STOCKAGES SOUTERRAINS DE GAZ ET CONSERVATION DES NAPPES AQUIFÈRES

par **D. VERNET**

Chef de Division
au Département "Réservoirs souterrains" de la
Direction des Etudes et Techniques nouvelles
du Gaz de France

Introduction

Un stockage souterrain de gaz est destiné à jouer un rôle de régularisation entre la production et le transport d'une part, la consommation d'autre part; cette dernière varie en effet très fortement pendant l'année (pointes d'hiver dues au chauffage, creux d'été) alors que les moyens de production et de transport doivent être exploités de façon régulière pour être économiques [1].

L'établissement d'un stockage souterrain de gaz naturel ou manufacturé en nappe aquifère est toujours précédé d'études visant à s'assurer :

- qu'il est effectivement possible de stocker des quantités de gaz suffisamment importantes pour que la réalisation soit économique;
- que cette réalisation ne risque pas de perturber de façon notable la nappe aquifère qui servira de réservoir, ni les nappes voisines (supérieures ou inférieures).

Ces impératifs conduisent à exiger de la couche prévue pour être transformée en réservoir, les qualités suivantes :

a) Posséder une porosité suffisante et une hauteur suffisante (c'est-à-dire une hauteur libre (*) suffisante) pour qu'il soit possible de stocker des quantités importantes de gaz sur une surface relativement réduite (ceci afin de faciliter le contrôle et l'exploitation du stockage). A titre d'exemple, on trouvera ci-après les caractéristiques des stockages réalisés par Gaz de France à ce jour (tableau 1).

(*) La hauteur libre d'une couche-réservoir est le produit de sa hauteur par sa porosité moyenne.

b) Posséder une perméabilité suffisante, pour que l'injection de gaz puisse se faire dans de bonnes conditions, c'est-à-dire sans qu'il soit nécessaire d'atteindre des pressions notablement supérieures à celles de l'aquifère vierge.

c) Etre surmontée d'une couche suffisamment étanche et épaisse pour permettre de garantir l'absence de passage de gaz. La couverture devra présenter en un point au moins sur chaque verticale une pression de déplacement supérieure à la surpression maximale qui sera appliquée au sommet du réservoir. Elle devra d'autre part être continue et suffisamment homogène pour que l'on puisse sans risque extrapoler les résultats des observations (faites en un nombre de points limités) à toute la surface du stockage.

d) La forme de la structure doit être telle que le gaz qui y sera injecté ne migrera pas, de telle sorte qu'il puisse être repris sans difficulté. Il est possible de piéger du gaz dans une couche plate, ainsi que l'a montré l'expérience effectuée en U.R.S.S. à Gatchina (près de Leningrad). Une autre expérience de stockage en couche plate, effectuée conjointement par E.R.A.P. et G.D.F., débute actuellement en Bresse (essai à l'air). Cependant l'exploitation est facilitée lorsqu'il existe un piège structural. Les stockages exploités par Gaz de France sont tous dans des structures anticlinales (Beynes, Saint-Illiers-la-Ville, Chemery, Velainesous-Amance-Cercueil).

Les exigences ci-dessus sont exprimées ainsi dans l'article 30 du décret n° 62-1296 du 6 novembre 1962 concernant le stockage souterrain de gaz combustible :

Le titulaire de l'autorisation de stockage et, s'il y a lieu,

Tableau 1

*Principales caractéristiques des stockages souterrains en nappes aquifères
exploités par Gaz de France*

	BEYNES	SAINT-ILLIERS- LA-VILLE	CHEMERY	VELAINE
Porosité totale (%)	25 à 30	30	25	17
Perméabilité K (Darcy)	3 à 5	1	1	0,6
Épaisseur (m) (*)	10	30	30	60
Profondeur du sommet du réservoir (m/sol) ..	— 406	— 469	— 1 111,5	— 466
Pression de l'aquifère vierge à cette profondeur (bars abs.)	36,8	46,8	114,2	43,5
Pression de fond maximale autorisée (bars abs.)	48,7	71,8 puis 69,5	140	61,2
Pression maximale atteinte avant le 1 ^{er} juin 1971, PF (bars abs.)	46	70,8	129	58,0
Épaisseur de la couverture (m)	8	180	120	80
Fermeture prouvée (m/top)	23	120	65	70
Surface fermée (km ²)	8	5,2	16,0	8,2
Année de mise en service	1956	1965	1968	1970
Stock au 1 ^{er} juin 1971 (10 ⁶ Nm ³)	302	755	455	177
Stock maximal atteint avant le 1 ^{er} juin 1971 (10 ⁶ Nm ³)	338	844	541	177
Respiration maximale prévue (10 ⁶ Nm ³)	150	500	600 à 800	400

(*) Il s'agit soit d'une épaisseur vraie (cas de Beynes et de Saint-Illiers-la-Ville) soit d'une épaisseur équivalente en ce qui concerne le déplacement des fluides (cas de Chemery et de Velaine).

*L'auteur des recherches visées par le titre premier sont
tenus :*

a) *De prendre toutes dispositions pour rendre impossibles les intercommunications entre niveaux aquifères traversés par les puits ou sondages de recherches, de reconnaissance, d'exploitation ou de surveillance ainsi que la diffusion du gaz dans les formations géologiques autres que celles où l'on doit injecter ou stocker du gaz;*

b) *D'aménager des puits ou sondages en puits ou sondages de surveillance, afin de suivre l'extension horizontale et verticale des volumes gazeux et de surveiller l'influence de la présence du gaz tant sur les eaux minérales éventuelles que sur les eaux souterraines des différents niveaux aquifères, notamment celles qui sont utilisées ou susceptibles d'être utilisées pour l'alimentation humaine ou animale;*

c) *De prendre toutes mesures en vue d'assurer la conservation des qualités d'étanchéité, de résistance mécanique, de perméabilité et de porosité des formations géologiques utilisées comme réservoir de gaz.*

Enfin des impératifs économiques et techniques conduisent à fixer des limites pour le volume maximum stockable, le rapport respiration/coussin (*), les pressions de fonctionnement. Ils sont liés notamment à la surface du réservoir et à sa profondeur.

(*) On appelle respiration du réservoir, la quantité de gaz soustraite du réservoir en une campagne de soutirage, c'est-à-dire en général pendant la saison froide (octobre à avril), et on appelle gaz-coussin la quantité minimale de gaz qu'il convient de laisser dans le réservoir de manière à ne pas affecter les performances du réservoir.

Effets de l'établissement d'un stockage de gaz dans une nappe aquifère

Quels peuvent être les effets de l'introduction d'une certaine quantité de gaz dans une nappe aquifère ? S'il est bien évident qu'il en résulte de fortes modifications locales de la pression (fig. 3), il y a également des variations locales de température; quant au gaz injecté, on peut se demander s'il est possible qu'il apporte directement ou indirectement des modifications à la composition de l'eau de la nappe.

Pressions.

Schématiquement, la réalisation d'un stockage de gaz consiste en l'injection par un point, ou par plusieurs points très rapprochés, d'un certain débit de gaz jusqu'à ce que soit atteint un stock considéré pour des raisons économiques ou techniques comme le stock maximal, et ceci sans que soit dépassée dans la couche-réservoir une pression considérée, pour des raisons techniques, comme la pression maximale. L'injection du gaz n'est possible que moyennant un déplacement de l'eau des zones envahies par le gaz. Ce déplacement qui est un véritable déplacement à l'échelle du réservoir (on peut effectivement calculer le volume d'eau chassée de la zone de stockage) n'en est généralement pas un à l'échelle de la nappe. En effet, si importantes que soient les quantités de gaz stockées (les volumes maximaux stockés se situent en général entre $200 \times 10^6 \text{ m}^3$ et $10 \times 10^9 \text{ m}^3$) elles ne représentent, par rapport à la nappe, que de forts petits volumes et, à l'échelle de la nappe, il n'y a pas déplacement d'eau mais simplement compression locale de l'eau de la nappe.

L'énergie emmagasinée sous forme d'augmentation de pression lors de l'injection du gaz sera libérée lors des soutirages, l'eau périphérique repoussant alors le gaz et permettant à la pression de la bulle de se maintenir à une valeur supérieure à celle qu'on obtiendrait en appliquant la loi de Mariotte à la bulle de gaz.

Un calcul simple montre que la zone intéressée est relativement réduite : pour une injection de 10^8 N m^3 de gaz sous une pression de 100 bars, environ 10^6 N m^3 d'eau ont été refoulés de la zone de stockage; le coefficient apparent de compressibilité (eau + terrain) étant de $10^{-4}/\text{bar}$ (en volume), le volume ci-dessus correspond à une augmentation de pression de 10 bars sur un volume de $10^6/10 \times 10^{-4} = 10^9 \text{ m}^3$, ce qui pour une couche d'épaisseur 50 m représente une surface de $2 \times 10^7 \text{ m}^2$, c'est-à-dire 20 km^2 , soit un cercle de rayon 2,8 km. En fait, la répartition des pressions dans l'eau au voisinage de la bulle de gaz est telle que la plupart de l'énergie emmagasinée par la nappe se trouve dans la zone la plus proche du gaz et qu'au-delà d'un rayon de 10 km (rayon correspondant en général à la zone de protection), l'amplitude des variations annuelles de pression reste inférieure à 1 bar.

La prévision de l'évolution des pressions dans la bulle et au voisinage de la bulle de gaz s'appuie sur un modèle d'écoulement radial circulaire opérant sur une couche homogène plane à partir des parois d'un puits cylindrique (fig. 1). Les injections ou soutirages de gaz sont traduits en injections ou soutirages d'eau pratiqués, volume pour volume, dans le puits fictif et l'évolution résultante de la pression à la paroi de ce puits donne directement l'évolution de la pression dans la bulle de gaz, les pertes de charge y étant considérées comme négligeables.

La donnée essentielle pour l'étude des réactions d'un réservoir est « sa fonction d'influence » (fig. 2) qui exprime la variation dans le temps de la pression à la paroi d'un puits fictif lorsqu'on y procède de façon continue à une injection d'eau au débit unité. On démontre en effet que la pression $P(T)$ à la frontière eau-gaz à l'instant T est reliée aux valeurs successives prises par le débit d'écoulement de l'eau $q(t)$ depuis l'origine des injections par une relation de la forme.

$$P(T) = P(0) + \int_0^T q(t) df(T-t)$$

où $P(0)$ est la pression au temps 0.

La fonction d'influence dépend des caractéristiques de l'aquifère (perméabilité moyenne et épaisseur de la couche-réservoir).

Pour fixer l'ordre de grandeur des phénomènes que l'on peut observer, on donne ci-dessous la courbe des débits d'eau déplacés par le gaz et du volume total pour le réservoir de Saint-Illiers-la-Ville (fig. 3).

A un débit d'eau de $50\,000 \text{ m}^3/\text{semaine}$ correspond pour le réservoir de Saint-Illiers, une vitesse, au puits de contrôle SI 4 par exemple, de $0,82 \text{ m/semaine}$, c'est-à-dire 43 m/an . On voit que si cette vitesse est grande par rapport à la vitesse propre de l'eau de la nappe (de l'ordre de 1 m/an), elle reste faible et décroît très vite lorsqu'on s'éloigne de la bulle de gaz. Pour le puits SI 26 les vitesses deviennent $0,63 \text{ m/semaine}$ ou 32 m/an . Ce phénomène est également illustré par la figure 4 où l'on a porté à la date du 20-07-1970 les surpressions par rapport à l'origine respectivement dans la bulle de gaz, dans un puits de contrôle proche de la bulle, et dans un puits plus éloigné.

Enfin les variations de pression de la bulle de gaz sont données sur la figure 5 pour le réservoir de Saint-Illiers-la-Ville, en même temps que les variations de stock correspondantes.

Température.

Les couches-réservoirs étant constituées par des matériaux poreux placés entre des épontes imperméables, ils peuvent constituer des accumulateurs de chaleur ou de froid suivant que l'on injecte un gaz à une température supérieure ou inférieure à la température initiale de la couche. En effet, la capacité calorifique des sables ou autres matériaux poreux est très grande et les échanges de chaleur entre la couche-réservoir et les épontes sont, en l'absence d'échange de matière, extrêmement faibles.

Ces variations de température sont-elles susceptibles d'influer sur les microorganismes que l'on peut trouver dans les couches profondes et de modifier ainsi la microfaune de ces couches ? Ce n'est pas impossible, on sait par exemple que certaines bactéries sulfato-réductrices, quasi insensibles à la pression, préfèrent des températures moyennes (15 à 20°C) à des températures élevées (50 à 60°C). Cependant, les modifications de température restent très localisées autour des puits avec des amplitudes relativement importantes, l'amplitude des variations devenant rapidement très faible lorsque l'on s'éloigne des points d'injection du gaz (*).

On s'efforce toutefois aujourd'hui, surtout dans le but d'éviter les inconvénients dus aux formations d'hydrates

(*) Pour refroidir de 1°C en moyenne un terrain de 30 m de hauteur et $0,2 \text{ km}$ de diamètre, il faut enlever au terrain 10^9 kcal , ce qui ne peut être obtenu que par un balayage parfait de $120 \times 10^9 \text{ m}^3$ de gaz naturel dont la température est à 15°C au-dessous de la température initiale du terrain.

1/ Schéma des modèles utilisés pour l'étude des prévisions de pression.

2/ Exemple de fonction d'influence.

3/ Volume et débit d'eau déplacée (structure de Saint-Illiers-la-Ville).

au soutirage (*) d'injecter le gaz à une température aussi proche que possible de la température du réservoir, soit en refroidissant au minimum le gaz après compression (cas de Chemery), soit en réchauffant le gaz en l'absence de compression (cas de Velaine).

Eau de formation.

L'introduction d'une masse gazeuse modifiée, dans la zone de stockage, la composition chimique globale de cette zone. Y a-t-il possibilité de modification de la composition chimique de l'eau elle-même, soit par apport d'éléments nouveaux, soit par réactions d'éléments contenus dans le gaz avec ceux contenus dans l'eau et ces modifications peuvent-elles s'étendre hors de la zone de stockage ?

Des modifications sont fort peu probables dans le cas des gaz naturels qui ont déjà séjourné dans le sous-sol, dans des conditions de pression et de température en général plus sévères que celles des stockages souterrains. Dans le cas du gaz manufacturé ou d'additifs (odorisant par exemple) il peut en être autrement.

Il faut tout d'abord examiner quels sont les principaux gaz injectés dans les réservoirs souterrains français (tableau 2).

Le gaz se trouvant dans un milieu finement divisé (10 000 m² de surface de contact pour 1 m³ de roche magasin à Beynes) sous pression et à une température relativement élevée (supérieure à 27 °C dans tous les réservoirs sauf parfois au voisinage des puits) des réactions chimiques sont à craindre en particulier dans le cas de l'inject-

tion d'un gaz tel que celui décrit dans la première colonne. C'est pourquoi l'épuration du gaz mis en place visait à réduire les quantités d'hydrocarbures aromatiques, de phénols, de composés sulfurés, ammoniacaux et cyanés (ainsi que des hydrocarbures polymérisables qui risquaient de provoquer des colmatages). Elle était réalisée principalement par passage sur du charbon actif, ou sur des masses à l'oxyde de cuivre (composés cyanés).

Ces traitements ne sont pas nécessaires pour les gaz naturels décrits dans les colonnes 4, 5 et 6 ou le gaz manufacturé obtenu par craquage de gaz naturel.

Impuretés.

A Beynes, quand le gaz injecté était du gaz de cokerie, les principales observations faites ont montré une disparition des sulfures organiques COS et CS₂ avec apparition d'H₂S, l'apparition du nickel carbonyle et du fer carbonyle et la disparition de l'oxygène. Pour les gaz injectés actuellement dans les réservoirs de Saint-Illiers et de Chemery, on note l'apparition d'H₂S, accompagnée ou non de la disparition de sulfures organiques (mercaptans) alors que la teneur en hydrogène sulfuré du gaz soutiré de Beynes a considérablement diminué.

Densham et Beale [2] ont déterminé les coefficients de partage d'un certain nombre de corps tels que phénol, butadiène, oxysulfure de carbone, hydrogène sulfuré, benzène et acide cyanhydrique, entre la phase gazeuse, l'eau de formation et le sable dans le cas d'un réservoir que le Gas Council envisageait de créer près de Winchester. Les résultats obtenus ont montré la très grande capacité d'absorption et d'adsorption de l'eau et du sable vis-à-vis en particulier de l'hydrogène sulfuré. Ils en déduisaient que l'effet chromatographique du sable empêcherait toute contamination par les produits ci-dessus à partir de distances très faibles des points d'injection et que ces impuretés ne pouvaient absolument pas atteindre la frontière de la bulle lorsque celle-ci serait dans sa plus grande extension. Même

(*) Les formations d'hydrates de gaz naturel sont fréquentes lors des soutirages. En effet, le gaz étant humide, une température inférieure à 12 °C et une pression supérieure à 50 bars représentent des conditions suffisantes pour que l'on observe sur tous les gaz naturels transportés en France des formations d'hydrates. On lutte contre ces formations d'hydrates par injection de méthanol dans les tuyaux de collecte en provenance des puits.

4/ Surpression dans la bulle et au voisinage de la bulle (le 20 juillet 1970).

5/ Variations du stock et de la pression de la bulle de gaz à Saint-Ilhiers-la-Ville.

Tableau 2

	1	2	3	4	5	6
CONSTITUANTS DES GAZ	GAZ DE COKERIE AVANT ÉPURATION	GAZ DE COKERIE INJECTÉ A BEYNES DE 1956 A 1961	GAZ MANUFACTURÉ INJECTÉ A BEYNES DEPUIS 1962	GAZ D'ALGÉRIE (Saint-Ilhiers)	GAZ DE GRONINGUE (Velaine Saint-Ilhiers)	GAZ DE LACQ
% VOLUME :						
H ₂	49 à 52		41,2			
O ₂	0,5 à 0,7		0,6			
CO	8,3 à 9,2		8,6			
CO ₂	2,5 à 3		6,6		0,99	
N ₂	7,5 à 10		13,0	0,55	14,24	0,35
C ₂ H ₄	2 à 2,2		0			
CH ₄	24 à 27		30,0	87,30	81,37	97,00
C ₂ H ₆	0,4 à 1			8,63	2,87	2,2
C ₃ H ₈				2,51	0,40	0,3
iC ₄ H ₁₀				0,90	0,13	0,04 à 0,08
nC ₄ H ₁₀						0,04 à 0,08
C ₅ +				0,11		0,04 à 0,08
mg/Nm ³ :						
Condensables à — 80 °C	1,5 à 2		0,4 à 0,5		2,4 à 2,7	1 à 1,2
Butadiène	25 à 50	5				
Composés cyanés	5 à 30					
Composés ammonia- caux	0 à 0,5					
Sulfures organiques ..	100 à 150 COS et CS ₂ traces	80			1	10 (R — SH)
NO						
Phénols	0,4 à 0,5	0,2				
H ₂ S						0,8
Tétrahydrothiofène ..				7 puis 0		

en admettant que la contamination atteigne la frontière de la bulle, la diffusion du moins absorbé de ces produits (le benzène) ne pourrait être que de 30 m en 1 000 ans [2].

Constituants du gaz.

On a cependant constaté (voir annexe 1), dans le cas du réservoir de Saint-Illiers, que des constituants du gaz naturel se trouvaient dans les eaux de puits dont la bulle ne s'était jamais approchée de moins de 100 m d'après les calculs. La diffusion des constituants du gaz naturel est certainement supérieure à celle du benzène, mais il s'agit surtout de phénomène dû aux mouvements d'expansion et de retrait de la bulle (mouvements de grande ou de faible amplitude avec vitesses pouvant varier assez rapidement d'un point à un autre).

CAS PARTICULIER DE L'H₂S.

La formation de l'hydrogène sulfuré au fond des réservoirs, si elle ne pose pas de problème de contamination de la nappe (nous avons vu que l'hydrogène sulfuré est très rapidement absorbé par l'eau et le sable) pose en revanche des problèmes pour la conservation des équipements (colonnes de production des puits, réseau de collecte des réservoirs appelés à transporter un gaz humide). En raison des taux très bas d'hydrogène sulfuré admis en France pour le transport du gaz, la production d'hydrogène sulfuré peut obliger à installer des ateliers de traitement supplémentaires. A l'heure actuelle, Gaz de France étudie sur deux de ses réservoirs, Saint-Illiers et Chemery, les conditions de la formation d'hydrogène sulfuré. Les hypothèses suivantes peuvent être avancées :

1. La formation de l'hydrogène sulfuré n'est qu'apparente; en fait l'H₂S est retenu autour des puits d'injection et repris au soutirage en raison de la baisse de pression et de l'humidité du gaz.

2. La formation de l'hydrogène sulfuré s'effectue à partir des sulfates de l'eau par action bactérienne (les bactéries sulfato-réductrices sont très souvent présentes dans les formations souterraines et peuvent avoir été introduites soit lors des forages soit au cours de l'injection du gaz lui-même. De plus, les conditions de développement des bactéries peuvent avoir été favorisées par l'introduction du gaz naturel.

3. La formation de l'hydrogène sulfuré s'effectue à partir du soufre organique apporté par le gaz (cas de Beynes).

Contrôles mis en place

Les contrôles mis en place visent à vérifier que les différentes hypothèses avancées dans la première partie sont bien vérifiées dans chaque cas particulier. En effet, aucun réservoir ne présente une forme idéale et n'est en tout point homogène. Les contrôles opérés vont donc servir à s'assurer de l'extension de la bulle en épaisseur et en étendue ainsi que de l'absence de passages vers d'autres niveaux; d'autre part, la qualité de l'eau va être contrôlée périodiquement de façon à s'assurer, ainsi que l'exprime l'article 31 du décret, déjà cité, du 6 novembre 1962, que le stockage du gaz n'a entraîné « aucune modification des caractéristiques physiques et organoleptiques, chimiques et bactériologiques des eaux souterraines situées dans des niveaux extérieurs à la formation géologique utilisée au stockage ». Enfin, le gaz soutiré est contrôlé de manière à s'assurer que des corps indésirables ne se sont pas formés au fond.

Contrôle de l'extension de la bulle.

Le contrôle de l'extension de la bulle s'opère d'abord directement au niveau des puits par la simple constatation de la présence ou non de gaz dans ces puits et par la mesure de l'épaisseur en gaz, s'il y a lieu. Il s'opère ensuite par la détermination des saturations en gaz de différents niveaux du réservoir. Cette détermination est déduite de diagraphie Gamma-Ray-Neutron effectuée dans un puits aveugle du centre de la structure. On donne ci-dessous l'évolution des saturations au puits central de la structure de Chemery (fig. 6). Ce contrôle s'opère, enfin, indirectement par le calcul de la position de la bulle par rapport aux puits périphériques. Ce calcul est réalisé actuellement à partir d'un modèle d'écoulement radial circulaire en régime permanent entre la zone séparant le front de gaz des puits de contrôle. Le milieu est par ailleurs supposé homogène et isotrope (fig. 7).

La loi qui régit l'écoulement dans le milieu poreux permet de relier le déplacement d'eau q dans cette zone à l'écart de pression ΔP entre le puits de contrôle considéré et l'extrémité du front.

$$\frac{q}{\sigma(\Delta x)} = \frac{k\Delta P}{\mu\Delta x} \quad (1)$$

k : perméabilité du milieu;

μ : viscosité de l'eau;

Δx : distance entre le front de bulle et le puits;

$\sigma(\Delta x)$: surface moyenne d'écoulement.

La connaissance de la forme du toit du réservoir se traduit par une relation entre σ et Δx , la relation (1) permet donc théoriquement de calculer Δx à partir de ΔP :

$$\Delta x = f(\Delta P)$$

En fait, il convient de tenir compte : du pendage des couches, des pertes de charge de circulation dans le gaz et des effets de capillarité dans la zone voisine du front.

On est alors conduit à résoudre un système du type décrit sur la figure 7 après avoir déterminé, à partir de mesures en tête de puits, les pressions dans le stock et dans le puits de contrôle à une cote de référence.

Des mesures précises de pression faites à la balance manométrique sont donc effectuées chaque jour en tête des puits de contrôle en gaz et deux fois par semaine en tête des puits de contrôle en eau. Le stock est, bien entendu, mesuré en continu de sorte que l'on connaît à chaque instant la pression dans la bulle de gaz, le volume d'eau déplacé, son débit, la vitesse de l'eau à la périphérie de la structure dans une section donnée, les pressions au fond des puits d'eau, ce qui permet en utilisant la formule ci-dessus de connaître la position de la bulle avec une approximation suffisante. Il faut signaler que dans le cas de structures à faible pendage et non homogènes la mise au point de la méthode peut être assez longue.

Ces différents contrôles directs et indirects aboutissent à localiser la bulle de gaz avec une bonne précision. On peut contrôler, après coup, que les saturations obtenues dans la zone centrale sont en accord avec la saturation moyenne sur l'ensemble du volume occupé par la bulle. Les résultats concernant l'extension de la bulle dans le réservoir de Saint-Illiers à différentes époques sont donnés ci-dessous. On remarquera que l'étendue de la zone où l'épaisseur en gaz est supérieure à 25 m ne cesse de croître, ce qui provient du fort pendage de la structure : la bulle ayant tendance à se remettre en équilibre (interface eau-gaz hori-

6/ Mise en gaz du réservoir de Chemery (saturations en gaz déduites des résultats de diagraphies Gamma-Ray-Neutron effectués au puits Cs 12).

zontal) lors des arrêts ou des soutirages, la remontée de l'eau sur les bords de la bulle entraîne un départ de l'eau de la partie centrale (on conçoit ainsi qu'il y ait dans la zone proche de la bulle de gaz des vitesses variées en grandeur et en signe) (fig. 8 et 9).

La bulle de gaz étant ainsi délimitée, il convient de s'assurer qu'elle ne s'étend pas dans d'autres niveaux, c'est-à-

dire qu'il n'y a pas de passage de gaz vers les niveaux aquifères supérieurs.

En effet, si l'article 31 du décret déjà cité déclare que « les eaux souterraines contenues dans la formation géologique utilisée pour le stockage du gaz ne peuvent être livrées à l'alimentation humaine ou animale lorsqu'elles sont puisées à l'intérieur du périmètre de stockage ou du

$$\text{Loi de Darcy : } \Delta P = \frac{\mu}{k \sigma(\Delta x)} q \Delta x$$

$$\Delta P = P_E - P_{cl} \quad P_E \approx P_g - \Delta \rho g H(\Delta x)$$

$\sigma(\Delta x)$ et $H(\Delta x)$ sont des fonctions connues de Δx

- P_{cl} Pression au puits de contrôle
- P_E Pression dans l'aquifère à l'interface eau-gaz
- P_g Pression dans la bulle de gaz
- Δx Distance de la bulle au puits de contrôle
- H Cote du front de bulle
- q Déplacement d'eau
- $\Delta \rho$ Différence de densité entre l'eau et le gaz

7/ Schéma du modèle utilisé pour le calcul de la position du front de la bulle.

8/ Coupe du réservoir de Saint-Illyers avec indication des positions de la bulle de gaz pour des stocks de 400 et 743 x 10⁶ Nm³.

périmètre de protection », il n'en est pas de même en ce qui concerne les formations géologiques supérieures.

Un maximum de précautions est donc pris pour éviter les fuites vers les niveaux supérieurs.

La pression maximale est déterminée pour chaque stockage en fonction des qualités mécaniques et de l'étanchéité de la couverture. En particulier, la pression de seuil doit être supérieure à la surpression maximale admise au sommet du réservoir. D'autre part, les cimentations des puits qui, dans le cas de fissures pourraient être à l'origine de fuites, sont particulièrement soignées. Aujourd'hui, afin d'éviter les inconvénients dus à la présence de gaz pendant les cimentations, le forage d'un puits d'exploitation est arrêté dans la couverture à quelques mètres au-dessus du réservoir. Le tube permanent (casing) (fig. 10) est alors descendu et la cimentation effectuée en différents étages. Un contrôle de la liaison ciment-tube (Cement-Bond-Log) est alors effectué et, si la cimentation n'est pas parfaite dans la zone de couverture, cette cimentation est reprise dans les zones où elle est la moins bonne. Le forage du réservoir en gaz s'effectue ensuite. Cette technique qui permet de mieux réussir les cimentations, permet également de ne pas envoyer de ciment dans le réservoir, ce qui est un avantage pour l'exploitation ultérieure.

De manière à éviter toute fuite de gaz due par exemple à un joint défectueux du tubage (casing), l'exploitation se fait par une colonne de production (tubing) solidaire d'un obturateur annulaire (Packer) placé légèrement au-dessus du pied du casing; cet obturateur annulaire est lui-même surmonté dans l'espace annulaire d'une colonne de boue dont la pression au packer est toujours supérieure à la pression du gaz qui s'exerce au-dessous.

De cette façon, toute fuite de gaz dans un niveau supérieur, par l'intérieur du puits est rendu pratiquement impossible. Un contrôle des niveaux de boue en tête des espaces annulaires est effectué régulièrement. Le tubage permanent fait l'objet d'une protection cathodique. Il est ainsi protégé de toute possibilité de corrosion qu'elle vienne de l'extérieur ou de l'intérieur. La colonne de production peut, elle, être changée dès qu'une anomalie (corrosion) est constatée.

Des puits sont implantés dans les niveaux supérieurs au sommet de ces niveaux de manière à pouvoir détecter soit la présence de gaz dans ces niveaux, soit l'augmentation de pression qui est la première manifestation de la pénétration du gaz dans un niveau. Des prélèvements d'eau sont effectués chaque mois sur au moins un des puits de chaque niveau contrôlé; sur ces prélèvements sont effec-

9/ Position de la bulle de gaz et valeurs du stock aux différentes époques (réservoir de Saint-Illiers-la-Ville).

tués les mêmes analyses que sur ceux de la couche-réservoir (voir § sur le contrôle des eaux); périodiquement, les gaz dissous dans ces eaux sont analysés.

Exemple de contrôle de fuite vers les niveaux supérieurs. Cas de Saint-Illiers-la-Ville.

Le réservoir de Saint-Illiers est surmonté d'une couverture épaisse (180 m) et de bonne qualité, ce qui a permis d'admettre comme pression maximale dans le réservoir une pression égale à une fois et demie la pression originelle au sommet du réservoir (respectivement : 71,8 et 46,8 bars absolus). Cette couverture est elle-même surmontée de niveaux aquifères entrecoupés de niveaux imperméables. Deux niveaux aquifères sont contrôlés chacun au moyen de deux puits; à partir du bas, ce sont l'étage wealdien et l'étage albo-aptien. Une augmentation de pression en tête du premier puits foré dans le niveau de contrôle wealdien a indiqué la pénétration de gaz dans ce niveau. Ce phénomène a été bientôt suivi de l'arrivée du gaz au puits.

Des mesures furent immédiatement prises et elles avaient pour but :

1. D'interrompre la fuite entre le réservoir et le niveau wealdien : reprise de la cimentation des puits soupçonnés

10/ Schéma d'un puits d'exploitation.

d'être à l'origine de la fuite, conduite de l'exploitation du réservoir de manière à y réduire la pression.

2. D'empêcher l'extension de la bulle dans le niveau wealdien et éventuellement le passage entre ce niveau et les niveaux supérieurs (en particulier albo-aptien) par la mise en soutirage de gaz du puits de contrôle.

3. D'étudier le phénomène : forage d'un second puits dans le niveau wealdien, mise au point d'un modèle rendant compte des évolutions (variations de pression et du volume de la bulle de gaz) observées.

Grâce à ces mesures, prises en 1966, la fuite a été réduite et contrôlée de telle sorte qu'au cours des deux années suivantes, aucun déclenchement de fuite analogue à celle de 1966 ne se manifestait. En 1969, puis en 1970 de nouvelles fuites beaucoup moins importantes se déclenchaient pour des pressions dans le réservoir de 3 à 4 bars supérieures à celles qui avaient déclenché la première fuite. Des réactions analogues à celles décrites plus haut ont permis de limiter très rapidement le débit de fuite.

L'extension de la bulle de l'étage wealdien n'a jamais dépassé 0,5 km². La surpression initiale dans cet étage avait provoqué une légère fuite vers les niveaux supérieurs. C'est ainsi que de très faibles quantités de gaz aujourd'hui pratiquement réduites à néant (quelques litres par jour) ont été recueillies en tête du puits de contrôle situé au sommet du niveau albo-aptien. Aucune surpression ne s'est manifestée dans ce niveau.

Ainsi les mesures prises ont permis de limiter une fuite relativement importante à l'origine, de limiter l'extension de la bulle de gaz dans le principal niveau concerné, de préserver presque totalement le niveau albo-aptien, et de poursuivre normalement l'exploitation du réservoir (avec pour seule restriction, une réduction de 2 bars de la pression maximale par rapport à la pression initialement retenue).

Contrôle des eaux.

Chaque mois (*), une analyse au moins est effectuée sur un prélèvement provenant d'un puits périphérique de la structure. Au cours d'une année, un puits au moins dans chaque direction a subi au moins un prélèvement.

Les analyses effectuées sur ces prélèvements sont les suivantes :

- analyses physiques : aspect, résistivité, PH;
- analyses chimiques : recherche de matières organiques - silice, H₂S, sulfures, phénols, cyanures et dosage des cations (calcium, magnésium, ammonium, sodium, potassium, fer, manganèse, aluminium) et des anions (carbonique, bicarbonique, chlore, sulfurique, nitreux, nitrique, phosphorique, fluor);
- analyses bactériologiques : bactéries coliformes, aérobies et sulfato-réductrices.

Enfin des prélèvements sous pression sont pris d'où sont extraits, sous vide, les gaz dissous (voir annexe 1).

Résultats.

De variations de composition sont souvent notées d'une analyse à l'autre, elles sont de l'ordre de grandeur des variations enregistrées d'un puits à l'autre et ne semblent pas significatives; sur une grande période on ne voit pas

(*) Sur le réservoir de Beynes en plus de ces analyses complètes sont effectuées chaque semaine sur les puits les plus proches de la bulle de gaz des recherches d'ammoniac, de nitrites, nitrates, phénol, hydrogène sulfuré et acide cyanhydrique.

Tableau 3

PUITS	SI 11			Cs 2	
DATE	Mars 1965	Octobre 1967	Mars 1970	Juin 1968	1970
Résistivité Ω/cm à 20 °C .	370	379	390	210	170
PH 20 °C	7,5	7,7	7,8	7,7	7,4
Matières organiques	0,60	0,40	0,60	1,15	1,5
Ca ⁺⁺ (mg/l)	22	21,3	24	58,4	61
Mg ⁺⁺	9	8,7	9	17	22
NH ₄ ⁺	2	2,56	2,6	1,9	3,2
Na ⁺	650	651,0	645	1 446	1 300
K ⁺	14	14,0	14,5	37	40
Fe ⁺⁺	0,55	1,25	2	13,8	6
Mn ⁺⁺	traces	non dosé	0,05		
HCO ₃ ⁻	780	765	785	610	623
Cl ⁻	330	320	360	1 375	1 400
SO ₄ ⁻⁻	375	385	347,5	907	620
NO ₂ ⁻	0				0
NO ₃ ⁻	0				0
PO ₄ ⁻⁻⁻	1,2				0
F ⁻		10	13		2,2
Phénols	< 0,05	< 0,05	< 0,05	< 0,1	< 0,05
Cyanures CN ⁻	< 0,02	< 0,02	< 0,02	< 0,02	< 0,02

N.B. — La teneur en fer n'est pas significative, elle varie souvent lors de la mise en service des puits en raison du contact de l'eau et du tubing.

de variation continue des propriétés physiques ou chimiques de l'eau. A titre d'exemple, on donne ci-dessus (tableau 3) des résultats d'analyses effectuées avant mise en gaz et deux à cinq ans après mise en gaz, sur un puits du réservoir souterrain de Chemery et sur un puits du réservoir de Saint-Illiers.

Conclusions

La création d'un stockage souterrain de gaz s'accompagne d'un certain nombre de répercussions qu'on peut diviser en répercussions normales et répercussions accidentelles. En ce qui concerne les répercussions normales (augmentation locale de pression, baisse de température, introduction de corps étranger) les études faites permettent d'en déterminer les amplitudes et l'extension.

Si dans la zone même du stockage la nature et l'amplitude des mouvements peuvent varier dans d'assez larges limites, très rapidement ces mouvements s'atténuent en prenant du retard par rapport aux impulsions génératrices du mouvement et deviennent imperceptibles. C'est ainsi que, si de faibles variations de pression peuvent encore être perçues hors de la zone de protection, il est par contre impossible que des constituants du gaz ou des constituants créés du fait de la présence du gaz puissent s'approcher de la limite de ce périmètre.

En ce qui concerne les répercussions accidentelles, en particulier fuite vers un niveau supérieur, nous avons vu

que le maximum de précautions est pris pour les éviter. Cependant, si une telle fuite se produit, les répercussions sur la nappe concernée ont un caractère beaucoup plus local que celles observées dans la nappe servant de réservoir et le dispositif de surveillance en place permet de limiter les conséquences de la fuite, en particulier en mettant en communication avec l'atmosphère le niveau où s'accumule le gaz et en limitant ainsi l'extension latérale et l'augmentation de pression, en étudiant sur modèle les comportements de ce niveau, et en prenant toute mesure pour que cesse ou soit limité le débit de fuite.

Bibliographie

- [1] ROUX (Ch.-B.) et BALAZUC (J.). — Rôle et implantation des stockages souterrains de gaz, *Annales des Mines* (décembre 1970).
- [2] DENSHAM (A.-B.) and BEALE (P.-A.-A.). — Physical and chemical aspects of underground storage (1963).
- [3] COLONNA (J.). — Etude et Utilisation des réservoirs souterrains de gaz en nappes aquifères. *Annales des Mines* (novembre 1969).
- [4] VERNET (D.), MILLET (J.-L.) et COUEIGNOUX (J.-M.). — Le contrôle par ordinateurs des stockages souterrains de Gaz de France. Communication A.T.G. (1970).
- [5] DENSHAM (A.-B.), ISSON (J.) et ROUX (Ch.-B.). — Comportement dans les stockages souterrains du gaz naturel contenant un odorisant ou de l'air. Communication A.T.G. (1966).

Annexe

GAZ DISSOUS DANS LES EAUX

Les eaux naturelles des aquifères vierges contiennent des gaz dissous en quantité plus ou moins importantes.

Lorsque ces gaz sont exempts d'hydrocarbures et contiennent surtout de l'azote et du gaz carbonique, ce qui est le cas sur toutes les eaux des aquifères dans lesquels Gaz de France a créé des réservoirs, on s'est demandé s'il ne serait pas possible de suivre l'approche de la bulle par rapport à un puits de contrôle en observant dans les gaz dissous l'apparition des constituants du gaz naturel injecté (méthane, éthane, propane, butane).

Des contrôles réguliers de la composition des gaz dissous sont effectués à Saint-Illiers-la-Ville, à Chemery et à Velaine. Ces contrôles ont commencé avant la mise en gaz de chacun de ces réservoirs.

Si à Chemery et à Velaine, rien n'a encore été constaté, en raison probablement des distances encore relativement importantes entre les puits de contrôle et la bulle, il n'en est pas de même à Saint-Illiers-la-Ville où l'apparition successive du méthane (*), de l'éthane, du propane et du butane a été constatée sur la plupart des puits périphériques.

La forme régulière et l'homogénéité relative de ce dernier réservoir (sur le plan horizontal), les pendages relativement élevés permettent de calculer avec une bonne précision la position de la bulle de gaz par rapport aux puits de contrôle périphériques et les calculs ont été vérifiés par l'expérience lors de la mise en gaz du puits SI 4 (seul puits périphérique de la structure à s'être mis en gaz jusqu'à maintenant). Il est plus difficile de garantir que les conditions de prélèvement sont toujours les mêmes; en effet, même si les débits et les quantités d'eau soutirés sont ana-

logues sur les différents puits (de 30 à 50 m³), des colmatages partiels de crépine peuvent faire que l'eau ne provient pas exactement des mêmes couches aux différents puits ou même à différents moments au même puits et que dans ce cas les distances de diffusion soient supérieures aux distances calculées.

Les volumes d'eau soutirés avant prélèvement et qui correspondent à un balayage d'au moins trois fois le volume du tube de production proviendraient, si le réservoir était parfaitement homogène et les abords du puits parfaitement propres, d'une zone cylindrique d'une hauteur de 30 m et de diamètre 3 m, centrée sur le puits. Même en supposant un colmatage important du puits et en tenant compte des lignes de courant dues à une extension de la bulle il paraît difficile de drainer une zone de rayon supérieur à 15 m.

Les résultats ci-dessous ne peuvent donc être considérés comme précis, ils permettent cependant d'établir une corrélation entre l'histoire des positions respectives de la bulle et du puits et la teneur en hydrocarbures des gaz dissous dans l'eau prélevée sur ce puits.

On trouve, par exemple, pour le puits SI 4 les compositions indiquées dans le tableau A.

On voit dans ce tableau diminuer les teneurs relatives en azote et en gaz carbonique tandis qu'augmentent les teneurs en méthane en premier lieu, puis celles des autres hydrocarbures, cependant que la bulle de gaz approche du puits.

La comparaison des évolutions des teneurs en méthane et des distances à la bulle peut se lire sur les figures 1 et 2 (puits SL 4 et SI 5).

On voit, sur ces figures qu'il est possible de lier la teneur en méthane à la distance du puits à la bulle et surtout à la plus petite distance jamais enregistrée entre le puits et la bulle. C'est ce qui a été fait sur les figures 3 et 4.

On a porté sur la figure 3 les teneurs moyennes en méthane pour chacun des puits et sur la figure 4 les teneurs extrêmes pour l'ensemble des puits. On peut ainsi lire sur

Tableau A

DATE	26 NOVEMBRE 1965	26 SEPTEMBRE 1967	6 AOUT 1968	29 SEPTEMBRE 1969
N ₂	51,0	92,42	9,6	5,9
O ₂	0,5	0,9		
CO ₂	47,4	3,7	15,4	10,5
A	1,0	1,3	0,2	0,1
CH ₄	0,1	1,9	67,8	74,7
C ₂ H ₆			5,9	6,8
C ₃ H ₈			1,0	1,8
C ₄ H ₁₀			0,1	0,2
Distance calculée du puits à la bulle (en m)	500	180	180	70

(*) En ce qui concerne le méthane, il s'agit d'une augmentation importante de la teneur en ce gaz, plutôt que d'une apparition, car sur certains puits on trouvait, avant la mise en gaz, de très faibles teneurs en méthane, toujours inférieures à 1 %.

1/ Evolution de la teneur en méthane des gaz dissous et des distances du puits à la bulle (puits SI 4).

2/ Evolution de la teneur en méthane des gaz dissous et des distances du puits à la bulle (puits SI 5).

3/ Teneurs moyennes en méthane en fonction de la distance de la bulle aux différents puits de contrôle.

4/ Teneurs en méthane (limite).

5/ Teneurs moyennes en éthane en fonction de la distance de la bulle aux différents puits de contrôle.

6/ Teneurs en éthane (limites).

7/ Valeurs limites des teneurs en propane des gaz dissous dans les eaux prélevées aux puits de contrôle.

cette figure qu'aucune teneur en CH_4 supérieure à 38 % n'a été enregistrée pour une distance supérieure à 300 m. Pour cette même distance on n'a pas enregistré de teneur en éthane supérieure à 2,9 % (fig. 5 et 6) ou de teneur en propane supérieure à 0,3 % (fig. 7).

La présence de gaz dissous provenant du gaz injecté s'expliquerait mal à un endroit dont la bulle de gaz ne s'est jamais approchée de moins de 300 m, si l'on concevait le front de bulle comme une surface nette séparant une zone en gaz d'une zone en eau et progressant avec une régularité parfaite. En fait, en raison du rythme d'injection (beaucoup moins régulier qu'indiqué par la figure 3 du texte où des simplifications ont été opérées), en raison des hétérogénéités de la couche et du pendage, les veines d'eau n'ont pas progressé à la même vitesse (*) et il est parfaitement possible que des particules d'eau ayant été en contact avec la bulle de gaz se trouvent à une certaine distance en avant du front de bulle proprement dit. D'autre part, le gaz qui a été piégé dans les zones avancées de la bulle lors du retrait de celle-ci peut être partiellement repris par des eaux se trouvant en avant du front de bulle lors d'une nouvelle avance de celle-ci.

Dans ces conditions, il paraît difficile de procéder à un étalonnage distance-teneur en CH_4 ; il est cependant certain que l'on ne voit pas arriver la bulle de gaz dans un puits sans avoir constaté auparavant la présence des gaz constitutifs du gaz injecté dissous dans l'eau de ce puits et que l'on dispose ainsi qu'un signal supplémentaire indiquant la proximité d'une bulle de gaz.

(*) Dans une même section perpendiculaire à la ligne d'écoulement moyen, la vitesse moyenne peut être très différente des vitesses extrêmes, l'une des vitesses extrêmes peut même être de signe différent de la vitesse moyenne.

Discussion

Président : M. J.-C. SUZANNE

M. le Président remercie M. VERNET de son brillant exposé sur un sujet encore peu connu et ouvre la discussion en lui posant les deux questions suivantes :

a) Quel est le coût d'un stockage souterrain de gaz et quel est la valeur du « coussin » de gaz immobilisé ?

b) Si la nappe de l'aquifère utilisé pour le stockage s'écoule, ne risque-t-on pas de voir se produire des entraînements d'eau saturée en gaz loin du stockage ?

En réponse à la première question, M. VERNET dit qu'on estime, en général, le coût d'un stockage à environ le double du coût du « gaz-coussin ». Dans le cas du stockage de Saint-Illiers-la-Ville, qui atteindra au total un milliard de m^3 dont 500 millions de m^3 de « respiration » (c'est-à-dire, utiles), le coût global du stockage équivaut à la valeur de 900 millions de m^3 de gaz.

M. Roux (Gaz de France) précise :

Le coût d'équipement d'un stockage souterrain en aquifère est de l'ordre de 0,20 F par m^3 de gaz utile. La moitié de ce coût est constitué par le gaz coussin. A Saint-Illiers-la-Ville, les travaux d'équipement ont entraîné une dépense de l'ordre de 40 millions de francs. Le prix du « gaz-coussin » (500 Mm^3) est de 40 à 50 millions de francs.

En ce qui concerne la deuxième question, M. VERNET pense que l'eau chargée en gaz peut s'écouler au large de la zone de stockage de celui-ci mais à des vitesses qui seront de l'ordre de celle de la nappe si l'on se place à une certaine distance du stockage.

Les vitesses d'écoulement des nappes dans lesquelles sont établis des stockages souterrains sont de l'ordre du mètre par an; et dans la zone de balayage autour du stockage, les vitesses atteignent 50 m

par an mais elles sont de sens opposé en période de stockage et de déstockage.

Où se localisent les fuites, demande M. le Professeur SCHOELLER ? Se font-elles par des forages ou par l'imperméable ?

Sur le stockage de Saint-Illiers-la-Ville, répond M. VERNET, où a été constatée la fuite la plus importante, on peut affirmer que des cimentations insuffisamment étanches étaient à l'origine de la plus grande partie de la fuite. Celle-ci a été considérablement réduite à la suite des améliorations apportées aux cimentations de certains puits.

Je me demande, poursuit M. le Professeur SCHOELLER, si votre expérience des réservoirs du type étudié ne pourrait pas apporter une réponse à certaines questions concernant la « drainance » — c'est-à-dire, le mouvement vertical de l'eau à travers les « imperméables » — des nappes de l'Albien. Le mémoire de M. VUILLAUME, deuxième prix Milon 1971, attribue à la drainance un rôle majeur dans la chimie des eaux de cette nappe.

La présence du stockage, estime M. COLONNA (Gaz de France), ne modifie pas de façon sensible la drainance des aquifères; il ne se crée aucune surpression agissant de façon continue entre les couches aquifères sus-jacentes au stockage et l'Albo-Aptien. A chaque instant la pression « moyenne » dans la zone concernée par le stockage reste sensiblement égale à la pression initiale; les pressions instantanées relevées s'organisent, en effet, dans l'espace suivant des « profils » en sinusoides amorties dont l'amplitude s'annule à une distance de l'ordre de 10 km du centre de la zone de stockage.

Personne ne demandant la parole, M. le Président lève la séance en remerciant l'auditoire de son attention et les Conférenciers de leur précieuse participation.