

# La production des champs pétroliers

par Xavier CHAVANNE

Equipe Géomatériaux et Environnement, Uni. D. Diderot et IPGP, Paris

Courriel à [chavanne@ipgp.jussieu.fr](mailto:chavanne@ipgp.jussieu.fr).

Soumis au BUP en mars 2007 et accepté en avril 2007.

## INTRODUCTION

La production mondiale pétrolière se décompose en celle d'une multitude de champs (plus de 10 000), représentant chacun à la fois une unité industrielle et une unité géologique. En surface le champ est constitué d'un ensemble d'équipements pour extraire, traiter et stocker provisoirement le pétrole (puits, conduites, usines de traitement des fluides, dépôts...). Ces installations présentent une capacité nominale représentant le débit volumique maximal de pétrole qu'elles peuvent traiter, débit exprimé souvent en débit journalier. Cette capacité a été déterminée en fonction de la quantité de pétrole que renferme le sous sol du champ ainsi que le niveau d'investissements, les moyens de transport disponibles jusqu'aux raffineries.... Le champ est aussi associé à une structure géologique renfermant une ou plusieurs roches poreuses imprégnées de pétrole ou huile, dites roches réservoirs. Le pétrole s'est formé dans d'autres roches (roches mères ou sources) par craquage thermique de la matière organique fossile, et a ensuite migré par gravité vers la surface. Il a pu s'accumuler dans une roche poreuse si celle-ci constitue un piège par la présence de couches supérieures imperméables et par la géométrie de l'ensemble. Ces étapes de la vie du pétrole se sont déroulées sur des temps géologiques, entre 1 et 500 millions d'années [1].

A chacun des champs est associé un volume total de pétrole récupérable ou réserve initiale  $Q_{\text{champ}}$ . Il est d'un usage répandu d'utiliser le baril comme unité de volume, usage imposé par l'industrie étasunienne, très longtemps, et encore aujourd'hui, la plus puissante des industries pétrolières dans le monde. Le baril vaut 159 litres et un baril d'huile brute a une masse entre 110 et 150 kg, selon sa densité. Dans cet article il ne sera question que des huiles liquides dans les conditions de la roche réservoir. Seront ainsi exclus certains hydrocarbures présents dans les gisements soit sous forme gazeuse (hydrocarbures légers comme le butane et le propane récupérés sur les champs de gaz naturel), soit sous forme de goudrons (bitume des sables asphaltiques) et qui peuvent être commercialisés sous forme de liquides après traitement. Le tableau 1 présente le classement des champs pétroliers connus fin 2003 dans le monde - hors Etats-Unis et Canada continental - en fonction de leur réserve initiale  $Q_{\text{champ}}$ . Les valeurs de réserves sont à prendre avec prudence, d'autant plus que le champ est au début de son exploitation et qu'il est de très grande taille.  $Q_{\text{champ}}$  correspond rigoureusement à la production totale ou cumulée du champ au moment de son abandon définitif. Une première estimation est faite au moment de sa découverte et elle est affinée en cours de développement (quelques détails à ce sujet sont donnés dans la suite de l'article). Outre les incertitudes de mesures, les valeurs de réserves officiellement données par les compagnies exploitantes peuvent être biaisées dans un sens ou l'autre en fonction de considérations économiques ou politiques. La société Information Handling System Energy, à l'origine de ces valeurs, a construit son fichier de données en utilisant les données de base des exploitants. Si on excepte le plus grand des champs, Ghawar en Arabie Saoudite, dont l'estimation de  $Q_{\text{champ}}$  à 147 Gb par IHS est contestée [2], les valeurs de réserves indiquées sur le tableau 1 sont ainsi assez fiables. Le classement du tableau 1 met en évidence le poids élevé des champs de plus de 5 Gb de réserve initiale, appelés

supergéants dans le jargon pétrolier. L'essentiel des champs pétroliers a moins de 130 Mb de  $Q_{\text{champ}}$  et constitue à peine 10 % des réserves initiales connues. Bien sûr l'industrie pétrolière continue à découvrir de nouveaux champs de pétrole, un peu plus de deux cents par an, l'essentiel se classant dans la dernière catégorie avec une valeur moyenne de réserve par champ qui tend à décroître. Depuis 1980, un seul très grand champ a été découvert, Kashagan en 2000 en mer Caspienne. Même l'ajout de 1000 champs de 16 Mb de réserve en moyenne modifiera peu cette physionomie de la distribution des champs. La dissymétrie de la distribution des champs est présente aussi au niveau plus local, pays producteurs, bassin pétrolier...

| Gamme de $Q_{\text{champ}}$ | Nombre de champs | $Q_{\text{champ}}$ moyen par champ en Mb | Réserve initiale totale | Part de la réserve mondiale |
|-----------------------------|------------------|--|-------------------------|-----------------------------|
| Plus de 5000 Mb             | 53               | 16500                                    | 875                     | 50 %                        |
| Entre 5000 et 2200          | 54               | 3100                                     | 175                     | 10 %                        |
| Entre 2200 et 1000          | 119              | 1475                                     | 175                     | 10 %                        |
| Entre 1000 et 383           | 298              | 585                                      | 175                     | 10 %                        |
| Entre 383 et 130            | 800              | 220                                      | 175                     | 10 %                        |
| Moins de 130                | 11150            | 15,5                                     | 175                     | 10 %                        |

Tableau 1 : classement des champs de pétrole du monde (hors Canada et Etats-Unis continental) connus fin 2003 par catégories fonction de leur réserve initiale  $Q_{\text{champ}}$  en Mb. Source : IHS Energy.

Ce poids élevé de quelques champs se reflète aussi au niveau de la production mondiale de pétrole brut, même s'il est atténué par l'exploitation intensive passée, et l'épuisement dans beaucoup de cas, des grands champs. En 2000 50 % de la production provenait de 120 champs [2]. En 2004 le plus grand des champs, Ghawar, produisait encore 5 Mb par jour en moyenne, représentant environ 7 % de la production mondiale de pétrole brute (72 Mb/j). Un champ sous marin au Mexique, Cantarell, produisait 2,2 Mb/j ou 3 % de la production, Burgan au Koweït 1,4 Mb/j, Rumaila en Irak 1,2 Mb/j, Daqing en Chine 0,9 Mb/j. La production de ces cinq champs a constitué 15 % de celle du monde en 2004. Les très grands champs ont une grande longévité, ayant produit en moyenne depuis 50 ans (depuis 1951 pour Ghawar), autre trait qui les distingue des plus petits champs. Cantarell est un champ très récent, exploité depuis 1980.

Cet article présente quelques uns des aspects de l'exploitation des champs pétroliers en s'intéressant plus particulièrement aux phénomènes physiques dans les roches-réservoirs. Ces phénomènes concernent la mécanique des fluides en milieu poreux ainsi que les propriétés thermodynamiques des fluides présents dans la roche. Ils jouent un rôle crucial dans la récupération du pétrole et donc dans la production mondiale de pétrole. La première partie présente les caractéristiques de la roche réservoir et des fluides qu'elle contient, avant exploitation. La deuxième partie décrit le mécanisme de drainage de l'huile et les manières de le modifier. La troisième partie présente le profil de production de Cantarell avec quelques détails sur la gestion de son exploitation. Quelques mots seront dits sur les conséquences de l'exploitation des champs d'une région, pays, bassin voire le monde, sur le profil de production totale de la région.

## 1. CARACTÉRISTIQUES D'UNE ROCHE RÉSERVOIR [1, 3]

La roche réservoir a pu accumuler de l'huile par l'existence d'un piège géologique dans lequel elle se trouve. Le piège le plus connu et le plus répandu est celui de l'anticlinal correspondant à la partie d'un plissement des couches sédimentaires dirigée vers le haut (cf. figure 1). La quantité d'huile que peut stocker la roche dépend de la densité de ses interstices et de leur taille. Deux grands types de roches forment l'essentiel des réservoirs d'huile, les grès ou sables consolidés, et les carbonates. Ce sont deux roches sédimentaires formées à partir de dépôts stratifiés de débris d'érosion ou de restes d'organismes aquatiques, à partir de précipitations chimiques ou encore à partir d'anciennes structures organiques (récifs). Les grès sont constitués de grains de silice plus ou moins compactés lors de l'enfouissement de la roche au cours des âges, et plus ou moins cimentés par des matériaux comme l'argile ou la calcite. L'huile se concentre dans les interstices entre grains. Le volume de pores utiles, ou communicants, représente de 1 à 35 % du volume total de la roche. Les carbonates sont constitués de calcaire (dominé par  $\text{CaCO}_3$ ) et/ou de dolomite ( $\text{CaCO}_3$  et  $\text{MgCO}_3$ ). La porosité résulte de vides entre grains mais aussi de fissures et de zones en partie dissoute ou qui a subi une substitution des atomes de Ca par des atomes de Mg moins volumineux. La taille des vides peuvent varier de quelques mm, voire cm (fissures, zones dissoutes, vides de récifs) à moins de 1  $\mu\text{m}$ . La porosité des carbonates est en général inférieure à 20 %.

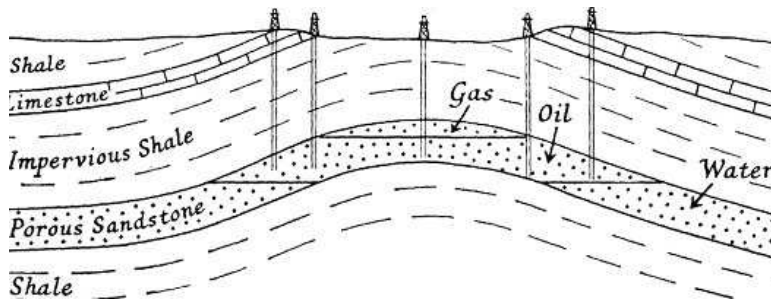


Figure-1 : roche gréseuse imprégnée d'huile dans un piège anticlinal. La roche peut contenir de l'eau dans sa partie inférieure et du gaz dans sa partie supérieure. Source : G. M. Lees, *the search for oil*, the geographic journal, janvier 1940.

La roche poreuse ne contient pas uniquement de l'huile, mais également de l'eau et parfois du gaz. Par ségrégation gravitaire les fluides tendent à se répartir verticalement suivant leur densité, avec l'eau dans la partie inférieure. La roche contenant l'eau forme un aquifère, souvent de taille plus importante que la partie imprégnée d'huile. L'huile peut être séparée en différents compartiments de la roche mais être en contact du même aquifère et soumise à la même pression. Les phénomènes capillaires, très présents du fait de l'immiscibilité des fluides et pour une taille de pore inférieure à 10  $\mu\text{m}$ , s'opposent à cet arrangement. La saturation de l'huile dans les pores n'est pas totale et de l'eau est présente, au moins 10 % du volume total des pores. L'eau est en général un meilleur mouillant de la roche que l'huile (sauf pour quelques calcaires). Du gaz peut être aussi présent dans les pores, ou apparaître par dégazage du pétrole lorsque la pression des fluides de la roche diminue. Le gaz, bien que non mouillant et léger, reste bloqué si la taille des pores est très faible dans la direction verticale créant une pression capillaire s'opposant à celle créée par la gravité. Des mouvements de convection dans l'aquifère peuvent également modifier le plan de séparation résultant de la gravité, induisant son inclinaison.

Ces fluides sont soumis à une pression et à une température dépendant de la profondeur ainsi que d'autres paramètres comme le gradient géothermique local. Ces grandeurs influent sur les propriétés des fluides, comme la viscosité, la phase..., et jouent ainsi indirectement sur le drainage de l'huile. Avant exploitation la pression est en général

fixée par la pression hydrostatique, s'accroissant d'un bar tous les 10 m de profondeur, avec des cas où le gradient est supérieur et peut même atteindre le gradient géostatique, environ 2 bars tous les 10 m. Le gradient géothermique est en moyenne 1° tous les 30 m avec des variations importantes suivant les endroits. La profondeur des gisements exploités va de moins de 100 m à presque 6000 m dans le sous sol. Le gisement sous marin Thunderhorse dans le Golfe du Mexique au sud des Etats-Unis est à 6000 m de la surface du sol, auxquels il faut ajouter 2000 m de profondeur d'eau. Les difficultés techniques sont telles que son développement a pris 3 ans de retard. La pression y est de 1200 bars et la température de 135°C, ceci expliquant cela (le lecteur est invité à vérifier que les gradients pour ce gisement sont différents des gradients habituels). Le développement du gisement sous marin Elgin-Franklin en mer du Nord par la compagnie Total représente aussi un exploit, 5500 m de profondeur dans le sous sol et 200 m de profondeur d'eau avec une pression de 1100 bars et une température de 210°C. A ces conditions les gaz sont sous forme dissoute dans le pétrole. Mais lors de la remontée dans le puits de production le volume total de gaz et d'huile peut atteindre en surface plusieurs centaines de fois celui au fond, suivant la concentration des gaz dans l'huile. Par le passé, et encore quelque fois aujourd'hui, nombre d'accidents ont eu lieu dus à la montée soudaine de pression du fait de dégazage non prévu.

L'estimation du pétrole initialement en place (PIP) nécessite de connaître le volume de la partie de la roche imprégnée par l'huile, le volume de pores utile, la saturation en huile et le taux de dilatation de l'huile entre la surface et le fond (les volumes sont données en condition de surface). La roche a une géométrie complexe et ses caractéristiques ne sont pas homogènes. Les mesures sont de plusieurs natures mais toutes reposent sur le forage de puits de reconnaissance ou délinéation dans la roche. Or leur nombre est limité en raison de leur coût, surtout lors de la phase précédant le développement du champ. La localisation et la forme de la roche et de ses hétérogénéités peuvent être déterminées depuis la surface par imagerie sismique : les mesures de temps de propagation d'impulsions acoustiques réfléchies par la surface de la roche et de ses défauts sont converties en distance connaissant les caractéristiques des roches traversées. Les données reposent aussi sur les signaux ou diagraphies des capteurs descendus en fond de puits (mesures électriques, nucléaires... de la partie de la roche proche du puits), sur l'étude en laboratoire des échantillons, ou carottes, prélevés lors du forage. Du fait du nombre de points limités il faut recourir à nombre d'interpolations et d'extrapolations, augmentant les incertitudes sur ces caractéristiques.

## **2. DRAINAGE DE LA ROCHE RÉSERVOIR [3]**

Drainer un liquide comme le pétrole d'une roche profonde nécessite moins de moyens et d'énergie que d'extraire un solide comme le charbon du sous-sol. Joint à son pouvoir calorifique concentré, sa facilité d'utilisation et ses nombreuses applications, on comprend l'intérêt qu'a eu le pétrole sur le charbon au point de le supplanter comme principale énergie industrielle, malgré la plus grande abondance du charbon. Le drainage est contrôlé par la mobilité du fluide dans le réseau de pores et par les mécanismes assurant une pression de refoulement. Ces mécanismes n'étant pas parfaits seule une partie, variable, du PIP est chassée et constitue la réserve initiale du champ.

### **2.1 Loi de Darcy. Drainage naturel.**

Au milieu du XIXe siècle l'ingénieur H. Darcy fut chargé de l'alimentation en eau potable de la ville de Dijon. Il fit passer l'eau d'une source dans une couche de sable. Pour

dimensionner les installations hydrauliques il détermina empiriquement la loi qui relie le débit volumique du fluide  $D$  à travers une section  $A$  de la couche en fonction de la chute de pression  $\Delta P$  sur une longueur  $L$  de la couche. De nos jours elle s'écrit :

$$D = A\kappa/\eta \Delta P/L$$

$\kappa$  est la perméabilité de la roche. Elle est homogène à une surface et se mesure en darcy,  $1 \text{ d} \approx 1 (\mu\text{m})^2$ . Elle dépend de la taille des canaux, surtout des étranglements, ainsi que de leur tortuosité. Elle varie de moins de 1 md à plus de 10 d dans le cas des champs pétroliers. Au sein d'une même roche il existe des différences qui peuvent atteindre cette variation (cas des carbonates parcourus par un réseau de failles ouvertes dans une matrice peu perméable). La relation entre porosité et perméabilité n'est pas évidente (cas de la pierre ponce imperméable mais très poreuse), même si pour un même type de roche il peut exister une corrélation. La matrice de la roche carbonate fissurée bien que peu perméable concentre l'essentiel de la porosité en général.

$\eta$  est la viscosité dynamique des fluides dans les conditions de la roche exprimée en mPa.s (ou centipoise). Pour le gaz elle varie entre 0,015 et 0,03 mPa.s, pour l'huile entre 0,2 à 100 mPa.s (si on excepte les huiles dites extralourdes dont  $\eta$  peut être supérieur à 100 Pa.s), tandis que  $\eta$  de l'eau varie de 0,3 et 0,7 mPa.s. Elle dépend de la composition du fluide et de la température de la roche et donc de sa profondeur.

Le facteur de proportionnalité  $\kappa/\eta$  est appelé mobilité du fluide dans la roche. La loi de Darcy est une loi macroscopique c'est à dire valide sur des dimensions très supérieures à celles des pores [4]. La taille des canaux dans la roche sont tellement faibles que les écoulements y sont en général laminaires et dominés par la viscosité plutôt que l'inertie. La vitesse des fluides, moins d'un mètre par jour, est ainsi proportionnelle au gradient de pression le long du canal, ce qui explique ce comportement au niveau macroscopique. Les effets capillaires sont négligés ou tenus en compte dans la valeur de la mobilité. En effet, on introduit un facteur correctif à la perméabilité absolue de la roche pour chaque fluide lorsque les pores contiennent différents fluides non miscibles. Comme un écoulement diphasique en milieu poreux est plus lent que l'écoulement dans les mêmes conditions mais avec une seule des phases, ce facteur est inférieur à 1.

Pour un puits pétrolier de forme cylindrique avec un diamètre  $a$  - 20 cm environ -, après un régime transitoire (utilisé en essais pour étudier la mobilité et d'autres caractéristiques du gisement dans l'aire drainée par le puits), la loi s'écrit :

$$\Delta P = P_s(t) - P_f(t) = D_f \eta / (2\pi \kappa h) (\ln R/a - 3/4),$$

dans le cas d'un régime pseudo permanent où les pressions décroissent de manière identique au cours du temps, et :

$$\Delta P = P_G - P_f = D_f \eta / (2\pi \kappa h) \ln R/a,$$

dans le cas d'un régime permanent où la pression loin du puits  $P_G$  reste constante.

$h$  est la longueur du forage traversant la roche. Elle est de l'ordre de plusieurs mètres pour un puits vertical. Au niveau d'un champ  $h$ , et donc le débit, sont augmentés en forant de plus en plus de puits verticaux ou en utilisant des forages horizontaux.  $P_s$  est la pression des fluides dans la roche lorsque le puits est fermé.  $P_f$  est la pression dans le puits au niveau de la roche (condition de fond  $F$ ).  $R$  est le diamètre de l'aire drainée autour du puits. On définit l'index de productivité du puits  $IP$  comme  $D_f/\Delta P$ . La pression de fond peut être suffisante pour que le pétrole jaillisse en surface. Il est alors nécessaire de réduire le débit. Sinon un système d'aspiration ou de refoulement est installé dans le puits

(pompes ou injection de gaz). Progressivement  $D_F$  va diminuer soit par perte de pression soit par réduction de l'aire drainée.

Le moteur du drainage du pétrole, qui limite la chute de pression voire la maintient, est l'expansion ou l'avancée des fluides dans la roche. En l'absence de zones de gaz ou d'eau le mécanisme de drainage est faible, moins de 10 % de l'huile est récupéré du fait du faible coefficient de compressibilité isotherme de l'huile ( $10^{-4}$  à  $4 \cdot 10^{-4} \text{ bar}^{-1}$ ). La présence de gaz dissous améliore cette expansion. Mais en dessous de la pression de bulle le gaz est libéré dans les pores, réduisant la perméabilité effective du pétrole. La baisse de pression s'accompagne aussi de l'expansion de l'eau interstitielle et de la roche. Cependant leur coefficient de compression est au moins aussi faible que celui de l'huile (si on excepte des roches de craie dont l'effondrement peut provoquer une subsidence de plusieurs mètres en surface). La présence de gaz libre au dessus ou d'eau dans un aquifère peut permettre une meilleure récupération s'ils représentent un volume important et sont mobiles, en particulier pour l'eau dont le coefficient de compression est faible. Cet apport au drainage peut être augmenté par injection d'un des deux fluides ou des deux.

## **2.2 Drainage assisté : maintenance de la pression.**

L'injection de fluides pour pousser l'huile est une méthode ancienne et est utilisée en routine sur les champs quand la pression devient trop basse, voire même dès le début de l'exploitation pour accélérer la production. Plus de 60 % de la production pétrolière se fait par cette méthode. L'eau par exemple est injectée dans l'aquifère à la base ou à la périphérie de la roche imprégnée d'huile. Cette intervention est efficace si elle peut utiliser la ségrégation gravitaire et maintenir un plan de séparation, ou front, horizontal. En l'absence d'un aquifère l'injection peut se faire entre puits producteurs. Dans tous les cas cette méthode est affectée par le risque d'instabilité hydrodynamique du front, résultant en des zones d'avancée rapide de l'eau en forme de langues ou de doigts qui contournent des régions encore riches en huile. Ce phénomène arrive d'autant plus fréquemment que la mobilité de l'huile est inférieure à celle du fluide déplaçant (ce qui est toujours le cas avec le gaz). Les hétérogénéités de la roche avec la présence de chemins préférentiels (fractures actives, couches très perméables) et la zone de dépression créée par le puits favorisent aussi ces instabilités qui amènent ainsi le fluide déplaçant dans le puits au lieu de l'huile. Les forces de gravité et de capillarité réduisent par contre ces instabilités. Un paramètre crucial est le débit d'injection. Les modèles et l'expérience montrent que la stabilité, et donc le taux de récupération, sont améliorés en réduisant ce débit. C'est à dire qu'il est nécessaire de modérer la production afin de récupérer plus de pétrole à long terme. Cette gestion prudente s'oppose souvent aux exigences économiques ou politiques qui réclament des débits élevés sur le court terme au détriment de la récupération.

Depuis moins de 20 ans, avec leur maîtrise technique, les puits horizontaux sont de plus en plus employés. Ils permettent d'augmenter l'index de productivité d'un puits par une longueur  $h$  plus importante, pouvant compenser une faible perméabilité. Ils sont souvent utilisés pour exploiter des roches de faible épaisseur ou d'épaisseur rendue faible par les avancées des fluides déplaçants. Leur géométrie est mieux adaptée à des fronts d'eau ou de gaz horizontaux. Cependant l'irruption d'eau ou de gaz condamne rapidement tout le puits et une large portion de la roche réservoir. Cela peut amener à des taux de déclin de production élevés sur un champ (supérieurs à 10 % par an). Encore plus pour ces puits que pour ceux verticaux, le débit doit être modéré.

Les phénomènes capillaires peuvent aider à l'expulsion de l'huile des zones de roche peu perméables si l'eau mouille préférentiellement les parois. Mais le front d'eau dans les parties perméables adjacentes (où les phénomènes capillaires sont faibles) ne doit pas

progresser trop vite sinon le pétrole ne pourra pas s'évacuer, de par sa faible mobilité dans l'eau. A contrario les phénomènes capillaires sont responsables du pétrole résiduel après balayage par l'eau à cause du piégeage de grosses gouttes d'huile dans des étranglements occupés par l'eau. Ce pétrole résiduel est inévitable, en général plus de 20 % du volume des pores, sauf à modifier les caractéristiques des fluides.

### **2.3 Drainage amélioré : modification des caractéristiques des fluides.**

Ces méthodes consistent à modifier une des caractéristiques physiques des fluides (viscosité, tension de surface, densité...), soit du pétrole pour l'extraire plus facilement, soit de l'eau pour réduire ses contrastes physiques avec le pétrole et mieux l'entraîner. Les premiers essais de ces méthodes datent souvent des années 60 et 70. Une des méthodes consiste à dissoudre dans le pétrole des gaz miscibles ( $C_2H_6$  ou  $CO_2$ ) pour le rendre plus fluide. Le pétrole *in situ* doit être déjà assez fluide pour que cette méthode fonctionne. En 2002, elle aurait permis d'extraire 0,2 Gb/a de pétrole supplémentaire dans le monde (à comparer avec les 25 Gb/a de production totale en 2002). Leurs effets sont quelques fois surestimés par une hausse trop temporaire de la production. L'injection avec l'eau de surfactants ou de polymères - réduction de la tension de surface de l'eau avec le pétrole - n'a pas donné de résultats probants car elle reste peu employée (moins de 6 Mb/a en 2002). Leur limitation provient sans doute de leur grande lenteur à diffuser en milieu poreux, à la différence de la chaleur.

Les méthodes de récupération thermiques, basées sur la fluidification du pétrole par chauffage, voire par combustion *in situ* des parties bitumeuses, présentent de meilleurs résultats. En 2002 plus de 0,4 Gb/a de pétrole ont été extraits de cette manière, essentiellement par l'injection de vapeur. Cette valeur comprend les. En général la vapeur est injectée et le pétrole récupéré par puits verticaux séparés (puits injecteurs de vapeur et puits producteurs). Outre sa fluidification, la vapeur a pour effet de pousser par pressurisation le pétrole. Cependant, cette méthode présente de nombreux inconvénients. La densité de puits sur un champ est plus importante que pour le pétrole brut moins visqueux avec des débits moyens par puits faibles. L'effet de pressurisation est de faible durée car la vapeur finit toujours par s'échapper le long des fissures de la roche ou par les puits. Les parties, en principe, étanches des puits cèdent souvent à cause des contraintes mécaniques dues aux dilatations thermiques, laissant passer la vapeur. La production de vapeur a un coût très élevé, aussi bien financièrement qu'énergétiquement.

Avec le prix élevé du pétrole toutes ces méthodes devraient progressivement se développer mais leur coût, en particulier énergétique, restera élevé.

## **3. PROFILS DE PRODUCTION**

La production d'un champ est la somme de celle de ses puits. Au fur et à mesure de la mise en place des puits elle augmente pour atteindre un maximum ou un plateau. Avec la baisse de pression et/ou l'invasion de la roche par l'eau ou le gaz le débit diminue irréversiblement, donnant un profil en forme de bosse.

### **3.1 Champ Cantarell**

Il a été découvert en 1976 et mis en production à peine trois ans plus tard par Petroleos Mexicanos ou PEMEX, la compagnie nationale exploitante. Cantarell est un gisement sous-marin du plateau continental (sous 40 m d'eau environ) à 2250 m de profondeur du fond marin. Il s'agit d'une roche carbonate peu perméable (1 md de

perméabilité) mais extrêmement fissurée avec des alvéoles (zone fracturée de perméabilité 3 d). La porosité utile est faible, 8%, dont plus du tiers se trouvant dans le système fracturé. PIP vaut 35 Gb. Son pétrole est dense – densité de 0,935 – laissant supposer une fraction importante de bitume. Mais la profondeur à laquelle se situe le réservoir, et donc la température, sont suffisamment importants pour que le pétrole n’ait pas une viscosité *in situ* trop élevée. Les premiers puits avaient un débit élevé de près de 30 kb/j chacun.

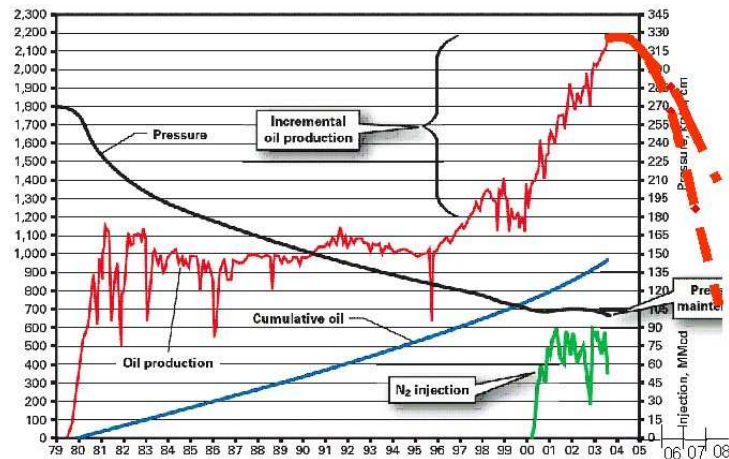


Figure-2 : profil de production du champ Cantarell (*oil production* ; échelle de gauche en kb/j), de la production cumulée (*cumulative oil* ; échelle de gauche x 10 Mb), évolution de la pression (*pressure* ; échelle de droite en bar) et du volume d’azote injectée. Après 2005 deux scénarii de production de PEMEX sont indiqués. Source : Oil&Gas Journal 17 avril 2006 et PEMEX.

Entre 1981 et 1996 la production totale a été maintenue constante à environ 1 Mb/j (figure 2). La pression du réservoir a chuté rapidement de 265 bars, correspondant à peu près à une pression hydrostatique, à 130 bars en 1995. L’aquifère de ce champ fournit peu d’énergie motrice. La pression est passée en dessous de la pression de bulle et il s’est formé une zone de gaz alimentée par le dégazage. Le réseau de fractures permet une bonne perméabilité verticale favorisant le passage du gaz. Cette perméabilité est utilisée à partir de 2000 par les ingénieurs pour drainer l’huile en injectant un gaz neutre, l’azote, dans la partie supérieure de la roche. Les ingénieurs de PEMEX sont conscients qu’avec ce procédé ils vont rapidement épuiser le champ. Mais ils économiseront le coût de renouvellement des installations nécessaire pour un déclin naturel très long (80 ans prévus). En 2004 la production atteint 2,2 Mb/j avec une pression dans la roche maintenue. Mais ce maximum est de courte durée. En 2005, la production moyenne est de 2,0 Mb/j et en 2006 de 1,75 Mb/j, terminant l’année à 1,5 Mb/j. PEMEX a prévu plusieurs scénarii de déclin correspondant à différents taux de récupération TR. Ceux à TR 52 % et 30 % sont indiqués sur la figure 2. Le profil suit pour l’instant le scénario de TR le plus faible. L’explication la plus probable est que le gaz balaye le système de fractures renfermant le tiers de l’huile, contournant la matrice très peu perméable. Par son poids l’huile peut s’écouler vers les fissures mais ce mécanisme est lent voire nul à cause de la faible perméabilité et des pressions capillaires. Un balayage par l’eau en procédant à une injection dans l’aquifère aurait peut-être permis une meilleure récupération en jouant sur la mouillabilité de l’eau, mais il aurait nécessité un débit faible pour éviter les instabilités.

### 3.2 Profil de production d’une région pétrolière



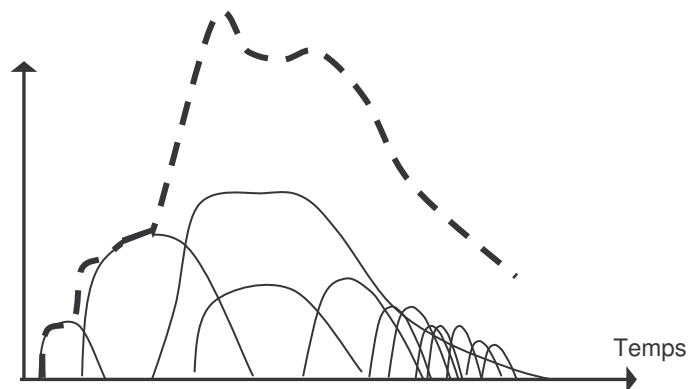


Figure-3 : schéma type des profils de production des différents champs d'une région et de celui de la région. Les grands champs sont en général produits en premier. Le déclin de leur production nécessite l'exploitation d'un grand nombre de petits champs pour maintenir la production totale. Cet effort n'est pas durable.

La figure 3 présente le profil de production type d'une région pétrolière, pays comme le Mexique ou bassin sédimentaire comme la mer du Nord. Après une phase de prospection qui permet d'affiner les connaissances géologiques de la région, les grands champs sont assez vite découverts et sont mis en production relativement tôt dans l'histoire pétrolière de la région. La production totale augmente alors, modulée par des facteurs économiques et politiques. Mais avec la déplétion des roches réservoirs même les très grands champs s'épuisent et présentent un déclin (c'est le cas depuis 2004-2003, outre Cantarell, de Burgan, Daqing, Rumaila et probablement de Ghawar). La mise en exploitation de champs plus petits peut un temps compenser ce déclin, surtout si l'effort d'investissement est important. Mais les nouveaux champs ont une quantité globale de plus en plus faible, ainsi que vu dans le tableau 1 pour le monde. Le déclin de production de la région devient inévitable. Il peut même être élevé si un développement intensif a laissé peu de champs en réserve. Les Etats-Unis sont passés par ce maximum en 1971. Depuis la fin des années 90 de nombreux autres pays producteurs ont vu leur production décliner comme ceux de la mer du Nord (voir par exemple les données de [5]).

Le monde, assimilable à une région pétrolière, présentera de même un déclin de production [6]. La date de son début et son intensité font l'objet d'importants débats [7]. Le déclin pourrait commencer avant 2015, voire même 2010, vu la faiblesse des découvertes depuis 20 ans, le peu de grands champs restant à développer et le déclin de production de nombreux champs. Plus d'information sur le sujet sont disponibles sur le site de ASPO France<sup>8</sup>, association dont fait partie l'auteur.

<sup>1</sup> PERRODON A. *Géologie du pétrole*. Paris : presse universitaire de France, 1966. 440 p.

<sup>2</sup> SIMMONS M. R. *Twilight in the desert*. New Jersey: Wiley, 2005. 422 p.

<sup>3</sup> COSSE R. *Le gisement*. Paris : technip, 1989. 344 p.

<sup>4</sup> GUYON E. HULIN J.-P. ET PETIT L. *Hydrodynamique physique*. Paris : InterEd./Ed. CNRS, 1991, 506 p., *Écoulement dans les milieux poreux*, p. 375-384.

<sup>5</sup> British Petroleum statistical review of world energy 2006.

<http://www.bp.com/sectiongenericarticle.do?categoryId=9015498&contentId=7028087>

<sup>6</sup> PERRODON A. *Quel pétrole demain ?* Paris : technip, 1999. 120 p.

<sup>7</sup> BOY DE LA TOUR X. *Le pétrole. Au-delà du mythe*. Paris : technip, 2004. 176 p.

<sup>8</sup> ASPO : association for the study of peak oil and gas. Il s'agit d'un réseau d'associations nationales regroupant des scientifiques et des ingénieurs, dont des géologues pétroliers et des experts des énergies industrielles. Leurs buts sont d'étudier la production pétrolière et

---

gazière et de mieux faire connaître les problèmes associés, principalement la menace proche d'un maximum de production et ses conséquences. ASPO France est la branche française dont l'adresse sur la Toile est : <http://www.aspoFrance.org/>.