



**HAL**  
open science

## **Production froide des huiles visqueuses. Première partie: Observations sur champ**

G. Renard, J.-F. Nauroy, Ch. Deruyter, J.-C. Moulu, J.-P. Sarda, J.-F. Le Romancer

► **To cite this version:**

G. Renard, J.-F. Nauroy, Ch. Deruyter, J.-C. Moulu, J.-P. Sarda, et al.. Production froide des huiles visqueuses. Première partie: Observations sur champ. Oil & Gas Science and Technology - Revue d'IFP Energies nouvelles, 2000, 55 (1), pp.35-66. 10.2516/ogst:2000003 . hal-02054013

**HAL Id: hal-02054013**

**<https://ifp.hal.science/hal-02054013>**

Submitted on 1 Mar 2019

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

# Production froide des huiles visqueuses

G. Renard<sup>1</sup>, J.-F. Nauroy<sup>1</sup>, Ch. Deruyter<sup>1</sup>, J.-C. Moulu, J.-P. Sarda<sup>1</sup>, J.-F. Le Romancer<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Institut français du pétrole, 1 et 4, avenue de Bois-Préau, 92852 Rueil-Malmaison Cedex - France  
e-mail : gerard.renard@ifp.fr

## Première partie : Observations sur champ

**Résumé** — La production froide de certains réservoirs contenant des huiles visqueuses, au Canada et au Venezuela principalement, amène à des productivités et des taux de récupération supérieurs aux prédictions calculées à l'aide des équations habituellement utilisées pour décrire les écoulements classiques.

Pour expliquer ces productions anormalement élevées, un certain nombre de mécanismes ont été évoqués, principalement d'origines hydrodynamiques et géomécaniques. Les propriétés hydrodynamiques des fluides produits, partiellement dégazés durant la production : huiles moussantes, fluides à bulles, sont en effet plus favorables que celles des fluides en place. Par effet géomécanique d'érosion interne du sable, un réseau de chenaux (*wormholes*, *piping tubes*) peut se créer *in situ*, améliorant notablement le drainage.

Cet article comprend quatre parties : les observations sur champ, l'étude en laboratoire des huiles moussantes, leur modélisation numérique, les effets géomécaniques liés à la production de sable.

Mots-clés : production froide, huile lourde, huile visqueuse, production de sable, *wormholes*.

**Abstract** — *Cold Production of Heavy Oils* — Cold production of some heavy oil sand reservoirs, in Canada and Venezuela, entails production rates much higher than expected from estimates based on conventional theory for radial flow.

To explain these unusual high rates, several mechanisms have been mentioned, essentially from hydrodynamic and geomechanical origins. Hydrodynamic properties of fluids, partially desaturated during production: foamy oils, bubbles in solution, are more favourable than those in place.

Internal erosion in the unconsolidated sand reservoirs can create a network of high-permeability channels, known as "wormholes", drastically enhancing the drainage.

This paper is divided into four parts: field observations, laboratory experiments on foamy oils, numerical modelling of foamy oils, geomechanical effects linked to sand production.

Keywords: cold production, heavy oil, foamy oil, sand production, wormholes.

## INTRODUCTION

La production froide des huiles visqueuses n'est généralement pas économique en raison du faible potentiel des puits, lié à la viscosité du fluide à produire, et ce faible potentiel est en accord avec la productivité théorique calculée en supposant un écoulement radial autour du puits. Toutefois, divers opérateurs au Canada et au Venezuela ont constaté que la productivité de puits verticaux dans certains réservoirs était très supérieure à cette productivité, et que par ailleurs la récupération finale y était également anormalement élevée. Une première partie de cette étude est consacrée au recensement des observations faites sur champ.

Les phénomènes observés peuvent être dus à deux séries distinctes de causes. La première série est d'origine hydrodynamique. Les « huiles moussantes » sont produites par expansion de gaz dissous et présentent à la sortie des puits un aspect de mousse au chocolat. Cette consistance est due à la rétention par l'huile visqueuse de microbulles de gaz plusieurs heures après sa décompression. Les fortes productivités observées seraient dues d'une part au maintien de la pression du réservoir, le gaz ne pouvant migrer librement dans le milieu poreux, et d'autre part à une moindre viscosité de la mousse par rapport à celle de l'huile en place. Une deuxième partie de cette étude examine d'une part ce qui se passe lors de la décompression des huiles visqueuses, d'autre part la modélisation numérique de leur comportement.

L'autre série de causes pouvant expliquer les productivités anormales est d'origine géomécanique : c'est la production conjointe de sable et d'huile. On constate en effet, essentiellement au Canada, que plus les puits produisent de sable et plus leur productivité et leur taux de récupération final sont élevés. La production de sable ne serait pas limitée aux abords du puits, mais serait anisotrope, conduisant à la création de chenaux de forte perméabilité (*wormholes*) pouvant se développer jusqu'à des centaines de mètres du puits. La compaction liée à la production peut aussi améliorer le taux de récupération final. La dernière partie de cette étude examine ces aspects.

## 1 OCCURRENCES GÉOGRAPHIQUES ET RÉFÉRENCES ASSOCIÉES

Les phénomènes de productivités meilleures que celles calculées en théorie ont principalement été observés dans des réservoirs non consolidés situés au Canada et au Venezuela. Ceci explique que la plupart des références bibliographiques sont issues d'équipes de recherche travaillant dans l'un ou l'autre de ces deux pays. Ainsi, les instituts les plus actifs sont le PRI (Petroleum Research Institute) avec les travaux de Maini et Sheng (1995-1997) sur les *foamy oils*, parfois en association avec l'université d'Alberta, l'université de Waterloo avec les travaux de Dusseault, Geilikman et Wang (1978, 1982, 1993-1998), parfois en coopération avec le C-FER (Centre for

Frontier Engineering), l'ARC (Alberta Research Council) avec les expérimentations de Tremblay *et al.* pour la mise en évidence de *wormholes* (1995-1998). Récemment, Firoozabadi *et al.* (RERI - Reservoir Engineering Research Institute) ont publié des résultats d'expériences réalisées sur carotte afin d'examiner l'influence de l'expansion de gaz dissous sur la récupération d'huiles visqueuses (1997).

À l'énoncé des références bibliographiques présentées ci-dessus, il est clair que les deux phénomènes évoqués précédemment — d'une part le caractère moussant des huiles et d'autre part la formation de *wormholes* provoquée par la production de sable — constituent les deux approches principales étudiées pour expliquer l'augmentation en apparence anormale de la production froide de certains réservoirs d'huiles visqueuses.

La bibliographie présentée dans cette partie est limitée à l'aspect « réservoir » de la production froide à partir de publications de compagnies opératrices canadiennes :

- Husky (Smith, 1988) : champ de Tangleflags ;
- Mobil Oil Canada (Loughead, 1992) : champ de Celtic ;
- Amoco Canada (Lea, Anderson et Anderson, 1987 ; Squires, 1993) : champ de Lindbergh/Elk Point ;
- Pan Canadian (Karyampudi, 1993 ; Metwally et Solanki, 1995 ; Solanki et Metwally, 1995 ; Metwally, 1996) : champs de Lindbergh et Frog Lake ;
- Suncor (Yeung et Adamson, 1992 ; Yeung, 1995) : champ de Burnt Lake ;
- Texaco Canada (Huang *et al.*, 1997) : champ de Frog Lake ;
- et vénézuéliennes :
  - Intevep-Corpoven (Huerta *et al.*, 1996 ; de Mirabal, 1996 ; de Mirabal, Rodriguez et Gordillo, 1997 ; Gonzalez et Brunings, 1996 ; Rodriguez *et al.*, 1996, 1997 ; Treinen *et al.*, 1997) : réservoir MFB-53, zone Hamaca de la ceinture de l'Orénoque.

Un article (Elkins, Morton et Blackwell, 1972), le premier dans la littérature qui semble mentionner la possible existence de *wormholes* au sein du milieu poreux, a trait au champ de Elk Creek en Oklahoma (USA).

## 2 OBSERVATIONS SUR CHAMP

### 2.1 Champs canadiens

Le tableau 1 rassemble quelques-unes des caractéristiques des champs nord-américains (*fig. 1*) cités précédemment.

Ces réservoirs sont situés à des profondeurs comprises entre 300 et 800 m. Ils sont formés de milieux non consolidés contenant une huile dont le degré API est compris entre 10 et 15. Comme cela a été indiqué, l'huile a un aspect moussant en tête de puits, et une production de sable plus ou moins importante a été constatée sur les puits mis en production. Dusseault (1993) présente également le tableau 2 pour

TABLEAU 1

Champ	Épaisseur (m)	Perméabilité ( $10^{-15} \text{ m}^2$ )	Viscosité de l'huile* (mPa·s)	GOR (gas/oil ratio) ( $\text{m}^3/\text{m}^3$ )	Débit d'huile ( $\text{m}^3/\text{j/puits}$ )	Récupération (% OOIP) (original oil in place)
Burnt Lake ( <i>Suncor</i> ) (Yeung, 1992, 1995)	20	> 2000	26 000	5-11	20-40	
Celtic ( <i>Mobil</i> ) (Loughead, 1992)	3-5	2000	2000	10	10-20	14
Elk Creek ( <i>Amoco</i> ) (Elkins, 1972)	35		8000			
Frog Lake ** ( <i>Texaco</i> ) (Huang, 1997)	4-25	1000-5000	20 000-50 000		6	8-12
Lindbergh ( <i>Pan Canadian</i> ) (Solanki, 1995 ; Metwally, 1995)	10-15	2000	3000-10 000		5-15	15
Tangleflags ( <i>Husky</i> ) (Smith, 1988)	6	2000	1400		6	
Lindbergh/Elk Point ( <i>Amoco</i> ) (Lea, 1987 ; Squires, 1993)	11-14		2000-55 000		25	

\* En conditions de réservoir.

\*\* Production par puits horizontaux.

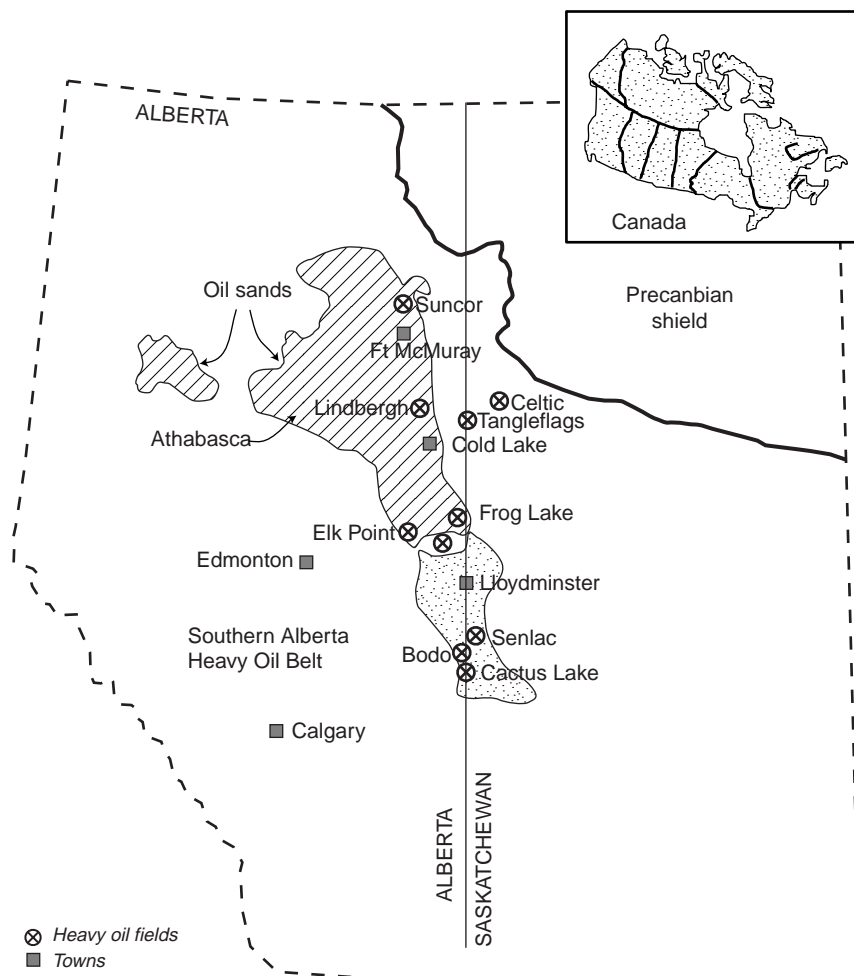


Figure 1

Occurrence d'huiles lourdes au Canada.  
Occurrence of heavy oils in Canada.

indiquer l'augmentation de production de réservoirs des régions de Lloydminster et de Primrose lorsque la production de sable est favorisée dans les puits. Ce tableau indique sans ambiguïté que la production de sable est favorable à une meilleure productivité des puits.

TABLEAU 2

	Sans production de sable	Avec production de sable	
	Débit d'huile (m <sup>3</sup> /j)	Débit d'huile (m <sup>3</sup> /j)	Sable (%)
Lloydminster	0,3-2,0	5-15	1-3
North Primrose	0	5-12	6-14

Yeung et Adamson (1992) et Yeung (1995) mettent en évidence l'effet bénéfique de la production de sable sur la productivité des puits forés par *Suncor* dans le champ de Burnt Lake. Avant production froide avec production volontaire de sable, la récupération nécessitait l'appoint de chaleur pour mobiliser l'huile très visqueuse, 26 000 mPa·s en condition de fond. Une remarque intéressante de Yeung est que, dans la région de Lindbergh/Elk Point, la production de sable dans les réservoirs situés dans la formation Clear Water est d'autant plus facile que le sable a une forte teneur en silicium et une faible teneur en calcium et en fer.

La figure 2 présente un exemple cité par Huang *et al.* (1997) d'évolution de la production d'huile lourde dans le champ de Clear Water opéré par *Amoco*. La production de

sable est importante au début de la production du puits, dans l'exemple cité, environ 30 % de la production totale. Elle décroît ensuite graduellement et se stabilise à quelques pourcent de la production totale après plusieurs mois. Cette évolution est constatée dans pratiquement tous les cas publiés. La production cumulée de sable atteint plusieurs centaines, parfois plusieurs milliers, de mètres cubes après quelques années de production. La figure 3 présente les productions d'huile et de sable enregistrées par *Pan Canadian* sur les champs de Lindbergh et Frog Lake (Metwally et Solanki, 1995).

Le rejet (disposal) du sable est un problème pour les opérateurs et correspond à des coûts opératoires supplémentaires. La production de sable a été rendue possible par l'utilisation de pompes à cavités progressives (*Progressive Cavity Pump - PCP*). Ce type de pompes (fig. 4) permet en effet de produire des effluents contenant une fraction importante de solides. Yeung et Adamson (1992) et Yeung (1995) indiquent que lors d'un changement de pompe pour augmenter le débit de production, la production de sable a elle-même augmenté temporairement puis est redescendue lentement à une fraction d'environ 3 à 5 % de la production.

L'expérience acquise par *Amoco*, parmi les premiers au Canada, dans l'utilisation spécifique des pompes PCP dans le champ de Lindbergh/Elk Point pour la production d'huiles visqueuses est décrite par Lea, Anderson et Anderson (1987). Dans les premières semaines, la proportion de sable dans les effluents a parfois atteint les 50 %, ce qui s'est traduit par des problèmes de frottements et de rupture de pompes. En fonctionnement normal, des fractions allant jusqu'à 10 % de sable dans les effluents ne posent plus de grave problème.

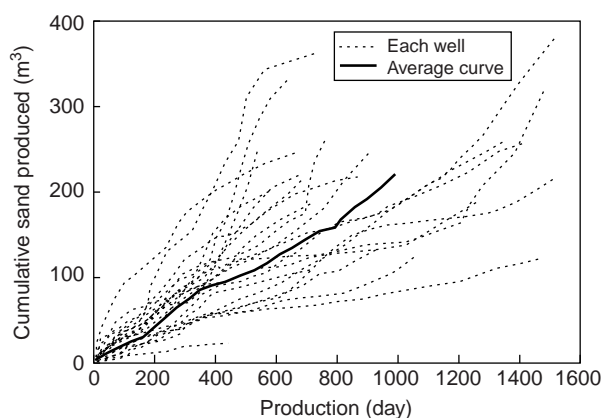


Figure 2

Production froide : champ de Clear Water (*Amoco*) (Huang *et al.*, 1997).

Cold production: Clear Water field (*Amoco*) (Huang *et al.*, 1997).

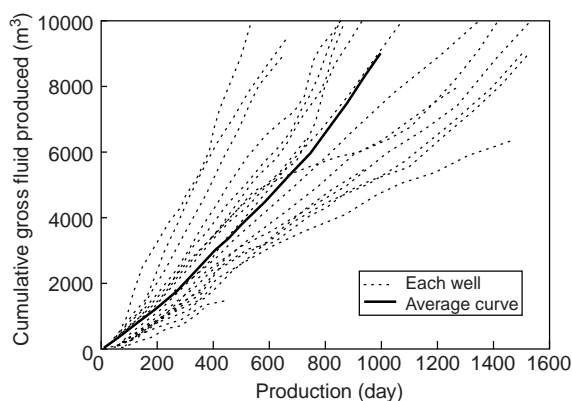


Figure 3

Production d'huile et de sable à Lindbergh et Frog Lake (*Pan Canadian*) (Metwally et Solanki, 1995).

Production of sandy oil at Lindbergh and Frog Lake (*Pan Canadian*) (Metwally and Solanki, 1995).

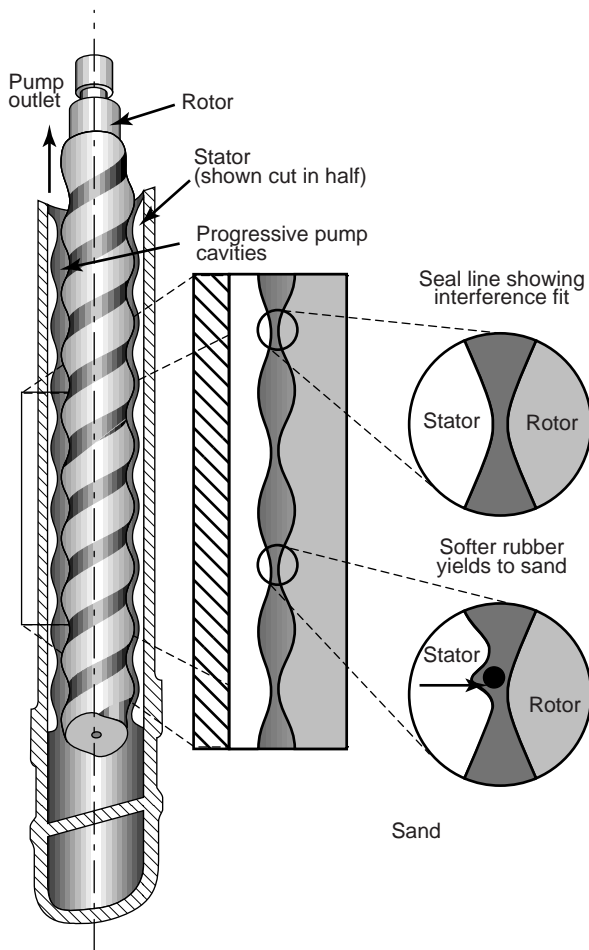


Figure 4

Pompe à cavités progressives (PCP) utilisée au Canada (Huang *et al.*, 1997).

Progressive cavity pump (PCP) used in Canada (Huang *et al.*, 1997).

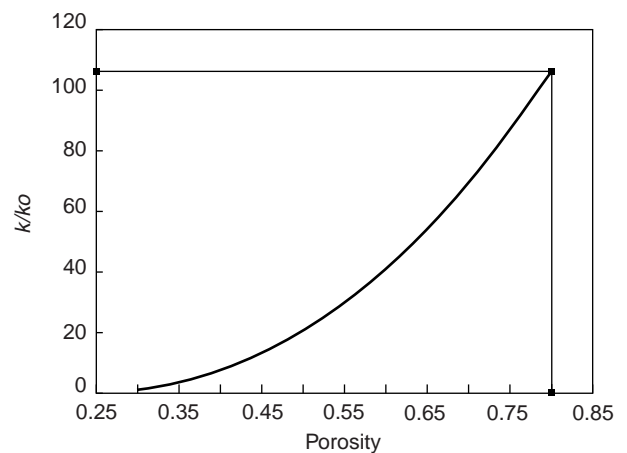


Figure 5

Relation perméabilité-porosité de Kozeny-Poiseuille (Metwally et Solanki, 1995).

Kozeny-Poiseuille permeability-porosity relationship (Metwally and Solanki, 1995).

Les observations particulières relatives à la production froide notées dans les publications sont :

- l'impossibilité de réaliser des essais de puits après production initiale de sable en raison de fortes augmentations de la compressibilité du système et de la perméabilité du réservoir. La production de sable s'accompagne d'une augmentation de la porosité du milieu poreux. Metwally et Solanki (1995) ont présenté l'augmentation prévisible de la perméabilité de ce milieu en considérant une relation entre porosité et perméabilité suivant la loi de Kozeny-Poiseuille (*fig. 5*) ;
- des pertes de boue en cours de forage constatées fréquemment, suivies de production de boue quelques heures plus tard dans des puits voisins situés à 100 à 200 m du puits foré ;

- l'injection d'un traceur dans un des puits de Burnt Lake (Yeung, 1995) a permis de montrer que la communication avec les puits voisins était très rapide. Le traceur a été observé quelques heures après l'injection dans un puits situé à 500 m. Le traceur a été détecté dans tous les puits producteurs de la zone. L'injection de traceur a été opérée sur d'autres champs par d'autres compagnies que *Suncor*. Amoco présente un article totalement consacré à des tests de traceurs réalisés dans le champ de Lindbergh/Elk Point (Squires, 1993). Quelques heures seulement après injection dans un puits, un traceur a été observé dans plusieurs puits, dont un situé à 2 km du puits d'injection. La vitesse du traceur dans le milieu a été estimée à 7 m/min ;
- des diagraphies réalisées dans un puits ont confirmé que la grande quantité de sable produite par ce puits n'était pas due à la formation d'une cavité autour du puits. D'autre part, des opérations de cimentation réalisées sur certains puits de Burnt Lake (Yeung et Adamson, 1992 ; Yeung, 1995) pour fermer des venues d'eau au toit de la couche productrice laissent à penser qu'il n'y avait pas de cavité autour des puits ;
- la production du sable est plus facile lorsqu'il n'y a pas d'eau dans les effluents (entraînement visqueux) ;
- la présence d'eau limite la récupération d'huile (champ de Celtic, puits de flanc ; Loughead et Saltuklaroglu, 1992). Par ailleurs, Yeung (Yeung et Adamson, 1992 ; Yeung, 1995) note que, suite à des tests d'injectivité réalisés avec de l'eau (15 m<sup>3</sup>), les puits de Burnt Lake ne présentaient plus une productivité anormalement élevée. L'eau aurait eu pour effet de fermer les drains de perméabilité créés par la production de sable ;

- des arrivées d'eau dans les puits ayant produit beaucoup de sable dans un des clusters du champ de Burnt Lake (Yeung et Adamson, 1992 ; Yeung, 1995) ont été attribuées à l'effondrement du toit de la couche produite, au voisinage immédiat des puits, et à la mise en communication avec une couche saturée en eau. Après production d'eau, il a été pratiquement impossible de restaurer une bonne productivité de l'huile. Par ailleurs, cette eau a rapidement cheminé dans le réservoir vers les puits voisins. Ce cheminement rapide est attribué au réseau de chenaux de forte perméabilité créé par la production de sable. Afin de diminuer le risque d'effondrement du toit de la couche, les puits suivants ont été perforés en laissant une marge de quelques mètres par rapport à la côte du toit. Des complétions utilisant des *casings* préperforés ont également été mises en place afin de perturber le moins possible les abords des trous.

*Amoco* a effectué des injections de gel pour tenter d'arrêter la production d'eau dans des puits de Lindbergh/Elk Point (Squires, 1993), l'eau provenant d'un aquifère de flanc. Dans les puits ayant produit moins de 500 m<sup>3</sup> de sable, le gel a eu une efficacité limitée à quelques mois. Dans ceux ayant produit plus de 1000 m<sup>3</sup> de sable, il n'y a pas eu d'efficacité, ou celle-ci a été très brève, inférieure à deux jours ;

- une sismique a été réalisée par *Suncor* sur le champ de Burnt Lake (Yeung, 1995) après production froide avec production de sable. Bien qu'elle n'ait pas pu être comparée à une sismique avant production, elle a tout de même mis en évidence des anomalies de porosité qui ont été attribuées à une dilatation du milieu suite à la production du sable ;
- toujours sur le champ de Burnt Lake, des mesures ont été pratiquées afin d'estimer la subsidence. Ces mesures ont montré une subsidence insignifiante, moins de 2 mm après production de quelques centaines de mètres cubes d'huile avec une fraction de sable comprise entre 5 et 10 %.

## 2.2 Champs vénézuéliens

Au Venezuela, la pratique est de compléter les puits de telle sorte que les venues de sable soient limitées au maximum. Généralement, les puits ne produisent pas ou peu de sable, sauf dysfonctionnement de la complétion. Un tel cas a été publié en 1996 par *Corpoven* (de Mirabal, 1996a) s'agissant d'un puits horizontal foré dans le réservoir MFB-53 situé dans la région North Hamaca de la ceinture de l'Orénoque (fig. 6).

Les caractéristiques de ce réservoir sont les suivantes : profondeur variant de 200 m au sud à 1350 m le long de la limite nord, degré API compris entre 6 et 16, viscosité en condition de fond comprise entre 140 et 2100 mPa·s, porosité 32 %, perméabilité 10 D, Swi 13 %, pression initiale 8,3-9,6 MPa, température 54,4-65,5 °C. L'huile produite est de type *foamy oil* en tête de puits et les productivités sont

excellentes : 80 m<sup>3</sup>/j pour les puits verticaux et 400 m<sup>3</sup>/j pour les puits horizontaux. Le puits mentionné dans la publication s'est ensablé très rapidement. La publication n'indique pas le type de pompe utilisée. En revanche, la même année, une publication de *Corpoven* (Gonzalez et Brunings, 1996) est consacrée au problème de production froide d'huile extra-lourde du même réservoir MFB-53 par puits horizontaux. Il est fait état de production à l'aide de pompes électro-submersibles (ESP). Les observations rapportées indiquent une chute importante de l'efficacité de ces pompes, de l'ordre de 50 %, lorsque la fréquence des pompes passe de 45 à 50 Hz. La raison invoquée en est un dégazage de l'huile en fond de puits lorsque la fréquence est supérieure à 45 Hz, dégazage qui a pour effet d'augmenter la fraction de gaz en entrée de pompe et de faire chuter ses performances. La description d'un puits horizontal standard indique que la complétion est réalisée avec un *slotted liner* de 5"1/2 sans *gravel pack*. La pompe est mise en place dans la partie courbe de la trajectoire (50-75°). La production est initiée à une fréquence de 30-35 Hz afin d'éviter les venues de sable. Après quelques semaines de production, la production de sable chute de 30 à 5 mg/l. La fréquence de la pompe est alors augmentée jusqu'à 40-45 Hz, ce qui permet d'avoir une pression de fond comprise entre 4,1 et 4,8 MPa, à laquelle la production est optimale (400-480 m<sup>3</sup>/j). La production de sable est limitée afin d'éviter une usure rapide des pompes, dont la durée de vie en conditions optimales est de l'ordre de 7,5 mois. Une analyse géomécanique a montré que la stabilité du trou dans un puits horizontal est assurée tant que la chute de pression aux abords immédiats de ce trou n'excède pas 1,4 MPa. Il est fait mention dans la publication de De Mirabal (1996b) traitant du même réservoir MFB-53 de l'utilisation de pompes PCP comme cela se fait au Canada. Cependant, aucun résultat n'est fourni sur l'intérêt d'utiliser ces pompes dans le but précisément de produire les effluents avec une fraction solide relativement importante.

Dans les publications de De Mirabal (1996a, 1996b), les études réalisées sur le réservoir MFB-53 sont présentées en détail, en particulier une productivité observée supérieure à la productivité théorique et l'aspect moussant de l'huile dans les bacs de stockage. Il est indiqué qu'il a été nécessaire de modifier les installations de surface pour gérer la quantité importante de gaz libéré par l'huile, le gaz étant en rétention dans l'huile jusqu'aux bacs. Les mécanismes de production tels qu'expliqués par *Corpoven* suite à différentes études sont les suivants :

- la formation *in situ* d'une huile moussante due à la production par expansion du gaz dissous (*solution-gas drive*) est considérée comme le phénomène prépondérant auquel *Corpoven* attribue une récupération d'environ 10 % de l'huile en place. Le gaz piégé dans l'huile jouerait le rôle de diluant diminuant la viscosité de l'huile et augmentant sa compressibilité ;
- la compaction joue un rôle secondaire. Sa contribution sur la récupération est au plus estimée à 3 % ;

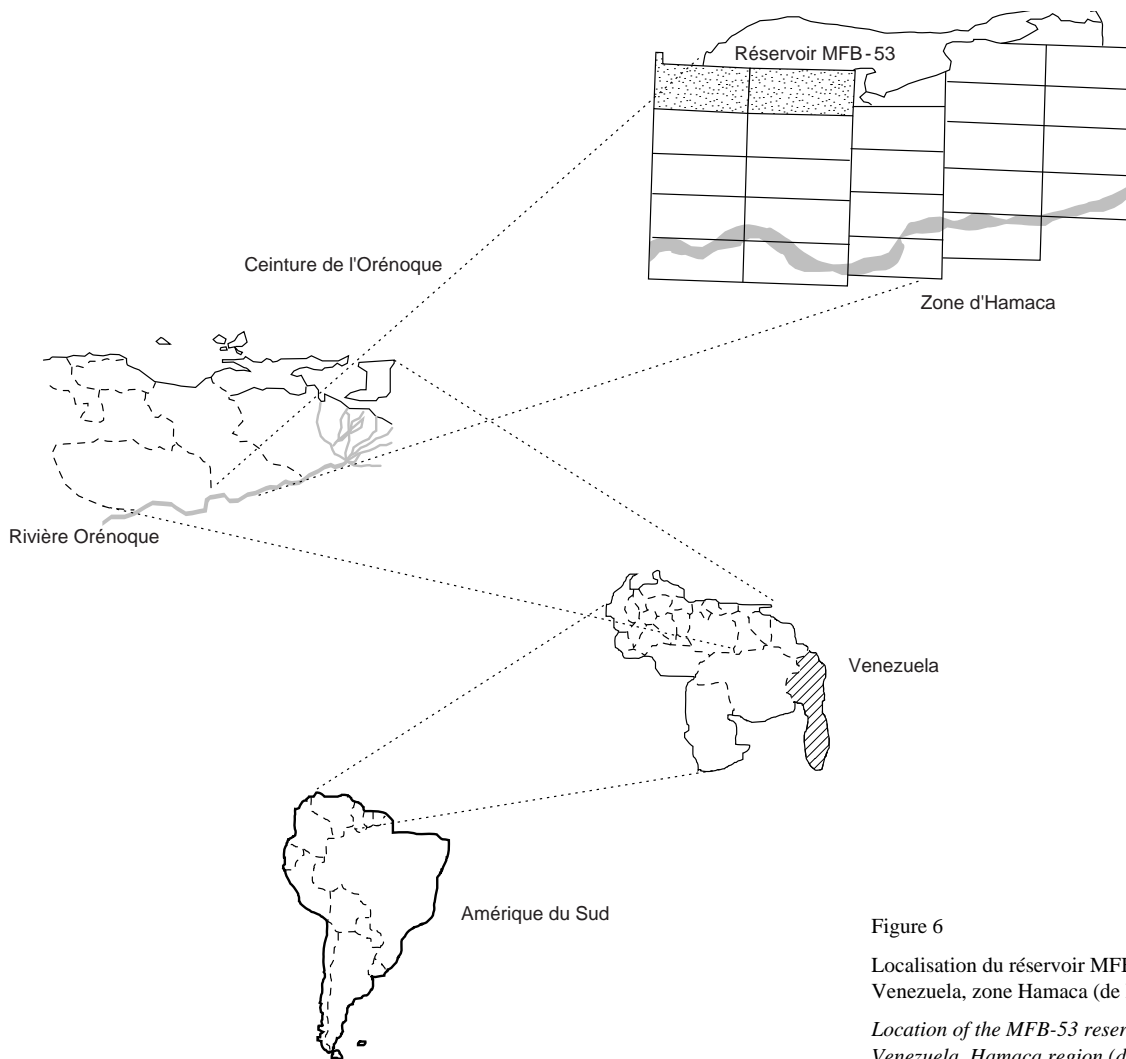


Figure 6  
Localisation du réservoir MFB-53  
Venezuela, zone Hamaca (de Mirabal, 1996b).  
Location of the MFB-53 reservoir  
Venezuela, Hamaca region (de Mirabal, 1996b).

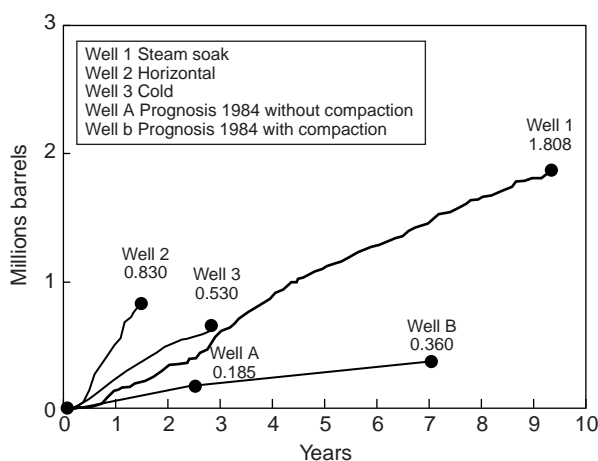


Figure 7  
Production de puits du champ MFB-53 (de Mirabal, 1996b).  
Wells production from MFB-53 field (de Mirabal, 1996b).

– d’autres mécanismes sont évoqués, mais dont l’impact est très faible puisque seulement 1 % de la récupération leur est attribué.

L’huile moussante est caractérisée par l’entraînement du gaz libéré en raison de la viscosité de l’huile, du faible coefficient de diffusion et de la teneur élevée en asphaltènes, 12,6 %. La composition de l’huile en C7+ est de 70 %.

Les productions de différents puits du champ MFB-53, verticaux, horizontal, vertical avec injection cyclique de vapeur, sont indiquées sur la figure 7.

### 3 OPTIMISATION DE LA PRODUCTION PAR PUITS VERTICAUX

À ce stade, il semble, selon les références bibliographiques, qu’il faille distinguer les deux catégories de puits recensés : d’une part ceux du Canada, où le phénomène essentiel pour expliquer l’augmentation de la productivité est la production



conjointe de sable, et d'autre part ceux du Venezuela où le caractère moussant semble prépondérant, la production de sable étant évitée, sinon totalement supprimée.

Dusseault, Geilikman et Roggensack (1995) essaient de définir les conditions qui permettraient d'optimiser la production froide à partir de puits verticaux dans le cas où la production de sable est la cause reconnue de l'augmentation de la productivité. Ils font des recommandations appropriées sur les procédures de forage, de complétion et de mise en production. Deux aspects sont importants : le taux initial de soutirage du sable et les conséquences d'arrêts et de redémarrages de la production.

Au Venezuela, l'optimisation de la production froide est surtout liée au moyen de pompage mis en œuvre. Comme cela a déjà été indiqué, une chute de pression trop grande en fond de puits provoque une séparation de l'huile et du gaz. La production du gaz libéré pose alors des problèmes.

#### 4 INTÉRÊT DES PUIITS HORIZONTAUX

Dans la référence déjà mentionnée, Dusseault, Geilikman et Roggensack (1995) indiquent que la production froide avec venues de sable risque de poser des problèmes d'ensablement dans des puits dont l'inclinaison serait supérieure à 40°. Amoco Canada a réalisé un développement par production froide d'un réservoir, apparemment sans problème, par des clusters de puits inclinés à 45°.

Outre le risque d'ensablement, l'utilisation de puits horizontaux en production froide avec production volontairement conjointe de sable est liée à la création effective d'un réseau de wormholes dans le milieu poreux. En infill-drilling, peut-on espérer recouper un réseau existant créé par la production de puits verticaux ? Si ce réseau n'existe pas, les vitesses d'écoulement de l'huile aux abords d'un puits horizontal sont-elles suffisantes pour le créer ? Des réponses au moins partielles à

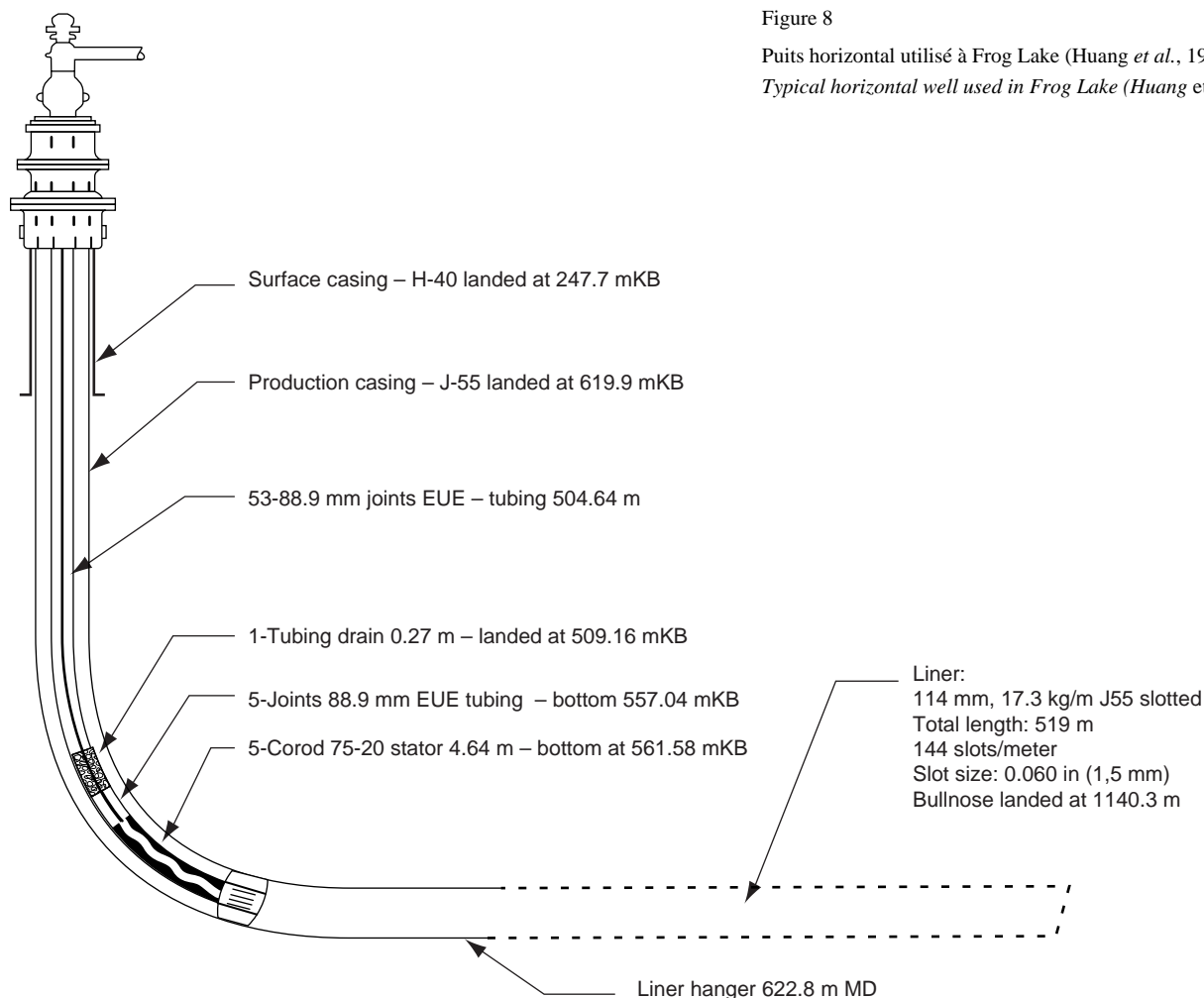


Figure 8  
Puits horizontal utilisé à Frog Lake (Huang et al., 1997).  
Typical horizontal well used in Frog Lake (Huang et al., 1997).

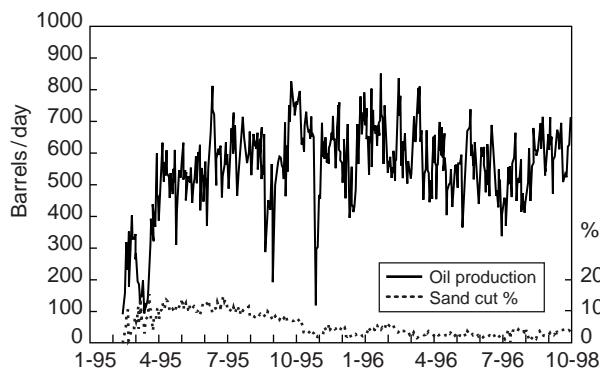


Figure 9

Production froide par puits horizontaux à Frog Lake (Huang et al., 1997)

*Cold production by horizontal wells at Frog Lake (Huang et al., 1997).*

ces deux questions sont fournies par l'expérience acquise par les opérateurs canadiens. Les pertes de boue en cours de forage de puits horizontaux par *CS Resources* ou *Pan Canadian* dans le champ déplété de Bodo, par exemple, et la production de boue dans des puits voisins quelques heures seulement après l'observation des pertes indiquent qu'un puits horizontal peut effectivement recouper un réseau de chenaux de fortes perméabilités. Par ailleurs, l'expérience de *Texaco Canada* (Huang et al., 1997) sur le champ de Frog Lake montre que la production froide par puits horizontaux est possible. *Texaco* a en effet entrepris un programme de dix puits horizontaux dans ce champ afin d'évaluer la faisabilité de la production froide à l'aide de tels puits. Suite à cette expérimentation, *Texaco* envisage de poursuivre le développement du champ par cette technique après avoir résolu un certain nombre de défis technologiques mis en évidence par le programme initial. Les points clés sont une réduction des coûts opératoires (4,2 \$/bbl pour le *servicing* des puits et 1,2 \$/bbl pour se débarrasser du sable) et une amélioration de la fiabilité des équipements (tiges d'entraînement des pompes et pompes PCP elles-mêmes). Les figures 8 et 9 montrent, d'une part un puits horizontal type utilisé à Frog Lake, et d'autre part la production d'huile de ce champ suite au programme des dix puits horizontaux.

## 5 RÉCUPÉRATION TERTIAIRE

Les procédés envisagés pour la récupération d'huiles visqueuses font essentiellement appel à l'injection de fluides chauds ou au chauffage de puits dans le but de diminuer la viscosité de l'huile et d'augmenter sa mobilité. Ces procédés sont :

- le chauffage électrique ou électromagnétique du puits. Seuls les abords du puits sont affectés par l'augmentation de température liée au chauffage ;

- la stimulation cyclique *huff & puff*. De la vapeur est injectée dans le milieu poreux. Après un temps de maturation pendant lequel la vapeur cède sa chaleur au milieu, le puits est remis en production ;
- le balayage de l'huile par l'eau chaude ou la vapeur ;
- la production d'huile par drainage gravitaire assisté par injection de vapeur (*Steam Assisted Gravity Drainage - SAGD*). La vapeur injectée dans un puits horizontal forme une chambre de vapeur. L'huile réchauffée et la vapeur condensée s'écoulent ensuite vers un deuxième puits horizontal situé au-dessous du premier ;
- le procédé SAGD en monopuits tel que proposé par *Elan Energy* au Canada. La vapeur est injectée dans un puits horizontal par l'intermédiaire d'un double *coiled tubing* isolé thermiquement, et retourne en surface, ainsi que les fluides de la formation, par l'intermédiaire de l'espace annulaire.

En production froide avec production conjointe de sable, les grains de sable sont transportés jusqu'en surface en raison des forces d'entraînement dues à la viscosité de l'huile. Dans le cas d'utilisation de fluides chauds pour la récupération d'huiles visqueuses, la réduction de la viscosité de l'huile va avoir pour conséquence un entraînement moindre des grains de sable dans la partie verticale des puits, avec un risque élevé d'accumulation en bas du puits. Une autre conséquence pourra être l'effondrement des chenaux de forte perméabilité (*wormholes*) créés au sein du milieu poreux. Dans un article de 1993, *Pan Canadian* (Karyampudi) présente l'expérience acquise suite à l'utilisation de l'injection cyclique de vapeur dans le réservoir de Elk Point, produit initialement par production froide. L'injection de vapeur à 318 °C a eu pour effet de changer la mouillabilité de la roche : de mouillable à l'eau à mouillable à l'huile. La conséquence de ce changement a été une diminution de la perméabilité à l'huile du milieu. L'injection de vapeur a eu pour autre effet de modifier les gradients de pression établis au sein du réservoir pendant la phase de production froide et d'annuler le comportement moussant de l'huile en affectant la nucléation du gaz. Ces résultats indiquent clairement que l'injection de fluides chauds dans un réservoir produit initialement par production froide doit être évaluée correctement par des expériences de laboratoire ainsi que par des tests sur champ afin de mieux en évaluer l'impact.

Metwally (1996), de *Pan Canadian*, a proposé un procédé mettant en œuvre une injection de gaz enrichi, à la température du réservoir, pour pressuriser un réservoir déplété après production froide au cours de laquelle des *wormholes* ont été créés. L'un des intérêts du procédé est qu'il ne nécessite pas de forage de nouveaux puits. Les étapes de ce procédé sont les suivantes :

- injection d'un gaz naturel ayant une certaine concentration en propane à l'état gazeux (gaz enrichi) dans un certain nombre de puits afin de pressuriser les chenaux connectés à ces puits. La durée d'injection est fonction du temps nécessaire à la pressurisation ;

- production de tous les puits situés dans la zone d'injection de gaz enrichi jusqu'à une distance d'un mile environ. Si le GOR (*Gas/Oil Ratio*) augmente dans certains puits, ceux-ci seront fermés ;
- lorsque la pression de repressurisation est atteinte ou qu'un volume fixé de gaz a été injecté, tous les puits sont remis en production jusqu'à ce que les effets de la repressurisation ne soient plus sensibles et qu'un nouveau cycle soit réalisé.

Ce procédé nécessiterait des débits d'injection relativement faibles. Il devrait être opéré dans des réservoirs fortement déplétés, tels que le champ de Bodo au Canada, en absence d'aquifère. Le gaz injecté pourrait être aisément recyclé.

D'après des contacts avec *CS Resources*, antérieurs à son rachat par *Pan Canadian*, il semblerait que *Pan Canadian* ait entrepris de tester ce procédé sur champ. Les résultats de ces tests ne sont pas connus.

## CONCLUSIONS

La production froide des huiles visqueuses avec l'observation d'une productivité meilleure que celle attendue en théorie est pratiquée au Canada et au Venezuela. De nombreuses publications sur des cas d'exploitation de champs sont disponibles dans la littérature. Les phénomènes proposés pour expliquer la productivité constatée sont essentiellement la production conjointe de sable au Canada et le caractère moussant des

huiles produites à la fois au Canada et au Venezuela. La production de sable étant combattue par des complétions appropriées, il est difficile d'évoquer celle-ci pour les réservoirs vénézuéliens.

La production volontaire de sable en production froide augmente sensiblement le coût opératoire de la production d'huile. L'évacuation de ce sable peut poser problème.

L'utilisation de pompes à cavités progressives permet de produire des effluents contenant une fraction élevée de solides. Ces pompes permettent d'ores et déjà de produire des réservoirs par production froide à partir de puits horizontaux. Des progrès techniques sont toutefois nécessaires pour éviter l'usure prématurée de ces pompes et diminuer les coûts de production.

L'utilisation de fluides chauds en récupération tertiaire dans les réservoirs produits par production froide doit être évaluée correctement. Les effets positifs observés suite à une production froide peuvent être annulés en raison de l'interaction de la vapeur avec la roche ou avec l'huile en place. Par ailleurs, l'huile réchauffée n'a plus une viscosité suffisante pour entraîner les grains de sable dans la colonne de production. La ségrégation du sable en bas des puits est alors très probable.

La complétion des puits doit être bien étudiée de façon à éviter les problèmes d'effondrement du toit du réservoir comme cela a été constaté sur le champ de Burnt Lake, spécialement si des couches aquifères sont situées au-dessus de la zone à produire.

## Deuxième partie : Études en laboratoire de la dépressurisation des huiles visqueuses

### INTRODUCTION

Le terme « huile moussante » est communément utilisé pour décrire l'aspect de certaines huiles lourdes produites par déplétion. Ces mousses seraient le mélange, dans une pseudo-phase, d'huiles lourdes contenant une grande fraction de bulles de gaz dispersées. Elles ont l'apparence d'une mousse au chocolat en surface. Ces mousses sont très stables et ont une durée de vie de plusieurs heures après production.

### 1 APPROCHE EXPÉRIMENTALE

Différents essais en laboratoire ont été tentés pour étudier les effets liés aux propriétés d'écoulement et proposer des interprétations, car les avantages économiques du développement de ces réservoirs sous dépressurisation sont clairs : les coûts très élevés de récupération secondaire par méthode thermique sont évités ou retardés.

Des essais ont été réalisés en milieu poreux, consolidés ou non, de taille centimétrique à métrique : massif de sable d'Ottawa de 50 cm (Firoozabadi, Pooladi-Darvish et Eleri, 1997a ; fig. 1), massif de sable de 2 m de long équipé de prises de pression tous les 33 cm (Maini, Sarma et George, 1993 ; fig. 2), *slim tube* de 6 m rempli de sable de Hamaca (Huerta *et al.*, 1996 ; fig. 3). Ils ont consisté principalement, après mesure des différents paramètres (perméabilité, porosité, etc.), à dépléter les milieux poreux soit de façon continue,

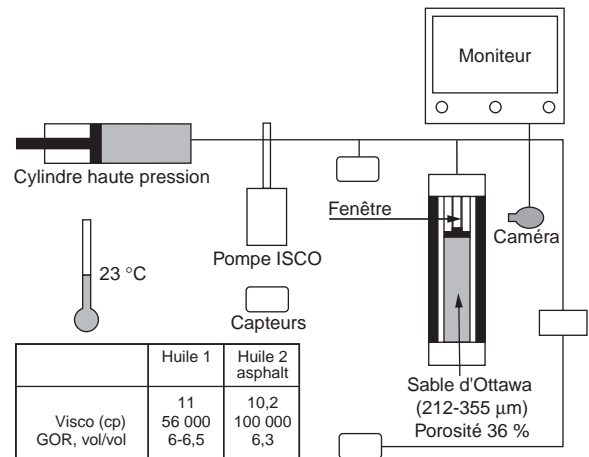


Figure 1

Mesure de la mobilité du liquide et du gaz dans la production d'huile visqueuse (Firoozabadi *et al.*, 1997b).

*Measurement of liquid and gas mobilities during the production of viscous oil (Firoozabadi et al., 1997b).*

soit par paliers de pression, soit brutalement à la pression atmosphérique. Pour ces essais, les mesures suivantes étaient enregistrées sur micro-ordinateur : taux de déplétion, production globale des effluents, production de gaz.

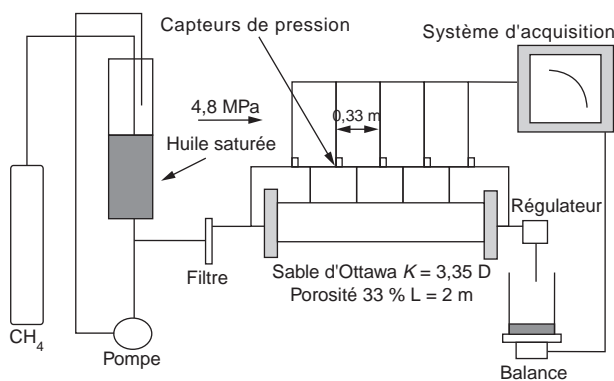
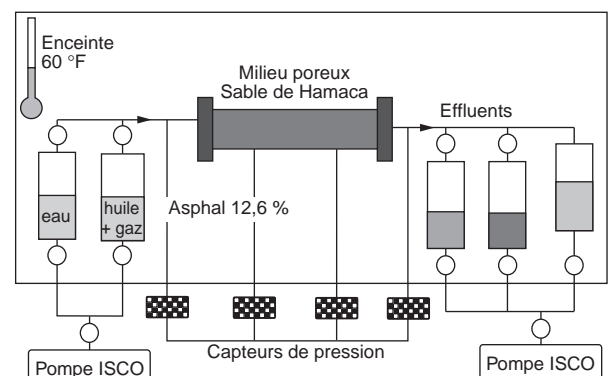


Figure 2

Montage expérimental de Maini, Sarma et George (1993). Implication de la formation d'une mousse sur la récupération.  
*Experimental set-up used by Maini, Sarma and George to investigate the formation of a foam during oil recovery.*



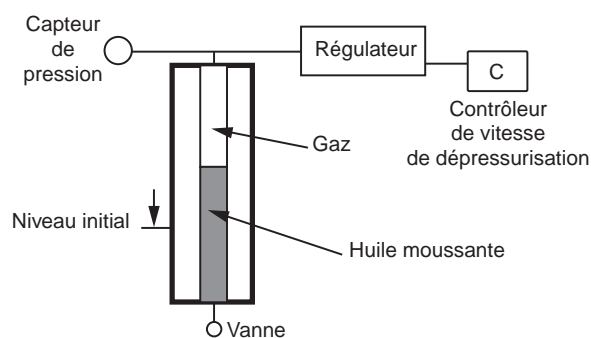
Massif  $L = 0.5$  m ;  $\Phi = 0.36$  ;  $K = 16.4$   $^{\circ}\text{F}$  ; Vitesse de production  $0,011$   $\text{cm}^3/\text{min}$   
Slim tube  $L = 6,1$  m ;  $\Phi = 0,33$  ;  $K = 14$  D ; Vitesse  $0,001$   $\text{cm}^3/\text{min}$

Figure 3

Montage expérimental utilisé par Huerta *et al.* (1996) pour des expériences de déplétion primaire.  
*Experimental set-up used by Huerta et al. (1996) during primary depletion experiments.*

Huerta, Hayes et Maini (1996) et Sheng *et al.* (1997a) (fig. 4) ont utilisé des cellules à hublot pour étudier la formation et la stabilité des mousses. Certaines équipes ont tenté de visualiser les écoulements et la formation éventuelle de microbulles avec des micromodèles en verre de mouillabilités différentes (notamment Bora, Maini et Chakma, 1997) (fig. 5).

De ces différents essais, il ressort que la production d'huiles visqueuses est un phénomène complexe qui met en œuvre plusieurs mécanismes tels que la formation d'huiles moussantes, la nucléation, le grossissement et la coalescence de bulles de gaz ou la formation de plusieurs phases lors de l'écoulement.



- Saturation de l'huile avec du méthane à haute pression puis transfert dans une cellule équipée d'un hublot en verre gradué
- Dépressurisation rapide ou programmée puis maintien de la pression
- Suivi du niveau d'huile et de gaz au cours du temps

Figure 4

Montage expérimental utilisé par Sheng, Hayes et Maini (1997a) pour des tests de stabilité d'huile moussante.

*Experimental set-up used by Sheng, Hayes and Maini (1997a) to test the stability of a foamy oil.*

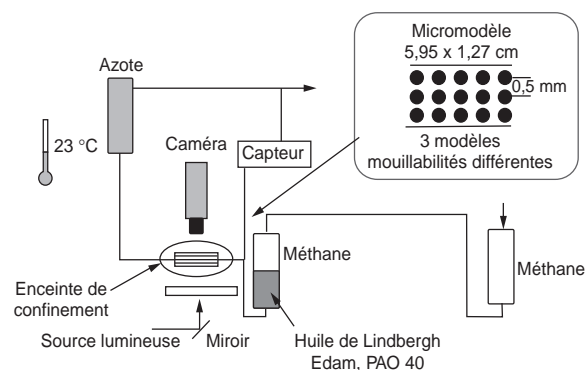


Figure 5

Montage expérimental pour la visualisation d'écoulements en micromodèles sous haute pression (Bora, Maini et Chakma, 1997).

*Experimental set-up used by Bora, Maini and Chakma (1997) to visualise flows in micromodels under high pressure.*

## 1.1 Formation d'huiles moussantes ou foamy oils

Maini, Sarma et George (1993) et Maini (1995) (tableau 1) ont observé la formation d'une mousse à la sortie d'un milieu poreux déplété (la pression d'entrée a été gardée égale à la pression de bulle et la face de sortie décomprimée par baisse de pression par paliers de 0,33 MPa). Le milieu poreux était constitué de sable d'Ottawa. Maini suggère qu'une mousse non aqueuse est généralement formée à l'intérieur du milieu poreux dans le réservoir. La phase continue serait la phase huile. Il conclut que la saturation critique en gaz pour la formation d'une phase continue peut être très élevée (de l'ordre de 40 %) et que le gaz s'écoule sous forme de mousse jusqu'à ce que la saturation en gaz ( $S_g$ ) devienne plus importante que la saturation critique en gaz ( $S_{gc}$ ). Shen et Batycky (1996), en réinterprétant les travaux de Maini, déduisent que la mobilité des huiles lourdes décroît avec la formation de mousses. Firoozabadi, Pooladi-Darvish et Eleri (1997a) (tableau 2) ont constaté l'apparition et le

TABLEAU 1

Fluides et procédure expérimentale utilisés par Maini, Sarma et George (1993) et Maini (1995)

*Fluids and experimental procedures used by Maini, Sarma and George (1993) and Maini (1995)*

Huiles	Non recombinaés			Recombinaés		GOR
	° API	% Asphaltène (à 20°C)	Viscosité (mPa·s)	Densité (kg/m <sup>3</sup> )	Viscosité (mPa·s)	
Lloydminster	12,6	14,1	8580	968	3007	14,8
Lindbergh	11	20,7	10 500	978	3970	14,2

Gaz : Méthane

Procédure :

- mesure de la porosité et de la perméabilité à l'eau
- déplacement de l'eau par l'huile recombinaée à 4,83 MPa ( $S_{wi} = 2\%$ )
- maintien de la pression à l'entrée et dépressurisation par paliers de la pression avec des paliers de 0,34 MPa
- à l'équilibre, mesure des pressions et de la production
- mesure de la saturation en gaz par injection d'huile (vanne de sortie fermée) à une pression égale à + 50 % de la pression de saturation
- passage à un nouveau palier

TABLEAU 2

Procédure employée par Firoozabadi, Pooladi-Darvish et Eleri (1997a) pour visualiser l'apparition et le grossissement de bulles de gaz à la surface d'une carotte

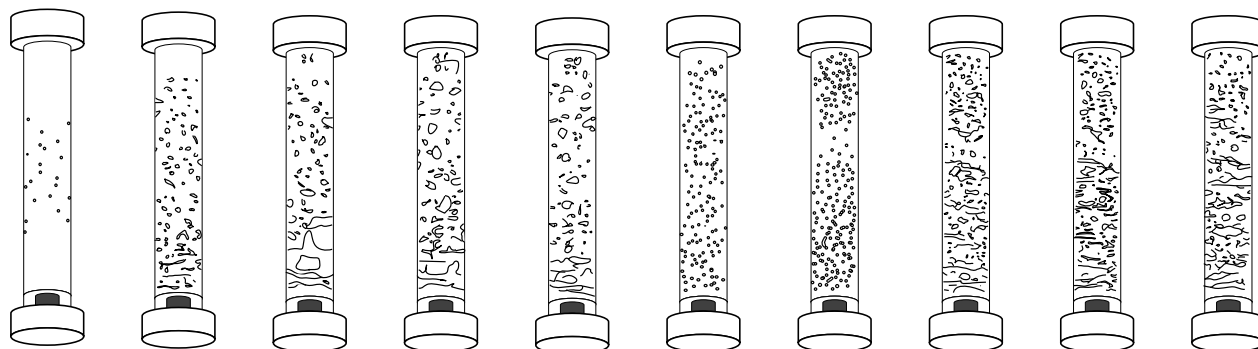
*Procedure used by Firoozabadi, Pooladi-Darvish and Eleri (1997a) to visualise the appearance and growth of gas bubbles at the surface of a core*

- La phase gaz est constituée de méthane
- Trois huiles ont été testées : Normal décane, huile visqueuse 1 (présence d'eau), huile visqueuse 2 (asphalténique et résines)
- Recombinaison huile/gaz à 48,9 °C pendant quelques jours
- Mise en place des fluides ; purge (1,5 volume de pore)
- Déplétion par soutirage. La pression, la production totale et la production de gaz sont mesurées

grossissement de bulles de gaz sur la surface d'une carotte constituée d'un grès de Béréa (fig. 6) et placée dans un porte-échantillon transparent. Huerta *et al.* (1996), dans des milieux poreux de sable saturés en huile lourde et déplétés, ont montré que les huiles moussantes permettent une récupération supérieure à la récupération théorique de l'huile en place.

Sheng, Hayes et Maini (1997a), avec des huiles de gisement ou synthétiques, saturées avec du méthane à haute

pression puis déplétées dans une cellule à hublot de façon brusque ou linéaire avec un contrôleur de pression, ont observé que la stabilité de la mousse augmente avec la viscosité de l'huile et avec le volume de gaz dissous, ainsi qu'avec des dépressurisations rapides. Par ailleurs, plus le volume d'huile est important, plus la mousse, de qualité basse, est stable (tableau 3). Enfin, les asphaltènes favoriseraient la stabilité des bulles de gaz dans la mousse.



a  $\Delta V = 5,25 \text{ cm}^3$  b  $\Delta V = 24,75 \text{ cm}^3$  c  $\Delta V = 41,70 \text{ cm}^3$  d  $\Delta V = 51,21 \text{ cm}^3$  e  $\Delta V = 71,18 \text{ cm}^3$  f  $\Delta V = 5,13 \text{ cm}^3$  g  $\Delta V = 15,05 \text{ cm}^3$  h  $\Delta V = 32,72 \text{ cm}^3$  i  $\Delta V = 35,06 \text{ cm}^3$  j  $\Delta V = 53,30 \text{ cm}^3$

Figure 6

Résultats d'expériences réalisées par Firoozabadi (1997a).

Results of experiments performed by Firoozabadi (1997a).

TABLEAU 3

Propriété des huiles, conditions et résultats des tests d'expériences de Sheng, Hayes et Maini (1997a) concernant la stabilité des huiles moussantes  
Oil properties, conditions and results of Sheng, Hayes and Maini's experimental tests (1997a) to explore the stability of foamy oil

Test	Huile	$\mu_{do}$ (mPa·s)	$R_s$ ( $\text{m}^3/\text{m}^3$ )	$P_i$ (MPa)	$h_o(0)$ (mm)	$dp/dt$ (MPa/min)	$\Gamma_{\max}$ (%)	$h_{\max}$ (mm)	$t_{1/2}$ (min)	$t_1$ (min)
1	Lindbergh 1	13 000	15,5	4,83	87,5	Suddenly	16,67	17,5	80,0	21,43
2	Lindbergh 2	9000	14,2	4,83	87,5	Suddenly	16,51	17,3	36,1	13,53
3	Medicine Hat	3000	17,0	4,83	87,5	Suddenly	11,88	11,8	25,1	5,09
4	Tangleflag	450	19,0	4,83	87,5	Suddenly	15,05	15,5	25,3	3,36
5	Crest Hill	250	18,4	4,83	87,5	Suddenly	10,26	10,0	8,8	1,53
6	PAO-100	3300	16,0	4,83	87,5	Suddenly	10,07	9,8	20,5	5,20
7	PAO-40	897	16,0	4,83	87,5	Suddenly	5,81	5,4	5,5	0,62
8	PAO-4	29	16,0	4,83	87,5	Suddenly	0,0	0,0	0,0	0,00
9	Lindbergh 2	9000	14,2	4,83	43,8	Suddenly	15,62	8,1	23,0	8,69
10	Lindbergh 2	9000	15,0	4,83	131,3	Suddenly	18,55	29,9	78,0	30,48
11	Lindbergh 1	13 000	15,5	3,62	87,5	Suddenly	6,82	6,4	67,5	7,37
12	Lindbergh 1	13 000	15,5	4,83	87,5	0,08	16,11	16,8	65,0	19,37
13	Lindbergh 1	13 000	15,5	4,83	87,5	0,04	6,22	5,8	50,0	6,11

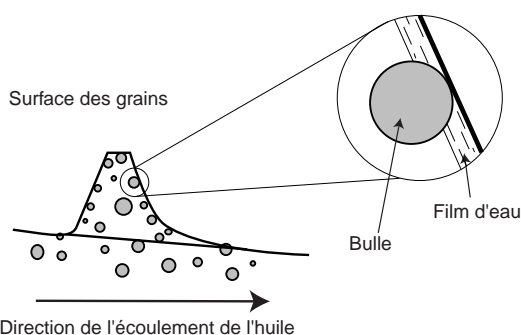
$\mu_{do}$  Viscosité de l'huile dégazée (mPa·s)  
 $R_s$  Rapport de gaz/huile de solution  
 $P_i$  Pression initiale (MPa)  
 $h_o(0)$  Hauteur initiale de l'huile (mm)  
 $dp/dt$  Dépressurisation appliquée (MPa/min)

$\Gamma_{\max}$  Qualité moussante maximale (%)  
 $h_{\max}$  Hauteur maximale de bulles dispersées (mm)  
 $t_{1/2}$  Demi-temps de vie (min)  
 $t_1$  Temps de vie (min)

## 1.2 Étude des autres mécanismes

Quand la pression du réservoir descend sous le point de bulle, l'huile devient sursaturée avec le gaz. Dès que la sur-saturation excède une certaine valeur, le gaz dissous sort de la solution sous forme de gaz nucléé. Quand la pression est encore réduite, les bulles de gaz croissent en taille. Les petites bulles peuvent s'écouler avec l'huile tandis que les plus grosses sont piégées dans les pores. Les bulles piégées continuent à grossir, deviennent éventuellement plus grandes que le pore, et peuvent même en occuper plusieurs. Du grossissement continu de ces bulles et de la coalescence d'autres, il résulte la formation d'une phase gaz continue dans le réservoir. Le gaz s'écoule dans le puits de production à une vitesse accrue. Dans les écoulements de mousse, l'écoulement de bulles de gaz dispersées dure plus longtemps et la formation d'une phase continue apparaît plus tard dans la déplétion. Les études expérimentales sont très limitées, et les observations décrites ci-dessous ne peuvent que donner des pistes de réflexion :

- la nucléation se fait sur les parois du milieu poreux. Des impuretés agissent comme sites de nucléation. Les asphaltènes ne jouent pas un rôle important dans la nucléation des bulles (Bora, Maini et Chakma, 1997) ;
- la mobilité des huiles lourdes croîtrait proportionnellement au taux de nucléation. Des effets de lubrification dus à la présence de gaz nucléé à la surface des grains pourraient expliquer ce phénomène (Shen et Batycky, 1996). Ces auteurs proposent une équation pour la viscosité effective de l'huile moussante incorporant cette lubrification (fig. 7) ;



- Le piégeage de bulles de gaz réduirait la mobilité de l'huile
- La nucléation de bulles de gaz à la surface des grains accroîtrait la mobilité
- La mobilité des huiles lourdes croîtrait proportionnellement avec le taux de nucléation mais décroîtrait avec la qualité de la mousse
- Utilisation d'un modèle de viscosité des huiles visqueuses
- Effet de lubrification avec le gaz

Figure 7

Diagramme schématisant de la formation et de la lubrification des bulles au cours de la déplétion d'une huile visqueuse (d'après Shen *et al.*, 1996). Réinterprétation des expériences réalisées par Maini.

*Schematic diagram of the formation and lubrication of bubbles during depletion of a viscous oil (from Sheng *et al.*, 1996). Re-interpretation of experiments done by Maini.*

- il n'est pas évident que la présence de bulles de gaz améliore la mobilité de l'huile ; la mobilité serait plutôt diminuée du fait de la présence de gaz nucléé (Maini, Sarma et George, 1993 ; Maini, 1995) ;
- dans les tests à fort taux de déplétion, la nucléation n'est pas instantanée et des bulles apparaissent au cours de la déplétion. La présence d'asphaltènes augmente la sur-saturation nécessaire à la nucléation des bulles. Dans les milieux mouillables à l'eau, la nucléation peut se produire dans la couche piégée d'eau (Bora, Maini et Chakma, 1997) ;
- dans l'hypothèse d'une viscosité de l'huile inchangée lors de la libération du gaz dans le milieu poreux, la perméabilité relative à l'huile à la saturation critique en gaz varie de 0,6 à 1 (Firoozabadi, Pooladi-Darvish et Eleri, 1997a) ;
- la taille des bulles de gaz varie de très longues bulles qui occupent plusieurs pores, à de très petites de la taille du pore. La coalescence se fait à faible vitesse d'écoulement et lorsque les bulles restent en contact pendant un temps assez long. La dislocation des bulles est réalisée pour des vitesses d'écoulement élevées. Une forte viscosité couplée à une forte vitesse d'écoulement garde le gaz dispersé en écoulement avec l'huile (Bora, Maini et Chakma, 1997). Le piégeage de bulles de gaz dans l'huile réduirait sa mobilité (Shen et Batycky, 1996) ;
- la présence d'asphaltènes retarde la coalescence (Bora, Maini et Chakma, 1997) ;
- la mobilité du gaz dans un système huile lourde peut rester faible (Firoozabadi, 1997a, 1997b) ;
- la présence d'un grand nombre de petites bulles n'a pu être vérifiée (Huerta *et al.*, 1996 ; Shen et Batycky, 1996 ; Bora, Maini et Chakma, 1997) ;
- la saturation en gaz critique ( $S_{gc}$ ) peut être élevée par rapport à une déplétion conventionnelle (Maini, 1995) ;
- enfin, l'amélioration de la production pourrait être affectée à d'autres mécanismes tels que la production de sable, les *wormholes* (Tremblay, Sedgwick et Forshner, 1995, 1996a, 1996b ; voir la quatrième partie de l'article) ou les couplages dus aux effets visqueux (Bora, Maini et Chakma, 1997 ; Sheng, 1997b).

## 2 RÉFLEXIONS POUR UNE NOUVELLE APPROCHE EXPÉRIMENTALE

Bien des questions posées restent encore sans réponse. En excluant dans cette analyse les sujets relatifs à la production de sable et aux *wormholes*, un travail expérimental pourrait porter plus particulièrement sur les points suivants :

- la mobilité des huiles moussantes reste encore peu comprise : une recherche incluant les perméabilités relatives huile/gaz et la viscosité pourrait être un premier axe ;
- un deuxième axe pourrait porter sur l'apparition et la visualisation de microbulles ainsi que sur la taille des bulles de gaz et leur influence sur la mobilité de l'huile ;
- une étude particulière sur les viscosités des huiles lourdes permettrait d'apporter des informations utiles sur le sujet, qui n'est quasiment pas abordé dans la présente littérature.

## Troisième partie : Modélisation des huiles moussantes

### INTRODUCTION

La simulation numérique de déplétions primaires dans les réservoirs d'huile moussante est restée longtemps basée sur des ajustements empiriques de modèles conventionnels de déplétion. Les productions des réservoirs sont restituées en utilisant les simulateurs existants et en ajustant certains paramètres pour tenir compte des particularités de l'écoulement des huiles visqueuses. Les paramètres clés pouvant être ajustés sont : la perméabilité absolue du milieu (multipliée par 1000, Maini, Sarma et George, 1993), la saturation critique en gaz (jusqu'à des valeurs de 20 à 30 %), les perméabilités relatives gaz-huile (Loughead et Saltuklaroglu, 1992) et, fonction de la pression, la compressibilité des fluides et de la roche et la viscosité de l'huile. Évidemment, ces modèles de simulation ne peuvent espérer mettre en évidence des caractères nouveaux concernant l'écoulement des huiles moussantes (principalement la contribution des phénomènes hors équilibre). L'obtention d'une bonne restitution de l'historique d'un réservoir demande donc parfois l'utilisation de paramètres irréalistes, dont la physique sous-jacente est suspecte. De plus, même si le calage est bon, les prédictions obtenues à partir de ces modèles ne sont pas nécessairement fiables.

Le problème des huiles moussantes est apparu récemment. Dès lors, les tentatives d'élaboration de nouveaux modèles sont nouvelles et en petit nombre, à tel point que la seule analyse complète et originale provient d'une thèse (Sheng, 1997b), suite de travaux effectués par l'équipe de Maini.

### 1 MODÈLES ANTÉRIEURS AU MODÈLE DE SHENG

L'écoulement de deux fluides, l'huile et le gaz, est décrit dans les simulateurs numériques par l'intermédiaire de la loi de Darcy. Avant la thèse de Sheng, les tentatives pour introduire les propriétés originales des huiles moussantes dans ces simulateurs se sont limitées, en fait, à modifier certains termes de la loi de Darcy en essayant de traduire les propriétés des huiles moussantes, principalement :

- par rapport aux écoulements diphasiques classiques, la proportion de gaz en mouvement vis-à-vis du gaz formé par nucléation dépend de nombreux paramètres, connus ou inconnus. Seule la partie mobile est régie par les perméabilités relatives, et peut être produite. Le modèle de pseudo-point de bulle permet de caler cette proportion ;
- dans le même esprit, on peut caler la relation perméabilité relative-saturation en gaz mobile par l'intermédiaire du débit fractionnaire, et ce à l'aide du modèle à débit fractionnaire modifié ;

- la forte productivité des huiles visqueuses peut être la conséquence d'une diminution de leur viscosité (modèle de viscosité réduite) ;
- le phénomène donnant la quantité de gaz formé par nucléation en fonction de la quantité d'huile en place et la proportion de gaz mobile par rapport au gaz formé peuvent être décrits par deux réactions chimiques dont le schéma est implanté dans certains simulateurs. Cela est opéré dans le modèle à réaction non équilibrée.

### 1.1 Description sommaire de ces différents modèles

#### 1.1.1 Modèle de pseudo-point de bulle

Kraus, McCaffrey et Boyd (1993) ont développé un « modèle de pseudo-point de bulle » pour les déplétions primaires dans les réservoirs d'huile moussante. Il ont proposé une méthodologie qui peut être utilisée pour chiffrer les propriétés des huiles moussantes à partir des résultats PVT conventionnels. Les propriétés modifiées peuvent être utilisées dans un simulateur standard pour modéliser les performances d'un réservoir d'huile moussante. Dans ce modèle, le pseudo-point de bulle est un paramètre ajustable dans la description du fluide. Tout le gaz libéré reste entraîné dans la phase huile tant que la pression n'atteint pas le pseudo-point de bulle. Sous la pression de bulle, une partie seulement du gaz libéré,  $\alpha$ , est entraînée dans l'huile ; et  $\alpha$  décroît linéairement jusqu'à 0 quand la pression décroît. Le gaz entraîné est traité comme une partie de l'huile, mais son volume molaire et sa compressibilité sont évalués comme ceux du gaz libre. Les valeurs de la constante d'équilibre K de PVT conventionnel sont modifiées en fonction du pseudo-point de bulle. Quand les propriétés d'une huile moussante décrite de cette façon sont utilisées dans un simulateur de réservoir, les résultats font effectivement ressortir trois caractéristiques observées lors de déplétions : une forte récupération d'huile, un GOR (*Gas/Oil Ratio*) bas et le maintien naturel de la pression.

Ce modèle permet de restituer quelques caractéristiques de l'écoulement de l'huile visqueuse. Il reproduit un mécanisme qui tient compte de la grande compressibilité du fluide et produit une bonne restitution de la production sans faire appel à des paramètres d'ajustement irréalistes. Cependant, il ne simule pas les effets de non-équilibre. Par conséquent, les phénomènes liés au temps seraient difficiles à simuler avec ce modèle.



### 1.1.2 Modèle à débit fractionnaire modifié

Lebel (1994) décrit un modèle à débit fractionnaire modifié. Comme la saturation en gaz augmente à partir de 0, le débit fractionnaire du gaz augmente linéairement avec la saturation jusqu'à atteindre une valeur limite de la saturation du gaz entraîné dans l'huile. Au-dessus de cette valeur, le gaz est libre. La viscosité de l'huile moussante diminue, comparée à celle de l'huile monophasique. La densité de l'huile moussante est une moyenne pondérée entre la densité de l'huile et celle du gaz. La relation d'équilibre PVT peut être utilisée dans ce modèle.

Ce modèle simule aussi un fait important dans le comportement d'une huile moussante, l'entraînement d'une partie du gaz par l'huile. Par ailleurs, des perméabilités relatives modifiées et les propriétés des constituants suffisent pour alimenter le simulateur. Les modifications de ces différents paramètres en fonction du temps ne peuvent pas être simulées. Le problème est aussi de définir la courbe de débit fractionnaire par tâtonnements.

### 1.1.3 Modèle de viscosité réduite

Claridge et Prats (1995) ont suggéré que les asphaltènes présents dans le brut adhèrent aux bulles de gaz quand ces dernières sont encore très fines. Cet enrobage d'asphaltènes sur la surface de la bulle stabiliserait les bulles à un faible rayon. Les bulles continueraient de s'écouler, avec l'huile, à travers les pores du milieu poreux. L'élément qui différencie ce modèle des autres est l'effet sur la viscosité de l'huile de l'adsorption des asphaltènes à la surface des bulles. Les auteurs pensent que la viscosité de l'huile diminue de façon importante quand elle perd les asphaltènes. Toutefois, cette relation entre le transfert des asphaltènes et la viscosité de l'huile n'a pas été vérifiée expérimentalement.

### 1.1.4 Modèle à réaction non-équilibrée

Coombe et Maini (1994) ont décrit un modèle tenant compte des cinétiques des transformations physiques qui se produisent dans la morphologie de la dispersion gaz-huile. Le modèle distingue trois composants dans la phase huile :

- huile morte ;
- gaz dissous ;
- gaz dispersé sous la forme de microbulles.

Le gaz dissous se transforme en gaz dispersé selon un taux donné par la sursaturation locale. Le gaz dispersé se transforme en gaz libre selon un autre taux.

Ce modèle a été implanté dans le simulateur de réservoir STARS, de la compagnie CMG, qui comportait déjà les routines des réactions chimiques : les deux taux étaient introduits en tant que réactions chimiques. Le modèle est capable de simuler quelques effets de non-équilibre, mais les taux doivent être déterminés par *history matching*. La possibilité de prédire les performances des réservoirs demeure incertaine.

## 2 MODÈLE DYNAMIQUE DE SHENG

Un modèle dynamique de simulation des expériences de déplétion d'huile moussante a été proposé récemment par Sheng *et al.* (1996). Il tente d'inclure les taux associés avec la nucléation, la croissance et la coalescence des bulles. Le gaz dispersé est traité comme un composant du liquide mais possède des propriétés propres. Le taux de nucléation est supposé être instantané, le taux de formation du gaz dispersé est pris comme une fonction de la sursaturation et du temps, et le taux de coalescence est supposé proportionnel à la fraction volumique du gaz dispersé dans l'huile. Bien que ce modèle donne de bonnes restitutions de résultats expérimentaux, il nécessite un ajustement des paramètres qui ne sont pas évaluables séparément.

Ce type de modèle dynamique est expliqué en détail par Sheng (1997b). La bibliographie qui suit se limite donc à cette thèse.

### 2.1 Restitution des processus dynamiques existant dans la mousse, hors écoulement

Sheng cherche d'abord à décrire les processus dynamiques existant dans les huiles moussantes : la nucléation, le grossissement des bulles et la séparation du gaz et de l'huile considérés dans une cellule ou un milieu poreux « élémentaire » statique par rapport à ces phénomènes. Sheng introduira ensuite les lois trouvées dans un modèle d'écoulement.

### 2.2 Processus statiques

Sheng fait la distinction entre trois modèles possibles : le modèle 1, d'abord, qui tient compte de l'âge des bulles ; ce modèle est théoriquement le meilleur physiquement mais il est difficile à implanter dans un modèle classique d'écoulement qui ne connaît que la notion de perméabilité relative/saturation. Les modèles 2 et 3 sont simplifiés ; ils ne tiennent pas compte de l'âge des bulles mais sont facilement intégrables dans un modèle d'écoulement classique.

Pour rappel, nous donnons ci-dessous les définitions de base, et décrivons des phénomènes bien connus.

#### 2.2.1 Nucléation

Sheng pense que même avec les huiles légères, la nucléation est instantanée (mais hétérogène) quand le taux de déplétion est élevé et entraîne de fortes sursaturations.

#### 2.2.2 Grossissement des bulles

Ce phénomène est commandé uniquement par la diffusion dans les huiles ordinaires ; mais, avec les huiles visqueuses, la forte viscosité de l'huile peut limiter le taux de grossissement. Dans le milieu poreux, le grossissement des bulles s'effectue selon une loi de percolation quand le taux de déplétion est faible. Quand la viscosité devient importante, la

forme de l'amas ne vient pas de la percolation. Des expériences ont montré que les bulles de gaz étaient étroites et suivaient les chenaux de forte perméabilité pour sortir du milieu. Sheng propose deux lois pour la croissance des bulles : la loi puissance et la loi exponentielle.

#### Croissance selon une loi puissance

Sheng pense que les évaluations de  $r_b(t)$  classiques en  $t^{1/2}$  ne sont pas valables en milieu poreux, mais que l'on peut garder l'idée que  $r_b(t)$  est une loi puissance de  $t$  ( $r_b$  est le rayon des bulles,  $t$ , le temps) ; on peut donc penser que le volume de gaz formé  $V_g$  pendant le pas de temps  $\Delta t$  est aussi une loi puissance de  $t$  et poser (modèle 2) :

$$V_g = V_{geq} \left[ \frac{\Delta t}{t_{eq}} \right]^b$$

$V_{geq}$  est la quantité de gaz libéré à l'équilibre thermodynamique,  $t_{eq}$  le temps d'obtention de cet équilibre, et  $b$  l'indice de croissance des bulles. En ajustant  $b$  et  $t_{eq}$ , on peut tenir compte des effets de paramètres qui gouvernent la croissance des bulles, spécialement l'effet du milieu poreux.

Kashchiev et Firoozabadi (1993) ont montré que  $b$  prend des valeurs différentes selon les conditions expérimentales.

Si le grossissement des bulles est géré :

- par la diffusion seulement,  $b = 3/2$  pour une sursaturation constante ;  $b = 3$  pour une sursaturation croissant linéairement mais lentement ;
- par l'inertie,  $b = 3$  pour une sursaturation constante ;  $b = 9/2$  pour une sursaturation croissant linéairement.

#### Croissance selon une loi exponentielle

Dans son modèle 3, Sheng suppose que la croissance de la phase gaz pendant un intervalle de temps  $\Delta t$  est donnée par une loi de la forme :

$$V_g = 1 - \exp(-\lambda_s \Delta t / 2)$$

où  $\lambda_s$  est un taux de décroissance de la sursaturation.

### 2.2.3 Libération du gaz

Les bulles libérées restent dispersées dans l'huile et forment avec l'huile une mousse. Cependant, cette mousse est instable et les bulles ont tendance à quitter la phase huile pour former une phase de gaz libre. Ce phénomène n'est pas encore bien compris mais peut être chiffré par des expériences en cellule.

Si les bulles sont petites (quelques  $\mu\text{m}$ , plus petites que les rayons de pore), elles peuvent circuler, sans coalescer, à une vitesse différente de celle de l'huile. La viscosité joue aussi un rôle.

Quoi qu'il en soit, l'équation décrivant la séparation du gaz peut avoir la forme suivante :

$$u(t) = u(0) \exp(-\lambda_{dg} t)$$

ou, sous sa forme différentielle :

$$\frac{du}{dt} = -\lambda_{dg} u$$

où  $\lambda_{dg}$  est le coefficient de décroissance de la partie gaz dans l'huile,  $u$  est un paramètre de la mousse tel que sa surface interfaciale, le volume du liquide, le nombre de bulles, etc.

Ce coefficient de décroissance peut s'écrire :

$$\lambda_{dg} = \lambda_{sc} \left( \frac{P_{sc}}{P} \right)$$

avec  $\lambda_{sc}$  le coefficient de décroissance à la pression atmosphérique  $P_{sc}$  qui correspond aux tests de laboratoire.

### 2.3 Le modèle d'écoulement de Sheng

Les processus décrits ci-dessus sont pris en compte :

- le processus de formation de la phase gazeuse à partir du liquide ;
  - le processus de transformation de ce gaz en gaz libre ;
- avec les hypothèses suivantes :
- la nucléation est supposée instantanée ;
  - le grossissement des bulles est donné par une loi puissance ou exponentielle ;
  - l'écoulement du gaz libre et de l'huile est géré par les perméabilités relatives, fonction de la saturation en gaz mobile ;
  - le gaz dispersé est supposé s'écouler en même temps que l'huile.

Toutes les relations trouvées précédemment sont transformées en équations aux accroissements finis pour être appliquées dans un processus de calcul basé sur des pas de temps donnés. Les simulations effectuées sont ensuite comparées aux résultats d'expériences de déplétion effectuées dans des massifs de sable avec des taux de déplétion variables. Les résultats expérimentaux sont aussi confrontés aux résultats de simulations effectuées à l'aide d'un modèle classique de déplétion sans transitoire (modèle avec équilibre).

La conclusion la plus générale est que le modèle d'équilibre fonctionne moins bien que le modèle dynamique, en ajustant évidemment  $\lambda_s$  et  $\lambda_{sc}$  dans ce dernier modèle. Le modèle statique donne cependant des résultats acceptables dans le cas de déplétions lentes au cours desquelles l'équilibre PVT est pratiquement suivi.

On remarque aussi que quand le taux de déplétion est élevé,  $\lambda_s$  doit être grand et  $\lambda_{sc}$  doit être petit. Ceci s'explique par le fait que, dans ce cas de fort taux de déplétion, beaucoup de bulles sont formées et, la distance les séparant devenant faible, la diffusion peut facilement faire baisser la concentration en gaz dissous, donc la sursaturation (fonction de  $\lambda_s$ ). Corrélativement, de nombreuses bulles sont petites et restent donc plus longtemps en suspension dans l'huile, ce qui retarde le moment où le gaz devient mobile (fonction de  $\lambda_{sc}$ ).

Dans le cas de déplétions rapides :

- la valeur de  $\lambda_s$  a peu d'influence sur la quantité totale d'huile récupérée ;
- en revanche,  $\lambda_{sc}$  a une grande importance ; il y a donc beaucoup d'huile récupérée si le gaz reste longtemps dispersé dans l'huile.

Dans le cas de déplétions lentes, il n'y a pas d'effet de  $\lambda_s$ , ni de  $\lambda_{sc}$ . De plus, la même valeur de  $\lambda_{sc}$  convient pour simuler plusieurs expériences à des taux différents.

Des simulations exploratoires, sans support expérimental, ont été réalisées ; elles montrent que plus le taux de déplétion est élevé, plus la récupération finale en huile est importante. Des essais ont été tentés pour restituer les expériences à l'aide du modèle classique sans transitoire :

- en imposant la quantité finale d'huile récupérée. À part le dernier point, l'ensemble de la courbe de récupération n'est pas bon ;
- en multipliant la perméabilité du milieu par un facteur 1000, sans augmenter la récupération de l'huile.

## CONCLUSIONS

Le modèle de Sheng marque un important progrès par rapport aux autres modèles quant à la quantification des phénomènes transitoires intervenant dans une déplétion en milieu poreux.

Les phénomènes de nucléation du gaz sous forme de bulles, du grossissement de ces bulles et de la séparation de celles-ci d'avec la phase huile sont décrits par des relations analytiques qui sont des lois puissance ou des exponentielles. Les deux paramètres intervenant dans ces relations sont  $\lambda_s$  et  $\lambda_{sc}$  qui bien choisis, permettent de restituer les résultats d'expériences de déplétion. Comme ces paramètres sont fonction du taux de déplétion, leur possibilité de prédiction est cependant limitée et leur évaluation sur champ demande un minimum d'historique de production.

Un caractère important du fonctionnement des huiles visqueuses est le fait qu'elles conservent longtemps l'énergie nécessaire à l'entraînement de l'huile, par expansion de nombreuses bulles formées pendant un temps assez long, temps nécessaire à la diffusion pour équilibrer la baisse de pression élevée. Le rattrapage classique de l'état PVT est même problématique dans certains cas. Les expériences en cellule ont montré, avec des huiles classiques, que le volume gazeux est plus important et demeure plus longtemps avec de forts gradients de pression  $dP/dt$  (voir aussi les expériences de Longeron dans Moulu et Longeron, 1989) et donc,  $S_{gc}$  et la

récupération de l'huile sont plus importantes. La production des huiles visqueuses sera donc aussi augmentée avec le taux de déplétion. Comme par ailleurs, une augmentation sensible de la perméabilité du milieu n'apporte pas d'augmentation de la production, il est probable qu'il faille chercher ailleurs l'effet éventuellement bénéfique des *wormholes* ; c'est sur leur frontière avec la matrice non dégradée que l'on pourra probablement rencontrer des gradients de pression assez importants pour initier de fortes sursaturations locales.

Ce qui gêne Sheng pour introduire un modèle physique (modèle 1), c'est que, dans le simulateur qui comporte un ensemble de mailles et dans lequel les phénomènes se déroulent dans une suite de pas de temps, l'huile qui passe d'une maille à l'autre n'a pas des propriétés constantes : elle perd du gaz, sa sursaturation varie, la nucléation dans chaque maille démarre à des instants différents... Donc, la base de temps pour caler les différents phénomènes doit être différente dans chaque maille.

Il semble pourtant envisageable d'introduire dans le modèle des lois qui soient un peu plus « physiques ». C'est ainsi que  $\lambda_s$ , correspondant à la quantité de gaz formé, peut être facilement exprimé par un taux de nucléation, fonction de la sursaturation, mais relation unique pour un système fluide-milieu poreux. La sursaturation, pouvant être calculée dans chaque maille à partir de la concentration en gaz dans un volume d'huile donné, est fonction de la quantité de gaz perdu par ce volume lors des pas précédents.

L'entraînement des bulles (donné par  $\lambda_{sc}$ ) pourrait être envisagé en considérant la dimension des bulles en fonction du temps, ce que l'on sait calculer (Moulu et Longeron, 1989) :

- les bulles plus petites que les rayons de seuil des pores circulent en même temps que l'huile ;
- les bulles plus grandes que les rayons de seuil sont entraînées si le gradient de pression local est suffisant (Betata, 1998), restent piégées jusqu'à  $S_{gc}$ , et s'écoulent ensuite en suivant la loi de perméabilité relative.

Avec  $dP/dt$  bas, le modèle classique de solution *gas drive* suffit. Donc on ne devrait pas avoir sur champ d'amélioration de production due à la formation de mousse. Cependant, une incertitude pèse sur la valeur du taux de déplétion considérée : il semble que ce soit le taux de déplétion d'un réservoir. Les taux de déplétion testés en laboratoire vont de 0,9 à 5 MPa/j, valeurs qui semblent élevées. Cependant, un calcul simple (Betata, 1998) montre que, si l'on considère un volume d'huile s'approchant du puits, la forte baisse de pression fait qu'il subit un taux de plus de 100 MPa/j sur les derniers mètres. Ces taux très élevés devraient pouvoir expliquer les effets de production que l'on observe réellement.

## Quatrième partie : Aspects géomécaniques

### INTRODUCTION

Cette partie tente de faire le point sur :

- le comportement mécanique du complexe sable-huile visqueuse ;
- l'écoulement relatif de l'huile et du sable ;
- l'augmentation du rayon de drainage et la dynamique des *wormholes* ;
- le comportement mécanique à l'échelle du réservoir.

### 1 COMPORTEMENT MÉCANIQUE DU COMPLEXE SABLE-HUILE VISQUEUSE

Le comportement mécanique des sables à huile visqueuse a fait l'objet de travaux depuis la fin des années 1970, essentiellement à l'université d'Alberta au Canada.

Les premiers gisements ont été exploités à ciel ouvert et le problème qui se posait alors était celui de la stabilité des talus. Des pentes très raides de 65 à 75° indiquaient que les sables à huile lourde d'Athabasca possédaient en effet une résistance considérable, bien supérieure à celle d'un sable dense ordinaire (Dusseault et Morgenstern, 1978). La faible cohésion du sable, l'importante viscosité de l'huile et les tensions interfaciales ne peuvent expliquer la résistance des sables à huile lourde du Canada. Des études en laboratoire à l'appareil triaxial et à la boîte de cisaillement annulaire ont montré que ces sables présentaient une résistance au cisaillement très élevée, pas de cohésion et une enveloppe de Mohr curviligne.

#### 1.1 Carottage des sables à huile lourde

Obtenir des échantillons représentatifs du sol en place représente toujours une difficulté dans ce type de matériau, fragile, sans résistance en traction et en présence de gaz dissous. Les conséquences du remaniement des échantillons sont graves, particulièrement sur les analyses de laboratoire pétrophysiques et géomécaniques. Dusseault et Van Domselaar (1982) ont proposé d'adopter un indice de remaniement basé sur la diagraphie de densité et l'analyse des carottes :

$$I_D = 100 \frac{\phi_e - \phi}{\phi}$$

avec  $\phi$  la porosité diagraphie et  $\phi_e$  la porosité carotte.

Dans le cas où il n'y a pas de gaz libre, on a :

$$\phi = 100 \frac{G_s - D}{G_s - G_w + S_o (G_w - G_o)}$$

où :

$G_s$  est la densité des grains minéraux (26,5 kN/m<sup>3</sup> pour le quartz),

$G_w$  est la densité de l'eau,

$G_o$  est la densité de l'huile,

$D$  est le poids volumique global extrait de la diagraphie de densité.

Le remaniement est considéré comme acceptable pour  $I_D < 10\%$ .

Des procédures spéciales de carottage ont été mises au point (Dusseault et Morgenstern, 1977 ; Dusseault et Van Domselaar, 1982). Elles se caractérisent par la réfrigération de la carotte au fond, à des température de -20 à -25°. Cependant, ces techniques sont limitées aux couches peu profondes (< 150 m) et ne permettent apparemment d'obtenir de bons résultats ( $I_D < 10\%$ ) que dans le cas où la teneur en huile est faible.

#### 1.2 Propriétés physiques des sables à huile lourde

Le tableau 1 synthétise quelques données sur les sables à huile lourde, rencontrés essentiellement au Canada et au Venezuela.

Des analyses de microscopie optique et électronique ont montré que la constitution des sables canadiens de la formation McMurray (Alberta) est très particulière, avec un grand nombre de contacts concavo-convexes entre les grains et une structure enchevêtrée tridimensionnelle. Cette structure est le résultat de dissolution-recristallisation du quartz. Cela se traduit par une porosité réduite et une forte rugosité des grains (*fig. 1*). On ignore s'il en est de même des sables des champs vénézuéliens.

Le fluide interstitiel peut contenir des gaz dissous (*fig. 2*). Cette présence perturbe le carottage et, malgré toutes les précautions prises, Dusseault et Morgenstern (1978) signalent des réductions de densité de 10 % dans le meilleur des cas. C'est dire que l'échantillon « représentatif » n'existe probablement pas.

#### 1.3 Caractéristiques mécaniques des sables à huile lourde

Des essais triaxiaux et à la boîte de cisaillement ont été effectués sur des échantillons de sables à huile lourde canadiens, provenant soit de prélèvements congelés *in situ*, soit de matériaux reconstitués à partir de carottages conventionnels. Dans le cas des échantillons congelés, le carottage, le montage dans les appareils et la mise sous confinement ont été effectués à la température de -20°. Par la suite, les essais ont été

TABLEAU 1  
Propriétés des sables à huile lourde  
*Physical properties of oil sand*

	Faja (Venezuela)	Athabasca (Alberta, Canada)	Cold Lake (Alberta, Canada)	Frog Lake (Alberta, Canada)	Burnt Lake (Alberta, Canada)	Oil Creek Sand (Okla., USA)	Elk Point (Alberta, Canada)
Profondeur (m)	150-1500	0-700	300-500	600	500	1300	550
Âge géol. (Ma)	5-20	106	105				
Type de réservoir	différentes formations	formation McMurray	formations : Grand Rapids, Clearwater	formation Cummings	formation Clearwater B		formation Clearwater
Type de dépôt	estuaire, deltaïque	fluvial, estuaire	fluvial, deltaïque	fluvatile	deltaïque		fluvial, deltaïque
Minéralogie	quartz avec un peu d'argile	quartz avec un peu d'argile		quartz	quartz 20 % feldspath 20 %		
Porosité (%)	26-32	28-34	30-32	32	34	31	34
Ciment	pratiquement pas	pratiquement pas	pratiquement pas		pratiquement pas	pratiquement pas	pratiquement pas
Perméabilité du réservoir (Darcy)	> 1	1 à 7	> 1	1,5-2,5	> 2		
Densité de l'huile (°API)	5-20	6-10	9-12	12-14	12	10	11
Température du réservoir (°C)	35-65	4-20	20		12		21
Viscosité de l'huile* (mPa·s)	10 000-1 000 000	5-20 000 000	30 000-1 000 000	3000-50 000	16 000-40 000	8000	2000-55 000
Références	Dusseault <i>et al.</i> , 1982	Dusseault <i>et al.</i> , 1982	Dusseault <i>et al.</i> , 1982	Metwally, 1995 Huang <i>et al.</i> , 1995	Yeung, 1995	Xuetai <i>et al.</i> , 1993	Squires, 1993

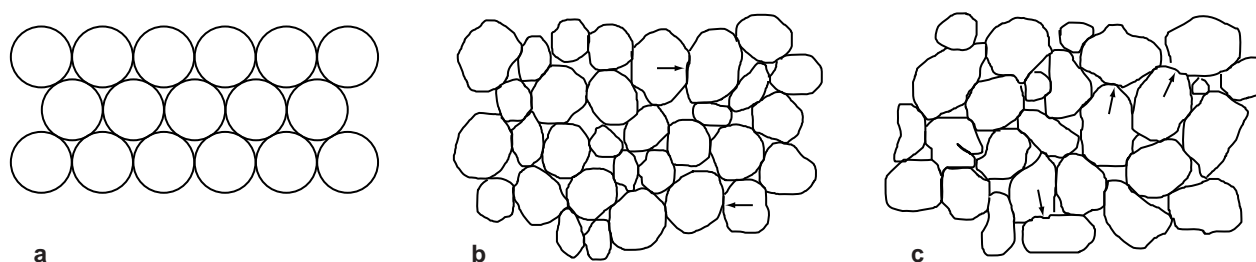


Figure 1

Comparaison de quelques matériaux granulaires (d'après Dusseault et Morgenstern, 1978).

- Assemblage hexagonal compact de sphères. Porosité 26 %. Poids volumique 22 kN/m<sup>3</sup>. Contacts tangentiels.
- Sable arrondi dans un assemblage dense. Porosité 31 à 34 %. Poids volumique 20,9 à 21,4 kN/m<sup>3</sup>. Contacts plans occasionnels (flèches). Faible rugosité. Cisaillement mineur des aspérités.
- Sable à huile lourde d'Athabasca. Porosité 27 à 33 %. Poids volumique 21 à 22 kN/m<sup>3</sup>. Contacts tangentiels, mais beaucoup de contacts plans et interpénétrants (flèches), considérable rugosité de surface.

*Fabric of some granular assemblies (from Dusseault and Morgenstern, 1978).*

- Hexagonal close-packed spheres. Porosity = 26%. Bulk density = 22 kN/m<sup>3</sup>. Tangential contacts.
- Densely packed rounded sand. Porosity = 31-34%. Bulk density = 20.9-21.4 kN/m<sup>3</sup>. Occasional straight contacts (arrows). Low surface rugosity. Minor shear of asperities.
- Athabasca oil sands. Porosity = 27-33%. Bulk density = 21-22 kN/m<sup>3</sup>. Mostly tangential contacts, but many straight and interpenetrative contacts (arrows). Considerable surface rugosity.

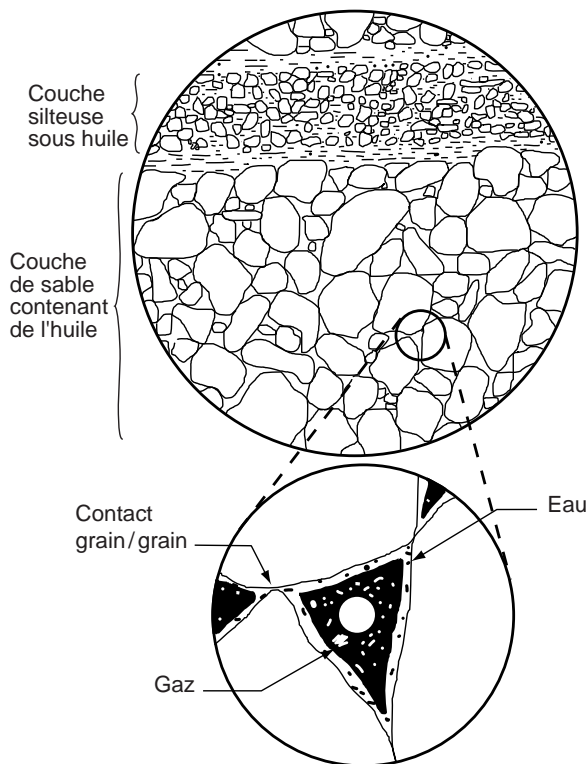


Figure 2

Structures des sables à huile visqueuse d'Athabasca (d'après Dusseault et Morgenstern, 1978).

*Structure of Athabasca oil sands (from Dusseault and Morgenstern, 1978).*

réalisés après réchauffement de la carotte à des températures allant de 4 °C (Dusseault et Morgenstern, 1978) à 200° (Agar, Morgenstern et Scott, 1987). Les essais ont toujours été effectués sur des matériaux de faible teneur en huile (< 15 %) et les expérimentateurs se sont intéressés davantage au comportement du squelette sableux qu'au complexe sable-huile visqueuse. Les essais en conditions drainées et non drainées ont été effectués à très faible vitesse de déformation.

Les essais réalisés ont donné des courbes enveloppes de Mohr fortement courbées, sans cohésion initiale et très inclinées dans la portion initiale des courbe (fig. 3). Les angles de frottement pour des confinements faibles (< 1 MPa) sont de l'ordre de 60 à 70° pour les matériaux les moins remaniés, mais de 40° pour les sables reconstitués (fig. 4). L'angle de frottement à la rupture diminue avec la pression de confinement. On retrouve ici une caractéristique bien mise en évidence pour les sols carbonatés anguleux et à la structure enchevêtrée. Les enveloppes de rupture curvilignes peuvent être exprimées sous forme d'équations de puissance.

On observe un très fort taux de dilataance avant la rupture. Ce taux de dilataance diminue, voire s'annule pour une contrainte normale croissante (fig. 5). Les caractéristiques physiques observées précédemment expliquent la forte dilataance et la résistance au cisaillement élevée. La suppression de la dilataance a pour effet le cisaillement des grains et de leurs aspérités, ce qui produit une ordonnée de cohésion apparente aux fortes contraintes normales.

Pour les essais à forte température, la teneur en gaz du fluide interstitiel est importante. Si la teneur en gaz est faible, la température n'a pas d'effet sur la résistance au cisaillement (Agar, Morgenstern et Scott, 1987).

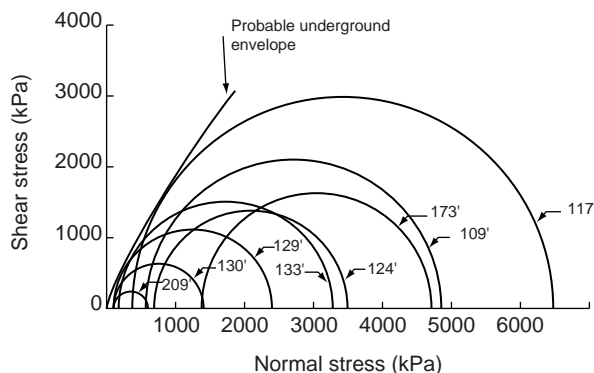


Figure 3

Essais triaxiaux sur des sables à huile visqueuse d'Athabasca (d'après Dusseault et Morgenstern, 1978).

*Triaxial tests on Athabasca oil sands (from Dusseault and Morgenstern, 1978).*

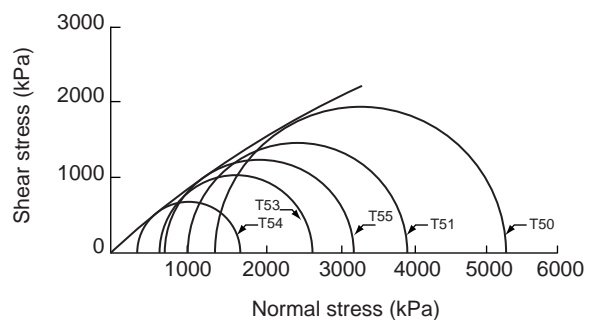


Figure 4

Essais triaxiaux sur des sables à huile visqueuse reconstitués (d'après Dusseault et Morgenstern, 1978).

*Triaxial tests on recompacted oil sands (from Dusseault and Morgenstern, 1978).*

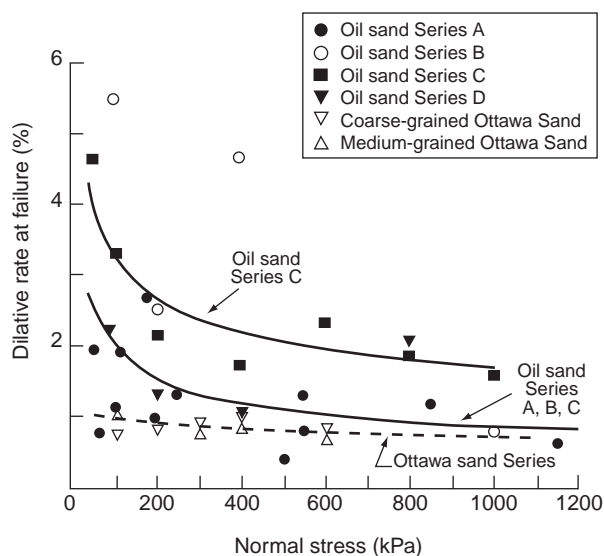


Figure 5

Variation du taux de dilatance avec la contrainte normale (d'après Dusseault et Morgenstern, 1978).

Dependence of dilative rate at failure upon normal stress (from Dusseault and Morgenstern, 1978).

On constate que l'influence de la viscosité de l'huile sur le comportement drainé et non drainé du matériau n'a apparemment pas été étudiée. Par ailleurs, la saturation en huile des matériaux testés (15 %) est bien inférieure à celle observée dans les gisements *in situ* (90 %) et l'on peut s'interroger sur la représentativité des essais.

Il faut cependant mentionner des essais de compressibilité réalisés sur des huiles lourdes et des sables à huile lourde contenant du gaz, des *foamy oils* du Canada, réalisés en conditions non drainées avec le dispositif illustré sur la figure 6 (Solanki et Metwally, 1995). Le déchargement des contraintes totales extérieures entraîne dans un premier temps une diminution de la pression de pore, mais le dégazage de l'huile semble compenser cette chute de pression (fig. 7).

## 2 ÉCOULEMENTS RELATIFS DE L'HUILE ET DU SABLE

Le problème des « venues de sable » a donné lieu à de nombreux travaux expérimentaux et théoriques. Dans sa formulation classique, on traite la matrice comme un milieu continu élastoplastique saturé de fluides (huile, eau, gaz), de viscosité moyenne à faible. Le moteur de l'instabilité est l'écoulement des fluides, générateur de ruptures par cisaillement liées à la baisse de pression de pore, et de ruptures en traction liées au gradient de cette pression près de la paroi. Ce schéma ne convient pas aux formations peu consolidées contenant des huiles très visqueuses, dans lesquelles les mouvements de fluides et de solide peuvent être d'amplitudes voisines.

### 2.1 Modélisation de Geilikman

Geilikman, Dusseault et Dullien ont tenté, en 1994, de décrire une modélisation mécanique du phénomène de production de sable en huile visqueuse. Elle suppose un double flux simultané, du fluide visqueux d'une part et de la matrice granulaire d'autre part. Il y a bien évidemment interaction entre les deux.

Dans leur modèle, le fluide est supposé incompressible et le squelette viscoplastique. Les propriétés rhéologiques du squelette, notamment sa viscosité, sont supposées varier avec la porosité. Le modèle est supposé à symétrie radiale.

Geilikman et ses collègues suggèrent que, si la pression de fluide dans le puits est abaissée en dessous d'un seuil critique, la condition de rupture en cisaillement est alors remplie, et une zone décompactée et fluante commence à croître autour du puits. En fait, c'est le *drawdown* (différence entre la pression de réservoir et la pression de puits) qui est le paramètre clé.

La production de solide est assimilée à un phénomène d'effilochement, de désenchevêtrement. La zone frontière entre la zone intacte et la zone décompactée se propage en sens inverse du flux.

Tant que le *drawdown* est supérieur à un certain seuil, le front se propage. Comme la pression de réservoir décroît avec le temps, le *drawdown* diminue et passe au-dessous du seuil critique. Le sable devient contractant (fig. 8). Le front cesse alors de se propager.

Une expression est proposée pour le rayon de propagation de la zone décompactée en fonction du cumulé de sable produit. L'augmentation de débit de fluide en fonction du temps en est déduite.

Geilikman, Dusseault et Dullien distinguent deux phases d'augmentation de la production d'huile due à la production de sable : l'une à court terme, l'autre à long terme. L'amélioration à court terme est liée à la réduction de la résistance visqueuse au flux fluide dans la zone décompactée par production de sable. L'amélioration à long terme est liée à l'augmentation du rayon de drainage.

L'application du modèle proposé donne des gains de productivité qui ne dépassent pas 2, ce qui est au-dessous des observations couramment indiquées dans la littérature (10 à 100).

Ce modèle, intéressant en soi, n'est pas validé par des expérimentations. Dusseault et ses collègues de l'université de Waterloo continuent des travaux dans ce domaine avec le support du NSERCC (National Sciences and Engineering Research Council of Canada) et de la Division de recherche sur les huiles visqueuses du ministère de l'Énergie d'Alberta (Oil Sands and Research Division). Dans leurs publications récentes (1997 et 1998), ils montrent comment le flux granulaire d'érosion contribue à augmenter le flux de fluide, par comparaison avec un simple flux fluide à travers une matrice immobile de même perméabilité. Si les gradients de flux tendent à se concentrer sur des inhomogénéités locales, ils peuvent s'autorenforcer, conduisant à des chenaux préférentiels, des *wormholes*.

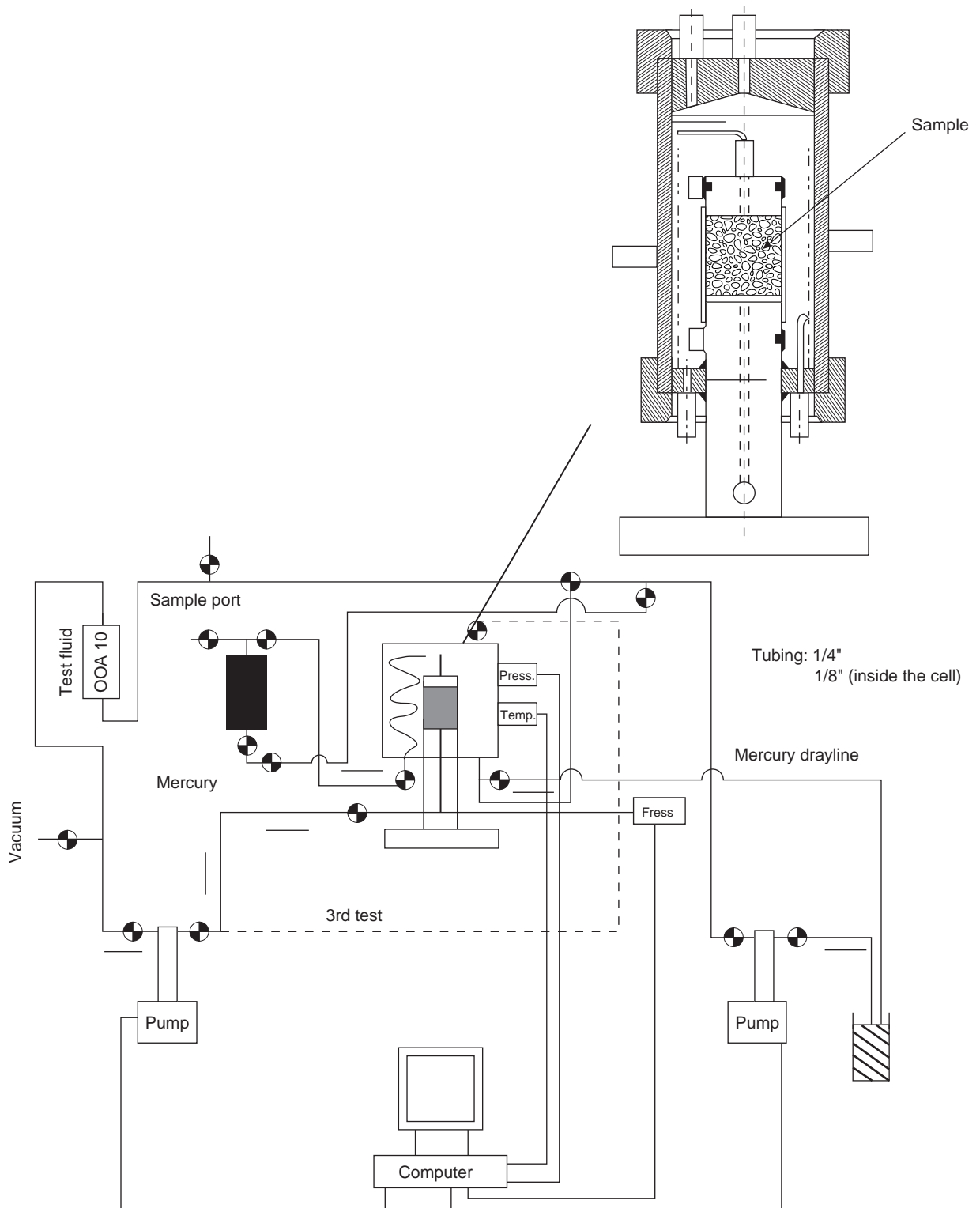


Figure 6  
 Dispositif expérimental pour étudier la compressibilité des sables à huile lourde contenant du gaz (d'après Solanki et Metwally, 1995).  
*Foamy oil geomechanical testing apparatus (from Solanki and Metwally, 1995).*



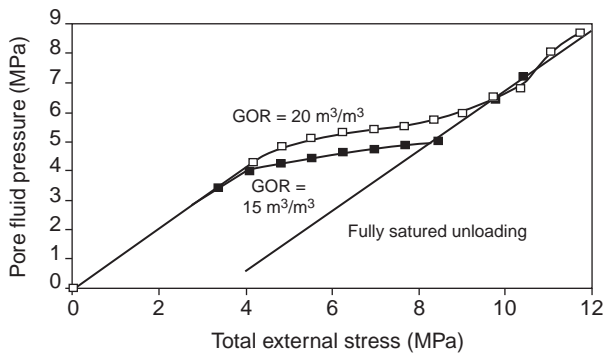
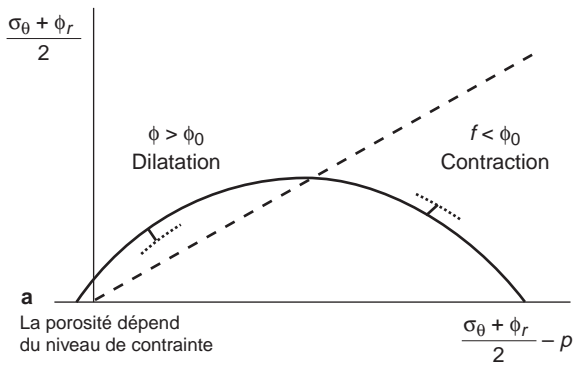


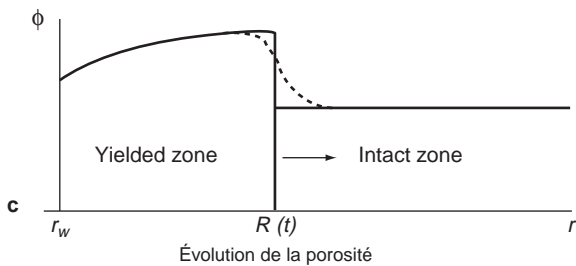
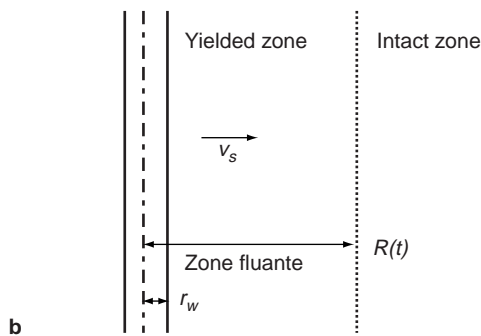
Figure 7

Évolution de la pression de pore pendant le déchargement des contraintes externes pour différents GOR (d'après Solanki et Metwally, 1995).

Evolution of pore pressure under total stress unloading for different GOR oils (from Solanki and Metwally, 1995).



La porosité dépend du niveau de contrainte



Évolution de la porosité

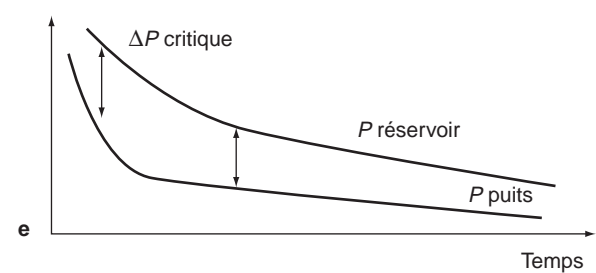
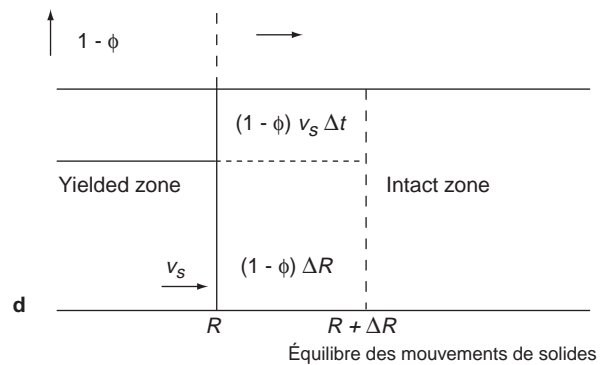


Figure 8

Modèle de Geilickman, Dusseault et Dullien (1994).

Geilickman, Dusseault and Dullien model (1994).

## 2.2 Comparaison modélisation-expérience

L'analyse de Solanki et Metwally (1995) est intéressante à deux titres : d'une part, elle intègre le phénomène d'expansion des gaz dissous dans l'analyse de production de sable ; d'autre part, les auteurs testent le modèle de Geilickman (dans sa version 1994) sur un cas réel (Frog Lake).

Revue par ces auteurs, les différentes phases mécaniques se présentent ainsi :

- le sable est initialement produit conformément aux mécanismes évoqués précédemment ;
- il en résulte un abaissement des contraintes totales au voisinage du puits en conditions non drainées ;
- la pression de pore aurait donc tendance à diminuer, mais cette diminution est partiellement compensée par l'expansion des gaz dissous. Comme le montrent des essais en laboratoire, cette compensation augmente avec le GOR (*Gas/Oil Ratio*) ;
- en définitive, la pression de pore a donc moins diminué que la contrainte extérieure.

On peut ajouter que, porosité augmentée, moindre contraintes et viscosité diminuée sont autant de facteurs favorables à l'augmentation de production et que leur accumulation est peut-être intéressante à envisager.

Lorsqu'ils utilisent le modèle de Geilikman sur un cas réel, ces auteurs retrouvent l'allure des phénomènes observés. Toutefois, ils sont obligés d'admettre une viscosité de l'huile en place de 1600 mPa·s alors que la viscosité réelle est de 3000 mPa·s. Ils estiment donc que ce modèle comporte trop d'hypothèses simplificatrices.

### 3 AUGMENTATION DU RAYON DE DRAINAGE : WORMHOLES ?

#### 3.1 Observations *in situ*

La première publication suggérant l'existence de chenaux de haute perméabilité date de 1972 (Elkins, Morton et Blackwell, 1972). Dans cette référence, une injection de traceur dans un puits a été observée dans un puits voisin distant de 120 m après 52 h (2,64 m/h). Des mesures dans le puits ont montré que la production de 700 m<sup>3</sup> de sable n'était pas due à une cavité autour du puits.

Un autre cas d'injection de traceurs est relaté par *Amoco Canada* sur le champ de Elk Point (Squires, 1993). L'auteur indique une vitesse d'écoulement de 7 m/min sur des distances de 2 km et l'existence de réseaux, apparemment orientés, connectant plus de dix puits entre eux. Dans ces tests, la très faible dilution du traceur sur un parcours de plusieurs centaines de mètres est un argument fort en faveur de l'existence de véritables conduites vides dans le milieu poreux.

Les auteurs ont appelé ces chenaux *wormholes*. Actuellement, l'existence des *wormholes* semble être en accord avec de nombreuses mesures *in situ* (injection de traceurs, diagraphies successives, sismique (Yeung, 1995), etc.)

bien qu'il n'y ait pas de certitude absolue. Certains opérateurs canadiens cherchent délibérément à produire du sable et à créer des réseaux de *wormholes* pour augmenter la productivité des puits. En revanche, les mécanismes d'initiation et de propagation des *wormholes* sont mal connus (structure géologique, caractéristiques du sable, viscosité de l'huile, etc.), ce qui explique un certain nombre d'échecs. Des études sont poursuivies dans plusieurs centres de recherches au Canada.

Des chenaux de ce type ont été observés dans des digues ou barrages soumis à un gradient hydraulique ; ils sont nommés *piping tubes* (« renards »). Il s'agit alors d'un phénomène d'érosion interne, prenant son origine sur un trou situé en aval qui sert à concentrer le flux. Si le gradient hydraulique est suffisamment élevé, l'érosion interne en forme de chenal commence et progresse vers l'amont (Monnet, 1998).

#### 3.2 Mise en évidence de *wormholes* au laboratoire (Tremblay *et al.*)

Tremblay et ses collègues de l'ARC (Alberta Research Council) ont conçu des expérimentations de laboratoire pour modéliser la production de sable dans une perforation de puits vertical foré dans une formation d'huile lourde. Dans ces expériences, une huile visqueuse (21 500 à 27 000 mPa·s) est injectée sous pression dans une cellule cylindrique horizontale (10 cm de diamètre, 36 cm de long) remplie de sable reconstitué (porosité 36 %) et disposant d'un orifice de 6 mm simulant une perforation (fig. 9). Le flux d'huile induit une coproduction du sable lorsque le gradient de pression à l'orifice atteint un certain seuil (34 MPa/cm).

La cellule en aluminium a été radiographiée à l'aide d'un scanner X. Les images révèlent qu'un canal circulaire de

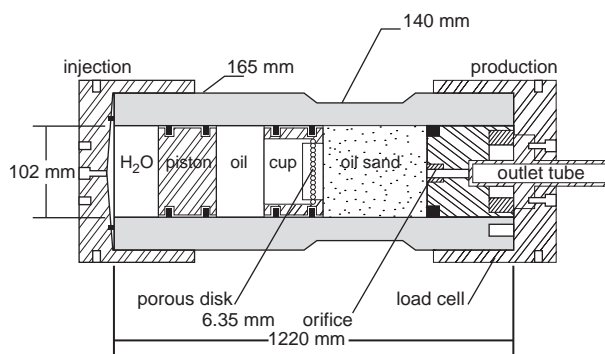


Figure 9a

Modèle physique utilisé par Tremblay et ses collègues (1995, 1996) pour étudier la production froide des huiles visqueuses.

*Physical model used by Tremblay and his coworkers (1995, 1996) to study the cold production in oil reservoirs.*

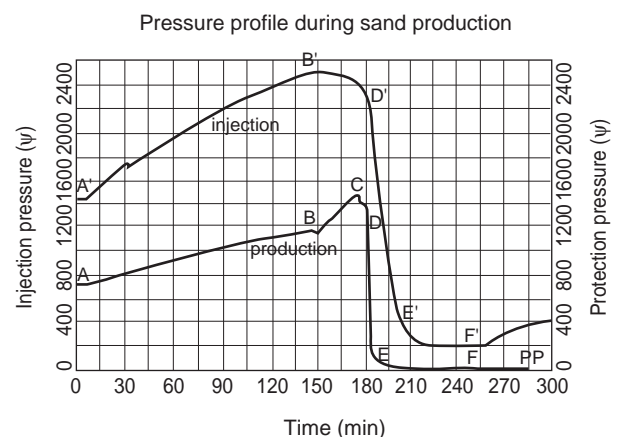


Figure 9b

Évolution de la pression pendant les expérimentations de type oedomètre percé (d'après Tremblay, Sedgwick and Forshner, 1996).

*Pressure evolution during perforated oedometer tests (from Tremblay, Sedgwick and Forshner, 1996).*

haute perméabilité (*wormhole*) s'est formé dans la cellule lorsque le sable a été produit (fig. 10). Le matériau vu dans ces *wormholes* est une suspension, bien que les auteurs continuent à parler de porosité supérieure à 50 à 60 %. Le diamètre du *wormhole* compris entre 25 et 55 mm est minimal au voisinage de la perforation. Les auteurs observent un anneau de plus faible densité autour du *wormhole*. Ils expliquent cela par le fait que le sable se déplace dans le *wormhole* : le long des parois, le cisaillement et la dilatance impliquent une porosité plus élevée, voisine des 100 %.

Ce *wormhole* progresserait par un mécanisme de ruptures successives d'arches à son extrémité et suivrait les régions de la cellule où la porosité est la plus élevée et, par conséquent, la résistance en compression plus faible. La production de sable atteint 44 % au début de la formation du *wormhole*,

puis diminue en loi puissance quand le *wormhole* atteint la face d'entrée. Le *wormhole* paraît stable dans le temps pendant la phase de nettoyage après qu'il a atteint la face d'injection. Il n'est pas observé d'écrasement après 13 h de circulation de fluide.

Tremblay, Yuan et leurs collègues de l'ARC poursuivent également des travaux théoriques sur les mécanismes d'initiation et de propagation des *wormholes*. Ils ont établi notamment la nécessité d'une cohésion de la formation pour qu'il y ait stabilité des *wormholes*. Leurs dernières publications montrent comment leur approche peut rendre compte des deux phases de production de sable sur champ : forte production de sable pendant la formation des *wormholes*, puis chute de la production correspondant à leur nettoyage (Yuan, Babchin et Tremblay, 1998, 1999).

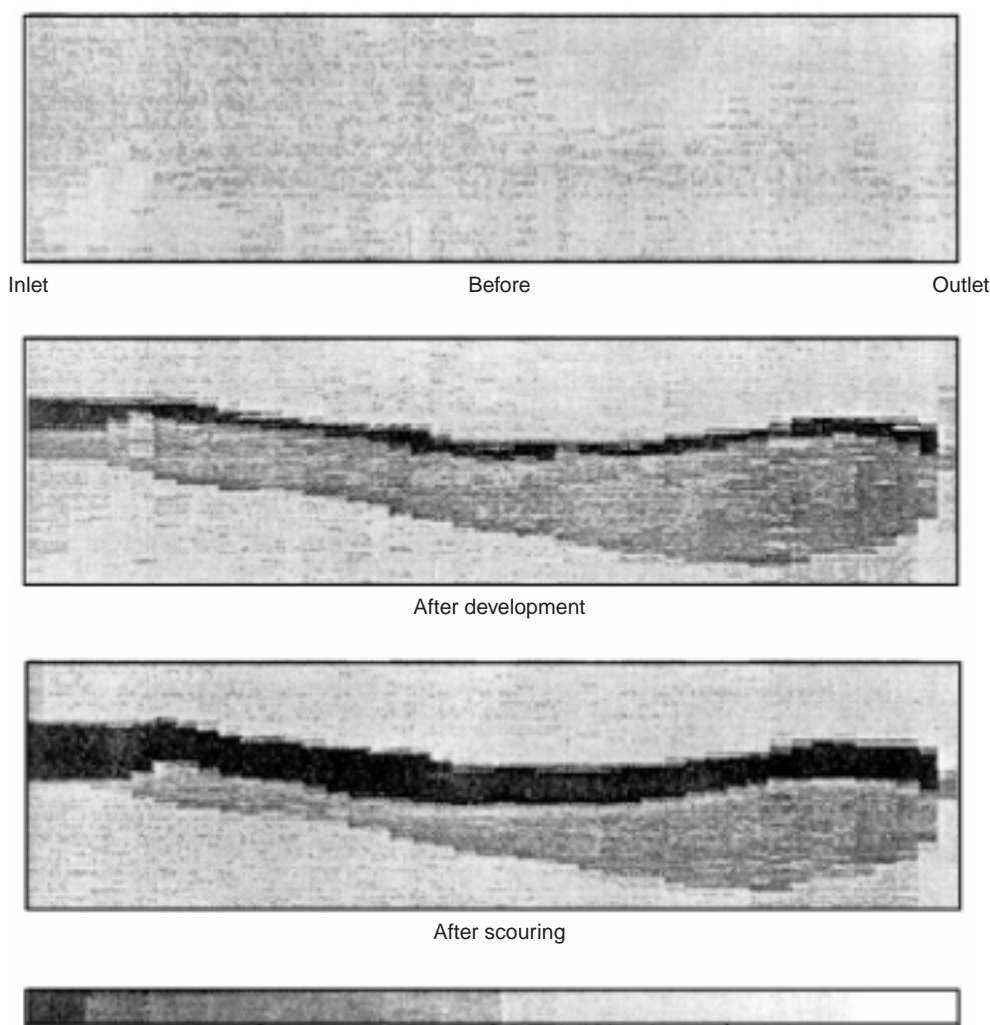


Figure 10

Section longitudinale de la cellule de Tremblay au scanner X. Mise en évidence d'un *wormhole* (d'après Tremblay, Sedgwick et Forshner, 1995).

*Longitudinal section of Tremblay sand pack by X-ray tomography – Wormhole development (from Tremblay, Sedgwick and Forshner, 1995).*

### 3.3 Modélisation physique d'un schéma d'érosion (Cerasi)

La thèse de Cerasi (1996) présente les résultats d'un travail expérimental ayant consisté à étudier les instabilités d'érosion dans un matériau poreux peu consolidé (du sable dans un premier temps, puis des billes de verre de granulométrie fixée) sous l'action de soutirage ou d'injection de fluide au centre d'une cellule circulaire de faible épaisseur, connue par les hydrodynamiciens comme « cellule de Hele-Shaw ». Le montage utilisé pour les expérimentations est simple. Il est de petite dimension, 28 cm de rayon (fig. 11).

Pour une valeur seuil de la vitesse d'écoulement, on constate un régime instable d'érosion où l'interface fluide/poreux se déforme en se ramifiant vers l'amont dans la matrice solide, créant des *wormholes*. Lorsque cette vitesse est encore augmentée, deux cas se présentent selon la valeur de la vitesse seuil : soit l'on franchit un second seuil, instaurant un régime stable de fluidisation globale de la matrice qui peut correspondre à une production de sable massive et continue à l'échelle du réservoir ; soit l'instabilité persiste et l'arborescence continue à grandir (ce qui pourrait correspondre à l'expansion radiale des *wormholes* aux alentours du puits). Le mécanisme moteur de cette instabilité est le contraste de perméabilité de part et d'autre du front matérialisé par le bord de la matrice poreuse ; lorsque ce contraste diminue, l'écoulement redevient stable. Cerasi a proposé un modèle théorique de ce phénomène, basé sur une description de la distribution des contraintes dans la matrice solide d'une part, et sur une analyse de stabilité linéaire de type mécanique des milieux continus d'autre part. L'approche de Cerasi recoupe bien des aspects des travaux de l'ARC.

### 3.4 Modélisation physique en centrifugeuse

H. Vaziri, de l'université d'Halifax, a réalisé avec les moyens techniques de l'institut de recherche C-CORE une intéressante expérimentation en centrifugeuse (Vaziri *et al.*, 1997).

Les essais de simulation en centrifugeuse sont couramment utilisés en génie civil et permettent d'étudier le comportement d'une structure de grande dimension (remblai, barrage, pieux, plate-forme gravitaire, etc.) et de tenir compte de l'effet d'échelle. Les expérimentations de ce type servent surtout à valider des programmes numériques. Les dimensions spatiales sont proportionnelles à la gravité : par exemple, une structure de 10 cm soumise à une accélération de 100 g simule une structure de 10 m.

Le schéma du montage utilisé par Vaziri est montré sur la figure 12. Un *casing* de 20 mm de diamètre est placé au centre d'une cuve de 90 cm de diamètre. Le *casing* est percé de trois ouvertures de 3 mm de diamètre. La couche de sable à drainer fait 12 cm de hauteur. Elle est déposée entre deux couches de graviers, mais des feuilles de plastique imperméables l'isolent verticalement. En revanche, latéralement, la continuité du flux fluide est assurée. Une différence de niveau fluide est maintenue entre le massif et le *casing*. Les ouvertures peuvent être obturées ou non par des pastilles poreuses. La porosité du sable mis en place est de 41 % et la viscosité du fluide utilisé est de 50 mPa.s. Quinze essais ont été réalisés à une accélération de 24 g. La couche simulée fait donc environ 3 m d'épaisseur, mais n'est malheureusement pas confinée.

Les essais réalisés ne montrent pas de création de *wormholes*, mais plutôt une érosion de forme conique analogue au

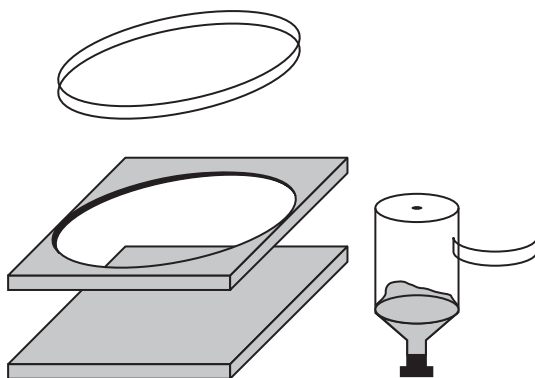


Figure 11

Cellule de Hele-Shaw et formation de canaux d'érosion dans le sable (Cerasi, 1996).  
*Hele-Shaw cell and erosion channels development (Cerasi, 1996).*

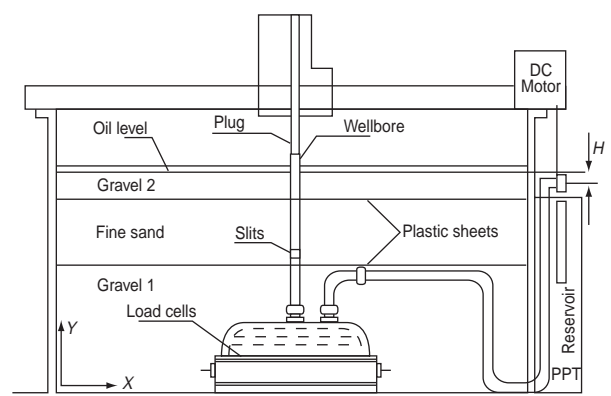


Figure 12

Modélisation en centrifugeuse (Vaziri, Phillips et Hurley, 1997).  
*Centrifuge testing (Vaziri, Phillips and Hurley, 1997).*

vidage d'un silo. Les *wormholes* ne sont créés que si l'on force leur initiation en disposant des plaques minces de Plexiglas au niveau des ouvertures. L'érosion se produit alors sous les plaques.

L'auteur critique les essais de Tremblay (écoulement linéaire, absence d'effet de la gravité) et a tendance à généraliser les résultats de ses essais en centrifugeuse : érosion de forme conique jusqu'au toit de la couche puis, éventuellement, propagation de chenaux sous la couverture. Cette généralisation est critiquable car, dans cette expérimentation, le fluide est très peu visqueux, le matériau est sans cohésion et non confiné. Dans ces conditions, l'érosion conique se comprend très bien. Il n'en demeure pas moins qu'un schéma avec des *wormholes* se propageant au toit de la couche productrice sous la couverture peut très bien expliquer certaines observations *in situ* (celles de Yeung, 1995).

#### 4 COMPORTEMENT MÉCANIQUE À L'ÉCHELLE DU RÉSERVOIR

En Alberta et au Saskatchewan, les zones concernées par ces analyses, la production de sable atteint plusieurs milliers de tonnes par champ. Il en résulte des phénomènes, décrits par Dusseault (1993), inconnus dans des formations plus classiques.

Les essais de puits montrent des altérations importantes de la compressibilité et de la perméabilité de la formation : après production de 5 à 10 m<sup>3</sup> de sable, l'interprétation conventionnelle de l'essai de puits est impossible.

Après 100 m<sup>3</sup> de production de sable, il devient impossible d'injecter dans la couche, parce qu'il n'est même plus possible de remplir le puits. On suppose le phénomène en relation avec la formation de chenaux (ou *wormholes*), ou avec la diminution de la contrainte latérale en place. Par exemple, un forage dans une telle zone s'accompagne immédiatement de perte de circulation au niveau du réservoir.

Les conséquences de la production de sable s'étendent en fait à l'ensemble du réservoir, et se traduisent par trois effets majeurs :

- augmentation de la perméabilité (multipliée par 2 à 20), conséquence, soit de la formation de chenaux, soit de la dilatance du sable. La dilatance, ou augmentation de la porosité du sable dans sa phase de rupture, fait passer cette porosité de 30 à 36-40 % ;
- augmentation de la compressibilité de la roche (multipliée par 10 à 100) en relation avec l'augmentation de la porosité de la roche et sa perte de cohésion ;
- redistribution des contraintes se traduisant principalement par une diminution de celles-ci, notamment la contrainte horizontale, dans les zones affectées par ces phénomènes.

On peut donc se représenter schématiquement le gisement comme un ensemble de zones entourant les puits et très déchargées mécaniquement, adjacentes à des zones intermédiaires jouant le rôle des piliers dans une mine, et dans lesquelles la contrainte verticale est augmentée au niveau du réservoir et, par continuité, dans les couches adjacentes (*fig. 13*).

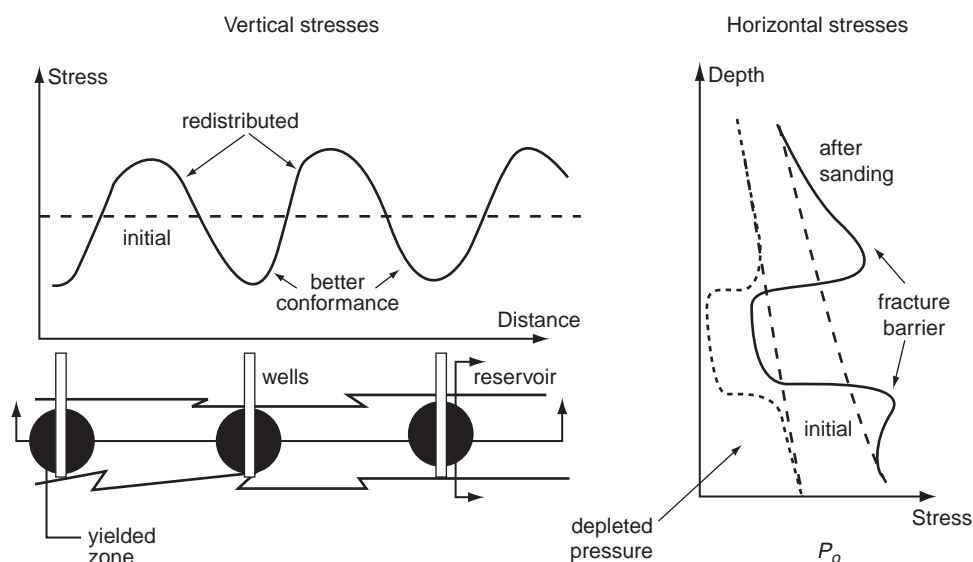


Figure 13

Répartition des contraintes à l'échelle du réservoir (Dusseault, 1993).

*Stress changes in the reservoir because of sand production (Dusseault, 1993).*

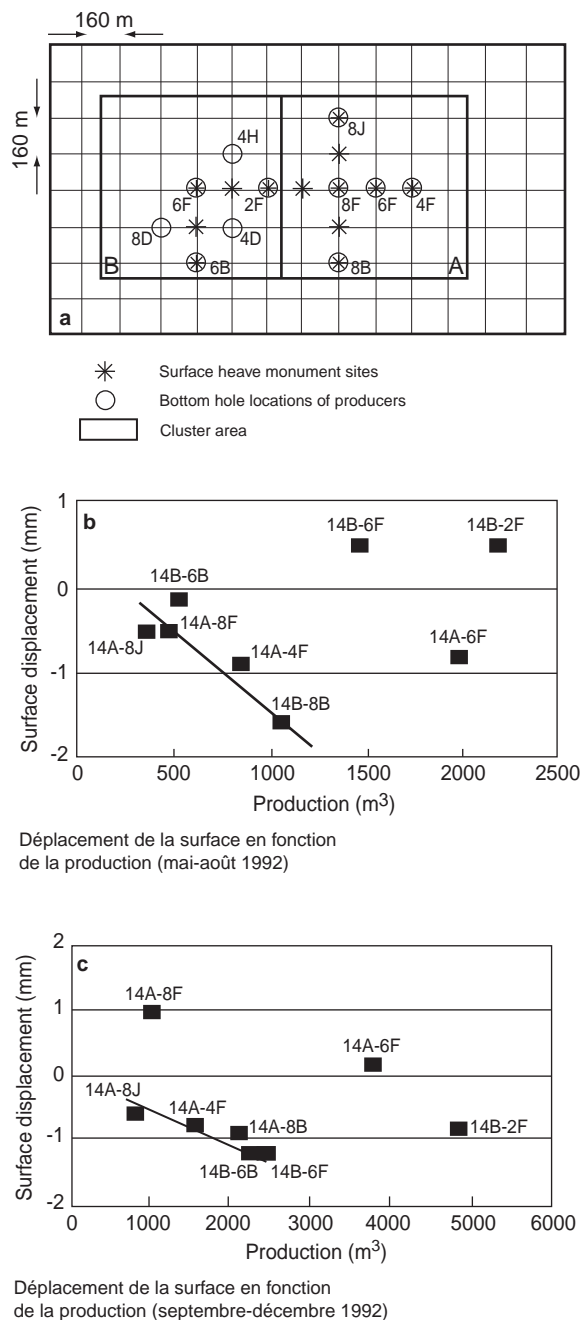


Figure 14

Observations sur le champ de Burnt Lake (d'après Yeung, 1995).

Observations on the Burnt Lake field (from Yeung, 1995).

De telles modifications doivent se traduire par des modifications des caractéristiques mécaniques à grande échelle susceptibles d'être décelées par la sismique, sismique de surface ou PSV (profil sismique vertical) dans les puits, voire par des déplacements de la surface. Cela semble bien être le cas, comme le montrent les résultats de Yeung (1995) sur le champ de Burnt Lake (fig. 14).

## CONCLUSIONS

Cette revue bibliographique sur les aspects géomécaniques de la production froide des huiles visqueuses montre que l'existence des *wormholes* semble un phénomène majeur, en accord avec de nombreuses mesures *in situ* (injection de traceurs, diagraphies successives, etc.). En revanche, les mécanismes de leur initiation et de leur propagation sont mal connus. Les opérateurs canadiens, qui recherchent systématiquement à les créer dans certaines formations, ont constaté un certain nombre d'échecs inexplicables. Des études sont poursuivies dans plusieurs centres de recherches, au Canada (Alberta Research Council, université de Waterloo, PRI, etc.).

Il apparaît que des travaux seraient intéressants sur au moins quatre aspects :

- *Mesures sur champ* (radar, sismique, déplacement en surface, etc.). Elles nous apparaissent être les seules à prendre en compte le devenir de la couche productrice dans son ensemble. La chute de résistance au cisaillement du sable nous semble détectable, au moins par la mesure des vitesses d'ondes *S*.
- *Examen du comportement mécanique du matériau sable-huile visqueuse en laboratoire*. Cet examen effectué sur des matériaux reconstitués (sable et huile visqueuse) devrait permettre de préciser les aspects fondamentaux du comportement (fluide visqueux, suspension, drainage, écoulement granulaire, résistance au cisaillement, etc.), et notamment de comparer les comportements rhéologiques de l'huile, chargée ou non chargée de solide.
- *Modélisation physique des mécanismes d'érosion*. L'approche de type Cerasi, avec une géométrie radiale et des contraintes comparables à celles *in situ*, paraît susceptible d'éclairer la formation d'éventuels *wormholes* dans le complexe huile-sable.
- *Travail préliminaire de modélisation théorique*. Cet aspect semble à mener de pair avec les approches expérimentales. Il s'agit dans un premier temps de donner un cadre conceptuel aux expérimentations réalisées. En parallèle, on pourrait s'intéresser à l'ensemble des puits en tant que structure mécanique.

## CONCLUSIONS GÉNÉRALES

La production froide de certains réservoirs contenant des huiles visqueuses, au Canada et au Venezuela principalement, amène à des productivités et des taux de récupération supérieurs aux prédictions des équations utilisées habituellement pour décrire les écoulements classiques.

Pour expliquer ces productions anormalement élevées, un certain nombre de mécanismes ont été évoqués, principalement d'origines hydrodynamiques et géomécaniques. Les propriétés hydrodynamiques des fluides produits, partiellement dégazés durant la production : huiles moussantes, fluides à bulles, sont en effet plus favorables que celles des

fluides en place. Par effet géomécanique d'érosion interne du sable, un réseau de chenaux (*wormholes, piping tubes*) peut se créer *in situ*, améliorant notablement le drainage.

Les observations sur champ expliquent qu'au Venezuela, où les venues de sable sont combattues, donc limitées, l'amélioration des productivités est attribuée au caractère moussant des huiles. Au Canada, en revanche, la production de sable est le principal facteur évoqué pour expliquer les productivités anormalement élevées, et ce à partir des observations suivantes :

- une production de sable importante, allant jusqu'à 50 % du volume pompé pendant les premières semaines ; cette production diminue ensuite et se stabilise autour de 3 à 5 % ;
- des traceurs circulant à la vitesse de quelques mètres/seconde d'un puits à l'autre, ce qui implique l'existence de chenaux de forte perméabilité dans le milieu poreux ;
- un envahissement très rapide de l'ensemble des puits par l'aquifère dès que l'eau perce dans un puits, ce qui implique à nouveau le réseau de chenaux ;
- la possibilité d'utiliser des puits horizontaux, au prix d'une usure des pompes plus rapide que dans les puits verticaux. Mais il existe aussi des facteurs négatifs :
- la nécessité d'évacuer le sable produit fait croître les coûts d'exploitation ;
- il est probable que la récupération secondaire par injection de fluide chaud, envisageable après la phase de production froide, montrera une productivité réduite ;
- une complétion soignée, donc coûteuse, des puits est nécessaire pour éviter l'éboulement des formations au-dessus du réservoir en production.

Les expériences de laboratoire montrent que bien des questions sur les huiles moussantes restent sans réponse. Un travail expérimental complémentaire pourrait porter sur :

- la détermination de la mobilité des huiles moussantes, incluant les perméabilités relatives huile-gaz et la viscosité de ces huiles ;
- l'étude des conditions d'apparition des microbulles, l'évolution de la taille de celles-ci, et leur influence sur la mobilité de l'huile.

L'étude des aspects géomécaniques montre que la création de chenaux à forte perméabilité (*wormholes, piping tubes*), confirmée par de nombreuses mesures *in situ* (injection de traceurs, diagraphies successives...), semble bien le phénomène majeur. En revanche, on connaît mal les mécanismes de l'initiation et de la propagation de ces chenaux. Les opérateurs canadiens, qui cherchent systématiquement à en créer dans les formations *a priori* favorables, ont constaté un certain nombre d'échecs inexplicables. Les études se poursuivent, surtout au Canada. Pour mieux comprendre l'impact de la production de sable sur la productivité et le taux de récupération final des huiles visqueuses, on pourrait envisager, en mécanique des roches, les travaux suivants :

- collecte systématique des mesures sur champ (radar, sismique, déplacements en surface, etc.) ;
- examen en laboratoire du comportement mécanique du matériau sable-huile visqueuse ;
- modélisation physique de la déstabilisation d'un milieu en réponse à la production conjointe de sable et d'huile ;
- modélisation théorique des travaux expérimentaux.

## RÉFÉRENCES

- Agar, J., Morgenstern, N. et Scott, J. (1987) Shear Strength and Stress-Strain Behaviour of Athabasca Oil Sand at Elevated Temperatures and Pressures. *Can. Geotech. J.*, **24**, 1-10.
- Betata, S. (1998) Les écoulements polyphasiques aux abords des puits dans les gisements d'hydrocarbures. *Thèse*, université de Paris VI.
- Bora, R., Maini, B. et Chakma, A. (1997) Flow Visualization Studies of Solution Gas Drive Process in Heavy Oil Reservoirs Using a Glass Micromodel. *SPE* 37519.
- Cerasi, P. (1996) Étude de la croissance d'une instabilité d'érosion dans un milieu poreux non consolidé. Application à l'angiogenèse. *Thèse*, Paris VII.
- Claridge, E. et Prats, M. (1995) A Proposed Model and Mechanism for Anomalous Foamy Heavy Oil Behavior. *SPE* 29243.
- Coombe, D. et Maini, B. (1994) Workshop on Foamy Oil Flow Held at the Petroleum Recovery Institute.
- Dusseault, M. et Morgenstern, N. (1978) Shear Strength of Athabasca Oil Sands. *Can. Geotech. J.*, **15**, 216-238.
- Dusseault, M. et Van Domselaar, H. (1982) Unconsolidated Sand Sampling in Canadian and Venezuelan Oil Sands. *2nd Unitar Conf.*
- Dusseault, M. (1993) Cold Production and Enhanced Oil Recovery. *JCPT*, **32**, 9.
- Dusseault, M., Geilikman, M. et Roggensack, W. (1995) Practical Requirements for Sand Production Implementation in Heavy Oil. *SPE* 30250.
- Dusseault, M., Geilickman, M. et Spanos, T. (1998a) Mechanisms of Sand Production. *SPE* 27343.
- Dusseault, M. (1998b) Canadian Heavy Oil Production Experience Using Cold Production. *Trinidad and Tobago SPE Conf.*
- Elkins, L., Morton, D. et Blackwell, W. (1972) Experimental Fireflood in a Very Viscous Oil-Consolidated Sand Reservoir. *SPE* 4086.
- Firoozabadi, A., Pooladi-Darvish, M. et Eleri, V. (1997a) Gas and Liquid Mobilities in Cold Production of Heavy Oil Reservoirs. *SPE* 38873.
- Firoozabadi *et al.* (1997b) Solution Gas Drive in Heavy Oil Reservoirs. *CIM* 97-113.
- Geilikman, M., Dusseault, M. et Dullien, F. (1994a) Fluid Production Enhancement by Exploiting Sand Production. *SPE/DOE* 27797.
- Geilikman, M., Dusseault, M. et Dullien, F. (1994b) Sand Production as a Viscoplastic Granular Flow. *SPE* 27343.
- Geilikman, M., Dusseault, M. et Dullien, F. (1994c) Fluid-Saturated Solid Flow with Propagation of a Yielding Front. *Eurock '94, SPE/ISRM Conf.*
- Geilikman, M., Dusseault, M. et Dullien, F. (1994d) Sand Production and Yield Propagation around Wellbores. *CIM* 94-89.

- Geilikman, M., Dusseault, M. et Dullien, F. (1995a) Dynamic Effects of Foamy Fluid Flow in Sand Production Instability. *SPE 30251*.
- Geilikman, M., Dusseault, M. et Dullien, F. (1995b) Fluid Rate in Flowing Granular Medium with Moving Boundary. *ECMOR Conf.*
- Geilikman, M., Dullien, F. et Dusseault, M. (1997a) Erosional Creep of Fluid-Saturated Granular Medium. *J. of Eng. Mech.*
- Geilikman, M. et Dusseault, M. (1997b) Dynamics of Wormholes and Enhancement of Fluid Production. *48th Annual Technical Meeting of the Petroleum Society in Calgary.*
- Gonzalez, R. et Brunings, C. (1996) Influence of Increased Pump Frequency in the Production of the Orinoco Belt Foamy Extra Heavy Crude Oil. *ESP Workshop.*
- Huang, B., Marcum, B., Chase, M. et Yu, C. (1997) Cold Production of Heavy Oil From Horizontal Wells in the Frog Lake Field. *SPE 37545*.
- Huerta, M., Otero, C., Rico, A., Jimenez, I., Mirabal, M. de et Rojas, G. (1996) Understanding Foamy Oil Mechanisms for Heavy Oil Reservoirs during Primary Production. *SPE 36749*.
- Karyampudi, S. (1993) Evaluation of Cyclic Steam Performance and Mechanisms in Mobile Heavy Oil Reservoir at Elk Point Thermal Pilot. *CIM 93-48*.
- Kashchiev, D. et Firoozabadi, A. (1993) Kinetics of the Initial Stage of Isothermal Gas Phase Formation. *J. Chem. Phys.*, **98**, 6, 4690-4699.
- Kraus, W., McCaffrey, W. et Boyd, G. (1993) Pseudo-Bubble Point Model for Foamy Oils. *CIM 93-45*.
- Lea, J., Anderson, P. et Anderson, D. (1987) Optimization of Progressive Cavity Pump Systems in the Development of the Clear-Water Heavy Oil Reservoir. *CIM 87-38*.
- Lebel, J.P. (1994) Performance Implications of Various Reservoir Access Geometries. *11th Annual Heavy Oil & Oil Sands Symposium.*
- Loughead, D. et Saltuklaroglu, M. (1992) Lloydminster Heavy Oil Production - Why so Unusual? *9th Heavy Oil Symposium.*
- Maini, B., Sarma, H. et George, A. (1993) Significance of Foam-Oil Behaviour in Primary Production of Heavy Oils. *JCPT*, **32**, 9.
- Maini, B. et Sarma, H. (1994) Role of Nonpolar Foams in Production of Heavy Oils. *Advances in Chem. Series*, **242**, 405-420.
- Maini, B. (1995) Laboratory Investigation of Foamy Oil Flow for Improved Primary Production, Canmet.
- Maini, B. (1996) Foamy Oil Flow in Heavy Oil Production. *JCPT*, **35**, 6, 21-24.
- Metwally, M. et Solanki, S. (1995) Heavy Oil Reservoir Mechanisms, Lindbergh and Frog Lake Fields, Alberta – Part I: Field Observations and Reservoir Simulation. *CIM 95-63*.
- Metwally, M. (1996) Pressure Cycling Process for Depleted Heavy Oil Reservoirs. *CIM 96-68*.
- Mirabal, M. de (1996a) Integrated Study for the Characterization and Development of the MFB-53 Reservoir, North Hamaca-Orinoco Belt, Venezuela. *SPE 36095*.
- Mirabal, M. de (1996b) Impact of Foamy Oil Mechanism on the Hamaca Oil Reserves Orinoco Belt, Venezuela. *SPE 36140*.
- Mirabal, M. de, Rodriguez, H. et Gordillo, R. (1997) Production Improvement Strategy for Foamy Hamaca Crude Oil: A Field Case. *SPE 37544*.
- Monnet, A. (1998) Boullance, érosion interne, renard. Les instabilités sous écoulement. *Revue Française de Géotechnique*, **82**, 3-10.
- Moulu, J.C. et Longeron, D. (1989) Solution Gas Drive: Experiments and Simulation. *5th Eur. Symp. on IOR.*
- Rodriguez, H., Sliva, R., Zerpa, L., Fung, L. et Camino, M. (1996) Stability Analysis of Horizontal Wells in Orinoco Belt, Venezuela. *SPE 36076*.
- Rodriguez, H., Vaca, P., Gonzalez, O. et Mirabal, M. de (1997) Integrated Study of a Heavy Oil Reservoir in the Orinoco Belt: a Field Case Simulation. *SPE 38015*.
- Sarma, H. et Maini, B. (1993) An Experimental Evaluation of Viscosity Grading for Controlling Fingering in Miscible Displacements. *JCPT*, **32**, 1.
- Shen, C. et Batycky, J. (1996) Some Observations of Mobility Enhancement of Heavy Oils Flowing Through Sand Pack Under Solution Gas Drive. *CIM 96-27*.
- Sheng, J., Hayes, R., Tortike, W. et Maini, B. (1995a) A Proposed Dynamic Model for Foamy Oil Properties. *SPE 30253*.
- Sheng, J., Maini, B., Hayes, R. et Tortike, W. (1995b) A Non-Equilibrium Model to Calculate Foamy Oil Properties. *CIM 95-19*.
- Sheng, J., Hayes, R., Maini, B. et Tortike, W. (1996) A Dynamic Model to Simulate Foamy Oil Flow in Porous Media. *SPE 36750*.
- Sheng, J., Hayes, R. et Maini, B. (1997a) Experimental Study of Foamy Oil Stability. *JCPT*, **36**, 4.
- Sheng, J. (1997b) Foamy Oil Flow in Porous Media. *Thèse*, université d'Edmonton, Alberta.
- Smith, G. (1988) Fluid Flow and Sand Production in Heavy Oil Reservoirs Under Solution Gas Drive. *SPEPE*, **3**, 2, 169-180.
- Solanki, S. et Metwally, M. (1995) Heavy Oil Reservoir Mechanisms, Lindbergh and Frog Lake Fields, Alberta - Part. II: Geomechanical Evaluation. *SPE 30249*.
- Squires, A. (1993) Inter-Well Tracer Results and Gel Blocking Program. *10th Annual Heavy Oil & Oil Sands Symposium.*
- Treinen, R., Ring, W., Spence, A., Mirabal, M. de et Huerta, M. (1997) Hamaca: Solution Gas Drive Recovery in a Heavy Oil Reservoir, Experimental Results. *SPE 39031*.
- Tremblay, B., Sedgwick, G. et Forshner, K. (1995) Imaging of Sand Production in Horizontal Packs by X-ray Computer Tomography. *6th Unitar Conf.*
- Tremblay, B., Sedgwick, G. et Forshner, K. (1996a) Modelling of Sand Production from Wells on Primary Recovery. *CIM 96-26*.
- Tremblay, B., Sedgwick, G. et Forshner, K. (1996b) Simulation of Cold Production in Heavy Oil Reservoirs: Wormholes Dynamics. *SPE 35387*.
- Tremblay, B., Oldakowski, K. et Settari, A. (1997) Geomechanical Properties of Oil Sands at Low Effective Stress. *48th Annual Technical Meeting of the Petroleum Society.*
- Tremblay, B., Sedgwick, G. et Vu, D. (1998) CT Imaging of Wormhole Growth under Solution Gas Drive. *SPE 39638*.
- Tremblay, B., Sedgwick, G., Vu, D., Lilloco, D., Jossy, E., Yuan, J.Y., Babchin, A. et Sawatzky, R. (1998a) Cold Production in Heavy Oil Reservoirs. Poster, *15th World Petroleum Congress.*
- Tremblay, B., Sedgwick, G. et Vu, D. (1998b) CT Imaging of Sand Production in a Horizontal Sand Pack Using Live Oil. *49th Annual Technical Meeting of the Petroleum Society.*
- Vaziri, H., Phillips, R. et Hurley, P. (1997) Physical Modeling of Sand Production. *Int. J. Rock Mech. & Min. Sci.*, **34**, 3-4, article 323.
- Wang, Y. et Dusseault, M. (1995) Response of a Circular Opening in a Friable Low-Permeability Medium to Temperature and Pore Pressure Changes. *Int. J. Num. Anal. Meth. Geom.*, **19**, 157-179.
- Wang, Y. et Dusseault, M. (1996a) Sand Production Potential near Inclined, Perforated Wellbores. *CIM 96-70*.



Wang, Y. (1996b) The Effect of a Nonlinear Mohr-Coulomb Criteria on the Stresses and Plastic Deformation near a Circular Opening in Poorly Consolidated Permeable Medium. *Int. J. Rock Mech. & Min. Eng. Geomec. Abs.*, **33** (2), 197-203.

Xuehai, L. et Yortsos, Y. (1993) Critical Gaz Saturation: Modelling and Sensitivities Studies. *SPE* 26662.

Yuan, J., Babchin, A. et Tremblay, B. (1998) Modeling Wormhole Flow in Cold Production. *49th Annual Technical Meeting of the Petroleum Society*.

Yuan, J., Tremblay, B. et Babchin, A. (1999) A Wormhole Network Model of Cold Production in Heavy Oil. *SPE* 54097.

Yeung, K. et Adamson, M. (1992) Burnt Lake Project - Bitumen Production from the Cold Lake Oil Sands Deposit Without Steam. *CIM* 92.

Yeung, K. (1995) Cold Flow Production of Crude Bitumen at the Burnt Lake Project, Northeastern Alberta. *6th Unitar Conf.*

*Manuscrit définitif reçu en mars 1999*