équilibrer très exactement les tensions des différents câbles de transmission.

Ce procédé est particulièrement simple et robuste ; mais le rendement mécanique des transmissions est

généralement mauvais ; on est en outre obligé, si la concession est étendue, d'y établir un grand nombre de machines à vapeur. Il est donc bien préférable, chaque fois que c'est possible, de commander individuellement chaque « pompage » par un moteur électrique ; si la tension d'alimentation est suffisamment élevée pour réduire les pertes en ligne (ce qui conduit à employer du courant alternatif à haute tension, avec transformateurs locaux), le rendement de l'ensemble peut être élevé ; les frais d'entretien et de surveillance sont également des plus réduits ; la fig. 81 donne le schéma des « pompages » électriques établis dans les exploitations pétrolifères d'Alsace.

**139.** — *Epuisement à la « cloche » ou à la « cuiller ».* — Dans certaines régions, notamment à Bakou et en Roumanie, la quantité de sables en suspension dans l'huile brute est telle qu'il est impossible de l'extraire par pompage. On opère alors au moyen d'une « cloche à soupape » ou « cuiller » (anglais: bailer; russe: jelonka); cet appareil est constitué par un long cylindre de tôle, ouvert à sa partie supérieure et muni à sa partie inférieure d'un clapet s'ouvrant vers le haut. Ce clapet se soulève automatiquement pendant la descente de la cloche et en facilite le remplissage ; il se referme au contraire pendant la remontée de l'appareil ; il porte, dans le prolongement inférieur de son axe, une tige de fer qui dépasse légèrement la base de la cloche. Lorsque la cloche arrive au jour, on la soulève de 1 ou 2 mètres, puis on la laisse reposer sur le fond du réservoir destiné à recueillir l'huile ; la tige de fer qui dépasse la base de la cloche soulève alors le clapet et la cloche se vide automatiquement.

L'appareil est suspendu à un câble d'acier qui s'enroule lui-même sur un treuil ; celui-ci est commandé par un moteur, au moyen d'un dispositif d'embrayage conique analogue à ceux des automobiles ; un frein puissant à pédale agit sur le tambour du frein. Pour la descente de la cloche, il suffit de débrayer et de régler la vitesse au frein ; dès que l'on a atteint la profondeur convenable, le tambour est embrayé et la cloche remonte. Certains treuils de Bakou ont jusqu'à 3 mètres de diamètre et sont commandés par des moteurs dont la puissance dépasse 100 H. P. Ces treuils tournent généralement à grande vitesse et la vitesse linéaire de la cloche est de l'ordre de 500 mètres à la minute.

L'épuisement à la cloche n'est d'ailleurs pas aussi simple qu'il peut le paraître a priori. La profondeur où descend la cloche doit en principe être relativement faible de façon à puiser dans l'huile minérale et non dans la couche d'eau qui se trouve au-dessous de l'huile ; d'autre part, les sondages auxquels on applique ce mode d'épuisement étant en principe ceux à fort afflux de sable, si on ne puise que dans la partie supérieure du liquide, l'eau et les sables envahissent le trou de sonde et diminuent le rendement en pétrole. On opère donc généralement sur la partie supérieure du liquide, mais en intercalant à des intervalles réguliers un coup de cloche en profondeur ; il existe pour chaque puits, un régime déterminé correspondant au maximum de rendement. Les treuils sont souvent munis d'un enregistreur automatique, qui permet de contrôler les manœuvres et de s'assurer que le personnel se conforme aux prescriptions données.

La manœuvre de la cloche devient particulièrement

délicate lorsque le sondage entre tout à coup dans une phrase de jaillissement naturel ; si la cloche est alors près de la surface, elle peut être projetée violemment à l'extérieur et se briser ou provoquer un incendie ; si elle se trouve en profondeur, elle risque d'être enlisée, par suite des violentes projections de sables qui se produisent alors, et il faut recourir à de très longues opérations de sauvetage. Une autre difficulté dans l'emploi des cloches provient des déviations subies par les tubes de cuvelage, sous la pression des terrains ; on a été obligé, dans certain cas, de recourir à des cloches à éléments multiples, susceptibles de s'infléchir suivant les coude du cuvelage.

**140.** — *Epuisement par succion.* — Lorsque les huiles à extraire sont très paraffineuses il se produit fréquemment, par suite du dépôt de paraffine solide, des obturations de sondage qui en arrêtent complètement le débit. Les exploitants de Galicie ont été amenés à employer, dans ce cas particulier, un procédé spécial de succion (swabbing) qui a donné d'excellents résultats. L'appareil employé consiste essentiellement en un piston susceptible de coulisser à frottement doux dans le tube de pompage et muni de segments en caoutchouc pour assurer la parfaite étanchéité du joint entre le piston et le tube ; un clapet (soupape ; boulet sphérique, etc.), qui se soulève pendant le mouvement de haut en bas, facilite la descente du piston ; il est au contraire énergiquement appuyé sur son siège pendant que l'appareil remonte. Le piston convenablement lesté est suspendu par un câble qui s'enroule à un treuil analogue à ceux employés pour l'extraction à la cloche (n° 139).

La manœuvre s'effectue comme suit : le piston ayant

été descendu dans le tube, à une profondeur convenable, on le remonte aussi rapidement que possible (la vitesse linéaire étant de l'ordre de 500 à 1.000 mètres à la minute) ; il se produit alors au-dessous du piston, par suite de la fermeture du clapet, une succion énergique qui aspire les particules de paraffine déposées à la base du sondage et produit un appel de l'huile ; en même temps le liquide qui se trouvait au-dessus du piston est expulsé à la surface.

Pour que ce procédé ait un rendement admissible, il faut que le débit du sondage soit d'au moins 3 à 4 tonnes par jour et le rendement mécanique de ce système d'extraction est assez médiocre ; il ne faut pas d'autre part que l'huile extraite soit accompagnée d'une trop grande quantité de sables ou de débris minéraux ; enfin des précautions spéciales doivent être prises pour éviter des incendies, du fait de l'échauffement des pièces en frottement. Néanmoins ce dispositif est le seul rationnel dans le cas particulier d'huiles très paraffineuses extraites à grande profondeur et il a permis de remettre en activité des sondages de Galicie qui semblaient définitivement épuisés.

**141.** — *Extraction à l'air comprimé.* — On a expérimenté — en Amérique et à Bakou notamment — un système d'extraction par l'air comprimé, reposant sur le principe suivant : un tube étroit étant descendu jusqu'à la base du trou de sonde, on injecte de l'air comprimé dans l'espace annulaire compris entre le tube étroit et les parois du sondage ; cet air remontant par le tube central forme émulsion avec le pétrole et diminue le poids spécifique de la colonne liquide, qui prend en conséquence un mouvement ascensionnel dans le tube,

Le tube central doit, bien entendu, être suffisamment immergé dans le pétrole qui remplit le fond du trou de sonde ; le maximum d'effet utile est obtenu lorsque ce tube est immergé d'environ 60 % (c'est-à-dire que si le niveau hydrostatique du pétrole est à 40 mètres de profondeur, le tube doit descendre jusqu'à 100 mètres) ; si l'immersion diminue, le fonctionnement devient intermittent, puis cesse tout à fait. La consommation est d'environ 12 à 15 volumes d'air pour un volume de pétrole extrait ; on a employé des pressions de 20 à 40 atmosphères.

On peut, dans certains cas, utiliser au lieu d'air comprimé, les gaz naturels sortant des puits voisins (Amérique) ; une variante particulière, — dans laquelle le sondage à épuiser fournit lui-même les gaz sous pression nécessaires — est indiquée par la fig. 78 (Bakou).

Le procédé d'extraction à l'air comprimé — malgré des avantages incontestables — ne s'est pas généralisé ; son prix de revient reste en effet encore très élevé et il fonctionne mal lorsque le pétrole est mélangé d'eau et de sable en proportions notables.

### § 3. — Augmentation de la production d'un sondage ; torpillage

142. — La production des sondages au pétrole diminue peu à peu, jusqu'à s'annuler complètement au bout d'un certain temps (quelques semaines ou quelques années). Mais certains procédés permettent de ranimer parfois le débit.

Le mode d'exploitation du sondage peut avoir à ce

point de vue une certaine importance comme le montrent les exemples ci-après :

a) Le régime d'extraction n'est pas sans importance, et nous avons déjà vu, notamment, que la fermeture provisoire d'une source jaillissante peut en compromettre sérieusement le rendement ultérieur. Par contre lorsqu'on extrait, par pompage, des huiles très paraffineuses, il peut être nécessaire d'éviter un épuisement trop hâtif, il faut au contraire maintenir dans le sondage une colonne liquide suffisante, dont la pression empêche l'obstruction des crépines par des dépôts de paraffine. Quelques appareils de pompage sont munis à cet effet d'un dispositif limitant automatiquement le débit, de façon à maintenir un niveau constant dans le puits. Certains sondages, exploités par pompage ou par épuisement à la cloche, donnent un meilleur rendement lorsqu'on les épuise par intermittences, tous les deux ou trois jours par exemple ; dans d'autres cas il est préférable de répéter l'opération plusieurs fois par jour ou d'organiser un épuisement à peu près continu.

b) Nous avons indiqué précédemment combien la valeur d'un gisement pouvait être compromise par un irruption d'eau et quelles précautions devaient être prises en conséquence.

c) Si la diminution du rendement provient de l'obturation du trou de sonde par les boues, il suffira de repasser la sonde et de procéder à un nouveau curage; d'autres fois il suffira de soulever un peu la colonne de tubage.

d) Lorsque les huiles sont très paraffineuses l'arrêt de la production peut être simplement dû à des dépôts de paraffine qui obturent les pores du terrain ou obstruent le trou de sonde ; une injection de vapeur surchauffée,

susceptible de fondre la paraffine et d'en provoquer la redissolution dans l'huile minérale, a donné parfois, dans ce cas, de bons résultats.

**143.** — Mais l'un des procédés les plus énergiques et le plus fréquemment employé est le procédé du « torpillage ». Il consiste à faire éclater, au fond du trou de sonde, une forte charge d'explosif. On fait généralement usage (malgré ses dangers) de la nitroglycérine, dont on remplit des cartouches ou « torpilles » en fer-blanc, de 2 à 3 mètres de haut, pouvant contenir une trentaine de kilogs d'explosifs. On emploie fréquemment plusieurs cartouches superposées, réalisant des charges de 100 à 150 kilogs. Le chargement se fait sur place ; à cet effet, la cartouche, préalablement remplie d'eau, est engagée dans le sondage, de façon à affleurer à l'orifice du trou de sonde ; la nitroglycérine est ensuite versée dans la cartouche, l'eau qui remplissait celle-ci étant éliminé du fait de la densité élevée (I, 6) de l'explosif ; enfin la cartouche est munie d'un couvercle portant une amorce au fulminate. La mise de feu se fait généralement à l'électricité ; on a également fait usage d'une masse métallique que l'on fait tomber sur un percuteur disposé à la partie supérieure de la torpille. L'eau contenue dans le trou de sonde produit un bourrage énergétique, qui empêche toute projection à l'extérieur.

Une tige de longueur convenable, placée sous la torpille, permet de maintenir celle-ci à la hauteur voulue au-dessus du fond, au niveau des couches que l'on veut fissurer. Il est bon de remonter le tubage à une trentaine de mètres au-dessus de la torpille.

Les résultats du torpillage sont parfois très remarquables, — notamment dans les grès durs — mais

d'autres fois absolument nuis. Si par exemple les couches intéressées sont argileuses, l'argile pourra être simplement comprimée par l'explosion et les fissures du terrain, par où l'huile minérale suintait encore, seront définitivement obturées. Il ne faut en outre pas perdre de vue que l'emploi du torpillage par un personnel inexpérimenté, peut entraîner des accidents très graves ; le torpillage est interdit dans certains pays (Allemagne).

#### § 4. — Durée et production moyenne des sondages

144. — La production d'un sondage, qui peut être très considérable pendant les premiers jours de jaillissement, ne se maintient jamais constante ; elle est parfois assez irrégulière au début, et passe par de brusques maxima, surtout si le pétrole est contenu dans des sables fluides ou dans des dolomies très poreuses ; puis elle décroît rapidement, pour tendre ensuite de plus en plus lentement vers zéro ; la pression des gaz décroît en même temps et finit par être trop faible pour assurer le jaillissement, ce qui oblige à équiper le sondage avec des dispositifs d'extraction artificielle (pompes, etc.). En supposant qu'il ne survienne aucun accident de nature à interrompre brusquement la production, celle-ci deviendra, à un certain moment, tellement minime qu'elle ne suffira plus à couvrir les frais d'extraction et le sondage devra être abandonné.

La production journalière limite est généralement de l'ordre de quelques centaines de tonnes par jour, mais elle dépend essentiellement des conditions locales, de la qualité de l'huile extraite et de la situation du marché

des pétroles ; certains sondages, mal situés et donnant des huiles de qualité inférieure, doivent être abandonnés dès que leur production journalière devient inférieure à 1 ou 2 tonnes par jour ; nous avons par contre signalé plus haut le cas de pompages encore exploités avec des rendements réduits à quelques kilogs par jour. Dans certains cas, d'ailleurs, une exploitation abandonnée par suite de la situation commerciale du moment peut-être avantageusement reprise lorsque les cours deviennent plus favorables.

**145.** — La durée totale de production utile d'un sondage est essentiellement variable, mais dépasse rarement une vingtaine d'années ; d'après les statistiques du Service Géologique Américain, les durées moyennes des puits productifs aux Etats-Unis sont les suivantes :

Bassin des Apalaches.....	7 ans
Californie.....	6 ans
Texas.....	4 ans

A Bakou, une durée de productivité de 20 ans est assez normale. On trouve dans les diverses régions pétrolifères des exemples isolés de pompages en exploitation depuis 40 ou 50 ans, mais ce sont là des cas tout à fait exceptionnels. Il ne faut d'ailleurs pas perdre de vue que des accidents peuvent survenir — éboulements, irruptions d'eau, bouchons de paraffine, etc... — qui réduisent sensiblement la vie des sondages.

**146.** — La production initiale des sondages est également très variable. Lorsque le gisement est relativement pauvre, on évalue, par un « essai de pompage » (Voir ci-dessus Chap. III), le débit probable du son-

dage ; si ce débit paraît suffisamment rémunérateur, dans les conditions particulières de l'exploitation envisagée, un poste de « pompage » est établi ; dans le cas contraire on abandonne le sondage. Avec les sources jaillissantes le débit initial peut dépasser 15.000 tonnes par jour (Bakou, Mexique), l'éruption d'huile étant généralement accompagnée d'une importante projection de sable ; ainsi le puits n° 65 de la Cie. Steaua Romana (Roumanie) a donné, pendant ses trente premières heures de jaillissement, 14.000 tonnes d'huile et environ 150.000 tonnes de sable. Il va sans dire que des productions de ce genre sont exceptionnelles ; à Bakou par exemple, la production initiale moyenne de l'ensemble des exploitations est de l'ordre de 10 tonnes par puits et par jour, et va d'ailleurs en diminuant à mesure que le gisement s'épuise ; la production initiale est sensiblement plus réduite dans la plupart des autres régions pétrolifères.

147. — On conçoit, d'après ce qui précède, combien peut être variable le débit total d'un sondage, pendant toute la durée de sa production : certains jaillissements exceptionnellement puissants de Bakou ou du Mexique ont donné des productions totales de plusieurs millions de tonnes, mais le plus souvent cette production totale ne dépasse pas quelques milliers de tonnes.

Il est également impossible de donner des chiffres précis sur la proportion des sources jaillissantes dans un gisement et sur la durée de jaillissement de ces sources. La pression interne, cause du jaillissement, est essentiellement variable d'un gisement à l'autre, et, à pression égale, l'huile jaillit évidemment d'autant plus aisément à la surface que le gisement est moins profond ;

une exploitation intensive facilite la déperdition du gaz, d'où une réduction de la pression dans le gisement et une diminution correspondante du nombre et de la puissance du jaillissement, dans les champs pétrolifères déjà partiellement épuisés.

---

### TITRE III

## EXPLOITATION PAR PUIITS ET GALERIES

148. — Les procédés d'exploitation par sondage et pompage, que nous avons envisagés jusqu'ici, conviennent particulièrement à l'extraction du pétrole et sont d'un emploi tout à fait général. Mais il est également possible d'appliquer à cette extraction des méthodes plus voisines de la technique des mines proprement dite et que nous classerons comme suit :

- 1° Exploitation par « puits à main ».
- 2° Exploitation par « puits et galerie ».

### CHAPITRE PREMIER

#### PUITS A MAIN

149. — L'exploitation par puits à main est une méthode tout à fait rudimentaire, souvent dangereuse; elle a cependant été très employée autrefois, et l'on en trouve d'assez nombreuses applications, en Roumanie notamment.

Le puits, de faible section, est creusé à la main par un ouvrier, jusqu'au niveau pétrolifère à exploiter; le pétrole afflue alors dans le puits d'où il est extrait au moyen de baquets en bois manœuvrés par un treuil rudimentaire.

La section du puits est généralement carrée, avec un côté de 1 m, 20 à 1 m, 50 ; cette section très réduite diminue évidemment le cube de terres à extraire, mais rend le travail particulièrement pénible, l'ouvrier manquant d'espace suffisant pour se mouvoir et ne pouvant utiliser que des pelles et pioches à manche très court. Les parois du puits sont soutenues par des planches placées de champ l'une au-dessus de l'autre ; elles ont une longueur égale au côté du puits et s'assemblent par tenons et mortaises aux quatre coins d'une même section. Si l'on rencontre au cours du fonçage des couches aquifères, celles-ci sont masquées par un revêtement en argile pilonnée ; mais on conçoit que ce procédé soit tout à fait insuffisant si la venue d'eau est importante, et de fait, beaucoup de puits à main ont dû être abandonnés à la rencontre des couches aquifères.

Lorsque les terrains sont suffisamment consistants, on peut exceptionnellement remplacer le coffrage en planches par un clayonnage en branchages ; on donne alors au puits une forme circulaire avec un diamètre de 1 m, 50 environ.

**150.** — L'évacuation des déblais s'effectue au moyen d'une baquet en bois, manœuvré par un treuil à main de construction tout à fait primitive ; si la profondeur dépasse une cinquantaine de mètres, le treuil à main est remplacé par un manège à chevaux. La descente et la remontée de l'ouvrier se font par le même procédé, l'ouvrier se tenant debout dans la baquet ou s'asseyant sur un bâton passé dans une boucle du câble.

Il est généralement nécessaire d'assurer un aérage mécanique du puits, dès que la profondeur augmente et surtout s'il ne dégage une quantité importante de

gaz. L'aération s'effectue au moyen d'un gros soufflet de forge, d'environ un demi-mètre cube de capacité, manœuvré à la main ; l'air est soufflé jusqu'au bas du puits par une conduite rudimentaire en zinc. On a également employé des procédés d'aération plus perfectionnés, avec ventilateurs centrifuges, mais ces innovations sont mal vues des ouvriers ; ils se plaignent notamment du bruit fait par les ventilateurs rotatifs, bruit qui gêne les communications à la voix entre le fond et le jour.

L'ouvrier est éclairé, pendant son travail, au moyen d'un miroir, d'une cinquantaine de centimètres de côté, maintenu dans un support articulé ; il serait évidemment très dangereux de munir l'ouvrier d'une lampe à feu nu, dans une atmosphère chargée de gaz combustibles, mais on pourrait avec avantage utiliser des lampes électriques à accumulateurs, dont l'emploi ne présenterait aucun risque.

151. — Le travail des puisatiers est pénible et l'avancement moyen ne dépasse guère 1 mètre par jour. Des accidents se produisent d'ailleurs assez fréquemment, par suite d'éboulements et de venues d'eau, les moyens de protection employés étant des plus précaires. Mais le moment le plus critique est généralement celui où l'ouvrier approche du niveau pétrolière ; si la pression dans le gisement est importante, il peut se produire un brusque afflux de pétrole et de boues qui enlissent l'ouvrier s'il n'a pas pu être remonté à temps ; le seul dégagement des gaz peut donner lieu à des accidents mortels par asphyxie. Dans ces conditions on préfère parfois arrêter le fonçage du puits au niveau de la couche imperméable et généra-

lement très dure qui recouvre immédiatement le gisement pétrolifère; on ménage ensuite dans cette couche, au moyen d'une barre à mine, un conduit de faible diamètre par lequel le pétrole et les gaz afflueront dans le puits.

152. — Malgré la médiocrité des moyens techniques employés, la profondeur des puits à main forcés en Roumanie atteint très couramment 150 ou 200 mètres et l'on a même poussé jusqu'à 300 mètres, dans des conditions exceptionnellement favorables. L'exploitation par puits à main peut d'ailleurs concurrencer dans certains cas l'exploitation par sondages, grâce à la modicité des prix de fonçage et à la rusticité du matériel mis en œuvre; mais le procédé devient inapplicable dès que l'on se trouve en présence de certaines difficultés techniques: gisements profonds, forte pression des gaz, nécessité de traverser des terrains ébouleux ou très aquifères.

## CHAPITRE II

### EXPLOITATION PAR PUIITS ET GALERIES

#### § 1. — Conditions générales

153. — La méthode d'exploitation « par puits et galeries » repose essentiellement sur le principe suivant : un puits de mine, de type courant, étant foncé jusqu'au gisement à exploiter, on trace, à partir de ce puits, des galeries de mine par lesquelles on opère un « drainage » méthodique de la couche pétrolifère. Ce procédé encore tout récent (1917) n'a été appliqué jusqu'ici que dans une seule exploitation (Mines de Pechelbronn-Alsace), mais il semble qu'il soit appelé — *moyennant certaines précautions essentielles*, sur lesquelles nous reviendrons plus loin — à prendre dans quelques cas une réelle importance industrielle.

154. — Il faut bien spécifier, tout d'abord, le rôle spécial de ce genre d'exploitation ; le but que l'on se propose n'est pas de remplacer l'exploitation par sondages, mais au contraire de la compléter en la rendant plus efficace ; il est même indispensable d'exploiter d'abord par sondages, pour reconnaître préalablement le gisement et pour laisser échapper la plus grande partie des gaz, ceux-ci, surtout lorsqu'ils sont sous forte pression, étant de nature à rendre impossible l'exploitation souterraine par galeries ou à en augmenter considéra-

blement le danger. Mais les sondages et les pompages, après avoir fourni leur maximum de rendement, donnent une production de plus en plus réduite et doivent finalement être abandonnés, le gisement semblant pratiquement épuisé. C'est à ce moment que l'exploitation par puits et galeries peut être entreprise dans de bonnes conditions techniques.

L'épuisement du gisement est en effet purement apparent et tient uniquement à l'imperfection des moyens d'extraction par sondage ou pompage. Dans un très remarquable rapport sur la question (1915), M. P. de Chambrier, Directeur des Mines de Pechelbronn, avait en effet établi ce fait fondamental : la quantité d'huile qui s'écoule d'un gisement atteint par un sondage ne représente qu'une fraction très petite du pétrole brut dont il est saturé ; il reste encore dans le gisement, après son épuisement apparent, une notable proportion d'huile, que des procédés d'extraction plus efficaces doivent permettre de récupérer.

Ces procédés sont de deux sortes :

1<sup>o</sup> drainage des sables par des galeries de mine tracées dans le gisement ;

2<sup>o</sup> extraction des sables et lavage à l'eau bouillante.

Dans les méthodes ordinaires d'extraction par pompages on opère en effet par une sorte de succion, rendue plus difficile du fait de l'exiguïté du trou de sonde, et contrecarrée par l'action de la pesanteur. On conçoit donc que l'on augmentera le rendement si, au lieu d'opérer par succion, on laisse l'huile s'égoutter naturellement, par la seule action de la pesanteur, dans des canaux de drainage, de section suffisante, établis à la base de la couche de sable à exploiter. Ces canaux seront constitués

dans la pratique par des galeries de mine tracées « au mur » de la couche, la section et l'écartement de ces galeries étant déterminés de façon à assurer les meilleures conditions de drainage du gisement.

Mais ce procédé ne suffira pas encore à extraire toute l'huile du gisement. Prenons en effet du sable sec et saturons-le d'huile minérale, puis laissons-le égoutter dans un entonnoir, de façon à reproduire des conditions analogues à celles du drainage par gravité (expériences de M. de Chambier) ; on constate, quelle que soit la durée de l'égouttage, qu'il n'est possible d'extraire qu'une fraction (un tiers environ) de l'huile préalablement absorbée par le sable ; seul un lavage prolongé à l'eau bouillante permettra d'éliminer la presque totalité de l'huile. Ainsi, dans la pratique, si l'on veut exploiter intégralement le gisement, il faudra extraire les sables par des travaux de mine et les soumettre à un traitement approprié à l'eau bouillante.

**155.** — En résumé, l'exploitation complète d'un gisement devrait comporter logiquement trois phases distinctes, dont la capacité d'extraction correspond approximativement aux proportions ci-après du volume total d'huile primitivement contenue dans le sable :

1 <sup>o</sup> Sondages (jaillissement naturel si la pression des gaz est suffisante, ou pompage) .....	10 à 20 %
2 <sup>o</sup> Drainage par galeries souterraines .....	30 à 40 %
3 <sup>o</sup> Extraction des sables et lavage à l'eau bouillante .....	30 à 40 %

Les chiffres indiqués ici (d'après M. de Chambier) s'appliquent à un cas particulier, et pourraient varier assez notablement d'un gisement à l'autre ; mais il

donnent au moins une idée de l'ordre de grandeur des phénomènes en jeu.

Les essais de traitement à l'eau bouillante n'ont donné lieu jusqu'ici à aucune application industrielle, les frais d'extraction et de lavage étant encore trop élevés pour permettre une exploitation rémunératrice. Par contre la méthode de drainage par galeries souterraines a été appliquée avec plein succès dans les mines alsaciennes, et elle peut être appelée à révolutionner complètement les conditions d'exploitation de certains gisements.

Peut-être cette méthode, que nos mines françaises sont actuellement seules à appliquer, nous reviendra-t-elle plus tard comme innovation sous un nom anglo-saxon ou germanique ; c'est cependant à M. de Chambier que revient tout le mérite d'avoir imaginé le procédé d'exploitation par « puits et galeries », d'en avoir démontré expérimentalement la possibilité, et d'avoir osé le premier en préconiser l'application industrielle.

## § 2. — Méthode d'exploitation

**156.** — L'extraction par puits et galeries relève directement de la technique des mines ; nous ne pouvons évidemment présenter ici un cours complet d'exploitation minière et nous nous contentons d'indiquer le principe des méthodes, renvoyant pour plus amples détails aux ouvrages spéciaux sur la matière <sup>1</sup>. La technique des mines n'est d'ailleurs pas de celles qui s'ap-

1. Voir notamment les ouvrages de : Haton de la Goupillière (3 vol. Dunod et Pinat) ; Crussard (2 vol. Encyclopédie Scientifique, Librairie Doin).

prennent uniquement dans les livres et le sondeur au pétrole, quelle que soit son expérience de la région exploitée, ne peut pas avoir la prétention de devenir en un jour un mineur proprement dit ; il ne devra entreprendre une exploitation souterraine par puits et galeries qu'avec le concours d'un ingénieur des mines expérimenté, s'il veut s'éviter de graves déboires.

157. — L'emplacement à choisir pour le puits dépend essentiellement des conditions locales ; comme nous l'avons indiqué précédemment, la région à exploiter par galeries souterraines doit avoir été préalablement reconnue et débarrassée de l'excès d'huile et de gaz par des sondages et pompages conduits jusqu'à l'épuisement apparent du gisement. Il faut évidemment que la superficie et la puissance de la couche à exploiter soient suffisantes pour motiver des dépenses de premier établissement qui seront toujours importantes ; il sera également prudent de prélever et d'étudier un grand nombre d'échantillons du terrain pétrolifère, pour se renseigner, dans la mesure du possible, sur les difficultés et le rendement probable de l'exploitation. Enfin on devra rassembler tous les renseignements que peuvent donner les sondages, notamment sur la consistance des terrains et sur les couches aquifères, dont la présence peut augmenter très sensiblement le prix du fonçage. Avec ces éléments, en établira le bilan économique de l'exploitation projetée et l'on décidera si l'on peut ou non l'entreprendre sans trop grands aléas.

Pour des raisons de sécurité faciles à concevoir, il est sage de prévoir, pour chaque exploitation souterraine, deux puits de communication avec le jour ; le règlement français sur l'exploitation des Mines de combustibles

spécifié d'ailleurs « qu'en dehors de la période préparatoire, aucun travail ne peut être poursuivi dans une mine sans qu'elle ait au moins, avec le jour, deux communications par lesquelles puissent circuler en tout temps les ouvriers occupés dans les divers chantiers de la Mine »<sup>1</sup>.

La distance entre les deux puits peut être assez variable. Si le gisement est encore mal connu, et si l'on hésite entre deux régions semblant correspondre à un maximum de rendement, il peut être avantageux d'augmenter l'écartement entre les puits et d'établir chacun d'eux au centre de l'une des régions d'exploitation probable ; on diminue évidemment ainsi les aléas financiers de l'entreprise. Par contre, si les puits sont rapprochés, on pourra aisément établir une liaison souterraine entre ces deux puits et on réalisera plus rapidement les conditions normales de sécurité ; il faut, bien entendu, que la distance entre les puits reste suffisante pour qu'ils soient réellement indépendants et pour qu'un accident survenant à l'un d'eux ne risque pas de compromettre l'autre communication avec le jour ; une distance d'une trentaine de mètres est tout à fait un minimum.

**158.** — La section à donner à ces puits devra être évidemment moins grande que pour une mine ordinaire à forte extraction ; il ne s'agit pas en effet d'extraire tout le sable du gisement exploité, mais seulement d'évacuer les déblais provenant des galeries de drainage ; il faut en outre — surtout si le gisement est peu connu ou si l'on exploite des lentilles de sable de dimensions relativement faibles — réduire le plus possible les frais de fonçage et ceux-ci dépendent évidemment du

1. Décret du 13 août 1911 ; art. 40.

diamètre adopté pour le puits. On pourra donc se contenter du minimum de section nécessaire pour le passage de deux cages d'extraction ( se faisant équilibre) et l'établissement d'un compartiment à échelles ; les cages elles-mêmes pourront être prévues pour le transport d'une seule berline (wagonnet) à la fois et pourront être de dimensions réduites. On peut même diminuer encore la section du puits, en n'y faisant circuler qu'une seule cage d'extraction, mais il est nécessaire, dans ce cas, d'équilibrer cette cage par un contre-poids (suivant le dispositif adopté pour les monte-charge) ou de rendre solidaires les cages des deux puits (dispositif adopté par exemple aux Mines de Montrambert).

Il ne faut cependant pas trop réduire la section des puits au détriment de la sécurité et du bon aréage des travaux ; on pourrait d'ailleurs être gêné par l'exiguïté des puits, si les méthodes nouvelles étaient inaugurées, comportant, non plus un simple drainage, mais une extraction totale des sables pétrolifères, et nécessitant par suite une extraction plus active (on aurait, il est vrai, la ressource d'employer des cages à plusieurs étages, pour augmenter la capacité d'extraction sans élargir le puits).

**159.** — Si les terrains à traverser sont peu aquifères, le fonçage ne présente pas de difficultés et peut être rapidement conduit ; si au contraire les venues d'eau sont importantes, il faut recourir à des méthodes spéciales de fonçage et de cuvelage et il est nécessaire de s'assurer le concours d'un entrepreneur expérimenté ; on n'oubliera pas d'ailleurs que le fonçage en terrains très aquifères est toujours coûteux et aléatoire.

Des précautions doivent également être prises pour

la traversée éventuelle de niveaux pétrolifères ; on conçoit qu'il est dangereux de laisser écouler le pétrole dans le puits, où un accident fortuit peut produire un incendie des plus graves ; d'autre part le pétrole traverse à la longue les revêtements les plus étanches, même ceux en ciment monolithe. Il sera donc prudent de placer, derrière le cuvelage, sur toute la hauteur du niveau pétrolifère traversé, une enveloppe imperméable en tôle mince ; on ménagera à la base de cette enveloppe, une rigole collectrice, dont le point le plus bas sera mis en communication avec une conduite d'évacuation de l'huile.

Tout l'équipement du puits (cuvelage, guides pour les cages, échelles, etc.) doit évidemment être établi en matériaux incombustibles. Des précautions analogues doivent être prises aux recettes supérieures et inférieures et les galeries aboutissant au puits doivent être maçonnées ou bétonnées jusqu'à une certaine distance du puits.

Si les deux puits de communication avec le jour sont voisins l'un de l'autre, la liaison souterraine entre eux ne devra pas être trop directe, pour empêcher qu'un accident survenant à l'un des puits ne compromette également l'autre puits. Nous renvoyons, pour le détail d'aménagement des recettes, aux ouvrages spéciaux déjà mentionnés plus haut.

**160.** — Avec l'extraction très réduite et intermittente que comporte le mode actuel d'exploitation souterraine des sables pétrolifères, l'emploi d'une machine d'extraction à vapeur est peu économique ; les pertes par refroidissement et condensation de la vapeur, dans l'intervalle entre deux cordées, seront relativement élevées,

Si donc l'on dispose déjà d'une puissance électrique suffisante et à un prix abordable, l'extraction électrique sera préférable.

Nous verrons plus loin, cependant, que les injections de vapeur peuvent être un précieux élément de lutte contre un incendie souterrain et à ce point de vue, l'extraction à vapeur, avec une chaudière toujours sous pression, peut présenter de sérieux avantages. Il pourra donc être nécessaire, si l'on adopte l'extraction électrique, de disposer au voisinage des puits une chaudière de secours, à vaporisation rapide, susceptible de fournir la vapeur nécessaire en cas d'incendie souterrain ; les frais d'amortissement de ce matériel supplémentaire pourront être largement couverts par l'économie résultant de l'exploitation électrique.

**161.** — Nous avons déjà expliqué que la méthode d'exploitation par puits et galeries, telle qu'elle est actuellement appliquée, consiste essentiellement en un drainage des couches pétrolifères. Il ne s'agit donc pas de « dépiler » complètement le gisement, comme on le ferait pour une veine de charbon, mais d'y tracer seulement des galeries de dimension et d'écartement convenables pour assurer le drainage nécessaire. Le traçage est fait de façon que le sol de la galerie se trouve toujours au « mur » de la couche, c'est-à-dire dans le plan de séparation entre cette couche et les terrains sous-jacents ; si cependant le gisement est très irrégulier, il ne faut évidemment pas s'astreindre à en suivre les sinuosités d'importance secondaire, et il faudra donner aux galeries une pente compatible avec le roulage des wagonnets.

La section des galeries doit être suffisante — au

moins 2 m.  $\times$  2 m. — pour faciliter le drainage et permettre un très bon aérage des chantiers. Quant à l'écartement entre les galeries, il dépend essentiellement des conditions locales et notamment de la facilité avec laquelle l'huile peut s'écouler à travers les pores du terrain. Si l'on écarte trop les galeries, l'assèchement du massif compris entre deux galeries consécutives peut n'être pas complet ; si au contraire les galeries sont trop rapprochées, on augmente, sans utilité, les frais d'exploitation ; quel que soit d'ailleurs l'écartement adopté, il sera nécessaire de vérifier de temps à autre, par un sondage horizontal fait depuis la galerie, ou par une recoupe, les conditions d'assèchement du terrain, sans perdre cependant de vue que l'écoulement total de l'huile se fait très lentement et demande généralement plusieurs semaines. Aux Mines de Pechelbronn, l'aérage s'effectue par galeries parallèles distantes de 50 mètres et cette distance semble convenable dans les conditions actuelles.

162. — L'abatage se fait suivant les méthodes ordinairement adoptées pour le traçage des galeries de mines. Il serait désireux que des expériences fussent effectuées, en vue d'établir dans quelles conditions l'abatage à l'explosif — toujours plus économique et plus rapide — pourrait être adopté, malgré les dangers inhérents à ce genre d'exploitation ; il n'y a pas de raison pour que ce problème, déjà résolu pour les mines grisouteuses, soit insoluble dans le cas des mines de pétrole. Mais dans les conditions actuelles, et tant que des expériences très sérieuses n'auront pas été faites, l'emploi des explosifs doit être rigoureusement proscrit pour les travaux dans la couche pétrolifère.

Les conditions de boisage sont les mêmes que dans toute autre mine ; nous verrons cependant que les risques particuliers d'incendie, dans les mines de pétrole, ont conduit à l'emploi de soutènements métalliques provisoires au voisinage immédiat du chantier et à l'établissement de barrages incombustibles (sections murailles) en certains points des galeries.

L'évacuation des déblais se fait par wagonnets, suivant les procédés habituels ; mais ces déblais étant généralement constitués par des sables épais, de densité nettement supérieure à celle de la houille, il sera prudent de ne pas employer des wagonnets trop lourds ou d'une trop grande capacité ; il faut en effet que la manœuvre de ces wagonnets puisse être facilement assurée par un seul rouleur. Les sables humides, évacués au jour sont mis en tas et égouttés pour recueillir l'huile qu'ils contiennent encore.

Si la galerie est en « montage », l'huile qui suinte s'écoule naturellement en arrière du front de taille et il suffit de lui ménager une rigole sur un côté de la galerie ; si au contraire la galerie est en « descenderie », l'huile s'amasse au front de taille et doit être évacuée par une pompe. Cette huile est ensuite rassemblée dans des puisards collecteurs, établis en des points convenables, où des pompes la reprennent et la refoulent au jour.

**163.** — L'aérage présente une importance particulière dans les mines de pétrole où les dégagements de gaz explosifs ou toxiques sont toujours importants ; par contre la circulation de l'air y est sensiblement facilitée par la grande section des galeries et par l'absence de vieux travaux mal remblayés (principale source de difficultés pour l'aérage des houillères). Dans une

exploitation normale, avec deux puits, l'organisation de l'aéragé se fera suivant les dispositions généralement adoptées pour les mines grisouteuses ; nous n'avons donc pas à en exposer ici le détail, mais nous croyons devoir attirer l'attention sur les particularités suivantes :

— Certaines des prescriptions adoptées pour la réglementation des mines grisouteuses (aéragé ascensionnel, etc.) reposent sur le fait que le grisou à évacuer est un gaz plus léger que l'air ; il pourra en être autrement avec les gaz de pétrole, et il nous semble prudent d'admettre a priori, dans l'organisation de la mine, que les gaz peuvent être, suivant les cas, ou plus légers que l'air (comme le méthane) ou plus lourd (comme certaines vapeurs lourdes d'éther de pétrole).

L'aéragé se fait, de préférence au moyen d'un ventilateur aspirant placé au puits de sortie d'air ; mais il est prudent d'établir également un ventilateur de réserve au puits d'entrée d'air, tant comme appareil de secours que pour faciliter une inversion du sens d'aéragé. Chaque puits doit en outre être muni d'un goyot d'aéragé permettant d'établir au besoin un aéragé séparé pour les chantiers avoisinant ce puits, au cas où la communication avec l'autre puits serait supprimée. Nous verrons au paragraphe suivant l'utilité de ces dispositifs.

**164.** — L'organisation des galeries en vue de l'aéragé est des plus simples, puisqu'il n'y a pas de chantiers de défilage proprement dits. Supposons pour fixer les idées (fig. 83) que la mine soit équipée avec deux puits « jumeaux » distants de 100 mètres par exemple et que l'on veuille exploiter dans deux directions opposées, l'écartement à adopter entre galeries parallèles, pour

assurer les meilleures conditions de drainage ayant été fixé, par exemple, à 50 mètres. On progressera donc par voies conjuguées, à l'écartement de 50 mètres, en établissant de distance en distance (tous les 100 ou 150 mètres) des recoupes d'aérage,  $R_1$   $R_2$ ... suivant un procédé bien connu dans la technique des Mines. L'aérage se fera comme l'indiquent les flèches de la fig. 83 après établissements des portes ou des barrages nécessaires dans les recoupes  $R_1$ ,  $R_2$ ,  $R_3$ ; l'aérage des fronts de taille  $c$  et  $d$  s'effectue comme d'habitude au moyen de ventilateurs locaux placés en  $V_1$  et  $V_2$  et de canars en tôle. Des dispositions analogues seront adoptées pour les autres quartiers de la Mine.

Si l'on veut exploiter dans une nouvelle direction, suivant le schéma de la fig. 84, on partira de même avec deux galeries conjuguées ( $G_5$ ,  $G_6$ ) à travers lesquelles on détournera le courant principal d'aérage, en établissant en P une porte ou un barrage convenable. Mais il est préférable, tant au point de vue du rendement mécanique de la ventilation, que pour la sécurité de l'exploitation, de subdiviser l'aérage par quartiers indépendants, sans astreindre le courant d'air à traverser successivement les divers chantiers; on établira par exemple un « crossing » tel qu'il est indiqué, sur la fig. 85, au croisement de  $G_2$  et  $G_3$ .

Il pourrait sembler préférable de remblayer progressivement les galeries, telles que  $R_1$   $R_2$  (fig. 83), qui ne jouent plus un rôle direct dans l'aérage; un remblayage bien tassé provoquerait en effet moins de pertes d'aérage qu'une simple porte ou un barrage de faible épaisseur. Mais nous avons déjà indiqué combien il est

indispensable, dans les mines de pétrole, de conserver le plus grande souplesse au dispositif d'aérage ; si par exemple un incendie se déclare en *i* (fig. 83), il pourra être nécessaire de rétablir l'aérage par la galerie  $R_1$ .

Nous ne saurions trop insister sur l'importance primordiale d'une bonne organisation de l'aérage, mais nous ne pouvons aborder ici l'étude complète de cette question ; on en trouvera l'exposé détaillé dans les cours d'exploitation des mines.

**165.** — La seule force motrice admissible, à l'intérieur d'une mine de pétrole, est l'air comprimé, tant pour la manœuvre des treuils, des outils d'abatage, etc. que pour la commande des pompes d'épuisement. Nous verrons plus loin que les conduites d'air comprimé peuvent en outre être très utiles, comme conduites d'injection de vapeur, en cas d'incendie.

L'éclairage des galeries et des chantiers demande des précautions spéciales. Il ne saurait évidemment être question d'employer des lampes à feu nu, mais les lampes de sûreté à tamis, employées dans les mines grisouteuses doivent elles-mêmes être proscrites ; une goutte d'huile, tombant sur le tamis, pourrait en effet s'y enflammer aisément. Il faut donc faire uniquement usage, comme lampes portatives, de lampes électriques à accumulateurs, à fermeture magnétique. L'éclairage fixe de la recette du puits d'*entrée* d'air et des galeries aboutissant à ce puits peut, à la rigueur, s'effectuer au moyen de lampes à incandescence branchées sur une ligne électrique descendant dans le puits. Mais on est toujours à la merci d'un court-circuit et il est préférable d'employer également, pour l'éclairage fixe, des lampes à accumulateurs.

On devra, bien entendu, prendre toutes dispositions pour interdire aux ouvriers d'apporter des allumettes, briquets ou autres objets de fumeurs dans la mine ou au voisinage du carreau de la mine.

### § 3. — Accidents possibles et précautions à prendre

**166.** — Il ne faut pas se dissimuler que l'extraction du pétrole par puits et galeries présente des risques graves et que cette exploitation est plus dangereuse que celle des mines de charbon, même les plus grisouteuses. Les accidents à craindre sont de trois sortes :

asphyxie par les gaz toxique,  
explosion,  
incendie.

**167.** — Le *risque d'asphyxie* nous paraît assez minime en exploitation normale, les gaz toxiques de pétrole ayant une odeur assez prononcée pour que l'ouvrier soit prévenu à temps de leur présence ; on ne perdra cependant pas de vue que les masques à oxygène, utilisés pour un travail exceptionnel en atmosphère très chargée de gaz, n'offrent pas actuellement toute sécurité, des expériences récentes ayant montré que les gaz de pétrole peuvent traverser aisément les enveloppes en caoutchouc de ces masques. En cas d'incendie, il peut y avoir, du fait de la présence d'oxyde de carbone, un danger d'asphyxie d'autant plus grave que ce gaz est totalement inodore.

Si les galeries en traçage se dirigent vers des points où l'on peut craindre de brusques dégagements de gaz

sous pression, le chantier devra être précédé de trous de sonde de 3 à 4 mètres de profondeur.

**168.** — Le *danger d'explosion* dans les mines de pétrole paraît plus grave, a priori, que dans les mines de charbon grisouteuses ; le dégagement des vapeurs de pétrole est en effet très actif et la limite d'inflammabilité de certains de ces gaz n'est que de 2 à 3 %<sup>1</sup> (contre 6 % pour le grisou) ; en outre le mineur au pétrole est privé des indications si précieuses que donne la lampe à tamis dans les mines grisouteuses. Par contre l'odeur caractéristique des gaz de pétrole et leur irrespirabilité dès que la teneur dépasse 1 à 1,5 % permettent d'évacuer à temps les chantiers dangereux ; nous avons indiqué également que les conditions spéciales d'exploitation souterraine du pétrole, sans chantiers d'abatage proprement dits, facilitent considérablement l'aérage et l'élimination des gaz dangereux. Il ne faut donc pas exagérer outre mesure l'importance du risque d'explosion.

**169.** — On devra, bien entendu, se conformer à toutes les prescriptions adoptées pour la grisoumétrie dans les mines de charbon franchement grisouteuses<sup>2</sup>, sans perdre cependant de vue que les conditions ne sont pas tout à fait identiques, entre mines de pétrole et mines de charbon ; ainsi les prises de gaz, en atmosphère grisouteuse, doivent se faire au « toit » de la galerie, tandis que dans une mine de pétrole il faudra faire des prélè-

1. En d'autres termes l'air de la mine devient explosif dès qu'il contient plus de 2 ou 3 % de ces gaz.

2. Voir notamment : le Règlement général sur l'exploitation des mines de combustibles (décret du 13 août 1911) ; le Règlement type sur la police des mines.

vement à la fois au « toit » et au « mur », puisque l'on ignore a priori si l'on est en présence de gaz plus légers ou plus lourds que l'air.

Dans les mines de houille, le problème pratique de la grisométrie est relativement peu complexe. L'air ne contient en effet qu'un seul gaz combustible, de composition et de propriétés bien définies ; il est donc inutile de recourir à une analyse qualitative et l'évaluation quantitative de la teneur en grisou se fait aisément par la méthode des limites d'inflammabilité.

L'atmosphère des mines de pétrole contient au contraire un mélange d'hydrocarbures, dont la composition varie d'un point à l'autre de l'exploitation et dépend des conditions de distillation de l'huile minérale (température, pression, vitesse de l'air dans la galerie, etc.). Il est donc nécessaire de recourir à des procédés grisométriques spéciaux, différents de ceux en usage dans les mines de houille.

Les déterminations correspondantes doivent être faites *quotidiennement* au « toit » et au « mur » de chacun des retours d'air principaux. Comme nous l'avons déjà indiqué l'odeur caractéristique du gaz de pétrole est un indice précieux pour la visite de détail des chantiers, mais il ne faut pas oublier que ces gaz peuvent contenir des proportions parfois très importantes — 90 % et plus — de méthane (grisou) inodore, que seule une détermination grisométrique peut déceler.

Il est d'ailleurs recommandable d'effectuer périodiquement une analyse sommaire du gaz, dont la composition varie parfois très notablement d'un point à l'autre du gisement ; cette analyse peut notamment donner des

indications précieuses — comme nous le verrons plus loin — au cours d'un incendie dans la mine. Enfin des déterminations de densité des gaz peuvent également être utiles pour l'organisation rationnelle de l'aéragé.

170. — De tous les dangers auxquels peut être exposée une exploitation souterraine de pétrole, le plus grave est incontestablement le *danger d'incendie*. S'il est possible par un aéragé méthodique, de maintenir la teneur en gaz au-dessous de la teneur explosible, il est au contraire impossible d'éviter la présence d'huile, éminemment inflammable, aux fronts de taille et dans les galeries. L'incident le plus fortuit peut provoquer l'inflammation; ainsi les étincelles produites par le choc des outils, dont on n'a généralement pas à se préoccuper dans les mines de charbon même très grisouteuses, suffisent à allumer des incendies dans les mines de pétrole; le fait a déjà été constaté plusieurs fois dans les exploitations souterraines de Pechelbronn; on y a vu également un incendie provoqué par les étincelles résultant de la chute d'une pièce métallique dans un puits. On peut donc considérer les incendies comme des accidents impossibles à éviter totalement, mais il faut prendre toutes précautions pour que ces incendies restent localisés et puissent être rapidement combattus.

171. — La première précaution à prendre est d'éviter toute accumulation inutile d'huile combustible dans les chantiers et galeries. L'huile qui suinte au front de taille doit être immédiatement évacuée, par une rigole appropriée ou par une pompe; les rigoles doivent être soigneusement maçonnées et toujours recouvertes, par exemple au moyen de dalles plates dissimulées sous une couche de sable; les conduites de pompage doivent aussi

être enterrées. Aucune flaque de pétrole ne doit être tolérée sur le sol des galeries ; des équipes spéciales pourront être chargées d'enlever ces flaques d'huile ou de les masquer en y jetant du sable sec. Les galeries récemment tracées continuent à donner, pendant quelques semaines, des suintements de pétrole (généralement localisés dans les tranches inférieures) et des précautions spéciales doivent être prises en conséquence ; à Pechelbronn on établit, le long des parois en suintement, et derrière le boisage, une sorte de cuirassement en tôles minces ( $t, \bar{t}$ , fig. 86) ; ces tôles sont recourbées à leur base de façon à former une rainure ( $r, \bar{r}$ ) dans laquelle se rassemble l'huile ; on ménage dans ces rainure, tous les 2 mètres par exemple, une échancrure par laquelle l'huile s'écoule dans les rigoles principales ( $R, \bar{R}$ ) courant le long de la galerie. On doit éviter tout particulièrement l'accumulation de l'huile au fond des puits de communication avec le jour ; on conçoit en effet quelle gravité pourrait présenter un incendie en ce point ; si la base du puits est au niveau de la couche pétrolifère ou un peu au-dessous de ce niveau, il faudra établir la partie inférieure du puits en forme de caisson imperméable, en béton ou en tôle. Il serait peut-être plus simple d'arrêter le fonçage du puits à un mètre ou deux au-dessus de la couche pétrolifère à exploiter, mais les galeries aboutiraient alors à la recette par des rampes ; ce qui compliquerait un peu la manœuvre des berlines chargées.

L'huile provenant de différents chantiers et galeries d'un même quartier de la mine est rassemblée dans un puisard collecteur d'où on la remonte au jour. Les puisards seront placés à une certaine distance des puits

de communication avec le jour, de préférence dans un retour d'air et, si possible, en dehors des galeries principales de roulage. Les conduites de refoulement de l'huile vers la surface ne devront pas être établies dans les puits de communication avec le jour ; il est toujours facile d'ailleurs d'utiliser comme conduite de refoulement l'un des anciens sondages ou pompages ayant servi à la première exploitation du gisement. Il se produit nécessairement des accumulations de gaz à la surface des puisards collecteurs, mais nous croyons préférable de ne pas chercher à éliminer ces gaz par l'aérage des puisards ; il serait difficile, en effet, de réaliser un aérage assez énergique pour maintenir sûrement la teneur au-dessous de la limite d'inflammabilité et une explosion serait toujours à craindre ; mieux vaut isoler ces puisards par une fermeture aussi étanche que possible en y laissant accumuler les gaz, de façon à dépasser franchement la limite supérieure d'inflammabilité<sup>1</sup>.

**172.** — On devra éviter de stocker des matériaux combustibles (bois, paille, etc.) dans les galeries et même à la surface, au voisinage immédiat des puits. Dans l'aménagement du carreau de la mine, il faudra prendre des dispositions spéciales pour que les gaz évacués par les ventilateurs ne viennent pas en contact

1. Il existe en effet, pour les mélanges d'air et de gaz, une teneur limite au-dessous de laquelle l'explosion ne se produit pas encore et une teneur limite au-dessus de laquelle elle ne se produit plus ; ainsi le mélange d'air et de grisou est explosif pour des teneurs en grisou comprises entre 6 % (limite inférieure d'inflammabilité) et 14 % (limite supérieure) ; le mélange n'est pas explosif s'il y a moins de 6 % de grisou, mais il ne l'est pas non plus s'il y a plus de 14 % de grisou.

avec une flamme et notamment avec les foyers des chaudières à vapeur ; le problème est d'ailleurs plus délicat que dans une houillère grisouteuse, la proportion de gaz de pétrole pouvant être très considérable à la suite d'un arrêt de l'aérage (après un accident ou une grève) et ces gaz pouvant avoir une densité suffisante pour retomber sur le sol et s'y accumuler.

Le boisage des galeries présente évidemment un inconvénient en cas d'incendie, mais aucun autre mode de soutènement n'offre les mêmes qualités d'élasticité et d'économie. On pourra cependant remplacer le boisage par des cadres provisoires en fer, au voisinage immédiat (4 ou 5 mètres) des fronts de taille où les incendies sont le plus à craindre ; on leur substituera des cadres en bois au fur et à mesure de l'avancement de la galerie. On maçonnera en outre tous les travaux autour du puits, jusqu'à une vingtaine de mètres de distance.

Nous avons déjà signalé le danger des étincelles qui se produisent au front de taille, sous le choc des outils d'abatage ; les ouvriers pourront supprimer partiellement ces étincelles en attaquant bien normalement le massif, sans laisser glisser leur outil et en évitant de frapper sur les nodules durs (silex, pyrite, etc.) qui peuvent se trouver disséminés dans le sable pétrolifère. Des essais d'abatage au marteau-piqueur ont donné, à Pechelbronn, de bons résultats ; on pourrait également employer des outils en alliages spéciaux (tels que la duralumine) ne produisant pas d'étincelles, mais ces alliages s'usent généralement beaucoup trop vite pour être d'un emploi pratique.

173. — Une inflammation locale de l'huile, au front de taille, peut n'avoir pas de conséquences graves, si

l'aérage est suffisant pour éviter une explosion de l'atmosphère du chantier et si les moyens d'extinction nécessaires sont mis à la disposition du personnel. Il devra donc toujours y avoir, à portée immédiate des ouvriers, un extincteur puissant — à acide carbonique par exemple — et une caisse de sable sec que l'on pourra projeter sur l'huile enflammée. Dans les chantiers aérés, l'acide carbonique gazeux des appareils ordinaires se dissipe rapidement et son action est, de ce fait, peu efficace ; pour éviter cet inconvénient certains appareils (par exemple le " Perkeo " allemand) sont disposés de façon à projeter une mousse légère de savon qui flotte à la surface du pétrole enflammé et dont les bulles retiennent l'acide carbonique et en prolongent l'effet <sup>1</sup>. Le plus difficile d'ailleurs est d'obtenir des ouvriers assez de sang-froid pour lutter immédiatement contre une inflammation locale, au lieu de prendre la fuite en laissant l'incendie se propager derrière eux.

Si un incendie de réelle importance se produit dans un quartier de la mine, les mesures à prendre doivent viser d'abord la sécurité de l'évacuation du personnel puis la localisation de l'incendie. En supposant que l'aérage de la mine, au moment où l'incendie se déclare, soit suffisant pour éviter tout danger immédiat d'explosion, c'est contre le risque d'asphyxie par les fumées qu'il vaut avant tout protéger le personnel ; on devra donc établir d'avance, dans la mine, un système de portes

1. Les deux liquides contenu dans l'appareil " Perkeo " sont :

D'une part, du sulfate d'alumine additionné de résines saponifiables ;

D'autre part, du carbonate de soude.

métalliques, susceptibles d'arrêter temporairement la propagation des fumées et que les ouvriers devront fermer avant d'abandonner le quartier en feu. La répartition de ces portes métalliques dépend évidemment de l'organisation spéciale de la mine, mais c'est surtout dans les chantiers d'abatage que les incendies sont à craindre et les dispositions devront être prises pour qu'on puisse isoler l'un quelconque de ces chantiers sans compromettre l'aérage des autres quartiers de la mine. Les portes métalliques sont encastrées dans un massif de maçonnerie suffisamment résistant prolongé de part et d'autre par une quinzaine de mètres de galerie murillée, débarrassée de tous boisages ; c'est en effet par les boisages que la propagation de l'incendie est surtout à craindre et les sections de galerie murillée constituent à ce point de vue des barrages efficaces. Une porte métallique en cornières et tôles minces peut sembler suffisante pour arrêter temporairement l'incendie, pendant l'évacuation du personnel ; nous croyons cependant — bien que la chose soit discutée — qu'il est possible et avantageux de construire des portes très résistantes, capables de supporter le choc d'une *première* explosion dans le quartier en feu ; cette explosion se produisant en effet à la limite inférieure d'inflammabilité, en un point de concentration locale des gaz, sera relativement peu violente, et les effets en seront fortement atténués par le matelas d'air non explosif qui subsiste encore dans les galeries ; on pourra en outre améliorer les conditions de résistance des portes en les disposant comme l'indique la fig. 87, suivant le procédé en usage pour les dépôts d'explosifs.

Auprès de chacune des portes métalliques on doit

établir à demeure un stock de sacs à terre, remplis de sable, en quantité suffisante pour permettre l'édification rapide d'un barrage de deux mètres d'épaisseur. Ces barrages, s'ils sont bien étanches, et soigneusement lutés avec de l'argile, constituent en effet un excellent moyen pour étouffer un incendie local ; ils sont très employés dans les mines de charbon sujettes à des feux.

On commence toujours l'établissement des barrages par ceux qui se trouvent sur l'entrée d'air du quartier en feu ; la fermeture de l'entrée d'air peut même suffire à éteindre l'incendie, et dans les mines de charbon cette opération n'a jamais donné lieu à une explosion, lorsque l'on avait soin de laisser la sortie d'air largement ouverte en supprimant tout obstacle à l'évacuation des gaz. Il peut cependant en être autrement dans une mine de pétrole ; la raréfaction de l'air frais du fait du barrage, coïncide en effet avec une intensification du dégagement des gaz sous l'action de la chaleur, de sorte que l'on arrive automatiquement à la teneur explosible ; l'explosion sera peut-être peu violente, et pourra, dans certains cas, éteindre radicalement l'incendie, mais il est imprudent d'y exposer l'équipe occupée à la construction du barrage. Cet exemple montre combien pourrait être erronée une assimilation trop absolue entre les mines de pétrole et les mines de charbon, au point de vue des méthodes d'exploitation ou des moyens de secours à employer ; c'est un fait que les ingénieurs ne devront pas perdre de vue.

175. — Au lieu de chercher à supprimer simplement l'arrivée d'air au quartier en feu, il est préférable de chercher à étouffer directement l'incendie par une injection de gaz inerte, vapeur d'eau ou acide carbonique.

L'acide carbonique est théoriquement préférable, mais il faudrait en avoir d'avance une réserve importante ou disposer d'un appareil de production — four à chaux, par exemple — susceptible de fournir rapidement un débit important. Dans la pratique on aura plutôt recours à des injections de vapeur d'eau provenant soit des chaudières de la machine d'extraction, soit d'un générateur spécial à vaporisation rapide.

L'adduction de vapeur jusqu'au quartier en feu pourra se faire par un système spécial de conduites, établies à l'avance, et réunissant le générateur de vapeur aux différents quartiers de la mine. Mais si l'on dispose déjà d'un réseau de conduites pour l'air comprimé destiné aux machines et outils du fond, il sera plus économique d'utiliser ces mêmes conduites pour les injections éventuelles de vapeur, d'après le processus suivant : on dispose sur la conduite d'air comprimé, derrière chacune des postes métalliques dont il a été parlé plus haut, un robinet que les ouvriers doivent ouvrir avant d'abandonner un quartier en feu et d'en fermer les portes ; la simple manœuvre d'une vanne établie au jour permettra de brancher la conduite sur le générateur de vapeur et d'effectuer l'injection de vapeur dans le quartier en feu. Il peut d'ailleurs y avoir avantage à ne pas trop précipiter la manœuvre et à laisser l'air comprimé se dégager dans le chantier, pendant la construction des barrages ; on atténuera ainsi les risques d'explosion dus à la suppression de l'aérage.

On ne devra pas hésiter à prolonger la durée de l'injection de vapeur ; il peut se faire, en effet, que l'extinction du feu ne soit qu'apparente et qu'il subsiste, sur les boisages, des points en ignition, susceptibles de

rallumer un incendie dès que l'on rétablira l'aérage ; en outre, l'explosion qui a pu se produire au moment de la suppression de l'aérage se reproduira à peu près sûrement au moment de la reprise de l'aérage, si l'incendie n'est pas radicalement éteint et cette deuxième explosion sera plus violente que la précédente, puisqu'elle aura lieu cette fois à la limite supérieure d'inflammabilité, dans une atmosphère chargée de gaz combustible. On ne saurait donc s'entourer de trop de précautions avant de reprendre l'exploitation d'un quartier qui a été incendié. On obtiendra des renseignements intéressants en analysant périodiquement les gaz de ce quartier ; la teneur en acide carbonique donnera une idée du degré d'étouffement de l'incendie et la teneur en gaz de pétrole indiquera le danger éventuel d'explosion. Les prélèvements de gaz pourront être faits par une équipe, pénétrant derrière les barrages avec des masques respiratoires ; mais cette manœuvre est toujours dangereuse et il vaut mieux ménager dans les barrages une tubulure spéciale, de faible diamètre, par laquelle on aspirera les gaz du quartier en feu ; on peut aussi faire l'aspiration par la conduite d'injection, après avoir supprimé provisoirement l'arrivée de vapeur.

Si, après plusieurs jours d'injection de vapeur, l'extinction de l'incendie paraît encore incertaine, mieux vaudra condamner complètement le quartier en feu, en établissant, en avant des barrages provisoires en sacs à terre, de solides barrages de plusieurs mètres d'épaisseur en sable et argile bien pilonnés.

Au lieu d'opérer par injection de vapeur, on peut également recourir aux méthodes « *d'embouage* »

qui consistent à noyer le quartier en feu dans une boue liquide amenée par des tuyauteries spéciales. Ce procédé, employé dans les mines de charbon, est très énergique, mais d'une exécution plus difficile et plus onéreuse que l'injection de vapeur.

**176.** — Il est parfois nécessaire, au cours d'un incendie, d'inverser le sens de l'aérage; ce sera le cas, par exemple, si le feu se déclare au voisinage immédiat de l'entrée d'air, les gaz de combustion qui se dégagent risquant alors de vicier toute l'atmosphère de la mine. Un incendie survenant dans une galerie principale pourra également obliger à couper la communication entre les deux puits et à organiser pour chaque puits un aérage séparé. C'est en prévision de ces manœuvres que nous avons préconisé l'emploi d'un double jeu de ventilateurs et l'établissement de goyots d'aérage dans chaque puits. On n'oubliera pas cependant que l'inversion du sens de l'aérage est une opération délicate, susceptible d'entraîner des accidents graves; on ne devra donc y recourir qu'en cas d'absolue nécessité et après en avoir judicieusement pesé les conséquences possibles.

**177.** — On voit, d'après tout ce qui précède, combien l'exploitation des pétroles par puits et galeries est parfois délicate et quelles conséquences fâcheuses peuvent résulter d'une simple imprudence. D'autres industries — celle des poudres et explosifs, par exemple — présentent il est vrai des dangers comparables, mais elles ont pu les surmonter par l'observation stricte d'une réglementation minutieuse; il doit en être de même en matière d'exploitation souterraine des pétroles et il serait déplorable que cette industrie nouvelle, si pleine de promesses, fut compromise par l'imprudence des exploi-

tants. On ne saurait trop insister sur la nécessité de s'assurer le concours d'un personnel spécialement compétent, prélevé autant que possible parmi des ingénieurs des mines et des ouvriers mineurs ayant la pratique des houillères grisouteuses. Mais ces ingénieurs et ces ouvriers ne doivent eux-mêmes pas perdre de vue que l'exploitation des pétroles n'est pas en tout point identique à l'exploitation du charbon et qu'une assimilation trop complète peut conduire à de fausses manœuvres et à des catastrophes.

---

## TITRE IV

### LÉGISLATION

#### § 1. — Généralités

178. — L'exploitation industrielle des pétroles étant relativement récente, certains Etats se sont contentés d'appliquer purement et simplement les lois déjà en vigueur pour les mines proprement dites. Lorsqu'on s'est aperçu des inconvénients d'une assimilation aussi simpliste, des modifications ont été étudiées, mais sans tenir suffisamment compte des conditions locales. Le développement des gisements russes de Grosny et Maikop, par exemple, a été longtemps paralysé par une assimilation administrative trop étroite avec des gisements exceptionnellement riches comme ceux de Bakou. Il semble donc nécessaire de préciser tout d'abord ces deux principes essentiels, qui pourraient paraître des truismes, s'ils n'étaient si souvent oubliés :

1° Toute législation applicable aux exploitations minières proprement dites ne convient pas nécessairement aux exploitations de pétrole ;

2° Une législation parfaitement adaptée aux conditions d'une région pétrolifère donnée n'est pas nécessairement applicable à une autre région pétrolifère.

A notre avis, une loi sur les exploitations pétrolifères devrait se borner à formuler des principes tout à fait

généraux, laissant aux pouvoirs administratifs le soin d'élaborer, suivant les directives légales, des cahiers des charges types, spécialement adaptés aux diverses conditions locales.

**179.** — Dans tout ce qui suit, nous supposons qu'il s'agit d'exploitations de pétrole du type courant, par sondages ou pompages. La méthode par « puits et galeries » n'en constitue d'ailleurs qu'un cas particulier, ne motivant pas une législation spéciale, en ce qui concerne tout au moins les modalités d'octroi des concessions.

Cette dernière méthode nécessitera par contre, en ce qui concerne la technique de l'exploitation, une réglementation particulière, différente, en bien des points, de la réglementation générale des mines de charbon ; mais elle est encore trop récente pour avoir donné lieu à des dispositions définitives.

## § 2. — Octroi des concessions

**180.** — Avant d'aborder l'étude des dispositions législatives en vigueur dans les divers pays producteurs de pétrole, nous croyons nécessaire de rappeler très sommairement <sup>1</sup> quelques principes fondamentaux de législation minière. On conçoit que les conditions spéciales dans lesquelles se présentent et s'exploitent les richesses minérales nécessitent une législation spéciale ; en outre, ces richesses dont la bonne gestion intéresse la collec-

1. Pour une étude plus détaillée de la question, voir l'excellent ouvrage de « Législation des Mines » de M. Aguillon (Librairie Béranger, Paris).

tivité, sont souvent très localisées et ne se reproduisent pas, d'où la nécessité d'en régler spécialement les conditions d'acquisition. On a été ainsi conduit à envisager quatre types fondamentaux de législation minière :

1<sup>o</sup> *Système de l'accession* : le propriétaire de la surface est également propriétaire de toutes les substances minérales contenues dans le sous-sol ; c'est le système adopté dans les pays de droit anglais (exception faite pour le cas particulier des « public lands » américains).

2<sup>o</sup> *Système de l'occupation* ; le droit d'exploiter appartient, sous certaines garanties, à l'« inventeur » du gisement ; ce système est très répandu, notamment dans le droit allemand et autrichien et dans les législations espagnoles et sud-américaines ; il est également appliqué, en Amérique du Nord, aux « public lands » du Far-West.

3<sup>o</sup> *Système du droit régalien* ; c'est le système de la loi française de 1810 ; l'Etat peut choisir librement le concessionnaire, que celui-ci soit ou non propriétaire de la surface ou « inventeur » du gisement ; mais les modalités de la concession sont fixées par la loi.

4<sup>o</sup> *Système de la dominialité* ; l'Etat dispose librement des mines, sans être astreint à aucune condition légale (Luxembourg).

**181.** — L'un des points les plus discutés, en matière de concessions pour pétrole, est celui de la superficie maxima dont la concession peut être accordée à une même personne. On conçoit, en effet, que si cette superficie est trop considérable, il en résulte, en faveur du concessionnaire, un privilège exorbitant qui peut être contraire à l'intérêt général ; si par contre la superficie concédée est trop réduite, il peut être impossible d'y

organiser une exploitation rationnelle. Et c'est ici qu'il est particulièrement essentiel, d'éviter des généralisations trop hâtives ; s'il suffit d'une superficie relativement réduite dans des régions comme celle de Bakou où un même puits produit jusqu'à 10 et 15.000 tonnes de pétrole par jour, il ne saurait en être de même dans les régions où le débit journalier des « pompages » exploités ne dépasse guère quelques centaines de kilogs.

Aux *Etats-Unis*, les premières lois de prospection (« placer laws ») appliquées d'abord aux pétroles, conduisirent rapidement à des abus et il fut nécessaire d'adopter des mesures législatives nouvelles ; celles-ci diffèrent d'ailleurs suivant les Etats. D'une façon générale la surface maxima concessible à un même exploitant, est fixée à 640 acres <sup>1</sup>, soit environ 300 hectares ; mais ce chiffre est parfois porté à 1.280 acres (certaines régions du Texas) ou même à 4.800 acres (Territoires indiens de l'Okla-homa). « L'Act » du 25 juin 1910 du Président des États-Unis a réservé à l'Etat le droit de concession sur les gisements de pétrole de gaz naturels dans un certain nombre de régions du territoire Nord-Américain (Californie, Wyoming).

En *Russie* dans les régions dont le sous-sol est encore inexploré, le prospecteur reçoit un permis de recherches sur une superficie maxima de 37 déciatines <sup>2</sup> ; s'il trouve du pétrole, il lui est accordé, une concession définitive de 10 déciatines ou environ 10 hectares. Dans les régions déjà prospectées antérieurement, les permis de recherche

1. L'acre vaut environ 1/2 hectare.

2. La déciatine vaut un peu plus d'un hectare.

n'ont plus de raison d'être et on accorde directement les concessions de 10 déciatines.

Nous avons indiqué précédemment que cette dimension des concessions, fixée d'après les conditions de la très riche région de Bakou, ne convient nullement aux terrains moins productifs.

*Roumanie-Galicie.* — L'extrême division de la propriété paysanne, dans les régions pétrolifères roumaines et galiciennes, rend souvent difficile la constitution d'un champ pratiquement exploitable. En Galicie, une superficie minima de 12.000 mètres carrés, avec une largeur de 60 mètres au moins est exigée pour une concession indépendante. De sérieuses difficultés se sont produites, en Roumanie notamment, du fait de l'incertitude des titres de propriété ; le véritable propriétaire avait tout intérêt à dissimuler sa qualité, jusqu'au moment où le développement des travaux était suffisant pour lui permettre de réclamer ses droits sous des conditions exorbitantes ; une loi spéciale (« loi de Consolidation ») a mis fin à ces abus.

Au *Mexique*, le droit d'exploitation appartient au propriétaire de la surface et il n'est fixé, en conséquence, aucune limite de superficie pour les concessions.

### § 3. — Redevances

182. — On admet généralement — quels que soient les principes de législation minière adoptés — l'obligation, pour le concessionnaire, de payer une redevance au propriétaire de la surface ou à l'Etat ; mais les avis diffèrent sensiblement sur les modalités de cette rede-

vance. Le système le plus répandu est celui de la taxe proportionnelle à la valeur des produits extraits ; mais on conçoit immédiatement à quelles discussions, entre le fisc et l'exploitant, peut donner lieu la fixation de cette valeur ; la question devient presque inextricable lorsque l'exploitant distille lui-même l'huile minérale extraite. Le prélèvement d'une taxe en nature supprimerait ces difficultés, mais il ne pourrait convenir que dans des cas très spéciaux. Quant à la redevance fixe par tonne extraite, qui est parfois adoptée, si elle a l'avantage de simplifier le contrôle, elle a par contre l'inconvénient de grever lourdement l'exploitation lorsque les prix sont bas. Enfin on peut adopter une redevance fixe par unité de surface concédée, combinée ou non avec les redevances proportionnelles ci-dessus.

**183.** — Aux *Etats-Unis* la redevance est généralement de  $1/10$  à  $1/6$  de la valeur de la production ; il s'ajoute, dans certains cas et notamment dans les régions où la présence du pétrole est déjà connue, une taxe fixe par unité de surface. Ces taxes ne sont d'ailleurs pas fixées légalement ; elles varient suivant la région et les conditions (distance à une voie ferrée, par exemple) et peuvent croître rapidement sous l'effet de la spéculation ; dans la région de Corpus Christi (Texas), la découverte d'une très riche source de gaz naturel, en 1915, fit monter le taux des redevances à 20 % de la valeur de la production. La redevance fixe atteint fréquemment 100 dollars par hectare et par an.

En *Russie*, sous l'ancien régime, le système de redevances variait suivant la région ; à Bakou, par exemple, la redevance par unité de surface était de l'ordre de 10 roubles par hectare au début de l'exploitation, mais

croissait ensuite proportionnellement au nombre d'années d'exploitation (elle était par exemple de 100 roubles au bout de 10 ans) ; à Grosny, la redevance fixe était de l'ordre de 25 roubles à l'hectare. Les redevances proportionnelles étaient basées sur le tonnage extrait, et la taxe par tonne allait en décroissant à mesure que la production totale augmentait. De nombreuses tentatives avaient été faites par l'Administration pour concilier les divers intérêts en jeu et restreindre la spéculation.

En *Roumanie* le concessionnaire est parfois tenu de payer, indépendamment de la redevance proportionnelle, une redevance fixe par sondage ou par puits exploité.

En *Galicie* les exploitants sont astreints au paiement d'une redevance proportionnelle, et il se fait d'ailleurs un trafic intense des titres de redevances ("bruttos"); ceux-ci sont payables en nature et ont un cours variable suivant les fluctuations du marché.

#### § 4. — Obligations spéciales du concessionnaire

184. — Indépendamment des redevances mentionnées ci-dessus, certaines obligations sont en outre imposées au concessionnaire pour le contraindre, par exemple, à exploiter effectivement le gisement concédé. En Roumanie une loi, dite « loi des dix ans », promulguée en 1914, oblige le concessionnaire à commencer son exploitation effective dans un délai de 10 ans, sous peine de voir résilier sa concession. Nous avons vu plus haut que des dispositions législatives sont également prévues, dans certains pays, pour éviter les conséquences

d'une exploitation imprudente, notamment les venues d'eau et les risques d'incendie.

Les dangers inhérents à l'exploitation par « puits et galeries » nécessiteront une réglementation spéciale de cette exploitation dès qu'elle se sera généralisée. En Alsace on se conforme aux principales dispositions du « Règlement Général sur les mines de combustibles » (décret du 13 août 1911) complété par certaines prescriptions de l'Administration des mines.

---

LIVRE DEUXIÈME

Traitement de l'huile minérale



## LIVRE DEUXIÈME

### Traitement de l'huile minérale.

---

#### TITRE I

#### CLASSIFICATION DES HUILES MINÉRALES

185. — Une classification logique des différents produits industriels dérivés de l'huile brute est très difficile, si même elle est possible. Tout d'abord la grande complexité des huiles naturelles et les différences fondamentales entre les produits des types russes et américains, s'opposent à une séparation en éléments ou en groupes d'éléments nettement définis et comparables entre eux. D'autre part, la nécessité de régler le rendement de leurs raffineries suivant la variation des cours commerciaux incite les industriels à déplacer les limites de classification ; si par exemple les essences se vendent mieux que les pétroles, on verra apparaître, sous le nom d'essences, des produits de plus en plus lourds qui, auparavant, eussent été classés comme pétroles lampants. Des dénominations nouvelles sont d'ailleurs nécessaires, soit pour plaire à un goût nouveau de la clientèle, soit pour

continuer, sous une autre étiquette, la vente d'un produit qui n'a plus la faveur du public, et le vocabulaire commercial va toujours en s'amplifiant ou en se déformant. Nous renonçons donc à donner un aperçu, même sommaire, de ce vocabulaire et nous nous contenterons d'exposer ici les principes fondamentaux de la classification des huiles minérales.

**186.** — *L'huile brute* (ou *pétrole brut*, ou *naphle*) extraite des champs pétrolifères contient toujours de l'eau et des boues que l'on sépare par décantation, pour obtenir *l'huile brute sèche*.

Celle-ci étant soumise, dans les raffineries, à une distillation progressive donne successivement :

*des essences*, distillant au-dessous de  $150^{\circ}$  et dont la densité est inférieure à 0,75 ;

*des pétroles lampants*, distillant entre  $150^{\circ}$  et  $350^{\circ}$  et dont la densité est comprise entre 0,75 et 0,85<sup>1</sup> ;

*des huiles lourdes*, distillant au-dessus de  $350^{\circ}$  et dont la densité est supérieure à 0,85.

Ces chiffres s'appliquent plus spécialement aux pétroles du type américain ; pour les dérivés des huiles russes, les limites ci-dessus doivent être un peu relevées ; on admet par exemple le chiffre de 0,89 — au lieu de 0,85 — comme limite de densité entre les lampants et les huiles lourdes du type russe.

**187.** — Dans certaines raffineries roumaines et russes, la distillation n'est pas poussée au delà de  $350^{\circ}$  à  $400^{\circ}$  et il reste, après séparation des produits légers, un résidu liquide épais (0,910 à 0,920) ou *mazout*, qui est surtout employé comme combustible.

1. Les règlements français exigent en outre que les pétroles lampants aient un point d'inflammabilité supérieur à  $35^{\circ}$ .

Les parties légères qui ont distillé au-dessous de 350° sont ensuite soumises à d'autres opérations en vue d'obtenir, soit des produits rectifiés (essences et lampants), soit des *distillats* plus spécialement adaptés aux spécifications douanières des pays importateurs. Ces distillats sont constitués par le mélange, non rectifié, des essences et pétroles passant avant 350°, auquel on ajoute au besoin une petite quantité de mazout afin d'obtenir une densité minima donnée (densité au moins égale à 0,830 pour les distillats envoyés en France). L'importation en France des produits légers rectifiés est en effet grevée de droits de douane élevés, tandis qu'une franchise presque totale est accordée aux huiles brutes ou aux huiles partiellement rectifiées dont la densité dépasse 0,830. On a donc intérêt à faire l'importation sous forme de distillats qui seront ensuite rectifiés dans nos usines.

**188.** — La distillation, telle que nous l'avons envisagée ci-dessus, laissait vers 350° et 400° un résidu important de mazouts, vendus comme combustibles liquides <sup>1</sup>. Mais ces mazouts peuvent être distillés à leur tour et donnent alors toute une série d'*huiles de graissage* ; il reste comme résidu final — suivant l'intensité du chauffage en fin de réaction, — soit du *goudron*, soit du *coke de pétrole*. Les huiles de graissage obtenues se classent en :

*Huile à broche* ou *oléonaphte n° 2* (densité moyenne

1. Les mazouts sont également utilisés, après mélange, avec des huiles végétales (huile de colza notamment) comme huiles de graissage de qualité inférieure.

2. Nous ne pouvons pas donner ici le détail des mille dénominations spéciales (spidoléines, valvolines...) inventées par les producteurs.

0,890 ; surtout employée pour le graissage des broches de filature, des métiers de tissage, etc..);

*Huile de machines* ou *oléonaphte n° 1* (densité moyenne 0,900 ; huile de graissage courante, généralement additionnée d'huiles végétales ou animales) ;

*Huile à cylindre* ou *oléonaphte n° 0* (densité moyenne 0,915 ; sert aux graissages des pièces à haute température, et notamment des cylindres, tiroirs, etc.) ;

*Huile de surchauffe* ou *oléonaphte n° 00* (densité moyenne 0,930 ; réservée au graissage des cylindres, tiroirs, etc... dans les machines à vapeur surchauffée).

Ces huiles peuvent être employées à l'état pur, notamment pour le graissage de pièces à haute température. Mais il est avantageux, dans beaucoup de cas, de les additionner d'une certaine quantité de graisses animales ou végétales ; celles-ci augmentent le pouvoir lubrifiant du mélange et la présence des huiles minérales empêche la décomposition des graisses organiques et en atténue l'acidité. On fait également un large usage, pour les pièces de machines peu délicates, de graisses semi-solides, dites « graisses consistantes », préparées par dissolution d'un savon calcaire (14 à 25 %) dans des huiles minérales lourdes ; on ajoute à ce mélange une faible proportion d'eau (2 à 4 %) pour faciliter l'émulsion et permettre d'obtenir la consistance butyreuse nécessaire.

**189.** — Nous n'avons indiqué, dans ce qui précède que les grandes lignes de la classification des huiles minérales, mais il existe en réalité toute une série de produits intermédiaires, tels que les suivants :

« Ethers de pétrole » (produits tout à fait légers distillant dès la température ordinaire) subdivisés en « cymogène », « rhigolène », etc...

« Essence de sûreté » (intermédiaire entre les essences et les lampants) ;

« Huile de colza », « huile solaire », « huile à gaz » (intermédiaires entre les pétroles lampants et les huiles de graissage) <sup>1</sup> ;

« Vaseline » et « paraffine » (produits solides, contenus en dissolution dans les huiles lourdes — et surtout dans celles du type américain — et que l'on élimine par des traitements spéciaux <sup>2</sup>).

On trouvera ci-joint un tableau de classification de ces différents produits, avec l'indication des termes anglais et allemands correspondants.

1. L'huile de colza minérale et l'huile solaire sont utilisées pour l'éclairage, dans certains cas spéciaux ; l'huile à gaz, dissociée par un chauffage énergique, produit un gaz combustible employé pour l'éclairage des voitures de chemin de fer.

2. Voir plus loin : Titre V.

---

## CLASSIFICATION DES DÉRIVÉS DE L'HUILE MINÉRALE

DÉNOMINATION FRANÇAISE	DÉNOMINATION ANGLAISE	DÉNOMINATION ALLEMANDE	DENSITÉ (1) MOYENNE
Huile brute, pétrole brut, naphte	Crude petroleum	Rohöl, erdöl	<i>infér. à 0.65</i>
Ether de pétrole (2)	Petroleum ether	Petroläther	0.70
Essence légère, gazoline	Gazoline	Leicht Benzin, Gasoline	0.72
Essence	Petroleum spirit, petrol	Benzin	0.75
Essence de sûreté	White spirit	Festbenzin, Lackbenzin	0.80
Pétrole lampant	Kerosene, petroleum, naphtha	Leuchtpetroleum	0.83
Huile de colza minérale	Mineral colza oil	Colzaöl	0.86
Huile solaire	Solar oil	Solaröl	
Huile à gaz	Gas oil	Gasöl	
Huile à broches (3)	Spindle oil	Spindelöl	0.89
Huile de machines	Engine oil	Maschinenöl	0.90
Huile à cylindres	Cylinder oil	Zylinderöl	0.92
Huile de surchauffe	Valve oil	Heissdampfzylinderöl	0.93
Paraffine	Paraffin	Paraffin, gatsch (4)	
Goudron	Tar	Teer	
Brai, poix	Pitch	Pech	
Mazout	Fuel oil	Rückstand	

1. Nous n'indiquons ici qu'une densité moyenne ; les chiffres varient en pratique dans d'assez larges limites et sont d'ailleurs toujours plus élevés pour les huiles du type russe (ainsi la densité moyenne des lampants est de 0,80 pour les huiles américaines et de 0,82 pour les huiles russes).

2. Les éthers de pétrole se subdivisent en cymogène, rhigolène, etc.

3. Au terme général « huile de graissage » correspond en anglais l'expression « lubricating oil » et en allemand l'expression « Schmieröl ».

4. Le mot « gatsch » désigne plus spécialement la paraffine brute non encore débarrassée de l'excès d'huile.

## TITRE II

# CHIMIE DES PÉTROLES

### CHAPITRE PREMIER

## CARBURES D'HYDROGÈNE

190. — Les huiles minérales et leurs dérivés sont des mélanges complexes d'un très grand nombre de *carbures d'hydrogène*. Il est donc nécessaire — sans entrer dans une étude complète de ces carbures — de revenir ici sur quelques définitions fondamentales.

### § 1. — Rappel des notions préliminaires

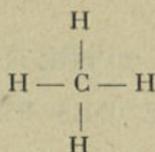
191. — *Carbone tétravalent*. — On sait que le carbone est un élément tétravalent, c'est-à-dire que l'atome de carbone est susceptible de se combiner chimiquement avec 4 atomes d'un corps monovalent ; avec l'hydrogène par exemple on aura la combinaison  $C H^4$ .

On représente en conséquence l'atome de carbone tétravalent par le schéma <sup>1</sup> :



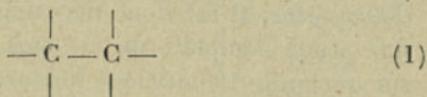
1. On a été conduit, pour expliquer les propriétés différentes de certains carbures isomères, à envisager une représentation tétraédrique du carbone. Voir à ce sujet les traités de chimie.

et la combinaison  $C H^4$  sera figurée par le symbole :

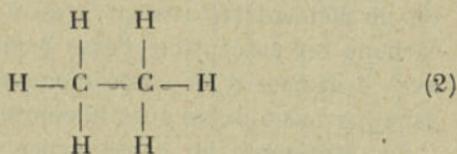


On dit, dans le cas, que les 4 « valences » de carbone sont saturées.

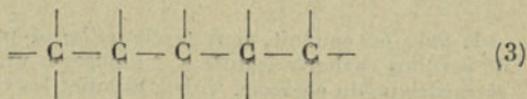
**192.** — *Chaîne ouverte et chaîne fermée.* — Les valences du carbone qui, dans l'exemple ci-dessus, se sont soudées à des atomes d'hydrogène, peuvent également se souder entre elles donnant, par la combinaison de deux atomes de carbone, le symbole :



Il faudrait, bien entendu, 6 atomes d'hydrogène (ou de tout autre corps monovalent) pour saturer les « valences libres » en donnant le composé  $C^2 H^6$  ou :



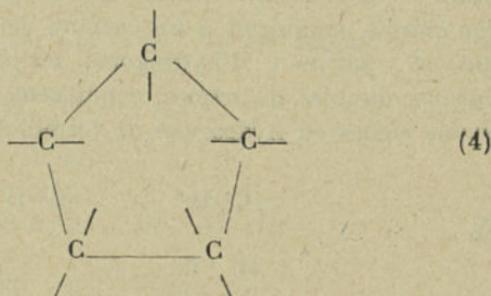
On pourra de même imaginer la combinaison de 3, 4, 5 atomes de carbone ; avec 5 atomes par exemple on aura le symbole :



qui présente 12 valences libres donnant, par saturation avec de l'hydrogène, un corps de composition  $C^5 H^{12}$ .

D'une façon générale on serait conduit, avec  $n$  atomes de carbone à des carbures de formule  $C^n H^{2n+2}$ .

Mais les deux valences extrêmes de la « chaîne » ainsi formée peuvent à leur tour se souder entre elles, donnant par exemple, dans le cas de 5 atomes de carbone, le symbole :



Ici, nous n'avons plus que 10 valences libres, qui donnent, par saturation avec de l'hydrogène, un corps de formule  $C^5 H^{10}$ , la formule générale étant  $C^n H^{2n}$ .

On obtient ainsi deux séries de corps très différentes par leurs propriétés chimiques :

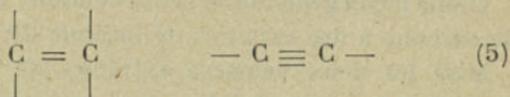
Les carbures « à chaîne ouverte » ou « acycliques » correspondant au symbole (3) ci-dessus.

Et les carbures « à chaîne fermée » ou « cycliques » correspondant au symbole (4).

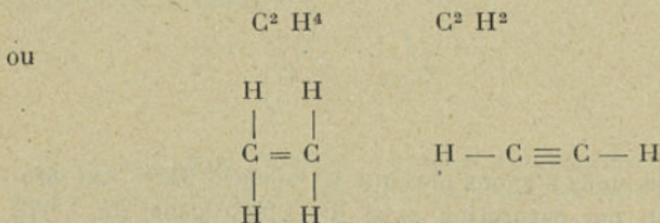
**193.** — *Carbures saturés et carbures non saturés.* — Nous avons supposé jusqu'ici que les atomes de carbone voisins n'échangeaient qu'une seule valence, c'est-à-dire qu'ils ne se soudaient que par un seul point.

On peut imaginer également qu'ils échangent deux

ou trois valences, de sorte que nous aurons, dans le cas de deux atomes de carbone, les symboles :



Dans ces conditions le nombre de valences laissées libres est plus réduit et tandis que le symbole (1) à liaison simple conduirait à un carbure de formule  $\text{C}^2 \text{H}^6$ , qui est « saturé » d'hydrogène, les symboles (5), à liaisons doubles ou triples, conduisent à des carbures moins riches en hydrogène de formules :



D'où la classification en :

carbures « saturés » ou à liaisons simples,

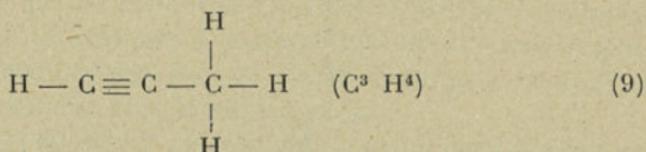
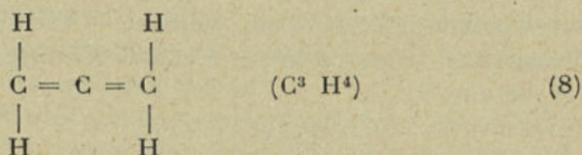
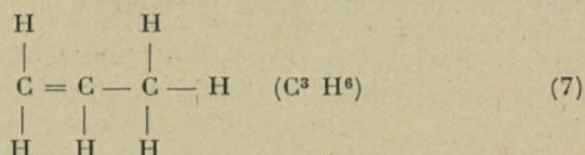
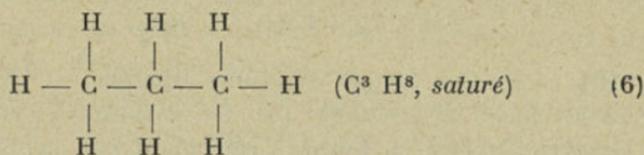
carbures « non saturés » ou à liaisons multiples.

Cette classification n'est d'ailleurs pas uniquement théorique ; dans les carbures non saturés les valences sont en quelque sorte mal utilisées, et il est facile par des réactions chimiques appropriées, de briser leurs liaisons multiples — en les contraignant par exemple à absorber de l'hydrogène — pour revenir vers la forme saturée.

Les carbures saturés présentent au contraire moins

d'affinités chimiques, d'où le nom de « paraffines » qu'on leur donne parfois.

Si l'on envisage des composés à plusieurs atomes de carbone on pourra avoir toute une gamme de carbures de moins en moins saturés ; par exemple avec 3 atomes de carbone on aura les symboles :



Les formules générales étant :

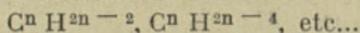
pour les carbures *acycliques* saturés :  $\text{C}^n \text{H}^{2n+2}$

pour les carbures *acycliques* non saturés :  $\text{C}^n \text{H}^{2n}$ ,  
 $\text{C}^n \text{H}^{2n-2}$ ,  $\text{C}^n \text{H}^{2n-4}$ , etc...

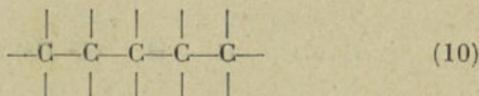
Ce que nous avons dit des liaisons multiples dans les carbures acycliques ou à chaîne ouverte s'applique également aux carbures à chaîne fermée, les formules générales étant :

pour les carbures *cycliques* saturés :  $C^n H^{2n}$

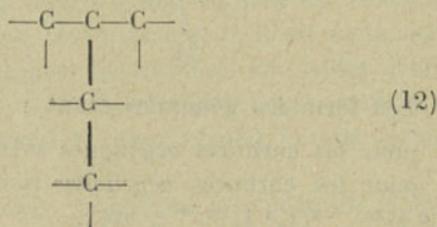
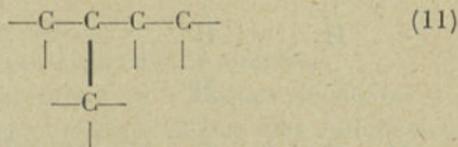
pour les carbures *cycliques* non saturés :



**194.** — *Chaîne simple et chaîne ramifiée.* — Nous n'avons jusqu'ici envisagé que des carbures à chaîne « simple » (ouverte ou fermée), répondant par exemple, pour 5 atomes d'hydrogène, au symbole :



Mais on peut également envisager d'autres modes de construction de la molécule, donnant — avec 6 atomes de carbone — les symboles à chaîne ramifiée tels que les suivants :



On voit donc qu'il est possible de former, avec le même nombre d'atomes de carbone, toute une série de carbures à chaînes ramifiées (parfois appelés « isocar-bures », par opposition aux carbures ordinaires ou « normaux »), de construction et de propriétés chimiques différentes. Le nombre des schémas possibles peut être très considérable ; avec 13 atomes de carbone, par exemple, on peut imaginer 800 carbures acycliques saturés, de schémas différents.

Ce que l'on vient de dire pour les carbures acycliques saturés, s'applique également aux autres carbures.

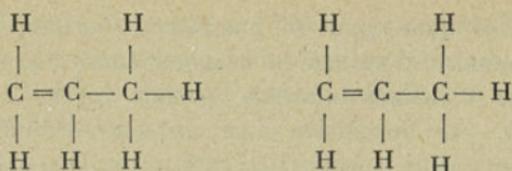
**195.** — *Isomérisie et polymérisie.* — Nous rappelons que l'on appelle « isomères » deux corps contenant les mêmes atomes, mais dans lesquels ces atomes occupent des positions respectives différentes correspondant à des propriétés chimiques différentes.

Ainsi les symboles (8) et (9) ci-dessus correspondent à deux carbures isomères ; les carbures *acycliques non saturés*, de formule  $C^n H^{2n}$  sont également des isomères des carbures *cycliques saturés*.

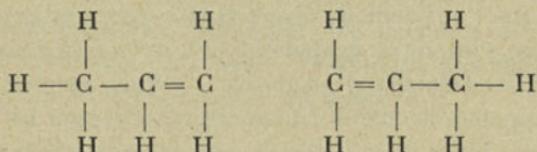
De même les carbures correspondant aux schémas (10), (11), (12) ci-dessus sont des carbures isomères. On conçoit que les cas d'isomérisie puissent être très nombreux avec les carbures à plusieurs atomes de carbone (plus de 800 isomères avec 13 atomes de carbone, ainsi qu'on l'a indiqué plus haut).

On dit qu'il y a « polymérisie » lorsque deux ou plusieurs molécules d'un même carbure se soudent entre elles, pour donner un corps de même composition *centésimale*, mais de formule chimique plus complexe.

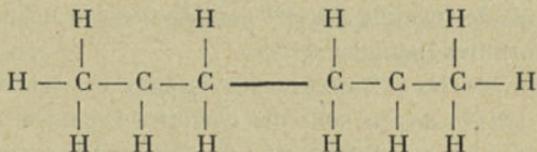
Considérons par exemple les deux atomes du carbure  $C^3 H^6$ , de symboles identiques :



que nous écrirons, pour plus de clarté, sous la forme suivante (le premier symbole étant remplacé par son symétrique) :

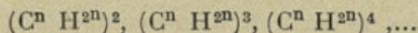


On conçoit qu'il est possible, grâce aux affinités dues à la double liaison de ces molécules, d'obtenir un corps de formule :



ou  $(\text{C}^3 \text{H}^6)^2$  qui est polymère du carbure  $\text{C}^3 \text{H}^6$  primitif.

D'une façon générale, à un carbure à liaisons multiples (carbure non saturé) de formule  $\text{C}^n \text{H}^{2n}$  correspond toute une série de polymères de formules :



en nombre d'autant plus élevé que le carbure primitif présente plus de liaisons multiples.

## § 2. — Nomenclature

196. — La nomenclature rationnelle des carbures — à laquelle on ne se conforme d'ailleurs pas toujours — est basée sur les règles fondamentales suivantes :

197. — *Carbures à chaîne simple.*

*Carbures acycliques saturés* de formule  $C^n H^{2n+2}$ . — Ils sont désignés par les noms suivants :

Méthane .....	$C H^4$
Ethane .....	$C^2 H^6$
Propane.....	$C^3 H^8$
Butane.....	$C^4 H^{10}$
Pentane .....	$C^5 H^{12}$
Hexane .....	$C^6 H^{14}$
Heptane .....	$C^7 H^{16}$ , etc:

et ainsi de suite, chacun des carbures suivants étant désigné par l'indication — en grec — du nombre d'atomes de carbone qu'il contient, avec les désinences « ane ».

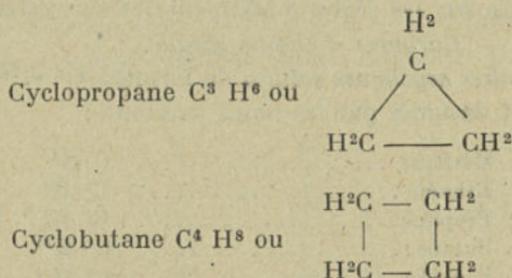
*Carbures acycliques non saturés* de formule  $C^n H^{2n}$ . — On adopte la même dénomination que pour les carbures saturés mais en remplaçant la désinence « ane » par « ylène ».

Ainsi :

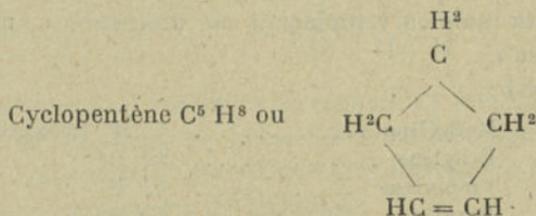
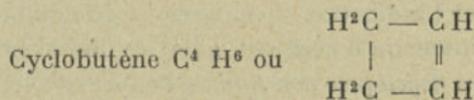
Méthylène .....	$C H^2$ (n'existe pas) <sup>1</sup>
Ethylène .....	$C^2 H^4$
Propylène .....	$C^3 H^6$
Butylène .....	$C^4 H^8$
Pentylène .....	$C^5 H^{10}$ , etc.

1. Il est évident que l'existence d'un composé  $CH^2$  est incompatible avec la tétravalence du carbone, mais le radical méthylène joue un rôle dans la dénomination des carbures. (Exemple : p. 209 — Note 1).

*Carbures cycliques saturés* de formule  $C^n H^{2n}$ . — On emploie la même dénomination que pour les carbures acycliques saturés, (d'après le nombre d'atomes de carbone), mais avec le préfixe « cyclo », soit :

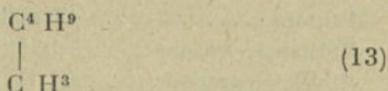


*Carbures cycliques non saturés* de formule  $C^n H^{2n-2}$ .



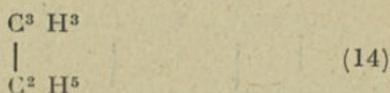
198. — *Carbures à chaîne ramifiée*. — Considérons pour fixer les idées, un carbure à chaîne ramifiée à 5 atomes de carbone, correspondant au schéma (11)

de la p. 198. On pourra, en le supposant saturé d'hydrogène, le représenter par le symbole :



et le considérer comme un butane ( $\text{C}^4 \text{H}^{10}$ ) dans lequel on aurait remplacé un atome monovalent d'hydrogène par le groupe monovalent ( $-\text{C} \text{H}^3$ ).

De même le symbole (12) précédemment envisagé pourra s'écrire :



et sera considéré comme un propane ( $\text{C}^3 \text{H}^8$ ) dans lequel on aurait remplacé un atome d'hydrogène par le groupement monovalent ( $-\text{C}^2 \text{H}^5$ ).

Ces groupements monovalents sont désignés, par analogie avec les carbures saturés correspondants, sous les noms de :

Méthyle .....	$\text{C} \text{H}^3$
Ethyle .....	$\text{C}^2 \text{H}^5$
Propyle .....	$\text{C}^3 \text{H}^7$

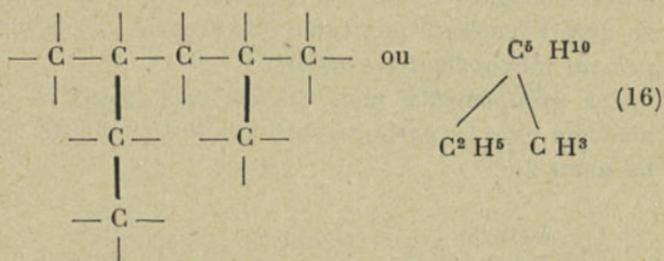
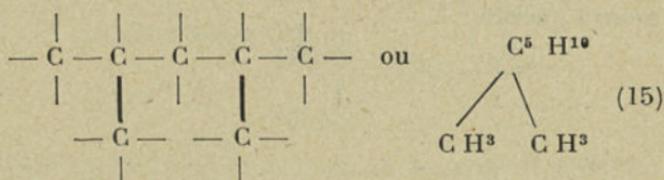
et les carbures représentés par les formules (13) et (14) sont appelés «méthyle — butane» et «éthyle — propane».

La généralisation de ces principes de nomenclature est évidente, sans qu'il soit nécessaire d'insister davantage. Ainsi le carbure de formule  $\text{C}^5 \text{H}^{12}$  se présente sous

trois formes isomères — correspondant aux symboles (10), (11) (12) — :

Pentane .....	$C^5 H^{12}$	(10 bis)
Méthyle — butane ...	$C^4 H^9 - C H^3$	(11 bis)
Ethyle — propane ...	$C^3 H^7 - C^2 H^5$	(12 bis)

La règle ci-dessus s'étend aisément au cas des carbures à chaîne ramifiée comportant deux ou plusieurs groupements monovalents. Par exemple les carbures de symboles :

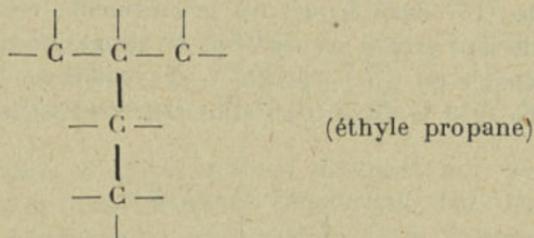


seront respectivement désignés sous les noms de « diméthyle — pentane » et « méthyle — éthyle — pentane ».

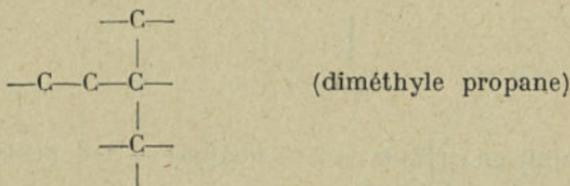
Remarquons d'ailleurs que les carbures correspondant aux formules (15) et (16) peuvent se présenter sous plusieurs formes isomères, suivant la position des différents groupements monovalents greffés sur la chaîne



désigner le même corps sous plusieurs noms différents.  
Ainsi le symbole :



peut également s'écrire :



La nomenclature se complique en outre du fait que l'on adopte dans la pratique — pour les carbures les plus courants — des désignations spéciales s'écartant des règles ci-dessus. Nous reviendrons plus loin sur ces cas particuliers.

On emploie assez réquement les dénominations « Ortho », « méta », « para », pour différencier certains isomères ; ainsi les 3 isomères en  $C^5 H^{12}$  des formules (10 bis), (11 bis), (12 bis) ci-dessus sont indifféremment désignés sous les noms de :

Orthopentane ou pentane . . . . .	$C^5 H^{12}$
Métapentane ou méthyl-butane . . . .	$C^4 H^9 - CH^3$
Parapentane ou éthyle-propane . . . .	$C^3 H^7 - C^2 H^5$

Ces dénominations sont employées également pour la désignation courante des différents dérivés de substitution des carbures cycliques à chaîne hexagonale.

## CHAPITRE II

### LES CONSTITUANTS ÉLÉMENTAIRES DE L'HUILE MINÉRALE

201. <sup>1</sup> — Les huiles minérales sont des *mélanges* de carbures d'hydrogène, avec quelques autres éléments oxygénés, sulfurés ou azotés. Sans entrer dans l'étude détaillée, de ces différents éléments, nous croyons nécessaire de les passer rapidement en revue.

202. — *Carbures acycliques saturés* (Synonymes ; *carbures forméniques, série grasse, série du méthane, paraffines*) —  $C^n H^{2n+2}$ .

Classification :

CARBURES NORMAUX	ISOCARBURES (chaîne multiple)	FORMULE
Méthane <sup>1</sup>	.....	$CH^4$
Ethane	.....	$C^2H^6$ ou $CH^3-CH^3$
Propane	.....	$C^3H^8$ ou $CH^3-CH^2-CH^3$
Butane	.....	$C^4H^{10}$ ou $CH^3-CH^2-CH^2-CH^3$
	Triméthyl-méthane .....	$CH (CH^3)^3$
Pentane	.....	$C^5H^{12}$ ou $CH^3-CH^2-CH^2-CH^2-CH^3$
	Diméthyl-éthyl- méthane .....	$(CH^3)^2-CH-C^2H^5$
	Tétraméthyl-méthane. ....	$(CH^3)^4C$
Hexane	.....	$C^6H^{14}$

1. Gaz des marais, grisou, formène.

Les premiers termes de la série — notamment le méthane ou gaz des marais — sont gazeux; les termes les plus élevés (à partir de  $C^{13} H^{30}$ ) sont solides à la température ordinaire.

Les carbures normaux  $C^n H^{2n+2}$  sont caractérisés par leur faible affinité chimique, qui les fait désigner parfois sous le nom de « paraffines »; les isocarbures sont moins résistants aux agents chimiques.

Les carbures acycliques saturés tiennent une place primordiale dans la chimie des pétroles. Toutes les huiles minérales en contiennent en plus ou moins grande quantité. Certains pétroles — dits pétroles de type américain — sont presque uniquement constitués de carbures acycliques en  $C^n H^{2n+2}$ ; dans d'autres pétroles — pétroles du type russe — on trouve au contraire une proportion importante de carbures cycliques en  $C^n H^{2n}$  (naphènes), sans que toutefois les carbures acycliques fassent complètement défaut.

Les homologues supérieurs de la série du méthane semblent être les principaux constituants des « paraffines » proprement dites, c'est-à-dire des éléments lourds et cristallisables, que laissent déposer, à basse température, les résidus de distillation du pétrole. D'après certains auteurs ces homologues supérieurs n'existeraient pas primitivement dans l'huile minérale et se formeraient, au cours de la distillation, par polymérisation des carbures légers; d'après d'autres auteurs les constituants de la paraffine préexisteraient en dissolution dans l'huile minérale brute. La paraffine semble exister sous deux formes isomères, l'une cristallisée, l'autre amorphe, mais susceptible de cristalliser par un traitement approprié; cette question — particu-

lièrement importante pour le déparaffinage des huiles — est d'ailleurs très discutée.

Les gaz naturels qui accompagnent généralement les pétroles sont constitués principalement par du méthane (30 à 95 %)

**203.** — *Carbures éthyléniques* (*Synonymes : Oléfine, Alkylène*). —  $C^n H^{2n}$ .

Classification :

DÉNOMINATION COURANTE	NOMENCLATURE SPÉCIALE DES ISOMÈRES	FORMULE
Ethylène <sup>1</sup>	.....	$C^2H^4$ ou $CH^2=CH^2$
Propylène	.....	$C^3H^6$ ou $CH^3-CH=CH^2$
Butylène	.....	$C^4H^8$
	Ethyl-éthylène ...	..... $C^2H^5-CH=CH^2$
	Diméthyl-éthylène	..... $CH^3-CH=CH-CH^3$
	Isobutylène	..... $(CH^3)^2=C=CH^2$
Amylène <sup>2</sup>	.....	$C^5H^{10}$
Hexylène	.....	$C^6H^{12}$

Les oléfines — carbures non saturés — sont beaucoup plus sensibles aux agents chimiques que les carbures saturés de la série précédente. Elles donnent facilement avec les halogènes (Chlore, Brome, Iode) des composés d'addition, propriété fréquemment utilisée pour identifier les carbures non saturés dans l'analyse des pétroles. Les oléfines donnent également avec l'acide sulfurique, des composés d'addition (acides alkylsulfuriques) qui

1. Ou gaz oléfiant, ou diméthylène.
2. Ou pentylène.

jouent un certain rôle dans le raffinage chimique des huiles minérales (boues vitrioliques).

**204.** — *Carbures acétyléniques (alkines) et carbures diéthyléniques (dioléfines).* —  $C^n H^{2n-2}$ .

Les carbures en  $C^n H^{2n-2}$  forment deux groupes distincts :

1° Carbures à liaison triple, dits carbures acétyléniques, tels sont :

L'acétylène .....	$C^2H^2$ ou $HC \equiv CH$
L'allylène .....	$C^3H^4$ ou $HC \equiv C - CH^3$
Le crotonylène .....	$C^4H^6$ ou $CH^3C \equiv C.CH^3$
L'éthylacétylène .....	$HC \equiv C.C^2H^5$

2° Carbures à deux liaisons doubles, dits carbures diéthyléniques (ou dioléfines) :

Allène <sup>1</sup> .....	$C^3H^4$ ou $CH^2 = C = CH^2$
Erythrène ....	$C^4H^6$ ou $CH^3 = CH - CH = CH^3$

Parmi les carbures de la série  $C^n H^{2n-2}$ , seul l'acétylène a été rencontré avec quelque certitude dans certaines huiles minérales, en très faible quantité d'ailleurs.

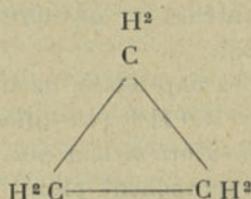
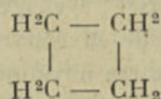
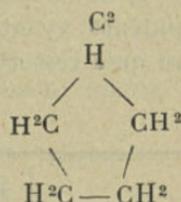
**205.** — *Autres carbures acycliques.* —  $C^n H^{2n-4}$ ,  $C^n H^{2n-6}$ .

Ces carbures acycliques n'ont aucun intérêt pratique et leur présence dans les pétroles n'a jamais été signalée. (Les carbures cycliques correspondants sont au contraire très importants).

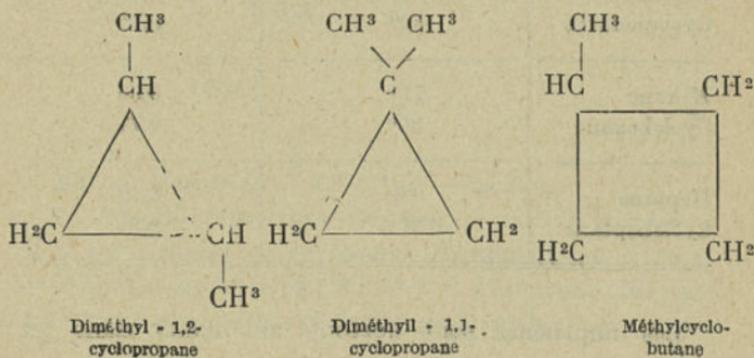
**206.** — *Carbures cycliques saturés (Synonymes : Naphlènes, cycloparaffines, polyméthylène, etc.,*  $C^n H^{2n}$ .

1. Ou propadiène.

Classification :

Cyclopropane..  $C^3 H^6$  ouCyclobutane...  $C^4 H^8$  ouCyclopentane..  $C^5 H^{10}$  ou

Il existe évidemment un grand nombre de dérivés à chaîne ramifiée, isomères des naphténes normaux ; on aura par exemple trois isomères du cyclopentane  $C^5 H^{10}$  correspondant aux formules :



(Il sera parlé plus loin de la catégorie des « polynaphtènes » de formules  $C^n H^{2n-2}$ ,  $C^n H^{2n-4}$ , etc...).

Les naphènes, de même formule brute que les oléfines ( $C^n H^{2n}$ ), en diffèrent notablement par leur caractère saturé et leur plus grande résistance chimique. Ils se rapprochent plutôt des carbures acycliques saturés ( $C^n H^{2n+2}$ ) et leur similitude de propriétés rend souvent difficile la séparation chimique des naphènes et des carbures acycliques correspondants. Il est possible, par contre, de les séparer par des méthodes physiques, les naphènes ayant une densité nettement plus élevée, ainsi qu'il ressort du tableau suivant :

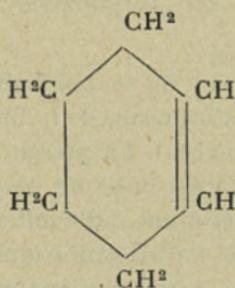
	POINT D'ÉBULLITION	DENSITÉS
Butane	1°	0,60
Cyclobutane	11°	0,70
Pentane	38°	0,62
Cyclopentane	50°	0,75
Hexane	71°	0,66
Cyclohexane	80°	0,77
Heptane	98°	0,70
Cycloheptane	171°	0,81

Les naphènes sont surtout abondants dans les

pétroles de Bakou ; nous avons indiqué plus haut la distinction faite entre les huiles minérales de type russe (riches en carbures cycliques de la série du naphène) et les huiles de type américain (riches en carbures de la série du méthane). La composition des pétroles du type américain explique d'ailleurs leur meilleure qualité, relativement au point d'inflammabilité (voir n° 258) ; le tableau ci-dessus montre en effet que ces pétroles sont, à densité égale, beaucoup moins volatiles que les pétroles du type russe (comparer notamment les points d'ébullition de l'heptane et du cyclobutane dont les densités sont sensiblement égales).

**207.** — *Cyclooléfines.* —  $C^n H^{2n-2}$ .

Ce sont les carbures cycliques à liaison double, du type ci-dessous :

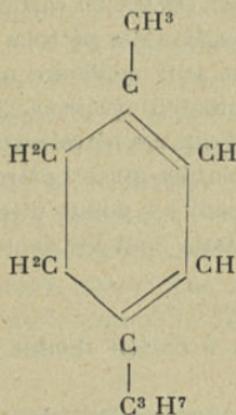


(Cyclohexène)

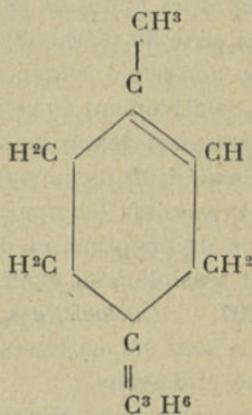
**208.** — *Terpènes.* —  $C^n H^{2n-2}$  cyclique.

La dénomination de « terpènes » (parfois étendue à tous les carbures — acycliques, monocycliques et polycycliques. — de formule  $C^n H^{2n-4}$ ) s'applique plus spécialement aux carbures cycliques à chaîne hexagonale

en  $C^{10} H^{16}$  à deux liaisons doubles tels que les suivants :



Terpilène



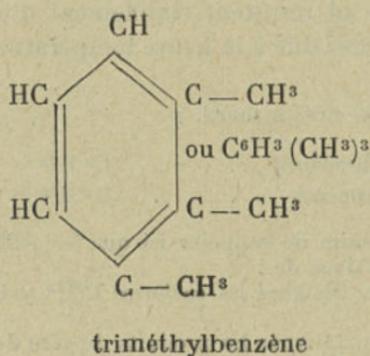
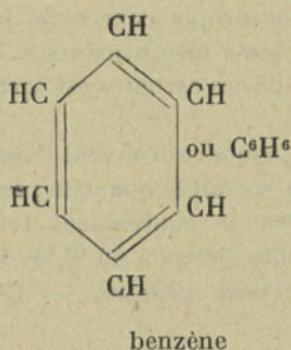
Terpinolène

Ces terpènes sont peu stables ; ils se polymérissent aisément à l'air — surtout sous l'influence de la lumière — et donnent des produits résineux <sup>1</sup>. La présence des terpènes en quantité importante est donc de nature à diminuer notablement les qualités d'une huile minérale ; on les élimine par traitement à l'acide sulfurique, qui les attaque en donnant des « boues vitrioliques » épaisses (principal résidu du raffinage chimique des pétroles).

**209.** — *Carbures aromatiques* (Synonymes : Benzènes)  
 $C^n H^{2n-6}$  cycliques.

1. Les terpènes se trouvent en quantité importante dans certaines plantes résineuses qui leur doivent leur propriétés spéciales.

Les carbures de la série du benzène — qui jouent un rôle particulièrement important dans la distillation des goudrons de houille et dans la préparation des nitrobenzines ; — sont caractérisés par leur noyau hexagonal à trois liaisons doubles. Exemples :



Classification :

Benzène ou Benzine <sup>1</sup> .....	$C^6H^6$
Toluène .....	$C^6H^5 (CH^3)$
Xylène.....	$C^6H^4 (CH^3)^2$

Ces corps sont moins instables que ne le ferait prévoir — a priori — leurs 6 valences disponibles ; mais l'acide azotique (ou de préférence un mélange d'acide azotique et d'acide sulfurique concentré) les absorbe aisément en donnant des « nitrobenzines ». Le pouvoir dissolvant bien connu de ces carbures est également très caractéristique.

Les carbures aromatiques se trouvent dans toutes les huiles minérales, mais en faible quantité ; les huiles de Bornéo et de Sumatra en contiennent toutefois des quantités exceptionnelles (jusqu'à 60 % de leur poids).

**210.** — *Autres carbures cycliques.* —  $C^n H^{2n-8}$ ,  $C^n H^{2n-10}$ , etc.

Ces carbures — de plus en plus riches en carbone — apparaissent dans les derniers résidus de la distillation sur coke ; il est possible qu'ils ne préexistent pas dans l'huile minérale et résultent simplement d'une décomposition pyrogénée due à la haute température de la distillation.

Nous citerons notamment :

Les anthracènes .....	$C^n H^{2n-18}$
Les pétrocènes .....	$C^n H^{2n-20}$

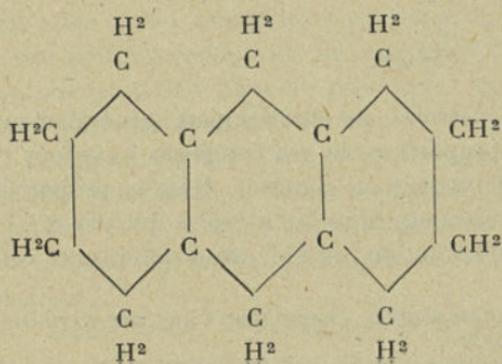
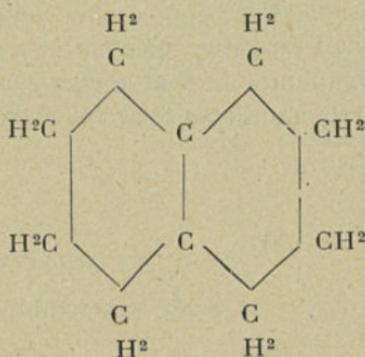
1. Il est nécessaire de rappeler ici que les Allemands emploient les expressions de :

« Benzol » pour désigner les carbures  $C^6H^6$  (« benzine » en français) ;

« Benzin » pour désigner les produits de tête de la distillation des pétroles (« essence » en français).

211. — *Carbures polycycliques.*

Deux (ou plusieurs) molécules d'un carbure cyclique peuvent ne combiner de façon à donner des carbures à deux (ou plusieurs) chaînes fermées. Ainsi un cyclohexane  $C^6 H^{12}$  donnera des carbures bicycliques, tricycliques, etc,... de formules :



On distingue notamment :

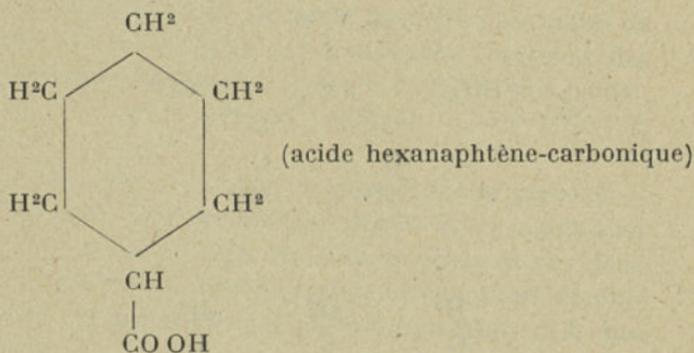
les polynaphtènes<sup>1</sup> ou carbures polycycliques saturés, du type donné dans les deux exemples ci-dessus ;

les polyterpènes<sup>1</sup> ;

les polybenzines<sup>2</sup>.

La présence de carbures polycycliques lourds dans les huiles minérales semble vraisemblable, mais n'a jamais été nettement prouvée.

**212.** — *Composés oxygénés.* — Les composés oxygénés contenus dans les pétroles peuvent être des phénols ou des acides organiques. Ce sont le plus souvent des acides naphtènes-carboniques du type ci-dessous :



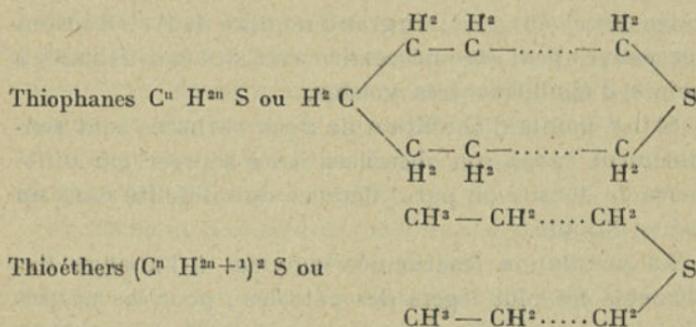
Les pétroles ne contiennent généralement qu'une faible proportion de ces composés oxygénés (moins de 3 % d'oxygène en général). Mais la proportion d'oxygène augmente dans les pétroles qui ont été longtemps soumis à l'action de l'air atmosphérique ; ces pétroles

1. Notamment le « camphène » qui, par oxydation, produit du camphre.

2. Auxquels appartient la naphtaline.

s'épaississent au fur et à mesure de l'oxydation pour prendre, en définitive, la forme d'*asphaltes* solides.

**213.** — *Composés sulfurés.* — Le soufre se trouve dans les pétroles, soit sous forme de soufre libre dissous ou de sulfure de carbone ( $C S^2$ ), soit surtout sous forme de « thiophanes » et de « thioéthers » (ou « alkyl-sulfures ») répondant aux formules suivantes :



La teneur en soufre des pétroles — quoique très faible en général (moins de 1 %) — n'est cependant pas négligeable ; les huiles minérales contenant du soufre donnent des pétroles lampants de qualité inférieure (mauvaise odeur, faible pouvoir éclairant, dégageant des vapeurs sulphydriques malsaines).

**214.** — *Composés azotés.* — Les composés azotés, que l'on rencontre seulement à l'état de traces dans les pétroles (moins de 0,5 % d'azote en général), semblent être surtout des bases pyridiques ( $C^{12} H^{17} Az$  ;  $C^{13} H^{11} Az$ , etc.).

**215.** — Etant donné le nombre presque infini des hydrocarbures qui peuvent entrer dans la composition

des pétroles, on conçoit que l'analyse complète de ces corps présente de très sérieuses difficultés.

On opère en général par distillation fractionnée et rectifications successives. On sépare par exemple les fractions qui distillent entre 20° et 50° ; puis entre 50° et 70°, etc. ; chacune de ces fractions sera rectifiée, c'est-à-dire soumise à une nouvelle distillation permettant d'isoler les éléments qui bouent entre 20° et 30°, entre 30° et 40°, etc. ; un grand nombre de rectifications successives peut être nécessaire avec des constituants à points d'ébullition très voisins.

Si les points d'ébullition de deux carbures sont sensiblement égaux, on cherchera à les séparer par différence de densité ou par différence de solubilité dans un même liquide.

La distillation fractionnée convient à l'analyse des éléments les plus légers des pétroles ; pour les parties plus lourdes, distillant au-dessus de 200°, le problème se complique, les carbures d'hydrogène ayant tendance à se décomposer (dédoubléments, polymérisation, etc.) sous l'influence de la chaleur ; on peut atténuer la décomposition en distillant sous un vide plus ou moins poussé et en présence de vapeur d'eau, la distillation se produisant dans ces conditions à plus basse température ; ainsi le pentadécane ( $C^{15} H^{32}$ ) dont le point d'ébullition à la pression ordinaire est de 270°, peut être distillé à moins de 160° et sans risque de décomposition, lorsque la pression est abaissée à 50 m/m.

Si l'emploi du vide ne suffit pas à empêcher la décomposition pyrogénée des carbures, on est obligé de recourir à des méthodes de « fractionnement à froid » par dissolution et précipitation partielle. Soit à séparer, par

exemple, les constituants A, B, C, d'un pétrole ; on traitera d'abord par un liquide susceptible de dissoudre A et B seuls, mais laissant précipiter C que l'on isolera par décantation ; à la solution contenant A et B on ajoutera ensuite un liquide dans lequel B est peu soluble, ce qui entraînera la précipitation partielle de cet élément B, et ainsi de suite.

**216.** — Il suffit souvent, sans s'imposer l'analyse complète d'une huile minérale, d'avoir des indications générales sur la nature de ses composants, de savoir par exemple quelle est la proportion respective des carbures saturés et des carbures non saturés dans cette huile. On a alors recours à des méthodes chimiques, dont nous indiquerons brièvement le principe :

*a) Carbures non saturés (oléfines, terpènes etc.)*

Ces carbures sont plus sensibles aux agents chimiques que les carbures saturés (N° 202) et sont notamment absorbés par l'acide sulfurique ; si donc on traite un pétrole par de l'acide sulfurique concentré, une diminution de volume du mélange indiquera la présence de carbures non saturés ; il est d'ailleurs nécessaire d'opérer avec précaution et d'éviter notamment une élévation de température, pour empêcher que les carbures saturés ne soient attaqués à leur tour.

Les carbures non saturés peuvent également être décelés par l'action du brome qui donne des composés d'addition (N° 203) à point d'ébullition élevé, faciles à séparer.

Les carbures non saturés ayant été isolés, la séparation entre les composés acycliques (oléfines) et cycliques (terpènes) se fait par l'action de l'aldéhyde formique ( $\text{CH}_2\text{O}$ ), qui n'agit pas sur les composés acycliques, mais

donne avec les composés cycliques un précipité caractéristique.

*b) Carbures aromatiques.*

On les sépare par action de l'acide azotique qui donne — en présence d'acide sulfurique — des composés nitrés (nitrobenzines — N° 209) de poids spécifique élevé.

*c) Carbures saturés (homologues des méthanes et naph-  
tènes).*

Tout ce qui n'a pas été éliminé par les réactions précédentes est constitué par les carbures à faible affinité chimique, c'est-à-dire par les carbures saturés (N° 202).

La distinction entre les homologues du méthane et les naph-  
tènes se fait, soit par des méthodes physiques (distillation, décantation, différence des indices de réfraction), soit par action de l'acide azotique étendu qui attaque les naph-  
tènes avec précipitation de dérivés nitrés et qui reste au contraire sans action sur les homologues du méthane.

---

## CHAPITRE III

### PROPRIÉTÉS PHYSIQUES ET CHIMIQUES DES PÉTROLES

#### § 1. — Composition

217. — On a indiqué précédemment que les pétroles sont *des mélanges* de carbures d'hydrogène avec quelques autres éléments oxygénés, sulfurés et azotés. Le fait que les pétroles sont de simples *mélanges* et non des composés chimiques définis, ne doit pas être perdu de vue dans l'étude de ces corps ; il explique notamment les différences de propriétés qui peuvent exister entre les pétroles de provenances diverses et les difficultés spéciales que l'on rencontre dans le traitement industriel des huiles minérales.

La composition élémentaire des pétroles varie évidemment suivant la nature des carbures qui les constituent. Mais en fait les proportions des divers éléments varient dans des limites assez étroites et sont en moyenne les suivantes :

Carbone .....	de 83 à 87 %
Hydrogène .....	de 11 à 14 %
Oxygène .....	moins de 3 % en général
Soufre .....	moins de 1 %
Azote .....	moins de 0,5 %

La teneur en oxygène, soufre et azote est toutefois assez irrégulière ; certaines huiles ne contiennent par exemple que des traces insignifiantes d'oxygène, alors que dans les huiles lourdes restées longtemps exposées à l'air, la teneur en oxygène peut atteindre 6 %.

**218.** — Les principaux constituants des huiles minérales brutes sont : les carbures forméniques (saturés acycliques  $C^n H^{2n+2}$ ), les naphènes (saturés cycliques  $C^n H^{2n}$ ), les carbures aromatiques ( $C^n H^{2n-6}$  cycliques) et, en proportion plus ou moins importante, toute une série de carbures, non saturés et peu résistants aux agents chimiques, tels que : oléfines, terpènes, etc..

**219.** — Les huiles minérales américaines sont presque uniquement constituées par des carbures forméniques ; les naphènes se trouvent au contraire en proportion importante dans les huiles russes ; les carbures aromatiques sont un élément caractéristique des pétroles de Bornéo et Sumatra et de certains pétroles Galiciens. Ces différences de constitution expliquent les différences de propriété des huiles minérales de provenances diverses ; nous en avons donné un exemple précédemment (N° 206). La composition des divers produits extraits de l'huile brute (essences diverses, pétroles lampants, huiles de graissage, etc.) est également très variable. Dans l'impossibilité de les définir par leur composition exacte, on adopte en pratique, une classification par ordre de densité. On appellera par exemple :

Essences légères	les produits de densité	0,700 à 0,720
Essences lourdes	— —	0,720 à 0,768
Pétroles lampants	— —	0,760 à 0,850
etc.		

Il serait absolument faux cependant de croire que deux essences de même densité (0,700 par exemple), mais de provenances diverses, sont des produits de composition et de propriétés identiques. Si l'on imagine — par pure fiction théorique — des essences qui ne contiendraient qu'un seul constituant, et si l'on se reporte au tableau de la page 212, on voit qu'une essence légère de 0,700 de densité pourrait être :

soit un cyclobutane, bouillant à 11°

soit un heptane, bouillant à 98°.

Aussi ne saurait-on se contenter, dans la pratique commerciale, de la seule indication de la densité des produits ; on est obligé d'en préciser certaines qualités particulièrement importantes pour l'usage courant : point d'inflammabilité des pétroles lampants, viscosité des huiles de graissage, pouvoir calorifique des combustibles liquides, point de fusion des paraffines, etc.

## § 2. — Densité des pétroles

**220.** — L'étude des densités joue un rôle important dans la pratique des pétroles. C'est sur la mesure des densités que sont basés la classification courante des produits dérivés des huiles minérales (essences, lampants, huiles de graissage) et le fractionnement industriel de ces produits ; l'étude des questions concernant le transport et le stockage des pétroles nécessite également la connaissance de leur densité.

**221.** — Les huiles minérales brutes sont toujours plus

légères que l'eau ; leurs densités varient entre les limites suivantes :

Huiles de type américain . . . .	0,765 à 0,940
Huiles de type russe . . . . .	0,785 à 0,960

Les pétroles russes sont donc moins riches en produits légers (essences et lampants) que les pétroles américains, ce qui en diminue la valeur marchande, par contre ils donnent un rendement élevé en huiles lourdes de graissage ; en outre ces huiles, moins chargées de paraffine, que les huiles américaines, se congèlent moins facilement en hiver.

**222.** — Dans un même gisement la densité des pétroles peut varier notablement ; d'une façon générale la densité des pétroles voisins de la surface est supérieure à celle des pétroles situés à une plus grande profondeur ; cette particularité s'explique aisément, en admettant que les pétroles voisins de la surface ont perdu, par évaporation, une partie de leurs éléments les plus légers.

**223.** — La densité des huiles minérales varie avec la température, les coefficients à adopter dépendant d'ailleurs de la nature des huiles, de leur densité, des températures extrêmes envisagées, etc. En France on admet dans la pratique courante, qu'à une augmentation de température de 1 degré centigrade correspond une diminution de densité de :

0,0008	pour les essences de densité voisine de 0,700
0,0007	pour les pétroles de densité voisine de 0,800
0,0006	pour les huiles de densité voisine de 0,900

Ainsi une huile dont la densité à 15° est de 0,920 aura à 25° une densité de :

$$0,920 - 0,0006 \times 10 = 0,914$$

224. — Dans la pratique industrielle les densités sont mesurées en degrés Beaumé ; les densités  $d$  par rapport à l'eau et les densités  $B$  en degré Beaumé sont liées par la relation suivante :  $B = \frac{140}{d} - 130$ .

### § 3. — Solubilité

225. — Les pétroles ne sont pas solubles dans l'eau, mais ils peuvent être absorbés par divers dissolvants, dont les plus importants pour la pratique industrielle seront seuls indiqués ici :

Tout d'abord les différents dérivés du pétrole sont susceptibles de se dissoudre réciproquement ; il suffit de citer, à titre d'exemple, le principe bien connu du dégraissage par dissolution des huiles lourdes dans l'éther ou le pétrole.

Un dissolvant pratiquement très important est l'acide sulfurique ; celui-ci a cependant peu d'action sur les carburés saturés et dissout surtout les carburés non saturés ; cette propriété fondamentale est utilisée dans le raffinage chimique des pétroles.

Le mélange de chloroforme et d'alcool dissout également les hydrocarbures constitutifs du pétrole, mais son action est beaucoup plus marquée sur les hydrocarbures forméniques que sur les naphthènes. On en a déduit une méthode permettant de distinguer entre elles les huiles de types américain et russe (Méthode de Riche et Halpher, voir plus loin : Essais des huiles minérales).

#### § 4. — Chaleurs spécifiques et chaleurs latentes de vaporisation

226. — Les chaleurs spécifiques entre 0° et 100° sont voisines de 0,50 et croissent en général quand la densité décroît ; on peut adopter en moyenne les chiffres suivants :

Huiles minérales brutes	}	de 0,45 (pour les huiles lourdes du type russe)
		à 0,50 (pour les huiles légères du type américain)
Essences .....		0,45 environ
Pétroles .....		0,50 environ
Huiles de graissage .....		0,55 environ

Les chaleurs latentes de vaporisation varient entre 80 et 100 calories.

Les tensions de vapeur, relativement élevées pour les fractions légères (essences) sont au contraire très faibles pour les fractions lourdes (huiles de graissage) ; autrement dit, les essences légères commencent à dégager des quantités importantes de vapeurs dès la température ordinaire et distillent complètement à faible température, tandis que les huiles de graissage ne commencent pratiquement à se vaporiser qu'à haute température.

227. — Les chaleurs spécifiques et les chaleurs de vaporisation ont une grande importance pour la détermination des conditions de chauffage, de vaporisation et de condensation. Il est cependant rare que l'on en fasse état pour le calcul des appareils en usage dans les raffi-

neries et l'on s'en tient encore à des méthodes purement empiriques.

La considération des chaleurs spécifiques et des tensions de vapeur nous permettra d'autre part (nos 236 et 238) d'expliquer certaines particularités de la distillation des huiles de graissage et de nous rendre compte du mécanisme des procédés industriels de distillation de ces huiles (distillation dans le vide ou en présence de vapeur d'eau).]

### § 5. — Pouvoir calorifique

228. — Il est inutile d'insister sur l'importance du pouvoir calorifique dans les applications des huiles minérales comme combustibles liquides.

Ce pouvoir calorifique est généralement compris entre 9.000 et 12.000 calories (contre 2.500 pour le bois et 7.000 pour les houilles ordinaires).

Le pouvoir calorifique décroît en général quand la densité croît, mais cette règle ne s'applique que pour des pétroles de même provenance.

Il dépend également de la composition des huiles envisagées et l'on a proposé un certain nombre de formules permettant de calculer théoriquement le pouvoir calorifique d'un combustible, connaissant sa composition centésimale. Nous citerons notamment les deux formules suivantes, dans lesquelles C, H, O, S représentent les proportions % des différents éléments :

$$Q = 345 \left( H - \frac{1}{8} O \right) + 80 C + 24 S \text{ (Dulong)}$$

$$Q = 300 H + 81 C + 26 (S - O) \text{ (Mendelejeff)}$$

Ces formules ne donnent d'ailleurs que des résultats approximatifs (celle de Dulong, notamment, donne généralement un résultat trop fort) et il vaut mieux recourir en pratique à un essai direct à la bombe Malher.

**229.** — Dans les pays qui font usage du système métrique, les pouvoirs calorifiques sont calculés en grandes calories ( $C$  = quantité de chaleur nécessaire pour élever de 1 degré centigrade la température de 1 kilog d'eau) ; dans les pays anglais on adopte une unité différente, la « British thermal unit » (B. T. U. = quantité de chaleur nécessaire pour élever de 1 degré Fahrenheit la température de 1 livre d'eau). On passe d'une unité à l'autre, en multipliant par le coefficient 1,8.

Exemple : Le pouvoir calorifique d'un combustible en grandes calories, étant :

$$C = 10.000$$

Le pouvoir calorifique en unités anglaises, sera :

$$B. T. U. = C \times 1,8 = 18.000$$

**230.** — Dans les déterminations précises, il faut faire une distinction entre le « pouvoir calorifique supérieur » ( $C_s$ , directement mesuré dans la bombe calorimétrique où la chaleur de condensation de la vapeur d'eau intervient) et le « pouvoir calorifique inférieur » ( $C_i$ , réellement utilisé dans les appareils de chauffage où l'eau ne peut se condenser). On a (n° 273) :

$$C_s = C_i + 650$$

### § 6. — Action de la chaleur à la pression ordinaire

**231.** — La température d'ébullition des constituants de l'huile minérale croit avec leur densité ; si donc on soumet cette huile à l'action de la chaleur, les constituants distillent par ordre de densité, ce qui permet de les fractionner aisément en les recueillant entre des limites déterminées de température ou de densité (principe du traitement industriel des pétroles).

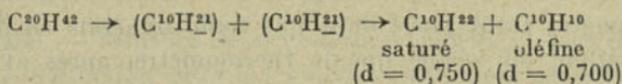
En réalité le phénomène est moins simple ; la similitude de propriétés de certains constituants et notamment le voisinage de leurs points d'ébullition rend leur fractionnement difficile et nécessite des opérations de « rectification » sur lesquelles nous aurons l'occasion de revenir ultérieurement ; en outre il se produit, au delà de 200°, des phénomènes de décomposition pyrogénée ou phénomènes de « craquage » que nous allons exposer sommairement.

La production des réactions chimiques internes, est nettement décelée par l'expérience suivante : un thermomètre étant placé dans une huile minérale en distillation, on vérifie que le thermomètre, après avoir monté régulièrement, s'arrête brusquement vers 200° à 250°. A ce moment là ce sont des huiles légères (pétroles lampants surtout) qui distillent ; on constate d'ailleurs que si l'on prolonge l'action de la chaleur, le rendement en huiles légères augmente, mais que la qualité des huiles tend à diminuer (augmentation de la teneur en carbures non saturés — oléfines, terpènes — donnant aux pétroles une flamme fuligineuse). Si l'ac-

tion de la chaleur devient plus énergique, la production d'huiles légères tend à diminuer et il se forme des quantités croissantes de produits extrêmes : essences ou gaz et résidus épais. A la limite on n'a plus que des gaz et du coke.

232. — Il n'a pas été possible de donner jusqu'ici une explication complète de ces phénomènes de craquage. Mais il semble établi que la réaction porte principalement sur les carbures les plus lourds dont les molécules sont scindées par la chaleur en même temps que se produisent des déplacements d'hydrogène.

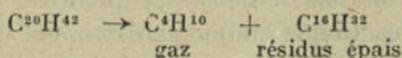
Considérons, pour simplifier les idées, une huile minérale du type américain qui serait uniquement composée de carbures saturés  $C^n H^{2n+2}$ . En la chauffant progressivement on fera d'abord dégager les carbures légers (jusqu'à  $C^{11} H^{24}$ ) qui bouent en dessous de  $200^\circ$ . Les homologues supérieures subiront, au-dessus de  $200^\circ$ , une décomposition plus ou moins active, par scission de leurs molécules en deux parties sensiblement égales et déplacement d'hydrogène. Ainsi un carbure en  $C^{20} H^{42}$  donnera :



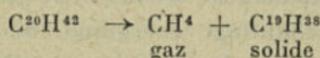
Il se produit donc, comme on l'a indiqué ci-dessus, des huiles légères contenant des carbures non saturés (oléfines). En prolongeant l'action de la chaleur, on décomposera un plus grand nombre des molécules et on augmentera la production d'huiles légères.

Si l'action de la chaleur devient plus énergique, la scission, qui avait lieu au milieu de la chaîne, aura ten-

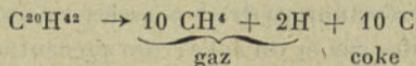
dance à se reporter de plus en plus vers l'extrémité de la molécule et l'on aura par exemple :



puis :



et à la limite :



Des réactions analogues auraient lieu dans le cas d'huiles minérales contenant des naphènes et autres produits cycliques ; on admet qu'il se produit surtout dans ce dernier cas une dépolymérisation des composés polycycliques. Les huiles du type russe, riches en produits cycliques, sont d'ailleurs celles pour lesquelles la décomposition est la plus marquée ; elles donnent lieu à des dégagements gazeux importants, qu'il est très difficile d'éviter dans la pratique.

**233.** — Les considérations exposées ci-dessus trouvent leur application dans les méthodes industrielles des raffineries, notamment dans les cas suivants :

a) *Augmentation du rendement en produits lampants.* — On sait depuis longtemps qu'il est avantageux de prolonger l'action de la chaleur, vers le milieu de la distillation pour obtenir le rendement maximum en pétroles lampants.

b) *Craquage.* — La distillation à température modérée d'une huile minérale brute permet de dégager tous les éléments légers (essences et lampants) existant primi-

tivement dans cette huile ; mais il est possible d'augmenter le rendement en essence et lampant en provoquant la formation de nouvelles quantités de carbures légers, par réaction chimique au détriment des carbures lourds. C'est le but du « craquage » ou « cracking » qui consiste essentiellement à soumettre les résidus de distillation à un chauffage énergique, de façon à les « craquer » c'est-à-dire à les dissocier en éléments plus légers. D'après ce qui a été dit précédemment, on voit que, si la réaction est trop poussée, on risque de n'obtenir que des gaz et du coke ; des précautions spéciales sont donc nécessaires pour réaliser dans le craquage le maximum de rendement et éviter la formation des produits gazeux qui se dégageraient en pure perte.

c) *Traitement des huiles à gaz.* — Il est un cas cependant où les réactions pyrogénées auxquelles on soumet l'huile minérale doivent être conduites de façon à donner le maximum de produits gazeux, c'est dans le traitement des « huiles à gaz » (gaz employé pour l'éclairage des voitures de chemins de fer et pour la carburation du gaz à l'eau). Le traitement de ces huiles doit être tel que la dissociation soit aussi complète que possible, il se produit conformément à la formule théorique donnée précédemment (n° 232 — dernière formule) un gaz riche en méthane et en hydrogène et il reste comme résidus du coke de pétrole.

234. — Les réactions pyrogénées, dont nous avons indiqué ci-dessus l'emploi systématique dans certains procédés industriels, présentent dans d'autres cas d'assez sérieux inconvénients. Nous avons signalé plus haut les difficultés qui en résulteraient pour la détermination, au laboratoire, des constituants chimiques de

l'huile minérale ; en outre, la dissociation des carbures lourds, si elle augmente le rendement en huiles légères, diminue par contre la quantité des huiles de graissage. Il peut donc être nécessaire d'atténuer le plus possible les phénomènes de craquage ; on peut y arriver en réduisant au minimum les coups de feu, par une disposition appropriée des appareils et un réglage convenable du chauffage, mais on obtient un résultat beaucoup plus satisfaisant avec les procédés spéciaux de distillation dans le vide et en présence de vapeur d'eau, dont il va être parlé.

#### § 7. — Action de la chaleur avec une variation de pression

**235.** — Si au lieu d'opérer à la pression ordinaire, on chauffe les huiles minérales sous pression ou dans un vide plus ou moins poussé, on obtient des résultats tout à fait différents de ceux exposés ci-dessus.

**236.** — *Distillation dans le vide.* — Nous avons indiqué précédemment que les réactions pyrogénées commencent à se produire vers 200° ; les éléments légers, dont le point d'ébullition est peu élevé, sont éliminés par distillation avant que cette température de 200° ne soit atteinte et échappent au craquage ; les éléments moins volatiles commencent au contraire à se dissocier avant que leur température d'ébullition soit atteinte. Revenons, pour simplifier les idées, au cas théorique précédemment envisagé d'une huile minérale contenant uniquement des carbures forméniques,

$C^n H^{2n+2}$ ; les constituants de cette huile minérale pourront être classés comme suit :

CONSTITUANTS	POINT D'ÉBULLITION A LA PRESSION ORDINAIRE	DISSOCIATION
CH <sup>4</sup> ..... C <sup>11</sup> H <sup>24</sup>	} inférieur à 200°	Ne sont pas dissociés
C <sup>12</sup> H <sup>26</sup> ..... C <sup>20</sup> H <sup>42</sup> ..... C <sup>60</sup> H <sup>122</sup>		
	} supérieur à 200°	Sont pareillement dissociés

Supposons maintenant que l'on produise un vide partiel dans l'appareil de distillation. On sait que le point d'ébullition d'un liquide quelconque s'abaisse quand la pression diminue ; si par exemple, la pression dans l'appareil de distillation est réduite à 15 m/m de mercure, le tableau précédent devra être modifié comme suit :

CONSTITUANTS	POINT D'ÉBULLITION A LA PRESSION DE 15 m/m	DISSOCIATION
CH <sup>4</sup> ..... C <sup>11</sup> H <sup>24</sup> C <sup>12</sup> H <sup>26</sup> ..... C <sup>19</sup> H <sup>40</sup>	} inférieur à 200°	Ne sont pas dissociés
C <sup>20</sup> H <sup>42</sup> ..... C <sup>60</sup> H <sup>122</sup>		
	} supérieur à 200°	Sont partiellement dissociés

Ainsi, du fait de l'abaissement de pression, les carbures  $C^{12}H^{26}$  à  $C^{19}H^{40}$  distillent avant  $200^{\circ}$  et échappent à la dissociation. On voit donc que l'on peut efficacement limiter le craquage en distillant dans le vide. Ce procédé est très couramment employé dans la pratique industrielle, notamment pour la préparation des huiles lourdes de graissage.

**237.** — *Distillation sous pression.* — Comme on l'a déjà indiqué, l'action de la chaleur à la pression ordinaire se traduit par une scission des carbures lourds ; la scission se fait d'abord vers le milieu de la molécule, en donnant naissance à des huiles légères ; elle tend ensuite à se reporter vers l'extrémité de la molécule, à mesure que la température croît, pour donner finalement des gaz ( $H$ ,  $CH^4$ ) et du coke.

Si l'on opère sous pression, le point de scission tend à revenir vers le milieu de la molécule ; ainsi, en chauffant l'huile sous pression, on accentue le craquage mais on atténue les pertes en gaz et en coke et on augmente le rendement en essences et lampants. Ce procédé n'a toutefois pas reçu encore la consécration de la pratique industrielle.

### § 8. — Action de la vapeur d'eau

**238.** — On a vu précédemment que les huiles lourdes ont une chaleur spécifique très faible (moitié de celle de l'eau) et une tension de vapeur presque nulle. Ces propriétés sont de nature à aggraver notablement les phénomènes de craquage que l'on veut éviter dans la fabrication des huiles de graissage. En effet, par suite de leur

faible chaleur spécifique, les huiles qui distillent ont tendance à se condenser rapidement sur les parties froides de la chaudière, d'où elles retombent dans le liquide ; il en résulte une ébullition prolongée qui accentue les décompositions pyrogénées. La faible tension des vapeurs d'huile ralentit également la distillation, elle ne peut être augmentée que par une élévation de température, qui provoquera de nouvelles décompositions.

L'eau a précisément des propriétés inverses : chaleur spécifique double de celle des huiles, tension de vapeur beaucoup plus élevée. On conçoit donc qu'une injection de vapeur d'eau dans la chaudière de distillation corrigera les défauts particuliers des vapeurs d'huiles et atténuera le craquage. En outre la vapeur d'eau produit un entraînement mécanique qui accélère encore la distillation et diminue les risques de décomposition.

L'injection de vapeur — combinée ou non avec un vide plus ou moins poussé. — présente donc de très sérieux avantages et ce procédé est d'un emploi tout à fait courant dans la fabrication des huiles de graissage.

### § 9. — Action des oxydants

**239.** — Les agents oxydants suffisamment énergiques — tels que l'acide sulfurique ou l'anhydride sulfureux, le permanganate de potasse, l'ozone, etc... — attaquent les huiles minérales. Mais ils agissent surtout sur les carbures non saturés et les produits asphaltiques, qu'ils dissolvent en donnant des composés d'addition, tandis que les carbures saturés restent pratiquement inattaqués.

**240.** — Ces carbures non saturés et ces produits asphaltiques sont précisément les corps dont il y a intérêt à débarrasser les huiles minérales (ils donnent notamment aux pétroles lampants une flamme fuligineuse). On conçoit donc le rôle important joué par les agents oxydants dans le raffinage industriel des pétroles.

On n'utilise, en pratique, que l'acide sulfurique (à 66° Beaumé) et, exceptionnellement, l'acide sulfureux ( $\text{SO}_2$ ) liquide, mais on pourrait être conduit à employer d'autres oxydants.

## CHAPITRE IV

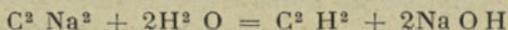
### SYNTHÈSE DES PÉTROLES

241. — Comme suite aux indications données ci-dessus, sur la composition chimique des pétroles, nous dirons quelques mots des procédés par lesquels on a pu les reproduire synthétiquement, en nous limitant d'ailleurs aux expériences et aux théories les plus célèbres.

On a attaché une très grande importance à ces tentatives de synthèse, qui devaient permettre, semblait-il, de trancher définitivement le litige entre les partisans de la formation organique et ceux de la formation inorganique des pétroles (N<sup>o</sup> 2). Mais la synthèse a pu se faire par voie organique aussi bien que par voie inorganique, n'apportant par conséquent aucune solution au problème de l'origine des pétroles.

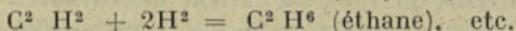
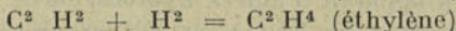
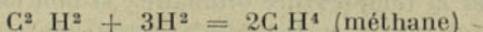
#### § 1. — Synthèse inorganique

242. — *Berthelot* avait, dès 1866, indiqué la possibilité de reproduire les hydrocarbures par action de la vapeur d'eau, sur les carbures alcalins. On obtient, en effet, de l'acétylène par la réaction suivante :



Si la réaction a lieu en présence d'hydrogène, l'acé-

tylène formé peut se transformer en divers hydrocarbures, par exemple :



Berthelot en déduisait une théorie de formation inorganique des pétroles, dans les parties profondes de la croûte terrestre, où il admettait la présence de métaux alcalins libres ; les carbures alcalins auraient résulté de la réaction, à haute température, des carbonates alcalino-terreux sur les métaux alcalins libres et l'hydrogène se serait produit par action de la vapeur d'eau sur ces mêmes métaux alcalins.

**243.** — *Moissan* (à partir de 1892) compléta cette théorie par une étude plus approfondie des différents carbures métalliques et constata notamment la possibilité d'obtenir :

De l'acétylène par action de la vapeur d'eau sur les carbures alcalins ;

Du méthane par action sur les carbures d'aluminium et de manganèse ;

Un mélange de carbures volatiles, par action sur le carbure d'yttrium ;

Un mélange de carbures liquides par action sur les carbures de cérium et d'uranium.

**244.** — *MM. Sabatier et Senderens* ont cherché, dans leurs procédés catalytiques, un mode de reproduction synthétique des pétroles.

On sait que la présence de « catalyseurs » tels que le nickel fraîchement réduit facilite notablement la fixation d'hydrogène sur les hydrocarbures non saturés. Ainsi

l'acétylène, sur lequel on fait agir un courant d'hydrogène, en présence de nickel réduit, se transforme en éthane dès la température ordinaire ; si l'on chauffe le catalyseur, il apparaît d'autres hydrocarbures volatiles et, au-dessus de 150°, on obtient des carbures condensables ayant l'odeur des pétroles. Le même phénomène s'observe, mais à un degré un peu moindre, avec d'autres catalyseurs tels que (dans l'ordre d'activité décroissant) : le cobalt, le fer, le cuivre réduits.

Les résultats obtenus par MM. Sabatier et Senderens dépendaient d'ailleurs des proportions relatives d'acétylène et d'hydrogène ; d'une façon générale on obtient vers 200 à 300° :

avec de l'hydrogène en excès, des pétroles du type américain à (hydrocarbures formémiques) ;

avec de l'acétylène en excès, ou avec de l'acétylène seul, des pétroles du type russe (à hydrocarbures formémiques et cycloformémiques).

Les produits obtenus dans ce dernier cas peuvent eux-mêmes redonner des carbures formémiques, si on les soumet à l'action de l'hydrogène, vers 200° en présence de nickel réduit.

Si on modifie le catalyseur, l'allure de la réaction et les produits obtenus se modifient ; avec le cobalt ou le fer réduit on obtient par exemple des pétroles à odeur désagréable, rappelant ceux du Canada.

De ces différentes expériences MM. Sabatier et Senderens ont déduit un théorie de formation inorganique des pétroles, qui complète celles de Berthelot et Moissan et que nous avons exposée précédemment (N° 4).

## § 2. — Synthèse organique

**245.** — La synthèse organique des pétroles a été faite par *Engler*, en distillant de l'huile de poisson, à 300°-400°, sous une pression de 10 atmosphères ; il obtint une huile épaisse et fluorescente, d'où il fut possible d'isoler, par les procédés industriels ordinaires, un liquide absolument identique au pétrole lampant.

*Engler* constata en outre le fait suivant : des deux constituants essentiels des organismes vivants, matières grasses et substances azotées, seules les premières sont susceptibles de se transformer en pétrole ; les substances azotées sont au contraire de nature à gêner la réaction, si elles ne sont pas préalablement éliminées. Les expériences de synthèse, faciles à réaliser avec de l'huile de poisson, donnent en effet un produit tout à fait différent du pétrole, lorsqu'elles portent sur des poissons simplement desséchés. *Engler* en déduit qu'une putréfaction préalable des corps d'animaux marins était nécessaire, pour éliminer la substance azotée sous forme de sels ammoniacaux ; la pression des terrains sédimentaires qui vinrent recouvrir ces débris organiques et l'action de la chaleur interne auraient ensuite agi pour produire des pétroles, dans des conditions analogues à celles de l'expérience d'*Engler*.

**246.** — *Charles Morrey* rappelle la synthèse naturelle d'hydrocarbures tels que le gaz des marais et le gaz oléfiant, par l'action de bactéries, hors de la présence de l'air, sur des matières végétales ; il attribue à des actions analogues la formation des pétroles.

### TITRE III

## ESSAIS DES HUILES MINÉRALES ET DE LEURS DÉRIVÉS

247. — Les produits industriels dérivés des huiles minérales doivent présenter certaines qualités répondant à l'usage auquel ils sont destinés; ces qualités dépendent évidemment de la composition chimique du produit envisagé, mais une analyse chimique complète de composés aussi complexes présenterait des difficultés pratiquement insurmontables<sup>1</sup>.

Aussi se contente-t-on, dans la pratique industrielle ou commerciale des pétroles, de quelques essais physiques, complétés au besoin par des vérifications chimiques simples, et spécialement adaptés à l'usage que l'on a en vue. Nous indiquons ci-dessous les essais qui sont le plus fréquemment effectués; nous nous bornons d'ailleurs à définir le principe de ces essais et à en signaler, au besoin, les difficultés particulières, renvoyant, pour les détails techniques, aux ouvrages spéciaux sur la matière.

Ces différents essais, si simple qu'en paraisse le principe, sont en effet d'une exécution souvent délicate et demandent une certaine expérience de laboratoire; on conçoit aisément qu'avec des produits aussi complexes

1. Nous avons indiqué précédemment (N<sup>o</sup> 215) le principe des méthodes d'analyse chimique des pétroles.

que les pétroles, le résultat d'un essai puisse dépendre, dans une large mesure, de la méthode opératoire. On ne devra donc pas s'étonner de voir les ouvrages spéciaux et les règlements officiels insister sur certains détails qui peuvent paraître secondaires ou même puérils ; les constantes physiques des huiles minérales n'ont de signification précise que si l'on spécifie exactement les conditions de l'expérience<sup>1</sup> et certains chiffres indiqués restent cependant assez peu comparables entre eux. Enfin le choix des unités de mesure est assez arbitraire, ce qui n'est pas fait pour simplifier les choses.

## CHAPITRE PREMIER

### ESSAIS DE RENDEMENT

**248.** — Les huiles minérales et leurs dérivés étant des *mélanges* d'hydrocarbures divers, il peut être intéressant de soumettre ce mélange à une distillation méthodique, pour en séparer les composants ou, tout au moins, pour le scinder en un certain nombre de fractions plus simples et plus faciles à caractériser.

La distillation fractionnée est particulièrement utile dans les laboratoires industriels, où elle permet de déterminer le « rendement » des huiles minérales à traiter, c'est-à-dire la proportion des différents produits commerciaux (essences, lampants, huiles de graissage) que ces huiles sont susceptibles de fournir ; cet essai de

1. Ainsi le point d'inflammabilité d'une huile additionnée d'un peu d'essence a été trouvé égal à 80° C ou à 200° C, suivant le type d'appareil employé.

rendement donnera des indications utiles tant sur la valeur marchande de l'huile minérale reçue que sur le traitement industriel à lui appliquer. Enfin, le rendement en produits lampants joue un rôle important pour la détermination des tarifs douaniers <sup>1</sup>.

**249.** — Les résultats de l'essai dépendent, dans une certaine mesure, des conditions dans lesquelles il est effectué. Il faut notamment tenir compte des réactions chimiques de « craquage », qui se produisent dès que la température de distillation dépasse 200° (à pression ordinaire) ; ces réactions varient en outre suivant la température, la pression, la vitesse de distillation.

La forme et les dimensions des appareils employés ont donc leur importance ; tel appareil, moins protégé contre les coups de feu, accentuera, par exemple, les phénomènes de craquage. Un simple déplacement du thermomètre peut également influencer sur les résultats ; on sait en effet que la température observée au cours d'une distillation quelconque diffère suivant que la boule du thermomètre plonge ou non dans le liquide en ébullition. D'où la nécessité d'employer des appareils de même modèle, si l'on veut obtenir des résultats réellement comparables.

Il est indispensable en outre d'opérer suivant une technique toujours identique ; nous donnons à titre d'exemple (d'après Riche et Halphen) les résultats de deux distillations fractionnées, conduites l'une rapidement (4 heures au total), l'autre plus lentement (7 heures) :

1. L'Administration des douanes (loi du 30 juin 1893) considère comme huiles brutes celles qui contiennent moins de 90 % de lampants et comme huiles de graissage celles qui en contiennent moins de 30 %.

FRACTION 1/20 DU VOL.	DISTILLATION LENTE		DISTILLATION RAPIDE	
	DENS.	COULEUR	DENS.	COULEUR
1 <sup>re</sup> fraction	683,4	Blanc	684,2	Blanc
2 <sup>e</sup> »	709,4	Blanc	711,8	Blanc
9 <sup>e</sup> »	783,5	Blanc	788,1	Blanc
10 <sup>e</sup> »	799	Jaunissant	798,1	Blanc
12 <sup>e</sup> »	802,3	Jaune clair	813	Jaunissant
18 <sup>e</sup> »	810	Jaune clair	829,6	Jaune d'or
19 <sup>e</sup> »	814	Jaune clair	833	Jaune foncé
20 <sup>e</sup> »	835,8	Brun foncé	354	Brun rouge

250. — On peut effectuer suivant les cas, soit un fractionnement « par densités », soit un fractionnement « en volumes », soit un fractionnement par températures d'ébullition.

1<sup>o</sup> *Fractionnement par densités.* — Cet essai est particulièrement intéressant dans la pratique ; c'est en effet sur le principe du fractionnement par densité que reposent les méthodes industrielles de traitement des huiles minérales dans les raffineries (Voir ci-après, titre V).

L'expérience se fait, au laboratoire, en isolant successivement les parties comprises entre certaines limites de densité ; on note, en même temps, les températures de distillation et les quantités (poids ou volumes) obtenues. Le fractionnement par densité d'une huile minérale donnera par exemple le résultat suivant :

N <sup>o</sup> DES FRACT.	DENSITÉS-LIMITES DES FRACTIONS	TEMPÉRATURES DE DISTILLATION	VOLUMES RECUEILLIS
1	moins de 700	60 — 92	6 cc
2	700 — 750	92 — 148	17 cc
3	750 — 800	148 — 205	38 cc
4	800 — 850	205 — 272	43 cc
Résidu	au-dessus de 850		96 cc
			200 cc

En d'autres termes, l'huile minérale envisagée donnerait, par traitement industriel dans une raffinerie, le « rendement » approximatif ci-dessous :

Essences légères (densité inférieure à 700) :	3 %
Essences lourdes (700 à 750)	8,5%
Lampants légers (750 à 800)	19 %
Lampants lourds (800 à 850)	21,5%
Huiles de graissage et résidus :	48 %

2° *Fractionnement en volume.* — Les distillats étant recueillis dans un récipient gradué, on isole successivement des volumes égaux de distillat ; si par exemple le liquide soumis à la distillation représente 200 cc, on recueillera le distillat par fraction de 20cc (fractionnement au 1/10) ; on notera, bien entendu, les températures de distillation et les densités, ce qui donnera par exemple les résultats suivants :

N° DES FRACT. (au 1/10)	VOLUMES RECUEILLIS	DENSITÉ MOYENNE DE CHAQUE FRACTION	TEMPÉRATURES LIMITES DE DISTILLATION
1	20 cc	724	60° — 142°
2	20 cc	768	142° — 179°
3	20 cc	782	179° — 201°
4	20 cc	805	201° — 235°
5	20 cc	846	235° — 267°
Résidu	100 cc		
	200		

Soit un rendement approximatif de

1/10 d'essences (au-dessous de 150°)

4/10 de lampants

5/10 de résidu.

Le fractionnement en volumes s'écarte du principe des traitements industriels où la marche des opérations est surtout guidée par des mesures de densité ; mais il est d'une réalisation particulièrement simple, puisqu'il repose sur une simple lecture volumétrique. Aussi le fractionnement par volumes est-il très fréquemment employé dans les laboratoires.

On se contente dans les essais pratiques de rendement d'un fractionnement au 1/10 ou au 1/20. On peut évidemment pousser plus loin le fractionnement, mais on arrive alors à des opérations fort longues et délicates qui rentrent plutôt dans l'analyse chimique proprement dite des pétroles (N° 215).

*3° Fractionnement par températures d'ébullition.* — On suit l'ascension du thermomètre au cours de la distillation et l'on isole successivement les parties qui passent entre des limites de températures données (par exemple de 10° en 10° thermométrique); on détermine en outre la densité et le volume (ou le poids) des fractions obtenues.

**251.** — Comme on l'a indiqué précédemment les résultats du fractionnement dépendent essentiellement des conditions et, en particulier, de la durée de l'opération. Le thermomètre ne croît d'ailleurs pas régulièrement; à un certain moment (vers 200° à 300°, suivant la nature du pétrole), l'ascension du thermomètre se ralentit sensiblement, et il peut même se produire un abaissement momentané de température, si la distillation est conduite très lentement.

La densité des distillats recueillis va généralement en

croissant <sup>1</sup>, mais il serait erroné de croire qu'elle suit une progression régulière ; dans certains cas de distillation lente, la densité des distillats peut décroître momentanément à mesure que la température d'ébullition s'élève.

Des anomalies de ce genre apparaissent nettement dans l'essai ci-dessous d'un pétrole américain par fractionnement au 1/20 (d'après Riche et Halphen). Les 10<sup>e</sup>, 11<sup>e</sup>, et 12<sup>e</sup> fractions accusent un abaissement de la température d'ébullition, bien que le chauffage soit poussé régulièrement ; les fractions nos 14 à 17 ont par contre des densités décroissantes, malgré l'élévation de la température d'ébullition.

N <sup>o</sup> DES FRACTIONS (au 1/20)	TEMPÉRATURE D'ÉBULLITION	DENSITÉ MOYENNE
8 <sup>e</sup>	162 <sup>o</sup>	0,774
9 <sup>e</sup>	191	784
10 <sup>e</sup>	197	796
11 <sup>e</sup>	190	811
12 <sup>e</sup>	183	813
13 <sup>e</sup>	197	820
14 <sup>e</sup>	203	826
15 <sup>e</sup>	241	817
16 <sup>e</sup>	255	813
17 <sup>e</sup>	258	814
18 <sup>e</sup>	259	816

Ces arrêts dans l'ascension du thermomètre sont dus aux réactions internes de craquage, qui se produisent avec absorption de chaleur. Pour expliquer les abaissements de densité, au cours de la distillation, supposons

1. C'est-à-dire que la densité des hydrocarbures constituant les *pétroles* va en croissant avec leur température d'ébullition ; c'est l'inverse qui se produit avec les huiles *de houille* tels que les benzols industriels.

par exemple que l'huile soumise à l'essai de rendement se compose des constituants ci-dessous :

CONSTITUANTS	POINT D'ÉBULLITION	DENSITÉ
Pentane .....	38°	0,620
Cyclopentane .....	50°	0,750
Hexane .....	71°	0,660
Cyclohexane .....	80°	0,770

Il est évident que le fractionnement accusera un abaissement de densité au milieu de la distillation (entre 50 et 70), si celle-ci est conduite assez lentement.

**252.** — Les appareils employés pour les essais de distillation dépendent du but que l'on se propose. Dans certains cas, et notamment pour les essais commerciaux ou fiscaux, on se propose surtout un classement des huiles minérales d'après leur rendement en essences et lampants et l'on cherche avant tout à obtenir *des résultats comparables entre eux*. Dans les laboratoires industriels, on cherche au contraire à étudier le rendement dans des conditions identiques aux *conditions de traitement industriel* des raffineries.

Les appareils employés dans le premier cas doivent être aussi simples que possible et conformes à un modèle bien déterminé; ils se composent d'une cornue (en verre ou en cuivre) reliée à un réfrigérant du type Liebig ordinaire. Parmi les appareils de ce genre, celui d'Engler est très répandu, mais la faible capacité de cet appareil oblige à travailler sur des fractions de quelques centimètres cubes à peine, dont la densité est difficile à mesurer.

Dans les laboratoires industriels des raffineries, les essais se font au moyen d'alambics métalliques de plus

grande capacité, organisés de façon à réaliser les conditions spéciales du traitement industriel (distillation dans le vide ou sous pression, injection de vapeur saturée ou surchauffée, etc).

253. — Les résultats obtenus avec les deux catégories d'appareils ci-dessus peuvent différer notablement, comme le montre le tableau ci-dessous (Rendement d'une huile brute de Bradford, d'après Veith) :

	RENDEMENT THEORIQUE (APPAREIL ENGLER)	RENDEMENT INDUSTRIEL
Essence .....	10,5 %	12 %
Lampant .....	63,5	80
Huile lourde .....	17,0	2
Coke et résidus ....	9,0	6

Ainsi le rendement théorique, servant par exemple de base aux taxations fiscales, est de 74 % d'essences et lampants <sup>1</sup>, tandis que le rendement industriel peut, par des procédés spéciaux, atteindre 92 %. Cet exemple montre clairement combien les résultats sont peu comparables entre eux si l'on n'opère pas avec des appareils et suivant une technique bien déterminés.

1. Ces huiles entrent donc dans la catégorie des « huiles brutes » telles qu'elles sont définies dans notre réglementation douanière (huiles dont le rendement en essences et lampants est inférieur à 90 %).

## CHAPITRE II

### MESURES DE DENSITÉ

254. — Il est inutile d'insister sur l'importance des mesures de densité dans la technique des pétroles ; elles constituent notamment le procédé de spécification et de classification le plus commode, tant dans le commerce que dans l'industrie des pétroles. Nous rappellerons pour mémoire les chiffres suivants :

Densité *moyenne* des huiles brutes :

Type américain : 0,795 à 0,805

Type russe : 0,800 à 0,830

Essence : de 0,650 à 0,750

Lampants : de 0,750 à 0,850 (généralement voisin de 0,800) -

Huiles de graissage : de 0,850 à 0,930.

255. — Les mesures de densité se font, dans la très grande majorité des cas, au moyen d'un *densimètre* ou *aéromètre* (par exemple : aéromètre Beaumé) ; nous ne décrirons pas ces appareils d'un usage absolument courant (voir au besoin un ouvrage de physique quelconque).

La détermination se complique un peu lorsqu'elle porte sur une huile très visqueuse, dans laquelle le densimètre ne prend que très lentement son équilibre hydrostatique ; un certain tour de main est alors nécessaire.

Si l'huile est trop visqueuse, si on n'en dispose pas en quantité suffisante, ou si enfin on a besoin d'une très grande précision, on emploie la méthode du « *picnomètre* » ; elle consiste à peser, dans un petit récipient en verre, exactement jaugé et taré (picnomètre) un volume donné d'huile ; le quotient du poids par le volume donne la densité spécifique.

**256.** — La densité d'un liquide variant avec sa température, les chiffres trouvés par détermination expérimentale doivent, par une correction appropriée, être ramenés à une température donnée (15° en général). Supposons par exemple que l'on ait mesuré une densité  $D$  à la température de  $t^\circ$  ; la densité  $D_0$  à 15° se calculera par la formule :

$$D_0 = D + a(t - 15)$$

dans laquelle on prend, en pratique <sup>1</sup> :

$$a = \frac{8}{1000} \text{ pour les essences (densité inférieure à 0,750)}$$

$$a = \frac{7}{1000} \text{ pour les lampants (0,750 à 0,850)}$$

$$a = \frac{6}{1000} \text{ pour les huiles lourdes (au-dessus de 0,850)}$$

On voit, d'après ce qui précède, que les mesures thermométriques sont un complément indispensable des mesures densimétriques ; en fait on effectue toujours simultanément les deux mesures.

**257.** — Dans la pratique industrielle, les densités

1. Ces coefficients ne sont pas rigoureusement exacts ; mais leur précision est très suffisante si  $(t - 15)$  ne dépasse pas 5° et ils sont admis dans la pratique industrielle.

sont mesurées, au densimètre, en *degrés Baumé*; avec le pycnomètre on obtient au contraire des *densités spécifiques* (par rapport à l'eau à 4° C); on a, entre ces deux valeurs, la relation déjà indiquée plus haut :

$$B = \frac{140}{d} - 130$$

dans laquelle B représente la densité Baumé  
d représente la densité spécifique.

---

## CHAPITRE III

### ESSAIS D'INFLAMMABILITÉ

258. — Supposons qu'un pétrole lampant soit chauffé progressivement ; étant donné la composition complexe du pétrole, il se produira, par vaporisation des éléments les plus légers, une « carburation » progressive de l'air à la surface du liquide ; à un moment donné la carburation (c'est-à-dire la proportion de gaz combustibles dans l'air) sera suffisante pour qu'un corps en ignition produise l'explosion de l'*air carburé*, avec une flamme bleue caractéristique. Soit  $t^{\circ}$  la température indiquée à ce moment par un thermomètre plongeant dans le liquide ; on dit que le « *point d'inflammabilité* », ou « *point d'éclair* » ou « *flash-point* » du pétrole envisagé est de  $t^{\circ}$ .

Supposons que l'on continue à chauffer ce pétrole ; à un moment donné, caractérisé par une certaine température  $t'$ , le *liquide* lui-même prendra feu au contact du corps en ignition et continuera à brûler ;  $t'$  est le « *point de combustion* » ou « *fire-test* » du pétrole envisagé. La différence entre le « point d'inflammabilité » et le « point de combustion » est généralement d'une vingtaine de degrés centigrades, pour les pétroles lampants (en d'autres termes un pétrole dont le point d'éclair est de  $35^{\circ}$  aura un fire-test de  $55^{\circ}$ ).

259. — La détermination du point d'inflammabilité

présente une grande importance dans la pratique ; on conçoit en effet que les liquides dont le point d'inflammabilité est très bas (10° par exemple) sont particulièrement dangereux à manipuler, puisqu'ils peuvent donner des mélanges explosifs avec l'air, dès la température ordinaire. Les accidents graves pouvant en résulter ont nécessité une réglementation spéciale.

En France le décret du 19 mai 1913 classe les dérivés du pétrole en deux catégories, la « première catégorie » comprenant les substances très inflammables dont le point d'inflammabilité est inférieur à 35° C et la « deuxième catégorie » comprenant les substances de point d'inflammabilité supérieur à 35° ; la manipulation des produits de la « première catégorie » est soumise à une réglementation spéciale. Des dispositions analogues basées sur la détermination du point d'inflammation existent dans la plupart des autres pays.

Aux Etats-Unis cependant c'est le « point de combustion » ou « fire-test » qui sert de base à la réglementation ; mais les déterminations, déjà délicates pour le point d'inflammabilité, sont difficiles et peu comparables entre elles lorsqu'elles portent sur le « point de combustion ». En Europe, le « point de combustion » n'entre en ligne de compte que dans les essais d'huiles de graissage pour machines.

260. — Si simple qu'elle puisse paraître a priori, la détermination du point d'inflammabilité présente de sérieuses difficultés et l'on a tâtonné longtemps avant d'obtenir des résultats comparables entre eux. Il suffira, pour se rendre compte de la difficulté de ces mesures, de passer rapidement en revue les conditions qui peuvent en modifier le résultat.

1° *Vase ouvert ou vase clos.* — En vase clos les vapeurs dégagées peuvent s'accumuler en quantité suffisante pour produire un mélange explosif, même sans chauffage préalable du pétrole ; si l'on opère en creuset ouvert, il se produit au contraire une dilution partielle des vapeurs dans l'air. Le point d'inflammabilité en vase clos est donc plus bas que le point d'inflammabilité à creuset ouvert. La différence est de l'ordre de 10° C, mais elle peut être plus grande si l'appareil à vase ouvert est placé dans un *courant d'air* susceptible d'entraîner les vapeurs. Cette différence peut d'ailleurs devenir exceptionnellement élevée, — de l'ordre de 100° C — pour des *mélanges hétérogènes*<sup>1</sup>.

2° *Les dimensions du récipient* servant aux essais ne sont pas non plus sans influence ; au cours d'essais effectués en Angleterre on a pu abaisser le point d'inflammabilité de quelques degrés en augmentant convenablement le diamètre du récipient.

3° *La durée de l'expérience, les conditions de chauffage* (à feu nu, ou dans un bain-marie), *l'agitation* du liquide (qui accélère la vaporisation), etc., peuvent également modifier les résultats des essais d'inflammabilité.

4° Les variations de la *pression atmosphérique* modifient le point d'inflammabilité, la variation étant approximativement de 1/20 de degré centigrade pour une différence de pression de un millimètre de mercure. Il est probable aussi, — d'après les constatations faites à la suite de certains accidents — que *l'état électrique* de l'atmosphère peut modifier notablement le degré d'inflammabilité.

1. Expérience de Holde sur une huile lourde additionnée d'un peu d'essence (page 245 — Note).

5° Enfin, le *mode d'inflammation* employé (nature et dimensions de la flamme ; durée du contact avec l'air carburé, etc.) a également son importance. Le point d'inflammabilité constaté est généralement d'autant plus bas que la flamme est plus grande et plus chaude.

Cette simple énumération des facteurs dont il faut tenir compte dans la mesure du point d'inflammabilité, suffit à expliquer combien il est difficile de réaliser des déterminations réellement comparables entre elles et quels soins méticuleux doivent être apportés à la construction et à la manipulation des appareils de mesure.

261. — Les appareils actuellement employés se ramènent à deux types principaux :

*Appareil à creuset ouvert* (Granier, Marcusson) ;

*Appareil à vase clos* (Abel-Pensky, Pensky-Martens) ;

L'appareil *Granier*, généralement adopté en France, est plus portatif et d'un maniement plus simple et plus rapide que l'appareil d'Abel ; mais il est moins précis. Les points d'éclair obtenus avec l'appareil Granier sont généralement de 3° à 5° C plus élevés que ceux de l'appareil Abel. Nous renvoyons, pour les détails d'emploi de l'appareil Granier, à l'arrêt ministériel du 5 septembre 1873 qui rend cet appareil réglementaire et en détermine les conditions d'emploi.

L'appareil *Marcusson* (fig. 88) est surtout employé pour la détermination du point d'inflammabilité des huiles de graissage (huiles pour wagons de chemins-de fer notamment). L'huile à essayer est placée dans un petit récipient en porcelaine P, d'environ 50 centimètres cubes, reposant sur un bain de sable S ; une flamme F que l'on peut amener à la distance voulue de la surface

du liquide, produit au moment voulu l'inflammation des vapeurs.

L'appareil *Abel-Pensky* (fig. 89) est essentiellement constitué par un récipient fermé R de 1/10 de litre environ, plongeant dans un récipient plus grand A qui sert de bain-marie. Un appareil spécial, à mouvement d'horlogerie<sup>1</sup>, ouvre au moment voulu un obturateur dans lequel s'abaisse automatiquement la flamme d'une petite lampe L destinée à produire l'inflammation ; des dispositifs particuliers, que nous ne pouvons décrire ici en détail, permettent de régler exactement toutes les conditions de l'expérience : remplissage du récipient, dimensions de la flamme, etc. Un thermomètre sensible plongeant dans le liquide et un baromètre permettent de mesurer la température du pétrole et la pression atmosphérique, au moment où se produit la petite explosion à flamme bleue, caractéristique du point d'inflammabilité. Les notices annexées aux appareils énumèrent les précautions à prendre pour chaque expérience.

L'appareil *Pensky-Marlens*, spécialement adapté aux essais d'huiles lourdes, est analogue au précédent, mais il est en outre muni d'un agitateur rotatif, pour le brassage du liquide et des vapeurs lourdes dégagées ; l'ouverture de l'obturateur et l'abaissement de la flamme ne sont pas commandés par un mouvement d'horlogerie, mais par un bouton manœuvré à la main.

262. — Le point d'inflammabilité trouvé à la pression de l'expérience est généralement ramené à la pression

1. Le mouvement d'horlogerie n'existait pas dans l'appareil primitif d'Abel ; ce dispositif ingénieux a été introduit ultérieurement par Pensky.

normale de 760 m/m de mercure ; la correction est en moyenne de 4/100 de degré pour une variation barométrique de 1 m/m de mercure ; si la pression de l'expérience est inférieure à la pression normale de 760 m/m le degré d'inflammabilité mesuré est trop faible et doit être augmenté ; si la pression de l'expérience est supérieure à 760 m/m le degré d'inflammabilité mesuré doit être diminué. Supposons par exemple que l'on ait trouvé un degré d'inflammabilité de 32° à la pression de 730 m/m ; le degré d'inflammabilité à la pression normale sera :

$$32 + \frac{4}{100} (760 - 730) = 33,2$$

---

## CHAPITRE IV

### POUVOIR LUBRIFIANT, VISCOSITÉ, FLUIDITÉ

263. — Les huiles de graissage étant destinées à réduire le frottement entre les pièces de machine en mouvement, il paraît logique de définir les qualités lubrifiantes d'une huile d'après l'intensité du frottement qu'elle laisse subsister dans une machine d'essai appropriée ; le « *pouvoir lubrifiant* » sera donc, par définition, d'autant plus élevé que le frottement sera plus réduit.

Mais la mesure directe du « *pouvoir lubrifiant* » présente en pratique des difficultés qui en rendent l'application peu commode ; on a donc été conduit à adopter un autre terme de comparaison et l'on mesure de préférence la « *viscosité* » ou la « *fluidité* » telles qu'elles sont définies ci-après. L'expérience a montré en effet qu'il existe un rapport constant entre le *pouvoir lubrifiant* d'une huile et sa *viscosité* ou sa *fluidité* ; on pourra donc, pour préciser les qualités spéciales d'une huile de graissage, effectuer soit une mesure directe du *pouvoir lubrifiant*, soit une mesure de la *viscosité* ou de la *fluidité* de cette huile.

La *viscosité* d'une huile de graissage mesure en quelque sorte le degré de résistance qu'elle éprouve pour s'écouler par un tube capillaire ; les *viscosités* sont par défi-

dition inversement proportionnelles aux vitesses d'écoulement à travers un même tube capillaire.

La *fluidité* d'une huile est directement proportionnelle à sa vitesse d'écoulement à travers un tube capillaire donné ; la fluidité est donc en quelque sorte l'inverse de la viscosité.

Nous indiquerons ci-dessous le principe des méthodes employées pour la mesure du pouvoir lubrifiant, de la viscosité et de la fluidité.

**264.** — *Pouvoir lubrifiant.* — La détermination expérimentale du pouvoir lubrifiant se fait en mesurant le frottement, c'est-à-dire la tendance à l'entraînement l'une par l'autre, de deux pièces en mouvement entre lesquelles est placée l'huile à essayer.

Le principe des appareils employés est le suivant (fig. 90) : l'huile est introduite entre deux plateaux P P', placés à une distance très faible et exactement réglables ; le plateau P est mû directement par une poulie A commandée par un moteur ; si le lubrifiant interposé entre les deux plateaux était parfait, le plateau P' ne subirait aucun entraînement ; en réalité il est soumis, par suite des frottements à un certain couple de rotation que l'on détermine par les procédés habituels. Les pouvoirs lubrifiants de deux huiles sont inversement proportionnels aux couples de rotation mesurés.

Des dispositifs particuliers permettent d'effectuer les mesures sous des pressions croissantes correspondant aux conditions pratiques d'emploi (par exemple : pression d'un axe sur ses coussinets).

Ces appareils sont d'ailleurs complexes et encombrants ; on ne les trouve plus guère que dans des laboratoires spéciaux (laboratoires d'essais des compagnies

de chemins de fer, par exemple), et l'on préfère en général recourir aux mesures de viscosité ou de fluidité.

265. — *Viscosité.* — *Viscosimètre Engler.* — Le « degré de viscosité à t° » (ou « viscosité Engler » à t°) d'une huile de graissage, est par définition, le rapport du temps d'écoulement d'un volume v de l'huile de graissage à t° et d'un même volume v d'eau à 20°, à travers le tube capillaire de l'appareil Engler (tube capillaire en platine, ayant un diamètre intérieur de 2,9 m/m au sommet et de 2,8 m/m à la base, pour une longueur de 20 m/m).

Si par exemple un volume v d'huile à 48° s'écoule en 50 secondes et si le même volume v d'eau à 20° s'écoule, par le même tube, en 25 secondes, le degré de

viscosité de l'huile à 48° est, par définition,  $\frac{50}{25} = 2$ .

Le principe du *viscosimètre Engler* (fig. 91) est le suivant : l'huile à essayer est placée dans un récipient A d'où elle s'écoule, par le tube capillaire en platine a, dans un vase gradué C ; un bain-marie B permet de porter l'huile à la température voulue que l'on vérifie par un thermomètre N. Le degré de viscosité se détermine en mesurant le temps nécessaire pour recueillir en C un volume d'huile déterminé ; on recommence ensuite l'expérience avec de l'eau à 20° et l'on fait le quotient des durées d'écoulement mesurées.

Les viscosimètres de Redwood (très employés en Angleterre), de Sayboldt (Etats-Unis) et de Lamansky-Nobel (Russie) sont basés sur le même principe que le viscosimètre Engler.

266. — *Fluidité.* — *Isomètre Barbey.* — Le « degré de fluidité à t° » (ou « fluidité Barbey à t° ») est mesuré, par définition, par le nombre de centimètres cubes d'huile

à t° qui s'écoule pendant une heure à travers le tube capillaire de l'appareil Barbey <sup>1</sup>. Ce degré de fluidité F peut donc s'exprimer par la formule:  $F = K \frac{v}{t}$ , en appelant v le nombre de centimètres cubes écoulés pendant une durée de t heures.

L'*ixomètre Barbey* <sup>2</sup> (fig. 92) se compose essentiellement d'un tube A muni d'un trop-plein a et correspondant par le tube H avec l'espace annulaire D d'où l'huile s'écoule par le déversoir d. Le tout est placé dans un bain-marie B. L'huile à essayer tombe d'un récipient R; lorsqu'elle remplit totalement les tube B et D et commence à s'écouler régulièrement par les déversoirs a et d on place, au-dessous de d un récipient gradué G que l'on retire au bout d'un temps exactement déterminé. La graduation du récipient est calculée de façon à donner, par lecture directe, le degré de fluidité cherché.

L'inventeur estime que l'on obtient une plus grande précision en opérant comme il est dit ci-dessus; mais il est évident que l'on pourrait théoriquement employer l'appareil Barbey à la détermination des viscosités relatives par rapport à l'eau, comme on le fait avec l'appareil Engler.

**267.** — Il ne faut pas perdre de vue que le pouvoir lubrifiant d'un même liquide dépend essentiellement de la température; d'une façon générale, la viscosité diminue rapidement quand la température croît. On a, par

1. Ajustage annulaire D (fig. 92), de 0,5 m/m de largeur radiale et de 200 millimètres de longueur.

2. Du mot grec « ixos » (visqueux).

exemple, pour de l'huile de colza brute de densité 0,920 (d'après Delehay) :

Températures :	20°	50°	100°	150°
Viscosités :	9	4	1,8	1,3

La viscosité va au contraire en croissant avec la pression.

268. — Les degrés de viscosité Engler et de fluidité Barbey d'un même liquide, s'expriment évidemment par des nombres tout à fait différents. Ainsi une huile de lin de densité 0,930 donne les résultats suivants :

degré de fluidité	(à 35°) = 170
degré de viscosité	(à 35°) = 4,8

D'une façon générale on a entre les degrés de fluidité  $F$  et de viscosité Engler  $e$  la relation *approximative* suivante :

$$e F = 800 \text{ à } 900$$

269. — Bien que la question ait un intérêt purement théorique, nous croyons devoir préciser les différences qui existent entre les diverses expressions de la viscosité : *viscosité Engler* (ou degré de viscosité), *viscosité absolue* et *viscosité spécifique*.

Supposons que l'on fasse écouler un volume  $v$  de liquide à travers un tube capillaire de diamètre  $d$  et de longueur  $l$  ; soit  $t$  la durée d'écoulement sous une pression  $p$  ; on a, entre ces différentes valeurs, la relation suivante (formule de Poisseuille) :

$$\left( \frac{\pi r^4}{8 l} \right) p \frac{t}{v} = A \quad (1)$$

$A$  étant une *constante* dépendant du liquide envisagé ;

cette constante A est par définition la « viscosité absolue » du liquide à  $t^{\circ}$ .

La « viscosité spécifique »  $a$  d'un liquide à  $t^{\circ}$  est, par définition, le rapport des viscosités absolues A et  $A_0$  de ce liquide à  $t^{\circ}$  et de l'eau à  $0^{\circ}$  :

$$a = \frac{A}{A_0} \quad (2)$$

En opérant sur un même volume et à travers un même tube capillaire, on a, d'après la formule (1) ci-dessus :

$$a = \frac{t}{t_0} \quad (3)$$

de sorte que la viscosité spécifique d'un liquide peut être définie comme le rapport du temps d'écoulement, à travers un tube capillaire, d'un volume donné de ce liquide et d'un même volume d'eau à  $0^{\circ}$ .

Entre les viscosités absolue (C. G. S) et spécifique d'un même liquide on a la relation <sup>1</sup> :

$$a = \frac{A}{0,018} \quad (4)$$

Les viscosités Engler, telles que nous les avons définies plus haut (par rapport à l'eau à  $20^{\circ}$ ) devraient théoriquement être proportionnelles aux viscosités spécifiques (par rapport à l'eau à  $0^{\circ}$ ) ou absolues. Il n'en est cependant ainsi que pour les liquides de viscosité suffi-

1. On trouve en effet, par expérience, que la viscosité absolue de l'eau à  $0^{\circ}$  est égale à 0,018, tandis que sa viscosité relative est, par définition, égale à 1.

samment élevée <sup>1</sup> ; on trouve expérimentalement, entre la viscosité Engler  $e$  et le viscosité spécifique  $a$  de ces liquides la relation :

$$\frac{a}{e} = 4,072 d \quad (5)$$

$d$  étant la densité du liquide envisagé.

Mais pour les liquides moins visqueux, la formule de Poisseuille n'est plus exactement applicable (la vitesse d'écoulement à travers le tube capillaire n'étant plus négligeable) et la relation entre les viscosités Engler et spécifiques devient :

$$a = d \left( 4,072 e - \frac{3,514}{e} \right) \quad (6)$$

**270.** — Si l'on se reporte à la définition de la « fluidité Barbey » donnée plus haut, on en déduit aisément la relation :

$$\frac{F}{F'} = \frac{t'}{t}$$

Les formules (1) et (2) du n° 269 conduisent de même à la relation :

$$\frac{a}{a'} = \frac{t}{t'}$$

D'où, entre les *fluidités* Barbey  $F$  et les *viscosités* spécifiques  $a$ , la relation :

$$aF = \text{Constante}$$

1. L'erreur résultant de l'application de la formule (5) est inférieure à 1 % pour les liquides dont la viscosité Engler est supérieure à 10.

qui confirme la formule empirique donnée plus haut (n<sup>o</sup> 268).

**271.** — On a construit des appareils pour la mesure des viscosités absolues et spécifiques ; mais il est plus simple de les déduire des mesures faites à l'appareil Engler, par application des formules (4) et (6) ci-dessus.

## CHAPITRE V

### ESSAIS DIVERS

Nous avons insisté particulièrement, dans les chapitres précédents, sur les essais physiques fondamentaux (densité, inflammabilité, viscosité) qui reviennent le plus fréquemment dans l'étude des huiles minérales et de leurs dérivés. Il nous reste à exposer succinctement un certain nombre d'essais secondaires, plus spécialement adaptés à telle ou telle catégorie de produits.

#### § 1. — Pouvoir calorifique

**273.** La détermination des pouvoirs calorifiques est particulièrement utile dans l'emploi des huiles combustibles pour moteurs Diesel ou chaudières à mazout.

Ce pouvoir calorifique peut se déduire de la composition chimique des huiles envisagées, par application de formules telles que celles de Dulong et Mendelejeff déjà mentionnées au n° 228.

Il est préférable, en pratique, d'effectuer une mesure directe avec la bombe calorimétrique Mahler. Cet appareil est constitué par une sorte d'obus en acier, d'environ 1/3 de litre de capacité ; ayant versé un ou deux grammes de l'huile combustible à essayer, dans une capsule placée au centre de la bombe, on remplit celle-ci

d'oxygène, sous une pression de 20 à 25 atmosphères et on la plonge dans un calorimètre à eau. Il suffit alors d'allumer l'huile, par le passage d'un courant électrique, et de noter l'élévation de température de l'eau du calorimètre. On en déduit, par un calcul simple, la quantité de chaleur dégagée par la combustion.

Nous croyons d'ailleurs inutile d'insister davantage sur la technique de ces essais calorimétriques, qui sont d'une pratique tout à fait courante.

**274.** — Dans le chauffage industriel au mazout, l'eau formée pendant la combustion de l'huile est entraînée à l'état de vapeur, avec les gaz de combustion ; dans l'essai à la bombe Malher, cette eau se condense au contraire et restitue de ce fait une certaine quantité de chaleur au calorimètre. D'où une différence entre le pouvoir calorifique mesuré (« pouvoir calorifique supérieur »  $C_s$ ) et le pouvoir calorifique réellement utilisé (« pouvoir calorifique inférieur »  $C_i$ ) ; on a entre ces deux valeurs la relation :

$$C_s = C_i + 650 \text{ (en grandes calories).}$$

**275.** — Nous avons signalé précédemment (n° 229) la différence entre l'unité de chaleur adoptée dans les pays à système métrique (grande calorie) et l'unité adoptée par les pays anglais (« British Thermal Unit », B. T. U.). Nous rappelons que l'on a :

$$\text{B. T. U} = 1,8 \times C$$

Nous rappelons également que les pouvoirs calorifiques des huiles minérales croissent généralement quand la densité diminue, sans que cette règle soit

d'ailleurs tout à fait générale. On a, en moyenne, par tonne métrique :

	GRANDES CALORIES	B. T. U.
Huiles lourdes....	9.500	17.000
Huiles légères....	10.000	18.000
Pétroles lampants.	10.300	18.500
Essences.....	10.500	19.000

## § 2. — Volatilité

**276.**— Il importe que les huiles de graissage, et notamment les huiles à cylindres, ne se vaporisent pas trop rapidement sous l'influence de la chaleur ; il en est de même pour l'huile employée dans les transformateurs électriques où la température normale est, en service, voisine de 80°. D'où la nécessité d'essais préalables de volatilité.

Ces essais consistent généralement à déterminer la perte en poids %, subie par l'huile, quand on la chauffe à un température donnée, pendant un temps donné.

Les chiffres trouvés varient évidemment avec la température et la durée du chauffage, mais ils dépendent aussi du rapport entre la surface d'évaporation et le volume de l'huile ; enfin ils peuvent dépendre, dans une certaine mesure, du rapport entre la hauteur totale du récipient et la hauteur de l'huile dans le récipient, une condensation partielle pouvant se produire sur les parois du récipient.

**277.** — Les mesures se font dans un récipient chauffé par un bain-marie ; le bain-marie est rempli d'un liquide

approprié à la température à obtenir et que l'on porte à l'ébullition. L'ébullition de l'antracène, par exemple, donne une température constante de 310°.

**278.** — Les pertes par évaporation dépendent évidemment de la nature de l'huile minérale essayée, mais elles sont généralement, pour les huiles *lourdes*, de l'ordre de grandeur ci-après.

Chauffage à 100° pendant 3 heures : pertes 1/2 %

Chauffage à 170°   »   »   »   : perte 1 %

Il existe, pour des raisons faciles à prévoir, un certain rapport entre la volatilité et le degré d'inflammabilité à *vase ouvert* d'une huile de graissage. Aussi se contente-t-on souvent d'un essai d'inflammabilité.

### § 3. — Point de congélation

**279.** — Il est important, dans l'emploi des huiles de graissage et des huiles pour transformateurs électriques, de connaître le point de congélation de ces huiles. La détermination est théoriquement des plus simples ; il suffit de plonger dans des mélanges réfrigérants appropriés<sup>1</sup> des éprouvettes contenant l'huile à étudier.

Pratiquement il est très difficile de constater l'instant exact de la congélation, celle-ci ne se faisant que progressivement ; il y a donc là une question d'appréciation personnelle, qui rend les résultats fort peu comparables entre eux.

Pour rendre les conclusions moins arbitraires on opère

1. Par exemple : eau et chlorure d'ammonium ; glace et sel, etc...

parfois comme suit : l'éprouvette contenant l'huile à essayer est constituée par un tube en U analogue à celui de la fig. 93; lorsque l'huile a été amenée à la température voulue, on met la branche A en communication avec le récipient contenant de l'air sous pression donnée (pression de 50 m/m d'eau par exemple) et l'on mesure la hauteur dont s'élève l'huile dans la branche B. La hauteur observée est d'autant plus faible que l'on est plus près du point de congélation.

**280.** — Les résultats dépendent en outre des conditions de l'expérience : durée du refroidissement (l'huile ne prenant que lentement la température ambiante), agitation de l'huile (une agitation un peu énergique retarde la congélation), humidité (qui retarde également la congélation), température de l'huile immédiatement avant l'essai (en chauffant l'huile vers 30 ou 50° quelque temps avant l'essai, on facilite notablement la congélation).

D'une façon générale, la présence de paraffine ou de goudrons dans les huiles les rend plus facilement congelables. Ainsi certaines huiles du type américain (riches en paraffine) se congèlent dès la température ordinaire, tandis que les huiles russes de bonne qualité supportent aisément des températures de — 15° à — 20°.

#### § 4. — Humidité

**281.** — La présence d'eau dans une huile minérale peut être facilement constatée en y projetant quelques grains de sulfate de cuivre anhydre ; cette poudre incolore prend une teinte bleuée caractéristique (sulfate hydraté) en présence d'eau.

Le dosage peut se faire par divers procédés, par exemple en distillant l'huile à travers un tube rempli de chlorure de calcium ; l'augmentation de poids du chlorure indique la proportion d'eau qu'il a absorbée.

### § 5. — Rigidité électrostatique

282. — L'huile minérale étant très fréquemment utilisée dans les appareils électriques à haute tension (transformateurs statiques et disjoncteurs), il peut être utile de déterminer la « rigidité électrostatique » de l'huile employée, c'est-à-dire la résistance qu'elle oppose au passage des étincelles électriques.

Cette rigidité électrostatique se mesure par la tension maxima qui peut être établie, entre deux électrodes d'écartement donné, plongeant dans l'huile. Les résultats obtenus dépendent d'ailleurs de la distance, de la forme et de la dimension des électrodes, de la fréquence du courant (la rigidité augmente avec la fréquence), de la température de l'huile (la rigidité augmente rapidement avec la température), de l'humidité de l'huile (une teneur en eau de moins de 1 % peut diminuer de moitié la rigidité électrostatique), etc... Une spécification précise des conditions de l'essai est donc nécessaire, si l'on veut obtenir des résultats comparables entre eux.

Une bonne huile pour transformateurs doit pouvoir supporter des tensions de l'ordre de 30.000 volts, entre deux électrodes sphériques placées à 10 millimètres de distance.

### § 6. — Essai à la lampe et mesures photométriques

283. — L'appareil employé pour les essais à la lampe consiste en une lampe à pétrole, d'environ 1/4 de litre de capacité, entourée d'une boîte métallique portant des fenêtres avec réticule, pour le réglage de la hauteur de la flamme.

Si l'on veut, par exemple, étudier les propriétés d'une huile lampante, on la fait brûler dans la lampe d'essai jusqu'à ce que la flamme, d'abord réglée à une hauteur donnée, devienne imperceptible; le volume d'huile restant alors dans la lampe est d'autant plus réduit que l'huile essayée a été mieux raffinée. On effectue également l'essai à la lampe pour se rendre compte des qualités de l'huile lampante au point de vue de sa consommation horaire.

Lorsque les essais portent sur une huile non raffinée, il est généralement nécessaire de l'épurer par un traitement préalable à l'acide sulfurique concentré.

Les essais à la lampe peuvent être complétés par une mesure photométrique, permettant d'évaluer (pour une lampe donnée et pour un réglage donné) le pouvoir éclairant du pétrole étudié. Les mesures se font par les méthodes habituelles (Méthode de Foucault par exemple); les résultats sont exprimés en « carcel » (intensité lumineuse d'une lampe Carcel brûlant 42 gr. à l'heure d'huile de colza épurée) ou en « bougies (1/8 de carcel).

### § 7. — Solubilité dans un mélange de chloroforme et d'alcool

284. — L'étude des conditions de solubilité des huiles, dans un mélange à volumes égaux de chloroforme et d'alcool éthylique peut donner des renseignements intéressants sur la provenance — type russe ou américain — d'une huile minérale (Méthode de Riche et Halphen).

Nous avons vu en effet que les huiles de type russe et américain diffèrent essentiellement par la nature chimique de leurs parties moyennes ; on constate en particulier, d'après le tableau ci-dessous, que ces fractions moyennes présentent des degrés de solubilité très différents dans le mélange chloroformo-alcoolique, d'où un procédé commode de spécification du type d'huile essayé.

**Nombre de cc. de mélange chloroformo-alcoolique nécessaires pour dissoudre 10 grammes d'huile<sup>1</sup>**

DENSITÉ DE LA FRACTION	PÉTROLE AMÉRICAIN	PÉTROLE RUSSE
780	5,2 cc.	1,4 cc.
790	5,9	4,2
800	6,6	4,0
810	7,7	4,2
820	9,5	4,5
830	11,3	5,0

285. — On peut également, par une étude de solubilité, établir une distinction entre les huiles minérales

1. Nombres moyens, d'après Riche et Halphen.

naturelles et les huiles minérales falsifiées constituées par un mélange d'huiles légères et de résidus <sup>1</sup>. Le principe de la méthode est le suivant (Riche et Halphen) :

Considérons une huile de densité  $d$  et supposons qu'il faille  $N$  centimètres cubes de liqueur chloroformo-alcoolique pour dissoudre 10 grammes d'huile. Cette huile étant soumise ensuite à une distillation fractionnée, on recommence l'essai de solubilité sur *la fraction de même densité  $d$*  que l'huile primitive ; soit  $n$  le nombre de centimètres cubes de liqueur nécessaires pour dissoudre 10 grammes de cette fraction. On constate que :

pour les huiles naturelles,  $N$  est toujours nettement supérieur à  $n$ ,

pour les mélanges d'huiles légères et de résidus,  $N$  est au contraire très voisin de  $n$ .

1. Cette falsification est surtout à craindre lorsque le prix des pétroles lampants est élevé ; les raffineurs peuvent en effet avoir avantage à mélanger les produits de tête et de queue de la distillation, pour reconstituer une huile de même densité que les lampants.

## CHAPITRE VI

### ESSAIS CHIMIQUES

#### § 1. — Acidité

286. — Pour certains usages des huiles minérales et de leurs dérivés (notamment : huiles combustibles, huiles de graissage, huiles pour transformateurs), il est essentiel d'employer des huiles aussi peu acides que possible. Or l'acidité peut provenir soit des corps résineux ou des dérivés naphthéniques contenus naturellement dans l'huile<sup>1</sup>, soit surtout des traitements chimiques auxquels l'huile est soumise au cours du raffinage. Une détermination de l'acidité peut donc être nécessaire.

Cette détermination se fait par les procédés habituels, en neutralisant par une liqueur alcaline titrée (solution de soude décimale) en présence d'un réactif coloré. Les réactifs les plus employés sont le méthyl-orange (qui ne vire qu'en présence d'acides *minéraux*) et la teinture de tournesol (qui décèle tous acides minéraux ou *organiques*).

287. — Le résultat de l'essai est exprimé, suivant les

1. L'acidité des huiles foncées est généralement plus grande que celle des huiles claires.

cas, soit en « degré d'acidité », soit en « acidité minérale », soit en « acidité organique ».

Le « degré d'acidité » (en allemand : Saurezahl) indique le nombre de milligrammes de potasse (KOH) nécessaires à la neutralisation d'un gramme d'huile. On vérifie aisément que ce degré d'acidité est égal à  $\frac{n \times 56}{1000}$ ,  $n$  étant le nombre de cc. de liqueur décimale qu'il a fallu employer pour neutraliser 100 grammes d'huile.

« L'acidité minérale % » (ou « acidité % évaluée en  $\text{SO}_2$  ») représente le poids d'anhydride  $\text{SO}_2$  que peuvent neutraliser les  $n$  centimètres cubes de liqueur employée.

Cette acidité minérale, exprimée en %, est égale à  $\frac{n \times 4}{1000}$ .

L'« acidité organique » (ou « acidité % évaluée en acide oléique »), représente le poids d'acide oléique ( $\text{C}^{18} \text{H}^{34} \text{O}_2$ ) que peuvent neutraliser les  $n$  centimètres cubes de liqueur décimale ; elle est de  $n \times 28,2$  %.

On vérifie aisément que

$$\begin{aligned} 1 \text{ } \% \text{ d'acidité minérale} &= 7,05 \text{ } \% \text{ d'acidité organique} \\ &= \text{degré d'acidité } 14 \end{aligned}$$

**288.** — La détermination de l'acidité est assez délicate avec les huiles foncées, dont la couleur masque le virage des réactifs. On opère alors soit par ébullition préalable avec de l'eau, qui absorbe les acides et qu'on répare ensuite par filtration, soit par dissolution dans un mélange d'alcool et d'éther.

## § 2. — Teneur en soufre

289. — La plupart des huiles brutes contiennent des traces de soufre ; une quantité notable de soufre peut présenter des inconvénients graves, notamment pour les pétroles d'éclairage (carbonisation de la mèche, vapeurs nuisibles d'acide sulfureux) pour les huiles de transformateurs électriques et pour les huiles combustibles.

On décèle le soufre au moyen du nitroprussiate de sodium, qui prend, en présence du soufre, une coloration bleue-violette intense.

Pour doser le soufre, on fait brûler l'huile à essayer dans une lampe spéciale, dont les fumées sont aspirées à travers un barboteur à potasse ; l'acide sulfureux provenant de la combustion du soufre est retenu sous forme de sulfate de potasse, facile à doser.

## § 3. — Impuretés : asphaltes, goudrons, résines

290. — Les *asphaltes* — provenant d'une oxydation partielle des huiles minérales, — sont insolubles dans l'éther de pétrole ; il suffit donc d'agiter l'huile avec de l'éther de pétrole pour faire déposer les asphaltes.

On précipite les *matières goudronneuses* en agitant l'huile avec son poids de solution de soude (de densité 1,35) et chauffant à 60° C.

Les *résines* existant naturellement dans les huiles offrent peu d'inconvénients ; mais on peut craindre une

falsification par adjonction de résine de colophane, en vue d'augmenter artificiellement la viscosité. Dans ce cas, on traite par de l'alcool à 75 % qui dissout les résines; on ajoute un peu d'acide acétique glacial, puis une goutte d'acide sulfurique; s'il se produit alors une coloration violette, elle indique la présence de résine de colophane (réaction de Morawski).

#### § 4. — Huiles grasses, huiles de résine

291. — Les *huiles grasses animales ou végétales* qui sont fréquemment mélangées aux huiles minérales ont la propriété de se « saponifier », c'est-à-dire de se transformer en savon, avec un foisonnement caractéristique, en présence de solutions alcalines. Le savon ainsi formé peut être séparé, par dissolution dans l'alcool et servir à la détermination de la « teneur saponifiable » de l'huile essayée, qui est caractéristique de sa teneur en huiles grasses.

Les *huiles de résine*, dont l'introduction diminue notablement la qualité des huiles de graissage, ont une odeur et une saveur caractéristiques. La détermination quantitative peut se faire par détermination de « l'indice d'iode » (voir ci-dessous), cet indice augmentant lorsque l'huile minérale contient des huiles de résine.

#### § 5. — Indice d'iode

292. — L'« indice d'iode » d'une huile (ou d'une graisse) est mesuré par le nombre de grammes d'iode qui peut

être absorbé par 100 grammes de cette huile, dans des *conditions déterminées*. Les conditions de l'expérience (nature de la dissolution d'iode, durée de l'expérience), ont une importance primordiale et doivent être minutieusement réglées.

L'indice d'iode est caractéristique de la teneur d'une huile en *composés non saturés* ; il varie donc suivant la provenance des huiles essayées comme l'indique le tableau ci-dessous :

NATURE DE L'HUILE	INDICE D'IODE
Huile minérale, type russe	0 à 1,5
Huile minérale, type américain	6 à 15
Huiles de résine	45 environ
Huiles végétales	100 à 200

L'indice d'iode peut donc servir à caractériser la provenance d'une huile minérale ou à y déceler la présence d'huiles végétales.

## CHAPITRE VII

### CAHIERS DES CHARGES

**293.** — Nous croyons utile de compléter les considérations ci-dessus en indiquant sommairement quelques types de cahiers des charges pour la fourniture d'huiles minérales ou de leurs dérivés.

#### § 1. — Cahier des charges pour pétroles lampants

**294.** — Nous donnons ci-dessous les spécifications d'un cahier des charges de la C<sup>1</sup>e des chemins de fer de l'Est, pour fourniture de pétrole d'éclairage.

« *Qualité* — L'huile de pétrole devra être parfaitement épurée et raffinée, peu odorante, limpide, incolore ou très ambrée et ne pas se colorer par exposition prolongée à la lumière.

Elle sera exempte de toute trace d'eau ou d'autres matières. Elle sera homogène.

*Essais* — La densité de l'huile de pétrole prise à la température de + 15° devra être comprise entre 0,795 et 0,805. Son degré d'inflammabilité déterminé avec l'appareil Granier devra être supérieur à 40° C.

Le pouvoir éclairant sera déterminé avec une lampe munie d'un bec Guichard de 13 lignes (modèle des disques

de machines) avec cheminée en verre du modèle adopté par la Compagnie, dans lequel l'étranglement est à 90 m/m au-dessus de la base de la cheminée.

La flamme étant réglée au départ à une hauteur de 60 m/m, l'intensité lumineuse devra être au moins de 1 carcel<sup>1</sup>. Après 7 heures de combustion, l'intensité lumineuse ne devra pas avoir baissé de plus de un dixième de la valeur trouvée une heure après l'allumage et la mèche devra être encore en bon état, sans être recouverte d'aucun dépôt carbonneux.

La consommation moyenne devra être au maximum de 35 grammes par heure ».

## § 2. — Cahier des charges pour huiles de graissage

295. — Les conditions si diverses de fonctionnement des machines employées dans l'industrie ont conduit à l'emploi d'une très grande variété de produits lubrifiants, depuis les huiles à broche extra-fluides, jusqu'aux graisses consistantes, en passant par toute la gamme des huiles de machines. Nous donnons ici un exemple de spécification, s'appliquant à des huiles de graissage moyennes telles qu'on les emploie pour les machines marines par exemple. Ces huiles sont toujours mélangées d'une certaine quantité d'huiles grasses (qui en corrigent l'acidité, tout en augmentant le pouvoir lubrifiant).

1. Nous rappelons que le « Carcel » est l'intensité lumineuse d'une lampe Carcel, brûlant 42 gr. à l'heure d'huile de colza épurée (le Carcel vaut environ 8 bougies ordinaires ou 10 bougies décimales).

Les caractéristiques d'une huile pour machines marines seront, par exemple, les suivantes :

*a* — Densité à 15° C : 0,915 à 0,935

Viscosité Engler à 20° C : 40

à 50° C : 8

Point d'inflammabilité (appareil Pensky-Martens) : inférieur à 17° C.

*b* — L'huile doit rester fluide jusqu'à — 10° (après une heure de refroidissement dans une éprouvette en verre de 15 m/m de diamètre).

*c* — L'huile doit être exempte d'acides minéraux, de matières goudroneuses et résineuses et de toutes impuretés.

La teneur en acides *organiques* doit être inférieure à 2 % (évalués en acide oléique).

L'huile chauffée à 50° C, pendant 10 heures, en couche mince, ne doit éprouver aucune altération.

*d* — La proportion d'huile minérale doit être inférieure à 75 % (contre 25 % au moins d'huile grasse).

L'huile minérale employée doit présenter les caractéristiques suivantes :

Viscosité Engler à 20° C : 22 à 25

Densité : 0,900 à 0,920

L'huile grasse ajoutée doit être de l'huile de rave pure, caractérisée par un « indice d'iode » de 95 à 105.

### § 3. — Cahier des charges pour huiles de transformateurs ou interrupteurs électriques

296. — Les conditions à imposer au fournisseur seront les suivantes (Mathis et Belinne) :

*a* — Huile uniquement minérale ; bien raffinée ; exempte d'eau, d'acides, d'alcalis, de résine, de soufre, de sels métalliques ; ne doit contenir aucune matière en suspension.

*b* — L'huile ne doit donner aucun dépôt et ne doit subir qu'une légère modification de teinte, quand on la chauffe à 200° pendant 10 heures.

*c* — Densité à 15° C : de 0,850 à 0,920

*d* — Viscosité : 8, à la température de 20° C

2,5 " 50°

1,5 " 75°

*e* — Volatilité — La perte par évaporation, après 3 heures de chauffage à 170°, doit être inférieure à 0,75 % (dans une éprouvette cylindrique ayant 50 m/m de diamètre et 37 m/m de hauteur).

*f* — Congélabilité. — L'huile doit rester fluide jusqu'à — 15° C.

*g* — Inflammabilité. — Les points d'inflammabilité et de combustibilité en degrés centigrades, ne doivent pas être inférieurs aux chiffres suivants :

MODE DE DÉTERMINATION	INFLAMMAB.	COMBUSTIB.
Creuset ouvert (Marcusson)	180°	200°
Vase clos (Pensky)	170°	190°

*h* — Rigidité électrostatique. — Une tension de 18.000 volts doit pouvoir être établie, sans production d'étincelles, entre deux électrodes distantes de 2 m/m et plongées dans l'huile (électrodes sphériques, en laiton, de 10 m/m de diamètre ; hauteur d'huile au-dessus des électrodes : 10 centimètres ; température de l'huile 25° C ; courant alternatif à 50 périodes).

#### § 4. — Cahier des charges pour fourniture d'huile combustible

297. — Nous donnons ci-dessous un extrait des conditions imposées par l'Amirauté Britannique pour les fournitures de combustibles liquides.

*a* — Le combustible liquide doit être constitué par des hydrocarbures et peut être, soit du pétrole, soit un produit de distillation ou un résidu de distillation du pétrole.

*b* — Le point d'inflammabilité ne doit pas être inférieur à 80° C en vase clos (appareil Abel ou Pensky-Martens).

*c* — La teneur en soufre doit être inférieure à 3 %.

*d* — L'acidité doit être inférieure à 0,05 % évaluée en acide oléique (essai effectué en agitant l'huile avec de l'eau distillée et titrant par une solution de soude décinormale la quantité d'acide absorbée par l'eau ; réactif : méthyl-orange).

*e* — L'huile doit contenir moins de 0,5 % d'eau.

*f* — La viscosité doit être telle que la durée d'écoulement de 50 centimètres cubes d'huile à 0° C ne dépasse pas 2.000 secondes (viscosimètre de Boverton-Redwood, type de l'Amirauté).

*g* — L'huile doit être exempte de matières terreuses, charbonneuses ou fibreuses, ou de toutes autres impuretés susceptibles d'endommager les brûleurs.

## TITRE IV

# TRAITEMENT INDUSTRIEL DES HUILES MINÉRALES

---

## PREMIÈRE PARTIE

### Notions préliminaires

#### § 1. — Principes des méthodes industrielles

**298.** — Nous avons vu précédemment (chimie des pétroles) que l'huile minérale est un mélange complexe d'un très grand nombre de carbures d'hydrogène dont les densités et les températures d'ébullition varient dans le même sens (n° 231).

Il suffit donc, théoriquement du moins, de chauffer progressivement l'huile minérale dans un alambic à distillation, pour obtenir, à mesure que la température augmente, le dégagement régulier des divers constituants dans leur ordre de densité. C'est sur cette propriété fondamentale qu'est basé le traitement des huiles minérales.

**299.** — Mais dans la pratique industrielle on est obligé de scinder les opérations en un certain nom-

bre de phases successives qui sont généralement les suivantes :

*a* — *Séchage* et décantation de l'huile brute ;

*b* — *Première distillation* ; on obtient comme produits de condensation des *essences* et *pétroles* et il reste dans l'alambic des résidus liquides qui passent à la deuxième distillation ;

*c* — *Deuxième distillation* (traitement des résidus de première distillation) ; on obtient comme produits de condensation des *huiles de graissage* et il reste dans l'alambic des *goudrons* ou des *cokes* de pétrole.

Les essences et pétroles de première distillation ne sont pas assez homogènes pour être directement vendables ; une *rectification* de ces produits s'impose généralement. Les huiles de graissage peuvent, d'autre part, être trop chargées de paraffine, et doivent alors être soumises au *déparaffinage*.

Enfin tous les produits obtenus contiennent des impuretés qui en diminueraient la valeur marchande et ils doivent être purifiés par un *raffinage chimique*.

**300.** — Notre étude sur le traitement industriel des huiles minérales sera divisée en deux parties relatives :

1° Aux *méthodes* de traitement,

2° Au *matériel* employé .

Chacune de ces parties comprendra 6 chapitres correspondant aux phases successives du traitement industriel :

Opérations préliminaires ;

Première distillation ;

Rectification des produits de la distillation ;

Deuxième distillation (traitement des résidus de première distillation) ;

Raffinage chimique ;

Déparaffinage ;

Il sera en outre consacré un chapitre particulier aux procédés spéciaux dits de « craquage » ou « cracking ».

Nous croyons d'ailleurs utile de rappeler tout d'abord quelques notions fondamentales sur les phénomènes physiques ou chimiques mis en jeu au cours du traitement industriel.

## § 2. — Rappel de quelques notions essentielles

301. — *Distillation et rectification.* — Considérons, pour simplifier les idées, un mélange de deux liquides A et B, dont les températures d'ébullition sont respectivement de 80° et de 100°. Si l'on chauffe le mélange à 80° dans un alambic, le liquide A distillera seul et l'on obtiendra, théoriquement, une séparation parfaite de ce liquide. En réalité les choses ne se passent pas exactement ainsi ; il se produit, en effet, dès la température de 80°, une évaporation du liquide B ; en outre, si la distillation est un peu vive, des particules liquides seront entraînées avec les vapeurs, de sorte que le produit distillé contiendra toujours des traces plus ou moins importantes du produit B. La séparation rigoureuse des liquides A et B est donc impossible par ce procédé et elle sera d'autant moins parfaite que les températures d'ébullition des deux liquides seront plus voisines.

Supposons maintenant qu'il s'agisse, comme dans le cas de l'huile minérale, d'un mélange très complexe de liquides  $L_1, L_2, L_3...$  dont les densités et les températures d'ébullition ( $t_1, t_2, t_3...$ ) sont tout à fait voisines.

Lorsqu'on distillera ce mélange à la température  $t_1$ , on obtiendra comme produit de distillation un mélange complexe dont la composition sera, par exemple, la suivante :  $L_1$ , 60 % ;  $L_2$ , 20 % ;  $L_3$ , 10 %, etc... Ainsi, quel que soit le soin apporté à la distillation de l'huile minérale, on n'obtiendra pas un produit pur.

On peut toutefois améliorer la qualité du liquide distillé, en le soumettant à une deuxième distillation à la température  $t_1$  ; la composition du produit ainsi obtenu sera par exemple :  $L_1$ , 80 % ;  $L_2$ , 10 % ;  $L_3$ , 5 %, etc.... ; c'est sur ce principe que reposent les méthodes de rectification. Elles comportent au besoin plusieurs distillations successives.

**302.** — *Condensation et déphlegmation.* — Lorsqu'on distille un liquide dont la température d'ébullition est de  $80^\circ$  par exemple, il suffit théoriquement que la température du condenseur soit inférieure à  $80^\circ$ . Mais en réalité les phénomènes d'évaporation interviennent ici encore, et la condensation à température trop élevée (inférieure bien entendu à  $80^\circ$ ) ne sera jamais que partielle. Il est donc nécessaire, dans tous les cas, de maintenir les condenseurs à la plus basse température possible.

Revenons maintenant au mélange des deux liquides A et B précédemment envisagés (températures d'ébullition :  $80^\circ$  et  $100^\circ$ ), et supposons que les vapeurs, distillant à  $80^\circ$ , contiennent par exemple : 70 % de A et 30 % de B. En maintenant au condenseur une température suffisamment basse, on retrouvera pratiquement la même proportion dans les produits de condensation. Mais supposons que l'on fasse passer les vapeurs (avant leur arrivée, au condenseur proprement dit) dans un condenseur intermédiaire, où leur tempé-

rature s'abaisse à 75° exemple ; il s'y produira une condensation partielle, qui portera à peu près uniquement sur les vapeurs B ; on pourra donc recueillir au condenseur intermédiaire une partie du liquide B, et la proportion de A au condenseur proprement dit sera augmentée en conséquence. On réalise ainsi une sorte de rectification à laquelle on donne le nom de « déphlegmation ».

Nous verrons plus loin que les déphlegmateurs (condenseur intermédiaire de l'exemple ci-dessus) sont un organe essentiel des appareils de rectification.

**303.** — *Craquage, distillation dans le vide, emploi de la vapeur d'eau.* — Ces différentes particularités de la technique des pétroles, qui jouent un rôle essentiel dans la pratique industrielle, ont déjà été exposées à propos de la chimie des pétroles (nos 231 à 238); nous prions le lecteur de se reporter à cette partie de notre ouvrage.

**304.** — *Classification.* — Nous rappelons que la classification pratique des dérivés de l'huile minérale, dans les raffineries, est surtout basée sur des mesures de densité.

Nous avons déjà donné précédemment (n<sup>os</sup> 185 et suivants) les indications nécessaires sur la nomenclature des produits industriels obtenus. Nous rappellerons seulement la classification fondamentale en :

*Essences*, (produits distillant au-dessous de 150° et dont la densité est inférieure à 0, 75) ;

*Pétroles lampants*, (produits distillants entre 150° et 300° et dont la densité est comprise entre 0, 75 et 0, 85) ;

*Huiles lourdes*, (produits passant au-dessus de 350° et pesant plus de 0, 85).

## DEUXIÈME PARTIE

### Méthodes de traitement industriel des huiles minérales.

---

#### CHAPITRE PREMIER

#### OPÉRATIONS PRÉLIMINAIRES

**305.** — L'huile minérale brute, telle qu'elle sort du sol, est toujours chargée d'impuretés : boues, sables et eau (généralement salée), la proportion d'impuretés, variable suivant les gisements et les conditions d'extraction, pouvant atteindre 50 % (avec certains pétroles de Californie notamment).

Les boues et sables sont évidemment nuisibles ; leur présence entraînerait une usure rapide et des obturations dans la tuyauterie complexe des raffineries et occasionnerait des coups de feu dans les chaudières de distillation. Leur élimination s'impose donc comme opération préliminaire indispensable ; elle a lieu par simple décantation des huiles brutes qu'on doit à cet effet laisser reposer pendant un temps suffisant à leur arrivée aux raffineries. La capacité des bassins ou réservoirs de réception des huiles brutes doit être prévue en conséquence.

**306.** — Tout aussi graves sont les inconvénients dus

à la présence de l'eau dans l'huile brute. Il en résulte en effet une augmentation de la dépense de combustible, une partie de la chaleur étant employée en pure perte à la vaporisation de l'eau dans les appareils de distillation ; les sels contenus dans l'eau occasionnent en outre un entartrage rapide des chaudières ; mais la présence de l'eau est surtout à craindre parce qu'elle produit une distillation tumultueuse, impossible à régler convenablement et susceptible d'entraîner des débordements et des incendies.

De nombreux procédés ont été imaginés pour l'élimination de l'eau contenue dans l'huile brute. Nous citerons par exemple les suivants :

Procédé Legrand ; on ajoute à l'huile brute un sel soluble dans l'eau, de façon à obtenir une dissolution de densité élevée que l'on sépare de l'huile par décantation ;

Procédé Poetsch, par congélation de l'eau ;

Procédé Wilke ; l'huile est chauffée, dans un récipient approprié, à une température légèrement supérieure à 100° ; le mélange de vapeur d'eau et de vapeurs d'essences qui s'échappe est condensé, puis ramené à la partie inférieure du récipient où l'eau se sépare par décantation.

**307.** — Tous ces procédés sont d'ailleurs peu employés dans la pratique ; on se contente en général d'organiser les réservoirs de façon à obtenir une décantation préalable, en même temps que le dépôt des sables ; l'eau que pourra encore contenir l'huile brute sera ensuite éliminée au début de la distillation par un chauffage progressif ; l'emploi d'appareils à récupération des chaleurs perdues (« Préchauffeur » n° 309) est

particulièrement recommandable à ce point de vue.

308. — Le mélange d'huile et d'eau se présente parfois sous forme d'une émulsion savonneuse ou butyreuse (« roily oil ») très difficile à dissocier et qui complique singulièrement les opérations de chauffage. La formation de ces émulsions semble due à la présence de fines particules de matière minérale, sable, argile ou sels divers ; lorsqu'on agite le mélange, au cours des opérations d'extraction du pétrole brut, il se forme autour des globules d'huile une mince pellicule minérale qui empêche les gouttes d'huile de se souder ensemble et gêne la décantation.

Parmi les divers procédés imaginés pour le traitement de ces émulsions, l'un des plus efficaces est le traitement électrique. Si l'on plonge dans l'huile humide deux électrodes entre lesquelles on établit une tension électrique suffisante, les particules d'eau tendent, en effet, à se séparer de l'huile et à se grouper en chaînes continues, reliant les deux électrodes et facilitant le passage du courant.

On a réussi parfois à dissocier les émulsions en les chauffant à 150° ou 200°. On peut également les dissocier par mélange avec un liquide susceptible de dissoudre à la fois l'eau et l'huile, par exemple de l'acide sulfurique ; par contre l'acide azotique tend au contraire à faciliter la formation des émulsions.

---

## CHAPITRE II

### DISTILLATION DE L'HUILE BRUTE

#### § 1. — Chauffage préalable

**309.** — L'huile brute, débarrassée comme il est dit ci-dessus, d'une partie de ses impuretés, peut être directement introduite dans les chaudières de distillation. Mais il est préférable de la réchauffer au préalable par les procédés habituels de récupération des chaleurs perdues ; en fait, les raffineries modernes d'Europe sont toujours munies des appareils nécessaires, que nous désignerons d'une façon générale sous le nom de « préchauffeurs <sup>1</sup> ». Par contre les raffineries Américaines, qui disposent de combustibles à bas prix, ne font généralement pas usage de la récupération.

**310.** — L'économie de combustible — but essentiel de la plupart des procédés de récupération — n'est cependant pas le seul bénéfice que l'on puisse tirer de l'emploi des « préchauffeurs ». Nous citerons en particulier les avantages suivants :

a. — L'huile brute achève de se débarrasser, dans le préchauffeur, des boues et de l'eau qu'elle contient encore ; on facilite et abrège ainsi considérablement les opérations suivantes ;

1. Les différents appareils mentionnés ici seront décrits ultérieurement (Titre V, 3<sup>e</sup> partie).

b. — On évite, par l'emploi des préchauffeurs, l'effet désastreux que produit l'introduction d'huile froide dans les chaudières de distillation encore chaudes ;

c. — Il se produit dans le préchauffeur une distillation partielle qui permet de recueillir immédiatement la plus grande partie de l'essence contenue dans l'huile ; on obtient ainsi, pour les traitements ultérieurs, une huile plus homogène, plus facile à traiter et susceptible de donner avec le minimum de rectification, des pétroles à point d'inflammation élevé.

## § 2. — Distillation proprement dite

311. — L'huile brute, sortant du préchauffeur est introduite dans les « chaudières de distillation » de l'huile brute, où a lieu la distillation proprement dite. L'opération, dont le principe a déjà été indiqué plus haut (nos 298 et 301), consiste à chauffer progressivement les produits de façon à obtenir le dégagement des essences et des pétroles lampants ; elle est arrêtée dans certaines raffineries au moment où commencent à distiller les huiles légères de graissage faisant immédiatement suite aux pétroles lampants, c'est-à-dire lorsque la densité des produits de condensation atteint 0, 850 à 0, 970. D'autres fois la distillation est poussée un peu plus loin, jusqu'aux premières huiles lourdes ; mais l'élévation de température nécessaire risque d'occasionner des phénomènes de craquage.

A la fin de la distillation, il reste dans la chaudière un résidu qui sera traité ultérieurement pour la production des huiles et paraffines.

**312.** — L'opération que nous venons d'indiquer sommairement peut être soit « *continue* », soit « *discontinue* ». Le traitement discontinu se fait par charges périodiques dans une chaudière unique ; c'est encore le procédé le plus fréquent en Amérique ; les Américains estiment en effet que le traitement discontinu augmente le rendement et facilite la séparation des produits de distillation, notamment avec les huiles minérales riches en essence ; les pertes de combustibles qui en résultent — du fait du refroidissement de la chaudière à la fin de chaque opération — sont compensées en partie par l'emploi d'appareils de très grandes dimensions, dépassant parfois 200 tonnes de capacité.

**313.** — En Europe on voit au contraire se généraliser de plus en plus les procédés de distillation continue, que l'on réalise en faisant écouler l'huile à travers une série de chaudières successives, dont les températures vont en croissant (n° 372). La méthode continue présente en effet de nombreux avantages :

a) Réduction de la main-d'œuvre, les ouvriers ayant simplement à surveiller l'écoulement et à maintenir une température constante dans les chaudières.

b) Diminution des risques d'incendie par suite de la régularité d'ébullition et de la simplification des manœuvres.

c) Economie de combustible ; le procédé continu convient, en effet, tout particulièrement à l'emploi des préchauffeurs et la dépense de combustible nécessaire au maintien d'une température constante dans les chaudières est réduite au strict minimum.

d) Meilleure conservation des tôles de chaudières, qui sont au contraire rapidement détériorées par les

variations de température que comporte la distillation discontinue.

e) On évite en outre, dans une large mesure, la décomposition des huiles (craquage) et le dépôt de coke qui se produisent, au moment de la charge, dans les chaudières à distillation discontinue.

f) Enfin la distillation continue, dans des chaudières successives, permet de récupérer simultanément les divers produits (essences légères, essences lourdes, pétroles lampants) et facilite par suite l'organisation rationnelle du travail dans les raffineries importantes.

**314.** — Les partisans de la distillation par charges discontinues invoquent par contre la possibilité de régler de plus près l'écoulement des différents produits, puisque ceux-ci apparaissent successivement ; pour les huiles minérales riches en essences, il est nécessaire notamment de ralentir d'abord la distillation, pour permettre le fractionnement successif des diverses catégories d'essences (éthers, essences légères, essences lourdes, white-spirit), un coup de feu étant ensuite donné pour l'élimination des produits moins volatiles (pétroles et, au besoin, huiles légères).

Ces conditions peuvent cependant être aisément réalisées dans les méthodes continues, grâce à l'emploi des préchauffeurs, où la plus grande partie des essences se dégage à une température relativement basse, très favorable au fractionnement. La distillation continue nécessitant des batteries de chaudières successives, son emploi ne serait évidemment pas recommandable pour les entreprises à faible débit ; on devra également y renoncer, si les quantités d'huile à traiter sont très irrégulières.

**315.** — Dans les raffineries modernes, la distillation se fait généralement avec injection de vapeur d'eau ; nous avons exposé précédemment (chimie des pétroles, n° 238) le rôle joué par la vapeur d'eau pour accélérer la distillation et atténuer les décompositions par craquage.

La température de l'eau injectée doit être convenablement réglée. Trop froide, cette vapeur introduite dans l'huile bouillante en abaisserait la température et ralentirait la distillation. Trop chaude, elle pourrait décomposer les huiles et elle aurait notamment l'inconvénient de donner au pétrole distillé une couleur jaune difficile à éliminer.

Pour obvier à ces inconvénients, on surchauffe la vapeur à une température à peu près égale ou légèrement supérieure à celle de la distillation des huiles. L'emploi de vapeur sous pression n'est pas à recommander.

### § 3. — Condensation et fractionnement des produits

**316.** — Les vapeurs dégagées des chaudières par la distillation (vapeurs d'essences et de pétroles), se rendent aux appareils de condensation. Les essences et pétroles condensés sont recueillis et classés dans un appareil spécial, communément appelé « receiving-box » ou caisse de réception. Des dispositifs particuliers permettent d'assurer, avant l'arrivée à la « receiving-box », l'élimination des produits non condensés (essences très volatiles et gaz dits « permanents ») et la séparation de l'eau

mélangée aux essences et pétroles (eau primitivement contenue dans l'huile brute et eau de condensation de la vapeur injectée).

**317.** — Avec les appareils à distillation discontinue la même chaudière donne *successivement* les produits de condensation suivants :

- Essences légères (densité : 0,700 à 0,720 environ) ;
- Essences lourdes (densité : 0,720 à 0,760 environ) ;
- Pétroles lampants (densité : 0,760 à 0,850 environ) ;
- Huiles légères (si la distillation est suffisamment poussée).

Avec les appareils à distillation continue ces différents produits s'écoulent *simultanément*, la première chaudière donnant par exemple l'essence légère, la deuxième l'essence lourde, etc.

On peut, bien entendu, augmenter encore le fractionnement ; on séparera par exemple les pétroles obtenus en plusieurs catégories, de densité et de points d'inflammation croissants, le mélange de ces différentes catégories en proportion convenable permettant ensuite de reconstituer exactement les qualités de pétrole demandées par le commerce. Les huiles légères — s'il s'en produit — pourront de même être classées en plusieurs catégories de viscosités croissantes (huiles intermédiaires, huiles à gaz, huile solaire, etc.).

**318.** — Les essences et pétroles obtenus doivent, pour être vendables, subir préalablement les opérations de rectification et de raffinage que nous décrirons plus loin.

Les résidus restés dans la chaudière, après distillation, seront également l'objet d'un traitement spécial destiné à en extraire les huiles de graissage ou seront soumis à des opérations de « craquage » permettant d'en

extraire de nouvelles quantités de pétrole lampant.

Enfin les vapeurs et les « gaz permanents » qui ont échappé à la condensation peuvent être recueillis dans un gazomètre et servir à l'éclairage de l'usine et au chauffage des laboratoires. En comprimant ces gaz, avec refroidissement simultané, on obtient des produits très inflammables (essences extra-légères, rhigolène, gazoline, etc.) qui serviront à abaisser la densité et le point d'inflammation des essences lourdes, peu propres par elles-mêmes à la carburation.

## CHAPITRE II

### RECTIFICATION DES PRODUITS DE DISTILLATION DE L'HUILE BRUTE

**319.** — Etant donné la complexité des huiles brutes soumises à la distillation, leur vaporisation est accompagnée de phénomènes d'évaporation et d'entraînement. (n° 301) qui s'opposent à l'obtention de produits nettement fractionnés et immédiatement vendables.

Une rectification s'impose donc, pour chacune des catégories « d'essences brutes », obtenues par une première distillation. La rectification des pétroles de premier jet est moins importante, mais peut être nécessaire dans certains cas.

La rectification, plus encore que la distillation primitive, doit être étroitement liée à l'état du marché. On avait intérêt, par exemple, à augmenter autrefois la production du pétrole et l'on y mélangeait le plus d'essence possible, quitte à abaisser le point d'inflammation du pétrole jusqu'aux dernières limites permises par la sécurité. Actuellement, les progrès de l'industrie automobile ont complètement modifié la situation du marché ; les producteurs cherchent donc à séparer complètement les essences, et à les fractionner en produits de plus en plus définis, appropriés aux différents types de carburateurs.

**319.** — La rectification n'est pas, au point de vue théorique, une opération différente de la distillation ; il s'agit ici encore, de faire dégager par vaporisation les produits que l'on veut isoler et de les recueillir par condensation. Mais en pratique, la rectification se distingue nettement de la distillation proprement dite, parce qu'elle porte sur des produits très voisins, dont le fractionnement par condensation est particulièrement délicat ; au lieu d'avoir à séparer des produits comme les essences, pétroles et huiles légères, dont les densités varient de 0,700 à 0,900, on aura à traiter par exemple une fraction d'essences légères comprises entre 0,700 et 0,720 de densité.

**320.** — Les difficultés spéciales qui en résultent ont conduit à l'emploi des appareils à colonne et des déphlegmateurs qui seront décrits plus loin (n<sup>os</sup> 383 à 386).

Les opérations sont analogues à celles décrites au chapitre précédent, pour la première distillation ; toutefois dans le cas de la rectification, la nécessité d'un fractionnement précis, variable d'ailleurs suivant l'état du marché, l'emporte sur les considérations d'économie de combustible ; on fait donc un plus large usage des appareils discontinus et le traitement par injection de vapeur d'eau n'est pas toujours employé.

**321.** — Les produits recueillis après rectification sont ensuite soumis au raffinage chimique ; dans certains cas cependant, et pour les essences légères notamment, on préfère exécuter le raffinage immédiatement après la première distillation, de sorte que les produits sont directement vendables, après rectification.

Les « huiles légères » qui passent en fin de distillation et qui ne sont pas directement utilisables, sont le plus

souvent mélangées avec de nombreux autres produits intermédiaires, de densité voisine : produits impurs recueillis à la fin des distillations, huiles ayant perdu leur viscosité par craquage, etc... Le mélange ainsi obtenu peut être redistillé ; on préfère en général le vendre directement comme « huile à gaz » pour l'éclairage des voitures des chemins de fer.

## CHAPITRE IV

### TRAITEMENT DES RÉSIDUS DE LA PREMIÈRE DISTILLATION

#### § 1. — Utilisation des résidus

322. — A la fin de la première distillation, après élimination des essences et pétroles (et éventuellement de certaines huiles légères) il reste dans la chaudière un produit gras, de densité élevée, que nous désignerons sous le nom de « résidu brut » (« Rohölrückstand » des distillateurs allemands).

Les résidus bruts peuvent — après raffinage sommaire — être directement vendus comme produits de graissage des roues de charettes ou de wagnonnets ou comme combustible liquide (mazout), ce dernier mode d'emploi étant surtout en usage dans les exploitations pétrolières du Caucase et de la Roumanie. On peut au contraire les soumettre à une nouvelle distillation pour l'obtention des huiles de graissage raffinées : huile à broches, huile de machines, huile de surchauffe.

La fabrication des huiles de graissage présente toutefois des difficultés, lorsque l'on se trouve en présence de produits fortement paraffineux, donnant des huiles à point de congélation élevée ( $+ 10^{\circ}$  ou  $+ 15^{\circ}$ ), difficilement vendables et le problème fut longtemps

considéré comme insoluble. Mais peu à peu les raffineries s'organisèrent et trouvèrent des procédés permettant de purifier les huiles paraffineuses et d'obtenir des paraffines bien cristallisées ; nous reviendrons ultérieurement sur cette question.

**323.** — Lorsque les résidus bruts doivent être directement employés comme mazout ou comme produits de graissage, il faut parfois les soumettre à un filtrage préalable, pour les débarrasser des impuretés que pourrait contenir l'huile brute.

Le filtrage se fait dans des appareils du type courant ; il y a avantage à opérer à température élevée, sans atteindre toutefois le point d'inflammation des résidus.

Dans certaines exploitations on supprime le filtrage ; les impuretés sont alors séparées par simple décantation la sortie des chaudières de distillation. La décantation demande d'ailleurs un temps très appréciable et le procédé n'est applicable que si l'on dispose d'un nombre suffisant de récipients appropriés.

## § 2. — Distillation des résidus bruts

**324.** — Les résidus de première distillation que l'on veut utiliser pour la production d'huiles de graissage, sont soumis à cet effet à une deuxième distillation.

Des précautions préalables doivent être prises pour le séchage de ces résidus, s'ils sont encore humides, car les inconvénients dus à la présence de l'eau dans les huiles brutes (n° 306) se retrouvent lors de la deuxième distillation et sont plus graves encore dans ce dernier cas, par suite de la viscosité et de la plus grande densité

de la matière à distiller. Il peut être également utile d'assurer l'élimination, par décantation, des impuretés en suspension ; les récipients utilisés à cet effet devront être munis d'un isolement calorifuge convenable pour éviter de perdre la chaleur accumulée dans l'huile au cours de la première distillation. L'emploi de « préchauffeurs » est à recommander, pour les raisons déjà énumérées précédemment (n° 310).

**325.** — Les appareils de distillation peuvent être « continus » ou « discontinus ». Nous renvoyons pour cette question aux développements du n° 312.

Les procédés de distillation varient assez notablement d'une usine à l'autre, ils dépendent évidemment de la nature de l'huile minérale et de la qualité des produits à obtenir. On attache une grande importance à l'obtention d'huiles peu foncées, qui se laissent raffiner plus facilement.

La distillation des résidus est une opération délicate ; le dégagement des huiles est souvent irrégulier et il se produit fréquemment des entraînements d'eau, formant des émulsions dont le séchage ultérieur est particulièrement difficile ; en outre toute irrégularité dans le chauffage risque d'entraîner des phénomènes de craquage, à la suite desquels les huiles perdent leur viscosité et deviennent invendables. Le résultat de cette deuxième distillation dépend d'ailleurs, en partie, de la façon dont a été conduite la première distillation de l'huile brute ; si celle-ci a été trop poussée, le résidu obtenu est trop dense et difficile à traiter en deuxième distillation ; en outre toute décomposition par craquage, qui a pu se produire dans la première distillation, affecte sensiblement la qualité des produits de la deuxième distil-

lation et peut même rendre impossible l'obtention d'huiles de viscosité suffisante. On devra donc avoir soin, dans les usines qui fabriquent des huiles de graissage, de conduire la première distillation de l'huile brute avec beaucoup de précautions et de ne pas laisser séjourner trop longtemps les résidus dans des chaudières surchauffées. L'emploi de la distillation continue ou de la distillation dans le vide, fournissent des résidus de qualité supérieure et augmentent la viscosité des huiles obtenues ultérieurement.

**326.** — La distillation en vue de la production d'huiles de graissage se fait généralement sous pression réduite et avec injection de vapeur d'eau.

Pour les raisons déjà indiquées (nos 236 et 238) ce procédé facilite les opérations et améliore la qualité des huiles obtenues ; celles-ci sont plus claires, ont un point d'inflammation plus élevé et sont plus faciles à raffiner ultérieurement. Il ne faut toutefois pas perdre de vue que ces divers procédés, destinés à accélérer la vitesse d'écoulement des produits distillés, rendent plus difficile le fractionnement de ces produits et exigent l'emploi d'appareils de condensation perfectionnés. En outre la distillation dans le vide n'est pas favorable à la cristallisation ultérieure de la paraffine ; elle peut donc n'être pas avantageuse pour le traitement des huiles minérales très paraffineuses.

Le vide nécessaire est obtenu au moyen de pompes à vide ou d'éjecteurs. Des dispositifs spéciaux assurent la séparation des vapeurs légères qui sont absorbées par la machine à vide et des huiles condensées qui vont aux appareils de réception des produits.

Pour les injections de vapeur, il est indispensable

(voir ci-dessus n° 315) de faire usage de vapeur surchauffée à une température un peu supérieure à celle de la chaudière.

### § 3. — Condensation et fractionnement des produits

**327.** — Les produits de distillation sont fractionnés au moyen d'appareils appropriés (déphlegmateurs horizontaux) spécialement adaptés à la nature des vapeurs lourdes à condenser ; des dispositifs particuliers permettent la séparation des vapeurs légères (produits de craquage) et de l'eau entraînée. L'élimination de l'eau est particulièrement importante pour les opérations ultérieures de raffinage ou de déparaffinage.

On recueille finalement, à la sortie des appareils de condensation, les produits de distillation suivants :

Huiles légères . . . . .	(densité moyenne <sup>1</sup> : 0,880)
» à broches . . . . .	» » 0,900)
» de machines . . . . .	« » 0,910)
» à cylindres . . . . .	» » 0,925)
» de surchauffe . . . . .	» » 0,940)

Les limites de densité entre les différents produits n'ont rien d'absolu et dépendent de la nature de l'huile minérale traitée (type américain ou russe) et de la situation spéciale du marché. Les chiffres indiqués ici correspondent aux densités mesurées immédiatement après la condensation ; les opérations de raffinage, auxquelles les huiles seront ensuite soumises, abais-

#### 1. Avant raffinage.

sent leur densité de 0,010 environ, de sorte qu'une huile de densité 0,900 n'aura plus que 0,890 de densité après raffinage. Il doit évidemment être tenu compte de cette particularité lorsque l'on fractionne les produits de condensation, en vue d'obtenir des qualités marchandes déterminées.

Le résidu qui reste finalement dans la chaudière de distillation est généralement un *goudron* plus ou moins épais ; si toutefois la distillation a été très poussée, le résidu peut être plus concentré encore et se présenter sous forme de *brai sec*, solide à la température ordinaire, ou même sous forme de *coke de pétrole*.

**328.** — Les huiles de graissage sont, après condensation et élimination de l'eau, soumises à un raffinage chimique. Si ces huiles sont paraffineuses, ce qui se traduit en pratique par un point de congélation élevé particulièrement gênant en hiver, il est nécessaire en outre de les déparaffiner (voir ci-après, chap. VII).

Les goudrons et asphaltes peuvent être vendus directement ; parfois, cependant, on leur fait subir une troisième distillation, pour en extraire des huiles de surchauffe, à point d'inflammation élevé.

## CHAPITRE V

### CRAQUAGE OU CRACKING

#### § 1. — Emploi systématique du craquage

**329.** — On entend par craquage ou cracking, un phénomène particulier, par suite duquel les parties denses de l'huile minérale se décomposent à haute température en donnant naissance à des produits plus légers, liquides ou gazeux (voir : Chimie des pétroles, n° 231).

Le craquage nous est apparu — dans les chapitres précédents — comme un phénomène accidentel qu'il fallait soigneusement éviter, il se traduit en effet par des pertes notables, dues au dégagement des gaz formés, et par une diminution de la viscosité des huiles de graissage obtenues. D'où la nécessité de prendre des précautions spéciales (pression réduite, injection de vapeur d'eau) au cours des opérations de distillation lorsque l'on a en vue la production d'huiles de graissage.

Mais il n'en est plus de même lorsqu'il s'agit de traiter des résidus (résidus de deuxième distillation par exemple) qui ne doivent plus servir à la production d'huiles de graissage. Nous avons vu en effet (nos 233 et 233 b) que les hydrocarbures lourds constituant ces résidus peuvent se scinder, sous l'action de la chaleur, en donnant naissance à des produits plus légers : essences, lampants, huiles à gaz.

**330.** — Supposons, pour fixer les idées, que l'état du marché soit encore tel qu'il était il y a un demi-siècle, et que les pétroles lampants et les huiles de graissage soient les produits les plus rémunérateurs. La distillateur d'huile minérale, après avoir procédé aux opérations ordinaires de première et deuxième distillation, soumettra les résidus<sup>1</sup> à un craquage énergique qui permettra d'en extraire encore environ 60 % de pétrole lampant (et même 80 % pour certaines huiles exemptes de paraffine). L'opération est donc nettement avantageuse et c'est dans ces conditions que le « cracking-process » a d'abord été appliqué en Amérique.

La fabrication, en grande quantité, des pétroles lampants a perdu, depuis lors, beaucoup de son intérêt et les producteurs actuels cherchent, par un craquage plus limité, à obtenir — en même temps que du lampant — des huiles à gaz, des huiles transformables en graisses consistantes et des mazouts combustibles. Le procédé et les produits obtenus varient d'ailleurs notablement d'une usine à l'autre et dépendent essentiellement de la nature des huiles minérales dont on dispose.

Avec les huiles paraffineuses, le craquage est surtout effectué comme opération préliminaire du déparaffinage. L'expérience montre en effet que la proportion de paraffine dans les goudrons est augmentée par le craquage et que la paraffine ainsi obtenue par réaction pyrogénée est facilement cristallisable.

1. Indépendamment des goudrons de deuxième distillation on peut soumettre au craquage, pour la fabrication d'huile à gaz, tous les résidus de fabrication qui ne sont pas autrement utilisables.

## § 2. — Procédés de craquage

**331.** — On utilise, pour le craquage, des chaudières et des appareils de condensation semblables à ceux en usage pour la distillation ordinaire.

En Amérique la même chaudière sert en général aux deux opérations, la distillation proprement dite se terminant par un coup de feu énergique qui produit les réactions de craquage désirées. En Europe on préfère, au contraire, faire usage de chaudières distinctes spécialement construites en vue des hautes températures auxquelles elles sont soumises.

Le craquage, consistant dans un chauffage à refus, jusqu'à la formation d'asphalte ou de coke, ne peut évidemment se faire que par charges successives ; l'emploi des procédé continu n'est donc pas à envisager ici ; des essais de craquage continu ont cependant été faits récemment.

**332.** — Les précautions habituelles doivent être prises pour l'élimination préalable de l'eau contenue dans les goudrons à distiller ; les accidents dus à la présence de l'eau (coups de feu sur les tôles, débordements et incendies) sont en effet d'autant plus à craindre que la matière traitée est plus dense et ils sont malheureusement fréquents dans les ateliers de craquage ; mais le séchage des goudrons est difficile et il est parfois impossible de le réaliser complètement malgré une décantation et un chauffage prolongés.

Il semblerait, a priori, que l'emploi de vapeur d'eau auquel on a recours dans la distillation ordinaire

pour éviter un craquage prématuré, est inconciliable avec les procédés de crackage systématique ; l'expérience a cependant prouvé le contraire. L'injection de vapeur d'eau surchauffée est particulièrement avantageuse à la fin de l'opération, pour assurer le dégagement des dernières traces d'huile qui sont intimement liées au coke formé dans la chaudière et ne pourraient être éliminées par simple chauffage. Des précautions particulières doivent toutefois être prises, dans le traitement des huiles fortement paraffinées notamment, l'action de la vapeur d'eau étant de nature à gêner la cristallisation et la séparation ultérieure de la paraffine.

### § 3. — Produits de craquage

**333.** — Les produits de condensation obtenus peuvent se classer en :

Produits légers	{	essences de craquage
	{	pétrole de craquage
Produits lourds	{	« huile bleue » (Blauöl)
	{	« huile verte » (Grünöl)

La proportion des produits légers est d'autant plus grande que le craquage est plus énergique, tandis que la proportion et la viscosité des produits lourds augmentent avec l'emploi de la vapeur d'eau.

**334.** — Les essences et pétroles de craquage ne sont vendables qu'après rectification et raffinage ; leur qualité est toujours inférieure à celle des essences et pétroles de première distillation dont elles diffèrent par une odeur caractéristique, une tendance à jaunir et

un moindre pouvoir calorifique. Les « huiles bleues » servent en général à la préparation de l'huile à gaz. Les « huiles vertes », surtout abondantes lorsque l'on traite des produits très paraffineux, constituent le produit essentiel des ateliers de déparaffinage.

Vers la fin de l'opération apparaissent des « graisses rouges » (rote Schmiere) qui noircissent rapidement par oxydation, et qu'il faut avoir soin de ne pas mélanger aux autres produits de condensation. Elles donnent en effet aux essences et pétroles une coloration difficile à éliminer et elles rendent impossible la cristallisation ultérieure des paraffines.

335. — Le craquage est accompagné d'un dégagement de gaz important. Ces gaz peuvent être recueillis pour servir, après épuration, à l'alimentation de moteurs à explosion ou être directement employés au chauffage des chaudières de craquage. Ils ont un pouvoir calorifique très élevé que certains auteurs évaluent à plus de 10.000 calories.

Suivant que l'opération a été plus ou moins poussée, il reste dans la chaudière de craquage, soit de la poix ou goudron de pétrole (« distillation sur poix »), soit du coke (« distillation sur coke »). La qualité de la poix obtenue est d'autant meilleure que les produits traités sont plus pauvres en paraffine ; mais elle contient toujours des proportions plus ou moins importantes de coke qu'il faut éliminer par décantation.

---

## CHAPITRE VI

### RAFFINAGE

#### § 1. — Principe du raffinage chimique

336. — Les essences, les lampants et les huiles, obtenus par distillation et rectification des huiles brutes, contiennent en général des carbures non saturés et des matières résineuses en dissolution. Ces produits donnent aux pétroles une flamme fuligineuse et une mauvaise odeur et aux essences une couleur jaune. Les huiles de graissage qui en contiennent de fortes quantités sont fortement colorées en brun foncé.

Il est donc nécessaire de faire subir aux dérivés de l'huile minérale, après leur distillation et leur rectification, une troisième opération susceptible de les débarrasser de ces produits gênants. On a recours à cet effet à une action oxydante ; nous avons vu en effet (Chimie des pétroles, n° 239) que les agents oxydants suffisamment énergiques agissent sur les carbures non saturés et les produits résineux, qu'il dissolvent, tandis que les carbures saturés restent pratiquement inattaqués. C'est le principe du « raffinage »<sup>1</sup> ou « traitement chimique »<sup>2</sup> des pétroles.

1. Allemand : « Raffination ».

2. Anglais : « Treating ».

**337.** — Dans la très grande majorité des cas, l'attaque se fait par l'acide sulfurique à 66° Beaumé ; l'excès d'acide est ensuite neutralisé par une base : soude caustique en général.

Les quantités d'acide nécessaire croissent avec la densité des produits traités et sont particulièrement importantes pour le raffinage des huiles ; la consommation de solution basique décroît au contraire avec la densité des produits à neutraliser. Le séchage plus ou moins parfait de ces produits, la concentration de l'acide employé, la température et la durée de la réaction ont d'ailleurs une influence prépondérante.

Ce raffinage indispensable est malheureusement assez dispendieux, car il est difficile de régénérer l'acide employé ; on recueille en effet à la fin de l'opération un acide très étendu, souillé de particules résineuses (« boues vitrioliques »), qu'on ne peut songer à faire rentrer dans le cycle de fabrication. Certaines raffineries transforment cet acide étendu en sulfate de fer ou en superphosphate ; mais le prix de vente de ces produits ne compense évidemment pas les frais d'achat de l'acide concentré.

Des essais de régénération de l'acide, à partir des boues vitrioliques, ont été cependant tentés, par le procédé suivant ; on soumet tout d'abord les boues à l'action d'un courant de vapeur, qui entraîne les huiles contenues dans les boues, précipite les asphaltes et libère l'acide ; celui-ci est ensuite concentré par chauffage dans des bassins en porcelaine ou en grès ; les asphaltes eux-mêmes peuvent être utilisés sous forme de combustible pulvérisé injecté dans les chaudières.

**338.** — M. Edeleanu a récemment inauguré avec

succès une méthode de raffinage par l'acide sulfureux ( $\text{SO}_2$ ) liquéfié. L'opération se fait en vase clos, sous une pression ou avec un abaissement de température suffisant pour maintenir l'acide sulfureux à l'état liquide. Les hydrocarbures attaqués par l'acide se précipitent immédiatement au fond du récipient et sont séparés par décantation. Il suffit d'une diminution de pression ou d'une légère augmentation de température pour régénérer ensuite l'acide sulfureux en excès. Il est essentiel toutefois que l'huile minérale ait été préalablement débarrassée de toute trace d'eau, par passage à travers des filtres à chlorure de calcium, sinon il se forme de l'acide sulfurique qui détruit rapidement les récipients utilisés.

Il semble d'une manière générale que tout procédé d'oxydation par un agent suffisamment énergique — tel que le permanganate de potasse ou l'ozone — puisse être utilisé à la place du traitement à l'acide sulfurique, pour le raffinage des pétroles. Mais ces procédés n'ont eu jusqu'ici aucune application industrielle.

**339.** — Il est indispensable d'assurer, au cours de la réaction, un mélange intime des éléments, ce qui nécessite l'emploi d'appareils spéciaux dans lesquels le brassage est obtenu, soit par agitateurs mécaniques, soit par insufflation d'air.

Le raffinage chimique se fait le plus souvent après la distillation et la rectification. Cependant, il peut être avantageux, dans certains cas, pour les essences et lampants, d'opérer le raffinage immédiatement après la distillation et avant la rectification. On a même essayé, par analogie avec les méthodes employées dans la distillation des goudrons de houille, d'opérer par raffinage

préalable de l'huile brute avant distillation, mais ce procédé n'est pas entré dans la pratique courante.

Le raffinage comprend, d'une façon générale, les opérations suivantes :

Séchage préalable ;

Traitement par l'acide sulfurique ;

Lavage ;

Traitement par la solution alcaline ;

Lavage ;

Décantation ;

Séchage ;

Filtrage ;

**340.** — Certaines huiles minérales (Ohio, Perse, Egypte) sont assez chargées de composés sulfureux pour nécessiter un traitement spécial. Le procédé Edeleanau, décrit ci-dessus, est de nature à améliorer sensiblement la qualité de ces huiles, l'acide sulfureux ayant tendance à absorber les composés sulfureux. Si cela ne suffit pas, il faut traiter les huiles par l'oxyde de cuivre ou la litharge ( $PbO$ ) ; ces oxydes absorbent le soufre, en se transformant en sulfures et se régénèrent ensuite aisément par chauffage.

## § 2. — Opérations préliminaires

**341.** — Le séchage préalable des produits à raffiner est de la plus haute importance. L'eau qu'ils pourraient contenir s'unirait en effet à l'acide, en donnant une liqueur étendue, dont l'action sur les impuretés serait sensiblement atténuée ; pour maintenir l'intensité d'attaque nécessaire, il faudrait donc employer des acides

très concentrés, nettement plus coûteux que l'acide à 66° B. En outre, l'action de l'eau sur l'acide sulfurique se traduit par une élévation considérable de la température de la réaction (expérience classique des laboratoires), d'où résulte une diminution notable de la qualité des produits. Enfin l'acide sulfurique étendu d'eau attaque rapidement les parois des appareils de raffinage, lorsque celles-ci ne sont pas couvertes d'une enveloppe en plomb. Ces différents inconvénients, dus à l'humidité des produits, sont encore plus marqués lorsque le raffinage se fait à l'acide sulfureux.

Le séchage des essences et pétroles s'obtient par décantation à froid ; pour les huiles on opère par vaporisation de l'eau à 100°. On peut également employer au séchage les résidus acides du raffinage, dont la densité atteint encore 45 à 50° Beaumé ; mais ce procédé, avantageux par l'économie d'acide concentré qui en résulte, présente d'autre part des inconvénients assez graves. On a également préconisé l'emploi de déshydratants tels que le chlorure de calcium.

**342.** — Mais il ne suffit pas de sécher les produits avant le raffinage, il faut encore qu'ils soient amenés à la température convenable. Si l'on opère à une température trop basse, il en résulte une augmentation de la durée de réaction et une dépense supplémentaire d'acide ; une température trop élevée augmente également la consommation d'acide et se traduit en outre par des pertes et par une coloration foncée difficile à éliminer par la suite.

Il peut donc être nécessaire, en hiver, de réchauffer les produits à raffiner ; en été il faudra au contraire les refroidir et l'on pourra même être contraint à n'opérer le raffinage que de nuit.

343. — Il sera prudent, dans tous les cas, d'effectuer, avant le raffinage, un essai au laboratoire ; on se rendra ainsi exactement compte des quantités d'acide à employer et on évitera des pertes de temps et d'argent. Le raffinage reste d'ailleurs une opération délicate, nécessitant beaucoup d'expérience et d'attention, surtout pour le traitement des huiles de graissage, qui forment souvent avec l'acide des goudrons difficiles à éliminer.

### § 3. — Raffinage des essences

344. — On peut, ainsi qu'il a été dit ci-dessus, opérer le raffinage soit avant, soit après la rectification ; le raffinage avant rectification est préférable pour les essences.

Le séchage préalable par décantation s'opère aisément, vu la grande différence de densité de l'essence et de l'eau.

345. — Par contre il faut prendre des précautions particulières pour éviter l'évaporation des essences ; on doit donc renoncer à un brassage par insufflation d'air et le mélange se fait uniquement au moyen d'agitateurs mécaniques. Les cuves à réaction doivent être couvertes et peuvent être munies d'appareils pour le captage des vapeurs d'essence dégagées. Il faut en outre raffiner à une température aussi basse que possible, et ne verser l'acide que très lentement pour éviter un échauffement de la masse.

Pour la neutralisation, on emploie de préférence une solution de soude, l'ammoniaque donnant parfois une mauvaise odeur aux essences. Cet inconvénient disparaît lorsque la rectification se fait après le raffinage.

#### § 4. — Raffinage des pétroles lampants

**346.** — Le pétrole de premier jet, obtenu lors de la distillation de l'huile brute, se compose de différentes fractions. La plus légère contient encore des essences, la fraction moyenne du pétrole lampant, et la dernière est de mauvaise qualité parce qu'elle contient des huiles trop lourdes. Les fractions extrêmes doivent être redistillées. La fraction moyenne peut être, sans autres préparations, soumise au raffinage. Dans quelques raffineries cette fraction est encore redistillée, ce qui en améliore la qualité.

Le pétrole lampant, obtenu en première distillation, est parfois traité chimiquement avant d'être rectifié, mais ce procédé de fabrication est rarement employé malgré les avantages qu'il peut offrir dans certains cas.

Il est important de sécher les pétroles et de les amener à la température convenable (15° à 18°) avant le raffinage.

**347.** — La réaction acide et la neutralisation se font en général dans deux appareils distincts. Le brassage a lieu, soit au moyen d'agitateurs mécaniques, soit plus généralement par insufflation d'air. Le procédé par insufflation d'air permet en effet d'utiliser des cuves beaucoup plus grandes, ce qui offre un sérieux avantage sur les petits appareils à agitation mécanique.

L'acide employé est généralement l'acide sulfurique à 66° Beaumé (exceptionnellement l'acide sulfureux). La neutralisation se fait presque toujours au moyen d'une solution de soude caustique qui, outre l'excès

d'acide du raffinage, absorbe aussi les acides organiques contenus dans le pétrole.

Les pétroles de craquage (n° 333) sont plus difficiles à raffiner que les pétroles lampants ordinaires. Il est bon d'employer de l'acide sulfurique fumant, et de les traiter chimiquement avant et après la rectification.

**348.** — A la sortie des appareils de raffinage, le pétrole est trouble, par suite de la présence de petites quantités d'eau, avec lesquelles il s'est émulsionné. Mais il suffit de le faire séjourner, à une température modérée, dans des bacs de décoloration, où il se clarifie. La lumière active la clarification et a surtout une action décolorante sur le pétrole fraîchement raffiné; aussi les bacs de décoloration sont-ils disposés sous un toit de verre.

On arrive à clarifier plus rapidement le pétrole en lui faisant traverser un filtre à sel.

### § 5. — Raffinage des huiles de graissage

**349.** — Les huiles de graissage, soigneusement distillées, pourraient, sans grands inconvénients, être employées telles quelles dans l'industrie. Le traitement chimique, qu'on leur fait subir, a surtout pour but de leur donner un aspect plus agréable, qui convaincra l'acheteur de la pureté du produit qu'il achète.

Par contre, l'action de l'acide sulfurique occasionne un vrai gaspillage de la matière première et lui enlève une partie de ses qualités lubrifiantes, en éliminant les parties les plus visqueuses qui sont les plus facilement oxydables.

**350.** — Le raffinage des huiles est une opération délicate. En règle générale la couleur des huiles raffinées est d'autant meilleure que l'on a employé plus d'acide à leur traitement chimique ; par contre les pertes qui en résultent, croissent avec l'emploi de ce réactif.

Ces pertes se présentent sous la forme d'un goudron acide, souvent difficile à éliminer entièrement des appareils à réaction acide. Aussi est-il indispensable, pour la neutralisation, d'employer des appareils distincts des premiers.

Il est également important de n'introduire dans les agitateurs à acide que des huiles dépourvues de toute trace d'eau.

**351.** — Le brassage dans les agitateurs se fait, soit mécaniquement, soit au moyen d'un courant d'air.

Les huiles à vaseline destinées aux emplois pharmaceutiques, doivent être très soigneusement raffinées ; elles sont ensuite blanchies par des procédés spéciaux qui sortent de la pratique journalière des raffineries d'huile minérale et dont nous ne nous occuperons pas ici.

---

## CHAPITRE VII

### FABRICATION DE LA PARAFFINE

#### § 1. — Principe du déparaffinage

**352.** — Certaines huiles de graissage ont une très faible teneur en paraffine et sont alors directement vendables après raffinage chimique. Si au contraire la teneur en paraffine augmente, les huiles obtenues sont peu limpides, ont un point de congélation élevé ( $+ 10^{\circ}$  ou  $+ 15^{\circ}$ ) et deviennent pratiquement inutilisables en hiver. Il est indispensable, dans ce cas, de procéder au déparaffinage, dont les sous-produits (paraffines et vaselines) ont d'ailleurs une valeur suffisante pour couvrir les frais de l'opération.

**353.** — Les produits soumis au déparaffinage peuvent être comparés à une solution de paraffine dans l'huile. Il faudra donc, suivant un principe physique bien connu, refroidir cette solution, pour obtenir la cristallisation et le dépôt des paraffines.

Il semble que toutes les paraffines ne soient pas également susceptibles de se cristalliser et qu'elles existent sous deux formes isomères, l'une cristallisée, l'autre amorphe mais susceptible de cristalliser par un traitement approprié (n<sup>o</sup> 202) ; certains auteurs admettent même que la paraffine n'existerait pas primitivement dans l'huile minérale brute et se formerait

seulement, au cours de la distillation, par polymérisation des carbures légers. Quoi qu'il en soit la proportion de paraffine susceptible d'être isolée et la facilité avec laquelle elle cristallise dépendent essentiellement des opérations antérieures subies par l'huile paraffineuse ; un craquage modéré est avantageux à ce point de vue (n° 329) à condition qu'il soit fait sans injection de vapeur d'eau.

**354.** — Le déparaffinage comporte généralement les opérations ci-après (qui seront décrites au paragraphe suivant) :

Raffinage éventuel et séchage préalable ;

Cristallisation de la paraffine par *refroidissement* des huiles ;

Séparation de la paraffine par *filtrage* des huiles ;

Purification de la paraffine par *égouttage* et *ressuage* ;

Raffinage chimique.

**355.** — Les ateliers de déparaffinage sont alimentés en principe avec les huiles de graissage provenant de la deuxième distillation ; mais on peut aussi envoyer au déparaffinage les produits de queue (huiles légères) de la première distillation et certaines huiles (huiles vertes) obtenues par craquage modéré (n° 333). Les produits de distillation obtenus avec l'emploi d'un excès de vapeur d'eau, donnent souvent des paraffines mal cristallisables et difficiles à isoler. La nature des opérations antérieures joue, comme il a été déjà indiqué, un rôle important dans la fabrication des paraffines.

**356.** — *Raffinage et séchage préalables.* — On procède parfois à un raffinage préalable des huiles avant leur déparaffinage ; il semble en effet que l'élimination des particules résineuses contenues dans les huiles facilite

la cristallisation ultérieure de la paraffine ; il peut être également avantageux de filtrer les produits raffinés, ce qui facilite l'épuration de la paraffine. Le raffinage s'opère alors dans des conditions identiques à celles qui ont été exposées au chapitre précédent.

Le séchage préalable des huiles s'effectue dans des récipients munis de serpentins à vapeur. L'opération est parfois difficile, avec certaines huiles qui retiennent énergiquement l'eau incluse. On a essayé également d'éliminer l'eau au moyen d'essoreuses centrifuges.

## § 2. — Conduite du déparaffinage

357. — *Refroidissement.* — Pour faciliter la cristallisation de la paraffine, en vue de sa séparation ultérieure, il faut la soumettre d'abord à un refroidissement convenable. L'abaissement de température nécessaire pour obtenir la séparation de la paraffine (n° 354) dépend de la nature des huiles et du résultat que l'on cherche à obtenir ; si l'on voulait précipiter uniquement les paraffines les mieux formées — qui se solidifient entre 50° et 60° — le refroidissement pourrait être obtenu sous la seule action de l'air ambiant ou au moyen d'eau froide ; si au contraire on veut pousser plus loin la précipitation et obtenir des paraffines légères et des vaselines, il est indispensable d'employer des machines frigorifiques.

Il semble toutefois qu'un refroidissement trop rapide nuise à la qualité de la paraffine ; le mouvement que l'on est obligé de donner à l'huile, dans les appareils à refroidissement artificiel, pour activer l'échange de chaleur,

gène également la formation des cristaux. Mais ces inconvénients peuvent être atténués par une disposition convenable des appareils, ils sont en outre largement compensés par l'augmentation de rendement obtenue avec les machines frigorifiques ; aussi les appareils de cristallisation à refroidissement artificiel sont-ils universellement employés dans l'industrie de la paraffine.

**358.** — *Filtrage des huiles.* — L'huile chargée de paraffine sortant des appareils de cristallisation est injectée sous pression dans des filtres-presses appropriés. Les toiles de ces filtres-presses retiennent la paraffine, qui s'y rassemble en gâteaux ; cette paraffine en est détachée puis passe à l'opération suivante. Le filtre laisse au contraire écouler l'huile qui rentre dans la fabrication des huiles de graissage ou va au craquage.

On fait parfois subir à la paraffine, sortant des filtres-presses, un deuxième filtrage à une température de 20° à 25° ; la paraffine ainsi obtenue se laisse plus facilement traiter dans les opérations ultérieures à la presse hydraulique.

Le déparaffinage est particulièrement difficile avec les huiles les plus lourdes, telles que l'huile à cylindre. Ce ne sont plus alors des gâteaux qui se rassemblent sur les toiles du filtre-presse, mais une masse visqueuse, mi-solide, mi-liquide, qui obstrue les toiles et qu'il faut redistiller, pour la rendre cristalline, avant de la soumettre aux opérations ultérieures.

**359.** — *Egouttage et ressuage de la paraffine.* — La paraffine sortant des filtres-presses contient encore une forte proportion d'huile qu'il faut éliminer.

A cet effet, la paraffine peut être placée dans des sacs en toile, qu'on laisse simplement égoutter ou que l'on

soumet à l'action d'une presse hydraulique ; l'huile qui s'écoule est recueillie et remise dans le cycle de préparation des huiles de graissage.

La paraffine est ainsi débarrassée de la plus grande partie de l'huile incluse ; ce n'est pourtant pas encore une matière homogène, c'est au contraire un mélange complexe de paraffine bien cristallisée, de paraffine molle (ou de vaseline) et d'huile. Il est donc nécessaire de soumettre ce mélange à une nouvelle opération, en vue d'obtenir un fractionnement rationnel de ses éléments. C'est le but du « ressuage ».

La paraffine est placée à cet effet sur une toile métallique, disposée dans des bacs de ressuage, que l'on chauffe progressivement. Dans ces conditions les parties les plus fusibles s'écoulent les premières pour être ensuite remplacées par des éléments de moins en moins fusibles, à mesure que la température augmente. L'opération est donc comparable à un fractionnement par distillation, mais le ressuage se produit par fusion progressive d'un mélange solide, tandis que la distillation se fait par vaporisation progressive d'un mélange liquide.

Certains constructeurs ont proposé de faciliter le ressuage (par analogie avec les méthodes spéciales de distillation) en créant au-dessous de la plaque perforée un vide partiel ou en opérant en présence d'un courant de vapeur d'eau qui facilite l'écoulement et l'évacuation des particules liquides. Au lieu de créer un vide partiel au-dessous de la plaque, on pourrait également faire agir de l'air comprimé au-dessus du gâteau de paraffine soumis au ressuage. Ces divers procédés accélèrent le ressuage et augmentent le rendement des appareils ; mais les inconvénients qu'ils présentent

d'autre part n'ont pas permis d'en généraliser l'emploi.

**360** — *Raffinage de la paraffine.* — La paraffine sortant des appareils de ressuage contient encore des impuretés que l'on élimine par un raffinage à l'acide sulfurique. Après le traitement acide la paraffine est portée à une température d'environ 90°, puis neutralisée et blanchie au moyen de poudres décolorantes. Ces dernières sont à leur tour éliminées par passage rapide à travers un filtre-pressé.

---

## TROISIÈME PARTIE

### Matériel employé pour le traitement industriel des huiles minérales.

---

#### CHAPITRE PREMIER

#### OPÉRATIONS PRÉLIMINAIRES

**361.** — Il est essentiel, comme nous l'avons indiqué précédemment (n° 305), de débarrasser les huiles des boues et de l'eau qu'elles contiennent. Les bassins et réservoirs doivent donc être prévus avec une capacité suffisante pour qu'on puisse y laisser séjourner l'huile pendant le temps nécessaire à une décantation complète. Les réservoirs doivent en outre être organisés de façon à permettre de prélever l'huile près de la surface du liquide et non dans le fond ; nous reviendrons ultérieurement sur cette question, à propos du stockage des produits.

Sauf les précautions mentionnées ci-dessus, il n'est prévu aucun dispositif spécial pour la décantation des huiles brutes ; l'élimination de l'eau, si elle n'est pas complète, s'achèvera ensuite dans le « préchauffeur » des installations de distillation proprement dites.

**362.** — Toutefois si l'huile brute se présente sous forme d'une émulsion aqueuse, exceptionnellement difficile à dissocier, il peut être nécessaire de recourir à un traitement électrique spécial (n° 308). L'huile est placée à cet effet dans un vase cylindrique, dans lequel plongent deux électrodes constituées, l'une par une tige axiale, l'autre par une lame cylindrique concentrique à cette tige ; une tension électrostatique de l'ordre de 10.000 à 20.000 volts est établie entre ces deux électrodes ; l'huile minérale constitue un diélectrique qui s'oppose au passage du courant, mais les particules liquides tendent alors à se réparer de l'huile pour former, d'une électrode à l'autre, des chaînes conductrices facilitant l'établissement du courant ; on imprime en même temps à l'électrode extérieure un mouvement de rotation, qui détruit des chaînes liquides formées et provoque la séparation de nouvelles particules liquides. La consommation d'énergie électrique est d'environ 2 à 5 kilowatts-heure par tonne d'huile brute (dont 20 % environ pour la commande mécanique des électrodes).

---

## CHAPITRE II

### DISTILLATION DE L'HUILE BRUTE

#### § 1. — « Préchauffeurs »

**363.** — L'utilité d'un chauffage et d'un séchage préalable de l'huile brute a été indiquée précédemment (n° 310). Le « préchauffeur » employé à cet effet est constitué par une chaudière munie de serpentins dans lesquels circulent les vapeurs ou les résidus chauds de la distillation proprement dite. L'appareil fonctionne donc à la fois comme appareil de chauffage et de distillation préalable de l'huile brute et comme appareil de condensation des produits de la distillation proprement dite.

**364.** — La fig. 94 donne la coupe en long d'un « préchauffeur simple », dont les serpentins sont parcourus par les vapeurs ou par les résidus de la distillation. On emploie de préférence des « préchauffeurs doubles » (fig. 95), formés de deux corps distincts réunis par des cuissards, les serpentins du corps supérieur étant parcourus par les vapeurs et les serpentins du corps inférieur par les résidus de la distillation proprement dite.

L'appareil doit être calculé de façon à obtenir à la fois le séchage convenable de l'huile brute et le dégagement de la plus grande partie des essences qu'elle contient. Il faut éviter toutefois, contrairement au principe adopté dans les industries analogues, de

refroidir trop énergiquement les vapeurs qui parcourent les serpentins, car le fractionnement de ces vapeurs s'en ressentirait. En l'absence de données précises sur les chaleurs spécifiques et les chaleurs latentes de vaporisation des diversés huiles minérales et de leurs dérivés, le calcul rationnel des appareils est impossible et l'on se contente, le plus souvent, de données empiriques.

**365.** — Les « préchauffeurs » n'ont généralement pas à supporter des pressions élevées; une pression d'épreuve de 3 ou 4 atmosphères est suffisante. Des précautions spéciales doivent cependant être prises pour assurer l'étanchéité des joints, aux points où les serpentins pénètrent dans la chaudière; le dispositif adopté pour le corps inférieur de la fig. 95 est préférable, à ce point de vue, au dispositif de la figure 96. Enfin il est avantageux de maintenir le niveau du liquide vers le milieu de la chaudière, pour disposer du maximum de surface d'évaporation, ce qui conduit à localiser les tubes de vapeur à la partie inférieure de la chaudière.

Il peut être nécessaire, pour assurer un séchage suffisant de certaines huiles très humides ou très paraffineuses, de munir le « préchauffeur » d'un serpentin de chauffage à vapeur d'eau. On peut en outre employer dans ce cas une pompe de circulation qui prend le liquide chaud à la partie supérieure et le renvoie dans les couches inférieures plus froides.

## § 2. — Chaudière de distillation de l'huile brute

**366.** — On a employé tout d'abord des cornues en fonte de petite dimension (fig. 96), et plus tard des chaudières

verticales (fig. 97). On se sert exclusivement aujourd'hui de chaudières cylindriques horizontales en tôle dont la capacité, assez variable d'une usine à l'autre, dépasse fréquemment 1.000 hectolitres. En augmentant la capacité, on obtient des produits plus homogènes et un meilleur rendement calorifique. Ces chaudières sont souvent du type de Cornouailles, avec un ou deux tubes-foyers (fig. 98 à 100; les chiffres romains indiquent l'ordre dans lequel les tubes à fumée et les carneaux sont parcourus par les gaz du foyer); le tube-foyer est parfois excentré (fig. 99) pour assurer une meilleure circulation du liquide à distiller. On évite actuellement de placer le foyer immédiatement au-dessous de la chaudière, ce qui risquerait d'occasionner des coups de feu et des réactions de craquage; on munit en conséquence la chaudière d'un avant foyer (fig. 101), d'où les gaz se rendent directement dans les tubes-foyers.

Les chaudières à distillation doivent être capables de résister aux coups de feu de la distillation; l'épaisseur des tôles varie généralement entre 10 et 15 millimètres. Elles sont toujours entourées d'une enveloppe en maçonnerie, dans laquelle on ménage les carneaux à fumée (fig. 98 à 101).

**367.** — Le collecteur des vapeurs de distillation doit être placé à la partie supérieure de la chaudière, au milieu ou vers l'extrémité opposée au foyer; il est d'ailleurs préférable, par mesure de sécurité, de munir la chaudière de deux ou plusieurs collecteurs ayant chacun leurs tuyaux de dégagement vers les appareils de condensation; on évite ainsi les surpressions et les accidents qui pourraient se produire en cas d'obturation d'un collecteur.

Ces collecteurs étaient autrefois constitués par de simples cols de cygne, analogues à ceux employés pour la distillation de l'alcool ; actuellement on cherche à faire remplir par cet organe le rôle de déphlegmateur sommaire et on emploie à cet effet un dôme de vapeur, de hauteur plus ou moins grande (fig. 102) ; certains constructeurs ont même préconisé des dômes munis de plateaux de déphlegmation (fig. 103). Les dimensions du dôme de vapeur influent assez notablement sur la marche de la distillation ; s'il est trop petit, il remplit insuffisamment son rôle de déphlegmateur et il en résulte une condensation difficile et des risques de surpression ; s'il est trop grand, les vapeurs s'y condensent prématurément et retombent dans la chaudière, ce qui augmente la consommation de combustible et les réactions de craquage.

Les dômes de vapeur ne sont généralement pas munis d'une enveloppe calorifuge ; aussi n'est-il pas rare, par les grands froids, que la distillation s'arrête complètement, par suite d'une condensation trop intense dans le dôme de vapeurs.

**368.** — Les chaudières de distillation doivent être évidemment munies de tous les appareils de sécurité nécessaires : soupapes de sûreté et indicateurs de niveau. Les soupapes sont généralement réglées pour une pression effective de 0,3 à 0,5 atmosphères ; on fait également usage de lames en laiton très minces (fig. 104) qui se déchirent en cas de suppression dangereuse. Les indicateurs de niveau sont de types variés ; certaines chaudières sont simplement munies de 3 robinets, placés l'un au-dessus de l'autre, sur la face antérieure de la chaudière, suivant l'usage généralement adopté pour

les générateurs de vapeur; ce procédé n'est cependant pas à recommander avec des produits très inflammables ; on emploie, plus fréquemment des tubes de niveau en verre, du type courant, mais les dépôts qui se forment sur les parois de ces tubes et les obturations qui s'y produisent rendent les lectures difficiles ou même complètement erronées ; certains constructeurs préfèrent recourir au système des flotteurs et contre-poids et adoptent alors le système indiqué par la fig. 104: le câble du flotteur et le câble du contrepoids s'enroulent en sens inverse autour de deux poulies  $P^1$  et  $P^2$  calées sur le même arbre A, la poulie  $P^1$  étant contenue dans une enveloppe étanche ; ce procédé, très couramment employé dans l'industrie des pétroles, permet d'éviter les fuites, sans être obligé de faire passer le câble du flotteur à travers un presse-étoupes dont le frottement donnerait lieu à des erreurs notables.

La chaudière peut être avantageusement munie de thermomètres ; il faut alors faire usage de deux thermomètres, plongeant l'un dans le liquide, l'autre dans les vapeurs distillées.

**369.** — Un robinet de vidange, placé à la partie inférieure de la chaudière, à l'extrémité opposée au foyer, permet l'évacuation des résidus de distillation ; c'est l'une des parties délicates de la chaudière ; les résidus chauds sont en effet susceptibles de s'enflammer spontanément à l'air, ce qui rend les ruptures de l'appareil de vidange ou les simples fuites particulièrement dangereuses. Des précautions spéciales doivent en conséquence être prises lorsqu'on veut prélever des résidus pour les soumettre à l'analyse ; certaines chaudières sont munies à cet effet du dispositif indiqué sur la

figure 105. Pour effectuer une prise d'essai, on remplit d'abord la partie médiane M de l'appareil, en ouvrant le robinet R<sub>1</sub> après fermeture de R<sub>2</sub>, R<sub>3</sub> et R<sub>4</sub>; on ferme ensuite R<sub>1</sub> et l'on prélève en R<sub>3</sub> le résidu à analyser. Le robinet R<sub>2</sub> sert à la vidange ordinaire de la chaudière; R<sub>4</sub> permet d'envoyer un courant de vapeur, en cas d'obturation des tuyaux.

**370.** — Le tuyau d'amenée de l'huile brute à distiller doit être de dimensions suffisantes pour permettre un remplissage rapide; cette précaution est indispensable avec les chaudières à traitement discontinu, si l'on veut limiter le craquage au moment où l'huile arrive sur les tôles encore très chaudes; on donnera par exemple au tuyau d'amenée un diamètre de 100 à 150 millimètres pour une chaudière de 1.000 hectolitres. On a coutume dans les générateurs de vapeur de faire déboucher le tuyau d'alimentation contre la paroi; ce procédé n'est pas à recommander ici, il se produirait en effet en ce point des corrosions rapides qui nuiraient à l'étanchéité du joint; en outre il est nécessaire que le tuyau d'alimentation en huile plonge jusqu'au fond de la chaudière pour permettre de la vider rapidement par pompage en cas d'incendie.

**371.** — Les chaudières de distillation doivent être munies des dispositifs nécessaires pour l'injection de vapeur d'eau. Un surchauffeur placé dans l'avant-foyer ou dans un foyer spécial permet de donner à la vapeur le degré de surchauffe voulu (n° 315); il est cependant prudent de disposer sur la conduite principale de vapeur un appareil susceptible de retenir l'eau de condensation et on ne doit pas injecter la vapeur avant de s'être assuré qu'elle est complètement sèche. Le tuyau d'amenée de

vapeur plonge généralement jusque dans la partie inférieure de la chaudière, où il s'épanouit en un système de tubes horizontaux percés de trous ; la surface totale de ces orifices doit correspondre à peu près à la section du tuyau principal, pour éviter des condensations par laminage de la vapeur.

**372.** — Dans l'emploi du système « discontinu » (n° 312) on fait usage de chaudières indépendantes. Le procédé « continu » nécessite au contraire une batterie de chaudières placées côte à côte, chacune d'elles étant un peu en contre-bas de la précédente (fig. 106) ; l'huile brute arrive dans la chaudière la plus élevée et traverse successivement les différents éléments dont les températures vont en croissant. Le nombre de chaudières d'une même batterie est de 3 au minimum et de 5 en général. On peut les réunir dans un même massif de maçonnerie, mais il est préférable, pour faciliter les nettoyages et réparations et limiter les risques d'incendie, de maçonner chaque chaudière séparément et de laisser un certain espace libre entre deux chaudières voisines. Ce procédé permet en outre si l'on dispose d'un nombre d'éléments suffisant, de retirer l'une des chaudières du service, sans être obligé d'arrêter toute la batterie.

**373.** — Indépendamment des chaudières cylindriques qui sont d'un usage à peu près général, d'autres dispositifs ont été proposés par différents inventeurs. L'appareil Fischer, par exemple, est constitué par une caisse métallique rectangulaire (fig. 107), à l'intérieur de laquelle une série de cloisons verticales forment des carreaux séparés par des lames de liquide ; les gaz chauds provenant d'un foyer inférieur maçonné, traversent successivement les divers appareils de la batterie de

distillation continue. Des chappes métalliques en forme de cloches servent de collecteurs de vapeurs.

Nous citerons également, pour mémoire, l'appareil continu Allen-Masson (fig. 108), qui est constitué par une série de tubes de distillation en cascade.

### § 3. — Appareils de condensation

**374.** — Les vapeurs distillées (essences, pétrole lampant et huiles intermédiaires) rassemblées dans le dôme de vapeur des chaudières de type courant, se rendent de là dans les appareils de condensation. Elles traversent auparavant, en général, le « préchauffeur » (n<sup>o</sup> 363) dans lequel elles cèdent une partie de leur chaleur au liquide à « préchauffer » et subissent de ce fait une première condensation partielle.

Les appareils de condensation proprement dits sont soit des condenseurs à air, soit des condenseurs à eau.

**375.** — Les condenseurs à air, dans lesquels les vapeurs sont simplement refroidies par l'air ambiant, sont constitués par une série de cylindres en tôle mince ou en laiton (fig. 109) ou par une série de tubes en fonte analogues au « jeu d'orgue » de l'industrie du gaz d'éclairage (fig. 110). Mais ces appareils sont peu employés ; la faible conductibilité calorifique de l'air nécessite en effet une très grande surface de condensation et le fractionnement des produits de distillation est directement influencé par la moindre variation de la température ambiante.

**376.** — Les condenseurs à eau sont le plus souvent constitués par une cuve remplie d'eau, dans laquelle

plonge un serpentín parcouru par les vapeurs à condenser. La cuve à eau est généralement rectangulaire ; l'eau d'alimentation arrive à la partie inférieure et s'échappe à la partie supérieure du récipient, suivant le procédé habituel. Le serpentín était autrefois en cuivre ou en plomb ; on a ensuite adopté, par mesure d'économie, des serpentins en fonte, mais ils ont un mauvais rendement, par suite de l'épaisseur des parois et ils sont d'un poids excessif ; on emploie donc à peu près exclusivement aujourd'hui des tubes en fer. Il faut veiller, bien entendu, à la parfaite étanchéité des joints, pour éviter les pertes d'essences ou de pétrole. Le diamètre à donner au serpentín dépend des circonstances ; un faible diamètre est favorable à la condensation, mais peut être une cause d'obturation avec des huiles très paraffineuses ; le diamètre du tube doit théoriquement aller en diminuant, puisque le volume des vapeurs décroît au fur et à mesure de la condensation. Le calcul des appareils se fait empiriquement, en l'absence de données numériques suffisantes sur les constantes physiques des produits de condensation ; pour une chaudière de distillation de 1.000 hectolitres débitant environ 20 hectolitres à l'heure, on admet en général les chiffres suivants :

Dimension de la cuve à eau :  $4 \times 4 \times 4$

Surface de condensation : 100 m<sup>2</sup>

Diamètre des tubes, à l'entrée : 100 m/m

Diamètre des tubes, à la sortie : 50 m/m

Le serpentín est muni, à sa sortie de la cuve à eau, d'un tube de dégagement des vapeurs non condensées et des gaz permanents (fig. 111) ; ce tube T débouche dans un récipient R formant joint hydraulique et

empêchant un retour de gaz. Le dispositif est complété par un siphon S placé entre le serpentin et la « Receiving-Box ». La séparation de l'eau contenue dans les produits condensés (eau primitivement incluse dans l'huile brute ou provenant de la vapeur injectée) se fait par différence de densité dans un appareil appelé « lanterne » ou « florentin » (fig. 112). Les produits mélangés d'eau arrivent en A, l'excès d'eau s'écoule en B et l'essence ou le pétrole se rend par le tuyau C à la receiving-box, après avoir traversé un récipient R muni d'une fenêtre F qui permet de surveiller la régularité de la distillation. La fig. 113 représente un type de « florentin » un peu différent du précédent.

Lorsqu'on distille des huiles fortement paraffineuses, il faut éviter que l'eau du condenseur soit à une température trop basse susceptible de provoquer une congélation des produits et une obturation du serpentin. Il peut alors être nécessaire dans certaines circonstances de chauffer préalablement l'eau du condenseur ; on peut également munir le condenseur d'un serpentin de chauffage à vapeur.

**377.** — On a quelquefois préconisé dans ce cas des condenseurs à plusieurs tubes parallèles (fig. 114), dans lesquels l'obturation accidentelle d'un tube ne présente pas les mêmes inconvénients qu'avec l'appareil à serpentin unique ; on peut également employer, dans le même ordre d'idées, des appareils à caisse tubulaire (fig. 115) dans lesquels c'est l'eau de refroidissement qui traverse les tubes. On trouve aussi, dans certaines raffineries, des appareils à jeu d'orgue, des types indiqués par les fig. 116 et 117 et des appareils (fig. 118) dans lesquels les vapeurs de distillation sont directement

refroidies par une douche d'eau. Tous ces appareils sont d'ailleurs d'un emploi beaucoup moins fréquent que la cuve à serpentin précédemment décrite.

#### § 4. — « Receiving-box »

378. — Les produits de distillation des différentes chaudières sortant des appareils de condensation, arrivent par les tuyaux  $T_1, T_2, \dots$  (fig. 119), dans la caisse de réception ou "receiving-box"; cette caisse est divisée, par des cloisons verticales, en un certain nombre de compartiments  $C, C', C'', \dots$  dans lesquels se classent les produits de condensation : essences légères, essences lourdes, pétroles lampants, pétroles de sûreté, etc... Des rallonges mobiles  $R$  adaptées aux tubes d'arrivée, permettent d'amener aisément les produits distillés dans le compartiment voulu ; ces produits sont ensuite conduits, par les tuyaux  $S, S', S'', \dots$  dans leurs réservoirs respectifs.

Il se dégage évidemment, dans la chambre de réception et surtout en été, des quantités importantes de vapeurs très inflammables, susceptibles même de former avec l'air des mélanges explosifs ; il faut donc assurer un aérage parfait de cette chambre de réception et en organiser l'éclairage en conséquence ; si l'éclairage se fait avec des lampes à pétrole, celles-ci doivent être placées à l'extérieur du bâtiment, derrière une cloison en verre ; pour les lampes électriques on prendra les dispositions généralement adoptées dans les mines grisouteuses : câble sous plomb, lampes à incandescence protégées par un globe, etc...

**379.** — L'emploi de la « Receiving-Box » entraîne des pertes importantes par vaporisation des essences. Aussi préfère-t-on, dans certains cas, adopter des appareils dits « clavier » ou « claviature » (fig. 120) dans lesquels on supprime tout écoulement à l'air libre ; le liquide condensé, sortant du « florentin », arrive dans une conduite principe P qui se subdivise en un certain nombre de tuyaux secondaires  $S_1, S_2; S'_1, S'_2; \dots$  conduisant directement aux réservoirs où doivent être stockés les produits.

La fig. 121 donne le schéma d'ensemble des appareils de distillation de l'huile brute.

## CHAPITRE III

### RECTIFICATION

**381.** — La rectification n'est en somme qu'une distillation particulière (n° 319), faite en vue d'obtenir le fractionnement dans les limites très étroites. Les appareils employés comportent donc les éléments essentiels déjà décrits à propos de la première distillation : chaudière et appareil de condensation ; mais ils sont complétés par des dispositifs spéciaux : appareil à colonne et déphlegmateur, destinés à obtenir un meilleur fractionnement. Ces dispositifs sont d'ailleurs inspirés de ceux en usage pour la rectification des alcools.

#### § 1. — Chaudière.

**382.** — Lorsqu'il s'agit de rectifier des produits facilement volatils, essences ou pétroles légers, un chauffage modéré suffit à en assurer l'ébullition. On emploiera donc, dans ce cas, des chaudières sans foyers, chauffées par un serpentin à vapeur (fig. 122) ; la consommation de vapeur dépend en grande partie des conditions d'isolement thermique de la chaudière. Sur celle-ci est directement adaptée la colonne de rectification dont il sera parlé ci-dessous.

On emploie aussi le procédé continu, qui comporte

l'emploi d'une batterie de chaudières, suivant le principe indiqué précédemment.

## § 2. — Appareil à colonne

**383.** — Nous ne reviendrons pas ici sur le principe bien connu des appareils à colonne. Les appareils actuellement construits (fig. 123) comportent en principe une série de plateaux superposés P, à travers lesquels les vapeurs montent, tandis que les produits condensés descendent en sens inverse pour retomber dans la chaudière. Des cloches C d'un type quelconque obligent les vapeurs à barboter dans le liquide qui recouvre chacun des plateaux ; des trop-pleins T convenablement disposés permettent de maintenir sur les plateaux l'épaisseur de liquide jugée la plus favorable. L'effet de l'appareil à colonne est d'autant plus énergique que la hauteur de l'appareil est plus grande.

**384.** — Certains appareils (appareil Hinze, par exemple) comportent en outre un système particulier de chauffage des différents plateaux ; à cet effet, ceux-ci sont percés de canaux intérieurs, pris dans la masse du métal, et à travers lesquels on peut faire circuler un courant de vapeur.

Dans d'autres cas le système assez complexe de la fig. 123 est remplacé par une série de plaques simplement percées de trous, à travers lesquels le liquide et les vapeurs passent en sens inverse.

L'appareil Singer (fig. 124), s'écarte assez notablement du type courant d'appareils à colonne. Il consiste en une série de sphères métalliques à double enveloppe, placées

les unes au-dessus des autres ; l'enveloppe intérieure se remplit en partie du liquide condensé, à travers lequel les vapeurs viennent barboter ; des robinets  $R_1, R_2, \dots$  permettent au besoin de sortir certains éléments du circuit. D'après l'inventeur, la température nécessaire est maintenue dans chaque sphère par la chaleur latente des produits condensés et il en résulterait une notable économie de combustible.

### § 3. — Déphlegmateurs

**385.** — Le déphlegmateur, dont le principe a été expliqué précédemment (n° 302), est en somme un appareil de condensation particulier ; la température, intermédiaire entre celle de l'appareil à colonne et celle du condenseur proprement dit, provoque la condensation des vapeurs lourdes contenues dans le mélange hétérogène qui sort de l'appareil à colonne. Ce mélange se scinde donc en deux parties : d'une part les éléments les plus denses qui se condensent et retombent dans l'appareil à colonne, d'autre part les éléments les plus légers qui restent à l'état de vapeurs et continuent leur chemin vers le condenseur proprement dit.

L'homogénéité des produits obtenus dépend évidemment de l'intensité de la déphlegmation. Il ne faudrait cependant pas pousser les choses à l'excès, car on diminuerait notablement le débit de la rectification, tout en augmentant la dépense de combustible ; le déphlegmateur doit, par suite, être exactement adapté aux conditions que l'on veut réaliser. On estime que dans des conditions normales le déphlegmateur laisse passer, à

l'état de vapeurs, environ le 1/5 du mélange sortant de l'appareil à colonne, tandis que les 4/5 de ce mélange sont condensés et retombent dans la chaudière ; ainsi pour obtenir à la sortie du condenseur proprement dit, un débit de 10 hectolitres, il faudra que la chaudière distille 40 hectolitres à l'heure.

**386.** — Les déphlegmateurs sont généralement construits sur le type des condenseurs à caisse tubulaire, avec refroidissement par l'eau. La figure 125 représente un type courant ; les vapeurs d'essence entrent en  $a_1$  et sortent en  $a_2$  ; l'eau servant au refroidissement des vapeurs entre en  $b_1$  et sort en  $b_2$ .

On emploie au besoin plusieurs déphlegmateurs placés en série.

#### § 4. — Condenseurs

**387.** — Les vapeurs que le déphlegmateur (ou les déphlegmateurs successifs) ont laissé passer, vont directement aux appareils de condensation, qui sont du type déjà décrit précédemment (n° 375). Le liquide condensé se rend ensuite, à travers un « florentin » à la « Receiving-Box », ou, de préférence, pour les essences notamment, à un « clavier » du type ordinaire.

L'essence passe, en général, à la sortie du condenseur, par un appareil à mesure automatique des densités. Cet appareil (fig. 126) consiste essentiellement en un tube vertical V, par lequel l'essence déborde sous une cloche en verre C et dans lequel plonge un aéromètre A.

**388.** — La fig. 127 donne le schéma d'ensemble des appareils à rectification.

## CHAPITRE IV

### TRAITEMENT DES RÉSIDUS DE PREMIÈRE DISTILLATION

**339.** — Les résidus de la première distillation peuvent être vendus directement comme mazouts ou soumis à une deuxième distillation pour la production des huiles de graissage raffinées (nos 322 à 324). Nous nous placerons ici dans cette seconde hypothèse.

#### § 1. — Chaudières de distillation des résidus

**390.** — On pourrait, à la rigueur, distiller les résidus dans la chaudière de première distillation des huiles brutes. Mais il est préférable d'utiliser un type de chaudière différent, spécialement adapté à la température relativement élevée de l'opération et à la grande densité des vapeurs d'huile.

On a été conduit parfois, pour faciliter le dégagement de ces vapeurs lourdes, à construire des chaudières elliptiques, de dimensions réduites (fig. 128) et à remplacer les dômes de vapeurs par des cols de cygne de faible hauteur. La diminution de résistance mécanique, due à la forme elliptique du récipient, est compensée par les armatures nécessaires ; cette précaution est

surtout nécessaire, lorsque la distillation se fait dans le vide, pour éviter un écrasement de la chaudière.

Les dispositifs d'alimentation en huile et d'injection de vapeur d'eau, sont analogues à ceux précédemment décrits (nos 369 et 370).

**391.** — La température de distillation des résus étant relativement élevée, et les coups de feu difficiles à éviter, les tôles inférieures de la chaudière doivent être prévues en conséquence ; on leur donne en général une épaisseur de 12 à 18 millimètres et les viroles ordinaires sont remplacées autant que possible, dans leur partie inférieure, par une plaque unique, couvrant toute la longueur de la chaudière ; on évite ainsi les joints et les fuites qui en résultent. Certains constructeurs préconisent l'emploi d'appareils susceptibles d'activer la circulation dans la chaudière, ce qui atténuerait les risques de coups de feu et de craquage ; cette condition pourrait être réalisée par exemple au moyen d'une pompe qui puiserait le résidu dans les couches supérieures de la chaudière et le ramènerait dans la zone inférieure ; mais ce procédé n'a pas reçu d'application pratique.

**392.** — Les chaudières de distillation des résidus sont entourées d'un massif de maçonnerie dans lequel on ménage les carneaux de circulation des gaz chauds. L'emploi de carneaux latéraux améliore notablement le rendement de la chaudière, mais peut être dangereux, si la chaudière est insuffisamment remplie. Les avis diffèrent surtout quant à l'opportunité des ciels de foyer en brique ; ceux-ci (fig. 129) protègent effectivement la chaudière contre l'action trop directe du foyer, mais on leur reproche de constituer des volants de chaleur considérables, particulièrement gênants dans les cas

d'incidents de distillation qui nécessiteraient un refroidissement rapide de la chaudière. On préfère, dans certains cas, supprimer ces ciels de foyer, mais il faut alors placer la chaudière à une hauteur suffisante au-dessus de la grille, pour la soustraire à l'action trop directe des flammes ; ce dispositif a l'avantage de faciliter la visite et la réparation des corps de chaudière.

**393.** — La distillation continue est réalisée au moyen de batteries de chaudières, suivant la disposition de la fig. 106.

## § 2. — Déphlegmateurs et condenseurs.

**394.** — On s'est contenté, pendant longtemps, de faire directement déboucher les cols de cygne des chaudières dans des appareils de condensation à cuve d'eau et à serpentin. Les appareils à colonne et les déphlegmateurs de grande hauteur sont en effet inutilisables avec des vapeurs très denses, celles-ci ne pourraient pas arriver aux condenseurs et retomberaient dans la chaudière. Par contre la suppression du déphlegmateur empêche de réaliser un fractionnement suffisant et diminue la qualité des produits obtenus.

Le problème a été solutionné par l'emploi de déphlegmateurs horizontaux (fig. 130). Ces appareils sont constitués par une série de tubes parallèles (3 en général) dont les diamètres diminuent progressivement, et qui sont disposés dans un même plan horizontal ; dans certains cas, cependant, on donne à ces tubes une légère pente pour favoriser l'écoulement des vapeurs lourdes vers le condenseur. Les vapeurs distillées

débouchent dans le premier élément par les tubes :  $a_1, a_2, a_3, a_4$ , directement branchés sur les cols de cygne de la chaudière. Les différents éléments fonctionnent comme autant de déphlegmateurs, c'est-à-dire de condenseurs partiels, dont les températures vont en décroissant progressivement ; on recueille donc en  $C_1$  les huiles les plus légères, en  $C_2$  les huiles moyennes, en  $C_3$  les huiles lourdes, de sorte que l'appareil réalise un fractionnement continu de produits de distillation, que l'on achève de refroidir dans les condenseurs à serpentins  $S_1, S_2, S_3$ , avant de les envoyer à la Receiving-Box

**395.** — Le calcul des dimensions à adopter pour les divers éléments se fait empiriquement, d'après les résultats obtenus avec des appareils précédemment construits. Les côtes ci-dessous correspondent à un type courant de déphlegmateur horizontal :

- capacité de la chaudière : 200 hectolitres
- diamètre du premier élément : 200 m/m
- diamètre du deuxième élément : 150 m/m
- diamètre du troisième élément : 100 m/m
- longueur d'un élément : 6 mètres.

Un réglage convenable du déphlegmateur est indispensable ; s'il n'agit pas avec une intensité suffisante, on ne recueillera presque rien en  $C_1$  et  $C_2$  à la sortie des premiers éléments et il s'écoulera en  $C_3$  un mélange hétérogène ; si au contraire le refroidissement est trop énergique, toutes les vapeurs se condenseront au contraire en  $C_1$  et on ne recueillera presque rien en  $C_2$  et  $C_3$ . Dans les deux cas le fractionnement des produits, but essentiel du déphlegmateur horizontal, cesse de se produire ; on corrige aisément l'action trop énergique du déphlegmateur, en recouvrant le premier élément

ou les deux premiers éléments d'une enveloppe isolante ; si au contraire le refroidissement est insuffisant, on peut l'activer en munissant chaque élément du déphlegmateur d'un tube axial, ouvert aux deux bouts, dans lequel se produit un courant d'air.

**396.** — Les vapeurs condensées sortant des éléments successifs du déphlegmateur contiennent encore (surtout si le refroidissement a été trop rapide) des gaz dissous qui abaissent notablement le point d'inflammation des huiles obtenues. Aussi est-il prudent de placer à l'entrée ou à la sortie des serpentins de condensation un dispositif permettant de dégager et de recueillir les gaz dissous (voir fig. 111). On fait parfois déboucher le dernier élément du déphlegmateur vertical dans un déphlegmateur vertical (D, fig. 130) de faible hauteur, qui complète au besoin l'action des éléments précédents.

### § 3. — Distillation dans le vide

**397.** — Il peut être avantageux, ainsi qu'il a été indiqué précédemment (nos 236 et 325) de faire régner dans la chaudière de distillation et dans le déphlegmateur un vide plus ou moins poussé.

On pourrait, théoriquement, réaliser un vide partiel par simple différence de niveau hydrostatique ; il suffirait de réaliser une pente suffisante entre la chaudière et la sortie du dernier serpentín de condensation. Mais, dans la pratique, le vide se fait toujours au moyen d'une pompe à vide (ou d'un éjecteur) qui est branchée à la sortie du dernier élément du déphlegmateur et qui absorbe l'air et les gaz non condensables.

**398.** — Une difficulté spéciale se présente toutefois dans l'emploi de ces appareils. Supposons en effet que la pompe à vide soit branchée sur le tuyau de sortie du déphlegmateur comme il est indiqué fig. 131 ; elle absorbera non seulement l'air et les gaz, mais aussi les huiles condensées, ce qu'il faut absolument éviter ; de plus lorsqu'on ouvrira les robinets de sortie, la dépression intérieure fera pénétrer de l'air dans le tuyau, mais il ne s'écoulera évidemment aucune huile à l'extérieur. On est donc obligé d'évacuer l'huile au moyen d'une pompe à huile ; le dispositif généralement employé est celui de la fig. 132, désigné sous le nom de « pot à vide ».

Les pots à vide sont placés dans la chambre de réception des produits condensés, immédiatement avant la « receiving-box » (voir fig. 134 et 151).

**399.** — Les gaz absorbés doivent être préalablement débarrassés des vapeurs d'huile condensables qu'ils pourraient encore contenir ; on emploie à cet effet un condenseur à grande surface de refroidissement analogue à l'appareil de la fig. 115 que l'on dispose en avant du pot à vide (voir fig. 134). Enfin pour arrêter les dernières traces d'huile avant leur entrée dans la pompe à vide, on a recours au « condenseur barométrique » (fig. 133) dans lequel on fait écouler de l'eau qui achève la condensation des vapeurs. L'eau arrive en  $E_1$  et s'écoule en  $E_2$  ; les gaz et vapeurs entrent en  $A_1$  et sortent en  $A_2$  après avoir barboté à travers les nappes d'eau qui s'écoulent en cascade de chacun des plateaux de l'appareil. Pour éviter que la contrepression extérieure n'empêche la sortie de l'eau en  $E_2$ , on ménage au-dessous de l'appareil une colonne d'eau dont la hau-

teur H doit correspondre à la dépression barométrique créée dans le condenseur par la pompe à vide.

**400.** — La figure 134 donne le schéma d'ensemble de la distillation de l'huile dans le vide. La fig. 151 représente une coupe de l'installation de distillation dans le vide aux mines de Pechelbronn (Alsace) <sup>1</sup>.

1. Communiqué par M. de Chambrier, directeur des Mines de Pechelbronn.

## CHAPITRE V

### CRAQUAGE

#### § 1. — Chaudières de craquage

401. — Nous avons déjà indiqué que les raffineries américaines opèrent généralement le craquage systématique dans les chaudières de distillation elles-mêmes.

En Europe, on préfère affecter au craquage des chaudières spéciales, qui se ramènent à deux types distincts : chaudières verticales (les plus répandues) et chaudières cylindriques horizontales.

402. — Les chaudières verticales sont du type indiqué par la figure 135 ; elles sont généralement munies d'un avant-bec pour faciliter la sortie des goudrons et des cokes qui se forment en grande quantité au cours du craquage dans certains cas — surtout pour les chaudières de construction ancienne — l'avant-bec est supprimé.

Les chaudières sont le plus souvent en fonte, avec des épaisseurs de 3 à 6 centimètres pour les parois latérales, de 5 à 8 centimètres pour le fond ; les couvercles étaient d'abord en fonte, mais la fonte résiste mal aux tensions produites par de brusques variations de température, et on emploie de préférence aujourd'hui des couvercles en fer forgé.

Avec les chaudières en fonte, dont les parois épaisses

constituent un volant de chaleur, la distillation est très régulière ; mais elles se fendent fréquemment et sont alors impossibles à réparer. On a donc été conduit à construire un type particulier, dit « chaudière combinée » dans lequel le fond seul est en tôle d'acier, tandis que les parois latérales sont en fonte ; un joint étanche entre le fond et les parois est cependant difficile à réaliser, et il faut éviter, dans tous les cas, de soumettre ce joint à l'action directe des flammes ; il se produit, en outre, par suite de la différence de dilatation des deux métaux, des tensions nuisibles à la conservation du matériel. L'emploi de fonds en acier fondu est préférable à ce point de vue, bien qu'il augmente notablement le prix des chaudières.

On munit parfois les chaudières verticales d'agitateurs mécaniques qui empêchent les matières de faire prise sur le fond de la chaudière et atténuent les coups de feu.

**403.** — Les chaudières cylindriques horizontales (fig. 136) sont construites avec des tôles de 15 à 20 millimètres d'épaisseur ; elles sont évidemment plus faciles à réparer que les chaudières verticales en fonte.

Nous ne citerons que pour mémoire la chaudière cylindrique horizontale type « Popelka » (fig. 137) ; ce type a eu une certaine vogue au moment où l'on cherchait surtout à obtenir par craquage des pétroles lampants.

**404.** — La fig. 135 indique la disposition du foyer et des carneaux ; une voûte à chicanes, en briques réfractaires, empêche l'action trop directe des flammes sur la chaudière ; si celle-ci est du type « combiné » il faut en outre protéger spécialement le joint inférieur. On doit

ménager à la partie inférieure du massif de maçonnerie (en R par exemple, sur la fig. 135) un réservoir en brique de capacité suffisante pour contenir toute la charge, en cas de rupture de la chaudière ; cette précaution diminue beaucoup les risques d'incendie. Les chaudières de craquage peuvent être munies d'un dispositif d'injection de vapeur (n° 332).

## § 2. — Déphlegmateurs et condenseurs

**405.** — Le type de déphlegmateur à employer dépend de la manière dont on conduit le craquage ; si l'on veut, par un craquage énergique, obtenir surtout des pétroles lampants, il faudra faire usage de déphlegmateurs verticaux analogues à celui de la figure 125 ; dans le cas — plus fréquent aujourd'hui — d'un craquage modéré, destiné à produire des huiles à gaz et des huiles de graissage, la densité relativement grande des vapeurs distillées conduit à employer des déphlegmateurs horizontaux (fig. 130).

Les condenseurs, qui font suite au déphlegmateur, sont généralement du type à cuve d'eau et à serpentín.

**406.** — Le schéma d'ensemble d'un atelier de craquage avec déphlegmateur horizontal, est donné par la figure 138.

## CHAPITRE VI

### RAFFINAGE

#### § 1. — Raffinage des essences

**407.** — Le traitement à l'acide et la neutralisation se font généralement dans le même appareil ; celui-ci peut être par exemple du type indiqué fig. 139 et doit être muni d'un couvercle étanche, pour diminuer les pertes d'essence par évaporation. Le brassage du mélange est réalisé par une vis d'Archimède, qui assure la circulation dans le sens indiqué sur la fig. 139 par les flèches.

L'alimentation en acide peut se faire par un tube en plomb, percé d'orifices, et qui se développe en spirale dans un plan horizontal, immédiatement au-dessous du couvercle. Un tube analogue assure l'arrivée de l'eau de lavage et de la solution alcaline. Au bas du cône inférieur se trouvent les robinets de vidange des eaux acides, des eaux alcalines et de l'essence raffinée.

**408.** — Les parois de la cuve doivent en principe être protégées contre l'attaque de l'acide sulfurique dilué par une enveloppe en plomb ; mais les récipients neufs n'en sont généralement pas munis. On se contente de donner aux parois une épaisseur suffisante, en ayant soin de noyer les têtes des rivets ; l'enveloppe en plomb n'est ajoutée que plus tard, lorsque la corrosion des parois en tôle atteint une limite dangereuse. Il faut avoir soin

de ne pas laisser séjourner d'eaux acides entre l'enveloppe en plomb et la paroi extérieure ; cette paroi doit en conséquence être munie d'un certain nombre d'orifices par lesquels s'écoulent éventuellement les eaux acides ; on est ainsi prévenu des déchirures qui peuvent se produire dans l'enveloppe de plomb.

**409.** — L'acide est généralement introduit dans la chaudière au moyen de « montejus » d'où le liquide est chassé par introduction d'air comprimé ; ces appareils sont munis d'une soupape de sûreté et d'indicateurs de niveau à tube de verre.

La détermination de la charge d'acide à introduire pour chaque opération, peut se faire aisément par la lecture des tubes de niveau ; mais on est alors à la merci d'une distraction ou d'une erreur d'un ouvrier. Il est préférable de faire usage de réservoirs intermédiaires, dont la capacité correspond exactement à la charge d'acide nécessaire et dans lesquels on envoie d'abord l'acide, avant de le verser dans la cuve à réaction.

## § 2. — Raffinage des pétroles

**410.** — On emploie presque toujours deux récipients distincts pour la réaction acide et la réaction alcaline dans le raffinage des pétroles.

Ces récipients sont parfois du type indiqué par la fig. 140, avec agitateurs mécaniques. On construit le plus souvent des réservoirs à fond conique (fig. 141), avec brassage par insufflation d'air ; l'arrivée d'air au fond de la cuve se fait par un tube en plomb développé en spirale et percé de trous ; la quantité d'air à insuffler

est de l'ordre de 5 à 10 mètres cubes, pour 100 kilogs de pétrole traités.

Pour les dispositifs d'alimentation en acide et alcali et pour l'emploi des enveloppes en plomb nous renvoyons aux indications données plus haut, à propos du raffinage des essences (n° 408).

**411.** — Il peut être nécessaire de filtrer les pétroles lampants (n° 348) à leur sortie de la cuve de raffinage; on se sert à cet effet de filtres-presses analogues à celui de la fig. 142; le liquide à filtrer entre en A et sort en B; la matière filtrante est composée d'un certain nombre de lits de sciure de bois et de sel (Na Cl) séparés par des lames de bois perforées ou par une forte toile; on peut également employer comme matière filtrante de la terre à foulon, ou tout autre produit analogue.

**412.** — Les bacs de décoloration<sup>1</sup> des pétroles (n° 348) consistent simplement en de grandes cuves plates, pouvant atteindre 10 mètres de diamètre, placées généralement sous un toit en verre pour activer l'action de la lumière. On les munit parfois d'un dispositif permettant de faire écouler le pétrole en pluie, pour le débarrasser par évaporation des matières les plus volatiles et relever son point d'inflammation; ce procédé qui entraîne des pertes notables d'essence n'est évidemment pas à recommander.

### § 3. — Raffinage des huiles de graissage

**413.** — L'atelier de raffinage des huiles peut être organisé suivant le schéma de la fig. 143. Il comporte alors

1. Anglais : « Bleacher » ; allemand : « Bleicher ».

une série de cuves, à travers lesquelles les huiles descendent par leur propre poids et dans lesquelles s'effectuent successivement :

Le séchage préalable (cuve A)

Le traitement par les acides (cuve B)

Le lavage (cuve C)

Le traitement par la solution alcaline (cuve D)

414. — La cuve A, dans laquelle les huiles seront séchées, est munie à cet effet d'un serpentin de chauffage par la vapeur ; un bon isolement thermique de ce réservoir diminue évidemment la consommation de vapeur.

La cuve B, dans laquelle se fait le traitement par les acides, est établie suivant les conditions déjà indiquées à propos du raffinage des essences et pétroles ; les parois sont en tôle épaisse, recouverte au besoin d'une enveloppe en plomb. Pour maintenir la température optimale de réaction (35°), il peut être nécessaire de chauffer la cuve au moyen d'un serpentin à vapeur ; mais celui-ci se recouvre rapidement de dépôts acides et nécessite des nettoyages fréquents et laborieux ; le chauffage par parois à double fond, dans lesquelles circule la vapeur, n'est guère plus pratique, l'étanchéité des parois étant difficile à maintenir.

Le brassage du mélange se fait presque toujours par insufflation d'air ; des précautions spéciales doivent être prises pour l'évacuation des vapeurs sulfureuses qui se dégagent en quantité notable pendant la réaction. Les dispositifs pour le dosage et la manipulation des acides sont les mêmes que pour le raffinage des essences.

---

## CHAPITRE VII

### FABRICATION DE LA PARAFFINE

#### § 1. — Refroidissement des huiles paraffineuses

**415.** — Le refroidissement des huiles paraffineuses, en vue de produire la cristallisation et la précipitation de la paraffine (n° 357) s'obtient artificiellement au moyen de saumures appropriées.

On facilite l'échange de chaleur en faisant circuler en sens inverse la saumure et les huiles traitées ; mais il faut avoir soin, pour les raisons déjà indiquées (n° 357), d'éviter un refroidissement trop brusque et un mouvement trop rapide de l'huile.

**416.** — Les appareils employés sont de type très divers ; nous donnons, à titre d'exemple (fig. 144), une représentation schématique de l'appareil Beilby. Il est formé d'une caisse métallique, divisée par des cloisons verticales en un certain nombre de compartiments dans lesquels circulent en sens inverse l'huile (compartiments 1, 3, 5...) et la saumure (compartiments, 2, 4, 6) ; une vis d'Archimède placée à la partie inférieure des compartiments 1, 3, 5... assure la sortie de la paraffine ; ces compartiments vont en s'élargissant vers le bas, pour faciliter la descente et l'évacuation des cristaux.

Les machines frigorifiques employées sont le plus souvent des machines à ammoniaque, de type courant ;

il est donc inutile d'en exposer ici le principe. Nous rappellerons toutefois qu'il est indispensable d'assurer, au moment de la mise en marche, l'évacuation totale de l'air humide qui peut se trouver dans les tuyauteries et dont la présence diminue notablement le rendement de la machine. Les machines à ammoniacque peuvent, en outre, être une cause d'accidents graves, en cas de rupture d'une conduite ; les locaux dans lesquels elles sont placées doivent donc être parfaitement aérés et munis des appareils de secours nécessaires.

La quantité de chaleur à absorber pour la cristallisation de la paraffine est essentiellement variable suivant les circonstances ; d'après Singer cette quantité de chaleur serait en moyenne de 100 calories par kilog d'huile traitée, en supposant que l'huile arrive à la température de  $+ 15^{\circ}$  et soit refroidie jusqu'à  $- 10^{\circ}$ .

417. — On augmente notablement le rendement calorifique de l'installation en maintenant à une température suffisamment basse — voisine de  $0^{\circ}$  — les locaux qui contiennent les appareils de cristallisation et les filtres-presses. On emploie à cet effet des appareils analogues aux radiateurs de chauffage par la vapeur, mais dans lesquels circule une saumure à basse température ; des dispositions spéciales doivent être prises en outre pour dessécher l'air de ces locaux et les isoler de l'extérieur ; ils sont en général maintenus dans l'obscurité.

## § 2. — Filtres-presses

418. — Les filtres-presses employés dans l'industrie de la paraffine (n<sup>o</sup> 358) sont établis suivant le principe

ordinaire de ces appareils : l'huile paraffineuse étant injectée sous pression dans le filtre, celui-ci laisse écouler l'huile et retient au contraire la paraffine dans ses toiles, sous forme de « gâteaux » consistants.

**419.** — Les filtres-presses (fig. 145) sont formés par la juxtaposition d'une série de plaques en fonte, munies d'alvéoles (fig. 146) et sur lesquelles s'appuient les toiles de filtrage ; l'huile égouttée se rassemble dans les rainures ménagées à la partie inférieure des plaques et s'écoule par un orifice latéral ; cet orifice est généralement muni d'un robinet, qui reste normalement ouvert, mais que l'on peut fermer en cas de déchirure d'une toile du filtre-presse. Des poignées PP' facilitent la manœuvre des plaques.

La sortie des gâteaux de paraffine et le remplacement des toiles de filtrage nécessitent des démontages et remontages fréquents de l'appareil ; aussi les constructeurs ont-ils surtout cherché à perfectionner le système de fermeture (fig. 145) des filtres-presses ; le serrage est assuré soit par une vis à main, soit par une presse hydraulique, soit par la combinaison de ces deux méthodes.

La pression de filtrage ne dépasse généralement pas 3 ou 4 atmosphères, mais peut atteindre 10 à 15 atmosphères dans certains appareils modernes. Les Américains opèrent sous des pressions notablement plus élevées (30 atmosphères). La pression à adopter dépend d'ailleurs de la nature et de la température des produits traités.

La capacité des filtres-presses modernes varie entre 10 et 50 hectolitres ; les filtres de grande dimension donnent un meilleur rendement et nécessitent des manipulations moins nombreuses, la durée d'une opération

étant de 24 à 30 heures. Avec les filtres de petit modèle encore employés dans certaines usines on peut avoir à faire plusieurs charges par jour.

420. — La fig. 152 donne la coupe d'une installation moderne de déparaffinage<sup>1</sup>; on y voit, de gauche à droite :

- 1° La machine frigorifique à ammoniacque ;
- 2° La chambre des réfrigérants et des pompes à saumures ;
- 3° (à l'étage supérieur) l'appareil pour le refroidissement des huiles paraffineuses ;
- 4° (en dessous et à gauche de l'appareil précédent) la pompe d'injection (n° 3 de la fig.) des huiles paraffineuses dans le filtre-pressé ;
- 5° Le filtre-pressé ;
- 6° Les récipients dans lesquels on recueille l'huile qui s'écoule du filtre-pressé.

### § 3. — Presses hydrauliques

421. — Les presses hydrauliques (fig. 147) employées dans l'industrie de la paraffine sont des presses verticales du type le plus courant.

Les gâteaux de paraffines sont placés sur une série de plateaux superposés, mais doivent être préalablement enveloppés dans une forte toile qui empêche les projections de paraffine, sans gêner toutefois l'élimination des parties liquides.

1. Communiqué par M. de Chambrier, directeur des Mines de Pechelbronn.

## § 4. — Appareils de ressuage

422. — L'élément essentiel des appareils de ressuage est une cuve en tôle (C — fig. 148) de faible profondeur, munie d'un fond incliné et divisée en deux parties par une paroi horizontale perforée. Cette paroi est constituée en général par un grillage en fil de cuivre ou en fil de fer galvanisé, à mailles suffisamment serrées. Un certain nombre de ces cuves à ressuage sont placées dans une chambre maçonnée, dont on assure le chauffage progressif au moyen de radiateurs à vapeur. Les matières fondues qui s'écoulent à travers les parois perforées se rassemblent au fond des cuves à ressuage et sont évacuées par une conduite commune. C'est sur cette conduite que l'on branche au besoin la pompe à vide ou l'éjecteur destiné à produire une dépression dans le fond des cuves de ressuage (n° 359) ; on peut également faire déboucher dans le fond de chacune des cuves une conduite d'injection de vapeur (n° 359).

423. — La paraffine, préalablement fondue, est introduite dans les récipients par la conduite S ; mais il faut recourir à un expédient pour éviter que cette paraffine fondue ne traverse immédiatement la paroi perforée des cuves de ressuage. On opère alors de la façon suivante : les robinets  $R_1$ ,  $R_2$ ,  $R_3$ ,  $R_4$  étant fermés on fait arriver par la conduite S une quantité d'eau suffisante pour remplir le fond des cuves jusqu'au niveau des parois  $p$  ; la paraffine fondue est ensuite introduite et se maintient à la surface de l'eau sans traverser les parois perforées ; on laisse alors solidifier la paraffine et, lors-

qu'elle est devenue suffisamment consistante, on élimine l'eau. On peut alors procéder au ressuage proprement dit, pour lequel il suffit d'augmenter progressivement la température de la chambre de ressuage.

424. — Cette méthode de chauffage par convection — désignée parfois sous le nom de « ressuage par voie sèche » — est la plus communément employée aujourd'hui ; on lui reproche toutefois un fractionnement insuffisant, dû à ce que la température de la chambre de ressuage n'est jamais tout à fait homogène. Certains constructeurs préfèrent alors remplacer la chambre de ressuage par un réservoir étanche que l'on remplit d'eau chaude à la température voulue (méthode de « ressuage par voie humide »).

### § 5. — Raffinage des paraffines

425. — Les cuves à raffinage sont identiques à celles employées pour le traitement chimique des huiles de graissage (n° 413) ; il est indispensable de les munir de serpentins de chauffage à vapeur, pour maintenir les paraffines à l'état fondu pendant toute la durée de la réaction.

---

## TITRE V

# STOCKAGE ET TRANSPORT DES HUILES MINÉRALES

---

## CHAPITRE PREMIER

### STOCKAGE

#### § 1. — Réservoirs métalliques

426. — Les réservoirs métalliques dont il est fait un large usage dans le commerce des pétroles, sont le plus généralement des récipients cylindriques, fermés à leur partie supérieure et reposant directement sur le sol. Ils sont constitués par une armature en fer, sur laquelle sont rivées des plaques de tôle de 5 à 8 m/m d'épaisseur.

Les dimensions de ces réservoirs varient suivant les cas, mais le prix par mètre cube de contenance diminue évidemment pour les très grandes unités ; nous donnons ci-dessous quelques dimensions courantes, avec l'ordre de grandeur des prix d'avant-guerre.

CONTENANCE m <sup>3</sup>	DIMENSIONS ORDINAIRES		ORDRE DE GRAN- DEUR DU PRIX AU m <sup>2</sup> (avant 1915) fr.
	DIAMÈTRE m	HAUTEUR m	
100	5	5	30
500	9	8	25
1.000	12	9	20
5.000	25	10	15
10.000	36	10	10

427. — Le montage de ces appareils rentrant dans la technique courante des constructions métalliques, nous nous contenterons d'indiquer ici quelques dispositions spéciales.

Il se produit, dans le réservoir, une décantation du liquide, dont l'eau et les boues se précipitent au fond du réservoir, ce qui oblige à prélever l'huile minérale, de préférence, à la partie supérieure du liquide; cette condition est aisément réalisée au moyen d'un tuyau à inclinaison variable (fig. 149); on peut également employer un tuyau souple dont l'orifice supérieur est maintenu à la hauteur voulue au moyen d'un flotteur. L'élimination de l'eau et des boues se fait généralement par un large robinet placé à la partie inférieure du réservoir; mais ce dispositif présente des inconvénients par les fortes gelées. Des serpentins à vapeur permettent, s'il y a lieu, de réchauffer l'huile pour en augmenter la fluidité et en faciliter l'écoulement. Le réservoir est vidé par pompage ou par introduction d'air comprimé.

Les dômes des grands réservoirs sont généralement munis d'une fermeture à joint hydraulique (fig. 149), formant au besoin soupape de sûreté.

Les réservoirs qui contiennent des essences très volatiles sont parfois disposés de façon qu'on puisse maintenir en été, à la partie supérieure, une couche d'eau de quelques centimètres qui préserve le réservoir de l'action directe des rayons solaires. On peut également entourer le réservoir d'un manteau isolant, de diamètre un peu plus grand et légèrement surélevé par rapport au sol, de façon à provoquer, dans l'espace annulaire ainsi formé, un tirage naturel activant la circulation de l'air. On a même construit, en Russie, des réservoirs entièrement recouverts d'une enveloppe en ciment armé servant de protection contre toute cause extérieure d'incendie ; mais des réservoirs de ce genre atteignent un prix exagéré. Il est préférable d'employer un dispositif permettant de faire ruisseler de l'eau à la surface et le long des parois du réservoir, pour empêcher un échauffement dangereux au cas où un incendie se produirait à proximité.

Des précautions spéciales doivent être prises pour la protection contre la foudre.

**428.** — Lorsqu'un réservoir est en feu, il serait dangereux de projeter de l'eau sur le liquide en combustion ; on risquerait en effet de faire déborder le réservoir et de propager l'incendie au lieu de le localiser. Il est préférable d'agir par injection de vapeur dans le réservoir et il est surtout recommandable de le vider rapidement en pompant le liquide à sa partie inférieure. Il est prudent, dans tous les cas, d'établir autour du réservoir une excavation (ou une enceinte close par un mur en terre) susceptible de contenir le liquide enflammé, en cas de rupture ou d'explosion du réservoir.

A l'intérieur des distilleries et dans les agglomérations les essences sont stockées de préférence dans des réservoirs souterrains de faible contenance. On peut encore augmenter la sécurité en maintenant, à la surface du liquide et dans les conduites, de l'acide carbonique qui empêche toute entrée d'air et toute formation de mélanges explosifs,

## § 2. — Réservoirs en terre et divers

429. — On fait souvent usage, sur les lieux de production, et surtout dans les régions à puits jaillissants, de réservoirs en terre (appelés « Ambar » en Russie) ; certains d'entre eux peuvent contenir jusqu'à 1 million de tonnes d'huile minérale. Ces réservoirs sont évidemment d'un prix beaucoup plus réduit que les réservoirs métalliques, mais ils ne conviennent que pour le stockage d'huiles brutes ou d'huiles lourdes peu volatiles.

L'étanchéité nécessaire est assurée par un revêtement en argile battue, parfois renforcée par des palplanches. Dans certains cas, ces réservoirs sont recouverts d'un toit en planches.

430. — On a également construit des réservoirs maçonnés, mais il est difficile d'en maintenir l'étanchéité ; les réservoirs en ciment armé ne semblent pas non plus avoir donné satisfaction.

Dans certaines régions, l'huile extraite des pompages est d'abord recueillie dans des récipients en bois (« vats ») facilement transportables.

### § 3. — Détermination de la contenance des réservoirs

**431.** — Les réservoirs métalliques sont généralement munis d'un indicateur de niveau à flotteur, ou d'un système de tubes de niveau superposés, qui permettent d'évaluer la hauteur du liquide. Pour les réservoirs en terre on opère par sondages au moyen d'un ruban d'acier gradué, tendu par un poids, ou au moyen de perches graduées.

**432.** — Les mesures de volume ainsi faites doivent être complétées par une mesure de densité, pour permettre la détermination du poids d'huile contenu dans le réservoir. Certains appareils (fig. 150) permettent cependant de déterminer ce poids par une seule mesure ; ils consistent essentiellement en un tube en U dont l'une des branches est mise en relation avec la partie inférieure du réservoir, tandis que l'autre branche est remplie de mercure ; il est facile de vérifier, par les lois élémentaires de l'hydrostatique, que l'on a :

$$\text{Poids d'huile} = S. d. h.$$

$s$  étant la surface du réservoir,  $d$  la densité du mercure et  $h$  la hauteur dont le mercure s'élève dans le tube en U. La précision de ces appareils est d'environ  $1/2$  %.

**433.** — Les mesures sont rendues plus délicates, dans la pratique, du fait de la présence de l'eau et des boues qui se rassemblent au fond du réservoir. Leur niveau de séparation avec l'huile se voit aisément lorsque le réservoir est muni de tubes de niveau en verre ; dans le cas

contraire on descend au fond du réservoir un cylindre en verre, ouvert aux deux bouts, mais dont l'extrémité inférieure peut, après remplissage, être fermée au moyen d'un robinet manœuvrable de la surface ; on remonte ensuite le cylindre à la surface et on y lit directement le niveau des eaux et boues. On peut également se servir d'une bande de papier recouverte d'une préparation colorée sur laquelle l'huile est sans action, mais que l'eau dissout aisément.

Si la durée de décantation n'a pas été suffisante, une partie de l'eau peut être encore en suspension dans l'huile ; on s'en assure, s'il y a lieu, en agitant fortement un échantillon de cette huile additionné de pétrole ; on peut également faire usage à cet effet d'essoreuses spéciales.

**434.** — Nous donnons ci-dessous un tableau comparatif des différentes unités adoptées pour l'évaluation des stocks.

*a. Evaluation en poids*

Tonne métrique .....	1.000 kg.
Ton <sup>1</sup> (Angleterre, Amérique).....	1.016 »
Poud (Russie) .....	16,3 »
Wagon (Roumanie) .....	10.000 »

*b. Evaluation en volume*

Barril .....	160 litres
Gallon américain .....	3,8 »
Gallon impérial .....	4,54 »

1. Il faut encore distinguer la « ton » ordinaire ou « long ton » (1.016 kg.) de la « ton » marine ou « short ton » (907 kg.).

## CHAPITRE II

### TRANSPORT

#### § 1. — Pipes-lines

**435.** — Le procédé de distribution de l'eau, au moyen de pompes refoulant le liquide dans des conduites, s'applique tout naturellement aux huiles minérales. Ce mode de transport, particulièrement commode et bon marché (environ 25 % du prix de transport par chemin de fer) a pris, notamment aux Etats-Unis, un développement considérable <sup>1</sup>.

**436.** — Les conduites sont constituées par des tubes soudés, en acier ou en fer forgé, susceptibles de résister à des pressions de l'ordre de 100 atmosphères. Ces tubes ont généralement un diamètre intérieur de 6 à 8 pouces (15 à 20 centimètres) et une longueur de 5 à 6 mètres. Ils sont reliés entre eux par des manchons filetés ; des précautions spéciales doivent évidemment être prises pour assurer l'étanchéité parfaite des joints, sous les fortes pressions envisagées dans la pratique. On a remplacé, dans certains cas, le joint à manchon fileté, par un joint soudé à l'autogène.

Pour faciliter le jeu de la dilatation, on établit aux points voulus des joints compensateurs ; mais il est

1. Le réseau de la Standard Oil atteint près de 15.000 kilomètres.

plus simple de donner à la conduite un parcours légèrement sinueux qui s'adapte de lui-même aux mouvements de dilatation ou de contraction. On évite, bien entendu, les coudes brusques et les étranglements qui augmenteraient sensiblement la résistance au pompage.

Le fonctionnement des pipes-lines peut être sérieusement compromis par les dépôts de matière solides, surtout lorsqu'on transporte des huiles très paraffineuses ; il faut dans ce cas opérer une sorte de ramonnage de la conduite, au moyen d'un « go-devil », portant des lames d'acier tranchantes ; cet appareil, entraîné par le courant liquide, prend en même temps un mouvement de rotation, et détache les dépôts solides des parois de la conduite. Le fonctionnement peut également être entravé par des accumulations de gaz dans les coudes verticaux de la pipe-line ; des robinets de purge doivent être prévus en ces points.

Dans les pays où l'on a à craindre des hivers rigoureux susceptibles de produire la congélation des huiles et l'arrêt du fonctionnement, les pipes-lines sont généralement enterrées à 50 centimètres ou 1 mètre de profondeur. On les établit assez souvent le long des voies ferrées déjà existantes (conduite Bakou-Batoum, par exemple). Dans les régions côtières dépourvues de ports d'embarquement, les pipes-lines sont parfois prolongées par une conduite sous-marine ; un tube flexible, supporté par une bouée, termine la pipe-line et permet le chargement direct sur les bateaux en rade. Ce dispositif a été employé avec succès au Mexique et au Pérou notamment.

437. — La propulsion de l'huile dans la pipe-line

est assurée par des pompes puissantes ; les pompes à vapeur du type Duplex à commande directe, sont très fréquemment adoptées, à cause de leur robustesse, mais leur fonctionnement est peu économique ; on emploie également des pompes à commande indirecte (courroie, engrenages, chaîne) mues par un moteur à explosion ou par un moteur électrique. Les pompes à piston doivent, en tout cas, être équilibrées de façon à éviter des coups de bélier dans la conduite ; l'emploi des pompes centrifuges serait préférable à ce point de vue, mais elles conviennent mal aux conditions spéciales (faible vitesse et pression élevée) du débit dans les pipelines.

438. — La puissance à prévoir pour une pompe dépend de la différence de niveau ( $\pm H$ ) entre les extrémités de la conduite sur laquelle travaille cette pompe, et de la perte de charge due aux frottements dans la conduite. Cette perte de charge équivaut à une hauteur de refoulement supplémentaire de  $H'$  mètres, telle que :

$$H' = 4 c \frac{L}{D} v$$

en appelant

$L$  la longueur en mètres de la conduite,

$D$  son diamètre en mètres

$v$  la vitesse du liquide en mètres par seconde.

Le coefficient  $c$  dépend essentiellement de la nature de l'huile transportée et varie entre 0,00035 (huiles très fluides) et 0,0025 (huiles épaisses).

La puissance théorique de la pompe, en chevaux-vapeurs, doit être égale à :

$$\frac{(H + H')}{4.500} \times Q$$

Q étant le débit en kilogrammes par minute.

Il est prudent de majorer de 40 à 50 % les chiffres théoriques trouvés, pour tenir compte des diverses résistances supplémentaires (coudes, étranglements, épaissement de l'huile en hiver). On a d'ailleurs assez rarement recours aux formules théoriques ci-dessus et l'on se contente, en général, de déterminer empiriquement la puissance nécessaire, d'après les données d'installations antérieures et en tenant spécialement compte des conditions locales (épaisseur des huiles, conditions climatiques, etc...).

**439.** — Le transport des huiles très épaisses exige des pressions de pompage exceptionnellement élevées et présente de ce fait de sérieuses difficultés. Dans certains cas on est obligé, pour augmenter la fluidité de ces huiles, de les chauffer vers 100° ou 120°, avant de les engager dans les conduites. Si les huiles sont très paraffineuses il peut être nécessaire de les additionner d'huiles légères qui dissolvent les paraffines et en évitent le dépôt dans les tubes. On a également préconisé l'emploi de tubes rayés (rayures hélicoïdales ayant un pas de 3 mètres environ) ; une certaine quantité d'eau étant injectée au départ, à la périphérie de ce tube, cette eau se maintiendrait, sous l'effet de la force centrifuge, contre les parois du tube, tandis que l'huile, plus légère, resterait au centre ; on arriverait ainsi à isoler l'huile trop vis-

queuse au milieu d'une égaine plus fluide, ce qui faciliterait considérablement la progression ; mais il ne semble pas que les avantages obtenus jusqu'ici par ce procédé soient de nature à compenser le très haut prix de revient des tubes rayés.

440. — L'organisation d'une pipe-line comprend généralement un réseau de « conduites collectrices » (gathering pipes-lines) et une ou plusieurs « conduites de transport » proprement dites (trunk pipes-lines).

Les *conduites collectrices* — de 2 à 3 pouces de diamètre intérieur — sont établies sur les lieux mêmes de production, dont elles réunissent les différents puits ou pompes à une station centrale. L'huile sortant du puits est d'abord recueillie dans un réservoir de décanation, d'où une petite pompe la refoule dans la conduite collectrice ; lorsque l'extraction de l'huile se fait par « pompage » (voir n° 138), le même balancier commande à la fois la pompe d'épuisement et la pompe de refoulement. Si les conditions topographiques le permettent, il est avantageux de placer la station centrale en un point bas, pour provoquer l'écoulement naturel des huiles dans les conduites et restreindre l'emploi des pompes de refoulement. La station centrale doit être munie de réservoirs suffisants, pour servir en quelque sorte de volant, compensant les irrégularités de la production du champ pétrolifère.

La *conduite de transport* proprement dite, qui part de la station centrale, est généralement constituée par des tubes de 6 à 8 pouces ; l'huile y est refoulée sous une pression de 50 à 80 atmosphères. Pour éviter au départ des pressions exagérées, on établit de loin en loin des « relais de pompage » où l'huile est recueillie dans des

réservoirs, pour être ensuite reprise et refoulée plus loin par des pompes. Les relais sont généralement munis de tous dispositifs (appareils de mesure, interconnexions téléphoniques) permettant de contrôler la circulation régulière de l'huile dans les conduites.

La longueur de la section comprise entre deux relais consécutifs dépend des conditions locales : différence de niveau entre les extrémités de la section, fluidité des huiles normalement transportées, conditions climatiques, etc... ; cette longueur est déterminée de façon à égaliser le plus possible la pression des différentes pompes-relais et varie généralement entre 50 et 10 kilomètres. Si l'on est obligé, pour des raisons particulières, d'augmenter exceptionnellement la longueur d'une section, on en corrige les inconvénients en doublant la conduite principale par une conduite parallèle (« loop ») qui augmente la section utile totale et réduit en conséquence la perte de charge dans la section intéressée <sup>1</sup>.

**441.** — Aux Etats-Unis, les pipes-lines appartiennent à des Sociétés privées (Standard Oil surtout) mais sont considérées par la loi comme des organes de transport en commun (« common carrier ») au même titre que les chemins de fer. Les particuliers qui désirent faire transporter leurs pétroles les livrent à la Compagnie propriétaire de la pipe-line, et reçoivent en échange des tickets spéciaux (« run tickets ») ou des titres négociables (« certificate ») indiquant la quantité et la qualité de l'huile remise par eux à la compagnie ; le porteur d'un « certificate » peut, ou bien le négocier au cours du jour, ou

1. Voir la formule de la p. 379.

bien se faire livrer par la compagnie la quantité et la qualité de pétrole correspondant aux spécifications de son titre ; une commission est due à la compagnie pour frais de transport, de stockage et pertes. Il est intéressant de constater d'ailleurs que des huiles très diverses peuvent être transportées simultanément dans une même pipe-line sans mélange appréciable ; il suffit de prendre certaines précautions pour séparer, à l'extrémité de la pipe-line, les huiles de qualités diverses qui y ont été successivement introduites aux lieux de production.

## § 2. — Wagons-citernes et voitures

442. — Les wagons-citernes utilisés pour le transport par chemin de fer des huiles minérales ou de leurs dérivés sont constitués par un réservoir cylindrique horizontal monté sur un châssis à 2 ou à 4 essieux ; ces wagons-citernes ont généralement une capacité de 10 à 15 tonnes (type européen), mais atteignent parfois jusqu'à 50 tonnes (type américain). Le chargement et le déchargement se font par un robinet établi à la partie inférieure du réservoir ou par un dôme spécial placé au sommet du wagon. Des cloisons transversales atténuent les mouvements trop brusques du liquide et les chocs contre les parois au cours du transport. Certains wagons-citernes, destinés au transport d'huiles épaisses, sont munis de serpentins à vapeur permettant de réchauffer le liquide et de lui rendre la fluidité nécessaire lorsqu'on veut vider le wagon.

Dans les centres de production importants, le chargement sur chemin de fer se fait par trains complets,

au moyen de « rampes de chargement » appropriées ; celles-ci consistent essentiellement en une conduite principale, placée à 3 ou 4 mètres au-dessus du sol et sur laquelle sont branchées un certain nombre de conduites mobiles que l'on met en communication avec les wagons à remplir. Ce dispositif permet de charger aisément plusieurs centaines de wagons par jour.

443. — Pour la distribution au détail des pétroles lampants on fait fréquemment usage de voitures-citernes de 1 à 3 tonnes de capacité ; un dispositif spécial permet de mesurer et d'enregistrer automatiquement les quantités de pétrole vendues par le voiturier.

### § 3. — Bateaux-citernes

444. — Le transport des pétroles sur mer s'effectuait autrefois dans des récipients métalliques de faible capacité, que l'on chargeait sur des navires quelconques ; on préfère aujourd'hui effectuer ce transport au moyen de bateaux-citernes spécialement appropriés à ce service. Ces bateaux, construits en acier, sont partagés par une grande cloison longitudinale et par des cloisons transversales en un certain nombre de réservoirs indépendants ; les réservoirs sont généralement prolongés à leur partie supérieure par un caisson métallique plus étroit, servant de chambre de dilatation et de collecteur de gaz et sur lequel sont branchées les tuyauteries nécessaires.

Un poste central de pompes assure les manœuvres de chargement et de déchargement des liquides et l'évacuation des vapeurs dangereuses ; des dispositifs spéciaux permettent d'injecter de la vapeur dans les réservoirs,

soit pour éteindre un incendie, soit pour balayer toutes traces de vapeurs inflammables dans les réservoirs que l'on vient de vider.

445. — Des précautions minutieuses, (doubles cloisons étanches, etc...), doivent évidemment être prises pour séparer les réservoirs de la chaufferie. L'emplacement des chaufferies et des machines au milieu du navire, solution généralement préférable pour la stabilité du navire, entraîne par contre des complications assez sérieuses ; il faut notamment, pour la surveillance de l'arbre de commande de l'hélice, établir au-dessous des réservoirs un couloir de circulation dont l'étanchéité est difficile à réaliser et où s'accumulent aisément des mélanges gazeux explosifs ; une ventilation énergique y est donc nécessaire. Ces inconvénients disparaissent lorsque la machine est à l'arrière du navire, mais cette disposition n'est guère applicable aux navires de gros tonnage.

Nous ne saurions entrer ici dans les détails de construction et de manœuvre de ces navires spéciaux ; on trouvera d'intéressants renseignements à ce sujet dans les prescriptions du Bureau Veritas. Les dangers de ce genre de navigation sont d'ailleurs beaucoup moins grands qu'on ne le croit en général ; les accidents, quand il s'en produit, ont généralement lieu dans les ports, par suite d'imprudences au cours du chargement ou du déchargement.

446. — On utilise pour les transports fluviaux (surtout sur le Volga et le Danube) des bateaux citernes, constitués par de grands chalands métalliques de construction spéciale ; les transports fluviaux peuvent également être assurés par des chalands ordinaires sur

lesquels on amarre un certain nombre de réservoirs cylindriques ; ce dispositif primitif est encore très employé en Russie.

Le transport par mer des pétroles du Texas vers New-York se fait au moyen de grands chalands-citernes remorqués par des cargos ; ce mode de navigation a même été essayé avec succès pour des transports jusqu'en Europe.

---

# ANNEXES

Chauffage au Mazout

Bibliographie



## ANNEXES

---

### Chauffage au Mazout

447. — Une étude des multiples applications pratiques du pétrole et de ses dérivés sortirait du cadre de cet ouvrage ; nous croyons cependant devoir dire quelques mots sur l'emploi des combustibles liquides, qui constituent le mode de chauffage le plus généralement adopté dans les raffineries de pétrole.

448. — Le type des combustibles liquides<sup>1</sup> est le *mazout* de Russie, c'est-à-dire le résidu que laisse le pétrole brut lorsqu'on en a éliminé, par une première distillation, les produits légers (essences et lampant). Ses caractéristiques essentielles sont :

Densité . . . . . 0,900 à 0,950

Pouvoir calorifique (supérieur) : 10,500 en moyenne.

Nous avons indiqué précédemment (N° 295) les spécifications à imposer pour la réception des mazouts industriels.

Les autres résidus de distillation, tels que les *goudrons* et les *brais*, sont parfois utilisés comme combustibles liquides ; mais un réchauffage préalable est nécessaire

1. Nous n'envisageons ici que les combustibles liquides dérivés du pétrole ; la distillation de la houille donne également des « huiles lourdes » combustibles, assez analogues aux mazouts.

pour augmenter la fluidité de ces produits et en permettre l'injection dans les foyers.

*Le pétrole brut ou naphte* pourrait également être employé comme combustible liquide, après élimination de l'eau et des boues par décantation ; il serait cependant regrettable de ne pas récupérer tout d'abord les produits de haute valeur marchande, tels que les essences et pétroles, d'autant que ces produits distillant à basse température rendent le liquide très inflammable et d'un emploi dangereux.

**449.** — Le choix entre la houille et les combustibles liquides est généralement imposé par les circonstances et dépend notamment des frais de transport entre les centres de production et le lieu d'utilisation. Les combustibles liquides présentent un avantage incontestable, du fait de leur plus grand rendement calorifique à la tonne et de leurs facilités de manutention ; ces considérations peuvent les faire adopter de préférence à la houille, indépendamment de toute question de prix, dans certains cas spéciaux et notamment pour les marines militaires.

Pour le traitement des huiles minérales, dans les centres de production, la préférence est évidemment donnée aux combustibles liquides ; toutefois, si une exploitation pétrolifère se trouve au voisinage d'un bassin houiller susceptible de fournir des charbons à bas prix, et si les mazouts ou les huiles de graissage qu'on en peut extraire trouvent preneurs à des prix avantageux, le chauffage au charbon pourra être plus indiqué, quelque paradoxale que paraisse cette solution.

La substitution du mazout au charbon, dans un appareil de chauffage, se fait sans difficultés ; il suffit d'a-

dapter sur la porte du foyer un « brûleur » spécial (N° 450) et de recouvrir la grille de briques réfractaires presque jointives ou d'une couche de briquilles réfractaires d'épaisseur convenable.

Pour faciliter le brassage du combustible liquide dans le foyer il faudrait, théoriquement, augmenter les dimensions d'abord prévues pour le foyer au charbon<sup>1</sup>, mais cette modification n'est pas indispensable, et on pourra se contenter d'étrangler un peu la sortie des gaz, en surélevant l'autel ou en établissant une voussette spéciale.

Le contrôle de la combustion au mazout se fait comme dans le cas du chauffage au charbon ; la teneur en acide carbonique des gaz d'échappement est cependant plus faible, toutes choses égales d'ailleurs, dans le cas du mazout, ainsi qu'on peut s'en assurer par le tableau ci-dessous

	HOUILLE	MAZOUT
Teneur <i>théorique</i> en CO <sup>2</sup>	21% (en volumes)	16 %
Teneur <i>pratique</i> au voisinage de laquelle on doit se maintenir . . .	16%	12 %

450. — Le mazout ne brûle convenablement que s'il est introduit dans le foyer d'une façon progressive et en très fines particules au moyen de « brûleurs » appropriés.

1. La température d'un foyer au mazout est, en effet, plus élevée en général que celle d'un foyer au charbon, ce qui augmente le volume des gaz ; ceux-ci ont en outre besoin d'un brassage plus énergique pour être complètement brûlés.

Ces brûleurs consistent essentiellement en une tubulure pénétrant de quelques centimètres à l'intérieur du foyer et munie d'un dispositif qui assure la pulvérisation du pétrole. Ils peuvent se classer en :

Brûleurs à pulvérisation mécanique ;

Brûleurs à pulvérisation par fluide auxiliaire (vapeur ou air comprimé)

**451.** — Les brûleurs à pulvérisation mécanique emploient du mazout sous pression (5 à 15 atmosphères), que l'on fait sortir par des canaux de faible section, de façon à réaliser une grande vitesse d'échappement. La pulvérisation s'obtient, soit en plaçant à la sortie des brûleurs un couteau contre lequel vient se briser le jet du mazout (brûleur « Simplex »), soit en donnant aux canaux une forme hélicoïdale pour imprimer au liquide une rotation rapide (brûleur « Koerting »). La faible section des canaux de sortie oblige généralement à chauffer le mazout (50° à 100° C) pour le rendre plus fluide.

**452.** — Les brûleurs à fluide auxiliaire comportent généralement deux tubulures concentriques, l'une amenant le mazout, l'autre amenant l'air ou la vapeur sous pression ; la position relative et la forme des orifices sont déterminées de façon que l'échappement du fluide auxiliaire entraîne le mazout (par un mécanisme un peu analogue à celui des injecteurs de locomotives) et en assure la pulvérisation (brûleurs Balakany, Dunder, Danikine, etc...).

Dans d'autres appareils, les deux tubulures, au lieu d'être concentriques, sont placées l'une au dessus de l'autre et aplaties à leur extrémité (brûleurs Kaufmann, Bengston, etc...), on obtient ainsi une flamme plate

qui peut dans certains cas être préférable à la flamme ronde des appareils précédents.

Tous les brûleurs à fluide auxiliaire énumérés ci-dessus utilisent de la vapeur ou de l'air comprimé à pression relativement élevée (5 à 6 atmosphères); d'autres types d'appareils (Joukowsky etc...) fonctionnent avec de l'air à faible pression (de l'ordre de  $\frac{1}{20}$  d'atmosphère) et peuvent, en conséquence, être alimentés par un simple ventilateur; ils ne diffèrent pas essentiellement des précédents, mais il faut, bien entendu, donner à la tubulure d'arrivée d'air une plus grande section.

**453.** — Le type de brûleurs le plus fréquemment adopté est celui à pulvérisation par la vapeur; il présente en effet de très sérieux avantages pratiques (simplicité de l'appareillage, bonne pulvérisation, réglage facile, etc...); par contre la dépense de vapeur est assez notable et dépasse généralement 5% de la production de vapeur de la chaudière.

La pulvérisation mécanique nécessite un appareillage plus complexe (réchauffage préalable et compression du mazout) et son réglage est plus délicat; mais elle est plus économique que la pulvérisation à la vapeur et devra être préférée dans les grandes chaufferies où la question d'économie de combustible est essentielle (Centrales Electriques par exemple).

L'emploi de l'air comme fluide auxiliaire s'est très peu développé.

**454.** — Le chauffage au mazout comporte un certain nombre d'appareils auxiliaires: filtres, pompes de compression, réchauffeurs, etc...

Les filtres, dont l'emploi est toujours recommandable, sont à mailles métalliques de 1 à 2 millimètres ; on les place sur la conduite d'alimentation en mazout et on les dispose de manière à en faciliter le nettoyage en service.

Les pompes de compression pour l'alimentation des brûleurs à pulvérisation mécanique sont généralement des pompes à piston (type Worthington ou analogue) ; un « accumulateur » à mazout amortit les coups de bélier dus au mouvement alternatif du piston et régularise le débit.

Le réchauffage du mazout (pulvérisation mécanique) se fait, soit par les gaz de combustion, soit de préférence par la vapeur, ce dernier dispositif étant d'un fonctionnement moins dangereux et présentant plus de souplesse.

---

# BIBLIOGRAPHIE

---

## GÉNÉRALITÉS

- RICHE et HALPHEN, *Le pétrole* (1896).  
NEUBURGER et NOALHAT, *Technologie du pétrole* (1900).  
TASSART, *Exploitation du pétrole* (1908).
- BOVERTON - REDWOOD, *Petroleum* (1913).  
REDWOOD, *Petroleum, the geographical distribution and geological occurrence* (1914).  
REDWOOD et A. EASTLAKE, *The Petroleum technologist pocket book*.  
BEEBY THOMPSON, *Petroleum Mining* (1916).
- KISSLING, *Die Erdölindustrie* (1908).  
KISSLING, *Das Erdöl, seine Verbreitung und Verwendung* (1908).  
ENGLER und HÖFER, *Das Erdöl* (1909-1914).  
HOFER, H. v., *Das Erdöl und seine Verwandten* (1912).  
MESSMER H., *Das Erdöl* (1913).

## MONOGRAPHIES RÉGIONALES

- DE CHAMBRIER, *Historique de Pechelbronn* (1919).  
DEMARET, *Les Champs de pétrole des Etats-Unis d'Amérique* (1905).  
HEURTEAU, CH. E., *L'industrie du pétrole en Californie* (1905).  
HENRY, J. D., *Baku, an Eventful History*.  
WOLFF, *Die russische Naphtaindustrie und der deutsche Petroleummarkt* (1902).

- YERMOLOFF, A., *Recherches et découvertes de naphte dans le Causace occidental* (1907).  
 DEMARET, L., *Les gisements pétrolifères en Roumanie* (1908).  
*Industria petrolului în România* (1908).  
 ARON, *L'exploitation du Pétrole en Roumanie et le congrès de Bucarest* (1909).  
 ZUBER, *Geologie d. Erdölablagerungen in den Karpathen* (1900).  
 SCHWARZ, *Die Mineralölindustrie Österreichs-Ungarns*.  
 G. BOUSQUET, *Les richesses minérales des Indes Orientales Néerlandaises* (1904).  
 S. DE LAUNAY, *Richesses minérales de l'Asie* (1910).

### DIVERS

- MANCAS, *Production mondiale du pétrole* (1907).  
 PETIT, J., *Guide du sondeur au pétrole* (1907).  
 DELEHAYE, *Huiles minérales* (1911).  
 SERVICE TECHNIQUE DU MINISTÈRE DU COMMERCE, DE L'INDUSTRIE DES POSTES ET DES TÉLÉGRAPHES, *Rapport général sur les Ressources nationales en carburants* (1917).  
 A. GUISELIN, *Les combustibles liquides* (1919).  
 MONTAGUE, *The rise and progress of the Standard Oil Co* (1903).  
 LEWKOWSKY, *Chemical Technology of oils* (1904).  
 HENRY, J. D., *Oil fuel and the Empire* (1908).  
 HENRY, J. D., *Thirty-five years of Oil Transport* (1908).  
 CUNNINGHAM-CRAIG, *Oil finding* (1911).  
 HICKS, J. A., *The laboratory book of mineral oil testing* (1912).  
 THOMSON and REDWOOD, *Handbook on petroleum* (1913).  
 SHERIFF, FR. F., *The oil merchants manual* (1914).  
 TARBELL, *History of the Standard Oil Co*.  
 WISCHIN, DR. R. A., *Vademekum des Mineralölchemikers* (1900).  
 TECKLENBURG, TH., *Handbuch der Tiefbohrkunde* (1906).  
 ROSSMASSLER, *Chémie der gesamten Oelindustrie* (1907).

- MENCKE DR. C., *Die Geschäftsmethoden d. Standard Oil Co* (1908).  
ROST, F., *Tiefbohrtechnik* (1908).  
TAFEL, *Die Nordamerikanischen Trusts* (1913).  
MARCUSSON, J., *Laboratoriumsbuch für die Industrie der Öle und Fette* (1911).  
BRAEKEL, und J. LEIS, *Der dreissigjährige Petroleumkrieg* (1913).  
HOLDE, PROF. DR. D., *Untersuchungen der Kohlenwassertofföle und Fette* (1913).  
GURWITSCH, *Wissenschaftliche Grundlage der Erdölbearbeitung* (1913).  
MOLLER, *Versorgung der Welt mit Petroleum* (1910).

## PÉRIODIQUES

- Les matières grasses (Paris).  
Moniteur des pétroles roumains (Bucarest).  
Petroleum (Berlin).  
The Petroleum Times (Londres).  
The Petroleum World (Londres).  
Petroleum Review (Londres).  
Journal of the Institution of Petroleum Technologists (Londres).  
Oil News (Londres).  
Oil, Paint and Drug Reporter (Londres).  
The National Petroleum News (Ohio).  
Petroleum Ressources of U. S. A. (Washington).  
Boletín del Petróleo (Mexico).  
Czasopismo naftowa (Cracovie).
-



# TABLE DES MATIÈRES

## LIVRE PREMIER

### EXTRACTION DE L'HUILE MINÉRALE

#### TITRE I

##### Géologie et prospection des pétroles

CHAPITRE I. — Répartition du pétrole dans le monde.	3
CHAPITRE II. — Hypothèses sur l'origine du pétrole.	5
CHAPITRE III. — Caractères géologiques des gisements pétrolifères.	14
1. — Les trois règles fondamentales.	14
2. — Age géologique des terrains pétrolifères	15
3. — Faciès des gisements pétrolifères	17
4. — Structure tectonique des gisements pétrolifères.	22
CHAPITRE IV. — Particularités des gisements pétrolifères	31
1. — Migrations du pétrole	31
2. — Action de l'eau	34
3. — Causes de la pression.	35
CHAPITRE V. — Recherche des gisements pétrolifères.	38
1. — Prospection	38
2. — Campagnes de sondage	41

## TITRE II

## Sondages au pétrole

## PREMIÈRE PARTIE

## Généralités; Classification des procédés de sondage

§ 1. — Notions préliminaires . . . . .	44
§ 2. — Classification des procédés de sondage . . . . .	45

## DEUXIÈME PARTIE

## Sondages à la tige par percussion

CHAPITRE I. — Parties constitutives des appareils. . . . .	53
§ 1. — Tige de sonde . . . . .	53
§ 2. — Manœuvre des tiges de sondage. . . . .	56
§ 3. — Chevalement . . . . .	59
§ 4. — Coulisses et joints à chute libre. . . . .	60
§ 5. — Outil d'attaque . . . . .	66
§ 6. — Moteur et contre-poids . . . . .	68
§ 7. — Outils de curage . . . . .	69
CHAPITRE II. — Sondage à la tige avec coulisse ou joint à chute libre (type : Sondage canadien) . . . . .	73
§ 1. — Sondage canadien . . . . .	73
§ 2. — Appareil Fauk à chute libre. . . . .	75
§ 3. — Procédé Fauvelle . . . . .	75
CHAPITRE III. — Sondage à la tige, avec liaisons élastiques (type : Raky) . . . . .	76
§ 1. — Procédé Raky . . . . .	76
§ 2. — Appareil de « Nordhausen » (ou D. T. A.) . . . . .	82
§ 3. — Autres types d'appareils à liaisons élastiques. . . . .	83
CHAPITRE IV. — Sondage à la tige, avec suspension funiculaire (type : Fauk-Rapide). . . . .	85

## TROISIÈME PARTIE

## Autres procédés de sondage

CHAPITRE I. — Sondage à la corde. . . . .	87
CHAPITRE II. — Sondage au diamant. . . . .	93
CHAPITRE III. — Procédé Chapman. . . . .	100
CHAPITRE IV. — Appareil Wolski. . . . .	102

## QUATRIÈME PARTIE

## Pratique des sondages

CHAPITRE I. — Tubage . . . . .	104
§ 1. — Dispositifs de tubage . . . . .	104
§ 2. — Tubes rivés et tubes hermétiques. . . . .	107
§ 3. — Enfoncement d'une colonne de tubage. . . . .	110
§ 4. — Arrachage des colonnes de tubage. . . . .	113
CHAPITRE II. — Accidents de sondage. . . . .	114
CHAPITRE III. — Etude du terrain ; indices d'huile minérale . . . . .	118
§ 1. — Etude géologique du terrain. . . . .	118
§ 2. — Recherche du pétrole . . . . .	119
§ 3. — Emplacement des sondages . . . . .	121
CHAPITRE IV. — La question de l'eau dans les gisements pétrolifères . . . . .	125
CHAPITRE V. — Extraction de l'huile minérale. . . . .	129
§ 1. — Jaillissement naturel . . . . .	129
§ 2. — Epuisement artificiel . . . . .	132
§ 3. — Augmentation de la production d'un sondage ; torpillage . . . . .	138
§ 4. — Durée et production moyenne des sondages . . . . .	141

**TITRE III****Exploitation par puits et galeries**

CHAPITRE I. — Puits à main. . . . .	145
CHAPITRE II. — Exploitation par puits et galeries . . . . .	149
§ 1. — Conditions générales . . . . .	149
§ 2. — Méthodes d'exploitation . . . . .	152
§ 3. — Accidents possibles et précautions à prendre . . . . .	163

**TITRE IV****Législation**

§ 1. — Généralités . . . . .	177
§ 2. — Octroi des concessions . . . . .	178
§ 3. — Redevances . . . . .	181
§ 4. — Obligations spéciales du concessionnaire	183

**LIVRE DEUXIÈME****TRAITEMENT DE L'HUILE MINÉRALE****TITRE I****Classification des huiles minérales****TITRE II****Chimie des pétroles**

CHAPITRE I. — Carbures d'hydrogène. . . . .	193
§ 1. — Rappel des notions préliminaires. . . . .	193
§ 2. — Nomenclature . . . . .	201
CHAPITRE II. — Les constituants élémentaires de l'huile minérale. . . . .	207

CHAPITRE III. — Propriétés physiques et chimiques des	
pétroles . . . . .	223
1. — Composition . . . . .	223
2. — Densité des pétroles. . . . .	225
3. — Solubilité . . . . .	227
4. — Chaleurs spécifiques et chaleurs latentes	
de vaporisation . . . . .	228
5. — Pouvoir calorifique . . . . .	229
6. — Action de la chaleur à la pression ordi-	
naire . . . . .	231
7. — Action de la chaleur avec une variation de	
pression . . . . .	235
8. — Action de la vapeur d'eau. . . . .	237
9. — Action des oxydants . . . . .	238
CHAPITRE IV. — Synthèse des pétroles. . . . .	240
1. — Synthèse inorganique . . . . .	240
2. — Synthèse organique . . . . .	243

### TITRE III

#### Essais des huiles minérales et de leurs dérivés

CHAPITRE I. — Essais de rendement. . . . .	245
CHAPITRE II. — Mesures de densité. . . . .	253
CHAPITRE III. — Essais d'inflammabilité . . . . .	256
CHAPITRE IV. — Pouvoir lubrifiant, viscosité, fluidité. . . . .	262
CHAPITRE V. — Essais divers. . . . .	270
1. — Pouvoir calorifique . . . . .	270
2. — Volatilité . . . . .	272
3. — Point de congélation . . . . .	273
4. — Humidité . . . . .	274
5. — Rigidité électrostatique . . . . .	275
6. — Essai à la lampe et mesures photomé-	
triques . . . . .	276
7. — Solubilité dans un mélange de chloroforme	
et d'alcool. . . . .	277

CHAPITRE VI. — Essais chimiques . . . . .	279
§ 1. — Acidité . . . . .	279
§ 2. — Teneur en soufre . . . . .	281
§ 3. — Impuretés : asphaltes, goudrons, résines . . . . .	281
§ 4. — Huiles grasses, huiles de résine . . . . .	282
§ 5. — Indice d'iode . . . . .	282
CHAPITRE VII. — Cahiers des charges . . . . .	284
§ 1. — Cahier des charges pour pétroles lampants . . . . .	284
§ 2. — Cahier des charges pour huiles de graissage . . . . .	285
§ 3. — Cahier des charges pour huiles de transformateurs ou interrupteurs électriques . . . . .	286
§ 4. — Cahier des charges pour fourniture d'huile combustible . . . . .	288

## TITRE IV

## Traitement industriel des huiles minérales

## PREMIÈRE PARTIE

## Notions préliminaires

§ 1. — Principe des méthodes industrielles . . . . .	289
§ 2. — Rappel de quelques notions essentielles . . . . .	291

## DEUXIÈME PARTIE

## Méthodes de traitement industriel des huiles minérales

CHAPITRE I. — Opérations préliminaires . . . . .	294
CHAPITRE II. — Distillation de l'huile brute . . . . .	297
§ 1. — Chauffage préalable . . . . .	297
§ 2. — Distillation proprement dite . . . . .	298
§ 3. — Condensation et fractionnement des produits . . . . .	301
CHAPITRE III. — Rectification des produits de distillation de l'huile brute . . . . .	304

CHAPITRE IV. — Traitement des résidus de la première distillation. . . . .	307
1. — Utilisation des résidus . . . . .	307
2. — Distillation des résidus bruts . . . . .	308
3. — Condensation et fractionnement des produits . . . . .	311
CHAPITRE V. — Craquage ou cracking. . . . .	313
1. — Emploi systématique du craquage. . . . .	313
2. — Procédés de craquage . . . . .	315
3. — Produits de craquage . . . . .	316
CHAPITRE VI. — Raffinage . . . . .	318
1. — Principe du raffinage chimique . . . . .	318
2. — Opérations préliminaires . . . . .	321
3. — Raffinage des essences . . . . .	323
4. — Raffinage des pétroles lampants. . . . .	324
5. — Raffinage des huiles de graissage. . . . .	325
CHAPITRE VII. — Fabrication de la paraffine. . . . .	327
1. — Principe du déparaffinage . . . . .	327
2. — Conduite du déparaffinage . . . . .	329

## TROISIÈME PARTIE

## Matériel employé pour le traitement des huiles minérales

CHAPITRE I. — Opérations préliminaires. . . . .	333
CHAPITRE II. — Distillation de l'huile brute. . . . .	335
1. — Préchauffeurs . . . . .	335
2. — Chaudières de distillation de l'huile brute . . . . .	336
3. — Appareils de condensation . . . . .	342
4. — Receiving-box . . . . .	345
CHAPITRE III. — Rectification . . . . .	347
1. — Chaudière . . . . .	347
2. — Appareil à colonne . . . . .	348
3. — Déphlegmateurs . . . . .	349
4. — Condenseurs . . . . .	350
CHAPITRE IV. — Traitement des résidus de première distillation . . . . .	351
1. — Chaudières de distillation des résidus. . . . .	351
2. — Déphlegmateurs et condenseurs. . . . .	353
3. — Distillation dans le vide. . . . .	355

CHAPITRE V. — Craquage . . . . .	358
1. — Chaudières de craquage . . . . .	358
2. — Déphlegmateurs et condenseurs . . . . .	360
CHAPITRE VI. — Raffinage . . . . .	361
1. — Raffinage des essences . . . . .	361
2. — Raffinage des pétroles . . . . .	362
3. — Raffinage des huiles de graissage . . . . .	363
CHAPITRE VII. — Fabrication de la paraffine . . . . .	365
1. — Refroidissement des huiles paraffineuses . . . . .	365
2. — Filtres-presses . . . . .	366
3. — Presses hydrauliques . . . . .	368
4. — Appareils de ressuage . . . . .	369
5. — Raffinage des paraffines . . . . .	370

## TITRE V

### Stockage et transport des huiles minérales

CHAPITRE I. — Stockage . . . . .	371
1. — Réservoirs métalliques . . . . .	371
2. — Réservoirs en terre et divers . . . . .	374
3. — Détermination de la contenance des réservoirs . . . . .	375
CHAPITRE II. — Transport . . . . .	377
1. — Pipe-lines . . . . .	377
2. — Wagons-citernes et voitures . . . . .	383
3. — Bateaux-citernes . . . . .	384

## ANNEXES

Chauffage au mazout . . . . .	389
BIBLIOGRAPHIE . . . . .	395



CENTRE  
DE DOCUMENTATION



ÉCOLE CENTRALE  
DE LILLE  
Cité Scientifique - B.P. 48  
59651 VILLENEUVE D'ASCQ CEDEX  
FRANCE

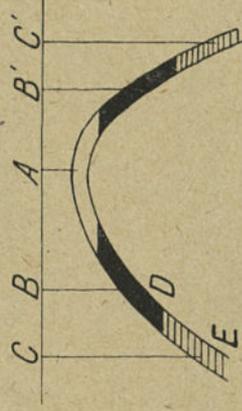
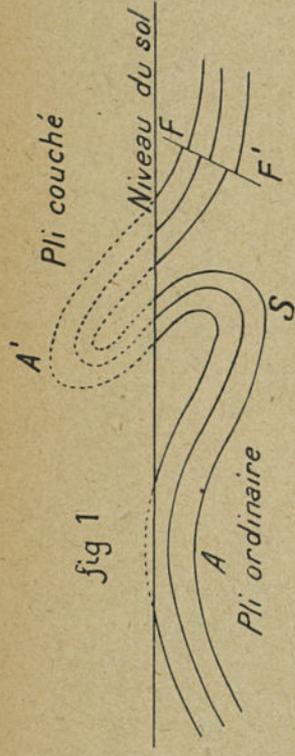


fig. 2

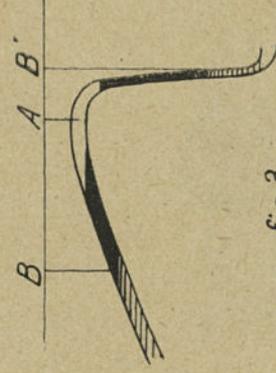


fig. 3



fig. 4 - Grosny (Caucase)

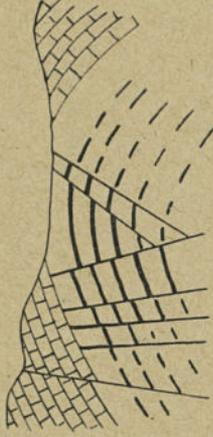


fig. 5 - Bibi - Eybat (Bakou)



fig. 6

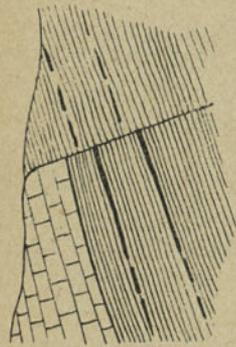


fig. 7 - Los Angeles (Californie)

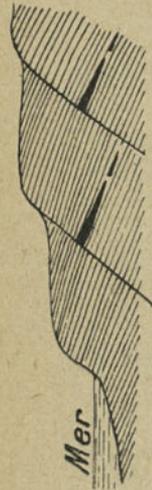


fig. 8 - P erou

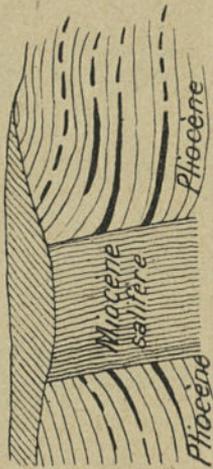


fig. 9 - Moreni (Roumanie)

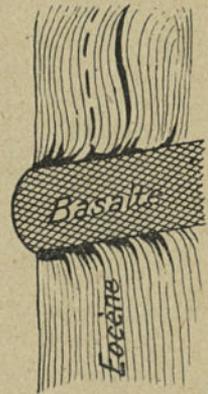


fig. 11 (Mexique)

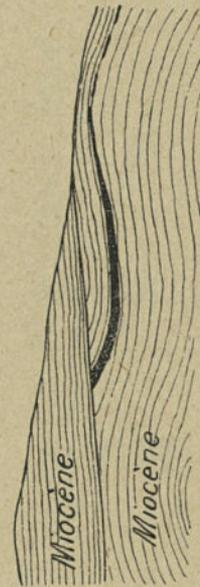
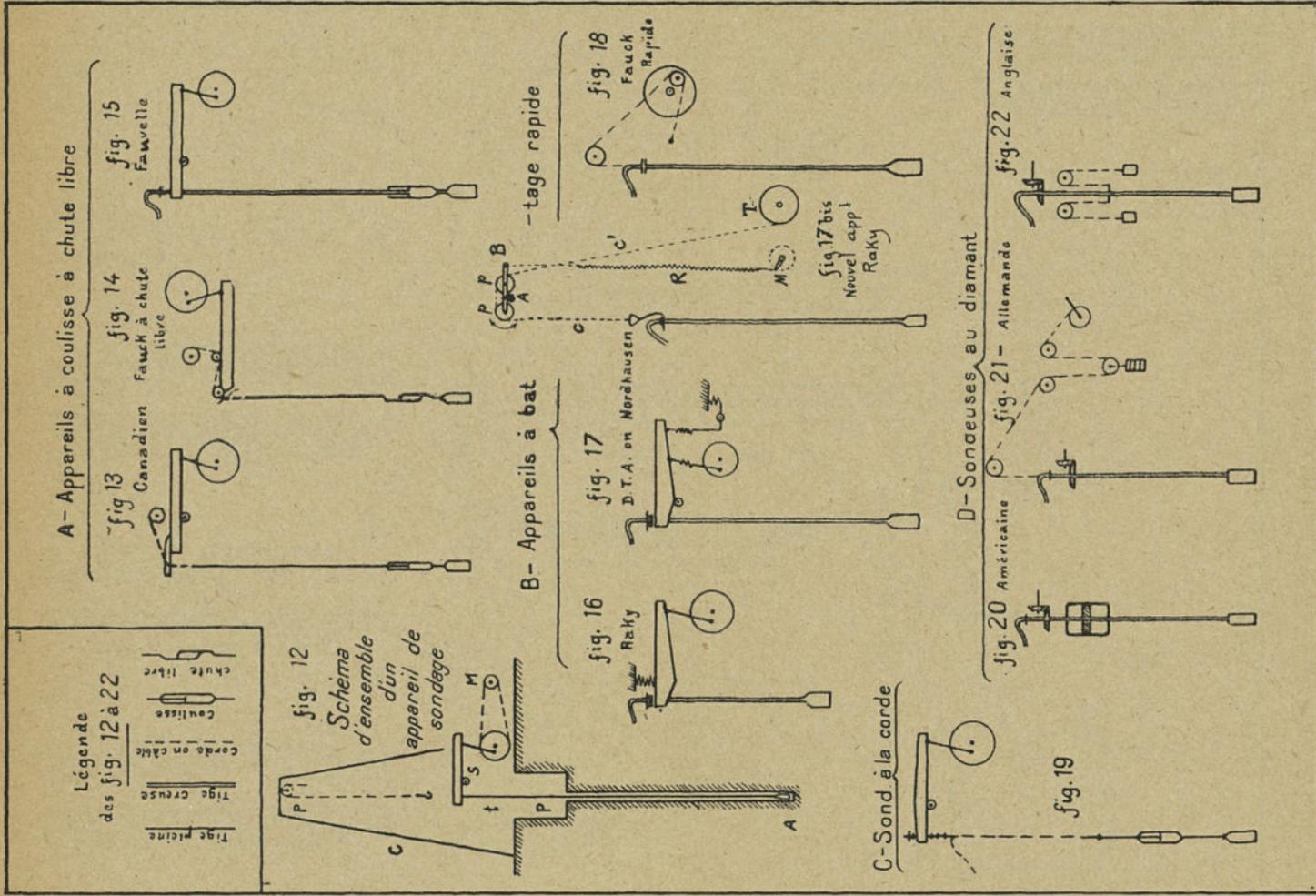
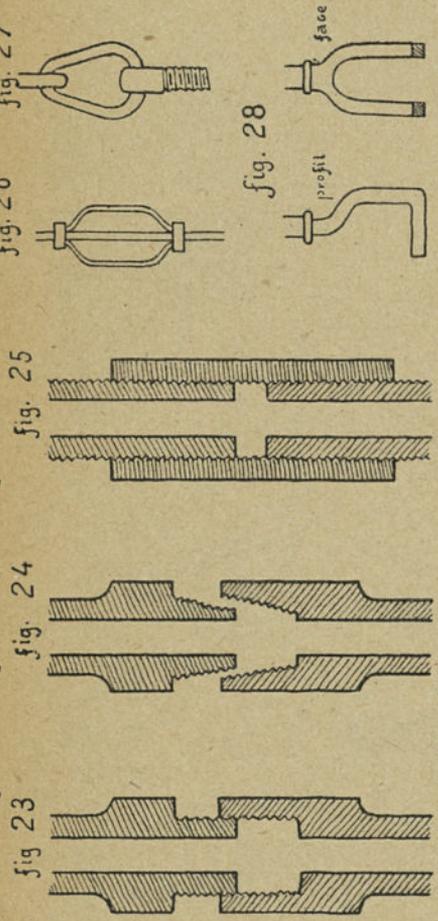


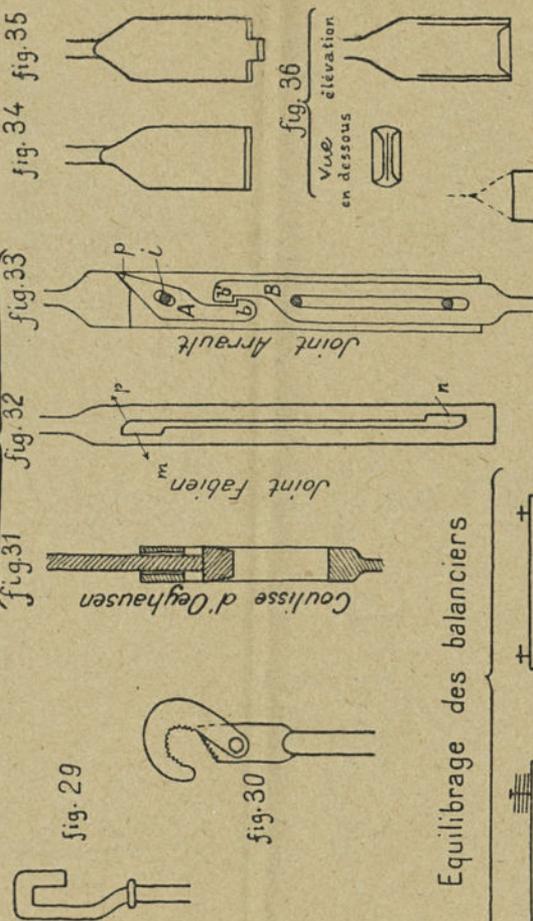
fig. 10 - McKittrick (Californie)



Assemblages de tiges de sondage

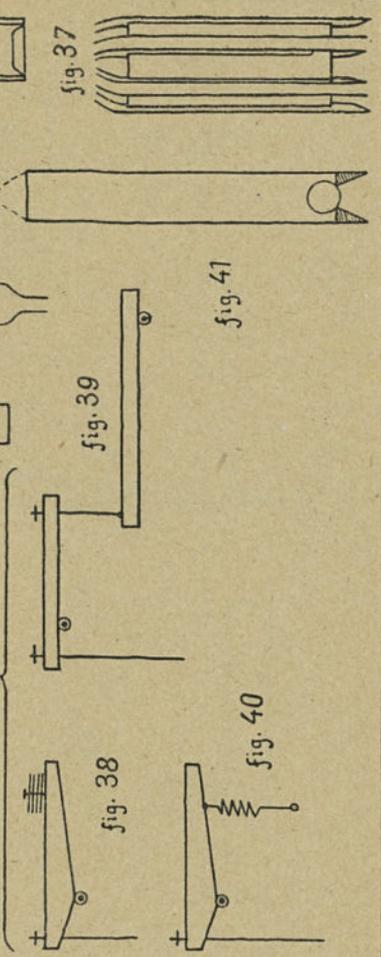


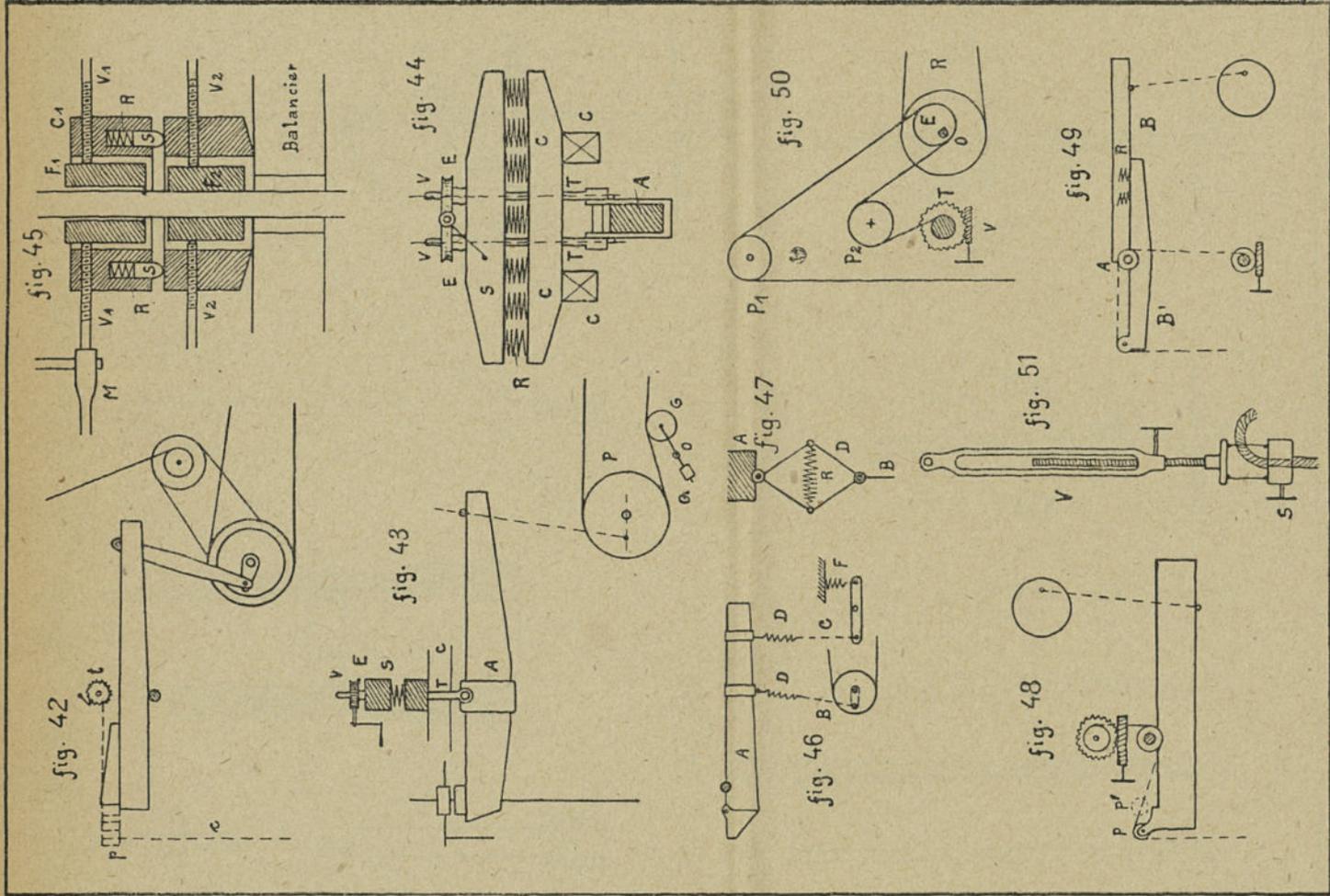
Couliesses

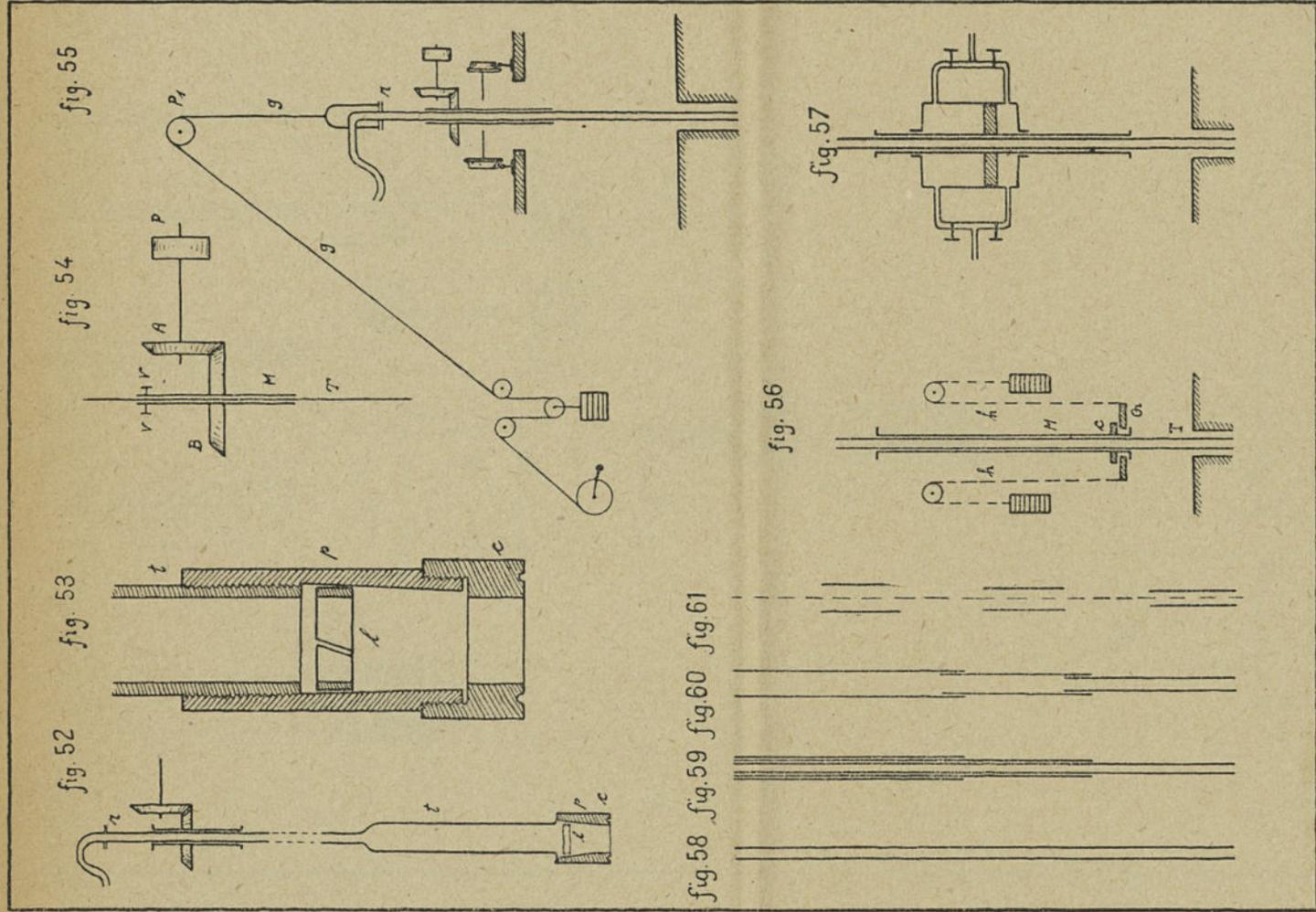


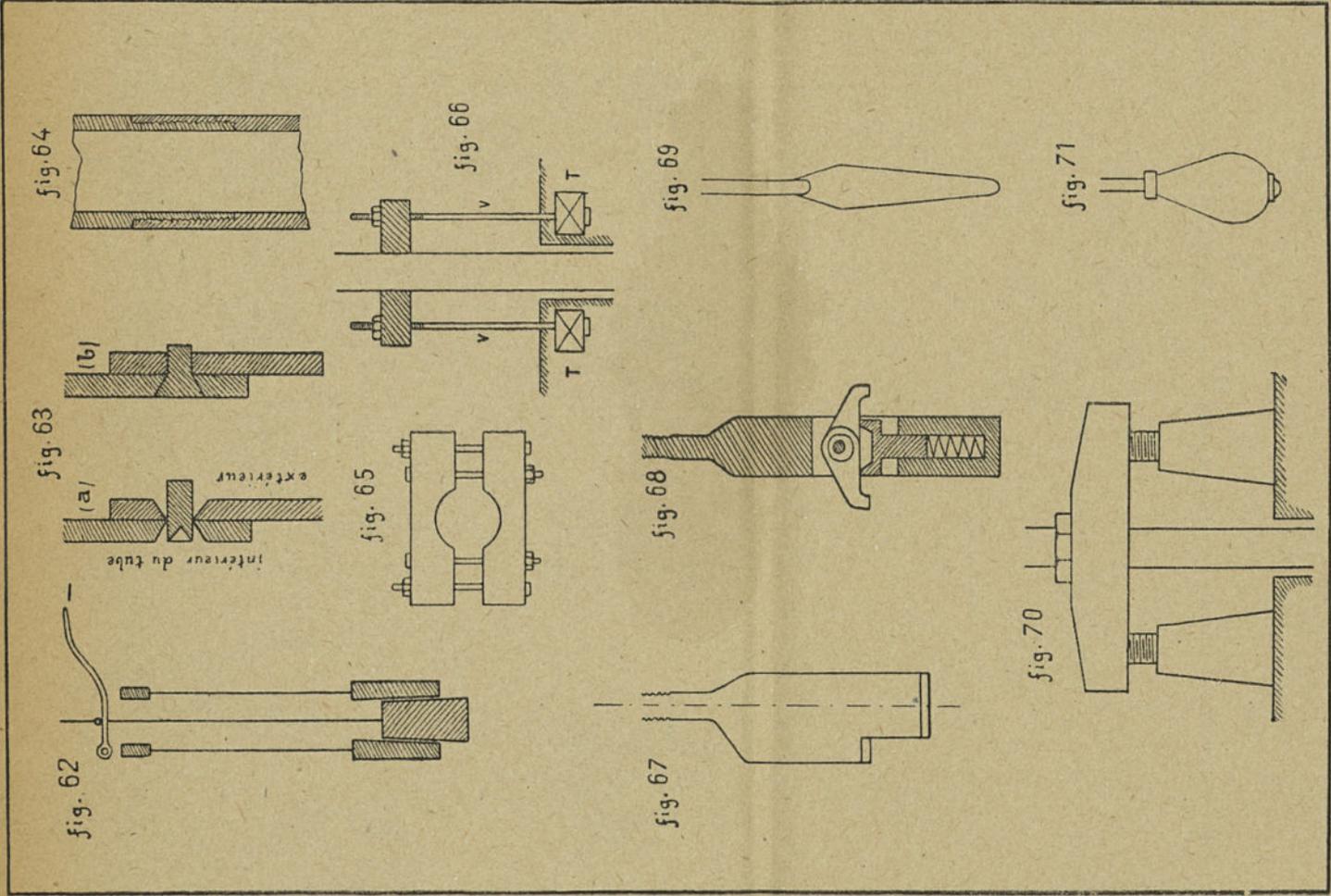
Vue élévation en dessous

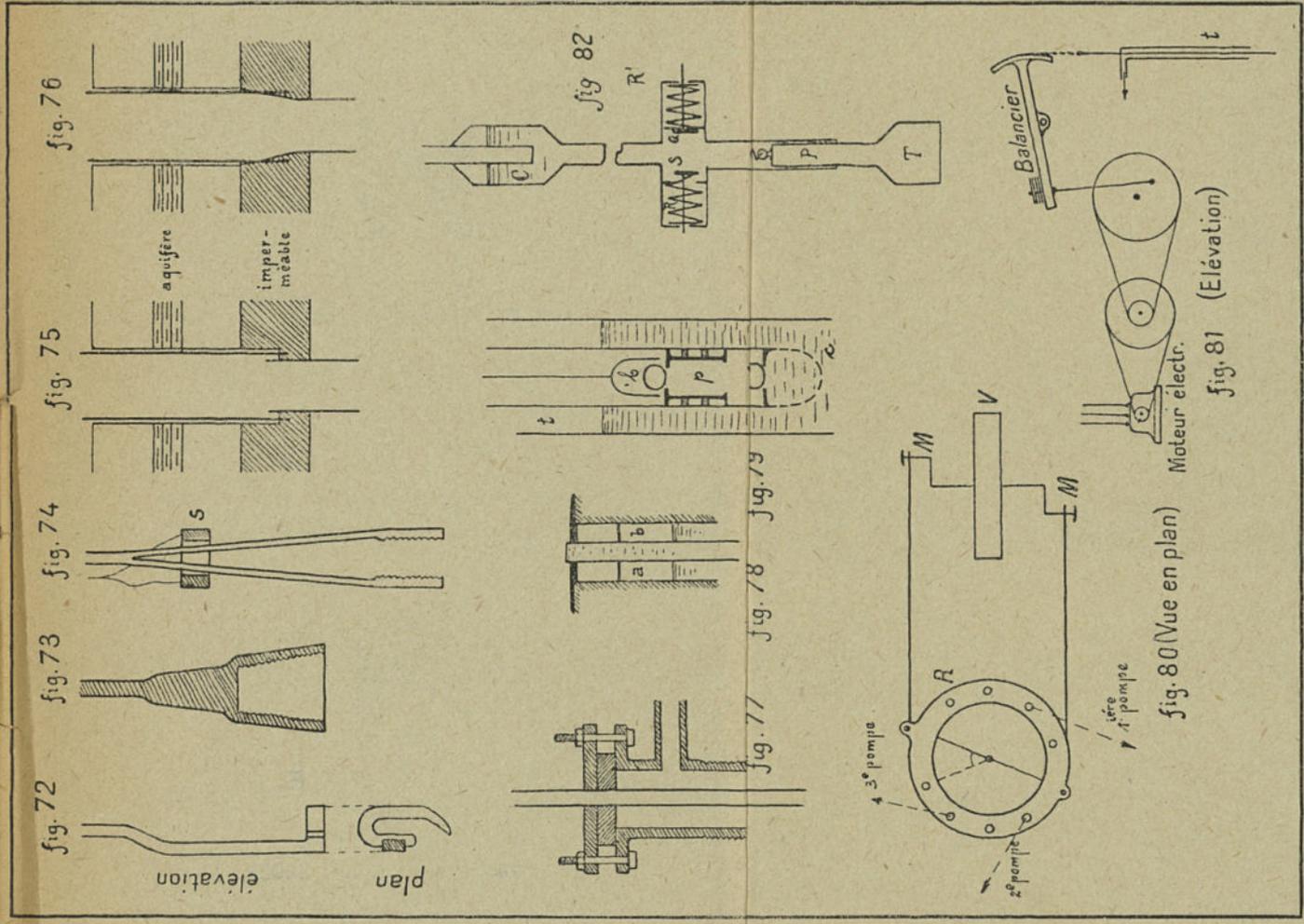
Equilibrage des balanciers

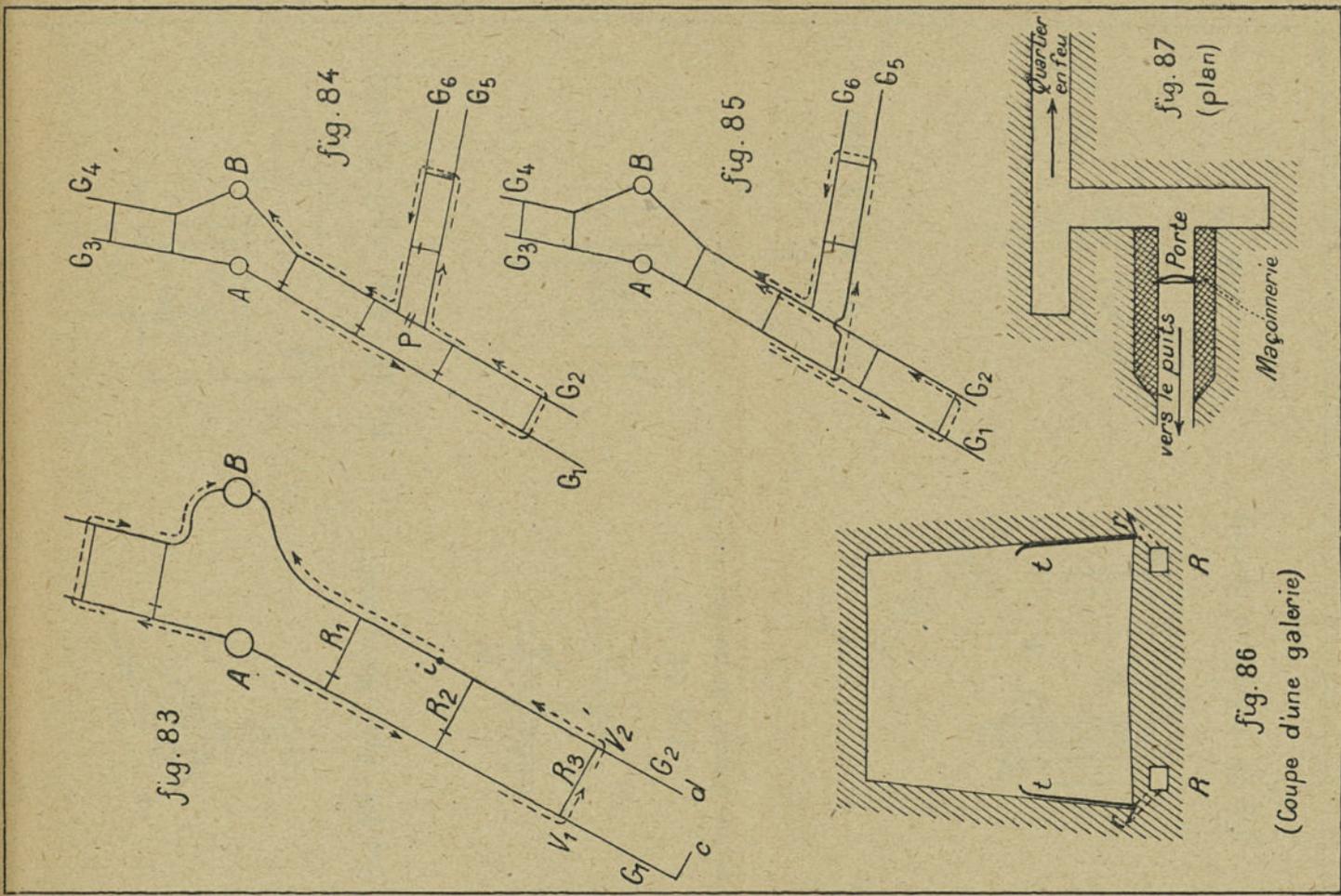












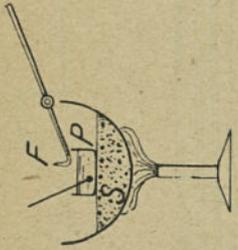


fig. 88 - App. Marcusson

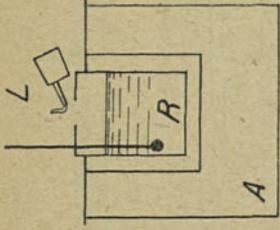


fig 89 - App. Abel Pensky

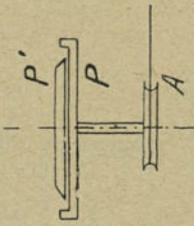


fig. 90

Mesure directe du pouvoir lubrifiant

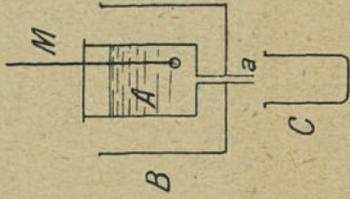


fig 91 - App. Engler

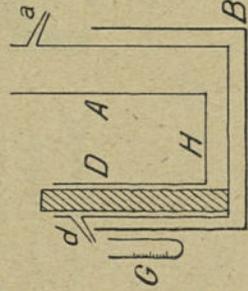
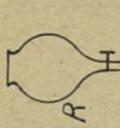


fig. 92 - Ixomètre Barbey

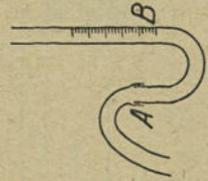


fig. 93

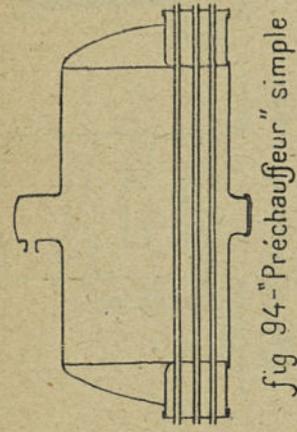


fig 94- "Préchauffeur" simple

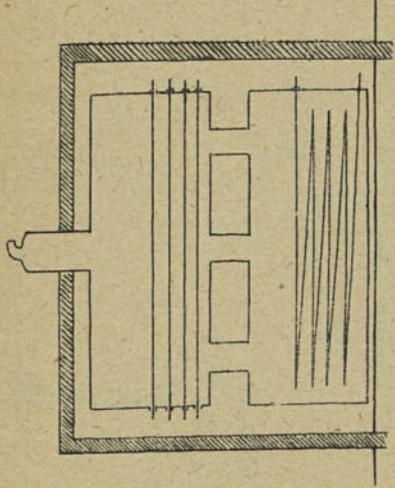


fig. 95  
Schéma d'un "Préchauffeur" double

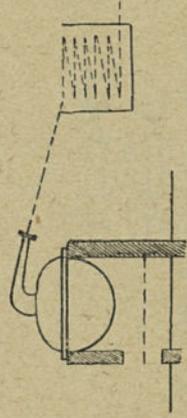


fig. 96  
Appareil de distillation (type ancien)

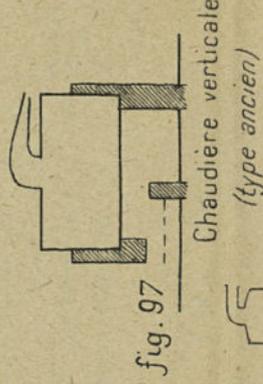


fig. 97  
Chaudière verticale  
(type ancien)

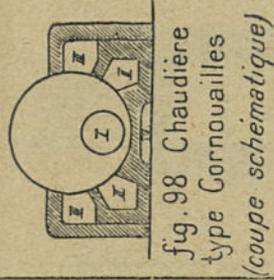


fig. 98 Chaudière  
type Cornouailles  
(coupe schématique)

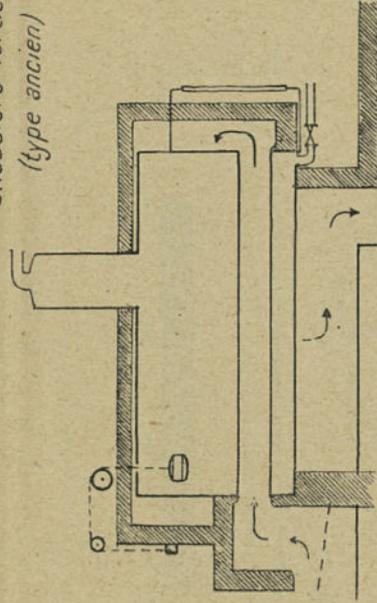


fig. 101  
Chaudière type Cornouailles  
pour distillation de l'huile brute

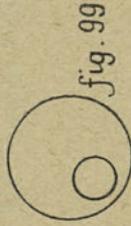


fig. 99

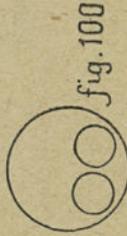


fig. 100

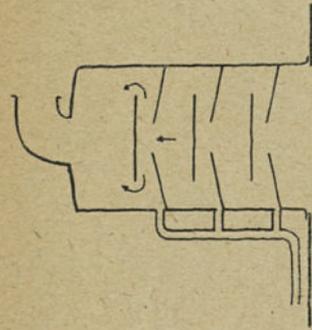


fig. 102 - Dôme de vapeur  
avec dispositif de déphlegmation

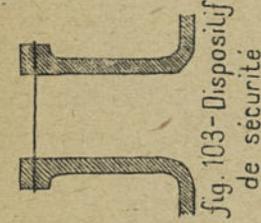


fig. 103 - Dispositif  
de sécurité

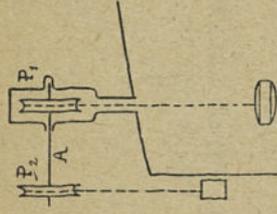


fig. 104 - Flotteur

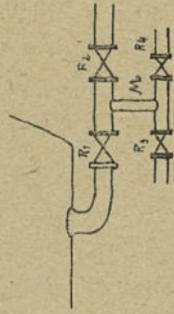


fig. 105 - Appareil de vidange  
et de prise d'essai

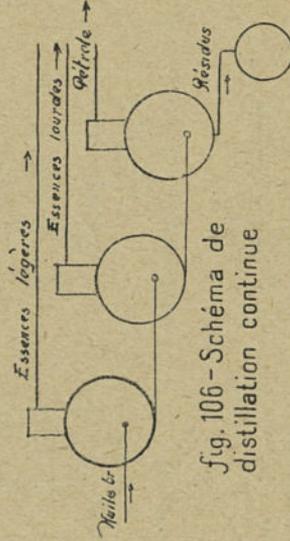


fig. 106 - Schéma de  
distillation continue

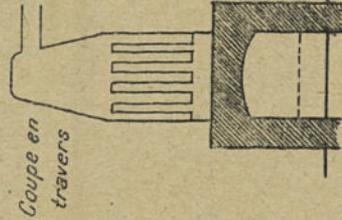


fig. 107 - Appareil Fischer

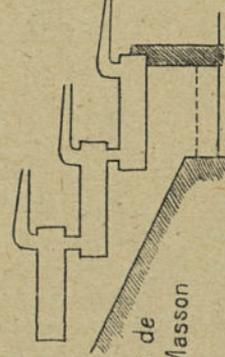
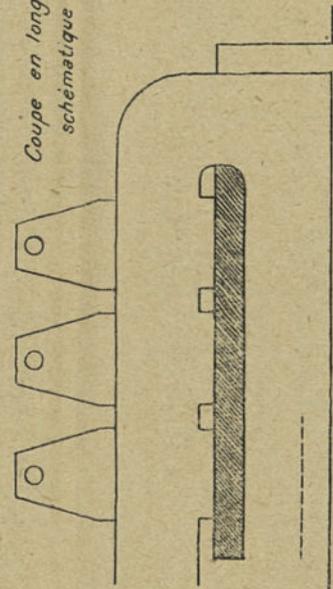
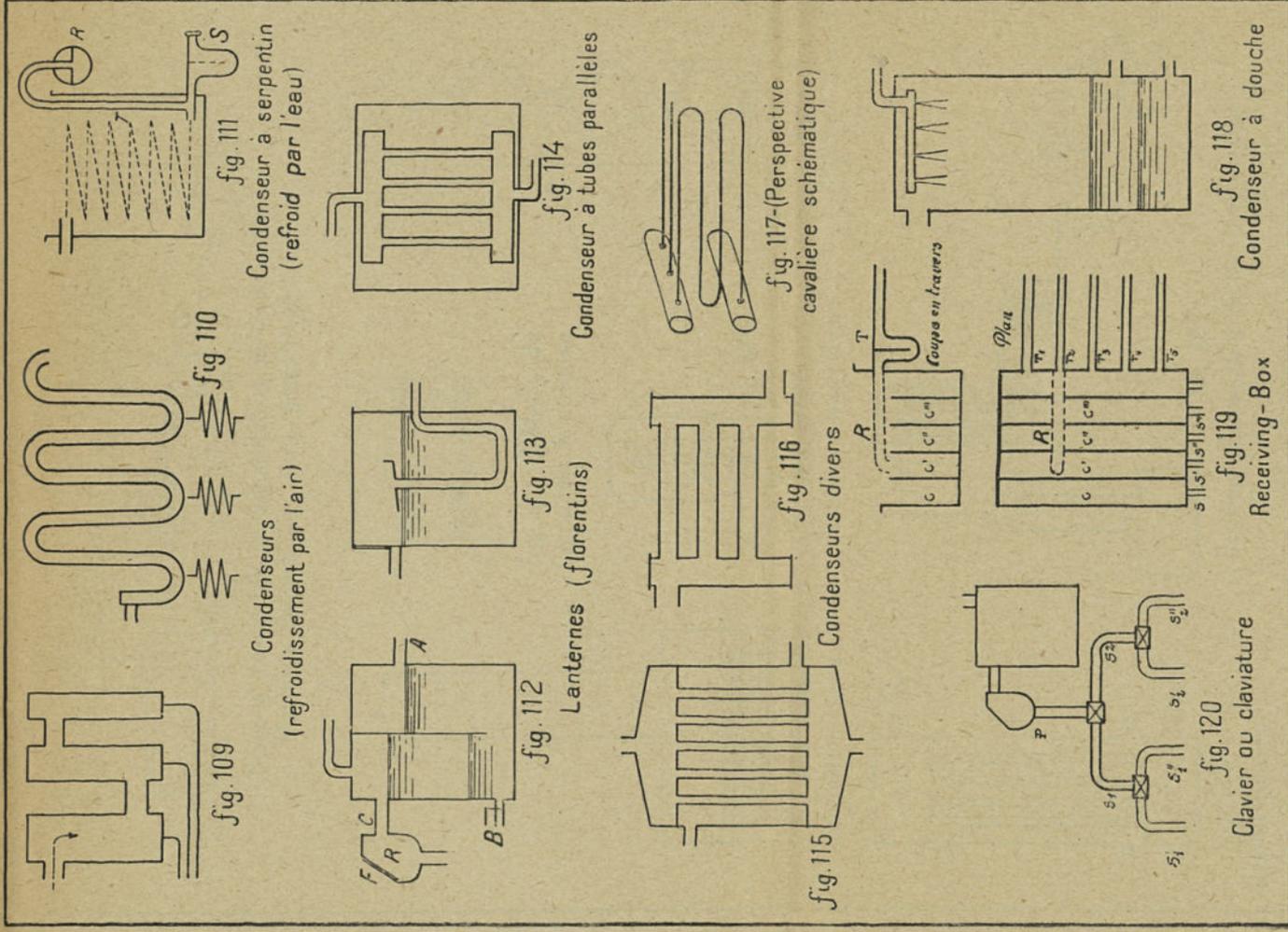


fig. 108 - Schéma de  
l'appareil Allen - Masson



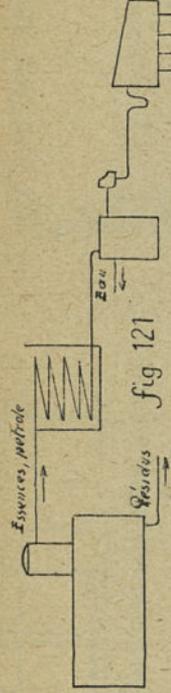


fig. 121  
Schéma d'ensemble de la distillation de l'huile brute  
Méthode discontinue sans préchauffeur.

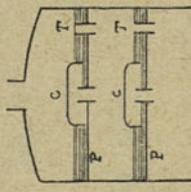


fig. 123 - Détails de l'appareil à colonne

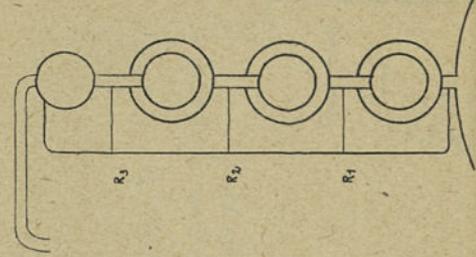


fig. 124  
Appareil Singer

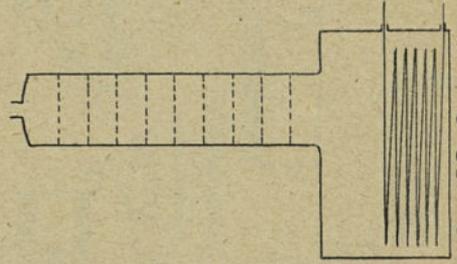


fig. 122 - Chaudière à rectification de l'essence

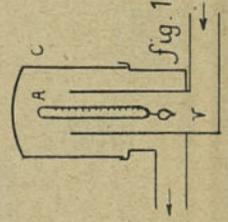


fig. 126  
Densimètre automatique

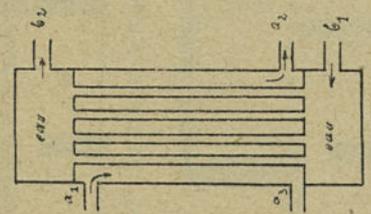


fig. 125  
Déphlegmateur

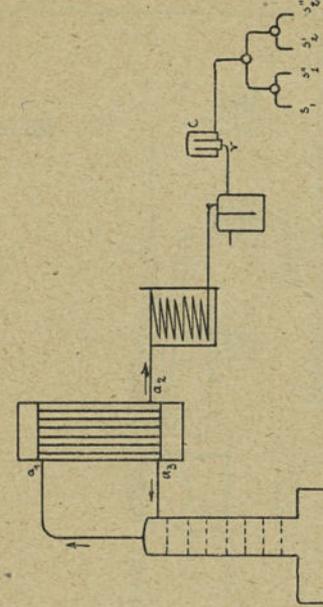


fig. 127  
Schéma d'ensemble de la rectification

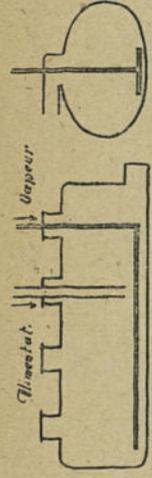


fig. 128 - Chaudière de 2<sup>e</sup> distillation (résidus)

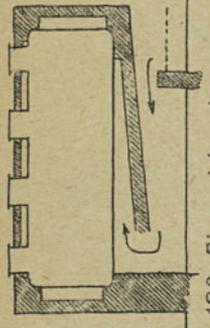


fig. 129 - Disposition des carneaux

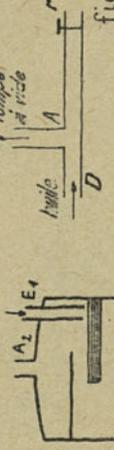


fig. 131

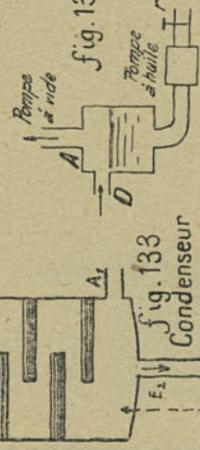


fig. 132

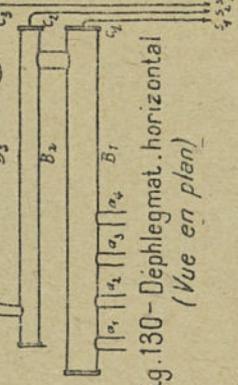


fig. 130 - Déphlegmat. horizontal (Vue en plan)

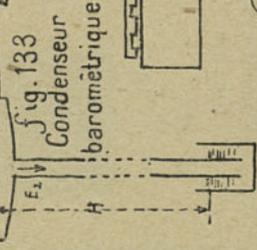


fig. 133

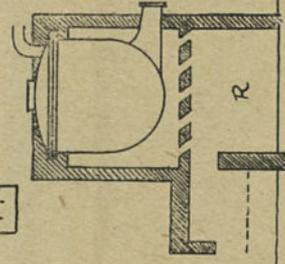


fig. 135 - Chaudière de craquage verticale

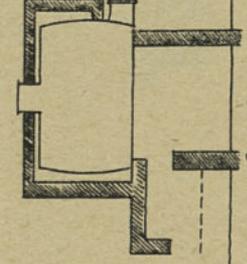


fig. 136

Chaudière de craquage horizontale

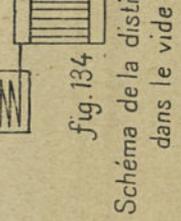


fig. 134

Schéma de la distillation dans le vide

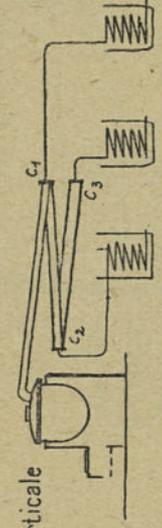


fig. 138

Schéma d'un atelier de craquage



fig. 137

Chaudière Popelka

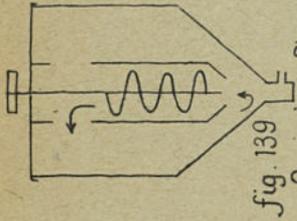


fig. 139  
Cuve à raffinage  
des essences

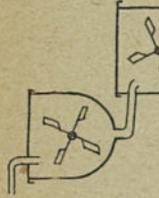


fig. 140  
Raffinage du pétrole  
(agitat mécanique)

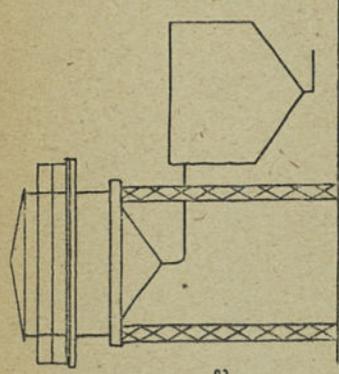


fig. 141 - Raffinage du pétrole  
(cuves de grande capacité)

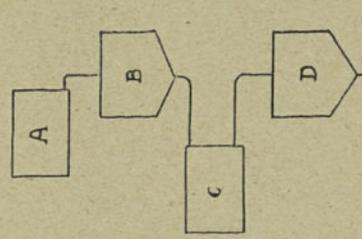


fig. 143  
Raffinage des huiles

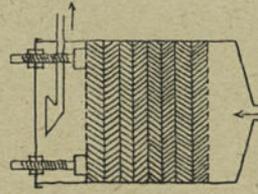


fig. 142  
Filtre à pétrole

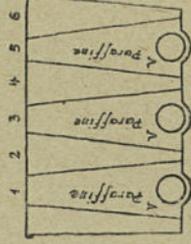


fig. 144  
Coupe schématique en travers  
de l'appareil Brellby  
(V = vis d'Archimède)

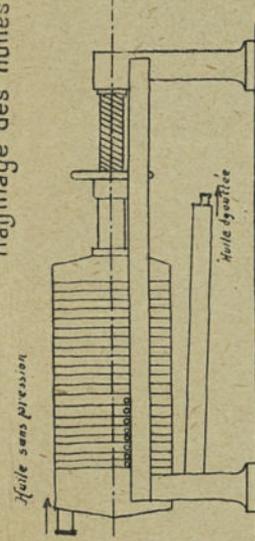


fig. 145 - Filtre presse (élévation)

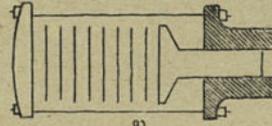


fig. 147  
Presse hydraulique

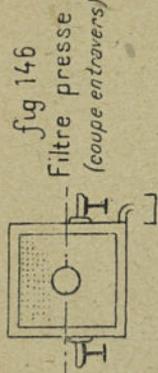


fig 146  
Filtre presse  
(coupe entours)

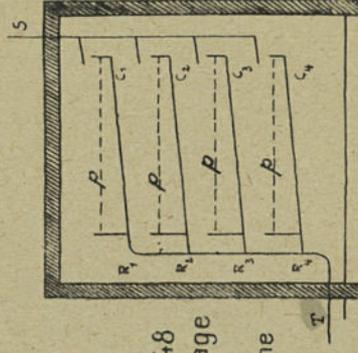


fig 148  
Ressuage  
de la  
Paraffine

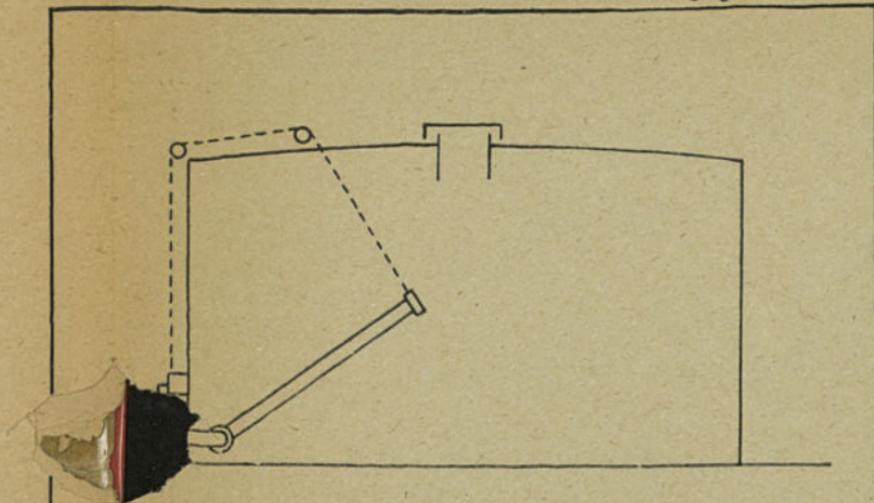


fig. 149

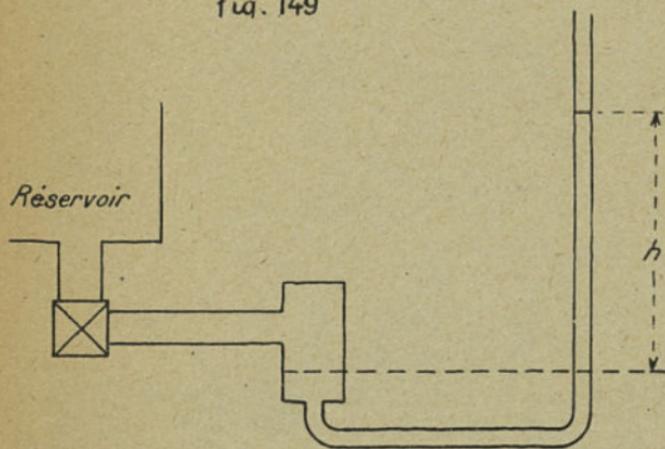


fig. 150

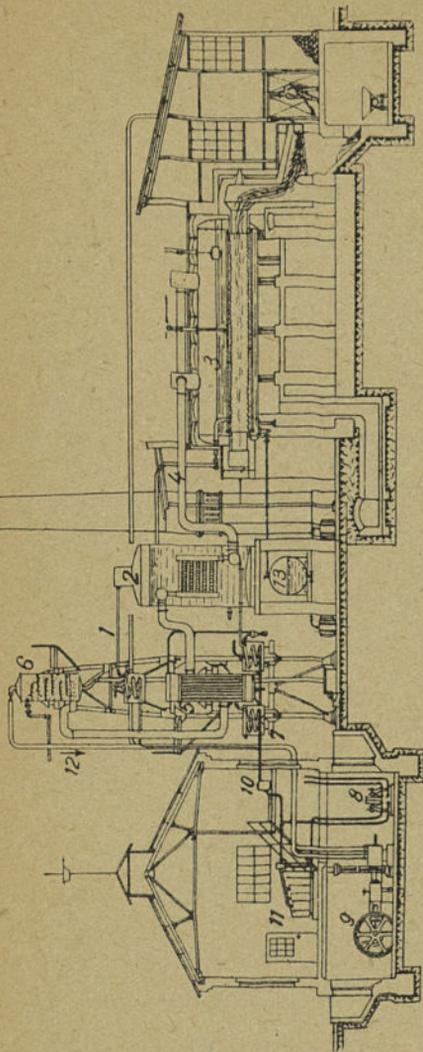


Fig. 151.

1, Arrivée d'huile brute froide. — 2, Préchauffeur. — 3, Chaudière de distillation. — 4, Sortie des vapeurs d'eau et d'huile. — 5, Déphlegmateur. — 6, Condenseur à ruissellement. — 7, Réfrigérants. — 8, Pompes. — 9, Machine à vide. — 10, Pot à vide. — 11, Sortie des produits distillés. — 12, Sortie des gaz incondensables. — 13, Sortie des résidus de distillation.

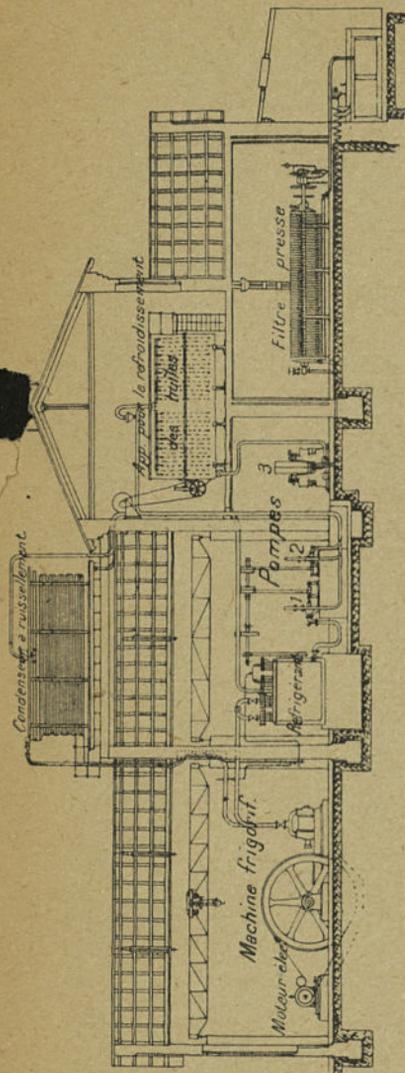


Fig. 152.

- 1, Pompe à saumure froide ( $-15^{\circ}$ ).
- 2, Pompe à saumure chaude ( $+15^{\circ}$ ).
- 3, Pompe à huile froide ( $-10^{\circ}$ ).