

GVAC

166

1976

TYPES DE GISEMENT

MECANISMES DE RECUPERATION

I N D E X

CLASSIFICATION DES GISEMENTS

GENERALITES

1. CLASSIFICATION DES GISEMENTS SELON LE TYPE DES FLUIDES
2. CLASSIFICATION DES GISEMENTS SELON LES CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES
3. CLASSIFICATION DES GISEMENTS SELON LES CARACTERISTIQUES GEO METRIQUES DU SYSTEME DES FLUIDES

MECANISMES DE RECUPERATION

GENERALITES

1. MECANISMES DE RECUPERATION A L'INTERIEUR DU SYSTEME D'HYDROCARBURES
 - 1.a MECANISME DE RECUPERATION A EXPANSION SIMPLE (DEPLETION)
 - 2.b POUSSEE DE GAZ DISSOUS
 - 3.c MECANISMES DE DRAINAGE PAR GRAVITE
 - 4.d MECANISMES INTERIEURS COMBINES
2. MECANISMES DE RECUPERATION EXTERIEURS AUX SYSTEME D'HYDROCARBURES
3. MECANISMES DE RECUPERATION COMBINES

CLASSIFICATION DES GISEMENTS

GENERALITES

Au cours du développement des techniques pour l'évaluation des réserves dans les gisements d'hydrocarbures, nous avons tenté de schématiser les différents types d'accumulation et de les classer afin de pouvoir établir des critères spécifiques pour résoudre le problème de l'évaluation de la récupération et du comportement prévu de la production.

Les caractéristiques qui définissent une certaine accumulation d'hydrocarbures peuvent être de trois types :

1. Nature des fluides contenus
2. Caractéristiques pétrographiques de la roche qui contient les fluides
3. Caractéristiques géométriques

1. CLASSIFICATION DES GISEMENTS SELON LE TYPE DES FLUIDES

Nous avons déjà abordé le problème de l'existence des gisements d'hydrocarbures; ils sont toujours formés d'un mélange d'un grand nombre de composants appartenant à toutes les séries d'hydrocarbures.

Du fait de l'équilibre des phases des mélanges dans les conditions de pression et de température du gisement, il peut y avoir dans les conditions initiales d'exploitation, les types de fluides indiqués ci-après:

- 1) Le système d'hydrocarbures est constitué par un nombre de fractions moyennes-lourdes relativement élevé par rapport aux fractions plus légères.

Nous nous trouvons en présence d'un gisement classique d'huile étant donné que dans ces conditions, le système d'hydrocarbures dans les conditions de pression et de température du gisement se trouvera en phase liquide.

Nous pouvons distinguer deux types de gisement d'huile.

A - Gisements d'huile saturée (voir Tab. 1)

B - Gisements d'huile sous-saturée (voir Tab. 2).

Dans le premier cas la pression initiale du gisement est pratiquement égale à la pression de saturation du mélange des

hydrocarbures dans les conditions de température du gisement.

Dans le deuxième cas, la pression initiale sera remarquablement au-dessus de la pression de saturation du système.

TAB. 1

EXEMPLE DE COMPOSITION DES FLUIDES DANS UN GISEMENT
D' HUILE SATUREE

COMPOSANTS	% MOLES
C ₁	56.34
C ₂	2.61
C ₃	3.09
C ₄	4.60
C ₅	2.62
C ₆	3.75
C ₇ ⁺	25.30
N ₂	0.06
CO ₂	0.63
H ₂ S	0.00
Pression initiale	316 Kg/cm ²
Pression de bulle	316 Kg/cm ²
Température de gisement	104° C
GOR	240 m ³ /m ³

TAB. 2

EXEMPLE DE COMPOSITION DES FLUIDES D'UN GISEMENT
D' HUILE SOUS - SATUREE

<u>COMPOSANTS</u>	<u>% MOLES</u>
C ₁	21.18
C ₂	7.22
C ₃	6.97
C ₄	4.33
C ₅	3.74
C ₆	3.93
C ₇ ⁺	45.86
H ₂ S	2.61
N ₂	0.09
CO ₂	4.07
Pression initiale	336 Kg/cm ²
Pression de bulle	109 Kg/cm ²
Température de gisement	98° C
GOR	75 m ³ /m ³

Le comportement du gisement au cours de la production sera différent d'un cas à l'autre.

En effet lorsque la pression diminue, le gisement d'huile saturée commence, dès le début, à libérer dans le gisement des quantités assez importantes de gaz qui contribueront à maintenir la pression relativement élevée.

Dans les gisements d'huile sous-saturée, nous pourrions distinguer deux phases nettement distinctes. Pendant la période de production où la pression de gisement est supérieure à la pression de saturation, il se vérifie une diminution assez rapide de la pression avec la récupération.

Quand la pression du gisement atteint la pression de saturation, le gisement d'huile sous-saturée se comporte comme un gisement d'huile saturée.

Si nous tenons compte du fait qu'au-dessus de la pression de saturation la récupération d'huile est essentiellement liée à la capacité d'expansion du liquide, la récupération par unité de chute de pression sera très basse et liée essentiellement à sa compressibilité.

Des phénomènes plus complexes, dont nous parlerons plus avant, influeront au contraire sur la récupération dans un gisement d'huile saturée (et d'huile sous-saturée au-dessous de la pression de saturation) dans les stades avancées de la production.

- 2) Dans un gisement le système d'hydrocarbures est formé essentiellement de méthane, avec de petites quantités d'autres hydrocarbures.

Dans ce cas, dans les conditions de gisement, le système se trouvera en phase gazeuse (voir Tab. 3).

Ces conditions définissent un gisement classique de gaz sec. Pendant toute la vie productive du gisement il ne se produira jamais de condensation en phase liquide des fractions plus lourdes qui sont peu nombreuses.

Compte tenu des conditions particulières de surface (température et pression) certaines fractions pourront se séparer sous forme liquide dans les installations de collecte du gaz en donnant lieu à des récupérations négligeables de liquides formés essentiellement de C_6 et C_7^+ .

Le comportement des gaz en gisement semble être très semblable à celui des gaz parfaits dans un système de transformation à température constante.

- 3) Système d'hydrocarbures constitué par de grandes quantités de fractions légères et moyennes lourdes avec une faible présence de composants intermédiaires.

Un système d'hydrocarbures de ce type détermine en général un type de gisement où l'on reconnaît deux zones, une zone supérieure qui se trouve en phase gazeuse (gas cap) et une

en hydrocarbures par rapport à l'aquifère peut être comme décrit dans l'hypothèse A précédente ou comme dans l'hypothèse B. La caractéristique fondamentale de ce type de gisement réside dans le fait que le volume d'aquifère en contact avec la zone d'hydrocarbures est extrêmement réduite et en pratique il n'y a aucune substitution du volume des hydrocarbures produits par l'eau provenant de l'expansion de l'aquifère.

Ce type de gisement, en général, ne contient pas de grandes quantités d'hydrocarbures en place. Il provient généralement de la sédimentation de couches sporadiques de sable au cours d'une sédimentation de nature marine donc essentiellement argileuse. Semblables à ceux-ci en tant que comportement, sont les gisements qui, par suite de mouvements tectoniques et de fractures, sont isolés du système de drainage qui l'entoure. Ces types de gisement doivent être soigneusement identifiés pour éviter de graves erreurs dans le calcul des prévisions de production.

Donc du point de vue géologique - structural pour une étude de reservoir engineering la répartition des gisements peut être ainsi résumée :

- Gisements à aquifère de fond
- Gisements à aquifère latéral
- Gisements de nature lenticulaire

CLASSIFICATION DES GISEMENTS

I D' APRES LA NATURE DES
FLUIDES CONTENUS

GISEMENTS D'HUILE SATUREE
 SOUS-SATUREE

GISEMENTS D'HUILE AVEC GAS CAP

GISEMENTS D'HUILE VOLATILE

GISEMENTS DE GAZ SEC
 A CONDENSAT

II D'APRES LES CARACTERISTIQUES
PETROPHYSIQUES DES ROCHES

GISEMENTS A POROSITE PRIMAIRE

GISEMENTS A POROSITE DE MATRICE
ET FRACTURES

GISEMENTS A POROSITE DE MATRICE
ET VACUOLES (EVENTUELLEMENT FRACT.)

III D'APRES LES CARACTERISTIQUES GEOMETRIQUES

GISEMENTS A AQUIFERE DE FOND
GISEMENTS A AQUIFERE LATERAL
GISEMENTS DE NATURE LENTICULAIRE

MECANISMES DE RECUPERATION

GENERALITES

Par "mécanismes de récupération" (drives) on entend tous les processus qui permettent aux fluides de sortir du gisement où ils sont contenus.

Du fait que le système de fluides dans sa globalité (hydrocarbures du gisement et eau des aquifères environnants) est un système élastique, le niveau de pression (comparé au niveau originel) représente une dégradation d'énergie potentielle contenue initialement dans le système, dégradation à laquelle correspond l'expulsion des fluides contenus dans le système.

Il faut toutefois préciser que l'on entend par gisement seulement le volume des pores qui contient les hydrocarbures; l'expansion d'un éventuel volume de l'aquifère qui l'entoure est donc considérée comme énergie extérieure qui contribue à la récupération finale de l'huile du gisement.

Pour cette raison les mécanismes de récupération se divisent en mécanismes intérieurs propres du gisement et en mécanismes de poussée extérieurs dû à l'aquifère environnant.

TAB. 3

EXEMPLE DE COMPOSITION DES FLUIDES DANS UN GISEMENT
A GAZ SEC

COMPOSANTS	% MOLES
C ₁	99.66
C ₂	0.08
C ₃	0.07
C ₄	0.02
C ₅	0.01
C ₆	traces
C ₇₊	traces
N ₂	0.15
CO ₂	0.01
H ₂ S	-
Pression initiale	280 Kg/cm ²
Température de gisement	48° C
GOR	

zone inférieure où se trouve le gisement d'huile. Dans ce cas la pression initiale du gisement coïncide avec la pression de saturation du mélange qui se trouve, dans le gisement, en phase liquide.

Ceci se vérifie au moins à la surface de contact gaz - huile. En réalité il peut se vérifier que dans la zone d'huile la composition (et par conséquent la pression de saturation) varie de haut en bas s'enrichissant de fractions lourdes au détriment de fractions plus légères.

Il se pourrait donc qu'en moyenne la pression de saturation de la zone d'huile soit inférieure à la pression initiale du gisement. Nombreux sont les phénomènes qui déterminent la variation de la composition des hydrocarbures au sein de la zone d'huile (phénomènes de convection liés au gradient de température, phénomène de diffusion etc...)

Il faut toutefois tenir compte du fait que le phénomène de la variation de la pression de saturation avec la profondeur se vérifie dans les gisements d'huile saturée décrits à l'alinéa 1°, et en particulier si la densité moyenne de l'huile séparée en surface est suffisamment basse.

- 4) Système d'hydrocarbures composé d'une importante quantité de fractions légères et moyennes, et d'une faible quantité de fractions lourdes.

En général un tel système dans les conditions de température et de pression se trouve en phase gazeuse. Il forme des gisements de gaz à condensat.

Pendant la production (et par conséquent à la suite de la chute de pression statique) le système atteint la pression de rosée d'où il se vérifie une séparation des liquides en gisement. En général lorsque la pression diminue, le volume des liquides en gisement augmente jusqu'à une valeur maximale (condensation rétrograde).

Si nous abaissons ultérieurement la pression, il se vérifiera un phénomène de vaporisation du liquide jusqu'à ce que soit de nouveau atteint, pour des valeurs de pression basses, le point de rosée et le système reprendra la phase gazeuse à 100%.

Nous pouvons remarquer que, normalement, le point de rosée inférieur est assez bas et n'est pratiquement jamais atteint. Donc, à la fin de l'exploitation d'un gisement de gaz à condensat, il reste dans le gisement des quantités plus ou moins importantes d'hydrocarbures relativement lourds (contenu énergétique élevé) en phase liquide.

TAB. 4

EXEMPLE DE COMPOSITION DES FLUIDES D'UN GISEMENT
DE GAZ A CONDENSAT

COMPOSANTS	% MOLES
C ₁	67.49
C ₂	8.08
C ₃	6.93
C ₄	4.49
C ₅	2.19
C ₆	2.18
C ₇ ⁺	7.86
N ₂	0.17
CO ₂	0.61
H ₂ S	-
Pression initiale	291,6 Kg/cm ²
Pression de rosée	288,3 Kg/cm ²
Température de gisement	103,5° C
GOR	640 m ³ /m ³

- 5) Système d'hydrocarbures composé d'une distribution relativement équilibrée de tous les composants, des plus légers aux plus lourds.

En général, un système de ce type se trouvera dans un gisement en phase liquide. Il y aura donc un gisement d'huile volatile. Les caractéristiques initiales de ce type de gisement seront pratiquement les mêmes que celles d'un gisement classique d'huile saturée.

Toutefois le rapport gaz-huile initial sera remarquablement élevé et la densité de l'huile séparée en surface sera relativement basse.

La raison pour laquelle ce type de gisement se distingue des gisements classiques d'huile saturée se trouve dans le comportement différent que les volumes des phases liquide et gazeuse ont au cours de la production.

TAB. 5

EXEMPLE DE COMPOSITION DES FLUIDES D'UN GISEMENT
D'HUILE VOLATILE

COMPOSANTS	% MOLES
C ₁	57.34
C ₂	8.26
C ₃	8.05
C ₄	5.22
C ₅	2.43
C ₆	2.90
C ₇ ⁺	14.77
N ₂	0.15
CO ₂	0.88
H ₂ S	-
Pression initiale	337 Kg/cm ²
Pression de bulle	287 Kg/cm ²
Température de gisement	110.8° C
GOR	325 m ³ /m ³

Dans le cas de gisements d'huile saturée les volumes de l'huile et du gaz (paramètres P.V.T.) aux différentes pressions de gisement (comparés avec les volumes séparés en surface) ne dépendent en pratique que de la pression et de la température du gisement. Au contraire, dans les gisements d'huile volatile, les paramètres suscités dépendent, non seulement de la pression et de la température, mais aussi de la composition du système aux conditions indiquées.

Par conséquent dans le cas d'huile volatile, les paramètres PVT à une pression déterminée, dépendront de la pression elle-même et du type de production que l'on a obtenue pour arriver à cette pression.

Si la production obtenue pour arriver à ladite pression a été caractérisée par des productions de gaz relativement élevées et une production d'huile relativement basse, les volumes de l'huile et de gaz à cette pression seront différents dans le cas où l'on aurait produit de grandes quantités d'huile et des quantités de gaz relativement faibles.

Ceci signifie que la balance de matériel des fluide en gisement pourra être effectuée sur la base des paramètres P.V.T. pour des gisements d'huile tandis qu'il faudra appliquer la théorie de l'équilibre des phases d'un système hétérogène à composition variable dans le cas d'huiles volatiles.

Il faut remarquer que cette même différence existe aussi entre les types de calcul que l'on effectue dans le cas de

gisements de gaz sec par rapport aux gisements de gaz à condensat.

En conclusion, la classification des gisements d'après le type de fluides peut être résumée comme suit:

gisements d'huile	saturée
	sous-saturée
gisements d'huile	avec gas cap
gisements d'huile	volatile
gisements de gaz	sec
	à condensat

2. CLASSIFICATION DES GISEMENTS SELON LES CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES

Les caractéristiques pétrophysiques de la roche réservoir représentent un important élément discriminant des types de gisements.

En effet, l'écoulement des fluides, en particulier dans des gisements où il y a un écoulement biphasé d'huile et de gaz, est influencé par le système poreux où se trouvent les fluides.

Le type d'écoulement influençant à son tour la récupération finale, il est évident que, dans les mêmes conditions, les distributions de la porosité et des autres caractéristiques pétrophysiques devront être soigneusement prises en considération si nous voulons obtenir une bonne estime de la récupération elle-même.

De ce point de vue, les gisements pourront être subdivisés en deux catégories principales :

A - Gisements à porosité interconnectée continue (même si elle est variable d'un point à l'autre) formée par les espaces intergranulaires laissés libres par les grains et par le ciment qui forme la roche elle-même.

On dit que ces gisements ne sont formés que de porosité primaire.

Ils sont représentés par toutes les roches clastiques de nature sédimentaire qui vont des sables aux grés plus ou moins

consolidés par des ciments différents.

Il existe toutefois également des gisements dans des roches d'origine organogène (calcaires) qui peuvent rentrer dans cette classification.

Dans ce type de roche l'écoulement des fluides est essentiellement lié à la loi de Darcy et la perméabilité effective à un type de fluides (huile, gaz, eau) est liée au pourcentage en volume du dit fluide présent dans le milieu poreux (saturation du fluide).

Si nous effectuons des analyses de laboratoire approfondies nous pouvons reconstruire les caractéristiques moyennes de l'évolution de la perméabilité effective de chaque phase (gaz, huile, eau) dans les diverses conditions de saturation et rendre disponibles tous les paramètres pour les évaluations du comportement future du gisement.

Les caractéristiques de porosité et de perméabilité, liées au type de sédimentation et aux transformations dues à la pression et à la température, dans ce type de gisement, se retrouvent dans des volumes assez grands du gisement. En outre les variations des paramètres sont suffisamment continues dans des volumes assez grands. Il sera donc possible d'extrapoler les caractéristiques petrophysiques des puits à tout le volume du gisement.

B - Gisements fracturés et/ou à structure vacuolaire.

Dans ces gisements formés généralement de roches rigides (calcaires ou grès très compacts) les porosités peuvent se diviser en trois catégories :

- 1° Porosité primaire de type intergranulaire come décrite pour les roches précédentes.
- 2° Porosité secondaire dérivée de la subdivision en blocs par fractures (phénomènes tectoniques).
- 3° Porosité secondaire due à des phénomènes d'origine chimique ou de type karstique avec des formations de cavités visibles à l'oeil nu, ayant des diamètres de l'ordre de quelques centimètres (valide seulement pour les roches carbonatiques).

Dans un cas comme dans l'autre, à part la porosité primaire ou de matrice, les phénomènes qui créent la porosité secondaire des deux types sont telles que la porosité secondaire ne peut être facilement distribuée dans le gisement. En outre, l'écoulement des fluides, en particulier bishasés (huile-gaz, gaz-huile etc...) présentera d'importantes différences entre le système de matrice et le système fractures - vacuoles. Les critères du comportement moyen de l'écoulement des fluides appliqués à un système à porosité primaire seulement ne seront plus valides. Nous ne pouvons donc pas appliquer, pour l'évaluation de la productivité et des récupérations, les critères utilisés pour les gisements de type A.

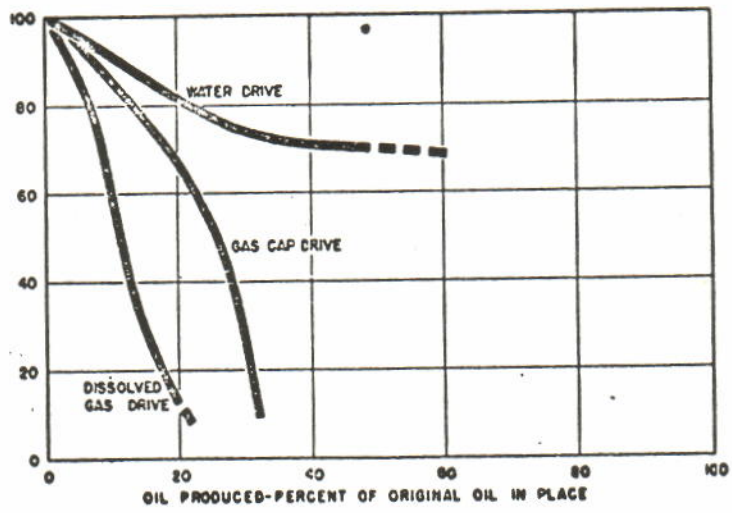
Nous faisons remarquer que la porosité de type vacuolaire se trouvant dans des roches sédimentaires d'origine organogène (calcaires, dolomie) donc suffisamment rigides, elle est toujours accompagnée de porosité secondaire due au système de fractures.

La classification des gisements, d'après les caractéristiques pétrophysiques, peut donc être ainsi résumée :

- A - Gisements à porosité primaire
- B - Gisements à porosité de matrice et fractures
- C - Gisements à porosité de matrice et vacuoles (éventuellement fracturés).

FIGURE 1

Reservoir pressure - Percent of original



allure des pressions de réservoir pour différents types de "drives"

3. CLASSIFICATION DES GISEMENTS SELON LES CARACTERISTIQUES GEOMETRIQUES DU SYSTEME DES FLUIDES

Dans ce chapitre, nous ne classifions pas les gisements sur la base de la forme du dépôt d'hydrocarbures par rapport au type de piège qui en a déterminé l'accumulation.

Du point de vue de l'étude de réservoir engineering, la classification des gisements d'après leur déposition est faite plutôt en fonction de la position relative de l'accumulation des hydrocarbures par rapport à celle de l'aquifère environnant.

Sauf dans des cas exceptionnels, l'accumulation des hydrocarbures est avant tout liée à leur capacité de flotter sur l'eau de couche (due à leur poids spécifique inférieur).

L'eau de couche est toujours coexistante dès le premier moment où les hydrocarbures se sont formés au sein des roches mères. Lors de la migration du mélange eau hydrocarbures dans les milieux poreux, il se vérifie des phénomènes de gravité qui provoquent l'accumulation des hydrocarbures dans la partie supérieure du système poreux.

Le résultat final de l'équilibre d'un tel système pourra créer les situations suivantes :

A - Accumulation d'hydrocarbures avec un contact eau-hydrocarbures présent sur toute la surface inférieure de l'aqui-

fère (BOTTOM WATER ou AQUIFERE DE FOND).

Dans ces conditions le mur du milieu poreux (bottom du niveau) qui contient les hydrocarbures, se trouvera toujours au-dessous du contact eau-hydrocarbures (plan d'eau) qui dans la plupart des cas est horizontal.

Toutefois dans quelques cas l'eau peut être inclinée ce qui démontre que le système hydrodynamique contenu dans le niveau en question ne s'est pas encore équilibré et que la migration des fluides est encore en cours.

- B - Accumulation d'hydrocarbures avec plan d'eau présent seulement dans une partie de la zone minéralisée (edge water ou aquifère latéral).

Dans un tel gisement, le mur du niveau poreux, qui contient les hydrocarbures, se trouvera pour une zone du gisement (en général la partie plus élevée) à des cotes supérieures à celles du plan d'eau.

La distinction entre ces types de gisement est extrêmement importante lorsque l'allure géologique du bassin révèle que le gisement est en contact avec d'importants volumes d'eau. Dans ces conditions il est facile d'avoir, pendant la production, une substitution plus ou moins partielle du volume des hydrocarbures produits par suite de l'expansion de l'aquifère environnant; il sera donc important de pouvoir construire

un modèle mathématique qui tienne compte de la position relative entre hydrocarbures et aquifère. Si par exemple, il y a un aquifère latéral, une théorie qui permettrait de calculer l'eau qui entre dans le gisement pourrait être déterminée en supposant que le système gisement-aquifère peut être remplacé par un cylindre central (le rayon étant égal au rayon moyen de la zone minéralisée en hydrocarbures) contenant les hydrocarbures, et une couronne circulaire constituée par l'aquifère sous-jacent.

Au contraire une telle hypothèse ne peut être utilisée dans le cas d'un aquifère de fond et en particulier si l'épaisseur de la zone du niveau au-dessous du plan de contact eau - hydrocarbures est très élevée.

Une solution du problème de l'eau qui entre dans le gisement dans ce cas pourrait être la suivante: considérons un schéma où le volume gisement aquifère est substitué par une figure solide à section horizontale constante égale à la surface du contact eau- hydrocarbures et occupée dans sa partie supérieure par des hydrocarbures (pour un volume égal au volume effectif) et le reste par de l'eau sur une hauteur égale à l'épaisseur de l'aquifère.

C - Accumulation des hydrocarbures à caractère lenticulaire.

Dans ce type d'accumulation la position de la zone minéralisée

en hydrocarbures par rapport à l'aquifère peut être comme décrit dans l'hypothèse A précédente ou comme dans l'hypothèse B. La caractéristique fondamentale de ce type de gisement réside dans le fait que le volume d'aquifère en contact avec la zone d'hydrocarbures est extrêmement réduite et en pratique il n'y a aucune substitution du volume des hydrocarbures produits par l'eau provenant de l'expansion de l'aquifère.

Ce type de gisement, en général, ne contient pas de grandes quantités d'hydrocarbures en place. Il provient généralement de la sédimentation de couches sporadiques de sable au cours d'une sédimentation de nature marine donc essentiellement argileuse. Semblables à ceux-ci en tant que comportement, sont les gisements qui, par suite de mouvements tectoniques et de fractures, sont isolés du système de drainage qui l'entoure. Ces types de gisement doivent être soigneusement identifiés pour éviter de graves erreurs dans le calcul des prévisions de production.

Donc du point de vue géologique - structural pour une étude de reservoir engineering la répartition des gisements peut être ainsi résumée :

- Gisements à aquifère de fond
- Gisements à aquifère latéral
- Gisements de nature lenticulaire

1. MECANISMES DE RECUPERATION A L'INTERIEUR DU SYSTEME D'HYDROCARBURES

Les mécanismes de récupération à l'intérieur du système prennent des noms différents selon les fluides contenus dans le gisement.

1.A. MECANISME DE RECUPERATION A EXPANSION SIMPLE (Depletion)

On entend par mécanisme de récupération à expansion simple le phénomène qui se vérifie, quand la pression diminue, dans les gisements d'huile sous-saturée ou de gaz.

Les relations qui lient la pression au volume sont relativement simples.

D'une part l'huile sous-saturée peut être considérée comme un système à compressibilité constante, ce qui signifie qu'il existe une relation linéaire entre la variation de la pression et le volume produit.

La compressibilité de l'huile étant de l'ordre de $10^{-4} V/V/ \text{kg/cm}^2$ il est évident que s'il n'y a pas d'autres mécanismes de poussée, les récupérations seront très faibles.

Dans le cas de gisements de gaz, la relation pression-volume est donnée par la loi des gaz réels, la température du gisement pouvant être considérée constante.

1.B. POUSSEE DE GAZ DISSOUS

Par poussée de gaz dissous, on entend le phénomène qui se vérifie dans un gisement d'huile saturée.

Dans ce cas, la relation qui lie le volume des hydrocarbures à la pression est assez complexe.

En effet, au-dessous de la pression de saturation, le système devient biphasé. La phase liquide tend à se contracter lorsque la pression diminue. Toutefois lorsque la pression diminue des quantités de plus en plus importantes de gaz se libèrent de cette phase liquide. Ce gaz se comporte bien entendu comme un gaz réel.

Nous pouvons donc dire que dans ces conditions c'est l'expansion du gaz libéré qui détermine la récupération de l'huile.

Le gaz qui se libère balayera un volume équivalent d'huile jusqu'à ce que sa saturation ait atteint la valeur de la saturation critique.

En fait, lorsque la production continue, le gaz prend une mobilité propre et des portions de plus en plus grandes de l'énergie disponible seront utilisées, non plus pour produire l'huile, mais pour produire le gaz précédemment accumulé.

Pour cette raison dans la technique d'exploitation des gisements d'huile saturée, nous essayons d'intervenir à l'aide d'injections de fluide à coût peu élevé pour éviter que la

pression n'atteigne des valeurs trop basses et éviter que la phase gaz n'atteigne la saturation critique.

1.C. MECANISME DE DRAINAGE PAR GRAVITE

A l'intérieur du système précédemment décrit, d'autres phénomènes peuvent intervenir et améliorer la récupération finale. C'est le cas du drainage par gravité du gaz qui s'est libéré de l'huile.

Ce phénomène, que l'on définit improprement mécanisme de poussée, consiste en le fait que, lorsque le gaz est à même de se déplacer, il peut se vérifier une migration d'une partie de ce gaz vers la partie supérieure du gisement au lieu que vers les puits. Cette migration est liée au fait que le gaz est plus léger que l'huile. Ce phénomène est d'autant plus important que la perméabilité du système est plus élevée. Dans ces conditions, s'il n'y a pas de puits de production dans la partie supérieure de la structure, le gaz qui a migré forme un gaz cap secondaire qui contribue par son expansion à la production de l'huile.

Dans les gisements d'huile volatile les mécanismes de poussée intérieurs sont les mêmes que pour l'huile saturée.

1.D. MECANISMES INTERIEURS COMBINES

Dans les gisements d'huile avec gas cap, il y a un mécanisme

de poussée combiné. En effet, il se vérifie une expansion du gaz et une poussée du gaz dissous dans la zone d'huile.

La poussée du gaz cap sera d'autant plus efficace que le gaz du gaz cap pourra être conservé.

Par conséquent on évitera de forer des puits au voisinage de la zone de gaz et les puits de production seront placés le plus loin possible du contact gaz-huile initial.

Toutefois le gaz cap ne représente pas toujours un avantage aux fins de la récupération.

En effet s'il est très grand par rapport au volume de la zone d'huile, son expansion pourra faire naître des problèmes dans les puits (gas coning) et par conséquent les puits seront envahis par le gaz du gaz cap et ne pourront plus produire d'huile.

2. MECANISMES DE RECUPERATION EXTERIEURS AUX SYSTEME D'HYDROCARBURES

Comme nous l'avons déjà indiqué, lorsqu'il se vérifie une diminution de la pression dans le gisement, cette diminution est transmise plus ou moins rapidement à l'aquifère environnant.

Du fait que l'eau contenue dans les aquiferes est un fluide compressible (bien que sa valeur de compressibilité soit faible), elle tend à s'épandre dans la direction du gisement, région où la pression a une valeur minimum à cause du drainage des puits.

Ce procédé présente l'avantage de maintenir la pression du gisement à des valeurs plus élevées par rapport au cas où le gisement serait complètement isolé (gisements de nature lenticulaire par exemple).

Ce type de poussée (water drive) est particulièrement utile dans les gisements d'huile sous-saturée et saturée.

Ce type de poussée n'est pas toujours utile dans les gisements de gaz.

Pour mieux comprendre cette affirmation, il faut considérer de plus près le phénomène de l'entree de l'eau en considérant, pour plus de simplicité, le cas où le gisement est un gisement d'huile saturée.

L'eau rappelée par l'aquifère pénètre dans le milieu poreux occupé par l'huile et par l'eau connée.

En général le milieu est mouillable à l'eau, et par conséquent par suite du phénomène de capillarité, elle sera retenue par les parois des petits canaux.

L'huile est libre de se déplacer dans la région centrale des canaux d'après la propriété de mobilité proportionnelle à la perméabilité et inversement proportionnelle à sa viscosité.

Lorsque l'eau entre dans un tel système, elle ne pourra pas pénétrer uniformément et occuper tout le volume du canal mais cherchera d'abord à se placer encore le long des parois (toujours par suite du phénomène de capillarité) en laissant une partie de l'huile dans la région centrale du canal. Dans le volume des pores il se créera donc une région dont la saturation en eau tendra graduellement à augmenter au détriment de la saturation en huile. En correspondance la perméabilité relative à l'huile tendra donc à diminuer tandis que celle à l'eau (initialement nulle) aura tendance à augmenter. Ce processus continuera jusqu'à ce que cette phase ne pourra plus se maintenir constante à cause des tensions superficielles de l'huile et que des bulles d'huile se formeront qui ne pourront plus passer à travers les canaux ainsi restreints. Lorsque l'eau s'écoulera l'huile ne se déplacera pas. Il y aura donc une saturation en huile résiduelle qui ne pourra être récupérée.

Donc lorsque l'eau entrée dans le gisement aura atteint des volumes tels qu'elle envahira entièrement l'espace compris entre le contact initial huile-eau et les puits, les puits continueront à

produire des pourcentages de plus en plus importants d'eau au détriment de la production d'huile. On arrêtera la production lorsque la production d'huile ne sera plus économique.

A ce point on peut constater que la saturation en huile du gisement peut même être très élevée.

Dans des gisements d'huile sous-saturée ou saturée, si l'emplacement des puits est correcte, l'huile récupérée en présence de water drive, est toujours très supérieure à l'huile récupérable par expansion simple ou par poussée de gaz dissous.

La récupération, dans ces cas, est d'autant plus importante que la quantité d'eau qui entre dans le gisement est élevée et par conséquent d'autant plus que la pression demeure élevée.

Au contraire, dans des gisements de gaz, du fait que la saturation résiduelle derrière le front d'eau est assez élevée, les quantités de gaz restées dans le gisement à l'abandon de la production sont assez importantes. En outre, cette saturation étant indépendante de la pression, les quantités de gaz qui restent dans le gisement seront d'autant plus importantes que la pression d'abandon sera plus élevée.

Il faut tenir compte du fait que la quantité d'eau entrée dans le gisement n'est pas directement proportionnelle à la chute de la pression du gisement.

En effet, comme nous l'expliquerons plus avant, toute perturbation

de pression quelle qu'elle soit se propage, dans un milieu poreux, à une vitesse finie. Par conséquent, pour une même chute de pression, le volume de l'eau qui s'épand et entre dans le gisement sera d'autant plus élevé que le temps employé par cette chute de pression sera élevé. En effet, plus le temps est important et plus les volumes d'aquifère qui subissent la perturbation de la pression seront grands et par conséquent plus les quantités d'eau que pourra fournir l'aquifère au gisement seront élevées.

Sur la base de ces considérations, nous pouvons dire, en conclusion, que dans un gisement d'huile (saturée ou sous-saturée) où la poussée d'eau représente un avantage aux fins de la récupération, cette dernière sera d'autant plus élevée que le débit de production sera faible.

A la limite, en effet, il y aura un débit pour lequel le volume du liquide produit sera pratiquement égal au volume d'eau qui entre dans l'aquifère.

Dans la plupart des cas, ce débit sera anti-économique. Il existe toutefois des gisements où, à cause de la perméabilité et des grandes épaisseurs de l'aquifère en contact avec le gisement, cet équilibre peut être atteint même à des débits élevés.

Dans ces conditions on pourra observer que la pression moyenne du gisement, après une période initiale où elle diminue avec la production cumulée, tiendra à se stabiliser à une valeur constante.

Ce phénomène sera davantage mis en relief si le débit de production d'huile est réduit dans le temps (voir Fig. 4).

3. MECANISMES DE RECUPERATION COMBINES

Il apparaît évident que dans la plupart des cas les gisements d'hydrocarbures seront sujets à des mécanismes de poussée combinés.

En général, seulement les gisements de nature lenticulaire (donc isolés) présentent un seul type de mécanisme intérieur dépendant du type de fluide contenu dans le gisement.

Tous les autres gisements seront sujets à la combinaison d'au mieux un mécanisme de poussée intérieur avec une poussée d'eau plus ou moins efficace.

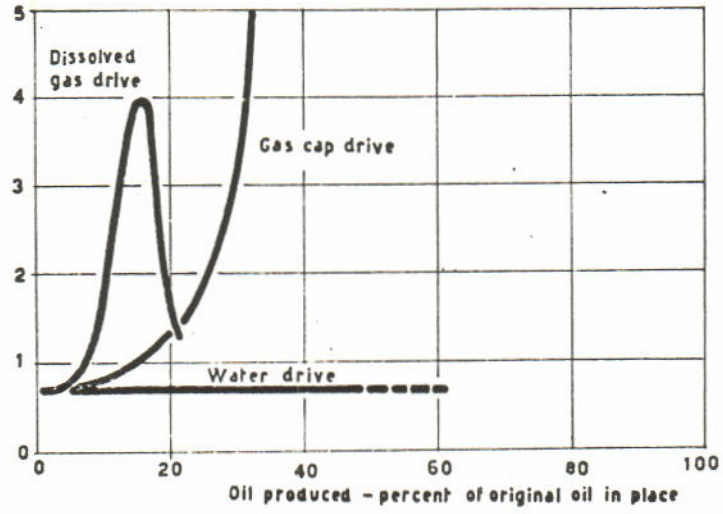
Pour des gisements d'huile avec gas cap, il y a trois mécanismes de poussée identifiables : deux mécanismes intérieurs (expansion du gas cap et poussée de gaz dissous) et une poussée d'eau.

La figure 1 schématise l'influence des différents mécanismes de poussée sur l'allure de la pression tandis que la Fig. 2 en montre l'influence sur le rapport gaz-huile. Dans les trois exemples les caractéristiques de la zone d'huile saturée sont inchangées.

Dans la Fig. 3 est illustré un exemple de comportement du GOR pour un gisement d'huile saturée comparé au cas où il y a aussi un gas cap avec une faible migration de gaz vers le gas cap et enfin avec le phénomène d'écoulement du gaz par gravité et injection de gaz extérieur dans le gas cap.

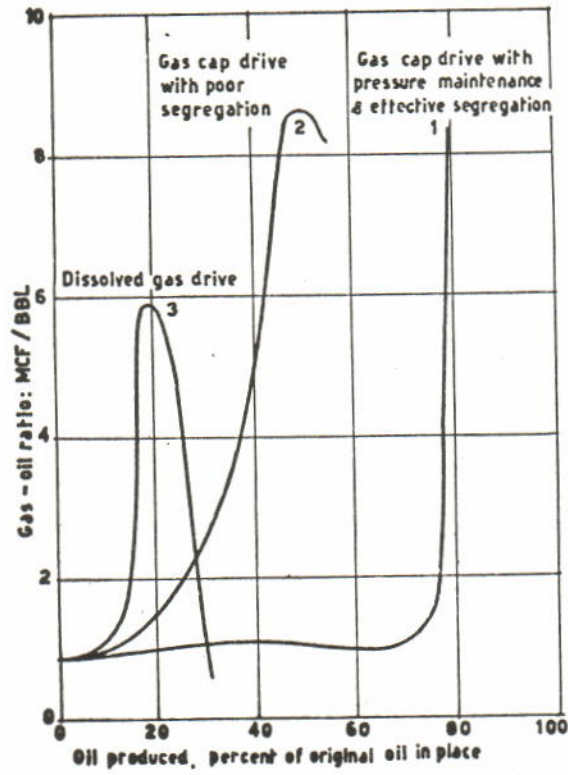
FIGURE 2

G.O.R. M.C.F./BBL



Rapport gaz-huile pour différents types de "drives"

FIGURE 3



Allure typique des courbes du rapport gaz-huile pour différents types de gisement

FIG. 4

PRESS. -VS- CUMUL. OIL PRODUCTION

Gisement d'huile sous-saturée
avec poussée d'eau

débit de production

Pression des puits
pression moyenne du gisement

PRESS. (KG/CM²)

Débit journalier

PRODUCTION (MC*1000)

FIG. 4

