

Mieux connaître, surveiller et gérer les réservoirs

Pour l'ensemble des gisements pétroliers exploités dans le monde, on estime que le taux de récupération moyen de brut est inférieur à 38 %. L'émergence de nouvelles technologies de gestion et d'imagerie des réservoirs permettrait, à l'avenir, de porter ce taux à plus de 50 %.



Les opérateurs pétroliers qui exploitent aujourd'hui des gisements en eaux profondes

des tablent sur de nouvelles technologies pour les aider à relever un double défi :

- Maximiser l'extraction d'hydrocarbures, à savoir accroître le taux de récupération par des méthodes de production efficaces,
- Maximiser la production journalière en s'assurant de la disponibilité du système de production ; la fiabilité est ici essentielle.

Leader sur le marché des systèmes de production complets pour l'exploitation de gisements sous-marins en eaux profondes, la fiabilité de ses systèmes fait la réputation d'ABB. Développer des technologies permettant de récupérer plus des réservoirs est désormais un objectif stratégique clé d'ABB dans la mise au point des systèmes d'imagerie et de gestion des réservoirs.

Doper la production d'hydrocarbures

Pour l'ensemble des gisements pétroliers dans

le monde, on estime que le taux de récupération moyen de brut est inférieur à 38 %. ABB est convaincu que ce taux pourrait dépasser 50 % avec les nouvelles technologies d'imagerie et de gestion des réservoirs, sans forage de puits supplémentaires. C'est sur la satisfaction de ce besoin du marché qu'ABB travaille actuellement. Même si la rentabilité de chaque gisement varie, on peut affirmer qu'en augmentant le taux de récupération d'une dizaine de % d'un puits sous-marin « type », les bénéfices supplémentaires dépasseront 100 millions de dollars.

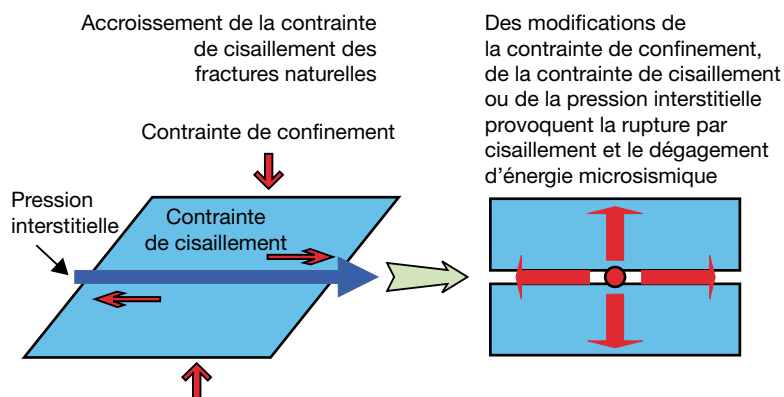
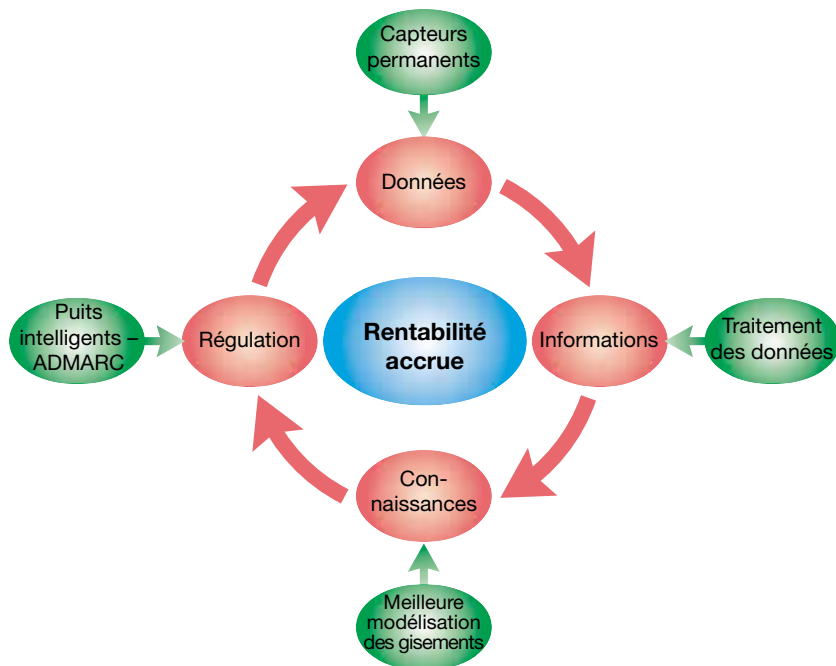
Le taux de récupération de brut est principalement déterminé par l'énergie de drainage naturelle existant au sein d'un réservoir. Néanmoins, le volume de brut effectivement récupéré d'un gisement est étroitement lié à la manière dont le procédé d'extraction utilise cette énergie. Une connaissance insuffisante et approximative de la structure du réservoir, combinée à l'incapacité de l'opérateur de modifier la stratégie d'épuisement du réservoir une fois les puits forés, sont un frein à une utilisation efficace de l'énergie de drainage disponible pour accroître la production d'hydrocarbures.

Actuellement, les stratégies mises en œuvre pour augmenter le taux de récupération consistent à forer d'autres puits ou à intervenir et retravailler sur des puits existants – ces deux solutions se révélant souvent peu rentables pour les gisements actuels en eaux profondes.

En résumé, pour augmenter le taux de récupération, il est indispensable de :

- Mieux comprendre le comportement du réservoir en disposant de mesures précises,
- Fournir au client des informations pertinentes au moment opportun,
- Savoir comment modifier la stratégie de drainage du réservoir pour optimiser la récupération de brut, en combinant les informations temps réel sur le comportement du gisement avec les simulations sur le réservoir.
- Disposer de moyens permettant de modifier rapidement la configuration des puits servant au drainage du réservoir, en s'appuyant sur une technologie de puits intelligents.

Ces éléments, étroitement liés, forment un système global de gestion du réservoir. Ils sont tous pris en compte dans les travaux de R&D actuellement en cours chez ABB.



Système IRViS

Aujourd'hui, on admet la nécessité d'une surveillance régulière du réservoir. Celle-ci est réalisée par des études sismiques classiques superficielles du réservoir pendant la durée de vie du gisement pour cartographier l'écoulement du pétrole dans le réservoir et identifier les zones dérivées. Alors que ces études sismiques fournissent des informations précieuses pour la gestion du réservoir, leur coût élevé fait que seul un nombre restreint de ces études est

réalisé au cours du cycle de vie des gisements actuellement les mieux gérés.

Pour ABB, la surveillance deviendra optimale avec l'installation permanente de capteurs sismiques dans les gisements et l'utilisation des signaux sismiques émis naturellement par le réservoir lui-même. Les opérateurs pétroliers pourront ainsi «écouter» le réservoir et déceler les changements qui s'y produisent.

Tout au long de la durée de vie du réservoir, la production d'hydrocarbures induit des

changements de pression qui, à leur tour, modifient les contraintes subies par la roche réservoir.

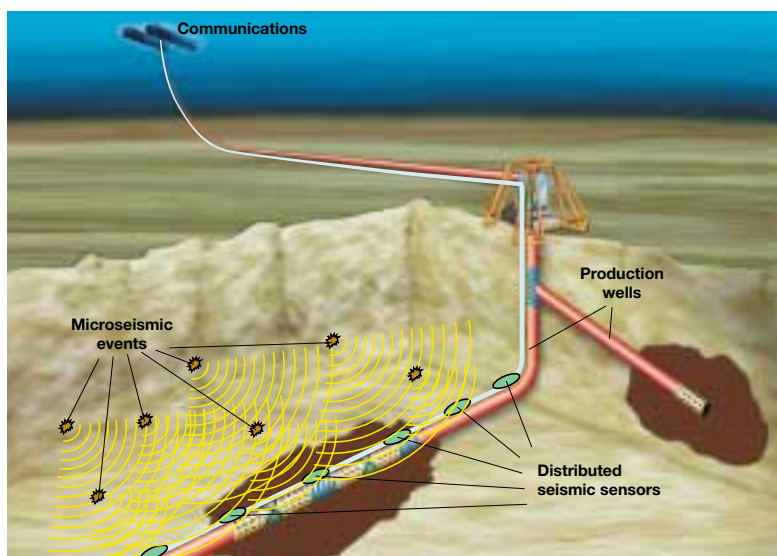
En conséquence, les petites failles et fractures qui existaient au sein du réservoir avant son exploitation sont réactivées et produisent des microsecousses sismiques.

Ces microsecousses, généralement d'une amplitude inférieure à 0 sur l'échelle de Richter, sont détectées et localisées à plus d'un kilomètre du puits de surveillance dans les réservoirs d'hydrocarbures. En installant des capteurs sismiques à grande largeur de bande dans le réservoir, ces événements microsismiques constituent un moyen idéal pour surveiller en permanence le comportement du réservoir et connaître les modifications de production.

ABB a démontré lors d'essais sur un gisement que la surveillance microsismique permet de :

- Surveiller en temps réel et en 3D la structure du réservoir et l'évolution de la pression des fluides,
- Identifier les failles géologiques du réservoir susceptibles d'entraîner un drainage partiel, ou encore les failles agissant comme voies d'écoulement,
- Identifier les zones de compaction du réservoir et d'instabilité potentielle du puits,
- Fournir à intervalles réguliers des images haute résolution du réservoir.

ABB effectue actuellement des essais sur gisement de cette technologie à plus grande échelle et développe des méthodes efficaces pour l'installation permanente de capteurs sismiques dans l'environnement difficile de fond de puits.



Puits intelligents pour le contrôle à distance – système ADMARC d'ABB

Alors que le système IRViS (*Integrated Reservoir Visualization system*) fournit aux opérateurs pétroliers des informations en temps réel sur les

performances de leurs équipements, ils doivent également pouvoir modifier à distance le fonctionnement d'un puits pour récupérer plus de brut du réservoir. Pour ce faire, des dispositifs de régulation des fluides peuvent être installés dans le puits de production lui-même et

commandés à distance. ABB a développé un système hautes performances pour puits intelligents, appelé ADMARC [1], lequel se compose de vannes de régulation de débit extrêmement fiables en fond de puits, de capteurs et d'un système de contrôle; ADMARC pourra intégrer, en outre, les systèmes de détection avancés de demain. Le développement de ce produit innovant se poursuit avec un prototype actuellement en phase d'essai.

Bibliographie

- [1] R. Phillips, J.G. Hoseth: Récupérer plus des réservoirs. Revue ABB 2/2000, 43-48.



Système ADMARC en cours d'essai