

COMMISSION  
DES  
COMMUNAUTÉS EUROPÉENNES

Direction Générale de l'Energie  
et Contrôle  
de Sécurité d'Euratom

Bruxelles, septembre 1972

POSSIBILITÉS DE STOCKAGE DU PÉTROLE BRUT  
SUR LE TERRITOIRE DE LA CEE

---

RAPPORT D'EXPERTS

établi pour le compte de la Commission des Communautés Européennes par

le Bundesanstalt für Bodenforschung, Hannover,  
M.J. Bouckaert, Service Géologique de Belgique, Bruxelles  
M. Ir. Oortman Gerlings, Dienst toezicht op de Mijnen, La Haye,  
L'Institut Français du Pétrole, Rueil Malmaison,  
M. Manfredo Manfredini, Ufficio Geologico Nazionale, Rome,  
M. Hartmut Rönnecke, Arnsberg.

Rapporteur : M. Hartmut Rönnecke

Sommaire

	<u>Pages</u>
I. Enoncé du problème	1
II. Evaluation des stocks à constituer et des capacités de stockage existantes	2
III. Les sites à retenir pour l'aménagement des dépôts	3
IV. Les dépôts et la politique communautaire d'approvisionnement en pétrole	11
V. Coût d'aménagement de champs de cavernes	13
VI. Coût d'exploitation et coût administratif du champ de cavernes et des parcs de réservoirs	15
Appendice I Evaluation des stocks et capacité de stockage nécessaire	17
Appendice II Coûts d'aménagement et d'exploitation des dépôts souterrains de pétrole	29
Appendice III Commentaires concernant les estimations des coûts	44
Appendice IV Dépôts souterrains de pétrole brut existant ou prévus sur le territoire de la C.E.E.	46
Liste des installations	47
Signification des symboles	84

## I. ENONCE DU PROBLEME

La Commission des Communautés Européennes a chargé un groupe d'experts d'examiner les possibilités de stockage de pétrole brut sur le territoire de la C.E.E. En substance, il s'agissait d'étudier les questions suivantes :

- 1) quel est, exprimé en m<sup>3</sup>, le volume de stockage pouvant être aménagé sur le territoire de la Communauté dans des conditions économiques ?
- 2) quels sont les emplacements qui se prêtent le mieux à l'aménagement de dépôts ?
- 3) comment les dépôts considérés peuvent-ils s'intégrer dans la politique générale d'approvisionnement en pétrole ?
- 4) quel sera le coût du stockage ?

Il convenait de tenir compte des éléments suivants :

- a) Etant donné que les stocks envisagés ont pour but de compléter les stocks de 65 jours déjà existants, il convient d'observer les principes de la directive faisant obligation aux Etats membres de la C.E.E. de maintenir un niveau minimum de stocks de pétrole brut et/ou de produits pétroliers (\*).
- b) Pour des raisons de coût, les dépôts doivent être :
  - si possible des dépôts souterrains,
  - aménagés en terre ferme sur le territoire de la C.E.E. et
  - dispersés sur l'ensemble du territoire.
- c) On envisage de constituer la réserve supplémentaire de 25 jours à partir de pétrole brut exclusivement.

A la suite de l'expérience acquise lors de la construction de dépôts destinés à abriter les réserves de 65 jours, la Commission s'est aperçue que la technique de dispersion permettait d'aménager des capacités de stockage de pétrole brut à un coût particulièrement avantageux dans des gisements salifères bénéficiant d'une situation

géologique et géographique favorable. C'est pourquoi le groupe a commencé par rechercher sur le territoire de la C.E.E. des formations de sel gemme appropriées, mais il a également envisagé d'autres possibilités, telles que :

- l'aménagement de mines abandonnées,
- le creusement de dépôts suivant certaines techniques minières et
- la réalisation d'ouvrages d'art de tous types.

Au cours d'une série de réunions, le Groupe a examiné et harmonisé les études géologiques et techniques préliminaires. Le présent rapport est fondé sur les résultats obtenus à cette occasion.

2. Evaluation des stocks à constituer et des capacités de stockage nécessaires

Compte tenu de la consommation et du taux d'accroissement de cette consommation il apparaît nécessaire de constituer, en dehors des stocks de 65 jours (cf. annexe 1.1 à 1.3), une réserve supplémentaire de pétrole brut de 25 jours.

Tableau 1

millions de tonnes

	1971		1976		1981	
	65 jours	25 jours	65 jours	25 jours	65 jours	25 jours
Belgique	4,1	1,6	5,9	2,2	7,1	2,7
Allemagne	21,4	8,3	28,5	11,0	36,3	14,0
France	15,3	5,9	21,0	8,2	27,8	10,8
Luxembourg	0,3	0,1	0,5	0,2	0,6	0,2
Italie	13,8	5,3	19,3	7,4	24,8	9,6
Pays-Bas	4,0	1,5	5,4	2,1	6,5	2,5
CEE mio t.	58,9	22,7	80,6	31,1	103,1	39,8
= $10^6 \text{ m}^3$	72	28	98	38	126	48

Peut-on constituer, dans des conditions économiques, des dépôts souterrains pour loger le volume indiqué ? Il semble bien que la réponse soit positive. En effet, sur la base des propositions présentées par les

./.

experts géologues des différents pays, il serait possible d'aménager dans des conditions économiques, sur le territoire de la C.E.E., une capacité de stockage de pétrole brut d'environ 600 - 800 millions de m<sup>3</sup>. Ce chiffre dépassant largement la capacité nécessaire, nous sommes donc en mesure de choisir les sites économiquement les plus favorables.

Parmi les différentes possibilités d'aménagement de dépôts souterrains sans réservoirs, il faut mentionner en premier lieu la solution qui consiste à aménager, par dissolution, des cavernes d'une capacité de 100.000 à 500.000 m<sup>3</sup>, pouvant être conçues sous forme de champs de cavernes de 10 ou 20 unités ou plus.

Les cavités creusées dans d'autres terrains (telles que mines désaffectées ou chambres récemment creusées) présentent certains inconvénients qui, à première vue, les rendent moins intéressantes sur le plan financier.

L'annexe 6 (p. 54) présente les différents types de stockage ainsi que leurs caractéristiques essentielles, dont les plus importantes sont le coût spécifique (point 12), la superficie nécessaire (point 10) et les restrictions imposées au choix du site (point 11). Les dépôts souterrains sont en général les moins chers et demandent relativement peu de terrain en surface ; cependant, ils se situent dans des endroits bien déterminés. Les grands dépôts en surface sont plus onéreux à aménager, mais la plupart du temps ils peuvent être construits là où on le désire. Les dépôts sous-marins occupent une position spéciale.

L'implantation des dépôts et la technique de construction à employer dépendent donc de la structure géologique de la région considérée. Etant donné que l'Europe occidentale dispose d'un grand nombre de sites bien répartis qui se prêtent à l'aménagement de dépôts souterrains, il va de soi que nous désirons exploiter d'abord ces possibilités avant d'envisager l'aménagement d'installations plus coûteuses en surface.

Il convient de noter en premier lieu qu'à l'heure actuelle il est également possible de creuser à un coût relativement faible des cavernes dans des roches imperméables, massives et stables telles que le granit, l'argile schisteuse et le calcaire. Grâce à de nouvelles techniques minières, des méthodes de tir et de chargement plus rationnelles, des passes plus longues et des chambres de dimensions plus grandes, il a été possible de creuser dans le granit, pour la Shell-Finlande à Kotka (100 km à l'est

d'Helsinki), trois salles pouvant contenir 30.000 m<sup>3</sup> de pétrole brut chacune et l'ensemble de l'installation a été livré au prix de 10,08 \$/m<sup>3</sup>. L'intérêt de cette solution réside dans l'utilisation de la perméabilité naturelle du granit et dans la disposition des salles au-dessous du niveau de la nappe souterraine (en l'occurrence au-dessous du niveau de la mer) afin que l'eau soit en surpression naturelle par rapport aux salles et entoure le pétrole comme une enveloppe hydraulique, évitant ainsi toute fuite de pétrole. L'eau de suintement, qui représente environ 40 litres par jour, est collectée au point le plus bas des salles et régulièrement évacuée.

Ce procédé peut servir d'exemple et être utilisé partout où l'on dispose d'une roche imperméable et stable à proximité des côtes, où là encore le niveau naturel de la nappe souterraine peut être maintenu au-dessus du plafond des salles. Il conviendrait de se demander si, en utilisant ce procédé, on ne pourrait pas aménager un dépôt dans la région du Havre ou de Cherbourg qui pourrait alors recevoir les stocks importants prévus pour la zone Atlantique. Reste à savoir si sur le territoire de la C.E.E. les rendements obtenus et les coûts réalisés seraient aussi surprenants qu'en Finlande. D'après les précisions fournies par les compagnies intéressées, la réponse semble affirmative.

Pour la Belgique, on cite par exemple des prix de 15,75 à 22,05 \$/m<sup>3</sup> pour le creusement de chambres à piliers dans les schistes cambriens de la région de Coë, y compris les galeries et les puits nécessaires. Les dimensions des chambres seraient les suivantes : 40 m. de hauteur, 20 m. de largeur et 220 m. de longueur, soit un volume d'environ 180.000 m<sup>3</sup>, ce qui correspond à une capacité de 160.000 m<sup>3</sup> de pétrole brut. Dans les couches de craie et de calcaire, des formations du crétacé, du carbonifère inférieur et du dévonien, on devrait même pouvoir descendre à des prix de 9,45 à 12,60 \$/m<sup>3</sup>. Toutefois, les géologues belges craignent dans ce cas un risque de migration du pétrole et une pollution des eaux souterraines.

La situation est différente dans le cas de l'argile. Tout dépend de la présence ou de l'absence d'un soutènement dans les cavernes. Il conviendrait, le cas échéant, d'examiner si, pour compenser la pression de la roche, un stockage en surpression est possible dans les formations tertiaires des Flandres. Le site retenu (région Anvers/Gand) est en tout cas si étendu qu'il serait utile d'étudier plus attentivement ses caractéristiques techniques, même si actuellement il semble assez peu probable que l'on puisse aménager dans ces formations des dépôts aussi intéressants sur le plan économique que dans les gisements salins. ./.

Une question qui revient sans cesse dans l'étude des possibilités de stockage du pétrole brut est celle des mines désaffectées. L'idée de tirer parti des cavités existantes semble assez séduisante et, au premier abord, il semble que ce type de stockage soit le plus simple et le moins coûteux. Or, ce n'est pas toujours le cas et cette solution dépend essentiellement de l'équilibre de la migration pétrole/eau dans la roche encaissante. Seules entrent en ligne de compte pour le stockage les excavations de structure simple ou creusées dans des roches naturellement imperméables. Malheureusement, les excavations de ce genre sont rares.

C'est pourquoi les sels, et notamment le sel gemme, occupent une place spéciale car ils possèdent naturellement des caractéristiques qui répondent de manière presque optimale aux besoins de stockage souterrain. En effet ;

- ils se déforment sans rupture dans une large plage du diagramme  $p, t, w$ , (pression, température, vitesse de déformation) 1);
- ils se dissolvent uniformément dans l'eau douce à la température de la roche,
- ils ne réagissent pas avec le pétrole.

Grâce à leur bonne aptitude à la déformation sans rupture, les formations salifères situées à quelques centaines de mètres sous terre sont toujours imperméables et constituent un réservoir idéal pour le stockage du pétrole brut. Si l'on choisit convenablement la vitesse de déformation, la ductibilité dépasse presque la fourchette température/pression. Vers la région des basses pressions et des basses températures, la vitesse de déformation admissible descend jusqu'à 0; en revanche, elle s'accroît rapidement aux pressions et températures élevées.

---

1) Le diagramme  $p, t, w$ , indique les conditions de la mécanique des roches.

Les forages, les cavernes existantes et surtout les mines de sel de potasse et de sel gemme nous ont appris à bien connaître le comportement des terrains salifères. La déformabilité plastique qui empêche la formation de crevasses (voies d'écoulement préférentielles des eaux) dans le sel et rend celui-ci "imperméable", commence à agir à une profondeur de 300 à 400 m. A plus faible profondeur, des crevasses peuvent également se former dans le sel. Lorsque la profondeur augmente, la déformabilité s'accroît en fonction de la position tectonique et géothermique du dépôt salifère. Par suite des mouvements de convergence, des forages peuvent être refermés par la pression dès qu'on atteint la profondeur de 1000 m., par contre, en d'autres endroits ils peuvent rester ouverts. Dans les galeries descendant jusqu'à 1.200 m. la déformation par convergence ou la déformation plastique apparaît lors de l'aménagement des cavernes, mais devient à peine sensible par la suite. Ce n'est qu'en-dessous de 1.500 à 2.000 m. que la plasticité augmente au point de rendre non rentable l'aménagement de cavernes en raison de la perte considérable de volume qu'elle entraîne, (voir annexe 7). Les dépôts ne peuvent donc être aménagés que dans les gisements salifères qui contiennent des couches de halite pure, facilement lessivable, à une profondeur optimale située entre 400 m. et 1.500 m.

La forte solubilité du sel dans l'eau permet de creuser des cavernes souterraines à partir de la surface en faisant simplement circuler un flux d'eau sous contrôle (dissolution) au niveau de l'espace prévu pour la caverne. Cette méthode très simple présente cependant un inconvénient. La saumure évacuée doit être éliminée sans risque de dommage. Alors qu'il y a des années on pouvait encore envisager de rejeter les saumures de NaCl dans les rivières ou dans les émissaires à fort débit, il est certain qu'à l'avenir le rejet ne sera plus possible que dans la mer. Cette suggestion sera très coûteuse si les cavernes ne peuvent être aménagées qu'à l'intérieur du pays. On a donc cherché à résoudre le problème de l'évacuation de la saumure autrement que par pipeline, mais des solutions réalisables n'ont pas encore été trouvées.



### III. LES SITES A RETENIR POUR L'AMENAGEMENT DES DEPOTS

Compte tenu de ce qui précède, certaines régions, riches en cavernes de sel, s'avèrent particulièrement favorables pour le stockage du pétrole. Ces régions se répartissent notamment entre la France, l'Allemagne fédérale et les Pays-Bas. Quant aux gisements italiens, il doivent encore faire l'objet d'une étude plus approfondie.

Dans le cas de la France (annexe 3, page 51) on cite 6 structures géologiques possibles. Cependant, Manosque ne semble guère pouvoir être envisagé pour le stockage des réserves de 25 jours, car ce gisement doit recevoir les stocks nationaux et se trouve en cours d'aménagement. En ce qui concerne les gisements situés en Franche-Comté, en Haute Alsace et dans la plaine d'Alsace, il n'existe aucune solution économiquement acceptable d'élimination de la saumure. Seule une ré-introduction dans la formation par puits ou une évacuation par le Rhin seraient possibles. En outre, les massifs de sel ne sont pas particulièrement épais et les cavernes auraient parfois une hauteur très faible, ce qui augmenterait leur coût. Par ailleurs, faute de données suffisantes, il n'est pas possible de fournir une appréciation plus précise. Le choix est donc limité à Valence et la Bresse. Ces deux gisements sont extrêmement importants et pourraient accueillir des centaines de millions de m<sup>3</sup> de pétrole brut. En outre, ils sont situés au voisinage du SEPL. Le seul inconvénient est la pose d'une conduite de saumure d'environ 225 km jusqu'à la Méditerranée. La possibilité d'enfouir sur place la saumure n'a pas encore été examinée, mais elle ne saurait être exclue. A vrai dire, la dépense qui en résulterait ne serait guère inférieure à celle qu'occasionnerait le rejet en mer. Citons pour mémoire que le Gaz de France a, au début de 1971, mis deux cavernes en service dans la partie NO du gisement de Valence pour le stockage de gas naturel (profondeur : de 1.400 à 1.600 m).

En République Fédérale d'Allemagne (annexe 2, page 50), on distingue 6 structures géologiques. Il faut tout d'abord éliminer Bocholt et Leutesheim, où, provisoirement la saumure ne peut être éliminée au voisinage du gisement. D'autre part, à la hauteur de Kehl et dans la région de la Wesel, il est impossible d'obtenir l'autorisation de rejeter la saumure dans le Rhin. Certes, il ne s'agirait que de 800 m<sup>3</sup>/heure environ à Leutesheim (et de 3.000 m<sup>3</sup>/h

environ à Bocholt). Cependant, ce début dépasserait déjà largement les valeurs limites admises localement. Krummendeich, sur l'Elbe inférieure, occupe une position extrêmement favorable sur le plan géologique et des cavernes assez vastes peuvent y être creusées, cependant, les conditions nécessaires pour les raccordements techniques en surface ne seraient pas remplies si l'on envisageait d'aménager à Krummendeich un vaste dépôt de 10 millions de m<sup>3</sup> ou plus. Ce gisement devrait donc être tenu en réserve. C'est le dôme de sel de Seefeld, sur la Weser inférieure, qui offre les meilleures conditions de stockage. Bénéficiant d'une situation favorable près du port pétrolier de Wilhelmshaven et du tracé prévu pour le NDO, le gisement possède une capacité de stockage de 17 millions de m<sup>3</sup> et pourrait donc recevoir à lui la réserve complémentaire de 25 jours prévue pour la République fédérale. On peut citer également les gisements de Bunde et Jemgum, remarquables par leur étendue. Ces dômes de sel possèdent chacun une capacité suffisante (respectivement 3,6 et 18,5 millions de m<sup>3</sup>) leur sommet étant situé plus haut il serait possible d'aménager dans ces formations des cavernes plus vastes et donc moins chères. Par ailleurs, ils sont plus éloignés de Wilhelmshaven (60 et 70 km), de sorte qu'un raccordement direct au terminal serait plus onéreux, alors que Seefeld pourrait être raccordé directement par un oléoduc de 20 km.

D'après les indications des géologues, les Pays-Bas (annexe 5, page 53), disposent de quatre structures qui appartiennent toutes au Zechstein et sont situées au nord-est de la Hollande. Les dômes de Delfzijl et Slochteren peuvent difficilement être retenus, car leur puissance ne correspond pas aux normes de sécurité hollandaises.

Le gisement de Weerselo présente des inconvénient à la fois sur le plan de l'élimination de la saumure (dérivation vers la Mer du Nord, environ 120 km) et sur le plan de l'approvisionnement en pétrole brut (Wesel/Venlo, RRP à 80 km et un embranchement parallèle au RRP 1) jusqu'à Venlo; une conduite directe jusqu'à Rotterdam mesurerait 180 km de long). Reste le dôme de sel

---

1) Rotterdam-Ruhr pipeline.

de Schoonlo, dont la capacité est évaluée à 43 millions de m<sup>3</sup>, et qui est donc suffisamment volumineux pour répondre à toutes les normes, mais qui devrait être relié au port de Eenhaven où, prochainement, des tankers de 40.000 t. pourront probablement accoster et décharger. D'ici 1976, la capacité du port sera portée à 70.000 t. Un raccordement direct à Rotterdam ne demanderait pas moins de 200 km de conduite, ce qui resterait néanmoins dans des limites acceptables, surtout pas rapport au coût d'installation des conduites de saumure des champs français de Valence et de Bresse. Enfin, il faudrait examiner la question de savoir s'il serait possible d'exploiter collectivement les gisements de Schoonlo et Bunde.Jemgun, de les raccorder au port pétrolier de Emden et éventuellement d'agrandir ce dernier. L'approvisionnement à partir des dépôts pourrait alors se faire aussi bien par tankers côtiers à partir de Emden que par le réseau de pipe-lines NWO<sup>1)</sup>/RRP.

En Italie (annexe 4, page 52), des structures géologiques appropriées sont signalées en Sicile. Il s'agit de gisements lenticulaires de sel disposés, avec de nombreux autres, le long d'une ceinture SSO/NNE qui s'étend d'Agrigente à Enna. Faute de précisions, le volume "cavernable" a été calculé sur la base de conditions limites évaluées. Les valeurs ainsi obtenues sont vraisemblablement sous-évaluées, plutôt que sur-estimées. Le gisement de Pto Empedocle est celui qui semble se prêter le mieux à l'aménagement d'un champ de cavernes. Il touche la côte sud-ouest de la Sicile, offre une capacité de stockage d'environ 15 millions de m<sup>3</sup> et pourrait être relié au port d'Empedocle, qui serait aménagé pour recevoir des tankers de 100.000 dwt. San Antonio, également situé sur la côte, a une faible capacité et une épaisseur insuffisante. A Cattolica il y a des exploitation minières et la capacité est insuffisante. Il faudrait étudier si les gisements actuellement en exploitation et situés plus loin à l'intérieur du pays pourraient être transformés en dépôts. A la fin de 1971, trois des principaux gisements offraient une capacité totale d'environ 10 millions de m<sup>3</sup>. Pour le raccordement des champs de Montredoro et S. Cataldo, il serait nécessaire de prévoir un pipe-line d'environ 50 km à partir de Porto Empedocle. Si C-Eraclea devait s'y ajouter, il faudrait prévoir en outre une conduite de dérivation d'environ 18 km.

---

1) Nord-West Olleitung

Le gisement calabrais de Crotone avait été initialement cité comme site possible. Aucune précision n'ayant pourtant été fournie au sujet de la configuration géologique de la région, il a donc fallu provisoirement renoncer à tenir compte de ce site.

On ne connaît pas en Belgique et au Luxembourg de gisements de sel pouvant servir à l'aménagement de dépôts. Nous nous référons par ailleurs à ce qui a été dit à ce sujet à la page 4 du présent rapport.

-----

A partir des hypothèses retenues, les gisements de sel décrits et éventuellement les autres couches mentionnées donnent pour le territoire de la Communauté les capacités de stockage suivantes :

Tableau 2

Réservoir	Volumes en Mio t.						
	D	F	I	NL	B	Lux	CEE
Cavernes de sel gemme	71,5	plus de 500	15	44,0	-	-	630,5
Autres chambres dans des formations non salines	plusieurs millions de m <sup>3</sup>						9,0
Total							640,0

Sur le plan technique, il serait donc possible de stocker, dans des cavernes de sel gemme, la totalité des réserves obligatoires de pétrole, de la C.E.E. pour 1981, qui correspondraient à une consommation de 90 jours, soit 174 millions de m<sup>3</sup> (voir tableau 1 : 126 + 48 millions de m<sup>3</sup>).

IV. Les dépôts et la politique communautaire d'approvisionnement en pétrole

La réserve supplémentaire de 25 jours s'élève à environ 23 millions de t. en 1971 et atteindra quelques 40 millions de tonnes en 1981. Le stockage de tels tonnages dans les structures salifères étudiées est possible sur le plan technique. Nous examinerons dans les paragraphes suivants les gisements dans lesquels les dépôts devraient théoriquement être aménagés pour permettre aux réserves de parvenir sans difficulté au consommateur en cas de crise. Nous nous baserons en l'occurrence sur le réseau de pipelines dont dispose l'Europe occidentale et nous étudierons les conditions dans lesquelles ce réseau devrait être agrandi pour assurer la sécurité de l'approvisionnement. Actuellement 75 % seulement des raffineries de l'Europe occidentale sont approvisionnées par des pipelines. Quant aux 25 % restants, il s'agit de raffineries situées sur la côte ou à proximité de la côte et disposant de sources d'approvisionnement propres. En ce qui concerne cette catégorie de raffineries, il importe également que des voies de transport existent ou puissent être réalisées entre le dépôt et le fournisseur.

Les pétroliers qui rallient l'Europe occidentale empruntent deux routes principales, l'Atlantique et la Méditerranée. Il suffirait théoriquement d'aménager un grand dépôt le long de chacune de ces deux routes maritimes. En ce qui concerne la route de l'Atlantique, on pourrait envisager de constituer un dépôt sous-marin dans une couche de sel de la Mer du Nord. Cependant, sur le plan pratique, la réalisation d'un tel projet se heurte à un obstacle, à savoir le coût beaucoup plus élevé des dépôts sous-marins par rapport aux dépôts de même taille sur la terre ferme.

En ce qui concerne les dépôts sur la terre ferme, le problème de la localisation serait facile à résoudre si :

- toutes les raffineries étaient reliées au réseau d'oléoducs et
- si le choix des sites n'était soumis à aucune limitation notable.

En effet, il suffirait alors de prévoir en tête de chaque pipeline un dépôt d'une capacité correspondant à une fraction de la réserve de 25 jours, de sorte que, sur le plan pratique, il conviendrait de chercher des emplacements

- situés sur l'une des voies d'importation, en tête de pipe-line ou au voisinage d'un terminal et,
- remplissant les conditions nécessaires pour que les raffineries limitrophes non desservies par des pipe-lines puissent être approvisionnées par tankers.

Tout dépôt desservant alors une zone déterminée. Ce territoire de la C.E.E. a été théoriquement divisé, à titre d'exemple en six zones d'approvisionnement (figure 1, p. 15). Les tableaux de l'annexe 12 (p. 63) montrent l'importance économique respective des différentes zones (capacité de raffinage, réseau de conduite, etc...). Les réserves se répartiraient comme suit :

Tableau 3

millions t/an

N°	Nom	1970/71		1980/81			
		Cap.raf.	Réserve		Cap.raf.	Réserve	
			90 j.	25 j.		90 j.	25 j.
1	Mer du Nord	173,2	29,5	6,0	296,0	51,5	14,6
2	Atlantique	68,4	11,6	5,4	116,8	20,3	5,6
3	Centre	63,8	10,8	3,0	109,2	19,0	5,2
4	Côte	34,6	5,9	1,6	59,1	10,2	2,8
5	Thyrrénienne	100,9	17,1	4,8	172,4	30,0	8,3
6	Adriatique	39,5	6,7	1,9	67,5	11,7	3,2
	C.E.E.	480,4	81,6	22,7	821,0	142,7	39,7

Les possibilités d'aménagement de dépôts souterrains dans les gisements salifères des zones 1, 3 et 4 sont importantes et dépassent largement les besoins locaux. Les autres zones doivent encore faire l'objet d'études géologiques préalables; les résultats indiqueront s'il est possible d'aménager dans ces zones des dépôts souterrains importants.

Coût d'aménagement des champs de cavernes

Le coût d'aménagement des cavernes de sel gemme est celui qui a été étudié de la manière la plus approfondie et qui est le plus aisément comparable. Pour le creusement de chambres en gradins et piliers abandonnés dans des roches étanches et élastiques, on ne disposait simplement que de quelques estimations de coût qui permettent une certaine généralisation. Dans le cas des autres dépôts souterrains, il n'est pas possible de procéder de la sorte et les chiffres indiqués à l'annexe 6 doivent être utilisés avec prudence.

Le fait que l'aménagement des cavernes de sel gemme se prête relativement bien au calcul du prix de revient tient essentiellement à ce que l'on ne prend en considération tout au moins pour le moment, que des gisements de première qualité et qui sont similaires. Par ailleurs, il ne faut naturellement pas oublier qu'un certain nombre de facteurs différents peuvent intervenir et que les estimations générales de coût ne représentent qu'une valeur approximative. Ces questions sont traitées à l'appendice 2, p. 29.

Afin de fournir à la Commission des données concrètes sur le coût réel de l'aménagement de champs de cavernes dans des gisements de sel gemme, les experts français ont établi des prévisions générales de coût pour une installation de 10 millions de m<sup>3</sup> à Valence (Drôme) et une installation de 20 millions de m<sup>3</sup> en Bresse (Ain); de même un devis a été établi pour un projet de 10 millions de m<sup>3</sup> à Bunde (Frise orientale).

Pour pouvoir comparer les chiffres allemands et français, un schéma de calcul du prix de revient a été élaboré (annexe 2, page 29 et appendice 8, page 56). Les majorations prises en compte dans les calculs, les valeurs estimées du prix de l'énergie et du pétrole brut, les dépenses de personnel et les taux d'intérêt ont été harmonisés, de même que les effectifs nécessaires pendant le temps de préparation, le cycle des crises et toutes les autres conditions aux limites au sujet desquelles il convient de se concerter pour aboutir à une comparaison de coûts utilisable. On trouvera quelques éclaircissements à ce sujet à l'appendice 3, p. 44.

Les coûts spécifiques globaux diffèrent selon les estimations. Cependant, si l'on défalque les frais du raccordement et que l'on ramène les frais restants (coût proprement dit du gisement) à une profondeur unique de 1.000 m., les valeurs se rapprochent étroitement.

	<u>Bunde</u>	<u>Valence</u>	<u>Bresse</u>
\$/m <sup>3</sup>	3,13..3,53	2,55..2,90	2,58..2,93

Cependant, dans la réalité, les résultats ne sont pas aussi identiques. Il faut noter par exemple qu'en Bresse pour calculer le coût spécifique d'excavation on a appliqué un taux extrêmement faible de 1,89 \$/m<sup>3</sup>, contre environ 2,52 \$/m<sup>3</sup> à Bunde. La différence de profondeur (Bresse = 1.000 m., Bunde = 1.300 m.) n'apporte pas non plus une explication suffisante, d'autant que l'on prévoit à Bunde des cavernes de 300.000 m<sup>3</sup> qui peuvent vraisemblablement être lessivées à un coût spécifique plus faible que les unités de 225.000 m<sup>3</sup> prévues en Bresse. Les différences de coût d'aménagement du champ (installations de surface) sont encore plus frappantes. Pour trouver les raisons de ces différences, il faudrait procéder à une analyse détaillée qui dépasserait le cadre de ce rapport.

La formule empirique des coûts, applicable à des champs de caverne (voir p. 43), donnerait par rapport aux coûts calculés les taux suivants :

Coût d'aménagement spécifique (\$/m <sup>3</sup> )	Bunde	Valence	Bresse
Calculé	4,08-4,50	3,82-4,35	2,58-2,93
Suivant la formule empirique	5,30	7,13	6,83

Les valeurs calculées sont inférieures aux chiffres moyens donnés par la formule empirique. La différence relevée dans le cas de Bunde pourrait s'expliquer par le fait que la formule empirique est tirée des commandes passées jusqu'à ce jour (0,5 - 2,0 Mio m<sup>3</sup> par commande) et que des commandes de l'ordre de 10 millions de m<sup>3</sup> et davantage permettent une meilleure utilisation des appareils et un travail plus rationnel.

D'autre part, la comparaison confirme que les coûts obtenus à partir d'une simple formule empirique sont plutôt surestimés que sous-évalués.



VI. Coût d'exploitation et coût administratif des champs de cavernes et des parcs de réservoirs

L'annexe 10 (p. 61) donne les coûts annuels d'exploitation des champs de Valence, de la Bresse et de Bunde. Le niveau varie en fonction des charges d'intérêt pour

- l'investissement en installations (c'est-à-dire le coût global que représente l'aménagement d'un champ de cavernes exploitable),
- l'investissement en pétrole brut stocké

Par rapport à ces coûts, les frais courants d'entretien sont presque négligeables.

Le fait que les intérêts sur la réserve de pétrole brut représentent plus de la moitié des charges d'exploitation montre l'importance respective des différents postes principaux. Les chiffres absolus dépendent évidemment du taux d'intérêt choisi. En raison de l'incertitude concernant le taux à appliquer les calculs ont été effectués avec 6 et 10 % d'intérêt.

En arrondissant les chiffres, on obtient, pour le maintien en disponibilité de réserves de sécurité de pétrole brut, un coût

$$K = 3,15 \text{ \$/m}^3 \text{ par an}$$

Dans l'hypothèse d'un cycle de 5 ans, il s'ensuit que, par rapport au produit habituellement importé, le prix du pétrole brut stocké augmente de








	$K'_{\text{brut}} = 5,35 \dots 7,87 \text{ \$/m}^3$
soit	$K'_{\text{brut}} = 6,30 \dots 9,13 \text{ \$/t.}$
ou	$K'_{\text{brut}} = 25 \dots 36 \%$

Le coût administratif d'un stockage en surface dans des réservoirs d'acier avec toit flottant et collecteur en acier (réservoir de 115.000 m<sup>3</sup>, capacité totale 10 millions de m<sup>3</sup>, surface 5,3 km<sup>2</sup>) est de l'ordre de 4,22 \$/m<sup>3</sup> à 6,05 \$/m<sup>3</sup> par an.

En comparant les chiffres indiqués dans le présent rapport, avec les chiffres indiqués par les différents pays, il faut tenir compte du fait que le coût d'achat de la première charge de pétrole brut à stocker n'a pas été pris en considération dans les calculs et que le coût de raccordement des réservoirs au réseau existants est partiellement exclu.

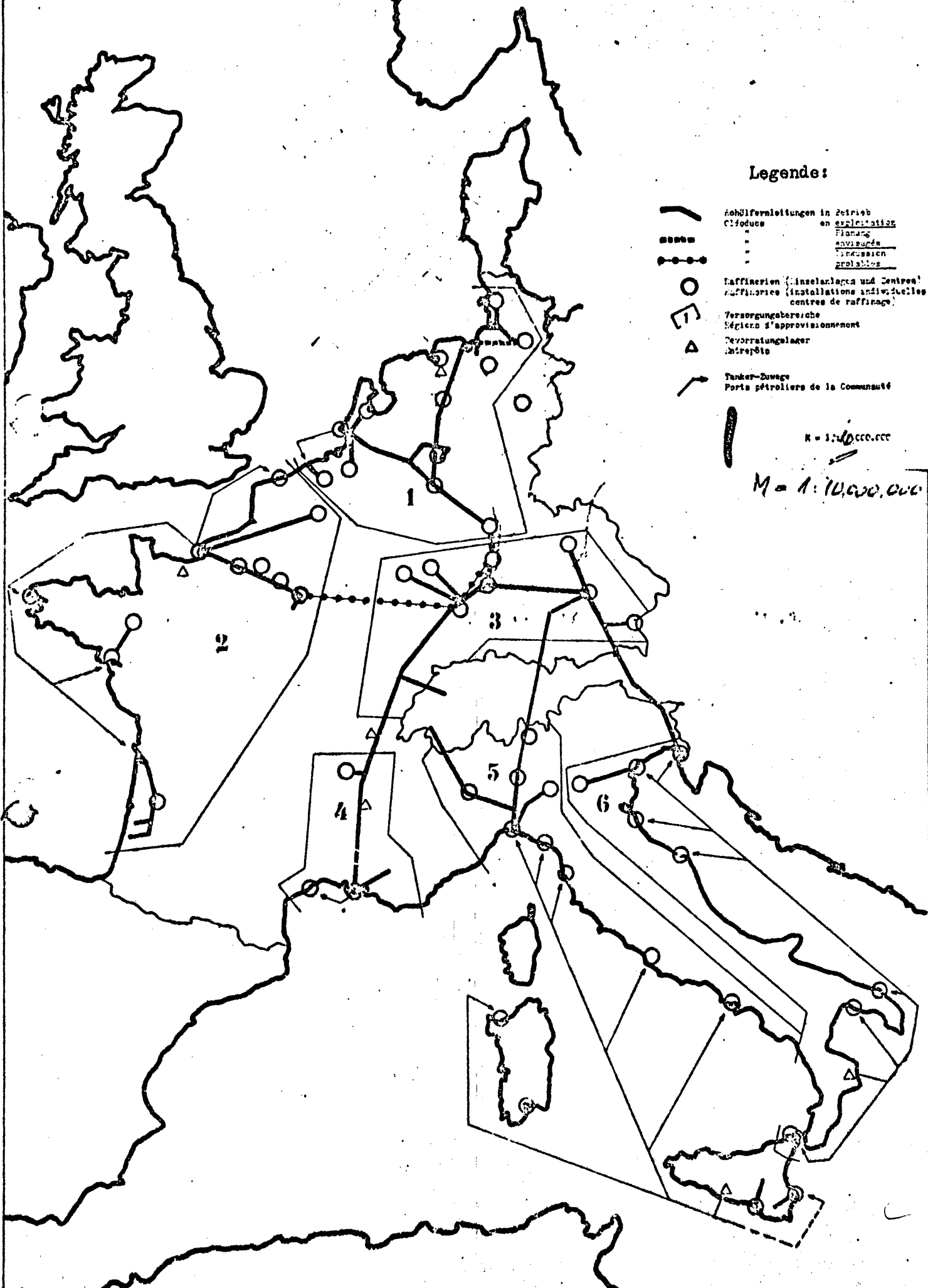
**Abbildung 1:**  
**Mögliche Versorgungsbereiche**

**Legende:**

-  Rohlfertleitungen in Betrieb  
Circuitage en exploitation
-  " " " " " " " "
-  " " " " " " " "
-  Raffinerien (insularlagen und Centres)  
Raffineries (installations individuelles et centres de raffinage)
-  Versorgungsbereiche  
Régions d'approvisionnement
-  Vorratungslager  
Entrepôts
-  Tanker-Zwänge  
Ports pétroliers de la Communauté

K = 1:200.000

M = 1:10.000.000



APPENDICE 1

Évaluation des stocks et capacités de stockage nécessaires

Le tonnage et le volume des stocks obligatoires se calculent sur la base des dispositions de la directive 68/414/CEE du 20 décembre 1968. Ils se déduisent des formules algébriques suivantes :

tonnage	volume
en produits $G_{\text{prod}} = aG_{\text{int}} - G_{\text{prop}} \times n_{\text{raff}} \times \frac{j}{365}$	$Q_{\text{prod}} = \frac{aG_{\text{int}} - G_{\text{prop}} \times n_{\text{raff}} \times \frac{j}{365}}{\rho_{\text{prod}}}$
en pétrole brut $G_{\text{brut}} = \frac{aG_{\text{int}} - G_{\text{prop}} \times n_{\text{raff}} \times \frac{j}{365}}{n_{\text{raff}}}$	$Q_{\text{brut}} = \frac{aG_{\text{int}} - G_{\text{prop}} \times n_{\text{raff}} \times \frac{j}{365}}{n_{\text{raff}} \times \rho_{\text{brut}}}$

- Où
- $G_{\text{prod}}$  = produits soumis au stockage obligatoire (t)
  - $G_{\text{brut}}$  = équivalent en pétrole brut de  $G_{\text{prod}}$  (t)
  - $Q_{\text{prod}}$  = produits soumis à stockage obligatoire (m<sup>3</sup>)
  - $Q_{\text{brut}}$  = équivalent en pétrole brut de  $Q_{\text{prod}}$  (m<sup>3</sup>)
  - $G_{\text{int}}$  = consommation interne (t/a)
  - $G_{\text{prop}}$  = production propre des pays de la CEE (t/a)
  - $a$  = part des produits soumis au stockage obligatoire dans la consommation interne (-)
  - $n_{\text{raff}}$  = facteur de rendement des raffineries = part des produits soumis au stockage obligatoire dans l'ensemble des produits de raffinage du pétrole brut (-)
  - $\rho_{\text{prod}}$  = densité moyenne des produits soumis au stockage obligatoire (ici = 0,85) (txm<sup>-3</sup>)
  - $\rho_{\text{brut}}$  = densité moyenne des pétroles brut utilisés (ici : 0,86 pour 33° API) (txm<sup>-3</sup>)
  - $j$  = durée du stockage (j)
  - $\rho_{\text{brut}}$  = dilatation du pétrole brut sous l'effet de la chaleur terrestre. (-)

Naturellement, ces deux quantités, à savoir la quantité de produits et la quantité équivalente de pétrole brut, peuvent également être calculées par approximations successives. C'est ainsi que l'on a établi les tableaux 1970/71, 1975/76 et 1980/81 (annexe 1.1. à 1.3.). Cependant, s'il existe des pierres d'achoppement les équations les révèlent plus rapidement (c'est le cas par exemple lorsqu'il faut faire des prévisions à échéance de 10 ans). La fiabilité des pronostics dépend du choix des facteurs  $a$ ,  $n_{\text{raff}}$  et  $\dots$ , pour autant que la consommation interne ait été évaluée de manière exacte.

D'après les statistiques de l'OCDE, les produits soumis au stockage obligatoire représentaient en 1970 les pourcentages suivants de la consommation interne des différents pays :

	D	F	I	NL	B	L	CEE
a %	84,7	87,3	84,3	82,0	87,0	96,0	86,1

Etant donné que "a" dépend dans une très large mesure du marché et de la stratégie de vente des sociétés pétrolières et qu'il s'agit par conséquent d'une valeur quelque peu aléatoire, il aurait été rationnel, du point de vue statistique, de déterminer les chiffres devant servir de base au calcul des réserves obligatoires de 1976 et 1981 en prenant simplement  $a = 85\%$ . Cela n'a pas été le cas; on a au contraire conservé la différenciation suivant les pays. L'avenir dira si les valeurs retenues à cette occasion ont été convenablement choisies. Il s'agit des chiffres suivants ;

a %	D	F	I	NL	B	L	CEE
1975	86,6	86,7	84,5	87,0	87,0	95,0	86,5
1980	86,5	86,3	84,2	86,5	86,5	95,0	86,0

Il est plus difficile de déterminer le facteur rendement des raffineries. Il figure deux fois dans les équations, chaque fois dans un sens différent. Lors de l'évaluation de la production indigène de pétrole brut (production propre des pays de la CEE), il s'agit de savoir quelle est la quantité de produits soumis au stockage obligatoire que l'on peut obtenir à partir d'une quantité donnée de pétrole brut; dans le deuxième cas, il s'agit de savoir quelles sont les quantités et qualités de pétrole nécessaires pour pouvoir, en cas de crise, couvrir nos besoins en produits soumis au stockage obligatoire.

Cette deuxième grandeur peut s'obtenir de différentes manières; on peut par exemple la déduire des statistiques des associations pétrolières ou des chiffres de l'OCDE, en faisant un bilan sur le modèle de celui qui figure à l'annexe 13.1...6 et en déterminant pour chaque pays le rendement des raffineries en produits soumis au stockage obligatoire. Le quotient obtenu à partir du tonnage soumis au stockage obligatoire et du pétrole brut mis en oeuvre dans les raffineries donne alors le facteur de rendement raff.

Au lieu de raff' on peut également partir de la valeur inverse  $\frac{1}{\text{raff}} = \text{in.}$

Dans ce cas, il ne s'agit plus de savoir quelle est la part que les produits soumis au stockage obligatoire représentent par rapport au pétrole traité dans les raffineries exploitées commercialement; il s'agit de déterminer la différence entre le tonnage de pétrole traité dans les raffineries exploitées commercialement et le tonnage soumis au stockage obligatoire. On obtient ainsi pour 1970 les chiffres suivants :

Pays	Statistique OCDE		Chiffres de la CEE			
	raff	in	Statistiques énergie		Bilan huiles minérales	
	raff	in	raff	in	raff	in
D	0,760	1,315	0,790	1,270	0,760	1,315
F	0,812	1,230	0,815	1,230	0,770	1,300
I	0,816	1,225	0,828	1,210	0,780	1,280
NL	0,816	1,225	0,815	1,230	0,760	1,315
B	0,852	1,172	0,828	1,210	0,800	1,250

Ces chiffres sont très variables d'un pays à l'autre. Il n'a pas été possible d'en déterminer la cause, mais il est vraisemblable qu'elle tient aux méthodes différentes de recensement des tonnages de pétrole brut traité. Les produits ne doivent pas être à l'origine de cette divergence. Pour disposer d'une base de travail uniforme, le groupe s'est fondé dans ce qui suit sur les chiffres de l'OCDE.

On voit que les facteurs de rendement ne sont pas les mêmes dans les différents pays de la Communauté. Proportionnellement, c'est en Allemagne que la production de produits soumis au stockage obligatoire est la plus faible; c'est en Belgique qu'elle est la plus forte; la France, l'Italie et les Pays-Bas se tiennent entre les deux extrêmes. L'analyse montre que cette

	D		F		I		NL		B	
	10 <sup>3</sup> t/a	%	10 <sup>3</sup> t/a	%	10 <sup>3</sup> /a	%	10 <sup>3</sup> t/a	%	10 <sup>3</sup> t/a	%
Essence pour moteurs	13.086	12,2	16.133	15,7	13.211	11,2	5.520	8,9	3.929	13,2
Gaz/Diesel	39.482	36,9	39.733	38,7	28.399	24,1	19.706	31,7	10.269	34,3
Fuel (lourd)	28.863	26,9	27.501	26,8	54.507	46,3	25.440	41,0	11.261	37,7
obligatoire	81.431	76,0	83.367	81,2	96.217	81,6	50.666	81,6	25.459	85,2
Pétrole brut traité	107.146	100,0	102.480	100,0	117.828	100,0	62.205	100,0	29.864	100,0

différence globale ne tient pas seulement aux différences enregistrées dans la production de fuel (lourd), mais aussi aux proportions respectives différentes des autres produits soumis au stockage obligatoire, de sorte que l'on peut se demander quel facteur il convient d'appliquer dans le calcul des réserves. Plus le facteur rendement est élevé, moins les réserves doivent être importantes (tout au moins s'il s'agit, comme c'est le cas ici, de stocker du pétrole brut); d'où une économie de capacité de stockage. C'est ainsi que pour 30.10<sup>6</sup> tonnes de produits, il faut :

tonnage 10 <sup>6</sup> t	équivalent en pétrole brut (10 <sup>6</sup> t)		
	pour raff	0,75	0,80
30	40	37,5	35,5

Pour obtenir 30.10<sup>6</sup> tonnes de produits, on peut donc réduire de 2,5.10<sup>6</sup> t. les stocks de pétrole brut nécessaires si le taux de rendement du pétrole brut stocké est de 80 % au lieu de 75 %. Cela représente une économie de 6 %, économie qui atteindrait même 11 % dans le cas d'un rendement de 85 %.

L'exemple belge montre qu'il est possible d'obtenir de hauts rendements en produits soumis au stockage obligatoire lorsque le marché s'y prête. Mais une bonne gestion de la raffinerie assurera également des rendements élevés, surtout, il est vrai, lorsque les débouchés sont suffisants pour les fractions lourdes. L'annexe 4 donne le programme de production d'une raffinerie simple. Le rendement est indiqué en pourcentage et en chiffres absolus pour les principaux produits. La proportion des distillats énergétiques atteint ici près de 90 %.

De tels tableaux donneraient à penser qu'en matière de politique de stockage, il n'y a aucun inconvénient à appliquer des facteurs  $\gamma_{\text{raff}} = 0,85$  et plus. C'est là une illusion. En effet, les planificateurs qui baseraient leurs calculs sur des facteurs de rendement supérieurs à ceux que les raffineries atteignent effectivement en exploitation commerciale, ne tiendraient plus compte du marché que les raffineries ont à approvisionner, mais ils envisageraient une situation fictive quelconque s'écartant de la réalité. Cette situation peut se produire en cas d'intervention des pouvoirs publics dans la distribution. Mais, dans ce cas il s'agit d'une situation qui doit être définie à l'avance, car elle ne résulte pas de la valeur de  $\gamma_{\text{raff}}$ .

Lorsqu'il s'agit d'approvisionner le marché actuel des huiles minérales, on peut, dans le meilleur des cas, faire entrer dans les calculs les facteurs réels de rendement, mais on ne saurait utiliser des facteurs supérieurs. Il est préférable au contraire de faire intervenir des valeurs inférieures, afin de disposer d'une marge de sécurité pour compenser d'éventuelles erreurs d'estimation. La valeur 0,68 se justifierait si un marché parfaitement libéral devait être garanti même en temps de crise, ce qui ne saurait être à proprement parler le but d'un approvisionnement d'urgence.

Pour la conversion de la production propre (production à partir des gisements indigènes), on a choisi  $\gamma_{\text{raff}} = 0,75$ , car les pétroles bruts européens, en moyenne plus lourds, ont un rendement plus faible en produits soumis au stockage obligatoire que les pétroles importés, de qualité supérieure. Dans les tableaux établis pour 1975/76 et 1980/81 (annexes 1.2 et 1.3), on a uniformément posé  $\gamma_{\text{raff}} = 0,80$ ; il n'a pas semblé utile de procéder ici à une différenciation.

Les densités apparentes moyennes du pétrole et des produits soumis au stockage obligatoire ont déjà été indiquées page 10.  $\rho_{\text{prod}} = 0,85$  est la valeur moyenne résultant pour les pays de la CEE des statistiques de la Commission. Pour le pétrole brut, on pose  $\rho_{\text{brut}} = 0,86$ .

Dans les premières approximations les calculs ont été effectués sur la base de  $\rho_{\text{brut}} = 0,80$ , d'où un résultat sensiblement supérieur en ce qui concerne le volume à stocker. Il faut cependant se dire que les cavernes souterraines de sel gemme se trouvent à des profondeurs comprises entre 500 et 1.500 m., où règnent déjà, en raison de la chaleur terrestre, des températures de 40 à 50°C. A de telles profondeurs, les huiles minérales accusent un coefficient de dilatation cubique  $100 \cdot 10^{-5} \cdot \text{C}^{-1}$ , si bien que nous devons nous attendre à un accroissement de volume de 4 à 5 %. Le volume de compensation correspondant doit être intégré dans les calculs, car le pétrole reste toujours stocké suffisamment longtemps pour qu'un parfait équilibre des températures soit atteint.

$$\frac{\rho_{\text{brut}}}{1,05} = \rho_{\text{dépôt}}$$

En arrondissant, nous obtenons  $\rho_{\text{dépôt}} = 0,80$ .

La capacité de stockage nécessaire pour une réserve de 25 jours s'obtient à partir de l'équation indiquée p. 20.

$$\begin{aligned} Q_{\text{brut}} &= \frac{a \cdot G_{\text{int}} - 0,75 \cdot G_{\text{prop}}}{0,8 \cdot 0,86} \cdot \frac{25}{365} \cdot 1,05 \quad (\text{m}^3) \\ &= (a \cdot G_{\text{int}} - 0,75 \cdot G_{\text{prop}}) \cdot 0,1045 \quad (\text{m}^3) \end{aligned}$$

Si le volume à stocker est connu, il reste à examiner qu'elles devront être les dimensions d'un gisement souterrain dans lequel doit être aménagée la capacité de stockage nécessaire. Ce problème peut être résolu sur la base d'une simple hypothèse de calcul si :



- toutes les salles du dépôt (constructions, chambres ou cavernes) peuvent avoir à peu près les mêmes dimensions,
- les salles peuvent être creusées et disposées suivant un modèle géométrique déterminé et
- la puissance "écavernable" est connue.

Le problème se réduit alors à trouver une superficie minimale de champ pour une somme d'unités (les différentes salles). S'il s'agit par exemple d'un champ de cavernes dans le sel gemme comportant des cavernes en forme d'ellipsoïde de révolution, on écrira ;

$$F_{\text{champ}} = 6 \cdot 10^{-6} \cdot d_s^2 \cdot \frac{V_{\text{champ}}}{(H-S)} \cdot \frac{1}{f_u \cdot f_o} \quad (\text{km}^2)$$

étant entendu que  $F_{\text{champ}}$  = surface lessivable minimale de la formation ( $\text{km}^2$ ) à des profondeurs exploitables

$d_s$  = facteur mesurant l'épaisseur du pilier de sécurité de la caverne, exprimé en multiple ( - ) du diamètre de la caverne

$V_{\text{champ}}$  = capacité souhaitable du champ de cavernes ( $\text{m}^3$ ) (= volume de stockage)

$H$  = puissance utile de la formation au-dessus de la profondeur critique statistique ( m ) (pour le sel gemme,  $T = 1.500 \text{ m}$ )

$S$  = épaisseur des stots de protection au mur ( m ) et au toit

$f_u$  = facteur ( = 1 ) représentant toutes les limitations géologiques au creusement des cavernes dans la formation (facteur d'utilisation) ( - )

$f_o$  = facteur ( = 1 ) représentant toutes les limitations géographiques au creusement des cavernes dans la formation (facteur d'accessibilité) ( - )

On voit que le deuxième terme de l'équation a été multiplié par  $\frac{6}{10^6}$ , de sorte que la surface circulaire  $\frac{V_{\text{champ}}}{(H-S)} \cdot d_s^2$  devient un carré, ce qui permet d'avoir des surfaces unitaires parfaitement ajustables.

Naturellement, on aurait pu parvenir au même résultat au moyen d'une disposition en 7 points légèrement plus dense (voir annexe 15, p. 76) mais on n'a pas eu recours à un tel calcul, car pour le moment, il s'agit simplement de fixer des ordres de grandeur.

Si, pour simplifier, nous nous représentons les cavernes comme des cavités cylindriques verticales, le quotient  $\frac{V_{\text{champ}}}{(H-S)}$  nous donne la section totale de ces cylindres; en réalité, étant donné que les cavernes ont une forme plus sphéroïde que cylindrique, ce quotient nous donne la section équivalente  $\frac{\pi D_b^2}{6}$ . Le quotient  $\frac{V}{(H-S)}$  nous donne une première idée de la surface plane que nécessitent les cavernes et il est évident que cette surface s'accroît d'autant plus que  $(H-S)$  diminue, c'est-à-dire que diminue la hauteur exploitable possible dans une formation donnée. Dans les gisements de halite, on ne peut utiliser que la puissance située au-dessus de  $T = 1.500$  m du fait de l'augmentation de la plasticité du sel sous pression en-dessous de 1.500 m (voir pages 7 et suivantes).

Si les cavernes doivent être creusées verticalement par dissolution, la puissance  $H$  doit atteindre au moins 300 m, car il faut conserver, du moins au toit des stots de 100 m. On disposerait dans ce cas d'une hauteur d'exploitation de  $H-S = 100$  m. Dans le cas d'un creusement vertical par dissolution, on peut le cas échéant renoncer totalement à la présence de stots. La taille de la plus petite caverne possible est ainsi pratiquement fixée. En effet, pour des raisons d'ordre statistiques et techniques, le rapport  $\frac{H}{D_b}$  ne doit pas être inférieur à une certaine valeur (voir à ce sujet Dreyer, Geomechanische Untersuchungen an Kavernen in Steinsalz und Schlussfolgerungen für die unterirdische Gasspreicherung, Bergak. 21 (1969) pages 403-412). Aux Pays-Bas, on admet  $D_b = 25$  m. C'est certainement faire preuve d'un excès de prudence. Cependant, si la grandeur  $D_b$  est surveillée avec tant de soin, c'est que dans la réalité, il est impossible de creuser par dissolution un véritable ellipsoïde de révolution, si bien que, dès le départ, on obtient une structure moins résistante sur le plan statique que ne le serait un corps de révolution idéal.

A cela s'ajoute que, dans les formation salines, si l'on n'opère pas avec de la saumure saturée, la caverne s'agrandit peu à peu. C'est ce que montre l'annexe 16 p. 77. Aussi, le diamètre initial doit-il être limité et l'on considère que dans l'état actuel de la technique il est normal de ne pas dépasser un diamètre  $D_b = 35$  m, même si la caverne a plusieurs centaines de mètres de hauteur. Compte tenu de ce qui précède, le diagramme figurant à l'annexe 17 donne pour  $D_b - 30$  m

Hauteur exploitable (m)	Volume des cavernes ( $10^3 m^3$ )
100	50
200	100
400	200
600	300

Pour des raisons de sécurité, chaque caverne doit être entourée d'une paroi inexploitée, appelée pilier de sécurité. Les opinions divergent quant à l'épaisseur minimale de ce pilier. Sur le plan de la mécanique des roches, une épaisseur correspondant à deux diamètres de caverne suffirait amplement. En pratique, cependant on retient une valeur supérieure.

Lors du calcul des capacités de stockage nécessaires dans les pays de la Communauté, on a posé en D, F, NL  $d_s = 8...9$  et  
 en I  $d_s = 4$

C'est dire que l'on a été extrêmement prudent dans les calculs.

Dans la mesure où la caverne en exploitation entre en contact avec de l'eau douce, le pilier de sécurité s'amenuise. Cette diminution ne joue aucun rôle si  $d_s = 8$  à 9 pourvu qu'on ne procède pas plus de 4 ou 5 fois à l'opération remplissage/vidange de la caverne. Si  $d_s = 4$  certaines mesures doivent être prises en cas de remplissages/vidanges multiples, c'est-à-dire qu'en pratique, il faut opérer non pas avec de l'eau douce, mais avec de la saumure. L'utilisation de saumure est également indispensable si, comme on le prévoit à Valence, on choisit de très grands diamètres initiaux pour obtenir les capacités désirées.

En règle générale, les structures géologiques auxquelles on a affaire, ne sont pas suffisamment uniformes pour que les cavernes puissent être juxtaposées. En ce qui concerne les dômes de sel, il faut compter que seul 1/3 ou 1/4 de la surface occupée par le sel sera utilisable ("cavernable") alors que les coussins de sel (Salzkissen), plus purs, tel celui de Krummendeich, près de Hambourg, permettent une disposition beaucoup plus dense. Dans le "Doppelsalinar" de l'Allemagne du Nord,  $f_u$  descend à moins de 0,1. Les valeurs admissibles ont toujours été indiquées par les experts géologues et c'est ainsi que la possibilité d'exploitation des gisements en cause a pu être calculée.

Au jour, nous trouvons des limitations analogues à celles que l'on rencontre au fond. Il se peut que le terrain situé au-dessus des structures considérées soit déjà construit ou qu'il soit difficilement accessible ou même inaccessible pour tout autre raison (cours d'eau, remblais ferroviaires, grandes routes, cultures, agglomérations). Ces éléments sont repris sous le facteur  $f_o$ . Dans ce cas également, les experts géologues ont fourni des valeurs estimatives.

Ces trois facteurs ( $d_s$ ,  $f_u$  et  $f_o$ ) entraînent une augmentation de la surface nécessaire pour un volume de stockage donné. Et en multipliant simplement entre eux les facteurs de l'équation, nous affirmons que la surface que nous perdons par exemple à cause de  $d_s$  doit être considérée comme définitivement perdue. Cette perte paraît exagérée à certains, car dans la réalité, les conditions semblent légèrement différentes. C'est exact, mais comme nous l'avons déjà indiqué, il s'agit simplement à ce premier stade de se faire une vue d'ensemble du problème. Lors des travaux ultérieurs, qui seront plus détaillés, les facteurs seront évidemment remplacés par des grandeurs plus précises.

Il faut encore remarquer que le diamètre de caverne  $D_b$  ne figure pas dans l'équation de la surface. Pour calculer le champ, nous n'avons pas besoin en effet, de connaître cette grandeur.

La surface moyenne nécessaire pour une caverne (unité de champ ou spacing)

est la suivante :

$$F_{Cav} = D_b^2 \cdot d_s^2 \frac{1}{f_u \cdot f_o}$$

ou, si nous désignons par n le nombre de cavernes creusées dans un champ,

$$F_{cav} = \frac{F_{champ}}{n}$$

en combinant, il vient

$$\frac{D_b^2}{F_{Cav}} = \frac{f_u \cdot f_o}{d_s^2}$$

et

$$n = \frac{F_{champ}}{F_{cav}}$$

Il s'ensuit que

$$\frac{V_{champ}}{(H-S)} = F_{champ} \cdot \frac{1}{6} \cdot 10^6 \cdot \frac{f_u \cdot f_o}{d_s^2}$$

et finalement

$$\begin{aligned} &= F_{champ} \cdot \frac{1}{6} \cdot 10^6 \cdot \frac{D_b^2}{F_{cav}} \\ &= \frac{F_{champ}}{6} \cdot 10^6 \cdot D_b^2 \cdot n \end{aligned}$$

Ainsi se trouve encore une fois formulé, sous forme algébrique, ce que nous avons déjà trouvé plus haut, à savoir que  $\frac{V_{champ}}{(H-S)}$  représente la section totale des cavernes dans un champ.

Pour :

- $f_u = 0,3$
- $f_o = 0,6$
- $d_s = 3 \dots 8$
- $D_b = 25 \text{ m}$

on obtient, en arrondissant, une superficie d'unité de champ

$$F_{cav} = 30.000 \dots 225.000 \text{ m}^2$$

et une longueur de côté

$$a = 175 \dots 475 \text{ m}$$

Avec de telles dimensions, nous obtiendrons 4... 35 cavernes par km<sup>2</sup>, de sorte que pour la réserve de 25 jours, il faudrait

en	capacité du champ 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	Hauteur exploitable			
		100 m		400 m	
		nombre de cavernes	superficie du champ Km <sup>2</sup>	nombre de cavernes	superficie du champ Km <sup>2</sup>
1971	28	850	27 ... 190	200	6,5 ... 48
1976	38	1.150	36 ... 260	272	9,0 ... 65
1981	48	1.450	46 ... 330	342	11 ... 82

Les énormes fourchettes obtenues pour la superficie des champs de cavernes montrent mieux que tout autre commentaire l'incidence de la hauteur intérieure des cavernes et de l'épaisseur du pilier de sécurité sur les dimensions et par conséquent sur le coût des champs de cavernes.

APPENDICE 2

Coûts d'aménagement et d'exploitation des dépôts  
souterrains de pétrole brut.

Le coût des dépôts souterrains se calcule en général cas par cas. Une évaluation faite sur la base de données de référence et de formules empiriques soulève la plupart du temps des objections, et il est vrai que, généralement, les données de référence et les formules empiriques ne sont valables que si on les applique à de grandes quantités. D'autre part, il conviendrait de se mettre le plus vite possible en quête d'artifices de calcul, d'autant plus que dans bien des cas, le type des fonctions de coût est d'emblée évident.

Sans ces artifices de calcul, il est à peine concevable de se prononcer sur des avis estimatifs. C'est ainsi que, en l'absence de données indicatives, il serait vain de vouloir comparer les champs de Valence, de la Bresse et de Bunde.

Enfin, il faut exactement savoir à quel coût se rapporte un chiffre estimatif déterminé. Nous pensons utile de commencer par là. On trouvera à l'annexe 8, page 56, un schéma de calcul. Le sens de la ventilation est évident. Les coûts doivent être rapportés aux éléments dont ils dépendent. Cette nécessité est particulièrement évidente pour les raccordements des champs. C'est ainsi que, dans le cas de cavernes de sel gemme, le coût de la conduite d'évacuation de la saumure peut complètement modifier le résultat global; ce poste doit par conséquent être considéré séparément. Il en va de même pour les raccordements aux pipelines de pétrole brut, au réseau électrique, au réseau routier, etc...

Les prévisions et calculs de coûts ne peuvent nous donner une idée claire de la situation et servir de point de départ pour une meilleure exploitation des possibilités que si l'on adopte par exemple la ventilation proposée à l'annexe 8. Les quatre catégories de postes de coût correspondent aux principaux engagements de dépenses :

Le coût	dépend principalement de la structure
1. des cavernes	1. des dépôts proprement dits,
2. du champ	2. des installations au jour,
3. des conduits	3. des raccordements nécessaires,
4. de la partie générale	4. de la réalisation technique dans son ensemble.

La création de cette dernière catégorie est souhaitable, mais n'est pas absolument nécessaire. Dans les comparaisons effectuées entre les gisements de Valence, de la Bresse et du Bunde-Jemgun (annexe 9) on ne trouve pas ce poste, car la ventilation des experts a été considérée comme trop détaillée.

Lorsqu'on examine les calculs de prix de revient relatifs aux différents projets de construction de cavernes, on rencontre un grand nombre d'autres modes de ventilation par postes de coût souvent très arbitraires, par exemple :

1. Exploration,
2. Bâtiments et terrain,
3. Forage des cavernes,
4. Installations de lessivage,
5. Alimentation en eau douce,
6. Evacuation de la saumure,
7. Dépenses de personnel,
8. Lessivage,
9. Raccordement des conduites de pétrole,
10. Coût du remplissage,
11. Réparations et entretien,
12. Divers (surveillance des travaux, risque incorporable dans le calcul des coûts).

ou

1. Etudes préparatoires,
2. Bâtiments,
3. Forage des cavernes,
4. Eau douce,
5. Energie nécessaire pour le lessivage,
6. Raccordement des conduites de pétrole,
7. Réservoirs de retenue de la saumure,
8. Dépenses de personnel.
9. Evacuation de la saumure.



Comme on le voit, les chiffres suivent à peu près le déroulement des opérations techniques, projet, forage, lessivage, aménagement des cavernes et du champ, remplissage du dépôt de pétrole.

Grâce au schéma de calcul de l'annexe 8, p. 56, une certaine uniformisation et une étude systématique des coûts sont donc possibles. En outre, à l'annexe 18, nous avons essayé de donner une représentation schématique de la délimitation des postes de coût. Sur le plan pratique, on obtient les délimitations suivantes :

Catégorie	Dépenses
1. Cavernes	Dépenses exposées au jour et au fond des cavernes, y compris vannes de fermeture à la tête de puits,
2. Champ	Dépenses exposées, à l'exception de 1, à partir de la bride d'entrée du dispositif d'amenée de l'eau douce et du pétrole de la station centrale de pompage et à partir de l'étage secondaire du transformateur, jusqu'à la bride d'entrée de la conduite de pétrole et de saumure de la station de pompage d'évacuation.
3. Raccordements	Dépenses exposées, à l'exception de 1 et 2, par l'amenée du pétrole, de l'eau douce et du courant jusqu'à la limite du champ et par l'évacuation du pétrole et de la saumure à partir de la limite du champ.
4. Divers	Dépenses n'entrant pas dans les postes 1 à 3.

Les différents postes correspondent aux différents coûts dans chaque catégorie. Il est inutile de fournir des explications complémentaires, les titres étant assez explicites. Reste à savoir d'ailleurs si le schéma sera considéré comme généralement acceptable. Toujours est-il que pour les comparaisons des coûts entre Valence, Bresse et Bunde, ce projet a permis d'harmoniser les schémas de calcul des prix de revient. Les catégories de postes de coût ont été utilisées de manière uniforme, mais non pas les différents postes.

Plus encore que de créer des systèmes, il convient de réunir des données de référence utilisables dans les calculs du prix de revient du projet d'ensemble, ainsi que de méthodes permettant l'évaluation des installations de stockage. Revenons en alors à l'annexe 18, p. 79, et commençons par examiner quelques principes d'élaboration des projets.

Sur les 4 stations de pompage que comporte un champ de cavernes, 3 d'entre elles (n° 1, 3 et 4) doivent remplir plusieurs fonctions :

La station de pompage n° 1 doit a) pomper le pétrole brut dans le pipelines et le refouler vers le champ pour remplir les dépôts,  
b) refouler dans le pipeline le pétrole brut venant de la station de pompage 4 en cas d'utilisation des stocks du champ,

n° 3 doit a) faire circuler dans le circuit de lessivage de la caverne l'eau douce venant de la station de pompage 2 et envoyer la saumure ainsi produite à la station de pompage 4,  
b) envoyer dans les cavernes le pétrole brut livré par la station de pompage 1 et envoyer à la station de pompage 4 la saumure se trouvant dans les cavernes,  
c) envoyer dans les cavernes l'eau douce de vidange provenant de la station de pompage 2 et conduire à la station de pompage 4 le pétrole évacué.

n° 4 doit a) envoyer le pétrole à la station 1,  
b) refouler la saumure dans la mer.

Compte tenu de l'interdépendance de ces fonctions, il est évidemment nécessaire d'étudier minutieusement le dimensionnement optimal. La Commission avait posé, pour l'excavation et l'exploitation d'un champ de cavernes de  $10 \times 10^6 \text{ m}^3$  de capacité, les conditions suivantes :

- 1. Le champ doit être aménagé en cinq ans  $T_A = 5 \text{ ans}$
- 2. Les cavernes doivent pouvoir être vidée en l'espace de six mois  $T_L = 0,5 \text{ ans}$
- 3. Les cavernes doivent pouvoir être remplies à nouveau en l'espace de deux ans au maximum  $T_F = 2 \text{ ans}$

Il en résulte que les débits de pompage et d'écoulement doivent être les suivants :

pendant la période d'excavation  $Q_A = \frac{V_{cav} \cdot NaCl}{T_A \cdot A \cdot c} \text{ (m}^3/\text{h)}$

pendant le soutirage  $Q_L = \frac{V_{cav}}{T_L \cdot L} \text{ (m}^3/\text{h)}$

pendant le remplissage

$$Q_F = \frac{V_{cav}}{T_{F \cdot F}} \quad (m^3/h)$$

étant entendu que  $Q_{A,L,F}$  = débits de pompage lors de l'excavation (A) du soutirage (L) et du remplissage (F)  $(m^3/h)$

$V_{cav}$  = capacité de stockage d'un champ  $(m^3)$

$\rho_{NaCl}$  = densité du sel gemme  $(t/m^3)$

$T_{A,L,F}$  = délais disponibles pour l'excavation, le soutirage et le remplissage (a)

$\tau_{A,F,L}$  = durée nette des opérations d'excavation, de soutirage et de remplissage (h/a)

$c_{NaCl}$  = concentration moyenne en sel de la saumure évacuée  $(T/m^3)$ .

Compte tenu des délais indiqués et pour :

$$c_{NaCl} = 0,25 \text{ t/m}^3$$

$$\rho_{NaCl} = 2,16 \text{ t/m}^3$$

$$\tau_{A,F} = 6.000 \text{ h/a}$$

$$\tau_L = 8.760 \text{ h/a}$$

nous obtenons

$$Q_A = 2.900 \text{ m}^3/h \hat{=} 25,3 \cdot 10^6 \text{ m}^3/a$$

$$Q_L = 2.280 \text{ m}^3/h \hat{=} 20,0 \cdot 10^6 \text{ m}^3/a$$

$$Q_F = 835 \text{ m}^3/h \hat{=} 7,3 \cdot 10^6 \text{ m}^3/a$$

Parmi ces trois débits,  $Q_L$  représente la grandeur de référence. En effet, il est absolument indispensable que les stocks puissent être repris dans les délais nécessaires. Par conséquent, il convient d'étudier tout d'abord si tous les débits de pompage ne devraient pas être adaptés à  $Q_L$  de façon que

$$Q_L = Q_A = Q_F$$

Les délais seraient alors les suivants :

$$T_A = \frac{L \times f_{NaCl}}{A \times C} = 12,50 T_L$$

et

$$T_F = \frac{L}{F} = T_L = 1,45 T_L$$

c'est-à-dire

$$T_L = 0,5 \text{ a}$$

devient

$$T_A = 6,3 \text{ a}$$

et

$$T_F = 0,7 \text{ a}$$

Naturellement, on pourrait procéder de façon différente :

si l'aménagement doit être réalisé en cinq ans et, par conséquent, si les pompes sont conçues pour un débit  $Q_A = 2.900 \text{ m}^3/\text{h}$ , il n'y a aucune raison de prolonger artificiellement la durée des opérations de vidage. Mais, dans ce cas, on ne tiendrait pas compte du coût du réseau de conduites dans le champ et des pipelines de raccordement. A l'annexe 18, les tronçons de canalisations sont désignés par :

A = tronçons nécessaires pour l'excavation,

L = tronçons nécessaires pour le soutirage,

F = tronçons nécessaires pour le remplissage.

et nous obtenons le tableau suivant :

Conduites	Tracé des tronçons suivant annexe 18, p. 79	nécessaires pour
1. Amenée et évacuation du pétrole	1 - 3/4 - 1	F, L
3. Conduites dans le champ	3 - cavernes	A, F, L
3. Conduites dans le champ	cavernes - 4	A, F, L
4. Conduites de saumure	4 - mer	A, F
5. Conduites d'eau douce	2 - 3	A, L,

La conduite de pétrole 1 - 3/4 - 1 aurait donc, sans raison impérieuse, des dimensions supérieures. Par contre, si l'on s'en tient à la première méthode, c'est-à-dire si l'on considère  $Q_L$  comme grandeur de référence, on peut diminuer la dimension du réseau de conduites dans le champ et de la conduite d'évacuation de la saumure vers la mer qui, en général, est particulièrement coûteuse en raison de sa longueur.

Par conséquent, toutes les stations de pompage et toutes les conduites sont calculées pour un rendement  $Q_L$ . On voit par là combien la liberté d'action de l'auteur du projet est en réalité limitée et combien le temps de vidage prévu conditionne la planification technique.

Si nous prenions au sens strict du mot la notion de réserve de 25 jours et que nous voulions réellement reprendre les stocks du dépôt en l'espace de 25 jours, toutes les stations de pompage devraient avoir un débit

$$Q_L = 16.700 \text{ m}^3/\text{h}$$

et les conduites de vidage devraient être agrandies en conséquence. Il en résulterait une difficulté supplémentaire, puisque le plus grand calibre de tubes sur le marché, soit 42", ne peut assurer un tel débit, Nous serions donc obligés de prévoir des conduites jumelées. Cette idée doit donc être abandonnée. En dehors de la capacité de transport, il faut étudier les pertes de charge qui se produisent dans les conduites. Pour réaliser un équipement aussi uniforme que possible, il faudrait concevoir un champ avec des pertes de charge bien étudiées. A ce point de vue, la grandeur de référence est la différence de pression qui s'établit au début du remplissage, donc au moment où la station de pompage 3 commence à amener le pétrole dans la caverne et à refouler la saumure qui s'y trouve.

$$\Delta p = \frac{T}{10} (\rho_s - \rho_{\text{pétrole brut}}) \quad (\text{kp.cm}^{-2})$$

si

$$\rho_s = 1,20 \text{ to/m}^3$$

$$\rho_{\text{pétrole brut}} = 0,86 \text{ t/m}^3$$

$$T = 1.200 \text{ m}$$

on obtient  $\Delta P = 40,60 \text{ kp.cm}^{-2}$

Il s'agit là de la différence purement statique. Compte tenu du frottement des tuyaux dans les conduites du champ et de la résistance à l'accélération lors du démarrage, on peut poser  $\Delta P_{\text{réel}} = 50 \text{ kp.cm}^2$ .

Il faut se demander maintenant quelle est exactement la longueur de conduite horizontale à laquelle correspond cette pression. Elle est égale à la distance qui peut être couverte sans pompage intermédiaire. Nous extrayons les données nécessaires de l'annexe 19 qui permet de déterminer, compte tenu du calibre de tube recommandé, la longueur du tube à l'intérieur duquel la pression de pompage disponible est absorbée.

L'annexe 19 indique également le coût du pipeline. Le diagramme suit en moyenne la fonction :

$$K_P = A \cdot Q_P^a \cdot L$$

étant entendu que  $K_P$  = coût d'un pipeline (DM)  
 $A$  = facteur de proportionnalité, ici  $30 \cdot 10^3$  (DM/km)  
 $Q_P$  = capacité de la conduite ( $m^3/h$ )  
 $a$  = 0,37  
 $L$  = longueur de la conduite (km)

Le coût d'une station de relais est à peu près le suivant :

$$K_B = (1250 - 10^{-3} P \cdot C) C \quad (\text{DM})$$

étant entendu que  $K_B$  = coût de la station (DM)  
 $P$  = 45,5  
 $C$  = capacité de la station ( $m^3/h$ )

Si l'on admet que les deux fonctions sont égales et que l'on résoud par rapport à  $L$ , on obtient la longueur de conduite équivalente à une station de relais. Compte tenu du coût d'exploitation, on constate finalement que, dans des conduites dont la capacité maximale a été fixée une fois pour toutes, c'est lorsque les stations de pompage sont distantes l'une de l'autre d'environ 60 à 70 km que le coût de transport est le plus avantageux, pour autant que la section de la conduite ait été judicieusement choisie (voir H. Hubbard, *The Economics of Transporting Oil to and within Europe*, Maclaren + Sons, Ltd, Londres, 1967).

Il est évident que ces considérations ne font que nous indiquer quelles sont les distances de raccordement que nous pourrions couvrir avec des stations de pompage dotées d'un équipement uniforme. En effet, le coût d'un champ augmente en fonction de la longueur totale des raccordements. Cependant, il s'agit simplement de la longueur cumulée des raccordements et non pas de celle des différentes conduites, qui ont toujours les mêmes dimensions. En ce qui concerne les dépenses d'investissement, il importe peu que ce soit la conduite de saumure ou la conduite de pétrole qui soit la plus longue ou la plus courte.

Par conséquent, il faut, dans une première phase :

- reconnaître les gisements pour lesquels la longueur totale des raccordements reste la plus courte possible et
- veiller à ce que les longueurs des différentes conduites soient autant que possible égales, compte tenu des pertes de charge.

Etant donné que les pipelines sont des ouvrages d'art relativement coûteux et que, comme l'expérience le montre, ils ne sont avantageux que s'ils sont exploités à pleine capacité pendant une période suffisamment longue, il s'agit encore une fois de trouver pour les dépôts des solutions plus économiques. En effet, les conduites d'un gisement - du moins après la période de lessivage - semblent être tout à fait inemployées. Prenons par exemple le cas de la conduite de saumure Valence/Méditerranée. Pour une longueur projetée de 225 km et une capacité de stockage de  $10 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ , il faudra rejeter durant la période des travaux  $C = 216 \cdot 10^8 \text{ tkm}$ . Cette opération pourrait être facilement prise en charge par des bateaux fluviaux, puisque le gisement se situe près du Rhône. Le coût du transport par bateau fluvial s'élève, pour des distances supérieures à 200 km, à environ 1,2 à 1,5 Dpfg/tkm. Au total, le coût du transport atteindrait donc  $K = 325 \cdot 10^6 \text{ DM}$ , alors que le coût de la conduite de saumure est estimée à  $160 \cdot 10^6 \text{ DM}$ . A cela s'ajoutent les charges d'exploitation, soit environ  $60 \cdot 10^6 \text{ DM}$ , si bien que même si la conduite ne doit être utilisée que pendant cinq ans, son coût restera toujours d'un tiers inférieur au coût de l'évacuation par voie fluviale. La conduite perdrait d'ailleurs rapidement cet avantage si la durée des travaux d'aménagement était plus courte et ne serait-ce que pour des raisons de planification il faudrait prévoir des délais minimaux de réalisation si l'on veut que la pose des conduites reste payante. En ce qui concerne le temps ultérieur de préparation du champ de cavernes, seul se pose le problème des conduites d'amenée et d'évacuation du pétrole, puisque toutes les autres conduites doivent déjà exister au moment de l'aménagement du champ. La solution la plus avantageuse est alors celle du transport par bateau, tout au moins lorsque nous nous trouvons devant un cas analogue à celui de Blexen. Le gisement de l'Allemagne du nord-ouest atteint directement la rive orientale de l'estuaire de la Weser et se situe à proximité du port de Nordenham. A première vue, on peut dire que :

- si les travaux peuvent durer plus de quatre ans, les conduites sont le mode de transport le meilleur marché pour les agents de lessivage,
- par contre, pour le transport du pétrole, qui commencera seulement après le temps de préparation, les tankers fluviaux et côtiers peuvent revenir meilleur marché que les conduites, pour autant que les stocks se trouvent à proximité immédiate d'une côte ou d'un fleuve navigable.

L'argument selon lequel les tankers ou les péniches ne répondraient pas aux impératifs de sécurité n'est sûrement pas valable, à moins que nous ne supposions qu'en cas de crise d'approvisionnement, le trafic fluvial sera automatiquement perturbé. Cependant, il faut tenir compte du fait que en cas de crise, la livraison des stocks ne s'effectuerait pas aussi régulièrement par bateau que par pipeline. Pour le remplissage, il faut également prévoir des retards; en effet, dans la région intéressée, les pétroliers disponibles seraient éventuellement surchargés, puisqu'il leur faudrait non seulement assurer les livraisons régulières, mais aussi les livraisons supplémentaires nécessaires pour le remplissage des dépôts. En définitive, le choix entre le transport par bateau et le transport par pipeline dépend du tonnage disponible des pétroliers côtiers et fluviaux. En effet, contrairement aux pétroliers de haute mer, les pétroliers côtiers ne peuvent être utilisés que dans une certaine limite sur des distances plus longues; quant aux pétroliers fluviaux, cette éventualité est pratiquement exclue. Cependant, tout ceci ne constitue pas un argument décisif contre l'utilisation des voies navigables intérieures.

La structure des coûts des conduites de raccordement d'un grand dépôt retenti immédiatement sur le site. (voir l'annexe 20, où sont représenté schématiquement les divers raccordement d'un dépôt). On constate que :

plus sont éloignés les .....	plus la longueur des conduites de ...	pour les	
		Cavernes de sel gemme	autres dépôts souterrains
Ports pétroliers (Terminal)	Commande	Augmente	Augmente
Canalisations de transport de pétrole brut à grande distance	Pétrole	Augmente	Augmente
Côtes	Saumure	Augmente	-
Sources d'eau douce	Eau	(Augmente)	-

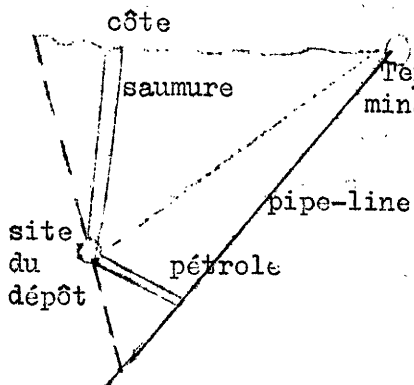


En ce qui concerne les quatre points géographiques de raccordement, d'un dépôt, nous pouvons ne pas tenir compte de la source d'eau douce, car, dans la plupart des cas il est possible de trouver de l'eau à proximité du site. C'est pourquoi on peut choisir librement la longueur de la conduite d'amenée d'eau. Il n'est pas de même des autres longueurs de canalisations, qui sont fixées pratiquement d'avance et ne peuvent varier.

Sur le plan théorique, le problème est ici de trouver le lieu géométrique pour lequel :

- la somme des distances normales du dépôt à la côte et du dépôt au pipeline reste la même;
- la liaison directe du dépôt au terminal varie le moins possible, compte tenu de la condition indiquée ci-dessus.

En première approximation, nous trouvons une droite formant la base d'un triangle isocèle dont le sommet se situe au port pétrolier. Tous les emplacements situés à la base du triangle ont la même valeur du point de vue du



coût du raccordement, ce coût étant plus bas pour les emplacements situés à l'intérieur du triangle et plus élevé pour ceux qui sont situés à l'extérieur du triangle. Compte tenu du coût du transport, le site optimal se situe dans la zone de la bissectrice. Toutefois, il faut considérer que nous sommes partis des tracés de conduite géométriquement les plus courts, ce qui dans la pratique ne sera pas toujours possible, ni même absolument recommandable. Par exemple, on rac-

corderait toujours une conduite de pétrole à la station de pompage la plus proche si le supplément de conduite qui en résulte était acceptable. Cependant, les schémas de calcul n'ont pas pour objet d'indiquer une solution applicable, mais de montrer la solution idéale dont on peut plus ou moins se rapprocher suivant les cas.

En cas de raccordement de dépôts à des canalisations de transport à grande distance, les capacités de celles-ci doivent répondre à deux conditions. Le

pipeline doit avoir été conçu de telle manière qu'il :

- puisse absorber le débit  $Q_L$  envisagé et
- dispose d'une réserve de transport suffisante pour le débit  $Q_F$  envisagé.

La comparaison de  $Q_L$  avec la capacité de transport d'un pipeline ne présente aucune difficulté. Si, en cas de crise, le ravitaillement à partir du terminal est totalement stoppé, la section de la conduite devient entièrement disponible pour  $Q_L$ . Et si, en cas de crise, les arrêts de livraisons au terminal ne sont que partiels, le dépôt est tout de même moins mis à contribution de sorte que  $Q_{L,eff}$  est moins élevé. En règle générale, on doit avoir

$$Q_L = Q_{\text{pipeline, max}}$$

Si le point d'alimentation du dépôt se situe entre la station de tête et l'extrémité du pipeline, on peut avoir

$$Q_L = Q_{\text{pipeline, max}}$$

pour autant que le pétrole coule dans les deux sens.

Lors du remplissage, la somme du débit régulier du pétrole ( $Q_N$ ) et de la quantité complémentaire ( $Q_F$ ) ne doit pas dépasser la capacité du pipeline;

$$Q_F + Q_N = Q_{\text{pipeline, max}}$$

En pratique, cela signifie que les canalisations de transport à grande distance auxquelles sont raccordés des dépôts ne doivent être utilisées que jusqu'à

$$Q_{\text{Lim}} = Q_{\text{pipeline, max}} - Q_F$$

Peu importe comment cette condition limite est respectée, soit

- que les pompes de transport situées aux ports pétroliers possèdent encore des réserves de pression jusqu'à la pointe de pression du pipeline;
- que l'on dispose de stations intermédiaires de pompage ayant une capacité de réserve suffisante;
- qu'il existe des circuits de doublement.

En tout cas, la capacité de réserve doit toujours être disponible. Pour des raisons de sécurité, beaucoup d'observateurs ont tendance à penser qu'il faut relier le dépôt au terminal par un oléoduc spécial et donc effectuer le raccordement comme si le dépôt dépendait de la station de tête du pipeline. Les raisons n'en sont pas très claires; en effet, utiliser la capacité disponible nécessaire dans une grande conduite revient nettement meilleur marché qu'installer une conduite directe, ainsi que le montre l'annexe 19, page 80. Par ailleurs, la capacité disponible réservée dans une conduite à longue distance doit être prise en considération lors de l'évaluation des frais. On ne peut pas agir comme si la section partielle ou la réserve de pompage ou tout ce qui peut assurer le transport de  $Q_F$  ne coûtait rien.

Les résultats des considérations précédentes peuvent se résumer comme suit :

- en ce qui concerne les dépôts situés dans des cavernes de sel gemme, dont l'exploitation est subordonnée à l'existence de conduites d'évacuation de la saumure, les coûts de raccordement augmentent avec la distance du port pétrolier.  $K = f(\text{Terminal})$ .
- en ce qui concerne les dépôts qui ne nécessitent aucune conduite d'évacuation de la saumure, les coûts de raccordement augmentent avec la distance du pipeline.  $K = f(\text{Pipeline})$ .

C'est sur ce principe qu'il faut se fonder pour apprécier le choix des sites des dépôts. Il en résulte d'ailleurs que des dépôts comportant une évacuation de la saumure ne devraient être aménagés à une distance plus grande du port pétrolier que si la majoration des coûts de raccordement est compensée par un coût d'aménagement de la caverne plus avantageux; en d'autres termes la qualité du gisement doit pouvoir compenser le coût du raccordement.

En ce qui concerne les dépôts ne comportant pas d'évacuation de la saumure, nous disposons d'un degré de liberté supplémentaire. Il suffit ici que les sites soient à proximité du pipeline. D'une manière générale, on peut dire que :

- les dépôts avec évacuation de la saumure sont des dépôts côtiers,
- les dépôts sans évacuation de la saumure sont des dépôts intérieurs.

Toutefois, en effectuant cette distinction, nous ne tenons pas compte du fait que le coût d'aménagement des différents types de dépôts peut varier nettement d'un type à l'autre. En effet, la règle énoncée n'est vraiment applicable que pour des niveaux de coûts à peu près analogues. En ce qui concerne l'évaluation des frais d'aménagement des dépôts proprement dits, nous ne disposons d'éléments utilisables que pour les cavernes de sel gemme et les réservoirs d'acier en surface. Pour tous les autres types de dépôt, nous devons effectuer des calculs individuels préalables. L'annexe 6 (p. 54) fournit néanmoins quelques chiffres indicatifs. Les chiffres concernant les salles souterraines aménagées dans des terrains solides élastiques ou des formations plastiques encore stables ont été fournis par des experts géologues belges et français par des firmes allemandes et suédoises de forage et de travaux souterrains et par des publications spécialisées. Cependant, il est très difficile d'en tirer des valeurs de référence utilisables pour l'établissement des projets. Tout ce qu'on peut dire, c'est que les techniques minières modernes de tir et de chargement permettent d'aménager de grands dépôts souterrains à des prix concurrentiels par rapport au coût des cavernes de sel gemme. Les ouvrages d'art sous-marins n'ont été mentionnés que pour mémoire. En raison de leur coût (300 à 400 DM/m<sup>3</sup>) ils n'entrent pas en ligne de compte actuellement pour le stockage du pétrole brut. Il en va de même des fosses préconisées par exemple par la firme SODETEG.

En tout cas, il paraît impossible actuellement d'aménager de grands dépôts de ce type à un prix de revient inférieur à 60 ou 70 DM/m<sup>3</sup>. Par conséquent il est inutile d'aborder ici les problèmes techniques.

Les coûts spécifiques de construction des cavernes de sel et des réservoirs en acier suivent une dégression log-log (annexe 21). Ce type de fonction se retrouve toujours dans les équations relatives aux coûts lorsque les dépenses sont principalement déterminées par la capacité. La capacité peut être soit le volume, comme c'est le cas par exemple pour les dépôts considérés, soit la puissance, comme c'est le cas par exemple pour les moteurs et elle peut se répercuter sur les dépenses au premier degré ou à un degré supérieur. Evidemment néanmoins similaires. Dans le cas contraire, la fonction log-log n'est plus applicable. Dans le cas des réservoirs d'acier en surface, cette similitude est acquise; elle est suffisante pour les cavernes de sel gemme tant que l'on s'en tient à des profondeurs inférieures à 1.500 m, et que l'on envisage des cavités ayant la forme d'un ellipsoïde de révolution dont l'axe est situé dans l'axe du trou de forage.

Les fonctions de coût prennent la forme générale

$$K_B = K_0 \cdot V_B^a$$

étant entendu que  $K_B$  = coût spécifique de l'ouvrage (DM/m<sup>3</sup>)

$K_0$  = la section d'ordonnées correspondant à  $V = 1$   
(prix d'une installation ayant une capacité de stockage de 1 m<sup>3</sup>)

$V_B$  = volume envisagé de l'unité (m<sup>3</sup>)

$a$  = pente de la courbe des coûts.

Sur la base des prix d'avril 1971, on obtient :

Constantes de courbe	Cavernes de sel gemme	Réservoirs en acier
$K_0$	255.000	1.700
$a$	0,817	0,342

Comme le montre l'annexe 21, les deux courbes se coupent pour un volume de stockage d'environ 45.000 m<sup>3</sup>, c'est-à-dire que pour les dépôts d'une capacité inférieure à 45.000 m<sup>3</sup> les réservoirs d'acier coûtent moins cher que les cavernes de sel gemme; au-dessus de cette capacité, c'est l'inverse qui se produit.

Or, on admet empiriquement qu'avec les installations de surface, mais sans les raccordements au sens défini plus haut, un champ de caverne ou un parc de réservoirs revient environ au double du prix des réservoirs proprement dits.

Si l'on veut exprimer ce rapport en termes algébriques, on obtient ainsi :

$$K_{\text{champ}} = 2 K_B \cdot n \cdot V_B \quad (\text{DM})$$

étant entendu que  $K_{\text{champ}}$  = coût du champ de cavernes ou du parc de réservoirs

$n$  = nombre de réservoirs

si  $K_B = K_o \cdot V_B^a$

on obtient 
$$K_{\text{champ}} = 2 K_o \cdot n \cdot V_B^{1-a} \quad (\text{DM})$$

Un champ de cavernes de  $10 \times 10^6 \text{ m}^3$  comprenant des cavernes de  $300.000 \text{ m}^3$  coûterait donc :

$$K_{\text{champ}} = 168,2 \cdot 10^6 \text{ DM}$$

ou  $K_{\text{spec}} = 15,82 \text{ DM/m}^3$

Pour un parc de stockage en surface comprenant des réservoirs en acier de  $100.000 \text{ m}^3$ , le montant atteindrait

$$K_{\text{champ}} = 660,0 \cdot 10^6 \text{ DM}$$

ou  $K_{\text{spec}} = 66,- \text{ DM/m}^3$

En réalité, la différence est souvent beaucoup moins grande, car il faut compter le coût du raccordement et ce coût est nettement plus élevé pour un champ de cavernes que pour un parc de réservoirs en surface en raison des restrictions qui affectent le choix du site. Exceptionnellement, la différence peut cependant atteindre son maximum; c'est par exemple le cas d'une installation de cavernes telle que celle de Rüstringen qui peut être aménagée presque immédiatement en aval de la tête de ligne de Wilhelmshaven.

Lorsqu'on applique les équations de coûts ci-dessus indiquées, il ne faut naturellement pas oublier qu'il s'agit de formules-modèles, donc de formules qui sont valables pour un type de champ déterminé et qui deviennent d'autant moins exactes que le cas considéré s'écarte du modèle. Par conséquent, une telle équation ne doit jamais remplacer le calcul détaillé du prix de revient.

APPENDICE 3

Commentaire concernant les évaluations de coûts

Un schéma uniforme d'évaluation générale des coûts a été élaboré (voir annexes 8 et 9) au cours d'une série d'entretiens qui ont eu lieu entre les experts. Les chiffres relevés pour Valence, la Bresse et Bunde ont été confrontés à l'annexe 9. Les données relatives à Bunde sont un peu plus détaillées que celles qui se réfèrent aux champs français et il aurait été souhaitable que ces coûts eussent été ventilés d'une manière aussi poussée. Dans le cas de raccordements de Valence et de la Bresse, on note l'absence des coûts relatifs à la station de pompage du pipeline, du poste d'interconnexion haute tension et d'une route d'accès, parce que les installations existaient déjà. De même, il n'est pas nécessaire d'évaluer le coût de la station de relais lorsqu'il existe des stations de pompage intermédiaire du SEPL à la hauteur des deux champs. La même remarque s'applique à propos d'un poste d'interconnexion de l'entreprise locale de production et de distribution d'énergie, ainsi qu'à propos du réseau routier.

Pour plus de clarté, nous énumérerons ici en les commentant un certain nombre de caractéristiques.

Intérêts intercalaires : coût du préfinancement ou du financement. Contrairement à la méthode suivie en R.F.A., l'I.F.P. (BEICIP) indique d'abord dans les devis estimatifs des projets qui s'étendent sur plusieurs années, le coût de l'aménagement proprement dit, et applique ensuite une majoration appelée "intérêts intercalaires". L'idée est la suivante : l'installation est réalisée par étapes et les entrepreneurs reçoivent des acomptes pour leurs prestations de service successives ; le maître de l'ouvrage doit donc disposer du total des crédits avant la livraison de l'ensemble de l'installation (avant le compte final). Les intérêts s'accumulent donc. Pour évaluer les intérêts, on prévoit des versements annuels de même importance.

$$r = \frac{K}{n}$$

et les intérêts sont calculés suivant les règles de calcul des intérêts composés, de sorte que le coût global d'une installation s'établit à

$$K_n = \frac{K}{n} \frac{q^n - 1}{q - 1}$$

Le coût du préfinancement correspond donc à la différence

$$K' = K_n - K$$

ou

$$K_n \frac{q^n - 1}{q - 1} - K$$

En extrayant K, on obtient, comme on le voit facilement :

$$K' = K \frac{q^n - 1}{n(q - 1)} - 1$$

Le terme entre parenthèse fait pendant à l'annuité et peut donc être appelé ici coût d'aménagement "b". Nous pouvons alors écrire plus simplement pour les intérêts intercalaires :

$$K' = b. K$$

C'est la méthode française de calcul du prix de revient qui a été retenue pour les comparaisons de coûts.

Taux d'intérêt - En ce qui concerne les taux d'intérêt à appliquer, la situation n'était pas très claire, si bien que les calculs ont été effectués d'une part pour un taux de 6 % et d'autre part pour un taux de 10 %, d'où les fourchettes de coûts finalement obtenues.

Coûts d'aménagement - On aurait pu également citer ici des fourchettes. Cela n'a pas été le cas. Les prix indiqués représentent donc des valeurs moyennes.

Majoration en pourcentage - Dans les devis estimatifs, les majorations suivantes ont été prévues :

Poste.	Majoration par rapport à la somme de référence, en %
Imprévus (poste : divers)	4
Assurances et taxes	2
Frais généraux	2

Les coûts de réparation et d'entretien pendant la durée des travaux ont été estimés à : pour les conduites 2 %  
pour les autres installations 10 %.

Les sommes forfaitaires prévues pour les réparations se retrouvent dans les calculs français du coût annuel d'exploitation de Valence et de Bresse, ce qui semble assez arbitraire compte tenu de la durée d'intervention d'un dépôt. Dans le calcul relatif à Bunde, les taux appliqués ont été plus faibles.

Remplissage du dépôt de pétrole. Ces dépenses doivent être comprises dans le coût d'exploitation. Intrinsèquement, elles ne font pas partie du coût d'aménagement, bien qu'on les retrouve souvent dans les devis estimatifs.

APPENDICE 4

Dépôts souterrains de pétrole brut existants ou prévus sur le territoire de la C.E.E.

Pour satisfaire à l'obligation de stockage d'une réserve de 65 jours, l'industrie pétrolière a déjà aménagé un certain nombre de dépôts souterrains; d'autres sont projetés (annexe 22, p. 82). A la fin de 1976, la capacité de stockage souterraine atteindra  $38.10^6 \text{ m}^3$ .

Ces dépôts permettraient de stocker 40% des réserves obligatoires de la C.E.E. Le reste, soit 40 jours de réserves ou environ  $70.10^6 \text{ m}^3$ , devrait être stocké dans des réservoirs en surface.

Ainsi qu'on le voit à l'annexe 22 (p. 83), il n'existe actuellement de dépôts souterrains qu'en Allemagne et en France. Les autres pays de la Communauté entreposent leurs réserves dans des installations de surface et, pour le moment, il ne semble pas que l'aménagement de cavernes ou d'autres dépôts souterrains ait été projeté.



LISTE DES ANNEXES

<u>Annexe</u>	<u>Pages</u>	
1.1	Calcul des stocks obligatoires 1970/1971	47a
1.2	Calcul des stocks obligatoires 1975/1976	48
1.3	Calcul des stocks obligatoires 1980/1981	49
2.	Structures proposées en R.F. d'Allemagne	50
3.	Structures proposées en France	51
4.	Structures proposées en Italie	52
5.	Structures proposées aux Pays-Bas	53
6.	Caractéristiques des grands réservoirs de pétrole brut	54
7.	Conditions de pression dans les cavernes	55
8.	Schéma de calcul du coût d'aménagement de champs de cavernes dans le sel gemme	56
9.	Evaluation générale du coût d'aménagement de champs de cavernes dans les gisements de sel gemme en France et en R.F. d'Allemagne	58
10.	Coûts annuels d'exploitation de champs de cavernes dans des gisements de sel gemme	61
11.	Approvisionnement en pétrole de la Communauté	62
12.	Eventualités	63 - 68
13.	Bilan des huiles minérales dans la Communauté en 1970 par pays	69
14.	Input et output d'une raffinerie simple	75
15.	Dispositions des cavernes dans les champs de cavernes	76
16.	Agrandissement des cavernes de sel en cas de remplissage répété à l'eau douce	77
17.	Dimensions des cavernes	78
18.	Schéma d'un champ de cavernes	79
19.	Frais d'installation de canalisations de transport à grande distance de pétrole brut	80
20.	Raccordement d'un dépôt à un pipeline	81
21.	Coût des dépôts	82
22.	Dépôts souterrains de pétrole existants et prévus	83

CALCUL DES STOCKS OBLIGATOIRES 1970/1971

Base 1970 (10 <sup>6</sup> t/an)	D	F	I	NL	B	LUX	CEE
Consommation intérieure	116,2	82,7	76,8	24,0	22,4	1,4	323,5
Pourcentage des produits soumis au stockage obligatoire	84,7	87,3	84,3	82,0	87,0	96,0	86,1
Σ Produits obligatoires	98,4	71,7	64,7	19,7	19,5	1,3	275,3
Production propre	7,5	2,4	1,4	1,9	-	-	13,2
Produits d'origine indigène soumis au stockage obligatoire (0,75 x)	5,7	1,85	1,1	1,45	-	-	10,1
Quantité de produits à stocker	92,7	69,85	63,6	18,25	19,5	1,3	265,2
Quantités équivalentes de pétrole brut	121,2	85,8	77,6	22,5	22,8	1,6	331,5
Calcul effectué sur la base de $\frac{1}{\mu_{\text{raff}}} =$	1,31	1,23	1,22	1,23	1,17	1,24	1,25
Stocks 1970 (10 <sup>6</sup> t/a)	D	F	I	NL	B	LUX	CEE
65 jours Produits	16,5	12,4	11,3	3,25	3,47	0,23	47,15
Pétrole brut	21,4	15,3	13,8	4,01	4,06	0,28	58,85
Pétrole brut/m3 *)							71,70
25 jours Produits	6,35	4,78	4,36	1,25	1,34	0,09	18,17
Pétrole brut	8,30	5,88	5,31	1,54	1,56	0,11	22,70
Pétrole brut/m3 *)	10,14	7,17	6,47	1,88	1,90	0,14	22,70
90 jours Produits	22,85	17,18	15,66	4,50	4,81	0,32	65,32
Pétrole brut	29,70	21,18	19,11	5,55	5,62	0,39	81,55
Pétrole brut/m3 *)							99,50

\*) Calcul effectué sur la base de  $\gamma = 0,82$  (voir page 22)

CALCUL DES STOCKS OBLIGATOIRES 1975/1976

Base 1975 (10 <sup>6</sup> t/a)	D	F	I	NL	B	LUX	CEE
Consommation intérieure	153,7	110,8	104,0	29,6	29,3	2,10	429,5
Augmentation depuis 1970 en %	132	134	136	123	131	150	132,5
Pourcentage des produits soumis au stockage obligatoire	86,8	86,7	84,5	87,0	87,0	95,0	86,5
∑ Produits obligatoires	133,4	96,0	87,8	25,6	25,5	2,0	370,3
Production propre	6,5	2,3	1,3	1,6	-	-	11,7
Produits d'origine indigène soumis au stockage obligatoire (0,75 production propre)	4,87	1,73	0,98	1,22	-	-	8,8
Quantité de produits	128,53	94,27	86,82	24,38	25,5	2,0	361,5
Quantité équivalente de pétrole brut (1,25 x)	160,10	118,0	108,5	30,40	31,8	2,5	451,3
Stocks 1976 (10 <sup>6</sup> t/a)	D	F	I	NL	B	LUX	CEE
65 jours Produits	22,92	16,84	15,51	4,34	4,54	0,35	64,5
Pétrole brut	28,5	21,0	19,3	5,40	5,85	0,45	80,5
Pétrole brut m3 *)							98,0
25 jours Produits	8,80	6,43	5,94	1,65	1,74	0,14	24,7
Pétrole brut	10,96	8,18	7,43	2,08	2,18	0,17	31,0
Pétrole brut m3 *)	13,32	9,99	9,08	2,54	2,66	0,21	37,8
90 jours Produits	31,72	23,27	21,45	5,99	6,28	0,49	89,2
Pétrole brut	39,46	29,18	26,73	7,48	8,03	0,62	111,5
Pétrole brut m3 *)							135,8

\*) Calcul effectué sur la base de  $\gamma = 0,82$  (voir p. 22)

CALCUL DES STOCKS OBLIGATOIRES 1980 et 1981

Base 1980 (10 <sup>6</sup> t/a)	D	F	I	NL	B	LUX	CEE
Consommation intérieure	192,5	146,5	133,0	34,8	36,8	2,9	546,5
Augmentation depuis 1970 en%	165	177	173	142	164	207	169
Pourcentage des produits soumis au stockage obligatoire	86,5	86,3	84,2	86,5	86,5	95	86
Σ Produits obligatoires	166,5	126,5	112,5	30,1	31,7	2,70	470
Productions propre	5,0	2,0	1,0	1,2	-	-	9,2
Produits d'origine indigène soumis au stockage obligat. (0,75 production propre)	3,75	1,5	0,75	0,9	-	-	6,9
Quantité de produits	162,75	125,0	111,75	29,2	31,7	2,7	463,1
Quantité équivalente de pétrole brut (1,25 x)	203,8	156,1	139,7	36,5	39,5	3,40	579,0
Stocks 1981 (10 <sup>6</sup> t/a)	D	F	I	NL	B	LUX	CEE
65 jours Produits	29,04	22,32	19,92	5,1	5,65	0,47	82,5
Pétrole brut	36,25	27,75	24,84	6,5	7,05	0,61	103,0
Pétrole brut m3 *)							125,5
25 jours Produits	11,24	8,56	7,64	2,0	2,17	0,19	31,8
Pétrole brut	13,96	10,75	9,55	2,5	2,71	0,23	39,7
Pétrole brut m3 *)	17,00	13,10	11,65	3,05	3,30	0,28	48,4
90 jours Produits	40,28	30,88	27,56	7,1	7,82	0,66	114,3
Pétrole brut	50,21	38,50	34,39	9,0	9,76	0,84	142,7
Pétrole brut m3 *)							174,0

\*) Calcul effectué sur la base de  $\lambda = 0,82$  (voir p. 22).

**STRUCTURES PROPOSEES EN R.F. D'ALLEMAGNE**

Structure reference

Type (famille)	Nom (int. a.)	SISELÉBIS				DÉPARTS				PROSPÉCITE				ACCÈS			COÛT GLOBAL	REMERQUES				
		Superf. profaneuse	Surface utile	Surface totale		Zelle de centre	Surface utile	Zelle	Type Profaneuse	Zelle	Type	Type	Type	Type	Type	Type			Type			
				h	a															h	a	h
Départ (Zerschlein)	<b>Land</b> (Land)	300...350	100	4,2 8,5	25 0,35	0,35 0,24	100	300	4,25	0	700	360	0,8	3	1,5	100 OM	11	37,5	205	10 10 <sup>6</sup> DM étage de garage		Tramway de "En nécessaire"
Départ (Zerschlein)	<b>Land</b> (Land)	400	800	8,5 2,5	20 0,35	0,425	900	350	4,25	0	900	185	31	3	2,1	15...20	70	100	205	10 10 <sup>6</sup> DM		Tramway de "En nécessaire"
Départ (Zerschlein)	<b>Land</b> (Land)	900	900	10 2	20 0,35	0,40	600	200	5,25	0	400	170	13	3	2,1	15...20	20	100	39.00	10 10 <sup>6</sup> DM		Tramway de "En nécessaire"
Cella de al (Kouper)	Kommundisch (Kommundisch)	800...1200	900	10 1	10 0,8	0,8	900	300	6,0	0	350	228	13	1	0,8	12	7	100	39.00	10 10 <sup>6</sup> DM		Tramway de "En nécessaire"
Départ (Zerschlein)	Duchot (Duchot)	800...1200	50	25 15	375 0,1	0,7	100...200	50	28,0	9	100	335	48	1	0,7	100	600	100	39.00	10 10 <sup>6</sup> DM		Tramway de "En nécessaire"
Départ (Zerschlein)	Land (Land)	800	100	8 2	6 0,35	0,7	100...200	100	2,1	0	200	34	22	1	0,7	100	600	100	39.00	10 10 <sup>6</sup> DM		Tramway de "En nécessaire"

STRUCTURES PROPOSEES EN FRANCE

Annex 3

Structure en France

Type (tertiaire)	Site (ville en)	Superficie (m <sup>2</sup> )	Energie			DEPENSES			PROSPECTIVES			RECORDEREZ			REMARQUES								
			Evénement	Surface	Surface	Distance	Surface	Surface	Surface	Surface	Surface	Surface	Surface	Surface		Surface							
Stations station (tertiaire)	Colmar (Vance)	1000...1100	30	0,3	0,6	400	175	107	0	250	189	14,43	2	1500	30	325	325	10	100 DM	100 DM	11,00	Distanciation relative de la source	
Stations station (tertiaire)	Strasbourg (Strasbourg)	600...1000	45	0,3	0,6	500	225	108	0	400	276	12,30	3	1200	25	375	375	10	100 DM	100 DM	12,03	Distanciation relative de la source	
Stations station (tertiaire)	St. Germe (Lamelle-Saunert)	200...1000	30	0,1	0,1	200	100	6	0	180	63	22,36	3	1000	25	7	450	10	100 DM	100 DM	7	Distanciation de la source ? Carence à faible antenne	
Stations station (tertiaire)	Oberstdorf (Munihausen)	800...1000	45	0,2	0,5	700	100	30	0	200	85	22,66	3	1500	20	7	525	0	100 DM	100 DM	7	Distanciation de la source ? Carence à faible antenne	
Stations station (tertiaire)	Unterstdorf (Strasbourg)	50...500	60	0,2	0,5	100	7	30	100	100	7	15,47	3	1000	10	7	50	10	100 DM	100 DM	7	Distanciation de la source ? Carence à faible antenne	
Stations station (tertiaire)	Mansaque (Sudalpen)	200	25	0,6	0,8	1200	250	12	0	400	3	11,48	P.A.		sur plus	50	50	-	-	100 DM	100 DM	5,22	Sur les centres de la source

**STRUCTURES PROPOSEES EN ITALIE**

Structure en litres

Type (Formule)	Hauteur (m)	Sens (m)	Type de structure	Surface (m <sup>2</sup> )	Volume (m <sup>3</sup> )	BIBLIOTHÈQUE			PROJECTIONS			SÉLECTION						COST TOTAL	REMARKS			
						Capacité (m <sup>3</sup> )	Volume (m <sup>3</sup> )	Cost (DM)	Type	Volume (m <sup>3</sup> )	Cost (DM)	Type	Volume (m <sup>3</sup> )	Cost (DM)	Type	Volume (m <sup>3</sup> )	Cost (DM)					
Lentille au sol (terrière)	< 400	< 400	Structure à toit plat	2	0.2	0.7	200	30	0.28	4	100	0.92	4.2	100	0.92	13,29	0.3	100	0.92	13,29	7	Acce. caselle
Lentille au sol (terrière)	< 400	< 400	Structure à toit plat	0.3	0.2	0.7	200	50	0.03	4	100	0.3	42	100	0.3	13,29	0.3	100	0.3	13,29	7	Acce. caselle Pne. ajustement capillaire
Lentille au sol (terrière)	< 400	< 400	Structure à toit plat	4.5	0.2	0.7	600-700	200	0.28	4	100	0.92	4.2	100	0.92	13,29	0.3	100	0.92	13,29	7	Acce. caselle Pne. ajustement capillaire

STRUCTURES PROPOSEES AUX PAYS-BAS

Tractions en tonnes

Type (Formation)	Site (Lieu de)	Surface (m²)	PROFONDITEUR				MATERIEL				COTE GLOBALE	REMERCIEMENTS				
			Profondeur	Capacité (Personnes)	DIN de la colonne	Profondeur	Surface de la surface de la table	Surface de la surface de la table	Surface de la surface de la table	Surface de la surface de la table						
Drecht (Zeehaven)	Wierste (Almelo)	600	3	1200	1.5	1.2	3	1200	1.5	1.2	3	1200	1.5	1.2	3	1200
Drecht (Zeehaven)	Schoonlo (Assen)	200	3	1000	1.2	1.0	3	1000	1.2	1.0	3	1000	1.2	1.0	3	1000
Drecht (Zeehaven)	Slochteren (Groningen)	1100	3	1900	2.1	1.8	3	1900	2.1	1.8	3	1900	2.1	1.8	3	1900
Drecht (Zeehaven)	Cetrijl (Zwolle)	1400	3	2200	3.0	2.5	3	2200	3.0	2.5	3	2200	3.0	2.5	3	2200

at the request of the Netherlands Government, the following information is provided:



Annexe 6

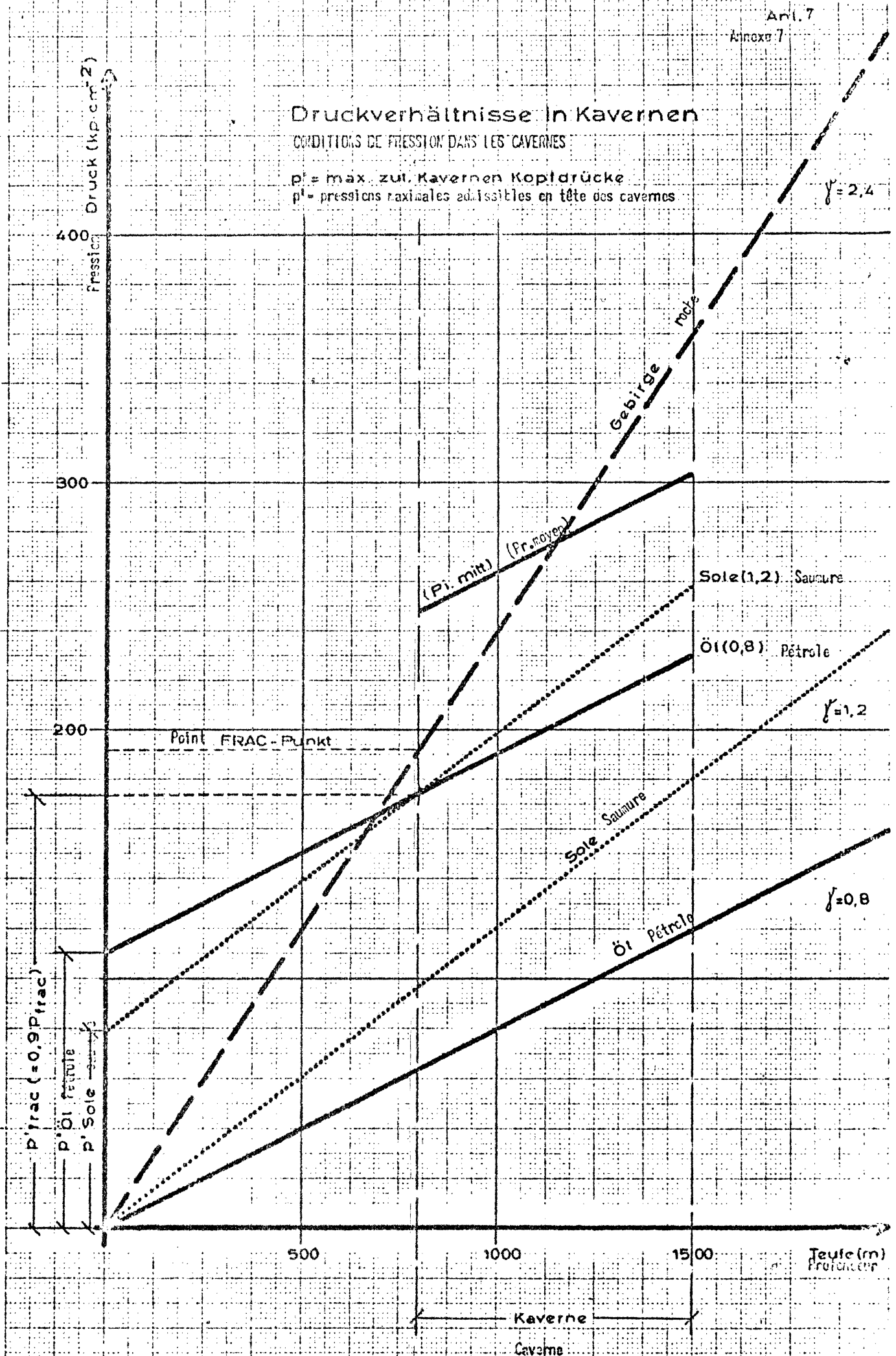
GRANDS RESERVOIRS DE PETROLE BRUT

1. Type	Réservoirs sans parois				Réservoirs avec parois			sous-marins		
	souterrains		en surface		en surface		en surface		sous-marins	
	Cavernes	Chambres	Chambres	Mines désaffec- tées	Citernes	Posses	Réservoirs	Réservoirs sub- mergés de type cloche	Réservoirs submergés	Réservoirs Au fond des mers
2. Site	Dans massif sa- lin (NaCl)	Dans couches plastiques élastiques étanches	Dans couches élastiques étanches	Dans couches plastiques élastiques	En surface	Dans le sol	A moitié enterrés	Au fond des mers	Au fond des mers	- 30 ... 100
3. Profondeur (m) (-) en-dessous (+) au-dessus de l'horizon	- 500 ... 1500	- 20 ... 500	- 20 ... 500	... -800	+ 0...20	- 0... 10	+ 5 ... - 5	- 30 ... 60	- 30 ... 100	
4. Conditions à remplir par le site - puissance de la couche (m) - nature du sol	200	20	50	20	-	-	-	-	-	
- eaux souterraines	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
5. Creusement ou construction	Lessivage	Au-dessus toit des chambres Creusement + minage	Au-dessus toit des chambres Minage + explosion	Si possible sable P = 2kp.m <sup>-2</sup> 2 m u. EG	Construction métallique	Ouvrage en terre	Ouvrage en béton	Constr.métal. préfabriquée	Béton précontraint préfabriqué	
6. Capacité de l'unité de dépôt (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> ) - en moyenne - maximale	200 500	3 10	30 150	10 50	40 160	50 100	50 100	50 100	80 150	
7. Travaux d'aménagement	aucun	puits: oui chambres: dans cert.conditions roches	aucun	oui le cas échéant	néant	néant	néant	néant	néant	
8. Étanchéité	roches	pression de rete- d'ventuel, avec une des eaux souterraines	néant	néant	Construction étanche	Feuilles de plastique armé	Béton isolant	Construction étanche	Béton isolant	
9. Couverture	néant	néant	néant	néant	Toit fixe	Toit plastique mobile (système pneum.)	Toit fixe	Réservoirs clos	Réservoirs clos	
10. Superficie nécessaire (100 m <sup>2</sup> /m <sup>3</sup> )	5 ... 8	15 ... 20	15 ... 20	Disponible en surface	100	50	50	-	-	
11. Limitations dans le choix du site	Très importantes	Très imp.dépôts liés aux gise- ments géolog.	Très importantes	Très importantes	Import.dans les grandes agglom. moins imp.sauilkm	Imp.le niveau des eaux scuter- ne doit pas être situé en prof.	Niveau des eaux scuter- raines	Nécessité d'une profondeur d' eau minimale	Nécessité d'une profondeur d'eau minimale	
12. Coûts - valeur moyenne (DM/m <sup>3</sup> )	30 ... 40	120 ... 220	120 ... 220	?	50 ... 60	70 ... 80	80 ... 100	300 ... 350	?	
13. Exemple	EMKC	Mine d'argile	Kotka (Finlande)	Wilk.-Jarleg. (Verdon)	Constr.générale de citernes	SOHEDEC	Constr.générale de réservoirs	Chicago Bridge	Sea Tank Co	
14. Bibliographie			MEMKINKÄ n° 3 (1970)p. 6..7			Mémoire de la firme		Mémoire de la firme	e+0,10 (1971)9. p. 20	

# Druckverhältnisse in Kavernen

CONDITIONS DE PRESSION DANS LES CAVERNES

$p^*$  = max. zul. Kavernen Kopfdrücke  
 $p^*$  = pressions maximales admissibles en tête des cavernes



Druck (kp/cm<sup>2</sup>)

Pression

300

200

Point FRAC-Punkt

$p^*_{frac} (= 0.9 p^*_{frac})$   
 $p^*_{Öl \text{ Petrole}}$   
 $p^*_{Sole \text{ Salzwasser}}$

500

1000

1500

Tiefe (m)  
Profondeur

Kaverne

Caverne

Gebirge

rocks

(Pi. mitt) (Pr. moyen)

Sole (1,2) Salzwasser

Öl (0,8) Petroleum

Sole Salzwasser

Öl Petroleum

$\gamma = 1,2$

$\gamma = 0,8$

$\gamma = 2,4$

SCHEMA DE CALCUL DE COUT D'AMENAGEMENT DE CHAMPS DE CAVERNES DANS LE SEL GEMME

<u>Catégories de postes de coûts</u>	<u>Postes de coûts</u>
1. Excavation et équipement des cavernes	Installation des points de forage - Acquisition du terrain - Location - Consolidation - Construction de routes d'accès  Forage des cavernes - Forage - Tubage - Cimentage - Equipement - Mesures (échométrie) - Appareils de service  Lessivage - Energie nécessaire pour faire circuler la saumure  Assurances et taxes - Primes - Baux - Royalties  Réparations et entretien
2. Aménagement du champ	Projet et prospection Etudes techniques et géologiques préliminaires Forages de reconnaissance Etude de la mécanique des roches  Travaux de construction - Routes - Bâtiments - Installations générales  Systèmes de canalisations - Eau douce/pétrole brut - Saumure/pétrole brut - Electricité  Installations pour la circulation de la saumure - Stations centrale de pompage - Poste de mesure et de régulation - Station de distribution et de contrôle - Centrale pour production propre d'électricité - Bassin de dépôt de la saumure

3. Raccordement du champ

Dépenses de personnel

Assurances et taxes

- Primes

Réparations et entretien

Conduites

- eau douce

- saumure

- pétrole brut

Stations de pompage

- eau douce

- évacuation

- pipeline (relais)

Coût de l'énergie de pompage

Electricité (si le gisement ne dispose pas de centrale propre)

Route d'accès

Installation de télécommande

Assurances et taxes

- primes

- baux

Réparations et entretien

4. Divers

Projet général

Direction des travaux de construction

- surveillance

- comptabilité

Majorations

- risque incorporable dans le calcul des coûts

- frais administratifs

Evaluation générale du coût d'aménagement de champs de cavernes  
dans des gisements de sel gemme en France et en République Fédérale  
d'Allemagne

Pays	F		D			
	Valence	Bresse (dépôt supérieur)	Bunde			
Capacité de stockage	10.10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	20.10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10.10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>			
Unité de caverne	175.10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	225.10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	300.10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>			
Hauteur possible des cavernes	250 m	400 m	700 m			
Diamètre des cavernes	50 m	30 m	30 m			
Nombre de cavernes	57	89	33			
Profondeur maximale des cavernes	1.500 m	1.000 m	1.300 m			
Adduction d'eau douce	20 km	20 km	10 km			
Evacuation de la saumure	225 km	375 km	20 km			
Conduite de pétrole	10 km	10 km	10 km			
Raccordement	SEPL	SEPL	NWO			
Durée des travaux	5 ans	5 ans	5 ans			
<b>A. Coûts d'aménagement 10<sup>6</sup> \$, DM</b>						
<b>1. Excavation des cavernes</b>	\$	DM	\$	DM	\$	DM
.1 Points de forage	1,08	3,41	1,69	5,33	0,89	2,8
Acquisition du terrain						
Consolidation						
.2 Forage des cavernes	19,46	61,50	21,84	69,0	12,53	39,6
Forage						
Tubage						
Cimentage						
Equipement						
Mesures (échométrie)						
Appareils de service					0,47	1,5
.3 Lessivage (Evacuation de la saumure)	1,75	5,53	3,54	11,2	2,06	6,5
Energie nécessaire pour faire circuler la saumure						
.4 Divers	1,12	3,54	1,35	4,26		
Réparations + entretien					1,34	4,24
Imprévus					0,67	2,13
.5 Assurances et taxes	0,47	1,5	0,59	1,86	0,61	1,93
Primes						
Baux						
Royalties						

	\$	DM	\$	DM	\$	DM
.6 Frais généraux	0,38	1,2	0,57	1,8	0,36	1,14
Catégorie des coûts 1	24,27	76,68	29,58	93,45	18,94	59,84

2. Aménagement du champ

.1 Projet et prospection	0,47	1,5	0,66	2,1		
Etudes techniques et géologiques					0,06	0,20
Forages de reconnaissance					0,49	1,55
Etude de la mécanique des roches					0,11	0,35
.2 Travaux de construction	1,04	3,3	1,61	5,1		
Routes du champ					0,82	2,06
Bâtiments					0,60	1,9
Installations générales					0,41	1,3
.3 Système de conduites	2,60	8,2	5,32	16,8		
Eau douce/pétrole					3,99	12,6
Saumure/pétrole						
Electricité					0,32	1,0
.4 Installations de circulation de la saumure	0,99	3,12	1,82	5,75		
Station centrale de pompage					1,30	4,1
Poste de mesure et de régulation					0,76	2,4
Station de distr. et de contrôle					0,70	2,2
Bassin de saumure	0,95	3,0	1,90	6,0	0,06	0,2
Centrale électrique du champ					0,57	1,8
.5 Dépenses du Personnel	1,33	4,2	1,66	5,25	3,64	11,5
.6 Divers	0,36	1,14	0,65	2,04		
Réparations 2 %					0,09	0,27
10 %					0,47	1,47
Imprévus					0,43	1,36
.7 Assurances et taxes	0,17	0,54	0,28	0,9	0,25	0,8
Primes d'assurances						
Baux						
.8 Frais généraux	0,19	0,6	0,28	0,9	0,22	0,7
Catégorie de coûts 2	8,10	25,60	14,19	44,84	15,29	48,30

3. Raccordement du champ

.1 Conduites						
Eau douce	2,18	6,9	3,13	9,9	1,90	6,0
Saumure	38,61	122,0	80,07	253,0	3,80	12,0
Pétrole brut	3,01	9,5	4,43	14,0	2,15	6,8
.2 Stations de pompage						
Eau douce	1,37	4,33	2,43	7,68	0,63	2,0
Evacuation	3,48	11,0	15,41	48,7	0,79	2,5
Relais (pipe-line)					0,63	2,0
Energie de pompage					compris dans le prix de la station	3,64 11,5

	\$	DM	\$	DM	\$	DM
.3 Electricité					0,76	néant, voir 2.4
.4 Route d'accès					0,57	1,8
.5 Installation de télé- commande					1,11	3,5
.6 Divers	2,43	7,68	5,27	16,65		
Réparation 2 %					0,16	0,5
10 %					0,32	1,0
Imprévus					0,76	2,4
.7 Assurances et taxes	1,06	3,36	2,27	7,16	0,40	1,25
Primes						
Baux						
.8 Frais généraux	0,66	2,1	2,28	7,2	0,40	1,25
Catégorie						
des coûts 3	52,81	166,87	115,30	364,29	20,16	63,70

4. Résumé

Catégorie des coûts 1	24,27	76,68	29,58	93,45	18,94	59,84
Catégorie des coûts 2	8,10	25,60	14,19	44,84	15,29	48,30
Catégorie des coûts 3	52,81	166,87	115,30	364,29	20,16	63,70
<b>Total</b>	<b>85,19</b>	<b>269,15</b>	<b>159,07</b>	<b>502,58</b>	<b>54,39</b>	<b>171,84</b>

Intérêts intercalaires % 6.....10			6.....10		6.....10	
Coût d'aménagement en 5 ans %	19,3....34,5		19,3....34,5		19,3....34,5	
Coût du capital 10 <sup>6</sup> DM	50,1	93,0	97,5	174,0	33,3	59,9
\$	15,9	29,43	30,86	55,07	10,54	18,96
Coût d'aménagement DM	319,25	362,15	600,08	676,58	205,14	231,74
\$	101,04	114,62	189,93	214,14	64,93	73,35

B. Coût spécifique DM/m<sup>3</sup>

1. Excavations	\$ 9,11	10,35	5,50	6,28	7,15	7,96
	\$ 2,88	3,28	1,74	1,99	2,26	2,52
2. Aménagement du champ	\$ 3,02	3,45	2,69	3,02	5,80	6,64
	\$ 0,96	1,09	0,85	0,96	1,84	2,10
<b>Total</b>	\$ 12,13	13,80	8,19	9,30	12,95	14,60
	\$ 3,84	4,37	2,59	2,94	4,10	4,62
3. Raccordement du champ	\$ 19,80	22,41	21,81	24,50	7,56	8,57
	\$ 6,27	7,09	6,90	7,75	2,39	2,71
4. <b>Total</b>	\$ 31,93	36,21	30,00	33,80	20,51	23,17
	\$ 10,11	11,46	9,50	10,70	6,49	7,33

Remarques: Les coûts afférents à Valence et Bresse ont été extraits du rapport complémentaire du BEICIP du 12.10.71 et les sommes converties au taux de 100 FF = 60 DM.

Coûts annuels d'exploitation de champs de cavernes dans des gisements de sel gemme (tableau comparatif)

Les coûts suivants s'appliquent pour

un temps de vidange du dépôt de	0,5 a
un temps de remplissage de	2,0 a
un cycle de	5,0 a
un prix du pétrole brut ( $k_{\text{brut}}$ ) de \$ 25,32	DM 80,-
une densité de pétrole brut ( $k_{\text{brut}}$ ) de	0,8 t/m <sup>3</sup>












Pays		F	F	D
Gisements		Valence	Bresse	Bunde
Capacité de stockage	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10.10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	20.10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10.10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
Taux d'intérêt (p)	%	6.....0	6.....10	6.....10
Valeur du champ	10 <sup>6</sup> DM 10 <sup>6</sup> \$	319,30...362,20 101,06...114,64	600,10..676,60 189,93..214,14	205,10..231,70 64,91.. 73,33
Annuité sur 20 ans	%	8,7...11,7	8,7...11,7	8,7...11,7
Service du capital	10 <sup>6</sup> DM 10 <sup>6</sup> \$	27,80...42,30 8,80...13,39	52,30...79,00 16,55...25,00	17,90..27,10 5,67...8,58

Coûts d'entretien

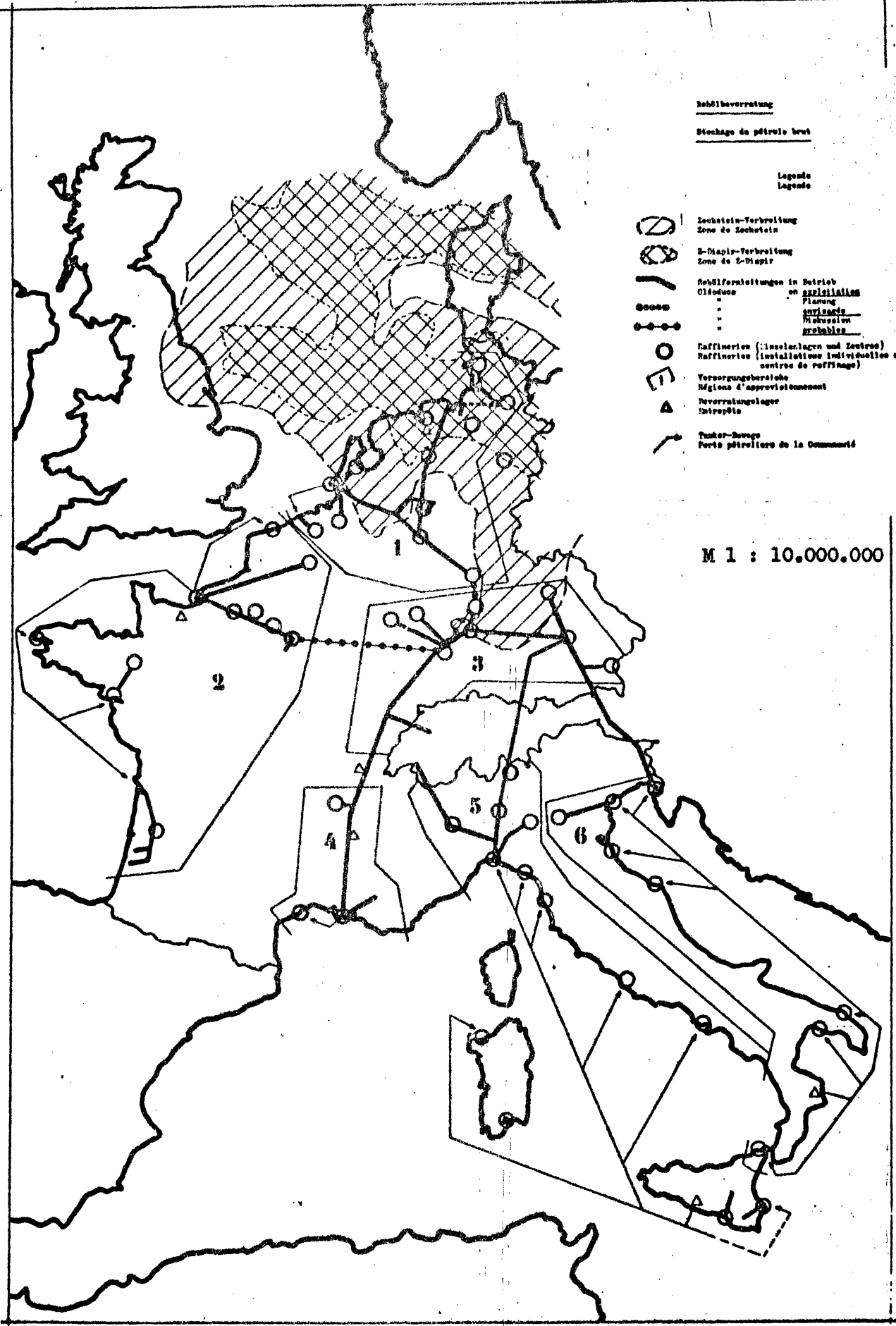
Personnel	10 <sup>6</sup> \$ <sup>7</sup>	10 <sup>6</sup> DM	10 <sup>6</sup> \$ <sup>10</sup>	10 <sup>6</sup> DM	10 <sup>6</sup> \$ <sup>5</sup>	10 <sup>6</sup> DM
Dépenses de personnel	0,06	0,18	0,08	0,24	0,06	0,2
Rotation du pétrole brut	0,30	0,96	0,55	1,74	0,76	2,4
Réparation et entretien	0,59	1,86	1,14	3,60	1,17	3,7
Divers et imprévus	0,21	0,66	0,27	0,84	0,41(4%)	1,3
Assurances et taxes	0,34	1,07	0,63	1,98	0,35	1,1
Divers (15 % du coût d'entretien)	0,23	0,72	0,40	1,26	0,41	1,3
Total	10 <sup>6</sup> DM 10 <sup>6</sup> \$	33,30...47,80 10,54...15,13	62,00..88,70 19,62..28,07	28,00..37,10 8,86..11,74		
Coût spécifique	DM/m <sup>3</sup> .a \$/m <sup>3</sup> .a	3,30....4,80 1,04....1,52	3,10...4,40 0,98...1,39	2,80...3,70 0,89...1,17		
+ intérêts s/pétrole brut (=k <sub>Roh</sub> · k <sub>Roh</sub> · p)	\$	3,80....6,40 1,20....2,03	3,80...6,40 1,20...2,03	3,80...6,40 1,20...2,03		
Coût annuel	DM/m <sup>3</sup> .a \$/m <sup>3</sup> .a	7,10...11,20 2,25....3,54	6,90..10,80 2,18...3,42	6,60..10,10 2,09...3,20		



Leblibverratung  
 Stockage de pétrole brut  
 Legende  
 Legende

-  Zechstein-Verbreitung  
Zone de Zechstein
-  E-Diapir-Verbreitung  
Zone de E-Diapir
-  Refinerieanlagen in Betrieb  
Oleoducs en exploitation
-  " " Planung
-  " " entzweit
-  " " Rekonstruktion
-  " " probable
-  Raffinerien (Lageranlagen und Zentren)  
Raffineries (installations individuelles et centres de raffinage)
-  Versorgungsgebiete  
Régions d'approvisionnement
-  Depottierungslager  
Entrepôts
-  Tanker-Schwärme  
Flottes pétrolières de la Communauté

M 1 : 10.000.000





## 2.0 ZONE D'APPROVISIONNEMENT "ATLANTIQUE"

Dépôt : May sur Orne

Réserve obligatoire 10<sup>6</sup>t

1971	1971
25 j.	3,18
90 j.	11,70
	20,30

GROUPE	NOMS	RAFFINERIES RACCORDEES				DEBIT DE POMPAGE OBLIGATOIRE 90 J.		OLEODUCS DISPONIBLES	
		Capacité 10 <sup>6</sup> t/a		1980	1971	1981	Noms	Ø Calibre	Débit maximum actuel 10 <sup>6</sup> t/a
		indiv.	totale						
2.1 Le Havre	Gonfreville Pt. Jérôme Gravechon Pt Couronne Vernon Grandpuit Cargenville Porcheville Valencienne	14,3 7,2 3,6 9,2 3,0 3,6 3,6 3,5	34,3 10,2 3,5	24,4 12,3 6,1 15,7 17,4 6,0	.. .. .. ..	.. .. .. ..	Le Havre Gonvrevil. Port Jér. Gravechon	16 34 26 16 10 14 14 - 16 20 12	12,0 8,0 4,0 9,0
Total groupe Le Havre		48,0	48,0	82,0	35,5	60,6			
2.2 Dunkerque	Dunkerque		5,5	9,4	..	..			
2.3 Donges	Rennes (Vern.) Donges	1,4 4,7	6,1	(2,56) 10,4	.. ..	..	Donges- Vern.	12	4,2
2.4 Verdon	Pauliac Ambès Bordeaux	4,0 2,0 2,8	8,8	15,0	.. ..	..	Cazaux- Gauchos Guagnot- Bergaulen	12	5,5
Total groupes 2.2 .... 2.4			20,4	34,8	15,0	25,7			
ZONE 2.0			68,4	116,8	50,5	86,3			

3.0 ZONE D'APPROVISIONNEMENT "CENTRE"

Réserve obligatoire 10<sup>6</sup>t

68

Dépôt : Bresse

	1971	1981
25 j.	2,98	5,22
90 j.	10,48	18,96

GROUPE	RAFFINERIES RACCORDEES				DEBIT DE POMPAGE OBLIGATOIRE 90 J. 10 <sup>6</sup> t/a		OLEODUCS DISPONIBLES	
	NOMS	Capacité 10 <sup>6</sup> t/a		1971	1981	Noms	Ø Calibre	Débit maximum actuel 10 <sup>6</sup> t/a
		indiv.	totale					
3.1 Lavera	Réchstett	3,7	12,1	..	..			
	Herrlisheim	4,4	..	..	..			
	Metz	4,0	..	..	..			
	Klarenthal	2,3	(6,73)	..	..	SEPL	34	35
	Woerth	3,5	(3,93)	..	..			
	Mannheim	3,6	..	..	..			
Spire	2,3	..	..	..				
Karlsruhe	15,7	..	..	..				
Total groupe ouest		39,5	62,0	29,2	50,1	SEPL 1 (SEPL 2)	34 (40)	35 (60)
3.2 Gènes-Trieste	Ingolstadt	19,8	..	..	..	CEL		8
	Eggolsheim	1,5	..	..	..	TAL		79
	Burghausen	3,0	..	..	..	RDO	26	11
	Vohburg Neustadt							
Total groupe est		24,3	38,0	18,0	30,7	RDO	26	20
Zone 3.0		63,8	100,0	47,2	80,8			



5.0 ZONE D'APPROVISIONNEMENT "TYRRHENIENNE"

Dépôt : Enna (Siz.)

Réserve obligatoire 10<sup>6</sup>t

	1971	1981
25 j.	16,65	8,32
90 j.	16,70	30,04

GROUPE	NOMS	RAFFINERIES RACCORDEES			DEBIT DE POMPAGE OBLIGATOIRE 90 J.		OLEODUCS DISPONIBLES	
		Capacité 10 <sup>6</sup> t/an		1971	1981	Noms	Calibre	Débit maximum actuel 10 <sup>6</sup> t/a
		indiv.	totale	10 <sup>6</sup> t/a	% zone			
5.1 Gênes	Milan Rho Lacchiarella Ferrera E Volpiano Cremona Valmadrena Gênes Busala	5,1 3,8 2,5 5,0 4,0 4,7 0,5 8,2 1,5			1971	1981		
Total groupe Gênes		35,3	35,3	35	26,1	44,6		
5.2 Savona	Treccate	7,3						
5.3 La Spezia	La Spezia	5,5						
5.4 Livourne	Livourne	4,6						
5.5 Rome		4,3						
5.6 Naples		5,8						
5.7 Augusta		10,8						
5.8 Gela		3,8						
5.9 Priola		9,0						
5.10 Sardaigne		14,5						
Total groupe 5.2 ... 5.10		65,6	65,6	65	48,5	83,1		
Zone 5.0		100,9	100,9	100,0	74,6	127,7		
					117,10			
					172,4			

## 6.0 ZONE D'APPROVISIONNEMENT "ADRIATIQUE - ITALIE ORIENTALE

Dépôt : Crotone

RésERVE OBLIGATOIRE 10<sup>6</sup> t

	1971	1981
25 j.	1,69	3,20
90 j.	6,46	11,72

GROUPE	RAFFINERIES RACCORDEES				DEBIT DE POMPAGE OBLIGATOIRE 90 J. 10 <sup>6</sup> t/a		OLEODUCS DISPONIBLES	
	NOMS	Capacité 10 <sup>6</sup> t/an		1971	1981	Noms	Ø calibre	Débit maximum actuel 10 <sup>6</sup> t/a
		indiv.	totale					
6.1 Trieste			3,1					
6.2 Pto. Marghera	5,3	6,8		5,03	8,6		10	2,0
6.3 Ravenna	1,5							
6.4 Falconara		8,3						
6.5 Bari		2,8						
6.6 Tarante		4,5						
6.7 Milazzo (Sic)		4,0						
		10,0						
Zone 6.0		39,5		29,2	50,0			
				67,5				

Input

Brut  
Raff. + pertes  
Net

e: 7535  
i: 99611  
Pétrole brut

Autres sources

Prod. Importés

Scorie

8652

107146

490

31002

138638

- 8652

98494

490

31002

129986

Output

Essence à moteur  
Gaz/Diesel  
Fuel  
Divers

13086

248

2568

15902

38482

22

19488

58992

28863

1

3566

32430

17063

219

5380

22662

98494

490

31002

129986

Σ - Produits

129986

Consommation

Essence à moteur  
Gaz/Diesel  
Fuel  
Divers

Intérieure

Scories

Exportations

Différence

16327

—

—

901

-1326

15902

55450

—

1846

1644

+1052

58992

26589

—

2882

2817

+ 142

32430

—

17805

44

3333

+1480

22662

Σ

98366

17805

3772

8695

+1348

129986

Base de réserve

Produits  
Raffinerie + pertes

90366

8652

107018

Bilan des huiles minérales en 10<sup>6</sup> t.

Allemagne

1970

Σ



Input

Brut  
Raff. + pertes  
Net

6900

e: 2309  
i: 100171  
Pétrole brut

102480

95580

Autres sources

876

876

Prod. Importés

6355

6355

Somme

100711

- 6900

102811

Output

Essence à moteur  
Gaz/Diesel  
Fuel  
Divers

Σ

16133

39733

27501

12213

95580

306

1

59

510

876

460

3492

737

1666

6355

16899

43226

28297

14389

102811

Σ - Produits

102811

Consommation

Essence à moteur  
Gaz/Diesel  
Fuel  
Divers

Σ

Intérieure

Pilicht andere

13825

36741

21088

—

71654

—

—

—

11022

11022

Soutes

—

660

3226

21

3907

Exportations

1937

3049

2602

3142

10730

Différence

1137

2776

1381

204

5498

16899

43226

28297

14389

102811

Base de réserve

Produits  
Raffinerie + pertes

Σ

71654

6900

78554

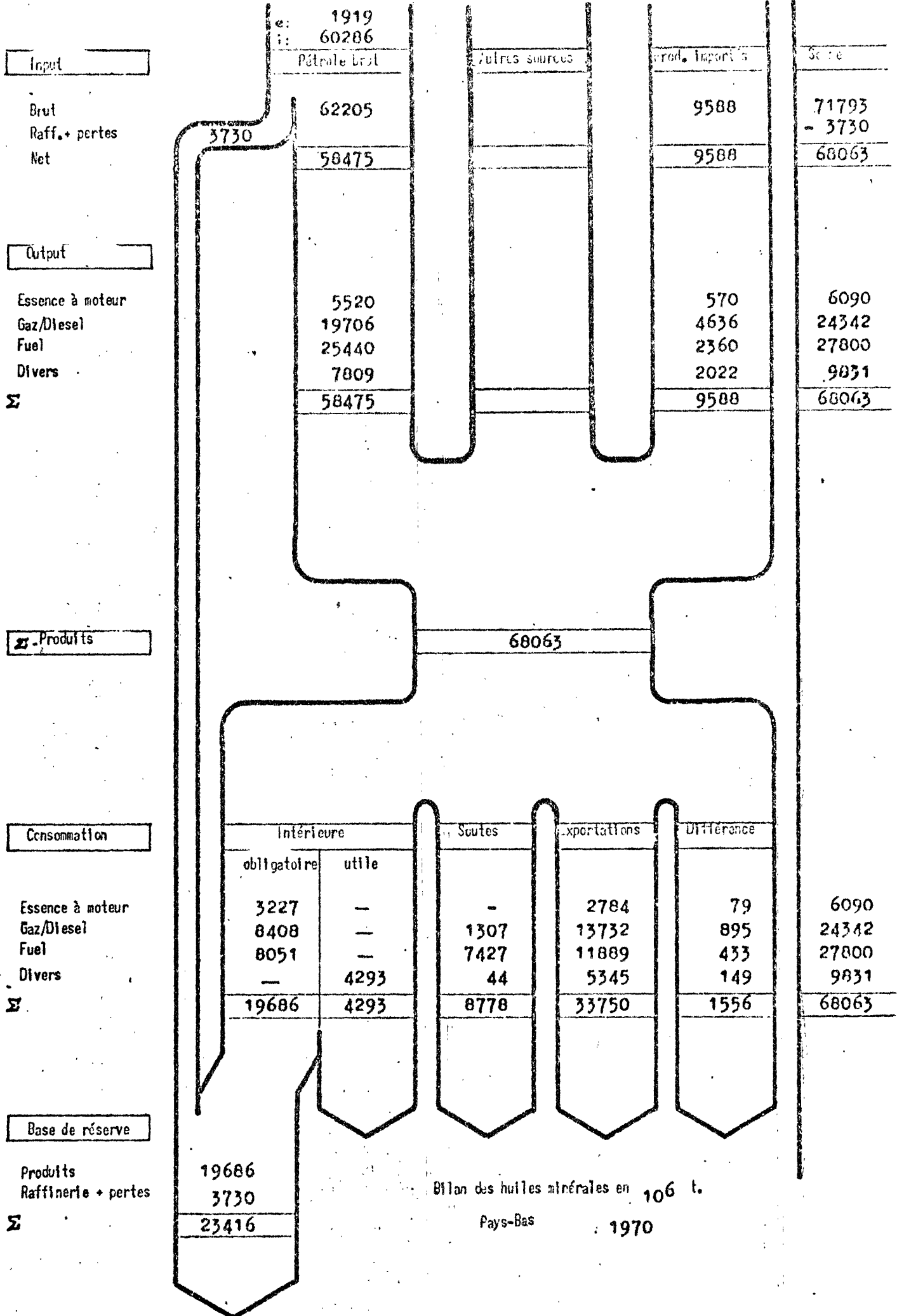
Bilan des huiles minérales en 106 to

France

1970

Input		e: 3659,5 i: 114169,0				
		Pétrole brut	Autres sources	Prod. importés	Somme	
Brut		117828,5		3179	121007,5	
Raff. + pertes	5677,5				- 5677,5	
Net		112151,0		3179	115330,0	
<b>Output</b>						
Essence à moteur		13211,0		9	13220,0	
Gaz/Diesel		20399,0		319	20718,0	
Fuel		54007,0		1780	55787,0	
Divers		15934,0		1061	17000,0	
$\Sigma$		112151,0		3179	115330,0	
<b><math>\Sigma</math> Produits</b>			115330			
<b>Consommation</b>						
		Intérieure		Scutes	Exportations	Différence
		obligatoire	utila			
Essence à moteur		9519	—	—	2976,6	724,4
Gaz/Diesel		15555	—	750	12393,4	19,6
Fuel		39662	—	6100	9373,0	1262,0
Divers		—	12147	42	4104,5	701,5
$\Sigma$		64736	12147	6892	28847,5	2707,5
<b>Base de réserve</b>						
Produits	64736,0					
Raffinerie + pertes	5677,5					
$\Sigma$	70413,5					

Bilan des huiles minérales en 10<sup>6</sup> t.  
Italie 1970



Bilan des huiles minérales en 106 t.

Pays-Bas 1970

## Input

Brut  
Raff. + pertes  
Net

e:  
i: 29064

Pétrole brut

Autres sources

Prod. importés

Somme

1623

29064

6089

35953

20241

6089

-1623

34330

## Output

Essence à moteur  
Gaz/Diesel  
Fuel  
Divers

3929

443

4372

10269

1917

12186

11261

2306

13567

2702

1423

4205

Σ

28241

6089

34330

## Σ - Produits

34330

## Consommation

Essence à moteur  
Gaz/Diesel  
Fuel  
Divers

Intérieure

Routes

Exportations

Différence

obligatoire

utile

2410

—

—

2020

- 58

4372

8187

—

448

3565

- 14

12186

8848

—

2224

2174

+ 321

13567

—

2849

16

1330

+ 10

4205

Σ

19445

2849

2688

9089

+ 259

34330

## Base de réserve

Produits  
Raffinerie + pertes

19445

1623

21068

Bilan des huiles minérales en 10<sup>6</sup> t.

Belgique 1970

Σ

**Input**

Brut  
Raff. + pertes  
Net

**Output**

Essence à moteur  
Gaz/Diesel  
Fuel  
Divers  
Σ

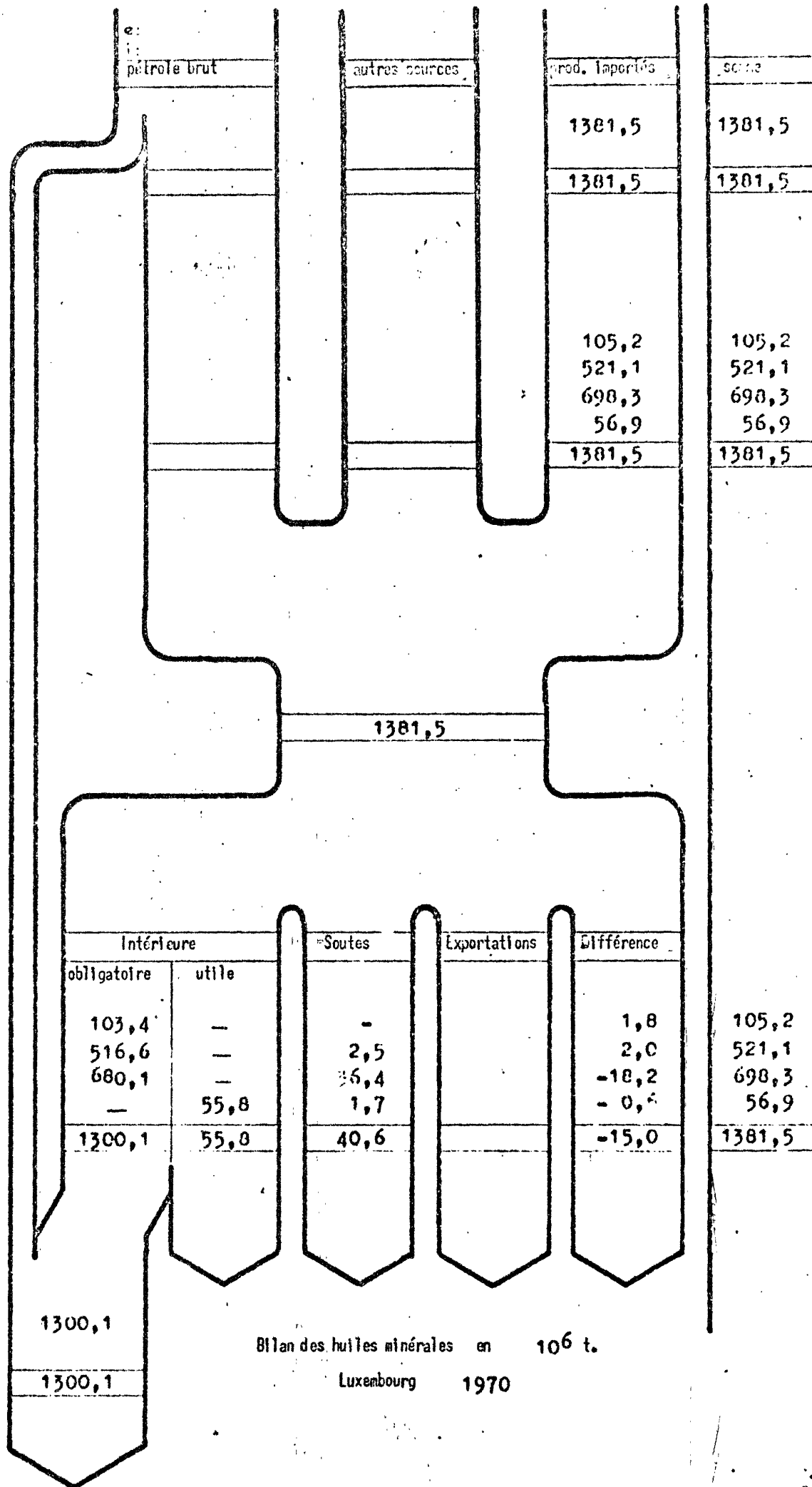
**Σ - Produits**

**Consommation**

Essence à moteur  
Gaz/Diesel  
Fuel  
Divers  
Σ

**Base de réserve**

Produits  
Raffinerie + pertes  
Σ



Bilan des huiles minérales en 10<sup>6</sup> t.

Luxembourg 1970

-71-

INPUT ET OUTPUT D'UNE RAFFINERIE		Produits	%	Auto-consommation + Pertes	Gaz liquide	Essence à moteur		Ess. spéciale +	Pétrole lampent	Gazole			Kazout
103 to a-1						normale	super			Diesel	Industrie	Marine	
Pétrole brut 1.050		Gaz	1.4	X									
Colonne de distillation		C3	0.3		X								
6		C4	2.1		X								
8		Essence légère	5.5			X	X						
14		Essence de densité moyenne	6.0			X	X						
58		Essence de réformation obtenue par le procédé Platforming	9.7			X	X						
184		Essence lourde	4.0					X	X				
121		Gazole léger	13.0							X	X		
101		Gazole lourd	16.0							X	X		
42		Késidu	42.0	X									
137													
168													
441													

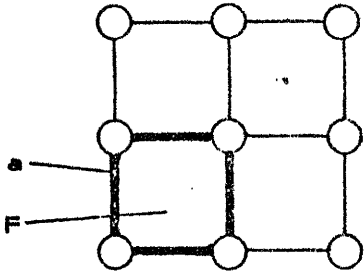
d'après Mod. Petr. Techn. 1p. (1962) p.242

DISPOSITION DES CAVERNES DANS LES CHAMPS (schéma)

$a =$  distance minimale de caverne à caverne

$F =$  surface unitaire du champs (spacing)

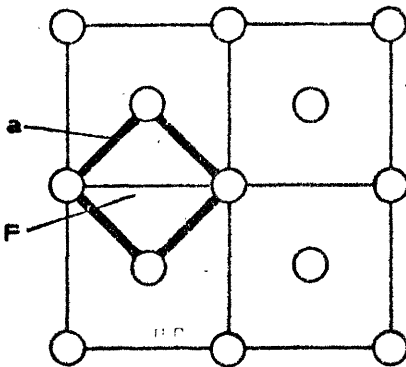
4 - Disposition en 4 points



$a =$  côté d'un carré

$$F = a^2$$

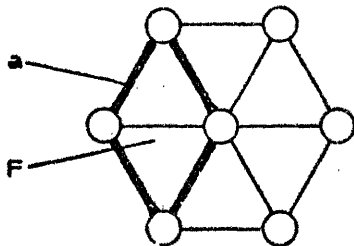
5 - Disposition en 5 points



$a =$  côté d'un "losange rectangle"

$$F = a^2$$

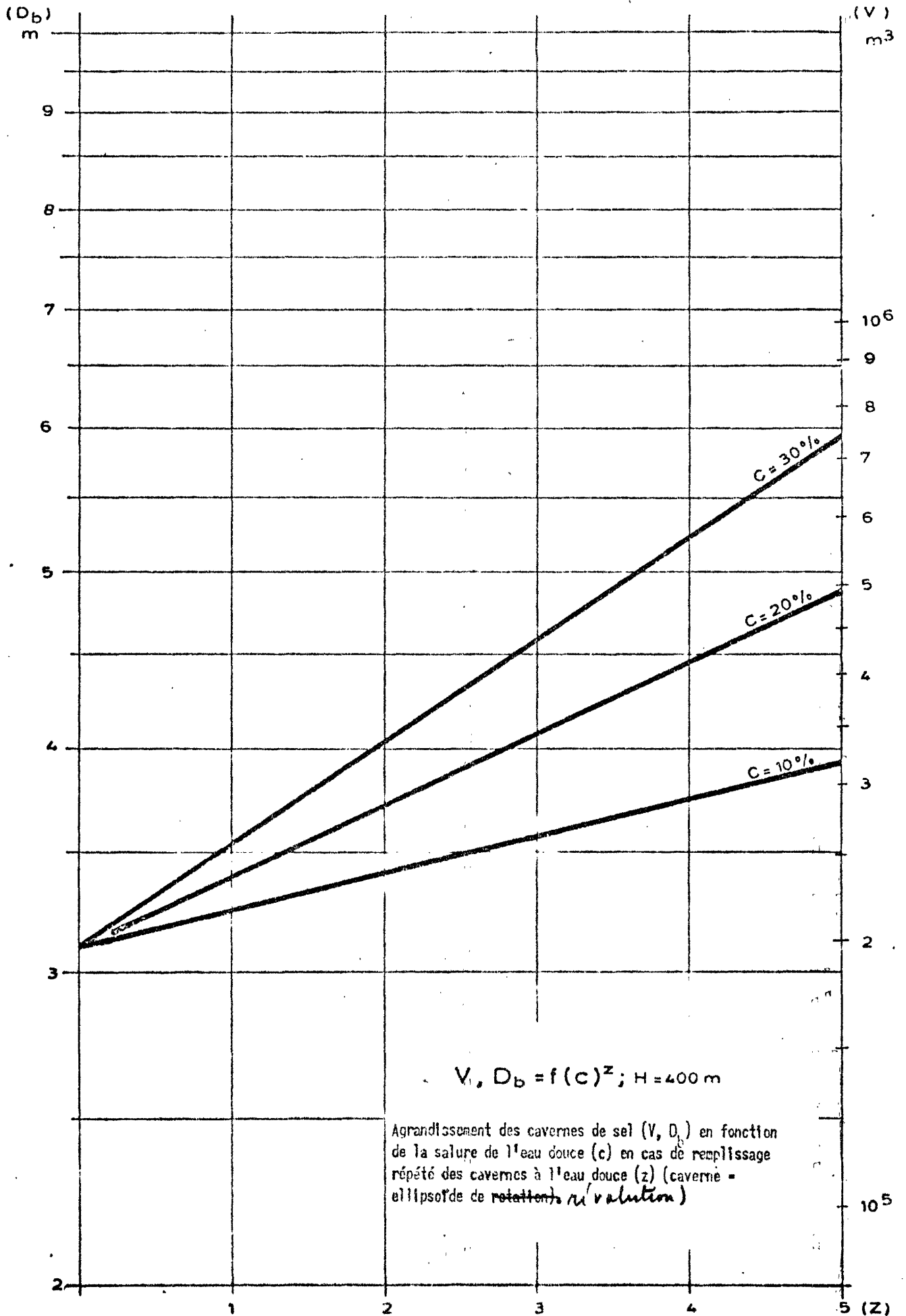
7 - Disposition en 7 points



$a =$  côté d'un losange ayant un angle de  $60^\circ$

$$F = \frac{a^2}{2} \sqrt{3}$$

Les dispositions en 4 et 5 points sont identiques. Seule la direction de visée diffère.

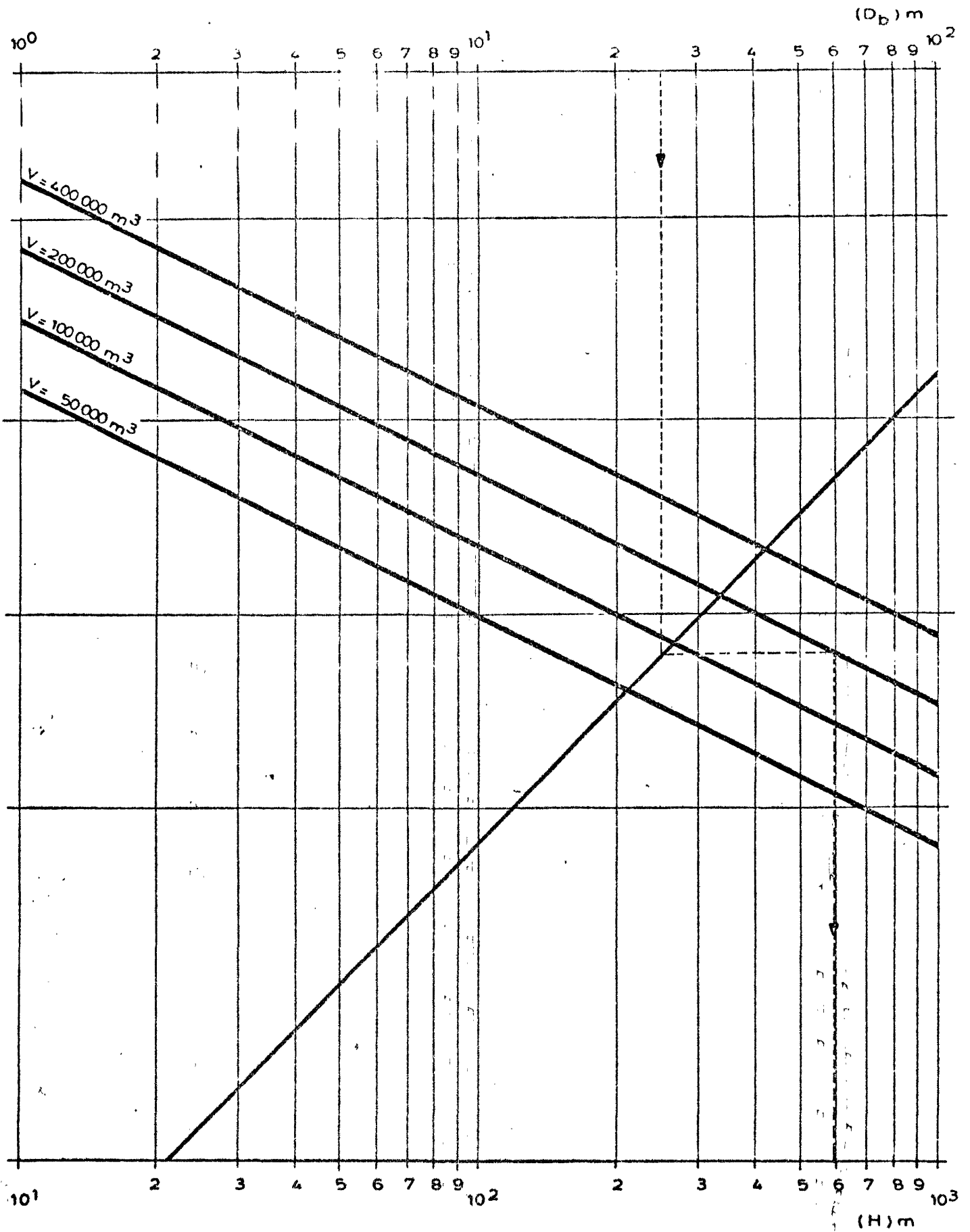




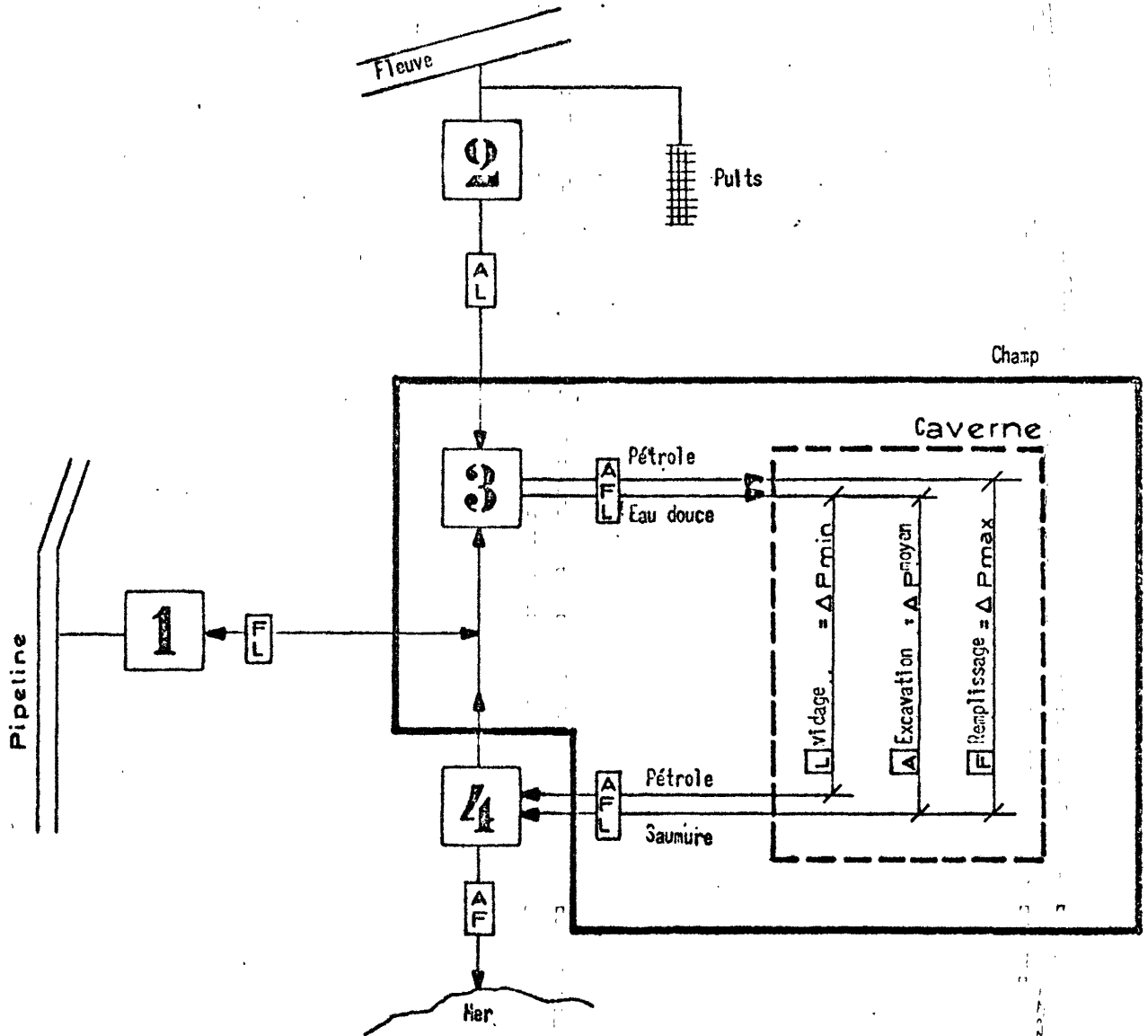
DIMENSIONS DES CAVERNES

$$V = \frac{\pi}{6} D_b^2 \cdot H \cdot C_{cavemo}$$

ellipsoïde de révolution de hauteur



SCHEMA D'UN CHAMP DE CAVERNES

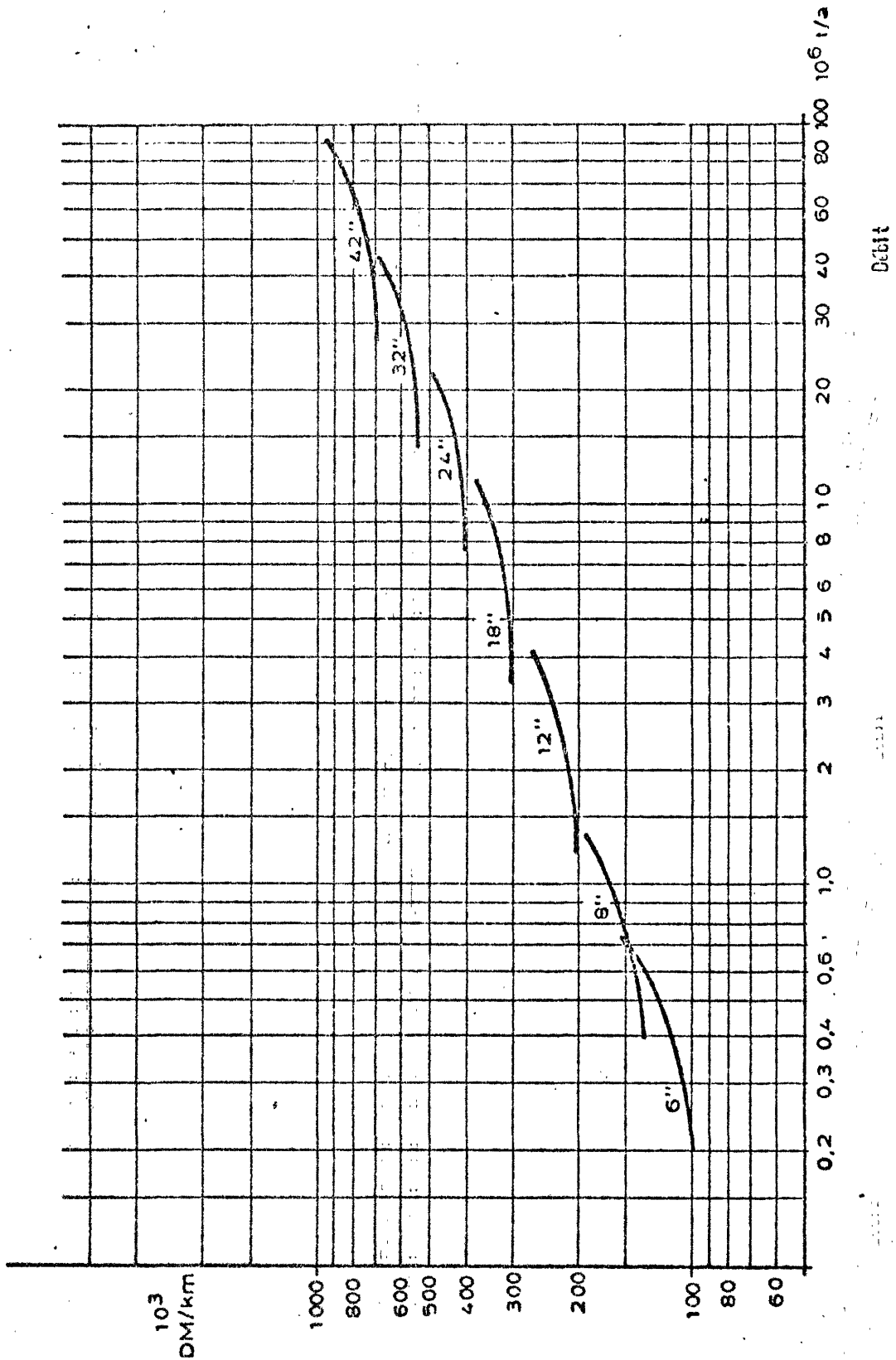


Stations de pompage

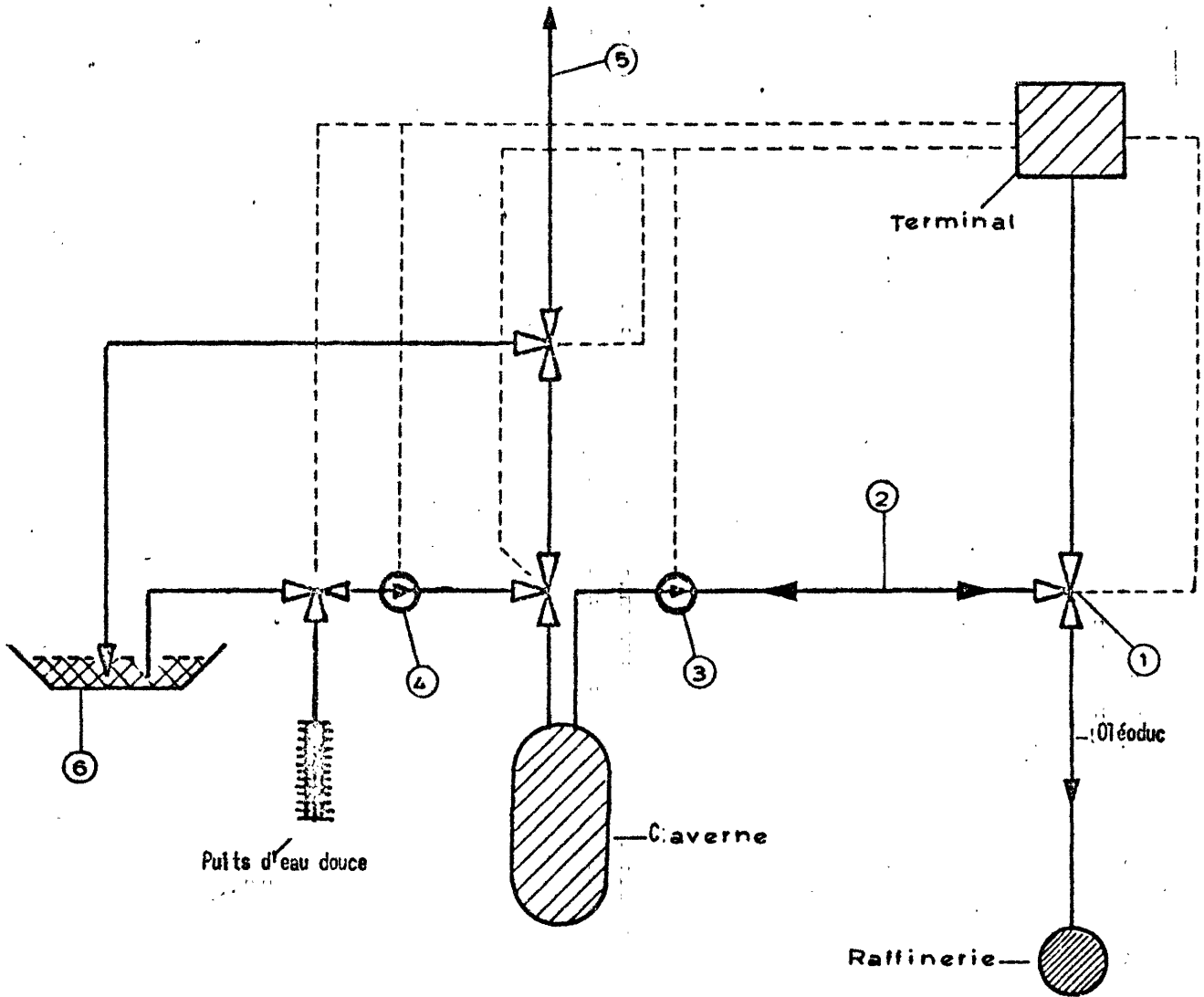
Nr.	Désignation	Situation	Tâches
1	Station de relais	au pipe-line	a) Pétrole vers le champ b) Pétrole dans le pipe-line
2	Stations d'eau douce	près du fleuve ou du puits	a) Eau douce vers le champ
3	Station centrale	dans le champ	a) Lessivage des cavernes, b) Remplissage des cavernes, c) Vidage des cavernes
4	Station d'évacuation	sur le champ	a) Pétrole vers le pipe-line b) Saumure vers la mer

*grande*  
CANALISATIONS DE TRANSPORT A LONGUE DISTANCE DE PETROLE BRUT

Frais d'installation (y compris stations de relais) en fonction du débit

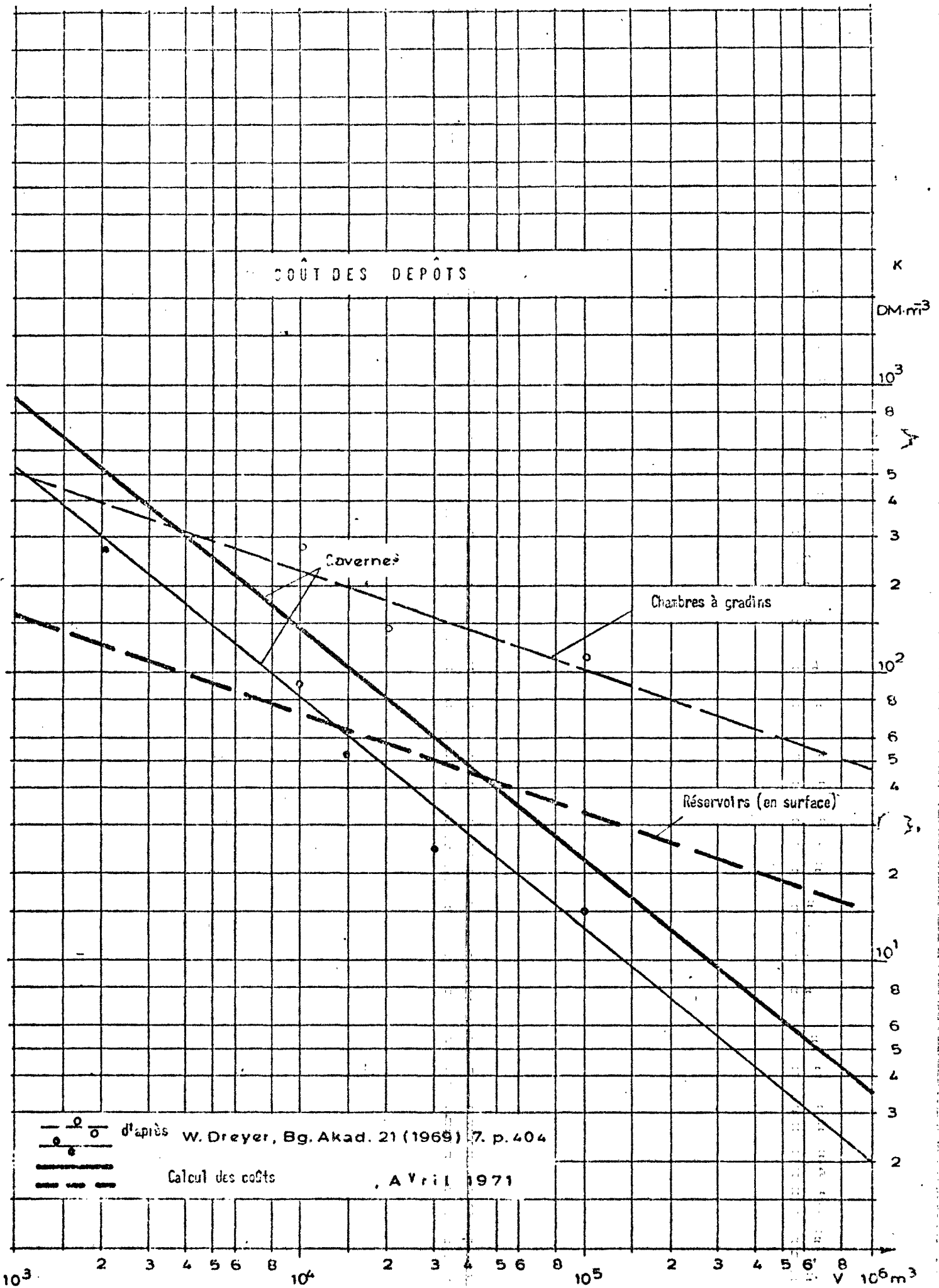


RACCORDEMENT D'UN DEPOT A UN PIPE-LINE.



- ① Point de branchement et d'alimentation de la caverne.
- ② Conduite de raccordement du pétrole brut (aller et retour)
- ③ Pompe de pétrole brut (pour alimentation, pompe de relais)
- ④ Pompe à eau (opération de lessivage)
- ⑤ Evacuation de la saumure (Mer, fleuve, enfouissage)
- ⑥ Bassin de saumure.

### COÛT DES DÉPÔTS



—○— d'après W. Dreyer, Bg. Akad. 21 (1969) 7. p. 404

—●— Calcul des coûts, Avril 1971

DEPOTS SOUTERRAINS DE PETROLE EXISTANTS OU PREVUSI. République fédérale d'Allemagne

	Existants		Prévus	
	Capacité 106 m3	Remplissage à partir de	Capacité 106 m3	Remplissage à partir de
Rüstringen NWKG Sel	2	1970/71	3,85	1974/75
Lesum Mobil "	0,15	1971	0,7	1973/74
Sottorf Shell "	1,2	1970		
Blexen Wiag "			2,4	1975/76
Carlsglück Wiag "			0,6	1973/74
IVG R.F.Allemagne sel			12,0	1975/76
	3,35		19,55	
<u>II. France</u>				
Manosque Sel	5,0	1970/71	5,0	1975
Calvadoz Mineral			5,0	1974
Valence Sel				
	5,0		10,0	
<u>III. Autres (Italie, Pays-Bas, Belgique, Luxembourg)</u>				
	-		-	
C.E.E.	8,35		29,55	
			<u>+8,35</u>	
			37,90	

EXPLICATION DES SYMBOLES

Symboles	Unités de mesure	Signification des notations ou des symboles	Abréviations
a	année	Pente de la courbe (des coûts) Part des produits soumis au stockage obligatoire dans la consommation interne	
A		Facteur de comparaison	
ata	pression absolue	Augmentation de volume (sous l'effet de la chaleur)	
b		Charge de construction Petit rayon d'une ellipse	
B			Belgique
BEICIP			Bureau d'études industrielles et de coopération de l'Institut Français du Pétrole
$c_{NaCl}$		Concentration moyenne en sel (de la saumure évacuée lors du lessivage de la caverne)	
C		Capacité de la station	
j	jour		
$d_s$		Mesure du pilier de sécurité	
$d_{Cav}$		Grand diamètre de la caverne	
dtw	Deadweight tons		
D			République Fédérale d'Allemagne
$D_b$		Petit diamètre d'une caverne sphéroïde	
$D_{cav}$		Diamètre d'une unité de caverne	
Dpfg			Pfennig
$\Delta p$		Différence de pression pression différentielle	
C.E.E.			Communauté Economique Européenne
$\eta_{IN}$		Facteur de traitement (rapporté à l'output de la raffinerie)	
$\eta_{RAFF}$		Facteur de rendement de la raffinerie (rapporté à l'input brut)	

Symboles	Unités de mesure	Signification des notations ou des symboles	Abréviations
f		Fonction de	
f <sub>o</sub>		Facteur d'accessibilité (d'un champ de cavernes donné)	
f <sub>u</sub>		Facteur d'utilisation (d'une formation cavernable)	
F			France
F <sub>champ</sub>		Superficie d'un champ de cavernes	
F <sub>cav</sub>		Superficie nécessaire d'une unité de caverne	
G <sub>prop</sub>		Production propre des pays de la C.E.E.	
G <sub>int</sub>		Consommation interne des pays de la C.E.E.	
G <sub>prod</sub>		Produits soumis au stockage obligatoire	
G <sub>brut</sub>		Equivalent en pétrole brut de G <sub>prod</sub>	
		Poids spécifique	
terrain		Poids spécifique du terrain de recouvrement	
stock		Poids spécifique du pétrole brut dans les réservoirs souterrains	
Nall		Poids spécifique du sel gemme	
pétrole		Poids spécifique du pétrole brut au jour	
brut		Densité spéc. moyenne de l'huile minérale importée	
prod		Densité spéc. moyenne des produits soumis au stockage obligatoire	
S		Densité spécifique de la saumure saturée	
h	Heure		
H		Hauteur, puissance	Axe d'un corps en rotation
IFP			Institut Français du Pétrole
I			Italie
km	10 <sup>3</sup> m		
km <sup>2</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>2</sup>		
kp.cm <sup>-2</sup>	10 m colonne d'eau		



Symboles	Unités de mesure	Signification des notations ou des symboles	Abréviations
$K_{\text{spec}}$		Coût spécifique de construction (des réservoirs de stockage)	
$K$		Coût de construction	
$K'$		Coût de préfinancement	
$K'_{\text{brut}}$		Coût de préfinancement du stockage du pétrole brut	
$K_B$		Coût de la construction d'un ouvrage	
$K_{\text{champ}}$		Coût de la construction d'un champ de cavernes	
$K_n$		Coût global (actualisé) d'une installation	
$K_o$		Coût de la construction d'un réservoir de $1 \text{ m}^3$	
$K_p$		Coût de la construction d'un pipeline	
Ltr	Litre		
L		Longueur	Soutirage
Lux			Luxembourg
m		Mètre	
Mio	$10^6$		
n		Nombre (d'unités)	
NDO			Oléoduc de l'Allema- gne du Nord
NE			Nord-est
NL			Pays-Bas
NNE			Nord-Nord-Est
NW			Nord-Ouest
NWO			Oléoduc de l'Allemagne du Nord-Ouest
OCDE			Organisation de coo- pération et de déve- loppement économique
OPEC			Oil Producing and Exporting Countries

Symboles	Unités de mesure	Signification des notations ou des symboles	Abréviations
P		Pression	
$P_{frac}$		Pression frac admissible	
$P_{i, moyenne}$		Pression moyenne (idéale) dans une caverne	
$P_k$		Pression admissible au niveau de la tête de sondage d'une caverne	
$P_L$		Pression admissible au mur d'une caverne	
$P_o$		Pression d'une colonne de pétrole	
$P_w$		Pression d'une collone d'eau	
q		Facteur d'escompte (annuel)	
$Q_A$		Débit de pompage pendant l' excavation d'une caverne	
$Q_F$		Débit de pompage pendant le remplissage	
$Q_L$		Débit de pompage pendant le soutirage	
$Q_{lim}$		Occupation maximale d'un pipe- line (auquel est relié un dépôt)	
$Q_p$ (pipeline)		Capacité d'une conduite	
$Q_{prod}$		Produits soumis au stockage obligatoire	
$Q_{brut}$		Equivalent en pétrole brut de $Q_{prod}$	
r		Coût annuel	
RRP			Pipeline Rhin-Rhur
s		Epaisseur du pilier	
$s_{pipeline}$		Distance d'un champ de cavernes du pipeline	
$s_{terminal}$		Distance d'un champ de cavernes du port pétrolier	
S		Epaisseur (puissance) du stot de protection	

Symboles	Unités de mesure	Signification des notations ou des symboles	Abréviations
SEPL			Pipeline de l'Europe du Sud
SSW			Sud-Sud-Ouest
SW			Sud-Ouest
$\Sigma$		Somme	
t	Tonne	Température	
tkm	Tonnes-kilomètres		
T		Profondeur Délai	
$T_A$		Délai (disponible) pour l'excava- tion d'une caverne	
$T_F$		Délai (disponible) pour le remplissage	
$T_H$		Profondeur du toit	
$T_L$		Profondeur du mur Délai (disponible) pour vider une caverne Durée nette des opérations d'ex- cavation d'une caverne Durée nette des opérations de remplissage Durée nette des opérations de soutirage	
V		Volume, taille, capacité	
$V_B$		Volume projeté d'une unité	
$F_{\text{champ}}$		Capacité demandée d'un champ de cavernes	
w		Vitesse de déformation	
$\phi$			Diamètre