REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

N° Série: ……./2018

Université Kasdi Merbah Ouargla

Faculté des hydrocarbures energies renouvelables et science de la terre et de l'univers

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production Professionnelle

Présenté Par :

MANSOURI Farah , SISBANE Saadia

-THEME-

L'amélioration et la récupération des réservoirs naturellement fracturés dans les champs de HMD et de TFT

Soutenue le : 27 / 06 / 2018 Devant la commission d'examen

Jury:

Présedent :	**Mr. SID ROUHOU Elhadj Med**	**MAA**	**Univ.Ouargla**
Examinateur :	**Mr. ZIARI Saber**	**MAA**	**Univ.Ouargla**
Encadreur :	**Mr. KHELIFA Cherif**	**MAA**	**Univ.Ouargla**

Année Universitaire 2017 - 2018

Remerciement

Notre remerciements vont tout premièrement à Dieu tout puissant pour la santé, la volonté et la patience qu'il nous avons donné durant toutes les années d'études et aussi pour réaliser ce modeste travail.

*Nous tien évidement à débuter ces remerciement en témoignant de nos profonde reconnaissance vers notre encadreur **Mr.Khelifa Cherif** pour ses idées, son soutien durant l'élaboration de ce travail*

*Nous tiens à exprimer nos sincères remerciements à tous les personnels de la division **EP** de la région de **HASSI MESSAOUD** et **TFT** pour les conseils et le support documentaire.*

Nous adressons également nos remerciements à tous les membres de jury

Nos derniers remerciements, vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour l'aboutissement de ce travail.

MANSOURI FARAH et SISBANE SAADIA

Dédicace

Avec un énorme plaisir, un cœur ouvert, je dédie ce modeste travail

A l'esprit de ma grand-mère qui j'aurai jamais l'oubliée, sa prière et sa bénédiction m'ont été d'un grand secours pour mener tout ce qui est bien

A ceux qui sont la source de mon inspiration et de mon courage, mes chers parents

Ma mère ...Affable, honorable, aimable : Vous représentez pour moi le symbole de la bonté par excellence, la source de tendresse et l'exemple du dévouement qui n'a pas cessé de m'encourager et de prier pour moi.

Mon père …Aucune dédicace ne saurait exprimer l'amour, l'estime, le dévouement et le respect que j'ai toujours eu pour vous. Rien au monde ne vaut les efforts fournis jour et nuit pour mon éducation et mon bien être

Grâce à leurs tendres encouragements et leurs grands sacrifices, ils ont pu créer le climat affectueux et propice à la poursuite de mes études.

Aucune dédicace ne pourrait exprimer mon respect, ma considération et mes profonds sentiments envers eux.
Je prie le bon Dieu de les bénir, de veiller sur eux, en espérant qu'ils seront toujours fiers de moi.

A mon très cher frère « ABD ELHAKIM , les mots ne suffisent guère pour exprimer l'attachement, l'amour et l'affection que je porte pour vous. Malgré la distance, vous êtes toujours dans mon cœur.

A mes très chers amis d'enfance

A tous mes amis de la promotion

A tout ce qui a une main de loin ou de proche pour je puisse réaliser ce travail

Merci infiniment …..

MANSOURI FARAH

Dédicace

Quoi que de plus que de pouvoir partager les meilleurs moments de sa vie avec les êtres qu'on aime.

Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

A ma très chère mère Zohra, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier et penser qu'à moi.

A mon très cher père Lahouari, pour ses encouragements, son soutien, surtout pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.

A mes chères sœurs Marwa et Khadra.

A mes meilleurs amies :Zora, Sofia, Safia , Sara, Zoubida, mes cousins ainsi tous mes amis de l'université.

A Tous ceux qui m' aime et que j'aime et je respecte.

SISBANE Saadia

Table des matières

Remerciement I

Dédicace ……..…..…….. II

Liste des figures ……..…….……..... III

Liste des tableaux ……..…....…... IV

Abréviation ……..……..….. V

Introduction générale……..... 1

Chapitre I : Généralités sur les réservoirs fracturés

Introduction……... 3

I.1. Qu'est-ce qu'un réservoir fracturé ? ……... 3

I.2. Définitions 3

I.3. Les conditions d'apparition des fractures ……..... 5

I.4. Les types des failles ……. 6

I.5. Origine des fractures ……..... 7

I.6. Les types des fractures ……...… 8

I.7. Propriétés des fractures ……. 9

I.8. Différents type des roches fracturées ……. 11

I.9. Classification des réservoirs fracturés ……... 11

I.9.1- Selon l'indice d'intensité de fracturation …… 11

I.9.2- Selon les caractéristiques pétro-physiques de la roche 11

I.10. Influence de la fissuration naturelle sur la qualité du réservoir ……..……11

Chapitre II : Synthèse bibliographique

II.1. Milieu fissuré ……..... 17

II.2. Fracture .....…… 17

II.3. Perméabilité et porosité des réservoirs fracturés 17

II.4. Détection et caractérisation des fractures 18

II.5. Densité des fractures ……..... 19

II.6. Comparaison de la fréquence de densité de grandes fractures par rapport à celle des petites fractures …… 19

II.7. Localisation et orientation des fractures ……..……. 19

II.8. Dimension des fractures ……..... 20

II.9. Degré d'ouverture 20

II.10. Extension, continuité des fractures …….. 20

II.11. Degré d'interconnexion 20

II.12. Influence de la profondeur ……... 21

II.13. Influence de la distribution des contraintes 21

II.14. Les écoulements en milieu fracturé ……..... 22

II.15. récupération assistée des réservoirs fracturés .....……. 23

Chapitre III : Détection et caractérisation des fractures

Introduction ……..... 24

III.1. Indicateurs des fractures naturelles dans un réservoir 24

III.2. Détection et évaluation des fractures 24

III.2.1- Analyse des carottes ……..... 25

III.2.2- Les essais de puits ……..... 25

III.2.3- Logs d'imagerie ……. 26

III.2.3.1- Le but de l'imagerie ……... 26

III.2.3.2- Les Outils d'imagerie ……..... 27

III.3. Interprétation des réponses …… 30

Chapitre IV : Récupération des hydrocarbures

Introduction ……. 34

IV.1. Récupération primaire ……..... 34

IV.1.1- Gaz cap drive ……..... 35

IV.1.2- Solution gaz drive ……..... 35

IV.1.3- Water drive ……... 36

IV.1.4- Compressibilité de la roche et d'eau interstitielle …… 37

IV.1.5- Drainage par gravité ……. 38

IV.2. Récupération secondaire …….. 38

IV.2.1- L'injection d'eau …….. 38

IV.2.2- L'injection de gaz …… 39

IV.2.3- L'injection alternative d'eau et de gaz (WAG) ……..... 39

IV.3. La récupération tertiaire ……..... 41

IV.3.1- L'injection de CO_2 ……..... 41

IV.3.2- L'injection de vapeur …… 41

IV.3.3- L'injection chimique ……...… 42

Chapitre V : Etude sur le champ de Hassi Messaoud et de TFT

Problème …….. 43

V.1. Etude sur le champ de Hassi Messaoud ……... 43

V.1.1- Situation du champ de Hassi Messaoud …… 43

V.1.2- Structure du champ ……. 44

V.1.3- Les caractères principaux du gisement …… 45

V.1.4- Cas d'injection d'eau 47

V.1.5- Cas d'injection de gaz …… 49

V.1.6- Cas de fracturation hydraulique ……... 52

V.1.7- Cas générale 53

V.2. Etude sur le champ de TFT ……..... 55

V.2.1- Situation géographique 55

V.2.2- Gisements existants ……..... 56

V.2.3- Description litho-stratigraphique ……... 56

V.2.4- Aspect structural ……..… 57

V.2.5- Représentation de gisement d'Amassak ……... 57

V.2.6- Cas des puits fracturés ……..... 60

V.2.7- Cas des puits peu fissurés ……... 61

V.2.8- Cas des puits non fissurés ……... 62

V.3. Etude sur le puits AMA 45 ……... 63

V.3.1- Les essais de puits ……... 63

V.3.2- L'imagerie …… 64

V.3.3- le carottage ……... 64

Conclusion générale 65

Observations……..66

Recommandations ……...… 68

Références bibliographiques

Annexe

Résumé

Liste des figures

Fig I.1. Représentation d'une fracture et d'une matrice.....4

Fig I .2. Les breakouts.....5

Fig I.3. La relation entre les contraintes et la déformation.....6

Fig I.4. Les types des failles……..…7

Fig I.5. La variation d'orientation des fractures dans la roche…….....10

Fig I.6. Modèle de simple porosité et simple perméabilité. …….....…13

Fig I.7. Modèle de double porosité et simple perméabilité.....14

Fig I.8. Modèle de double porosité et double perméabilité.....14

Fig I.9. Modèle de forte anistropie des fractures….....15

Fig III.1. L'outil UBI…….…….....28

Fig III.2. L'outil OBMI…….....29

Fig III.3. Combinaison de deux outils OBMI.....30

Fig III.4. OBMI et UBI en combinaison..... 30

Fig III.5. Fracture partiellement ouverte sur une image de fond…….....30

Fig III.6. Représentation des failles……....30

Fig III.7. Représentation des bedding,fractures et breakouts en UBI et OBMI……..31

Fig III.8. Les fractures induites.....31

Fig III.9. Les fractures ouvertes …….....31

Fig III.10. Les fractures cimentées …….....32

Fig III.11. Les stylolites …….…….....32

Fig III.12. Les brèches …….…...…….....…32

Fig III.13. Breakouts ……..…….…...33

Fig IV.1. Gaz cap drive……..…….……...….35

Fig IV.2. Gaz drive…….....36

Fig IV.3. Drainage par water drive……...……...36

Fig IV.4. L'évolution de la récupération en fonction des différents mécanismes.....37

Fig IV.5. Compressibilité de roche et d'eau interstitielle…….…...37

Fig IV.6. Drainage par gravité …….….....38

Fig IV.7. Injection d'eau …….....39

Fig IV.8. Injection de gaz …….....39

Fig IV.9. Injection de WAG ……...…….....40

Fig IV.10. Technique d'injection de vapeur ……...42

Fig V.1. Situation géographique du champ Hassi Messaoud……...……...44

Fig V.2. Carte structurale du réservoir de Hassi Messaoud……...……45

Fig V.3. Les zones et les numérotations dans le champ de Hassi Messaoud……..…....46

Fig V.4. Carte de position de puits producteurs d'huile et injecteur d'eau.....47

Fig V.5. L'effet de l'injection d'eau sur la production de puits ONM352…….…47

Fig V.6. L'effet de l'injection d'eau sur la production de puits ONM461.....48

Fig V.7. Carte de position de puits producteurs d'huile et injecteur de gaz…….....49

Fig V.8. L'effet de l'injection de gaz sur la production de puits MD434…….....50

Fig V.9. L'effet de l'injection de gaz sur la production de puits MD 414……..51

Fig V.10. L'effet de la fracturation hydraulique sur la production de puits MD414…….....52

Fig V.11. L'effet de la fracturation hydraulique sur la production de puits ONM35.....52

Fig V.12. L'évolution de production dans le puits OMM54.....53

Fig V.13. L'évolution de production dans le puits MDZ603…….....54

Fig V.14. Situation géographique du champ TFT …….…55

Fig V.15. Description litho-stratigraphique du champ TFT ……..….....58

Fig V.16. Les différentes zones dans le champ d'Amassak……58

Fig V.17. Relation entre l'indice de fracturation et la distance à la faille.....59

Fig V.18. L'évolution de débit dans les puits fissurés …….....60

Fig V.19. L'évolution de débit dans les puits peu fissurés…….…61

Fig V.20. L'évolution de débit dans les puits non fissurés 62

Fig V.21. Well-test de puits AMA45…….....63

Fig V.22. L'imagerie de puits AMA45…….....…64

Liste des tableaux :

Tableau III.1. Les outils d'imagerie…….....27

Tableau IV.1. Comparaison entre l'injection d'eau et l'injection de gaz.....40

Tableau V.1. Indice de fracturation géologique des puits et leurs classifications…….59

Abréviations et notations :

P_H : Pression hydrostatique (bar) .

P_F : Pression de fond (bar) .

md : Milli darcy.

IF : lndice de fracturation.

Ø : La porosité.

V_T : Le volume total de la roche (m^3) .

V_P : Le volume des pores (m^3) .

V_S : Le volume de solide (m^3) .

S_e (S_w) : La saturation en eau.

S_h (S_o): La saturation en huile.

S_g : La saturation en gaz.

$Ø_f$: Porosité de fracture.

$Ø_m$: Porosité de matrice.

K_f : Perméabilité de fracture (md) .

K_m : Perméabilité de matrice (md) .

GƆ : Coefficient d'emmagasinement.

λ : Paramètre d'écoulement d'inter-porosité.

ϕ_f : Porosité de fracture.

ϕ_m : Porosité de la matrice.

K_f : Perméabilité de fracture (md) .

K_m : Perméabilité de la matrice (md) .

C_{tf} : Compressibilité total de fracture.

C_{tm} : Compressibilité total de la matrice.

r_w : Rayon de puits (m) .

CBIL : Circunferance borhole imager log.

UBI : Ultrasonic Borehole Imager.

STAR : Simul Taneous Acoustic and Resistivity Imager.

FMI : Formation Micro Imager.

FMS : Formation Micro Scanner.

EMI : Electrical Micro Imaging Tool.

OBMI : Oil Base Micro Imager.

rps : Rotation par second.

ft : Feet.

hr : Heure.

WOC : Water oil contact.

GOC : Gas oil contact.

WAG : Water alternative gas.

CO_2 : Le dioxyde de carbone.

HMD :Hassi- Messaoud.

MD1 : premier puits foré à Hassi Messaoud

GOR : Rapport de volume de gaz sur l'huile (m3/m3).

WC : Water Cut.

Introduction

Introduction générale :

Le pétrole et le gaz sont les premières sources d'énergie consommés par l'homme de notre époque, car ils représentent les capitales sources d'énergie sur lesquelles est basée l'industrie.

L'augmentation de la demande mondiale en hydrocarbures nécessite l'augmentation de la production d'huile et de gaz d'une manière plus efficace et plus économique. Pour cela on prend en considération l'exploitation des réservoirs naturellement fracturés car ce type de réservoir renfermerait 20 à 25% des réserves mondiales disponibles.

Les réservoirs naturellement fracturées forment une catégorie des réservoirs tout à fait particulière, à cause de l'effet de la porosité et la perméabilité des fractures. L'optimisation de l'exploitation des réserves d'hydrocarbures dans ce type de réservoirs nécessite une étude spécifique par rapport aux autres réservoirs conventionnels.

Afin de comprendre le comportement des réservoirs naturellement fracturés, il faut faire des estimations des hydrocarbures en place dans les systèmes de porosité primaire (matrice rocheuse) et secondaire (fracture seulement). Pour ce faire, il faut d'abord être capable de détecter l'existence des fractures et leurs propriétés par l'interprétation des carottes, des essais de puits et d'imagerie

La fracturation est évidemment un paramètre très important dans l'évaluation d'un réservoir pétrolier. Elle peut avoir plusieurs effets sur les performances de production, tant en récupération primaire qu'en récupération secondaire ou tertiaire, l'exploitation d'un gisement d'hydrocarbure se présente dans sa phase primaire par une déplétion naturelle due à son énergie propre, le taux de récupération représente 5 à 15% cette récupération primaire devient insuffisante à cause de l'épuisement de cette énergie qui se traduit par la chute de sa pression, alors on intervient avec une énergie supplémentaire l'injection d'eau et/ou de gaz (récupération secondaire) dont le but de rapprocher le gisement vers son état initial, en augmentant sa pression. La récupération moyenne après cette étape se situe autour de 30 %,La récupération tertiaire (améliorée) commence quand la récupération secondaire du pétrole ne permet plus de poursuivre l'extraction, elle comprend tous les différents procédés qui peuvent être employés pour modifier la mobilité et la saturation des hydrocarbures dans le gisement, ces procédés sont généralement complexes et coûteux, ce qui ne rend cette étape viable économiquement que dans des conditions de prix du pétrole élevé.

Dans ce mémoire, nous avons étudié le concept de fracture dans les milieux poreux en donnant des définitions des paramètres et propriétés liés à ce domaine afin de marquer la différence entre le cas de présence des fractures et le cas d'absence des fractures.

Notre étude consiste à exploiter au maximum les données disponibles pour mieux caractériser ce type de réservoirs, elle est divisée en cinq chapitres :

- Dans le premier chapitre on a éclairci les notions de base sur les fractures et leur influence sur la qualité des réservoirs aussi la classification des réservoirs fracturés.

- Le deuxième chapitre, une revue bibliographique thématique sur les fractures et les roches, puis des études sur les réservoirs fracturés

- Le troisième chapitre est consacré à représenter les indicateurs des fractures et les différents méthodes de détection.

- Dans Le quatrième chapitre on a étudié les méthodes de récupération des réservoirs fracturés.

- Le cinquième chapitre présente une étude sur les réservoirs fracturés dans les champs de Hassi Messaoud et de TFT pour obtenir des remèdes sur les problèmes de ce type de réservoir.

- On termine notre travail par des recommandations et une conclusion générale.

Chapitre I

Généralités sur les réservoirs fracturés

Introduction :

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 volumiques respectives. [20]

Les gisements sont renfermés dans des bassins sédimentaires, qui au cours du temps, subissent des déformations importantes qui s'appellent en terme géologique les régimes tectoniques qui provoquent les 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 des discontinuités appelées fracture.

Les fissures peuvent être d'origines structurales ou tectoniques suivant le passé géologique du terrain.

I.1. Qu'est-ce qu'un réservoir fracturé ?

- **Pour les géologues :**

Un réservoir fracturé est avant tout un réservoir avec des discontinuités structurales résultant d'un historique donné de paléo-contraintes.

- **Pour les ingénieurs de réservoir :**

Un réservoir fracturé est avant tout un réservoir avec des discontinuités structurales affectant les écoulements des fluides. [23]

I.2. Définitions :

- Matrice : est définie comme un volume de roche intacte qui possède des propriétés homogènes et non coupé par des discontinuités discrètes et isolées.

- Fracture : En général une fracture désigne une discontinuité dans la roche due à une rupture mécanique. [2] (Fig I.1)

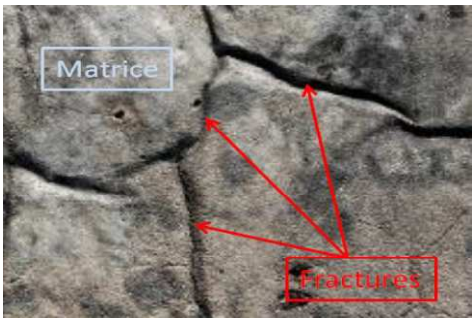


Fig I.1. Représentation d'une fracture et d'une matrice [10]

- Fissure : On appelle une fissure toute fracture de petite dimension. [2]

- Les failles : qui sont des grandes fractures de cisaillement. [20]

- Les diaclases, ou joints (fracture de petite échelle): qui sont des fractures ouvertes en traction. [20]

- Les veines : fractures minéralisées résultant également d'une extension.

- Les stylolites : apparaissent comme des discontinuités dentelées dans les affleurements et sont parfois remplis par des argiles insolubles, minéraux opaques (oxyde de fer) ou de matière organique.

- Les couloirs (fractures de grande échelle) : sont des zones où la densité de fractures est élevée et les fractures sont préférentiellement orientées dans une même direction, les fractures ont plusieurs centaines de mètres.

- Les brèches : elles sont généralement constituées par des éléments broyés, lorsque un puits est caractérisées par une forte densité de brèche est généralement faillé, ou bien il est situé à la proximité d'une faille.

- Les Breakouts : Ce sont des déformations de la section du puits en forme elliptique, elles apparaissent lorsque la pression à l'intérieur du puits est supérieure à la pression de la formation. [31]

A partir de ces déformations on peut tirer la direction de la contrainte horizontale maximale qui est perpendiculaire à l'axe de déformation. (Fig I.1)

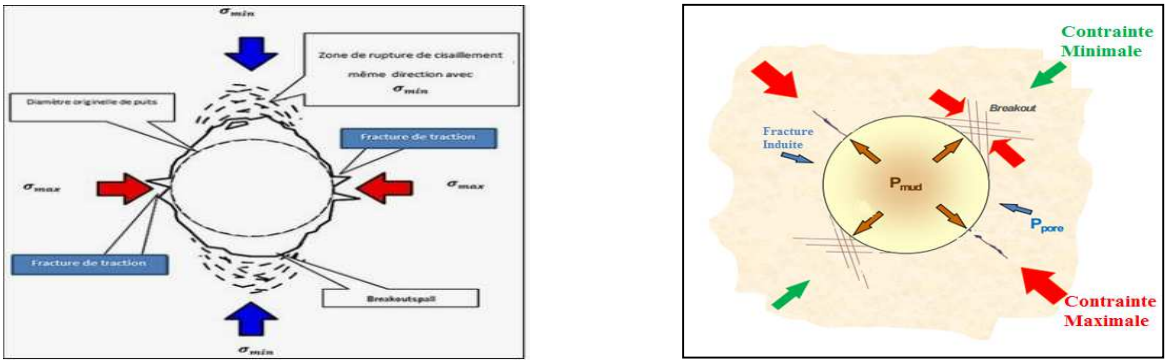


Fig I.2. Les breakouts[31]

I.3. 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 se déforme et il s'ensuit un changement dans la forme et/ou le volume. On reconnaît trois principaux types de déformations qui affectent la croûte terrestre élastique, plastique et cassante.

I.3.1- Déformation élastique :

Quand la contrainte est relâchée, 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 relâchée, cette énergie est transformée, par exemple : en mouvement dans le cas de la balle de tennis.

I.3.2- Déformation plastique :

Si la contrainte dépasse la limite d'élasticité, le matériau est déformé de façon permanente, il en résulte une déformation plastique.

I.3.3- Déformation cassante :

De même pour cette déformation, elle résulte de dépassement de limite de contrainte d'élasticité qui provoque une déformation cassante, la déformation est permanente. [6] [20] (fig I.3)

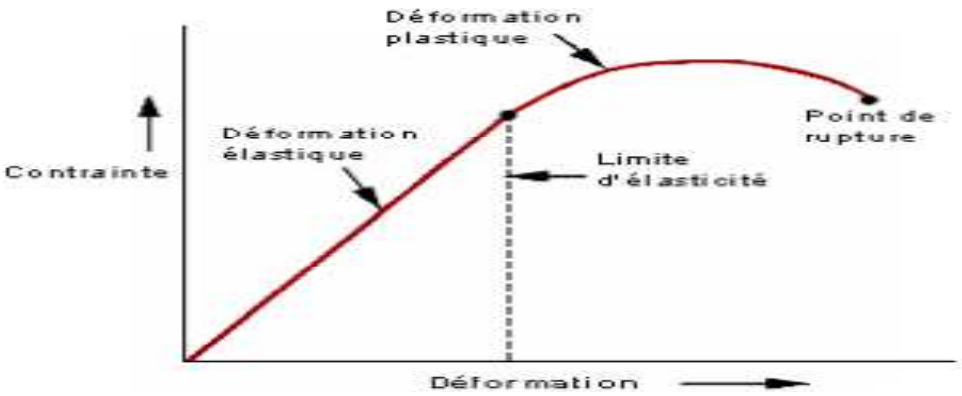


Fig I.3. La relation entre les contraintes et la déformation. [6] [20]

I.4. Les types des failles :

- Faille normale: Faille dont le toit est relativement affaissé par rapport au mur. C'est une faille qui est associée aux contextes tectoniques en extension .
- Faille inverse: Faille dont le toit est relativement soulevé par rapport au mur. C'est une faille associée aux régimes tectoniques en compression.
- Faille de décrochement: Faille verticale à rejet horizontal. Elle peut être associée à tous les contextes tectoniques (extensifs et compressifs). [31] (Fig I.4)

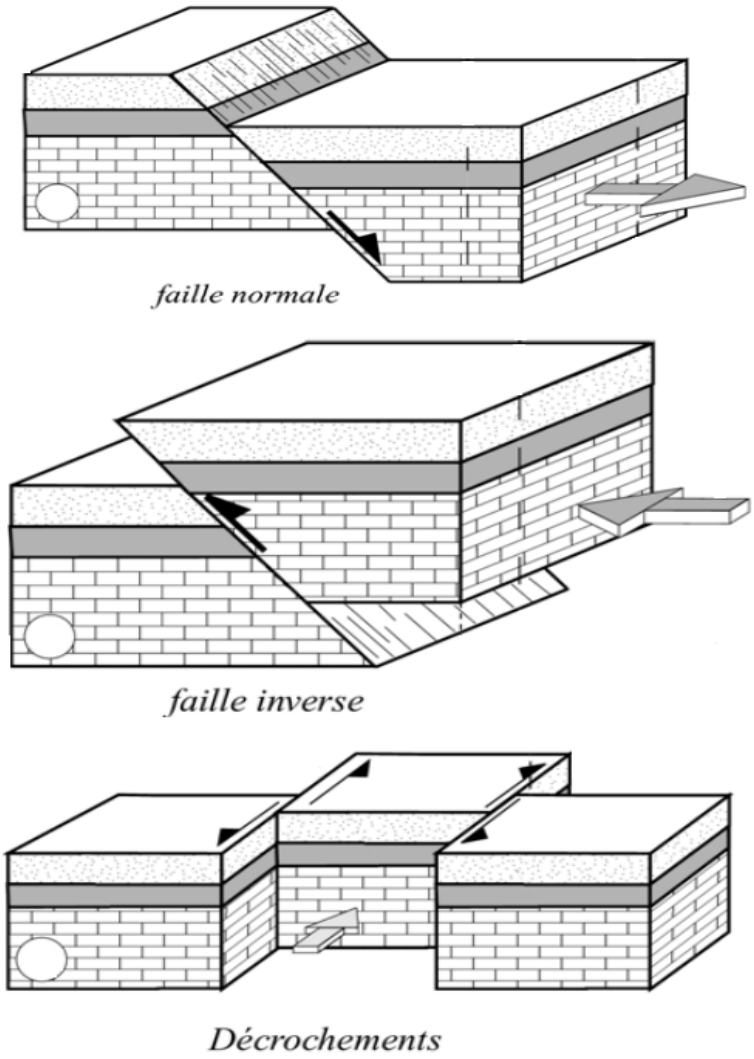


Fig I.4. Les types des failles. [31]

I.5. Origine des fractures :

I.5.1- Fractures d'origine naturelles :

Les fractures naturelles sont causées par des contraintes tectoniques (tension, compression, torsion), elles apparaissent surtout dans les roches dites cassantes, c'est-à-dire dans des formations consolidées, très fréquents. Ces fractures disparaissent à l'entrée des formations plus plastiques (argile).

I.5.2- Fractures d'origines 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 :

- 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 $P_H >>> P_F$ (celle de la formation)[6] [20]

Toutes ces facteures peuvent créer des fractures artificielles qui conduisent à des incertitudes lors de l'évaluation des fractures à la base de la description de carotte.

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.

I.6. Les types des fractures :

I.6.1- Macro-fractures et micro-fractures :

La différence entre ces deux catégories porte essentiellement sur les dimensions de la fracture. En général, macro-fracture correspond à une rupture avec une grande largeur (plus de 100 microns) et la longueur considérable, mais micro-fracture s'applique à une fracture de la longueur et la largeur limitée (micro-fractures 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 : Macro-fractures, fractures, micro-fractures ou fissures.

I.6.2- Fractures ouvertes et fermées :

- Les fractures ouvertes :

  - Les fractures ouvertes(Effectives) : séparation nette des compartiments. [5]

  - Les fractures partiellement ouvertes : Partiellement remplies par des dépôts secondaires qui tapissent les compartiments de la fissure.

Nb : L'écartement des fractures ouvertes et partiellement ouvertes varie de 1 à 5 mm.

- Les fractures fermées :

- Les fractures potentielles: les deux compartiments sont en contact sans laisser de vides entre eux, mais sont susceptibles d'être séparés par un procédé de fracturation. [6]

- Les fractures totalement remplies par des dépôts secondaires : ce sont des fractures colmatées[6], remplies par plusieurs colmatants :

✓ 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.

Nb : 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).

I.6.3- Les fractures mesurables et 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. [7] [20] [30]

I.7. Propriétés des fractures :

I.7.1- Ouverture de la fracture : est la distance entre les deux lèvres de la fracture. C'est la caractéristique la plus importante car elle contrôle la quasi-totalité des propriétés d'écoulement et de transfert à travers cette fracture.

I.7.2- Taille de la fracture : elle se réfère à la relation entre la longueur et l'épaisseur de la fracture.

✓ Fractures mineures : ont une longueur inférieure à celle de la couche ou elles se trouvent.

✓ Fractures moyennes : traversent plusieurs couches.

✓ Fractures majeures : ont une extension très large, souvent des dizaines voire des centaines de mètres.

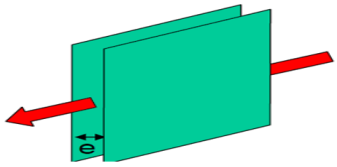
I.7.3- Etat de fracture:

✓ Remplissage : nette, contient un seul minéral, contient divers minéraux.

✓ Paroi de fracture : rugueux, lisse, poli, rampante.

✓ Conductivité : conductrice ou non conductrice. [23]

$$C_f = \frac{e^3}{12 \times 0.98 \,.10^{-6}} \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots(1)$$



C_f : La conductivité de fracture en md.m .

e : L'ouverture de fracture en mm .

I.7.4- Orientation de la fracture :

✓ Azimut : est l'angle moyen formé par le linéament d'une fracture par rapport à la direction nord.

✓ Le pendage (ou dip) : est l'angle entre le plan de fracture et le plan horizontal. [7] [10] [17] [19] (Fig I.5)

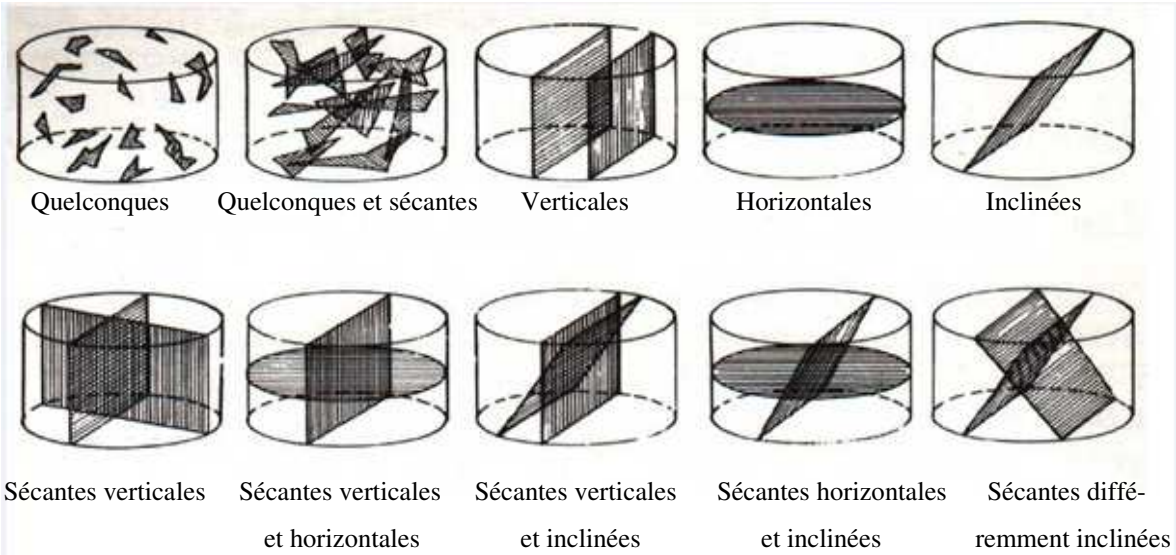


Fig I.5. La variation d'orientation des fractures dans la roche. [5] [6]

I.8. Différents type des roches fracturées :

Une grande partie des calcaires producteurs doit ses caractères de magasin à la fissuration, toute fois le phénomène n'est pas spécifique des roche carbonatées et peut se rencontrer dans toutes les roches compactes: [5]

- Quartzites.
- Silexites.
- Roches éruptives.
- Volcaniques ou métamorphiques.

I.9. Classification des réservoirs fracturés :

I.9.1- Selon l'indice d'intensité de fracturation :

Les réservoirs fracturés sont classés suivant l'indice d'intensité de fracturation IF.

$$\mathbf{IF} = \frac{\textbf{Nombre de fracture}}{\textbf{l'intervalle testé}} \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots(2)$$

- Réservoirs fortement fracturés : IF > 0,6.
- Réservoirs moyennement fracturés : 0,3 < IF < 0,6.
- Réservoirs faiblement fracturés : IF < 0,3. [20]

I.9.2- Selon les caractéristiques pétro-physiques de la roche :

- Les paramètres pétro-physiques sont :

La porosité :

Elle représente le volume des vides par rapport au volume total de la roche, elle s'exprime par :

$$\mathbf{Ø = V_P/V_T = 1- (V_S/V_T)} \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots(3)$$

Ø : La porosité.

V_T : Le volume total de la roche.

V_P : Le volume des pores.

V_S : Le volume solide.

- Dans la pratique, on admet l'appréciation ci-dessous:

3 à 5 % = Porosité très faible.

5 à 10 % = Porosité faible.

10 à 15 % = Porosité moyenne.

15 à 20 % = Porosité bonne.

Supérieure à 20% = Porosité très bonne.

La perméabilité :

C'est une caractéristique physique qui représente la facilité de la circulation d'un fluide à travers un réseau connecté.

0.1 à 1md= Perméabilité négligeable.

1 à 5 md = Perméabilité médiocre.

5 à 10 md= Perméabilité moyenne.

10 à 100 md = Perméabilité bonne.

100 à 1000 md= Perméabilité très bonne.

La saturation :

C'est le volume de fluide par rapport au volume des pores Vp.

On définit ainsi :

- la saturation en eau $S_e = V_e / V_p$ (appelé aussi Sw , w pour water).
- la saturation en huile $S_h = V_h / V_p$ (appelé aussi So, o pour oil).
- la saturation en gaz $S_g = V_g / V_p$ (appelé aussi Sg, g pour gas). [6] [13] [20]

Avec : Se + Sh + Sg = 1

Type 1 : la porosité et la perméabilité du réservoir uniquement dues au réseau des fractures (pas des hydrocarbures dans la matrice). (Fig I.6)

Exemple :

-LA PAZ (Venezuela).

-WHITE TIGER (Vietnam).

-MONTE ALPI (Italie)

-ROSPO MARE (Italie). [23]

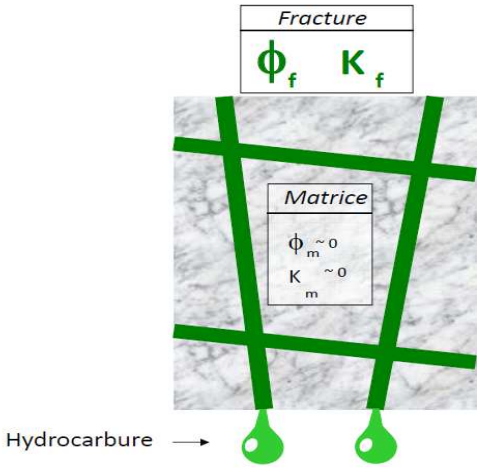


Fig I.6. Modèle de simple porosité et simple perméabilité. [23]

Type 2 : les fractures apportent la perméabilité dans le réservoir (les hydrocarbures se trouvent principalement dans la matrice). (Fig I.7)

Exemple :

-GRES QUARTZITE (Algérie).

-HUSSUM SCHNEEREN (Allemagne).

-OROCUAL (Venezuela).

-HAFT KEL (Iran).

-VILLAFORTUNA (Italie). [23]

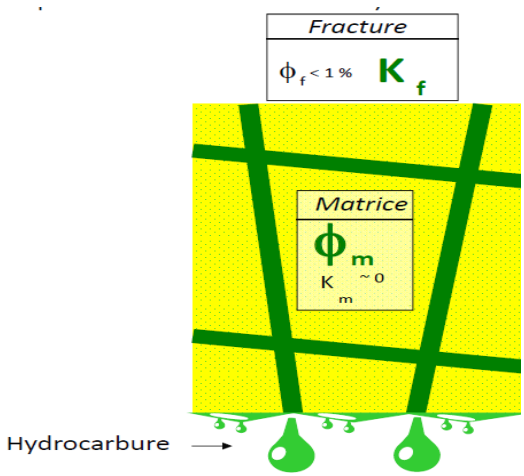


Fig I.7. Modèle de double porosité et simple perméabilité. [23]

Type 3 : les fractures augmentent la perméabilité dans le réservoir (la matrice est poreuse et perméable). (Fig I.8)

Exemple :

-KIRKOUK (Irak).

-GACHSARAN (Iran).

-CANTAREL (Mexique).

-LACQ (France).

-EKOFISK (Norvége). [23]

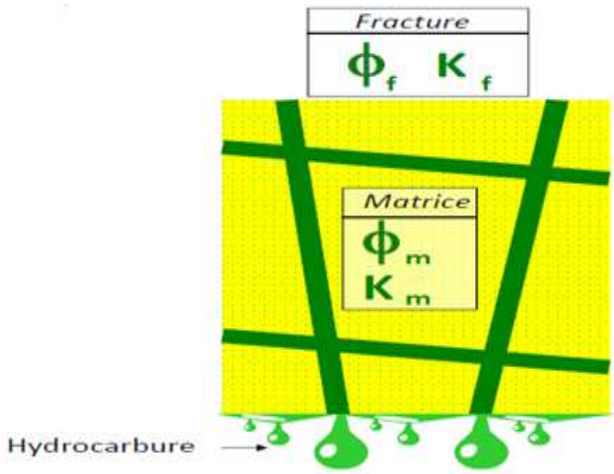


Fig I.8. Modèle de double porosité et double perméabilité. [23]

Type 4 : les fractures génèrent une forte anistropie d'écoulement dans le réservoir. (Fig I.9)

Exemple :

-HASSI MESSAOUD (Algérie).

-GHAWAR (Arabie Saoudite).

-SHAH (Abou Dhabi). [23]

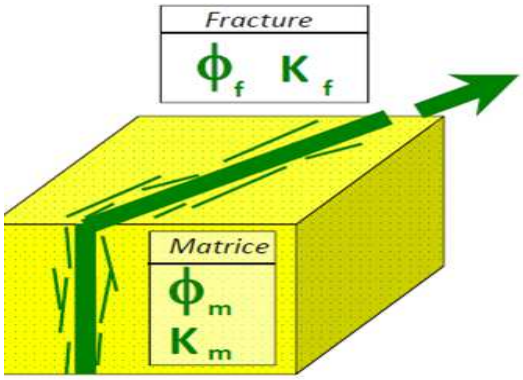


Fig I.9. Modèle de forte anistropie des fractures. [23]

I.10. Influence de la fissuration naturelle sur la qualité du réservoir :

Les avantages :

- L'augmentation de la porosité effective grâce aux fissures.
- L'amélioration de la perméabilité et la circulation des fluides (production/injection).
- La bonne connectivité entre les pores inter-granulaires.
- L'augmentation de la capacité du stockage.
- La fertilité des réservoirs fracturés.
- Les fractures supportent des hauts débits.
- Mécanismes particuliers de récupération (double milieu).

Les inconvénients :

- La circulation d'eau riche en minéraux qui colmate les pores.
- La migration des hydrocarbures aux autres formations.
- Les pertes des fluides de forage au cours de circulation.
- Les fractures diminuent la possibilité de circulation des fluides (barrières). [2] [6]

Chapitre II

Synthèse bibliographique

II.1. Milieu fissuré :

Barenblatt et Al.(1960) :

Le milieu est constitué par des blocs de dimensions irrégulières séparés par des fissures.

Feuga-Vaubourg (1980) :

En hydraulique souterraine, on parle en générale de milieu fissuré par opposition au milieu poreux, le caractère discontinu du premier s'opposant au caractère continu du second.

Neumann (1988) :

Il suppose que le milieu fracturé est un milieu continu hétérogène. [25]

II.2. Fracture :

Detournay (1979) :

Une fracture est alors envisagée comme deux surfaces planes et parallèles entre lesquelles un fluide peut plus ou moins facilement s'écouler.

Bles-Feuga (1980) :

Discontinuité d'origine mécanique et tectonique apparaissant dans les niveaux structuraux supérieurs de l'écorce terrestre. [25]

II.3. Perméabilité et porosité des réservoirs fracturés :

Barenblatt et Al.(1960) :

Ils ont reconnu, lors de modélisations d'écoulement en milieu fissuré, deux perméabilités et deux porosités coexistant dans le milieu.

Warren et Root (1963) :

Deux principaux types de porosité peuvent être définis : une porosité matricielle dite primaire et une porosité de fractures dite secondaire.

Kazemi (1969):

Il assimile un réservoir fracturé naturellement à un système stratifié, composé d'une couche fine à forte conductivité, représentant la fracture, et d'une couche épaisse à faible conductivité et forte capacité d'emmagasinement, représentant la matrice.

Briére et Razack (1982) :

Permettent le maintien des fractures actives hydrauliquement, implique également que les roches les plus fracturées ne sont pas toujours les plus perméables.

North (1985) :

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.

Schon (2004) :

La perméabilité détermine le comportement hydrodynamique du réservoir. Deux systèmes de perméabilité peuvent également être définis : la perméabilité de matrice et la perméabilité de fractures. [25]

II.4. Détection et caractérisation des fractures :

L'introduction des nouvelles technologies en particulier les outils d'imagerie, à partir du milieu des années 1980, a résolu beaucoup de problèmes concernant la détection et la caractérisation des fractures (Serra, 1989). L'étude de la fracturation des réservoirs est basée sur les différentes sources des données obtenues. Behrens et Al., (1998) ont estimé les fractures à partir des données sismiques. Hoffman et Narr (2012) ont utilisé des données de diagraphies de production (PLT) pour estimer les dimensions des fractures. Sause et Al(2010) ont combiné les données géologiques, diagraphies d'imagerie, sismique induite et profil sismique vertical pour élaborer un modèle de fractures en 3D. Plusieurs techniques sont appliquées pour les estimer. Sahimi et Hashemi (2001) ont détecté des fractures en appliquant la transformée en ondelette sur les données de porosité, ils ont supposé que la variation de la haute fréquence correspond à l'existence de fractures. La variation de l'amplitude avec l'azimut (AVAZ) (Aamir et Jakobsen, 2011; Tsvankin et Al., 2012), les attributs sismiques (Al-Dossary et Marfurt, 2006; Chopra et Al., 2011) et les réseaux de

neurones (Kouider El Ouahed et Al., 2005; Darabi et Al., 2010) sont parmi les méthodes les plus utilisées pour étudier les fractures. [1]

II.5. Densité des fractures :

Feuga 1984 :

- En une dimension, c'est le nombre des fractures par unité de longueur.
- En deux dimensions, c'est la longueur cumulée des fractures par unité de surface.
- En trois dimensions, c'est la surface cumulée par unité de volume. [25]

II.6. Comparaison de la fréquence de densité de grandes fractures par rapport à celle des petites fractures :

Blés-Dutartre-Gros (1982) :

- Les zones à forte densité de grandes fractures sont caractérisées par une fréquence élevée de petites fractures.

- Inversement, les zones à faible densité de grandes fractures sont caractérisées par une fréquence faible de petites fractures. [25]

II.7. Localisation et orientation des fractures:

Allègre et Al. (1982) :

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 à dire que le réseau de fractures s'organise de façon hiérarchique.

Feuga (1983 et 1984) :

Les orientations se regroupent généralement autour de quelques directions privilégiées de plans. [25]

II.8. Dimension des fractures :

Feuga (1984):

Constate que, sauf exception, l'observation ne permet pas de déterminer toutes les dimensions d'une fracture. Seule est mesurable, dans le meilleur des cas.

II.9. Degré d'ouverture :

Feuga (1983) :

Fraction de la surface de fracture effectivement offerte à la circulation d'eau.

Louis (1974) :

Rapport de la surface ouverte à la surface totale de la fracture. [25]

II.10. Extension, continuité des fractures :

Feuga (1983) :

L'extension d'une fracture est caractérisée par une longueur(en deux dimensions) ou par une surface(en trois dimensions).

Long et al. 1982 :

Sur le terrain, il est démontré que les fractures ont toujours une extension finie. Une fracture ne peut donc participer à la perméabilité du massif que si elle recoupe d'autres fractures conductrices, ce qui implique que l'écoulement dans chaque fracture n'est pas indépendant de l'écoulement dans les autres fractures du milieu : la perméabilité d'un réseau n'est donc pas simplement la somme des perméabilités de chaque fracture. [25]

II.11. Degré d'interconnexion :

Feuga (1983) :

Cette notion dépend de l'extension des fractures et de densité de fracturation. [25]

II.12. Influence de la profondeur :

Crosby (1881) :

La fréquence des fissures décroit rapidement avec la profondeur.

Jahns (1943) :

La distance séparant les fissures horizontales augmente avec la profondeur. [25]

II.13. Influence de la distribution des contraintes :

Terzaghi 1960 :

Dans le cas d'un relâchement dans plusieurs directions, les fractures sont orientées de façon aléatoire et multi directionnelles.

Fereidmant et Sowers (1970) :

Dans le cas d'un relâchement dans une seule direction, les fractures sont orientées vers une seule direction ou il y a une diminution de contrainte.

Detournay (1979) :

Le champ de contrainte, il modifie le degré d'ouverture des épontes donc la perméabilité de fracture.

Carlsson et Olsson (1980) :

Constatent que les fractures parallèles aux directions des contraintes compressives maximales sont les plus ouvertes et les fractures orientées perpendiculairement à cette direction sont les plus fermées.

Lespinasse (1991) :

Il démontre qu'il existe un parallélisme bien marqué entre les directions de microfissures et les directions des paléocontraintes régionales. [25]

II.14 Les écoulements en milieu fracturé :

Barenblatt et Al.(1960) :

L'écoulement en milieu fracturé est assuré par un rééquilibrage de la pression différentielle entre fissures et blocs par un déplacement du fluide depuis les blocs vers

les fissures.

Barenblat et Al.(1960) ,Warren et Roots(1963) :

Deux approches ont été sitées selon le régime de l'écoulement entre la matrice rocheuse et les fractures, l'écoulement peut être supposé permanant. [20]

Kazemi (1969) ,Streltsova(1979) , Boulton et Streltsova (1977) :

L'écoulement peut être supposé transitoire.

Louis (1967-1974) :

Les lois d'écoulement en milieu fracturé montrent qu'en régime laminaire, la vitesse moyenne d'écoulement dans une fracture est proportionnelle au carré de l'ouverture de cette fracture, le débit transitant dans celle-ci étant lui proportionnel au cube de cette ouverture.

Feuga (1983) :

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.

Feuga (1984) :

Les facteurs influençant sur la valeur de la conductivité hydraulique des fractures sont :

-l'ouverture libre des fissures.

-leur continuité.

-leur degré de séparation.

-leur rugosité.

Olsson (1992) :

Il confirme que l'écoulement est essentiellement concentré dans les fractures. [25]

II.15. Récupération assistée des réservoirs fracturés :

Van Golf-Racht (1982) :

Un certain nombre de réservoirs fracturés nécessite de plus en plus souvent le recours à une récupération assistée du pétrole (IOR/EOR). Il est bien établi que lorsque les stratégies IOR sont poursuivis, les fluides injectés coulent principalement via le réseaux de fractures à haute perméabilité et peuvent contourner l'huile dans la matrice rocheuse, notamment via les forces capillaires. [25]

Chapitre III

Détection et caractérisation des fractures

Introduction :

Les fractures et les failles sont les principales voies de migration et de production d'hydrocarbures dans les réservoirs naturellement fracturés donc afin de comprendre le comportement de ces réservoirs, il faut connaitre la situation, l'étendue, l'orientation et l'intensité des systèmes de fracturation; pour une bonne planification de la trajectoire et de l'achèvement des puits, et pour éviter la percée d'eau ou de gaz.

III.1. Indicateurs des fractures naturelles dans un réservoir :

Il existe plusieurs indices qui nous renseignent sur l'existence des fractures naturelles dans un réservoir, soit dans la phase de forage d'un puits, soit au cours de production :

- L'augmentation du taux de pénétration de l'outil au cours du forage.

- La perte des fluides en circulation.

- Récupération de carotte faible (dans les intervalles fortement fracturés).

- Le comportement de double porosité dans les essais de puits et l'obtention d'une perméabilité supérieure à celle des carottes des puits.

- Le fort indice de productivité est un indicateur de puits fracturé naturellement.

- L'augmentation importante de la productivité des puits après l'opération de stimulation artificielle. [5] [6]

III.2. Détection et évaluation des fractures:

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

- L'observation et l'analyse des carottes : elle permet de définir l'origine, le type, l'orientation, l'intensité et l'ouverture des fractures et sert par ailleurs à vérifier les résultats des logs d'imagerie et de production. [20] [21]

- Les essais des puits: ils sont réalisés par variation de débit qui provoque une perturbation du régime des pressions, la mesure de l'évolution de la pression en fonction du temps et son interprétation fournissent des renseignements sur le réservoir et le puits.

- Logs d'imagerie : l'imagerie c'est une échographie de la formation, elle nous permet de visualiser concrètement la surface des parois du puits (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. [20] [23]

- Logs sonique : sont utilisés pour estimer la perméabilité des fractures aux alentours des puits, ainsi que l'orientation des contraintes et des fractures. [3]

- 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. [3] [20]

Les zones fissurées sont généralement des zones de perméabilité très élevée, elles se caractérisent donc en injection ou en production par des anomalies importantes et brutales de débit ou de température par rapport aux zones matricielles moins perméables adjacentes.

Les outils utilisés sont donc le débitmètre et le thermomètre, ce sont les meilleurs outils de détection de la fissuration utile.

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

III.2.1- 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. [20]

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

a- Les stylolites.

b- Les fractures (type, écartement et longueur).

c- Les brèches.

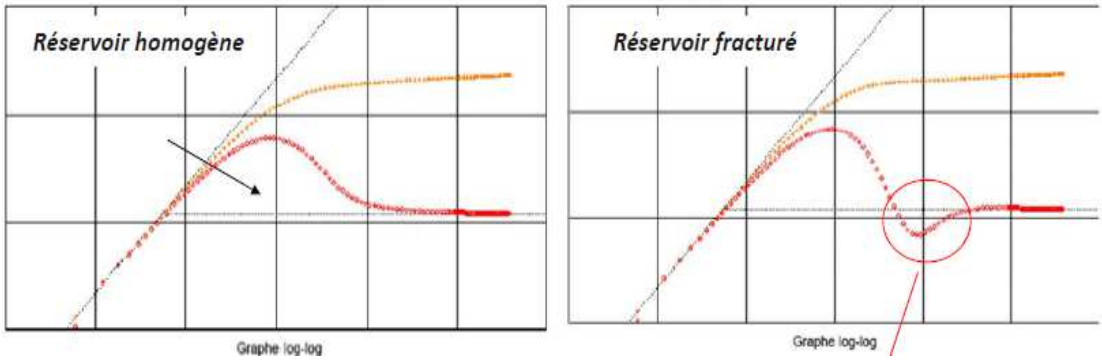
III.2.2- Les essais de puits :

A- Que peut-on attendre de l'analyse des essais de puits dans un réservoir fracturé ?

- Skin : connectivité des fractures, dommages dues aux pertes de boue.
- Signature de double porosité : ω , λ.
- Mesure directe de la conductivité des fractures.
- K_H de réservoir.
- Limite à pression constante : présence d'une faille conductrice / couloir.

- Limite d'écoulement : largeur de la zone fracturée, présence d'une faille étanche et la distance à cette faille. [23]

B- Analyse des essais de puits :



$$\omega = \frac{\emptyset_f C_{tf}}{\emptyset_f C_f + \emptyset_m C_m}$$

$$\lambda = \alpha \frac{K_m}{K_f} r_w^2$$

Omega (ω) : coefficient d'emmagasinement ➡ la fraction du volume poreux occupé par les fissures sur le volume poreux interconnecté total.

Lambda (λ) : paramètre d'écoulement d'inter-porosité ➡ la capacité de fluide dans la matrice à s'écouler dans le réseau des fissures. [23]

III.2.3- Logs d'imagerie :

L'imagerie des puits a été intégrée comme une composante cardinale dans l'interprétation structurale et l'analyse des fractures par Schlumberger au milieu des années 80, le recours à cette technique a évolué rapidement et devenu un outil indispensable à la caractérisation des réservoirs pétroliers.

III.2.3.1- Le but de l'imagerie :

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

- 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 des azimuts et des pendages des couches.
- La détermination des contraintes maximales et minimales par la détection des zones de faiblesse « Breakout ». [23]

III.2.3.2- 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 : Dont le principe est basé sur la mesure de la micro résistivité des couches à l'aide d'un signal électrique émit, les images obtenues couvrent seulement une partie de la circonférence du trou de forage.
- Les outils acoustiques : tournant sur la totalité de la surface du trou (360°), ils émettent des ondes acoustiques dans le trou du forage et enregistrent le temps de transition et d'amplitude de l'onde réfléchie. [20] [31]

Le choix d'outil est basé surtout sur la nature de la boue utilisée dans le forage, à cet effet l'utilisation des outils électriques se limite dans le cas d'une boue à base d'eau (conductrice) et les outils acoustiques sont utilisés dans le cas d'une boue à base huile (non conductrice). [31] (Tableau III.1)

Tableau III.1. Les outils d'imagerie [23]

	Baker Atlas	Schlumberger	Halliburton
Outils acoustiques (boue à base huile)	CBIL	UBI	CAST
Outil de résistivité (boue à base d'eau)	Imageur STAR	FMI -FMS	EMI
Outils acoustiques et de résistivité combinés (boue à base huile)	Imageur EARTH	OBMI	OMRI

❋ La nature de la boue utilisée dans le forage est à base huile, ceci nécessitera l'utilisation des outils acoustiques ou les outils combinés au niveau des puits récents.

L'outil UBI (Ultrasonic Borehole Imager) :

L'outil est muni d'un transducteur rotatif qui fait à la fois fonction de transmetteur et de récepteur, le transducteur existe en plusieurs dimensions, celles-ci sont sélectionnées en fonction du diamètre du trou pour minimiser le trajet de la pulse ultrasonique dans le fluide de forage, le transducteur rotatif envoie 156 pulses par rotation et fait 7 rps. [32] (Fig III.1)

Fig III.1. L'outil UBI. [26]

Les avantages :

• Assurer le couverage total de trou de forage.

• Donner la forme de trou.

• Haute tolérance dans les formations résistantes.

Les inconvénients :

• Difficulté de mesure lorsque la boue est lourde et en turbulence.

• Sensibilité de mesure dans le cas où il y'a un endommagement aux abords de puits (mud-cake).

• Vitesse d'avancement est petite (425ft/hr). [26]

OBMI (Oil-Base Micro Imager) :

Cet outil donne des images de micro résistivité de la formation au voisinage immédiat de la paroi du puits pour une boue non conductrice qui assure une sensibilité aux changements sédimentaires et une résolution verticale de 0.2 pouces pour des analyses très fines, ainsi que d'assurer une large couverture de la paroi du puits à plus de 80% dans un trou

de diamètre de 8 ½ pouces, il est constitué de quatre bras ou chacun portant un patin qui transmet un courant dans la formation à travers des boutons électrodes. [32] (Fig III.2)

Fig III.2. L'outil OBMI. [26]

Les avantages :

• Haute tolérance même dans le cas où la boue est lourde.

• Vitesse d'avancement élevée (jusqu'à 3600 ft/h).

• Utilisation en combinaison (mesurer la micro-résistivité dans la boue non conductrice).

Les inconvénients :

• 4-pad de couverage.

• 4arm caliper.

• Image incomplète sur la zone mesurée.

• Il ne fonctionne pas dans les zones de faible résistivité. [26]

❋ On peut utiliser deux outils OBMI au même temps pour une image plus claire ou une combinaison entre OBMI et UBI pour confirmer l'image. [26] (Fig III.3)

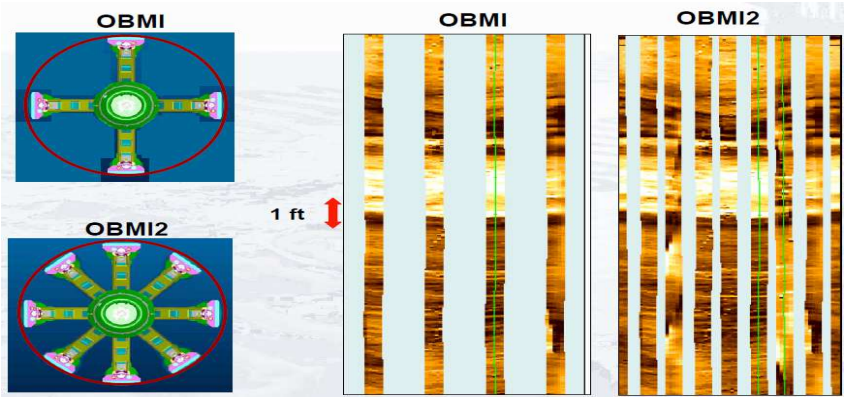


Fig III.3. Combinaison de deux outils OBMI. [26]

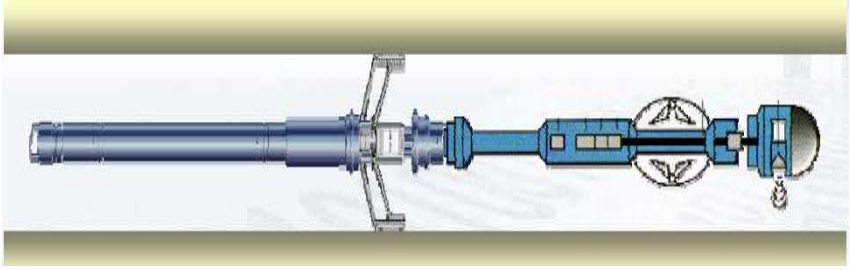


Fig III.4.OBMI et UBI en combinaison. [26]

III.3. Interprétation des réponses :

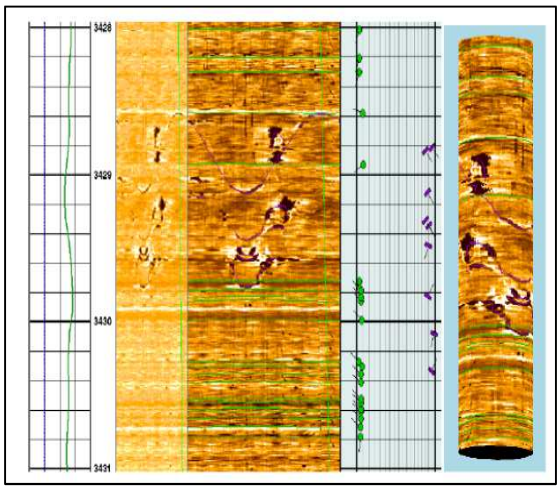


Fig III.5. Fracture partiellement ouverte sur une image de fond. [27]

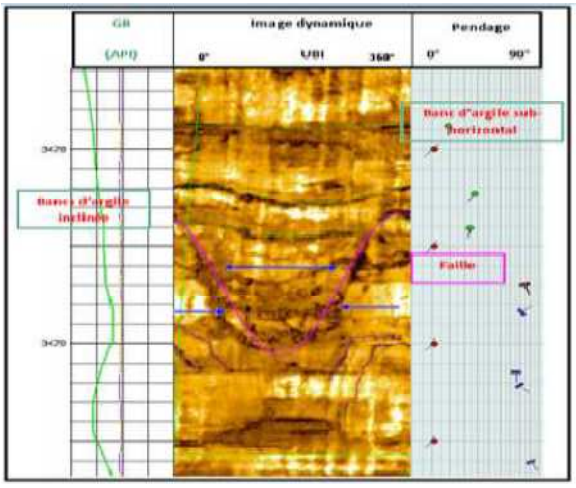


Fig III.6. Représentation des failles. [27]

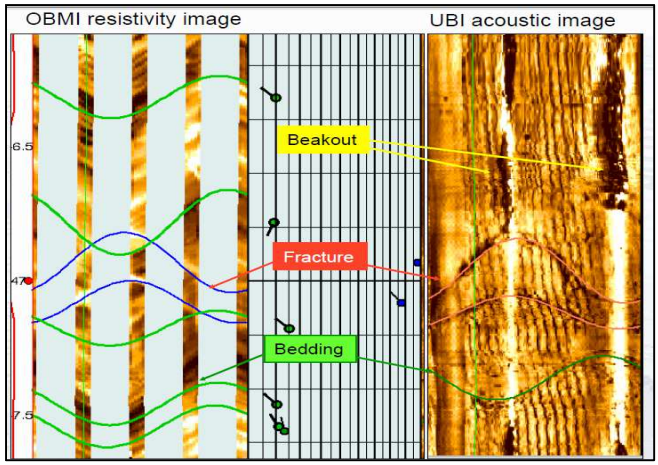


Fig III.7. Representation des bedding,fractures et les breakouts en UBI et OBMI. [26]

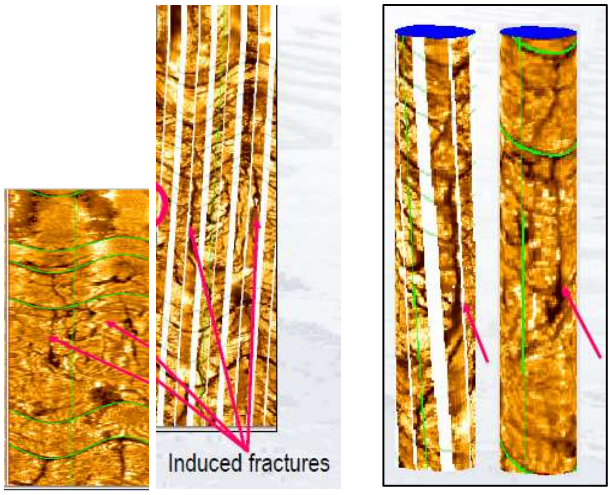


Fig III.8. Les fractures induites. [27]

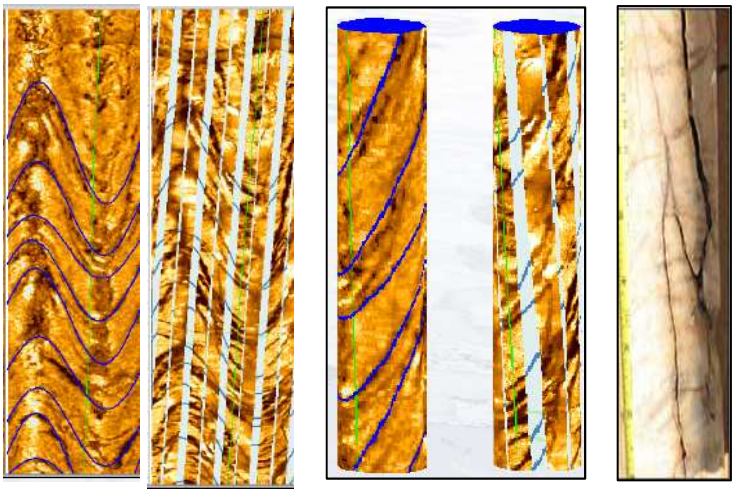


Fig III.9. Les fractures ouvertes. [27]

Fig III.10. Les fractures cimentées. [27]

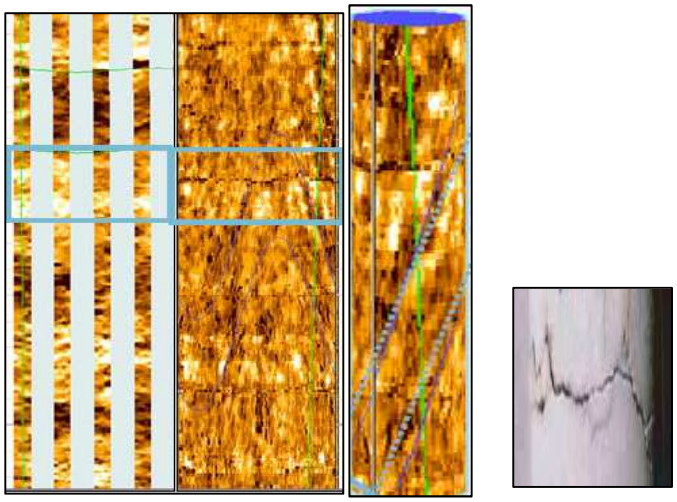


Fig III.11. Les stylolites. [27]

Fig III.12. Les brèches. [27]

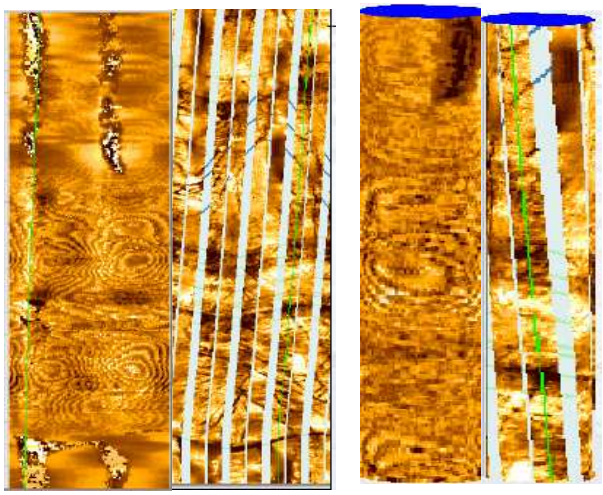


Fig III.13. Breakouts. [27]

Chapitre IV

Récupération des hydrocarbures

Introduction :

La méthode de production primaire de pétrole brut consiste une fois le puits foré à récupérer le pétrole brut par sa migration vers un puits « producteur », la production primaire est de ce fait la méthode d'extraction la moins chère.

Au bout d'un certain temps, la pression du gisement diminue et la différence de pression ne suffit plus à la remontée. On entre alors dans une seconde étape, la récupération secondaire l'injection d'eau et/ou de gaz à la base du gisement pour balayer le plus de surface possible tout en maintenant la pression dans le réservoir.

Une troisième étape dite une récupération tertiaire qui permettre la récupération d'une partie du pétrole restant par le changement des propriétés de mobilité de l'huile dans le réservoir.

IV.1. Récupération primaire :

Toute récupération d'huile par mécanisme de drainage naturel se réfère à une production sans utilisation d'aucun processus pour compléter l'énergie naturelle du réservoir. [14]

<u>Mécanismes de récupération primaire :</u>

Les performances des réservoirs d'huile sont déterminées par la nature du mécanisme de drainage disponible pour pousser l'huile aux abords du puits, on distingue :

- ✓ Gas cap drive.
- ✓ Gaz dissous.
- ✓ Water drive.
- ✓ Expansion de la roche et de l'eau interstitielle.
- ✓ Drainage par gravitation.

IV.1.1- Gaz cap drive :

Ce type de drainage se manifeste dans les gisements d'huile liés initialement à un gaz cap et qui ont une pression initiale égale à la pression de bulle.

Avec la chute de pression dans la zone à huile due au soutirage, le gaz cap se détend et provoque un déplacement immiscible d'huile, c'est ce qu'on appelle gaz cap drive avec un taux de récupération de (20 ÷ 40) %. [14] (Fig IV.1)

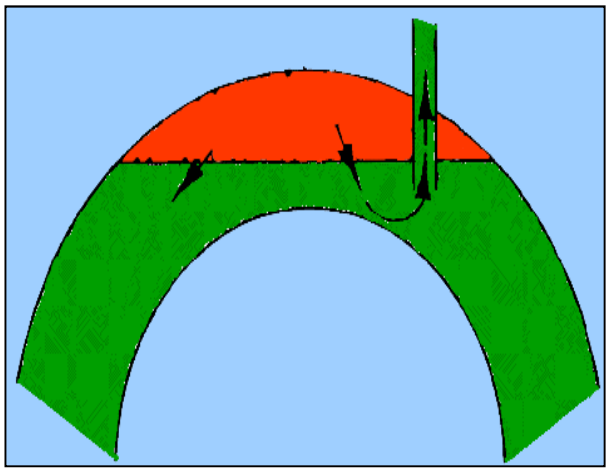


Fig IV.1. Gaz cap drive. [14]

IV.1.2- Solution gaz drive :

Ce type de drainage apparaît lorsque la pression du gisement chute au dessous de la pression de bulle.

Initialement est égale à la pression de bulle. Par soutirage, cette pression chute, ce qui fait que le gaz dissous dans l'huile est dégagé. Par la suite si la saturation de ce gaz dépasse une certaine valeur, il devient mobile et entraîne avec lui le déplacement d'huile avec un taux de récupération de (5 ÷ 30) %. [14] (Fig IV.2)

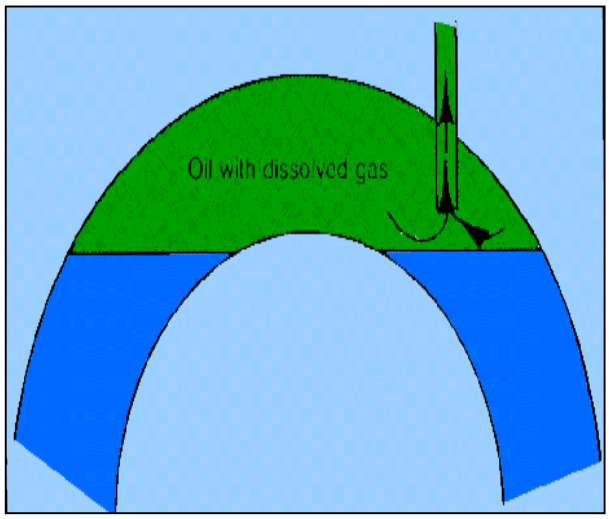


Fig IV.2. Gaz drive. [14]

IV.1.3- Water drive :

Dans un réservoir où l'huile est en contact avec un aquifère actif, qui a une dimension importante, l'énergie qui permet l'expulsion de l'huile, est assuré par la poussé de l'eau, ce qui fait qu'avec le soutirage le (WOC) remonte avec un taux de récupération de (30 ÷ 60) %.[14] **(Fig IV.3)**

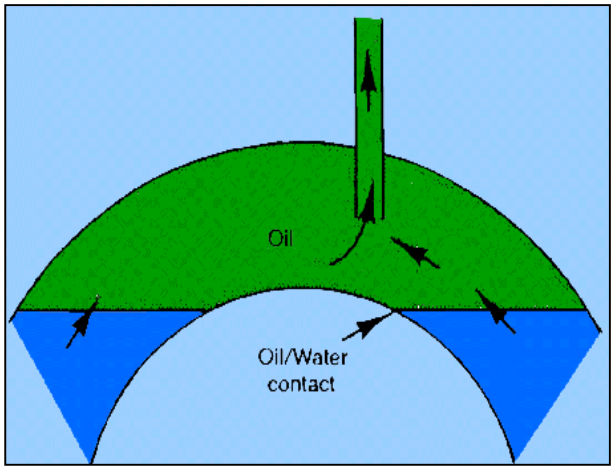


Fig IV.3. Drainage par water drive. [14]

❋ Pour que l'eau puisse déplacer l'huile il faut qu'elle provienne d'un aquifère dont le volume est très large par rapport à l'huile (dix fois plus large ou plus).

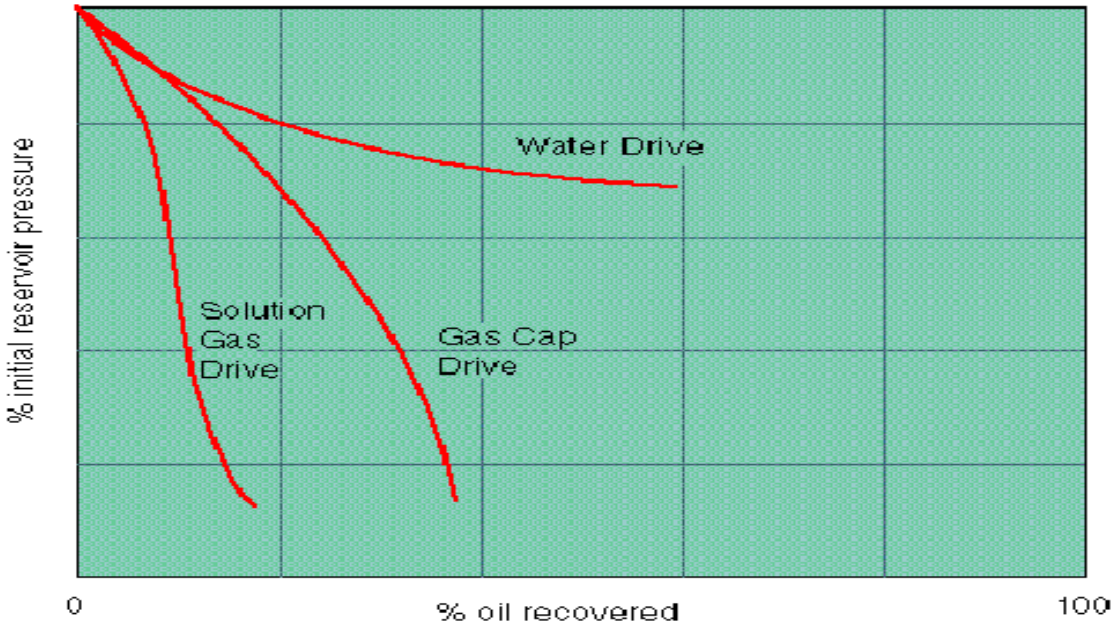


Fig IV.4. L'évolution de récupération en fonction des différents mécanismes. [14]

IV.1.4- Compressibilité de la roche et d'eau interstitielle :

L'expansion des grains de la roche et l'effet de compaction permettent de réduire l'espace poreux d'où la réduction de la porosité, par conséquent, les fluides sont passés hors des pores vers les abords des puits avec un taux de récupération de (5 ÷10) %.[14] (Fig IV.5)

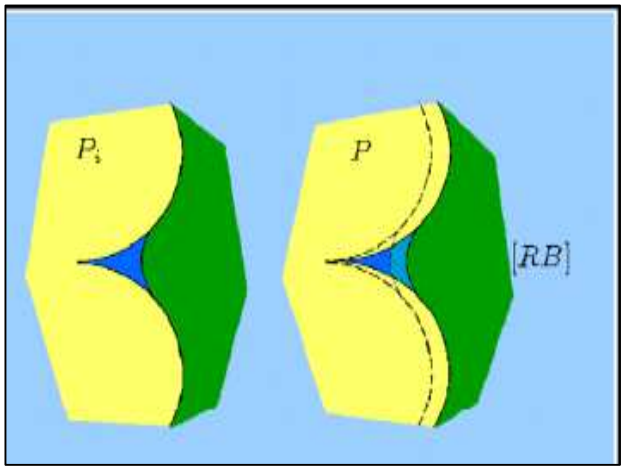


Fig IV.5. Compressibilité de roche et d'eau interstitielle [14]

IV.1.5- Drainage par gravité :

Il est dû à la différence des densités des fluides coexistant dans le gisement sous l'effet des forces gravitationnelles, ces dernières maintiennent les fluides en équilibre de phase, ce qui permet de définir les contacts WOC, GOC ; le taux de récupération varie avec le degré de déplétion. [14] (Fig IV.6)

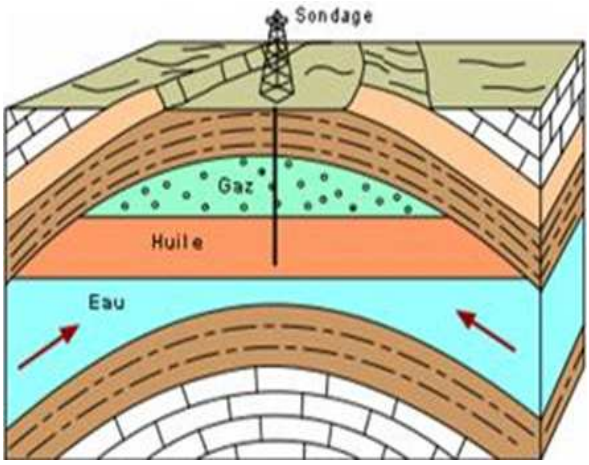


Fig IV.6. Drainage par gravité. [14]

IV.2. Récupération secondaire :

Les procédés conventionnels de la récupération secondaire (l'injection d'eau et /ou de gaz) sont d'autant plus efficace qu'ils permettent un accroissement de récupération plus important par rapport au simple drainage naturel et à un rythme d'exploitation économiquement acceptable.

L'objectif d'injection d'eau et /ou de gaz principal est de :

- Maintenir la pression de gisement pour soutenir la production.
- Assurer le balayage d'huile pour augmenter le taux de récupération.

On note que l'injection d'eau se fait le plus bas possible ou dans un aquifère, alors que l'injection de gaz se fait en point haut ou dans un gaz cap.

IV.2.1- L'injection d'eau :

L'injection d'eau est le procédé le plus ancien de récupération secondaire, reste le plus employé (80%de l'huile produit aux Etats -Unis en 1970, elle permet d'augmenter la

récupération d'huile par une amélioration du coefficient de balayage ou de déplacement. [4] [9] [14] (Fig IV.7)

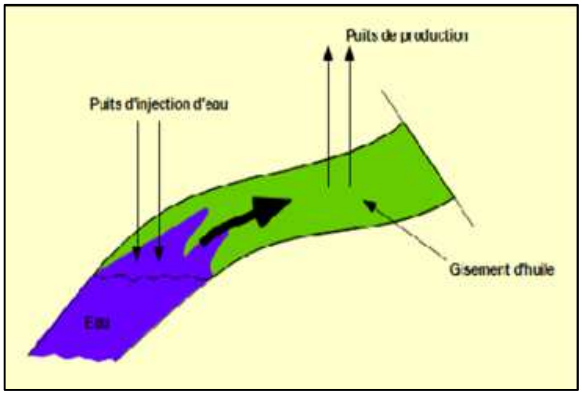


Fig IV.7. Injection d'eau. [4] [9] [14]

IV.2.2- L'injection de gaz :

L'injection de gaz demeure un atout important dans la récupération secondaire, elle est très utilisée pour les réservoirs à huile légère et pour les formations à forte perméabilité. [4] [9] [14] (Fig IV.8)

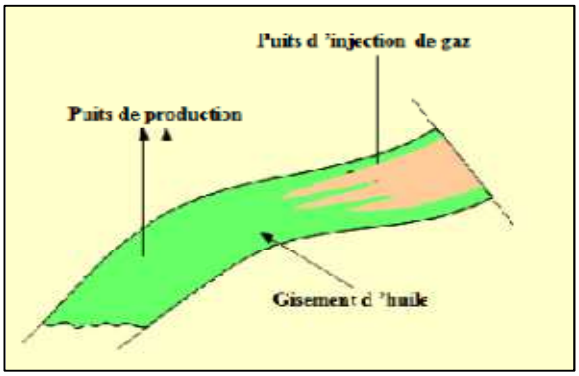


Fig IV.8. Injection de gaz. [4] [9] [14]

IV.2.3- L'injection alternative d'eau et de gaz (WAG) :

Durant les dernières années, le processus de (WAG) est devenu largement utilisé (très répondu) et a été appliquée avec succès dans de nombreux gisements (70% de la récupération d'huile) dans le but d'améliorer l'efficacité de balayage au cours de l'injection de gaz, il combine les avantages des méthodes d'injection de gaz et de l'eau. [14] [21] (Fig IV.9)

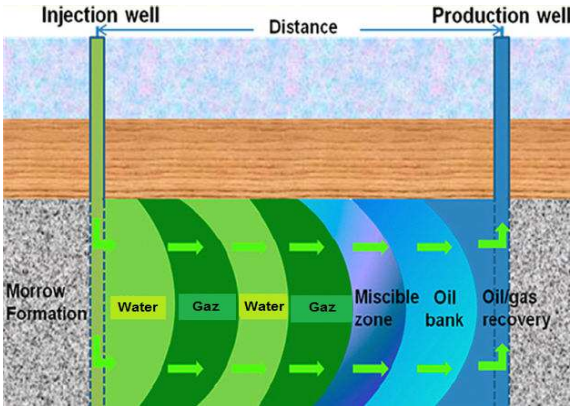


Fig IV.9. Injection de WAG [14] [21]

Tableau IV.1. Comparaison entre l'injection d'eau et l'injection de gaz. [9] [14]

Injection d'eau	Injection de gaz
➢ Un bon rapport de mobilité. ➢ Disponibilité à moindre cout. ➢ Inondation de gisement, d'où l'impossibilité de mise en place d'une récupération tertiaire ultérieurement. ➢ Pour un gisement soumis à un aquifère. ➢ Problème de compatibilité de l'eau d'injection et l'eau de gisement.	➢ Plus efficace dans les formations à forte perméabilité. ➢ Préférable pour les gisements d'huile légère. ➢ Utilisable si la surface de contact est grande et aussi lorsqu'il s'agit d'un fort pendage. ➢ La possibilité d'attendre la pression minimale de miscibilité. d'où l'augmentation du taux de récupération. ➢ Pour un gisement surmonté d'un gaz cap.

IV.3. La récupération tertiaire :

La récupération tertiaire commence quand la récupération secondaire du pétrole ne permet plus de poursuivre l'extraction.

Les procédés de récupération tertiaire font appel à des méthodes nouvelles ou déjà connues, mais réadaptées grâce à l'évolution des technologies, ils n'interviennent que dans 2% de la production mondiale.

Ce sont des procédés qui sont généralement mis en œuvre dans les dernières phases de la vie d'un gisement. Mais ils portent l'espoir d'augmenter encore les taux de récupération de quelques points supplémentaires.

Les techniques de récupération tertiaire visent à pousser plus efficacement le brut vers les puits de production, à augmenter la fluidité du pétrole qu'on cherche à récupérer, ou, au contraire, à diminuer la perméabilité de certaines couches du sous-sol dont les caractéristiques nuisent à un balayage efficace du réservoir.

IV.3.1- L'injection de CO_2 :

Le dioxyde de carbone est couramment utilisé car il est moins coûteux.

À haute pression, il est miscible avec le pétrole léger, dans le but de réduire sa viscosité et sa tension superficielle avec la roche réservoir. Dans le cas des réservoirs à basse pression ou de pétrole lourds, le CO_2 forme un fluide non miscible, ou est seulement partiellement mélangé avec le pétrole. Une certaine dilatation du pétrole peut se produire.

IV.3.2- L'injection de vapeur :

Les injections de vapeur sont un moyen d'introduire de la chaleur dans le réservoir par pompage de la vapeur dans le puits avec des moyens similaires à l'injection d'eau, Elles sont utilisées pour des pétroles très visqueux, la vapeur se condense en eau chaude dans la zone en contact avec le pétrole, le pétrole se dilate dans la zone avec l'eau chaude. Ainsi, la viscosité du pétrole diminue et sa mobilité augmente.Ceci est la méthode la plus utilisée actuellement pour la récupération assistée du pétrole. . [14] [18] (Fig IV.10)

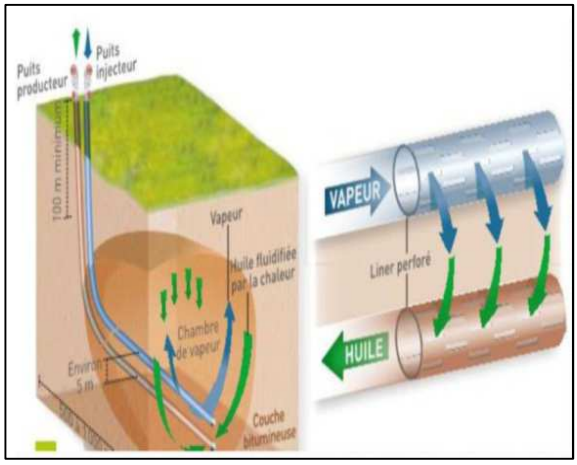


Fig IV.10. Technique d'injection de vapeur. . [14] [18]

IV.3.3- L'injection chimique :

L'injection des polymères (le polyacrylamide ou le xanthane) consiste à mélanger des molécules de polymère à longue chaîne avec l'eau injectée en vue d'accroître la viscosité de l'eau. Cette méthode permet d'améliorer le rendement du balayage vertical et horizontal et par conséquent d'améliorer le rapport de mobilité eau/pétrole.

Des agents tensioactifs tel que les sulfonates et les biosurfactants (rhamnolipides) peuvent être utilisés en association avec des polymères, ils diminuent la tension superficielle et la pression capillaire entre le pétrole et l'eau. Cela réduit la saturation résiduelle en pétrole. [14] [18]

Chapitre V

Etude sur le champ de Hassi Messaoud et de TFT

Problème :

Cependant, de nombreux réservoirs hydrocarbonés ne sont pas homogènes sur le plan géologique et présentent une grande variabilité de porosité et de perméabilité. C'est le cas, en particulier, des réservoirs naturellement fracturés. Ces réservoirs comportent deux éléments distincts : des fractures et une matrice, le réseau des fractures permet un transfert aisé des fluides du réservoir vers le puits producteur, il ne représente qu'une faible fraction de la porosité totale du réservoir. La matrice qui possède une faible perméabilité renferme la majorité de la porosité du réservoir et donc le piégeage d'huile. Les techniques d'injection d'eau ou de gaz appliquées à ces réservoirs conduisent rapidement à une augmentation trop importante du rapport eau/huile ou gaz/huile. Après avoir entraîné le pétrole se trouvant dans les fractures, les fluides injectés se déplacent préférentiellement à travers le réseau de fractures, donc n'entrainent pas le pétrole de la matrice. Ceci tient au fait que la matrice est le plus souvent préférentiellement mouillable à l'huile, L'eau injectée ne peut donc imbiber spontanément cette dernière. [15]

V.1. Etude sur le champ de Hassi Messaoud :

Le gisement de Hassi Messaoud a été découvert le 16 janvier 1956 par le premier forage MD1.

V.1.1- Situation du champ de Hassi Messaoud

V.1.1.1- Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud se situe au Nord-Est du Sahara Algérien, à 850 Km au Sud-Est d'Alger et 350 Km de la frontière Alger-tunisienne. Les dimensions du champ atteignent 25000 Km², il est limité au Nord par Touggourt et au Sud par Gassi-Touil, et à l'Ouest par Ouargla, et à l'Est par El Bourma.

Sa localisation en coordonnées Lambert est la suivante :

X= 790.000 - 840.000 *Est.*

Y= 110.000 - 150.000 *Nord.* **(Fig V.1)**

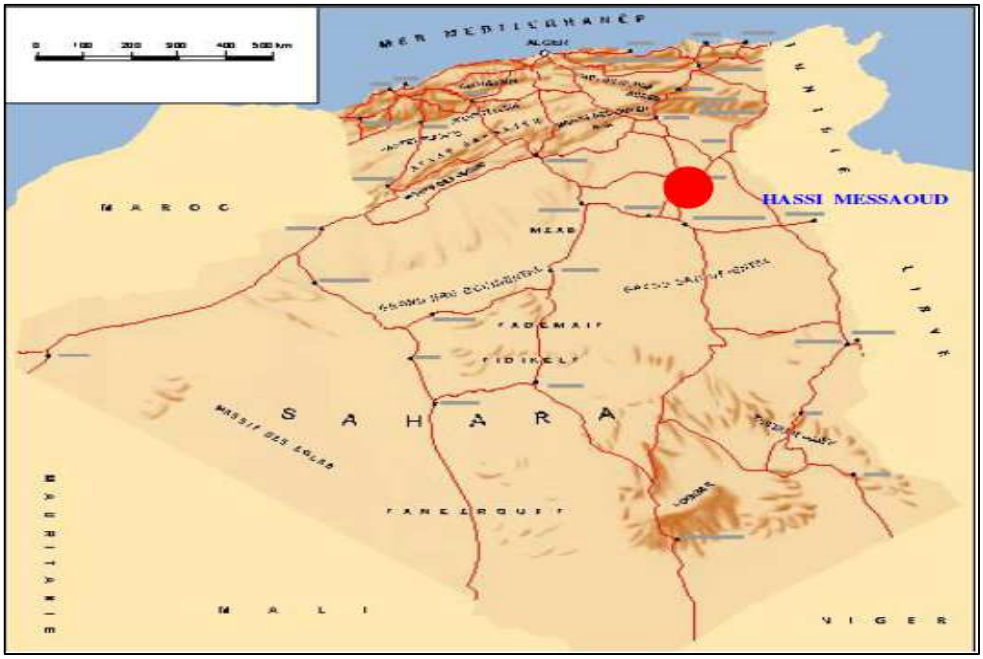


Fig V.1. Situation géographique du champ de Hassi Messaoud.

V.1.1.2- Situation géologique :

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique il est limité:

- Au Nord, par les structures de Djemââ- Touggourt.

- A l'Ouest, par les hauts fonds d'Oued Mya.

- A l'Est, par les hauts fonds de Dehar et la structure de Ghadamès. Au Sud, par le haut fond d'Amguid El Biod. [9] [14]

V.1.2- Structure du champ :

- La structure de Hassi Messaoud se développe en un vaste anticlinal subcirculaire de 45 km de diamètre, de direction : Nord-Est/ Sud-Ouest. [14] (Fig V.2)

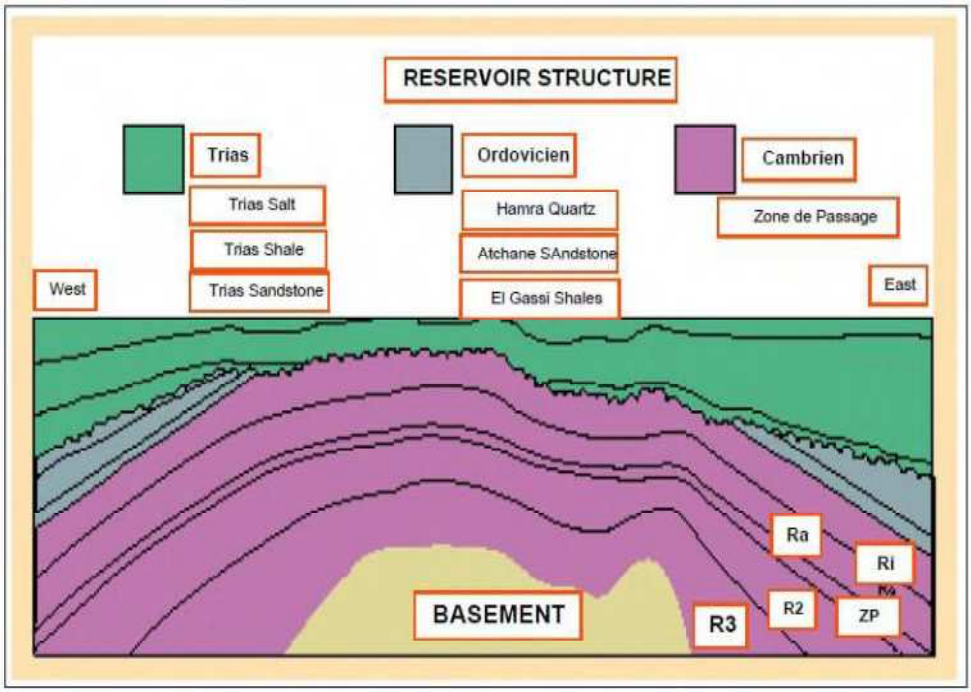


Fig V.2. Carte structurale du réservoir de Hassi Messaoud. [14]

V.1.3- Les caractères principaux du gisement :

➢ Peut résumer les caractéristiques du champ HMD dans les points suivants :

- Huile légère.
- L'huile est de densité moyenne 0.8 (43.5-45 Api).
- La pression de gisement : variable de 120 à 400(kg /cm2).
- La température est de l'ordre de 120° C.
- Le GOR de dissolution est de l'ordre de 219(v /v), sauf pour les puits en percée de gaz ou le GOR peut dépasser 1000(v /v).
- La porosité est faible, elle est de l'ordre de 5 à 10%. La perméabilité varie de 0,1 md à 1000 md.
- La saturation en huile est de 80% à 90% maximum.
- Point de bulle =140 A 200 kg /cm2.
- Cote de référence = -3200m.
- L'épaisseur de la zone productive peut atteindre 120 m au maximum. Contact huile /eau = -3380m. [9]

➢ Le champ de Hassi Messaoud est divisé en zones numérotées. Cette division est déduite naturellement des caractéristiques de la production et de la géologie. L'évolution des pressions des puits, en fonction de la production, a permis de subdiviser le champ en 25 zones productrices. Une zone de production se définit comme un ensemble de puits qui communiquent entre eux mais pas ou peu avec ceux des zones voisines. Il faut noter que la subdivision actuelle n'est pas satisfaisante car une même zone peut être subdivisée en sous zones. [9] (Fig V.3)

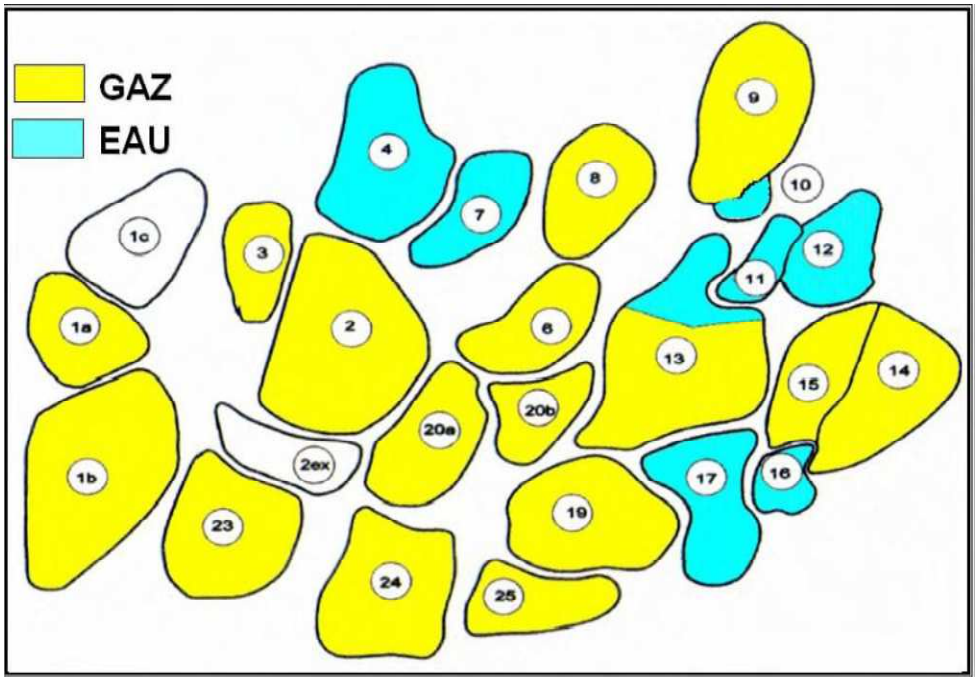


Fig V.3. Les zones et les numérotations dans le champ de Hassi Messaoud. [9]

➢ Les accidents affectant le réservoir sont les deux types :

✓ Les failles de direction subméridienne et ainsi que d'autres failles qui sont perpendiculaire de direction Nord-Ouest / sud-est, ce qui fait ressortir le caractère tectonique.

✓ Les cassures sans rejets qui ont un grand effet sur la fracturation du réservoir.

V.1.4- Cas d'injection d'eau :

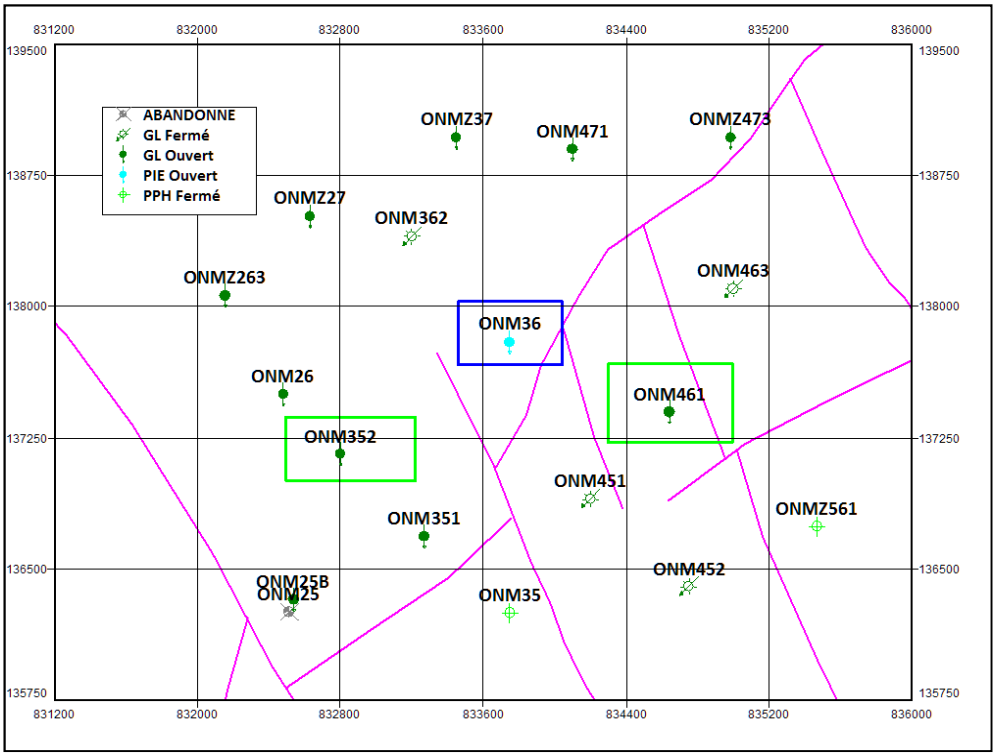


Fig V.4. Carte de position de puits producteurs d'huile et injecteur d'eau.

- ONM36 : Puits injecteur d'eau.
- ONM352, ONM46 : Puits producteurs d'huile.

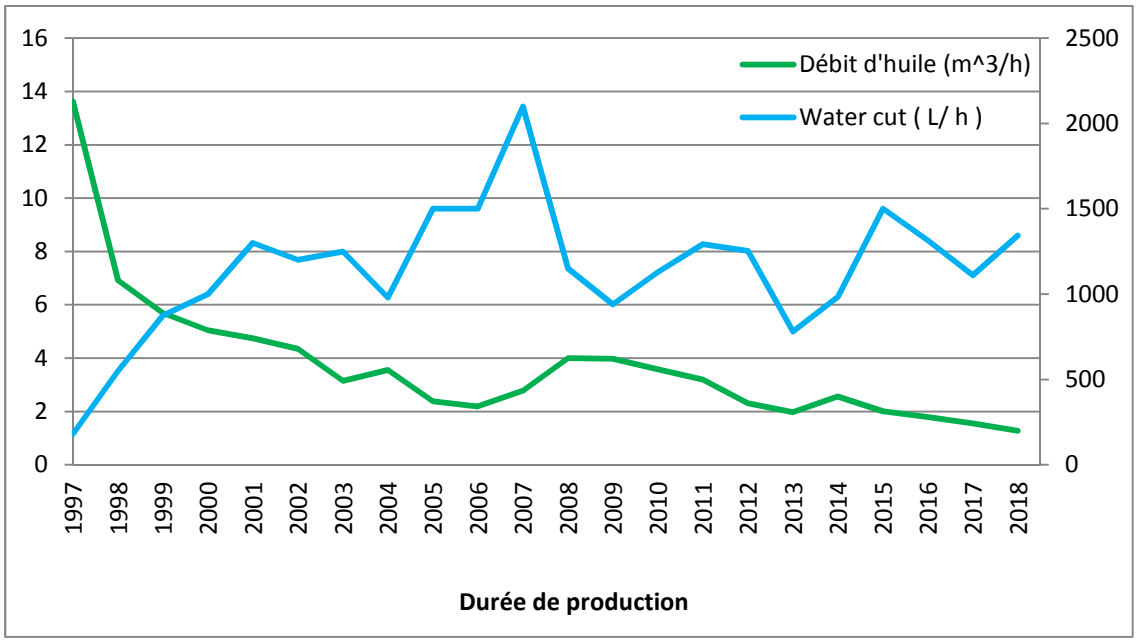


Fig V.5. L'effet de l'injection d'eau sur la production de puits ONM352.

ONM 352 est un puits producteur d'huile foré le 23-02- 1997, à partir du fiches à carottes , on observe qu'il y'a 84 fissures peu développées d'orientation sub-verticales et sub-horizontales parfois vides ou colmatées par le silice, l'argile et aussi le bitume, Ce puits est situé à la proximité d'un puits injecteur d'eau ONM36 qu'il est foré avant ce puits producteur. (Fig V.5)

D'après le graphe ci-dessus on observe que le débit au premier temps est de 13,63 m^3/h et après une année il est rencontré une chute jusqu'à 6,92m^3/h. puis le débit reste partiellement stable entre 6m^3/h et 2 m^3/h pendant 20 ans, il atteint 1.28 m^3/h en 2018, d'autre part il y'a un venue d'eau après une année de production il atteint 1344 L/h en 2018.

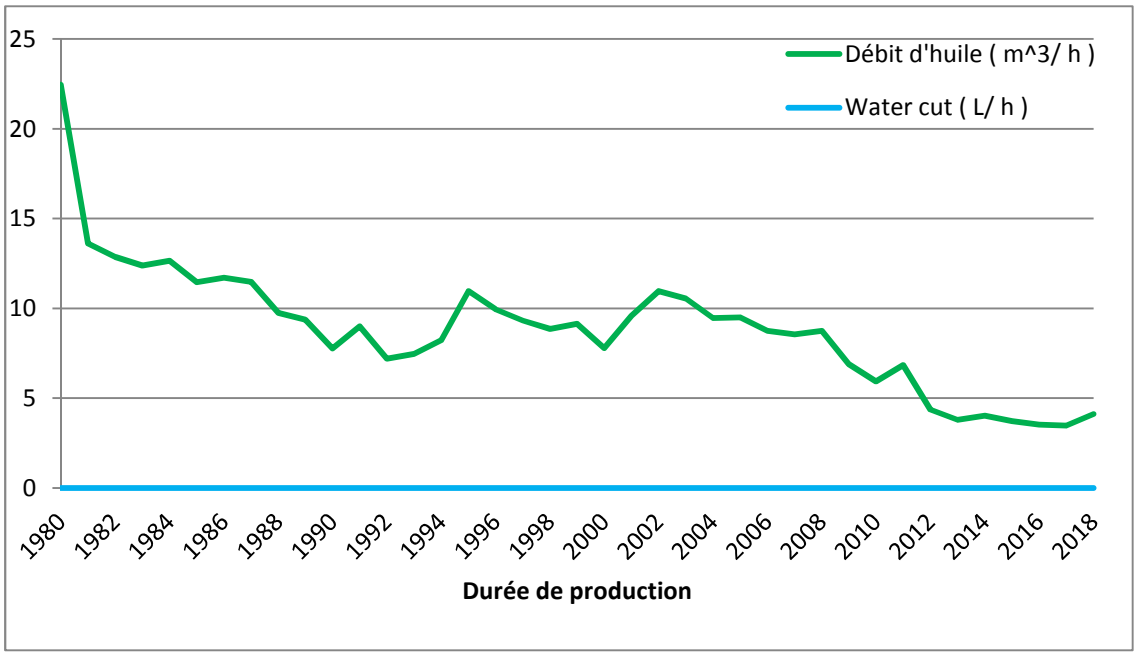


Fig V.6. L'effet de l'injection d'eau sur la production de puits ONM461.

ONM461 est un puits producteur d'huile foré le 02-12- 1979, à partir du fiche à carottes on observe qu'il y'a 55 fissures peu développées d'orientation sub-verticales et sub- horizontales parfois vides ou colmatées par le silice, l'argile et aussi le bitume, Ce puits est situé à la proximité d'un puits injecteur d'eau ONM36 qu'il est foré avant ce puits producteur.

D'après le graphe ci-dessus on observe que le débit au premier temps est 22,45 m^3/h et après une année il est rencontré une chute jusqu'à 13,61 m^3/h, suite par une diminution lente de 12,87 jusqu'à 4,12 m^3/h pendant 27 ans. D'autre part, on remarque que le water cut est nul. (Fig V.6)

La production de puits ONM352 au début a été bonne car les fissures participent à la circulation d'huile vers le puits et après une année il y'a une chute de production et une augmentation de water cut car l'eau injectée préfère de circuler vers les chemins moins résistants (les fissures).

- D'après les remarques précédentes on conclure que la direction des fractures dans le puits producteur ONM352 est la même direction d'injection de puits ONM36 et ça prouver par l'augmentation de water cut, d'autre part il n'est y a pas une influence de puits injecteur sur le puits ONM461.

V.1.5- Cas d'injection de gaz

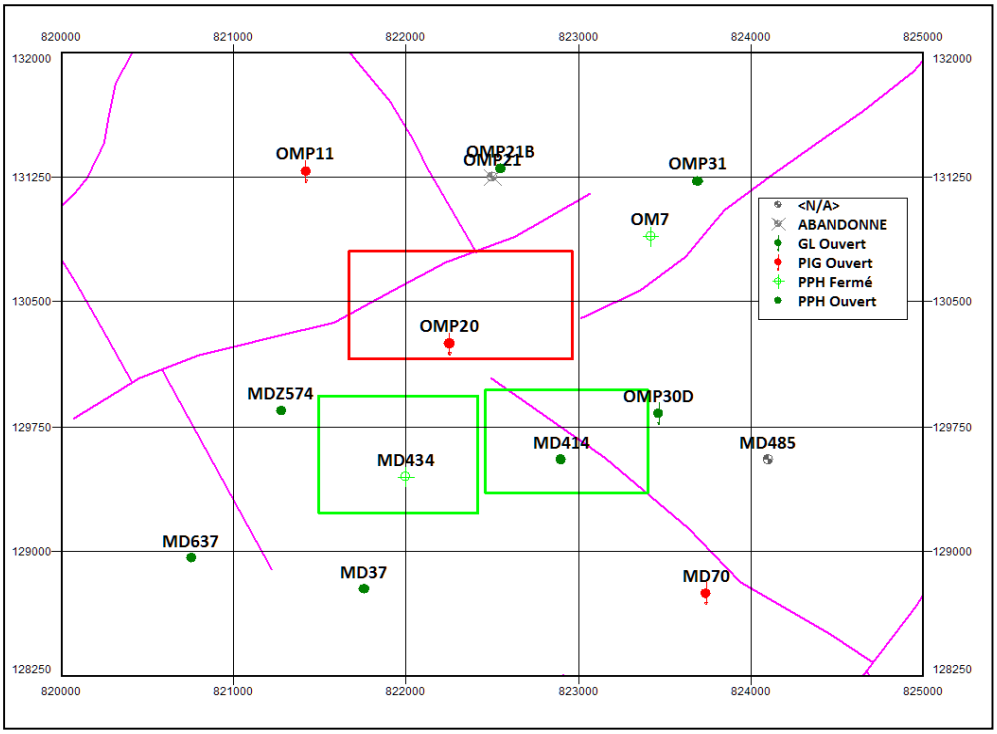


Fig V.7. Carte de position de puits producteurs d'huile et injecteur de gaz.

- OMP 20 : puits injecteur de gaz.
- MD 414, MD 434 : puits producteurs d'huile.

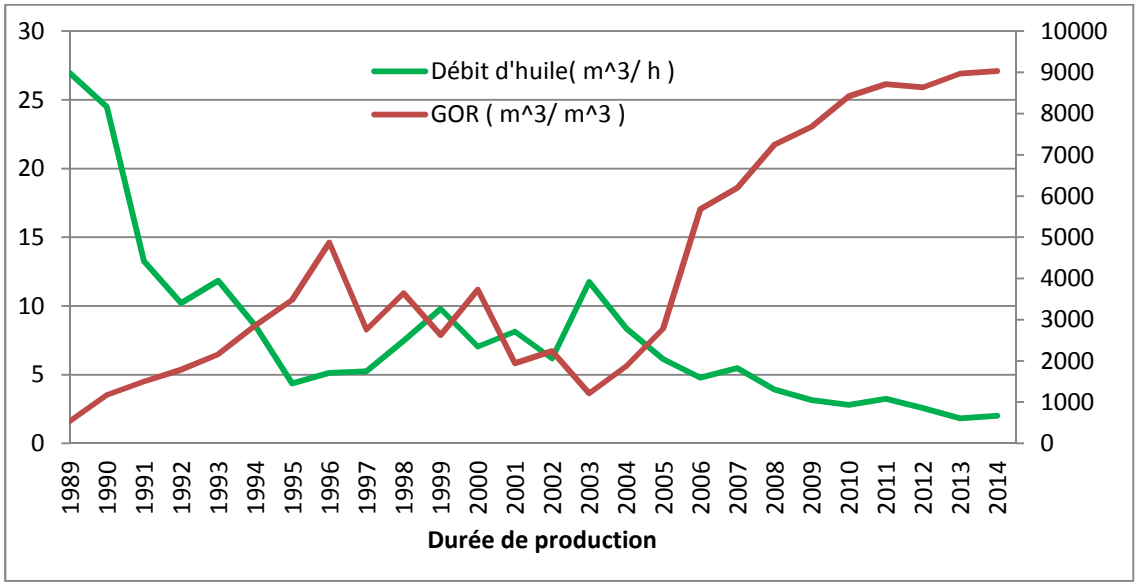


Fig V.8. L'effet de l'injection de gaz sur la production de puits MD 434.

MD 434 est un puits producteur d'huile foré le 21-05- 1989, à partir du fiche à carottes on observe qu'il y'a 36 fissures sub-verticales ouvertes ou colmatées par la silice, l'argile et aussi le bitume, les fissures sub- horizontales assez rares. Ce puits est situé à la proximité d'un puits injecteur de gaz OMP20 qu'il est foré avant ce puits producteur.

D'après le graphe ci-dessus on observe que le débit au premier temps est 26,95 m^3/h, après il y a une chute pendant 6 ans jusqu'à 4,37 m^3/h. Suite par une perturbation pendant 7 ans au voisinage de 7 m^3/h, après une diminution de 11,74 m^3/h jusqu'à 2,01 m^3/h pendant 11 ans, d'autre part il y a une augmentation de GOR jusqu'à 9036 en 2014. (Fig V.8)

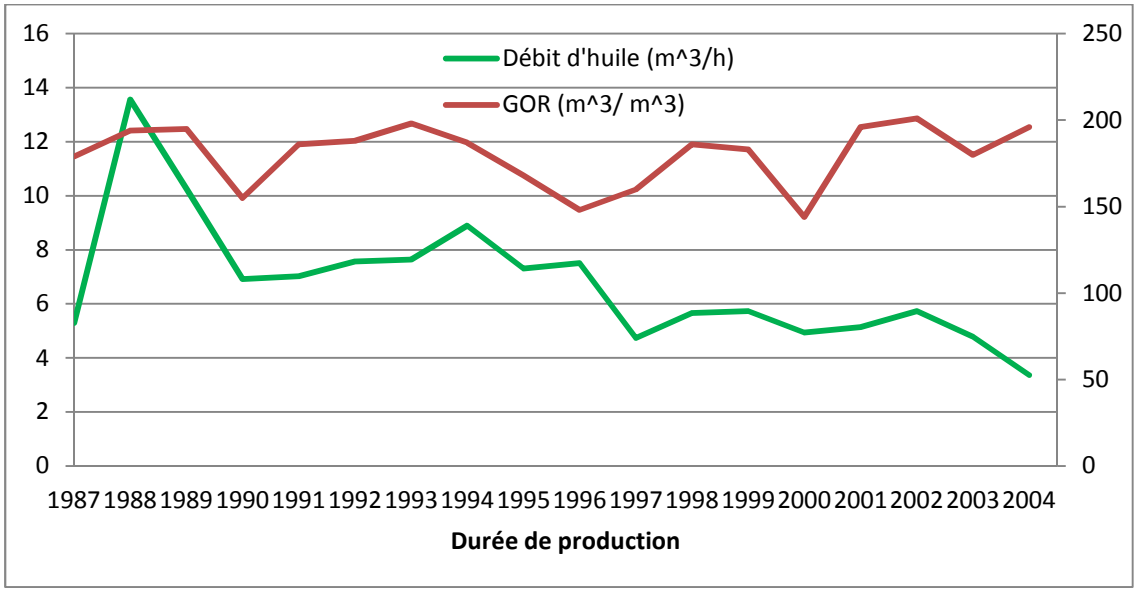


Fig V.9. L'effet de l'injection de gaz sur la production de puits MD 414.

MD 414 est un puits producteur d'huile foré le 08-05- 1987, à partir du fiche à carottes on observe qu' il y'a 94 fissures présentées par des nombreuses fissures sub-verticales ouvertes ou fermées , quelques fissures sub- horizontales vides ou colmatées par le silice, l'argile et aussi le bitume, la présence des joints stylolitiques. Ce puits est situé à la proximité d'un puits injecteur de gaz OMP20 qu'il est foré avant ce puits producteur.

D'après le graphe ci-dessus on observe que le débit au premier temps est de 5,29 m^3/h Avec une duse de 9,5 mm ,dans toute la période jusqu'à 2004 (avant la fracturation hydraulique) il y'a une perturbation de débit à cause de changement de diamètre de duse et en 2004 le débit de 3,36 m^3/h avec une duse de 15mm , d'autre part le GOR est presque constant et il ne dépasse pas 200 m^3/m^3, malgré ce puits est situé au voisinage d'un puits injecteur de gaz il n'est y a pas une grande quantité de gaz récupéré (GOR presque 200 m^3/m^3). (Fig V.9)

- D'après les remarques précédentes on conclure que la direction des fractures dans le puits producteur MD434 est la même direction d'injection de puits OMP20 et ça prouver par l'augmentation de GOR, d'autre part il n'est y a pas une influence de puits injecteur sur le puits MD414.

V.1.6- Cas de fracturation hydraulique :

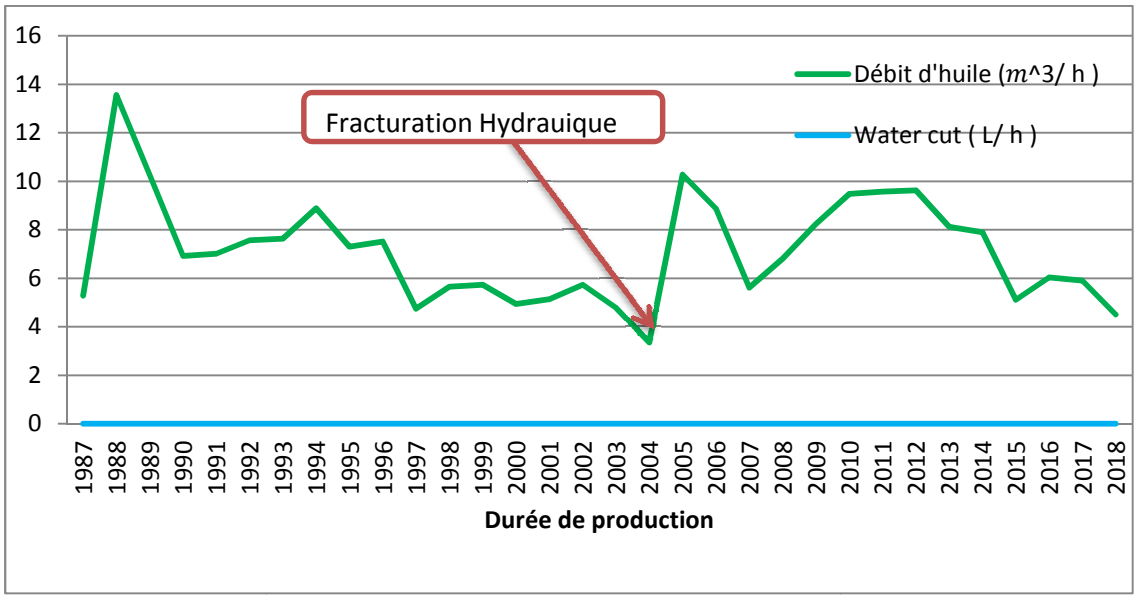


Fig V.10. L'effet de la fracturation hydraulique sur la production de puits MD414**.**

Le puits MD414 a été fracturé le 28/09/2004, le débit avant l'opération a été au voisinage de 3 m^3/h et après l'opération le débit augmente jusqu'à $10m^3/h$ .en 2018, le débit est 4,5 m^3/h . (Fig V.9)

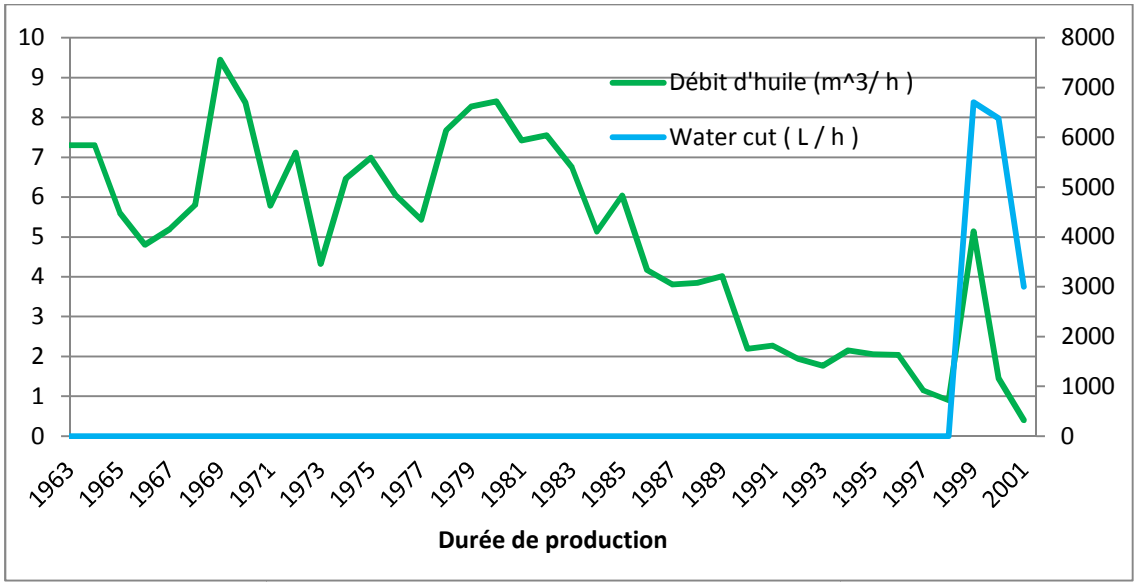


Fig V.11. L'effet de la fracturation hydraulique sur la production de puits ONM35.

ONM35 est un puits producteur d'huile foré le 06-12- 1960, à partir du fiche à carottes on observe qu'il y'a 33 fissures d'orientation sub-verticales assez développées ouvertes ou colmatées par le barytine, le bitume et le pyrite et sub- horizontales peu développées, nombreuses joints stylolitiques.

D'après le graphe ci-dessus on observe une perturbation de débit pendant les premiers 17 ans dans un intervalle de 4 m^3/h et 8 m^3/h, une diminution jusqu'à 0,9 m^3/h pendant 18 ans, puis une amélioration de production jusqu'à 5,14 m^3/h grâce à une opération de fracturation suite par une chute brusque jusqu'à 0,4 m^3/h a compagnie avec une augmentation de water cut jusqu'à 6700l/h. (Fig V.11)

- D'après les remarques précédentes on conclure que la fracturation a été réussite dans le puits MD414 par la connectivité entre la matrice et les fractures, par contre dans le puits ONM35 l'opération a été échoué car elle est prolongée les fractures jusqu'à l'aquifère.

V.1.7- Cas générale :

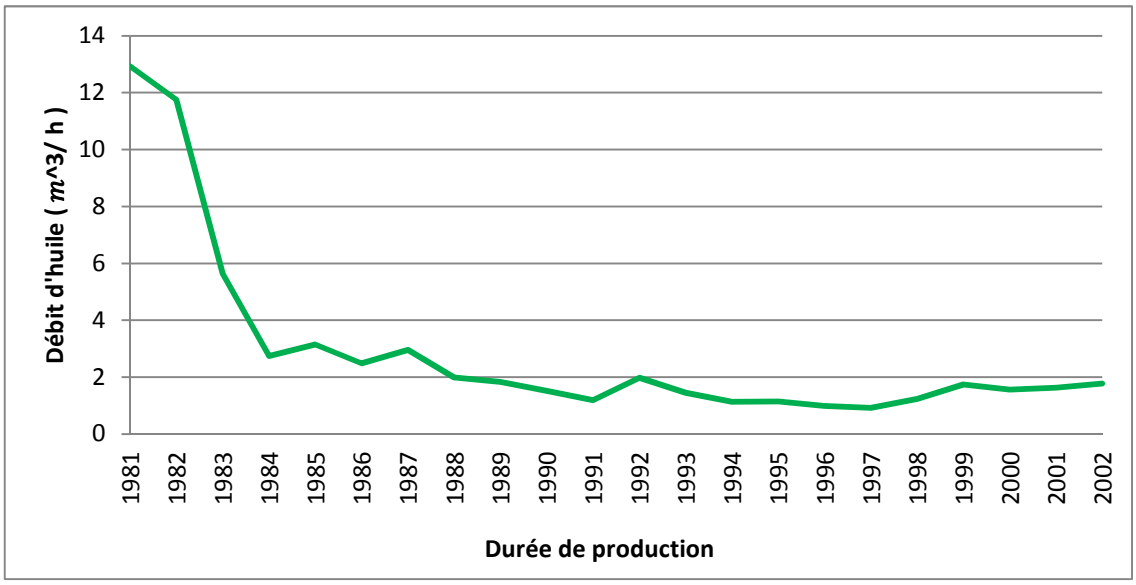


Fig V.12. L'évolution de production dans le puits OMM54.

OMM54 est un puits producteur d'huile foré le 19-03- 1981, à partir du fiches à carottes, on observe qu'il y'a 152 fissures très développées d'orientation sub-verticales ouvertes ou colmatées et sub- horizontales ouvertes ou fermées, avec des joints stylolitiques et des brèches.

D'après le graphe ci-dessus on observe que le débit au premier temps est de 12,93 m^3/h et après deux année il est rencontré une chute jusqu'à 5,63m^3/h. Tout la période de 19 ans après, le débit compris entre 3 m^3/h et 1 m^3/h.(Fig V.12)

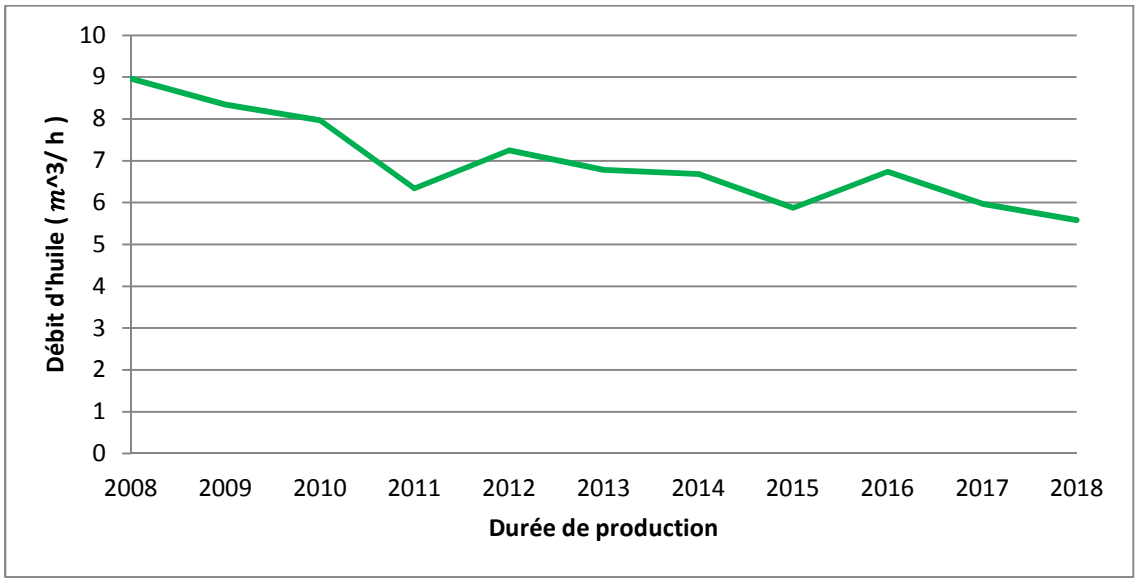


Fig V.13. L'évolution de production dans le puits MDZ603.

MDZ603 est un puits producteur d'huile foré le 22/10/2008, à partir de rapport d'imagerie on observe qu'il y'a 490 fissures (450 ouvertes et 40 fermées) d'orientation verticales et sub-verticales.

D'après le graphe ci-dessus on observe une stabilisation partielle de débit pendant 10 ans entre 8,96 m^3/h et 5,58 m^3/h. (Fig V.13)

Dans le puits OMM54 il n'est y'a pas une communication entre la matrice et les fractures donc on va produire juste l'huile contenant dans les fractures.

- D'après les remarques précédentes on conclure que le puits OMM54 il n'a pas une communication entre la matrice et les fractures donc il produit juste l'huile contenant dans les fractures.

La stabilisation de production dans le puits MDZ603 est due à la bonne communication entre les fractures lui-même et entre les fractures et la matrice, sans oublier que ce puits est un puits horizontale et les fractures sont verticales donc il va intercepter un grand nombre des fractures et enfin une bonne productivité.

V.2. Etude sur le champ de TFT :

La direction régionale de Tin Fouyé Tabankort connu sous le nom de TFT, est une unité opérationnelle de la société nationale SONATRACH, activité amont, division production crée en 1976 dans le cadre de réorganisation de l'ancien secteur d'In Amenas. [8]

V.2.1- Situation géographique :

La région de Tin Fouyé Tabankort se situe à 1400 Km au Sud-est d'Alger et 540Km du chef-lieu de la wilaya Illizi.

Région TFT se trouve sur la partie ouest du plateau de Tin-Hert, sur la route nationale N°3 reliant Hassi- Massoud et In-Amenas dans la commune de Bordj-Omar-Driss, elle est placée au deuxième rang après Hassi Massoud de ce qui concerne les réserves d'huile.

La région se trouve sur une altitude de 432 m avec une température ambiante qui varie entre O°C et 45°C durant l'année.

Elle est limitée par les coordonnées UTM.

X1=3100000, X2=400000.

Y1=3110000 , Y2=3900000. [29] (Fig V.14)

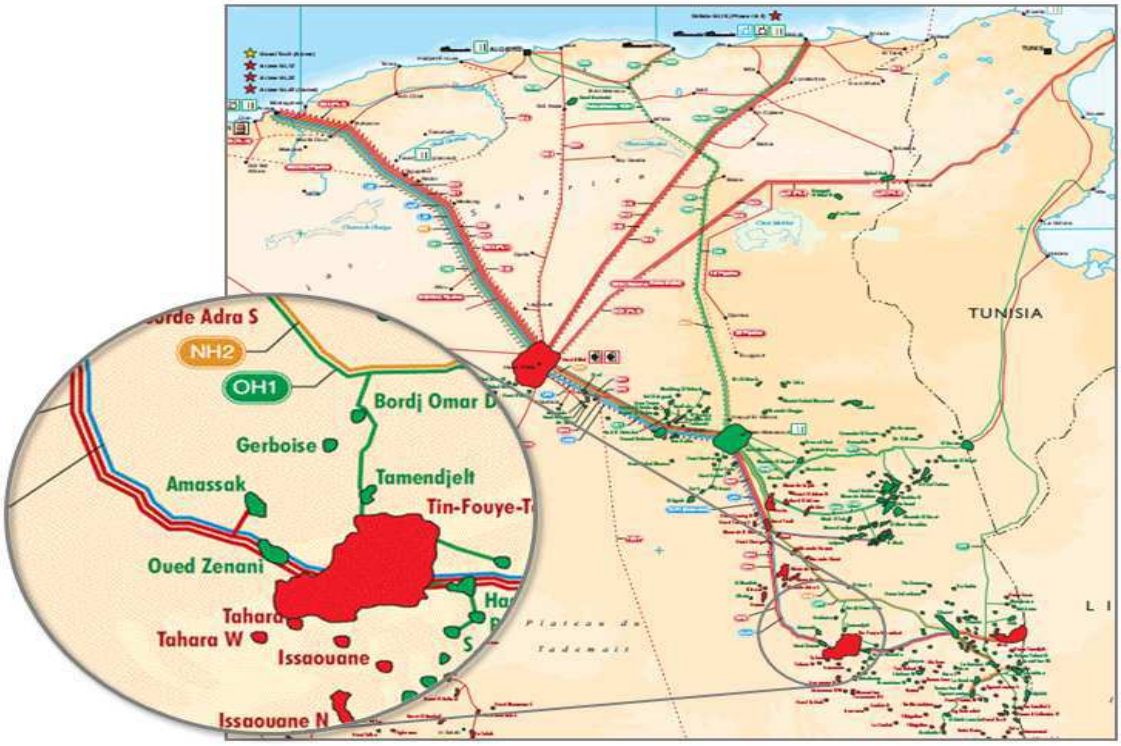


Fig V.14. Situation géographique du champ TFT. [12]

V.2.2- Gisements existants :

- Gisement de TFT .
- Gisement de TIN FOUYE .
- Gisement de TAMENDJELT .
- Gisement de Hassi Mazoula Sud.
- Gisement d'Amassak.
- Gisement de Djoua .
- Gisement de Hassi Mazoula Nord.
- Gisement de Hassi Mazoula « B » .

V.2.3- Description litho-stratigraphique :

ERE	SYST	ETAGES		NOMENCLATURE A L'AFFLEUREMENT	EPmoy (m)	DESCRIPTION
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN		ARGILO-GYPSEUX	120	Alternance de dolomie calcaire, gypse et argile.
		TURONIEN		CALCAIRE	81	Calcaire, marne et argile.
				MARNEUX		
		CENOMANIEN		DALLE CALCAIRE	176	Argile avec passées de calcaire et de gypse.
				IN AKAMIL		
		ALBIEN		TAOURATINE SUPÉRIEUR	71	Grès, argile.
		APTIEN		TAOURATINE MOYEN	28	Argile carbonatée, passées de dolomie
		BARREMIEN		TAOURATINE INFÉRIEUR	296	Grès et sable avec passées d'argile et de calcaire.
		NEOCOMIEN + MALM			188	Intercalations de sable et d'argile. Traces de lignite.
	JURASSIQUE	DOGGER		ZARZAITINE SUPÉRIEUR ET MOYEN	195	Sable, silt, grès, argile. Présence de lignite et pyrite
		LIAS			99	Alternance de sable et de grès. Présence de dolomie et pyrite
	TRIAS	discordance hercynienne		ZARZAITINE INFERIEUR	30	Argile, grès.
PALEOZOIQUE	CARBO-NIFERE	VISEEN & TOURNAISIEN		SÉRIE DES GRÈS D'ISSENDJEL	47	Argile, grès.
	DEVONIEN	SUP	STRUNIEN RESERVOIR "F2"	SÉRIE DE LA GARA MAS. MELLOUKI	65	Argile, grès.
			SERIE ARGILEUSE discordance frasnienne		154	Argile avec présence de silt,passées de calcaire
		INF	UNITE C3 – I (RESERVOIR "F6")	BARRE SUPÉRIEURE	10	Grès, argile. Pyrite
			UNITE C2 – II	TROTTOIRS	25	Argile, silt, grès.
			UNITE C1 – III	BARRE MOYENNE	15	Grès, argile.
	GOTHLANDIEN	GOTHLANDIEN ARGILO-GRESEUX	UNITE B2 – IV-V	TALUS A TIGILLITES	60	Grès, argile.
			UNITE B2 – VI		17	Grès.
			UNITE B1 – VII		74	Grès, argile.
			UNITE A – VIII	BARRE INFÉRIEURE	100	Grès, silt, argile.
			UNITE M2 – IX	FORMATION D'ATAFAITAFA	54	Argile, grès.
			UNITE M1 – X		56	Grès, argile.
		GOTHLANDIEN ARGILEUX			195	Argile avec passées de grès au sommet.
	CAMBRO-ORDOVICIEN	UNITÉ IV – 3		"COMPLEXE TERMINAL" OU "FORMATION DE TAMADJERT"	15	Grès.
		UNITÉ IV – 2			24	Argilo-gréseux.
		UNITÉ III – 3		FORMATION D'IR TAHOUITE	17	Grès, argile. Tigillites.
		UNITÉ III – 2		"QUARTZITE D'HAMRA" OU "BANQUETTE"	25	Grès quartzitique. Tigillites.
SOCLE						Roches éruptives (gabbro).

Fig V.15. Description litho-stratigraphique du champ de TFT. [8]

❖ Le champ de TFT comporte deux types de réservoirs (dévonien et cambro-ordovicien).

V.2.4- Aspect structural :

Le gisement de TFT se présente comme un système de compartiments longitudinaux, délimité par des failles transversales par rapport à la direction Est – Ouest du monoclinal.

Le toit du réservoir forme un monoclinal de direction Est –Ouest et de pendage Nord, la régularité du monoclinal est aussi affectée par une série de failles direction Nord –Ouest à Nord Nord – Ouest et Nord – Est à Nord Nord –Est.

Ces failles dont le rejet atteint 50 à 60m ont été mises en évidence dans la Partie Ouest de la structure. Dans la partie Est le rejet est de 20 à 30m.

Quand au mur, il est constitué par les séries argilo- gréseuses de l'unité IV-2 (ensemble inférieur).

Le réservoir principal dans la région est l'ordovicien qui est divisé en plusieurs unités, les plus importantes sont IV-3 et IV-2 . [12] [29]

V.2.5- Représentation de gisement d'Amassak :

Le gisement d'Amassak, situé dans le bassin d'Illizi au NW du champ de TFT, actuellement développé par une cinquantaine de puits pour son anneau d'huile situé sur le flanc oriental de la structure limitée à l'Ouest par une faille majeure. Les réservoirs à hydrocarbures sont constitués essentiellement par les grès de l'unité IV (Ordovicien Supérieur). Cette unité présente d'importantes variations de faciès et d'épaisseurs (50 m à plus de 200 m), et les caractéristiques des réservoirs sont globalement médiocres et variables, en particulier la perméabilité. [12]

La vie du champ se décompose en deux phases : depuis sa mise en production le 1er Juin 1974 jusqu'à fin 1994, la production est assurée par déplétion naturelle principalement grâce à l'énergie du gas cap et la deuxième phase est assurée par l'injection d'eau.

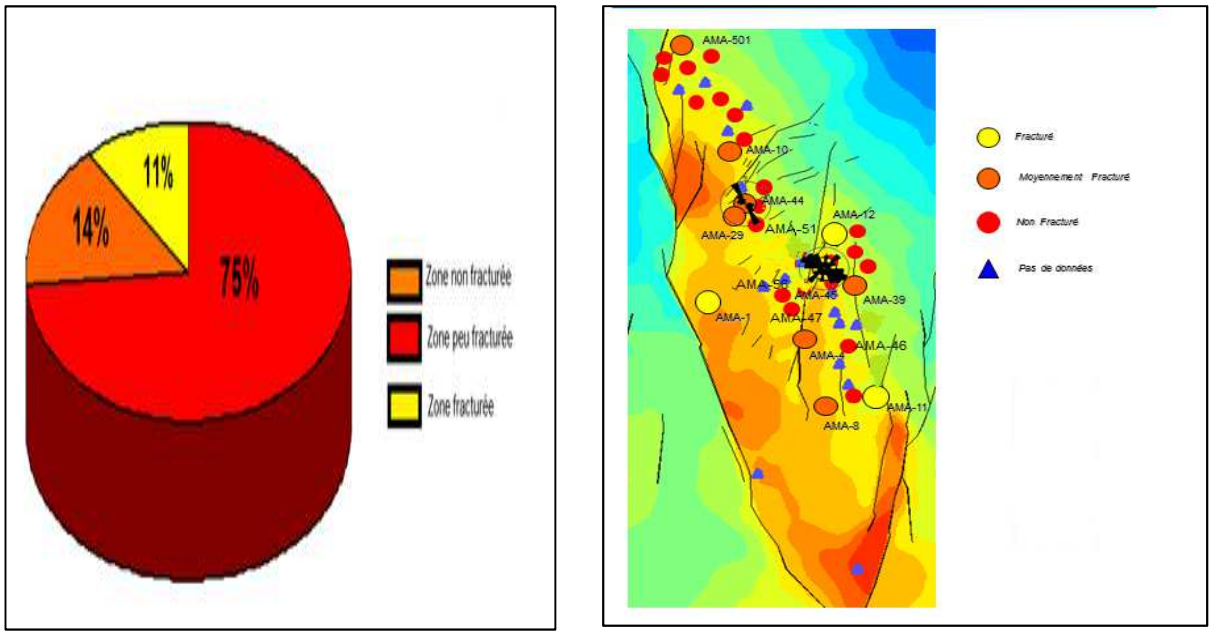


Fig V.16. Les différentes zones dans le champ d'Amassak. [11] [29]

❋ Les différents cas des puits étudiés :

- Les puits fissurés :

AMA 01 – AMA 11 – AMA 12 – AMA 45.

- Les puits moyennement fissurés :

AMA 04 – AMA 10 – AMA 29 – AMA 44.

- Les puits non fissurés :

AMA 46 – AMA 47 – AMA 51 – AMA 56.

- La formule utilisée pour calculer l'indice de fracturation est la suivante :

$$\textbf{Indice de fracturation} = \frac{\textbf{Nombre de fractures} \times \textbf{longueur de fracture}}{\textbf{hauteur carottée}} \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots(4)$$

Tableau V.1. Indice de fracturation géologique des puits et leurs classifications.

Puits	Classe	IFG
AMA 01	F	0,39
AMA 11	F	0,46
AMA 12	F	0,44
AMA 45	F	1
AMA 04	MF	0,18
AMA 10	MF	0,26
AMA 29	MF	0,12
AMA 44	MF	0,22
AMA 46	NF	0,12
AMA 47	NF	0,04
AMA 51	NF	0,10
AMA 56	NF	0,07

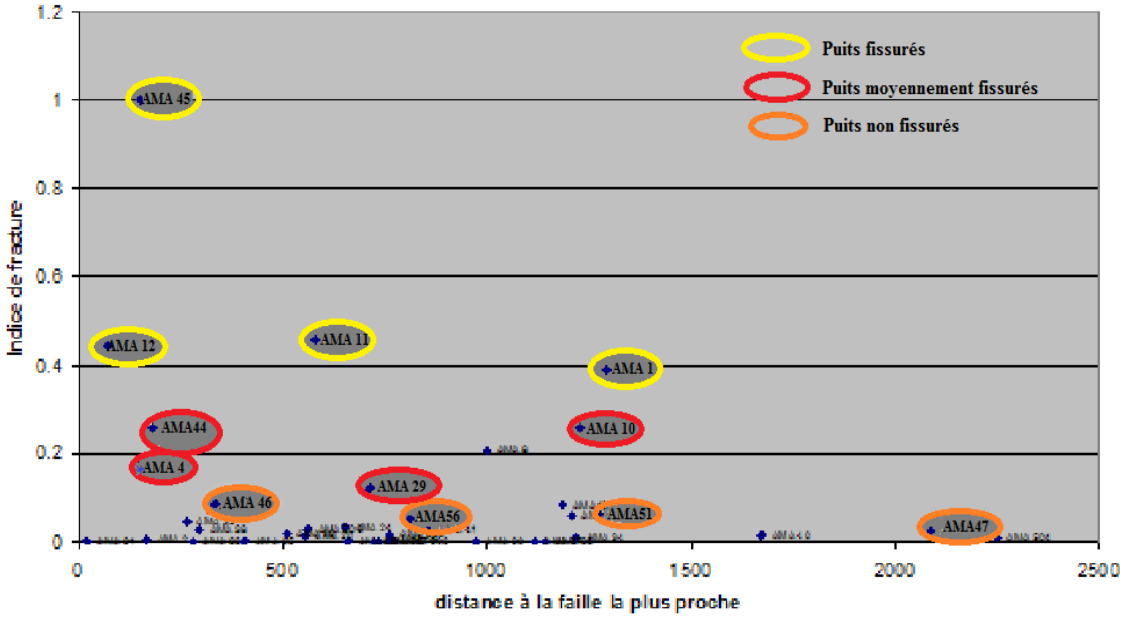


Fig V.17. Relation entre l'indice de fracturation et la distance à la faille.

Le tableau V.1 et le graphe V.17 montrent :

- ✓ les puits fracturés, avec un IFG > 0.4.
- ✓ les puits moyennement fracturés, avec 0.15 < IFG < 0.4.
- ✓ les puits non fracturés, avec un IFG < 0.15. [11]

V.2.6- Cas des puits fracturés :

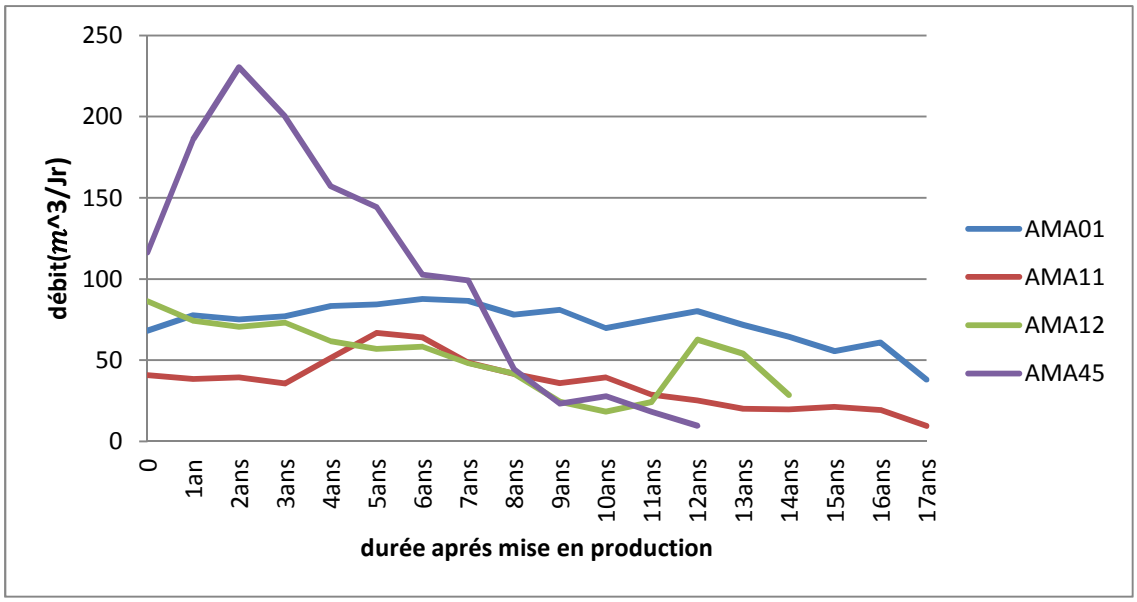


Fig V.18. L'évolution de débit dans les puits fissurés.

D'après le graphe des puits fissurés, on remarque l'augmentation de production dans le puits AMA45 pendant les premiers 2 ans de 116,3 m^3/Jr jusqu'à 230.45 m^3/Jr puis elle chute brusquement jusqu'à 9.55 m^3/Jr pendant 10 ans ,ce que montre l'hypothèse que la production des réservoirs fracturés 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.(Fig V.18)

La production des puits AMA 01, AMA 12 et AMA11 n'est pas bonne, elle est stable dans le puits AMA01 pendant 17 ans de 68.15 m^3/Jr jusqu'a 38m^3/jr et aussi dans le puits AMA11

pendant les premiers 3 ans au voisinage de 38,5m^3/Jr suite par une augmentation jusqu'a 66,74m^3/Jr pendant 2 ans et après une diminution lente jusqu'à 9,36 m^3/Jr pendant 12 ans, par contre, la production de puits AMA12 diminue lentement de 86.3m^3/Jr jusqu'à 18.21m^3/Jr pendant 10 ans suite par une amélioration jusqu'a 62.63m^3/Jr pendant 2 ans due au changement de complétion, et après une diminution jusqu'a 28.57 m^3/Jr pendant 2 ans.

- Dans le cas de diminution lente ou stabilisation de production, on rencontre plusieurs hypothèses soit il y a une bonne communication des fractures entre eux ou avec la matrice, soit la production vient seulement à travers la matrice (les fractures sont fermées, colmatées ou non connectées et ne participent pas à la production).

V.2.7- Cas des puits peu fissurés :

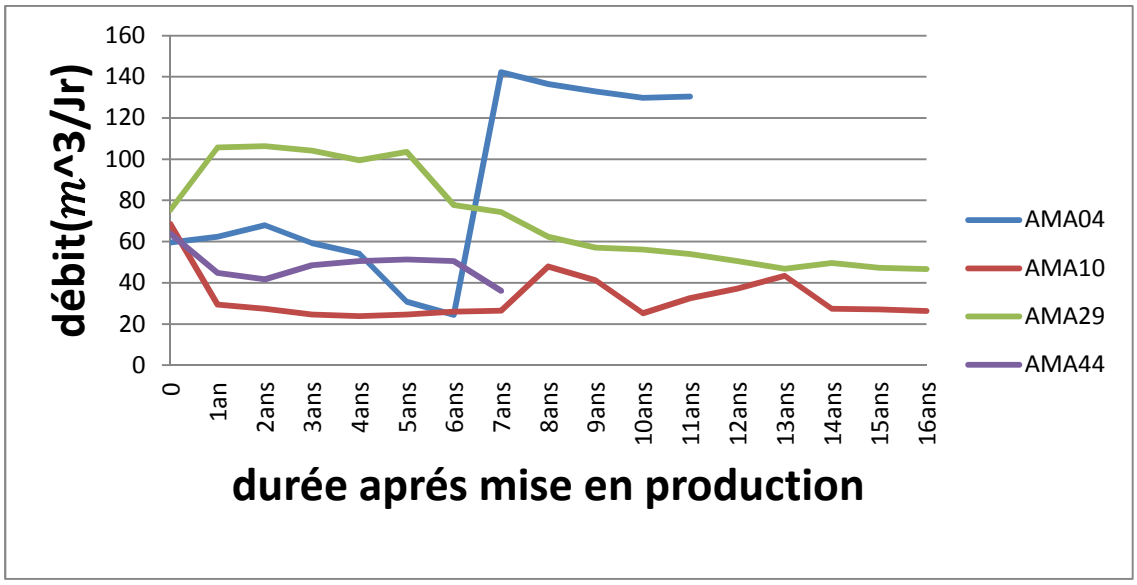


Fig V.19. L'évolution de débit dans les puits peu fissurés.

D'après le graphe des puits moyennement fissurés, on remarque que la production de puits AMA29 est bonne, on observe une augmentation de débit de 75,18 m^3/Jr jusqu'à 105.69 m^3/Jr pendant 1 an suite par une diminution lente jusqu'à 46,64 m^3/Jr pendant 15 ans, grâce a des bons paramètres pétro- physiques de la roche et une bonne communication entre la matrice et les fractures. (Fig V.19)

La production de puits AMA04 est moyenne, il y a une stabilisation de débit pendant les premiers 4ans au voisinage de 60 m^3/Jr il diminue jusqu'à 24,36 m^3/Jr pendant 2 ans suite par une amélioration de production jusqu'à 142,21 m^3/Jr assurée par une fracturation hydraulique, cette opération est réussite alors on peut dire qu'elle était connectée soit les fractures entre eux soit avec la matrice ou bien elle ouvre les fractures fermées ou colmatées.

La production dans le puits AMA 44 n'est pas bonne, elle diminue de 63,89m^3/Jr jusqu'a 41,66 m^3/Jr pendant 2 an, elle stabilise au voisinage de 50 m^3/Jr pendant 4 ans suite par une diminution jusqu'à 36,01 m^3/Jr pendant 1an, et dans le puits AMA10 est mauvaise, elle diminue de 68,56 m^3/Jr jusqu'à 29,48 m^3/Jr pendant 1 an, une stabilisation au voisinage de 25m^3/Jr pendant 6ans suite par une perturbation de production pendant 9ans due aux opérations au niveau de puits.

- Ce qui signifie que les paramètres pétro- physiques de la roche ne sont pas bons ou les fractures ne participent pas à la production car elles sont fermées, colmatées ou bien elles ne sont pas connectées avec la matrice.

V.2.8- Cas des puits non fissurés :

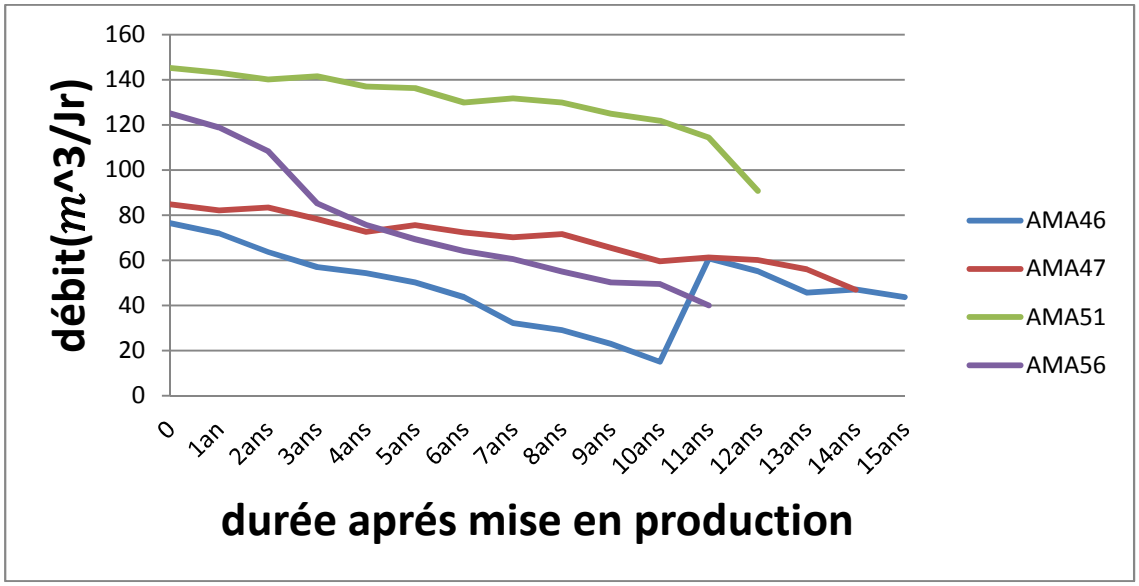


Fig V.20. L'évolution de débit dans les puits non fissurés.

D'après le graphe des puits non fissurés, la production de puits AMA51 est très bonne, elle diminue lentement de 145,25m^3/Jr jusqu'à 90,72m^3/Jr pendant 12ans à cause des bons paramètres pétro-physiques de la roche. (Fig V.20)

La production de puits AMA56 est bonne au début, après une chute brusque de 125,12m^3/Jr jusqu'à 40,03m^3/Jr pendant 11ans.

La production de puits AMA47 est moyenne, elle diminue lentement de 84,77m^3/Jr jusqu'à 46,87m^3/Jr pendant 14ans.

La production de puits AMA46 est moyenne, elle diminue rapidement de 76,41m^3/Jr jusqu'à 15,03m^3/Jr pendant les premiers 10ans, suite par une augmentation jusqu'à 60,75m^3/Jr grâce à une opération de l'acidification au niveau de puits.

- En fin, la production des réservoirs fracturés et moyennement fracturés n'est pas toujours bonne, elle ne dépend pas seulement des fractures, mais elle dépend des plusieurs paramètres tel que les propriétés pétro-physiques de la roche, les caractéristiques des fractures et la communication entre la matrice et les fractures, par contre dans les réservoirs non fracturés elle dépend que des paramètres pétro -physiques de la roche.

V.3. Etude sur le puits AMA 45 :

On va prouver l'existence des fractures dans le puits AMA45 par 3 méthode de : well test, imagerie et carottage.

V.3.1- Les essais de puits :

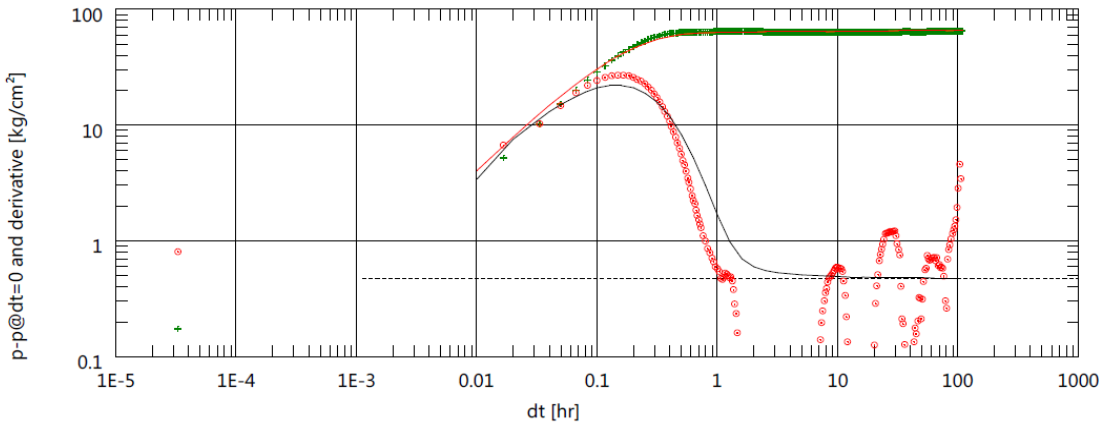


Fig V.21. Well-test de puits AMA45.

V.3.2- L'imagerie :

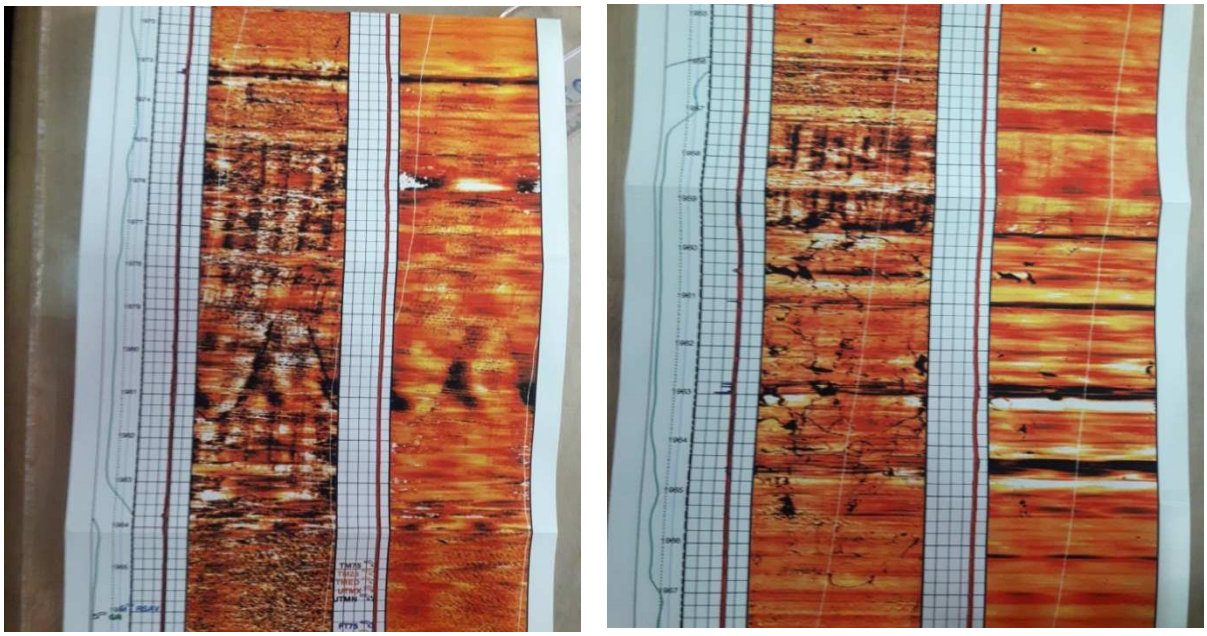


Fig V.22. L'imagerie de puits AMA45.

V.3.3- le carottage : (voir l'annexe)

Dans le graphe de well test on observe une chute dans le courbe de dérivée qui nous indique l'existence des fractures

Une bonne correspondance est constatée entre le nombre des fractures observées sur la carotte soit 18 fractures et le nombre de fractures interprétées sur l'imagerie de type UBI (Schlumberger) soit 15 fractures.

Dans le puits AMA-45, plusieurs regroupements de fractures ont été mis en évidence correspondant à des couloirs de fractures N120° et N30° (la densité des pôles de la famille N30° étant plus faible que celle de la famille N120°), il y a une zone particulièrement fracturée d'épaisseur de 10m correspondant à la proximité d'une faille de pendage 60 degrés orientée N120°. La présence de cette faille est confirmée par la description d'une zone de brèche sur la carotte et est cohérente avec l'interprétation sismique où une faille a été interprétée à environ 150m du puits.

Conclusion et recommandations

Conclusion générale :

Les réservoirs naturellement fracturés forment une catégorie des réservoirs tout à fait particulière, ils se caractérisent généralement par une excellente productivité du pétrole, en outre leur étude est très spécifique et complexe, due à l'existence d'une porosité et d'une perméabilité secondaires.

La présence des fractures dépend de la configuration des contraintes mécaniques et des propriétés de la roche, elles favorisent l'écoulement de fluides et la diffusion de pressions, ce qui rend le réservoir économiquement avantageux mais malheureusement, ils peuvent également agir comme des canaux pour la percée d'eau ou de gaz. La connaissance de ces fractures et de leurs conductivités par rapport aux contraintes des roches par la technologie d'imagerie de puits permet d'étudier avec précision le pendage des couches et des fractures ainsi que la répartition des faciès sédimentaires. Elle fournit également des informations sur la répartition des contraintes pour aider les ingénieurs des gisements à optimiser les performances des réservoirs et des puits telle que la production, tant en récupération primaire qu'en récupération secondaire ou tertiaire.

La récupération des réservoirs fracturés peut initialement être très bonne mais de très courte durée, ce qui nous oblige de prendre la procédure de la récupération secondaire, mais elle est non rentable car les fluides injectés préfèrent de circuler à travers les fractures et ils ne pas balayent l'huile contenant dans la matrice, ce problème nous conduit à essayer avec l'injection des polymères dans le principe d'augmenter la viscosité d'eau injectée et l'injection des tensioactifs mouillants afin d'inverser la mouillabilité de la matrice (mouillable à huile vers mouillable à eau) dans le but de diminuer le rapport de mobilité eau/pétrole.

L'application de l'injection des produits chimiques est généralement limitée par leur coût, c'est pour cela il faut bien étudier la procédure d'injection pour éviter l'adsorption et la perte dans la roche. Dans tous ces procédés, les produits chimiques sont injectés dans plusieurs puits et la production se produit dans d'autres puits voisins.

Globalement nous pouvons conclure que la bonne étude d'état des fractures et d'injection peut nous aide à exploiter les réservoirs fracturés pendant une longue durée et à récupérer le maximum des hydrocarbures.

OBSERVATIONS

❖ Les réservoirs naturellement fracturés sont caractérisés par la présence de deux types distincts de milieux poreux: la matrice et les fractures (réservoirs à double porosité et double perméabilité).

❖ On dit qu'un réservoir est fracturé lorsque la perméabilité des fractures est dix fois plus que la perméabilité de la matrice.

❖ Les caractéristiques des fractures dépendent de la configuration des contraintes mécaniques et des propriétés de la roche (fragile ou ductile).

❖ Les fractures naturelles sont plus fréquentes dans les roches carbonatées que dans les roches gréseuses.

❖ La porosité des fractures est habituellement très petite. Les valeurs comprises entre 0,0001 et 0,001 du volume des roches sont typiques (0,01% à 0,1%).

❖ Dans tous les types des roches la présence des fractures (à toutes échelles) implique une perméabilité généralement élevée et des écoulements fluides guidés directionnellement.

❖ La perméabilité fissurale dépend de la connectivité, la rugosité et le degré d'ouverture des fractures.

❖ Une connaissance détaillée sur les fractures est essentielle pour la planification de la trajectoire et de l'achèvement des puits.

❖ La fracture horizontale peut exister sur une courte distance, La plupart des fractures naturelles sont plus ou moins verticales ce qui nous indique que les puits horizontaux sont les bons candidats dans ce type de réservoir afin d'intercepter un grand nombre des fractures.

❖ Les fractures mineures sont généralement des ouvertures plus petites et sont souvent remplies, alors que les fractures majeures sont des grandes ouvertures et sont rarement remplies.

❖ La détection des fractures est basée sur l'interprétation des carottes, les essais des puits et l'imagerie.

❖ La technologie d'imagerie de puits permet d'étudier avec précision la répartition des contraintes et les propriétés des fractures.

OBSERVATIONS

❖ La connaissance de la fissuration d'un magasin est essentielle pour l'étude des problèmes de mise en production, il est important de pouvoir la détecter très rapidement en cours de forage.

❖ La fracturation peut avoir plusieurs effets sur les performances de production, tant en récupération primaire qu'en récupération secondaire ou tertiaire.

❖ La production d'un réservoir fracturé peut initialement être très bonne mais de très courte durée.

❖ De tels changements peuvent être dynamiques au cours de la vie d'un champ, ce qui signifie que la perméabilité des fractures et la direction d'écoulement peuvent changer avec l'épuisement ou l'injection.

❖ La commande de la pression de fracturation hydraulique dans les réservoirs naturellement fracturés rompus peut nettement réduire des coûts de traitement.

❖ La fracturation hydraulique peut améliorer la récupération des réservoirs fracturés par l'augmentation de la connectivité fracture/matrice.

❖ Comme la fracturation hydraulique présente des avantages dans les réservoirs fracturés, elle présente aussi des inconvénients réfèrent à une mauvaise étude de cette opération comme la percée d'eau vient d'une connexion entre les fractures et l'aquifère.

❖ La récupération secondaire est non rentable car les fluides injectés préfèrent de circuler à travers les fractures et ils ne balayent pas l'huile contenant dans la matrice.

Recommandation :

- L'injection chimique par les polymères pour réduire la saturation résiduelle en pétrole par l'accroître de viscosité de l'eau injectée, la diminution de la tension superficielle et la pression capillaire entre le pétrole et l'eau et l'inversement de mouillabilité de la roche.

Procédure d'injection

1. Procédé pour récupérer du pétrole d'un réservoir fracturé dont la matrice est mouillable à l'huile comportant au moins un puits injecteur et un puits producteur, tous les deux en communication avec les fractures et la matrice comportant dans l'ordre les étapes suivantes :

a) Injection dans un premier temps par un puits injecteur d'une solution de tensioactifs viscosants comporte au moins un tensioactif zwitterionique capable de pénétrer dans le réseau de fractures, interagissant faiblement avec la matrice, créant in situ un bouchon par l'augmentation de viscosité d'eau injectée en vue de réduire sensiblement et sélectivement la perméabilité des fractures et de favoriser le passage de la solution de l'étape b) dans la matrice.

b) Injection dans un second temps par un puits injecteur d'une solution de tensioactifs mouillants (les esters de glycérol, les alkanolamides, les mercaptans éthoxylés, les alkylaryl sulfonates, les phosphates esters et les dérivés d'imidazoline) capable d'interagir avec la matrice pour la rendre préférentiellement mouillable à l'eau et en extraire l'huile, ladite solution s'écoulant préférentiellement à travers la matrice, et après un temps de latence au moins 24 heures.

c) Injection dans un troisième temps par un puits injecteur d'une solution aqueuse peut être soit de l'eau douce éventuellement additivée des sels minéraux qui va imbiber la matrice, extraire l'huile, et après dissolution du bouchon formé à l'étape (a) puis entraîner l'huile vers le puits producteur.

2. Procédé selon la revendication 1, caractérisé en ce que l'étape (a) se fait à une pression d'injection qui ne n'entraine pas une fracturation supplémentaire du réservoir.

Les étapes a, b et c sont répétés jusqu' à l'épuisement du puits.

- Diminuer le débit d'injection pour donner une chance à la circulation des fluides injectés vers la matrice.

- La direction d'injection doit être perpendiculaire à la direction des fractures pour assurer un bon balayage.

BIBLIOGRAPHIE

[1] Ahmed Ali Zerrouki. Contribution à la caractérisation des réservoirs fissurés du champ de Hassi Messaoud par classement flou, réseaux de neurones artificiels et magnétisme des roches, 3 Avril 2015. (Mémoire)

[2] Ahmed Mebrouki et **Soufiane Mazzar**. Les puits horizontaux dans les réservoirs fracturé, 2013 (exposé)

[3] Annou Ahmed et Ali Abdallah Déhie. Etude et analyse de comportement d'un réservoir fracturé suite à une récupération assistée.04/06/2014. (Mémoire)

[4] Atlili Med Elhadi. Cours récupération assistée, 2013/2014. (cour L3)

[5] Baouia Zakaria – Oubiche Nassim. Réservoir engineering, 2011/2012. (Mémoire)

[6] Bellaoui Ibrahim, Bouchama Farid. Réservoir fracturée «puits horizontal», 2012-2013.(exposé)

[7] Benosman Fayçal. Contribution à l'étude des phénomènes de transferts dans les milieux poreux fracturés. Faculté de Technologie. Département de Génie Mécanique. 2011-2012 (Mémoire)

[8] Boumediene Hadidi. Identification et caractérisation des unités de débit hydraulique dans le réservoir naturellement fracturés, Tabankort Tin Fouye, l'Algérie, Novembre 2001. (Mémoire)

[9] Boutercha Hanane, Lahbil Nassira. Les problèmes de récupération secondaire de pétrole en Algérie, 22-Mai- 2016. (Mémoire)

[10] Chahir Jebri. Simulation des transferts diphasiques en réservoir fracturé par une approche hiérarchique, 15/11/2016. (Livre)

[11] Contrat E-03-PED-03 (Beicip-Franlab). Etudes et Assistance en Géologie, Géophysique et Réservoir Engineering des Champs des Bassins de Berkine et d'Illizi, Avril 2005. (Rapport)

[12] Contrat E-02-PED-08 (Beicip-Franlab). Mise à jour du modèle géologique, Simulations réservoir et optimisation du plan de développement. Juin 2010 (Rapport)

[13] Deghmoum Abdelhakim. Perméabilité relative dans les réservoirs Naturellement fracturés, Juin 1999. (Mémoire)

[14] Fouad Oulebsir, Djamel Abdelli. Etude de la performance de l'injection du gaz dans la zone 19 du champ de HMD par l'approche d'analyse des patterns. 2011(Mémoire)

[15] G. Lombardi. La perméabilité et l'injectabilité des massifs rocheux fissurés, Avril 1990. (Livre)

[16] Imed Ahriche. Effet de la fracture emmagasinement et la conductivité de la perméabilité relative des réservoirs à double porosité, Mars 2001. (Livre)

[17] Jean-Raynald de Dreuzy. Analyse des propriétés hydrauliques des réseaux de fractures, 1999. (Livre)

[18] Jorge Avendano. Viscoélasticité et récupération améliorée du pétrole. Autre. Université Paris-Est, 2012. (Livre)

[19] Judith Sausse. Caractérisation et modélisation des écoulements fluides en milieu fissuré. Relation avec les altérations hydrothermales et quantification des paléocontraintes.. Université Henri Poincaré - Nancy I, 1998. (Mémoire)

[20] Khelifa Cherif. Les réservoirs fracturés et impact des fractures sur la production. Étude comparative de différents cas, 2011. (Mémoire)

[21] Kriat, Mohammed Amine. Evaluation du processus d'injection WAG miscible au niveau du champ EKT d'ElMerk-bassin de berkine, 2015. (Mémoire)

[22] Laetitia MAC. Caractérisation et modélisation numériques tridimensionnelles des réseaux de fractures naturelles, 8 Juin 2006. (Mémoire)

[23] Luca Mattioni. Reservoir characterization and modeling fractured reservoir and attributes (IFP training), 28juin-02 juillet 2015. (Livre)

[24] M. Matthieu Delorme. Ecoulement en milieux fracturés : vers une intégration des méthodes discrètes et continues. Université de Toulouse, Jeudi 2 avril 2015. (Livre)

[25] Ph. Leblanc. Structure et hydrodynamique des milieux fissurés aquifères, Février 1986. (Livre)

[26] Schlumberger.Borehole Imaging Technology, 9-20-Avril.-2008. (Rapport)

[27] Schlumberger. Fracture Characterization from Borehole Images, 9-20-Avril-2008. (Rapport)

[28] Socistv of Petroleum Engineers (SPE 28717), Hydraulic Fracturing in a Naturally Fractured Reservoir, 1994. (Rapport)

[29] Sonatrach PED et Beicip-Franlab, 15 septembre 2003. (Rapport)

[30] T.D. VAN Golf-Racht. Fundamentals of fractured reservoir engineering, 1982. (Livre)

[31] Z.Amina .Etude sur les fractures naturelles à l'aide de Techlog, 2015 (Mémoire)

[32] Zeddouri, S. Hadj-Said. Les applications de l'imagerie de puits à l'évaluation des réservoirs pétroliers, 05-06 Mars 2013. (Mémoire)

Annexes

ANNEXE

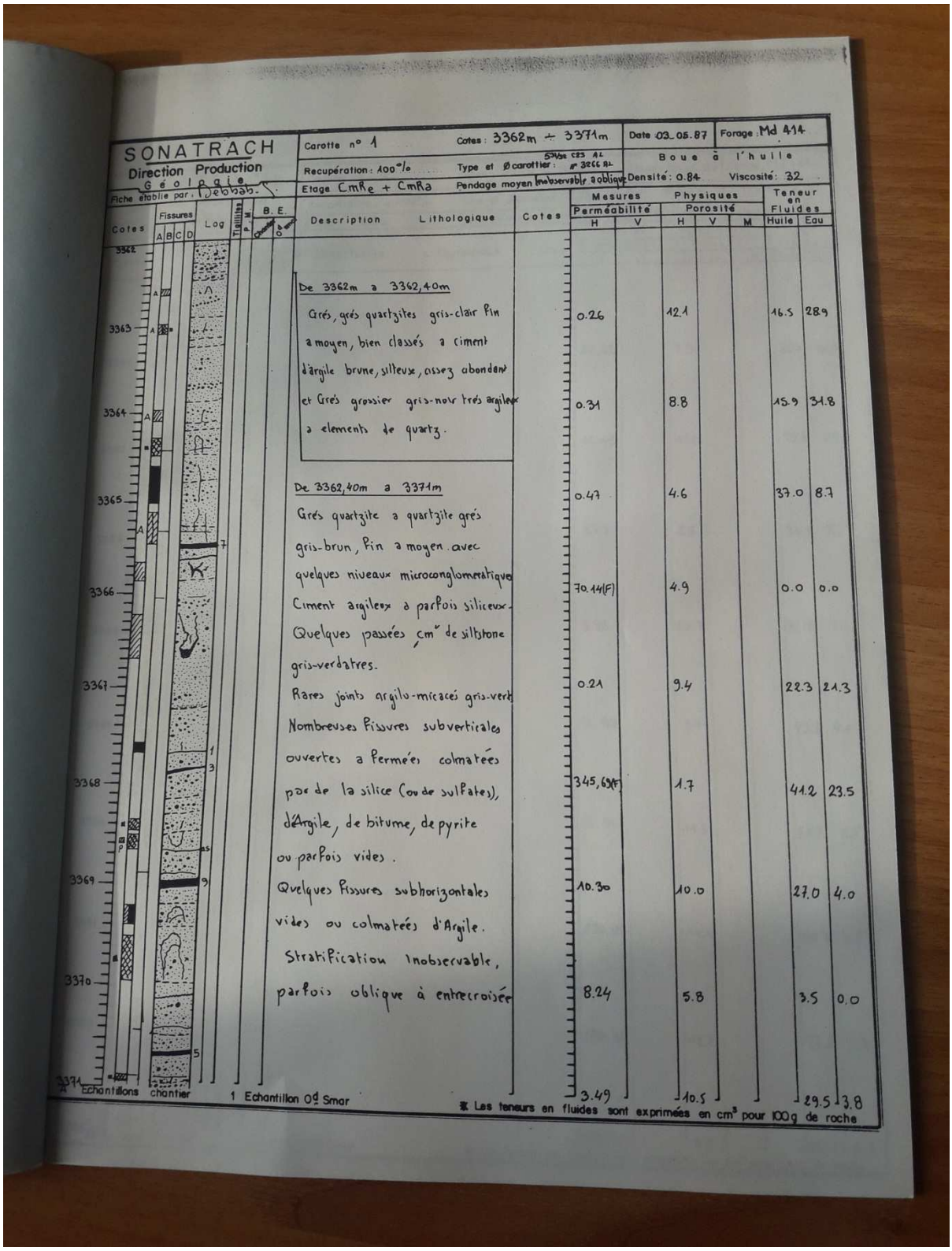
Outil Earth imager

Outil CBIL

Outil OBMI

Outil UBI

Carottage de puits MD 414 :



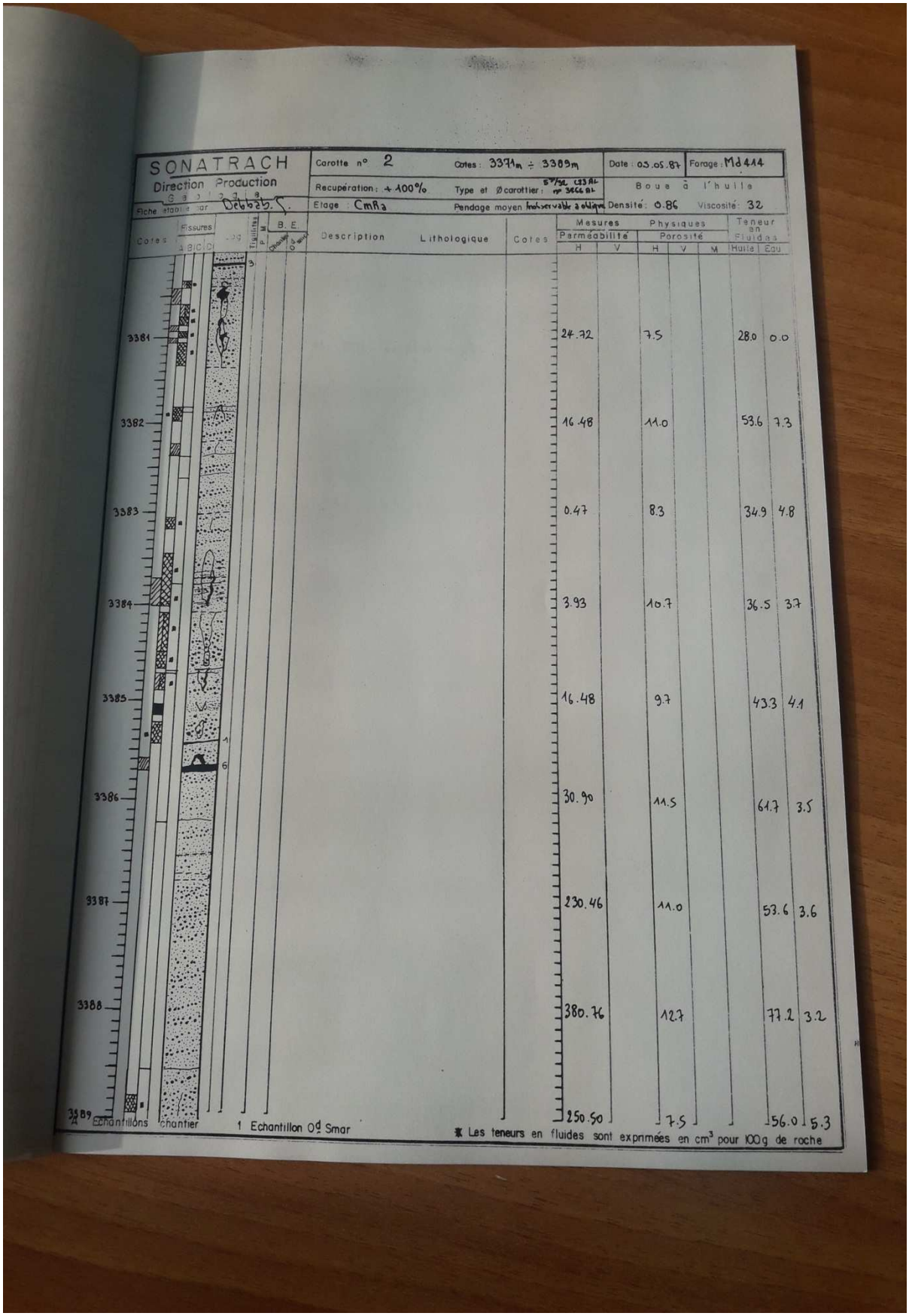
SONATRACH
Direction Production
Géologie
Fiche établie par : Debbab.

Carotte n° 1 — Cotes : 3362m ÷ 3371m — Date 03.05.87 — Forage : Md 414
Recupération : 100 % — Type et Ø carottier : 5 3/4 C23 AL / n° 3266 AL — Boue à l'huile
Etage CmRe + CmRa — Pendage moyen Inobservable à oblique — Densité : 0.84 — Viscosité : 32

Cotes	Description Lithologique	Cotes	Mesures Perméabilité H	Mesures Perméabilité V	Physiques Porosité H	Physiques Porosité V	Physiques Porosité M	Teneur en Fluides Huile	Teneur en Fluides Eau
3362	De 3362m a 3362,40m Grés, grés quartzites gris-clair fin a moyen, bien classés a ciment d'argile brune, silteuse, assez abondant et Grés grossier gris-noir trés argileux a elements de quartz.		0.26		12.1			16.5	28.9
3363									
3364			0.31		8.8			15.9	31.8
3365	De 3362,40m a 3371m Grés quartzite a quartzite grés gris-brun, fin a moyen avec quelques niveaux microconglomeratiques Ciment argileux a parfois siliceux. Quelques passées cm de siltstone gris-verdatres.		0.47		4.6			37.0	8.7
3366			70.14(F)		4.9			0.0	0.0
3367	Rares joints argilo-micacés gris-verts Nombreuses fissures subverticales ouvertes a fermées colmatées par de la silice (ou de sulfates), d'Argile, de bitume, de pyrite ou parfois vides.		0.21		9.4			22.3	21.3
3368			345,69(F)		1.7			41.2	23.5
3369	Quelques fissures subhorizontales vides ou colmatées d'Argile.		10.30		10.0			27.0	4.0
3370	Stratification Inobservable, parfois oblique à entrecroisée		8.24		5.8			3.5	0.0
3371			3.49		10.5			29.5	3.8

A Echantillons chantier — 1 Echantillon Od Smar — * Les teneurs en fluides sont exprimées en cm³ pour 100g de roche

ANNEXE



SONATRACH
Direction Production
Géologie

Fiche établie par Debbab. S.

Carotte n° 2 | Cotes : 3371m ÷ 3389m | Date : 03.05.87 | Forage : Md 414

Recupération : + 100% | Type et Ø carottier : 5 3/32 C23 AL n° 3666 AL | Boue à l'huile

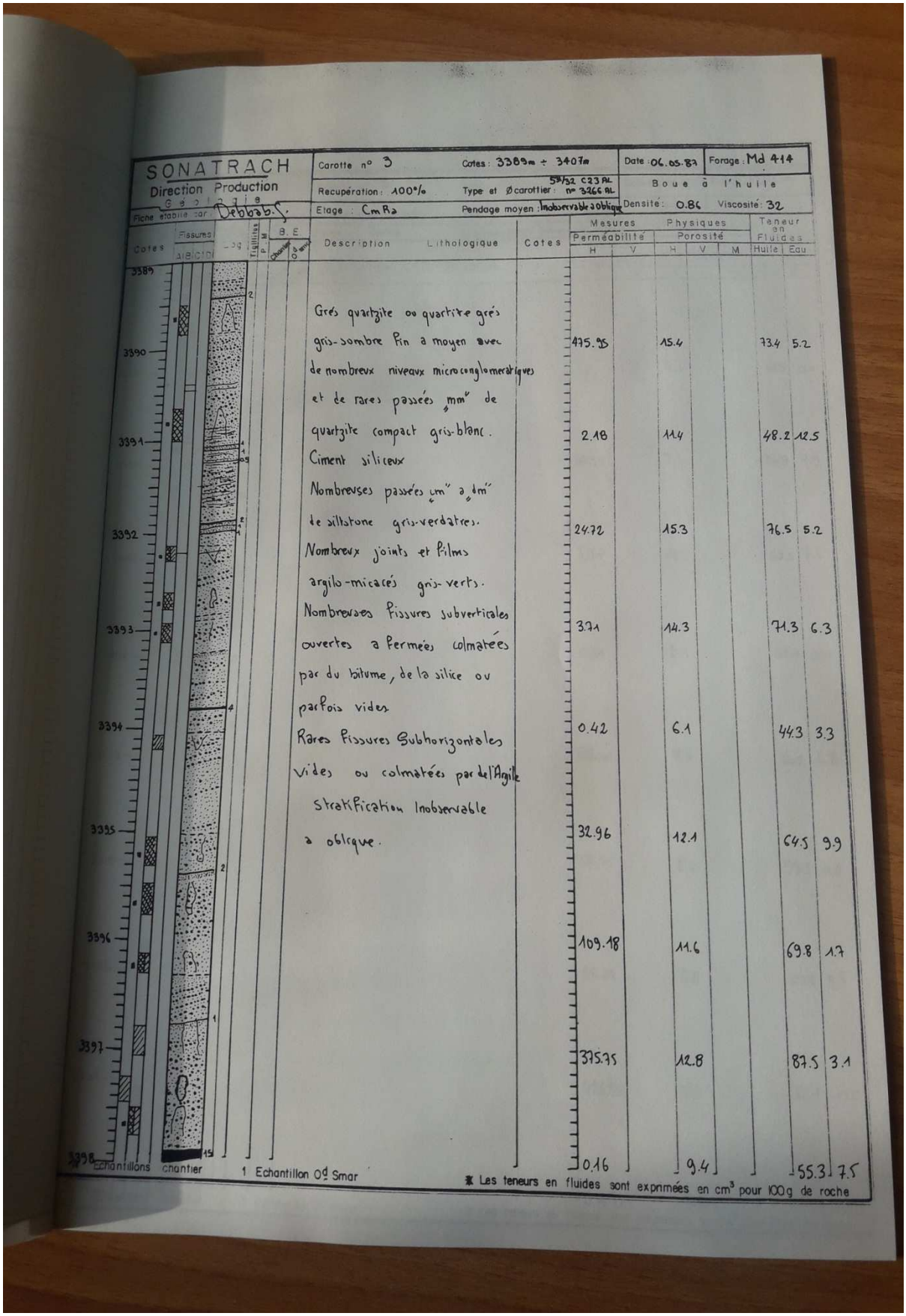
Etage : CmRa | Pendage moyen : Inobservable à oblique | Densité : 0.86 | Viscosité : 32

Cotes	Fissures A	B	C	D	Log	Tigillites P	M	B.E. Chanter	O.d Smar	Description	Lithologique	Cotes	Mesures Physiques Perméabilité H	V	Porosité H	V	M	Teneur en Fluides Huile	Eau
3381													24.72		7.5			28.0	0.0
3382													16.48		11.0			53.6	7.3
3383													0.47		8.3			34.9	4.8
3384													3.93		10.7			36.5	3.7
3385													16.48		9.7			43.3	4.1
3386													30.90		11.5			61.7	3.5
3387													230.46		11.0			53.6	3.6
3388													380.76		12.7			77.2	3.2
3389													250.50		7.5			56.0	5.3

A Echantillons chantier 1 Echantillon O.d Smar

* Les teneurs en fluides sont exprimées en cm³ pour 100g de roche

ANNEXE



SONATRACH
Direction Production
Géologie

Fiche établie par : Debbab S.

Carotte n° 3 — Cotes : 3389m ÷ 3407m — Date : 06.05.82 — Forage : Md 414

Recupération : 100% — Type et Ø carottier : 5¾/32 C23 AL n° 3266 AL — Boue à l'huile

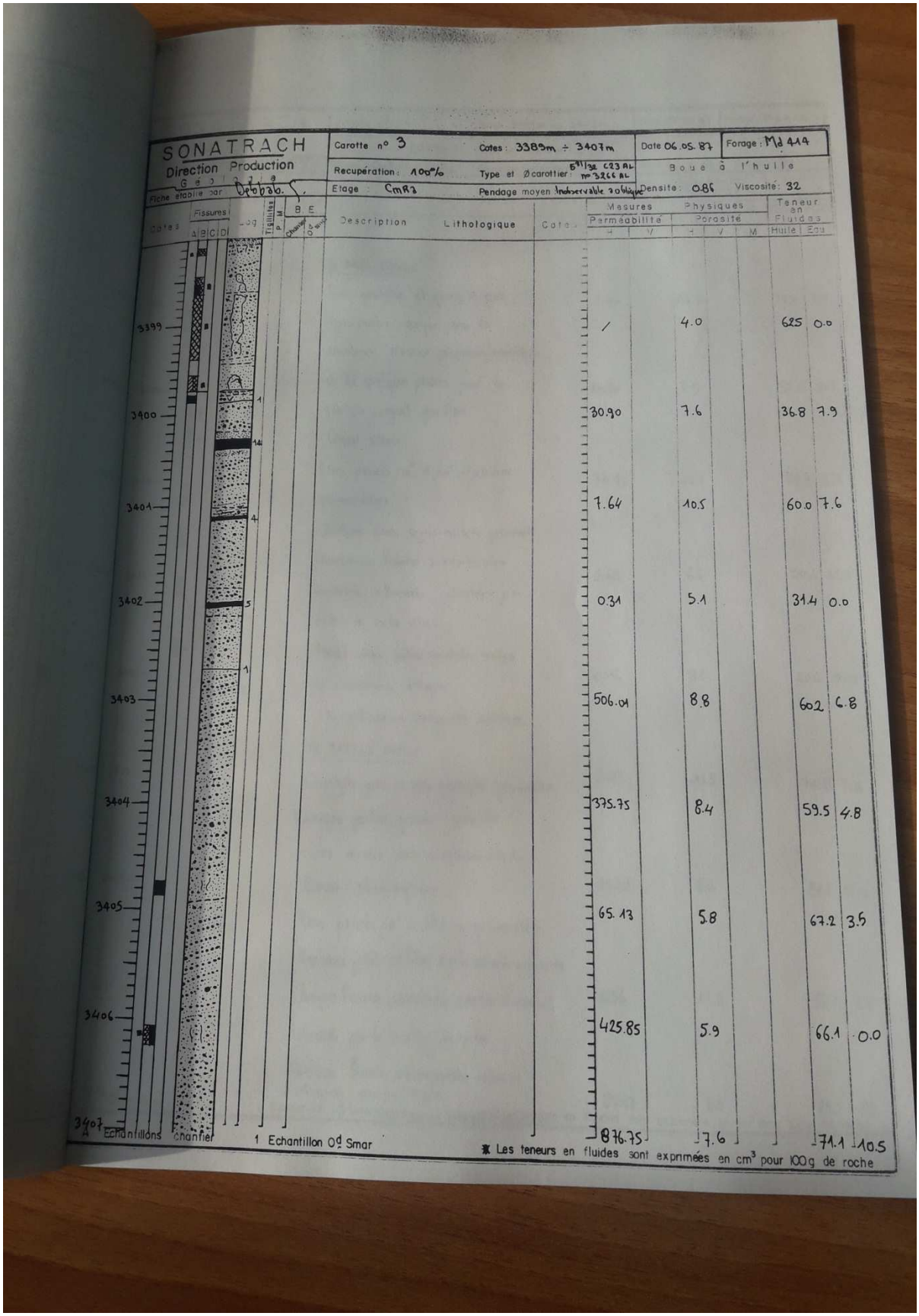
Etage : CmR2 — Pendage moyen : Inobservable à oblique — Densité : 0.86 — Viscosité : 32

Cotes	Fissures A B C D	Log	Description Lithologique	Cotes	Mesures Physiques Perméabilité H	Perméabilité V	Porosité H	Porosité V	Porosité M	Teneur en Fluides Huile	Teneur en Fluides Eau
3389			Grés quartzite ou quartzite grés gris-sombre fin à moyen avec de nombreux niveaux microconglomératiques et de rares passées mm° de quartzite compact gris-blanc. Ciment siliceux. Nombreuses passées cm° à dm° de siltstone gris-verdâtres. Nombreux joints et films argilo-micacés gris-verts. Nombreuses fissures subverticales ouvertes à fermées colmatées par du bitume, de la silice ou parfois vides. Rares fissures subhorizontales vides ou colmatées par de l'Argile. Stratification Inobservable à oblique.		475.95		15.4			73.4	5.2
3390					2.18		11.4			48.2	12.5
3391					24.72		15.3			76.5	5.2
3392					3.71		14.3			71.3	6.3
3393					0.42		6.1			44.3	3.3
3394					32.96		12.1			64.5	9.9
3395					109.18		11.6			69.8	1.7
3396					375.75		12.8			87.5	3.1
3397					0.16		9.4			55.3	7.5
3398											

Echantillons chantier — 1 Echantillon Od Smar

* Les teneurs en fluides sont exprimées en cm³ pour 100g de roche

ANNEXE



SONATRACH
Direction Production
Géologie

Fiche établie par Debbab. S.

Carotte n° 3 | Cotes : 3389m ÷ 3407m | Date 06.05.87 | Forage : Md 414

Recupération : 100% | Type et Ø carottier : 5 31/32 C23 AL n° 3266 AL | Boue à l'huile

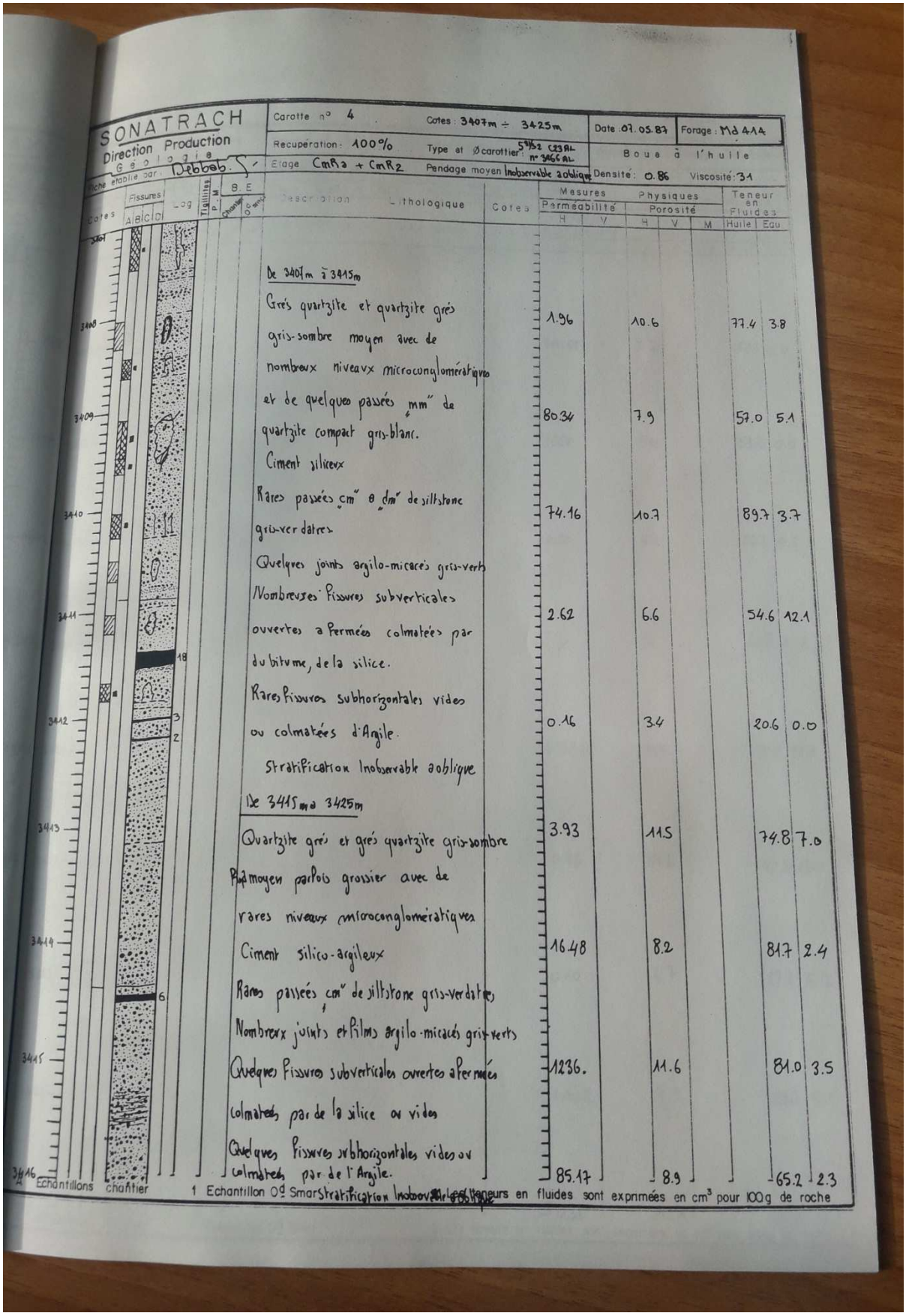
Etage : CmR3 | Pendage moyen : Inobservable à oblique | Densité : 0.86 | Viscosité : 32

Cotes	Fissures A	B	C	D	Log	Tigillites P	M	B.E. Chanfier	Ø sinus	Description Lithologique	Cotes	Mesures Physiques Perméabilité H	V	Porosité H	V	M	Teneur en Fluides Huile	Eau
3399												/		4.0			625	0.0
3400					1							30.90		7.6			36.8	7.9
3401					14							7.64		10.5			60.0	7.6
3402					4							0.31		5.1			31.4	0.0
3403					5							506.01		8.8			60.2	6.8
3404					1							375.75		8.4			59.5	4.8
3405												65.13		5.8			67.2	3.5
3406												425.85		5.9			66.1	0.0
3407												876.75		7.6			71.1	10.5

A Echantillons chanfier 1 Echantillon Od Smar

* Les teneurs en fluides sont exprimées en cm³ pour 100g de roche

ANNEXE



SONATRACH
Direction Production
Géologie

Fiche établie par : Debbab.

Carotte n° 4 — Cotes : 3407m ÷ 3425m — Date : 07.05.87 — Forage : Md 414

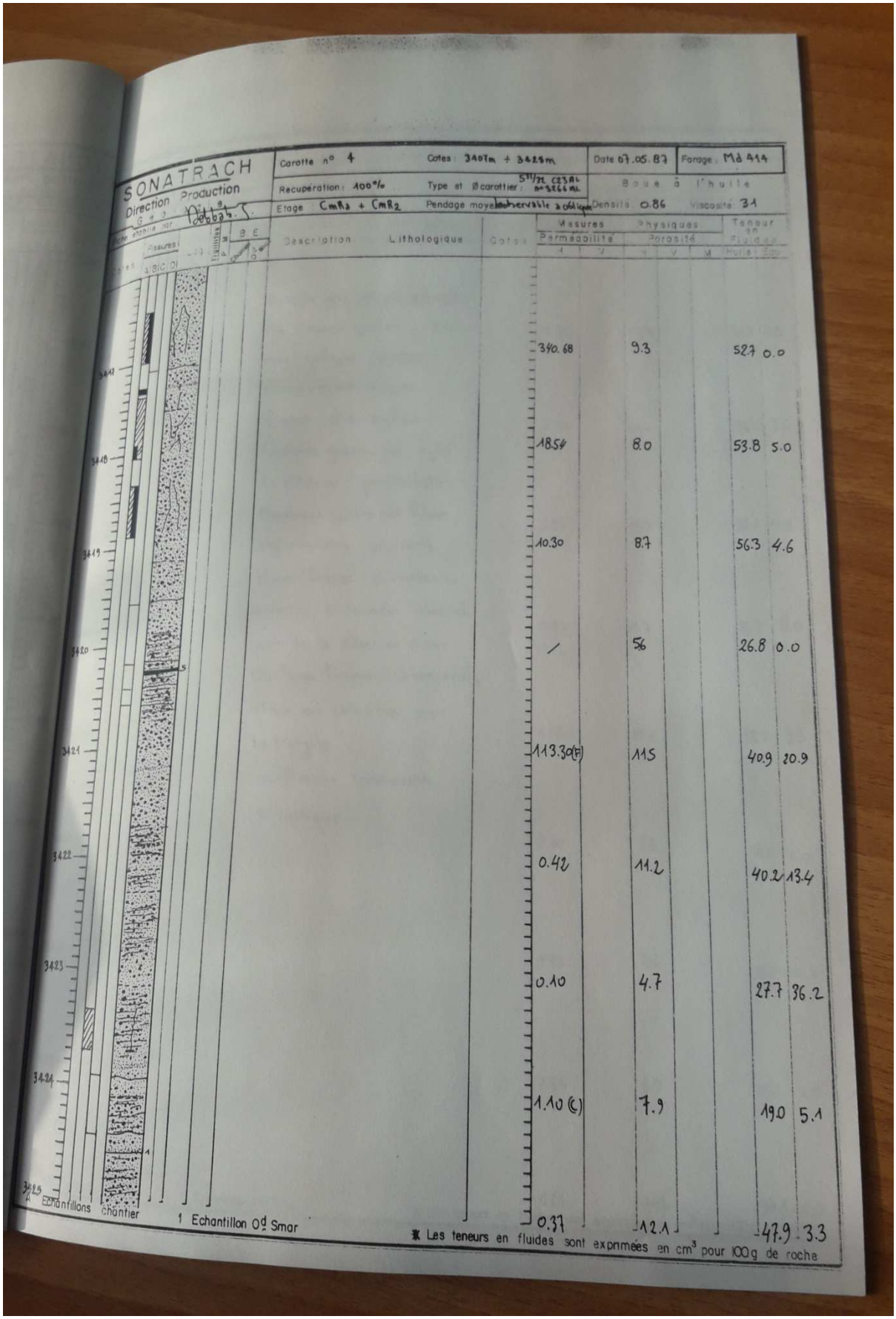
Recupération : 100% — Type et Ø carottier : 5 3/32 C23AL n° 3466 AL — Boue à l'huile

Etage CmR2 + CmR2 — Pendage moyen Inobservable a oblique — Densité : 0.86 — Viscosité : 31

Cotes	Fissures A B C D	Log	Tigillites	P.M.	B.E. Chantier	B.E. O.S.M.	Description Lithologique	Cotes	Mesures Perméabilité H	Mesures Perméabilité V	Physiques Porosité H	Physiques Porosité V	Physiques Porosité M	Teneur en Fluides Huile	Teneur en Fluides Eau
3407							De 3407m à 3415m								
3408							Grés quartzite et quartzite grés gris-sombre moyen avec de nombreux niveaux microconglomératiques		1.96		10.6			77.4	3.8
3409							et de quelques passées „mm" de quartzite compact gris-blanc. Ciment siliceux		80.34		7.9			57.0	5.1
3410							Rares passées „cm" à „dm" de siltstone gris-verdatres. Quelques joints argilo-micacés gris-verts		74.16		10.7			89.7	3.7
3411							Nombreuses fissures subverticales ouvertes a fermées colmatées par du bitume, de la silice.		2.62		6.6			54.6	12.1
3412		18 3 2					Rares fissures subhorizontales vides ou colmatées d'Argile. Stratification Inobservable a oblique		0.16		3.4			20.6	0.0
3413							De 3415m à 3425m								
							Quartzite grés et grés quartzite gris-sombre moyen parfois grossier avec de rares niveaux microconglomératiques		3.93		11.5			74.8	7.0
3414							Ciment silico-argileux		16.48		8.2			81.7	2.4
		6					Rares passées „cm" de siltstone gris-verdatres. Nombreux joints et films argilo-micacés gris-verts								
3415							Quelques fissures subverticales ouvertes a fermées colmatées par de la silice ou vides		1236.		11.6			81.0	3.5
3416							Quelques fissures subhorizontales vides ou colmatées par de l'Argile. Stratification Inobservable a oblique		85.17		8.9			65.2	2.3

Echantillons chantier — 1 Echantillon O.S.M. — Les teneurs en fluides sont exprimées en cm³ pour 100g de roche

ANNEXE



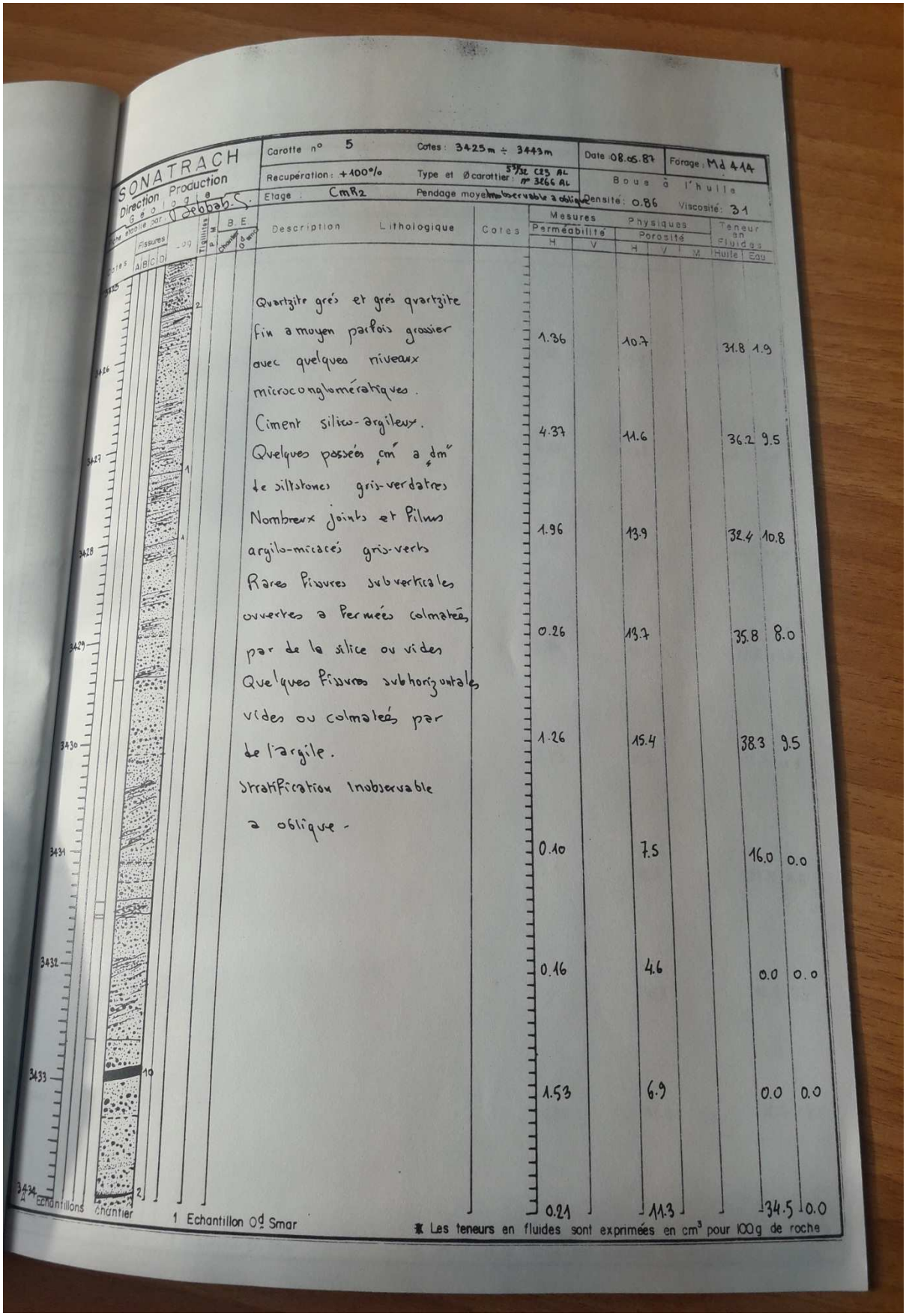
SONATRACH
Direction Production
Carotte n° 4 | Cotes : 3407m + 3425m | Date 07.05.87 | Forage : Md 414
Recupération : 100% | Type et Ø carottier : 5 11/32 C23AL n° 3266 ML | Boue à l'huile
Etage : CmR2 + CmR2 | Pendage moyen : observable à oblique | Densité : 0.86 | Viscosité : 31

Description	Lithologique	Cotes	Mesures Physiques Perméabilité H	V	Porosité H	V	M	Teneur en Fluides Huile	Eau
			340.68		9.3			52.7	0.0
			18.54		8.0			53.8	5.0
			10.30		8.7			56.3	4.6
			/		5.6			26.8	0.0
			113.30(F)		11.5			40.9	20.9
			0.42		11.2			40.2	13.4
			0.10		4.7			27.7	36.2
			1.10 (C)		7.9			19.0	5.1
			0.37		12.1			47.9	3.3

A Echantillons chantier 1 Echantillon Od Smar

* Les teneurs en fluides sont exprimées en cm³ pour 100g de roche

ANNEXE



SONATRACH
Direction Production
Géologie
Fiche établie par : Debbah S.

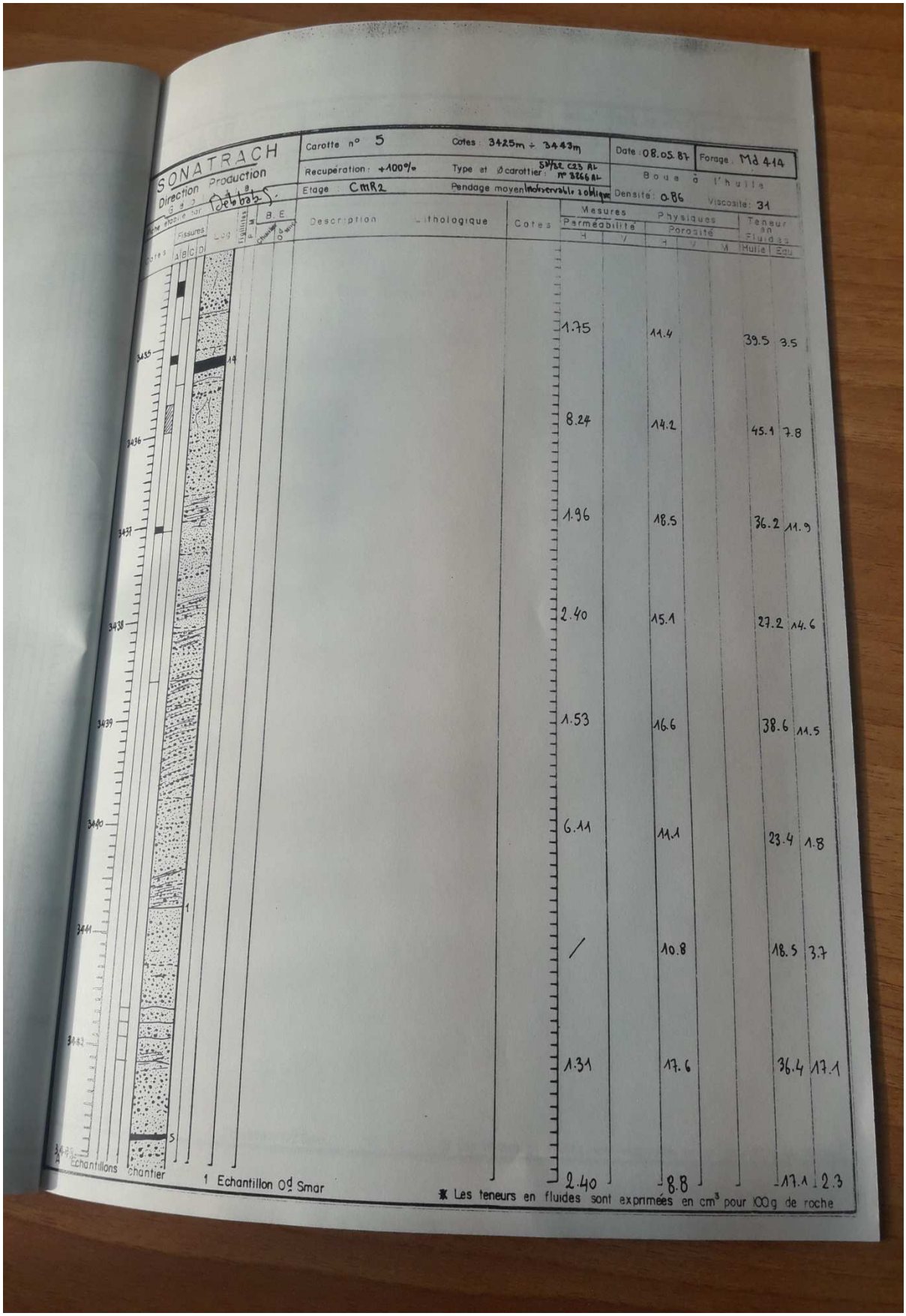
Carotte n° 5	Cotes : 3425m ÷ 3443m	Date 08.05.87	Forage : Md 414
Recupération : +100%	Type et Ø carottier : 5 3/32 C25 AL n° 3266 AL	Boue à l'huile	
Etage : CmR2	Pendage moyen : inobservable à oblique	Densité : 0.86	Viscosité : 31

Description Lithologique	Cotes	Mesures Physiques Perméabilité H	Perméabilité V	Porosité H	Porosité V	Porosité M	Teneur en Fluides Huile	Teneur en Fluides Eau
Quartzite grés et grés quartzite fin a moyen parfois grossier avec quelques niveaux microconglomératiques.		1.36		10.7			31.8	1.9
Ciment silico-argileux.		4.37		11.6			36.2	9.5
Quelques passées cm a dm de siltstones gris-verdatres								
Nombreux joints et films argilo-micacés gris-verts		1.96		13.9			32.4	10.8
Rares fissures subverticales ouvertes a fermées colmatées par de la silice ou vides		0.26		13.7			35.8	8.0
Quelques fissures subhorizontales vides ou colmatées par de l'argile.		1.26		15.4			38.3	9.5
Stratification inobservable a oblique.		0.10		7.5			16.0	0.0
		0.16		4.6			0.0	0.0
		1.53		6.9			0.0	0.0
		0.21		11.3			34.5	0.0

A Echantillons chantier 1 Echantillon Od Smar

* Les teneurs en fluides sont exprimées en cm³ pour 100g de roche

ANNEXE



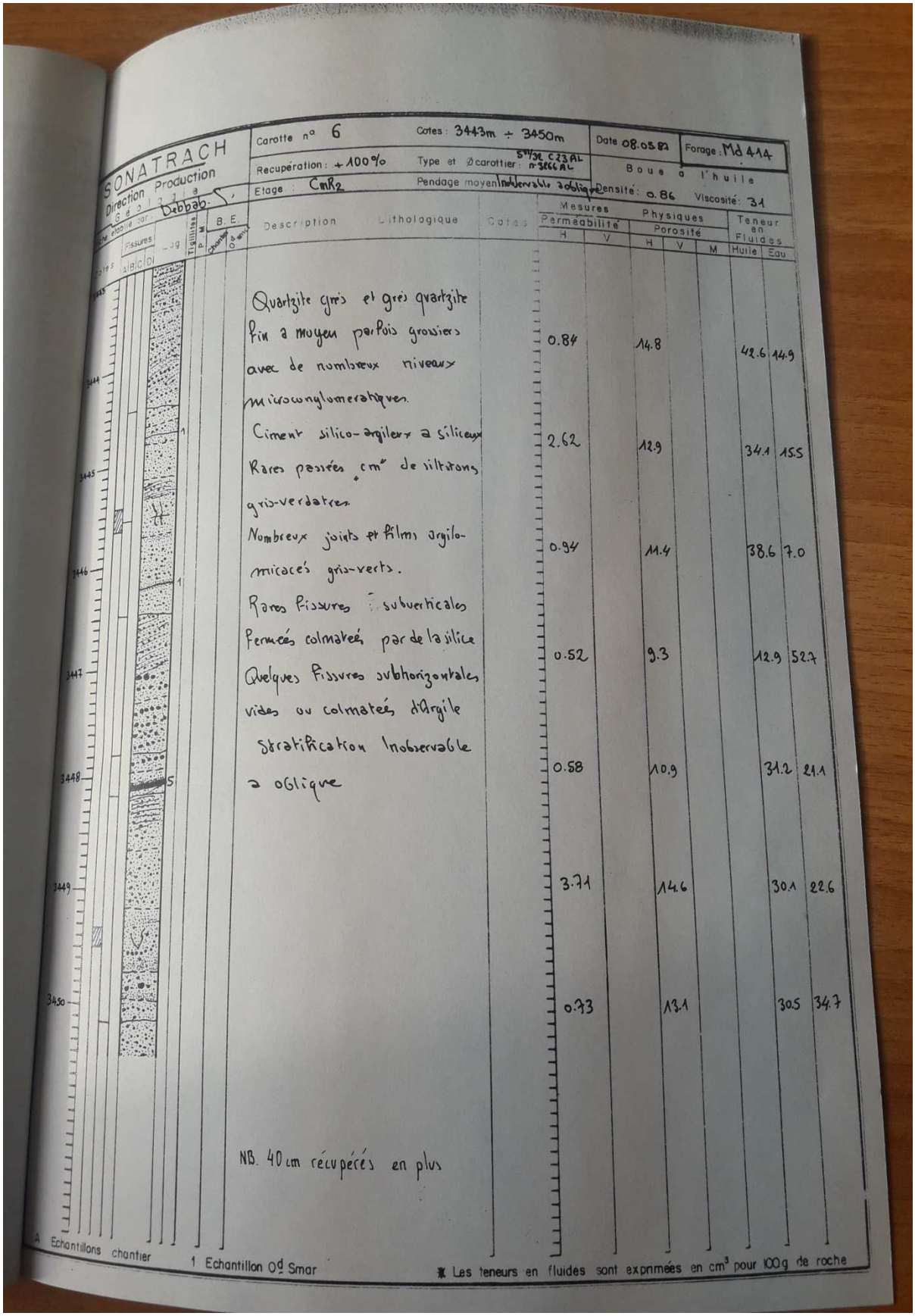
SONATRACH
Direction Production
Fiche établie par Debbah S.

Carotte n° 5 | Cotes : 3425m ÷ 3443m | Date : 08.05.87 | Forage : Md 414
Recupération : +100% | Type et Ø carottier : 5 3/32 C23 AL n° 8266 AL | Boue à l'huile
Etage : CmR2 | Pendage moyen : Inobservable à oblique | Densité : 0.86 | Viscosité : 31

Cotes	Fissures A	B	C	D	Log	Fissures P	M	B.E Chauffage	O.d Smar	Description Lithologique	Cotes	Mesures Perméabilité H	V	Physiques Porosité H	V	M	Teneur en Fluides Huile	Eau
3435												1.75		11.4			39.5	3.5
3436												8.24		14.2			45.1	7.8
3437												1.96		18.5			36.2	11.9
3438												2.40		15.1			27.2	14.6
3439												1.53		16.6			38.6	11.5
3440												6.11		11.1			23.4	1.8
3441												/		10.8			18.5	3.7
3442												1.31		17.6			36.4	17.1
3443												2.40		8.8			17.1	2.3

A Echantillons chantier
1 Echantillon Od Smar
* Les teneurs en fluides sont exprimées en cm³ pour 100g de roche

ANNEXE



SONATRACH
Direction Production
Géologie
Fiche établie par : Debbab S.

Carotte n° 6 | Cotes : 3443m ÷ 3450m | Date 08.05.82 | Forage : Md 414
Recupération : + 100 % | Type et Ø carottier : 5 1/32 C23 AL n° 3866 AL | Boue à l'huile
Etage : CmR2 | Pendage moyen : Inobservable à oblique | Densité : 0.86 | Viscosité : 31

Cotes	Fissures A	B	C	D	Log	Tigillites	P.M.	B.E. Chantier	B.E. Od smar	Description Lithologique	Cotes	Mesures Perméabilité H	V	Physiques Porosité H	V	M	Teneur en Fluides Huile	Eau
3443										Quartzite grès et grès quartzite fin à moyen parfois grossiers avec de nombreux niveaux microconglomeratiques.		0.84		14.8			42.6	14.9
3444						1				Ciment silico-argileux à siliceux		2.62		12.9			34.1	15.5
3445										Rares passées cm de siltstones gris-verdatres.								
3446						1				Nombreux joints et films argilo-micacés gris-verts.		0.94		11.4			38.6	7.0
3447										Rares fissures subverticales fermées colmatées par de la silice		0.52		9.3			12.9	52.7
3448						5				Quelques fissures subhorizontales vides ou colmatées d'argile		0.58		10.9			31.2	21.1
3449										Stratification Inobservable à oblique		3.71		14.6			30.1	22.6
3450												0.73		13.1			30.5	34.7

NB. 40 cm récupérés en plus

A Echantillons chantier | 1 Echantillon Od Smar | * Les teneurs en fluides sont exprimées en cm³ pour 100g de roche

DESCRIPTION DE CAROTTE

sonatrach
DIVISION PED

BeicipFranlab

PUITS : **AMA-45**	**LOCALISATION :** ALGERIE	**Modèle Géologique du Bassin d'Amassak**
		Préparé pour : SONATRACH Division PED
PLANCHE : 11	ECHELLE : **1/50**	**CONTRAT :** E-03-PED-03
		DATE : Juillet 2004

LITHOLOGIE ET ACCESSOIRES

- Grès
- Grès à granules
- Grès conglomératique / Conglomérat
- Grès argileux
- Grès à ciment carbonaté
- Silt
- Argile
- Calcaire
- Si — Silice
- Mi — Mica
- Py — Pyrite
- Mo — Matière organique
- Sid — Sidérite
- Bioturbation
- Tests et coquilles
- Galets mous
- Bryozoaires
- Bioturbé / Aspect marbré

STRUCTURES SEDIMENTAIRES ET FRACTURES

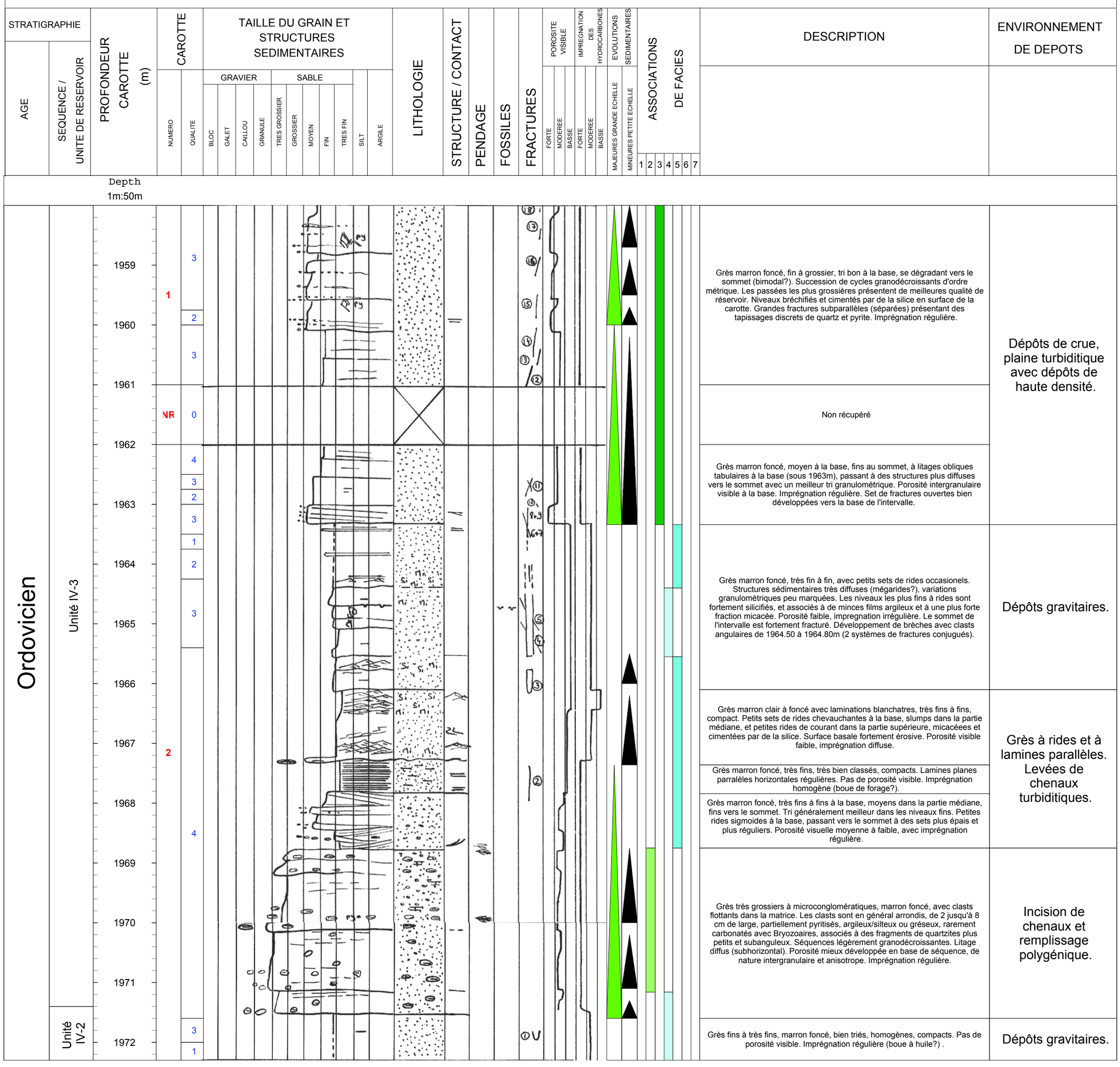
- Stratification plane horizontale
- Stratification oblique arquée (D)
- Stratification oblique tabulaire (D)
- Stratification sigmoïde
- Stratification oblique en mamelon (HCS)
- Stratification ondulée
- Stratification flaser
- Stratification lenticulaire
- Litage plan
- Litage ondulé
- Litage contourné / Slump
- Litage d'angle faible
- Ride de courant
- Rides chevauchantes
- Ride de vague
- Echappement d'eau (dish)
- Contact erosif
- Fracture
- Fracture synsédimentaire
- Stylolite

QUALITE DES CAROTTES

0 En petits morceaux épars ou non récupérée
1 En petits morceaux
2 Très cassée
3 Entière avec quelques morceaux absents
4 Entière
5 Non carottée

ASSOCIATIONS DE FACIES

1 Grès bioturbés
2 Grès conglomératiques
3 Grès fins à granules
4 Grès homogènes et slumps
5 Grès à rides et lamines
6 Grès à lamines argileuses
7 Argiles microconglomératique



Résumé :

Des nombreuses applications en science et ingénierie impliquent des processus d'écoulement en milieu poreux, l'optimisation de l'exploitation des réservoirs fracturés nécessite une étude spécifique par rapport aux autres réservoirs conventionnels car ils rencontrent beaucoup des problèmes au cours de production. Il est donc nécessaire de bien connaître les caractéristiques et les propriétés de ces milieux afin de remédier ces problèmes.

Mots clés : réservoirs pétroliers, fractures, imagerie, récupération des champs.

Abstract :

Many applications in science and engineering imply processes of flow in porous environment, l' optimization of the exploitation of the reservoirs fractured requires a study specific compared to others conventional reservoirs because they meet many problems during production. It is thus necessary to know well the characteristics and the properties of these mediums in order to remedy these problems.

Key words: petroleum's reservoirs, fractures, imager, recovery of the fields.

ملخص:

العديد من التطبيقات في العلوم و الهندسة تنطوي على عمليات التدفق في الاوساط المسامية ، وتحسين تشغيل الخزانات المتشققة يتطلب دراسة محددة مقارنة مع الخزانات التقليدية الاخرى لأنها تواجه العديد من المشاكل أثناء الإنتاج. ولذلك من الضروري معرفة خصائص و مميزات هذه الأوساط من أجل معالجة هذه المشاكل.

الكلمات المفتاحية : الخزانات البترولية ، التشققات ، التصوير ، استرداد الحقول.