

SCIENCE ET VIE

NUMÉRO
HORS-SÉRIE
200F



LE PÉTROLE

La gamme des produits **SHELL CHIMIE**

DÉTERGENT : teepol (fabriqué par Shell St-Gobain)

SOLVANTS : cétones et alcools

PLASTIFIANTS : dutrex

RÉSINES : epikote

ANTICORROSIFS : papier et poudre V. P. I.

ANTIPARASITAIRES { aldrin et dieldrin
endrin et isodrin
spécialités phytopharmaceutiques
(distribuées par la Cie de St-Gobain)



SHELL CHIMIE, 29, rue de Berri, PARIS-8^e — ELY 56-90

Marque déposée

SOCIÉTÉ FRANÇAISE DES CONSTRUCTIONS

BABCOCK & WILCOX

Siège social : 48, rue la Boétie — PARIS (8^e)

Tél. ÉLY. 89-50



TOUT MATÉRIEL POUR L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE
ET LE STOCKAGE DES HYDROCARBURES

LA GÉOPHYSIQUE CLEF DE LA TERRE

SEISMOS

G. M. B. H.

H A N O V R E

BORCHERSSTRASSE 29

FONDÉE EN 1921

Recherches géophysiques dans le monde entier, selon des méthodes modernes et à l'aide d'appareillages de conception récente, construits dans ses propres ateliers.

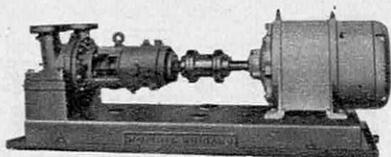
DÉPARTEMENT ÉTRANGER

Dr. Ing. E. W. NAGELSTEIN

148, avenue de Wagram

PARIS XVII^e — TEL. CAR. : 39-64

POMPES DE PIPE-LINE ET TOUTES POMPES POUR RAFFINERIES



- Pompes industrielles
- Pompes domestiques et agricoles
- Pulvérisateurs pour toutes cultures
- Matériel incendie : Auto-pompes
Moto-pompes

POMPES GUINARD

ALLÉE DE FOUILLEUSE, SAINT-CLOUD (S.-&O.) TÉL. MOL. 48-00

LES ÉTABLISSEMENTS AUBRY ET SIMONIN

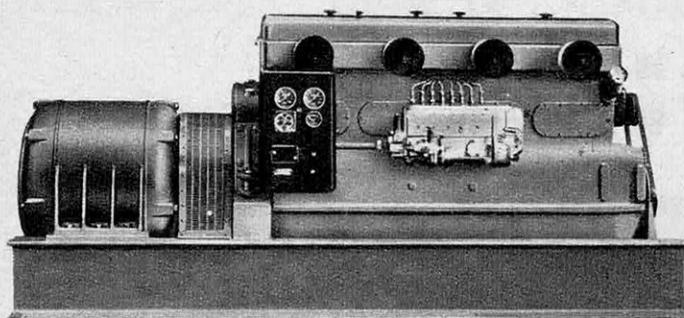
présentent leurs nouveaux

GROUPES ÉLECTROGÈNES

Alternateurs AUBRY et SIMONIN sans excitatrice

à régulation et excitation statiques

DE 4 KVA A 150 KVA

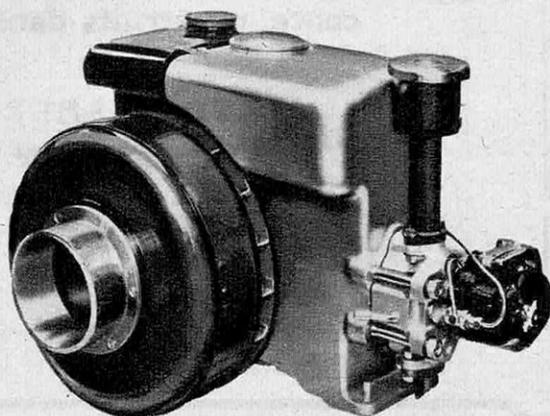


GRUPE DIESEL ÉLECTROGÈNE 100 KVA

Avec moteurs
diesel ou essence

**WILLÈME
PANHARD
SOMUA
GÉMA
BERNARD
POYAUD
BERLIET**

**GROUPES MARINS
GROUPES INDUSTRIELS
ESSENCE ET DIESEL
TOUTES PUISSANCES
TOUS USAGES**



GRUPE DIESEL ÉLECTRO-INDUSTRIEL
6 KVA-8 CV

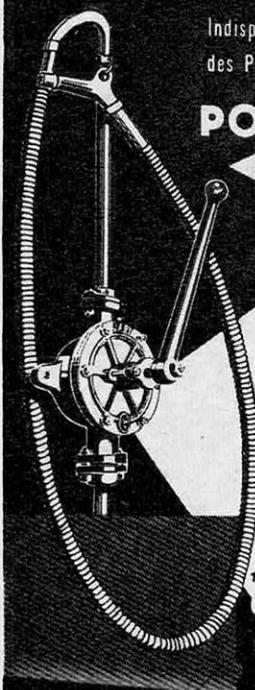
AUBRY ET SIMONIN

14 à 32, boulevard du Parc, NEUILLY-sur-SEINE Tél. : MAILLOT 80-00 (4 lignes groupées)

RENSEIGNEMENTS CHEZ TOUS LES AGENTS

Indispensable pour les manutentions
des PRODUITS PETROLIERS fluides

POMPE JAPY



- ★ Effort minime.
- ★ Débit important.
- ★ Entretien et usure nuls.
- ★ Encombrement réduit.
- ★ Montage simple et rapide.

Ets **JAPY** Fres. Division Electro-Mécanique :
6, Rue de Marignan, PARIS (8^e). Tél. : ÉLY. 12-16
BAL. 44-90

A paraître

en janvier 1954

du Diplodocus à l'Automobile

tout ce qu'il faut savoir
sur le pétrole.

★ un album de 112 pages abondamment
illustré, réunissant les meilleurs
articles de Pétrole Progrès.

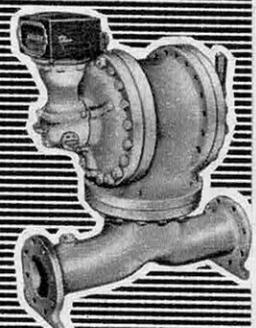
★ participation aux frais d'édition :
750 fr. franco

Adressez vos souscriptions à Esso Standard S.A.F.
Département Information, 82, Champs-Élysées, Paris
Mand. chèque post. - chèque banc. - C.C.P. 40-67 Paris

MANUTENTION ET DISTRIBUTION d'HYDROCARBURES

COMPTEURS
SATAM
COMPTEURS
ROCKWELL

pour
Camions-Citernes
Dépôts
Pipe-Lines, etc...



●
COUPLINGS

Avery
Hardoll

Raccords
pour

remplissage
sous pression
des réservoirs
dans
L'AVIATION
et
L'INDUSTRIE



●
TOUS
DISTRIBUTEURS
de
CARBURANTS
poinçonnés ou non
COMPTEUR
CONTINU
ROUTIER
D. C. 90



SATAM

Société Anonyme au Capital
de 500.000.000 de francs

99 Av. du Général Leclerc
LA COURNEUVE (Seine)
Tél. FLA. 10-80 • FLA. 11-91

COMPAGNIE FRANÇAISE DES PÉTROLES

CONSTITUÉE en 1924 sur l'initiative du Gouvernement français, la Compagnie Française des Pétroles a été désignée pour mettre en valeur la part attribuée à la France dans les pétroles d'Orient par les accords de San Remo, du 24 avril 1920. Par suite de ce caractère spécial, les relations de la Compagnie avec l'Etat ont fait l'objet de diverses conventions, définitivement ratifiées par une loi du 25 juillet 1931. Aux termes de ces textes, l'Etat a souscrit une part de 35 % du capital actions et possède un droit de vote correspondant à 40 % du total des voix attachées à l'ensemble du capital. Il est représenté au sein de la Compagnie par deux Commissaires du Gouvernement exerçant des droits de contrôle spéciaux et investis des mêmes pouvoirs que les Administrateurs, lesquels doivent être obligatoirement de nationalité française. L'Etat reçoit en outre une part des bénéfices de la Compagnie réalisés du fait de ses participations en Orient, lorsque ces bénéfices excèdent 10 % du montant des capitaux qu'elle a investis dans ces participations.

Les accords conclus par la Compagnie Française des Pétroles avec des groupes étrangers lui assurent 23,75 % du capital d'un ensemble de sociétés détenant des concessions dans les pays du Moyen-Orient.

Parmi celles-ci, les sociétés entrées déjà en période d'exploitation sont l'Iraq Petroleum Company, la Basrah Petroleum Company, la Mosul Petroleum Company (dont les concessions couvrent la presque totalité du territoire du Royaume d'Irak), et la Qatar Petroleum Company, concessionnaires de la totalité de la péninsule de Qatar, dans le Golfe Persique.

D'autre part, les participations prises par la Compagnie Française des Pétroles l'associent aux recherches de pétrole entreprises en France et dans certains territoires de l'Union Française



(Tunisie, A.E.F., Madagascar). Dans cet ordre d'idées, elle a constitué une filiale, la Compagnie Française des Pétroles (Algérie), qui a obtenu un ensemble de permis de recherches portant sur 120.000 km² dans le Sahara.

La Compagnie Française des Pétroles détient une part prépondérante du capital de la Compagnie Française de Raffinage, dont les deux raffineries de Gonfreville-l'Orcher (Seine-Inférieure) et la Mède (Bouches-du-Rhône) sont parmi les plus importantes de France. De même, elle possède le contrôle de la Compagnie Navale des Pétroles, dont la flotte de pétroliers totalise environ 175.000 tonnes et est affectée au transport des pétroles d'Orient. Enfin, ses participations dans la Compagnie Marocaine des Carburants et la Compagnie Française de Distribution des Pétroles en Afrique la mettent en bonne place pour la distribution des produits pétroliers raffinés dans l'Empire Chérifien et en Afrique Française.

Le pétrole brut reçu par la Compagnie Française des Pétroles du fait de sa participation aux sociétés faisant partie du groupe de l'Iraq Petroleum Company lui est facturé en livres sterling et au prix de revient majoré d'une très légère marge : cette circonstance lui permet d'approvisionner le marché national avec une économie de devises très importante, alors que par ses activités exportatrices des recettes en monnaie étrangère, non négligeables pour la balance commerciale française, lui sont assurées.

En 1952, la Compagnie Française des Pétroles a reçu 4.917.000 tonnes de pétrole brut du Moyen Orient.

Pour 1953, le contingent de pétrole brut attribué à la Compagnie paraît devoir se situer aux environs de 8.250.000 tonnes, chiffre qui sera probablement légèrement dépassé en 1954.

LE PÉTROLE

SOMMAIRE

★ LA NAISSANCE D'UNE GRANDE INDUSTRIE, <i>par Pierre MOREL</i>	3
★ XX ^e SIÈCLE, SIÈCLE DU PÉTROLE	14
★ L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE FRANÇAISE	38
★ LA RECHERCHE DES GISEMENTS, <i>par Maurice LYS</i>	57
★ LA PROSPECTION GÉOPHYSIQUE, <i>par R. DALBY</i>	63
★ QUAND JAILLIT L'OR NOIR, <i>par A.H. HOUBEURT et J. NOUGARO</i>	74
★ DU BRUT AUX PRODUITS RAFFINÉS, <i>par Jacques PASSAT</i> ..	90
★ LA DISTRIBUTION DES PRODUITS PÉTROLIERS, <i>par</i> <i>Robert CHENEVIER</i>	102
★ LES TRANSPORTS PAR PIPE-LINE, <i>par Charles DEUTSCH</i>	107
★ BUTANE, PROPANE, <i>par A. CABARET</i>	118
★ LES CARBURANTS, <i>par Yves DURIER</i>	127
★ LE GRAISSAGE, PROBLÈME-CLÉ DE LA MÉCANIQUE, <i>par J. GROFF</i>	136
★ LA PÉTROCHIMIE, <i>par F. AFTALION</i>	143

SCIENCE ET VIE

FRANCE : Administration et Rédaction : 5, rue de La Baume, Paris-8^e. Téléphone : Balzac 57-61. Chèque postal : 91-07, Paris. Adresse télégraphique : SIENVIE-PARIS. — Publicité : 2, rue de La Baume, Paris-8^e. Tél. Élysées 87-46.

BELGIQUE : Société ÉDIMONDE, Direction et Administration : 10, bd de la Sauvenière, Liège. Téléphone : 23.78.79.

ITALIE: SCIENZA E VITA. Direzione, Redazione, Amministrazione : 19, Piazza Cavour, Roma. Telefono 360010. C.C.P. 1.14.983.

AMÉRIQUE DU SUD : CIENCIA Y VIDA, Direc., Administ. : Calle J. C. Comez 1436, Montevideo-Uruguay. Tél. 8-95-66.

SUISSE : INTERPRESS S.A. Administration : 1, rue Beau-Séjour, Lausanne. Téléphone : 26-08-21. C.C.P. 11.68-49.

ALGÉRIE, TUNISIE et MAROC : Société OMNIA, 9, rue St-Gall, à Casablanca. C. C. Postaux 625-29 Rabat.

Tous droits de reproduction, de traduction et d'adaptation réservés pour tous pays. Copyright by SCIENCE ET VIE.

ÉNERGIE BON MARCHÉ

NIVEAU DE VIE ÉLEVÉ

C'est en augmentant la production que l'on peut améliorer les conditions d'existence de la population.

Les pays dont la production est élevée sont ceux qui disposent d'une énergie abondante et à bon marché.

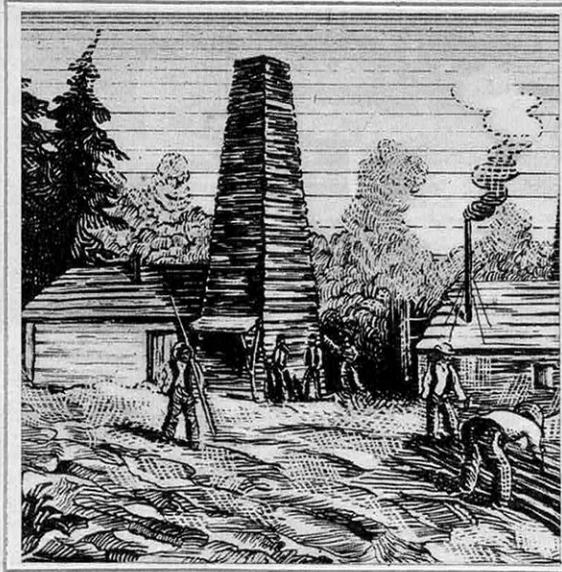
Le pétrole, forme moderne de l'énergie, remplit ces deux conditions : c'est pourquoi les peuples, dont le niveau de vie est le plus haut, sont ceux qui consomment le plus de produits pétroliers.

Le tableau ci-dessous qui donne cette consommation par tête d'habitant et par an en apporte la preuve :

● ÉTATS-UNIS	2.700 litres
● CANADA	1.828 »
● AUSTRALIE	795 »
● SCANDINAVIE	588 »
● ANGLETERRE	508 »
● BELGIQUE	461 »
● FRANCE	397 »
● ITALIE	190 »

En raison de la structure internationale de l'industrie du pétrole, le prix des produits pétroliers à leur arrivée dans les ports ou au sortir des raffineries, varie peu d'un pays à l'autre. C'est donc le montant des taxes qui différencie les prix de vente : les pays à forte consommation sont ceux où les taxes sont les plus faibles et par conséquent les prix de vente les plus bas.

Une fiscalité excessive limite la consommation des produits pétroliers : elle joue contre l'amélioration du niveau de vie.



LE Puits du « Colonel » Drake à Titusville

La Naissance d'une GRANDE INDUSTRIE

L'INDUSTRIE du pétrole, comme toutes les industries jeunes, n'a jusqu'ici manifesté que peu d'intérêt pour son passé. Son histoire, cependant, remonte très loin, car des témoignages anciens font état de l'existence de la précieuse huile et de son emploi. Cependant, si l'homme a depuis longtemps su utiliser les produits pétroliers que des affleurements en surface lui offraient, il n'y a que fort peu de temps qu'il a pensé à mettre sa technique en œuvre pour aller chercher le pétrole brut dans ses repaires souterrains.

Les textes anciens et les récits des voyageurs nous fournissent, à l'aventure, quelques renseignements sur les affleurements pétroliers exploités depuis la plus haute antiquité, à des fins différentes, mais la plupart du temps sous deux formes opposées, les fractions gazeuses d'une part, et les bitumes d'autre part.

Ces affleurements, bien entendu, correspondent, dans la plupart des cas, aux régions

actuellement grandes productrices de brut : Russie, Roumanie, Moyen-Orient, Amérique du Nord, Mexique, etc.

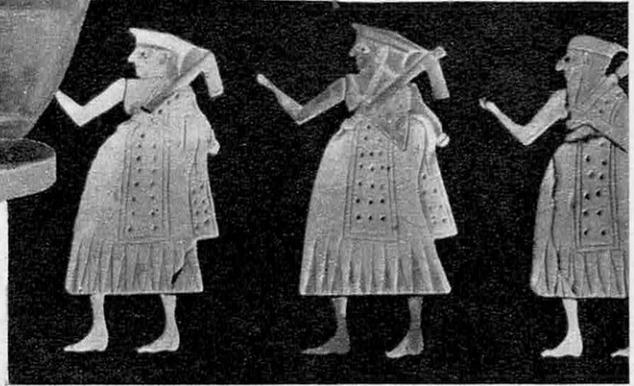
LES FEUX ÉTERNELS

C'est sous sa forme la plus légère que le pétrole se manifestait aux yeux des voyageurs de l'Antiquité, qui, longeant les bords de la Mer Caspienne, voyaient avec une terreur superstitieuse brûler dans la presqu'île d'Apchéron, à l'endroit même où devait plus tard s'élever Bakou, des flammes qui ne s'éteignaient jamais.

Des temples y furent dressés, et on a retrouvé leurs restes assez bien conservés. On a découvert sans peine que leurs flambeaux perpétuels étaient alimentés par du gaz naturel amené jusqu'aux autels par un système de canalisations, qui constitue sans doute le premier réseau de « pipe-lines » connu.



Voici un détail d'une coupe taillée dans le bitume, il y a 5 000 ans, en Mésopotamie, et une frise incrustée de nacre.



Les Chinois, à la même époque à peu près, savaient également utiliser la chaleur produite par la combustion des gaz naturels pour faire évaporer l'eau de leurs puits à saumure et récupérer ainsi l'indispensable sel.

LE PÉTROLE ET LA BIBLE

Mais les toutes premières interventions du pétrole dans la vie des hommes, il y a six mille ans, furent loin d'être bénéfiques : d'après les textes de la Genèse, en effet, il n'est pas absurde de penser que la destruction de Sodome et Gomorrhe fut provoquée par la « mise à feu » accidentelle d'un immense gisement qui se trouvait là, à fleur de terre. Sous l'action d'une cause inconnue, peut-être d'un tremblement de terre, un geyser de pétrole jaillit et s'enflamma. Un gouffre où se trouve aujourd'hui

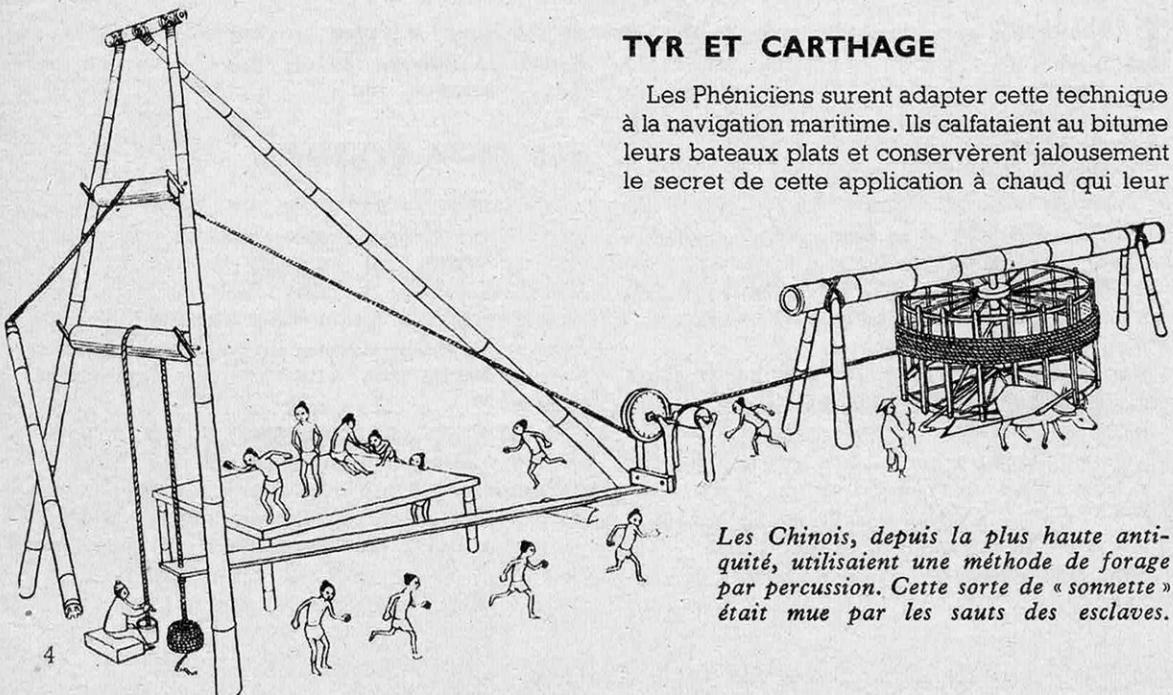
d'hui la mer Morte engloutit hommes et maisons.

C'est d'ailleurs à l'occasion d'un autre cataclysme, plus général celui-là, qu'on trouve la première mention dans la Bible de l'usage d'un produit pétrolier, le bitume. Noé, en effet, charpentier de marine très inexpérimenté, reçut de son divin Guide l'ordre de s'en servir pour calfater les joints de son Arche, « par dedans et par dehors ».

Cette technique du calfatage au bitume qui présentait seul à l'époque les capacités « plastiques » nécessaires à l'emploi, représente peut-être l'usage le plus répandu du pétrole dans l'antiquité. Les Sumériens, en effet, utilisaient pour leur navigation fluviale des corbeilles en osier recouvertes de bitume, semblables aux « couffas » qui naviguent encore sur l'Euphrate. C'est d'ailleurs dans un esquif de cette nature que le bébé Moïse, dit-on, fut abandonné au gré des eaux.

TYR ET CARTHAGE

Les Phéniciens surent adapter cette technique à la navigation maritime. Ils calfataient au bitume leurs bateaux plats et conservèrent jalousement le secret de cette application à chaud qui leur



Les Chinois, depuis la plus haute antiquité, utilisaient une méthode de forage par percussion. Cette sorte de « sonnette » était mue par les sauts des esclaves.

conférait un véritable monopole de la navigation hauturière, monopole qu'ils transmièrent ensuite à Carthage, le plus célèbre de leurs établissements. Et c'est ainsi que cette simple « astuce » devait permettre de grands voyages comme ceux d'Hannon et d'Himilton et assurer à Carthage une suprématie incontestée sur les mers pour le commerce et la guerre.

Ce devait être aussi la cause de sa disparition. En effet, lorsque les Romains se firent marins et, inventant le navire « à quille », purent, eux, se passer du précieux produit de jointage, ils surent vaincre la rivale détestée, et l'incendièrent. Ce sinistre fit rage pendant dix-sept jours parce que les murailles étaient jointes au bitume, que les terrasses et les rues en étaient enduites, que les colonnes de cèdre étaient décorées au placage de nacre sur du bitume. Tout cela, éminemment inflammable, activa l'anéantissement de la cité de Didon, qui fut détruite de la même façon que Ninive et Babylone, construites avec des matériaux semblables.

DE LA TOUR DE BABEL AUX AZTÈQUES

L'usage du bitume dans le « bâtiment » date de loin, en effet, puisque la Genèse dit, à propos de la Tour de Babel : « Mais il arriva, comme ils partirent d'Orient, qu'ils trouvèrent une campagne au pays de Scinhéar (Sumer en hébreu) où ils élurent domicile. Et ils se dirent l'un à l'autre : allons, faisons des briques et cuisions-les au feu. Et ils eurent des briques

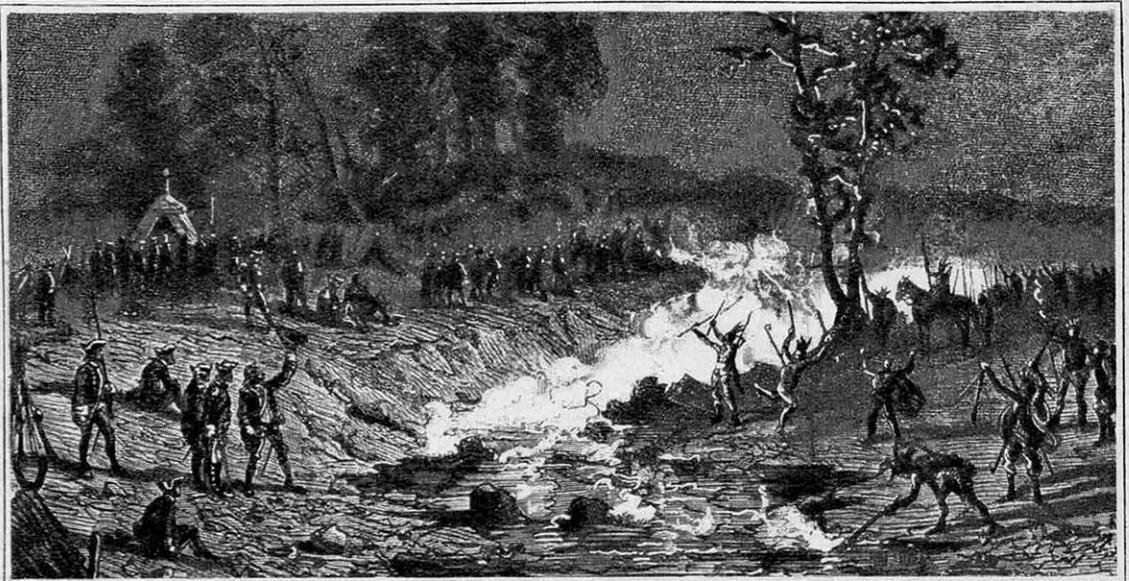
au lieu de pierres, et le bitume leur tint lieu de mortier. » (Genèse XI - 2-3.) Prenant la suite de ces illustres entrepreneurs, les Sumériens, les Elamites et les Sémites d'Akkad utilisèrent largement le bitume pour lier leurs palais et leurs maisons de briques, pour revêtir leurs citernes, pour badigeonner les murs. Ils exécutaient même des sculptures et des vases en les taillant dans du bitume durci à l'air.

Les Assyriens, deux mille ans plus tard, bâtirent les murs de Ninive en utilisant un mortier à base de bitume, et leurs « ingénieurs routiers » recouvraient les chaussées d'un enduit bitumineux. Puis cette technique sembla se perdre, peut-être en raison des dangers d'incendie, et Rome n'utilisa le bitume que pour protéger quelques statues des intempéries. Il semble certain, par contre, d'après les récits de Pizarre et Cortès, au XVI^e siècle, que les Aztèques se servaient du bitume, au moins pour recouvrir les routes.

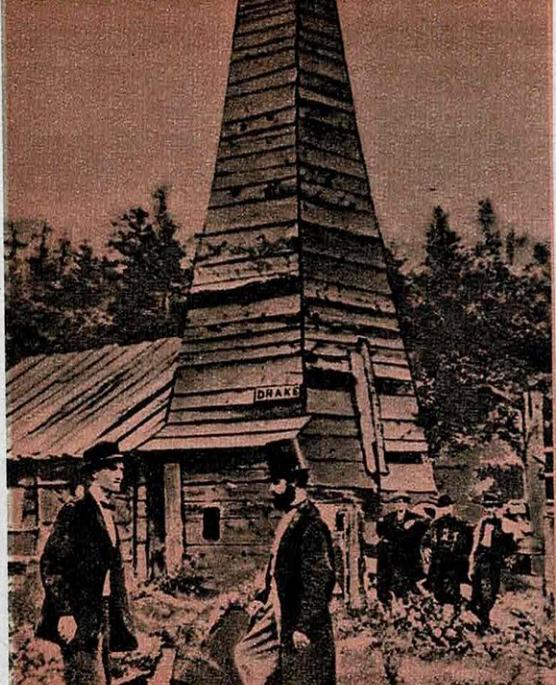
STATUES ARDENTES ET FEUX GRÉGEOIS

Il est étrange de constater que la plupart des civilisations antiques ignorèrent l'art de se servir du pétrole pour le chauffage et l'éclairage : les statues ardentes de Belzébuth et du Moloch carthaginois semblent bien, cependant, avoir utilisé le pétrole brut, tout comme les fours où cuisaient les briques, les frises émaillées et les tablettes des bibliothèques de Suse, de Persépolis et de Babylone.

Les Romains s'en servirent pour alimenter



Pour célébrer leur amitié avec les visages pâles du Fort Duquesne, en 1750, les Indiens Sénécas allument la « rivière de l'huile ».



Entreprise sous les quolibets, la « folie » de Drake devait être le point de départ de la fièvre du pétrole en Pennsylvanie.

une sorte de chalumeau à souder dont les émailleurs français du XIII^e siècle retrouvèrent l'usage et, en 668 av. J.-C., les habitants de la province d'Echigo, au Japon, firent cadeau à leur empereur d'une merveilleuse « huile qui brûle ». Ce furent les Chinois, si l'on en croit Marco-Polo, qui surent tirer le meilleur parti du pétrole comme « huile d'éclairage » ; dès le troisième siècle av. J.-C., ils utilisaient pour le forage des puits un système à percussion animé par la force humaine et, deux mille ans plus tard, le missionnaire Imbert devait découvrir, en 1827, dans la province chinoise de Ou-Tong-Kiao, une multitude de trous de petit diamètre « creusés dans le sol et d'où sort du pétrole utilisé dans des lampes par les habitants et surtout par la Cour Impériale ». Pline (mort en l'an 79) parle également de l'emploi du pétrole d'Agrigente pour l'éclairage de la cité.

Par contre, l'aptitude du pétrole à brûler avait depuis longtemps poussé les hommes à l'utiliser comme arme de guerre ; en mélange avec d'autres corps, il fut employé comme « grenade incendiaire » dès le premier siècle.

OIL CREEK EN 1860



En moins de deux ans, la vallée de l'Oil Creek se couvrit de ces « derricks » rustiques. Le

puits « Empire » (1^{er} plan) inonda le marché avec une production de 3 000 barils par jour.

Ce secret, bientôt perdu, fut retrouvé en 673 par le Syrien Gallenicus : c'était le « feu grégeois » que rien, paraît-il, ne pouvait éteindre et qui flottait en brûlant à la surface de l'eau.

LES VERTUS MÉDICINALES DE LA « NOBLE HUYLE »

Engin de mort, le pétrole était aussi source de vie, baume de santé, à ce titre renommé depuis toujours, et employé par les médecins de Mésopotamie, par les Egyptiens, qui avaient également appris des Juifs la façon de se servir du bitume (Mumm) pour embaumer les morts (1) par les Chinois, par les Druides gaulois qui utilisaient à cette fin le suintement de Gabian, et au Moyen-Age, en Europe, sous le nom de « noix de Judée ».

Au XV^e siècle, un prospectus est distribué qui vante « la vertu de la noble huyle de Modène, laquelle est très utile et proufictable » dans

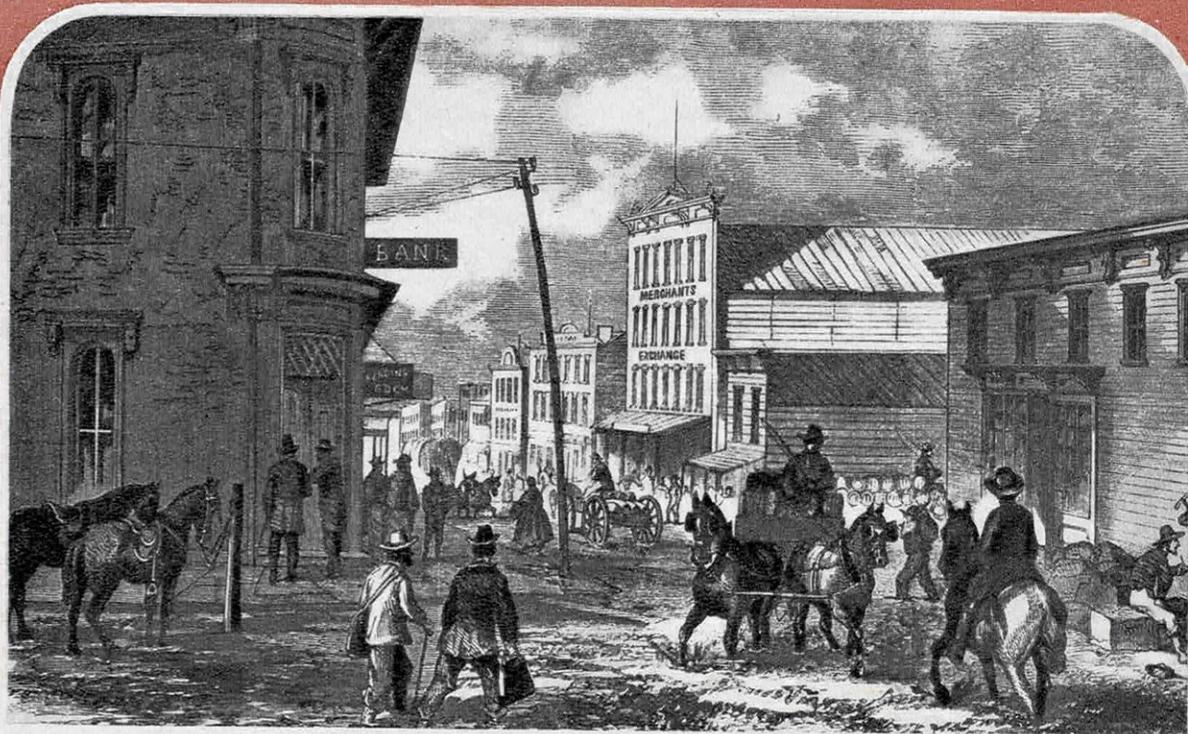
(1) François Clouet, médecin du roi, qui embauma le corps de François I^{er}, mentionne dans un mémoire l'emploi de "l'huile de pétrole"

les usages médicaux. Un siècle plus tard, après une mission sur le Nouveau Continent, le père de la Roche d'Allion adresse au roi de France une description de l'étrange liquide recueilli par les Indiens et utilisé par eux comme médicament. Ce liquide devait bientôt faire l'objet d'un commerce actif, et les blancs installés en Amérique du Nord échangeaient des verroteries et de l'eau-de-vie contre « l'huile noire des Indiens Seneques », pour guérir les plaies de leurs chevaux et comme remède souverain contre les rhumatismes, les brûlures et les entorses. En 1847 encore, Samuel Kier, à Pittsburgh, vendait dans de petites fioles, comme panacée universelle, du pétrole brut sous le nom de « Rock Oil ».

NAISSANCE DU RAFFINAGE

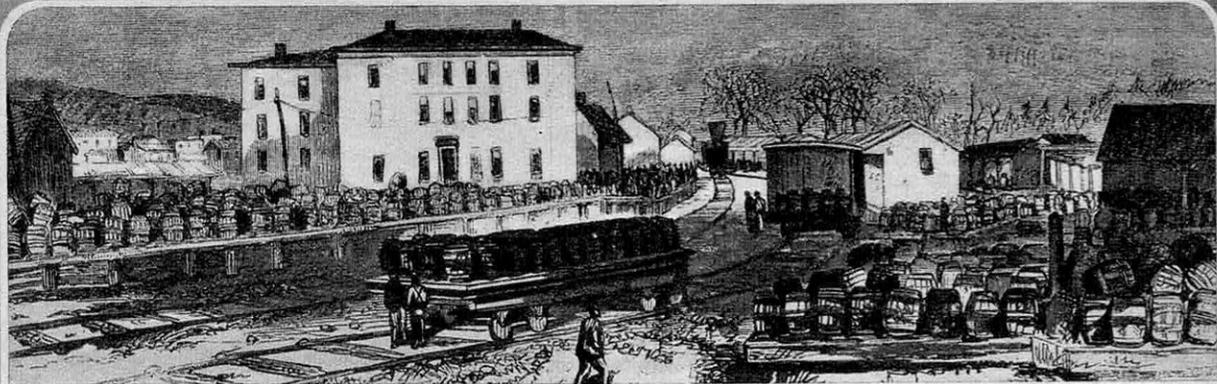
Ce ne sont toutefois pas les vertus médicales du pétrole qui pouvaient lui conférer une véritable valeur commerciale. C'est seulement à partir du moment où furent découvertes ses qualités pour l'éclairage qu'il fut recherché, puis distillé.

TITUSVILLE EN 1862

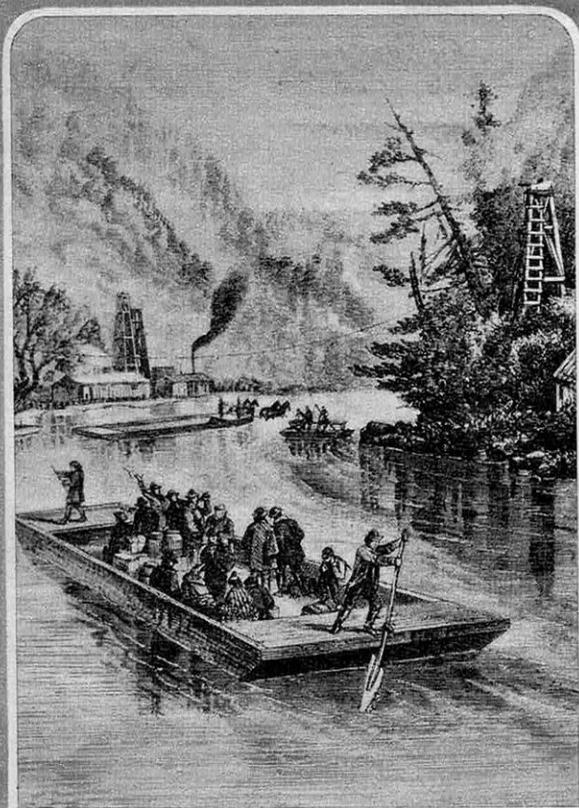


Titusville, paisible petit village de 200 âmes, devint le centre et l'âme même du « boom » ;

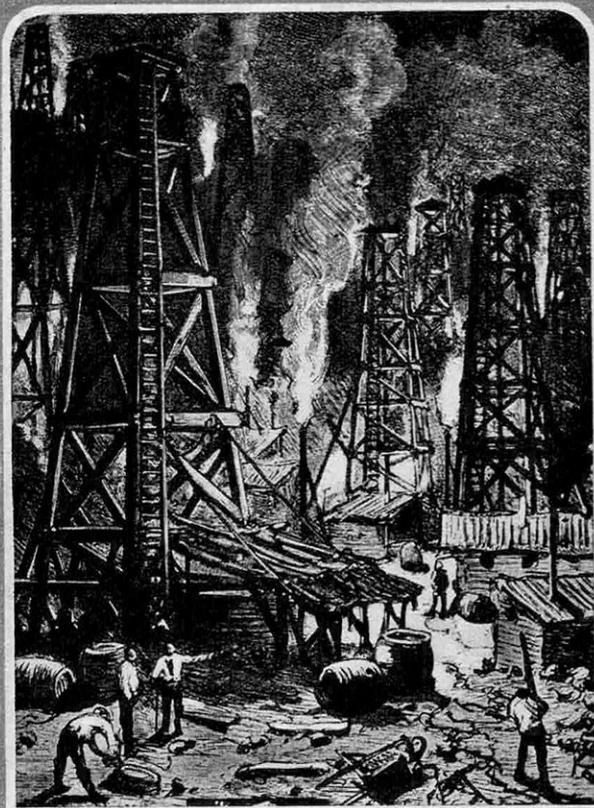
envahi par les prospecteurs et les spéculateurs il devint une cité florissante et pleine de vie.



UN RÉSEAU DE VOIES FERRÉES NE TARDA PAS A COUVRIR TOUTE LA RÉGION DE TITUSVILLE.



Avant l'âge du rail, en effet, pétrole et passagers voyageaient sur l'eau, au long de l'Oil Creek.



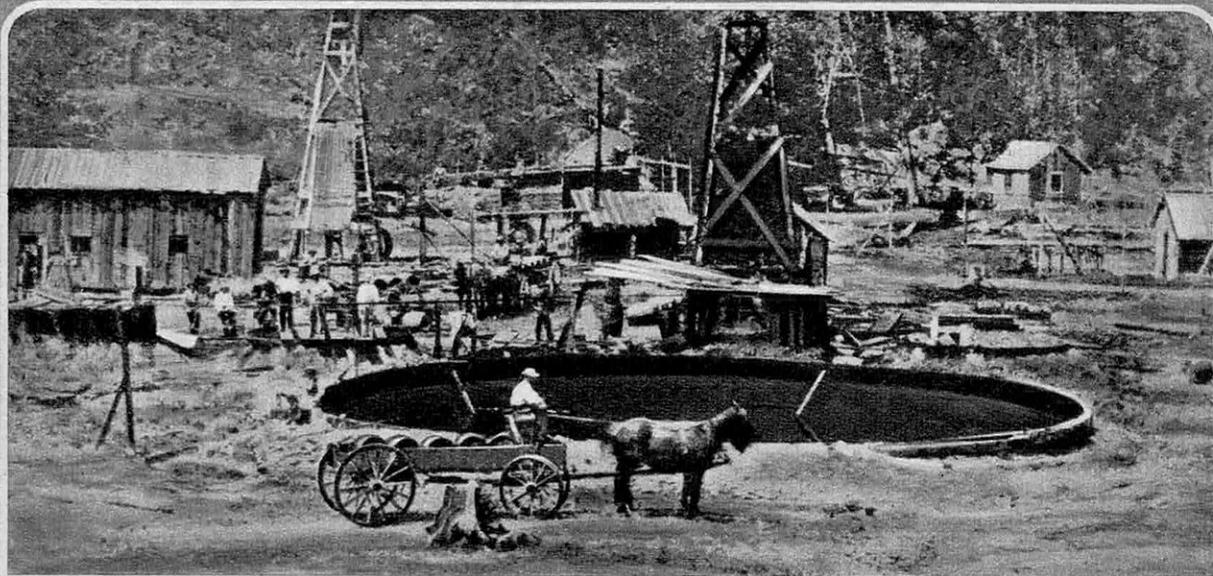
Toute la région était illuminée par ces grandes torches où brûlait le gaz naturel issu des puits.

Déjà, en 1722, Pierre-le-Grand ordonne par écrit à l'Amiral Matiouchkine, qui avait pris Bakou d'assaut lors de la guerre russo-persane : « Expédie-moi mille pouds ou autant qu'il est possible de pétrole blanc, et trouve également un homme qui soit capable de l'épurer. » Un peu plus tard, en 1745, un certain Nabatoff établit une distillerie à Oust-Oukhta et fabrique environ 16 tonnes de produits raffinés par an. Ces produits servaient à l'éclairage.

En 1815, les principales rues de la ville de Drohobycz (Pologne) sont éclairées grâce à une sorte de pétrole lampant préparé avec du brut de Truskawice. Prague devait suivre cet exemple. Après l'annexion à la Russie du Khanat de Bakou, les frères Doubinine créent en 1823, à Mozdok, au nord du Caucase, une usine de distillation du brut, distillation dont les habitants de Bakou avaient entre temps perdu le secret. Par contre, aux Etats-Unis, ce



Deux gigantesques incendies, en 1880 et en 1892, ravagèrent Titusville. Causé par une inondation qui répandit le pétrole partout, le second fit 150 victimes et 2 millions de dollars de dégâts.



En effet, la plupart du temps, faute de moyens de stockage appropriés, le pétrole brut était entreposé à ciel ouvert, dans de grandes cuves de bois, qui étaient enterrées au ras du sol près des puits.

n'est qu'en 1850 que Samuel Kier commença, à Pittsburg, à distiller le pétrole brut, ouvrant littéralement le marché américain des produits pétroliers, et créant une demande de brut qu'il fallait satisfaire.

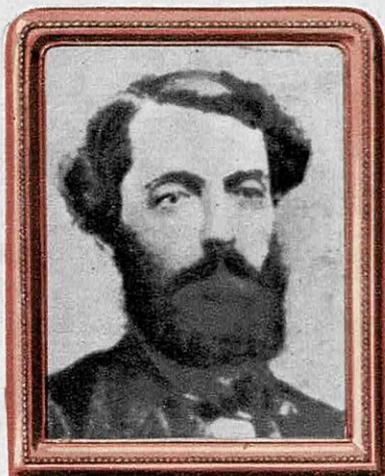
LE PREMIER FORAGE

On ne pouvait plus se contenter, comme on l'avait fait jusqu'ici, « d'écrémer » le pétrole

à la surface des ruisseaux ou de « l'éponger » à l'aide d'une couverture de laine. Pour s'en procurer en abondance, une société se crée, la « Pennsylvania Rock Oil Company » sous l'égide de James M. Townsend, un banquier de Newhaven (Connecticut). Cette société envoie à Titusville, dans la vallée de l'Oil Creek, un certain Edwin Laurentine Drake qui, jusqu'alors, avait essayé bien des métiers sans y réussir, avec la mission de recueillir du



James M. Townsend, de Newhaven, premier financier du pétrole.

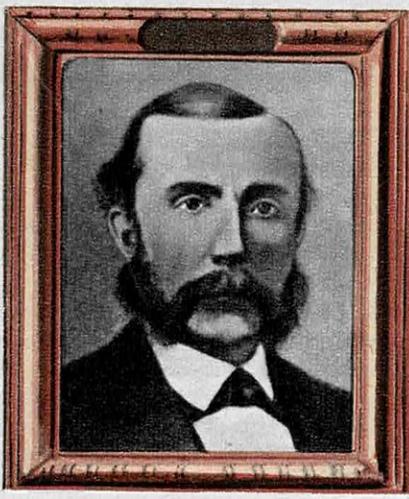


E.-L. Drake (vers 1859), fora le premier puits d'Amérique.



E. A. L. Roberts, dont la torpille augmenta le rendement des puits.





J.-D. Rockefeller « l'homme aux yeux gris » fonda la Standard Oil.

pétrole en abondance et par tous les moyens. Après des difficultés sans nombre, Drake parvient à faire forer un puits et, le 27 août 1859, à 23 mètres de profondeur, il atteint le pétrole ! Son puits débite 1 700 litres par jour ! L'industrie américaine du pétrole est née !

LA BATAILLE DES TRUSTS

Après la réussite de Drake (qui devait mourir dans la misère), la fièvre de l'huile s'empare des Etats-Unis. Le baril vaut 50 dollars et Titusville « rapporte » 1 250 dollars par jour. Les raffineurs tirent du brut 75 % de lampant et... jettent le reste à la rivière ! Après le premier voyage de brut de Pennsylvanie vers le vieux continent, en 1861, sur le petit brick « Elizabeth Watts », le transport maritime du pétrole s'organise peu à peu et, en Europe, le marché s'agrandit assez rapidement, alimenté par le pétrole américain et par le pétrole russe exploité notamment par les frères Nobel. En 1867, l'homme aux yeux gris, John D. Rockefeller, crée la « Standard Oil Company » groupant un grand nombre de raffineurs qui se rendaient compte de la nécessité d'une entente pour vendre le pétrole lampant au même tarif et dans une qualité unique (d'où le nom de Standard). « John D. » devient rapidement le roi incontesté du pétrole. Il élimine les concurrents et établit un véritable monopole des transports et du raffinage. Une première loi fédérale, en 1890, tente vainement de détruire le trust. Par contre, une nouvelle société, la « Royal Dutch », créée par la Banque

des Pays-Bas pour l'exploitation du pétrole des Indes Néerlandaises, inquiète la Standard. John D. essaie de l'empêcher de transporter son pétrole en s'emparant de tous les bateaux-citernes. Mais, en 1897, un ancien négociant en coquilles et produits japonais, l'Anglais Marcus Samuël, devenu transporteur de pétrole, avait réuni toute une flottille et constitué une société, la « Shell Transport » qui, en 1902, s'associa à la Royal Dutch. La « Royal Dutch-Shell », aussi puissante que la « Standard Oil », entre alors en rivalité avec elle.

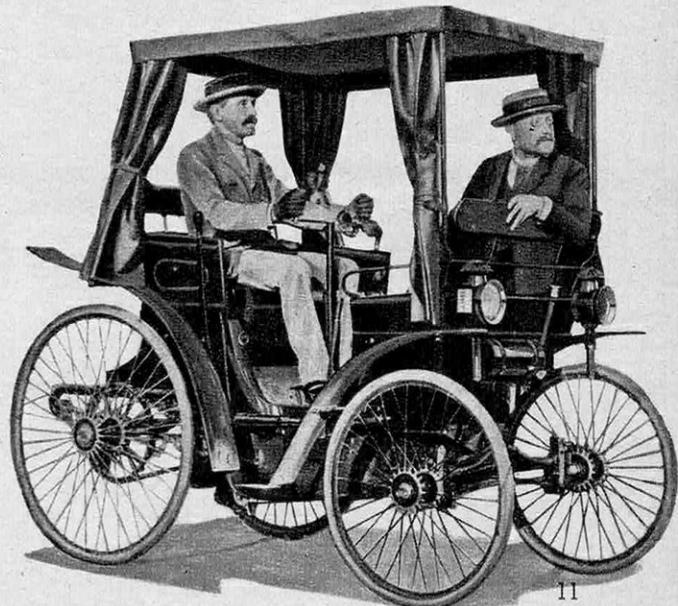
En Chine, notamment, le Hollandais Deterding, directeur de la Royal Dutch, parvient à obliger Rockefeller à partager avec lui le marché du pétrole lampant, malgré l'initiative de John D. qui faisait distribuer gratuitement des lampes aux Chinois... pour les inciter à brûler du pétrole.

Cette lutte continua, en Amérique et dans tous les pays du monde où le pétrole était exploité, ou simplement distribué (au Mexique notamment, à partir de 1902) jusqu'en 1911, date à laquelle une nouvelle loi américaine « anti-trust » vint écarteler la « Standard Oil Co » en plus de trente sociétés rivales, bien que portant souvent le même nom !

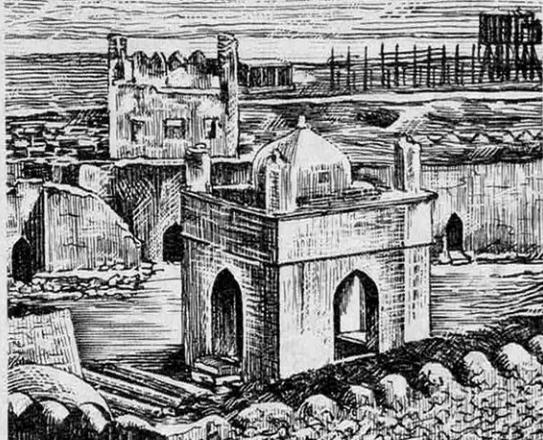
L'AUTOMOBILE

Ce fut la « lampe », nous l'avons vu, qui donna son essor à l'industrie du pétrole ; on essayait de tirer du brut le maximum de pétrole lampant et, jusque vers 1900, les raffineurs avaient beaucoup de mal à écouler l'essence :

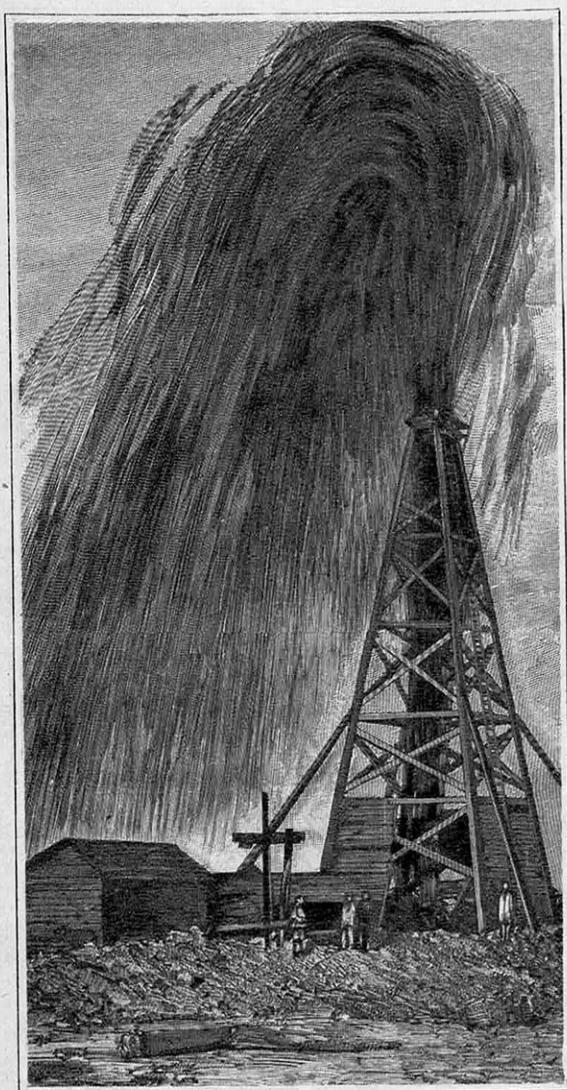
La Peugeot à moteur Daimler (1893). L'avènement de l'automobile fut une révolution pour l'industrie du pétrole.



← *Une forêt de derricks, en Californie, lors de la découverte du pétrole. Ces derricks poussaient de façon anarchique.*



Près de Bakou s'élèvent encore les restes d'un temple des adorateurs du feu où brûlait une flamme sacrée... de gaz naturel!



Voici le jaillissement d'un puits dans la même région, à Balakhani, en 1887. On imagine la valeur du pétrole perdu.

ses principaux débouchés étaient les lampes des mineurs, les lampes « Pigeon », les solvants, produits à dégraisser ou à nettoyer, etc.

Cette situation est rapidement renversée par la naissance et l'essor foudroyant de l'automobile. Ce nouveau marché pour l'essence est d'une extension si rapide que les tonnages vendus tendent vite à égaliser, puis à dépasser ceux du pétrole lampant : pour 15 litres d'essence vendus, il fallait écouler 75 litres de lampant, et la situation était encore aggravée par la diminution de la consommation du lampant due au développement de l'éclairage électrique. Il fallait parvenir à extraire d'une même quantité de pétrole brut moins de lampant et plus d'essence.

Le problème ne put être résolu que par la découverte du procédé dit « cracking » — découverte due, dit-on, au hasard — qui permit de porter progressivement la production d'essence à 50 %, et par l'ouverture de larges débouchés au gas-oil et aux fuels ; on commença à utiliser ces derniers au lieu et place du charbon, surtout après la mise au point des brûleurs, dans les locomotives, les navires, puis dans les installations industrielles et même domestiques.

ÉVOLUTION DE L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE

L'apparition du moteur diesel à marche rapide, en 1930, des moteurs d'avions qui exigeaient des carburants à haut indice d'octane, l'immense développement de la technique de la lubrification, tous ces facteurs devaient peu à peu aboutir à donner à l'industrie mondiale du pétrole sa physionomie actuelle : plus de 600 millions de tonnes sont extraits du sol chaque année, plus de 10 milliards ont été consommés depuis le forage du puits Drake, voici bientôt cent ans !

Dans un proche avenir, il n'est pas impossible que le développement des moteurs à réaction et des moteurs à turbine soit susceptible de faire subir à l'industrie pétrolière une profonde évolution sur le plan raffinage et sur le plan distribution.

Alors que les moteurs à pistons sont de plus en plus exigeants sur la qualité de leur carburant, qui demande pour sa production la mise en œuvre d'un matériel compliqué et onéreux, les moteurs à réaction sont le plus souvent alimentés avec des produits directs de distillation des bruts englobant les essences lourdes, le pétrole (ex-lampant) et les gas-oils légers. Ces engins sont d'autre part de gros mangeurs. Verrons-nous, à cause d'eux, le pétrole lampant redevenir le produit fini « vedette » ?

Dans un avenir un peu plus lointain, il n'est ni absurde, ni chimérique de penser qu'un

jour viendra où l'énergie atomique prendra sa place dans l'industrie et dans la locomotion humaine, sur les engins flottants, puis roulants, puis volants. Que deviendrait alors l'industrie du pétrole ?

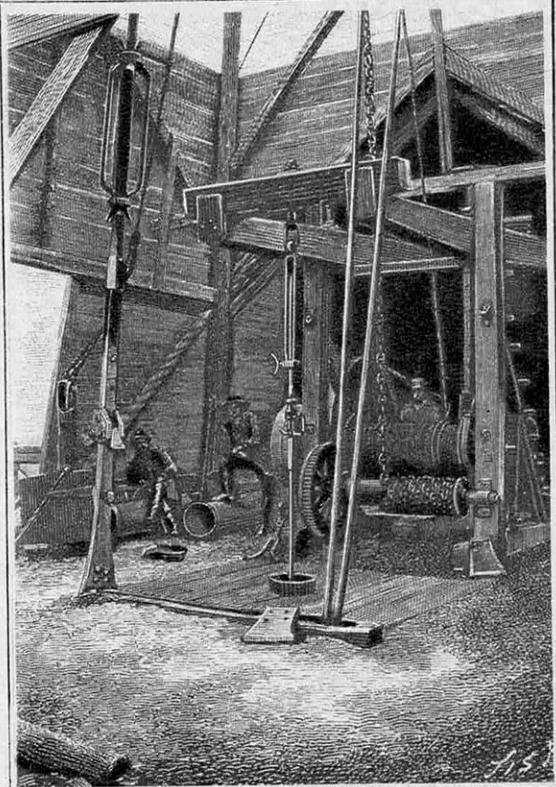
LE PÉTROLE, MATIÈRE PREMIÈRE DE L'INDUSTRIE CHIMIQUE

N'oublions pas que, jusqu'à ces dernières années, l'« or noir » a surtout servi à produire de l'énergie mais que, depuis peu, il est également devenu une indispensable source de matières premières pour l'élaboration de nombreux produits chimiques ; la récente guerre eut un rôle prépondérant dans cette dernière évolution.

Le domaine de la chimie du pétrole est immense : alcools, cétones, esters, glycérine, caoutchoucs synthétiques, matières plastiques, produits détergents, et, peut-être même quelque jour, produits alimentaires. Ne vaudrait-il pas mieux alors, nous rangeant à l'avis de M. Albert Caquot, transformer cette richesse plutôt que de la brûler, et recueillir à d'autres sources l'énergie dont nous avons besoin, dont nous aurons de plus en plus besoin ?

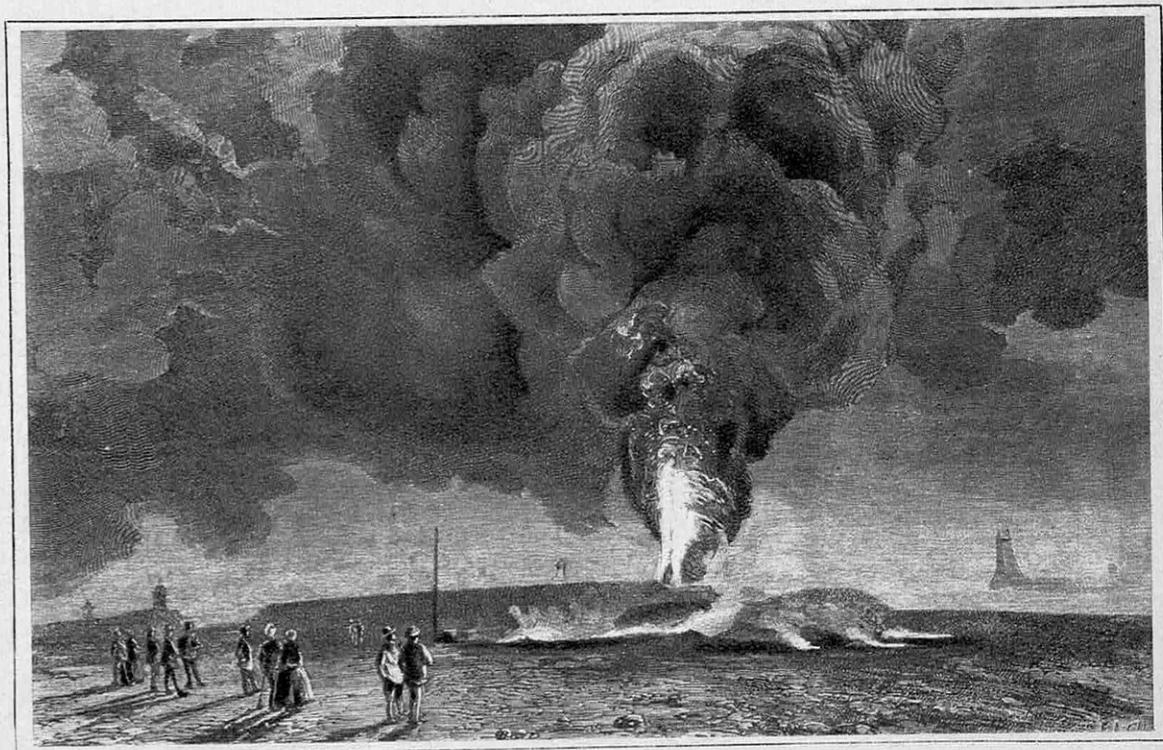
Quoi qu'il en soit, de vastes et brillants horizons s'ouvrent encore à cette jeune, vivante, dynamique industrie, dont l'influence sur notre civilisation mécanique aura été telle qu'on peut, sans exagération, nommer le XX^e siècle le « Siècle du Pétrole ».

Pierre Morel



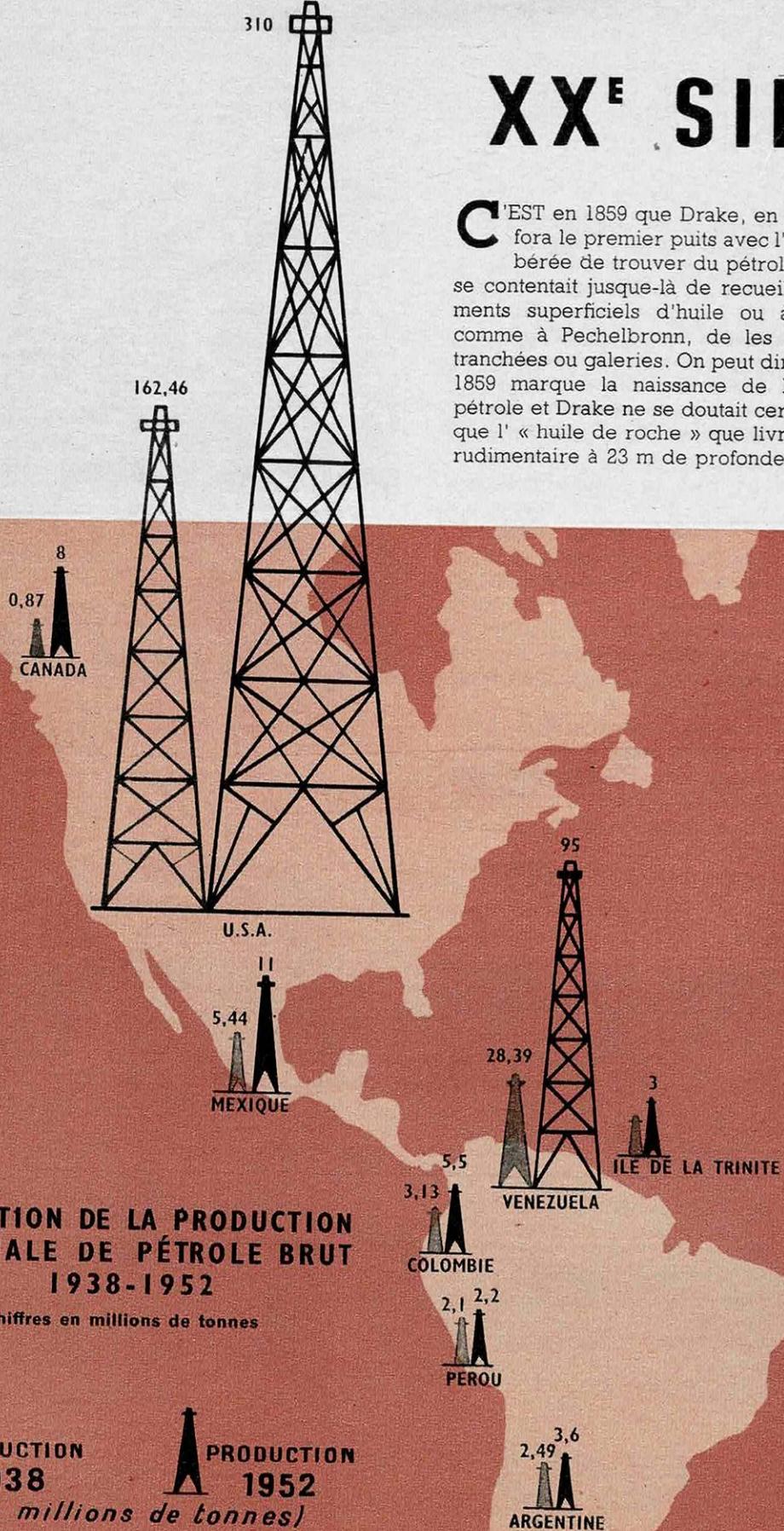
En 1880, à Bakou, le système de forage par percussion ne différait guère de celui qu'employaient les Pennsylvaniens.

Lorsqu'à la suite d'un jaillissement, le pétrole s'enflammait, le puits n'était exploitée que comme curiosité touristique !



XX^E SIECLE

C'EST en 1859 que Drake, en Pennsylvanie, foras le premier puits avec l'intention délibérée de trouver du pétrole, alors qu'on se contentait jusque-là de recueillir les suintements superficiels d'huile ou à la rigueur, comme à Pechelbronn, de les exploiter par tranchées ou galeries. On peut dire que l'année 1859 marque la naissance de l'industrie du pétrole et Drake ne se doutait certainement pas que l'« huile de roche » que livrait son forage rudimentaire à 23 m de profondeur et que l'on



ÉVOLUTION DE LA PRODUCTION MONDIALE DE PÉTROLE BRUT 1938-1952

Chiffres en millions de tonnes

PRODUCTION
1938
(en millions de tonnes)

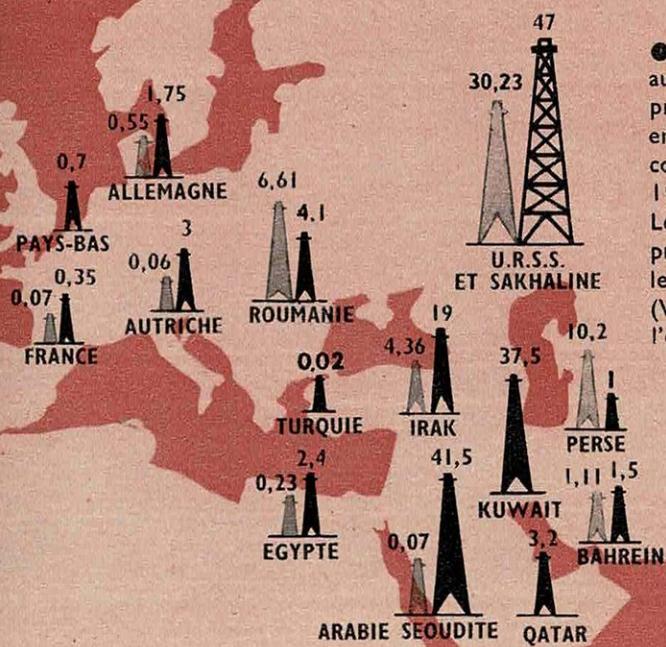
PRODUCTION
1952
(en millions de tonnes)

SIÈCLE DU PÉTROLE

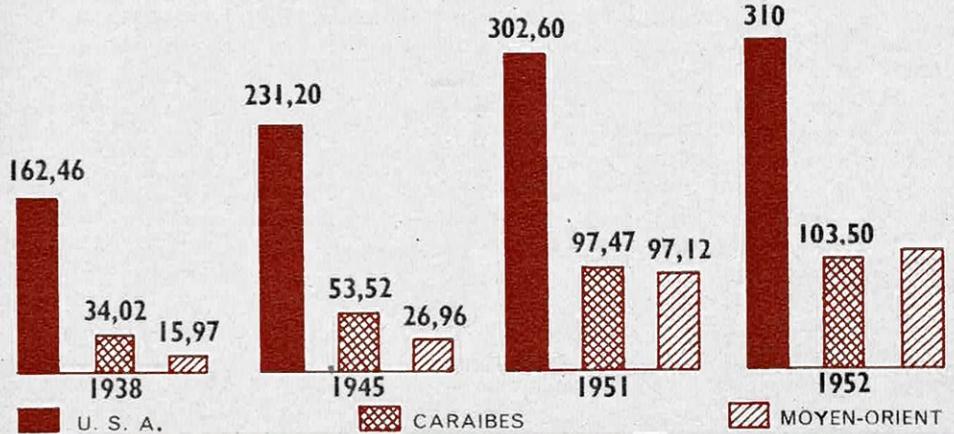
recherchait uniquement pour l'éclairage et le graissage, quand des charlatans ne vendaient pas comme remède souverain contre toutes les maladies, allait jouer un rôle essentiel, à côté du charbon, dans le développement de notre civilisation moderne. En fait, toute l'évolution économique des cinquante dernières années a été dominée par le développement de la consommation des produits pétroliers, dont les usages se sont étendus aux secteurs les plus variés de l'activité humaine.

Du pétrole brut, la recherche scientifique a su tirer un nombre toujours croissant de produits. Ils s'échelonnent depuis les produits classiques, tels que le carburant consommé par les 80 millions de véhicules routiers en circulation dans le monde, les lubrifiants pour les machines de toutes sortes, le fuel-oil pour les navires et l'industrie, le kérosène pour les tracteurs et les avions à réaction, jusqu'aux nouveaux dérivés chimiques utilisés dans l'industrie et l'agriculture.

● La production mondiale de pétrole brut est en augmentation constante et chaque année le record précédent est battu. Alors qu'en 1870, le monde entier produisait ce qu'actuellement les Français consomment en deux semaines, il a été extrait en 1952 un total de 618 millions de tonnes de brut. Les neuf dixièmes en sont fournis par trois zones principales : les Etats-Unis, qui sont depuis toujours le plus important producteur, la zone des Caraïbes (Venezuela surtout) et le Moyen-Orient, dont l'exploitation est actuellement en plein essor.



ÉVOLUTION DE LA PRODUCTION DES TROIS PRINCIPALES ZONES



LE PÉTROLE AUX ÉTATS-UNIS

LES Etats-Unis sont de très loin le plus grand pays producteur du monde. Avec 6 % seulement de la superficie des continents, ils produisent chaque année plus de 50 % de la production mondiale.

La production américaine augmente constamment : 8 millions de tonnes en 1900, 60 millions en 1920, 183 millions en 1940, 310 millions en 1952. Les Etats-Unis produisent de nos jours plus de pétrole que le monde entier en 1940.

Les Etats-Unis détiennent depuis 1949 le record de profondeur des forages avec le puits de la Superior Oil Co of California, foré dans le Wyoming à 6 260 m.

Plus de la moitié des 49 Etats des U.S.A. sont producteurs, mais dans des conditions extrêmement différentes, allant de plus de 140 millions de tonnes par an pour le Texas à 1 000 tonnes pour le Tennessee.

Le Texas vient en tête

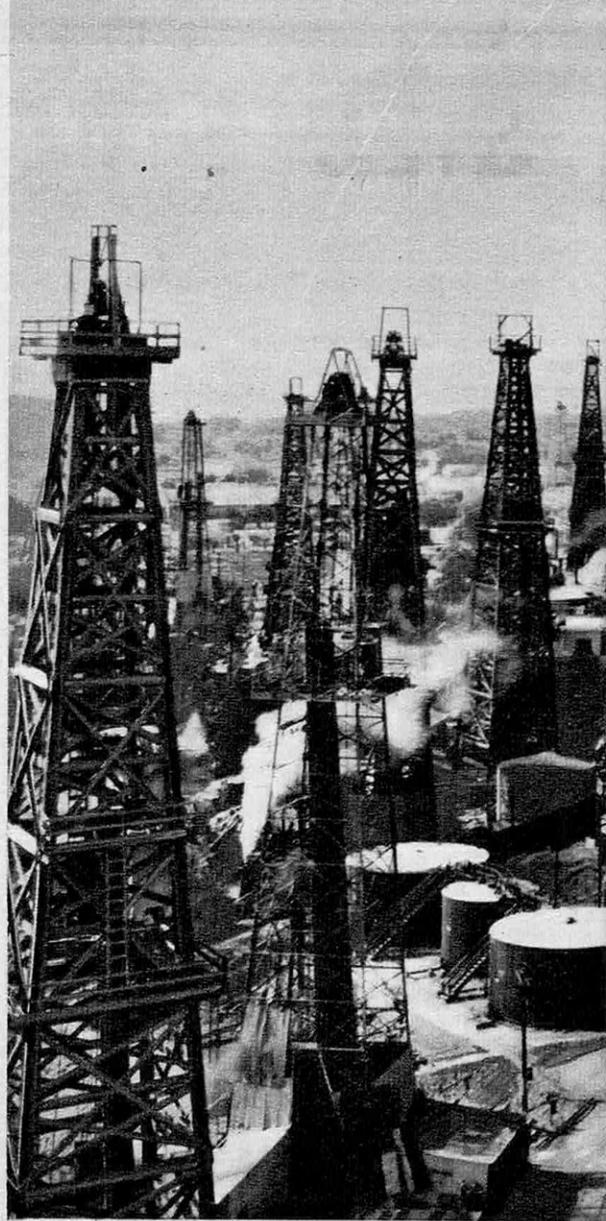
La Pennsylvanie, qui fut le berceau de l'industrie pétrolière, fut supplantée par l'Ohio et l'Indiana, eux-mêmes dépassés ensuite par le Mid-Continent. Elle ne fournit plus aujourd'hui que 2 % de l'ensemble. A présent le Texas vient en tête. Il possède 600 gisements dont le plus célèbre est celui d'East Texas, qui est le premier du monde avec ses 22 000 puits en opération. Découvert en 1930, il a déjà fourni plus de 400 millions de tonnes de pétrole brut.

La Californie est l'Etat qui fournit le plus de pétrole après le Texas (50 millions de tonnes en 1952). Ses gisements de Long Beach et de Midway Sunset sont les plus célèbres.

Ces deux Etats, Texas et Californie, ont fourni à eux deux, en 1952, plus de pétrole que le Moyen-Orient et le Venezuela réunis.

La Louisiane vient en troisième position et partage avec le Texas les champs de pétrole de la

(suite p. 18)



Les résultats obtenus en moins d'un siècle sont à la gloire de l'industrie du pétrole. Elle embrasse de multiples secteurs : la recherche, la production et le transport du pétrole brut ; son raffinage et la fabrication d'une gamme toujours plus étendue de produits finis ; le transport aussi bien terrestre que maritime et la livraison des produits aux consommateurs aux quatre coins du monde. De nos jours, plusieurs milliers d'entreprises, petites ou grandes, sont engagées dans ces opérations.

LES GRANDES SOCIÉTÉS

Mais un certain nombre de traits particuliers à l'industrie pétrolière favorisent l'existence de grandes organisations. La production, le raffinage et la distribution des produits pétroliers

mettent en jeu des outillages industriels considérables que la recherche incessante des progrès techniques et l'évolution économique amènent à renouveler constamment pour les adapter aux besoins changeants de la consommation, en quantité et en qualité. Le raffinage, en particulier, exige des investissements colossaux, de même que la recherche. Or cette dernière, malgré les moyens modernes de prospection qui, grâce aux méthodes gravimétriques, électriques, magnétiques ou sismiques, permettent de ne plus pénétrer en aveugle dans le sous-sol, demeure une des entreprises les plus hasardeuses. Lorsqu'une exploitation se révèle rentable, un prélèvement important sur les bénéfices tirés de la vente aux consommateurs peut seul assurer les investissements permettant d'entreprendre des recherches nou-



LE CHAMP PÉTROLIFÈRE DE SIGNAL HILL (LONG BEACH, CALIFORNIE)

velles. Ainsi s'est trouvé favorisé le développement de sociétés intégrées qui entreprennent toute la série des opérations, depuis la recherche du brut jusqu'à la livraison des produits finis.

Un autre facteur important qui a déterminé la structure de l'industrie pétrolière est la situation géographique des régions productrices. Sauf dans les U.S.A. et l'U.R.S.S., les champs de pétrole dans le monde se trouvent principalement dans les régions sous-développées du Moyen-Orient, de l'Extrême-Orient et de l'Amérique du Sud, tandis que les pays gros consommateurs ne disposent pas ou presque pas de ressources pétrolières à l'intérieur de leurs frontières. Ce sont ces derniers pays, en raison de leurs ressources et de leur expérience technique, qui ont pu mettre en œuvre la production et l'équipement des régions éloignées.

L'industrie pétrolière a dû ainsi s'organiser à l'échelle mondiale.

LA PRODUCTION DOUBLE TOUS LES DIX ANS

La production pétrolière mondiale, qui était d'environ 1 000 tonnes en 1859, a atteint 618 millions de tonnes en 1952. On extrait de nos jours le pétrole dans 44 pays, mais trois principaux centres livrent plus des neuf dixièmes de la production mondiale : ce sont les U.S.A., la zone des Caraïbes et plus récemment le Moyen-Orient.

Les **Etats-Unis** ont toujours conservé une position prédominante en tant que producteurs de pétrole, sauf au cours d'une brève période aux alentours de 1900 où la Russie les a dépassés ;

LE PÉTROLE AUX U.S.A. (suite)

région du golfe du Mexique. Beaucoup de puits sont forés dans la région marécageuse des « Bayous » et le forage sous la mer est très poussé sur les rivages en pente très douce.

Vient ensuite l'**Oklahoma**. Cet Etat doit sa prospérité au pétrole qui a notamment transformé l'ancien village de Tulsa en la capitale de l'industrie pétrolière. Le pétrole y a été découvert en 1831 et en 1927 l'Oklahoma était le premier Etat producteur.

Le **Kansas** a été, en 1952, le cinquième Etat, par ordre d'importance. Les premiers gisements ont été découverts vers la fin du siècle dernier mais, de nos jours, la majorité des puits ne produisent que de très petites quantités de pétrole. Les autres Etats ont des productions inférieures à 15 millions de tonnes.

480 000 puits en exploitation

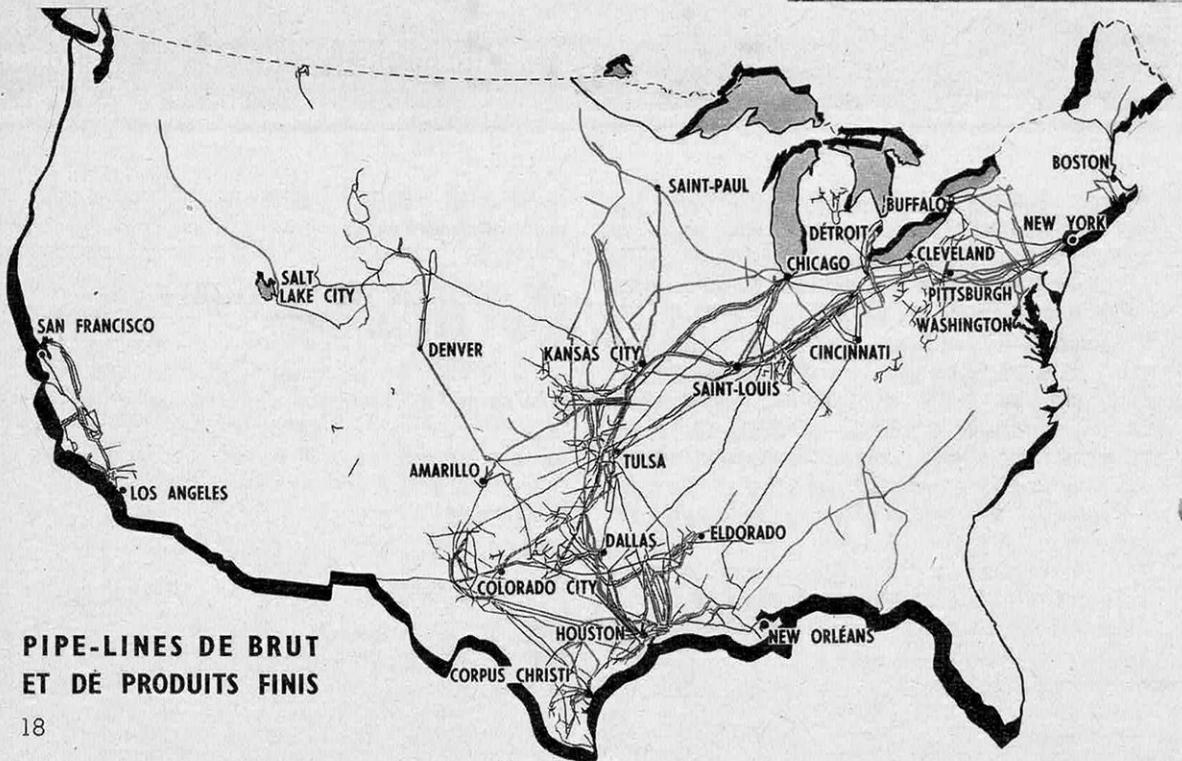
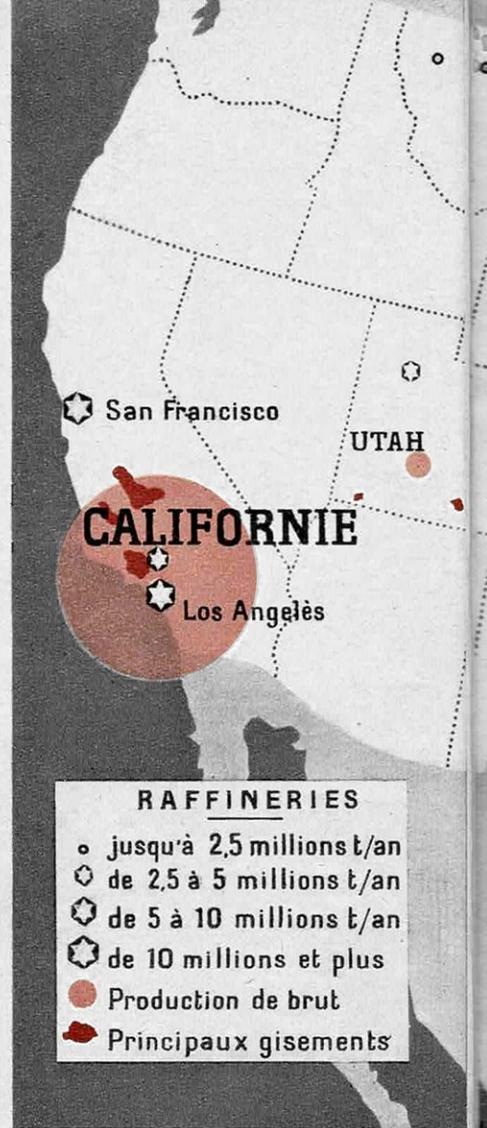
Si la production moyenne par puits est extrêmement faible aux U.S.A. (1,7 t par jour), en contrepartie le nombre de puits est très élevé. Il existe actuellement 480 000 puits en exploitation et il en a été foré 1 340 000 depuis l'origine. Chaque année, 40 000 puits nouveaux sont forés et la profondeur totale de ces puits représenterait plus de 3 fois le diamètre de la Terre.

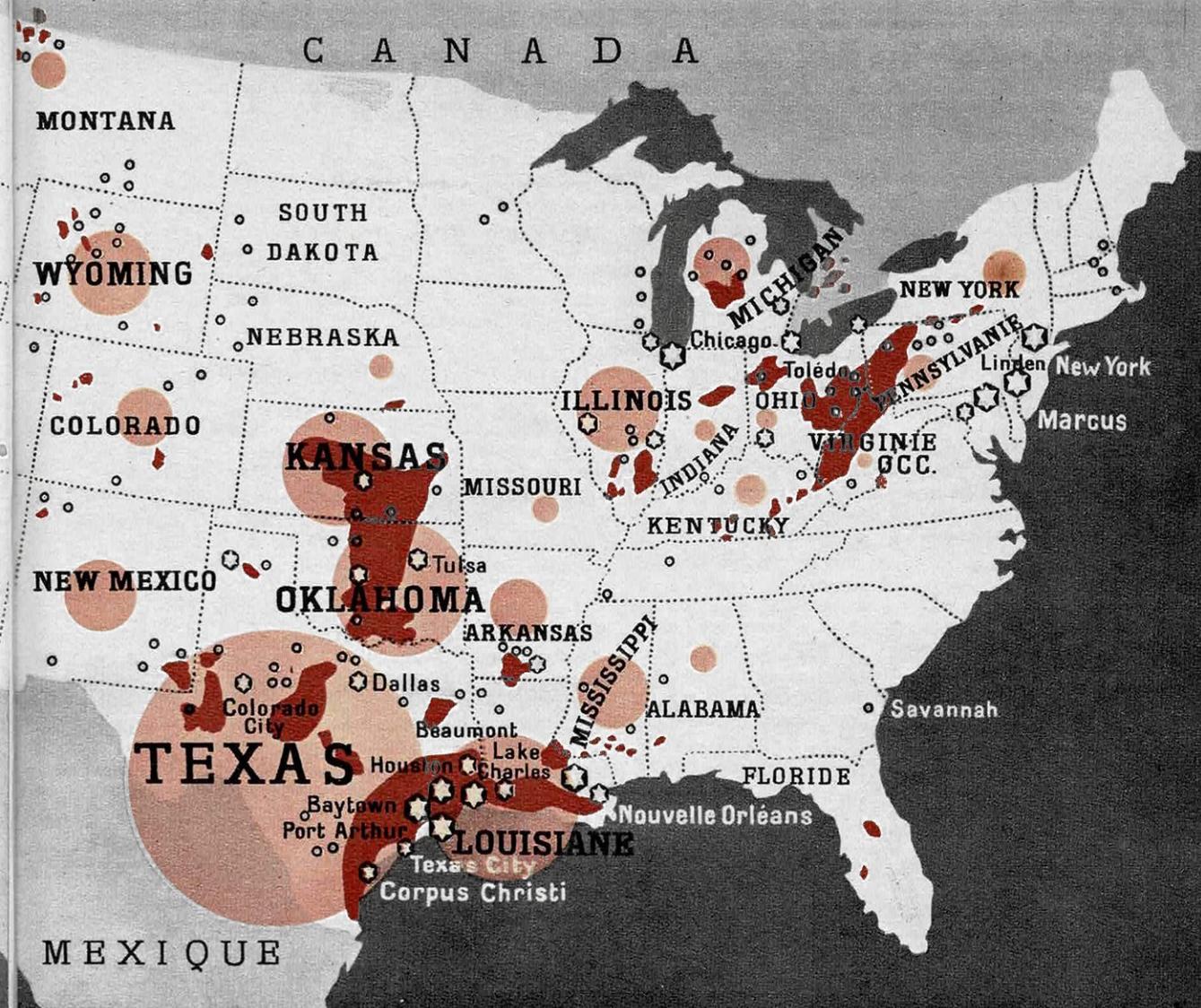
La position prédominante des Etats-Unis dans la production mondiale est due pour une part au fait qu'une grande partie du territoire est géologiquement favorable à l'accumulation du pétrole.

En outre, le régime juridique suivant lequel les droits minéraux appartiennent non à l'Etat mais au propriétaire du terrain a provoqué l'essor rapide de la production, parfois d'ailleurs au détriment de l'exploitation rationnelle des gisements.

Le marché intérieur

Le développement de l'industrie du pétrole aux Etats-Unis a été aussi favorisé par l'existence d'un marché intérieur incomparable. Son parc automobile représente près de 70 % des voitures immatriculées dans le monde. Il existe près de 5 millions de tracteurs agricoles et l'industrie américaine consomme des quantités très importantes de fuel-oil et de lubrifiants. Le pétrole et le gaz naturel fournissent plus de 50% des ressources énergétiques totales.





LES PIPE-LINES AUX U. S. A.

Le réseau américain de pipe-lines a de nos jours un développement total qui dépasse 770 000 km, soit plus de 3 fois ce dont dispose le reste du monde. Sur ces 770 000 km de pipe-lines, 225 000 servent au pétrole brut, 40 000 aux produits finis et 505 000 au gaz naturel.

Le pipe-line est le mode de transport qui s'est développé le plus rapidement, en particulier durant ces toutes dernières années. A la veille de la guerre, le réseau consacré au transport du brut et des produits finis représentait 206 000 km et celui du gaz naturel 320 000 km. Ce dernier a donc augmenté de 60% en l'espace de 12 ans.

Pendant la guerre, du fait de l'insécurité des transports maritimes, même côtiers, on fut amené à construire dans un temps record de nombreux pipe-lines, dont les plus connus sont le « Big Inch » et le « Little Big Inch », reliant le Texas à New York. Ils sont aujourd'hui désaffectés.

Sur 10 tonnes de pétrole brut actuellement extraites, 8 sont transportées vers les raffineries par pipe-lines, et sur 10 tonnes de produits raffinés,

3 sont acheminées par le même moyen vers les centres de consommation. Un des nouveaux pipe-lines détient actuellement le record mondial de longueur avec 2 961 km. Il transporte le gaz naturel de la côte du Texas au centre de New York. Les canalisations ont 76 cm de diamètre. Il comporte, en outre, 766 km de conduites de raccordement. Commencé en mai 1949, il a été terminé en janvier 1951. Il traverse des marais, passe sous les routes et les lignes de chemin de fer, traverse 40 rivières, certaines sur des ponts suspendus. Il comporte 19 stations de compression. Son record de longueur sera battu lorsque sera achevé le pipe-line de 4 000 km, actuellement entrepris au Canada.

Le réseau des conduites aux U.S.A. est extrêmement vaste et recouvre l'ensemble du territoire, mais la densité par région est très inégale. En 1926, l'Oklahoma venait en tête de tous les Etats en ce qui concerne le kilométrage des pipes à pétrole, mais vers 1931 le Texas a pris la tête et figure aujourd'hui pour 32% de l'ensemble. La Pennsylvanie vient au premier rang en ce qui concerne les pipe-lines de produits finis avec plus de 4 500 km de conduites.

LES PIPE-LINES DU MOYEN-ORIENT

LES plus anciens pipe-lines construits au Moyen-Orient pour le transport du pétrole brut sur de très longues distances sont les pipe-lines d'Irak.

Pour pouvoir acheminer la production du champ de Kirkouk jusqu'à la Méditerranée, deux conduites furent posées et achevées en 1934. L'une de 855 km, aboutissait à Tripoli, au Liban, l'autre de 1 000 km à Haïfa en Israël.

Nouveaux pipe-lines d'Irak

Ces deux conduites, d'une capacité de transport de 4 millions de tonnes, devaient être estimées insuffisantes, les possibilités d'évacuation conditionnant le système de production. Aussi, après la guerre, décida-t-on de doubler ces canalisations de deux lignes parallèles aux premières pouvant transporter chacune 4,5 millions de tonnes. Ainsi il eût été possible de porter la production de l'Irak à 14 millions dès 1949 si le conflit judéo-arabe n'avait empêché d'utiliser les deux pipe-lines Kirkouk-Haïfa. Pour remédier à cette situation, l'Iraq Petroleum Cy entreprit en fin 1950 la construction d'une cinquième conduite de 75 cm de diamètre, longue de 855 km, reliant Kirkouk au port de Banias en Syrie. Ce pipe-line, mis en service en avril 1952, permit de porter la production de l'Irak à 19 millions de tonnes en 1952.

Lorsque tous les pipe-lines d'Irak fonctionneront à pleine capacité, ils pourront acheminer vers les ports méditerranéens 30 millions de tonnes de pétrole.

Pour éviter aux navires citernes les 3 800 km que représente le contour de la péninsule arabique, les sociétés américaines exploitant le pétrole d'Arabie Séoudite décidèrent en 1949 la construction d'un pipe-line qui, partant des gisements arabes, aboutirait au port de Sidon sur la Méditerranée Orientale.

"Tapline", pipe-line record

Ce pipe-line, le « Tapline », mis en service le 5 décembre 1950, est actuellement le plus long pipe-line du monde pour le transport du pétrole brut. Il transporte sur 1 800 km de désert 15 millions de tonnes par an, capacité qui peut être portée à 20 millions. Sa construction a nécessité 325 000 t d'acier, soit environ 45 fois le poids de la tour Eiffel, et a coûté 250 millions de dollars, soit 88 milliards de francs.

Le Tapline économise un tonnage important de navires pétroliers : malgré le développement constant de la production du Moyen-Orient, le tonnage pétrolier en transit par Suez qui était passé de 24 187 000 t en 1949 à 35 042 000 t en 1950 n'atteignait que 35 980 000 t en 1951, après la mise en service du Tapline. Les transports par navire, qui représentaient, en 1949, 35,3% de la production du Moyen-Orient, sont redescendus à 37,7% en 1951 après avoir atteint 41% en 1950.

Deux autres pipe-lines de moindre importance ont été récemment mis en service : l'un à Qatar (120 km), l'autre en Irak, entre le nouveau gisement de Zubair et Fao.

KIRKOUK - HADITHA - TRIPOLI

Iraq Petroleum Cy,
terminé en 1934,
longueur : 855 km,
diamètre : 12 pouces (30 cm),
capacité : 2 millions t/an.

KIRKOUK - HADITHA - HAIFA

Iraq Petroleum Cy,
terminé en 1934,
longueur : 998 km,
diamètre : 12 pouces (30 cm),
capacité : 2 millions t/an.

KIRKOUK - HADITHA - TRIPOLI

longueur : 855 km,
diamètre : 40 cm,
capacité : 4 500 000 t/an.
quantité d'acier : 81 000 t,
prix : 17 368 000 dollars.

KIRKOUK - HADITHA - HAIFA

longueur : 998 km,
diamètre : 40 cm,
capacité : 4 500 000 t/an,
quantité d'acier : 95 500 t,
prix : 20 432 000 dollars.

KIRKOUK - BANIAS

Iraq Petroleum Cy,
longueur : 895 km,
diamètre : 75 cm,
terminé : avril 1952 (construit en 18 mois),
capacité : 14 millions t/an,
quantité d'acier : 160 000 t,
prix : 43 000 000 dollars.

TAPLINE : TRANS ARABIAN PIPE-LINE.

Abqaiq - Sidon,
longueur : 1 800 km,
diamètre : 75 cm,
mis en service le 5/12/50,
propriété de l'Aramco (Arabian America Co),
capacité : 15 millions (25 millions),
quantité d'acier : 325 000 t,
prix : 250 millions de dollars.

ZUBAIR-FAO

Iraq Petroleum Cy,
longueur : 120 km,
diamètre : 60 cm,
capacité : 6 millions t/an,
quantité d'acier : 17 000 t,
prix : 900 000 dollars.



Doc. S.G.H.P.

● La production de brut des puits iraniens était acheminée vers le golfe Persique et la raffinerie d'Abadan par des pipe-lines qui, sur la plus grande

partie de leur longueur, sont à ciel ouvert. On voit ci-dessus le tracé tourmenté des conduites dans la région montagneuse d'Agha-Gari (Iran méridional).



depuis 1859, les Etats-Unis à eux seuls ont fourni quelque 60 % de l'ensemble de la production mondiale, représentant au total environ 9 milliards de tonnes. Dans ce pays, en 90 ans, plus d'un million de kilomètres ont été forés, soit 80 fois le diamètre de la terre ; 480 000 puits sont en exploitation dans 27 Etats, auxquels il faut ajouter 65 000 puits pour le gaz naturel. En 1951, le nombre d'appareils de forage en fonctionnement s'élevait à 3 000 (en France et

dans l'Union Française, on en comptait seulement 29). Le record de production, battu pratiquement chaque année, a été porté en 1952 à 310 millions de tonnes, ce qui représente environ la moitié de la production mondiale.

Dans la **zone des Caraïbes**, le principal producteur est le Venezuela, en prodigieuse augmentation depuis la guerre, puisqu'il a livré près de 95 millions de tonnes en 1952, soit 40 millions de tonnes de plus qu'en 1946.

LE PÉTROLE AU MOYEN-ORIENT

Le pétrole et ses dérivés ont été utilisés au Moyen-Orient depuis la plus haute antiquité, comme l'attestent nombre de documents et de vestiges anciens, mais il ne s'agissait que d'indices superficiels. La première découverte importante du pétrole dans cette région remonte à 1908 et s'effectua à Masjid-a-Sulaiman, dans l'Ouest de l'Iran, à l'intérieur d'une concession qui avait été accordée par le gouvernement persan à un Anglais, William Knox d'Arcy. En 1913, le gouvernement britannique acquit un intérêt dans l'Anglo-Persian qui opérait dans cette région. Cet accord intervint au moment où la Marine britannique se mit à utiliser les combustibles liquides au lieu du charbon.

Le second producteur du monde.

Jusqu'en 1927, l'Iran fut le seul pays producteur du Moyen-Orient. Puis vint la découverte du champ de Kirkouk en Irak et la réalisation sept ans plus tard du pipe-line à double embranchement reliant Kirkouk à la Méditerranée. Des sociétés américaines s'intéressèrent au golfe Persique dans les années suivant 1930 et découvrirent du pétrole dans l'île de Bahrein en 1932. Des recherches furent entreprises dans le royaume voisin d'Arabie Séoudite où le pétrole fut trouvé en 1938. Au Kuwait, petite principauté de la superficie de deux départements français et qui aujourd'hui dispose de réserves considérables, il ne fut découvert qu'à cette même époque.

Ainsi l'extraordinaire importance du Moyen-Orient dans l'économie pétrolière mondiale ne fut vraiment appréciée à sa juste valeur que dans les quelques années qui précédèrent la guerre. A la fin des hostilités, qui avaient retardé le développement normal des recherches, la production de l'ensemble des pays du Moyen-Orient représentait 7% de la production mondiale. Elle est passée aujourd'hui à 17% et le Moyen-Orient est le second producteur du monde.

Du pétrole pour l'Europe.

Depuis la seconde guerre mondiale, les Etats-Unis qui fournissaient une partie du pétrole consommé en Europe sont devenus importateurs. C'est vers le Moyen-Orient que les pays d'Europe et en particulier la France se sont tournés pour assurer leur ravitaillement en pétrole.

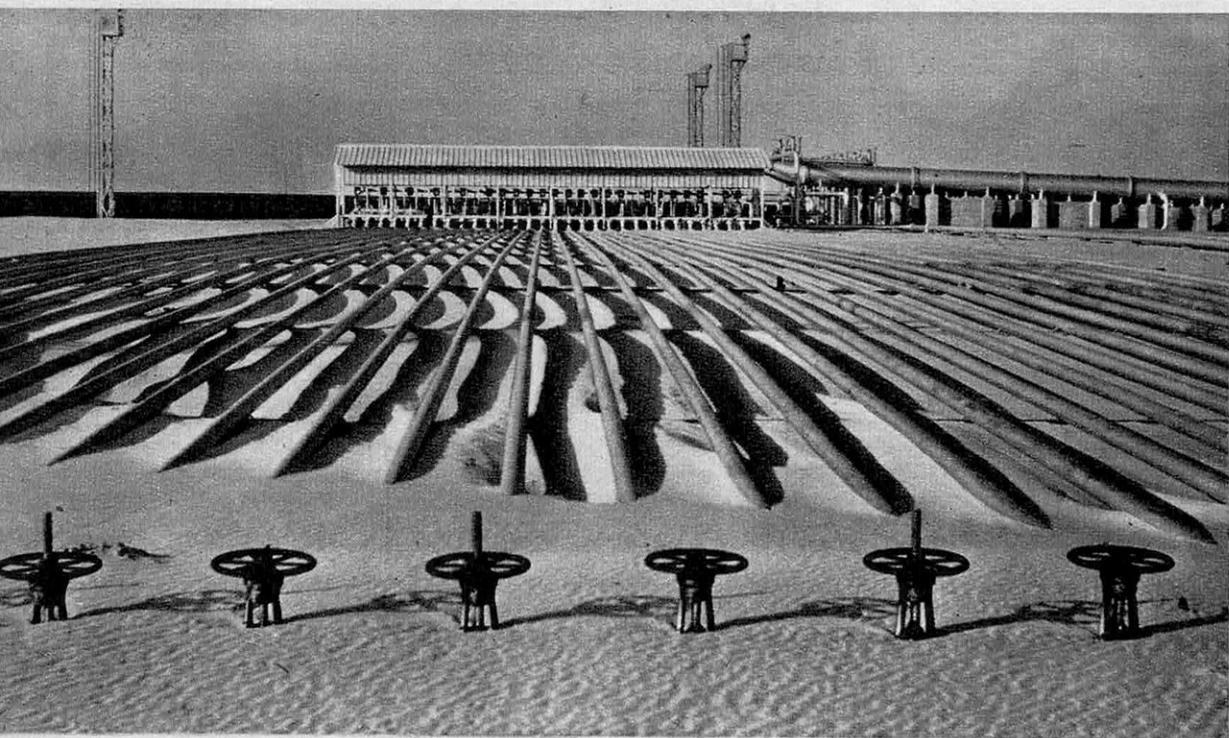
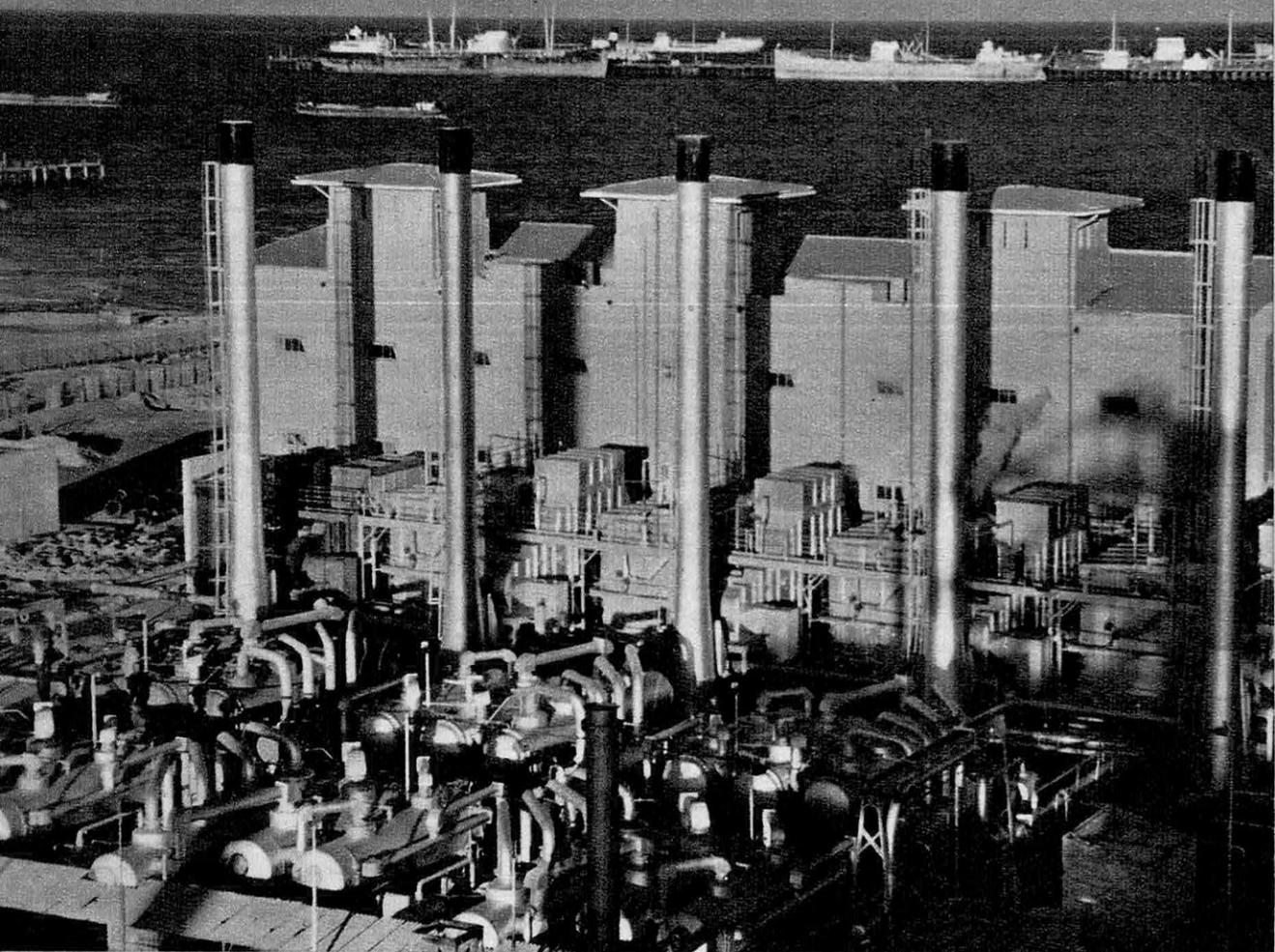
Jusqu'en 1950, le plus gros producteur du Moyen-Orient était l'Iran qui, avec 32 millions de tonnes par an, arrivait au quatrième rang de la production mondiale derrière les U.S.A., le Venezuela et l'U. R. S. S. En 1950, la nationalisation des pétroles iraniens provoqua la fermeture quasi-totale des puits iraniens. Mais ce déficit brutal de la production ne provoqua pas dans le ravitaillement de l'Europe la crise qu'on pouvait redouter. Deux ans plus tard, l'éclipse de l'Iran était largement compensée par le développement de la production de l'Arabie Séoudite, de l'Irak et du Kuwait.

ÉVOLUTION DE LA PRODUCTION	1938	1948	1950	1952
IRAN	10 350 000	25 200 000	31 800 000	1 000 000
ARABIE SÉOUDITE.....	67 000	19 000 000	27 000 000	41 500 000
IRAK.....	4 360 000	3 500 000	6 500 000	19 000 000
KUWAIT.....	—	6 400 000	17 200 000	37 500 000
EGYPTE.....	220 000	1 900 000	2 300 000	2 480 000
BAHREIN.....	1 135 000	1 490 000	1 500 000	1 500 000
QATAR.....	—	—	1 600 000	3 200 000
	16 150 000	57 600 000	87 900 000	106 100 000

Depuis trois ans déjà le **Moyen-Orient** s'est adjugé la place de deuxième centre mondial de production. Vers la fin de 1952, cette zone, qui comprend l'Iran, l'Irak, le Kuwait, l'Arabie Séoudite et l'île de Bahrein, a atteint un taux de production dépassant 110 millions de tonnes contre 500 millions pour la zone des Caraïbes.

Jusqu'en 1950, l'Iran était le plus fort producteur de la zone et ne venait dans le monde qu'après les U.S.A., le Venezuela et l'U.R.S.S.

Il ne produit actuellement du pétrole que pour son propre usage, au taux de 1 million de tonnes, au lieu des 32 millions de tonnes qu'extrayait l'Anglo-Iranian avant la nationalisation de 1950. Malgré la crise persane, le Moyen-Orient a conservé sa place de deuxième centre mondial grâce au développement de la production des autres pays de la zone qui, à elle seule, a comblé le déficit dans la proportion des cinq sixièmes.



LE CENTRE COLLECTEUR D'OU LE BRUT DE KUWAIT EST ACHÉMINÉ VERS LA CÔTE.

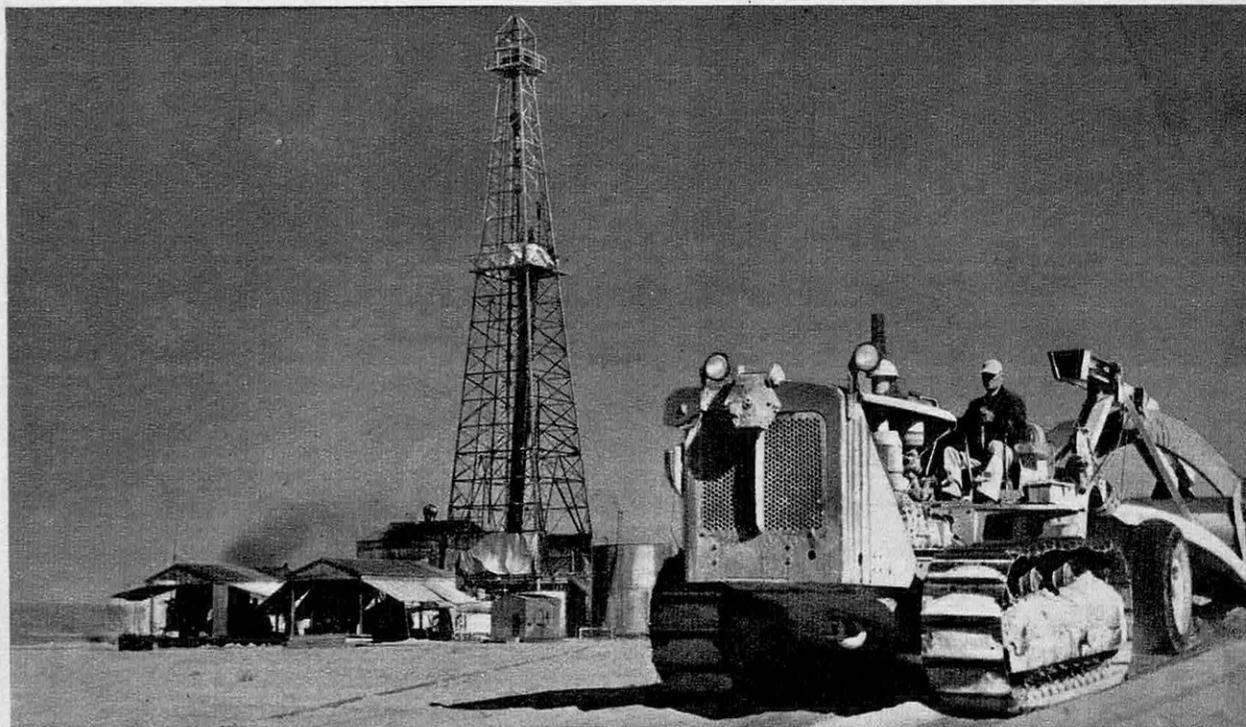


Camera Press

← Le port pétrolier de Ahmadi sur la côte désertique du Golfe Persique, par lequel est exporté le pétrole brut du Kuwait. Au premier plan, l'usine de distillation d'eau de mer qui alimente le port en eau douce. Au second plan, la jetée de la Kuwait Oil C^o.

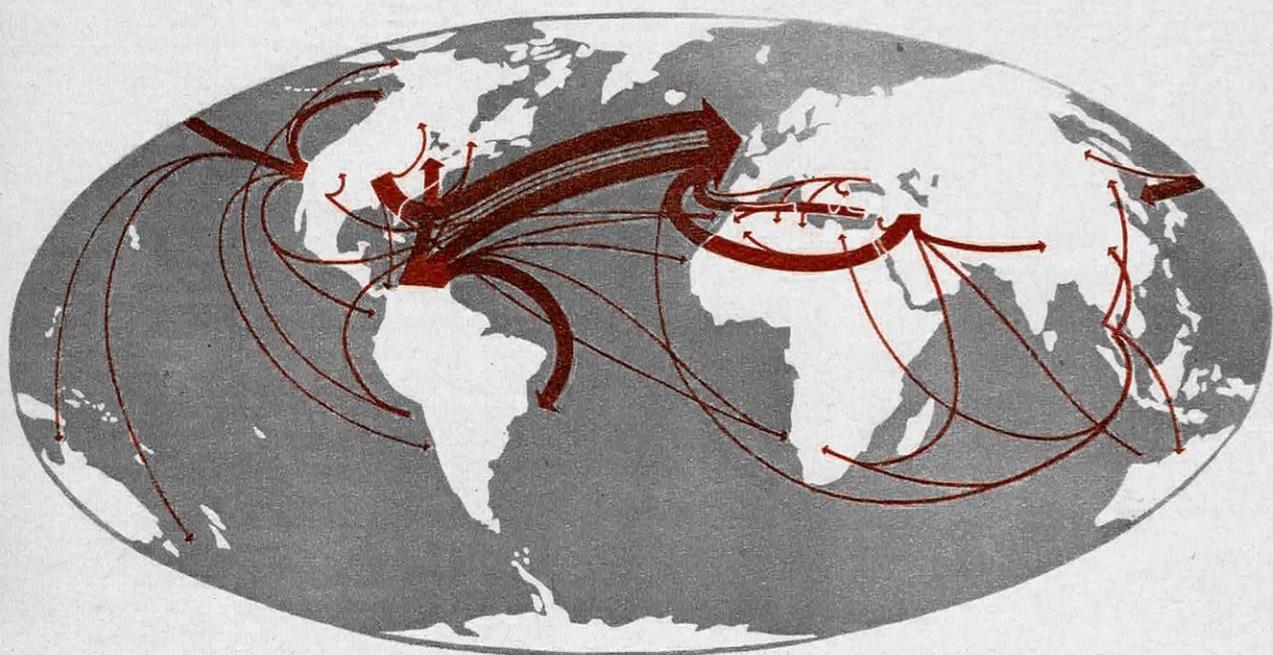
Le plus grand producteur du Moyen-Orient est actuellement l'Arabie séoudite avec 41 millions de tonnes en 1952, contre 3 millions de tonnes en 1945. Elle est suivie par le Kuwait, petit pays de 15 000 km² (l'équivalent de deux départements français) et 150 000 habitants, qui a livré 37,5 millions de tonnes en 1952, bien que sa production n'ait débuté qu'en 1946 et qu'elle provienne du seul champ de Burgan. En Irak, les opérations pétrolières sont en plein développement ; la production du champ de Kirkouk s'est accrue de façon importante depuis la mise en service du nouveau pipe-line aboutissant à Baniyas, en Syrie, et l'extraction totale de ce pays atteint actuellement le taux de 25 millions de tonnes par an, chiffre qui sera porté bientôt à 30 millions de tonnes.

Le Moyen-Orient est le principal fournisseur de l'Europe Occidentale. Ceux qui le visitent pour la première fois reviennent émerveillés de l'ampleur des opérations qui y ont été entreprises. C'est une région de superlatifs. On y trouve le plus riche puits du monde, le plus long pipe-line de brut, la plus grande raffinerie, celle d'Abadan, malheureusement arrêtée depuis de longs mois.



LA CONSTRUCTION D'UNE ROUTE SUR LE CHAMP PÉTROLIFÈRE DE BURGAN, AU KUWAIT.

LES GRANDS COURANTS PÉTROLIERS MONDIAUX EN 1938



Le Moyen-Orient se caractérise essentiellement par la richesse extraordinaire de ses gisements, l'énormité de ses réserves, et par les conditions spéciales de leur exploitation. C'est là que le rendement par puits est le plus élevé, de très loin, 700 tonnes par jour, contre 1,7 tonnes en moyenne aux Etats-Unis. Du fait de sa situation géographique, cette zone est

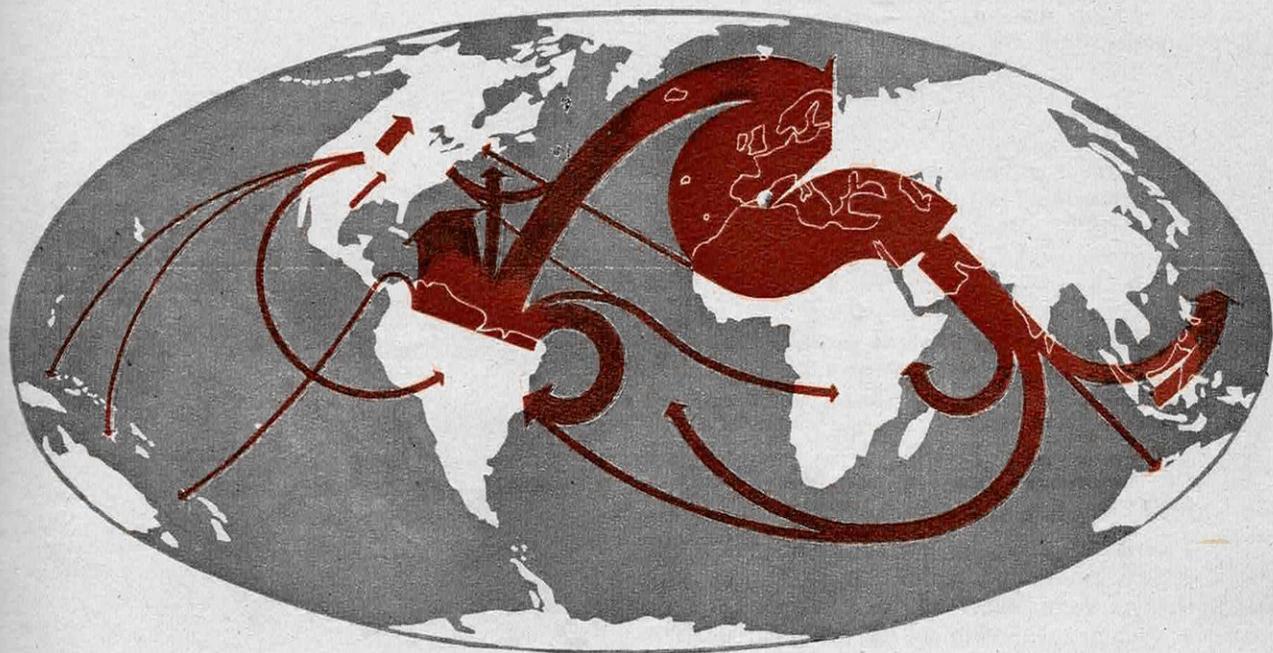
éloignée de toute voie de communication directe, et le grand problème est l'évacuation de la production. Pour gagner la Méditerranée à partir du golfe Persique, il faut parcourir 5 500 km (plus loin que du Havre à New York) par la mer Rouge et le Canal de Suez. D'où l'importance des pipe-lines : pour le champ de Kirkouk, en particulier, le développement de

	PORT EN LOURD (EN TONNES)	NOMBRE D'UNITES	POURCENTAGE MONDIAL
ÉTATS-UNIS	8 553 565	578	26,26
GDE-BRETAGNE	6 463 950	511	19,85
NORVÈGE	4 708 929	319	14,46
PANAMA	3 105 654	212	9,53
FRANCE	1 331 743	100	4,09
LIBÉRIA	1 310 137	68	4,02
ITALIE	1 173 792	98	3,60
HOLLANDE	885 882	108	2,72
SUÈDE	869 071	58	2,67
TOTAL	28 402 723	2052	87,20
AUTRES PAYS	4 169 408	404	12,80

Par suite de l'accroissement de la production et de la consommation du pétrole, les flottes pétrolières se développent rapidement : 40% des navires en construction sont des tankers. Depuis la guerre la flotte pétrolière américaine vient en tête devant les flottes britannique et norvégienne, mais la Grande-Bretagne construit encore 47% des tankers, devant la Suède et l'Allemagne. Un grand nombre de navires de nationalités diverses : américaine, grecque... voyagent sous pavillon panaméen ou libérien, ce qui explique le rang occupé par ces pays.

Le pétrolier britannique "Théodocus", lourdement chargé traverse l'Atlantique sud par mauvais temps. Son pont est balayé par les lames.

LES GRANDS COURANTS PÉTROLIERS MONDIAUX EN 1952



la production est étroitement liée aux possibilités d'évacuation par le pipe-line qui aboutit à Banias.

De 1946 à 1952, la production totale de la zone du Moyen-Orient s'est accrue de 70 millions de tonnes. Elle a donc triplé, tandis que celle des Caraïbes a progressé des deux tiers et celle des U.S.A., d'un tiers.

En dehors de ces trois régions principales, l'Extrême-Orient a maintenu ses positions grâce à l'Indonésie qui livre près de 9 millions de tonnes par an. Il en est de même des pays de l'Amérique latine, en dehors de la zone des Caraïbes, qui produisent environ 3 % du tonnage mondial. D'après les sources officielles, l'U.R.S.S. aurait porté sa production de 31 mil-

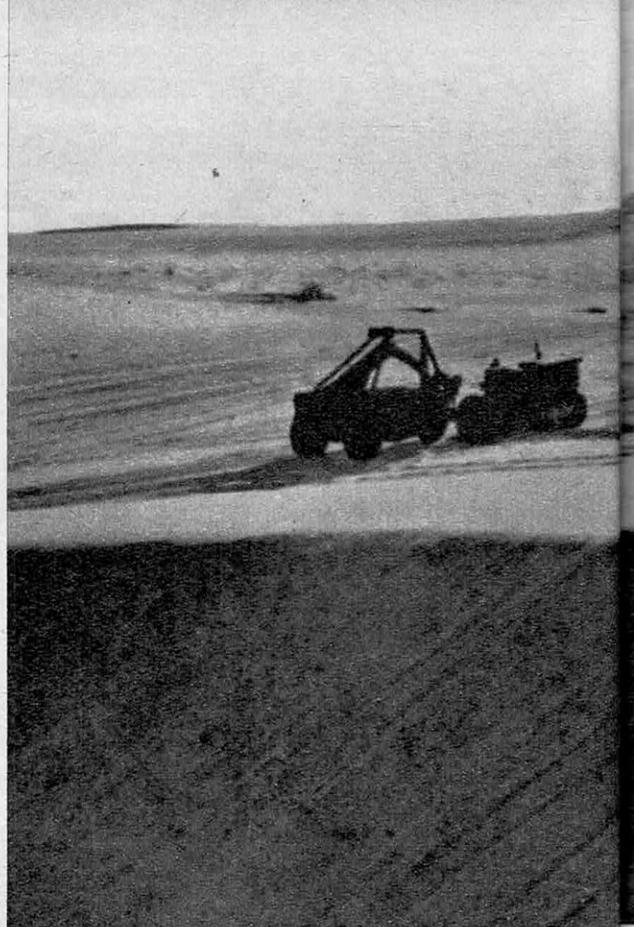


AU MOYEN-ORIENT, un puits de pétrole : ➡ le derrick est implanté dans les dunes du désert de l'Arabie Séoudite où plusieurs champs très importants ont été découverts depuis quinze ans.

lions de tonnes avant guerre à 47 millions en 1952, grâce principalement au développement du « deuxième Bakou » (région Volga-Oural). Derrière le rideau de fer, la production de l'Autriche est en voie de dépasser celle de la Roumanie. Celle de l'Europe Occidentale est à présent supérieure à 3 millions de tonnes, spécialement en raison des progrès de l'Allemagne (près de 2 millions de tonnes) et de la Hollande, la France ne jouant encore qu'un rôle très modeste.

LE TRANSPORT : 2 500 NAVIRES, 800 000 KM DE PIPE-LINES

La dispersion géographique des régions de production et de consommation impose des transports de pétrole sur de longues distances et le plus généralement de continent à continent. Le pétrole est de nos jours un des principaux éléments du fret mondial. L'accroissement de la demande mondiale a entraîné un développement correspondant de la flotte de navires pétroliers, tant en ce qui concerne le tonnage





Coll. Esso



que le nombre des navires. La flotte mondiale de tankers, qui totalisait, à la veille de la dernière guerre mondiale, 1 280 navires d'un port en lourd de 14 700 000 tonnes, passait en 1947 à 1 700 navires d'un port en lourd de près de 23 millions de tonnes. Depuis lors, la construction de nouvelles unités a porté ces chiffres à 2 450 et 32 millions de tonnes, soit 10 millions de plus en l'espace de 6 ans.

Actuellement, le cinquième de la flotte marchande est constitué par des pétroliers.

Avant guerre, le tanker moyen transportait une cargaison de 12 000 tonnes à la vitesse de 12 nœuds, mais, au cours des hostilités, de plus grandes unités furent construites pour transporter 16 000 tonnes à la vitesse de 14 nœuds. Plus récemment, d'énormes tankers de 28 000 tonnes ont été mis en service et leur vitesse est d'environ 16 nœuds. Ces navires sont principalement destinés à transporter le pétrole du Moyen-Orient en Europe.

La flotte pétrolière actuelle est particulière-

◀ **LA RAFFINERIE D'ABADAN**, la plus grande du monde, avec une capacité de 24 millions de tonnes. Elle est pratiquement arrêtée depuis le grave différend entre l'Iran et l'Anglo-Iranian Oil Co.

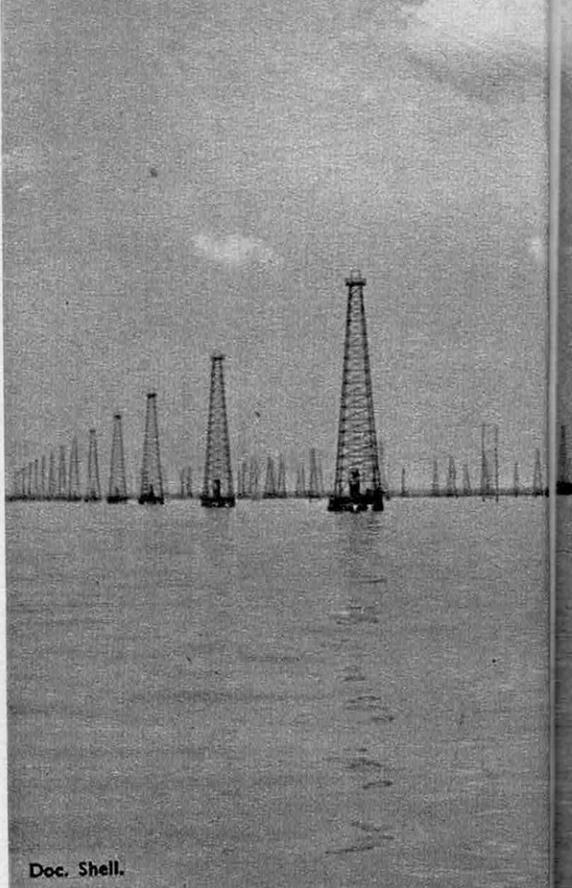
PÉTROLE DES CARAÏBES

LA région des Caraïbes, qui comprend le Venezuela, la Colombie et l'île de la Trinité, est la principale région productrice d'Amérique en dehors des U.S.A.

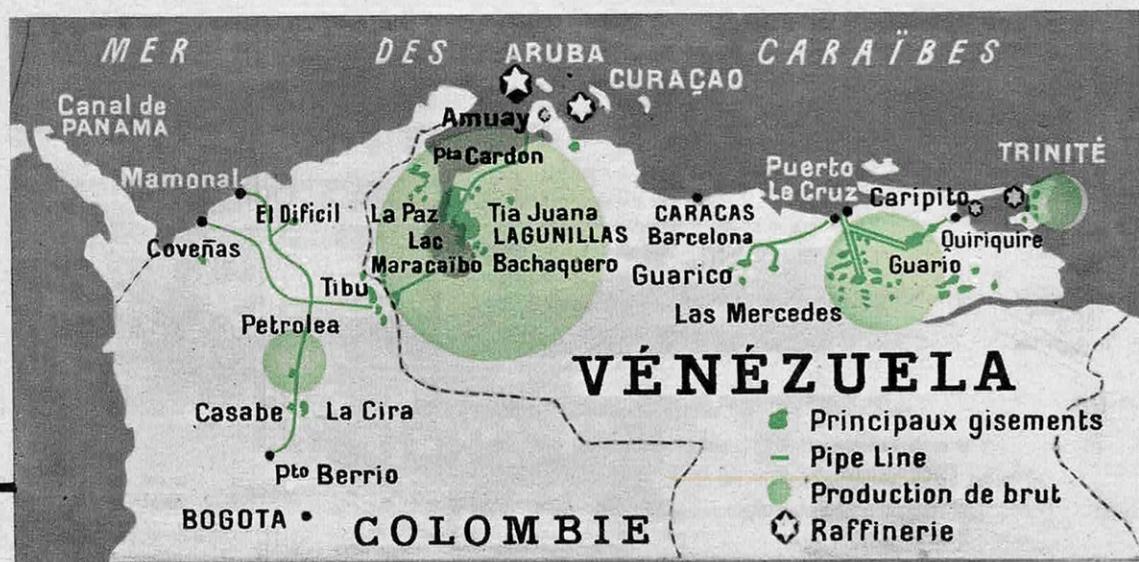
VENEZUELA : Les champs de pétrole du Venezuela sont situés dans deux principales régions : la région de l'Ouest, où une production commerciale a débuté en 1917, et la région de l'Est, beaucoup plus récente, donc moins développée. La première comprend les champs du lac Maracaïbo qui, à eux seuls, produisent plus de la moitié de la production totale du pays. A certains endroits, les gisements s'étendent en dessous du lit du lac, et les derricks sont plantés sur des plates-formes spéciales montées sur l'eau. Certaines de ces plates-formes de forage sont à plusieurs kilomètres des rives, là où existent des profondeurs d'eau de 20 m.

Bien que la région Ouest produise encore près de 70 % de tout le pétrole vénézuélien, la région Est est en train de voir sa production augmenter rapidement. Le pétrole y a été découvert en 1923 à Quiriquire. Les principaux puits sont ceux d'Oficina.

Jusqu'à ces derniers temps, les exportations du Venezuela consistaient presque entièrement en pétrole brut. La plus grosse partie de celui-ci était raffinée dans les îles de Curaçao et d'Aruba. A Aruba se trouve une raffinerie d'une capacité de 21 millions de tonnes par an, la deuxième du monde après Abadan, Mais le



Doc. Shell.



ment jeune puisque quelque 22 millions de tonnes, soit près de 70 % du tonnage mondial, n'ont été mis en service qu'au cours des dix dernières années.

Depuis la guerre, la flotte pétrolière américaine est devenue la première du monde devant celle de la Grande-Bretagne et de la Norvège, mais les chantiers britanniques occupent de loin la première place pour la construction des tankers avec 47 % de l'ensemble du tonnage

des navires en cours de construction, devant les Suédois et les Allemands.

40 % des navires actuellement en construction sont des pétroliers.

L'expansion du trafic pétrolier maritime, de même que l'évolution des tankers posent des problèmes cruciaux. On peut se demander si les cales sèches dans les différents ports seront suffisamment nombreuses pour recevoir ces tankers de plus en plus grands.



LE LAC MARACAIBO. AU VENEZUELA

Venezuela a développé depuis 1950 une industrie nationale de raffinage en installant ou en forçant les pays étrangers à installer d'importantes usines, permettant l'exportation de quantités accrues de produits finis presque exclusivement vers les U. S. A.

La production du Venezuela a plus que triplé entre 1938 et 1952, passant de 28 à 95 millions de tonnes.

L'économie vénézuélienne est actuellement entièrement dominée par le pétrole. Grâce à lui, le pays n'a plus de dette publique. En 1952, plus de 60 % de ses ressources sont venues du pétrole.

COLOMBIE : Le développement de ce pays a été handicapé par les conditions géographiques,

les gisements se trouvant dans des régions très éloignées de la mer et très montagneuses. A présent, le pétrole est produit dans trois principales régions, la plus ancienne, dite « concession de Mares », ayant débuté sa production en 1926. Des pipe-lines relient les gisements à la mer des Caraïbes. Le gisement le plus accessible, celui de Difícil, découvert en 1943, se trouve à environ 150 km de la côte.

TRINITÉ : Cette île des Indes Occidentales britanniques est séparée du Venezuela par le golfe de Paria. La production du pétrole est concentrée dans la partie méridionale de l'île. Les deux raffineries installées sont plus que suffisantes pour traiter le brut local et reçoivent en outre du brut d'importation.

L'augmentation du tirant d'eau limite le nombre de ports de chargement et de déchargement accessibles à pleine charge et oblige à entreprendre d'importants travaux.

LES PIPE-LINES

Bien que le navire-citerne de haute mer soit le mode de transport le moins onéreux à distance égale, il est de nombreux cas où les pipe-lines peuvent représenter une solution plus économique, lorsqu'ils permettent un trajet plus court. C'est le cas en particulier au

Moyen-Orient où le réseau des pipe-lines permet d'accélérer considérablement la rotation des pétroliers qui desservent les ports de l'Europe Occidentale. Par exemple, un même tanker assurant la liaison entre Berre et le golfe Persique ne peut faire que 4 à 8 voyages par an. Entre Berre et les ports de Sidon, Baniyas et Tripoli du Liban, il effectue 18 à 20 voyages. A l'heure actuelle, le « Tapline » de 75 cm de diamètre, qui assure le transport de 15 millions de tonnes par an sur près de 1 800 km de désert entre l'Arabie Séoudite et la côte méditerranéenne représente la capacité com-

binée de 60 tankers de 16 000 tonnes sur l'aller et retour de plus de 5 000 km entre le golfe Persique et la Méditerranée.

Aux Etats-Unis, le réseau de pipe-lines pour le transport du pétrole brut et produits finis dépasse 250 000 km et atteint 500 000 km pour le gaz naturel. Dans le monde, on envisage d'ajouter 65 000 km de pipe-lines pour pétrole et gaz naturel au réseau actuel qui représente déjà près de 800 000 km.

Le développement des canalisations à gros diamètre a permis à l'industrie du gaz naturel d'assurer de vastes débouchés à son énorme production et de devenir ainsi un des principaux fournisseurs d'énergie dans les régions éloignées des centres de production.

En raison des besoins énormes de matériaux pour la construction des pipe-lines (325 000 t d'acier pour le « Tapline ») les investissements dans ce secteur atteignent des chiffres considérables. Le « Tapline » a coûté 250 millions de dollars, soit 88 milliards de francs.

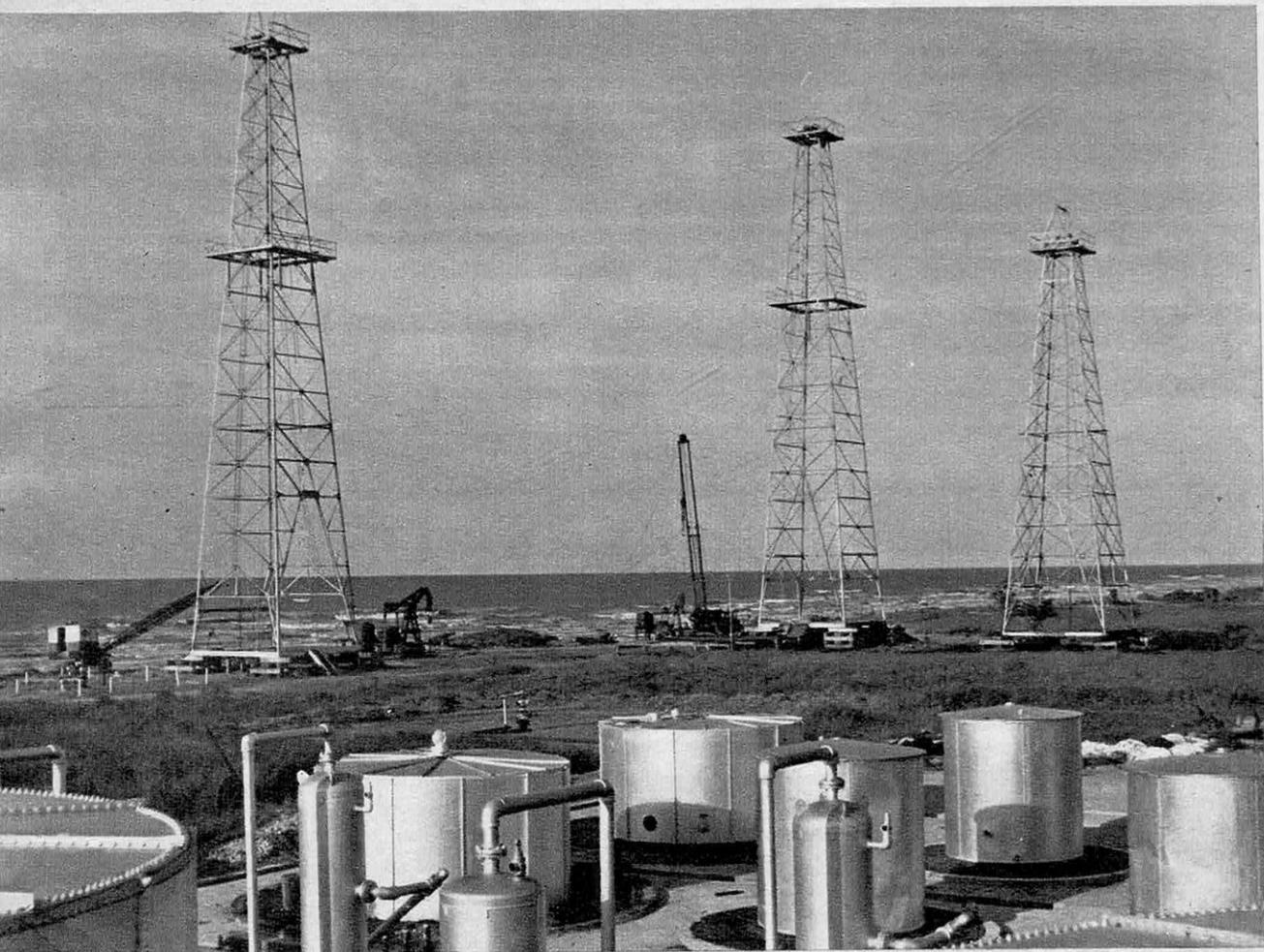
LE RAFFINAGE

Les progrès rapides de la production de pétrole brut au cours des dernières années se sont nécessairement accompagnés d'un accroissement parallèle de la capacité de raffinage. Celle-ci atteignait en fin 1952 le chiffre record de 681 millions de tonnes par an avec 636 raffineries en service. Au très grand développement accompli aux U.S.A., qui traitent actuellement plus de la moitié du brut mondial, en a correspondu un autre relativement bien plus considérable encore dans le reste du monde. C'est ainsi que la capacité annuelle de raffinage en dehors de l'Amérique du Nord a augmenté de plus de 100 millions de tonnes au cours des cinq dernières années ; plus de la moitié de cette capacité est au compte des pays importateurs de pétrole.

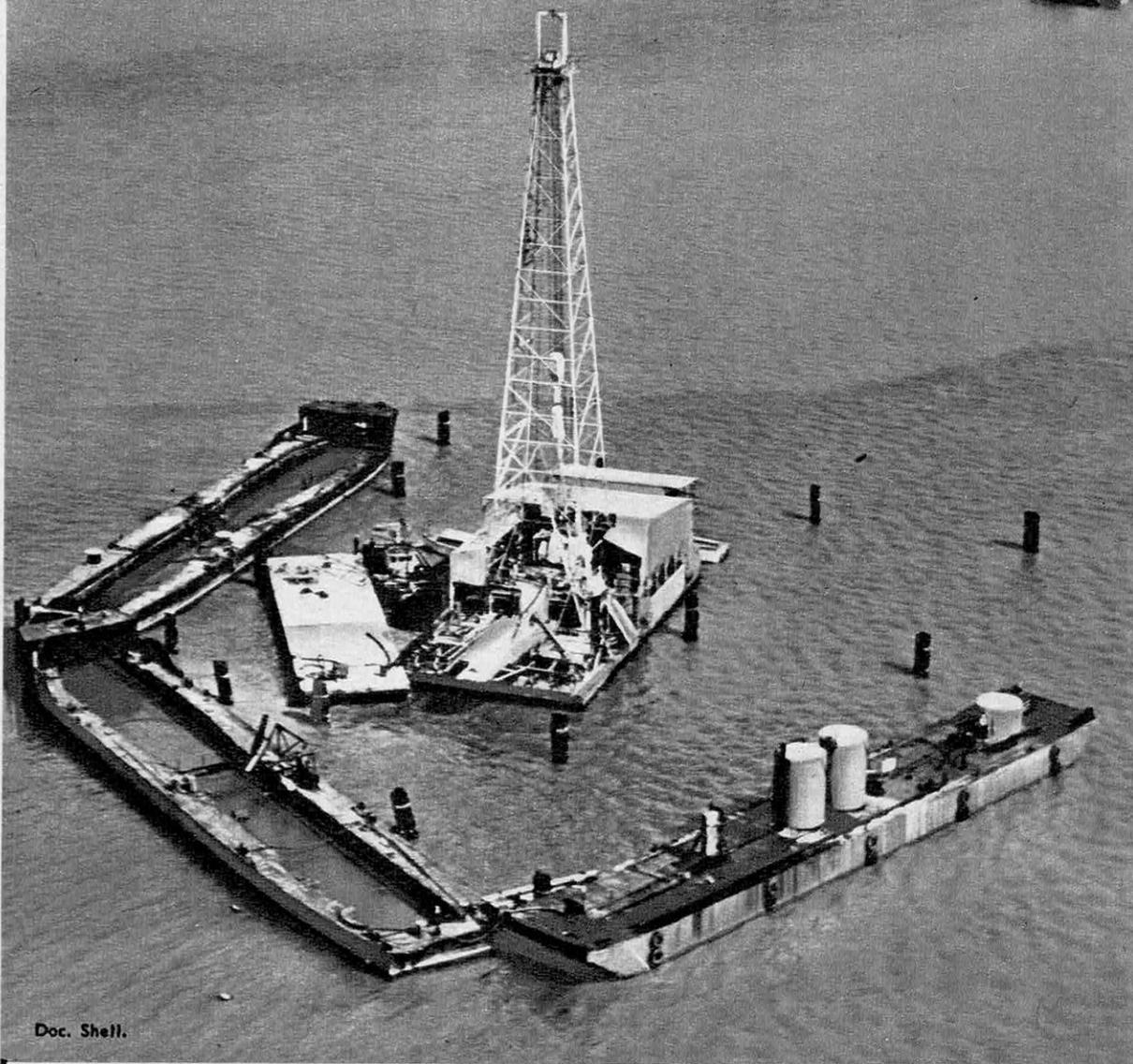
L'expansion la plus considérable s'est produite en Europe Occidentale où, au cours des cinq dernières années, on a construit une capa-

● Les installations de Bornéo qui avaient été détruites pendant la guerre du Pacifique ont été restaurées. Des forages effectués en grand nombre

sur le gisement de Seria Field ont permis de relever la production à 5 700 000 t par an. La raffinerie de Lutong peut traiter 2 000 000 tonnes par an.



FORAGE D'UN Puits SOUS-MARIN DANS LE GOLFE DU MEXIQUE



Doc. Shell.

FORAGES SOUS-MARINS

Le nombre des forages sous-marins augmente chaque jour. C'est aux Etats-Unis, où les techniques se perfectionnent à pas de géant, qu'on a entrepris sur une grande échelle la recherche du pétrole sous la mer. Les plus grands gisements actuellement connus se trouvent généralement à proximité des côtes et bon nombre se prolongent sous la mer.

Les techniques du forage sous-marin ont évolué. On exploitait à l'origine ces gisements sous-marins à partir des côtes à l'aide de sondages inclinés. On construisit ensuite des plates-formes sur pilotis sur lesquelles étaient édifiés les derricks. Ce fut le cas pour le pétrole du lac Maracaïbo au Venezuela et à Bornéo. Depuis quelques années, les derricks se multiplient au large des côtes du Texas.

Les forages s'effectuent généralement à des profondeurs de 20 mètres sous l'eau, mais on envisage des forages en eau plus profonde.

Lorsque les forages sont effectués à moins de 3 milles des côtes, donc dans les eaux territoriales, l'Etat riverain les a sous sa juridiction, mais cette limite est maintenant dépassée et un puits a été foré à 40 km des côtes du golfe du Mexique. La question du droit de propriété sur les ressources du sous-sol de la mer est donc posée. Elle n'a pas encore reçu de solution générale.

Les principaux Etats intéressés ont pris des décisions initiales étendant généralement leur juridiction jusqu'à une ligne correspondant à la profondeur de 200 m.

LE GAZ NATUREL : 290 MILLIARDS DE M³ EN 1952

A L'ORIGINE les gaz naturels, libérés lors des opérations de forage, étaient brûlés sur place. On chercha ensuite à les utiliser. La principale difficulté était de transporter le gaz des puits jusqu'aux centres de consommation.

Aux États-Unis.

Aux États-Unis, le premier pays producteur de gaz naturel, un immense réseau de conduites a été construit, qui couvre la plus grande partie du territoire et transporte le gaz des régions de production, principalement Mid Continent et golfe du Mexique, vers les villes les plus importantes, souvent à plusieurs milliers de kilomètres.

Il y a aux États-Unis 65 000 puits producteurs de gaz et plus du tiers de la production de gaz naturel vient des puits de pétrole.

La production est en constante augmentation : 22 milliards de mètres cubes en 1917, 83 milliards en 1938, 194 milliards en 1950, 250 milliards en 1952. Les réserves prouvées de gaz naturel dépasseraient 6 500 milliards de mètres cubes.

Le gaz naturel est, en partie, consommé par l'industrie pétrolière elle-même. Le reste est utilisé comme combustible pour les usages domestiques ou industriels et comme matière première de l'industrie chimique. Il est aussi la principale source des gaz liquéfiés dont l'utilisation progresse très rapidement. En 1952, celle-ci a atteint près de 8 millions de tonnes.

Les usages domestiques (chauffage, cuisine) représentent 65% du total. 7 500 000 fermes et foyers utilisent les gaz liquéfiés. Ils alimentent aussi les moteurs après certains aménagements; certaines industries, comme l'industrie gazière et des industries chimiques, en font de larges utilisations.

Autres producteurs.

Au **Canada** des gisements de gaz très importants ont été découverts dans l'Alberta.

Au **Venezuela**, qui possède la plus importante production de gaz après les U.S.A. (21 milliards de m³), le gaz arrive à Caracas par pipe-line.

L'**U.R.S.S.** produirait environ 10 milliards de m³.

Au **Moyen-Orient**, les gaz de sonde sont renvoyés presque intégralement dans les gisements pour maintenir leur pression. La richesse incalculable de ces gaz non utilisés a fait qu'il a été envisagé récemment par une entreprise américaine de construire un pipe-line géant entre Kirkouk et la France. Cette conduite traverserait la Turquie, la Grèce, l'Italie, l'Autriche, l'Allemagne et la France, avec embranchements vers d'autres pays européens. Ce pipe-line d'une longueur de 3 800 km permettrait ainsi d'alimenter très économiquement en gaz naturel 15 pays européens. Sous ses aspects techniques et commerciaux, cette conduite est réalisable, mais les problèmes politiques nouveaux que soulèverait sa réalisation ne permettent pas d'envisager celle-ci comme prochaine.

En Europe, l'**Italie** s'est fait particulièrement remarquer au cours de ces dernières années, où des gisements de gaz d'une très grande valeur ont été découverts dans le Nord du pays. La production augmente très rapidement. Elle est passée de 233 millions de m³ en 1949 à 1 420 000 000 en 1952.

Saint-Marcet et Lacq 102.

La **France** fait aussi partie des nations productrices de gaz naturel grâce à la découverte effectuée en 1939 à Saint-Marcet, près de Saint-Gaudens. Les réserves atteindraient 6 milliards de m³. La production augmente chaque année. Elle est passée de 7 millions de m³ en 1938 à 245 millions en 1950 et 276 millions en 1952.

Grâce à un réseau de conduites de 800 km, le gisement de Saint-Marcet fournit du gaz à toute la vallée de la Garonne. Bordeaux, Toulouse, Montauban, Agen, Pau, etc. sont alimentés en gaz naturel. Le gaz est utilisé comme combustible par les foyers domestiques et les industries de la région et comme carburant par de nombreux véhicules. Si les réserves de Saint-Marcet paraissent devoir s'épuiser dans quelques décades, la découverte récente d'un gisement puissant à Lacq donne l'espoir que de nouveaux forages assureront pour de longues années le ravitaillement du Sud-Ouest en gaz naturel.



cité supplémentaire de 60 millions de tonnes. Ce chiffre dépasse même les objectifs du plan Marshall sous l'égide duquel les constructions ont été effectuées. La capacité de la zone de l'O.E.C.E. (74 millions de tonnes) est cinq fois plus élevée qu'avant guerre et d'ici un an, avec 88 millions de tonnes, sera égale à celle du Moyen-Orient (sans Abadan) et de la région des Antilles réunis. Parmi les projets annoncés récemment figure l'agrandissement de la raffinerie de la Royal Dutch Shell à Pernis, en Hollande, dont la capacité passera de 6 à 9 millions de tonnes. Ce sera alors la plus grande installation d'Europe.

Actuellement, la plus grande raffinerie du monde est celle d'Abadan, en Iran, pour l'instant en sommeil, et dont la capacité de raffinage est de 24 millions de tonnes par an. Puis vient Aruba, aux Antilles, avec 21 millions de tonnes. La plus grande raffinerie d'Europe est celle de Fawley, en Grande-Bretagne (5,8 millions de tonnes). En France, Gonfreville et Berre atteignent 3,5 millions de tonnes.

LES BESOINS EN PÉTROLE

Les besoins du monde en pétrole augmentent d'année en année et on a pu estimer qu'en gros, la consommation double tous les dix ans.

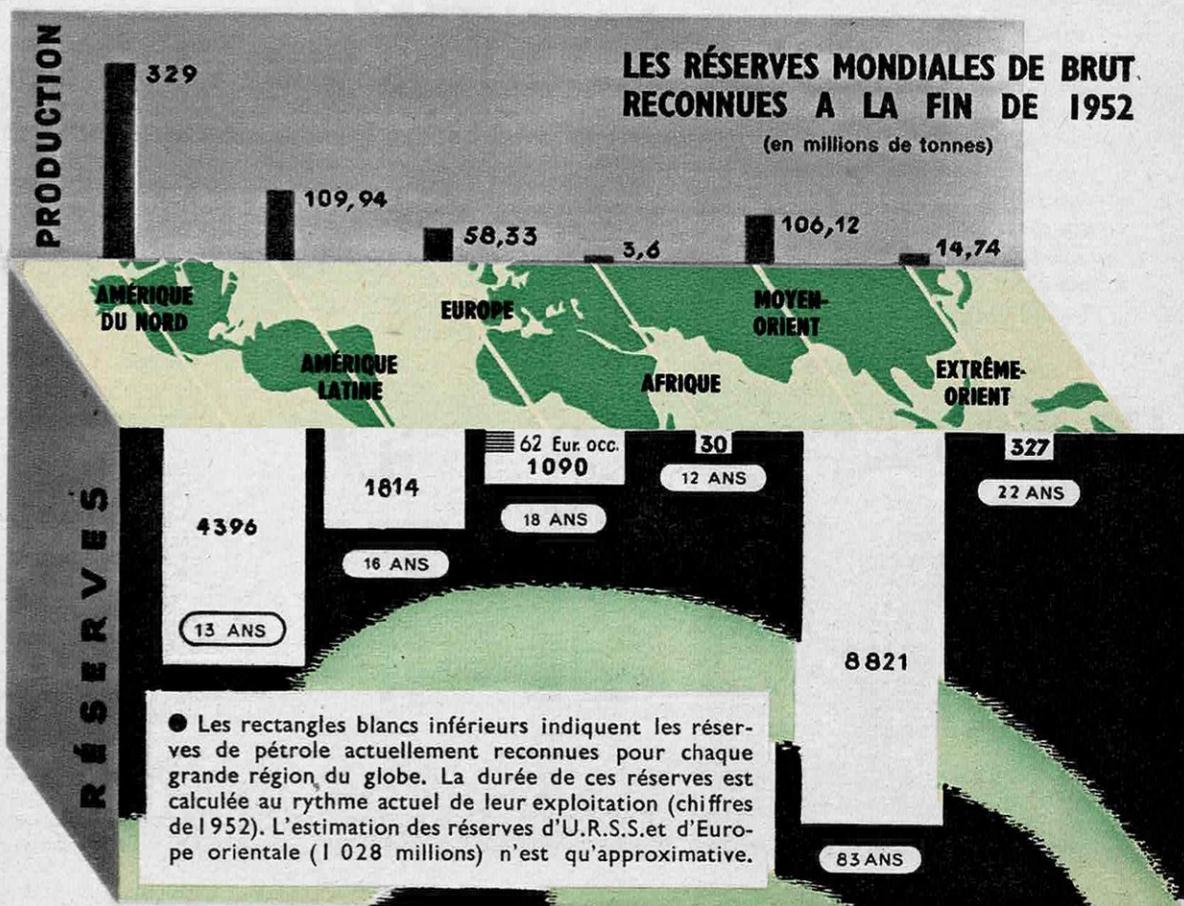
Les Etats-Unis consomment environ 60 % du pétrole mondial. La demande de carburants, avec 55 millions d'automobiles et 3 millions de tracteurs, y est plus élevée que dans n'importe quel autre pays et représente environ la moitié de la consommation mondiale.

Les pays industriels d'Europe viennent immédiatement après les Etats-Unis. Les nécessités de la reconstruction au lendemain de la guerre et le redressement économique ont amené chez eux un développement considérable de la demande de fuel-oil.

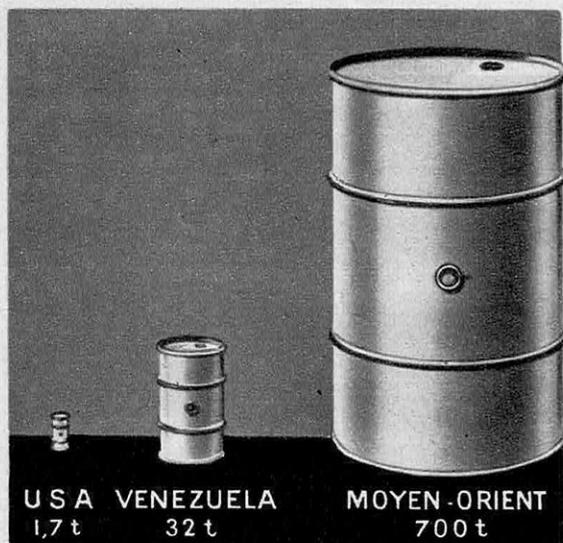
L'évolution de la production dans les diverses parties du monde a entraîné des modifications dans les courants d'échanges. Le Moyen-Orient et la région des Caraïbes participent pour la plus grande part au ravitaillement du monde, tandis que les Etats-Unis, traditionnellement exportateurs, sont devenus importateurs depuis déjà quatre ans.

LES RÉSERVES

Etant donné le rythme continuellement croissant de l'extraction et les possibilités de développement de la consommation qui paraissent illimitées, on agite périodiquement le spectre de la famine de pétrole. Sur les bases de la production de 1952, le total des réserves mon-



RENDEMENT MOYEN DES PUIITS PAR JOUR



diales reconnues (17 milliards de tonnes) ne représente que 26 ans de disponibilités. Faut-il en conclure que dans 26 ans le monde manquera de pétrole? Certes non! La réalité est plus rassurante. Toutes les régions susceptibles de renfermer du pétrole n'ont pas encore été explorées et même celles où des gisements sont exploités n'ont bien souvent fait l'objet que de prospections sommaires. Il suffit de rappeler que près de 500 000 puits sont exploités aux Etats-Unis et que l'on continue quand même à y trouver des gisements alors que dans beaucoup d'autres pays il n'a encore été foré que quelques milliers de puits, et souvent même quelques centaines. L'exemple le plus caractéristique est le Moyen-Orient où des réserves considérables ont été révélées avec un nombre très faible de forages. En 1952, cette région comprenait 55 % des réserves recon-

nues dans le monde, tandis que les Etats-Unis n'en renfermaient que 23 %. Le perfectionnement de la technique de forage permet de rechercher le pétrole à des profondeurs toujours plus grandes, ce qui accroît les chances de trouver de nouveaux gisements.

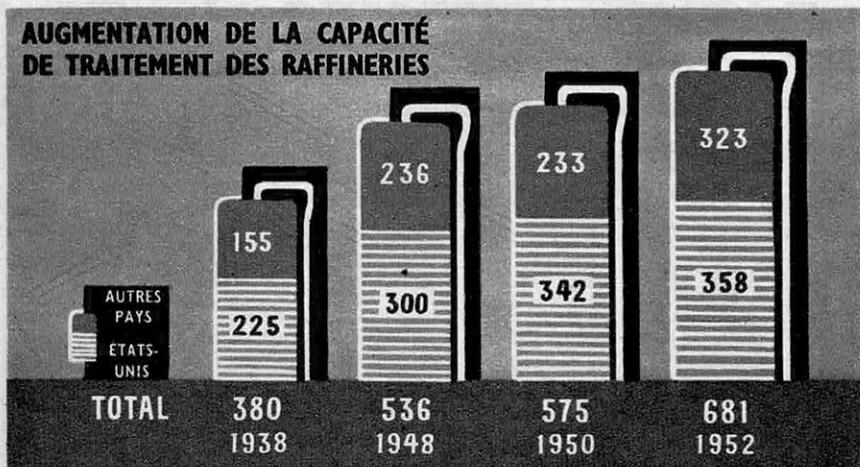
Les techniques dites de récupération secondaire prolongent aujourd'hui les possibilités d'exploitation d'un puits dont on ne savait, il y a encore peu d'années, tirer que 40 à 50 % du brut présent dans le sous-sol. Des progrès restent encore à faire et il y a là un champ d'étude très prometteur.

Il existe encore d'autres ressources, constituées par les gisements sous-marins. Déjà de nombreux forages sont effectués à proximité du rivage, particulièrement aux Etats-Unis.

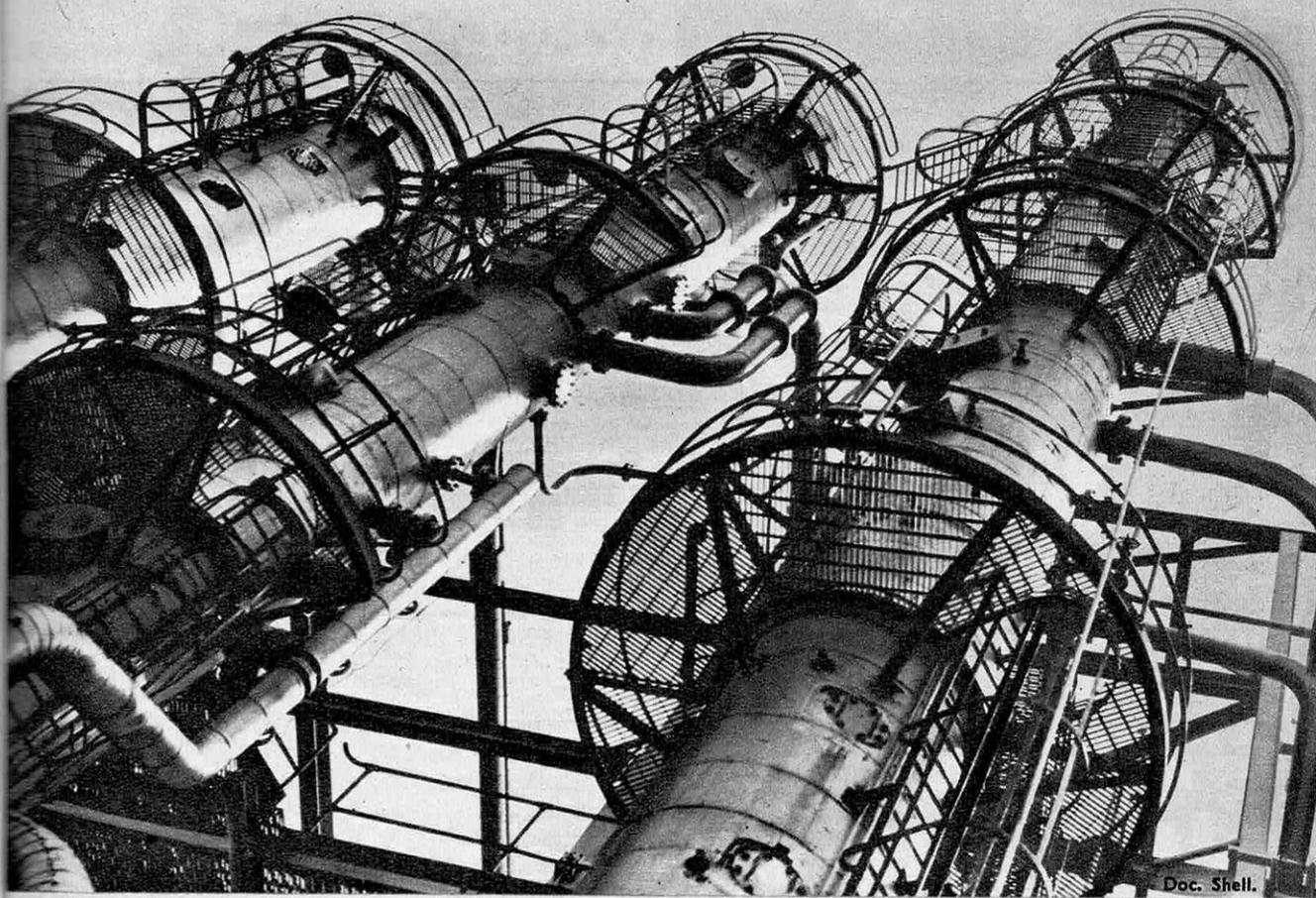
Les quantités de pétrole qu'il est possible de sortir de terre ne doivent d'ailleurs pas être seules prises en considération. Certains procédés de raffinage modernes et certaines techniques d'utilisation permettent d'améliorer le rendement des produits. On sait notamment que le cracking permet de fabriquer plus d'essencé et surtout de l'essence de meilleure qualité à partir d'une même quantité de pétrole brut. De même, le perfectionnement des engins qui les utilisent conduit à une économie de consommation.

LE PÉTROLE SYNTHÉTIQUE

Si, malgré l'importance des réserves actuelles, le pétrole venait un jour à manquer, le monde ne serait pas pour autant privé de carburants ou de combustibles liquides. L'exemple de l'Allemagne a prouvé qu'il était possible de développer industriellement la fabrication de produits de remplacement à partir du charbon ou du lignite. Aux Etats-Unis, qui produisent actuellement 50 % du pétrole mondial avec seulement 23 % des réserves, on a depuis



● La capacité mondiale de traitement du pétrole brut atteignait au début de 1953 le chiffre record de 681 millions de tonnes avec 636 raffineries en service. Les Etats-Unis traitent plus de la moitié du brut mondial, mais on note un développement considérable de la capacité de raffinage en dehors de l'Amérique du Nord, principalement en Europe occidentale.



Doc. Shell.

LA « PÉTROCHIMIE », ou chimie des dérivés du pétrole, est actuellement en plein essor, tant aux Etats-Unis qu'en Europe. Elle livre une gamme très étendue de solvants largement utilisés dans les industries les plus diverses et des matières premières pour de nombreuses synthèses chimiques,

en particulier dans le domaine des matières plastiques. On voit ci-dessus les installations spécialisées de la raffinerie de Stanlow, en Angleterre, sur le canal de Manchester, qui produit, outre des solvants, des détergents et produits mouillants pour usage industriel et domestique, en particulier le « teepol ».

quelques années déjà entrepris des études et construit des usines-pilotes pour la production de carburants à la fois à partir des gaz naturels, du charbon et des schistes bitumineux qui se trouvent tous en abondance dans le sous-sol américain. Les spécialistes estiment que les réserves actuelles permettraient à ce pays de produire l'équivalent de 300 millions de tonnes de pétrole brut par an pendant 1 000 ans à partir du charbon et des schistes.

L'AVENIR DU PÉTROLE

Il ne semble pas qu'avant longtemps, à moins de bouleversements politiques et économiques imprévisibles, il soit nécessaire d'avoir recours sur une grande échelle à de tels palliatifs. Il est possible qu'un jour le charbon doive venir au secours d'un pétrole en voie d'épuisement ; pour le moment, c'est le pétrole qui semble en voie de détrôner le charbon de sa suprématie jusqu'ici incontestée en tant que source

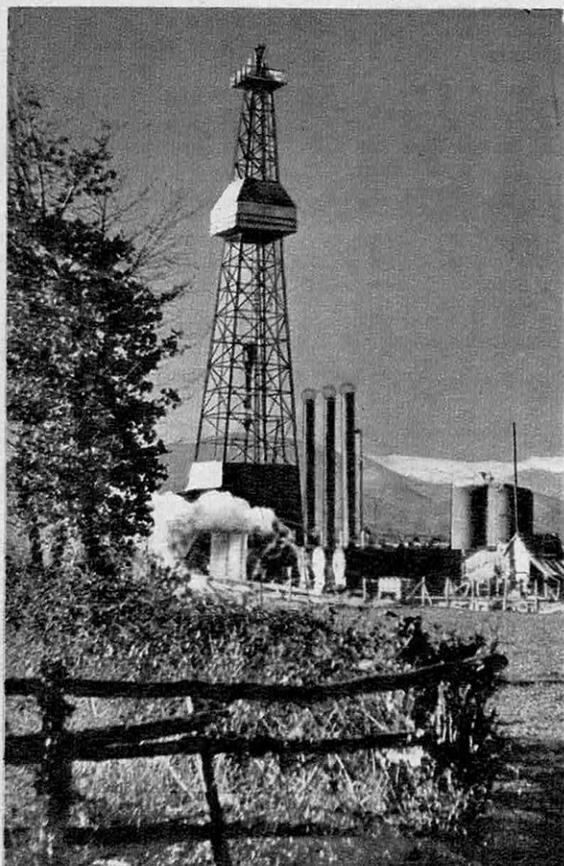
d'énergie. D'ailleurs c'est déjà chose faite aux Etats-Unis où les dernières statistiques du Bureau des Mines ont révélé que les parts respectives des diverses sources d'énergie s'établissaient comme suit : pétrole 39,4 %, charbon 34 %, gaz naturel 22,5 %, énergie d'origine hydraulique 4,1 %.

Sur le plan mondial, en 1952, le charbon pouvait encore revendiquer 50,9 %, contre 28,8 % au pétrole, 11,5 % au gaz naturel, 8,8 % à l'électricité d'origine hydraulique. Mais il faut songer qu'il y a quelque vingt ans, la part du charbon dépassait 70 % et que celle du pétrole restait inférieure à 18 %. L'évolution est extrêmement rapide.

Encore ne s'agit-il que de production d'énergie. Et si l'on fait entrer en compte les innombrables applications des milliers de produits extraits ou dérivés du pétrole, on ne peut qu'être frappé de l'expansion véritablement explosive de l'industrie pétrolière, véritable industrie-clé de notre civilisation moderne.

LE PÉTROLE

des raffineries



Ph. Yan

● Un sondage près du puits de Saint-Marcet, où fut révélé en 1939 l'existence d'un gisement de gaz naturel.

L'INDUSTRIE du pétrole en France a connu un prodigieux développement au cours de ces dernières années. L'indice de la production industrielle place le pétrole en tête des principales activités économiques, bien avant le charbon et l'électricité.

Les résultats sont d'autant plus remarquables que cette industrie, plus que toute autre, a souffert des destructions de la guerre qui ont réduit considérablement son potentiel de production quelques années seulement après qu'il eût été créé.

Dans une récente conférence sur l'évolution des structures de l'industrie française du pétrole, M. Majorelle, Président du Comité Professionnel du Pétrole, citait trois dates particulièrement significatives de l'histoire du pétrole :

1928 : La France ne possédait pratiquement pas de raffineries. Des produits finis importés de l'étranger assuraient les besoins d'une consommation alors très faible (2,3 millions de tonnes);

1938 : 15 raffineries, disposant d'une capacité de 8 millions de t, étaient en mesure d'appro-

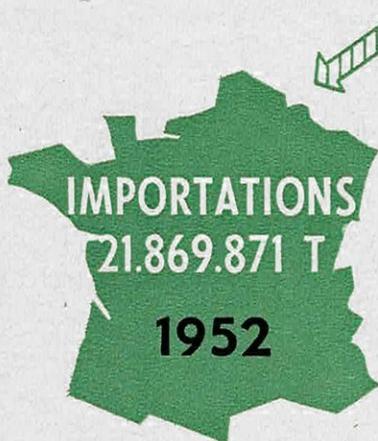
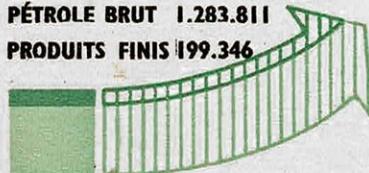
AMÉRIQUE DU NORD
347.571 T

PÉTROLE BRUT 83.271
PRODUITS FINIS 264.300



AMÉRIQUE LATINE
1.483.157 T

PÉTROLE BRUT 1.283.811
PRODUITS FINIS 199.346

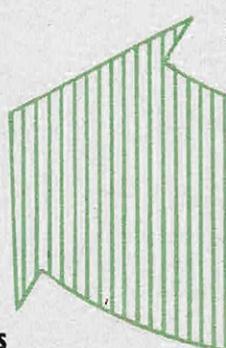


PÉTROLE BRUT 38.900
PRODUITS FINIS 32.773

FRANCE D'OUTRE-MER
71.673 T

EUROPE (PAYS-BAS ALLEMAGNE
GDE BRETAGNE)

46.036 T (PRODUITS FINIS)



MOYEN-ORIENT
19.921.434 T

KUWAIT	8.026.164
IRAK	5.357.256
ARABIE SÉOUDITE	4.367.565
AUTRES	2.104.437

PÉTROLE BRUT 19.855.422
PRODUITS FINIS 66.012

PÉTROLE BRUT PRODUITS FINIS

EN FRANCE ET OUTRE MER

puissantes, des forages prometteurs

visionner le marché français (6 millions de t);
1952 : La France a raffiné 21,5 millions de t, consommé 13 millions, exporté près de 7 millions de t.

Ainsi, la physionomie de l'industrie du pétrole a considérablement changé en l'espace de quelques années.

Que ce soit dans l'importance de la consommation, dans la provenance de ses importations de brut, dans l'implantation des raffineries, dans les techniques de fabrication, des modifications fondamentales sont intervenues au lendemain de la guerre, qui ont transformé les données de l'industrie française du pétrole.

Cette évolution particulièrement rapide des structures répond à la nécessité devant laquelle se trouve une industrie en plein essor d'adapter ses outils aux nouvelles tâches qui se présentent.

LA CONSOMMATION ÉVOLUE

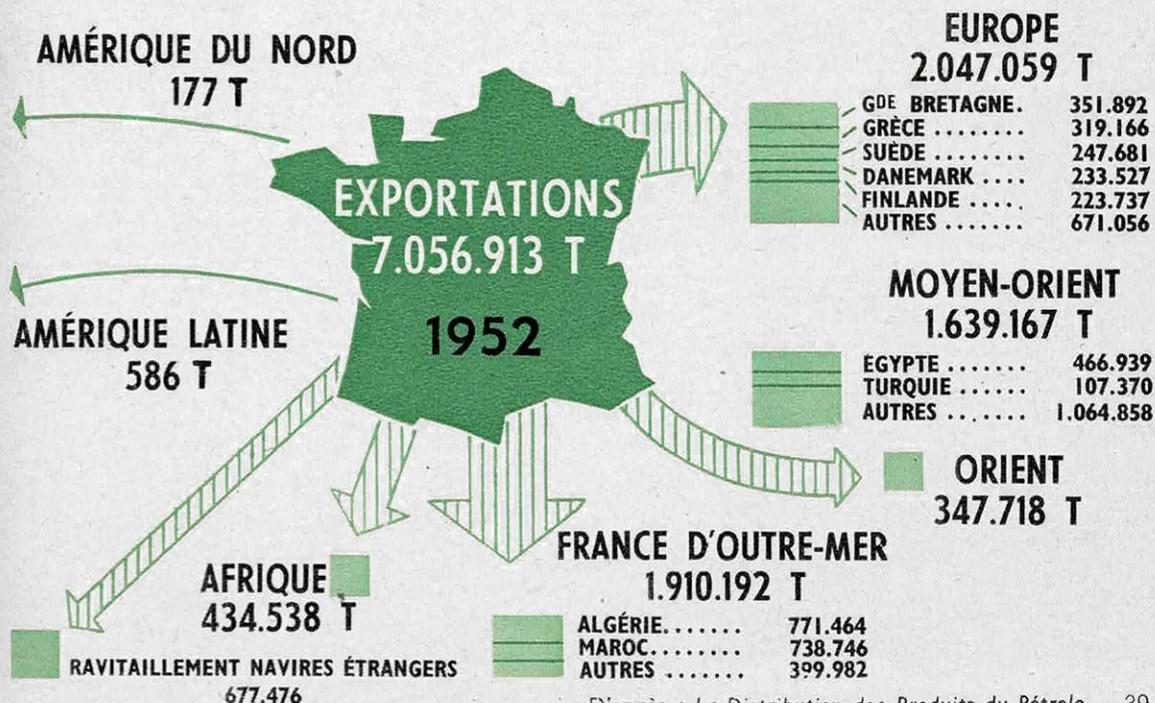
La consommation française de produits pétroliers a plus que doublé par rapport à l'avant-guerre, mais cet accroissement se ré-

partit très inégalement suivant les produits. Le tableau page 44 fait apparaître cette évolution.

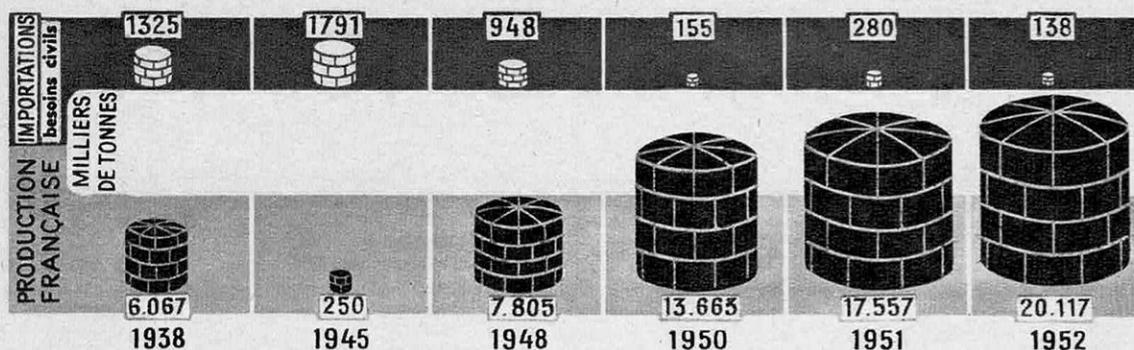
On voit que la consommation d'essence n'est que très légèrement supérieure à celle d'avant-guerre. Par suite de l'importance des taxes, la France reste l'un des pays d'Europe Occidentale où la quantité consommée est la plus faible (102 litres par habitant et par an contre 148 en Grande-Bretagne, par exemple).

Par contre, le marché du fuel-oil est plus de trois fois supérieur à celui d'avant guerre. L'extension de la demande de ce produit a été favorisée au lendemain de la guerre par la pénurie de charbon, et ce sont les combustibles liquides qui ont compensé dans le secteur industriel l'insuffisance de nos ressources énergétiques. Des locomotives, des centrales électriques, furent équipées pour fonctionner au fuel, libérant d'importantes quantités de charbon qui purent être utilisées de façon plus rationnelle.

Quant au gas-oil, son développement demeure très supérieur à celui de l'essence puisque sa consommation est deux fois et demie



LES IMPORTATIONS DE PRODUITS FINIS ET LEUR PRODUCTION EN FRANCE



celle d'avant guerre. Les gaz liquéfiés ont poursuivi au cours des dernières années leurs progrès, apportant le confort dans plus de 3 millions de foyers ruraux.

L'extension du marché du carburéacteur suit le rythme de développement de l'aviation à réaction et redonne ainsi une nouvelle noblesse à l'ancien pétrole qui éclairait les lampes de nos aïeux.

Enfin, la chimie du pétrole a mis sur le marché de nouveaux produits, tels que détergents de synthèse et solvants, dont la demande ne cesse de croître.

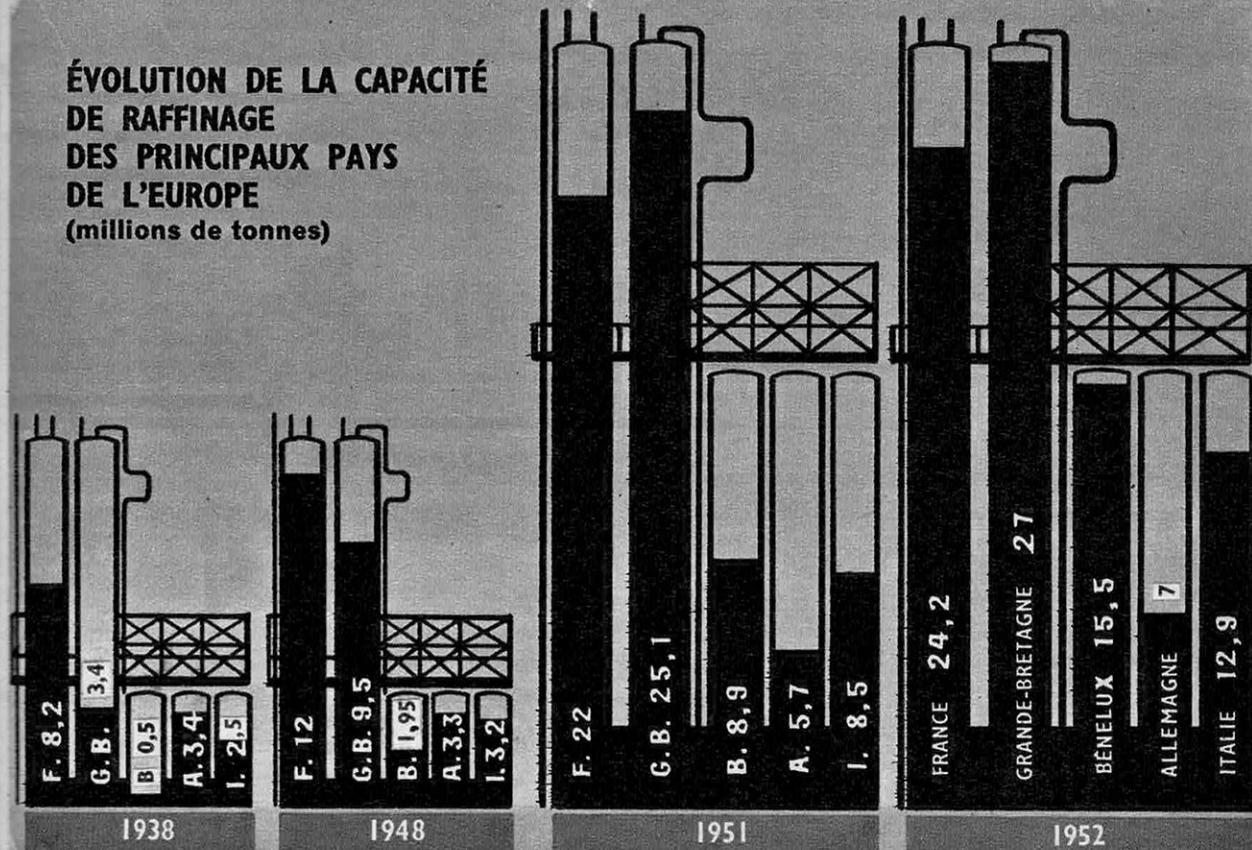
D'OU VIENT NOTRE PÉTROLE ?

Avant la guerre, le Moyen-Orient fournissait 44 % du pétrole brut importé par notre pays, le reste venant principalement des Etats-Unis et du Venezuela.

Depuis la guerre, les courants mondiaux des approvisionnements pétroliers ont été profondément modifiés du fait de la diminution progressive des exportations américaines. Ce fait explique l'importance prise par le Moyen-Orient pour la France, et l'Europe en général, comme le montrent les cartes pages 26 et 27.



ÉVOLUTION DE LA CAPACITÉ DE RAFFINAGE DES PRINCIPAUX PAYS DE L'EUROPE (millions de tonnes)



LE PÉTROLIER « BÉRÉNICE »

Le « Bérénice » et son frère le « Bethsabée » étaient, au moment de leur mise en service, en 1952, les plus grands pétroliers du monde. Ils sont aujourd'hui dépassés et des navires de 45 000 t sont en construction en Allemagne et au Japon. Construits par les chantiers de Penhoët, ils sont propulsés par des moteurs diesel entraînant deux lignes d'arbres. Leur longueur est de 200 m environ. La flotte française qui était avant la guerre la huitième du monde ne comptait plus à la Libération que 17 unités assez fatiguées. Un gros effort de construction a été accompli depuis 1945 puisque le 1^{er} juillet dernier elle se plaçait au 5^e rang des flottes pétrolières du monde avec 1 331 000 t, derrière les Etats-Unis (8 554 000 t), la Grande-Bretagne (6 463 000 t), la Norvège (4 708 000 t) et Panama (3 105 000 t). A la même époque, nos chantiers de construction navale venaient au 7^e rang dans le monde pour le tonnage des navires pétroliers en construction (212 000 tx), derrière la Grande-Bretagne (1 212 000 tx), les Etats-Unis (396 000 tx), l'Allemagne (335 000 tx), les Pays-Bas (283 600 tx), l'Italie (228 000 tx) et la Suède (216 000 tx); 32 pétroliers s'y trouvaient en construction, dont 26 pour le compte d'armements français; 17 d'entre eux avaient un tonnage dépassant 29 000 t. Le pétrolier « Bérénice » déplace 31.300 t.

En 1952, 19,9 millions de tonnes, soit 93% du tonnage de pétrole brut importé, ont été fournies par cette région. A elle seule, la petite principauté de Kuwait, dont nous avons indiqué précédemment les prodigieux progrès, a fourni 8 millions de tonnes. L'Irak, dont la production a doublé d'une année à l'autre, a livré à notre pays près de 7 millions de tonnes de pétrole au titre de sa participation dans l'Iraq Petroleum Cy.

Ces pays ont pu, dès 1951, assurer sans difficultés la relève de l'Iran, dont l'arrêt de production n'a eu aucune répercussion sur le ravitaillement français.

En sens inverse du Moyen-Orient, le Venezuela et les Etats-Unis, qui assuraient avant guerre plus de la moitié de nos approvisionnements, ne sont plus intervenus que pour respectivement 6% et 0,3%.

ÉCONOMIES DE DEVISES

On notera avec satisfaction que la part des fournitures payables en francs s'est progressivement accrue pour atteindre 30% en 1952. Ce résultat est essentiellement dû au développement de la production de l'Irak, à laquelle la France est intéressée, et aux accords passés avec des sociétés américaines pour le règlement en francs d'une certaine proportion de pétrole

GONFREVILLE 3 480 000 T



C¹⁰ F³⁰ DE RAFFINAGE

PORT-JÉROME 2 600 000 T



ESSO-STANDARD

N.-D. DE GRAVENCHON 850 000 T



SOCONY VACUUM F³⁰

CAPACITÉ DE TRAITEMENT DES RAFFINERIES FRANÇAISES

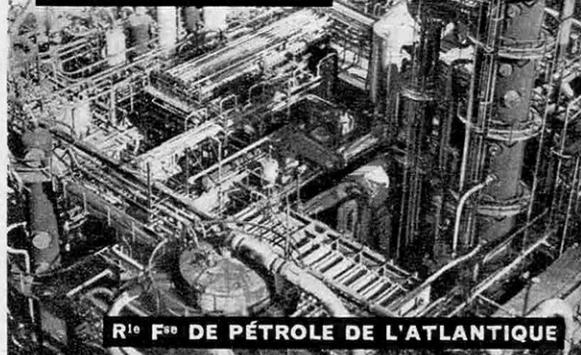
AU 31 DÉCEMBRE 1952

PAUILLAC 800 000 T



SHELL-BERRE

DONGES 1 300 000 T



R¹⁰ F³⁰ DE PÉTROLE DE L'ATLANTIQUE

AMBÈS 860 000 T



R¹⁰ DE PÉTROLE DE LA GIRONDE

FRONTIGNAN 1 250 000 T



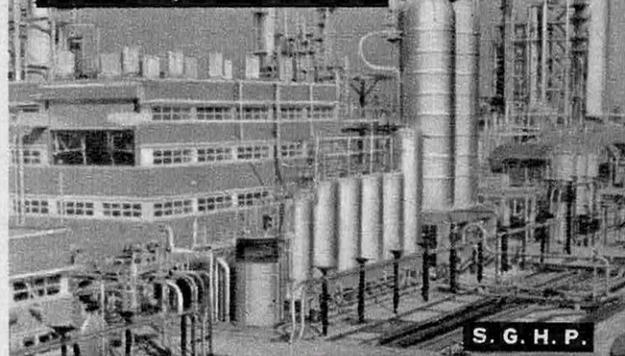
SOCONY VACUUM FR³⁰

PETIT-COURONNE 2 500 000 T



SHELL-BERRE

DUNKERQUE 2 000 000 T



S. G. H. P.

**GONFREVILLE
GRAVENCHON**

**PETIT COURONNE
PT JÉROME**

DUNKERQUE

MERKWILLER

DONGES

**TOTAL
24 220 000 t**

PAUILLAC

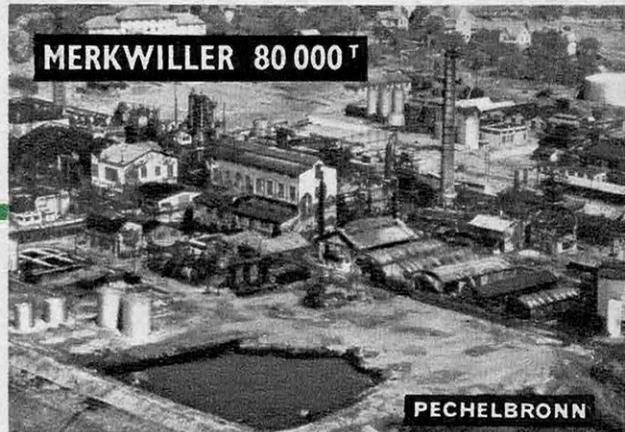
AMBÈS

FRONTIGNAN

BERRE

**LA MÈDE
LAVERA**

MERKWILLER 80 000 T



PECHELBRONN

BERRE 3 500 000 T



SHELL-BERRE

LA MÈDE 3 000 000 T



C.F. DE RAFFINAGE

LAVERA 2 000 000 T



S. G. H. P.



Ph. Port Autonome du Havre

● Ces navires, dans les bassins 1 et 2 de la Compagnie Industrielle Maritime (port du Havre), représentent 91 000 t. L'un d'eux charge 12 000 t

d'essence ; les autres déchargent du pétrole brut qui sera stocké dans les réservoirs de la C.I.M. ou conduit par pipe-line aux quatre raffineries de la Basse Seine.

PRODUITS PÉTROLIERS CONSOMMÉS EN FRANCE

PRODUITS	1938 1952		% d'augmentation.
	en milliers de tonnes		
Essence auto et super.	2 646	3 163,7	20 %
Essence aviation	49,7	96	
Carburacteur	—	26,8	
Essences spéciales	14,7	39,1	
White spirit	14,8	32,3	
Pétrole lampant	134,5	99,1	
GAS-OIL			
Marché intérieur	304	1 042,6	220 %
Soutes	36	57,9	
FUELS-OILS			
a) Marché intérieur :			230 %
Fuels-oils fluides ...	855	1 752,1	
Fuels-oils lourds ...	440	3 775,5	
b) Soutes	900	1 671	
Lubrifiants	288,4	367,7	27 %
Gaz liquéfiés	41,5	214	420 %
Paraffine	9	10,1	
Cires de pétrole	0,5	1,4	
Bitumes	310	525,1	
TOTAL GÉNÉRAL..	6 044,1	12 874,4	
GAZ NATUREL (en millions de m ³)			
Gaz carburant		42,9	
Gaz de ville		68,8	
Gaz industriel		145,9	
TOTAL		257,6	

brut du Moyen-Orient. Au moment où le règlement des importations françaises pose de si difficiles problèmes, on appréciera l'heureuse incidence d'un tel résultat sur la balance des paiements.

PLUS DE TANKERS QUE DE PAQUEBOTS

La France s'est intéressée au lendemain même de la première guerre mondiale au transport du pétrole. La part « fret » entrant pour environ 40 % dans le prix de revient du pétrole brut importé, la flotte pétrolière constitue un élément important d'économie de devises.

En septembre 1939, la flotte française comptait 35 pétroliers de haute mer jaugeant 420 000 tonnes. A la fin des hostilités, il ne restait plus que 145 000 tonnes en service.

Le fait qu'au début de l'année, la flotte, avec 80 unités d'un port en lourd de 1 275 000 t, était trois fois plus importante qu'avant la guerre, permet de mesurer le chemin parcouru.

Par son tonnage, la flotte française de tankers est aujourd'hui supérieure à celle des paquebots et notre pavillon vient au 5^e rang dans le monde. Depuis cette année, plus de 60 % du brut importé est acheminé sur des navires français.

Actuellement les commandes passées aux chantiers tant français qu'étrangers portent sur 37 pétroliers et 520 000 tonneaux. Sur 4



Ph. L.P.V.A.

● Les môles 1 et 2 du port pétrolier de Lavéra, réalisés en deux ans (1950-1952) pour le compte de la Chambre de Commerce de Marseille, reçoivent

les plus grands pétroliers actuellement en service (35 000 t). Des navires de 11,5 m de tirant d'eau et de 50 000 t de port en lourd pourront accoster.

navires en construction ou en commande, trois sont des pétroliers.

La structure de la flotte de tankers est très différente de celle de 1938. Elle a suivi en cela la tendance mondiale à l'accroissement du tonnage unitaire. Avec le « Bérénice » et le « Bethsabée » (31 300 t) lancés au début de 1952, la France possédait les deux plus gros pétroliers du monde, mais, depuis, plusieurs pétroliers de tonnage supérieur ont été ou sont sur le point d'être mis à flot.

DES PORTS SUR MESURE

La réception de tankers de cette importance nécessite l'aménagement de nos installations portuaires.

Ainsi, pour permettre le passage aux gros tankers en provenance du Moyen-Orient, il a fallu approfondir la passe de Port-de-Bouc qui commande l'entrée du port de Lavéra, près de Marseille. Des navires ayant un tirant d'eau de 34 pieds, ce qui correspond au maximum autorisé pour le franchissement du Canal de Suez, peuvent dorénavant accéder aux nouveaux appontements de ce port qui, une fois terminé, sera le plus grand port pétrolier d'Europe. C'est par lui que passe aujourd'hui le ravitaillement des trois raffineries de Berre, Lavéra et la Mède reliées par pipe-line à des stockages intermédiaires. Avant la mise en service de ces appontements, les pétroliers

déchargeaient leur cargaison au moyen d'un sea-line installé dans la rade.

C'est également au moyen d'un sea-line que la raffinerie de Frontignan est ravitaillée par les gros navires ancrés à 2 kilomètres de la côte.

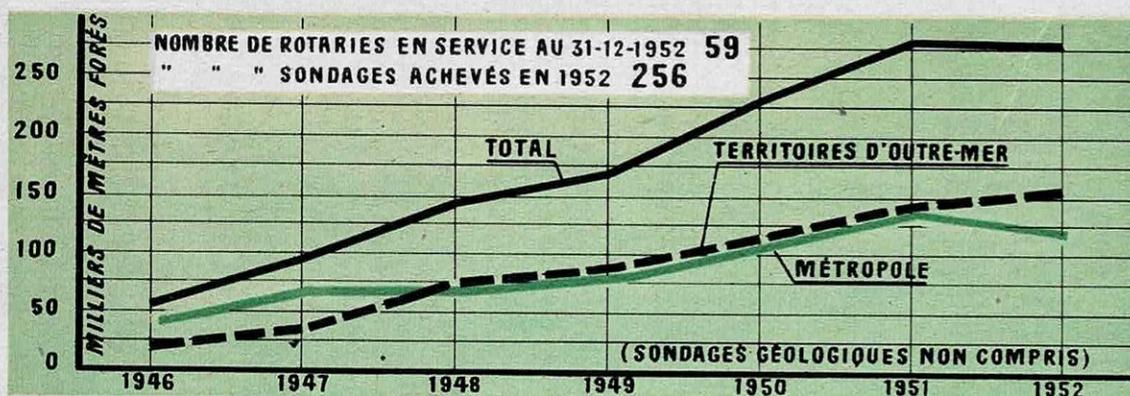
Au Havre, plate-forme de réception des tankers transportant le brut destiné aux raffineries de la Basse-Seine, un port pétrolier en eau profonde, disposant d'importants stockages, est raccordé aux quatre usines par trois conduites principales. Un nouveau bassin capable de recevoir des tankers de 40 000 t sera mis en service à la fin de 1953.

Enfin Dunkerque, depuis l'entrée en opération de sa raffinerie, voit son trafic se développer rapidement grâce aux hydrocarbures.

RECORDS DE RAFFINAGE

Jusqu'en 1929, la France avait satisfait à ses besoins pétroliers en important des produits finis. En 1929, grâce à une loi favorable votée en 1928, l'implantation d'une industrie de raffinage était devenue possible. C'est ainsi que dans les années qui ont précédé la guerre, 15 raffineries avaient été construites, dont la capacité atteignait 8 millions de tonnes en 1938.

Cette jeune industrie, dont les installations dataient de moins de 10 ans, a subi du fait de la guerre et de l'occupation des dommages considérables. Des 15 raffineries, trois seulement étaient encore à peu près intactes



en septembre 1944 et la capacité de raffinage était tombée de 8 millions de tonnes à 1,8 million.

À la Libération, un important programme fut entrepris en vue de rétablir rapidement la capacité de production des raffineries et la porter au niveau des besoins croissants de la consommation.

Ces travaux se sont déroulés en deux étapes :
 — reconstruction et extension des installations détruites ;
 — construction d'installations nouvelles en vue d'améliorer la qualité des produits.

La capacité de traitement a été portée en 1952 à 24,5 millions de tonnes, soit trois fois celle d'avant guerre.

À côté des unités de distillation, qui ont élevé les possibilités de traitement, les raffineries ont été dotées d'installations de cracking catalytique pour la fabrication de supercarburant et sont aujourd'hui en mesure de fabriquer des produits de classe internationale.

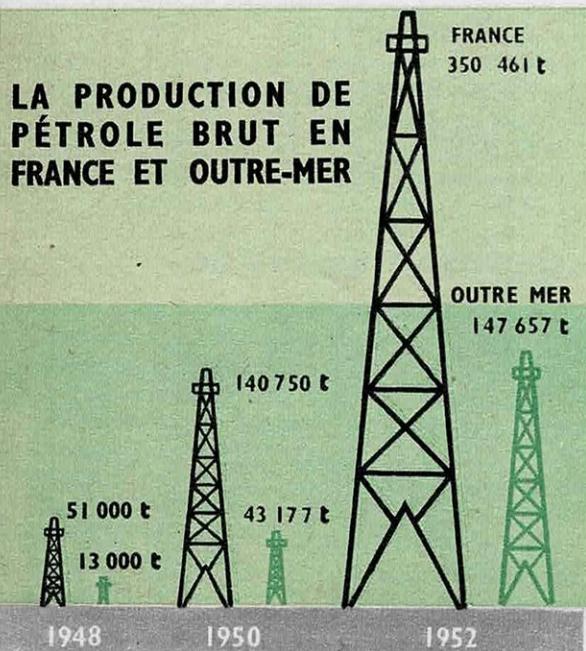
Ainsi, les importations françaises de produits finis ont été limitées essentiellement à l'essence aviation et à de faibles tonnages d'huiles de graissage.

Par contre, l'excédent de capacité des installations, que laissent disponible les besoins de la Métropole, a été utilisé à plein pour le ravitaillement de l'Afrique du Nord et l'exportation. Un total de 7 millions de tonnes de produits finis a été exporté en 1952, procurant un montant appréciable de devises à l'économie française.

La nouvelle orientation des sources d'approvisionnement du pétrole brut a obligé notre pays à opérer un vaste retournement de ses zones de raffinage. Alors qu'avant guerre la Basse Seine était le plus gros centre de raffinage, la part primordiale du Moyen-Orient dans les importations françaises a conféré une importance accrue aux raffineries méditerranéennes. Leur production dépasse aujourd'hui celle de la Basse Seine, mais ce dernier centre, s'il est plus éloigné des sources du pétrole, conservera son importance car il est à pied-d'œuvre pour ravitailler en produits pétroliers le nord de la France, plus industrialisé que le Midi, et surtout la région parisienne. Les raffineries de l'Atlantique, aujourd'hui reconstruites, ainsi que la raffinerie de Dunkerque récemment remise en service avec une capacité accrue, jouent également un rôle important pour le ravitaillement de grandes régions économiques.

Tout cet équipement, aujourd'hui parfaitement adapté aux conditions du marché, a coûté extrêmement cher : de 1945 à 1952, les investissements se sont élevés à 125 milliards de francs.

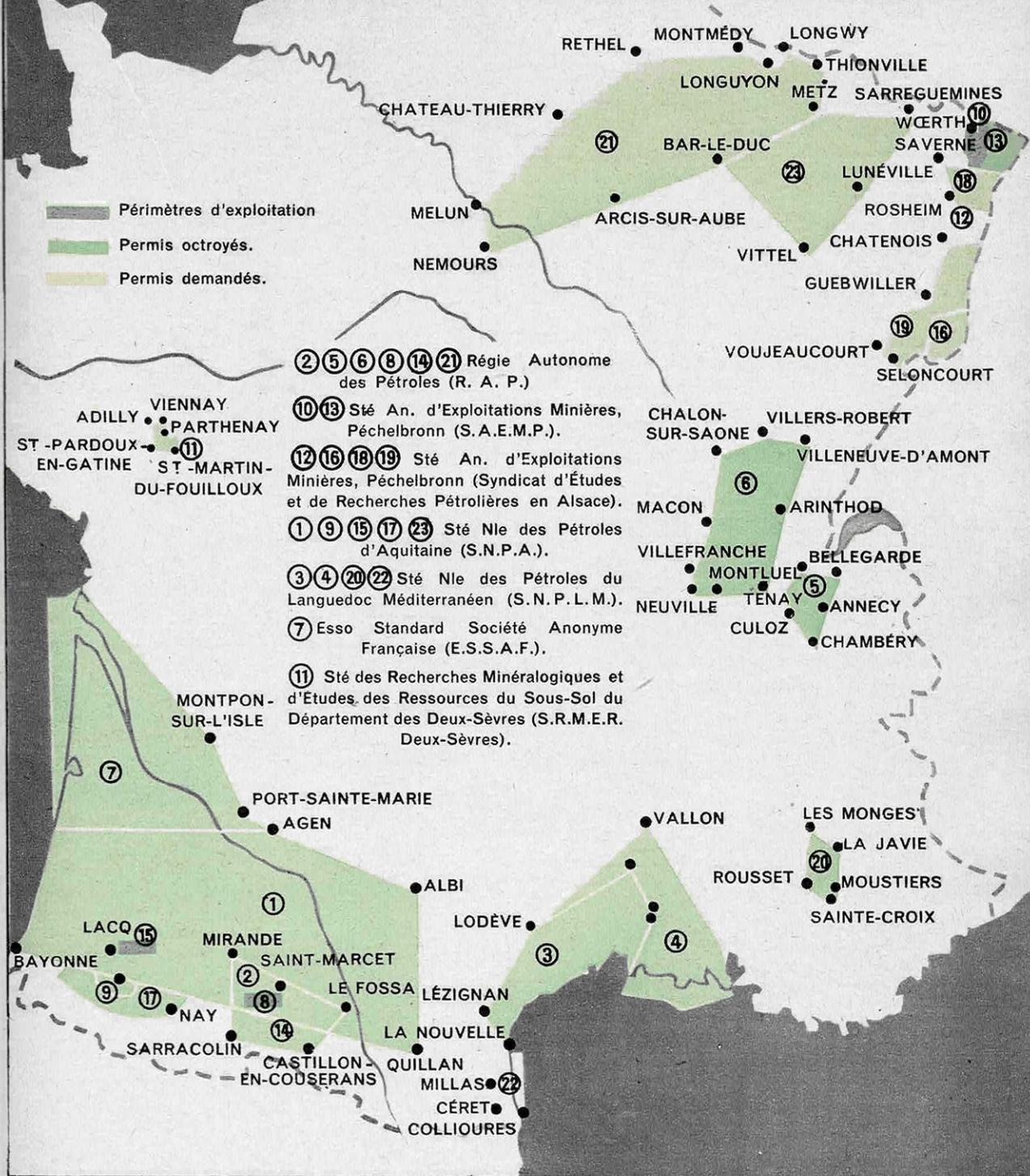
LA PRODUCTION DE PÉTROLE BRUT EN FRANCE ET OUTRE-MER



LES PROMESSES DU FORAGE

Si la France dispose aujourd'hui d'une puissante industrie de raffinage, elle reste par contre désavantagée en ce qui concerne la production.

Avant 1939, le seul véritable gisement de



ZONES DE RECHERCHE DU PÉTROLE EN FRANCE

Contrairement au droit américain qui donne au propriétaire du sol la propriété du sous-sol, le droit français réserve celle-ci à l'Etat, qui peut exploiter lui-même les ressources minières ou accorder des concessions. Les zones de recherche de pétrole en France sont réparties entre un organisme d'Etat : la Régie Autonome des Pétroles, des Sociétés Nationales où l'Etat est majoritaire, et des Sociétés privées. La Régie Autonome, créée en 1939, exploite le gisement de Saint-Marcet et étendra son activité à l'Ille-

de-France et la Bourgogne. La Société Nationale d'Aquitaine prospecte une vaste zone dans le Sud-Ouest et exploite le gisement de Lacq. Moins heureuse, la Société Nationale des Pétroles du Littoral Méditerranéen n'a pas encore trouvé de gisement de valeur. La Standard Française a obtenu un permis de recherche pour une zone triangulaire comprenant la Gironde et une partie des Landes, et elle a déjà implanté son premier forage à Mano. Enfin la Société Pêchebron doit étendre son activité à toute la plaine d'Alsace.

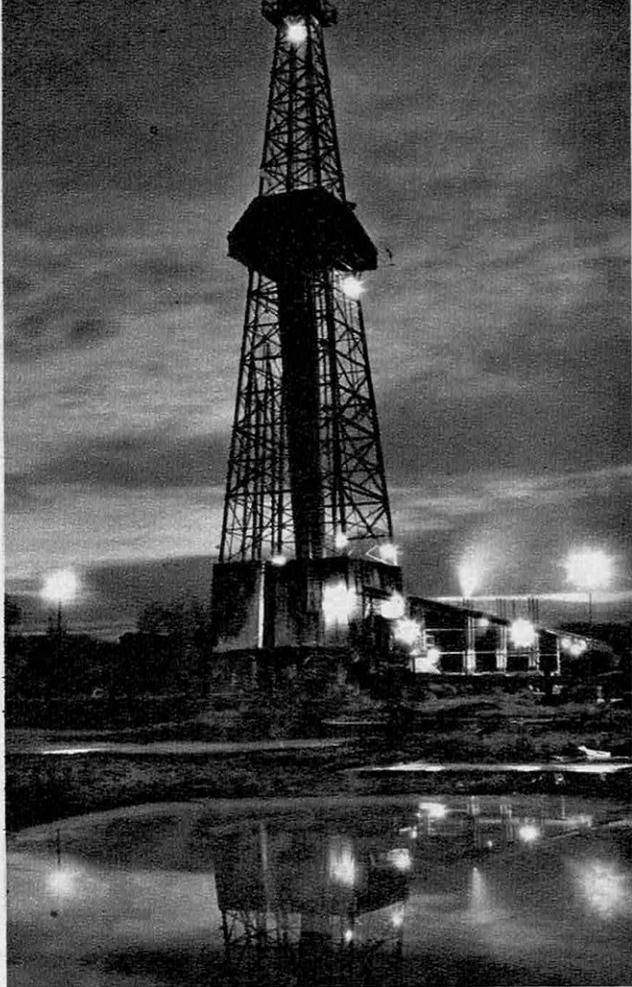
France était celui de Pechelbronn qui a livré, de 1815 à nos jours, 3 millions de tonnes de pétrole. La production est, à l'heure actuelle, de l'ordre de 50 000 tonnes par an.

Il y a quatre ans, un sondage effectué à Lacq, près de Pau, mit en évidence l'existence d'un gisement à faible profondeur (650 m) dont l'aire productive pouvait être évaluée à 4 kilomètres-carrés. Ce gisement a confirmé ses promesses et a produit en 1952 près de 300 000 tonnes de brut.

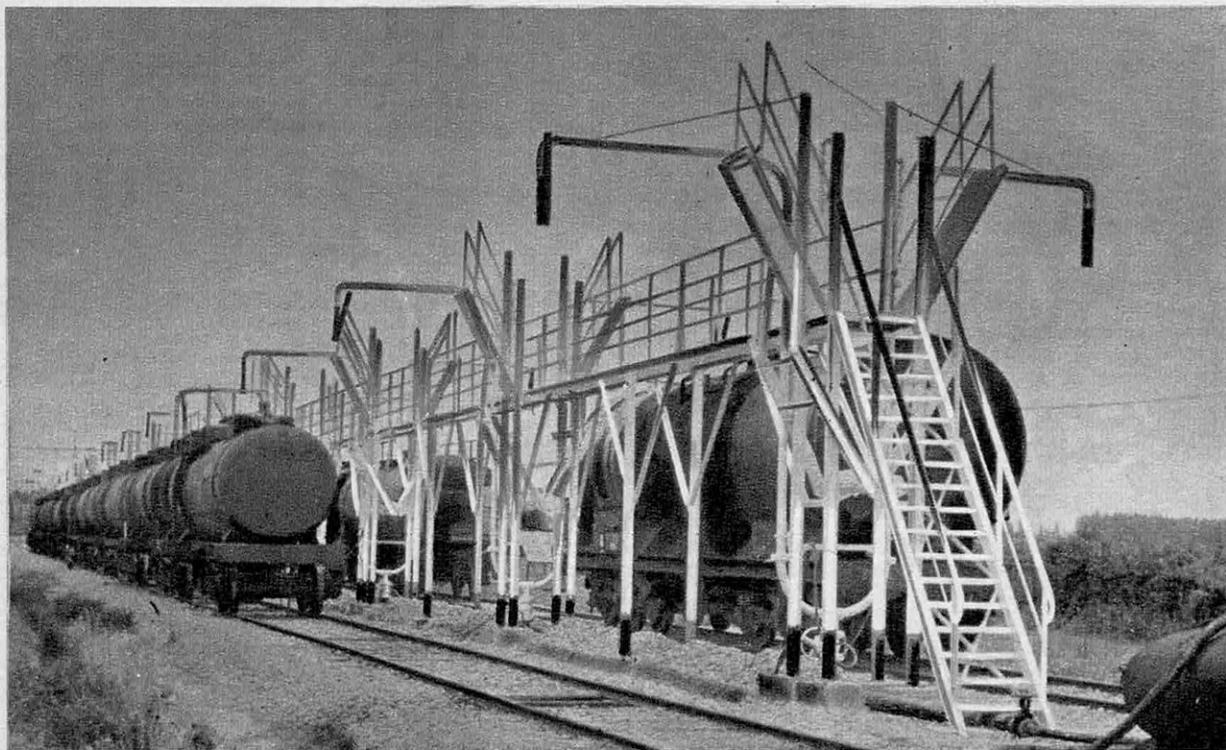
Sur la structure même de Lacq, l'exploration des niveaux plus profonds a rencontré à 3 545 m du gaz à très haute pression dont l'éruption n'a pu être maîtrisée qu'après deux mois d'efforts. Deux forages nouveaux, Lacq 102 et 101, ont été entrepris pour reconnaître l'extension du gisement et la présence éventuelle de pétrole à des niveaux inférieurs. A 4 076 m, la sonde du puits 102 a rencontré du gaz sous pression, à 650 kg/cm². Cette nappe de gaz serait la plus importante qu'on ait jamais découverte : 100 milliards de m³. Les essais de mise en production ont eu lieu le 1^{er} novembre 1953. Le second forage a aussi atteint les roches-magasins, mais n'a pu encore être mis en exploitation.

La France dispose également depuis 1938 d'une production très intéressante de gaz naturel à Saint Marcet, dans les Pyrénées. Ce gaz est transporté par pipe-line jusqu'à Toulouse et Bordeaux. .

(suite page 56)



Ph. Yan-R.A.P.



Ph. Sté Nat^{le} des Pétroles d'Aquitaine.

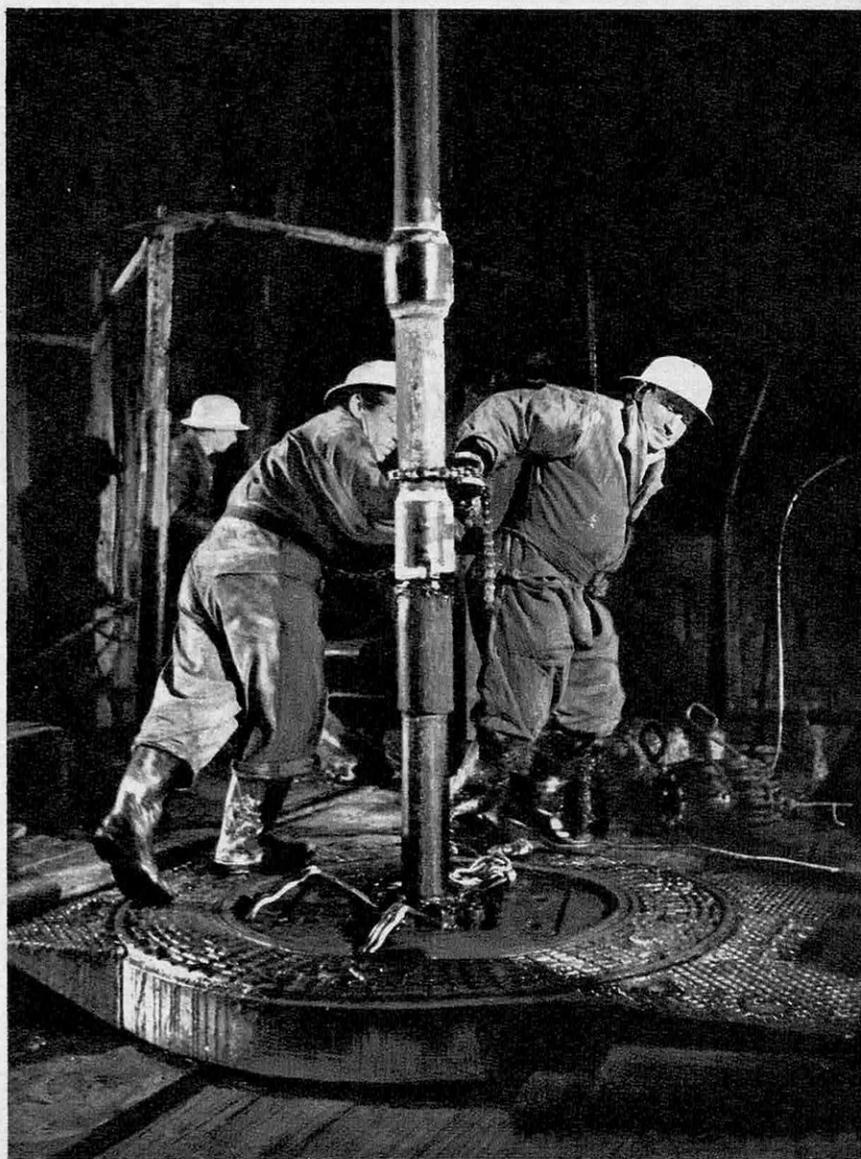
L'INDUSTRIE DU GAZ NATUREL EN FRANCE (GISEMENT DE ST-MARCET)

Années	Production de gaz millions de m ³	Produits obtenus par dégazolinage du gaz			Ventes de gaz			
		Essence	Butane tonnes	Propane	Industriel	Carburant	Ville	Total
1942	9	311	81	—	0,9	0,2	1,4	2,5
1943	46	1 954	476	—	25,8	5,4	8,8	40
1944	66	2 884	542	—	24,7	12,3	20,7	57,7
1945	85	3 700	696	—	37,7	18,8	20,8	77,3
1946	110	5 289	733	—	47,4	25,1	26,1	98,6
1947	147	7 331	1 441	—	59	32	39,9	130,9
1948	174	8 824	2 396	—	71,9	50,5	39,7	162,1
1949	228	11 659	4 558	1 699	111,1	51,7	48,6	211,4
1950	245	12 921	6 735	2 475	130,6	38,9	57,5	227
1951	285	14 817	7 682	3 768	165,6	39,7	60,1	265,4
1952	276	13 568	7 340	4 290	145,9	42,9	68,8	257,6

Le sondage de Saint-Médard 2 (Régie Autonome des Pétroles), commencé le 15 juin 1951, était arrêté le 8 avril 1952 à 3 370,50 m après avoir reconnu la présence d'eau faiblement salée dans les terrains traversés. Les renseignements obtenus sur la nature et l'orientation de ces terrains permettront de diriger utilement les recherches dans la région.

La Société Esso-Standard a obtenu en 1951 un permis exclusif pour la recherche d'hydrocarbures liquides ou gazeux sur un territoire englobant l'estuaire de la Gironde et la partie nord des Landes. Elle a immédiatement procédé à des études gravimétriques, sismiques, magnétiques et telluriques. Le premier sondage a été implanté au début d'avril 1953 à Mano dans le Sud-Ouest de la zone du permis.

Le gisement découvert à Lacq en 1949, à 700 m de profondeur, est maintenant exploité. Sur les 41 forages effectués, 21 sont en production et fournissent 850 t de brut par jour. On voit ici un des trains pétroliers de 25 wagons de 55 tonnes qui emportent chaque jour la production de Lacq vers les raffineries de Pauillac (Gironde) et de la Mède (Etang de Berre).

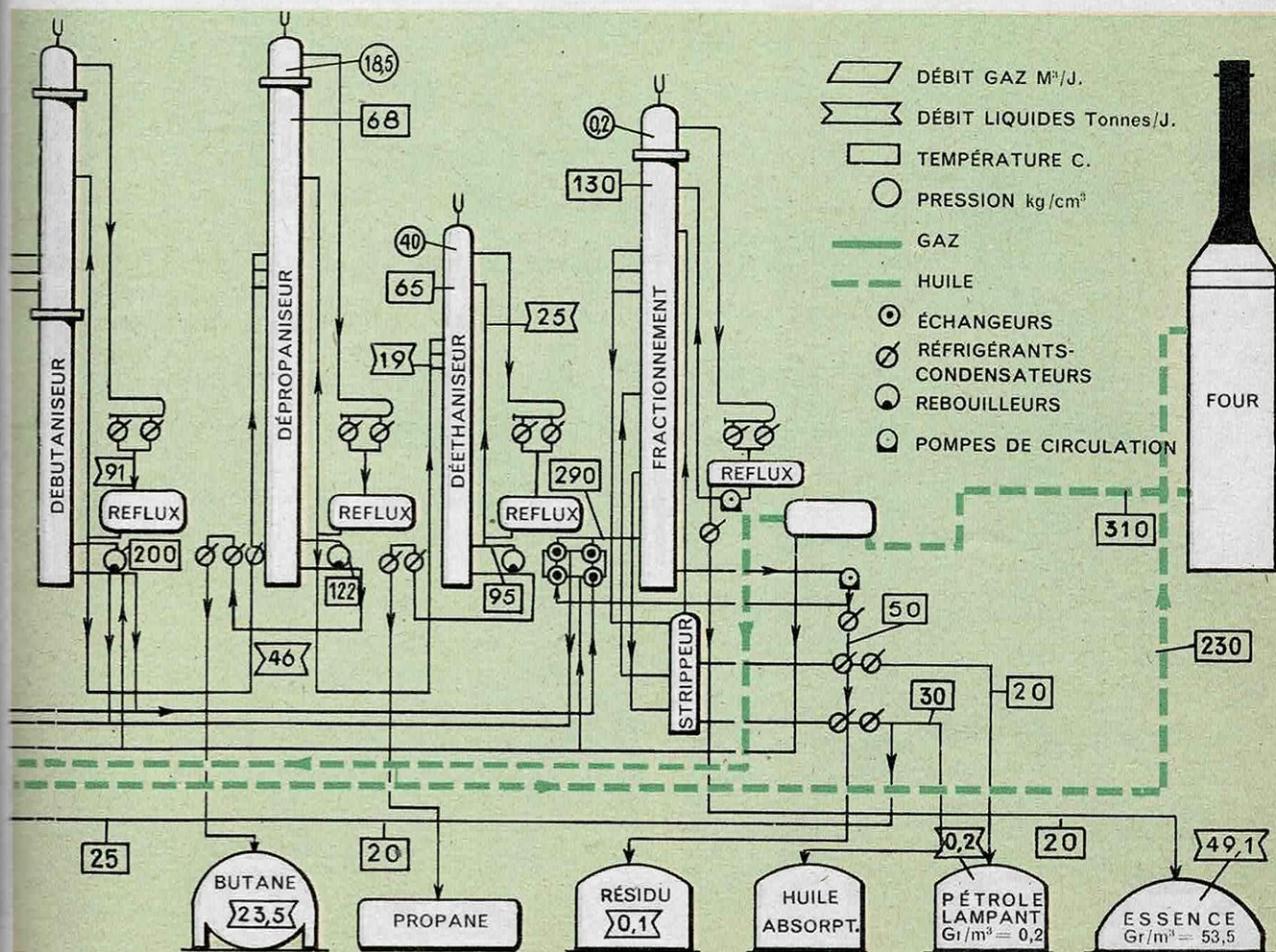




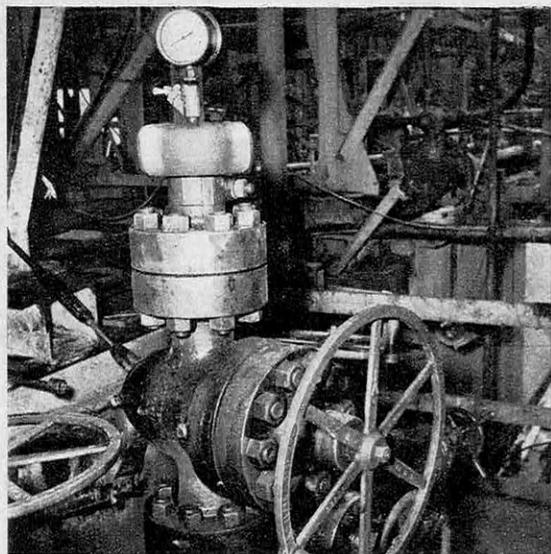
Ph. R. A. P.

tion à la clientèle. La détente du gaz à la sortie de la sonde et le refroidissement qui en résulte provoquent une condensation partielle de la fraction liquéfiable, mais une part importante des produits condensables reste à l'état gazeux. Ces produits sont extraits grâce à la propriété des hydrocarbures de se dissoudre les uns dans les autres. Le gaz naturel passe à contre-courant sur une huile de pétrole (extraite des produits de l'usine) où l'essence, le butane et le propane se dissolvent en por-

portion beaucoup plus importante que le méthane et l'éthane. Cette dissolution sélective, complétée par une distillation fractionnée, permet de récupérer 70 % du propane, 90 % du butane et 100 % des hydrocarbures supérieurs. Le gaz purifié a un pouvoir calorifique de 9 500 cal./m³ et équivaut à deux fois son volume de gaz de ville. L'usine de Boussons a été établie pour traiter 1 200 000 m³ de gaz par jour et peut atteindre, en pointe 1 500 000 m³/j. Son effectif est de 45 personnes.

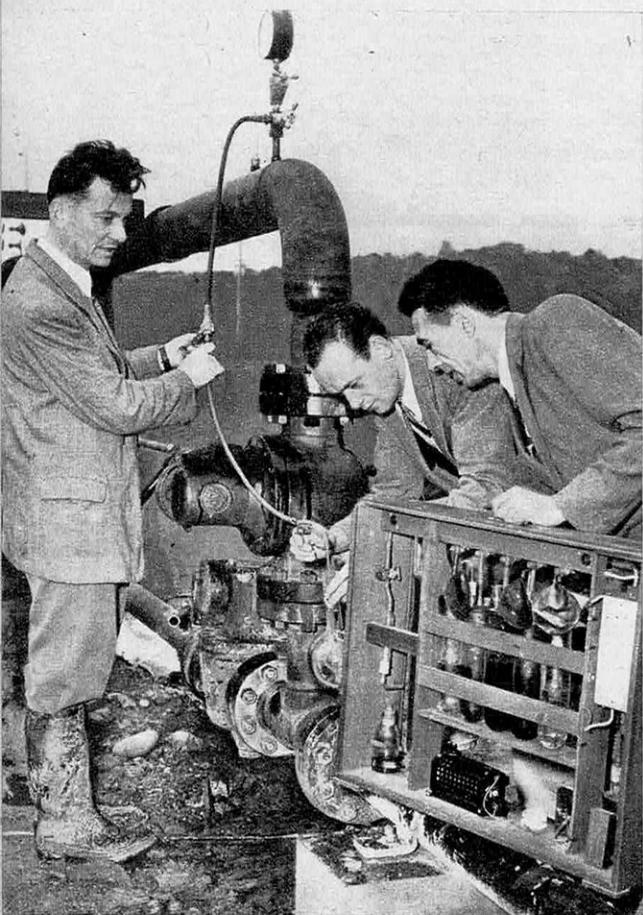


A LACQ 102, LE GAZ A JAILLI DE 4 076



● La tête du puits Lacq 102 avec ses vannes renforcées et le cadran indicateur de la pression.

LES essais effectués le 1^{er} novembre 1953 au puits de Lacq 102 par la Société Nationale des Pétroles d'Aquitaine, et au cours desquels trois torches brûlèrent 200 000 m³ de gaz naturel en 24 heures, marquent une date importante pour l'industrie pétrolière française. Même si les travaux ultérieurs ne révèlent pas l'existence d'huile, il apparaît d'ores et déjà que l'on a découvert un des plus puissants gisements de gaz naturel du monde. Ces essais sont l'aboutissement de plusieurs années d'efforts. En octobre 1949, la S.N.P.A. entreprend un premier forage dans la région de Lacq et atteint vers 700 m de profondeur une première couche pétrolifère qui est maintenant exploitée. Mais les géophysiciens pensent qu'au-dessous de ce gisement une autre couche pétrolifère existe à très grande profondeur. En mars 1950 commence le forage de Lacq 3 qui, en décembre 1951, alors que la sonde atteint 3 551 m provoque une dangereuse éruption de gaz à 450 kg/cm². Il faut, pour maîtriser cette éruption, faire appel au spécialiste américain Kinley et détruire le puits en le colmatant à l'aide de ciment. Un autre forage, Lacq 101, est entrepris à 1,7 km de Lacq 3. Il atteint aujourd'hui 3 730 m, mais



● Sur la canalisation du puits aux torches, on recueille un échantillon de gaz aux fins d'analyse.



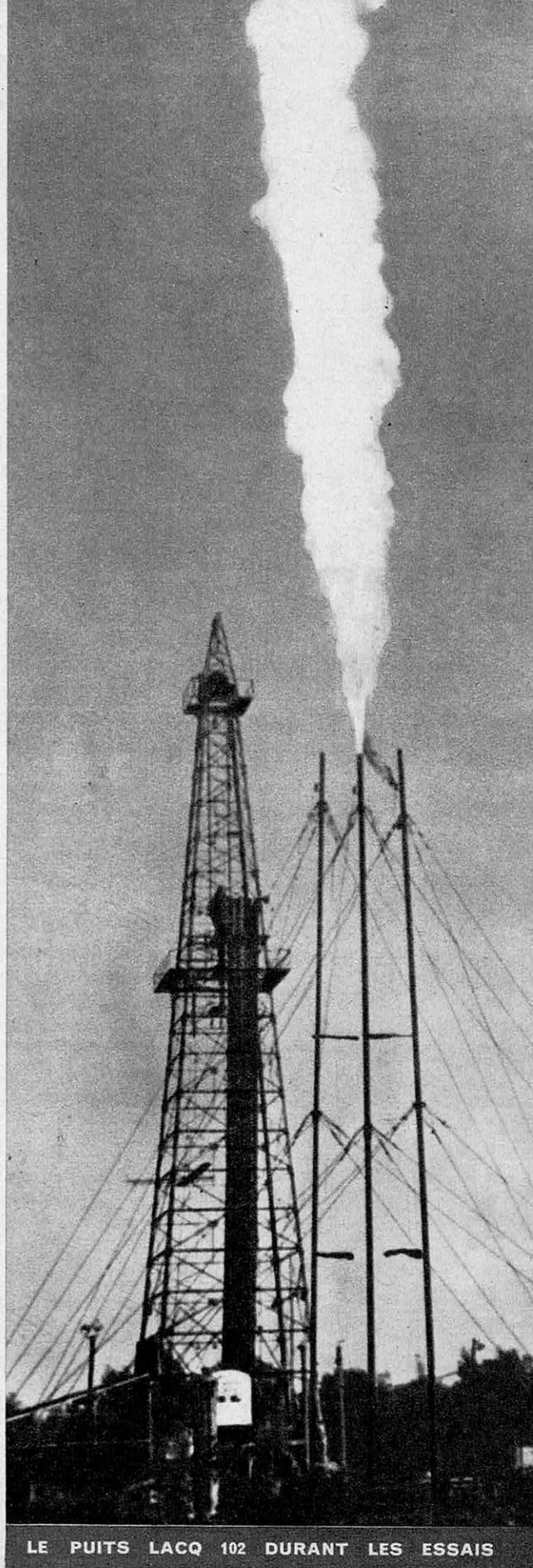
● Un ingénieur isole dans le laboratoire voisin les hydrocarbures légers et l'hydrogène sulfuré.

M DE PROFONDEUR

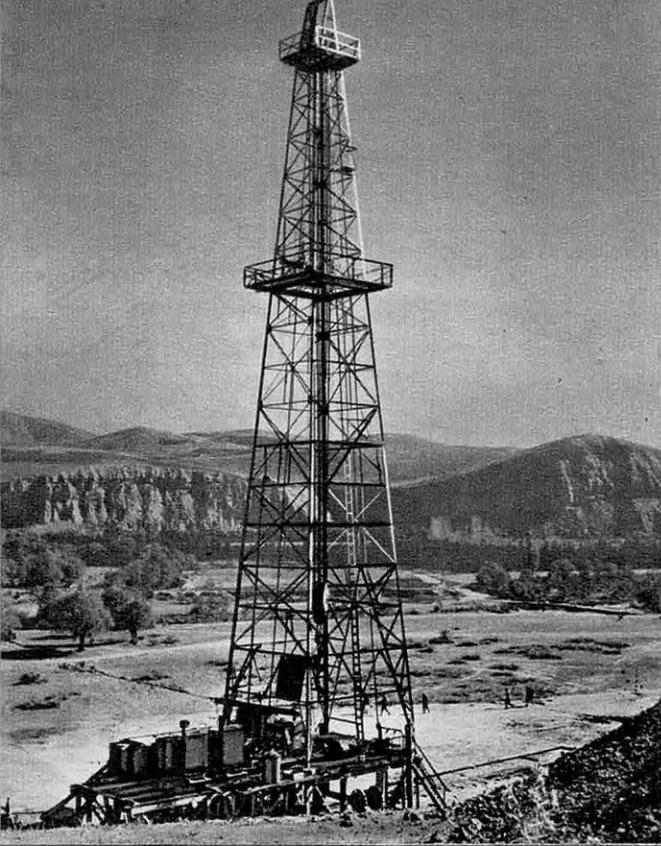
progresses dans une zone fissurée où la boue de forage se perd, ce qui risque d'entraîner des accidents. Presque en même temps, en juin 1952, on entreprend à 1,2 km au N.-O. de Lacq 3 le forage du puits Lacq 102 qui est stoppé le 9 octobre 1953 à 4 076,5 m. Ce sont alors les essais dont les résultats sont très encourageants. Le gaz brûlé par les torches est un mélange d'hydrocarbures légers : méthane, propane et butane, avec 18 % d'hydrogène sulfuré. La pression est de l'ordre de 680 kg/cm². Si l'on décide d'exploiter le gaz de Lacq 102 son débit pourra s'établir à 200 000 m³ par jour à la pression de 35 kg/cm². Chaque m³ de gaz contient 250 g de soufre. La production de soufre serait donc de 12 000 t/an, soit le dixième de la consommation nationale. Mais auparavant, il faudra connaître l'importance du gisement. Les essais vont se poursuivre à Lacq 102 puis à Lacq 101, et on pense que la mise en exploitation pourra s'effectuer d'ici deux ans. Ce délai sera employé pour mettre en place une partie des installations (récupération du soufre, dégazolinage, transport du gaz) qui permettront de tirer le meilleur parti de la plus importante découverte effectuée en France depuis Saint-Marcet.



● M. Slaughter, spécialiste américain, consulte le cadran permettant de connaître le débit du puits.

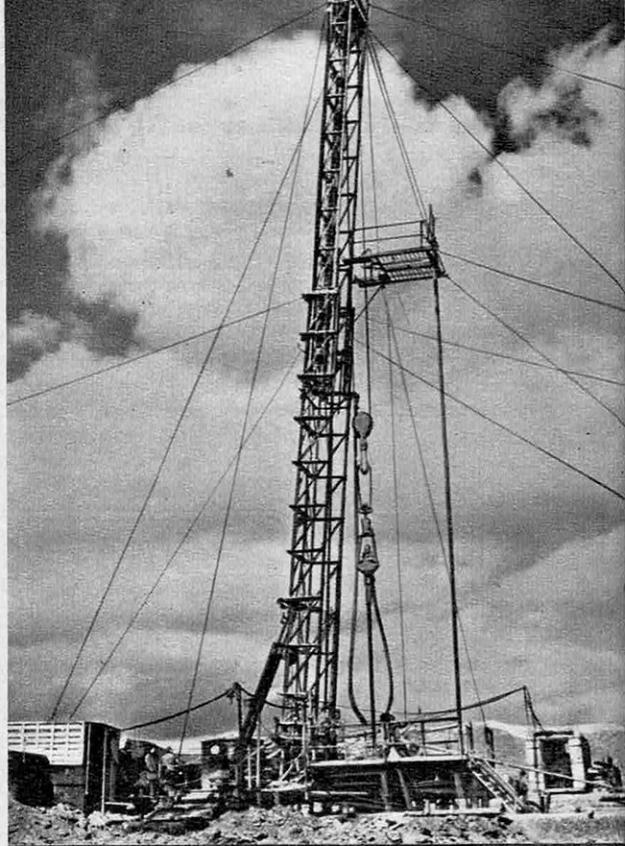


LE PUIS LACQ 102 DURANT LES ESSAIS



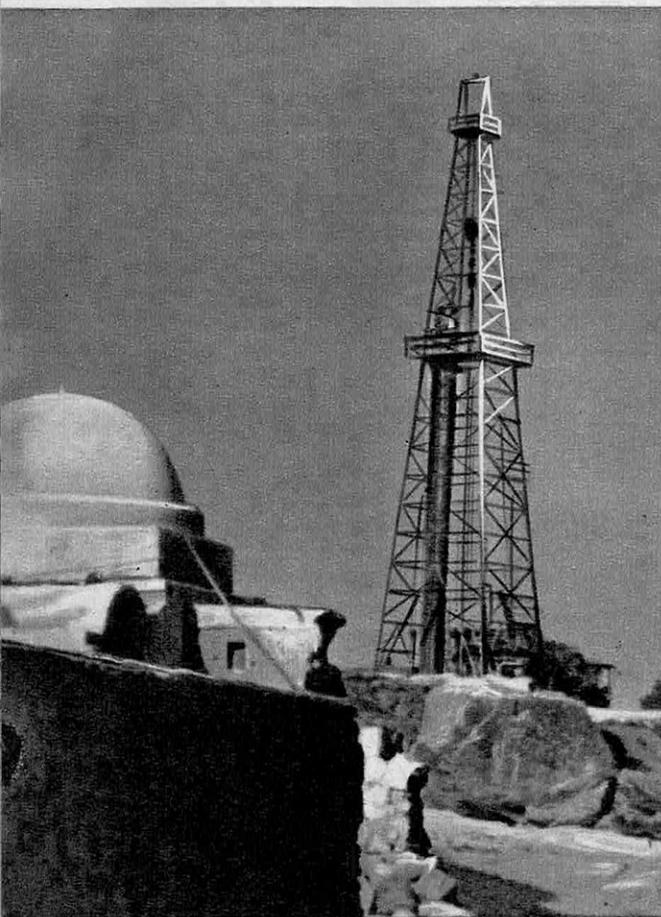
SONDAGE DANS L'OUED BETH AU MAROC.

Ph. Sté Chérifienne des Pétroles



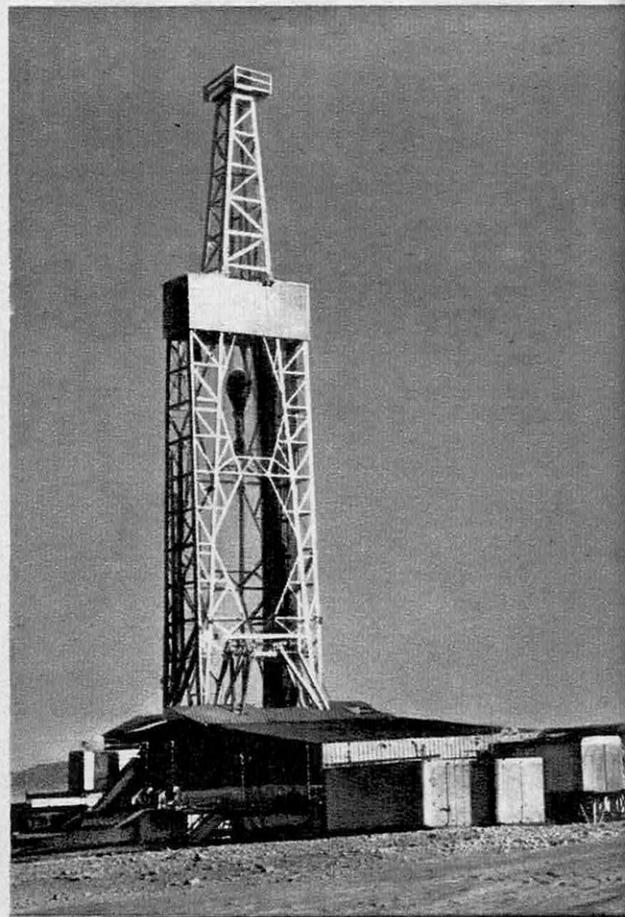
GISEMENT DE GUÉTÉRINI AU SUD D'ALGER.

Ph. Sté des Pétroles d'Aumale



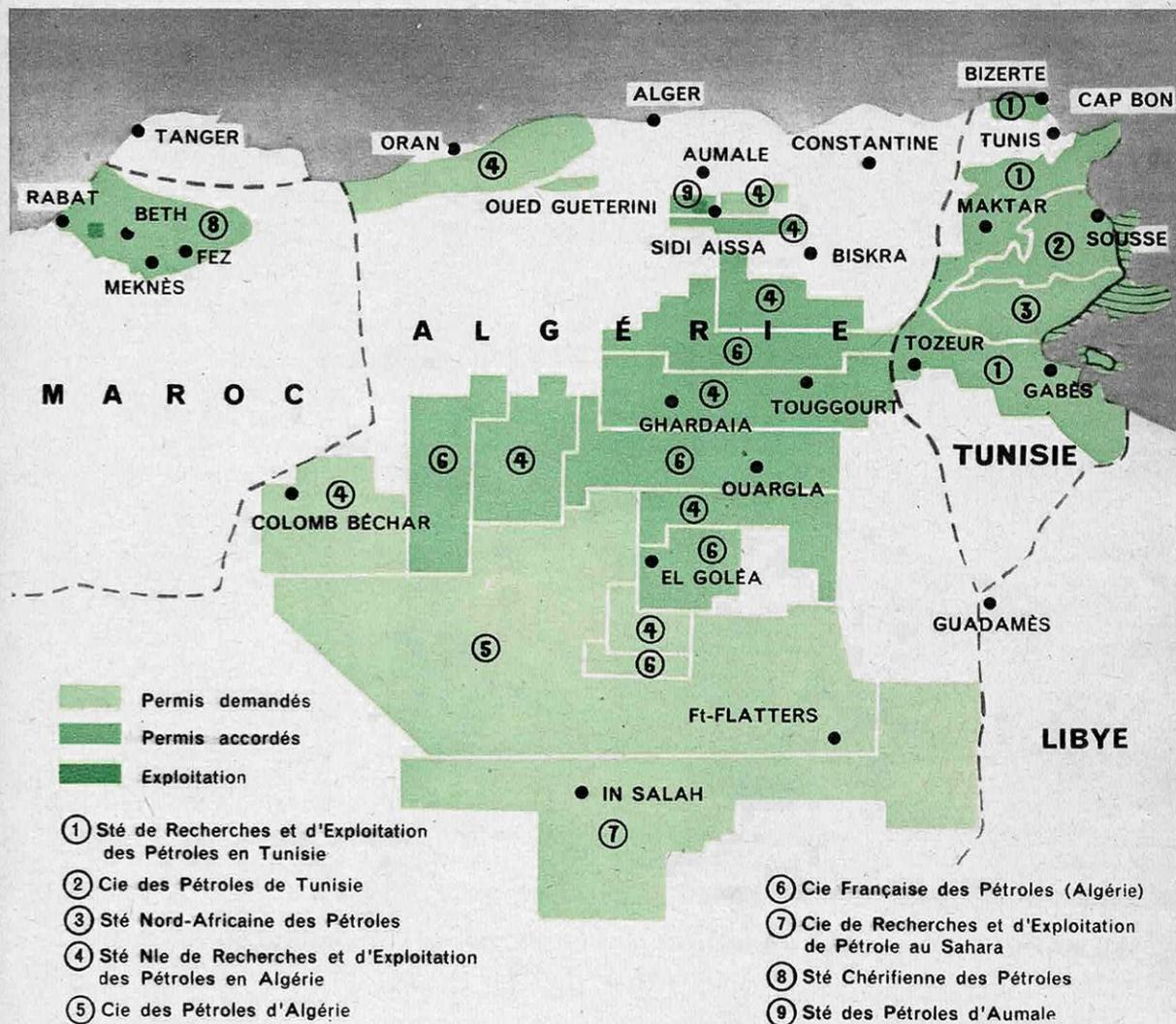
EN TUNISIE, EXPLOITATION A KÉLIBIA.

Ph. Sté de Recherche et d'Exploitation des Pétroles de Tunisie



FORAGE A BERRIANE (SUD DE L'ALGÉRIE).

Ph. Sté Nle de Recherche et d'Exploitation des Pétroles en Algérie



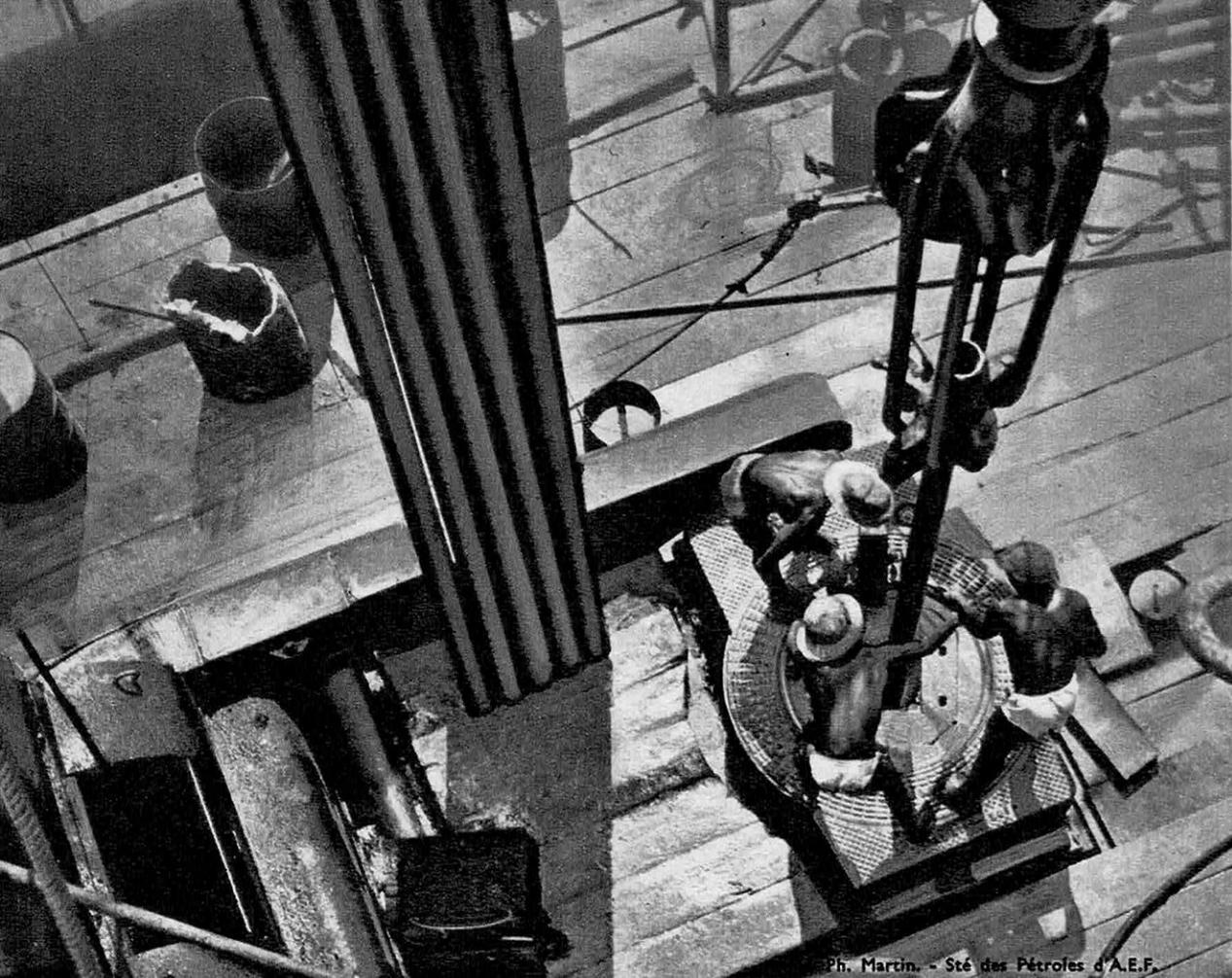
LE PÉTROLE EN AFRIQUE DU NORD

ENTREPRISES en Algérie dès 1890 dans la région du Bas Chélif, à l'est d'Oran, où des indices étaient connus depuis l'Antiquité, en Tunisie à partir de 1909 et au Maroc sur l'initiative de Lyautey après 1918, les recherches de pétrole en Afrique du Nord n'obtinrent tout d'abord que des résultats assez minces en raison de l'absence de programme cohérent et de moyens suffisants de prospection et de forage. Par la suite les gouvernements français, tunisiens et marocains entreprirent de coordonner l'effort de recherche et de fournir les moyens nécessaires à sa réussite. Puis des sociétés privées comme la Shell

ou la Gulf Oil Exploration Cy s'associèrent aux sociétés déjà existantes pour la prospection méthodique des zones s'étendant jusqu'au Sahara.

La Société Chérifiennne des Pétroles exploite plusieurs champs dont la production, de l'ordre de 300 t par jour, est raffinée sur place et participe à raison de 12 à 15 % au ravitaillement du Maroc. En Algérie, de petits gisements sont exploités depuis longtemps à Tliouanet. Un gisement beaucoup plus important a été découvert, en 1934, sur la bordure nord des Hauts Plateaux, au bord de l'Oued Guétérini. Une cinquantaine de sondages ont permis

d'atteindre une production de 220 t par jour à la fin de 1952. Sur les autres concessions, les recherches se poursuivent avec de puissants moyens et notamment avec l'aide de la photographie aérienne. En Tunisie, la Société de Recherche et d'Exploitation des Pétroles a découvert au Cap Bon, par 1 600 m de profondeur, une nappe de gaz à haute pression très riche en éléments condensables qui pourra alimenter Tunis pendant 10 ou 15 ans. Dans le centre tunisien, au sud-est de Maktar, le sondage du Djebel Bahloul a donné des indices d'huile et une éruption de gaz combustible.



Ph. Martin. - Sté des Pétroles d'A.E.F.

AU GABON, UN DES FORAGES IMPLANTÉS EN 1952 DANS LA RÉGION DE MABORA.

Les travaux d'exploration se poursuivent en diverses régions, notamment en Camargue et dans les Landes, mais n'ont pas encore abouti à un résultat positif.

Dans la région de Pechelbronn, où les sondages d'exploration poursuivent la reconnaissance de nouveaux horizons productifs, les recherches se sont intensifiées depuis 1949, et en particulier à Schirrein, près de Haguenau, un forage a fourni il y a quelques mois des résultats prometteurs.

En Haute Alsace, plusieurs forages ont été effectués dans la région de Staffelfelden où des couches imprégnées avaient été décelées en 1951; l'un d'eux donne depuis avril 1953 une production de l'ordre de 20 tonnes par jour.

Les recherches se poursuivent également en dehors de la Métropole, dans quelques régions prometteuses de l'Afrique du Nord, notamment en Tunisie et plus récemment au Sahara. On a déjà obtenu une petite production en Algérie, où sur le gisement de l'Oued Guétérini une vingtaine de puits en exploitation donnaient à la fin de 1952 une production journalière de l'ordre de 220 tonnes, et au Maroc,

où les gisements de la région de l'Oued Beth ont livré en 1952 une production de 101 000 tonnes. En Afrique Equatoriale Française, au Cameroun, à Madagascar, les études géologiques et géophysiques se poursuivent.

La production totale de l'Union Française s'est élevée en 1952 à 502 000 t Elle est insignifiante, comparée à celle des grands pays producteurs dans le monde, mais ses progrès sont très encourageants.

La France et l'Union Française disposent de 2 millions de km² de terrains sédimentaires, c'est-à-dire la moitié de ceux des Etats-Unis et le vingtième de ceux du monde entier. C'est donc bien augurer des chances de la France de devenir un jour producteur de pétrole. Les prospections de ces étendues exigent des capitaux et des moyens techniques considérables, mais il est indispensable que notre pays poursuive ses efforts.

Le bilan de l'industrie française du pétrole se présente donc sous un jour favorable. Sa capacité de production, ses moyens de transport, sa technicité nouvelle en font aujourd'hui une industrie de classe internationale.

LA GÉOLOGIE DU PÉTROLE

D'OÙ vient le pétrole ? Parmi les nombreuses hypothèses émises, celles qui lui attribuaient une origine minérale, volcanique ont été abandonnées ; il n'est plus question aujourd'hui de discuter le bien-fondé de la théorie qui fait intervenir la fermentation bactérienne de matières organiques, fermentation dont les études critiques s'efforcent d'élucider les modalités.

Le milieu marin réunit des conditions idéales pour la prolifération des organismes, et c'est dans ce milieu principalement que l'on trouvera la matière première du pétrole.

Si l'on considère que le plancton, formé d'une multitude d'organismes microscopiques : phytoplancton (algues, diatomées) et zooplancton (protozoaires, etc.) flottant au gré de courants, produit annuellement 10 à 15 grammes de matière par mètre cube, on peut estimer à environ 1 000 tonnes le poids de matière organique fourni pour une surface de 1 km² sur une tranche d'eau de 80 m de profondeur. On peut imaginer le tonnage énorme que la masse océanique est susceptible de produire.

Il ne faut pas croire cependant que la totalité se dépose sur le fond et soit susceptible de se transformer par fermentation ; on estime en effet que la quantité qui y parvient représente seulement 2 à 7 % du total initial dans la zone de bordure des continents (plateau continental) jusqu'à la limite de la province océanique (de 0 à 200 m de profondeur).

Le plancton n'est d'ailleurs pas le seul élé-

ment de ce milieu marin, car d'autres organismes, nageurs, forment ce que les zoologistes appellent le necton. Il participe lui aussi à la constitution des dépôts.

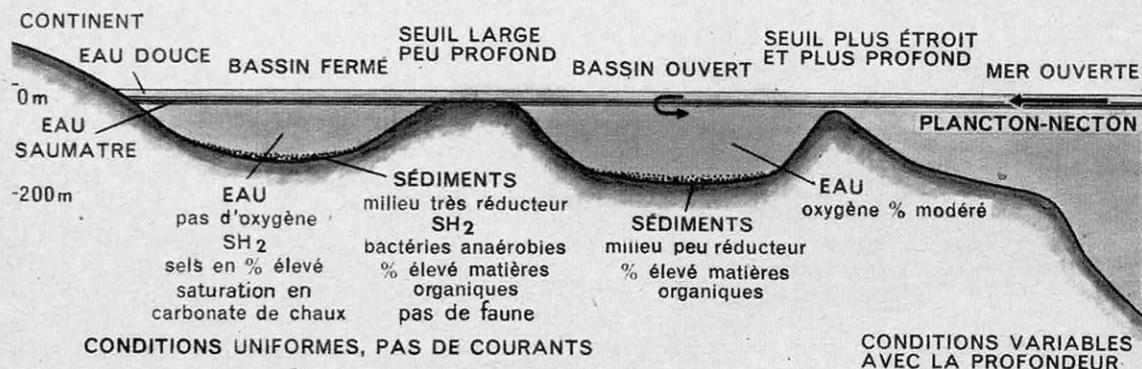
Lorsque tous ces organismes meurent, ils tombent sur le fond et sont soumis à l'action intense de bactéries dont l'influence sera différente selon les conditions du dépôt. Chaque gramme de sédiment renferme en moyenne un million de bactéries, et on a pu chiffrer dans une vase déposée à 1 000 m de profondeur 38 millions de bactéries par gramme.

LA FORMATION DU PÉTROLE

Suivons l'évolution de cette matière première apportée par le plancton et le necton vers les bassins de sédimentation :

— au voisinage du littoral, sur le plateau continental et dans les bassins ouverts communiquant largement avec la mer, si le milieu est bien pourvu en oxygène, peu réducteur, les bactéries aérobies s'emparent des matières organiques qui ont échappé aux animaux fousseurs ; elles sont donc détruites complètement ;

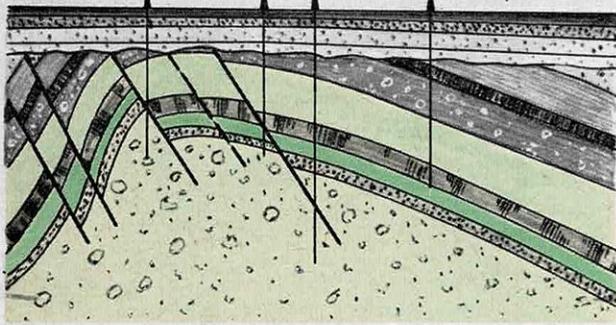
— dans les bassins fermés ou les zones plus calmes, à l'abri des courants de surface, dans les lagunes, il y a très peu d'oxygène ; le milieu est très réducteur et les bactéries anaérobies prolifèrent. L'isolement de ce milieu est d'autant mieux assuré qu'il est alimenté par des apports de vases argileuses imperméables en



● Schéma montrant les conditions de fermentation des matières organiques dans les bassins de sédimen-

tation. On a supposé que le bassin ouvert sur la mer se trouve aussi en relation directe avec le continent.

SONDAGES D'EXPLOITATION



← Exemple de discordance des terrains tertiaires sur une structure anticlinale fracturée. Aucun indice de surface n'est visible (champ de Georgsdorf).

provenance du continent, réalisant ce vase clos indispensable à l'action bactérienne. La fermentation des matières organiques est intense : les hydrates de carbone, les graisses, les protéines sont transformés sous l'action des catalyseurs fournis et par ces bactéries anaérobies, et par les particules très fines des sédiments argileux.

LE ROLE DES BACTÉRIES

On a pu établir les limites de température entre lesquelles peuvent s'opérer ces fermentations par les bactéries ; des sédiments pétroliers ont recélé des bactéries vivantes entre 0 et 85° C. On pouvait voir à Moscou, à l'occasion du Congrès International de Géologie en 1937, des cultures bactériennes provenant de gisements russes. Laboratoires russes et américains s'efforcent de définir le rôle de ces bactéries et des minéraux argileux dans la fermentation catalytique. Notre pays se consacre, avec le concours de l'Institut Français du Pétrole, à l'étude de ces milieux à Abidjan (Côte-d'Ivoire) et à La Rochelle, apportant ainsi une contribution précieuse à l'explication de l'origine du pétrole et, par là même, à la découverte possible de sédiments ou « roches-mères » ayant donné naissance au pétrole.

On peut faire intervenir d'autres types de

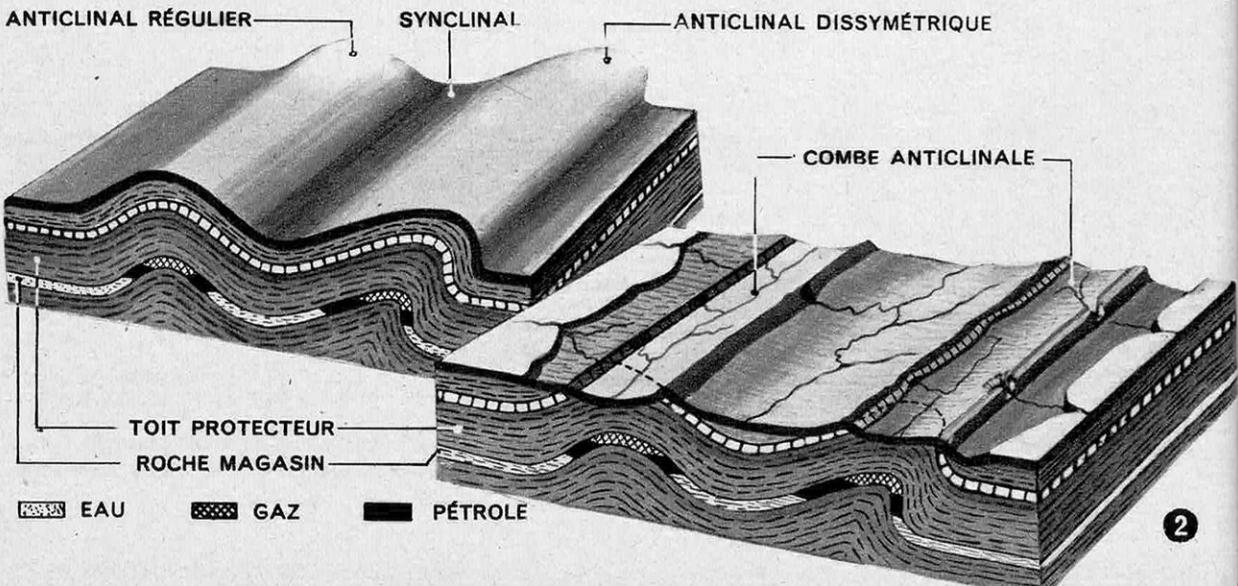
bactéries sulfo-réductrices, des types de sédimentation plus spéciaux avec « évaporites » (tout le cortège des sels minéraux résultant de l'évaporation dans des bassins sursaturés) et leur flore bactérienne possible. On peut encore faire intervenir d'autres facteurs (tels que la pression à l'intérieur de ces dépôts), sous l'influence desquels la réaction serait plus rapide, et il serait possible de les étudier expérimentalement. Certains dépassent nos possibilités, c'est par exemple le facteur temps qui a pu agir aussi bien sur la formation de ce « protopétrole » que sur la migration depuis la roche-mère vers des roches plus poreuses et plus perméables dites « roches-magasins » ou « roches-réservoirs ».

Toutes ces études sur les conditions de sédimentation dans les bassins ou lagunes actuelles, parallèlement à celles sur le pourcentage de carbone organique restant dans les roches et l'influence possible de la radioactivité sur le sédiment nous aident peu à peu à éclaircir les processus biologiques et physico-chimiques de la formation du pétrole.

Nous sommes amenés à présent à envisager sa destinée dans le milieu où il s'est formé et les voies de migration possibles, puisque c'est un liquide et qu'à ce titre il obéit à toutes les lois physiques de densité et de pression.

MISE EN PLACE DES GISEMENTS

Quelle que soit la richesse d'un gisement en formation, il est indispensable que sa préservation soit assurée par une couverture imperméable qui l'empêche de parvenir à la surface du sol ou de se disperser dans des formations trop poreuses adjacentes ; les accumulations de marnes et les dépôts argileux représentent





● Un « indice » de pétrole particulièrement spectaculaire et caractéristique : à Mene Grande, au

Venezuela. On voit le pétrole remonter naturellement et déborder lentement d'un cratère de boue.

ce toit idéal ; c'est pourquoi la notion de « couverture » est une des préoccupations majeures du géologue.

Ne restons pas toutefois sur l'idée d'une sédimentation statique ; elle se poursuit sans cesse avec des apports considérables de matériaux venant du littoral, et ses alternances fournissent ces séries pétrolifères que l'on connaît sur des centaines de mètres d'épaisseur dans des régions privilégiées de l'Amérique ou du Moyen-Orient. De telles accumulations dans des bassins de sédimentation provoquent une pression considérable qui s'accroît sans cesse et contribue à déplacer ou à chasser le pétrole vers des points hauts ou des roches plus poreuses situées latéralement. Il y aurait de nombreux exemples à envisager et nous trouvons de par le monde des « types » de gisements plus ou moins complexes.

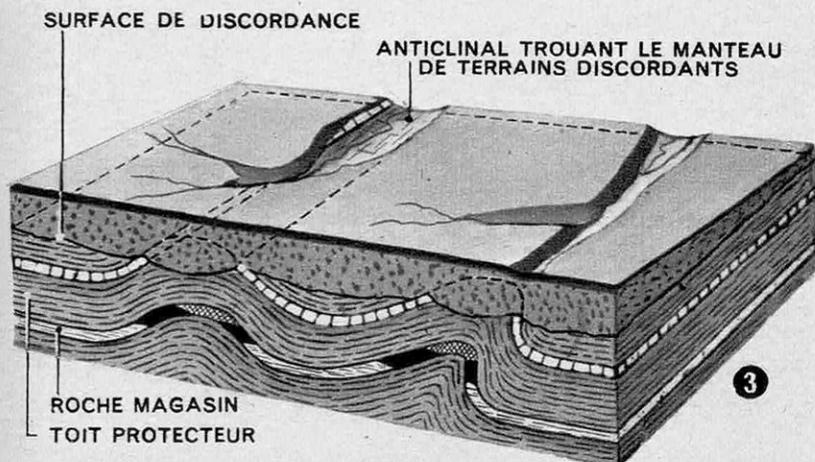
MIGRATIONS DU PÉTROLE

Le type classique de l'anticlinal, tel qu'il est figuré dans le schéma ci-dessous donne une idée des déplacements ou migrations que le pétrole a effectués en se concentrant finale-

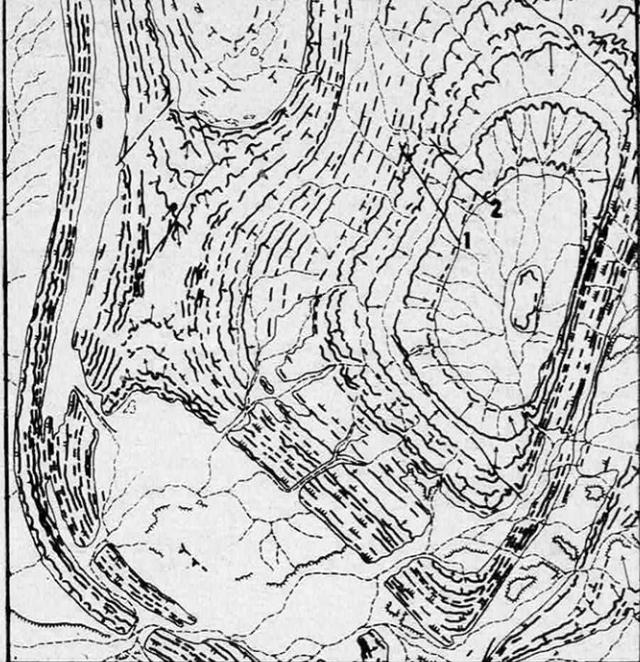
ment au sommet de la structure et dans l'ordre des densités. La trilogie classique « eau-pétrole-gaz » en révèle bien l'origine à partir de la sédimentation marine et de la fermentation.

Mais les structures sont loin d'être toujours aussi simples et aussi classiques. Depuis la formation des bruts jusqu'à leur mise en place définitive, il peut s'être écoulé un nombre considérable de siècles, et les mouvements orogéniques, c'est-à-dire ceux qui ont donné naissance aux chaînes de montagne, ont pu bouleverser plus ou moins profondément la région. Les liquides ont pu alors suivre les chemins tout tracés que sont les cassures ou les failles, créer ainsi des gisements secondaires ou tout simplement des gisements faillés. Si le colmatage est imparfait, on décele alors en surface les manifestations aussi variées que possible que sont les « indices ». Certains sont particulièrement spectaculaires tels les feux éternels de Baba Gurgur, les volcans de boue d'Apchéron, les indices asphaltiques de la Trinité, les indices bitumineux que les sables de l'Athabaska au Canada nous présentent sur des épaisseurs fantastiques.

Ces exemples de migrations verticales ont



← L'érosion et la sédimentation peuvent masquer les structures pétrolifères. On voit en 1 la forme primitive des assises géologiques où les gaz et le pétrole se concentrent dans les points hauts (anticlinaux) et l'eau salée dans les parties basses (synclinaux). En 2, l'érosion a découpé des combes dans les anticlinaux qui sont finalement enterrés en 3 sous un manteau de terrains discordants. On ne reconnaît plus en surface la disposition primitive.



guidé la découverte des principaux gisements du siècle dernier ; il existe toutefois de nombreux cas de migrations latérales qui, sans être toujours apparentes, n'en présentent pas moins un intérêt considérable, car ils permettent d'orienter les recherches vers de nouveaux horizons non moins productifs.

Ce trop rapide aperçu des relations des « roches-magasins » ou « roches-réservoirs » avec les « roches-mères » nous permettra de saisir les méthodes que le géologue applique pour la recherche ou l'extension d'un gisement.

MÉTHODES DE PROSPECTION GÉOLOGIQUE

Etant donné l'origine des hydrocarbures, le géologue doit rechercher les bassins de sédimentation marine susceptibles d'avoir accumulé de la matière organique. La plupart sont apparents et leurs contours peuvent être établis d'après une carte géologique ou une rapide reconnaissance sur le terrain ; mais des cas se sont présentés où les érosions successives, les dislocations, l'orogénèse ont surimposé à un bassin de sédimentation primitif un autre cycle sédimentaire totalement différent, au point qu'on ne pouvait en soupçonner même l'existence sans des raisonnements faisant appel à l'histoire géologique de ces bassins terrestres ou des investigations par les méthodes géophysiques profondes.

Pour son travail préliminaire et indispensable, le géologue de « terrain » dispose d'un fond topographique que nous sommes habitués à manipuler en France sous le nom de carte d'Etat-Major ; cependant la carte au 1/80 000 s'avère insuffisante dans la plupart des cas et

il est préférable d'employer, lorsqu'il existe, un fond topographique plus détaillé au 1/20 000.

LA PHOTOGRAPHIE AÉRIENNE

Mais les périmètres de recherche ne se trouvent pas toujours dans des pays civilisés et peuvent couvrir la forêt vierge comme le désert. Les opérations de reconnaissance de grande envergure pratiquées durant la dernière guerre ont perfectionné la technique des photographies aériennes et ont rendu possible l'exécution d'un fond topographique d'une très grande exactitude au 1/25 000 ; c'est une technique remarquable de rapidité et de précision et qui s'avère très rentable car elle dispense de l'emploi d'équipes topographiques nombreuses, opérant durant plusieurs mois dans des conditions matérielles parfois très rudes. Il est possible cependant de pousser plus avant l'observation de ces clichés du point de vue géologique ; l'examen au stéréoscope de deux clichés convenablement décalés d'une même région révèle les structures, les pendages (inclinaisons des couches), les failles, que le géologue n'est pas toujours à même d'observer car il ne peut « dominer » son terrain. Cette technique très récente, la photogéologie, requiert des qualités d'observation et une grande habitude ; elle trouve son application dans la prospection car elle prépare le travail du géologue en lui fournissant un canevas des plus précieux où il pourra consigner à son tour des détails stratigraphiques qui ne sont pas observables d'après la photographie aérienne.

Nous pouvons être fiers de constater que la France occupe à présent une place enviable dans ce domaine, car les recherches dans le

← La photographie aérienne qui a permis d'établir rapidement la carte de zones d'accès difficile, fournit aussi de précieux renseignements géologiques. Ci-contre la vue aérienne d'une structure au Sahara. Son interprétation met en évidence les failles 1 et 2.

Sahara ont démarré avec le concours du service photogéologique de l'Institut Français du Pétrole qui a interprété une superficie de 100 000 km² couverte par une mission aérienne de l'Institut Géographique National. Il n'est pas interdit de penser que ces méthodes, dont la Shell s'est faite le promoteur et qu'utilisent à présent de puissantes sociétés pour la recherche de nouveaux champs, se perfectionneront davantage par l'emploi judicieux de filtres et d'émulsion photographiques susceptibles de repérer des niveaux caractéristiques.

DÉCOUVERTE D'UN GISEMENT

Retrouvons maintenant le géologue cassant les cailloux à la recherche de fossiles, notant les renseignements pétrographiques, structuraux, stratigraphiques, flairant les indices. Ne le considérons pas comme « vieux jeu » ; il est le collaborateur scientifique indispensable d'une vaste organisation dont tous les efforts sont orientés vers la découverte d'un gisement. Nous avons pu voir plus haut que les indices ne sont pas sa seule préoccupation mais qu'il oriente ses recherches vers l'interprétation du bassin sédimentaire en essayant de reconstituer la nature des sédiments, leurs conditions de dépôt, leur épaisseur, la proximité du littoral, etc. et il essaiera de situer dans le temps les diverses formations en les datant par des fossiles. Ce travail stratigraphique et paléontologique lui permettra ainsi de se relier à des formations déjà connues soit dans le même

bassin, soit dans d'autres bassins, et par là même d'en interpréter l'histoire, en un mot de reconstituer sa « paléogéographie », synthèse indispensable pour comprendre le gisement et son extension.

Muni de toutes ces données, le géologue en chef établit une carte structurale. Il décide alors l'implantation d'un sondage, non pas au sommet de la structure, ce qui produirait une ponction inutile du gaz, mais suffisamment en-dessous pour utiliser la pression des gaz sur le pétrole et exploiter en régime éruptif. D'autres sondages seront nécessaires pour « tâter » le gisement, mesurer son extension et régler la production le plus rationnellement possible.

Il ne faudrait pas croire toutefois que le sondage productif est la règle normale ; les statistiques nous indiquent 1 sondage productif sur 7.

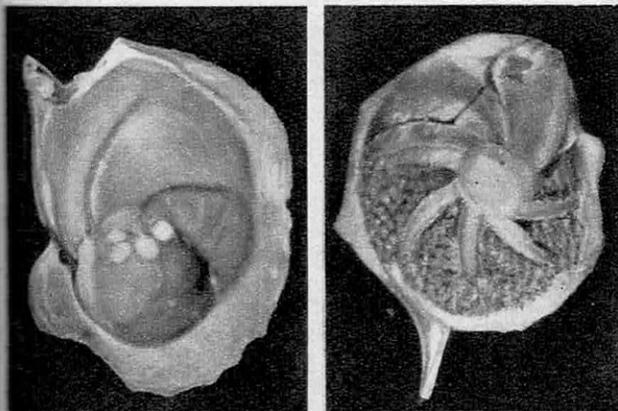
Même dans des contrées réputées productrices, au Texas, en Californie, au Canada, bien des échecs sont enregistrés et le géologue est obligé, pour reconnaître les structures, d'effectuer des sondages de reconnaissance ou « sondages stratigraphiques ».

CONTROLES DE LABORATOIRE

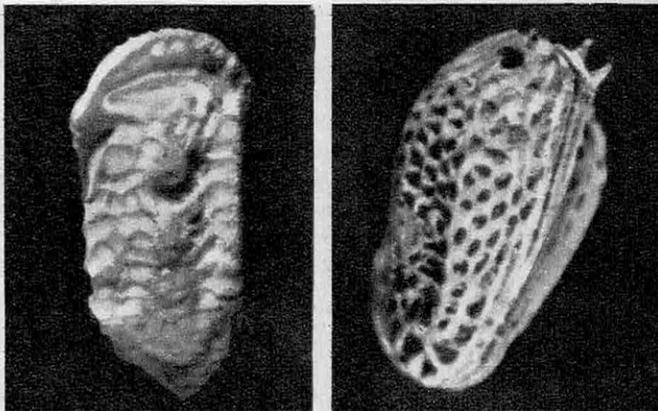
Nous avons mentionné plus haut le rôle du laboratoire pour dater les formations ; les interventions qu'il est appelé à faire sont beaucoup plus nombreuses et elles requièrent des techniques très spécialisées tant dans le domaine pétrographique que dans le domaine micro-paléontologique.

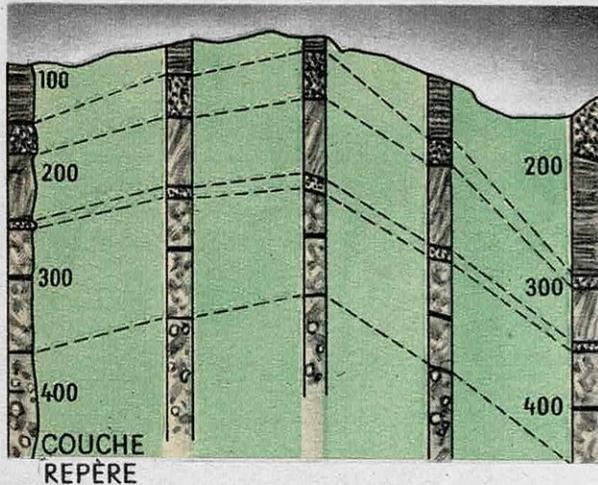
Le milieu marin abrite un nombre considérable de foraminifères, êtres relativement petits, de la taille du millimètre, appartenant aux protozoaires, et qui participent à la vie des différents milieux ; nous trouvons en effet des formes flottantes ou capables de se déplacer

● Deux foraminifères fossiles. De nombreuses espèces de ces êtres marins unicellulaires se retrouvent dans les sédiments dont elles permettent de définir l'âge.



● Alors que les foraminifères sont strictement marins, certaines espèces d'ostracodes sont capables de s'adapter aux milieux lagunaires et saumâtres ou d'eau douce.





← Les associations caractéristiques de microfossiles dans des niveaux-repères permettent d'établir des corrélations entre sondages. On peut ainsi suivre les variations d'épaisseur des couches et dessiner les diverses structures (anticlinaux, etc.).

très lentement grâce à des pseudopodes très fins ou des cavités remplies d'air ; d'autres vivent sur le fond (formes benthoniques). Leur abondance, la variété de leurs formes, leur adaptation à des provinces géographiques océaniques bien précises en font des guides précieux pour l'étude des milieux marins. Ils coexistent d'ailleurs non seulement avec d'autres formes microscopiques, larvaires ou embryonnaires du règne animal, mais encore avec des petits crustacés enfermés entre deux valves calcaires et que nous appelons ostracodes. De la même taille que les foraminifères, peut-être moins abondants, ils constituent avec eux des témoins précieux capables de dater une formation et présentent cet énorme intérêt de mieux s'adapter aux milieux lagunaires et saumâtres et même d'eau douce ; c'est donc pour le micropaléontologiste un relais précieux des foraminifères qui, eux, vivent essentiellement en milieu marin. L'étude de ces deux groupes a été très poussée et on a pu dénombrer environ 40 000 espèces différentes de foraminifères et 8 000 espèces différentes d'ostracodes.

ÉTUDE DE LA MICROFAUNE

Ce n'est pas tant le nombre des espèces connues et comme nous l'avons vu plus haut, leur intérêt pour l'étude biologique des divers milieux qui ont poussé les géologues à les utiliser avec autant d'ampleur, c'est aussi leur taille qui leur permet d'échapper au broyage au cours des opérations de forage ; les débris ou « cuttings » ramenés par la boue de forage sont transmis au laboratoire où des traitements convenables permettent de dégager la microfaune. On procède alors à la détermination des espèces recueillies au moyen de collections de référence et principalement de fichiers. Chaque espèce possède sa fiche signalétique individuelle ; si le nombre d'espèces et donc de fiches à manipuler (40 000 environ pour les foraminifères) peut paraître

considérable, le micropaléontologiste dispose néanmoins de ces fils directeurs que sont les groupements par genres (1 000 environ).

Dans le cas où les échantillons ne permettent aucun traitement de lavage, on a recours à la confection d'une plaque mince, c'est-à-dire à l'usure de la roche sur des meules jusqu'à obtenir une lame translucide d'épaisseur approximative de 30 microns (3 centièmes de millimètre). Cette technique permet d'examiner la nature des échantillons et de déterminer les foraminifères plus complexes qu'il est d'usage d'appeler « grands foraminifères » du fait de leur taille.

L'une et l'autre méthode permettent, de par les espèces caractéristiques ou les associations rencontrées, de définir l'âge d'un échantillon, qu'il s'agisse d'un échantillon de surface ou d'un échantillon de sondage (débris de forage ou carotte), et fournissent de précieuses indications pour l'établissement de la carte paléogéographique, en combinant les études pétrographiques et paléontologiques.

Enfin, ce qui est non moins important, ces études permettent d'établir, entre divers bassins ou mieux entre divers sondages d'un même bassin ou d'un même champ de production, des « corrélations », c'est-à-dire de suivre par les études de microfaune une couche repère et de dessiner en conséquence la structure de ce champ. Il est important de connaître à quelques mètres près la profondeur d'une formation et de signaler en temps voulu, pour des raisons de sécurité, l'approche d'une couche productrice ou, pour des raisons d'économie, d'arrêter un forage.

Il n'existe guère de société de recherche qui ne possède ces laboratoires spécialisés.

Tels sont les problèmes qui se posent au service géologique d'une société pétrolière ; les méthodes modernes d'investigation géophysique dont il se sert de plus en plus, jointes aux renseignements et aux méthodes paléogéographiques, doivent toujours être présentes à l'esprit de son chef et le rendre prudent avant de condamner une région. Il doit chercher par contre à étendre le champ d'activité de sa société en présentant d'autres zones d'intérêt et, de ce côté, l'effort considérable des sociétés françaises est digne d'éloges.

Maurice Lys.

Chef du Laboratoire de Micropaléontologie
à l'Institut Français du Pétrole.

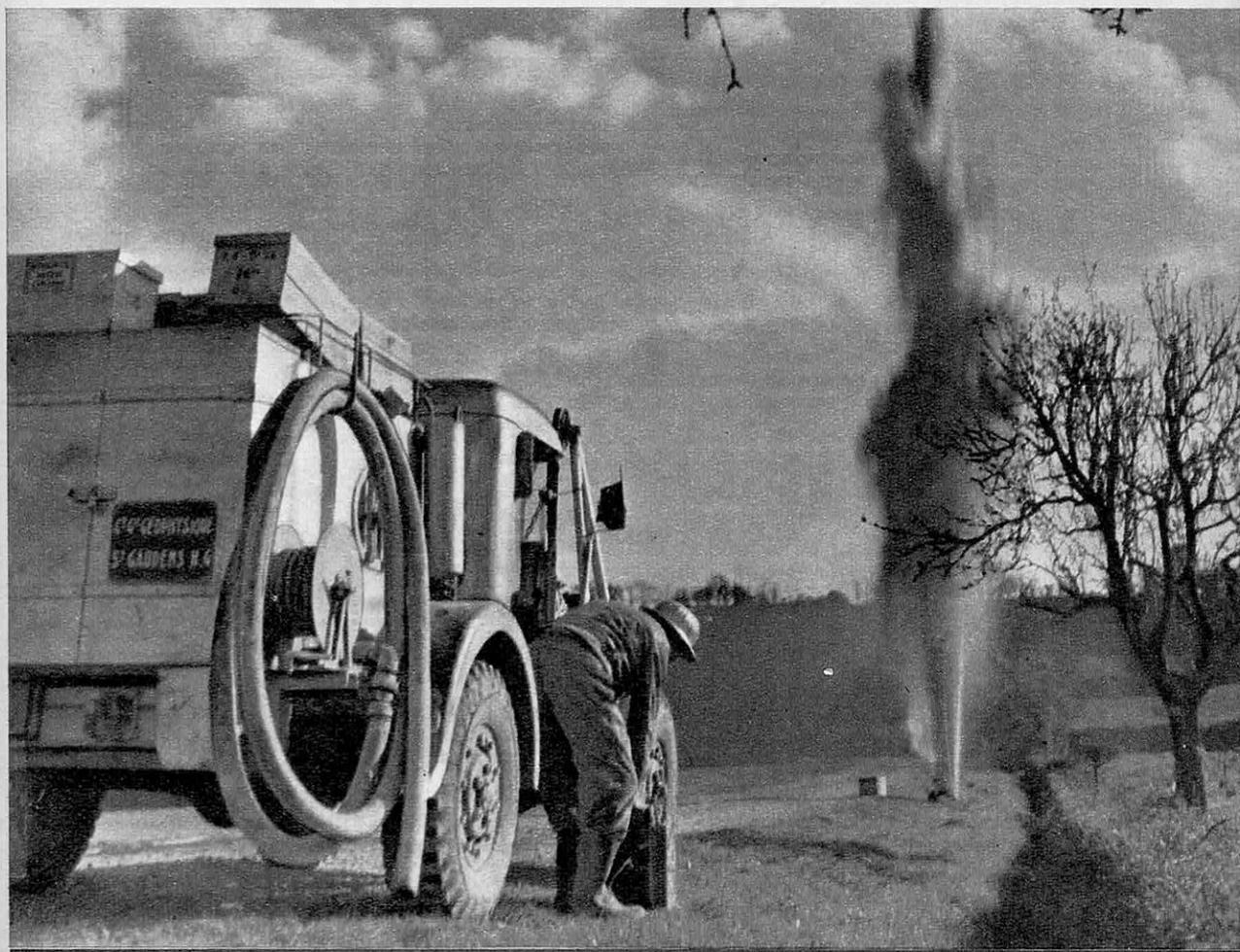
LA PROSPECTION GÉOPHYSIQUE

LARGEMENT utilisée dans le monde entier dans des domaines d'application les plus variés, la géophysique appliquée n'en est pas moins une science de création relativement récente. Ses premiers succès en matière de prospection du pétrole datent à peine d'une trentaine d'années ; depuis, son importance n'a cessé de grandir au point qu'on ne saurait entreprendre un forage d'exploration sans l'exécution préalable d'une campagne géophysique.

Quels renseignements en attend-on ?

Le géologue s'efforce, à partir des observa-

tions qu'il a pu recueillir sur le terrain, de préciser l'architecture des couches en profondeur. Le but du géophysicien demeure identique, mais les procédés qu'il utilise sont profondément différents. D'une façon générale, les méthodes géophysiques s'efforcent de déterminer la répartition des terrains en profondeur par des mesures précises de surface qui font intervenir certaines constantes physiques (densité, résistivité électrique, etc.) caractérisant ces différents terrains. Ainsi le géophysicien apporte des documents physiques constitués, par exemple, par des mesures de champs



LE TIR D'UNE CHARGE D'EXPLOSIF LORS D'UNE PROSPECTION SISMIQUE.

gravimétriques, électriques, etc... Il choisira ceux qui sont influencés non pas surtout par les terrains placés à son immédiate proximité, mais par ceux situés au loin, en profondeur.

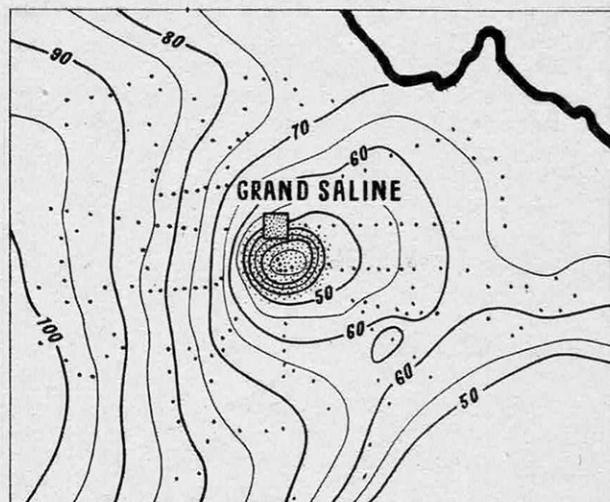
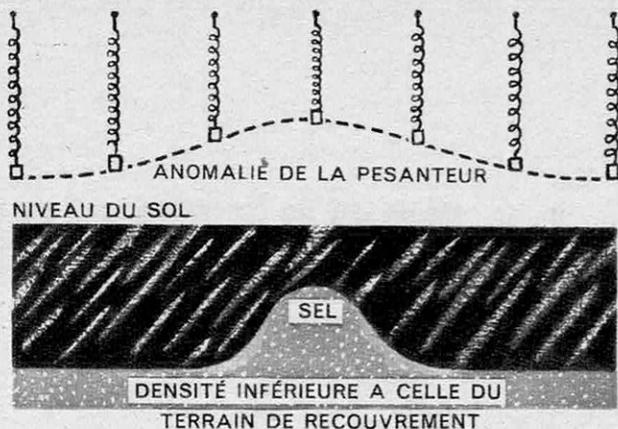
L'épure par laquelle le géophysicien concrétisera son interprétation du sous-sol n'aura initialement qu'une lointaine ressemblance avec la coupe du géologue. Les couches de terrain représentées ne sont pas des grès, des sables ou des calcaires, ce sont uniquement des couches de telle ou telle densité dans le cas d'une prospection gravimétrique, de telle ou telle conductibilité électrique dans le cas d'une prospection électrique, etc.

Donnons tout de suite un exemple emprunté à la méthode électrique. Les différentes roches du sous-sol ont la propriété de conduire plus ou moins bien le courant électrique. Enfonçons dans le sol deux électrodes métalliques A et B à quelques centaines de mètres de distance l'une de l'autre ; réunissons A et B par un câble électrique et intercalons un générateur de courant continu dans le circuit AB fermé à travers le sous-sol. La circulation du courant en profondeur est déterminée par la structure du sous-sol, c'est-à-dire par la répartition souterraine des masses plus ou moins conductrices. Or, du fait de la circulation du courant dans le sol, chaque point du sol, et en particulier de sa surface, se trouve porté à un certain potentiel électrique. Le géophysicien mesurera donc les potentiels des différents points de la surface et reportera le résultat de ses mesures sur une carte (carte des potentiels). L'allure de cette carte des potentiels sera tout à fait différente suivant que le sous-sol est homogène ou hétérogène. La constatation d'anomalies électriques permettra donc de conclure à certaines hétérogénéités du sous-sol et la discussion numérique des résultats permettra éventuellement de préciser la forme de la structure responsable de l'anomalie observée.

LA DIVERSITÉ DES MÉTHODES

On s'explique, par cet exemple, la grande diversité des méthodes géophysiques ; en effet, il n'est guère de phénomène physique qui ne puisse être plus ou moins influencé par telle ou telle propriété du sous-sol.

Pourquoi cependant a-t-on recours à des moyens d'investigation aussi variés, alors qu'on se propose un but unique : déceler la structure profonde des couches du sous-sol ? C'est qu'en fait les problèmes réels qui se posent au prospecteur sont eux-mêmes extrêmement divers, et cette richesse apparente des moyens d'investigation témoigne en même temps de l'insuffisance de chaque méthode. Comme nous le soulignerons plus loin, chacune d'elles a ses possibilités propres. La méthode unique, ca-



pable de résoudre tous les problèmes, n'est pas encore née. Il appartient au géophysicien de savoir choisir la ou les méthodes qui conviennent le mieux au problème particulier posé par chaque région.

Dans les cas les plus favorables pour les études géologiques, quand les affleurements sont partout visibles, quand les pendages (inclinaisons des couches) mesurables sont abondants, quand les roches sont facilement identifiables, quand la structure n'est pas compliquée d'accidents trop nombreux et trop importants tels que des failles, bref quand le géologue parvient à dresser une carte géologique simple et sûre, il ne faut pas perdre de vue que, malgré tout, l'interprétation géologique n'est jamais qu'une extrapolation en profondeur des données de surface ; or, toute extrapolation devient de plus en plus incertaine et erronée à mesure qu'on l'étend plus loin du domaine connu. De sorte que, même dans les cas les plus favorables, le choix de l'emplacement d'une sonde réserve une grosse part d'aléa, étant donné les grandes profondeurs auxquelles on exploite habituellement le pétrole.

C'est parce qu'il subsiste toujours des éléments d'incertitude qu'une prospection géo-



Coll. Esso.

LA PROSPECTION GRAVIMÉTRIQUE

Les variations de densité des roches souterraines provoquent des perturbations du champ de pesanteur que l'on mesure en surface. C'est ainsi (en haut et à gauche) que la présence d'un dôme de sel de faible densité, recouvert par des roches plus denses, se traduira par une zone d'affaiblissement du champ de pesanteur. Ces perturbations qui sont toujours très faibles peuvent néanmoins être mesurées à l'aide de gravimètres extrêmement sensibles, et reportées sur une carte sous la forme d'un réseau de courbes « iso-graves » (dont tous les points correspondent à une même valeur de la pesanteur). On a représenté (en bas et à gauche) la carte obtenue pour la zone surplombant le dôme de sel de « Grand Saline » (Texas, U.S.A.). Ci-contre une mesure gravimétrique au bord d'un étang dans les Landes.

physique complémentaire est absolument nécessaire dans tous les cas après le travail du géologue. Le prix de revient d'un sondage de pétrole est en effet si élevé qu'il importe d'épuiser toutes les possibilités d'information afin de mettre le maximum de chances de son côté. L'expérience a largement montré que la dépense est facilement compensée par l'économie de quelques forages.

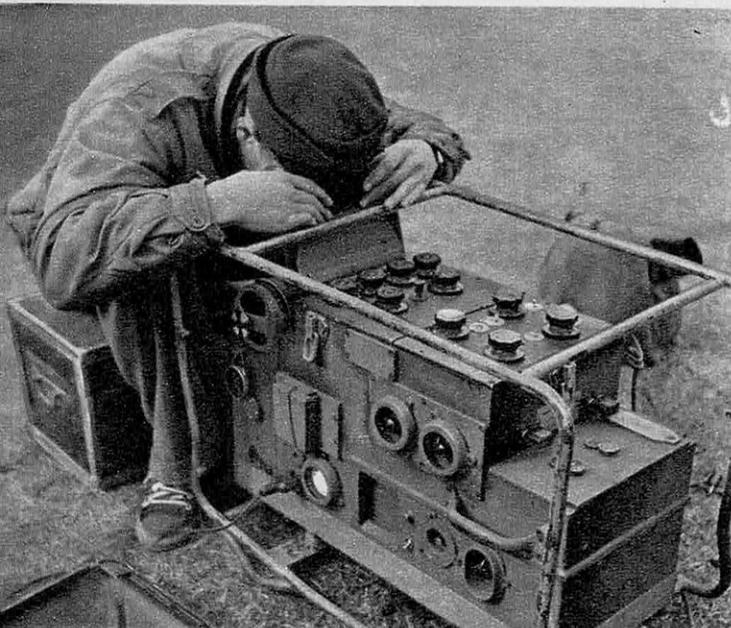
Bien qu'il n'existe pas de règle absolue dans le choix des méthodes, la meilleure semblerait celle pour laquelle la caractéristique physique varie le plus d'une roche à l'autre. Par exemple, la méthode gravimétrique devrait réussir sur des formations de densités très différentes les unes des autres. En réalité, un tel critère est trop vague. Dans la pratique, on s'appuie sur d'autres considérations liées aux possibilités physiques des diverses méthodes et à la recherche du meilleur rendement dans un cadre budgétaire donné.

En général, les méthodes précises et quantitatives (sismique-réflexion) sont trop coûteuses pour être appliquées sur de vastes étendues. Il est plus économique d'employer d'abord des méthodes qualitatives de reconnaissance (telles que les méthodes gravimétrique, magnétique, tellurique, etc.), qui

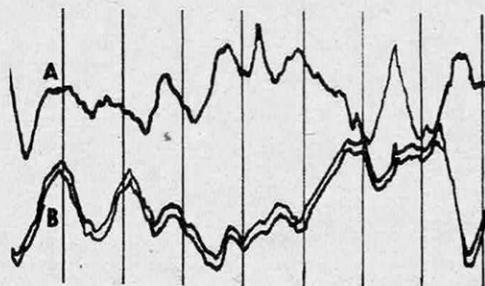
permettent de localiser rapidement des anomalies géophysiques. Les renseignements qu'elles donnent sont en général assez flous, en ce sens qu'il est rarement possible d'en déduire la forme de la structure en profondeur avec le détail nécessaire. Le résultat pratique n'en est pas moins important, car il a permis de localiser les recherches dans les zones intéressantes et aux moindres frais. On fait alors appel, pour préciser l'anomalie décelée, à une méthode géophysique de détail (sismique-réflexion), plus lourde de mise en œuvre et, partant, plus coûteuse

MÉTHODE GRAVIMÉTRIQUE

Parmi les méthodes de reconnaissance, la plus importante ou, du moins, la plus répandue est la gravimétrie. Comme le sous-sol est constitué par de vastes volumes de roches ayant chacune leur densité propre, on conçoit aisément que l'accélération de la pesanteur, g , doit être accrue sur les uns, diminuée sur les autres. La méthode gravimétrique consiste à mesurer, en différents points de la surface, ces variations de g et à en déduire un diagnostic concernant les hétérogénéités que peut présenter le sous-sol.



Coll. Esso.



LA PROSPECTION TELLURIQUE

Des courants électriques naturels (dits telluriques) parcourent le sol en empruntant de préférence les roches de moindre résistivité. Comme ils varient constamment en intensité et en direction, on enregistre simultanément le champ aux extrémités de deux lignes à angle droit (ci-dessus les deux enregistrements A et B) et on opère de même en une base fixe. Les variations de champ sont de l'ordre de 0,5mV/km.

La figure page 64 illustre d'assez exacte façon le principe dont on use pour déterminer les variations de g à l'aide d'un gravimètre : un corps est sollicité par l'attraction terrestre et exerce sur le ressort d'un peson une force égale au produit de sa masse par g . Au droit de masses légères (de sel, sur l'exemple de la figure), les valeurs de g , et donc la force, sont moindres qu'au-dessus de masses denses ; aussi l'élongation du ressort est-elle plus faible sur les unes que sur les autres. Ainsi existe la possibilité de déceler des structures géologiques en étudiant la variation du poids d'une masse donnée en surface.

Simple dans son principe, la mise en application de la méthode s'est heurtée à des difficultés de divers ordres, dont certaines subsistent encore. Pendant longtemps, le principal obstacle résidait dans l'ordre de grandeur des phénomènes à mesurer. On sait que les valeurs de g se rapprochent de 980 cm/s^2 ou 980 gals, pour user du terme utilisé par les géophysiciens en mémoire de Galilée. Or les variations provoquées par les accidents géologiques tels que les anticlinaux, les failles, se comptent par millièmes de gal, soit quelques millionièmes de la valeur de g . Actuellement on est parvenu à interpréter des fluctuations de g inférieures au milligal. Ce sont ces variations infimes qui se superposent au gros effet d'attraction de la masse entière du globe. On comprend dès lors que les études gravimétriques n'ont pu être envisagées que lorsqu'on a pu disposer d'instruments suffisamment sensibles. Les appareils modernes actuels, les gravimètres, sont capables de mesurer les variations de g entre deux stations avec une précision de l'ordre de 0,02 milligal.

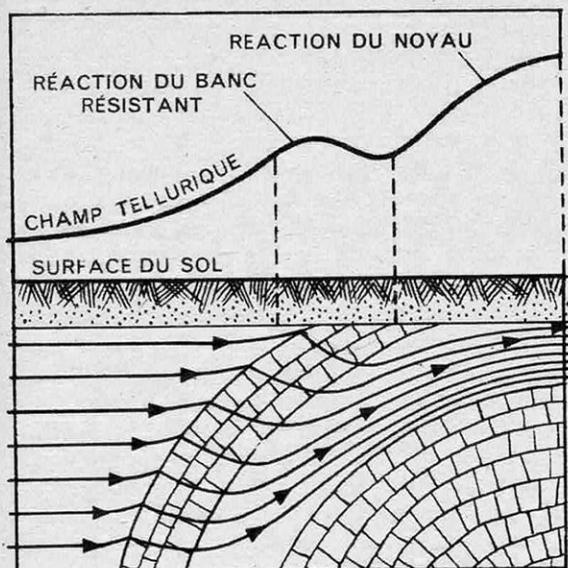
Une deuxième difficulté, inhérente au principe même de la méthode, réside dans la nécessité de faire subir aux mesures brutes de nombreuses corrections.

Pour ne citer que les plus immédiates, on devra tenir compte du fait que les stations de mesure ne sont pas, en général, à la même altitude ni à la même latitude, que l'influence du relief topographique autour de la station n'est pas toujours négligeable, etc.

Ces corrections effectuées, les résultats sont présentés sur une carte sous forme de courbes d'égale pesanteur appelées « iso-graves » ou « isogammes », dont les contours mettent en évidence des zones d'anomalies positives ou négatives. Une telle carte d'anomalies ne représente pas encore les seuls effets des accidents géologiques locaux qui seuls intéressent le prospecteur. Des contrastes de densités situés très profondément, ou bien des reliefs latéralement éloignés et négligés dans les corrections peuvent provoquer des anomalies sans intérêt pour le prospecteur ;

LA PROSPECTION MAGNÉTIQUE

Sous l'action du champ magnétique terrestre les roches acquièrent une aimantation induite variable avec leur susceptibilité magnétique. Le champ induit se superpose au champ terrestre et provoque en particulier de légères variations de sa composante verticale. A droite, une remontée de roche fortement magnétique est recouverte de roches de susceptibilité moindre. A gauche, la carte des courbes de même valeur du champ vertical au-dessus du dôme de sel de Grand Saline (Texas) où c'est au contraire le sel dont la susceptibilité magnétique est moins forte que celle des terrains encaissants.



● Au-dessus d'un obstacle résistant, la densité du courant tellurique et donc le champ augmentent.

assez heureusement, ces anomalies présentent sur la carte un grand étalement. On s'efforce de les éliminer globalement dans ce que l'on appelle « l'anomalie régionale » pour ne conserver, en principe, que les anomalies provenant de contrastes de densités plus proches.

MÉTHODE MAGNÉTIQUE

Très comparable à de nombreux points de vue à la gravimétrie, la méthode magnétique permet de détecter en surface les anomalies du champ magnétique terrestre influencé par

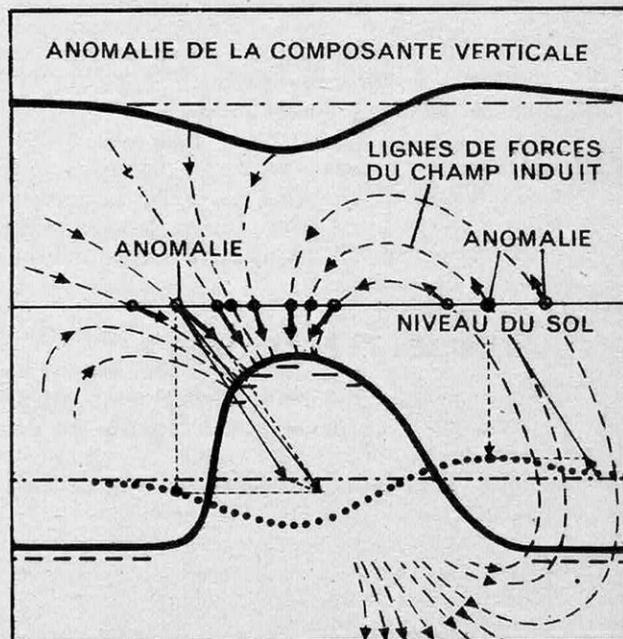
la disposition dans le sous-sol de roches de caractéristiques magnétiques différentes (susceptibilités). La teneur des roches en éléments ferromagnétiques est le facteur prépondérant en ce qui concerne la susceptibilité de ces roches. L'expérience montre que les contrastes de susceptibilité magnétique entre les divers terrains sédimentaires sont en général beaucoup plus faibles que le contraste entre terrain sédimentaire et substratum cristallin. Aussi les anomalies magnétiques observées en surface sont-elles, le plus souvent, en rapport avec la forme du fond du bassin sédimentaire.

Le schéma ci-dessous où l'on a représenté une remontée du socle cristallin suffira pour montrer le principe de la méthode.

La mise en œuvre sur le terrain est en tout point comparable à la gravimétrie. Les appareils utilisés sont des magnétomètres ; ils permettent de mettre en évidence, entre différentes stations de mesure, les variations d'un élément déterminé du champ magnétique terrestre. L'appareil le plus fréquemment utilisé en prospection du pétrole est la balance verticale de Schmidt qui permet de mesurer les variations de la composante verticale du champ magnétique terrestre.

Après leur avoir fait subir un certain nombre de corrections, les mesures sont reportées sur une carte. Pour rendre le document lisible et plus facile à interpréter, on joint les points d'égales valeurs par un tracé continu appelé isogamme ; l'ensemble des courbes isogammes constitue la carte des anomalies de la composante verticale.

La prospection magnétique des gisements



de pétrole avec la balance est de loin la méthode la moins coûteuse ; elle est malheureusement peu efficace. En particulier, les hétérogénéités très superficielles du sous-sol, de même que la présence de toute substance ferromagnétique dans le voisinage de l'appareil, entraînent des anomalies locales assez intenses pour masquer celle d'origine profonde qui seule intéresse le prospecteur. Toutefois, en raison de son bas prix de revient, on a tendance actuellement à l'utiliser en même temps que la gravimétrie pour résoudre des problèmes spéciaux et lever des indéterminations.

PROSPECTION AÉRIENNE

Des procédés magnétométriques récents, mis au point aux Etats-Unis au cours de cette dernière guerre et destinés à l'origine à la détection par avion des sous-marins ennemis, sont venus très heureusement élargir les possibilités de la prospection magnétique. Aujourd'hui on possède des magnétomètres aéroportés permettant de réaliser des mesures en avion, ce qui constitue un avantage appréciable du double point de vue de l'interprétation et surtout de la rapidité d'exécution du travail. En effet, en s'éloignant de la surface du sol, les anomalies d'origine superficielle gênantes sont très estompées, de sorte que l'anomalie d'ensemble se manifeste en toute clarté.

Signalons ici que la grandeur mesurée n'est plus la variation de la composante verticale du champ magnétique, mais celle du champ magnétique total. Le résultat de ces mesures se traduira, en conséquence, par une carte d'anomalie du champ total. La prospection magnétique aéroportée pose évidemment un assez lourd problème d'investissement, car il faut un appareillage électronique compliqué adjoint au magnétomètre proprement dit, un avion et des services annexes et des dispositifs de photos aériennes ou de radar pour le positionnement de l'avion à tout instant. En conséquence, le prix de revient d'une prospection magnétique en avion ne demeure acceptable que pour de très vastes étendues et nécessite souvent la participation de plusieurs sociétés de recherche.

MÉTHODES ÉLECTRIQUES

On s'est appliqué naturellement aussi, dès le début de notre siècle, à interroger le sol au moyen des méthodes électriques. Les conductibilités électriques caractérisent les divers terrains.

Contrastant avec les méthodes précédentes basées sur l'étude de champs naturels, les méthodes électriques proprement dites, où l'on envoie un courant électrique dans le sol,

se caractérisent par la souplesse de leurs possibilités d'expérimentation.

La récente méthode tellurique mise au point en France constitue un cas un peu particulier en ce sens qu'elle étudie l'écoulement dans le sol des courants électriques naturels.

Dans la méthode la plus utilisée, dite méthode des résistivités, on compare le champ électrique créé entre deux électrodes réceptrices M et N par envoi dans le sous-sol d'un courant continu entre deux électrodes A et B, avec le champ créé dans les mêmes conditions dans un sous-sol fictif homogène.

La résistivité apparente dépend de la longueur de la ligne d'émission AB : plus cette ligne est grande, plus le courant tend à s'enfoncer profondément, ce qui permet à des terrains de plus en plus profonds d'intervenir dans le résultat des mesures effectuées en surface. L'étude des variations de résistivité en fonction de AB représente donc une investigation à profondeur variable et est appelée pour cela « sondage électrique ». Une série de sondages électriques effectués dans la région prospectée donne lieu à un travail de corrélation d'un sondage à l'autre.

On peut également opérer avec une ligne d'émission AB de longueur constante, lorsqu'on désire simplement suivre rapidement le « toit » d'un horizon résistant, par exemple. Le tracé des lignes d'égale résistivité apparente constitue ce qu'on appelle « une carte des résistivités ». La méthode s'apparente alors aux méthodes de reconnaissance. Ce mode opératoire n'est plus guère employé que pour effectuer des « écorchés », c'est-à-dire pour suivre des affleurements en discordance sous un recouvrement de quelques mètres ou dizaines de mètres de sédiments récents.

Dans leur stade actuel de développement, les méthodes électriques se heurtent à de graves difficultés d'ordre pratique et théorique qui ont eu pour conséquence de restreindre beaucoup leur emploi en prospection du pétrole.

LA MÉTHODE TELLURIQUE

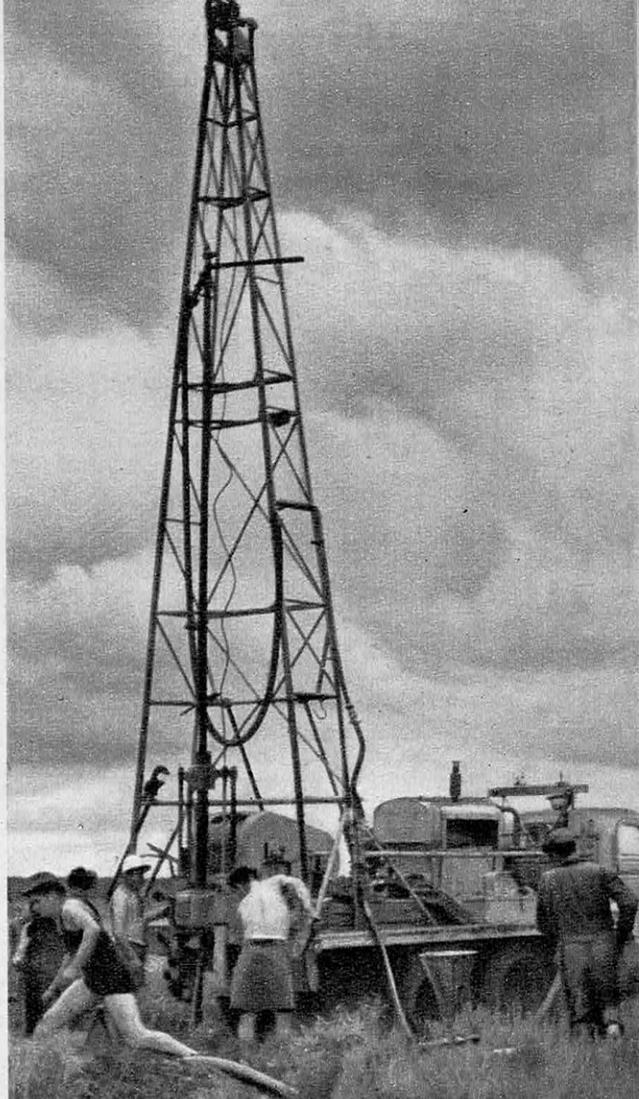
Dernière née des méthodes de prospection électriques — ses premières campagnes sur un plan commercial ont commencé vers 1941 — cette méthode française doit son succès à certaines particularités.

En premier lieu, l'utilisation des courants électriques naturels qui circulent dans le sol s'est traduite par une simplification pratique immédiate, la suppression de la ligne d'émission AB. La nécessité d'une telle ligne, dans les méthodes précédentes, constitue un handicap sérieux, surtout dès qu'on envisage une investigation tant soit peu profonde. En prospection du pétrole, où l'on désire avoir des

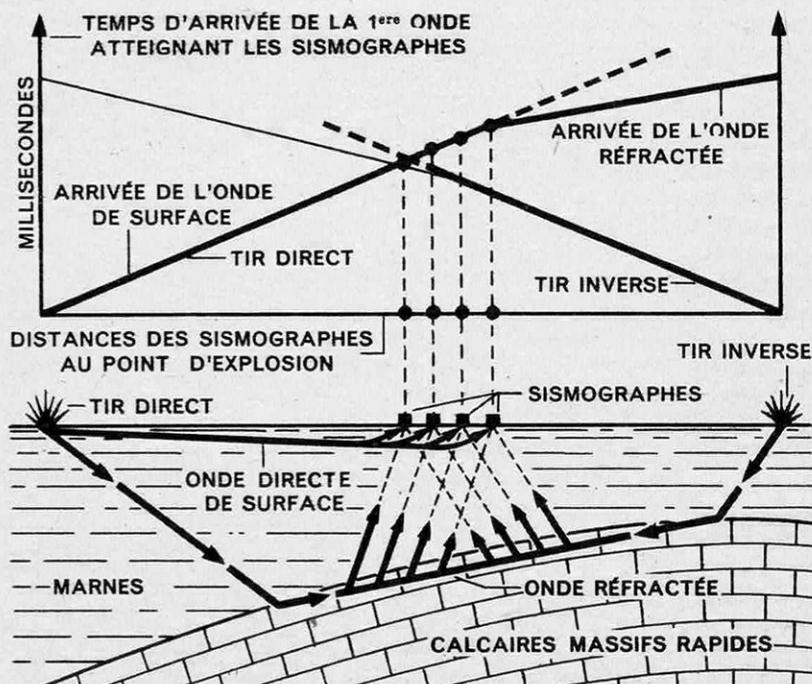
renseignements sur toute l'épaisseur d'un bassin sédimentaire, une campagne de sondage électrique nécessite des longueurs de câble d'autant plus importantes (plusieurs kilomètres) que les couches auxquelles on s'intéresse sont plus profondes. On conçoit aisément qu'un tel asservissement alourdit beaucoup la mise en œuvre de ces méthodes sur le terrain.

Dans la méthode tellurique, tout se passe comme si on avait une ligne d'émission AB de longueur infinie ; l'expérience a montré, en effet, que les courants telluriques se propagent dans le sol en vastes nappes, dont les sources, en liaison avec des phénomènes électriques de la haute atmosphère, sont très lointaines à l'échelle de la région prospectée. Il s'ensuit que la profondeur d'investigation, croissante avec la ligne d'émission AB, doit être théoriquement illimitée pour la méthode tellurique ; en réalité le socle cristallin qui constitue le fond des bassins sédimentaires est formé de roches très résistantes qui s'opposent par conséquent à la pénétration du courant électrique, de sorte que les nappes de courant tellurique se limitent pratiquement à l'intérieur du sédimentaire. Loin de constituer un inconvénient, cette particularité est un gros avantage de la méthode puisqu'elle limite les possibilités d'investigation aux terrains sédimentaires, qui seuls intéressent le prospecteur.

En réalité, les nappes de courants telluriques ne sont pas constantes dans le temps en direction, ni en intensité, ainsi qu'on peut le voir sur l'enregistrement tellurique de la page 66. Il a fallu donc substituer à la ligne MN deux lignes

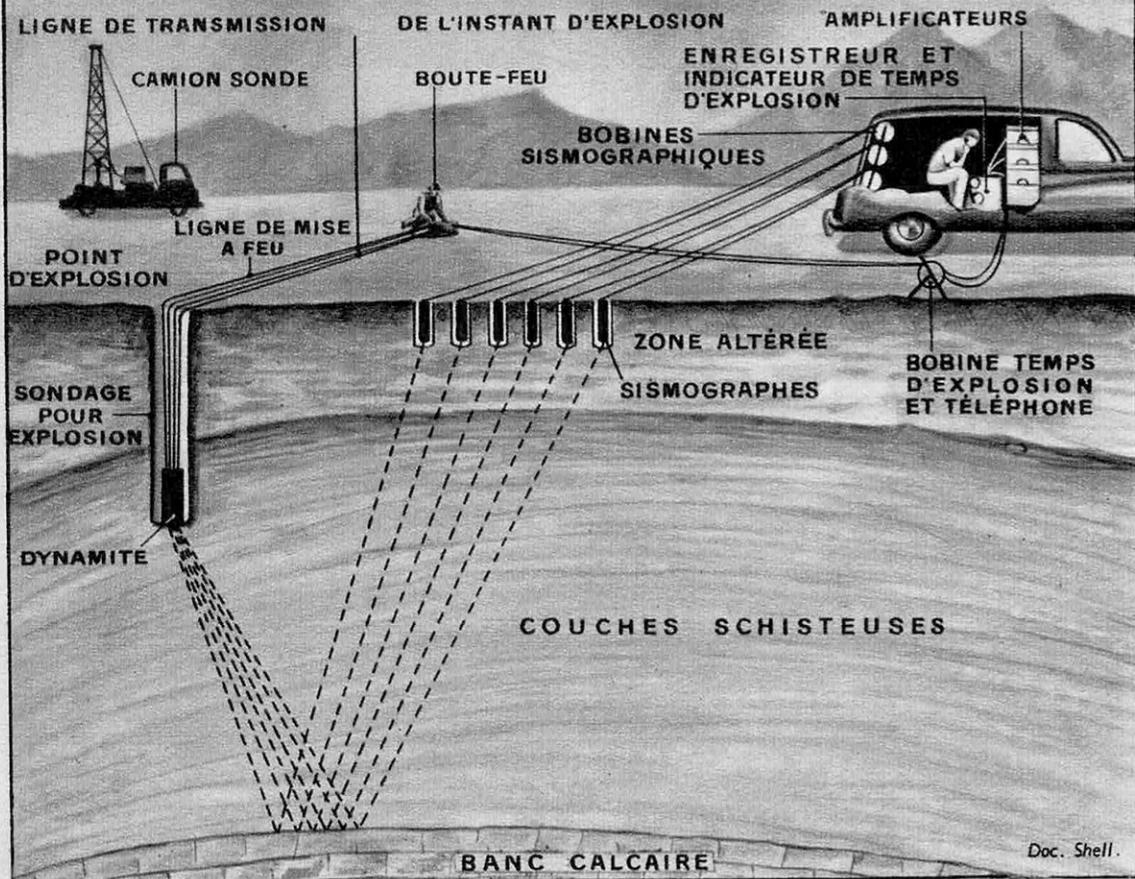


Coll. Esso.



LA SISMIQUE-RÉFRACTION

L'ébranlement provoqué par l'explosion d'une charge de dynamite se propage à des vitesses différentes suivant la nature des roches. Ci-contre, la couche de calcaire transmet l'ébranlement plus vite que la marne qui la recouvre. A partir d'une certaine distance du point d'explosion, l'onde réfractée dans le calcaire arrive au sismographe avant l'onde de surface. L'étude des tirs directs et inverses permet d'estimer la profondeur et le pendage du calcaire. Ci-dessus, l'appareillage employé pour le forage d'un trou à dynamite.



Doc. Shell.

réceptrices orthogonales pour enregistrer les variations du champ électrique en surface et opérer de même en une base fixe de référence.

La comparaison des champs en surface, à partir des enregistrements simultanés effectués à la base et successivement aux diverses stations, permet d'établir la « carte tellurique » de la région prospectée.

La densité du courant, et par conséquent le champ qui lui est proportionnel, sont directement influencés par la répartition des terrains sous chaque station. Une remontée locale d'une couche résistante, une voûte anticlinale moulée sur un noyau résistant, par exemple, diminuera la section de passage des courants telluriques, provoquant localement en surface une augmentation de la densité du courant, donc du champ. Au contraire, un épaississement local d'une série de couches conductrices se traduira par une diminution locale des valeurs de cette densité ou de ce champ.

LES METHODES SISMIQUES

La mise en œuvre de la prospection sismique consiste à provoquer une explosion dans un petit trou de quelques mètres de profondeur, et à créer un ébranlement du sol qui se trans-

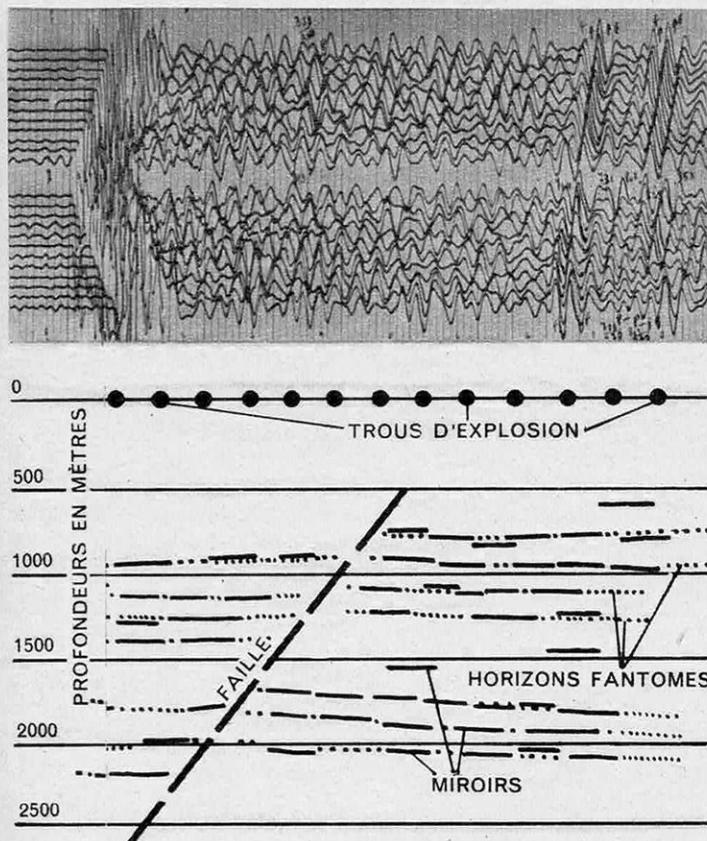
met de proche en proche sous forme d'un front d'onde dont la vitesse de déplacement varie selon les terrains qu'il traverse. Ces ondes sismiques obéissent à des lois de réfraction et de réflexion analogues à celles qui régissent la lumière, si bien que l'on a pu parler de « rayons sismiques » aussi bien que de « rayons lumineux ».

Des appareils sensibles aux ondes sismiques, appelés sismographes, sont disposés convenablement à la surface du sol et reliés électriquement à un camion laboratoire. L'ensemble de cet appareillage enregistre le mouvement du sol et permet de mesurer, avec une précision de l'ordre du millième de seconde, les temps de propagation des différentes ondes sismiques entre l'instant de l'explosion et celui où elles atteignent les différents sismographes : ces temps dépendent des trajets qu'elles ont effectués, donc de l'épaisseur et de la disposition des couches, des vitesses de propagation, elles-mêmes fonction des constantes élastiques des roches.

Les techniques utilisées dans la prospection sismique visent à mettre en évidence soit des ondes réfléchies, soit des ondes réfractées. D'où deux grandes classes de méthodes sismiques, les méthodes de réfraction et celles de réflexion.

LA PROSPECTION SISMIQUE PAR LES ONDES RÉFLÉCHIES

L'onde transmise par le sol à la suite d'un tir de prospection sismique subit des réflexions sur les surfaces de séparation de roches de nature différente. Les ondes réfléchies à diverses profondeurs reviennent successivement à la surface. La sismique-réflexion utilise cette propriété pour déterminer la profondeur des divers « horizons » (surfaces de séparation des terrains). Les sismographes alignés sont placés au voisinage du point de tir et les ondes enregistrées forment un faisceau étroit qui s'est réfléchi sur une étroite portion de l'horizon. Les ondes reçues par les sismographes s'inscrivent sur la même bande. En effectuant une série de tirs, on peut reporter sur une coupe les différents horizons (en bas et à gauche), et connaître avec précision la structure des couches de terrain. C'est ainsi qu'un décrochage général des divers horizons a fait apparaître l'existence d'une faille invisible de la surface. Cette méthode est celle qui fournit les enseignements les plus précis.



SISMIQUE-RÉFRACTION

On étudie les premiers temps d'arrivée, sur divers sismographes, d'ondes d'ébranlement qui ont suivi, sur une partie de leur parcours, le toit des terrains successifs. Ces phénomènes de réfraction ne sont possibles que si les vitesses de propagation croissent avec la succession des terrains en profondeur. La méthode est utilisée soit pour des études de détail, soit en reconnaissance.

Dans le premier cas, on aligne les sismographes sur le point d'explosion et on étudie la courbe des temps d'arrivée en fonction de la distance des sismographes au point d'explosion. Les sismographes les plus proches du point d'explosion sont d'abord atteints par l'onde directe qui a cheminé le long de la surface du sol. Mais, pour des sismographes suffisamment éloignés, l'onde qui a suivi le trajet réfracté peut arriver avant l'onde directe, et la pente de la courbe subit une discontinuité.

En effectuant une explosion successivement à chaque extrémité d'un même dispositif sismographique, la comparaison des courbes obtenues page 69 permet de déterminer les profondeurs et les pendages des horizons successifs. La méthode est souvent utilisée lorsqu'on désire suivre à l'intérieur d'une série

de couches un horizon rapide à profondeur modérée.

En reconnaissance, la sismique-réfraction est surtout utilisée pour la découverte des dômes de sel pas trop profonds. La mise en œuvre sur le terrain est alors un peu différente ; on dispose les sismographes en éventail autour du point d'explosion et sensiblement à la même distance. En l'absence de dômes de sel, les temps observés sont sensiblement les mêmes pour les divers sismographes ; mais s'il existe un dôme de sel sous-jacent, les ondes pourront utiliser le sel (roche rapide) sur une partie de leur parcours, et les temps observés sur les sismographes correspondants seront anormalement faibles. En modifiant l'emplacement du point d'explosion et des sismographes, on arrive à délimiter les contours du dôme.

L'inconvénient de la sismique-réfraction est d'imposer l'emploi d'alignements étendus de sismographes en même temps que de fortes charges de dynamite dès que l'on désire explorer des régions tant soit peu profondes, de l'ordre de un millier de mètres. D'autre part, en raison des énormes volumes de terrain qu'elles ont traversés, les ondes de réfraction qui parviennent aux sismographes ne sauraient révéler les minimes accidents qu'elles ont pu rencontrer ; la méthode ne peut apporter

qu'une vue d'ensemble, intéressante certes, mais assez floue, de la configuration générale du sous-sol.

La sismique-réflexion au contraire parvient à résoudre les petits détails de structure et cet avantage lui vaut d'être utilisée de préférence en prospection pétrolière. C'est actuellement la méthode la plus puissante quant à sa profondeur d'investigation et à la précision des renseignements qu'elle fournit.

SISMIQUE-RÉFLEXION

Le dessin page 70 représente la mise en œuvre de la méthode sur le terrain. Il montre la charge explosive, génératrice des ondes, enterrée au fond d'un petit forage, ainsi qu'une sondeuse ayant servi à forer ce trou. Il existe, en effet, en surface, une épaisseur de terrains peu consolidés, altérés par les agents atmosphériques et qui, par leur pouvoir absorbant important, transmettent très mal l'énergie explosive en profondeur. Cette fâcheuse sujétion fait de la sismique-réflexion une méthode coûteuse, puisque chaque expérience oblige à forer à 15 à 20 mètres de profondeur ou même beaucoup plus.

Dans la sismique-réflexion, les sismographes sont placés très près les uns des autres (quelques dizaines de mètres au plus) et dans le voisinage immédiat du lieu d'explosion.

Les rayons sismiques réfléchis enregistrés par les divers sismographes forment ainsi un faisceau de petite ouverture angulaire, comparable à un pinceau lumineux. Ce pinceau s'est réfléchi sur une portion très étroite de l'horizon réflecteur fonctionnant comme un miroir. On conçoit aisément que chaque tir puisse faire connaître, avec une grande précision, la profondeur et le pendage de cet élément de miroir.

LES ENREGISTREMENTS

Le document enregistrant une expérience de sismique-réflexion se présente sous la forme de la figure page 71. On peut y remarquer 24 traces sismographiques correspondant aux agitations de 24 sismographes. Les lignes verticales servent au marquage du temps. En déplaçant son regard de gauche à droite, on peut distinguer successivement :

— L'enregistrement de l'instant de l'explosion qui se marque par un brusque décrochement sur l'une des traces (la 6^e sur l'exemple de la figure).

— La première arrivée d'énergie marquée par des oscillations de grande amplitude et qui correspond à l'onde superficielle atteignant successivement les 24 sismographes.

— Enfin, après quelques dixièmes de seconde,

on constate certaines agitations accrues sur les diagrammes, à certains instants. Elles se manifestent par un quasi-synchronisme sur les différentes traces, correspondant à un apport d'énergie anormal et soudain.

Ce sont les réflexions que le prospecteur va « pointer » soigneusement sur les films. C'est ici qu'apparaît la nécessité de disposer de nombreuses traces sismographiques. Avec un seul sismographe, donc une seule trace, on ne parviendrait pas la plupart du temps à identifier les réflexions, alors qu'elles se manifestent clairement sur 24 inscriptions, grâce surtout à leur mise en phase.

LE CAROTTAGE SISMIQUE

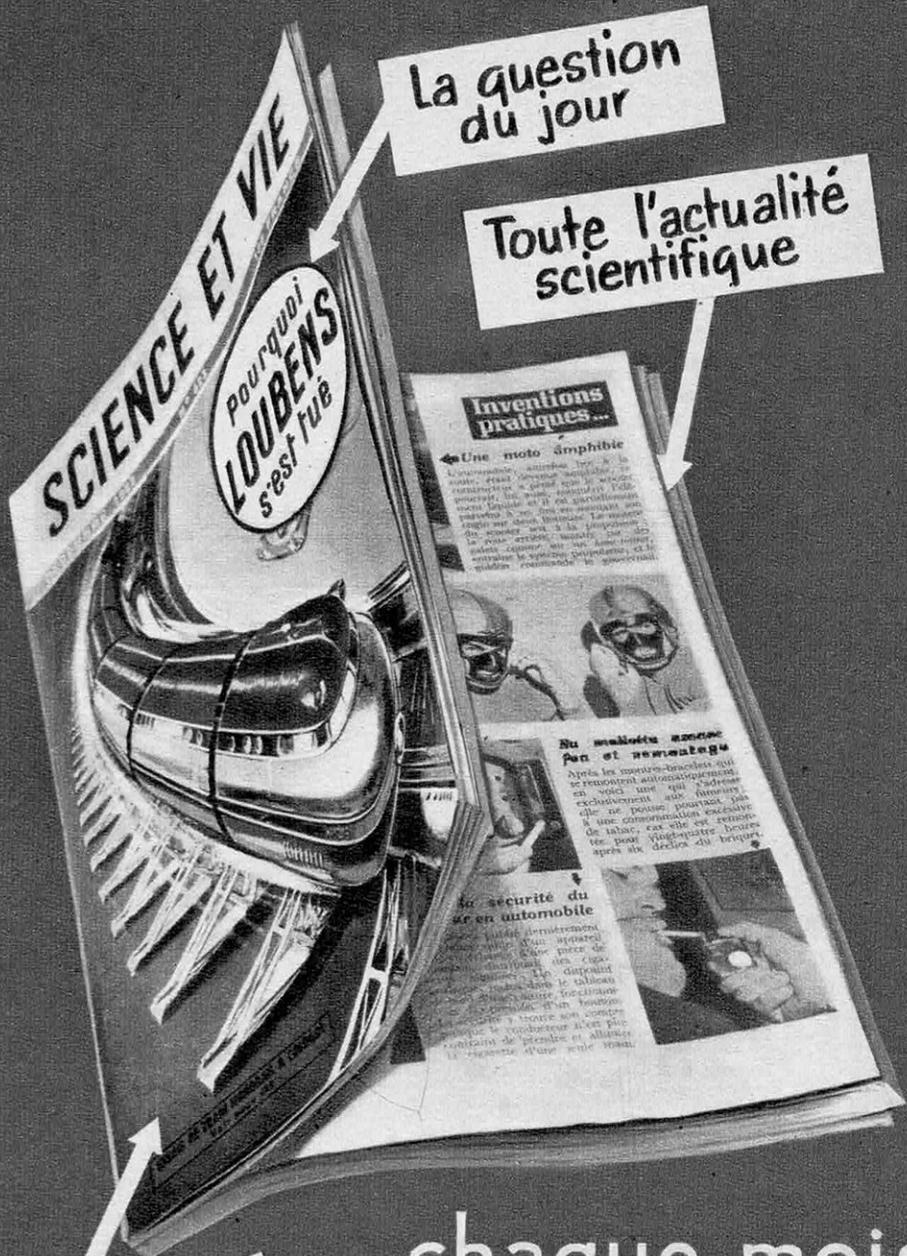
Ainsi le film sismique fournit tous les éléments nécessaires à la mesure du temps écoulé entre l'instant de l'explosion et l'arrivée des ondes réfléchies aux différents sismographes. Le prospecteur doit alors passer à la détermination de la profondeur des miroirs. Cette opération n'est possible que si l'on connaît la loi de répartition des vitesses avec la profondeur. Une des méthodes les plus sûres pour déterminer cette loi consiste à faire ce qu'on appelle un « carottage sismique » ; cette opération suppose l'existence d'un grand sondage dans la région prospectée : on descend dans ce sondage un sismographe spécial, relié par câble au camion-laboratoire, et, pour chaque profondeur successive de ce sismographe, on effectue une explosion en surface ; on mesure sur le film le temps mis par l'onde pour descendre du point d'explosion jusqu'au sismographe. Il est facile d'en déduire la loi des vitesses,

La présentation des résultats en sismique-réflexion se fait soit par coupe verticale, soit en plan. Dans le premier cas (page 71), on représente conventionnellement dans un plan vertical les éléments de miroirs tels que les films d'enregistrement les ont signalés ; ces éléments de miroirs font apparaître une certaine continuité des réflexions à certains niveaux et l'on souligne une telle continuité en traçant le long de ces alignements de miroirs des courbes appelées « horizons-fantômes ». Lorsqu'on peut suivre un tel horizon-fantôme le long de plusieurs profils se recoupant, on représente en plan, sur la carte de la région, l'horizon-fantôme par ses courbes de niveau appelées « isobathes ».

La méthode sismique-réflexion est la plus efficace des méthodes de prospection modernes. Son inconvénient majeur est son prix de revient très élevé, dû principalement à la nécessité d'effectuer de petits forages pour enterrer les charges d'explosifs.

R. Dalby,

Ingénieur à l'Institut Français du Pétrole.

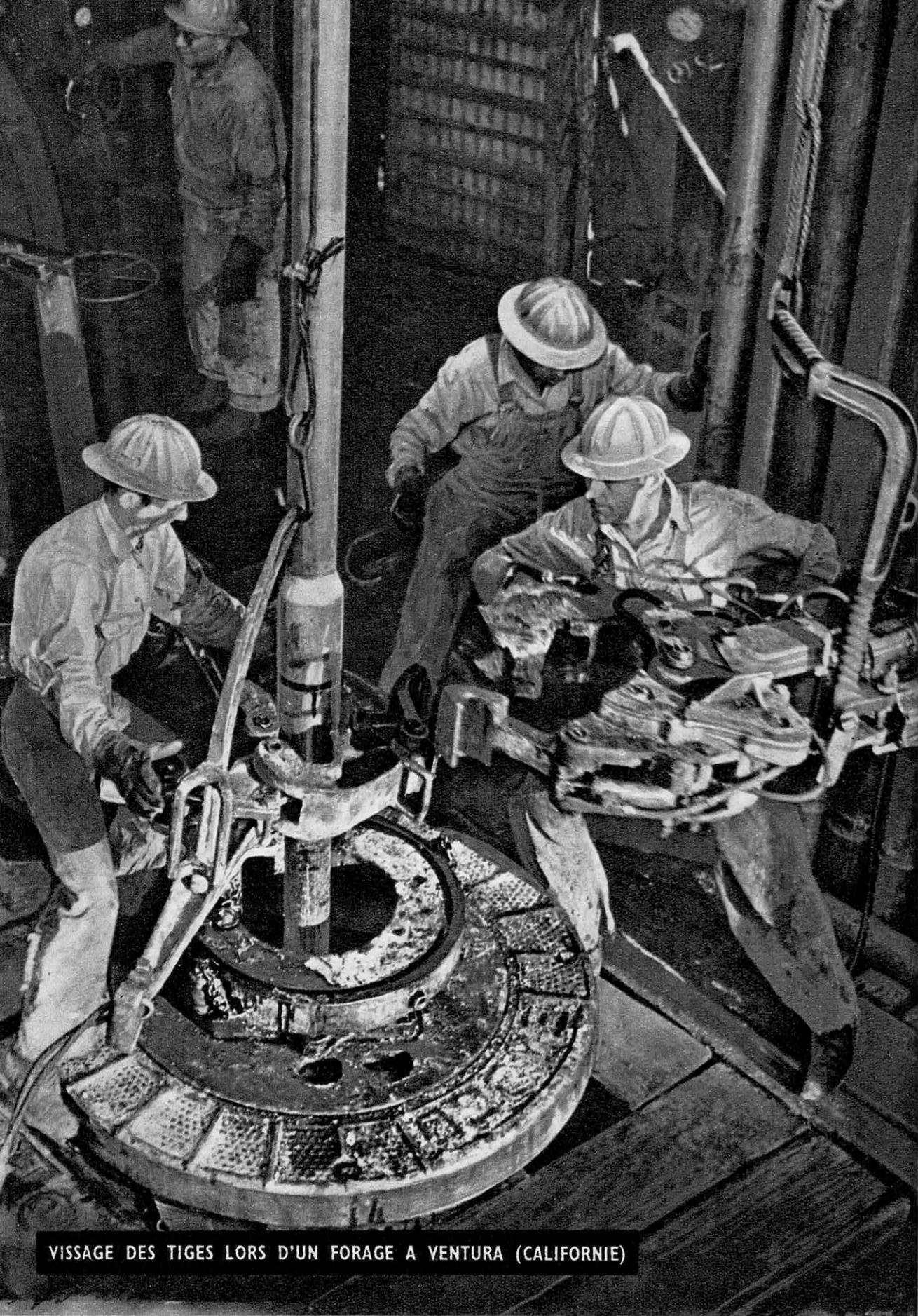


La question du jour

Toute l'actualité scientifique

Les découvertes récentes

chaque mois
dans
SCIENCE ET VIE



VISSAGE DES TIGES LORS D'UN FORAGE A VENTURA (CALIFORNIE)

QUAND JAILLIT L'OR NOIR

que les forages vont chercher au-delà de 6000 m

LORSQUE les méthodes d'exploration géologique et géophysique ont permis de conclure à la possibilité d'une accumulation de pétrole dans une structure déterminée, on implante le premier forage d'exploration ou « wildcat », qui sera suivi, si un gisement commercial est mis en évidence, d'une série de forages d'exploitation.

Le procédé ancien de forage au battage qui consistait à désagréger la roche en laissant tomber, sur une dizaine de centimètres de hauteur, un instrument coupant (trépan) à une cadence assez rapide, est pratiquement abandonné de nos jours dans l'industrie du pétrole. C'est le procédé rotary qui est presque exclusivement utilisé, car il permet de réaliser les meilleures vitesses d'avancement aux profondeurs les plus grandes (les 6000 m ont déjà été dépassés en 1949).

Le premier puits producteur de pétrole fut foré par battage en 1859, à Titusville, par l'Américain Drake.

LE FORAGE ROTARY

Le premier puits de pétrole foré avec le procédé rotary ne fut réalisé qu'en 1901, également par un Américain, A. F. Lucas.

Dans le procédé rotary, qui est le seul que nous allons décrire, l'instrument coupant ou « trépan », est animé d'un mouvement de rotation au fond du puits, par l'intermédiaire d'un long train de tiges vissées les unes aux autres et allant jusqu'en surface. Si le trépan est à lames, les lames râclent littéralement la roche en la désagrégeant en fins copeaux ; ce type de trépan est utilisé dans les roches tendres. Si le trépan est à molettes dentées, ces molettes roulent sur le fond du puits et les dents font sauter des écailles de roches.

Les tiges sont animées par une table de rotation posée sur le plancher de travail de la tour de sondage, à quelque 3 m au-dessus du sol. Cette tour de sondage, ou « derrick », est familière aux profanes depuis que de nombreux films en ont vulgarisé la fine silhouette d'acier. La hauteur de cette tour, dans les forages à grande profondeur, s'explique par la néces-

sité, lorsque le trépan est usé, de le remonter au jour le plus rapidement possible et, pour ce faire, de dévisser le train de tiges en éléments d'une longueur suffisante.

Sur les forages modernes à grande profondeur, les tiges sont dévissées par éléments de 25 m et, grâce à un treuil et à des moteurs puissants, une manœuvre de remontée, de changement de trépan et de redescente à 3000 m ne demande que sept à huit heures.

Un système de mouflage comprenant un moufle mobile pouvant aller et venir à l'intérieur de la tour et un moufle fixe situé au sommet, permet au treuil de supporter plus commodément le poids du train de tiges, poids qui devient de plus en plus élevé lorsque la sonde s'approfondit.

LES BOUES DE FORAGE

Les débris de roches formés par l'action du trépan sont remontés au jour par le courant continu d'un liquide qui, à l'origine, était de l'eau pure et qui, alourdie par les matériaux solubles (en particulier les marnes et argiles) rencontrés en cours du forage, a pris le nom de « boue de forage ». Cette boue, stockée en surface dans des bassins métalliques ou creusés à même le sol, est pompée jusqu'au fond du trou par l'intérieur des tiges qui sont creuses. Elle débouche à assez grande vitesse sur le fond du trou par des événements ménagés dans le trépan. Cette grande vélocité lui permet de brasser énergiquement les déblais au fur et à mesure qu'ils sont formés par le trépan et de les remonter au jour avec une vitesse suffisante pour empêcher leur sédimentation. La boue passe à sa sortie du puits sur un tamis vibrant et y dépose les échantillons de roche qui seront lavés et examinés par les ingénieurs et les géologues. Elle va ensuite dans les bassins de décantation où elle dépose les particules les plus fines, avant d'être reprise par les pompes.

En dehors de son rôle de remontée des déblais, on s'est vite rendu compte que la boue était précieuse pour plusieurs raisons : d'abord parce que sa densité pouvait lui permettre de

maintenir en place les fluides sous pression (boue, pétrole, gaz) rencontrés au cours du forage. Par ailleurs, elle assurait un refroidissement continu du trépan. Enfin, elle déposait au fur et à mesure, sur les parois du puits, ses particules les plus fines et les plus imperméables, ce qui permettait en quelque sorte l'étanchéité et la consolidation de ces parois.

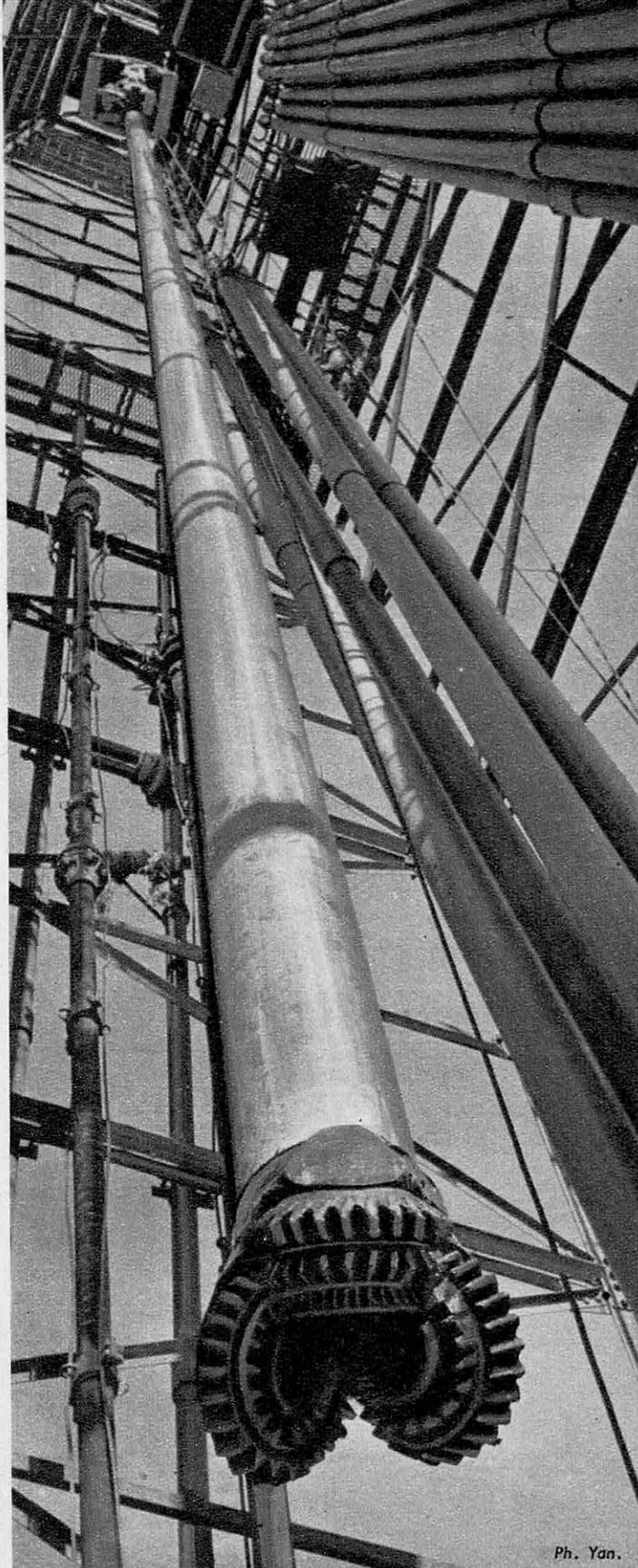
Les techniciens du forage ont ainsi été amenés à étudier très à fond le comportement physique et chimique de la boue et à prescrire de véritables traitements adaptés aux problèmes particuliers posés par chaque puits. Ainsi est née toute une chimie des boues qui a fait ces dernières années d'immenses progrès.

Mais si cette boue offre des avantages incontestables, si elle est en particulier un facteur important de sécurité pour éviter, par la pression qu'elle exerce, des éruptions peut-être fort spectaculaires, mais toujours dangereuses, elle rend le procédé de forage rotary « aveugle » quant aux formations traversées. En effet, les couches susceptibles de produire de l'huile ou du gaz ne se manifesteront pas si la boue est maintenue à une densité suffisante. Il faut donc les repérer et c'est là que réside la principale difficulté des forages d'exploration.

LE REPÉRAGE DES FORMATIONS PRODUCTIVES

Il existe de nombreuses méthodes de repérage de ces formations et leur multiplicité vient de ce qu'aucune d'elles n'est universellement probante. La plus simple consiste en l'examen physique systématique des déblais remontés par la boue, mais leur petitesse, le lavage qu'ils ont subi de la part de la boue, ne permettent pas de conclusion définitive. En outre, une certaine incertitude règne sur leur origine, car ils remontent à des vitesses différentes selon leurs dimensions.

Le carottage continu consiste à remplacer un outil fouillant tout le fond du trou par un outil annulaire permettant de prélever un échantillon cylindrique des roches, appelé



Ph. Yan.

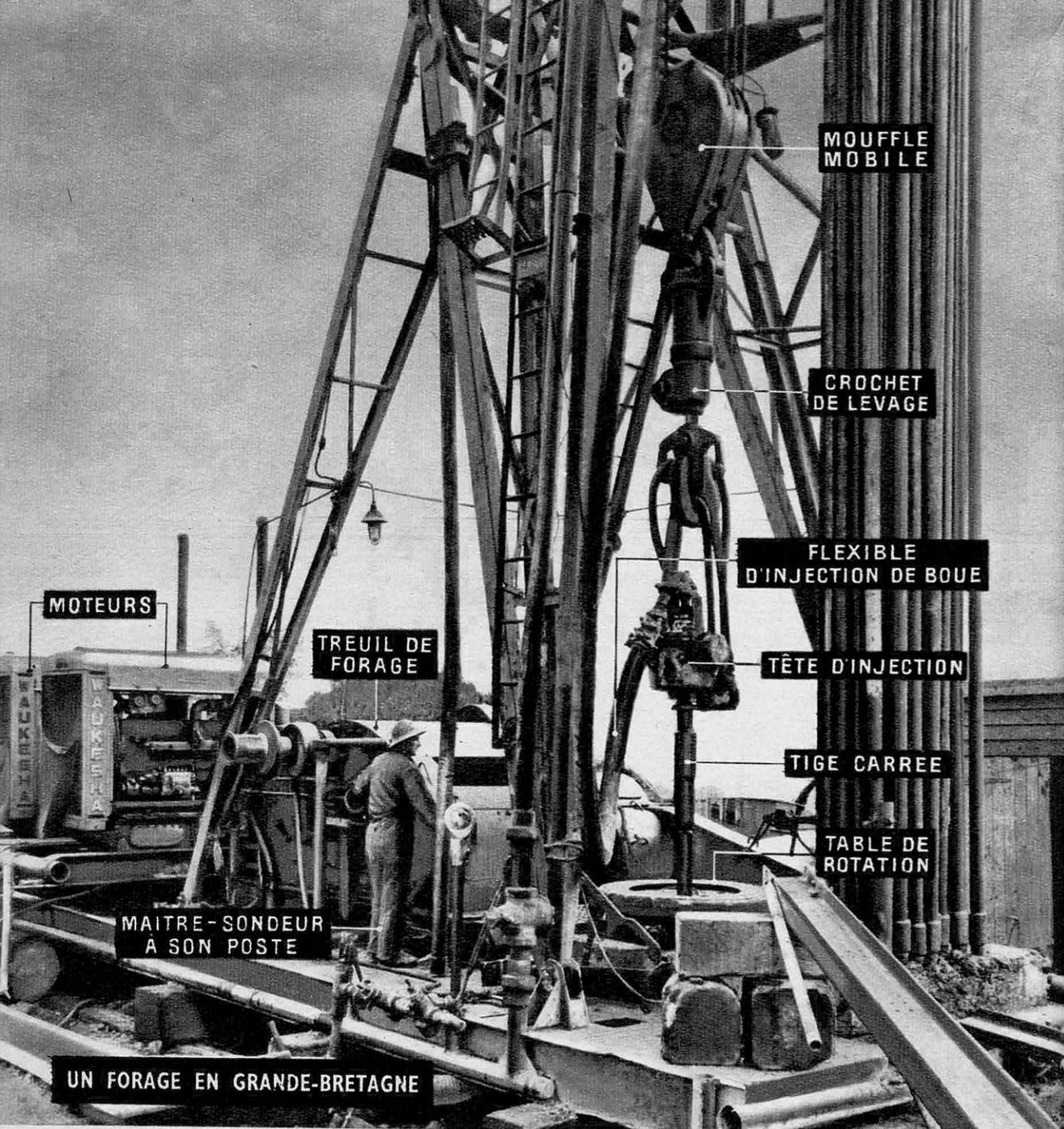
● Le trépan utilisé pour attaquer les roches diffère suivant leur dureté. Ce trépan tricone convient au forage des terrains durs. Il écrase la roche de ses dents nombreuses et aiguës.



● Au cours d'un forage diverses opérations : remplacement d'un trépan usé, prélèvement d'une « carotte » mise en place d'un tubage, obligent à

remonter le train de tiges. La sonde est scindée en éléments qui sont gerbés dans le derrick. L'opération devient longue aux très grandes profondeurs.

Ph. Yan



UN FORAGE EN GRANDE-BRETAGNE

Ph. Anglo Iranian.

« carotte » ; c'est là un procédé plus sûr puisqu'il permet des déterminations sur des échantillons plus importants et dont l'origine est certaine. Malheureusement, le carottage coûte, dans bien des cas, beaucoup plus cher que le forage et, par ailleurs, la récupération d'une carotte est parfois impossible dans des terrains mal consolidés comme le sont souvent les sables producteurs.

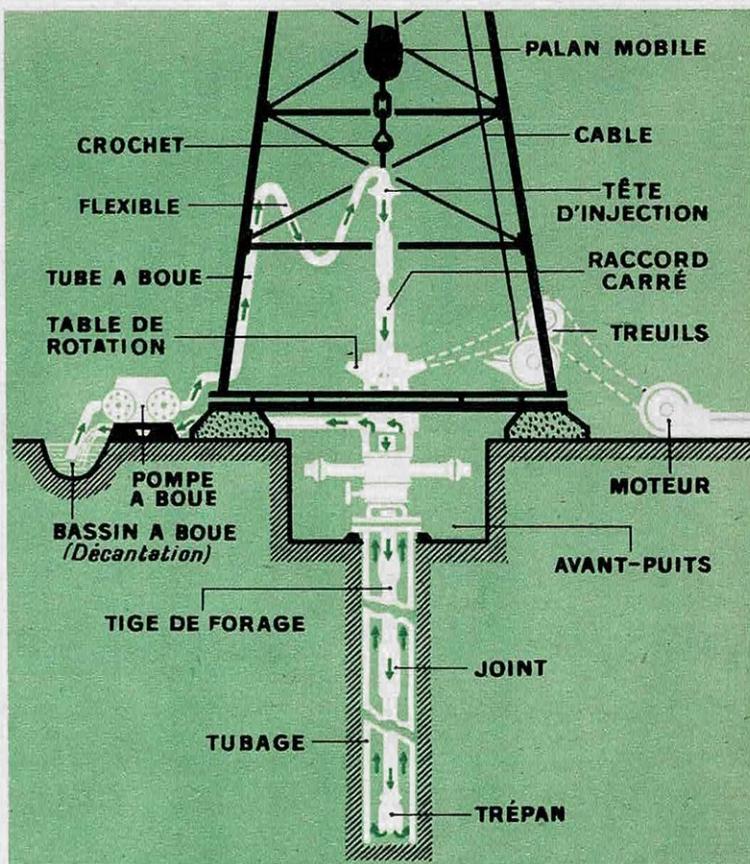
L'examen de la fluorescence des boues de forage ou des déblais soumis aux rayons ultraviolets, l'analyse continue de la teneur en gaz

de la boue, permettent également de déceler l'entrée du trépan dans une couche susceptible d'être productive.

La méthode peut-être la plus en vogue actuellement est celle dite du « carottage électrique », ainsi appelée parce que, sans fournir de carotte, elle donne des renseignements physiques, souvent fort précieux, sur la nature des roches traversées. Ce procédé consiste à mesurer, en fin de forage d'une certaine hauteur de puits, la résistivité des roches traversées et le potentiel spontané de ces roches,

LES DIVERS ORGANES D'UNE SONDE "ROTARY"

Le procédé de forage « rotary » qui a permis de dépasser la profondeur de 6 000 m met en œuvre un trépan qui attaque la roche en tournant. Ce trépan est fixé à l'extrémité d'un train de tiges creuses que l'on assemble par vissage les unes aux autres, et qui sont entraînées par la table de rotation. Un derrick qui porte des moyens de levage (moufles) permet la manutention de ces tiges. Pour les forages profonds le derrick a une grande hauteur et permet de remonter et de stocker des éléments très longs du train de tiges, ce qui accélère les opérations de remontée de la sonde. Les débris de la roche attaquée sont constamment ramenés à la surface par une circulation de boue. Injectée par les tiges creuses la boue remonte par l'espace entre la sonde et la roche, puis, à partir d'une certaine profondeur, entre la roche et le tubage consolidant le puits. Elle est envoyée à des bacs de décantation dans lesquels elle se sépare des matériaux entraînés, puis elle est réinjectée dans la sonde. A droite, schéma d'une sonde, dont on reconnaît à gauche les divers organes.



dû à des phénomènes électrochimiques ou d'électrofiltration. Cette force électromotrice mesure en quelque sorte la porosité de la roche, alors que la résistivité permet de déterminer si la roche poreuse est remplie d'un liquide résistant (huile) ou d'un liquide conducteur (eau).

Le carottage radioactif, qui mesure la quantité de rayons gamma émise par les roches, soit spontanément, soit après bombardement par neutrons, est également un des moyens les plus modernes.

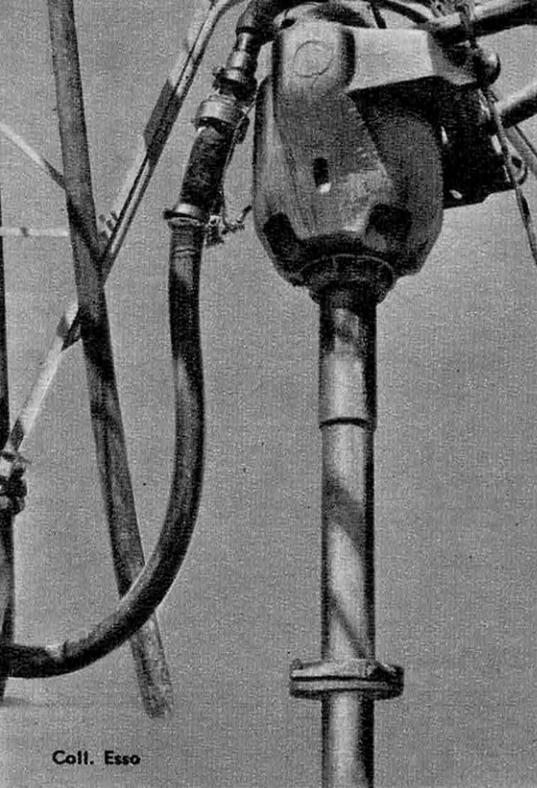
Enfin, si, en cours de forage, un indice permet de conclure à la présence probable d'huile ou de gaz dans une formation, un essai de production peut être effectué dans les heures qui suivent, en descendant au bout des tiges de forage un instrument appelé « tester » qui, délivrant subitement la couche de la pression exercée par la boue, lui permettra de débiter pendant un temps suffisant pour recueillir un échantillon de sa production.

LE TUBAGE DES PUITS

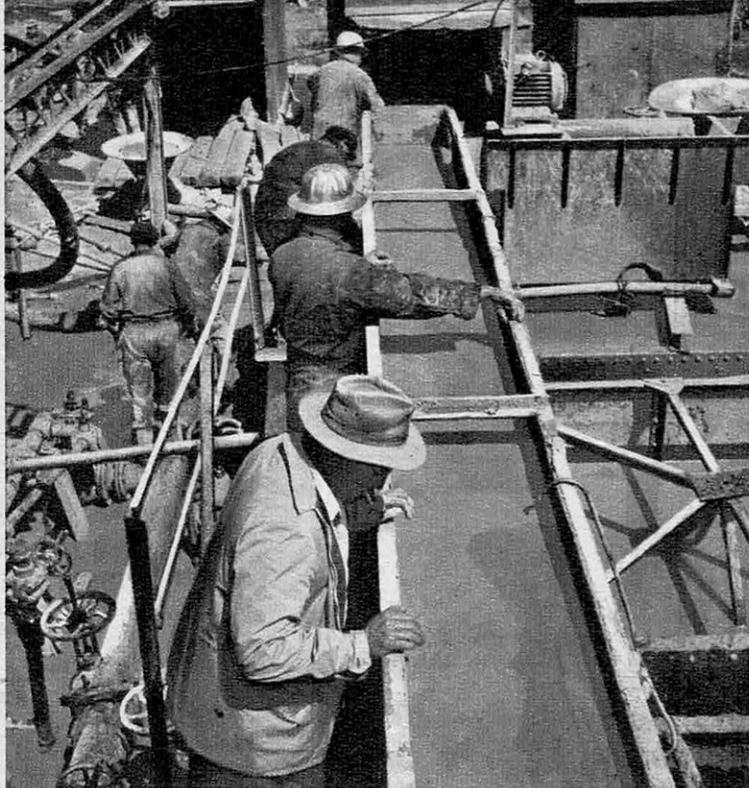
Les propriétés colmatantes de la boue ne suffisent cependant pas à assurer une conso-

lidation à toute épreuve des parois du puits ni une étanchéité complète entre les différentes couches poreuses rencontrées. Il faut donc descendre, au fur et à mesure du forage, des colonnes de tubes, afin de cuveler les parois du puits. On descend généralement une première colonne de tubes pour fermer les eaux de surface à quelque 100 m de profondeur. On peut ensuite forer 1 000, 2 000 ou quelquefois 3 000 m avant de descendre une deuxième colonne. Lorsque le puits est entièrement terminé et qu'une couche véritable doit être mise en production, on descend une dernière colonne de tubes appelée « colonne de production » dont la partie inférieure, ou « sabot », est placée soit au-dessus soit au-dessous de la couche productive.

Dès qu'une colonne quelle qu'elle soit est descendue dans le puits, elle est immédiatement cimentée par injection d'un lait de ciment dans l'intérieur de la colonne, ce lait de ciment étant ensuite refoulé derrière la colonne, par pompage d'une quantité de boue suffisante. Ce n'est que lorsque ce ciment a fait prise derrière la colonne, c'est-à-dire au bout de 24 ou 48 heures, que les travaux de



Coll. Esso



● La composition de la boue, envoyée à l'intérieur de la tige de forage par l'intermédiaire d'un flexible et d'une tête d'injection (à gauche), est examinée soigneusement (à droite). Non seulement cette boue

remonte les déblais, mais elle refroidit et lubrifie le trépan, colmate les parois du puits et empêche par la pression hydrostatique de sa colonne le jaillissement très dangereux de pétrole brut ou de gaz.

forage peuvent être repris, à un diamètre évidemment plus faible que celui utilisé avant la descente de la colonne.

Lorsque le sabot de la colonne de production a été descendu au-dessous de la formation productive, cette colonne, ainsi que le ciment qui l'entoure, doit être perforée au moyen d'un perforateur à balles, pour mettre ultérieurement la couche en production.

Par contre, lorsque le sabot de la colonne est placé au-dessus de la formation productive, celle-ci peut produire à découvert ; on peut encore descendre une crépine si les parois de la formation n'ont pas une très bonne tenue.

Enfin, on peut être appelé, avant de procéder à la mise en production définitive de la formation productive, à effectuer un certain nombre d'opérations qui lui permettront de produire dans les meilleures conditions :

- fermeture des venues d'eau ou de gaz, liées à la production de l'huile, par injection sous pression, au-dessus ou au-dessous de la formation productive, de ciment ou de résine thermodurcissable ;

- lavage des parois de la formation pour enlever les particules colmatantes de la boue ;

- injection d'acide pour nettoyage des pores de la formation elle-même, si celle-ci est suffisamment calcaire ;

- fracturation mécanique (par explosifs) ou hydraulique (par pompage dans la formation d'un liquide visqueux), afin d'en augmenter la perméabilité aux abords du puits, etc.

Une fois terminé l'ensemble de ces opérations, le puits est prêt pour sa mise en production.

COMBIEN COUTE UN FORAGE

Un forage à 3 000 mètres nécessite trois équipes de six à sept hommes chacune, travaillant en continu par postes de huit heures, ce qui, compte tenu du personnel d'encadrement et du personnel de surface, porte à trente ou quarante hommes l'effectif du chantier.

Un tel forage, dans les conditions assez difficiles rencontrées généralement dans le Midi de la France, demande six mois environ. Les frais de marche de l'appareil reviennent environ à 90 millions de francs, les dépenses en trépan (il en faut une centaine environ) à au moins 10 millions de francs, celles en produits de boue à 5 millions de francs environ, celles en tubes et ciment à 25 millions de francs, ce qui, en ajoutant environ 20 millions de frais de génie civil, montage, démontage et transport de l'appareil, porte à un total de 150 millions de francs environ le prix d'un tel forage.

On voit qu'un forage profond revient très cher et que la nécessité de forer plusieurs puits avant d'en trouver un productif, oblige à investir de très importants capitaux avant d'en retirer quelque profit. Mais lorsqu'un résultat heureux est obtenu, les dépenses de forage sont vite amorties.

L'EXPLOITATION D'UN GISEMENT

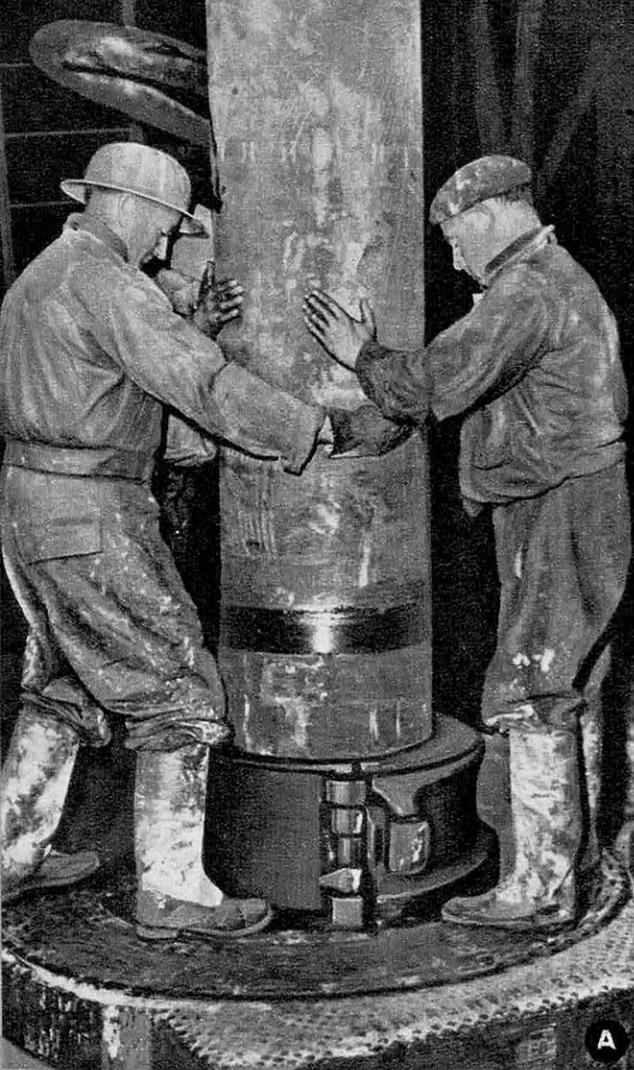
Le forage permet de mettre en communication avec la surface du sol les hydrocarbures contenus dans les gisements. Pour assurer la production, il est nécessaire d'agir sur les molécules de gaz ou de pétrole éloignées du sondage, de manière à les y amener. C'est ce que nous appellerons le **drainage** du gisement. Il

est ensuite nécessaire d'amener ces hydrocarbures du fond du puits jusqu'à la surface, ce qu'on peut appeler le **problème d'ascension**. En pratique, il n'est pas très difficile de résoudre ce deuxième problème, alors que le premier se présente dans des conditions en général délicates.

Le seul moyen dont on dispose pour provoquer le drainage du gisement consiste à faire régner au pied du sondage une pression inférieure à la pression d'équilibre dans les couches imprégnées. Cette différence de pression met les fluides en mouvement vers le sondage. Le drainage s'arrête au moment où elle devient nulle, pour une raison ou pour une autre. Le problème serait relativement simple si on ne trouvait dans une couche productrice que du gaz

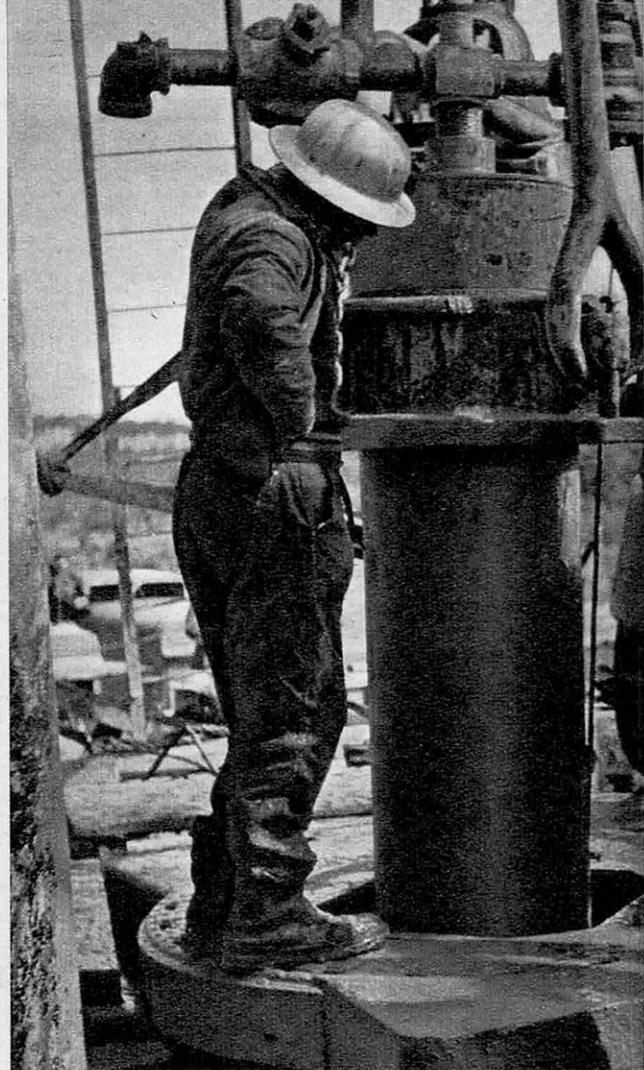


UNE SONDE ET SON BASSIN DE BOUE SUR LE CHANTIER DE SAINT-MARCET



Ph. Esso.

ou que de l'huile. En fait, dans l'extrême généralité des cas, il existe simultanément du gaz, de l'huile et de l'eau. La rupture d'équilibre que l'on provoque met en mouvement l'ensemble des fluides et la circulation de chacun d'eux se trouve affectée par un très grand nombre de facteurs. En règle générale il ne faut pas choisir au hasard la différence de pression que l'on fait régner sous peine de provoquer une circulation désavantageuse. Nous caractériserons le régime de fonctionnement d'un puits donné par la pression que l'on fera régner au pied du sondage. Le régime étant choisi, on assiste, en général, à une lente évolution de la composition de l'effluent du sondage qui se traduit par une diminution progressive de la valeur marchande de la production journalière. Si l'on tient compte de la constance des frais directs de production, on en conclut que l'exploitation peut cesser d'être payante à partir d'une certaine époque. En pratique, on détermine un débit limite en dessous duquel la production coûte de l'argent au lieu d'en rapporter. Or, il est très fréquent

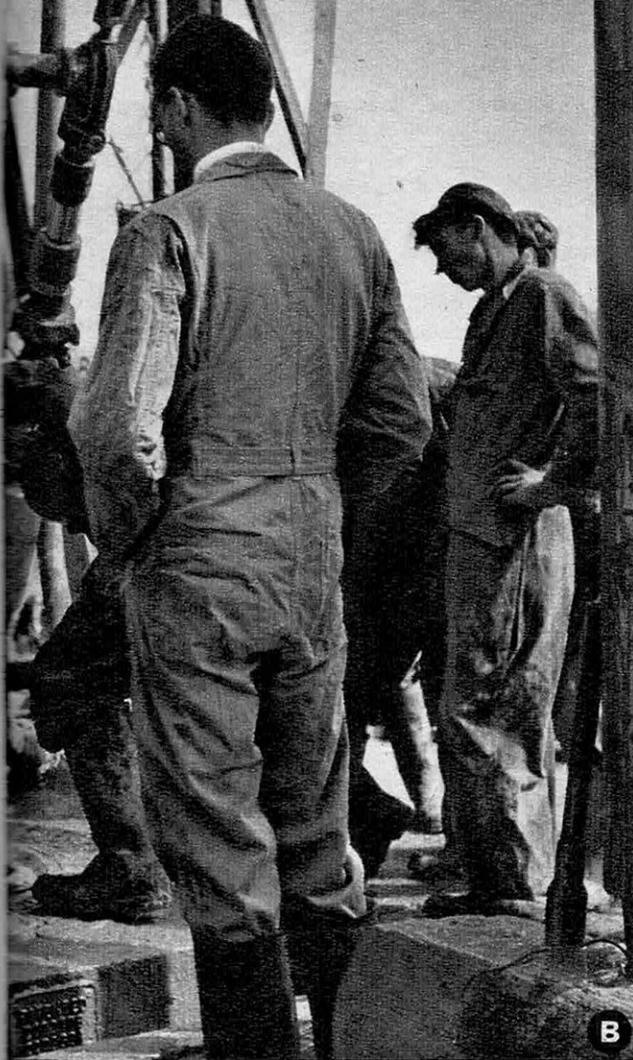


que le drainage du gisement se poursuive de manière satisfaisante à condition de l'opérer avec une certaine lenteur. On voit donc deux notions qui s'opposent : celle de la récupération des hydrocarbures, qui exige en général un rythme plutôt lent, et celle du rendement financier des installations, qui exigerait plutôt un rythme rapide.

Tout le problème de l'exploitation d'un gisement réside dans le choix du régime de fonctionnement des divers puits.

POROSITÉ ET PERMÉABILITÉ DES ROCHES PÉTROLIFÈRES

Les hydrocarbures se trouvent dans le sous-sol, non pas sous forme de nappes analogues à des lacs, mais plutôt comme de l'encre dans un buvard. Sans doute existe-t-il des gisements constitués par tout un réseau de fissures, de vacuoles, n'excluant pas d'ailleurs la présence de quelques cavernes de dimensions plus ou moins grandes. Ceci n'empêche que, dans la plupart des cas, les espaces à l'intérieur desquels



Ph. Esso.

se trouvent les hydrocarbures se présentent comme de très fins canaux enchevêtrés qui résultent de l'accumulation de grains de matière solide des milieux sédimentaires. A une échelle 100 fois plus grande, le milieu poreux constitué par un sable tel qu'un sable de plage se présente comme une accumulation de billes dans une boîte. Les grains de matière solide sont d'ailleurs plus ou moins cimentés entre eux, ce que l'on traduit en disant que le milieu est plus ou moins consolidé. Quelle que soit leur nature, sable ou calcaire, les milieux poreux ont une certaine aptitude à stocker les fluides : c'est leur **porosité**, et une certaine aptitude à les laisser circuler : c'est leur **perméabilité**. On sait que certaines scories de hauts-fourneaux et que certaines pierres ponce flottent sur l'eau, ce qui est l'indice de leur porosité et de leur absence de perméabilité.

Pour qu'un milieu sédimentaire puisse constituer un réservoir de pétrole exploitable, il est indispensable que la roche dont il est constitué soit à la fois poreuse et perméable. La porosité est définie comme le rapport du volume de vide

A A certains stades du forage, pour consolider les parois du puits et assurer leur étanchéité, on enfonce des colonnes de tubes de diamètre légèrement inférieur à celui du puits. Le forage est ensuite poursuivi avec un trépan plus petit. Plusieurs tubages sont souvent nécessaires dans un sondage.

B Quand on a mis en place une colonne de tubes on la cimente aux parois du puits. Pour cela on injecte, à l'intérieur de la colonne un lait de ciment qui est refoulé par une quantité convenable de boue et remonte entre le tube et les parois du puits. La prise du ciment exige environ un ou deux jours.

contenu dans un échantillon au volume apparent de cet échantillon. Elle s'exprime en pour-cent. Les roches réservoirs ont en général des porosités comprises entre 5 et 30%.

La perméabilité des milieux poreux est une notion dynamique liée à la circulation des fluides. C'est le coefficient de proportionnalité qui existe entre le débit et la perte de charge à travers une surface unité de milieu poreux d'épaisseur unité, traversée par un fluide de viscosité unité. Elle s'exprime couramment en « millidarcy ». Les roches magasins ont des perméabilités comprises entre 5 et 1 000 millidarcys. La mesure de la porosité et de la perméabilité se fait sur des échantillons de roches prélevés au cours du forage à l'aide d'une fraise annulaire.

Il n'est pas rare de trouver des roches magasins dont les plus grands pores n'excèdent pas quelques microns (millièmes de millimètre) de diamètre. On peut considérer que les pores d'un dixième de millimètre sont exceptionnellement grands. De telles dimensions de pores correspondent cependant à une perméabilité de l'ordre de celles que nous avons indiquées. Avec des puits qui ont rencontré des couches productrices d'une épaisseur inférieure à 10 m, on peut néanmoins obtenir des débits journaliers de plusieurs dizaines de milliers de mètres cubes de gaz ou de plusieurs mètres cubes d'huile. Ceci tient au fait que si les pores sont très petits, ils sont en revanche très nombreux.

L'ÉQUILIBRE PÉTROLE-EAU-GAZ

En règle très générale, le pétrole se trouve dans des roches dans lesquelles il s'est mis en place au cours des âges géologiques. Ces roches étaient, antérieurement à sa venue, imprégnées d'eau datant de la sédimentation et les hydrocarbures ont effectué une « migration » pour atteindre leur position actuelle. L'eau et les hydrocarbures constituent deux phases pratiquement non miscibles et leur équilibre relatif est commandé par les lois de la



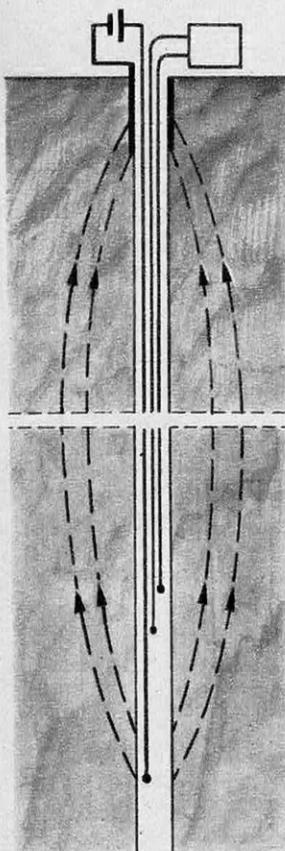
Ph. Esso.

← Le prélèvement de « carottes » pour l'étude géologique des terrains est pratiqué fréquemment dans les premiers forages ou « wildcats ». Un trépan annulaire découpe alors un cylindre dans la roche.

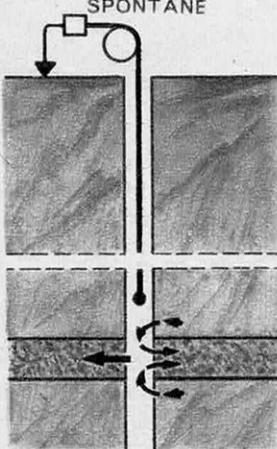
capillarité. La capillarité joue un rôle évidemment très important dans les milieux poreux, étant donné l'extrême division de la matière solide qui a pour conséquence l'existence de surfaces considérables. Il n'est pas rare que la surface totale de grains de matière solide présents dans 1 m^3 de roche dépasse 1 hectare. La capillarité s'oppose aux lois de la pesanteur et c'est de l'équilibre de ces deux forces que résulte l'état du gisement vierge. On doit s'attendre à trouver, de haut en bas : le gaz, puis l'huile, puis l'eau, mais il faut s'attendre aussi à ce que, dans la zone que nous appellerons la zone à huile, il subsiste une certaine saturation en eau, et que dans la zone que nous appellerons la zone à gaz, il subsiste à la fois une certaine saturation en eau et une certaine saturation en huile. Cette teneur en eau qui existe à l'intérieur des gisements de pétrole dans la zone à huile, ou dans les gisements de gaz dans la zone à gaz, a reçu le nom d'« eau interstitielle ». On a coutume de l'exprimer en fraction de la porosité et on trouve fréquemment des roches magasins contenant 20-30-50 % d'eau interstitielle. Il va de soi que plus il y a d'eau interstitielle et moins il reste d'espace pour les hydrocarbures. La teneur en eau interstitielle croît en général en même temps que décroissent les diamètres des pores.

Si le pétrole et l'eau peuvent être considérés comme non miscibles, il n'en est pas de même du pétrole et du gaz. Ce dernier peut être dissous dans une très grande proportion par le pétrole. La quantité de gaz dissoute croît avec la pression, et il n'est pas rare de trouver des gisements contenant une huile chargée de 100 ou 150 fois son volume en gaz dissous. Si la pression dans le gisement vient à baisser, le gaz dissous se dégagera exactement comme se

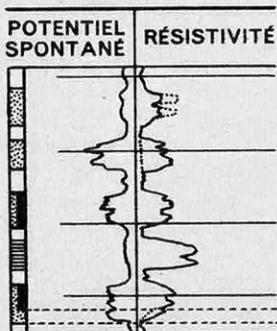
MESURE DE RÉSISTIVITÉ



MESURE DU POTENTIEL SPONTANÉ

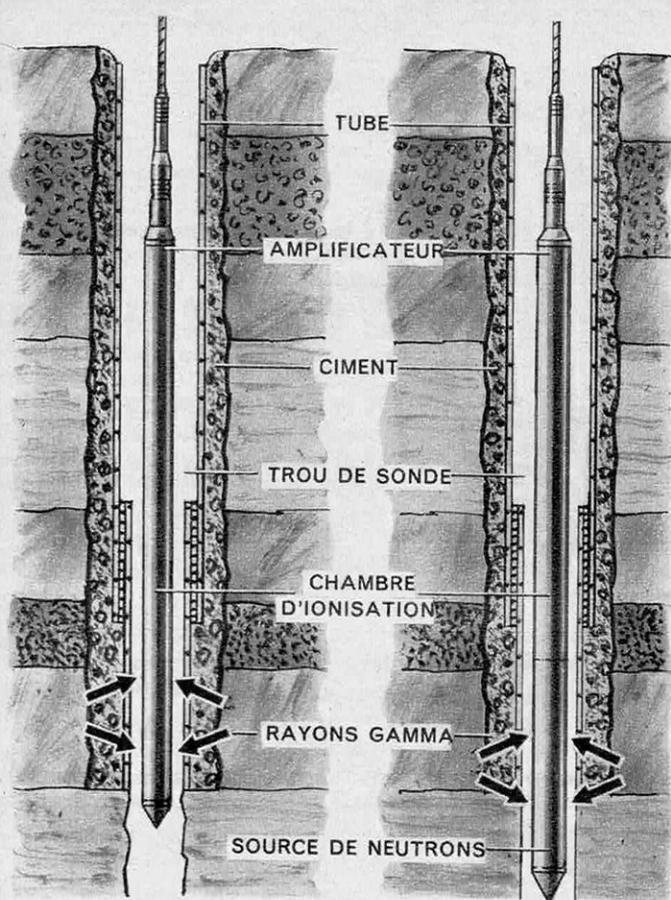


DIAGRAMME



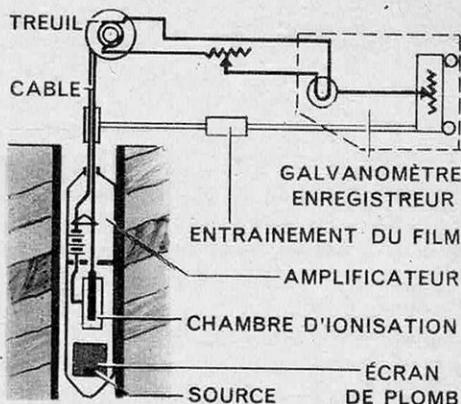
PRINCIPE DU CAROTTAGE ÉLECTRIQUE

Le carottage électrique est une méthode d'exploration des terrains traversés au cours d'un forage, qui, sans aucun prélèvement de roche, donne des renseignements précis sur la porosité des roches et la nature des liquides interstitiels qu'elles renferment. La porosité est évaluée grâce à la mesure du potentiel spontané de la roche, auquel elle est liée. Les mesures de résistivité permettent de savoir si la roche contient de l'huile (résistante) ou de l'eau (conductrice). On voit comment s'effectuent ces mesures et le profil du carottage continu d'un puits.



LE CAROTTAGE RADIOACTIF ET LE CAROTTAGE PAR NEUTRONS

Une deuxième méthode de « carottage » sans prélèvement de carotte consiste à étudier la radioactivité naturelle ou artificielle des terrains, au moyen d'une chambre d'ionisation que l'on descend dans le puits de forage. La radioactivité artificielle des roches est provoquée par un bombardement de neutrons, la source neutronique étant séparée de la chambre d'ionisation par un épais écran de plomb.



dégage le gaz d'une eau minérale lorsqu'on ouvre la bouteille à la pression atmosphérique. Le gaz dégagé prendra place dans le milieu poreux, s'accrochera dans ses anfractuosités ou bien circulera suivant l'importance du dégagement, et ce phénomène aura de lourdes conséquences pour la circulation de l'huile.

LES MÉCANISMES DE DRAINAGE

Les hydrocarbures et l'eau qui leur est liée dans les gisements sont toujours sous pression. Cette pression peut avoir diverses origines, mais on constate que très fréquemment elle est assez voisine de la pression hydrostatique due à une colonne d'eau s'étendant depuis la surface jusqu'à la cote à laquelle ils se trouvent. On connaît cependant quelques gisements dans lesquels les fluides participent à l'effort de soutènement de tous les matériaux situés au-dessus et qui sont alors soumis à une pression à peu près égale à 2,3 fois la pression hydrostatique. On connaît aussi des gisements où la pression a une valeur intermédiaire entre ces deux extrêmes, et on peut imaginer que des phénomènes tectoniques ont provoqué une compression dans certains compartiments de roche, engendrant ainsi des pressions anormales.

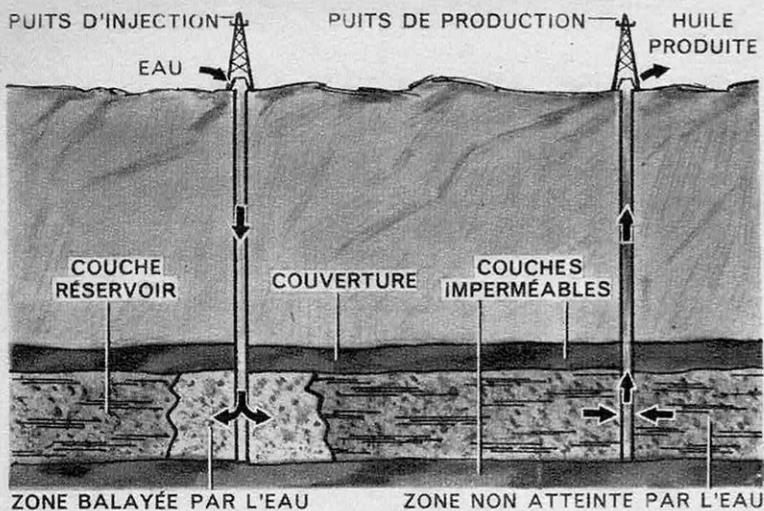
Les mécanismes de drainage sont liés à la pression existante et à la nature des fluides en

présence. Si les hydrocarbures se trouvent enfermés dans une poche de milieu poreux isolée par des barrières imperméables, la pression va nécessairement baisser au fur et à mesure de la production ; c'est ce que nous appellerons le **drainage par expansion**. Son efficacité dépendra de l'aptitude des fluides à se détendre lorsque la pression baisse. A cet égard, un gisement d'huile ne contenant pas de gaz ne pourra se détendre que très faiblement, et lorsque la pression dans la couche aura atteint la pression atmosphérique, on aura tout au plus fait sortir du gisement quelques centièmes de son contenu. Montrons-le par un exemple :

Soit un gisement ayant une superficie de 4 km² et 10 m d'épaisseur ; la porosité de la roche magasin est de 10 %, nous avons un volume total de pétrole qui est de 4 millions de m³. S'il est initialement sous une pression de 100 kg/cm² et si le coefficient d'expansion isotherme est de 1,5.10⁻⁴ nous aurons obtenu, lorsque la pression sera tombée à la pression atmosphérique, une production de 60 000 m³, c'est-à-dire une récupération de 1,5 %.

S'il s'agit au contraire d'un gisement de gaz placé dans les mêmes conditions, nous récupérerons pratiquement 99 % du gaz en place, ainsi que le montre une simple application de la loi de Mariotte.

Si nous avons affaire à un gisement contenant



RÉCUPÉRATION SECONDAIRE PAR UNE INJECTION D'EAU

Au début de l'exploitation d'un gisement, le pétrole progresse généralement vers les puits grâce à l'énergie naturelle de gaz ou d'eau sous pression. Cette énergie fait souvent défaut bien avant que le gisement soit épuisé. C'est pourquoi on a inventé des méthodes de récupération secondaire telle que l'injection d'eau ou de gaz. La figure ci-contre représente la coupe schématique d'un gisement dans lequel on a injecté de l'eau pour refouler le pétrole vers les puits exploités.

de l'huile chargée de gaz, la capacité d'expansion de ce liquide va être beaucoup plus considérable que celle d'une huile non chargée ; mais le gaz, étant beaucoup moins visqueux que l'huile, va circuler beaucoup plus facilement qu'elle et nous ne pouvons nous attendre à récupérer qu'entre 10 et 30 % de la quantité d'huile en place. Nous avons affaire dans ce cas au drainage par expansion de gaz dissous qui a une physionomie assez particulière, du fait que la production est d'abord relativement riche en huile, et s'appauvrira progressivement en même temps qu'elle s'enrichira en gaz.

Si le gisement, au lieu d'être fermé, est en communication avec un milieu poreux contenant de l'eau sous pression hydrostatique, nous aurons un **drainage par déplacement** : l'eau qui est située en dessous des hydrocarbures dans le gisement va les pousser vers la sonde de production : c'est le **drainage par poussée de l'eau de fond** que les Américains appellent « water-drive ». Dans un tel cas, on peut espérer une récupération très importante sous réserve que l'eau du fond ne trouve pas de cheminement favorable pour atteindre les sondes de production, en laissant la majeure partie de l'huile en place. On peut atteindre la récupération de 80 %, mais ceci exige de limiter suffisamment le débit de façon à mettre de son côté toutes les chances pour ne pas provoquer une invasion prématurée des sondes de production par l'eau.

Naturellement rien ne s'oppose à ce que plusieurs mécanismes de drainage existent simultanément dans un gisement de pétrole ou de gaz, et il n'est pas rare, en particulier, que l'on dispose à la fois de l'expansion et de la poussée des eaux. Nous pouvons signaler que bon nombre de gisements découverts par les sociétés françaises produisent par poussée des eaux ; c'est le cas pour le gisement d'huile de Lacq et pour le gisement d'huile du Maroc.

Par contre, le gisement de gaz de Saint-Marcel produit essentiellement par expansion, ce qui sera également le cas pour le gisement du Cap Bon. Il semble que le gisement de Sidi-Aïssa en Algérie près d'Aumale produise par contre par expansion de gaz dissous. Comme on le voit, ces divers mécanismes sont également fréquents puisque, sur le petit nombre de gisements qui ont été découverts sur le territoire de la France ou de l'Union Française, nous les voyons tous représentés. Nous devons cependant signaler qu'il n'a pas encore été trouvé de gisement comportant une couche de gaz libre au-dessus de l'huile. Ce cas est extrêmement intéressant, car il permet de récupérer un très fort pourcentage d'huile en place si l'on donne au gaz accumulé au-dessus de l'huile la possibilité de rester dans le gisement, tout en poussant l'huile vers les sondes de production. Un tel gisement fonctionne exactement comme une bouteille d'eau de Seltz, et cette comparaison suffit à montrer l'efficacité que l'on peut attendre d'une telle disposition. Il convient, dans un tel cas, de prendre évidemment les précautions nécessaires pour éviter que le gaz ne trouve un cheminement facile vers les sondes qui lui permettrait de sortir du gisement en négligeant de pousser l'huile devant lui.

LE CONTRÔLE DE LA PRODUCTION

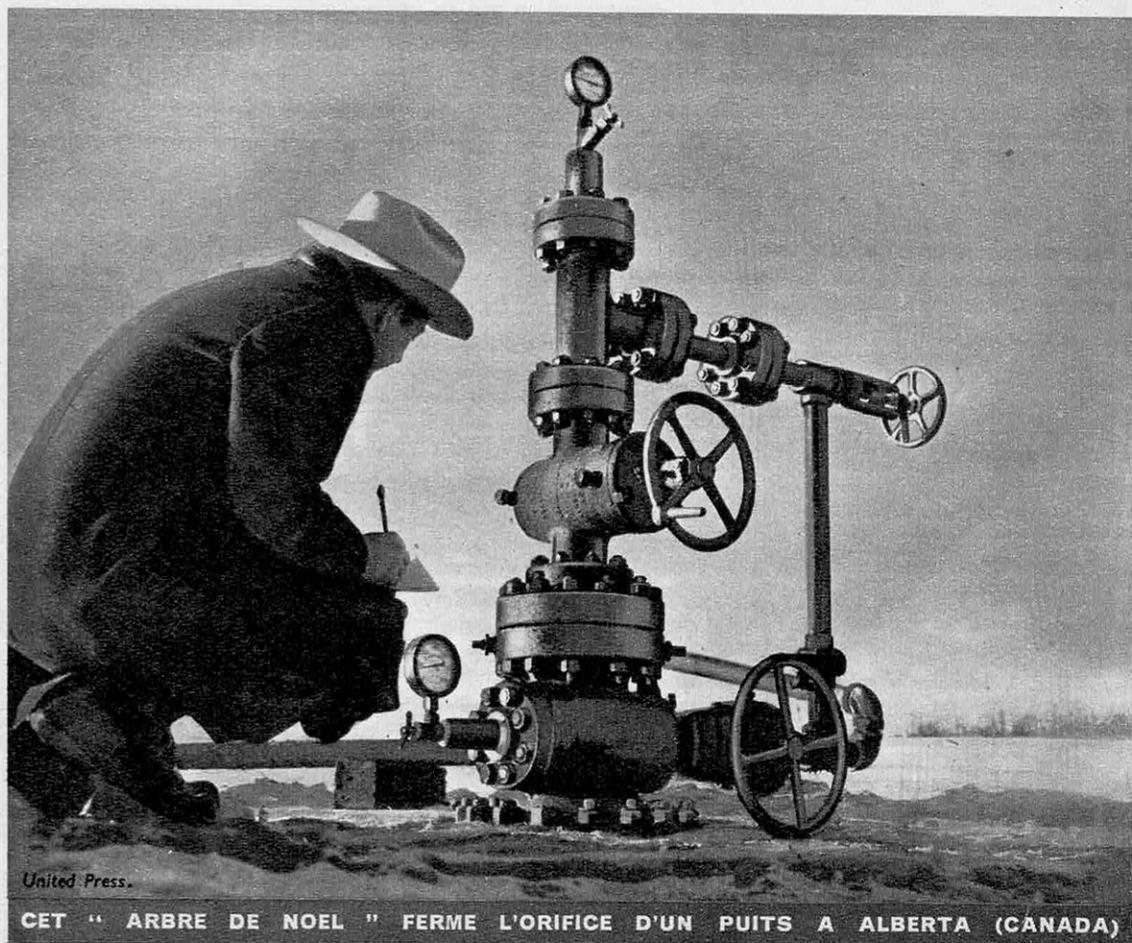
Suivant le mécanisme de drainage qui prévaut dans un gisement donné, la production évolue en fonction du temps de manières différentes. Le contrôle de cette production permettra, dans les premières années de l'exploitation, de définir sans ambiguïté le mécanisme de drainage et ensuite de modifier les conditions de production pour obtenir la récupération la meilleure, compte tenu des impératifs financiers.

Lorsque le drainage a lieu par expansion simple, qu'il s'agisse d'huile ou de gaz, la courbe de déclin a une allure particulière, dite « hyperbolique ». Si l'on exerce un contrôle de pression en fermant le gisement à des intervalles de temps réguliers, on constate une chute de la pression d'équilibre qui justifie pleinement la décroissance du débit. Si au contraire, le mécanisme de drainage est basé sur la poussée de l'eau de fond, le débit global de chacun des puits reste fréquemment indépendant du vieillissement de l'exploitation, mais, par contre, on est exposé à constater un déclin de la production d'huile au profit d'une production d'eau croissante. Il n'est pas très difficile de déterminer quel est le mécanisme de drainage prépondérant, mais il peut être plus délicat de s'assurer de l'existence de deux mécanismes simultanés. C'est ainsi, par exemple, que la mise en évidence d'une poussée des eaux de fond dans les gisements de gaz exige que plusieurs années de production se soient écoulées. Ce phénomène se traduit fréquemment par l'existence d'une pression supérieure à ce que l'on aurait attendu lorsqu'une certaine production a été atteinte.

Le contrôle des gisements est essentiellement basé sur la mesure périodique de la pression disponible au pied des sondages lorsque ceux-ci sont arrêtés. L'interprétation de ces mesures est quelquefois difficile en raison de l'interférence qui peut exister entre les sondages, étant bien entendu que si l'on peut se permettre d'arrêter la production d'un puits à une certaine époque, on ne peut en général pas fermer l'ensemble des puits, puisque cela reviendrait à réduire à néant la production. La chose est particulièrement sensible pour les gisements de gaz naturel qui alimentent de grands centres industriels ou urbains et qui participent à un service public dont une des caractéristiques doit être la continuité.

Tout l'art de l'ingénieur consiste à déduire, avec le plus d'exactitude possible, le comportement futur du gisement qu'il exploite à partir de renseignements qui sont nécessairement limités.

Ce sont d'abord ceux que l'on peut acquérir sur la roche magasin lors de la découverte du gisement. Ils sont complétés par l'étude thermodynamique des fluides à laquelle on peut se livrer en laboratoire et par l'observation de



l'évolution de la production en fonction du temps, compte tenu des régimes successifs qui sont adoptés.

L'ESTIMATION DES RÉSERVES

Un des premiers éléments que l'on s'efforce de connaître est la quantité globale d'hydrocarbures que l'on peut espérer retirer d'un gisement en l'exploitant dans les conditions physiquement les meilleures. Une telle estimation repose sur deux déterminations : d'abord la quantité en place, c'est-à-dire la quantité globale de pétrole ou de gaz existant dans le gisement, et ensuite la fraction de cette quantité qui sera récupérée. La quantité en place peut être déterminée si l'on connaît la superficie et l'épaisseur du gisement, la porosité et la teneur en eau interstitielle de la roche magasin, ainsi que le facteur de contraction de l'huile lorsqu'elle passe de la pression du gisement à la pression atmosphérique, ou le facteur d'expansion du gaz lorsqu'il subit une évolution semblable. La détermination du facteur de récupération est beaucoup plus complexe : en première approximation, on peut se baser sur les statistiques établies sur des gisements de type analogue. Pour serrer le problème de plus près, on pourra se livrer à des essais de laboratoire représentant plus ou moins approximativement les conditions qui règnent dans le gisement que l'on étudie. Une dernière méthode enfin peut être utilisée, mais elle est très dangereuse ; c'est celle qui consiste à extrapoler purement et simplement les courbes de production. Il va de soi que cette extrapolation n'est valable que si l'élément de courbe à partir duquel on l'a faite est suffisamment étendu et elle a de ce fait le désavantage de ne pouvoir être utilisée que lorsque plusieurs années se sont écoulées depuis la découverte.

LE DÉVELOPPEMENT DES CHAMPS PÉTROLIFÈRES

Le développement des champs consiste à implanter le nombre de sondages strictement nécessaire pour retirer, dans un délai fixé, la quantité de pétrole que l'on a supposé pouvoir produire. Ce problème est l'un de ceux dont les solutions sont les plus controversées à l'heure actuelle, certains étant partisans d'un espacement faible, d'autres au contraire d'un grand espacement. En règle générale, dans un milieu bien perméable, on pourra se contenter de puits largement espacés, car de tels puits permettront, dans un temps relativement court, de drainer des espaces de terrain assez considérables. Au contraire, les terrains faiblement perméables présentent des conditions de rentabilité difficiles. Ceci explique

tout l'intérêt que l'on attache aux procédés capables d'accroître la perméabilité du terrain aux alentours des trous de sondes et qui ont déjà été signalés plus haut, tels que : l'acidification, le torpillage, la fracturation hydraulique. Pour montrer à quel point ces procédés sont capables de modifier la production d'un sondage, nous signalerons l'existence, dans une des sociétés françaises, d'un puits dont le débit a été multiplié par 15 à la suite d'une seule opération d'acidification. Si l'on pense qu'une telle opération qui consiste tout simplement à injecter quelques mètres cubes d'eau contenant 15 % d'acide chlorhydrique coûte à peine quelques centaines de mille francs et qu'elle peut en revanche économiser plusieurs sondages, on comprendra sans peine tout son intérêt.

LA RÉCUPÉRATION SECONDAIRE

Nous avons envisagé jusqu'ici la mise en œuvre de l'énergie naturellement incluse dans les gisements. Lorsque cette énergie est épuisée, il reste une fraction souvent très importante de fluides en place, surtout lorsqu'il s'agit de gisements de pétrole. Les exploitants se sont préoccupés depuis déjà plusieurs décades de récupérer au moins partiellement ce pétrole qui a échappé à la production.

Le problème se réduit à injecter dans le gisement partiellement épuisé un fluide destiné à pousser devant lui et vers les sondes de production la plus grande partie possible du pétrole résiduel. On injecte fréquemment de l'eau dans les parties basses des structures de façon à produire un « water-drive » artificiel, mais on utilise également l'injection de gaz naturel lorsque ce gaz est disponible ; cette injection a lieu alors au sommet des structures, et l'on cherche à repousser le pétrole vers le bas et vers les sondes de production. Les procédés de récupération secondaire sont très largement employés, en particulier aux Etats-Unis, où les très vieux sondages de Pennsylvanie ont été les premiers à en bénéficier.

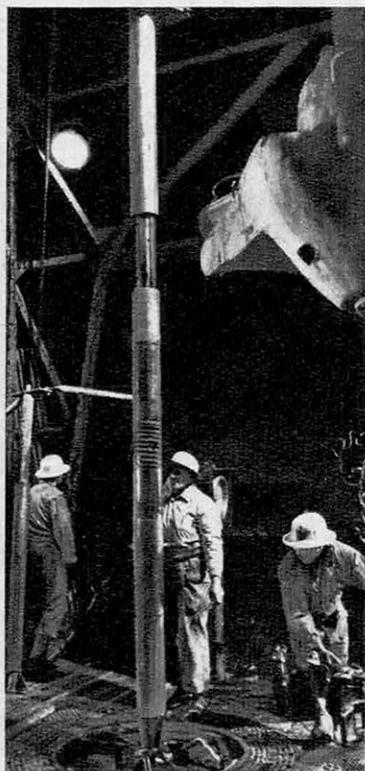
La difficulté de trouver chaque année de nouveaux gisements qui compensent l'usure des gisements en production a conduit à apporter une attention toute particulière, non seulement à la récupération secondaire par les procédés d'injection dont nous avons parlé, mais aussi à ce qu'on appelle maintenant la récupération tertiaire, qui, bien que n'ayant pas dépassé sensiblement le stade du laboratoire, permettra peut-être, dans un proche avenir, d'épuiser de manière beaucoup plus complète les couches découvertes.

A.-H. HOUPEURT et J. NOUGARO

Chef du Dép^t Production et Exploitation des gisements à l'Institut Français du Pétrole Chef du D^t Forage et opérations spéciales dans les sondages à l'Institut Français du Pétrole

LES INCIDENTS DE FORAGE

BIEN que les techniciens mettent tout en œuvre pour les éviter, certains incidents se produisent encore en cours de forage. Leur nombre est, certes, de moins en moins élevé, mais leur côté souvent spectaculaire attire sur eux l'attention du public. On peut dire qu'il y a deux sortes d'incidents, très différents dans leur nature et dans leurs conséquences : la première catégorie comprend les accidents purement mécaniques survenant au train de sonde pendant les opérations de forage. Les tiges de forage, chargées d'entraîner le trépan dans son mouvement de rotation à quelques milliers de mètres parfois, sont soumises à de violents efforts dans le puits. Elles connaissent donc une certaine fatigue mécanique et finissent parfois par se rompre. La partie des tiges se trouvant au-dessus du point de rupture est alors remontée et l'on descend une sorte de cloche de repêchage qui viendra agripper la partie inférieure des tiges demeurées dans le puits et les remonter au jour.



Coll. Esso

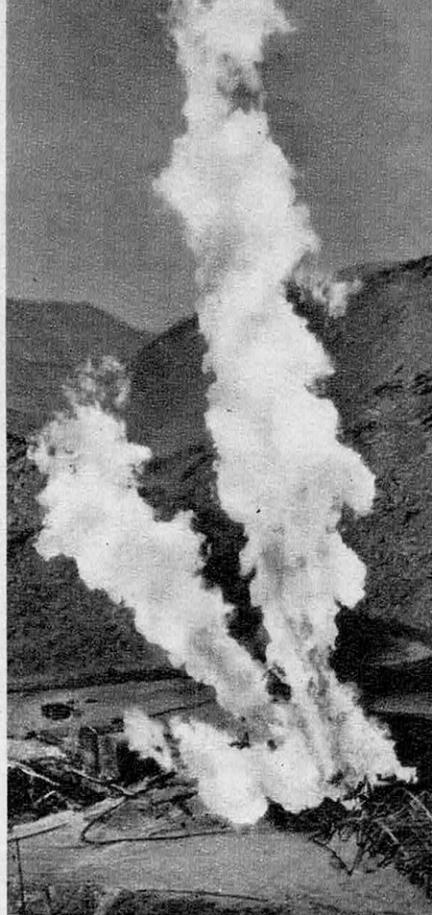
Parfois, le trépan ou bien les tiges situées au-dessus de lui se trouvent coincés dans le puits par des éboulements de terrain ou par les déblais de forage. On cherche alors à décoincer le train de tiges par des efforts de traction et des injections d'huile le long de la partie coincée. Si aucun résultat n'est obtenu, on est amené à couper ou à dévisser les tiges juste au-dessus de la partie coincée et à dégager celle-ci au moyen de tiges de surforage qui permettent le nettoyage de l'espace annulaire compris entre les tiges demeurées dans le puits et les parois de ce dernier.

Bien plus spectaculaires sont les incidents de nature physique principalement dus à la pression des fluides emmagasinés dans les formations rencontrées. Bien que les foreurs travaillent aujourd'hui avec une boue suffisamment lourde et des dispositifs de sécurité suffisamment résistants pour faire face à toute éruption violente de liquides sous pression dans le puits, ils ne sont néanmoins jamais à l'abri d'accidents possibles, souvent graves.

Lorsqu'une telle éruption se produit, en dépit des précautions prises, et qu'elle ne peut être arrêtée dès le départ, en raison de sa violence particulière ou en raison d'une défaillance du matériel, la situation peut se compliquer du fait de l'inflammabilité très grande des hydrocarbures liquides et gazeux.

Lorsque, par bonheur, il n'y a pas incendie, les opérations, pour autant délicates qu'elles soient, peuvent être néanmoins conduites dans des délais assez courts : citons par exemple la rapidité avec laquelle Myron Kinley, surnommé « le pompier volant », a pu, grâce à son immense expérience, maîtriser l'éruption survenue fin 1951 sur le puits Lacq III dans les Basses-Pyrénées. Bien plus grandes ont dû être les difficultés qu'il a éprouvées en

◀ Une tige de forage s'est cassée au fonds d'un puits. Pour l'extraire, on a descendu un outil spécial de repêchage qui l'a agrippée dans le trou de sonde.



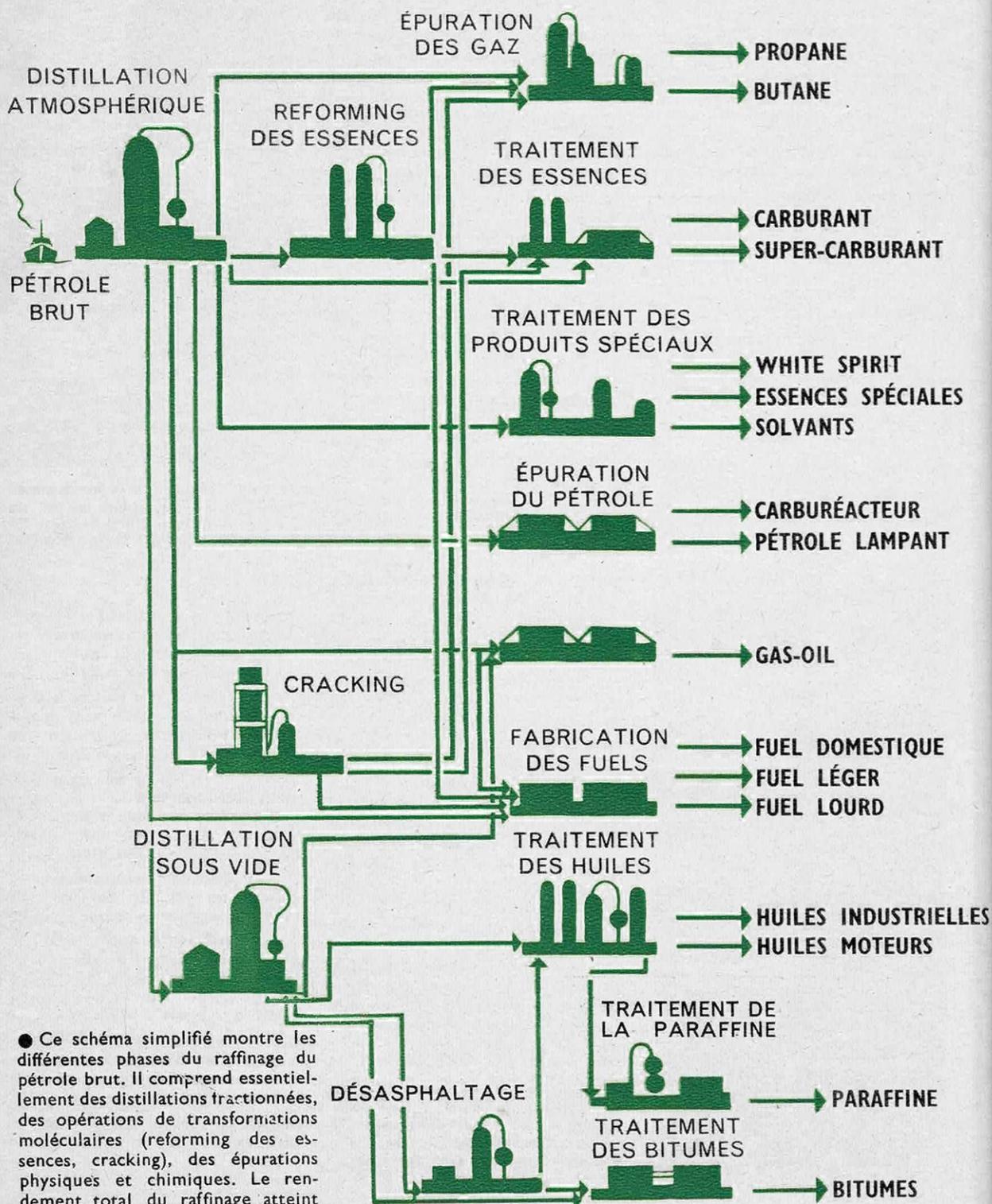
● Ce puits de pétrole en flammes à Naft Safid, dans le sud de l'Iran, a exigé l'intervention du « pompier volant » Myron Kinley.

Italie où une éruption de gaz, suivie d'incendie, a provoqué la disparition complète d'une installation de forage dans un immense cratère. Il a fallu effectuer un puits en forage dirigé à proximité du puits en feu pour recouper ce dernier à une profondeur suffisante et l'obturer par injections massives de ciment.

Rappelons qu'en France, une éruption suivie d'incendie s'était produite dans les premiers temps de la mise en exploitation du champ de gaz de Saint-Marcet (Hte-Garonne). L'incendie du puits Saint-Marcet n° 4 avait été éteint au moyen d'une lourde cloche descendue sur la tête du puits à l'aide d'un câble tendu entre deux supports.

Une autre technique plus violente assure l'extinction de l'incendie par explosion à proximité de celui-ci d'une importante charge d'explosifs (ainsi qu'on a pu le voir dans le film « Le Salaire de la peur »).

DU BRUT AUX PRODUITS



● Ce schéma simplifié montre les différentes phases du raffinage du pétrole brut. Il comprend essentiellement des distillations fractionnées, des opérations de transformations moléculaires (reforming des essences, cracking), des épurations physiques et chimiques. Le rendement total du raffinage atteint 88 à 93 % du pétrole brut traité.

RAFFINÉS

LE raffinage du pétrole est une opération à la fois très simple et très complexe.

Simple dans son principe, puisqu'elle consiste essentiellement à séparer par distillation les divers hydrocarbures qui forment le pétrole brut, puis à épurer les produits obtenus.

Complexe pourtant dans sa mise en œuvre car, pour améliorer le rendement, obtenir les catégories de dérivés les plus intéressantes et supprimer le gaspillage d'éléments précieux, il a fallu introduire des procédés modernes de traitement dont certains vont jusqu'à opérer des transformations profondes dans les architectures moléculaires. On tire maintenant du pétrole brut, par distillation, fractionnements multiples et craquage, une douzaine de grandes catégories de produits.

CLASSIFICATION DES HYDROCARBURES

Le pétrole brut est un mélange complexe d'un certain nombre d'hydrocarbures, c'est-à-dire de corps composés essentiellement de carbone et d'hydrogène (voir page 94).

Suivant les gisements, certains hydrocarbures prédominent. Dans les bruts de Pennsylvanie, du type dit « paraffinique », on rencontre par exemple des hydrocarbures à chaîne droite, tel l'hexane. Les produits légers s'y trouvent en proportions importantes.

Les bruts du Caucase appartiennent à la série « naphénique » et comprennent principalement des hydrocarbures cycliques saturés du type cyclohexane.

Certains bruts du Texas, dits « asphaltiques », contiennent des hydrocarbures cycliques non saturés, de la série « aromatique », du type benzène.

Enfin, les bruts d'Irak et du Koweït ainsi que ceux du Venezuela, qui alimentent principalement les raffineries françaises, sont dits « mixtes », car ils comportent simultanément plusieurs des séries ci-dessus.

La densité moyenne du brut varie de 0,800 à 0,960. Celle des principaux hydrocarbures liquides est la suivante : essences de 0,680 à



Ph. C.F.R.

RAFFINERIE DE NORMANDIE (GONFREVILLE)

0,750 ; pétrole lampant de 0,790 à 0,830 ; gas-oil de 0,830 à 0,880.

En outre, le brut contient en dissolution des hydrocarbures gazeux et aussi des hydrocarbures lourds, tels les paraffines et les brais de pétrole ou asphaltes.

PRÉPARATION DU BRUT POUR LE RAFFINAGE

Le pétrole brut est un liquide plus ou moins visqueux, à reflets verdâtres, fluorescent, dont la teinte va du jaune foncé au brun-noir. Il est parfois d'une odeur désagréable.

A sa sortie des puits il entraîne nombre d'impuretés. Pour l'en débarrasser, on le fait passer dans des cuves de décantation au fond desquelles se déposent le sable et les matières solides, tandis que leurs densités différentes amènent la séparation du pétrole et de l'eau généralement salée s'y trouvant en suspension. Quant à l'eau en émulsion qui subsiste après la décantation, on parvient à l'éliminer par filtration, centrifugation, traitement chimique ou électrique.

En fait, même après ces opérations préliminaires, le brut peut contenir encore jusqu'à 1 % d'eau, du chlorure de sodium, du chlorure de magnésium et presque toujours du soufre, dont la teneur varie de 0,01 à 4 % et qui se présente sous des formes variables, tel l'hydrogène sulfuré. L'élimination totale ou partielle de ces éléments indésirables complique la tâche des raffineurs.

Certains bruts, particulièrement riches en hydrocarbures légers, sont soumis à une pré-distillation donnant de l'essence, dite de « topping », et des gaz incondensables : méthane et éthane. On opère à une température de l'ordre de 140°C et sous une pression d'environ 5 atmosphères.

Le brut est alors prêt à être envoyé aux raffineries par pipe-lines, wagons réservoirs ou navires pétroliers.

En raison de la diversité des « crus » dont la composition est éminemment variable, comme nous l'avons vu plus haut, chaque unité de raffinerie est destinée au traitement d'un brut d'origine déterminée.

D'autre part, il peut être nécessaire, pour répondre aux variations des besoins des marchés de consommation, d'accroître ou de réduire la production de certains produits. L'appareillage doit donc permettre, sans rema-

nier de fond en comble les installations, de répondre à ces fluctuations.

Il est d'ailleurs curieux de constater qu'aux Etats-Unis où, depuis vingt ans et particulièrement pendant la guerre, on s'est efforcé d'augmenter constamment la production d'essence, on assiste maintenant, pour les hydrocarbures lourds, le fuel par exemple, au paradoxe d'une demande excédant les tonnages restant disponibles.

PRINCIPALES ÉTAPES DE L'INDUSTRIE DU RAFFINAGE

Jusqu'en 1910, le raffinage, malgré quelques progrès, était pratiquement resté d'une conception aussi élémentaire que celle des premières installations artisanales du siècle dernier.

Il consistait à séparer par chauffage les fractions de volatilités différentes que l'on recueil-

LA RAFFINERIE DE DUNKERQUE

Une raffinerie comprend des unités de fabrication et des installations de stockage et de transport. Les unités de fabrication diffèrent suivant la qualité du brut traité et des produits fabriqués. La raffinerie de Dunkerque a une capacité de 2 000 000 t par an. Elle ne comporte pas d'unités de cracking, mais effectue le raffinage des huiles de graissage et paraffines.



lait par soutirages successifs de l'unique condenseur. Le produit le plus apprécié était d'ailleurs à cette époque le pétrole lampant dont la meilleure qualité était « garantie sans essence ».

De 1910 à 1925, se développèrent les installations de raffinage en continu où le brut, en circulant dans des batteries de récipients dont chacun était chauffé à une température supérieure à celle du précédent, abandonnait d'abord les vapeurs d'essence, puis de pétrole, de gas-oil, d'huile légère, d'huile lourde et se trouvait réduit à l'état de fuel dont on extrayait finalement paraffines et bitumes.

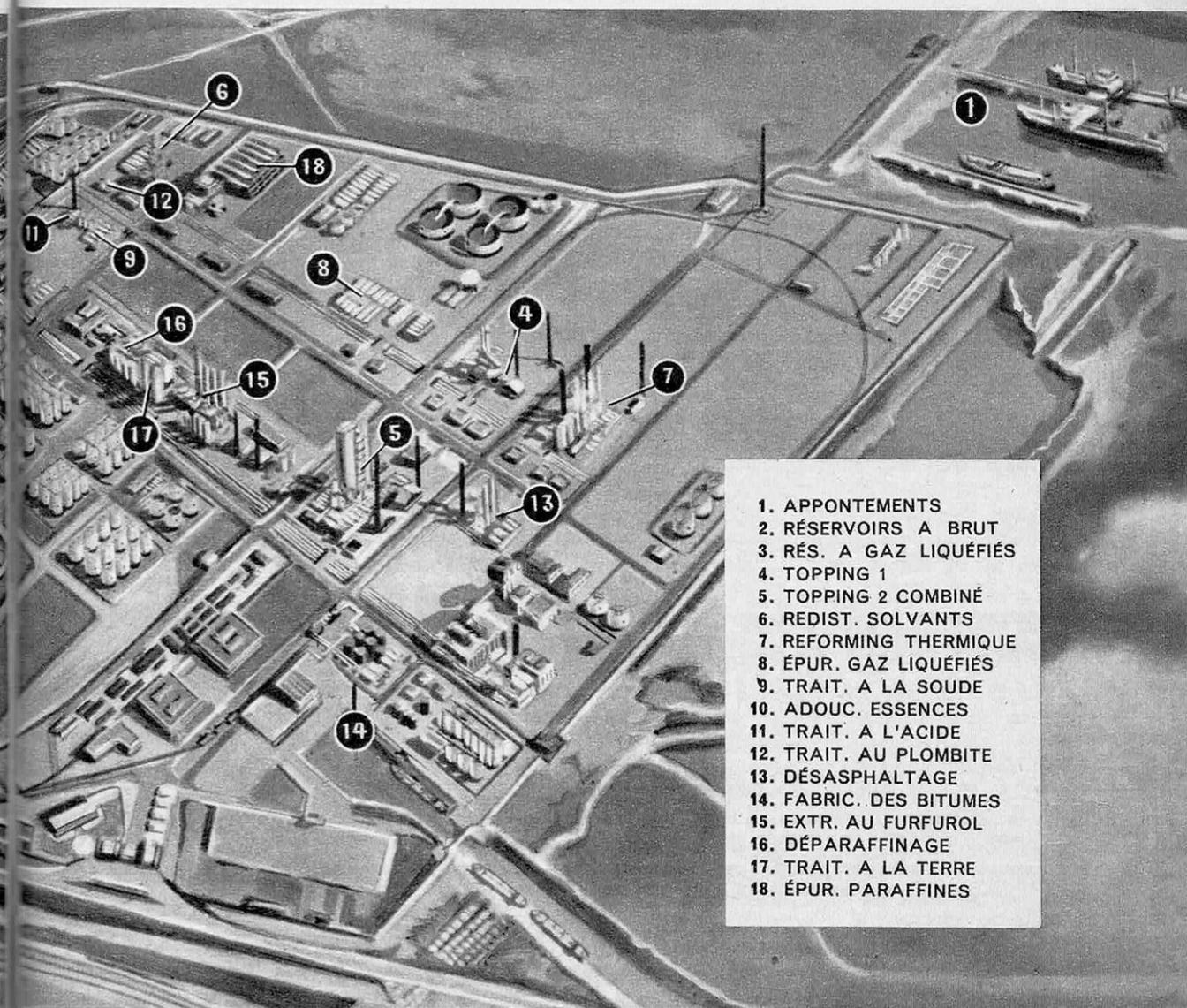
De 1925 à 1930, le système fut perfectionné à nouveau et l'on vit apparaître les premières installations de craquage (ou cracking), destinées à accroître les quantités d'essence retirées d'un brut déterminé et à en améliorer en même temps la qualité.

Parallèlement, au cours de cette période, se développa le raffinage des huiles de graissage et s'instaura l'utilisation domestique du propane et du butane.

Aujourd'hui, les innombrables procédés de raffinage, dont la plupart sont couverts par des brevets, peuvent être classés comme suit :

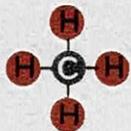
- fractionnement sous pression atmosphérique ;
- fractionnement sous vide ;
- craquage thermique ;
- craquage catalytique ;
- stabilisation des essences ;
- raffinage des produits blancs ;
- amélioration des essences ;
- raffinage des huiles de graissage.

Le rendement total en produits finis atteint de 88 % à 93 % du pétrole brut traité.

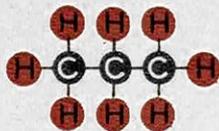


1. APPONTEMENTS
2. RÉSERVOIRS A BRUT
3. RÉS. A GAZ LIQUÉFIÉS
4. TOPPING 1
5. TOPPING 2 COMBINÉ
6. REDIST. SOLVANTS
7. REFORMING THERMIQUE
8. ÉPUR. GAZ LIQUÉFIÉS
9. TRAIT. A LA SOUDE
10. ADOUC. ESSENCES
11. TRAIT. A L'ACIDE
12. TRAIT. AU PLOMBITE
13. DÉSASPHALTAGE
14. FABRIC. DES BITUMES
15. EXTR. AU FURFUROL
16. DÉPARAFFINAGE
17. TRAIT. A LA TERRE
18. ÉPUR. PARAFFINES

CONSTITUTION DES HYDROCARBURES



MÉTANE CH_4



PROPANE C_3H_8

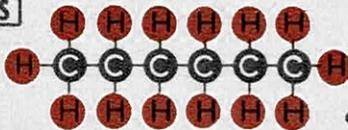
● Le pétrole est essentiellement constitué par un mélange d'hydrocarbures, combinaisons de carbone et d'hydrogène. Le squelette d'une molécule d'hydrocarbure est un assemblage d'atomes de carbone qui sont liés par une, deux ou trois valences, ce qui, le carbone disposant de quatre valences, fait varier le nombre d'atomes d'hydrogène. On classe les hydrocarbures selon la structure de ce squelette.

HYDROCARBURES ACYCLIQUES

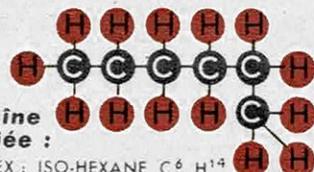
SATURÉS

PARAFFINIQUES OU FORMÉNIQUES
SYMBOLE $C^n H^{2n+2}$

à chaîne droite :



EX : HEXANE $C_6 H_{14}$



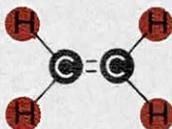
à chaîne ramifiée :

EX : ISO-HEXANE $C_6 H_{14}$

NON SATURÉS

OLÉFINES OU ÉTHYLÉNIQUES
SYMBOLE $C^n H^{2n}$

EX : ÉTHYLÈNE



FORMULE $C^2 H^4$

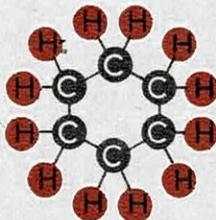
... ET ACÉTYLÉNIQUES
SYMBOLE $C^n H^{2n-2}$

HYDROCARBURES CYCLIQUES

SATURÉS

PARAFFÈNES,
NAPHTÈNES
SYMBOLE $C^n H^{2n}$

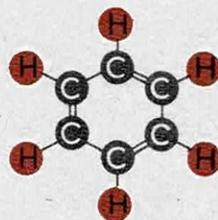
EX : CYCLO-HEXANE
 $C_6 H_{12}$



NON SATURÉS

AROMATIQUES
SYMBOLE $C^n H^{2n-6}$

EX : BENZÈNE
 $C_6 H_6$



L'un des aspects les plus spectaculaires des raffineries modernes, ce sont les tours géantes, hérissées de tuyauteries, qui dressent jusqu'à 30 m leurs fûts de 3 à 5 m de diamètre.

La présence humaine se devine plutôt qu'elle ne s'observe : les opérations de distillation fractionnée qui s'accomplissent silencieusement dans quelques-unes de ces tours, les ouragans disciplinés qui, dans certaines autres, dispersent et regroupent les molécules, les flux et reflux qui glissent dans les kilomètres du prodigieux labyrinthe de tuyauteries, tout cela est commandé et contrôlé à distance.

FRACTIONNEMENT SOUS PRESSION ATMOSPHÉRIQUE

Dans la tour atmosphérique, à la base de laquelle est introduit le brut, partiellement vaporisé par passage dans un « pipe-still » ou four à serpentin chauffé à une température de l'ordre de 350° C, se fait le premier traitement. Cette température, encore augmentée par un réchauffage supplémentaire dans la tour même, provoque la vaporisation presque totale du brut dont les éléments les plus volatils gagnent le sommet de l'ouvrage.

Aux étages intermédiaires, les vapeurs plus lourdes se condensent et peuvent être soutirées.

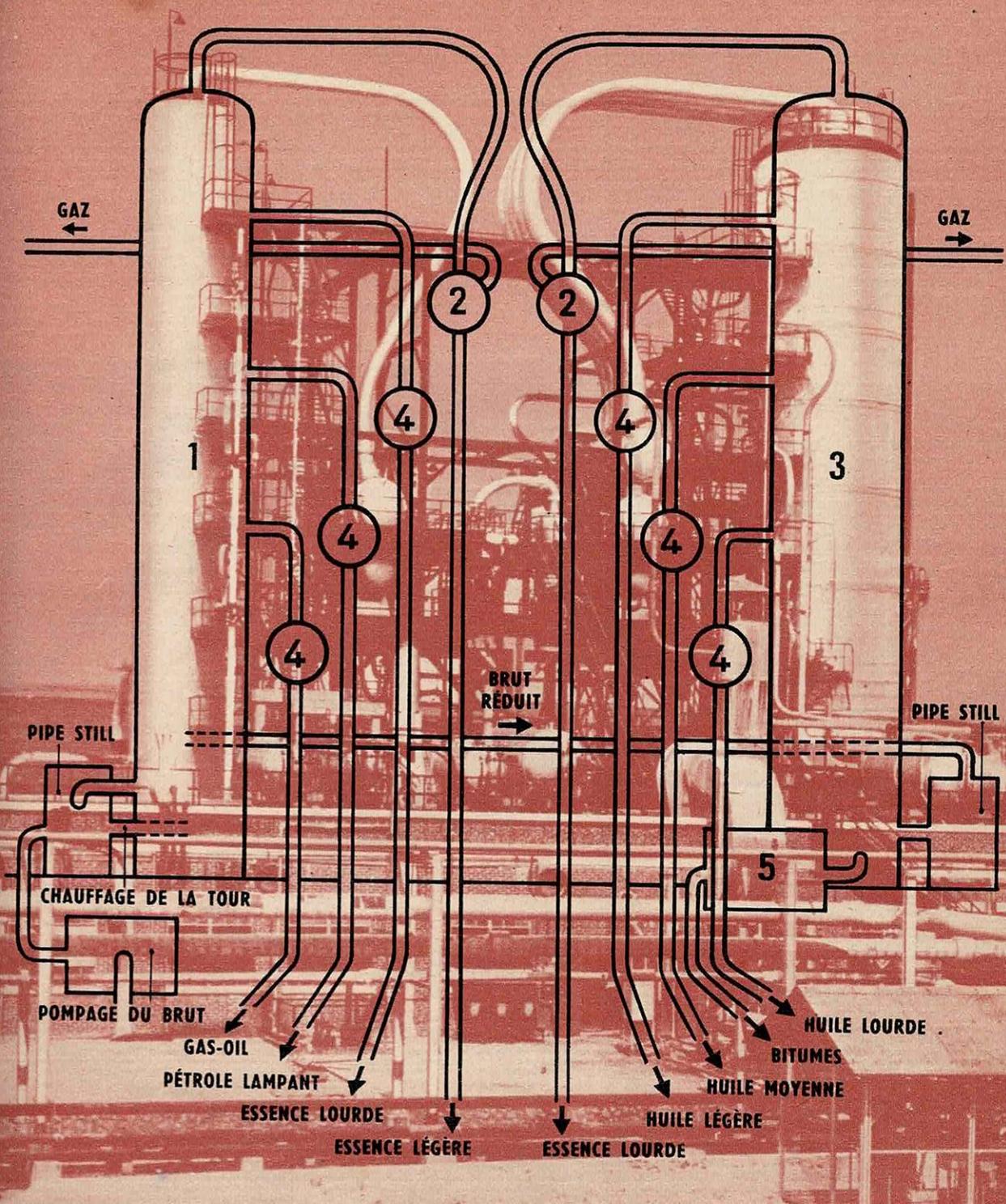
Les plateaux de barbotage superposés sur lesquels s'effectue cette condensation sont au nombre de 25 à 35. Ils sont généralement horizontaux et comportent des perforations surmontées de « bubble caps », sortes de champignons munis de fentes sur leur pourtour. La vapeur, en passant par ces ouvertures, vient barboter dans le liquide condensé à la surface.

Lorsque la couche du liquide dépasse la hauteur des fentes des bubble-caps, il s'écoule par gravité jusqu'au plateau inférieur dont la température plus élevée amène une nouvelle vaporisation partielle.

Dans le système Köch, breveté en 1947, le fractionnement est obtenu par vaporisation et barbotage au travers de plateaux perforés inclinés munis de gouttières où le liquide descend en cascade. On en revient maintenant aussi aux plaques simplement perforées.

Mentionnons enfin le système dit « packed column » dans lequel les sections des tours de fractionnement sont garnies de charges inertes destinées à favoriser le contact entre vapeurs et liquides.

Le flux et le reflux continuels des vapeurs dans les tours de fractionnement assure, dans l'ordre, par exemple, les séparations suivantes : un résidu visqueux, ou fuel-oil, recueilli au bas de la tour, puis, à mesure qu'on s'élève,



Ph. Esso

LES UNITÉS DE PREMIÈRE DISTILLATION

LES unités de première distillation effectuent la séparation sommaire des hydrocarbures selon leur volatilité. Le mélange d'hydrocarbures s'élève dans une colonne où la température va croissant et abandonne progressivement ses parties les moins volatiles, qui sont soutirées à différents niveaux. Le brut réduit, recueilli à la base de la colonne de distillation atmosphérique, est à son tour distillé sous vide.

1. — Tour atmosphérique.
2. — Condenseurs.
3. — Distill. sous vide.
4. — Refroidisseurs.
5. — Refroid. à bitumes.

du fuel dit « atmosphérique », du gas-oil (entre 360° C et 255° C) ; du pétrole lampant (entre 255° C et 205° C), et, enfin, de l'essence (entre 205° C et 70° C) dont les vapeurs, recueillies au sommet de la tour, contiennent des hydrocarbures incondensables.

A la tour atmosphérique est adjoind un système de condensation de l'essence, de récupération des gaz et de refroidissement des fractions liquides prélevées aux différents étages.

La température de chauffe devant être maintenue à une limite inférieure à celle qui pour-

rait provoquer la décomposition, on ne peut distiller les produits tels que les lubrifiants qui ont un point d'ébullition relativement élevé.

Le fuel-oil peut évidemment être livré à la consommation comme combustible liquide, mais il peut être plus avantageux de le traiter sous vide.

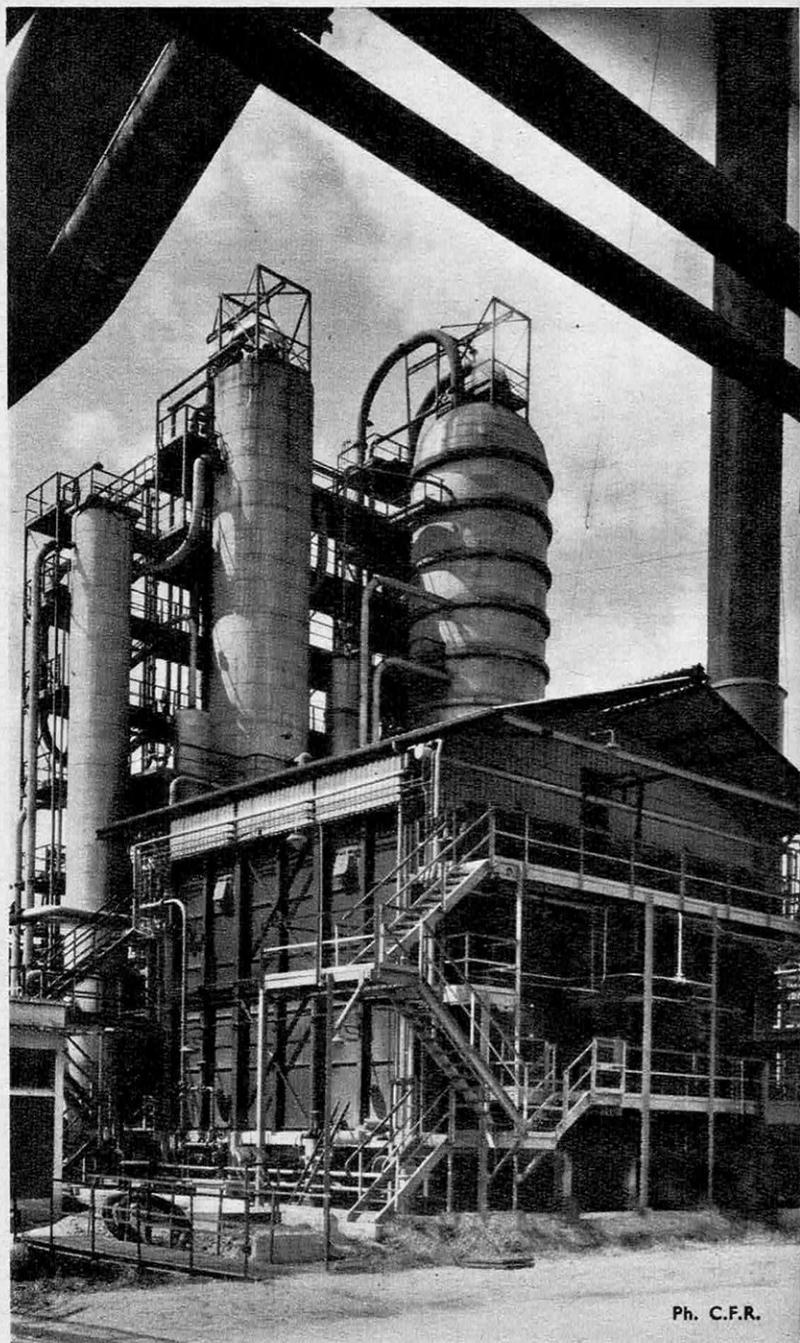
FRACTIONNEMENT SOUS VIDE

Les tours de fractionnement sous vide fonctionnent suivant le même principe que les tours atmosphériques.

LA DISTILLATION du pétrole brut est la première opération effectuée en raffinerie. Elle s'opère d'abord sous pression atmosphérique et fournit les gaz de pétrole, les essences, solvants, white spirit, pétrole lampant (appelés couramment produits blancs) et le gas-oil. Le résidu visqueux, utilisable directement comme combustible (fuel) donne par distillation fractionnée sous vide des produits huileux et un résidu asphaltique, matière première des bitumes.

LE FRACTIONNEMENT des essences légères de première distillation permet aux raffineries d'obtenir, outre les essences destinées à la carburation, toute une gamme d'essences « spéciales » caractérisées par des limites de distillation compatibles avec leur emploi. Elles sont utilisées en teinturerie (dégraissage), dans l'industrie du caoutchouc, comme solvants d'extraction des parfums, pour les lampes à souder, l'héliogravure, etc.

LE TRAITEMENT DES GAZ produits par la distillation et par la stabilisation des essences vise à recueillir d'une part des gaz incondensables tels que méthane et éthane, utilisés pour le chauffage des unités, d'autre part des gaz liquéfiables, le propane et le butane que l'on sépare l'un de l'autre par un fractionnement approprié. Des gaz de même nature sont également engendrés par les opérations de cracking et de reforming.



Ph. C.F.R.

DISTILLATION ATMOSPHÉRIQUE ET SOUS VIDE (Raff. de Normandie)

Grâce au vide plus ou moins poussé (environ 75 mm de mercure), la distillation fournit des huiles légères, lourdes et à cylindre, du gas-oil et un résidu asphaltique correspondant à un brai de pétrole ou bitume.

CRAQUAGE THERMIQUE

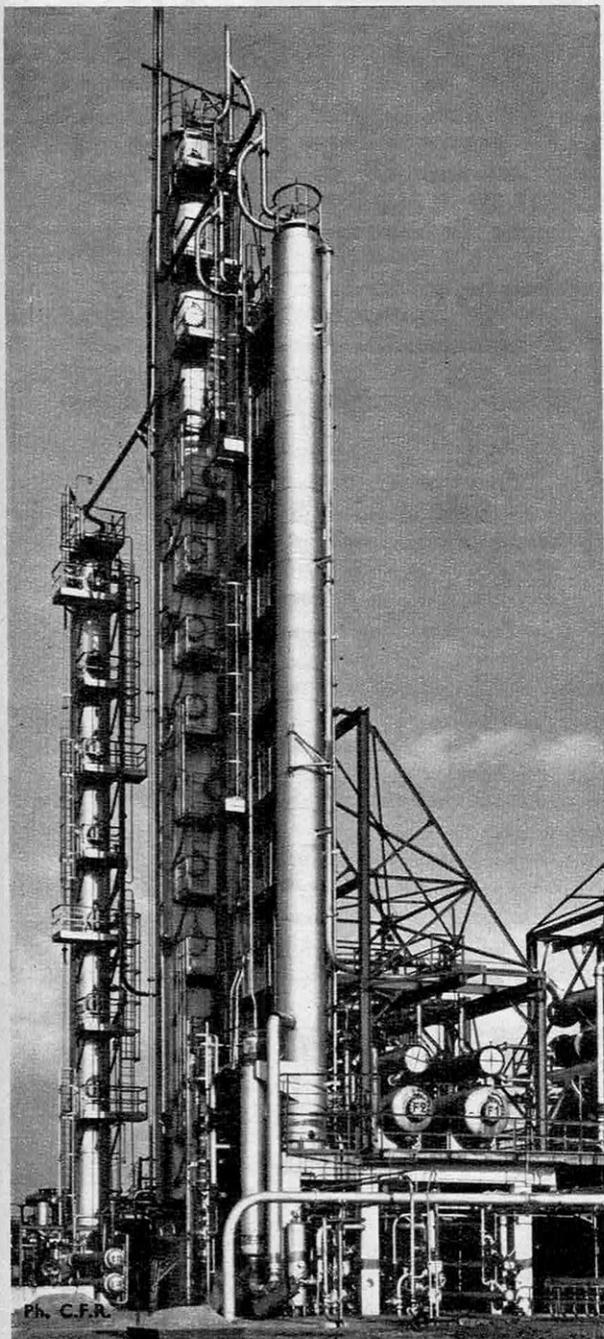
Le principe du craquage, connu depuis longtemps, reçut ses premières applications industrielles en 1930.

Il a pour but de remanier la structure molé-

culaire de certains hydrocarbures lourds, pétroles lampants, gas-oils ou fuel-oils, par exemple, pour en tirer des hydrocarbures légers : essence et gaz.

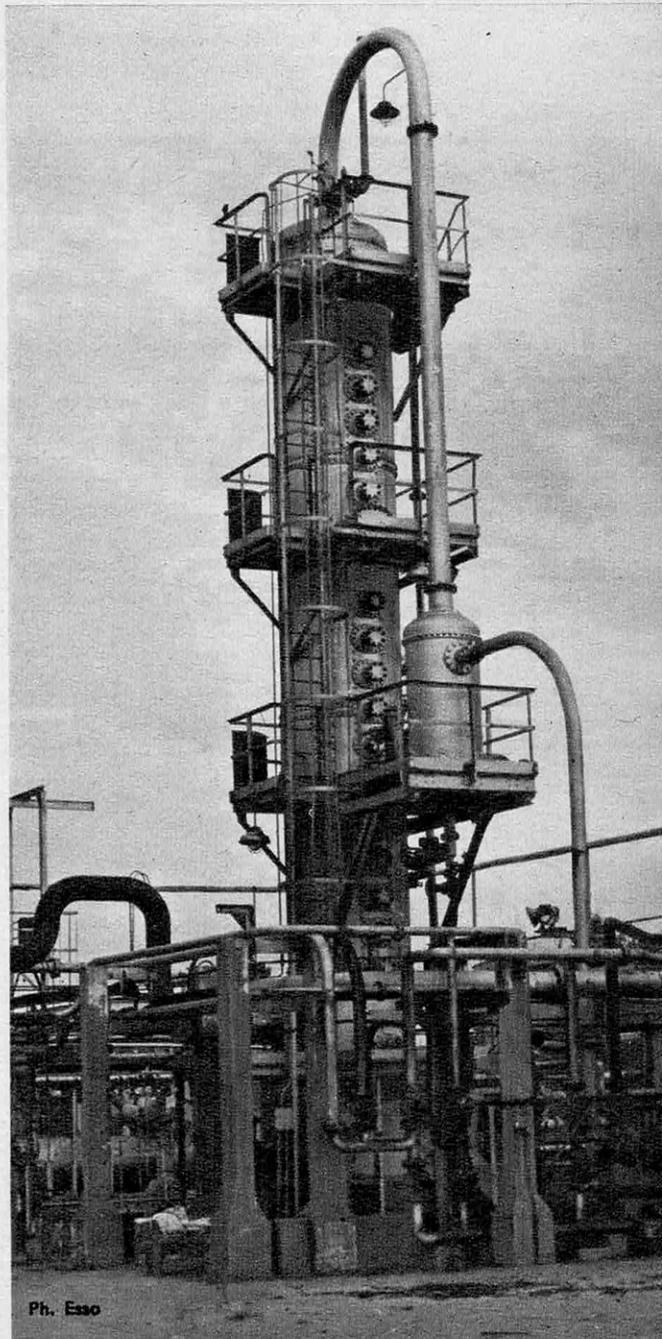
Sous l'effet d'une action thermique prolongée (450° C à 550° C sous pression de 50 atmosphères), il se produit une rupture des chaînes moléculaires.

Un hydrocarbure paraffinique à chaîne droite se brisera en un ou plusieurs points de la chaîne et donnera des hydrocarbures paraffiniques plus légers, des hydrocarbures non saturés aroma-



Ph. C.F.A.

UNITÉ DE FRACTIONNEMENT DES ESSENCES LÉGÈRES



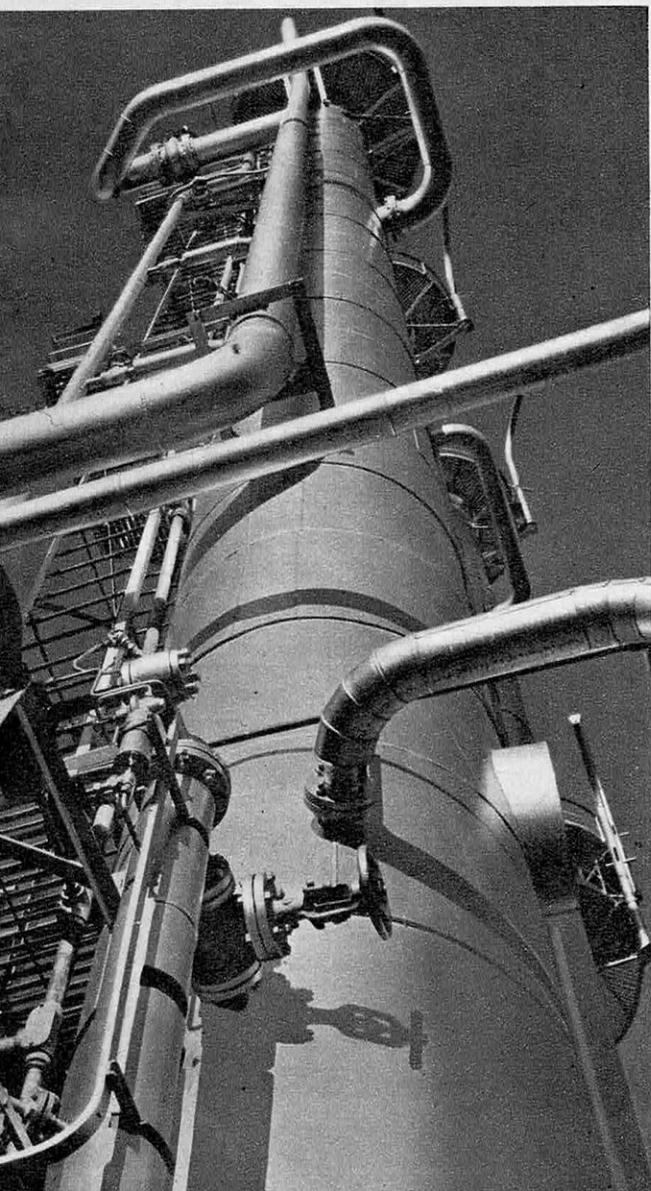
Ph. Esso

UNITÉ DE TRAITEMENT DES GAZ A PORT-JÉROME

tiques ou éthyléniques, moins riches en hydrogène, mais à indice d'octane relativement élevé, enfin des composés lourds pauvres en hydrogène qui constituent le fuel de cracking.

A la sortie de la chambre de réaction, les produits obtenus pénètrent après détente dans un évaporateur et sont acheminés vers une tour de fractionnement.

Deux procédés sont couramment en usage. Dans le premier, dit en phase vapeur, la matière première est vaporisée avant d'être soumise à l'action de la chaleur et de la pression. Dans le second, dit en phase mixte ou liquide, la matière première est simplement chauffée et mise en contact avec la vapeur et le gaz à l'intérieur de la chambre de réaction.



Ph. Shell.

UNITÉ DE REFORMING DES ESSENCES À BERRE

Il y a toujours formation de coke, aussi indésirable dans les installations de craquage que l'est, dans les moteurs d'automobile, la calamine de même origine.

CRAQUAGE CATALYTIQUE

Ce dernier, dont la mise au point industrielle est due à notre compatriote Houdry, connaît une très grande vogue aux Etats-Unis où, de 1940 à 1944, le volume des produits traités par ce procédé est passé de 15 000 m³ à 145 000 m³ par jour.

Actuellement, le craquage catalytique se place à égalité avec le craquage thermique.

Plusieurs modes opératoires sont en usage. Le premier en date consiste à dissocier les hydrocarbures en présence d'un catalyseur à base de sels de nickel ou de cuivre. Ces derniers sont régénérés et peuvent servir indéfiniment. Ce procédé, dit « fixed bed » est en régression et ne représente plus que 7 % du craquage catalytique.

Parmi les autres systèmes les plus employés figurent le « Thermofor » (24,5 %), également de la Houdry Process Corp., dans lequel les matières premières liquides ou partiellement vaporisées et le catalyseur alimentent le réacteur, et, surtout, le « Fluid Catalytic Cracking » (69 %) de Kellogg et Universal Oil Products.

Dans ce procédé, le catalyseur, généralement constitué par du silicate d'alumine très finement pulvérisé, est entraîné par les vapeurs du produit à traiter dans la chambre de réaction. Le fluide ainsi formé traverse une couche fixe de catalyseur et les vapeurs d'hydrocarbures dissociés et modifiés sont séparées des particules solides, d'abord par des dépoussiéreurs mécaniques du type cyclone, puis par d'autres, électrostatiques, du type Cottrel. La température de réaction est de 500° C. La régénération du catalyseur est continue.

D'autres systèmes sont en usage : « Suspendoid » où le catalyseur est granulé ; « Hydrocol » où la matière première est généralement du gaz naturel ; « Cycloversion » où le craquage s'opère sous pression de 15 atmosphères à une température de 500° C. Et enfin le dernier-né, l'« Hyperforming », qui est un procédé de **reforming** d'un fonctionnement analogue à celui des installations de craquage catalytique, mais qui est principalement destiné au traitement des essences ordinaires pour en améliorer l'indice d'octane.

← Le reforming, assez semblable quant au principe au cracking, a pour objet de transformer des fractions lourdes d'essence de première distillation en essence légère d'indice d'octane plus élevé. La réaction a lieu à une température de l'ordre de 500 à 520°.

LE «CRACKING» CATALYTIQUE →

Le schéma ci-contre montre le principe de la technique du « catalyseur mobile ». Ce dernier, après passage dans la chambre de réaction, tombe dans le régénérateur où le coke, produit extrême de la réaction de cracking, est brûlé. Un soufflage d'air renvoie le catalyseur en haut de la tour de cracking.

STABILISATION DE L'ESSENCE

Les produits sortant des unités de fractionnement ou de craquage ne peuvent, il s'en faut, être livrés tels quels à la consommation.

La stabilisation de l'essence, qui renferme des constituants légers très volatils et des gaz de pétrole, s'impose en tout premier lieu. Faute de quoi, outre des pertes considérables par évaporation pendant le stockage, ces éléments légers provoqueraient, par la formation de tampons de vapeurs, par exemple, des troubles graves de l'alimentation des moteurs.

Il convient également d'éliminer les composés sulfurés.

Les unités de stabilisation, constituées de tours, d'absorbours et de condenseurs, reçoivent l'essence chauffée sous une pression de 5 à 10 atmosphères. On obtient une partie d'essence liquide stabilisée et une fraction légère principalement composée de gaz incondensables et de gaz liquéfiables, mais entraînant toutefois quelques particules d'essence.

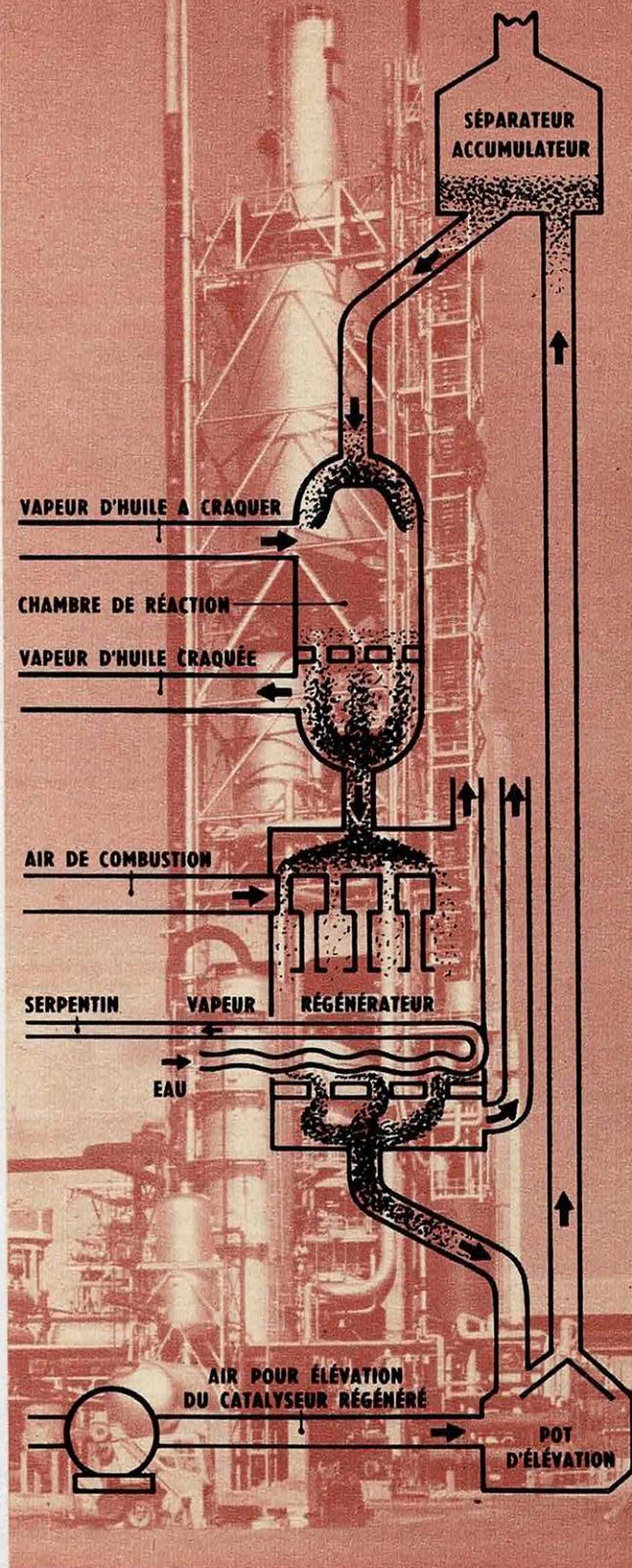
Celle-ci est récupérée par passage à travers une huile d'absorption. Les gaz incondensables sont utilisés, à la raffinerie même, pour le chauffage des appareils, tandis que le propane et le butane, séparés par fractionnement, sont liquéfiés.

RAFFINAGE DES PRODUITS BLANCS

On désigne sous le nom de « produits blancs » les essences légères, lourdes et spéciales ainsi que le pétrole lampant.

Lorsque le pétrole brut a une faible teneur en soufre, il suffit, pour débarasser les produits blancs de l'hydrogène sulfuré et des mercaptans, de les traiter à la soude ou au plombite de soude.

Mais lorsque le brut contient de 2 à



4 % de soufre, le simple traitement au plombite, au lieu d'éliminer les mercaptans, les transforme en disulfures qui influent fâcheusement sur les essences en diminuant leur pouvoir antidétonant et leur réceptivité au plomb tétraéthyle.

On les traite alors par une solution alcaline contenant des sels organiques, éthanolamine par exemple.

D'autres procédés font intervenir des sels de cuivre, des tannates, du crésol, des bauxites, des phosphates, etc.

Enfin, les essences légères, qui contiennent généralement peu d'impuretés, sont raffinées par simple barbotage en phase vapeur dans du chlorure de zinc.

Celles contenant des proportions importantes d'hydrocarbures éthyléniques particulièrement instables, qui donnent lieu à la formation de matières résineuses ou « gommes », sont traitées par passage en phase vapeur dans une tour remplie d'une argile spéciale régénérable.

AMÉLIORATION DE L'ESSENCE

On sait que l'indice d'octane définit la plus ou moins grande aptitude de l'essence à supporter la compression.

Les hydrocarbures paraffiniques à chaîne droite prédominent en général dans l'essence distillée en tours de fractionnement et leur indice d'octane est plus faible que celui des hydrocarbures à chaîne ramifiée ou que celui des hydrocarbures éthyléniques ou cycliques du type « aromatique » produits, nous l'avons vu, par craquage.

Il est donc nécessaire, pour répondre aux exigences des moteurs modernes à compression élevée, particulièrement ceux des avions (moteurs à pistons), de procéder à des mélanges judicieux d'essences.

Mais on fait appel également à d'autres méthodes de transformation moléculaire.

En dehors du **reforming**, dont il a été question plus haut, on a recours à la **polymérisation**. Dans cette opération, les molécules d'hydrocarbures, extraites des gaz de raffinerie, se soudent à des molécules identiques ou appartenant à la même famille pour donner des composés liquides de poids moléculaires plus élevés et d'indices d'octane supérieurs.

Le procédé « Hydroform » fait intervenir un catalyseur à base d'oxyde métallique. Le procédé « Polyform » permet d'employer comme matière première indifféremment des hydrocarbures gazeux seuls ou, conjointement, des hydrocarbures liquides légers et gazeux. Le procédé U.O.P. utilise un catalyseur à l'acide phosphorique.

On pratique également l'« alkylation » qui consiste à condenser un hydrocarbure acyclique saturé à chaîne droite avec un hydro-

carbure non saturé de la série éthylénique pour obtenir un hydrocarbure acyclique à chaîne ramifiée d'un indice d'octane élevé, surtout employé dans la fabrication de carburant pour l'aviation.

Enfin, par hydrogénation, on arrive à transformer des hydrocarbures non saturés en hydrocarbures saturés. La matière première utilisée peut être des essences lourdes, du pétrole lampant ou du gas-oil.

LES HUILES DE GRAISSAGE

Il s'agit là d'une branche très importante de l'industrie du raffinage, à la fois par le tonnage des huiles consommées et par la diversité de leurs applications, dont chacune requiert des spécifications particulières.

Les résidus de raffinage des huiles, terme auquel ne s'attache aucun sens péjoratif, comprennent :

— les paraffines servant à l'imprégnation des papiers et cartons pour l'emballage ou l'industrie électrique, à la fabrication des produits d'entretien, à celle des bougies, des allumettes, etc.

— les bitumes, brais de pétrole ou asphaltes qui, en dehors de leurs usages routiers, entrent dans la fabrication des produits d'étanchéité, dans celle des pneumatiques, des encres, peintures et vernis, des bacs d'accumulateurs aussi bien que dans celle des boulets et briquettes ;

— le coke de pétrole, dont certaines raffineries se sont fait une spécialité, trouve, grâce à sa teneur élevée en carbone, de nombreux emplois pour la fabrication des électrodes et « charbons » d'appareils électriques, celle des abrasifs, du graphite artificiel et du carbure de calcium.*

A l'ancien procédé du raffinage à l'acide sulfurique des distillats huileux, qui n'est plus guère utilisé que pour l'obtention d'huiles spéciales, s'est substituée l'extraction aux solvants. L'opération s'effectue dans une tour (hauteur 30 m, diamètre 3 m) ou dans une batterie d'extracteurs. Les solvants éliminent par dissolution les hydrocarbures indésirables et le distillat se répartit en « raffinat », mélange valorisé, et en « extrait » de qualité inférieure mais utilisable.

Là encore, divers procédés se partagent la faveur des raffineurs. Le traitement au furfural de la Texaco Corp. opère par circulation à contre-courant. Dans un système identique de Kellogg, le solvant est du phénol qui dissout les composants aromatiques et naphthéniques et permet d'augmenter l'index de viscosité et la stabilité de l'huile obtenue. Dans le procédé Duo-sol, on utilise deux solvants non miscibles : du propane en phase liquide et un produit appelé Selecto, qui sont introduits séparément

aux deux extrémités de l'appareil, tandis que le distillat est introduit au centre. Grâce aux deux contre-courants ainsi obtenus, la séparation du raffiné et de l'extrait est facilitée.

Un autre procédé est basé sur les propriétés solvantes du crésol tiré de la houille.

Au même titre que dans la fabrication de l'essence, l'origine du brut influe sur la composition des huiles obtenues. Dans le cas de bruts paraffiniques de Pennsylvanie, il est indispensable, pour abaisser le point de congélation de l'huile, de la soumettre au déparaffinage.

PARAFFINES ET BITUMES

Les fractions légères provenant de la tour de fractionnement sous vide sont, en général, déparaffinées par filtration à froid, opération qui consiste à faire cristalliser la paraffine par un refroidissement du distillat jusqu'à -5° C environ. Ce dernier, qui prend une consistance pâteuse, est refoulé au travers de filtres-presses.

Les fractions lourdes, dont la paraffine cristallise plus difficilement, sont traitées aux solvants.

Après avoir subi ces divers traitements, les huiles raffinées et déparaffinées sont décolorées à la terre activée (genre terre à foulon).

Les bitumes, qui sont généralement des résidus de distillation sous vide des bruts asphaltiques, peuvent être également extraits par un procédé Kellogg au propane.

Dans une tour de contact, on introduit le brut réduit à mi-hauteur et le propane à la partie inférieure. Au passage du contre-courant, les bitumes et les produits résineux précipitent à la base de la tour, tandis que l'huile désasphaltée est recueillie en solution au sommet. En faisant varier la température, la pression et le pourcentage de solvant, on peut obtenir deux types de précipités : l'un contenant peu de bitumes et l'autre presque uniquement composé d'asphaltes.

Le mélange des résidus asphaltiques avec des solvants donne les « cut-back ». Par oxydation au moyen d'insufflation d'air, il est possible d'en modifier certaines caractéristiques.

Quant aux paraffinés, elles subissent l'opération du « ressuage » qui les débarrasse des dernières traces d'huile qu'elles contiennent. On les raffine ensuite à l'acide, on les neutralise et on les filtre sur terre activée.

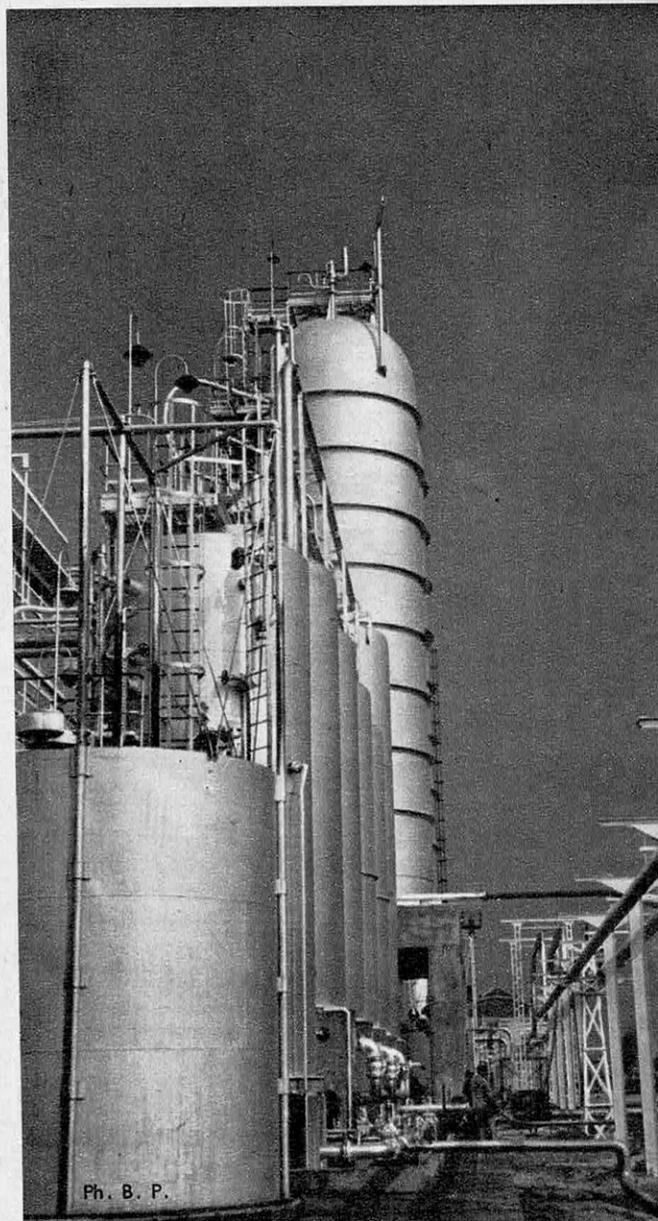
La diversité des opérations mises en œuvre dans les raffineries modernes exige un équipement varié dont, seule, une importante capacité de production permet d'amortir le coût élevé.

Aux investissements de près de 5 milliards consentis pour l'aménagement des raffineries françaises avant 1939 (soit 130 milliards de francs actuels), sont venus s'ajouter, depuis

la fin de la guerre, pour la reconstruction des installations détruites ou enlevées par l'occupant et la modernisation d'ensemble (qui concerne principalement le domaine des lubrifiants et des carburants), de nouveaux investissements de l'ordre de 140 milliards.

Bien que la France et l'Union française produisent encore très peu de pétrole, nos raffineries, dont la capacité de production représente 3,6 % de la capacité mondiale et près de 30 % de la capacité de l'ensemble des raffineries de l'Europe occidentale, constituent, on le voit, une branche importante de notre économie nationale.

Jacques Passat.



TRAITEMENT DES HUILES DE GRAISSAGE

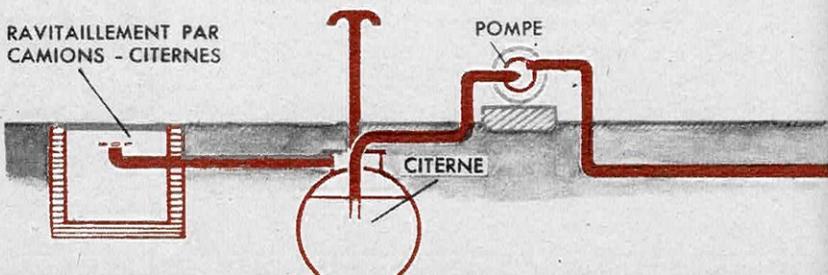
LA DISTRIBUTION DES



HYDRANT - SYSTEM

Le ravitaillement des avions sur les grands aérodromes s'effectue en général par camions citernes. Récemment a été mis au point un mode de ravitaillement par canalisations sous pression, enterrées, et alimentant des bouches en bordure de l'aire de stationnement. Un appareil mobile, le « serviceur », ne comportant que des filtres, séparateur d'air, compteur et régulateur de pression, effectue la mise à bord en se reliant par flexible à la bouche et aux réservoirs de l'avion. Le ravitaillement s'effectue dans un temps record.

RAVITAILLEMENT PAR
CAMIONS - CITERNES



PRODUITS PÉTROLIERS

LA raffinerie a terminé sa tâche lorsqu'elle a stocké la gamme très riche en variétés de produits finis, dits de base, qu'elle a tirés du pétrole brut. D'autres techniques entrent alors en jeu, en premier lieu celle de la distribution, qui doit amener ces produits, soit directement, soit par étapes, avec éventuellement certaines transformations ou mélanges, jusqu'au consommateur.

Les modalités de la distribution varient, peut-on dire, à l'infini et il ne saurait être question ici de les exposer par le détail. Un très grand nombre de facteurs entrent en jeu. C'est d'abord la nature du produit, qui va des gaz liquéfiés aux bitumes en passant par toute la gamme des carburants, gas-oils et fuels, lubrifiants et produits spéciaux. C'est aussi la situation géographique du consommateur et l'importance de ses besoins, donc des livraisons. Telle grande usine brûlant du fuel recevra son combustible directement de la raffinerie par rames complètes de wagons-citernes, ou même par chalands si elle borde une voie navigable, tandis qu'un utilisateur domestique sera ravitaillé par camion à partir du dépôt intermédiaire le plus proche. On livrera les huiles de graissage en fûts aux gros clients industriels, tandis que l'automobiliste les achètera en bidons chez le détaillant.

On peut distinguer, d'une manière très générale, deux modes de distribution au consommateur : en vrac et en emballages. Le premier s'adresse aux produits de très grande consommation : essence, gas-oil, huiles combustibles dites fuels. Le second, en « conditionné », c'est-à-dire en fûts, bidons, bouteilles et boîtes, concerne les gaz liquéfiés, le pétrole lampant, les huiles de graissage, les graisses et tous les produits spéciaux tels que solvants, insecticides, antiparasitaires agricoles, etc.

Pour l'opinion générale, qui dit pétrole dit essence, et qui dit essence dit automobile. Bien que cette simplification soit poussée à l'extrême, il est incontestable que l'essence occupe la première place dans la hiérarchie des dérivés du pétrole et, à ce titre, les problèmes spéciaux que pose sa distribution méritent un examen particulier.

L'AUTOMOBILE

Les temps ne sont pas si éloignés, trente-cinq ans environ, où l'essence se distribuait par bidons de 5 litres. L'essor de l'automobile après la première guerre mondiale modifia radicalement la situation,

A la distribution conditionnée, se substitua la distribution en vrac. La législation autorisa le stockage en réservoirs souterrains, qui assuraient une sécurité absolue, de quantités cinq fois plus importantes qu'en emballages. Les premières pompes mesureuses firent leur apparition. En raison des tonnages à véhiculer, il ne fallait plus songer à un ravitaillement directement assuré de la raffinerie ou du port d'importation à la station de vente au détail. S'interposant entre elles, à la manière du grossiste faisant relais entre l'usine et le détaillant, furent édifiés des dépôts de stockage.

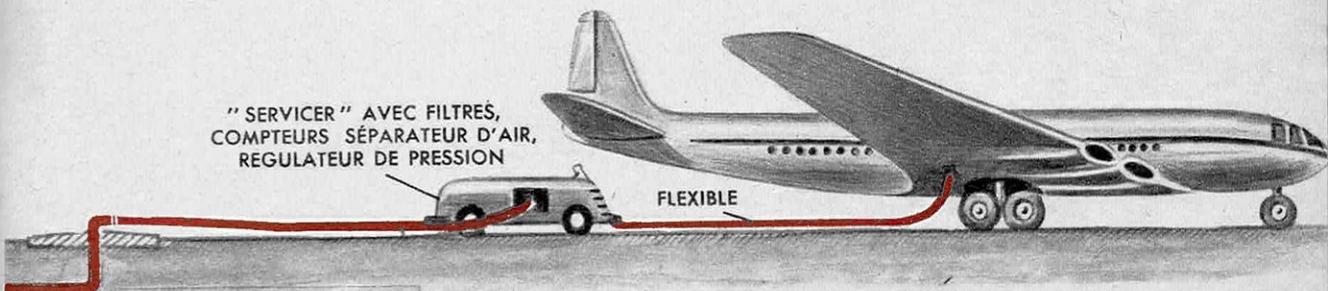
En soi, la formule était excellente. A égalité de trafic, l'économie était sensible : moins de main-d'œuvre, de frais de transports et de métal. Pour 1 000 litres de carburant vendu, il fallait 8,5 kg de métal avec la distribution par bidons, contre 1,7 seulement avec les pompes.

Seulement, en l'absence de données expérimentales précises sur l'importance des besoins des automobilistes et leur répartition géographique, d'inévitables erreurs accompagnèrent ce progrès. Les firmes distributrices prati-

"SERVICER" AVEC FILTRES,
COMPTEURS SÉPARATEUR D'AIR,
RÉGULATEUR DE PRESSION

FLEXIBLE

BOUCHE D'AVITAILLEMENT
EN BORDURE DE PISTE



quaient une politique d'étroit particularisme et adoptaient un maillage beaucoup trop serré de points de livraison. Les pompes se multipliaient hors de toutes proportions raisonnables. Qui ne se souvient de ces entrées de villes où elles se suivaient comme à la parade, excédant largement la capacité des demandes.

Au lendemain de la Libération, les firmes distributrices décidèrent de reviser leur politique. A la dispersion succéda la concentration coordonnée.

Le nombre de dépôts-relais fut sensiblement réduit, en même temps que la capacité de stockage unitaire fut augmentée, ce qui permettait leur approvisionnement dans les meilleures conditions économiques, par rames de 250 à 500 tonnes.

LES STATIONS-SERVICE

D'autre part, et surtout, la conception des postes de distribution aux usagers fut radicalement transformée. Les appareils isolés, la pompe unique ou les deux pompes (une pour le carburant ordinaire, l'autre pour le supercarburant), érigées sur des citernes de petites dimensions, s'effacèrent devant la « station-service ». A la vérité, les premières stations-service avaient fait leur apparition en France dès 1921 ; créées et exploitées par les grandes sociétés, elles étaient demeurées l'exception. La nouvelle politique visait à encourager des particuliers à construire et à exploiter eux-mêmes des stations-service judicieusement

placées, à grand débit, disposant de moyens de stockage importants et attirant la clientèle par leur équipement moderne : larges pistes en dehors de la route assurant une sécurité totale pendant le ravitaillement par des pompes électriques à débit continu et calculateur de prix, installations accessoires de graissage et d'entretien, gonflage, etc.

La station-service moderne, qui paraît à certains un luxe coûteux, est en réalité payante lorsque le choix de son emplacement a été guidé par une juste évaluation des possibilités de vente.

Les 70 000 pompes de 1939, réparties plutôt mal que bien sur l'ensemble du territoire, distribuaient en moyenne à peine plus de 2 000 litres par mois. On estime aujourd'hui que deux pompes bien placées peuvent atteindre une vente de 40 000 litres par mois. Comparons les installations pour un même débit : en 1939, 20 pompes, 20 réservoirs de 4 m³, 10 fosses, 20 tuyauteries. En 1953, 2 pompes, 2 réservoirs de 15 m³, une fosse, 2 tuyauteries, soit des investissements cinq fois moindres en moyenne.

Pour le ravitaillement en 1939 des dix installations, il fallait, sur les bases de ventes indiquées, 30 à 40 livraisons de 1 000 à 1 500 litres par des camions-citernes d'une capacité de 2 500 à 4 500 litres.

Aujourd'hui il ne faut plus que 4 livraisons de 10 000 litres par des camions-citernes de 12 000 à 19 000 litres, soit une économie de 26 livraisons, signifiant, à litrage égal, une importante réduction du nombre de camions.



Ph. Le Boyer Doc. C.F.R.

● Port d'embarquement des produits pétroliers dans les chalands à la raffinerie de Gonfreville. Les expédi-

tions sont aussi faites par wagons et camions-citernes, par mer et, depuis peu, par le pipe-line Le Havre-Paris.



● Le dépôt constitue une étape rationnelle de la distribution, car il reçoit des tonnages importants par le moyen le plus économique (train, chaland,

etc.) et les répartit à la clientèle en atténuant par sa capacité les fluctuations saisonnières. Ci-dessus un camion en chargement dans le dépôt de St-Ouen.

En outre, l'augmentation du rayon d'action des camions et de leur capacité permet d'étendre l'aire dans laquelle les stations sont ravitaillées directement depuis la raffinerie, en « droiture ».

Si l'on considère que la fonction de la distribution est de placer les produits de consommation à la portée de l'utilisateur sous la forme qui convient le mieux à ses besoins et dans les conditions les plus économiques, alors l'industrie du pétrole ne saurait être taxée d'immobilisme. La refonte de son réseau de vente à une époque où il fallait quelque courage pour s'engager sur un plan aussi vaste que le plan national en est l'attestation la plus directe.

L'AVIATION

Dans la hiérarchie des plus gros consommateurs de carburants, l'avion suit immédiatement l'automobile, mais il exige un carburant à caractéristiques spéciales et le problème de son ravitaillement lui est strictement particulier.

Le facteur dominant est ici le facteur temps, s'agissant d'appareils contraints de tenir des horaires à la manière du chemin de fer plus que de l'automobile. Aussi toutes les opérations de ravitaillement, véritables temps morts, sont-

elles sévèrement minutées : un « plein » de 30 000 litres de carburant doit s'effectuer en 17 minutes. Résoudre ce problème relève presque du sport. L'intervention des camions-citernes ne saurait être retenue : leur capacité n'excède pas 20 000 litres et leur débit, même assuré par deux flexibles, n'est pas supérieur à 30 000 l/heure pour chacun des flexibles. La solution apparente serait de multiplier le nombre de camions, donc celui des flexibles. Mais ici interviennent des motifs économiques : ce matériel représente des investissements considérables et son emploi est des plus coûteux. En outre, il faut compter avec les risques de fausses manœuvres déclenchant ceux plus redoutables d'incendie.

Aussi, pour pallier ces inconvénients, fait-on appel, depuis peu, à l'« hydrant-system ». Il consiste essentiellement en un dispositif de canalisations sous pression reliant des réservoirs de stockage à des bouches enterrées dans des massifs de ciment en bordure de l'aire de stationnement des avions. Ces bouches sont elles-mêmes reliées par flexibles à un appareil mobile, le « servicer », qui comporte les dispositifs de filtration et de comptage de débit. Ce « servicer », d'où partent les flexibles

de ravitaillement proprement dits, peut être soit motorisé, soit desservi à main d'homme. Toutes les précautions de sécurité sont naturellement prises, si bien que le système fonctionne dans des conditions optimum. C'est ainsi qu'un « Comet » peut recevoir, grâce à l'hydrant-system, un débit de 108 000 l/heure.

Rien, dans ce mode de distribution, dans le dessin de son réseau, qui s'apparente aux données du ravitaillement automobile. Là encore, c'est la fonction qui a créé l'organe. Etant donné la rapidité d'évolution des techniques, tout permet de croire que le ravitaillement en carburants des avions commerciaux est loin d'avoir dit son dernier mot.

LA DISTRIBUTION : PROBLÈME GÉOGRAPHIQUE

Dans ses traits essentiels, la distribution des produits pétroliers se présente surtout comme un problème de prévisions et de répartitions géographiques. Prévisions, car il importe d'évaluer, à aussi longue échéance que possible, les besoins d'une clientèle répartie dans tout l'immense domaine des industries d'utilisation.

Mais les utilisateurs des divers produits ne sont pas dispersés sur l'ensemble du territoire selon un système de répartition unique. Du même coup, c'est la géographie qui domine et

commande la sélection des lieux de dépôts, dont l'approvisionnement se fera, suivant les cas, par eau, par rail ou par route, voire par pipe-line. Au début de 1953, la capacité de mise en place annuelle des divers moyens de transport affectés en France aux dérivés du pétrole se répartissait ainsi : 4 500 000 t par 10 000 wagons-citernes ; 4 000 000 t par 650 chalands ; près de 5 000 000 t par plus de 1 000 camions ; 1 000 000 t par 20 caboteurs ; la capacité de transport du pipe-line Le Havre-Paris est actuellement de 1 500 000 t.

Autant d'exigences variées à satisfaire que de produits à distribuer : essences, gas-oil, fuels, gaz liquéfiés, bitumes, etc. Le dépôt, véritable relais de stockage, doit être aussi proche que possible du centre de consommation le plus important selon sa desserte géographique. Mais devant recevoir des tonnages massifs de produits, il importe de disposer à sa proximité du moyen de transport le plus économique. Enfin, il convient qu'il garantisse la meilleure conservation possible des produits entreposés ainsi que la plus grande commodité de manutention.

D'où un ensemble de problèmes particuliers à chacun des produits. On est ici dans un domaine où le commerçant plus que le technicien est roi. Seule la rentabilité commande et son verdict est sans appel.

Robert Chenevier.



Coll. Esso.

MISE EN FUTS DU BITUME

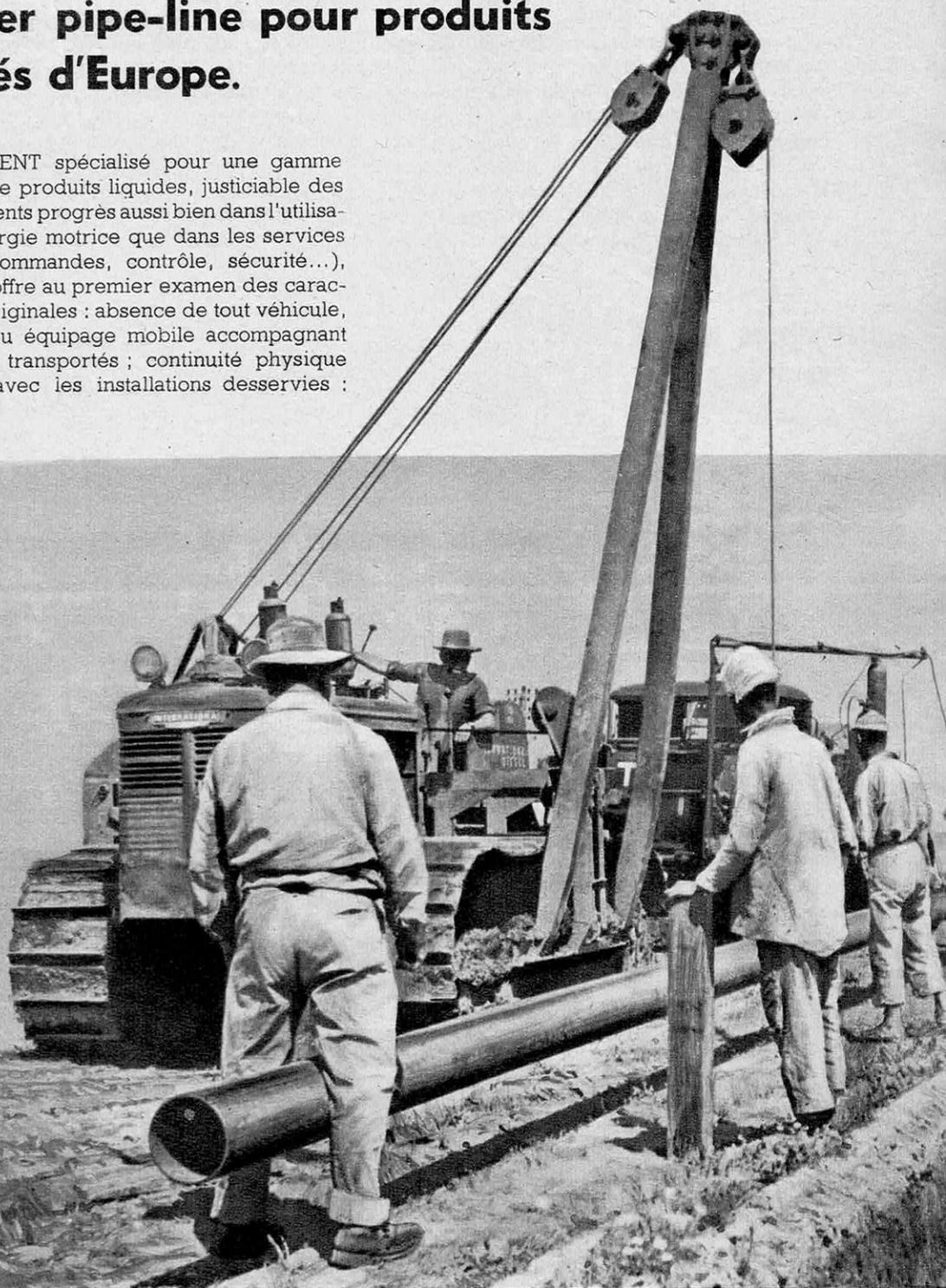
La distribution des produits bitumineux exige une organisation permettant de loger, l'hiver, une partie de la production des raffineries, et de satisfaire rapidement les besoins des chantiers qui sont de gros consommateurs journaliers aux périodes de pointe, pendant la belle saison. Les raffineries françaises ravitaillent directement les chantiers dans un certain périmètre et approvisionnent des dépôts secondaires (au nombre de 41), dont 11 situés sur les côtes et ravitaillés par mer, et des usines de fabrication d'émulsions (au nombre de 155). Elles satisfont pour une très grande part les besoins de l'Afrique du Nord et les territoires africains d'outre-mer de l'Union Française. Les moyens de transport comprennent 5 navires-citernes spécialement équipés, 11 chalands, 815 wagons-citernes et 75 camions-citernes tous dotés des éléments de réchauffage qui permettent de porter le bitume à sa température de manipulation.

LES TRANSPORTS PAR PIPE-LINE

LE HAVRE - PARIS

Premier pipe-line pour produits raffinés d'Europe.

STRICTEMENT spécialisé pour une gamme étroite de produits liquides, justiciable des plus récents progrès aussi bien dans l'utilisation de l'énergie motrice que dans les services généraux (commandes, contrôle, sécurité...), le pipe-line offre au premier examen des caractéristiques originales : absence de tout véhicule, emballage ou équipage mobile accompagnant les produits transportés ; continuité physique rigoureuse avec les installations desservies :



L'ASSEMBLAGE DES TUBES : L'ÉQUIPE DE TÊTE EXÉCUTE LA PREMIÈRE PASSE DE SOUDURE

dans les raffineries qui l'élaborent, dans les dépôts qui la distribuent, l'essence ne se déplace que dans des tubes.

Tout transport gaspille de l'énergie en frottements : il est commode de représenter la résistance au déplacement par un effort en kg par tonne déplacée. Cet effort est du même ordre — quelques kg — pour un pipe-line que pour un wagon ou un chaland. Mais l'excellent rendement des installations de pompage, l'absence de poids mort à l'aller et de retour à vide, l'absence des manœuvres répétées de freinage, démarrage, stationnement..., la récupération intégrale en descente de l'énergie absorbée en montée font qu'au total la consommation d'énergie d'un pipe-line est normalement comprise entre le quart et la moitié de celle du train ou du bateau le plus moderne.

L'absence de tout matériel à convoier, l'automatisme permise par les techniques modernes

dans les installations fixes réduisent l'exploitation d'un pipe-line à un effectif très faible, qui peut également être compris entre le quart et la moitié de celui nécessaire à la circulation de trains ou bateaux équivalents.

UN TRANSPORT SANS PERTES

L'étanchéité rigoureuse des tubes et la continuité absolue réalisée entre les installations desservies éliminent toute perte de produits. Toutefois, les pipe-lines expédiant à la suite des produits différents, on ne peut éviter un certain mélange au contact.

La zone perturbée peut, pour un pipe-line de 10 pouces (250 mm) représenter 30 à 50 m³, c'est-à-dire s'allonger sur 600 à 1 000 mètres de conduite. Il apparaît immédiatement qu'il faut organiser les séquences des produits pour réduire le volume de cette zone, et, si possible,

DIFFÉRENTES PHASES DE L'ASSEMBLAGE DES TUBES

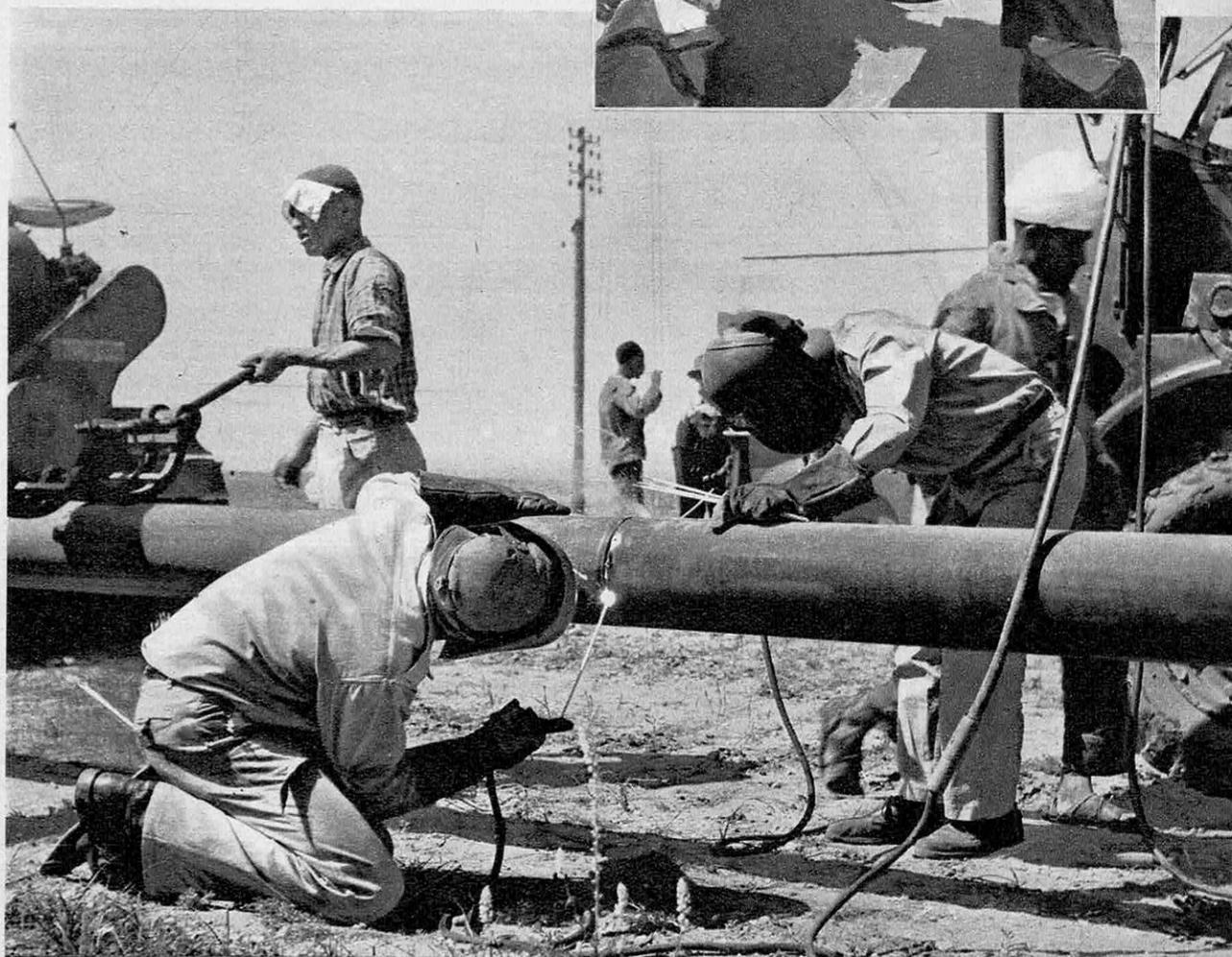
AMENÉS sur des remorques spéciales et disposés le long du tracé, les tubes longs de 12 m sont mis bout à bout à l'aide du side-boom. Comme toutes les autres machines, celui-ci est prévu pour effectuer les manipulations toujours du même côté. Après vérification et remise en état éventuelle des extrémités, les tubes sont assemblés par une première passe de soudure. Celle-ci s'effectue en descendant à cadence très rapide et comporte deux temps. Dans le premier un collier de serrage assure le contact des tubes qui sont soudés suivant deux arcs de 120°. Puis, le collier enlevé, on termine la soudure (p. 109). La finition de l'assemblage et les essais sont confiés à une autre équipe. Sur des chantiers bien organisés et en terrain facile, on a réussi des cadences de 400 mises bout à bout par jour, soit un avancement de 5 km. Les tubes soudés en tronçons d'au moins 1 km sont essayés à l'air comprimé puis couverts d'un revêtement.



1 La mise en place des tubes : un side-boom, tracteur à grue latérale, soulève les tubes par le milieu à l'aide d'une tenaille à deux mâchoires, puis les dépose bout à bout au bord de la fouille sur des madriers.

la rendre sans incidence pratique (par exemple au contact de deux essences de marques différentes, mais de spécifications identiques) ; il faut aussi que l'extension exacte de la zone troublée et sa localisation soient suivies à chaque instant. Des appareils de mesure sont mis en place à cet effet pour compléter les indications des compteurs en suivant les variations de densité ou de couleur du produit qui s'écoule : l'aiguillage se fait alors en coupant la zone troublée en un point tel que les cargaisons de part et d'autre absorbent chacune les fractions correspondantes de la contamination, ou en deux points, pour isoler la partie centrale de la contamination et l'envoyer dans des bacs spéciaux. Le produit ainsi retiré de la ligne n'est pas perdu, mais peut être, en grande partie, réinjecté dans le pipe-line ; sinon il est renvoyé en raffinerie.

L'achèvement du pipe-line Le Havre-Paris,



2 La première passe de soudure s'effectue en deux temps. Ci-dessus, le 2^e : le collier qui centrerait les tubes (à gauche) vient d'être enlevé.

Les ouvriers achèvent la soudure suivant deux arcs de 60°. En haut, avant soudure, le chanfrein d'un tube est nettoyé à la brosse métallique tournante. ➔

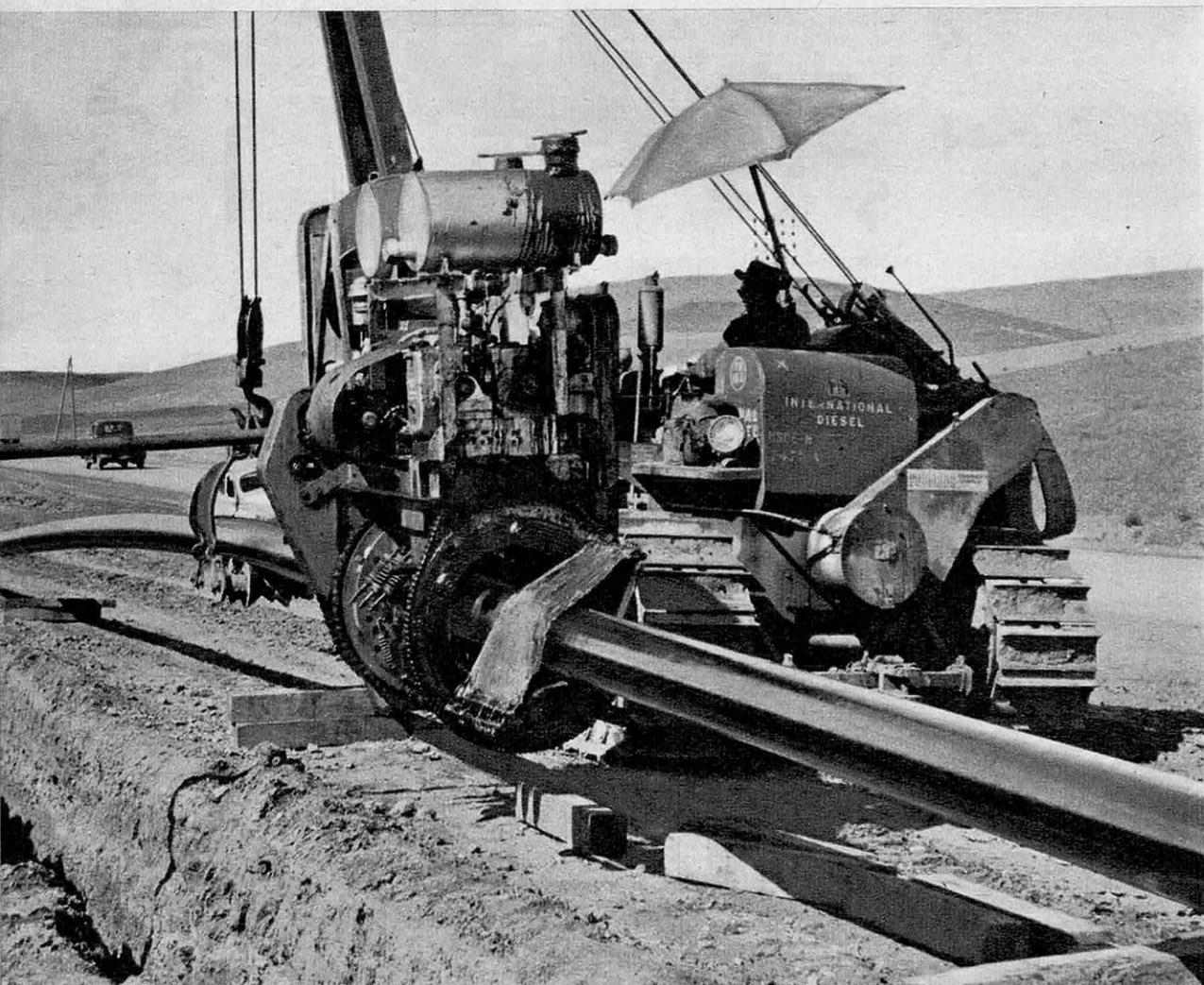
d'une capacité actuelle d'environ 1 500 000 t (susceptible d'être aisément accru, ultérieurement, de près de 50 %), représente un accroissement d'environ 10 % de la capacité totale des divers moyens de transport affectés, en France, aux dérivés du pétrole : une mise en route progressive de l'ouvrage, dont le régime actuel n'atteint d'ailleurs qu'environ la moitié de sa capacité, a suffi pour éviter tout trouble de l'économie régionale des transports. À l'évidence, l'apparition de cette technique nouvelle pour desservir la région parisienne, qui à elle seule consomme le quart des besoins nationaux, ne pouvait créer — comme certains l'avaient, à tort, redouté — une crise : un apport de 5 % au potentiel national est de l'ordre de l'accroissement annuel de la consommation globale. Tous les moyens de transports « concurrents » du pipe-line doivent accroître, d'année en année, leur équipement : leur évolu-

tion a été légèrement modifiée sans qu'aucun d'eux ait eu à craindre une régression.

LA CONSTRUCTION DU PIPE-LINE

La cadence de pose des canalisations est spectaculaire ; chaque jour, le long d'un tracé quasi rectiligne qui paraît insoucieux des obstacles naturels, une équipe d'une centaine d'hommes, accompagnés d'un parc de matériel tous terrains d'une puissance de l'ordre de 2 000 ch, avance régulièrement de un à deux kilomètres.

Ce « cirque » (c'est le terme familier des professionnels), qui met sa coquetterie dans la vivacité des couleurs de ses engins, rehaussées l'été de parasols multicolores, progresse sur une piste d'au moins dix mètres de large tracée à travers champs et forêts, effaçant provisoirement haies, fossés, clôtures, etc.



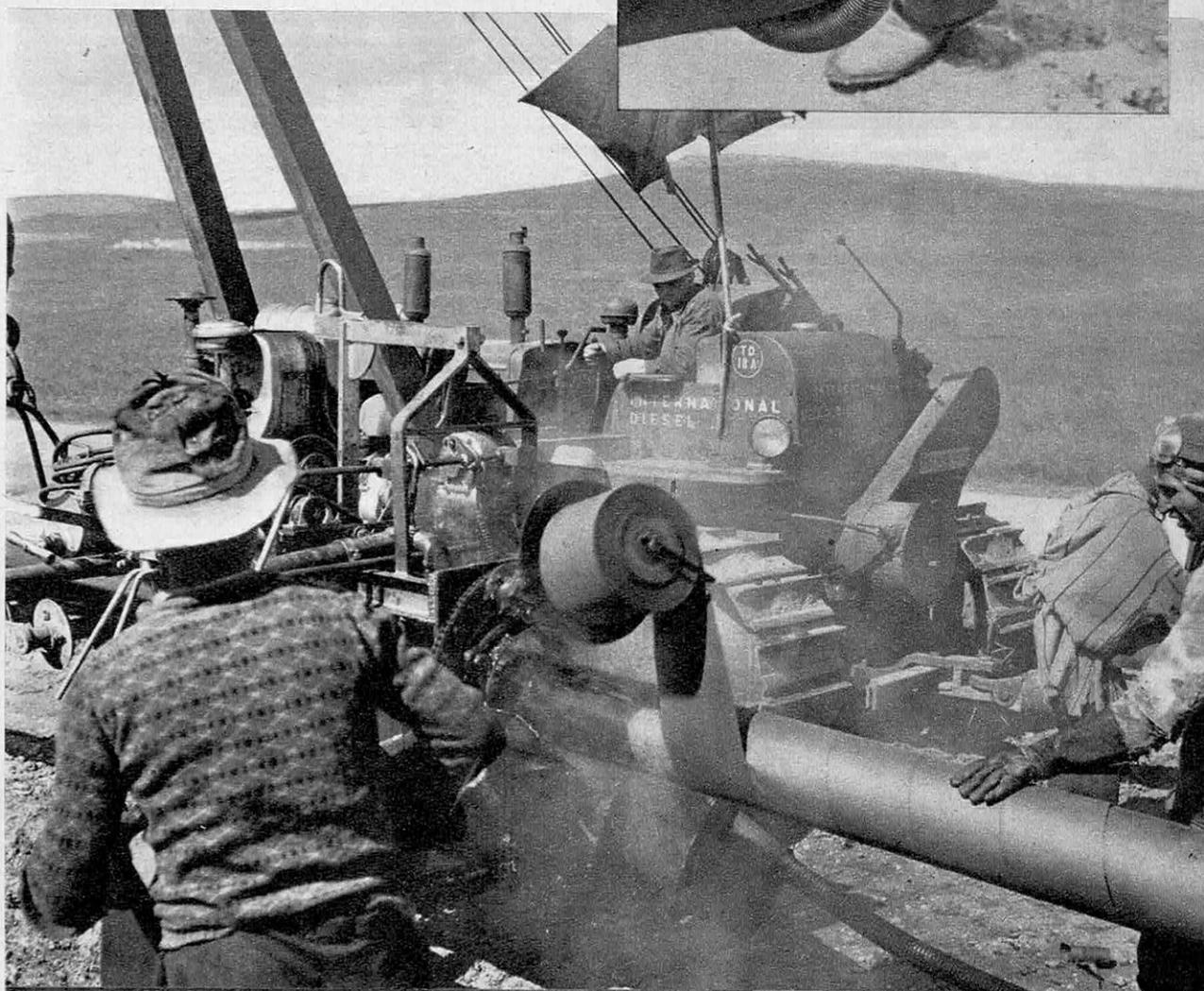
3 Pour couvrir le tube de son revêtement protecteur, on le soulève par un side-boom équipé d'un diablo. Une machine automotrice circulant sur

le tube le nettoie à l'aide de brosses et de molettes en rotation rapide puis le revêt d'une couche d'impression (appliquée par une double bande tournante).

Des camions à remorques spéciales déposent, bout à bout, des tubes longs de 10 à 15 mètres, en acier laminé sans soudure. Des excavatrices creusent une tranchée à 2 m d'un des bords de la piste avec leurs godets fixés à une chaîne sans fin ou une roue ; un tapis roulant transversal aligne, en arrière de la machine, les déblais entre la tranchée et la limite de piste voisine.

Manipulés par l'engin spécifique du pipeline, le « side-boom », tracteur à grue latérale, les tubes sont vérifiés, nettoyés intérieurement et soudés bout à bout, non par pointage, mais par une passe continue. Il est normal que cette soudure, à l'arc électrique, soit faite, pour un tube de 200 à 250 mm, en moins d'une minute et que l'ensemble de la manipulation le soit en moins de deux minutes : avec des tubes de 10 m au moins, c'est donc 300 m à l'heure, 2 500 à 3 000 m dans la journée.

Les autres passes de soudure, effectuées en



4 Une deuxième machine alimentée par un fondoir applique sur le tube un émail bitumineux à 200° sur lequel s'enroule une armature de feutre

de verre. Le revêtement terminé est vérifié avant la descente en fouille par un balai électrique (en haut) qui met en évidence les plus petites imperfections.



● Pour le franchissement de la Seine à Aiziers, le pipe-line le Havre-Paris et le pipe de brut de Petit-Couronne sont doublés. Les quatre tubes furent

construits sur leur rampe de lancement et halés par un traînil installé sur l'autre rive. Une bigue soutenait la tête des tubes pendant l'opération.

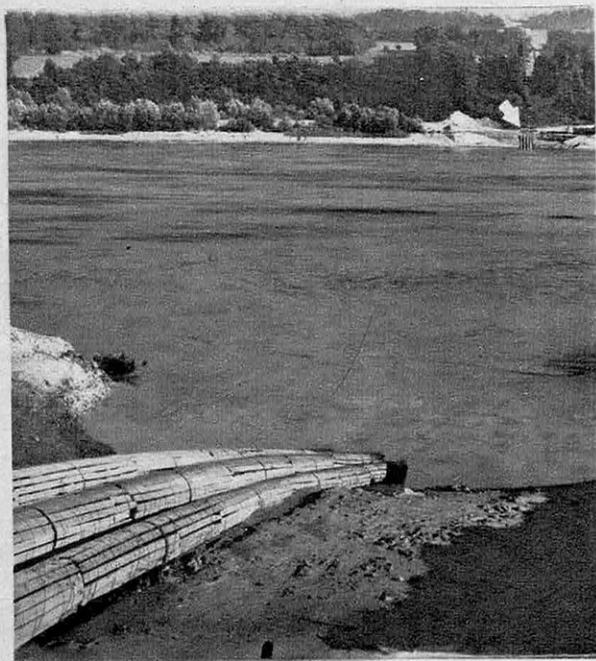
descendant comme la première, sont normalement confiées à des équipes distinctes : trois ou quatre soudeurs sont ainsi appelés à coopérer à un même assemblage. Electrodes, matériel de soudage, mode opératoire, essais sont spécifiquement « pipe-line » : aujourd'hui la technique française dans ces divers domaines a atteint la classe internationale.

La canalisation assemblée et essayée est alors nettoyée, enduite d'une couche d'impression, revêtue d'émail à chaud armé de fibre de

verre, parfois protégée encore par un papier Kraft ou un feutre.

Toutes ces opérations sont assurées par deux machines automotrices circulant successivement sur le tube, soulevé à cet effet par les side-boom ; après contrôle rigoureux de la continuité du revêtement par un balai électrique, le tube est déposé au fond de la tranchée, le remblai est fait, l'état des lieux est rétabli.

Les patrouilles aériennes qui assureront la surveillance périodique de l'ouvrage ne pourront plus, bientôt, se fier qu'à leur connaissance du parcours, car en quelques mois la vie agricole aura effacé toute trace des travaux.



L'EXPLOITATION

Les stations de pompage (avec pompes centrifuges en série, entraînées par moteurs synchrones) sont espacées de plusieurs dizaines de kilomètres. Actuellement, la station de Rouen suffit à refouler les produits jusqu'à Juvisy.

Les produits raffinés contiennent toujours des traces d'eau, d'oxygène, et à la longue une importante corrosion intérieure de la ligne se produirait : la surface du tube deviendrait rugueuse et pourrait obliger à accroître la pression de 50 % pour maintenir le débit :

◀ Le lancement dura moins d'une matinée. Un scaphandrier vérifia la mise en place des tubes dans la souille destinée à les recevoir, puis cette souille fut comblée. Des vannes permettent d'utiliser l'un ou l'autre des tubes et de parer ainsi aux avaries.

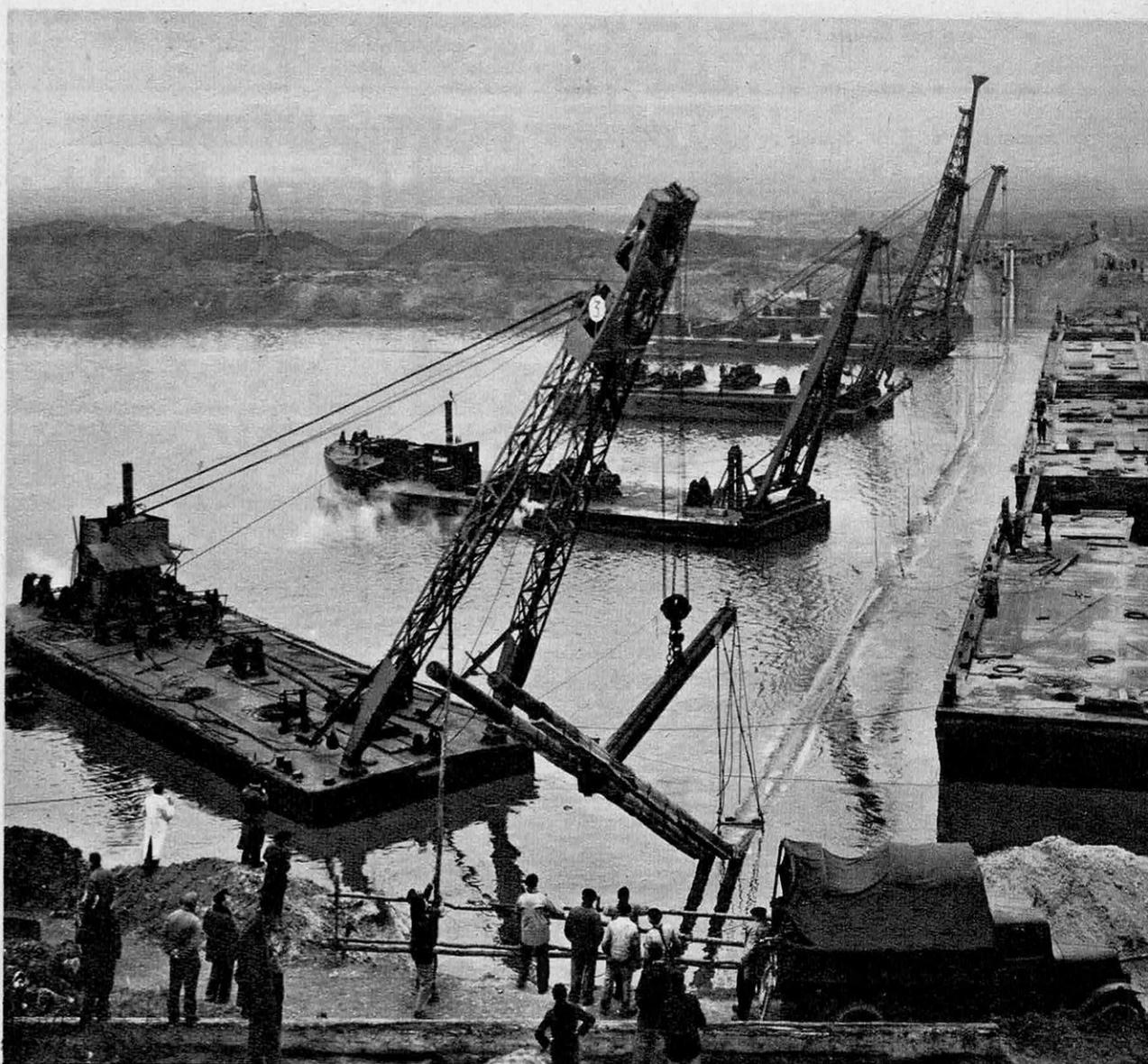
à ce gaspillage d'énergie s'ajouterait la sujétion de voir peu à peu une fraction importante des investissements, l'acier du tube, se transformer en rouille. Pour Le Havre-Paris, ceci aurait pu représenter 5 tonnes par semaine. Les pompes, les divers accessoires de robinetterie et surtout les délicats compteurs ne l'auraient pas supporté.

Il est donc nécessaire d'injecter, goutte à goutte, un produit chimique inhibiteur de corrosion ; de disposer d'impressionnantes batteries de filtres spéciaux, dits « bacs à foin », en fin de sections ; de parfaire le nettoyage du tube et d'interdire toute accumulation d'eau ou de dépôts dans les points bas de la ligne en faisant périodiquement circuler des racleurs :

empilages de brosses métalliques, de coupelles de caoutchouc — parfois compliqués de couteaux ou molettes. Ces racleurs sont introduits et retirés par des « gares » à chaque extrémité.

Lors du premier remplissage de la ligne, un racleur suivait la tête du produit pour parfaire le nettoyage réalisé pendant la construction : pour le suivre avec précision, une pastille radioactive lui avait été fixée et un dispositif spécial de détection avait été organisé le long du tracé.

Dans une région aussi complexe que la banlieue parisienne, il a été possible de grouper en douze points les livraisons vers plus de trente dépôts : chacun de ces terminaux



● A Gennevilliers, le fleuve, très encaissé, obligea à construire un tube en U qui fut posé sur des pontons

par les bigues. L'ensemble se plaça en travers du fleuve. Les bigues reprirent le tube pour le déposer au fond.

comporte, outre bien entendu les vannes et robinets nécessaires à l'aiguillage des produits, les moyens de repérer exactement leur qualité à chaque instant (densité, couleur...), et d'en compter la quantité. Protégés par des filtres, les compteurs à étanchéité capillaire, c'est-à-dire sans contact physique entre la partie mobile et le stator, ont une précision qui approche le 1/10 000 ; il faut bien entendu tenir compte de la température du produit pour ramener les quantités à la température de comptabilisation, 15° C. Les compteurs sont munis de dispositifs enregistreurs transcrivant sur des tickets les quantités délivrées.

Dans les terminaux, comme dans les stations, les canalisations intérieures représentent une capacité de quelques mètres cubes. Une importante fraction de ces canalisations est destinée à mettre en parallèle un nombre variable d'éléments (essentiellement groupes de filtres et de compteurs) : le tracé doit en être spécialement étudié pour que la ramification du flot n'entraîne pas, par décalage des débits, d'allongement de la zone contaminée lors d'un changement de produits. De même, lors des arrêts et mises en marche, il se peut qu'arrive un produit différent de celui immobilisé dans les canalisations : en certains cas on pourra pousser ce volume de quelques mètres cubes en complément d'une livraison antérieure; en d'autres, il faudra vidanger et remplir les canalisations avec un produit miscible à celui qui arrive. Un jeu de réservoirs auxiliaires permet ces manœuvres.

L'exemple du port autonome du Havre et de ses installations pétrolières met en évidence la capacité de transport des pipe-lines. Ce port qui ravitaille la région parisienne reçoit le pétrole brut destiné aux quatre raffineries de Gonfreville, Port-Jérôme, Notre-Dame-de-Gravenchon et Petit-Couronne. Il peut aussi exporter ou importer des produits raffinés : produits blancs, produits noirs, huiles. Le mouvement se fait en trois dépôts :

- C.I.M. recevant le pétrole brut, recevant et réexportant les produits raffinés légers ;
- S.H.M.P.P. recevant et réexportant des produits raffinés lourds ;
- Desmarais, affecté aux huiles de graissage et à la distribution locale.

Ces trois dépôts sont reliés entre eux et avec les 4 raffineries et le plus gros consommateur : la région parisienne, par un réseau de canalisations enterrées représenté ci-contre.

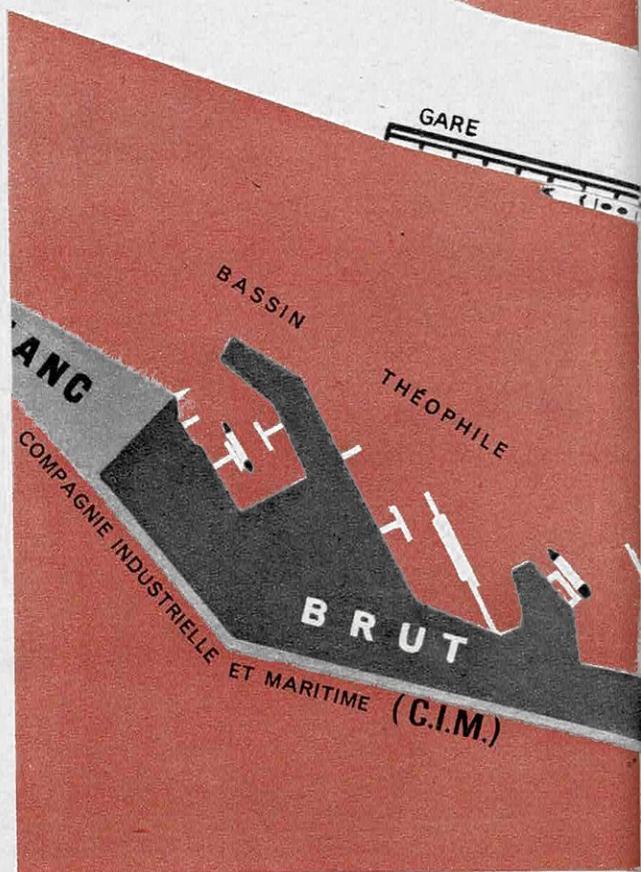
Il est saisissant de constater que le pétrole qui, en 1952 a représenté 80% du trafic marchandise du port (importations : 8 250 750 t sur 10 100 000 t, exportations : 2 550 000 t sur 3 250 000 t), n'aît en affectation propre que 25 ha de plan d'eau, soit 4% du port, et 40 ha de terre-plein, soit 1%.

Des cinq origines en Seine-Inférieure (quatre raffineries et port du Havre) partent, par quatre stations, des produits différents (essences, pétroles, supercarburants, gas-oils..., et bientôt essences-avion) vers plus de trente clients : après des prévisions approchées mensuelles, bimensuelles, un programme quotidien minuté est mis sur pied ; il importe que clients et transporteurs coordonnent strictement leurs manœuvres avec une précision mesurée en fraction de minute.

DISPATCHING

C'est d'un cerveau central, à Paris, qu'en deux compartiments se dirige la vie quotidienne : le « planning » établit le programme ; le « dispatching » garde sous les yeux une image continuellement remise à jour de la ligne et de son contenu. Une bande de papier

PORT AUTONOME DU HAVRE installations pétrolières



sans fin se déplace devant des repères figurant stations et terminaux ; suivant la température, des corrections sont faites pour que la bande de papier mobile représente exactement la longueur des cargaisons ; au fur et à mesure que la bande se déplace, les indications originales qu'elle porte (nature du produit, nom de l'expéditeur, du destinataire...) sont complétées par des échos du trafic : débit horaire, racleur expédié, bouchon coloré de repérage, étendue de la contamination, etc.

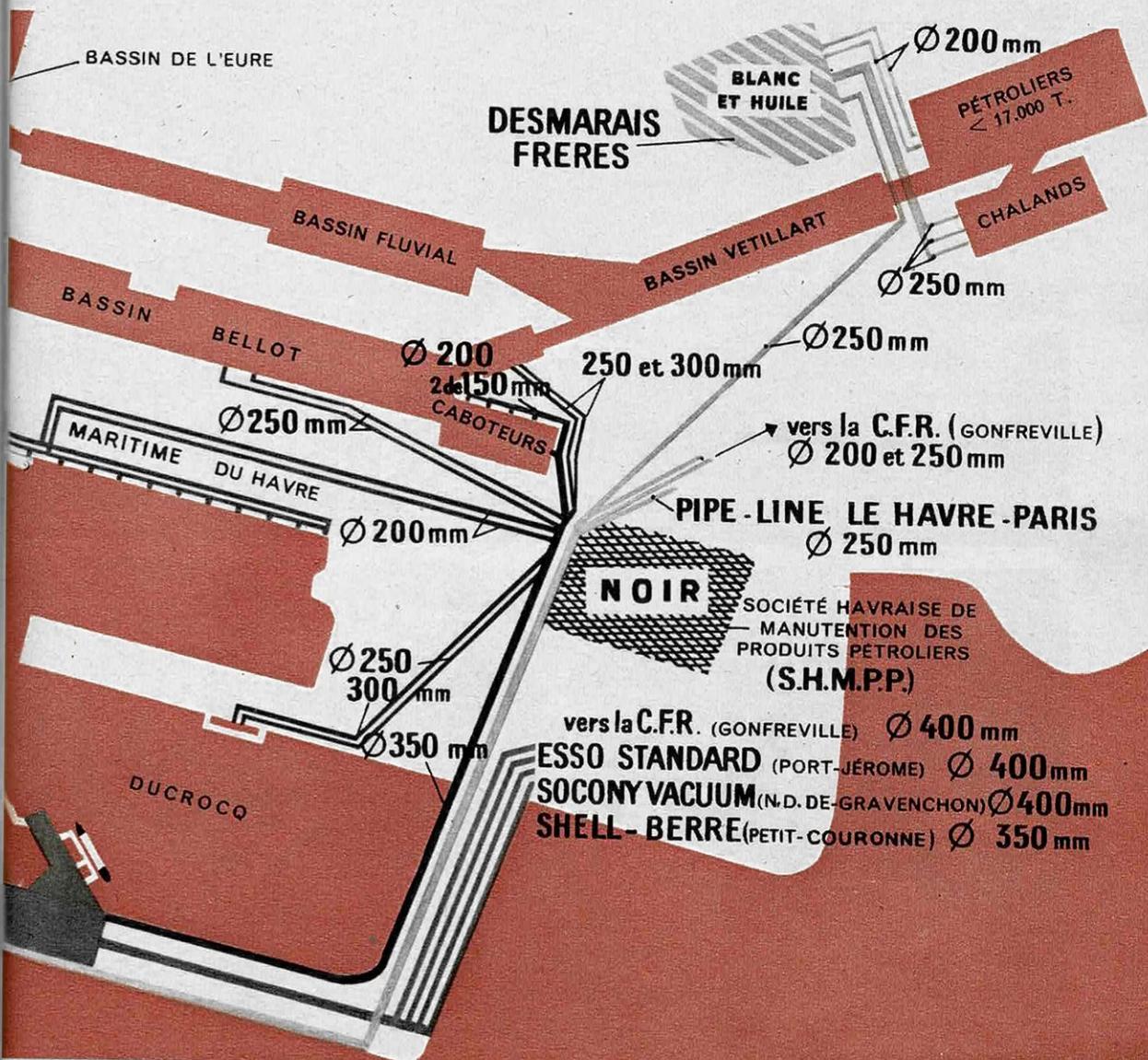
Un double réseau de télétypes, vers les stations et vers les terminaux, réalise une transmission quasi instantanée des ordres.

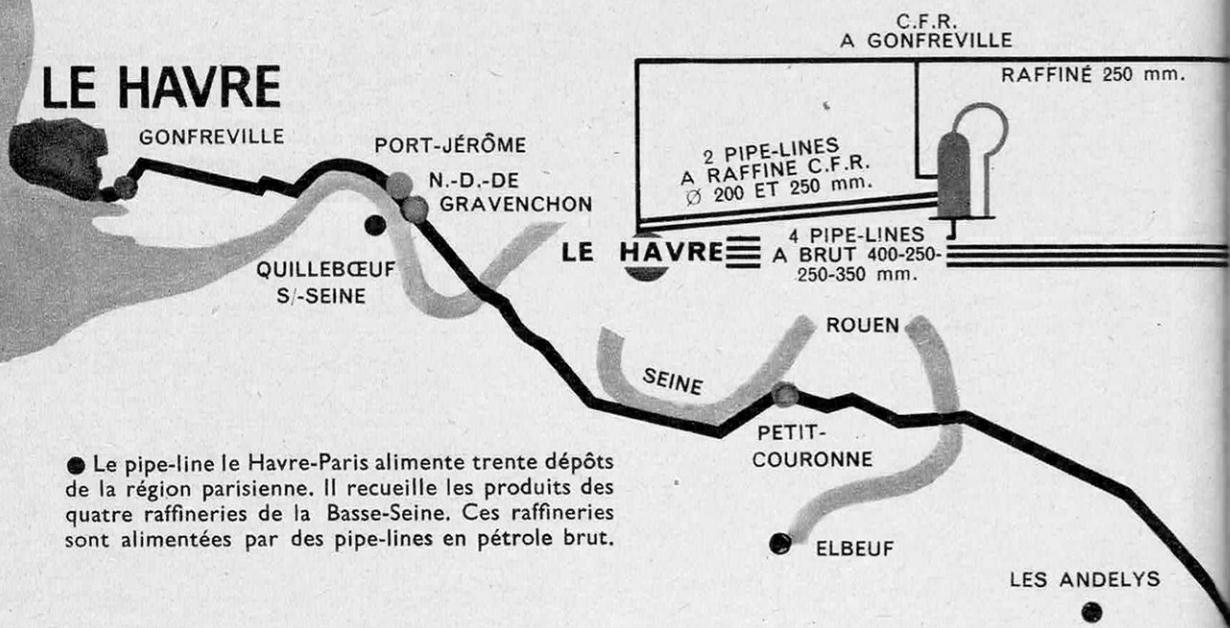
UNE RÉUSSITE FRANÇAISE

Parmi les plus impressionnants vestiges des civilisations disparues, les adductions d'eau, l'irrigation, attestent le génie créateur de

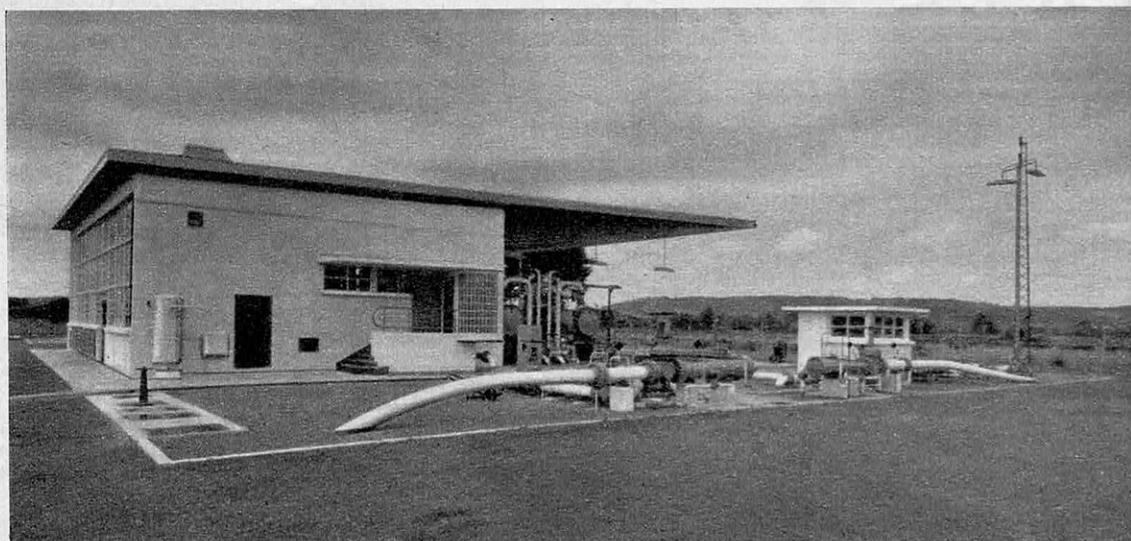
l'homme. Dans les techniques de notre siècle, les transports spécialisés pour liquides, tels que les pipe-lines, n'auront sans doute pas droit à pareille immortalité. Il n'en faut pas, pour autant, sous-estimer la profonde incidence économique du développement de ces liaisons souterraines.

Seules, elles ont permis à notre demi-siècle de brûler par centaines de millions de tonnes l'or noir accumulé par l'évolution géologique. Pendant la guerre, les liaisons entre le Texas et la région de New York ont permis de libérer le fret pétrolier qui pouvait faire face aux besoins du débarquement, malgré la guerre sous-marine ; les liaisons par 21 pipe-lines immergés entre Angleterre et France et les extraordinaires pipe-lines de campagne suivant pas à pas les Alliés débarqués, ont seuls garanti la vitalité de la formidable machine de guerre alliée. L'essor foudroyant du Moyen-

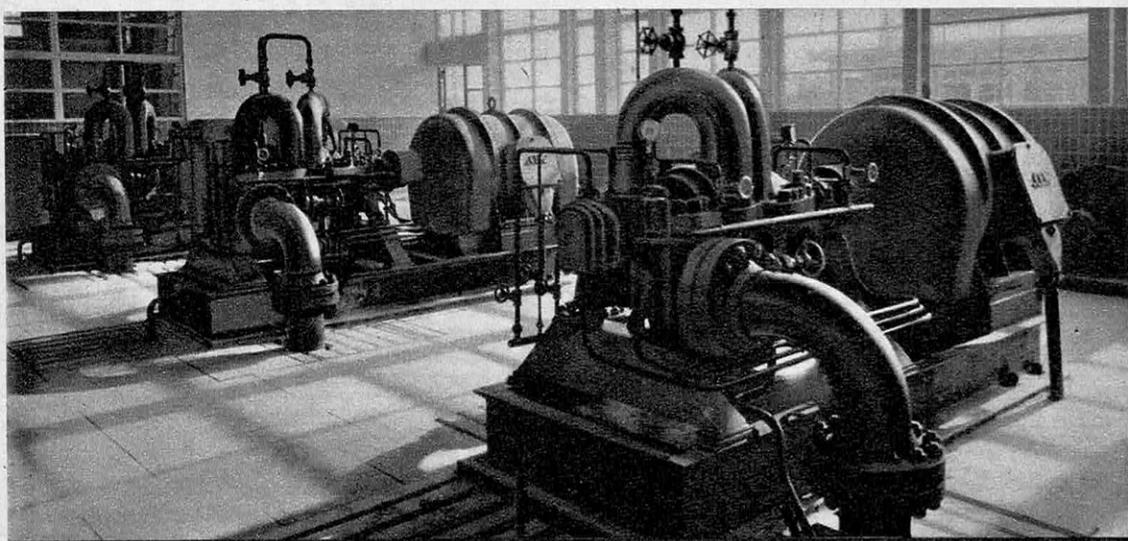




● Le pipe-line le Havre-Paris alimente trente dépôts de la région parisienne. Il recueille les produits des quatre raffineries de la Basse-Seine. Ces raffineries sont alimentées par des pipe-lines en pétrole brut.



A PORT-JÉRÔME : UNE STATION DE POMPAGE DU PIPE-LINE LE HAVRE-PARIS



DES POMPES CENTRIFUGES A MOTEURS SYNCHRONES ÉQUIPENT LES STATIONS

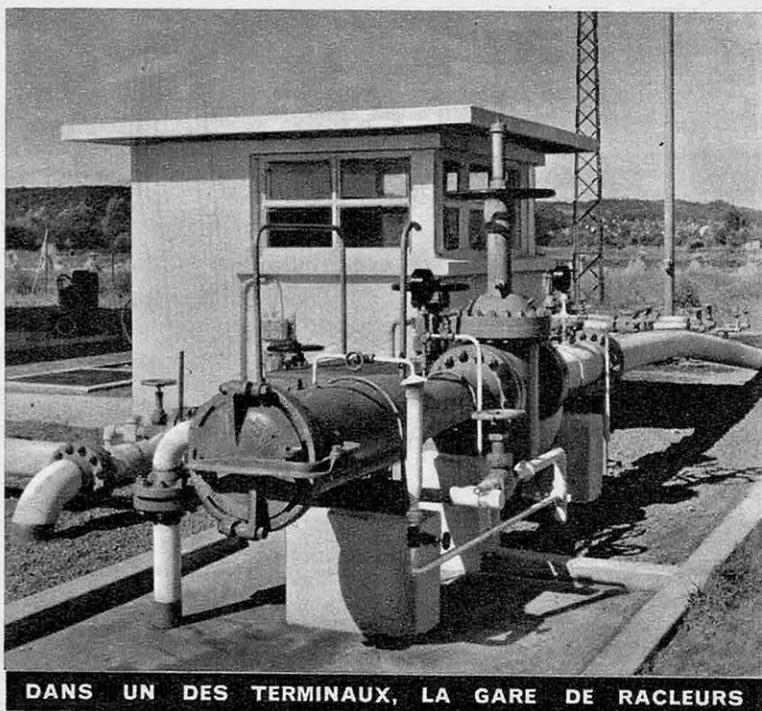
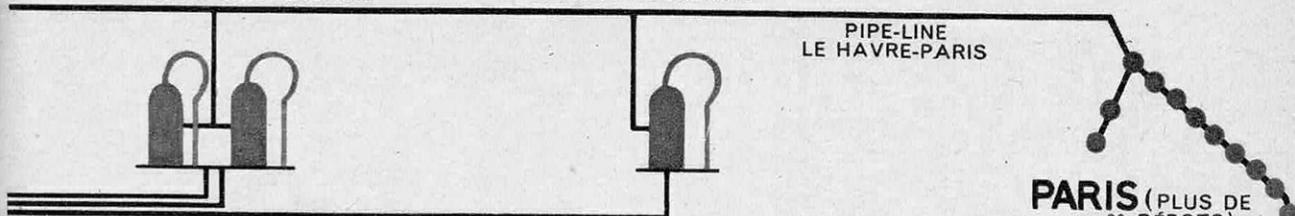
ESSO A
PORT-JÉROME

SOCONY VACUUM
A N.-D.-DE-GRAVENCHON

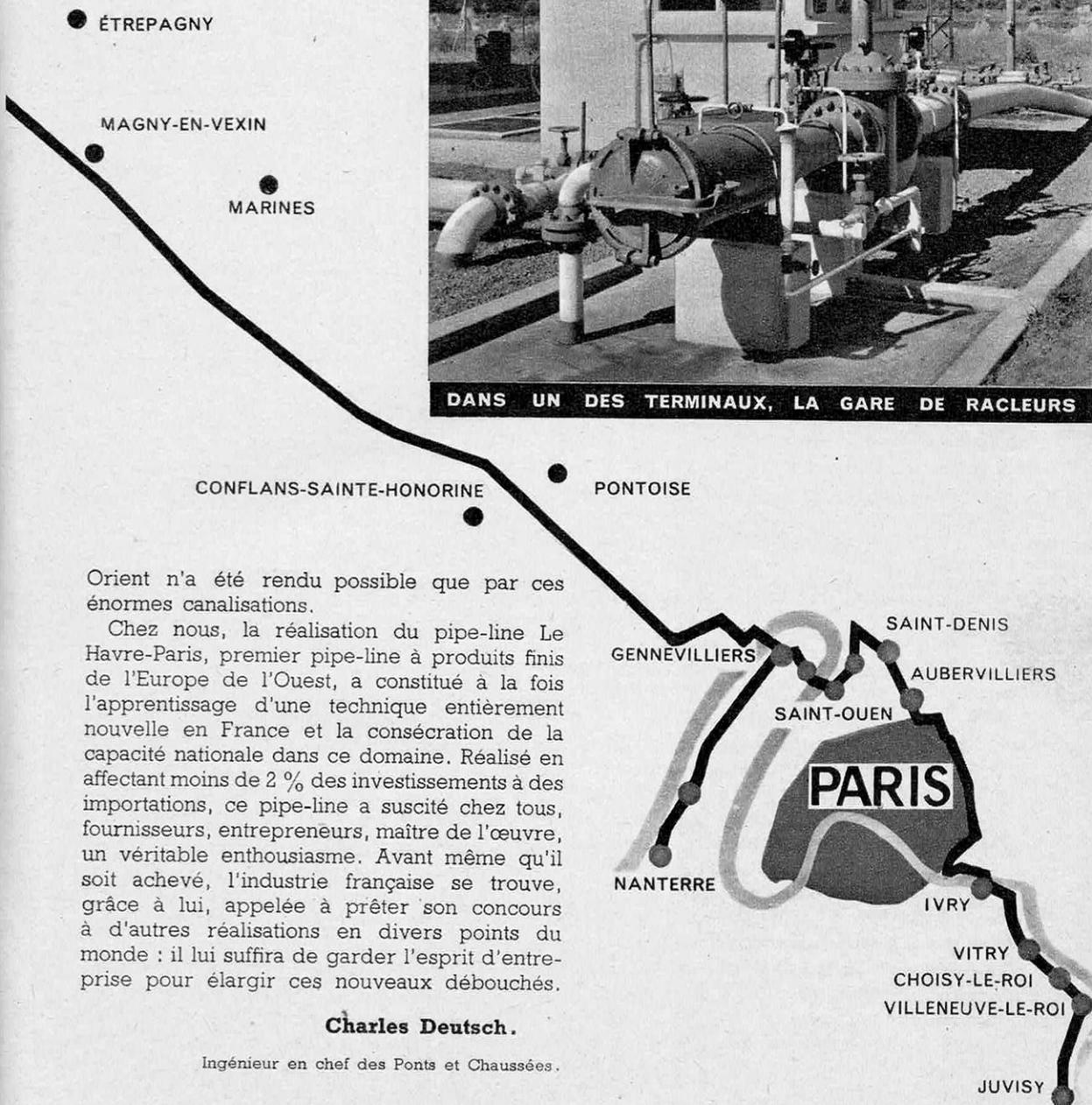
SHELL-BERRE
A PETIT-COURONNE

PIPE-LINE
LE HAVRE-PARIS

PARIS (PLUS DE
30 DÉPÔTS)



DANS UN DES TERMINAUX, LA GARE DE RACLEURS



Orient n'a été rendu possible que par ces énormes canalisations.

Chez nous, la réalisation du pipe-line Le Havre-Paris, premier pipe-line à produits finis de l'Europe de l'Ouest, a constitué à la fois l'apprentissage d'une technique entièrement nouvelle en France et la consécration de la capacité nationale dans ce domaine. Réalisé en affectant moins de 2 % des investissements à des importations, ce pipe-line a suscité chez tous, fournisseurs, entrepreneurs, maître de l'œuvre, un véritable enthousiasme. Avant même qu'il soit achevé, l'industrie française se trouve, grâce à lui, appelée à prêter son concours à d'autres réalisations en divers points du monde : il lui suffira de garder l'esprit d'entreprise pour élargir ces nouveaux débouchés.

Charles Deutsch.

Ingénieur en chef des Ponts et Chaussées.

BUTANE ET PROPANE

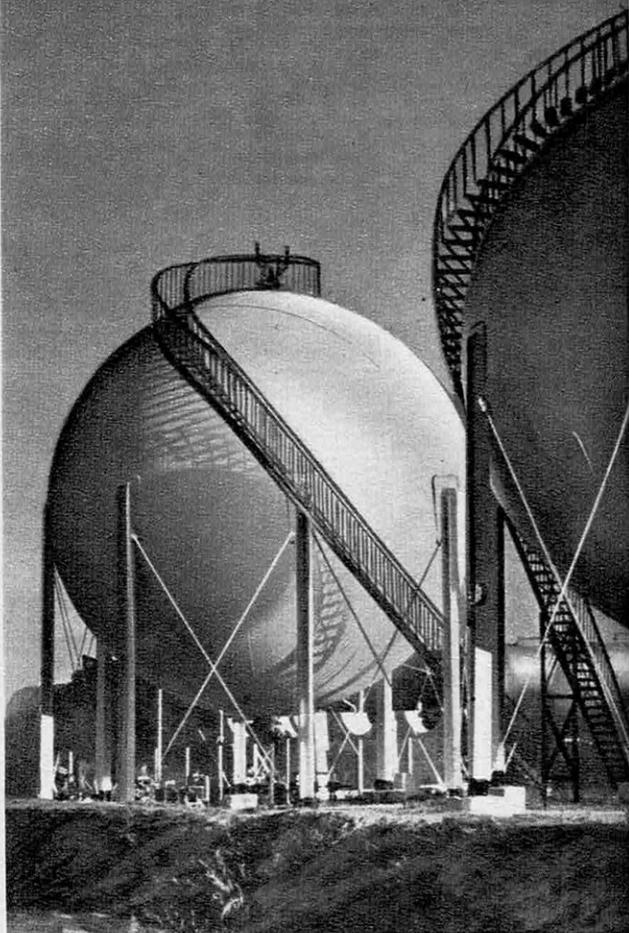
La production française atteint déjà près de 300 000 tonnes par an et passera à 500 000 en 1957

PARMI les nombreux produits extraits de l'« or noir », les gaz de pétrole présentent un intérêt tout particulier.

Autrefois, en Pennsylvanie, aux temps héroïques de la « fièvre de l'huile », alors que les spéculateurs partaient à la découverte des précieuses veines pétrolifères dans l'espoir de renouveler pour leur compte l'exploit du colonel Drake à Titusville en faisant jaillir le pétrole du sol, les gaz de pétrole ne servaient guère qu'à obtenir ce jaillissement ; ce rôle rempli, ils devenaient inutiles et même dangereux jusqu'au jour où l'on entreprit d'en extraire des produits légers (gasoline) à point d'ébullition peu élevé, et d'envoyer les produits résiduaires au loin, par canalisations, pour servir à l'éclairage et au chauffage de villes entières. Pittsburgh a été la première ville ainsi équipée. Cependant, le produit commercial intéressant de l'époque, le kérosène, faisait l'objet de recherches nombreuses dans le but d'obtenir un produit de plus en plus pur et propre à l'éclairage de sécurité : l'industrie du raffinage naissait.

Elle fit de rapides progrès avec l'apparition du moteur à essence d'abord, du diesel ensuite. L'élaboration de ses produits qui devaient répondre à des caractéristiques sans cesse plus précises imposa des traitements spéciaux qui eurent comme conséquence une forte production de gaz. A l'heure actuelle, les gaz de pétrole constituent un sous-produit très important qui a trouvé une place considérable soit comme combustible pour l'industrie et le chauffage domestique, soit comme agent de synthèse pour l'industrie chimique.

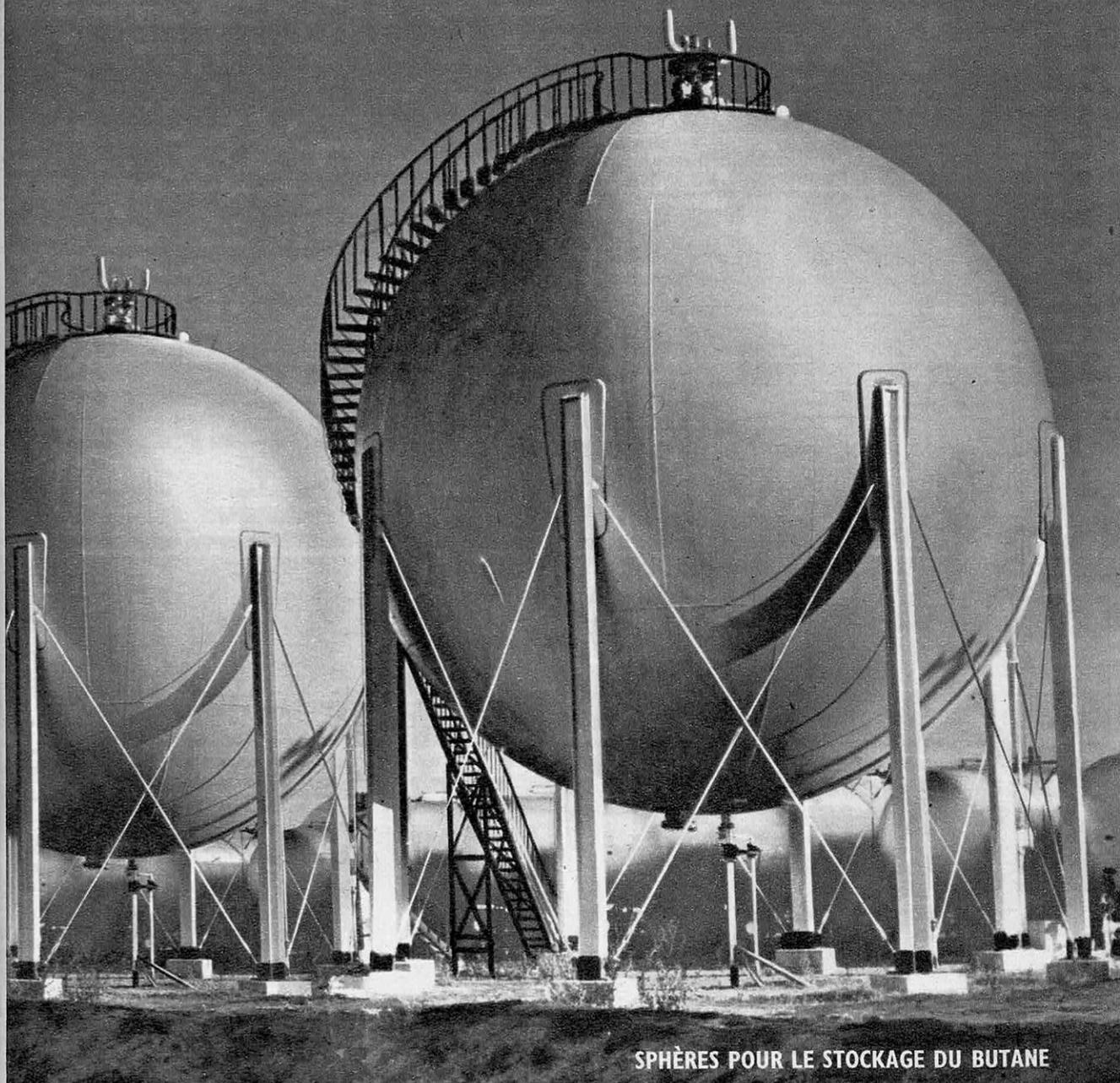
En France, l'activité des raffineries, depuis la fin de la guerre, a été remarquable et les pro-



grammes de reconstruction ont été largement dépassés. A titre indicatif, signalons qu'en octobre 1948, la Commission de Modernisation des Carburants avait prévu pour l'exercice 1952-1953 une production de 150 000 tonnes de gaz liquéfiés ; ce chiffre est largement dépassé et, en 1952, 265 000 tonnes de gaz liquéfié ont été mises sur le marché. On pense, en 1957, atteindre environ 500 000 tonnes.

LES GAZ DE PÉTROLE

Les gaz de pétrole sont constitués uniquement par des hydrocarbures, c'est-à-dire des composés de carbone et d'hydrogène, les uns satu-



SPHÈRES POUR LE STOCKAGE DU BUTANE

rés (série paraffinique) comme le méthane, l'éthane, le butane et le propane, les autres non saturés (carbures éthyléniques) comme le propylène et le butylène.

Ils existent à l'état naturel dans les champs pétrolifères ou prennent naissance au cours des opérations de raffinage (cracking et reforming) ; on peut les classer en deux catégories : les gaz **permanents**, qui demeurent à l'état de gaz à basse température et sous des pressions assez élevées (comme le méthane) et les gaz **liquéfiables** qui, lorsqu'on les soumet à une pression relativement faible, prennent à la température ordinaire l'état liquide (butane, propane, butylène, propylène).

Schématiquement, la séparation des deux groupes se fait en raffinerie par compression et refroidissement : les gaz liquéfiés recueillis sont ensuite traités par des dissolvants et par du charbon actif et rectifiés sur des colonnes de distillation à plateaux après épuration pour éliminer le soufre.

LE STOCKAGE ET LE TRANSPORT

Un examen rapide du tableau des caractéristiques des gaz liquéfiés (page 121) montre tout l'intérêt qu'ils présentent tant au point de vue du stockage et du transport que de leur utilisation comme combustibles.

À la température ordinaire et sous la pression



Ph. B.P.

← LA MISE EN BOUTEILLES DU BUTANE

Conduites par chemin de roulement, les bouteilles sont mises sous vide, puis remplies sur une bascule. L'arrivée de gaz se fait sous pression et s'arrête automatiquement au poids voulu. Les bouteilles subissent ensuite des épreuves d'étanchéité, le poinçonnage, le chapeautage et sont enfin plombées.

qu'en grande quantité et uniquement par suite de l'absence d'oxygène.

Les gaz de pétrole sont facilement liquéfiables.

A 15° C — température normale moyenne — il suffit d'exercer une pression de 7 kg/cm² pour le propane, et de 2,6 kg/cm² pour le butane pour obtenir leur liquéfaction. A 50° C (température jamais atteinte dans les régions tempérées) il suffit de 20 kg/cm² pour le propane et de 7 kg/cm² pour le butane. On peut donc stocker les gaz liquéfiés dans des récipients de faible résistance mécanique (on admet 30 kg/cm² comme pression d'épreuve pour le propane et 15 kg/cm² pour le butane, chiffres donnant une grande marge de sécurité).

Si nous considérons maintenant le pouvoir calorifique de ces deux gaz, voisin de 12 000 calories au kilogramme, ou 6 000 calories au litre, nous constatons que, dans des réservoirs d'un poids mort relativement faible et par conséquent peu coûteux, il est possible d'emmagasiner un grand nombre de calories. A titre d'exemple, nous avons indiqué sur le tableau page 123 le poids total rapporté à 1 000 calories pour les différents gaz employés industriellement ; ainsi la bouteille de butane pesant au total 25 kg contient 13 kg de liquide, soit 156 000 calories environ équivalant à 36,5 m³ de gaz de houille à 4 200 calories, lesquels, livrés comprimés dans des bouteilles, représenteraient au total 500 kg.

atmosphérique, butane et propane sont gazeux. A l'état pur, ils sont incolores et inodores. Les produits commerciaux présentent toutefois une odeur caractéristique assez désagréable ; on a soin en effet de conserver dans les produits de raffinerie une quantité infime de mercaptan, corps doté d'un très grand pouvoir odorant afin de déceler les fuites. Les gaz provenant des gisements naturels sont inodores et doivent subir une adjonction analogue.

Le propane et le butane sont des gaz lourds, de densités voisines respectivement de 1,5 et 2 par rapport à l'air. Ils ont donc tendance à s'accumuler dans les bas-fonds ; aussi leur emploi dans les caves et fosses doit-il être absolument proscrit, et les ventouses, à l'inverse des précautions prises pour le gaz de houille, doivent être pratiquées dans la partie inférieure des locaux d'habitation pour éviter l'accumulation du gaz en cas de fuite.

Ils ne sont pas toxiques et ne sont asphyxiants

RÉCIPIENTS DE STOCKAGE

Nous voici donc en possession d'une réserve de gaz liquéfié, stocké dans un petit réservoir de faible poids ; il s'agit maintenant de l'utiliser normalement. Il faut d'abord que la température du réservoir soit supérieure à la température d'ébullition du liquide sous la pression atmosphérique. Pour le propane, qui bout à — 44° C, cette condition est toujours réalisée dans nos régions. Il n'en va pas de même pour le butane ; celui-ci bout à 0,5° C ; il en résulte qu'en période d'hiver, pour un poste placé à l'extérieur, aucune émission ne sera possible quand la température sera voisine de 0° C et à fortiori inférieure.

De plus, nous savons que la vaporisation d'un liquide absorbe de la chaleur et que, pour la maintenir, il faut fournir au liquide les calories nécessaires sous peine de voir baisser la pression et diminuer le débit de vapeur (c'est

exactement ce qui se passe avec une chaudière à vapeur). Le tableau des caractéristiques des gaz liquéfiés nous apprend que la chaleur latente de vaporisation est de l'ordre de 100 cal/kg, c'est-à-dire que chaque fois que nous vaporisons un kilogramme de gaz liquéfié, il faut restituer à la masse environ 100 calories, ce qui est fort peu de chose. Cette restitution se fera par l'intermédiaire de l'air ambiant qui, par convection, réchauffera les parois du réservoir. Naturellement, il faut que celui-ci soit placé dans une atmosphère à une température au moins égale à la sienne.

POSTES DE BUTANE

Pour les usages domestiques, on utilise le plus souvent le butane. En pratique, pour les débits courants et si les réservoirs sont placés à l'intérieur des habitations où la température est généralement supérieure à 10° C, le réchauffage par l'air ambiant est amplement suffisant, même pour un débit important, lorsque celui-ci est de courte durée, le réchauffage se faisant alors facilement pendant la période d'arrêt. Si l'on veut assurer de plus grands débits, par exemple dans le cas de plusieurs chauffe-bains ou réchauds fonctionnant simultanément, il est recommandé de mettre en batterie deux bouteilles.

POSTES DE PROPANE

Certaines installations de chauffage domestique utilisent aussi le propane. Avec ce gaz dont la température d'ébullition est de - 44° C, on peut mettre les réservoirs à l'extérieur (c'est d'ailleurs une obligation administrative) sans risquer de voir le débit gazeux compromis, même en hiver, où la température descend rarement au-dessous de - 20° C.

Pour les emplois industriels, en France particulièrement, le propane est seul utilisé en raison de son point d'ébullition bas et de sa tension de vapeur plus élevée. Dans les cas où on emploierait un ou plusieurs brûleurs à grand débit, l'absorption des calories par la vaporisation deviendrait alors très importante, et pour maintenir la pression, il serait aussi nécessaire de monter en batterie une ou plusieurs bouteilles. Pour des consommations de gaz encore plus grandes, il faudrait renoncer à l'emploi des bouteilles en raison de la complexité de l'installation et de la sujétion de l'entretien et employer des réservoirs de grande capacité (containers de 1 tonne) ou même des citernes de stockage dont on maintiendrait le débit à l'aide de vaporiseurs. Ce sont de véritables petites chaudières fonctionnant soit à la vapeur, soit à la flamme de propane, qui vaporisent le gaz liquéfié maintenu à niveau constant.

LA COMBUSTION

Les hydrocarbures étant composés de carbone et d'hydrogène, les produits de leur combustion totale sont le gaz carbonique et la vapeur d'eau comme pour le gaz de houille. Mais un appareil équipé pour le gaz de ville ne peut servir sans modifications pour les gaz liquéfiés. Rappelons tout d'abord qu'un brûleur se compose d'un injecteur débouchant dans une chambre percée de trous à laquelle font suite un tube de brassage et une buse. L'injecteur est calibré pour assurer un débit déterminé et donner à la veine gazeuse une vitesse telle qu'elle puisse entraîner de l'air (air primaire) par les orifices de la chambre ; le mélange air primaire et gaz se fait dans le tube de brassage et vient sortir à la buse où, après allumage, la flamme s'entretient en empruntant à l'atmosphère extérieure l'air nécessaire pour assurer la combustion totale (air secondaire).

LE RÉGLAGE DES BRÛLEURS

Essayons donc d'allumer un brûleur réglé pour le gaz de houille en l'alimentant avec du gaz liquéfié, par exemple du butane : nous obtiendrons une flamme blanche et fuligineuse. En effet, le butane gazeux qui, en volume, a un pouvoir calorifique environ 7 fois plus élevé que celui du gaz de houille va arriver en quantité trop importante au brûleur avec une vitesse trop faible pour entraîner la quantité suffisante d'air primaire ; en débouchant de la buse, la flamme ne pourra donc se propager assez loin pour trouver dans l'atmosphère l'air nécessaire à sa combustion totale. Il faut donc réduire la section de sortie pour compenser cette différence de pouvoir calorifique et la ramener à environ 1/7 de sa valeur ; mais alors si nous essayons, cette opération effectuée, d'allumer à nouveau le brûleur, nous constaterons que la

PROPRIÉTÉS DES GAZ LIQUÉFIÉS

	PROPANE	BUTANE
Poids moléculaire	44,062	58,078
Densité du gaz (air =1)	1,5206	2,0042
Densité du liquide à 15°C ..	0,5089	0,5824
Point d'ébullition du liquide.	- 44,5° C	0,5° C
Chaleur latente de vaporisation au point d'ébullition normal :		
calories par kg	107,14	96,71
calories par litre	54,35	56,2
Volume de gaz pour 1 kg de liquide à 15° C sous 760 mm de mercure	0,53 m ³	0,44 m ³
Pouvoir calorifique au m ³ de gaz à 15° C sous 760 mm de mercure	22 417 cal.	29 135 cal.
Pouvoir calorifique au kg ..	12 034 cal.	11 810 cal.
Pouvoir calorifique au litre .	6 104 cal.	5 755 cal.

flamme, au lieu de coller à la buse, va s'en éloigner rapidement et s'éteindre ; ce phénomène est dû à la faible vitesse de déflagration, autrement dit de propagation de la flamme, inférieure à la vitesse de sortie des gaz combustibles à la buse. Pour stabiliser la flamme, il faut donc ralentir les gaz et le moyen le plus simple d'y parvenir consiste à augmenter la section de sortie de la buse, par exemple en perçant, s'il s'agit d'un réchaud de cuisine, des trous supplémentaires sous la couronne.

Voici notre réchaud enfin allumé. Tout n'est cependant pas parfait et nous constaterons des pointes blanches aux extrémités de la flamme ; si nous plaçons un récipient sur le réchaud, son fond noircira. Reportons-nous au tableau des caractéristiques : nous verrons que s'il faut 5 m³ d'air pour brûler 1 m³ de gaz de houille, il en faut 31 pour brûler le même volume de butane ; les trous de la chambre où débouche l'injecteur sont donc trop petits pour laisser passer une quantité d'air primaire suffisante et réduire ainsi le volume d'air secondaire nécessaire à la combustion totale ; il nous faut par conséquent augmenter le diamètre ou le nombre de ces trous. Tels sont les points principaux, sur lesquels il nous faudrait agir si nous voulions transformer un appareil. Cette opération n'est cependant pas à conseiller, car il reste une quantité de conditions annexes à observer pour obtenir un rendement parfait.

Ces problèmes ont été résolus par les constructeurs qui mettent sur le marché des appareils dont le rendement thermique et les conditions d'utilisation sont actuellement tout à fait au point.

Incidemment, il est intéressant de remarquer les différences considérables existant entre les limites inférieure et supérieure d'inflammabilité des gaz liquéfiés et celles du gaz de houille. Les limites d'inflammabilité définissent les proportions des mélanges de gaz et d'air capables de s'enflammer. Pour le propane, elles sont de 2,4 à 9,3 ; pour le butane, de 1,9 à 6,5 ; pour le gaz de houille, de 2,4 à 66. On voit donc que les dangers d'explosion sont particulièrement réduits pour les gaz liquéfiés.

LE CHAUFFAGE DOMESTIQUE

C'est vers 1932 que le butane a été introduit en France, il était alors importé des U.S.A. par bateaux-citernes.

Une bouteille d'un poids modéré, facile à transporter, contenant une charge de gaz voisine de la consommation mensuelle de gaz de houille d'un foyer domestique moyen, un détendeur jouant le rôle de régulateur de pression, relié à un appareil d'utilisation par l'intermédiaire d'un tube de caoutchouc, constituaient tout l'équipement. Dès lors, c'était dans toutes

les campagnes les plus reculées, les plus déshéritées, la certitude d'avoir le gaz à peu de frais chez soi ; aussi le nouveau venu a-t-il pris une rapide extension. Dès 1939, le réseau comprenait 1 500 000 abonnés et distribuait 45 000 tonnes de gaz ; après la période d'arrêt de la guerre, la progression a repris et atteignait en 1952 près de 200 000 tonnes.

POSTES MÉNAGERS

Disons quelques mots des éléments constitutifs d'un poste ménager. Les bouteilles sont de trois types : 8, 10 et 13 kg ; elles sont transportées dans des centres de distribution par des camions lourds pouvant contenir 460 bouteilles de 13 kg, ou par fer en wagons complets de 480 bouteilles de même type.

Le détendeur, qui se monte directement sur la bouteille, est destiné à assurer une pression régulière ; son organe essentiel est une membrane équilibrée commandant l'ouverture et la fermeture d'un clapet en fonction du débit demandé.

Les appareils d'utilisation : réchauds, fours, chauffe-bains, etc., sont alimentés par un tube de caoutchouc relié au détendeur. L'aspect extérieur de ces appareils est le même que ceux utilisés pour le gaz de houille. Ils en diffèrent cependant par la dimension des tuyauteries d'arrivée du gaz, et la dimension des brûleurs. Le faible coefficient de viscosité des gaz exige le parfait usinage et l'entretien soigneux de toute la robinetterie.

Le chauffage ainsi assuré pour des ménages isolés a été étendu aux groupements plus importants ; fermes, sanatoriums, hôpitaux, etc. ; on emploie alors de préférence le propane qui est stocké à l'extérieur des bâtiments.

Un poste propane complet comprend une ou plusieurs bouteilles en service et un nombre égal de bouteilles en réserve. Chacun de ces groupes est muni d'un détendeur ; la pression de détente du premier groupe étant un peu supérieure à celle du second groupe, dès que le gaz liquéfié des bouteilles en service a été totalement gazéifié, la pression tombe rapidement et n'est plus suffisante pour faire fonctionner le détendeur du premier groupe ; le deuxième groupe entre alors en action. Il suffit ensuite, pour assurer la continuité du service de distribution, de remplacer les bouteilles vides et d'intervertir le réglage des détendeurs, le groupe de réserve devenant le groupe en service, et ainsi de suite.

LES RÉSEAUX GAZIERS

Mais les possibilités du propane sont encore plus grandes et on conçoit qu'il soit possible de créer de véritables réseaux desservant

CONSTANTES DE COMBUSTION DU GAZ DE HOUILLE ET DES GAZ LIQUÉFIÉS.

	PROPANE COMMERCIAL	BUTANE COMMERCIAL	GAZ DE HOUILLE
Pouvoir calorifique supérieur, cal./m ³	23 500 à 24 200	30 000 à 31 000	5 250
inférieur, cal./m ³	21 500 à 22 200	28 000 à 29 000	4 680
Quantité théorique d'air en m ³ par m ³ de gaz	23,9	31,1	4,9
Limites d'inflammabilité du gaz combustible	2,4 à 9,3	1,9 à 6,5	2,4 à 66
Température de la flamme en degrés C.	1 915	1 915	1 930 à 2 000
Vitesse de la flamme m/s (tube de 2,5 cm de diamètre)	80	80	160

des agglomérations entières. C'est ce qui a été réalisé par le Gaz de France : les distributions sont faites soit en propane pur, soit en propane-air, soit en propane craqué suivant les circonstances locales. Ces distributions sont devenues particulièrement intéressantes depuis la fin de la guerre; les destructions causées par les bombardements d'une part, la vétusté de certaines usines à gaz très anciennes d'autre part posaient en effet des problèmes financiers de remise en route. Or, le rétablissement ou la reconstruction d'une usine à gaz de distillation comprenant batterie de fours, épuration, gazomètre et canalisations d'abonnés, entraîne des investissements très lourds; dans le cas d'une destruction complète, il est préférable de renoncer à reconstruire l'usine et d'établir une distribution en propane pur.

Propane pur.

Cette installation fort simple comprend une centrale d'émission constituée par un ou plusieurs containers de une tonne en service et en réserve, une station de régulation et un

réseau de distribution allant jusqu'au compteur de l'abonné. Ce système est absolument automatique et n'exige qu'un personnel très réduit.

Pour les installations très importantes, les containers sont remplacés par des citernes fixes ravitaillées par wagons-citernes.

Le régulateur est une simple cloche qui s'abaisse ou s'élève suivant les fluctuations du débit et agit sur un certain nombre de cames qui mettent en service un ou plusieurs réservoirs; des sonneries ou des avertisseurs sonores se déclenchent en cas d'anomalies dans le fonctionnement.

Le réseau de distribution est de section très réduite puisqu'il n'a à véhiculer qu'un gaz à grand pouvoir calorifique; il est composé, la plupart du temps, de tubes en acier étiré soudés à l'autogène et revêtus de jute asphalté. Généralement, le diamètre des canalisations principales est de 70 mm, celui des canalisations secondaires de 40 mm. La pression de distribution est alors de 300 mm. d'eau. Dans certaines distributions, la détente se fait en deux temps. Le réseau supporte une pression de 1,750 kg et le propane est détendu à 300 mm

GAZ	POIDS DE LA BOUTEILLE PLEINE	QUANTITE DE GAZ	NOMBRE DE CALORIES	RAPPORTS POIDS-CALORIES kg/1 000 cal.
BUTANE	25 kg	13 kg	156 000	0,160
PROPANE	2 000 kg	1 000 kg	12 000 000	0,167
	72 kg	35 kg	420 000	0,171
	25 kg	10,5 kg	126 000	0,198
	ACÉTYLÈNE	60 kg	4 m ³	51 750
METHANE	78 kg	6 m ³	54 000	1,44
GAZ DE VILLE	78 kg	6 m ³	27 000	2,9
HYDROGÈNE	75 kg	6 m ³	18 000	4,2
RAPPORTS POIDS-CALORIES kg/1 000 cal.				

d'eau à l'entrée des compteurs. Naturellement, les appareils d'utilisation doivent être spécialement construits pour les gaz liquéfiés.

Air propané.

Dans le cas où la destruction de l'usine à gaz n'est pas complète ou lorsque son état de vétusté permet la récupération, par exemple celle des gazomètres, et que les canalisations ou parties de canalisations sont en bon état, le propane pur peut être remplacé avantageusement par un mélange de propane et d'air. Nous avons vu en effet que les limites inférieure et supérieure d'inflammabilité varient pour le propane entre 2,4 et 9,3 ; on peut ainsi sans danger véhiculer un mélange de propane et d'air au pouvoir calorifique voisin de celui du gaz de houille. Les services techniques du Gaz de France emploient un mélange à 6 500 calories/m³ qui peut être utilisé directement, sous réserve de modifier légèrement les appareils d'utilisation par augmentation de la section de sortie des brûleurs sans qu'il soit nécessaire de toucher aux injecteurs.

Le mélange propane-air est réalisé soit par des injecteurs-venturis soit par des compresseurs. Dans le premier système, le jet de propane passant dans les venturis est réglé pour entraîner l'air dans la proportion voulue ; dans le second, deux compresseurs tournant à des vitesses correspondant au rapport propane/air à obtenir refoulent les deux fluides vers les appareils de mélange et d'utilisation. Si l'usine à gaz possède un gazomètre, celui-ci porte à la partie supérieure de la cloche un enclancheur qui commande automatiquement la mise en marche et l'arrêt du système de production propane-air.

Le remplissage du gazomètre peut aussi être fait à heures fixes, déterminées par la consommation locale.

Propane craqué.

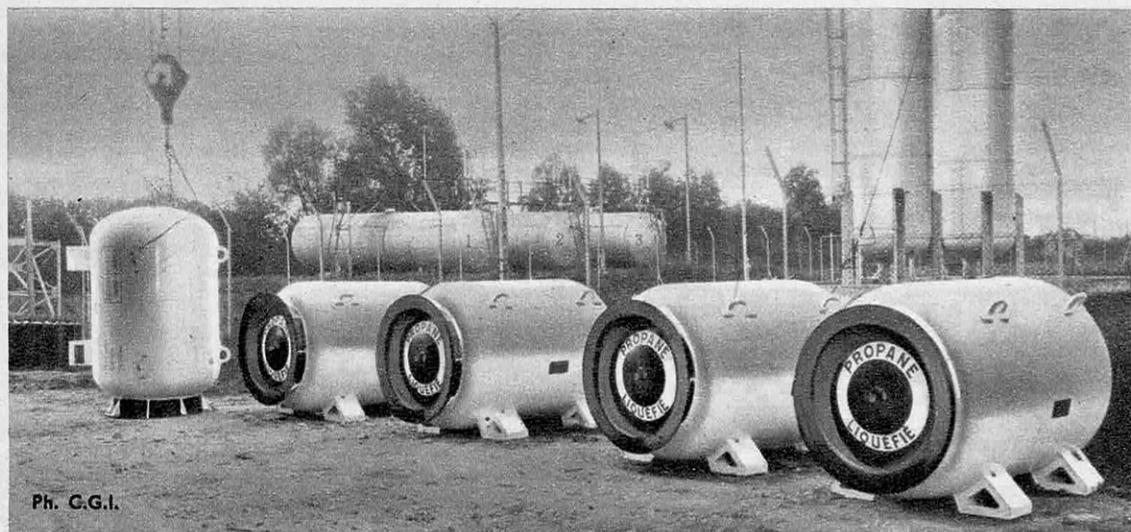
Nous avons vu que l'air propané a l'inconvénient d'exiger une transformation des appareils d'utilisation ; le Gaz de France a mis au point un procédé qui a l'avantage de supprimer cet inconvénient et de donner un gaz dont la qualité est comparable à celle du gaz de houille.

Le procédé consiste à réaliser une combustion incomplète du propane ; les produits de la combustion, au lieu d'être, comme dans la combustion complète, du gaz carbonique et de la vapeur d'eau, sont alors constitués par un mélange d'oxyde de carbone, d'hydrogène et d'azote. Dans les conditions théoriques, avec un volume de propane pour 7,5 volumes d'air, on obtient un gaz à 1 600 calories dont la densité est assez faible (0,75) grâce à la proportion d'hydrogène (23 %) qu'il contient.

La production de ce gaz dans un four est exothermique, c'est-à-dire qu'elle dégage de la chaleur, il ne faut donc chauffer le four qu'au moment de l'allumage ; ce gaz à 1 600 calories est ensuite enrichi avec du propane jusqu'à 4 200 calories. Le gaz ainsi produit peut être utilisé avec des appareils construits pour le gaz de ville : avec 10 m³ de propane, on obtient 52,5 m³ de gaz à 4 200 calories.

Enrichissement du gaz à l'eau.

Si certaines petites usines à gaz sont intéressées par l'emploi du propane, les grandes usines ne le sont pas moins, mais pour d'autres



Ph. C.G.I.

● Ces containers à propane sont destinés à une centrale gazière. Pesant au total 2 tonnes pour une

tonne de gaz liquéfié, ils sont cependant d'une manutention aisée par grue ou par pont roulant.

raisons. Le grand problème pour elles est le passage des pointes de consommation à certaines époques de l'année et à certaines heures de la journée où l'augmentation de débit imposée par la demande ne peut être compensée que par l'augmentation du stockage (gazomètres) ou par la construction de nouvelles unités de distillation dont le coût est élevé, la mise en route longue et très peu rentable, compte tenu de leur utilisation sporadique.

Les gaziers ont trouvé une solution économique dans l'emploi de produits pétroliers ; elle consiste à faire du gaz à l'eau à 2 700 cal. et à l'enrichir, en particulier par une addition de propane.

La ligne de gaz à l'eau ne nécessite que des investissements peu importants et a l'avantage de pouvoir être mise en service très rapidement dès que le besoin s'en fait sentir.

L'ÉCLAIRAGE DES PHARES ET BALISES

Les gaz liquéfiés peuvent également s'employer pour l'éclairage comme le gaz de houille. S'ils n'ont plus beaucoup d'intérêt pour les besoins domestiques, compte tenu de l'importance sans cesse grandissante du réseau électrique, ils n'en restent pas moins le combustible idéal pour certains usages spéciaux notamment pour le service des Phares et Balises. Un programme d'extension est en voie de réalisation pour remplacer le pétrole et le gaz d'huile par du propane pur pour l'éclairage des bouées et des balises. Le rechargement de ces engins, souvent très difficile par mauvaise mer, peut être fait à des intervalles beaucoup plus éloignés.

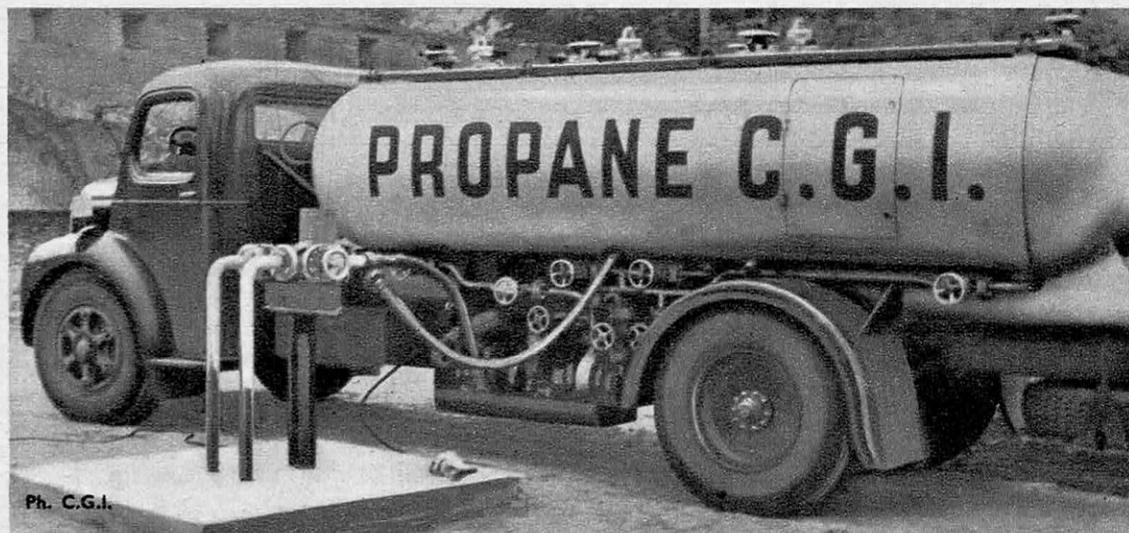
LES UTILISATIONS INDUSTRIELLES

Si, dans le domaine domestique, les producteurs de gaz liquéfié ont pris une place privilégiée, ils ne sont pas restés inactifs dans le domaine industriel, mais il n'est pas question de remplacer n'importe quel combustible ; les gaz liquéfiés sont, suivant une expression imagée, « des combustibles nobles » et d'un prix relativement élevé, il ne faut donc y faire appel qu'avec beaucoup de discernement et lorsque des avantages précis en découlent. Ils seront en particulier d'un concours précieux lorsqu'on désire avoir une constance de pouvoir calorifique, une souplesse de marche, une mobilité d'installation, la possibilité d'obtenir des brûleurs puissants, légers et peu encombrants, une flamme de qualité parfaite, puisqu'elle est exempte de produits corrosifs tels que le soufre.

LES CHALUMEAUX

Les chalumeaux et brûleurs atmosphériques fonctionnent à des pressions variant entre 1 et 5 kg/cm². Munis de flammes pilotes destinées à contrebalancer la faible vitesse de déflagration et à éviter le soufflage des flammes, ils permettent d'atteindre un débit calorifique allant jusqu'à 500 000 calories/heure en passant par toute une gamme de débits en fonction de la section de sortie de la flamme et du diamètre de l'injecteur. Ce genre d'appareil est utilisable dans les travaux de plomberie, étanchéité, grillage des porcs, séchage de moules de fonderie, rebrûlage de peintures, soudure, etc.

Des températures plus élevées peuvent être



● Dans les installations importantes, des citernes ravitaillées par camion remplacent les containers.

Un circuit électrique indépendant du camion entraîne le moteur de la pompe de transvasement.

atteintes en remplaçant l'air atmosphérique par de l'oxygène pur. Le rendement et la température des flammes se trouvent alors augmentés puisqu'on évite la perte de calories nécessaires à l'échauffement de l'azote contenu dans l'air. Ces appareils trouvent leur emploi dans la soudo-brasure, soudure autogène du cuivre, du plomb et de différents métaux non ferreux, le formage des tôles, le cintrage des tubes, le décalaminage, etc.

Enfin, d'autres chalumeaux fonctionnent également à l'oxygène, mais on leur adjoint une buse spéciale permettant l'arrivée d'un jet d'oxygène pur ; ils remplacent alors avantageusement le chalumeau oxy-acétylénique pour l'oxycoupage des métaux ferreux. Dans le même ordre d'idées, des chalumeaux sont employés au décrochage des lingots de métallurgie avant laminage à froid ou à chaud. La métallisation au pistolet trouve aussi dans le propane un combustible de choix.

APPLICATIONS DIVERSES

Les industries les plus diverses utilisent le propane non plus seulement en tant que gaz combustible d'un maniement commode, mais en raison de ses qualités particulières qui répondent à certaines conditions de fabrication.

Ainsi l'absence de soufre et la stabilité du pouvoir calorifique le rendent particulièrement intéressant pour le travail du cristal et du verre. En cristallerie, il est couramment employé pour l'alimentation des ouvreaux : ce sont des fours de petites dimensions destinés au réchauffage en cours de fabrication des pièces formées à la main. On le trouve encore aux postes de coupage, de rebrûlage et de glaçage.

Dans la verrerie mécanique courante, il permet le maintien à la température précise des feeders d'alimentation, des machines à mouler la gobeletterie et le flaconnage, le réchauffage des moules, le formage des ampoules de pharmacie, des ampoules électriques, des tubes de radio, des cuves d'accumulateurs, le soudage des briques de verre, etc.

La régularité de sa flamme est également exploitée en filature pour effectuer le flambage des fils avant mercerisation ou teinture.

Dans les grandes usines et les chantiers métallurgiques, la mobilité des postes d'émission et leur puissance calorifique élevée se prêtent parfaitement aux travaux d'oxycoupage constructif, formage des tôles, chauffage des rivets, préchauffage des grosses soudures, etc.

De plus, certaines applications telles que la cémentation gazeuse, l'atmosphérisation des fours, la fabrication d'atmosphères neutres, font appel à la constitution même du propane et à sa pureté. Enfin, depuis quelque temps, les radiations infrarouges sont employées pour le

séchage rapide des peintures, l'étuvage des produits humides, le chauffage de grands édifices (églises, hall d'usines) ou de centres de réunion (marchés). Le procédé consiste à faire émettre par des panneaux radiants des radiations dans la zone de l'infrarouge et à les diriger sur les corps à traiter qui les absorbent en les transformant en énergie calorifique avec un rendement maximum.

Les panneaux doivent être chauffés à basse température de façon à limiter la chaleur perdue par convection ; le propane convient merveilleusement pour cette opération.

Les applications du propane apparaissent innombrables ; chacune d'elles, naturellement, demande une étude particulière.

LES GAZ LIQUÉFIÉS DANS L'INDUSTRIE CHIMIQUE

Il reste enfin dans le domaine de la chimie organique un champ d'action particulièrement vaste pour les gaz de pétrole liquéfiés. On sait que depuis 1920 des liens de plus en plus étroits unissent l'industrie chimique et l'industrie du pétrole, au point qu'il a fallu créer un vocable nouveau : la pétrochimie. On trouvera plus loin le chapitre qui lui est consacré.

Disons seulement ici que presque tous les domaines qui étaient autrefois l'apanage exclusif des goudrons, sous-produits de la distillation de la houille, relèvent actuellement des gaz de pétrole. Qu'il s'agisse de solvants spéciaux, de plastifiants, de détergents, de résines synthétiques, de caoutchouc synthétique, de textiles artificiels, de matières plastiques, de surfaces sensibles pour la photographie, presque tous ces produits ont pour point de départ soit des composés gazeux paraffiniques obtenus du gaz naturel ou du gaz de raffinage, soit surtout des composés gazeux éthyléniques obtenus par craquage.

Sans doute l'industrie française n'a pas encore atteint ici le degré de développement extraordinaire des U.S.A., mais déjà de nombreuses usines sont en activité ou en construction. L'ammoniaque est fabriquée à l'Office National et Industriel de l'Azote, à Toulouse, et à la Société des Phosphates Tunisiens avec le gaz naturel de Saint-Marcel, tandis que d'autres sociétés mixtes chimiques et pétrolières font à partir de l'éthylène des tonnages importants d'acétone, d'alcool isopropylique, de glycol, d'oxyde d'éthylène, etc. On peut donc considérer en résumé que si déjà les gaz de pétrole ont acquis une grande importance sur le marché français, la limite de leurs possibilités est encore loin d'être atteinte et les années prochaines verront des réalisations encore plus sensationnelles.

André Cabaret
Ingénieur E. P. C. I.

CE QU'UN MOTEUR MODERNE EXIGE DES CARBURANTS

L'ÉPOQUE est révolue où le constructeur sortait un moteur sans se préoccuper outre mesure de ce qu'il allait brûler dedans. Le moteur à haut rendement ne peut être dessiné aujourd'hui qu'en fonction du carburant disponible, et l'ingénieur d'étude des moteurs doit se doubler d'un ingénieur des carburants.

Entre moteurs et carburants les relations sont étroites. Elles sont non seulement d'ordre technique, mais aussi d'ordre économique, voire stratégique. C'est ainsi, par exemple, que les combustibles pour avions à réaction ne seront pas forcément ceux donnant les meilleures performances ou le maximum de sécurité ;

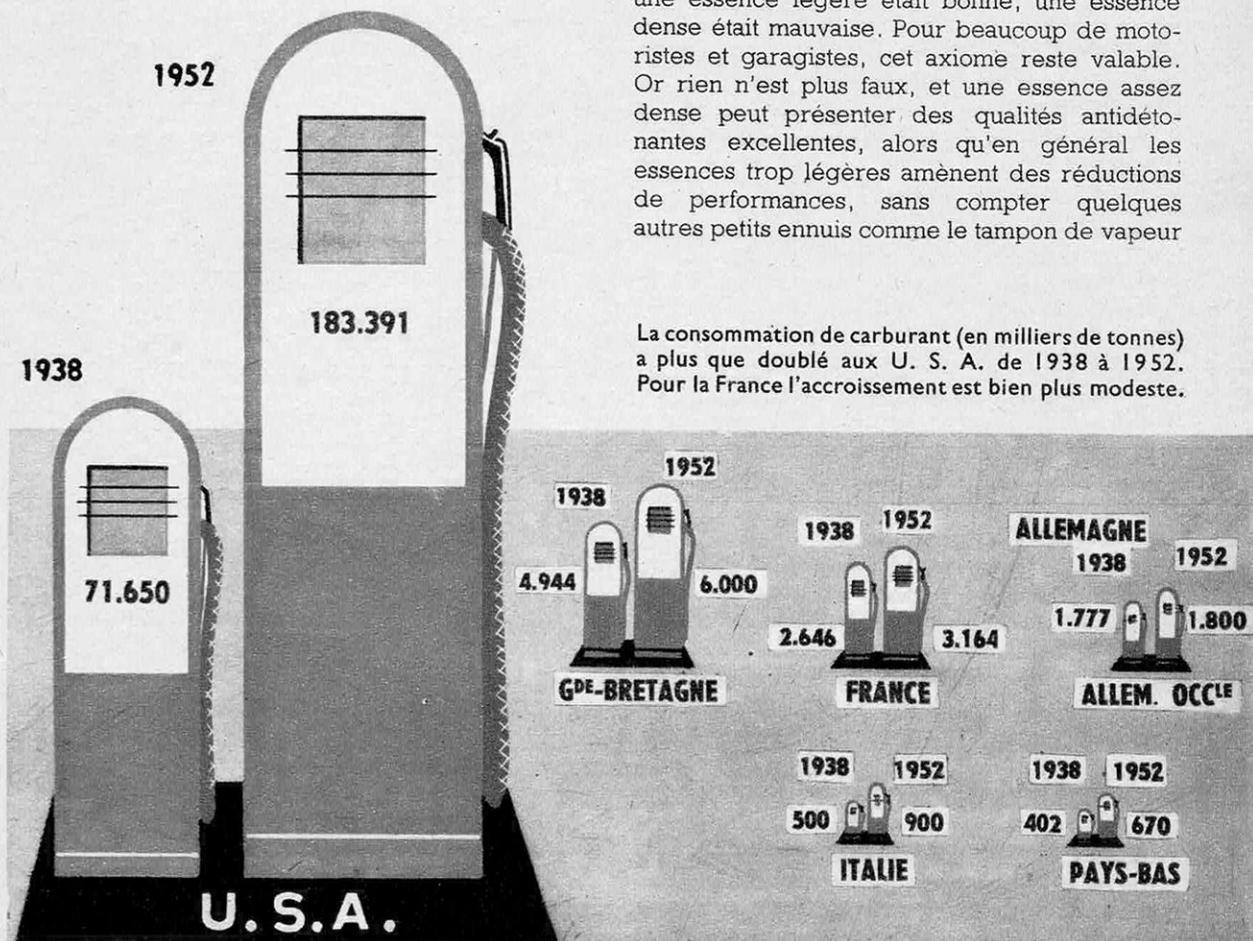
on ne pourrait les produire qu'en faible quantité, et l'on sait que l'aviation militaire et l'aviation marchande sont de grosses mangeuses. Il a donc fallu faire un compromis entre la performance et la capacité de production.

Nous nous proposons ici de passer en revue quelques-uns des problèmes que pose l'utilisation des carburants et l'influence de leurs principales caractéristiques sur le fonctionnement des moteurs. Nous commencerons par la plus simple, la densité.

LA DENSITÉ

Il fut un temps où la densité était le seul critère de la qualité d'une essence pour moteurs : une essence légère était bonne, une essence dense était mauvaise. Pour beaucoup de motoristes et garagistes, cet axiome reste valable. Or rien n'est plus faux, et une essence assez dense peut présenter des qualités antidétonantes excellentes, alors qu'en général les essences trop légères amènent des réductions de performances, sans compter quelques autres petits ennuis comme le tampon de vapeur

La consommation de carburant (en milliers de tonnes) a plus que doublé aux U. S. A. de 1938 à 1952. Pour la France l'accroissement est bien plus modeste.



ou le noyage du carburateur. Ceci ne veut pas dire qu'une essence lourde soit forcément une bonne essence, surtout si cette densité est obtenue par un relèvement du point final de distillation, ainsi qu'on le verra plus loin. Les carburateurs modernes sont étudiés pour des densités comprises entre 0,720 et 0,740 et il y a lieu de ne pas s'écarter notablement de ces limites.

La densité a une influence indirecte sur les performances d'un avion à turboréacteurs, ceci par l'intermédiaire du pouvoir calorifique. Il existe en effet une relation, pour les combustibles normaux, entre ce dernier et la densité. Le rayon d'action peut être limité soit par le poids du combustible dans le cas d'avions de transport à fort tonnage, soit par la dimension des réservoirs pour les avions militaires de faible tonnage ; dans ce dernier cas, c'est le combustible le plus dense qui sera le plus intéressant, puisque ayant le plus grand pouvoir calorifique au litre.

LA VOLATILITÉ

Les essences sont des mélanges d'hydrocarbures ayant des points d'ébullition différents. Si l'on note, quand on effectue une distillation en laboratoire, la température à laquelle on distille un certain volume d'essence, on obtient un certain nombre de points qui, réunis, donnent ce que l'on appelle la « courbe de distillation ».

Cette courbe présente des changements de courbure caractéristiques et peut être suffisamment définie, outre les points initial et final, par les trois points 10, 50, 90 %.

On a coutume de dire que les démarrages à froid et les mises en action sont d'autant plus faciles que la température de distillation des dix premiers % est plus basse ; que les accélérations sont d'autant meilleures que le point 50 % est plus bas ; enfin que la répartition entre les différents cylindres, la consommation, la dilution de l'huile de graissage, l'usure du moteur sont influencés favorablement par une diminution de la température de distillation du point 90 %.

Ces différents points méritent quelques explications :

Le mélange carburé préparé par le carburateur est constitué, immédiatement à la sortie de celui-ci, par de l'air et de l'essence à l'état liquide. Dans son passage dans la tubulure d'admission, par suite, d'une part, de la dépression qui règne dans cette tubulure, et, d'autre part, de la température de cette tubulure en contact avec le moteur chaud, il y a vaporisation des gouttelettes d'essence liquide, de sorte qu'à son arrivée dans les cylindres, le mélange est constitué par de l'air, de la vapeur d'essence et par des gouttelettes d'essence

liquide qui n'ont pas eu le temps d'être vaporisées.

Nous savons, d'autre part, qu'un mélange air-vapeur d'essence brûle plus complètement qu'un mélange air-essence liquide, pour des raisons d'homogénéité et de contact intime entre les molécules d'oxygène et d'hydrocarbures. Le mélange air-vapeur d'essence fournit donc une meilleure utilisation des calories que le mélange air-essence liquide.

Influence du point 10 %.

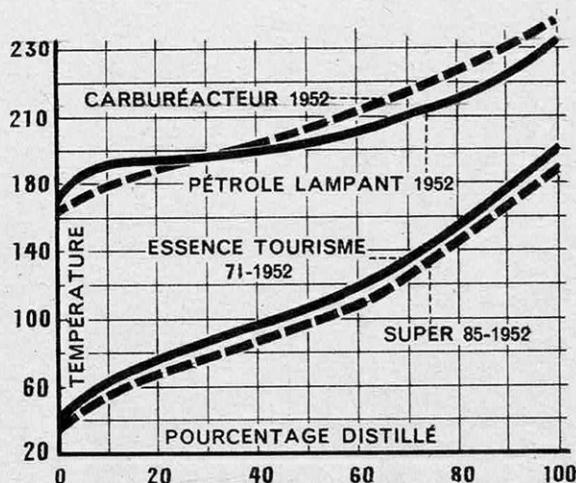
Il résulte de ce qui précède que les **départs à froid** seront d'autant plus faciles que la proportion de carburant vaporisé arrivant dans les cylindres sera plus forte. Plus le point 10 % est bas, plus le carburant est riche en produits légers, et meilleurs sont les départs à froid.

Influence du point 50 %.

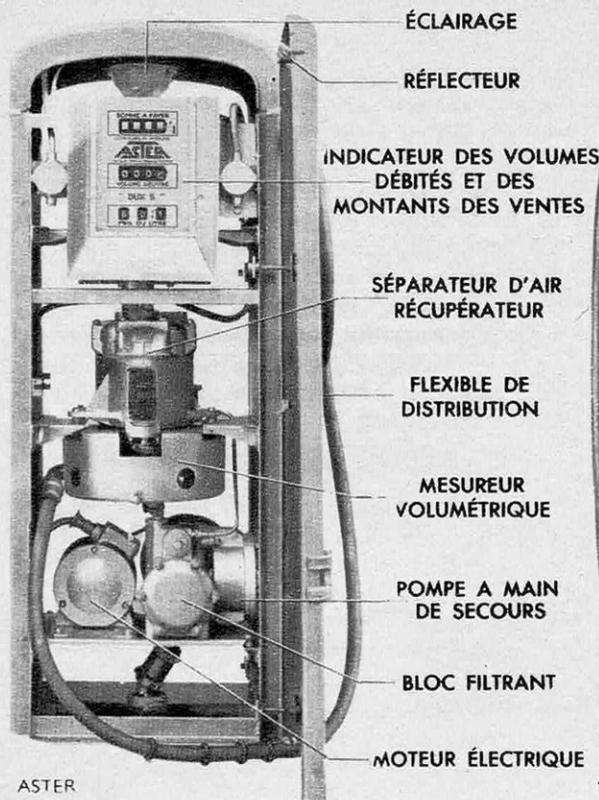
L'expérience montre que l'augmentation, dans une essence, de la proportion des hydrocarbures à points d'ébullition moyens (voisins de 100°) a une influence favorable sur les **reprises** et les accélérations d'une voiture en marche normale (moteur chaud). C'est que la puissance disponible à la reprise est fonction de la vitesse de vaporisation du carburant. Une différence de 5 à 8° du point de distillation 50 % est perceptible par un conducteur moyen, quant à la qualité des accélérations de sa voiture.

Influence du point 90 %.

Ce point et le point final caractérisent la richesse de l'essence en hydrocarbures lourds. Ces derniers sont les plus difficilement vaporisables et auront tendance à rester à l'état de gouttelettes. On conçoit facilement que plus la proportion de produits lourds sera élevée, plus la proportion de gouttelettes sera forte,

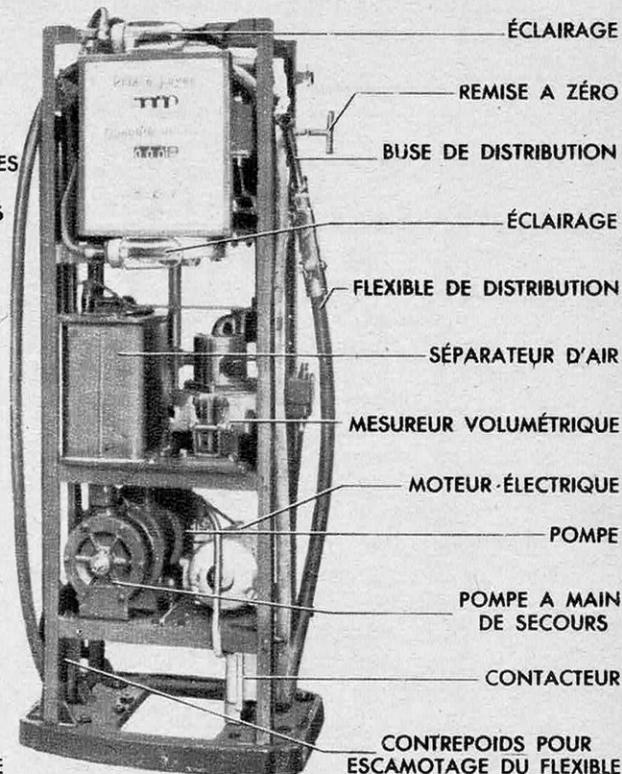


● Les points 10%, 50% et 90% de la courbe de distillation caractérisent la volatilité d'un carburant.



ASTER

● Deux types modernes de distributeurs de carburants. Ils sont à débit continu et comprennent



SATAM

une pompe électrique, des filtres, un séparateur d'air, un mesureur et un calculateur de prix.

plus les calories seront mal utilisées et par conséquent plus la **consommation** sera élevée. Ceci sera d'autant plus sensible que la température extérieure sera plus basse et que la tubulure d'admission sera plus froide.

La partie liquide de la charge est la cause principale de la **dilution de l'huile de graissage**, donc de la diminution des qualités lubrifiantes de cette huile. Cette dilution se produit principalement l'hiver dans le fonctionnement aux faibles charges et pendant la marche au starter.

La mauvaise combustion des gouttelettes de carburant restant à l'état liquide amène le cracking du noyau central de ces gouttes avec formation de carbone, dont une partie reste dans la culasse du moteur. Plus la proportion des hydrocarbures de queue est élevée, plus le moteur **s'encrasse** rapidement.

D'autre part, le fait qu'un moteur « tourne rond » ou « boîte » tient à la plus ou moins bonne répartition du mélange carburé entre les différents cylindres du moteur. S'il est relativement facile de répartir équitablement de l'air et de la vapeur d'essence, il est par contre très difficile de répartir la partie liquide en raison de la grande inertie des gouttelettes.

Enfin, l'**usure** des chemises d'un moteur est due en majeure partie à une corrosion du métal provoquée par les aldéhydes et les acides résultant d'une mauvaise combustion. Un des

principaux rôles de la pellicule d'huile de graissage étant de faire écran entre le métal et les acides, il en résulte que l'usure sera maximum au moment des départs à froid, lorsque la combustion est nettement mauvaise et que précisément l'écran protecteur d'huile a complètement disparu par dilution.

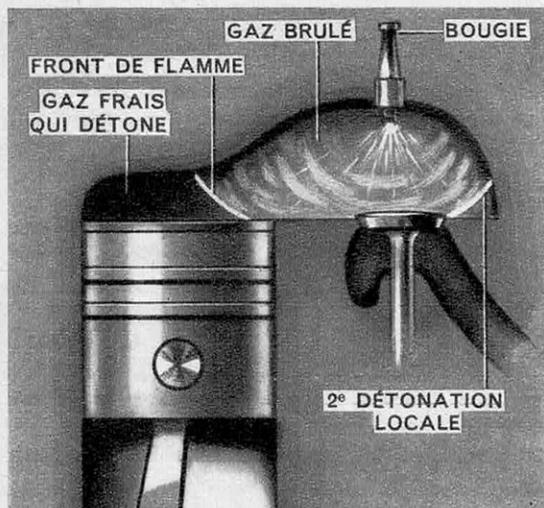
On peut dire qu'en fait 90 % de l'usure des chemises d'un moteur se fait dans les quelques premières minutes de départ à froid ; elle est notablement plus accentuée l'hiver que l'été et se trouve réduite par diminution de la richesse du carburant en produits lourds.

LES ESSENCES-AVIATION

Quant aux essences « aviation », contrairement à ce qu'on pense généralement, elles sont beaucoup moins riches en produits légers que les essences « tourisme ». Par contre, elles finissent de distiller beaucoup plus bas. Ceci s'explique pour les raisons suivantes : les variations de régime d'un moteur d'aviation sont faibles comparativement à celles d'un moteur d'automobile, où il est fréquent de passer de 500 à 3 500 tours/mn en quelques secondes ; on peut donc demander au carburant aviation moins de « souplesse » et par conséquent moins de produits légers ; de plus, ceux-ci sont nuisibles en ce qu'ils favorisent l'ébullition du carburant en altitude. Le point final

moins élevé des essences-aviation tient à ce que l'on redoute, avant tout, dans un moteur d'avion, les dépôts dans les chambres de combustion. Ces dépôts, qui sont d'excellents calorifuges, nuisent au refroidissement, et l'on sait que la maladie dont périssent presque tous les moteurs d'avion est due à un échauffement exagéré. Etant donné la grande puissance unitaire de ces moteurs, on a en effet bien du mal à évacuer les 40 % des calories dégagées par la combustion de l'essence qu'il faut nécessairement diffuser par les ailettes de refroidissement.

Pour les turboréacteurs, les courbes de distillation des combustibles résultent d'un compromis entre des considérations techniques d'utilisation qui tendent à faire adopter des « coupes » assez étroites (c'est-à-dire des fractions de distillation recueillies entre des limites de températures assez rapprochées), et des considérations de possibilité d'approvi-



● Schéma d'une chambre de combustion de moteur à explosions au moment où se produit la détonation.

sionnement en quantité, qui incitent à élargir ces « coupes ».

Il est évident que l'utilisation d'un combustible sélectionné donnant de grandes performances, mais d'un rendement de 3 ou 4 % sur le brut, ne conviendrait absolument pas en temps de guerre, étant donné les énormes consommations envisagées.

Un combustible riche en produits légers facilite les allumages et réallumages et influe favorablement sur la qualité de combustion à puissance réduite. Il offre aussi plus de sécurité au point de vue extinction possible de la flamme pendant les changements de régimes ou d'altitude. Mais il accentue les risques de tampons de vapeur en altitude et

les pertes par évaporation, qui peuvent être assez considérables, entraînant une diminution du rayon d'action dont doit tenir compte le pilote.

Les produits lourds ont, comme nous l'avons vu, une influence favorable sur le rayon d'action par augmentation du pouvoir calorifique au litre. Ils réduisent aussi les risques de grippage des pompes d'alimentation. Par contre, ils nuisent à la qualité de la combustion et provoquent des dépôts de carbone dans les chambres de combustion et aubages de turbines.

LA CHALEUR DE VAPORISATION

Il faut fournir une certaine quantité de chaleur à un liquide pour le faire passer, sans changement de température, de l'état liquide à l'état de vapeur. C'est cette quantité de chaleur, rapportée à l'unité de poids, que l'on appelle « chaleur de vaporisation ». La chaleur de vaporisation d'un carburant est donc le nombre de calories qu'il faut fournir pour vaporiser complètement un gramme de carburant.

Cette caractéristique a une influence considérable sur le fonctionnement du moteur.

La tubulure d'admission, située entre le carburateur et les cylindres, a pour rôle de conduire et de distribuer les gaz carburés dans les différents cylindres ; ces gaz carburés sont constitués par trois parties : de l'air comburant, de l'essence à l'état de vapeur et enfin de l'essence à l'état liquide en cours de vaporisation. Cette dernière partie emprunte à la tubulure d'admission même la chaleur nécessaire à sa vaporisation.

Si le combustible a une faible chaleur de vaporisation, il trouvera facilement, dans son séjour dans la tubulure, les calories nécessaires à sa vaporisation, et les cylindres seront alimentés par un mélange d'air et de vapeur d'essence, condition éminemment favorable à une bonne combustion : par voie de conséquence, on enregistrera une faible consommation. Le revers de la médaille est que la vapeur d'essence, à poids égal, tient beaucoup plus de place que le liquide ; on sera donc rapidement limité dans le remplissage des cylindres, et la puissance maximum développée par le moteur sera relativement faible.

Si, au contraire, le combustible a une forte chaleur de vaporisation, comme c'est le cas, par exemple, pour l'alcool, il ne trouvera pas dans la tubulure les calories nécessaires à sa vaporisation complète ; une fraction importante arrivera dans les cylindres à l'état liquide, c'est-à-dire dans de mauvaises conditions au point de vue combustion. La consommation sera élevée ; en revanche, la quantité de carburant introduite sera relativement forte et le moteur donnera une puissance supérieure.

La mesure de l'indice d'octane d'un carburant ➡ se fait dans un moteur spécial, dit moteur C.F.R. Il est donné par la proportion d'isooctane du mélange heptane-isooctane donnant la même détonation.

Ces observations trouvent immédiatement leur application dans la confection de carburants de compétition. La composition de ces carburants dépendra évidemment du genre d'épreuve envisagé : si l'on a affaire à une course de vitesse sur piste ou circuit routier, où il faut tirer le maximum de puissance des moteurs et où la consommation n'intervient pas, on emploiera des carburants à forte chaleur de vaporisation, comme l'éthanol ou le méthanol ; au contraire, pour des épreuves de consommation genre « bidon de 5 litres », on emploiera des carburants à faible chaleur de vaporisation.

LA TENSION DE VAPEUR

Cette caractéristique mesure l'aptitude plus ou moins prononcée d'un carburant à émettre des vapeurs. C'est la pression atteinte par les vapeurs dans un espace clos, à une température donnée. En règle générale, la tension de vapeur d'une essence est surtout influencée par celles de ses parties les plus légères.

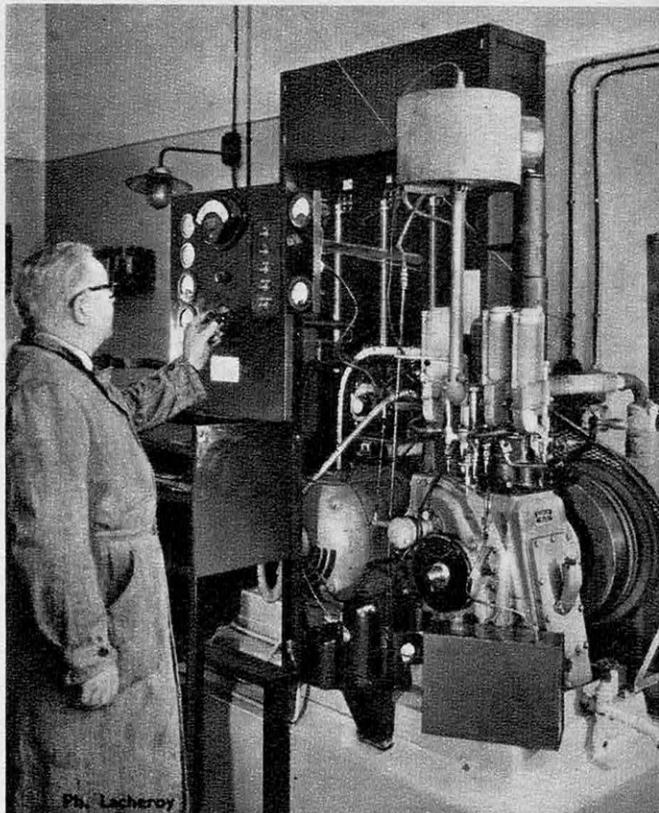
Un combustible à forte tension de vapeur facilitera les départs à froid ; c'est ainsi que le meilleur moyen de faire partir un moteur l'hiver est d'ajouter, dans la cuve même du carburateur, quelques centimètres cubes d'éther dont la tension de vapeur est très élevée.

Lorsque la température de l'essence en un point du circuit d'alimentation dépasse une certaine valeur, les vapeurs d'essence se dégagent en bulles. Il se produit une sorte d'ébullition locale. La carburation devient d'abord pauvre et discontinue et le débit d'essence finit par s'arrêter, les vapeurs formant tampon.

Cette « panne » se manifeste, en automobile, surtout en montagne et par temps chaud. Le conducteur peu averti ne s'explique pas la cause de l'arrêt de son moteur, car au bout de quelques minutes, le circuit d'alimentation s'étant refroidi, la voiture peut repartir.

Le phénomène du tampon de vapeur est particulièrement à craindre sur les avions. La diminution de pression due à l'altitude favorise l'ébullition. Fort heureusement, la température de l'air ambiant diminue en altitude, mais le risque subsiste malgré tout. La tension de vapeur des essences-aviation doit être normalement plus faible que celle des essences-auto.

Pour les réacteurs, la perte de combustible par ébullition en altitude entraîne une réduction notable du rayon d'action. On peut diminuer



ces pertes en utilisant des réservoirs sous pression, mais l'appareillage s'en trouve compliqué.

L'INDICE D'OCTANE

On considère cette caractéristique comme un des critères principaux de la qualité d'une essence ; elle est en relation étroite avec les questions de rendement, donc de consommation.

Le rendement d'un moteur, c'est-à-dire le rapport de l'énergie recueillie sur l'arbre à l'énergie calorifique du carburant, ne dépasse guère 20 %.

Le bilan thermique peut s'établir grossièrement de la manière suivante :

Sur 100 calories apportées au moteur par le carburant :

20 sont effectivement restituées sur l'arbre moteur ;

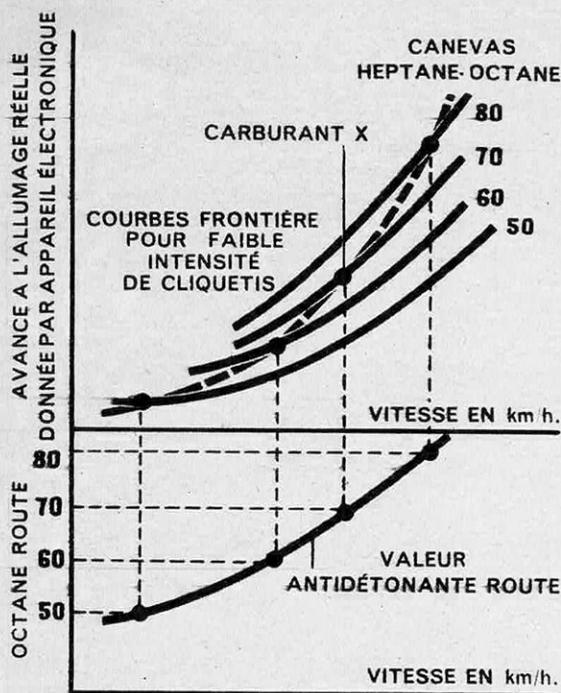
10 sont dissipées par frottement des organes ;
40 sont dissipées par le refroidissement (eau ou air) ;

30 sont entraînées par les gaz d'échappement.

Ce rendement de 20 % est évidemment faible. On peut l'augmenter de trois manières :

— Amélioration de l'usinage et de la finition, pour réduire tous les frottements ; les gains réalisables sont assez faibles ;

— Amélioration du dessin du moteur, forme de culasse, ouverture et levée des soupapes,



● Détermination de la valeur antidétonante « route » d'un carburant par les courbes-frontières.

équilibrage. De grands progrès ont été faits dans cette voie et le plafond semble atteint ;

— Enfin, augmentation du taux de compression. Cette troisième voie reste encore largement ouverte au progrès.

Pour donner un exemple concret, sur 100 calories environ dont nous disposons dans 10 cm³ d'essence, on transformera à peu près 20 calories en énergie mécanique sur l'arbre d'un moteur à taux de compression 5. Pour un moteur à taux de compression 15, on pourra transformer 30 calories ; le rendement s'en trouvera considérablement augmenté.

LA DÉTONATION

Cette augmentation de la compression a malheureusement fait apparaître un phénomène nouveau : la « détonation » qui se traduit par des chocs dans les cylindres des moteurs, par des augmentations intempestives de température, par des bruits anormaux que l'on a d'abord attribués à des causes mécaniques.

Voici une explication simplifiée du phénomène de la détonation. Dans un cylindre, à l'allumage, la combustion, d'abord normale, produit en avant du front de flamme (limite de la partie du mélange brûlé et non brûlé) une onde de pression qui comprime la partie non encore brûlée, augmentant ainsi sa température. Cette température peut atteindre celle d'auto-inflammation du mélange d'air, d'hydrocarbures et de peroxydes instables qui constitue

la dernière partie de la charge non encore brûlée. La combustion en masse de cette dernière partie produit une augmentation brusque et locale de la pression. L'effet produit est analogue à celui d'un coup de marteau appliqué sur le piston ou le fond de culasse. Ceux-ci, ainsi que la masse gazeuse de la charge, entrent en vibration et produisent un bruit à haute tonalité appelé « cliquetis ».

Les effets mécaniques de la détonation (chocs) ne sont pas autrement dangereux pour les moteurs, mais il n'en est pas de même des effets thermiques. C'est qu'en effet la détonation s'accompagne toujours d'une augmentation de température due à la libération prématurée des calories dans le cycle ; cette augmentation de température, à laquelle les moteurs d'avion sont très sensibles, rend elle-même la détonation plus violente et le moteur est mis rapidement hors d'usage.

LA MESURE DE L'INDICE D'OCTANE

L'indice d'octane d'un carburant mesure sa plus ou moins grande aptitude à la détonation, ou, ce qui revient au même, sa plus ou moins grande tolérance à la compression. La mesure de cette caractéristique n'a rien d'absolu ; elle s'effectue en comparant le carburant à essayer à un mélange de deux hydrocarbures purs, l'isooctane, d'une part, qui ne détone pas, ou peu, et l'heptane qui détone beaucoup. Le mélange en proportions variables de ces deux combustibles couvre à peu près toute l'échelle de détonation des combustibles courants.

On dit, par exemple, qu'un carburant a un indice d'octane de 60, quand il est « analogue » au point de vue détonation à celui d'un mélange de 60 % d'isooctane et de 40 % d'heptane.

La mesure de cet indice se fait dans un moteur spécial de laboratoire, dit moteur C.F.R., et consiste essentiellement à rechercher les proportions du mélange étalon heptane-isooctane donnant la même détonation que le carburant étudié. L'indice sera donné par le pourcentage d'isooctane dans le mélange.

COMMENT L'INDICE D'OCTANE INFLUE SUR LE FONCTIONNEMENT DES MOTEURS

Si l'indice d'octane du carburant est insuffisant, le moteur détone, et nous avons vu que cela se traduisait par un bruit particulier à haute tonalité appelé « cliquetis ». Si le cliquetis n'est pas trop accentué, il faut bien constater qu'en dehors du désagrément dû au bruit, le moteur ne se porte pas plus mal ; la puissance ne diminue pas sensiblement et il n'y a guère que les reprises aux basses allures qui soient

affectées et qui nécessitent le passage à une plus forte démultiplication, d'où augmentation de la consommation moyenne.

Si le cliquetis est assez accentué, le moteur chauffe, ce qui augmente encore la tendance à détoner et provoque l'**auto-allumage**. En effet, si, pour une cause quelconque (manque d'eau, courroie de ventilateur cassée, cliquetis exagéré, etc.), le moteur chauffe anormalement, les petites particules de carbone qui adhèrent aux parois de la chambre ou même les pointes de bougies restent à l'incandescence et provoquent un allumage prématuré du cycle suivant. Il se traduit par une perte de puissance et même, à la limite, par l'arrêt du moteur.

Indiquons que l'avance à l'allumage fait apparaître le cliquetis par augmentation des pressions et des températures.

L'utilisation d'un carburant à indice d'octane trop faible oblige donc à une réduction d'avance et, par conséquent, à une diminution de puissance et une augmentation de consommation.

Si l'indice d'octane est surabondant, si par exemple on emploie un carburant à 80 d'octane dans un moteur construit pour fonctionner avec du 70, on n'obtient ni augmentation de puissance, ni diminution de consommation. Les gains constatés avec les supercarburants sur des voitures d'anciens modèles tiennent, non pas à la caractéristique « octane » du carburant, mais à la façon dont cet indice a été obtenu (cas essence-benzol) ou à d'autres propriétés des constituants (volatilité, pouvoir calorifique, etc.).

MOTEURS D'AVIONS

Ainsi, dans le cas du moteur d'automobile, le fonctionnement avec un carburant d'indice d'octane insuffisant est possible et n'entraîne qu'une conduite bruyante, et un échauffement dont on s'apercevra rapidement. Mais il n'en est pas de même dans un moteur d'avion où, en raison du bruit, la détonation ne peut être facilement décelée. La moindre cause d'échauffement entraînera presque immédiatement des accidents graves. Le moteur d'aviation, étant donné sa grande puissance unitaire, a, en effet, bien du mal à évacuer par ses ailettes de refroidissement les 40 % des calories de l'essence qui l'alimente et ne peut admettre de surcharges thermiques. Nous avons assisté à des essais où le moteur commençant à détoner était complètement hors d'usage en moins de deux minutes.

Un des problèmes importants concernant le fonctionnement des moteurs d'aviation est celui du décollage. C'est pendant cette période, où l'on demande au moteur toute sa puissance avec une ventilation réduite, que la détonation sera la plus dangereuse. Un des moyens utilisés pour refroidir intérieurement le moteur est d'enrichir momentanément le mélange carburé. La richesse du mélange carburé a en effet une influence notable sur la détonation, et on a été conduit à caractériser un carburant par deux chiffres : l'un donnant la valeur antidétonante en mélange pauvre pour les conditions normales de croisière, l'autre, le plus élevé, en mélange riche pour le décollage.

C'est ainsi, par exemple, que pour l'essence aviation 100-130, normalement utilisée dans l'aviation française, le chiffre 100 est un indice d'octane réel mesuré au moteur C.F.R.

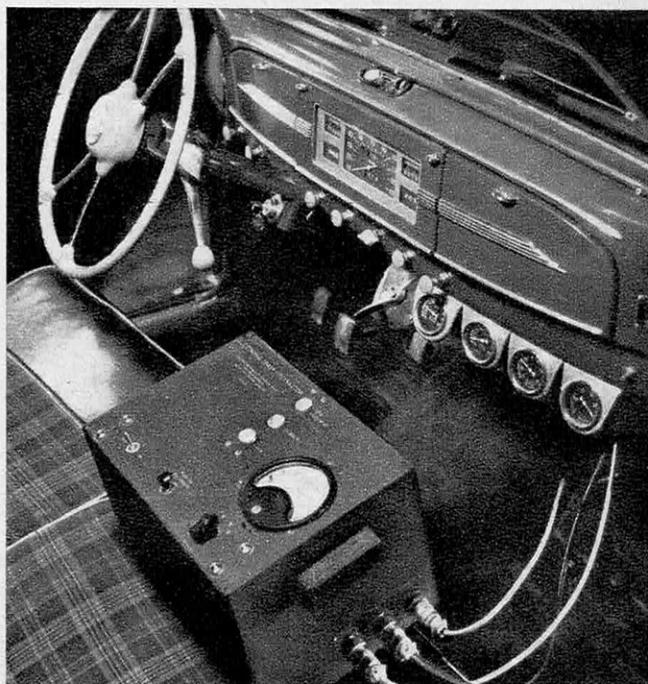
Le chiffre 130 est un « indice de performance » qui marque la possibilité d'obtenir, pour le décollage, une puissance 1,3 fois plus forte qu'avec l'isooctane.

COMMENT ÉLEVER L'INDICE D'OCTANE ?

Il existe trois moyens d'élever l'indice d'octane d'un carburant : par traitement en raffinerie, en agissant sur la constitution chimique ; par mélange avec des produits d'addition à forte valeur antidétonante ; enfin par l'emploi de « dopes » antidétonants.

Les produits d'addition les plus courants sont le benzol, l'alcool, l'aniline, les cétones,

L'indice d'octane « route », s'obtient en mesurant l'avance réelle à l'allumage qui donne le même cliquetis faible pour le carburant à essayer et des mélanges étalons à différentes vitesses. ➔



ou d'autres hydrocarbures comme l'isooctane, le cumène, l'éther isopropylique. Leur mélange avec l'essence améliore nettement l'indice d'octane de l'ensemble.

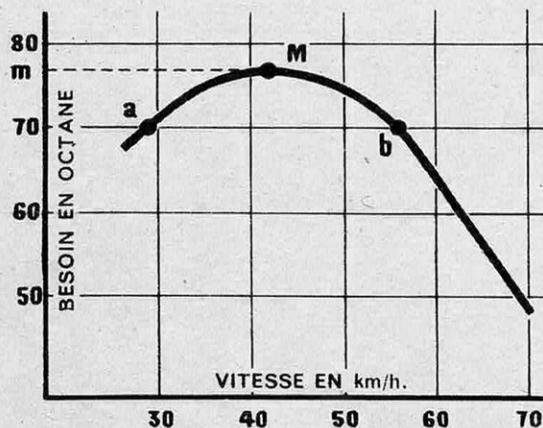
Dès 1922, les laboratoires de la General Motors, aux Etats-Unis, avaient découvert que l'addition aux essences de petites quantités de composés organo-métalliques avait pour effet de diminuer la sensibilité des essences au choc, et permettait l'emploi de compressions plus fortes. Parmi tous ces corps, le plomb tétraéthyle est le plus actif et universellement utilisé. On l'emploie à des doses de l'ordre de 0,3 à 0,5 cm³ par litre pour les carburants-auto et jusqu'à 1,2 et même 1,6 cm³ par litre pour les carburants-aviation.

Le gros avantage du plomb est qu'il constitue le moyen le plus économique d'obtenir des indices d'octane élevés ; il présente cependant quelques inconvénients pour les moteurs, notamment au point de vue de la tenue des soupapes d'échappement et des bougies d'allumage. Ces inconvénients sont d'ailleurs en voie de disparition complète et les constructeurs de moteurs savent maintenant faire « tenir » un moteur au plomb, à la condition évidemment que les raffineurs ne dépassent pas la limite de 0,5 cm³ de plomb par litre.

ÉVOLUTION DE LA NOTION D'INDICE D'OCTANE

L'indice d'octane est, jusqu'à présent, la seule mesure de la valeur antidétonante d'un carburant, mais on peut faire quelques réserves sur sa valeur pratique.

On a remarqué que des carburants ayant le même indice (mesuré par la méthode du moteur C.F.R.) pouvaient se comporter différemment sur des voitures en utilisation et même, dans



● Le « besoin » d'un moteur en octane se mesure en relevant les limites a et b d'apparition du cliquetis pour divers mélanges étalons d'indices connus. Ce besoin correspond au maximum de la courbe.

certain cas, qu'un carburant étiqueté 67 cliquetait plus en utilisation qu'un étiqueté 65, par exemple, ce qui est absolument anormal et semble mettre là méthode en défaut. On a remarqué aussi que des carburants de même indice se comportaient différemment suivant la vitesse de la voiture. La valeur antidétonante devrait être caractérisée par une courbe en fonction de la vitesse de la voiture.

On a été ainsi conduit à la notion de « valeur antidétonante-route » et des méthodes de mesure « route » ont été mises au point ; elles sont nombreuses et aucune n'est parfaite. Nous ne décrivons que celle utilisée en France, dite des « courbes frontières modifiées ».

MESURES SUR ROUTE

Le principe de cette méthode consiste à comparer sur une voiture de série courante, sans aucune modification de réglage, le carburant à essayer à des carburants étalons, mélanges d'heptane et d'isooctane. La valeur de l'avance à l'allumage réelle peut être connue à tous les régimes grâce à un appareil électronique branché sur le distributeur. La méthode consiste à tracer, pour chacun des étalons et carburants à essayer, la courbe d'avance réelle en fonction du régime pour un cliquetis naissant. Trois opérateurs sont nécessaires à bord de la voiture : le conducteur qui accélère à fond et qui donne des « tops » pour différentes vitesses, un deuxième opérateur qui fait varier le dispositif d'avance à main de manière à conserver un cliquetis faible pendant toute la durée de l'essai, enfin un troisième opérateur qui enregistre les avances réelles données par l'appareil électronique à chaque « top » de vitesse du conducteur. En répétant cet essai pour différents carburants étalons, on trace un canevas analogue à celui de la figure page 132. La détermination de la valeur antidétonante « route » s'obtient en superposant sur ce canevas celui du carburant à mesurer.

Une fois la courbe obtenue, on peut, si besoin est, caractériser la valeur antidétonante « route » non plus par une courbe, mais par un chiffre, en prenant sur la courbe la valeur en octane correspondant à 35 km/h. Ce chiffre de 35 km à l'heure est d'ailleurs choisi d'une manière empirique, mais correspond sensiblement à la réaction du conducteur qui, la plupart du temps, juge de son carburant à la reprise dans les bas régimes, soit aux environs de 35 km/h.

La méthode de détermination de la valeur antidétonante « route » d'un carburant, pour constituer vraiment une mesure, devrait être uniquement caractéristique du carburant et indépendante de la voiture d'essais. Or pour l'instant il n'en est pas ainsi. Il serait nécessaire, pour y parvenir, soit de définir une

voiture type sur laquelle s'effectueraient toutes les mesures, soit d'affecter chaque voiture d'un coefficient de sévérité pour rendre les mesures comparables.

La méthode indiquée ci-dessus donne une idée de ce que « donne » un carburant en valeur antidétonante ; il faut aussi connaître ce que « demandent » les voitures françaises pour ne pas détoner, et ceci à tous les régimes.

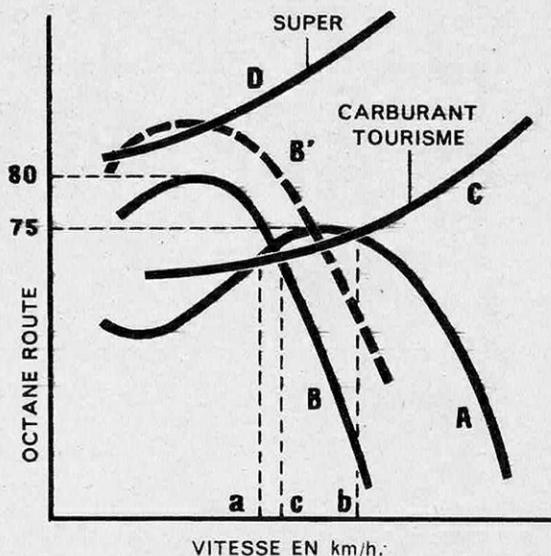
Il y a aussi différentes méthodes pour déterminer ce besoin. Nous n'en décrivons qu'une qui consiste, avec une voiture sortant de chaîne, à tracer la courbe de la page 134 en accélération, à pleine ouverture, pour différents mélanges étalons (heptane-isooctane), en relevant les limites d'apparition et de disparition de cliquetis. Le besoin en octane minimum de la voiture, si l'on ne veut consentir aucun cliquetis, correspondra au maximum de la courbe. Cette méthode est, comme toutes les autres, l'objet de quelques critiques, notamment en ce qui concerne l'opportunité d'accélérer à fond tout au long de l'essai.

L'ADAPTATION DU CARBURANT A LA VOITURE

La résolution de ce problème intéresse grandement le constructeur de moteurs et le producteur de carburant. Le constructeur a besoin de connaître le comportement du carburant mis à la disposition de la clientèle, non seulement pour le choix du taux de compression, mais aussi pour la détermination des lois d'avance à l'allumage ; celles-ci seront le plus souvent le résultat d'un compromis entre les lois d'avance de puissance maximum, de consommation minimum et de satisfaction de conduite (certains constructeurs en effet préfèrent conserver un cliquetis à certains régimes pour augmenter la performance ; d'autres, au contraire, préfèrent le confort donné par une absence totale de cliquetis, ceci aux dépens du « brillant » de la reprise et de la consommation). Pour concilier ces différents facteurs, il faudrait que la valeur antidétonante du carburant fût surabondante, ce qui a lieu d'ailleurs avec les supercarburants français actuels. Cet état de choses ne durera d'ailleurs pas, car dans la course indice d'octane-taux de compression, ces derniers ont toujours tendance à être légèrement en avance.

En fait, le problème de l'adaptation du carburant au moteur se pose clairement en superposant sur le même diagramme la valeur antidétonante « route » du carburant et le besoin en octane de la voiture.

Sur la figure ci-dessus, on a tracé les courbes correspondant à deux voitures de conception différente et à deux carburants, l'un normal,



● Ces courbes mettent en évidence les conditions du problème de l'adaptation du carburant au moteur. A et B : besoins de deux moteurs (B' moteur encrassé) ; C et D : valeurs antidétonantes « route ».

l'autre super. L'allure de ces courbes permet les observations suivantes :

— Les valeurs antidétonantes des carburants, aussi bien carburant tourisme que super, sont trop élevées dans les hauts régimes ;

— Le constructeur de la voiture A a nettement sacrifié la performance dans les bas régimes pour ne pas cliqueter ; un léger cliquetis se fera seulement sentir avec l'essence tourisme entre les vitesses a et b, en prise. Ceci était possible, étant donné la réserve de puissance du moteur.

— Le constructeur de la voiture B n'a pas voulu consentir de diminution de puissance, étant donné sa faible cylindrée ; il cliquettera assez durement dans les faibles régimes et sera obligé, s'il ne veut pas cliqueter, de passer à une vitesse inférieure aux environs de la vitesse c.

— Aucune des deux voitures ne cliquettera avec le super ; par contre, si le moteur B s'encrasse, sa courbe caractéristique passera en B', et il pourra arriver à cliqueter, même avec du super.

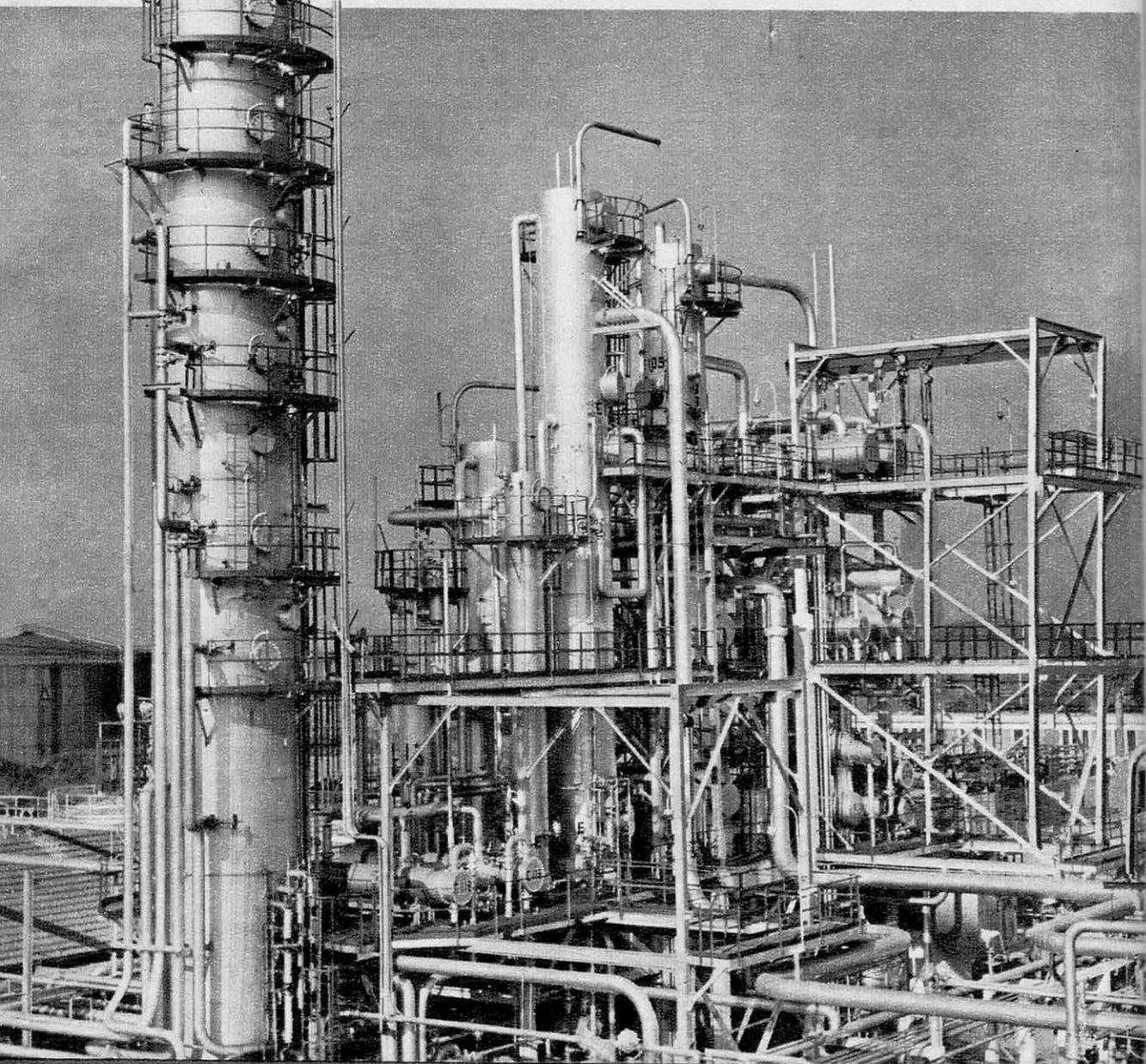
De ces observations sur l'indice d'octane, on peut dire en manière de conclusion que, pour l'instant, les méthodes de mesures en laboratoire sur moteur C.F.R. restent les seules valables, mais que les méthodes « route » ouvrent des voies nouvelles et posent des problèmes non encore résolus, tant pour le raffineur de pétrole que pour le constructeur de moteurs.

Yves Durier

Professeur à l'Ecole Nationale des Moteurs et à l'Ecole Nationale Supérieure du Pétrole.

LE GRAISSAGE

**Le pétrole fournit 96 % des lubrifiants.
Diversifiés à l'infini, ils satisfont
toutes les exigences des machines modernes**



UNE UNITÉ DE RAFFINAGE DES HUILES AU FURFUIROL A LA RAFFINERIE DE GONFREVILLE.

PROBLÈME - CLÉ DE LA MÉCANIQUE

LE problème de l'énergie domine toute notre civilisation mécanique. Sans charbon, pas de locomotives à vapeur ; sans mazout, pas de transatlantiques ; sans chute d'eau, pas de centrales hydroélectriques, etc. Mais parler machinisme, c'est parler mouvement, et par conséquent frottement, et finalement lubrifiants. Sans eux, il n'y aurait pas non plus de locomotives, de transatlantiques, de centrales hydroélectriques, etc. S'ils venaient subitement à disparaître, toutes nos machines s'immobiliseraient aussi inéluctablement que si nos sources d'énergie s'épuisaient brusquement.

Les lubrifiants ont été utilisés depuis la plus haute antiquité. Mais alors qu'un peu de suif suffisait autrefois à graisser un essieu de charrette, les huiles et graisses végétales et animales sont rapidement devenues insuffisantes en qualité et en quantité pour résoudre les multiples problèmes de graissage posés par les engins modernes. Tant par la nature que par la variété des composants et bien plus encore par la grande diversité de leurs utilisations, les lubrifiants modernes couvriraient un imposant catalogue. C'est grâce au pétrole qu'un tel développement a été possible. Les produits pétroliers, huiles de graissage principalement, qui représentent un peu plus de 2 % du tonnage total mis sur le marché par les raffineries, couvrent nos besoins dans la proportion de 95 à 96 %.

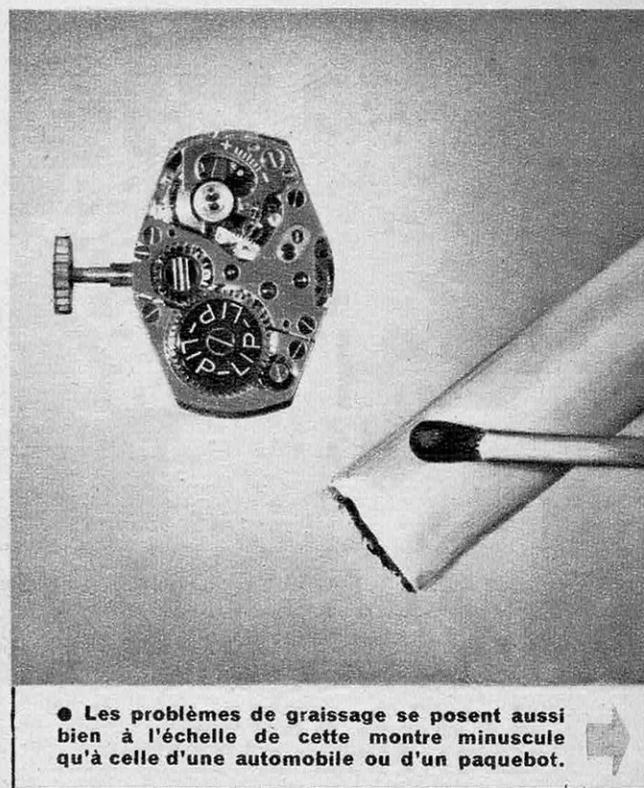
LA VISCOSITÉ

Les huiles de graissage tirées du pétrole sont, comme les carburants de même source, des hydrocarbures. Tandis que les carburants n'ont guère plus de 23 atomes de carbone par molécule, les huiles de graissage en contiennent de 23 à 50 environ, la viscosité augmentant à mesure que les molécules deviennent plus grosses.

La viscosité est due au frottement des molécules les unes sur les autres et confère à l'huile une consistance plus ou moins sirupeuse. Elle s'évalue en diverses unités que nous ne définirons pas ici, d'après la vitesse d'écoulement par rapport à l'eau. Elle joue un rôle important car elle s'oppose à l'écrasement de la mince pellicule d'huile qui protège un palier ou un piston contre le frottement direct ou le grippage,

dans les machines. Etant donné que, d'une part, toute élévation de température rend l'huile plus fluide et tout abaissement plus visqueuse et que, d'autre part, cette sensibilité des huiles est différente selon leur nature, on l'exprime par un « index de viscosité » qui est d'autant plus élevé que la viscosité varie moins avec la température. Il n'existe pas d'huile, même de synthèse, à viscosité constante. C'est ainsi que l'on trouve des huiles en provenance du Texas ou du Venezuela ayant un index de viscosité de 30 à 40 par exemple, quelques rares huiles dites de Pennsylvanie d'index 100 et des distillats raffinés par solvants dont l'index de viscosité peut varier de 90 à 110 selon le mode opératoire.

Les huiles ont également la propriété d'adhérer très fortement aux surfaces métalliques et peuvent grâce à leur très forte affinité pour ces surfaces former entre deux pièces métalliques des couches minces, épaisses de quelques molé-



● Les problèmes de graissage se posent aussi bien à l'échelle de cette montre minuscule qu'à celle d'une automobile ou d'un paquebot.

cules, qui s'opposent au contact direct de ces surfaces et permettent leur glissement sans gripage. Cette propriété remarquable, appelée onctuosité, varie avec la composition chimique de l'huile et disparaît progressivement sur les huiles usées.

Les raffineries produisent les huiles minérales par double distillation du pétrole. Elles viennent après le gas-oil et avant les résidus. Elles subissent divers traitements tels que le raffinage aux solvants (phénol, furfurool, etc.) ou quelquefois à l'acide sulfurique, le désasphaltage au propane, le déparaffinage et éventuellement la filtration sur terre. Les fabrications sont évidemment limitées à quelques huiles ou « stocks » de base qui, par mélanges, donnent les huiles de graissage prêtes à l'emploi. Il va de soi que le prix est d'autant plus élevé que le raffinage a été plus poussé, ce qui donne des huiles de plus en plus claires. Cet aspect n'est pas nécessairement l'indice de meilleures performances et de plus longue durée. Les huiles les plus légères sont celles dites « à broches » (spindle oils), celles de viscosité moyenne constituent les huiles à mouvements, à moteurs, à compresseurs, et les plus épaisses les huiles à cylindres, lesquelles sont dépassées en viscosité par des résidus asphaltiques que l'on ne peut appliquer qu'à chaud, par exemple pour lubrifier de très gros engrenages.

Bien que les huiles de base obtenues au

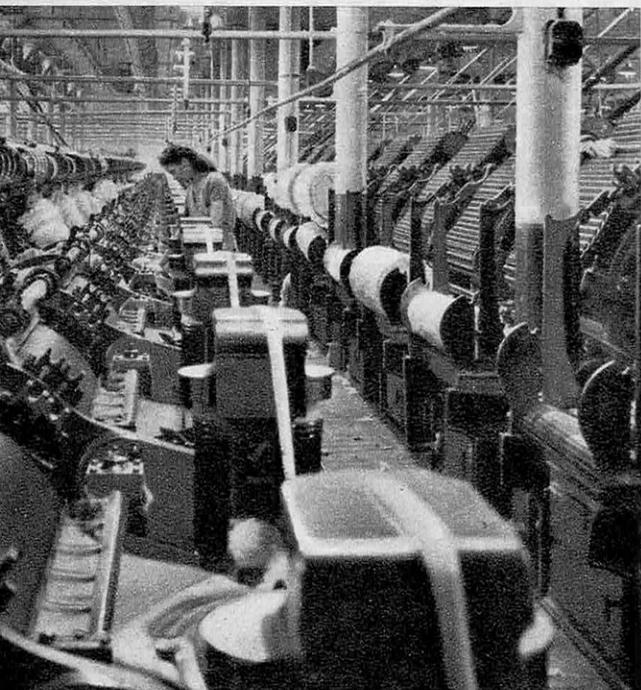
terme des opérations de raffinage soient déjà de haute qualité, il est néanmoins indispensable que certaines d'entre elles subissent des traitements complémentaires en vue d'usages que l'on peut appeler « nobles » en raison notamment de la sévérité des exigences à satisfaire.

C'est le cas pour les huiles dites incongelables destinées essentiellement aux installations frigorifiques, et dont les plus fluides sont du type spindle, et pour les huiles à turbines, plus visqueuses que les précédentes, qui sont destinées au graissage des turbines à vapeur et de la plupart des turbines hydrauliques. Ces huiles doivent demeurer en service pendant plusieurs années sans s'altérer sensiblement et surtout en ne s'émulsionnant jamais en cas d'introduction d'eau.

GRAISSAGE DES MOTEURS

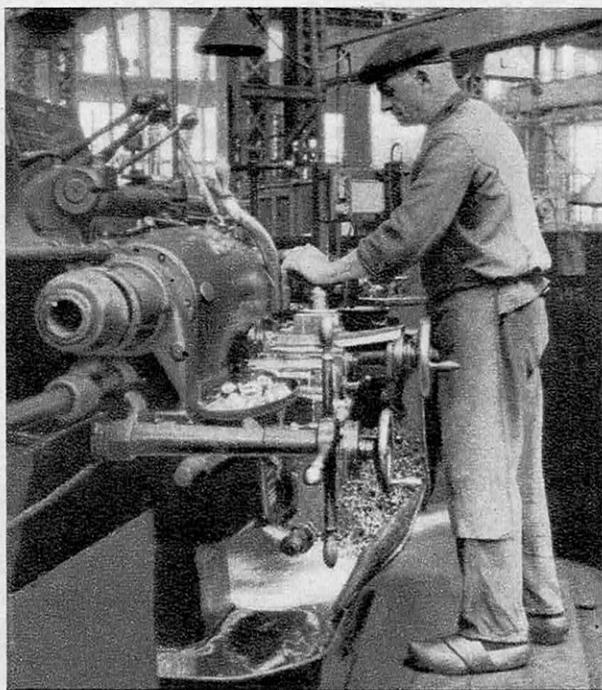
Les huiles pour moteurs et pour compresseurs représentaient plus de 55 % des ventes en France en 1952 (exportations non comprises).

Tandis que dans le passé le contrôle qualitatif des huiles moteurs ne portait que sur quelques caractéristiques physiques et chimiques déterminées en laboratoire, aujourd'hui les huiles doivent subir de longues épreuves sur les moteurs eux-mêmes. Les méthodes d'essais actuelles font même appel à des moteurs spécialement conçus ou adaptés pour mettre en évi-



● Pour lubrifier les cardouses de coton des huiles spéciales très fluides, du type « spindle », sont indispensables à la cadence et à la qualité du travail.

(Doc. Shell.)



● Les outils d'un tour s'échauffent fortement. Ils sont refroidis et lubrifiés par arrosage à l'aide d'une émulsion dans l'eau d'une huile spéciale dite « soluble ».

(Doc. C. F. R. Ph. Rod-Rieder.)

dence la résistance des huiles aux multiples facteurs de détérioration.

Dans les moteurs, qu'ils soient à explosion ou à combustion interne du type diesel, l'huile de graissage doit remplir plusieurs fonctions d'importance capitale : réduire les frottements parasites dans le moteur même, protéger contre l'usure et la corrosion, contribuer à l'étanchéité des pistons et de leurs segments dans les cylindres, participer aux échanges thermiques, l'huile évacuant une part appréciable de la chaleur inutilisée ; enfin, l'huile en circulation continue doit véhiculer les particules ou matières précipitables qui s'accumulent pendant la marche prolongée du moteur.

LES ADDITIFS

Devant les exigences sans cesse croissantes des moteurs modernes, il a fallu perfectionner au maximum les procédés de raffinage et faire appel en outre à des produits spéciaux : les « additifs ».

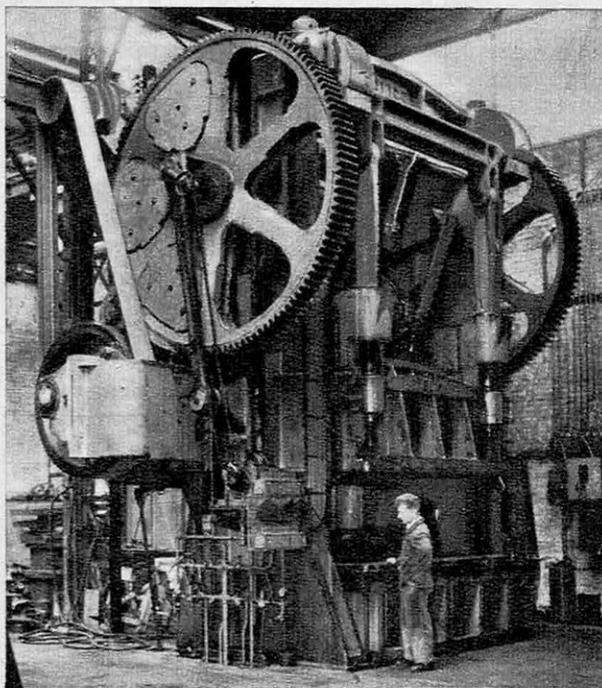
Ceux-ci ne sont pas à proprement parler des lubrifiants, mais des produits de complément généralement obtenus par synthèse et qui ont essentiellement pour fonction de renforcer les qualités désirables des huiles ou de leur conférer ces mêmes qualités au plus haut degré si elles en sont naturellement dépourvues. De tels produits sont parfois appelés « dopes »,



● Une briquette de graisse est appliquée contre le tourillon pour lubrifier un palier de locomotive.

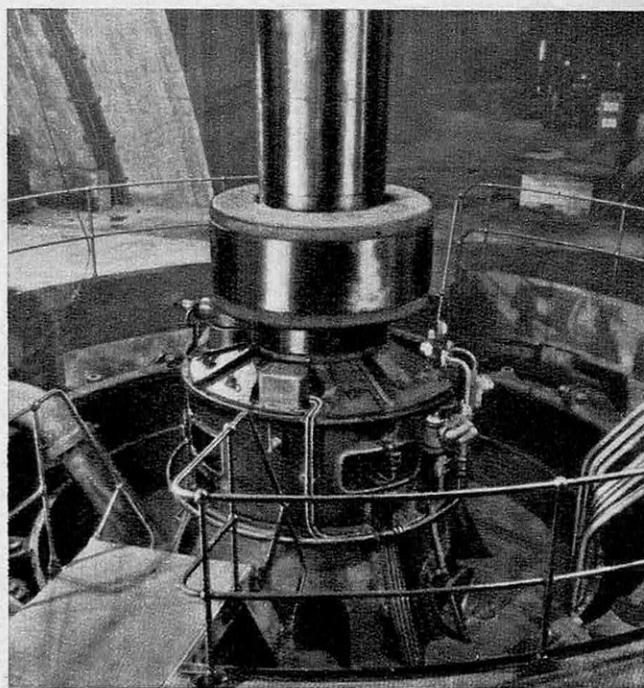
ceci improprement car ils n'ont pas pour but de parer à une déficience accidentelle ou passagère de l'huile elle-même.

Les additifs les plus connus sont ceux qui abaissent le point de congélation de l'huile, ceux qui élèvent l'index de viscosité, les anti-oxydants qui tendent à réduire l'oxydabilité de l'huile, les anticorrosifs qui protègent les coussinets du moteur contre l'acidité corrosive que prendrait l'huile à température trop élevée, les additifs antimousses et enfin les additifs dits détergents.



● Cette puissante presse à emboutir possède un graissage centralisé sous pression. La graisse est acheminée vers ses organes par un réseau de conduites.

(Doc. C. F. R. Ph. Renaud.)



● Sur la photographie d'un palier guide de l'une des puissantes turbines hydrauliques de Génissiat, on aperçoit les conduites de graissage sous pression.

(Doc. C. F. R. Ph. Lacheroy.)

L'HUILE EST INJECTÉE
SUR LES CULBUTEURS

L'HUILE VA AUX GUIDES
DE SOUPAPES ET
RETOMBE LE LONG DES
TIGES DE CULBUTEURS

POINTEAU COMMANDANT
L'ARRIVÉE D'HUILE
SUR LA SOUPAPE

L'HUILE RETOMBE SUR
LES GUIDES DE POUSSOIRS
ET LES ENGRENAGES DE
DISTRIBUTION

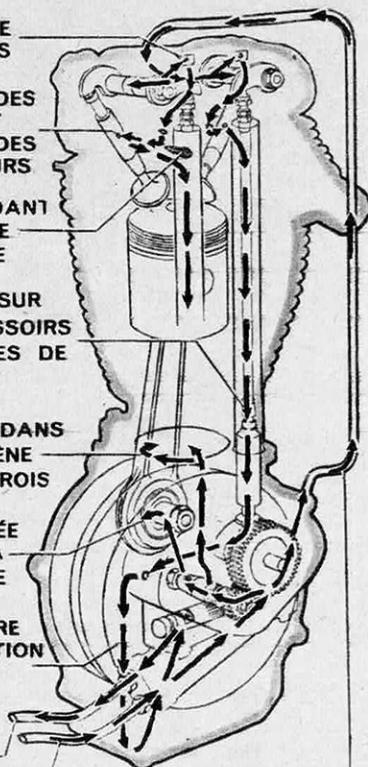
UN CANAL MÉNAGÉ DANS
LE CYLINDRE AMÈNE
L'HUILE A SES PAROIS

L'HUILE EST ENVOYÉE
SOUS PRESSION A
LA TÊTE DE BIELLE

L'HUILE DES ENGRE
NAGES DE DISTRIBUTION
RETOMBE DANS
LE CARTER

VERS LE RÉSERVOIR
DU RÉSERVOIR

CANALISATION
POMPE-CULBUTEURS



← Un moteur moderne de motocyclette est graisse sous pression. L'huile injectée sur les culbuteurs lubrifie toute la distribution. Le piston est graissé par des canaux percés dans la paroi du cylindre.

Lorsqu'on a brusquement fait des appoints massifs d'huile détergente dans des moteurs qui, au cours des années de guerre, s'étaient passablement encrassés, ils ont pour la plupart rendu l'âme comme s'ils avaient été frappés d'une embolie. Les additifs détergents ont en effet commencé par désagréger les dépôts accumulés, et avant même que ceux-ci aient été dispersés, les fragments les plus gros avaient bouché les canalisations de graissage, entraînant des coulages de bielles, par exemple. Aujourd'hui, chacun sait que si un moteur neuf ou parfaitement revisé est graissé avec une huile détergente, il reste plus longtemps en bon état mécanique, ce qui ne veut pas dire que les vidanges puissent être plus espacées.

Les usagers de la route connaissent la numérotation S.A.E. (Society of Automotive Engineers) qui indique la viscosité des huiles pour automobiles :

- S.A.E. 20 pour une huile fluide ou d'hiver ;
- S.A.E. 30 pour une huile demi-fluide ;
- S.A.E. 40 pour une huile d'été.

LES HUILES DÉTERGENTES

Ce sont sans doute les huiles détergentes qui ont soulevé les plus ardentés discussions parmi les usagers de la route, car c'est bien à tort qu'on les a incriminées lorsqu'elles ont été inconsidérément mises dans des moteurs qui n'étaient pas en parfait état mécanique. Les additifs détergents conviennent particulièrement aux huiles pour moteurs diesels en raison du noircissement rapide de l'huile qui, dans de tels moteurs, est dû à la présence de résidus carbonneux de la combustion interne.

Ce sont en réalité des agents dispersants. Cela signifie que, grâce à leur présence dans l'huile, les particules en suspension sont dans l'impossibilité de former des amas plus ou moins compacts qui entraîneraient à plus ou moins brève échéance l'obstruction des canalisations de graissage. Ils agissent de la même manière que les détersifs actuellement répandus dans le commerce pour le nettoyage du linge ou de la vaisselle et qui délogent les impuretés qui souillent les tissus ou la vaisselle pour les maintenir en suspension dans l'eau de lavage. Cette propriété, caractéristique des savons ordinaires alcalins, a été transposée dans le domaine des huiles de graissage en ayant recours à des savons alcalinoterreux, de calcium, de baryum, etc., d'une autre nature organique en raison notamment de la solubilité indispensable dans l'huile de pétrole.

HUILES SPÉCIALES DIVERSES

Il est encore fait usage d'additifs dans la fabrication de certaines graisses, d'huiles spéciales pour freins et amortisseurs, pour transmissions hydrauliques à bord des avions, ainsi que dans les huiles de synthèse pour turboréacteurs. Pour le graissage de certains engrenages à grande vitesse, notamment pour les turbopropulseurs d'aviation, pour les engrenages de ponts hypoides en automobile, on utilise des additifs dits « extrême pression ». Il en existe une grande variété. La plupart d'entre eux renferment des produits chlorés, sulfurés, voire même du phosphore, des sels de plomb et d'acides gras, etc. Le rôle de ces additifs est d'empêcher la soudure des faces des dents d'engrenage sous l'effet des très fortes pressions et des grandes vitesses atteintes de nos jours sur ces types d'engrenages. De telles huiles sont désignées dans le commerce sous les initiales E. P.

Les moteurs d'aviation sont graissés avec des huiles minérales un peu plus visqueuses que celles destinées aux automobiles. Les boîtes de vitesses et ponts arrière, ainsi que des engrenages divers dans l'industrie, sont graissés avec des huiles moins nobles que les précédentes. Seules les huiles S.A.E. 75, 80 ou 90 peuvent à la rigueur avoir l'aspect des huiles à moteurs, mais n'en ont pas les qualités. Les

LE GRAISSAGE D'UNE « ARONDE »

PALIER ARRIÈRE
DE LA DYNAMO
SAE 20

PALIER DU
DÉMARREUR
SAE 20

COULISSEAU DE L'ARBRE
DE TRANSMISSION
GRAISSE

CARTER MOTEUR
SAE 20-30-40

AXE D'ENTRAÎNEMENT
DU ROTOR DE DISTRIBUTION
SAE 20

POMPE À EAU
GRAISSE

BOITIER
D'ARTICULATION
DU LEVIER RELAIS
DE DIRECTION
GRAISSE

BOITIER
DE DIRECTION
GRAISSE

ROTURES DES BARRES
D'ACCOUPLEMENT
GRAISSE

TRIANGLE INFÉRIEUR
DE SUSPENSION
GRAISSE

MOYEU AVANT
GRAISSE

TRIANGLE SUPÉRIEUR
DE SUSPENSION
GRAISSE

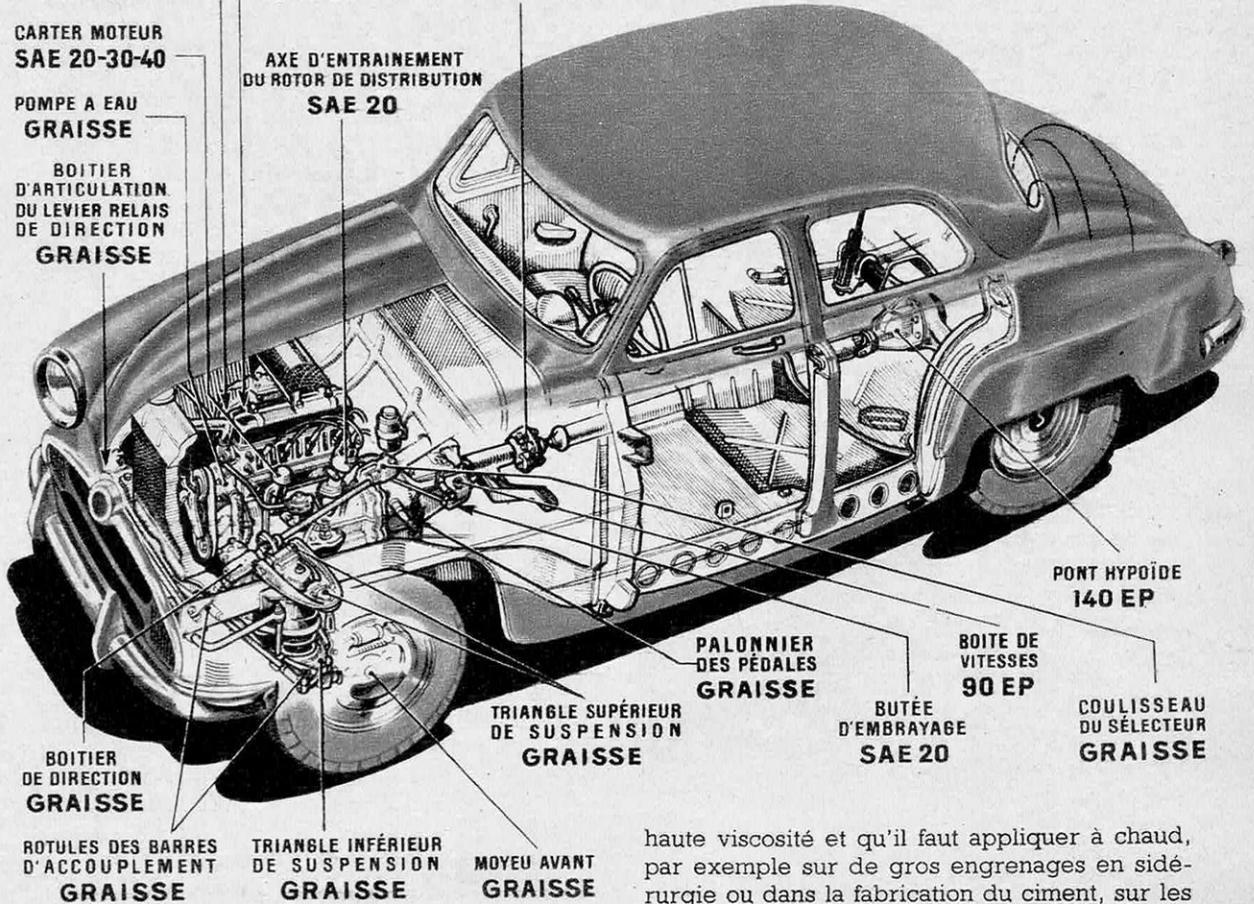
PALONNIER
DES PÉDALES
GRAISSE

BUTÉE
D'EMBRAYAGE
SAE 20

BOÎTE DE
VITESSES
90 EP

PONT HYPOÏDE
140 EP

COULISSEAU
DU SÉLECTEUR
GRAISSE



huiles plus épaisses (S.A.E. 140 et 250) sont destinées aux tracteurs agricoles, aux camions poids lourds et aux gros engrenages de la sidérurgie, des appareils de levage, etc. Ce sont des huiles noires, qui, après récupération, ne peuvent servir que de combustible.

Dans les plus hautes viscosités d'huiles de pétrole, on rencontre les bases visqueuses à moteurs couramment appelées « bright stocks » et enfin les huiles à cylindres. Ces dernières doivent leur nom à l'utilisation qui en a été faite la première fois pour le graissage interne des cylindres de machines à vapeur à l'époque où le lubrifiant utilisé était encore le suif fondu. Aujourd'hui, les huiles à cylindres servent au graissage des locomotives à vapeur, de machines à vapeur marines et enfin de quelques machines à vapeur stationnaires que supplacent les turbines. Dans certains cas, on emploie des huiles à cylindres compound, c'est-à-dire renfermant environ de 3 à 7 % d'huile animale notamment.

Enfin, nous citerons les résines asphaltiques naturelles qui sont des produits noirs de très

haute viscosité et qu'il faut appliquer à chaud, par exemple sur de gros engrenages en sidérurgie ou dans la fabrication du ciment, sur les fils d'acier au cours de la fabrication des câbles pour les mines ou les téléphériques.

LES GRAISSES

Pour certains graissages où le lubrifiant n'est pas tenu de jouer le rôle annexe d'évacuateur de calories et doit rester en place pendant de longs mois, ou encore est plus facile à appliquer sous une forme solide (briquette), on préfère parfois employer au lieu d'huile des **graisses** dont la consistance va, suivant les usages, de celle du saindoux à celle du savon de blanchisserie.

Les graisses représentent par excellence les lubrifiants artificiels en ce sens qu'elles sont obtenues en incorporant un savon métallique à une huile minérale. Elles renferment approximativement de 10 à 25 % de savon (de calcium, sodium, alumine, lithium, etc.) et 75 à 90 % d'huile, soit légère du type spindle ou à broches, soit plus épaisse selon les utilisations.

Un « savon » n'est autre, chimiquement parlant, que le sel ou un mélange de sels d'un ou plusieurs acides gras avec un métal. On prépare les savons par saponification des corps gras naturels (qui sont des combinaisons d'acides

gras avec la glycérine) par une base (soude, chaux, etc.). On peut aussi faire réagir directement les acides gras libres sur la base métallique. L'opération est faite en présence d'huile de pétrole en faible quantité et c'est au terme de la réaction que l'on ajoute le complément d'huile de pétrole, non sans veiller à la réalisation d'une graisse bien homogène et ayant la consistance désirée. Cette opération est en général délicate et requiert un contrôle des plus attentifs à tous les stades. A la sortie des mélangeurs, la graisse est coulée de préférence dans les emballages mêmes, tels que boîtes, seaux, fûts. Il n'y a d'exception que pour les graisses de forte consistance ou très fermes, comme par exemple les graisses en briquettes ou en pains utilisées en sidérurgie sur des papiers de laminaires, dans les industries du ciment, du papier, etc. Ce sont des graisses à haut point de fusion (150 à 180° C, et quelquefois plus). Entre les huiles et les graisses se placent des graisses liquides qui sont principalement utilisées par l'industrie textile sur des métiers à tisser, des machines à tricoter, etc.

Outre l'huile et le savon, une graisse du commerce renferme d'autres ingrédients tels que des matières colorantes et odoriférantes, ces dernières pour masquer le plus possible l'odeur parfois trop caractéristique des corps gras après saponification. La coloration, qui est sans rapport avec les qualités lubrifiantes, n'a d'autre but que de permettre de reconnaître à quel moment il faut cesser une injection de graisse sous pression dans un axe de ressort ou une fusée de roue avant, par exemple, la graisse fraîche apparaissant clairement sur les bords de l'articulation dès qu'elle a totalement chassé la graisse usée et noircie.

LES HUILES « COMPOUND »

Les huiles de pétrole n'entrent pas seulement dans la composition des graisses mais servent également à préparer ce que l'on appelle des huiles « compound » par mélange avec des huiles, soit végétales, soit animales. De telles huiles sont utilisées dans diverses industries. Citons notamment l'industrie textile pour la filature du lin, la fabrication des pâtes à papier, le travail des métaux, soit sans enlèvement de matière (emboutissage, étirage, tréfilage), soit avec enlèvement de matière (rabotage, perçage, fraisage, tournage, etc.). Certaines de ces huiles sont dites improprement solubles. Ce sont en réalité des huiles de pétrole rendues émulsionnables dans l'eau (2 à 10 % d'huile en pratique) grâce à la présence d'agents émulsionnants. De telles émulsions à l'aspect laiteux caractéristique sont utilisées pour l'arrosage des outils de coupe sur les machines-outils, la rectification, ou dans cer-

taines opérations de laminage à froid, dans les circuits de presses hydrauliques, etc. On les utilise également pour les opérations de démoulage des argiles et des ciments.

Enfin, nous mentionnerons à part une application des huiles de pétrole qui ne fait pas intervenir leurs propriétés lubrifiantes mais leur qualité d'isolant électrique : huiles de transformateurs, disjoncteurs ou interrupteurs ou de câbles souterrains du type Pirelli à isolant liquide. La matière première de ces produits est fournie par des huiles légères du type « spindle ».

CONCLUSION

La production mondiale de lubrifiants pétroliers a atteint en 1952 le chiffre record de 7 943 000 tonnes représentant un train de wagons citernes long de 2 700 km environ. Les ventes en France pour la même année — exportations non comprises — ont été de 367 349 tonnes, soit un train long de 122 km.

La distribution des lubrifiants sur le marché français est assurée, à différents stades, par les raffineurs, les importateurs et les négociants revendeurs, au nombre de 600 environ. Cette industrie fait appel à un équipement considérable sous le rapport, tant de la diversité du conditionnement (fûts, tonnelets, bidons, seaux, etc.) que des moyens de stockage et de transport.

L'extrême variété des lubrifiants et la multiplicité de leurs emplois permettent aujourd'hui de trouver un produit répondant de façon précise à chaque problème de graissage, mais requièrent en même temps pour leur choix une technicité très poussée. L'utilisateur doit donc se renseigner très exactement avant de choisir ses lubrifiants. Il doit aussi se garder de lésiner sur ce poste de son budget. Dans les frais d'exploitation d'un parc automobile, par exemple, l'entretien figure pour 25 à 28 %, sur lesquels les achats de lubrifiants n'entrent que pour 2 % environ. Mais ces 2 % sont absolument incompressibles : si on abaisse cette fraction à 1,8 % par un faux souci d'économie, les frais d'entretien qui résultent d'un mauvais graissage ne tardent pas à dépasser 30 %, le matériel est déprécié plus rapidement et la durée des immobilisations improductives s'accroît.

On a pu dire que les lubrifiants, qui doivent demeurer en service le plus longtemps possible et sans défaillance, font partie intégrante des machines au même titre que leurs organes mécaniques. Ce sont leurs qualités qui conditionnent leur rendement.

Et il n'est pas exagéré de dire, en généralisant, que toute l'activité productrice du monde moderne est liée à leurs progrès.

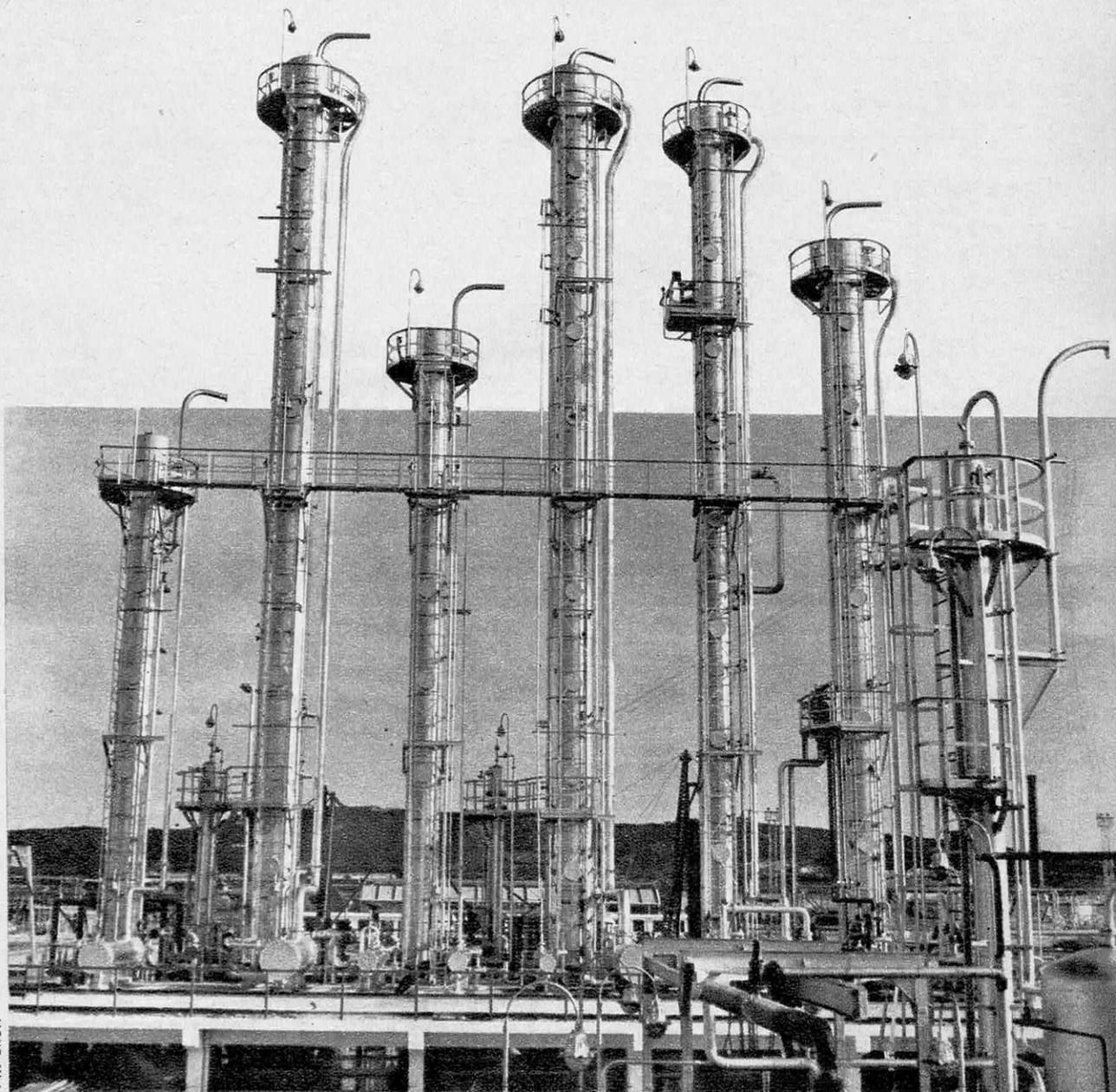
J. Groff.

L'ESSOR DE LA PÉTROCHIMIE

Le pétrole a donné naissance, ces dernières années, à une nouvelle chimie : la Pétrochimie, dont l'importance devient chaque jour plus grande. Les dérivés chimiques qu'il est possible d'obtenir à partir du pétrole et du gaz naturel appartiennent du reste non seulement au domaine de la chimie organique, c'est-à-dire de la chimie du carbone, mais aussi à celui de la chimie minérale. Il est possible, en

effet, d'extraire des gaz de pétrole l'hydrogène sulfuré qui conduit au soufre et à l'acide sulfurique, et du méthane contenu dans les gaz naturels l'hydrogène permettant la synthèse de l'ammoniac et des engrais ammoniacaux.

C'est aux Etats-Unis que la pétrochimie est née et l'on y évalue à 7 500 000 t la production globale des dérivés chimiques du pétrole pour l'année 1952, contre 100 t seulement en 1925.

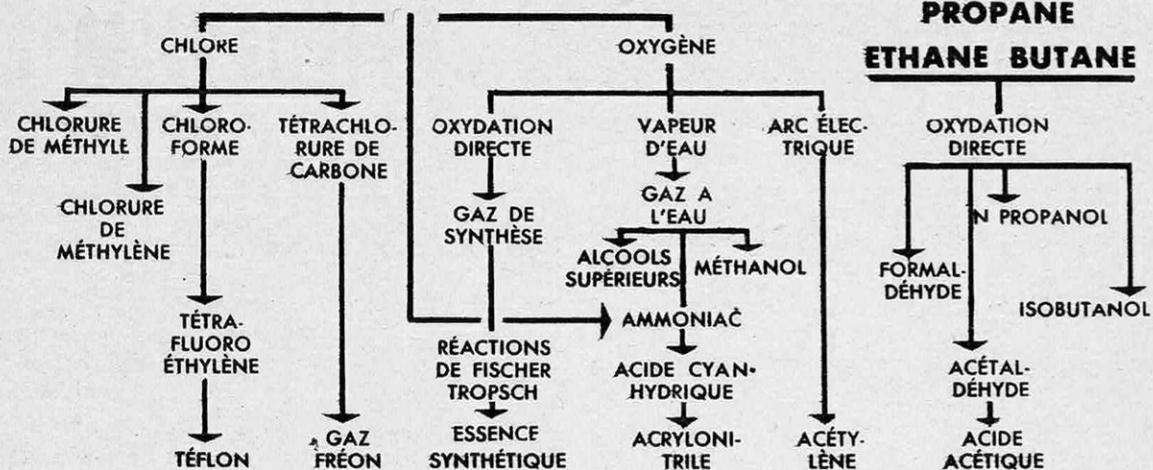


Ph. Shell

LES TOURS DE DISTILLATION DES PRODUITS SOLVANTS A L'USINE CHIMIQUE DE BERRE.

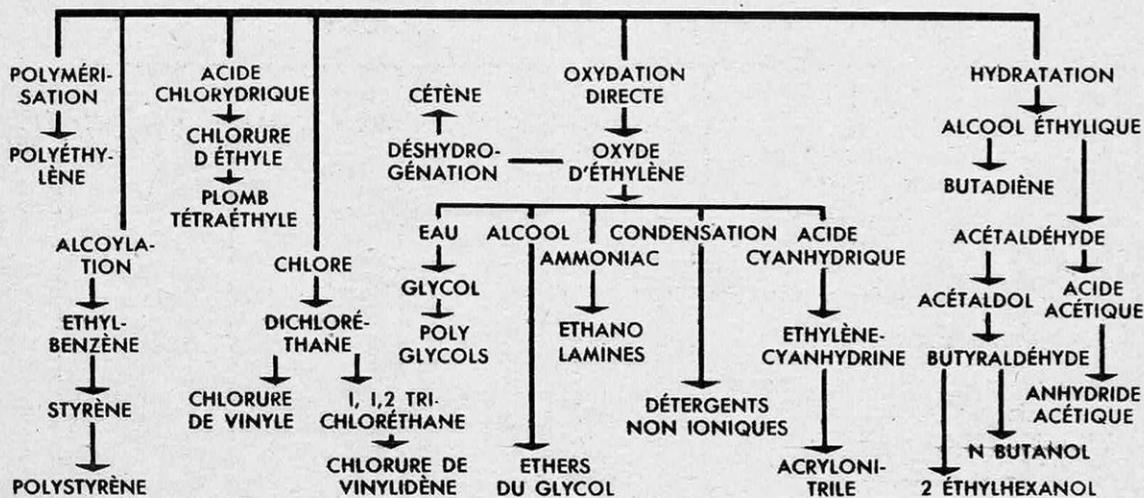
DÉRIVÉS DES HYDROCARBURES PARAFFINIQUES LÉGERS

MÉTANE



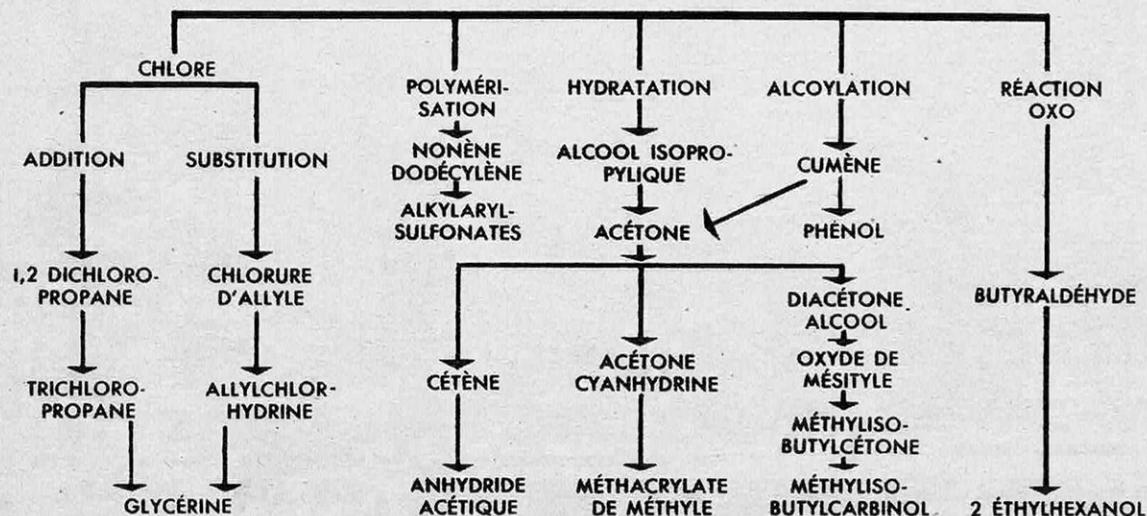
DÉRIVÉS DE L'ETHYLÈNE

ÉTHYLÈNE

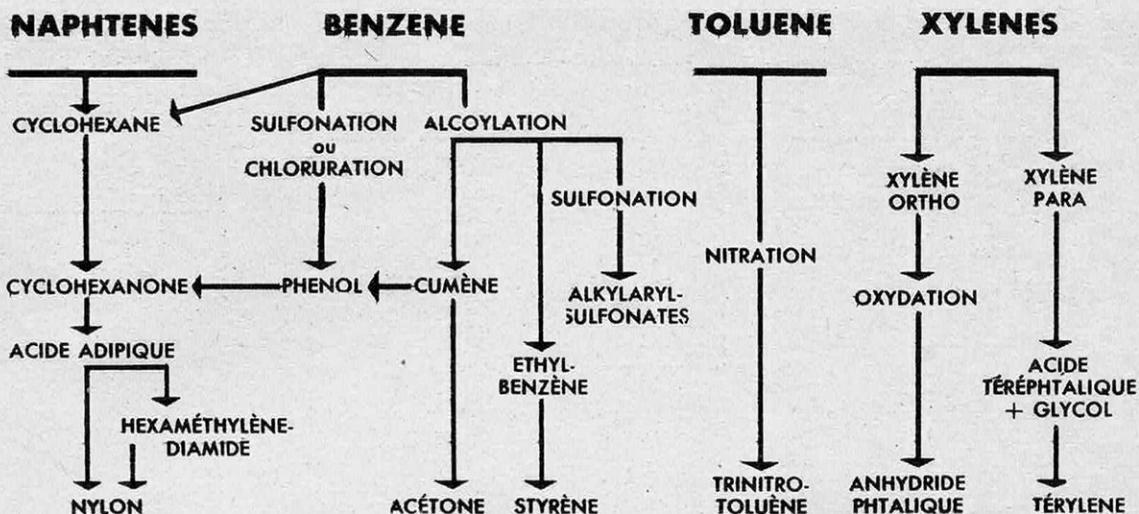


DÉRIVÉS DU PROPYLÈNE

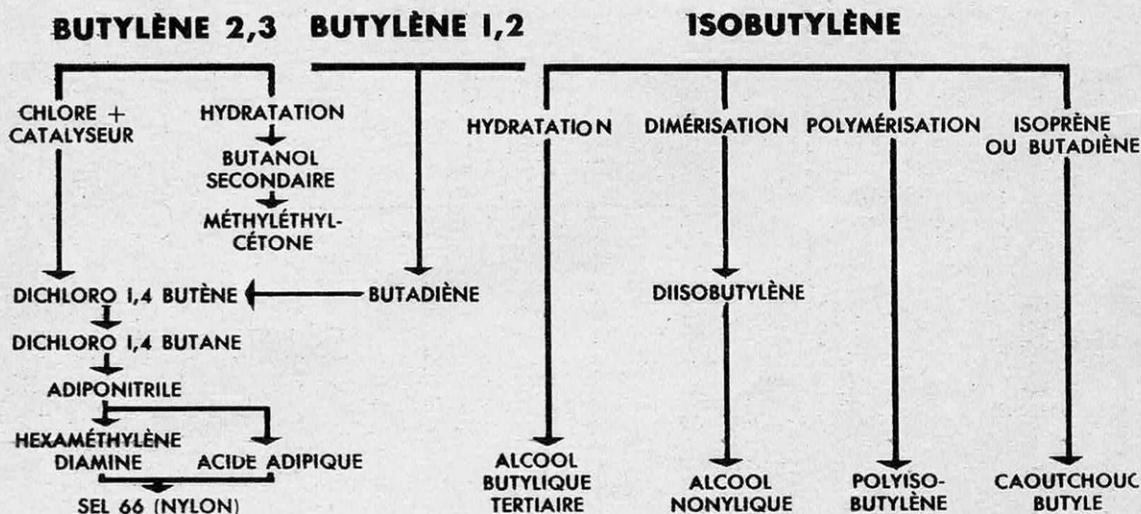
PROPYLÈNE



DÉRIVÉS AROMATIQUES



DÉRIVÉS DES BUTYLÈNES



Dans la seule décade 1940/1950, l'industrie pétrochimique américaine a quadruplé sa production. De plus, sur les 3 400 000 t d'ammoniac dont les autorités de Washington prévoient l'obtention pour les trois années à venir, on compte que les trois quarts seront obtenus à partir du gaz naturel. C'est ainsi que la pétrochimie a fourni en 1952 à peu près 25 % des besoins en produits chimiques de l'industrie américaine. On prévoit qu'en 1956, ce chiffre sera porté à 50 %.

Dans la seule année 1952, l'industrie des dérivés chimiques organiques du pétrole a fourni, aux États-Unis, 3 500 000 t de produits représentant près de 50 % de la production totale américaine des dérivés organiques de synthèse. Il n'est donc pas étonnant de constater que, d'après les derniers rapports, 143 Compagnies sont

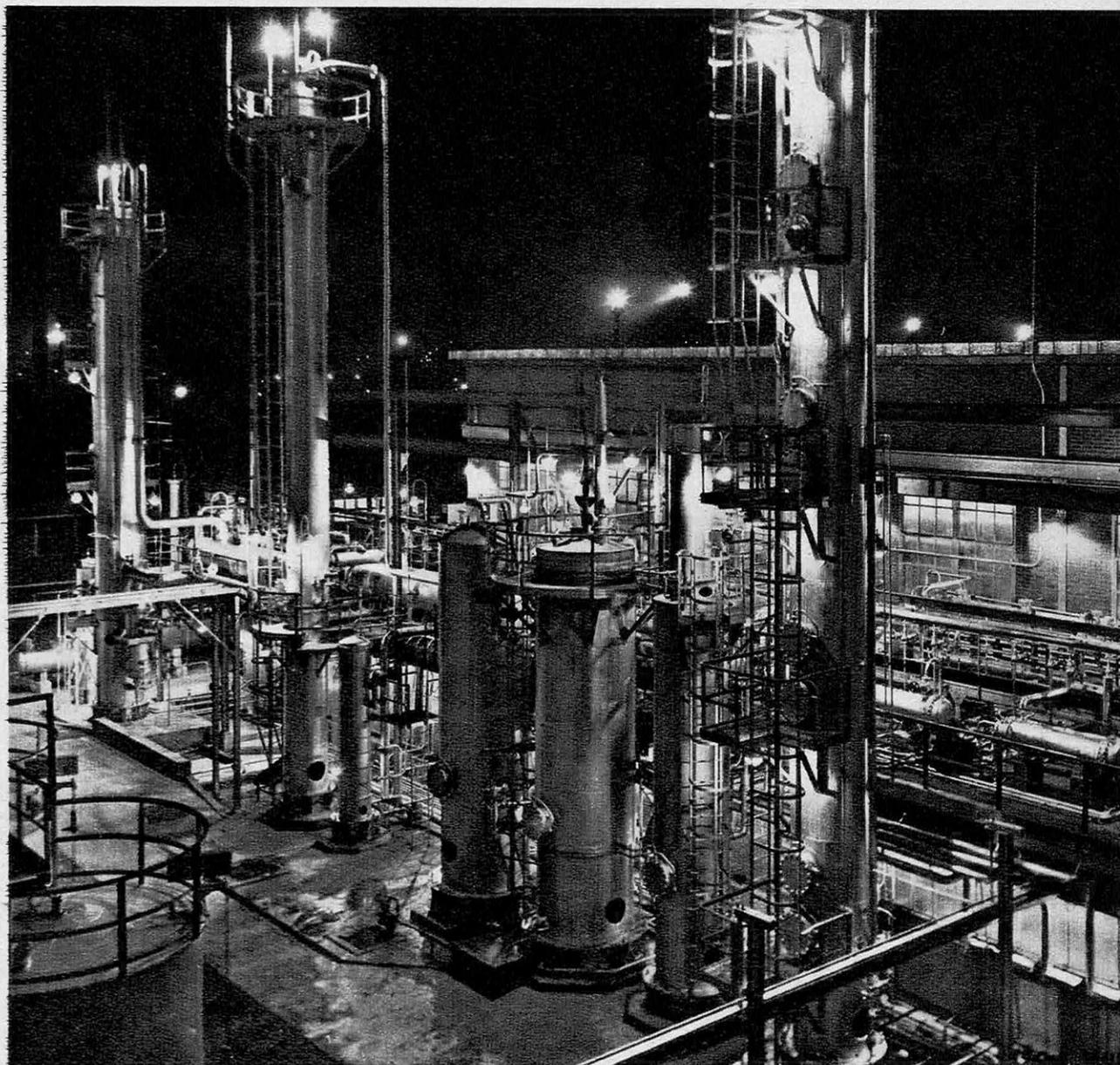
actuellement engagées aux États-Unis dans la fabrication de dérivés pétrochimiques.

Les tonnages qui viennent d'être indiqués, pour importants qu'ils soient, ne représentent cependant qu'une faible fraction de la production globale de pétrole américaine qui, dans la même année 1952, s'est élevée à 310 millions de tonnes. On peut donc en conclure que la pétrochimie, malgré son importance considérable, n'utilise qu'une portion relativement faible du pétrole brut allant aux raffineries. Cette constatation a amené certains pays industrialisés à s'intéresser à la production des dérivés chimiques du pétrole. Tel a été le cas, non seulement du Canada, qui possède des gisements de pétrole, ou de l'Italie, dont les réserves en gaz naturel sont importantes, mais aussi de l'Angleterre et de la France qui, bien qu'important

L'USINE "TEEPOL" A LA RAFFINERIE DE



PETIT-COURONNE



● L'usine « Teepol » à Petit-Couronne a une capacité de production de 25 000 t. Ce détergent et les détergents ménagers qui en dérivent ont des appli-

cations nombreuses dans le domaine du nettoyage, grâce à leurs propriétés tensio-actives qui en font des mouillants et émulsionnants de premier ordre.

le pétrole brut, ont déjà développé une industrie de raffinage considérable. La production de dérivés pétrochimiques en Europe avait ainsi atteint 450 000 t en 1952, chiffre faible par rapport aux Etats-Unis, mais néanmoins prometteur. Il faut remarquer en outre que les différentes usines pétrochimiques d'Europe sont de création récente et que, si leur nombre est encore restreint, leur capacité par contre est considérable, ce qui rend leurs conditions de fonctionnement très économiques.

LES MATIÈRES DE BASE DE LA PETROCHIMIE

Les pétroles ont, à l'état naturel, pour constituants principaux, des hydrocarbures, c'est-à-dire des composés contenant des groupes carbone-hydrogène. Lorsque ces groupes sont disposés en chaîne ouverte, on dit que les hydrocarbures appartiennent à la série **aliphatique**, tandis que la série **aromatique** correspond aux hydrocarbures à chaîne fermée. Les

hydrocarbures du pétrole sont en général saturés, ce qui signifie qu'ils contiennent le plus grand nombre possible d'atomes d'hydrogène et ne se prêtent pas, de ce fait, à des réactions d'addition. Le pétrole renferme donc des hydrocarbures aliphatiques saturés, dits **paraffiniques** du fait de leur faible affinité, et, dans certains cas, une proportion plus ou moins grande d'hydrocarbures aromatiques également saturés, dits **cyclaniques**.

Or, les matières de base qui intéressent plus spécialement la grande chimie organique de synthèse sont des hydrocarbures non saturés, donnant lieu à des réactions d'addition. Le problème qui se posait à la pétrochimie était par conséquent de passer des produits saturés que sont les hydrocarbures paraffiniques et cyclaniques à des substances plus réactives constituées en particulier par les **oléfines** de la série aliphatique et par les **carbures benzéniques** de la série aromatique.

LES TECHNIQUES NOUVELLES DE RAFFINAGE

C'est la mise au point de techniques nouvelles de raffinage devant conduire à des rendements accrus en essences d'indice d'octane élevé qui a permis le développement considérable de la pétrochimie. Le cracking thermique ou catalytique, qui favorise la formation d'essences légères aux dépens des fractions lourdes du pétrole, fournit en même temps une proportion élevée d'hydrocarbures non saturés, oléfiniques. D'autre part, des techniques récentes : " plat-forming " (cyclisation et deshydrogénation des carbures aliphatiques), " reforming " et " hydro-forming ", tout en améliorant le pouvoir antidétonant des essences, ont conduit à des rendements élevés en dérivés aromatiques du type benzénique. Enfin, combinant en quelque sorte les deux types de méthodes précédentes, un procédé de cracking en phase vapeur développé en Angleterre sous le nom de " procédé Catarole " permet d'obtenir non seulement une grande quantité d'oléfines dans la portion gazeuse, mais aussi de liquides aromatiques.

Les produits de peu d'affinité contenus dans le pétrole et les gaz naturels, tels que les hydrocarbures paraffiniques (méthane, éthane, propane, butane) et les cyclanes (cyclohexane, méthylcyclohexane, diméthyl et éthylcyclopentane), conduisent ainsi par conversion au moyen de techniques spéciales à des matières de base réactives particulièrement recherchées pour la synthèse chimique. Ce sont, dans la série aliphatique, les oléfines légères comme l'éthylène, le propylène et les butylènes, et dans la série aromatique, les carbures benzéniques, benzène, toluène et xylènes.

Il ne saurait être question d'entrer dans le

détail des nombreuses réactions par lesquelles les divers hydrocarbures livrent les dérivés chimiques qui serviront de base à la synthèse d'une multitude de produits d'usage courant. On les trouvera résumées dans les tableaux précédents.

L'essentiel est de retenir que, grâce au pétrole, la grande chimie organique de synthèse s'enrichit soit de matières premières qu'elle obtenait d'autres sources dans des conditions moins économiques, soit de dérivés fabriqués pour la première fois à l'échelle industrielle.

Dans la première catégorie, on peut ranger les différents produits organiques qui dérivent de la houille, soit par distillation, soit par passage au carbure de calcium. Ce sont, par exemple : le méthanol, la formaldéhyde, l'acétylène, l'acétaldéhyde, l'acétone, l'acide acétique, l'ammoniac, l'acide cyanhydrique, l'oxyde d'éthylène et ses dérivés : glycols, éthanolamines, etc., le chlorure de vinyle, les carbures benzéniques, le phénol, le styrène, l'anhydride phtalique, etc. D'autres dérivés pétrochimiques étaient jusqu'à présent obtenus principalement à partir des matières végétales (cellulose, produits de la distillation du bois, dérivés résineux, huiles et graisses et hydrates de carbone). Citons parmi eux l'alcool éthylique, le butanol normal, la glycérine, de nombreux alcools lourds.

Dans la seconde catégorie, la pétrochimie nous fournit pour la première fois en quantités industrielles des produits aussi importants que les oléfines supérieures, l'alcool isopropylique, les solvants du type méthyléthylcétone, l'alcool allylique, le cumène, le butadiène, l'acide téréphtalique, etc.

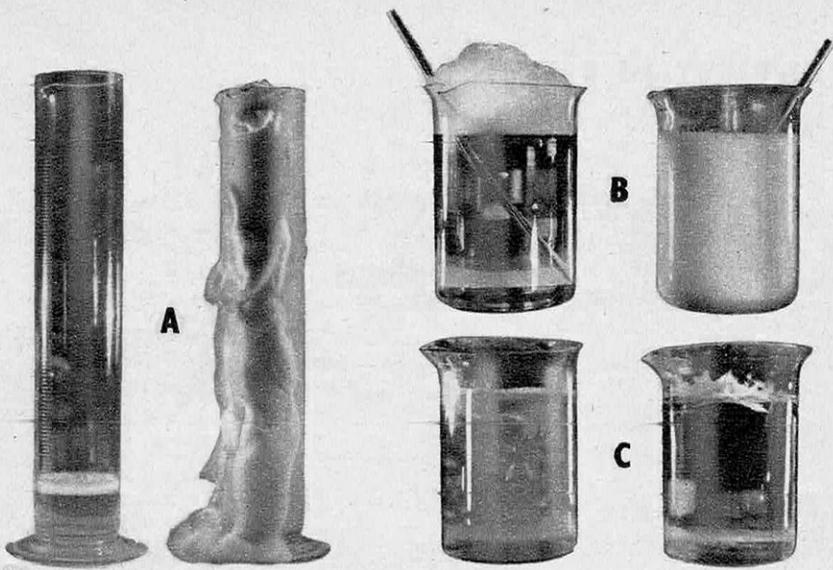
Il nous reste à voir maintenant comment ces différents produits dont les noms peuvent paraître un peu savants, sont transformés en articles de tous les jours.

LES AGENTS TENSIO-ACTIFS : MOUILLANTS, ÉMULSIONNANTS ET DÉTERGENTS

On désigne sous ce nom des corps dont le mécanisme d'action est intimement lié à des phénomènes superficiels à la limite de séparation de deux phases, phase liquide et phase solide lorsqu'il s'agit d'agents mouillants, phases liquides d'huile et d'eau, si ce sont des agents émulsionnants, phase liquide et surface solide souillée d'impuretés grasses dans le cas des détergents.

En dehors du savon qui est un des agents

Les applications des détergents modernes : la lessive, la vaisselle, le lavage des parquets, le nettoyage des chaussées sont des opérations ingrates que ces détergents ont rendues simples et économiques. →

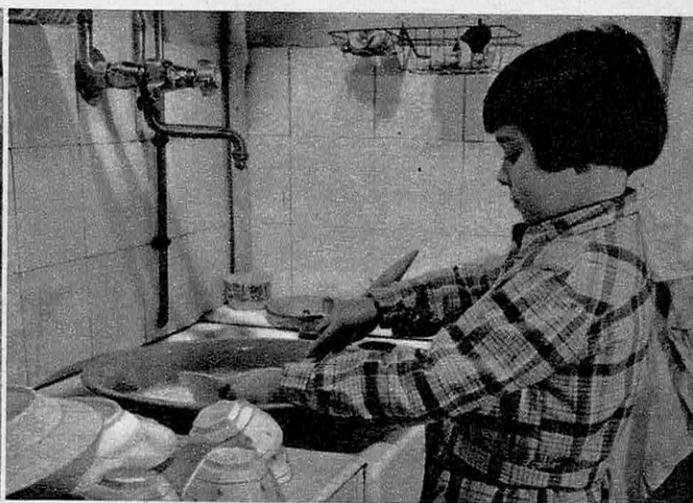
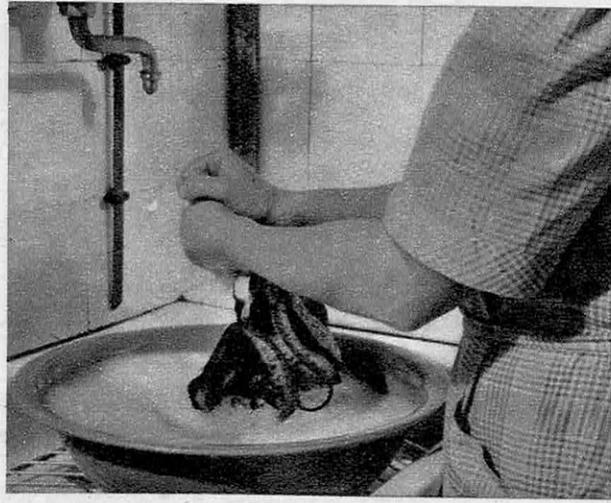


A Une solution d'alkyl-arylsulfonate de soude (stanyl) produit après agitation plus de 10 fois son volume initial de mousse.

B Le calcaire d'une eau dure précipite dans une solution savonneuse. En présence d'un détergent la solution est parfaitement claire.

C Le pouvoir mouillant des tensio-actifs : le duvet d'oie qui flotte sur l'eau pure est mouillé et coule dans une solution détergente.

Coll. Esso.



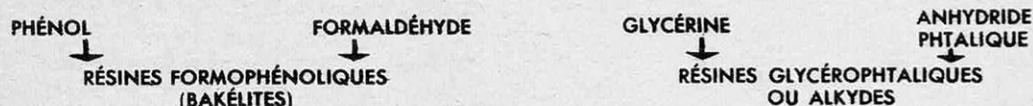
LES HAUTS POLYMERES DÉRIVÉS DU PÉTROLE

MATIÈRES PLASTIQUES

MATIÈRES THERMOPLASTIQUES



MATIÈRES THERMODURCISSABLES



CAOUTCHOUCS SYNTHÉTIQUES



FIBRES SYNTHÉTIQUES



tensio-actifs les plus anciennement connus, on a vu se développer depuis la guerre de nombreux produits, plus connus sous le nom de détergents synthétiques. Un grand nombre de ces produits sont précisément obtenus à partir du pétrole. C'est ainsi que les paraffines supérieures contenues dans le pétrole (kérosène) fournissent, par sulfonation suivie de neutralisation, des alkylsulfonates qui sont des détergents industriels très appréciés (Mersolates).

De même, il est possible en partant d'oléfines contenues dans le pétrole ou obtenues par polymérisation du propylène avec les gaz de pétrole (nonène, dodécylène) et après réaction avec le benzène, de produire un alcoylbenzène qui, par sulfonation à l'acide sulfurique, conduit aux détergents importants du type des alkylarylsulfonates (Stanyl). Certaines oléfines supérieures peuvent donner du reste, directement par action de l'acide sulfurique, des alkylsulfates secondaires, détergents à la classe desquels se rattache le Teepol. Tous ces produits rentrent à présent dans la composition de détergents à usage ménager ou industriel.

Enfin, certains dérivés chimiques obtenus aujourd'hui à partir du pétrole participent, par condensation avec différents corps gras, à la fabrication d'une série importante d'agents tensio-actifs particulièrement appréciés dans l'industrie textile. C'est ainsi que l'oxyde d'éthylène peut être condensé sur des alcools ou des acides gras pour donner d'importants émulsifiants, agents mouillants et détergents dont l'usage se répand dans l'industrie textile et

pour la fabrication de cosmétiques, de shampoings et de produits d'entretien. Ces dérivés se rattachent à la famille des produits non ioniques. A partir de l'oxyde d'éthylène, on prépare les éthanolamines dont la condensation sur des acides gras, suivie de sulfonation, permet à son tour l'obtention de produits d'un pouvoir détergent particulièrement élevé.

LES HAUTS POLYMÈRES

On désigne sous ce nom des substances constituées par de très grosses molécules, des macromolécules. Chacune de ces dernières est elle-même formée par la répétition d'une ou plusieurs unités fondamentales appelées monomères. Les réactions dites de polymérisation, qui permettent de passer des monomères aux hauts polymères, se font soit par association de plusieurs molécules identiques, soit par polycondensation de deux molécules différentes. On a affaire suivant le cas à des hauts polymères du type polythène (association de molécules d'éthylène) ou bien du type bakélite (polycondensation de phénol et de formaldéhyde).

Du point de vue physique, les hauts polymères peuvent se présenter sous forme liquide, caoutchouteuse ou solide, et selon la propor-

Les polyéthylènes sont utilisés pour la fabrication de tuyaux semi-rigides, résistant à la plupart des agents chimiques. On voit à droite une charrue sous-soleuse en position de départ pour enfouir un tuyau long de 210 m sans creuser de tranchée. →

tion de constituants présentant un de ces trois états, on a affaire à des matières plastiques, à des caoutchoucs ou à des fibres.

LES MATIÈRES PLASTIQUES

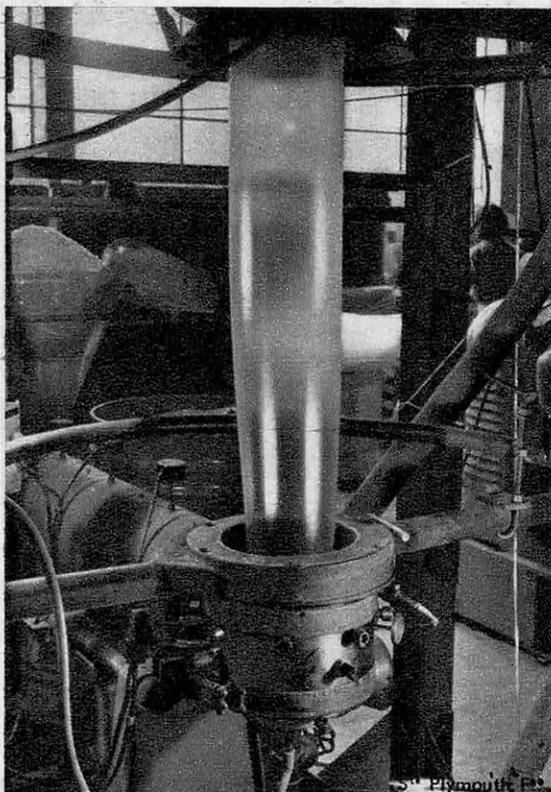
On distingue en général, parmi les matières plastiques, celles qui sont **thermoplastiques** et celles qui sont **thermodurcissables**. Les premières se présentent dans un état réversible, c'est-à-dire qu'il est possible, par chauffage, de leur faire prendre à tout moment la forme voulue, alors que, dans le cas de matières plastiques thermodurcissables, la première forme une fois acquise est irréversible et il est impossible d'y faire la moindre modification par chauffage. Les plastiques d'origine pétrolière appartiennent à l'un ou l'autre groupe.

THERMOPLASTIQUES

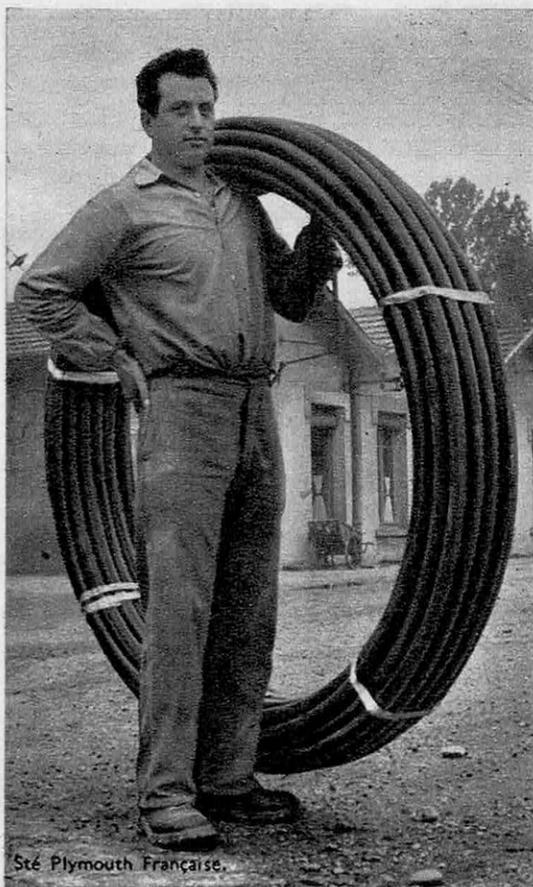
Parmi les matières thermoplastiques qui sont en général obtenues par polymérisation ou par association, certaines sont aujourd'hui d'un emploi courant.

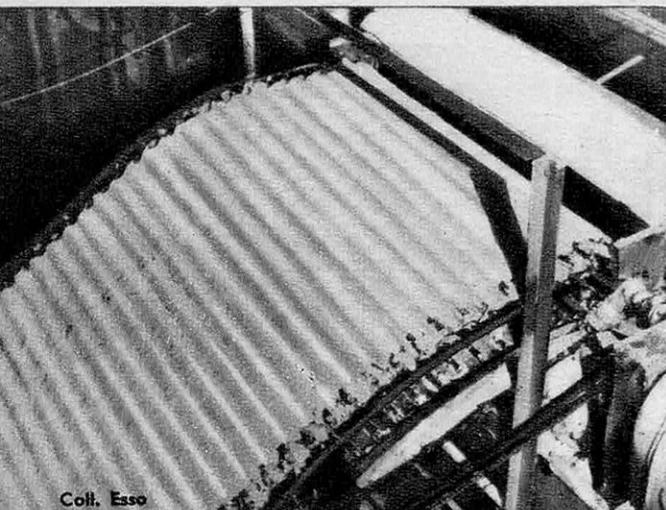
Le **polythène**, ayant pour monomère l'éthylène, est apprécié pour ses propriétés diélectriques et sa faible densité pour les joints, les câbles à haute fréquence, etc.

Le **polystyrène**, dont le monomère est le styrène, a pour principal avantage d'être faci-

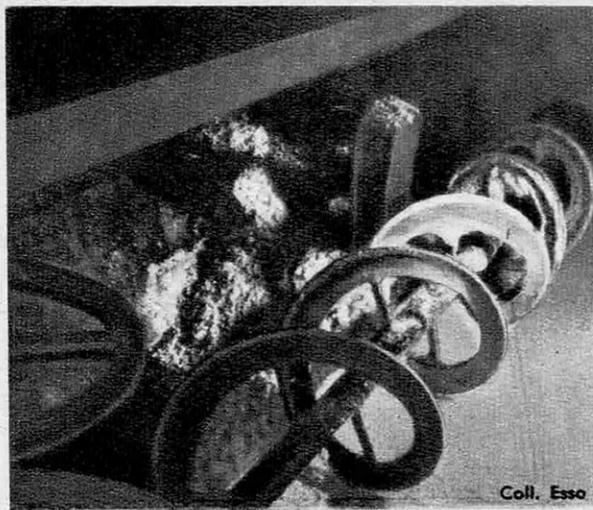


● La fabrication d'une gaine mince de polyéthylène destinée à l'emballage des produits alimentaires.





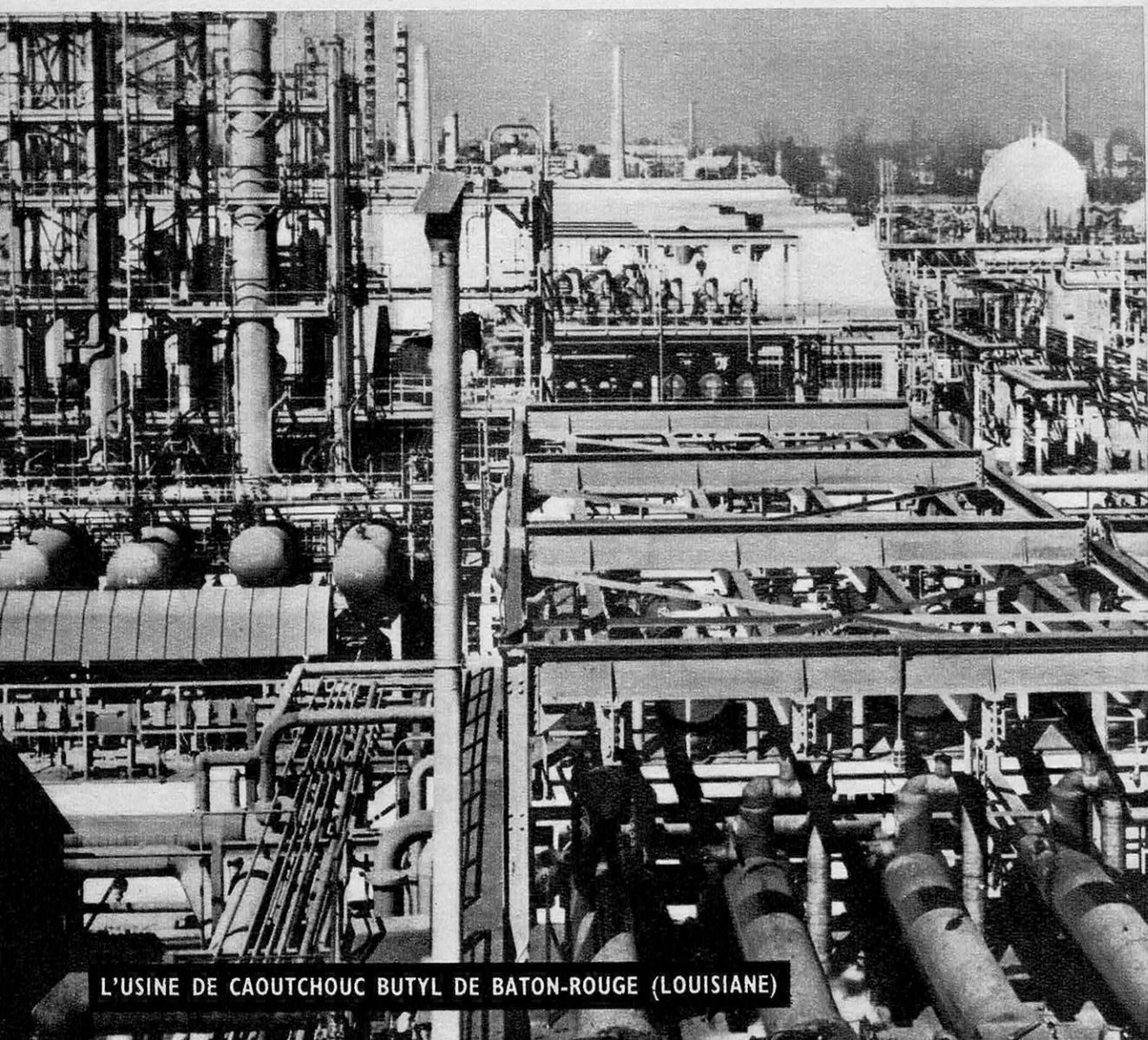
Coll. Esso



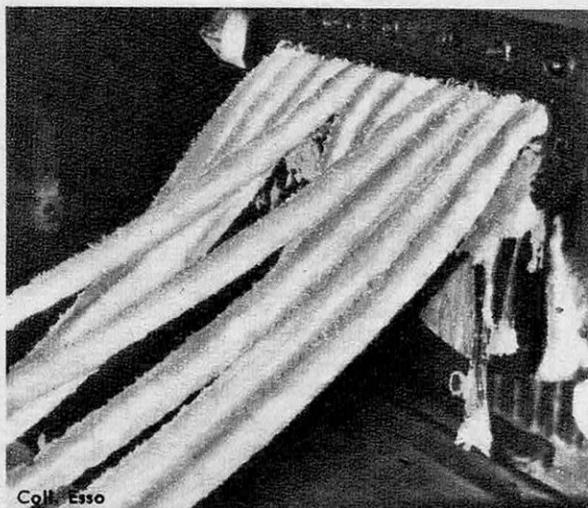
Coll. Esso

LE BUTYL FRAICHEMENT FABRIQUÉ EST TRANSPORTÉ AU SÉCHOIR.

DÉBARRASSÉ DE L'EAU IL FORME UNE MASSE D'ASPECT CRÊPÉ.



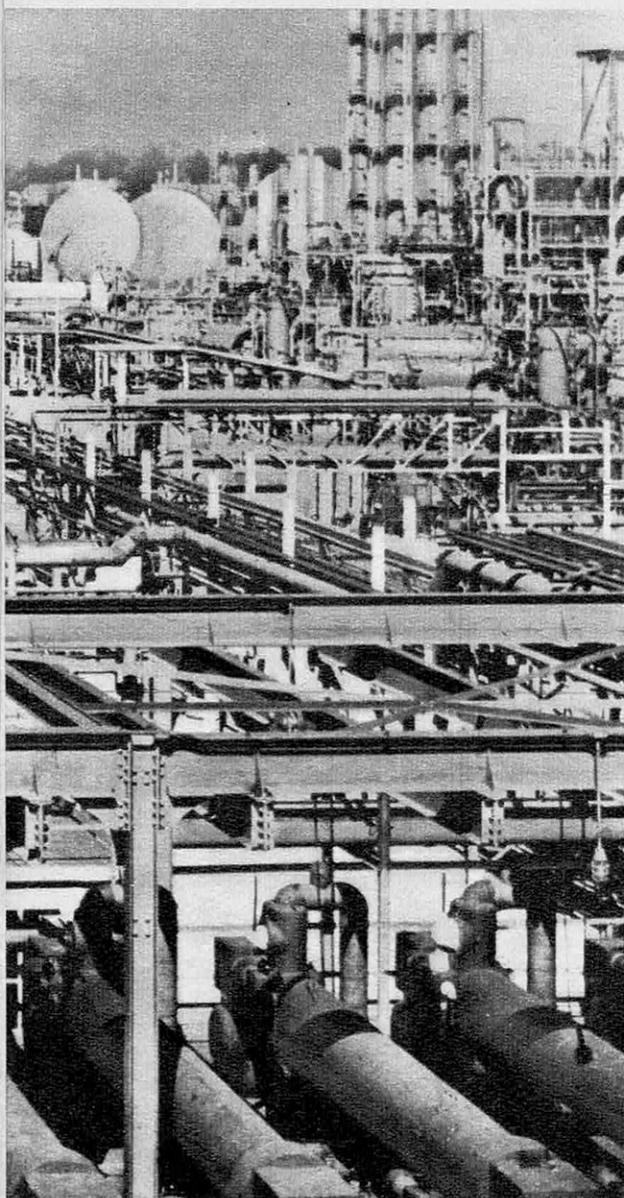
L'USINE DE CAOUTCHOUC BUTYL DE BATON-ROUGE (LOUISIANE)



UNE FOIS SÉCHÉ, LE BUTYL PASSE DANS UNE BOUDINEUSE.

FABRICATION DU CAOUTCHOUC "BUTYL"

DE tous les caoutchoucs synthétiques, le butyl semble être un de ceux dont l'avenir s'annonce le plus brillant, car il joint à des qualités remarquables l'avantage de pouvoir être produit à partir du pétrole à un prix comparable à celui du caoutchouc naturel. Le butyl présente une grande résistance à la chaleur, à l'oxydation et au vieillissement et convient bien à la fabrication des chambres à air parce qu'il diffuse l'air environ dix fois moins vite que le caoutchouc naturel. C'est un très bon isolant électrique et qui le demeure après immersion prolongée dans l'eau. Sa synthèse s'effectue par une copolymérisation de l'isobutylène (extrait de la fraction butane du cracking catalytique) et de 2% d'isoprène (extrait des essences légères de cracking). La réaction a lieu à -95°C dans des enceintes puissamment refroidies. Le butyl « brut » se présente sous forme d'une émulsion dans l'eau. La production actuelle est de 85 000 tonnes/an environ.



lement moulable ; il est utilisé en électricité et pour les objets moulés en général.

Le **polychlorure de vinyle**, dont le monomère est le chlorure de vinyle, est susceptible d'être calandré ou moulé. Il sert de plus en plus en électricité et dans la préparation de revêtements et de rideaux.

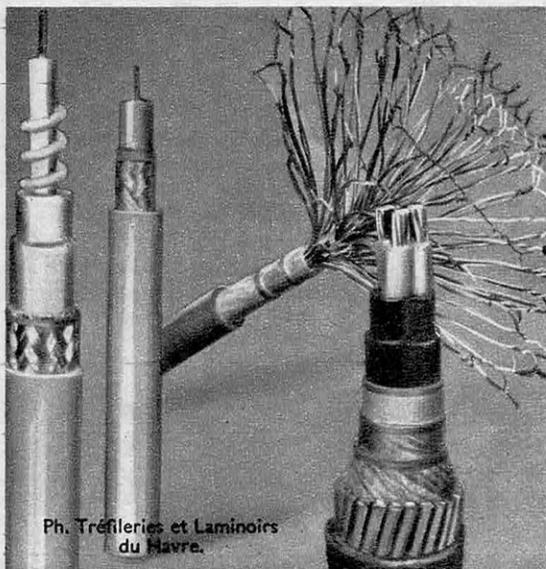
Les **polyacrylates**, que l'on trouve sous le nom de plexiglas, ont pour monomère le méthylméthacrylate. Ils permettent l'obtention de plastiques transparents particulièrement appréciés en aviation et dans l'industrie automobile.

Le **polytétrafluoroéthylène**, plus connu sous le nom de Téflon, et qui a pour monomère le tétrafluoroéthylène, est remarquable par son inertie chimique et sa résistance à la chaleur. Il est utilisé comme le polythène pour certains joints et garnitures ainsi qu'en électricité.

THERMODURCISSABLES

Parmi les matières plastiques thermodurcissables qu'il est possible d'obtenir maintenant à partir du pétrole, il faut citer les **bakélites** préparées par polycondensation du phénol et de la formaldéhyde, produits qui appartiennent désormais au domaine de la pétrochimie. Un autre type de résine thermodurcissable, dont l'usage est particulièrement répandu dans l'industrie des peintures et vernis, est constitué par les **résines glycérophthaliqes** ; elles résultent de la polycondensation de la glycérine et de l'anhydride phtalique. On a vu que ces deux produits peuvent être, eux aussi, obtenus à présent à partir du pétrole.

En dehors des matériaux de synthèse proprement dits, de nombreux dérivés du pétrole sont utilisés dans la fabrication de plastiques et de revêtements, soit comme plastifiants, soit comme solvants des peintures et vernis.



Ph. Tréfileries et Laminatoires
du Havre.

Le polyéthylène constitue un isolant de choix pour certaines catégories de câbles électriques, et en particulier pour ceux qui transmettent de très hautes fréquences, les câbles coaxiaux par exemple.

LES CAOUTCHOUCS

Les dérivés chimiques du pétrole jouent un rôle prépondérant dans la préparation des nouveaux caoutchoucs synthétiques.

C'est ainsi que le type le plus répandu, le **Buna S** ou **caoutchouc G.R.S.** est constitué par copolymérisation du butadiène et du styrène, tous deux produits pétroliers. Ce caoutchouc qui, par ses propriétés, s'apparente beaucoup au caoutchouc naturel, est principalement utilisé dans la fabrication de pneus pour automobiles.

Le butadiène peut être également copolymérisé avec l'acrylonitrile dont nous avons vu qu'il est un dérivé pétrochimique ; on obtient alors le **Buna N** ou **caoutchouc nitrile** caractérisé par sa résistance exceptionnelle, en particulier aux solvants ordinaires. Il est employé de ce fait dans la construction du matériel de raffineries et d'usines chimiques (membranes, tuyaux, etc.).

Le **caoutchouc butyl**, caractérisé par sa résistance aux déchirements et à la diffusion de l'air, trouve un emploi légitime dans la préparation de chambres à air pour pneus. Il est obtenu par copolymérisation d'isobutylène, soit avec le butadiène, soit avec l'isoprène.

Le **néoprène**, qui est un polymère du chloroprène et dont on apprécie surtout la résistance au gonflement et aux solvants, est susceptible de devenir un dérivé de la pétrochimie, puisque l'acétylène qui est le point de départ de sa fabrication, peut être obtenu à partir du méthane des gaz naturels.

LES FIBRES SYNTHÉTIQUES

Les dérivés de la pétrochimie ont pris maintenant une place prépondérante dans la préparation de fibres synthétiques.

L'**acétate de cellulose**, dans la fabrication duquel entre l'anhydride acétique, peut de ce fait être considéré comme dérivant partiellement du pétrole. De plus, dans le filage de la fibre à l'acétate de cellulose, on consomme des quantités importantes d'acétone, dérivé pétrochimique par excellence.

Nous avons déjà eu l'occasion de constater que le **Nylon**, qui est une polyamide formée par la polycondensation de l'acide adipique et de l'hexaméthylènediamine, peut être préparé, de ce fait, soit à partir du cyclohexane, soit à partir du phénol, donc, de toute manière, grâce au pétrole.

L'**Orlon** est une fibre synthétique constituée par la polymérisation de l'acrylonitrile qui, ainsi qu'il a déjà été signalé, est un produit pétrochimique. Il en est de même du **Dynel** et du **Vinyon N** qui sont des copolymères du chlorure de vinyle et de l'acrylonitrile. Quant au **Saran**, il est obtenu par polymérisation du chlorure de vinylidène. Enfin, il convient de citer une nouvelle fibre connue sous le nom de **Térylène** ou de **Dacron** et qui est un polyester résultant de la polycondensation de l'éthylèneglycol avec l'acide téréphtalique, tous deux dérivés du pétrole. On connaît l'importance de ces différentes fibres, tant dans le domaine de la bonneterie que dans celui des vêtements, de l'ameublement, des filtres et de la broserie ; c'est dire que le pétrole va devenir indirectement un des principaux fournisseurs de l'industrie des textiles artificiels.

CONCLUSION

Si, pour le profane, les différents dérivés de base fournis désormais par la pétrochimie peuvent paraître quelque peu mystérieux, les applications de ces dérivés dans la synthèse de produits d'usage courant (agents tensio-actifs, fibres et caoutchoucs synthétiques, matières plastiques) permettent de se faire une idée de l'importance prise aujourd'hui par cette nouvelle chimie.

Les installations déjà existantes et celles qui sont en cours de montage tant en Amérique qu'en Europe, rendront les plus grands services aux industries les plus diverses. Elles permettront en effet l'obtention, dans des conditions particulièrement économiques, de dérivés chimiques préparés autrefois à partir de sources différentes et la fabrication de dérivés nouveaux dont, seul, le pétrole donne la possibilité de faire la synthèse dans des conditions favorables.

F. Aftalion
Ingénieur I.C.P.

Cette bibliographie a été établie d'après le stock d'ouvrages sélectionnés de notre librairie. Tous ces volumes figurent dans notre catalogue général.

PÉTROLE

PÉTROLE : PROPRIÉTÉS ET UTILISATIONS (C.T.E.O.).

Tome I : **LES PRODUITS PÉTROLIERS** (Héliot M. et Simonot Y.) (en préparation).

Tome II : **LES GAZ DE PÉTROLE LIQUÉFIÉS** (Cabaret A.). Caractéristiques des carburants en relation avec le fonctionnement du moteur (Durier Y.). Les gaz oils moteur et les combustibles pour Diesel (Lefebvre de Giovanni J.). Le chauffage par les combustibles liquides (Guillermic A.). Les bitumes de pétrole (Lefol J.). 313 p. 13,5 x 21, 90 fig. 1952 1.800 »

Tome III : **LES LUBRIFIANTS ET LA TECHNIQUE DU GRAISSAGE** (Prévost J.). Généralités. Propriétés chimiques et physiques des lubrifiants. Préparation et composition des lubrifiants naturels. Lubrifiants artificiels et composés. Mécanique théorique et pratique du graissage. Applications industrielles. 320 p. 13,5 x 21, 64 fig. 1.950 »

Tome IV : **LE PÉTROLE, SOURCE DE PRODUITS CHIMIQUES** (Moulin M.). L'utilisation par l'industrie chimique des matières premières issues du pétrole. 107 p. 13,5 x 21, 10 fig., 1953 880 »

LES DÉRIVÉS DU PÉTROLE (Fouret E. et Blanchier M.). Combustibles liquides et lubrifiants. Origine, variétés, classification et raffinage des pétroles. Combustibles dérivés du pétrole. Techniques physico-chimiques. Lubrifiants. Méthodes d'analyses et résultats analytiques. 270 p. 18 x 24,5, 1953, relié 1.620 »

PÉTROLES NATURELS ET ARTIFICIELS (Chartrou J.-J.). Composition du pétrole, ses propriétés. Géologie du pétrole. Exploitation. Emmagasinement et transport. Traitements et raffinage. Analyse et contrôle. Emplois. Produits chimiques dérivés. Production. Dangers présentés par l'industrie pétrolière. Ozokérite, asphalte. Produits de remplacement. 224 p. 11 x 16,5, 17 fig., 5 tableaux. 3^e édition refondue, 1952. 250 »

PÉTROLE, TRANSPORT ET DISTRIBUTION (Daric G., Pasqualini J.) et différents auteurs :

Tome I : **IMPLANTATION GÉNÉRALE DES RAFFINERIES ET ENTREPOTS**. La matériel de transport et de stockage. La sécurité dans l'industrie du pétrole. La législation douanière et le contrôle douanier. Le jaugeage et le barémage. 296 p. 13,5 x 21, 79 fig., 1952 1.150 »

Tome II : **EXPLOITATION DES DÉPOTS** (en préparation).

GOUDRON-BENZOL (Marty A.).

Tome I : **PRODUCTION. VALORISATION. UTILISATION**. 153 p. 13,5 x 21, 22 fig., 1953.

Tome II : **MÉTHODES D'ESSAIS**. 178 p. 13,5 x 21, 56 fig., 1953.

Les 2 volumes 1.950 »

LES LUBRIFIANTS DE GRAISSAGE ET D'USINAGE (Charles V. et Turcan J.). Généralités. Les divers frottements. Frottements visqueux. Frottement onctueux. Les divers lubrifiants. Fabrication des lubrifiants. Propriétés des lubrifiants. Le problème du graissage. Pratique du graissage. Usinage des métaux et lubrifiants de coupe. Déshuilage, régénération des huiles. Essais physiques et mécaniques. Analyses chimiques. Huiles isolantes d'appareillages électriques. 269 p. 14 x 22,5, 72 fig., 1947 720 »

SCHISTES BITUMEUX, ASPHALTES, PÉTROLE (Berthelot Ch.). Les schistes bitumeux : composition et gisements. Rendement en huile brute et en sulfate d'ammoniaque. Les asphaltes : gisements français ; utilisations. Les pétroles : gisements ; sondages ; le pétrole en France et au Maroc. 192 p. 13,5 x 21, 42 fig., 1943 330 »

TRAITÉ DE TECHNIQUE AUTOMOBILE. Fascicule 3. LES CARBURANTS. LA CARBURATION. LES CARBURATEURS. Combustibles liquides et carburants. La combustion. La carburation. Les carburateurs. Réglage des carburateurs. Alimentation. Epuration du carburant et de l'air. Régulation. Suralimentation. Consommation. 283 p. 13,5 x 21, 130 fig., 1949 600 »

BIBLIOGRAPHIE DU PÉTROLE (1847-1947). (Livres, thèses et conférences relatif à l'industrie du pétrole en langues française, anglaise, allemande, russe, espagnole, etc.) (Agout M.). 322 p. 21 x 27, 1949. 3.000 »

MINÉRALOGIE - PÉTROGRAPHIE

PROSPECTION GÉOPHYSIQUE (Rothé E. et J.-P.).

Tome I : Méthode sismique. Applications de la méthode sismique. Méthode ionométrique. Prospection des substances radioactives. Quelques applications géologiques des méthodes radioactives. 438 p. 16 x 25, 168 fig., 1950 3.500 »

Tome II : La méthode gravimétrique. Les méthodes électriques. La méthode magnétique. Les méthodes géochimiques. Applications. 714 p. 16 x 25, 340 fig., 1952 6.000 »

LA SCIENCE DES ROCHES (Rinne F., professeur à l'Université de Leipzig). Nouvelle édit. comprenant le texte de la 3^e édit. française de Léon Bernard. Une mise à jour J. Orcel, professeur de minéralogie au Muséum d'Histoire Naturelle. Constitution générale de la terre. Division fondamentale des roches. Généralités sur le facies géologique des roches. Dislocations des roches. Disjonction et divisibilité des roches. Méthode d'étude des roches. Éléments des roches. Propriétés les plus importantes des roches au point de vue technique. Aperçu sur les roches éruptives. Aperçu sur les roches sédimentaires. Aperçu sur les schistes cristallins. — Le complément rédigé par M. Orcel traite de : l'examen microscopique des minéraux métalliques en lumière réfléchie polarisée. L'étude des roches argileuses par les méthodes modernes. 1 vol. 732 p. 19 x 28, 304 photos, 216 clichés, relié toile 4.900 »

TABLEAUX DE PÉTROGRAPHIE (Denaeyer M. E.). Tableaux de détermination, diagrammes, méthodes du calcul pétrochimique tables numériques, données techniques diverses et bibliographie de base pour l'étude des roches et des concentrés de prospection au laboratoire. 111 p. 27 x 35, nbr. tabl. et diagrammes, 1951, Cart. 3.750 »

PÉTROGRAPHIE DES ROCHES SÉDIMENTAIRES. (Carozzi A.). Les minéraux et les roches sédimentaires : minéraux détritiques et authigènes. — Les roches détritiques : conglomérats et brèches ; grès ; argilites. Les roches biochimiques : roches carbonatées, siliceuses, ferrugineuses, phosphatées, salifères, carbonées. 250 p. 16,5 x 24. 27 fig. 1953 1.950 fr.

ÉLÉMENTS DE MINÉRALOGIE (Picon M.). Définition de l'espèce minéralogique. Caractères extérieurs des minéraux. Structure des cristaux. Caractères géométriques. Caractères physiques. Détermination de la nature d'un minéral. Notions sommaires sur les gîtes métallifères. Description des espèces minérales. 237 p., 16 x 24,5, 277 fig. 850 »

TABLEAUX SYNOPTIQUES DE MINÉRALOGIE (Barral E.). Détermination des minéraux. 96 p. 13 x 18, 44 fig., 2^e édit., 1939 150 »

DETERMINATION PRACTIQUE DES ROCHES (Caillaux A. et Chavan A.). Tome I : Tableaux de détermination. 155 p. 13,5x21,5, 113 fig., 2^e édit., 1951 250 »
 Tome II : Classification et principaux caractères des roches. 103 p. 13,5x21,5, 6 fig., nbr. tabl., 2^e édit., 1951..... 200 »
GUIDE PRATIQUE POUR LA RECONNAISSANCE DES ROCHES. (Bourcart J.). 57 p. 12x18, 1 pl. hors texte, 3^e édit., 1951, relié 190 »

CHIMIE

AIDE-MEMOIRE DUNOD : CHIMIE (Jousset J.) :

Tome I : Mesures. Constantes physiques des corps chimiques. 206 p., 10 x 15, 65^e édit., 1952, relié..... 480 »
 Tome II : Propriétés et caractéristiques des composés organiques. 256 p. 10x15, 65^e édit., 1952, relié 480 »
 Tome III : Chimie minérale. Analyse minérale et analyse organique, 208 p. 10x15, 65^e édit., 1952, relié 480 »

COURS DE CHIMIE (Mathématiques spéciales, licence, agrégation). — Lamirand J., Brunold Ch. et Pariselle H. : format 16,5x25.

Tome I : Chimie générale et métalloïdes. 700 p., 258 fig., 8^e édit., 1952 4.200 »
 Tome II : Métaux. 404 p., 140 fig., 4 pl., 5^e édit., 1947 1.250 »
 Tome III : Chimie : organique. 784 p., 75 fig., 5^e édit., 1947 2.200 »

TRAITE DE CHIMIE INDUSTRIELLE. (Baud P.). Cette nouvelle édition a été entièrement remaniée et mise à jour des derniers progrès de la chimie appliquée. Le traité est demeuré un ouvrage d'enseignement, mais c'est en même temps un livre de pratique. Les étudiants, les jeunes ingénieurs et techniciens, les laboratoires d'études industrielles ne pourront se passer de cette « somme » qui constitue un instrument de travail « moderne et pratique » :

Tome I : Grande industrie chimique. Problème de l'eau. 868 p. 17,5 x 24,5, 268 fig. cart. 5.000 »
 Tome II : Métalloïdes et métaux. 1.056 p. 17,5x24,5, 196 fig., cart. 5.800 »
 Tome III : Industries organiques. 1.148 p. 17,5x24,5, 123 fig., cart. 6.800 »
 (Spécimen sur demande).

COURS DE CHIMIE INDUSTRIELLE. (Dupont G.). :
 Tome I : Généralités. Les combustibles. Installation de l'usine. Les combustibles solides. Combustibles liquides et carburants : Le Pétrole (origine, recherche, extraction, composition, traitement). Combustibles et carburants liquides artificiels. Combustibles gazeux. Les lubrifiants, le chauffage industriel. 296 p. 16x25, 155 fig., 2^e édit., 1950 1.100

TRAITE DE CHIMIE ORGANIQUE (Karrer P.). Traduit de la 10^e édition allemande par P. Grandjean. Composés aliphatiques. Hydrocarbures et composés à une fonction monovalente, divalente, trivalente. Composés à fonctions tétravalentes. Composés à deux fonctions. Composés renfermant trois fonctions ou davantage. Composés carbocycliques. Composés

aromatiques : hydrocarbures et dérivés à une fonction monovalente; composés à fonctions divalentes et trivalentes; dérivés pyroniques, colorants indigoides; quinones. Composés alicycliques. Composés hétérocycliques. Composés hétérocycliques simples à caractère plus ou moins aromatique. Alcaloïdes. Composés organiques renfermant de l'hydrogène lourd et de l'oxygène lourd. Tableaux. 960 p. 16x25, 1948, relié 5.600 »

PRECIS DE CHIMIE ORGANIQUE (Grignard V. et Colonge J.). Hydrocarbures : hydrocarbures aliphatiques, hydrocarbures cycliques. Dérivés halogénés des hydrocarbures. Composés organométalliques. Fonction alcool, Fonction phénol. Thioalcools et thiophénols. Fonction aldéhyde. Fonction cétone. Glucides. Fonction cétène. Fonction acide. Fonction amine. Enchaînements carbone-azote non saturés. Enchaînements azotés. Fonction amide. Protides. Composés organiques du silicium. Silicones. Cycles hétérogènes. 896 p. 16x24. 3^e édit. 1949 3.500 »

INITIATION A LA SYNTHÈSE ORGANIQUE. (C. T. E. O.) (Lenoir J.). Généralités de chimie organique. Matières premières. Les principes de la synthèse organique. 293 p. 13,5x21, 8 tableaux, 1953 1.730 »

LES OPERATIONS DE LA SYNTHÈSE ORGANIQUE (C. T. E. O.) (Lenoir J.). 146 p. 13,5x21,5, fig. 1950 Les moyens de transformations des matières premières 450 »

LES PRODUITS DE LA SYNTHÈSE ORGANIQUE (C. T. E. O.) (Lenoir J.). Matières intermédiaires. Produits finis. 306 p. 13,5x21, 1951 1.250 »

CHIMIE ORGANIQUE (Coll. A. C. n° 246-247. Kirmann A.).

I. Chimie organique générale. 220 p.
 II. Fonctions simples. 195 p.
 Chaque volume 11x17, 26 fig. 250 »

LES GRANDES FONCTIONS DE LA CHIMIE ORGANIQUE ET LEURS PRINCIPALES APPLICATIONS (Willemar A. et Chauv R.). Hydrocarbures. Hétérocycles. Dérivés halogénés. Nitriles. Dérivés organo-métalliques. Dérivés organo-métalloïdiques. Dérivés nitrés, sulfonés. Alcools. Esters. Phénols. Ether-oxydes. Thioalcools ou mercaptans. Thiophénols. Thiocéthers ou sulfures. Aldéhydes. Cétones. Acétals. Quinones. Glucides. Amines. Diazoïques et azoïques. Acides. Amides. Imides. Alcaloïdes. Enzymes, vitamines, hormones. Antibiotiques naturels. 880 p. 16x25, nbr. fig. hors texte, 1952, relié toile 5.800 »

L'APPAREILLAGE CHIMIQUE AUX ETATS-UNIS. Rapport d'un groupe d'experts européens O.E.C.E. L'ingénieur du génie chimique. Les entreprises de construction et d'équipement pour l'industrie chimique. Normalisation. Méthodes de travail appliquées dans l'industrie chimique des Etats-Unis. Appareils de contrôle. Procédés catalytiques dans l'industrie chimique des Etats-Unis. Appareils de contrôle. Procédés catalytiques dans l'industrie pétrolière. Méthodes de séparation des mélanges homogènes. Les échanges de chaleur. Matériels divers pour l'industrie chimique. Matériaux pour la fabrication d'appareils pour l'industrie chimique. Transport et stockage des produits chimiques. 244 p. 15x24,5, 54 fig., 1952 1.000 »

UNE DOCUMENTATION INDISPENSABLE

Notre catalogue général (Nouvelle édition), 3 000 titres d'ouvrages techniques et scientifiques sélectionnés, franco: 150 francs.

Les commandes doivent être adressées à la **LIBRAIRIE SCIENCE ET VIE**, 24, rue Chauchat, Paris (9^e). Elles doivent être accompagnées de leur montant, soit sous forme de mandat-poste (mandat-carte ou mandat-lettre), soit sous forme de virement ou de versement au Compte Chèque Postal de la Librairie; Paris 4192-26. Au montant de la Commande doivent être ajoutés les frais d'expédition, soit 10 % (avec un minimum de 30 fr.). Envoi recommandé; 25 fr. de supplément. (Etranger, 45 fr.).

Il n'est fait aucun envoi contre remboursement.

LIBRAIRIE SCIENCE ET VIE, 24, rue Chauchat. PARIS-9^e

LUCEAT

Société Anonyme
au Capital de 80.000.000 de francs
37, bd Malesherbes, PARIS-8^e — Tél. : ANJou 99-94 et 95

**Constructeur spécialiste
de Matériel de Respiration et de Jaugeage
pour Réservoirs sous Pression**

Soupapes servo-moteur pour réservoirs de Butane, Propane et tout gaz à pression supérieure à 1 k/cm².

Soupapes servo-moteur combinés, pression-dépression pour réservoirs à moyenne et haute pressions.

Soupapes à clapets lestés pour réservoirs à basse et moyenne pressions.

Soupapes pour camions et wagons-citernes.

Jaugeurs étanches pour réservoirs à moyenne et haute pressions. (Agréés par l'Administration des Douanes).

Indicateurs de niveau à cadran pour petits réservoirs.

Indicateurs de niveau étanche pour réservoirs à moyenne et haute pressions (Butane et Propane).

Indicateurs de niveau électroniques à distance LUCEATMECI.

Indicateurs de niveau à réglette et index pour réservoirs à basse et moyenne pressions (tous produits).

Arrête-flammes, crépines de respiration, tampons de jauge, pieds de jauge, opercules à joints pleins, clapets densimétriques, clapets d'excès de débit, indicateurs de débit.

Prises de terre acier — cuivre COPPERWELD.

Etude de tous problèmes d'équipement.

Machine à laver les citernes.

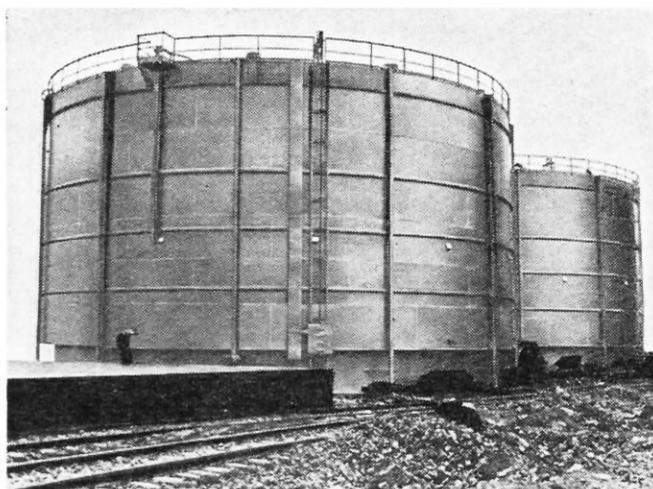
R. L. D



Sobre de silhouette
Simple de mécanisme
Construit pour durer

DELATTRE & FROUARD

39, rue de la Bienfaisance - PARIS (8^e) - Tél. : LABORDE 86-20



SOCIÉTÉ LORRAINE DE LAMINAGE CONTINU — SÉRÉMANGE (Moselle)
2 gazomètres secs, système Wiggins, de 5.000 m³ pour oxygène et azote.

PLUS DE 200
GAZOMÈTRES
SECS
Système Wiggins
EN SERVICE
DANS LE MONDE
POUR TOUS GAZ
ET VAPEURS.

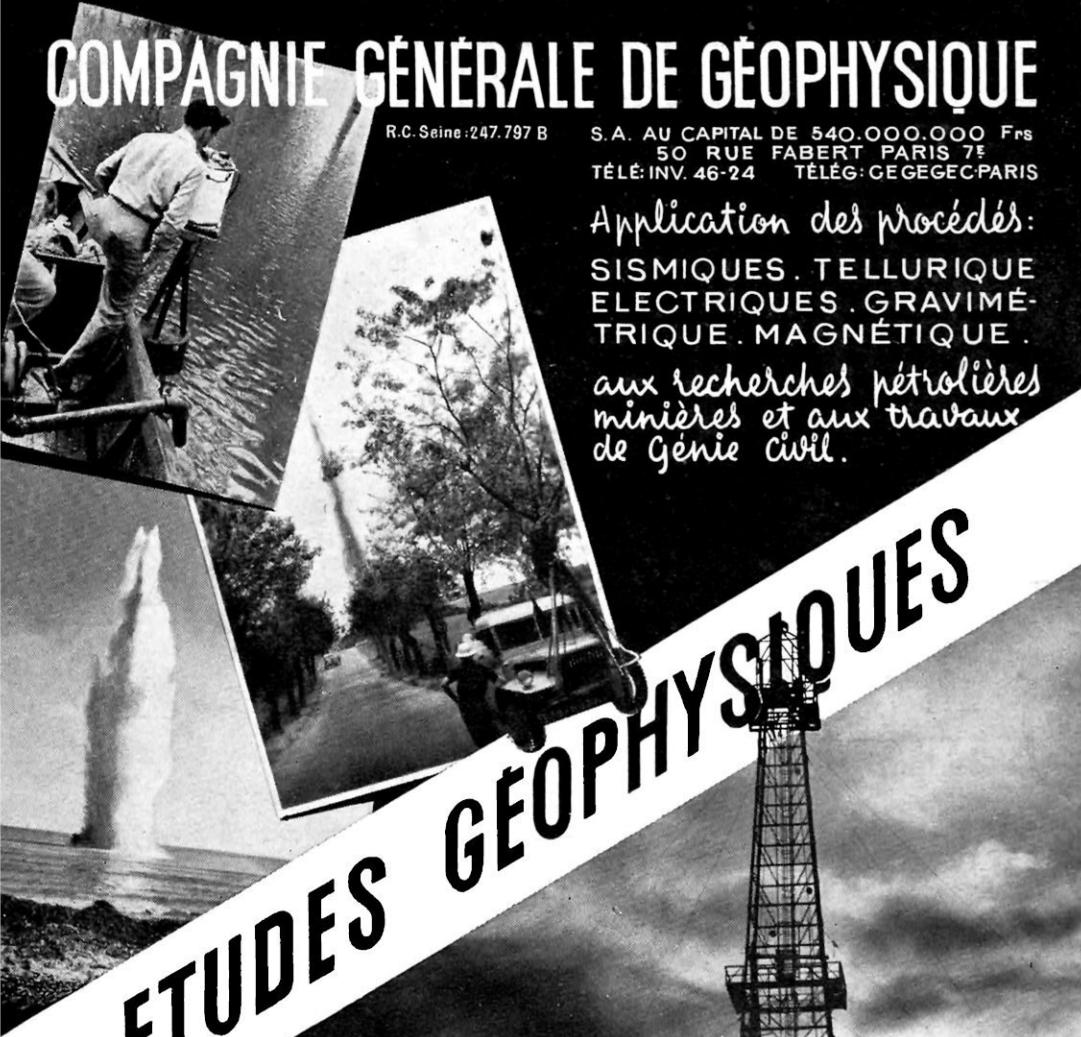
COMPAGNIE GÉNÉRALE DE GÉOPHYSIQUE

R.C. Seine: 247.797 B

S.A. AU CAPITAL DE 540.000.000 Frs
50 RUE FABERT PARIS 7^E
TÉLÉ: INV. 46-24 TÉLÉG: GEGECE-PARIS

Application des procédés:
SISMQUES . TELLURIQUE
ELECTRIQUES . GRAVIMÉ-
TRIQUE . MAGNÉTIQUE .

aux recherches pétrolières
minières et aux travaux
de Génie Civil.



ETUDES GÉOPHYSIQUES

25 services pour l'étude et la
mise en production des sondages.

Mesures électriques et radioactives
Echantillonnage, Perforation des
tubes de coffrage etc...

SOCIÉTÉ DE PROSPECTION ELECTRIQUE PROCÉDÉS SCHLUMBERGER

TÉL : INVALIDES 42-54

S.A. AU CAPITAL DE 401.200.000 Frs.

42 RUE S^T DOMINIQUE PARIS 7^E

R.C. Seine 224 711 B

TÉLÉG : PROSELEC-PARIS