

Direction des mines

Circulaire d'information IC-144

STOCKAGE SOUTERRAIN DU GAZ NATUREL  
DANS LE SUD DE L'ONTARIO ET DU QUÉBEC

par

R. -P. Charbonnier\*

RÉSUMÉ

Après l'achèvement récent du gazoduc transcanadien, la consommation de gaz naturel devrait s'accroître très rapidement dans le Sud de l'Ontario et du Québec, tout comme la chose s'est produite ces dernières années dans l'Est des États-Unis.

Les données relatives aux États-Unis démontrent l'importance du stockage souterrain du gaz naturel à titre de solution aux problèmes que posent la consommation irrégulière et les périodes de pointe en hiver. La situation est probablement analogue au Canada.

La présente étude tient compte des divers aspects du stockage souterrain du gaz; elle comprend un exemple de l'évaluation des besoins du marché dans le Sud ontarien, un examen de l'agencement et de l'utilisation de champs partiellement épuisés et de réservoirs aquifères, de même que certaines données quant aux coûts.

Les réservoirs actuellement utilisés et d'autres qu'on pourrait utiliser à l'avenir pour y stocker du gaz dans le Sud de l'Ontario et du Québec donnent également lieu à un examen, et l'auteur montre qu'il est souhaitable de poursuivre les recherches relativement aux endroits où l'on pourrait stocker du gaz dans la région en cause.

---

\*Chef, Section du génie des gisements d'hydrocarbures, Division des combustibles et du génie minier, Direction des mines, ministère des Mines et des Relevés techniques, Ottawa, Canada.

Mines Branch Information Circular IC-144

UNDERGROUND STORAGE OF  
NATURAL GAS IN THE SOUTH OF ONTARIO AND QUEBEC

by

R. P. Charbonnier\*

SYNOPSIS

Following the recent completion of the Trans-Canada gas pipeline, the consumption of natural gas is expected to grow very rapidly in southern Ontario and Quebec — in a trend similar to that which has occurred in the eastern United States in recent years.

The United States data show the importance of underground storage of natural gas as a solution to irregular consumption problems and winter peak demand periods. The situation in Canada is likely to be very similar.

In the present study various aspects of underground gas storage are considered, including an example of evaluation of market requirements in southern Ontario, a survey of the design and operation of partly depleted fields and aquifer reservoirs, and some cost data.

The present facilities and future possibilities of gas storage in southern Ontario and Quebec are also studied, and show the desirability of further investigations of the storage gas pool possibilities in that area.

---

\*Head, Petroleum Reservoir Engineering Section, Fuels and Mining Practice Division, Mines Branch, Department of Mines and Technical Surveys, Ottawa, Canada.

## TABLE DES MATIÈRES

	<u>Page</u>
Résumé.....	i
Synopsis.....	ii
Introduction.....	1
Chiffres relatifs aux États-Unis.....	2
Exigences du marché dans le Sud ontarien.....	4
Aménagement des réservoirs de stockage.....	9
Fonctionnement des réservoirs de stockage.....	11
Stockage dans les champs de gaz épuisés.....	11
Stockage dans les champs de pétrole épuisés.....	14
Stockage dans les aquifères.....	16
Coût du stockage souterrain.....	18
Stockage de gaz dans le Sud-Ouest ontarien.....	19
Stockage de gaz dans le Sud-Est ontarien et dans les Basses terres du Saint-Laurent, au Québec.....	23
Caractéristiques usuelles du stockage artificiel du gaz sous terre....	26
Conclusions.....	28
Ouvrages de référence.....	28
Bibliographie choisie en matière de stockage souterrain du gaz.....	30

## TABLEAUX

<u>N<sup>o</sup></u>		<u>Page</u>
1.	Capacité de stockage souterrain du gaz aux États-Unis, 1944-1961.....	3
2.	Facteurs de consommation par abonné au Canada (Estimations, 1960).....	6
3.	Facteurs de charge au Canada (Estimations, 1960).....	6
4.	Exigences théoriques du marché du gaz dans la région de Windsor (Estimations, 1960).....	8

## INTRODUCTION

Les progrès rapides de l'industrie du gaz naturel aux États-Unis ces dernières années n'ont été possibles que grâce aux volumes énormes de gaz qui ont été stockés sous terre à proximité des points où se trouvent les marchés alimentés par des gazoducs s'étendant sur de longues distances. Grâce à ces réservoirs et aux livraisons interruptibles, pour certaines entreprises, les gazoducs ont pu livrer régulièrement du gaz sous des facteurs de charge proches de la capacité maximum. Les champs de gaz produisent de façon plus satisfaisante avec un débit assez uniforme, et les consommateurs se trouvent protégés en périodes de pointe.

A mesure qu'augmentera la consommation de gaz naturel dans le Sud de l'Ontario et du Québec, il est à prévoir que les réservoirs de stockage devront être augmentés, tout comme la chose s'est produite aux États-Unis ces dernières années. Pour la protection et le bien-être du public, et pour le plus grand bien de l'industrie canadienne, les exigences en matière de stockage doivent être étudiées minutieusement, et il faut prendre les mesures voulues avant de procéder à l'extension poussée des marchés.

La présente étude comporte tout d'abord un bref aperçu de l'importance des réservoirs souterrains de gaz naturel aux États-Unis, car l'aspect général des progrès de l'industrie du gaz devrait être assez semblable au Canada.

Étant donné que la prévision de la capacité de stockage des réservoirs et du gaz disponible se fonde sur les besoins présumés du marché, ce rapport donne un exemple théorique de l'estimation des besoins du marché dans le Sud

ontarien, et cet examen est suivi d'une étude des caractéristiques et du fonctionnement des trois types de réservoirs utilisés pour y stocker du gaz, à savoir les gisements de gaz en partie épuisés, les champs de pétrole partiellement épuisés et les strates contenant de l'eau (réservoirs aquifères). De plus, le coût du stockage souterrain du gaz y est brièvement étudié.

En dernier lieu, les réservoirs actuels et ceux qu'on pourrait utiliser à l'avenir pour stocker du gaz sous terre dans le Sud de l'Ontario et du Québec donnent lieu à un examen qui vise à attirer l'attention sur la nécessité de mettre au point un programme d'aménagement de réservoirs de stockage du gaz dans cette région.

#### CHIFFRES RELATIFS AUX ÉTATS-UNIS(1)

A la fin de 1961, les réserves prouvées de gaz aux États-Unis étaient évaluées à 268 trillions de pieds cubes. Le volume de gaz livré sur le marché en 1961 s'est chiffré par 13.1 trillions de pieds cubes, et, au cours de cette même année, les ventes aux consommateurs domestiques et commerciaux se sont accrues de 4 p. 100 au détriment des ventes aux consommateurs interrompibles, ce qui est conforme à la tendance générale des marchés de gaz naturel. La capacité totale de stockage s'établissait à 3.1 trillions de pieds cubes à la fin de 1961, grâce à 229 réservoirs répartis dans 21 états. Par l'utilisation de leurs 9,617 puits en activité, ces réservoirs ont pu assurer un débit quotidien maximum de près de 12.5 milliards de pieds cubes de gaz. En 1961, le volume maximum de gaz stocké (à l'exclusion du gaz initialement dans les réservoirs) dépassait deux trillions de pieds cubes, le volume ajouté annuellement aux stocks s'établissant à près de 860 milliards de pieds cubes, tandis

que le volume de gaz puisé annuellement dans les stocks atteignait près de 711 milliards de pieds cubes.

Le tableau 1 donne une idée de l'augmentation de la capacité des réservoirs souterrains de stockage du gaz aux États-Unis.

Près de 60 p. 100 du gaz stocké aux États-Unis se trouve dans les quatre états suivants: Pennsylvanie, Ohio, Virginie occidentale, et Michigan.

Suivant les données relatives à l'année 1957, voici comment se répartissaient alors les genres de réservoirs: 9 aquifères et 190 champs partiellement épuisés, dont 175 champs de gaz sec, 13 champs de pétrole et gaz; et 2 champs de pétrole.

TABÉAU 1

Capacité de stockage souterrain du gaz aux États-Unis, 1944-1961(1)

Année	Nombre de réservoirs	Nombre d'états	Total estimé de la capacité des réservoirs, en milliards de pi. cu. (MMMpc)
1944	50	11	135
1949	80	11	497
1951	142	15	916
1953	167	17	1,735
1955	178	18	2,096
1957	199	19	2,603
1961	229	21	3,100

Le volume du gaz initial qui se trouvait encore avant les injections dans les réservoirs de stockage était évalué en 1961 à plus de 500 milliards de pieds cubes, et la capacité finale était évaluée à 1.8 trillion de pieds cubes, pour le

stock minimum de gaz "coussin", et à 1.3 trillion de pieds cubes pour le gaz "récupérable". A la fin de 1961, le stock minimum de gaz et le volume de gaz "récupérable" étaient égaux à environ 1.4 et un trillion de pieds cubes respectivement, soit 60 et 40 p. 100 du total du gaz stocké.

Les pressions au sein des roches variaient ordinairement de 100 à 3,000 psig\*, suivant les déterminations faites au manomètre. Environ 5 p. 100 des puits servaient à la régulation de la pression, tandis que 10 p. 100 étaient sous observation. Environ 80 p. 100 servaient, d'une façon générale, tant pour l'injection que pour le soutirage du gaz. Le volume de gaz stocké atteint ordinairement son maximum vers la fin d'octobre.

Les données susmentionnées indiquent l'importance du stockage souterrain du gaz naturel aux États-Unis, et il est à prévoir que les tendances générales seront probablement de même nature chez nous à mesure que l'industrie canadienne du gaz prendra de l'importance.

La planification en matière de capacité et débit maximum des réservoirs de stockage doit se fonder sur les exigences prévues du marché, et ce qui suit représente un exemple de l'évaluation de ces exigences.

#### EXIGENCES DU MARCHÉ DANS LE SUD ONTARIEN

Pour des raisons évidentes, on a tendance à tout faire fonctionner sous les facteurs de charge les plus élevés possible, tout spécialement le long gazoduc dont l'aménagement a nécessité l'investissement de sommes très considérables.

---

\*psig: livres au pouce carré, par rapport à la pression atmosphérique, pression relative, déterminée au manomètre ("g").



On y arrive le plus facilement en offrant en dehors des périodes de pointe du gaz à tarif réduit à des consommateurs interruptibles (auxquels on peut suspendre les livraisons aux pointes), mais le revenu brut par pied cube de gaz s'en trouve considérablement réduit.

Le marché du gaz pour le chauffage des locaux varie suivant la température et se trouve ordinairement caractérisé<sup>(2)</sup> par le "nombre de degrés - jours de froid" ("déficit de degrés diurnes" DDD), soit la somme des différences entre les températures moyennes quotidiennes en degrés Fahrenheit et la température admise comme base (65° F) pour tous les jours de l'année considérée pour lesquels la température moyenne est inférieure à 65° F, suivant les registres du bureau météorologique régional. Dans le Sud ontarien, où l'on prévoit que le marché du gaz va prendre le plus d'ampleur, le nombre annuel de degrés - jours de froid peut être évalué entre 6,000 et 8,000. Cependant, l'expérience a démontré que, pour faire face aux années exceptionnellement froides, il faut ajouter un facteur de sécurité d'environ 20 p. 100, ce qui porte les estimations du DDD entre 7,500 et 9,500.

Il faut noter que les demandes de pointe ont des conséquences beaucoup plus graves à la fin de l'hiver qu'au début, car les réserves de gaz stocké sont alors en bonne partie épuisées et la pression de stockage est moins forte.

Les répartitions des variations horaires de la température et de la vitesse du vent constituent également d'importants facteurs de la consommation du gaz.

Au nombre des facteurs favorables, mentionnons le marché que représente la climatisation de l'air en été et dont l'importance s'accroît rapidement.

Le tableau 2 contient des estimations de l'ordre de grandeur des valeurs usuelles des facteurs de consommation par abonné au pays.

TABLEAU 2

Facteurs de consommation par abonné au Canada (Estimations, 1960)

Types de ventes	Facteur de consommation par abonné
Domestiques, à l'exclusion du chauffage des locaux	20-40 Mpc/an
Commerciales, à l'exclusion du chauffage des locaux	80-200 Mpc/an
Domestiques (chauffage des locaux)	0.02-0.04 Mpc/DDD
Commerciales (chauffage des locaux)	0.05-0.15 Mpc/DDD

Le tableau 3 donne quelques estimations des valeurs usuelles des facteurs de charge au pays.

TABLEAU 3

Facteurs de charge au Canada (Estimations, 1960)

Types de ventes	Facteur de charge (en pourcentage)
Domestiques ou commerciales, à l'exclusion du chauffage des locaux	70-85
Domestiques ou commerciales (chauffage des locaux)	15-45
Industrielles - débit constant	50-75
Utilisation par la société de gazoduc	85-100

Dans le cas du chauffage des locaux, le facteur de charge peut se calculer en prenant le rapport entre la moyenne réelle annuelle en DDD et la valeur qu'on obtiendrait si tous les jours étaient aussi froids que la moyenne des jours

les plus froids. Ainsi, par exemple, à Windsor entre 1941 et 1952, la température moyenne des jours les plus froids était 5° F, ce qui correspond à 60 degrés-jours, tandis que la moyenne annuelle en DDD se situait aux environs de 6,400. Le facteur de charge à appliquer au chauffage des locaux était donc:

$$\frac{6,400}{60 \times 365} \times 100, \text{ soit environ } 29 \text{ p. } 100.$$

Les ventes totales et le débit quotidien maximum peuvent être évalués comme il est indiqué au tableau 4 dans le cas d'un marché hypothétique dans la région de Windsor. Le tableau indique, au total, 25,000 abonnés domestiques et 2,500 abonnés commerciaux, et, pour des degrés de saturation de 48 et 40 p. 100 respectivement quant au chauffage des locaux, on devrait compter 12,000 et 1,000 abonnés respectivement. Ce tableau contient des facteurs de consommation et de charge calculés à partir des données antérieurement mentionnées, et aboutit à une demande quotidienne maximum de 29 MMpc. Étant donné qu'il arriverait rarement que toutes les catégories d'abonnés exigent un débit maximum simultanément, et que, dans de tels cas, ce ne serait que pour de très brèves périodes, il faut appliquer un "facteur de diversité" que l'expérience place ordinairement entre 0.7 et 1. Supposons que le facteur de diversité soit 0.9, le débit quotidien maximum atteindrait  $29 \times 0.9 = 26.1$  MMpc et, au regard de cette demande maximum, la charge quotidienne moyenne de 12.7 MMpc indiquée au tableau représenterait un facteur de charge pour l'ensemble de  $12.7/26.1$ , soit environ 50 p. 100.

TABLEAU 4

Exigences théoriques du marché du gaz dans la région de Windsor  
(Estimations, 1960)

	A	B	C	D=AB D=ABC	E=D/365	F	G=E/F
Catégories de ventes	Nombre d'abonnés	Facteur de consommation, Mpc	DDD annuel, degrés-jours	Ventes annuelles, MMpc	Moyenne quotidienne, MMpc	Facteur de charge, %	Maximum quotidien, MMpc
Domestiques	25,000	30		750	2.0	80	2.5
Commerciales	2,500	100		250	0.7	80	0.9
Domestiques, chauffage des locaux	12,000	0.025	6,400	1,920	5.3	29	18.2
Commerciales, chauffage des locaux	1,000	0.075	6,400	480	1.3	29	4.5
Industrielles, débit assuré				600	1.6	65	2.5
Industrielles, débit interruptible				500	1.4		
Consommation par la société du gazoduc, etc.				150	0.4	100	0.4
Total				4,650	12.7		29.0

Pour pouvoir fonctionner sous un facteur de charge de 100 p. 100, les gazoducs de transmission alimentant le marché étudié au tableau 4 devraient avoir un débit maximum possible d'environ 12.7 MMpc par jour. La proportion pour le chauffage des locaux du marché en question équivaut à un nombre annuel moyen de degrés-jours de froid de 6,400/365, soit 17.5 degrés-jours. Toutefois, les registres météorologiques de la région de Windsor indiquent un total observé d'environ 2,470 degrés-jours en plus de la moyenne annuelle de 17.5 D.J. Ces

quantités supplémentaires représentent 2,470/6,400, ou 38.6 p. 100 des besoins annuels pour le chauffage des locaux. Ce surplus au regard du débit moyen exigerait un minimum des réserves de gaz récupérable de l'ordre de 38.6 p. 100 des débits annuels pour le chauffage des locaux domestiques et commerciaux que le tableau 4 établit à 1,920 plus 480 MMpc, soit 2,400 MMpc de gaz. Ces réserves, se montant à 926 MMpc de gaz récupérable, devraient pouvoir livrer quotidiennement un maximum d'au moins 26.1 moins 12.7 MMpc, soit environ 13.4 MMpc. Il faut noter que le débit horaire maximum, qui s'exprime ordinairement comme pourcentage du débit quotidien maximum, peut atteindre jusqu'à 6 ou 7 p. 100, et il faut prévoir les installations de pointe en conséquence.

En fait, il faut que les réservoirs soient beaucoup plus grands que ne l'exige l'hiver moyen afin de pouvoir faire face à une demande exceptionnellement élevée et à un approvisionnement insuffisant. Les installations de stockage du gaz qui sont prévues pour l'usage hivernal conviennent ordinairement aux injections du gaz en été, sauf en certains cas de stockage à haute pression, où alors les appareils de compression peuvent être les facteurs restrictifs.

#### AMÉNAGEMENT DES RÉSERVOIRS DE STOCKAGE

D'une façon générale, la meilleure façon de stocker du gaz consiste à convertir des champs de pétrole ou de gaz partiellement épuisés, s'il se trouve de tels réservoirs assez près des marchés du point de vue économique.

Lorsqu'on envisage de stocker du gaz dans un champ partiellement épuisé, il faut tout d'abord recueillir et étudier toutes les données disponibles dans les domaines de la géologie et du génie, comme par exemple les rapports des éclaireurs ("scouts"), les diagaphies de puits, les rapports d'obturation

de puits, les registres des variations de la production et de la pression, ainsi que les données relatives aux carottes, afin d'évaluer la capacité du réservoir. De plus, certains essais de fonctionnement tels que les essais de contre-pression vont aider à déterminer les débits maximum de gaz qu'on pourrait tirer du réservoir et, partant, le nombre de puits requis. En ce qui concerne l'étanchéité du réservoir, les registres de tubage, de cimentation et d'obturations des puits jouent un rôle très important. Il faut souvent procéder à de nouveaux forages et à l'obturation d'anciens puits, de même qu'à l'aménagement de nouveaux tubages et à de nouvelles complétions.

Si ces premières études donnent des résultats favorables, il faut acquérir, au moyen de contrats, de baux ou garanties, etc., les droits d'utilisation de la formation pour le stockage du gaz.

Il faut forer de nouveaux puits pour diverses raisons, comme par exemple des puits de délimitation, afin de déterminer les limites du champ; des puits d'observation (environ 4 p. 100 de tous les puits de stockage), afin de déceler les fuites possibles et de vérifier les changements du niveau de l'eau; des puits supplémentaires, pour le débit maximum des jours de pointe (ordinairement forés au sommet du réservoir); et des puits de drainage à la périphérie de la nappe, afin de réduire les gradients extrêmes de pression qui pourraient se produire.

La principale différence entre le fonctionnement d'un réservoir de stockage et celui d'un champ de gaz est que le débit de soutirage du réservoir peut être beaucoup plus élevé, ce qui entraîne dans le réservoir des baisses de pression qui peuvent atteindre jusqu'à 30 psi par jour. Dans le cas d'une

pression de 600 psia\* en tête d'un puits doté d'un tubage de 8 pouces, le débit maximum qui éviterait l'entraînement de particules de roche-magasin au sein du jet de gaz est estimé à environ 35 MMpc/jour<sup>(2)</sup>.

Les conduites des puits sont ordinairement d'un diamètre supérieur aux besoins pour se protéger du gel dû à la formation d'hydrates. En fait, il faut souvent déshydrater le gaz tiré de réservoirs de stockage, car même si le gaz est sec il se charge d'eau lorsqu'on l'introduit dans des strates aquifères. La déshydratation s'effectue le plus souvent suivant des procédés d'absorption en milieu liquide (glycol) ou solide, soit avant soit après la compression, suivant diverses conditions.

Compte tenu de la grande variété de rapports de compression, de pressions et de charges, les compresseurs devraient offrir une certaine variété de combinaisons possibles d'énergie et de capacité.

## FONCTIONNEMENT DES RÉSERVOIRS DE STOCKAGE

### Stockage dans les champs de gaz épuisés

Dans le cas de réservoirs à poussée d'eau du fond ou des bords, les changements de volume du réservoir peuvent être évalués suivant les équations et les méthodes de Van Everdingen et Hurst<sup>(3)</sup> relatives à l'écoulement à l'état instable.

Si dans un réservoir donné l'expansion du gaz est la seule source d'énergie, c'est l'étendue de variation de la pression qui en détermine la capacité. Afin de choisir une gamme de pressions convenable, il faut étudier les essais de contre-pression<sup>(4)</sup> et préparer des courbes de contre-pression qui

---

\*livres au pouce carré, pression absolue ("a").

serviront de représentation appropriée de l'équation bien connue des puits de gaz à phase unique:

$$Q = C (P_f^2 - P_s^2)^n \dots\dots\dots(1)$$

où Q = le débit à 14.7 psia et à 60° F (Mpc/jour),

C = coefficient de performance,

P<sub>f</sub> = pression statique de la roche-magasin, en psia,

P<sub>s</sub> = pression à la surface du sable en écoulement, en psia, et

n = inverse de la pente de la courbe de contre-pression.

Des essais de "débit après débit" ou "isochrones" servent également souvent à déterminer les constantes n et C, tout particulièrement dans le cas de puits qui mettent un long temps à se stabiliser.

La pression minimum, ou pression de base, peut alors être choisie en tenant compte des frais de compression, des frais relatifs au stock minimum de gaz (coussin) et du taux d'appauvrissement du rendement du champ lorsque la pression est abaissée.

La pression maximum de stockage peut également être limitée par le maximum de pression opératoire permis pour l'appareillage disponible, ou bien du fait de la coutume souvent admise de ne pas dépasser la pression mesurée dans le champ au moment de sa découverte. Dans le cas de champs peu profonds, la formation d'hydrates peut devenir un facteur restrictif. Il faut tenir compte du facteur de rupture des roches, lequel indique la pression par pied de profondeur qui provoque la fracturation des roches. Ce facteur, qui varie de 0.45 à 1.45 psi par pied, dépasse ordinairement un psi par pied.



La meilleure pratique consiste souvent à faire varier en cycles la pression aux environs de sa valeur au moment de la découverte du champ. Les essais de débit incontrôlé représentent un gaspillage et peuvent entraîner des effondrements et la formation d'un cône d'eau. A leur place, les courbes de contre-pression stabilisée peuvent servir à déterminer l'aptitude d'un puits à recevoir ou à produire du gaz. Des essais périodiques s'imposent, souvent même chaque année. La pente de la courbe semble être une caractéristique du puits, et certaines variations des courbes peuvent démontrer la nécessité qu'il y a de procéder à des opérations de correction, comme par exemple l'insufflation de gaz aux fins d'éliminer les matières éboulées, l'aménagement de revêtements destinés à empêcher les effondrements, les traitements chimiques, l'élargissement du puits, et les perforations.

Les taux maximums de débit sont limités principalement par l'infiltration d'eau si les différences de pression sont élevées, comme l'expérience peut le déterminer. Ainsi, dans le cas de pressions dans le champ de l'ordre de 500 à 700 psi, l'"abaissement" de pression peut être limité à 50 ou 60 psi tout au plus, les chiffres exacts étant déterminés par les conditions locales. En l'absence d'aquifères sous-jacent ou marginal, il se peut que le facteur restrictif prenne la forme de la pression du gazoduc de transmission, ou encore de la puissance maximum des compresseurs.

On peut établir des graphiques relatifs aux taux de soutirage, aux pressions d'introduction du gaz aux stations de compression, et aux pressions dans les puits d'observation, afin de calculer l'une de ces variables après avoir fait diverses suppositions quant aux autres.

La répartition du gaz se fonde sur les registres des conditions atmosphériques ainsi que sur des prévisions et des estimations de la demande horaire. Dès lors, on peut prévoir les débits horaires et utiliser au mieux le réservoir de stockage. Tous les puits devraient être inspectés fréquemment, et même tous les jours, dans la plupart des cas. Les pressions devraient y être vérifiées à l'aide de jauges à poids mort.

Les réserves de gaz stocké devraient être estimées au printemps et en automne, quand le gazoduc de transmission assure à peu près les besoins du marché. A partir des pressions de puits fermés, on peut tracer des courbes d'isobars et, en utilisant des cartes d'isopaques ainsi que d'autres caractéristiques, on peut calculer une pression moyenne pondérée pour le réservoir. En mesurant ensuite le volume de gaz introduit, on peut déterminer le volume du réservoir. De cette façon, on peut repérer la migration et les fuites du gaz.

Les pertes dues aux fuites dans le réseau de canalisation peuvent être évaluées à environ  $0.2 \text{ pi. cu. /an/liv. au } p_0^2/p_i^2$  de surface de tuyau.

La migration du gaz peut également être décelée à l'aide des procédés d'analyse des gaz, comme par exemple la spectrométrie de masse et la chromatographie des gaz.

#### Stockage dans les champs de pétrole épuisés

Il faut d'abord étudier l'histoire et le fonctionnement du champ et déterminer le mécanisme de production du réservoir de pétrole. L'espace disponible peut se calculer en tenant compte de la production totale de pétrole et de gaz ainsi que des calculs de bilan matériel. La gamme de pression utilisée se fonde fréquemment sur les variations de pression telles qu'elles sont

rapportées dans l'histoire du champ, et le maximum se rapproche souvent de la pression initiale. Le pétrole secondaire récupéré du gaz aide à réduire le coût de l'entreprise de stockage, et peut devenir très profitable en certains cas, mais l'horaire pour le stockage peut être gêné par les programmes de récupération de pétrole secondaire. L'emploi des mêmes puits tant pour le stockage que pour le soutirage peut entraîner des émulsions gênantes.

Le volume (V) de gaz qui peut être substitué au pétrole produit se calcule comme suit, en Mpc:

$$V = 0.199 \frac{\Delta N P B_0}{Tz} \dots\dots\dots (2)$$

où  $\Delta N$  = le volume de pétrole produit, en barils,

P = la pression du réservoir, en psia,

$B_0$  = le facteur volumétrique de la formation,

T = la température du réservoir, en °R, et

z = le facteur de compressibilité du gaz.

Une partie du gaz injecté peut également se dissoudre.

Si le chapeau rocheux est de consistance satisfaisante, les pressions peuvent être supérieures aux pressions ordinaires mesurées au moment de la découverte et déterminées par le gradient hydraulique de la pression terrestre, mais il faut éviter les pressions supérieures à 0.6 liv. au po<sup>2</sup>/ par pied de profondeur. S'il y a de l'eau, on admet généralement que les mouvements de l'eau seront au minimum si l'on a un cycle de pression, suivant lequel la moyenne des pressions maximum et minimum équivaut à la pression au moment de la découverte. Il faut noter que le gaz récupérable peut ne représenter qu'entre 40 et 70 p. 100 du volume total de gaz dans le champ.

La capacité en gaz d'un champ de pétrole à poussée d'aquifère dépend de la possibilité de repousser l'eau par la pression du gaz. Les puits dans l'eau marginale facilitent souvent de façon très efficace ce déplacement de l'eau.

Dans le cas d'un écoulement laminaire, la capacité de débit gazeux des puits de pétrole peut s'exprimer comme il suit:

$$Q = 0.099 \frac{Q_o B \mu_o (P_1^2 - P_2^2)_g}{z T \mu_g (P_1 - P_2)_o} \dots\dots\dots (3)$$

où Q = le taux du débit gazeux, en Mpc/jour,

B = le facteur volumétrique de la formation,

$\mu_o$  = la viscosité du pétrole, en centipoises,

$\mu_g$  = la viscosité du gaz, en centipoises,

$P_1$  = la pression du réservoir, en psia,

$P_2$  = la pression d'écoulement au fond, en psia,

l'indice o s'applique au pétrole,

l'indice g s'applique au gaz,

z = le facteur de compressibilité moyenne du gaz, et

T = la température du réservoir en °R.

### Stockage dans les aquifères

Des structures anticlinales convenables doivent tout d'abord être repérées par des études géologiques, par le carottage et le forage de trous de dimensions réduites, et, surtout, à l'aide de procédés géophysiques. La perméabilité de la calotte rocheuse devrait être inférieure à  $10^{-5}$  millidarcy afin d'éviter le déplacement de l'eau. L'étanchéité de la calotte rocheuse doit être vérifiée à l'aide d'essais sous forme d'injections de gaz. L'échappement du

gaz en volumes restreints peut être admissible, et le gaz ainsi dégagé peut être recueilli et recyclé à partir d'une zone moins profonde.

Pour entreprendre le stockage du gaz dans le réservoir, il se peut qu'il faille recourir à des pressions de l'ordre de 100 à 300 livres au po<sup>2</sup> au-dessus de la pression de l'eau. Une fois l'injection amorcée, le taux maximum d'injection de gaz à une pression de bulle de gaz donnée se fonde sur le comportement de l'aquifère à l'état instable. Les solutions de Van Everdingen et Hurst<sup>(3)</sup> peuvent servir à exprimer le mouvement de l'eau q hors de la bulle de gaz, en pieds cubes, comme suit:

$$q = 6.28 \phi C_W R_g^2 h (P_g - P_f) Q_t \dots\dots\dots (4)$$

où  $\phi$  = la porosité fractionnaire,

$C_W$  = la compressibilité de la roche-magasin contenant de l'eau (volumes) / (volume) (psi),

$R_g$  = le rayon de la bulle de gaz, en pieds,

$h$  = épaisseur de la formation, en pieds,

$P_g$  = la pression sur la bulle gazeuse, en psia,

$P_f$  = la pression initiale de l'eau, en psia,

$Q_t$  = afflux de fluide, fonction de  $t_D$ , d'après les tables de Van Everdingen et Hurst<sup>(3)</sup>, et Chatas<sup>(5)</sup>,

$$t_D = \text{temps sans dimension} = 0.0063 \frac{Kt}{\phi \mu C_W R_g^2},$$

$K$  = perméabilité, en millidarcys,

$t$  = temps, en jours, et

$\mu$  = viscosité de l'eau, en centipoises.

Dans les cas où la pression n'est pas constante mais où le taux d'écoulement de l'eau est constant, l'augmentation cumulative de la pression à la limite du champ peut être exprimée comme suit:<sup>(3)</sup>

$$P_g - P_f = 25.2 \frac{q\mu P_t}{Kh}, \dots\dots\dots(5)$$

où les éléments de l'équation ont la même signification que ci-dessus sauf que:

q = le taux d'écoulement de l'eau, en pieds cubes/jour, et

P<sub>t</sub> = le changement de pression. fonction de t<sub>D</sub>, d'après

les tables de Van Everdingen et Hurst<sup>(3)</sup>, et Chatas<sup>(5)</sup>.

Si ni la pression ni le taux d'écoulement ne sont constants, le principe de superposition peut servir à grouper ensemble une série de taux d'écoulement différents:

#### Coût du stockage souterrain

Les frais d'acquisition varient considérablement suivant les conditions locales. Les frais de mise en valeur comprennent les frais de forage, qui peuvent varier de \$5 à \$100 le pied pour l'exécution des travaux de forage proprement dit, de tubage, de cimentage, de diagraphies, de carottage et d'essais. Les installations de tête de puits peuvent coûter jusqu'à \$5,000 chacune. Les frais d'aménagement des réseaux de collecte ne devraient pas excéder \$10,000 par puits. Les dépenses occasionnées par un vieux puits peuvent dépasser celles requises par un nouveau puits.

Le coussin de gaz, qui occupe à peu près le même volume que le gaz récupérable, coûte de 25 à 50 cents par Mpc (à peu près le prix de vente du gaz interruptible). Le capital engagé dans les stations de compression peut varier de \$250 à \$300 le cheval-vapeur.

L'installation de chaque conduite de transmission peut coûter de 50 à 60 cents pour chaque pouce de diamètre par pied de longueur. Les frais de traitement du gaz varient considérablement.

Les dépenses totales en immobilisation, qui s'expriment ordinairement en termes correspondant à chaque Mpc de capacité utile, peuvent s'établir, suivant les estimations, entre 40 cents et \$1 par Mpc.

Les frais d'exploitation semblent atteindre environ 5 cents par Mpc de gaz livré, c'est-à-dire environ 1 cent par Mpc de gaz vendu, car moins de 25 p. 100 des ventes totales proviennent ordinairement des réservoirs de stockage.

Les autres façons de régulariser le débit coûtent beaucoup plus cher. Les réservoirs d'acier à basse pression coûtent des centaines de dollars par Mpc. Les assemblages de tuyaux à haute pression coûtent des dizaines de dollars par Mpc. La liquéfaction et le stockage à basse température peuvent coûter de \$5 à \$10 par Mpc, mais ces frais pourraient être grandement réduits dans le cas de gros réservoirs. Les cavernes vidées obtenues par excavation coûtent de \$4 à \$5 par Mpc, tandis que les cavernes qui subsistent après dissolution de sel coûtent environ la moitié de ce prix.

Les dépenses en immobilisations dans le cas du gaz produit en usine à partir du pétrole peuvent varier de \$170 à \$270 par Mpc. Les succédanés du gaz naturel tirés du gaz propane peuvent coûter \$1.10 par Mpc, chiffre auquel il faut ajouter les frais de dépréciation des usines de gaz propane.

#### STOCKAGE DE GAZ DANS LE SUD-OUEST ONTARIEN

De nombreux champs de gaz et de pétrole du Sud-Ouest ontarien servent présentement (d'autres sont aussi utilisables) à stocker du gaz naturel

afin d'aider à résoudre les problèmes que posent les périodes de pointe sur les marchés ontariens de la Trans-Canada Pipe Lines Limited(6) et d'améliorer les facteurs de charge des gazoducs de distribution. Pour des raisons d'ordre économique, la plupart des champs de stockage présentement utilisés dans le monde se trouvent à moins de 200 milles des marchés qu'ils alimentent. Étant donné que tous les champs de stockage disponibles dans l'Ouest ontarien se trouvent dans la partie située tout à fait au sud-ouest de la province (sauf un petit champ), il est bien probable que leur utilité sera limitée aux marchés de l'Union Gas Company of Canada Ltd.(7) et à la section centrale des marchés de la Consumers' Gas Company(8).

Au début de 1962, les 7 réservoirs de stockage de gaz en Ontario(13) avaient une capacité totale d'environ 80 milliards de pieds cubes, les pressions du gaz coussin variant de 200 à 550 psig. Le volume de gaz stocké dans ces réservoirs atteignait environ 46 milliards de pieds cubes, y inclus un volume de gaz coussin d'environ 31 milliards de pieds cubes au regard d'une capacité totale de stockage de 48 milliards de pieds cubes de gaz récupérable utile.

Si l'on emplissait les réservoirs jusqu'à pleine capacité, les pressions maximums y seraient de 500 à 900 psig. En utilisant de 11 à 27 puits dans chaque champ de gaz d'une capacité de quelques milliards de pieds cubes, le volume total maximum de gaz qui pourrait être débité quotidiennement pourrait varier de 300 MMpc, aux pressions juste suffisantes pour maintenir le coussin de gaz jusqu'à 800 MMpc, aux pressions maximums, avec une contre-pression de l'ordre de 80 p. 100.



Ces réservoirs de stockage se sont avérés très satisfaisants, car le volume de gaz récupérable dont on dispose est supérieur à l'excès de la demande hivernale sur les livraisons par gazoduc et par la production des champs en activité dans le Sud-Ouest ontarien. De plus, les volumes de gaz disponibles ont été suffisants aux périodes de pointe.

Généralement, ces réservoirs de stockage sont des récifs anticlinaux d'âge Silurien, ayant une surface de 150 à 800 acres, et situés à une profondeur de 1,500 à 2,000 pieds. Ils ont de 250 à 300 pieds d'épaisseur d'une roche-magasin dolomitique, ayant une porosité utile de 9 à 13 p. 100, et qui a contenu initialement de 2 à 30 milliards de pieds cubes de gaz à environ 900 psig, et où le gaz est maintenant stocké par 4 à 8 puits d'injection.

On prévoit que, vers 1965, il faudra d'autres réservoirs de stockage d'une capacité d'une vingtaine de milliards de pieds cubes, et l'on pourra les obtenir facilement grâce à un certain nombre de réservoirs de gaz en voie d'aménagement, d'une capacité totale de 88 milliards de pieds cubes, ce qui comprend un coussin de gaz de 30 milliards de pieds cubes et par suite une capacité de stockage de 58 milliards de pieds cubes de gaz récupérable. Grâce à 46 puits, ces réservoirs augmenteraient le débit quotidien maximum d'environ 640 MMpc, à la pression maximum, et d'environ 245 MMpc, à la pression de coussin, la contre-pression étant de 80 p. 100.

Il existe également certains champs de pétrole actuellement productifs qui pourraient servir au stockage à une date ultérieure. Bien que l'injection de gaz puisse faciliter la production du pétrole, tous les soutirages de gaz devraient dépendre dans une large mesure de la récupération la plus efficace du pétrole,

ce qui n'est pas tellement encourageant du point de vue du fonctionnement approprié des réservoirs de stockage. Toutefois, ces champs supplémentaires auraient une capacité de stockage de gaz récupérable estimée à environ 10 milliards de pieds cubes, avec un volume de gaz coussin du même ordre, de sorte qu'ils pourraient avoir une certaine utilité dans un domaine strictement limité.

Même si leurs caractéristiques ne sont pas aussi favorables, quelques autres champs de gaz pourraient être utilisés aux fins de stockage au besoin, et leur capacité de stockage pourrait atteindre environ 10 milliards de pieds cubes de gaz récupérable.

En dernier ressort, certaines nappes de gaz acide pourraient représenter une capacité de stockage récupérable d'environ 13 milliards de pieds cubes, tandis que certains champs de gaz aux limites incertaines (sous des lacs, ou encore des champs qui comportent des fuites ou exigent une trop forte quantité de gaz coussin) pourraient fournir des réservoirs d'une capacité récupérable de plus de cent milliards de pieds cubes.

Une comparaison entre les besoins de stockage dans le Sud-Ouest ontarien et la capacité des réservoirs qui pourraient être disponibles (à moins de 200 milles des principaux marchés) indique que, pour les dix prochaines années tout au moins, le soutirage hivernal prévu et les volumes de gaz puisés dans les réserves de stockage les jours de pointe ne présenteront pas de problème insoluble compte tenu de la mise en service des réservoirs présentement connus dans la région.

STOCKAGE DE GAZ DANS LE SUD-EST ONTARIEN ET DANS LES  
BASSES TERRES DU SAINT-LAURENT, AU QUÉBEC

Pour le moment, il n'y a pas de champs de pétrole ni de gisements de gaz partiellement épuisés qui pourraient servir au stockage du gaz dans ces régions, et il ne semble pas y avoir d'anciennes mines, de formations salines ni d'excavations qui pourraient convenir. En conséquence, la seule façon possible d'obtenir des réservoirs de stockage du gaz semble résider dans le choix de formations naturelles qui pourraient servir de champs de stockage en milieu aquifère. Les puits n'ont malheureusement été forés qu'en nombre restreint dans le Sud-Est ontarien et dans le Sud du Québec. Dans ces régions, on pourrait peut-être découvrir des réservoirs convenables dans des strates aquifères du grès du Potsdam supérieur (Cambrien supérieur), en dessous de dolomites et de grès calcaireux du Beekmantown March, à une profondeur d'environ 1,000 pieds, comme par exemple dans les environs du puits McCrimmon n° 1, dans le canton de Caledonia, du comté de Prescott, à environ 45 milles à l'est d'Ottawa. Des venues de gaz et d'eau ont été notées dans certains autres puits, comme par exemple le puits de Carlsbad Springs, dans le canton de Cumberland (Comté de Russell), dans le puits Nestle Jackson n° 1, dans le canton de Winchester (comté de Dundas), dans les grès du Chazy ainsi que dans les sections plus grossières et plus poreuses des formations du Trenton<sup>(12)</sup>.

Toutefois, il semble beaucoup plus avantageux d'envisager les chances qu'on a de procéder au stockage souterrain du gaz dans les Basses terres du Saint-Laurent, au Québec, à proximité des marchés de gaz qui prennent rapidement de l'ampleur dans la région montréalaise<sup>(9)</sup>. Dans cette région, les

horizons du Chazy et, peut-être les formations Black River semblent les plus propices au stockage du gaz, même si l'on ne connaît pas bien encore les réservoirs possibles dans la région, étant donné que seulement environ 40 p. 100 des 158 puits forés ont dépassé la profondeur de 1,000 pieds et qu'on ne dispose d'échantillons des roches que pour moins du tiers de tous ces puits. Les porosités et les perméabilités aux profondeurs convenables semblent être plutôt faibles, et la seule analyse de carottes consignée dans les registres indique une porosité de 1.2 p. 100. Les détails relatifs aux puits ont été publiés récemment<sup>(11)</sup>. On a relevé la présence d'un grand nombre de failles, et il est probable que plusieurs des formations ne conviennent pas au stockage du gaz<sup>(12)</sup>. La formation Potsdam est souvent marquée de nombreux joints, comme c'est le cas pour la formation Utica. La formation Beekmantown peut contenir de nombreux aquifères actifs, et la formation Trenton est en général très dense. Les formations Chazy et Black River de même que la formation Lorraine pourraient fournir les meilleurs réservoirs de stockage possibles à condition qu'une porosité et une perméabilité suffisantes puissent être trouvées dans des sections relativement peu perturbées.

Il convient de souligner qu'on dispose d'un ensemble très restreint de données géologiques et de renseignements relatifs aux puits en ce qui a trait aux Basses terres du Saint-Laurent. Cependant, d'après les connaissances actuelles, il semble que les formations les plus propices devraient se trouver aux environs des puits suivants:

- Puits n° 516 (Mallet n° 1), dans le comté de Terrebonne. Même s'il s'agit là d'un puits sec, on y a découvert de nombreuses venues de gaz entre les profondeurs de 1,000 et de 2,000 pieds. Cette région pourrait bien convenir au stockage du gaz, à condition qu'on puisse assurer l'étanchéité dans une faille attenante.
- Puits nos 72 et 73 (Okalta-Oilmont nos 1 et 2), dans le comté de Laval. On y a découvert un certain nombre de zones de gaz et d'eau à plus de 1,000 pieds de profondeur, mais ces puits sont attenants à une faille importante.
- Puits n° 120 (Quebec Fuel n° 3), dans le comté de Verchères. Il a produit du gaz tiré du niveau 1,860 pieds à raison de 250 Mpc/jour avec une pression de fermeture de 240 psi. Ce puits a été terminé en 1910 et se trouve relativement près de Montréal. Il semble indiquer que la région puisse être favorable, quoique les puits environnants aient donné des résultats plutôt décevants.
- Puits n° 520 (J.-A. Roy et J. Fortin), dans le comté de Nicolet. Ce puits, où l'on a reconnu la présence de venues d'eau et de gaz entre 900 et 1,000 pieds de profondeur, se trouve à proximité du complexe de St-Germain et à une distance beaucoup plus grande de Montréal que les puits mentionnés antérieurement.
- Puits nos 2, 3, 4, 5 et 6 (Bald Mountain Batiscan nos 1, 2, 3, 4 et 5), dans le comté de Champlain, à environ 100 milles de Montréal. Ces puits comportent de nombreux horizons de gaz et d'eau. Le puits n° 2, qui a été terminé en 1957, avait, suivant les rapports, un débit de 3.5 MMpc/jour et une pression de fermeture de 1,000 psi.
- Puits n° 500 (Auger), dans le comté de St-Maurice, à 90 milles à l'est de Montréal. Ce puits, terminé en 1956 à 200 pieds de profondeur seulement, aurait atteint un débit de 4.8 MMpc/jour avec une pression de fermeture de 90 psi. Récemment, 12 puits, forés dans cette région de Pointe du Lac, auraient un débit total de 90 MMpc/jours, à partir d'horizons à 300 pieds de profondeur seulement. Ces puits sont probablement alimentés par des réservoirs beaucoup plus profonds, indiquant ainsi la possibilité de stockage dans cette région.
- Puits n° 51 (Laduboro n° 1, La Baie-Yamaska), dans le comté de Yamaska. Sur la rive sud du Lac St-Pierre en face du champ de gaz de Pointe du Lac, au voisinage de La Baie, un débit de 270 Mpc/jour aurait été obtenu en 1959 à partir de calcaires du Trenton à 2,700 pieds de profondeur, malheureusement près d'importantes failles.

Puits n° 11 (Bald Mountain n° 1, Louiseville), dans le comté de Maskinongé. Terminé en 1957, il a produit à raison de 850 Mpc/jour, avec une pression de fermeture de 384 psi. Même si ce puits est relativement peu profond (819 pieds) et si le puits voisin (n° 12) n'a pas été tellement encourageant, Louiseville est plus rapproché de Montréal que Batiscan, et il semble bien qu'il soit possible d'y stocker du gaz, tout particulièrement dans la formation Beekmantown.

En résumé, on peut dire qu'il existe un certain nombre de formations des Basses terres du Saint-Laurent qui pourraient probablement servir au stockage du gaz naturel en milieu aquifère. Toutefois, les données disponibles sont très limitées pour le moment et il faudrait procéder à de nombreux travaux de géophysique, de forage et d'analyse de carottes afin de vérifier les caractéristiques favorables de l'une ou l'autre des régions les plus propices au stockage, ou bien pour découvrir de nouveaux endroits convenables dans les régions où les conditions semblent prometteuses malgré que les travaux de forage aient été à trop faible profondeur jusqu'ici.

#### CARACTÉRISTIQUES USUELLES DU STOCKAGE ARTIFICIEL DU GAZ SOUS TERRE

Le choix relativement pauvre de formations propres au stockage du gaz dans la région d'Ottawa-Montréal est tel qu'il faudrait tenir compte même de réservoirs très petits et à faible profondeur. En fait, certains réservoirs de stockage ont prouvé leur utilité même si la capacité n'y était que de moins de 400 millions de pieds cubes et les cycles de pressions variant de 50 à 150 psi.

Toutefois, de tels réservoirs étant si petits et les pressions y étant si faibles, il faudrait recourir à un grand nombre de réservoirs, et une solution de ce genre aux problèmes de régularisation du débit a peu de chances d'être très favorable du point de vue économique, compte tenu tout particulièrement du fait qu'il convient ordinairement que le débit de gaz disponible soit élevé.

Pour choisir des formations convenant au stockage du gaz dans les Basses terres du Saint-Laurent, il serait peut-être utile d'étudier certaines caractéristiques usuelles<sup>(10)</sup> propres aux peu nombreux réservoirs de stockage en milieu aquifère qui ont été aménagés avec succès dans des circonstances du même genre dans le monde (États-Unis, France et Allemagne). Les structures en cause sont ordinairement des anticlinaux situés à des profondeurs qui varient de 1,000 à 2,500 pieds. Ces réservoirs se trouvent ordinairement dans des sables, d'une épaisseur de 100 à 150 pieds, qui sont recouverts d'un chapeau rocheux imperméable (épais d'au moins 20 pieds) constitué de calcaires, dolomies, schistes ou roches argileuses dont les perméabilités sont inférieures à  $10^{-5}$  ou  $10^{-7}$  millidarcy. La perméabilité du réservoir varie de 30 md à 15 darcys, et la porosité, entre 8 et 40 p. 100. La pression au sein des roches se situe à l'origine aux environs de 500 à 900 livres au pouce carré et, dans certains champs de stockage, on l'a accrue au point qu'elle peut atteindre jusqu'à 0.65 livre au pouce carré par pied de profondeur. La capacité totale de stockage de chacun de ces réservoirs peut varier de 5 à 80 milliards de pieds cubes. Le débit disponible maximum quotidien s'établit ordinairement aux environs de 1 p. 100 de la capacité totale, mais elle varie évidemment dans une large mesure, suivant les conditions locales.

La préparation d'un champ de stockage de gaz en milieu aquifère prend ordinairement de deux à cinq années, du fait des longues études préliminaires que nécessitent les structures possibles, des levés géophysiques, des campagnes de carottage et des essais d'injection. De plus, le remplissage final du réservoir doit s'effectuer progressivement, afin d'éviter les pressions excessives et la formation de couches de gaz sans nécessité. Afin qu'il n'y ait qu'une seule bulle de gaz, le second et les puits subséquents ne reçoivent des injections qu'une fois que la zone gazeuse les a atteints.

#### CONCLUSIONS

Les réservoirs souterrains de stockage du gaz naturel constituent un secteur essentiel de l'industrie du gaz. Du fait que la mise au point de ces réservoirs exige de forts placements et des travaux relativement longs et minutieux, il semble très important d'envisager au plus tôt la possibilité d'aménager des réservoirs de stockage convenables qui permettront de livrer le gaz voulu à l'industrie du gaz naturel qui progresse si rapidement dans le Sud-Est ontarien et les Basses terres du Saint-Laurent, au Québec. Même si l'on a pas encore trouvé de structure géologique très prometteuse dans cette région, on y a repéré plusieurs formations qui pourraient probablement convenir au stockage du gaz, tout particulièrement si la perméabilité pouvait en être accrue artificiellement grâce à des procédés modernes de stimulation des puits.

#### OUVRAGES DE RÉFÉRENCE

1. "The Underground Storage of Gas in the United States, December 31, 1961", Eleventh Annual Report on Statistics, American Gas Association, New York, 1962. Voir aussi "Gas storage capacity spurts", R. B. Bizal, Oil and Gas Journal, 14 mai 1962, pp. 125-138 et "Gas Facts", American Gas Association, 1962, 258 pp.



2. Katz, D. L., et coll., Handbook of Natural Gas Engineering (McGraw-Hill, New York, 1959), p. 655 et seq.
3. Van Everdingen, A. F., et Hurst, W., "The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs". Trans. AIME 186. 305 (1949).
4. Rawlins, E. L., et Schellhardt, M. A., "Back-Pressure Data on Natural Gas Wells, and Their Application to Production Practices". U.S. Bureau of Mines. Monographie 7 (1936).
5. Chatas, A. T., "A Practical Treatment of Nonsteady-State Flow Problems in Reservoir Systems". Petrol. Engr., 25 (5), B 42; 25 (6), B 38; 25 (9), B 44 (1953).
6. "Submission on Gas Storage", par la Trans-Canada Pipe Lines Limited devant la Commission royale d'enquête sur l'énergie, Ottawa, juillet 1958.
7. Mémoire présenté devant la Commission royale d'enquête sur l'énergie, à Ottawa, par l'Union Gas Company of Canada, Ltd., juillet 1958.
8. Mémoire présenté devant la Commission royale d'enquête sur l'énergie, à Ottawa, par la Consumers' Gas Company Ltd., juillet 1958.
9. Mémoire présenté devant la Commission royale d'enquête sur l'énergie, à Ottawa, par la Corporation de gaz naturel du Québec, juillet 1958.
10. Clarac, E., Monicard, R., et Richard, I., "Techniques Employées pour l'Étude et la Réalisation de Stockages Souterrains de Gaz dans des Régions Aquifères". Cinquième congrès mondial du pétrole, New York, Section VIII, Étude 9, 1959. Consulter également la bibliographie de cette étude.
11. De Blois, R., "Renseignements concernant les puits forés pour le gaz et le pétrole dans la région des Basses terres du Saint-Laurent", Ministère des Mines du Québec, 1959.
12. Communications personnelles de certains fonctionnaires de la Commission géologique du Canada (Caley, J. F., Sanford, B. N., et Howie, R. D.), 1960-1963.
13. Dyer, W. B., "Underground Gas Storage in Ontario". Ontario Petroleum Institute, First Annual Conference, London, Ontario, 7-9 novembre 1962, Étude n° 4, 22 pp.

BIBLIOGRAPHIE CHOISIE EN MATIÈRE DE STOCKAGE  
SOUTERRAIN DU GAZ

- ( 1 ) "Bibliography on Underground Gas Storage", American Gas Association, New York, 27 octobre 1952, et deux suppléments pour chacune des années subséquentes.
- ( 2 ) "Comparaison de l'intérêt du stockage souterrain et de l'effacement des consommateurs industriels". N. Y. Cojan, Revue de l'Institut Français du Pétrole, nov. 1959, pp. 1575-89.
- ( 3 ) Transactions, Colloque consacré aux recherches sur le stockage souterrain du gaz naturel, U. de Michigan, 17 juillet 1959. Notes préparées à l'intention du cours poussé qui précédait ce colloque.
- ( 4 ) "The Unsteady-State Behaviour of Linear Gas-Storage Reservoirs". J.E. Warren, Petroleum Engineer, nov. 1956, pp. B60-85.
- ( 5 ) "Le stockage souterrain de gaz à Beynes". L. Richard et P. Bouraly, Revue de l'Institut Français du Pétrole, juillet-août 1959, pp. 977-1007.
- ( 6 ) "Stockage souterrain de gaz à Lussagnet". L. Socrate, Revue de l'Institut Français du Pétrole, janvier 1959, pp. 72-79.
- ( 7 ) "Underground Storage - a key to natural gas problems". L.T. Bissey, Mineral Industries, Université de l'état de la Pennsylvanie, University Park (Penn.), mai 1959, pp. 1-6.
- ( 8 ) "Le rôle du stockage souterrain dans l'économie du transport ou de l'utilisation du gaz et le développement de l'industrie gazière". R. Delsol, Conférence mondiale de l'énergie, Montréal, septembre 1958, étude 123F/4, 15 pp.
- ( 9 ) "Design of Gas Storage Fields". D. L. Katz, J. A. Vary, et J. R. Elenbaas, Journal of Petroleum Technology, mars 1959, pp. 44-48.
- (10) "Facteurs techniques influant sur la rentabilité des stockages souterrains de gaz en couche aquifère". R. Fort, Revue de l'Institut Français du Pétrole, février 1958, pp. 119-130.
- (11) "Effect of Unsteady-State Aquifer Motion on the Size of an Adjacent Gas Storage Reservoir". D. L. Katz, M. R. Tek et K. H. Coats, Journal of Petroleum Technology, février 1959, 5 pp.
- (12) "Le stockage souterrain du gaz en France". R. Delsol, 7<sup>e</sup> Congrès international de l'industrie du Gaz, Rome, 1958, 14 pp.