

Université Kasdi Merbah Ouargla

FACULTE DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE ET SCIENCES DE LA MATIERE

DEPARTEMENT DE GENIE MECANIQUE

Mémoire Présenté pour l'obtention du diplôme de

MAGISTER

Spécialité : Génie pétrolière Option : Génie pétrolière

> Présenté par : KHELIFA Cherif

<u>Thème</u>

Les réservoirs fracturés et impact des fractures sur la production. Étude comparative de différents cas

Soutenu publiquement le : / / 2011

Devant le jury composé de :

Mr. Mohamed Lakhdar SAKER	Maître de Conférences	UKM, Ouargla	Président
Mr. Mohamed DJIDEL	Maître de Conférences	UKM, Ouargla	Examinateur
Mr. Messaoud HACINI	Maître de Conférences	UKM, Ouargla	Examinateur
Mr. Noureddine SETTOU	Professeur	UKM, Ouargla	Promoteur
Mr. Aziz ZEDDOURI	Maître de Conférences	UKM, Ouargla	Co-Promoteur

Année universitaire : 2010/2011

Remerciement

Au terme de cette étude, je tien à remercier le Bon Dieu qui me a donné le courage et la volonté d'aller jusqu'au bout et de ramener ce présent travail à son point ultime.

Je tien tout d'abord à remercier D^r Zeddouri Aziz et D^r Settou Nourredine mes enseignants, qui me a prêter une attention particulière et qui à aucun moment n'a ménagé son effort et son savoir pour nous apporter de l'aide, la plus précieuse.

Je remercie beaucoup Mr. Djabbas faycal a qui m'a aidé á compléter ce travail.

Enfin, merci à tous qui ont contribué de prés ou de loin à l'élaboration de ce présent travail. Et que les personnes qui n'ont pas été citées puissent nous en excuser et trouver dans cette note l'expression de toute ma gratitude.

Merci à tous

KHELIFA Cherif

Table des matières

Introduction générale1
Chapitre 1 : généralités sur les réservoirs fracturés
1.1. Les réservoirs pétroliers
1.2. Les réservoirs fissurés4
1.3. Les réservoirs faillés 5
1.4. Définitions
1.5. Les conditions d'apparition des fractures 6
1.6. Classification des fractures 14
1.7. Les Breakouts
1.8. Différentes échelles d'observation17
Chapitre 2 : synthèse bibliographique
2.1. La rupture des roches 19
2.2. Modélisation des réservoirs fracturés20
2.2.1. Approche "milieu continu équivalent"20
2.2.1.1. Les modèles déterministes20
2.2.1.2. Les modèles stochastiques continus (SCM)23
2.2.2. Approche "milieu discontinu" 24
2.2.2.1. Les modèles à fracture unique24
2.2.2.2. Les modèles fractals25
2.2.2.3. Les modèles à réseau de fractures discrètes (DFNM)26
2.2.2.4. Les modèles à chenaux28
2.3. Impact des fractures sur l'exploitation des gisements
2.3.1. Impact négatif des failles conductrices sur la production

2.3.2. Impact positif des fractures sur la production
2.4. Etude des exemples
2.4.1. Champ de pétrole d'Agha Jari32
2.4.2. Réservoir de Colorado
Chapitre 3 : caractérisations des fractures
3.1. Détection et évaluation des fractures
3.1.1. Logs d'imagerie
3.1.1.1 Introduction a la diagraphie de fond
3.1.1.2. Les Outils d'imagerie
3.1.1.3. Description de l'outil (CBIL)
3.1.1.4. Application de l'outil « CBIL »
3.1.1.5. L'enregistrement de l'image
3.1.1.6. Nomenclature des fractures adoptée par « BAKER ATLAS »40
3.1.1.7. Interprétation des réponses40
3.1.2. Analyse des carottes
3.1.2.1. Les stylolithes
3.1.2.2. Les fractures colmatées46
3.1.2.3. Les fractures ouvertes et partiellement ouvertes
3.1.2.4. Les fractures liées à des zones bréchiques52
3.2 Etude de l'intensité des fractures
3.3. Etude pétrophysique 53
3.3.1. La porosité53
3.3.2. La perméabilité56
3.3.3. Capacité
3.3.4. Contraste de capacité : le paramètre ω
3.3.5. Classification des paramètres pétrophysiques

Chapitre 4 : analyse et discussion

4.1.	Méthodologie	61
4.2.	Présentation des champs étudiés	62
4.2.1.	Champ d'El Gassi	63
4.2.2.	Champ Rhourde El Baguel	66
4.2.3.	Champ Hassi Berkine	68
4.3.	Impact des fractures sur la production des puits	70
4.3.1.	Relation Production-Intensité des fractures	70
4.3.2.	Relation Production-types de fractures et de faille	71
4.3.3.	Discutions et conclusions des analyses	72
4.4.	Impact des fractures sur la production des réservoirs	72
4.4.1.	Comparaison entre les courbes de la production	72
4.5.	Impact des fractures sur la récupération secondaire	75
4.5.1.	L'effet de L'injection Sur la Production	75
Conclu	ision générale	91

Liste des figures

Fig. 1.1 : Schéma d'un réservoir	3
Fig. 1.2 : Affleurement d'une formation fissurée	.5
Fig. 1.3 : la relation entre contrainte et déformation	.7
Fig. 1.4 : la relation entre Température, pression et la profondeur dans la croûte terrestre	e 8
Fig.1.5 Les Breakouts	16
Fig.1.6 Aspects multi-échelles. Nous illustrons de droite à gauche : le modèle	
géologique du réservoir indiquant les failles sismiques (Sub-seismic faults), une	
maille réservoir numérique, le maillage géologique correspondant à cette maille	е
réservoir, et l'échelle locale d'une maille géologique	18
Fig. 2.1 Les différents modes de rupture en compression des matériaux fragiles	
D'après Ashby et Sammis (1990)	.19
Fig. 2.2 Modèle double porosité de Warren et Root (1963). Les blocs représente	ent
la matrice rocheuse	22
Fig. 2.3 Modèle stochastique continu	23
Fig. 2.4: Réseaux fractals de fractures dans le modèle de Acuna et Yortsos (1995	5).
(a) réseau bidimensionnel dimension fractale D de 1.78, (b) réseau tridimension	nel
dimension fractale D de 2.65 (Acuna et Yortsos, 1995)	26
Fig.2.5 Modèle réseau de fractures discrètes. À gauche, un réseau de fractures	
polygonales (Stratford et al, 1990) et droite, un réseau de fractures circulaires	
(Azzedine, 1994)	27
Fig.2.6 Modèle chenaux (Ezzedine, 1994)	29
Fig. 2.7 : Position de la faille B	30
Fig. 2.8: Arrivée d'eau au puits producteur B5	0
Fig. 2.9 : Présentation des deux échelles de fracturation de Yates	1
Fig. 2.10 : Coupe géologique schématique du champ de pétrole Agha Jari (Zagro	S
Mountains, Iran). (De British Petroleum Co. Ltd)	3
Fig. 2.11 Falaise recoupant le flanc Sud-ouest de l'anticlinal d'Asmari	3
Fig. 3.1 Description de l'outil « CBIL »	8
Fig. 3.2 Enregistrement des ondes acoustiques	8
Fig. 3.3 L'enregistrement de l'image	1
Fig. 3.4 Fracture ouverte sur une image de fond	2
Fig. 3.5 Fracture partiellement ouverte sur une image de fond	3
Fig. 3.6 Breakouts et fractures induites sur l'mage de « CBIL »	4
Fig. 3.7 Une carotte d'un réservoir fracturé4	5
Fig. 3.8 Stylolithe remplie d'argile	7
Fig. 3.9 Stylolithe remplie de la pyrite	7
Fig. 3.10 Exemples des fractures Dans le puits GS-174	18
Fig. 3.11 Exemples des colmatant dans les puits GS-19, GS-374	.9
Fig. 3.12 Exemples des fractures Dans le puits GS-15	0
Fig. 3.13 Exemples des fractures Dans le puits GS-195	1
Fig. 3.14 Les Brèches	2

Fig.4.1 : Situation géographique des champs étudie6	52
Fig. 4.2 : l'évolution de la production dans les champs El Gassi, REB, HBNS7	73
Fig.4.3: l'effet de l'injection de gaz sur la production de RB7b	76
Fig.4.4: l'effet de l'injection de gaz sur la production de RB127	77
Fig.4.5: l'effet de l'injection de gaz sur la production de RB197	78
Fig.4.6: l'effet de l'injection de gaz sur la production de RB357	79
Fig.4.7: l'effet de l'injection de gaz sur la production de RB378	30
Fig.4.8: l'effet de l'injection de gaz sur la production de RB458	31
Fig.4.9: l'effet de l'injection de gaz sur la production de RB478	32
Fig.4.10: l'effet de l'injection de gaz sur la production de RB46b8	3
Fig.4.11: l'effet de l'injection de gaz sur la production de RB758	4
Fig.4.12: l'effet de l'injection de gaz sur la production de RB788	5
Fig.4.13 : Montre l'évolution de GOR de formation en fonction de la producti	ion
journalière8	88
Fig.4.14: Montre l'effet de l'injection sur de la production journalière du champ	ג 39

Liste des tableaux :

Tableau. 4.1 Intensité des fractures et la moyenne de production	70
Tableau.4.2 Paramètres des fractures et la moyenne production	.71

Introduction générale :

Le pétrole est à ce jour la première source mondiale d'énergie, Le 21ème siècle sera marqué par la raréfaction des hydrocarbures (pétrole et gaz) qui fournissent actuellement environ 62% de la consommation mondiale d'énergie. D'autre part, la consommation journalière mondiale de pétrole va passer de 72 millions de barils/jour en 2001 à 85.5 millions de barils par jour en 2010 à 112 millions de b/j en 2020 (Agence Internationale de l'Energie), soit une augmentation de 55% en vingt ans, Pour répondre à cette demande énergétique mondiale en croissance, il faut découvrir de nouvelles réserves et surtout exploiter au mieux les champs matures, la découverte de nouveaux gisements se faisant de plus en plus rare.

L'exploitation des réservoirs non conventionnels constitue, à l'heure actuelle, un enjeu majeur pour les compagnies pétrolières. La mise en production de ces réservoirs - difficiles d'accès ou très compacts, dans les réservoirs à faible perméabilité, la présence d'un réseau de fractures naturelles est déterminante pour l'exploitation, puisque ce réseau conditionne les écoulements de l'huile ou du gaz.

Les réservoirs naturellement fracturés contiennent une partie significative des réserves en huile mondiales. La production de ce type de réservoirs constitue un défi pour les ingénieurs de réservoir, dans ce mémoire on va essayer de mettre en évidence à ce type des réservoirs.

Cet objectif passe en fait par la résolution de questions importantes :

- Quelles sont les caractéristiques des fractures ?
- Quel est le rôle des fractures dans l'exploitation d'un réservoir pétrolier fracturé ?
- Est-ce que toujours les fractures ont effet positif sur l'exploitation des réservoirs ?

Ce travail se présente en quatre parties distinctes :

Le **chapitre 1** est introductif, il donne quelle que mots et leurs définitions au sein d'un réservoir fracturé.

Le **chapitre 2** de ce mémoire, une revue bibliographique thématique sur les fractures des roches, Cette revue débute par un aperçu sur la rupture des roches en compression puis la modélisation des milieux poreux fractures, puis exposions des études sur les réservoirs fractures.

Le **chapitre 3** défini les méthodes et les moyens de détection et évaluation les fractures sur le terrain puis faire une étude pétrophysique sur les réservoirs fractures.

Le **chapitre 4** présente discutions et analyse les données réelles, pour objectif de connaitre l'effet des fractures sur la production et la récupération des hydrocarbures.

Chapitre 1 :

Généralités sur les

réservoirs fracturés

1.1. Les réservoirs pétroliers :

Un réservoir pétrolier est une formation du sous-sol, poreuse et perméable, dont les contours sont limités par des barrières imperméables qui piègent les hydrocarbures, La distribution des fluides s'effectue en fonction des masses volumigues respectives ^[1] (Fig. 1.1).



Fig. 1.1 : Schéma d'un réservoir

Afin de récupérer les hydrocarbures en place, les pétroliers forent des puits de production et d'injection. Il existe trois types de récupération. Chronologiquement, la première, appelée récupération primaire est due aux seules forces naturelles. Elle permet de récupérer jusqu'à 10% de l'huile en place (Cossé, 1988)^[29]. La seconde, appelée récupération secondaire, s'effectue en injectant de l'eau et/ou du gaz dans le réservoir. La récupération d'huile peut être égale à 40%. Enfin, il y a la récupération améliorée qui consiste, par exemple, à de l'injection de CO2 ou de produits chimiques additionnés à l'eau. Ces méthodes sont coûteuses mais elles peuvent, dans certains cas, permettre de récupérer jusqu'à 60% de l'huile en place. Les gisements sont renfermés dans des bassins sédimentaires, qui au cours du temps, subissent des déformations importantes dues à des contraintes de

cisaillement, d'extension et de compression. Lorsque la roche poreuse est soumise à des contraintes trop fortes, il peut y avoir une rupture du milieu et la création de discontinuités appelées fracture^[26].

Les fractures se trouvent dans des roches dites "cassantes" comme les carbonates. Dans notre travail, nous appellerons respectivement "fissures" et "failles" les fractures de petites et grandes dimensions. L'ouverture d'une fissure est de l'ordre de la dizaine de micromètre et leur extension est centimétrique à métrique.

L'épaisseur d'une faille est de l'ordre du mètre, Elles traversent les réservoirs de haut en bas et s'étendent sur plusieurs kilomètres.

1.2. Les réservoirs fissurés :

La particularité de ces réservoirs est la dualité matrice-fissure. L'essentiel du transport est assuré par le réseau de fissures dont le volume poreux est très petit. La structure percolant du réseau de fissures induit le fait que la fissuration courtcircuite la matrice. Cet effet peut se révéler très sévère pour la récupération. Nombreux sont les exemples où de l'eau injectée parcourt plusieurs dizaines de mètres par semaine. Toutefois, il faut retenir que la plage de récupération possible dans les champs fissurés peut varier du pire au meilleur et que beaucoup de champs n'auraient pas été produits sans l'existence de fissures en raison de la très faible perméabilité de la matrice^[2].

La représentation d'un affleurement de formation fissurée démontre à quel point le réseau de fissures peut être dense et complexe (Fig. 1.2). La modélisation des écoulements dans un tel milieu est un véritable défi pour les chercheurs.



Fig. 1.2 : Affleurement d'une formation fissurée

1.3. les réservoirs faillés :

Les failles sont les fractures à grande échelle. Elles sont beaucoup moins nombreuses mais beaucoup plus grandes que les fissures. Dans un champ pétrolier, elles peuvent constituer des barrières le découpant en autant de réservoirs. Elles peuvent aussi se trouver au cœur du réservoir et jouer un rôle de drain conducteur significatif pour les données de production^[23].

1.4. Définitions :

- **Fracture**: La signification du terme "fracture" peut varier d'un domaine d'application à l'autre. En géologie, une fracture désigne une discontinuité dans la roche (Peacock et Mann, 2005) due à une rupture mécanique. Les surfaces des fractures sont souvent irrégulières et leurs lèvres disjointes. La physionomie d'une fracture, autant dans les roches sédimentaires que dans les roches ignées, dépend de l'échelle à laquelle on la regarde. D'un point de vue mécanique, une fracture est une entité définie par deux surfaces (ou une zone) à travers lesquelles une discontinuité (normale et/ou tangentielle) de déplacement se produit (Aydin, 2000).

- Fissures : qui sont des fractures de petites dimensions.

Les diaclases, ou joints: qui sont des fractures ouvertes en traction, le long desquelles aucun déplacement de cisaillement n'est visible (Hodgson, 1961;
Babcock, 1973; Engelder et Geiser, 1980; Pollard et Aydin, 1988).

 Les veines : fractures minéralisées résultant également d'une extension, mais se formant habituellement en segments en échelon sur une rangée, ce qui indique une composante de cisaillement (Peacock et Mann, 2005).

- Les failles : qui sont des fractures de cisaillement ^[3].

1.5. Les conditions d'apparition des fractures :

Lorsqu'elle est soumise à des contraintes, la croûte terrestre se déforme. On peut définir simplement la contrainte comme étant une force appliquée à une certaine unité de volume. Tout solide possède une force qui lui est propre pour résister à la contrainte. Lorsque la contrainte dépasse la résistance du matériel, l'objet est déformé et il s'ensuit un changement dans la forme et/ou le volume. Il existe des cas où la déformation n'est cependant pas perceptible à l'œil nu mais détectée seulement par des appareils sensibles, et c'est le cas de la déformation du matériel solide lors d'un tremblement de terre avant qu'il y ait bris.

Les contraintes peuvent déformer tout aussi bien un volume de pâte à modeler que tout un segment de la croûte terrestre. La déformation peut être permanente ou non. Le bris d'un vase qu'on échappe par terre est permanent, alors que la déformation d'une balle de tennis due à l'impact sur la raquette est éphémère. On

reconnaît trois principaux types de déformations qui affectent la croûte terrestre élastique, plastique et cassante (un quatrième type n'est pas discuté ici, la déformation visqueuse qui s'applique aux liquides). Le schéma qui suit montre la relation générale entre contrainte et déformation ^[3].



Fig. 1.3 : la relation entre contrainte et déformation

La première réponse d'un matériau à la contrainte est la déformation élastique. Quand la contrainte est relachée, le matériau reprend sa forme et son volume initial, comme la bande élastique que l'on étire ou la balle de tennis frappée par la raquette. L'énergie emmagasinée par le matériau durant la déformation est dissipée lorsque la contrainte est relachée; cette énergie est transformée, par exemple, en mouvement dans le cas de la balle de tennis. Sur le schéma, la relation contraintedéformation est linéaire dans le cas de la déformation élastique. A un point donné durant la déformation élastique, la relation contrainte-déformation devient non linéaire: le matériau a atteint sa limite d'élasticité. Si la contrainte dépasse cette limite, le matériau est déformé de façon permanente; il en résulte une déformation plastique (l'écrasement d'une balle de pâte à modeler par exemple) ou une déformation cassante (le verre qui se brise). Dans le cas de la déformation plastique, toute l'énergie est utilisée pour déformer le matériau. Avec une augmentation de la contrainte, le matériau atteint un second seuil, son point de rupture, et il casse; c'est la déformation cassante. Lorsqu'un matériau est soumis à des taux de contraintes très rapides, la déformation plastique est minime ou même inexistante.

Trois paramètres importants doivent être considérés lorsqu'on applique les concepts de contrainte déformation aux matériaux de la croûte terrestre: la température, la pression et le temps.

Température et pression augmentent avec la profondeur dans la croûte terrestre et modifient le comportement des matériaux. D'une manière très générale, on aura la relation suivante:





La ligne rouge délimite deux champs: le champ de la déformation cassante (qu'on dit aussi fragile) et celui de la déformation plastique (qu'on dit aussi ductile). La ligne fléchée bleue symbolise une augmentation progressive des conditions de température et de pression à mesure que l'on s'enfonce dans la croûte terrestre. Cette relation nous indique que, de manière générale, les roches de surface seront déformées de façon cassante, alors que les roches en profondeur le seront de façon plastique.

C'est dire que pour un type de roche donné, celui-ci peut se retrouver sous un état fragile ou ductile, selon la profondeur à laquelle il se trouve dans la croûte terrestre.

Le temps est aussi un facteur très important lorsqu'on discute de déformation. Si on étire brusquement (temps court) un cylindre de pâte à modeler, il casse; si on y va plutôt lentement (temps long), il se déforme de façon plastique. En ce qui concerne la déformation des roches, le facteur temps, qui se mesure ici en millions d'années, se doit d'être considéré. Il est difficile d'imaginer qu'on puisse plier des couches de grès par exemple, ... à moins qu'on y mette le temps géologique.

Un autre paramètre à ne pas négliger est la composition de la roche. Certaines roches sont cassantes de nature (comme les calcaires, les grès, les granites), d'autres plutôt plastiques (comme les roches argileuses).

Les roches sédimentaires sont à l'origine disposées en couches à peu près horizontales puisqu'elles proviennent de la transformation de sédiments qui se sont déposés à l'horizontale. Mais on les retrouve souvent inclinées, déformées, affectées par des plis et des failles, particulièrement dans les chaînes de montagnes. Les contraintes responsables de la déformation des roches de la croûte terrestre ont des sources multiples. Les déformations résultent le plus souvent des mouvements des plaques lithosphériques qui se traduisent par des contraintes qui modifient la forme des roches, leur volume et, dans certains cas, leur composition chimique et minéralogique ^[11].

Il y a fondamentalement deux types de contraintes qui déforment les roches: les contraintes de compression et celles de tension. Dans la compression, les forces convergent; elles peuvent être coaxiales ou non. La déformation d'un jeu de carte sous contraintes de compression illustre la différence. Dans le cas d'une contrainte de compression coaxiale, les cartes vont s'arquer, comme illustré ici:



Si les contraintes ne sont pas coaxiales, il va se développer du cisaillement; le jeu de carte se déforme par le glissement des cartes les unes sur les autres:



Dans la tension, les contraintes divergent et ont pour effet d'étirer le matériel.

Les schémas qui suivent illustrent la déformation des couches de roches sous des régimes de contraintes en compression et en tension. Prenons comme volume de départ, un empilement de couches de roches non déformées à l'horizontal.



Les plis constituent la manifestation d'un comportement plastique (ductile) des roches sous l'effet de contraintes de compression.



Pour décrire les plis, on utilise les termes d'anticlinal quand le pli se ferme vers le haut et de synclinal lorsqu'il se ferme vers le bas. Les plis sont dits droits lorsque le plan axial est vertical. A l'autre extrême (non illustré ici), il y a les plis couchés, lorsque le plan axial est horizontal. Entre les deux, il y a les plis déjetés et les plis déversés. Les plis droits résultent de contraintes de compression coaxiales, les plis déjetés et déversés de contraintes qui ne sont pas coaxiales.

La déformation cassante se traduit par des plans de cassures, les failles.



Par convention, on nomme toit le compartiment qui se situe au-dessus du plan de faille, et mur celui qui est au-dessous. Le rejet est le déplacement net des deux compartiments. Les contraintes de compression produisent des failles inverses (plan de faille abrupte) ou de chevauchement (plan de faille près de l'horizontale). Dans ces deux cas, le toit monte par rapport au mur. Les contraintes de tension produisent des failles normales et listriques; le toit descend par rapport au mur. Les failles de décrochement (ou de coulissage) constituent un cas particulier, elles se produisent par le déplacement de deux compartiments l'un par rapport à l'autre dans un plan horizontal. On les retrouve en régimes compressifs ou extensifs.

Une application très importante de tout cela, c'est qu'en étudiant la géométrie des terrains déformés, le géologue est en mesure de définir la nature des contraintes qui ont produit une géométrie donnée et d'en déduire l'histoire de la dynamique d'une région ^[9].

1.6. Classification des fractures :

1.6.1. Fracture naturelle vs fracture induite :

Fractures naturelles :

Elles sont le résultat d'une déformation cassante au niveau des couches au cours d'une phase tectonique.

Les fractures naturelles sont liées à des contraintes tectoniques (compression, tension) comme elles peuvent être formées par des processus de compaction et de diagenèse, notamment lors de la formation de stylolithes, ou de surpression de fluide contenus dans la roche. Elles peuvent être engendrées par trois types de failles

:

- failles normales.
- failles inverses.
- failles de décrochement.

Fractures induites :

Les fractures induites sont des fractures artificielles, elles sont liées à des contraintes artificielles au cours du forage. Elles peuvent être crées par plusieurs phénomènes : - Le train de tige et la vitesse de rotation.

 L'écart entre la température du fond (élevée), et la température de surface (boue froide).

- L'influence de la pression hydrostatique de la boue qui est Supérieure à celle de la formation.

Tous ces facteurs peuvent créer des fractures artificielles qui conduisent à des incertitudes lors de l'évaluation des fractures à la base de la description de carottes.

1.6.2. Macrofractures vs microfractures :

La différence entre ces deux catégories porte essentiellement sur les dimensions de la fracture. en général, macrofracture correspond à une rupture avec une grande largeur (plus de 100 microns) et la longueur considérable, mais microfracture s'applique à fracture de un la longueur et la largeur limitée (microfractures forment parfois un processus continu réseau qui est hydrodynamique très similaire à un milieu poreux). Dans la littérature, il est souvent possible de trouver des termes tels que, macrofractures = fractures et microfractures = fissures.

1.6.3. Les fractures ouverts vs fermées (colmatées) :

 - Les fractures fermées : ce sont des fractures colmatées, remplies par plusieurs colmatant :

La silice : Elle colmate généralement les fractures fines représentées par des grains de quartz de taille microscopique.

L'argile : Elle est difficile à identifier, les principaux ciments argileux sont la kaolinite et l'illite.

La pyrite : Sa présence indique généralement la circulation d'une eau sulfurée.

L'écartement de ces fractures varie de 1 mm à 3 mm, par contre leur longueur est compris entre quelques millimètres à plusieurs centimètres (parfois 70 cm).

- Les fractures ouvertes et partiellement ouvertes : l'écartement des fractures ouvertes et partiellement ouvertes varie de 1 à 5 mm, par contre leur longueur varie de quelque millimètres à plusieurs centimètres (parfois 1 m) Les épontes de ces fractures sont souvent tapissées par de la pyrite ou de la silice.

Contrairement aux fractures colmatées et partiellement ouvertes, les fractures ouvertes sont difficiles à identifier.

Pour pouvoir différencier entre les fractures naturelles et les fractures induites on s'est basé sur le fait que les fractures naturelles contiennent des traces de colmatant et présentent souvent des stries par contre les fractures induites ne présentent ni stries ni traces de colmatant.

1.6.4. Les fractures mesurables vs non-mesurables :

Les fractures mesurables sont des fractures évidentes qui peuvent être définies par largeur, longueur, orientation, mais les fractures non-mesurables sont seulement des traces qui ne peuvent être définies ^[4].

1.7. Les Breakouts :

Ce sont des déformations de la section du puits en forme elliptique. Elles sont issues d'une compression de part et d'autre de la paroi de trou.

A partir de ces déformations on peut tirer la direction de la contrainte horizontale maximale qui est perpendiculaire à l'axe de déformation.



Fig.1.5 Les Breakouts

1.8. Différentes échelles d'observation :

Nous définissons l'échelle d'observation par une échelle de taille bien définie pour laquelle nous nous intéressons à l'étude de l'hétérogénéité et à son impact sur les paramètres pétrophysiques et sur l'écoulement. Sur un profil sismique, nous parlons d'échelle d'observation nommée gigascopique.

Cette échelle est représentative d'une description que l'on pourrait faire d'un paysage souterrain constitué d'un ensemble de plusieurs réservoirs. Dans la littérature scientifique, on parle d'échelle mégascopique pour faire référence à des hétérogénéités d'ordre kilométrique qui représentent la taille d'un réservoir.

La maille (numérique) à l'échelle réservoir est de l'ordre de 100-300 mètres.

Le géologue établit une échelle d'observation géologique dont la taille de maille est de l'ordre de 5-100 mètres. Nous désignons par échelle physique ou bien échelle locale, l'échelle qui correspond à l'ouverture des fractures.

La taille de maille numérique à l'échelle locale est millimétrique voire centimétrique. Ces différentes échelles d'observations sont illustrées sur la figure (Fig. 1.6). Pour la suite, nous utilisons :

- · la nomination d'échelle locale pour représenter l'échelle physique,
- · la nomination *d'échelle unité* pour représenter la maille géologique,
- · la nomination *d'échelle bloc* pour représenter la maille réservoir.

Nous savons que le géologue établit un modèle géologique dont la taille de la maille est contrainte par la stratification et l'hétérogénéité du milieu alors que la maille réservoir, qui est variable, sera choisie par l'ingénieur réservoir. D'où l'utilité de cette dénomination puisque nous cherchons à optimiser la taille de la maille unité et de la maille bloc en partant des données à l'échelle locale pour répondre à la fonction objective qui est la production ^[32].



Fig.1.6 Aspects multi-échelles. Nous illustrons de droite à gauche : le modèle géologique du réservoir indiquant les failles sismiques (Subseismic faults), une maille réservoir numérique, le maillage géologique correspondant à cette maille réservoir, et l'échelle locale d'une maille géologique. Chapitre 2 :

Synthèse

bibliographique

2.1. La rupture des roches:

A la différence de la rupture en traction qui intervient dans une majorité de configurations d'essais de manière plutôt brutale, la rupture en compression triaxiale s'effectue généralement de manière stable. De petites fractures croissent au fur et à mesure de l'augmentation de la charge, jusqu'à ce qu'elles interagissent par coalescence et conduisent à la rupture finale (Ashby et Sammis, 1990). Plusieurs modes interviennent selon le degré de confinement, ce qui se traduit par des allures différentes (plus ou moins stables) de la courbe de résistance (Fig. 2.1).



Fig. 2.1 Les différents modes de rupture en compression des matériaux fragiles.D'après Ashby et Sammis (1990).

La Fig. 2.1 permet d'illustrer que la valeur de résistance en compression de la roche est fortement dépendante du mode de rupture que l'on obtient. Certains auteurs (Kendall, 1978) mettaient déjà en garde sur la signification de cette caractéristique mécanique, en préconisant d'introduire, en complément, un paramètre d'énergie pour mieux décrire le matériau.

Lors de la rupture en compression d'éprouvettes de roches sous haut confinement en laboratoire, des fractures de cisaillement plutôt que des fractures parallèles à la direction du chargement, sont le mode de rupture le plus fréquemment observé. Dans les affleurements, *a contrario*, les fractures régionales sont quasi parallèles et montrent un faciès caractéristique de rupture en extension et pas de cisaillement. (Lorenz *et al.*, 1991).

En 1965 paraît une publication importante de Secor (1965) sur le rôle de la pression de pore dans la fracturation hydraulique. Gramberg (1965) confirme la même année les observations de Griggs et Handin (1960) sur le fait que la fracturation parallèlement à la direction de compression est le mode de rupture le plus commun dans les essais de laboratoire sur les échantillons non confinés. Bien que l'analyse mathématique du phénomène ait été depuis améliorée, Gramberg avait noté que de telles fractures se forment dans des conditions de compression simple, à des contraintes bien plus faibles que celles requises pour les bandes de cisaillement. Il avança l'hypothèse que ce processus, observé en laboratoire et piloté par l'anisotropie de la contrainte de compression, était le même que celui responsable des fractures parallèles en géologie (Lorenz *et al.*, 1991)^[29].

2.2. Modélisation des réservoirs fracturés:

2.2.1. Approche "milieu continu équivalent" :

2.2.1.1. Les modèles déterministes :

Le milieu poreux équivalent (MPE) Les écoulements en milieu fracturé s'effectuant essentiellement par le réseau de fractures, il est difficile d'établir un tenseur de perméabilité comme dans le cas d'un milieu poreux en raison du caractère discontinu de ce type de milieu (Feuga, 1983). Or, si l'on considère un milieu poreux une échelle millimétrique, ce dernier est également un milieu discontinu. Ainsi, un milieu fracturé donné, que l'on regarde une échelle suffisamment grande pour que la facturation soit homogène, peut être assimilé un milieu poreux fictif, dont les propriétés hydrauliques représenteraient ce milieu fracturé. Un tel milieu se nomme *milieu poreux équivalent*, ou MPE. Ce concept repose en réalité sur l'hypothèse que la relation entre flux et gradient de charge peut être exprimée de la même façon en milieu poreux et en milieu fracturé. Pour ce faire, il est indispensable que la perméabilité du milieu fracturé considéré puisse être représentée par un tenseur en tout point du domaine. D'un point de vue pratique, on définit ce tenseur en un nombre fini de points; ainsi, il représente la perméabilité d'un certain volume de roche fracturée entourant le point considéré. Le plus petit volume sur lequel ce tenseur peut être déterminé est appelé Volume Élémentaire Représentatif ou VER. Cette notion a été introduite par Bear (1972) dans le but de caractériser le milieu poreux. On affecte ainsi un point mathématique de l'espace les propriétés hydrauliques du milieu partir d'un certain volume de matériau, le VER, qui permet de définir la moyenne de la propriété nous intéressant (Marsilv, 1981). Il s'agit d'une intégration spatiale qui suppose implicitement une représentation du milieu doté d'une certaine régularité statistique afin qu'il soit possible de moyenner les propriétés hydrauliques l'échelle du VER. Cette intégration spatiale suppose ainsi que le réseau de fractures soit suffisamment dense et bien connecté (Long et Witherspoon, 1985; Dershowitz et Einstein, 1988)^[12].

Cependant cette approche semble ne pas être valide dans tous les cas. Dans les études sur la connectivité des réseaux de failles aléatoires, utilisant une loi de distribution des longueurs en puissance, Bour et Davy (1997) montrent qu'il n'existe pas d'échelle du VER dans ces milieux. Dans ce cas, la perméabilité peut dépendre de la taille du volume échantillonné quel que soit ce volume. Comme l'expliquent ces auteurs, si l'exposant de la loi puissance considérée est compris entre 1 et 3, pour des réseaux densités de fractures constantes, le seuil de percolation du système dépend alors de l'échelle considérée, et augmente avec la dimension de ce dernier. La double porosité L'hypothèse des modèles doubles porosités est basée sur la coexistence de deux porosités et de deux perméabilité faible et une porosité forte, contrairement aux fractures. Elle domine alors la capacité d'emmagasinement du

milieu fracturé. En revanche, les fractures sont le lieu des écoulements principaux (voir figure 2.2).

Deux approches ont été bities selon le régime de l'écoulement entre la matrice rocheuse et les fractures l'écoulement peut être supposé permanent (Barenblat et al., 1960; Warren et Roots, 1963).

l'écoulement peut être supposé transitoire (Kazemi, 1969; Streltsova, 1979; Boulton et streltsova, 1977).

L'avantage premier des modèles doubles porosités est qu'ils permettent de fournir un mécanisme expliquant le retard de la réponse hydraulique dans la matrice rocheuse. Ce retard est en effet causé par le fluide reposant dans la matrice poreuse de faible perméabilité. Cependant, deux problèmes majeurs apparaissent lors de l'utilisation de ces modèles ^[8]:

- la simplification et la régularisation de la géométrie du milieu.
- la difficulté d'estimation des paramètres hydrauliques.



Fig. 2.2 Modèle double porosité de Warren et Root (1963). Les blocs représentent la matrice rocheuse.

2.2.1.2. Les modèles stochastiques continus (SCM) :

La base des modèles stochastiques continus consiste représenter les propriétés hydrauliques des milieux poreux hétérogènes en termes de paramètres statistiques qui varient dans l'espace suivant une loi statistique (voir figure 2.3).



Fig. 2.3 Modèle stochastique continu

Dans cette approche. On suppose que le milieu fracturé est un milieu continu hétérogène (Neumann, 1988), mais que les paramètres statistiques qui décrivent cette hétérogénéité sont uniformes dans le milieu étudié. Si cette hypothèse est valide, les paramètres statistiques caractérisant le milieu fracturé sont réduits en une forme exprimée en termes de moyenne, d'écart type et de structure de corrélation tridimensionnelle pour chaque variable concernée, telle que la porosité ou la perméabilité. La structure de corrélation est une mesure qui représente le degré de continuité spatiale de la variable considérée par l'intermédiaire d'outils géostatistiques.

De nombreuses études sur l'écoulement de fluides et le transport de soluté en milieu poreux hétérogènes ont été menées avec des modèles stochastiques continus (Gehlar et Axness, 1983; Dagan, 1986; Neurnann, 1987; Graham et McLaughlin, 1989; Thornpon et Gehlar, 1990; Chin et Wang, 1992; Moreno et Tsang, 1994; Tsang et al., 1996). Dans la pratique, l'avantage notoire que présente cette méthode est la possibilité d'utiliser directement dans le modèle les propriétés hydrodynamiques et les données hydrauliques mesurées in situ^[16].

2.2.2. Approche "milieu discontinu" :

Les massifs fracturés se composent de blocs séparés par de discontinuités. Par conséquent, les modèles discontinus peuvent constituer une approche intéressante afin de les représenter. Ces discontinuités se trouvent des échelles variées. Leurs propriétés hydrodynamiques varient en fonction de leur géométrie, de leur position dans l'espace ou encore de leur direction. Les modèles discontinus doivent expliquer ces complexités. La connaissance des caractéristiques d'une fracture sur le terrain est limitée et l'extension des fractures est inconnue. Ce problème de continuité des fractures ne peut être résolu que par des modèles stochastiques et des approches probabilistes du réseau de fracture.

Nous allons dans cette section présenter différents modèles discontinus : les modèles fracture unique, qui furent historiquement les premiers ensager ce genre d'approche du milieu fracturé, les modèles fractals, puis les modèles à réseau de fractures discrètes et les modèles chenaux. Ces deux derniers modèles tentent de représenter l'irrégularité des chemins d'écoulement travers les réseaux de fracture.

2.2.2.1. Les modèles à fracture unique :

Cette famille de modèle fut développée partir des années 1970. Ils ont pour but l'interprétation d'essais de pompage en milieu fracturé. Dans ces modèles, le milieu fracturé est considéré comme un milieu poreux équivalent au sein duquel se trouve une seule fracture. cette fracture a une perméabilité plus grande que celle du milieu environnant et est recoupée par le puits de pompage. Ils peuvent être utilisés comme des outils simples d'interprétation d'essais de pompage, mais ils peuvent difficilement représenter un milieu réel dans plusieurs dimensions. La principale

difficulté d'utilisation de ces modèles réside dans la détermination des paramètres de la faille principale, comme son emmagasinement ou sa perméabilité.

D'autre part, de nombreuses hypothèses, parfois restrictives, sont nécessaires afin d'appliquer ces modèles. La plus importante d'entre elles est la captivité de l'aquifère fracturé étudié. Parmis ces modèle on peut citer le cas de la fracture unique verticale (Gringarten et Witherspoon, 1972), le cas de la fracture horizontale (Gringarten et Ramey, 1974) pour le régime permanent. Dans les années 1980, de nouveaux modèles moins restrictifs dans les hypothèses et applicables un régime transitoire virent le jour, comme par exemple le modèle de la fracture verticale de Cinco-Ley et Samaniego (1981).

2.2.2.2. Les modèles fractals :

Ce type de modèle est basé sur la théorie de la géométrie fractale (Maridelbrot, 1982) qui est utilisée comme un outil mathématique pour décrire des phénomènes naturels très irréguliers. L'idée principale de cette théorie est l'autosimilarité d'un phénomène (par exemple la fragmentation et la fissuration des roches) qui peut se répéter de la même façon différentes échelles (Hamm et Bideaux, 1996).

Dans les études sur la fracturation des roches et l'écoulement des fluides qui y circulent, l'application de la géométrie fractale est basée sur le fait que les grandes fractures résultent le plus souvent de l'assemblage de plus petites, c'est dire que le réseau de fractures s'organise de façon hiérarchique (Allègre et al., 1982).

La caractéristique principale de tout phénomène fractal est sa dimension D. Cette dimension est en général utilisée comme une mesure du degré d'irrégularité du phénomène (Mandelbrot, 1982). Dans la plupart des études d'écoulement en milieu fracturé fractal, la dimension fractale est utilisée pour caractériser la loi de variation de la section offerte l'écoulement en fonction de la distance au puits de pompage (Barker, 1988; Chang et Yortsos, 1988; Bangoy et al., 1992; Hamm et Bideaux, 1996). La plupart de modèles fractals sont analytiques et permettent d'offrir des solutions rapidement calculables, ce qui s'avère utile pour l'analyse de tests de pompage en

forage. Ces modèles sont cependant basés sur une conceptualisation relativement approximative du milieu réel.

Nous ne détaillerons pas plus avant les propriétés de ces différents modèles d'écoulement en milieu fracturé. Citons seulement les trois principaux modèles admis :

- Le modèle de Barker (1988).
- Le modèle de Chang et Yortsos (1988).
- Le modèle de Acuna et Yortsos (1995) (voir figure2.4).



Fig. 2.4: Réseaux fractals de fractures dans le modèle de Acuna et Yortsos (1995). (a) réseau bidimensionnel dimension fractale D de 1.78, (b) réseau tridimensionnel dimension fractale D de 2.65 (Acuna et Yortsos, 1995).

2.2.2.3. Les modèles à réseau de fractures discrètes (DFNM) :

L'idée maîtresse du raisonnement conduisant la construction de tels modèles est que la connaissance probabiliste de la géométrie des fractures ainsi que de leurs propriétés hydrodynamiques permet de prédire le comportement du système hydrologique étudié. Ces deux aspects du réseau de fractures sont d'ailleurs étroitement liés aux concepts stochastiques du fait de la difficulté décrire parfaitement les paramètres qui les régissent (Chiles et de Marsily, 1993).

La géométrie d'un réseau de fractures et donc définie par de description statistique des paramètres des fractures, comme leur orientation, extension, position,

épaisseur, perméabilité... A partir d'une définition stochastique, on réalise donc de multiples réseaux afin de résoudre en leurs seins l'écoulement des fluides. Un réseau de fractures particulier est donc une réalisation d'une variable aléatoire.

Une fracture, définie entre autres par sa position et son orientation, est située dans l'espace; il est donc indispensable d'effectuer les simulations en trois dimensions. Une fracture ayant une extension finie, la question de la forme de la fracture se pose (voire figure 2.5). Dans ces modèles. les fractures sont représentées par des disques (Cacas et al 1990: Long et al 1985; Dverstrop et Anderson, 1989) ou encore par des polygones (Dershowitz, 1984; Herbert et al., 1991; Stratford et al., 1990). Le degré de connexion d'une fracture avec ses voisines va déterminer la connectivité du réseau. En modélisant l'écoulement dans chaque fracture et en assurant la conservation de la masse chaque intersection, le système d'équations est résolu pour déterminer les distributions de charge bydraulique et de débit local i

distributions de charge hydraulique et de débit local i chaque nœud du réseau.





Fig.2.5 Modèle réseau de fractures discrètes. À gauche, un réseau de fractures polygonales (Stratford et al, 1990) et droite, un réseau de fractures circulaires (Azzedine, 1994).

De nombreux modèles d'écoulement trois dimensions sont présentés dans la littérature (par exemple Long et al. (1985), Shapiro et Andersson (1985) ou encore Elsworth (1986)). Les applications de ces modèles ont été étudiées sur la mine de STRIPA en Suède par Dershowitz et al. (1991) et Herbert et al. (1991). On peut distinguer dans la pratique deux grandes familles de réseaux discrets de fractures : les réseaux dans lesquels un maillage bidimensionel est construit dans chaque
fracture (Smith et al., 1985), et les modèles semi-analytiques, dans lesquels la valeur de la charge de chaque fracture est la même dans toute la fracture. Dans ce dernier cas, les phénomènes ayant lieu à une échelle inférieure celle de la fracture sont traités de manière analytique grâce des lois de comportement (Long et al., 1985).

Les avantages principaux des DFNM sont les suivants :

- une représentation explicite de la géométrie de zones fracturées et des propriétés physiques des fractures.

- la possibilité de faire intervenir des structures régionales de type faille.

- la possibilité de modéliser des zones fracturées différentes échelles en se basant sur des observations structurales ^[19].

2.2.2.4. Les modèles à chenaux :

Contrairement aux modèles de type DFNM où la simulation de l'écoulement a lieu sur toute la surface de la fracture, les modèles chenaux reposent sur l'hypothèse que l'écoulement des fluides dans le réseau a principalement lieu dans des liens, ou chenaux monodimensionels qui lient les centres des fractures connectées entre eux (voir figure 2.6) (Moreno et Neretnieks, 1993; Segan et Karasaki, 1993; Cacas et al., 1990). Dershowitz et Fidelibus (1999) ont présenté un réseau de tubes monodimensionels qui est hydrauliquement équivalent i un réseau de fractures polygonales. L'écoulement dans chaque tube y est calculé par la méthode des éléments frontières.



Fig.2.6 Modèle chenaux (Ezzedine, 1994).

Ces réseaux ne permettent pas l'utilisation des propriétés mesurées in situ des fractures dans la modélisation; les paramètres employés sont alors plus considérés comme des variables de calage que des propriétés physiques du milieu. En revanche, ils permettent une diminution des temps de calcul par rapport i un modèle de type DFNM, l'utilisation d'un moins grand nombre de paramètres pour décrire la totalité du réseau, et enfin un gain de temps de calcul.

2.3. Impact des fractures sur l'exploitation des gisements :

2.3.1. impact négatif des failles conductrices sur la production:(FATEH MISHRIF) Trocchio (1989) présente le comportement de plusieurs failles conductrices situées dans le gisement de Fateh Mishrif au large de Dubaï. Il distincte trois étapes pour l'étude de chacune de ces failles : (a) la mise en évidence par des données de production suspicieuses, (b) la confirmation de leur présence et la détermination de leurs conductivités, (c) la prise en compte dans le développement du champ. Cidessous, nous présentons son travail pour la faille B (Fig. 2.7).



Fig. 2.7 : Position de la faille B production B5

La présence de cette faille a été suspectée à cause d'une arrivée d'eau au puits producteur B5 six mois après son ouverture en 1971. Par comparaison, le puits B6 situé plus bas dans la structure a produit de l'eau seulement en 1986. Dans la même région, le puits B4 n'a subi aucune influence provenant d'une faille conductrice. Ainsi, des travaux d'investigation sur la présence d'un drain entre l'aquifère et une zone proche de B5 ont été menés. Ils ont consisté en des essais de remontée en pression aux puits, des tests d'interférence, des injections de traceurs et des diagraphies de production. Ces travaux ont confirmé la présence d'un drain au voisinage du puits B5. Pour tenir compte de ce drain dans les perspectives de production, les ingénieurs de réservoir ont multiplié par des facteurs de l'ordre de 20 les transmissibilités de maille à maille dans la zone où se trouve la faille. Cette augmentation sévère des transmissibilités n'a pas été suffisante pour ajuster correctement la courbe de production du puits B5 (Fig. 2.8).

Le champ de Prudhoe Bay au Canada est un autre exemple de champ contenant des failles conductrices. Leurs effets sont identiques à ceux de Fateh Mishrif (Pucknell and Broman, 1993). Kay and Bodnar (1993) parlent essentiellement des méthodes d'investigation pour repérer les failles conductrices à Prudhoe Bay. Leur présence nécessite des schémas de développement d'injection d'eau non conventionnels pour éviter des arrivées d'eau précoces aux puits. Dans ces schémas, la récupération d'huile n'est pas optimale car les distances entre puits injecteurs et producteurs ne sont pas régulières. Ces auteurs ne présentent aucun modèle simulant des failles conductrices mais ils indiquent qu'ils sont très difficiles à construire ^[25].

2.3.2. Impact positif des fractures sur la production : (YATES)

Yates (Texas) est un gisement fracturé très productif. Il comporte deux types de fractures. Un réseau très dense de fissures à petite échelle et des failles conductrices parallèles entre elles (Fig. 2.9).



Fig. 2.9 : Présentation des deux échelles de fracturation de Yates

L'huile est présente sur une faible épaisseur égale à 50 ft (15,2 m). Gilman et al (1994) présente une étude sur le gain de productivité dû aux puits horizontaux recoupant les failles dans la zone à huile. Pour les simulations, ils utilisent un modèle double-milieu option double perméabilité pour tenir compte respectivement des fissures et des perméabilités verticales élevées dans la matrice. Les failles conductrices sont modélisées par des rangées de mailles de faibles épaisseurs et espacées de 100 ft (30,5 m). La conductivité de ces failles est égale à 500 D.ft (1,5E-13 m3). Il s'agit de l'unique donnée de conductivité trouvée dans la littérature pétrolière. D'après les résultats, la productivité des puits horizontaux recoupant les failles est largement supérieure à celle des autres puits. Le soutirage aux puits producteurs est faible pour éviter une production d'eau ou de gaz excessive. Une comparaison des productivités actuelles des puits avec celles simulées valide leur modèle.

Pour conclure, les auteurs préconisent une modélisation explicite des failles lorsqu'elles recoupent un réservoir fissuré plutôt que leur homogénéisation dans la grille fissure d'un modèle double milieu. Dans ce type d'étude, il est donc nécessaire de différencier les deux échelles de fracturation.

2.4. Etude des exemples :

2.4.1. Champ de pétrole d'Agha Jari (Zagros Mountains, Iran) (McQuillan, 1973) : Ce champ, situé dans la ceinture de plis du Zagros en Iran, est l'un des plus fameux réservoirs carbonatés fracturés. Il appartient `a une province qui renferme quelques 15 Milliards de tonnes d'huile et 9 champs, structuralement comparables, parmi les 50 plus importants du monde.

Du point de vue structural, il s'agit d'un anticlinal symétrique, dévers'e vers le Sudouest, affectant des calcaires Oligo-Miocéne (formation Asmari) de 300 mètres d'épaisseur. Il est recouvert en discordance par un chevauchement de séries imperméables évaporitiques datées du Miocéne supérieur (Fars inférieur) de 1000 `a 2000 mètres de puissance (Fig.2.10). La roche réservoir, un calcaire `a Nummulites, localement dolomitisé, souvent de faci`es micritique, présente une faible porosité de

matrice de 5 `a 10 % et une perméabilité matricielle de 1 mD. Les hydrocarbures de ce système proviennent essentiellement des roches mères du Crétacé inférieur. La migration vers la surface rapide et ais´ee des fluides est rendue possible, grâce `a une connection latérale et verticale des fissures (fracturation de fond) dans la roche réservoir (Fig.2.11).

;w					
nany gas seepages			*		
	A		§	1	-
A second	1411-1414				
	1. 1. 1.				
		AND BAVHTIAP	1::::::		1::::
····		AND DANTINAN			
····		MIDD			
LOWVER FARS STAGE I	VV	V V V V V V V V V V V V V V V V V V V			
······································		WER FARCE			
		STAGE TU			1::::
$F = \exists \gamma$		1			1
· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·		BOCK OF LIMEON	2		
· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·		CNº SMAN CINICSTONE	K-		
····· UPPER FARS		YY OLIGOOD	-		N
·····AND BAKHTIAHI		VYY CODE ELEVENE		1	
EE=11	1 m	Y CONTACTOR	1723	XX	
· · · · · · · · · · · · · · · · · · E==#/		CHETALEOUS DES	SYNC.		
····· <i>E=5</i> /	TY/	AND OLDER	N. S. XX	1	Y
·····	111/1	MAX X + +	1231.23	an	_

Fig. 2.10 Coupe géologique schématique du champ de pétrole Agha Jari (Zagros Mountains, Iran). (De British Petroleum Co. Ltd).



Fig 2.11) Falaise recoupant le flanc Sud-ouest de l'anticlinal d'Asmari: Banc sommital de la formation des calcaires d'Asmari, montrant la stratification et les différentes échelles de fracturation. Ce réservoir a donc une forte perméabilité de fracture. Les fractures ne contrôlent pas ici le stockage de l'huile, mais elles contrôlent sa migration et le taux de production car elles forment les drains qui approvisionnent les puits (North, 1985).

Les fractures ouvertes sont rares ; la majorité ont une ouverture allant de 0.5 `a 5 mm. La perméabilité de fissure dans les calcaires d'Asmari permettent une production phénoménale de 4000 m3par puits et par jour (Tiratsoo, 1984) ^[27].

2.4.2. Réservoir de Colorado (Lorenz et Hill, 1994) :

Les fractures sont certainement l'une des structures les plus répandues dans la croûte terrestre, apparaissant dans de nombreux types de roches et d'environnements tectoniques. Elles affectent profondément la morphologie de la surface terrestre en contrôlant la forme des côtes, des lacs et des linéaments continentaux. Leur présence joue également un rôle déterminant au sein des réservoirs pétroliers ou gaziers, en modifiant notamment la perméabilité de ceux-ci. Dans les réservoirs conventionnels, qui sont assez poreux, il est assez facile d'avoir une bonne estimation du taux de récupération de fluide. Dans les réservoirs compacts ou à faible perméabilité, en revanche, il peut y avoir des écarts significatifs entre les taux réel et estimé dus à la présence de diaclases. dans le réservoir de Colorado, pour lequel la perméabilité locale de la roche avait été estimée lors d'essais en laboratoire entre 0.1 et 2 μ D, alors qu'en pratique, la perméabilité s'est avérée supérieure de deux à trois ordres de grandeurs en raison du réseau de fractures naturelles. Les réseaux de fractures conduisent donc le fluide de bien meilleure manière que ne le fait la matrice environnante. Cependant, les fractures trop isolées, courtes, ou cimentées n'ont aucune influence sur la perméabilité du réservoir^[4].

Chapitre 3 :

Caractérisations des

fractures

3.1. Détection et évaluation des fractures:

La détection et l'évaluation des fracturations fait pendant les diverses opérations dans les phases d'exploration et de production du développement de gisement de pétrole, on peut citer les techniques suivent :

- L'observation et l'analyse des carottes : elle permet des déduire l'origine des fractures et sert par ailleurs à vérifier les résultats des logs d'imagerie et de production.

 Logs d'imagerie : ils sont un moyen pour avoir l'orientation, la densité, ainsi que l'espacement des fractures. Cependant, leur précision est limitée dans le cas d'entrées de gaz ou des fractures avec des ouvertures limitées.

- **Logs sonique :** sont utilisés pour estimer la perméabilité des fractures aux alentours des puits ; ainsi que l'orientation des contraintes et des fractures.

- **Etude des contraintes :** Pour connaître l'origine des fractures d'après l'état des contraintes et l'effet des contraintes sur la conductivité des fractures. Par ailleurs, la distribution de contraintes dit le schéma de distribution des failles et des fractures.

 Logs de production : Relier l'écoulement avec l'orientation, la densité et les résultats des logs d'imagerie, ils servent aussi à estimer les perméabilités apparentes des fractures.

Les techniques le plus utilisé sur le terrain sont logs d'imagerie, l'analyse des carottes, c'est pour ça dans ce travail on va baser sur ces deux techniques.

3.1.1. Logs d'imagerie :

3.1.1.1 Introduction a la diagraphie de fond :

L'apport principal de la diagraphie de fond se résume en une meilleure connaissance de la sédimentologie et la tectonique de la région, ainsi qu'une meilleure approche de la fracturation.

La maîtrise de l'imagerie assure, en combinaison avec les données de carottes, une bonne interprétation des milieux de dépôt et les événements tectoniques affectant la région à travers les temps géologiques ^[8].

La diagraphie de fond permet d'obtenir une image complète et orientée de la paroi de trou, chose qui n'est pas obtenue par la diagraphie classique.

L'avantage principal de l'imagerie est la possibilité d'orienter l'image obtenue par rapport au nord magnétique, cette orientation permet ^[13]:

- La détection des contraintes tectoniques et leurs changements au cours du temps.

- L'orientation et la détermination des failles et les fractures (ouverte, fermées ou colmatées).

La détermination du sens de paléocourant et des azimuts de pendage des couches.
(Pour mieux connaître l'orientation des corps gréseux).

- La détermination de la contrainte actuelle par la détection des zones de faiblesse « Breakout »^[8].

La présence d'un aussi important volume des données de puits permet :

<u>Aux géologues</u>: d'avoir une approche plus raffinée du contexte structural, sédimentologique et stratigraphique en calibrant les logs diagraphiques avec les données de carottes.

<u>Aux géophysiciens</u>: de réaliser une interprétation plus détaillée des logs, de minimiser les erreurs et les incertitudes quand à l'évaluation du réservoir.

<u>Aux ingénieurs du réservoir :</u> de mieux comprendre la dynamique potentielle du réservoir.

3.1.1.2. Les Outils d'imagerie :

L'enregistrement des images de la paroi de trou est assuré par deux types d'outils à savoir :

- Les outils électriques (FMI, FMS, Earth imager) : Dont le principe est basé sur la mesure de la micro résistivité des couches à l'aide d'un signal électrique.

 Les outils acoustiques (UBI, CBIL) : Dont le principe est l'émission des ondes acoustiques, sur la paroi du trou et enregistrer les valeurs de fréquence et l'amplitude des ondes réfléchies.

Le choix de l'outil est basé surtout sur la nature de la boue utilisée dans le forage. A cet effet l'utilisation des outils électriques se limite dans le cas d'une boue à base de sel (conductrice) et les outils acoustiques, utilisés dans le cas d'une boue à base d'huile (non conductrice).

Au niveau de notre secteur d'étude, la nature de la boue utilisée dans le forage est à base d'huile, ceci nécessitera l'utilisation des outils acoustiques (CBIL), appliqués au niveau des puits récents ^[30].

3.1.1.3. Description de l'outil (CBIL) :

Le CBIL (circunferance borhole imager log) est un outil d'imagerie sonique de la compagnie « WESTERN ATLAS », il donne une image continue à 360°, produit par l'émission des ondes ultrasoniques réfléchies par la paroi du puits non tubé.

Il est constitué par une partie d'enregistrement de l'image, composée d'un transducteur, des accéléromètres et d'un magnétomètre posé au dessous CBIL.

L'avantage de ce magnétomètre c'est que l'image reste automatiquement orientée vers le nord magnétique au cours de la rotation de l'outil. Le transducteur rotatif fait six tours par seconde, la fréquence de 250 KHZ signale et enregistre l'amplitude et le temps de transition de l'onde à travers la paroi du trou.



Fig. 3.1 Description de l'outil « CBIL »



Fig. 3.2 Enregistrement des ondes acoustiques

L'outil contient six bras jouant le rôle d'un caliper pour lui assurer le centrage.

Avec la haute qualité de l'image, il est possible de distinguer les variations lithologiques et le pendage des structures, de déterminer la densité des fractures et d'identifier les breakouts (pour déterminer la direction des contraintes).

3.1.1.4. Application de l'outil « CBIL » :

L'utilisation de l'outil «CBIL» permet au géologue de faire plusieurs interprétations :

1- Interprétation sédimentologique par :

- l'analyse des faciès.
- l'environnement de dépôts.
- l'analyse de paléocourant.
- la détermination des séquences stratigraphiques.
- 2- Interprétation structurale par :
 - la description des fractures.
 - la détermination des contraintes actuelles.
 - la combinaison avec la sismique.
 - l'analyse des couches (pendage, direction ...)
- 3- Interprétation pétrophysique par :
 - l'étude diagénitique.
 - Model de réservoir.
 - la détermination de pourcentage d'argile (net sand)^[30].

3.1.1.5. L'enregistrement de l'image :

L'image enregistrée par l'outil d'imagerie, peut montrer deux types de plans, incliné et horizontal représenté géométriquement par des plans dans une image à trois dimension de l'espace et par deux lignes dans une image à deux dimensions. Le plan incliné est représenté par une ligne sinusoïdale et le plan horizontal par une ligne droite.

3.1.1.6. Nomenclature des fractures adoptée par « BAKER ATLAS » :

La nomenclature des fractures adoptée par BAKER ATLAS est basée sur l'amplitude des ondes réfléchies, et sur la continuité de ses fractures par rapport au trou de forage, où on trouve :

 Hight amplitude fracture : ce sont les fractures qui ont un caractère acoustique des ondes réfléchies élevé, elles correspondent aux fractures fermées ou colmatées par des ciments compacts (ex : quartz).

- Low amplitude fracture : ce sont les fractures qui ont un caractère acoustique faible, elles correspondent aux fractures ouvertes.

- Mixte fracture : ce sont les fractures où le caractère acoustique est double, elles correspondent aux fractures partiellement ouvertes.

 Fracture continue : ce sont des fractures, ouvertes ou fermées, qui couvrent toute la circonférence du trou.

- Fracture discontinue : ce sont des fractures, ouvertes ou fermées, qui ne couvrent pas totalement la circonférence du trou ^[8].

3.1.1.7. Interprétation des réponses :

L'image fournit par l'outil d'imagerie (CBIL), peut aider les géologues à identifier les différents types de structures présentées sur la paroi du trou et leurs orientations tels que, les structures sédimentaires (banc gréseux, joints argileux...), les structures tectoniques (failles, fractures ...).



Fig. 3.3 L'enregistrement de l'image

- *Les couches sédimentaires :* l'image issue du l'outil (CBIL) montre plusieurs bancs de couche (d'argiles, grès) qui sont différencies par leurs caractères acoustiques, par exemple les grès sont reconnus par une couleur claire et les argiles se reconnaissent par une couleur plus sombre.

Les couches sédimentaires peuvent apparaître soit comme un plan horizontal et la réponse est une ligne droite ou bien un plan incliné et sa réponse sera une ligne sinusoïde.

 Les fractures naturelles : L'image acquise du fond du puits, nous permet de détecter plusieurs types de fractures, ces fractures sont accordées aux réflexions des ondes acoustiques: - *Les fractures ouvertes :* Ce sont des fractures dont leur réflexion des ondes acoustique est atténuée.

- *Les fractures fermées (colmatées) :* Ce sont des fractures dont leur réflexion des ondes acoustique est élevée.

- *Les fractures partiellement* ouvertes (partiellement colmatées) : Ce sont des fractures dont leur réflexion des ondes acoustiques est élevée dans une moitié de la fractures et faible dans l'autre moitié.

Par les diagraphies de l'imagerie, la reconnaissance de la fracture naturelle se fait grâce à sa forme sinusoïde dont l'amplitude est directement liée à son faible ou son fort pendage. On reconnaît les fractures fermées par l'espace non existant entre deux bords quand aux fractures ouvertes elle est représentée par une couleur sombre correspondant à l'ouverture des bords.

- *Les breakouts :* Apparaissent comme une déformation de la section du puits de forme elliptique, cette déformation issue d'une compression de part et d'autre de la paroi, elle est perpendiculaire à la contrainte majeur (sigma 1) et parallèle à la contrainte mineure (sigma 3).



Fig. 3.4 Fracture ouverte sur une image de fond



Fig. 3.5 Fracture partiellement ouverte sur une image de fond

- *Les fractures induites* : Ce sont des fractures qui sont crées lors du forage, elles sont purement mécaniques et souvent associées aux breakouts.

On peut les distinguées sur l'image par deux traces parallèles à l'axe du puit, elles sont orientées selon la direction des contraintes maximales horizontales (même direction).

- *Les failles :* L'allure des failles sur l'image ressemble à celle des fractures sauf que les failles ont une empreinte intense et possèdent souvent un déplacement des compartiments. Les failles peuvent être déterminé indirectement sur l'image ; par l'intensité des fractures, par la perturbation des formations sédimentaires ou bien par la rotation des breakouts ^[30].



Fig. 3.6 Breakouts et fractures induites sur l'mage de « CBIL »

3.1.2. Analyse des carottes :

La meilleure méthode pour détecter des fractures de réservoir est par l'observation du carotte de la zone d'intérêt, à condition de fracturation n'est pas assez intense pour empêcher la récupération des carottes.



*TRUE DIRECTION OF DIP ON BEDDING PLAN FROM DIPMET IS 200°

Fig. 3.7 Une carotte d'un réservoir fracturé

Lors de l'analyse des carottes nous avons répertorié tous les objets structuraux observables à savoir :

1- Les stylolithes.

- 2- Les fractures (type, écartement et longueur).
- 3- Les brèches ^[3].

3.1.2.1. Les stylolithes :

Les stylolithes sont des structures en forme de colonnettes, s'interpénétrant dans les roches (calcaires, marno- calcaires) en dessinant des joints irréguliers.

Ces figures correspondent à des surfaces de dissolution sous pression, et permettant notamment de déterminer la direction de la compression qui leur à donné naissance et qui est parallèle à l'allongement des colonnettes.

Les joints stylolithiques d'origine sédimentaires parallèles à la stratification sont abondants et bien marqués dans les niveaux les plus argileux.

3.1.2.2. Les fractures colmatées :

Ce sont des fractures fermées, remplies par plusieurs colmatant :

La silice : Elle colmate généralement les fractures fines représentées par des grains de quartz de taille microscopique.

L'argile : Elle est difficile à identifier, les principaux ciments argileux sont la kaolinite et l'illite.

La pyrite : Sa présence indique généralement la circulation d'une eau sulfurée.

L'écartement de ces fractures varie de 1 mm à 3 mm, par contre leur longueur est compris entre quelques millimètres à plusieurs centimètres (parfois 70 cm)^[22].



Fig. 3.8 Stylolithe remplie d'argile



Fig. 3.9 Stylolithe remplie de la pyrite



Fig. 3.10 Exemples des fractures Dans le puits GS-17





Fig. 3.11 Exemples des colmatant dans les puits GS-19, GS-37



Fig. 3.12 Exemples des fractures Dans le puits GS-15

3.1.2.3. Les fractures ouvertes et partiellement ouvertes :

L'écartement des fractures ouvertes et partiellement ouvertes varie de 1 à 5 mm, par contre leur longueur varie de quelque millimètres à plusieurs centimètres (parfois 1 m) Les épontes de ces fractures sont souvent tapissées par de la pyrite ou de la silice. Contrairement aux fractures colmatées et partiellement ouvertes, les fractures ouvertes sont difficiles à identifier.

Pour pouvoir différencier entre les fractures naturelles et les fractures induites on s'est basé sur le fait que les fractures naturelles contiennent des traces de colmatant et présentent souvent des stries par contre les fractures induites ne présentent ni stries ni traces de colmatant.



Fig. 3.13 Exemples des fractures Dans le puits GS-19

3.1.2.4. Les fractures liées à des zones bréchiques : (fig.3.14)

Les brèches sont engendrées aux endroits fortement tectonisées, on les a rencontré dans les zones de broyage ^[17].





Fig. 3.14 Les Brèches

3.2 Etude de l'intensité des fractures :

Cette étude permet de quantifier l'intensité des fractures à partir données de BHI (borhole imager) obtenues à partir des enregistrements de l'outil CBIL. L'intensité des fractures est mesurée à partir de l'indice de fracturation «**IF** » Pour établir cette carte on s'est basé sur un paramètre qui est l'indice de

fracturation. Ce paramètre est calculé pour chaque puits par la formule suivante :

IF = nombre de fracture l'intervalle testé

IF : indice de fracturation .

Par suit, on peut classer les puits comme des puits : (selon Beicip)

* fortement fracturés : IF > 0.6 .

* moyennement fracturés : 0.3 < IF < 0.6.

*faiblement fracturés : IF < 0.3 .

3.3. Etude pétrophysique :

3.3.1. La porosité :

La porosité d'une roche est sa propriété de présenter des vides, des pores et des fissures. Elle s'exprime quantitativement par le pourcentage du volume poreux par rapport au volume total de la roche :

La porosité est influencée par la taille des grains, leur arrangement, leurs formes, le ciment et la compaction ^[18].

A coté de cette porosité totale \emptyset t, on définit la porosité utile \emptyset u qui correspond au volume des vides susceptible occupés par les fluides, elle est donnée par la formule:

$$Ø$$
 u = $Ø$ t - Sw

Sw : saturation en eau.

Il est évident que la porosité de la matrice est différente à celle des fractures ou le volume occupé par les réseaux des fractures et des blocs matriciels donné par leurs volumes relatifs comme suite :

$$v_f = \frac{volume total des fractures}{volume total de l'echantillon}$$

$$v_m = \frac{\text{volume total des blocs matriciel}}{\text{volume total de l'echantillon}}$$

Avec : $v_f + v_m = 1$

Et la porosité de chaque milieu est donnée par :

 $\Phi_{f} = \frac{\text{volume des vides dans le milieu fracturé}}{\text{volume total des fractures}}$

 $\Phi_m = \frac{\text{volume des vides dans le milieu poreux}}{\text{volume total de bloc matriciel}}$

A l'échelle du volume total de l'échantillon, la porosité des fractures et de la matrice

égale à :

- La porosité des matrices : Φ_m , v_m

- La porosité des fractures : Φ_f , v_f

La porosité des fractures est fréquemment prés de la valeur 1, mais leur volume relatif est très petit (inférieur à 1%). La porosité de des fractures est petite (moins de 1%).

Ceci signifie que le stockage de l'hydrocarbure se fait dans les blocs matriciels.

Mais il faut faire attention entre les deux paramètres qu'on a déjà définis et il faut jamais confondre entre :

 $\Phi_m v_m$ et $\Phi_f v_f$ sont les porosités par apport tout le réservoir et, Φ_m et Φ_f sont les porosités des fractures et des matrices respectivement ^[20].

- Méthode de mesure :

Il existe deux méthodes de mesure :

*Méthode directe : les mesures de porosité par cette méthode se font au laboratoire sur des échantillons extraits. La méthode consiste à mesurer le volume du solide Vs, a l'aide d'un porosimétre en utilisant le gaz hélium.

Puis on mesure le volume total **Vt** grâce à une pompe volumétrique à mercure par le principe d'Archimède.

La porosité sera donnée par la formule suivante :

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \cdot \mathbf{100} = \frac{(V_t - V_s)}{V_t} \cdot \mathbf{100}$$

Vp: volume des vides.

Vs : volume solide.

Vt : volume total de l'échantillon.

*Méthode indirecte : Cette méthode est basée sur l'utilisation des procédés diagraphiques électriques et nucléaires.

La méthode des diagraphies électriques est basée sur la formule d'arcnie qui lie la porosité au facteur de formations, lui-même est fonction de la résistivité.

 $F = 0.62 / Ø^2$

F= R0 /Rw

F: Facteur de formation.

Ø: Porosité utile en (%).

Rw et **R0** : Respectivement les résistivités de la zone de l'eau et de l'huile.

3.3.2. la perméabilité :

Un milieu poreux ne permet le déplacement des fluides que dans la mesure où ses pores sont liés entre eux ; on dit alors qu'il est perméable.

La perméabilité représente ainsi la facilité avec laquelle une formation permet à un fluide de viscosité donnée de la traversée. La perméabilité est exprimée par la lois de darcy, comme étant : la connectivité d'un milieu d'un centimètre de long (dx), laissant passer un volume de 1 cm3 (Q) par unité du temps (s), d'un fluide avec une viscosité d'un centipoise (u) sous l'effet d'un gradient de pression (Δ p) d'une atmosphère à travers une section (s) d'un cm2.

La formule est exprimée comme suit :

$$K = dlxQxu/\Delta pxs$$
 (md)

- D'après la définition physique de ce paramètre il est évident que la

Perméabilité de milieu fracturé est plus grande à celle du milieu matriciel, c'est pourquoi le fluide circule à travers les fractures et c'est la perméabilité des fractures qui sera utilisée dans les essais des puits.

- Dans les essais des puits on ne peut jamais déterminer directement la

Perméabilité mais on détermine le produit de cette dernière par la hauteur du réservoir Kh.

- Il est nécessaire de savoir la hauteur de réservoir pour pouvoir déterminer facilement la perméabilité K.

 Dans le cas des réservoirs fracturés, si on peut déterminer la longueur totale des fractures (ce n'est pas facile) on peut déterminer la perméabilité intrinsèque (effective).

 Par convention et aussi dans l'ordre de comparaison entre la perméabilité d'un réservoir fracturé et un autre réservoir homogène de même hauteur utile la perméabilité équivalente du réservoir fracturé est calculée en prenant la hauteur du réservoir comme la longueur totale des fractures.

 Par conséquence, la perméabilité obtenue est de même ordre de la perméabilité habituelle des réservoirs fracturés (10 md à quelques darcys).

 Comme un résultat de cette convention sur l'épaisseur, la perméabilité équivalente des fractures est généralement plus supérieur à celle attribuée des blocs matriciels ce résultat est obtenu par des mesures effectuées sur des échantillons et l'interprétation de RFT dans les blocs matriciels (quelques millidarcy).

- Quand on fait un test la perméabilité obtenue si elle est plus grande à celle de la matrice (10 plus supérieure) ce résultat indique qu'il s'agit d'un réservoir fracturé.

 Pour être applicable, le modèle mathématique de Warren et Root utilisé dans les essais de puits pour les réservoirs fracturés a besoin de la perméabilité du milieu matriciel et la perméabilité équivalente des fractures ^[28].

- Méthode de mesure :

La perméabilité peut être calculée à partir de trois mesures :

1- Au laboratoire.

2- A partir des essais des puits.

3- A partir des diagraphies.

*Au laboratoire : Il existe deux types

- perméabilité a charge constante, type correlab :

Donnée par la formule :

K= 2 x Qo x L x Po x U / (PI + P2) x (P1-P2) .S

Qo = débit de l'air donnée à la pression atmosphérique (Pô).

L = longueur de l'échantillon en (cm).

S = la section de filtration de l'échantillon en (cm2).

U = viscosité dynamique en (centipoise).

PI = pression d'entré en (atm).

P2 = pression de sortie en (atm).

- perméabilité a charge variable, type IFP : elle est donnée par la formule:

b = constante dépendante de la géométrie de l'appareille et des unités.

T = temps d'écoulement entre les deux repères.

*A partir des essais des puits: par cette méthode la perméabilité est obtenue par la formule :

Q = débit (m3).

U = viscosité en (centipoise).

bo = facteur volumétrique.

m = pente du graphe P = F ($\log(T+t)/t$).

* A partir des diagraphies : la perméabilité est obtenue à partir du gradient de la résistivité par la formule :

 $k = C (AR/AD \times I/Ro \times 2.3/Fw \times FH)$

C : c'est une constante généralement égale à 2.

AR : changement de la résistivité de Ro à Ra en (ohm).

AD : changement de la profondeur correspond Ara en (ohm).

Ro : la résistivité de la formation saturée à 100% d'eau en (ohm).

Fw: densité de l'eau de la formation en (gr/cm3).

FH : densité d'huile de la formation en (gr/cm3)^[30].

3.3.3. Capacité :

La compressibilité totale pour les deux milieux (matriciel et fracturé) donnée par :

- Pour le bloc matriciel :

$$C_{tm} = C_0 S_0 + C_w S_w + C_{pm}$$

- Pour le milieu fracturé :

$$C_{tf} = C_0 + C_{pf}$$

 C_{pm} et C_{pf} Sont les compressibilités des vides (pores) dans le milieu matriciel et fracturé respectivement sont définies en fonction de volume des pores et non du volume total de l'échantillon.

La capacité de chaque milieu définie par :

- Le milieu matriciel :

$$C_m = \Phi_m V_m C_{tm}$$

- Le milieu fracturé :

$$C_f = \Phi_f V_f C_{tf}$$

Et pour tout le réservoir la capacité globale est donnée comme suite :

$$C_{m+f} = \Phi_m V_m C_{tm} + \Phi_f V_f C_{tf}$$

Généralement la porosité des fractures est négligeable devant celle de la matrice, cependant, on peut trouver des capacités de même ordre de grandeur ceci à cause de la valeur importante de la compressibilité totale des fractures C_{pf} .

Généralement la compressibilité des vides des fractures C_{pf} est plus grande de 10 à

100 fois de la compressibilité des pores dans le bloc matriciel C_{pm}.

3.3.4. Contraste de capacité : le paramètre ω

Le paramètre $\boldsymbol{\omega}$ caractérise la contraste de capacité entre celle des fracture et de tout le réservoir ou :

$$\omega = \frac{Cf}{Cm+f}$$

Plus que $\boldsymbol{\omega}$ petit plus que l'effet des fractures plus fort sur la variation de pression, mais si $\boldsymbol{\omega} = 1$ on peut considérer le réservoir comme un réservoir homogène composé uniquement des fissures^[31].

3.3.5. Classification des paramètres pétrophysiques (selon Monicard) :

3.3.5.1. La porosité : La porosité est classée comme :

Faible : Ø < 5%.

Médiocre : 5%< Ø <10%.

Moyenne : 10%< Ø <20%.

Bonne : 20%< Ø <30%.

Très bonne : $\emptyset > 30\%$.

3.3.5.2. La perméabilité : La gamme de perméabilité rencontrée est très étendue, elle varie de 0.1md à plus de 10 darcy pour mieux spécifier les valeurs on admet : Très faible : K< 1md.

Faible : K de 1 à 10 md.

Médiocre : K de 10 à 50 md.

Moyenne : K de 50 à 200 md.

Bonne : K de 200 à500md.

Excellente : K est >500 md.

Chapitre 4 :

Analyse et

discussion

4.1. Méthodologie :

Au cours des années récentes, la prise de conscience du rôle des fractures sur la production et la récupération des champs est devenue de plus en plus forte au sein de la communauté pétrolière. Aussi beaucoup d'efforts ont-ils été consacrés à la détection des fractures et à l'analyse de leur impact sur la production.

C'est pour ca et dans ce chapitre et d'après les données réelles qu'on a pris des quelques champs pétroliers algériens, on va essayer de faire une étude pour présenter les points suivants :

Partie 1: l'effet des fractures sur la productivité des puits, dans ce point il faut prendre les données de la production des puits d'un seul réservoir, pour mettre ces puits aux mêmes conditions géostatique, c'est pour ca on a choisi comme exemple le champ d'El Gassi.

Partie 2 : pour connaitre l'influence des fractures sur la production des réservoirs, c'est pour cela on va comparer l'évolution de la production entre trois réservoirs, deux réservoirs fracturés et un troisième non fracturé (consolidé). On a pris le champ El Gassi et Rhourde El Baguel comme des réservoirs fracturés, et champ Hassi Berkine comme réservoir consolidé.

Partie 3 : l'impact des fractures sur la récupération assisté des hydrocarbures, on va étudier la réponse de la production du champ Rhour de El Baguel suite à l'injection du gaz.


4.2. Présentation des champs étudiés :

Fig.4.1 : Situation géographique des champs étudie

4.2.1. Champ d'El Gassi :

4.2.1.1. Situation géographique :

Le gisement d'El Gassi se trouve dans la localité Sud-Ouest du champ de Hassi Messaoud, à environ 100 Km de la ville de Hassi Messaoud et à 950 Km du centre Alger.

Il est limité par :

- les méridiens 4° et 6° Est-Ouest.

- les parallèles 30° et 32° Nord-Sud.

Le gisement d'El Gassi fait en quelque sorte la jonction entre le gisement de Hassi Messaoud (IO0 Km) et le gisement de Zotti (25 Km). **(Fig.04.01).**

4.2.1.2. Situation géologique :

De point de vue géologique le gisement d'El Gassi se localise au nord du bourrelet d'El Agreb -El Gassi, ce dernier est limité (Fig-03) :

- du Nord : par le dôme de Hassi Messaoud.

- du Sud : par le mole structural d'Amguid El Biod.

- de l'Ouest : par le Bassin de Oued Mya.

- de l'Est : par le bassin de Ghadamès.

4.2.1.3. Aperçu historique du champ :

Le permis de développement du champ d'EL Gassi est obtenu en mars 1958 par la société nationale des pétroles d'aquitaine SNPA, ce permis couvre respectivement une surface de 2000Km2 et 4400Km2.

L'interprétation sismique de cette partie du Sahara Algérien révèle l'existence d'une structure anticlinale à la base du bassin.

En avril 1959 la découverte d'El Gassi par le premier puits foré GS-01 qui a confirmé les hypothèses sismiques et l'existence d'un potentiel d'huile.

En novembre 1959, le forage du puits AR-01 confirme lui aussi la présence d'huile dans la structure de Zotti.

La mise en production de ces trois champs est faite respectivement, en juillet 1959, décembre1963 et juillet 1960.

En 1971 (24 février) après la nationalisation des hydrocarbures la SONATRACH a utilisé de nouvelles méthodes de prospection pour une meilleure planification de recherche pétrolière.

Au début des années quatre vingt dix jusqu'à l'actuel la SONATRACH est entrain d'entamer une nouvelle politique, à savoir le partenariat avec les sociétés étrangères et entre ainsi dans la phase opérationnelle des gisements de pétrole et de gaz.

4.2.1.4. Estimations des fractures :

- Puits GS-35 :

Dans les réservoirs Ri et Ra du puits GS-35, 24 fractures ont été enregistrés dont 5 sont des fractures ouvertes et 19 sont des fractures partiellement ouvertes.

La distribution de ces fractures dans les réservoirs Ri et Ra apparaît plus ou moins homogène, avec la présence d'une zone non fracturée dans l'intervalle (3184 m à 3190m).

Les fractures ouvertes discontinues présentent des fréquences plus ou moins élevées 20% dans le Ri et 33% dans le Ra.

Les fractures affectant les réservoirs Ri et Ra du puits GS-35, montrent deux directions NE-SW et E-W avec des pendages différents dont :

- Les fractures ouvertes discontinues sont de 70° vers le N-E

- Les fractures partiellement ouvertes sont de 60°à 90°.

- Puits GS-37 :

La distribution des fractures dans l'intervalle 3170 m à 3250 m du puits GS-37, apparaît hétérogène, où on voit des zones fracturées (3190 m à 3220 m) et d'autres plus ou moins fracturées (3220 m à 3240 m).

Dans le puits GS-27, 4 fractures seulement Le pourcentage des fractures fermées reste faibles 13% et 8% successivement dans le Ri et le Ra.

Les fractures affectant les réservoirs Ri et Ra du puits GS-37, montrent les directions principales suivantes :

 - Une direction E-W et NW-SE pour les fractures ouvertes avec un pendage de 40° à 80°.

- Une direction NW-SE pour les fractures fermées avec un pendage de 60° vers le N-E
 - Une direction N-S pour les fractures fermées discontinues avec un pendage de 75° vers l'Ouest.

- Puits GS-29 :

Les réservoirs Ri et Ra du puits GS-29, apparaissent moins fracturés par rapport aux puits précédents, dont 10 fractures ouvertes seulement ont été enregistrés.

Le réservoir Ra apparaît plus fracturé par rapport au réservoir Ri qu'il n'est affecté que par une fracture ouverte discontinue.

Les fractures ouvertes et partiellement ouvertes de puits GS-29 apparaissent de directions différentes dont :

- Les fractures ouvertes discontinues ont deux directions E-W et NW-SE avec un pendage de 60° à 90°.

- Puits GS-27 :

Dans le puits GS-27, 4 fractures ont été enregistrées, ces fractures sont toutes des fractures ouvertes affectées seulement le réservoir Ri. Le réservoir Ra apparaît non fracturé.

Les fractures ouvertes discontinues qui ont affectés les réservoirs Ri et Ra du puits GS-27, montrent trois directions qui sont NNW-SSE, NW-SE et WSW-ENE avec un pendage varie de 55° à 90°.

Puits GS-22 :

Dans le puits GS-22, 33 fractures ont été enregistrées dans les deux réservoirs Ri et Ra.

La distribution de ces fractures apparaît plus ou moins homogène avec une diminution des fractures dans la partie basale du réservoir Ra.

- <u>Puits GS-30 :</u>

Les réservoirs Ri et Ra du puits GS-30, sont affectés par 15 fractures, dont 5 ont affectés le Ri et 10 ont affectés le Ra.

Les fractures sont toutes ouvertes, avec une moyenne de distribution d'une fracture par 10 m.

La projection des fractures ouvertes discontinue qui ont affectés les réservoirs Ri et Ra du puits GS-30, laisse apparaître les directions suivantes :

- NE-SW, E-W et NNW-SSE avec un pendage de 60°à 90°.

4.2.2. Champ Rhourde El Baguel :

4.2.2.1. Situation géographique :

Le gisement de REB est un des plus grands et important gisement de Sahara algérien

il était le deuxième gisement de point de vue de production après HMD le plus grand

gisement d'huile en Algérie.

Il est limité par :

- les méridiens 6° et 7° Est-Ouest.

- les parallèles 31° 20'et 31° 28' Nord-Sud.

4.2.2.2. Situation géologique :

Géologiquement le champ de Rhourde El Baguel est situé dans la partie Nord Est du

Sahara algérien à environ 90 Km au sud-est de Hassi Messaoud sur la bordure ouest

du bassin de Ghadamès, sur la route d'El Borma (Fig.4.1).

Structurellement le champ de Rhourde-El-Baguel est un anticlinal asymétrique

faillé (d'environ 10 Km sur 5 Km), orienté NNE-SSW, avec une fermeture d'environ

770m. La structure est limitée sur ses flancs Ouest et Sud-Est par de grands accidents

qui font partie du système régional de la dorsale d'Amguid - El biod – Hassi

Messaoud, le rejet de ces grandes failles majeures est d'environ 1000m, attribuant à

la structure un caractère de horst-anticlinal. De la côte intérieure de la structure,

plusieurs failles de rejets plus petits affectent les formations cambriennes (réservoir).

4.2.2.3. Aperçu historique du champ :

Le gisement de Rhourde El-Baguel a été découvert et mis en production en 1962 par la compagnie Sinclair-Oil.

Depuis sa découverte ce gisement a connu un développement peut-on la partager en deux périodes :

✓ La première période de 1962 jusqu'à 1996 ; 35 puits ont été forés.

✓ La seconde période à partir de 1996, et d'après l'appel d'offre qu'a été lancé par SONATRACH auprès des compagnies pétrolières internationales ciblant l'apport d'une technologie de pointe dans les techniques de récupération assistées pour 11 gisements de pétrole producteurs.

Des propositions ont été soumises par ARCO en 1992 pour REB, et c'est en février 1996 que ARCO signe le contrat, et forme une société d'opération conjointe dénommée SONARCO formée d'un personnel mixte de SONATRACH et d'ARCO, est constituée pour gérer ce projet.

L'engagement de ARCO consiste en un investissement de l'ordre de 1.3 M§ (milliards de dollar) sur les dix premières années, le projet d'exploitation par les techniques de récupération assistées sera financé à 100 % par ARCO, et lorsque l'acquisition de ARCO par BP(British Petroleum) a été finalisée début d'année 2000, le projet est passé sous la responsabilité de BP devenu désormais le partenaire de SONATRACH dans ce projet.

4.2.2.4. Estimations des fractures :

Dans le réservoir de REB on rencontre les type suivants :

-les fractures horizontales sont pratiquement inexistantes(les joints stylistiques sont abondants dans les zones compactes mais ils sont colmatés par les silts et l'argile).
-les fractures verticales (pendage de 70° à 60°) sont les plus fréquentes (80% des fractures.

-les fractures obliques de 50° à 60° sont également fréquentes mais principalement dans les zones où l'intensité est suffisamment importante

-l'ouverture des fractures est environ de 1/10 mm

Notons toutes fois que les angles que font entre eux les différents réseaux de fractures sont très variables, on trouve toutes les valeurs comprises entre 10°-90° Les zones sans aucune fracture visible sont rares (20%) et n'excédent pas 2 ou 3m verticalement, l'espacement des fractures verticales ou obliques prend les valeurs maximales entre 10 et 20cm.

Ce sont les fractures verticales qui jouent le plus grand rôle dans la performance du réservoir surtout quand elles sont interconnectées entre elles en formant ce qui s'appelle des réseaux de « swarms », ces swarms ont l'avantage de créer une communication verticale entre les zones, leur hauteur étant de l'ordre de 200m.

Les intensités les plus importantes dans les zones 6B et 6A, par contre les zones 5B,3,1B et 1A sont caractérisées par une plus faible intensité, d'autre part, l 'intensité des fractures varie suivant les puits.

Les valeurs maximales sont comme suit :

- 20/m d'après l'observation des carottes, et jusqu'à 50/m des carottes provenant des zones des failles.

- 30/m d'après l'observation des affleurements.

- 8/m d'après les logs d'imagerie.

4.2.3. Champ Hassi Berkine :

4.2.3.1. Situation géographique :

Le champ de Bir Berkine est situé dans la région Erg oriental à environs 200 km du gisement de Hassi-Messaoud et à 60km environs au sud-est d'El Borma.

Il est compris entre les latitudes et les longitudes :

X= 395000 - 415000

Y= 3420000 - 3444000

4.2.3.2. Situation géologique :

Il est constitué de deux structures BBK et BBKN et fait partie du bloc 404b, situé au Nord du bloc 404a et au Sud du bloc 403 et limité :

Au Nord par les puits ROM, ZEA et ZEK.

A l'Est par les puits Hassi-Berkine

Au sud par les puits Hassi-Berkine-Sud.

4.2.3.3. Aperçu historique du champ :

Les gisements de Bir Berkine et Bir Berkine Nord ont été découverts par Association

SONATRACH/TOTAL, ALGERIE, respectivement par les forages BBK-1 en mai 1984 et BBKN-l en mai 1986.

La délinéation de ces deux gisements voisins a été entreprise plus tard par SONATRACH qui a réalisé les forages suivants : BBKN-2 en novembre 1992, BBK-2 en mai 1993, BBK-3 en juin 1997, BBKN-3 en décembre 1997, BBKN-4 en septembre 1998 et BBK-4 en mars 1999.

La superficie couverte par complexe BBK/BBKN est de 311,18 km2.

Deux réservoirs à huile ont été mis en évidence par les forages des puits BBK-1, 2, 3 et BBKN-1, 2, 3 et 4 : Le réservoir principal appartient au Dévonien Inférieur (Siegénien) et le TAGI constitue un réservoir secondaire.

4.3. Impact des fractures sur la production des puits : (étude autour champ El Gassi)

4.3.1. Relation Production-Intensité des fractures :

Dans cette partie nous allons essayer de trouver une relation entre la production et le degré de fracturation en utilisant les données du tableau ci-dessous (Tab2) :

Production >1000 bbl/J		Production <1000 bbl/J	
Puits	Intensité des fractures	Puits	Intensité des fractures
GS-17	***	GS-05	*
GS-14	***	GS-07	***
GS-15	***	GS-11	*
GS-06	***	GS-09	***
GS-18	*	GS-13	*
GS-20	*	GS-08	**
GS-21	**	GS-04	***
GS-01	**	GS-12	*
		GS-03	**

Tableau. 4.1 Intensité des fractures et la moyenne de production

- *** : puits fortement fracturés.
- ** : puits moyennement fracturés.
- *: puits faiblement fracturés.

On remarque d'après le tableau que les puits fortement, moyennement et faiblement fracturés sont des puits bons producteurs dont la moyenne dépasse 1000 bbl /j. A partir de ce même tableau on voit aussi que la mauvaise production est

représentée par des puits qui sont fortement, moyennement et faiblement fracturés.

L'interprétation de ce tableau nous laisse penser qu'il n'y pas une relation directe entre l'intensité des fractures et la moyenne de production.

4.3.2. Relation Production-types de fractures et de faille :

Néanmoins la production peut être contrôlée par un type de fractures à savoir : les fractures ouvertes et partiellement ouvertes ainsi que la distance des puits aux accidents majeurs affectant le réservoir.

Les données de base concernant ces critères sont synthétisés dans le tableau suivant:

Puits	Proximité des failles	Intensité des fractures	Type de fractures	La moyenne de production
GS-03	E-W	Moyenne	Fermées	Mauvaise
GS-04	E-W	Forte	Fermées	Mauvaise
GS-21	N120	Forte	P. Ouvertes	Bonne
GS-08	E-W	Moyenne	P. Ouvertes	Mauvaise
GS-07	E-W	Forte	P. Ouvertes	Mauvaise
GS-15	N120	Forte	Ouvertes	Bonne
GS-17	N120	Forte	Ouvertes	Bonne
GS-14	N120	Forte	Ouvertes	Bonne
GS-11	E-W	Moyenne	P. Ouvertes	Mauvaise

Tableau.4.2 Paramètres des fractures et la moyenne production

D'après le tableau.2, on voit que les puits qui possèdent une bonne production sont des puits caractérisés par une intensité de fractures élevée et un type de fractures ouvertes et partiellement ouvertes ex : GS-14, GS-17, GS-15 et GS-21.

On remarque sur ce même tableau que ces puits sont proches des accidents N120, contrairement aux puits proches des accidents E-W qui sont de mauvaise production.

On peut conclure à partir de cette interprétation que la production est liée aux types de fractures ainsi qu'à la proximité de la faille de direction NI20.

4.3.3. Discutions et conclusions des analyses :

- L'analyse de la production d'huile nous montre qu'il n'y pas une relation directe apparente entre l'intensité des fractures et la moyenne de production. Néanmoins cette dernière est liée aux types de fractures ainsi qu'à la proximité de la faille majeure NI20.

 De là on peut suggérer que la faille majeure de direction NI20 a provoqué la conductibilité entre les fractures du réservoir et un aquifère par contre celle de direction E-W leur conductibilité reste faible.

4.4. Impact des fractures sur la production des réservoirs : <u>(étude autour champ</u> El Gassi, champ Rhourde El Baguel, champ Hassi Berkine)

4.4.1. Comparaison entre les courbes de la production :

Dans cette partie on va comparer les données de la production des champs précédents, pour trouver une relation entre l'évolution de la production et la présence de la fracture.

Pour analyser les données, on peut tracer le graphe comme suite :





d'après la courbe montré ci dessus, on peut voir vraiment la différence entre un réservoir compact et un réservoir fracturé c a d, la production d'un réservoir fracturé se chute rapidement après une augmentation brusque (un pic) et ce phénomène est bien montré sur notre graphe, ce que montre l'hypothèse que la production des réservoir fracturé vient des fractures (les fissures) c a d ces fissures sont déjà remplit d'huile et vu que la perméabilité des fissures est beaucoup grande a celle des matrice et vu que l'huile suit le chemin moins résistant alors que la plus grande quantité d'huile produite des réservoirs fracturé (98 %) vient des fissures, une fois cette quantité (l'huile des fissures) se diminue la production totale de réservoir se chute brusquement aussi ce que exactement bien claire sur notre graphe, par contre dans les réservoir compact la production provient des pores de son matrice alors que la production reste constant et vu au manque des données de Hassi Berkine (nous n'avons pas les données depuis son démarrage), mais la courbe de ce champ montre que la production reste constante (durant presque 2000-2010)et même la diminution de la production sa vient de l'efficacité du balayage car a Hassi Berkine ils appliquent comme mode d'exploitation la méthode WAG (Water Alternatif Gas) et vu que le deuxième mode de récupération donne une efficacité sa dépasse pas 30 %, car l'huile reste piégée (la saturation résiduelle Sr) et pour récupérer encore cette quantité il faut applique le troisième mode de récupération (E.O.R : Enhanced Oil Recovery).

4.5. Impact des fractures sur la récupération secondaire : <u>(étude autour champ</u> Rhourde El Baguel)

En fait, d'après cette étude qui nous donne un schéma descriptif sur l'état de fracturation de gisement de REB et comme nous avons indiqué ci-dessus qu'un projet de récupération assisté entre SONTRACH et BP (c'était ARCO avant) pour augmenter le taux de récupération de ce champ, ce projet consisté sur l'injection massive de gaz enrichi en CO2 à forte pression pour atteindre ce qu'on appelle la miscibilité après la 8eme année d'injection de gaz.

Mais en réalité et due à l'état de ce réservoir (fracturé naturellement) ce mode d'exploitation il n'est pas efficace et les graphes que on va les montrer ci-dessous vont nous valider cette théorème.

4.5.1. L'effet de L'injection Sur la Production :

Dés le démarrage de l'injection massive du gaz on a constaté l'effet négatif de l'injection sur la production, c'est vrai que la production journalière du brut a connue une augmentation importante durant les mois qui suivent le démarrage de l'injection de gaz, mais ce ne fut pas le cas malheureusement par la suite, où la production a chuté d'une manière considérable.

Cet impact est constaté par l'augmentation du free gaz produit et diminution d'huile produite dans la majorité des puits producteurs.

Nous avons choisi les graphes de quelques puits et c'était le cas presque de tous les puits producteurs qui montrent l'effet de l'injection sur la production des puits :



Fig.4.3: l'effet de l'injection de gaz sur la production de RB7b



Fig.4.4: l'effet de l'injection de gaz sur la production de RB12







Fig.4.5: l'effet de l'injection de gaz sur la production de RB19



Fig.4.6: l'effet de l'injection de gaz sur la production de RB35





Fig.4.7: l'effet de l'injection de gaz sur la production de RB37





Fig.4.8: l'effet de l'injection de gaz sur la production de RB45



Fig.4.9: l'effet de l'injection de gaz sur la production de RB47





Fig.4.10: l'effet de l'injection de gaz sur la production de RB46b





Fig.4.11: l'effet de l'injection de gaz sur la production de RB75



Fig.4.12: l'effet de l'injection de gaz sur la production de RB78

Gas inj. Rate & For. gas Stm3/j

D'après les graphes qui nous les avons tracé on constate que :

La majorité des puits producteurs sont touchés négativement par l'effet de l'injection du gaz, et les quantités d'huile supplémentaires qui sont produites juste après le départ de l'injection proviennent principalement des fissures d'où elles ont été chassées par le gaz injecté avant que celui-ci perçant en formant un coning vertical dans les fractures limitrophes des puits producteurs.

Sauf RB07b et RB64b qui ne sont pas touchés par l'effet de l'injection massive du gaz, et la production de ces deux puits reste toujours constante à cause de ses positions qui sont situés dans le cap de réservoir, De point de vue globale la production au niveau du champ de Rhourde El-Baguel a été touchée négativement par l'effet d'injection de gaz, ce qui expliqué par l'augmentation très importante de quantité de gaz produite et le GOR de formation.

A titre d'exemple la quantité du gaz produit du champ était 6 millions m3/j en Dec-99 elle est dépassée 19 millions m3/j en Juill-03 dans le même temps la production d'huile a chuté de 50mille bbls/j à 32 mille bbls/j et le GOR est monté d'une façon rapide dans la plus part des puits producteurs et surtout, ceux qui sont proche des puits injecteurs, cela causant la chute de la production d'huile actuelle.

Physiquement ce phénomène on peut l'interpréter comme suite :

D'après l'image géologique qui on l'a déjà montré précédemment et lorsque le stockage de l'huile dans les réservoirs fracturés se fait dans les blocs matriciels et l'écoulement dans les fissure, et d'après les graphes précédents lesquels nous les avons montré. On peut justifier cette chute de production dans le champ de REB par l'empêchement appliquer sur l'huile qui se trouve dans les matrices par le gaz injecté qui préfère s'écouler à travers les fissures vers les puits producteurs au lieu de sécher (drainer) les quantités d'huile dans les blocs matriciels.

Ce résultat est plus clair dans le graphe suivant qui nous montrait la quantité journalière de gaz produite par apport à la quantité totale injectée.

Ces graphes permettent de montrer clairement l'effet néfaste de l'injection du gaz sur le champ de REB ce qui conduit au résultat que l'injection de gaz pour les champs fracturés est un mode inefficace.

Le graphe ci-dessous nous montre aussi le résultat inattendu sur le GOR de formation ce qui permettait de chuter la production totale du champ qui est égale aujourd'hui environ de 25 M.bbl/j, qui a été le quart de la production prévue en 1996, date de signature du contrat.





Fig.4.13 : Montre l'évolution de GOR de formation en fonction de la production journalière

25-Apr-02

23-Dec-02

Daily Production & GOR

Daily production(STBPD)

26000

21000

16000

11000

6000

1000

-4000

22-Aug-03

GOR SCF/BBL



Fig.4.14: Montre l'effet de l'injection sur de la production journalière du champ

Conclusion :

D'après ce résultat non encourageant de l'effet néfaste de l'injection de gaz dans le champ de REB ce champ qui on le prenait comme un exemple des champs fracturé et c'était vraiment un exemple idéal à cause des caractéristiques typique de fracturation naturelle qu'il les y prend.

on peut conclure que l'injection de gaz pour les champs facturés est un monde inopérant due et comme on a déjà montré à la présence des réseaux des fractures qui améliorent la capacité de circulation de fluide à travers ces drains et Pétrophysiquement la mobilité de gaz est élevé à celle de l'huile ce qui nous permet d'avoir une percée de gaz rapidement et d'avoir aussi des chemins directs du gaz des puits injecteurs vers les puits producteurs et c'est le cas du champ de REB ou au lieu d'augmenter la capacité d'usine pour traiter des quantités supplémentaires d'huile produite à cause d'application ce mode de récupération assisté ils tombent dans un problème inattendu c'est le recyclage des quantités des gaz produites en fait, celle qui a déjà injecté puisque ils sont aussi limités par des quantités précise du gaz torché ils ne peuvent pas les dépasser.

D'après ces problèmes causés par l'injection de gaz dans ce réservoir qui était fracturé un changement de mode de récupération assisté est indispensable et l'orientation vers l'injection d'eau sera le mode le plus favorable de ce cas.

Conclusion générale:

On conclure que les réservoirs pétroliers de forte compacité constituent une part non négligeable des réserves énergétiques actuelles. Leur exploitation représente à ce titre, un enjeu de taille pour l'avenir. Dans ces réservoirs, l'huile ou de gaz s'écoule en deux milieux, et cette seule donnée ne permet pas d'estimer correctement le taux de production et de récupération des hydrocarbures.

Pour d'améliorer ces estimations et d'optimiser la production, il est nécessaire de caractériser au mieux le réseau de fractures qui structure le réservoir et conditionne les écoulements, et l'ignorance des paramètres des fractures dans les études des réservoirs pétrolières conduire à mauvaise étude.

Dans ce mémoire, et après l'analyse des données de la production des quelle que champs algérien on trouve que :

- L'analyse de la production d'huile nous montre qu'il n'y pas une relation directe apparente entre l'intensité des fractures et la moyenne de production.

- Ce n'est pas toujours les fractures ont effet positif sur l'exploitation des réservoirs.

 l'injection de gaz pour les champs facturés est un monde inopérant due et comme on a déjà montré à la présence des réseaux des fractures qui améliorent la capacité de circulation de fluide à travers ces drains et Pétrophysiquement la mobilité de gaz est élevé à celle de l'huile ce qui nous permet d'avoir une percée de gaz rapidement.

- D'après ces problèmes causés par l'injection de gaz dans ce réservoir qui était fracturé un changement de mode de récupération assisté est indispensable et l'orientation vers l'injection d'eau sera le mode le plus favorable de ce cas.

Bibliographie

- [1] D.PERRIN. Techniques d'exploitation pétrolière. 1995
- [2] R.COSSE. Techniques d'exploitation pétrolière Le gisement. 1988
- [3] T.D. VAN GOLF-RACHT. Fundamentals of fractured reservoir engineering. 1982
- [4] R.A. Nelson. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. 2001
- [5] K. Fujiwara. RATE DECLINE ANALYSIS FOR NATURALLY FRACTURED RESERVOIRS.1989
- [6] F. A. Assaad. Field Methods for Petroleum Geologists. 2009
- [7] Schlumberger. Characterization of fractured reservoirs. 2009
- [8] L. Richard. Diagraphies et géophysique de forage. 2001
- [9] L.H.Reiss. The reservoir engineering aspects of fractured formations. 1980

[10] W. C. LYONS. WORKING GUIDE TO RESERVOIR ENGINEERING. 2010

[11] G.DA PRAT. well test analysis for fractured reservoir evaluation. 1990

[12] G.V. CHILINGARIAN. carbonate reservoir characterization a geologic, engineering analysis, part II. 1996

[13] M. J. ECONOMIDES. a practical companion to reservoir stimulation. 1992

[14] M. AMEEN. Fracture and In-Situ Stress Characterization of Hydrocarbon Reservoirs. 2003

[15] H. KAZEMI. Pressure Transient Analysis of Naturally Fractured Reservoirs with Uniform Fracture Distribution. ATLANTIC RICHFIELD CO.pages 451-462 .1969.

[16] Roberto Aguilera. Geologic and Engineering Aspects of Naturally Fractured Reservoirs. Servipetrol Ltd., Calgary, Canada. Pages 44-49 .2003.

[17] R.G. Jeffrey, X. Zhang, and A.P. Bunger. HYDRAULIC FRACTURING OF NATURALLY FRACTURED RESERVOIRS . CSIRO Earth Science and Resource Engineering. Pages 188-200.2010

[18] C. Castaing. A. Genter, J.P. Chilés, B. Bourgine, G. Ouillon. SCALE EFFECTS IN NATURAL FRACTURE NETWORKS. Elsevier Science Ltd. Peges 45-63. 1997

[19] B. Bourbiaux. Fractured Reservoir Simulation: a Challenging and Rewarding Issue. Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP. Pages 227-238. 2010

[20] T. Arbogast. Analysis of the simulation of single phase flow through a naturally fractured reservoir, in SIAM Journal Math Anal. pages 12–29.1989

[21] Leguillon D. Quesada D., Putot C., Martin E. Prediction of crack initiation at blunt notches and cavities – size effect. Engineering Fracture Mechanics. pages 2420-2436. 2007.

[22] C.COTTIN. Drainage dans des micromodèles de milieux poreux Application à la récupération assistée du pétrole. Thèse de Doctorat de l'université Bordeaux.2010

[23] C.FAMY. LES TERMES D'ECHANGE ENTRE BLOCS ET FRACTURES DANS LES SIMULATEURS DE RESERVOIRS FRACTURE. Thèse de Doctorat de L'INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE TOULOUSE. 2006

[24] M.KFOURY. CHANGEMENT D'ÉCHELLE SÉQUENTIEL POUR DES MILIEUX FRACTURÉS HÉTÉROGÈNES. Thèse de Doctorat de L'INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE TOULOUSE. 2004

[25] C.JORAND. Modélisation expérimentale de la fracturation d'un milieu sédimentaire. Thèse de Doctorat de l'Université de Nice-Sophia Antipolis. 2007

[26] D.QUESADA. GENÈSE ET TYPOLOGIE DES FRACTURES NATURELLES D'UN RÉSERVOIR PÉTROLIER. Thèse de Doctorat de UNIVERSITÉ PARIS VI – PIERRE ET MARIE CURIE. 2008

[27] B.PEDRERA. INFLUENCE DE LA MOUILLABILITE SUR LES PROPRIETES POLYPHASIQUES D'UN MILIEU POREUX LORS D'UN DRAINAGE PAR GRAVITE. Thèse de Doctorat de L'UNIVERSITE BORDEAUX. 2002

[28] M.ISMAIL. ETUDE DES TRANSFERTS ET DE LEURS INTERACTIONS AVEC LA CICATRISATION DANS LES FISSURES POUR PROLONGER LA DUREE DE SERVICE DES INFRASTRUCTURES (PONTS, CENTRALES NUCLEAIRES). Thèse de Doctorat de L'INSTITUT NATIONAL DES SCIENCES APPLIQUEES DE TOULOUSE. 2006

[29] J.SAUSSE. Caractérisation et modélisation des écoulements fluides en milieu fissuré. Relation avec les altérations hydrothermales et quantification des paléocontraintes. Thèse de Doctorat de l'Université Henri Poincaré, Nancy. 1998

[30] H.Laouini et M.A.Babahammou. Analyse de la fracturation et ses effets sur les qualité des réservoirs. Mémoire d'ingénieur de l'université kasdi merbah. 2008

[31] D.Fayçal. Test des Puits dans les Réservoirs Fracturés. Mémoire de master de l'université de peu et des pays de l'Adour. 2009

RÉSUMÉ:

Au cours des années récentes, la prise de conscience du rôle des fractures sur la production et la récupération des champs est devenue de plus en plus forte au sein de la communauté pétrolière. Aussi beaucoup d'efforts ont-ils été consacrés à la détection des fractures et à l'analyse de leur impact sur la production. Toutefois, la prise en considération de ces observations dans les choix de développement des champs passe par l'étude de réservoir. Ce mémoire étude les caractérisations des fractures et leurs effets sur la production et la récupération assistée des hydrocarbures, et aussi il traite des spécificités propres aux réservoirs fracturés et qui font de leur caractérisation à la fois un défi et un enjeu.

MOTS-CLÉS : réservoirs pétroliers, réservoirs fracturés, la production des champs.

ABSRTACT :

In recent years, awareness of the role of fractures on the production and recovery offields has become increasingly strong in the oil community. So much has been spentthey detect fractures and to analyze their impact on production. However, consideration of these observations in the choice of field development through the study of reservoir. This brief study characterizations of fractures and their effects onproduction and enhanced oil recovery, and it also deals with specific features that arefractured reservoirs and their characterization both a challenge. **KEYWORDS** : petroleums reservoirs, fractured reservoirs, production of field.

ملخص:

في السنوات الأخيرة, أصبح الوعي بدور الشقوق على الإنتاج و استرداد الحقول متزايد, ذلك أن الكثير سعوا لدراسة كيفية الكشف عن هذه الشقوق و تحليل أثرها على الإنتاج في الوسط النفطي, فالملاحظات العميقة لهذه الشقوق و أخذها بعين الاعتبار في دراسة الخزانات يؤدي إلى الاختيار الأمثل لطرق تطوير مختلف الحقول البترولية, هذه المقالة تدرس خصائص الشقوق و الكسور و أشرها على الإنتاج و استرداد المحروقات, و تعالج مختلف خصائص الخزانات المتشققة, لا سيما أن هذه الخصائص تبقى تشكل تحدي للمهندسين و الباحثين. الكامات الدالة: الحقول البترولية, الخزانات المتشققة, استرداد المحروقات