THE WORLD BANK GROUP ARCHIVES

PUBLIC DISCLOSURE AUTHORIZED

Folder Title: Leonard B. Rist - French Oil Exploration - Correspondence and Reports - French - 1957 - 1958

Folder ID: 1849841

Dates: 9/1/1957 - 7/16/1958

Fonds: Records of Individual Staff Members

ISAD(G) Reference Code: WB IBRD/IDA-09

Digitized: 9/15/2015

To cite materials from this archival folder, please follow the following format:
[Descriptive name of item], [Folder Title], Folder ID [Folder ID], ISAD(G) Reference Code [Reference Code], [Each Level Label as applicable], World Bank Group Archives, Washington, D.C., United States.

The records in this folder were created or received by The World Bank in the course of its business.

The records that were created by the staff of The World Bank are subject to the Bank's copyright.

Please refer to http://www.worldbank.org/terms-of-use-earchives for full copyright terms of use and disclaimers.

THE WORLD BANK
Washington, D.C.

© 2012 International Bank for Reconstruction and Development / International Development Association or
The World Bank
1818 H Street NW
Washington DC 20433
Telephone: 202-473-1000
Internet: www.worldbank.org

PUBLIC DISCLOSURE AUTHORIZED

L.B. Rist: French oil exploration, 1958

Archives
1849841
A1990-230 Other #: 1 212683B
Leonard B. Rist - French Oil Exploration - Correspondence and Reports - French - 1957
1958

DECLASSIFIED
WBG Archives

FORM NO. 57
(5-48)

INTERNATIONAL BANK FOR RECONSTRUCTION AND DEVELOPMENT

OFFICE MEMORANDUM

TO: Mr. Leonard B. Rist

DATE: July 16, 1958

FROM: Bruce M. Cheek BMC

SUBJECT: Re La Recherche Petroliere En France

File for my personal file

I have read both papers on the French oil industry. A spirit of optimism, based on some five successful years, is most apparent.

Here are some points of interest:

1. The February 1958 paper supports the view that French oil consumption will resume its 10% p.a. growth despite the U.S. recession.

2. By 1960, the Sahara fields may meet 40% of France's expected requirement of 25 million tons of oil. Sahara reserves are set at 400-600 million tons.

3. The Lacq natural gas fields will be fully proven by early 1959 and are expected to contain 200-400 billion cubic meters. It is estimated that, by 1962, these fields will meet 3-4% of French energy needs.

4. Exploration and exploitation outlays will be some 170 billion francs in 1958. For the first time, outlays of private capital may exceed public expenditures in this field. Intensified private activity is symbolized by the efforts of 11 private enterprises to join in the Sahara activity.

Attachments:
1. La Recherche Petroliere En France, October 1957.
2. Note d'Information, Industrie Petroliere, February 24, 1958.

BCheek:jg

Private property
of L'Etat

SOCIÉTÉ D'ANALYSE
FINANCIÈRE ET ÉCONOMIQUE

SOCIÉTÉ ANONYME - CAPITAL : 10.000.000 DE FRANCS

41, AVENUE DE L'OPÉRA
PARIS-2e

OPÉRA 14-00

R.C. SEINE 56 B 1999

PARIS, LE 24 Février 1958

Note d'Information

INDUSTRIE PETROLIERE

Sommaire

pages

1. INTRODUCTION 1

2. EVOLUTION GENERALE DU SECTEUR

2.1. Recherche et production

2.1.1. Activité 3
2.1.2. Investissements 5
2.1.3. Perspectives pour 1958 7

2.2. Raffinage et distribution

2.2.1. Activité 8
2.2.2. Prix 12
2.2.3. Investissements 14
2.2.4. Perspectives pour 1958 15

3. LES SOCIETES

3.1. Activités et résultats

3.1.1. Evolution des résultats 19
3.1.2. Comparaison des résultats par tonne 23
3.1.3. Perspectives 27

SOCIÉTÉ D'ANALYSE
FINANCIÈRE ET ÉCONOMIQUE

SOCIÉTÉ ANONYME - CAPITAL : 10.000.000 DE FRANCS

41, AVENUE DE L'OPÉRA
PARIS-2e

OPÉRA 14-00

R.C. SEINE 56 B 1999

PARIS, LE

Note d'information

INDUSTRIE PETROLIERE

1. INTRODUCTION

L'industrie pétrolière française se divise actuellement en deux secteurs distincts dont l'évolution n'est pas soumise à l'action des mêmes facteurs. Ce sont :

a) la recherche et la production de pétrole brut
b) le raffinage du brut et la distribution des produits finis.

La recherche et la production de pétrole brut sont des activités particulièrement récentes. Elles en sont encore, dans la plupart des cas, dans la phase des investissements initiaux à rentabilité éloignée et ne satisfont qu'une fraction minime de leurs débouchés potentiels présents ou à venir. De ce fait, leur essor, très rapide depuis trois ans, ne subit guère le contre-coup des fluctuations du marché. Elles ont une conjoncture propre dont les points marquants sont constitués par les succès rencontrés dans la recherche du pétrole. Leur intérêt déborde largement le cadre des bénéfices que peuvent en tirer les sociétés qui s'y engagent puisque, sur le plan national, elles sont susceptibles de contribuer dans une grande mesure à la satisfaction des besoins énergétiques français et, à l'élimination d'un facteur très important de déséquilibre de la balance des paiements.

Les industries du raffinage et de la distribution ont atteint, quant à elles, dès à présent le stade de développement où elles sont en mesure de satisfaire l'ensemble des besoins du marché français en produits pétroliers et disposent même d'un surplus exportable important. En outre, elles ont recours pour plus de 90 % de leurs approvisionnements en brut à des sources extérieures de ravitaillement : Moyen-Orient pour la majeure partie, Vénézuela et Etats-Unis pour le complément. Ainsi, à l'inverse des activités de recherche et de production, les industries du raffinage et de la distribution se trouvent directement soumises à la conjoncture générale et plus spécialement à celle des marchés nationaux et internationaux du pétrole, tandis que la limite de leur expansion a

long terme est fixée par celle du développement de la demande globale en produits pétroliers.

Cette différence entre les deux secteurs est sans doute appelée à s'atténuer au fur et à mesure que la production française de pétrole brut prendra de l'importance, mais elle demeure essentielle aujourd'hui. Les évènements de 1956 et 1957, en particulier, l'ont bien mise en évidence : pour les activités de recherche et de production, en effet l'essor des années précédentes s'est poursuivi sans défaillance, en 1957 comme en 1956 ; pour le raffinage et la distribution, au contraire, les difficultés d'approvisionnement créées par le blocage du canal de Suez, survenu le 1er novembre 1956, puis le sabotage des pipelines de l'Irak Petroleum Cy, ont eu des conséquences assez sévères pour que l'activité de l'année 1956 elle-même s'en trouve sensiblement affectée, et suffisamment prolongées pour que l'année 1957 se place, en ce domaine, nettement en retrait sur 1956.

La même différence apparaîtra sans doute encore en 1958, mais elle sera moins marquée. Même s'il est à craindre, en effet, que la récession qui se développe à l'heure actuelle aux Etats-Unis ne finisse par se transmettre aux économies européennes et jusqu'à l'économie française, il est permis cependant d'escompter, en France, une certaine reprise de la demande de produits pétroliers et de l'activité des industries du raffinage et de la distribution. Cette reprise, toutefois, restera probablement modeste. Au contraire, les plans établis par le B.R.P. font prévoir, pour 1958, une progression remarquable des activités de recherche et de production.

2. EVOLUTION GENERALE DU SECTEUR

2.1. Recherche et production

2.1.1. Activité

L'essentiel de l'activité de recherche pétrolière peut s'exprimer par les chiffres ci-après, relatifs au nombre de mètres forés.

	Nombre de m. forés			Variations	
	1955	1956	1957	1956	1957
	. . . . 1.000 m . . .			. . . % . . .	
Métropole	147	196	231	+ 20	+ 31
Afrique du Nord (1)	102	45	41	- 56	- 9
Sahara	38	63	115	+ 65	+ 83
T.O.M. (2)	23	61	113	+ 165	+ 85
Ensemble	310	345	500	+ 11	+ 45

On constate que, dans l'ensemble, la progression du nombre de mètres forés est plus forte en 1957 qu'en 1956. Ce mouvement est particulièrement marqué au Sahara et en métropole. Le nombre peu élevé de mètres forés en 1955 dans les Territoires d'Outre-Mer fait apparaître pour ces régions une progression moins forte en 1957 qu'en 1956, mais la comparaison avec les autres régions montre qu'en 1957 comme en 1956 c'est dans les T.O.M. que l'activité de forage a réalisé les progrès les plus sensibles. Il faut noter cependant que, pour l'année 1957, une pondération des chiffres donnés ci-dessus, par les profondeurs des forages, ferait probablement reculer les T.O.M. à la deuxième place, après le Sahara.

L'activité de recherche s'est trouvée tout spécialement stimulée en 1956 et 1957 : au Sahara, par la découverte en 1956 de gisements aussi importants que ceux d'Edgelé - Tinguentourine - Zarzaïtine (réserves probables : 60 à 80 millions t) et d'Hassi-Messaoud (réserves probables : 300 à 500 millions t), en France par la venue répétée d'indices d'huiles dans le Bassin d'Aquitaine : à Parentis profond, à Audignon et à Clermont en 1957, au Gabon par les découvertes d'Ozouri et de Pointe Clairette en 1956 (réserves prouvées : 3 millions t) et en septembre 1957 par celle d'un nouveau gisement exploitable à M'Bega, au Moyen Congo enfin par la venue en novembre 1957 d'indices encouragents à Pointe-Indienne.

(1) En dehors du Sahara.

(2) Principalement Gabon et Moyen Congo.

La production de pétrole brut a elle aussi poursuivi son essor en 1956 et 1957, passant de 1.039.000 t en 1955.
à 1.395.000 t en 1956
et 1.671.000 t en 1957
soit une progression de 34 % en 1956 et 20 % en 1957.

La décomposition de ces chiffres globaux par région et par société figure dans le tableau ci-après . Elle montre que c'est à Esso Rep surtout et dans une moindre mesure à la S.P.A.E.F., dont les gisements de Pointe Clairette et d'Ozouri sont entrés en production en mai 1957, qu'est due l'augmentation constatée, la production, d'ailleurs minime, de presque toutes les autres sociétés ayant au contraire diminué .

	Production de pétrole brut			Variations	
	1955	1956	1957	1956	1957
	. . . Mille tonnes . . .			. . . % . . .	
Métropole					
Esso Rep	576,5	1.033,8	1.224,3	+ 79	+ 18
R.A.P.....	0,2	-	-		
S.N.P.A.	251,1	177,8	124,9	- 29	- 30
C.E.P.....	0,3	0,8	0,4	+ 167	- 50
PREPA	14,6	18,4	33,0	+ 26	+ 83
PECHELBRONN....	35,7	32,8	27,7	- 8	- 16
Ensemble métropole	878,4	1.263,6	1.410,3	+ 44	+ 12
Afrique du Nord					
S.C.P.	102,5	97,5	75,2	- 5	- 23
S.P.A.	57,8	33,5	13,3	- 42	- 60
Ensemble Afrique du Nord	160,3	131,0	88,5	- 18	- 33
Afrique Noire					
S.P.A.E.F.			172,3		
Ensemble Afrique Noire	-	-	172,3		
Ensemble général	1.038,7	1.394,6	1.671,0	+ 34	+ 20

La production de gaz naturel, dont les chiffres sont donnés ci-après, a reçu en 1957 une impulsion nouvelle, du fait de la mise en exploitation par la S.N.P.A., du gisement de Lacq profond dès le mois d'août. Ce gisement est appelé à prendre un grand développement et si, en 1957, la R.A.P. vient encore, avec le gaz de St Marcet, en tête des sociétés productrices de gaz naturel, on peut prévoir qu'elle devra, dès 1958, céder son rang à la S.N.P.A.

	Production de gaz naturel			Variations	
	1955	1956	1957	1956	1957
	. . . millions de m3. . .			. . . % . . .	
Métropole					
R.A.P.	274	330	355	+ 20	+ 11
S.N.P.A.	-	-	94		
Esso Rep	-	-	2		
Ensemble métrop.	274	330	451	+ 20	+ 36
Afrique du Nord					
S.C.P.	8	7	3	- 18	- 58
S.E.R.E.P.T....	4	6	6	+ 50	
Ensemble Afrique du Nord ...	12	13	9	+ 8	- 31
Ensemble général	286	343	460	+ 20	+ 34

2.1.2. Investissements

Les progrès réalisés, dans la période envisagée, dans la recherche et la production de pétrole brut et de gaz naturel, ont nécessité un accroissement considérable des investissements que reflètent les chiffres (1) ci-après.

	Investissements			Variations	
	1955	1956	1957	1956	1957
	Milliards de francs courants			. . . % . . .	
Recherche					
Prix de revient des opérations (1)	28,9	38,1	53,2	+ 34	+ 43
Investissements nets en immobilisat.	0,3	1,8	9,5	+500	+430
Ensemble(recherche)	29,2	39,9	62,7	+ 34	+ 57
Exploitation (2)					
Coût des forages	3,2	3,8	14,1	+ 19	+270
Investissements nets en immobilisations	0,6	4,7	21,4	+700	+355
Ensemble(exploitat.)	3,8	8,5	35,5	+122	+318
Ensemble général	33,0	48,4	98,2	+ 47	+103

Ces chiffres attestent l'importance nouvelle prise, en 1957, par les dépenses d'investissements destinées à l'exploitation des gisements récemment découverts, et marquent ainsi le début d'un mouvement naturellement appelé à s'accentuer dans l'avenir.

Il est à noter, d'ailleurs, que l'augmentation des dépenses d'investissement, en 1956 comme en 1957, ne reflète pas seulement un accroissement d'activité mais aussi une hausse des coûts des facteurs de production utilisés, qu'on peut chiffrer à 10 % de 1955 à 1956 et à un pourcentage probablement plus élevé de 1956 à 1957. Il est significatif, à cet égard, que les dépenses d'investissement destinées à la recherche en 1957 soient supérieures de 6 % aux prévisions établies au début d'année, alors que le nombre de mètres forés est au contraire inférieur aux prévisions d'environ 14 % (500.000 mètres forés au lieu de 580.000 prévus).

(1) géologie, géophysique, forage.

(2) Exploitation proprement dite des gisements et transport du brut.

2.1.3. Perspectives pour 1958

Les perspectives du secteur de la recherche et de la production pour 1958 apparaissent brillantes et ne semblent pas devoir être affectées par le ralentissement général de l'activité aux Etats-Unis, qui pose actuellement des problèmes difficiles d'adaptation à plusieurs grandes industries mondiales et à celle du pétrole en particulier.

Les investissements du secteur qui, avec près de F.100 milliards, dépassaient déjà en 1957 ceux de toute autre industrie française, sont encore appelés à un développement rapide en 1958 : le B.R.P. prévoit, en effet, dans le programme mis au point pour cette année, un effort financier de F.170 milliards environ dont F.80 milliards pour l'exploration et F.90 milliards pour l'exploitation, la contribution des capitaux privés l'emportant nettement, pour la première fois, sur celle des capitaux publics.

Sans doute, la mise en oeuvre de ce programme d'investissements très important apparaît menacée par l'éventualité de nouvelles compressions budgétaires, toujours à craindre dans la conjoncture présente. On peut penser, cependant, que d'une part, la menace se trouvera atténuée pour la recherche pétrolière, en raison du caractère prioritaire reconnu par le gouvernement au développement des ressources énergétiques de l'économie française, et que d'autre part, étant donné la faveur dont jouissent actuellement dans le public les émissions de valeurs pétrolières, toute restriction du côté des capitaux publics pourrait être, vraisemblablement compensée par un nouveau recours à l'épargne privée. Déjà en 1957, le financement sur fonds privés a atteint un montant sensiblement égal au financement sur fonds publics, alors que les prévisions établies au début de 1957 donnaient aux capitaux publics la part la plus importante (62 %) dans le financement total.

La répartition des investissements prévus pour 1958 apparaît comme suit :

	Recherche	Exploitation
	Milliards de Frs.	
Métropole	27	35
A.F.N. Sahara	38	49
T.O.M.	15	6
Ensemble	80	90

On note que, les T.O.M. exceptés, les dépenses prévues pour l'exploitation sont largement supérieures à celles prévues pour l'exploration et qu'au total leur part atteint 53 % alors qu'elle n'était que de 17 % en 1955 et de 36 % en 1957.

Cette nouvelle répartition se justifie par l'importance des découvertes récentes à mettre en valeur. Cependant, étant donné les délais nécessités par la mise en exploitation à un rythme normal des gisements sahariens, la production de 1958, quoiqu'en progression sur celle de 1957, ne sera guère en rapport avec le montant total des réserves découvertes.

On peut prévoir, au Gabon, une production supplémentaire de 250.000 t à 300.000 t en provenance des gisements d'Ozouri et de Pointe Clairette et de M'Béga et, au Sahara, une production nouvelle de 500.000 t à 600.000 t en provenance du gisement d'Hassi Messaoud grâce à la mise en service, depuis le 1er janvier, d'un pipeline privisoire de six pouces reliant Hassi Messaoud à Toggourt. Selon ces chiffres, la production totale de pétrole brut passerait de 1.671.000 t en 1957 à plus de 2.700.000 t en 1958, marquant ainsi une augmentation de 60 % environ.

Quant à la production de gaz naturel, il est possible qu'elle dépasse en 1958 un milliard de m3 de gaz épuré, au lieu de 460.000 millions m3 en 1957, grâce aux progrès qui doivent être réalisés dans la mise en exploitation du gisement de Lacq profond.

2.2. Raffinage et distribution

2.2.1. Activité

Accentuant les progrès déjà réalisés en 1955, les industries du raffinage et de la distribution ont connu, pendant les dix premiers mois de 1956, un essor remarquable, malheureusement interrompu au mois de novembre par les évènements du Moyen Orient. Du 1er novembre 1956 au mois d'avril 1957, en effet, ces industries ont traversé une période critique marquée par la désorganisation de leur système d'approvisionnement, à la suite du blocage du canal de Suez (1er novembre 1956) puis du sabotagedes pipelines de l'I.P.C.

Malgré les efforts entrepris pour compenser par du pétrole provenant du Vénézuéla ou des Etats-Unis, le déficit en pétrole brut ainsi créé, ces industries ne purent échapper à un ralentissement brutal et prononcé de leur activité, tandis que la pénurie qui s'ensuivit sur le marché national rendit nécessaire un système de rationnement et de priorité pour les principaux produits : essence, gas oil, fuels. Toutefois, même après le dégagement du canal (avril 1957) et le retour progressif, au cours du

printemps, à un approvisionnement normal en produits pétroliers, les ventes furent assez lentes à reprendre. En définitive, bien que le niveau estimé de la production industrielle en 1957 ait dépassé d'environ 7 % à 8 % celui de 1956, la consommation totale de produits pétroliers n'a pratiquement pas augmenté et l'activité des raffineries mesurée par les quantités de brut traitées a baissé, en 1957, de 7 % environ par rapport à 1956.

Le tableau ci-après présente, pour les années 1955, 1956 et 1957, les statistiques principales relatives au marché des produits pétroliers, raffinage, consommation, importations, et exportations. Il illustre la coupure signalée entre les années 1956 et 1957, quant à la conjoncture des marchés pétroliers.

	Quantités			Variations	
	1955	1956	1957(1)	1956	1957
	. . .	1.000 t	. . .	. . . %	. . .
1. Raffinage					
Brut traité	25.086	26.801	24.950	+ 7	- 7
Produits finis ...	23.046	24.986	23.535	+ 8	- 6
2. Consommation					
marché intérieur	15.735	17.636	17.551e	+ 11	-
marché des soutes	1.748	2.019	1.560	+ 16	- 23
3. Import. produits finis(2)	942	1.288	2.030e	+ 37	+ 58
4. Export. produits finis	5.540	4.967	3.800e	- 10	- 23

(1) chiffres provisoires ou estimés (e)

(2) Le marché de soutes se différencie nettement du marché intérieur par ses caractéristiques économiques et juridiques (marché sous douane).

En outre le détail de la consommation des produits finis sur le marché intérieur s'établit comme suit :

	Quantités			Variations	
	1955	1956	1957(1)	1956	1957
	.... 1.000 t			... % ...	
Carburants auto					
Essence	2.680	3.029	3.335	+ 13	+ 10
Supercarburant	1.549	1.453	990	- 6	- 32
Total	4.229	4.482	4.325	+ 6	- 4
Distilats intermédiaires					
Gas Oil	1.500	1.554	1.440	+ 4	- 8
Fuel Oil Domestique..	1.394	1.898	2.262	+ 36	+ 19
Fuel Oil léger	1.642	1.904	1.791	+ 16	- 6
Total	4.536	6.356	5.493	+ 18	+ 2
Fuel Oil Lourd	4.849	5.397	5.143	+ 9	- 5
Autres produits					
Bitumes	861	899	1.000e	+ 4	+ 11e
Lubrifiants	426	487	510e	+ 14	+ 6e
Gaz liquéfiés	416	516	540	+ 24	+ 10
Divers	418	496	540e	+ 19	+ 8e
Total	2.121	2.398	2.590e	+ 13	+ 15e
Total général	15.735	17.633	17.551e	+ 11	- e

L'expansion est manifeste dans les chiffres de 1956. Mais en 1957, en face du déficit créé par la diminution de 7 % des quantités de brut traitées, la consommation totale de produits pétroliers, n'a pu se maintenir à son niveau de 1956 que grâce à une augmentation de 1 % environ du rendement des raffineries, à une augmentation de 58 % des importations et une diminution de 23 % des exportations et des ventes sur le marché des soutes.

A vrai dire, le tableau ci-dessus donne une idée trop favorable de la tendance du marché en 1957 par rapport à celle de la majeure partie de 1956, car déjà les résultats globaux de cette dernière année avaient été

sensiblement affectés par les évènements du Moyen-Orient survenus en novembre. Ainsi, par exemple, dans la période de douze mois qui a précédé le blocage du canal, les quantités de brut traitées en raffinerie ont augmenté de 12 % par rapport aux douze mois précédents, alors que pour l'année 1956, qui inclut novembre et décembre, l'augmentation par rapport à 1955 n'est que de 7 %.

Une autre différence importante est à signaler entre les années 1956 et 1957. En 1956 tous les produits pétroliers, sauf le supercarburant, dont la consommation est en baisse de 6 %, ont participé, à des degrés divers, à l'expansion générale du marché. En 1957, au contraire, si la consommation globale reste au même niveau qu'en 1956, il n'en est pas de même pour chaque produit particulier, l'augmentation des uns compensant la diminution des autres.

C'est la consommation de supercarburant qui fléchit le plus, accentuant le mouvement déjà amorcé en 1956. La baisse est moindre, quoique sensible, pour le gas oil, les fuels légers et les fuels lourds.

En sens contraire, on note la progression très vive de la consommation de fuel oil domestique, qui après avoir atteint 36 % en 1956, en partie sous l'influence d'une demande anormalement gonflée par la rigueur exceptionnelle de l'hiver, n'en progresse pas moins de nouveau de 19 % en 1957, malgré les restrictions (1). L'augmentation de la consommation de gaz liquéfiés est de 10 % ; ce chiffre doit être considéré comme faible : on sait, en effet, que depuis quelques années, la demande de gaz liquéfiés a tendance à progresser, en moyenne, de plus de 20 % par an. Quant à l'élévation de la consommation de carburant ordinaire, elle ne fait que compenser en partie le déclin des ventes de supercarburant.

Le niveau d'activité relativement peu élevé de l'industrie du raffinage et de la distribution au cours des premiers mois de 1957 est avant tout, la conséquence directe de la crise de Suez et des restrictions édictées pour y faire face : rationnement général, interdiction pendant plusieurs mois de la vente de supercarburant.

Cependant même après le retour à une situation normale, la reprise de la demande n'a pas été aussi vigoureuse qu'on aurait pu l'espérer. Ainsi, tandis que la production industrielle se situe en octobre 1957, au dessus des niveaux de 1956, la demande de fuel oil est à peine supérieure à celle du mois correspondant de 1956, tandis que la consommation d'essence et de gas oil est encore inférieure à celle de

.../...

(1) On rappelle qu'à partir du 1er août 1956, une partie de l'augmentation de la consommation de fuel oil domestique s'est faite au détriment de celle de gas oil, par suite de la mise en vente, autorisée par décret, d'une nouvelle qualité de fuel oil domestique utilisable dans les moteurs diesel et moins chère que le gas oil.

l'année précédente. Quant aux quantités de brut traitées, elles restent, en octobre, inférieures de 10 % à celles d'octobre 1956, en raison non seulement de la réserve manifestée par les consommateurs français sur le marché intérieur, mais aussi du fléchissement sensible des ventes à l'exportation et sur le marché des soutes.

Parmi les causes de la faiblesse actuelle de la demande sur le marché intérieur, il faut citer :

a) la reconstitution par les Charbonnages, de stocks de charbon qui commencent à faire pression sur le marché des combustibles et à concurrencer les fuels ;

b) l'adaptation des entreprises à la situation anormale créée il y a un an par la brusque réduction des approvisionnements pétroliers et dont les effets survivent en quelque mesure à cette situation ;

c) les hausses de prix répétées, intervenues en 1956 et surtout en 1957, tantôt par majoration de la taxe intérieure, tantôt par celle du prix de reprise en raffinerie.

Les deux premiers facteurs ont surtout joué pour les fuel-oils tandis que le troisième s'est fait sentir le plus vivement pour le supercarburant.

2.2.2. Prix

Le tableau ci-après met en parallèle, pour les principaux produits pétroliers, les prix du début de 1956 et ceux de la fin de 1957. Il présente, en outre la décomposition de ces prix en leurs éléments les plus importants, montrant quelle est la part de chacun dans la hausse.

Prix des produits pétroliers

	Début 1956	Fin 1957	Début 1956	Fin 1957	Début 1956	Fin 1957
Essence et Gas oil . . . . . (Francs par hectolitre)						
	Supercarburant		Essence		Gas oil	
Reprise en raffinerie	1.290	1.570	1.166	1.422	1.031	1.305
Taxe intérieure	4.350	6.881	4.350	6.675	3.232	4.122
Autres éléments	760	984	659	888	652	842
Vente au pompiste	6.400	9.435	6.075	8.985	4.915	6.269
Prix à la pompe	6.745	9.820	6.320	9.270	5.150	6.420
Combustibles liquides . . . . . (Francs par tonne)						
	Fuel domestique		Fuel léger		Fuel résiduel	
Reprise en raffinerie	11.774	15.095	9.644	12.805	7.336	10.510
Taxe intérieure	1.020	1.155	350	1.000	285	325
Autres éléments	1.396	1.400	1.396	1.395	1.399	1.395
Prix de base	14.190	17.650	11.390	15.200	9.020	12.230

Les dernières augmentations de prix intervenues le 28 novembre 1957 (1) reflètent les modifications suivantes :

a) la suppression des majorations décidées au mois de décembre 1956 pour tenir compte des charges exceptionnelles résultant, pour le raffineur, de la fermeture du canal de Suez ; le montant de ces charges, qui était inclus dans le prix de reprise en raffinerie, a été incorporé à la taxe intérieure de consommation, sans qu'il y ait modification du prix de vente final.

b) une hausse des prix de reprise en raffinerie destinée à compenser, pour le raffineur, l'accroissement des charges résultant de l'extension du prélèvement de 20 % aux importations de matières premières (pétrole,

(1) le 28 décembre pour le gas-oil.

charbon, acier, etc.) décidée par le décret du 26 octobre 1957 ; cette hausse a été intégralement répercutée au stade du consommateur.

Depuis deux ans, le prix moyen des produits pétroliers a augmenté de 33 % ; plus particulièrement, celui de l'essence s'est élevé de 47 % et celui des combustibles liquides de 27 %.

En revanche, le prix du charbon a augmenté en moyenne de 25 %, celui de l'électricité de 13 %.

Le prix de l'énergie dans son ensemble accuse une hausse de 26 %. La hausse a ainsi été plus forte pour les produits pétroliers que pour le charbon et l'électricité, avec lesquels ils se trouvent en concurrence en tant que source d'énergie.

2.2.3. Investissements

Les investissements effectués dans l'industrie du raffinage et de la distribution sont les suivants :

	Investissements			Variations	
	1955	1956	1957	1956	1957
	Milliards de F.courants			. . . % . . .	
Raffinage et stockage en raffineries et ports	19,0	22,3	40,0(a)	17	80
Stockage de distribution	3,0	3,2	3,2(b)	7	-
Transports et distribution	12,3	18,0	20,0(b)	46	11

(a) chiffre provisoire
(b) prévision du début de l'exercice.

En 1956 et 1957, les investissements réalisés dans le secteur du raffinage ont surtout porté sur les installations de cracking catalytique, de reforming catalytique et de préparation des matières pétrochimiques. L'industrie du raffinage a ainsi davantage augmenté ses possibilités d'élaboration de produits finis que sa capacité de distillation de pétrole brut. Cette dernière a évolué comme suit :

Date	Capacité en millions de t/an
1er janvier 1955	26.800
" " 1956	30.435
" " 1957	31.085
" " 1958	33.000 (e)

Pour les deux années 1956 et 1957, l'augmentation de capacité, ressort à moins de 10 %, alors qu'elle avait atteint 13,6 % en 1955.

Le développement de la flotte pétrolière s'est poursuivi, à un rythme plus rapide, quoique moindre qu'en 1955, comme il apparait dans les chiffres ci-après :

Date	Capacité de port en lourd
1er janvier 1955	1.470.000 t
" " 1956	1.776.000 t
" " 1957	1.898.000 t
31 " 1958	2.094.000 t

Du 1er janvier 1956 au 31 janvier 1958, la progression a été de 18 %, au lieu de 21 % en 1955. Il faut ajouter, cependant, qu'au 31 janvier les navires en construction ou en commande représentaient 1.950.000 t de port en lourd, soit un tonnage presque égal au montant total de la flotte en service.

Il est à noter qu'en 1956 et surtout en 1957, l'augmentation en valeur des investissements est, dans toutes les branches, supérieure à leur augmentation en volume, en raison de la hausse des coûts, qu'on peut chiffrer approximativement de 15 % à 20 % entre le début de 1956 et la fin de 1957.

2.2.4. Perspectives pour 1958.

L'analyse des perspectives du marché français des produits pétroliers pour l'année 1958 doit tenir compte des prévisions concernant la conjoncture générale de l'économie française et notamment un de ses facteurs déterminants : l'état de la balance des paiements.

Si l'équilibre de la balance des paiements n'était pas rétabli, l'épuisement rapide de nos réserves en devises nous conduirait à un contingentement draconien des importations, qui provoquerait une réduction

brutale de l'activité économique. Les importations de brut devant être règlées, pour plus du tiers de leur valeur, en devises étrangères, l'industrie du pétrole aurait particulièrement à souffrir d'une telle situation.

Avec les crédits accordés à la France, une telle échéance paraît en tout état de cause être reportée au delà de la fin de l'année 1958. Les perspectives des secteurs du raffinage et de la distribution peuvent donc être envisagées avec plus d'optimisme, même si l'économie française était affectée par une légère récession et, à plus forte raison, s'il ne se produisait qu'un ralentissement de l'expansion, car on peut prévoir qu'en 1958, la demande de produits pétroliers sur le marché intérieur reprendra sa progression à partir des niveaux déprimés de l'année précédente, l'interruption du début de 1957 étant un évènement exceptionnel.

En effet, la consommation française de produits pétroliers s'est développée depuis la guerre, à raison de plus de 10 % par an en moyenne, en un mouvement continu, à peine freiné par le ralentissement des affaires survenu en 1949 et 1953. Cette progression, directement liée à celle des besoins en énergie, reflète une tendance de longue durée qui est appelée à se poursuivre, la conjoncture économique générale affectant davantage le taux de la progression que le sens du mouvement.

En outre, la demande intérieure devrait bénéficier du retour progressif à une utilisation normale des fuels-oil, conforme aux habitudes d'avant la crise de Suez.

Enfin le fléchissement des taux de frêts ainsi que les baisses de prix des produits pétroliers, principalement des fuels, intervenus récemment dans le golfe du Mexique, la zone des Caraïbes et le golfe Persique ne sauraient manquer de se répercuter bientôt sur les prix français et d'avoir une influence favorable sur la demande (1).

---

(1) Dès le 2 février 1958 une baisse légère est intervenue sur l'ensemble des prix des produits pétroliers.

A moins d'une aggravation nouvelle des impôts de consommation, déjà très lourds, qui frappent les produits pétroliers, ou d'évènements analogues à ceux de 1956-57, il est donc raisonnable de s'attendre, en 1958, à une progression de la demande totale des produits pétroliers sur le marché intérieur. Selon les prévisions d'une grande société pétrolière, les possibilités du marché, pour les principaux produits, pourraient se présenter ainsi :

	Demande prévue en 1958	Variation prévue par rapport à 1957	à 1956
	. . . 1.000 t . .	. . . . . en %	
Carburants auto	4.650	+ 7,6	+ 15
Gas oil	1.516	+ 5,2	- 3
Fuels oil domestiques et légers	4.950	+ 22	+ 30
Fuels oils lourds	5.700	+ 11	+ 5
Total	16.856	+ 13	+ 11

Par rapport à 1957 et même à 1956 ces chiffres font apparaître une progression assez sensible de la demande. Il font cependant preuve d d'une certaine prudence puisque sur la base de ces prévisions, l'accroissement annuel moyen depuis 1956 ne ressortirait qu'à 5 %, au lieu des 10 % couramment réalisés jusque là.

A l'exportation et sur le marché des soutes, la situation n'est pas la même que sur le marché intérieur.

D'une part, en effet, le ralentissement du trafic maritime mondial, dont les effets se font déjà sentir depuis plusieurs mois, permet de prévoir une stagnation des ventes sur le marché des soutes.

D'autre part, nos exportations, en baisse depuis 1952, ont rencontré en 1957 des difficultés particulières, du fait de la crise de nos approvisionnements en pétrole brut. Avec le ralentissement général de l'expansion économique qui se dessine à l'heure actuelle, et, notamment l'augmentation des stocks de charbon sur le carreau des mines anglaises et allemandes qui représentent une menace pour les ventes de fuels, la reprise de nos exportations de produits pétroliers sera sans doute difficile et lente.

On peut prévoir enfin que les importations, artificiellement gonflées jusqu'à plus de 2 millions de t en 1957, ne dépasseront sans doute guère en 1958, leur chiffre d'avant la crise de Suez, soit environ 1 million de t.

Au total l'activité des raffineries, stimulée par la reprise de la demande intérieure et la baisse des importations de produits raffinés, pourrait retrouver, en 1958, un niveau supérieur à celui de 1957 et même à celui de 1956, malgré la stagnation probable des exportations et des ventes sur le marché des soutes.

Quant aux investissements, suivant un accord conclu entre le gouvernement et les sociétés de raffinage, ils devront dans ce secteur dépasser d'environ 20 % leur niveau de 1957 pour atteindre de F. 48 à F. 50 milliards et devront être orientés de façon à favoriser le développement des exportations.

On peut penser que des dépenses d'investissement aussi importants risquent de créer, pour la trésorerie des sociétés, déjà durement éprouvée par la crise de Suez, des difficultés qui pourraient amener certaines d'entre elles soit à faire appel au crédit ou à leurs actionnaires, soit à ralentir leurs investissements dans d'autres branches tels que les transports ou la distribution.

3. LES SOCIETES

3.1. Activité et résultats

On a présenté dans les deux tableaux ci-après, pour la période 1954 - 56 :

a) les résultats globaux de douze sociétés pétrolières françaises importantes,
b) leurs résultats par tonne de pétrole brut produite, traitée ou transportée.

3.1.1. Evolution des résultats

D'une manière générale, l'évolution des résultats des sociétés étudiées est conforme à celle de la conjoncture, exposée précédemment.

En 1955 et 1956, toutes les sociétés étudiées ont bénéficié de l'expansion qui se reflète particulièrement bien dans l'augmentation des chiffresd'affaires ; malgré quelques hausses de prix, cette augmentation est principalement due à un accroissement du volume des ventes sur tous les marchés.

En 1955, on constate une vive progression des bénéfices bruts de presque toutes les sociétés, Mobil Oil et la Cie Navale des Pétroles étant les seules à faire exception.

Par contre, en 1956, sous l'influence des difficultés des mois de novembre et décembre, la tendance s'infléchit, les bénéfices augmentent moins, ou même parfois diminuent.

Toutefois, dans le groupe des sociétés de raffinage et de distribution, la Société Française des Pétroles BP échappe à la tendance générale : son bénéfice, loin de ralentir sa progression, augmente de 31 % en 1956 au lieu de 16 % en 1955 ; cette amélioration exceptionnellement brillante des résultats de la Société, est due à une progression de 10 % des quantités de brut traité et de 20 % du bénéfice par tonne (1).

---

(1) Il en est de même pour Mobil Oil, mais son cas n'a pas la même signification, l'exercice de la société se terminant le 1er novembre et ne comprenant pas les deux mois de crise.

Activité et résultats des principales sociétés pétrolières françaises

	Brut traité, produit ou transporté	Chiffre d'aff.	Bénéfice brut	Autofinancement	Investissements	BB/CA	Aut./BB
	1.000 t	. . . . Millions de francs . . .				%	%
1. GROUPES (Résultats consolidés)							
Groupe Franc. des Pétroles (CFR - CNP - CFP) (1)							
1954	9.312	105.886e	21.924	18.458	12.121	20	84
1955	10.241	119.498e	26.463	22.997	26.755	22	86
1956	10.430	134.858e	26.967	23.520	27.044	20	87
Groupe Esso Standard (Esso Standard-Esso Rep) (2)							
1954	2.947	112.314	4.882	3.523	5.255	4,3	72
1955	3.421	138.482	8.850	7.236	8.896	6,4	82
1956	3.685	162.683	11.658	9.613	11.831	7,2	82
2. SOCIETES HOLDING							
Shell Française							
1954	-	-	1.404	695	- 61	-	49
1955	-	-	1.944	950	299	-	48
1956 (3)	-	-	2.076	432	56	-	20
Raffineries de Berre							
1954	-	-	560	281	720	-	50
1955	-	-	706	383	453	-	54
1956 (3)	-	-	936	519	1.535	-	55
3. SOCIETES DE PRODUCTION							
Française des Pétroles							
1954	9.312	59.000e	11.879	8.993	6.257	20	75
1955	10.241	65.000e	15.061	12.175	14.717	23	80
1956	10.430	68.000e	15.932	13.074	12.948	23	82
Esso Rep							
1955	576	4.500e	2.565	1.618	7.886	57	63
1956	1.034	8.000e	5.270	2.972	3.817	65	56

(1) Pour le groupe CFP, quantité de brut produit.
(2) Pour le groupe Esso Standard, quantité de brut traité.
(3) La quantité de brut traité par la Société de Raffinage Shell-Berre a été de 6.273.000 t en 1956.

	Brut traité, produit ou transporté	Chiffre d'aff.	Bénéfice brut	Autofinancement	Investissements	BB/CA	Aut./BB
	1.000 t	. . . . Millions de francs . . .				%	%
4. SOCIETES DE RAFFINAGE ET DE DISTRIBUTION							
Esso Standard							
1954	2.947	112.314	4.882	3.523	5.255	4,3	72
1955	3.421	136.982	6.285	4.926	5.438	4,5	78
1956	3.685	158.683	7.054	5.667	7.015	4,4	80
Franç. des Pétroles B.P.							
1954	3.551	73.672	4.738	4.173	5.003	6,4	88
1955	3.893	79.859	5.489	4.683	4.135	6,9	85
1956	4.272	90.653	7.203	6.378	6.778	7,9	88
Antar							
1954	1.807	23.800	1.480	1.114	5.842	6,2	75
1955	1.997	65.000	2.623	2.101	2.199	4,0	80
1956	1.951	72.200	2.183	1.768	4.318	3,0	80
Mobil Oil (1)							
1954	1.578	30.563	2.842	2.155	1.592		75
1955	1.677	35.497	2.891	2.139	2.081		73
1956	1.903	46.006	3.687	2.935	1.731		79
Française de Raffinage							
1954	6.224	90.000e	9.321	8.278	3.689	10 e	88
1955	6.469	95.000e	11.003	9.960	10.445	12 e	90
1956	7.487	114.500e	10.827	9.786	10.890	9,4e	90
5. SOCIETES DE TRANSPORTS MARITIMES							
Navale des Pétroles							
1954	2.560	.	1.109	1.109	2.175		100
1955	3.200		858	858	1.593		100
1956	3.200		671	671	3.206		100
Auxiliaire de Navigation							
1954	1.842	3.202	982	682	1.369	31	69
1955	2.304	3.750	1.250	926	554	33	74
1956	1.999	4.454	1.627	1.219	1.225	36	74
Africaine d'Armement							
1954	397	854	58	-	252	7	-
1955	466	860	217	141	663	25	64
1956	646	1.601	470	367	20	29	78

(1) Chiffre d'affaires sur le marché intérieur. Les ventes de cette société à l'exportation étant importantes, les chiffres indiqués sont très incomplets et on a évité pour cette raison de calculer les rapports Bénéfice brut/Chiffre d'affaires.

Esso Rep, d'autre part, bénéficie de l'augmentation de sa production et, parallèlement, de l'amélioration de sa productivité, le bénéfice par tonne passant de F. 4.453 à F. 5.096.

Enfin, le raffermissement des taux de frêts en 1956 et plus spécialement leur hausse brutale à partir de novembre, se reflètent dans l'augmentation des bénéfices de l'Auxiliaire de Navigation et de l'Africaine d'Armement, tandis que la Cie Navale des Pétroles au contraire semble se trouver défavorisée par les contrats passés avec la Cie Française des Pétroles.

L'autofinancement est généralement très élevé et s'établit le plus souvent au-dessus de 80 % du bénéfice brut.

Esso Rep, avec 56 %, n'est qu'une exception apparente, 89 % de ses bénéfices distribués allant à Esso Standard et demeurant par conséquent dans le groupe.

Shell Française et Produits Chimiques et Raffineries de Berre dont les coefficients sont relativement bas (21 % et 55 %) ne peuvent pas davantage être valablement comparées aux autres sociétés sur ce point, car leurs activités s'exercent en majeure partie par l'intermédiaire de leurs filiales communes, Raffinage Shell-Berre et Pétroles Shell-Berre, qui réalisent la presque totalité de l'autofinancement du groupe, mais dont les comptes ne sont pas révélés au public.

Les investissements sont variables selon les sociétés mais, en général, ils progressent en 1956. Pour certaines sociétés leur montant dépasse celui du bénéfice brut, parfois de beaucoup, comme pour Antar et la Cie Navale des Pétroles. Ils atteignent des niveaux particulièrement élevés pour le groupe Esso Standard (F. 12 milliards) et pour le groupe C.F.P. (F. 27 milliards). C'est pour la Société Mobil Oil qu'ils sont le plus faible (F. 1, 7 milliard).

Les rapports Bénéfice brut/Chiffre d'affaires n'ont pas grande signification pour les sociétés pétrolières. Parmi elles, en effet, les sociétés de distribution voient leur chiffre d'affaires artificiellement gonflé par l'inclusion, dans le prix des produits pétroliers vendus sur le marché intérieur, de taxes de consommation particulièrement élevées. Cette majoration du chiffre d'affaires par l'impôt est en outre inégale selon les sociétés, car la répartition de leurs ventes entre l'exportation et le marché intérieur est loin d'être uniforme. Les comparaisons entre sociétés sont rendues, de ce fait, particulièrement délicates. La considération des résultats par tonne produite, traitée ou transportée permet d'éviter cet inconvénient et conduit à des rapprochements plus utiles.

3.1.2. Comparaison des résultats par tonne

Dans le secteur du raffinage et de la distribution, les sociétés intégrées, dont la technique industrielle et l'organisation commerciale sont particulièrement développées (Esso Standard, BP, Mobil Oil), obtiennent les résultats les plus favorables : leur bénéfice par tonne de brut traitée est allé en croissant depuis 1954 et a pu dépasser en 1956 F. 1.680 pour la Société Française des Pétroles BP et F. 1.900 pour Esso Standard et Mobil Oil.

Peut-être est-il possible sur la base de ces chiffres, dont la concordance est frappante, de tenter une estimation des bénéfices par tonne du groupe Shell-Berre dans son ensemble, dont les résultats ne sont connus que très partiellement, dans la seule mesure où ils apparaissent dans les comptes des sociétés mères.

Ce groupe, l'un des plus importants en France, notamment pour les ventes de gaz liquéfiés et de matières pétrochimiques dont il tire des bénéfices substantiels, est renommé, d'autre part, pour la valeur de sa technique et l'organisation perfectionnée de son réseau commercial. On peut donc penser que son bénéfice brut à la tonne traitée devrait se situer à un niveau comparable à celui de la Société Française des Pétroles BP ou d'Esso Standard, soit de F. 1.700 à F. 1.900 la tonne. Sur ces bases, les bénéfices consolidés de groupe auraient pu être en 1956 de l'ordre de F. 10 milliards à F. 12 milliards (1).

---

(1) Par ailleurs, dans l'hypothèse d'un coefficient d'autofinancement de 80 % qui est un taux modéré pour le secteur, le total des bénéfices distribués par le groupe, soit F. 2.061 millions, correspondrait à un bénéfice brut intégré de F. 10.300 millions. A un coefficient d'autofinancement légèrement plus élevé, 82 % ou 83 %, correspondrait un bénéfice brut de F. 11.450 millions ou F. 12.124 millions. Ces chiffres confirment l'ordre de grandeur de l'évaluation ci-dessus.

Résultats par tonne traitée, produite ou transportée

	Bénéfice brut	Autofinancem.	Investissement
	. . . . . en Francs		
Groupe consolidé Française des Pétroles (1) (CFP - CNP - CFR)			
1954	2.354	1.982	1.302
1955	2.584	2.246	2.613
1956	2.586	2.255	2.593
Groupe consolidé Esso Standard-Esso Rep (2)			
1954	1.657	1.195	1.783
1955	2.587	2.115	2.600
1956	3.164	2.615	3.211
Française des Pétroles			
1954	1.276	966	672
1955	1.471	1.189	1.437
1956	1.528	1.253	1.241
Esso Rep			
1955	4.453	2.890	13.691
1956	5.096	2.879	3.691
Esso Standard			
1954	1.657	1.195	1.783
1955	1.837	1.440	1.590
1956	1.914	1.538	1.904
Française des Pétroles BP			
1954	1.334	1.175	1.409
1955	1.410	1.203	1.062
1956	1.686	1.493	1.587
Antar			
1954	819	616	3.233
1955	1.313	1.052	1.101
1956	1.119	906	2.213
Mobil Oil			
1954	1.801	1.366	1.009
1955	1.724	1.275	1.241
1956	1.937	1.542	910

(1) Résultats consolidés par tonne produite.

(2) Résultats consolidés par tonne raffinée.

Résultats par tonne traitée, produite ou transportée (suite)

	Bénéfice brut	Autofinancem.	Investissement
	..... en Francs		
Française de Raffinage			
1954	1.498	1.330	593
1955	1.701	1.540	1.615
1956	1.446	1.307	1.455
Navale des Pétroles			
1954	433	433	850
1955	270	270	498
1956	210	210	1.001
Auxiliaire de Navigation			
1954	533	370	743
1955	542	402	240
1956	814	610	612
Africaine d'Armement			
1954	146	-	635
1955	465	303	1.422
1956	727	568	31

La Cie Française de Raffinage n'avait pas jusqu'en 1955 de réseau de distribution propre. Cependant, comme elle peut tirer de son brut un pourcentage d'essence plus important que les autres sociétés, en vertu des conventions passées avec l'Etat qui lui réserve une part du marché d'au moins 25 %, elle a pu réaliser un bénéfice par tonne élevé, de F. 1.500 en 1954 et F. 1.700 en 1955. Le fléchissement observé en 1956 (F. 1.450 par t) est probablement dû aux deux facteurs suivants :

a) la mise en place des premiers éléments du réseau de distribution Total, dont il est normal que les résultats soient déficitaires au début.

b) le rythme de marche des raffineries, descendu pendant les mois de crise de novembre et décembre à un niveau bien inférieur à celui permis par la capacité théorique des usines qui avait été portée à la fin 1955, à 9.600.000 t/an.

Les bénéfices d'Antar par tonne traitée, sont de beaucoup les moins favorables. Cette situation peut être attribuée au fait que la Société ne faisant pas partie d'un groupe international disposant de sources d'approvisionnements propres en pétrole brut, ne bénéficie pas de conditions aussi avantageuses que d'autres pour ses achats de brut et qu'elle a tout particulièrement souffert de ce désavantage pendant la crise de Suez. Il faut noter, toutefois, que les investissements considérables effectués en 1954 (F. 3.233 par tonne), notamment par l'adjonction à la raffinerie d'un réseau de distribution (1) et la construction d'installations de production de matières pétrochimiques, semblent avoir porté leur fruit dès 1955, puisque le bénéfice par tonne est passé de F. 819 en 1954 à F. 1.313 en 1955. On peut espérer qu'il en sera de même des investissements encore très élevés effectués en 1956.

Dans le secteur de la production de pétrole brut, Esso Rep et la Cie Française des Pétroles, obtiennent des résultats par tonne produite très différents. Pour Esso Rep, le bénéfice de plus de F. 5.000 par tonne réalisé en 1956, souligne la rentabilité très élevée du gisement de Parentis.

Par contre, le bénéfice par tonne de la C.F.P. représente moins du tiers de celui d'Esso Rep. Un tel écart peut paraître paradoxal ; deux considérations, notamment contribuent à l'expliquer.

a) en premier lieu, Esso Rep exploite un gisement en France même et vend normalement son pétrole au prix mondial C.I.F. rendu dans les ports français, soit à l'heure actuelle F. 9.600 la t environ. La C.F.P. au contraire vend son pétrole aux prix F.O.B. à Banias ou Tripoli en Méditerranée Orientale (F. 7.600 la t environ) ou à Fao dans le Golfe Persique (F. 5.900 la t environ). Ces prix sont inférieurs à celui reçu par Esso Rep d'un montant égal au prix du transport, soit F. 2.000 la t au minimum. Les charges d'exploitation (2) d'Esso Rep étant proches de F. 1.000 par tonne, son bénéfice brut dépasserait encore celui de la C.F.P. d'au moins F. 1.000 même si le pétrole d'Irak ne coûtait rien à extraire.

---

(1) Ceci explique l'augmentation très importante du chiffre d'affaires de la Société en 1955, ce chiffre comprenant depuis cette année les taxes intérieures de consommation et les marges de distribution.

(2) non compris les charges d'amortissement et de recherche.

b) En outre, le bénéfice brut calculé d'après les comptes publiés par la Cie Française des Pétroles n'est pas, du point de vue comptable, comparable au bénéfice brut d'Esso Rep. Ce dernier, en effet, comprend les charges d'amortissements des installations et les frais de prospection de la Société alors que le bénéfice brut de la C.F.P. est dégagé après déduction de ces charges, qui sont supportées par l'I.P.C. et ne sont pas connues.

3.1.3. Perspectives

On peut prévoir que les résultats de 1957 seront, en général en diminution par rapport à ceux de 1956, en raison des évènements exceptionnels survenus cette année.

Dans le secteur du raffinage, la Cie Française de Raffinage et Antar ont sans doute le plus souffert de la crise des approvisionnements, la première en raison du sous-emploi de ses raffineries (elle a traité 6.635.000 t en 1957 au lieu de 7.487.000 t en 1956 pour une capacité théorique de 9.600.000 t), la seconde à cause de sa non-affiliation à un groupe producteur du pétrole brut.

Les évènements du Moyen-Orient se reflèteront sans doute directement dans les comptes de la Cie Française des Pétroles, par une baisse sensible des résultats.

Esso Standard, au contraire, n'a pas souffert de la crise en raison de la situation privilégiée de ses sources d'approvisionnement et Esso Rep a, pour sa part, tiré avantage de la hausse mondiale des prix du pétrole en janvier 1957, puis de la hausse survenue en France en octobre, consécutivement à l'application au pétrole du prélèvement de 20 % sur la valeur des importations.

Les résultats des sociétés d'armement, ont été favorisés pendant la première partie de l'année, par le niveau exceptionnellement élevé des taux de frêts. Ils pourraient donc apparaître en légère amélioration sur ceux de 1956, malgré la détérioration des conditions du marché des transports pétroliers depuis le mois d'août.

Private property of L. Bass

SOCIÉTÉ D'ANALYSE FINANCIÈRE ET ÉCONOMIQUE

41, Avenue de l'Opéra
PARIS 2e

LA RECHERCHE PÉTROLIÈRE EN FRANCE

Étude générale - Perspectives

PARIS
Octobre 1957

SOCIÉTÉ D'ANALYSE FINANCIÈRE ET ÉCONOMIQUE
41, Avenue de l'Opéra
PARIS 1er

LA RECHERCHE PÉTROLIÈRE EN FRANCE

Etude générale - Perspectives

PARIS
Octobre 1957

SOCIÉTÉ D'ANALYSE FINANCIÈRE ET ÉCONOMIQUE

41, Avenue de l'Opéra
PARIS 2e

LA RECHERCHE PÉTROLIÈRE EN FRANCE

Étude générale - Perspectives

PARIS
Octobre 1957

LA RECHERCHE PETROLIERE EN FRANCE

Etude générale - Perspectives

Sommaire

Pages

1 - Introduction 1

2 - La politique nationale en matière de recherche pétrolière
- 2.1. Les principales étapes 2
- 2.2. Le Bureau de Recherches de Pétrole 5
- 2.3. Avantages accordés aux sociétés de recherche et de production 6
- 2.4. Avantages accordés aux sociétés de financement ... 8
- 2.5. Obligations incombant aux sociétés de recherche et de production 10

3 - L'évolution de l'activité de recherche
- 3.1. Evolution d'ensemble 11
- 3.2. Evolution du prix des facteurs de production 13
- 3.3. Evolution des techniques 15
- 3.4. Activité par grandes régions 17

4 - Les investissements
- 4.1. Les dépenses d'investissement dans la recherche 22
- 4.2. Financement des dépenses d'investissement 31

5 - Les sociétés
- 5.1. Les sociétés de recherche 34
- 5.2. Les sociétés de financement 40

6 - Résultats 42

7 - Perspectives 47

S.A.F.E.

LA RECHERCHE PETROLIERE EN FRANCE

1. INTRODUCTION

Dès la fin de la guerre, la promotion en France de la recherche pétrolière était jugée par le gouvernement indispensable au développement de nos ressources énergétiques dont on prévoyait qu'elles demeureraient pendant longtemps très inférieures aux besoins. C'est donc sous l'impulsion et avec le soutien matériel de l'Etat, et naturellement sous son contrôle que la recherche pétrolière est née et s'est développée en France .

D'importance négligeable à la veille de la guerre, cette activité a fait depuis 1946 des progrès extrêmement rapides qui la placent à l'heure actuelle au rang des grandes industries françaises, puisqu'on prévoit que ses investissements atteindront en 1957 environ F.60 milliards, soit un chiffre comparable à celui des investissements réalisés par l'industrie sidérurgique (F. 70 milliards).

Les résultats obtenus s'inscrivent dans les chiffres de la production de pétrole brut et dans ceux des réserves des gisements découverts. Partie de 54.000 t en 1946 la production atteindra selon les prévisions 1.700.000 t environ en 1957. Quant aux réserves, on les chiffre, suivant les estimations les plus prudentes, à 25 millions de tonnes prouvées en France métropolitaine (Parentis), à environ 400 millions t au Sahara (Hassi Messaoud, Edjelé) dont 360 millions.probables et 40 millions prouvées, enfin à 5 millions t prouvées au Gabon.

Le développement de l'activité de recherche, représenté par la progression du nombre de mètres forés, et celui de la production de pétrole brut, depuis la guerre, ont été plus rapides que celui des autres secteurs de l'industrie du pétrole comme le montrent le tableau 1 ci-après, qui retrace l'évolution d'ensemble de cette industrie de 1929 à 1957, et le graphique 1 correspondant.

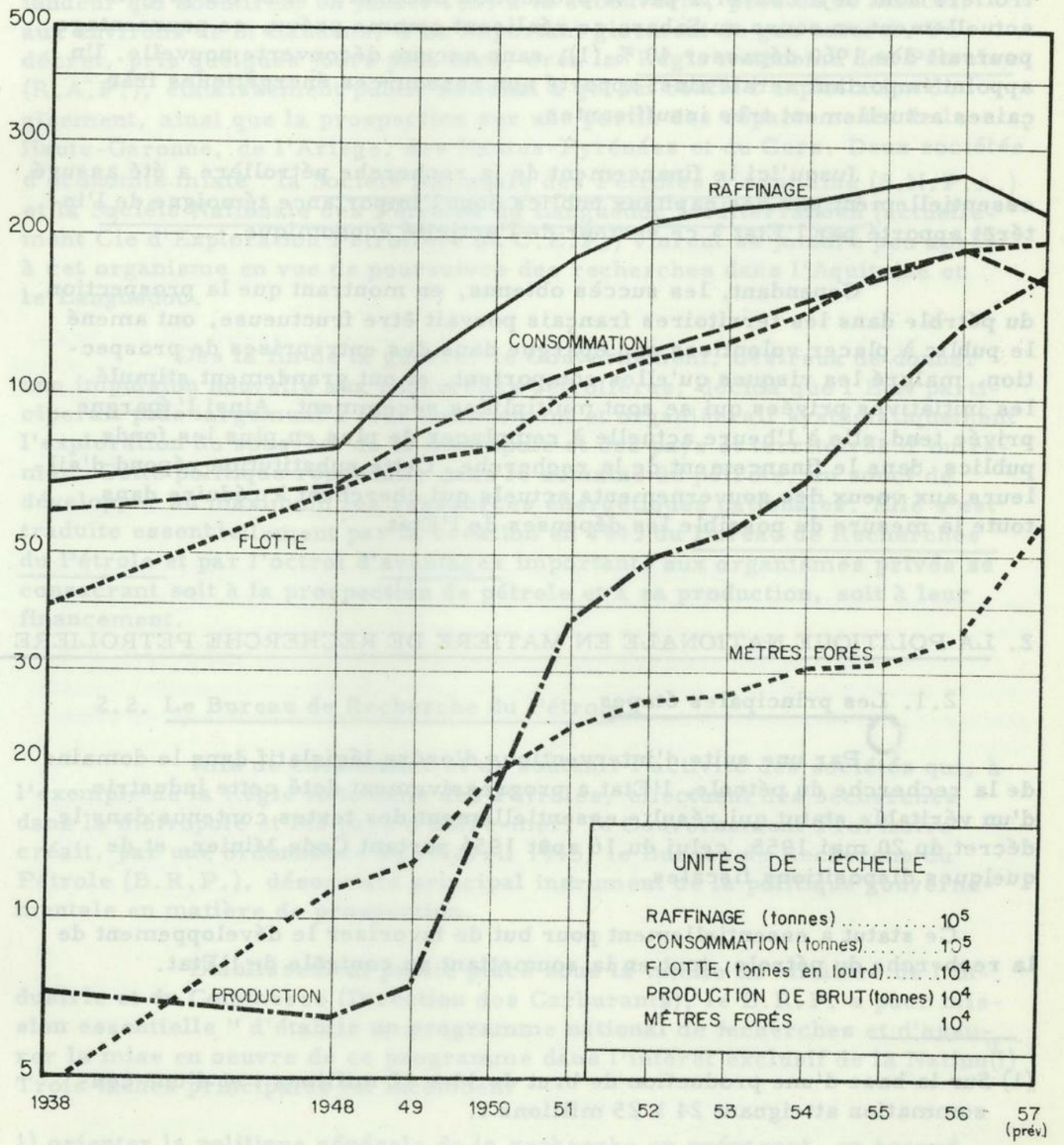
Tableau 1. Evolution de l'industrie du pétrole en France.

Années	Forages (1)	Pétrole brut		
		Production (1)	Importation	Raffinage
	mètres	Milliers de tonnes		
1929-31	46.000	70	198	
1938	47.950	72	6.937	6.886
1944-45	16.885	28	299	303
1946	37.300	54	2.686	2.600
1947	68.600	53	4.995	5.000e
1948	115.600	65	7.616	7.900e
1949	129.000	76	11.795	11.528
1950	189.800	170	14.133	14.542
1951	236.900	374	18.064	18.434
1952	268.900	497	21.212	21.493
1953	272.300	555	21.983	22.648
1954	306.000	699	23.639	23.838
1955	310.050	1.039	24.738	25.086
1956	345.011	1.395	25.013	26.801
1957 est.	579.000	1.700	22.000	23.000

Années	Capacité de raffinage	Produits finis			Flotte pétrolière (5)
		Importation	Exportation (2)	Consommat. (3)	
	Milliers de tonnes				1000t en lourd
1929-31	200	3.069	10	3.000	380
1938	8.000	1.325	638	5.965	400
1944-45	2.700	1.792	-	312	-
1946		2.693			
1947		2.036		5.273	
1948		1.239		6.612	670
1949	13.000	660	2.316	88.400	757
1950		453	3.357(4)	9.943	800
1951	20.715	630	4.981	11.494	1.052
1952	24.520	726	7.185	12.283	1.191
1953	25.400	477	7.242	13.641	1.284
1954	26.800	747	6.493	15.253	1.470
1955	30.435	942	6.082	17.030	1.776
1956	31.085	1.288	5.691	18.977	1.903
1957 est.	31.085	2.200	4.000	16.500	2.100

Source : Comité Professionnel du Pétrole, Bureau de Recherches de Pétrole.
(1) Métropole et outre-mer sauf pour les 3 premiers nombres des colonnes 1 et 2 qui se réfèrent à la métropole seulement.
(2) Y compris l'avitaillement des navires étrangers.
(3) Economie civile (marché intérieur + soutes françaises).
(4) Source : Union des Chambres Syndicales de l'Industrie du Pétrole.
(5) Au 31 décembre de chaque année

GRAPHIQUE 1. **ÉVOLUTION DE L'INDUSTRIE DU PÉTROLE EN FRANCE**



La rapidité des progressions constatées, bien que due, en partie, au niveau très bas des points de départ, n'en est pas moins remarquable. Neuf à dix pour cent de la consommation française de produits pétroliers sont déjà couverts par la production nationale, et si les projets actuellement en cours au Sahara se réalisent comme prévu, ce pourcentage pourrait dès 1960 dépasser 40 % (1), sans aucune découverte nouvelle. Un appoint important serait ainsi apporté aux ressources énergétiques françaises actuellement très insuffisantes.

Jusqu'ici le financement de la recherche pétrolière a été assuré essentiellement par des capitaux publics dont l'importance témoigne de l'intérêt apporté par l'Etat à ce secteur de l'activité économique.

Cependant, les succès obtenus, en montrant que la prospection du pétrole dans les territoires français pouvait être fructueuse, ont amené le public à placer volontiers son épargne dans des entreprises de prospection, malgré les risques qu'elles comportent, et ont grandement stimulé les initiatives privées qui se sont multipliées récemment. Ainsi l'épargne privée tend-elle à l'heure actuelle à remplacer de plus en plus les fonds publics dans le financement de la recherche. Cette substitution répond d'ailleurs aux voeux des gouvernements actuels qui cherchent à réduire dans toute la mesure du possible les dépenses de l'Etat.

2. LA POLITIQUE NATIONALE EN MATIERE DE RECHERCHE PETROLIERE

2.1. Les principales étapes

Par une suite d'interventions d'ordre législatif dans le domaine de la recherche du pétrole, l'Etat a progressivement doté cette industrie d'un véritable statut qui résulte essentiellement des textes contenus dans le décret du 20 mai 1955, celui du 16 août 1956 portant Code Minier, et de quelques dispositions fiscales.

Ce statut a essentiellement pour but de favoriser le développement de la recherche du pétrole, tout en la soumettant au contrôle de l'Etat.

---

(1) Sur la base d'une production de brut de 11 à 12 millions t et d'une consommation atteignant 24 à 25 millions t.

C'est seulement en 1937 que s'est dessinée un début d'organisation des recherches avec la création par l'Etat du Centre de Recherches du Pétrole du Midi. Ce nouvel organisme entreprit des sondages à grande profondeur qui aboutirent en juillet 1939 à la découverte, près de St Marcet, aux environs de St Gaudens, d'un important gisement de gaz naturel. Un décret, pris quelques jours plus tard, créa la Régie Autonome des Pétroles (R.A.P.), établissement public national à qui fut confié l'exploitation du gisement, ainsi que la prospection sur une partie des départements de la Haute-Garonne, de l'Ariège, des Hautes-Pyrénées et du Gers. Deux sociétés d'économie mixte : la Société Nationale des Pétroles d'Aquitaine (S.N.P.A.) et la Société Natinnale des Pétroles du Languedoc Méditerranéen (actuellement Cie d'Exploration Pétrolière ou C.E.P.) vinrent se joindre peu après à cet organisme en vue de poursuivre des recherches dans l'Aquitaine et le Languedoc.

Dès la fin de la guerre, le Gouvernement, désireux de donner une impulsion nouvelle aux recherches pétrolières, décida que l'Etat participerait plus largement à leur financement et organiserait systématiquement l'exploration du sous-sol de la métropole et des pays et territoires d'outre-mer. Cette politique répondait, dans le domaine du pétrole, au souci de développer au maximum les ressources énergétiques nationales. Elle s'est traduite essentiellement par la création en 1945 du Bureau de Recherches du Pétrole et par l'octroi d'avantages importants aux organismes privés se consacrant soit à la prospection de pétrole et à sa production, soit à leur financement.

2.2. Le Bureau de Recherche du Pétrole

Afin de coordonner et de soutenir l'activité des sociétés qui, à l'exemple de la Régie Autonome des Pétroles, effectuent des recherches dans la métropole et les pays d'outre-mer, le Gouvernement Provisoire créait, par une ordonnance du 12 avril 1945, le Bureau de Recherche du Pétrole (B.R.P.), désormais principal instrument de la politique gouvernementale en matière de prospection.

Etablissement public placé sous la tutelle du Ministre de l'Industrie et du Commerce (Direction des Carburants), le B.R.P. a pour mission essentielle " d'établir un programme national de recherches et d'assurer la mise en oeuvre de ce programme dans l'intérêt exclusif de la Nation "(1) Trois tâches principales lui incombent :

1) orienter la politique générale de la recherche en préparant, en accord avec l'Administration du Plan, des plans quinquennaux de recherches

---

(1) Article 1 de l'Ordonnance du 12 octobre 1945 portant créatinn du B.R.P.

soumis ensuite à l'approbation du Parlement, en définir les modalités d'application et arrêter chaque année le programme des travaux ;

2) entreprendre par lui-même des travaux de première reconnaissance et d'information générale en vue de délimiter les zones où la prospection doit être développée ;

3) apporter son concours financier aux sociétés ou organismes de recherches existants et à ceux dont il suscite la création, soit sous forme de prises de participations dans leur capital, soit sous forme d'avances à long terme ; les ressources nécessaires lui sont fournies par les subventions qu'il reçoit du Budget d'Equipement (F. 4 milliards en 1956) et depuis 1953 du Fonds de Soutien aux Hydrocarbures (1) (F. 12,7 milliards en 1956), ainsi que de ses recettes propres (F. 2,4 milliards en 1956) ; ces dernières proviennent soit du remboursement de ses avances ou du produit des participations qui lui sont obligatoirement réservées dans les sociétés exploitant un gisement à la prospection duquel il a contribué, soit de la vente d'une partie de ses titres de participations.

2.3 Avantages accordés aux sociétés de recherche et de production

Le Gouvernement ne s'est pas contenté, par la création du B.R.P. de prendre l'initiative des investissements en matière de recherches pétrolières. S'inspirant des mesures prises dans les grands pays producteurs, il s'est aussi efforcé, depuis quelques années, de favoriser la participation des capitaux privés aux entreprises de prospection en accordant certains avantages fiscaux et financiers aux sociétés pétrolières de recherches et de production.

C'est ainsi que les taux d'amortissement que ces sociétés sont autorisées par le Fisc à appliquer à leurs immobilisations atteignent des niveaux élevés. Le tableau ci-après donne les taux généralement admis :

(1) Créé par la loi du 27 mai 1950, le Fonds de Soutien aux Hydrocarbures est géré par le Ministre de l'Industrie et du Commerce et fonctionne comme un compte spécial du Trésor. Ses recettes sont constituées par des redevances prélevées sur les ventes de produits pétroliers et qui s'incorporent dans leurs prix.

Nature des immobilisations à amortir	Taux d'amortissement %
Travaux souterrains et sondages	
- sondes improductives	100
- sondes productives	20 à 50 (1)
Constructions	
- usines, ateliers, bureaux centraux	5
- bâtiments industriels sur chantiers et toutes constructions légères en bois ou métalliques	15
- autres bâtiments	2
- pipe-line intérieurs	20
- pipe-line extérieurs	7,5
Matériel et outillage en général	
- tout matériel de forage	33
- moteurs diesel	20
Autres immobilisations corporelles	10 à 20
Immobilisations incorporelles	
- frais des recherches géologiques et géographiques	100

D'autre part dans le but d'inciter les sociétés productrices de pétrole brut à réinvestir dans la recherche une part importante de leurs bénéfices, la loi du 7 février 1953 les a autorisées à constituer en franchise d'impôt une "provision pour reconstitution de gisement" qui peut atteindre 27,5 % du montant des ventes de pétrole brut, sans toutefois dépasser 50 % des bénéfices nets d'exploitation. Pour bénéficier d'une exemption fiscale définitive, les sommes affectées à cette provision doivent être réemployées, avant l'expiration d'un délai de cinq ans, soit sous la forme d'immobilisations ou de travaux de recherches en France et dans les pays d'outre-mer, soit sous la forme de participations dans des sociétés et organismes effectuant des travaux de recherches dans les mêmes régions et désignés par arrêté ministériel.

Par ailleurs, afin d'encourager le développement des premières découvertes et de maintenir en production les gisements même petits, le Fonds de Soutien aux Hydrocarbures a été habilité, dès sa création, à verser aux sociétés productrices de pétrole brut une subvention variant, suivant des règles complexes, en raison inverse à la fois de la production et de la produc-

(1) Suivant la durée probable de production

tivité par puits des gisements exploités. Cette subvention n'est plus versée dès que la production et la productivité du gisement atteignent des niveaux suffisamment élevés (1).

2.4. Avantages accordés aux sociétés de financement

Enfin dans le but d'amener le public épargnant à s'intéresser largement à la recherche pétrolière, le Gouvernement a doté d'un statut spécial (2) comportant des avantages importants, certaines sociétés de financement dont l'objet est de prendre des participations dans les sociétés de recherches proprement dites et dont la constitution doit être approuvée spécialement par arrêté ministériel. Quatre sociétés de financement ont jusqu'ici reçu l'approbation du ministre :

- Finarep approuvé le 9 novembre 1948, mais dont la création définitive a attendu le mois de mai 1954,
- Cofirep approuvé le 29 mars 1955,
- Genarep, le 27 juillet 1957,
- Repfrance le 5 août de la même année.

Ces sociétés sont soumises à quelques règles de gestion dont la plus importante concerne l'équilibre des risques qu'elles doivent maintenir dans leurs placements (3), mais l'Etat leur a accordé, en revanche, les avantages suivants, dont elles sont seules à bénéficier :

a) Du point de vue fiscal, par assimilation aux sociétés d'investissement, crées conformément à l'ordonnance du 2 novembre 1945, elles sont exonérées à la fois de la taxe proportionnelle sur les dividendes qu'elles versent à leurs actionnaires et de l'impôt sur les sociétés, que leurs bénéfices proviennent des produits nets de leur portefeuille ou des plus-values qu'elles réalisent sur la vente de leurs titres.

---

(1) C'est ainsi qu'en 1956 Esso Rep a cessé de recevoir toute subvention du Fonds de Soutien aux Hydrocarbures.

(2) Décret du 20 mai 1955 qui reprend, précise et complète plusieurs textes promulgués depuis 1948.

(3) Elles ne peuvent posséder plus de 10 % du capital d'une même société ni employer en titres d'une même société plus de 15 % des sommes placées et disponibles pour le placement.

b) l'Etat accorde à leurs actionnaires, sous forme d'avances remboursables sur les bénéfices futurs, une garantie d'intérêt qui leur permet de recevoir jusqu'au 31 décembre 1967 un dividende minimum de 5%, net d'impôt sur le revenu des valeurs mobilières. Le total des capitaux qui bénéficient de cette garantie d'intérêt, ne peut excéder un plafond fixé actuellement, par la loi du 4 août 1956, à F. 15 milliards. Du fait de cette limitation, les actions de ces sociétés émises en 1957 ne peuvent bénéficier de la garantie d'intérêt de 5 %.

c) Elles peuvent enfin bénéficier d'une subvention accordée gratuitement par le Fonds de Soutien aux Hydrocarbures, lorsqu'elles souscrivent aux émissions de capital de sociétés ou organismes de recherches de pétrole figurant sur une liste fixée chaque année par décision ministérielle.

Selon la décision du 9 avril 1953, ne peuvent figurer sur cette liste que les sociétés dont les recettes brutes prévues à provenir de la vente de pétrole (soutien non compris) sont inférieures à la moitié des dépenses de recherches projetées, - ces dépenses n'étant prises en considération que si elles sont effectuées directement, sous forme de travaux ou d'immobilisations, et non de participations, et en dehors du périmètre des titres d'exploitation dont la société est déjà concessionnaire. D'autre part, selon les règles posées par la même décision, le montant de l'aide financière consentie par le Fonds de Soutien aux Hydrocarbures est strictement limité et peut, au maximum, atteindre la moitié des sommes souscrites, dans le cas où la société n'a pas encore de recettes d'exploitation (1).

---

(1) Soient :

D le montant des dépenses de recherches projetées,
R le montant des recettes brutes d'exploitation prévues,
A le montant net de l'augmentation de capital décidée pour financer les travaux de recherches,
Va les sommes directement souscrites par la Société de financement,

Les sommes Vs souscrites grâce à l'aide du Fonds de Soutien aux Hydrocarbures sont déterminées par la formule :

$$Vs = Va \times \frac{D - R}{A}$$

2.5 Obligations incombant aux sociétés de recherches et de production

En contrepartie des avantages ainsi accordés aux sociétés de recherches et de production, l'Etat leur impose certaines obligations qui sont essentiellement les suivantes :

a) La recherche et l'exploitation de gisement de pétrole ne peuvent être entreprises et poursuivies que sous le contrôle étroit de l'Etat (1).

b) L'Etat ne se réserve pas seulement d'octroyer à sa discrétion les permis exclusifs de recherches (dits permis H) à ceux qui en font la demande ; il en limite la durée, en général à cinq ans, pendant lesquels le titulaire doit effectuer pour l'exploration un effort financier minimum fixé à l'avance par l'Administration. Les permis ne sont renouvelés que deux fois, pour trois ans au moins et cinq ans au plus, la prolongation étant de droit pour le titulaire s'il a rempli ses obligations. Toutefois, le titulaire d'un permis doit renoncer à la moitié de la superficie de son périmètre primitif de recherches lors du premier renouvellement et au quart de la surface restante lors du second ; dans chaque cas, les surfaces restantes sont choisies par le titulaire lui-même qui doit veiller à ce qu'elles soient comprises à l'intérieur d'un ou plusieurs périmètres de forme simple (1).

Ces mesures ont pour but d'inciter les titulaires de permis de recherches à intensifier leur effort tout en leur assurant certaines garanties de continuité et de durée dans leurs travaux. Elles sont donc prises dans l'intérêt de la recherche elle-même. Le gouvernement a préféré ce système qui, tout en stimulant l'effort d'exploration, restreint la liberté d'action des prospecteurs dans leur périmètre de recherches, plutôt que de leur accorder définitivement des concessions moyennant un véritable prix d'acquisition versé au moment de l'octroi des concessions, comme il est de règle dans les pays d'Amérique.

c) L'Etat exige de toute société ou organisme titulaire d'une concession de mines d'hydrocarbures une redevance sur sa production d'huile brute aux taux progressifs ci-après (décret du 20 mai 1955) :

Tranches de production annuelle	Taux applicable à chaque tranche
moins de 50.000 t	0
de 50.000 t à 100.000 t	6
de 100.000 t à 300.000 t	9
de 300.000 t à 1000.000 t	12
plus de 1000.000 t	14

(1) Cf. décret du 16 aout 1956 portant Code Minier.

3. L'EVOLUTION DE L'ACTIVITE DE RECHERCHE

3.1. Evolution d'ensemble

Le processus de la prospection du pétrole comprend deux phases principales consacrées, la première aux travaux de reconnaissance géologique et surtout géophysique du terrain, la seconde aux travaux de forage destinés, soit à la recherche proprement dite des gisements (sondages dit d'exploration et d'exploration secondaire), soit à la reconnaissance de leurs limites (sondages dit d'extension).

Tableau 2. La recherche pétrolière en France et dans les pays d'outre-mer
Tableau d'ensemble 1946-1957

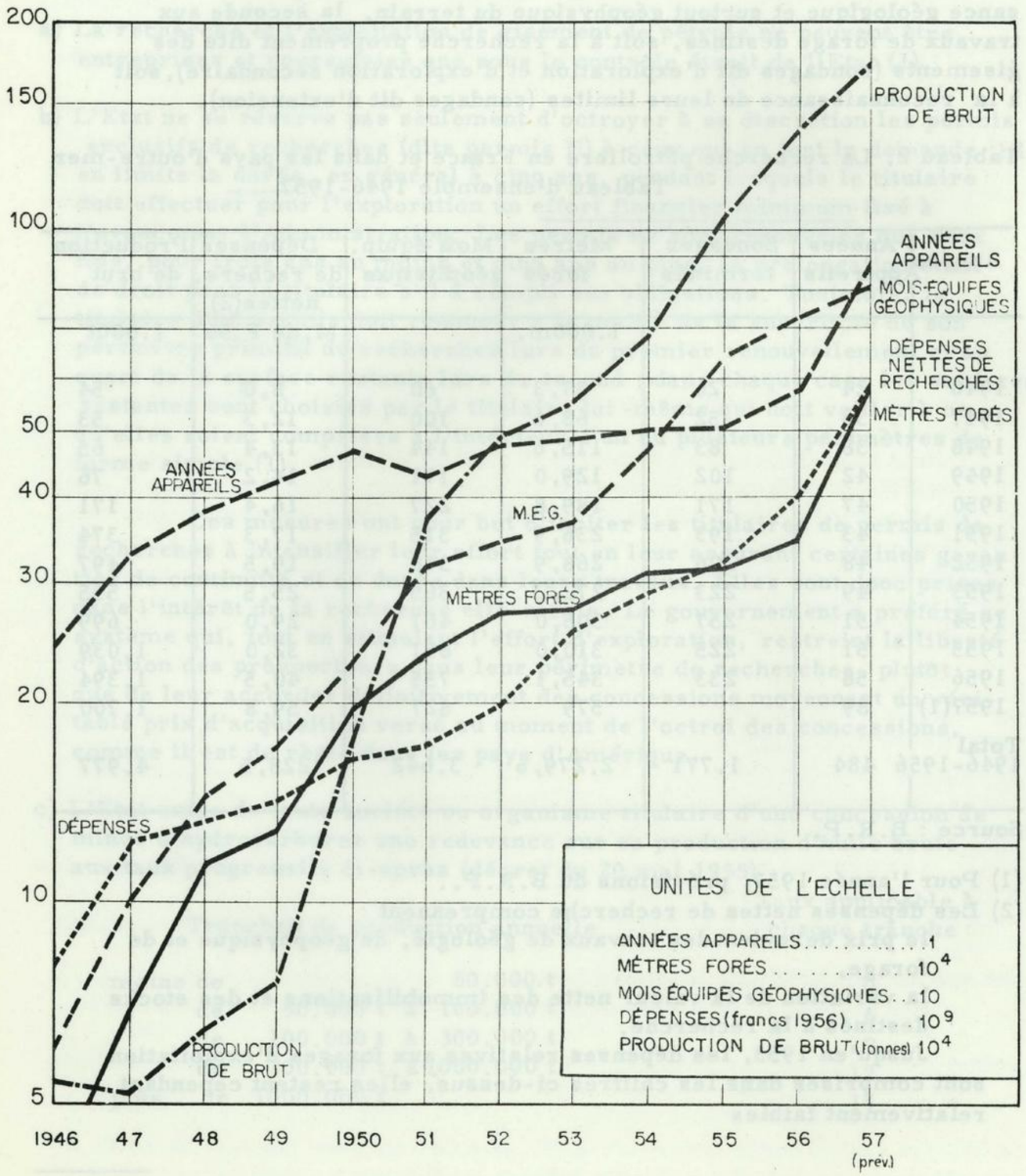
Années	Années Appareils	Sondages terminés	Mètres forés	Mois-équip. géophysiques	Dépenses de rechere. nettes(2)	Production de brut
			1.000m.		M. de F.56	1.000t
1946	24	26	37,3	60	8,0	54
1947	33	52	68,6	100	12,3	53
1948	38	83	115,6	144	13,4	65
1949	42	102	129,0	171	14,2	76
1950	47	171	189,8	227	16,4	171
1951	43	193	236,9	315	17,3	374
1952	48	206	268,9	346	19,5	497
1953	49	223	272,3	365	25,5	555
1954	51	257	306,0	467	29,0	699
1955	51	225	310,0	651	32,0	1.039
1956	58	233	345,1	755	40,5	1.394
1957(1)	89		579	827	59,8	1.700
Total 1946-1956	484	1.771	2.279,6	3.642	228,5	4.977

Source : B.R.P.

(1) Pour l'année 1957, prévisions du B.R.P..

(2) Les dépenses nettes de recherche comprennent :
le prix de revient des travaux de géologie, de géophysique et de forage,
la variation de la valeur nette des immobilisations et des stocks destinés à la recherche.
Jusqu'en 1953, les dépenses relatives aux forages d'exploitation sont comprises dans les chiffres ci-dessus, elles restent cependant relativement faibles

GRAPHIQUE 2 **L'ÉVOLUTION DE L'ACTIVITÉ DE RECHERCHE**



Le tableau 2, ci-dessus, et le graphique correspondant retracent l'évolution d'ensemble de la recherche pétrolière en France et dans les pays et territoires d'outre-mer de 1946 à 1957 ; ils permettent de suivre également l'évolution des dépenses relatives à cette activité et d'en apprécier les résultats, représentés par la production de pétrole brut.

L'allure générale des courbes, fortement ascendante durant toute la période envisagée, montre à elle seule les progrès remarquables et constants réalisés depuis la fin de la guerre par ce secteur alors nouveau de l'économie française, la recherche et la production de pétrole brut : de 1946 à 1957, tandis que les dépenses de recherche progressent de F. 8 milliards à F. 60 milliards, le nombre total de mètres forés passe de 37.000 à 579.000, celui des mois-équipes géophysiques de 60 à 827 et la production de brut de 34.000 t à 1.700.000 t.

Ces progrès se sont accompagnés d'une extension géographique de l'activité de recherche : sur les 5 millions de km2 de terrains sédimentaires situés en métropole ou dans les pays d'outre-mer où des recherches pétrolières pourraient être entreprises, la proportion faisant l'objet de permis de recherche octroyés et demandés s'est élevé de 25 % au 31 décembre 1954, à 26 % au 31 décembre 1955, 32 % au 31 décembre 1956 et poursuit encore sa progression. L'ampleur prise par la recherche dans les territoires d'outre-mer et surtout au Sahara est à l'origine de cette augmentation rapide des superficies soumises à la recherche pétrolière : alors que les permis demandés et octroyés dans cette dernière région ne couvraient que 50.000 km2 au 31 décembre 1954, leur superficie atteignait 270.000 km2 à la fin de 1956, soit une augmentation de 440 %, tandis que leur proportion par rapport à l'ensemble des superficies visées par la recherche passait de 34 % à 46 %.

3.2. Evolution du prix des facteurs de production

L'extension des surfaces interessées par la recherche pétrolière doit être comptée comme un facteur important des succès obtenus : elle assure en effet une meilleure répartition des risques et augmente les chances de découverte.

Par contre l'activité de recherche a subi, pendant toute la période envisagée, une augmentation sensible du prix des facteurs de production qu'elle utilise. La mesure de cet accroissement peut être donnée de manière approximative à l'aide de l'indice calculé par le B.R.P. pour servir à la réévaluation des dépenses d'investissement dans la recherche et dont la formule combine le mouvement des salaires dans les industries

mécaniques et électriques à celui des prix de gros (indice général et indice des prix des produits métallurgiques) (1).

Le tableau 3 et le graphique 3, ci-après présentent l'évolution de cet indice de 1948 à 1957 ainsi que celle de l'indice des prix de gros et de détail en France et du prix du pétrole.

Tableau 3. Evolution comparée du prix des facteurs de production utilisés dans la recherche.

Années	Prix des fact. de production.	Prix de gros	Prix de détail	Prix du pétrole (Oklahoma - Kansas)	
	. . . Moyenne annuelle . . .			fin de période Indice	$/baril
1948	100	100	100	100	2,57
1949	118	112	113	100	2,57
1950	132	121	126	100	2,57
1951	168	155	147	100	2,57
1952	193	162	165	100	2,57
1953	191	155	162	110	2,82 *
1954	193	152	162	110	2,82
1955	202	152	164	110	2,82
1956	220	159	167	110	2,82
1957(juin)	232	164	170	120	3,07(**)

(*) changement intervenu en juin 1953.
(**) changement intervenu en janvier 1957.

Si la hausse de l'indice des prix des facteurs de production intervenant dans la recherche, dépasse celle des prix de gros et de détail, la raison en est dans l'accroissement des salaires, plus rapide que celui des prix depuis 1951. L'élément principal des dépenses effectuées pour la recherche de pétrole est en effet constitué par le coût de la main d'oeuvre, dont les variations, représentées par l'indice des salaires des industries mécaniques et électriques, entrent pour moitié dans le calcul de l'indice des prix des facteurs de production utilisés dans la recherche.

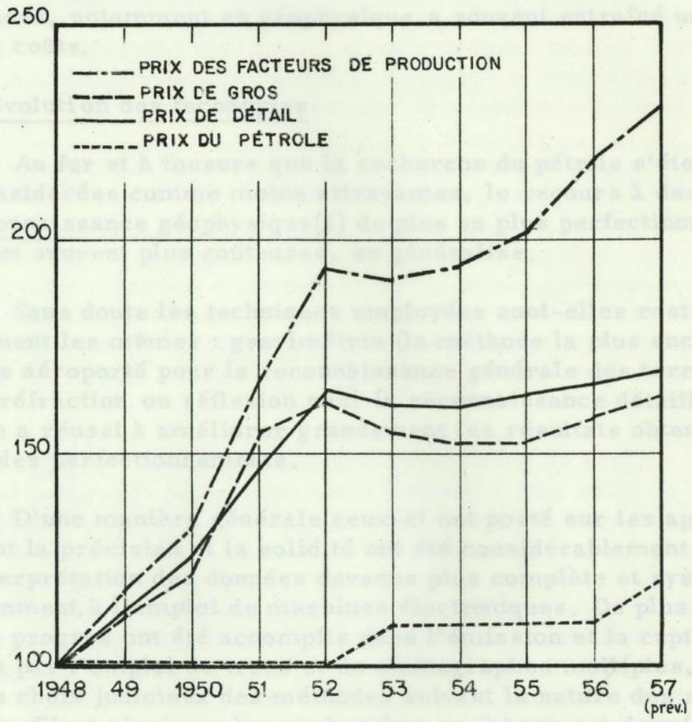
(1) La formule utilisée par le B.R.P. est :

$$I = 0,5S + 0,2M + 0,3G$$

où S est l'indice des salaires des industries mécaniques et électriques
M l'indice des prix de gros industriels métallurgiques
G l'indice général des prix de gros
et I l'indice du prix des investissements

GRAPHIQUE 3

ÉVOLUTION COMPARÉE DU PRIX DES FACTEURS DE LA RECHERCHE



L'augmentation quasi constante de l'écart entre ce dernier indice et le prix du pétrole brut est particulièrement remarquable. Les conséquences désavantageuses en ont été jusqu'ici d'autant plus marquées qu'à l'exception de quelques techniques nouvelles apparues très récemment en matière d'appareils de forage, les nombreuses améliorations apportées aux méthodes de prospection employées tant dans le domaine de la géophysique que dans celui du forage, n'ont pas été de nature à en réduire sensiblement le prix de revient ; au contraire, l'adoption de méthodes plus perfectionnées, notamment en géophysique, a souvent entraîné un accroissement des coûts.

3.3. Evolution des techniques

Au fur et à mesure que la recherche du pétrole s'étend à des régions considérées comme moins attrayantes, le recours à des méthodes de reconnaissance géophysique(1) de plus en plus perfectionnées et raffinées, et souvent plus coûteuses, se généralise.

Sans doute les techniques employées sont-elles restées fondamentalement les mêmes : gravimétrie (la méthode la plus ancienne) et magnétisme aéroporté pour la reconnaissance générale des terrains, sismique par réfraction ou réflexion pour la reconnaissance détaillée. Cependant, on a réussi à améliorer grandement les résultats obtenus grâce à de multiples perfectionnements.

D'une manière générale ceux-ci ont porté sur les appareils de mesure, dont la précision et la solidité ont été considérablement accrues, et sur l'interprétation des données devenue plus complète et systématique grâce, notamment, à l'emploi de machines électroniques. De plus, en sismique, des progrès ont été accomplis dans l'émission et la captation des ondes : soit par l'emploi de trous et de sismographes multiples, soit encore par un choix judicieux des méthodes suivant la nature des sols à reconnaître. C'est ainsi que les recherches au Sahara ont donné lieu à un renouveau de la sismique par réfraction alors que jusque là, la méthode plus récente de la réflexion lui était généralement préférée.

En matière de forage le "rotary", qui a remplacé vers 1900 environ les anciennes installations par battage est encore d'un usage général dans les pays occidentaux. Sans doute a-t'il été grandement amélioré depuis, notamment par l'emploi de moteurs plus puissants et d'aciers plus résistants, mais il semble qu'on ait épuisé depuis quelques années les possibilités d'accroître encore son efficacité. C'est ainsi qu'en 1956 l'Association Américaine des Foreurs de Puits de Pétrole a pu montrer , à la suite d'une enquête approfondie, que la vitesse de forage par rotary qui s'est accrue en moyenne de 88 % de 1941 à 1952, n'a réalisé depuis aucun progrés.

---

(1) Pour un exposé succinct des techniques de reconnaissance géophysique cf. annexe 1.

Cependant trois nouvelles techniques de forage sont apparues récemment, sur lesquelles on peut fonder, semble-t-il, de grands espoirs pour accroître la vitesse des forages et en abaisser les coûts de revient : ce sont la turboforeuse, le "hammerdrill" et l'électroforeuse.

Au lieu de passer par l'intermédiaire d'un train de tiges entraîné par un moteur placé en surface, comme dans le cas du rotary, ces nouvelles techniques utilisent toutes trois un système permettant d'obtenir directement le mouvement du trépan par un dispositif placé au fond du trou, évitant ainsi d'importantes pertes d'énergie le long de l'arbre de transmission dont la longueur, égale à celle du trou de sondage, peut atteindre plusieurs milliers de mètres.

Dans la turboforeuse et le "hammerdrill" l'énergie est transmise au fond du trou par le moyen de la boue de forage dont le mouvement est produit par des pompes situées en surface, soit qu'on entraine le trépan, par l'intermédiaire d'une turbine, dans un mouvement rotatif, d'où le nom de turboforage, soit qu'on lui imprime un mouvement de percussion grâce à un marteau d'environ 200 livres et capable de frapper plus de 600 coups à la minute, d'où le nom de "hammerdrill". Dans l'électroforeuse le mouvement du trépan est produit par un moteur électrique placé juste au-dessus de lui.

Mises au point dans les années de guerre et d'après guerre en Russie où elles sont à présent d'une utilisation courante, les turboforeuses commencent à peine à être adoptées en Europe et aux Etats-Unis(1). Les essais effectués jusqu'ici sont concluants : dans les meilleurs cas la vitesse de pénétration du trépan est de trois à quatre fois supérieure à celle atteinte par le rotary et les frais de forage peuvent être abaissés de 30 % à 50 %. L'emploi de la turboforeuse n'est cependant pas d'un avantage décisif dans tous les cas, les conditions qui lui sont le plus favorables étant obtenues dans les formations de roches dures et profondes.

Le "hammerdrill" conçu par la Gulf Oil aux Etats-Unis a été révélé au public au printemps 1957. On lui prête à peu près les mêmes qualités qu'à la turboforeuse. Quant à l'électroforeuse elle a été conçue en Russie où elle n'en est encore qu'au stade de l'expérimentation. Son principal avantage serait de permettre de forer des trous rigoureusement verticaux, et de ne pas diminuer la vitesse de rotation du trépan avec la profondeur.

(1) Elles sont fabriqués depuis un an environ en Allemagne par la Société Salzgitter-Hamil et Lueg qui a acquis la licence russe et, en France, par la Société Neyrpic qui a mis au point un appareil original conçu par elle. Aux Etats-Unis la Société Dresser Industries a acquis les deux licences russe et française .

3.4. Activité par grandes régions

Les tableaux 4 et 5 ci-dessous et les graphiques correspondants retracent l'évolution dans les années récentes des principaux travaux de recherche par grandes régions (1) (nombre de mètres forés et de mois-équipes géophysiques) et permettent de mieux comprendre les tendances actuellement suivies par la recherche du pétrole en France.

Tableau 4. Mètres forés par grandes régions : 1946 - 1957

Années	Métropole		Afrique du Nord		Sahara		Territoire d'outre-mer		Total
	1.000 mètres	%	1.000 mètres	%	1.000 mètres	%	1.000 mètres	%	1.000 mètres
1946	24,8	66	12,5	44	-		-	-	37,3
1947	37,3	55	31,3	45	-		-	-	68,6
1948	41,5	36	70,9	61	-		3,2	3	115,6
1949	44,0	34	82,0	64	-		3,0	2	129,0
1950	75,9	40	107,6	57	-		6,3	3	189,8
1951	95,1	40	132,3	56	-		9,5	4	236,9
1952	111,2	41	128,8	48	1,5	1	27,4	10	268,9
1953	84,7	31	153,9	54	3,9	4	29,8	11	272,3
1954	93,6	31	152,4	49	30,7	10	29,3	10	306,0
1955	146,6	47	102,4	33	37,9	13	23,1	7	310,0
1956	175,8	51	45,4	12	62,6	19	61,2	18	345,1
1957 p	296,0	51	26,0	5	129,0	22	128,0	22	579,0
Ensemble 1946/1956	930,6	41	1019,6	45	136,6	6	192,8	8	2279,5

Source B. R. P.
p = prévision.

(1) Le B. R. P. distingue :
Métropole,
Afrique du Nord sans Sahara,
Sahara,
Territoires d'outre-mer.

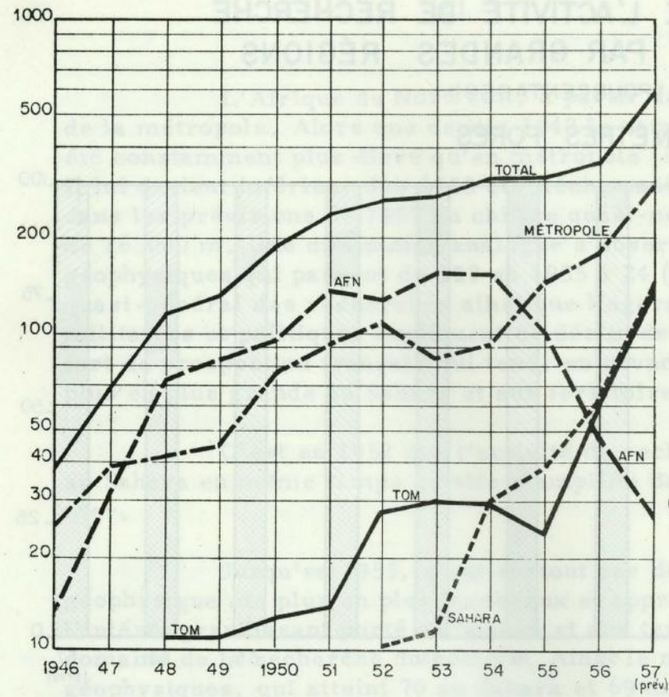
Tableau 5. Nombre de mois-équipes géophysiques par grandes régions.

Années	Métropole	%	Afrique du Nord	%	Sahara	%	Territoires d'outre-mer	%	Total
avant 1950	359	44	328	41	9	1	109	14	805
1950	60	26	90e	40	15e	7	62	27	227
1951	115	37	127e	40	20e	6	53	17	315
1952	145	42	70	20	62	18	69	20	346
1953	157	43	74	20	80	22	54	15	365
1954	179	38	76	16	119	26	93	20	467
1955	251	39	107	16	170	26	123	19	651
1956	331	44	75	10	218	29	131	17	755
1957 (prév.)	385	46	24	3	231	28	187	23	827
Total cumulé en 1956	1597	40	947	24	693	18	694	18	3931

e : estimation

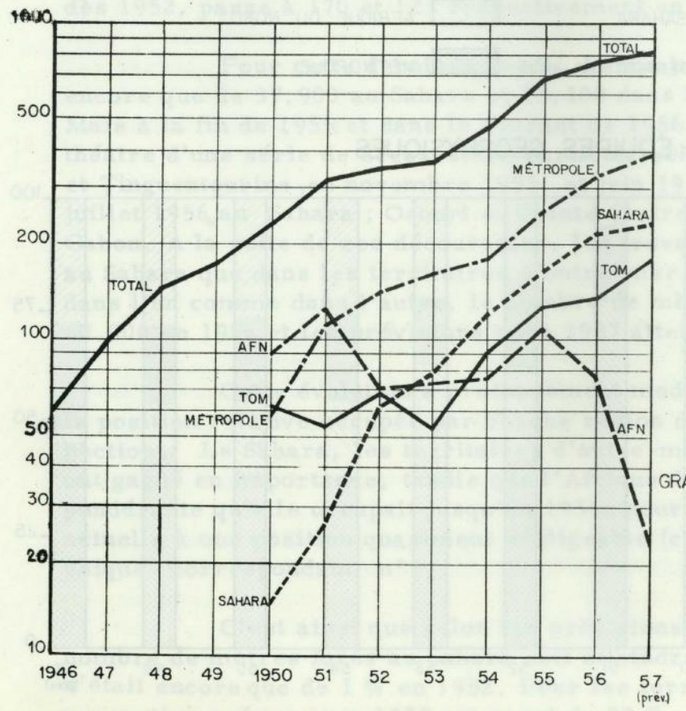
Le développement de la prospection fut dès l'abord particulièrement rapide en métropole et an Afrique du Nord (régions sahariennes exclues). De 1946 à 1951, le nombre de mètres forés passe en métropole de 24.800 à 95.000 et en Afrique du nord de 12.500 à 132.000, cependant que, dès 1951, le nombre de mois-équipes géophysiques y atteint respectivement 115 et 127. A la suite de cet essor rapide, un ralentissement, dû en partie au démarrage très coûteux de la prospection au Sahara, se fait sentir dans les deux régions en 1952 et 1953. Mais alors qu'en métropole ce ralentissement est suivi dès 1954 d'une vive reprise, il n'est, en Afrique du Nord, qu'un prélude à l'abandon progressif des recherches.

En métropole, la reprise est provoquée par le succès décisif remporté en 1954, à Parentis, par Esso Standard. De 93.600 en 1954, le nombre de mètres forés s'élève à 175.800 en 1956 et, d'après les prévisions du B.R.P., il atteindra 296.000 en 1957. De même, le nombre de mois-équipes géophysiques augmente de 145 à 331 et 385 prévus en 1957.



GRAPHIQUE 4 **MÈTRES FORÉS PAR GRANDES RÉGIONS**

Unité de l'échelle = 1000 m.



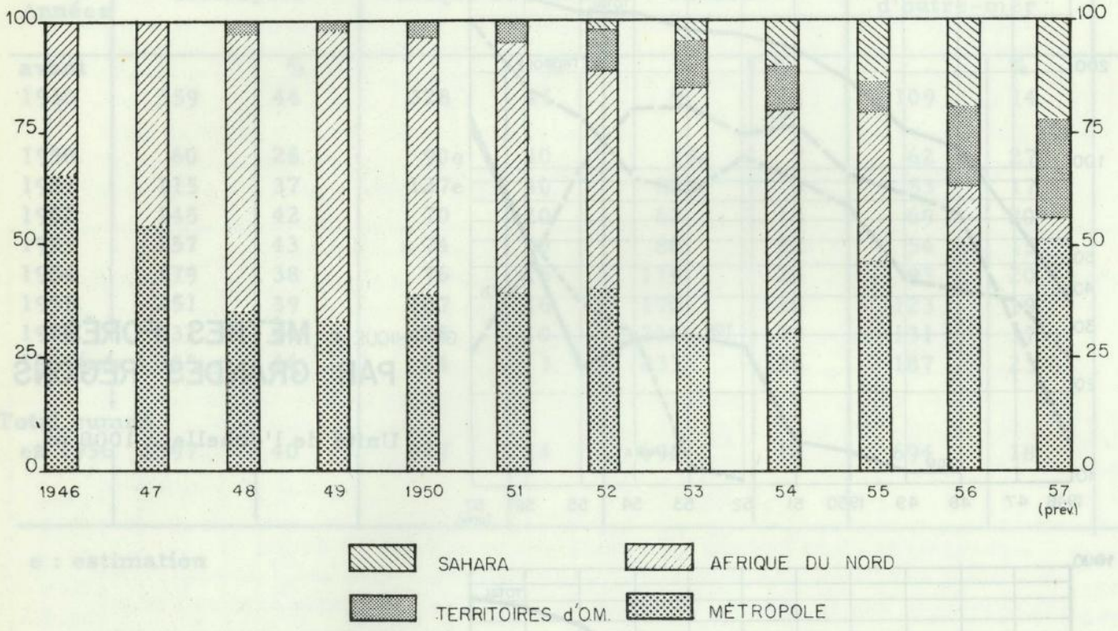
GRAPHIQUE 5 **NOMBRE DE MOIS-ÉQUIPES GÉOPHYSIQUES PAR GRANDES RÉGIONS**

GRAPHIQUE 6

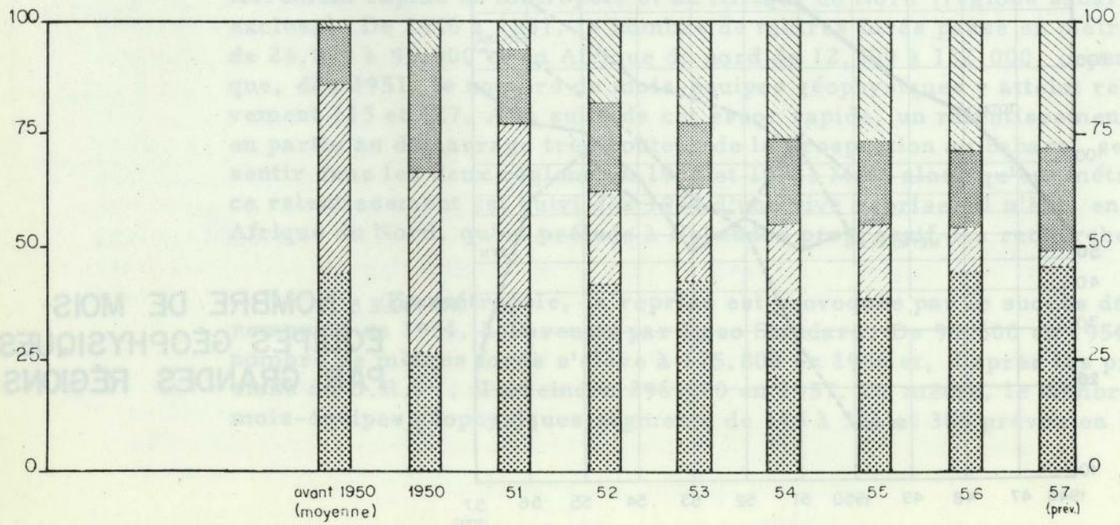
RÉPARTITION DE L'ACTIVITÉ DE RECHERCHE PÉTROLIÈRE PAR GRANDES RÉGIONS

(POURCENTAGES)

MÈTRES FORÉS



MOIS-ÉQUIPES GÉOPHYSIQUES



L'Afrique du Nord suit, à partir de 1954, une évolution inverse de la métropole. Alors que depuis 1948 le nombre de mètres forés y avait été constamment plus élevé qu'en métropole (152.400 et 93.600 en 1954), il lui devient inférieur dès 1955 et, fléchissant rapidement, se trouve ramené dans les prévisions de 1957 au chiffre quasi-négligeable à l'heure actuelle de 26.000 m. Une diminution analogue s'observe pour les mois-équipes géophysiques qui passent de 107 en 1955 à 24 (prévus) en 1957. L'insuccès quasi-général des recherches ainsi que l'aggravation constante des risques militaires et politiques expliquent ce déclin de l'Afrique du Nord dans l'effort de prospection français qui tend, en revanche, à accorder une place de plus en plus grande au Sahara et aux territoires d'outre-mer.

C'est en 1952 que l'activité de recherche prend un départ décisif au Sahara en même temps qu'elle s'amplifie dans les territoires d'outre-mer.

Jusqu'en 1955, c'est surtout par des travaux de reconnaissance géophysique de plus en plus nombreux et approfondis que se manifeste l'intérêt grandissant porté au Sahara et aux territoires d'outre-mer dans le domaine de la recherche du pétrole. Ainsi le nombre de mois-équipes géophysiques, qui atteint 70 au Sahara et 69 dans les territoires d'outre-mer dès 1952, passe à 170 et 123 respectivement en 1955.

Pour cette dernière année, le nombre de mètres forés n'est encore que de 37.900 au Sahara et 23.100 dans les territoires d'outre-mer. Mais à la fin de 1955 et dans le courant de 1956, ces deux régions ont été le théâtre d'une série de découvertes particulièrement intéressantes : Edjelé et Tinguentourine, en novembre 1955 et juin 1956, Hassi Messaoud en juillet 1956, au Sahara ; Ozouri et Pointe Clairette, au début de 1956, au Gabon. A la suite de ces découvertes, les travaux de forage ont pris, tant au Sahara que dans les territoires d'outre-mer, un essor remarquable : dans l'un comme dans l'autre, le nombre de mètres forés a dépassé 60.000 en 1956 et les prévisions pour 1957 atteignent près de 130.000 mètres.

Cette évolution a profondément modifié dans les années récentes la position relative occupée par chaque région dans l'effort général de prospection. Le Sahara, les territoires d'outre-mer et même la métropole ont gagné en importance, tandis que l'Afrique du Nord perdait la place prépondérante qu'elle occupait jusqu'en 1954, pour se trouver réduite à l'heure actuelle à une position quasiment négligeable (cf. tableaux n°4 et 5 et graphique correspondant n° 6,

C'est ainsi que selon les prévisions du B.R.P. pour 1957, le nombre de mètres forés au Sahara doit atteindre 22 % du total, alors qu'il n'était encore que de 1 % en 1952. Pour les territoires d'outre-mer, la proportion prévue pour 1957 est aussi de 22 %, alors qu'elle ne dépassait

pas 4 % en 1951. En métropole, le pourcentage de mètres forés, qui, de 66 % en 1946 était tombé à 31 % en 1953 et 1954, s'est relevé jusqu'à 51 % en 1956 et doit se maintenir à ce chiffre en 1957. Par contre, en Afrique du Nord, il a été ramené, par une chute rapide, de 54 % en 1953 à 12 % en 1956 et, selon les prévisions, ne doit pas dépasser 5 % en 1957.

Des mouvements analogues, quoique moins accentués, ont affecté la proportion des mois-équipes géophysiques réalisés dans chaque région.

Il est intéressant de noter que la place grandissante occupée par le Sahara et les territoires d'outre-mer dans la recherche n'a pas empêché la productivité des travaux de recherche de s'améliorer constamment dans l'ensemble, malgré les conditions difficiles rencontrées notamment au Sahara. La convergence de la courbe des mètres forés et de celle du nombre d'années-appareils qu'on peut observer sur le graphique n°2 témoigne de cette amélioration pour les travaux de forage.

Au total, de 1946 à 1956, 2.280.000 mètres ont été forés dont 41 % en métropole, 45 % en Afrique du Nord, 6 % au Sahara et 8 % dans les territoires d'outre-mer, et depuis l'origine jusqu'en 1956, 3.931 mois-équipes géophysiques ont été réalisés dont 40 % en métropole, 24 % en Afrique du Nord, 18 % au Sahara et 18 % dans les territoires d'outre-mer. Ainsi c'est au Sahara où, jusqu'ici, l'effort total de prospection a été le moindre, que les découvertes les plus spectaculaires ont été faites. Cette circonstances doit être considérée comme particulièrement heureuse car la distance et les difficultés de toutes sortes qu'on y rencontre, rendent la prospection et l'exploitation du pétrole au Sahara extrêmement coûteuses

4. Les INVESTISSEMENTS

4.1. Les dépenses d'investissement dans la recherche.

On devrait comprendre dans le montant des dépenses d'investissement annuelles consacrées à la recherche les deux éléments suivants :

a) le prix de revient annuel des travaux de recherche : géologie, géophysique, forages de recherche,
b) le montant annuel des investissements bruts en immobilisations destinées à la recherche, soit essentiellement en matériel de forage.

Les statistiques dont on dispose ne permettent pas de connaître le total des investissements ainsi définis. Le prix de revient proprement dit des opérations n'est connu qu'à partir de 1955 ; quant aux investissements en immobilisations, le B.R.P. n'indique que le montant net de leurs variations et depuis 1952 seulement. Dans tous les cas, les chiffres donnés sont incertains et font l'objet, d'une année ou d'un document à l'autre, de corrections parfois appréciables ; on ne peut guère les considérer comme exacts que de 5 % à 10 % près.

Les chiffres ci-après permettent cependant de suivre la progression de l'effort financier consacré à la recherche depuis 1946. Calculés en francs 1956, à l'aide des coefficients de réévaluation indiqués, ils comprennent:

a) le prix de revient des opérations de recherche (géologie, géophysique, forages de recherche),
b) les variations de la valeur nette des immobilisations et des stocks servant à la recherche.

La somme de ces éléments exprime ce qu'on peut appeler les dépenses de recherche nettes

Années	Dépenses de recherche nettes(1)		Coefficients de réévaluation(2)
	Mds F. 1956	Nbre-indice	
1946	8,0	100	5,3
1947	12,3	154	3,6
1948	13,4	168	2,2
1949	14 2	178	1,86
1950	16,4	205	1,66
1951	17,3	216	1,30
1952	19,5	244	1,14
1953	25 5	319	1,15
1954	29,0	363	1,14
1955	32,0(3)	400	1,09
1956	40,5	506	1
1957(prév.)	59,8	747	1
Total 1946-1956	228,1		

(1) Source B.R.P. Jusqu'en 1953, y compris les dépenses d'exploitation, qui restent d'ailleurs relativement faibles.
(2) Cet indice de réévaluation est l'inverse de l'indice des prix défini plus haut p.14, renvoi (1)
(3) Non compris la création par le C.E.P. de la Sté Languedocienne de Forages.

Les dépenses nettes de recherche ont été portées sur le graphique 2. Elles passent de l'indice 100 en 1946 à l'indice 506 en 1956, faisant plus que doubler tous les cinq ans en une progression particulièrement rapide. Elles marquent même en 1956, par rapport aux années récentes, un nouvel essor qui s'accentuera encore, selon les prévisions, en 1957.

En réévaluant en francs 1956, àl'aide des coefficients ci-dessus, les chiffres, contenus dans les rapports annuels du B.R.P., relatifs aux investissements réalisés dans la recherche du pétrole, on obtient d'autre part, le tableau 6 ci-après, dans lequel on a fait figurer également à des fins de comparaison, les chiffres des investissements destinés à l'exploitation (1) des gisements.

Tableau 6. Investissements dans la recherche et l'exploitation
(Milliards de francs 1956)

Années	Recherche			Exploitation			Total des investissements Recherche + Exploitation
	Prix de revient des opérations	Invest. nets en immob.	Total	Coûts des forages	Invest. nets en immob.	Total	
1952	16,9	2,7	19,6				
1953	22,4	2,7	25.1				
1954	27,2	1,6	28,8	3,3	1,0	4,3	33,1
1955	31,8	0,3	31,5	3,5	0,7	4,2	35,7
1956	38,1	1,8	39,9	3,8	4,7	8,5	48,4
1957(prév.)	51,7	7,9**	59,6				
Total 52-56	136,4	8,5	144,9				
" 54-56	97,1	3,1	100,2	10,6	6,4	17,0	117,2
" 46-56*	197,1	19,1	216,2	17,3	13,3	30,6	246,8

Source B.R.P.

* Y compris les dépenses de la R.A.P. depuis l'origine et non compris les dépenses d'exploitation de Pechelbronn

** On prévoit en 1957 des investissements bruts en matériel de forage dépassant F.10 milliards.

(1) Investissements relatifs à l'extraction et à l'évacuation de pétrole brut.

Selon le tableau ci-dessus, on peut estimer à F. 247 milliards le total des investissements réalisés de 1946 à 1956 en vue de la recherche et de l'exploitation du pétrole brut. Le plus gros poste de dépenses est constitué par le prix de revient des opérations de recherche qui, avec F. 197 milliards, atteint 91 % du montant des investissements dans la recherche et 80 % du total des investissements pour la recherche et l'exploitation.

Dans les années récentes, ces investissements ont progressé avec une grande rapidité : la proportion des dépenses effectuées de 1954 à 1956 et prévues pour 1957, par rapport au total des dépenses pour la période 1946-1956, atteint en effet, dans presque tous les cas, des niveaux élevés comme il apparait ci-dessous :

	Période 1954-56 /Période 1946-56 %	Prévisions 1957 /Période 1946-56 %
Recherche		
Prix de revient des opérations	49	26
Investissements nets en immobilisations	16	41
Total des investissements	49	27
Exploitation		
Coût des forages	56	
Investis.nets en immobilisations	48	
Total des investissements	54	
Investissements totaux (recherche et exploitation)	49	

Ainsi, au total, a-t-on dépensé en trois ans (1954-1956) la moitié environ des sommes consacrées tant à la recherche qu'à l'exploitation pendant les onze années de la période 1946-1956, tandis que le montant des investissements prévus pour la recherche en 1957 dépasse le quart du total des investissements réalisés jusqu'ici dans ce domaine.

La répartition, en pourcentages du prix de revient de la recherche, par catérogies d'opérations et par régions, a pu être approximativement déterminée depuis 1953. Elle figure dans le tableau 7, ci-après, et sur le graphique 7 correspondant.

Tableau 7. Répartition du prix de revient de la recherche (1) en millions de francs et pourcentages 1952 - 1957

		Total		Forage		Géophysique(2)		Géologie	
		10^6 F.	%	10^6 F.	%	10^6 F.	%	10^6 F.	%
Métropole	1952	6.700	45	5.350	50	1.350	32		
	1953	7.350	37	5.700	43	1.500	31	150	12
	1954	6.560e	27	4.700e	33	1.670e	22	190e	9
	1955	8.810	30	5.160	31	3.360	31	290	18
	1956	12.950	34	7.650	34	4.820	34	480	34
	1957p	17.580	34	11.150	35	5.860	32	570	41
Afrique du Nord	1952(3)	5.550	37	3.550	33	2.000	48		
	1953	6.580	34	5.185e	38	915	19	300	24
	1954	5.395e	23	4.040e	28	1.020e	14	335e	15
	1955	5.105	17	3.535	21	1.210	11	360	22
	1956	2.240	6	1.630	7	500	4	110	8
	1957p	2.000	4	1.530	5	370	2	100	7
Sahara	1952(3)								
	1953	2.600	13	565e	4	1.435	30	600e	48
	1954	8.720 e	36	4.190e	29	3.190e	43	1.340e	61
	1955	10.550	37	5.790	35	4.080	37	680	41
	1956	16.145	42	9.830	43	5.610	40	705	50
	1957p	20.930	40	12.600	40	7.770	42	560	40
T.O.M.	1952	2.650	18	1.800	17	850	20		
	1953	3.200	16	2.050	15	950	20	200	16
	1954	3.225e	14	1.370e	10	1.520e	21	335e	15
	1955	4.825	16	2.145	13	2.370	21	310	19
	1956	6.745	18	3.640	16	2.990	22	115	8
	1957p	11.190	22	6.520	20	4.500	24	170	12
Ensemble	1952	14.900	100	10.700	72	4.200	28		
	1953	19.550	100	13.500	69	4.800	25	1.250	6
	1954	23.900	100	14.300	60	7.400	31	2.200	9
	1955	29.290	100	16.630	56	11.020	38	1.640	6
	1956	38.080	100	22.750	59	13.920	37	1.410	4
	1957p	51.700	100	31.800	61	18.500	36	1.400	3

Source B.R.P.

e : estimation , p : prévision

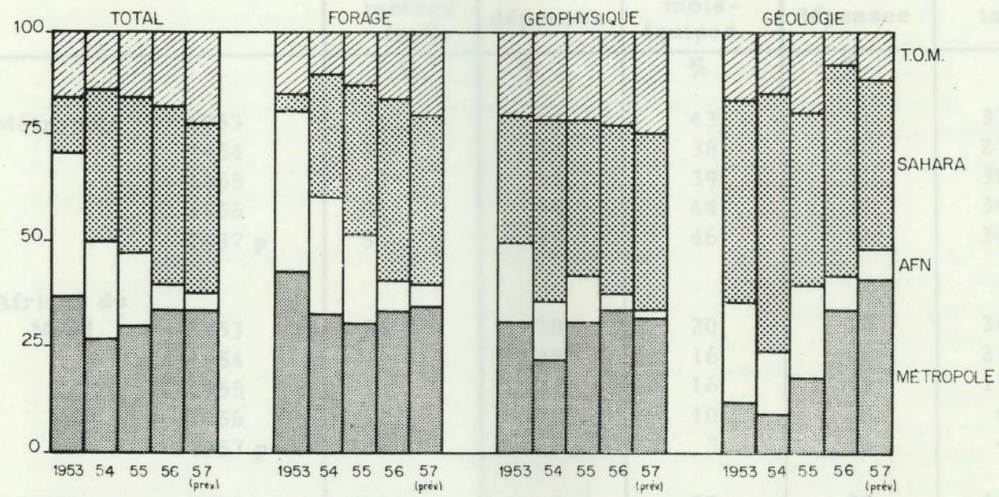
(1) de 1952 à 1953, il s'agit du prix de revient de la recherche, y compris les dépenses relatives aux forages d'exploitation, et la variation nette des stocks qui restent d'ailleurs relativement faibles. De 1955 à 1957, il s'agit du prix de revient proprement dit. Pour l'année 1954 les chiffres donnés par le B.R.P. comprennent les investissements nets en immobilisations, on a estimé les prix de revient en faisant l'hypothèse que la proportion des investissements au prix de revient est la même pour chaque région.

(2) Pour l'année 1952, il s'agit des dépenses de géophysique et de géologie.

(3) Pour 1952, l'Afrique du Nord, Sahara compris.

GRAPHIQUE 7 **REPARTITION DU PRIX DE REVIENT DE LA RECHERCHE**

(POURCENTAGES)



On remarque la progression extrêmement rapide des dépenses réalisées au Sahara, qui passent de 13 % du total en 1953 à 37 % dès 1955 et 42 % en 1956, tandis que par un mouvement inverse celles réalisées en Afrique du Nord fléchissent de 34 % en 1953 à 6 % en 1956. Les mouvements survenus dans le niveau relatif des dépenses sont plus restreints dans les T.O.M. où elles passent de 16 % à 18 %, ainsi qu'en métropole où elles se relèvent à 34 % après une chute assez brusque de 37 % à 27 % en 1952.

La comparaison, par région, des pourcentages de mètres forés et de mois-équipes géophysiques réalisés, avec les pourcentages de dépenses correspondants, effectués dans le tableau 8 ci-après, est éloquente.

Tableau 8. Répartition par régions de l'activité et du prix de revient de la recherche. 1953 - 1957. (En pourcentages)

		Forages		Géophysique		Dépenses totales
		mètres forés	dépenses	mois-équipes	dépenses	
		%	%	%	%	%
Métropole	1953	31	43	43	31	37
	1954	31	33	38	22	27
	1955	47	31	39	31	30
	1956	51	34	44	34	34
	1957 p	51	35	46	32.	34
Afrique du Nord	1953	54	38	20	19	34
	1954	49	28	16	14	23
	1955	33	21	16	11	17
	1956	12	7	10	4	6
	1957 p	5	5	3	2	4
Sahara	1953	4	4	22	30	13
	1954	10	29	26	43	36
	1955	13	35	26	37	37
	1956	19	43	29	40	42
	1957p	22	40	28	42	40
T.O.M.	1953	11	15	15	20	16
	1954	10	10	20	21	14
	1955	7	13	19	21	16
	1956	18	16	17	22	18
	1957 p	22	20	23	24	22

p: prévisions

Elle montre au premier regard quelle est, de région à région, l'importance relative du prix de revient des deux principales phases de la recherche : reconnaissance géophysique du terrain et forage.

Ainsi, en raison des difficultés de toutes sortes qu'on y rencontre : éloignement, solitude, climat, la recherche au Sahara apparaît-elle particulièrement coûteuse : en 1956, le nombre de mètres forés n'y atteint que 19 % du total , mais les dépenses correspondantes représentent 43 % du montant total consacré la même année à l'ensemble des travaux de forages. La disproportion est moins grande pour les mois-équipes géophysiques, mais elle reste sensible puisqu'en 1956, 29 % des mois-équipes réalisés ont coûté 40 % du montant total des sommes destinées à la géophysique.

Les pourcentages d'activité et ceux des dépenses correspondantes diffèrent peu pour les T.O.M. qui se placent ainsi pour le prix de revient de la recherche, aux alentours de la moyenne. Par contre, en métropole, et plus encore en Afrique du Nord, le prix de revient est inférieur à la moyenne. Le côut particulièrement bas atteint en Afrique du Nord peut surprendre : il est dû essentiellement au niveau peu élevé du prix de la main-d'oeuvre embauchée sur place et, dans une certaine mesure à la moindre profondeur moyenne des forages ainsi qu'au caractère moins approfondi des travaux de reconnaissance géophysique.

Les prix de revient unitaires au mètre foré et au mois-équipe géophysique dans chaque région, figurent dans le tableau 9 ci-dessous. Par suite de l'extrême diversité des conditions de travail qui peuvent se présenter, ils sont dans une même région, très variables suivant les appareils ou les méthodes employés et selon les années. Cependant des différences moyennes sensibles apparaissent nettement d'une région à l'autre, confirmant les observations contenues dans le tableau précédent. La hausse du coût moyen de l'ensemble des mètres forés et des mois-équipes géophysiques de 1953 à 1956 reflète avant tout l'importance croissante du Sahara, où les coûts sont élevés, dans l'effort de recherche, ainsi que le déclin de l'Afrique du Nord où ils sont au contraire relativement bas.

Tableau 9. Prix de revient unitaire du mètre foré et du mois-équipe géophysique

	Mètre foré				Mois-équipe géophysique		
	Appar. lourds	Appar. moyens	Appar. légers	Moyenne	sismique	gravim. & magnét.	Moyenne
	. . . . Milliers de francs . . .				. . Millions de francs . .		
Métropole							
1953				67,3	11,9		9,6
1954	81,5	42,5	34,6	56,2	12,8	4,2	9,3
1955	64,5	59,5	26,7	35,2	14,7	4,5	13,4
1956				43,5			14,6
1957p				37,7			
Afrique du Nord							
1953				42,8	13,8		12,4
1954	70,1	33,0	10,9	35,4	14,6	5,7	13,4
1955	65,5	34,5	17,1	49,9	16,3	5,3	11,3
1956				49,3			6,7
1957p				76,9			15,4
Sahara							
1953				144,9	39,2		17,9
1954	173,5	77,6	24,4	136,5	42,8	7,5	26,8
1955	182,8	85,0	44,1	152,8	42,8	14,6	22,8
1956				157,0			25,7
1957p				97,6			33,6
T.O.M.							
1953				68,8	23,5		17,6
1954	71,5	50,7	26,4	46,8	22,5	16,4	16,3
1955	126,4	79,4	61,0	92,9	25,2	13,7	19,3
1956				59,5			22,8
1957p				48,8			24,1
Ensemble							
1953				49,6	17,4		13,2
1954				46,7	19,6	8,6	15,8
1955				53,6	21,3	11,0	16,9
1956				65,9			18,4
1957p				54,9			22,4

Source B.R.P.
p : prévision.

4.2. Financement des dépenses d'investissement

Les investissements dont on vient de retracer l'évolution, entrepris sous l'impulsion de la puissance publique, intervenant dans un domaine où le succès est aléatoire et où les risques sont parfois très importants, n'ont pu être réalisés qu'en recevant pour leur financement une aide considérable de l'Etat.

D'après les chiffres du B.R.P., le financement des dépenses de recherches avec sa répartition suivant l'origine des fonds obtenus, s'établit de 1952 à 1957 approximativement comme suit :

Tableau 10. Financement des dépenses de recherche (1) 1952 - 1957

	1952	1953	1954	1955	1956	1957 prévisions
	. . . . .	. . . Milliards de francs courants				. . . . .
1. Autofinancement (2)	2,5	5,6	3,4	1,3	5,5	3,2
2. Fonds publics						
B.R.P.	5,9	6,1	6,8	11,1	17,1	26,3
Fonds publics d'O.M. (3)	2,6	2,7	2,7	3,8	4,6	8,2
Soutien à la production (4)	4,5	3,3	5,2	4,7	1,5	0,7
Soutien aux souscrip. (4)	-	-	-	1,7	3,0	3,0
Divers	0,4e	0,3	0,2e	0,1	0,3	0,3
Total	13,4	12,4	14,9	21,4	26,5	38,5
3. Fonds privés						
C.F.P.	(1,7	(5,7	2,1	2,8	(8,9	(14,4
Groupes internationaux	(	(	3,7	3,4	(	(
Stés d'investissements	-	-	-	2,1	2,5	4,4
Divers	0,3e	0,3e	0,2e	1,0e	2,7	1,7
Total	2,0	6,0	6,0	9,3	14,1	20,5
Total général	17,9	24,0	24,3	32,0	46,1	62,2
	. . . . .	Pourcentages	. . . . .			
	%	%	%	%	%	%
1. Autofinancement (2)	14	23	14	4	12	5
2. Fonds publics						
B.R.P.	33	26	28	34	37	42
Fonds publics d'O.M. (3)	15	11	11	12	10	13
Soutien à la production (4)	25	14	21	15	33	1
Soutien aux souscript. (4)	-	-	-	5	7	5
Divers	2	1	1	-	1	1
Total	75	52	61	66	58	62
3. Fonds privés						
C.F.P.	(9	(24	9	9	(19	(23
Groupes internationaux	(	(	15	10	(	(
Stés d'investissements	-	-	-	7	5	7
Divers	2	1	1	3	6	3
Total	11	25	25	30	30	33
Total général	100	100	100	100	100	100

(1) Y compris les charges financières et le fonds de roulement des organismes de recherche
(2) Autofinancement des organismes de recherches moins le montant des investissements dans l'exploitation. Toutefois jusqu'en 1953 les dépenses relatives aux forages d'exploitation n'ont pas été déduites.
(3) Territoires d'Outre-mer et Caisse Centrale de la France d'Outre-mer.
(4) Fonds de Soutien aux Hydrocarbures.

La part prise par l'autofinancement est généralement faible. Sa diminution en 1955 est due essentiellement au gonflement des investissements consentis pour l'exploitation qui sont imputés sur l'autofinancement dans les calculs du B.R.P. Avec les découvertes récentes dont l'exploitation reste à faire, la part de l'autofinancement demeurera très réduite dans l'avenir prochain, à moins que des prêts spécialement destinés à la mise en valeur des gisements ne viennent le relever dans cette tâche, comme cela á été le cas en 1956 pour la S.N.P.A. qui a obtenu un prêt de F. 6 milliards du Fonds de Développement Economique et Social.

L'évolution la plus remarquable est celle de la part prise par les fonds privés dans le financement des organismes de recherche, qui passe de 11 % en 1952 à 30,5 % en 1956 et atteindra 33 % en 1957, selon les prévisions du B.R.P.

C'est cependant aux fonds publics, et parmi eux surtout à ceux fournis par le B.R.P., que revient jusqu'ici et reviendra encore en 1957 la part la plus importante dans le financement des recherches de pétrole. A l'avenir cependant, cette part doit diminuer, et il est même possible qu'en 1957, elle soit inférieure aux prévisions. Les recherches de pétrole tendent en effet à prendre une extension telle que les organismes publics de financement, manquant de crédits par suite des compressions budgétaires, sont amenés à réduire peu à peu leurs participations dans les sociétés de recherches au profit de l'épargne privée.

C'est à ce besoin accru de fonds privés pour la recherche, auxquels il faut d'ailleurs ajouter les fonds nécessaires à la mise en valeur des gisements récemment découverts, que répondent les augmentations de capital très importantes réalisées en 1957 par Cofirep et Finarep, une grande partie de celle réalisée par la Cie Française des Pétroles, les émissions lancées dans le public par deux nouvelles sociétés de financement : Genarep et Repfrance, ainsi que par une société de recherches récemment constituée : Francarep, la part de l'émission d'obligations convertibles de l'Omnium Français des Pétroles destinés au financement d'Omnirex, société de recherches nouvellement constituée, enfin la partie de l'émission S.P.A.E.F. placée ailleurs qu'auprès de ses anciens actionnaires (B.R.P., Finarep, Cofirep).

En outre, l'Etat a été autorisé par la loi du 26 juin 1957 à faire un appel supplémentaire à l'épargne privée par le moyen de la vente sur le marché de "certificats pétroliers", émis en représentation des actions des sociétés de recherches dont il est propriétaire. Ces certificats ne comportent que les droits pécuniaires ordinairement attachés aux actions, à l'exclusion du droit de vote aux assemblées qui est conservé par l'Etat ; ils permettent ainsi à ce dernier de retenir la totalité du contrôle qu'il exerce actuellement sur ces sociétés.

Un décret publié au journal officiel du 21 septembre 1957 ayant fixé les modalités d'application de l'émission des certificats pétroliers, il a été procédé, le 7 octobre 1957 à la vente d'une première tranche de 1.320.000 certificats, soit :

- un million, émis à raison de quatre certificats pour une action Française des Pétroles, au prix de F. 13.500,

- 320.000, émis à raison de un certificat pour une action S.N.P.A. au prix de F. 18.750.

Ces différents appels à l'épargne privée représentent les montants ci-après :

Cie Française des Pétroles (1)	F. 6,5	milliards
Cofirep	" 15	"
Finarep	" 18	"
Genarep	" 5	"
Repfrance	" 15	"
Francarep (2)	" 5,4	"
Omnirex (3)	" 1,2	"
S.P.A.E.F. (4)	" 3,4	"
Emission de certificats pétroliers	" 19,5	"
Total	89,0	"

(1) Emission de F. 23,2 milliards dont F. 10 milliards environ pour la recherche dans les territoires français, déduction faite de la part de l'Etat de 35 %.

(2) Emission de F. 6,2 milliards dont F. 800 millions ont été souscrits par Cofirep (7,6 %) Finarep (2,6 %) et Repfrance (2,7 %).

(3) Emission de F. 5 milliards de l'Omnium Français des Pétroles dont F. 1,2 milliards destinés à Omnirex.

(4) 202.151 droits vendus à F. 10.000 environ, permettant de souscrire au pair à 135.434 actions de F. 10.000, à raison de deux actions nouvelles pour trois droits.

Le montant d'autres émissions (1) viendra s'ajouter avant la fin de l'année au total ci-dessus de F. 89 milliards, chiffre déjà considérable puisqu'il représente les trois quarts de l'ensemble des souscriptions d'actions pour 1956 qui se sont élevées à F. 120 milliards (2) environ.

5. LES SOCIETES

5.1. Les sociétés de recherche

5.1.1. Structure financière

La structure financière des nombreuses sociétés de recherches opérant en France et dans les pays et territoires d'outre-mer, au 5 octobre 1957, apparaît dans le tableau suivant. On a rangé les sociétés selon les régions où elles possèdent des permis de recherches ou en ont demandé ; cette classification ne peut cependant être que provisoire, toute société étant susceptible de demander et d'obtenir de nouveaux permis de recherches dans d'autres régions. De même la structure financière des sociétés est susceptible d'être modifiée, notamment à l'occasion d'augmentations de capital.

(1) Avant la fin du mois d'octobre, Coparex a porté son capital à F. 10 milliards dont 37 % ont été souscrit par les Stés de Financement (Repfrance ayant à cette occasion pris dans la Société une participation de 10 %.)

(2) Cf. Deuxième rapport du Fonds de Développement Economique et Social : "Statistiques et Etudes Financières", supplément n° 100,, avril 1957, p.517.

STRUCTURE FINANCIERE DES SOCIETES DE RECHERCHES

au 5 Octobre 1957

Sociétés (1)	Capital millions de francs (2)	Répartition du capital en pourcentages			
		Capitaux Publics Total (3)	Sociétés d'économie mixte (4)	Capitaux privés: Stés de financement	Capitaux privés: Autres
1. METROPOLE					
Mobil Oil S.A.F.	10.737	-	-	-	100, dont Mobil Overseas Co majoritaire.
Essorep	3.510	10	-	1	89, Esso S.A.F.
C.P. Guyenne	1.400	10	19	6	65, dont Shell Franç. 38, Pechelbronn 19, Lazard 4, C.I.C.4.
REPGA	1.000	9	-	40	51, Schneider, Union Europ.
PETROREP	1.000++	-	-	20	80, Petrofrance 55, Rotschild 25.
C.F.P. Normandie	900	-	67	10	23, Pétroles B.P.
C.F.P. Gascogne	700	-	67	13	20, Pechelbronn.
S.P. Valence	700	20	-	25	55, Pétroles BP 20, British Petroleum 30, La Mure 5.
SAPCO	420	-	-	-	100, Bque Lubersac 33,3, Sté de Rech. Minéralogique des Deux-Sèvres 33,3, Cie Gle des Pétroles Fr. et Sté Indust. et Com. des Pétr. 33,3.
COPESEP	400	-	-	-	100, Shell Franç. 50, P.C.R.B. 35, S.A.F.R.E.P. 15.
Régie Auton. des Pétroles	355	100	-	-	-
SIREP	305	-	-	-	100, Personnes physiques.
S.P.G.	100	50	50 SNPA	-	-
FROPEX	100	-	55	-	45, American Overseas Petroleum, France, groupe Caltex.
Transworld Petroleum S.A.F.	1	-	-	-	100, dont Worldwide Petroleum Corp 70.
2. METROPOLE & SAHARA					
C.E.P.	9.600	50.64	-	24,5	24,86, dont Pétroles BP 2,08.
SNPA +	9.300	53,8	15(env.)	1,045	30,155, dont Pétroles BP 3,51, Rhône Poulenc 0,98, ~~C.N.I.A. 0,96,~~ P.C.R.B. 0,64.
PREPA +	9.000	63,6	0,6CEP	19,3	16,5, dont Pechelbronn 6.
Pechelbronn + (5)	2.937	5	5	-	90, dont Lazard 5, Worms 5, C.I.C. 5, Pétroles Serco 5.
SAFREP +	2.100	53,07	-	33,33	13,58, dont B.P.P.B. 5, Purfina 3,57, Rotschild 1,25.
COPEFA +	1++	76	-	24	-
3. AFRIQUE DU NORD					
S.E.R.E.P.T.	10.710	81,96	10,04	7,54	0,46, Pechelbronn.
Sté Chérif. des Pétroles	5.580	83,66	10,04	1,72	4,58
CAREP	671	-	66,35	-	33,65, R.A.F.A.L.33, Pétr. SERSOU 0,65.
S.P.A.	335	-	50.28 SN REPAL	-	49,72, groupe R.A.F.A.L.
4. AFRIQUE DU NORD & SAHARA					
Petromines +	300	-	-	-	100
5. SAHARA					
S.N.REPAL	18.000++	98,45	-	1,55	-
C.F.P.A.	18.000	-	85	15	-
FRANCAREP+	12.500	-	-	12,9	87,1, Worms et Rotschild.
C.P.A.	12.000	28,5	-	6,5	65, Royal Dutch-Shell.
CREPS	10.000	55,5	4,87 SN REPAL	4,64	35, Royal Dutch-Shell.
EURAFREP +	60	-	-	non publié	.... Lazard, Rotschild, Cie Franc. du Sahara.
COPAREX	20++	-	-	27	73, dont Cies d'Ass. 16, Suez 22,8, B.P.P.B. 22,8, Lyonn. des Eaux 6,85.
OMNIREX +	15++	-	-	33,5	66,5, dont Omnium Fr. des Pétr. 40,5, B.P.P.B. 10, Suez 10, B.U.P. 3.
PETROSAREP +	10++	-	-	40	60, groupe Petrofrance.
6. AFFRIQUE NOIRE					
S.P.A.E.F.	15.000cfa	75,9	1,8	16,38	5,92.
SEREP Cameroun	1.700 "	85,0	-	15	
S.P. Madagascar	4.400 "	86,9	10,3	-	2,8, S.R.M.P.C.
S.A.P.	1.000 "	70	-	30	
S.P. Sénégal	250 "	25	-	25	50, Pétroles BP 20, British Petroleum 30.
7. NOUVELLE CALEDONIE					
S.R.E.P.N.C.	50cfp	80		10	10,

(1) Les sociétés marquées d'un astérisque ont déposé des demandes de permis de recherche au Sahara, mais n'en ont pas encore obtenu. Celles qui sont soulignées sont cotées à la Bourse de Paris, sauf pour la C.A.R.E.P. qui est cotée à Alger. Pour la dénomination complète des sociétés voir Annexe 2.

(2) Les sociétés dont le capital est marqué de deux astérisques augmenteront prochainement leur capital :

S.N.REPAL	à F. 25 milliards	PETROREP	à F. 2 milliards
COPAREX	F. 10 "	COPEFA	F. 2 "
OMNIREX	F. 3 "	PETROMINES	(autorisation donnée au Conseil jusqu'à F. 25 mil.)
EURAFREP	F. 6 "		

(3) Bureau de Recherches de Pétrole, Régie Autonome des Pétroles, Gouvernements d'Algérie et d'Outre-mer, Bureau de Recherche de Pétrole du Maroc, Caisse Centrale de la France d'outre mer.

(4) Sauf indication contraire, la société d'économie mixte participante est la C.F.P.

(5) Pechelbronn qui exploite un gisement d'importance minime en Alsace, n'effectue pas par elle-même de recherches en France. Elle vient de déposer une demande de permis au Sahara.

5.1.2. Les permis de recherches

Les cartes hors textes ci-après établies à la date du 1er octobre 1957, précisent les limites des permis de recherches avec leur titulaire, dans les trois zones les plus importantes du point de vue des résultats obtenus par la recherche pétrolière :

- la Métropole,
- le Sahara et l'Afrique du Nord,
- le Gabon et le Moyen Congo.

L'interprétation et la mise à jour de ces cartes nécessitent les quelques remarques ci-après :

5.1.2.1. Deux évènements importants ont modifié récemment la géographie des permis de recherches tant en Métropole qu'au Sahara.

En Métropole, le gouvernement vient de procéder, par un décret publié au Journal Officiel du 2 octobre 1957, à la répartition des superficies rendues par la S.N.P.A. dans le sud de l'Aquitaine et définitivement libérées le 3 octobre 1957. Les sociétés bénéficiaires de cette répartition, avec leurs permis, sont les suivantes :

Sociétés	Permis	ha
ESSOREP	St Sever-Aignan-Montesquiou	108.000
"	Pau-Miélan	49.200
C.E.P.	Gabarret	189.000
S.P. Valence	St Julien-en-Born	27.300
C.F.P.	Castets des Landes	37.000
PREPA	Escource-Belmont	61.000
"	Tarbes Sauveterre	73.300
R.A.P.	Nerac	106.100
"	Soustons	44.000
Mobil Oil Française	Sabres	104.200
SAFREP	Adour Maritime	
"	Mont-de-Marsan	

Au Sahara, la S.N.REPAL et la C.F.P.A. ont fait connaître récemment les superficies qu'elles entendent abandonner à l'expiration de leurs permis de recherches actuels, et qui atteignent environ 60.000 km2.

Les sociétés désirant obtenir des permis de recherches sur les surfaces ainsi libérées ont dû faire connaître leurs demandes au gouvernement avant le 24 septembre 1957. Deux points particulièrement importants sont à signaler :

a) de nombreux accords de "joint venture" ont été signés visant à associer plusieurs sociétés à la prospection de certains des permis qui doivent être octroyés. Dans trois d'entre eux apparaissent des sociétés américaines "indépendantes"; ce sont : Cities Service, Phillips Petroleum, Sinclair Oil et Newmont Mining Corporation.

b) Deux grands groupes internationaux, la Royal Dutch-Shell - par l'intermédiaire de la CREPS et de la CPA - et la British Petroleum, figurent parmi les demandeurs. La Royal Dutch-Shell confirme ainsi l'intérêt qu'elle a porté au Sahara depuis le début des recherches. Pour la British Petroleum, qui n'avait pas jusqu'ici manifesté activement son intérêt pour le Sahara, il s'agit d'une décision nouvelle dont la portée apparaît encore plus grande.

Onze demandes de permis de recherches au Sahara ont été déposées par les sociétés ci-après :

1) La PREPA qui a signé un accord de "joint venture" avec Francarep et la Société américaine Cities Service, les charges et les bénéfices étant répartis dans les proportions de 20 % pour la PREPA, 30 % pour Francarep, 50 % pour Cities Service.

2) La Société Française des Pétroles B.P. La British Petroleum et sa filiale française ont fait connaître leur intention de créer une société de recherche au Sahara dès que les premières demandes seraient accordées. La formule adoptée serait la même que pour la Société des Pétroles de Valence et la Société des Pétroles du Sénégal, 50 % du capital revenant à la British Petroleum, 20 % à la Société Française des Pétroles BP et le reste à des capitaux français.

3) La S.N.P.A. Un accord de "joint venture" avec des sociétés française est en cours de négociation.

4) Copefa, Omnirex et Phillips Petroleum qui ont signé un accord de "joint venture" et demandé conjointement des permis.

5) La SAFREP qui a conclu un accord de "joint venture", où sa participation est de 27 %, avec Sinclair Oil (27%), Newmont Mining Corporation (18 %) la Banque Lazard (18 % et l'Omnium des valeurs Agricoles Industrielles et Minières (12 %).

6) Pechelbronn, seule jusqu'ici, mais qui s'associera probablement avec d'autres groupes français.

7) Petrosarep

8) C. F. P. A. qui a fait une demande sur les surfaces rendues par son associée la S. N. REPAL.

9) La CREPS et 10) la C. P. A. On rappelle que le groupe Royal Dutch-Shell détient une participation de 35 % dans la CREPS et de 65 % dans la C. P. A.

11) Petromines, qui effectue actuellement des recherches au Maroc.

Dans l'avenir prochain d'autres périmètres de recherches feront l'objet d'un renouvellement d'attribution : en janvier 1958, la C. F. P. A. et la S. N. REPAL devront à nouveau rendre une partie de leurs permis actuels et il en sera de même pour la CREPS et la C. P. A. en mai 1958. Il n'est pas exclu qu'à cette occasion d'autres sociétés encore s'intéressent au Sahara.

5. 1. 2. 2. Il faut mentionner d'autre part que plusieurs accords de "joint venture" sont actuellement en vigueur en vue de l'exploration de périmètres de recherches déjà accordés.

Ainsi en Métropole Mobil Oil (50 %) et Repga (50 %) prospectent les mêmes périmètres et il en est de même pour la PREPA (50 %) et la Transworld Petroleum S. A. F. (50 %). Au Maroc, la Société Chérifienne des Pétroles a signé un accord avec une société américaine indépendante : le Cortez Oil Cy. Au Sahara, une association en participation existe depuis plusieurs années entre la C. F. P. A. 50 % et la S. N. REPAL (50 %). Plus récemment un accord est intervenu entre la CEP (55 %), Francarep (17, 5 %), Eurafrep (15 %) et Coparex (12, 5 %) pour l'exploration des permis de la C. E. P. situés dans le Tinrhert au nord d'Edjelé. Un accord analogue est en cours de négociation pour l'exploration des permis de Reggane accordés à la CEP dans le Sahara occidental.

5. 1. 2. 3. Toutes les sociétés sont loin d'être également avancées dans l'exploration de leurs périmètres de recherches. Plusieurs d'entre elles n'en sont pas encore parvenues aux travaux de forage. Le tableau ci-après montre quels ont été, de janvier à août 1957, les mètres forés pour chacune des sociétés.

Tableau 12. Forages - Janvier - août 1957

		mètres
METROPOLE		
	R. A. P.	9. 787
	S. P. G.	7. 313
	S. N. P. A.	50. 324
	ESSOREP	26. 402
	C. E. P.	7. 026
	PREPA	16. 913
	C. F. P. (N)	5. 120
	S. P. V.	3. 759
	C. P. G.	2. 543
	PROPEX	1. 672
	PETROREP	9. 536
	SAFREP	6. 647
	Total	147. 042
AFRIQUE DU NORD		
	S. C. P.	22. 230
	S. E. R. E. P. T.	7. 563
	Total	29. 793
SAHARA		
	S. N. REPAL	19. 220
	C. F. P. (A)	13. 843
	C. P. A.	11. 973
	CREPS	27. 603
	C. E. P.	2. 705
	Total	75. 344
AFRIQUE NOIRE & DIVERS		
	S. P. A. E. F.	40. 701
	S. E. R. E. P. CA	4. 839
	S. A. P.	8. 534
	S. P. M.	9. 388
	Total	63. 462
Ensemble des Sociétés		315. 641

5.2. Les sociétés de financement

Les sociétés de financement dont le nombre a été récemment porté à quatre, à la suite de la création de Genarep et de Repfrance, sont les suivantes :

a) Finarep, créée en mai 1954.
Son capital a été porté successivement de F. 100 millions, montant initial, à F. 3 milliards, en février-mars 1955, à F. 8 milliards en septembre-octobre 1956 et F. 24 milliards en septembre-octobre 1957.

b) Cofirep, créée en janvier 1955.
Son capital a été porté successivement de F. 100 millions, montant initial, à F. 2 milliards en mai 1955, à F. 7 milliards en août-septembre 1956 et à F. 21 milliards en juillet-août 1957.

c) Repfrance, créée en août 1957.
Son capital a été porté en septembre 1957 de F. 1 milliard, montant initial, à F. 15 milliards.

d) Genarep créée en juillet 1957
Son capital a été porté en août 1957 à F. 200 millions, montant initial, à F. 5 milliards.

Le portefeuille de ces quatre sociétés de financement, tel qu'il était composé au 5 octobre 1957, apparaît dans le tableau suivant (1).

---

(1) Dans les conditions actuelles, on peut s'attendre à des changements rapides dans la composition du portefeuille de ces sociétés.

Portefeuille des sociétés de Financement
au 5 Octobre 1957

Sociétés	Capital en millions de francs	Pourcentages de Participation			
		Finarep	Cofirep	Repfrance	Genarep
1. METROPOLE					
Esso Rep	3.510	1	-	-	-
C.P. Guyenne	1.400	1	5	-	-
R.E.P.G.A.	1.000	20	20	-	-
PETROREP	1.000	10	10	-	-
C.F.P. Normandie	900	5	5	-	-
C.F.P. Gascogne	700	6,5	6,5	-	-
S.P. Valence	700	10	10	5	-
2. METROPOLE & SAHARA					
C.E.P.	9.600	10	10	4 5	-
S.N.P.A.	9.300	1,045	-	-	-
PREPA	9.000	10	4,3	5	-
SAFREP	2.100	10	10	10	3,33
COPEFA	1	10	10	4	-
3. AFRIQUE DU NORD					
S.E.R.E.P.T.	10.710	-	2,54	5	-
Sté Chérif. des Pétr.	5.580	-	1,72	-	
4. SAHARA					
S.N. REPAL	18.000	-	1,55	-	-
C.F.P.A.	18.000	7,5	7,5	-	-
Francarep	12.500	2,6	7,6	2,7	-
C.P.A.	12.000	3,5	3	-	-
CREPS	10.000	1;633	3	-	-
Coparex	20	10	7	-	10
Omnirex	15	10	10	3,5	10
Petrosarep	10	10	10	10	10
Eurafrep	60	... non encore publié			
5. AFRIQUE NOIRE					
S.P.A.E.F.	15.000cfa	10	5	-	1,38
SEREP Cameroun	4.700 "	10	5	-	-
S.A.P.	1.000 "	10	10	10	-
S.P. Sénégal	250 "	10	10	5	-
6. NOUVELLE CALEDONIE					
S.E.R.P.N.C.	50cfp	-	10	-	-

6. RESULTATS

A la suite des recherches entreprises depuis la deuxième guerre mondiale, trois zones productrices importantes ont été mises à jour tant en métropole que dans les pays et territoires d'outre-mer. Ce sont :

le bassin d'Aquitaine, en France métropolitaine, qui renferme des réserves prouvées de près de 25 millions t de pétrole et de plus de 200 milliards m3 de gaz naturel ;

le Sahara dont les réserves probables sont évaluées actuellement de 400 à 600 millions t ;

le Gabon où les réserves prouvées atteignent 5 millions t.

6.1. La France métropolitaine : le bassin d'Aquitaine (1)

Le caractère pétrolifère du bassin d'Aquitaine, où un petit gisement de gaz naturel (7 milliards m3) était découvert dès 1939 à Saint Marcet, a été confirmé depuis 1949 par une série de découvertes :

a) En 1949, les recherches entreprises par la S.N.P.A. dans la région de Lacq, entre Pau et Orthez, aboutissaient à la découverte du petit gisement de Lacq supérieur contenant du pétrole lourd et situé à 650 m de profondeur. La production, traitée dans les raffineries de la Mède et de Pauillac, s'est régulièrement accrue jusqu'en 1953 où elle a atteint 310.000 t. Elle est restée stationnaire en 1954 pour reculer ensuite jusqu'à 230.000 t en 1956. Son déclin doit se poursuivre en raison de l'épuisement progressif du gisement dont les réserves sont minimes.

b) A la fin de 1951, l'exploration des niveaux sous-jacents au gisement de Lacq supérieur conduisait la S.N.P.A. à la découverte du gisement de gaz naturel de Lacq profond, d'une importance considérable, puisque ses réserves, non encore entièrement chiffrées, sont évaluées actuellement à plus de 200 milliards m3. Une évaluation définitive ne sera possible qu'au début de 1959 lorsque le gisement aura été délimité avec précision par de nouveaux forages ; les chiffres de 300 milliards à 400 milliards m3 ont été avancés.

---

(1) Les découvertes faites en France ailleurs que dans le bassin d'Aquitaine sont d'importance négligeable : il s'agit en Alsace des petits gisements de Staffelden, Reiningue, Schirrein, Eschau, Scheibenhard et Soufflenheim, exploités par la PREPA (18.765 t en 1956) et de celui de Gallician dans le Languedoc exploité par la C.E.P. (571 t en 1956).

La production de gaz, encore minime, a commencé en avril 1957. Elle doit s'accroître progressivement au fur et à mesure que le nombre des forages et l'importance des installations d'épuration, d'évacuation et de distribution le permettront. Le programme de production prévu est le suivant :

	Débit journalier	Production annuelle correspondante			
		Gaz épuré	Soufre	Propane et butane	Essence
	Millions de m3		. . . . Tonnes		
Avril 1957	1	200	55.000	7.000	12.000
Fin 1958	5	1.000	275.000	35.000	60.000
Début 1960	10	2.000	550.000	70.000	120.000
Fin 1962	20	4.000	1.100.000	140.000	240.000

La production de 4 milliards m3 prévue pour 1962 (1) fournira plus de 36 milliards de thermies (2), soit environ 3,6 % des besoins français en énergie, évalués pour cette année à 1.000 milliards de thermies.

Il faut signaler cependant que, malgré sa grande richesse, les caractéristiques techniques du gisement n'apparaissent pas parmi les meilleures, si on les compare à celles d'autres gisements de gaz en Europe et en Amérique, comme il ressort des chiffres ci-après :

Caractéristiques	Lacq (France)	St Marcet (France)	Corte Maggiore (Italie)	Elk Basin (Wyoming E.U.)
Profondeur minima (m)	3.300	1.600	1.800	1.500
Pression de fond (kg/cm2)	670	135	177	105
Température de fond (d°)	140	65	47,5	50
Teneur en H_2S (%)	15,2	-	-	10,5
Teneur en CO_2 (%)	9,6	-	-	6
Méthane et Ethane (%)	72,5	93,4	94,3	57,2
Hydrocarbures condensables (gr.par m3)	65	100	115	420

On voit que, tant la profondeur du gisement, que la température et la pression du gaz et surtout sa teneur en hydrogène sulfurée et en anhydride carbonique, qui lui donne un grand pouvoir corrosif, rendent l'exploitation de Lacq profond particulièrement coûteuse. Elle ne lui enlèvent pas cependant son caractère de rentabilité dans un pays où le prix de l'énergie se situe à un niveau élevé.

---

(1) La production italienne en 1956 a été de 4,5 milliards m3, la production des Etats-Unis de 290 milliards m3.

(2) Représentant environ 5,6 millions t d'équivalent charbon.

c) La plus belle découverte pétrolière en France métropolitaine, à ce jour a été faite en mars 1954 par Esso Standard (1) près de Parentis en Born dans les Landes. Le nombre de puits en exploitation atteignait 12 dès la fin de 1955 et se monte actuellement à 24. Le débit des puits est important : dans l'un d'entre eux il dépasse 500m3/jour, chiffre sans équivalent aux Etats-Unis ; seuls les puits du Moyen-Orient ont un rendement supérieur (800 m3 à 1.000 m3). Le pétrole extrait d'une profondeur de 2.100 m à 2.450 m est de très belle qualité et d'une haute teneur en essence. Par simple distillation, il donne 24 % d'essence, 10 % de pétrole lampant, 18 % de gas oil, 27 % de fuel, 21 % de base de cracking.

La production s'est élevée de 564.000 t en 1955, à 1.034.000 t en 1956 ; elle atteindra, avec 1.250.000 en 1957, la cadence la plus élevée permise par les caractéristiques techniques du gisement. Le champ de Parentis, dont on évalue les réserves à près de 25 millions t, est ainsi devenu, par son importance, le deuxième gisement de l'Europe occidentale, après celui de Matzen en Autriche. Il faut ajouter que trois petits gisements, produisant chacun une dizaine de milliers t par an, ont été découverts à proximité de Parentis par Esso Rep : Mothes en 1955, Lugos et Lucats en 1956.

Pour éviter des transports coûteux, Esso Standard a entrepris la pose d'un pipe-line de Parentis au port d'Ambès, où elle construira une raffinerie d'une capacité initiale de 1.500.000 t/an. Actuellement, le pétrole brut est transporté par voie ferrée jusqu'à Ambès, puis par navire-citerne jusqu'à la raffinerie de Port-Jérôme en Basse-Seine.

6.1.2. Le Sahara (2)

Les recherches activement menées au Sahara depuis 1952 ont abouti en 1956, dans deux régions différentes, à la découverte de gisements assez importants pour justifier une exploitation commerciale.

---

(1) C'est à présent la Société Esso Rep qui exploite le gisement de Parentis.

(2) Ailleurs qu'au Sahara, les découvertes en Afrique du Nord n'ont eu que peu d'importance. On peut citer les découvertes faites en 1948 et 1954 au Maroc dans la région de l'Oued Beth, entre Rabat et Meknès, par la Société Chérifienne des Pétroles dont la production a atteint son maximum en 1954 avec 118.000 t et décline à l'heure actuelle (97.000 t en 1956).

a) Au Sahara oriental, dans la région de Fort Flatters, près de la frontière lybienne, la CREPS rencontrait le pétrole, en janvier 1956, à Edjelé, puis un gisement de gaz accompagné d'indices d'huile prometteurs, à 70 km au nord, à Zarzaïtine, enfin en juin de la même année, une autre gisement, à 70 km au nord-ouest, à Tinguentourine.

Les gisements ainsi découverts sont situés à faible profondeur (de 500 à 1.200 m environ), la porosité et la perméabilité de la roche magasin sont bonnes. L'huile est d'excellente qualité : légère, exempte de soufre et utilisable à l'état brut dans les moteurs diesel. Les réserves sont évaluées à l'heure actuelle à 40 millions t prouvées à Edjelé et entre 60 et 80 millions t probables à Tinguentourine et Zarzaïtine réunis. Plus de 20 puits sont dors et déjà terminés.

b) En juillet 1956, à Hassi-Messaoud, à 250 km au sud de Touggourt un forage profond, Md 1, de l'association C.F.P.A. - SN.REPAL, rencontrait à 3.300 m environ une couche imprégnée, sur une épaisseur exceptionnelle de 145 m, d'une huile de très bonne qualité, légère et ne contenant pas de soufre. Deux autres forages pratiqués l'un, Om 1, à 8 km au nord, l'autre, Md 2, à 10 km au sud-ouest du premier, ont rencontré le pétrole dans des conditions semblables, la couche imprégnée atteignant 235 m pour Om 1 et 110 m pour Md 2. Sept autres forages d'extension sont en cours à l'heure actuelle : Om 7, Om 2, Om6, Md 3, Md 4, Md 5 et Md 6, disposés à quelques kilomètres autour de Md 1. L'un d'entre eux, Om 7, situé à 7 km environ au nord-est de Md 1, a déjà atteint la couche productrice. Les autres en sont à des niveaux variables, mais on constate jusqu'ici dans les couches traversées une corrélation très forte avec les forages déjà terminés.

La réussite de ces forages témoigne de la continuité du gisement sur une zone étendue, la structure du sous-sol apparaissant exempte de bouleversement. Cependant, dans la partie du gisement explorée jusqu'ici, la roche magasin n'a fait preuve que d'une porosité et d'une perméabilité assez médiocre. Dans ces conditions, on chiffre les réserves probables du gisement, en l'état actuel des recherches, de 300 millions t, selon les évaluations les plus prudentes, à 500 millions t, suivant des estimations plus optimistes.

Le développement des découvertes d'Edjelé et d'Hassi-Messaoud nécessite des travaux considérables et extrêmement coûteux. Pour 1960, on compte, moyennant le forage de plus de 320 puits, environ, atteindre à Edjelé - Tinguentourine une production annuelle de 3 à 4 millions t, tandis qu'à Hassi Messaoud 100 à 150 puits permettraient de produire 4 à 5 millions t.

Quant aux moyens d'évacuation, leur mise en place doit s'effectuer en deux temps. Dans une première phase, actuellement en cours, on procède à la pose d'un petit pipe-line de six pouces de Hassi-Messaoud à Toggourt dont le coût serait d'environ F. 3 milliards, et à l'élargissement de la voie ferrée de Toggourt à Biskra. Ces travaux, qui seront terminés pour le début de l'année 1958, permettront d'acheminer, au cours de l'année, de 500.000 t à 600.000 t depuis Hassi-Messaoud jusqu'à la côte algérienne.

Dans une seconde phase, on projette de construire pour 1960, des pipe-lines de plus gros diamètre (de 20 à 24 pouces) de Hassi-Messaoud à la côte algérienne ou tunisienne d'une part, d'Edjelé à la côte lybienne d'autre part. Les tracés, le nombre et les dimensions exactes de ces pipe-lines sont encore loin d'être décidés. Ils dépendront en grande partie de l'importance et de la situation des gisements exploitables qui pourraient être découvertes ultérieurement, soit au Sahara, soit en Lybie. Il a été annoncé cependant que la CREPS a passé commande de tubes de grand diamètre pour la construction d'un pipe-line reliant Edjelé à la côte lybienne.

Il est difficile d'établir des prévisions de dépenses pour l'ensemble de ces travaux. De 1957 à 1959 leur coût total pourrait atteindre de F. 225 milliards à F. 275 milliards (1), et en 1958, l'ensemble des dépenses de recherche et d'exploitation des gisements déjà découverts pourrait se monter à F. 74 milliards ; sur cette dernière somme F. 32 milliards iraient à la recherche et au forage des puits de développement et F. 42 milliards à la construction de moyens de transport (2). On admet que la construction d'un pipe-line de grand diamètre de Hassi-Messaoud à la côte pourrait coûter de F. 20 milliards à F. 30 milliards.

6.1.3. Le Gabon

Au début de 1956 deux gisements ont été découverts au Gabon par la S.P.A.E.F., l'un à 2.000 m de profondeur, à Pointe Clairette près de Port Gentil, l'autre à 1.000 m de profondeur à Ozouri. Malgré leur étendue restreinte, la pression relativement faible et l'irrégularité des réservoirs, on évalue les réserves prouvées de ces deux gisements à 4 millions t et 1 million t respectivement. Situés sur la côte, ils présentent de grandes facilités d'évacuation pour le pétrole brut. Ils ont été mis en production en avril 1957, et au 25 septembre leur production cumulative atteignait 100.000 t. On prévoit pour 1958 une production de 300.000 t dont 200.000 t pour Pointe Clairette et 100.000 t pour Ozouri.

(1) Suivant une déclaration de M. Lemaire, secrétaire d'Etat à l'industrie du Gouvernement Guy Mollet.
(2) Suivant une déclaration de M. Guillaumat, président du B.R.P.

7. PERSPECTIVES

Les perspectives en matière de recherche pétrolière pour les prochaines années sont d'autant meilleures, pour chaque région, que de bons premiers résultats ont été déjà obtenus : on sait en effet que les accumulations d'hydrocarbures ont tendance à se trouver groupées dans certaines zones privilégiées. C'est donc dans les régions où des découvertes ont déjà été faites qu'il existe les meilleurs espoirs pour l'avenir et que les recherches seront le plus activement menées.

Ainsi, en France métropolitaine, malgré les indices, jusqu'ici toujours décevants, rencontrés dans d'autres régions comme le Bassin Parisien, c'est sans conteste le Bassin d'Aquitaine qui est devenu la terre d'élection des recherches pétrolières. Il en est de même, dans les territoires d'outre-mer, pour le Sahara et les régions d'Afrique Noire, constituées par le Gabon et le Moyen Congo. Dans certains cas même, les indices rencontrés peuvent faire espérer que des découvertes pourraient intervenir dans le proche avenir.

a) Aquitaine

Des venues d'huile ont été observées à la suite de forages par la S.N.P.A. à Clermont en février 1957 et plus récemment à Audignon. La présence de véritables réservoirs de pétrole est cependant encore loin d'être confirmée.

En mars 1957, à Parentis, alors qu'un forage profond d'Esso Standard, destiné à explorer les couches situées au-dessous du gisement actuel, atteignait un niveau situé entre 3.740 m et 3.750 m, une éruption de gaz accompagnée de pétrole d'excellente qualité s'est produite sous une forte pression. Ce forage a dû être finalement abandonné tant pour des raisons techniques que de sécurité. Un second forage profond entrepris à quelques distances du premier, en août 1957, ne sera pas terminé avant plusieurs mois. Dès maintenant cependant, la découverte d'un véritable gisement de Parentis profond est dans le domaine des possibilités .

b) Sahara

Au Sahara les meilleurs espoirs se concentrent à l'heure actuelle dans deux régions :

D'une part à Hassi R'Mel, dans le Sahara du Nord, sur les périmètres de la SN.REPAL, il a été découvert un gisement de gaz important capable de produire environ 500.000 m3/jour. Son exploitation ne peut être envisagée actuellement, les prix de revient en

étant trop élevés, mais on espère découvrir du pétrole brut, soit directement en dessous du gisement de gaz, soit à proximité. A Guerrara, dans la même région, d'autres venues de gaz ont été constatées en septembre 1957.

D'autre part, dans le Sahara occidental, sur les périmètres récemment accordés à la C.E.P., les travaux de reconnaissance sismique effectués jusqu'ici ont permis de faire des observations particulièrement encourageantes. Cependant, dans cette région éloignée du Sahara seule la découverte du pétrole en grande quantité pourrait être rentable.

D'une manière générale, d'ailleurs, des problèmes d'ordre politique peuvent se poser au Sahara et il est difficile de préciser à l'heure actuelle dans quelles conditions l'exploitation du pétrole y sera réalisée.

c) Gabon et Moyen Congo

Les travaux effectués jusqu'ici par la S.P.A.E.F. permettent de penser que d'autres gisements du même type ou peut-être même plus importants que ceux de Pointe Clairette et d'Ozouri, pourraient être découverts au Gabon et même plus au sud, au Moyen Congo. Les venues d'huiles observées à la fin du mois de septembre 1957 à M'Bega, au Gabon, et surtout en octobre 1957 à la Pointe Indienne, au Moyen Congo, sont encourageantes de ce point de vue. D'autre part, les gisements d'Ozouri et de Pointe Clairette sont eux-mêmes loin d'être entièrement reconnus.

Le tableau ainsi esquissé des perspectives de la recherche pétrolière en France et dans les territoires d'outre-mer, montre que, malgré des risques indéniables, elle ne manque pas actuellement d'attrait pour les capitaux disponibles, d'autant que des découvertes peuvent toujours survenir dans des régions nouvelles. De là, d'ailleurs, le grand nombre de sociétés de recherches créées récemment et le succès des opérations effectuées dernièrement dans le but d'accroître la part des capitaux privés dans le financement de la recherche pétrolière.

Dans les prochaines années, l'effort qui sera demandé à l'épargne privée dans ce domaine sera d'ailleurs considérable. Les prévisions de dépenses de recherche faites par le B.R.P. pour la période quinquennale 1956-1960 s'établissaient initialement à F. 250 milliards, dont F. 85 milliards environ fournis par les capitaux privés. Cependant, au rythme actuel du développement des travaux, et étant donné la part grandissante que doivent prendre ces capitaux dans le financement de la recherche, ces prévisions pourraient être largement dépassées.

Au reste, le maintien d'un niveau élevé d'investissement dans la recherche pétrolière est actuellement, et pour un certain temps encore, la seule manière de répondre aux besoins énergétiques pressants de l'économie française ; ce n'est en effet que dans un avenir plus lointain que l'apport d'autres sources d'énergie, au premier rang desquelles se place l'énergie nucléaire, pourra prendre une certaine importance.

ANNEXE I

La géophysique, science de la recherche de la structure souterraine par des méthodes physiques, constitue une véritable radiographie de l'écorce terrestre. Ses méthodes sont multiples et chacune a ses applications propres : on les utilise en cherchant à obtenir la confirmation des résultats de l'une par ceux de l'autre.

Les méthodes les plus connues sont la gravimétrie, la magnétométrie, la sismographie et l'étude des courants telluriques.

La gravimétrie permet de mesurer les très faibles variations de la pesanteur terrestre dans une zone donnée : un grand anticlinal enterré, par exemple, peut provoquer une augmentation de la pesanteur au-dessus de sa crête par rapport aux environs. Ces différences se traduisent en milligals, le milligal étant la millionième partie de la pesanteur G.

Ces mesures exécutées avec un appareil de haute précision sur des mailles aussi régulières que possible, permettent de dresser une carte des isogames (ligne d'égale pesanteur) de la zone étudiée.

La magnétométrie est basée sur le fait que la magnétisme terrestre se trouve influencé par la présence dans le sous-sol de minéraux magnétiques et de roches ignées.

La variation d'intensité du magnétisme est plus forte dans les roches qui forment ce que les géologues nomment le "socle" du terrain étudié. Ces mesures sont parfois effectuées par voie aérienne, le magnétomètre étant tracté par un avion.

L'étude des courants telluriques est plus spécialement apte à suivre le "toit" d'un horizon souterrain électriquement résistant (socle cristallin, par exemple, sous les couches sédimentaires)

La sismographie ou sismique consiste à créer des ondes de tremblements de terre artificiels en faisant sauter des explosifs dans des trous de mines et à observer les temps de voyage de ces ondes à travers la portion intéressée de la croûte terrestre.

Deux formes d'examen sont utilisées : la méthode par réflexion où les ondes sismiques sont réfléchies par certaines surfaces rocheuses et la méthode par réfraction basée sur le fait que les ondes sismiques traversent les formations du sous-sol à des vitesses différentes suivant la nature des roches.

Le sondage d'exploration reste cependant le seul critère définitif en matière de recherche, il permet l'application de la méthode dite du "carottage électrique" et renseigne avec précision sur la nature, l'épaisseur et l'inclinaison des couches de terrain. Il permet de retirer du sol, grâce à un sondage spécial, des échantillons de roches dits "carottes" qui sont soigneusement étudiés en laboratoire pour identifier les fossiles. Ces fossiles renseignent le prospecteur sur l'identité des couches atteintes en cours de forage.

ANNEXE 2

Dénomination complète des sociétés de recherche

ESSOREP - Société ESSO de recherches et d'Exploitations Pétrolières
C. P. Guyenne - Compagnie des Pétroles de Guyenne
REPGA - Société de Recherches et Exploitations de Pétrole et de Gaz
PETROREP - Société de Recherches Pétrolières dans la Région Parisienne
C. F. P. Normandie - Compagnie Française des Pétroles (Normandie)
C. F. P. Gascogne - Compagnie Française des Pétroles (Gascogne)
S. P. Valence - Société des Pétroles de Valence
S. A. P. C. O. - Société Anonyme des Pétroles du Centre Ouest
COPESEP - Compagnie des Pétroles du Sud-Est Parisien
S. I. R. E. P. - Société Indépendante de Recherches et d'Exploitations du Pétrole
S. P. G. - Société des Pétroles de la Garonne
FROPEX - France Outre-Mer de Prospections et Exploitations Pétrolières
C. E. P. - Compagnie d'Exploration Pétrolières
S. N. P. A. - Société Nationale des Pétroles d'Aquitaine
PREPA - Société de Prospectionset d'Exploitations Pétrolières en Alsace
S. A. F. R. E. P. -Société Anonyme Française de Recherches et d'Exploitations de Pétrole
COPEFA - Compagnie des Pétroles France-Afrique
S. E. R. E. P. T. - Société de Recherches et d'Exploitations des Pétroles en Tunisie
C. A. R. E. P. - Compagnie Algérienne de Recherches et d'Exploitations Pétrolières
S. P. A. - Société des Pétroles d'Aumale
S. N. REPAL - Société Nationale de Recherche et d'Exploitation des Pétroles en Algérie
C. F. P. A. - Compagnie Française des Pétroles (Algérie)
FRANCAREP - Cie Africaine de Recherches Pétrolières
C. P. A. - Compagnie des Pétroles d'Algérie
C. R. E. P. S. - Compagnie de Recherches et d'Exploitations de Pétrole au Sahara
EURAFREP - Sté de Recherches et d'Exploitations Pétrolières
COPAREX - Compagnie de Participations de Recherches et d'Exploitations Pétrolières
OMNIREX - Omnium de Recherches et d'Exploitations Pétrolières

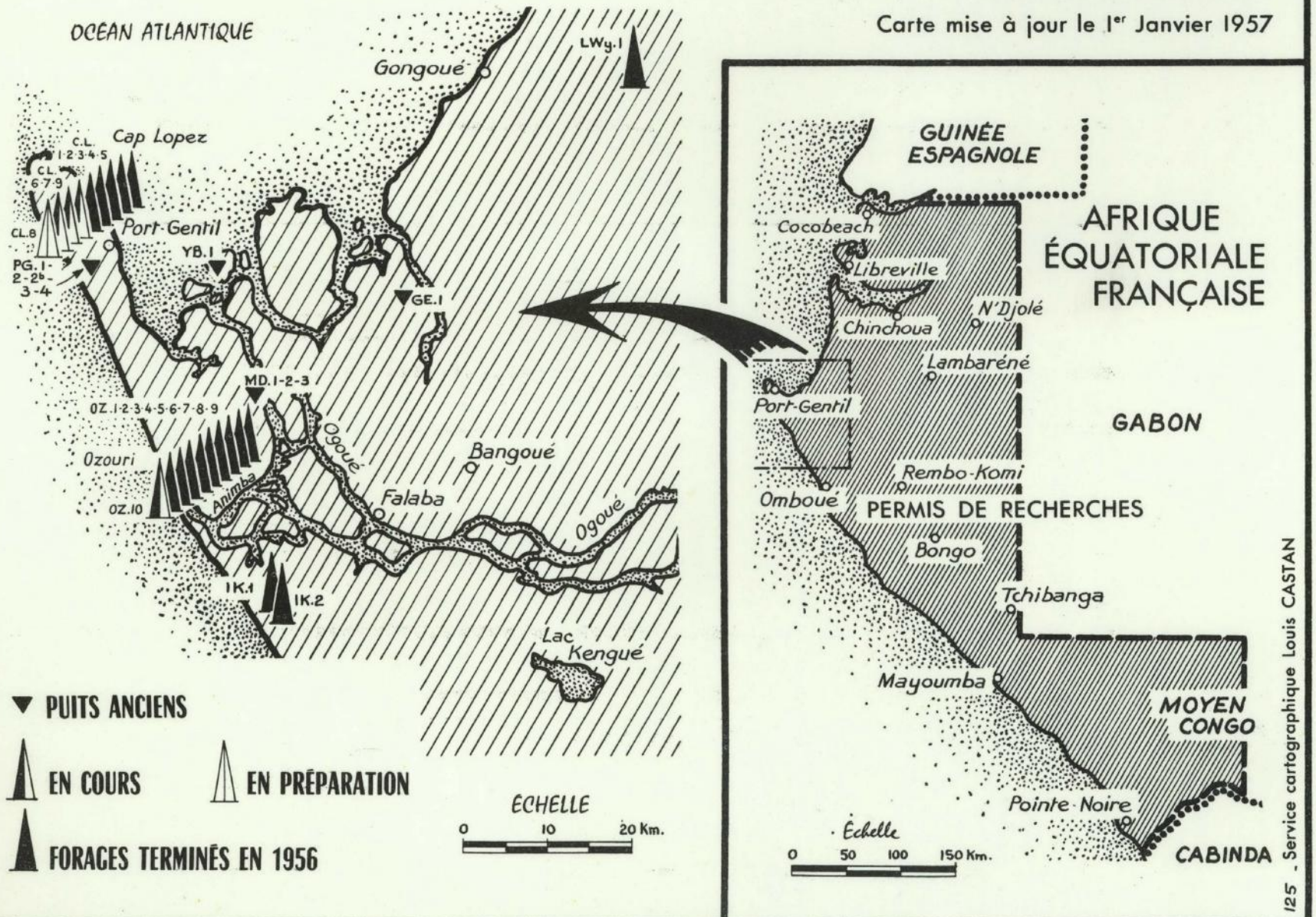
S. P. A. E. F. - Société des Pétroles d'A. E. F.
S. E. R. E. P. Cameroun - Société de Recherches et d'Exploitation des Pétroles du Cameroun
S. P. Madagascar - Société des Pétroles de Madagascar
S. A. P. - Société Africaine des Pétroles
S. P. Sénégal - Société des Pétroles du Sénégal
S. R. E. P. N. C. - Société de Recherches et d'Exploitation de Pétrole en Nouvelle-Calédonie.

PÉRIMÈTRE ET FORAGES DE LA S.P.A.E.F. EN 1956

SOCIÉTÉ DES PÉTROLES D'AFRIQUE ÉQUATORIALE FRANÇAISE

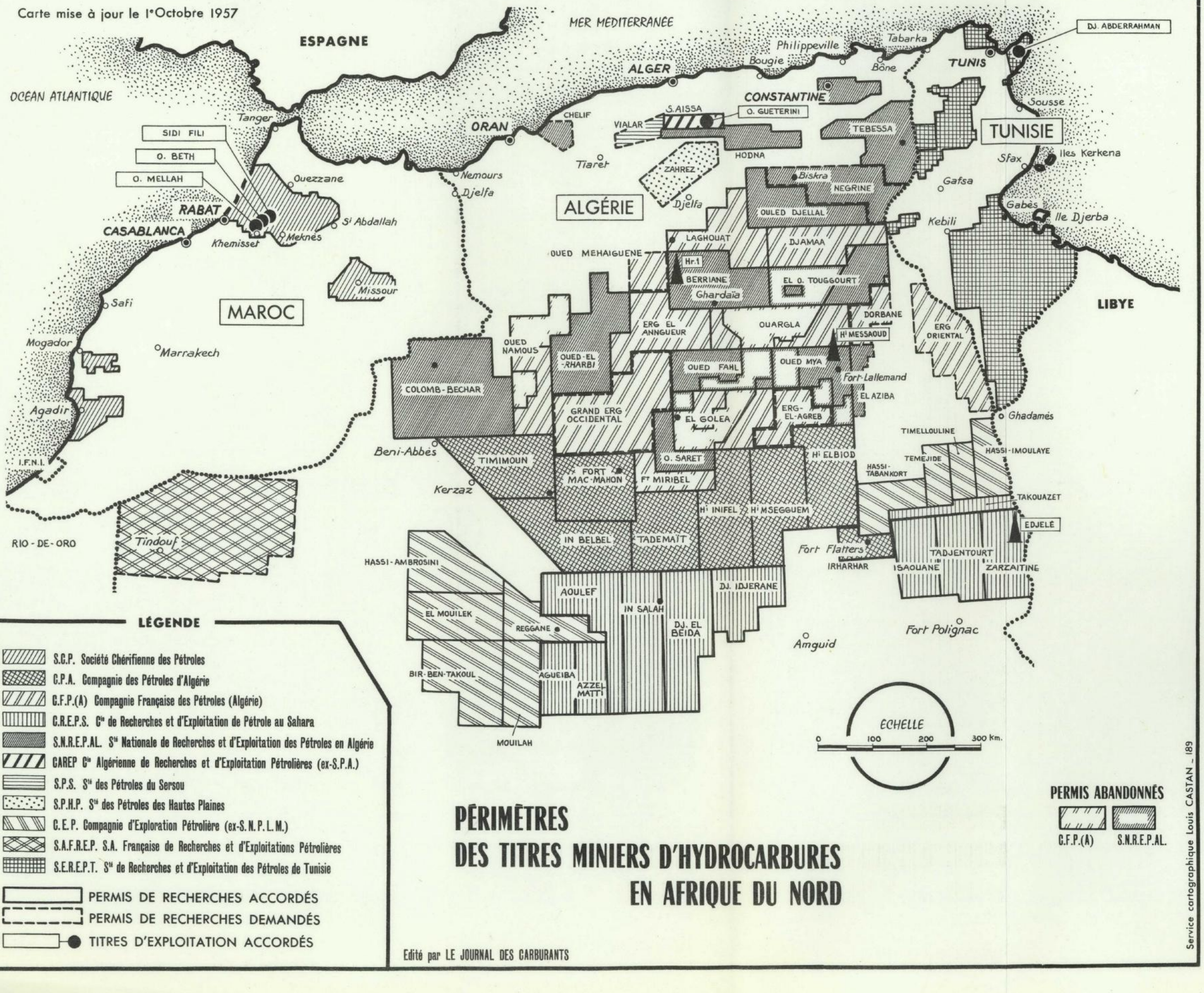
Edité par LE JOURNAL DES CARBURANTS

Carte mise à jour le 1er Janvier 1957



125 - Service cartographique Louis CASTAN

Carte mise à jour le 1er Octobre 1957



LÉGENDE

- S.C.P. Société Chérifienne des Pétroles
- C.P.A. Compagnie des Pétroles d'Algérie
- C.F.P.(A) Compagnie Française des Pétroles (Algérie)
- C.R.E.P.S. Cie de Recherches et d'Exploitation de Pétrole au Sahara
- S.N.R.E.P.AL. Sté Nationale de Recherches et d'Exploitation des Pétroles en Algérie
- CAREP Cie Algérienne de Recherches et d'Exploitation Pétrolières (ex-S.P.A.)
- S.P.S. Sté des Pétroles du Sersou
- S.P.H.P. Sté des Pétroles des Hautes Plaines
- C.E.P. Compagnie d'Exploration Pétrolière (ex-S.N.P.L.M.)
- S.A.F.R.E.P. S.A. Française de Recherches et d'Exploitations Pétrolières
- S.E.R.E.P.T. Sté de Recherches et d'Exploitation des Pétroles de Tunisie

PERMIS DE RECHERCHES ACCORDÉS
PERMIS DE RECHERCHES DEMANDÉS
TITRES D'EXPLOITATION ACCORDÉS

PÉRIMÈTRES DES TITRES MINIERS D'HYDROCARBURES EN AFRIQUE DU NORD

PERMIS ABANDONNÉS

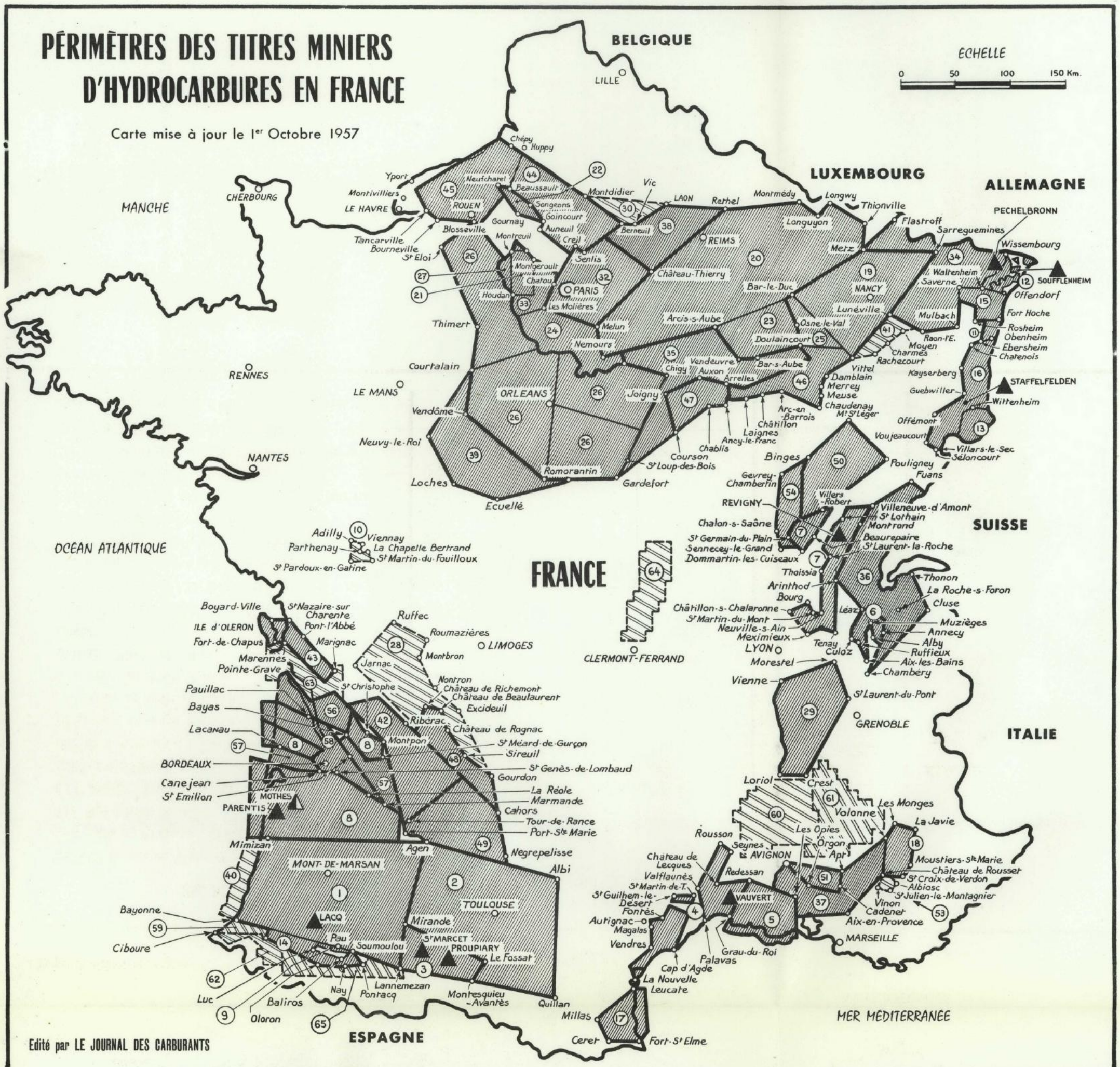
C.F.P.(A) S.N.R.E.P.AL.

Edité par LE JOURNAL DES CARBURANTS

Service cartographique Louis CASTAN _ 189

PÉRIMÈTRES DES TITRES MINIERS D'HYDROCARBURES EN FRANCE

Carte mise à jour le 1er Octobre 1957



Edité par LE JOURNAL DES CARBURANTS

ORGANISMES	PERMIS DE RECHERCHES ACCORDÉS	PERMIS DE RECHERCHES DEMANDÉS	TITRES D'EXPLOITATION ACCORDÉS	TITRES D'EXPLOITATION DEMANDÉS
S.N.P.A. Sté Nationale des Pétroles d'Aquitaine	1 9 14 19 25 46	40 41 60 65	LACQ	
S.P.G. Société des Pétroles de la Garonne	2			
R.A.P. Régie Autonome des Pétroles	3 6 7 20 22 23 57		St MARCET, PROUPIARY, REVIGNY	
C.E.P. Compagnie d'Exploration Pétrolière (ex-S.N.P.L.M.)	4 5 17 18 21 24 27 33 56	63 64	VAUVERT	
ESSO-R.E.P. Esso-Standard S.A.F.	8	30	PARENTIS	MOTHES
PREPA Sté de Prospection et Exploitation Pétrolière en Alsace	11 12 13 15 16 34 54 36 37		STAFFELFELDEN, SOUFFLENHEIM	
FROPEX France Outremer de Prospections et Exploitations Pétrolières S.A.F.	26			
S.A.P.C.O. S.A. des Pétroles du Centre-Ouest et MOFAG		10 28		
S.P.V. Société des Pétroles de Valence	29 51			
UNIVERSAL NEPTUNE COMPAGNIE		62		
PETROREP	32			
T.P.S.A.F. Transworld Petroleum S.A.F. (ex-S.E.P.)	36 37			
MOBIL-OIL Française et R.E.P.G.A. Recherche et Exploitation de Pétrole et de gaz	38 58 39			
C.F.P.(G.) Compagnie Française des Pétroles (Gascogne)	42 43			
C.F.P.(N) Compagnie Française des Pétroles (Normandie)	44 45			
C.P.G. Compagnie des Pétroles de Guyenne	48 49			
S.A.F.R.E.P. S.A. Française de Recherches et d'Exploitations Pétrolières	47 50	59		
C.O.P.E.S.E.P. Cie des Pétroles du Sud-Est Parisien	35			
S.I.R.E.P Sté Independante de Recherche et d'Exploitation du Pétroie		53		
S.A.E.M.P. S.A. d'Exploitations Minières PECHELBRONN			PECHELBRONN	
COPEFA - Cie des Pétroles FRANCE-AFRIQUE		61		

— Service cartographique Louis CASTAN

LE MARCHE DU FRET PETROLIER

ETUDES
ECONOMIQUES & FINANCIERES

A. 488

LE MARCHE DU FRET PETROLIER

Septembre 1957.

S O M M A I R E

Pages

I - INTRODUCTION : VUE GENERALE -

II - L'OFFRE -

A - La flotte pétrolière 6

B - Evolution de l'offre 11

III - LA DEMANDE -

A - Le transport maritime du pétrole 15

B - Evolution de la demande 18

IV - LE MARCHE DU FRET PETROLIER -

A - Organisation du marché 21

B - Les différents affrètements :

a) Le marché du disponible 22

b) Le marché à temps 26

C - Diversité et unité du marché 30

V - EVOLUTION DU FRET PETROLIER 35

VI - CONCLUSION - PERSPECTIVES D'AVENIR 41

Annexe I - Evolution du fret pétrolier au voyage.

Annexe II - Evolution du Time-Charter.

Annexe III - Coût moyen des transports pétroliers.

Graphiques de l'évolution du fret pétrolier (de 1947 à 1956.
(de janvier 1956 à juin 1957.

I - INTRODUCTION : VUE GENERALE

L'approvisionnement du monde libre en produits pétroliers exige le transport, sur quelques grands axes de communication maritime, de tonnages considérables de cette matière première liquide que constitue le pétrole brut. Ce transport est assuré de façon régulière et toujours, si possible, par cargaisons complètes, par des navires-citernes spécialisés auxquels on donne souvent même en France leur dénomination anglaise de "tankers". Ces bâtiments, qui transportent le pétrole en vrac, ne disposent pratiquement jamais de fret de retour et n'ont aucune possibilité de reconversion d'activité (1).

Ces conditions particulières d'exploitation ont entraîné la création d'un marché des frets autonome dont l'évolution n'est pas directement liée à celle des autres frets.

Le marché des frets pétroliers est un marché libre international obéissant à la loi de l'offre et de la demande (2). L'offre est représentée par l'ensemble de la flotte pétrolière mondiale, la demande par le nombre de tonnes-milles à transporter. La confrontation de l'offre et de la demande se traduit par des modifications dans les taux d'affrétement, l'équilibre du marché étant obtenu, en cas de baisse des cours, par l'augmentation du tonnage désarmé, en cas de hausse, par la remise en service de navires désarmés ou tenus en réserve, par l'utilisation intensive de la flotte existante, enfin, par de nouvelles commandes passées aux chantiers de construction navale.

---

(1) Depuis quelques années, on construit des tankers qui, après nettoyage, peuvent servir au transport des céréales. La rentabilité de ces opérations soulève d'ailleurs des controverses. De toute façon, ce transfert d'activité ne peut concerner qu'un nombre restreint de navires, les transporteurs de grains étant déjà nombreux. Certains minéraliers, d'autre part, sont munis de "ballasts" qui pourraient servir au transport du pétrole.

(2) Il y a quelques entorses à ce principe dues à des règlements pris par certains pays et parfois au contrôle des changes.

Sans être fausse, cette vue schématique demeure cependant trop théorique et simplifie exagérément une réalité plus complexe.

Tout d'abord, il n'y a pas un marché unique sur lequel se trouvent mises en présence l'offre et la demande de transports. En effet, c'est sans doute une des principales caractéristiques du marché des transports maritimes de pétrole que la possession par les utilisateurs eux-mêmes d'une partie importante des moyens de transport. Les grandes sociétés pétrolières transportent sur leurs propres navires près de la moitié du pétrole brut nécessaire à la marche de leurs raffineries. De larges fractions de l'offre et de la demande globales se trouvent ainsi directement compensées au sein des sociétés et n'apparaissent pas sur le marché.

Pour compléter leur flotte, les compagnies affrètent les navires des Etats et des armateurs indépendants. Ces affrètements sont, en majorité, conclus pour de longues durées, ce qui assure la sécurité des approvisionnements. Ce n'est qu'un volant permettant d'ajuster exactement les transports aux nécessités de l'exploitation que les sociétés s'assurent par des affrètements à court terme sur le marché du disponible : affrètements au voyage ou à un petit nombre de voyages consécutifs.

Les chiffres ci-après, établis au 1er janvier 1957, donnent le partage de la flotte pétrolière mondiale entre compagnies pétrolières et armateurs indépendants et, dans le second groupe, la répartition entre les différents marchés d'affrètement :

Compagnies pétrolières		43 %
Armateurs indépendants		57 %
dont : affrétés en time-charter	31 %	
en voyages consécutifs à plus de 12 mois	14 %	
au marché du disponible	12 %	

Ces différents marchés d'affrètement sont distincts les uns des autres. L'affrètement à temps, ou time-charter, est un contrat de location de navires dont le taux est établi en shillings ou dollars par tonneau de jauge et par mois. L'affrètement au voyage est un contrat de transport dont le prix, exprimé en pourcentage de certains barèmes de base U.S.M.C., M.O.T. ou Scale, correspond à un montant en dollars ou en shillings par tonne de pétrole transportée sur le parcours considéré. L'affrètement aux voyages consécutifs est, lui aussi, un contrat de transport mais dont le prix comporte normalement des clauses de révision en fonction de certains indices de fret pétrolier.

Il va de soi, cependant, que ces marchés ne sont pas sans réagir les uns sur les autres, attendu que c'est le même service qu'on y achète et que, sauf exception, les tankers sont libres de passer de l'un à l'autre.

C'est sur le marché du disponible - marché "spot" selon l'expression anglaise - type parfait du marché marginal, que se fait le plus rapidement et le plus vivement sentir la tendance due à une pénurie ou à un excédent de tonnage par rapport aux transports à effectuer. Mais cette tendance, par une action à la fois matérielle et psychologique, influence de proche en proche les autres marchés et jusqu'à la gestion par les sociétés de leurs flottes propres. Si donc les prix payés à un moment donné pour les affrètements au voyage sont loin de représenter le coût moyen des transports pétroliers, ils constituent cependant les prix directeurs, dont l'évolution commande celle de l'ensemble du marché.

Mentionnons encore qu'il y a deux marchés différents, l'un pour les produits noirs, l'autre pour les produits blancs, Ces deux marchés évoluent toutefois parallèlement, la différence de cours entre les deux étant, en principe, limitée au coût du nettoyage d'un navire. Seul le marché des produits noirs, de beaucoup le plus important, sera examiné dans cette étude.

Il n'y a donc pas un marché unique du fret pétrolier. La marchandise, ou plutôt le service que l'on négocie, ne se présente pas non plus d'une façon uniforme permettant la cotation d'un cours valable pour de multiples transactions. En fait, chaque affrètement est un contrat unique, dont le prix, librement débattu, ne s'applique qu'à ce contrat.

Ce prix, fonction de l'état du marché, dépend aussi des caractéristiques du navire affrété, c'est-à-dire, non seulement de sa jauge et de sa portée en lourd, mais aussi de sa vitesse, de son équipement, de sa consommation de combustible, etc..., facteurs qui déterminent la capacité effective de transport et le coût de revient. Ces éléments techniques jouent un rôle essentiel particulièrement lorsqu'il s'agit d'affrètements de longue durée.

Il y a toutefois un facteur de stabilité dans le fait qu'une large fraction de la flotte pétrolière est composée de navires d'un même type, les pétroliers T2. Ces navires, construits en série pendant la guerre aux Etats-Unis, représentaient au lendemain de la guerre à peu près la moitié de la flotte pétrolière mondiale; ils en constituent encore à peu près un cinquième aujourd'hui. C'est dire qu'ils forment un élément indispensable à l'équilibre du marché, et qu'à tout moment le prix payé pour un T2 servira en quelque manière de référence.

Pour les affrètements au voyage, on relève également des différences selon les parcours. On ne paye pas pour le transport de telle quantité de pétrole à telle distance, mais on affrète un navire déterminé pour un voyage déterminé. Il peut ainsi y avoir excédent de tankers en un point de chargement et pénurie dans un autre. Toutefois, les disparités de prix qui en résultent ne sont jamais durables. Il n'y a, en effet, que quatre grands centres d'approvisionnement - le Golfe du Mexique, la Mer des Caraïbes (Venezuela), la côte orientale de la Méditerranée et le Golfe Persique - et la mobilité des tankers permet de les diriger ou de les dérouter vers le point où les prix sont les plus élevés, ce qui ramène rapidement l'équilibre.

Les explications qui précèdent permettent de se rendre compte et de la diversité du marché du fret pétrolier et de son unité d'ensemble. S'il est constitué par un grand nombre d'opérations indépendantes, celles-ci agissent les unes sur les autres et obéissent toutes à une même tendance générale. Abstraction faite de certains déséquilibres passagers, il y a bien un marché du fret pétrolier.

Celui-ci, comme tout marché véritablement libre, est caractérisé par des fluctuations de cours rapides et de grande amplitude (cf. tableaux et graphiques annexes). Particulièrement accusés sur le marché du disponible, ces mouvements se manifestent également, de façon très sensible, sur les affrètements à temps.

Depuis la fin de la guerre, le marché est ainsi passé par quatre périodes de forte tension - l'hiver 1947-48, l'hiver 1950-51, l'hiver 1951-52 et l'hiver 1956-57 - et trois périodes de dépression profonde - l'été 1949, l'été 1954 et l'été 1957. Ces différentes crises paraissent dues à l'action concordante d'un certain nombre de causes influençant la demande et l'offre de transport.

La demande obéit en effet :

- à des facteurs saisonniers. La consommation et le raffinage du pétrole étant concentrés dans l'hémisphère nord, il y a réduction de la demande pour l'industrie et le chauffage pendant les mois d'été;

- à la conjoncture. Bien que la production et la consommation de produits pétroliers continuent à augmenter même pendant les années de recession, l'accroissement, toutefois, se ralentit lorsque l'évolution de l'économie mondiale est moins favorable. Les dépressions de 1949, 1954 et 1957 coïncident avec des années d'hésitation de la conjoncture, tout au moins aux Etats-Unis. La reprise du marché en 1955-56 a accompagné la forte expansion de la production qui a caractérisé cette période;

- enfin, et avec une grande vivacité, aux crises politiques internationales. La tension de l'hiver 1950-51 a été provoquée par la guerre de Corée, celle de l'hiver 1951-52 par la nationalisation des pétroles de l'Iran, celle de l'hiver 1956-57 par la crise de Suez et du Moyen-Orient.

L'offre, de son côté, progresse de façon continue en même temps que la flotte de navires citernes, mais cette progression est loin d'être régulière. Chaque période de tension du marché entraîne un afflux de commandes de tankers dont la livraison, un à deux ans plus tard, tendra à déprimer le marché; chaque période de dépression se traduit par un ralentissement des commandes et, par suite, à échéance, par un taux moins élevé d'accroissement de la flotte.

Il y eut ainsi, au cours des dernières années, un déphasage constant entre l'évolution de l'offre et de la demande qui explique le mouvement pendulaire du fret pétrolier. Les tankers commandés dans la période de tension 1951-52 sont arrivés sur le marché en 1953-54, alors que la progression de la demande se ralentissait. La réduction des commandes due à la dépression de 1954 n'a pas permis à l'offre de suivre la vive reprise de la demande en 1955-56. Les importantes commandes, qui ont de nouveau été passées dans le courant de l'année 1955, ont commencé à arriver sur le marché au début de 1957 et ont contribué à l'effondrement des cours après la remise en service des pipelines de l'Irak et la réouverture du Canal de Suez.

Ainsi se retrouve, au terme de notre analyse, cette confrontation de l'offre et de la demande globales qui nous avait servi de point de départ.

.....

II - L'OFFRE

A - La flotte pétrolière.-

Le développement de la flotte pétrolière a accompagné l'accroissement de la production et de la consommation du pétrole.

Née dans les dernières années du XIX^{ème} siècle, cette flotte n'a commencé à prendre une réelle importance que pendant la guerre 1914-1918. Son développement n'a jamais cessé d'être beaucoup plus rapide que celui du reste de la marine marchande.

	Millions de tonnes dw.	% de la flotte commerciale
1900	0,5	1,6
1914	1,9	2,9
1919	3,7	6,1
1930	11,1	11,2
1939	16,6	16,9
1945	21,7	-
1948	23,3	20,0
1952	32,6	22,0
1955	41,0	-
1956	43,6	26,8

Répartition par pays.-

Le Royaume-Uni, les Etats-Unis et le Libéria sont, dans l'ordre, les trois pays qui disposent des plus importants tonnages de navires pétroliers. Ils sont suivis de la Norvège et du Panama. Mais le Libéria et le Panama ne fournissent que ce qu'on appelle un pavillon de convenance ou de complaisance (1), les navires appartenant et étant exploités par des armateurs américains, grecs, anglais, etc... Costa-Rica et les Bermudes

(1) L'immatriculation des navires sous un pavillon dit de convenance ou de complaisance est une formalité qui permet de sérieuses économies dans le domaine fiscal.

figurent aussi parmi les pavillons de convenance. Cette pratique a naturellement pour conséquence de fausser la comparaison internationale des flottes pétrolières. On considère que les Etats-Unis contrôlent, notamment par les sociétés pétrolières, un tonnage à peu près égal à celui qui navigue sous leur propre pavillon et qui se répartit entre les pavillons libérien, panaméen et anglais.

Tonnage mondial des tankers par nation

(en milliers de T. dw.)

Navires de 2.000 T. dw. et au-dessus

	1936		1946		1952		30 juin 1957	
		%		%		%		%
Royaume-Uni	4.527	27,2	4.351	18,3	6.464	19,9	8.118	17,3
Etats-Unis	4.516	27,1	13.514	57,0	8.554	26,3	7.712	16,4
Libéria	-	-	-	-	1.310	4,0	7.473	15,9
Norvège	2.922	17,5	2.257	9,5	4.709	14,5	6.698	14,2
Panama	711	4,3	868	3,7	3.106	9,5	3.226	6,9
France	530	3,2	296	1,3	1.332	4,1	2.054	4,4
Italie	606	3,6	170	0,7	1.174	3,6	1.959	4,2
Hollande	744	4,5	552	2,3	886	2,7	1.569	3,3
Suède	-	-	-	-	-	-	1.400	3,0
Japon	-	-	-	-	-	-	1.105	2,4
Autres pays	2.096	12,6	1.713	7,2	5.037	15,4	5.697	12,0
	16.652	100	23.721	100	32.572	100	47.011	100

Sur le marché international du fret pétrolier, les pays, comme la Norvège, le Libéria, le Panama, apparaissent à peu près uniquement comme fréteurs de tankers; la France, l'Italie, etc... se présentent essentiellement comme affréteurs, leur flotte propre ne suffisant pas à assurer leurs transports pétroliers; les Etats-Unis et le Royaume-Uni ont un excédent de tonnage par rapport à leurs besoins et sont donc, pour le solde, fréteurs.

Répartition par armateurs.-

Si la nationalité du navire est importante puisque c'est elle qui détermine les recettes ou les dépenses figurant dans la balance des paiements de chaque pays, en ce qui concerne le fret, plus que le pavillon politique compte l'appartenance à un groupe pétrolier ou à un armateur indépendant.

Le plus important propriétaire de navires pétroliers est le groupe de la Royal Dutch-Shell qui, en 1956, possédait 3.000.000 de T.dw. de navires en pleine propriété. Il contrôlait, en même temps, des tankers affrétés à long terme représentant un tonnage de 5.600.000 T. dw., soit un total de 552 pétroliers de 8.600.000 T. dw. ou 19,7 % du tonnage mondial.

La seconde flotte est celle du groupe de la British Petroleum avec 2.016.000 T. dw. en propriété et 3.000.000 de T. dw. en time-charters. Puis vient le groupe de la Standard Oil New-Jersey avec 1.970.000 T. dw. fin 1955.

Parmi les armateurs indépendants, outre les traditionnels armateurs norvégiens, quelques figures nouvelles ont pris sur le marché, depuis la guerre, une place spectaculaire. Ce sont les armateurs grecs, Onassis, Livanos, Niarchos, Goulandris, et le groupe d'armement américain Ludwig.

D'après les derniers chiffres publiés au 30 juin 1957, sur une flotte pétrolière totale de 47.010.000 T. dw., les groupes pétroliers possédaient 17.900.000 T. dw. soit 38,1 %, les armateurs indépendants 24.700.000T. dw., soit 52,5 %, et divers gouvernements (1) le solde de 4.410.000 T. dw., soit 9,4 %.

.....

(1) Les flottes appartenant aux gouvernements servent en partie au ravitaillement des navires de guerre.

Principaux armateurs mondiaux

Fin 1956

	Tonnage en propriété	Tonnage affrété en time-charters	Total
	(en milliers de T. dw.)		
Groupes pétroliers.-			
Royal Dutch-Shell	3.000	5.600	8.600
British Petroleum	2.016	3.000	5.016
Standard Oil New-Jersey(1) ...	1.960	?	?
Gulf Oil Company	1.089	734	1.823
Texas Company(1)	679	321	1.000
Socony Mobil Oil	577	?	?
.....			
Française des Pétroles	293	?	?
Pétrofina	202	806	1.008
Armateurs indépendants(1)			
Armateurs norvégiens	-	-	-
Onassis	1.400	-	-
Livanos	1.200	-	-
Niarchos	1.027	-	-
Ludwig	1.000	-	-
Goulandris	1.000	-	-

(1) En 1955.

Une véritable course s'est d'ailleurs engagée entre compagnies pétrolières et armateurs indépendants. Onassis et Niarchos auraient, l'un et l'autre, près de 1 million de T. dw. en commande, le groupe Ludwig 6 navires représentant globalement 500.000 T. dw., etc... Au total, à fin 1956, près des deux tiers des commandes en carnet provenaient des armateurs indépendants.

Mais les compagnies pétrolières ont réagi. Début mai 1957, la British Petroleum aurait placé des ordres pour la construction de 65 à 75 navires-citernes représentant un tonnage de 2,2 à 2,6 millions de T.dw.

Le montant des commandes serait de 41 tankers (1,6 million T.dw.) pour la Standard Oil New-Jersey, 53 tankers pour le groupe Royal Dutch-Shell (1,5 million de T. dw.), 22 tankers pour la Gulf Oil (700.000 T. dw.) 14 pour la Caltex (500.000 T. dw.). Afin de s'assurer un contrôle encore plus important de leurs moyens de transport, les groupes britanniques se sont efforcés récemment d'intéresser les banques au financement de la construction de tankers.

Structure de la flotte.-

La recherche des conditions d'exploitation les plus favorables a entraîné un accroissement continu des dimensions des tankers.

Au lendemain de la première guerre mondiale, la tendance était à la construction de navires de 10 à 11.000 T. dw., actionnés par une machine à vapeur. A partir de 1930, certains d'entre eux atteignent 15.000 tonnes pour une vitesse de 12 noeuds.

Au cours de la seconde guerre mondiale, pour subvenir aux besoins et compenser les pertes de tankers, les Etats-Unis construisirent en série près de 500 pétroliers d'un même type, qui reçurent la dénomination T2. Ces bâtiments ont une portée en lourd de 16.600 tonnes et une vitesse de route de 14 à 15 noeuds pour une consommation de 285 barils de fuel oil par jour.

Mais, depuis quelques années, s'est engagée une véritable course à l'accroissement des dimensions des tankers. Elle s'ouvrit par l'apparition des premiers "supertankers" de 24 à 28.000 T. dw. aux environs de 1950. Le record mondial établi par Penhoët en 1952 avec les deux "sisterships" français, Bérénice et Bethsabée, de 31.600 tonnes fut très vite dépassé. En 1954, on arrivait à 47.000 T. dw. En août 1956, a été lancé l'Universal Leader de 85.000 T. dw. Plusieurs navires de plus de 100.000 tonnes sont en commande, on dit même de 130.000 à 150.000 tonnes.

Cette évolution, encore accélérée par les récents événements du Moyen-Orient, a posé le problème de la taille optimum pour les pétroliers. Les bénéfices que procurent la construction et l'exploitation de ces navires géants se trouvent, en effet, limités au-dessus de 50.000 t. par de nombreux facteurs : manque de chantiers et de cales sèches, absence de ports (actuellement en Europe, seuls Le Havre et Rotterdam peuvent recevoir des super-tankers de 60.000 tonnes) (1), impossibilité de passage par le canal de Suez, vulnérabilité en temps de guerre ... Sans doute s'oriente-t-on vers une spécialisation des divers types de navires.

B - Evolution de l'offre.-

Depuis la fin de la guerre, la progression de la flotte pétrolière, lente jusqu'en 1948, s'est accélérée de 1949 à 1954 puis ralentie en 1955 et 1956. Avec la reprise du marché en 1955-56 et surtout à la suite de la crise de Suez, une véritable avalanche de commandes (représentant les deux tiers du tonnage actuel) s'est abattue sur les chantiers, et toutes les cales de construction sont actuellement retenues pour plusieurs années dans le monde entier. Il en résultera, dans les années à venir, un nouvel accroissement du tonnage de la flotte mondiale qui, conjugué avec l'amélioration de la vitesse, assurera une forte augmentation de la capacité réelle de transport de la flotte de tankers.

En effet, en se bornant à rapprocher les portées en lourd, alors que le tonnage de la flotte pétrolière s'élevait à un peu plus de 44 millions de T. dw. fin 1956, les commandes enregistrées représentaient près de 30 millions de T. dw. (2).

Les caractéristiques précises des navires en commande n'étant pas toujours connues, il serait délicat de chercher à extrapoler l'accroissement prévisible de la capacité de transport. Cependant, comme il s'agit le plus souvent de super-tankers (23,5 millions de T. dw.), on peut, semble-t-il, escompter un doublement de la capacité de 1956.

.....

---

(1) Le Havre s'équipe pour atteindre 100.000 T. dw., Lavera pour 65.000 T.dw. A Dunkerque, Lorient, Brest et La Pallice, des projets sont à l'étude.

(2) Ce chiffre est à rapprocher des 14 millions de T. dw. en commande fin 1955.

Etat de la flotte pétrolière et des commandes
début 1957

Gamme du tonnage d.w.	En service		En commande	
	Nombre de navires	Tonnage d.w. total	Nombre de navires	Tonnage d.w. total
24/29.999	188	5.053.297	93	2.447.000
30/34.999	103	3.288.143	191	6.232.000
35/39.999	20	763.573	119	4.446.500
40/44.999	3	126.397	69	2.808.800
45/49.999	7	323.281	116	5.317.200
50/59.999	-	-	9	465.100
60/74.999	-	-	17	1.089.500
75.000 et plus	1	85.515	8	763.100
Total super-tankers	322	9.640.206	622	23.569.200
Moins de 24.000	2.540	34.737.138	338	6.290.750
Total général	2.862	44.377.344	960	29.859.950

Déjà le tonnage des pétroliers livrés pendant le premier semestre de 1957 représente plus de 2.700.000 tonnes dw., ce qui correspond à un accroissement de près de 7 % en six mois. Compte tenu des mises à la ferraille, le tonnage de la flotte pétrolière s'élevait, en juin 1957, à plus de 47 millions de tonnes dw. De plus, 7.700.000 tonnes dw. de nouvelles commandes auraient été placées durant ce même semestre.

Les mises au rebut ne semblent pas devoir modifier ces perspectives, au moins pour les prochaines années. En effet, la flotte pétrolière mondiale est, en moyenne, relativement jeune, et surtout, par suite des pertes de la dernière guerre, elle comprend très peu de navires âgés. En revanche, les tankers construits pendant la guerre - principalement les T2 - représentent encore une partie très importante de la flotte.

Répartition du tonnage mondial par âge
fin 1955

Années de construction	milliers de tonnes d.w.	%
1925 et avant	882	2,15
1926-1930	1.260	3,07
1931-1936	1.029	2,51
1937-1940	2.520	6,14
1941-1945	12.809	31,22
1946	583	1,42
1947	399	0,97
1948	716	1,75
1949	1.807	4,41
1950	2.209	5,38
1951	2.170	5,29
1952	2.699	6,58
1953	3.883	9,46
1954	4.759	11,60
1955	3.305	8,05
	41.030	100

On a coutume d'indiquer que l'existence normale d'un navire s'élève à environ 20 ans. En réalité, peu de navires sont à cet âge envoyés à la ferraille. On attend généralement 25 ans et parfois plus. Or, fin 1955, les navires de plus de quinze ans, c'est-à-dire construits avant 1941, représentaient moins de 15 % du tonnage global. Les mises au rebut ne devraient donc intéresser, dans les prochaines années, qu'un nombre restreint de tankers et la capacité de transport pourrait

s'accroître, selon certaines estimations, de 16 à 17 % environ dans chacune des quatre années à venir.

Le remplacement des navires T2 pourrait soulever, vers l'année 1963, un problème plus ardu. Ces navires, qui représentent encore le cinquième de la flotte mondiale, jouent, de ce fait, un rôle très important sur le marché du fret. Quoique sa conception ne réponde plus aux normes actuellement exigées, le T2 est, en quelque sorte, le navire pétrolier type, dont les conditions d'exploitation régissent et limitent en partie les évolutions des frets pétroliers. La disparition des T2 pourrait perturber sérieusement le marché.

L'état des carnets de commandes laisse toutefois penser que les armateurs ont déjà largement tenu compte de ces perspectives. De plus, ce retrait s'étalera vraisemblablement sur plusieurs années, étant donné que la durée d'existence de chacun de ces bâtiments variera selon la façon dont il aura été utilisé et entretenu. Le remplacement des T2 devrait, en conséquence, s'effectuer sans hiatus.

Il n'est pas impossible, cependant, si la dépression actuelle du marché se prolonge, entraînant un ralentissement des commandes nouvelles voire une annulation de commandes antérieures, que la période de mise au rebut des T2 ne coïncide avec une phase de livraisons réduites de navires neufs.

Si donc, on s'oriente, dans des conditions normales, vers un élargissement considérable de l'offre dans un proche avenir, à plus long terme il est difficile de se prononcer.

Il ne faut pas, enfin, passer sous silence les nouveaux modes de transport actuellement à l'étude, comme l'utilisation de poches flottantes remorquées sur mer. Il ne s'agit certes encore que de projets. Mais l'emploi de ces poches présenterait un tel avantage théorique sur le tanker qu'il entraînerait un bouleversement total du marché et un vieillissement prématuré de la flotte actuelle.

.....

III - LA DEMANDE

A - Le transport maritime du pétrole.-

La demande sur le marché des frets pétroliers est constituée par les besoins de transport entre les zones de production et les centres de consommation.

Ce trafic n'a pris de l'importance qu'après la première guerre mondiale lorsque la consommation de produits pétroliers a commencé à se développer. Ce fut l'époque où le pétrole arrivait en Europe, d'Indonésie et du Mexique. Les Etats-Unis étaient alors pays exportateur de pétrole et particulièrement de produits raffinés.

Mais c'est surtout depuis la dernière guerre que les transports de produits pétroliers ont pris une très grande extension. Alors que le tonnage transporté s'était élevé à 128 millions de tonnes en 1938, il dépassait 200 millions de tonnes en 1948, 300 millions de tonnes en 1954 et aurait sans doute atteint 400 millions de tonnes en 1956, sans la crise de Suez.

En 1955, le trafic pétrolier a représenté 43,9 % du trafic maritime total.

Les principaux demandeurs sur le marché des transports pétroliers sont l'Europe occidentale et l'Amérique du Nord.

Au cours des vingt dernières années, la consommation des Etats-Unis a augmenté en moyenne de près de 6 % par an. Dans le même temps, ce pays, en vue de préserver les réserves nationales, limitait le développement de la production et devenait importateur de pétrole brut.

Les importations de pétrole aux Etats-Unis, qui étaient de 12,3 millions de tonnes en 1946, sont passées à près de 22 millions en 1949, à près de 30 millions en 1952, pour atteindre plus de 40 millions en 1955 et pratiquement 50 millions en 1956.

L'Europe, de son côté, n'a accru que faiblement sa production, a perdu ses sources d'approvisionnement dans les pays de l'est, mais développé considérablement sa consommation. Depuis la guerre, la consommation des pays de l'O.E.C.E. a augmenté de plus de 13 % par an. Les importations des pays européens, qui n'étaient que de 39 millions de T. en 1938, atteignaient, en 1955, plus de 110 millions de T.

Importations de l'Europe en produits pétroliers

	1938	1950	1955
	(en millions de tonnes)		
Pétrole brut en provenance de :			
Etats-Unis	4	2	-
Caraïbes	2	2	8
Moyen-Orient	4	32	88
Produits pétroliers en provenance de :			
Etats-Unis	7	1	2
Mexique	1	-	-
Caraïbes	12	11	11
Indonésie	1	-	-
Moyen-Orient	4	8	2
Roumanie et U.R.S.S.	4	-	2

Les grands axes de transport.-

Si l'on produit du pétrole dans un grand nombre de pays, il n'y a aujourd'hui, les pays de l'est exceptés, que trois régions grosses productrices, les Etats-Unis, le Venezuela et le Moyen-Orient, desservies par quatre centres principaux de chargement, le golfe du Mexique, la mer des Caraïbes, la côte orientale de la Méditerranée et le golfe Persique.

D'autre part, si la consommation est très dispersée, le raffinage se trouve concentré soit à proximité des zones de production, soit dans les pays de développement industriel avancé, principalement les Etats-Unis et l'Europe Occidentale, qui sont également, comme on vient de le voir, les principaux consommateurs.

Cette situation détermine les grands axes de transport des produits pétroliers.

Il faut citer en tête le trafic Moyen-Orient - Europe. L'Europe, qui ne dispose que de très faibles ressources en pétrole brut, s'approvisionne principalement au Moyen-Orient pour des raisons géographiques (relative proximité) et économiques (prix moins élevés et paiements en sterling). D'énormes quantités de pétrole sont ainsi chargées au Moyen-Orient à destination de l'Europe, soit au débouché des pipelines en Méditerranée, soit au golfe Persique avec transit par le canal de Suez.

De cette même zone, les Etats-Unis reçoivent maintenant une part importante de leurs importations de pétrole brut.

C'est aussi depuis le golfe Persique que sont approvisionnés les pays de l'Extrême-Orient et l'Afrique du Sud.

La production du Vénezuela est principalement dirigée vers les Etats-Unis, mais également vers le nord de l'Europe et la côte est de l'Amérique du sud.

Les Etats-Unis, bien que premier producteur mondial de pétrole, entretiennent, comme on vient de le voir, d'importants courants d'importation à partir du Venezuela et du Moyen-Orient. Mais, en outre, le commerce des produits pétroliers donne lieu, le long des côtes des U.S.A., à un cabotage portant sur des tonnages considérables. Il s'agit souvent de produits finis. En 1955, il a été expédié du golfe du Mexique quelque 64 millions de tonnes de produits vers d'autres ports des Etats-Unis. Ce trafic, essentiellement américain, a permis la création d'un marché des frets en partie autonome et très sensible aux conditions de la vie de cette nation, conjoncture économique et conditions climatiques.

Le tableau suivant indique, pour l'année 1955, le nombre de navires du type T2 nécessaires au transport du pétrole sur chacun des grands axes de communication.

.....

Trajets		Nombre de T 2
Moyen-Orient	Europe du Nord	436
	Europe Méditerranée	117
	Amérique du Nord	160
	Extrême-Orient	219
	Sud de l'Afrique	105
Venezuela	Amérique du Nord	146
	Amérique du Sud	117
	Europe	110
	Afrique	28
	Extrême-Orient	24
Etats-Unis	Cabotage	265
	Europe	13
	Extrême-Orient	26
	Amérique Latine	33

B - Evolution de la demande.-

La demande de transports suit, dans ses grandes lignes, l'évolution de la production et de la consommation de pétrole. A court terme, elle est influencée par des facteurs saisonniers et conjoncturels, et par des causes occasionnelles ou accidentelles. Ces éléments peuvent modifier soit les quantités à transporter, soit la longueur des parcours, soit l'un et l'autre simultanément.

Les transports pétroliers progressent depuis la guerre à peu près parallèlement à la production :

.....

	Production de pétrole brut		Transport de produits pétroliers		Transport sur production
	Millions de tonnes	% d'augment. sur année précédente	Millions de tonnes	% d'augment. sur année précédente	%
1948	439		210		48
1949	432	- 2	219	+ 4	51
1950	485	+ 12	225	+ 3	46
1951	550	+ 13	255	+ 13	46
1952	576	+ 5	285	+ 12	50
1953	607	+ 5	295	+ 3	49
1954	632	+ 4	315	+ 7	50
1955	708	+ 12	360	+ 14	51

Jusqu'en 1955, il ne semble pas que la distance moyenne par tonne transportée ait sensiblement varié (1). L'allongement des distances dû à la fermeture du Canal de Suez au début de novembre 1956, qui a obligé à dérouter par Le Cap les tankers amenant en Europe et aux Etats-Unis le pétrole du Golfe Persique, n'a été que provisoire, le canal ayant été remis en service en mai 1957. Ces quelques mois mis à part, on peut estimer que le nombre de tonnes-milles de transport a augmenté sensiblement dans les mêmes proportions que le tonnage total transporté.

Mais des facteurs nouveaux sont susceptibles de rompre, dans l'avenir, ce parallélisme.

(1) Les modifications possibles sont liées à la mise en service de nouveaux pipelines au Moyen-Orient et, tout particulièrement, de la TAPLINE qui, depuis décembre 1950, amène à Sidon au Liban une partie du pétrole de l'Arabie Séoudite (capacité de la TAPLINE 15 millions de tonnes).

Le développement ou la découverte de nouvelles sources d'approvisionnement (Canada, Mexique, Amérique centrale, Amérique du sud, pour les Etats-Unis, Afrique noire et Sahara pour l'Europe), la construction de nouveaux pipelines, soit dans les zones de production, soit dans les zones de consommation, pourraient réduire sensiblement, toutes choses égales d'ailleurs, la demande en fret pétrolier. On ne peut que noter l'opinion des experts qui estiment généralement que l'accroissement probable de la consommation de pétrole dans le monde et l'état actuel de la recherche pétrolifère laissent prévoir un nouvel accroissement des besoins de transport.

Le marché pourrait aussi, sans nul doute, être perturbé par la mise en application de dispositions visant à restreindre les importations américaines en pétrole brut.

En sens contraire, l'adoption possible, à la suite de la nationalisation du canal de Suez, de la route du Cap par des supertankers pour l'approvisionnement de l'Europe à partir du golfe Persique, augmenterait sensiblement le nombre de tonnes-milles à transporter.

A court terme, l'évolution du prix du fret est, par elle-même, susceptible de modifier, dans une certaine mesure, la demande de tankers. En période de forte baisse des taux de frets, il existe, par exemple, un seuil où le pétrole du Moyen-Orient, moins coûteux à la production, revient moins cher, en prix c.a.f., sur la côte est des Etats-Unis que le pétrole américain transporté par pipeline.

Il en résulte un accroissement des importations américaines et, par suite, de la demande en fret pétrolier. Cette réaction ne doit d'ailleurs pas être surestimée.

D'une façon générale, d'ailleurs, la demande apparaît peu sensible à l'évolution du prix du transport, ce qui s'explique sans doute par le fait que le fret ne représente qu'une faible fraction du prix final des produits pétroliers et que les sociétés peuvent généralement en tenir compte dans leurs prix de vente.

Dans l'ensemble, bien que le besoin de tankers apparaisse à chaque moment comme particulièrement rigide, il est difficile, dans l'incertitude actuelle de la conjoncture économique mondiale et en présence des facteurs de sens contraires susceptibles d'agir dans un avenir relativement proche, de prévoir l'évolution probable de la demande.

IV - LE MARCHE DU FRET PETROLIER

A - Organisation du marché.-

Avant la guerre, le centre mondial des frets pétroliers se trouvait au Baltic Exchange de Londres où se traitaient d'ailleurs tous les transports de haute-mer.

Ce marché, bien qu'en nette reprise, ne paraît pas avoir entièrement recouvré sa prépondérance passée. Il n'y a plus, en fait, de bourse où les offres et les demandes s'affrontent, les marchés étant généralement traités par câble ou par téléphone par l'intermédiaire des courtiers.

Ces courtiers d'affrètements maritimes sont les intermédiaires entre acheteurs et vendeurs de navires, armateurs et affrèteurs. Grâce à leur connaissance de la flotte pétrolière mondiale (aspect général et caractéristiques de chaque navire), des ports de chaque pays (aspect technique et économique : usages et tarifs), des besoins de transports, ces courtiers sont devenus les auxiliaires presque indispensables du marché du fret pétrolier. Pratiquement, tous les contrats d'affrètement en disponible sont traités par l'intermédiaire de ces courtiers et divulgués.

Les opérations d'affrètement à long terme ne nécessitent pas la présence de courtiers. En effet, les parties en présence sont souvent de grandes sociétés ayant coutume de traiter directement entre elles. Les contrats restent confidentiels. Mais là aussi, l'aide des courtiers est souvent requise comme informateurs de la tendance du marché et parfois comme arbitres. Le rôle des courtiers en affrètement, et particulièrement des six grands courtiers groupés au sein du Comité londonien des Courtiers d'affrètements de Pétroliers "London Tanker Broker's Panel Award" (1), apparaît comme un facteur important de la formation des prix du fret pétrolier.

---

(1) Ce comité se compose des six firmes suivantes : Davies Newman; Havard and Houlder; John I. Jacobs; Clarkson & C°; S.L.A.; Gueret, Llewellyn & Menett.

B - Les différents affrètements.-

Du point de vue juridique, on distingue les affrètements au voyage (ou aux voyages consécutifs), qui sont des contrats de transport, et les affrètements à temps, ou "time-charters", qui sont des contrats de location de navires. Du point de vue économique, il y a lieu de séparer le marché du disponible, qui comprend les affrètements au voyage ou à un petit nombre de voyages consécutifs, et le marché à temps groupant tous les affrètements de longue durée, time-charters ou voyages consécutifs.

a) Le marché du disponible.-

Les cours des affrètements au voyage étaient donnés, jusqu'en 1940, en shillings par tonne transportée sur un parcours défini. Ils sont maintenant exprimés en pourcentage de variation sur des taux de base appelés U.S.M.C., M.O.T. et Scale. En fait, à chacun de ces taux correspond un prix en shillings ou dollars.

Les taux U.S.M.C. et M.O.T. furent établis en 1943 respectivement par les administrations anglaises et américaines, afin de pouvoir, en l'absence de marché, régler sur des bases comparables les transports effectués sur les différents parcours. L'U.S. Maritime Commission établit un barème donnant pour chacune des relations courantes un taux de fret en dollars par tonne longue de pétrole transportée; de son côté, le Ministry of Transport établit dans les mêmes conditions un barème en shillings.

Les taux de fret ont été calculés de façon à couvrir pour chaque voyage considéré et dans les conditions économiques de l'époque, toutes les dépenses de fonctionnement normal d'un tanker moyen, compte tenu d'une rémunération raisonnable de l'armateur. L'U.S.M.C. a pris comme navire de référence le T2 de 16.600 tonnes dw. d'une vitesse de 14,25 noeuds et consommant 285 barils de fuel oil (1) par jour; le M.O.T. un tanker de 12.000 tonnes dw. d'une vitesse de 11 noeuds et consommant 13 tonnes de diesel oil par jour. Après la guerre, on trouva commode de continuer à se référer aux barèmes U.S.M.C. et M.O.T. On prit l'habitude d'exprimer le fret en taux U.S.M.C. ou M.O.T., plus ou moins un certain pourcentage. U.S.M.C. + 45, par exemple, signifie que le fret dû est égal au taux inscrit dans le barème U.S.M.C. pour le voyage envisagé, majoré de 45 %. Le taux "flat" est celui qui est prévu par le barème sans majoration ni diminution.

---

(1) environ 40 tonnes.

A l'origine, les tarifs M.O.T. et U.S.M.C., sans être rigoureusement équivalents, étaient très proches l'un de l'autre. Depuis la dévaluation de la livre sterling, la parité entre les deux barèmes s'établit à :

M.O.T. = U.S.M.C. - 30,52 %
U.S.M.C. = M.O.T. + 43,93 %.

Les taux indiqués dans les barèmes comprennent différents frais fixes et, notamment, pour les trajets empruntant un canal, Panama ou Suez, les droits de traversée. Il en résulte que les comparaisons sont faussées dès que les taux réels s'écartent de la base, car le pourcentage de variation se trouve appliqué aux droits de passage, bien que ceux-ci soient fixes et indépendants des facteurs qui agissent sur le marché des frets.

Les Britanniques ont, en conséquence, publié le 1er novembre 1952 un nouveau barème, le London Tanker Nominal Freight Scale 1, remplacé, en juillet 1954, par le London Tanker Nominal Freight Scale 2 ou, en abrégé, Scale.

Le Scale enregistre les variations de frets en en excluant les droits de transit et un certain nombre de frais fixes, frais portuaires...

Le Scale, qui permet une appréciation plus juste des variations de frets, est de plus en plus utilisé (1). L'U.S.M.C. est, de son côté, en cours de révision (2). En raison des divers aménagements apportés, l'équivalence Scale - U.S.M.C. varie assez sensiblement suivant le trafic considéré.

Sur une liaison classique, Koweit-Londres, par exemple, un taux Scale + 100 %, représentant un prix de 109 sh.6, correspondra à un taux U.S.M.C. + 34,47 % et à un prix de $ 15,33. Des tables utilisées par les professionnels fournissent immédiatement l'équivalence des taux entre les deux barèmes ainsi que le coût réel, en dollars ou shillings, de l'opération envisagée.

L'utilisation de l'un de ces tarifs, Scale ou U.S.M.C., n'entraîne pas obligatoirement le règlement dans la monnaie correspondante, livre ou dollar. Les parties contractantes restent libres de prévoir un règlement en toute autre devise. Toutefois, l'U.S.M.C., bien que traité à Londres par certains courtiers, s'applique plus étroitement au marché américain, le Scale au marché de Londres.

---

(1) Depuis janvier 1957, la revue norvégienne "Norvegian Shipping News" l'a adopté comme base de ses calculs d'indices.

(2) On a annoncé, en janvier 1957, la publication par l'Association of Ship Brokers & Agents, de New York, d'un nouveau barème, l'American Tanker Rate Shedule, destiné à remplacer l'U.S.M.C. Ce nouveau barème ne paraît pas être encore entré en vigueur.

L'U.S.M.C. et le M.O.T. ne sont, en fait, que deux mesures différentes d'un même marché. Leurs variations, compte tenu de la dévaluation de la livre sterling, devraient donc être semblables. Pourtant leur évolution comparée révèle certaines divergences dues à la pénurie de dollars, obstacle au libre jeu de l'offre et de la demande. Jusque dans une période récente, l'incidence en fut malgré tout réduite, grâce aux possibilités d'adaptation du marché.

Nés de circonstances exceptionnelles, ces barèmes de taux ont été adoptés de façon définitive, dans leur principe, en raison des avantages qu'ils procurent. Ils permettent, notamment, de suivre les variations du marché et de faire des comparaisons entre des relations différentes beaucoup plus facilement que des taux exprimés en dollars ou en shillings.

C'est qu'en effet, il n'y a pas à proprement parler un cours des affrètements au voyage, car chaque opération est faite à un prix qui lui est propre et qui varie selon le navire, selon le parcours, etc... De nombreuses cotations différentes peuvent intervenir au même moment que l'utilisation des barèmes permet de rapprocher directement. C'est ainsi que pour les premiers jours de janvier 1957, une firme de courtiers londoniens annonçait simultanément la conclusion des contrats suivants :

- un tanker de 15.000 T. pour le parcours golfe Persique - France à London Scale + 357,5 % ;
- un tanker de 10.000 T. pour le parcours Sidon - Italie à London Scale + 320 % ;
- un tanker de 19.000 T. pour le parcours golfe du Mexique - Grande Bretagne à London Scale + 300 ;
- un tanker de 17.000 T. pour le parcours golfe du Mexique - Grande Bretagne à London Scale + 250 % ;
- un tanker de 29.000 T. pour le parcours Californie - Japon à U.S.M.C. + 40 % (soit environ M.O.T.+ 101 %).

Les cotations publiées sur le marché des frets disponibles n'ont, en conséquence, qu'un caractère indicatif. Il s'agit, le plus souvent, de moyennes hebdomadaires ou mensuelles calculées par des firmes de courtiers. Parfois même ce sont les dernières cotations de la semaine qui sont reproduites. Ces cours font ressortir la tendance du marché mais n'ont pas la valeur de référence d'un cours de bourse ou d'un tarif de transport.

Tarifs de base sur les principaux parcours

		U.S.M.C.	Scale	M.O.T.
		en $ par tonne longue	en shillings par tonne longue	
Aruba	Bordeaux	6,55	33,6	34 /.
	New York	2,70	16,11	-
	Londres	6,55	32,6	32,6
Koweit	Buenos-Aires	13,80	67,2	-
	Gênes	8,65	37,0 (1)	43
	Londres	11,40	49,2 (1)	56,6
	New York	13,05	62,5 (1)	-
	Yokohama	10,60	47,9	-
Sidon	Gênes	2,80	15,7	14
	Londres	5,45	28,4	27
	New York	7,80	41,9	-
U.S. Gulf (N. Orleans)	Buenos-Aires	9,70	49,8	-
	Gênes	8,75	43,2	43,6
	Londres	7,65	38,5	38
	New York	2,85	-	-

(1) Plus 6,3 d. de droits de transit pour Suez.

b) Le marché à temps.-

L'affrètement à temps comporte deux formules bien distinctes : l'affrètement en voyages consécutifs et le time-charter.

Deux différences essentielles sont à souligner : dans le premier cas, voyages consécutifs, il y aura possibilité de variations de prix et contrôle du navire par l'armateur, dans le second, stabilité des prix et contrôle par l'affréteur.

1°- L'affrètement en voyages consécutifs.-

L'affrètement en voyages consécutifs n'est qu'un dérivé de l'affrètement au voyage simple, dont il diffère surtout par la durée. C'est l'affrètement d'un navire pour un nombre déterminé de voyages consécutifs sur un parcours défini, ou parfois, pour un certain nombre de voyages consécutifs pendant une durée fixe de tant de mois ou de tant d'années. Cette formule, qui s'adapte parfaitement aux besoins de l'industrie pétrolière (approvisionnement régulier par cargaisons complètes) intéresse un nombre important de tankers.

Les modalités d'affrètement sont celles du disponible : contrat conclu moyennant un prix forfaitaire, par tonne et par voyage, fixé sur la base des barèmes U.S.M.C. ou Scale. C'est un contrat de transport et l'armateur garde le contrôle de son navire.

Ces affrètements sont traités pour des périodes de plus en plus longues qui excèdent fréquemment cinq ans. Ils assurent ainsi à l'affréteur une certaine stabilité pour ses approvisionnements, quoiqu'il ne soit pas maître du navire. Mais cette garantie d'utilisation ne s'étend pas à la garantie du prix qui reste lié à l'évolution du marché grâce à la présence dans le contrat de clauses de révision basées sur certains indices d'affrètement publiés par la Chambre des Courtiers de Londres (cf. ci-après les modalités d'établissement de ces indices).

A titre d'exemple, on peut relever parmi les contrats signés en janvier 1957 l'affrètement d'un tanker de 12.000 tonnes pour trois ans à partir de juin 1957.

Le taux de chaque voyage sera fixé d'après le niveau de l'indice à l'époque mais à l'intérieur des limites suivantes :

London Scale	+ 100 % minimum + 250 % maximum	jusqu'au 31/3/1958.
	+ 75 % minimum + 175 % maximum	du 1/4/1958 au 31/3/1959.
	+ 50 % minimum + 150 % maximum	par la suite.

Les prix limites assurent à l'armateur, aussi déprimé que soit le marché, une rentabilité satisfaisante de son bâtiment; ils épargnent à l'affréteur les taux de panique qui peuvent être demandés dans les périodes de forte tension. Mais les fourchettes demeurent suffisamment larges pour que ces contrats enregistrent, d'une manière sensible, les évolutions du marché du fret pétrolier. Aussi cette formule paraît-elle assurer une exploitation très souple des navires. En effet, si le fret est élevé, l'armateur, payé au voyage, n'hésitera pas à forcer l'utilisation de son navire en acceptant une consommation accrue de combustible et le risque d'une usure prématurée; si le fret est bas, il adoptera, au contraire, le régime de marche le plus économique.

Avec ce système, le rythme d'exploitation de la flotte pétrolière épouse étroitement l'évolution de la demande.

2°- Les time-charters.-

L'affrètement en time-charter est un contrat de location d'un navire et non un contrat de transport.

Les affrètements à temps sont généralement conclus sur un taux de X francs, dollars ou shillings par tonneau de jauge brute et par mois.

Ces prix sont définitifs et les seules clauses de révision, rarement ajoutées, ne visent que certains frais d'exploitation.

Il se pratique deux sortes d'affrètement à temps, en coque nue (demise-charter) et navire armé (time-charter).

Dans les deux cas, le navire est entièrement équipé, mais dans l'affrètement en coque nue c'est l'affréteur qui pourvoit à l'enrôlement de l'équipage et prend à sa charge tous les frais d'entretien et d'exploitation du navire. C'est un mode d'affrètement presque exclusivement utilisé par les compagnies de navigation importantes qui désirent renforcer leur flotte pour une assez longue période.

Dans l'affrètement à temps du navire armé, c'est l'armateur qui fournit l'équipage et assure son entretien et celui du navire, y compris l'assurance. L'affréteur paie les frais d'exploitation et la fourniture du combustible. Cette formule protège mieux les intérêts de l'armateur (choix de l'équipage) et la majeure partie des affrètements à temps se fait navire armé.

Les contrats d'affrètement en time-charter sont extrêmement complexes, en partie du fait de leur durée. Les time-charters sont généralement signés pour cinq ans, dix ans au plus. La firme Davies and Newman signalait, par exemple, fin mars 1957, la signature de contrats de 10 ans pour des navires en construction qui ne seront livrés qu'en 1959 et 1960.

Aussi, dans ces contrats s'efforce-t-on de prévoir les diverses éventualités susceptibles de se présenter durant d'aussi longues périodes, arrêt du navire pour travaux de réparation, par exemple. La qualité de combustible est, de même, minutieusement déterminée car l'utilisation de mauvaises qualités, plus économique pour l'affréteur, exige à la longue des dépenses d'entretien plus lourdes pour l'armateur.

Il existe un grand nombre de charte-parties types. La plus usitée est la Baltime 1939. Mais chaque contrat est une opération particulière qui tiendra compte, en plus des éléments déjà mentionnés (combustibles, durée, arrêts), de l'état du navire, de sa vitesse, de ses installations, etc...

En fait, ce qui sera déterminé d'après ces divers éléments c'est la capacité réelle de transport du navire à la journée utile, au mois, à l'année. C'est en fonction de cette capacité et des frais prévisibles selon l'état du navire que sera, en principe, fixé le taux d'affrètement. Pour un même coût de revient pour l'affréteur à la tonne de pétrole transportée, le taux d'affrètement, par tonneau de jauge brute et par mois, sera naturellement très différent selon qu'il s'agit d'un navire de 12.000 T. dw. filant 11 noeuds ou d'un super-tanker d'une vitesse de 17 noeuds disposant d'un équipement moderne lui permettant de charger et de s'alléger très rapidement.

Les comparaisons entre taux d'affrètement en time-charter apparaissent, par suite, très délicates. De plus, si certaines opérations d'affrètement sont connues, celles qui sont traitées par les courtiers, très souvent lorsque les navires sont négociés entre compagnies ayant l'habitude de travailler ensemble, les contrats ne sont pas divulgués. Tel est le cas, par exemple en France, des affrètements conclus entre la Compagnie Auxiliaire de Navigation et la Compagnie Navale des Pétroles.

Le marché des time-charters est donc imparfaitement connu.

Il existe toutefois, depuis quelques années, des indices qui permettent de suivre approximativement l'évolution du fret à long terme. En effet, après la guerre, à la demande de la Shell et de l'Anglo-Iranian, le Comité Londonien des Courtiers d'Affrètement de Pétroliers "London Tanker Broker's Panel Award" s'est efforcé d'établir un indice de fret, plus stable que celui des taux au voyage, comme référence des transactions diverses de l'industrie pétrolière (affrètement, échange de tonnage, contrats de ravitaillement d'une durée prolongée entre sociétés). Ce barème devait aussi permettre de déterminer les ajustements nécessaires dans la structure des prix de vente locaux des produits pétroliers.

Dans ce but, le Comité Londonien publie, depuis 1949, tous les six mois, le 1er avril et le 1er octobre, une estimation pour les six mois à venir du taux de l'affrètement pour une période de 24 mois d'un tanker de type standard : 12.000 T. dw., vitesse 11 noeuds et 13 tonnes par jour de consommation de diesel-oil.

Depuis 1952, le Comité calcule, à partir de ce taux, le fret équivalent pour un voyage déterminé sur la base U.S.M.C.

En avril 1954, la Shell et l'Anglo-Iranian (qui deviendra la British Petroleum quelques mois plus tard) ont cessé d'utiliser le "London Panel Award" pour se rattacher à un nouveau barème l'A.F.R.A. (Average Freight Rate Assessment). L'Esso Standard (britannique) ainsi que certaines compagnies indépendantes continuent à employer le premier de ces indices.

L'A.F.R.A. est établi trimestriellement depuis 1954 par le Comité Londonien à la demande de la Shell. C'est une moyenne pondérée des frets des navires pétroliers du monde entier, à l'exception de certains trafics spéciaux.

Pour calculer cette moyenne, il est tenu compte des frets

- des tankers affrétés pour plus d'un an (voyages consécutifs ou time-charters),
- des navires affrétés à moins d'un an (voyages consécutifs ou time-charters),
- des navires propres aux groupes pétroliers. On retient, pour ces pétroliers les mêmes taux que pour les tankers à plus d'un an.
- des "spots" (un ou deux voyages).

La pondération entre ces différents frets n'est pas connue.

L'A.F.R.A. est exprimé sur la base du Scale (Scale 1 à l'origine, Scale 2 maintenant). Ce taux ne reflète pas la tendance du marché du long terme mais, en fait, le coût moyen approximatif des contrats de transport en cours d'exécution durant la période de référence.

Un troisième taux mensuel est établi par le London Tanker Broker's Panel. C'est un cours mensuel dont les méthodes d'établissement n'ont jamais été publiées et qui est strictement utilisé pour des besoins intérieurs.

Il existe aussi un taux trimestriel français, A.F.R.A. français, calculé par la Direction des Carburants (DICA), et un taux paritaire mensuel français qui sont utilisés pour fixer le prix de reprise des produits pétroliers en raffinerie.

Tous ces taux, anglais, français ou autres, établis à la demande d'une ou plusieurs compagnies, dans un but et selon des conditions déterminées, ne peuvent prétendre à une extrême rigueur. Ils permettent, toutefois, de suivre, dans ses grandes lignes, l'évolution d'un secteur qui reste assez secret. Ils jouent également un rôle sur le marché puisque, comme on l'a vu, ils peuvent commander les variations de prix sur les affrètements aux voyages consécutifs.

C - Diversité et unité du marché.-

La diversité des navires, la diversité des parcours, la diversité des modes d'affrètement ne doivent pas conduire à cette vue simpliste d'un marché sans cohérence composé d'une multiplicité d'opérations particulières sans relations entre elles. La théorie établit et l'expérience confirme que, sous sa très réelle complexité, le marché du fret pétrolier jouit d'une unité profonde et obéit toujours, dans son ensemble, à une même tendance générale.

Reprenons, en effet, les différents facteurs de dispersion.

- Diversité des navires - Ce sont, souvent, les qualités propres du bâtiment - capacité, vitesse, possibilités portuaires, etc... - qui interviendront dans son affrètement, sans d'ailleurs que les supertankers, en théorie les plus économiques, bénéficient toujours des conditions les plus favorables. On signalait récemment qu'un tanker de 10.000 tonnes dw. avait obtenu un taux d'affrètement supérieur à la moyenne du marché. Tous ces navires, cependant, rendent le même service et le prix de ce service, en dépit d'écarts parfois relativement importants, tendra nécessairement à tout moment vers une certaine unité.

- Diversité des parcours - Les circonstances peuvent amener un excédent de tonnage par rapport aux quantités à transporter en un point de chargement et une pénurie en un autre, provoquant, là, baisse du fret et hausse ici. C'est ainsi que, au cours de la grande crise de Suez, on vit affluer vers la côte est des Etats-Unis un grand nombre de tankers dont la capacité de chargement excédait les possibilités d'approvisionnement des ports américains.

En cette occurrence, à chaque navire présent s'offrait le choix soit d'attendre de nouveaux chargements avec la perte de temps et, par suite, d'argent qui en résulterait, soit de se diriger sur lest vers les Antilles ou le Venezuela, soit, enfin, d'accepter une baisse de fret suffisante pour lui assurer un chargement immédiat. C'est ainsi qu'il fut possible à certaines périodes d'observer de brutales chutes de taux sur le voyage U.S.A. - Europe.

En dehors d'un cas semblable tout à fait exceptionnel, des écarts entre l'offre et la demande peuvent se manifester sur chacun des grands axes de communication. Mais les tankers sont mobiles et peuvent donc se diriger vers les points où la capacité de transport fait défaut, ce qui tend à rétablir rapidement l'équilibre.

Quand il s'agit de lignes bien séparées ou géographiquement éloignées, des décalages de taux peuvent même se maintenir avec une certaine permanence. On a déjà signalé que sur la ligne de cabotage le long de la côte est des Etats-Unis, le marché jouissait d'une certaine autonomie. De même, les lignes du Pacifique - Californie - Japon, par exemple - ne s'aligneront pas automatiquement sur celles de l'Atlantique ou de l'Océan Indien.

- Diversité des modes d'affrètement - Quelles raisons peuvent inciter les armateurs ou les compagnies à traiter en time-charter ou en disponible ? Dans certains cas, ce choix sera déterminé par la politique générale des partenaires : sociétés qui affrètent en coque-nue et, par conséquent, n'acceptent que du time-charter, groupes pétroliers qui désirent s'assurer le contrôle à long terme de navires susceptibles de couvrir environ 80 % de leurs transports, etc...

Mais parfois l'option pourra être commandée par les dispositions relatives de ces marchés. De nombreux armateurs et affréteurs pourront s'adresser à l'un ou l'autre selon les conditions du moment, ce qui tendra à établir, entre ces deux modes d'affrètement, un certain équilibre.

La simple possibilité de ces arbitrages suffit d'ailleurs à assurer à ces deux marchés des mouvements sinon exactement parallèles, tout au moins dans le même sens.

A tout moment, en effet, si les transports de pétrole sont assurés dans leur grande majorité par les flottes contrôlées par les utilisateurs, il reste une demande de transport à satisfaire sur le marché "spot". Si le tonnage disponible est insuffisant, le taux des affrètements au voyage s'élèvera très rapidement, la hausse étant souvent sans commune mesure avec le décalage entre l'offre et la demande.

Lorsque le cours du disponible est élevé, les armateurs, pour les navires arrivant en fin de location ou pour les navires neufs apparaissant sur le marché, seront naturellement fondés à se montrer plus exigeants pour fréter leurs navires à terme. Les affréteurs, de leur côté, qui craignent pour la sécurité de leurs approvisionnements, seront prêts à traiter à des conditions plus onéreuses. Le time-charter suivra ainsi la hausse du disponible sans toutefois l'égaler. L'affréteur, en effet, ne paiera pas pour un contrat de longue durée le prix de panique qu'il pourra être amené à consentir pour un affrètement au voyage et l'armateur, de son côté, acceptera volontiers un cours inférieur qui lui assurera cependant une location prolongée à des conditions largement rémunératrices.

Pratiquement, on a pu constater que pendant les périodes de forte tension la hausse sur les affrètements à temps était également très vive. Pendant l'hiver 1956-57, on a dépassé 50 shillings par tonneau de jauge et par mois alors qu'au début de 1956 on était aux environs de 20 shillings. On a même fait, à des taux élevés, des affrètements de longue durée de navires en construction ou même en commande livrables plusieurs années plus tard (1).

Cette attitude du marché paraît due à la grande inertie de l'offre en face d'une demande en croissance rapide. En effet, si l'on peut, en forçant la vitesse des navires, en différant des réparations non urgentes, etc..., augmenter quelque peu la capacité de transport de la flotte existante, on atteint rapidement un palier qui ne pourra être dépassé que par la mise en service de nouvelles unités. Celle-ci n'intervient que progressivement et seulement dans la mesure où des commandes auront été passées un an ou deux ans auparavant alors que l'état du marché était souvent tout différent.

---

(1) Citons, par exemple :

- l'affrètement par la British Petroleum, en janvier 1957, aux environs de 35 Sh. pour cinq ans, de navires neufs de 20 et 25.000 tonnes dw. livrables de fin 1959 à 1961;

- l'affrètement pour 10 ans à 3 $ (environ 21/5) par la Texas C° d'un navire de 65.000 tonnes dw. livrable fin 1960.

Ces commandes, si elles aident dans l'immédiat à régulariser le marché, incitent les chantiers navals à relever leurs prix, ce qui oblige les armateurs à se montrer plus exigeants et élève, en fin de compte, le taux marginal des frets.

Dans le sens de la baisse, le mouvement du marché est, dans une certaine mesure, symétrique de celui qui vient d'être décrit, c'est-à-dire qu'un excédent de tonnage sur le marché spot provoque une baisse rapide du taux des affrètements au voyage qui entraîne, à son tour, un fléchissement plus modéré des time-charters. Mais ici l'offre s'adapte à la demande par l'arrêt ou le désarmement des bâtiments excédentaires, de sorte qu'il y a une limite inférieure au-dessous de laquelle le taux du marché ne descendra pas alors qu'il n'y a pas de limite théorique à la hausse.

Pour un ou deux voyages, l'armateur pourra accepter des conditions qui couvrent tout juste ses frais d'exploitation, sans amortissement ni bénéfices, afin d'éviter les dépenses de désarmement (licenciement de l'équipage, frais divers non proportionnels à la durée de l'arrêt). Il pourra même accepter une opération à perte, s'il escompte un redressement prochain des cours. Si ce redressement ne se produit pas, il sera contraint de désarmer son navire.

Cette limite inférieure du fret est à la fois plus élevée et plus rigoureuse en time-charter. Pour un contrat de longue durée, il est, pour chaque navire un seuil que l'armateur ne peut se permettre de franchir sous peine de faillite. En théorie même, le niveau au-dessous duquel les affrètements de longue durée ne sauraient se maintenir de façon durable s'établira à la limite de rentabilité du groupe des tankers les moins rentables dont le retrait compromettrait l'équilibre du marché. En pratique, à l'heure actuelle, le niveau est celui du coût d'exploitation des T2.

L'affrètement aux voyages consécutifs constitue une liaison encore plus mécanique entre le marché du disponible et le marché à terme. Les affrètements à un petit nombre de voyages consécutifs, ou pour une période de quelques mois, font partie du marché du disponible et suivent de près les cours de l'affrètement au voyage. Les affrètements pour un grand nombre de voyages consécutifs ou pour plusieurs années sont, d'un point de vue économique, tout proches des time-charters. Toutes les durées intermédiaires étant possibles, ces affrètements en voyages consécutifs évolueront nécessairement dans le même sens que les affrètements au voyage simple.

Il n'est pas jusqu'à la gestion par les grandes compagnies pétrolières de la flotte qui leur appartient en propriété qui ne soit influencée par la tendance du marché et ne réagisse à son tour sur son évolution. Les compagnies, en effet, se proposent avant tout d'assurer les transports nécessaires à leur activité, mais aussi de le faire dans les conditions les plus économiques. Quand il y a pénurie de tonnage, elles n'apparaissent sur le marché que comme affréteurs. Mais s'il y a excédent de tonnage et dépression des frets, diverses opérations pourront leur être commandées par la recherche de la meilleure rentabilité. Elles

pourront arrêter certains de leurs navires à coût de revient élevé et s'en procurer d'autres sur le marché à des conditions plus avantageuses. Elles pourront même offrir certains tankers sur le marché si, à la suite des affrètements conclus dans une période de tension antérieure, elles se trouvent disposer d'une capacité de transport supérieure à leurs besoins actuels.

Tout se tient donc sur le marché du fret pétrolier. Et, s'il est exact que le taux des affrètements au voyage est loin de représenter à un moment donné le coût moyen des transports effectués, c'est cependant sur le marché du disponible que se fait sentir en premier lieu le déséquilibre entre l'offre et la demande, déséquilibre qui commande de proche en proche le mouvement d'ensemble du marché.

.....

V - EVOLUTION DU FRET PETROLIER

L'action compensée ou cumulative, successive ou simultanée, des très nombreux facteurs susceptibles de modifier l'offre et la demande de transports pétroliers a toujours rendu extrêmement irrégulière l'évolution du fret pétrolier.

Evolution entre les deux guerres.-

Dès qu'il se constitue un marché régulier, c'est-à-dire après 1918, le fret pétrolier se développe en dents de scie, avec des écarts sensibles en hausse et en baisse, mais en restant toutefois rémunérateur.

La crise de 1929 atteint le commerce du pétrole comme toutes les autres formes de l'activité économique, alors que la flotte continue à se développer. L'offre de navires-citernes excède largement la demande et les frets pétroliers subissent un véritable effondrement.

A la fin de 1930, le transport du pétrole entre le Golfe du Mexique et le continent cotait encore un peu plus de 31 shillings la tonne. Un an plus tard, il est tombé à 9 shillings.

De nombreux projets sont alors envisagés afin de régulariser le marché. Mais il était difficile de concilier des intérêts qui étaient loin d'être concordants puisque les armements ont des prix de revient différents, ce qui permet aux entreprises les mieux placées de soutenir très loin la concurrence.

Ce n'est qu'en 1933 qu'un accord fut enfin réalisé sur le Plan "Schierwater". Ce plan consistait à réunir dans un pool, l'"International Tankers Owners Association", la quasi-totalité des armateurs indépendants, à exiger de chacun une contribution proportionnelle à ses recettes et à utiliser le fonds commun ainsi constitué pour subventionner des navires volontairement désarmés.

Les grandes compagnies intervinrent lors de la création du pool comme "Signatory companies" avec le seul engagement de ne pas affréter de navires libres non entrés dans le pool.

La mise en oeuvre de ce plan, à partir de mai 1934, ramena les frets à un taux raisonnable : 12 Sh. la tonne en 1934, puis 14 Sh. en 1936, pour le parcours Golfe-Continent.

Le Pool fut mis en sommeil en septembre 1939, puis transformé, en 1954, en association s'interdisant pratiquement de jouer aucun rôle sur le marché des frets. C'est que le pool, s'il a permis à un moment d'assainir un marché déséquilibré, pourrait, dans une conjoncture différente, conduire à de nouveaux dérèglements.

Evolution depuis la guerre.-

Réquisitionnés pendant la guerre, les navires furent restitués à leurs propriétaires en 1946, cependant que le marché du fret pétrolier recouvrait sa liberté.

Mais ce marché est déséquilibré. La flotte mondiale a augmenté de 50 % sur l'avant-guerre, mais plus de la moitié en est contrôlée par les Etats-Unis (1). La demande virtuelle est très importante mais limitée pratiquement par la pénurie de dollars.

Jusqu'à l'automne 1947, le fret pétrolier évolue dans des limites assez étroites, légèrement au-dessus des tarifs officiels de la période de guerre.

Le discours du général Marshall, annonciateur de dollars, produit, à partir de l'automne 1947 une tension d'autant plus vive que l'ajustement du marché est encore précaire. Dans les premiers mois de 1948, on est aux environs de U.S.M.C. + 250.

Les disponibilités en navires, en face d'une demande en partie spéculative, qu'affaiblit, au début de 1948, la baisse des matières premières, entraînent, dès mars 1948, une forte chute des cours qui, après une légère reprise saisonnière en début d'hiver 1948/49, touchent, en juillet 1949, le taux U.S.M.C. - 60.

De l'été 1949 à l'été 1950, le marché s'améliore légèrement, mais les cours se maintiennent toutefois largement en dessous du taux flat.

Le déclenchement de la guerre de Corée, en juin 1950, renverse brusquement la tendance et porte rapidement à un très haut niveau le prix du fret pétrolier qui, au début de 1951, s'établit à U.S.M.C. + 200. Cette hausse s'explique par l'accroissement des besoins né du conflit lui-même et du boom économique dont il fut l'origine en Europe et aux Etats-Unis.

---

(1) Les T2, qui constituaient l'essentiel de cette flotte, furent, par la suite, vendus, souvent à crédit, à d'autres pays. Ils figurent maintenant dans toutes les grandes flottes nationales.

Après un certain ajustement dû à l'apparition, en 1950 et 1951, de plus de 4 millions de tonnes dw. de nouveaux pétroliers, la rupture, fin août 1951, des pourparlers anglo-iraniens après la nationalisation du pétrole de l'Iran (mai 1951) et l'arrêt de la production iranienne, entraînent une modification des routes d'approvisionnement qui se concrétise par un nouvel et important mouvement de hausse à l'automne 1951.

Mais, dès le printemps 1952, le retour à des conditions normales, l'apparition de nouveaux tankers - plus de 2.700.000 tonnes dw. pour l'année entière - amorcent un ample mouvement de baisse qui devait s'accélérer en 1953 et 1954 avec l'arrivée sur le marché des pétroliers commandés pendant la période de tension 1951/52 (près de 4 millions de tonnes dw. en 1953, 4.760.000 tonnes dw. en 1954). Cet afflux de tankers provoque un accroissement de l'offre qui excède largement les besoins de transports pétroliers. En juillet 1954, lorsque le fond de la baisse est atteint à U.S.M.C. - 70 % (1), plus de 4 millions de tonnes de tankers se trouvent immobilisés, en grande partie désarmés.

La reprise saisonnière de l'automne 1954, favorisée par l'essor économique du monde libre, suscite un important accroissement de la demande (2) alors que les livraisons de navires neufs se ralentissent. En 1955, le tonnage pétrolier transporté s'élève de 15 %, alors que la flotte ne s'accroît que de 8 %. Il en résulte une amélioration des taux de frets qui, même, sous l'action d'une légère pénurie aggravée par de nombreuses opérations spéculatives, se redressent brutalement, fin 1955, où certaines cotes "de panique" sont enregistrées.

Après des fluctuations d'assez grande amplitude, mais presque toujours au-dessus du taux flat, pendant les trois premiers trimestres de 1956 (entre U.S.M.C. - 10 et U.S.M.C. + 100), à l'automne, le déclenchement des opérations militaires, l'arrêt du trafic sur le Canal et le sabotage des pipelines de l'Irak Petroleum provoquent une envolée des cours jusqu'à U.S.M.C. + 200, niveau où ils restent pratiquement bloqués de novembre 1956 à février 1957 grâce, en partie, au retrait du marché des grandes compagnies pétrolières, sous la pression, a-t-on laissé entendre, des pouvoirs publics.

---

(1) Ce qui, pour un voyage Golfe du Mexique-Continent représente un cours de $ 2,30, soit environ 16 Sh.

(2) La production mondiale de charbon ne pouvant suivre le rythme de développement, ce sont les produits pétroliers qui furent chargés, notamment en Europe, de couvrir la demande en énergie.

L'intensité et la durée de cette crise sont aisément explicables. L'allongement considérable des parcours pour les tankers obligés de contourner l'Afrique à partir du Golfe Persique réduisait la capacité de transport de la flotte, cependant que la demande était stimulée par la crainte de la pénurie et la spéculation.

Cependant, dès la deuxième semaine du mois de mars, l'apaisement de la tension internationale, l'accroissement des livraisons à l'Europe à partir des Etats-Unis et du Venezuela, la remise en service des pipelines de l'Irak et la perspective d'une prochaine réouverture du canal, combinés avec l'arrivée sur le marché des navires commandés pendant la crise de l'hiver 1955/56 - plus de 2.700.000 tonnes dw. de navires neufs pendant le premier semestre 1957 - provoquèrent un véritable effondrement du marché. De Scale + 300 à fin février, les cours furent ramenés à Scale - 40 au début du mois de mai suivant. Après une courte reprise dans le courant du mois de mai, on est retombé au plus bas en juin, juillet, août (Scale - 20 à - 55). Les tankers transitent de nouveau par le canal de Suez, les pipelines de l'Irak ont repris leur service (sans avoir retrouvé, toutefois, leur capacité ancienne), un tonnage neuf important continue à être livré, tous facteurs qui pèsent sur le marché. Les cours actuels correspondent pour de nombreux navires à la limite de rentabilité. Si aucune amélioration ne se produit prochainement, on doit s'attendre au désarmement d'une partie de la flotte.

<u>La tendance du marché</u>.-

Cette vue rapide sur l'évolution du fret pétrolier a permis de voir que la tendance du marché a toujours évolué en fonction du rapport entre les besoins de transport et la capacité totale de la flotte pétrolière. C'est ce que les tableaux suivants mettent en relief d'une façon plus synthétique.

.....

Evolution de l'offre et de la demande
de transports pétroliers

	Transports pétroliers			Flotte pétrolière mondiale		
	Tonnage transporté	Accroissement annuel		Jauge brute en fin d'année	Accroissement annuel	
	en millions de tonnes		en %	en milliers de tonneaux		en %
1948	210	-	-	15.593	-	-
1949	219	9	4	16.101	508	3
1950	225	6	3	16.866	765	5
1951	255	30	13	18.210	1.344	8
1952	285	30	12	19.989	1.779	10
1953	295	10	3	21.964	1.975	10
1954	315	20	7	24.624	2.660	12
1955	360	45	14	26.455	1.831	8
1956	385-390(1)	25-30(1)	7-8(1)	28.211	1.756	7

(1) Chiffres approximatifs et non comparables à ceux des années précédentes du fait de la crise de Suez.

Si maintenant nous rapprochons les transports effectués chaque année de la flotte moyenne en service (moyenne de la flotte en début et en fin d'année), nous obtenons le tableau suivant :

	Tonnage transporté	Flotte moyenne en service	Quantités transportées par tonneau	Tendance du marché
	en millions de tonnes	en milliers de tonneaux	en tonnes	
1949	219	15.847	13,8	dépression
1950	225	16.481	13,9	
1951	255	17.538	14,6	tension
1952	285	19.100	14,9	tension
1953	295	20.976	14	détente
1954	315	23.294	13,5	dépression
1955	360	25.540	14	reprise
1956	390 (1)	27.333	14,3 (1)	tension

(1) Chiffres approximatifs et non comparables à ceux des années précédentes du fait de la crise de Suez.

Certes, les chiffres ci-dessus sont à la fois imprécis et trop généraux. Ce qu'il faudrait comparer c'est le nombre de tonnes-milles transportées et la capacité effective de transport de la flotte. Les statistiques disponibles ne le permettent malheureusement pas. En outre, l'année civile n'est pas une période de référence satisfaisante. Les résultats qui ressortent des tableaux ci-dessus sont, toutefois, suffisamment nets pour ne pas prêter à discussion.

VI - CONCLUSION - PERSPECTIVES d'AVENIR

Les fluctuations du fret pétrolier sont commandées, comme on vient de le voir, par l'évolution comparée des besoins de transport de pétrole par la voie maritime et de la capacité de transport de la flotte pétrolière. Trop de facteurs agissent sur les deux termes du rapport - sans compter tous les événements inattendus qui ne surgiront sans doute pas moins dans l'avenir qu'ils ne l'ont fait dans le passé - pour qu'il puisse être question de risquer des prévisions. Nous voudrions seulement reprendre ici, en conclusion, les principaux éléments dégagés au cours de cette étude qui vont influencer dans le proche avenir le marché du fret pétrolier.

La demande de transport est fonction à la fois des quantités à transporter et des distances à parcourir.

La consommation croissante d'énergie dans le monde, et la part de plus en plus grande de cette énergie demandée aux produits pétroliers sont des mouvements de longue durée qui ne paraissent pas arrivés à leur terme. Seule l'énergie nucléaire sera peut-être susceptible, dans un avenir encore lointain, d'interrompre cette progression.

La production, la consommation et le transport du pétrole doivent donc continuer à se développer. Mais la rapidité de ce développement dépendra naturellement du rythme de l'expansion économique dans le monde. Actuellement, la conjoncture internationale est hésitante et il ne semble pas - sauf vive reprise peu probable dans les derniers mois de l'année - que les chiffres de 1957 doivent marquer un progrès très sensible sur ceux de 1956.

La volonté du gouvernement des Etats-Unis de réduire les importations américaines est, de son côté, susceptible de peser sur le marché.

Dans l'ensemble, l'accroissement des quantités de pétrole à transporter devrait se poursuivre, sauf profonde dépression économique, mais l'augmentation semble devoir être relativement lente dans le proche avenir, sous réserve d'une reprise saisonnière accusée due à un hiver rigoureux.

En ce qui concerne les distances à parcourir, il paraît vraisemblable qu'on s'orientera, dans les années qui viennent, vers un rapprochement progressif de la production et de la consommation, par suite des découvertes de gisements qui se multiplient dans diverses régions du monde et de l'établissement de nouveaux pipelines qui raccourciront les parcours maritimes.

En sens contraire, l'adoption définitive de la route du Cap par les super-tankers, pour acheminer vers l'Europe et l'Amérique le pétrole du Golfe Persique, allongerait de façon très sensible la durée des voyages. La décision sur ce point est liée à une comparaison des prix de revient.

L'évolution de l'offre est naturellement beaucoup plus facilement prévisible que celle de la demande, puisqu'elle dépend des commandes passées plusieurs mois, voire plusieurs années auparavant aux chantiers de construction. Or, 1957 marque le début d'une période de quelques années qui verra arriver sur le marché les importants tonnages de navires neufs commandés en 1955, 1956 et dans les premiers mois de 1957 (sauf annulation de commandes à échéances éloignées passées pendant la crise de l'automne 1956 au printemps 1957).

C'est d'ailleurs le régime normal du marché du fret pétrolier qu'un développement de l'offre anticipant sur celui de la demande. Les armateurs doivent, en effet, décider leurs constructions selon les prévisions les plus optimistes des besoins de transport. En outre, la rivalité des groupes pétroliers entre eux et avec les armateurs indépendants donne, presque automatiquement, naissance à une surenchère de commandes, d'autant plus vive que le dernier navire livré, qui bénéficie des derniers progrès techniques, jouit théoriquement d'une position privilégiée sur le marché. Seule une dépression prolongée, comme celle de l'année 1954, peut provoquer un fléchissement sensible des constructions. Mais le rajustement rapide des cours qui suit le retour à l'équilibre - année 1955 - entraîne immédiatement un nouvel afflux de commandes.

Il y a ainsi, sur une longue période de temps, une tendance à la baisse du fret pétrolier liée à la diminution progressive, par suite des perfectionnements techniques, du coût de revient moyen de la tonne-mille transportée.

Bien que sensible depuis la guerre (il faut pour l'apprécier exactement tenir compte de la hausse des autres prix), cette tendance à la baisse a été freinée par un phénomène exceptionnel : la masse dans la flotte pétrolière de navires de même âge et de même type, les T2. Impossibilité d'équilibrer le marché sans les T2 et, dono, impossibilité pour le fret de tomber au-dessous de la limite de rentabilité des T2.

Par suite, tout navire, d'une rentabilité supérieure à celle des T2, se trouvait théoriquement assuré d'un marché bénéficiaire. A tout moment, c'est le taux auquel on pouvait affréter un T2 qui servait plus ou moins de référence sur l'ensemble du marché.

Le retrait des T2 n'est actuellement prévu qu'à partir de l'année 1963 et il sera, sans doute, progressif. Mais le rôle stabilisateur de ces navires se rétrécit au fur et à mesure que leur importance relative diminue. Représentant encore, fin 1955, près du quart de la flotte de tankers, les T2 n'en forment plus guère aujourd'hui que le cinquième. Au rythme actuel de construction, cette proportion va continuer à décliner rapidement. Une fois la barrière des T2 susceptible d'être franchie, le niveau minimum d'équilibre du marché pourra s'abaisser au-dessous des taux actuels.

Au total, à la fin du mois d'août 1957, les facteurs de dépression paraissent l'emporter sur les facteurs de hausse. On peut donc s'attendre à ce que la tendance du marché reste faible dans le proche avenir, avec, vraisemblablement, des reprises techniques ou saisonnières caractéristiques des marchés libres. Cette tendance est naturellement susceptible de se renverser en cas de vive reprise de la conjoncture ou si une hausse accusée des péages sur le canal de Suez venait à favoriser la route du Cap, sans parler d'une nouvelle crise politique internationale dont la situation présente ne permet malheureusement pas d'écarter l'éventualité.

Annexe I

EVOLUTION DU FRET PETROLIER AU VOYAGE

Indice mensuel du Norwegian Shipping News

(Moyennes trimestrielles)

		Scale	U.S.M.C.
1952	1er trimestre	+ 286,8	+ 187,7
	2ème "	+ 114,4	+ 32,5
	3ème "	+ 57,7	+ 11,9
	4ème "	+ 52,9	+ 11,3
1953	1er trimestre	+ 7,1	- 23,5
	2ème "	- 12,9	- 31,5
	3ème "	- 21,8	- 41,4
	4ème "	- 13,3	- 37,2
1954	1er trimestre	- 4,3	- 32,4
	2ème "	- 31,6	- 50,3
	3ème "	- 32,5	- 45,6
	4ème "	- 6,5	- 21,6
1955	1er trimestre	+ 20,7	- 7,8
	2ème "	- 24,2	- 32,9
	3ème "	- 2,1	- 25,6
	4ème "	+ 80,4	+ 39,0
1956	1er trimestre	+ 38,6	+ 7,0
	2ème "	+ 85,1	+ 42,4
	3ème "	+ 105,0	+ 49,3
	4ème "	+ 265,2	+ 151,3
1957	1er trimestre		+ 135,0
	2ème "		- 21,8

Annexe II

EVOLUTION DU TIME-CHARTER

L'absence de renseignements statistiques valables ne permet pas de suivre avec précision l'évolution du marché du time-charter. Le tableau suivant retrace les mouvements du London Panel Award semestriel. Il importe de rappeler qu'il ne donne que des prévisions établies par les courtiers qui, de ce fait, diffèrent sensiblement à certaines époques des cours réellement pratiqués sur le marché. L'utilisation de ces taux dans certains contrats leur confère néanmoins une valeur réelle.

		London Panel semestriel	
		Sh. par T. dw.	équivalent U.S.M.C.
1949	Avril-Septembre	18,6	
1949-50	Octobre-Mars	18,6	
1950	Avril-Septembre	18,3	
1950-51	Octobre-Mars	30	
1951	Avril-Septembre	39	
1951-52	Octobre-Mars	47,6	
1952	Avril-Septembre	22,3	
1952-53	Octobre-Mars	42,3	+ 39 %
1953	Avril-Septembre	22,3	- 17 %
1953-54	Octobre-Mars	18,6	- 27 %
1954	Avril-Septembre	17	- 31 %
1954-55	Octobre-Mars	16	- 34 %
1955	Avril-Septembre	16,6	- 32,60 %
1955-56	Octobre-Mars	19,6	- 24,96 %
1956	Avril-Septembre	24,6	- 9,60 %
1956-57	Octobre-Mars	46,6	+ 59 %

Annexe III

COUT MOYEN DES TRANSPORTS PETROLIERS

Taux A.F.R.A.

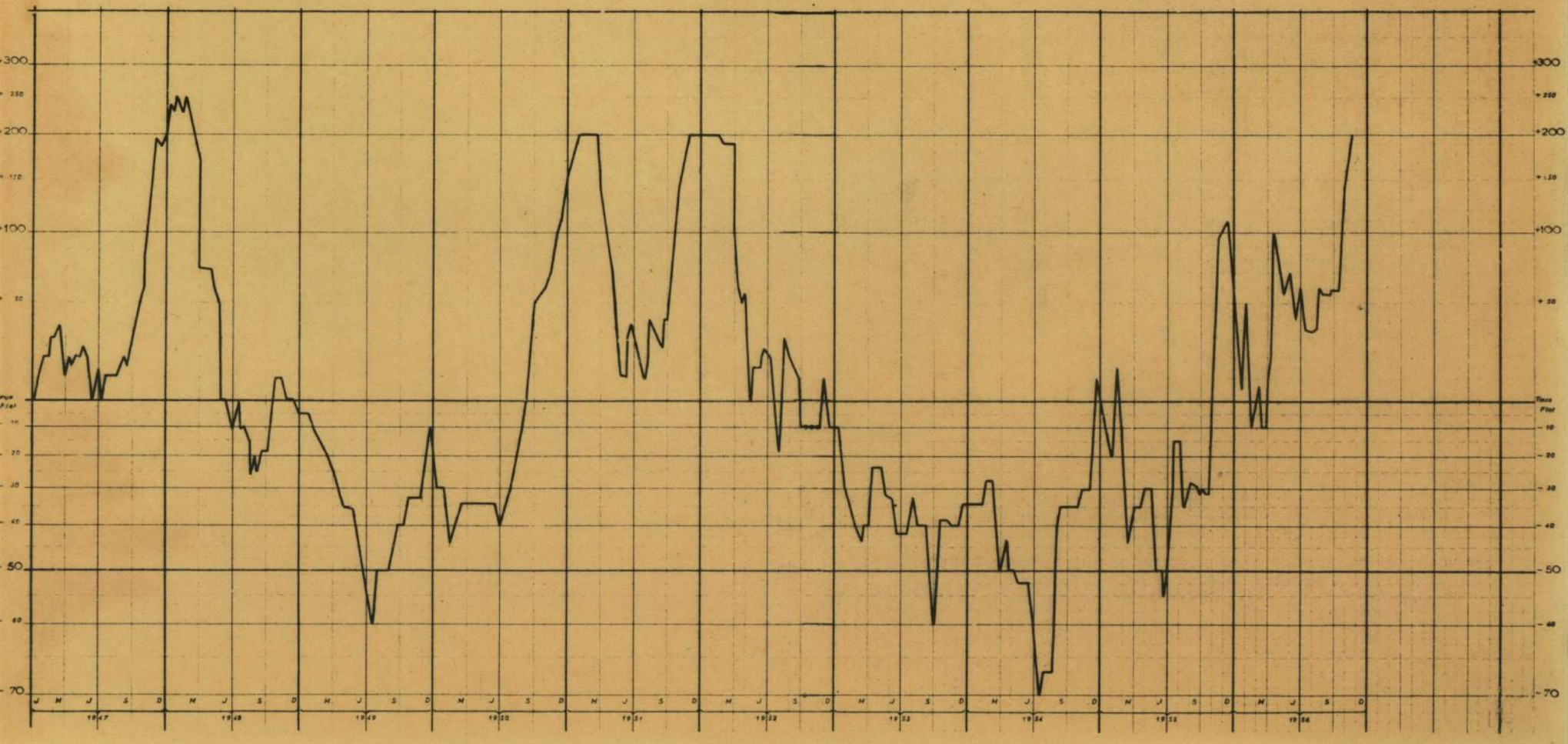
		Scale
1954	Avril-Juin	+ 14,4 %
	Juillet-Septembre	+ 4,7 %
	Octobre-Décembre	+ 7,9 %
1955	Janvier-Mars	+ 12,8 %
	Avril-Juin	+ 0,4 %
	Juillet-Septembre	- 8,1 %
	Octobre-Décembre	+ 40,0 %
1956	Janvier-Mars	+ 17,0 %
	Avril-Juin	+ 37,2 %
	Juillet-Septembre	+ 41,3 %
	Octobre-Décembre	+ 74,8 %
1957	Janvier-Mars	+ 67,7 %

E E + F

Echelle log.

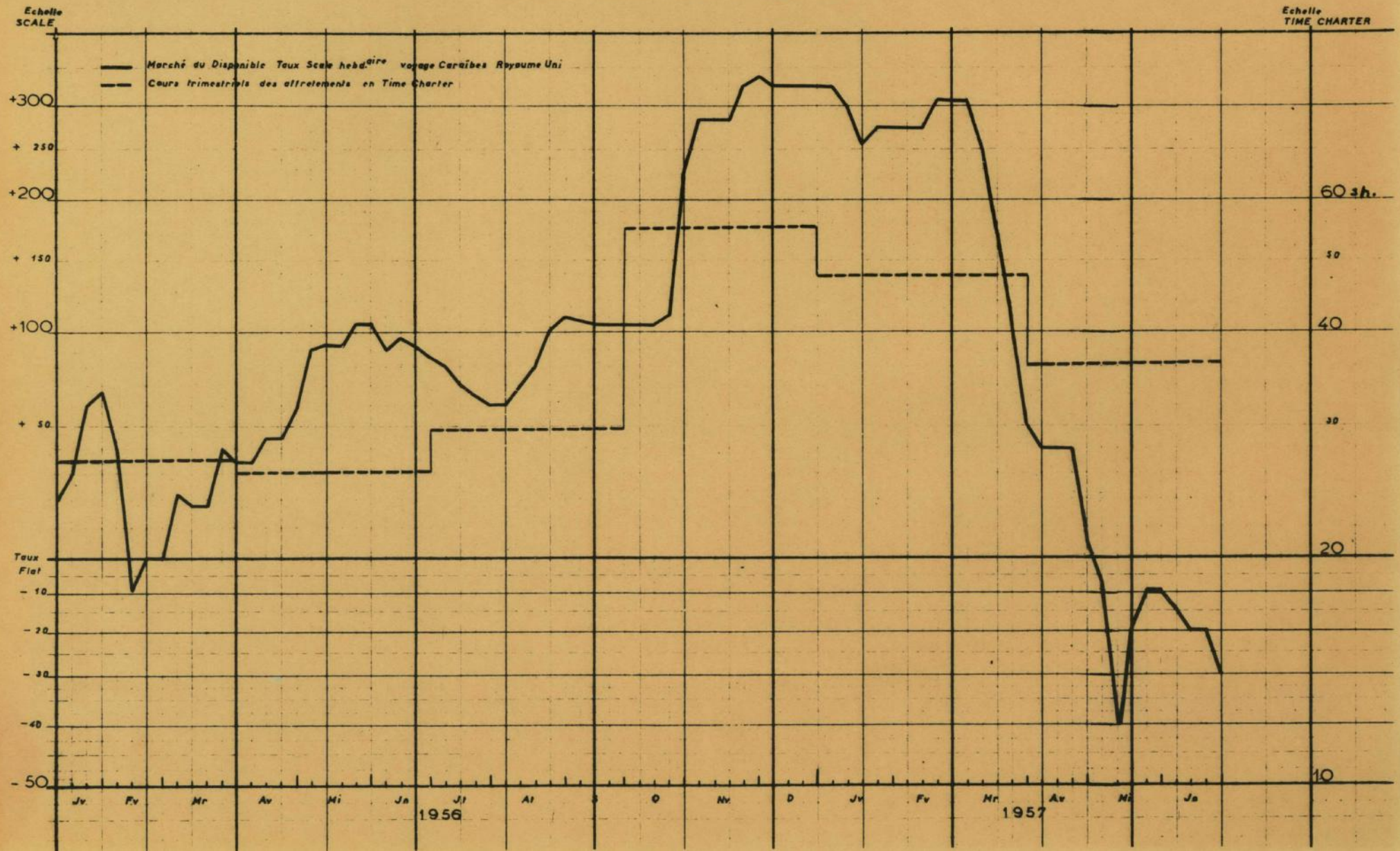
EVOLUTION DU FRET PETROLIER (produits noirs)

COURS MARCHE DU DISPONIBLE TAUX USMC



E E & F

EVOLUTION DU FRET PETROLIER

Echelle log.

Periode Janvier 1956 à Juin 1957