

MINISTÈRE DE L'INDUSTRIE ET DE LA RECHERCHE

BUREAU DE RECHERCHES GÉOLOGIQUES ET MINIÈRES

SERVICE GÉOLOGIQUE NATIONAL

B.P. 6009 – 45018 Orléans Cédex – Tél.: (38) 63.00.12

LE STOCKAGE SOUTERRAIN

ÉTUDE DOCUMENTAIRE

par

A. LALLEMAND-BARRES

avec la collaboration de J. ROJAS



**Département géologie de l'aménagement
Hydrogéologie**

B.P. 6009 – 45018 Orléans Cédex – Tél.: (38) 66.06.60

75 SGN 097 AME

Février 1975

RESUME

Le stockage souterrain est l'emmagasinement de fluides utiles (gaz, hydrocarbures) dans le sous-sol, dans des cavités artificielles ou naturelles, soit dans des couches géologiques poreuses, aquifères en général, où dont la perméabilité peut être accrue. Le stockage souterrain d'hydrocarbures s'est beaucoup développé depuis quelques années, et se développera à l'avenir. L'administration tutrice du sous-sol sera donc appelée à prendre des décisions réglementaires dans un souci de planification rationnelle de l'occupation du sous-sol.

L'objectif de la présente étude est de dégager les conditions géologiques, hydrogéologiques exigées dans chaque type de stockage. On a envisagé successivement les stockages en milieu poreux et les stockages en cavités.

Pour chaque type de stockage on a décrit le principe général, les conditions requises, les considérations théoriques, le fonctionnement et les problèmes de contrôle et d'environnement. Les principaux stockages français se font en structure aquifère : c'est le cas de Lussagnet, Beynes, St Illiers, Chemery et Velaine. En ce qui concerne le stockage en cavité, citons May-sur-Orne, Lavera, et pour le stockage en mine de sel : Tersanne et Manosque.

Cette étude entre dans le cadre des travaux propres du Département Géologie de l'Aménagement.

SOMMAIRE

	Pages
RESUME	
INTRODUCTION	1
1 - STOCKAGE EN MILIEU POREUX	3
1.1. - HISTORIQUE : Stockage en couches pétrolières épuisées .	3
1.2. - STOCKAGE EN AQUIFERES	3
1.2.1. Principe général	3
1.2.2. Conditions requises	3
1.2.3. Considérations théoriques	5
1.2.4. Réalisation des puits et exploitation du stockage	10
1.2.5. Détection et contrôle du déplacement du gaz	12
2 - STOCKAGE EN CAVITES	14
2.1. - PRINCIPE GENERAL	14
2.2. - STOCKAGE EN CAVITE MINEE OU ANCIENNE MINE	14
2.2.1. Conditions requises	14
2.2.2. Considérations théoriques	14
2.2.3. Réalisation et fonctionnement	17
2.3. - STOCKAGE CRYOGENIQUE	21
2.3.1. Principe	21
2.4. - STOCKAGE EN CAVITES NUCLEAIRES	23
2.5. - STOCKAGE EN CAVITES REALISEES DANS LE SEL	23
2.5.1. Principe général	23
2.5.2. Conditions requises	23
2.5.3. Technique de réalisation et fonctionnement	24
2.5.4. Evacuation des saumures	27
2.5.5. Contrôle et environnement	28
CONCLUSION	33
BIBLIOGRAPHIE	34

INTRODUCTION

Le stockage souterrain est l'emmagasinement de fluides utiles (gaz, hydrocarbures) dans le sous-sol, soit dans des cavités artificielles ou naturelles, soit dans des couches géologiques poreuses, aquifères en général, ou dont la perméabilité peut être artificiellement accrue (fracturation hydraulique).

Le stockage souterrain d'hydrocarbures liquides et gazeux, s'est beaucoup développé depuis quelques années, ceci en raison, d'une consommation périodique croissante, d'un encombrement important du sol, et de la nécessité pour nos pays d'importer leur énergie.

En 1971 les stockages existants se répartissaient de la manière suivante :

Type de stockage.	E.U		URSS		Canada		France		All.Ouest		All. Est	
	nombre	%	nombre	%	nombre	%	nombre	%	nombre	%	nombre	%
Gisements de gaz	255	80	6	43	10	83	1	15	3	37	1	50
Gisements de gaz Condensats	14	4	-		2	17	-		-			
Gisements d'huile (hydrocarbure)	8	3	-		-		-		-			
Stockage en aquifère	43	13	8	57	-		6	85	5	63	1	50
	320		14		12		7		8		2	

En 1974 ce recensement est modifié par le fait que l'on note depuis 1971 l'apparition des stockages en mine de sel ou en cavités. En 1972 on estimait à environ 520 le nombre de stockages en cavités en Amérique du Nord et à environ 30 celui des mêmes stockages en Europe.

On estime qu'en 1980 il y aura environ 280 cavités en Europe (150 en Allemagne de l'Ouest, 100 en France, 30 dans les autres états) dont le volume de stockage total représentera 50 à 60 Mio m³.

Sur le plan économique, le stockage souterrain est très compétitif avec le stockage de surface. On peut admettre que le stockage souterrain est en moyenne deux fois moins cher que le stockage de surface.

La croissance prévisible et économiquement avantageuse du stockage souterrain en France risque d'entrer davantage à l'avenir en compétition avec d'autres formes d'occupations du sous-sol et d'exploitation des ressources minérales du sous-sol notamment des ressources en eaux souterraines. L'administration tutrice du sous-sol sera donc appelée à prendre des décisions réglementaires dans un souci de planification rationnelle de l'occupation du sous-sol. Le B.R.G.M. réunit un ensemble de spécialistes, le capital de connaissances sur le sous-sol du territoire et les moyens techniques qui permettent d'assister l'administration dans l'exercice de ses responsabilités vis-à-vis de l'expansion du stockage souterrain. De plus il est indépendant des différents utilisateurs industriels de stockage et par conséquent le plus apte à intervenir comme conseil technique de l'administration.

L'objectif de cette étude documentaire est moins de constituer un aide-mémoire introduisant à des lectures plus approfondies, destiné aux géologues, que de dégager à partir de l'expérience, les conditions géologiques, hydrogéologiques ou géomécaniques exigées dans chaque type de stockage.

Les questions de mécanique des sols ou des roches n'ont cependant pas été développées dans ce rapport.

Les considérations économiques, qui ont leur importance dans l'implantation d'un stockage ont été volontairement exclues.

Par ailleurs, un inventaire des différents stockages souterrains existant en France (en service ou en préparation) a été réalisé en 1974 par le département Banque des données du sous-sol du S.G.N., sous forme de fiches rassemblant les renseignements essentiels relatifs à ces stockages. Ces informations ne sont donc pas développées dans le présent rapport.

Par stockage souterrain nous entendons exclusivement la mise en réserve de gaz ou d'hydrocarbures liquides dans le sous-sol c'est-à-dire dans la roche. Le rejet d'effluents a été par conséquent éliminé de cette étude.

Nous avons intégré dans les types de stockage souterrain, le stockage cryogénique qui, à la limite, pourrait être considéré comme un réservoir enterré.

On envisagera successivement les stockages en milieu poreux, puis les stockages en cavités.

1 - STOCKAGE EN MILIEU POREUX

1.1. - HISTORIQUE : Stockage en couches pétrolières épuisées.

Nous ne ferons qu'évoquer ce type de stockage.

Le stockage souterrain du gaz naturel a pris naissance aux Etats-Unis où on utilisait au départ d'anciens réservoirs épuisés, mais vu l'importance des besoins on a ensuite créé des réservoirs artificiels dans des structures aquifères.

Pour étudier la reconversion éventuelle de ces gisements anciens en champs de stockage, il faut réunir les informations existantes sur la géologie, estimer l'état des puits, déterminer la capacité du réservoir, déterminer le nombre de puits nécessaire.

L'emploi de tels réservoirs naturels permet de réduire les investissements.

Des stockages de ce type fonctionnent aux Etats-Unis au lac Palo Pinto et en U.R.S.S. à Strelnie.

En France la majorité des stockages souterrains se font en structure aquifère : c'est le cas de Lussagnet, Beynes, St Illiers, Chémery et Velaine.

1.2. STOCKAGE EN AQUIFERES

1.2.1. Principe général

Le principe du stockage souterrain en couches aquifères consiste à injecter du gaz dans les vides intersticiels de la roche. Pour mettre en place le gaz il faut déplacer l'eau contenue dans les pores de la roche. L'eau ne s'efface pas de façon instantanée et son déplacement est obtenu en comprimant le gaz à une pression supérieure à celle qui existe dans la couche aquifère. La facilité avec laquelle se fera le déplacement de l'eau est variable pour chaque réservoir.

Le gaz injecté par l'intermédiaire des puits d'injection s'accumule autour des puits ; cette accumulation est appelée "bulle". L'épaisseur de la zone occupée par le gaz peut se réduire lors de la reprise du stock jusqu'au moment où il devient impossible d'obtenir le débit souhaité. La quantité de gaz dans le réservoir à ce moment ou "gaz coussin" est composée d'une phase continue la "bulle résiduelle" et d'une phase discontinue constituée par le gaz piégé dans les zones périphériques.

La quantité de gaz que l'on peut injecter puis récupérer lors des cycles normaux d'exploitation est appelée "gaz utile" ou "respiration" du réservoir.

En période de soutirage le retard dans le retour de l'eau chassée en périphérie du réservoir, se traduira par une diminution des pressions.

1.2.2. Conditions requises

Il faut que la porosité utile et la perméabilité de la roche réservoir soient suffisantes pour permettre les mouvements du gaz et le déplacement de l'eau par le gaz.

- Les porosités totales sont en général de l'ordre de 20 à 30 %, elles peuvent être du 35 % (cas de Beynes).

Si la porosité est plus faible la capacité de stockage diminue, si elle est plus grande, on risque d'entraîner le sable.

- Les perméabilités des roches (perméabilités intrinsèques) doivent être de l'ordre de 4 à 10 darcys*.

- Il est nécessaire d'avoir au-dessus du réservoir une couverture de très faible perméabilité et continue, qui assure une fermeture suffisante. Ceci est le cas général dans les stockages existants. Notons toutefois qu'on commence à pratiquer du stockage en couche horizontale.

- Il faut connaître la surpression minimale à appliquer pour déplacer l'eau initialement en place : c'est ce que l'on appelle "la pression capillaire de déplacement".

- Enfin, la profondeur du réservoir est déterminante. Une pression élevée est souhaitable pour la réalisation des stockages mais le prix des compressions du gaz à injecter augmente avec la profondeur croissante. Les profondeurs idéales sont de l'ordre de 600 à 800 m.

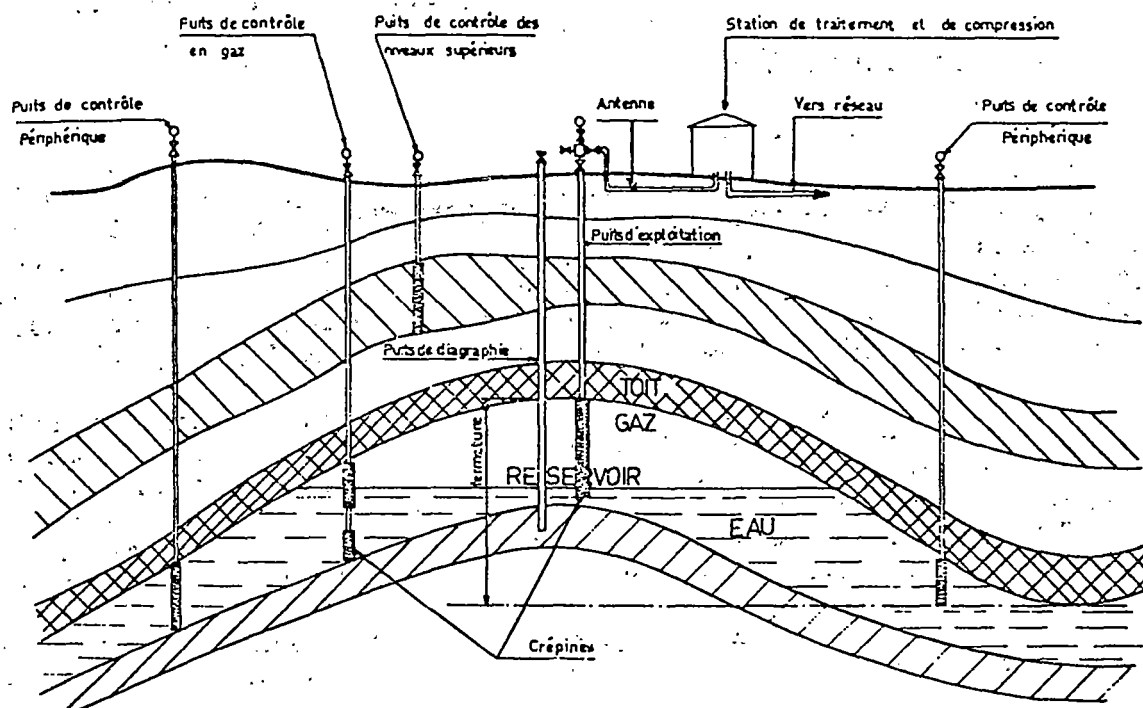


Figure 1 - Coupe schématique d'un réservoir

* K pour l'eau $4 \cdot 10^{-5}$ à 10^{-4} m/s.

Les possibilités d'un stockage sont limitées par l'interdiction de franchir la limite de la surface fermée pour éviter la fuite de gaz, on conserve une marge de sécurité de 7 à 8 m ceci pour le cas d'un stockage dans une structure anticlinale et de dépasser un seuil de pression au-delà duquel l'étanchéité ou la résistance mécanique de la couverture ne serait plus assurée ce qui impose un débit maximal d'injection.

- Notons que actuellement en France, tous les stockages en aquifères se font dans des structures ayant une fermeture assez importante mais qu'il existe en U.R.S.S. à Gatchina un stockage en couche horizontale.

A titre d'information nous reproduisons un tableau (p. 6) donnant quelques renseignements sur les stockages souterrains en aquifères en France. Ce tableau a été établi en 1972, par J.L. MILLET (38).

1.2.3. Considérations théoriques

Le gaz injecté dans un puits s'écoule radialement de la surface du cylindre vers le terrain. La pression nécessaire pour permettre le déplacement dépend de la quantité qui s'écoule par unité de section efficace. L'eau se déplace moins vite que le gaz sous une pression donnée à cause de sa forte viscosité. Il est très important de connaître le profil réel du front de déplacement, pour prévoir le taux d'utilisation de l'espace poreux, et pour prévoir l'évolution des pressions.

D'après COLONNA (16) le front garde toujours la même forme, son déplacement s'opère par translation le long de la base de la couverture.

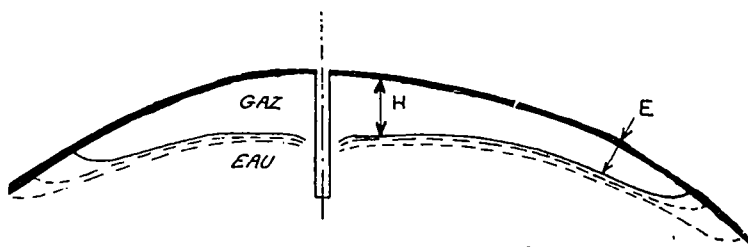


Figure 2 - Allure générale de l'interface eau-gaz en cours d'injection

Quand on s'éloigne des puits d'injection, l'interface prend une forme horizontale et l'épaisseur H de cette zone s'accroît lentement en plusieurs années ; les variations de volume en stock se traduisent surtout par un déplacement du front de la bulle.

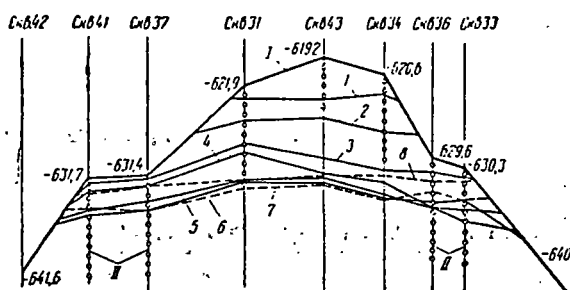
L'épaisseur E de l'avant-front dépend surtout dans le cas eau-gaz des caractéristiques capillaires de la roche.

Dans la gamme des débits utilisés la vitesse d'injection n'a guère d'influence sur la forme du front de gaz.

Le déplacement de l'interface est prévu par modélisation. Il est important d'insister sur le fait qu'en milieu hétérogène il est difficile de prévoir exactement la forme de l'interface mais la détermination de sa position est indispensable pour caler les modèles prévisionnels.

Stockage	Lussagnet	Beynes	St Illiers	Chémery	Velaine
Exploitant	S.N.P.A.	G.D.F.	G.D.F.	G.D.F.	G.D.F.
Type	aquifère	aquifère	aquifère	aquifère	aquifère
Nature de gaz stocké	gaz naturel	gaz naturel	gaz naturel	gaz naturel	gaz naturel
Mise en service	1958	1956	1965	1968	1970
Profondeur en mètres du réservoir	600	405	470	1110	480
Respiration annuelle prévue en 10^6 m ³ N.	> 300	150	500	600 à 800	400
Energie calorifique stockée en TWh (= 10^{12} Wh)	> 3,3	0,7	5,5	> 6,6	4,4
Porosité totale %	27-35 %	25 à 30	30	25	17
Perméabilité K (darcy)	2 à 3	3 à 5	1	1	0,76
Epaisseur (m)	~ 50 m	10	30	30	60
Pression de l'aquifère vierge au sommet du réservoir (bar absolu)	56	36,8	46,8	114,2	43,5
Pression de fond maximale autorisée (bar absolu)	64	48,7	69,5	140	61,2
Epaisseur couverture (en m)	300	8	180	120	80
Fermeture prouvée (en m)	50	23	120	65	70
Surface fermée km ²	0,5	8	5,2	16,0	8,2

Ils ont étudié au moyen d'une méthode radioactive la modification du contact gaz-eau à travers un profil longitudinal (7 puits) et à travers un profil transversal (3 puits). Ceci permet d'évaluer le coefficient d'utilisation du réservoir λ à partir de la fig. 4.



- I - Toit de la couche réservoir
- II - Intervalle crépiné dans les puits

Position du contact gaz-eau :

1 - 1.5.69	2 - 27.5.69
3 - 27.6.69	4 - 25.7.69
5 - 26.8.69	6 - 25.9.69
7 - 25.11.69	8 - 29.1.70

- période d'injection
- période de soutirage ou d'inactivité

Figure 4 - Profils longitudinaux du contact gaz-eau en dates diverses entre 1969 et 1970. Stockage d'Inchukalnskiy.

Ce coefficient est donné par la relation entre la surface du gaz délimitée par l'isobathe maximale et la surface délimitée par la surface limitée par le même isobathe et le toit de la couche.

KATZ et COATS (28) donnent des équations permettant de calculer le débit d'eau qui s'écoule à travers l'interface, en fonction du temps pour une variation de pression imposée à cet interface. Le système est supposé stable au temps zéro.

KATZ et COATS partent des équations suivantes :

$$v_x = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \quad v_y = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial y} \quad v_z = -\frac{k}{\mu} \left(\frac{\partial p}{\partial z} - \frac{\rho g}{144 \text{ gc}} \right) \quad (1)$$

$$\frac{\partial}{\partial x} (\rho v_x) + \frac{\partial}{\partial y} (\rho v_y) + \frac{\partial}{\partial z} (\rho v_z) = -\frac{\partial \rho \phi}{\partial t} \quad (2)$$

$$\rho = \rho_o e^{-c_w (p-p_o)} \quad (3)$$

- où p = pression de l'eau en psi
- v_x = vitesse superficielle suivant x (pieds)
- k = perméabilité de l'aquifère md x 0,00633
- μ = viscosité de l'eau cp

- ρ = masse volumique de l'eau Lb/Cu ft
- ϕ = porosité de l'aquifère
- t = temps en jours
- x, y, z = coordonnées cartésiennes, pieds, z mesuré verticalement vers le bas
- ρ_o = masse volumique de l'eau à pression de base arbitraire ρ_o , psi
- C_w = compressibilité de l'eau, psi^{-1}

- (1) est l'équation de Darcy
- (2) est l'équation de continuité
- (3) une équation d'état reliant la masse volumique à la pression pour un liquide peu compressible.

En éliminant v_x , v_y et v_z et la densité entre ces équations et introduisant c

$$\text{on a : } \frac{\partial}{\partial x} \left(k \frac{\partial p}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(k \frac{\partial p}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(k \frac{\partial p}{\partial z} \right) = \mu \phi c \frac{\partial p}{\partial t} \quad (4)$$

où c : est la somme des compressibilités de l'eau et du terrain $c_w + c_f$
 c_f est la compressibilité du volume des pores $c_f = \frac{1}{\phi} \frac{d\phi}{dp}$

Cette équation (4) régit l'état instable, d'un écoulement à t^o constante d'un liquide peu compressible à travers un milieu poreux.

La solution de l'équation (4) dans les conditions d'une pression initiale uniforme p_o , et d'une variation de pression à la limite du réservoir, implique que l'influx cumulé d'eau dans le réservoir est une fonction du temps. Dans ces conditions la résolution de (4) donne pour cette fonction :

$$W_e(t) = (p_o - p_b) Q(t) \quad (5)$$

- p_b : pression constante à la limite, c'est-à-dire à l'interface
- $W_e(t)$: est le débit d'eau entrant au temps t
- $Q(t)$: est la fonction de "réponse" ou "résistance" ou "d'influence" qui peut être théoriquement déterminée en résolvant l'équation (4)

$$Q(t) \geq 0.$$

Cette fonction $Q(t)$ est obtenue soit en schématisant le système par un aquifère idéal à géométrie simple ou évaluée directement par des mesures sur le terrain.

Dans le cas de couches horizontales ou à faible pendage CHARNIJ, ERMOLENKO et BALASHOVA (13) ont établi l'équation du déplacement de la limite de la bulle pendant l'émersion du gaz. Ils supposent que l'eau et le gaz dans les conditions de la couche ne sont pas compressibles et que le mouvement de chaque phase est régi par la loi de Darcy.

1.2.4. Réalisation des puits et exploitation du stockage

La réalisation des puits d'exploitation d'un réservoir souterrain est un problème délicat. Ces ouvrages doivent permettre d'une part de réaliser l'injection dans des conditions permettant une utilisation maximale de l'espace de stockage offert par la structure et d'autre part, d'assurer rapidement des soutirages de façon à rentabiliser le réservoir.

Ces contraintes entraînent des dispositions difficilement compatibles. Si l'on veut effectuer des soutirages très tôt, il faut des puits ne pénétrant que partiellement dans les quelques mètres mis en gaz au début de l'injection, ceci en raison des risques d'entraînement d'eau ; par contre ces puits ne permettront pas une mise en gaz des niveaux inférieurs de la formation, surtout si celle-ci comporte des intercalations, peu perméables qui ne seront traversées que lorsque le front de la bulle de gaz sera suffisamment bas pour que les effets de gravités compensent la différence des pressions capillaires entre le niveau en gaz et l'intercalation d'arrêt.

L'équipement des puits doit donc être conçu en vue de réserver la possibilité d'injecter dans les couches où le déplacement de l'eau par le gaz est insuffisant.

On est conduit à avoir des puits à pénétration totale, ouverts sur toute la hauteur de la bulle en gaz, leur base atteignant le niveau de l'eau.

On risque dès le début du soutirage de voir l'eau monter dans le puits sous l'effet de la dépression et le noyer : c'est le phénomène de "Water coning".

Lors d'une remontée du niveau de l'eau dans le puits, l'interface eau-gaz est en forme de cône dont la hauteur est d'autant plus grande que la dépression et le débit de gaz sont plus élevés. Le "débit critique" est le débit au-delà duquel le cône ne se stabilise pas, l'eau entrant dans le puits.

Pour la prévision de l'évolution à long terme du comportement des réservoirs, à fermeture très faible ou nulle, il est indispensable d'étudier la variation des perméabilités relatives et des pressions capillaires, qui sont les facteurs déterminants de la forme de l'interface eau-gaz.

Les caractéristiques hydrodynamiques d'une roche seront fournies sous la forme de courbes qui permettent une étude de l'évolution des modalités de déplacement eau-gaz au cours des cycles d'exploitation successifs.

Figure 5

Abaques caractéristiques d'une roche en fonction de la saturation en eau pour différentes valeurs de sa saturation antérieure maximale en gaz :

— à gauche : pressions capillaires;
— à droite : perméabilités.

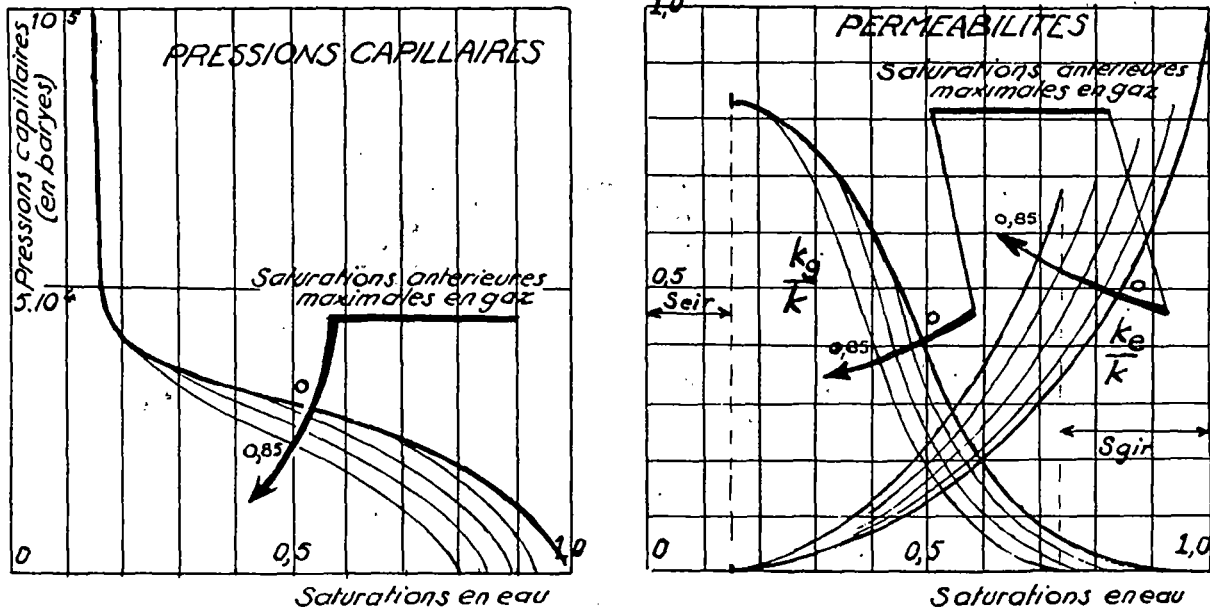
S_{eir} : Saturation irréductible en eau.

S_{gir} : Saturation irréductible en gaz.

h : Perméabilité.

k_g : Perméabilité effective pour le gaz.

k_e : Perméabilité effective pour l'eau.



d'après J. COLONNA (16)

- Exploitation

Les prévisions d'exploitation font appel à des modèles, très élaborés. On s'appuie en général sur un écoulement radial circulaire à partir d'un puits cylindrique, dans une couche homogène.

On établit une fiche qui rassemble les données essentielles d'un modèle simplifié de réservoir suivant le schéma ci-dessous :

Les courbes 1, 2 et 3 donnent respectivement

- 1 le volume occupé au fond par le gaz V
- 2 le rayon de la bulle R
- 3 la pression du gaz P_g , le stock de gaz étant en équilibre de pression avec l'aquifère, en fonction de l'épaisseur H de la bulle de gaz dans la zone centrale.

k : perméabilité intrinsèque du réservoir

h : hauteur totale des niveaux perméables

H : épaisseur de la bulle de gaz dans la zone centrale

R : rayon moyen de la bulle de gaz pour un stock en équilibre occupant au fond le volume VH

- VH : volume occupé au fond par le gaz pour un stock en équilibre d'épaisseur H
- VL : volume maximal occupable au fond par le gaz
- μ : viscosité de l'eau de gisement
- B : compressibilité (eau + roche)
- pGo : pression d'équilibre au top de la structure
- PGH : pression d'équilibre pour une épaisseur H de gaz
- ΦT : porosité totale
- Seir : saturation irréductible en eau
- Sgir : saturation irréductible en gaz

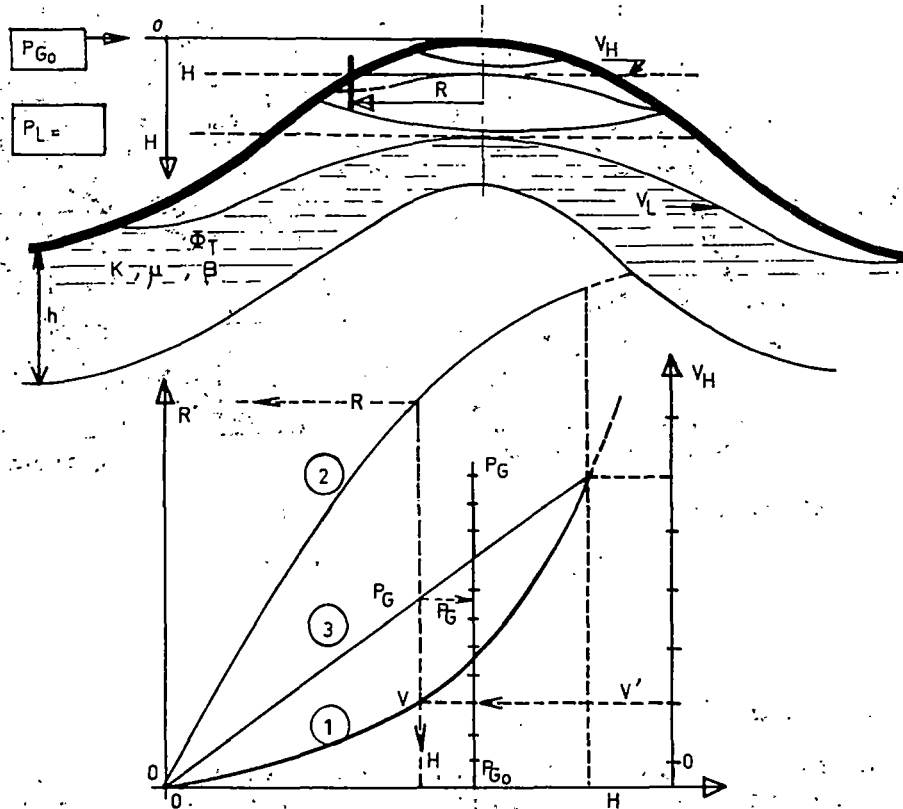


Figure 6 - Schéma rassemblant les données essentielles d'un modèle simplifié de réservoir.
d'après J. COLONNA (16)

1.2.5 - Détection et contrôle du déplacement du gaz

Les fuites de gaz sont mises en évidence par :

- a) des observations des niveaux dans les puits au-dessus de la zone de stockage.
- b) des logs neutroniques sur les puits pour trouver le gaz derrière le tube dans les zones peu profondes.

c) des débits d'absorption anormaux des réservoirs pendant la période d'injection.

d) des baisses anormalement rapides des hautes pressions quand un réservoir aquifères est fermé.

e) mort de la végétation.

Les fuites peuvent être localisées par des analyses de gaz, des traceurs radioactifs ou des substances non radioactives telles que le propylène.

Le test pour éprouver l'étanchéité d'un réservoir dans un aquifère consiste à mettre le réservoir au repos, sans injection et à observer les pressions. Dans un aquifère sans fuites, les pressions tomberont graduellement et arriveront à la pression initiale de l'aquifère asymptotiquement. Un aquifère qui fuit présentera une chute brusque de pression jusqu'à la pression initiale.

Les aquifères supérieurs, c'est-à-dire situés au-dessus de la zone de stockage sont surveillés. On effectue régulièrement des analyses d'eau et des mesures de pression. Les puits d'observation doivent être à leur niveau d'équilibre avant l'injection, et si une variation de niveau est observée, il faut l'analyser.

Toute fuite de gaz importante dans la zone d'observation causera une augmentation de pression dans la zone aquifère observée. Pour être certain qu'une augmentation de pression dans la zone d'observation est provoquée par une fuite de gaz, les variations du niveau d'eau devront être corrélées dans le temps avec les variations de pression dans la zone de stockage du gaz.

Il faut donc prévoir dans les niveaux aquifères sus-jacents au moins deux puits de contrôle.

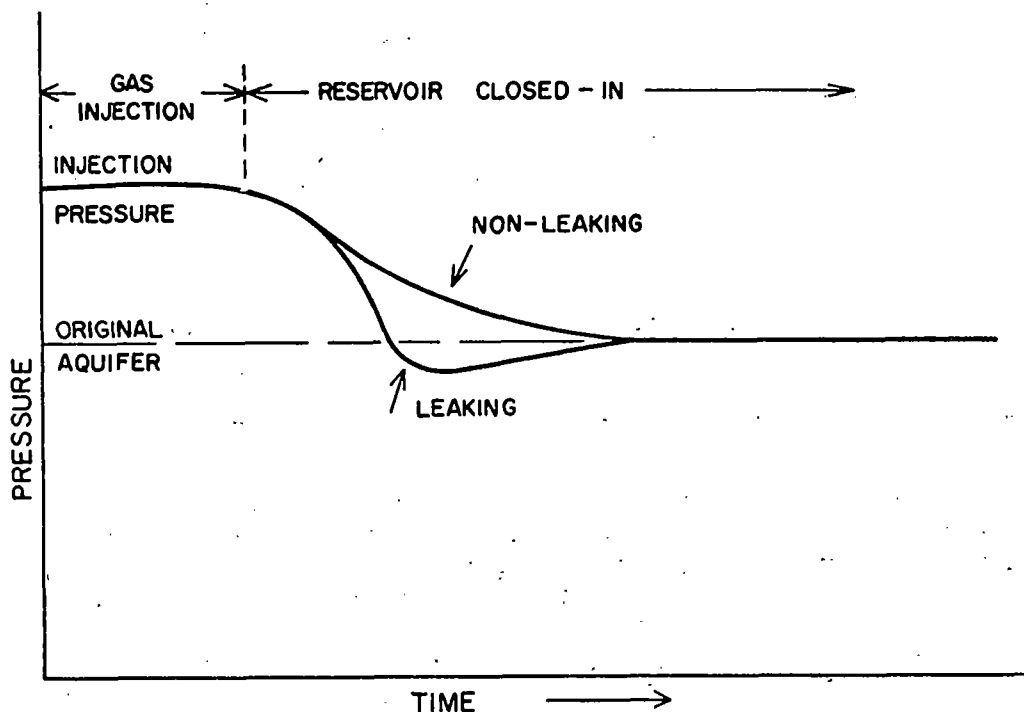


Figure 7 - d'après Katz et Coats (28)

Comportement de la pression pour des réservoirs avec fuites et sans fuites quand ils sont fermés.

2 - STOCKAGE EN CAVITES

2.1 - PRINCIPE GENERAL

Le stockage en cavité consiste à mettre en réserve du gaz ou des hydrocarbures liquides dans des cavités minées artificiellement, ou des anciennes mines abandonnées. On peut intégrer dans cette catégorie également les cavités faites par explosion nucléaire, et les cavités obtenues par dissolution dans le sel.

On étudiera ces différents cas successivement.

2.2 - STOCKAGE EN CAVITE MINEE, OU ANCIENNE MINE

2.2.1 - Conditions requises

Il faut tout d'abord trouver une couche de roche de très faible perméabilité, d'une puissance suffisante pour pouvoir réaliser une cavité.

L'étanchéité de la cavité doit être éprouvée : pour cela il faut trouver des roches ayant une perméabilité inférieure à 0,1 md et dépourvues de discontinuités telles que fissures ou diaclases.

Le milieu rocheux dans lequel se situera le stockage doit garantir la stabilité à long terme avec un minimum de travaux de soutènement.

2.2.2 - Considérations théoriques

SOHRANSKY (47) a classé les roches selon leur étanchéité

Classe de la roche	étanchéité	pression de rupture kg/cm ²	perméabilité au gaz en md	médiane des ϕ pores μ	porosité en %	
					au mercure	au kérosène
I	très bonne	>70	$<10^{-5}$	$\leq 0,04$	<3	<2
II	bonne	>70-40	$<10^{-4}-10^{-5}$	$<0,08 > 0,04$	<5>3	<3-2
III	médiocre	>15-40	$<10^{-3}-10^{-4}$	$<0,16 > 0,08$	<5-3	<3-2
IV	mauvaise	>5-15	$<10^{-2}-10^{-3}$	$<0,5 > 0,16$	<15-5	<12-3
V	très mauvaise	>1-5	$<10^{-1}-10^{-2}$	$<6,4 > 0,5$	<20-15	<14-12
VI	absente	≤ 1	$\geq 10^{-1}$	$\geq 6,4$	≥ 20	≥ 14

Les roches des 1ères et 2èmes classes sont aptes au stockage de gas-oil (pression intérieure dans le stockage inférieure à 1 kg/cm²) butane (pression inférieure à 5 kg/cm²) ; propane (pression > 15 kg/cm²) ; éthane (pression > 40 kg/cm²) ; éthylène (pression entre 40-70 kg/cm²).

Les roches de la 3ème classe sont aptes au stockage des mêmes produits sauf l'éthylène. Dans les roches de la 4ème catégorie on stocke tout sauf l'éthane et l'éthylène. Dans les roches de la 5ème catégorie on stocke uniquement le butane et le gas-oil.

L'auteur a établi expérimentalement la relation suivante :

$$p_r = 0,98 \left(\frac{1}{K}\right)^{0,4}$$

où p_r est la pression de rupture en kg/cm^2 .

K perméabilité intrinsèque en millidarcy qui permet de calculer la pression de rupture avec comme seule donnée la perméabilité de la roche.

Les essais sont effectués sur des échantillons saturés à 100 %.

Cette relation a été vérifiée à l'intérieur d'une cavité pratiquée dans un massif de gypse. L'étude de la perméabilité absolue au gaz de différents échantillons prélevés à des distances variables des parois de la cavité a montré que les échantillons où la pression de rupture a été supérieure à la pression du gaz employé au cours de l'essai (10 kg/cm^2) étaient prélevés en dehors de la zone perméable. On a évalué l'influence du facteur saturation de la roche sur la pression de rupture. Il en ressort que les roches de perméabilité inférieure à 10^{-1} md et de saturation supérieure ou égale à 25 % ont une étanchéité suffisante pour le stockage des hydrocarbures.

La stabilité est en général étudiée par la méthode des éléments finis.

Il existe des stockages en cavité dans le granit notamment en Suède.

Dans le calcaire on trouve des exemples de cavités, qui sont dans une nappe. C'est le cas de Lavera en France. Il y a lieu de considérer dans ce cas l'aspect hydrodynamique du problème posé.

Les conditions "sine qua non" de possibilité de stockage d'un fluide dans une galerie creusée au sein d'un calcaire aquifère, sont celles d'un équilibre des forces apparaissant par la juxtaposition de deux liquides différents, équilibre qui maintient l'hydrocarbure stocké en place, et évite son entraînement dans le milieu aquifère. De plus, il faut s'assurer que la miscibilité de ces deux liquides (eau et huile) est nulle et qu'aucun phénomène de diffusion ne peut être craint.

Il faut donc dénombrer les forces hydrauliques mises en jeu et faire leur bilan. Dans cette première approche du problème, on peut admettre :

- que la température d'équilibre sera identique à celle de la nappe (pas de diffusion thermique avec l'eau, pas de phénomène de convection dans la masse d'huile) ;
- que la densité de l'huile sera constante au sein du volume stocké (pas d'effet de compressibilité).

Les forces hydrauliques sont de 3 types :

- forces gravitaires (juxtaposition de 2 liquides de densité différente),
- forces hydrodynamiques engendrées par l'écoulement de l'eau de la nappe autour du volume d'huile,
- forces capillaires consécutives à l'apparition de tensions superficielles relatives aux 3 composants du milieu : matrice rocheuse, eau et huile.

Les forces gravitaires

Une force hydrostatique appliquée au centre de gravité du volume d'huile

est créée.

$$fg = V (\rho_2 - \rho_1)g$$

Si elle est uniformément répartie sur la voûte S de la galerie, la différence de pression qui s'applique est égale à :

$$\Delta p g = h(\rho_2 - \rho_1)g$$

V : Volume de l'huile

ρ_2 : Densité de l'huile

avec $\rho_2 < \rho_1$ dans tous les cas

ρ_1 : Densité de l'eau

h : Hauteur du volume d'huile

Les forces hydrodynamiques

L'écoulement de l'eau dans l'aquifère est régi par la loi de Darcy.

$$V = Ki$$

$$Q = Ki S$$

V = vitesse de Darcy

m/seconde

k = perméabilité (horizontale)

m/seconde

i = gradient hydraulique

S = section

m²

Q = débit

m³/seconde

En dépit d'une perméabilité très faible, le gradient hydraulique de la nappe peut provoquer un écoulement non négligeable.

La cavité creusée et l'huile se maintenant en place à la partie supérieure de celle-ci, une lame d'eau existe à la partie inférieure de la cavité ; la partie remplie d'eau crée un drainage à l'amont, celle occupée par l'huile joue le rôle de barrière hydraulique.

Plusieurs cas sont possibles :

Cas 1 :

Si la partie de la cavité maintenue en eau est notable et que la perméabilité verticale dans la roche n'est pas trop faible (milieu isotrope), l'écoulement de l'eau souterraine sera favorisé par la présence de la cavité.

En pratique les pressions dans l'eau à l'amont et à l'aval de la cavité seront équilibrées, et l'huile ne subira aucune incitation à s'échapper horizontalement.

Cas 2 :

La cavité est pleine d'huile ; elle oppose donc un obstacle à l'écoulement de l'eau. Le gradient de la nappe en sera localement modifié. Si on suppose

que les dimensions verticales et latérales de la cavité sont petites vis-à-vis de la section d'écoulement de la nappe, le gradient initial sera peu modifié.

La masse d'huile en équilibre hydrostatique subira donc les effets de l'écart des pressions entre les deux extrémités. L'ordre de grandeur de cette pression est :

$$\Delta p_d = \frac{fd}{S} = i l \rho_1 g$$

S : section de la cavité perpendiculaire à l'écoulement

i : gradient de la nappe

l : longueur de la cavité

Les forces de tension superficielle

Elles apparaissent au niveau des pores de la matière rocheuse aux points de contact matière-eau-huile.

Il faudra mettre en évidence la mouillabilité du milieu poreux par rapport à l'huile et à l'eau, car un fluide F moins dense et mouillant aurait tendance à remplacer l'eau dans le milieu poreux et il faudrait étancher la cavité.

Bilan des forces hydrauliques

- Cas d'un fluide homogène, non mouillant moins dense que l'eau.

- Les forces f_g et f_d tendent à faire sortir le fluide dans le milieu. L'équilibre du volume de fluide F sera établi si les forces de tensions superficielles sont égales et opposées à la résultante des 2 forces f_d et f_g .

Les risques de fuite de l'huile seront les plus grands à la zone supérieure aval de la cavité. A cet endroit les effets des forces gravitaires et hydrodynamiques s'ajouteront et la tension capillaire devra équilibrer la surpression entre les 2 fluides, c'est-à-dire :

$$\Delta p_g + \Delta p_d = (h (\rho_2 - \rho_1) + i l \rho_1) g.$$

- Il existe une pression limite, au-delà de laquelle les forces de tension superficielle ne peuvent s'opposer au franchissement par le fluide du seuil entre 2 pores. Il faudra donc déterminer la différence de pression ($p_i - p_e$) admissible entre l'huile et l'eau pour que la matrice poreuse compte tenu de la dimension des seuils, évite le passage de l'huile (méthode de Purcell). En fonction des pores et de la valeur maximale ($p_i - p_e$) pour le fluide concerné, il conviendra de rechercher les formes adaptées à la cavité pour que l'équilibre de la masse du fluide soit assuré.

2.2.3 - Réalisations et fonctionnement

On s'appuiera sur deux exemples : Lavera et May-sur-Orne. Le stockage de propane de Lavera est réalisé dans des calcaires sénoniens à 30 km à l'Ouest de Marseille, calcaires dans lesquels se trouve une nappe non utilisable pour les usages domestiques.

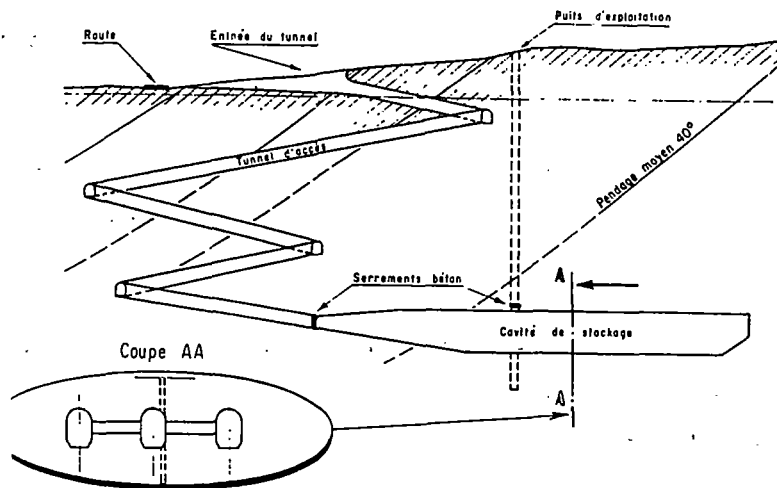


Fig. 8. — Coupe schématique du stockage de propane liquide et du tunnel, actuellement bouché, qui a servi pour le creusement.

La stabilité dans ce cas a été étudiée par la méthode des éléments finis et la forme des cavités a été choisie en conséquence : trois galeries de 20 m de haut et 13 m de large.

Quant à l'étanchéité elle est basée sur le ruissellement d'eau dans les cavités et au maintien d'une pression dans la nappe, conformément à ce que l'on a exposé antérieurement. Un matelas d'eau à niveau constant est maintenu au fond des cavités. Au-dessus de l'eau flotte le propane liquide surmonté de sa vapeur. On introduit le propane en pluie au sommet des cavernes et on extrait l'excès d'eau et le propane liquide par des pompes immergées.

Ce stockage est en exploitation et fonctionne de manière satisfaisante.

Notons que dans le cas de réservoirs où l'étanchéité est insuffisante, on peut assurer celle-ci artificiellement. TABARY (49) décrit un procédé qui consiste à combler les anfractuosités par un enduit de béton dont l'épaisseur dépend de la surface brute. Dans la plupart des cas il faut une épaisseur de 15 à 30 cm, on utilise des coffrages concentriques à la section des galeries en garnissant de béton l'espace annulaire. Après décoffrage on complète par quelques injections. Sur la surface ainsi régularisée on applique le revêtement d'étanchéité proprement dit, constitué de feuilles de matière plastique collées contre la paroi et assemblées entre elles, soit par soudure, soit au moyen d'un mastic approprié.

Cependant, ce procédé ne convient qu'à des sites placés au-dessus de la nappe phréatique, et à des terrains présentant une résistance mécanique suffisante.

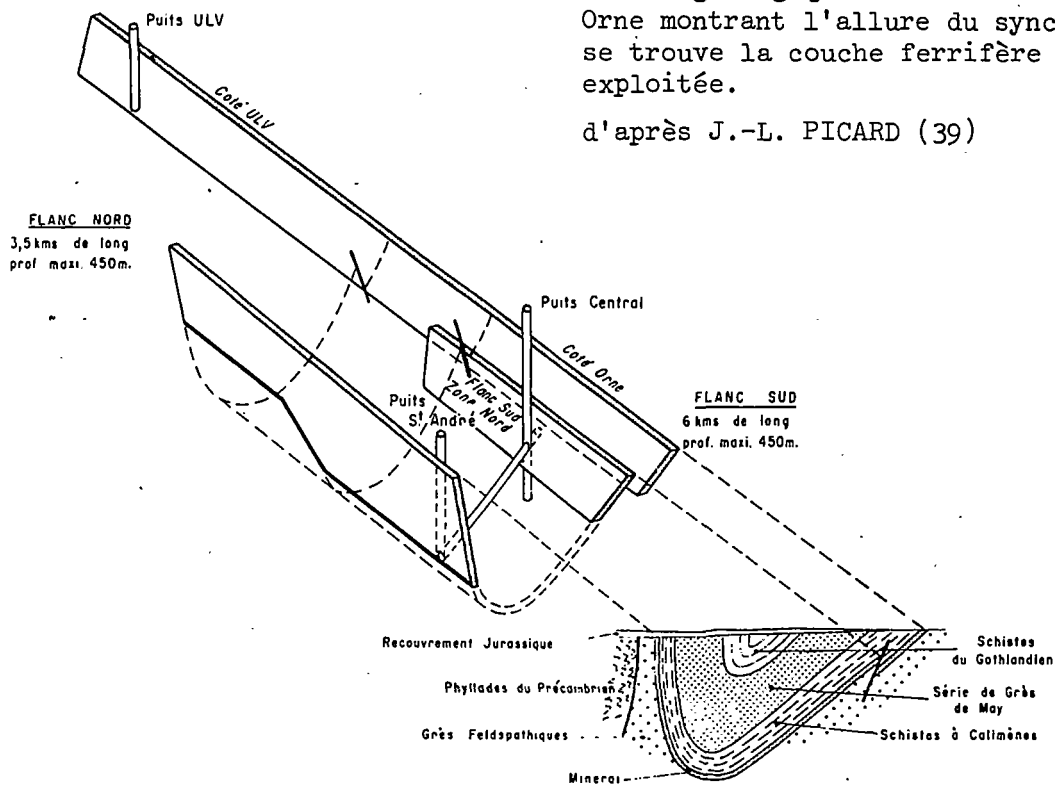
Le stockage de May-sur-Orne au Sud de Caen est installé dans deux grandes cavités laissées sur les flancs nord et sud d'un synclinal après que l'exploitation de la mine de fer ait cessé en 1968.

Pour garantir la stabilité, on a été amené à imposer un mode de stockage à niveau constant, c'est-à-dire où tout mouvement d'hydrocarbure est compensé par un soutirage d'eau calculé de façon à ce que les pressions hydrostatiques dans le stockage ne varient que très lentement.

Figure 9

Schéma géologique de la mine de May-sur-Orne montrant l'allure du synclinal où se trouve la couche ferrifère qui a été exploitée.

d'après J.-L. PICARD (39)



Ceci implique que des ressources en eau équivalentes en volume aux quantités de gaz déstockées l'hiver puissent être disponibles, et soient rejetées l'été lors du stockage, après épuration.

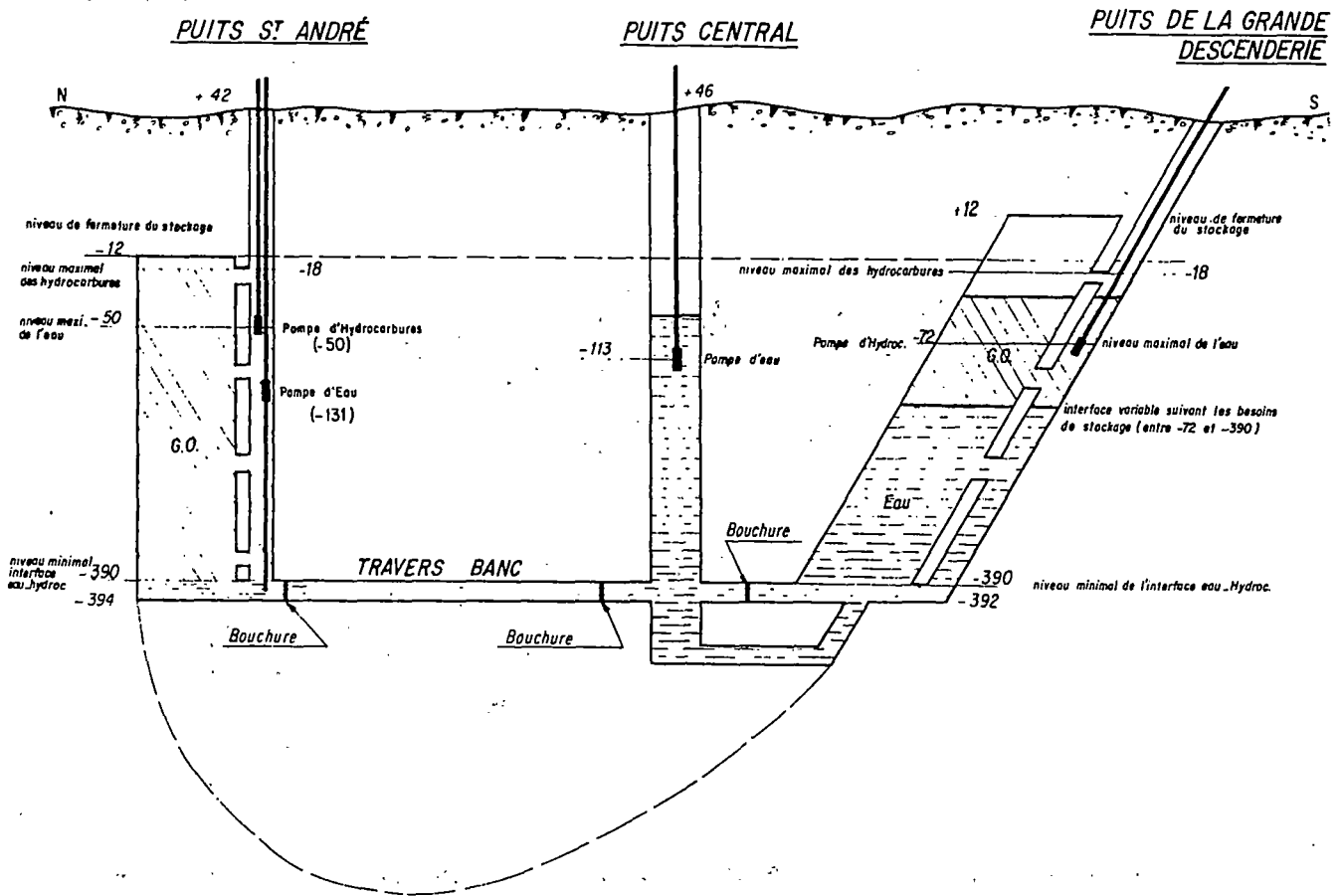
Les études réalisées dans la mine et des calculs sur ordinateur, ont amené à poser les principes suivants :

Il est nécessaire de limiter la vitesse de dépression dans le stockage pour permettre la vidange des joints les moins perméables, elle était fin 1972 de 10 millibars/jour. Par ailleurs, il était nécessaire de conforter la mine par des ouvrages en béton, et de combler des éboulements par des coulis en béton.

Un système d'auscultation a été mis en place groupant différents types de capteurs : tubes piézométriques reliés à des forages dans les épontes, cellules à corde vibrante dans les grandes chambres, capteurs aux différents niveaux pour écoute sismique.

Figure 10
d'après J.-L. PICARD (39)

Schéma d'exploitation de la cavité d'après le principe du « niveau constant » d'après lequel tout mouvement d'hydrocarbure est compensé par un mouvement d'eau tel que les pressions hydrostatiques ne varient que très faiblement. Le stockage du flanc nord (à gauche) est représenté plein de gas-oil. Celui du flanc sud est figuré en cours de remplissage.



2.2.4 - Contrôle - détection de fuites

A Lavera on surveille la pression dans les cavernes, le niveau de la nappe, les teneurs en propane dans les points bas et les piézomètres, et le débit d'exhaure.

Le stockage de May-sur-Orne nécessite une surveillance extrêmement sévère car les galeries de fermeture sont situées juste en dessous des terrains jurassiques contenant la nappe qui alimente la ville de Caen, et dans lesquels l'Orne a creusé son lit.

La protection de l'environnement constitue dans le cas de ce stockage un souci majeur. Un réseau de 45 forages disposés de part et d'autre de la mine permet de contrôler les niveaux de la nappe primaire du massif qui assure l'étanchéité et la nappe phréatique qui est en charge sur la précédente. Ces eaux sont analysées régulièrement pour détecter toute trace éventuelle d'hydrocarbure.

2.3 - STOCKAGE CRYOGENIQUE OU STOCKAGE EN TERRE GELEE

Ce type de stockage est un cas particulier de stockage en cavité, à la limite on peut le considérer comme un stockage enterré.

Il n'existe pas de stockage de ce type en France, il en existe un à Arzew en Algérie et aux Etats-Unis à Salt Lake City.

2.3.1 - Principe

On réalise une fouille cylindrique à l'air libre, de diamètre 30 m environ et de profondeur 30 à 40 m. Le fond et les parois imperméables de la fouille sont recouverts d'alluvions perméables susceptibles d'être gelées.

La congélation est effectuée par circulation dans des tubes logés à la périphérie de saumure à -25°C puis de propane liquide à -60°C . D'autres tubes sont équipés avec des thermocouples qui contrôlent la température du sol et l'évolution du gel. La cavité est recouverte d'un toit isolant thermique.

On remplit alors le réservoir en versant le gaz naturel au contact de la paroi refroidie. Le gaz naturel est liquéfié à -161°C . L'avantage est que sous forme liquide le produit occupe un volume 600 fois moindre qu'à l'état gazeux. Les pertes par évaporation sont assez élevées.

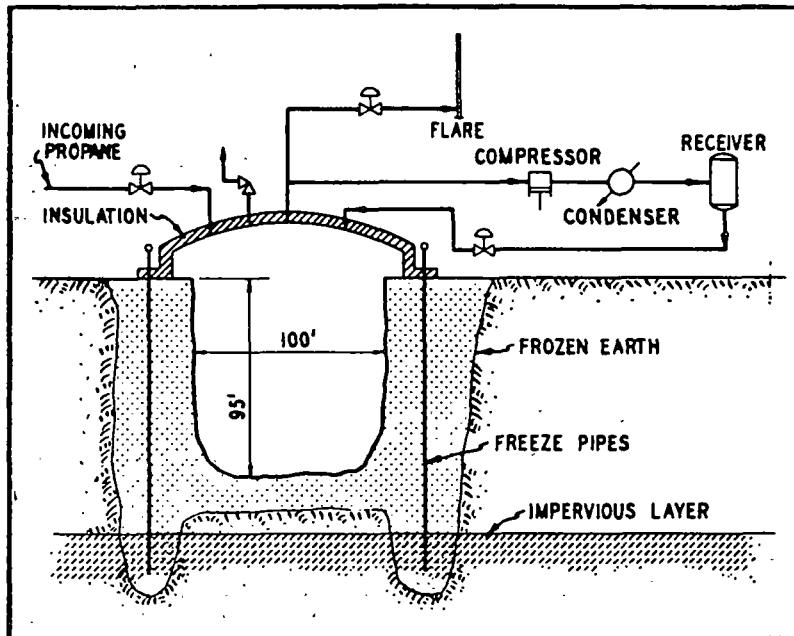


Figure 11 - Schéma du stockage cryogénique de propane à Salt Lake City (Massey) (Courtesy Oil and Gas Journal). d'après Katz et Coats (28)

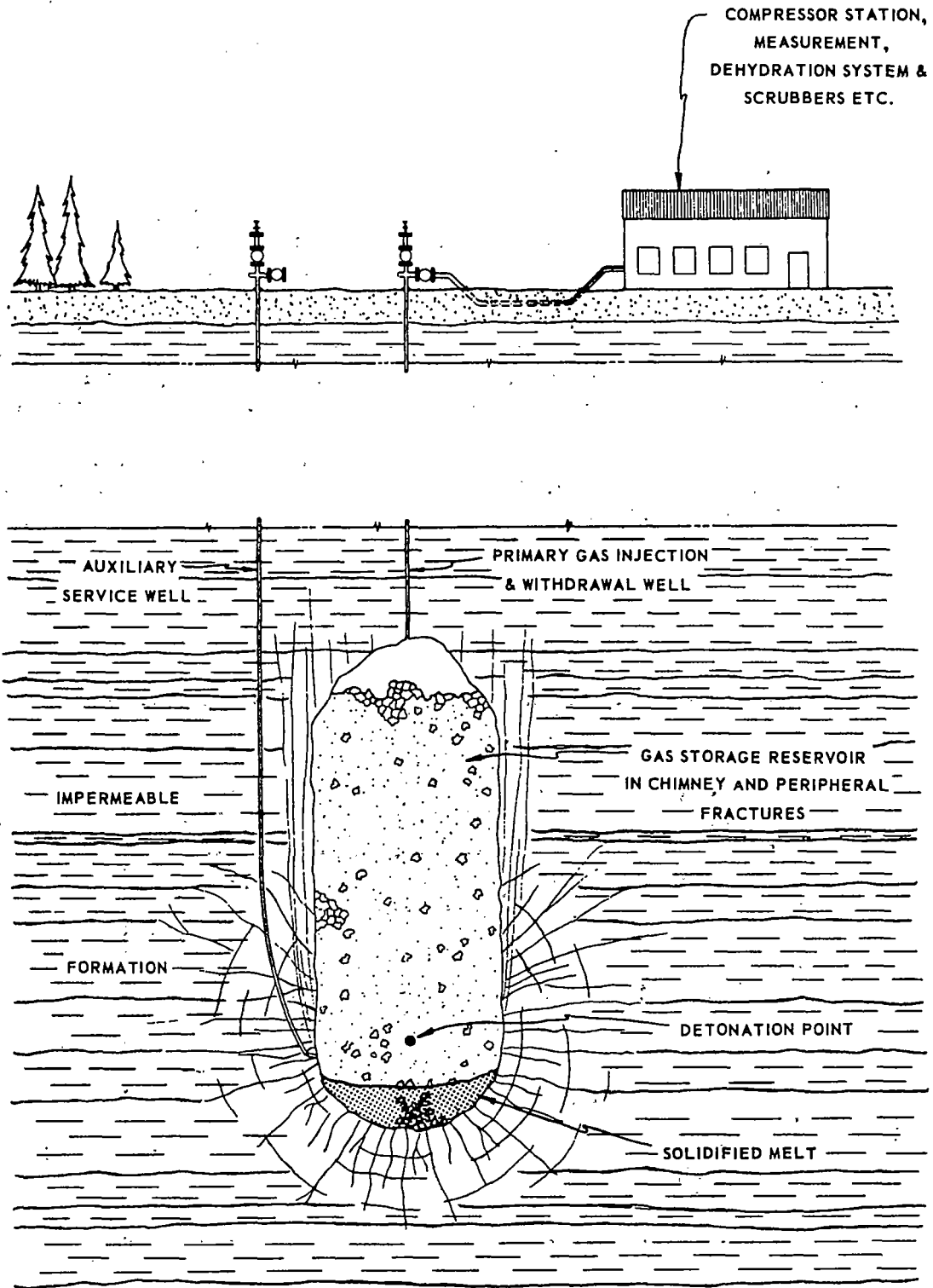


Figure 12 - Stockage de gaz dans un réservoir créé par une explosion nucléaire (projet Ketch).
d'après Katz et Coats (28)

2.4 - STOCKAGE EN CAVITES NUCLEAIRES

C'est un stockage dans une cavité créée par une explosion nucléaire souterraine. Il semble que ce type de stockage ne soit pas à envisager en France, mais simplement pour des stockages stratégiques.

On ne connaît pas de stockage de ce type actuellement. Le projet KETCH aux Etats-Unis décrit une expérience envisagée pour stocker du gaz dans des argiles à 1000 m de profondeur en Pennsylvanie.

La cheminée nucléaire est créée par explosion d'une charge de 24 kilotonnes, elle permet de stocker 20 Mm³ sous une pression de 100 kg/m². Il faut que la cheminée et la zone de fractures qui l'entoure soient surmontées par une épaisseur de roches d'environ 800 m.

Après une période de 10 mois nécessaire pour que la température diminue et que la radioactivité des produits de fission ait décru, on fore un puits en direction de la cheminée pour injecter le gaz.

Des études théoriques sur les problèmes posés par ces explosions sont développées par LASSETER et WITHERSPOON (34).

2.5 - LE STOCKAGE EN CAVITES REALISEES DANS LE SEL

2.5.1 - Principe général

Le stockage du propane et du butane dans des cavités dissoutes dans le sel a débuté en 1951.

Le sel présente les avantages d'être un matériau résistant, élastoplastique, étanche aux liquides et aux gaz en profondeur, très soluble donc facile à extraire à l'eau douce. De plus, il est physicochimiquement inerte vis-à-vis de liquides non aqueux et des gaz. Dans le sel on stocke de manière satisfaisante des hydrocarbures à faible point d'ébullition. Si la température de la roche est voisine de 60° F et la profondeur de 250 à 350 m, la pression de stockage est de l'ordre de 300-400 psi. Dans ces conditions, on peut stocker de l'éthane et de l'éthylène gazeux. Le stockage du gaz en cavités dans le sel est encore rare.

2.5.2 - Conditions requises

Ces conditions requises pour la réalisation d'un stockage en gisement de sel sont :

- l'existence d'une couche ou d'un massif de sel étendu, d'épaisseur forte ayant un faible pourcentage d'insolubles bien répartis dans la masse du sel. A Manosque la formation a 800 m et plus,

- une couverture satisfaisante suffisamment épaisse,

- une profondeur de l'ordre de 300 m,

- la possibilité de disposer de grandes quantités d'eau douce pour créer les cavités de dissolution,

- la présence d'une industrie utilisatrice des saumures rejetées.

2.5.3 - Technique de réalisation et fonctionnement

Il existe différentes techniques pour faire des cavités dont les géométries sont variables.

Pour le stockage des gaz liquéfiés, on fabrique des cavités en forme de poire dont le rapport $\frac{\text{diamètre}}{\text{hauteur}} = 1/3$ ou $1/2$.

Pour le stockage de produits pétroliers liquides, on utilise des cavités en forme de bulbes allongés : c'est le cas pour Manosque où le diamètre est de 70 mètres pour une hauteur de 300 mètres.

La technique la plus usitée consiste à descendre un tubage de 7 pouces et un autre tubage à l'intérieur de celui-ci et à déplacer l'ensemble en cours d'injection de manière à contrôler la géométrie de la cavité.

On fait circuler de l'eau douce dans la formation salifère à partir d'un sondage du type de ceux utilisés par les pétroliers. Dans ce forage un tube est descendu jusqu'à une profondeur de 500 à 700 m et cimenté jusqu'en surface. L'eau douce se charge en sel, et la cavité s'agrandit.

La quantité de saumure remontée permet de calculer le volume de la cavité : on estime qu'il faut injecter 6 à 7 m³ d'eau douce pour obtenir 1 m³ de cavité. Le développement au toit de la cavité est limité par un tampon de liquide inerte appelé "garde". A Manosque cette garde est maintenue à niveau constant ce qui aboutit à un toit horizontal de la cavité.

schéma de création par lessivage d'une cavité de stockage

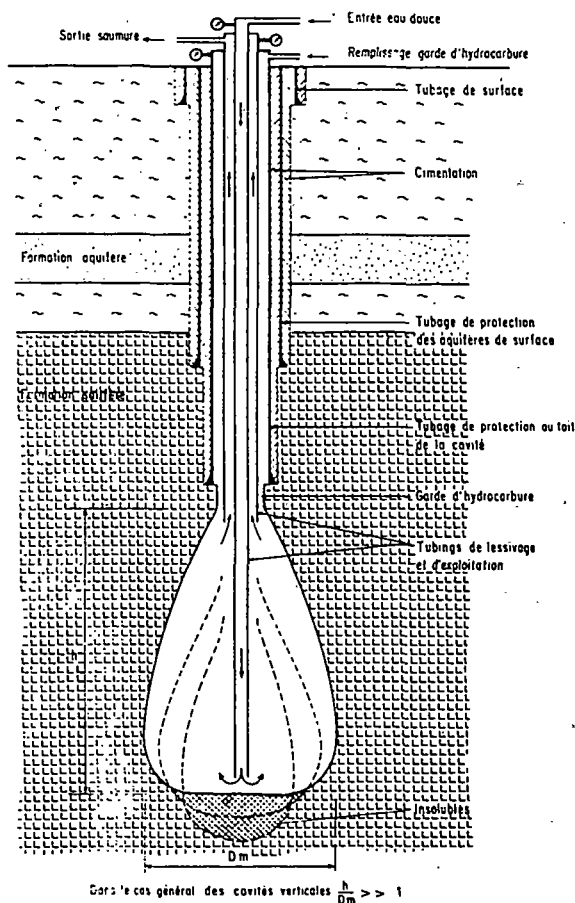


Figure 13

Technique de lessivage vertical

Il existe une technique de lessivage horizontal, dans des bancs de faible épaisseur (moins de 10 m).

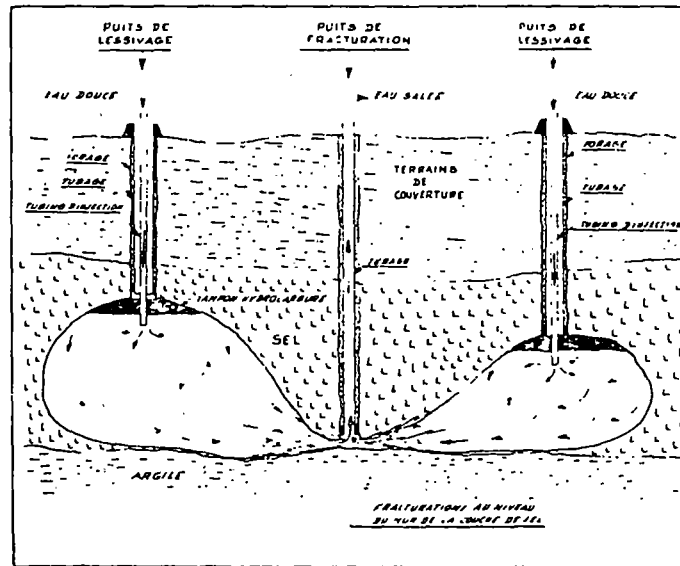


Figure 14 - Technique de lessivage horizontal

Le lessivage horizontal des bancs de sel est amorcé par une fracturation hydraulique qui établit une communication entre deux puits voisins au niveau d'un plan de stratification, généralement contact marne/sel.

- Etanchéité et stabilité

Les essais "d'aptitude" du puits se font avant lessivage. Les essais de "réception" de la cavité se font avant remplissage. On s'inspire du règlement des épreuves des réservoirs sous pression.

On calcule la pression de service au niveau du sabot (tête) du tube cimenté. On effectue l'essai d'aptitude de façon à obtenir à ce niveau une pression de 20 % supérieure à la pression de service.

KOLOSOV a utilisé des ciments de compositions variables pour cimenter l'espace annulaire. La pression dans la tête du puits au cours de l'essai est calculée par cet auteur, avant de forer le bouchon lors de l'essai d'étanchéité.

$$p_t = c [0,1H (\gamma_s - \gamma_p) + p_f^t]$$

p_t : pression en tête du puits en kg/cm^2

c : coefficient d'excès de pression par rapport à la pression maximale d'exploitation du réservoir. Ce coefficient varie entre 1,1 - 1,25

H : profondeur de l'intervalle d'essai en m

$\gamma_s \ \gamma_p$: poids spécifique de la saumure et du produit à stocker en t/m^3 .

Les cavités sont à moins de 1 500 m de profondeur à Manosque, ce qui donne l'assurance d'une bonne stabilité mécanique. La stabilité est étudiée par modèle mathématique. De plus, de nombreuses expériences *in situ* sont effectuées sur les cavités pour en préciser le comportement, en particulier au fluage.

Nous ne développerons pas plus ces questions qui sont traitées par MAURY (36).

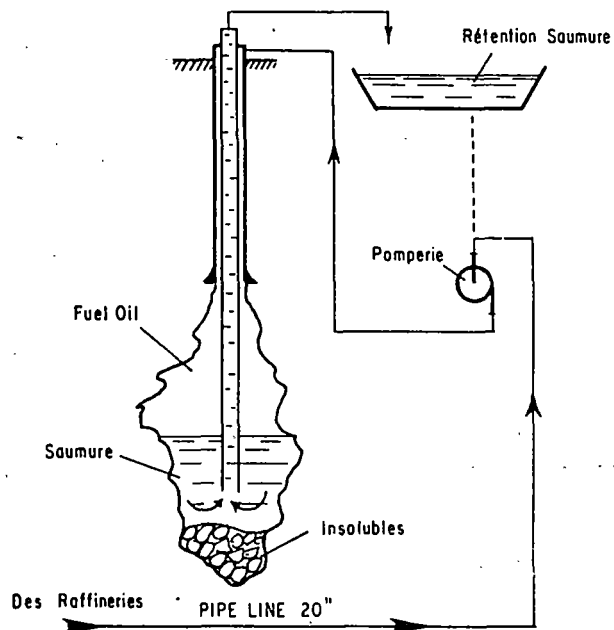
- Fonctionnement du stockage

La saumure résultant de cette opération est pompée pour laisser place à du fuel.

Figure 15

Schéma de principe du stockage pour les hydrocarbures (ex. : Manosque)

d'après D. DUBOIS (22)



Lors du déstockage, on reprend le fuel et on le remplace par de l'eau douce jusqu'à ce que les cavités atteignent une dimension maximale. La chasse d'un volume V d'hydrocarbure avec de l'eau douce entraîne la dissolution d'un volume de sel égal à $0,17 V$. Il est nécessaire ensuite d'envisager des mesures permettant de déstocker sans agrandir les cavités, c'est le cas du stockage de Manosque.

Lorsqu'il s'agit d'un stockage de gaz comme à Tersanne, l'exploitation du stockage se fait par détente du gaz et non par déplacement de saumure.

On comprime le gaz à haute pression dans les cavités pendant les périodes de soutirage, il suffira de détendre le gaz pour l'envoyer sur le réseau de transport. L'exploitation sera caractérisée par la pression maximale du gaz en fin de remplissage et par la pression minimale, en fin de soutirage. Plus cette variation de pression sera importante et plus le volume utile en gaz sera élevé. La pression maximale dépend de la résistance et du poids des terrains. A Tersanne où la couche de sel est à 1 400 m de profondeur, on a choisi une valeur de l'ordre de 1,7 bar/10 mètres (les massifs de sel se fracturent pour des gradients de pression de 2,4 à 2,7 bars/10 mètres), ce qui donne

au fond une pression maximale de l'ordre de 230 bars.

La pression minimale dépend d'une part de la possibilité d'envoyer le gaz sur le réseau sans recompression et d'autre part, de la stabilité de la cavité, la détente créant des contraintes dans les massifs voisins. Ceci conduit à ne pas faire tomber la pression au fond au-dessous de 80 bars.

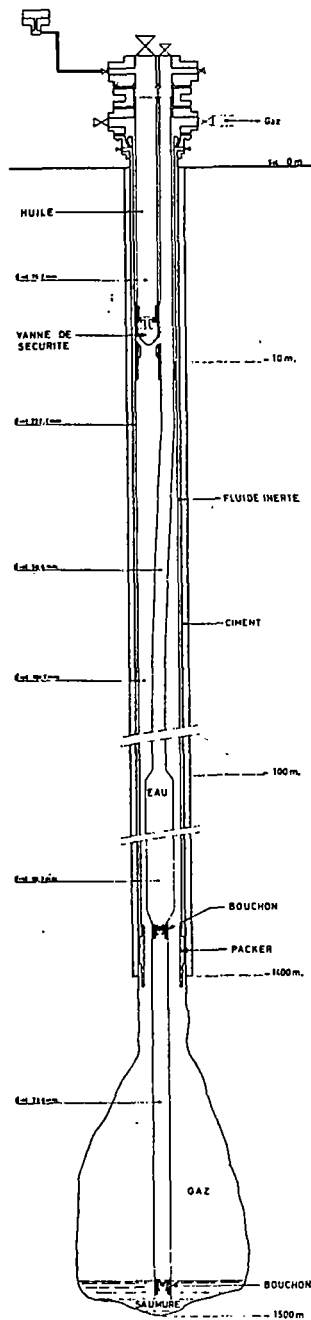


Figure 16

Équipement d'une cavité à Tersanne

2.5.4 - Évacuation des saumures

L'un des problèmes à résoudre lors de l'implantation d'un stockage dans le sel, est le rejet des saumures.

A Manosque, on a construit une conduite de 97 km pour relier le stockage aux raffineries et à l'étang de Ravalduc. La quantité de saumure à Manosque représente un tonnage de 4 millions de tonnes de sel en solution par an. Ces saumures sont évacuées et stockées dans les étangs de Engrenier et Lavalduc ou utilisées dans les salines de Berre. On peut stocker jusqu'à 30 millions de m³ de saumure.

A Tersanne, le gaz de France produit une saumure non saturée, à 250 g/l et l'envoie vers les exploitations de Progil à Hauterives par un saumoduc de 8 km de long. Cette saumure est reprise par Progil qui l'injecte dans ses propres cavités où elle se sature, puis elle est expédiée vers Pont-de-Claix.

2.5.5 - Contrôle et environnement

A Manosque une étude géologique a reconnu les aquifères lointains et les aquifères proches (3).

- les aquifères lointains : nappes du Languedoc, nappes du Miocène, aquifères des calcaires de Reillanne, de Vachères, de grès de Manosque et de Bois d'Asson ;
- les aquifères proches : aquifères des calcaires de Montfuron, des calcaires à indices de bitume, de la formation anhydritique, de la nappe superficielle.

Une pollution éventuelle se produisant affecterait directement les aquifères proches. Les aquifères exploités, sont situés dans des formations indépendantes de l'environnement hydrogéologique de Manosque. Les eaux situées à proximité immédiate du site de stockage sont impropres à la consommation, parce qu'elles sont salées, sulfatées et sulfureuses. Ces conditions sont donc favorables à la protection naturelle du site.

Les pollutions accidentelles de surface soit par hydrocarbure, soit par les saumures, sont surveillées de façon à ce qu'elles ne puissent se répandre au-delà du site, suivant le plan suivant : (d'après AQUAIN (3)).

Aquifère concerné	Situation	Points de surveillance
calcaires en plaquettes - formation de Montfuron ...	limite extérieure du site	pas d'exutoire connu en surface
calcaires à indices de bitume	aquifère profond du site	puits Mag 5 - Mag 7 - Mag 8
aquifère de la formation anhydritique	zone haute anticlinale de Passaire	source de Passaire (puits 10)
pseudo-nappe superficielle de Passaire	cuvette de Passaire .	piézomètres 6 et 9, A et E
tous aquifères	si écoulement en surface	sortie du site - pts 15 16, 4

SURVEILLANCE DES POLLUTIONS

Fluide	Zone concernée	Sécurités technologiques	Points de surveillance
hydrocarbures	surface déversements accidentels	appareils de contrôle sectionnement des circuits	pt 15 rondes de surveillance
	nappes profondes	pressiostats limiteurs de pression	puits Mag 5 - Mag 7 - Mag 8 source de Passaire (pt 10)
saumures	rétentions	systèmes de drainage avec renvoi des effluents dans les rétentions	drains piézomètres A et E, 6 et 9
	sortie du site tous déversements	bassin en terre pour dériver le ruisseau envoi d'eau douce de dilution à partir de R6 (5 000 m ³)	pts 15, 16, 4

MESURES ET CONSIGNES DE SURVEILLANCE

Elles sont les suivantes :

Aquifères profonds

puits Mag 5, Mag 7, Mag 8

Source de Passaire (pt n° 10)

mesures : densité, salinité, détection des hydrocarbures

fréquence : une fois par semaine

Cuvettes R4 - R5

1. Sur les drains

mesures : densité - salinité

fréquence : toutes les 4 h sauf consigne particulière ; fréquence resserrée en cas d'augmentation du débit des drains

2. Installation d'une alarme de niveau haut dans les puisards collecteurs des drains R4 et R5

3. Sur les piézomètres A et E, sur la digue de R5 et 6 et 9 dans la pseudo-nappe superficielle de Passaire

mesures : hauteur, densité, salinité

fréquence : une fois par semaine

Sortie du site

1. Installation d'un salinomètre enregistreur avec alarme en salle de contrôle en aval du puits W au gué (pt n° 15)
2. Jusqu'à l'installation de ce salinomètre et pendant la période de mise au point, on effectuera au point 15 :

mesures : densité, salinité; détection des hydrocarbures
fréquence : toutes les 8 h,

Chaque fois que la salinité dépassera au point 15 :

- 5 g/l entre avril et octobre,

- 8 g/l entre novembre et mars,

on mesurera en plus la densité et la salinité aux points 16 et 5.

3. Aux points 16 et 5, situés sur le Largue en amont et en aval du confluent avec l'Agasson :

mesure : salinité,

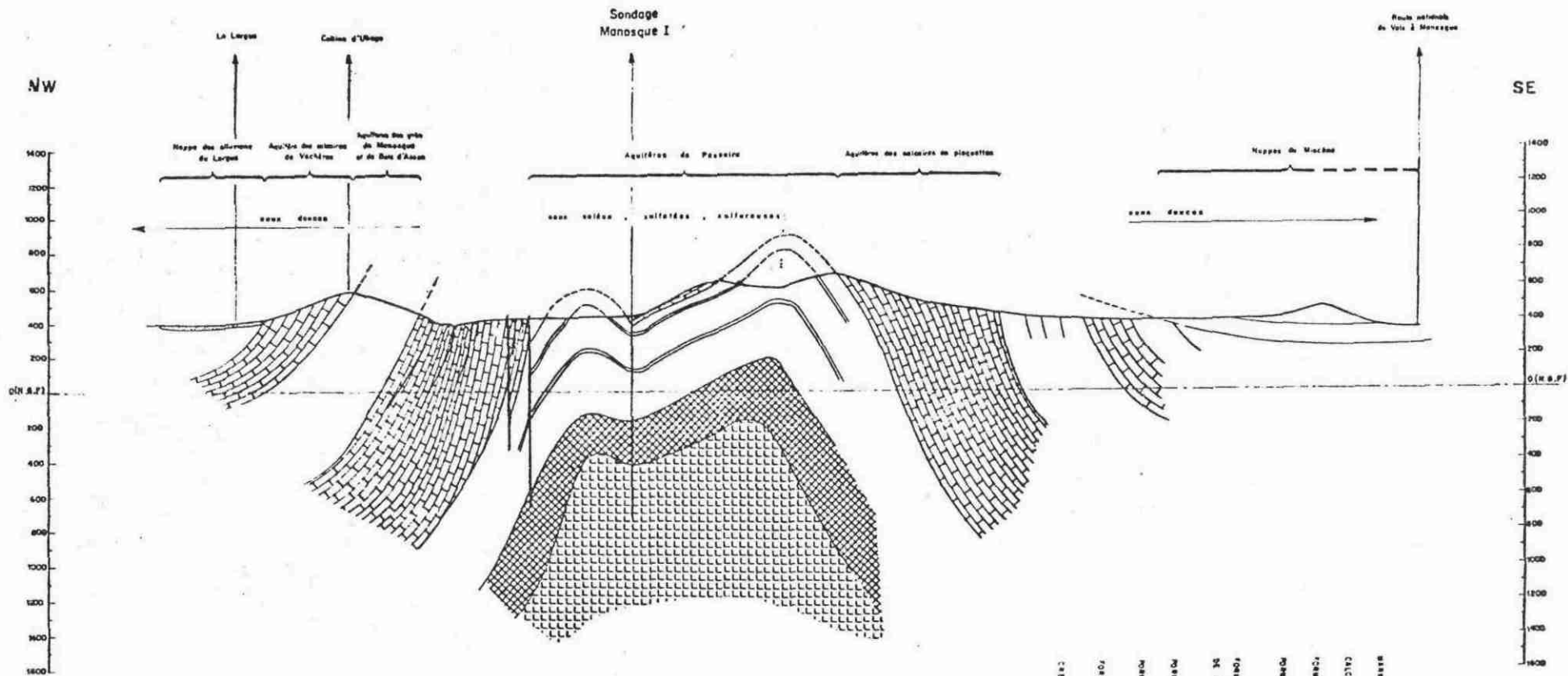
fréquence : une fois par semaine sauf consigne particulière,

but : vérifier que le Largue conserve une salinité analogue à celle qu'il avait antérieurement aux activités de Géosel (50 à 70 mg/l suivant les saisons).

Pour atteindre ce but, il est possible de dériver le ruisseau à proximité du puits N vers un bassin en terre et de diluer les eaux de l'Agasson par envoi d'eau douce à partir de la rétention R6 d'une capacité de 5 000 m³.

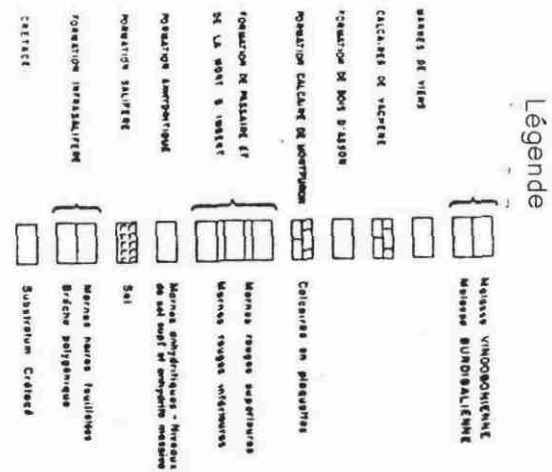
SITE de PASSAIRE
Plan de position des points de contrôle des effluents
Ech. 1/20000





Répartition schématique des différents aquifères, dans la structure de Manosque (coupe interprétative n° 2). (Ech. 1/20 000, mai-juin 1970.)

d'après A. AQUAIN (3)



CONCLUSION

Si le développement du marché encourage la recherche de nouvelles réserves de gaz, il faut parallèlement poursuivre l'étude de nouvelles techniques du stockage. Actuellement le stockage en aquifères constitue la méthode la plus économique, mais le succès d'un tel système exige des conditions géologiques appropriées, qui ne se rencontrent pas très souvent.

Le stockage en cavités plus récent que le stockage en couches aquifères, offre des possibilités de mise en réserve importantes. Les cavités de Tersanne, parmi les premières de ce type dans le monde, auront fin 1984 une capacité d'environ 460 MN m³ de gaz dont 290 MN m³ soutirables.

Cependant il est d'ores et déjà utile d'étudier la possibilité de stocker en couche poreuse horizontale.

Nous concluons ce rapport par un tableau récapitulatif des conditions géologiques requises selon les différents types de stockage.

Type de stockage	Conditions requises
en aquifère	<ul style="list-style-type: none"> - porosité totale roche 20 - réservoir ≈ 30 % - perméabilité 0,5 à 8 darcys intrinsèque roche réservoir - profondeur ≈ 400 à 1 000 m - couverture très peu perméable - fermeture suffisante ≈ 20 à 100 m
en cavités minées ou anciennes mines	<ul style="list-style-type: none"> - perméabilité roche $\leq 10^{-1}$ md - teneur en eau ≥ 25 % - roche présentant garanties de stabilité
en cavités dans le sel	<ul style="list-style-type: none"> - couche ou massif étendu épaisseur forte ≈ 300 - 800 m - peu d'insolubles, bien répartis dans la masse - profondeur d'au moins 300 m - possibilité de disposer de grandes quan- tités d'eau douce pour créer les cavités - présence relativement proche d'une indus- trie utilisatrice des saumures rejetées

BIBLIOGRAPHIE

- (1) - Anonyme
Les réservoirs souterrains de gaz naturel.
Gaz actualités, 1969 - p. 115-128.
- (2) - Anonyme
Untergrundspeicherung.
Fortschrittsbericht 1971, Bohrtechnik, Erdöl und Erdgasgewinnung,
1972, fasc. 3.
- (3) - André AQUAIN
Centre de stockage souterrain de Manosque - Protection de l'environnement, contrôle des effluents.
Hydrocarbures, fr., (1971) n° 130, pp. 8-16.
- (4) - I.V. ARBUZOV et al.
Création de réservoirs souterrains de gaz dans les couches aquifères.
Stroitelstvo Truboprovodov, t. 16, n° 2, fév. 1971, p. 25-26, trad. Rojas.
- (5) - C.A. BAYS
Groundwater and underground gas storage.
Groundwater, vol 2, n° 4, oct. 1964.
- (6) - H. BECK
Bedeutung und funktion unterirdischer gasspeicher.
Zeitschrift für wirtschafts, géographie, Heft n° 2, 1971, tome 15, pp. 43-47
- (7) - C.D. BORICOV, BELOV et autres
Utilisation de couches pétrolières épuisées pour le stockage de gaz.
Gazovaja promyslennost, n° 1, 1970, trad. Rojas.
- (8) - M. BOUCHER, J. MARRAST
Etude sur modèles numérique et physique des possibilités de stockage de gaz naturel en couches horizontales.
Revue de l'institut français du pétrole, n° 11, 1969, p. 1339-1373.
- (9) - H. BRESSON
Stockage du gaz dans le sel.
Revue française de l'énergie, n° 214, 1969, p. 527-543.
- (10) - J.E. BRIGGS, D.L. KATZ
Water drainage from sand in developing aquifer storage.
Oil and gas journal, n° 49, 1968, p. 61-66.
- (11) - D.F. Mc CARTHY
Underground storage facilities for gaseous and liquid hydrocarbons.
Pipe-line and gas journal, march 1972, t. 199, n° 3, USA.

- (12) - V.T. CARUSO
The use of oil zones for gas storage,
A.G.A. operating section proceedings, 1965, p. 96-113.
- (13) - I.A. CHARNIJ, F.I. ERMOLENKO, G.C. BALASHOVA
Emersion et étalement du gaz lors du stockage dans des couches
aquifères horizontales ou en pente douce de grande épaisseur.
Izv. v.u.z. Neft'i gaz, n° 8, 1970, trd. Rojas.
- (14) - A. CLERC-RENAUD
La réalisation de réservoirs dans les gisements de sel.
Industrie minière, déc. 1972, vol. 54; n° 12; p. 560-565.
- (15) - K.W. CLUGSTON
Depleted zone used for gas storage.
Oil and gas journal, n° 11, 1970, p. 193-198.
- (16) - J. COLONNA
Etude et utilisation des réservoirs souterrains de gaz en nappes
aquifères.
Annales des mines (nov. 1969), p. 7-34.
- (17) - J. COLONNA et D. VERNET
Premières injections à Chémery. Quelques problèmes rencontrés dans la
mise en exploitation des réservoirs souterrains de gaz en aquifère.
Congrès ASS. Techn. gaz, 1969.
- (18) - R. DELSOL
Le stockage souterrain de gaz.
Revue de l'IFP, nov. 1956, XI, n° 11, p. 1391-1405.
- (19) - E. DIEKMANN, R. WAGER
Gasspeicherung als geohydrologisches problem.
Mémoires AIH, vol. VII, 1965, Hanovre, p. 130-136.
- (20) - E. DIEKMANN
Erdgas und speicherung.
Neue DELIWA-Zeitschrift, heft 7, 1971, p. 287-290.
- (21) - G. DONAT
Le stockage souterrain de gaz naturel de Tersanne.
L'industrie du pétrole, n° 447, 1974, p. 15-24.
- (22) - D. DUBOIS
Le stockage souterrain d'hydrocarbures de Manosque.
Annales des mines, déc. 1972, p. 9-14.

- (23) - E. de GELIS
Douze ans d'exploitation de stockage souterrain dans le Sud-Ouest.
Communication au 6e congrès national du pétrole, juin 1969, La Baule.
- (24) - E. de GELIS
Stockage de Lussagnet, ajustement et utilisation d'un modèle numérique.
Communication Igu/A 26-73, 12e congrès mondial du gaz nice 1973.
- (25) - E.L. GUSEV, V.V. BASHKIN
Création du stockage souterrain de gaz d'Inchukalnskiy.
Résultats des travaux expérimentaux dans la première étape.
Gazovaja promyslennost, n° 12, 1970, trad. Rojas.
- (26) - J. JAQUES
Stockage souterrain de g.p.l. de Lavera.
L'industrie du pétrole, n° 419, 1971, p. 77-79.
- (27) - B. JASMIN
Le stockage souterrain.
L'industrie du pétrole en Europe, fr. 1968, n° spécial.
- (28) - D. KATZ et K. COATS
Underground storage of fluids.
Ulrich's books Inc., Ann. Arbor, Michigan. 1973.
- (29) - D. KATZ, M. TEK
Storage of natural gas in saline aquifers.
Water resources research, oct. 1970, vol. 6, n° 5, p. 1515-1521.
- (30) - R.G. KAZMANN
Exotic uses of aquifers.
Journal of the irrigation and drainage division. Proc. of the Am. Soc. Civ. Eng. vol. 97, sep. 1971, p. 515-522.
- (31) - A.V. KOLOSOV
Essais d'étanchéité des puits technologiques de ddépôts souterrains.
Gazovoe delo n° 2, 1971, p. 26-28, trad. Rojas.
- (32) - A.V. KOLOSOV
Réalisation de stockages souterrains dans des dépôts de sel.
Gazovoe delo n° 8, 1972, p. 33-35.
- (33) - A.N. KOROTCHANSKY
Utilisation du sous-sol pour le stockage d'hydrocarbures, l'injection de déchets liquides, le rejet et le stockage de déchets radio-actifs.
Rapport B.R.G.M. 73 SGN 168 AME.

- (34) - T.J. LASSETER, P.A. WITHERSPOON
Underground storage of liquefied natural gas in cavities created by nuclear explosives.
Dpt Civ. Eng. Inst. of transportation and traffic engineering.
Publication n° 74-1, University of California, Berkeley.
- (35) - G. MARCHAND, H. PREVOT, J.L. PICARD, Ch. PREVOT
Les eaux souterraines et les stockages souterrains.
Annales des mines, janv.-fév. 1973, p. 19-35.
- (36) - V. MAURY
Stabilité des cavités souterraines utilisées ou projetées pour le stockage souterrain.
Industrie minière, n° spécial, 15 avril 1974, p. 32-44.
- (37) - Y.A. MIASNIKOV et al.
Détermination des paramètres d'une couche aquifère à partir des données fournies par l'injection de gaz ou d'air.
Gazovaja promyslenost n° 8, 1969, trad. Rojas.
- (38) - J.L. MILLET
Les stockages souterrains.
Gaz d'aujourd'hui, n° 2, 1972, p. 55-63.
- (39) - J.L. PICARD
Stockage de 5 millions de m³ dans l'ancienne mine de fer de May-sur-Orne (Calvados).
Annales des mines, janv.-fév. 1973, p. 26-30.
- (40) - M. POTTIER
Stockage de gaz naturel en couches de sel.
Revue de l'Industrie minière, vol. 52, n° 4, avril 1970, p. 289-300.
- (41) - M. POTTIER et J. LEGUILLETTE
Le stockage souterrain de gaz naturel dans le sel. Réalisation de Tersanne.
Congrès A.T.G. ; 1971.
- (42) - H. PREVOT
Stockage souterrain de propane de Lavera (Bouches-du-Rhône).
Annales des mines, janv.-fév. 1973, p. 23-25.
- (43) - Ch. PREVOT
Le stockage souterrain de gaz de Lussagnet.
Annales des mines, janv.-fév. 1973, p. 31-34.
- (44) - Ch. ROUX, J. BALAZUC
Rôle et implantation de stockages souterrains de gaz.
Annales des mines, déc. 1970, p. 59-76.

- (45) - W. RÜHL
Unterirdische großräumlagerung von gasförmigen und flüssigen kohlenwasserstoffen.
Erdöl und kohle, n° 5, mai 1971, p. 299-308.
- (46) - E. SCHLUMBERGER
Le stockage souterrain.
Les stockages souterrains. Techniques actuelles et futures. Ass. fr., Tec. pet. n° 197, 1969, p. 151-155.
- (47) - V.B. SOHRANSKY, V.I. CERKASENINOV
Normes générales concernant la recherche de génie géologique pour la construction de cavités souterraines destinées au stockage.
Stroitelstvo truboprovodov, août 1973, p. 33-35, trad. Rojas.
- (48) - V.B. SOHRANSKY, V.I. CERKOSENOV
Evaluation de l'aptitude des roches au stockage souterrain d'hydrocarbures.
Stroitelstvo truboprovodov, n° 10, 1972, p. 13-15.
- (49) - M. TABARY
Stockage souterrain à étanchéité artificielle.
Revue de l'A.F.T.P., n° 212, 1972, p. 61-65.
- 50) - P. TEUMER, W. FUCHS, W. GILCH
Méthodes spéciales pour éprouver l'étanchéité d'un réservoir de stockage de gaz en nappe aquifère.
Comm. Igu/A 24-73, 12e congrès mondial du gaz, Nice 1973.
- (51) - D. VERNET
Réservoir de St Illiers-la-Ville. Premiers résultats de la mise en gaz. Problème de contrôle du réservoir.
Congrès A.T.G. 1968.
- (52) - G. VIE
Stockages souterrains pour hydrocarbures gazeux liquéfiés.
Le génie civil, T. 147, n° 5, mai 1970, p. 286-290.
- (53) - W. WISSMANN
L'importance de la pression capillaire et de la perméabilité relative quand on injecte du gaz dans un aquifère et les possibilités d'évaluer la formation de la poche de gaz.
Mémoires A.I.H., réunion Hanovre, 1965, t. 7, p. 143-148.