

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 Péetrophysique 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 CO₂

« 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 CO₂.

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 CO₂.

Un grand projet de récupération de brut par injection de CO₂ est en cours à Weyburn au Canada. Le CO₂ nécessaire est acheminé par pipe depuis les Etats Unis. En Europe, un projet de réinjection de CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 *CougarTM* 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