

Les hydrocarbures non conventionnels Nouvelles perspectives de l'industrie parapétrolière

Les hydrocarbures non conventionnels représentent une ressource potentielle significative, malgré leur extraction souvent complexe. L'Agence Internationale de l'Énergie (AIE), dans son rapport annuel de 2008 [1], estime à 9 trillions de barils le volume potentiel des hydrocarbures liquides susceptibles d'être produits (un chiffre à comparer avec les 1,1 trillion de barils extraits à ce jour et les 1,3-1,4 trillion de barils de réserves prouvées). Cette estimation inclut les huiles lourdes, les huiles extra-lourdes, les schistes bitumineux, ainsi que les hydrocarbures liquides obtenus par transformation du charbon et du gaz. L'AIE fournit aussi dans son rapport de 2009 [2] des estimations des ressources en gaz, qu'elle évalue à plus de 850 trillions de mètres cubes (T m³) (à comparer avec les 80 T m³ produits à ce jour, et avec les 187 T m³ de réserves prouvées).

Par Kamel BENNACEUR*

Il faut rappeler que les coûts de production généralement élevés des ressources non conventionnelles sont liés à la nature spécifique de certains de ces hydrocarbures et aux environnements géologiques de leurs gisements. De ces deux variables va dépendre un facteur facilitant essentiel, que l'on appelle la « transmissibilité » de la formation : plus grande est la transmissibilité d'une formation, plus facile et moins coûteuse en sera l'extraction. Or, la transmissibilité est directement proportionnelle à la perméabilité du gisement et inversement proportionnelle à la viscosité des fluides présents. Elle est généralement très faible pour les hydrocarbures non conventionnels, soit que les perméabilités soient très basses, soit que les viscosités soient très importantes. Pour des gisements de gaz non conventionnels, on a observé que la perméabilité pouvait être en effet de trois à quatre ordres de grandeur inférieure à celle des gisements de gaz conventionnels. Et dans le cas des huiles lourdes, par exemple, les viscosités peuvent s'avérer de mille à un million de fois supérieures aux conditions moyennes d'extraction conventionnelle.

L'autre aspect économique qui est souvent discuté, pour ce type d'exploitation, est le fait qu'il est généralement tributaire d'une grande consommation d'autres ressources, telles que l'eau et l'énergie ; si bien que la gestion du cycle de l'eau est devenue (tout particulièrement aujourd'hui) une considération importante pour tous les types de production d'hydrocarbures non conventionnels.

Quant à l'impact environnemental, Brandt et al [3] ainsi que IHS/CERA [4] donnent des estimations d'émissions de gaz à effet de serre associées à la production d'huiles non conventionnelles : selon ces études, qui analysent le cycle

entier du processus (depuis l'extraction jusqu'à la combustion), l'impact des émissions de gaz à effet de serre dans la phase d'extraction reste relativement faible.

Ce cadre étant posé, nous allons nous efforcer de présenter quelques aspects technologiques, économiques et environnementaux de cette nouvelle voie qui s'offre à l'industrie pétrolière, et d'évaluer à la fois les enjeux et les solutions adoptées ou proposées, tant pour les huiles que pour les gaz non conventionnels.

Les huiles non conventionnelles

Le tableau 1 de la page suivante représente les estimations de ressources d'huiles extra-lourdes et de bitumes publiées par le *World Energy Council* [5], se fondant sur les études faites par l'USGS et d'autres institutions. Ces chiffres n'incluent pas les ressources potentielles additionnelles. Elles n'incluent pas non plus les ressources que pourraient procurer les schistes huiliers (*oil shales*) ni les huiles associées aux gaz de schiste (*shales oil*), décrits plus bas. Ces dernières ressources ont connu un développement particulièrement important du fait de l'exploitation des gaz de schiste en Amérique du Nord, où la production actuelle atteint quatre cent mille barils par jour, un quadruplement d'ici à 2016 étant prévu.

La figure 1 ci-après montre la contribution des huiles non conventionnelles (huiles extra-lourdes et bitumes) à la production mondiale d'hydrocarbures liquides, selon les projections faites par l'AIE [2]. On y prévoit que leur part dans la production totale pourrait augmenter de plus de sept points au cours des deux prochaines décennies.

	Huiles extra-lourdes			Bitumes		
	Ressource in-situ (milliards de barils)	Facteur de recuperation	Recuperable techniquement (milliards de barils)	Ressource In-situ (milliards de barils)	Facteur de recuperation	Recuperable techniquement (milliards de barils)
Amerique du Nord				1769	0.1	177
Amerique du Sud	1924	0.038	73			
Autres	36	0.08	3	742	0.08	66
World	1960	0.039	76	2511	0.1	243

Tableau 1 : Ressources en huiles extra-lourdes et bitumes et taux de récupération.

Le taux de récupération indiqué dans le tableau 1 varie de 3 à 10 % (une donnée qu'il faut comparer avec une moyenne mondiale de 35 %, pour les gisements d'huiles conventionnelles). Cependant, un taux de récupération plus important est parfois possible grâce à des technologies de récupération assistée (EOR). Celles-ci incluent, pour la production souterraine, l'injection de gaz immiscibles, de polymères, de solvants ou de vapeur, ou la combustion *in situ*. Meyer et al [6] donnent les critères applicables pour choisir la technologie appropriée ; ce choix dépend des caractéristiques de l'huile (densité, viscosité, composition), ainsi que de celles de la formation (perméabilité, épaisseur nette de la couche, profondeur et température).

Les huiles extra-lourdes de la ceinture de l'Orénoque (Venezuela), qui représentent une grande partie des ressources mondiales d'huiles de ce type, sont essentiellement produites (du fait d'une transmissibilité plus grande que pour les bitumes) par l'utilisation de drains horizontaux ou multilatéraux. Des développements sont en cours visant à injecter de la vapeur ou des solvants, afin d'améliorer un taux de récupération qui est actuellement de l'ordre de 10 %.

D'autres gisements d'huile extra-lourde sont constitués de roches de type carbonate/dolomite, en particulier au Moyen-Orient. Des recherches sont en cours pour déterminer l'impact de réseaux de fractures préexistantes, ainsi que la mouillabilité de la roche. Il y a relativement peu d'expériences consistant à injecter de la vapeur dans ce type de formations, du fait du risque potentiel de précipitation de composants carbonatés à haute température, ou à cause d'un profil d'injection défavorable, en raison de la présence de fractures naturelles.

Les gisements de bitume de l'Alberta ont connu une augmentation d'activité spectaculaire du fait de conditions économiques favorables. Deux méthodes d'exploitation y sont pratiquées : l'extraction de type minier, pour les ressources proches de la surface, et le forage de puits, pour les réservoirs plus profonds.

Différentes techniques ont été utilisées pour réduire la viscosité des hydrocarbures, permettant d'atteindre des taux de récupération variant de 5 % jusqu'à 50 % avec la technique de drainage assisté par l'injection de vapeur (SAGD). Pour l'extraction par puits, les développements technologiques actuels consistent généralement à rechercher la maîtrise des injections de vapeur (coûteuses en énergie et en eau) et à l'essai d'injections de solvants. Il convient de noter que, dans tous ces cas, l'industrie parapétrolière est associée aux différentes phases technologiques, depuis la caractérisation avancée des fluides et des formations, jusqu'à la simulation des différents traitements sur des modèles mathématiques calculés et proposés pour chaque gisement.

Les gaz non conventionnels

Les gisements de gaz non conventionnels incluent les réservoirs à basse perméabilité (*tight gas*), les gaz de grisou (*coalbed methane*), les gaz de schiste (*shale gas*) et les hydrates de gaz (*gas hydrates*), ces derniers étant généralement considérés comme inexploitable avec les technologies actuellement existantes. Il est à remarquer qu'il n'y a pas de définition universelle des gisements de gaz de basse perméabilité, les critères variant en fonction des pays.

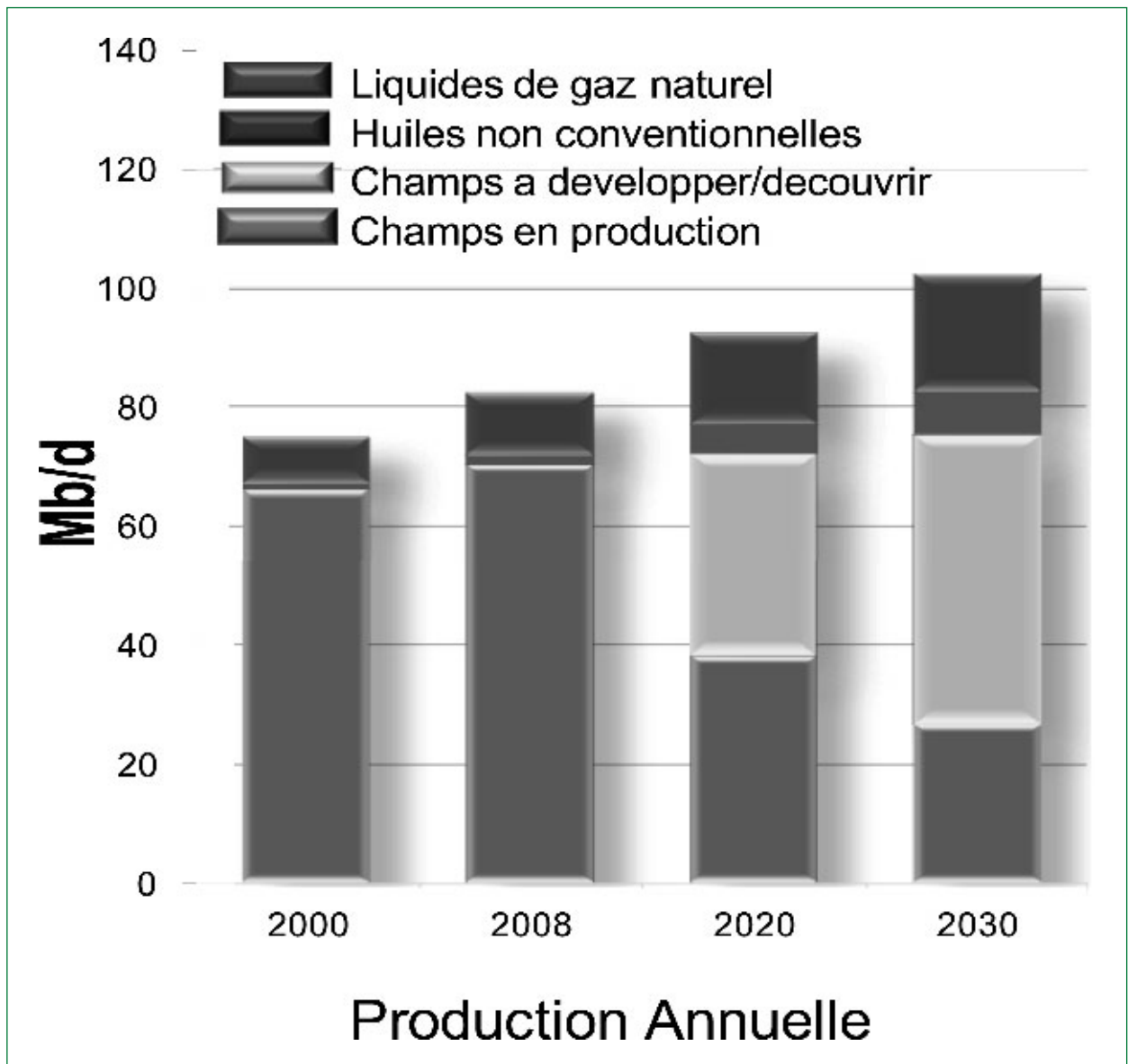


Figure 1 : Prédiction de contribution d'huiles non conventionnelles à la demande mondiale - en millions de barils par jour (source - AIE [2]).

Aux Etats-Unis, leur développement a été entrepris à grande échelle depuis plus de trente ans, mais la technologie n'a été largement diffusée en dehors des Etats-Unis que depuis le début de la décennie actuelle.

Les gaz de grisou font généralement appel à des techniques quasi conventionnelles de développement, alors que les gaz de schiste (qui ont connu une exploitation importante depuis le début de la dernière décennie aux Etats Unis, jusqu'à représenter une partie significative de leur production gazière, ainsi qu'une part notable de leurs réserves prouvées de gaz) requièrent des techniques innovantes.

Si le développement de ces ressources en gaz de schiste est devenu un sujet d'actualité, cela est dû à une combinaison de facteurs incluant la consécration des travaux entrepris par George Mitchell sur les schistes gaziers de Barnett dès le début des années 1980, les progrès techno-

logiques du secteur parapétrolier en forage dirigé, en compléation et en fracturation, ainsi qu'à une conjoncture économique favorable pour le prix du gaz nord-américain au début des années 2000.

La productivité d'un puits en régime stationnaire dépend des paramètres physiques et géométriques du puits et du gisement considérés en utilisant la loi de Darcy, qui relie directement la production à la perméabilité de la formation et à l'épaisseur de gisement en contact avec le puits. Or, dans le cas de gaz non conventionnels, la perméabilité peut descendre jusqu'à des valeurs extrêmement basses (moins de 0,01 milli-Darcy (mD)). Pour arriver à des productions économiquement valables, la seule possibilité est d'augmenter la surface de contact, soit en créant des drains horizontaux (qui peuvent atteindre plusieurs centaines de mètres, voire plusieurs kilomètres de longueur), soit en opérant des fractures hydrauliques qui permettent d'agrandir le

rayon de drainage effectif du puits en créant des canaux préférentiels de production à haute perméabilité.

La technologie de la fracturation hydraulique a été introduite à la fin des années 1940 comme technique de stimulation de la production, pour des puits connaissant une productivité réduite (naturellement ou artificiellement). Cette opération consiste à injecter un fluide (généralement de l'eau) à une pression de fond supérieure à la contrainte *in situ* horizontale minimum, avec une épaisseur de fracture et une viscosité suffisantes pour permettre l'acheminement de l'agent de soutènement de la fracture. Cet agent de soutènement (il s'agit, en général, de sable calibré, de céramique ou de bauxite) est indispensable pour conserver une conductivité en fin de traitement et éviter que la fracture ne se referme.

En fait, le recours à la fracturation hydraulique a largement précédé dans le temps l'exploitation des gaz non conventionnels. Déjà, en 1990, bien avant les premières exploitations commerciales de gaz de schiste, plus d'un million de puits avaient été fracturés hydrauliquement aux États-Unis. On continue d'ailleurs à y recourir en tant que technique préventive aussi bien que palliative, dans toute une variété de gisements d'hydrocarbures, en particulier dans les environnements d'exploitation parmi les plus stricts que sont les gisements d'hydrocarbures *offshore* en mer du Nord.

Le fluide utilisé pour la fracture, dans l'exploitation des gaz non conventionnels, est généralement à base d'eau, avec des additifs dont la fonction est primordiale pour la réussite de l'opération. En excluant l'agent de soutènement, le fluide injecté est constitué d'eau à plus de 99,8 %, ce qui signifie que tous les additifs réunis représentent moins de deux pour mille du volume total. Ils assurent de multiples fonctions : augmentation de la vis-

cosité (pour permettre le transport de l'agent de soutènement) ; lubrification (pour réduire les pertes de charge dans les tubulaires du puits) ; stabilisateurs de formations (en particulier pour éviter le gonflement des argiles), adoucissant d'eau, bactéricide, etc. Néanmoins, la plupart des additifs (sinon tous) sont utilisés à des concentrations largement compatibles avec les normes de sécurité et le respect de l'environnement. Durant une première période du développement des gaz des schistes aux États-Unis, la composition précise des fluides a été considérée comme un secret industriel par les secteurs pétrolier et parapétrolier. Mais, par la suite, l'industrie s'est orientée vers une position de transparence complète sur les additifs, avec la publication en ligne des différents systèmes utilisés [7].

Une opération de fracturation hydraulique requiert un processus d'ingénierie complexe (décrit de façon succincte dans la figure 3). Ce processus est mis en œuvre par une équipe pluridisciplinaire comprenant des géologues, des pétro-physiciens, des mécaniciens des roches et des spécialistes de la fracturation hydraulique. Le cycle de planification comprend l'analyse des données géologiques, des données du réservoir et, enfin, de celles des puits.

Le dimensionnement de la fracture hydraulique, notamment, fait appel à des modèles mathématiques complexes, combinant la mécanique de la fracture, l'écoulement de fluides dans la fracture et dans le réservoir, le transport de l'agent de soutènement et les échanges de chaleur [8]. C'est en s'appuyant sur ce modèle que sera déterminé le dimensionnement initial de la fracture, et que seront évalués les volumes de fluides et d'agent de soutènement. Après l'injection d'un faible volume de fluides à des fins de calibration (une mini-fracturation), ce dimensionnement est confirmé, sinon il est modifié. En outre, cette mini-

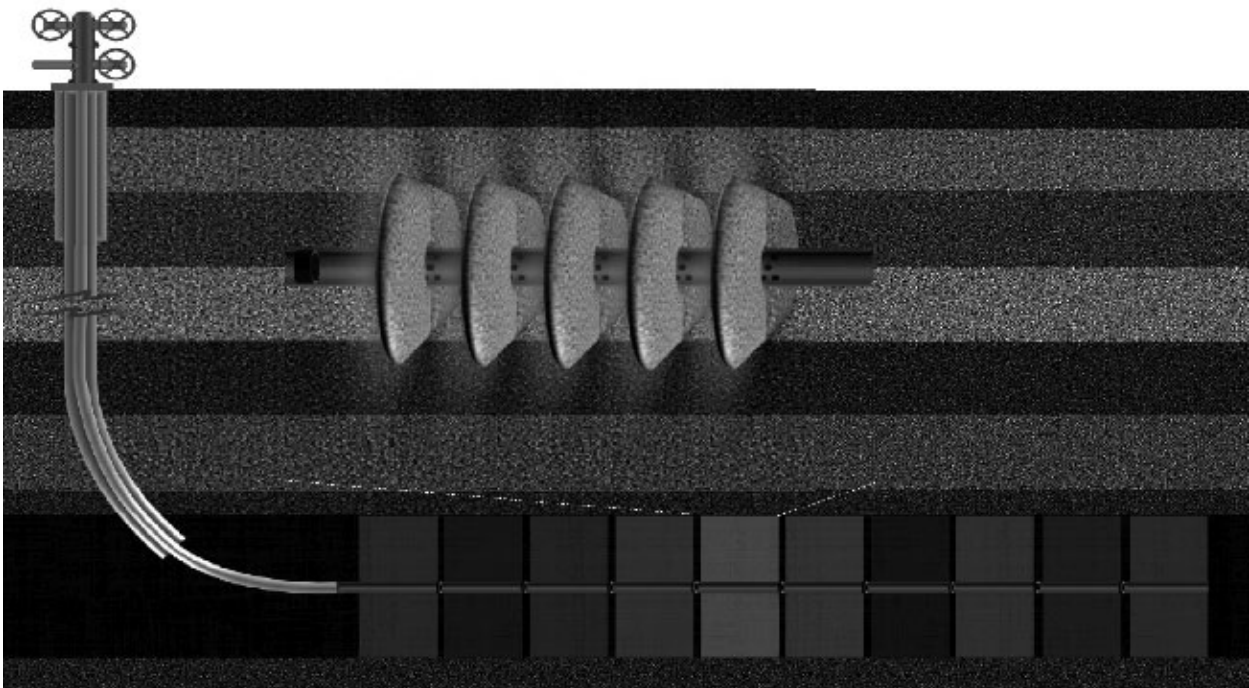


Figure 2 : Configuration de puits horizontal avec fracturations hydrauliques multiples.

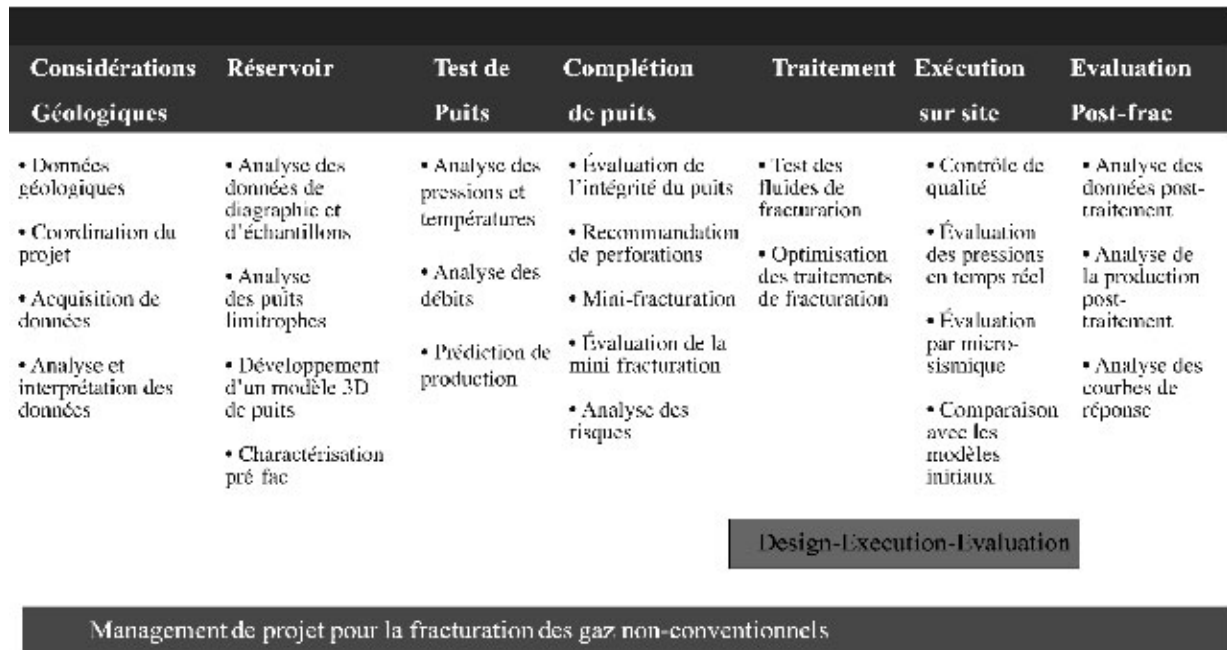


Figure 3 : Processus d'optimisation d'une fracturation hydraulique.

fracturation permet de réaliser une analyse extensive des risques, qui permet de déterminer les modes de propagation de la fracture et le comportement de l'isolation du cuvelage. Durant cette opération, plusieurs paramètres sont mesurés, analysés en temps réel et comparés aux prévisions. En complément des mesures de pression, qui donnent de manière indirecte des informations sur l'évolution de la fracture, d'autres techniques, telles que l'analyse micro-sismique, permettent de visualiser la géométrie de fracture. Ainsi, la propagation de la fracture dans le réservoir peut être détectée par des instruments de mesure très performants, car les signaux induits correspondent à une magnitude -3 sur l'échelle de Richter, c'est-à-dire un millionième seulement de ce qui peut commencer à être ressenti sans instrumentation en surface !

Cette surveillance a notamment pour but de prévenir une extension verticale excessive de la fracture : si celle-ci se produit, elle s'accompagne généralement d'une réduction importante de la pression au niveau des perforations (phénomène de fuite) et, par voie de conséquence, d'une réduction de l'épaisseur de la fracture, ce qui peut conduire à un bouchage prématuré (*screen-out*) et à un arrêt de la fracturation.

A la fin de l'opération de fracturation hydraulique, les experts mentionnés ci-dessus se réunissent pour analyser le comportement des fractures, tant au cours de l'injection que durant la période initiale de production. Les enseignements retenus sont ensuite utilisés pour les puits suivants. Cette boucle : planification-exécution-évaluation permet d'enrichir la base de données sur le gisement.

Dans cette intention, Schlumberger a développé un système de gestion des connaissances (*InTouch*) permettant d'accéder rapidement à l'expérience acquise par les opérateurs du monde entier. Étant donnée la variabilité des gisements de gaz non conventionnels, il est essentiel d'être à même de développer une méthodologie propre à chaque site, qui respecte en particulier les principes de sécurité et de protection environnementale exigés par la juridiction locale.

Le tableau 2 indique, pour différentes formations de gaz non conventionnel aux États-Unis, le nombre de fractures, leurs distances moyennes respectives, ainsi que les volumes de fluides et d'agent de soutènement utilisés. Les volumes d'eau requis par puits (pour plusieurs fractures) sont de l'ordre de 10 à 20 000 m³ (à comparer aux 3 000 m³ d'une piscine olympique).

	Barnett	Bakken	Haynesville
Nombre de fractures	4	16	11
Volume fluide (m³)	13 000	10 000	15 000
Masse agent soutènement (tonnes)	1 000	500	1 500
Distance entre fractures (m)	150	200	100

Tableau 2 : Dimensions moyennes de fractures hydrauliques dans des gisements de gaz non conventionnels aux États-Unis.

Le puits constitue le canal le plus probable pour le cheminement des fluides souterrains, vers la surface ou vers des zones intermédiaires. Dans l'isolation des cuvelages des puits, la qualité de l'opération de cimentation joue un rôle primordial. Des progrès importants ont été réalisés au cours des deux dernières décennies en matière de qualité des ciments pétroliers, avec en particulier la mise en œuvre de systèmes tels que le ciment CemCRETE (développé dans les laboratoires français de Schlumberger), qui permet d'augmenter le pourcentage de solides grâce à une distribution idoine des tailles des particules. Ce type de ciment, conjugué à une très faible porosité, permet de réaliser l'étanchéité de longues colonnes de cuvelage. Le second facteur, pour la réussite de l'isolation, réside dans la minimisation de l'impact de variations de l'espace annulaire cuvelage-gisement, qui pourrait entraîner une cimentation imparfaite. Grâce aux nouveaux logiciels de modélisation de la cimentation et de centralisateurs, il est désormais possible d'assurer un meilleur déplacement de la boue, ainsi qu'une meilleure isolation. Enfin, l'utilisation de méthodes de diagrapie post-cimentation permet de mesurer la variabilité de l'interface cuvelage-ciment, ainsi que de l'interface ciment-gisement, cela, de manière azimutale le long du puits. En outre, des diagrapies permettent de vérifier l'étanchéité du puits après des fracturations hydrauliques.

Étant donné les quantités d'eau utilisées dans le forage et dans la fracturation hydraulique, la gestion du cycle de l'eau prend une importance particulière. Après fracturation, le puits est mis en production, et une partie de l'eau injectée est récupérée avec le méthane. Cependant, cette récupération n'est jamais totale. Entre 30 et 70 % de l'eau remonte à la surface, avec également de l'eau native, et elle contient des solides provenant de la formation géolo-

gique. Différentes techniques de gestion de l'eau sont utilisées dans l'industrie, ainsi que le résume le rapport du DOE [9] : ces techniques incluent notamment le traitement de l'eau et sa réinjection dans d'autres puits aménagés à cet effet, son utilisation dans le cycle commercial de l'eau et sa réutilisation comme fluide de base pour les fracturations ultérieures. Certaines entreprises parapétrolières ont développé des systèmes mobiles de traitement de l'eau, qui est alors réutilisée lors d'autres opérations de fracturation (voir la figure 4).

Nombre de développements technologiques sont actuellement poursuivis dans plusieurs domaines avec pour objectif de réduire l'utilisation d'équipements coûteux et d'optimiser les volumes de fluides injectés. Schlumberger, par exemple, investit en recherche et développement dans le domaine de l'intégrité des puits, en France ; dans de nouvelles pompes hydrauliques et dans les techniques de l'interprétation micro-sismique, aux États-Unis ; et, en Russie, dans les fluides et les agents de soutènement.

Ces recherches se font en relation avec des équipes pluridisciplinaires d'interprétation et d'optimisation, telles que le centre de support technique pour l'Europe et l'Afrique de Schlumberger, qui est implanté à Pau, dans le bassin de Lacq.

D'autres progrès importants ont été réalisés dans la caractérisation des gisements pendant le forage, afin de définir une trajectoire plus précise, et donc plus productive [10]. On accède ainsi de plus en plus à une meilleure compréhension des comportements de production des puits de gaz non conventionnels après fracturation hydraulique : cette compréhension nouvelle conduit, pour ne donner qu'un exemple, à développer des courbes-types différentes selon les bassins, et même selon les divers compartiments desdits bassins [11].

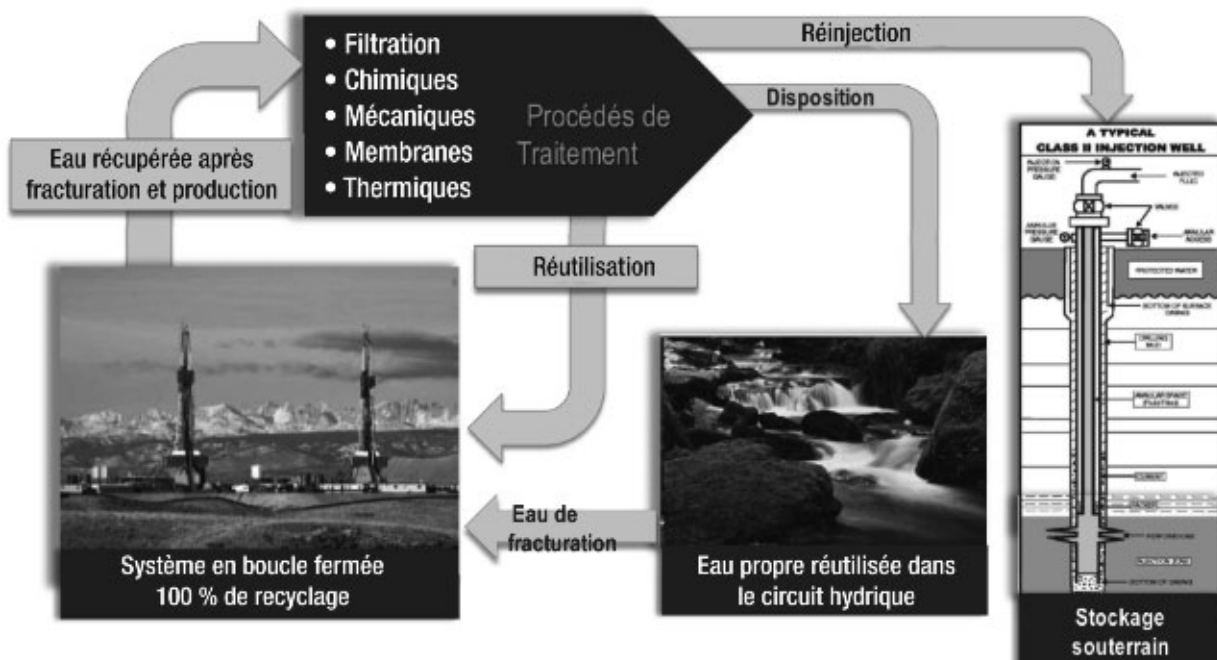


Figure 4 : Cycle optimisé de gestion de l'eau.

Il apparaît clairement aujourd'hui que cette constante activité d'innovation ouvre la voie à une plus grande rationalisation des opérations de puits forés avec fracturation, qu'elle va contribuer à en améliorer les taux de récupération et qu'elle va donc, *in fine*, contribuer à l'augmentation de leur nombre dans le monde.

Note

* Schlumberger.

Bibliographie

[1] International Energy Agency, *2008 World Energy Outlook*, OECD/IEA, Paris, Novembre 2008.

[2] International Energy Agency, *2009 World Energy Outlook*, OECD/IEA, Paris, Novembre 2009.

[3] BRANDT (A.R.); FARRELL (A.E.), Scraping the bottom of the barrel: Greenhouse gas emission consequences of a transition to low-quality and synthetic petroleum resources, *Climatic Change* 2007, 84, pp. 241-263.

[4] IHS/CERA. Oil sands, greenhouse gases, and US oil supply: Getting the numbers right. - Technical report, IHS-CERA, 2010.

[5] World Energy Council, *2010 Survey of World Energy Resources*, London, 2010.

[6] MEYER (R.F.), ATTANASI (E.), & FREEMAN (P.), *Heavy Oil and Natural Bitumen Resources in Geological Basins of the World*, USGS Open File Report 2007-1084, 2007.

[7] Fracfocus, www.fracfocus.org

[8] ECONOMIDES (M.J.) and NOLTE (K.G.) Eds., *Reservoir Stimulation - V3*, WILEY (J.) and Sons, 2000.

[9] Department of Energy (DOE), *Modern Shale Gas Development in the United States - A Primer*, Washington, Avril 2009.

[10] HA (S.Y.), KOK (J.), TOLLEFSEN (E.), BAIHLY (J.), MALPANI (R.) & ALFORD (J.), *Shale Gas Reservoir Characterization Using LWD in Real Time*, Paper CSUG/SPE 137607, présenté au CURIPC, Calgary, Octobre 2010.

[11] BAIHLY (J.), ALTMAN (R.), MALPANI (R.) & FANG (Luo), *Shale Gas production Decline Trend Comparison Over Time and Basins*, Paper SPE 135555, présenté au SPE/ATCE, Florence (IT), Septembre 2010.