

NOTRE INDUSTRIE



NOTRE INDUSTRIE

Cet ouvrage a été traduit de l'anglais et édité par
la Société Générale des Huiles de Pétrole BP
pour ses collaborateurs

*Notre Service d'Information se tient à votre dispo-
sition pour vous fournir tous les renseignements
complémentaires que vous pourriez désirer.*

SOCIÉTÉ GÉNÉRALE DES HUILES DE PÉTROLE BP
21, Rue de la Bienfaisance, PARIS



AVIS AU LECTEUR

Avec l'aimable autorisation de l'A.I.O.C. nous avons fait traduire, à l'intention des collaborateurs de notre Société peu familiarisés avec l'anglais, la 2ème édition de "OUR INDUSTRY". Il s'agit, comme on le verra, d'un ouvrage passionnant car il couvre toute l'industrie du pétrole et il constitue une somme de renseignements précieux qu'on ne trouve nulle part présentée de cette manière.

Dans la note liminaire de cette 2ème édition, M. E. Hubbard, distingué collaborateur de l'A.I.O.C., bien connu à la S.G.H.P. où il a été détaché du temps de la construction de Lavéra, et qui est pour ainsi dire l'éditeur de "OUR INDUSTRY", remercie les membres du personnel de l'A.I.O.C. qui ont brûlé ce qu'il appelle du "midnight oil", c'est-à-dire qui ont travaillé longtemps la nuit pour rédiger les chapitres de ce livre. Nous avons bien entendu à les remercier aussi mais nous devons dire également notre gratitude aux collaborateurs de la S.G.H.P. et de l'Association Pétrolière qui ont établi ou révisé la traduction de l'original et essayé de rendre "en clair" une matière aussi dense.

Nous ne nous dissimulons pas que cette traduction n'est pas parfaite mais, telle quelle, elle répond au but que nous nous sommes fixé et qui était de mettre à la disposition de chacun un texte facilement compréhensible.

S.G.H.P.
1950

N.B. - Nous nous sommes dispensés de faire traduire le paragraphe E du chapitre II et le chapitre XV en entier qui n'offraient pas d'intérêt pour nos lecteurs et nous n'avons pas donné les tableaux statistiques ni la bibliographie. On ne trouvera pas non plus les photographies, trop coûteuses à reproduire. Ceux qui désiraient prendre connaissance des uns et des autres n'auront qu'à se reporter à l'édition anglaise du livre.

En revanche, nous avons fait traduire le vocabulaire car nombreux sont les termes anglais qui sont utilisés dans l'industrie du pétrole hors des pays de langue anglaise et dont il est utile de connaître la signification exacte.

NOTRE INDUSTRIE

Une introduction à l'industrie du pétrole rédigée par
l'ANGLO-IRANIAN OIL COMPANY LIMITED
à l'intention de son personnel

2ème EDITION

Juin 1949





PRÉFACE

Depuis le commencement du vingtième siècle, le transport aérien, jusque là un rêve, est devenu une réalité et les distances sont presque supprimées. Le transport routier s'est entièrement transformé et le cheval a disparu quasi complètement de nos routes, de nos fermes même. Le transport maritime a subi des changements moins spectaculaires mais pourtant très profonds.

L'un des plus importants facteurs de cette révolution est l'utilisation des multiples dérivés du pétrole. En 1900, on a produit dans le monde 20 millions de tonnes de pétrole brut. En 1946, cette production a dépassé 380 millions.

A ses débuts l'industrie du pétrole a trouvé sa matière première par des moyens de fortune et elle l'a utilisée principalement à la fabrication du "lampant" pour l'éclairage.

Aujourd'hui, cette industrie a considérablement spécialisé chacune de ses opérations, depuis la recherche de nouveaux champs jusqu'à la présentation d'une vaste gamme de produits finis.

Son activité s'établit, pour ainsi dire, de la géologie à la vente en passant par la science, l'industrie, le transport maritime et routier et le commerce.

En bref, il y a là un cadre qui offre des carrières aux hommes les plus divers. Les pages qui suivent donnent de cette industrie une description complète : ainsi, tout en participant à l'une seulement des activités particulières de l'Anglo-Iranian Oil Company Ltd., chacun saura comment l'organisation générale est construite; il verra aussi où et comment son propre travail vient s'intégrer à l'oeuvre d'ensemble.

W. Fraser

Président de l'Anglo-Iranian Oil Cy Ltd.

SOMMAIRE

	pages
Chapitre I. LE DEVELOPPEMENT DE L'INDUSTRIE DU PETROLE	7
Chapitre II. LA RECHERCHE ET LA PRODUCTION DU PETROLE	15
Section A Recherche	15
Section B Forage	27
Section C Production	44
Section D Les champs d'Iran	56
Chapitre III. LE PETROLE BRUT	61
Section A Chimie du pétrole	61
Section B Pétroles bruts	66
Section C Distillation	68
Chapitre IV. RAFFINAGE	79
Section A Introduction	79
Section B Produits fabriqués par les Raffineries	81
Section C Distillation du pétrole brut	83
Section D Méthodes de production	86
Section E Traitements chimiques des produits bruts ...	106
Section F Fabrication et consommation des produits chimiques	113
Section G Evacuation des déchets de raffinerie	114
Section H Installations de mélange	115
Section I Une raffinerie moderne	116
Section J La lutte contre l'incendie	119
Chapitre V. LE TRANSPORT EN VRAC	123
Section A Les méthodes de mesure du pétrole	123
Section B Pipelines	125
Section C Navires pétroliers (tankers)	133
Chapitre VI. DISTRIBUTION	143
Section A Installations maritimes & dépôts de l'intérieur	145
Section B Transports par rail et par eau	148
Section C Transports par route	150
Section D Stations Service, pompes, etc	151
Section E Soutes	153
Section F Aviation	154



	pages
Chapitre VII. LE SERVICE TECHNIQUE	157
Chapitre VIII. LES CARBURANTS & COMBUSTIBLES POUR MOTEURS	163
Section A Moteur à combustion interne utilisant l'essence	164
Section B Pétrole pour moteurs	174
Section C Carburants pour turbines et réacteurs	174
Section D Combustibles pour moteurs diesel à grande vitesse	176
Section E Combustibles pour Diesels fixes et marins ..	178
Chapitre IX. LES LUBRIFIANTS	182
Section A La lubrification	182
Section B Les huiles lubrifiantes	183
Section C Produits d'addition	185
Section D Lubrifiants solides	189
Chapitre X. LES PRODUITS DU PETROLE UTILISES POUR LE CHAUFFAGE	193
Section A Les produits pétroliers et leur combustion	194
Section B Equipement de chauffe au mazout	196
Section C Applications du chauffage aux combustibles liquides	204
Section D Enrichissement du gaz de ville	206
Chapitre XI. AUTRES PRODUITS DERIVES DU PETROLE	209
Section A Propane et Butane	209
Section B White-Spirit et Essences Spéciales	210
Section C Pétrole	211
Section D Fongicides et insecticides	212
Section E Huiles blanches médicinales et techniques .	212
Section F Bitumes	213
Section G Cires	215
Section H Produits provenant des procédés de raffinage par solvants	216
Section I Carbon Black	217
Section J Détergents	218
Section K Produits chimiques tirés du pétrole	220
Chapitre XII. LA RECHERCHE DANS L'INDUSTRIE DU PETROLE	223
Chapitre XIII. ESSAIS DES PRODUITS	229
Chapitre XIV. STRUCTURE DE L'INDUSTRIE PETROLIERE	243
VOCABULAIRE	257

N.B. - Les planches auxquelles on se réfère dans le texte sont numérotées de 1 à 45 sous la dénomination Fig.

CHAPITRE PREMIER

LE DÉVELOPPEMENT DE L'INDUSTRIE DU PÉTROLE

Notre industrie est très jeune. Le premier puits de pétrole productif fut foré il y a seulement 90 ans et, aujourd'hui, plus d'un tiers de la chaleur et de la puissance dont l'homme dispose provient du pétrole.

La première mention qui soit connue du pétrole se trouve dans la Bible, où il est parlé de l'usage du Bitume. On utilisait aussi depuis longtemps, pour ses propriétés pharmaceutiques, le pétrole extrait de puits creusés à la main en Birmanie, mais il y a un siècle tous les besoins du monde en combustibles liquides et lubrifiants étaient couverts par des produits végétaux et animaux.

En Ecosse, au début du siècle dernier, James Young découvrit que l'on pouvait extraire des substances huileuses par distillation des charbons gras et des schistes et posa ainsi les premières bases de notre industrie. Peu après, en 1859, le Colonel Drake fit jaillir l'huile minérale en Pensylvanie et cette huile s'avéra tellement plus facile à convertir en produits consommables qu'il n'est pas surprenant que les Américains aient pris la tête dans le développement de leur découverte.

Au début, on avait surtout besoin d'un produit éclairant pour remplacer l'huile de colza, principal combustible pour les lampes et, en fait, jusqu'à il y a relativement peu de temps, ce que nous appelons aujourd'hui pétrole lampant était dénommé "huile de colza minérale". L'autre utilisation première du pétrole fut la lubrification; en effet, on s'est rapidement aperçu que les produits minéraux étaient non seulement supérieurs sous bien des rapports, mais encore plus économiques à produire que les huiles végétales et animales alors utilisées. Il se trouva par hasard que le pétrole brut extrait des premiers champs américains de Pensylvanie donna par traitement simple une huile lubrifiante de qualité particulièrement bonne et, encore aujourd'hui, les bruts de Pensylvanie sont reconnus comme les meilleurs pour l'obtention du lubrifiants.

Dans les dix années qui suivirent la mise en exploitation du puits du Colone Drake, on se mit à produire du pétrole en Roumanie, en Russie, en Italie et au Canada bien qu'en très petites quantités mais, ce n'est que dans les deux premiers pays que l'industrie du pétrole se développa sur une grande échelle. A la fin du siècle, du pétrole était découvert en Pologne, au Japon, en Allemagne, aux Indes, aux Indes Néerlandaises et au Pérou mais, là encore, ce n'est qu'aux Indes Néerlandaises que l'industrie était destinée à prendre une grande importance.



Jusqu'alors le pétrole lampant était resté le produit le plus important (sur le marché) et pour en obtenir le plus possible, les raffineurs étaient tentés d'utiliser les plus larges fractions de distillation du pétrole brut susceptibles de brûler dans une lampe. Mais une trop grande quantité des fractions les plus légères rendant le produit dangereux et des explosions pouvant se produire en cours de transport ou à l'usage, la plupart des pays imposèrent des règles de sécurité, limitant la volatilité en spécifiant un point de flamme minimum. L'évacuation des fractions les plus légères était une gêne et souvent on devait les brûler; mais c'est justement ces fractions que demandait le moteur à explosion.

A partir de 1900, nous voyons de ce fait l'industrie du pétrole prendre une expansion bien plus rapide, étendant la recherche du pétrole sur des espaces de plus en plus vastes et cherchant son approvisionnement à l'étranger. En 1901, début de l'industrie au Mexique, qui devait devenir pour un temps le deuxième pays producteur du monde. En 1907 et 1908, l'Argentine et Trinidad entrent en course et après la découverte en 1908 du pétrole en Iran, ce pays devient exportateur en 1911.

Quelques années seulement avant la première guerre mondiale et 50 ans environ après la découverte de Drake, la production mondiale atteignait un peu plus de 40 millions de tonnes par an. Le pétrole est devenu une industrie "essentielle", ne serait-ce que parce que les transports routiers mécanisés, dépendant du pétrole pour leur existence, commencent à être reconnus comme une nécessité des temps nouveaux.

Mais les progrès dans les années qui suivent sont encore plus spectaculaires. Dans ce laps de temps relativement court, la production a décuplé jusqu'à plus de 450 millions de tonnes par an. Le tableau ci-dessous montre comment la production s'est développée durant cette période dans les principales zones productrices.

- Production mondiale du pétrole brut : 1910 et 1948 -

Zones	1910		1948	
	millions de tonnes	% du total	millions de tonnes	% du total
U.S.A.	28	64	268	58
Caraïbes	-	-	76	16
Moyen-Orient	-	-	57	12
Russie	10	23	30	6
Autres pays d'Amérique	1	2	16	4
Europe	3	7	7	2
Extrême-Orient	2	4	8	2
Total	44	100	462	100

Ces chiffres montrent qu'en dépit du développement aux Caraïbes et au Moyen-Orient, l'énorme expansion aux U.S.A. représente la plus grande partie de l'augmentation de production du pétrole dans le monde. Ce pays ayant à faire face à des demandes de transport sans précédent dues aux grandes distances à parcourir et à un accroissement rapide de la population et de l'industrialisation, eut la chance de posséder un



pétrole dans un certain nombre de larges zones distinctes en même temps que les initiatives et les capacités voulues pour développer ces ressources.

Des autres pays gros producteurs, seule la Russie a un grand marché intérieur susceptible d'absorber la plus grande partie, sinon toute sa production, et c'est la caractéristique essentielle de notre industrie que dans les pays largement industrialisés il y a peu ou pas du tout de pétrole tandis que les pays où l'on a découvert le pétrole en grande quantité ont peu de besoins intérieurs. Donc, à l'exception de deux pays, les U.S.A. et l'U.R.S.S., le monde dépend dans une très large mesure du commerce international du pétrole et ce fait a fortement contribué à la formation de grandes compagnies (trusts). Seules, en effet, elles peuvent supporter le coût élevé de la recherche dans les pays lointains, de la construction d'un réseau complexe de puits, pipe-lines, raffineries et transports et, seules, elles peuvent créer à travers le monde des organisations de distribution nécessaires pour porter les produits à la porte du consommateur (Voir Chapitre XIV).

Avant la dernière guerre, le principal fournisseur du commerce international était la zone des Caraïbes (surtout le Vénézuéla), le suivant était les U.S.A. et en troisième position le Moyen-Orient. Mais la deuxième guerre mondiale a apporté des changements très importants. D'abord la consommation aux U.S.A. a augmenté plus vite que la production, de sorte que ce pays n'est plus un exportateur de pétrole mais un importateur, bien que continuant à vendre d'appréciables quantités de produits de haute qualité à l'étranger. Ensuite, la production de la zone des Caraïbes a augmenté considérablement mais une proportion croissante de sa production est absorbée par les U.S.A. et les autres pays d'Amérique et la quantité disponible pour le reste du monde va en diminuant. Enfin, après avoir souffert d'un arrêt dans les premiers jours de la guerre du fait de la fermeture de la Méditerranée, la production du Moyen-Orient a augmenté considérablement depuis 1942, et ce mouvement semble devoir se poursuivre à une allure encore plus grande jusqu'à pouvoir, dans peu d'années, fournir la plus grande partie de l'hémisphère occidental.

Examinons maintenant, si vous le voulez bien, comment le pétrole est découvert et exploité.

Aux Etats-Unis, où l'industrie est née, les droits sur le sous-sol appartiennent au propriétaire de la terre et c'est un système à peu près uniforme de loyers et redevances qui s'est établi pour l'exploitation du pétrole. Le prospecteur guidé jadis par son flair et l'interprétation empirique de la géologie de surface, louait un peu de terrain pour son "wild cat" et s'engageait s'il trouvait du pétrole à donner, sous forme de redevance une proportion convenue de la production au propriétaire du sol. Bien que la prospection soit devenue aujourd'hui une affaire tout à fait scientifique, les relations entre le pétrolier et le propriétaire du sol sont restées les mêmes. Ce dernier perçoit un loyer dépendant essentiellement de l'emplacement du terrain et, comme redevance, une partie (en général de 1/6 à 1/8) du pétrole produit ou plus souvent la valeur de ce pétrole au tarif local à la sortie des puits.

Dans d'autres pays, et en particulier en France, les droits sur les richesses minérales appartiennent à l'Etat et les entreprises ont à remplir certaines obligations avant d'être autorisées à opérer. Les compagnies pétrolières désirant prospecter dans ces pays doivent d'abord passer un accord avec le Gouvernement, accord souvent appelé concession, leur donnant le droit (en général seulement pour une période limitée) de rechercher le pétrole dans une zone délimitée. Cet accord détermine les redevances payables et les conditions posées au développement de toute source de pétrole qui

serait découverte. Les clauses varient naturellement de pays à pays; dans certains le producteur doit livrer une certaine proportion du pétrole au Gouvernement du pays qui souvent le vend soit au mieux offrant soit au producteur même; ailleurs les redevances sont basées sur une somme fixe par tonne d'huile produite, ou une partie des bénéfices, ou une combinaison des deux.

Une fois l'accord signé et si l'on n'a pas encore établi de carte complète du pays, il faut entreprendre par photogrammétrie aérienne l'établissement des cartes topographiques et géologiques avant que les géologues et leurs collègues les géophysiciens et les paléontologues puissent entrer en action sur le terrain. Ils étudient les indices de surface et la géologie de la zone, cherchant à acquérir une idée claire de l'infrastructure des zones douteuses par sismographie ou autres procédés. Ils ne cherchent pas directement le pétrole, ils ne le peuvent d'ailleurs pas; ils se contentent de localiser les structures de couches imperméables sous lesquelles, s'il y a du pétrole, il a du s'accumuler. La preuve ne peut être fournie que par le forage et aujourd'hui les méthodes modernes permettent de pousser jusqu'à 4.800 mètres et plus au-dessous du niveau du sol. Si le pétrole est découvert sa qualité peut être déterminée rapidement mais la quantité présente dans la structure (appelée réserve) et l'allure d'extraction possible ne peuvent être évaluées qu'avec une faible précision; cette précision ne s'accroît en effet qu'avec le nombre de puits forés dans la structure.

Il y a une variété infinie de types de champs de pétrole : certains petits, d'autres grands. Certains nécessitent beaucoup de puits pour extraire un débit relativement modeste, d'autres ont de larges structures qui peuvent être drainées par un petit nombre de puits judicieusement placés. Au Moyen-Orient c'est peut-être pour compenser les difficultés d'accès et de climat que la plupart des champs sont de ce type et que des puits bien moins nombreux que dans n'importe quelle autre partie du monde sont nécessaires pour une production donnée (voir Chapitre II).

A quelques exceptions près, très peu importantes, le pétrole brut à sa sortie du sol n'est pas directement utilisable. A l'inverse du charbon, il doit être manufacturé - raffiné - pour être divisé en différents produits demandés sur le marché. Le problème du raffinage, un des traitements les plus hautement techniques de l'industrie moderne, est influencé par de nombreux facteurs géographiques et économiques. Tout d'abord les bruts de différentes origines varient largement dans leurs caractéristiques, et la raffinerie doit être capable de transformer un ou plusieurs bruts spécifiques en produits de qualité demandée par le marché desservi et ce, dans les proportions correctes. La plus grande partie de l'usine est très complexe et très coûteuse. Bien qu'opérant sur un produit essentiellement inflammable, elle travaille à des pressions et des températures inconnues dans la plupart des autres industries. Pour permettre aux unités de fabrication de fonctionner, on a besoin d'un système complet de "services" : fourniture de force électrique, de vapeur d'eau, de stockages pour le brut, pour les produits finis en attente d'expédition et pour les produits intermédiaires aux différents stades de raffinage (voir chapitres III et IV).

Quand une raffinerie est située loin d'une zone industrielle, tous ces services, parfois les quais et souvent le port lui-même, doivent être construits par la compagnie pétrolière. Si l'on est dans un pays lointain, elle devra même monter ses propres fours à chaux, ses usines de produits chimiques, ses briqueteries et toute une série d'industries annexes. Dans les zones peu habitées avant la découverte du pétrole, telles que toutes celles du Moyen-Orient, c'est aussi aux compagnies qu'incombe la construction ou l'assistance aux autorités locales pour la construction de cités, de routes, de réseaux d'eau et d'égouts nécessaires à ses employés et à leur famille avec tous



Les services et aménagements que cela comporte, tels que : hôpitaux, écoles, magasins, terrains de jeux et bibliothèques. C'est ainsi qu'en 1910 quand l'A.I.O.C. (alors Anglo-Persian Oil Co) commença à construire sa première raffinerie à Abadan, il n'y avait qu'une mince rangée de palmiers le long de la rivière et un petit village; maintenant, la raffinerie et ses dépôts couvrent une superficie de 775 hectares et une ville de 110.000 habitants s'est développée grâce à elle.

Le meilleur emplacement pour une raffinerie dépend dans une large mesure de la question des transports entre le ou les champs de production qui la ravitaillent et l'endroit ou les endroits où les produits seront vendus.

Les transports terrestres se font par rail, route, voie navigable ou pipeline. Pour des tonnages relativement faibles et des destinations multiples on préfère les trois premiers moyens, mais quand de grosses quantités de pétrole doivent être déplacées entre deux points fixes, le pipeline devient plus économique. Les pipelines, en fait, assurent aujourd'hui couramment la liaison entre les champs et la raffinerie ou le port d'embarquement et quelquefois, mais rarement en dehors des U.S.A., le mouvement en produits finis est suffisant entre un champ et un centre de consommation pour l'utilisation rationnelle d'un pipeline réservé aux produits finis (Voir Chapitre V, Section B).

La technique des pipelines s'est rapidement développée ces dernières années et du fait de l'utilisation des tuyauteries de plus grand diamètre qu'avant la guerre, on peut transporter de plus grandes capacités et réduire de façon correspondante les prix de revient. Néanmoins, le coût par tonne/kilomètre de transport dans le plus grand pipeline est encore bien plus élevé que celui du transport maritime. De sorte que, lorsque le choix est possible, le bateau pétrolier est encore le moyen de transport le plus économique, à moins que le tracé du pipeline soit considérablement plus court que la voie maritime correspondante, ou que le coût du transport par bateau pétrolier soit anormal du fait, par exemple, de droits de péage à travers un canal.

Si au début de l'âge du pétrole, ses produits mis en fûts étaient transportés par des cargos ordinaires, on s'est vite aperçu que les liquides pompables se prêtaient à un transport en vrac dans le corps d'un navire. Le premier bateau pétrolier fut lancé en 1886; aujourd'hui on n'utilise pas d'autre forme de navire de haute mer pour tous les mouvements normaux de pétrole et les bateaux pétroliers représentent 1/5 du tonnage marchand total du monde.

Dans la branche maritime de notre industrie, le progrès technique a peut-être été moins spectaculaire qu'ailleurs. Néanmoins, le pétrolier d'aujourd'hui est un navire beaucoup plus efficace que celui d'il y a 20 ou 30 ans.

Du fait des faibles prix de transport par mer, il est économique de desservir chaque marché intérieur à partir du port le plus proche, et c'est ainsi que l'on trouve des installations pétrolières non seulement dans les grands ports en eau profonde mais aussi dans la plupart des ports moyens et même dans les petits ports, dont beaucoup ne sont accessibles qu'aux bateaux de faible tirant d'eau. Il y a aussi de grandes diversités dans la demande, certains marchés étant capables de recevoir des cargaisons entières d'un seul produit, d'autres ne demandant que de petites quantités. Il faut donc des bateaux pétroliers de toutes tailles, en commençant par le petit caboteur.

Avant la guerre, relativement peu de pétroliers (sauf ceux construits essentiellement pour le transport ininterrompu du brut entre le golfe du Mexique et les

raffineries de la côte est aux U.S.A.) dépassaient 12.000 tonnes de chargement en lourd. (o) Ce tonnage était considéré comme économique dans les conditions qui prévalaient alors et permettait de remplir les conditions générales imposées pour les principales routes du trafic pétrolier international. Il tendait à devenir le tonnage standard de la plupart des grosses compagnies et des armateurs indépendants. Mais, pendant la guerre, pour résoudre les problèmes particuliers qui se présentaient, un grand nombre de pétroliers rapides de 16.000 tonnes furent construits aux U.S.A. Bien que leur tirant d'eau, leur taille et leur capacité imposent encore des restrictions à leur emploi dans certains ports, l'augmentation du volume à transporter et d'autres facteurs liés aux aspects changeants du ravitaillement en pétrole leur ont permis d'être utilisés efficacement dans l'après guerre. Leur utilisation a fait s'élever la taille moyenne des pétroliers de haute mer, et les choses n'en resteront pas là. Un aspect particulier des nouvelles conditions du commerce international du pétrole est la possibilité de l'emploi économique de pétroliers encore plus gros. L'importance croissante du Moyen-Orient comme centre de production entraîne une rapide expansion dans le mouvement de brut vers les grosses raffineries, non seulement d'Europe mais encore d'Amérique. Le volume de ce trafic est comparable à la navette régulière à grande échelle entre ports en eau profonde qui, même avant la guerre, avait conduit à l'utilisation entre le Golfe du Mexique et la côte Est des U.S.A. de ce qui était alors de très gros pétroliers. Mais elle suppose une beaucoup plus longue rotation et accroît donc les avantages de la grande vitesse et de la grosse capacité. Ces circonstances, jointes au progrès technique dans la construction des pétroliers, ont créé des conditions telles qu'il est aujourd'hui possible de prévoir un emploi économique continu pour des pétroliers jaugeant jusqu'à 28.000 tonnes. Un certain nombre de tels navires est dès maintenant en construction et sera mis en service très prochainement (Voir Chapitre V, Section C).

La phase finale de la série des opérations de notre industrie commence au point d'importation des produits finis ou aux stockages de la raffinerie et comprend toutes les opérations matérielles nécessaires au transport des produits par wagon-citerne ou péniche vers les dépôts de l'intérieur, au conditionnement des produits vendus en fûts ou autres récipients et la livraison par route de ces marchandises emballées ou en vrac, aux certaines de boutiques, stations service, garages, etc ... ou aux plus gros clients directement. Cette phase, par essence coûteuse, car elle concerne de faibles quantités manipulées en grand nombre sur de vastes espaces, nécessite à un très haut degré une organisation et un planning très étudié si l'on veut maintenir des prix de revient bas et pourtant satisfaire sans délai les demandes de tous les clients.

Telles sont, en bref, les opérations matérielles nécessaires à l'approvisionnement en produits pétroliers des consommateurs.

Les activités de toutes les compagnies dépendent de leurs ventes; un service commercial actif est donc une condition fondamentale de succès. Le Service commercial

(o) On utilise plusieurs mesures de tonnage pour les navires. Le tonnage brut et le "Net Register Tonnage", adoptés par accord international pour l'enregistrement et les actes officiels, sont tous les deux basés sur le volume du navire en pieds cubes. Mais comme les bateaux pétroliers, à l'inverse de la plupart des autres vaisseaux, transportent des cargaisons homogènes, le chargement en lourd, mesure de la capacité réelle en "longs tons" est plus souvent utilisée dans l'industrie (voir vocabulaire "Tonnage" (Ships)).

doit assurer une clientèle aux produits de la compagnie en luttant contre une concurrence sévère; il crée également et conserve la réputation de la compagnie sur le marché par ses contacts avec les clients et les revendeurs. Il ne doit pas seulement trouver de nouveaux débouchés pour écouler la production croissante, mais doit aussi rester complètement informé des besoins changeants des clients et de tous les nouveaux usages des produits. Les informations que le Service commercial peut transmettre, concernant les caractéristiques exigées des produits et leurs variations, soit sous l'influence de la concurrence, soit comme résultat de nouvelles utilisations ou applications sont d'une importance vitale pour le Service Raffinerie; tout aussi importantes sont les informations que le Service commercial apporte concernant les prévisions de consommations qui sont la base du planning de production.

Il faut citer aussi une autre branche d'activité, qui n'est pas à proprement parler dans la série directe des opérations, mais sans les efforts de laquelle l'industrie n'aurait jamais rendu le dixième des services qu'elle fournit au public. La recherche a probablement joué dans notre industrie un rôle plus grand que dans toute autre. Toutes les grandes compagnies et beaucoup de constructeurs d'équipements ont leurs propres laboratoires et stations de recherche, et il y a probablement plus de savants et d'ingénieurs travaillant aujourd'hui aux recherches liées au pétrole qu'à toute autre matière première. En corrélation avec les études de procédés de fabrication et celles concernant la qualité des produits, il y a des études continues sur les problèmes liés à l'utilisation des produits pétroliers. C'est ainsi que la plupart des progrès réalisés dans les moteurs d'avions récents résultent de la coopération la plus intime entre les constructeurs de moteurs et les compagnies pétrolières, chacun étudiant la meilleure façon d'adapter moteurs et carburants les uns aux autres en vue du meilleur rendement. (Voir Chapitre XII).

Et que dire des hommes employés dans les diverses branches de l'industrie ? De toutes nationalités, travaillant dans tous les pays, ils continuent leurs efforts pour que le monde profite des grandes facilités que procure le pétrole. Ce groupement des efforts n'est possible que parce que l'industrie du pétrole est "un bon patron", non seulement dans ses relations directes avec ses employés mais dans ses efforts pour promouvoir les meilleures conditions de vie et de travail. Et c'est là la source de l'enthousiasme pour un travail qui en vaut la peine et de cet esprit de progrès qui permettent d'expliquer pourquoi si peu d'hommes, une fois entrés dans notre industrie, désirent la quitter pour une autre.

Dans les chapitres suivants, tous les divers aspects de notre industrie sont développés avec plus de détails; mais le nouveau venu, bien qu'il trouve plus loin l'examen détaillé des produits finis, trouvera utile que nous lui décrivions rapidement les principaux produits avant de passer au chapitre II.

Essence Automobile -

Connue sous le nom de "Pétrol" en Angleterre, de "Gasoline" en Amérique, c'est un produit léger qui s'évapore facilement et qui, d'habitude est constitué par la fraction qui distille lorsque le brut est porté à des températures d'environ 180 à 200° C. Aujourd'hui, la demande en essence dépasse de loin la quantité qui se trouve normalement dans le pétrole brut et un tonnage important est obtenu par conversion des fractions plus lourdes par un procédé spécial appelé "Cracking".



Essence Aviation -

C'est un produit de même nature que l'essence automobile mais constitué de fractions spécialement sélectionnées et de corps purs, obtenus pour beaucoup par synthèse et choisis pour obtenir les caractéristiques nécessaires aux moteurs d'aviation modernes.

White Spirits et Solvants -

C'est le groupe de produits plus lourds obtenus immédiatement après l'essence par distillation directe du brut. Ils sont largement utilisés pour la fabrication des peintures en remplacement de la térébenthine, dans l'industrie du caoutchouc, en teinturerie et pour d'autres usages.

Pétrole lampant -

Appelé en Angleterre et aux U.S.A. "Kerosine", il est plus lourd que le White Spirit et sert surtout pour l'éclairage, les réchauds, les couveuses, etc ...

Une autre catégorie de pétrole, appelé en Angleterre et aux U.S.A. "Power Kerosine" ou "Vaporising Oil", a les mêmes températures d'ébullition mais une composition différente; il est utilisé surtout pour les tracteurs agricoles et les moteurs fixes.

Gas-Oil -

Ce n'est plus un produit blanc comme les précédents : il est d'un jaune transparent ou brun, ne s'évapore que lentement et n'est pas sans odeur.

Ailleurs qu'en Amérique il est surtout utilisé pour les moteurs Diesel légers, tels que ceux des camions et est souvent appelé carburant pour moteurs Diesel à grande vitesse (high Speed Diesel Fuel) ou D.E.R.V. fuel (Diesel Engine Road Vehicle)

Aux U.S.A. ce produit est utilisé sur une grande échelle pour le chauffage domestique sous la dénomination de fuel oil.

Diesel Oil -

Varie avec le type de moteur depuis le gas-oil cité ci-dessus jusqu'aux qualités plus lourdes qui conviennent aux moteurs marins lents.

Huiles Combustibles -

Souvent appelés fuels : c'est le résidu de la distillation du pétrole brut après enlèvement des fractions ci-dessus et c'est aussi le produit résiduaire de la plupart des procédés de cracking. De couleur noire, visqueux, il a une odeur prononcée et est utilisé dans les chaudières et fours, dans l'industrie métallurgique, dans les centrales à vapeur ou électriques et dans les grosses installations de chauffage. Il en est fait une grande consommation pour les soutes des navires.

Tels sont les principaux produits obtenus successivement par distillation du pétrole. Si cependant on raffine un résidu intermédiaire lourd convenable, on obtient des huiles lubrifiantes souvent accompagnées de paraffine solide, tandis que si la distillation est poussée à de hautes températures et sous vide, on obtient des résidus solides : asphalte et bitume qu'on utilise pour le revêtement des routes.

CHAPITRE II

LA RECHERCHE ET LA PRODUCTION DU PÉTROLE

Section A - Recherche

I.- ORIGINE DU PÉTROLE

L'origine du pétrole a donné lieu pendant longtemps à des polémiques ardentes et à plusieurs théories fantaisistes; et même aujourd'hui l'accord ne va pas au-delà de la croyance généralisée que la matière organique est à l'origine du pétrole. On ne peut dire avec certitude de quel type est cette matière organique mais la plupart des géologues pensent maintenant qu'il s'agit à peu près certainement de cadavres d'animaux marins primitifs et peut-être de plantes tombés au fond des mers, des lagunes, ... et sauvegardés par leur ensevelissement sous des dépôts réguliers de couches à grains fins imperméables, telles que de la boue, de l'argile, du calcaire, etc ...

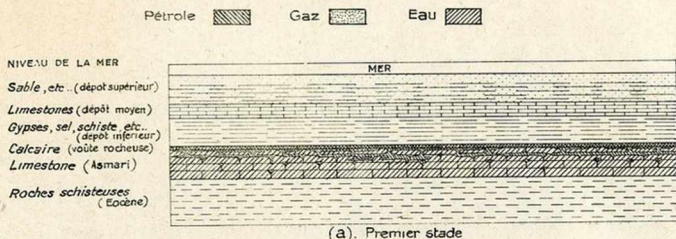
D'autre part, les processus chimiques par lesquels les cadavres de ces formes primitives de vie ont été transformés en pétrole et gaz constituent encore un objet de conjectures. Les uns prétendent que le pétrole a été "distillé" à partir de la matière organique sous l'action de la chaleur et de la pression et, en fait, on a fabriqué au laboratoire différentes formes de pétroles sous des conditions de température et de pression dont l'existence dans le sein de la terre n'est pas mise en doute.

D'autres, s'appuyant sur le fait que les époques géologiques s'étendent sur des centaines de millions d'années, pensent que le principal agent de la transformation est le temps, sans considération de températures ni de pressions. Malheureusement, cela ne peut être vérifié au laboratoire.

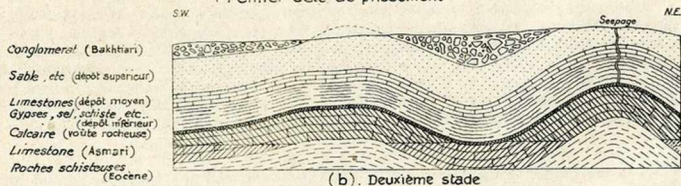
Une troisième explication est que le changement s'est produit peut-être à des températures et pressions proches des conditions atmosphériques, mais la matière première se trouvant dans des conditions de stagnation, privée d'oxygène, la décomposition a été provoquée alors par des catalyseurs vivants ou des agents du type bacille ou virus. Ces conditions de stagnation ou "anaérobie" sont connues dans de nombreuses mers et lagunes actuelles, la Mer Noire, par exemple, et c'est le soutien donné par leur existence qui est probablement à la base du succès qu'acquiert cette dernière théorie aux dépens des autres.

COUPE TRANSVERSALE D'UNE STRATIFICATION AVANT PLSISSEMENT

Noter que, dans toutes les couches, le pétrole commence par se séparer de l'eau et prend sa place dans les parties les plus poreuses. Noter également la tendance générale du pétrole à émigrer vers les parties hautes à travers les failles. Il est ensuite retenu par les couches de roches imperméables.



COUPE TRANSVERSALE D'UNE STRATIFICATION PLSISSÉE REGULIÈREMENT Premier acte de plissement



COUPE TRANSVERSALE D'UNE STRATIFICATION INTENSÈMENT PLSISSÉE Montrant les discontinuités des stratifications supérieures après plissement par suite de leur plasticité et les affleurements de gypse et de sel.

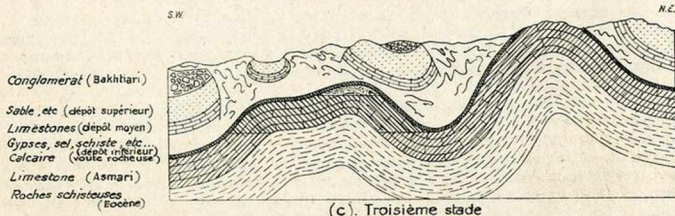


Fig. 1. - NAISSANCE D'UN CHAMP PÉTROLIFÈRE IRANIEN

Il n'est pas sûr que l'on arrive à expliquer avec certitude les origines du pétrole. A l'inverse du charbon qui est solide et reste là où il a été formé, le pétrole est liquide, d'où mobile; il ne reste pas nécessairement là où il a été produit et cela réduit la possibilité d'examiner les circonstances de sa naissance. Au contraire, il peut émigrer et émigre souvent à des distances et à des profondeurs considérables à travers les roches, de sorte que l'on ne peut jamais être sûr de sa première provenance.

2.- LA NATURE DES CHAMPS

Presque toutes les roches qui contribuent à la constitution d'un champ étant sédimentaires, c'est-à-dire disposées dans l'eau de mer ou de lac, tous leurs pores (interstices entre les grains solides de minéral) sont remplis d'eau. Dans la roche mère, la matière première organique s'y trouve aussi et quand elle est transformée en pétrole finement disséminé au travers de la roche, le liquide nouvellement formé, plus léger que l'eau, tend à avancer à la fois latéralement et vers le haut et s'accumuler en déplaçant l'eau plus lourde au cours de son avance. Ce déplacement et cette ascension incroyablement lents à l'échelle humaine continuent aussi longtemps que des passages même petits s'offrent et, au cours de sa migration, le pétrole traverse plusieurs couches successives de roches avant de terminer dans la "roche réservoir" loin de son lieu de naissance, pris au piège sous quelque bouchon imperméable ou "roche couvercle". Si la roche où le pétrole s'arrête est horizontale, le pétrole est dispersé comme sur la planche I (a). Si, au contraire, la dernière roche réservoir n'est pas en couche horizontale, ou est plissée après coup de manière à former des anticlinaux (dômes), la concentration se poursuit vers les points hauts de chaque dôme et l'on a alors la planche I (b) avec de larges accumulations de pétrole prises entre l'eau sous-jacente et la roche couvercle. Le pétrole jadis éparpillé est devenu un champ potentiel attendant sa découverte. L'histoire ne s'arrête pas là; si les mouvements du sol continuent, élevant les anticlinaux jusqu'à un niveau tel que des érosions ultérieures enlèvent la roche réservoir, tout le pétrole de la structure intéressée se répand alors dans l'atmosphère et est perdu. Voir planche I (c) à droite.

Il est important de se rappeler que c'est l'eau qui occupe tout l'espace des pores non remplis de pétrole, car c'est cette eau qui en fin de compte règle la pression du pétrole. Dans la plupart des champs la roche réservoir s'étend à des distances considérables en ayant la même porosité et perméabilité et affleure quelquefois à la surface. Un exemple type est donné à la planche I (c). Le pétrole ne pouvant s'échapper à travers la roche couvercle, il se produit le même phénomène que dans un tube en V fermé à un bout (pétrole et gaz) et ouvert à l'autre (eau) comme on le voit à la planche 2. Il est clair que, plus le réservoir est profond, plus grande est la pression de l'eau dans la branche ouverte.

Cette eau applique une pression hydrostatique au pétrole emprisonné qui renferme alors ses propres gaz en solution saturée au degré correspondant à la pression hydrostatique. Quand la branche fermée (pétrole) est percée par un puits, il se produit le même phénomène que dans un siphon d'eau de Seltz quand on l'ouvre; le mélange de gaz et de liquide sous pression trouve soudain une sortie à l'atmosphère et s'y précipite. De la même façon que l'eau est poussée par le gaz dans le siphon, le pétrole est entraîné dans le puits par son propre gaz qui sort de la solution en se détendant. Quand les pressions sont faibles, le pétrole ne peut sortir à la surface mais monte seulement jusqu'à une certaine hauteur dans le puits et il faut l'aider à en sortir. On intervient en général par pompage, mais on a recouru aussi à une autre méthode connue sous le nom de "gas lift". Dans cette méthode un tube d'acier est descendu au-dessous du niveau du pétrole dans le puits et est relié à une source de gaz sous

pression. Le gaz injecté retourne à la surface en se détendant progressivement et en faisant s'élever le pétrole, de la même façon qu'une pompe à pression d'air élève l'eau d'un puits .

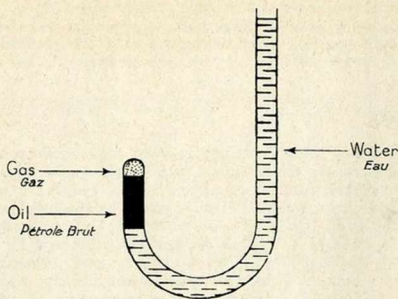


Fig. 2 - TUBE EN U

Le mode d'accumulation en dôme ou anticlinal décrit ci-dessus est le premier qui a été reconnu et quoiqu'encore le plus fréquent et le plus facile à repérer, on a mis en lumière d'autres formes d'accumulation suffisamment importantes pour justifier quelques mots de description; la planche 3 en donne les schémas en coupe verticale.

- Stratigraphic Trap - planche 3 (a)





Dans ce cas la roche réservoir, avec ses formations imperméables associées, émerge de la mer. Après ce plissement, cette roche est érodée et recouverte ensuite par des dépôts imperméables après avoir été submergée à nouveau dans une autre phase des mouvements de l'écorce terrestre. Quand le pétrole en migration atteint le réservoir, il est maintenu par les formations imperméables qui le recouvrent. L'Est du Texas est l'exemple le plus marquant de ce type de réservoir.

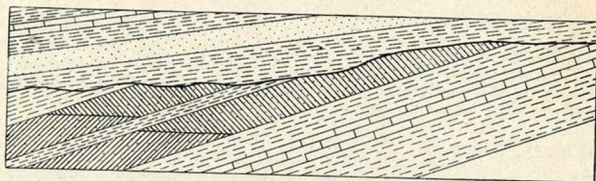
- Fault Traps - planche 3 (b) et 3 (c)

Une faille est une fracture et un glissement plus ou moins vertical dans l'écorce terrestre, les formations situées d'un côté étant déplacées en bloc; le mouvement peut avoir lieu vers le bas - planche 3 (b) (faille normale) - ou vers le haut et en avant - planche 3 (c) (faille renversée). Dans les deux cas, le joint étanche est réalisé quand la roche réservoir d'un côté de la faille est mise en contact avec un lit imperméable de l'autre.

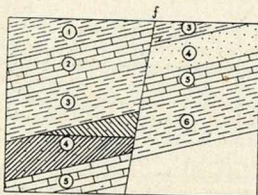
- Salt Dôme Trap - planche 3 (d)

Dans de nombreux endroits dans le monde, il existe en profondeur de grandes masses de sel. Ce sel est un matériau très plastique sous de fortes pressions; il tendra donc à sortir si les pressions qui s'exercent sur lui ne sont pas uniformes et si, dans l'écorce terrestre, une ligne de moindre résistance lui présente un chemin vers la surface. Le "tampon" de sel en montant tend à prendre une forme cylindrique et, en passant lentement à travers les couches supérieures, il les relève et provoque ainsi l'accumulation, sur ses bords, du pétrole qu'elles contiennent. Par sa plasticité, le sel forme un joint parfait autour des bords des roches réservoirs crévées. Des champs

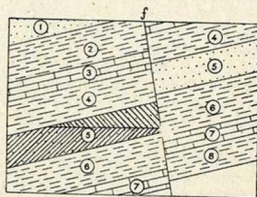
Oil. <i>Pétrole</i> <i>Brut</i>		Water <i>Eau</i>	
Porous Beds <i>Couche poreuse</i>		Impermeable Beds <i>Couche imperméable</i>	



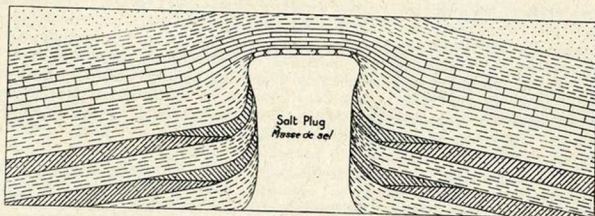
(a). Stratigraphic Trap.
Arrêt par stratification.



(b). Normal Fault Trap.
Arrêt par faille normale.



(c). Reversed Fault Trap.
Arrêt par faille renversée.



(d). Salt Dome Trap.
Arrêt par dôme de sel.

Fig. 3 - DIVERS TYPES DE LOCALISATION DE PETRÔLE

du type à dôme de sel sont connus en Allemagne et sont très fréquents aux U.S.A. dans les champs de la côte du Golfe du Mexique.

Les schémas des planches I et 3 illustrent les principes les plus importants de l'accumulation du pétrole; les complications nombreuses et souvent déroutantes fréquemment constatées dépassent l'objet de ce livre.

3.- LA DECOUVERTE DU PETROLE

Pour la recherche du pétrole, on examine d'abord les indices qui peuvent être trouvés à la surface de la zone considérée, puis on dresse la carte, on passe aux examens géologiques et géophysiques et, enfin, on exécute des forages en des points convenablement choisis. Les étapes peuvent être rapidement décrites ainsi :

a) Indices de surface

Les indices que l'on peut voir à la surface consistent en des formations telles que la présence possible de roches mères et de roches réservoirs, de roches couvertes aptes à former des bouchons, de structure favorable à l'accumulation de pétrole. Mais les plus importants de tous, naturellement, sont les traces visibles de pétrole.

Aucun de ces points ne peut être défini avec grande précision. En ce qui concerne les roches mères par exemple, on peut seulement affirmer que certaines espèces (calcaires, marnes, argiles, etc...) entrent dans cette catégorie, tandis que d'autres, telles que les roches volcaniques (granit, lave) n'y entrent certainement pas. Les sables sont les roches réservoirs les plus répandues mais les calcaires sont aussi très importants, particulièrement dans les champs gros producteurs du Moyen-Orient. Pour tenir lieu de bouchon, toute roche de nature imperméable convient, c'est-à-dire l'argile, à grains très fins et compacts, l'anhydrite dure et cristalline, le sel, plastique sinon mou. Naturellement, une combinaison favorable de roches pouvant être mères, réservoirs et bouchon, n'est pas par elle-même garantie de champ, mais elle devient plus probante si elle est renforcée par des traces de pétrole en surface dans le voisinage.

Les indices de surface peuvent revêtir plusieurs formes. Une première forme peut être appelée "champ mort"; c'est une structure qui a jadis contenu du pétrole mais qui a été érodée et lavée par les eaux de surface, etc..., de sorte que tous les hydrocarbures semblent s'être échappés (planche I (c) à droite). Même dans ce cas cependant les indices ont rarement été complètement effacés ou enlevés, il reste de faibles traces d'huile ou de gaz enfermés dans les pores de la roche et qui se révèlent à la vue ou à l'odorat, quand on casse la roche au marteau et que l'on met ainsi à jour des surfaces neuves. Une autre et plus importante forme d'indice est appelée "suintement", c'est-à-dire apparition à la surface, de pétrole ou de gaz ou des deux à la fois en provenance d'un réservoir enterré dans les environs. Ces suintements commencent bien avant que le réservoir ne soit exposé à l'atmosphère et sont dus à de petites zones de moindre résistance qui permettent à la pression du réservoir de pousser de petites bouffées de pétrole ou de gaz à la surface. La comparaison familière avec le siphon s'applique ici encore, un suintement étant l'équivalent d'un bouchon fuyard (voir photo 3).

Les suintements ne prouvent pas à eux seuls qu'un champ de pétrole ou de gaz de capacité suffisante pour être exploité existe au-dessous ou aux environs. Ils peuvent être les derniers vestiges d'une accumulation qui a été complètement drainée plus

loin; ils peuvent provenir d'une petite concentration sans valeur. Ils peuvent aussi avoir voyagé latéralement sur une très grande distance à partir d'un réservoir souterrain. Ils indiquent toutefois qu'il y a du pétrole dans le voisinage et c'est donc le plus grand encouragement que puisse souhaiter un explorateur dans une nouvelle contrée. D'un autre côté, l'absence de suintement n'élimine en aucun cas une région. Beaucoup de grands champs sont si bien bouchés par les roches supérieures qu'il n'ya aucune indication de pétrole ou de gaz à la surface.

b) Méthodes de prospection

Bien qu'il reste dans le monde peu de zones complètement inexplorées, on peut envisager le cas d'une telle zone et examiner les étapes suivies dans la prospection. Elles se trouveront probablement dans l'ordre suivant :

Reconnaissance,
Photographie aérienne et interprétation photogéologique,
Examen détaillé de la géologie du terrain,
Examen géophysique.

Naturellement, on ne parcourt pas toujours les 4 étapes et on ne les parcourt pas toujours dans cet ordre. Par exemple, dans un pays dont la géologie est bien connue, on peut se passer de la 4ème et même de la 2ème, et à la fois la 2ème et la 3ème peuvent être évitées dans les zones où il n'y a pas de couches affleurant en surface et où leur disposition est obscure.

Reconnaissance

Un vol préliminaire au-dessus du territoire est devenu aujourd'hui d'usage courant. Il donne une image visuelle rapide du terrain, de sa nature et des caractéristiques géologiques essentielles. Dans certains types de pays il donne une indication sur les zones favorables à une accumulation exploitable si le pétrole existe; il montre dans quels parages se trouvent les roches critiques qui demandent une étude sur le terrain; il élimine les zones sans intérêt commercial (laves, granit, etc ...). Le vol est suivi d'une rapide reconnaissance au sol dont l'objet est de vérifier et confirmer les observations faites en vol. Les géologues qui y prennent part recherchent la succession, l'épaisseur, l'âge et la disposition des formations en attachant une particulière attention aux anticlinaux ou autres structures réservoirs visibles et - c'est leur tâche principale - en recueillant toutes les informations possibles au sujet des roches mères, des suintements de pétrole, gaz ou bitume, etc ...

En conclusion, ils choisissent certaines zones en vue d'examen plus détaillés.

Photographie aérienne et interprétation photogéologique

Les zones choisies sont couvertes par des photos aériennes prises à la verticale se recoupant et toutes à la même échelle, en général comprise entre le 1/20.000ème et 1/40.000ème suivant la quantité de détails désirés. La photo 7 donne un exemple d'une telle vue aérienne.

Pour préparer une carte précise à partir de photos aériennes, ce qui est tout à fait possible, il est nécessaire d'avoir un réseau de points géographiquement déterminés au sol et facilement repérables sur les photographies, ou pour un degré

moindre de précision ou dans des zones inaccessibles, on peut garder l'avion photographique sous contrôle radar durant son vol pour connaître sa position exacte dans les trois dimensions au moment de chaque prise de vue. Ces méthodes sont chères et laborieuses et quand on n'a pas besoin d'un tel degré de précision, le géologue se contentera d'une carte planimétrique photogéologique obtenue en faisant une étude stéréoscopique des photos et en rassemblant, sur une carte schématique, toutes les particularités géologiques mises ainsi en évidence. On voit au stéréoscope une sorte de modèle réduit du pays. Cela apporte au géologue, déjà familiarisé avec les roches au sol, une vue d'ensemble qui ne peut être obtenue autrement et qui équivaut en fait à le suspendre au-dessus de la zone en hélicoptère. Bien plus même, là où il n'y a pas vallonnement, on peut trouver des indices sur la structure géologique par l'examen, par un oeil expert, des systèmes d'évacuation des eaux et des dessins des sols.

Avec des corrections d'altitude et de distorsion dues à l'inclinaison de l'avion, par des triangulations sur les photos, même sans contrôle au sol, la méthode donne une carte d'une précision suffisante qui donne un grand nombre de renseignements stratigraphiques et structuraux. Même sans ces corrections on peut avoir ainsi des croquis qui seront très utiles au stade suivant de la recherche.

Examen géologique détaillé sur le terrain

Armés des résultats préliminaires du travail de reconnaissance et photogéologiques, les géologues se limitent aux examens détaillés sur les terrains des zones considérées comme favorables. Ils étudient la forme et la dimension de chaque formation prospectée, son histoire géologique, son utilité comme réservoir, la présence de roches réservoirs à portée de forage, la présence de roches pouvant servir de bouchon, les indices de pétrole. En un mot, ils rassemblent sous forme de carte tous les indices qui permettent de proposer la zone pour des essais. Si leur verdict est favorable, ils recommandent le forage d'un puits d'essai à un endroit déterminé et indiquent la profondeur à atteindre. Cette recommandation est en général accompagnée de renseignements sur les accès, les approvisionnements en eau, en matériaux de construction et en main d'oeuvre.

Examen géophysique

Quand les affleurements de roches sont rares ou même inexistants, comme par exemple dans la jungle, les marécages ou les déserts, ou quand la structure en surface peut être différente de celle en profondeur, le géologue est mal placé et on fait appel au géophysicien.

On entend par géophysique, la science de la recherche de la structure souterraine par des méthodes physiques, sans référence aux conditions de surface; c'est en quelque sorte un examen radiographique de l'écorce. Les méthodes utilisées sont : gravimétrique, magnétique, électrique, sismographique, chacune ayant ses propres applications.

La méthode gravimétrique a été la première appliquée. Une balance de torsion très sensible, inventée par le savant hongrois Baron von Eötvös fut utilisée pour la première fois dans la prospection du pétrole par le Dr. H. de Bëckh, lui aussi hongrois et ancien conseil géologique de l'Anglo-Iranian Oil Cy. Durant les toutes dernières années un nouveau type d'instrument appelé gravimètre a été utilisé de façon intensive et quoique reposant sur des principes physiques très différents, le résultat pratique final est le même. Ces instruments mesurant de faibles différences de gravité dans une zone donnée; on a remarqué qu'un grand anticlinal dans lequel les roches plus anciennes

et plus lourdes sont plissées et, par suite, plus proches de la surface que sur les flancs, provoque une légère augmentation de la gravité en-dessus de la crête par rapport aux environs. Cet effet peut se traduire par une différence de quelques milligals pouvant atteindre jusqu'à 50 milligals dans le cas d'un grand anticlinal; le milligal étant la 1/1.000.000ème partie de la gravité au niveau de la mer, on voit que les instruments utilisés sont très sensibles et que leur manipulation nécessite beaucoup d'intelligence et de soins.

Un résultat inverse est obtenu dans le cas où la densité dans un dôme de sel est inférieure à celle des roches environnantes. Dans ce cas, l'objectif est la recherche d'un minimum de gravité.

La méthode magnétique consiste à relier les anomalies locales observées dans le champ magnétique terrestre à la structure enterrée. Cette méthode, quoique actuellement en progrès, semble devoir rester limitée dans ses applications; elle est surtout utilisée en conjonction avec une autre méthode géophysique telle que la méthode gravimétrique. Un progrès récent dans cette sorte de prospection est l'utilisation de l'aéromagnétomètre installé dans un avion, les variations de champ magnétique étant enregistrées de façon continue pendant le vol de l'avion sous contrôle radar ou similaire, au-dessus de la zone prospectée.

La méthode électrique vise à comparer les roches enterrées par la mesure de leurs résistivités et conductivités électriques relatives. Elle est, du point de vue pratique, encore plus à ses débuts que la méthode magnétique et n'a pas, jusqu'à présent, de grandes applications.

La méthode sismique est semblable en son principe aux échos sonores et est probablement la plus employée aujourd'hui de toutes les méthodes géophysiques. Elle consiste à créer des ondes de tremblements de terre artificiels (séisme) en faisant sauter des explosifs dans des trous de mine et à observer les taux et temps de voyage de ces ondes à travers une portion relativement petite de la croûte terrestre. Il y a deux formes d'examen : la méthode par réflexion et celle par réfraction, on utilise souvent l'une quand l'autre a échoué (Voir photos 5. et 6)

La méthode par réflexion est illustrée par la planche 4. La charge, en général seulement quelques livres d'explosifs à haute puissance, est placée de 3 à 15 mètres au-dessous de la surface du sol et mise à feu électriquement. Les ondes sismiques ainsi créées sont réfléchies par certaines surfaces rocheuses en profondeur et les ondes en retour sont recueillies dans des instruments appelés géophones ou pick-up convenablement alignés à la surface et enregistrés par centralisation électrique dans le camion. Ce qui est enregistré dans chaque géophone est la durée totale du parcours de l'onde particulière qui y pénètre, c'est-à-dire le temps mis par l'onde pour aller du point d'explosion à la surface réfléchissante et de celle-ci à la surface. Connaissant les positions du point d'explosion et du géophone, la vitesse des ondes, l'opérateur peut déterminer le point du sous-sol auquel chaque réflexion a lieu et sa profondeur à partir de la surface.

La planche 4 demande un mot d'explication. Un seul coup est tiré à la fois bien entendu et tandis que l'opérateur recueille les enregistrements du point N°1, le tireur transfère son câble de mise à feu au point N° 2; le deuxième coup est tiré quand l'observateur signale qu'il est prêt à enregistrer à nouveau. Bien que des géophones restent à la même position pour les deux coups, l'emplacement des charges donne des observations pour deux aspects de la formation réfléchissante.

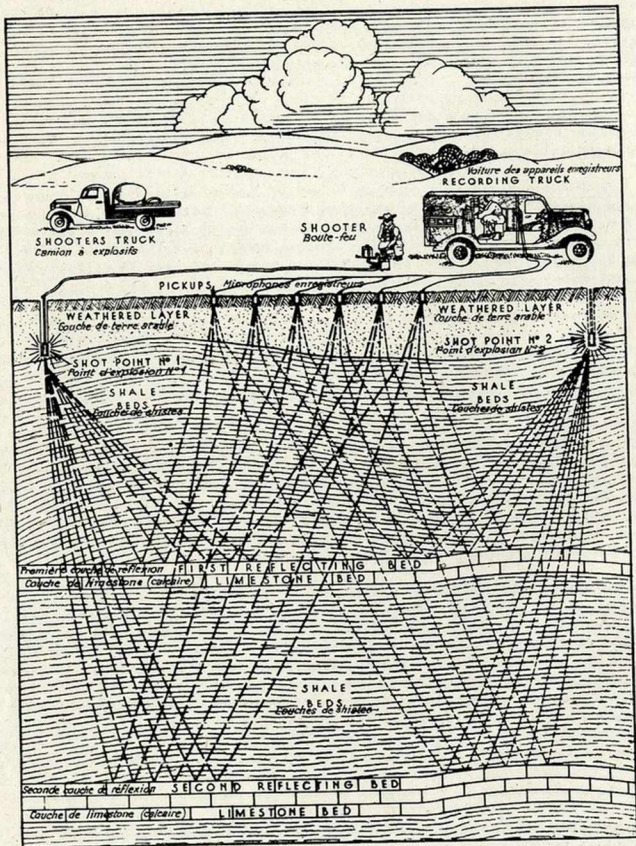


Fig 4 - RECHERCHES SISMIQUES (METHODE PAR REFLEXION)

La méthode par réfraction utilise le fait que les ondes sismiques traversent des formations différentes à des vitesses différentes. En bref, cette méthode tend à trouver une formation pour laquelle la vitesse est plus grande que celle de tout ce qui l'entoure. Quand le coup est tiré, les vibrations rayonnent dans toutes les directions, certaines étant réfléchies à partir des formations à grande vitesse tandis que celles qui touchent la formation à l'angle critique sont réfractées et la traverse à la vitesse la plus rapide jusqu'à émerger à nouveau vers la surface où; si les géophones sont bien placés, elles seront enregistrées. Il faut que ces vibrations n'atteignent pas les enregistreurs dans le même temps que les ondes qui ont traversé directement toutes les formations supérieures à partir du point d'explosion. Il faut donc que la distance entre le point d'explosion et les points d'enregistrement soit assez longue pour que les ondes réfractées à grande vitesse prennent suffisamment d'avance pour arriver au géophone avant les autres et être distinguées de celles-ci. Ces distances (7 à 25 Km) nécessitent d'énormes quantités d'explosifs à gros pouvoir pour donner une énergie suffisante et les charges varient de 1 à 3 tonnes alors que la méthode par réflexion ne nécessite que quelques kilos. Dans la méthode par réfraction comme dans celle par réflexion, c'est le temps de parcours qui est enregistré et transformé à son tour en profondeur .

La planche 5 illustre un type de prospection par réfraction appelé "La méthode en ligne", où le point d'explosion et les pick-ups sont en ligne droite le long de la direction supposée du grand axe de l'anticlinal enterré. Les résultats donnent une vue longitudinale de la formation réfractante.

Une autre méthode, celle en "arc", donne une coupe de la formation à grande vitesse, c'est-à-dire un profil à travers l'anticlinal perpendiculairement à la direction. Dans cette méthode la charge et la distance d'observation sont les mêmes que dans la précédente mais les géophones sont équidistants sur un arc de cercle dont le centre est le point de l'explosion et dont le rayon principal traverse l'anticlinal présumé. Dans les conditions qui conduisent à travailler par réfraction (pays calcaires) la méthode en arc de cercle est utilisée comme méthode de reconnaissance et quand elle révèle des structures anticlinales, on les examine en détail par combinaison des deux méthodes en ligne et en arc de cercle.

La méthode en arc a été mise au point par l'A.I.O.C.

Les diverses méthodes géophysiques ne donnent évidemment aucune indication sur l'existence de pétrole souterrain. Elles rendent cependant de grands services en fournissant une image de la structure souterraine qui permet de placer les puits de recherche dans les meilleures conditions. Leur application à la prospection du pétrole ne date que de ces dernières années mais le nombre de découvertes que l'on peut mettre à leur compte est déjà grand et augmente constamment.

c) Forage d'essai

Si en conclusion du travail de prospection on recommande de forer en un certain point, on amène un équipement et le travail commence. Un géologue assiste à tout le forage examinant et classant toutes les formations rencontrées, guidant les foreurs et comparant la géologie cachée, dévoilée par les puits et ses prévisions. Si l'on trouve du pétrole en quantité, le champ est développé par forage mené sous la conduite des géologues (voir Section C. - Production). Si le premier puits ne donne rien, après réexamen de la situation par les géologues, on peut choisir un autre emplacement sur la même formation. Des échecs répétés conduisent soit à abandonner la zone, soit à la

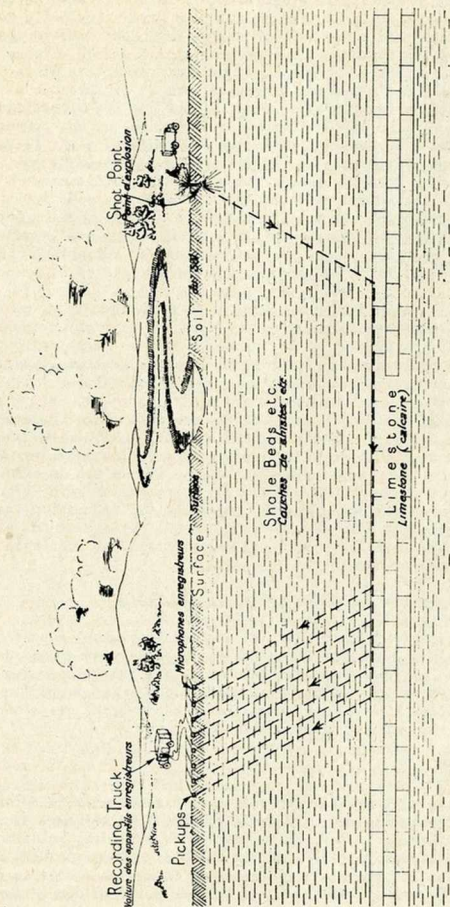


FIG 5 - RECHERCHES SISMIQUES (METHODE PAR REFRACTION)

laisser en attendant que de nouveaux indices ou de nouvelles idées encouragent un nouvel essai.

Section B - Forage

I.- DESCRIPTION D'UN Puits DE PETROLE

D'une façon générale, un puits de pétrole est semblable à tout autre puits destiné à la production de l'eau, de l'eau salée ou de tout autre fluide, ou à la recherche de minéraux.

La profondeur d'un puits de pétrole est fixée par la profondeur à laquelle le pétrole est trouvé; le puits le plus profond percé pour le pétrole dépasse 5.000 m. de profondeur. Le puits productif le plus profond à ce jour a 4.335 m.

Le diamètre d'un puits est variable mais, de façon générale, le forage d'un puits profond commence avec un diamètre en surface de 45 cm (18") qui est progressivement réduit jusqu'à 15 cm (6") en bas.

Au fur et à mesure de l'avancement du forage on trouve souvent des nappes d'eau souterraines ou des formations qui ont tendances à s'affaisser. Pour protéger le puits de ces eaux et maintenir les formations qui s'affaissent, il faut protéger le puits par des tubes d'acier appelés "tubage" ou "casing". Le nombre de ces tubes et leur diamètre sont fixés par les conditions locales et la profondeur à laquelle le puits doit être foré; un dispositif type de revêtement pour puits profond comprend les diamètres suivants :

- 38 cm (15")	jusqu'à	150 mètres
- 28 cm (11")	"	1.200 "
- 20 cm (8")	"	2.100 "
- 15 cm (6")	jusqu'au	pétrole.

Quand on connaît bien les conditions souterraines dans un champ on peut réduire au minimum le diamètre de départ et le nombre de ses variations.

Les tubes de casing sont des tubes d'acier sans soudure à raccordement par manchons vissés. Ils sont de divers poids, c'est-à-dire de diverses épaisseurs, pour répondre aux diverses conditions d'emploi. Les épaisseurs courantes de 1/4" à 1/2" (6 mm à 12 mm,5).

Le casing peut être soumis à une forte pression interne due à la pression du pétrole et à de fortes pressions externes exercées par les eaux souterraines ou les formations tendant à s'affaisser et qu'il doit maintenir. Pour se préserver des accidents, les tubes de casing sont essayés hydrauliquement aux laminoirs à une pression supérieure à toutes celles qu'ils sont susceptibles de rencontrer dans le puits.

Quand le pétrole doit jaillir à haute pression ou lorsque toutes les vannes d'eau doivent être barrées ou séparées les unes des autres, chaque longueur à diamètre constant du tubage est posée à la profondeur voulue et l'on coule du ciment entre le tubage et le terrain qui l'entoure. Dans les puits à faible pression, la partie haute du tubage central à petit diamètre est quelquefois enlevée par économie. Mais dans les

puits ou du gaz ou du pétrole sous haute pression est prévu, chaque tubage reste jusqu'à la surface du terrain. La section d'un puits terminé (planche 6) ressemble alors à un télescope, le côté oeil étant le bas du puits et le gros bout le sommet. L'ensemble des vanes et accessoires nécessaire à la fermeture du puits et au contrôle de sa production est appelé "arbre de Noël"; il est fixé au tubage intérieur du casing (voir photo 13).

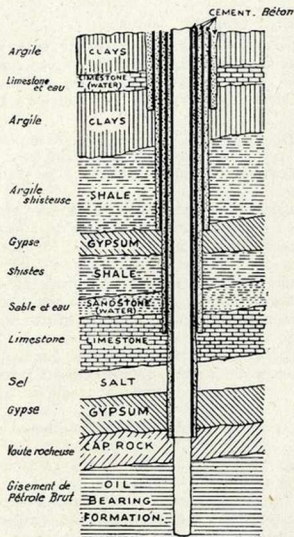


Fig. 6 - DISPOSITION DES TUBES TELESCOPIQUES
DE CHEMISAGE D'UN PUITS

2.- SYSTEMES DE FORAGE

Il y a deux principaux systèmes utilisés dans le forage des puits de pétrole: a) le système rotary ou à boue fluide, et b) le système par percussion au moyen d'outil manoeuvré par câble. Ce dernier système n'est plus utilisé que dans quelques champs où les conditions locales s'y prêtent, en particulier quand les puits sont peu profonds et là où les terrains durs ne risquent pas de s'affaïsser. Le rotary système, perfectionné pendant les 20 dernières années, est maintenant d'usage courant. Ses principaux avantages sont les possibilités qu'il offre de forer plus vite et plus profond que les autres systèmes, sauf en terrain très dur (voir photo 8).

Le système Rotary demande un matériel beaucoup plus important que le système à percussion. Pour un puits profond où l'on ne prévoit pas de complications, les principaux accessoires nécessaires sont :

- 1 - un derrick en acier, en général de (136') 40 m. de haut et (26') 8 m. de base pouvant supporter 300 tonnes, muni, à la partie supérieure, d'une plateforme et de poulies de renvoi;
- 2 - les treuils qui permettent de baisser et de relever les tubes de casing et ceux formant tiges de forage;
- 3 - la table tournante qui fait tourner les tubes de forage;
- 4 - des pompes à boue;
- 5 - des moteurs;
- 6 - des tubes de forage et les différents outils.

Pour un outillage important (planche 7), l'équipement ci-dessus pèse environ 350 T. tandis que le casing qui restera dans le puits pourra atteindre environ 300 T.

Pour les puits peu profonds, l'équipement est semblable mais de construction plus légère et d'un type plus transportable. (Voir photo 9).

Dans le système rotary, le trou est percé par la rotation d'une tête coupante. Cette tête coupante (il y en a de nombreux types) est fixée à la partie inférieure de la tige de forage, qui part de la surface et va jusqu'au fond du puits.

En partant du bas, le train de forage est constitué des éléments suivants :

- 1 - le trépan de forage du type qui convient à la formation rencontrée;
- 2 - les "colliers de forage". Ce sont des barres d'acier évidées de 6 à 9 m. de long munies de raccords à gros pas coniques. Trois ou quatre de ces barres sont vissées ensemble; leur fonction est de peser sur le trépan et de former une section rigide juste au dessus de lui;
- 3 - le tube de forage. Il est composé de tubes très solides, sans soudure, en général d'une longueur de 9 m. Les diamètres varient de 3 1/2" à 6 1/8" (90 à 168 mm) avec des poids de 19 à 39 Kgs au mètre. Pour permettre de raccorder rapidement et facilement les tubes de forage, chaque longueur comporte à une extrémité un filetage à gros pas, et à l'autre le joint femelle correspondant composé d'un lourd raccord ou collier dont une extrémité est vissée de façon permanente sur le tube. Le filetage à gros pas permet de faire et défaire très rapidement les joints .
- 4 - le "Kelley" ou "barre des douleurs". C'est une barre évidée de section carrée de 12 cm,5 de côté et de 8 m,5 de long qui sert à faire tourner le train de forage. Sa longueur doit être un peu supérieure à celle des éléments du tube de forage parce que au fur et à mesure de l'avancement, le Kelley descend à travers la table du rotary. Lorsque le Kelley est dans sa position basse, on relève alors la tige de forage, on enlève le Kelley, on fixe un nouveau tube

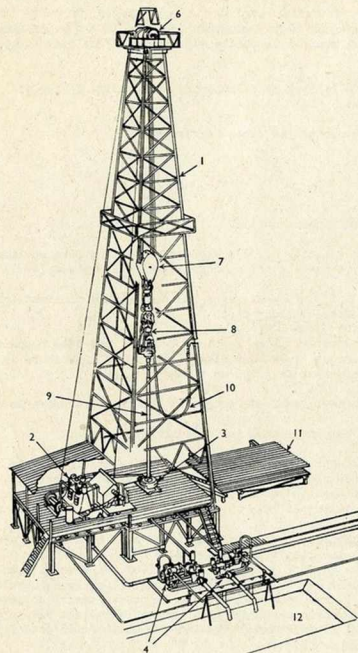
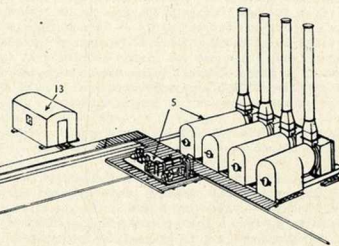


Fig. 7. PERSPECTIVE D'UNE INSTALLATION DE FORAGE
UTILISANT L'ENERGIE THERMIQUE



1. Derrick
2. Treuil de manœuvre
3. Mandrin d'entraînement
4. Pompe de circulation des boues de forage
5. Batterie de chaudières et pompe d'alimentation
6. Partie fixe du pàlen
7. Partie mobile du pàlen
8. Attache tournante des barres de forage (touriquet)
9. Barre de forage
10. Flexible d'alimentation des boues de forage
11. Parc à barres de forage
12. Bassin à boue
13. Magasin



et on remet le Kelley. On redescend alors la tige de forage jusqu'à ce qu'il atteigne le fond du puits. Le Kelley s'étend alors, au-dessus de la table tournante, d'une longueur égale à celle du tube rajouté en dernier et on peut reprendre le forage pour une profondeur égale.

Le Kelley maintenu par un ensemble coulissant dans un trou carré de la table de rotary et vissé aux tubes de forage, permet de transmettre la rotation de la table et de descendre le train entier au fur et à mesure de l'avancement. Ce train est suspendu à un pivot à rouleaux attaché à son tour à un moufle. Le derrick est lui-même muni de poulies (le bloc de tête) que parcourt un câble de 1" à 1" 1/4 de diamètre pour former avec le moufle, un palan. Le câble est fixé sur un tambour relié au moteur qui permet de monter le train de forage ou de le descendre, sous le contrôle d'un frein.

Avec l'équipement ci-dessus le train de forage peut être mis en rotation, relevé et descendu suivant les besoins du forage (voir photos IO à I2). On utilise pour les forages diverses formes d'énergie. On utilise en général la vapeur à cause de sa souplesse là où l'eau est abondante et le combustible bon marché, mais on se sert aussi de l'électricité et de moteurs à combustion interne. L'introduction d'un accouplement hydraulique, qui donne une grande souplesse et un facile contrôle de la vitesse a mis en faveur le moteur diesel. La puissance nécessaire à un équipement de forage profond est d'environ 600 CV, mais peut atteindre 1.000 CV. Une puissance convenable de pompe est essentielle pour un bon forage.

L'opération essentielle suivante est l'enlèvement continu des débris de forage : elle est réalisée par une circulation de boues.

Le circuit de fluide porteur de boues, de poids spécifique voisin de 1,25, commence aux pompes à boues, pompes à piston Duplex, soit à vapeur soit à courroie commandée par machine à vapeur ou à moteur. La quantité de fluide à manipuler varie avec la dimension du trou à forer, mais une pompe d'un débit de 140 m³/h. à 45 Kg/cm² nécessitant 300 CV répondra à la plupart des nécessités. En général, on double les pompes pour avoir un matériel de secours.

La pompe est reliée au pivot par un flexible à haute pression de 12 m. de long et de 6 cm,25 de diamètre. Le fluide passe dans le Kelley, les tubes, les colliers et le trépan et retourne à la surface par l'espace annulaire entre l'extérieur du tube de forage et les parois du puits. La boue fluide sert à 4 usages : elle maintient propre et refroidit le trépan, elle évacue les débris au fur et à mesure du forage et les transporte à la surface, elle colmate les murs du puits empêchant les éboulements et dans certains cas les venues d'eau.

Quand le fluide chargé de débris atteint la surface, les plus grosses particules sont enlevées par tamisage ou décantation et la "bonne" boue est recyclée de façon continue.

Dans de nombreux cas où il n'y a pas de difficultés spéciales, une boue préparée avec des argiles locales plus ou moins schisteuses donne un fluide de forage très convenable. Mais pour les puits à caractère éboulant particulièrement prononcé ou traversant soit des nappes d'eau ou de gaz à haute pression, soit de grosses couches de sel, la boue doit être préparée spécialement. Pour maintenir des hautes pressions, la boue doit être alourdie avec de la baryte ou un matériau analogue pour accroître son poids spécifique; elle doit être traitée par une saumure saturée pour prévenir la dissolution des zones de sel éventuellement traversées. Lors des forages à travers des cou-

ches poreuses, il est souvent nécessaire de préparer une boue fluide à très faible facteur de perméabilité, c'est-à-dire laissant sur les parois du puits une gaine mince et imperméable qui bouche les pores de la formation et s'oppose à ce qu'il s'y forme une gaine plus épaisse.

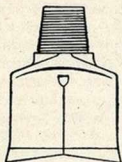


Fig. 8 - TREPAN
EN QUEUE DE MORUE

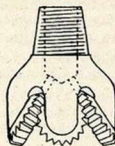


Fig 9 - TREPAN
POUR ROCHER

La vitesse de forage varie avec la formation à traverser, le diamètre du trou et le type de trépan que l'on doit utiliser. Pour les roches les plus molles, un trépan du type "Drag" est utilisé : c'est un trépan à plusieurs lames dont l'action de coupe est semblable à celle des forets utilisés en mécanique (planche 8). Dans les formations du type schistes mous, on peut percer jusqu'à 450 m. en 8 heures. Ces trépan sont facilement refaits par affûtage à la meule. Quand le forage traverse des formations plus dures, telles que des calcaires ou des grès, on utilise en général le trépan "Rock Bit" (planche 9). Il est formé d'une série de couteaux circulaires à dents, montés sur roulements à billes ou à rouleau dans un corps convenable. La vitesse de pénétration dépend de la dureté et des propriétés abrasives de la roche et varie de 0,3 à 3 m. et plus par heure. Le métrage foré avant que le trépan ne doive être remplacé est aussi variable, le maximum étant voisin de 150 m. Les trépan "Rock Bit" peuvent aussi être affûtés à la meule, ce qui permet d'obtenir un nouveau forage atteignant environ 80 % de celui effectué par le trépan neuf. Dans les cas extrêmes, tel que la traversée de quartz, on ne peut avoir qu'un avancement de 60 cm par trépan avec une vitesse de pénétration de 15 cm. à l'heure.

Quand un trépan est usé au point de faire tomber la vitesse d'avancement, il faut remonter tout le train de forage pour remplacer le trépan usé par un neuf. Pour gagner du temps, les tubes de forage sont laissés reliés en longueurs de 3 tubes de 9 m., ces longueurs de 27 m. étant rangées le long du derrick.

La vitesse de rotation et le poids appliqué au trépan dépendent de la formation et du type de trépan utilisé. Dans les formations tendres, on peut aller jusqu'à 500 t/m mais l'utilisation de ces grandes vitesses est une question d'appréciation. Dans les roches dures, on peut avoir à réduire la vitesse à 30 t/m.

Le poids appliqué sur le trépan est commandé par la tension du fil qui s'enroule sur le treuil; à une profondeur de 1.500 m. le train pèse environ 30 tonnes. Comme le trépanne doit pas supporter plus de 2 à 8 tonnes, le reste, soit 22 à 28 tonnes, est porté par le moufle sous le contrôle du frein du treuil. Il existe des enregistreurs de poids qui donnent à tout moment le poids appliqué au trépan. La charge la meilleure pour chaque formation est donnée en général par l'expérience et, quand elle a été établie, on laisse descendre le train de forage à une vitesse qui permet de maintenir continuellement la bonne charge sur le trépan.

3.- LES OPERATIONS SUCCESSIVES NECESSITEES PAR UN FORAGE

Pour donner une idée générale du travail que représente le forage d'un puits de pétrole, on supposera que le puits doit être foré à 2.400 m.

En premier lieu une fouille de 3 à 7m,5 de profondeur et de 4m,5 de côté est creusée et garnie d'un revêtement en béton; son rôle est de fournir de la place pour la tête de puits, les accessoires, etc ... sous le plancher du derrick. On peut, au contraire, faire l'installation au-dessus du sol en réalisant une plateforme, à hauteur convenable, sur une charpente métallique.

Le derrick et le reste de l'équipement sont alors installés ainsi que des stockages pour la boue qui peuvent être réalisés, soit dans des fosses ouvertes ou des réservoirs d'acier.

Une boîte directrice, constituée d'une courte longueur de tube muni d'orifices sur le côté est cimentée dans un petit puits. A cette boîte est reliée la canalisation d'écoulement de la boue vers les bacs d'aspiration des pompes à boue.

Si nous supposons que le premier tubage (casing) doit avoir un diamètre de 15'' (37 cm,5), on commencera le forage avec un trépan de 18'' de diamètre (45 cm). Le forage se poursuit jusqu'à ce que l'on ait atteint la profondeur correspondant à la longueur prévue pour le tubage de 15'' (37 cm,5). Ce tube de 15'', muni d'un sabot pour protéger son extrémité inférieure, et d'une soupape anti-retour (floatcollar), est alors mis en place. Chaque longueur de 9 m. (30') est vissée sur la longueur précédente supportée à la surface par des machoires (appelées araignées) pendant ce vissage. Chaque joint de casing est vissé "à demeure" par de lourdes clés mécaniques. Des mesures précises sont faites pendant la descente du revêtement pour s'assurer qu'il est bien descendu jusqu'en bas du puits et non pas maintenu par quelque obstruction; si nécessaire, une longueur est ajoutée au haut du casing pour qu'il arrive au niveau convenable, par rapport à la surface.

Pour empêcher toute venue d'eau et pour ancrer solidement le casing, l'espace annulaire laissé entre lui et le forage est rempli de ciment. Cette opération s'effectue en pompant dans le casing une quantité prédéterminée de lait de ciment pur de poids spécifique 1,8. Au fur et à mesure du pompage du ciment, un volume égal de la boue préexistante dans le forage est chassé derrière le revêtement et remonte à la surface; quand la quantité totale de ciment a été pompée - et généralement il s'agit d'un volume égal à celui du vide entre le forage et le tubage -, un piston de cimentage (court piston avec des segments de caoutchouc en U) est placé au sommet de la colonne de ciment. On pompe alors de la boue normale sur le piston qui pousse en avant le ciment à travers la soupape du pied du tubage vers l'espace annulaire entre forage et tubage. L'opération est terminée lorsque le piston atteint la soupape; on laisse alors le ciment prendre pendant 48 heures.

On reprend alors le forage avec un trépan d'un diamètre inférieur d'environ 1/8'' (3mm) au diamètre du tubage que l'on vient de cimenter. Le piston de cimentage et la soupape qui sont faits en matériaux forables, sont traversés au trépan. Pour vérifier la solidité du cimentage, on descend le forage jusqu'à environ 1m,50 au-dessous du sabot du tubage et on note le niveau de la boue. Si après un certain temps celui-ci ne bouge pas on est sûr qu'il n'y a pas de fuite sous le sabot ni aux joints du tubage. En alternative ou même en plus de cet essai, on peut appliquer à la surface une pression hydraulique. Si la pression se maintient il n'y a pas de fuite.

On fore alors jusqu'à la profondeur limite du deuxième tubage, on le met place et on cimenté comme pour le premier.

Après le cimentage du dernier tubage (oil casing) en général juste au dessus du "réservoir", on prépare le puits pour "rentrer dedans". Si l'on attend du pétrole à faible pression seulement ou si la pression ne doit pas dépasser la pression statique développée dans la colonne de boue, il n'y a pas d'autres précautions à prendre que l'essai en pression du revêtement et des accessoires de tête de puits; celles-ci prises, on rentre dedans comme s'il n'était pas question de pétrole. Quand on a traversé ou foré dans la couche productrice à la profondeur jugée convenable, le tube de forage est enlevé et on se prépare pour la production. On le fait soit en enlevant la boue, soit en la déplaçant par une plus légère jusqu'à ce que le pétrole puisse vaincre la pression statique et sortir. Le puits est alors prêt à produire.

4.- BOUES DE FORAGE

La remarque faite dans le paragraphe précédent permet de voir qu'une boue préparée pour répondre à des conditions données dans un puits doit être maintenue aux spécifications imposées, tant qu'il n'y a pas de changement de ces conditions. Pour s'en assurer, la boue en service est échantillonnée au moins une fois par jour et est soumise à une série d'essais déterminés. Et si l'un de ces essais indique un écart quel qu'il soit avec les spécifications, on la reconditionne immédiatement. C'est si important que lorsqu'une correction est nécessaire un chef de forage n'hésite pas à arrêter un puits si besoin est, jusqu'à ce que cette correction soit réellement effectuée. Chaque essai vérifie une propriété de la boue, et il n'est pas exagéré de dire qu'une boue non convenable met en danger et même peut faire perdre un forage. Les plus importantes de ces propriétés demandent quelques mots d'explication :

Poids spécifique

La boue doit toujours exercer non seulement une pression, mais la pression exactement nécessaire dans le puits, soit pour empêcher des venues d'eau ou de gaz, soit pour empêcher les formations les plus faibles de s'écrouler dans le puits. Le poids spécifique qui détermine cette pression, doit donc être calculé avec soin, en général jusqu'à la seconde décimale et la boue doit être maintenue à cette densité.

Vitesse de sédimentation

Si la matière solide (argile, débris de roche, etc ...) de la boue tend à se déposer, même lentement, au lieu de rester en suspension durant la circulation, elle pourra tomber au fond du puits et s'entasser autour du trépan, le bloquant finalement. Un trépan ainsi "collé" comme on dit, peut-être très difficile à libérer et conduire à de sérieux ennuis et pertes de temps. Si la boue a des tendances à la sédimentation, l'essai usuel de laboratoire le montrera et permettra de prendre les contre mesures nécessaires.

Viscosité

La viscosité de la boue, ou ce que nous pourrions plutôt appeler la fluidité ou pompabilité, ne doit pas être telle qu'elle gêne sa libre circulation dans le puits ou la propulsion facile par la pompe. Pour pouvoir comparer leurs qualités de pompabilité, toutes les boues sont essayées suivant les mêmes conditions normalisées.

Perméabilité

Une des fonctions les plus importantes de la boue de forage est la création d'une couche mince imperméable sur les parois du trou, bouchant ainsi les pores de la

formation et empêchant la sortie d'eau. On vérifie si la boue peut bien remplir cette fonction dans un filtre-pressé normalisé de laboratoire. On applique une pression de 100 lbs/sq.in. (7 Kg/cm²) à de la boue garnissant une face d'un diaphragme poreux; l'eau le traverse et la boue forme un "gâteau" d'argile solide sur le diaphragme. En se basant sur l'épaisseur du gâteau formé en un temps donné et la quantité d'eau exprimée en ce même temps, on peut calculer la perméabilité de la boue et par suite son adaptation éventuelle au travail entrepris.

Teneur en sel

La teneur en sel d'une boue généralement exprimée en pH est aussi une propriété importante qui fait l'objet de contrôles périodiques. Des changements dans l'acidité ou l'alcalinité provoqués par le forage d'une nouvelle couche entraînant la dissolution des sels qu'elle contient, peuvent réagir sur le poids spécifique, le taux de sédimentation, la viscosité et la perméabilité et ainsi affecter l'efficacité de la boue. Un changement de pH signifie en général qu'une ou toutes les propriétés sont modifiées et dans les cas extrêmes qu'il faut changer complètement de boue.

Tels sont les principaux contrôles périodiques, mais il ne faut pas croire que l'étude des boues de forage se borne à cela. Les problèmes particuliers sont nombreux et demandent des recherches continuelles et beaucoup d'ingéniosité de la part des géologues et des chimistes chargés de la boue. Deux exemples suffiront : dans certaines occasions de champs à basse pression, il est recommandé de forer avec une boue qui, bien que satisfaisant à tous les besoins, est plus légère que l'eau et exerce donc moins de pression; c'est en général une émulsion d'eau et de fuel. Dans l'autre cas, les champs à haute pression (par exemple Naft Khanelh/Naft Shah) il est nécessaire de forer aux profondeurs critiques avec une boue qui, bien que pompable et fluide, a un poids spécifique presque égal à celui de l'argile solide, environ 2,5. Cette boue particulière est faite surtout de sels lourds très déliquescents, tels que le chlorure de magnésium et le sulfate de baryum.

5.- CONTROLE GEOLOGIQUE

Au cours du forage du puits, les fragments de roches coupées par le trépan sont remontés à la surface par la boue de circulation. L'examen de ces fragments ou "échantillons" est la principale tâche du géologue de chantier et c'est son habileté à identifier les roches que l'on traverse successivement qui permet la progression sûre et ordonnée du forage vers son objectif : le réservoir.

En quelques mots, les mêmes couches existent en tous les points d'un même champ et chacune conserve partout ses caractères individuels, de quelque façon que l'arrangement original ait été troublé par les mouvements de l'écorce, les failles, l'érosion, etc ... (comparez les planches 1 a et 1 c). Avant le début du forage, le géologue étudie à fond les couches de l'endroit là où elles sont visibles, leur nature, leur couleur, leur épaisseur, leurs caractères distinctifs et, le plus important, leurs positions relatives, c'est-à-dire l'ordre dans lequel elles se sont déposées. Ainsi armé, il peut exercer un contrôle serré sur les progrès du puits, repérer les anomalies susceptibles d'affecter le programme de forage et, en fin de compte, guider le trépan aux derniers stades dans le réservoir, avec toutes les précautions requises.

Au début du forage, quand les couches forées ne sont pas particulièrement importantes, les débris doivent être échantillonnés tous les 3 mètres environ; ensuite l'échantillonnage et l'examen doivent être continu pour tous les points intéressants ou critiques. La technique des examens est relativement simple, la plupart des roches

pouvant être identifiées par les méthodes ordinaires d'inspection connues du géologue. Aux points critiques cependant, en particulier quand il y a une chance que le réservoir soit proche, on se sert du microscope et on examine à fond chaque échantillon à un fort grossissement, pour y chercher la preuve qui vérifiera l'hypothèse du géologue. Les couches les plus importantes, les "couches clés", bien qu'à peu près identiques pour un même champ, ont quelquefois seulement quelques centimètres d'épaisseur et le fait qu'elles échappent rarement à la détection, est la preuve du soin avec lequel l'échantillonnage est pratiqué.

Après examen, tous les échantillons du puits et les coupes par les microscopes sont étiquetés et rangés pour référence ultérieurs, et les couches forées sont représentées graphiquement pour chaque puits (planche 10). Ces échantillons, ces coupes et ces graphiques combinés constituent un guide pour les forages ultérieurs pratiqués dans ces champs.

6.- PROBLEMES SPECIAUX

a) Forage sous pression

Quand on s'attend à obtenir du gaz ou du pétrole sous haute pression ou, dans certains cas, lorsque l'on ignore les conditions de pression et que l'on ne peut les contrôler même par une longue colonne de boue de poids spécifique élevé, on doit utiliser le forage sous pression. Le "forage sous pression" est l'application par des moyens mécaniques d'une pression additionnelle à un puits pour augmenter la pression fournie par la colonne de boue. Les deux combinés balancent et contrôlent la pression de la couche et le système a l'avantage que tout changement de pression peut être corrigé en ajustant la pression mécanique.

Il y a deux méthodes :

La méthode en circuit fermé où la boue sortant du puits est ramassée dans un récipient clos avec des écrans et des dispositifs de sédimentation qui travaillent toujours sous pression. Dans cette méthode, la pression de la boue n'est jamais inférieure à la pression fixée.

La méthode en circuit ouvert où la boue sort du puits par des étranglements. Ceux-ci passés, la boue est en dehors du système sous pression et retourne vers les pompes pour recyclage. La pression est maintenue dans le puits par l'effet de ces étranglements.

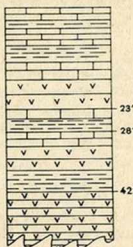
Si la pression du pétrole ou du gaz dans le "réservoir" est par exemple de 385 Kg/cm² et le puits profond de 2.400 m., une colonne de boue de densité 1,6 sera nécessaire pour contrebalancer la pression. Des boues d'un si grand poids spécifique peuvent être difficiles à pomper du fait de leur grande viscosité et leur emploi peut conduire à des ennuis. On peut obtenir la même pression statique au bas du puits avec une boue plus légère et une pression additionnelle obtenue à l'aide de la pompe en étranglant la sortie de la boue à la tête du puits. Ainsi, pour contrebalancer la même pression de 385 Kg/cm², on pourra utiliser la même colonne de 2.400 m. de boue mais d'une densité de 1,25 donnant une pression de 300 Kg/cm² environ, à la condition de faire donner par la pompe la pression supplémentaire de 85 Kg/cm².

Une autre caractéristique du forage sous pression est que la pression de la pompe étant facilement contrôlable et pouvant être réduite ou augmentée comme on le désire, la pression au bas du puits peut être réglée dans des limites très étroites,

WELL No. P.92.
PUITS N° P.92

Cotes de profondeur
en pieds

Depth from
Surface
feet



K.H. - Key Horizon
Nature de la couche

K.H. Shelly Limestone

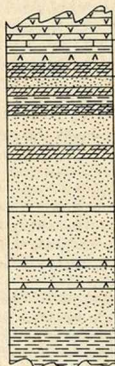
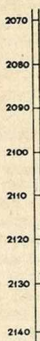
Calcaire marini

K.H. Sandy Limestone

Calcaire sableux

K.H. "Putty" Gypsum

Gypse



High-pressure Water Show
Eau sous haute pression

K.H. Top of Salt Zone

Sommet de la zone de sel

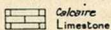
K.H. Honeycomb Limestone

Calcaire mellifère

Halo-anhydrite

Sulfate de calcium anhydre

K.H. Radial anhydrite



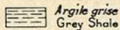
Calcaire
Limestone



Gypse
Gypsum



Marne rouge
Red Marl



Argile grise
Grey Shale



Sulfate de calcium anhydre
Anhydrite



Sel
Rock Salt

FIG. 10.—GRAPHIC WELL LOG
COUPE COTÉE D'UN FORAGE



même si le poids spécifique de la colonne de boue vient à varier.

Pour empêcher que le tube de forage ne soit projeté par la pression dans le puits lorsqu'on cesse de pomper, on doit utiliser certains dispositifs pour le maintenir en place. On doit aussi munir d'un clapet, le bas du train de sondage pour empêcher la pression du puits de s'échapper quand on doit ajouter ou supprimer certaines longueurs au tube de forage.

Quand le forage est terminé et que l'on a retiré le train de forage, on diminue progressivement la pression de la pompe et le puits "vient" sous contrôle sans autre aide.

Ce qui précède est une brève description du travail dans les cas où tout va bien. Mais il peut se présenter de nombreuses complications qui exigent de prendre des dispositions particulières.

b) Puits déviés

Avec le système rotary, le trou a tendance à s'incliner surtout quand les couches sont inclinées elles-mêmes et alternent en couches tendres et dures. Quand on fore de telles zones, on réduit le poids sur le trépan pour éviter tout tassement et être sûr que le train de forage pend, par son propre poids, en position verticale. Les "colliers de forage" aident à maintenir le trou droit, parce qu'avec leur poids additionnel juste au-dessus du trépan la plus grande partie du tube est maintenue sous tension, évitant toute tendance au gauchissement et aux vibrations durant la rotation.

On vérifie la verticalité des puits à des intervalles fréquents, tous les 75 à 150 m. Pour cela, on descend un inclinomètre à l'intérieur du train de forage jusqu'à ce qu'il y repose sur un arrêt prévu au bas du "collier de forage" inférieur. L'inclinomètre est mis en place, en général, à la fin d'un "run", et juste au moment où l'on doit de toute façon relever le train, on le récupère et l'on note l'inclinaison quand le trépan est retiré.

Les formes les plus simples d'inclinomètres donnent seulement le nombre de degrés dont le trou dévie de la verticale, mais d'autres types plus complexes donnent aussi la direction dans laquelle le puits a dévié. Dans les cas exceptionnels, quand la déviation excède la limite autorisée, soit 5°, le puits doit être bouché au ciment et reforé en partant de la position où la trop forte déviation a commencé.

Pour beaucoup de raisons, il est important qu'un puits soit pratiquement vertical. En effet, une déviation de seulement 5°, si elle se produit pendant 1.500 m. placera le bas du puits à 130 m. du point situé à la verticale du point de départ et le puits n'atteindra que la profondeur de 1.494 m. et non de 1.500 m. Comme la géologie détaillée d'un champ de pétrole est basée sur les informations des schémas géologiques, il est essentiel que ceux-ci soient exacts et que l'on y indique la profondeur exacte, les déviations avec leur direction et ceci pour tous les puits.

Les puits déviés, surtout ceux qui ont quitté la verticale pour y revenir, sont une source de troubles et de dépenses. Ils provoquent une usure excessive des tubes lors du forage et donnent lieu à des "repêchages" d'outils, souvent très longs. Il est souvent impossible de placer le tubage, et l'alésage ou tout autre essai pour remettre le puits droit, doivent être recherchés. Au dernier stade de la vie d'un puits quand il doit être pompé, un puits dévié provoque une usure excessive des tuyauteries

de pompage et des tiges de pompe.

Le forage dirigé est souvent employé; c'est une méthode qui permet le contrôle de la direction et de la déviation. Ses principaux objectifs sont : récupérer un puits qui, continué à la verticale, n'atteindrait pas son objectif. Les puits sont souvent placés sur le littoral pour atteindre des couches de pétrole à courte distance en mer. De même, on peut abandonner un puits de pétrole ou de gaz que l'on n'arrive plus à contrôler, en perçant un puits dirigé. On arrive à boucher la partie du puits à éliminer par pompage de boue lourde.

c) Affaissement

Les zones et les sections d'affaissement sont celles où le terrain tend à fermer le forage sous l'effet de la pression; elles sont la cause de nombreux ennuis. L'affaissement peut être évité par l'utilisation du type correct de boue, mais quand il s'est produit, il n'est pas facile d'y remédier.

Les débris de forage sont enlevés du puits par le circuit de boue, la capacité de déblaiement étant fonction de la viscosité et de la vitesse du fluide. S'il y a de trop grandes cavernes, les sections de l'anneau extérieur au tube de forage augmentent, ce qui diminue la vitesse de la boue dans cette zone. Dès que la vitesse tombe au-dessous d'une valeur critique, les débris ne peuvent plus être remontés à la surface mais se déposent au bas de l'entonnoir formé par la caverne. Dans les cas les plus mauvais, il faut remplir la cavité de ciment et forer ensuite à travers celui-ci avant de continuer à progresser.

Des phénomènes analogues peuvent se produire par le lessivage des zones salines, mais là encore la boue préalablement saturée peut éviter cet ennui si l'on prend les mesures nécessaires à temps.

Les terrains qui tendent à s'affaisser dans le puits sont très difficiles à traverser. On doit souvent les maintenir par de la boue de grand poids spécifique et même au moyen de forage sous pression, mais on peut être amené à devoir aléser le puits et à y descendre aussitôt que possible un casing pour maintenir cette zone.

Certaines formations qui contiennent de la bentonite - argile absorbante - ont tendance à foisonner au contact de l'eau. Les inconvénients sont identiques à ceux dus aux terrains qui tendent à resserrer le puits. On peut éviter le foisonnement en utilisant une boue à base de pétrole au lieu d'eau.

d) Repêchage

Les travaux de repêchage, bien que jadis très courants, tendent à être réduits par l'introduction d'un meilleur matériel et de méthodes perfectionnées. Le cas le plus fréquent est dû à la cassure par torsion du tube de forage. S'il n'y a pas de complications autres que la chute du haut de la section perdue dans une caverne ou de son recouvrement par les débris qui se déposent autour d'elle, on peut facilement retirer la partie perdue avec un outil de repêchage approprié. Dans certains cas cependant le tube doit être découpé en sections avant de pouvoir être remonté; il peut être nécessaire de forer sur lui pour enlever l'obstacle qui le maintient, ou de le lubrifier par une charge d'huile avant de pouvoir le retirer par dévissage.

Les couteaux du trépan se détachent quelquefois et doivent être repêchés.

Ces repêchages varient entre les plus simples qui peuvent être effectués en une ou deux heures, aux plus compliqués qui aboutissent quelquefois à la perte du puits ou à l'abandon de celui-ci parce que le repêchage entraînerait une dépense supérieure à celle d'un nouveau forage.

e) Carottage

Dans les zones où l'on a peu d'informations en ce qui concerne les conditions souterraines et, en fait, dans tous les puits en territoire vierge, tous les efforts doivent être faits pour que l'on ne traverse pas par inadvertance des couches de pétrole. On recherche aussi la confirmation des indices géologiques toutes les fois que cela est possible pour utiliser ces informations pour les autres puits à percer.

Lors des forages dans des pays inconnus, il est essentiel aussi que le puits soit toujours dans des conditions qui permettent de faire face aux difficultés imprévues qui peuvent se produire, telles qu'un échappement à haute pression de gaz de pétrole ou d'eau.

Les carottes fournissent les renseignements les plus convaincants et les plus satisfaisants tant que la reconnaissance des couches géologiques est en jeu. On les obtient par des trépan spéciaux "carotteurs" qui permettent de découper et de remonter à la surface un échantillon de terrain. La dimension de ces carottes varie avec le diamètre du trou en forage; un trépan de 25 cm. de diamètre peut donner une carotte de 10 cm. de diamètre, la longueur dépendant de la nature du terrain et de la dimension du carotteur. De façon générale, on peut obtenir des carottes de 3 à 6 m. par "run", le pourcentage de carotte réellement utilisable étant de 80 % de celle effectivement prise (Voir photo 14).

L'examen de ces carottes donne des informations intéressantes sur le contenu en pétrole et en eau, sur la porosité et la composition de la roche, tous ces renseignements pouvant avoir une influence sur le comportement futur du champ de pétrole.

De petites carottes, d'environ 40 mm. de long sur 12 mm. de diamètre peuvent être prélevées sur les bords du puits après forage. On effectue ce travail avec un outil comportant un petit tube fixé à un support articulé. L'outil avec le support rentré est descendu dans le puits avec le train de forage. Quand on a atteint la profondeur désirée, on commande le support par une pression hydraulique appliquée au train de forage, et quand il touche les bords du forage on laisse agir le poids du train de forage. Sous l'action de ce poids, le support tourne sur son axe et fait entrer dans les parois du puits le tube à carottage. En relevant le tube de forage, le tube de carottage revient à sa position première après avoir extrait une petite carotte. Cette méthode n'est utilisable que dans les formations très tendres, mais elle permet d'obtenir des carottes dans des zones déjà forées.

f) Trou pilote

Dans beaucoup de puits de recherche où l'on désire avancer en gardant le puits dans de bonnes conditions de sécurité, on perce souvent un trou pilote en avant du trou de dimension normale. Ce trou pilote a un diamètre en général égal aux trois quarts du diamètre définitif et est percé en avant de 15 à 30 m. Il est assez large pour permettre la prise des carottes et mener à bien les essais nécessaires. Son avantage est, lorsqu'on rencontre une couche de pétrole, de pouvoir aléser le forage à la profondeur voulue en laissant un épaulement sur lequel on peut poser le casing. Les essais de production peuvent être conduits avec plus de sécurité et, si cela est nécessaire, on peut le boucher avec plus de facilité. Si le trou pilote n'apporte rien



d'important, il est alésé au diamètre définitif et on en fore un nouveau en avant. Si l'on tombe sur de l'eau ou d'autres conditions gênantes on peut plus facilement y faire face avec un trou pilote qu'avec un trou de grande dimension.

g) Essais au joint d'étanchéité (Packer Tests)

Bien que les renseignements fournis par les carottes soient très utiles, il est parfois recommandé d'essayer une formation pour s'assurer qu'elle contient et produira du pétrole. De tels essais sont appelés Packer Tests. Comme on l'a expliqué ci-dessus, le poids d'une longue colonne de boue exerce une pression considérable au bas du puits et cette pression peut être de beaucoup supérieure à la pression du pétrole dans son réservoir. Il s'ensuit alors que le pétrole ne peut signaler sa présence en s'écoulant dans le puits.

Pour créer une zone de basse pression en face d'une formation supposée contenir du pétrole et permettre ainsi à ce dernier de s'écouler du réservoir, la section inférieure du puits où l'on attend du pétrole est isolée de la section supérieure.

Pour ce faire, on utilise un appareil d'essai des couches, comprenant une épaisse chemise de caoutchouc d'un diamètre inférieur à celui du trou en forage et une vanne manœuvrable du haut. L'appareil est descendu dans le puits, solidement à la tige de forage, la vanne fermée, et avec un tube d'ancrage de longueur convenable attaché sous sa face inférieure. Quand ce dernier touche le fond du puits, la partie supérieure et télescopique de l'appareil descend de quelques centimètres, écrasant le caoutchouc contre la paroi pour former un joint étanche. A ce moment, la boue dans le puits remplit complètement l'espace annulaire extérieur au tube de forage ainsi que la partie intérieure de ce tube située au-dessous du joint jusqu'à la vanne fermée; au-dessus, l'intérieur du tube de forage est vide et il y règne la pression atmosphérique. En ouvrant la vanne le faible volume de boue situé au-dessous du joint se détend et monte jusqu'à une petite hauteur dans le tube. La zone située en-dessous de l'appareil, séparée de la pression statique exercée par la colonne de boue, est pratiquement à la pression de tout fluide qui peut se trouver dans la partie en essai. Celui-ci peut donc s'écouler et monter dans le tube de forage à une hauteur telle que le poids de la colonne équilibre la pression qui règne dans la couche essayée.

On peut mesurer la vitesse d'écoulement du fluide ainsi que la pression et ces chiffres permettent des prévisions sur les conditions de production et de pression. On peut aussi échantillonner le fluide et savoir si c'est du pétrole ou de l'eau, ou encore du gaz.

Quand les essais sont terminés, après environ 1 à 4 heures, la vanne est fermée, le tube de forage et le joint sont enlevés, ramenant avec eux à la surface un échantillon du fluide produit. On peut prendre alors une décision : ou la production est suffisante pour arrêter le forage, ou il faut le continuer pour rechercher des couches plus profondes.

h) Explosion

Certaines roches, bien que contenant du pétrole, sont si compactes et denses que le pétrole ne peut se déplacer librement à travers les pores et fentes qui le contiennent. Dans ces cas, le puits est souvent "explosé" pour ébranler la couche et former ainsi des canaux de drainage à travers lesquels le pétrole peut atteindre le puits.

Le volume de la charge d'explosif et la méthode de mise à feu dépendent de la nature du puits; une charge de 50 Kgs de nitro-glycérine liquide ou de gélatine explosive est utilisée de façon courante; la charge est emballée dans des containers de 3 m. de long environ. Chacun est descendu dans le puits par un câble d'acier à décrochage automatique et disposé contre la paroi de la zone à exploser, le container supérieur est muni d'une amorce et d'un détonateur relié à un mouvement d'horlogerie. Quand toute la charge et le dispositif de mise à feu sont en place, on met par-dessus un bourrage d'huile ou d'eau ou, dans certains cas, de gravillon. Au moment fixé, le mouvement d'horlogerie met à feu, brisant la roche et ouvrant ainsi de nouveaux canaux de drainage. Les débris sont enlevés alors et le puits mis en production.

i) Traitement à l'acide

Une autre méthode pour ouvrir des canaux et permettre ainsi des mouvements plus faciles du pétrole est le traitement à l'acide. Il n'a d'efficacité que dans les roches qui contiennent une grande proportion de carbonate de calcium qui est soluble dans l'acide chlorhydrique. Il est ainsi très efficace dans les calcaires et les grès dans lesquels les grains de sable ou le ciment est calcaire. L'acide chlorhydrique du commerce, dilué à 50 % et mélangé à un inhibiteur pour prévenir l'attaque du revêtement est envoyé dans le puits et poussé dans les petites failles et les pores de la roche par la pression de refoulement de la pompe. La pression est alors relâchée et l'acide liquide employé peut revenir dans le puits. Celui-ci est nettoyé et la formation lavée avec soin par pompage d'eau pour enlever tout dépôt qui reste dans les pores et failles

On obtient souvent de grosses améliorations de production soit par explosion, soit par traitement à l'acide, soit même par la combinaison des deux méthodes.

j) Sondage électrique

On appelle ainsi l'application pour l'obtention de renseignements des mesures de résistivité des roches. Ce procédé a deux buts, premièrement, quand on rencontre un grès poreux, la résistivité indique s'il contient du pétrole ou de l'eau; deuxièmement le loch électrique permet de faire des rapprochements entre plusieurs puits en comparant les zones de haute et basse résistivité et les intervalles qui les séparent. Dans un champ connu, la profondeur à laquelle doit être posé le casing ou le revêtement et le train de forage, peut être fixée par le loch.

La méthode usuelle consiste à descendre 3 électrodes sur des conducteurs séparés. Elles pendent l'une au-dessus de l'autre dans la boue de forage et peuvent être montées ou descendues à l'aide d'un treuil à la surface. La position relative des électrodes pendantes est déterminée en fonction du diamètre du trou. Le câble qui porte l'électrode inférieure est connectée à un pôle d'une source d'électricité à la surface, l'autre pôle étant mis à la terre dans le voisinage du trou. Quand le circuit est fermé le courant passant dans l'électrode inférieure, crée une différence de potentiel entre les deux autres. Les câbles qui les supportent sont reliés à la surface à un potentiomètre où l'on mesure les variations de potentiel induit. L'intensité du courant et les distances entre les trois électrodes étant connues, on peut déduire la résistivité apparente des formations environnantes des variations de potentiel enregistrées au potentiomètre. L'interprétation de ces lectures et le problème du calcul de la résistivité réel sont compliqués parce qu'il faut tenir compte du diamètre du trou, de l'épaisseur du lit mesuré et de la résistivité de la boue (ou de l'eau) dans le trou.

Quand on est arrivé à une interprétation correcte et reproductible, on peut



percer les autres puits, sans prendre les carottes, un sondage électrique étant fait après le perçage du puits, mais avant la mise en place du casing.

Bien que peut-être pas aussi satisfaisante et précise que dans la méthode par carottage, la méthode du sondage électrique est plus rapide et est utilisée de façon courante quand les conditions s'y prêtent.

Tout de qui précède était destiné seulement à donner un bref aperçu général du travail, des outils et des méthodes employées pour le forage des puits et la recherche de renseignements sur les conditions du sous-sol.

Section C - Production

I.- LES PRINCIPES DE LA PRODUCTION

Pour l'établissement d'un programme de production applicable à un champ de pétrole, on doit se rappeler les principes suivants. Il faut :

- a) être capable d'appliquer des méthodes qui permettront finalement de tirer le maximum de pétrole possible du réservoir;
- b) être capable d'estimer avec assez de précision la quantité de pétrole récupérable restant dans le sol;
- c) disposer de souplesse dans la production permettant les rapides ajustements répondant à des demandes variables, tout en limitant la capacité des stockages nécessaires à la surface, compte tenu de la réserve constituée par le pétrole du sous-sol;
- d) réduire les prix de revient au minimum :
 1. en évitant le forage de puits inutiles,
 2. en utilisant au maximum l'énergie naturelle pour monter le pétrole à la surface
 3. en évitant une grosse pointe initiale dans la production d'un groupe, supprimant ainsi la nécessité d'une grosse installation de surface qui ne serait utilisée à plein que peu de temps,
 4. en développant chaque champ de façon ordonnée et méthodique à la lumière des connaissances techniques, évitant ainsi le gâchis qui se produit toujours quand le travail est fait à contre temps.
- e) réduire les dangers de l'industrie, c'est-à-dire les puits mis à l'occasion hors contrôle parce que l'on a pris des risques inutiles pour être prêt avant un concurrent. Un puits hors contrôle pendant quelque temps peut facilement endommager tout une région.



2.- APPLICATION DU CONTROLE SCIENTIFIQUE CENTRALISE

a) La signification du contrôle centralisé

Le contrôle scientifique centralisé d'un champ de pétrole est la réunion de toutes les informations obtenues lors des travaux de géologie, des forages, de la production et leur utilisation au développement économique du champ pris dans son ensemble. Ceci est très facile quand une seule compagnie opère dans la zone et a, de ce fait même, seule, toutes les données en main mais cela l'est beaucoup moins quand il y a deux ou plusieurs participants, en général en compétition. En Iran, où l'A.I.O.C. est la seule compagnie intéressée, le contrôle centralisé est général et atteint une très grande efficacité dans la solution des problèmes de développement et de production. Dans des pays moins favorisés, où la concurrence et un violent individualisme ont longtemps été de pair, la coopération par la mise en commun, au bénéfice de tous, des connaissances possédées par chacun étaient presque inconnus jusqu'à il y a relativement peu de temps. Aujourd'hui, l'industrie est plus "up to date" à ce point de vue et la mise en commun des informations scientifiques va en augmentant constamment, non toujours sans répugnance il faut bien le dire, et beaucoup de déplorables pratiques anciennes disparaissent.

Pour exercer un contrôle sur un champ, on doit tout d'abord connaître la roche réservoir, de quoi elle est faite, sa capacité de stockage (porosité) la façon dont le fluide se déplace dedans (perméabilité), son comportement quand elle est mise en production. Cela nous ramène aux principes fondamentaux du contrôle.

b) Propriétés d'un réservoir

Il y a trois conditions fondamentales pour qu'il existe une concentration de pétrole :

1. Une couche qui soit suffisamment poreuse pour laisser la place au pétrole ou au gaz et pour permettre à ces fluides d'y entrer ou d'en sortir.
2. Une structure géologique telle que le pétrole et le gaz puissent se concentrer dans une zone.
3. Une roche couvercle qui empêche toute migration vers le haut.

En ce qui concerne la couche poreuse, on a déjà souligné que le pétrole n'apparaît pas en lacs, ou marécages souterrains comme on l'avait imaginé, mais se trouve dispersé au travers de la roche réservoir, stocké dans les petits intervalles entre les grains. Ainsi la porosité d'une roche, c'est-à-dire l'importance relative de ces intervalles constitue une mesure de sa capacité de stockage de pétrole.

L'importance des points 2 et 3 est trop évidente pour nécessiter un commentaire supplémentaire. Dans les pages suivantes on supposera, pour simplifier, que les réservoirs ne forment dans chaque cas qu'une seule zone de production. Ce n'est pas toujours le cas et, quand il y a plusieurs zones, il faut un examen très soigneux pour décider si l'on doit les traiter comme un seul réservoir, ou les développer séparément. D'une façon générale, il est plus sûr de les traiter en réservoirs séparés mais de les attaquer de façon concomitante.



La perméabilité est la caractéristique la plus importante pour la production du pétrole ou du gaz d'un réservoir, parce que c'est de cette propriété que dépend l'extraction du pétrole. Pendant longtemps on ne s'en est pas assez rendu compte et il n'est pas déplacé d'étudier cette propriété ici.

Perméabilité

La perméabilité d'une roche peut être définie comme sa capacité à se laisser traverser par un liquide. La facilité ou la difficulté de passage est commandée par deux facteurs : l'un est la nature et la texture de la roche, l'autre les modifications survenues au cours des temps et leurs conséquences.

Texture

Les roches compactes à grains fins, c'est-à-dire la plupart des calcaires, sont par nature moins perméables que les roches à grosse granulation, moins compactes, telles que beaucoup de grès. Il y a aussi des variations internes dans les roches elles-mêmes, et dues aux différences de texture produites par des changements dans les circonstances de la sédimentation. Il est aussi important de noter que les roches d'égal porosité, c'est-à-dire les roches ayant le même pourcentage de vides, n'ont pas nécessairement la même perméabilité. La grosseur des grains est un facteur important, les gros grains étant accompagnés de plus grands interstices offrant moins de résistance à l'écoulement; en dépit de leur porosité identique, la perméabilité de la roche à gros grains sera donc supérieure à celle de la roche à grains fins.

Changements ultérieurs

Les roches sédimentaires, telles que les calcaires et les grès, sont sujettes à de légères modifications au cours de leur très longue histoire, et ces changements peuvent cependant être importants parce qu'ils affectent généralement la perméabilité de la roche intéressée. Les tensions subies par l'écorce terrestre peuvent provoquer des criques, des fissures et autres cassures, de toutes les tailles jusqu'aux microscopiques, et les eaux souterraines en circulant peuvent lécher le matériau de liaison des grains provoquant des solutions de continuité et même de larges cavités. Le résultat dans chaque cas est une amélioration de la perméabilité. Cette perméabilité seconde ou induite est bien connue dans les champs calcaires, elle est la cause de productions d'un rendement inattendu dans des zones où la porosité naturelle, la texture et la perméabilité première sont toutes insuffisantes pour promouvoir un bon drainage.

Bien que la perméabilité par elle-même soit essentielle pour qu'une concentration du pétrole soit exploitable industriellement, ce sont ses variations suivant les points considérés de la roche réservoir qui sont importantes pour le choix de la méthode à utiliser pour extraire le pétrole de la formation.

Le mouvement des fluides dans un réservoir est provoqué par des différences de pressions, et la plus grande partie de l'écoulement se fera naturellement le long des voies de moindre résistance, c'est-à-dire à travers les zones de plus grande perméabilité.

3.- L'EXTRACTION DU PÉTROLE DANS LES ROCHES POREUSES

L'extraction du pétrole des roches poreuses d'un réservoir et son acheminement vers les puits en production peuvent être provoqués ou aidés par :

- a) des moyens naturels ou primaires
- b) des moyens artificiels ou secondaires.



a) Moyens naturels ou primaires

Ce sont : le drainage par gravité, l'échappement des gaz en solution, le déplacement par l'eau.

Drainage par gravité

Quand il s'agit d'écoulement vers le bas, la gravité agit effectivement dans toutes les formations sauf celles dont la perméabilité est la plus faible. Pour avoir un drainage uniforme, la vitesse générale d'enlèvement ne doit théoriquement pas dépasser la vitesse atteinte dans les zones les moins perméables.

Dans le cas de drainage par gravité, on doit toujours prendre en considération la capillarité. Elle dépend de la tension superficielle du pétrole et est inversement proportionnelle à la grandeur des interstices de la roche. Dans une formation à grains très fins, les conditions peuvent être telles que la capillarité empêche presque complètement le drainage par gravité.

La tension superficielle du pétrole détermine aussi l'épaisseur de la pellicule qui adhère au matériau solide avec lequel il est au contact. Dans un matériau poreux, la surface en contact avec le pétrole peut être très grande et une très faible diminution de la tension superficielle peut provoquer un accroissement appréciable dans les sorties de pétrole.

Pour maintenir au minimum les pertes dues à la capillarité et à l'absorption, il est donc nécessaire de maintenir la tension superficielle du brut à une valeur aussi basse que possible; cela ne peut être obtenu que par le maintien en solution de tous les gaz dissous.

Bien que la gravité soit suffisante pour provoquer le drainage vers le bas à travers des roches de perméabilité ordinaire, elle est incapable de vaincre la résistance qui existe à proximité immédiate des puits en production. Comme l'écoulement de pétrole converge vers ces sorties, sa vitesse, d'où les pertes par frottement, augmente rapidement et ce n'est que dans les formations les plus perméables qu'un taux de production raisonnable peut être atteint sans l'assistance d'une autre source d'énergie. Là encore, cependant, en maintenant tous les gaz dissous en solution, la viscosité du pétrole reste à sa valeur la plus faible possible et l'on réduit au minimum la nécessité de recourir à des moyens de secours.

Echappement des gaz en solution

Comme on l'a déjà indiqué, une accumulation de pétrole exploitable contient une quantité de gaz en solution, fonction de la pression sous laquelle le brut existe. Le pétrole est dit saturé lorsqu'il contient le maximum de gaz correspondant à cette pression particulière. Il est évident que si l'on réduit cette pression pour une raison ou une autre, du gaz sortira de solution. Quand un forage atteint la roche réservoir et que le pétrole trouve ainsi à s'écouler, il se crée un gradient de pression entre celle, en bas, du pétrole saturé, et celle, la plus basse, à la tête du puits; le gaz commence à sortir de solution au bas du puits, et se fraye un chemin vers la surface, se détendant en avançant et poussant le pétrole avec lui (voir la comparaison avec le siphon d'eau de Seltz).



La réduction de pression créée artificiellement au pied du puits a un effet immédiat sur le terrain voisin dans lequel est inclus le pétrole; celui-ci et le gaz convergent de toutes les directions vers le pied du casing et de là vers la surface. La distance jusqu'à laquelle cet effet se fait sentir dans le terrain dépend naturellement de la perméabilité de la couche. Quand la "connection" est bonne un puits peut avoir une large zone d'influence; quand elle est mauvaise c'est l'inverse qui se produit.

Pour conserver l'énergie d'un champ et prolonger ainsi la période de production des puits, chaque puits ne doit pas produire au taux maximum possible mais à celui qui est le plus indiqué pour la conservation du champ. Si la chute de pression entre le réservoir et le puits est maintenue trop élevée, le gaz tendra à sortir trop rapidement de la solution du pétrole saturé et à s'échapper en avant du brut qu'il doit entraîner. Cela conduit, d'une part, au risque de laisser du pétrole dans la roche et, d'autre part, à laisser du gaz qui n'a pas travaillé, ce qui se traduit par une perte d'énergie.

Pour éviter ces mauvaises pratiques, chaque puits est expérimenté pendant un certain temps au début de sa mise en production. On le fait fonctionner à différentes pressions et on observe avec soin ses performances; le débit optimum est alors déterminé et les instruments de contrôle du puits sont réglés en conséquence.

La méthode de production du pétrole par l'échappement de gaz en solution n'est pas considérée comme très efficace et on admet en général qu'elle ne permet pas de tirer plus de 20 à 25 pour cent du pétrole d'un réservoir.

Déplacement par l'eau

beaucoup de réservoirs pétroliers sont soumis à une pression hydrostatique du fait d'eau qui les entoure, cette pression provenant en général d'une couche fixe d'eau, comme on l'a vu plus haut. Au fur et à mesure que le pétrole quitte le réservoir l'eau l'y remplace. Il a été montré par les expériences de R. van A. Mills que les eaux ont tendance à passer par les zones les plus perméables isolant le pétrole dans les autres. On peut/perdre de fortes quantités de pétrole.
ainsi

Lorsque l'eau monte dans le terrain, la pression qu'elle exerce sur le pétrole diminue. Si le pétrole est saturé en gaz, cette réduction de pression provoque la formation de petites bulles dans les pores de la roche; bien que, dans certains cas, cela soit désirable pour accroître l'extraction; dans d'autres, cela peut conduire à des pertes de pétrole. Dans des conditions convenables, quand l'eau envahissante est bien contrôlée, cette méthode d'extraction par déplacement est de très bon rendement.

b) Moyens artificiels ou secondaires

Ce sont le "gas drive" ou "remise en pression" et le "water drive" ou "injection d'eau".

Gas Drive (remise en pression)

A l'origine, cette méthode a été utilisée pour extraire à nouveau du pétrole de champs où l'on avait atteint la limite d'extraction par les méthodes alors existantes. L'extension logique de la méthode fut de l'appliquer au cours même de la vie d'un



"réservoir"; un des premiers cas ainsi traité fut le champ Dominguez en Californie. Même dans ce cas, cependant, le champ était en production depuis trois ans avant l'application du "gas drive". Un autre exemple est celui du champ Sugarland au Texas, auquel le procédé fut appliqué dans l'année de la découverte du pétrole. Ce champ illustre aussi une variante dans la méthode d'application. Au lieu d'injecter du gaz dans un puits en vue de pousser latéralement le pétrole dans un autre, le gaz fut injecté dans la crête de la structure pour maintenir la pression au-dessus du brut et empêcher autant que possible la sortie du gaz de celle-ci; le gaz, ainsi injecté, pousse vers le bas et au lieu d'avoir un rayon d'action limité aux puits voisins, tout le champ est soumis uniformément à la pression.

Un autre avantage de cette méthode d'application du gas drive est qu'il agit dans le même sens que le drainage par gravité; cela diminue les probabilités pour que le gaz prenne un chemin facile de haute perméabilité, laissant du pétrole derrière dans les formations les moins perméables.

Water Drive (injection d'eau)

On a porté une très grande attention à l'emploi du water drive depuis ses succès sur une grande échelle dans le champ de Bradford. La méthode usuelle d'application consiste à faire pousser le pétrole latéralement par l'eau vers un puits productif voisin. Quand il y a de considérables variations de perméabilité, il y a un danger comme avec les venues d'eau naturelles : emprisonnement de grandes quantités de pétrole qui ne peuvent plus être extraites; en conséquence, cette méthode est plus efficace dans les terrains de perméabilité à peu près uniforme.

4.- DEVELOPPEMENT D'UN PROGRAMME DE PRODUCTION

Les conditions dans lesquelles on trouve des concentrations de pétrole sont si variées que l'on ne peut pas appliquer aux champs une méthode universelle de production. Il y a cependant trois principes généraux qu'il faut suivre si la constitution et la perméabilité du réservoir le permettent. Ce sont :

- 1° : le pétrole doit entrer dans les puits sans aucun gaz libre.
- 2° : si une zone gazeuse se forme dans le haut de la couche, l'extraction du pétrole doit être répartie de façon que la surface de séparation pétrole-gaz descende uniformément dans tout le champ.
- 3° : où il y a de l'eau en bordure, l'extraction doit être conduite de façon que la surface de séparation eau-pétrole se maintienne horizontale, qu'elle soit stationnaire ou qu'elle s'élève.

Malheureusement, beaucoup de réservoirs ne se prêtent pas d'eux-mêmes facilement à l'application de ces principes, la principale difficulté provenant de la forme, particulièrement quand elle est lenticulaire. Dans ce cas l'on ne peut appliquer les second et troisième principes.

Si cependant l'on considère la forme normale en dôme, le seul cas où un traitement spécial est nécessaire est celui où la perméabilité de la couche et la viscosité du pétrole sont telles que la lenteur du drainage par gravité doit le faire considérer comme inexistant.

On comprend que, même pour l'application de ces principes généraux, il est besoin de beaucoup de renseignements; plus on en aura sur le réservoir intéressé, au moment de choisir la méthode de production, plus les résultats seront satisfaisants.

Théoriquement, donc, la découverte d'un nouveau magasin doit être suivie d'une période consacrée exclusivement à la recherche des documents qui le concernent. Cette méthode a été rarement suivie dans le passé, parce que, même quand un magasin est tout entier sous une seule direction technique, la production du pétrole est mise en route en même temps que la recherche des renseignements, surtout parce que le capital investi demande des revenus aussitôt que possible.

Dans un tel programme idéal, les informations suivantes concernant le champ doivent être recueillies avant de commencer l'extraction normale.

Les dimensions et la forme du réservoir.— Celles-ci doivent être évidemment déterminées avec aussi peu de puits que possible. Bien qu'on ne puisse espérer au début ne percer aucun puits inutile, il est surprenant de voir combien de ces puits, apparemment surabondants à un moment, peuvent être inclus ensuite dans le plan de production. Ils se révèlent souvent être valables comme puits d'observation, ou même comme puits de secours ou de remplacement de puits productifs.

La position de la séparation Gaz-Pétrole. — La position approximative peut s'obtenir par calcul à partir des pressions observées dans un puits à gaz et dans un puits à pétrole, et son étendue peut être estimée d'après la carte du contour souterrain établie à partir des renseignements donnés par les forages.

La position de la séparation Eau-Pétrole.— Elle peut aussi être déterminée avec assez de précision par calcul à partir de la pression dans des puits à pétrole et à eau voisins.

Les caractéristiques de la roche-magasin.— Des forages bien choisis donneront des carottes à travers toute l'épaisseur du terrain contenant le pétrole. Les échantillons recueillis devront être essayés en ce qui concerne la perméabilité et la porosité, jusqu'à ce que l'on obtienne ainsi une claire image de tout le réservoir.

Les propriétés physiques du brut du réservoir.— Des échantillons du brut prélevés dans le bas du puits d'exploration peuvent être prélevés à la pleine pression du réservoir, et le poids spécifique, la viscosité, la tension superficielle, la saturation en vapeur peuvent être mesurés dans les conditions où le pétrole se trouve dans le réservoir.

Très tôt après le début de la production on trouve que certaines portions d'un champ sont plus productives que d'autres. Il est avantageux cependant, pour l'extraction totale du champ, d'augmenter la production en une série d'étapes plutôt que de passer directement au taux le plus fort. En opérant ainsi, le schéma initial, comportant un nombre relativement faible de puits, peut être modifié au fur et à mesure du développement des informations, sans solution de continuité et sans les dépenses inutiles qu'entraînerait l'exécution de puits qui se démontreraient superflus.

La première étape dans le développement d'un champ est donc de localiser autant que possible et de limiter le territoire où le pétrole peut être produit. Le forage du premier puits peut ne pas être couronné de succès dans la recherche du pétrole



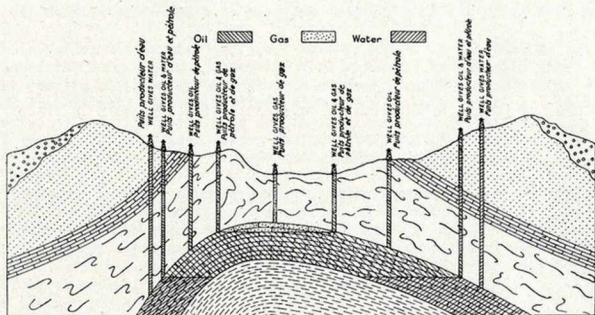
et il est souvent nécessaire de percer quatre ou cinq puits avant de localiser la partie de la formation qui contient du pétrole. Les champs d'Iran sont formés de structures en forme de dôme allongé dans lesquelles le pétrole existe dans les pores et les fissures du calcaire. A la crête du dôme on trouve en général un couvercle de gaz tandis que, en dessous du pétrole, la roche est remplie d'eau salée (planche 11 (a)).

Supposons qu'un puits ait atteint le pétrole et que l'on ait pu prouver qu'il était industriellement exploitable. Pour déterminer, par le plus petit nombre de puits, les limites de la portion de roche contenant ce pétrole, la méthode idéale consiste à percer une ligne de puits en travers de l'anticlinal (c'est-à-dire perpendiculairement au grand axe) et avec les informations ainsi recueillies d'en percer une autre ligne le long de l'anticlinal comme le montre la planche 11 (b). Les profondeurs auxquelles ces puits atteignent le réservoir donnent une indication sur sa forme et permettent de tracer une carte approximative du dôme souterrain. Ces renseignements sont en général modifiés par les forages ultérieurs, mais dans une structure simple comme celle-ci, il est improbable que la disposition finale en soit très différente. En plus des indications sur la forme du réservoir, les puits de prospection apportent des données sur les positions respectives des différents fluides qu'il contient; c'est ainsi que l'on peut dire que le dôme gazeux de la planche est d'étendue limitée puisque, seul, le puits N° 6 donne du gaz; de même, l'étendue de la zone de pétrole est bien délimitée par la constatation que le N° 3 donne du pétrole suivi d'eau et le N° 4 exclusivement de l'eau. Ces renseignements sont utilisés pour fixer un programme d'exploitation de champ mais, avant de le faire, il est nécessaire de connaître les conditions qui règnent dans le réservoir où le pétrole s'est accumulé.

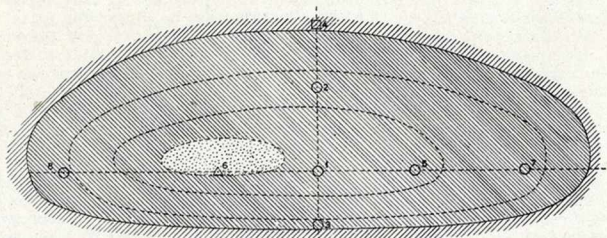
Dans les champs d'Iran, le déplacement du pétrole est si facile dans le réseau des fissures souterraines qu'il n'est pas nécessaire de placer les puits très près les uns des autres pour avoir un drainage efficace. Il est pratique courante d'adopter un espacement d'un mile (1.600 mètres) et plus entre les puits. Au fur et à mesure du développement de la production, la colonne de pétrole se réduira par suite de la diminution de pression due au prélèvement de pétrole. Cette réduction peut provenir de deux raisons : ou bien le dôme gazeux se développe, ou bien le niveau de l'eau sous le pétrole monte dans le terrain. En général, ces deux mouvements agissent simultanément mais pas nécessairement avec la même importance.

Le but à viser en établissant une répartition des puits productifs est de les placer de façon qu'ils aient la plus longue vie productive possible. Si donc, la seule conséquence du prélèvement de pétrole est l'accroissement du volume du dôme gazeux, le meilleur emplacement de puits sera le bas de la couche de pétrole. Si l'eau sous le pétrole monte au cours des extractions de pétrole, la position idéale pour les puits n'est plus en bas - où la montée du niveau d'eau raccourcira la vie du puits - mais dans la couche de pétrole, aussi près que possible de la position où l'on prévoit que le niveau pétrole-gaz en descente et le niveau eau-pétrole en montée se rencontreront.

Pour produire avec efficacité, dans n'importe quel réservoir il est nécessaire de disposer d'un certain nombre de puits d'observation, en plus de ceux destinés à l'extraction. Dans certains réservoirs, tels que des calcaires, on a trouvé que les différentes parties du champ produisent à des allures différentes; par exemple là où, à la suite de plissements profonds, il est apparu de nombreuses failles et criques, on obtient beaucoup plus de pétrole que dans les zones moins plissées et qui ont subi de moins fortes tensions. Le forage de puits d'observation placés pour suivre la variation dans le temps, des niveaux pétrole-eau et pétrole-gaz, permet de fixer des quotas d'extraction à imposer à chaque portion du réservoir, de façon à maintenir l'équilibre de



(a). Cross Section.
Coupe transversale



Puits ayant produit:

- de Pétrole - Wells which struck Oil - Nos 1 (Discovery Well), 2, 5, 7 and 8.
- △ du Gaz - Wells which struck Gas - No. 6.
- de l'Eau - Wells which struck Water - No. 4.

Well No. 3 struck Oil and then passed into Water.
Le Puits N° 3 donna du Pétrole et ensuite de l'Eau.

(b). Contours of structure and reservoir conditions as indicated by eight

Exploratory Wells.

*Détermination de la structure et de l'importance d'une nappe
par 8 forages de recherche*



ces niveaux. Dans un champ qui compte quelques 50 puits productifs, il est nécessaire de prévoir une série de tels puits d'observation, ainsi que d'autres, forés dans le dôme de gaz pour en contrôler la pression. Cela revient à placer un manomètre sur un récipient sous pression pour permettre à l'ingénieur d'observer la chute de la pression du dôme de gaz au fur et à mesure de l'avancement de l'extraction. De même, on doit percer des puits dans l'eau sous jacente pour mesurer la pression de celle-ci et surveiller toutes les modifications qui peuvent survenir.

Certains de ces puits d'observation sont obtenus par accident si l'on peut dire, au cours des forages d'exploration ou d'extraction. Par exemple, tous les puits d'exploration de la Planche 11 (b) furent percés dans le but de l'extraction mais il s'est fait que les N° 6, 3 et 4 ne pouvaient servir que de puits d'observation : le N° 6 par la pression dans le dôme de gaz, le N° 3 par le contrôle du niveau de l'eau, et le N° 4 par la mesure de la pression de l'eau. Quand le hasard n'a pas fourni ainsi des puits d'observation, il faut absolument en forer pour assurer le contrôle du réservoir.

Il a été question dans la sous-section 2, du principe du contrôle scientifique centralisé. Le lecteur aura maintenant une idée plus complète de ce que suppose l'observation scientifique d'un champ, le bon espacement des puits, le contrôle continu des niveaux et des pressions, l'étude des taux d'extraction et de dépression dans les différents secteurs, l'emplacement des puits d'observation, etc ... etc ... il est évident que ces contrôles sont bien plus faciles à appliquer quand une seule compagnie opère dans un champ que lorsque l'exploitation de celui-ci est l'objet de concurrence.

5.- EQUIPEMENT DE PRODUCTION EN SURFACE

Ayant fixé la position des puits, il faut déterminer l'équipement nécessaire à la surface pour extraire le pétrole. Dans les champs d'Iran, les puits débitent presque tous sans pompage du fait de la pression dans le réservoir imposée par la pression hydrostatique de l'eau. Les pressions en tête de puits varient de 1 Kg/cm² à 175 Kg/cm². Il suffit donc de prévoir un réseau de canalisations convenables pour rassembler le pétrole en un point central de collecte. Un volume quelconque de pétrole contient de 4 à 200 fois ce volume de gaz naturel de pétrole. Dans les conditions régnant dans le réservoir, la plus grande partie du gaz est en solution dans le pétrole; mais la pression tombant au cours de l'extraction, le gaz sort progressivement de la solution, de sorte que lorsque le pétrole arrive à la tête du puits, sa pression peut y être tombée de quelques 35 Kgs/cm² et qu'une certaine quantité de gaz peut encore y être présente.

Si nous essayons de transporter ensemble pétrole et gaz, il faudra des pipelines de grand diamètre, le volume du gaz étant beaucoup plus grand que le volume du pétrole.

Il est donc nécessaire d'extraire le gaz du pétrole à la tête du puits, ce que l'on réalise par un dispositif très simple baptisé "séparateur de tête de puits". Le gaz et le pétrole arrivent dans un large récipient maintenu en pression et d'où l'on soutire le pétrole par le bas et le gaz par le haut (voir photo I7). De là, le pétrole est conduit à un point de rassemblement où il est ramené à la pression atmosphérique, le reste du gaz étant évacué tandis que le pétrole est rassemblé dans des réservoirs et envoyé à la raffinerie par pipeline .

La séparation du gaz du pétrole demande quelques explications supplémentaires car une technique incorrecte peut faire perdre des produits de grande valeur. Si le mélange pétrole-gaz à la sortie du puits passait simplement dans un récipient d'où le

gaz sortirait à travers un événement, tandis que le pétrole serait retiré par le bas, de grandes quantités des fractions légères et utiles telles que les butanes et les pentanes risqueraient de s'échapper avec le gaz et d'être ainsi perdues. Le gaz qui sort du récipient, appelé "gaz humide" ou "casing head gas" doit donc être traité pour la récupération de ces fractions. Le produit liquide récupéré ainsi est appelé "gasoline" ou comme aux U.S.A. "casing head gasoline". Les "Natural Gasoline" des U.S.A. sont des produits identiques obtenus par les mêmes procédés mais par des puits ne produisant que des gaz et non du pétrole et des gaz.

6.- PROCEDES DE RECUPERATION DE LA GASOLINE

Les méthodes employées communément pour la récupération de la gasoline à partir des gaz sortant du brut comprennent : l'absorption par l'huile, l'adsorption au charbon actif et les procédés par compression du gaz.

Absorption à l'huile

On utilise le fait que lorsqu'un mélange d'hydrocarbures gazeux est porté en contact intime avec une huile relativement lourde dans laquelle les différents constituants sont librement solubles, il y a une tendance bien définie à un transfert entre l'huile et chacun des divers constituants du mélange de gaz. Le gaz est donc passé dans une tour à contre courant d'huile, celle-ci étant en général admise en haut. Les conditions d'opération, pressions, températures, pourcentages d'huile et de gaz sont choisis pour que l'huile enlève et retienne tous les constituants les plus lourds, tandis que les plus légers, comprenant pratiquement tout le méthane et l'éthane et la plus grande partie du propane, quittent la tour.

L'huile "grasse" retirée au bas de la tour est chauffée pour distiller la gasoline qui est condensée à l'état liquide et soit, injectée dans le brut pompé à la raffinerie, ou stabilisée comme produit séparé. L'huile dont on a enlevé la gasoline est refroidie et retournée à la tour d'absorption comme huile "maigre" pour reprendre le cycle (voir photo 16).

De façon générale, les pressions de fonctionnement ne sont pas particulièrement élevées; elles varient en général de 2,5 Kg/cm² à 3,5 Kg/cm² au-dessus de la pression atmosphérique.

Adsorption par le charbon actif

Le charbon actif est un matériau granulaire et très poreux, capable d'absorber ou de retenir, du fait de la grande surface des pores, une grande gamme de substances, dont les hydrocarbures gazeux. Dans le cas de ces derniers, le charbon actif fait preuve d'un très haut degré de sélectivité et absorbe de préférence les constituants les plus lourds.

On a donc utilisé cette propriété dans la récupération de la gasoline.

Les gaz sont passés à travers des lits du matériau granulaire contenu dans un récipient convenable jusqu'à ce que les gaz sortant montrent la concentration maximum tolérable des constituants que l'on veut récupérer. A ce moment, on fait passer le courant gazeux dans un centre absorbeur contenant du charbon frais et l'on procède à la récupération des hydrocarbures absorbés, ce que l'on réalise par chauffage direct à la vapeur suivi de la condensation de la gasoline. L'activité du charbon est rétablie

par chauffage indirect et soufflage d'air sec pour enlever l'eau. Après refroidissement, l'absorbant est prêt à un nouvel emploi.

Procédé par compression

Quand la pression d'un mélange d'hydrocarbures gazeux est augmentée graduellement, on atteint un point -fonction de la température - où le liquide commence à se former du fait de la condensation d'une portion des constituants les plus lourds présents. Au fur et à mesure de l'augmentation de pression, de plus en plus de liquide apparaît, les constituants lourds se condensent progressivement, la quantité produite, bien entendu, dépendant de la composition du gaz. Ce phénomène a été appliqué à la récupération de la gasoline.

En pratique, les gaz tirés du brut sont comprimés et passent à travers des condensateurs refroidis par de l'eau vers des réservoirs où des hydrocarbures liquides sont séparés des gaz secs. Comme dans le cas du procédé par absorption, la gasoline sauvée (comme on l'appelle) doit être injectée dans le brut envoyé à la raffinerie où stabilisée suivant les besoins.

Procédé de séparation des gaz à plusieurs stades pour la récupération de la gasoline

Dans les champs d'Iran toute la gasoline récupérée par des méthodes semblables à celles brièvement décrites ci-dessus est injectée dans le brut envoyé à la raffinerie, car c'est la méthode la plus simple pour l'évacuer. Il est évident qu'il serait plus avantageux de maintenir la gasoline dans le brut plutôt que de la laisser se vaporiser pour la récupérer ensuite par des procédés relativement chers.

Et ceci devint évident lorsqu'on eut observé que le poids spécifique de brut obtenu en enlevant lentement les gaz en plusieurs étapes par réductions successives de la pression depuis quelques dizaines de kg/cm² jusqu'à la pression atmosphérique, était sensiblement inférieur à celui du brut privé de son gaz en une seule opération rapide. Les éléments les plus légers du pétrole ne montrent pas de tendance à s'évaporer à une vitesse plus grande que l'autre. On a examiné théoriquement et on a fait l'étude expérimentale de ce phénomène.

Dans le cas où les pressions en tête de puits sont relativement faibles, comme à Masjid-i-Sulaiman, une grande proportion du contenu total en gaz est déjà sorti de la solution et ce procédé ne peut être utilisé. Dans les champs à plus forte pression, il est possible de remplir les conditions théoriques et d'installer des unités comprenant le nombre optimum de stades de séparation, en général six (voir photo 16).

Dans ces six stades, la pression est abaissée progressivement jusqu'à 0,7 kg/cm² au-dessus de l'atmosphère. Les principales caractéristiques de ce procédé en plusieurs stades sont toujours les mêmes.

1. Il y a une légère diminution de volume liquide à chaque stade,
2. La plus grande partie du méthane et de l'éthane (C₁₋₂) est enlevée dans les deux premiers stades de séparation.
3. Une proportion relativement grande de composants de la gasoline, propane, butane et pentane (C₃₋₅) est retenue dans le brut jusqu'à la fin du circuit.

4. L'hexane et les carbures plus lourds (C_{6+}) étant constamment liquides ne subissent pas de perte mesurable.

Au contraire, dans la séparation des gaz en une seule opération, au lieu de six, dans la "simple détente" la quantité totale de pétrole liquide obtenue est inférieure de façon appréciable à celle obtenue en six stades. L'hexane et les carbures plus lourds ne sont pratiquement pas touchés, la perte étant supportée entièrement par les composants précieux de la gasoline (C_{2-5}). La simple détente ne laisse dans le pétrole que la moitié de la gasoline qu'y laisse le procédé en plusieurs stades.

On pense bien que le brut stabilisé à $0,7 \text{ Kg/cm}^2$ n'est pas exactement comparable à celui détendu à la pression atmosphérique. L'introduction d'un séparateur supplémentaire amenant le brut à $0,7 \text{ Kg/cm}^2$ à l'atmosphère entraînera une différence dans la quantité de gasoline récupérée mais la différence est très minime. C'est pour cela que le brut est rarement, sinon jamais, amené à une pression inférieure à $0,7 \text{ Kg/cm}^2$. On peut même ajouter que les bruts à $1,5 \text{ Kg/cm}^2$ peuvent aussi être livrés directement au pipe-line envoyant ainsi encore plus de composants de la gasoline à la raffinerie. Par le traitement à plusieurs stades jusqu'à $0,7 \text{ Kg/cm}^2$, la quantité de gasoline retenue dans le brut est du même ordre que celle récupérée par le traitement de tout le gaz de simple détente dans une unité par absorption à 2 Kgs,5 par cm^2 .

Section D - Les champs d'Iran

L'origine du pétrole n'est pas plus claire en Iran qu'ailleurs, mais la géologie a au moins montré la suite des événements qui ont amené la formation de champs de pétrole à cet endroit. Il y a de nombreux millions d'années, il y avait une mer assez chaude et peu profonde où la vie sous-marine, animale et aussi peut-être végétale, était particulièrement abondante. Au fur et à mesure de la mort de ces organismes, leurs cadavres tombaient au fond de la mer et étaient enterrés dans la masse épaisse de calcaires et de marnes qui se déposaient et se consolidaient là. On ne sait pas combien de temps cette phase a duré et à quel moment les matières organiques se sont déposées et accumulées, mais la mer libre se transforma par intermittence en une mer intérieure où l'évaporation intense amena une telle concentration saline que les sels se déposèrent. Couche après couche, le sel et le sulfate de calcium, avec seulement des interruptions occasionnelles d'argile et de calcaire, se déposèrent ainsi, formant un couvercle sur les premiers calcaires et marnes dans une partie desquels la matière organique s'était ou était en train de se changer en pétrole liquide. D'autres formations : grès, conglomérats, etc ... suivirent dans la course du temps, jusqu'à ce que les dépôts sédimentaires atteignent quelques 3.000 m. ou plus d'épaisseur (planche la). Finalement, virent les mouvements de l'écorce. La masse tout entière fut plissée et soulevée de la mer (Planche l b) puis dans les âges suivants soumise à d'immenses forces tordant les couches, les cassant, les plissant pour donner les structures complexes que nous observons aujourd'hui (planche l c.). La pluie, le vent et les autres éléments attaquèrent la surface et commencèrent le lent travail d'érosion qui dure encore.

L'Iran est le quatrième pays producteur de pétrole du monde et sa production a atteint 26 millions de tonnes par an en 1948.

La première concession fut accordée en 1901 et deux zones, Chiam Surkh et Mamatain furent prospectées sans succès avant que l'on découvre le pétrole à Masjid-i-Sulaiman en 1908. Alors un programme énergétique de prospection conduisit à la découverte

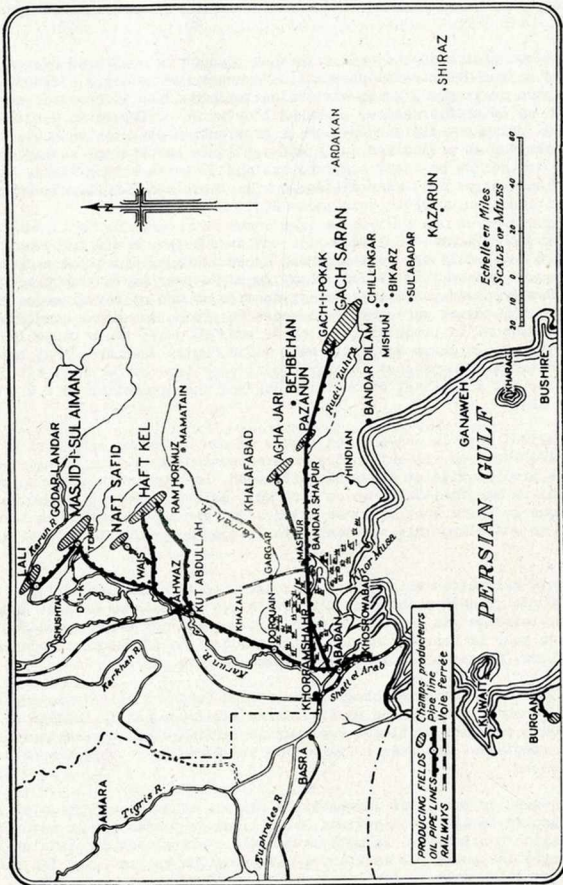


Fig. 12 - LES CHAMPS PETROLIFERES ET LES PIPE LINE
DU SUD IRANIEN



ULTIMHEAT®
VIRTUAL MUSEUM

CHAPITRE III

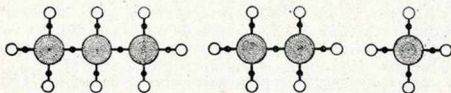
LE PÉTROLE BRUT

Section A - La chimie du pétrole

Quel que soit leur aspect, les dérivés du pétrole sont constitués par des hydrocarbures. Afin de permettre aux non-initiés de se faire une idée des données essentielles, nous allons résumer rapidement et sous une forme aussi simple que possible certains principes fondamentaux de chimie organique. Notons dès maintenant que les symboles utilisés ne sont pas volontairement obscurs et qu'un tel système de formules a été établi pour permettre de décrire, d'une manière simple, le plus grand nombre de dérivés possible.

Les hydrocarbures sont des substances renfermant deux éléments : l'hydrogène et le carbone, combinés dans des proportions variées. On trouve parfois un troisième élément : le soufre, dans les produits dérivés du pétrole, mais c'est surtout des deux premiers éléments que nous allons nous préoccuper.

L'atome, que nous considérerons ici (pour la simplicité de l'exposé) comme la plus petite partie d'un élément qui puisse exister, est susceptible de se combiner dans des proportions variables à d'autres atomes, correspondant à d'autres éléments pour former des molécules; la molécule est la plus petite partie d'un corps composé pouvant exister à l'état libre. Cette capacité de combinaisons est la valence; la valence ne doit pas être considérée comme un lien statique, et c'est uniquement pour en permettre une représentation graphique commode qu'on la présente comme telle dans les schémas. Signalons que la valence du carbone est 4, celle de l'hydrogène 1, ce qui signifie qu'un atome de carbone peut se combiner à 4 atomes d'hydrogène : le composé formé d'un atome de carbone et de 4 atomes d'hydrogène est le plus simple de la série des hydrocarbures. Le terme suivant comprend deux atomes de carbone liés entre eux, chacun d'eux étant lié à 3 atomes d'hydrogène. On peut continuer ainsi indéfiniment en augmentant le nombre des atomes de carbone. Les figures ci-dessous représentent ces molécules : la grosse boule noire représente l'atome de carbone, les petites boules blanches les atomes d'hydrogène.



Evidemment, ces figures ne constituent pas un mode de représentation exact des molécules chimiques qui, en fait, sont en général tridimensionnelles, il n'y faut voir qu'un moyen commode, couramment employé par les chimistes qui ont également adopté une sténographie dont nous donnons ci-dessous trois exemples :

	<u>Méthane</u>	<u>Ethane</u>	<u>Propane</u>
	H 	H H 	H H H
Formule développée	H-C-H H	H-C-C-H H H	H-C-C-C-H H H H
Formule	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈
Formule développée	CH ₄	CH ₃ -CH ₃	CH ₃ -CH ₂ -CH ₃

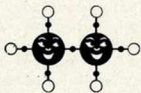
Bien entendu, le nombre des atomes de carbone de la chaîne peut s'allonger indéfiniment.

Revenons tout d'abord aux questions de valence. Si toutes les valences de chaque atome sont saturées par des atomes différents, on obtient des composés stables dont la capacité de combinaison est très réduite : on les appelle des dérivés "saturés". Au contraire, dans le cas où le nombre des liaisons effectives des atomes de carbone est inférieur à leur valence, il se crée entre deux atomes de carbone, soit une double liaison, soit une triple liaison, ce qui correspond à un échange mutuel des deux ou des trois valences disponibles; on obtient ainsi des dérivés "non saturés". Ces corps auront une stabilité beaucoup plus faible que celle des dérivés saturés car ils tendront toujours à fixer d'autres atomes et à se transformer ainsi en dérivés saturés. Cet état d'instabilité, donc d'insatisfaction, est illustré par les figures ci-dessous: le schéma (1) correspond aux carbures saturés, les schémas (2) et (3) à des carbures de plus en plus insaturés et, partant, de plus en plus insatisfaits.

Saturés

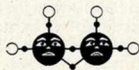
non saturés

très insaturés

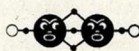


éthane
C₂H₆

formule
développée



éthylène
C₂H₄



acétylène
C₂H₂



Chacun de ces carbures ne représente qu'un des membres d'une longue famille. Nous allons rapidement décrire les principaux de ces membres.



CARBURES SATURÉS ou CARBURES PARAFFINIQUES

C'est à leur faible capacité de combinaison que ces carbures doivent leur nom de "paraffiniques" (du latin parum : peu, affinus : affinité).

Les deux premiers termes de la série, le méthane CH_4 et l'éthane C_2H_6 sont des gaz; viennent ensuite le propane C_3H_8 et le butane C_4H_{10} qui, bien que gazeux, n'en sont pas moins aisément liquéfiables sous pression.

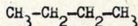
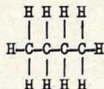
Si les premiers composés ont des noms particuliers = méthane, éthane, propane, butane, il n'en est plus de même ensuite; le nom du carbure est alors formé du préfixe ou du mot latin correspondant au nombre d'atomes de carbone de la chaîne, suivi de la désinence "ane" caractéristique des carbures saturés. C'est ainsi que l'on a successivement le pentane (C_5H_{12}), l'hexane, l'heptane, l'octane, etc ... Ces carbures sont des liquides de densité et de points d'ébullition croissants. Quand la chaîne atteint 25 atomes de carbone, ils sont solides à la température ordinaire et constituent la paraffine.

CARBURES ISO-PARAFFINIQUES

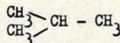
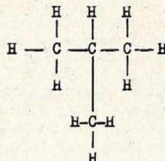
A partir du butane, on peut évidemment construire deux ou plusieurs schémas avec le même nombre d'atomes de carbone : à ces schémas correspondent des carbures différents. Leur formule globale est la même mais leur formule développée diffère par la position relative des atomes. C'est ainsi qu'on a le butane "normal" et l'"iso-butane"

Butane normal
(chaîne droite)

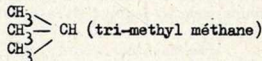
formule développée



iso-butane
(chaîne ramifiée)



ou



Dans le butane normal, les atomes de carbone sont liés les uns aux autres directement, en ligne droite. Au contraire, dans l'iso-butane, il s'agit d'une chaîne ramifiée, où un ou plusieurs atomes de carbone sont liés avec trois autres. C'est ainsi qu'il existe parallèlement aux dérivés paraffiniques des dérivés isoparaffiniques dits "isomères" des précédents, qui ont exactement la même composition centésimale que les carbures paraffiniques correspondants, mais ont des propriétés sensiblement diffé-

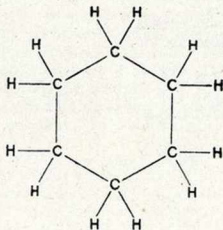
rentes. Leur densité et leur point d'ébullition s'élèvent de la même manière avec le nombre d'atome de carbone mais ils sont toujours légèrement différents. Par exemple, le pentane normal a une densité de 0,621 et un point d'ébullition de 36°C alors que l'isopentane a une densité de 0,619 et bout à 28°C.

La formule générale des carbures paraffiniques est $C_n H_{2n+2}$; ils sont tous saturés, qu'ils soient normaux ou iso. Tous sont très résistants à tous les réactifs chimiques. Pour les disloquer et les faire entrer en réaction, une force considérable est nécessaire.

Ces hydrocarbures composés de carbone et d'hydrogène renferment tous, si l'on excepte les plus simples, des groupements ou radicaux n'existant pas à l'état libre et méritant à juste titre le nom de groupements préfabriqués. C'est ainsi que le groupement CH_2 est le groupement méthylène; le groupement CH_3 est le radical méthyl, C_2H_5 est le radical éthyl, etc ... L'isobutane peut être considéré comme du méthane dans lequel trois atomes d'hydrogène ont été substitués par des radicaux méthyl d'où son nom de tri-méthyl-méthane.

NAPHTÈNES (ou CYCLANES)

Se rapprochent des carbures paraffiniques en ce qu'ils sont saturés mais sont composés de groupements méthylènes CH_2 groupés en cycle comme le montre le schéma ci-dessous.



Ces dérivés sont appelés "cyclo". C'est ainsi que le corps schématisé ci-dessus et qui renferme 6 atomes de carbone est le cyclohexane. Des chaînes latérales peuvent remplacer les atomes d'hydrogène du cycle quelle que soit leur position; deux ou plusieurs noyaux peuvent être associés constituant des sortes d'alvéoles.

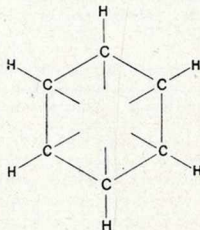
Les naphènes sont légèrement moins résistants que les carbures paraffiniques probablement en raison de la tension exercée pour atteindre la forme cyclique. Leur formule générale est $C_n H_{2n}$.

Les membres les plus lourds de ces séries sont de nature asphaltique.

CARBURES AROMATIQUES

On trouve ici aussi une structure cyclique mais de tels carbures sont seulement semi-saturés. Le représentant le plus simple est le benzène composé de 6 groupements CH groupés en un cycle présentant une stabilité interne.

Ces dérivés, bien que plus aisément attaqués que les dérivés paraffiniques, ont cependant une stabilité supérieure à celle des hydrocarbures non saturés.



Dans la série aromatique, des chaînes latérales peuvent se fixer sur chacun des atomes de carbone du cycle. D'autres cycles peuvent venir s'adjoindre au cycle initial, un nombre infini de combinaisons est possible; il en résulte une variété considérable de composés.

HYDROCARBURES NON SATURÉS

Le plus simple de ces hydrocarbures est un gaz : l'éthylène C_2H_4 qui renferme une double liaison. Là encore, une variété considérable d'homologues est possible. La double liaison, en effet, peut être placée sur une chaîne linéaire, sur une chaîne ramifiée, sur des chaînes rattachées à des noyaux naphthéniques ou benzéniques. Les composés renfermant des doubles liaisons sont appelés "oléfines" et leur nom renferme la désinence finale "ène". On a ainsi l'éthylène C_2H_4 , le propylène C_3H_6 , le butylène et l'isobutylène C_4H_8 , etc ...

Ces dérivés, et d'autres dérivés moins saturés encore, tels que les dérivés acétyléniques renfermant une triple liaison, ne sont pas présents dans le pétrole brut mais les oléfines apparaissent au cours du cracking.

Cracking - Réarrangement de structure

Il semble exister dans la nature, sur une très grande échelle, une règle selon laquelle, lorsqu'un produit ou un organisme atteint une complexité ou une taille suffisante, il devient incapable de subir des tensions intenses; ceci s'applique aux hydrocarbures complexes à point d'ébullition élevé.

Dès les débuts de l'industrie du pétrole, on avait trouvé que, sous l'action d'une chaleur intense, les hydrocarbures à longues chaînes carbonées se trouvaient

décomposés, "craqués" avec production de gaz le plus souvent très insaturés, d'une notable proportion de dérivés à plus bas point d'ébullition et d'un résidu carboné : le coke. Ce procédé, d'abord très empirique, a été modifié et développé dans des conditions meilleures et à l'aide de catalyseurs, si bien qu'on a été à même de contrôler la structure des dérivés craqués de manière à produire à volonté les substances les plus aptes à certains usages bien déterminés. Cet emploi de catalyseurs a été développé; par la suite on a pu transformer des dérivés paraffiniques en dérivés isoparaffiniques : une telle opération est l'"isomérisation".

Dans d'autres conditions, on peut provoquer une recombinaison des dérivés saturés et insaturés et obtenir ainsi des dérivés le plus grand poids moléculaire, c'est alors l'"alkylation".

Ces procédés, qui sont traités au chapitre "Raffinage", constituent vraiment un exemple d'une force dirigée capable de transformer des substances naturelles et de créer de nouveaux produits, non présents initialement. Pour obtenir des dérivés du pétrole d'une grande stabilité, on doit éliminer les carbures non saturés. On met à profit, dans ce but, leurs grandes solubilité et réactivité. Mais leur insaturation devient une qualité pour la fabrication de produits chimiques et, comme on le verra dans le chapitre "Raffinage", ils constituent une base idéale de synthèse.

Dérivés soufrés

Le soufre est décidément une substance qui a dû être inventée pour mettre à l'épreuve les travailleurs du pétrole. On le trouve dans les gaz naturels et le pétrole sous forme d'hydrogène sulfuré H_2S , dont on se débarrasse relativement aisément, mais on le trouve aussi lié aux hydrocarbures sous forme de combinaisons organiques. Il faut des moyens énergiques pour éliminer de tels composés. Ces combinaisons organiques ont rendu intraitables de nombreux dépôts schisteux et ont diminué la valeur de plusieurs champs pétrolifères.

Section B - Pétroles bruts

Tous les pétroles bruts sont composés de longues séries d'hydrocarbures s'étaguant entre des poids moléculaires et des points d'ébullition très bas et très élevés. Ces séries appartiennent à un ou plusieurs des trois principaux types décrits ci-dessus chacune se présentant sous plusieurs formes (ex. : paraffiniques et isoparaffiniques). On a ainsi plusieurs milliers d'hydrocarbures distincts et, sauf en ce qui concerne les quelques dérivés les plus légers, la différence entre le point d'ébullition de chaque hydrocarbure et celui de ses voisins est extrêmement faible, de l'ordre d'une fraction de degré, d'où l'impossibilité de les séparer les uns des autres par les procédés ordinaires. Dans un but pratique, il est préférable de SE REPRÉSENTER LE PÉTROLE BRUT COMME UNE SUITE CONTINUE ET LENTEMENT ASCENDANTE DE POINTS D'ÉBULLITION plutôt que comme un mélange de dérivés chimiques individuels.

Mais il y a cependant des différences importantes portant sur les points d'ébullition et la structure chimique, entre les pétroles bruts d'origines diverses. C'est ainsi que les pétroles bruts de Pensylvanie contiennent des proportions relativement importantes de produits légers et sont surtout composés de dérivés paraffiniques. D'autres, comme les pétroles bruts plus lourds du Vénézuéla et du Mexique, sont surtout

napténiques, riches en produits asphaltiques, pauvres en produits légers, Beaucoup des bruts actuels sont très mélangés, surtout paraffiniques mais renferment des quantités appréciables de dérivés aromatiques et napténiques. Tels sont par exemple les bruts du Moyen-Orient, encore que d'une zone de production à l'autre on observe des variations considérables.

Voici les caractéristiques de quelques-uns de ces pétroles bruts types :

	<u>Pensylvanie</u>	<u>Iran</u> Agha Jari	<u>Vénézuéla</u> Concepcion	<u>Californie</u> San Joaquin	<u>Mexique</u> Panoco
Poids spécifique	0,811	0,845	0,850	0,975	0,988
Point d'ébullition commençante	45°C	30°C	58°C	60°C	125°C
Volume distillant à 150°C	45 %	18 %	17 %	4 %	2 %
Volume distillant entre 150°C et 300°C	28 %	31 %	36 %	36 %	13 %
Soufre	0,08 %	1,42 %	0,7 %	0,79 %	5,18 %
Type	paraffinique interm.Par. interm.Napht. Naphténique Napht.Asphalt.				

Aucun de ces pétroles bruts n'est utilisable à l'état naturel. C'est le rôle des raffineurs de transformer l'ensemble de ces pétroles bruts en une gamme de produits consommables adaptés à des utilisations particulières.

D'une manière générale, la caractéristique principale de chaque produit pétrolier est constituée par ses limites distillatoires. Parfois elles en constituent le facteur dominant. Tel est le cas de l'essence auto où une certaine proportion de produits à bas point d'ébullition est nécessaire pour assurer un démarrage aisé et où une trop grande quantité de produits lourds risque de diluer les huiles lubrifiantes.

D'autres fois, c'est une autre caractéristique qui domine, telle que la viscosité qui figure souvent parmi les spécifications mais elle est le plus souvent si étroitement liée aux points d'ébullition que ce sont finalement ces derniers qui constituent la donnée essentielle pour le raffineur.

La constitution chimique a son importance pour quelques produits mais non pour tous. Ainsi, l'essence aviation doit renfermer des proportions élevées de dérivés isoparaffiniques ou aromatiques mais, par contre, la structure chimique des huiles combustibles est sans importance pourvu que leurs propriétés physiques (point d'inflammabilité, viscosité ...) soient convenables.

Certains produits peuvent être obtenus plus facilement à partir de certains bruts mais le plus grand nombre des produits usuels peut être fabriqué, et l'est actuellement, à partir de n'importe quel brut bien que, dans des cas particuliers, notamment l'essence aviation, les proportions de dérivés isoparaffiniques et aromatiques nécessaires à l'obtention des limites de distillation correctes ne figurent pas dans des produits naturels : il faut alors en faire la synthèse.

La base du raffinage est encore la distillation et, pour répondre aux exigences modernes, elle doit consister en un fractionnement étroit où est réalisée une séparation précise et totale en coupes de limites distillatoires convenables.

Une utilisation optimum du brut est réalisée en réduisant au minimum l'écart entre les limites d'ébullition de deux coupes successives.

Cette question de la distillation est si fondamentale que nous allons donner une rapide description de ses principes avant de passer au chapitre suivant sur le raffinage.

Section C - La distillation

La nécessité d'améliorer la précision du fractionnement et la grande échelle à laquelle sont réalisées les opérations ont conduit à développer des méthodes qui, à première vue, ont peu de rapport avec les ballons et réfrigérants que l'on peut voir dans les laboratoires. Une explication scientifique complète de la distillation d'un mélange aussi complexe que le pétrole brut dépasse le but de cet ouvrage. On peut néanmoins en saisir les principes généraux en étudiant le cas plus simple d'un mélange de deux constituants.

La technique de la distillation est fort ancienne. Aristote y fait allusion au IV^{ème} siècle avant J.C. Il y a environ 2.000 ans que la distillation a été utilisée pour transformer le vin en eau de vie mais jusqu'il y a relativement peu de temps le seul procédé connu était le procédé discontinu.

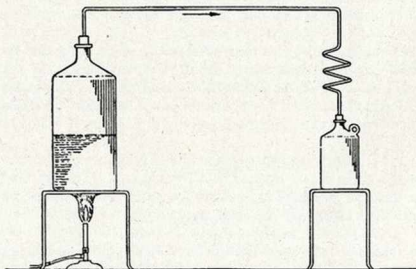


Fig. 14 - DISTILLATION DISCONTINUE

C'est le plus simple. Le vin, essentiellement mélange d'alcool et d'eau (points d'ébullition respectifs : 78°C et 100°C) est placé dans un alambic et on le porte à l'ébullition. Les vapeurs sont condensées et le condensat recueilli. Au début de l'opération, le condensat est riche en alcool mais ne sera jamais de l'alcool pur : un peu d'eau distille aussi au début. Si le vin renferme 10 % d'alcool, le distillat renfermera environ 55 % d'alcool et 45 % d'eau mais, au fur et à mesure de la distillation, le contenu de l'alambic s'appauvrit en alcool et, partant, la concentration en alcool du condensat s'abaisse parallèlement.

Evidemment, si tout le vin placé dans l'alambic est distillé, la concentration en alcool de tout le condensat est toujours de 10 %. Aussi, l'opération doit-elle être stoppée avant, mais ceci implique alors une perte d'alcool resté dans l'alambic.

Pour obtenir un condensat plus concentré en alcool, on effectuait une série de distillations, chacune d'elles étant poussée assez loin pour réduire les pertes d'alcool dans les résidus et, ensuite, on redistillait ces condensats afin d'obtenir un produit plus fort en alcool. Ce procédé, quelque peu fastidieux, fut amélioré en mettant en série plusieurs alambics, chacun redistillant le distillat précédent.

Ce procédé continu est schématisé figure 15. Les quantités et proportions relatives d'alcool et d'eau ainsi que les températures aux différents stades y sont indiquées. Ces derniers - soulignons-le - ne sont pas très précis et constituent seulement des indications.

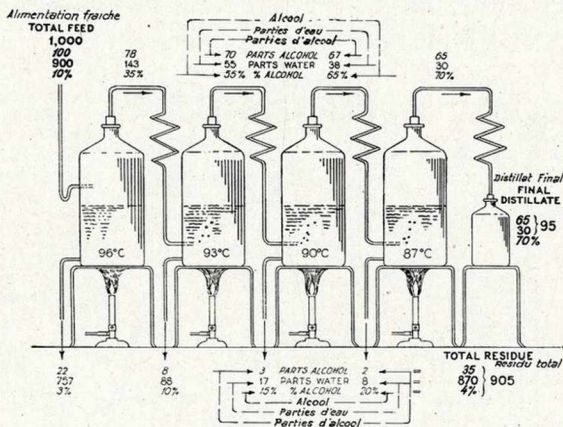


Fig 15 - DISTILLATION CONTINUE

Le premier alambic est chargé, puis chauffé de telle sorte que le liquide qu'il contient (dont on élimine le résidu d'une manière continue) soit aussi peu concentré que possible, à 3 % par exemple. Les vapeurs émises par un tel liquide sont à 35 %, concentration qui sera celle de la charge de l'alambic suivant. Cet enrichissement progressif est poursuivi jusqu'à ce que le distillat du 4ème alambic ait une concentration d'environ 70 %. Cependant, de chaque alambic, on élimine un résidu dont le volume va en diminuant mais dont la force en alcool va en s'accroissant d'où une perte considérable en alcool. Dans notre exemple, sur 1.000 parties chargées dans la batterie et renfermant 100 parties d'alcool, 65 parties d'alcool seulement sont récupérées, alcool à 70 %.

S'il s'agit non plus de mélanges alcooliques mais de pétroles bruts, on devrait théoriquement pouvoir récupérer ces résidus séparément. Le premier serait du fuel,

le second du gas-oil lourd, le troisième du gas-oil léger, le quatrième du pétrole, le dernier de l'essence auto. Pratiquement, les résultats ne seraient pas satisfaisants, les rendements seraient faibles, les produits mal sériés et le procédé sans souplesse.

Revenons à la distillation de l'alcool : les pertes dans les résidus des derniers alambics conduisent à envisager de retraiter ces résidus en les faisant rétrograder dans l'alambic précédent.

Un autre sujet de difficulté dans le procédé continu est le suivant : dans chaque appareil, les vapeurs se condensent avant d'être revaporisées dans l'appareil suivant; les concentrations en alcool allant en augmentant, les points d'ébullition vont en diminuant et il est nécessaire d'opérer à des températures décroissantes, d'où l'idée de faire passer directement les vapeurs d'un liquide dans le suivant où, grâce à l'abaissement de température, elles se condensent forcément, fournissant ainsi la valeur nécessaire à une nouvelle vaporisation, fournissant des vapeurs plus concentrées.

Ces deux principes sont figurés sur la planche ci-dessous.

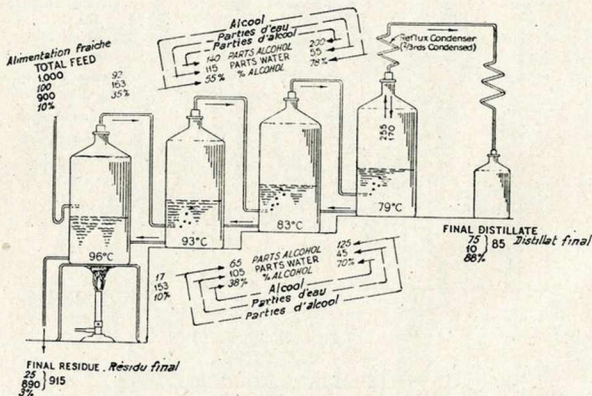


Fig. 16 - DISTILLATION AVEC RETOMBAGE

Bien que le résidu du premier alambic soit aussi riche en alcool que celui du premier alambic dans le procédé continu, la perte totale en alcool est considérablement diminuée parce que les résidus des alambics suivants ne peuvent s'échapper. En renvoyant ces résidus (relativement riches en alcool) dans les alambics précédents, la concentration du liquide s'y élève et, partant, celle de la vapeur. Cette méthode possède un double avantage : moins de perte d'alcool dans le résidu et surtout accroissement de la concentration en alcool du distillat = 75 % de l'alcool initial récupéré à une concentration de 88 %.

La consommation de calories est moindre. Dans le procédé continu, chaque alambic est chargé avec du liquide et cela revient à vaporiser, par apport extérieur de chaleur, 54,6 % de la totalité du produit traité. Dans le procédé à reflux, les vapeurs émises par chaque alambic servent à chauffer le suivant. Il suffit donc de chauffer le premier et la chaleur à fournir est celle nécessaire à la vaporisation du distillat final et au reflux, au total 25,50 % soit moins de la moitié.

Mais il y a ainsi, malgré tout, une perte de 25 % d'alcool utilisable qui reste dans le résidu. On peut y remédier en ajoutant un alambic au début de la série. Au lieu d'alimenter cet alambic avec une charge fraîche contenant 10 % d'alcool, il est préférable d'introduire cette charge dans l'alambic où le résidu est déjà à cette concentration. Ce procédé est illustré sur la planche ci-dessous.

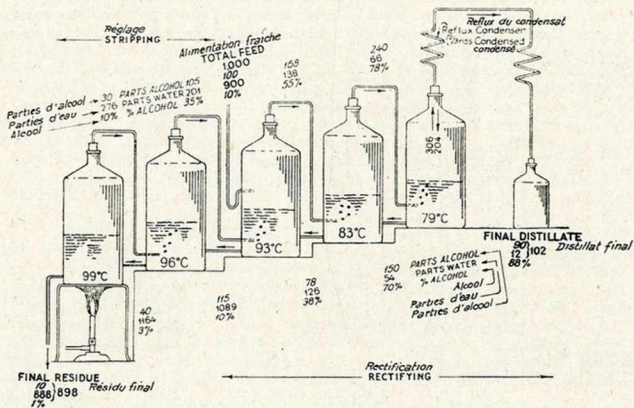


Fig. 17 - DISTILLATION AVEC RETOMBAGE ET REGLAGE

La batterie se compose de deux sections distinctes : section de rectification au dessus du point de chargement, destinée à réduire la proportion d'eau du distillat, et section d'épuisement - ou stripping - destinée à réduire la proportion en alcool du résidu.

L'alambic supplémentaire a permis de réduire la perte en alcool à 10 % du total utilisable, 90 % ont été récupérés dans le distillat. Cette amélioration a nécessité, par rapport au simple procédé du reflux, un léger accroissement des besoins en calories : celui-ci s'est élevé à la quantité nécessaire à la vaporisation de 30.6 % de la charge totale. On comprendra facilement que :

- 1 - la pureté des produits finaux est d'autant plus grande que le nombre des alambics est plus élevé;