

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA

**FACULTÉ DES HYDROCARBURES, DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DES
SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS**

DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS



Mémoire de Master professionnel

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : Géologie des Hydrocarbures.

THEME

**Etude de faisabilité de la fracturation hydraulique et la
reprise d'un puits en short radius au niveau de réservoir QEH
dans le champ de Rhourde Chegga cas du puits RDC19**

Présenté par :

Mekkaoui El Yakout

Zitouni Aissa

Rabehi walid

Soutenu publiquement le 20/06/2019

Devant le jury :

Président :	MAABDI Nawel	MCB	Univ. Ouargla
Promoteur :	BELKSIER Mohamed Salah	MCA	Univ. Ouargla
Examineur :	LAOUINI Hamza	MAA	Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2018/2019

الملخص :

يعتبر حقل روردي شيجا أحد أكبر الحقول في العالم. تتميز هذه الخزانات من الحجر الرملي بعدم تجانس ينتج عنه اختلافات شديدة في الخواص البتروفيزيائية تسبب تباين الإنتاج من منطقة إلى أخرى ومن بئر إلى أخرى. في السنوات الأخيرة ، تم تصميم برامج التطوير الشامل لاستخراج المزيد من النفط من هذه البرامج تمثلت في:

- التكسير الهيدروليكي.
- الانتعاش في دائرة نصف قطرها قصير.

هذه الدراسة توضح مدى جدوى هذه التقنيات على البئر رديس 19 ويكور الأهداف حول :

- اختيار بئر مع انخفاض مؤشر الإنتاج.
- معرفة نتائج عملية التكسير الهيدروليكي على هذا البئر.
- مدى صلاحيته لتوصيته لعملية الانتعاش في دائرة نصف قطرها قصير.

مفاتيح الكلمات:

التكسير الهيدروليكي ، استرداد نصف القطر القصير ، ، حمراء الكوارتزيت ، حقل روردي شيجا .

Résumé :

Le champ de Rhourde Chegga est considéré de part ses démontions et ses réservoir, comme l'un des plus grands au monde

Ces réservoirs gréseux sont caractérisés par une hétérogénéité qui se traduit par les variations extrêmes des propriétés pétro-physiques entraînant la variation de production d'une zone à une autre et d'un puits à un autre.

Ces dernières années de vastes programmes de développement sont tracés pour soutirer encore plus de pétrole parmi ces programmes :

- La fracturation hydraulique.
- La reprise en short radius.

Cette étude démontre la faisabilité de ces techniques sur le puits de RDC 19 et s'articule autour de:

- Choisir un puits avec un indice de productivité faible.
- Connaître les résultats du processus de fissuration hydraulique sur ce puits.
- Sa validité pour recommander le processus de récupération dans un rayon court.

Mots-Clés : Fracturation hydraulique, reprise en short radius, Quartzite Hamra, champ de Rhourde Chegga.

Abstract:

The Rhourde Chegga field is considered by its demontions and its reservoir, as one of the largest in the world

These sandstone reservoirs are characterized by a heterogeneity that results in extreme variations in the petro-physical properties causing the variation of production from one zone to another and from one well to another.

In recent years, extensive development programs have been designed to extract even more oil from these programs:

- Hydraulic fracturing.
- The recovery in short radius.

This study demonstrates the feasibility of these techniques on the well of Rds 19 and revolves around:

- Choosing a well with a low productivity index.
- Know the results of the hydraulic cracking process on this well.
- Its validity for recommending the recovery process in a short radius.

Keywords: Hydraulic fracturing, short radius recovery, Quartzite Hamra, Rhourde Chegga field,

Dédicaces

J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail à mes très chers parents, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

À ma cousine et chère sœur, la docteure Linda Zemmouri, pour ses encouragements et son soutien, surtout pour son amour et son sacrifice afin de ne pas entraver le déroulement de mes études.

À tous mes frères et sœurs. À ma petite sœur Loubna

À mes Tentes, mes cousins et cousines et tous les membres de ma famille présente et absente

À monsieur l'encadreur BELKSIER Mohamed Salah pour leurs aides et encouragements.

À ma meilleurs amis Hamida Touati

À tous mes voisins et mes proches

À tous mes amis de proche et de loin

À Tous ceux que j'aime et je respecte.

Mekkaoui El yakout

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

Ma mère, qui a oeuvré pour ma réussite, de son amour, son soutien, tous les sacrifices consentis et ses précieux conseils, pour toute son assistance et sa présence dans ma vie, reçois à travers ce travail aussi modeste soit-il, l'expression de mes sentiments et de mon éternelle gratitude.

Mon père, qui peut être fier et trouver ici le résultat de longues années de sacrifices et de privations pour m'aider à avancer dans la vie.

Puisse Dieu faire en sorte que ce travail porte son fruit ; Merci pour les valeurs nobles, l'éducation et le soutien permanent venu de toi

A mes frères A toute ma famille, et mes amis

A tous ceux qui me connaissent de près ou de loin.

A tous mes professeurs.

A tous les membres de ma promotion

Rabehi Walid

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

A mes parents .Aucun hommage ne pourrait être à la hauteur de l'amour Dont ils ne cessent de me combler. Que dieu leur procure bonne santé et longue vie.

*A mes frères A toute ma famille, et mes amis
Et à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour que ce projet soit possible, je vous dis merci.*

Zitouni Aïssa



Remerciement

Remerciement :

En premier lieu, nous tenons à remercier notre dieu "Allah" pour nous avoir donné la force afin d'achever ce modeste travail.

Tout d'abord, nous tenons à remercier

Monsieur, BELKSIER Mohamed Salah, Maître conférence classe (A) à l'Université de Kasdi Merbah Ouargla et Encadreur de ce mémoire. Il a été compréhensif, disponible et patient. Nous saluons sa manière d'entreprendre les choses et sa persévérance.

Madame, MAABDI Nawel, Maître conférence classe (B) à l'Université de Kasdi Merbah Ouargla, qui nous a fait l'honneur de présider le jury de ce mémoire.

Monsieur, LAOUINI Hamza Maître-assistant classe (A) à l'Université de Kasdi Merbah Ouargla, Sa présence aujourd'hui dans ce jury en qualité d'examineur.

Monsieur Younes Oulad Heddar , Ingénieur à SONATRACH (base IRARA Hassi Messaoud) pour sa prise en charge scientifique pendant toute la période de notre stage pratique.

C'est avec un plaisir particulier que nous remercions le team SONATRACH pour son accueil, son professionnalisme et sa disponibilité, notamment Monsieur Chawki, et Monsieur Kherraze Djamel, de nous avoir donné de leur temps et partagé leur savoir avec nous

Nous tenons à exprimer nos très vifs remerciements à tous nos professeurs de la filière des Sciences de la terre et de l'université de Kasdi Merbah Ouargla qui ont contribué à nos formations.

Enfin, Nos remerciements vont à tous les collègues de la promotion (option: Géologie d'hydrocarbure Professionnel), avec tous nos encouragements

Liste des abréviations

Symbole	abréviation	Unité
IP :	indice de productivité	Bbl/day.psi
BU :	build up	–
K :	constante déterminée lors du dernier jaugeage	–
Xr :	extension de la fracture (la demi-longueur)	m
Wf :	Epaisseur de la fracture	m
Hf :	la hauteur soutenue	m
K :	la perméabilité de la formation	md
Kf :	la perméabilité de la fracture	md
MD :	la profondeur réelle mesurée de puits (measured depth)	ft
TVD :	la profondeur verticale du Target (true vertical depth)	ft
VS :	le déplacement horizontal total (vertical section)	m
KOP :	la cote de l’amorce de la déviation (kick off point)	–
R :	le rayon de courbure	m
GOR :	rapport de gaz sur le liquide	fcs/bbl V ft ³ / ft ³
Q _O :	Débit d’Huile	m ² /h
Q _{O max} :	Débit entrant maximal	m ² /h
P _g :	pression de gisement	kg / cm ²
P _{WF} :	Pression de fond dynamique	psi
P _g :	Pression moyenne de réservoir	psi
HL :	fraction liquide	–
Q _l :	Débit liquide	m ³ /h
W :	Masse totale	m ³ /m ³

Liste des abréviations

d : diamètre de tubing	inch
V_m : la vitesse superficielle du liquide	m / f
V_g : la vitesse superficielle de gaz	m / f
Q_g : débit de gaz	m ³ /h
A_p : section de passage	m
N : les réserves en place	m ³
V_r : volume de roche	m ³
\emptyset : la porosité	%
S_o : la saturation d'huile	%
S_w : la saturation l'eau	%
Q_{gain} : le gain en débit	m ³ /h
Pot : le payout time (temps d'amortissement)	j
STOOP : Stock Tank Oil Originally In Place	Sm ³
KHL : perméabilité Horizontal	md
PHI : porosité neutron (fraction)	%
SWI : saturation en eau irréductible (fraction)	%
MABAL : calcule de bilan matière de la production du fluide (Materiel balance calculation of fluid production)	-
HSP : High Strength Proppant	-

Liste des figures

Figure	Titre	Page
<i>Chapitre 1 : Présentation de champ d'étude Rhourde Chegga</i>		
Figure.1.1. :	Localisation géographique du champ.....	03
Figure.1.2. :	Périmètre de Rhourde Chegga.....	04
Figure.1.3. :	Carte des bassins sédimentaires de l'Algérie.....	05
Figure.1.4.:	Situation de la région RDC sur la carte géologique.....	06
Figure.1.5 :	Coupe Stratigraphique du champ RDC.....	09
Figure .1.6 :	Carte structurale de champ de RDC.....	11
Figure.1.7. :	Corrélation des logs des puits de champ de RDC représente les trois réservoirs de champ RDC.....	12
Figure.1.8 :	Carte en isobathes au toit du Trias T1 et des Quartzites de Hamra dans la région de Rhourde Chegga	14
Figure.1.9. :	Schéma caractérisant les différents types de pièges	16
Figure.1.10. :	Pièges stratigraphiques	16
<i>Chapitre 2 : La fracturation hydraulique</i>		
Figure.2.1.	Fracturation hydraulique dans un forage vertical et horizontal	18
Figure.2.2.	Le fonctionnement de la fracturation et ses impacts sociaux-environnementaux....	19
Figure.2.3.	Initiation de la fracture.....	21
Figure.2.4	Extension de la fracture en Pénétrant la couche avec le fluide pompé.....	22
Figure.2.5	Maintien de la fracture ouverte avec les agents de soutènement.....	22
Figure.2.6	Distribution du proppant sur Plusieurs étapes.....	23
Figure.2.7.	Déplacement et chasse du proppant dans la fracture.....	23
Figure.2.8	Forme idéal d'une fracture.	32
Figure.2.9.	le phénomène de tortiosité d'une fracture	33
Figure.2.10.	La résistance à l'écrasement du proppant	34
Figure.2.11.	Chart d'estimation de rondeur et sphéricité	34
Figure.2.12.	Les points chargés de proppant dans le cas du Tip Screen out.....	35
Figure.2.13.	Courbe de pression après l'arrêt dans le cas d'un Near wellbore Screenout.....	36
Figure.2.14 :	préparation du gun de perforation par l'ingénieur HALLIBURTON.....	36
<i>Chapitre 3 : La reprise d'un puits en short radius</i>		
Figure.3.1 :	Profil d'un puits horizontal.....	39
Figure.3.2:	schéma d'un puits short radius.....	41
Figure .3.3 :	Profils d'un forage horizontal.....	42

Liste des figures

Figure.3.4: Profil de l'azimut d'un puits horizontal.....	43
Figure .3.5. : Choix de l'azimut par rapport à l'anisotropie (Kh/Kv).....	45
Figure.3.6. : Etapes de préparation d'un puits short radius.....	46
Chapitre 4 : Application du frac et reprise de puits en S-R	
Figure.4.1: L'implantation de puits RDC19	48
Figure.4.2.: Fiche de synthèse lithostratigraphique du puits RDC19.....	53
Figure.4.3 : Fiche technique de puits RDC19.....	56
Figure.4.4 : Performances de la Frac des QEH RDC19.....	57
Figure.4.5 : représente les paramètres de production RDC19.....	57
Figure.4.6 : Le cumul de production huile des puits de QEH.....	58
Figure.4.7 : Carte en isobathe au toit du QEH dans la région de Rhourde Chegga.....	59
Figure.4.8 : Analyse de stress in situ.....	60
Figure.4.9 : La pression de gisements des puits de QEH.....	61
Figure.4.10 : Coupe NW-SE de la porosité des réservoirs du puits RDC19.....	62
Figure.4.11 : Coupe NW-SE de la perméabilité des réservoirs du puits RDC19.....	62
Figure.4.12 : Coupe NW-SE de la saturation en eau des réservoirs du puits RDC19.....	63
Figure.4.13: La relation porosité-perméabilité dans le réservoir QEH.....	64
Figure.4.14 : Elan de puits RDC19.....	64
Figure.4.15. : Interprétation BU du RDC19	66
Figure.4.16. : Distance des puits au puits RDC19.....	67
Figure.4.17. : Bilan de calcule des quantités en place.....	68

Liste des tableaux

Tableau	Titre	Page
Tableau.4.1 :	Data complétion.....	49
Tableau.4.2:	Représente l'état de la cimentation des tubages.....	50
Tableau.4.3:	Représente les résultats de test de pression sur le puits RDC19.....	51
Tableau .4.4. :	représente les résultats de test de production sur le puits RDC19.....	52
Tableau .4.5. :	Information utiles.....	54
Tableau .4.6. :	Les gels procédés au pompage.....	55
Tableau.4.7. :	Représente l'interprétation par Elan de puits RDC19.....	64
Tableau.4.8. :	les puits voisin de RDC19 déjà fracturé dans les QEH.....	67

Table des matières

Liste de figure

Liste de tableaux

Liste de symbole

❖ INTRODUCTION GENERALE	01
❖ Chapitre 1 : Présentation de champ d'étude Rhourde Chegga	
I. Généralité sur le môle d'Amguide Messaoud.....	03
II. Présentation de champ de Rhourde Chegga.....	03
1) Situation géographique	03
2) Contexte géologique	04
3) Aspect stratigraphique.....	06
4) Aspect structurale.....	10
5) Système pétrolier	11
➤ La roche mère.....	14
➤ La roche réservoir.....	15
➤ La roche couverture.....	15
➤ Les pièges.....	15
❖ Chapitre 2 : La fracturation hydraulique	
- Introduction	17
I. Définition de la fracturation hydraulique.....	17
II. Historique de la fracturation hydraulique.....	18
III. L'objectif de fracturation hydraulique.....	20
IV. Description de l'opération.....	21
1) Initiation de la fracture.....	21
2) Développement ou extension de la fracture.....	21
3) Maintien de l'ouverture de la fracture.....	22
4) Fermeture du puits.....	23
5) Dégorgement et mise en production.....	23
V. Déroulement de l'opération de fracturation hydraulique.....	24
1) Préparation du puits	24
2) Teste d'injection	24
3) shadow frac (mini frac).....	24
4) le traitement lui-même	25
VI. Fluides de fracturation hydraulique et les additifs.....	25
1) Fluides de fracturation hydraulique	25
2) Les additifs.....	26
3) Qualités demandées aux fluides de fracturation.....	27
4) Teste d'efficacité de fluide et volume du pad.....	28
VII. Les mesures avant le traitement.....	28
1) Mesure de diaggraphie.....	28

Table des matières

2) L'imagerie.....	29
3) Les essais de puits.....	29
VIII. Critère sur le choix des puits candidats à fracturé	29
1) Réservoir.....	29
2) Historique de puits.....	30
3) Economie de l'opération.....	31
IX. Les problèmes de la fracturation hydraulique	32
1) Phénomène de tortuosité.....	32
2) Colmatage	33
3) Screen-out	34
4) Les perforations.....	36
5) Configuration de la tête de puits.....	37
- Conclusion.....	37

❖ Chapitre 3: La reprise d'un puits en short radius

- Introduction.....	38
I. La reprise des puits en short radius.....	38
II. Intérêt de conversion des puits en short radius.....	38
III. Notions sur les puits horizontaux.....	39
IV. Sélection du profil de puits horizontal.....	40
1) Long radius.....	40
2) Médium radius.....	40
3) Short radius.....	41
4) Ultra short radius.....	41
V. La trajectoire théorique d'un puits horizontal.....	42
VI. L'emplacement et le positionnement d'un puits horizontal.....	43
VII. Sélection de puits candidats au short radius.....	44
1) Critère de sélection d'un puits.....	44
2) Critère de choix de drain ciblé.....	44
3) Critère de choix de l'azimut.....	44
4) L'anisotropie (kv/kh).....	44
5) Influence des contraintes.....	45
VIII. Technique de réalisation d'un puits en short radius.....	46
1) Préparation des puits candidat.....	46
2) Procédure de reprise d'un puits en short radius.....	46
IX. Conditions de réalisation d'un puits candidat.....	47
X. Short radius avec la nouvelle méthode GEOSTEERING.....	47
- Conclusion.....	47

❖ Chapitre 4 : Application du frac et la reprise de puits RDC19 en S-R

- Introduction.....	48
I. Opération de fracturation hydraulique sur le Puits RDC19.....	48

Table des matières

1) Informations générales sur le puits étudié et le réservoir.....	48
2) Programme de la fracturation hydraulique.....	54
3) Résultat et interprétation de l'opération sur le puits RDC19.....	55
II. Reprise de puits en short radius.....	58
1) Investigation générale et interprétation sur le puits RDC19.....	58

❖ CONCLUSION

- Conclusion et recommandation.....	69
- Bibliographie	
- Annexe	



Introduction générale

Introduction générale

Les hydrocarbures sont la source d'énergie la plus utilisée dans le monde, jusqu'à maintenant les recherches n'ont pas réussi à trouver une source d'énergie de substitution qui peut remplacer cette énergie surtout sur le plan économique.

L'exploitation naturelle d'un gisement de pétrole, consiste à ramener les hydrocarbures jusqu'à la surface par déplétion naturelle dans les meilleur conditions. Dont le but d'accroissement de la production pétrolière en Algérie Sonatrach est orienté au développement des gisements périphériques de Hassi Messaoud, champs de Hassi Guettar (HGA), Hassi Khbiza (HKZ), Garet Benchentir (OL), Rhourde Chegga (RDC), ...etc , dans ce sens elle s'intéresse à réaliser des études approfondies sur ces derniers pour les bien caractériser dont le but de faciliter leur exploitation , le champ Rhourde Chegga (RDC) ; Des que la production devient insuffisante malgré les réserves en place importantes, de nouvelles techniques de récupération sont introduites en vue d'améliorer la productivité et les caractéristiques des puits.

L'une de ces techniques est connue sous le nom de fracturation hydraulique. Ce dernier permet de créer, d'une manière artificielle, un drain perméable par l'injection de fluide porteur d'agents de soutènement dans le réservoir.

La réussite d'une telle opération dépend énormément des paramètres choisis et des décisions prises afin d'éviter toute échec ou toute dépense supplémentaire et avoir un bon rendement de l'opération. Pour récupérer les hydrocarbures, le forage d'un puits est le seul moyen pour l'extraire avec un prix de revient le plus minimal possible et dans les meilleures conditions de sécurité possibles, le forage a évolué très rapidement ces deux dernières décennies, passant par le forage horizontal, la reprise en Short Radius et actuellement le forage multi-drain et objectif de notre étude. La reprise en Short Radius : ce sont des puits verticaux repris en puits horizontaux à cause des problèmes liés à la production, cette technique a connue une large application au niveau du champ de Hassi Messaoud, en raison de son faible coût par rapport au coût d'un nouveau forage.

Le but de cette étude est de déterminé la méthode la plus efficace pour passer de puits vertical non producteur à un puits horizontal producteur et augmenter sa productivité ainsi que les différents étapes de cette méthode, Le forage en "short radius" était notre principal sujet.

Introduction générale

Nous allons par ce modeste travail définir cette méthode ainsi que les détails de déroulement de travail sur le puits RDC19 de la zone de Rhourd chegga, pour cela nous suivrons le plan suivant :

- Le premier chapitre porte sur la généralité de champ d'étude Rhorde Chegga.
- Le deuxième chapitre porte sur l'étude théorique de la fracturation hydraulique.
- Le troisième chapitre porte sur l'étude théorique de Short radius.
- Le dernier chapitre est consacré à l'étude pratique de la fracturation hydraulique sur le puits RDC19 et leurs résultats avec une investigation générale de puits celui qui décide de recommander le S-R.



Chapitre 1

Présentation de champ d'étude

Rhourde Chegga

I. Généralité sur le môle de Hassi Messaoud

La plateforme saharienne appartient au craton Ouest-Africain où le socle Cristallin, considérablement affaissé est recouvert par une puissante couverture sédimentaire Paléozoïque et Mésozoïque.

Le Paléozoïque est représenté par tous ses termes du Cambrien au Carbonifère. Le Mésozoïque comprend des sédiments continentaux, lagunaires et marins Appartenant au Trias, Jurassique et Crétacé a différentes phases orogéniques, cette plateforme a été affectée par des mouvements tectoniques ayant donné naissance à des zones hautes et basses (Antéclises et Synéclises) et des dorsales (Amguid, Idjerran...).

L'axe haut de Hassi Messaoud, de forme ovoïde et de direction NE-SW est situé au Nord de la plateforme saharienne entre les méridiens 5°40' et 6°20' Est et les parallèles 31°30' et 32°00' Nord, il occupe ainsi une superficie de 5 400 Km² ; il est le résultat d'une histoire paléo tectonique très complexe. [15]

Il fait partie d'un ensemble des structures formants la partie Nord de province triasique, parmi Ces structures la structure de champ de Rhourde Chegga située à une trentaine de kilomètres au Nord-Est de champ de Hassi Messaoud.

II. Présentation de champ de Rhourde Chegga

1) Situation géographique :

Le gisement de Rhourde Chegga est situé dans le bloc 433, à une trentaine de kilomètres au Nord-est de champ de Hassi-Messaoud (**Figure.1.1.**), il se situe à 680 km Sud – Sud-Est d'Alger, à 350 km de la frontière tunisienne, et à environ 300 Km du gisement de gaz à condensât de Hassi R'Mel. [1]

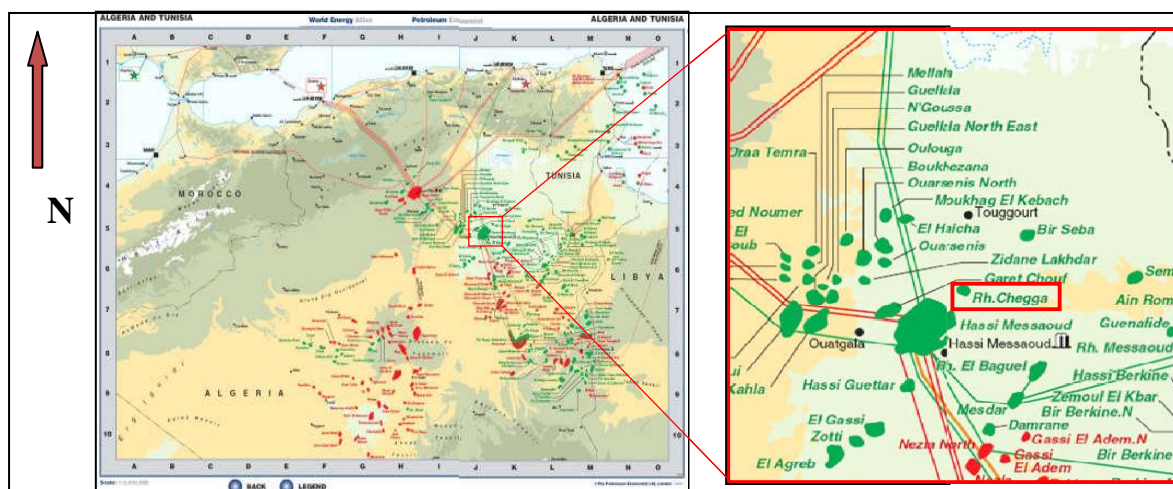


Figure.1.1. : Localisation géographique du champ. [1]

➤ Fiche technique du champ :

Wilaya : Ouargla
Mole: Amghide Messaoud
Bloc : 433
Zone fiscale : D
Superficie de la sismique 3D : 190 Km ²
Superficie du permit d'exploitation : 172.53 Km ²
Nombre de puits forés : 23 puits
Réservoir : Trias (T1, G.RDC), Ordovicien (HQ)
Année de production : 1989

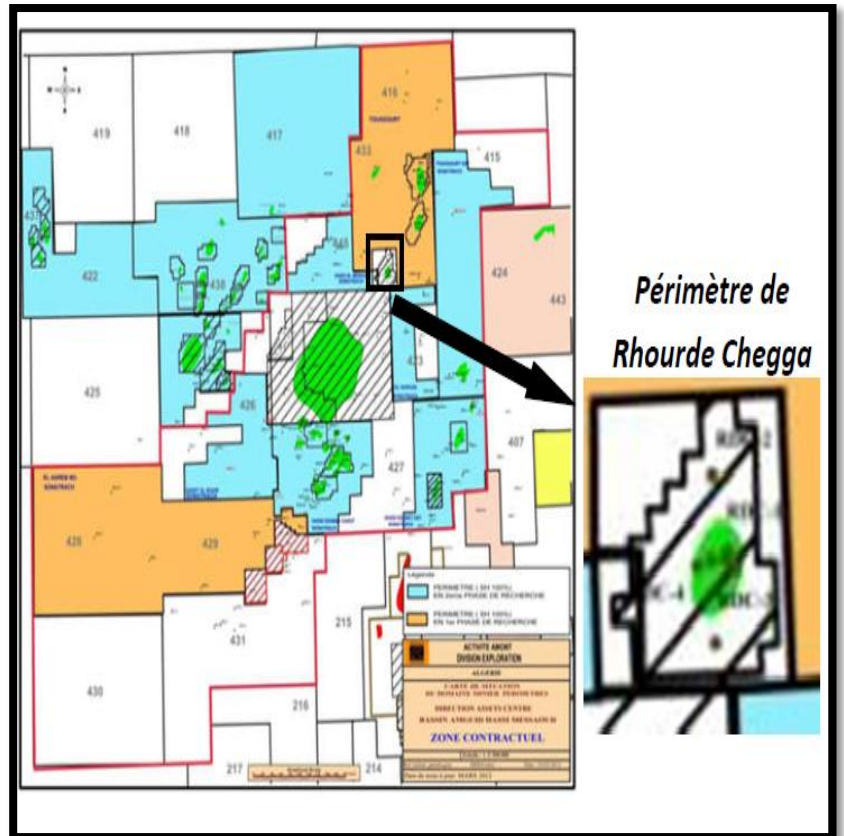


Figure.1.2. : Périmètre de Rhourde Chegga [1]

2) *Contexte géologique :*

Le champ de RDC appartient au môle de Hassi Messaoud qui est le résultat d'une histoire paléo-tectonique assez compliquée, il fait partie d'un ensemble de structures formant la province triasique Nord orientale; il est limité :

- au Nord par l'ensellement de Touggurt ;
- à l'Est, par la dépression de Berkine ;
- à l'Ouest, par la dépression d'Oeud Mya ;
- au sud, par le horst d'Aimguid Messaoud (**Figure.1.3.**) [1].

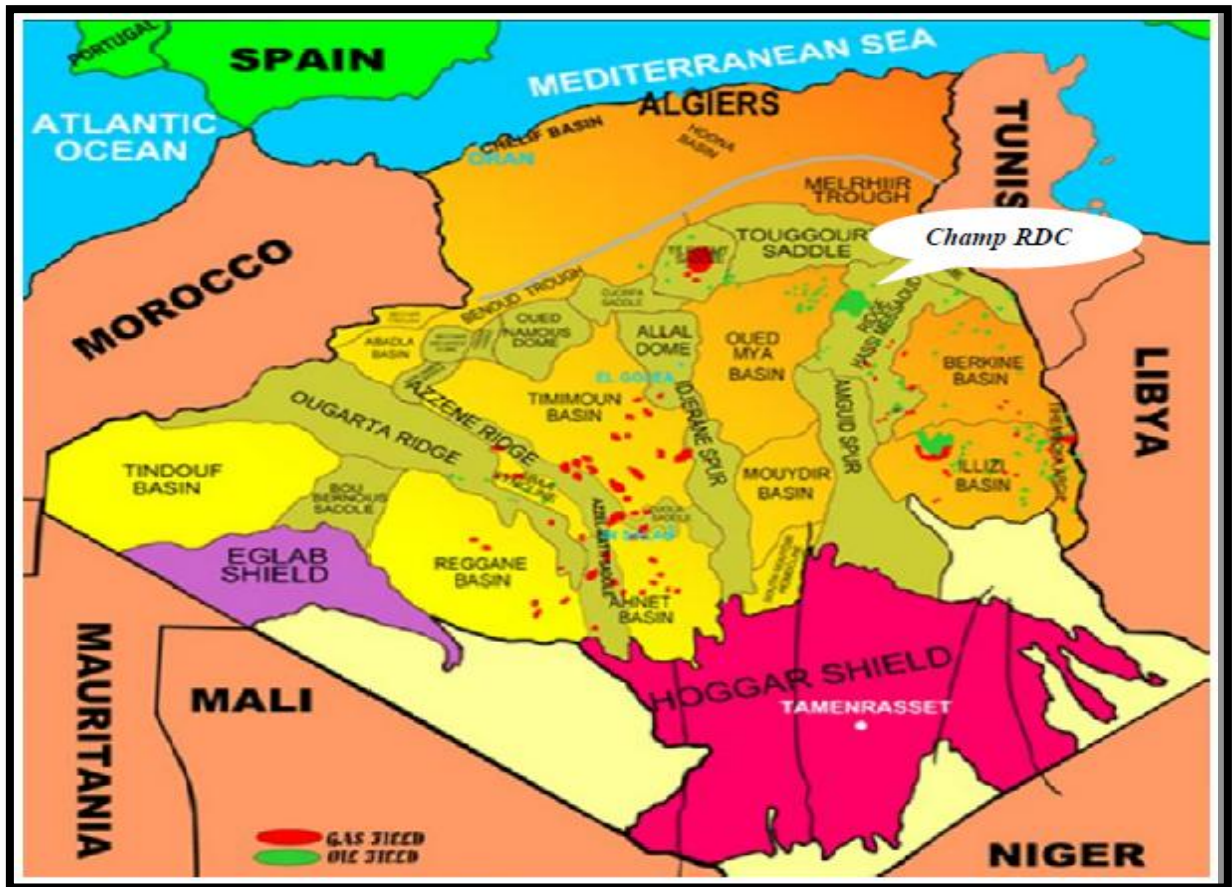


Figure.1.3. : Carte des bassins sédimentaires de l'Algérie.[1]

➤ Cadre géologique régional :

La région de Rhourde Chegga se situe dans le prolongement Nord de l'axe positif d'Amguid El Biod, élément tectonique majeur de direction subméridienne, actif tout au cours de l'histoire géologique avec une série paléozoïque profondément érodée par la discordance hercynienne. Au sud, cet axe se prolonge en continuité jusqu'aux affleurements des Tassilis et du massif du Hoggar par le môle d'Amguid-El Biod proprement dit (**Figure.1.4.**). [2]

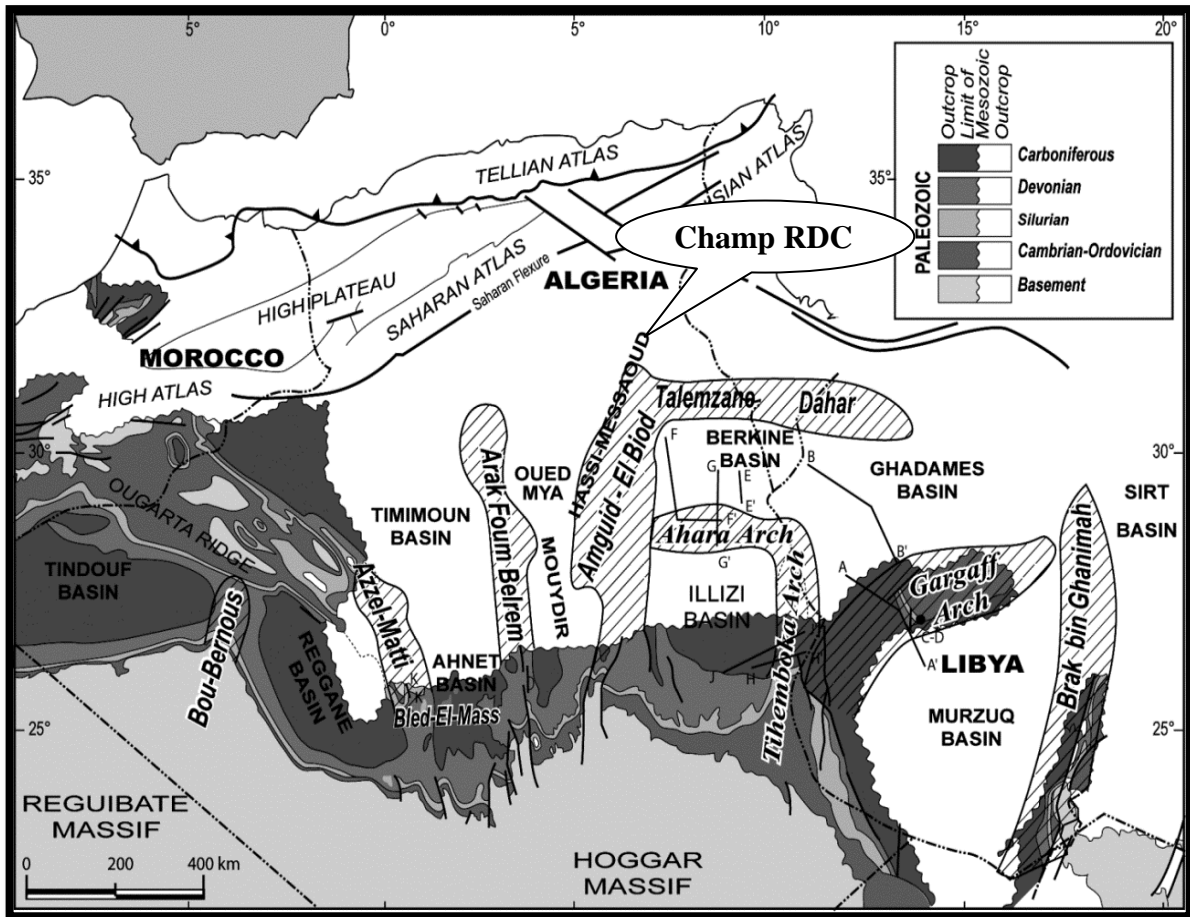


Figure.1.4.: Situation de la région RDC sur la carte géologique. [2]

3) Aspect stratigraphique :

Le champ pétrolier de Rhourde Chegga est situé dans la province Triasique, cette dernière représente un soubassement antécambrien, métamorphique constituant la plateforme saharienne où les dépôts étalés du Paléozoïque seront affectés à la fois par deux phases d'érosion majeures ;

- La discordance Taconique qui sépare l'Ordovicien basal (Trémadoc) de l'Ordovicien sommital (Ashgill sup.) composé de formations fluvio-glaciaires et glaciomarines. Dans les parties ouest et est du dôme de Messaoud et matérialisée par une érosion due essentiellement à un rabotage glaciaire ;
- la discordance hercynienne qui érode les dépôts Paléozoïques (au Visien- Permien) jusqu'à l'Ordovicien et le Cambrien.

Les formations du Trias par lesquelles débute le Mésozoïque sont donc discordantes sur les couches du Cambro-ordovicien. De ce fait, la région est très complexe du point de vue

structural et stratigraphique vue les nombreuses phases tectoniques subies et l'intensité de l'érosion hercynienne On distingue de base au sommet :

➤ **Le socle**

Rencontré aux environs de 4000 mètres de profondeur, il est constitué de terrains méta-sédimentaires traversés par de nombreuses intrusions magmatiques (elles sont formées essentiellement de granite porphyroïde rose). L'âge des formations varie de l'Archéen à l'Eocambrien et Cambrien. [1]

➤ **L'infracambrien**

C'est l'unité lithologique la plus ancienne rencontrée constituée de grés argileux rouges. [1]

➤ **Le Paléozoïque**

Les formations paléozoïques reposent en discordance sur le socle ; (discordance panafricaine). De la base au sommet on distingue :

• **Le Cambrien :**

On y distingue quatre (04) lithozones Ra, Ri, R2 et R3, Pour le champ de RDC le Cambrien n'est pas atteint.

• **L'Ordovicien :**

On distingue de la base au sommet quatre (04) unités lithologiques:

- ❖ La zone des alternances
- ❖ La formation des argiles d'El-Gassi
- ❖ Les grés d'EL Atchane
- ❖ Les quartzites de Hamra : son épaisseur moyenne varie de 12 à 75 mètres.

L'un des formations réservoirs objectives de cette étude Ce sont des grés gris – clair à gris – blanc fin à moyen, silico–quartzitiques à quartzitiques, à rares intercalations d'argile noir indurée et silteuse.

- ❖ Les Grés d'Ouargla : grés gris blanc, verdâtre et beige fin à moyen, finement micacé avec passées d'argile noire
- ❖ Les Argiles Micro conglomératiques. [1]

➤ **Le Mésozoïque**

Il est subdivisé comme suit :

• **Le Trias :**

Le Trias de Rhourde Chegga est constitué de 7 unités lithostratigraphiques principales qui reposent en discordance sur les formations Ordoviciennes.

- ❖ Grés du RDC : c'est une formation essentiellement gréseuse dont l'épaisseur varie d'un puits à un autre, elle est entre 2m à 20m, c'est un grés, gris à gris vert, moyen à

ciment silico argileux, moyennement dur, localement il peut être friable ou complètement compact.

- ❖ Roche éruptive.
- ❖ La série inférieure argileuse
- ❖ Trias T1 : alternance de grés,gris blanc, fin à moyen à ciment silico-argileux, parfois dolomitique et des niveaux silteux gris à gris-verts. L'épaisseur moyenne de cette formation est de 50m.
- ❖ Trias Argilo-Gréseux
- ❖ Trias T2
- ❖ Trias argileux (G30)
- ❖ Trias salifère (G20).

- **Le Jurassique_:**

Son épaisseur moyenne est de 340 mètres. Il est constitué de trois étages; de la base au sommet on distingue :

- ❖ Le Lias
- ❖ Le Dogger
- ❖ Le Malm.

- **Le Crétacé:**

Son épaisseur moyenne est de 1620 mètres. Il est constitué de sept étages; de la base au sommet on distingue :

- ❖ Le Néocomien
- ❖ Le Barremien
- ❖ L'Aptien
- ❖ L'Albien
- ❖ Le Cénomanién
- ❖ Le Turonien
- ❖ Le Sénonien. [1]

- **Le Cénozoïque:**

Son épaisseur moyenne est de 360 mètres. Il est constitué de calcaire dolomitique à l'Eocène et d'un recouvrement de type sableux au Moi Pliocène :

- **L'Eocène**
- **Le Mio-pliocène. [1]**

		AGES	Lithologie	Ep	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE
CENO	MIO - PLIOCENE			239	sable silico-carbonaté
	EOCENE			120	calcaire dolomitique
CRETACE	SENONIEN	Carbonaté		180	Calcaire dolomitique, passées anhydrites
		Anhydritique		220	Dolomie, anhydrite et calcaire blanc
		Sulfere		140	Sel massif avec passées argiles dolomitiques
	TURONIEN			115	Calcaire avec passées d'argiles à la base
	CENOMANIEN			145	Anhydrite, dolomie parfois argileuse
	ALBIEN			360	Grès argileux à silico-argileux
	APTIEN			24	Dolomie calcaire avec passées de marnes
	BARREMIEN			270	Grès, argile silto-sableuse et dolomie
	NEOCOMIEN			180	Argile carbonatée avec passées de grès
	MALM			225	Argile silteuse, grès argileux et anhydrite
JURASSIQUE	DOGGER	Argileux		100	Argile dolomitique, grès argileux et anhydrite
		Lagunaire		110	Anhydrite, passées d'argile et dolomie
	LIAS	LS1		350	Anhydrite passées d'argile dolomitique
		LS2		64	Sel massif, anhydrite, passées d'argile
		Horizon B		37	Calcaire argileux, argile et anhydrite
		S1- S2		268	Sel massif blanc, Argiles et anhydrite
		S3		210	Sel massif, Argile brune et grès
		G10		100	Argile brun rouge et verdâtre, sel
	G20 (S4)			110	Sel massif, passées d'argile brune
	Argileux			35	Argile silteuse, Anhydrite, dolomite
T2			80	Dolomie au sommet, argiles et grès	
TRIAS	Grès T1			20-30	Grès fins, argile indurée, passées de dolomie
	Volcano-Sédimentaire			50-90	Roches éruptives à passées d'argile
	Série inf "Grès de RDC"			20	Grès blancs fins avec passées d'argiles
	Argiles			50	Argiles avec grès microconglomératique
	Microconglomérat			50	Argiles avec grès microconglomératique
PALEOZOIQUE	ORDOVICIAN	Grès d'El Golea		0-20	Grès silico-argileux
		Grès de Ouargla		25	Grès quartzitique silico-argileux et argiles silteuses
		Quartzites Hamra		0-75	Grès silico-argileux à quartzitique
		Grès d'El Atchane		25	Grès glauconieux, passées d'argile
		Argiles d'El Gassi		107	Argile à passées de grès
		Zone Des Alternances		24	Alternance d'argile et grès.
		Ri		46	Grès Isométriques avec pyrite et lignite
	CAMBRIAN	Ra		125	Grès anisométrique avec joints d'argile
		R2		100	Grès microconglomératique
		R3		370	Grès grossier, conglomératique
INFRA-CAMBRIAN		45	Grès Argileux rouge		
SOCLE		-	Granite porphyroïde rose		

Figure.1.5. : Coupe Lithostratigraphique du champ RDC. [1]

4) Aspect structural

Sur le plan structurel, le champ RDC à une structure orientée NE-SW, c'est le résultat de l'action sur un substratum fracturé, plissé et érodé, et sur la couverture sédimentaire de plusieurs phases tectoniques qui peuvent être soit distensives, soit compressives. Celles-ci sont la désintégration de la Pangée à partir du Trias.

Le champ de RDC est affecté par des failles sub-verticales orientées NE-SW à N-S, elles ont probablement été initiées pendant l'Orogénie hercynienne.

Les failles soient s'achèvent vers le haut à la discordance Hercynienne ou s'étendent dans les formations Triasiques en raison de la réactivation tectonique.

La principale faille orientée N-S, qui plonge vers l'ouest et délimite la structure à l'est, représente une faille inverse qui est probablement le résultat de la réactivation d'une faille normale.

Le mouvement inverse de cette faille semble avoir provoqué le repliement des sections triasiques et paléozoïques et, par conséquent, la formation d'une structure anticlinale douce N-S, plus prononcée vers le sud, là où cette faille majeure a été cartographiée A l'ouest de la faille principale orientée N-S, une autre faille avec le même déplacement, mais plus court, a été interprétée, cette dernière traverse la section Triasique et une partie du Paléozoïque et limite la structure RDC à l'est. Loin du nord, là où les deux failles (N-S) conjuguées s'arrêtent, la fermeture structurale du champ RDC est assurée par le pliage, qui résulte de la compression tectonique suite à la réactivation et à l'inversion d'une faille normale. Une autre structure anticlinale, orientée NE-SW, est visible au nord-ouest du puits RDC-2. Cet anticlinal est le résultat d'une réactivation et d'une inversion de la faille normale majeure NE-SW, en coupant la section paléozoïque et en étant tronquée à la déconcerte Hercynienne. (**Figure.1.6**) [1]

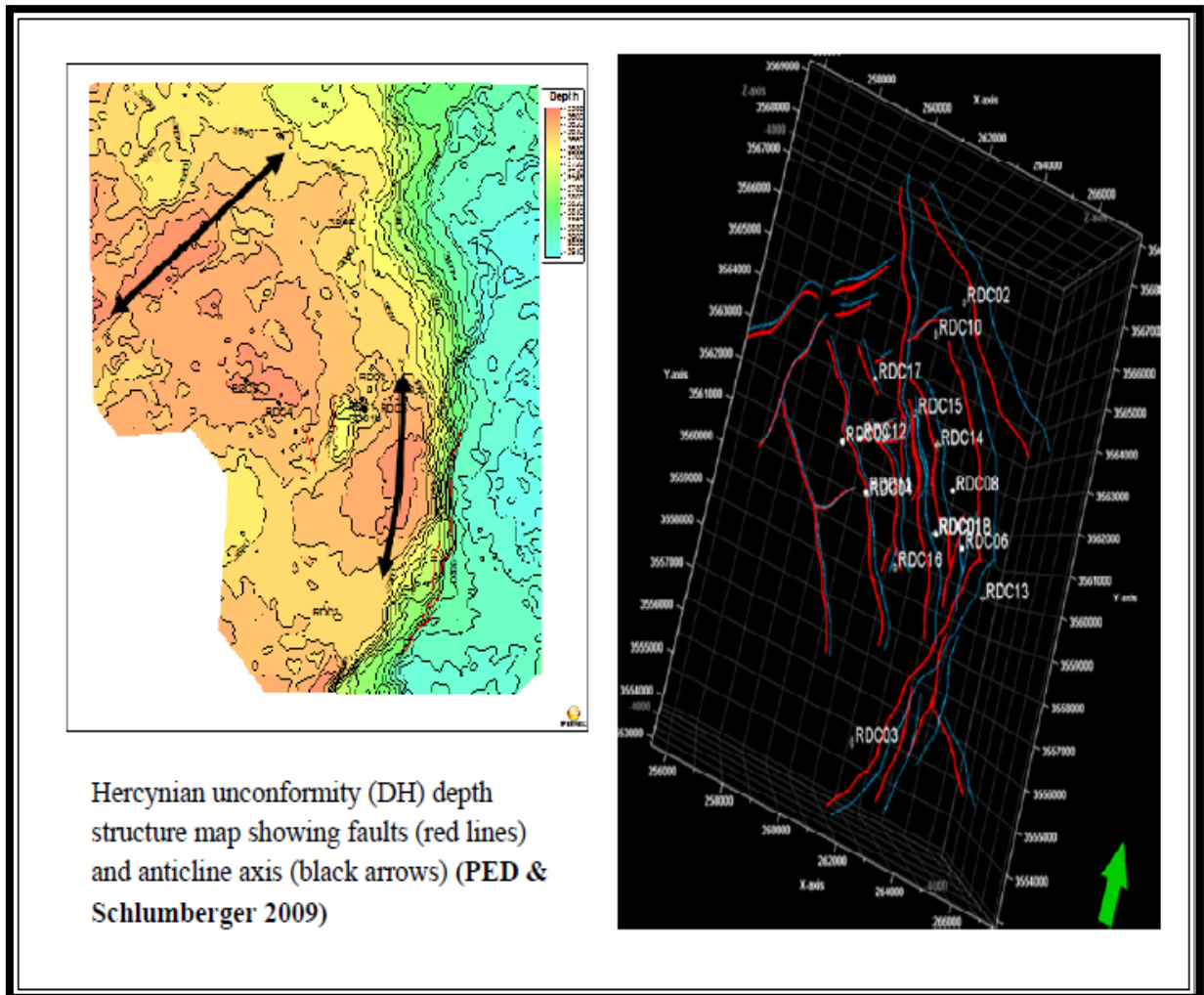


Figure.1.6.: Carte structurale de champ de RDC. [1]

5) *Système pétrolier*

➤ Les réservoirs :

Le champ de RDC contient à la fois des formations Paléozoïque (pré-hercynienne) et Trias (post-hercynienne), et qui comprennent des réservoirs contenant des hydrocarbures, des quartzites d'âge ordovicien (quartzites Hamra) et grès d'âge Triasique (RDC et T1). [1]

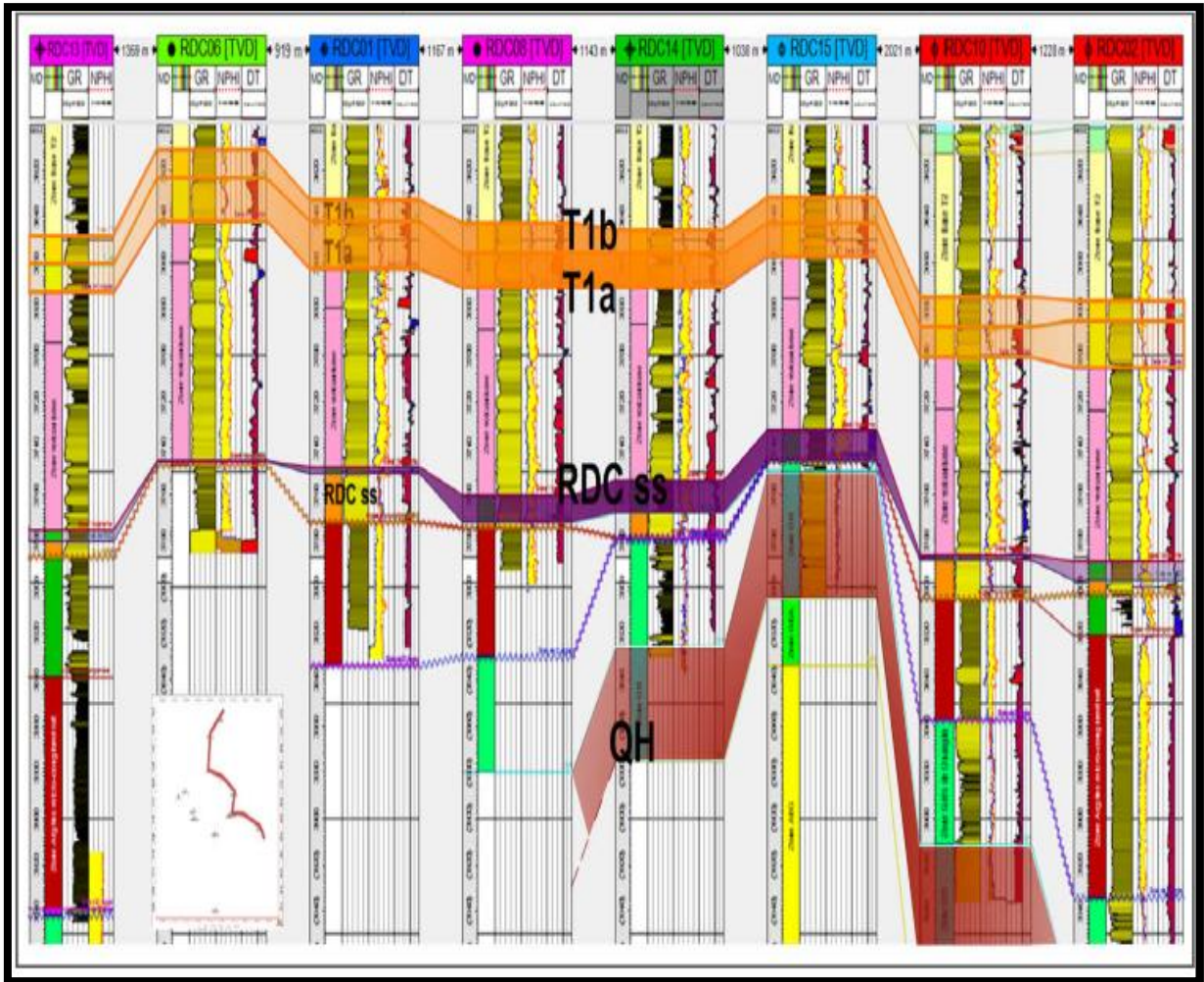


Figure.1.7. : Corrélation des logs des puits de champ de RDC représente les trois réservoirs de champ RDC. [1]

- **Play Ordovicien :**

- ❖ **Sédimentologie :**

La discordance Taconique sépare l'Ordovicien basal (Trémadoc) de l'Ordovicien sommital (Ashgill sup.) composé de formations fluvioglaciales et glaciomarines. Dans les parties ouest et est du dôme de Messaoud, la discordance Taconique est matérialisée par une érosion due essentiellement à un rabotage glaciaire.

L'unité allant du Trémadoc au Caradoc, c'est-à-dire tout l'Ordovicien Inférieur, comprend deux cycles transgressifs-régressifs :

- un cycle Trémadoc-Arénig inférieur : formations déposées en milieu marin peu profond à fluviatile.
- un cycle Arénig moyen-Caradoc, tronqué par endroits par la discordance taconique, comprenant les quartzites de Hamra, les grès d'Ouargla, les argiles marines d'Azzel et les grès deltaïques à littoraux de l'Oued Saret. [1]

❖ Réservoir quartzites de Hamra :

Dans le réservoir ordovicien, la section la plus importante est formée par les quartzites de Hamra, avec de nombreuses productions d'huile prouvées tout autour du gisement de Hassi Messaoud.

Les quartzites de Hamra se présentent sous la forme de grès massifs, propres et bien développés, avec une porosité allant de 2 à 10 % et des perméabilités variant de 0,1 à 100 mD

• **Play Trias :**

La caractérisation pétrographique et pétrophysique du réservoir Triasique est l'un des soucis majeurs. En effet, aux problèmes de discontinuité latérale des corps gréseux, il y a lieu de rajouter les problèmes de compaction en relation directe avec les phénomènes de diagenèse, ainsi que d'autres facteurs tels que la dissolution et l'altération des minéraux. [1]

❖ Sédimentologie :

Les séries continentales du Trias moyen sont les premières à se déposer sur la discordance Hercynienne. Les dépôts du Trias se concentrent dans des dépressions orientées Nord-Est/Sud-Ouest.

La série sédimentaire est caractérisée par une importante formation évaporitique qui s'étale du Trias terminal au Dogger, et par des dépôts volcano-détritiques et lagunaires. Le bassin triasique occupe une très vaste dépression (plus de 200000 km²), dont le remplissage a donné naissance à une très grande variété de faciès, en fonction de leur lieu de sédimentation et de leur éloignement par rapport aux différentes sources d'apport. En général, les dépôts sont franchement continentaux (fluviaux) à la base de la série et deviennent de plus en plus fins et évaporitiques vers le sommet. [1]

❖ Réservoir Grès RDC :

Après l'érosion et le démantèlement hercynien des vallées ce sont créés propices au dépôt des grès fluviaux de RDC qui sont caractérisés par une succession grano-décroissante vers le haut passant à des argiles de plaine d'inondation. Ces grès sont bien développés mais comme la composante stratigraphique et structurale influence leur dépôt, ces grès montrent une hétérogénéité et une distribution latérale complexe. Les données de pression montrent également qu'il n'y a pas de communication entre les deux chenaux ce qui prouve la présence de faille étanche près du puits.

Quant aux caractéristiques pétrophysiques les grès de RDC présentent des caractéristiques meilleures, avec une perméabilité variant de 25 à 10md et une porosité de 7 à 10%. [1]

❖ Le réservoir du Trias T1:

Les grès du T1 ont été déposés dans un milieu de chenaux fluviatiles (en tresse) de direction NNE et comprend deux cycles gréseux de chenaux grano-décroissants séparés par les dépôts de levés, plaine d'inondation et de paléosol. Ces dépôts constituent une bonne barrière de perméabilité entre le Ta et le T1b. La perméabilité du réservoir T1, varie entre 0.1md et 4md, pour une porosité moyenne de l'ordre de 7 à 12%. [1]

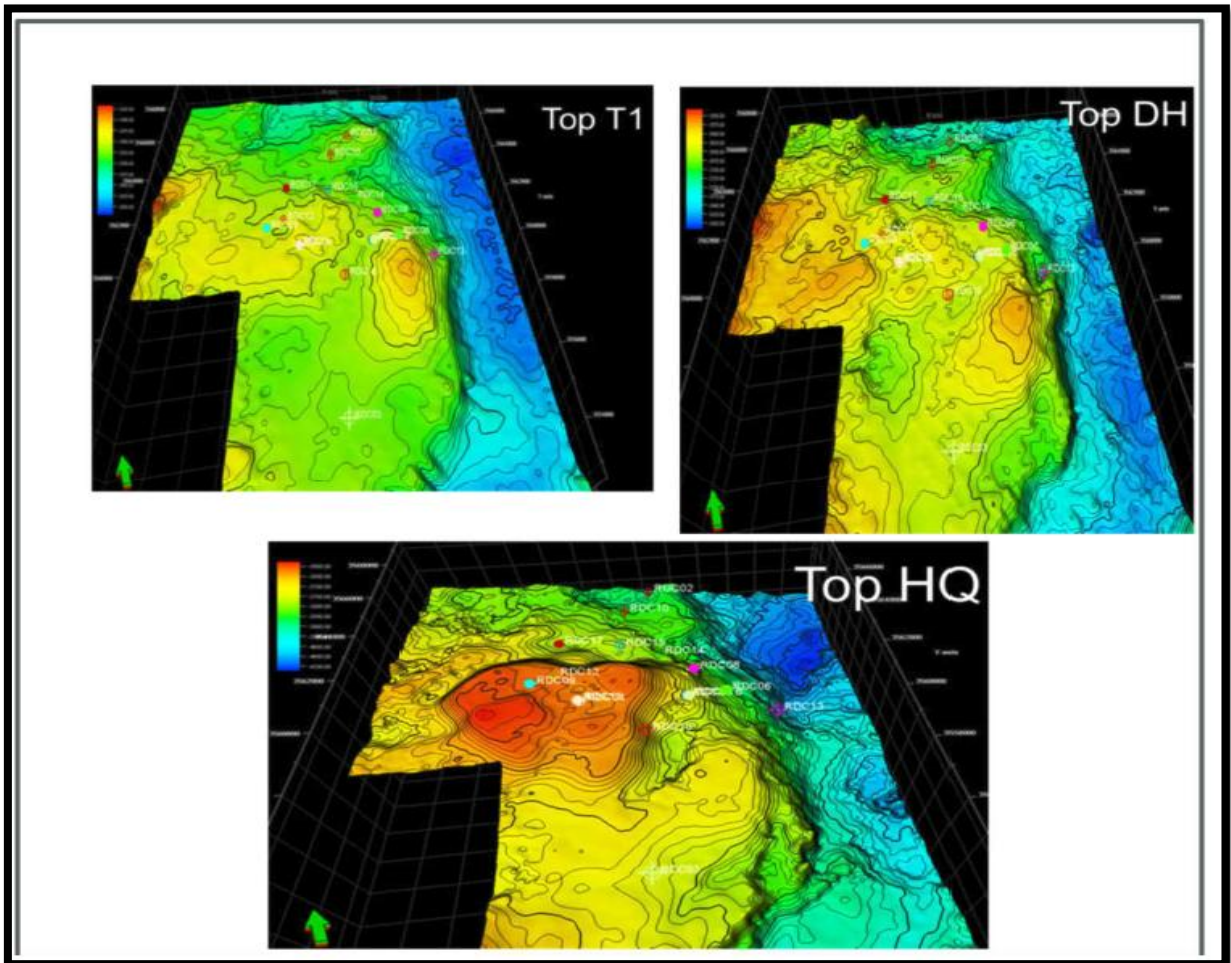


Figure.1.8. : Carte en isobathes au toit du Trias T1 et des Quartzites de Hamra dans la région de Rhourde Chegga.[16]

➤ **Roches mères :**

Le Silurien est le principal niveau roche mère dans les bassins de l'Oued Mya et Amguid-Hassi Messaoud, grâce à un niveau basal d'argiles radioactives gris noir à noires très riche en matière organique. Quelques régions en sont dépourvues par suite de l'érosion hercynienne.

Ce niveau présente une excellente richesse au nord et à l'ouest du dôme de Hassi Messaoud Il est généralement moins épaisse à l'est et au nord qu'à l'ouest (Oued Mya) où il atteint 60 m en moyenne. [15]

L'époque de génération d'huile daterait de la fin du Jurassique-début du Crétacé pour la région orientale (GEA, EAT), et essentiellement du Crétacé pour la région occidentale. Elle est cénomanienne (90 MA) pour la bordure proximale, et aptienne (110 MA) pour la bordure distale. Vers les parties centrales des bassins de Berkine et de l'Oued Mya, la maturation serait liée à l'enfouissement atteint à la fin du Paléozoïque, d'où une génération d'huile datant de la fin du Dévonien-début du Carbonifère.

Autour de Hassi Messaoud, le Silurien radioactif aurait généré 1 080 BBL (billions de barils) d'huile et 730 TCF (trillions de cubic feet) de gaz, et expulsé 850 BBL d'huile et 730 TCF de gaz. Avec un coefficient de piégeage moyen de 12 %, les quantités d'huile qui auraient été piégées seraient de 102 BBL. En tenant compte des réserves dont l'existence est prouvée (54 BBL), les quantités d'huile restant à découvrir dans la région seraient de l'ordre de 48 BBL d'huile, principalement dans les plays cambro-ordoviciens au nord-ouest de Berkine suivant l'axe structural REB-NZ, et au sud-est du flanc oriental du bassin de l'Oued Mya ainsi que dans les plays triasiques, particulièrement les régions nord et ouest du dôme de Hassi Messaoud (OEM, BKZ, BKH). [1]

➤ **Roches couvertures :**

Le môle d'Amguid-Messaoud comprend plusieurs niveaux de roches couvertures qui varient en âge et en faciès.

Les argiles d'El Gassi assurent la couverture des réservoirs cambriens et sont réparties sur toute la plate-forme saharienne. L'étanchéité du réservoir quartzites de Hamra dans l'Ordovicien est assurée par les argiles d'Azzel.

Les couvertures les plus étanches sont constituées par les dépôts argilo-évaporitiques du Trias et du Lias. [1]

➤ **Types de pièges :**

L'essentiel de l'exploration est concentré sur les pièges structuraux et mixtes, et une attention toute particulière est portée aux pièges stratigraphiques (lentilles gréseuse du Trias).

Il s'agit de plis anticlinaux formés lors des différentes phases tectoniques, anticlinaux créés à la faveur d'une tectonique cassante ou limités sur leurs flancs par de grands accidents qui font partie du système très complexe de la dorsale Amguid-Hassi Messaoud.

Un autre type de pièges peut être constitué par les corps gréseux fermés par biseautage latéral.

[1] (Figure.1.9).

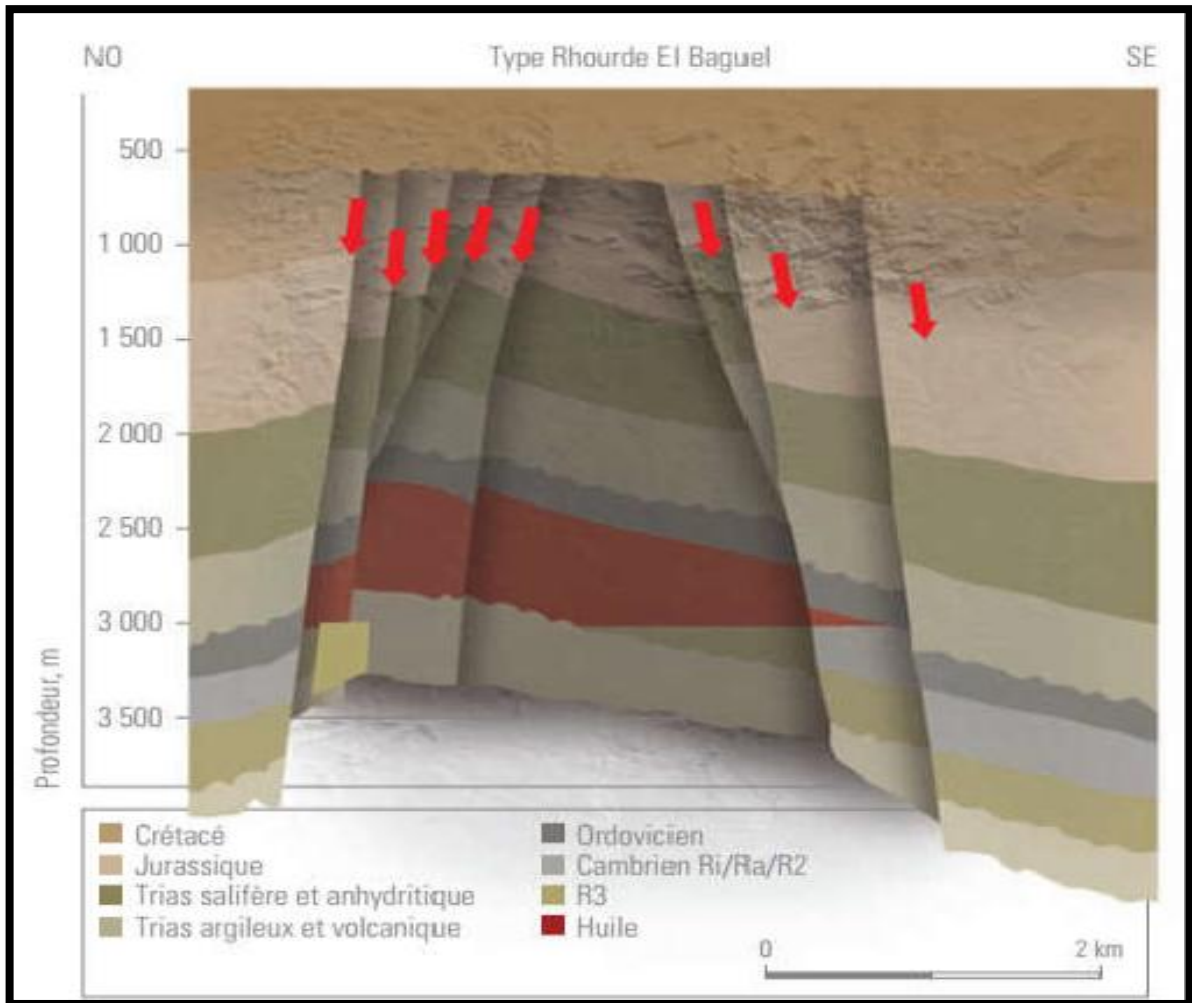


Figure.1.9. : Schéma caractérisant les différents types de pièges.[16]

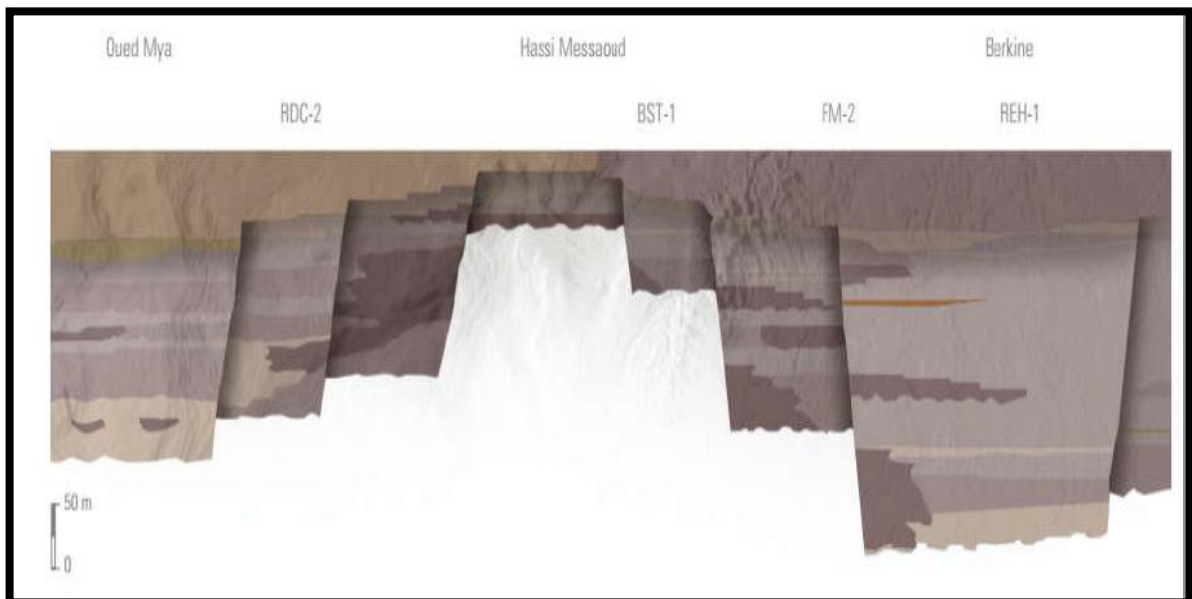


Figure.1.10. : Pièges stratigraphiques.[16]



Chapitre 2

La fracturation hydraulique

Introduction

Vieille depuis 1947, la fracturation conventionnelle est la dislocation ciblée des formations géologiques peu perméables. Cette technique consiste à injecter le fluide de fracturation de pression supérieure à la pression du fluide de la roche pour créer des fissures ou fractures. Il s'agit d'une opération de stimulation de puits permettant d'améliorer la récupération des hydrocarbures en augmentant l'indice de productivité ou d'injectivité.

I. Définition de la fracturation hydraulique

La fracturation hydraulique est la dislocation ciblée de formations géologiques peu perméable en fracturant la roche par une contrainte mécanique à l'aide d'un fluide injecté sous haute pression à partir d'un forage de surface, pour en augmenter la macro porosité et moindrement la microporosité. Le fluide peut être de l'eau, une boue ou un fluide technique dont la viscosité a été ajustée. Cette fracturation peut être pratiquée à proximité de la surface, ou à grande profondeur (à plus de 1 km, voire à plus de 4 km dans le cas du gaz de schiste), et à partir de puits verticaux, inclinés ou horizontaux.

Quand la pression du fluide, injecté à la profondeur voulue, dépasse celle créée au point d'application par le poids des roches situées au-dessus, une ou des fractures s'initient -plus exactement quand la pression dépasse celle de l'eau interstitielle de la roche-. Les fractures s'élargissant avec l'injection continu du fluide, elles peuvent alors se propager, éventuellement sur plusieurs centaines de mètres tant que l'apport de fluide est maintenu ; la direction que peuvent prendre les fractures est, bien sûr, l'objet d'études préalables, mais est loin d'être entièrement contrôlable.

Pour empêcher que le réseau de fractures ne se referme sur lui-même au moment de la chute de pression, le fluide est enrichi (environ 10 %) en agents de soutènement : des poudres de matériaux durs, principalement grains de sable tamisé, ou microbilles de céramique. Ceux-ci vont remplir les fractures et, une fois en place et recompressés par le poids des roches, constitueront un milieu suffisamment poreux pour permettre la circulation ultérieure des produits à extraire. Le fluide injecté contient également un mélange complexe de produits issus de l'industrie chimique (0,5 % typiquement au total), puisés dans une liste de plus de 750 références commerciales. Il s'agit notamment d'additifs adaptés à la fracturation des roches en place, et souvent des biocides. Ces derniers sont destinés à empêcher le développement d'éventuelles bactéries qui compliqueraient le processus d'extraction. (Ces bactéries se nourrissent de composés chimiques présents dans le sous-sol, hydrogène sulfuré notamment, fer dissous...).

Le principal usage de ces techniques est la « stimulation » de la vitesse et de l'ampleur du drainage de gaz ou de pétrole par un puits, dans des « réservoirs » rocheux faiblement perméables (ex : schistes) qui, sans cette technique ne produiraient presque rien.

Quand les hydrocarbures sont piégés au sein même de la matrice rocheuse, le fracking facilite l'accès à une plus grande partie du gisement. Associé à d'autres techniques faisant appel à un cocktail de produits chimiques ajoutés au fluide de fracturation, il facilite aussi la désorption puis la récupération du gaz ou pétrole qui étaient depuis des millions d'années piégés dans la matrice rocheuse elle-même (schistes, schistes bitumineux au caractère feuilleté et naturellement inaptes à la percolation rapide).

Ces techniques suscitent depuis la fin des années 2000-2015 une controverse en Amérique du Nord, qui semble s'étendre dans le monde, alors que de grands opérateurs industriels se préparent à exploiter de nouveaux champs pétroliers et gaziers, dans les grands fonds marins, en Alaska, au Canada et dans le reste du monde. **(figure.2.1)** [4]

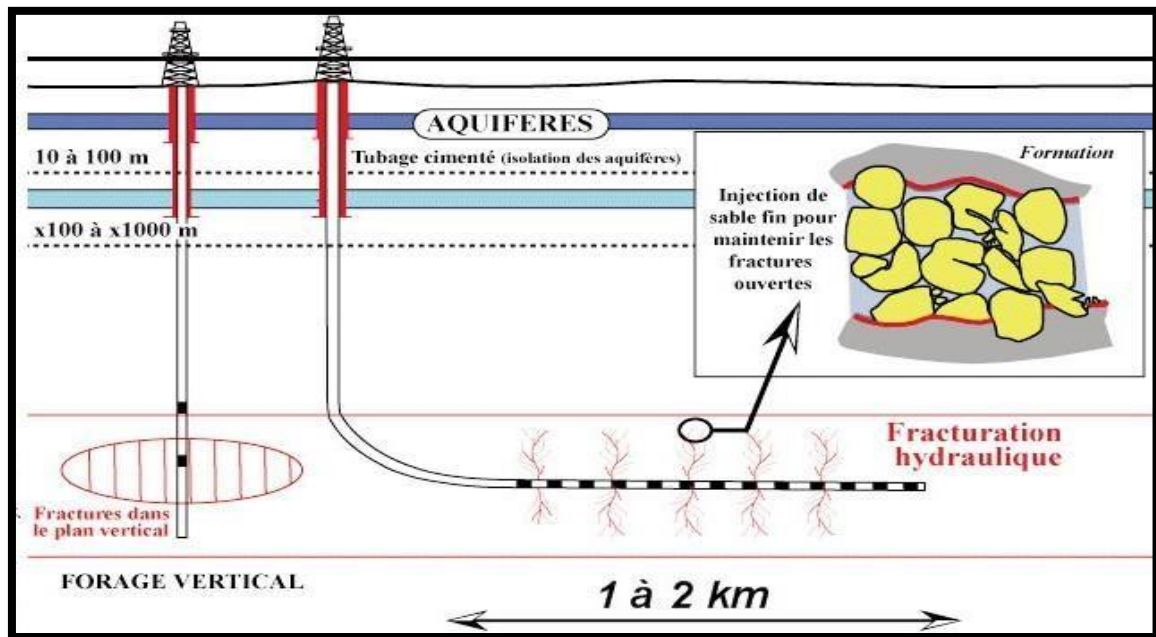


Figure.2.1. Fracturation hydraulique dans un forage verticale et horizontale.[4]

II. Historique de la fracturation hydraulique

1) Les premières applications de la fracturation hydraulique :

Selon l'entreprise Halliburton, l'un des plus gros opérateurs de ce domaine, l'idée de stimuler la productivité de forages par la fracturation sous haute pression aurait été lancée par la multinationale Halliburton elle-même dans les années 1940, avec une première expérience en 1947 au Kansas pour le compte de la compagnie pétrolière et gazière Stanolind Oil and Gas Corp. **(Figure.2.2).** [4]

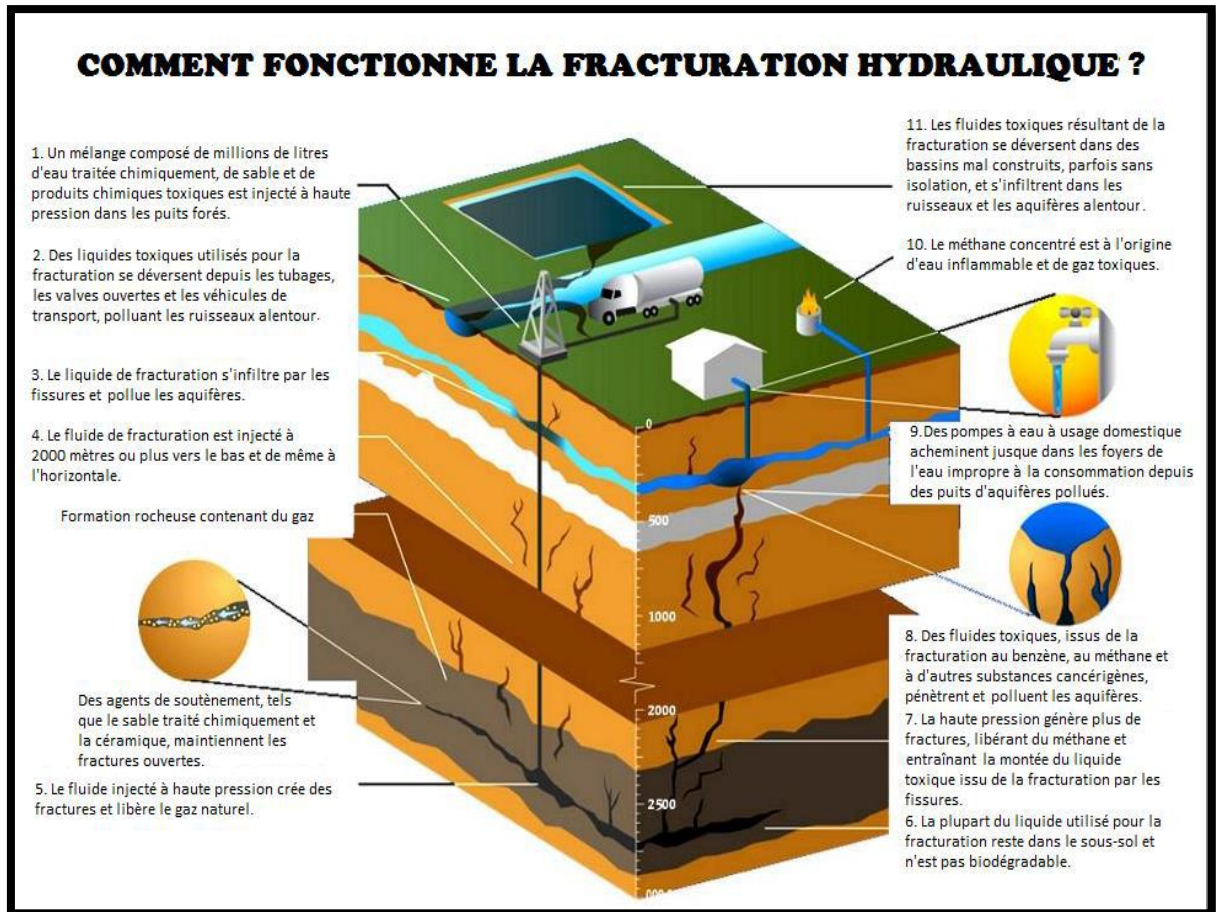


Figure.2.2. Le fonctionnement de la fracturation et ses impacts sociaux-environnementaux. [17]

2) *Historique de la fracturation hydraulique en Algérie :*

La fracturation hydraulique est une technique de stimulation relativement ancienne qui a été introduite en Algérie en 1960. Cependant, ce n'est qu'au début des années 1990 qu'elle a été appliquée régulièrement sur tout dans le champ de Hassi Messaoud où la SONATRACH a engagé une campagne de fracturation hydraulique pilote étalée sur 3ans.

Le but était de démontrer la faisabilité et la rentabilité de ces stimulations ou, plus ou moins, d'expliquer pourquoi ce type d'opération a priori prometteur, resterait inadapté sur HMD dans l'état actuel de la technique. L'analyse du déroulement des 25 fracturations réalisées sur le champ entre le début des années 60 et le milieu des années 80 a montré que les échecs survenus étaient le plus souvent imputables :

- A la méconnaissance à peu près complète du régime de la contrainte géostatique mineure.

- A la nature des équipements et des fluides mis à la disposition par les sociétés de services.

En 1995, une corrélation en fonction du module de Young et de la saturation en huile exprimée en (psi) a été mise en disposition, afin d'avoir un profil de la contrainte minimale horizontale. Jusqu'en 1999, la technique de la fracturation hydraulique a été renforcée par l'introduction des nouvelles techniques telles que :

- Diverta-frac/Settle-frac(1999) : Utilisée pour limiter la propagation de la fracture vers le bas.
- Stimtube TM (1999): Afin de créer des petites fractures et forcer la fracture à s'amorcer dans l'intervalle désiré.
- Proplug : permet de remplir les petites fractures, pour éviter le screen-out prématuré, et d'éroder les perforations.

En octobre 2001 le traitement est amélioré avec l'utilisation du coiled tubing (CoilfracTM), surtout dans le cas d'une communication dans la complétion. [4]

III. L'objectif de la fracturation hydraulique

La stimulation par fracturation hydraulique est une opération consistant à créer un drain perméable dans la roche réservoir. L'objectif est de :

- Modifier certaines propriétés pétrophysiques de la roche et augmenter la productivité ou l'injectivité.
- Augmenter la vitesse de récupération grâce à l'amélioration de l'indice de productivité.
- Créer des by-pass entre le réservoir et le fond de puits donc une bonne conductivité dans laquelle le fluide s'écoule vers le fond de puits.

Il existe de nombreuses applications pour la fracturation hydraulique. La fracturation hydraulique peut augmenter le débit d'huile et / ou de gaz à partir de réservoirs à faible perméabilité, augmenter le débit d'huile et / ou de gaz provenant de puits endommagés, relier les fractures naturelles et / ou les crampons dans une formation au puits de forage, Diminuer la chute de pression autour du puits pour minimiser la production de sable, améliorer le placement en sable de gravier, diminuer la chute de pression autour du puits pour minimiser les problèmes de dépôt d'asphalte et / ou de paraffine, augmenter la zone de drainage ou la quantité de formation en contact Avec le puits de forage, et relie l'étendue verticale totale d'un réservoir à un puits incliné ou horizontal. Il pourrait y avoir d'autres utilisations, mais la plupart des traitements sont pompés pour ces raisons.

Un réservoir à faible perméabilité est celui qui a une forte résistance au flux de fluide. Dans de nombreuses formations, les processus chimiques et / ou physiques altèrent la roche du réservoir sur le temps géologique. Parfois, ces processus diagénétiques restreignent les ouvertures dans la roche et réduisent la capacité des fluides à circuler à travers la roche. Les roches à faible perméabilité sont normalement d'excellents candidats à la stimulation par fracturation hydraulique.

Avant de faire l'opération de fracturation, il faut connaître les informations sur le réservoir. [4]

IV. Description de l'opération

1) Initiation de la fracture :

Lors de pompage du fluide dans le puits la pression augmente tant que le débit de pompage est supérieur à celui qui peut filtrer dans la formation, la fracture sera initiée par les contraintes de traction.

Elle sera perpendiculaire à la contrainte de compression minimale en place avant le pompage. (Figure.2.3.)

La fracturation de la roche intervient à une pression appelée pression d'initiation de la fracture (Pi).

Nous appellerons ΔPi l'accroissement de la pression Pi dans le puits au-delà de la pression de couche (Pc).

$\Delta P_i = P_i - P_c \dots\dots\dots 2.1. [IV]$

Ouverture de la fracture en dépassant
La contrainte de compression minimale
Appliquée sur la roche

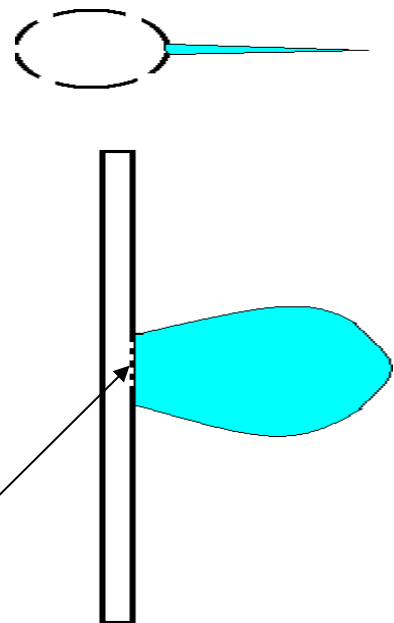


Figure.2.3. Initiation de la fracture. [4]

1) Développement ou extension de la fracture :

En continuant à pomper, la fracture s'étend de plus en plus tant que le débit de pompage est supérieur au débit de filtration à travers les faces de la fracture. (Figure.2.4.) L'extension de la fracture s'effectue à une pression appelée pression d'extension (Pe), inférieur ou égale à la pression d'initiation, nous désignerons par ΔPe, l'accroissement de la pression Pe dans le puits au-delà de la pression de couche : $\Delta P_e = P_e - P_c \dots\dots\dots 2.2. [4]$

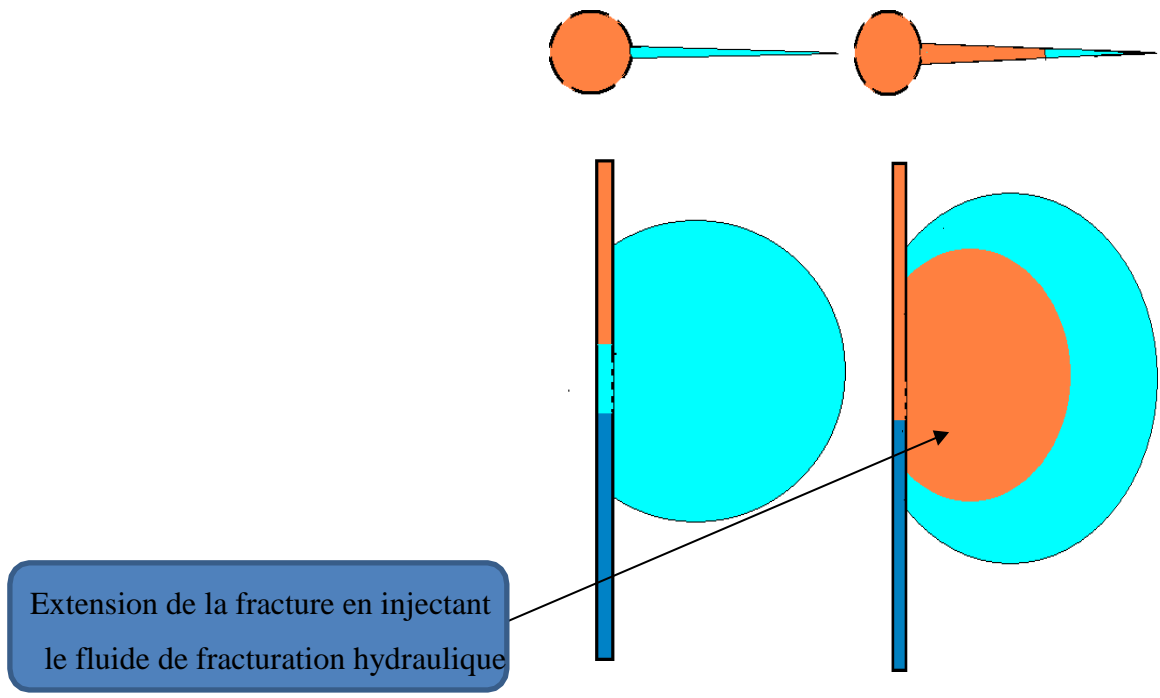


Figure.2.4 Extension de la fracture en Pénétrant la couche avec le fluide pompé.[4]

2) Maintien de l'ouverture de la fracture :

Dans les formations carbonatées un fluide de fracturation contenant l'acide chlorhydrique assez concentré est utilisé. Cet acide ronge irrégulièrement les parois de la fracture ce qui laisse des canaux résiduels de très haute perméabilité

lorsque la fracture se ferme suite à l'arrêt du pompage ; c'est ce que l'on appelle « fracturation acide ».

Dans les formations gréseuses, des agents de soutènement présentant une très bonne perméabilité (sable, billes de verres...) sont mélangés au fluide de fracturation (de haute viscosité) et sont entraînés dans la fracture par ce fluide (**Fig.2.5**)

ils empêchent la fracture de se fermer quand on arrête le pompage en fin du traitement. Les agents de soutènement sont pompés lorsque la fracture atteint des dimensions géométriques (épaisseur de la fracture particulièrement) suffisantes pour les laisser passer. [4]

Pompage des agents de soutènement dans la fracture

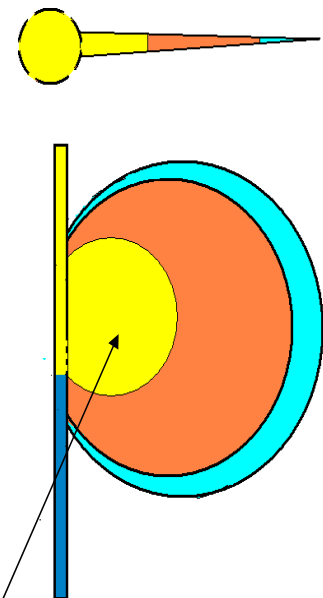


Figure.2.5 Maintien de la fracture ouverte avec les agents de soutènement.[4]

3) *Fermeture du puits :*

On injectera le fluide chargé d'agents de soutènement (proppant) sur plusieurs concentrations progressives pour gaver la fracture. (Fig.2.6.)

Dès l'arrêt des pompes, la fracture se referme progressivement (plus au moins vite) sous l'effet de la filtration du fluide à travers les parois de la fracture, alors il va falloir maintenir la fracture ouverte à l'aide des agents de soutènement qui est le proppant mis en place dans le réservoir. (Sable ou microbilles en céramique). [4]

Distribution du Proppant avec des Concentrations progressives

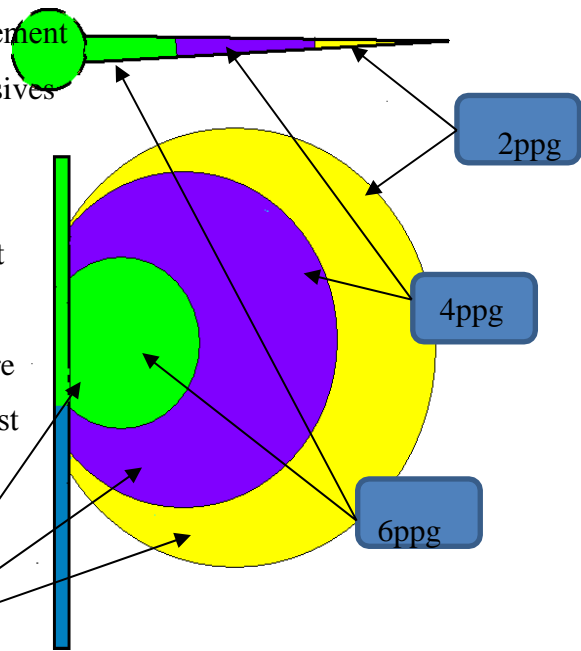


Figure.2.6 Distribution du proppant sur Plusieurs étapes. [4]

4) *Dégorgement et mise en production*

Il faut évacuer au mieux non seulement le fluide de traitement contenu dans la fracture résiduelle mais encore le fluide qui a filtré dans la formation. Cette étape de déplacement et chasse de la totalité de l'agent de soutènement se fait par le gel linéaire.

Donc on injecte le fluide linéaire dans la colonne, pour pousser tout simplement le reste du gel chargé en proppant dans la fracture. (Fig.2.7).

Comme la pression indiquée que screen out d'extrémité est en train de former, il faut augmenter la pression à la surface et forcer autant que possible la pénétration du largeur supplémentaire, ce qui signifie d'écoulement plus élevée. [4]

Déplacements du proppant restant dans la fracture par le gel linéaire

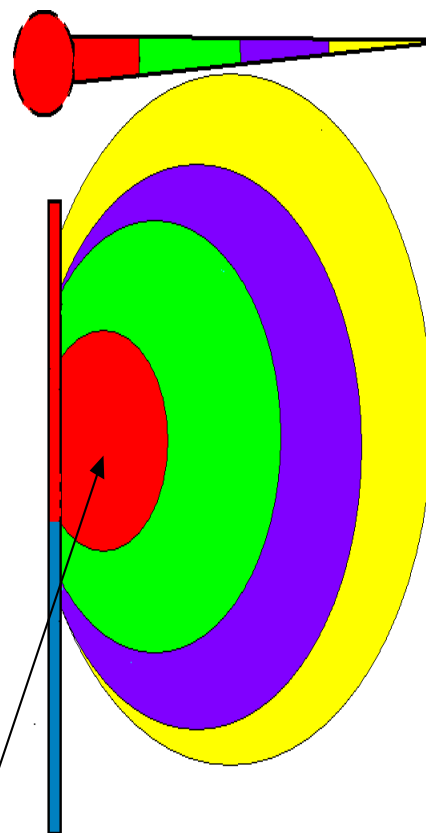


Fig.2.7. Déplacement et chasse du proppant dans la fracture.

V. Déroulement de l'opération de fracturation hydraulique

1) Préparation du puits :

- Essais sur puits pour estimer le Kh actuel et l'état de déplétion.
- Nettoyage mécanique après détermination du top sédiment.
- Nettoyage à l'acide Chlorhydrique pour le nettoyage des tubages et puis dé jaugeage du puits.[4]

2) Test d'injectivité :

L'injection d'un fluide tel que l'eau traitée ou le brut en régime de fracturation pour :

- Vérifier si la formation absorbe le fluide (d'où le nom d'un test d'injectivité)
- Déterminer le gradient de fracturation.[4]

3) Shadow Frac (mini frac ou data frac) :

Les tests de mini fracture sont effectués pour reconfirmer la valeur du stress in situ dans la zone d'intérêt et pour estimer les propriétés de perte de fluide du liquide de fracture. Un test de mini fracture est effectué avec un fluide similaire au liquide de fracture qui sera utilisé dans le traitement principal. Plusieurs centaines de barils de fluide de fracturation sont pompés aux débits de fracturation. Le but de l'injection est de créer une fracture qui sera d'une hauteur similaire à celle créée lors du traitement principal de la fracture. Une fois la mini fracture créée, les pompes sont fermées et la pression décroissante est surveillée. Le déclin de la pression peut être utilisé pour estimer :

- La pression de fermeture.
- Le coefficient de filtration.
- L'efficacité du fluide.

L'estimation précise de ces paramètres, nous conduit vers une estimation raisonnable de :

- La géométrie de la fracture.
- Les pertes de charges.

Tous ces paramètres issus des traitements de mini fracture peuvent être utilisées pour modifier la conception du traitement principal par fracture, et de gérer :

- Les rampes de pompages de billes (agents de soutènement)
- Le débit et le volume du fluide injecté. [4]

4) Le traitement lui-même :

Il se divise en trois étapes :

- Injection d'un "Pad" : c'est un fluide de fracturation généralement du gel réticulé non chargé
- en agent de soutènement, injecté en tête dans le but d'amorcer et de développer une fracture en lui donnant une largeur.
- Injection du slurry (gel réticulé + bauxite).
- La chasse du slurry restant dans le tubing avec un gel linéaire facile à dégorger. [3]

VI. Fluides de fracturation hydraulique et les additifs

1) Fluides de fracturation hydraulique :

Le choix du type de fluide de fracturation se fait en fonction des propriétés du réservoir. Généralement on utilise les fluides à base d'eau, certains réservoirs contiennent de l'argile sensible à l'eau et on utilise d'autres types de fluides tels que des gaz (le dioxyde de carbone, l'azote, le propane) et des fluides à base de pétrole.

L'eau est le fluide le plus utilisé en raison du fait qu'elle est peu coûteuse et abondante.

Lors d'opération de fracturation au moyen de fluides à base d'eau, on procède aux principaux essais de la compatibilité de l'eau avant d'entreprendre le procédé de fracturation.

Le volume du fluide de fracturation requis varie considérablement en fonction de l'importance et du nombre des opérations de traitement envisagés. Dans le cas d'un puits horizontal très profond, un traitement multi étape peut utiliser entre 3500m³ à 15000m³ d'eau, alors que des opérations de fracturation menées à faible profondeur dans le but de stimuler une zone requièrent généralement entre 20m³ à 100m³ d'eau. Les fluides de fracturation actuellement sur le marché se divisent en deux groupes, on les appelle les fluides conventionnels. Ils comprennent :

- Les gels à l'eau.
- Les gels à l'huile qui sont de moins en moins utilisés

Les fluides de grande viscosité comprennent :

- Les dispersions eau/ huile.
- Les fluides à base d'eau, avec réticulant ou polymère.
- Les fluides à base d'huile.

Pour les fluides à base d'eau on distingue par ailleurs deux types de gels : linéaires et réticulés.[3]

➤ Gels linéaires :

Ces gels sont constitués de longues chaînes polymériques, les unes à côté des autres, sans liaisons les unes avec les autres. La viscosité de tels gels est inférieure à 100 Cp.

➤ **Gels réticulés :**

Ils sont constitués de longues chaînes polymériques mais cette fois, de fortes liaisons, due à un agent réticulant, existent entre les chaînes polymériques, créant ainsi une viscosité supérieure à 100 Cp. Un gel linéaire à base d'eau est appelé : « water frac » abrégé WF, et les gels réticulés sont codés YF ou « wide frac ».

Ces gels ont pour avantages :

- Un fluide peu coûteux.
- Facilement disponible et transportable.
- Ne posant pas des problèmes de sécurité (incendie, explosion, pollution,...)
- Assez facilement traitable avec les additifs

Les inconvénients sont :

- Sa densité est élevée, et par conséquent elle limite la puissance de pompage, et leur déchargement peut être difficile.
- L'augmentation de la saturation en eau par filtration réduit la perméabilité relative à huile. Donc il est important de faire attention à la qualité de l'eau. [3]

2) *Les additifs*

On ajoute le plus souvent des produits chimiques à l'eau afin de la transformer en un fluide très visqueux à faible coefficient de frottement susceptible de transporter l'agent de soutènement et d'endurer les rigueurs associées au parcours jusqu'à la zone d'intérêt et leur retour subséquent à la surface. Le nombre de produits chimiques et leur teneur lorsqu'ajoutés à l'agent de soutènement en suspension dans le fluide peuvent varier considérablement et sont fonction des propriétés spécifiques du réservoir, une fois combinés leur teneur ne dépassera généralement 1 % du volume total du mélange constitué par le fluide et l'agent de soutènement.

➤ **Les gélifiants** : servent à accroître la viscosité et la capacité de suspension des propants et agissent comme lubrifiant. On a :

- Gomme de guar : elle crée une chaîne de polymères naturels, sa viscosité est élevée.
- Polyacrylamide : sert à rendre glissante l'eau utilisée dans le procédé de frac.

➤ **les réducteurs des frictions** : qui viennent compléter l'action réductrice de friction des agents gélifiants.

➤ **Les polymères réticulés** : utilisés pour assembler des polymères, on a :

- Bore, Zirconium, Titane ou Fer : ils augmentent le degré de viscosité du liquide en liant les polymères

- **Le contrôleur d'argile** : utilisé dans les formations caractérisées par leur instabilité à l'eau afin d'éviter le gonflement des particules argileuses. On a :
 - Chlorure de potassium : réduit les dommages causés au réservoir en empêchant certains minéraux secs de réagir avec l'eau.
- **Les agents interrupteurs** : brisent la chaîne polymère créée par le gélifiant, on a :
 - Oxydant : réduit le degré de viscosité des polymères et permet aux fluides de refluer vers la surface.
 - Enzyme : consomme les polymères créés par la gomme de guar.
- **Les surfactants** : agissent de façon à réduire la tension superficielle du fluide de frac.
 - Additifs de refoulement : ils facilitent le drainage du fluide une fois le traitement achevé.
- **Les biocides** : préviennent l'introduction des bactéries sulfatoréductrices, on a :
 - Biocides naturels et manufacturés : préviennent l'introduction de bactéries qui peuvent produire de sulfure d'hydrogène ou d'autres produits chimiques de nature corrosive ou salissante.
- **Les agents d'activation** : gaz utilisés pour activer ou mousser les fluides aux fins de traitement de fracturation, on a :
 - Dioxyde de carbone : sert à améliorer la capacité de récupération des fluides tout en réduisant le risque de dommage à la formation. Il est faiblement soluble dans l'eau et très soluble dans le pétrole lorsqu'il est sous pression.
 - Azote : très abondant dans l'atmosphère et améliore la capacité de récupération des fluides utilisés dans les opérations de stimulation. [3]
- **Qualités demandées aux fluides de fracturation**

Les principales qualités demandées à un fluide de fracturation sont les suivantes :

- Forte viscosité et faible filtration pour obtenir une bonne épaisseur et une bonne extension de la fracture et pour assurer une bonne mise en place des agents de soutènement.
- Capacité de transport d'agents de soutènement lourds et en proportion importante.
- Faible friction pour limiter la puissance de pompage nécessaire lors d'injection
- Bonne compatibilité avec la roche et les fluides de formation, faible teneur en produits insolubles et création d'un minimum de produit de réaction insoluble pour ne pas endommager la formation.

- Facilement déplaçable par les hydrocarbures en place dans le gisement, faible viscosité (lors de dégorgeement) et faible densité pour faciliter le dégorgeement et la mise en production
- Adaptation aux températures rencontrées lors de l'opération à réaliser. [3]

3) Teste d'efficacité de fluide et volume du pad

➤ Nolte Equation

Où :

Tc = temps de fermeture (minutes)

Tp = temps d'injection (minutes)

$$F.E = \frac{[1+T_c/T_p]^{15} - [T_c/T_p]^{15} - 1}{[1+T_c/T_p]^{15} - [T_c/T_p]^{15}}$$

➤ **Teste d'efficacité fluide et volume de pad :**

- Méthode de Nolte % Pad Volume :

$$\% \text{ Pad Volume} = (1 - F.E.)^2 + 0,05$$

- Kane Méthode % Pad Volume :

$$\% \text{ Pad Volume} = (1 - F.E.)^2$$

- Méthode Shell % (Pad + Prepad) Volume:

$$\% (\text{Pad} + \text{Prepad}) = (1 - F.E.) / (1 + F.E.)$$

$$\text{Pad Volume} = (\text{Volume SLF} * \% \text{ Pad}) / (1 \% \text{ Pad}). [3]$$

VII. Les mesures avant le traitement

Parmi les principales mesures on distingue :

- 1) Les mesures de diaggraphie.
- 2) L'imagerie
- 3) Les essais du puits.

1) Mesures de diaggraphie :

Les logs avant le traitement permettent de donner des informations sur le contact eau /huile et huile/gaz, précise les zones perméables, ...etc.

A partir de ces informations on peut faire des comparaisons avec les diaggraphies après le traitement

2) L'imagerie :

Cette opération permet de détecter l'apparence des fissures au cours de la variation des contraintes, et la prédiction des contraintes in situ.

3) *Les essais du puits :*

Les essais du puits (Build-up, Draw-down, DST) sont largement utilisés pour détecter certains paramètres concernant le puits et le réservoir : skin effet, localiser les barrières imperméables. [4]

VIII. Critère sur le choix des puits candidats à fracturé

Le succès ou l'échec d'un traitement par fracture hydraulique dépend souvent de la qualité du candidat bien sélectionné pour le traitement. Choisir un excellent candidat à la stimulation assure souvent le succès, tout en choisissant un candidat pauvre entraîne normalement un échec économique. Pour sélectionner le meilleur candidat à la stimulation, l'ingénieur de conception doit tenir compte de nombreuses variables. Les paramètres les plus critiques pour la fracturation hydraulique sont la perméabilité à la formation, la répartition du stress in situ, la viscosité du réservoir, le facteur de peau, la pression du réservoir, la profondeur du réservoir et l'état du puits de forage. Si le facteur de peau est positif, le réservoir est endommagé et le puits pourrait être un excellent candidat à la stimulation.

Les meilleurs puits candidats pour les traitements de fracturation hydraulique ont un volume substantiel de pétrole et de gaz en place et doivent augmenter l'indice de productivité. De tels réservoirs ont une zone d'intérêt épaisse, moyenne à haute pression, des barrières de contrainte in situ pour minimiser la croissance de la hauteur verticale, et soit une zone à faible perméabilité ou une zone qui a été endommagée (facteur de peau élevé). Avant de sélectionner un puits il faut rassembler et classer les informations nécessaires sur le (réservoir – puits) et sans oublier le côté économique de l'opération. [4]

1) *Réservoir*

➤ Nature de réservoir :

Le succès ou l'échec de l'opération de la fracturation hydraulique on peut l'estimer d'après la nature de la roche réservoir parce que les roches réservoirs peuvent être fracturées plus ou moins facilement mais le problème qui se pose :

Est-ce qu'on peut la soutenir par les agents de soutènement ou non ? Par exemple le cas d'une roche dite tendre (peu consolidées) il y a l'instruction des agents de soutènement.

➤ Interface du fluide en place :

La compatibilité des fluides de stimulation et celles en place est très importante, car on peut rencontrer des problèmes :

- Formation des émulsions stables.
- Formation des précipités.
- Des résidus de différences naturelles ...etc.

➤ **Perméabilité du réservoir :**

La connaissance plus précise de la perméabilité est essentielle dans le cas de choix du puits à fracturer. Par exemple les valeurs de la perméabilité obtenue par des mesures sur les carottes et surtout l'interprétation des essais sur puits donnent :

- L'indice de productivité IP.
- Conductivité de la formation Kh.
- Endommagement à l'abord du puits (skin effet).

➤ **Le puits à fracturé :**

Après qu'on examine les divers paramètres intéressants de réservoir, il convient d'examiner la situation de point de vue :

- Opération antérieure.
- Complétion actuelle.

➤ **Epaisseur du réservoir :**

La hauteur de la fracture développée est généralement limitée par deux couches peu ou pas perméables. [4]

2) *Historique de puits*

Dans cette partie on peut citer toutes les opérations entreprises au cours du :

- Forage (opération de diaggraphie).
- Tubage et complétion.
- Des essais de la production (dernière remontée de pression, dernier jaugeage).
- Traitement précédents (s'il y a lieu).

➤ **Puits voisins :**

- Puits producteurs.
- Puits injecteurs

➤ **Les puits proche fracturés :**

Caractéristique de chaque puits c'est-à-dire les caractéristiques de production avant et après la fracturation.

➤ **Complétion du puits :**

La réalisation du traitement implique donc, une bonne isolation des niveaux à stimuler. Une excellent liaison formation / gaine de ciment / tubage, ainsi que l'état des équipements du puits permettent l'injection en toute sécurité, donc il est nécessaire de prévoir un coefficient de sécurité afin de faire face à toute augmentation possible de pression au cours de traitement.

➤ **Etat de la cimentation :**

Il est nécessaire de vérifier l'isolation parfaite des niveaux à stimuler (adhérence du ciment à la formation) afin :

- D'obtenir la protection contre les fluides indésirables et éviter le cheminement préférentiel (channeling) des fluides derrière le tubage
- De mieux contrôler l'extension éventuelle de la fracture

➤ **Etat des perforations :**

Le type de perforation et leur densité sont des facteurs très importants pour la réussite d'une fracturation. [4]

3) *Economie de l'opération*

Une bonne gestion d'un réservoir nécessite une évaluation économique et une analyse de tous un projet et investissement associés un réservoir durant sa vie.

Pour que le projet soit économique intéressant. Il faut que le temps d'amortissement de sont investissement ne dépasse pas douze mois c'est-à-dire : l'investissement doit récupérer ces dépense en moins d'un an. Pour que l'investissement soit bien dirigé.

Ce temps d'amortissement et appelé le payout time (POT) : le flux cumulé doit être égale à 0.

D'où :

Le flux cumulé = le revenue d'investissement – le capitale investi – tout les charges de production

Pour calculer le POT on utilise la formule suivant :

$$POT = \frac{\text{le cout globale de l'opération} + \text{perte de production}}{Q_{\text{gain}} \cdot 24 \cdot \text{prix net de m}^3 \text{ de brut}}$$

Avec :

- Q_{gain} : le gain en débit (m³/h)

Le gain en débit = débit après l'intervention – débit avant l'intervention

- Perte de production : Q_o (m³/h) .24. Duré de l'opération (j). Prix net de m³
- Prix net : (US\$/m³)

Prix net = prix de vente moyen – prix de revient

La réalisation du traitement implique donc, une bonne isolation des niveaux à stimuler. Une excellent liaison formation / gaine de ciment / tubage, ainsi que l'état des équipements du puits permettent l'injection en toute sécurité, donc il est nécessaire de prévoir un coefficient de sécurité afin de faire face à toute augmentation possible de pression au cours de traitement.

[5]

IX. Les problèmes de la fracturation hydraulique

1) Phénomène de tortuosité :

L'existence de la tortuosité aux abords du puits, est due essentiellement à la courbure du chemin initié des abords du puits jusqu'au bout de la fracture. Il peut être causé soit :

- Par une mauvaise cimentation.
- Par la distribution des contraintes par rapport aux perforations.

Les fractures hydrauliques commencent et se poursuivent perpendiculairement au principe de moindre résistance des roches donc suivant le plan de stress maximal. [4] (**Figure.2.8.**)

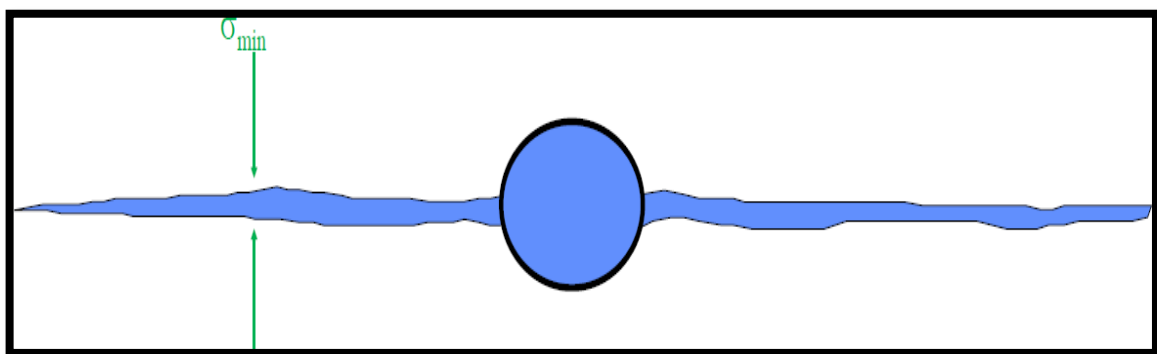


Figure.2.8 Forme idéal d'une fracture.[18]

Dans la figure (**Fig.2.9.**) Nous présentons la propagation d'une fracture atteinte du phénomène de tortuosité, la création d'un tel chemin dans le puits provoque l'augmentation de la pression de fond pendant le pompage à cause du chemin courbé que doit emprunter le fluide de

fracturation et du coup sa créera une circulation et une surcharge du produit enrichi de proppant, et dans certain cas des Screen-out prématurés. [4]

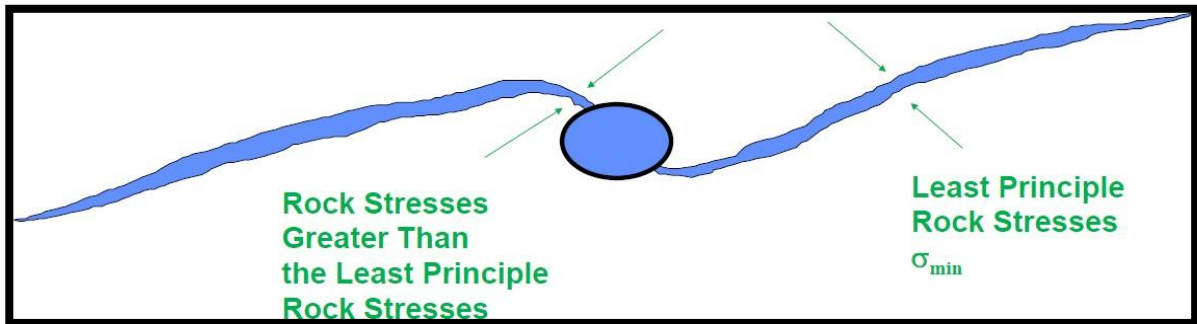


Figure.2.9 : Le phénomène de tortiosité d'une fracture.[18]

2) Colmatage

Un traitement par fracturation conçu pour améliorer la productivité d'un réservoir, peut être une source de colmatage de la formation. Cela est dû au fluide de fracturation et au proppant.

➤ Le fluide de fracturation peut causer l'endommagement de la formation et/ou de la conductivité de la fracture, et cela par :

- L'émulsion de la formation avec le fluide de fracturation.
- La haute viscosité qui cause un mauvais écoulement.
- Les résidus laissés en place après la dégradation du fluide.

Le proppant peut influencer considérablement sur la perméabilité créée par :

- Les restes insolubles contenus à l'origine dans le fluide, ou formés pendant la dégradation du fluide dans la fracture et dans les pores de la formation.
- L'écrasement du Proppant dans la formation qui est dû au mauvais choix des agents de soutènement.

C'est pour cela que le choix de l'agent de soutènement (proppant) doit être rigoureux et se fait selon plusieurs critères : la taille, la qualité, la résistance à l'écrasement (**Figure.2.10.**), la solubilité, le regroupement, la rondeur et la sphéricité (**Figure.2.11.**), la capacité d'écoulement. [4]

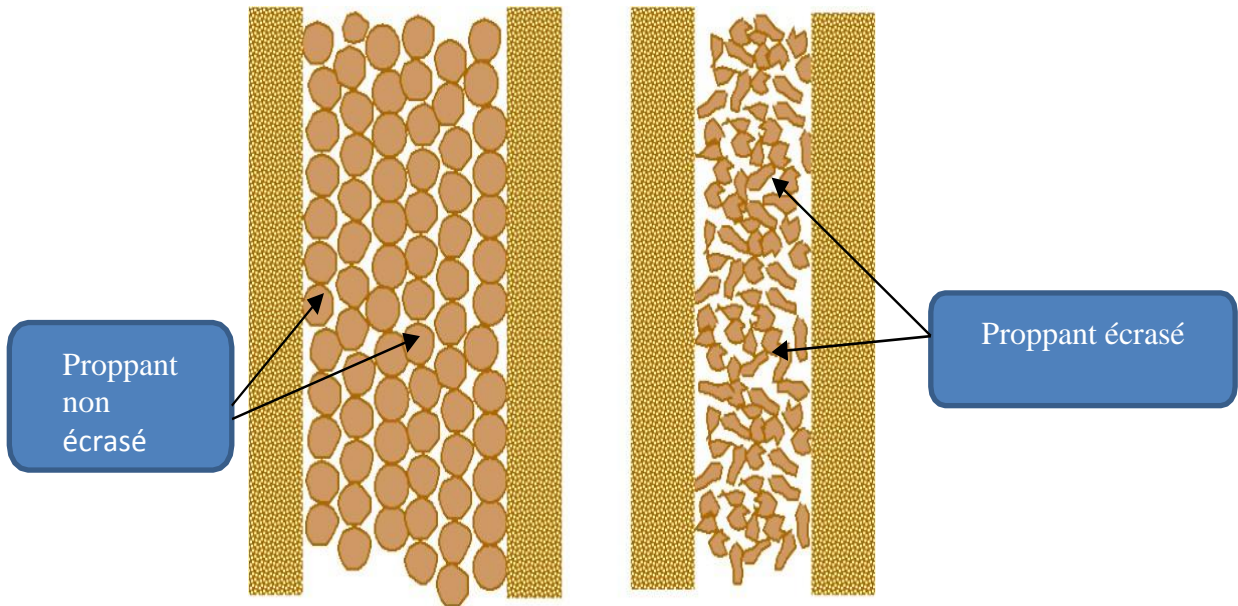


Figure.2.10. La résistance à l'écrasement du proppant .[18]

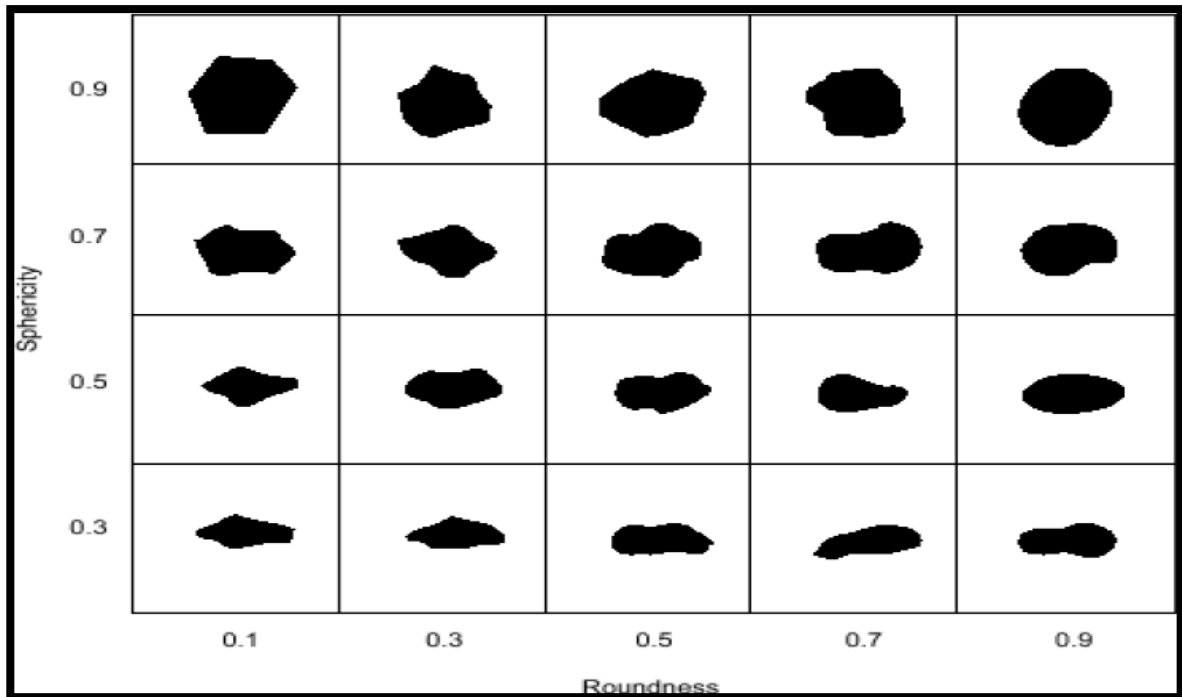


Figure.2.11. Chart d'estimation de rondeur et sphéricité.[4]

3) Screen out

Un Screen out se produit lorsque la pression de traitement atteint la pression maximale et que le travail doit être arrêté, il existe deux types de Screen out:

- Screen out de pointe (Tip Screen out).

- Screen out près de puits de forage (Near-Wellbore Screen out).

Les causes de Screen out sont les suivantes:

- Volume insuffisant du pad.
- Perte de liquide.
- Tortuosité.
- Largeur de fracture insuffisante
- Type de fluide.
- Multiples fractures. [4]

➤ **Tip Screen out :**

Un Screen out d'extrémité de la pointe se produit lorsque le proppant a atteint les pointes de la fracture et que la fracture ne peut plus croître dans aucune direction. (Figure.2.12.) [4]

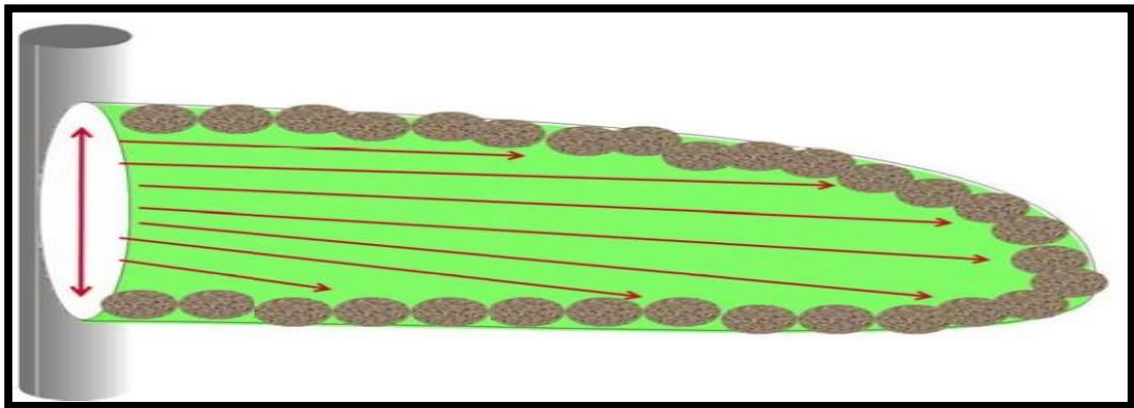


Figure.2.12. Les points chargés de proppant dans le cas du Tip Screen out. [4]

Les causes possibles d'un Screen out près du puits (Near Wellbore) sont:

- Largeur de fracture insuffisante.
- Haute tortuosité.

Ces deux facteurs feront que la fracture n'aura pas les dimensions souhaitées pour permettre au fluide conçu de circuler dans la région proche du puits de forage et amènera le conducteur à commencer à se détacher près des perforations, d'autres causes sont:

- Des perforations insuffisantes s'ouvrent provoquant une restriction du débit.
- Une rhéologie fluide médiocre dans le réglage excessif des proppants.

Le proppant est emballé seulement près du puits de forage, généralement, cela se produira sur un court laps de temps et, par conséquent, la pression augmentera généralement très rapidement lorsque le proppant commence à s'emparer. (Fig.2.13.).

Un Screenout proche du puits (Near Wellbore) peut être identifié par une fuite rapide de la pression initiale après l'arrêt. Cette fuite rapide est causée par le faible volume de proppant connecté dans la fracture. Ce proppant juste à côté de la gueule de la fracture, la fuite se produira très facilement grâce à ce pack de fluide à haute perméabilité. [4]

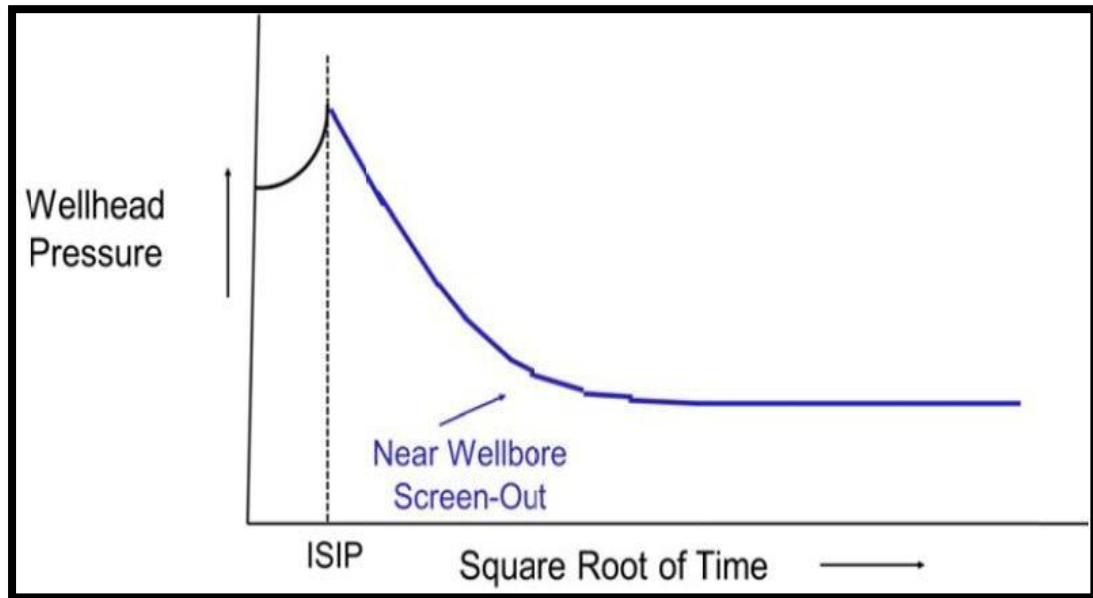


Figure.2.13. Courbe de pression après l'arrêt dans le cas d'un Near wellbore Screenout.

[4]

4) Les perforations :

Le type de perforation et leur densité, ainsi leurs distributions jouent un rôle très important pour la réussite de la fracturation, et pour éviter certains problèmes tels que :

Le problème de tortuosité, nécessite des perforations positionnées dans la direction de la contrainte horizontale maximale.

Le problème d'obturation, et pour y remédier, il faut faciliter le passage des billes et pour cela il est impératif que les diamètres des perforations soient plus grands. **(figure.2.14.)** [4]



Figure.2.14 : préparation du gun de perforation par l'ingénieur HALLIBURTON.[4]

5) Configuration de la tête de puits :

En général la série des têtes de puits producteur est de 5000 psi alors que lors de la fracturation nous dépassons facilement 5000 psi en tête, mais le problème à été résolu on mettant un équipement qui by passe la tête du puits et qui s'ancre dans le casing appelé tree saver.

Autres problèmes :

- Percées du gaz et d'eau dues à l'extension de la fracture vers les zones affectées par les puits injecteurs voisins.
- Communication tubing-annulaire au cours de l'opération.

L'amélioration de la conductivité et la perméabilité de réservoir est notre ultime objectif, et toutes les améliorations apportées à cette méthode de stimulation par fracturation hydraulique vont dans ce but. [4]

Conclusion :

Comme nous pouvons remarquer le but de la fracturation est de créer un canal à haute perméabilité dans le réservoir afin d'augmenter l'injectivité ou la productivité donc la récupération, par conséquent une bonne participation à la production globale. Cependant les avantages sont considérables par comparaison aux inconvénients, on peut souligner ceux-ci, l'augmentation de temps de récupération grâce à l'amélioration de l'indice de productivité, la modification des certaines propriétés pétrophysiques de la roche.



Chapitre 3

La reprise d'un puits en short radius

Introduction

La première expérience du forage horizontal est d'origine russe. Elle a été reprise et perfectionnée par les américains. Le premier forage horizontal en Algérie a eu lieu à Hassi R'mel en 1992. Ce type de forage a permis de donner des résultats remarquables, vu que cette méthode a facilité l'exploitation des réservoirs à faible perméabilité, à réduire le nombre de puits verticaux et à obtenir de meilleurs débits avec un temps de percé plus long lorsque les puits produisent avec un cône d'eau ou de gaz. Aujourd'hui, plus de 12.000 forages horizontaux sont forés dans le monde.

La reprise des puits en short radius appelé aussi « re -entry » a été appliqué pour la première fois sur le champ de HMD En 1995, le premier puits MD 218 a été repris, après l'augmentation des puits fermés à cause de la chute de production malgré les interventions périodiques réalisées sur ces puits.

I. La reprise des puits en short radius

La reprise des puits en short radius est une nouvelle technique à HMD. Elle s'applique surtout aux puits secs ou à faible production. Dans cette technique, les drains horizontaux sont forés à partir d'un puits vertical déjà existant, tubé ou sans tubage. Elle consiste à traverser horizontalement les intervalles contenant encore des hydrocarbures. [6]

II. Intérêt de conversion des puits en short radius

Les puits sont convertis en short radius pour les raisons suivantes :

- Remédier aux problèmes de percée d'eau ou de gaz ;
- Optimiser le nombre des puits de développement ;
- La récupération d'un poisson laissée par le wireline ou le Snubbing ;
- La détérioration du concentrique ;
- Réparation d'un tubage ;
- Déviation ;
- Restauration ou réparation d'un tubage
- Baisser la pression d'abandon ;
- Augmenter la récupération totale ;
- Produire à débit plus élevé pour une même DP (faible draw down) [6] ;
- Le puits horizontal crée un parcours (chemin) à travers l'écoulement dans le réservoir et ainsi on n'aura pas besoin de faire une fracturation hydraulique pour une meilleure;

- Maintenir un grand débit de production le plus long temps possible pour optimiser la production. [7]

III. Notions sur les puits horizontaux

On appelle puits horizontal tous puits se terminant par un drain ayant une inclinaison comprise entre 80° et 100° . Parmi les types de puits horizontaux qui peuvent être distingués, on cite :

Les puits à long rayon, les puits à moyen rayon, les puits à rayon court ou ultra court, les puits short radius ou rentrés, les puits multilatéraux. (Figure.3.1) [7]

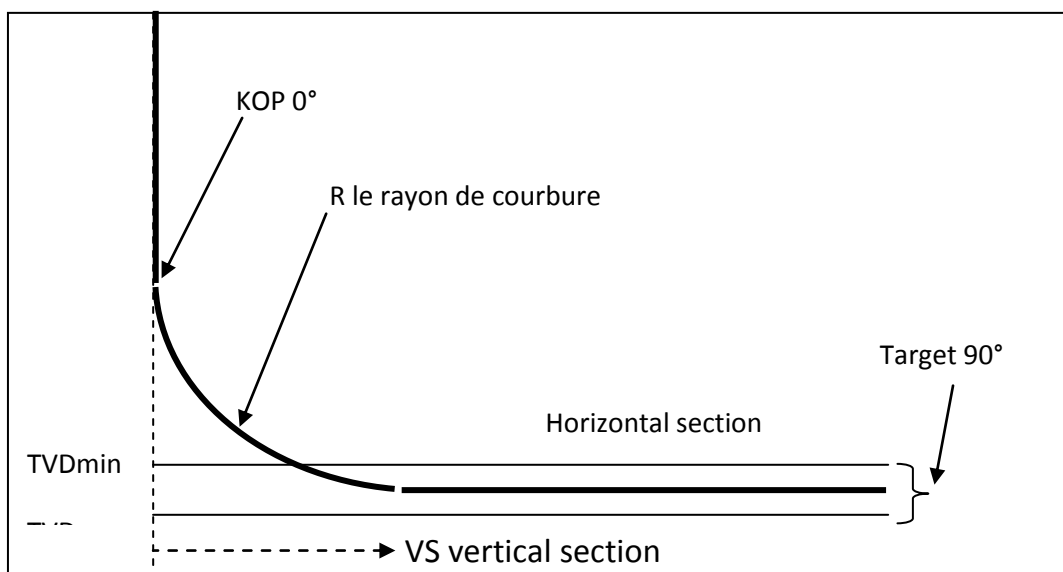


Figure.3.1 : Profil d'un puits horizontal.[7]

MD : La profondeur réelle mesurée du puits (measure depth)

TVD : la profondeur verticale du target (true vertical depth).

VS : le déplacement horizontal total (vertical section).

KOP : la cote de l'amorce de la déviation (kick off point).

R : le rayon de courbure.

Dans beaucoup de réservoirs, le puits horizontal permet d'augmenter la production et aussi d'améliorer le taux de récupération, ceci par un meilleur drainage et en retardant l'arrivée d'eau et de gaz.

Généralement les puits horizontaux sont appliqués sur les réservoirs suivants :

1) *Réservoirs fracturés*

Les réservoirs fracturés sont parmi les meilleurs candidats au développement par un puits horizontal. Les fractures de ces réservoirs étant sub-verticales, le meilleur moyen d'en intercepter le plus grand nombre est de forer un puits horizontal perpendiculairement à leur direction principale.

2) *Réservoirs multicouches*

Dans la plus part des réservoirs multicouches un puits horizontal peut remplacer plusieurs puits verticaux ou déviés.

3) *Réservoirs à basse perméabilité*

Le puits horizontal dans des tels réservoirs est une alternative à la fracturation hydraulique. Le drain horizontal se comporte comme une fracture avec plusieurs avantages, car il est plus facile de forer un long drain horizontal plutôt que de créer une fracture équivalente.

4) *Formations non consolidées (contrôle des sables)*

La production des sables non-consolidés présente un sérieux problème dans les puits à grands débits car elle dépend des forces de viscosité à la paroi

Un drain horizontal foré dans un tel réservoir permet de réduire la vitesse d'écoulement à la paroi du puits et en conséquence la production de sable. [5]

IV. Sélection du profil de puits horizontal

1) *Courbure du puits*

La courbure est fonction du gradient, de l'inclinaison et de l'azimut de la trajectoire forée. Elle est communément définie sous le nom de dog leg severity (DLS) ou le build up rate (BUR) si l'azimut est constant. Le profil de la trajectoire sélectionnée sera fonction de la Conception du puits. [9]

Un autre aspect important est la sélection du profil du puits le plus approprié à son exploitation :

2) *Long radius*

Les puits LR (long radius) ont un grand rayon de courbure $ROC > 300m$ où un gradient de build up $BUR < 6^\circ/30m$. Ces profils sont particulièrement utilisés pour les puits offshore et les puits à long déport (ERD). [9]

3) *Médium radius*

Ce sont des puits avec un rayon de courbure $\pm 100m < ROC < \pm 200m$ où soit un gradient de build-up BUR compris entre 6° et $30^\circ/30m$. Ces profils typiquement utilisés dans les forages à

terre ont été surtout développés aux USA ; pour permettre d'obtenir le maximum de drain horizontal à l'intérieur de concessions aux dimensions modestes. Les équipements de forage utilisé pour le puits MD sont limités par l'espace entre le trou et la garniture de forage.

Généralement on emploie des versions modifiées des équipements conventionnels long radius, pour résister la torsion et flambage. Les dog-legs maximums générés en mode sliding/orienting sont de l'ordre de 16-20°/30m. [9]

5) *Short radius*

Les puits short radius ont un rayon de courbure 5 m £ ROC £ 20 m, soit un gradient de build up compris entre 3° et 10° par mètre. [9]

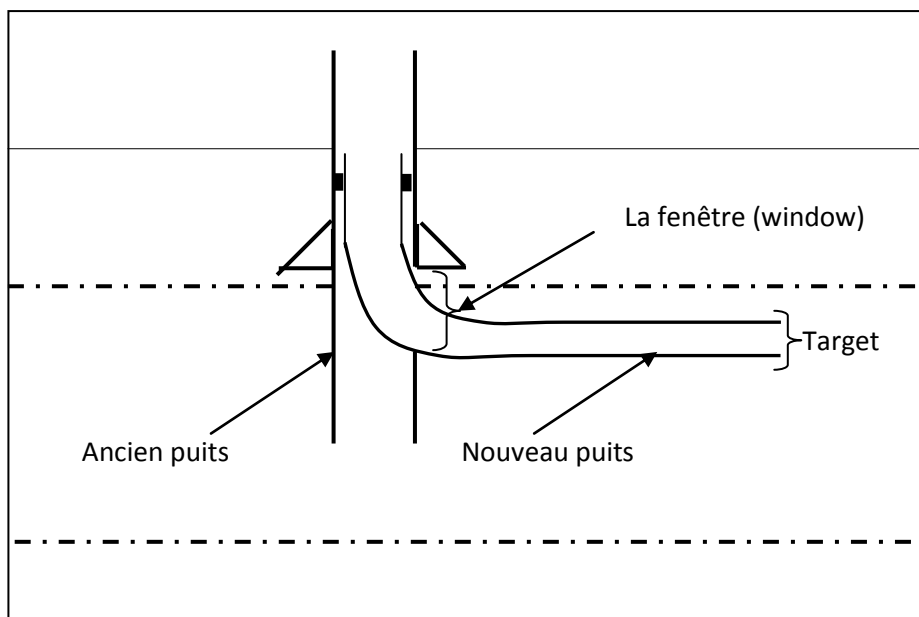


Figure.3.2: schéma d'un puits short radius

6) *Ultra short radius*

C'est la toute nouvelle méthode de forage horizontal. Il s'agit du jetting haute pression d'un drain semi-horizontale : le rayon de courbure est de l'ordre du décimètre. On utilise ces puits ultra short radius notamment pour l'injection de vapeur. [9]

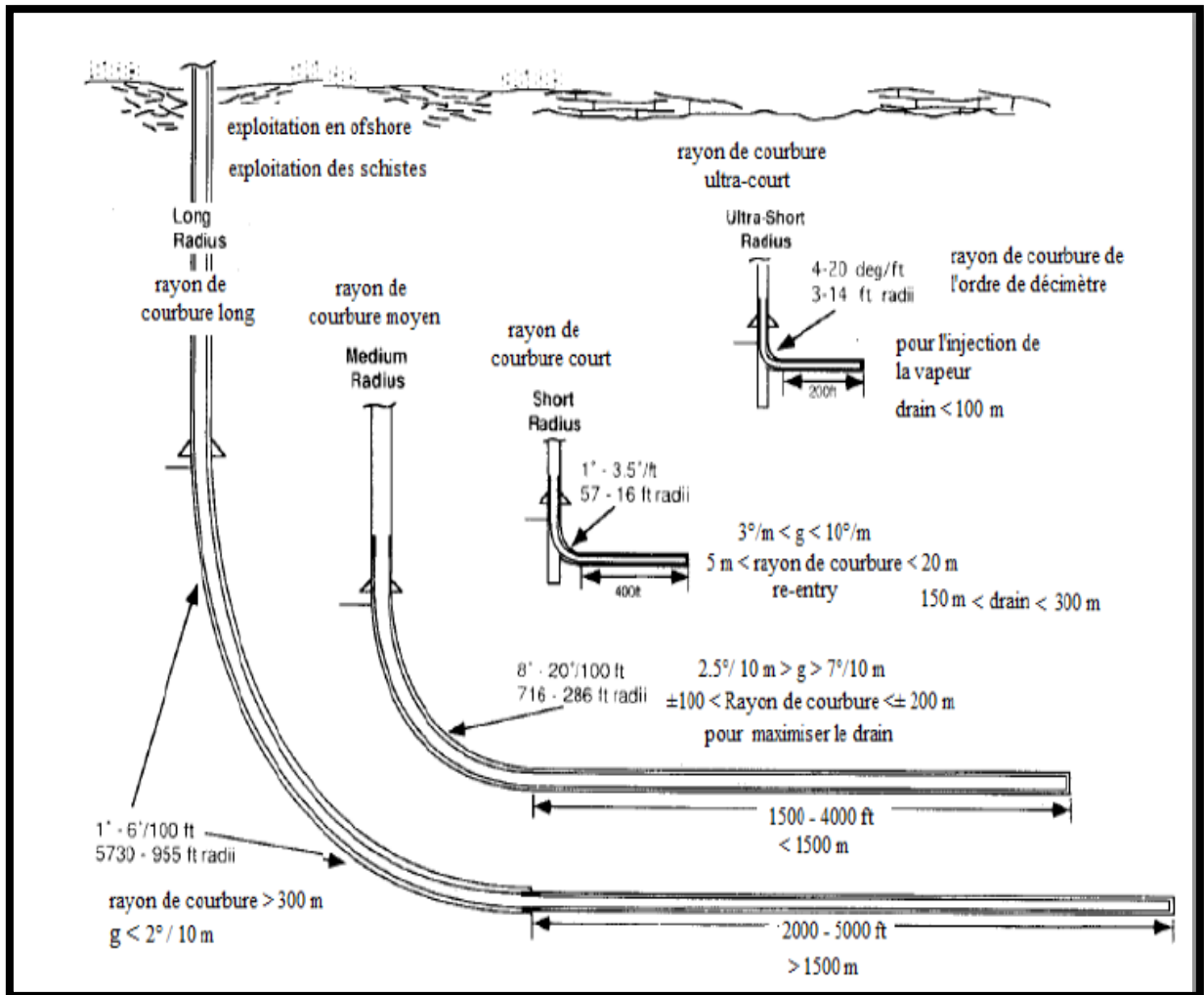


Figure .3.3 : Profils d'un forage horizontal. [9]

V. La trajectoire théorique d'un puits horizontal

La trajectoire théorique d'un puits horizontal est composée de deux plans

- Un plan vertical dans lequel on trouve la profondeur et le déplacement
- Un plan horizontal qui représente la direction du puits par rapport au Nord.

1) Le plan vertical

Ce plan comporte en général comme suit

- Une partie verticale,
- Une partie courbe (build up) à partir de l'amorce de la déviation ou l'inclinaison est augmentée en suivant un gradient d'inclinaison donné jusqu'à atteindre 90 degrés qui est la cible (Target)
- Une partie horizontale en direction de l'azimut. [5]

2) Le plan horizontal

Dans ce plan on représente la position du puits dans un plan horizontal par rapport au nord en indiquant l'azimut de ce dernier, par exemple un puits qui a un déplacement horizontal de 600m dans un azimut de 45° sera présenté comme suite :

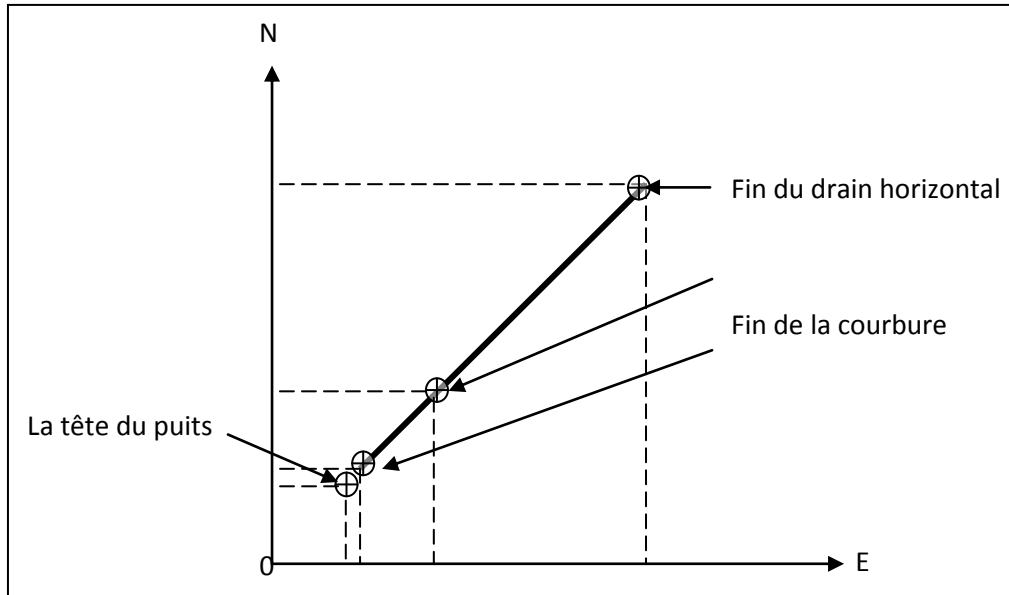


Figure.3.4: Profil de l'azimut d'un puits horizontal. [5]

VI. L'emplacement et le positionnement d'un puits horizontal

1) Le choix de l'emplacement d'un puits horizontal

Ce choix doit prendre en considération

- L'excentricité du puits (c'est l'emplacement suivant la hauteur)

La hauteur influe sur l'index de productivité car si on s'écarte du centre du réservoir en hauteur, cela influera sur la nature de l'écoulement et de ce fait, l'excentricité diminue l'index de productivité.

- L'orientation du puits doit être choisie avec la direction de la plus faible perméabilité (par exemple perpendiculaire aux fissures). [5]

2) Le positionnement d'un puits horizontal

Le succès d'un puits horizontal dépend de la réussite de son implantation et le positionnement du drain dans le réservoir. Pour la réussite de cette implantation, il faut disposer d'une géométrie du réservoir complète et précise.

En effet, les saturations des différents fluides permettent d'évaluer les problèmes de percés de gaz et d'eau dans le drain et d'optimiser ainsi son positionnement.[5]

VII. Sélection de puits candidats au short radius

Généralement cette sélection se fait à partir des études géologiques et tient en compte les critères suivants :

1) Critère de sélection d'un puits

Pour reprendre un puits en short radius, il doit obéir aux conditions suivantes :

- Être un puits sec ou mauvais producteur ;
- Être loin des puits injecteurs pour éviter les aquifère ou le gaz ;
- Être dans une zone à faible GOR ;
- Être dans une zone non tectonique dont le but d'éviter les couches faillées ;
- Le plan d'eau doit être le plus bas possible. [7]

2) Critère de choix de drain ciblé

Le choix du drain est basé généralement sur l'analyse de caractéristiques pétrophysiques qui sont :

- La porosité ;
- La perméabilité K ;
- La saturation en eau Sw.

Le choix de ces caractéristiques le long du réservoir se fait afin de déterminer l'intervalle le plus poreux et perméable et il doit aussi prendre en considération le plan d'eau qui peut présenter des problèmes lors de l'exploitation pour permettre d'éviter la percée. [7]

3) Critère de choix de l'azimut

L'amélioration des caractéristiques pétro-physiques du réservoir correspond à une direction géographique qui sera l'azimut de forage.

Les caractéristiques petro-physiques de la direction choisie déterminent au préalable la capacité et ainsi la durée de production d'un puits. Donc le choix de l'azimut est en fonction d'un certain nombre de paramètre propre à l'intervalle de réservoir et les plus importants sont les suivants :

- L'anisotropie (kv/kh)
- Influence des contraintes. [7]

4) L'anisotropie (kv/kh)

Le choix de l'azimut est très important, il faut le choisir de telle façon à ce que le drain soit bien orienté par rapport à l'anisotropie sur le plan horizontal ($k_x - k_y$) pour assurer un meilleur drainage et il est préférable d'orienter le drain perpendiculairement à la direction de la perméabilité horizontale maximale. **(Figure.3.5.)** [7]

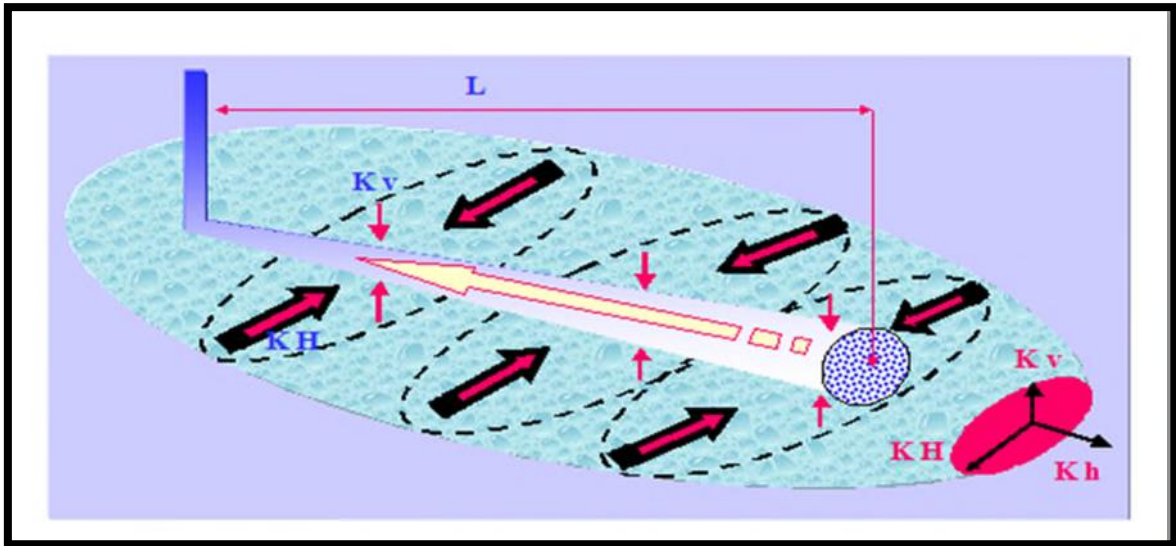


Figure .3.5. : Choix de l'azimut par rapport à l'anisotropie (K_h/K_v). [7]

5) Influence des contraintes

Le champ de Hassi Messaoud est soumis à un champ de contrainte représenté par deux directions :

- La contrainte horizontale maximale σ_{max} .
- La contrainte horizontale minimale σ_{min}
- La perméabilité de fissuration dans la formation est contrôlée par la direction des contraintes ; ceci amène à supposer que la direction de la perméabilité de fissuration maximale soit parallèle à la direction de contrainte maximale pour faciliter la pénétration et éviter l'éboulement.

D'autres paramètres sont pris en considération pour l'orientation de drain. L'azimut est pris de telle façon à éviter :

- La zone d'eau (injection d'eau) ;
- la zone à gaz (les puits injecteurs de gaz, les puits à GOR élevé) ;
- Les barrières de perméabilité latérales (faille). [6]

VIII. Technique de réalisation d'un puits en short radius

Actuellement, il y a pas mal de puits qui ont été repris en short radius, la technique de réalisation de ces puits commence par la sélection d'un puits candidat pour le convertir en short radius puis l'élaboration d'un programme pour ce puits dès la préparation de l'ancien puits vertical jusqu'à la complétion totale. [7]

1) Préparation des puits candidat

Les puits qui ont été programmés pour la reprise en short radius sont des puits secs ou faibles producteurs ou fermés à cause des problèmes de production. Pour faire exploiter ces puits par la technique de short radius, on doit d'abord éliminer toute anomalie dans leur partie verticale qui peut nuire ultérieurement à la production.

La première intervention dans ces puits consiste à une préparation systématique surtout l'état de puits. (Figure.3.6.) [7]

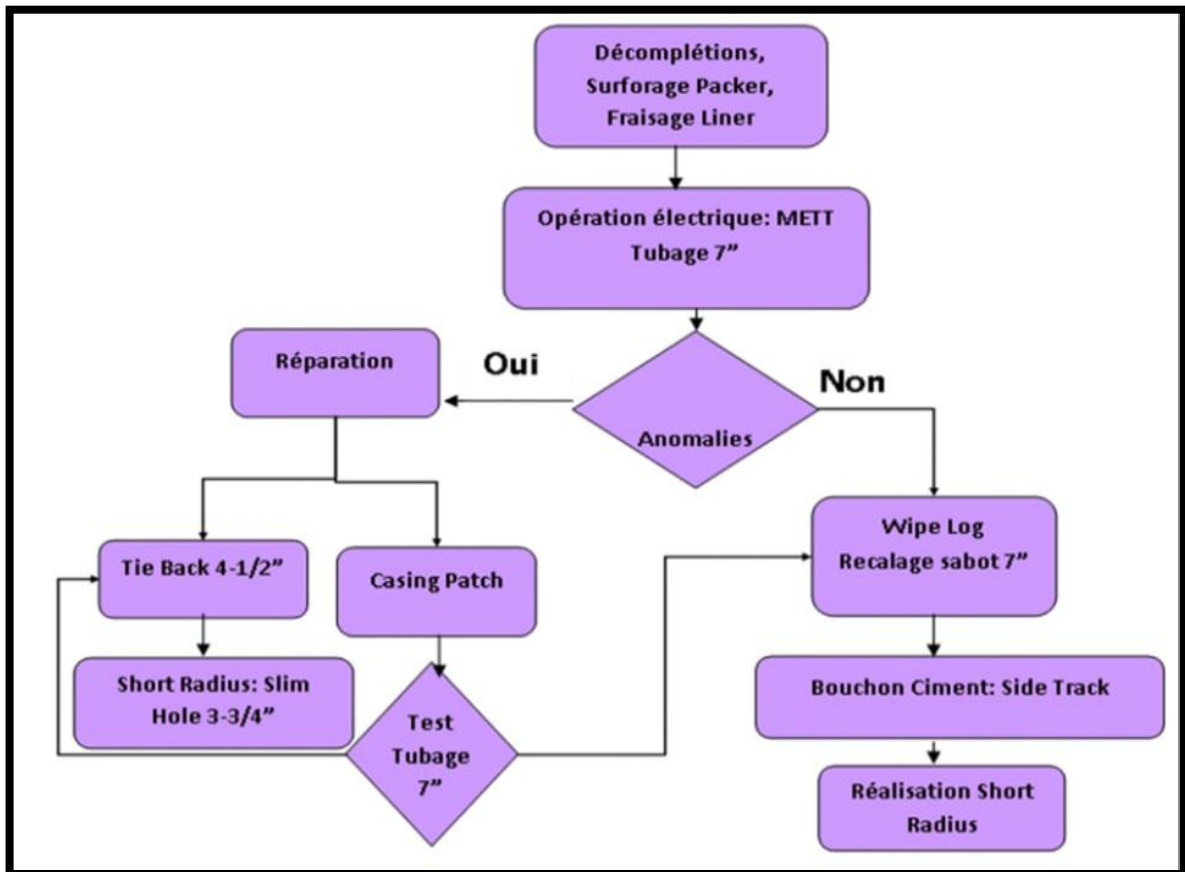


Figure.3.6. : Etapes de préparation d'un puits short radius. [7]

2) Procédure de reprise d'un puits en short radius

Les principales opérations sont réalisées comme suite :

- La mise du puits sous boue de densité $d = 0.90$.
- Démontage partiel de l'arbre de Noël et montage suivi avec un test de BOPs
- Remonter de la complétion en place et repêchage du packer.
- Nettoyage découvert pour la cimentation.
- Pose un bouchon de ciment pour aboutir du drain existant.

- Amorçage de la déviation sous le sabot du casing 7" et début de section build up dans le réservoir en turboforage.
- Réalisation du drain (section horizontale) Une fois on atteint l'angle 90° on procède un test de productivité (DST).
- Ré- équipement de puits. [7]

IX. Conditions de réalisation d'un puits candidat

Les puits reconvertis en short radius doivent obéir aux conditions suivantes :

La zone doit être non tectonique.

- Éviter le plan d'eau.
- Éviter les zones à gaz ou les rayons des puits injecteurs d'eau ou de gaz.
- Éviter les rayons de zones sèches.
- Éviter les zones à eau pour les puits situés en flanc de structures ou de zones d'injecteur d'eau.
- Éviter les zones à gaz pour les puits à fort GOR. [6]

X. Short radius avec la nouvelle méthode GEOSTEERING

Le GEOSTEERING est le positionnement optimal d'un puits de forage basé sur les résultats de mesures de diagraphie géologique et géophysique en fond de trou en temps réel plutôt que sur des cibles tridimensionnelles dans l'espace. L'objectif est généralement de maintenir un puits de forage directionnel dans une zone de rétention d'hydrocarbures définie en termes de résistivité, de densité ou même de biostratigraphie. Dans les zones matures, le GEOSTEERING peut être utilisé pour maintenir le puits de forage dans une section particulière d'un réservoir afin de minimiser les percées de gaz ou d'eau et de maximiser la production économique du puits. Dans le processus de forage d'un forage, le GEOSTEERING consiste à ajuster la position du forage (angles d'inclinaison et d'azimut) à la volée pour atteindre une ou plusieurs cibles géologiques. [14]

Conclusion

La reprise des puits en short radius touche essentiellement les puits secs ou faibles Producteurs.

De puis la réalisation du premier puits en SR, la maîtrise de la technique ne cesse de s'améliorer avec un matériel spécifique développé qui l'a fait évoluer rapidement.

Donc on peut dire que le SR c'est une solution pour les puits endommagée.



Chapitre 4

Application du frac et reprise de puits en S-R

Introduction

Après plusieurs années de production, la pression du gisement et les réserves en place ont considérablement chuté, La quantité des hydrocarbures restant piégés dans des niveaux plus profonds demande des études très poussées et des techniques de haute précision demeurant inexploitable. Ces dernières années de nombreux programmes de développement sont tracés pour soutirer encore plus de pétrole. Parmi ces programmes, la fracturation hydraulique avec ses équipements développés a connu un grand succès. Cette étude se portent sur le puits RDC19, qui est foré et complété le 08/11/2016, puis l'évaluation de son programme de fracturation hydraulique et le considérer comme un programme efficace ou considéré comme un programme insuffisant, car il ne donnait pas les résultats souhaités et passait à la reprise en short radius ...!!

I. Opération de fracturation hydraulique sur le Puits RDC19

1) Informations générales sur le puits étudié et le réservoir :

A. Paramètre de puits :

- **Situation** : Le puits RDC19 est implanté dans la zone RHOURE CHEGGA Ayant pour coordonnées :

$$X = 258450,553 \text{ et } Y = 3\,563475,578. [10]$$

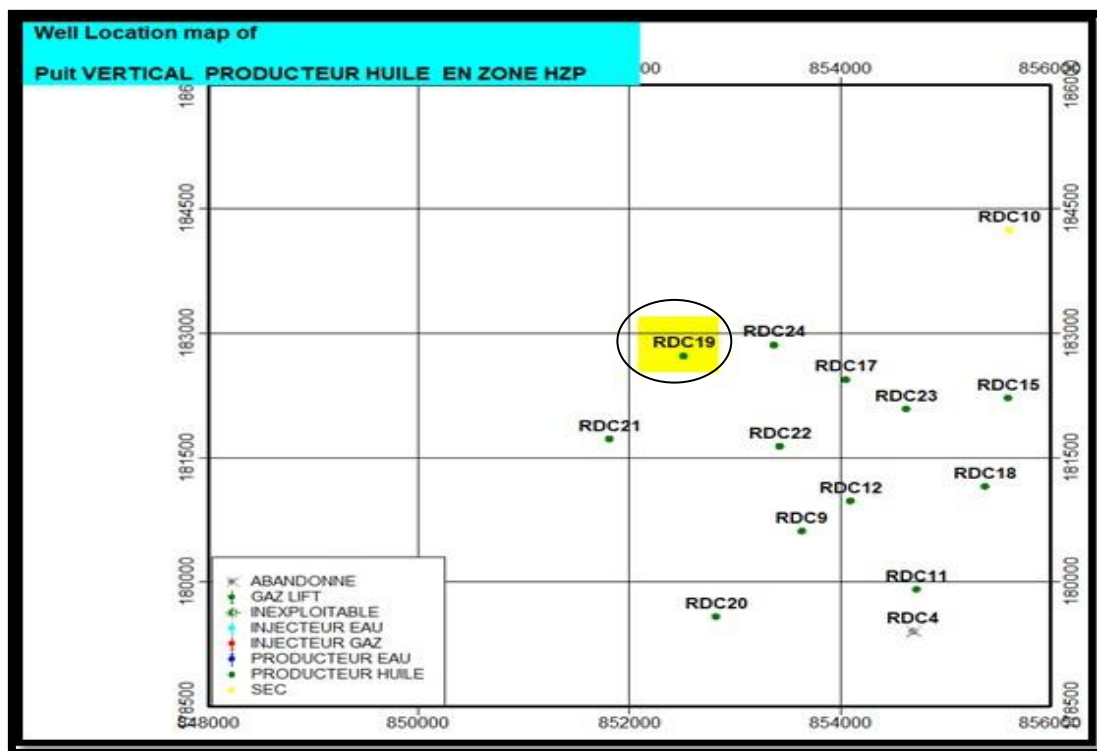


Figure.4.1: L'implantation de puits RDC19. [10]

➤ **Etat actuel :**

Etat : Puits fermé depuis 15/02/2019

Pg = 345.95 KG/cm², Pfd 180kg/cm², (BU 12/05/2018).

Dernier jaugeage : Q huiles (25/11/2018) a donné un débit de 1.6m³/h sur une Duse de 8mm.

[10]

➤ **Complétion :**

Tableau.4.1 : Data complétion. [10]

Data : Complétion :	Completion
Tubings 4”1/2 New VamP110 13.5#	394.48m
L.Nipple “BR” Baker	3680.17m
L.Nipple “BRN” Baker	3694.47m
Hyd production Baker PackerS3	3690.96m
Sabot 7"	3696.72m
Total Profondeur	3838m
Top ciment de fond	3832.50m
Perforations Interval	3769 – 3775m

➤ **Etat de la cimentation des tubage:**

Tableau.4.2: Représente l'état de la cimentation des tubages. [10]

CBL/VDL double casing 4'' ½ - 7" du 20/10/2016	CBL/VDL 4"1/2 du 19/01/2019
3763 3721 bonne cimentation	
3721 – 3708 Mauvaise cimentation	
3708 – 3699 Bonne cimentation	
3699 – 3672 Mauvaise cimentation	3836 – 3811m: Bonne cimentation
3672 -3662 Bonne cimentation	3811 – 3705m: Très mauvaise cimentation
3662 – 3598 Mauvaise à free pipe	
2598 3575 Moyenne à mauvaise cimentation	

➤ **Historique de production:**

Le RDC19 a été foré et complété le 18/11/2016 avec tubing 4'' ½ New Vam encré, le réservoir étant laissé en open hole.

- le 1^{er} DST effectuer en Open Hole dans le T1 le 28/09/2016 a donné 5.69 m³/h huile avec un IP de 0.0191 m³/h/kg/cm², KHL 38.9 md.m, une Pg de 540kg/cm² et un Skin de 0.67
- Le 2^{ème} DST effectuer en Open Hole dans les QH le 25/10/2016 a donné un débit de 9.5 m³/h & IP de 0.0577 m³/h/kg/cm², KHP de 68.7 md.m, une Pg de 473kg/cm² et un Skin de 2.02.

Le Puits a été mis en production le 25/12/2016 avec un débit du 5.98m³/h et entretenu par des grattages et nettoyage au CTU.

Le réservoir a connu une forte chute de pression, passant de 473kg/cm² en octobre 2016 à 345kg/cm² en Mai 2018 soit une chute de pression 128kg/cm² en l'espace d'un an et demi d'exploitation, cette déplétion a eu un effet direct sur le potentiel qui régressé en conséquence et sur le comportement du puits qui s'étouffait d'où nécessite d'effectuer des opérations de nettoyage pour assurer sa remise en production.

Afin de récupérer sont potentiels initiale, il a été décidé de faire descendre un liner 4"1/2 cimenté et une fracturation hydraulique.

La fracturation hydraulique a été réalisée sur le puits RDC19 le 21/09/2018

- Le premier test de production après la fracturation effectuer le 18/10/2018 a donné un débit de 3.35m³/h sur une Duse de 8mm.

Le 2^{ème} test de production effectuer le 25/11/2018 a donné un débit de 1.6m³/h sur une Duse de 8mm. [10]

Les résultats de test de pression et de production sont présentés dans les tableaux suivants :

- **Test de pression :**

Tableau.4.3: Représente les résultats de test de pression sur le puits RDC19. [10]

Type de Test	Date	Pression (kg/cm ²)			Débit (m ³ /h)	IP.	HK		Skin	Duse	Remarque
		Gisement	Fond Dyn.	Tete			P	L			
DST	28/09/2016	540.93	227.95	56.27	Huile 5.69	.019 1	-	38. 9	.67	9.53	DST N 1 réaliser en open hole dans Grès T1 a la TD 3687m (CS),PFD -3348.56m
DST	25/10/2016	473.73	306.88	89.63	Huile 9.5	.057 7	68.7	-	2.02	9.53	DST n°2 réalisé en openhole dans QH.
PFD	08/04/2017		154.91	27.8	Huile 2.96		-	-		9	PFD -3616 m
BU	12/05/2018	345.95	160	26	Huile 1.85	.009 7	19.3	-	- 1.53	8	Pfd 3556.07m ,Pg-3570m

- Test de production

Tableau .4.4. : représente les résultats de test de production sur le puits RDC19. [10]

Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)		Observations	
			Huile	Gaz		Tête	Pipe	Sépar.			Récupérée	Injectée		
Puits														
27/09/2016	9.53	1440	5.69	1037.40		182	56.24	10	4.28	25	.5714	0		-----
23/10/2016	9.53	1440	9.5	1797.52		189	89.63	10	4.08	15	.5457	0		-----
29/12/2016	9	-	5.98	1177.81		197	60	14.5	5.71	18	.5235	0		-----
06/02/2017	9	1440	3.79	649.44		171	36.2	11.9	3.87	18	.4986	0		-----
13/02/2017	9	-	3.99	724.11		182	37.2	12.3	4.28	18	.4868	0		-----
17/03/2017	9	-	2.79	487.89		175	27.5	13	4.69	20	.5151	0		-----
17/04/2017	9	600	2.38	422.84		178	25.1	14.5	4.28	25	.5512	0		-----
21/07/2017	8	-	1.77	277.36		157	19	10	4.28	33	.4533	0		-----
25/09/2017	8	-	1.98	80.34		41	21.6	7	3.26	28	.4618	0		-----
30/11/2017	8	-	1.8	278.96		155	26.5	10.5	5	17	.6228	0		-----
21/01/2018	8	-	1.6	263.66		164	25	9	4.28	13	.6585	0		-----
13/04/2018	8	-	1.8	246.89		137	26.2	11.5	3.77	17	.6158	0		-----
23/05/2018	8	600	1.99	310.25		156	25	11.5	5.1	20	.5303	0		-----
01/08/2018	8	600	1.78	503.76		282	23.8	10	4.28	24	.563	0		-----
18/10/2018	8	1440	3.35	471.28		141	24.75	9.5	4.28	31	.3121	0		-----
25/11/2018	8	600	1.6	214.89		134	24	10	2.24	15	.6334	0		-----

B. Paramètres du réservoir

➤ **Interprétation structural :**

Le puits RDC19 est représenté par deux réservoirs, réservoir Triasique T1 qui se trouve sur l'intervalle (3662-3692) et le réservoir Quartzite El Hamra qui se trouve sur l'intervalle (3763-3784)

Le puits RDC19 est affecté par l'érosion hercynienne, il présente une épaisseur faible des Quartzites (21m) et le Trias T1 présente une épaisseur de 30m. (Figure.4.2) [11]

ERE	Formations	Prévisions		Cotes Electriques			tubages		
		Tops	Epais	Tops	C-Abs	Epais		Cotes Electriques	
CZ	NEO	Mio-pliocene			**	**	**	Phase 16" Type Boue: OBM D= 1,30 g/cm3; V= 19,00 CP	
		Eocene	246	50	**	**	**		
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN	Carbonaté.	296	189	**	**		**
			Anhydritique	485	270	**	**		**
			Salifère.	755	124	763	-612		147
			Turonien	879	101	910	-759		83
	Cenomanien	980	160	993	-842	169			
	Albien	1140	298	1162	-1 011	300			
	Aptien	1438	30	1462	-1 311	30			
	Barremien	1468	278	1492	-1 341	273			
	Neocomien	1746	215	1765	-1 614	219			
	Malm	1961	247	1983	-1 832	262			
JURASSIQUE	DOG	Argileux	2208	90	2245	-2 094	81	Phase 12"1/4 OBM D=2,28 g/cm3; V= 59s	
		Lagunaire	2298	102	2326	-2 175	114		
	LIAS	Anhd.	2400	390	2440	-2 289	375		
		Salifère	2790	63	2815	-2 664	64		
		LD3 (HB)	2853	37	2879	-2 728	31		
		S1 + S2	2890	253	2910	-2 759	264		
		S3	3143	218	3173	-3 022	202		
TRIAS	Argileux (G10)	3361	87	3375	-3 224	91	Phase 8"1/2 OBM D=1,57 g/cm3; V= 24s		
	S4 (G20)	3448	107	3466	-3 315	104			
	Argileux (G30)	3555	20	3570	-3 419	22			
	T2 (Dolomitique)	3575	14	3592	-3 441	10			
	Argilo-Greux	3589	60	3602	-3 451	60			
	T1 (Gres)	3649	30	3662	-3 511	30			
	S-Inf	Argiles	3679	27	3692	-3 541		33	
		Volcanic	3706	55	3725	-3574		38	
Gres RDC		**	**	**	**	**			
PALEOZOIQUE	ORDVICIEN	Discord H	3761	**	3763	-3612	**	Phase 6" OBM D=1,38 g/cm3; V= 26s	
		Arg Mico-congl.	**	**	**	**	**		
		Gres Ouargla	**	**	**	**	**		
		QH	3761	10	3763	-3612	21		
	GEA	3771	24	3784	-3633	21			
	AEG	3795	10P	3805	-3654	40P			
	Z_ALT	**	**	**	**	**			
	CAMBRIEN	Ri	**	**	**	**	**		
		Ra	**	**	**	**	**		
		R2	**	**	**	**	**		
R3		**	**	**	**	**			
Fond		3805	**	3845	-3694	**			

Figure.4.2: Fiche de synthèse lithostratigraphique du puits RDC19. [11]

2) Programme de fracturation :

➤ **Informations utiles :**

Tableau .4.5. : Information utiles. [10]

Tubing de production 4'' 1/2 13.5# P110	écrasement (psi)	80% collapse (psi)	Eclatement (psi)	80% éclatement (psi)
	10680	8544	12410	9928
Pression différentielle de packer de production	Baker Packer Sable3 P.deff = 10000 psi			
Densité de fluide de complétion	1.05			

➤ **Préparation de puits :**

- Perforer l'intervalle 3769 – 3775m
- Acide préfrac

➤ **Test d'injectivité :**

- Fluide : eau traitée
- Procéder au remplissage de puits avec de l'eau traitée pour homogénéiser la colonne hydrostatique.
- Effectuer un breakdown test avec eau traitée a 1-3 bmp jusqu'à l'apparition de breakdown.
- Switch vers Acide 15% (4000 gallons) à faible débit (5-8 bpm)
- pomper l'eau traitée comme spacer.
- Switch au Reformat/ Xylene (27m³) à faible débit (5bpm) puis déplacer le fluide injecté avec de l'eau traitée.
- Une fois tout le volume Reformat est déplacé, augmenter le débit d'injection progressivement jusqu'à atteindre le maximum débit de pompage designner pour la mini frac.

Si les pressions de pompage sont élevées par rapport au régime de contrainte dans la région un STEP DOWN TEST peut être effectué.

Arrêtez le pompage, fermez les vannes de surface et effectuez l'analyse des données de déclin de la pression.

➤ **Shadow frac :**

Fluide : Selon compagnie de service

Après préparation du gel, assurer la bonne qualité et vérifier le temps de réticulation en fonction de volume de puits et le débit de pompage.

Une fois tout est prêt procéder au pompage :

Tableau .4.6. : Les gels procédés au pompage. [10]

Etape	Volume	Débit (bpm)
Gel linéaire (pre-pad)	1000 gals	0-30
Gel réticulé (pad)	20000gals (ajustable en fonction de l'évolution de la pression)	30
Gel linéaire (flush)	184.5bblsgals + volume des lignes de surface	30
Arrêt de pompage et enregistrement de déclin de pression	0	0

- **Fermeture:**

A l'arrêt de pompage fermer les vannes de surface et continuer l'enregistrement des pressions jusqu'à la détection et la confirmation de la pression de fermeture de la formation

- **Contrôle :**

Une température log doit être effectué a environ 4 h après la fin de pompage du mini frac pour déterminer la hauteur de propagation de la fracture.

- attendre 3000 psi de chute de pression. [10]

- **le traitement lui-même :**

Objectif : Quartzite El Hamra

- Une fracturation hydraulique à établir dont La taille du frac et le design de pompage seront ajusté après l'analyse du mini frac.

Une concentration maximale de 7PPA proppant HSP 20/40 & un débit moyen de 30 bpm sont proposés.

- Pour mieux de conductivité, pompant de taille 16/30 HSP dans le dernier stage. [10]

3) Résultat de l'interprétation de l'opération de frac sur le puits RDC19

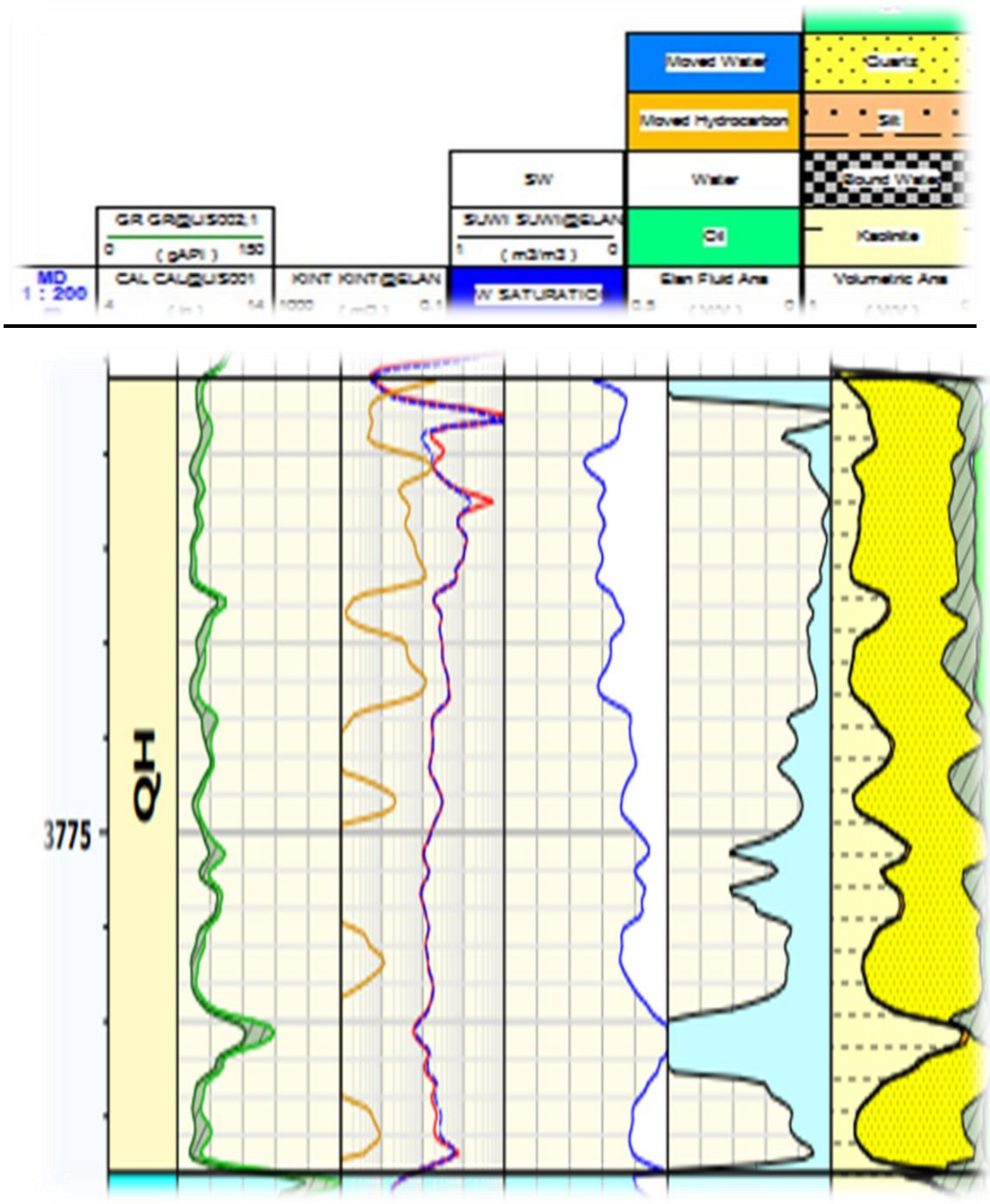


Figure.4.4 : Performances de la Frac des QEH RDC19. [11]

➤ Les paramètres de production RDC19

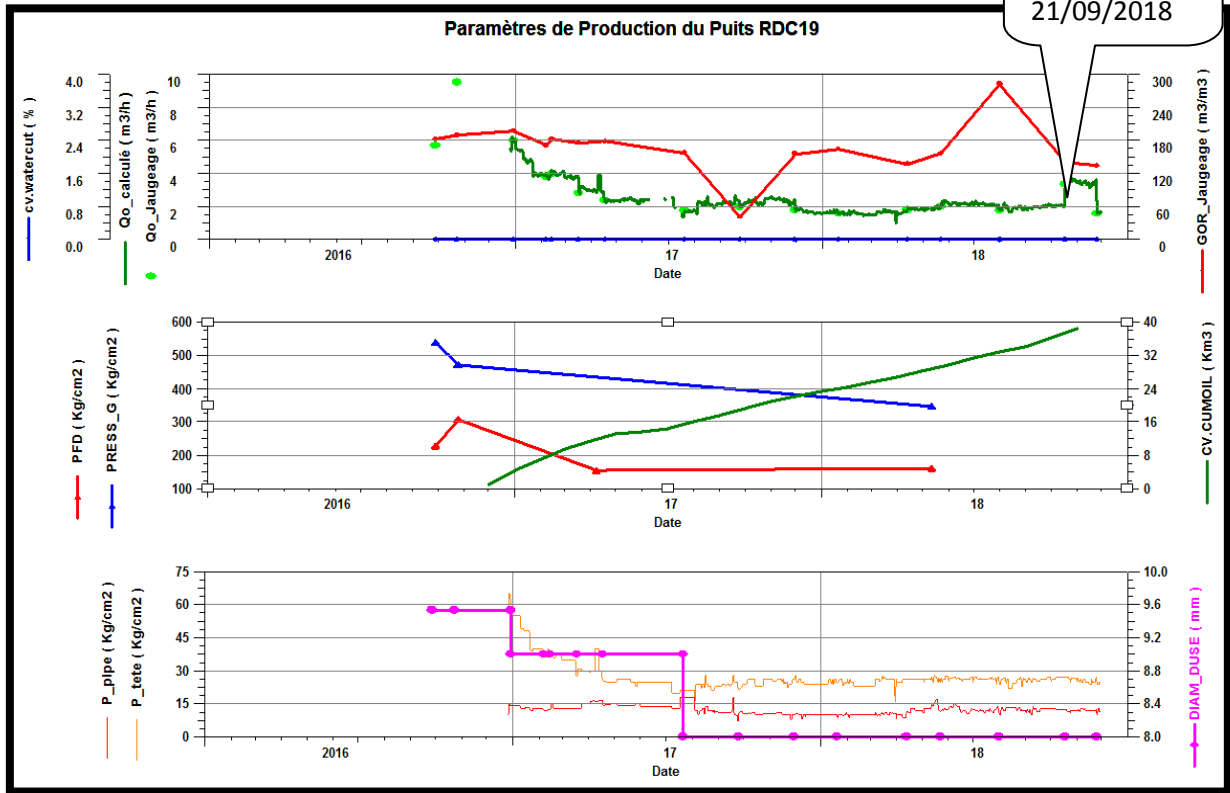


Figure.4.5. : représente les paramètres de production RDC19.[11]

Le puits RDC19 a donnée:

- Un débit de $3.35\text{m}^3/\text{h}$ au 1^{ere} DST réalisé dans le QEH (liner) le 18/10/2018 sur une Duse de 8mm.
- Un débit de $1.6\text{m}^3/\text{h}$ au 2^{eme} DST réalisé dans les QEH (liner) le 25/11/2018 sur une Duse de 8mm.

➤ **Cumul de production huile des puits de QEH**

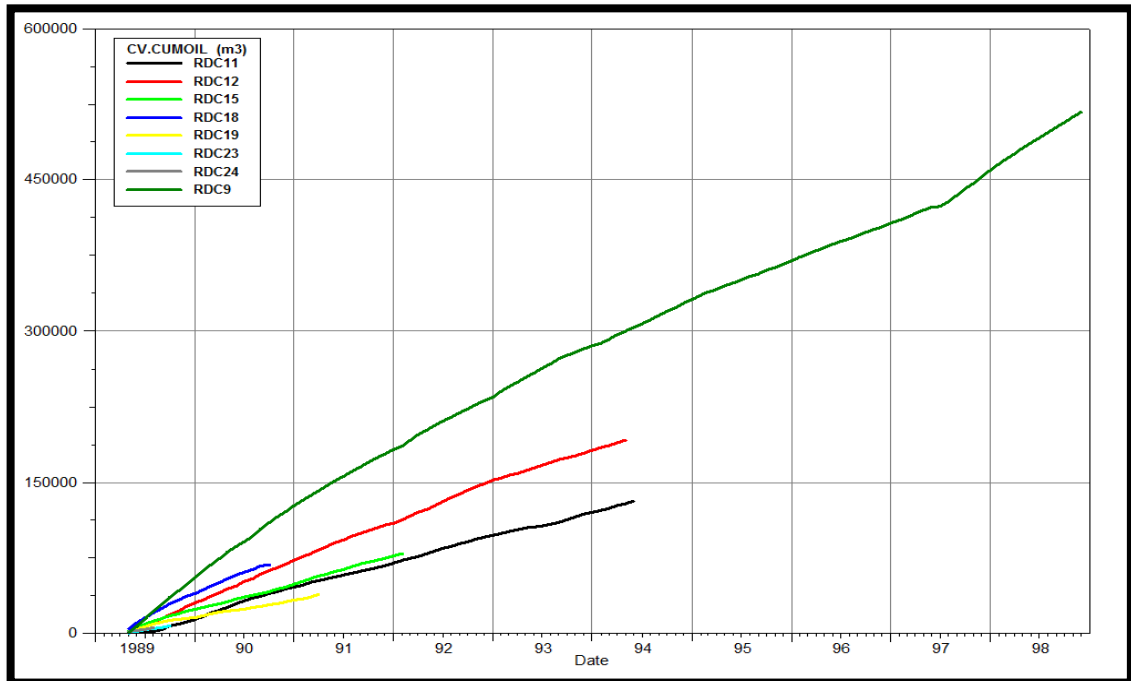


Figure.4.6. : Le cumul de production huile des puits de QEH. [11]

D'après le cumul de production huile normalisé des puits RDC exploités dans les QEH, le puits RDC19 est classé le dernier puits de point de vue sa tendance en cumul d'huile. [11]

Remarque :

Le gain obtenu par l'opération fracturation hydraulique est très faible ($3.35\text{m}^3/\text{h}$) et avec le temps on remarque que ce gain est diminué jusqu'à $1.6\text{m}^3/\text{h}$

II. Reprise de puits en short radius :

1) Investigation sur le puits RDC19 :

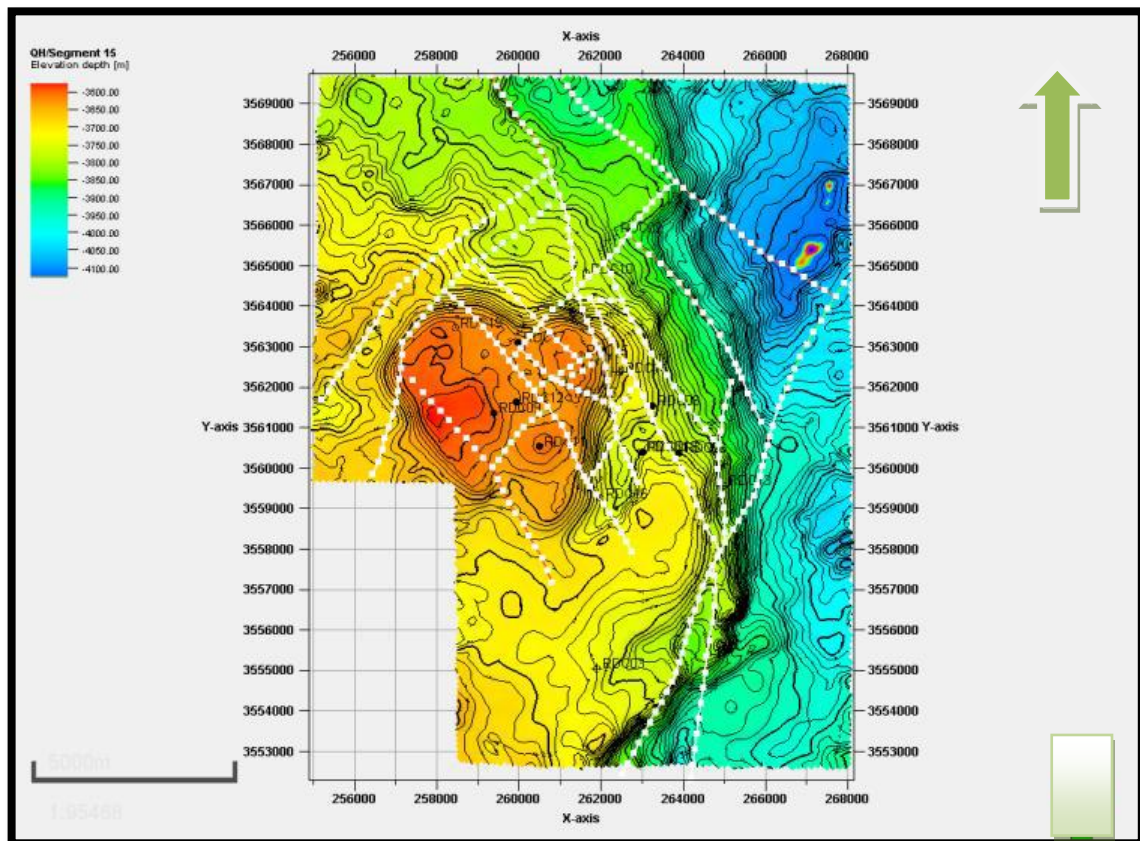
➤ Aspect géologique :

Figure.4.7. : Carte en isobathe au toit du QEH dans la région de Rhourde Chegga.[12]

Le puits RDC19 est situé au niveau d'une structure haute, dans la partie ouest du champ. Il se trouve dans un compartiment délimité de part et d'autre par des accidents NE-SW et des accidents NW-SE. Ce puits est proche d'une zone d'intersection de deux failles.

Il est affecté par l'érosion hercynienne, il présente une épaisseur faible des Quartzites (21m) et le Trias T1 présente une épaisseur de 30m. [11]

➤ Profile de stress :

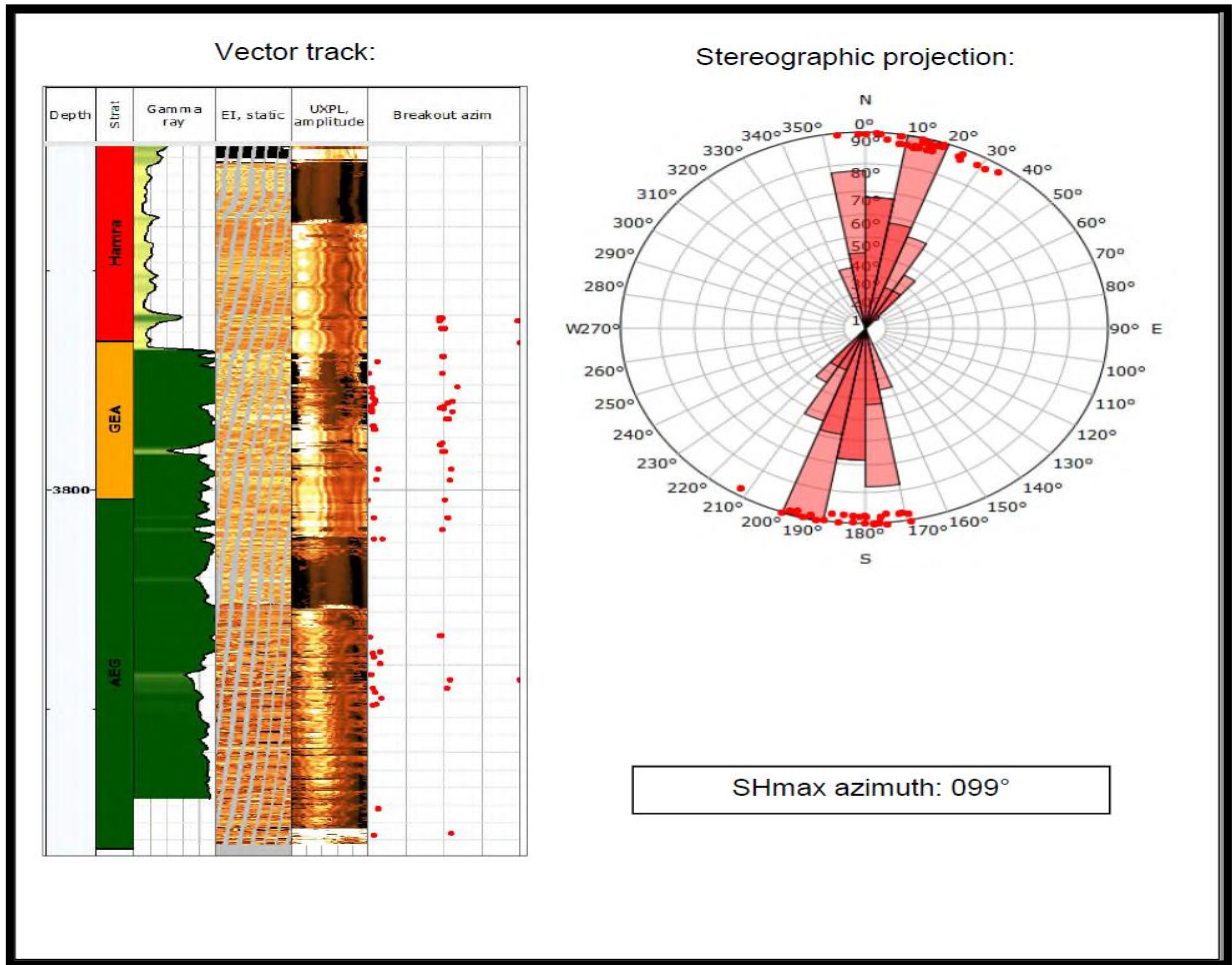


Figure.4.8 : Analyse de stress in situ.[13]

Les défaillances induites par le forage, telles que l'évasion de forage ou les fractures de traction induites sont des indicateurs de l'orientation du champ de contraintes in situ. Dans un puits vertical, l'emplacement de l'évasion sur le.

La paroi du forage marque l'emplacement de la contrainte horizontale minimale et l'emplacement du forage.

Les fractures de traction induites marquent l'orientation de la contrainte horizontale maximale. En horizontal puits très déviés, toutefois, l'évasion n'indique pas l'orientation des contraintes in situ directement. On observe généralement que cela se produit en haut et en bas ou sur les côtés de forage, et indique si la contrainte verticale est supérieure ou inférieure à la contrainte horizontale.

Dans toute la région saharienne d'Algérie, l'évasion de forage est très courante dans les puits verticaux, où il est généralement situé dans les quadrants NE et SO du forage, ce qui indique que la contrainte horizontale maximale est orientée à peu près vers le nord-ouest-sud-est. Bien

que ce soit le plus commun à E-W°les déviations locales d'orientation se produisent et les orientations vont strictement de NO-SE (045°) sont observés. (090°). [13]

➤ **Pression de gisement des puits de QEH :**

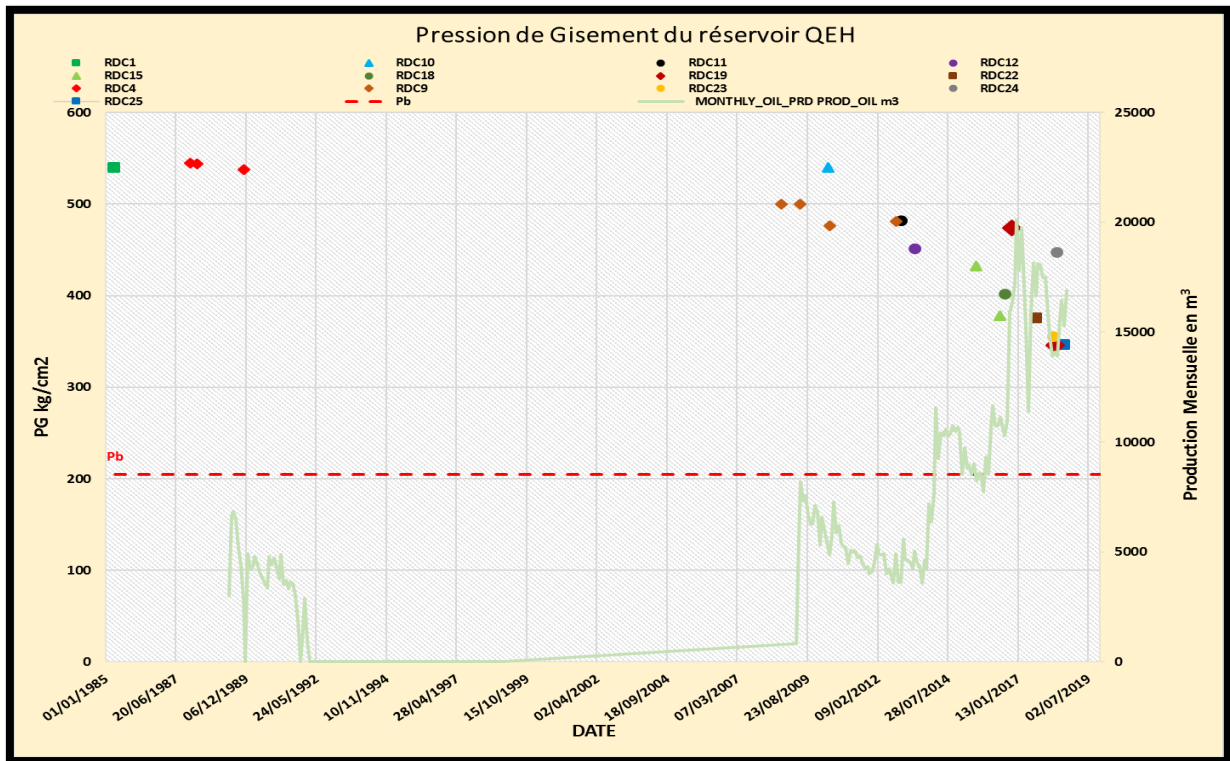


Figure.4.9. : La pression de gisements des puits de QEH. [11]

Dans cette figure la chute de la pression de gisement est remarquable dans le réservoir QEH. Les deux nouveaux puits RDC23 et RDC25 révèlent une communication avec les autres puits du QEH. Par contre le puits RDC24 présente une pression dans les QEH élevée par rapport aux autres puits, ce qui indique qu'il se trouve dans un autre compartiment.

La pression de gisement des QEH a connue un déclin rapide, de plus les puits du réservoir QEH communiquent entre eux, sauf pour le puits RDC10 qui est séparé des autres puits par une barrière structurale. La Pg actuelle du puits RDC19 est de l'ordre de 345.95 kg/cm².

➤ **Les propriétés pétrophysique :**

- La porosité de puits RDC19 :

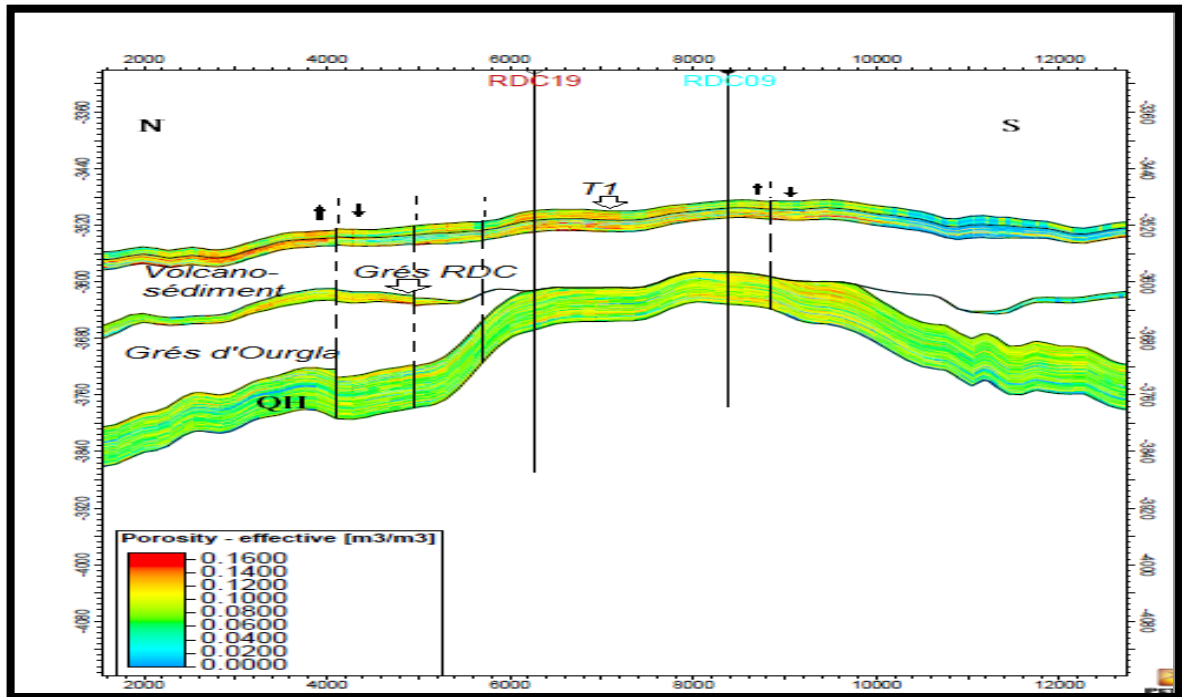


Figure.4.10. : Coupe NW-SE de la porosité des réservoirs du puits RDC19.[12]

- La perméabilité de puits RDC19 :

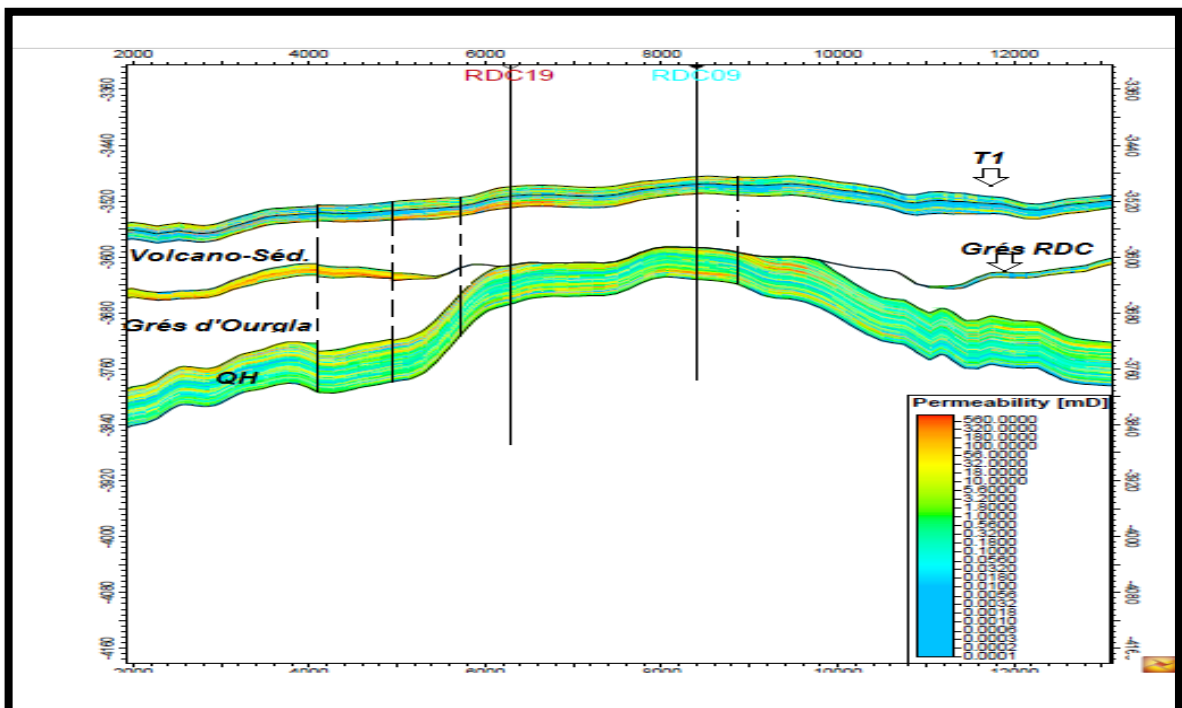


Figure.4.11 : Coupe NW-SE de la perméabilité des réservoirs du puits RDC19. [12]

- La saturation en eau de puits RDC19 :



Figure.4.12. : Coupe NW-SE de la saturation en eau des réservoirs du puits RDC19. [12]

Les caractéristiques pétrophysiques de réservoir QEH du puits RDC19 sont moyennes à bonnes.

- La perméabilité du réservoir QEH est très faible, elle est de l'ordre de 2mD.
- La porosité du réservoir QEH est bonne, elle est de l'ordre de 9.3%
- Le contact eau-huile du réservoir QEH à -3648 TVDSS.

- La relation porosité-permiabilité:

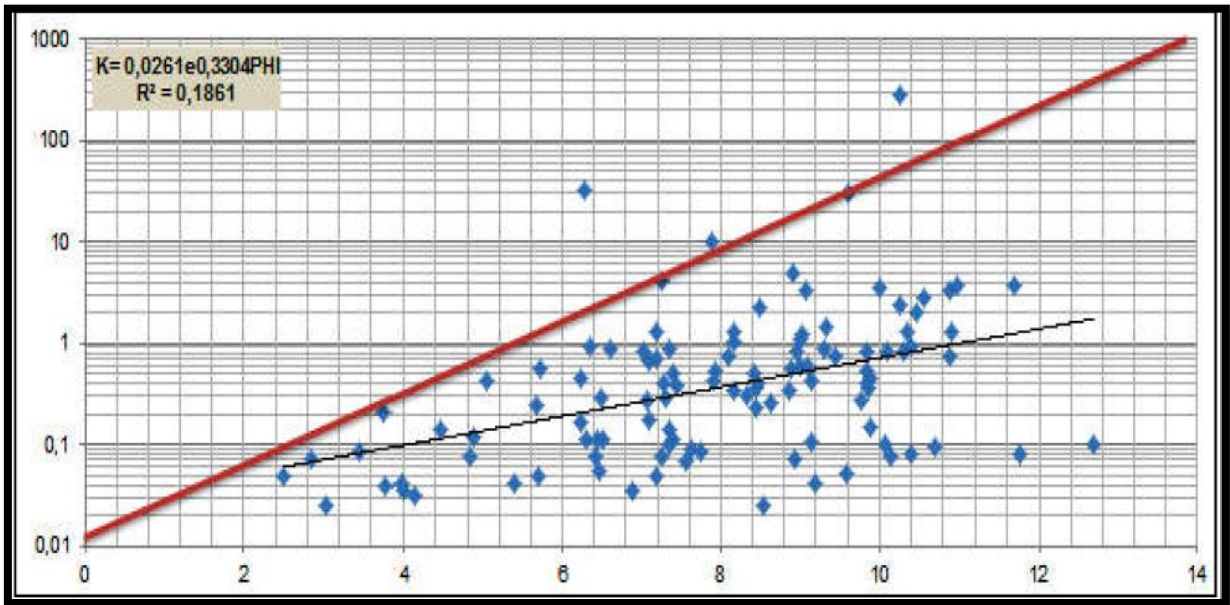


Figure.4.13: La relation porosité-perméabilité dans le réservoir QEH. [11]

La ligne de tendance des points est en dessous de la droite $\ln(k)=PHI$. Ce qui signifie que l'existence des pores non connectés est dominante. Les réserves récupérables seront donc beaucoup plus faibles que les quantités déterminées par la méthode volumétrique (la faible connectivité est causée par la compaction et la bonne cimentation).[11]

➤ Elan de puits RDC19 :

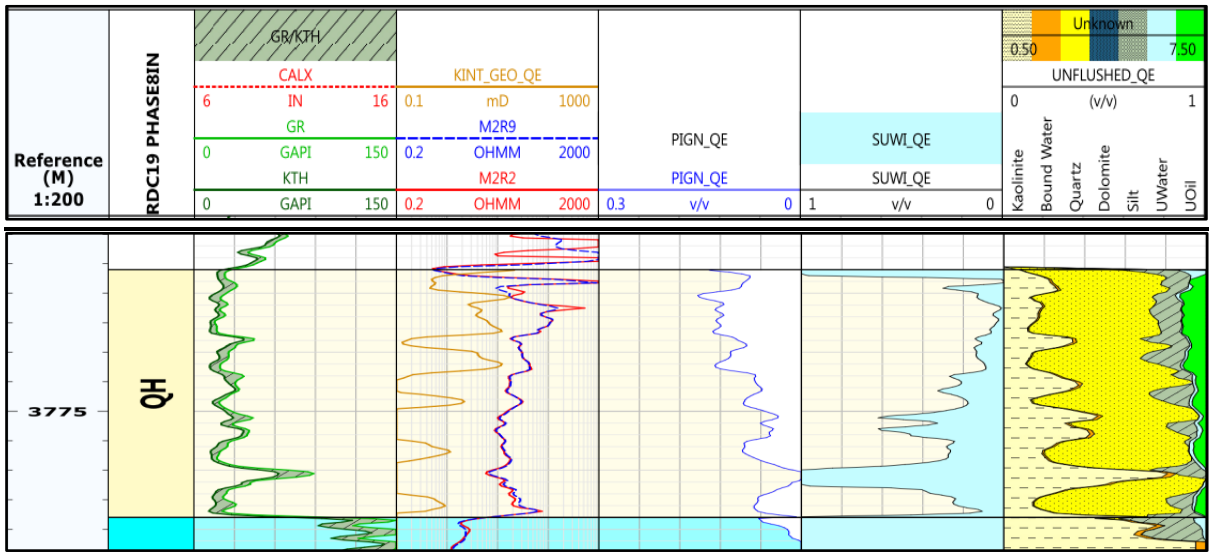


Figure.4.14. : Elan de puits RDC19. [11]

- Interprétation par Elan de puits RDC19 :

Tableau.4.7. : Représente l'interprétation par Elan de puits RDC19.[11]

DECOUPAGE			INTERPRETATION PARELAN							
DRAIN	TOIT – MUR (m)	EPAISSEUR (m)	INTERVALLE INTERPRETEE (m)	EPAISSEUR INTERPRETEE (m)	RESERVOIR	EPAISSEUR (m)	Φ_{moy} (%)	$K_{int_{moy}}$ mD	SW_{moy} (%)	VCL_{moy} (%)
QEH	3763 – 3784	21	3763.061 – 3783.939	20.879	GROSS	21.00	7.78	2.25	31.07	28.38
					NET	15.09	9.30	2.82	14.70	22.00
					NTG	0.72				

Le réservoir QEH présente :

Une hauteur totale (Gross) : se réfère à l'unité lithologique ou stratigraphique et elle n'est pas liée aux fluides dans la formation de 21m.

Hauteur nette (Net-pay): représente l'intervalle de la roche qui a des qualités du réservoir, (produire des fluides) de 15.09m .

Hauteur utile (NTG): est l'épaisseur totale de la roche de qualité du réservoir qui contient une certaine quantité d'hydrocarbures de 0.72m. [11]

Les résultats des analyses dépôts montre l'existence de petite quantité de sels le reste sont les Grès fins de formation.

➤ **Interprétation BU du RDC19**

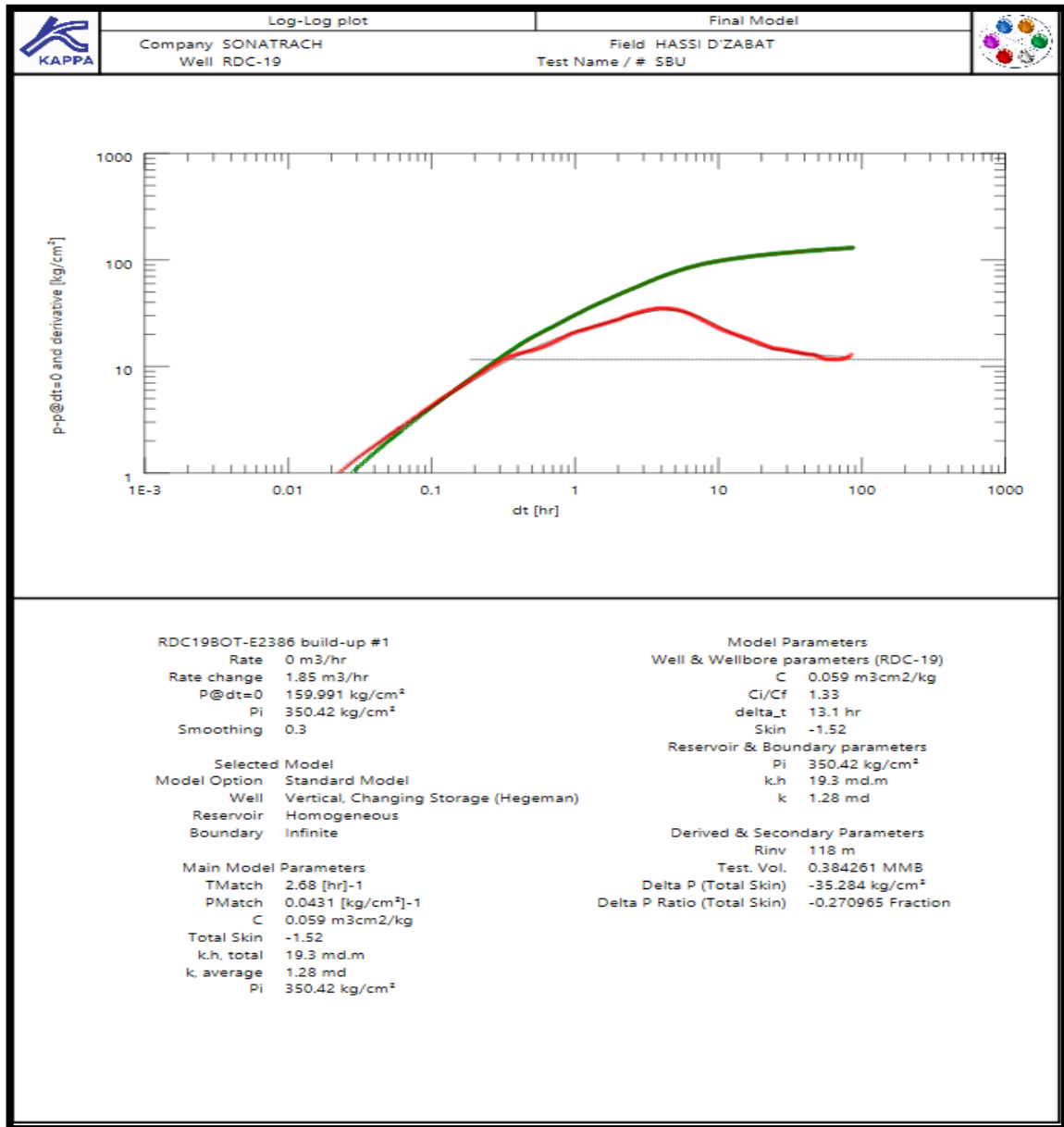


Figure.4.15. : Interprétation BU du RDC19. [11]

Le test Build-Up réalisé sur le puits le 12/05/2018 a montré que le réservoir présente une faible perméabilité (HK proche de 19.3 m.md (soit k de 1.28md).

L'interprétation du BU de 12/05/2018 réalisé sur le puits RDC19 dans le réservoir QEH utilisant :

- Un model réservoir Homogeneous.
- Un model boundary Infinité

- A donné les résultats suivants:
 - a) Puits : C de 0.059 m³cm²/kg
Skin total de -1.52
 - b) Réservoir : Pg de 345.95 kg/cm²
HK proche de 19.3 m.md (soit k de 1.28md).[11]

➤ **Les Puits voisins :**

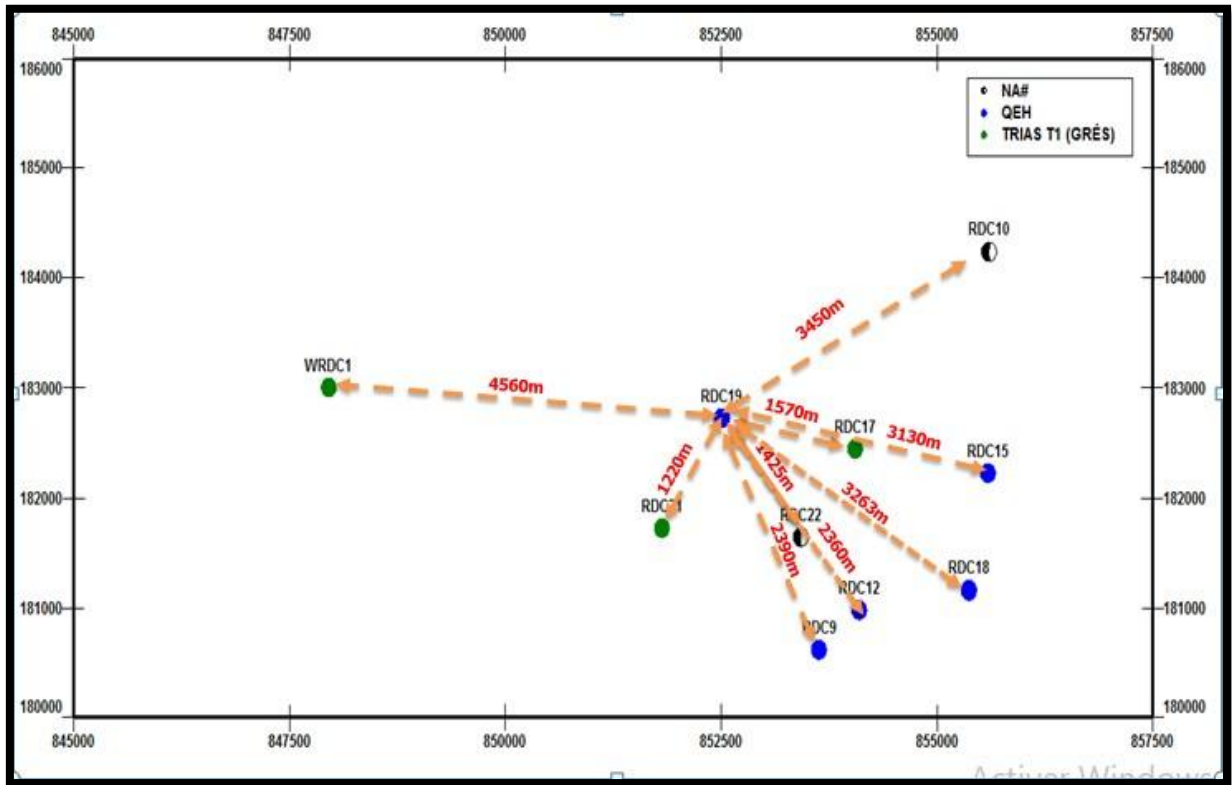


Figure.4.16. : Distance des puits au puits RDC19. [11]

02 puits voisins déjà fracturés dans les QEH ont donné un gain en production lors des opérations de fracturation en particulier RDC9.

Tableau.4.8. : les puits voisin de RDC19 déjà fracturé dans les QEH. [11]

Puits	Etat	Date de fracturation	Proppant (lb) dans la formation	Qav (m3/h)	Qap (m3/h)
RDC11	PPH, ouvert	07/02/2014	25000 lbs	3.2	4.39
RDC9	PPH, ouvert	11/07/2017	60580 lbs	3.57	8.83

Les puits voisins du RDC19 sont tous des producteurs huile, la majoritaire en état ouvert fonctionnent avec un débit moyen de +/-2 m³/h., ils produisent dans les QEH et cratérisés par une pression de gisement élevé.[11]

➤ **Calcul de quantité en place de réserve du puits RDC 19 :**

- **STOOIP** estimé par la méthode Bilan Matière est de : 846.47 10³ sm³

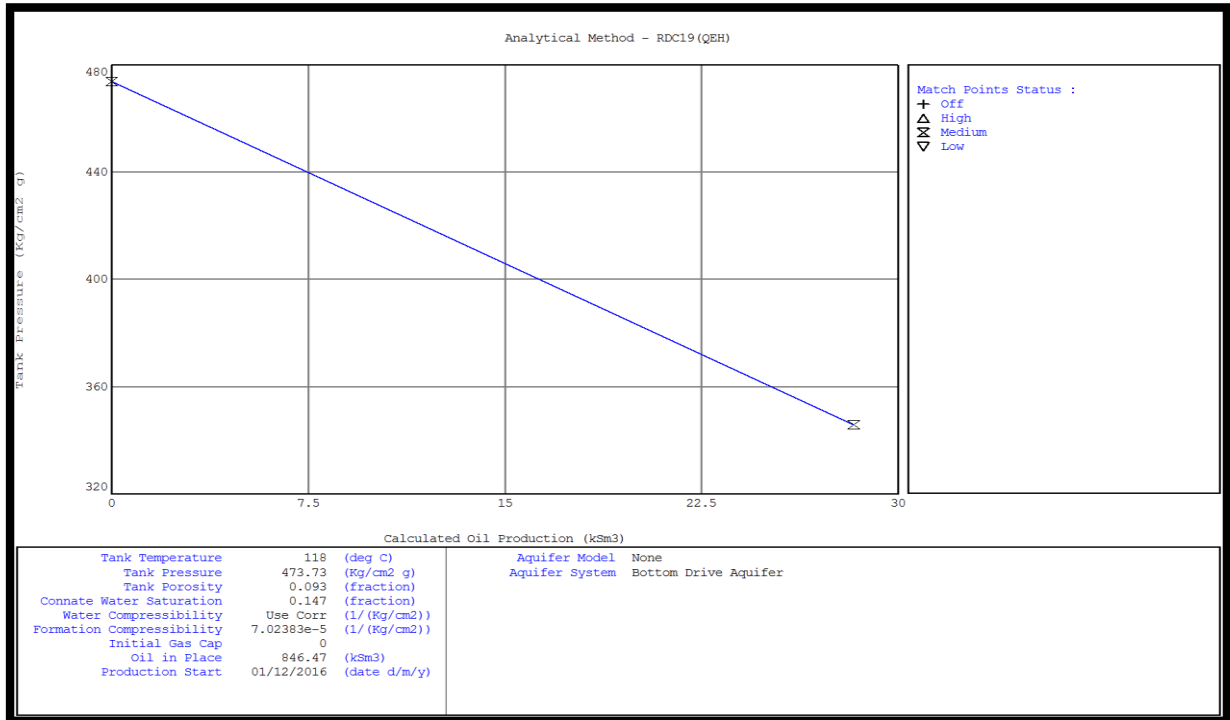


Figure.4.17. : Bilan de calcul des quantités en place. [11]

- **STOOIP** estimé par la méthode volumétrique est de 846.45 10³ sm³ avec un rayon de drainage de 633 m.[11]

Paramètres utilisés sont:

Hu (m)	15.088
PHI (fraction)	0.093
Swi (fraction)	0.147
Boi (V/V)	1.78

Le calcul des quantités en place initiale par Bilan matière nous a donné un STOOIP de 846.47 10³ sm³.avec un cumul d'huile de 38.52 10³ sm³, il reste une quantité très importante a récupérée. [11]



Conclusion et recommandations

Conclusion

La présente étude nous a ramené à faire les conclusions suivants :

- Le réservoir QEH n'est pas bien exploité ;
- L'historique de production montre que le puits RDC19 n'a pas bien produit ;
- Le programme de la fracturation hydraulique n'a pas produit des bons résultats attendus ;
- Les réserves importantes aux alentours du puits suite bonne porosité (9,3%); selon le calcul des réserves par les deux méthodes volumétriques et MBAL elles sont de l'ordre de 846 M stm³ alors qu'on a récupéré que 38 M stm³ seulement il reste une quantité très importante à récupérer ;
- La faible perméabilité du puits (faible KH) engendrant ainsi un grand Draw Down de 185 kg/cm² selon le dernier BU du mois de mai 2018 qui a démontré également une très faible productivité (Ip=0,0097) ;
- La très bonne productivité des deux puits RDC11 et RDC9 (débit de 4,0 M³/h) exploités dans le même réservoir (QEH) dont la qualité est semblable avec celle du réservoir du RDC19 qui indique que il ya une potentialité ainsi que l'absence des barrières suite à la communication du puits avec ses voisins (système ouvert) ;
- Le déclin en débit huile du puits qui fonctionne actuellement avec un débit de 1,6 m³/h sur une Duse de 08mm; alors que la Pg est encore assez élevée (346 kg/cm² en Mai 2018).[13]

Recommandation

Les cartes montrent que l'intervalle 3766m_3777m de QEH parallèlement à l'axe de stress NW-SE est favorable pour une reprise en short radius, vu l'existence des bonnes caractéristiques tout en évitant la nappe d'eau et la zone d'intersection des deux failles, suite aux conclusions suscitée nous proposons de reprendre le puits en short radius en utilisant la nouvelle technique **Geosteering** qui nous permet de suivre précisément le target (la zone ciblée « QEH » dans le intervalle précédant) pour ne pas y'avoir des dog legs qui pourront nous faire sortir de notre chemin.

Le short radius sera fait selon les paramètres suivants :

- Target : QEH 3766m_3777m (TVD);
- Azimut : NW-SE 099° ;
- HS : 250m à 300m.



Bibliographie

Bibliographie

- [1]- LEBCHEK Soumia Promotion : Juillet 2018 ; Institut Algérien du pétrole école de Boumerdes Projet professionnel de fin de formation Pour l'obtention du diplôme d'Ingénieur spécialisé En Géologie Pétrolière Thème : Caractérisation des réservoirs du champ de Rhourde Chegga (Grés T1, Grés RDC et Quartzites de Hamra) Nord-Est de Hassi Messaoud.
- [2]-Rapport d'implantation du puits vertical Rhourde Chegga 27 (RDC27) Périmètre Rhourde Chegga (Bloc 433); 2018 ; SONATRACH Division Pétroleum Engineering et Développement Direction Gisements Est Département Pôle Périphérie Hassi Messaoud REF/E-P/PED/GISE.
- [3]- Boubekri Ayoub Mahamat Habib Souleymane ; 2012 / 2013 ; Mémoire de master académique thème Description de la technique de fracturation conventionnelle et de fracturation Hiway ; ;Filière : Hydrocarbures et Chimie Spécialité : Production et Techniques de puits.
- [4]- Berdja Hicham et Kecham Sohaib Boumerdès ; 2016 /2017 ; Etudes géomécanique et fracturation hydraulique conventionnelle et conductor au niveau des réservoirs Cambriens dans le champ de Hassi Messaoud.
- [5]- Ould Saadi Boukhalifa ; Bousinina Radhwan ; Mouhamed Sassi Mouhamed ; 2015/2016 ; Mémoire de Master Etude comparative entre la fracturation hydraulique et la reprise de puits en short radius dans le puits MD630 ; Université de Kasdi Merbah Département de Production d'Hydrocarbure.
- [6]- Lamia Yahiaoui, 2010. «Analyse complexe et évaluation des programmes des puits en short radius et horizontaux à Hassi Messaoud aspect géologique et application dans la partie sud», université de Boumerdes.
- [7]- Aliane Hassiba Et Aknouche Farid ; 2015/5016 ; Mémoire de Master, Thème Forage et reprise d'un puits en short radiuscas du puits OMOZ 662 dans le champ de Hassi Messaoud , Université Abderrahmane Mira de Bejaia Faculté de Technologie Département des Mines et géologie.
- [8]- Naceur Chaimaa et djerioui Tayeb ; 2015/2016 ; Mémoire de Master Approche géologique dans la reprise des puits en 'short radius' dans le périmètre de Hassi Guettar ; Université de Kasdi Merbah Ouargla.

Bibliographie

- [9]- Tabet Salim et Souag Abd el rahman ; Katfi Samir ; 2015/2016 ; Mémoire de Master ; Contrôle et suivie de la trajectoire du forage horizontale en short radius. Application sur le puits MD-56 ; Université de Kasdi Merbah Ouargla.
- [10]-Rapport de fracturation hydraulique puits RDC19 Rhourde Chegga HZP ; Avril 2019 ; Programme: Essai D'injectivité Shadow Frac ; Réf: réservoir; Sonatrach direction régionale de HASSI MESSAOUD direction engineering et production département techniques puits.
- [11]-Investigation sur le Puits RDC19 (HZN) Manifold : EPF-RDC ;Décembre 2018 ; SONATRACH Direction Régionale de Hassi Messaoud Direction Engineering et Production Département Technique.
- [12]- Rapport D'implantation du puits RDC19 ; 2016 ; SONATRACH Activité Exploration - Production Division Petroleum Engineering Et Développement Direction Suivi des Projets et Reporting REF /EP/PED.
- [13]-RDC19 image report Date: 23rd Décembre, 2016 Baker Hughes Géoscience B.P. 493, Hassi Messaoud, Algeria.
- [14]-"geosteering - Schlumberger Oil field Glossary". from the original on 14 October 2017. Retrieved 26 April 2018.
- [15]-WEC 2007 (Well Evaluation Conférences Algérie) SCHLUMBERGER, Décembre 2007.
- [16]-FDP Schlumberger, 2016 SCHLUMBERGER, Data Consulting Field Development Plan Study Rhourde Chegga Field. 410p.
- [17]-(Université Grenoble Alpes. Article19.V. Bravo).
- [18]-(Halliburton Institute.2010).



Annexes

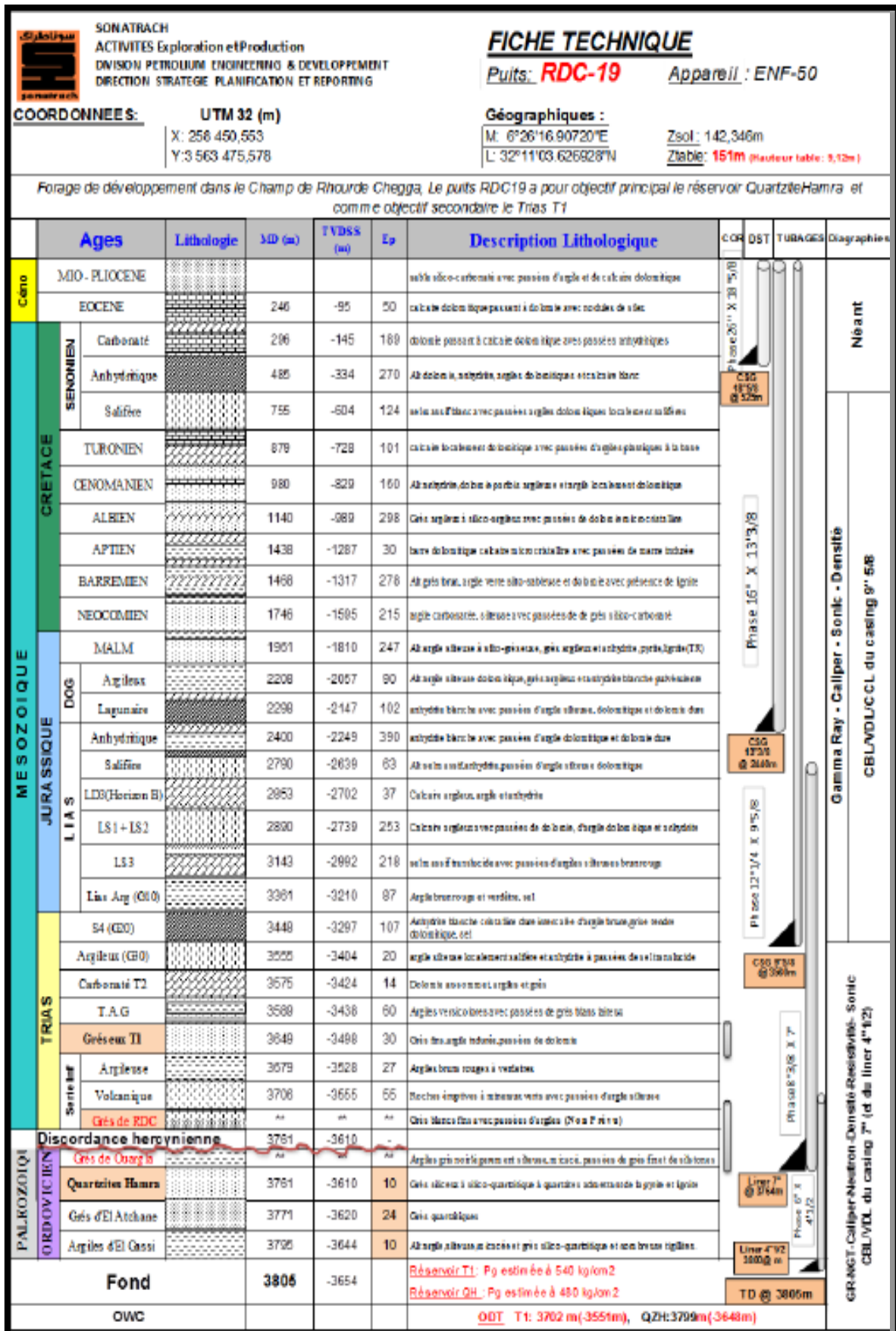
☞ **Les objectifs du test Build Up**

Les objectifs de ce test sont d'évaluer et d'analyser :

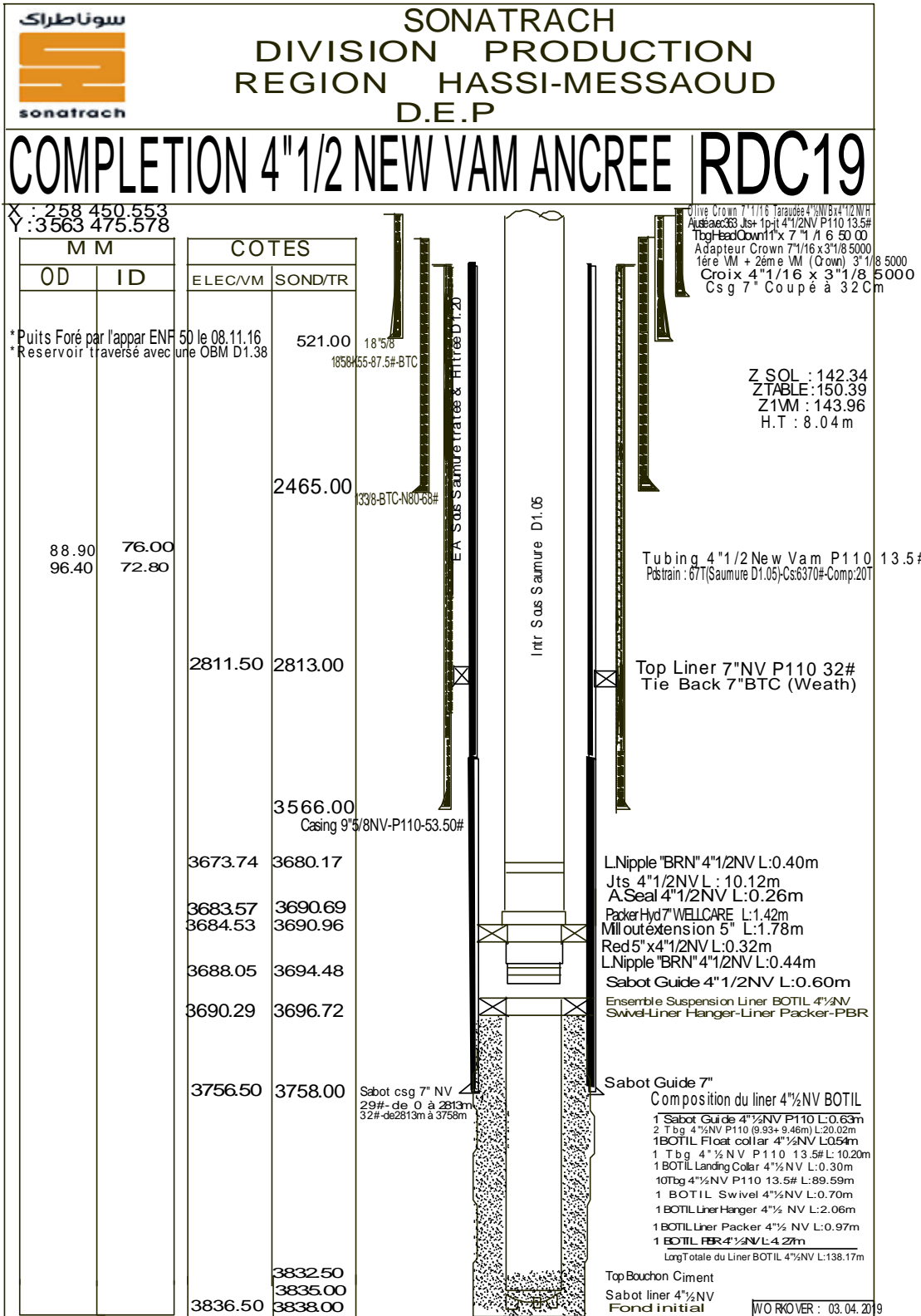
- La perméabilité effective de réservoir ;
- Le taux d'endommagement de la formation (skin) ;
- La pression moyenne de réservoir ;
- Les limites du réservoir (Les failles) ;
- Les problèmes d'interprétation (l'effet de capacité).
- Le contrôle de débit (puits fermé $Q = 0$) ;

☞ **Fiche technique de puits RDC19**

Annexes



Annexes



WO RKOVER : 03.04.2019