

## Conférence de presse

Date : 31/05/2005

Lieu : Paris

Les progrès de la technologie pour accéder à de nouvelles ressources (pétroles lourds, gisements enfouis, offshore ultra-profond), mieux exploiter les réserves disponibles (augmentation du taux de récupération) et réduire les coûts vont permettre de repousser les limites des réserves d'hydrocarbures et de prolonger durablement l'approvisionnement mondial.

Dans un contexte où les incertitudes géopolitiques, les cours très élevés du brut et les déclarations alarmistes d'experts dits "pessimistes" font resurgir les inquiétudes relatives aux réserves de pétrole, l'IFP fait un point sur le rôle essentiel que peut jouer la technologie.

- [Comment accroître et renouveler les réserves de pétrole et de gaz ? Avancées de la technologie et stratégie de recherche de l'IFP](#) (PDF - 4.3 Mo)  
par Olivier Appert, Président  
J. Lecourtier, Directeur scientifique  
G. Friès, Directeur du Centre de Résultats Exploration-Production
- [Comment augmenter le taux de récupération du pétrole dans les gisements ?](#) (PDF - 60 Ko)
- [Les bruts lourds](#) (PDF - 60 Ko)
- [L'offshore ultra-profond](#) (PDF - 60 Ko)
- [Les gisements très enfouis au delà de 5000 mètres](#) (PDF - 50 Ko)
- [Réserves de pétrole : des données évolutives en fonction de la technique et de l'économie.](#)  
[Le point par l'IFP](#) (PDF - 60 Ko)

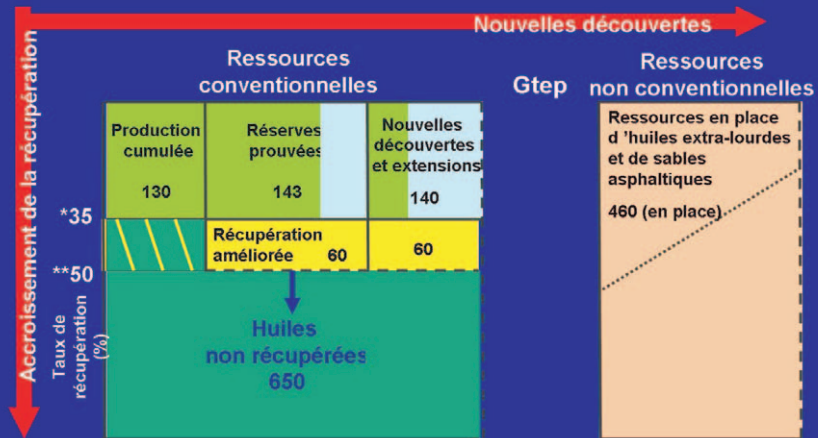
# Comment accroître et renouveler les réserves de pétrole et de gaz ?

## Avancées de la technologie et stratégie de recherche de l'IFP

Olivier Appert, *Président*

Jacqueline Lecourtier, *Directeur scientifique*

Gérard Friès, *Directeur du Centre de Résultats Exploration-Production*



\* Taux moyen actuel  
 \*\* Taux moyen envisageable (vers 2020)

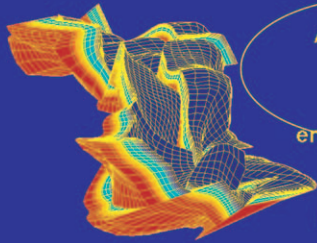
Offshore

Notes

**L'innovation technologique :  
 un fort potentiel pour accroître  
 et renouveler les ressources mondiales**



## Accroître et renouveler les ressources mondiales : quels sont les défis ?



Augmenter  
le taux de  
succès  
en exploration

Accroître  
le taux de récupération  
des hydrocarbures

Rendre accessibles  
les hydrocarbures  
«à haut contenu technologique»

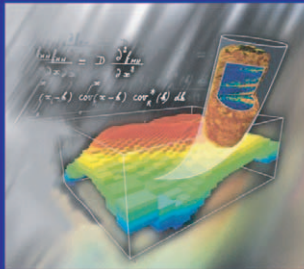
Promouvoir le  
développement du gaz  
naturel



Capture et stockage du CO<sub>2</sub> 4



## Des avancées



Géologie  
Géophysique  
Ingénierie pétrolière



- Sciences et technologies de l'information et de la communication
- Mathématiques appliquées
- Mécanique des fluides numériques
- Nanotechnologies / nanosciences
- Sciences du vivant

5

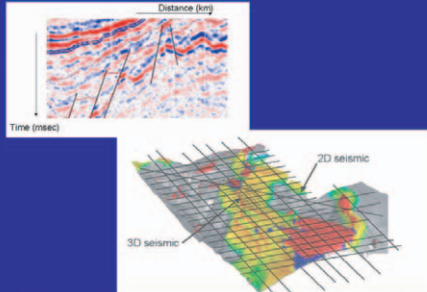
Notes



## Défi n° 1 : Augmenter le taux de succès en exploration

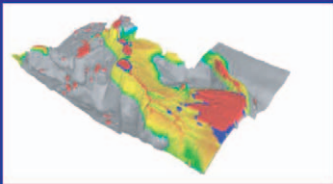
### Imagerie sismique du sous-sol

- Modélisation 3D
- Physique des ondes
- Couplage avec la géologie



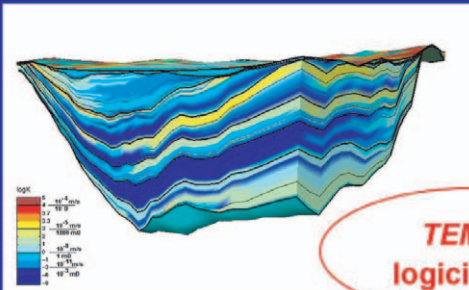
### Simulation de la formation et de la circulation du pétrole

- Migration des fluides
- Composition huile/gaz



6

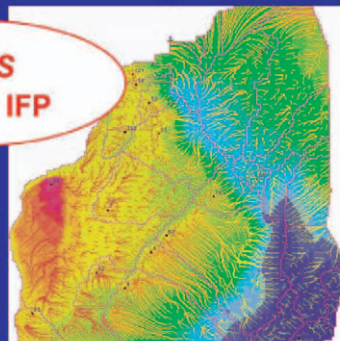
## Simulation de la formation et de la circulation des hydrocarbures dans le sous-sol



### Circulation des fluides

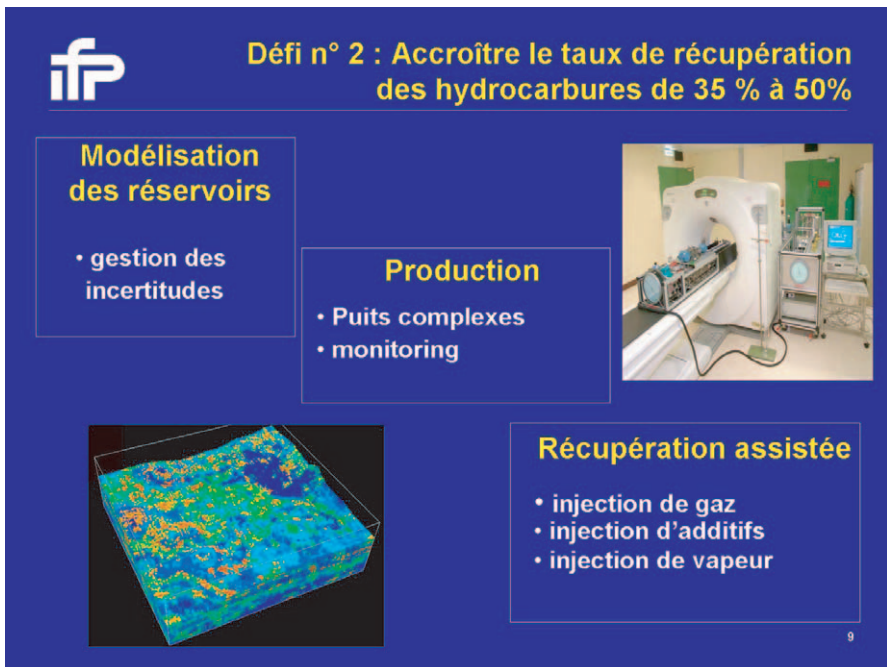
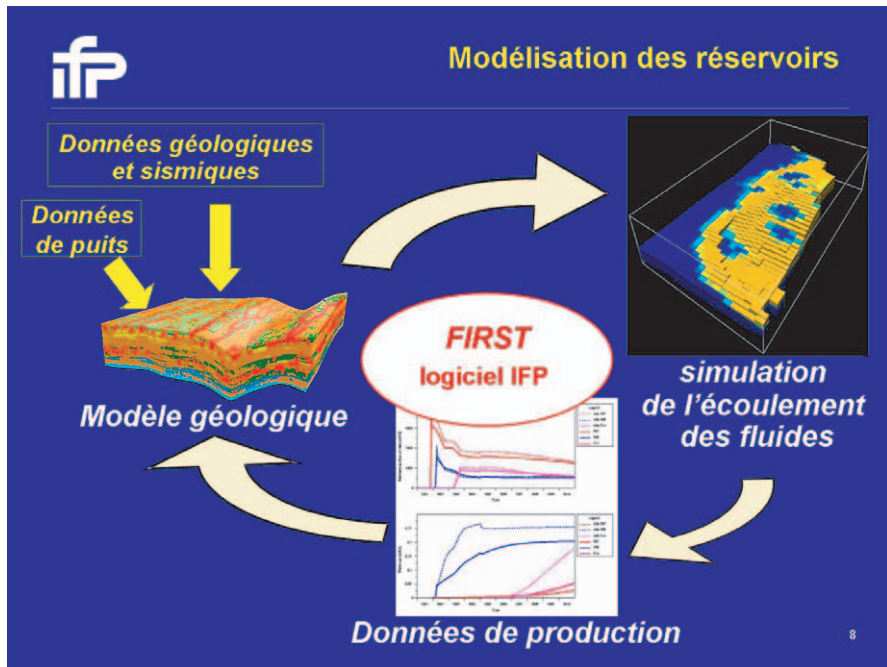


**TEMIS**  
logiciel IFP



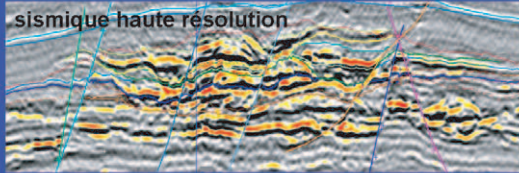
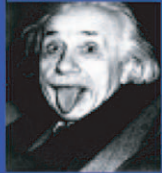
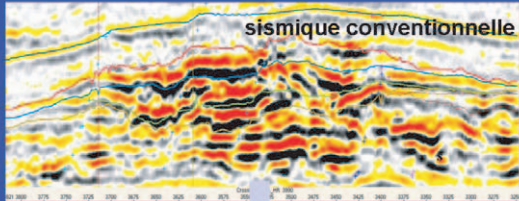
↑  
Remplissage  
d'un bassin sédimentaire

Notes



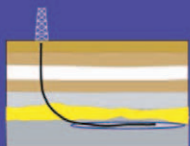
Notes

## Sismique conventionnelle et sismique haute résolution

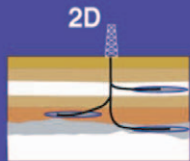


Source : Totak, IFP

## Puits complexes

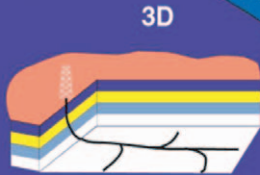


horizontaux



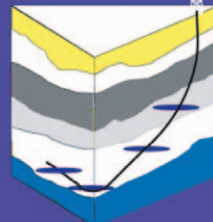
2D

Puits multidrains



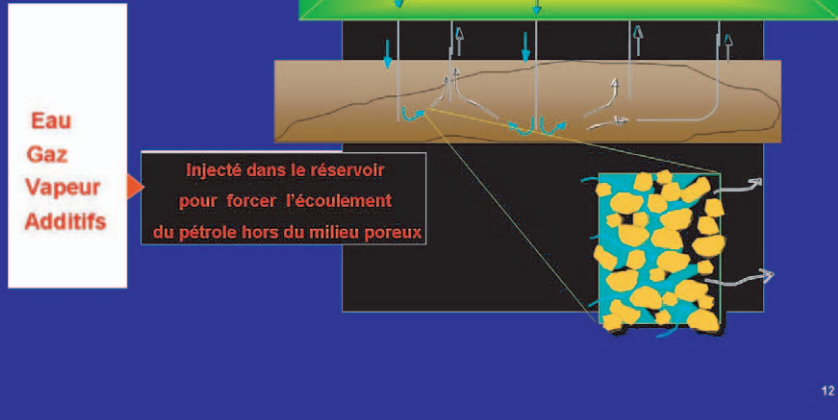
3D

Puits à trajectoires complexes 3D et à grand déport\*



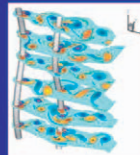
\* Déport/ Profondeur >2

Notes



### Offshore ultra-profond (objectif 3000m)

- Maîtrise de la veine fluide du fond à la surface
- Nouveaux matériaux pour l'allègement des structures



### Bruts lourds

- Contrôle de la viscosité
- Combustion in situ

### Réservoirs très enfouis (6000m)

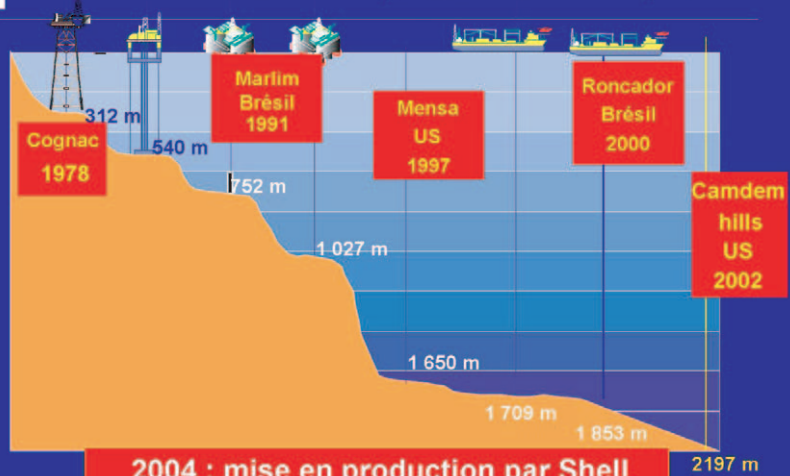
- Caractérisation : imagerie sismique
- Technologies de forage à grandes profondeurs
- Matériaux résistants à la corrosion







## Records de production en mer profonde



2004 : mise en production par Shell de Coulomb dans le golfe du Mexique 2316m de profondeur d'eau

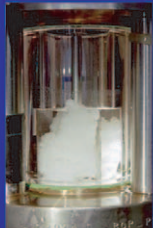
Source : IFP

14

Notes



## Production en offshore profond



Hydrates de gaz

### Isolation des conduites



### Transport huile/eau/gaz



15





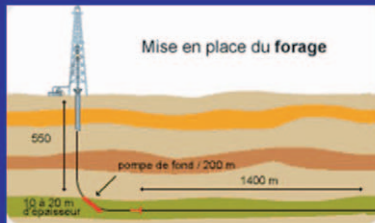
## Production des bruts lourds

Réduction de la viscosité  
par l'addition de tensio-actifs

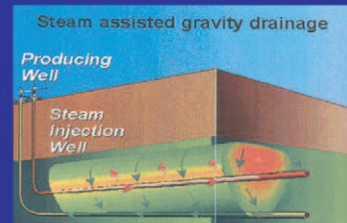


Brut

Emulsion huile/eau



Production froide



Méthodes thermiques

16



## Défis n° 4: Promouvoir le développement du gaz naturel

Projet Total/IFP



### Réduire les coûts de transport

- Transport longue distance par gazoducs
- Procédés de liquéfaction et transport du GNL
- Transport du gaz sous pression par navire



### Traiter les gaz acides

- Procédés de traitement des gaz à fortes teneurs en H<sub>2</sub>S/CO<sub>2</sub> + réinjection

Nouveaux débouchés : conversion chimique

17

Notes



## Des exemples de technologies mises en oeuvre

Notes

### Evolution des technologies en Exploration-Production

1883 1900's 1914 1924 1930's 1930	Theorie de l'anticlinal Forage Rotary Seismographe Log de puits 1 <sup>er</sup> puits en "mer" Sismique ponctuelle	1 <sup>er</sup> qualités des roches et des fluides Extension au domaine maritime (> 10m) Imagerie 1D Subsurface	1 <sup>ère</sup> période 1850-1930  Explo. à partir des affleurements et des indices de surface
1930's-1940's 1950's	Géophysique Biostratigraphie Sismique et de logging	Généralisation de la 1D Corrélations et datations géologiques précisées Amélioration des outils	2 <sup>ème</sup> période 1930-1950's Exploration encore « hasardeuse » des bassins
1960's	Ordinateur digital (1963) Rift continental (1968) Diagraphie moderne	2D Image de subsurface Meilleure connaissance structurale Propriétés des roches et fluides de subsurface	3 <sup>ème</sup> période 1950's-1970's Exploration « semi-calibrée »
1970's 1977	2D migration (1970) Forage directionnel Rock Eval Analyse stratigraphique	Sismique numérique calibrée Concepts "roche mère et formation des HC" approfondis Amélioration de la prédiction	4 <sup>ème</sup> période 1970's-1980's Exploration « calibrée »
1983 1985	Sismique 3D Système pétrolier	Meilleure précision des objectifs à forer Meilleure définition des zones à potentiel	5 <sup>ème</sup> période 1980's-1990's " Exploration-Production optimisée"
1990's	Simulation 2D et 3D des bassins et des réservoirs Attributs sismiques Sismique 4D et monitoring	Prediction des mouvements et de la localisation des fluides Prédiction des fluides et extensions de réservoirs	6 <sup>ème</sup> période 1990's Exploration-Production « rationalisée »

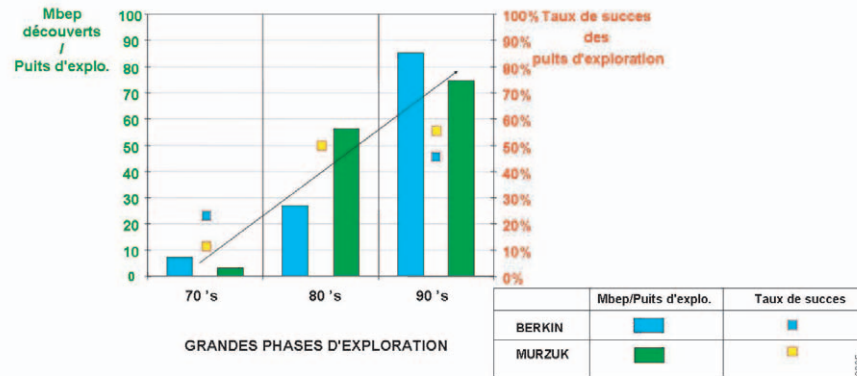
Source : IFP (YM, 2006)



## Apport de la technologie

### Bassin pétrolier sous écran de surface : bassins de Berkine (Algérie) & Murzuq (Lybie)

Difficulté d'éclairer les pièges en profondeur



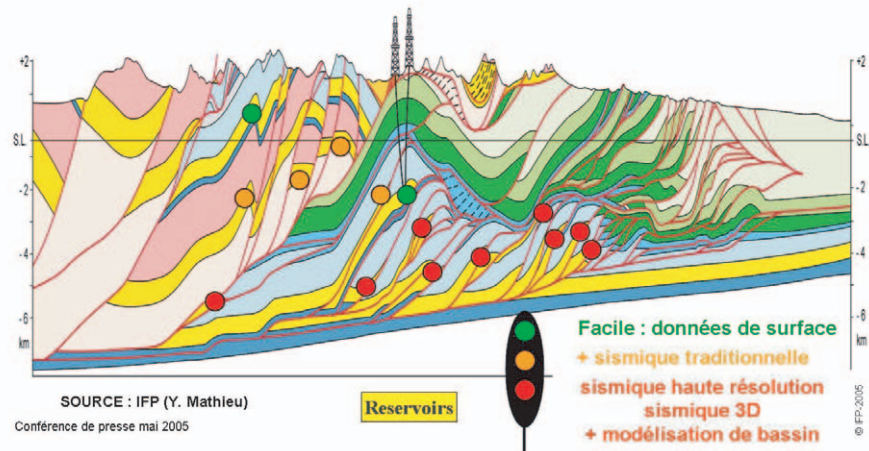
Conférence de presse mai 2005

20

© IFP 2005



Enjeux de l'exploration en zones complexes: Iran, Andes, Rocheuses, etc.

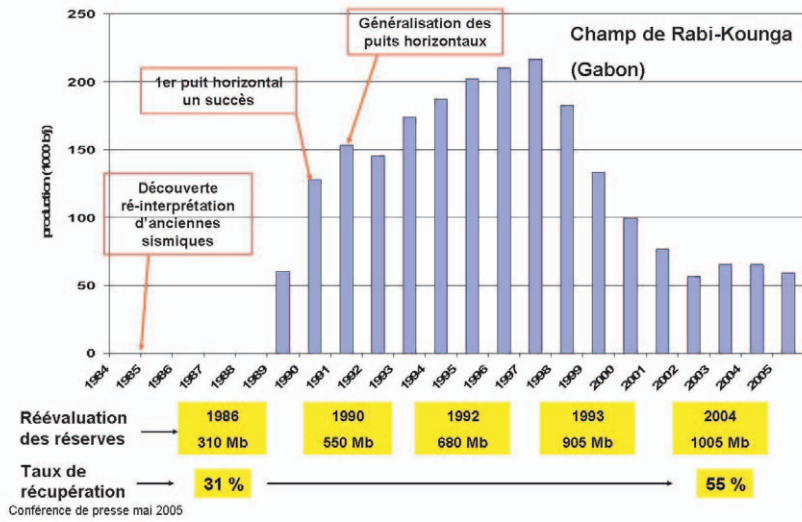


Notes





## L'apport du forage horizontal



22

© IFP-2005

Notes



## Champ de Duri en Indonésie

- 1941 : Découverte Taux de récupération
- 1958 : Démarrage de la production (primaire) ==> 7,5 %
- 1960 : Pilote d'injection d'eau (récupération secondaire) ==> 16 %
- 1967 : Production alternée avec injection de vapeur ==> 20 %
- 1975 : Pilote d'injection de vapeur entre deux puits ==> 55 %
- 1981 : Généralisation de l'injection de vapeur au champ dans son intégralité (récupération tertiaire)

Conférence de presse mai 2005

23

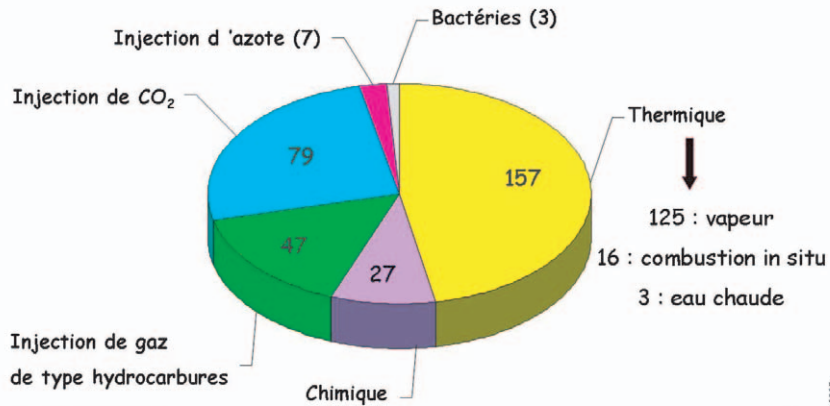
© IFP-2005





## Projets de type EOR dans le monde en 2004 : répartition par méthodes

Environ 307 projets actifs



Conférence de presse mai 2005

24

© IFP-2005

Notes



## Le management de réservoir : apport de la sismique 4D

### Objectifs opérationnels:

- réduction des dépenses de forage grâce à une meilleure implantation des puits.
- Amélioration du taux de récupération grâce une optimisation de la stratégie de production.
- Réduction des erreurs de prédiction de production.

### Exemple chiffré sur un champ de mer du nord :

- Coût de la sismique 4D (2 campagnes sismiques) : 13 M\$
- Gain en terme d'augmentation du taux de récupération, meilleure implantation des puits, etc. : 147 M\$.

Conférence de presse mai 2005

25

© IFP-2005



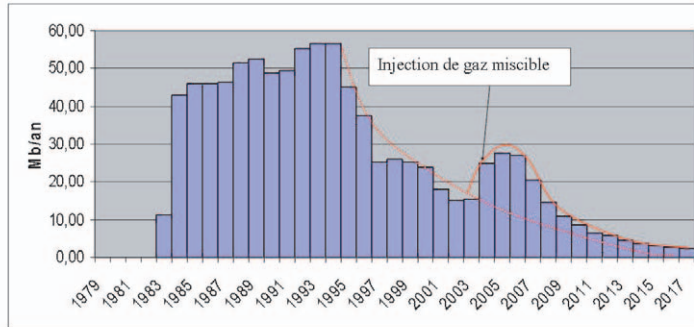


## EOR : un exemple

- Magnus en mer du Nord (UK)

Augmentation de 15 % des réserves

Augmentation de 5 % du coût moyen par baril



Conférence de presse mai 2005

Source : D'après WoodMackenzie

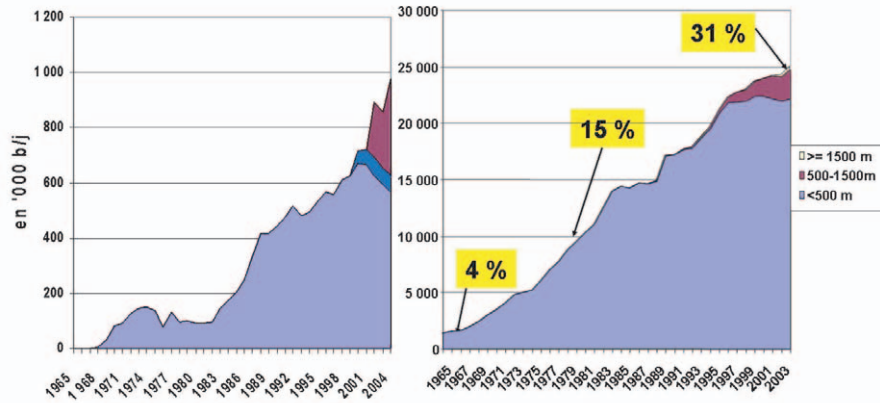
26

© IFP-2005



## Evolution de la production en mer

■ 0-250 m ■ 250-500 m ■ 500-1 000 m ■ 1 000-1 500 m ■ > 1500 m



Evolution de la production en mer en Angola

Part (%) de la production mondiale de pétrole

Conférence de presse mai 2005

27

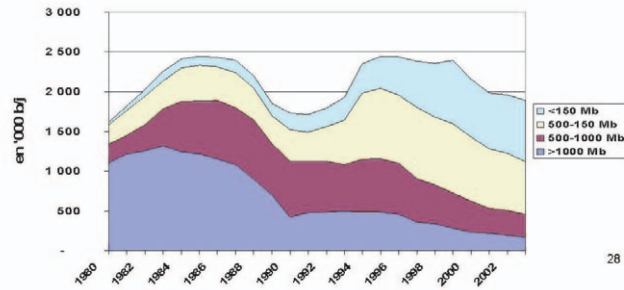
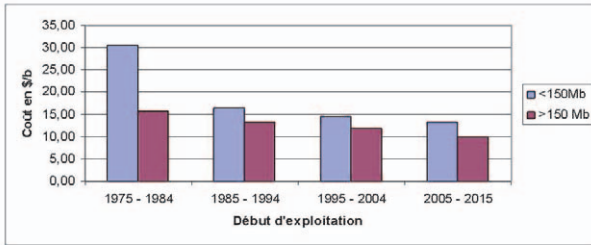
© IFP-2005

Notes





## Mer du Nord (UK) : baisse des coûts de production des petits champs



Conférence de presse mai 2005

28

© IFP 2005

Notes





## **Comment augmenter le taux de récupération du pétrole dans les gisements ?**

Les réserves récupérables de pétrole dit «conventionnel» sont estimées à environ 1000 milliards de barils. Ce chiffre est à comparer aux quelques 4500 à 5000 milliards de barils restant dans les gisements qui ont été découverts. Il signifie que les trois quarts des ressources encore disponibles ne seront probablement pas ramenées à la surface. Elles resteront enfouies dans le sous-sol, si l'on n'arrive pas à modifier les conditions actuelles de la production.

Le taux de récupération varie d'un gisement à l'autre. Il dépend notamment de la configuration du réservoir (hétérogénéités, propriétés des roches) et des caractéristiques de l'huile en place, qui est plus ou moins fluide. En tenant compte du pétrole déjà produit dans les gisements connus (910 milliards de barils), il s'établit en moyenne à 35 %.

Augmenter le taux de récupération serait donc un moyen d'accroître la production de manière plus rapide, plus sûr, et sans doute moins onéreuse que de lancer de nouvelles campagnes d'exploration. «Une augmentation de 1 % du taux de récupération sur l'ensemble des gisements en exploitation procurerait l'équivalent de deux années de la consommation mondiale», souligne Nathalie Alazard-Toux, Directeur de la Direction des Etudes économiques de l'IFP.

Le taux de récupération constitue en lui-même une sorte de «gisement» supplémentaire, extrêmement prometteur. L'IFP consacre, depuis longtemps, une large part de ses recherches à cette question. Améliorer le taux de récupération passe par la mise en œuvre de techniques diverses, allant d'une implantation optimale des puits à la bonne gestion de la production sur toute la durée de la vie d'un gisement, en passant par divers procédés tels que l'injection d'eau, de gaz ou de polymères afin de maximiser l'extraction du brut.

Les experts classent les techniques de récupération en trois catégories : primaire, secondaire et tertiaire.

### **Récupération primaire**

Un gisement de pétrole est constitué d'une accumulation géologique d'hydrocarbures sous forme liquide ou sous forme gazeuse (on parle alors de gisement de gaz naturel). Même à l'état liquide, dans les conditions du gisement, le liquide contient une certaine quantité de gaz dissous qui va être libérée dès lors que la pression est abaissée, soit en raison de la production, soit du fait de la remontée du fluide en surface. Dans certains cas, la zone imprégnée de pétrole est bordée, dans sa partie supérieure, par une zone (gas-cap) contenant du gaz et, dans sa partie inférieure, par une zone aquifère contenant de l'eau. L'ensemble se trouve à une pression de l'ordre de 200 ou 400 bars le plus souvent. Mais cette pression peut monter jusqu'à 1000 bars et même au-delà, c'est à dire plus de 1000 fois la pression atmosphérique.

Dès qu'un forage met en communication ce gisement avec la surface de la terre, la pression va expulser le pétrole et le gaz vers la surface, comme si on retirait la soupape d'un autocuiseur.

«Pour récupérer le maximum de pétrole il faut régler le robinet », explique Gérard Renard, chef du projet «Récupération assistée» à l'IFP. «En voulant produire trop vite, on risquerait de dépasser le «point de bulle» et de ne récupérer que du gaz, tandis que le pétrole resterait au fond. Ou bien, si l'épaisseur du réservoir est faible, c'est de l'eau qui risque de remonter, bloquant elle aussi la venue du pétrole». L'idéal est de produire simultanément le pétrole et le gaz dissous, «de rester en condition d'écoulement monophasique le plus longtemps possible».

Régler à l'optimum la production spontanée d'un gisement suppose évidemment une bonne connaissance des caractéristiques du réservoir. Cette connaissance est en général assez limitée au début de l'exploitation mais elle s'enrichit petit à petit des informations données par les forages de délinéation, c'est à dire des puits réalisés pour apprécier l'étendue du gisement, puis des informations apportées par la production elle-même. Ces informations collectées de manière progressive viennent compléter et préciser les données acquises à 3 dimensions par la sismique réflexion avant la décision d'effectuer le premier forage. Toutes ces données servent à caractériser/modéliser le réservoir. Et c'est sur la base de ce modèle qu'on détermine l'implantation et le type des puits de production à réaliser (multidrains ou forages horizontaux par exemple).

Le taux récupération primaire se situe entre 5 % et 10 % pour les bruts extra-lourds comme ceux de l'Orénoque au Venezuela, par exemple. Il peut atteindre 25% sur certains gisements de la mer du Nord contenant un pétrole léger, très fluide. « Mais, précise Olga Vizika, chef du département Pétrophysique de l'IFP, on ne laisse pas la récupération primaire aller jusqu'à son terme, car cela compromettrait les phases suivantes ».

## **Récupération secondaire**

A mesure que le pétrole et le gaz sont produits, la pression baisse à l'intérieur du réservoir. Afin de stabiliser cette pression au dessus du "point de bulle" et d'augmenter la quantité d'huile récupérée, on va injecter des fluides dans le gisement, en premier lieu de l'eau ou du gaz. Ce sont ces opérations que les techniciens appellent la récupération secondaire. L'eau sera injectée à la base du gisement, ou bien en périphérie afin d'opérer une sorte de balayage qui poussera l'huile vers les puits de production tout en maintenant la pression dans le réservoir. Simple en apparence, cette opération requiert cependant toute une série de précautions. « On injecte en général de l'eau traitée, explique Olga Vizika, car il faut éviter que cette eau apporte des ions entrant en réaction avec ceux contenus dans l'eau du gisement. Ils pourraient donner des sels insolubles qui boucheraient les pores de la roche».

L'injection d'eau a eu parfois des conséquences inattendues. En mer du Nord, par exemple, elle a eu un effet de compaction dans les craies ayant entraîné un phénomène de subsidence au fond de la mer. Ce qui a nécessité de remonter les plate-formes de production qui sinon auraient été immergées.

Les injections de gaz répondent au même objectif. Elles sont réalisées soit au sommet du gisement quand il s'agit simplement de faire remonter la pression, soit à sa base pour qu'il déplace vers les puits de production le pétrole tout en minimisant la ségrégation gravitaire. Le gaz entraîne vers les puits, par évaporation, les composants du brut les plus légers. En outre, il

réduit le piégeage capillaire et contribue à vider les pores de la roche du pétrole qui s'y était logé.

Différents procédés impliquant l'injection de gaz ont été mis en œuvre au début des années 90 et se sont développés à la faveur des réglementations environnementales interdisant de brûler à la torche le "gaz associé" que la localisation du gisement ne permettrait pas d'acheminer vers une zone de consommation.

Bien souvent cependant il faut amener l'eau et le gaz nécessaires, sur le site de production. Les injections de gaz sont souvent plus efficaces mais plus onéreuses que les injections d'eau du fait des coûts de compression.

Selon la structure du gisement, ces deux fluides sont parfois utilisés alternativement, le gaz étant injecté à la partie inférieure du gisement et l'eau à sa partie supérieure afin d'améliorer le balayage. Ce procédé baptisé WAG (Water Alternate Gas) est couramment utilisé en mer du Nord et commence à intéresser les pays de l'Amérique du Sud et du Moyen Orient.

Ces procédés de récupération secondaire ont largement fait leurs preuves puisqu'ils interviennent pour les deux tiers des quantités de brut produites dans le monde. En effet dans certains gisements, notamment au Moyen-Orient, des taux de récupération de 60% par injection d'eau sont observés. Néanmoins le taux de récupération moyen par injection secondaire est de l'ordre de 20 %.

## **Récupération tertiaire**

Les procédés de récupération tertiaire font appel à des méthodes nouvelles ou déjà connues, mais réadaptées grâce à l'évolution des technologies. Ils n'interviennent que dans la production d'environ 2 millions de barils par jour actuellement, soit à peine 2 % de la production mondiale. Ce sont des procédés qui sont généralement mis en œuvre dans les dernières phases de la vie d'un gisement. Mais ils portent l'espoir d'augmenter encore les taux de récupération de quelques points supplémentaires.

Les techniques de récupération tertiaire visent à pousser plus efficacement le brut vers les puits de production, à augmenter la fluidité du pétrole qu'on cherche à récupérer, ou, au contraire, à diminuer la perméabilité de certaines couches du sous-sol dont les caractéristiques nuisent à un balayage efficace du réservoir.

## **Injection de polymères**

Les opérations de balayage destinées à pousser le pétrole vers les puits de production rencontrent des limites dans le cadre de la récupération secondaire. «L'eau est un à cent fois moins visqueuse qu'un pétrole conventionnel explique Gérard Renard. Si on veut obtenir un balayage-piston efficace, il faut l'épaissir pour donner au fluide injecté une viscosité aussi proche que possible de celle du brut qu'on veut récupérer. Pour y parvenir, on utilise des polymères dosés sur mesure en fonction des caractéristiques du gisement»

L'opération nécessite d'installer sur le site une unité de fabrication si les quantités à injecter sont importantes (exemple en Chine sur le champ de Daqing où l'IFP a réalisé, il y a plus de vingt ans, les premières études d'injection de polymères pour la société chinoise Petrochina, qui a depuis poursuivi les opérations). Ces polymères sont en outre des produits onéreux. «Mais », ajoute

Olga Vizika, « quand les prix du brut ont dépassé les 25 dollars le baril on a vu des compagnies s'intéresser de nouveau à l'utilisation des polymères ».

Ces polymères, d'ailleurs, peuvent être utilisés pour un autre objectif : rendre moins perméables certaines couches du réservoir qui facilitent la migration de l'eau vers les puits de production, au point d'empêcher la sortie du pétrole contenu dans les couches moins perméables. « Pour éviter ces venues d'eau » ajoute Alain Zaitoun, chef de projet Injectivité-Productivité des puits, « l'IFP a fait un travail très important. Nous avons mis au point un produit baptisé Stargel, constitué d'un microgel calibré qui peut être adapté pour traiter efficacement différents types de réservoir. Ce nouveau produit sera testé cette année sur un gisement en exploitation ».

## **Injection de CO<sub>2</sub>**

« Le gaz carbonique présente une bonne affinité avec le pétrole », commente Olga Vizika. « D'une part, il diminue les forces capillaires qui retiennent l'huile dans les pores de la roche, d'autre part, il diminue la viscosité et fait augmenter le volume du pétrole, rendant ainsi la production plus facile ». La mise en œuvre de ce procédé suppose évidemment de pouvoir disposer de CO<sub>2</sub>.

Cette technique a notamment été utilisée en Turquie au cours des vingt dernières années à partir de gisements de gaz carbonique situés dans le sous-sol. Elle a également été employée dans le sud des Etats-Unis. Elle pourrait être relancée par les nouvelles dispositions prises en application du protocole de Kyoto, réglementations qui instaurent des quotas d'émissions pour l'industrie et vont susciter la naissance de marchés du CO<sub>2</sub>.

Un grand projet de récupération de brut par injection de CO<sub>2</sub> est en cours à Weyburn au Canada. Le CO<sub>2</sub> nécessaire est acheminé par pipe depuis les Etats Unis. En Europe, un projet de réinjection de CO<sub>2</sub> est à l'étude dans le gisement offshore de Casablanca, situé en Méditerranée au large de l'Espagne. Il est envisagé de transformer le réservoir en stockage de CO<sub>2</sub> quand il aura cessé de produire du pétrole. Le gaz carbonique sera fourni par une raffinerie installée sur la côte méditerranéenne. L'intérêt de la réinjection du CO<sub>2</sub> pourrait être aussi d'essayer de récupérer encore un peu d'huile en place. L'IFP participe à cette étude.

## **Injection de vapeur**

Pour augmenter la fluidité du pétrole, notamment lorsqu'il s'agit de bruts lourds, extra-lourds ou de sables bitumineux on va chercher à réchauffer une partie du réservoir en y injectant de la vapeur. C'est une technique qui se révèle efficace lorsque les gisements sont peu profonds. « Au delà de 1000 mètres de profondeur, on perd trop d'énergie. Le fluide qui arrive en bas n'est plus de la vapeur mais de l'eau chaude », précise Gérard Renard.

Deux méthodes sont principalement utilisées pour réchauffer le brut :

- Les injections cycliques ou «Huff and Puff»

On injecte de la vapeur dans le gisement, puis on attend pendant plusieurs jours, en pratique une à deux semaines, que la chaleur se soit diffusée dans le réservoir et ait réchauffé le pétrole. Après quoi on reprend un cycle de production. Lorsque le sous-sol est perméable, on peut également accompagner le cycle de production d'opérations de balayages par injection de vapeur afin de pousser le brut vers les puits de production. C'est une méthode qui est utilisée au Canada avec des puits implantés à un minimum de cinquante mètres les uns des autres.

- La récupération gravitaire assistée par injection de vapeur ou SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage).

Il s'agit d'une méthode relativement sophistiquée. Il faut d'abord forer une série de doublets : chaque doublet étant constitué de deux puits horizontaux parallèles distants de 3 à 5 mètres. Les doublets sont eux-mêmes espacés d'environ 150 à 200 mètres. Sachant que la vapeur ne peut pénétrer dans le réservoir tant que le pétrole n'a pas été fluidifié, on commence par faire circuler de la vapeur dans les deux puits des doublets pendant deux à trois mois pour réchauffer la roche et le pétrole. Quand celui-ci se met à couler vers le puits inférieur, on injecte en continu de la vapeur dans le puits supérieur afin de créer dans le sous-sol une « chambre de vapeur » qui facilite la migration du brut qui est collecté dans le puits inférieur. « C'est un procédé extrêmement efficace », dit Gérard Renard, « puisqu'il permet de récupérer jusqu'à 60 % de l'huile en place. Mais il suppose un terrain perméable ».

## **Oxydation et combustion in situ**

Une autre technique est envisagée pour récupérer les bruts légers ou plus lourds : réchauffer la roche en faisant brûler une partie du pétrole dans le gisement lui-même. La combustion doit être alimentée par une injection d'air. Ce sont les fractions les plus lourdes du pétrole qui brûlent (5% à 10 % du brut contenu). Le front de combustion qui atteint une température de 600° C à 800° C pousse l'huile vers les puits de production.

Environ 300 opérations de ce type ont déjà été tentées dans le monde. La moitié se sont traduites par des succès techniques, parmi lesquelles une moitié encore ont été, en outre, des succès économiques. Une opération test mettant en œuvre des puits horizontaux est en cours de démarrage au Canada. De son côté, l'IFP relance des travaux de R&D sur la combustion in situ suite à son implication dans une opération de combustion, à Suplacu en Roumanie, où des taux de récupération de plus de 50% ont été obtenus dans le passé grâce à cette technique.

Dans certains cas, lorsque l'huile en place n'est pas assez lourde notamment, il n'y a pas d'allumage spontanée de l'huile au contact de l'air. On parle alors de combustion incomplète ou d'oxydation partielle : LTO (Low Temperature Oxydation). Cette réaction permet néanmoins d'obtenir des températures d'environ 350°C et d'augmenter la fluidité du brut à récupérer.

## **La modélisation du réservoir**

La mise en œuvre de ces techniques d'injection suppose de bien connaître la manière dont les hydrocarbures et les fluides injectés vont se comporter dans la roche et de savoir aussi comment fluides et roche vont interagir. « L'étude des phénomènes microscopiques fait partie, à l'IFP, des travaux intégrés qui vont du laboratoire au pilote », précise Olga Vizika. « Mais », poursuit-elle, « l'efficacité des différents procédés dépend très largement des caractéristiques du réservoir à toutes les échelles. C'est pourquoi il faut le modéliser ». L'optimisation de l'exploitation des réservoirs passe par une meilleure description qualitative et quantitative des systèmes pétroliers. La modélisation ou simulation de réservoir est un des points forts du groupe IFP : après ATHOS™, Beicip-Franlab, filiale de l'IFP, s'apprête à commercialiser la plateforme de simulation de nouvelle génération, *FIRST*.

Par ailleurs, la modélisation des abords de puits joue un rôle essentiel pour la bonne gestion du gisement en permettant d'identifier de façon préventive les risques de dépôts minéraux ou organiques susceptibles d'endommager le réservoir ; dépôts de sels minéraux qui peuvent boucher les pores de la roche ou d'asphaltènes qui restent sur place par gravité ou affinité avec

les parois. La prévention des risques est devenue une préoccupation majeure des techniciens du pétrole.

Le modèle de réservoir construit n'est d'ailleurs pas figé. Il pourra être précisé et perfectionné à la faveur de nouvelles campagnes de sismique. Ces campagnes complémentaires qui interviennent après quelques années de production montrent comment, dans la réalité, les fluides injectés ont cheminé à l'intérieur du gisement. L'amélioration du modèle permet un meilleur réglage des injections et du balayage du réservoir. Ce type d'action a été entrepris par Total, par exemple, sur le gisement offshore de Girassol au large de l'Angola.

L'IFP a également participé à une intervention analogue sur le gisement norvégien de Sleipner en mer du Nord. Dans ce cas, toutefois, il ne s'agissait pas d'augmenter la production d'hydrocarbures mais de contrôler le comportement du CO<sub>2</sub> injecté dans le sous-sol. Le gaz carbonique libéré lors de la production est, en effet, réinjecté sous le gisement à des fins de stockage. Premices possibles à de futures opérations permettant de réduire les rejets de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère.

## **Le monitoring des incertitudes**

Les ingénieurs du pétrole le répètent à l'envi : on commence à avoir une bonne connaissance du gisement quand il est presque épuisé ! Lorsque la production commence, et malgré les travaux de sismiques, les études préalables et les simulations, les zones d'ombre et les incertitudes sont nombreuses. Mesurer l'impact de ces incertitudes afin de réduire leurs possibles conséquences : tel est l'objet d'un important travail qui est réalisé par l'IFP.

Un modèle numérique a été mis au point pour évaluer les conséquences possibles des écarts dans les paramètres qui caractérisent un réservoir, paramètres sur lesquels des plages d'incertitude demeurent : perméabilité, porosité, mobilité des différentes phases contenues dans le gisement, implantation des puits, etc.

Selon la manière dont les différents paramètres se combinent, les incertitudes n'auront parfois que des effets mineurs alors que, dans d'autres cas, elles pourront affecter de façon importante les prévisions de récupération. Ce travail, réalisé suivant la méthode des plans d'expériences, a permis à l'IFP de mettre au point le logiciel *Cougar<sup>TM</sup>* qui est aujourd'hui commercialisé par la société Schlumberger. D'autres logiciels sont en cours de développement pour faire du "calage automatique" dans la prévision de la récupération. Il s'agit de caler le modèle numérique sur ce qu'on a réellement produit sur champ, en intégrant non seulement les données géologiques ou de production mais aussi des données de sismique 3D répétée dans le temps, appelée sismique 4D.

Contact Presse :

Anne-Laure de Marignan

Tél. 01 47 52 62 07

[a-laure.de-marignan@ifp.fr](mailto:a-laure.de-marignan@ifp.fr)



## Les bruts lourds

L'appellation bruts lourds recouvre les pétroles lourds s.s (sens strict), extra-lourds et les bitumes. Ils constituent un potentiel très important pour l'approvisionnement des pays consommateurs. Les ressources connues se chiffrent à environ 4 700 milliards de barils, soit une quantité analogue à celle du pétrole dit «conventionnel» restant aujourd'hui en terre.

Quant aux volumes susceptibles d'être récupérés avec les techniques actuelles de production, on les estime à quelques 950 milliards de barils, soit une quantité presque équivalente aux réserves récupérables de pétrole conventionnel, lesquelles sont évaluées à 1 050 milliards de barils.

Ce pétrole non conventionnel est un enjeu stratégique puisqu'il devrait permettre de doubler les réserves accessibles et que ces ressources supplémentaires sont, en outre, localisées en grande partie hors du Moyen-Orient.

On appelle "pétroles lourds s.s" des bruts dont la densité mesurée en degrés API (American Petroleum Institute) se situe entre 20 et 10. A titre de comparaison, le Brent de la mer du Nord, qui sert de référence dans les cotations sur les marchés européens, est un pétrole léger de 38° API. Les pétroles extra-lourds et les bitumes titrent, eux, moins de 10° API (qui correspond à la densité de l'eau). Ce sont donc des hydrocarbures plus denses que l'eau, les bitumes se distinguant des extra-lourds, non par leur densité ou leurs caractéristiques chimiques, mais par une viscosité plus élevée dans les conditions de pression et de température du réservoir pétrolier.

A la couleur près, tous ces pétroles ont une consistance comparable à du miel, les plus fluides coulant comme un sirop tandis que les bitumes restent figés à la température normale.

Les réserves de pétrole lourd s.s sont assez largement réparties. On en trouve, au Moyen-Orient certes, mais aussi au Mexique, au Brésil, et surtout en Russie. Leur exploitation reste limitée car les pays qui les possèdent ont préféré concentrer, jusqu'ici, leurs efforts sur des ressources plus faciles à récupérer.

Les bruts extra-lourds sont localisés essentiellement au Venezuela, dans la "ceinture" qui borde le fleuve Orénoque.

Les bitumes se trouvent principalement au Canada dans la région de l'Athabasca (province de l'Alberta) dans des sables non consolidés.

Ces pétroles non conventionnels sont, pour leur plus grande part, des bruts "dégradés". Situés à faible profondeur dans des sables non consolidés et donc très perméables, ils ont subi une altération liée à des infiltrations d'eau et de bactéries ; phénomène qui a détruit les molécules les plus légères et enrichi artificiellement l'huile en asphaltènes et en résines. Ils contiennent, en outre, des métaux lourds, de l'azote et du soufre, qui impliquent un traitement particulier lors du raffinage.

Si les quantités de pétrole extra-lourd produites au Venezuela et celles provenant des sables bitumineux du Canada restent encore modestes, elles sont en train d'augmenter rapidement. L'IFP, bien entendu, s'intéresse de manière active à ces ressources et intervient sur l'ensemble de la chaîne, de la production au raffinage.

## **Le pétrole extra-lourd de l'Orénoque**

Les ressources du Venezuela en brut extra-lourd sont estimées à 1300 milliards de barils, ce qui, sur la base d'un taux de récupération de 20 %, procurerait à ce pays des réserves équivalentes à celles de l'Arabie Saoudite.

Les gisements se situent entre 700 et 1 000 mètres de profondeur seulement. La production a d'abord été entreprise par la compagnie nationale vénézuélienne PDVSA mais avec des moyens limités. Mais elle a réellement décollé quand Caracas a décidé d'ouvrir ses portes aux compagnies pétrolières internationales qui ont constitué, avec PDVSA, des "associations stratégiques" (au nombre de 4 à l'heure actuelle). C'est le cas de l'association Petrozuata, dans laquelle participe la compagnie américaine Conoco-Phillips et qui a démarré sa production en 1998, et de l'association Sincor, avec une participation majeure du groupe Total, qui a démarré en 2000.

Les investissements réalisés par les compagnies occidentales se sont doublés d'un apport important de technologie, d'une part pour augmenter les quantités de brut récupérées, d'autre part pour transporter ce pétrole visqueux jusqu'à une usine côtière de pré-raffinage et le transformer en un brut de synthèse, qui peut ensuite être traité comme n'importe quel pétrole léger dans une raffinerie classique.

"S'agissant de réservoirs complexes, très hétérogènes, la technique de "forages dirigés" a permis de suivre les chenaux pour y installer des drains. Ces forages, réalisés dans des terrains sableux, ont parfois plusieurs kilomètres de long. Ils se déploient comme les racines d'un arbre et forment un réseau qui assure un bon drainage des gisements", explique Arjan Kamp, ingénieur réservoir à l'IFP.

Afin de faciliter la remontée du pétrole, déjà stimulée par des pompes, un produit diluant, du naphta, est injecté en tête et en fond de puits.

"C'est le même naphta qui sert à fluidifier le brut pendant le transport par pipe jusqu'à la pré-raffinerie, située sur la côte à 220 kilomètres de là" précise Jean-François Argillier, chef du projet Transport des bruts lourds à l'IFP.

Avant d'être transporté, le brut passe évidemment par une station de traitement située sur le site de production où on le débarrasse de l'eau et du gaz contenus et où on rajoute du naphta, autant que de besoin. Le naphta, récupéré à l'arrivée dans la pré-raffinerie, est ramené sur le site de production et réinjecté dans le circuit.

Actuellement, le Venezuela commercialise plus de 500 000 barils par jour de ce brut synthétique fabriqué à partir de son pétrole extra-lourd. Ce brut de synthèse, qui revient à moins de 10 dollars par baril, n'entre pas dans les quotas fixés par l'OPEP (dont le Venezuela est l'un des membres) car il est considéré comme du brut raffiné.

Ce système de production "froide" toutefois ne permet de récupérer que 5 % à 10 % de l'huile en place. "C'est un pourcentage très faible", commente Arjan Kamp. "La récupération



assistée, comme celle utilisée au Canada avec un drainage gravitaire assisté par injection de vapeur (SAGD) permettrait probablement de porter le taux de récupération au-dessus de 40%".

Plusieurs compagnies ont engagé des discussions avec les autorités vénézuéliennes pour mettre en œuvre des projets de récupération thermiques utilisant notamment la vapeur. Cette nouvelle étape nécessiterait sans doute des investissements importants qui ferait probablement grimper les coûts de production.

Elle soulèverait probablement aussi des problèmes analogues à ceux identifiés au Canada pour l'approvisionnement en eau et en énergie des centrales de production de vapeur, ainsi que pour la protection de l'environnement. "Mais, ajoute Armelle Saniere de la Direction des Etudes économiques de l'IFP, de tels projets sont très intéressants pour les compagnies pétrolières qui sont toutes confrontées à la nécessité de renouveler leurs réserves".

## **Les sables bitumineux de l'Alberta**

Les sables bitumineux de la région de l'Athabasca contiennent environ 2 000 milliards de barils de pétrole sous forme de bitume, fluide extrêmement visqueux aux températures rencontrées à faible profondeur. L'importance de ces ressources est telle que le Canada les compte désormais dans le calcul de ses réserves, ce qui le classe parmi les trois premiers pays détenteurs de réserves, après l'Arabie Saoudite et la Russie.

Sa production de brut synthétique à partir des sables bitumineux approche 1 million de barils par jour. Il est prévu de la porter à environ 2 à 3 millions de barils/jour en 2015. Le pétrole dilué est acheminé par des pipelines vers des raffineries situées aux Etats-Unis. Un oléoduc en transporte aussi une partie vers Vancouver.

Deux techniques de production sont utilisées pour exploiter ces sables bitumineux situés entre la surface et une profondeur d'environ 700 mètres.

- Dans les zones où le sable se trouve à moins de 70 mètres de profondeur, le sable est extrait comme on le ferait dans une mine à ciel ouvert. Trois grandes sociétés se consacrent notamment à ce type d'exploitation : Syncrude, joint venture à laquelle participent entre autres ExxonMobil et ConocoPhillips ; AOSP (Athabasca Oil Sand Projet) dans laquelle on trouve Shell et ChevronTexaco aux côtés d'entreprises locales ; enfin une société privée canadienne, Suncor. D'autres compagnies, locales ou internationales, ont aussi des projets dont certains devraient démarrer en 2008.

Le sable est acheminé par d'énormes camions ou par un système de tapis roulants vers un centre de traitement où il est lavé à l'eau chaude. Le bitume lui-même est récupéré par dilution dans du pétrole léger, du naphta, ou, depuis un passé plus récent, dans un alcane qui permet une récupération plus aisée.

Ce type de production couvre les deux tiers de la production totale du Canada en brut extrait du bitume. Il présente néanmoins de fortes contraintes puisqu'il utilise beaucoup d'eau qui doit être ensuite traitée et que le sable doit être lavé une deuxième fois avant d'être remis en place à la fin du processus.

- L'autre technique d'exploitation fait appel à des procédés thermiques. On a d'abord eu recours à l'injection continue ou cyclique de vapeur d'eau. Le projet Peace River, opéré depuis 1986 par Shell Canada, utilise notamment l'injection cyclique de vapeur.

Aujourd'hui, plusieurs compagnies fondent de grands espoirs sur la technologie de récupération gravitaire assistée par injection de vapeur ou SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage). Il s'agit d'une méthode relativement sophistiquée. Il faut d'abord forer une série de doublets : chaque doublet étant constitué de deux puits horizontaux parallèles distants de 3 à 5 mètres. Les doublets sont eux-mêmes espacés d'environ 150 à 200 mètres. Sachant que la vapeur ne peut pénétrer dans le réservoir tant que le pétrole n'a pas été fluidifié, on commence par faire circuler de la vapeur dans les deux puits des doublets pendant deux à trois mois pour réchauffer la roche et le pétrole. Quand celui-ci se met à couler vers le puits inférieur, on injecte en continu de la vapeur dans le puits supérieur afin de créer dans le sous-sol une "chambre de vapeur" qui facilite la migration du brut qui est collecté dans le puits inférieur.

"C'est un procédé extrêmement efficace en théorie", explique Gérard Renard, chef du projet Récupération assistée à l'IFP, "puisqu'il permet d'extraire jusqu'à 60% de l'huile en place".

Les contraintes toutefois sont très élevées. Le procédé consomme d'énormes quantités d'eau : trois à quatre barils d'eau par baril de brut récupéré (un baril vaut 159 litres). Même si l'eau est recyclée, en trouver de telles quantités n'est pas forcément aisé.

Produire de la vapeur nécessite aussi d'importantes quantités d'énergie. Il faut acheminer vers la centrale de production de vapeur de grands volumes de fioul ou de gaz. Des quantités telles que certains ont commencé à se demander s'il ne serait pas avisé de construire sur place une centrale nucléaire.

Troisième contrainte enfin, l'environnement. Une forte consommation d'énergie entraîne (nucléaire excepté) des émissions élevées de CO<sub>2</sub>. Or le Canada fait partie des pays de l'annexe 1 du protocole de Kyoto, qui se sont engagés à réduire les émissions de gaz à effet de serre. Néanmoins, ce procédé paraît très attractif et les projets affluent. Une variante, appelée *VAPEX*, dans laquelle la vapeur d'eau serait remplacée par un hydrocarbure léger, est aussi à l'étude.

## **Les bruts lourds et extra-lourds du Canada**

Au Canada, la récupération primaire est utilisée dans les réservoirs de bruts lourds ou extra-lourds dès lors que ceux-ci sont capables de s'écouler naturellement. Cette récupération se faisait initialement surtout à l'aide de puits verticaux, équipés avec des pompes à cavités progressives. Une exploitation "agressive" entraînait la production de sable, atteignant parfois jusqu'à 20% de la production totale du puits. Ce sable était supposé provenir de cavités, qui pouvaient ressembler aux trous faits par des vers dans la terre, d'où le nom de "wormholes" en anglais.

Durant les dix dernières années, de plus en plus de réservoirs ont été exploités avec l'aide d'un très grand nombre de forages horizontaux. La société CNRL (Canadian Natural Resources Limited) a joué un rôle important dans l'utilisation massive de cette technologie.

La récupération primaire ne permettant de récupérer que quelques pourcents de l'huile en place, les compagnies pétrolières ont rapidement fait appel à des techniques de récupération améliorée, essentiellement par injection de vapeur, soit cyclique (technique appelée "huff and puff") soit continue. Dans les réservoirs suffisamment perméables, le procédé *SAGD* déjà décrit est aussi envisagé.

## Les recherches de l'IFP

Comme pour tous les types d'hydrocarbures, le premier problème soulevé par les bruts extra-lourds est de localiser les réservoirs dans lesquels se sont accumulés, au cours de millions d'années, ces bruts et de quantifier les ressources en place. Grâce aux progrès de l'exploration, on sait aujourd'hui, le plus souvent, où sont situés ces réservoirs. Un deuxième problème est la caractérisation géologique des réservoirs de bruts lourds. Ces réservoirs possèdent, en effet, souvent des structures géologiquement très complexes. L'IFP possède un savoir-faire important dans le domaine de la description et de la modélisation de ces réservoirs complexes.

Une fois que le réservoir est localisé et décrit, il faut savoir comment récupérer l'huile en place. L'IFP a développé une grande expertise dans le domaine de la récupération thermique des bruts lourds. Elle a été acquise initialement dans le cadre d'expériences de laboratoire et d'application sur champ pour la combustion in situ en Roumanie, dans les années 70-80, et plus récemment, par de la simulation numérique. Une méthode de contrôle des puits a notamment été développée pour optimiser les opérations de récupération à l'aide de la technologie *SAGD*.

Dans le développement du forage avec des puits horizontaux, l'IFP a également joué un rôle important aux côtés de la société Elf Aquitaine. L'IFP conduit aujourd'hui des recherches visant à développer un procédé de récupération permettant d'améliorer la qualité du brut dans le réservoir. C'est à dire, qu'une première partie du raffinage, celle qui crée une diminution de la viscosité, serait réalisée dans le réservoir.

La récupération des bruts lourds, surtout quand elle est réalisée à l'aide de procédés thermiques, présente des inconvénients notamment la production de sulfure d'hydrogène, une substance fortement toxique qui est bien connue par son odeur d'œufs pourris. Afin de pouvoir prévoir la production de ce gaz nocif et prendre des mesures correctives, les géochimistes de l'IFP développent des modèles qui sont incorporés dans des logiciels de simulation.

Autre difficulté rencontrée par tout type de récupération assistée : le suivi du mouvement des fluides injectés dans le réservoir. Une technique astucieuse a été mise au point pour localiser du gaz ou de la vapeur dans un réservoir. Il s'agit de la cartographie sismique répétée appelée aussi sismique 4D, la 4<sup>ème</sup> dimension étant le temps. L'IFP possède des outils de modélisation numérique de pointe qui permettent l'intégration des mesures sismiques répétées pour contraindre la géologie des réservoirs et mieux les produire.

Après la récupération du pétrole, le transport des bruts extra-lourds et des sables bitumineux vers des stations d'exportation ou de pré-raffinage constitue un autre défi important. Un programme de recherche sur le transport des bruts lourds visant à résoudre le problème posé par leur viscosité élevée a notamment été lancé à l'IFP en 1999.

Afin de faciliter le transport par oléoduc, les équipes de l'IFP travaillent sur trois axes de recherche :

- la mise en émulsion aqueuse : transporter le brut sous forme de gouttelettes de pétrole dispersées dans un flux d'eau ;

- l'écoulement annulaire ou Core Annular Flow. Le brut serait transporté sous la forme d'une sorte de boudin, entouré d'une pellicule d'eau qui, en réduisant les frottements, assurerait le bon acheminement du pétrole ;
- la suspension des asphaltènes ou transport en slurry. Le mot anglais "slurry" indique un fluide contenant des particules solides, souvent à une fraction volumique assez élevée. Dans le cas du transport en slurry, on cherche à modifier l'organisation structurale des asphaltènes afin qu'elles restent en suspension au milieu du mélange dont la viscosité se trouverait dès lors réduite.

"Mais, qu'il s'agisse des pétroles extra-lourds de l'Orénoque ou des sables bitumineux de l'Athabasca", explique Jean-François Argillier, "c'est un problème transverse qui est posé : faciliter l'écoulement du brut, d'abord dans le réservoir pétrolier, puis du sous-sol vers la surface, puis vers la pré-raffinerie ou unité d'upgrading, et enfin, le traiter à la raffinerie où les métaux lourds contenus dans ces bruts constituent un véritable poison pour les catalyseurs".

"Nous devons donc regarder l'ensemble du parcours en intégrant amont et aval", poursuit Jean-François Argillier. "Nous allons chercher à rapprocher le pré-raffinage de la tête de puits et même à intervenir déjà dans le sous-sol. Tel est l'objectif d'un projet, très prospectif, que nous avons lancé".

**Contact presse :**

Anne-Laure de Marignan

Tél. 01 47 52 62 07

[a-laure.de-marignan@ifp.fr](mailto:a-laure.de-marignan@ifp.fr)

## L'offshore ultraprofond

On désigne par "offshore ultraprofond" les zones situées par plus de 1500 m d'eau. La production d'hydrocarbures par ces grandes profondeurs a démarré en 1997 dans le golfe du Mexique avec l'exploitation du gisement de Mensa (1650 m d'eau). Aujourd'hui, le golfe du Mexique et le Brésil produisent du pétrole et du gaz par ces profondeurs. A l'horizon 2010, l'Ouest africain et l'Indonésie devraient également afficher des productions par plus de 1 500 m d'eau. Aujourd'hui, la production de pétrole en offshore ultraprofond est de l'ordre de 0,5 millions de barils/jour. Elle devrait être multipliée par 3,5 à l'horizon 2010.

L'aventure du pétrole offshore a commencé il y a longtemps, au lendemain de la Première Guerre mondiale, avec des forages réalisés dès 1923 sur les bords de la mer Caspienne en Russie et sur le lac de Macaraïbo au Venezuela. Mais elle n'a pris son essor qu'avec la construction des grandes plates-formes qui ont permis la conquête du golfe du Mexique, dans les années cinquante, puis de la mer du Nord, dans les années soixante-dix. Aujourd'hui près du tiers du pétrole consommé dans le monde provient de zones immergées.

Pourtant, les mers et les océans n'ont encore révélé qu'une petite partie de leur potentiel de ressources. Les bassins sédimentaires situés par plus de 200 mètres d'eau représentent une surface d'environ 55 millions de kilomètres carrés, soit presque quatre fois l'offshore entre 0 et 200 m.

Si 23 % des réserves prouvées de pétrole se trouvent en offshore, ce chiffre tombe à 4 % quand on considère les zones situées sous plus de 500 mètres d'eau. En ce qui concerne le gaz, 42 % des réserves prouvées sont en mer, et 3 % se situent par plus de 500 mètres d'eau.

Quant à l'offshore ultraprofond, il reste un territoire encore pratiquement vierge. Une demi-douzaine de grands bassins retiennent l'attention des géologues : le golfe de Guinée, le golfe du Mexique, le nord de la mer du Nord, les côtes du Brésil, celles de l'Australie et la mer de Chine.

D'immenses progrès ont été réalisés dans l'exploration et la production du pétrole marin. Les géologues ont trouvé des concepts nouveaux quant à la localisation possible des gisements. C'est ainsi que les réservoirs géants au large de l'Angola ont été identifiés sur des thèmes inédits. «Il s'agit de chenaux sous-marins, issus de grandes "avalanches" sous-marines qui se sont produits sur le talus continental, explique Claude Mabile, Directeur expert à l'IFP».

De plus, les progrès de la sismique et notamment la sismique 3D haute résolution ont permis d'imager ces zones très complexes.

Les supports de production ont, eux aussi, énormément évolués : les champs ont été exploités à partir de plates-formes fixes de plus en plus hautes, puis à partir d'engins flottants quand la construction d'installations fixes est devenue impossible. L'utilisation de supports flottants est de

plus en plus combinée à des systèmes de production sous-marins dont certains sont déjà installés par plus de 1500 m d'eau.

Dans le même temps, le coût technique (exploration, développement et production) de ce pétrole de plus en plus profond a baissé.

Entre le début des années 80 et aujourd'hui, les coûts de développement des champs (exprimés en monnaie constante), par plus de 200 mètres de hauteur d'eau, ont été divisés par 5 à 6. Les coûts techniques par plus de 1 000 mètres d'eau sont actuellement inférieurs à 10 dollars par baril.

Au-delà de 1 500 mètres d'eau, une dizaine de gisements seulement sont en exploitation. Cette profondeur représente une nouvelle frontière au-delà de laquelle il n'est pas possible d'aller sans la mise au point de techniques et d'instruments nouveaux.

« En fait, précise Claude Mabile, nous savons faire des forages d'exploration au-delà de 1 500 mètres d'eau. Dès 1981, Total et Elf avaient réalisé en Méditerranée, avec le concours de l'IFP, deux forages par 1 850 mètres d'eau. Par 3 000 mètres, c'est encore possible. Ce n'est pas l'exploration ni le forage, mais la production qui pose problème ».

La production en offshore ultraprofond se heurte techniquement à deux problèmes : le poids des installations nécessaires et la température de l'eau par grande profondeur. Deux données qui obligent à adapter les techniques existantes et même à inventer de nouveaux concepts.

## **Le défis du poids**

### **Lignes d'ancrage**

Au-delà d'une profondeur d'eau d'environ 1 200 mètres, dernière limite pour les plates-formes à lignes tendues ou TLP (Tension Leg Platform), il faut utiliser des supports de production flottants, plates-formes ou FPSO. Les FPSO (Floating Production Storage and Offloading) sont des navires dotés de raccordements complexes permettant l'arrivée de tous les ombilicaux qui remontent du fonds de la mer. A bord, se trouvent également les installations de traitement du brut et de gaz. Les plates-formes flottantes ou FPSO ne restent à la verticale des puits de production que parce qu'elles sont amarrées à une série de lignes d'ancrage qui assurent leur stabilité au-dessus du sol marin, en dépit des vents et des courants. Or, quand la profondeur dépasse 1 500 mètres, ces multiples chaînes d'ancrage atteignent un poids considérable du fait de leur longueur.

"D'autant", précise Claude Mabile, "qu'aujourd'hui encore, nous connaissons mal l'impact des vibrations hautes fréquences induites par les courants marins et qui soumettent ces lignes d'ancrage ainsi que tous les tubes de liaison entre les équipements de surface et le fond de la mer à des efforts répétés provoquant une fatigue du matériau. Ce matériel étant destiné à tenir une bonne vingtaine d'années, il faut prendre des coefficients de sécurité importants, ce qui ne fait qu'accroître le poids de ces lignes". L'IFP, en collaboration avec Principia, travaille à améliorer les logiciels de prédiction des efforts et de la fatigue accumulée sur les tubes de liaison fond de la mer/surface et les lignes d'ancrage (logiciel *DeepLines*<sup>®</sup>).

Un certain nombre d'industriels se sont penchés sur la question du poids excessif des lignes d'ancrage et ont commencé à en produire en fibres synthétiques tressées. Dans le cadre du CLAROM, l'IFP a contribué à valider ce concept au travers de tests sur banc.

L'IFP travaille également avec les sociétés Soficar et Freyssinet à la réalisation de lignes d'amarrage en fibre de carbone, matériau dont la densité est voisine de celle de l'eau. Après cinq ans de recherches, ces nouvelles lignes d'ancrage sont pratiquement au point.

### **Riser ou tube conducteur**

Un problème du même type se pose pour le riser ou tube conducteur. Le riser est un tube, d'environ 25 de diamètre au moins, qui relie le support de production, en surface, au fond de la mer où il est connecté, soit à la tête de puits soit à un réseau sous-marin de lignes de collecte.

Lors des forages, il sert à guider les tiges de forage qui actionnent le trépan, ainsi qu'à remonter jusqu'à la surface la boue et les débris de forage. En phase d'exploration, le riser n'est pas soumis à des pressions aussi importantes qu'en phase de production et il peut donc être réalisé dans des aciers d'épaisseur moyenne. En revanche, il doit être d'une maniabilité relativement aisée. Ce qui n'est pas toujours le cas. Ce tuyau, en effet, est composé d'éléments d'environ 25 mètres de long qui doivent pouvoir être assemblés et désassemblés rapidement. Le mode d'assemblage traditionnel consiste en un système à brides nécessitant une précontrainte. Sa mise en œuvre est donc délicate .

Pour faciliter les opérations, et réduire par là-même les délais improductifs, l'IFP a mis au point il y a quelques années un système d'assemblage à baïonnettes (comme sur les anciennes ampoules électriques) baptisé Clip-Riser<sup>®</sup> et dont la licence de fabrication a été confiée à la société Kvaerner Oilfield Products de Houston.

Les risers de production sont soumis, eux, à un autre genre de contraintes. Ils font office de gaine de sécurité : ils doivent pouvoir résister à des pressions internes très élevées en cas de rupture du tuyau métallique qu'ils entourent et qui sert à acheminer le pétrole brut, à forte pression et haute température, depuis le fond de la mer jusqu'à la surface.

Pour répondre aux spécifications, un riser de production aura toujours dix pouces de diamètre soit environ 25 centimètres voire plus. Mais l'épaisseur du métal devra permettre au tube de résister aux efforts des pressions. "Au-delà d'une certaine longueur, que nous situerons entre 1 500 et 2 000 mètres", reprend Claude Mabile, "le riser est incapable de supporter son propre poids".

Il faut donc concevoir des risers plus légers. Certains industriels cherchent à mettre au point des risers en titane ou en aluminium, métaux moins lourds que l'acier. Un autre axe de recherche consiste en l'utilisation de matériaux composites, notamment à base de fibre de carbone. Malgré la nécessité de maintenir des raccords de connexion en métal, cette technique peut permettre de diviser presque par deux le poids du riser. En revanche, le prix de revient est très sensiblement plus élevé

D'autres voies sont explorées pour permettre d'utiliser des tubes en acier à plus grande profondeur : par exemple la modification de l'architecture du riser pour lui donner une forme conique et ainsi réduire son poids, ou l'utilisation de tubes frettés, le principe étant de ceindre le riser d'un enrobage de fibre de carbone par exemple, qui permet de réduire l'épaisseur de l'acier en gardant les mêmes performances.

### **Le défi de la température**

Le deuxième type de difficultés est lié à la température. Le pétrole sort du sous-sol à une température de 80° C ou 100° C, mais la température de l'eau de mer au dessous de 1 500 mètres

de profondeur est inférieure à 4° C ! Des données génératrices d'une nouvelle série de phénomènes gênants.

### **Dépôts de paraffines**

Lorsque la température du pétrole brut devient inférieure à une température critique dite température de cristallisation des paraffines (30° C par exemple), les paraffines qu'il contient vont commencer à se déposer sur les parois des conduites, risquant de les obturer. « Heureusement, il est possible de prévenir ou de détruire ces dépôts en utilisant divers additifs, commente Claude Mabile. Une autre technique bien connue consiste à faire circuler périodiquement dans la conduite des racleurs. Mais, il n'en va pas de même pour le hydrates ».

### **Dépôts d'hydrates**

Dans certaines conditions de pression et de température, les molécules d'eau forment une espèce de cage autour des molécules de gaz donnant naissance à des hydrates, solides, qui bouchent les canalisations. Ces conditions de température et de pression critiques se rencontrent très souvent en offshore profond. Or, il est pratiquement impossible de décoller ces bouchons d'hydrates, qu'on ne peut d'ailleurs pas réchauffer sans risquer une réaction susceptible de faire exploser les tuyaux ! « Tant que le pétrole circule, il n'y a pas de problème, reprend Claude Mabile. Mais si la production doit être momentanément stoppée, les ennuis commencent ».

Pour éviter la formation d'hydrates, il faut donc maintenir le flux d'huile et de gaz au-dessus d'une température donnée qui dépend des conditions de production. Quand un arrêt est programmé, on remplit les conduites d'huile « morte » exempte d'eau et de gaz et ne contenant plus d'éléments susceptibles de former des paraffines ou des hydrates. Pour mettre en place cette huile morte, les circuits sous-marins sont doublés pour former une sorte de boucle.

Une solution complémentaire doit cependant être envisagée pour retarder autant que possible le passage en huile morte : on va entourer le riser d'un isolant pour éviter qu'il ne se refroidisse trop vite. Plusieurs techniques ont été élaborées :

#### *- Le tube thermos ou « pipe in pipe »*

Le riser est entouré d'un deuxième tuyau métallique, le vide étant fait entre ces deux conduites. Si cette méthode est efficace thermiquement, elle ne permet pas cependant de réaliser des conduites par grande profondeur, en raison du poids de l'ensemble.

#### *- L'isolant externe*

Le riser est couvert d'un isolant composé d'une résine époxy renfermant des microbilles de verre conçues pour résister à une forte pression. Mais dans le cas de la production pétrolière, il lui faut aussi résister à une température élevée : en effet, si à 1 500 mètres de profondeur, l'eau de mer est à 4 °C, l'eau qui se trouve au voisinage immédiat de la conduite se trouve à une température très proche du pétrole qui y circule, 80° C par exemple. A ces températures, les résines ont tendance à se dégrader et il n'est pas certain qu'elles puissent résister à de telles conditions pendant de longues années.

#### *- Les gels à changement de phase*

Il s'agit de produits qui restent à une température constante pendant toute la durée de leur passage de l'état gélifié à l'état solide, ou l'inverse, « à l'instar du glaçon qui maintient la température du verre d'eau à zéro degré, tant qu'il n'a pas fini de fondre » explique Claude Mabile.



L'IFP vient ainsi de mettre au point, en collaboration avec la société française Saipem S.A. (filiale de la société italienne Saipem), un gel qui reste à une température constante prédéfinie, (35° C par exemple) quand il se solidifie. Ce gel baptisé ILS (Isolation Liquide Solide) ne résoudra sans doute pas tous les problèmes mais, estime Claude Mabile, il devrait permettre de porter de 24 à 72 heures la durée d'un arrêt de production sans qu'il soit nécessaire d'utiliser de «l'huile morte pour éviter la formation d'hydrates. C'est très important d'un point de vue économique».

Une autre solution fait aussi l'objet de nombreuses recherches : il s'agit de transporter les hydrates avec l'huile ou le gaz. En effet, dans certaines conditions, si on ne peut empêcher la formation des cristaux d'hydrates, on peut empêcher les cristaux de s'agglomérer. Dans ce cas, on peut donc continuer à assurer la production sans le recours à de coûteux moyens d'isolation. L'IFP teste cette solution sur ses moyens d'essais, dans son établissement d'IFP-Lyon, dont la "boucle" LYRE qui permet de reproduire les conditions de formation des hydrates rencontrées au fond de la mer.

## **Immerger l'unité de traitement**

Afin d'éviter la formation d'hydrates et de réduire le poids et la fragilité des liaisons fond-surface, une réflexion s'est engagée sur la possibilité d'installer au fond de la mer l'unité de traitement du brut produit.

Cette unité est une grosse citerne à l'intérieur de laquelle les différentes phases sont séparées : le gaz, le brut et l'eau. En effet, le fluide qui sort d'un puits contient très souvent de grandes quantités d'eau. Se débarrasser de cette eau en fond de mer permettrait d'éviter le risque de formation d'hydrates et aussi de réduire la taille des canalisations, donc leur poids et leur coût.

Mais la réalisation d'un tel projet suppose que l'on soit capable d'apporter de l'énergie électrique jusqu'à la pompe située en aval du séparateur installé sur le fond de la mer et qui permettra la ré-injection de l'eau dans le sous-sol; que l'on puisse équiper l'ensemble d'électronique pour assurer son bon fonctionnement et, enfin, que le séparateur soit suffisamment solide pour résister à des pressions externes importantes, de l'ordre de 300 bars à 3 000 mètres de profondeur.

Une cuve en acier, assez solide pour résister à cette pression, atteindrait un poids tel qu'il serait impossible de la descendre au fond de la mer avec les câbles de levage existants.

La réflexion s'oriente donc vers la fabrication d'un séparateur moins lourd, en matériaux composites. Une telle unité de traitement conçue par la filiale de l'IFP, Prosernat, pour le groupe norvégien Norsk Hydro, fait l'objet d'essais depuis plus de deux ans en mer du Nord, par 220 mètres de fond.

## **Rentabilité économique des champs satellites**

Outre les défis techniques évoqués plus haut et qui n'ont pas encore reçu de solutions satisfaisantes jusqu'à présent, l'exploitation des ressources situées sous la mer à grande profondeur se heurte à un obstacle économique et qui va donc nécessiter de nouvelles solutions techniques : il devient, en effet, très difficilement rentable d'exploiter les gisements satellites des grands réservoirs. Or ce sont ces petits gisements qui ont permis depuis plusieurs années, par exemple, de repousser le déclin de la mer du Nord et d'accroître la rentabilité des installations en place.

La proximité d'infrastructures utilisables joue un rôle important. Dans le golfe du Mexique, par exemple, il est presque toujours possible de se raccorder au fond de la mer à un pipeline existant, et donc de réduire les dépenses d'investissement.

"C'est pratiquement impossible dans le golfe de Guinée", souligne Claude Mabile "où on observe que plusieurs «petits» gisements contenant un huile de bonne qualité n'ont toujours pas été mis en production. Malgré des réserves récupérables très importantes, ils restent trop petits pour justifier la construction d'un support flottant de production. Quant au gisement principal auquel il faudrait les raccorder, il se trouve à environ 35 kilomètres. Trop loin pour pouvoir exporter cette production d'huile par une liaison sous-marine à grande profondeur".

La question de la valeur commerciale des découvertes se pose de manière encore plus aiguë pour les gisements de gaz, si l'on se trouve loin d'un gazoduc existant ou en l'absence de débouché local. Les usines de liquéfaction construites à terre ont une taille minimale importante qui ne se justifie que si la ressource est conséquente. Personne ne sait encore faire de façon économique des unités de liquéfaction de gaz qui soient, à la fois, flottantes et de taille moyenne.

L'offshore ultraprofond représente ainsi une zone peu exploitée et à fort potentiel de découvertes. Les bassins intéressants sont, par ailleurs, situés dans des zones accessibles aux compagnies internationales et hors OPEP, donc non soumises à quotas. Dans le contexte actuel d'augmentation de la consommation d'énergie fossile, les hydrocarbures situés en offshore profond offrent une opportunité de maintenir et accroître la production mondiale.

**Contact presse**

Anne-Laure de Marignan

Tél : 01 47 52 62 07

[a-laure.de-marignan@ifp.fr](mailto:a-laure.de-marignan@ifp.fr)

## Les gisements très enfouis au delà de 5000 mètres

La quasi totalité des gisements de pétrole ou de gaz actuellement en production ont été découverts à une profondeur n'excédant pas 4500 mètres sous la surface de la terre. Mais les géologues sont aujourd'hui convaincus que plus bas, vers 6000 ou 7000 mètres, voire 8000 mètres, d'autres réserves d'hydrocarbures existent.

A ces profondeurs, compte tenu de la température et de la pression ambiantes, on ne s'attend pas à trouver du pétrole liquide, mais essentiellement du gaz : soit du gaz "sec", soit du gaz à condensats c'est à dire contenant sous forme gazeuse, un pétrole très léger généralement d'excellente qualité, qui redevient liquide à température de surface.

L'exploitation de ces gaz à grande profondeur représente un enjeu important dans un contexte où la consommation de gaz est en forte croissance : 2,7% par an à l'horizon 2010. Une consommation qui va continuer à augmenter selon toutes les prévisions, principalement en raison de la croissance des centrales à gaz pour la production d'électricité.

Ces gisements profondément enfouis correspondent à des structures géologiques particulières qu'on s'attend à trouver, notamment dans des régions déjà explorées pour des objectifs moins profonds :

- les piémonts des chaînes de montagnes (Andes, Zagros en Iran, Asie centrale) ;
- les deltas des grands fleuves comme le Niger (Nigéria), le Mississippi (golfe du Mexique) ou la Volga et l'Oural dans la mer Caspienne où les apports sédimentaires très importants provoquent un enfouissement rapide des terrains ;
- le sous-sol de bassins anciens : mer du Nord, Algérie, Moyen-Orient (Arabie Saoudite notamment) etc.

Des régions où l'exploration pourrait être relancée par la recherche à grande profondeur.

Mais, en l'état actuel des techniques d'exploration et de forage, il devient très difficile de forer avec de bonnes chances de succès et dans des conditions de sécurité acceptables à des profondeurs supérieures à 5000 mètres. Un certain nombre de verrous technologiques vont devoir être levés par les chercheurs de l'ensemble des domaines associés à l'exploration pétrolière : géologues, géophysiciens, ingénieurs réservoirs, chimistes, foreurs, spécialistes de l'électronique et de la métallurgie notamment.

Les perspectives ouvertes par ces gisements paraissent cependant suffisamment attrayantes pour que les majors de l'industrie pétrolière s'y intéressent. Les Etats-Unis ont notamment lancé un plan de recherche baptisé "Deep Trek Program", doté d'un budget de 16 millions de dollars (13,2 millions d'euros).

L'IFP, de son côté, a fait de l'exploration des gisements profondément enfouis l'un de ses "thèmes stratégiques" de recherche auquel plusieurs millions d'euros ont été consacrés depuis trois ans. L'IFP participe, par ailleurs, à un consortium financé par dix compagnies pétrolières, en association avec la

Sonatrach, qui s'est donné pour mission de rechercher du gaz à grande profondeur dans la région de Berkine, dans le sud-est de l'Algérie.

## **De nombreux défis technologiques**

Les défis technologiques posés par les gisements très enfouis sont liés à la profondeur du fait de la température et de la pression qui y règnent. La température, qui est de l'ordre de 150 degrés centigrades vers 4500 mètres de profondeur, peut approcher 300 degrés au-delà de 6000 mètres. La pression passe d'environ 500 bars à 1000 voire 1500 bars, soit 1 500 fois la pression atmosphérique.

Ces conditions enlèvent une grande partie de leur efficacité aux techniques et aux outils utilisés aujourd'hui pour l'exploration pétrolière, quand elles ne les rendent pas totalement inopérants. Les problèmes rencontrés touchent, pratiquement sans exception, l'ensemble des instruments dont disposent les techniciens.

### **Sismique réflexion**

La sismique réflexion est la technique qui permet, à partir de la propagation des ondes dans le sous-sol générées par des vibrations ou des mini-explosions à la surface du sol, de réaliser une "échographie" du sous-sol. Elle donne une image de la structure des différentes couches du terrain. C'est grâce à cette imagerie que l'on peut identifier les structures propices à l'accumulation d'hydrocarbures, structures qui deviennent autant d'objectifs pour les foreurs.

Cette discipline a réalisé d'immenses progrès au cours des dernières années avec le développement de la sismique 3D qui, avec l'accroissement de la résolution, permet d'imager de manière de plus en plus fine les réservoirs profonds.

Mais au-delà de 5000 mètres de profondeur on ne voit plus grand chose ! "Le signal est atténué par la profondeur et perturbé par l'hétérogénéité des morts-terrains", explique Rémi Eschard, chef du Département Sédimentologie-Stratigraphie à l'IFP.

"L'image obtenue n'est plus une représentation fidèle de ce qui se trouve dans le sous-sol. On a beaucoup de mal à visualiser les zones d'accumulation et à apprécier la qualité du réservoir".

Seul point positif : le signal sismique est également perturbé par les "zones de surpressions" qui peuvent ainsi être localisées. Ces "cocottes minutes" sont en elles-mêmes des objectifs intéressants puisque elles contiennent potentiellement d'importantes quantités de gaz.

En l'état actuel des techniques sismiques, on devra se contenter, dans la plupart des cas, d'une imagerie de qualité très moyenne pour explorer les zones profondes .

### **Outils de forage**

Le principe du forage est simple : à partir d'une tour métallique d'environ trente mètres de haut, ressemblant à la partie supérieure de la Tour Eiffel, le derrick, des tiges métalliques font tourner un outil, le trépan, qui creuse la roche à la manière d'une gigantesque perceuse. Au fur et à mesure que le trépan s'enfonce dans le sol on rajoute des tiges.

Mais lorsque la longueur du train de tiges atteint six kilomètres, tout se complique. Son poids devient énorme : plus de 500 tonnes. Il faut donc mettre en œuvre des moteurs très puissants pour soulever

l'ensemble et le faire tourner. Compte tenu de la longueur du dispositif, le train de tiges fait cinq à six tours sur lui même avant que le mouvement de rotation ne se transmette au trépan !

Le trépan va rencontrer des roches compactées par le poids des terrains sus-jacents et donc très dures. Il va s'user plus vite que dans une configuration normale. Il faudra le changer plus souvent. Mais pour changer de trépan il faut remonter à la surface six kilomètres de tiges, les dévisser et les ranger. Durée de l'opération, une vingtaine d'heures ! Après quoi on doit redescendre l'ensemble.

Un forage profond prendra donc beaucoup de temps. "Si on compte deux mois environ pour la réalisation d'un puits classique", reprend Rémi Eschard, "pour un puits de 6000 mètres ce sera entre six mois et un an. Il faudra impérativement trouver un moyen de réduire les temps non-productifs pour réduire les coûts du forage".

"Le frottement du trépan sur des roches dures va, en outre, engendrer des phénomènes de vibration de la garniture de forage", ajoute de son côté Olivier Vincke, chef du projet "réservoirs très enfouis" à l'IFP. "Ces phénomènes de vibration ainsi que les phénomènes de corrosion aggravés par la température élevée "fatiguent" le train de tiges; on risque alors une rupture de ce train de tiges. Dans des forages conventionnels, on sait aller repêcher un train de tiges cassé. A ces grandes profondeurs, on ne pourra pas le faire, car on aura des problèmes de stabilité de parois. Le puits risque alors d'être purement et simplement perdu".

La métallurgie et la résistance des aciers, en particulier à la corrosion, sont des points délicats, pas seulement pour l'outil de forage. Les tubes d'acier utilisés pour garnir les parois du puits devront être capables de résister à de fortes pressions pendant de nombreuses années.

### **Diagraphies-logging**

Le train de tiges est équipé de capteurs qui transmettent en permanence à la surface un certain nombre d'informations, notamment la trajectoire du forage, les pressions et températures rencontrées. Ces informations sont exploitées en temps réel pour piloter le forage, et notamment pour modifier sa trajectoire si nécessaire. Ce sont également des informations précieuses pour la réalisation des forages horizontaux.

D'autres mesures sont, en outre, réalisées lors des arrêts. Ces diagraphies, dites différées, sont l'outil de prédilection du géologue, car elles lui fournissent des indications sur les propriétés du réservoir : type de roches, porosité, nature des fluides contenus, saturation, etc.

Toutes ces mesures sont réalisées au moyen de dispositifs électroniques très perfectionnés qui ne fonctionnent plus aux températures rencontrées à de telles profondeurs. "Aucun instrument électronique ne résiste à plus de 180 degrés", déplore Olivier Vincke.

Sur ce point aussi, on cherche des solutions pour franchir le "mur de la chaleur". Certaines équipes proposent des sortes de bouteilles "thermos" dans lesquelles on pourrait protéger l'électronique.

On envisage également d'utiliser la boue de forage pour refroidir le puits pendant une durée limitée nécessaire à la réalisation des mesures. C'est une technique qui a déjà été utilisée. Mais, en faisant varier les températures, on risque de fragiliser les parois du puits et de créer des problèmes d'instabilité de parois.

Une troisième approche consisterait à exploiter les informations transportées par la boue de forage elle-même. La boue ramène, en effet, à la surface, en plus des fragments de la roche forée, des gaz contenus dans les roches rencontrées qui peuvent fournir des indications sur la nature des fluides du réservoir et servir à piloter le forage. C'est un sujet sur lequel l'IFP a conduit des recherches pour le pilotage des forages horizontaux. Faute d'informations précises permettant de corriger le tir en cours de forage, les pétroliers seront obligés de viser juste dès le départ ou bien ils manqueront leur objectif.

## **Boue de forage**

La boue joue un rôle essentiel dans la réalisation d'un forage. Il s'agit d'un mélange à base d'eau ou d'huile (mais l'huile est interdite pour la protection de l'environnement dans certaines régions comme la mer du Nord). Elle contient de l'argile (bentonite) et des polymères, ainsi que de la baryte qui sert à régler son poids. Ce mélange est descendu jusqu'au trépan par l'intérieur des tiges de forage et remonte en périphérie, le long des parois du puits, jusqu'à la surface.

La boue de forage assume plusieurs fonctions, et entre autres :

- lubrifier le trépan et réduire les frottements de la tige sur la paroi, à la manière de l'huile de coupe en métallurgie ;
- évacuer vers la surface les débris de roches arrachés par le trépan ;
- contrebalancer la pression des fluides rencontrés en profondeur afin d'éviter des éruptions en surface.

Cette dernière fonction est particulièrement délicate puisque le poids de la boue doit être adapté à chaque phase du forage. Il ne doit pas être trop élevé afin que la boue n'envahisse pas le réservoir d'hydrocarbures. Il ne doit pas être trop faible pour résister à la pression du fluide contenu dans les roches traversées. Sinon il y a risque d'éruption ; un risque encore accru avec les pressions rencontrées à grande profondeur, supérieures à 1 500 fois celle de l'atmosphère.

"Or, à ces grandes profondeurs", explique, Olivier Vincke, "la densité de la boue doit être parfaitement calculée afin d'éviter des venues intempestives de fluides ou au contraire, de perdre la boue dans les réservoirs les plus poreux. En outre", reprend-il, "les boues dont nous disposons aujourd'hui ne sont pas utilisables à plus de 240 degrés". Un défi supplémentaire pour la recherche fondamentale si on veut aller chercher du gaz à très haute pression dans ces zones encore inexploitées.

## **Les perspectives de ces gisements**

Il reste beaucoup d'incertitudes sur l'importance des réserves d'hydrocarbures qui pourraient se trouver à grande profondeur. Celles-ci ne sont d'ailleurs pas prises en compte dans les estimations publiées sur les réserves de pétrole et de gaz restant à découvrir dans le monde.

Deux types principaux de réservoirs sont espérés à ces grandes profondeurs, en fonction de l'histoire géologique des bassins sédimentaires :

- d'une part les réservoirs en surpression. Ces zones en surpression permettent de préserver dans ces "cocottes minutes" une porosité élevée et peuvent donc contenir de grandes quantités de gaz.
- d'autre part, les réservoirs fracturés, dans lesquels un réseau de fractures générées lors de l'histoire géologique a fragmenté la roche. La porosité de la roche elle-même est faible, mais les fractures peuvent contenir beaucoup de gaz et faciliter son écoulement.

Elaborer une représentation de ces bassins et construire des modèles prédictifs, reconstituant l'histoire du bassin au cours du temps, pour localiser les structures intéressantes constituent un défi de taille pour les géologues et les géophysiciens.

Les gisements visés devront être de grande taille, en raison des coûts prévisibles pour le forage et la mise en exploitation du champs. On anticipe en effet des difficultés de tous ordres lors de la mise en production : dépôts minéraux aux abords du puits et dans les conduites de production, émission d'H<sub>2</sub>S et corrosion rapide de ces conduites. Alors qu'un forage classique coûte entre 5 et 10 millions de dollars, un puits à 6000 mètres de profondeur devrait coûter entre 50 et 100 millions de dollars. Un montant qui limitera sans doute le nombre des compagnies pétrolières disposant de moyens suffisants pour se lancer dans l'aventure.

**Contact Presse**

Anne-Laure de Marignan

Tél. 01 47 52 62 07

[a-laure.de-marignan@ifp.fr](mailto:a-laure.de-marignan@ifp.fr)

## **Réserves de pétrole : des données évolutives en fonction de la technique et de l'économie**

### *Le point par l'IFP*

La fin du pétrole n'est pas pour demain. Des inquiétudes se manifestent non seulement sur la stabilité de l'approvisionnement des pays consommateurs mais sur la réalité même des réserves d'hydrocarbures encore accessibles sur la planète.

Ces inquiétudes se nourrissent, entre autres, de l'envolée des cours du brut qui sont passés de 25 dollars en septembre 2003 à plus de 50 dollars aujourd'hui et des déclarations d'une association de spécialistes, l'ASPO (Association for the Study of Peak Oil), pronostiquant un déclin de la production mondiale de pétrole avant 2010.

Or, l'examen des différentes estimations montre une réelle convergence sur l'évaluation des «réserves prouvées». Celles-ci correspondent à 40 ans de consommation au rythme actuel de production.

À ces réserves, dont l'existence est établie avec une certitude raisonnable, peuvent être ajoutées celles contenues dans les gisements restant «encore à découvrir» qui représentent environ 1000 milliards de barils, un volume comparable aux réserves prouvées actuelles. Enfin, une partie des pétroles «non conventionnels» comme les sables asphaltiques et les bruts extra-lourds du Canada et du Venezuela, dont l'exploitation a déjà commencé, représente des quantités équivalentes aux réserves de pétrole conventionnel du Moyen Orient.

Mais ces données sont susceptibles elles-mêmes d'être revues à la hausse en fonction de l'évolution des techniques, notamment du taux de récupération, et des données économiques. Comme on le verra dans le développement ci-après, un prix du baril qui se stabiliserait au-dessus de 30 dollars pourrait rendre accessibles des ressources supplémentaires et assurer la rentabilité de nouvelles filières de production de carburants.

La production de pétrole ne continuera pas d'augmenter indéfiniment puisqu'il s'agit d'une ressource fossile finie à l'échelle de la planète. Le moment où elle commencera à diminuer ne se situe pas l'année prochaine mais plus probablement entre 2025 et 2040, sur la base des réserves de pétrole conventionnel et non conventionnel aux conditions économiques présentes.

Un délai qui donne du temps aux ingénieurs des compagnies pétrolières et des centres de recherche pour réaliser de nouveaux progrès et mettre au point de nouvelles techniques, dans le prolongement du travail qu'ils accomplissent depuis le début de l'histoire du pétrole. Un délai qui devra être utilisé pour :

- repousser encore l'échéance, de manière à donner aux sociétés des pays consommateurs le temps d'adapter leur mode de vie ;
- mettre au point des solutions alternatives comme, par exemple, la production de carburants à partir du gaz, du charbon ou de la biomasse.



La baisse de la production, quand elle interviendra, ne signifiera pas pour autant la fin du pétrole, encore moins la pénurie. On continuera à produire du pétrole pendant de nombreuses années encore, au-delà de la fin du siècle. Mais, bien qu'il soit considéré par les consommateurs comme une «commodité», le pétrole deviendra, de plus en plus, un produit de haute technologie.

## **Réserves prouvées, probables et possibles**

Lorsqu'un gisement de pétrole est décelé à partir de travaux de sismique, puis confirmé par un ou deux forages d'exploration, les techniciens s'efforcent de calculer la quantité d'huile qui pourra être récupérée techniquement et économiquement aux conditions du moment. Ils prennent en compte notamment la taille du réservoir, la porosité des roches qui le constituent et la fluidité de l'huile découverte. Seule une partie du pétrole occupant les pores de la roche réservoir pourra être produite. Le taux de récupération de l'huile en place est, en effet, très variable d'un gisement à l'autre, mais est aujourd'hui en moyenne estimé à 30 %. Près des deux tiers du brut découvert restent donc dans le sous-sol.

Les calculs effectués comportent néanmoins une part d'approximation. *«Si je devais caricaturer, je dirais que la difficulté revient à mesurer les stocks d'un entrepôt en regardant par le trou de la serrure après avoir fait le tour du bâtiment»*, explique Yves Mathieu, géologue, ingénieur de recherche à l'IFP.

Les spécialistes introduisent donc une notion de probabilité de récupération et procèdent à plusieurs chiffrages (\*).

Les quantités de pétrole qui ont une probabilité supérieure ou égale à 90 % d'être récupérées, grâce aux techniques actuelles et dans les conditions économiques courantes, sont dites P90 ou encore 1P. Ce sont celles qu'on appelle les «réserves prouvées».

Une deuxième estimation est faite en faisant entrer dans le chiffrage des quantités d'huile plus difficiles à récupérer, de sorte que la probabilité de les remonter à la surface tombe à 50 %. Cette estimation est dite P50 ou 2P. Ce sont les «réserves probables». Enfin, une troisième estimation descend la probabilité à 10 %. Ce sont les «réserves possibles», dites P10 ou encore 3P.

Toutes ces estimations s'appliquent à des gisements parfaitement identifiés et sont précisées, au cours de leur développement, par l'acquisition de données complémentaires qui permettent de réduire les incertitudes de départ (multiplicité des puits, connaissance de plus en plus fine des caractéristiques du gisement, historique de production restreignant de plus en plus les incertitudes sur les réserves restant à produire).

Les réserves prouvées correspondent à une évaluation prudente. *«En pratique, reprend Yves Mathieu, les volumes réels extraits des gisements sont, à terme et dans la plupart des cas, plus proches des réserves probables que des réserves prouvées initialement estimées lors de leurs découvertes»*.

(\*) Ils prennent en compte des valeurs élémentaires minimales à maximales pour chacun des paramètres utilisés pour calculer les réserves (porosité, etc.). Les quantités de pétrole obtenues par le produit des valeurs minimales constituent les réserves minimales et ont une probabilité d'existence de 100 %, les quantités de pétrole calculées par le produit des valeurs maximales forment les réserves maximales et ont alors une probabilité d'existence quasiment nulle. Par un continuum de calculs entre les valeurs minimales et maximales les différentes réserves calculées permettent de fournir toute une série de valeurs croissantes mais dont la probabilité d'existence est alors décroissante.

## **Réserves prouvées et réserves déclarées**

Le chiffre des «réserves prouvées» que les compagnies pétrolières occidentales font figurer dans leurs publications obéit à une définition encore plus stricte. Pour répondre aux recommandations des autorités régulant les marchés boursiers, les compagnies ne doivent entrer dans leurs comptes que les réserves restantes dans les gisements en production ainsi que les gisements dont la mise en production a fait l'objet d'un plan d'investissement approuvé par l'ensemble des partenaires associés au projet.

C'est cette exigence qui a conduit Shell à revoir à la baisse le chiffre de ses réserves, non parce que les gisements pris en compte n'existaient pas, mais parce que les programmes d'investissement n'avaient pas encore été votés.

Les réserves publiées par le gouvernement américain concernant les Etats-Unis vont encore plus loin, puisqu'elles ne prennent en considération que les réserves des gisements déjà mis en production. D'autres pays producteurs ont une vision moins stricte et leurs compagnies font entrer dans les réserves prouvées des gisements réels mais dont la mise en production n'a pas toujours fait l'objet de projets précis.

## **Trois évaluations convergentes sur les réserves prouvées mondiales**

La publication statistique la plus connue, BP Statistical Review, organe de référence pour le monde pétrolier et économique, collationne les chiffres officiels de réserves des pays bien que, comme nous l'avons vu, celles-ci ne répondent pas à des définitions identiques. Son évaluation des réserves prouvées de la planète, fin 2003, était de 1 148 milliards de barils, soit 157 milliards de tonnes, quantités correspondant à 41 années de consommation au rythme actuel.

L'United States Geological Surveys (USGS), qui retrace les données pétrolières communiquées par les différents organismes pour les rendre plus homogènes, évalue les réserves prouvées de la planète à 1 000 milliards de barils.

Oil and Gas Journal qui, en plus des réserves sous forme de pétrole liquide, inclut la quasi-totalité des sables asphaltiques du Canada, arrive à 1 265 milliards de barils.

Ces trois estimations sont relativement proches et s'accordent sur des réserves mondiales de pétrole liquide légèrement supérieures à 1000 milliards de barils.

## **Les réserves des gisements encore à découvrir**

Parallèlement à ces évaluations sur les réserves contenues dans les gisements déjà découverts, diverses estimations sont menées sur l'importance des accumulations restant à découvrir. Deux méthodes peuvent être employées pour tenter d'y parvenir.

La première méthode est la méthode de l'explorateur. Elle est la plus précise mais la plus délicate à mettre en œuvre car elle nécessite de disposer de données fines, variées et souvent peu accessibles. Elle consiste à collecter tous les documents qui peuvent être réunis sur un bassin sédimentaire afin d'identifier les sites restant à forer et d'apprécier les réserves qu'ils sont susceptibles de contenir, en les pondérant bien entendu d'un facteur d'incertitude. C'est un travail d'analyse long et onéreux classiquement réalisé par les responsables de l'exploration d'une compagnie avant de se porter candidats sur un permis d'exploration.

L'autre méthode relève de l'analyse statistique. Elle est surtout utilisée par les indépendants et les économistes car plus rapide et peu onéreuse. Elle consiste à collecter les réserves découvertes dans tous les gisements connus, sur chaque bassin pétrolier, et à les cumuler en fonction des années de découverte ou en fonction du cumul des puits d'exploration réalisés. Les résultats obtenus se traduisent sous la forme de «courbes d'écémages» permettant d'avancer un pronostic sur les quantités de brut restant à découvrir. Ils sont d'autant plus fiables qu'ils s'appuient sur un échantillonnage de découvertes suffisamment nombreuses et représentatives, ce qui est rarement le cas. Les estimations fournies par cette méthode sont donc dans l'ensemble sous évaluées.

L'United States Geological Surveys, qui emploie une trentaine de spécialistes depuis plus de 20 ans, est le seul organisme à réaliser ce type d'études plus ou moins exhaustives et à évaluer à l'échelle mondiale les réserves restant à découvrir par réservoir, par bassin et par pays. Il les estime à environ 1000 milliards de barils pour le pétrole conventionnel.

## **Des ressources en pétrole «non conventionnel»**

A côté de ces gisements de pétrole «conventionnel», déjà découverts ou restant à découvrir, existent d'autres ressources de pétrole dit «non conventionnel». Le pétrole non conventionnel est formé par des hydrocarbures, denses et fortement visqueux, qui nécessitent d'être rendus plus fluides et plus légers pour être produits en quantités suffisantes et économiquement rentables. Il s'agit essentiellement des brut extra-lourds du Venezuela et des sables asphaltiques du Canada qui représentent des ressources totales estimées à 4 000 milliards de barils (volumes en place). Leur exploitation a, sur certaines zones, déjà commencé et se réalise à des coûts compatibles avec un baril à 25 dollars.

Près de 600 milliards de barils de pétrole pourraient à terme être récupérés (réserves potentielles), soit 15 % des ressources en place. A eux seuls, les pétroles extra-lourds et sables asphaltiques représentent donc une ressource supplémentaire pratiquement équivalente aux actuelles réserves de pétrole conventionnel du Moyen-Orient.

Tels sont les chiffres correspondant aux données actuelles de la technique et de l'économie. Mais la technique progresse à grands pas.

## **Le progrès technique change la donne**

*«L'apparition de la sismique "haute définition" dans les années 1990 a permis de "voir" des accumulations d'hydrocarbures qu'il nous était impossible de détecter auparavant »* explique Yves Mathieu.

Le progrès technique permet aussi de réduire les investissements nécessaires pour exploiter les gisements. *«Le coût de développement (en dollars constant) d'un gisement offshore, qui était au début des années 1980 de l'ordre de 15 dollars par baril, se situe aujourd'hui entre 5 et 8 dollars »*, souligne Nathalie Alazard-Toux de la Direction des Etudes économiques de l'IFP.

Ces deux exemples caractérisent le développement du pétrole marin qui représente aujourd'hui un quart des réserves prouvées actuelles et un tiers de la production pétrolière. L'aventure offshore a commencé à grande échelle en mer du Nord et dans le golfe du Mexique dans les années 60 et 70. Elle se poursuit maintenant par de grandes profondeurs d'eau, entre 500 mètres et 2 000 mètres.

Les améliorations techniques permettent également d'augmenter les quantités de brut récupérées. *«BP a fait un calcul sur quarante gisements qu'il exploite en Mer du Nord. Les quantités de brut produites se sont révélées supérieures de 20 % aux volumes annoncés au moment de la mise en exploitation »*, reprend Yves Mathieu.

Augmenter le taux de récupération peut accroître les réserves de manière vraiment significative. «*Un point supplémentaire sur l'ensemble des gisements correspond à deux années de la production mondiale*», ajoute Nathalie Alazard-Toux. Une voie d'avenir qui fait aujourd'hui l'objet de nombreux travaux de recherche, notamment à l'IFP. Différents procédés peuvent être utilisés pour augmenter les quantités de brut extraites. C'est ce que les producteurs appellent la récupération assistée. Par exemple, des travaux menés sur le champs de Duri, en Indonésie, ont montré que le taux de récupération, qui était de 7,5 % à son démarrage, pouvait passer à 16 % avec de l'injection d'eau, et à 55 % avec de l'injection de vapeur.

## **Les réserves augmentent avec le prix du baril**

Le prix auquel les consommateurs sont prêts à payer un baril de pétrole joue naturellement un rôle important dans la mobilisation de ces moyens de récupération assistée. De même, il peut rendre économiquement rentables des ressources situées dans des accumulations déjà découvertes mais trop chères à produire.

Les estimations de réserves prouvées (1145 milliards de barils) et de réserves à découvrir (1000 milliards de barils) reposent sur l'hypothèse d'un baril ne dépassant pas 20 dollars.

Avec un prix se stabilisant à 25 dollars, une partie des pétroles lourds (environ 200 milliards de barils) devient rentable et donc exploitable.

Avec un prix du baril se stabilisant durablement à un niveau plus élevé, autour de 30 dollars, des réserves supplémentaires deviennent accessibles :

- le taux de récupération de l'huile conventionnel le peut augmenter notablement,
- une grande partie des bruts non conventionnels sont exploitables,
- la production de carburant par conversion chimique (filrière Gas To Liquids) du gaz naturel devient tout à fait rentable.

Concernant la conversion chimique du gaz, plusieurs projets d'usine sont en cours d'étude dans des pays producteurs de gaz, notamment au Qatar.

Un troisième palier de cinq dollars, stabilisant les cours autour de 35 dollars par baril, ferait franchir un nouveau seuil aux réserves exploitables. Il permettrait d'ajouter encore des bruts extra-lourds et d'accroître encore le taux de récupération.

Un quatrième palier, au-delà de 35 à 40 dollars par baril, ouvre la voie à la liquéfaction du charbon et à l'exploitation des schistes bitumineux.

## **Produire jusqu'à la fin du siècle**

Même si des investissements importants en capitaux et en matière grise sont réalisés pour prolonger l'exploitation du pétrole, la production mondiale entrera un jour en déclin, puisqu'il s'agit de ressources fossiles finies. L'échéance est inévitable. Mais, quand interviendra-t-elle ?

Avant la fin de la décennie soutient l'Association for Study of Peak Oil (ASPO) qui regroupe différents experts et anciens collaborateurs de grandes compagnies pétrolières. Mais leur pronostic ne prend pas en compte les progrès de la technique, ni la hausse possible des prix qui augmente les quantités de brut accessibles et peut infléchir l'évolution de la demande.

L'USGS, pour sa part, situe ce point d'inflexion entre 2020 et 2030, selon la croissance de la consommation mondiale, et sur la base des réserves d'huile conventionnelle prouvées et restant à découvrir mais sans prendre en compte les gisements de pétrole non conventionnel, ni d'amélioration majeure de la récupération.

Dans ce contexte, le rôle des techniciens du pétrole consiste à repousser cette échéance le plus loin possible (découvrir et produire plus, à coût raisonnable), afin de donner aux pays consommateurs le temps d'adapter leur mode de vie et de pouvoir utiliser ce délai pour préparer des solutions alternatives comme, par exemple, la production de carburants à partir du gaz, du charbon, ou de la biomasse ou, sur le plus long terme, des technologies de type hydrogène/pile à combustible.

Pour autant, déclin de la production ne signifie pas fin brutale et pénurie. L'exploitation se poursuivra, en tout état de cause, bien après le moment où les courbes s'inverseront. Nathalie Alazard-Toux et Yves Mathieu sont formels : *"On continuera à produire du pétrole pendant longtemps encore, au moins jusqu'à la fin de ce siècle et certainement au-delà"*.

Contact presse  
Anne-Laure de Marignan  
Tél : 01 47 52 62 07  
[a-laure.de-marignan@ifp.fr](mailto:a-laure.de-marignan@ifp.fr)