

ANNEXE 5

EXPLOITATION ET PROFIL DE PRODUCTION DES CHAMPS

5.1 Généralités

5.1.1 Qu'est ce qu'un champ ?^[1-2-3]

Géologiquement il s'agit d'une structure qui a réussi à piéger et à accumuler du pétrole, et éventuellement du gaz naturel (GN), en provenance d'une roche-mère. Le pétrole est contenu dans une couche rocheuse, ou roche-réservoir, contenant suffisamment de vides - pores ou fissures -. De telles roches se rencontrent souvent à plusieurs niveaux de profondeur du piège, séparés les uns des autres par des couches imperméables. Ces différents niveaux ont été ou sont en communication (sinon le pétrole n'aurait pas circulé) mais en général avec des débits tellement faibles qu'ils les rendent, en pratique, indépendants. Sur un même niveau la roche-réservoir présente souvent des inhomogénéités de structure et de composition non sans effet sur le taux d'extraction du pétrole. Les deux principaux types de roches réservoir sont les sables ou grès – plus ou moins consolidés – et les carbonates, quand ils présentent une fraction de vide (ou porosité) et une extension suffisantes. Les réservoirs de carbonates sont constitués de calcaire, ou carbonate de calcium CaCO_3 , plus ou moins dolomisé, c'est à dire dont une partie des atomes Ca a été remplacée par des atome Mg de mêmes propriétés chimiques mais moins volumineux, créant des vides. Ces réservoirs sont souvent fissurés, augmentant porosité et perméabilité. Ils forment les champs les plus nombreux (cas des principaux champs terrestres de l'Arabie Saoudite). Les roches de sable sont constituées en grande partie de grains de silice agglomérés formant des pores entre eux. Les champs de pétrole dit lourd ou bitumes proches de la surface sont souvent constitués de ce type de roche. C'est le cas aussi des champs sous-marins sur le talus continental. D'autres types de roches, dont même des roches non sédimentaires comme le granite, peuvent convenir à condition d'avoir une porosité et une perméabilité suffisante, d'être recouverte d'une couche suffisamment imperméable et d'avoir été en communication avec une roche-mère sédimentaire. Le volume de pétrole que contient la roche dépend de la porosité, de la saturation des pores en pétrole (les pores contiennent souvent d'autres fluides comme l'eau et le GN), ainsi que de la partie de la roche rentable pour l'extraction ou "pay zone".

Un champ est aussi une zone industrielle avec plusieurs puits de production, des puits d'observation et de plus en plus souvent d'injection pour les méthodes de récupération assistée, un réseau de conduites, des usines de séparation du pétrole des gaz, résidus solides, sels, eau..., éventuellement une usine de désulfuration pour éliminer H_2S très dangereux et corrosif, et des centres de stockage temporaire. Il existe parfois des unités spécifiques pour traiter le GN présent dans la roche et extrait avec le pétrole (appelé gaz associé). Le gaz est soit utilisé sur place pour la production d'énergie, soit réinjecté dans la roche, soit commercialisé ou encore tout simplement brûlé ou échappé dans l'atmosphère, car trop cher à traiter (cette dernière méthode est de moins en moins pratiquée par risque de pollution et par intérêt grandissant pour le GN). De plus en plus d'installations sont nécessaires pour réaliser les méthodes de récupération assistée (prélèvement, purification et injection d'eau ou d'autres fluides dans la roche). Un champ producteur peut comprendre en réalité plusieurs champs géologiques proches de manière à amortir les installations. La chaîne de traitements possède une certaine capacité, ou

production maximale, P_{\max} . Elle est déterminée en fonction de la réserve initiale de pétrole (la partie totale qui sera extraite et commercialisée, Q_{champ}) en tenant compte des contraintes économiques : coût des installations, demande des marchés, retour sur investissement rapide... .

5.1.2 Des paramètres de la loi de Darcy

Deux paramètres sont importants pour l'exploitation d'un champ : P_{\max} et le taux de récupération du pétrole (TR). Du fait de contraintes fondamentales, ou naturelles, qu'on peut comprendre avec le modèle de la loi de Darcy, tout le pétrole n'est pas récupérable. TR vaut $Q_{\text{champ}} / \text{PIP}$. PIP représente le volume total de pétrole initialement en place dans le champ. Il est estimé par imagerie sismique et par des forages exploratoires qui mesurent en plusieurs points l'épaisseur de roche imprégnée de pétrole aux différents niveaux où il est présent. Q_{champ} dépend des caractéristiques de la roche, du pétrole et des forages, résumées par les paramètres de la loi de Darcy comme vu dans le document principal : κ , P_{res} , η , L , P_{puits} .

La perméabilité κ peut être très variable au sein de la roche-réservoir. Perméabilité et porosité ne sont pas forcément corrélées (cas de la pierre ponce, des argiles). Des roches riches en pétrole du fait de leur porosité peuvent présenter une faible perméabilité due à une mauvaise connexion des pores et avoir peu d'intérêt (n'oublions pas que le pétrole a bénéficié de temps géologiques pour remplir la roche).

La pression initiale du réservoir P_{res} dépend de la profondeur. Au cours de la production, elle décroît. Son déclin sera d'autant plus faible que le volume de pétrole est important, que le débit est limité et aussi que l'expansion ou la pression des autres fluides sur la région de la roche contenant le pétrole est forte.

La viscosité dynamique η du pétrole est très variable d'un gisement à l'autre (de 0,1 à plus de 1 000 000 mPa.s). Elle dépend beaucoup de la composition et encore plus de la température T (de dépendance modélisable par une courbe exponentielle). T est lié à la profondeur du gisement (en moyenne T croît d'environ 1 °C tous les 30 m). A composition égale, plus le champ est profond plus sa température est élevée et plus la viscosité est faible. Pour extraire les hydrocarbures très visqueux jusqu'à la surface plus froide, en maintenant une certaine fluidité lors de leur remontée, des diluants sont parfois ajoutés au fond du puits (fractions peu denses du pétrole obtenues en raffinerie)^[4].

Le coefficient géométrique L est proportionnel à la longueur des forages traversant la roche-réservoir. Il croît donc avec le nombre de puits. Souvent quand le déclin approche, le nombre des puits par unité de surface est augmenté ("infill drilling"). Mais leur coût limite leur nombre. De plus trop proches ils finissent par interférer et réduire le gain sur L . La distance inter-puits est de l'ordre de 500 m ou plus, mais cela dépend beaucoup des autres paramètres de la loi de Darcy. Depuis 20 ans, la technique des puits avec déports horizontaux (jusqu'à 10 km) est maîtrisée et s'est répandue. Au lieu des quelques mètres ou dizaines de mètres de roche-réservoir traversés pour un puits vertical, plusieurs dizaines voire centaines de mètres sont traversés. Les puits à long déport horizontal cherchent souvent à atteindre, d'un point éloigné, des réservoirs difficilement accessibles directement ou à connecter différents réservoirs. Ils ont donc une grande longueur improductive. De plus en plus le forage principal de ces puits se séparent en différentes branches pour augmenter la surface de contact avec la roche^[4].

Notons que la situation est très différente pour les gisements de GN (du moins ceux de GN dit conventionnel dont la roche n'est pas compacte, i.e. >10 mD). La viscosité dynamique η du gaz est environ 1000 fois plus faible que celle du pétrole brut. TR est

supérieur à 0,8. P_{\max} est limité par les capacités d'installations et de transport. Le profil de production, en l'absence d'extension des capacités, a une forme plus carrée et peut être décrit par un modèle R/P (voir annexe 6). La contrepartie d'un TR élevé est un déclin beaucoup plus sévère que dans le cas du pétrole.

Comparons deux champs de pétrole, Ghawar et Duri, aux caractéristiques très différentes.

Le principal niveau de Ghawar est à environ 2 000 m de profondeur (d'où une pression initiale de 220 bars ou 22 Mpa correspondant à la pression hydrostatique)^[2]. Il est composé de différentes roches-réservoirs de carbonate en communication, avec des caractéristiques variables :

- perméabilité moyenne des roches entre 650 et 50 mD pour une porosité moyenne entre 20% et 15%. Les couches productives contiennent souvent des sous-couches de dolomites de 1 à 3 m d'épaisseur avec des valeurs de κ de 10 à 1000 fois plus élevées que la valeur moyenne. Elles expliquent la production exceptionnelle de Ghawar ;
- viscosité *in situ* du pétrole entre 0,7 et 0,9 mPa.s ;
- débit moyen d'un puits par unité de différence de pression variant entre 2 et 0,45 b/j/hPa (valeurs datant de 1980 pour des puits verticaux, P_{res} vaut alors 15 MPa).

La productivité par puits jusqu'au début des années 70, après vingt ans de production, a été de 30 kb/j, valeur exceptionnelle. Elle a progressivement baissé. Dans les années 90 les puits verticaux ont été remplacés par des puits horizontaux à simple branche, puis à multi-branches. Ce changement fut rendu nécessaire par la montée du plan de contact entre eau et pétrole et de la réduction de l'épaisseur de la roche imprégnée de pétrole, conséquences du programme d'injection d'eau depuis le début des années 60. Le champ produisait en 2003 de l'ordre de 5 Mb/j avec environ 1000 puits. La productivité des puits ne serait plus que de l'ordre de 5 kb/j, ce qui cependant reste important.

Le réservoir du champ Duri en Indonésie est proche de la surface (150 m)^[4]. Il est plus facilement accessible mais ses valeurs de T et P_{res} sont plus faibles (40 °C et 0,7 MPa). Le pétrole est resté suffisamment longtemps pour avoir été dégradé. Ses fractions peu denses et visqueuses ont disparu. η vaut 300 mPa.s à 38 °C (avant réchauffement). κ est assez élevé du fait d'une roche de sable peu profonde et donc peu compactée (1,5 D). La porosité est de 34% avec une saturation en pétrole de 50% en volume. La faible pression du réservoir et la viscosité élevée du pétrole ont nécessité l'injection de vapeur d'eau à plus de 150 °C. Le pétrole chauffé est extrait de 4000 puits verticaux avec un débit moyen de 5 b/j/puits (voir plus loin pour les détails).

5.1.3 De la bonne gestion d'un champ

TR d'un champ dépend des paramètres de la loi de Darcy mais aussi de la façon de le produire.

La figure 5-1 montre trois profils de champ avec une gestion différente de la production :

- le champ de Sho-Vel-Tum en Oklahoma a été surexploité avec une croissance rapide et un déclin aussi rapide. Le maximum, à 2% près, dure moins d'un an. L'injection d'eau a permis de récupérer une partie du pétrole qui aurait sans doute été extraite naturellement en modérant la production ;
- le champ russe de Romashkino a été produit de manière un peu moins brutale. La production a été accélérée par un programme d'injection d'eau. Son profil présente un

maximum constant à 2% près sur trois à quatre ans. Depuis 1995 de nouveaux travaux ont permis de prolonger la vie de ce champ (fracturations, injection de polymères, forages de puits horizontaux...) ;

- la production du champ de Prudhoe Bay en Alaska présente un plateau de plus de 8 ans indiquant une production modérée. Elle est due à la limite de capacité de l'oléoduc entre l'Alaska et le reste des EUd'A. Le champ a été soumis à un programme de réinjection du GN extrait avec le pétrole, puis à partir de 1980 à celui d'injection d'eau^[5]. Depuis le déclin de la production en 1988, divers procédés de récupération améliorée sont essayés (injection de tensio-actifs, forages horizontaux multibranches ...). L'augmentation du nombre de puits a réduit le déclin global de 18% par an à 10%.

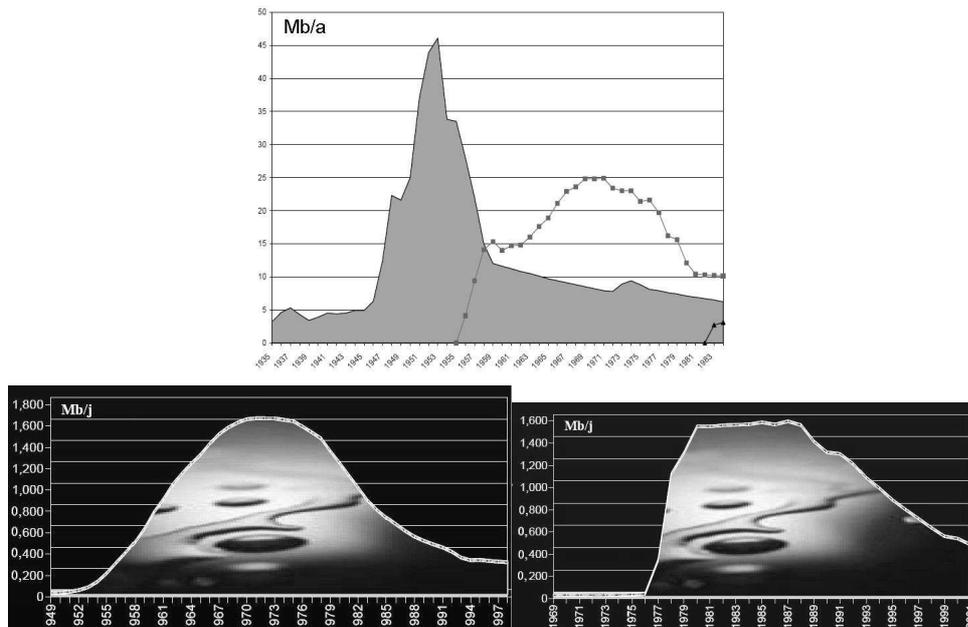


Figure 5-1 : profil de production de trois champs géants correspondant à trois gestions différentes de production : pic pour le champ Sho-Vel-Tum surproduit, maximum large pour le champ russe de Romashkino de production intermédiaire et plateau pour le champ Prudhoe Bay au débit limité. Production de Sho-Vel-Tum en Mb/a, les autres, en Mb/j. La courbe après le pic dans le cas du champ Sho-Vel-Tum correspond à la production par injection d'eau, et celle en bas par les méthodes tertiaires. Sources : USDOE et^[2] p.288.

Pour réduire la dissipation de l'énergie motrice d'expansion des fluides, maintenir ainsi P_{res} , et optimiser TR, la production P doit être modérée. Les ingénieurs recherchent une production maximale constante le plus longtemps possible en prenant pour P_{max} donné par an, un pourcentage modéré de réserve. Examinons P_{max} ainsi que les réserves R_a à l'année du maximum, pour les trois champs de la fig.5-1 ($R_a = Q_{champ} - \Sigma P_a$, ΣP_a production cumulée jusqu'à la fin de l'année a. Q_{champ} est calculé à partir de P(a) quand le champ est presque épuisé) :

- Sho-Vel-Tum. La production maximale, $P_{max} = P(1954) = 46 \text{ Mb/a}$ et $R_{1954} \approx 380 \text{ Mb}$ ($Q_{champ} \approx 650 \text{ Mb}$, partie naturelle seulement). $P_{max} \approx 12\%$ de R_{1954} ;
- Romashkino. $P_{max} = P(1972) = 0,6 \text{ Gb/a}$ et $R_{1972} \approx 8 \text{ Gb}$ ($Q_{champ} \approx 15 \text{ Gb}$, hors gains après 1995). $P_{max} \approx 7,5\%$ de R_{1972} ;
- Prudhoe Bay. $P_{max} = P(1980) = 0,55 \text{ Gb/a}$ et $R_{1980} \approx 12 \text{ Gb}$ ($Q_{champ} \approx 13 \text{ Gb}$). $P_{max} \approx 4,5\%$ de R_{1980} . En fin de plateau $R_{1988} \approx 7,5 \text{ Gb}$ et $P_{max} \approx 7,5\%$ de R_{1988} .

Prudhoe Bay commença à décliner en 1988 pour P de l'ordre de 8% de R_a . C'est aussi pour cette valeur que le champ Romashkino décline après un maximum de faible durée. Prendre P_{max} entre 5 et 10% de R_a est une règle très répandue. P_{max} est donc lié à la quan-

tité de pétrole restante à extraire et non au PIP ou au pétrole en place restant. Cela peut se comprendre physiquement. P_{max} dépend de l'énergie motrice d'expansion des fluides. Cette énergie est liée à la quantité de pétrole dans la roche. P_{max} en dépend donc aussi. Mais il doit dépendre aussi des paramètres intervenant dans la loi de Darcy. Si d'un champ à l'autre κ est plus mauvais à même PIP, TR sera plus mauvais et P_{max} devra être plus faible, toute autre chose étant égale par ailleurs. P est donc lié à la quantité de pétrole à extraire, et donc R_a .

5.1.4 De la détermination de Q_{champ}

Mais comment connaître R_a ou Q_{champ} avant d'attendre l'épuisement du champ ? Lors de la découverte d'un champ Q_{champ} est estimé à partir de l'étendue de la roche-réservoir, des caractéristiques du gisement donnant les paramètres de la loi de Darcy (avec prélèvements et études d'échantillons en laboratoire), mais aussi des tests de mise en production dans les premiers forages, et de l'expérience des ingénieurs acquise sur de précédents champs. Les tests permettent de connaître le comportement du gisement, notamment de sa pression, en fonction du débit. Historiquement les réserves d'un champ aux EUd'A étaient estimées grossièrement à dix fois sa production annuelle (ce qui explique ce rapport P/R de 10 ans dans les statistiques étasuniennes, voir annexe 6). Il n'est donc pas si surprenant que le pourcentage de réserve produit se révèle un bon indicateur de la production. Lors des estimations de réserves, les valeurs déterminées par les ingénieurs des compagnies exploitantes sont données suivant une distribution de probabilité (qui n'est pas forcément symétrique). Q_{champ} correspond à la probabilité médiane (probabilité de 50% d'être atteinte ou dépassée). La valeur de réserve prouvée, officiellement indiquée par les compagnies aux marchés financiers étasuniens par prudence et aussi par calculs financiers, a une probabilité en principe supérieure à 50% d'être dépassée. Par le passé les sous-estimations étaient courantes à cause de l'imprécision des outils d'appréciation d'alors. De plus les champs étaient souvent composés de plusieurs roches-réservoirs et la décision de les exploiter était prise avant même de compléter les forages d'appréciation. Les ingénieurs reportaient les valeurs sûres, par prudence. C'est moins le cas maintenant où les champs sont plus petits et où les compagnies ont besoin d'être sûres de leurs réserves.

On peut remarquer qu'à l'aide d'imageries 3D de la roche et de forages exploratoires PIP peut être initialement assez bien connu et avoir peu de chance de changer (à condition d'y mettre le prix). Par contre TR, et donc Q_{champ} , peut évoluer grâce, par exemple, à l'introduction de nouvelles méthodes de récupération comme le procédé à la vapeur à partir des années 60. J. Laherrère a examiné sur plusieurs champs comment varie TR entre le moment où la décision d'exploitation est prise, en fonction des estimations, et celui où l'exploitation se termine et TR est connu (dans les cas où il disposait de toutes ces données). TR est calculé à partir de PIP et Q_{champ} . Pour une bonne statistique, i.e. sur un nombre suffisant de champs, il est nécessaire d'obtenir Q_{champ} final de champs encore en exploitation par extrapolation de leur courbe $P(a)$. Les erreurs sont plus faibles en estimant Q_{champ} à partir du profil de déclin de $P(a)$, i.e. pour les champs après leur maximum de production. L'estimation de Q_{champ} dépend aussi du choix de la courbe d'ajustement du déclin de $P(a)$. Sur la figure 5-1, on observe que les déclins présentent un profil plutôt exponentiel que linéaire. Pour mettre en évidence un déclin exponentiel $P(a)$ est porté en fonction de ΣP_a . Dans ce graphe toute décroissance exponentielle suit une droite. La pente de la droite correspond au taux de déclin annuel et elle intercepte l'axe horizontal ($P=0$) à $\Sigma P=Q_{champ}$. Cette construction nous donne un moyen de connaître Q_{champ} même si le champ continue de produire. On peut aussi examiner la pertinence d'un déclin logistique en portant $P/\Sigma P_a$ en fonction de ΣP_a . La différence entre décroissance exponentielle et

logistique s'estompe au fur et à mesure du déclin. Le choix n'a donc pas beaucoup d'importance. Par la suite, les profils de production de champs sont présentés de façon à mettre en évidence un ajustement exponentiel. Tant que l'exploitation du champ n'est pas achevée il est toujours possible que la mise en place d'une méthode de récupération améliorée permette un gain sur TR. Des exemples (dans la deuxième partie) de champs très proches de leur épuisement montrent que, si ponctuellement $P(a)$ peut être augmenté, TR varie peu.

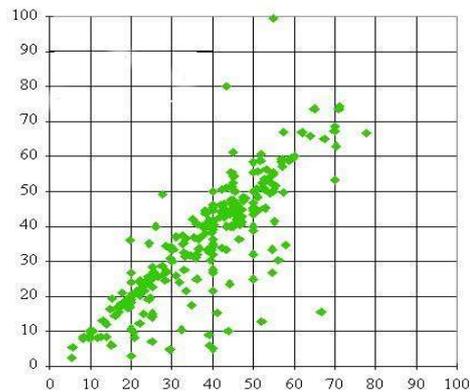


Figure 5-2 : taux de récupération avec Q_{champ} obtenu en fin de production (axe vertical) en fonction du taux de récupération obtenu par des estimations initiales (données des ingénieurs des compagnies exploitantes). Taux de récupération de 250 grands champs hors Amérique du Nord. Source : J. Laherrère, 1998.

Sur la figure 5-2 J. Laherrère compare les TR de 250 champs, calculés avec Q_{champ} obtenus soit des estimations initiales des compagnies, soit du profil de $P(a)$ en fin de vie du champ (et avec une valeur de PIP qui peut, mais dans une moindre mesure, avoir évolué). La majorité des points du graphe s'alignent suivant la droite de pente 1 passant par 0, c'est à dire que les estimations initiales sont proches des valeurs finales et sont donc réalistes. Les ingénieurs intègrent souvent dans leurs estimations initiales le gain que peut apporter les méthodes de récupération assistée bien connues. On observe cependant des estimations initiales surestimées ou sous-estimées. Certains champs se révèlent décevants tandis que d'autres réservent de bonnes surprises ou réagissent mieux que prévu à des méthodes de récupération assistée (voir paragraphe suivant pour plus de détails). Il est à noter qu'en moyenne, sur l'ensemble des champs, les écarts entre valeurs initiales et finales se compensent. Un calcul des réserves totales à partir des données initiales de Q_{champ} donne, par cette compensation, une bonne estimation des réserves restantes d'une région ou du monde (annexe 6).

Il est souvent avancé une valeur moyenne de TR de 35%^[6], donnant l'espoir d'extraire plus de pétrole avec une nouvelle méthode de récupération, les progrès technologiques aidant. Sur la figure 5-2 on observe une très grande dispersion des valeurs de TR (de 5 à 80%), ce qui rend difficile une estimation de valeurs moyennes. J. Laherrère s'est intéressé à la question du TR moyen.

5.1.5 Des valeurs du taux de récupération dans le monde

A partir d'une base de données de 4000 champs, totalisant une quantité récupérable de 1300 Gb (en travaillant avec les courbes de déclin pour les estimer), J. Laherrère a déterminé la distribution des champs suivant TR. Du fait des incertitudes à la fois sur PIP et sur Q_{champ} , TR est une estimation donnée souvent à 5% près. En fait deux distributions peuvent être tracées : celle des champs sans considération de leur taille, et celle des volumes extraits. On note d'abord l'étalement des distributions impliquant des TR très variables de 90% à 2%. Les deux distributions ne présentent pas les mêmes formes et donc les mêmes valeurs caractéristiques. L'analyse de leurs différences montre que les

champs avec les meilleurs TR sont aussi ceux qui produisent la plus grande quantité de pétrole ce qui *a priori* n'était pas évident. La valeur moyenne de TR sur les 4000 champs est de 33%. La distribution étant à peu près symétrique, elle correspond aussi à la valeur la plus probable et à la valeur de probabilité médiane. La valeur de probabilité médiane (et à peu près moyenne) de TR sur les 1300 Gb extraits est de 41%. La distribution est beaucoup plus dissymétrique avec deux maxima. En 1956 M. K. Hubbert estimait à environ un tiers le volume de pétrole récupérable avant épuisement (sans doute à partir de données de champs étasuniens). En 50 ans, il y a eu en effet un progrès de TR, mais pas si spectaculaire. La plupart des 4000 champs ont été soumis aux méthodes de récupération secondaire (injection d'eau ou de gaz pour agir comme un piston) et de plus en plus à celles de récupération tertiaire, ce qui laisse peu de place à de futurs progrès.

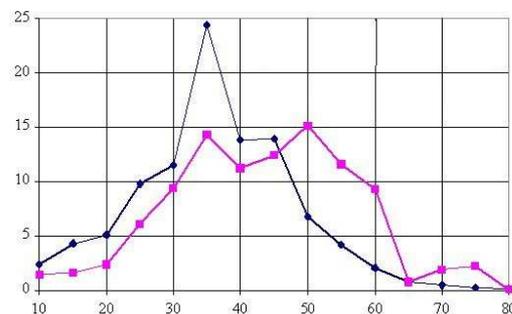


Figure 5-3 : distributions de champs (courbe noire) et des quantités découvertes dans ces champs (courbe rose) suivant le taux de récupération, exprimé en %. Chaque point des distributions est exprimé en % du total. Les données portent sur 4000 champs hors du Canada et des EUd'A, de Q_{champ} supérieur à 10 Mb et de ΣQ_{champ} égal à 1300 Gb. Source : J. Laherrère, mars 2003.

5.2 Exemples de champs - apport des techniques

5.2.1 Méthodes de récupération primaire et secondaires

La méthode primaire est la méthode naturelle, c'est à dire celle qui utilise la pression naturelle des fluides de la roche-réservoir. Les méthodes secondaires ou assistées sont celles qui jouent sur les paramètres de la loi de Darcy, excepté ceux concernant les propriétés des fluides comme la viscosité. Elles jouent sur la longueur totale L des forages et leur disposition (par une densité accrue de puits ou "infill drilling"), sur la pression du puits (par des pompes au niveau de la zone d'extraction), sur κ (par des fracturations hydrauliques, par la dissolution à l'acide de la roche près des puits) et surtout sur la pression de réservoir (par l'injection d'eau et de gaz immiscibles). Les premiers procédés sont apparus très tôt et tous font partie de la gestion courante d'un champ, en particulier pour atténuer son déclin. L'injection d'eau est apparue aux EUd'A dans les années 40 pour récupérer du pétrole de champ en fin de vie. Elle est très utilisée sur les champs de la Péninsule Arabique (sur la plupart des champs supergéants saoudiens). A court et moyen terme, elle a permis d'augmenter la production. Mais le gain à long terme, c'est à dire sur TR, est moins évident.

5.2.1.1 Le champ East Texas, le plus grand champ étasunien hors Alaska

Après 1933 la production a décliné régulièrement avec un taux annuel de l'ordre de 4%. Les restrictions de production, imposées par la Texas Railroad commission jusqu'à 1970, expliquent la baisse en 1956. L'injection d'eau à partir du début des années 70 a augmenté la production faisant espérer aussi un meilleur TR (Q_{champ} de 6 au lieu de 5 Gb). Le déclin plus sévère après 1995 a ramené Q_{champ} à 5,4 Gb.

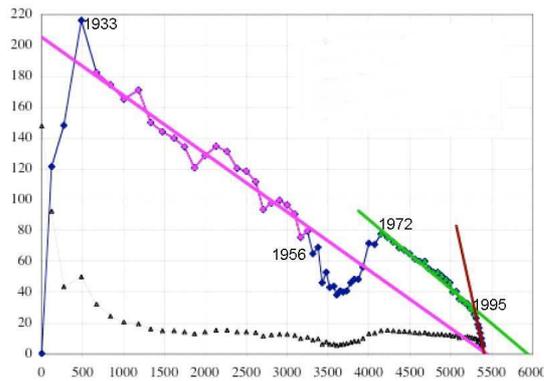


Figure 5-4 : profil de production $P(a)$, en Mb/a, en fonction de ΣPa , en Mb, du champ étasunien East Texas de 1930 à 2003. Les segments de droite représentent les différents déclin possibles compatibles avec un déclin exponentiel. Les points noirs représentent le nombre de puits ajoutés par an. L'injection d'eau ne semble pas avoir amélioré Q_{champ} et donc TR. Source : J. Laherrère^[7].

5.2.1.2 Le champ Yidal en Oman

Il a été découvert en 1962 et mis en production à partir de 1969. Son PIP vaut 3,8 Gb. Jusqu'en 1994 la production a été augmentée en ajoutant de nouveaux puits. Après 1989 ces ajouts ont tout juste stabilisé la production totale. A partir de 1994 a été lancé un programme de forage de puits horizontaux simultanément avec l'injection d'eau dans l'aquifère sous-jacent à la roche imprégnée de pétrole, une application des techniques les plus récentes.

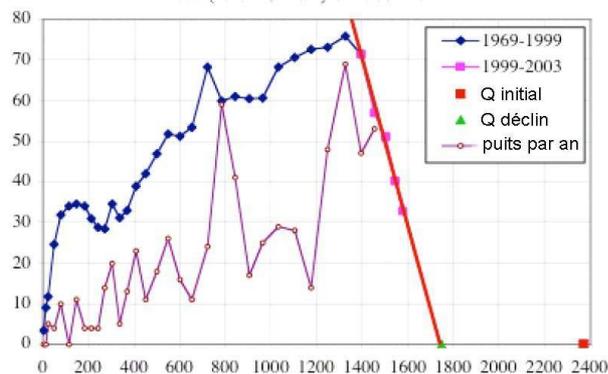


Figure 5-4 : $P(a)$, en Mb/a, en fonction de ΣPa , en Mb, du champ Yidal en Oman de 1969 à 2003 (de 1969 à 1998 courbe bleue, de 1998 à 2003 courbe rouge). Courbe du nombre de puits ajoutés par an (en violet). Depuis 1999 la production subit un déclin sévère de 20%/a. Source : J. Laherrère^[7].

La production a d'abord augmenté laissant espérer un TR important (Q_{champ} estimé à 2,4 Gb ou TR de plus de 0,6). Mais en 1999 elle a amorcé un déclin sévère. En 2003 plus de 300 puits horizontaux ont produit 80 kb/j ou 29 Mb/a de pétrole et 700 kb/j d'eau. TR a atteint 42%. Les compagnies exploitantes, la compagnie nationale d'Oman et Shell, espèrent arriver à 55% en fin de vie. La courbe de déclin laisse plutôt prévoir TR = 45%. Le champ Ghawar en Arabie Saoudite, 7% de la production mondiale en 2003, est exploité avec les mêmes techniques. Le même sort que Yidal est redouté pour lui^[2].

5.2.1.3 Le champ Cantarell au Mexique, 2^e producteur mondial

Il a été découvert en 1976 et mis en production à peine 3 ans plus tard par 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^[8]. 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 T sont suffisamment importants pour que le pétrole n'ait pas une viscosité *in situ* trop élevée. La roche pré-

sente un κ très élevé suite à un nombre très important de fractures (résultat de la chute d'un météorite dans le passé, semble-t-il). Les premiers puits avaient un débit moyen de 30 kb/j chacun. Entre 1981 et 1996 la production totale a été maintenue constante à environ 1 Mb/j ou 0,36 Gb/a. ΣP_{1995} vaut 5,7 Gb. En supposant un TR de 50% R_{1995} est de l'ordre de 12 Gb et P_{1995} correspond à peu près à 3% de R_{1995} . Cette gestion semble très saine. Malgré cela la pression du réservoir chute très vite : de 265 bars initialement, correspondant à peu près à une pression hydrostatique, à 130 bars en 1995. Il semble que pour ce champ l'aquifère fournit peu d'énergie motrice. Par peur de voir l'aquifère envahir des régions de la roche encore riche en pétrole, à cause de la bonne perméabilité verticale de celle-ci, les ingénieurs ont préféré améliorer la récupération en injectant du gaz dans la partie supérieure de la roche. Au début (de 1987 à 1999), le gaz associé était réinjecté. A partir de 1999 PEMEX entreprend un programme extrêmement ambitieux pour doubler la production du champ. De l'azote gazeux N_2 est injecté massivement (environ 35 M.m³ de N_2 par jour sans doute aux conditions ambiantes - non précisées dans l'article) dans la poche de gaz pour pousser le pétrole vers les puits producteurs. N_2 est prélevé de l'air par séparation cryogénique à 77 K (-196°C) dans des installations construites spécialement. Elles auraient doublées la production mondiale de N_2 , envahissant les marchés Nord Américains d'oxygène O_2 , sous-produit de la séparation. Financièrement l'utilisation de N_2 était plus intéressante que l'injection de GN (sans doute à cause de l'intérêt commercial élevé de ce dernier). Des simulations numériques de la déplétion de la roche-réservoir ont montré un gain de 2,3 Gb sur Q_{champ} . 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). Fin 2000 le projet est terminé. En 2003 la production atteint 2,1 Mb/j ou 0,77 Gb/a. Mais ce maximum est de courte durée. En 2005, la production est de 2,0 Mb/j ou 0,73 Gb/a. Surtout une étude interne de PEMEX prévoit un déclin sévère. La diffusion officielle des résultats de cette étude vers la presse a donné lieu à une controverse. PEMEX annonce officiellement un déclin de 6% en 2006 (1,9 Mb/j), 11% en 2007 (1,68 Mb/j) et 17% en 2008 (1,43 Mb/j). En fait, l'étude prévoit plusieurs scénarios correspondant à des TR de 55 à 25%. Le scénario précédent correspond à un TR optimiste de 52% ou $Q_{\text{champ}} = 18$ Gb. Un journaliste, D. Shields, a publié le résultat d'un scénario pessimiste avec TR = 30% ou $Q_{\text{champ}} = 10,5$ Gb. La production chute à 1,75 Mb/j en 2006, 1,2 Mb/j en 2007, 0,7 Mb/j en 2008 et moins de 0,5 Mb/j en 2009^[9]. C'est à dire que suivant ce scénario 2% de la production mondiale disparaît en 4 ans. Ce n'est pas ce que prévoit beaucoup d'analystes (comme par exemple CERA/IHS, voir annexe 7). Quel est le scénario le plus probable ? Fin 2005, d'après les données de PEMEX, ΣP_{2005} vaut 11,5 Gb. TR est donc plus grand que 30%. Cependant en 1998, avant l'injection massive de N_2 , la production déclinait. ΣP_{1998} vaut alors 7 Gb et $P(1998)$, 0,4 Gb/a. Avec $Q_{\text{champ}} = 18$ Gb, $P(1998) = 3,5\%$ de R_{1998} . Or, d'après ce qui a été dit précédemment, le déclin s'amorce plutôt pour $P(a) \approx 8\% R_a$ (figure 5-1). En appliquant cette règle, on obtient pour R_{1998} , 5 Gb et pour Q_{champ} , 12 Gb ou TR un peu plus de 30%. Même en supposant un gain de 1 à 2 Gb avec l'injection de N_2 , cela implique un déclin sévère proche du scénario de TR = 30%. Dans moins de deux ans l'évolution de la production indiquera quel est le scénario le plus probable.

5.2.1.4 Les champs supergéants russes (Romashkino, Samotlor...)

Ils ont souvent été surexploités durant la période soviétique, pour satisfaire aux plans quinquennaux. Ils ont subi un programme d'injection massive d'eau accélérant la production mais aussi précipitant leur déclin (figure 5-1). De nombreuses parties de la roche-réservoir ont été contournées par les flux d'eau injectée, laissant du pétrole dans la roche. L'arrivée de sociétés occidentales dans les années 90 avec leur savoir-faire sur les

champs en déclin a permis de retarder l'arrêt définitif et de récupérer un peu plus que ne le prévoit la courbe de déclin (de l'ordre de 1 Gb pour Romashkino). Ainsi BP a racheté la compagnie exploitante de Samotlor, TNK^[10]. Il s'agit bien sûr d'un sursis avant un déclin définitif.

5.2.1.5 Les champs sous-marins en eaux profondes

Ils sont difficiles d'accès et nécessitent d'importants et coûteux moyens : plates-formes flottantes stables de forage, plate-forme géantes flottantes de production, stockage et déchargement (FPSO en anglais), tubes prolongateurs entre le fond marin et la surface avec chauffage (pour éviter les bouchages lors de la remontée à cause de la proximité de l'eau froide), têtes de puits et vannes sous-marines résistantes aux fortes pressions. Les exploitants de ces champs sont très souvent des compagnies multinationales, car elles disposent d'importants moyens techniques et financiers et ont déjà une grande expérience de ces forages, en particulier avec l'exploitation du Golfe du Mexique aux EUd'A. Elles sont soumises, de la part de leurs prêteurs, à un retour sur investissement maximal obligeant à surproduire ces champs. Les roches-réservoirs sont constituées très souvent de grès très perméable se prêtant bien à cette surproduction. Le champ géant Girassol, au large de l'Angola, a été découvert en 1996. Son PIP est de l'ordre de 1,5 Gb et Q_{champ} est estimée à environ 0,7 Gb. En à peine 5 ans il est prêt à produire^[11]. Début 2002 sa production atteint 0,2 Mb/j ou 73 Mb/a, c'est à dire 10% des réserves. En 2003, la production est de 78 Mb/a, utilisant toutes les capacités des plateformes. Le champ est en déclin dès 2004 car un champ voisin, Jasmin, est mis en production pour continuer à utiliser au maximum les capacités de la plate-forme géante de production.

5.2.1.6 Les champs sous-marins dans un environnement semi-polaire ^[12-13]

Il s'agit de champs en cours de développement dans des environnements climatiques très rudes qui nécessitent d'adapter les techniques de forage, de production et de transport avec un coût beaucoup plus élevé. Les retards et les dépassements de budgets sont courants sur ces projets. Les principaux exemples sont :

- le champ Kashagan en mer Caspienne ;
- les champs près de l'île Sakhaline en Extrême-Orient (Sakhaline I) ;
- le champ norvégien Snøkvit en mer de Barents pour un gisement de GN contenant des condensats (hydrocarbures liquides aux conditions de surface) ;
- le champ pétrolier russe Prirazlomnaya, en mer de Barents aussi.

Ce sont des champs en eaux peu profondes, moins de 100 m sauf pour le champ Snøkvit (300 m), avec des roches-réservoirs sans caractéristique particulière. Les difficultés résident en surface :

- variation importante de la température sur l'année avec des minima de - 40 ou - 50°C. Fréquence importante de tempêtes pour les zones marines (vents de plus de 100 km/h et vagues de plus de 10 m) ;
- forte variation du niveau de l'eau et de la distance à la côte pour les faibles profondeurs d'eau ;
- formation de glace du tiers au deux tiers de l'année (sauf pour le champ Snøkvit situé dans une partie un peu plus clémente).

Les installations doivent résister à ces conditions avec des marges de sécurité accrues pour éviter tout risque de pollution. Différentes stratégies ont été mises en œuvre :

- îlots artificiels fixes pour le champ Kashagan afin de forer plus facilement les couches épaisses et dures qui ferment le réservoir, et afin de pouvoir prétraiter (éliminer H₂S en particulier) et stocker temporairement les hydrocarbures ;
- puits à long déport horizontal (11 km) pour atteindre une partie des gisements depuis la terre pour les projets de Sakhaline ;
- plate-formes fixes pour le champ Prirazlomnaya et les champs de Sakhaline trop éloignés ;
- installations entièrement sous-marines pour le champ Snøkvit, reliées à la terre par un gazoduc et des liaisons électriques permettant l'alimentation énergétique et la commande à distance, posés sur le fond marin. Leur longueur est de 140 km.

Le transfert d'hydrocarbures doit être assuré durant la plus grande partie de l'année malgré les conditions. Cet impératif a même conditionné le type d'installation (Sakhaline I et Snøkvit). Les Russes utilisent aussi des navires pétroliers brise-glace.

Ils préfigurent les installations à développer pour exploiter les gisements en zone polaire marine dont l'environnement est encore plus rude (période de glace plus longue, profondeur d'eau plus grande, dérive d'icebergs, présence de la banquise...).

5-2-2 Des coups de pouce de la nature

Il existe aux moins deux champs qui ont vu leur production augmenter de manière spectaculaire par des effets naturels. D'autres ont sans doute bénéficié de ces effets mais de manière très marginale car peu visibles sur la courbe de production.

Un champ situé près d'Eugène Island dans le golfe du Mexique (dans la zone de prospection, ou bloc, 330) a vu à deux reprises sa production repartir après une phase de déclin (fig.5-5).

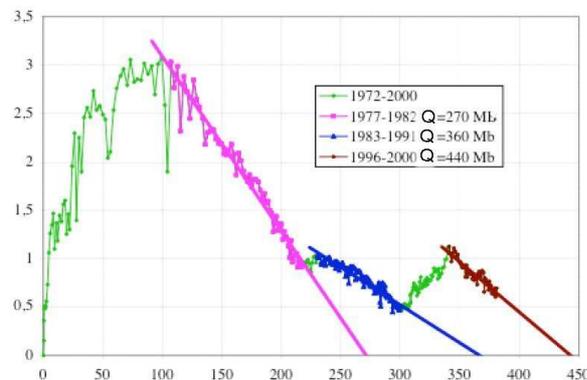


Figure 5-5 : production mensuelle, Mb/mois, en fonction de la production cumulée, en Mb, du champ du bloc 330 d'Eugène Island dans le golfe du Mexique. Une large faille a permis sa réalimentation en pétrole depuis une roche-mère profonde. Source : J. Laherrère^[7].

Les géologues ont repéré sous la roche-réservoir du champ une faille active importante, the red fault, par laquelle du pétrole remonte. Cette remontée s'est déclenchée par la chute de pression dans le réservoir suite à l'exploitation intensive du champ. En effet, lors de la première phase de production $P_{\max} = P(1976) = 3 \text{ Mb/mois} = 36 \text{ Mb/a}$ avec $\Sigma P_{1976} = 100 \text{ Mb}$. $Q_{\text{champ}} \approx 270 \text{ Mb}$ d'après la première courbe de déclin et donc $R_{1976} \approx 170 \text{ Mb}$. P_{\max} représente plus de 20% de R_{1976} . Le profil ne présente d'ailleurs pas de plateau, indice de surproduction. Le phénomène de réalimentation s'est reproduit à deux autres reprises.

Le champ norvégien Ekofisk en Mer du Nord a vécu une deuxième jeunesse après une phase de déclin (fig.5-6). Cet effet résulte en partie d'un affaissement du fond marin au dessus de la roche-réservoir, compactant celle-ci et augmentant la pression des fluides

pratiquement la seule utilisée. Elle permet l'exploitation de gisements impossibles à exploiter ou avec des TR très faibles. En 2002 plus de 0,4 Gb/a de pétrole ont été extraits de cette manière. Cette valeur reste faible, bien qu'en hausse. Il s'agit de gisements de pétrole dits lourds ou extra-lourds, en réalité très visqueux, voire quasi solides : champs californiens de la vallée de San Joaquin (comme Kern River et Midway Sunset), champ indonésien de Duri, quelques champs au Venezuela et les gisements de sables asphaltiques en Alberta^[4]. 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 brute moins visqueux avec des débits moyens par puits faibles (10 000 puits producteurs sur 64 km² à Kern River avec une productivité d'environ 15 b/j/puits en 2002). 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 (voir annexe 10). La rentabilité du procédé est indiquée par le rapport du volume d'eau liquide vaporisée au volume de pétrole extrait avec cette vapeur, REP (valeur de 2,5 en Alberta). Pour économiser la vapeur, il est important de connaître en détail les caractéristiques de la roche-réservoir à l'aide d'instruments de mesure géophysique placés souvent dans les puits. Cela passe par l'interprétation très délicate de différents signaux : profils verticaux de résistivité électrique et de diffusion de rayonnements gamma près des forages, profil de mesures électromagnétiques entre puits... . D'autres mesures sont faites durant l'injection de vapeur pour surveiller son bon déroulement et arrêter en cas de problèmes (température, pression, imagerie par réflexions d'ondes sismiques à différentes dates...). Par ailleurs les roches sont constituées très souvent de sable mal consolidé, entraîné par le pétrole vers les puits. Le sable passe avec le pétrole dans le puits ou vient boucher les perforations permettant l'écoulement du pétrole. Elles doivent être régulièrement débouchées. La vapeur est aussi source de corrosion. La durée de vie d'un puits sur le champ Duri est de l'ordre de 10 ans après une réparation par an en moyenne. En Alberta est expérimentée une technique d'injection de vapeur et de récupération du bitume par paire de puits horizontaux, le drainage par gravité au moyen de vapeur (DGMV). Les deux puits sont situés l'un au dessus de l'autre à 5 m de distance. La vapeur, injectée par le puits du dessus, rabat le pétrole sur le puits du bas. Cette technique n'est possible que dans le cas des hydrocarbures plus denses que l'eau, ce qui limite sa portée aux gisements de bitume du bassin d'Orénoque et de ceux d'Alberta. Elle est utilisée pour l'instant sur les meilleures roches-réservoirs : épaisseur de plus de 20 m, extension latérale importante pour permettre un grand déport horizontal (750 m à Mac Kay River, champ géré par la compagnie Petro-Canada), bonne perméabilité sur tout le volume balayé (> 1 D), imperméabilité des couches géologiques limitant la roche-réservoir. En 2002, Petro-Canada espérait une productivité de 2 à 3 kb/j par paire de puits. La production réelle est un peu plus faible (1,6 kb/j/paire et Petro-Canada s'attend à 1,2 kb/j/paire en moyenne sur 8 ans, d'après le site Internet de Petro-Canada en 2005).

Le principal problème de la DGMV, comme des autres procédés à la vapeur, est son coût énergétique (voir annexe 10), qui se traduit en coût financier. Ces coûts expliquent pourquoi les exploitants des gisements de bitume préfèrent d'autres techniques quand ils ont le choix. Dans le bassin d'Orénoque au Venezuela, le bitume est drainé sans chauffage par des puits horizontaux en utilisant pompes et diluants. Les gisements à moins de 100 m de la surface en Alberta sont exploités par mines à ciel ouvert. Cependant, les

quantités récupérées ainsi seront faibles : TR de l'ordre de 6% sur les gisements exploités en Orénoque^[14] tandis que la quantité de bitume récupérable par mine en Alberta est estimée à moins de 35 Gb^[15].

La production de ces pétroles « lourds » et autres bitumes présente une croissance limitée malgré les investissements, car les contraintes techniques et fondamentales (loi de Darcy, lois de la thermodynamique) empêchent de meilleurs progrès. Il y a toujours l'espoir de faire mieux au vu de quelques observations (extraction améliorée en laissant passer du sable, bitumes mousseux plus fluides pour certains gisements), mais les difficultés et les échecs des différentes idées sont tellement nombreux avant d'avoir une réussite que le plus probable est une production en croissance insuffisante pour compenser les déclinés des champs de pétrole conventionnel (voir annexe 6).

Xavier Chavanne, Laboratoire Environnement et Développement, Uni. D. Diderot, Paris.

*Les références marquées d'un astérisque sont disponibles sur l'Internet à l'aide d'un moteur de recherche.

- ¹ *Pétrole-l'exploitation des gisements*. Encyclopaedia Universalis, 2003.
- ² SIMMONS M. R. *Twilight in the desert*. New Jersey : Wiley, 2005. 422 p.
- ³ DEFFEYES K. S. *Hubbert's Peak*. New Jersey : Princeton University Press, 2003. 208 p.
- ⁴ CURTIS C. et al. *Heavy-oil reservoirs*. Oilfield review, autumn 2002, p. 30-51*.
- ⁵ SIMMONS M. R. *The forgotten part of supply and demand*. Offshore Magazine, 1er fév. 1999*.
- ⁶ BOBIN J.-L., HUFFER E. ET NIFENECKER H. (DIR). *L'énergie de demain*. Collection Grenoble Sciences EDP Sciences, 2005. 626 p. ; <http://sfp.in2p3.fr>, *débats, l'énergie au 21^e siècle*.*
- ⁷ LAHERRERE J. *Fossil fuels future production*. Romania Oil&Gas congress proceedings, march 22-24, Bucharest.*
- ⁸ LIMON T. et al. *Innovation solves Cantarell development challenges*. World oil, july 2001.*
- ⁹ REDACCIÓN OLMECA. *Preocupa situación de Cantarell*. diario Olmeca, 19 de diciembre 2005. <http://www.diarioolmeca.com.mx/articulo.php?nid=22616&sid=14>.
- ¹⁰ <http://www.tnk-bp.com/operations/exploration-production/projects/samotlor/>
- ¹¹ BOUCHET R. et al. *Optimizing development of Angola's Girassol field*. World Oil, vol. 226, No 3, mars 2005.*
- ¹² SUMROW M. *Extreme conditions, extended reach wells govern land-rig design for Sakhalin*. oil&gas journal, week of 17 june 2002*.
Voir aussi <http://www.offshore-technology.com/projects/sakhalin/>.
- ¹³ NANAY J. *The north caspian PSA: Kashagan's development*. Middle East economic survey, vol. 47, No32, 9 août 2004.
- ¹⁴ CUPCIC F. *Extra Heavy Oil and Bitumen*. II int. workshop on oil depletion, 26-27 mai 2003, IFP Rueil*.
- ¹⁵ SÖDERBERG B. *Canada oil sands resources and its futur impact on global oil supply*. Degree project, master of science. Avril 2005, Université d'Uppsala, Suède.