

N° Série:/2018

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des hydrocarbures, des énergies renouvelables et des sciences de la terre et de l'univers

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production professionnel

Présenté Par :

BOUDAOUI Safia, BOUTERCHA Ramlia

-THEME-

**Etude de stress en relation avec la fracabilité du
champ de Hassi Guettar, formation de Quartzite**

El Hamra.

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

Jury:

Président :	Mr .DOBBI Abdelmadjid	Univ. Ourgla
Encadreur :	Mr. CHETTI Djamel Eddine	Univ. Ourgla
Examineur:	Mr. LABTAHI Abdelhamid	Univ. Ourgla

Année universitaire: 2017/2018

Remerciement

Nous tenons tout d'abord à remercier Dieu le tout puissant et miséricordieux, qui nous a donné la force et la patience d'accomplir ce modeste travail.

En second lieu, nous tenons à remercier notre encadreur Mr : CHETTI Djamel Eddine pour l'orientation, la confiance, la patience qui a constitué un apport considérable sans lequel ce travail n'aurait pas pu être menée à bon port. Qu'il trouve dans ce travail un hommage vivant à sa haute personnalité.

Nous tenons à exprimer nos sincères remerciements à Mr. DOBBI Abdelmadjid pour l'honneur qu'il nous a fait en acceptant de présider le jury de ce mémoire.

Nous présentons également nos profondes reconnaissances à Mr. LABTAHI Abdelhamid qui a accepté d'examiner notre travail.

Nos remerciements s'adressent aussi, à tout le personnel de la direction de l'engineering et de la production d'IRARA pour sa disponibilité.

Enfin dans ces dernières lignes nous tenons à remercier nos parents, nos sœurs et nos frères pour les conseils et les encouragements qu'ils nous ont toujours prodigués et pour leur soutien tant moral que financier.

RAMLIA et SAFIA

Dédicace :

Tous les mots ne sauraient exprimer la gratitude, l'amour, le respect, la reconnaissance, c'est tous simplement que : Je dédie ce memoire de Master à :

A Ma tendre Mère Houaria : Tu représente pour moi la source de tendresse et l'exemple de dévouement qui n'a pas cessé de m'encourager. Tu as fait plus qu'une mère puisse faire pour que ses enfants suivent le bon chemin dans leur vie et leurs études.

A Mon très cher Père Abdallah : Aucune dédicace ne saurait exprimer l'amour, l'estime, le dévouement et le respect que j'ai toujours pour toi. Rien au monde ne vaut les efforts fournis jour et nuit pour mon éducation et mon bien être. Ce travail est le fruit de tes sacrifices que tu as consentis pour mon éducation et ma formation le long de ces années.

A Mes chères frères Abdelkrim , Boubaker et Abdelmalek pour leurs encouragements.

A Mon adorable sœur : Meriem pour son soutien moral et ses sacrifices tout au long de ma formation .

A Toute ma famille en particulier mon oncle Mohamed et ma tante Nassira et ses enfants : Djilali ; Djaouher ; Noureddine MARWANE et Nour el-Houda.

A Ma chère binôme Ramlia et à toute sa famille

A Tous mes amis spécialement : Khawla ; Yamina ; Salima ; Hanaa

SAFIA

Dédicace :

Tous les mots ne sauraient exprimer la gratitude, l'amour, le respect, la reconnaissance, c'est tous simplement que : Je dédie ce mémoire de Master à :

A l'homme de ma vie, mon exemple éternel, mon soutien moral et source de joie et de bonheur, celui qui s'est toujours sacrifié pour me voir réussir, que dieu te garde à toi mon père.

A la lumière de mes jours, la source de mes efforts, la flamme de mon cœur, ma vie et mon bonheur ; maman que j'adore.

A Mon très cher grand frère Yacine qui m'a toujours soutenu dans la vie et à leur petite et adorable fille Halima Israa.

A Mes chères frères : abdelghani ; mabrouk et abderrahim

A Ma sœur Noura qui est toujours le secret de ma sourir.

A l'époux de ma sœur Abbas.

À mes petits anges qui ont enflammé le feu de l'amour dans mon cœur

ABDGHANI MOHAMED ALI ET ABDELMOEZ

A m adorable binôme Safia et à toute sa famille

A Tous mes amis spécialement : Khawla ; Yamina , Nadjet , Zineb et Hanna

A mon beau village

Brezina .

RAMLIA

TABLE DES MATIERES

Remerciement	I
Dédicace	II
Liste des figures	III
Liste des tableaux	IV
Symboles –Notation- Abréviations	V
Introduction générale	

Chapitre I : Présentation de champ d'étude

I.1.Présentation de secteur d'étude « Hassi Guettar »	1
I.1.1 situation géographique	1
I.1.2 Cadre géologique	2
I.1.3 Historique de la découverte	3
I.1.4.Aspect structural	5
I.1.5.Aspect stratigraphique	7
I.1.6.Aspect pétrolier	9
1. Les roches réservoirs	9
2. Les roches des couvertures	10
3.Les roches mères	10
4.Types de pièges	10

Chapitre II :les caractéristiques pétro-physiques de réservoir quartzite de Hamra

II.1. Les Quartzites de Hamra	11
II.1.1. Définition	11
II.1.2. Formation du Réservoir des Quartzites de Hamra	12
II.1.3. Diagenèse	12
II.1.4. Découpage du réservoir	14
II.2. les caractéristiques pétro-physiques	15
II.2.1. La définition des paramètres pétro-physiques	15
II.2.1.1.la porosité	15

II.2.1.2. la perméabilité	16
II.2.1.3. La saturation	16
II.2.2. Classification des paramètres pétro-physiques	17
II.2.3.Aspect réservoir	17
II.2.3.1. Les carte iso-porosité	18
II.2.3.2. les carte iso-perméabilité	20
II.2.3.3. Les carte iso-saturation	21

CHAPITRE III : Généralité de la géomécanique

III.1. La géomécanique	24
III.1.1.définition de la géomécanique	24
III.1.2. principe du géomécanique	25
III.1.2.1. les contraintes	25
III.1.2.2. La déformation	26
III.1.2.3. Le comportement des roches	27
III.1.2.3.1. Coefficient de Poisson	27
III.1.2.3.2. Module de Young	28
III.1.2.3.3. Module de cisaillement	29
III.2.Estimation de la contrainte horizontale mineure (σ_h)	29
III.2.1.Essai de mini frac	29
III.2.2.Modèle de déformation poro-élastique	29
III.2.3.Corrélation du champ de Hassi Messaoud	30
III.3.L'importance d'activité de la géomécanique des roches	31
III.3.1 Réservoir Engineering et la production	31
III.3.2 Forage	31
III.3.3 Fracturation hydraulique	31
III.3.4 Diagraphies (Logging)	31

CHAPITRE IV :Généralité sur la stratégie de la fracturation hydraulique

IV.1. Généralité sur la fracturation hydraulique	32
IV.1.1. Définition et principe de la fracturation hydraulique	32
IV.1.2. Objectifs de la fracturation hydraulique	33
IV.1.3. Historique de la fracturation hydraulique à champ Hassi Guettar	33

IV.1.4.Géométrie de la fracturation	34
IV.1.5.Description du processus	34
IV.1.6. Déroulement de la fracturation hydraulique	36
IV.1.6.1. Test d'injectivité	36
IV.1.6.2. Mini frac (shadow frac)	36
IV.1.6. 3.Traitement principale	36
IV.1.7.Fluide de fracturation	36
IV.1.8.Agent de soutènement	37
IV.1.9.Principaux équipements utilisés pour la fracturation hydraulique	38
IV.2.Généralité sur la fracturation HiWay	40
IV.2.1.Historique de la fracturation à canaux	40
IV.2.2.Description de la technique	40
IV.2.3. Déroulement de l'opération et mode de pompage	41
IV.2.4. Les fibres	42
IV.2.5. technique de perforation (cluster)	43
IV.2.6. Principaux avantages de la fracturation à canaux	44
IV.2.7. Critères de sélection et condition d'application	44
IV.2.8. Comparaison entre les deux techniques de fracturation	45

PARTIE PRATIQUE

CHAPITRE V : DETERMINATION DES ZONES A FRACTURER

V.1.Présentation des puits fracturés dans la formation de Quartzite de Hamra	47
V.1.1 Le puits HGA1	47
V.1.1.2.Les caractéristiques de réservoir du QH	47
V.1.1.3.Historique de production	48
V.1.1.4.L'Etat du puits avant le fracturation	48
V.1.2. le puits HGA11	48
V.1.2.1.Situation du puits HGA11	49
V.1.2.2.Les caractéristiques de réservoir du QH	50
V.1.2.3.Historique de production	51
V.1.2.4.L'Etat du puits avant le frac	52
V.1.3. le puits HGA13	53
V.1.3.1. Situation du puits HGA13	53
V.1.3.2.Les caractéristiques de réservoir du QH	54

V.1.3.3.Historique de production	54
V.1.3.4.L'Etat du puits avant le frac	55
V.1.4.Le puits HGA28	55
V.1.4.1.Situation du puits HGA28	55
V.1.4.2. Les caractéristiques de réservoir du QH	56
V.1.4.3. Historique de production	57
V.1.4.4.L'Etat du puits HGA28 avant le frac	57
V.1.5. Le puits HGA32	58
V.1.5.1.situation du puits HGA32	58
V.1.5.2.Les caractéristiques de réservoir du QH	59
V.1.5.3.Historique de production	59
V.1.5.4.L'Etat de puits avant le frac	60
V.2. Les choix des zones favorables à la fracturation pour chaque puits	61
V.2.1.Puits HGA1	61
V.2.1.1. A partir des données de profil de contraintes	61
V.2.1.2. A partir les logs de diagraphie	63
V.2.2. Puits HGA11	65
V.2.2.1. A partir l'interprétation de profil de stress	65
V.2.2.2.A partir les différents logs de diagraphie	67
V.2.3. Puits HGA13	69
V.2.3.1. A partir des données de profil de stress	69
V.2.3.2. A partir des logs de la diagraphie	71
V.2.4. Puits HGA28	73
V.2.4.1.A partir les données de profil de stress	73
V.2.4.2.A partir de la diagraphie	74
V.2.5. Puits HGA32	76
V.2.5.1. A partir Les données de profil de contrainte	76
V.2.5.2. A partir les logs de diagraphie	78

CHAPITRE VI : ETUDE DE CAS

VII.1. Présentation sur le puits HGA26	81
VII.2.Les caractéristiques de réservoir du QH	82
VII.3.Etat du puits	83
VII.3.1.La complétion du puits	83

VII.3.2.Les perforations	83
VII.3.3.Historique de production	84
VII.4.Jaugeages du puits HGA26	85
VII.5.Le dernier essai de puits avant la fracturation	86
VII.6.Choix des zones à fracturer	86
VII.7.Programme de la fracturation	92
VII.8.Evaluation de l'opération	93
1.Test d'injectivité	93
2.Test mini frac	94
3.Main frac	98
Conclusion	102
Conclusion général	
Annexe	
Références bibliographiques	

Figure	page
CHAPITRE I	
Figure I.1 : Carte de position du champ Hassi Guettar	01
Figure I.2 : Localisation de Hassi Guettar dans la région Hassi Messaoud	02
Figure I.3 : réseau routière champ Hassi Guettar.	03
Figure .I.4 : Carte en isobathe au toit du réservoir Quartzite de Hamra	05
Figure. I.5 : Carte en isopaque des Quartzites de Hamra.	06
Figure. I.6 : Colonne stratigraphique du champ Hassi Guettar (Sans échelle).	08
CHAPITRE II	
Figure II.1 : Image UBI montrant les Réseau de fracture (QH à HMD)	11
Figure II.2 : QH1-isoporosité	19
Figure II.3 : QH2-isoporosité	19
Figure II.4 : QH3-isoporosité	19
Figure II.5 : QH4-isoporosité	19
Figure II.6 : QH5-isoporosité	19
Figure II.7 : QH6-isoporosité	19
Figure II.8 : QH1-isoperméabilité	20
Figure II.9 : QH2-isoperméabilité	20
Figure II.10 : QH3-isoperméabilité	21
Figure II.11 : QH4-isoperméabilité	21
Figure II.12 : QH5-isoperméabilité	21
Figure II.13 : QH6-isoperméabilité	21
Figure II.14 : QH1-isosaturation	22
Figure II.15 : QH2-isosaturation	22
Figure II.16 : QH3-isosaturation	23
Figure II.17 : QH4-isosaturation	23
Figure II.18 : QH5-isosaturation	23
Figure II.19 : QH6-isosaturation	23

CHAPITRE III

Figure III.1 : Etat des contraintes	25
Figure III.2 : Déformation produite par l'application de la force F	26
Figure III.3 : déformation dans la direction y.	27

CHAPITRE IV

Figure IV.1 : forme et l'orientation de la fracture suivant les contraintes (σ) dans un puits horizontal.	32
Figure IV.2 : Géométrie de la fracture	34
Figure IV.3 : Les équipements pour l'opération de fracturation hydraulique	39
Figure IV.4 : Les canaux à haute conductivité créés entre les piliers de proppant	40
Figure IV.5 : Pompage intermittent (impulsions propres et dirty)	41
Figure IV.6 : Représentation schématique programme de pompage pour les deux techniques.	41
Figure IV.7 : Tail in stage	42
Figure IV.8 : Fibres de fracturation	43
Figure IV.9 : Répartition optimale des perforations	43
Figure IV.10 : Comparaison entre la géométrie de la fracture des deux techniques	46
Figure IV.11 : Comparaison entre la dispersion et la décantation des proppants pour les deux techniques.	46

CHAPITRE V

Figure V.1 : log de profil de stress de puits HGA1	95
Figure V.2 : Différents logs du puits HGA1	97
Figure V.3 : L'intervalle approprié pour réaliser l'opération de fracturation	98
Figure V.4 : Log de profil de stress du puits HGA11	99
Figure V.5 : Différents logs du puits HGA11	101
Figure V.6 : L'intervalle approprié pour réalisé l'opération de la fracturation	102
Figure V.7 : Log de profil de stress de puits HGA13	103
Figure V.8 : Différents logs du puits HGA13	105
Figure V.9 : L'intervalle approprié pour réalisé l'opération de la fracturation	106
Figure V.10 : Log de profil de stress de puits HGA28	107
Figure V.11 : Différents logs du puits HGA28	108

Figure V.12: L'intervalle approprié pour réaliser l'opération de la fracturation	109
Figure V.13: Le log e profil de stress de puits HGA32	110
Figure V.14: Différents logs du puits HGA26	112
Figure V.15: L'intervalle approprié pour réaliser l'opération de la fracturation	114

CHAPITRE VI

Figure VI.1 : Carte de positionnement du puits HGA26	81
Figure VI.2 : Courbe représenté les pressions (Pt et Pp) en fonction de temps	85
Figure VI.3 : Log de profil de stress de puits HGA26	87
Figure VI.4 : Différents logs du puits HGA26	89
Figure VI.5 : L'intervalle approprié pour réaliser l'opération du fracturation	91
Figure VI.6 : Résultats de test d'injectivité	93
Figure VI.7 : Les résultats de test mini frac de puits HGA26	94
Figure VI.8 : BHP en fonction de sqrt of shut in time	96
Figure VI.9 : BHP en fonction de temps Nolte G	96
Figure VI.10 : Profil de log température de puits HGA26	97
Figure VI.11 : Enregistrement complet du traitement principal HGA26	99
Figure VI.12 : Géométrie de la fracturation après main fracturation	100

Liste des tableaux

N du Tableau	Titre du tableau	Pg
Tableau.I.1	Historique de la production de HASSI GUETTAR Au 03/05/2018.	4
Tableau I.2	Historique des puits abandonnés de champs hassiGuettar.	5
Tableau III.1	les valeurs approximatives du module de Young pour différentes formation	28
Tableau. IV.1	Historique de la fracturation hydraulique a champ HGA au 14/05/2018	33
Tableau IV.2	les différents additifs utilisés dans la fracturation	37
Tableau IV.3	Les caractéristiques des agents de soutènement	38
Tableau IV.4	Comparaison entre les deux techniques de fracturation	45
Tableau V.1	Les différents niveaux de quartzite el Hamra.	47
Tableau V.2	Caractéristiques pétrophysiques du réservoir.	47
Tableau V.3	Les caractéristiques de réservoir du QH	48
Tableau V.4	Historique des Tests Jaugeages effectués sur le puits HGA1	49
Tableau V.5	Les différents niveaux de quartzite elhamra.	49
Tableau V.6	Caractéristiques pétrophysiques du réservoir	50
Tableau V.7	Les caractéristiques de réservoir du quartzite el hamra	50
Tableau V.8	Historique des Tests Jaugeages effectués sur le puits HGA11	52
Tableau V.9	Les différents niveaux de quartzite elhamra.	53
Tableau V.10	Caractéristiques pétrophysiques du réservoir.	53
Tableau V.11	les caractéristiques de réservoir du quartzite el hamra	54
Tableau V.12	Historique des Tests Jaugeages effectués sur le puits HGA13.	55
Tableau V.13	Les différents niveaux de quartzite elhamra.	55
Tableau V.14	Caractéristiques pétrophysiques du réservoir.	56
Tableau V.15	les caractéristiques de réservoir du quartzite el hamra.	56
Tableau V.16	Historique des Tests Jaugeages effectués sur le puits HGA28	57
Tableau V.17	Les différents niveaux de quartzite el hamra.	58
Tableau V.18	Caractéristiques pétrophysiques du réservoir	59
Tableau V.19	les caractéristiques de réservoir du quartzite el hamra.	59
Tableau V.20	Les donnés du puits HGA32 qui extrait à partir le jaugeage.	60
Tableau V.21	Les intervalles propres pour initier une fracture.	62

Tableau V.22	Les intervalles propres pour initier une fracture	66
Tableau V.23	Les intervalles propres pour initier une fracture.	70
Tableau V.24	Les intervalles propres pour initier une fracture	77
Tableau VI.1	Les différents niveaux de quartzite el hamra.	82
Tableau VI.2	Caractéristiques pétrophysiques du réservoir.	82
Tableau VI.3	les caractéristiques de réservoir du quartzite el hamra.	82
Tableau VI.4	Les données du puits HGA26 qui extrait à partir le jaugage	85
Tableau VI.5	Le dernier essai de puits.	86
Tableau VI.6	Les intervalles propres pour initier une fracture.	88
Tableau VI.7	Les volumes et les débits de pompage réalisé lors de mini frac HGA26	94
Tableau VI.8	les paramètres qui sont extrait par l'analyse de test mini frac du puits HGA26.	95
Tableau VI.9	Les volumes de pad et de slurry avec les différentes concentrations de proppant	98
Tableau VI.10	Résumé des résultats de traitement main frac	100
Tableau VI.11	Les résultats de puits HGA26 qui extrait par le jaugage.	101

HGA :	Hassi Guettar.
QH:	Quartzite El Hamra.
N-S:	Nord- Sud.
NE-SW:	Nord Est – Sud Ouest.
Ra :	Réservoir dont les grés anisométriques.
Ri :	Réservoir dont les grés isométriques.
SN REPAL	Société National des Recherches Pétrolière en Algérie.
UBI	Ultrasonic Borehole Imager
HMD	Hassi Messaoud.
GR	Gamma Ray.
NO-SE	Nord Ouest-Sud Est.
NE	Nord- Est.
SO	Sud-ouest.
NO	Nord-Ouest.
DH	la discordance hyrcanienne
σ_v	La contrainte verticale ou contrainte géostatique.
σ_H	Le maximum des contraintes horizontales.
σ_h	Le minimum des contraintes horizontales.
ϵ	La déformation.
ν	Coefficient de Poisson.
E	Module de Young.
G	Module de cisaillement.
HPMI	Contrainte horizontale minimale.
GEA	Grés d’El Atchan.
AEG	Argile d’El Gassi.
V_{Sh}	volume d’argile.
IP	Index de productivité.
S	Skin.
FCD	Conductivité de fracture.

ϕ_t :	Porosité total (%).
ϕ_u :	Porosité utile (%).
V_p :	volume des pores (cm^3).
V_t :	volume total de la roche (cm^3).
S_w :	saturation en eau (%).
Q :	Débit en cm^3/s .
Δ_p :	Différence de pression entre l'amont et l'aval.
Δ_x :	Parcours du fluide en cm.
S :	Surface exposée au fluide en cm^2 .
μ :	Viscosité dynamique en centipoise.
K :	Perméabilité en md.
S_o :	Saturation en huile (%).
S_g :	Saturation en gaz (%).
V_o :	Volume d'huile (cm^3).
V_w :	Volume d'eau (cm^3).
V_g :	Volume de gaz (cm^3).
HPMI :	Contrainte horizontale minimale (Psi).



Introduction générale



Avec la déplétion des grands réservoirs conventionnels, l'industrie pétrolière est réorientée vers le développement des réservoirs compacts qui sont généralement des formations rocheuses gréseuses ou calcaires très profondément enfouies à haute pression et haute température. Ils ont la particularité d'avoir une faible porosité, mais surtout une perméabilité extrêmement faible, se mesurant en micro voire même en nano-Darcy. La fracturation hydraulique est le moyen de choix pour rendre rentable l'exploitation de tels gisements. Non seulement, les propriétés pétrophysiques sont médiocres, celles-ci sont généralement accompagnées de paramètres géomécanique assez élevés.

En Algérie, à l'exception de quelques accumulations, le réservoir de Quartzite de Hamra est un bon exemple de réservoirs compacts. La récupération des hydrocarbures dans les gisements où cette couche est exploitée reste extrêmement faible malgré le potentiel estimé des réserves en place.

Le champ de Hassi Guettar qui se situe à la périphérie de Hassi Messaoud a été récemment mis en production. Il se caractérise par une forte compaction, où le recours à la stimulation par fracturation hydraulique est la solution la plus rentable et peut assurer un drainage efficace des réserves notamment dans les zones sans fissuration naturelle ou dans le cas où les fissures naturelles sont colmatées. La mise en œuvre d'une telle technique se base sur la connaissance des propriétés mécaniques et des contraintes géostatiques qui y règnent.

Dans ce mémoire on a mis la lumière sur le choix des zones à fracturer par l'interprétation du profil de contrainte (contrainte horizontale minimale HPMI) et les logs élan pour assurer la bonne réalisation de l'opération de fracturation. Le travail est reparti sur cinq chapitres.

Dans le premier chapitre on a présenté le champ Hassi Guettar (situation géographique et cadre géologique). Dans le deuxième chapitre on a exposé les caractéristiques pétrophysiques de la formation quartzite de Hamra. Le troisième chapitre est consacré à la géomécanique. La fracturation hydraulique et la fracturation HI-WAY sont traités dans le quatrième chapitre.

Le cinquième chapitre est réservé à la partie pratique pour le choix des intervalles perforés dans le champ de Hassi Guettar. On termine notre travail par une conclusion générale et recommandations.



Chapitre I

Présentation de champ d'étude



I.1 Présentation de secteur d'étude « Hassi Guettar »

I.1.1 situation géographique

Hassi Guettar correspond à une structure satellite située au Sud Ouest du champ de Hassi Messaoud, dans le bloc n°427, entre les longitudes 5°30' et 6°30' Ouest et les latitudes 30°50' et 31°40' Nord. [1]

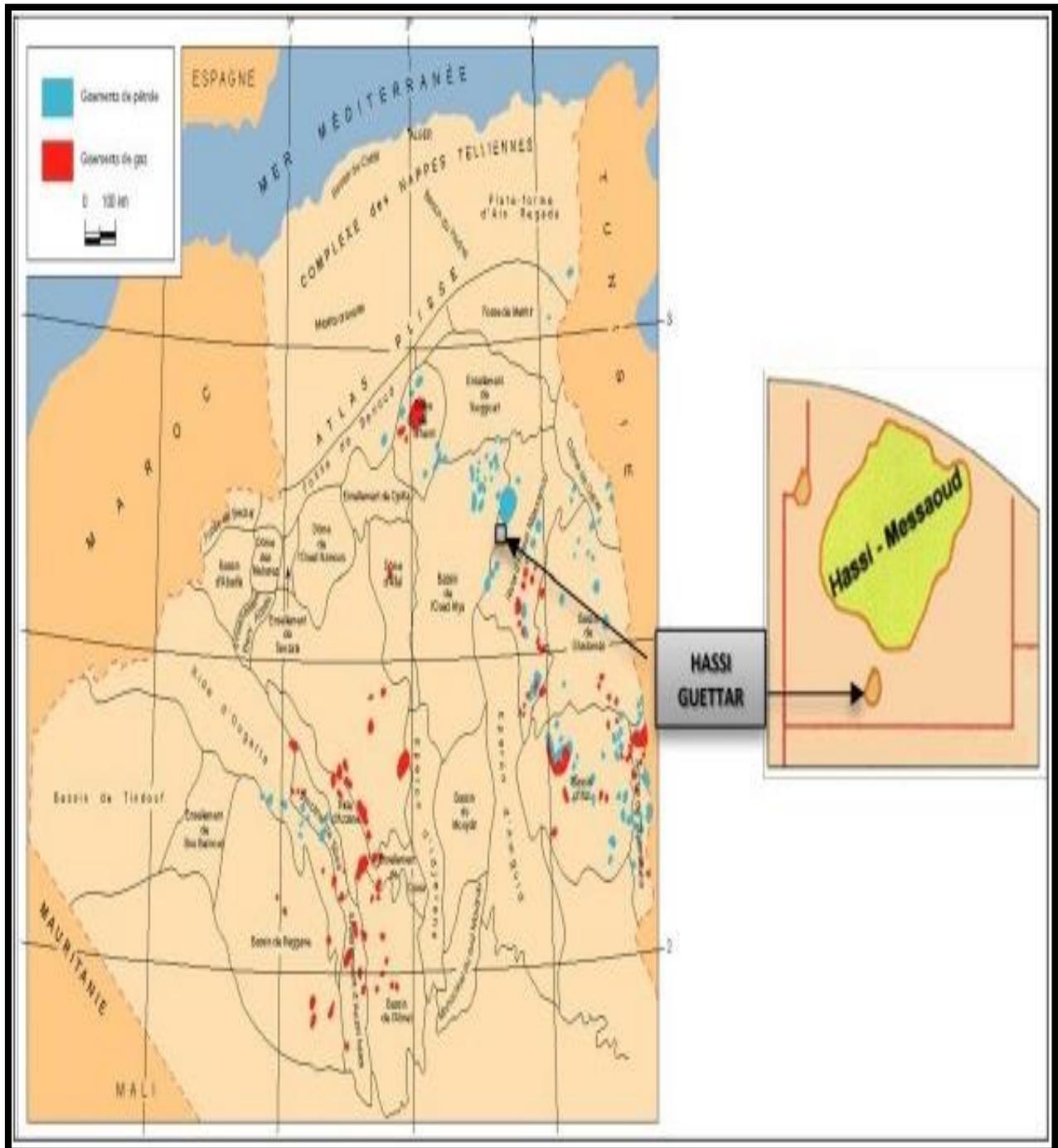


Figure I.1.situation géographique du champ Hassi Guettar. [2]

1.1.2 Cadre géologique

La structure de Hassi Guettar est située sur la dorsale Amguid El Biod / Hassi Messaoud, ses limites sont :

- L'ensellement de Touggourt au Nord ;
- La dorsale d'Amguid, qui sépare le bassin d'Illizi de celui de Mouydir, au sud ;
- Le bassin de Berkine à l'Est ;
- Le bassin d'Oued Mya à l'Ouest ;
- Le dôme de Dahra au Nord-Est.

La région de Hassi Guettar est répartie sur trois zones hautes qui sont :

- Le bourrelet de Hassi Brahim à l'Est ;
- Le dôme de Hassi Messaoud ;
- Le bourrelet d'El Agreb – El Gassi plus au Sud. [3]

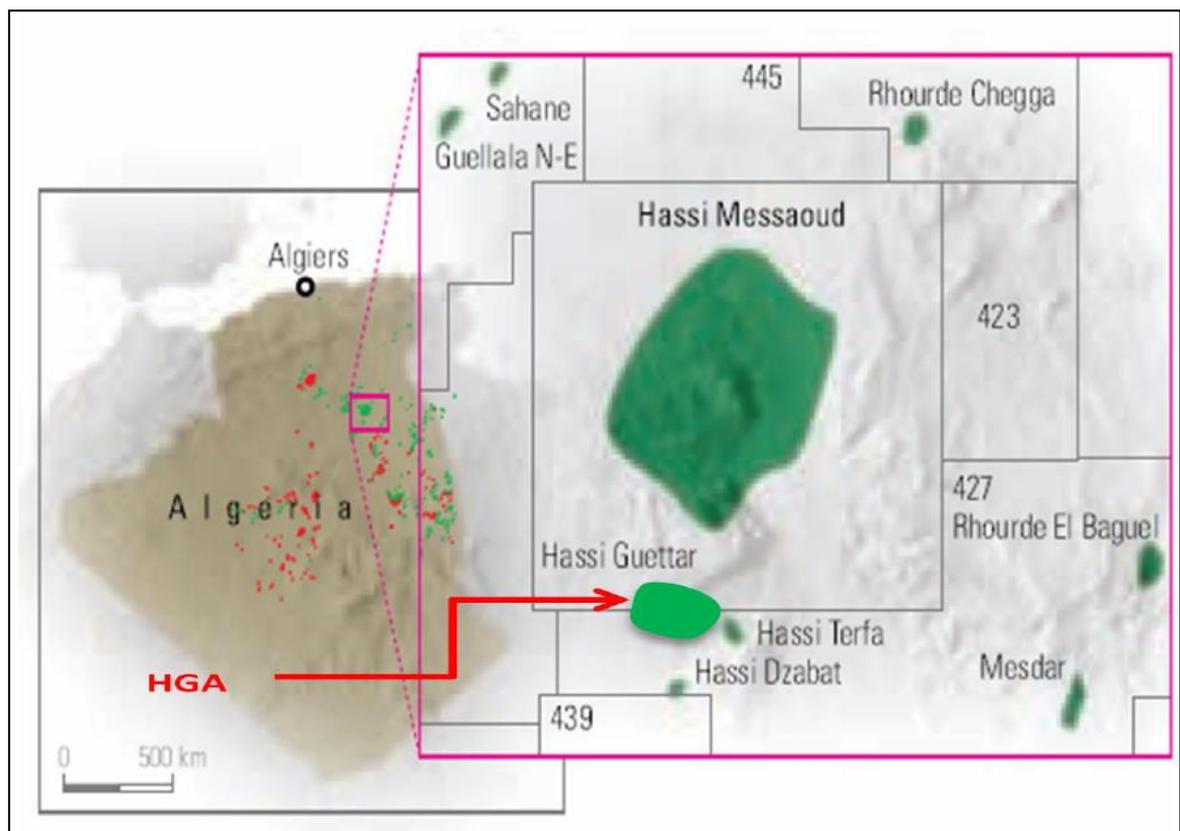


Figure I.2. Localisation de Hassi Guettar dans la région Hassi Messaoud.[2]

1.1.3 Historique de la découverte

En juin 1990, le premier puits (HGA-1) a été foré dans la région. Sous la discordance hercynienne quatre unités d'âge Cambro-ordovicien, qui sont mise en évidence :

- ✓ Les quartzites HAMRA a huile à 3108m et les grés d'el atchane.
- ✓ Une section dominante argileuse (argile d'El Gassi, zone des alternances) à 3178m.
- ✓ Le R_i à huile à 3337m.
- ✓ Le R_a aquifère à 3380m.
- ✓ Le contact huile _ eau à été trouvé à 3380m.

Après cette découverte positive, d'autres puits ont été forés (HGA-2 en 1995 et HGA-3 en 1996). Les résultats pétrolier de ces puits permis délimiter le gisement et de le préparer a une mise en production tout en planifiant d'autres forage :[4]

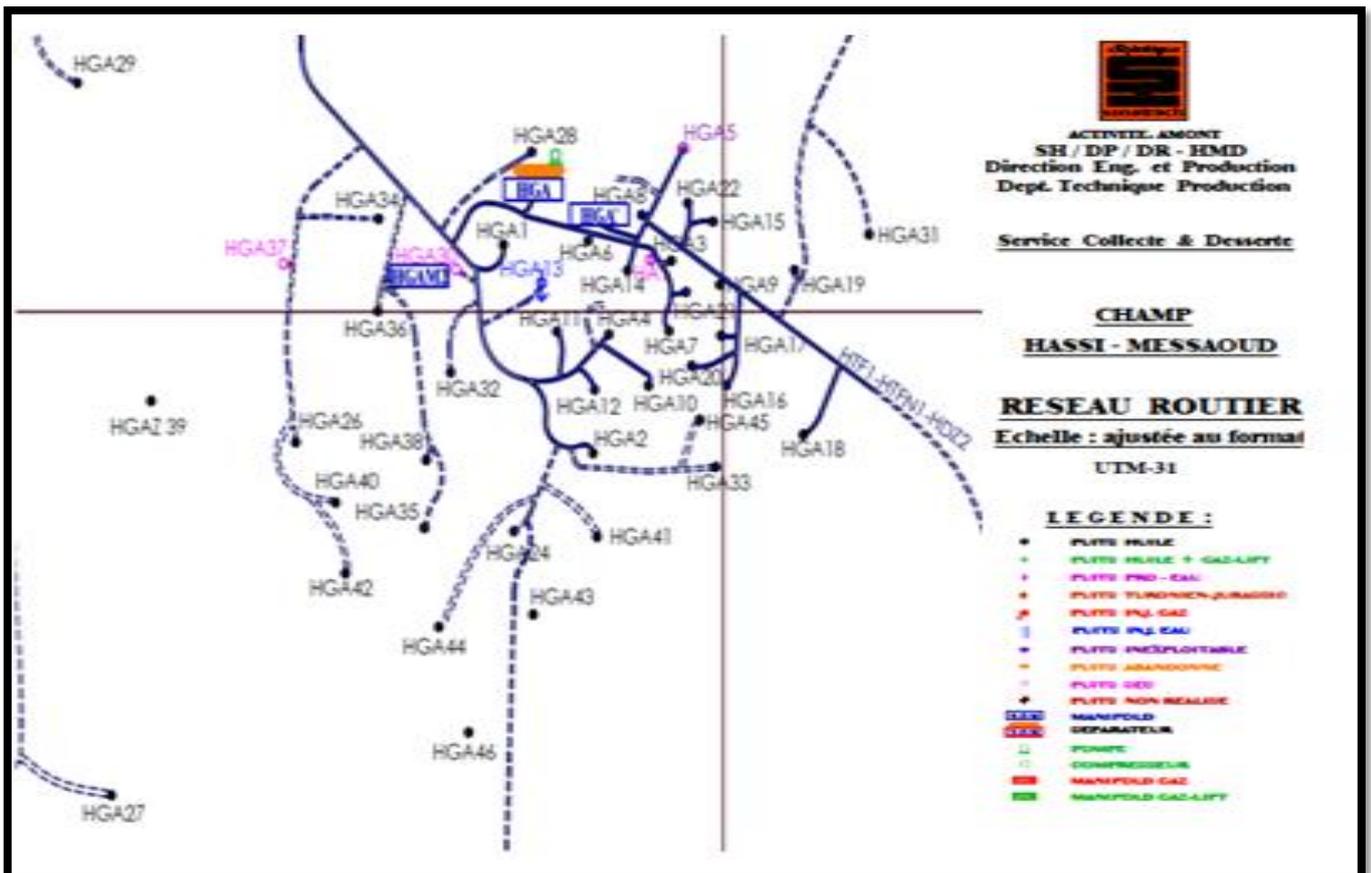


Figure I.3. Réseau routière champ Hassi Guettar.[2]

Tableau I.1. Historique de la production de HASSI GUETTAR Au 03/05/2018.[5]

les puits HGA					
N°	Puits	status	Zone	Date Fin Forage	Etat
1	HGA1	producteur huile	HZP	13/01/1992	Ouvert
2	HGA2	producteur huile	HZP	05/02/1995	Ouvert
3	HGA3	producteur huile	HZP	28/01/1996	Ouvert
4	HGA4	producteur huile	HZP	24/12/1997	Fermé
5	HGA5	INEXPLOITABLE	HZP	30/04/2000	Fermé
6	HGA6	producteur huile	HZP	14/02/2002	Fermé
7	HGA7	producteur huile	HZP	09/06/2002	Fermé
8	HGA8	producteur huile	HZP	27/09/2002	Ouvert
9	HGA9	producteur huile	HZP	25/12/2002	fermé
10	HGA10	INEXPLOITABLE	HZP	04/04/2003	fermé
11	HGA11	producteur huile	HZP	06/07/2003	Ouvert
12	HGA12	SEC	HZP	08/09/2003	/
13	HGA13	INJECTEUR D'EAU	HZP	21/11/2003	Fermé
14	HGA14	producteur huile	HZP	06/02/2004	Fermé
15	HGA15	producteur huile	HZP	16/04/2004	Ouvert
16	HGA16	producteur huile	HZP	29/06/2004	Ouvert
17	HGA17	producteur huile	HZP	29/10/2004	Fermé
18	HGA18	producteur huile	HZP	07/01/2005	Fermé
19	HGA19	producteur huile	HZP	24/04/2005	Fermé
20	HGA20	producteur huile	HZP	16/07/2005	Fermé
21	HGA21	producteur huile	HZP	23/11/2005	Fermé
22	HGA22	producteur huile	HZP	06/02/2006	Fermé
23	HGA23	/	HZP	/	/
24	HGA24	producteur huile	HZP	27/12/2007	Ouvert
26	HGA26	producteur huile	HZP	05/03/2011	Fermé
27	HGA27	/	HZP	/	/
28	HGA28	producteur huile	HZP	22/01/2011	Fermé
29	HGA29	producteur huile	HZP	22/05/2013	Fermé
33	HGA33	producteur huile	HZP	10/01/2013	Fermé
34	HGA34	/	HZP	/	/
35	HGA35	producteur huile	HZP	26/07/2011	Ouvert
36	HGA36	producteur huile	HZP	04/08/2011	Ouvert
37	HGA37	SEC	HZP	24/09/2011	Fermé
38	HGA38	producteur huile	HZP	13/09/2013	fermé
39	HGA39	/	HZP	/	/
40	HGA40	producteur huile	HZP	28/02/2015	Fermé
41	HGA41	producteur huile	HZP	30/11/2015	Ouvert
42	HGA42	producteur huile	HZP	27/02/2016	fermé
43	HGA43	producteur huile	HZP	29/05/2016	Ouvert

Tableau I.2. Historique des puits abandonnés de champs hassi Guettar.[5]

les puits HGA abandonné					
N°	Puits	status	Zone	Date Fin Forage	Etat
25	HGA25	Abandonne	HZP	11/11/2009	
30	HGA30	Abandonne	HZP	15/04/2001	Fermé
31	HGA31	Abandonne	HZP	10/06/2011	Fermé
32	HGA32	Abandonne	HZP	11/05/2011	

1.1.4.Aspect structural :

L'étude structurale reposera sur l'interprétation des différentes cartes isopaques, isobathe des réservoirs Cambrien Ra, Cambrien Ri, Grès d'El Atchane et Quartzites de Hamra du gisement de Hassi Guettar.

❖ **Carte en isobathe au toit des Quartzites de Hamra :**

Cette carte montre une structure anticlinale,

On peut noter que la valeur maximale de la côte absolue est enregistrée au niveau des puits HGA19 et HGA2 (-3177 m) et la minimale au voisinage des puits HGA7 et HGA14 (-3087,5).

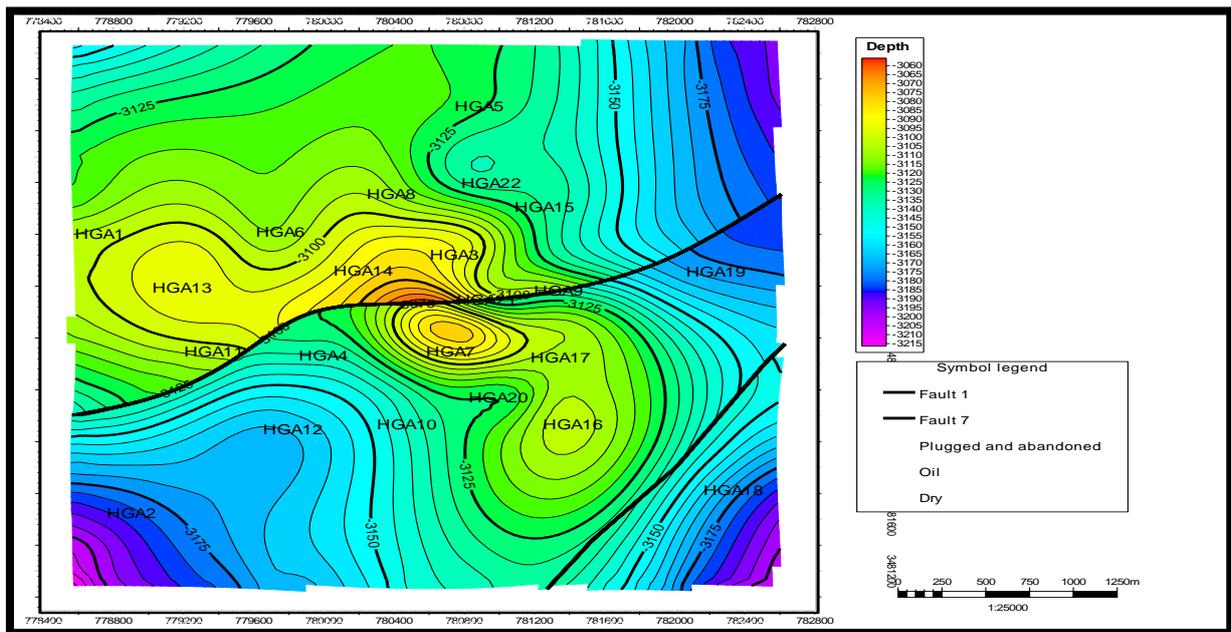


Figure I.4. Carte en isobathe au toit du réservoir Quartzite de Hamra. [6]

❖ Carte en isopaque des Quartzites de Hamra :

Cette carte montre des épaisseurs très importantes dans la partie Ouest de la structure, qui diminuent en allant vers l'Est. L'épaisseur maximale est enregistrée aux alentours du puits HGA1 (plus de 100m). La valeur minimale est constatée dans la partie centrale et au Nord de la structure aux alentours des puits HGA4, HGA10 et HGA12 au centre, HGA22 et HGA8 au Nord ; ce qui correspond à la partie la plus haute de la structure et, la plus affectée par l'érosion hercynienne.

Dans la partie Sud Est on a des épaisseurs plus ou moins importantes aux alentours des puits HGA16 (52,5m) et HGA7 (62,5m).

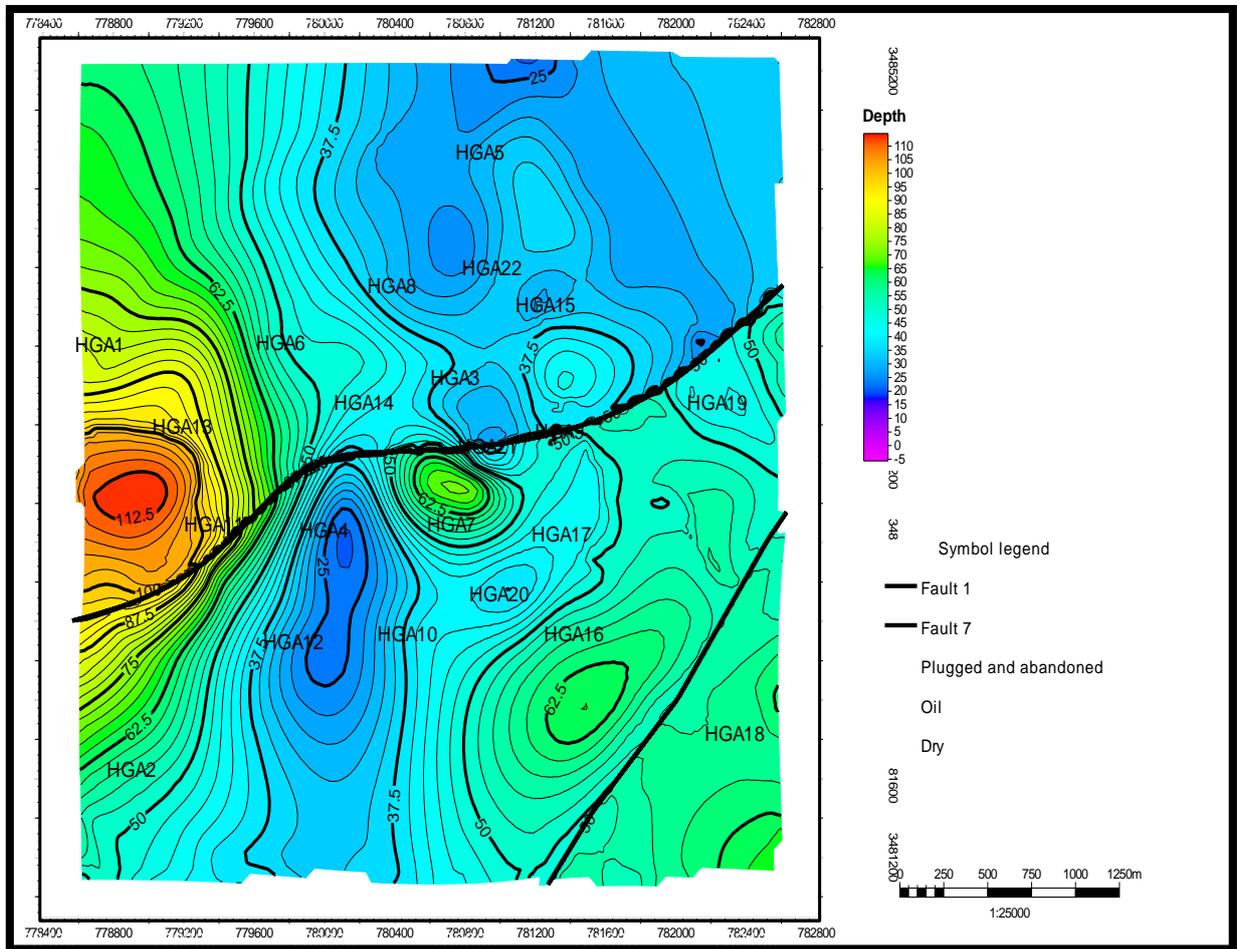


Figure I.5. Carte en isopaque des Quartzites de Hamra.[6]

1.1.5.Aspect stratigraphique :

La stratigraphie de la région du Hassi Guettar est la même que Hassi Messaoud. Elle a été définie au colloque de la stratigraphie Saharienne en 1962 (SN REPAL). La couverture sédimentaire de la région est représentée par trois entités géologiques distinctes : le Paléozoïque, le Mésozoïque et le cénozoïque, totalisant une épaisseur de 4500 à 5000 mètre et dont les dépôts Mésozoïque représentent 60% de la totalité de la couverture. Le Mésozoïque repose en discordance angulaire sur les couches du Paléozoïque formé par les dépôts du Cambro-ordovicien, du silurien et d'une partie du Dévonien, elles-mêmes transgressives et discordantes sur le socle Précambrien. La coupe stratigraphique type de la région est constituée des termes stratigraphiques suivants :

Ère	Sys	ETAGES	LITHO	Ep (m)	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE	
CZ	NEOG	MIO PLIOCENE		239	Recouvrement sableux avec alternances d'argiles, calcaires et marnes sableuses	
		EOCENE		122	Calcaire dolomitique à silex	
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN	CARBONATE		107	Calcaire dolomitique argileux, anhydrite à passées de dolomie
			ANHYDRITIQUE		209	Anhydrite, marnes, dolomie
		SALIFERE		149	Sel massif à intercalations d'argiles et marnes	
		TURONIEN		112	Calcaire tendre crayeux, dolomitique et argileux. Nappe d'eau salée	
		CENOMANIEN		147	Anhydrite, marnes, dolomie, calcaire et argile	
		ALBIEN		362	Grès à intercalations d'argiles silteuses. Nappe d'eau douce	
		APTIEN		24	Dolomies cristallines et calcaires	
		BARREMIEN		276	Grès fins à moyens, carbonatés, intercalés de niveaux d'argiles	
		NEOCOMIEN		182	Argiles à intercalation calcaire et/ou dolomie, grès à passées argileux	
		MALM		226	Argiles et marnes intercalées de calcaires; dolomie et grès	
	JURASSIQUE	DOGGER	ARGILEUX		107	Argiles tendres, marnes dolomitiques à rares passées gréseuses fines
			LAGUNAIRE		211	Anhydrite, Dolomie, et argiles tendres à marnes grises
		LIAS	LD1		66	Dolomies, anhydrites à passées d'argiles et de calcaires
			LS1		90	Argiles plastiques brunes salifères à passées de sel et d'anhydrite
			LD2		55	Dolomies à passées marnes grises
			LS2		58	Sels translucides à quelques passées de marnes grises
			LD3		31	Marnes grises à passées de dolomies
		SALIFERE	TS1		46	Alternance de sel d'anhydrite et de dolomie
			TS2		189	Sel massif à intercalation d'anhydrite et argile
			TS3		202	Sel massif avec traces d'argiles
TRIAS	ARGILEUX		113	Argiles rouges dolomitiques ou silteuses injectée de sel et anhydrite		
	GRESEUX		0 à 35	Grès fins à moyens à ciment argileux		
	ERUPTIF		0 à 92	Andésite		
	PALEOZOIQUE	ORDOVICIEN	Quartzites d'El Hamra		75	Grès quartzitiques fins présentant de la glauconite et de l'anhydrite
			Grès d'El Atchane		25	Grès fins feldspathiques et glauconieux
			Argiles d'El Gassi		50	Argille verte ou noire à graptolites
			Zone des Alternances		18	Alternances d'argiles et de grès quartzitiques avec glauconite et tigillites
			R Isométriques		42	Grès isométriques à plages de quartzites; présence de tigillites
	CAMBRIEN	R Anisométriques		125	Grès quartzites anisométriques moyens à grossiers à ciment argileux et siliceux avec stratifications obliques à entrecroisées	
		R 2		100	Grès moyens à grossiers parfois micacés à ciment argileux illitiques	
R 3			370	Grès feldspathiques et micacés grossiers à ciment argileux		
Infra Cambrien			45	Grès argileux rouges		
SOCLE				Granite porphyroïde rose		

Figure.I.6. Colonne stratigraphique du champ Hassi Guettar (Sans échelle).[2]

1.1.6. Aspect pétrolier :

L'huile de Hassi Guettar provient des argiles radioactives du Silurien. Elle présente les mêmes caractéristiques que celle du champ de Hassi Messaoud ; sa migration s'est faite à travers la surface de discordance hercynienne et/ou les zones de développement des grès triasique, Qui l'ont drainé de la roche mère Silurienne vers les roches réservoirs du Combro-Ordovicien. Cette migration est accentuée grâce à un pendage favorable vers le Sud. Le drainage latéral devient parfois vertical suivant les plans de failles.[7]

1. Les roches réservoirs :***a) Le Cambrien :***

Il est constitué par les grès de Messaoud, représentés par les unités R_i , R_a et la zone des alternances :

a).1. L'unité R_a :

Elle est formée par des grès mal classés de taille supérieure à 1mm. C'est une succession de lits millimétriques grossiers et fins avec de bons paramètres pétro-physiques : porosité de 4 à 18 % et la perméabilité de 60 à 100 mD.

a).2. L'unité R_i :

C'est le réservoir principal dans la région de Hassi Guettar constituée de grès fins à moyens, bien classés, siliceux à silico-quartzitiques, présentant de faibles caractères pétrophysiques, parfois améliorés sensiblement par la transformation du ciment argileux, illite en kaolinite permettant un gain de porosité.

a).3. La zone des alternances :

Elle assure une bonne production, c'est un niveau fortement altéré, caractérisé par une alternance de bancs d'argile indurée et de quartzite fine et isométrique.

b) L'Ordovicien :

Dans la région de Hassi Messaoud, l'Ordovicien est subdivisé en quatre unités (I, II, III et IV), dont seule l'unité III contient des hydrocarbures. Cette unité est subdivisée à son tour en trois sous unités (III inférieure, III moyenne et III supérieure). Dans le périmètre étudié, le réservoir ordovicien est représenté par les grès d'El Atchane (III inférieure) et les quartzites de Hamra (III moyenne).

2. Les roches des couvertures :

Les séries argilo-salifères du Lias et à des degrés moindres la série inférieure et les roches éruptives du Trias, jouent le rôle de couverture et assurent une étanchéité pour les réservoirs ordoviciens ; quant aux réservoirs cambriens, c'est l'épaisse série des argiles d'El Gassi qui leur assure une étanchéité parfaite.

3. Les roches mères :

Comme dans toute la plate forme saharienne et en particulier dans le champ de Hassi Messaoud, les argiles noires radioactives Siluriennes constituent la roche mère des réservoirs de Hassi Guettar. Ces argiles riches en matière organique, de nature amorphe et d'origine marine, sont absentes dans la structure de Hassi Guettar à cause de l'érosion hercynienne.

Le remplissage des réservoirs de Hassi Guettar en hydrocarbures c'est fait par migration grâce à un pendage favorable vers le Sud, à partir des roches mères Siluriennes préservées au Nord de Hassi Messaoud et dans les bassins avoisinants tel qu'Oued Mya, Mouydir et Berkine.

4. Types de pièges :

Les pièges rencontrés dans la structure de HGA sont essentiellement liés à des horsts (résultat d'une activité tectonique complexe).



Chapitre II

*Les caractéristiques pétrophysiques
du réservoir quartzite el Hamra*



II.1. Les Quartzites de Hamra

II.1.1. Définition :

Les quartzites de Hamra est un réservoir Homogène, compact, très dur et fissuré avec une très faible porosité. Il est composé essentiellement de grés quartzitiques (jusqu'à 90%) d'une granulométrie fine à très fines. En étant un réservoir compact et sous l'effet des contraintes, il s'est fracturé formant un réseau de fractures et de fissures colmaté, semi colmaté ou colmaté par l'effet de la circulation de fluides chargés en éléments chimiques. Le type de colmatant est en général de la pyrite, bitume, la silice et localement de l'argile et des oxydes. Dans toute la région Hassi Guettar le Trias repose en discordance sur les Quartzite de Hamra.

L'épaisseur de ce réservoir est très variable, elle varie de quelques mètres pouvant atteindre les 300 m. Dans notre région d'étude elle varie de 1m à 80m. Cette variation est causée par une instabilité tectonique très importante, car durant les événements hercyniens la région a été soulevée et compartimentée en plusieurs blocs ce qui explique que les quartzites de Hamra ont été érodés d'une façon très hétérogène. [8]

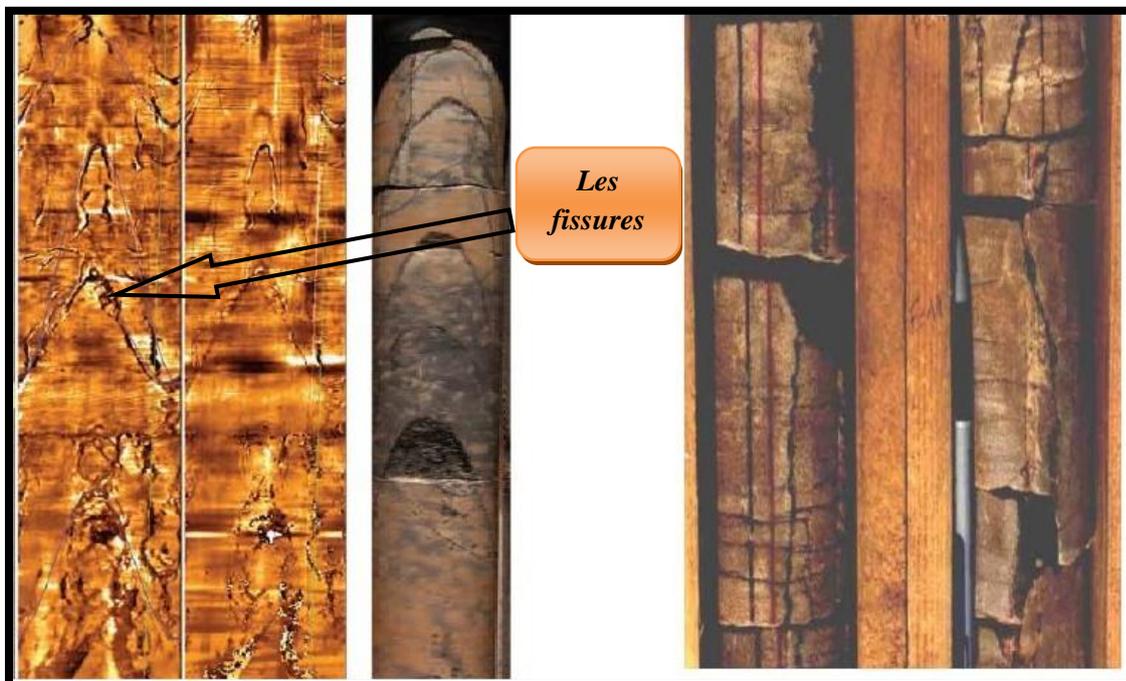


Figure II.1 : Image UBI montrant les Réseau de fracture (QH à HMD).[2]

II.1.2. Formation du Réservoir des 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 grés massifs, propres et bien développés, avec une porosité allant de 2 à 17 % et des perméabilités variant de 0,1 à 100 mD. Cependant, les qualités de réservoir sont variables en raison des transformations diagénétiques, de la position de ces quartzites par rapport à la discordance hercynienne et de la présence ou non des fractures qui augmentent de façon significative les valeurs de perméabilité. L'Ordovicien produit à partir de zones où les propriétés pétro-physiques s'améliorent grâce à la fracturation. [9]

Son intensité est liée directement à :

- ✓ La densité de la formation.
- ✓ L'épaisseur de la formation.
- ✓ La proximité du réseau de faille régional.

II.1.3. Diagenèse (voir l'annexe A)

À partir des résultats obtenus suite à l'analyse pétrographique plusieurs phénomènes diagénétiques ont été mis en évidence. Ils sont classés par rapport à leurs types qui sont chimiques, physico-chimiques ou physicomécanique, sans oublier la fracturation dont l'origine est tectonique, qui est un facteur important dans l'histoire diagénétique des roches. La cimentation, la dissolution, compaction (avec parfois stilolithisation) et la fissuration sont les phénomènes observés dans l'unité des Quartzites de Hamra.

Les Quartzite de Hamra ont subi presque la même histoire diagénétique. Les phénomènes diagénétiques observés sont représentés par :

La cimentation, le phénomène de dissolution, le remplacement entre les ciments et une légère compaction accompagné parfois de stilolithisation.

Après avoir décrit tous les phénomènes diagénétiques, et cela suite à l'analyse des échantillons de lames minces, une chronologie doit être établie afin de retracer toute l'histoire post-dépôt de l'unité Quartzite de Hamra dans notre secteur d'étude. La séquence suivante va résumer l'histoire depuis le dépôt (Ordovicien) jusqu'à l'actuel. [10]

Une chronologie de transformation est proposée ci-dessous, la séquence est la suivante:

- 1) **Dépôt** du sédiment originel à l'Ordovicien.
- 2) **Cimentation précoce** par **Nourrissage** de tous les grains de quartz.
- 3) **Premier enfouissement** antéhercynien.
- 4) **Evénements tectoniques** hercyniens contribuant à :
 - ❖ **Structuration** du champ, dont la mise en position plus haute le bloc Hassi Guettar.
 - ❖ **Fracturation et fissuration** (connexion entre les pores préexistants).
 - ❖ **Erosion** et exposition de l'unité des Quartzites de Hamra aux conditions météoriques.
- 5) **Infiltration et Circulation**, à travers les fissures, d'une solution neutre (sulfatée).
- 6) **Dissolution** partielle de la silice (création de porosité secondaire 2).
- 7) **Cimentation** par précipitation de Gypse. (Destruction partielle de la porosité 2).
- 8) **Circulation** d'une solution basique chargée en CO₃ provoquant la **dissolution** partielle du Gypse. (Création de porosité 3).
- 9) **Cimentation** par précipitation de **Carbonate** de calcium (destruction partielle de la porosité 3).
- 10) Circulation de solution riche en Fe et **Sidéritisation** de la Calcite.
- 11) Circulation d'une eau météorique provoquant :
 - ❖ **Oxydation** de Sidérite en Limonite, dans la partie supérieure oxygénée.
 - ❖ **Colmatage** de la partie sommitale par l'argile détritique (Kaolinite), (destruction presque totale de porosité au sommet)
- 12) **Deuxième enfouissement** *post hercynien*.
- 13) **Illitisation** de la Kaolinite.
- 14) **Stylolitisation** avec très faible pression-dissolution.
- 15) **Evénements tectoniques** alpin.

- ❖ **Restructuration** de la région et création des pièges structuraux (Horsts).
- ❖ **Fracturation et fissuration** (meilleure connexion entre les pores préexistants).

16) **Migration** des hydrocarbures et mise en place dans les pièges structuraux.

17) **Pyritisation** suite à la libération du Soufre par la matière organique.

1.1.4. Découpage du réservoir

Le réservoir Quartzites d'EL HAMRA est subdivisé en 6 sous-couches. Cette subdivision a été adoptée (depuis 2009) sur la base des études pétro-physique et sédimentologie elle a fait appel à la notion des unités QH.

C'est grâce à une telle correspondance sédimentologie-diagraphie mais aussi la qualité du réservoir que la notion d'unité a pris naissance. La subdivision du bas en haute est la suivante : [11]

- ✓ **L'unité QH1** : caractérisé par des faibles porosités, perméabilités et saturation. Un GR plat et une résistivité faible qui reflète la présence de ciment ferrugineux.
- ✓ **L'unité QH2** : la partie basale est caractérisée par des faibles porosités et perméabilités, contrairement à la partie sommitale à des moyennes valeurs.
- ✓ **L'unité QH3** : a des meilleures porosités et perméabilités par rapport à d'autres unités mais elle intercalée par des niveaux silteux (4 bancs de silt).
- ✓ **L'unité QH4** : Unité propre avec des propriétés pétro-physique moyennes.
- ✓ **L'unité QH5** : elle se distingue par un GR plat, une résistivité moyenne à ciment siliceux. Les propriétés petro physiques sont faibles mais qui peuvent s'améliorer légèrement localement
- ✓ **L'unité QH6** : caractérisée par une résistivité élevée qui reflète une forte compaction. Fracturée lorsqu'elle est en contact avec la DH.

II.2. les caractéristiques pétro-physiques :**II.2.1. La définition des paramètres pétro-physiques : [12]****II.2.1.1. la porosité :**

C'est la fraction du volume d'une roche non occupée par des éléments solides, elle est exprimée en pourcentage.

On distingue de point de vue d'étude pétrolière :

a) porosité totale Φ_t :

C'est le rapport du volume total des vides (pores, canalicules, vacuole.....ect), présent entre les éléments solides, au volume total de la roche.

$$\Phi_t = V_p / V_t \quad (\%) \quad \dots\dots\dots II.1$$

b) porosité utile Φ_u :

C'est le volume total des vides susceptibles occupés par les fluides qui sont reliés entre eux.

$$\Phi_u = V_p - S_w \dots\dots\dots II.2$$

Ou :

V_p : volume des pores (cm^3)

S_w : saturation en eau (%)

Φ_t : porosité total (%)

Φ_u : porosité utile (%)

La porosité est influencée par la taille des grains, leurs arrangements, leurs formes, et les facteurs diagénétiques (le ciment et la compaction).

Du point de vue sédimentologique on distingue trois types principaux de porosité :

- ❖ **porosité intergranulaire (ou intercrystalline)** : qu'on appelle la porosité primaire, elle dépend de la taille des éléments solides et leur arrangement, rencontré souvent dans les roches clastique.
- ❖ **porosité de dissolution** : c'est une porosité secondaire formée par dissolution et rencontrée plus souvent dans les roches chimiques et biochimiques.
- ❖ **porosité de fissuration** : elle est aussi une porosité secondaire, formée par fissuration et fracturation mécanique.

Ces trois types se succèdent dans l’histoire de la roche sédimentaire, en premier se forme la porosité primaire suivie de la formation de la porosité secondaire si les conditions sont favorables.

II.2.1.2. la perméabilité :

C’est une propriété de laisser passer ou laisser circuler les fluides dans les pores, sous l’action d’une différence de pressions.

Logs ne peut pas mesurer la perméabilité de formation directement.

La perméabilité représente ainsi la facilité avec laquelle une formation permet à un fluide, de viscosité donnée de la traverser. La perméabilité est exprimée par la loi de Darcy, comme étant la connectivité d’un milieu d’un centimètre de long (Δ_x), laissant passer un volume de 1cm^3 (Q) par unité du temps (S), d’un fluide avec une viscosité d’un centipoise (μ) sous l’effet d’un gradient de pression (Δ_p) d’une atmosphère à travers une section (S) d’un cm^2 . La formule est exprimée comme suite :

$$K = Q \frac{\mu}{S} \frac{\Delta x}{P} \dots\dots\dots\text{II.3}$$

Q : débit en cm^3/s .

Δ_p : différence de pression entre l’amont et l’aval.

Δ_x : parcours du fluide en cm.

S : surface exposée au fluide en cm^2 .

μ : viscosité en centipoise.

II.2.1.3. La saturation :

On appelle saturation en fluides d'une formation le rapport de volume occupe par ce fluide au volume total des pores. On sait que l’on peut trouver dans les pores à la fois des hydrocarbures et de l’eau donc on a :

- ✓ Saturation en eau $S_w = V_w / V_p$
- ✓ Saturation en huile $S_o = V_o / V_p$
- ✓ Saturation en gaz $S_g = V_g / V_p$

Avec : $S_w + S_o + S_g = 1$ et $V_w + V_o + V_g = V_p$

II.2.2. Classification des paramètres pétro-physiques :

a. la porosité : la porosité est classée comme :

- Faible : $\emptyset < 5\%$
- Médiocre : $5\% < \emptyset < 10\%$
- Moyenne : $10\% < \emptyset < 20\%$
- Bonne : $20\% < \emptyset < 30\%$
- Très bonne : $\emptyset > 30\%$

b. la perméabilité : la gamme de la perméabilité rencontrée est très étendue, elle varie de 0.1md à plus de 10 darcy pour mieux spécifier les valeurs on admet :

- Très faible : $K < 1md$
- Faible : K de 1 à 10 md
- Médiocre : K de 10 à 50 md
- Moyenne : K de 50 à 200md
- Bonne : K de 200md à 500md
- Très bonne : $K > 500md$

II.2.3.Aspect réservoir :

L'évolution des paramètres pétro-physiques d'un réservoir dans son interprétation en iso-valeurs est guidée par son aspect géométrique. Pour cela, il est nécessaire d'établir l'architecture de réservoir à travers les cartes en isopaques. Ces cartes montreront l'allure et la forme des espaces lithologiques dont il faut analyser les capacités de rétention et de circulation des fluides.

Nous traiterons les caractères pétro-physiques des 6 unités de réservoirs Quartzite de Hamra de l'Ordovicien qui constituent le principal objectif pétrolier.

II.2.3.1. Les carte iso-porosité :

La carte au niveau du QH1 en général montre une hétérogénéité de distribution des valeurs de ce paramètre, les grandes valeurs de porosité se localisent le long de l'axe NE-SO elles varient entre 8% et 9%.

Des petites valeurs sont réparties à l'entour du puits HGA13, s'améliorent toutefois en allant vers les puits HGA1, HGA32 à la direction Nord-ouest et vers le puits HGA11 à la direction SSE (Fig.2).

Nous remarquons au niveau du QH2 des faibles à médiocres valeurs de porosité ; au milieu de la carte en allant vers les extrémités la porosité augmente. Elle est inférieure à 7% dans le centre de la structure et prend une valeur de 9% dans les frontières au niveau du puits HGA-37, HGA-32, HGA-1, HGA-35 (Fig.3).

Le niveau QH3 indique une variété des valeurs de porosité sachant qu'on remarque que la zone Nord porte les meilleures valeurs 10% sur une extension limitée. Par contre les valeurs médiocres s'étendent de l'Est, du Sud à l'Ouest (fig.4).

Le niveau QH4 montre des faibles à médiocres valeurs de porosité, les grandes valeurs sont réparties sur l'axe NO-SE, la partie Ouest et la partie Sud (figure.5).

Les grandes valeurs de porosité sont dominantes sur le QH5. Les valeurs faibles remarquées sont concentrés dans le côté Nord-Est de ce niveau. HGA13 est encore situé dans un site de médiocres valeurs de porosité, mais à ce stade, plusieurs directions sont admissibles tels que l'Est, Sud et Sud-Ouest (Fig.6).

Une pauvreté remarquable touche le niveau QH6 à cause des valeurs mauvaises et faibles qui ont été enregistrés sur une grande partie de sa superficie. Les meilleures valeurs de porosité sont enregistrées au centre, au Nord et au Sud de la carte (Fig.7).

II.2.3.2. les carte isoperméabilité :

Dans le QH1, les grandeurs de perméabilité sur tout le niveau sont très faibles à faibles, les meilleurs valeurs de perméabilité reparties sur les parties Nord, NE, Ouest et SO (Fig.8).

En général, le QH2 garde des faibles valeurs de perméabilité sur l'axe Nord-Sud et la partie Est avec une anomalie négligeable dans le bord Est et le bord NO (Fig.9).

Le centre de niveau QH3 porte les meilleures valeurs de perméabilité, de même dans la partie Ouest. Des valeurs faibles sont reparties au Nord et au Nord-Est. On constate une amélioration considérable de perméabilité vers le Nord-Est et le Sud-Est (Fig.10).

Le niveau QH4 repose sur d'une très faibles à faibles propriétés, les perméabilités portent des grandes valeurs reparties essentiellement sur la partie Nord et la partie basale, la partie Nord-Est à des moins grandes valeurs (Fig.11).

Une activité d'érosion touche partiellement le niveau QH5 qui montre une hétérogénéité de répartition des valeurs de perméabilité où on remarque que les grandes valeurs sont concentrées dans le côté Ouest, Tandis que les valeurs faibles sont localisées au Nord-Est (Fig.12).

D'après la carte de QH6, les zones touchées par l'érosion portent des très faibles perméabilités, augmentant d'une façon générale pour atteindre des valeurs faibles le long de la carte. Sous l'effet de l'érosion, les chances de HGA13 deviennent très limitées. Le Sud-Est est la direction qui reste pour HGA13.

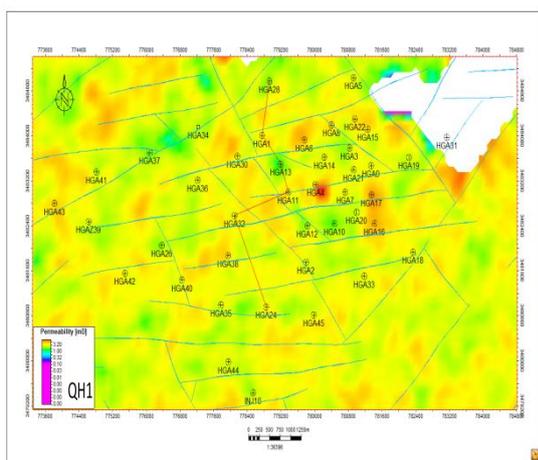


Figure II.8. QH1-isoperméabilité. [6]

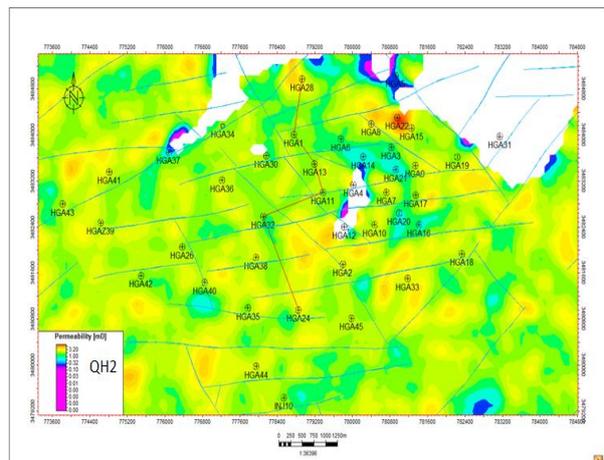


Figure II.9. QH2-isoperméabilité.[6]

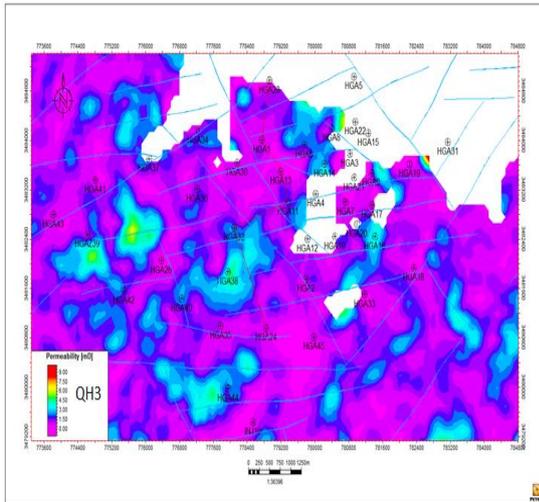


Figure II.10. QH3-isoperméabilité.[6]

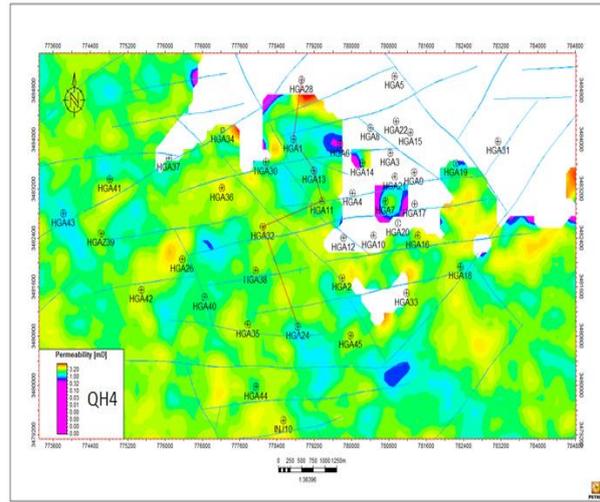


Figure II.11. QH4-isoperméabilité.[6]

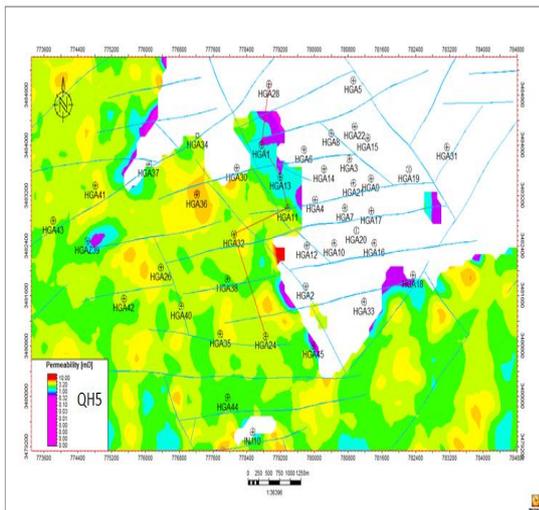


Figure II.12. QH5-isoperméabilité.[6]

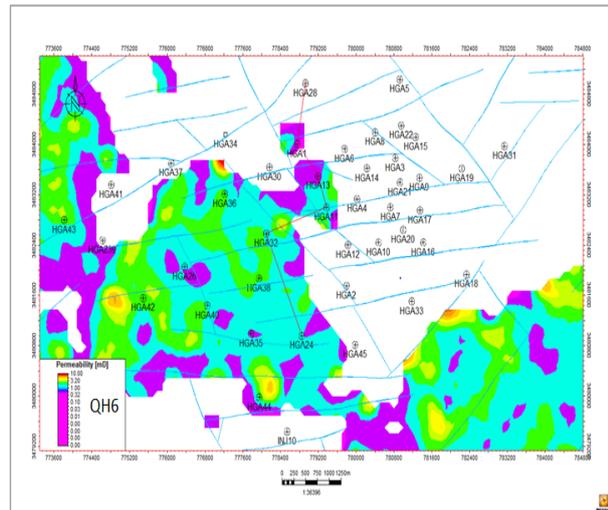


Figure II.13. QH6-isoperméabilité.[6]

II.2.3.3. Les carte isosaturation :

Le niveau QH1 est partiellement saturé, car il montre une augmentation de niveau de plan d'eau dans le centre et le Nord-Ouest. Les zones qui restent, indiquent de très petites valeurs de saturation en eau (Fig.14).

La carte en isosaturation de QH2, indique des faibles valeurs à l'exception de quelque zones dans le Nord-Ouest et à l'Ouest de secteur. Des valeurs moyennes maximales ont été enregistrées dans le centre et le Sud-Ouest à la proximité du Puits HGA40 (Fig.15).

La carte de distribution des saturations au niveau du QH3 est plurimodale, ce qui indique dans ce niveau que ces dernières sont très hétérogènes avec des valeurs varies entre

0,2 – 0,5%. Profondément vers le Nord-Est on peut trouver des valeurs qui peuvent améliorer ce paramètre (Fig.16).

La carte de QH4 nous indique une variation au paramètre étudié de 0,15 à 0,5 %, nous remarquons une alternance de faibles à moyennes saturations du Sud-Ouest vers le Nord-Est. Comme le niveau QH3 (Fig.17).

La carte en isosaturation du QH5 montre trois zones préférables où la saturation est inférieure à 0,15%. Une zone située au Nord-Est de la structure avec une saturation qui atteint 0,10%, une autre zone Est est partiellement Nulle et une zone entre les puits HGA32 et HGA30, avec une valeur de saturation de 0,15% (Fig.18).

Sur toute la carte de QH6, les isosaturations sont avec des basses à moyennes valeurs, allant du Nord-Est vers le Sud-Ouest (Fig.19).

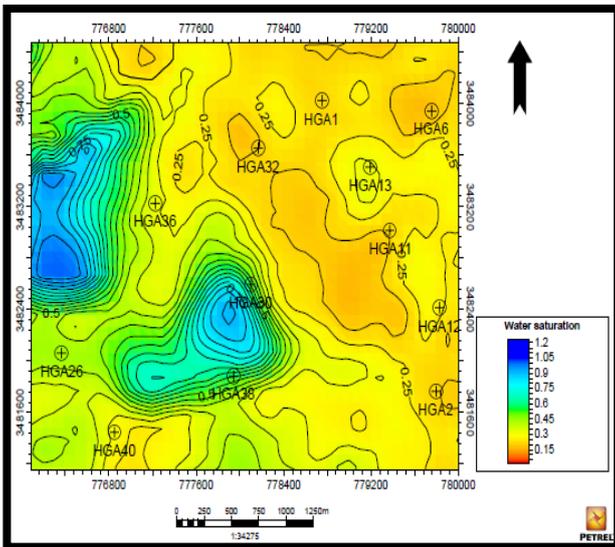


Figure II.14. QH1-isosaturation.[6]

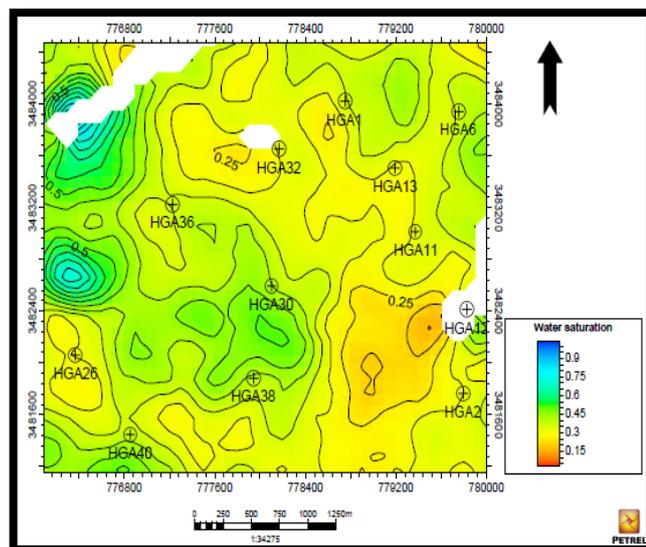


Figure II.15. QH2-isosaturation.[6]

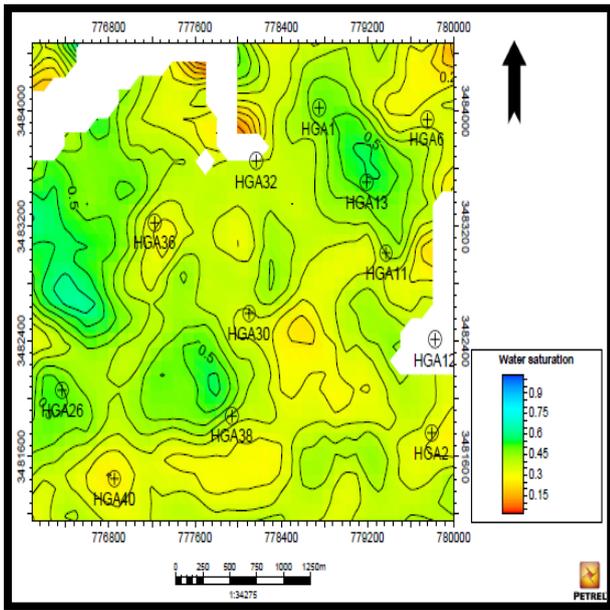


Figure II.16. QH3-isosaturation.[6]

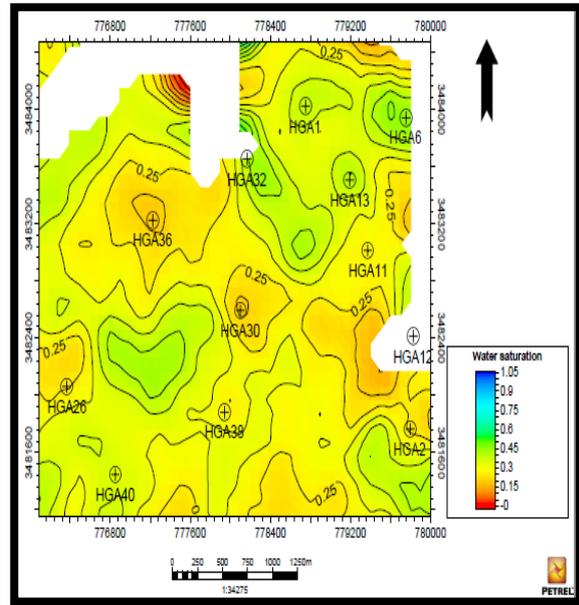


Figure II.17. QH4-isosaturation .[6]

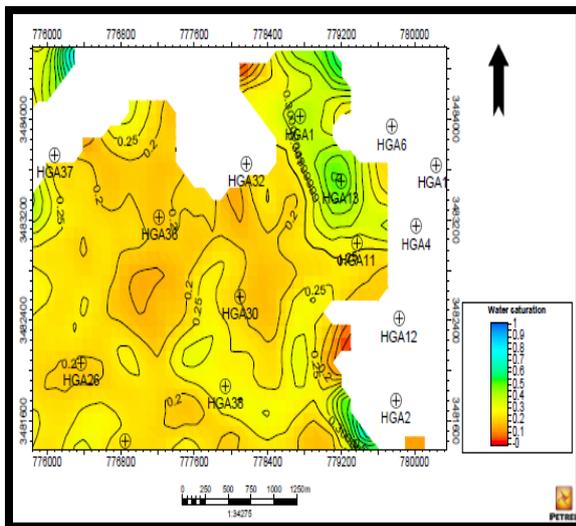


Figure II.18. QH5-isosaturation.[6]

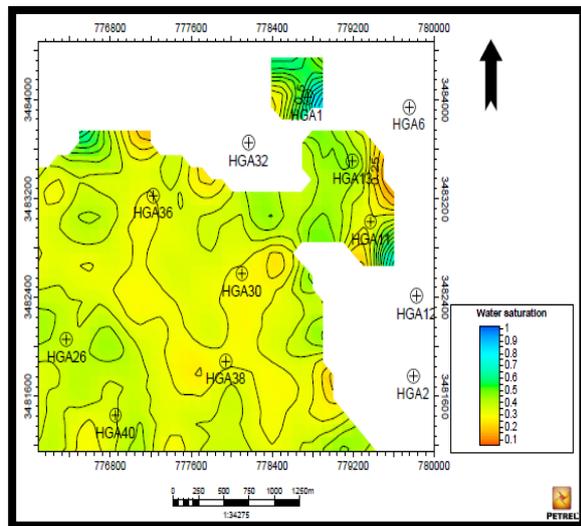


Figure II.19. QH6-isosaturation.[6]



Chapitre III

Généralité de la géomécanique



III.1. La géomécanique :***III.1.1. définition de la géomécanique :***

La géomécanique est une partie des sciences de la terre qui étudie le comportement mécanique de la croûte terrestre. Elle permet de fournir des solutions mathématiques à des problèmes techniques, en quantifiant certains facteurs qui interviennent lors que la roche est sous sollicitations naturels ou induites par l'homme .Et cela grâce aux méthodes et moyens de la géomécanique qui sont la modélisation des formes et des comportements de la roche sous diverse sollicitation.

Dans l'industrie pétrolier la géomécanique trouve son application ,en déterminant les lois de comportement qui permettent d'étudier la déformation et les fissurations des roches sédimentaires au cours du forage et pendant la production des hydrocarbures, et cela afin de pouvoir prévoir :

-Les venues de solide qui apparaissent lorsqu'on effectue un forage dans une roche faiblement cohérentes, c'est -a- dire que les phases solides de la roche vont être entraînée par les phases liquides lors de la production.

-La fracturation hydraulique qui consiste à fissurer la roche réservoir par injection de fluide à haute pression, et a maintenir la fracture ainsi créer ouverte en introduisant un agent de soutènement qui vont empêcher la fermeture des fissures afin d'augmenté la productivité des puits.

-L'affaissement du sol qui résulte de la réduction du volume poreux des couches suite à l'extraction des fluides contenus à l'intérieur. [13]

III.1.2. principe du géomécanique :

III.1.2.1. les contraintes :

De façon générale, les formations sont soumises à différentes contraintes que l'on peut expliciter sur un volume élémentaire de roche (voir la figure III.1)

Ces efforts sont liés essentiellement à certains nombres de paramètres comprenant : les mouvements tectoniques, la pression des pores, la profondeur, la lithologie et la température. A la surface de la croûte terrestre, ces forces se manifestent par des traits structuraux comme des failles, des plis et des chevauchements.

La roche se trouvant en état d'équilibre avant le forage, un équilibre qui est appelé aussi " État initial ", est soumise à trois efforts de compression perpendiculaires entre eux appelés dans le langage courant " contraintes en place " (Stress in-situ en anglais) ou aussi les efforts lointains.

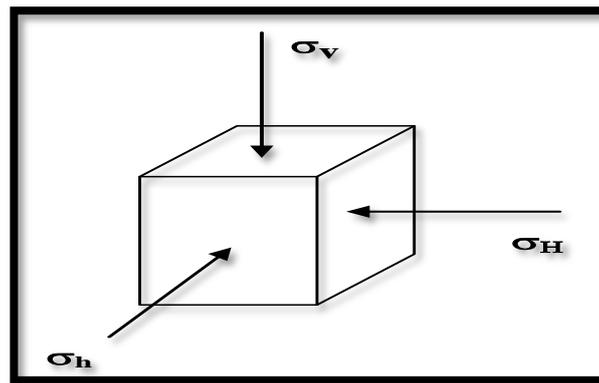


Figure III.1 : Etat des contraintes

On définit :

- σ_v : La contrainte verticale ou contrainte géostatique.
- σ_H : Le maximum des contraintes horizontales.
- σ_h : Le minimum des contraintes horizontales.

III.1.2.2. La déformation :

La déformation est une mesure de la quantité de matériau qui a été déformé lorsqu'une contrainte est appliquée sur lui. La Figure.III.2 illustre la manière dont laquelle le bloc de matériau est comprimé par la force F. [14]

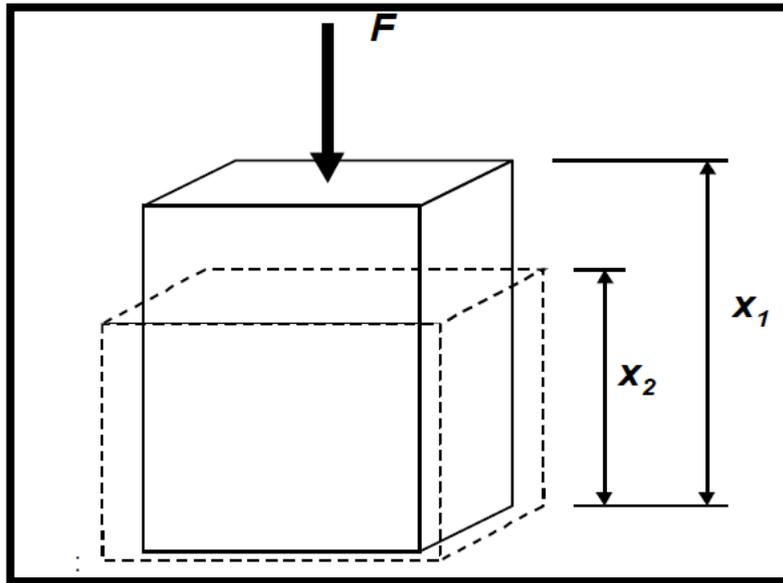


Fig.III.2 : Déformation produite par l'application de la force F.

La déformation ϵ est défini par :

$$\epsilon = \frac{X1 - X2}{X1} \dots\dots\dots III.1$$

Donc la déformation (Strain) est adimensionnelle.

A noter que le Strain (déformation) est définie dans le même sens que la force appliquée F et perpendiculaire au plan dans lequel sont les actes de stress.

III.1.2.3. Le comportement des roches :

III.1.2.3.1. Coefficient de Poisson :

Le coefficient de Poisson ‘ ν ’ représente la tendance du matériel pour transférer sa déformabilité perpendiculairement au chargement, ceci est illustré par la figure

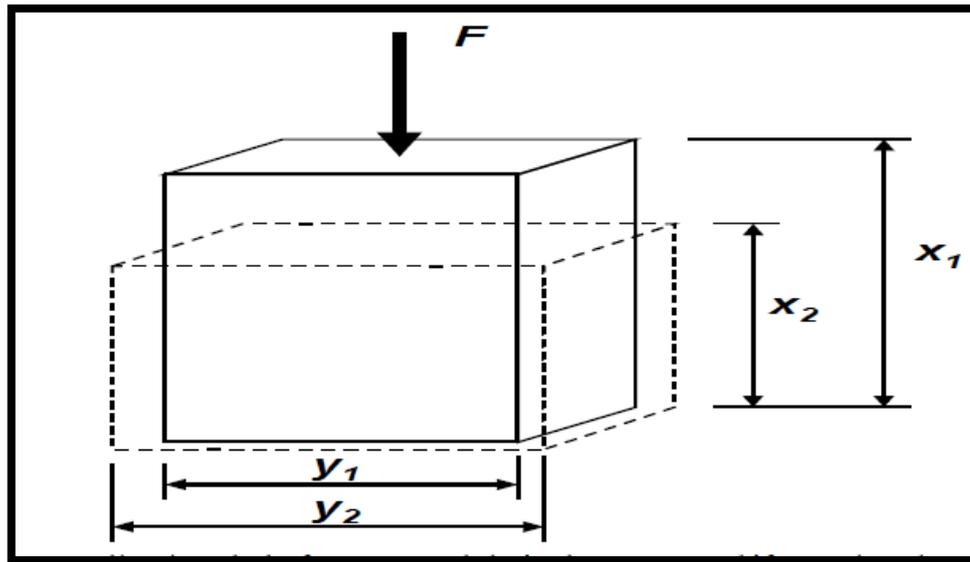


Fig.III.3 : Application de la force F produit également une déformation dans la direction y.

✓ La déformation dans la direction x (axiale) est donnée par : $\epsilon_a = \frac{x_1 - x_2}{x_1} \dots \dots \text{III.2}$

✓ La déformation dans la direction y (latérale) est donnée par : $\epsilon_1 = \frac{y_1 - y_2}{y_1} \dots \dots \text{III.3}$

✓ Le coefficient de Poisson est défini par l'équation : $\nu = - \frac{\epsilon_a}{\epsilon_1} \dots \dots \text{III.4}$

Le coefficient de Poisson est un facteur important dans la détermination du gradient de contrainte de la formation, mais il est moins important dans la définition des dimensions de la fracture, même si il a un certain effet. Les valeurs typiques pour ‘ ν ’ des roches sont comprises entre 0,1 et 0,35. [15]

III.1.2.3.2. *Module de Young :*

Le module de Young, E, (le module d'élasticité) est défini par la loi de Hook comme suit:

$$E = \sigma_a / \epsilon_a \dots\dots\dots III.5$$

σ_a : Contrainte uniaxial appliquée sur l'échantillon.

ϵ_a : La déformation axiale.

Le module de Young 'E' est le rapport de la contrainte sur la déformation. Comme la déformation est adimensionnelle, 'E' a les mêmes unités que le stress. Le module de Young est une mesure de combien un matériau se déforme de manière élastique lorsqu'une charge est appliquée sur lui. Ceci est un autre terme pour la dureté.

Dans la fracturation, nous pouvons penser au module de Young en tant que mesure de la quantité d'un matériau (roche) qui peut se déformer de manière élastique lorsqu'une pression est appliquée. Comme la pression est stock d'énergie, 'E' est également une mesure de la quantité d'énergie qu'il faut pour faire de la déformation de la roche.

En effet il existe deux modules de Young différents, le module statique et le module dynamique.

- ✓ **Module statique (Es)** : c'est une mesure standard du module de Young, il est déterminé soit au laboratoire par l'essai de compression simple soit déduit des essais non destructifs. C'est le module utilisé dans la fracturation hydraulique.
- ✓ **Module dynamique (Ed)** : il est mesuré soit au laboratoire soit in- situ (dans le puits), à l'aide des outils soniques donnant les vitesses de propagation des ondes de compression et des ondes S de cisaillement (transversale). Il est principalement utilisé pour déduire Es par différentes corrélations proposées.

Tableau III.1: les valeurs approximatives du module de Young pour différentes formation [15]

Lithologie	Module de Young [psi]
Grés	2 à 5.10 ⁶
Grés compacte	6 à 10.10 ⁶
roche calcaire	8 à 12.10 ⁶
charbon	0.1 à 1.10 ⁶
argiles	1à 10.10 ⁶

III.1.2.3.3. Module de cisaillement :

Il est souvent pratique en modélisation d'utiliser le module de cisaillement noté « **G** », qui est déterminé d'après la formule suivante :

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \dots\dots\dots III.6$$

Avec : **E** : Module de young.

ν : Coefficient de poisson.

III.2.Estimation de la contrainte horizontale mineure (σ_h) : [16]

La connaissance des contraintes in situ en termes d'intensité et d'orientation est d'une importance capitale pour la mise en œuvre d'une opération de fracturation hydraulique.

La détermination de la contrainte horizontale mineure peut s'effectuer par plusieurs méthodes :

III.2.1.Essai de minifrac :

La contrainte horizontale minimale (σ_h) est supposée égale à la pression de fermeture (FCP) qui est définie comme étant la pression du fluide à laquelle une rupture existante se ferme globalement.

III.2.2.Modèle de déformation poro-élastique :

Ce modèle repose sur les critères de déformation élastique de la roche. L'application de cette méthode nécessite la connaissance des paramètres suivants : le module de Young statique et le coefficient de Poisson statique, la contrainte verticale (σ_v), la pression des pores (P_p) et la constante de Biot (α), la déformation dans la direction de σ_h (ϵ_x) et dans la direction de σ_H (ϵ_y).

La contrainte horizontale mineure (σ_h), s'exprime comme suit :

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_v - \frac{\nu}{1-\nu} \alpha P_p + \alpha P_p + \frac{E}{1-\nu^2} \epsilon_x + \frac{E}{1-\nu^2} \epsilon_y \dots\dots\dots III.7$$

III.2.3. Corrélation du champ de Hassi Messaoud :

La contrainte horizontale mineure peut être estimée dans le cas du champ de Hassi Messaoud (*Belhaouas, 1995*) en fonction du module d'élasticité et de la saturation en huile :

$$\epsilon_h = 6163.1 + 1312.2 E_d - 74.416 S_o \quad \dots\dots\dots III.8$$

Avec :

$$E_d = 12.21 - 0.404 \phi_{eff} - 0.0842 V_{Sh} \quad \dots\dots\dots III.9$$

Dans notre étude, nous avons utilisé la formule empirique pour estimer le profil du stress minimal σ_h , cette formule est utilisée par sonatrach dans la région de Hassi Guettar :

$$HPMI = \left(1312.2 * \frac{E}{6.8947} + 6163.1 - 7441.6 * S_o \right) * 6.8947 \quad \dots\dots\dots III.10$$

Avec :

$$E = (- 45 * \phi_{eff} + 12.5 - 10 * V_{Sh}) \quad \dots\dots\dots III.11$$

$$S_o = 1 - S_w \quad \dots\dots\dots III.12$$

III.3.L'importance d'activité de la géomécanique des roches :**1. *Forage :***

Les propriétés mécaniques sont utilisées pour l'estimation de la densité de boue de forage afin de résoudre les problèmes de la stabilité des parois du puits et l'estimation des contraintes en place.

2. *Fracturation hydraulique*

Ces paramètres mécaniques sont utilisés comme des inputs pour le design de l'opération de la fracturation hydraulique afin d'estimer l'étendu des fractures induites et les pressions au cours de l'opération.

3. *Diagraphies (Logging)*

Ces propriétés ont pour rôle de calibrer et valider les enregistrements soniques du chantier (logging).

4. *Réservoir Engineering et la production*

Dans ce domaine, les essais géomécaniques et les paramètres mécaniques contribuent à la prédiction des venues de sable (complétion), variation des perméabilités sous contraintes, suivre la compaction et la subsidence des réservoirs, l'injection des fluides et l'évolution des pressions durant les différentes phases de développement du réservoir.



Chapitre IV

*Généralité sur la stratégie de la
fracturation hydraulique*



IV.1. Généralité sur la fracturation hydraulique :**IV.1.1. Définition et principe de la fracturation hydraulique :**

La fracturation hydraulique est une technique de stimulation qui permet de créer d'une manière artificielle après rupture de la roche un drain hautement perméable s'étendant le plus loin possible dans la formation de manière à faciliter l'écoulement vers le fond du puits.

Le plus souvent on dit que la fracturation hydraulique d'un réservoir se traduit par l'ouverture d'une fracture existante (cas d'un réservoir naturellement fissuré) et très rarement par l'initiation d'une nouvelle fracture (réservoir compact). Il est largement démontré que la fracture se développe perpendiculairement à la contrainte principale minimale en place (Fig. IV.1).

Le traitement par fracturation hydraulique est appliqué généralement dans les réservoirs à faible perméabilité d'origine ou dans les formations fortement endommagées, où la production reste toujours faible. Il est donc normal de vouloir augmenter la productivité du réservoir, par la création d'une liaison formation puits, qui aura une perméabilité nettement supérieure à celle de la matrice pour le premier cas et d'aller au-delà de l'endommagement dans le second cas. Une bonne réussite d'un traitement dépend essentiellement :

- Du choix du puits candidat (complétion).
- Des réserves en places restantes récupérables (économique).
- Du profil des contraintes (favorable).
- De la situation par rapport au puits voisin (gaz et eau). [17]

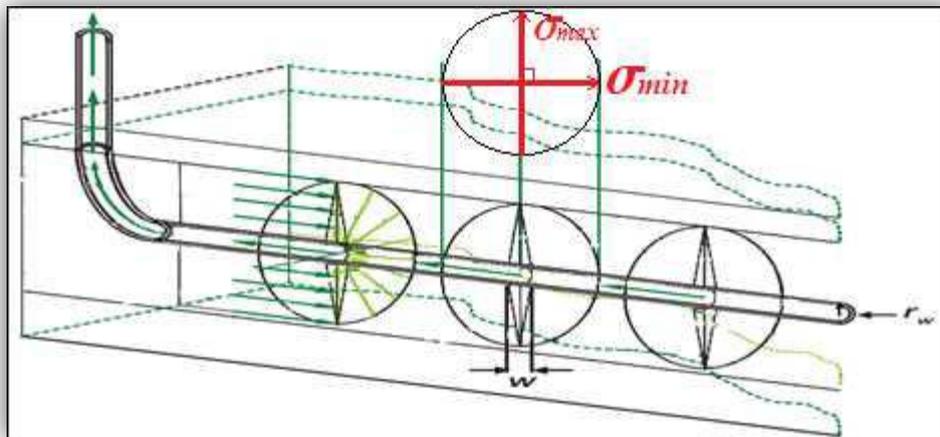


Figure.IV.1 : forme et l'orientation de la fracture suivant les contraintes (σ) dans un puits horizontal.[17]

IV.1.2. Objectifs de la fracturation hydraulique :

Le but essentiel de la fracturation hydraulique est de créer une nouvelle capacité de production d'un réservoir en ouvrant de nouveaux canaux sous forme d'une fracture à très haute perméabilité, maintenue ouverte au moyen d'agents de soutènement. Alors les buts du traitement par fracturation sont comme suit :

- ✓ Modification des propriétés pétro-physiques de la roche et l'amélioration de la productivité ou l'injectivité.
- ✓ L'augmentation de la vitesse de récupération grâce en particulier à une amélioration de l'indice de productivité.
- ✓ L'augmentation du temps de récupération.
- ✓ Diminuer la différence de pression aux abords du puits afin d'éliminer le problème de dépôt de paraffine et d'asphaltine.

IV.1.3. Historique de la fracturation hydraulique à champ Hassi Guettar :

L'historique de la fracturation hydraulique à champ Hassi Guettar est résumé dans le tableau suivant :

Tableau. IV.1.Historique de la fracturation hydraulique à champ HGA au14/05/2018.[5]

les puits HGA				
N°	Puits	zone	Date de la fracturation	la compagnie
1	HGA10	HZP	03/01/2003	Haliburton
2	HGA24	HZP	18/05/2010	Haliburton
3	HGA1	HZP	27/05/2010	Haliburton
4	HGA28	HZP	06/02/2012	Schlumberger
5	HGA13	HZP	01/05/2012	BJSP
6	HGA11	HZP	09/01/2013	BJSP
7	HGA32	HZP	24/02/2013	BJSP
8	HGA26	HZP	09/10/2013	Schlumberger
9	HGA22	HZP	14/06/2014	Schlumberger
10	HGA40	HZP	20/08/2015	BJSP

IV.1.4. Géométrie de la fracturation

Le rendement d'une opération de fracturation est en fonction de trois dimensions suivantes :

✓ **La longueur X_L**

C'est la distance entre le puits et le point situé au bout de la fracture, donc elle peut être la longueur ou la demi-longueur d'une fracture suivant que ce dernier est une ou deux ailes symétriques (figure .VI.2).

✓ **La largeur W**

C'est l'écartement entre les deux faces verticales de la fracture (figure.VI.2).

✓ **La hauteur H**

C'est la distance suivant la verticale entre les deux points associés à une épaisseur nulle (figure.VI.2). Tout cela concerne la fracture verticale, pour ce qui est de la fracture horizontale on aura la hauteur qui remplace l'épaisseur et le contraire.

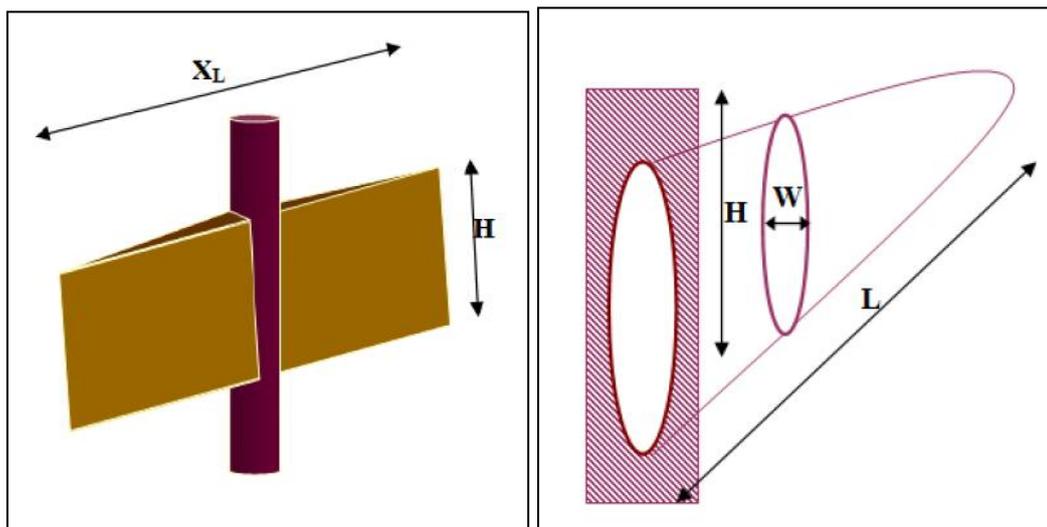


Figure. IV.2. Géométrie de la fracture.

IV.1.5. Description du processus :

On peut distinguer cinq phases principales :

➤ **Rupture de la roche réservoir (initialisation de la fracture) :**

En pompant dans le puits un fluide à un débit supérieur à ce qui peut être filtré dans la formation, on monte en pression dans le puits. On génère ainsi des contraintes de traction qui vont initier une fracture de la roche perpendiculairement à la contrainte horizontale minimale en place.

➤ *Développement 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.

➤ *Maintien l'ouverture de la fracture :*

Il faut distinguer deux cas :

- dans les formations carbonatées, on utilise un fluide de fracturation contenant de l'acide chlorhydrique assez concentré ; cet acide ronge irrégulièrement les parois de la fracture ce qui laisse des canaux résiduels de très haute perméabilité lorsque la fracture se referme suite à l'arrêt du pompage ; c'est ce que l'on appelle la fracturation acide (acide-frac) ;
- dans les formations gréseuse, des agents de soutènements présentant une très bonne perméabilité (sable, bille de verre) sont mélangés au fluide de fracturation et sont entraînés dans la fracture par ce fluide ; ils empêchent la fracture de se refermer quand on arrête le pompage en fin de traitement ; les agents de soutènement ne doivent commencer à être pompés que lorsque la fracture atteint des dimensions géométriques suffisantes pour les laisser passer.

➤ *Fermeture du puits :*

Cela permet à l'excédent de pression de se résorber par filtration du fluide de fracturation à travers les parois de la fracture .Elle est essentielle pour les fracturations avec agent de soutènement de manière à permettre que ceux –ci soient bloqué en place avant que le puits ne soit dégorgé.

➤ *Dégorgement et mise en production du puits :*

Il faut évacuer au mieux non seulement le fluide de traitement contenu dans la fracture résiduelle mais aussi encore le fluide qui a filtré dans la formation.

IV.1.6. Déroulement de la fracturation hydraulique:**IV.1.6.1. Test d'injectivité :**

Consiste à injecter un fluide tel que, l'eau traitée, la saumure ou le brut en régime de fracturation en vue de :

- Vérifier si la formation absorbe le fluide (d'où le nom du Test d'injectivité).
- Déterminer le gradient de fracturation

IV.1.6.2. Mini frac (shadow frac):

Permet d'amorcer et créer une fracture non soutenue pendant une durée de temps suffisante de manière à déterminer:

- ✓ Pression de fermeture.
- ✓ L'instantaneous Shut In Pressure (ISIP).
- ✓ Le coefficient de fracturation.
- ✓ Les pertes de charges.
- ✓ La géométrie de la fracturation.

IV.1.6. 3. Traitement principale :

Il subdivise en trois étapes :

1. **Injection d'un "Pad"** : c'est un fluide de fracturation généralement du gel réticulé non chargé en agent de soutènement, injecté en tête dont le but d'amorcer et de développer une fracture en lui donnant une largeur telle qu'elle permette le passage des billes.
2. **Injection du Slurry** (gel réticulé + bauxite).
3. **La chasse** du Slurry restant dans le tubing avec un gel linéaire facile à dégorger. [18]

IV.1.7. Fluide de fracturation :

Le choix du fluide, sa préparation sur chantier, le choix de son débit d'injection et de certaines modalités, contribue d'une façon essentielle aux résultats d'une fracturation hydraulique. Un fluide de fracturation doit avoir les propriétés suivantes :

- ✓ Avoir des pertes de charges minimales dans le tubing.
- ✓ Une bonne qualité de transport des billes.
- ✓ Avoir une filtration faible.
- ✓ Après la fermeture de la fracture, il doit se dégrader afin de faciliter le dégorgement.

Le succès d'une fracturation dépend essentiellement de la viscosité et de la filtration.

Tableau IV.2 : Les différents additifs utilisés dans la fracturation

<i>Les additifs</i>	<i>Rôle</i>
Les gélifiants	permettent d'augmenter la viscosité du gel
Les réducteurs des frictions	pour réduire les pertes de charge.
Les briseurs de gel (breakers)	pour provoquer la destruction de gel et réduire sa viscosité en vue d'améliorer le dégorgement.
Les réducteurs de filtrat	afin d'augmenter l'efficacité de fluide et les dimensions géométriques.
bactéricides	pour contrôler la croissance des bactéries qui peuvent détruire les liens et réduire la viscosité.

IV.1.8.Agent de soutènement :

Fracturer c'est créer un drain perméable de part et d'autre du puits ; et c'est à l'agent de soutènement d'en assurer la perméabilité et la conserver dans les conditions d'exploitation du puits, c'est à dire sous contraintes et température du réservoir, et en présence des fluides du gisement.

Pour satisfaire ces exigences, les agents de soutènement doivent avoir :

- ✓ Une bonne granulométrie et une forme susceptible de générer une meilleure conductivité.
- ✓ Une résistance mécanique aux contraintes in-situ en exploitation (résistance à la déformation et à la rupture).
- ✓ Une résistance chimique dans les conditions de fond au fil du temps (résistance à la corrosion et à l'érosion).
- ✓ Une densité compatible avec un transport optimum (sédimentation).

❖ *Caractéristiques des agents de soutènement :***Tableau V.3 : les caractéristiques des agents de soutènement**

Mesh	12/20 angulaire	16/30 Rond	20/40 rond	40/70 rond
Perméabilité (darcy)	881	191	121	45
Porosité (%)	36	33	35	32
Masse volumique	96	96,6	102,7	102,7
Densité API	2,65	2,62	2,65	2,65

IV.1.9. Principaux équipements utilisés pour la fracturation hydraulique :

1. Tête de puits.
2. Ligne haut pression pour le test et le retour du puits.
3. Séparateur de sable pour la ligne de retour (Flow back).
4. Tanks pour les fluides retours.
5. Réchauffeur des lignes haut pression.
6. Torchère.
7. Unité de pompage haute pression sur camion.
8. Containers de mélange de sable (agent de soutènement).
9. Semi-remorques (silos) de sable.
10. Camions de transport d'acide.
11. Camions de transport d'additifs pour fracturation.
12. Blenders-Mixeurs (sable + additifs + eau).
13. Centre de commande de l'opération de fracturation.
14. Réservoir de décantation fluide de retour du puits.
15. Conduite d'eau.
16. Réservoir de fluide de retour du puits.
17. Réchauffeur de la ligne haute pression du gaz.
18. Séparateur de gaz.
19. Distributeur de gaz.



Figure IV.3. Les équipements nécessaires pour l'opération de fracturation hydraulique.[18]

IV.2.Généralité sur la fracturation Hi Way : [19]

IV.2.1.Historique de la fracturation à canaux

Le premier puits fracturé par cette technologie a eu lieu en 2008 dans un réservoir tight en Russie, ce puits a continué à produire avec un débit stable durant cinq ans. En Algérie, cette technique a été appliquée pour la 1ere fois dans le champ de Hassi Messaoud sur le puits OMN651 en 2012.

Les puits fracturés par cette technique dans le champ de HMD sont les suivants : ONM651 en 2012, HGA26 en 2013, OMN442 et RDC1 en 2014, HTF13, HTF16 et HTFN3 en 2016.

IV.2.2.Description de la technique

La fracturation à canaux est une technique de fracturation qui consiste à créer des voies ouvertes à l'intérieur de la fracture entre les piliers d'agents de soutènement, ce qui permet d'augmenter de façon significative la conductivité de la fracture et la productivité du puits tout en réduisant le volume des agents de soutènements. Le mode de pompage (pompage intermittent) et l'ajout des fibres qui rassemblent les agents de soutènements et les maintiennent en suspension, sont les deux éléments clé de cette technique.

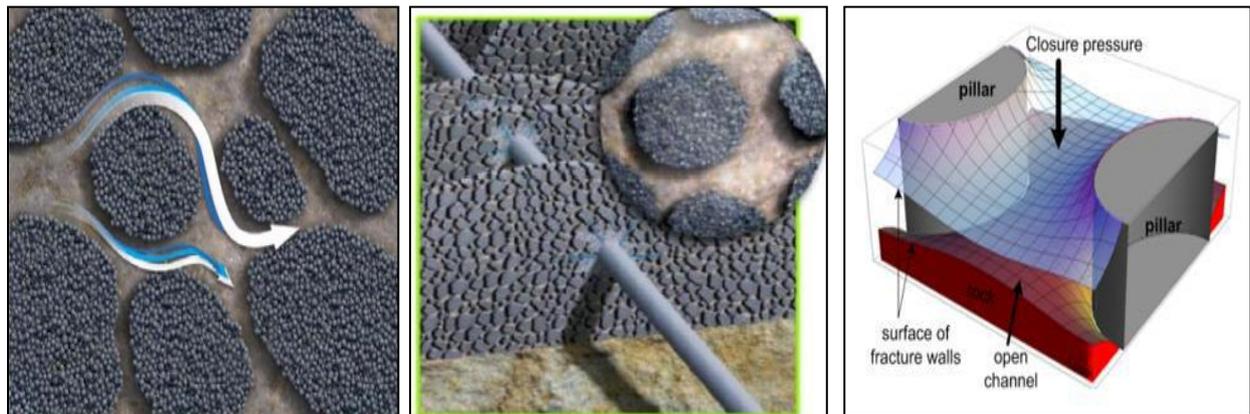


Figure IV.4: Les canaux à haute conductivité créés entre les piliers d'agents de soutènements.[19]

IV.2.3. Déroulement de l'opération et mode de pompage

L'exécution de l'opération de fracturation par la nouvelle technique à canaux est pareil à celle conventionnelle, en effet les deux techniques ont les mêmes étapes : le pré-pad, le pad et le dirty stage, cependant le mode de pompage des agents de soutènements est différent pour chacune des deux méthodes. Contrairement à la technique conventionnelle qui consiste à pomper le dirty Slurry de façon homogène et en continu avec augmentation de la concentration des agents de soutènements, la nouvelle technique consiste à pomper les agents de soutènements de façon intermittente : du fluide chargé d'agents de soutènements suivi du fluide propre sont pompés alternativement en programmant les bras du blender à s'ouvrir et à se refermer chaque 10 à 15 secondes.



Figure IV.5 : Pompage intermittent (impulsions propres et dirty).[19]

La concentration d'agents de soutènements augmente progressivement de façon similaire à la technique conventionnelle comme le montre la figure suivante :

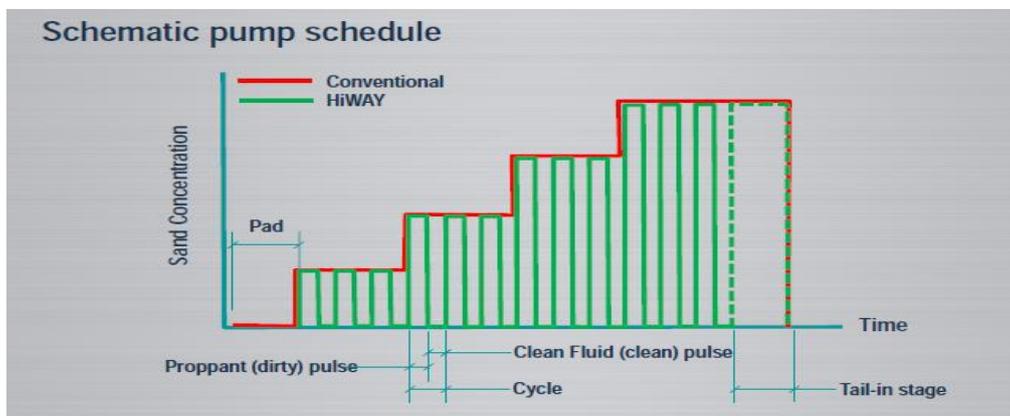


Figure IV.6: Représentation schématique du programme de pompage pour les deux techniques.[19]

En effet, les impulsions propres favorisent la formation des canaux dans la fracture tandis que le matériel fibreux maintient les Agents de soutènements en suspension et les rassemble sous forme de piliers stables. Ainsi, des canaux à une conductivité infinie se forment entre ces piliers.

La dernière étape du traitement par la technique à canaux est le « tail in stage ». Cette étape consiste à pomper le Agents de soutènements en continu tel qu'il serait effectué dans un traitement conventionnel. Le but de cette étape est d'assurer la connexion entre la fracture et le puits.



Figure IV.7: Tail in stage.[19]

IV.2.4. Les fibres

Ce sont des fibres synthétiques composées principalement de polyester, utilisées pour former un réseau qui rassemble les Agents de soutènements et prévient leur dispersion et préserve les conglomérats créés lorsqu'ils traversent les équipements, le tubing, les perforations et dans la fracture. Ces fibres sont naturellement dégradables et disparaissent avec le temps et la température, en laissant des piliers d'agents de soutènement stables tenant la formation et en fournissant des canaux de conductivité infinie. Leurs principaux avantages de ces sont les suivants :

- ✓ Améliorent le transport de agents de soutènements et réduisent sa vitesse de décantation.
- ✓ Rassemblent les agents de soutènements et favorisent la création des canaux.
- ✓ Préviennent la dispersion des agents de soutènements (ce qui assure la stabilité des canaux et des piliers).
- ✓ Préviennent le flow back des agents de soutènements.



Figure IV.8 : Fibres de fracturation.[19]

IV.2.5. technique de perforation (cluster)

Contrairement à la technique conventionnelle, où les perforations sont réparties généralement en continu sur l'intervalle perforé, le système de perforations qui contribue le plus au succès de l'opération de fracturation par la nouvelle technique à canaux est le système hétérogène constitué de faisceaux de perforations séparées par des intervalles non perforé. Cette technique de perforation (cluster) favorise la distribution uniforme des « pillars » à travers la hauteur de la fracture et contribue à l'obtention d'une géométrie optimale des canaux.

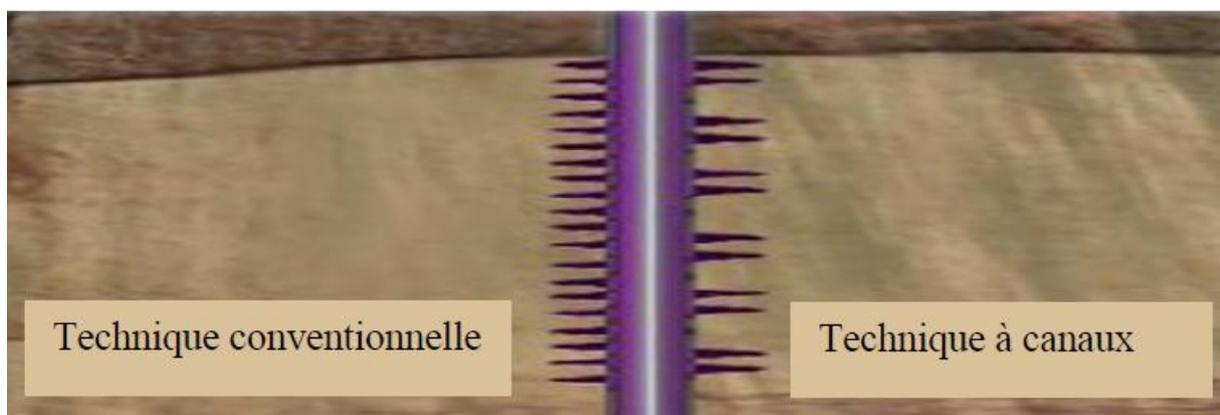


Figure IV.9: Répartition optimale des perforations.[19]

IV.2.6. Principaux avantages de la fracturation à canaux

- ✓ Réduction de la quantité d'agents de soutènements
- ✓ Risque de screen out < 3%.
- ✓ Meilleure amélioration du débit, IP, et S.
- ✓ FCD plus élevée que celle obtenue par le traitement conventionnel.
- ✓ Conductivité infinie et ne dépend pas de la granulométrie des agents de soutènements (donc pas de nécessité d'utiliser des agents de soutènements avec grand diamètre).
- ✓ Demi-longueur effective de la fracture plus grande.
- ✓ Prévenir les problèmes liés aux agents de soutènements (settling, flow back, etc).
- ✓ Améliore le dégorgement et le nettoyage de la zone voisine du puits.

IV.2.7. Critères de sélection et condition d'application

La sélection des puits candidat à la fracturation par la technique à canaux, doit tenir compte des conditions suivantes :

- ✓ Hauteur utile > 10 m (afin de permettre la création de larges canaux).
- ✓ Température de la formation < 345 °F (174°C).
- ✓ Roche consolidée.
- ✓ Perforation en faisceaux (cluster).
- ✓ Angle de déviation à l'intervalle de perforation <15 degrés.
- ✓ Module de Young doit être ≥ 2 . (Si le module de Young est inférieur à 2 Mpsi, on opte pour la fracturation conventionnelle et dans le cas où il est compris entre 2 et 4 Mpsi, les deux méthodes sont applicables. Si il est > 6, on opte pour la fracturation à canaux).

IV.2.8. Comparaison entre les deux techniques de fracturation

Tableau IV.4 : comparaison entre les deux techniques de fracturation[19]

Fracturation conventionnelle	Fracturation à canaux
Comparaison technique	
Stages : pre-pad, pad, dirty slurry	Pre-pad, pad, dirty slurry, tail in stage
Pompage de proppants en continu	Pompage intermittent
Fluide de fracturation : x-linked gel	x-linked gel + les fibres
Quantités élevées des proppant	Réduction de 45 à 55 % de proppant
Avantages et inconvénients	
Risque de screen out	Risque de screen out < 2%
Amélioration de débit, IP et S	Meilleure amélioration de Q, IP et S
Bonne FCD	FCD plus élevée
Bonne conductivité de la fracture mais elle dépend de la taille et de la forme des proppants	Conductivité infinie et ne dépend pas de la taille ni de la forme des proppants
$X_{f\text{ effective}} < X_{f\text{ propped}} < X_{f\text{ hyd}}$	$X_{f\text{ effective}} = X_{f\text{ propped}} = X_{f\text{ hyd}}$
J_D moins stable, déclin plus rapide	J_D plus stable, déclin moins rapide
Problèmes liés aux proppants (settling, flow back, etc.)	moins de problème de proppants
Dégorgement moins rapide	Dégorgement plus rapide
Nettoyage de la zone voisine du puits moins efficace	Amélioration du nettoyage de la zone voisine du puits

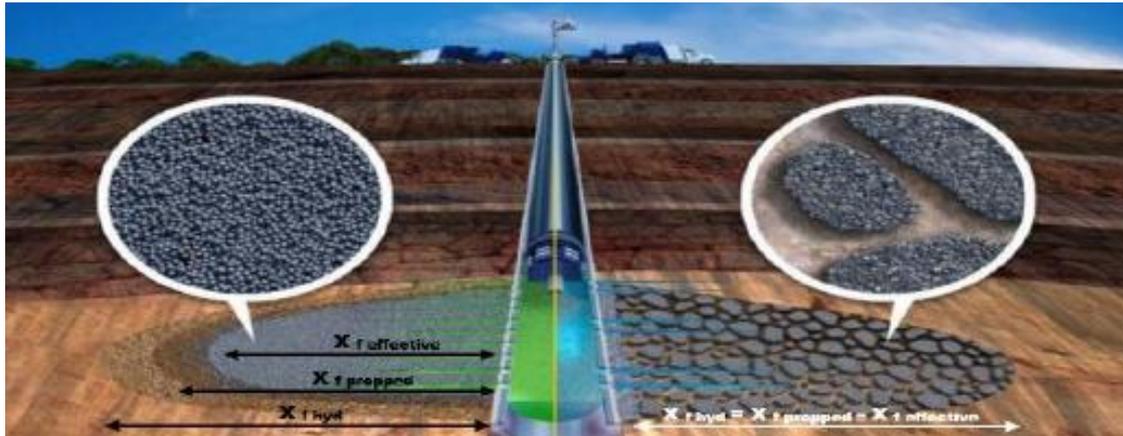


Figure IV.10 : Comparaison entre la géométrie de la fracture des deux techniques [19]

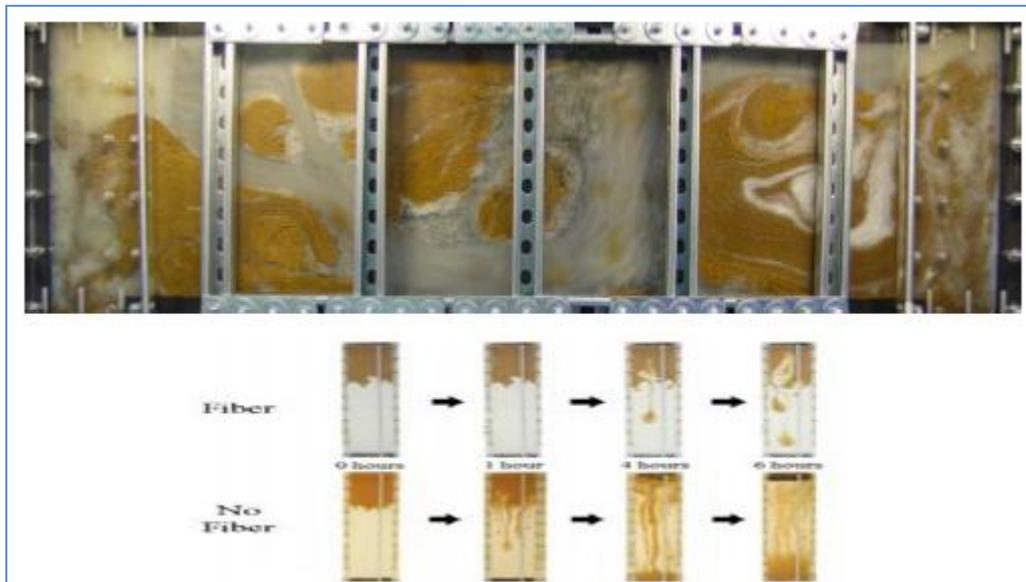


Figure IV.11 : Comparaison entre la dispersion et la décantation des agents de soutènements pour les deux techniques.[19]



Partie pratique





Chapitre V

Détermination des zones à fracturer



V.1. Présentation des puits fracturés dans la formation de Quartzite de Hamra :

V.1.1 Puits HGA1 :

V.1.1.1. Situation de puits HGA1 :

Le puits HGA1 est situé au sud du champ de Hassi-Messaoud dans le périmètre de Hassi-Guettar. Ayant pour coordonnées X = 807431 et Y= 100716.

La couche de Quartzite de Hamra est à une profondeur de 3260.5 m avec une épaisseur de 69 m et est considérée comme un réservoir de pétrole cette couche est divisée en six niveaux comme suit :

Tableau V.1. Les différents niveaux de quartzite el Hamra.[5]

<i>Les Quartzite de Hamra</i>	<i>les différents niveaux de QH</i>	<i>Toit</i>	<i>Mur</i>
	QH1	3332	3317
	QH2	3317	3300
	QH3	3300	3284
	QH4	3284	3263

La Quartzite de Hamra n'est pas la seul type de formation, il existe d'autres types telque:

Tableau V.2. Caractéristiques pétrophysiques du réservoir. [5]

<i>Caracteristiques petrophysiques du reservoir</i>						
<i>Découpage</i>				<i>Paramètre pétrophysiques</i>		
<i>Drain</i>	<i>Toit</i>	<i>Mur</i>	<i>épaisseur</i>	<i>PHIE %</i>	<i>Sw %</i>	<i>Vcl %</i>
<i>QH</i>	<i>3263m</i>	<i>3332m</i>	<i>69m</i>	<i>5</i>	<i>33</i>	<i>4</i>
<i>GEA</i>	<i>3332m</i>	<i>3350.5m</i>	<i>18.5m</i>	<i>/</i>	<i>/</i>	<i>/</i>
<i>AEG</i>	<i>3350.5m</i>	<i>3468m</i>	<i>117.5m</i>	<i>/</i>	<i>/</i>	<i>/</i>
<i>Z Alt</i>	<i>3468m</i>	<i>3492m</i>	<i>24m</i>	<i>11</i>	<i>21</i>	<i>4</i>
<i>R_i</i>	<i>3492m</i>	<i>3536m</i>	<i>44m</i>	<i>7</i>	<i>25</i>	<i>4</i>
<i>R_a</i>	<i>3536m</i>	<i>3603m</i>	<i>67m</i>	<i>/</i>	<i>/</i>	<i>/</i>

*V.1.1.2. Les caractéristiques de réservoir du QH :***Tableau V.3 : Les caractéristiques de réservoir du Quartzite el Hamra. [5]**

type de puits	Producteur d'huile
le nom de formation	quartzite de Hamra QH
type de roche réservoir	Sandstone
pression de réservoir	6628 psi
bottom hole temperature at the mid perforation	245degC

V.1.1.3. Historique de production :

- Puits foré est complété en janvier 1992 en 4"1/2 VAM ancré. Réservoir étant couvert d'un LCP. Trois DST ont été effectués en TCP sur les quartzites d'elhamra (3337 à 3317.5m), zone des alternances (3467 à 3469m) + Cambrien RI (3492 à 3513m) et les Grés d'el atchane (3321 à 3332m) + les argiles d'el Gassi (3375 à 3377.5m)
- Du 17/12/93 au 31/03/94: Opération Snubbing pour nettoyage le fond et descente CCE 1"660 pour déssalage.
- Du 23/02/99 au 15/03/99: Opération Snubbing pour nettoyage le fond et changement CCE 1"660.
- Le 24/07/03: Teste des annulaires 4"1/2 x 7" négatif, communication à 984m.
- Du 27/08/03 au 13/09/03: Opération Snubbing pour remonter CCE 1"660 et nettoyage fond.
- Essai de démarrage à l'azote sans résultat.
- Puits actuellement fermé pour débit nul.

V.1.1.4. L'Etat du puits avant la fracturation :

Tableau V.4 : Historique des Tests Jaugeages effectués sur le puits HGA1. [5]

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)		Observations
			Huile	Gaz		Tête	Pipe	Sépar.			Récupérée	Injectée	
10/09/1992	13	600	10.47	1825.78	155	59	24.8	7.2	47	.57			-----
13/09/1992	13	600	10.87	1884.04	153	59	25	6.9	47	.549			-----
16/09/1992	13	600	6.13	907.00	139	35.6	24.5	7.2	38	.588			-----
22/10/1992	13	600	3.31	426.78	130	49.5	31.3	7	28	1.513	250		-----
24/10/1992	13	600	3.41	457.69	142	51	31.8	7	21	1.514	100		-----
27/10/1992	13	600	4.11	894.80	219	35.5	25.8	6.5	21	.874	150		-----
05/11/1992	13	600	3.95	534.35	134	43	29	4.5	19	1.101	100		-----

D'après le tableau on remarque que le débit est diminué avec le temps jusqu'à 3.95 m³/h en 05/11/1992.

V.1.2. Puits HGA11 :

V.1.2.1. Situation du puits HGA11:

Le puits HGA11 est situé en zone HZP dans le périmètre de Hassi Guettar. Ayant pour coordonnées X = 80 8075,5 et Y= 99 829,27.

La couche de Quartzite de Hamra est à une profondeur de 3260.5 m avec une épaisseur de 76 m et est considérée comme un réservoir de pétrole cette couche est divisée en six niveaux comme suit :

Tableau V.5. Les différents niveaux de Quartzite El Hamra. [5]

Les Quartzite de Hamra	les différents niveaux de QH		Toit	Mur
	QH1		3323	3303
	QH2		3303	3285
	QH3		3285	3271
	QH4		3271	3254
	QH5		3254	3247

La Quartzite de Hamra n'est pas la seule formation existante dans notre puits HGA 11 il existe aussi d'autres drains comme suit :

Tableau V.6. Caractéristiques pétrophysiques du réservoir. [5]

<i>Caractéristiques pétrophysiques du réservoir</i>						
<i>Découpage</i>				<i>Paramètres pétrophysiques</i>		
<i>Drain</i>	<i>Toit</i>	<i>Mur</i>	<i>épaisseur</i>	<i>PHIE %</i>	<i>Sw %</i>	<i>Vcl %</i>
<i>QH</i>	<i>3247 m</i>	<i>3323m</i>	<i>76m</i>	<i>07</i>	<i>19</i>	<i>05</i>
<i>GEA</i>	<i>3323m</i>	<i>3340m</i>	<i>17m</i>	<i>09</i>	<i>24</i>	<i>07</i>
<i>AEG</i>	<i>3340m</i>	<i>3438m</i>	<i>98m</i>	<i>/</i>	<i>/</i>	<i>/</i>
<i>Z Alt</i>	<i>3438m</i>	<i>3458m</i>	<i>20m</i>	<i>/</i>	<i>/</i>	<i>/</i>
<i>R_i</i>	<i>3458m</i>	<i>3502m</i>	<i>44m</i>	<i>06</i>	<i>19</i>	<i>06</i>
<i>R_a</i>	<i>3502m</i>	<i>3517.6m</i>	<i>15.6m</i>	<i>12</i>	<i>27</i>	<i>08</i>

V.1.2.2. Les caractéristiques de réservoir du QH :

Tableau V.7 : Les caractéristiques de réservoir du Quartzite El Hamra. [5]

type de puits	Producteur d'huile
le nom de formation	quartzite de Hamra QH
type de roche réservoir	sandstone
porosité moyenne	7 %
Saturation moyenne en eau	19 %
perméabilité moyenne	1 Md
pression de réservoir	3138 psi
bottom hole temperature at the mid perforation	120 degC

V.1.2.3. Historique de production :

- Le puits HGA32 a été foré et complété en juillet 2003 en 4"1/2 N.Vam ancré, le réservoir étant recouvert d'un liner 4"1/2 cimenté et perforé.
- Le 17/06/2003 : un DST a été réalisé dans les Quartzites d'El Hamara à la côte 3298 m, donnant un débit $Q = 22,53 \text{ m}^3/\text{h}$, et une $P_g = 480,43 \text{ kg/cm}^2$.
- 11/09/2003: Perforation du réservoir Ri sur une longueur de 16,5 m, donnant un $Q=1,48 \text{ m}^3/\text{h}$.
- Le puits a subi dès lors plusieurs Kick Off et plusieurs cleans out sans aucun résultat.
- Il resta fermé pour une période de près de 2 ans pour cause de débit nul.
- 17/08/2005: perforation de la partie sommitale des Quartzites d'El Hamara sur une longueur de 26 m.
- Le 19/08/2005 : pose d'un MPBT à la côte 3353 m, pour l'isolation du Ri.
- Le 22/08/2005 : remise du puits en production en exploitant les Quartzites d'El Hamara.
- De 2006 jusqu'en décembre 2009, le puits HGA11 produisait avec un débit moyen de l'ordre de $5 \text{ m}^3/\text{h}$, avant d'être fermé le 01/12/2009 jusqu'au mois de décembre 2010 pour débit nul.
- 21/02/2011: perforation de la partie basale des Quartzites d'El Hamara sur une longueur de 19,5 m.
- Le puits HGA11 est exploité durant ces deux dernières années par des BE, grattages contrôlés et des cleans out assez périodiques, auxquels on peut ajouter les temps de fermeture qui ont fait que la moyenne de production mensuelle du puits n'est que d'environ $2,65 \text{ m}^3/\text{h}$ contre une moyenne de 17 jours de production par mois.

V.1.2.4.L'Etat du puits avant le fracturation :

Tableau V.8: Historique des Tests Jaugeages effectués sur le puits HGA11. [5]

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)		Observations
			Huile	Gaz		Tête	Pipe	Sépar.			Récupérée	Injectée	
22/09/2003	12	720	1.58	270.01	169	66.1	29.9	4.2	25	3.663			-----
27/08/2005	11	720	7.52	1058.22	141	49.2	29.5	4.69	26	.4901	0		-----
17/11/2005	11	720	5.99	571.56	95	42.6	25.2	4.18	17	.5328	0		-----
23/04/2006	11	1440	5.14	772.49	150	37.4	25.8	4.69	28	.5455	0		-----
15/02/2007	11	720	7.18	814.79	113	44.8	25.5	4.28	18	.4674	0		-----
23/06/2007	11	-	2.17	289.52	134	29.5	25.5	4.89	31	.8634	0		-----
10/12/2007	11	600	6.92	968.14	140	29.4	26	5.51	27	.2546	0		-----
01/04/2008	11	1440	5.59	785.95	141	26.6	25	4.28	17	.2186	0		-----
16/06/2008	11	600	7.1	925.06	130	26.7	23.9	6.42	29	.2171	0		-----
09/06/2009	11	720	6.73	1169.06	174	28	25.2	4.28	26	.236	0		-----
10/11/2009	11	-	4.41	348.90	79	31.5	19.7	5.3	13	.5352	0		-----
27/12/2010	11	600	2.4	355.66	148	31.7	27.6	4.28	8	.824	0		-----
20/04/2011	11	600	3.18	221.42	70	32.5	25	3.26	21	.7521	0		-----
09/07/2011	11	-	2.79	477.54	171	31	26.4	5.1	20	.7272	0		-----
30/08/2012	11	-	2.78	491.83	177	29.2	24	4.59	23	.7262	0		-----
20/09/2012	11	-	3.58	201.75	56	28	24	4.08	22	.5055	0		-----
01/12/2012	11	720	3.2	394.10	123	25.8	12.5	5.1	14	.6033	0		-----

D'après le tableau de jaugeage ci-dessus on remarque que le puits HGA11 nous donne un débit d'huile 1.58m³/h en 22/09/2003 et augmente jusqu'à atteindre un débit de 7.52m³/h le 27/08/2005 puisque ce puits est produise au début à partir la formation de Ri et en 22/08/2005 on remise le puits en production en exploitant les Quartzites d'El Hamara mais après 3 mois on constate que ce débit est diminué jusqu'à 3.2m³/h en 01/12/2012.

V.1.3. Puits HGA13 :

V.1.3.1. Situation du puits HGA13 :

Le puits HGA13 est situé en zone HZP dans le périmètre complexe. Ayant pour : coordonnées X = 807892,36 et Y= 100324,59.

La couche de Quartzite de Hamra est à une profondeur de 3260.5 m avec une épaisseur de 41 m et est considérée comme un réservoir de pétrole cette couche est divisée en six niveaux comme suit :

Tableau V.9. Les différents niveaux de Quartzite El Hamra. [5]

<i>Les Quartzite de Hamra</i>	<i>les différents niveaux de QH</i>	<i>Toit</i>	<i>Mur</i>
	QH1	3314	3298
	QH2	3298	3279
	QH3	3279	3264
	QH4	3264	3246
	QH5	3246	3241

La Quartzite de Hamra n'est pas la seul type des formations existe dans notre puits HGA 13 il existe aussi autre drains comme suit :

Tableau V.10. Caractéristiques pétrophysiques du réservoir. [5]

<i>Caracteristiques petrophysiques du reservoir</i>						
<i>Découpage</i>				<i>Paramètre pétrophysiques</i>		
<i>Drain</i>	<i>Toit</i>	<i>Mur</i>	<i>épaisseur</i>	<i>PHIE %</i>	<i>Sw %</i>	<i>Vcl %</i>
<i>QH</i>	<i>3241m</i>	<i>3314m</i>	<i>41m</i>	<i>05</i>	<i>15</i>	<i>02</i>
<i>GEA</i>	<i>3314m</i>	<i>3331m</i>	<i>47m</i>	<i>07</i>	<i>19</i>	<i>01</i>
<i>AEG</i>	<i>3331m</i>	<i>3439m</i>	<i>108m</i>	<i>/</i>	<i>/</i>	<i>/</i>
<i>Z Alt</i>	<i>3439m</i>	<i>3465m</i>	<i>26m</i>	<i>08</i>	<i>25</i>	<i>04</i>
<i>Cm-R_i</i>	<i>3465m</i>	<i>3504m</i>	<i>39m</i>	<i>07</i>	<i>13</i>	<i>04</i>

V.1.3.2. Les caractéristiques de réservoir du QH :**Tableau V.11. les caractéristiques de réservoir du Quartzite El Hamra. [5]**

type de puit	Producteur d'huile
le nom de formation	quartzite de hamra QH
type de roche reservoir	sandstone
porosité moyenne	5%
perméabilité moyenne	0.2 Md
pression de reservoir	6796 psi
bottom hole temperature at the mid perforation	120 degC

V.1.3.3. Historique de production :

- Le puits HGA13 a été foré et complété le 21/11/2003 avec un tubing de production 4"1/2 New Vam ancré, réservoir LCP.
- Du 03/02 au 21/02/04 : Intervention Snubbing pour nettoyage fond et descente CCE1 "660.
- Du 18/09 au 13/10/08 : Intervention Snubbing en vue remontée CCE1 "660 et nettoyage fond.
- Le 31/10/2008 : Perforations dans QH (du 3275 @ 3305m).
- Le 12/03/2009 : Clean out au réformat sans résultats.
- Le 21/09/2009 : Clean out sans résultats.
- 02/12/2009 : Clean out topé @ 1610m (tentative de passage négatif).
- Du 15/01 au 13/03/10 : Intervention Snubbing en vue changement tête du puits et nettoyage fond.
- Le 16/04/2010 : Clean out sans résultats.
- Du 13/12 au 22/12/10 : Intervention Snubbing pour nettoyage fond.
- Le 02/03/2011 : Clean out sans résultats.
- Le 15/04/2011 : Clean out topé @ 3408m (tentative de passage négatif).
- Actuellement le puits ouvert avec une $P_t = 27 \text{ kg/cm}^2$ et $Q_o \text{ calculé} = 0.7 \text{ m}^3/\text{h}$.

V.1.3.4.L'Etat du puits avant la fracturation :

Tableau V.12: Historique des Tests Jaugeages effectués sur le puits HGA13. [5]

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)		Observations
			Huile	Gaz		Tête	Pipe	Sépar.			Récupérée	Injectée	
08/11/2003	12.7	600	3.3	572.59	168	14.1		3.4	26	.415			-----
04/12/2003	12.7	600	13.93	2596.38	168	77.3		7.7	57	.538	120		DST
04/11/2008	9	720	1.2	91.65	76	31	28.5	3.37	14	.9355	0		-----

A partir le tableau au dessus on remarque que le puits HGA13 est démarrée par un débit de 3.3m³/h en 08/11/2003 puis on observe que ce débit augmente jusqu'à 13.93m³/h mais en 04/11/2008 le puits nous donne un débit très faible de 1.2m³/h.

V.1.4. Puits HGA28 :

V.1.4.1.Situation du puits HGA28:

Le puits HGA28 est situé en zone HZP dans le périmètre de Hassi Guettar ayant pour coordonnées X = 807618 et Y= 101799.

La couche de Quartzite de Hamra est à une profondeur de 3260.5 m avec une épaisseur de 22 m et est considérée comme un réservoir de pétrole cette couche est divisée en six niveaux comme suit :

Tableau V.13. Les différents niveaux de Quartzite El Hamra. [5]

Les Quartzite de Hamra	les différents niveaux de QH	Toit	Mur
	QH1	3305	3287
	QH2	3287	3283

La Quartzite de Hamra n'est pas le seul type des formations existe dans notre puits HGA28 il existe aussi autre drains comme suit :

Tableau V.14. Caractéristiques pétrophysiques du réservoir. [5]

<i>Caracteristiques petrophysiques du reservoir</i>						
<i>Découpage</i>				<i>Paramètre pétrophysiques</i>		
<i>Drain</i>	<i>Toit</i>	<i>Mur</i>	<i>épaisseur</i>	<i>PHIE %</i>	<i>Sw %</i>	<i>Vcl %</i>
<i>QH</i>	<i>3283m</i>	<i>3305m</i>	<i>69m</i>	<i>5</i>	<i>33</i>	<i>4</i>
<i>GEA</i>	<i>3305m</i>	<i>3318m</i>	<i>18.5m</i>	<i>/</i>	<i>/</i>	<i>/</i>
<i>INTRUS</i>	<i>3318m</i>	<i>3376m</i>	<i>117.5m</i>	<i>/</i>	<i>/</i>	<i>/</i>
<i>GEA</i>	<i>3376m</i>	<i>3388m</i>	<i>24m</i>	<i>11</i>	<i>21</i>	<i>4</i>
<i>AEG</i>	<i>3388m</i>	<i>3421m</i>	<i>44m</i>	<i>7</i>	<i>25</i>	<i>4</i>
<i>INTRUS</i>	<i>3421m</i>	<i>3442m</i>	<i>67m</i>	<i>/</i>	<i>/</i>	<i>/</i>
<i>AEG</i>	<i>3442m</i>	<i>3469m</i>				
<i>Z-ALT</i>	<i>3469m</i>	<i>3494m</i>				
<i>Ri</i>	<i>3494m</i>	<i>3535m</i>				
<i>Ra</i>	<i>3535m</i>	<i>3554m</i>				

V.1.4.2. Les caractéristiques de réservoir du QH :

Tableau V.15. Les caractéristiques de réservoir du Quartzite El Hamra. [5]

type de puit	Producteur d'huile
le nom de formation	quartzite de Hamra QH
type de roche reservoir	sandstone
module de young	4- 5 Mpsi
coefficient de poisson	0,20 - 0,35
porosité moyenne	3.6 %
Saturation moyenne en eau	29 %
perméabilité moyenne	0.2 Md
pression de reservoir	5068 psi
bottom hole temperature at the mid perforation	120 degC

V.1.4.3. Historique de production :

- Le puits HGA28 a été foré et complété en Janvier 2011 en 4"1/2 N.Vam ancré, le réservoir étant laissé en Open Hole.
- Deux DST ont été réalisées :
 - Le 1^{er} DST dans les ‘‘ Quartzites d’El Hamra’’ non éruptif (sec).
 - Le 2^{ème} DST dans le Cambrien il donna $Q_0 = 2,32 \text{ m}^3/\text{h}$.
- Le 11/11/2011 : Opération de Work Over ayant pour but :
 - La remontée de la complétion 4"1/2 New Vam ancré.
 - La mise en place d’un bouchon de ciment pour abandonner complètement l’open hole.
 - L’ajuster du bouchon de ciment jusqu’à la côte du +/-3490m/TR.
 - La mise en place d’un Bridge Plug au dessus du bouchon de ciment.
 - La perforation des Quartzites d’El Hamra à travers le casing 7".
 - La Recomplétion du puits en tubing 4"1/2 ancré à +/-3250m (CE)

V.1.4.4.L’Etat du puits HGA28 avant la fracturation :

Tableau V.16: Historique des Tests Jaugeages effectués sur le puits HGA28. [5]

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)	
			Huile	Gaz		Tête	Pipe	Sépar.			Récupérée	Injectée
15/01/2011	9.5	-	2.32	327.10	141	19.6	10	3.95	17	.4859	0	

Selon le tableau de jaugeage on constate que le puits HGA28 est débite de $2.23 \text{ m}^3/\text{h}$ en 15/01/2011.

V.1.5. Puits HGA32 :**V.1.5.1. situation du puits HGA32 :**

HGA32 est un puits producteur d'huile vertical foré dans la zone HZP qui est situé dans la partie Ouest du gisement de Hassi Guettar. Ce puits a été complété en mai 2011 par le réservoir est laissé en open hole, les coordonnées sont cités dans la carte suivante :

Puits : HGA32	zone : HZP
Date de fin de forage : 30/04/2011	
Périmètre : HASSI GUETTAR	
X= 778096,978	Y= 3482591,959
Z Table : 172,5 m	
Appareil : NDIL284ATUS : producteur huile	
Etat : ouvert	

Le drain de Quartzite de Hamra est situé à une profondeur de 3366 m avec une épaisseur de 97 m et est considérée comme un réservoir d'huile, ce drain est divisée en six niveaux comme suit :

Tableau V.17. Les différents niveaux de Quartzite El Hamra. [5]

les niveaux de QH	Toit	Mur
QH1	3463	3446
QH2	3446	3429
QH3	3429	3413
QH4	3413	3395
QH5	3395	3372
QH6	3372	3366

Ce puits est constitué d'autres formations comme suit:

Tableau V.18. Caractéristiques pétrophysiques du réservoir. [5]

<i>Caracteristiques petrophysiques du reservoir</i>						
<i>Découpage</i>				<i>Paramètre pétrophysiques</i>		
<i>Drain</i>	<i>Toit</i>	<i>Mur</i>	<i>épaisseur</i>	<i>PHIE %</i>	<i>Sw %</i>	<i>Vcl %</i>
<i>QH</i>	<i>3367m</i>	<i>3463m</i>	<i>96m</i>	<i>7</i>	<i>23</i>	<i>2</i>
<i>GEA</i>	<i>3463m</i>	<i>3483m</i>	<i>20m</i>	<i>/</i>	<i>/</i>	<i>/</i>
<i>AEG</i>	<i>3483m</i>	<i>3492m</i>	<i>08m</i>	<i>/</i>	<i>/</i>	<i>/</i>
<i>Intrusive</i>	<i>3491m</i>	<i>3503m</i>	<i>12m</i>	<i>/</i>	<i>/</i>	<i>/</i>

V.1.4.2. Les caractéristiques de réservoir du QH :

Tableau V.19 : Les caractéristiques de réservoir du Quartzite el Hamra. [5]

les parametres	Quartzite de Hamra
permeability Md	1
Gross Pay, m	96
Net Pay, m	12
Reservoir Pressure, Psi	5138
Reservoir Temperature, °C	120
Porosity, %	7
Water Saturation, %	23

V.1.4.3. Historique de production :

- Le puits HGA32 a été foré et complété 10/05/2011 en 4"1/2 N.Vam ancré, le réservoir étant laissé en Open Hole.
- Le 24/04/2011 : un DST a été réalisé dans le Quartzites d'El Hamra à 3435 m, donnant un débit $Q = 9 \text{ m}^3/\text{h}$, et une $P_g = 404,16 \text{ kg}/\text{cm}^2$.
- Le 16/11/2011: nettoyage du puits jusqu'au fond TD = 3475 m, avec un retour de cailloux en surface.
- Le potentiel du puits commença à décliner dès sa mise en production par rapport au potentiel révélé par le DST, ne se contentant que d'un débit moyen de l'ordre de $1,4 \text{ m}^3/\text{h}$.
- Le 14/07/2012 : Opération d'acidification sans pour autant améliorer le potentiel de production.

- Du 16/12/ au 31/01/2013 : WO pour la descente d'un LCP en vue Fracuration.

V.1.5.4.L'Etat de puits avant la fracturation :

Tableau V.20. Les donnés du puits HGA32 qui extrait à partir le jaugeage. [5]

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)	
			Huile	Gaz		Tête	Pipe	Sépar.			Récupérée	Injectée
23/04/2011	9.53	-	9	1657.95	184	83.1	10	4.37	30	0.5344	0	
12/11/2011	9	-	2.4	244.44	102	29	26	4.49	15	0.4838	0	
24/11/2011	9	720	1.8	106.55	59	35	27.5	3.06	9	0.9819	0	
14/12/2011	9	600	1.6	267.63	167	33.5	27	4.28	15	1.032	0	
08/04/2012	9	600	1.4	229.42	164	28.5	27	3.16	14	0.6137	0	
03/05/2012	9	600	1.19	95.31	80	27.2	26.2	3.47	21	0.5846	0	

Selon le tableau de jaugeage on constate que le puits HGA32 nous donne une bonne valeur de débit atteindre à 9 m³ / h au 23/04/2011 mais ce débit tombe directement à la valeur de 1,19 m³ / s en 03/05 /2012.

V.2. Les choix des zones favorables à la fracturation pour chaque puits :

Les intervalles ont été choisis selon des critères de sélection bien déterminés, en tenant compte des données des différents logs de diagraphie, l'interprétation élastique (Gamma Ray, saturation eau, saturation d'huile.) et le profil de contrainte.

V.2.1.Puits HGA1 :

V.2.1.1. A partir des données de profil de contraintes :

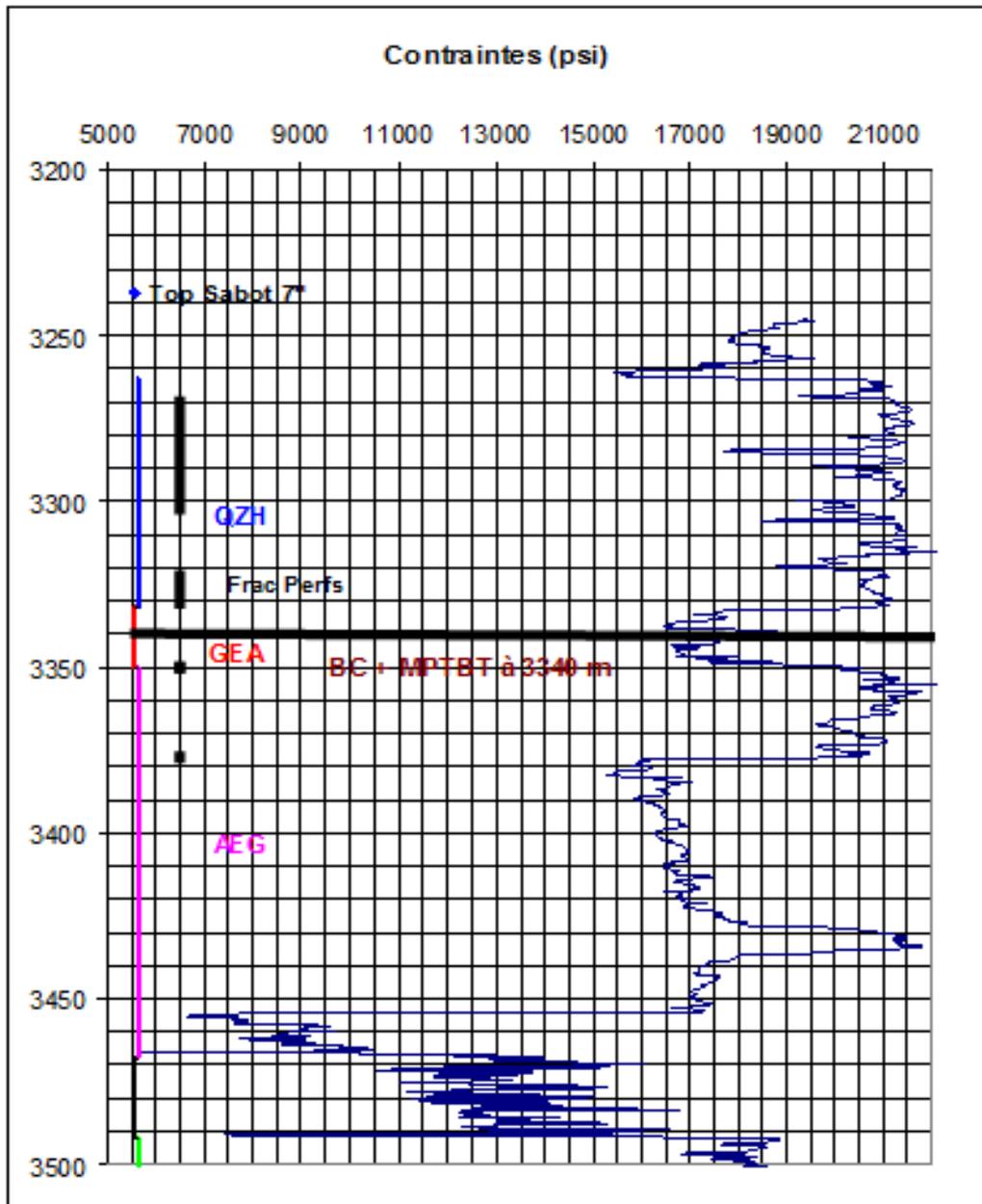


Figure V.1. Log de profil de stress de puits HGA1.

D’après le profil de stress du puits HGA1 on peut sélectionner les endroits qui sont appropriés initialement pour effectuer l’opération de fracturation. Mais tout d’abord on peut voir les zones qui ne peuvent pas être fracturés :

- la partie inférieure de (3340m au fond) est isolée par BC+ MPTB donc n’est pas intéressante pour notre cas d’étude, car il y a la présence de plusieurs obstacles tel que la salinité d’eau très élevée.
- la zone de profondeur (3269-3313m) est déjà perforée au début pour la production mais avec le temps, le débit de cette zone a diminué malgré plusieurs opérations d’entretien pour augmenter le débit. Donc on va éliminer cet intervalle.

Le tableau suivant présente les intervalles favorables qui se trouvent dans ce profil :

Tableau V.21. Les intervalles propres pour initier une fracture.

Toit	Mur	Epaisseur	stress
3313	3315	2	Max
3315	3320	5	min
3320	3334	14	min
3334	3340	6	min

Puis on élimine les intervalles de stress max pour déterminer les endroits à faible valeur de contrainte dans la zone productrice pour les fracturer. L’intervalle de profondeur (3315-3340m) est le plus favorable pour la fracturation. Mais le profil de stress n’est pas suffisant, il faut faire une comparaison avec l’Elan afin de sélectionner une zone de bonne caractéristiques pétro-physiques par rapport aux autres.

V.2.1.2. A partir les logs de diagraphie :

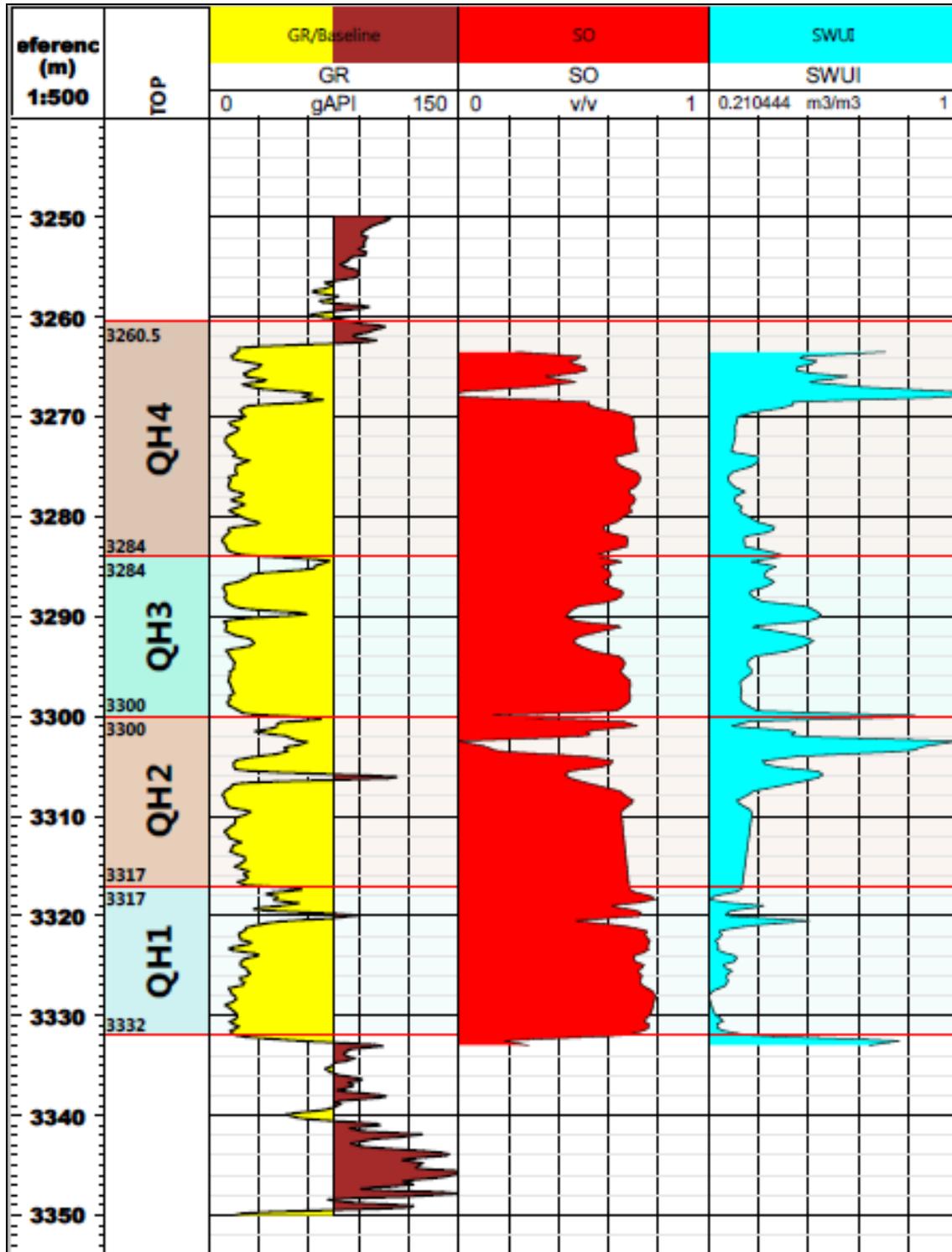


Figure V.2. Différents logs du puits HGA1.

D'après l'interprétation des élans (GR, Sw, So) issues des différentes opérations électriques, on peut conclure que la zone (3315 – 3334) est la plus favorable pour la fracturation hydraulique suite aux faibles contraintes, mais il faut choisir les bon intervalles et éliminer ceux qui ont de mauvais paramètres comme (la saturation d'eau et de gaz ; les niveaux des argiles et les intervalles pauvre d'huile...). Alors on a choisit l'intervalle (3332-3321m) qui est indiqué dans la (figure V.3)

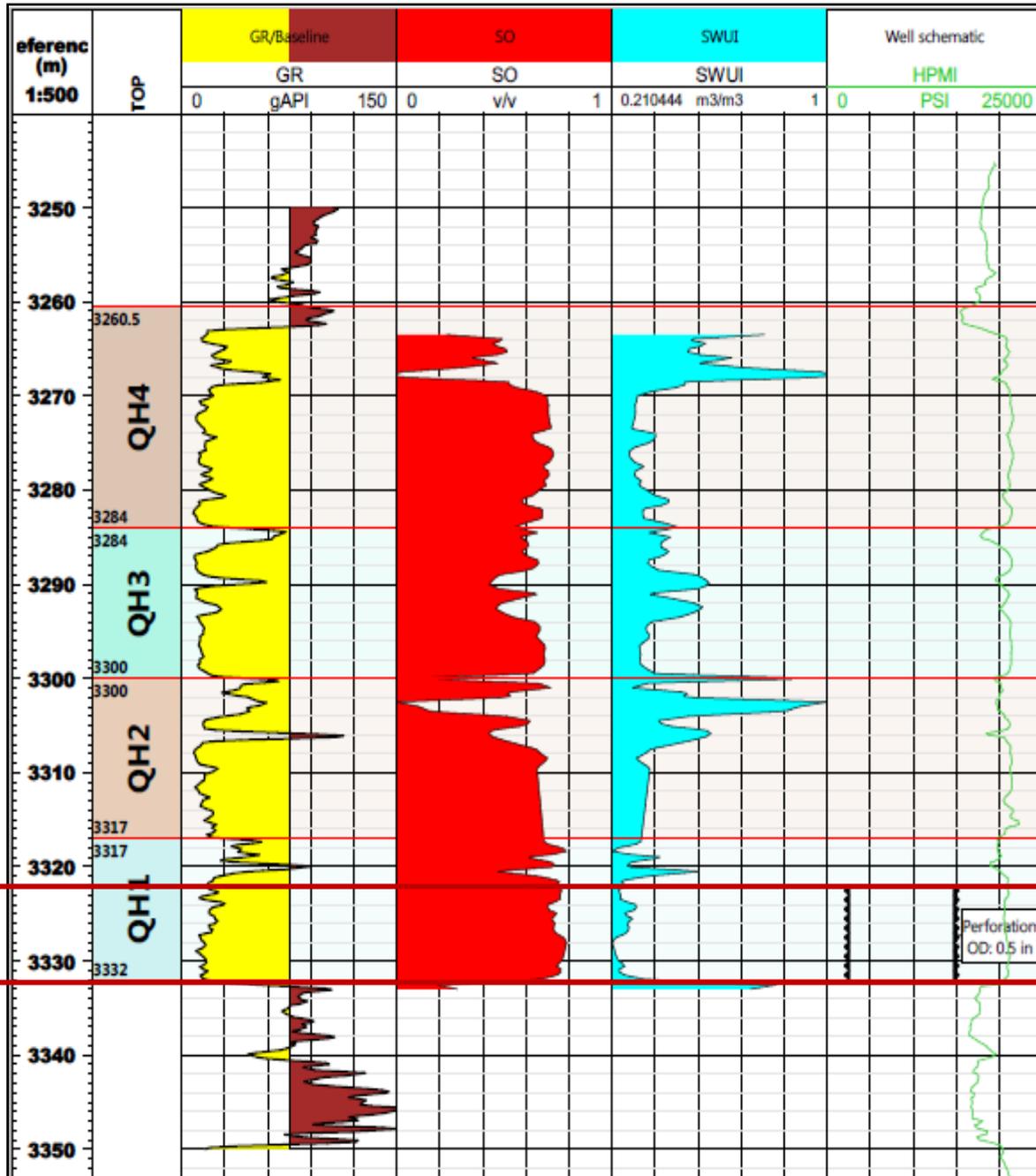


Figure V.3. L'intervalle approprié pour réaliser l'opération de fracturation.

Remarque : Cette procédure va être appliquée pour les autres puits afin de déterminer l'intervalle favorable à la fracturation.

V.2.2. Puits HGA11 :

V.2.2.1. A partir l'interprétation de profil de stress :

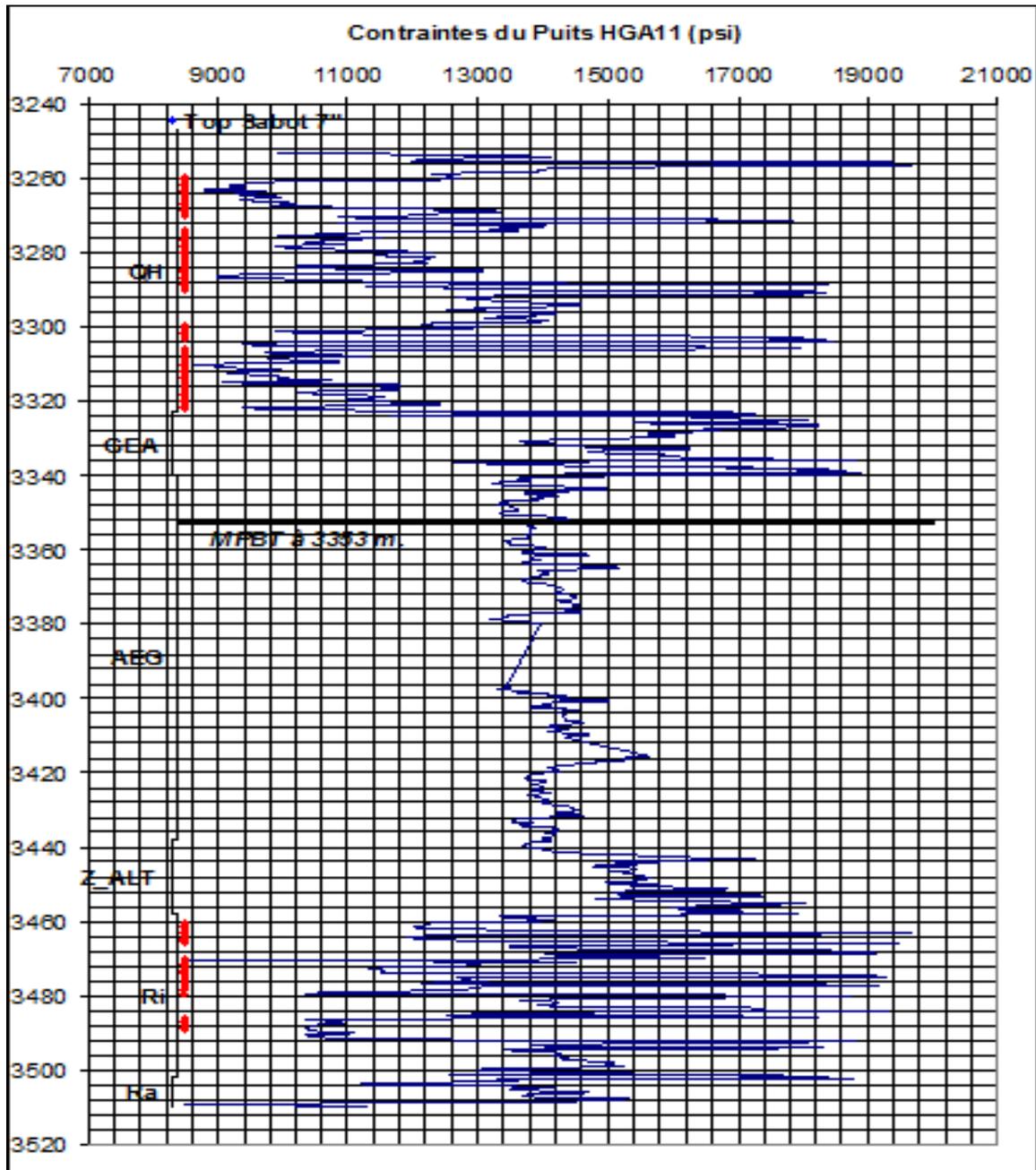


Figure V.4. Log de profil de stress du puits HGA11.

Selon le log de profil de stress. Les zones inacceptables pour la fracturation sont :

- la zone de profondeur (3353m- au fond) est déjà isolée par MTBT. Donc elle est éliminée.
- la zone de profondeur (3300 – 3325m) est déjà perforé afin de la production car le puits HGA11 au début a été produise du cette zone jusqu’à la diminution de débit d’huile alors même cette zone est supprimé dans les choix des zones peut fracable.

On résumer les résultats de profil de stress dans le tableau au dessous qui présente les intervalles possible de participer à la fracturation hydraulique :

Tableau V.22. Les intervalles propres pour initier une fracture.

Toit	Mur	Epaisseur	stress
3260	3269	9	min
3269	3271	2	max
3271	3272	1	min
3272	3276	4	max
3276	3286	10	min
3286	3290	4	min
3290	3300	10	max
3326	3340	14	max
3340	3352	14,08	min

On peut minimiser ces intervalles en 4 drains principaux selon les contraintes comme suit :

- ✓ De 3260 à 3290m, cette zone a des contraintes faibles (8950 à 1330 psi) avec un pic de 8600 psi.
- ✓ De 3390 à 3300m, cette zone a des contraintes très élevées (12800 -13600psi).
- ✓ De 3326 à 3340m, les contraintes sont élevées (12600 – 13570psi).
- ✓ De 3340 à 3352m, les contraintes sont faibles (6960 – 8810psi).

Les zones de contraintes élevées ne sont pas intéressantes dans notre cas. On se base sur les zones à faibles contraintes pour assurer le succès de l'opération de fracturation. Ensuite il faut faire une corrélation avec l'Elan comme le puits précédent.

V.2.2.2.A partir les différents logs de diagraphie :

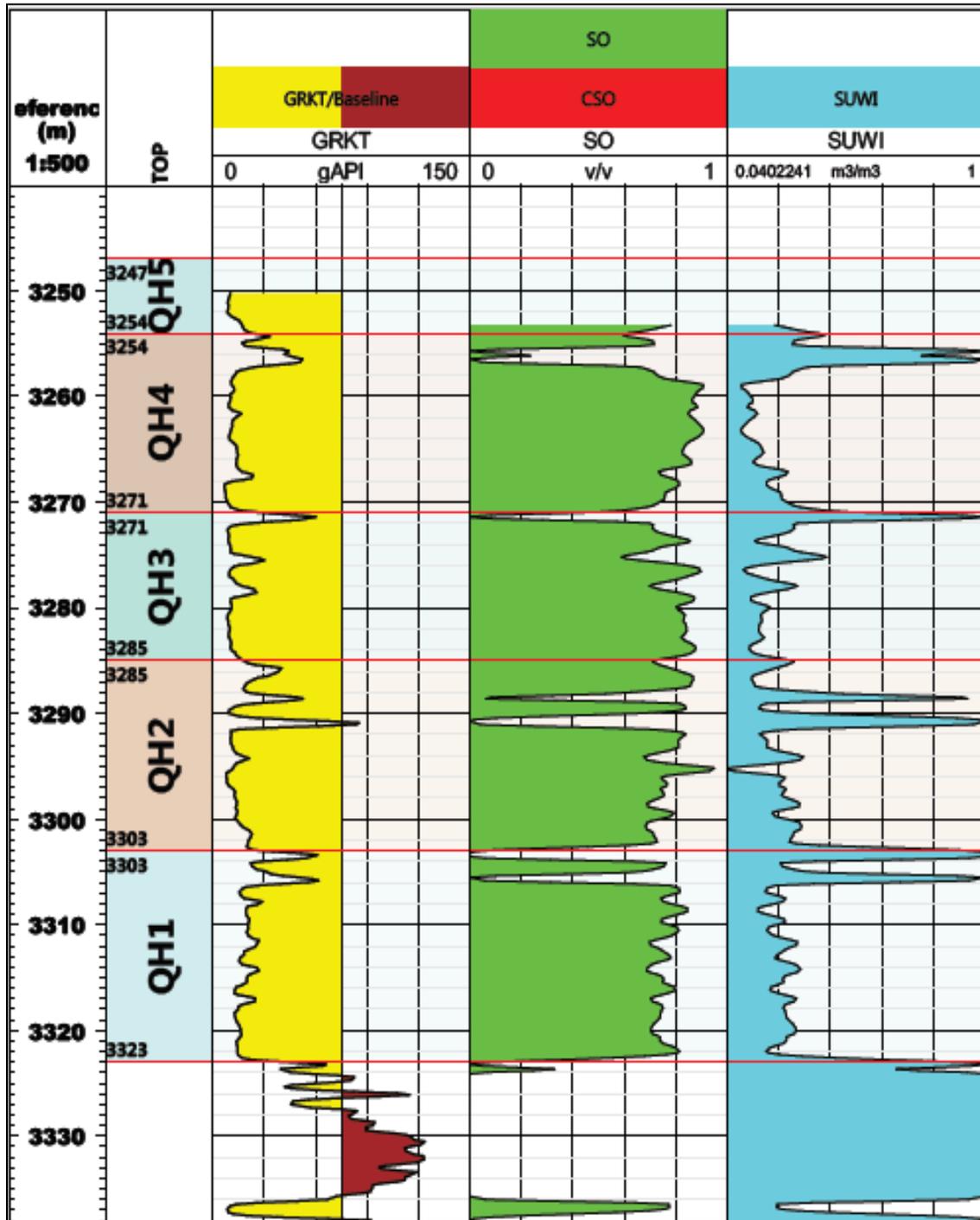


Figure V.5. Différents logs du puits HGA11.

Selon les logs de GR et So et Sw on constate que :

- La zone de (3340 au 3352m) est se trouve dans le plan d'eau et ne contient pas des réserves d'huile. Alors on va être annulé cette zone.
- La zone de (3260-3290) contient les conditions favorables pour assurer l'opération de fracturation (réserves d'huile, absence d'argiles avec une faible saturation d'eau).donc on a choisi cette zone (figure au dessous).

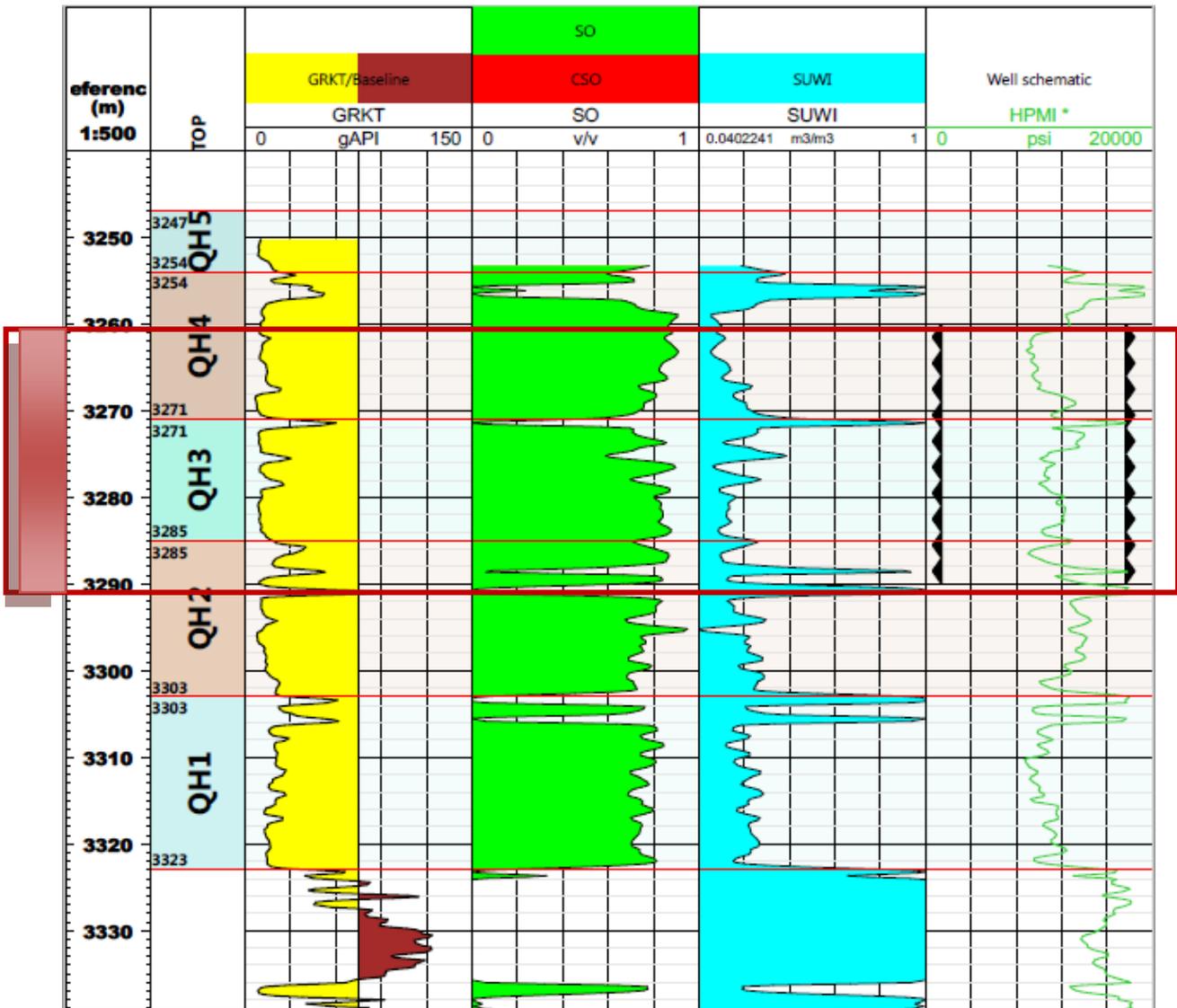


Figure V.6. L'intervalle approprié pour réalisé l'opération du fracturation.

V.2.3. Puits HGA13 :

V.2.3.1. A partir des données de profil de stress :

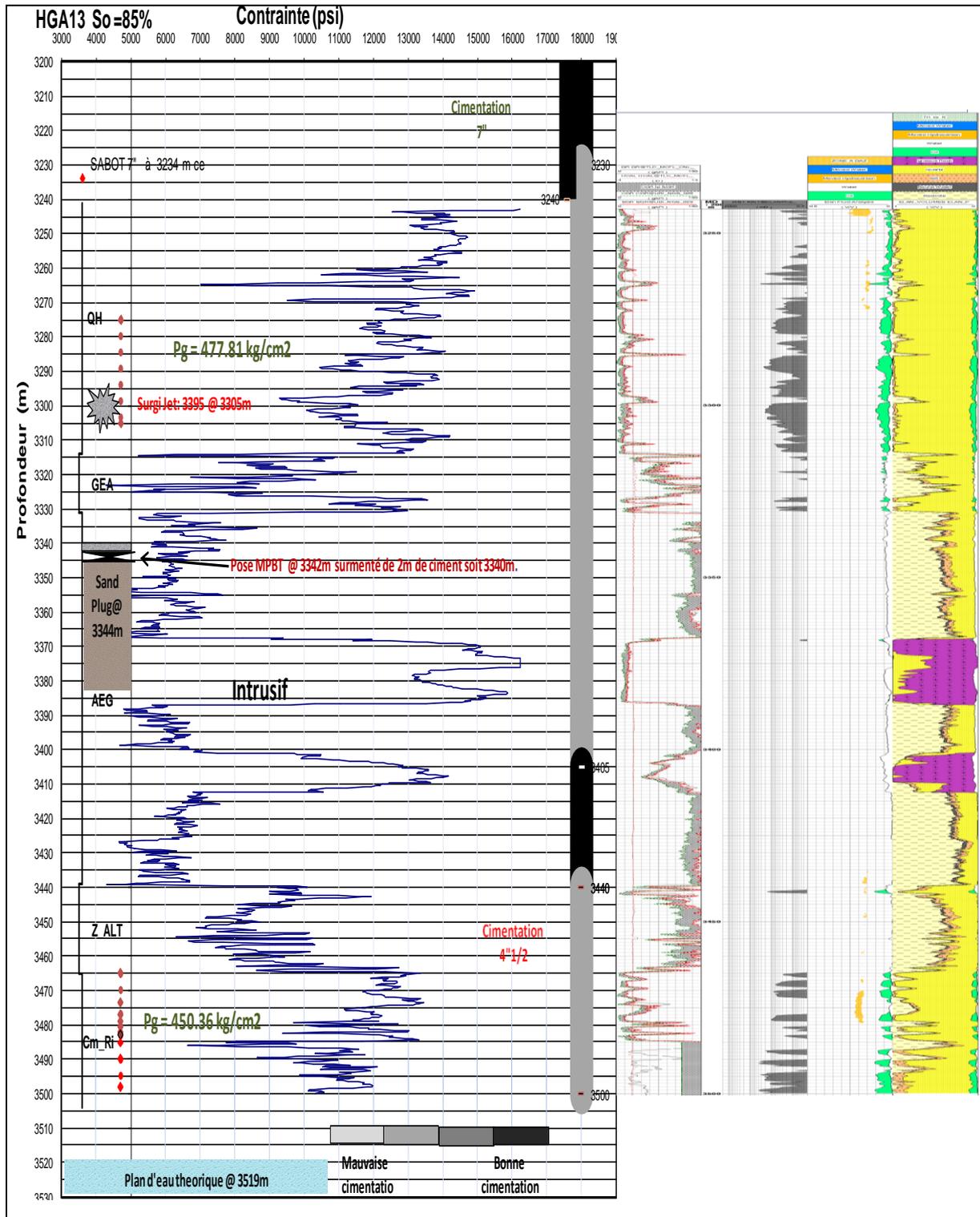


Figure V.7. Log de profil de stress de puits HGA13.

On va sélectionner les zones qui ne peuvent pas être fracturées :

- la zone de (3342 au fond) est déjà isolée par MTBT avec un plug de sable à cause de séparer la zone de (3342-3500m), Donc elle est éliminée.

On résumer les résultats de profil de stress dans le tableau au dessous qui présente les intervalles possible de participer à la fracturation hydraulique :

Tableau V.23. Les intervalles propres pour initier une fracture.

Toit	Mur	Epaisseur	stress
3244	3260	16	Max
3264	3265	1	min
3265	3269,5	4,5	max
3269,5	3270	1,5	min
3270	3305	35	min
3305	3325,2	20.2	min
3325,2	3330	4,8	max
3330	3339	9	min

On peut minimiser ces intervalles en 5 drains principaux selon les contraintes comme suit :

- De 3244 à 3269.5m, cette zone a des contraintes très élevées (13000-14700psi).
- De 3269.5 à 3325.2m, les contraintes sont faibles (10100-14150psi) avec des pics de (5000-6000psi).
- De 3325.2 à 3330m, les contraintes sont élevées (10900 – 13520psi).
- De 3330 à 3339m, cette zone a des contraintes faibles (5200 – 8800).

Les zones qui peuvent choisir à partir les faibles contraintes sont :

- ✓ De 3269.5 à 3325.2m
- ✓ De 3330 à 3339m.

Ensuit on fait une comparaison avec les ELAN.

V.2.3.2. A partir des logs de la diaggraphie :

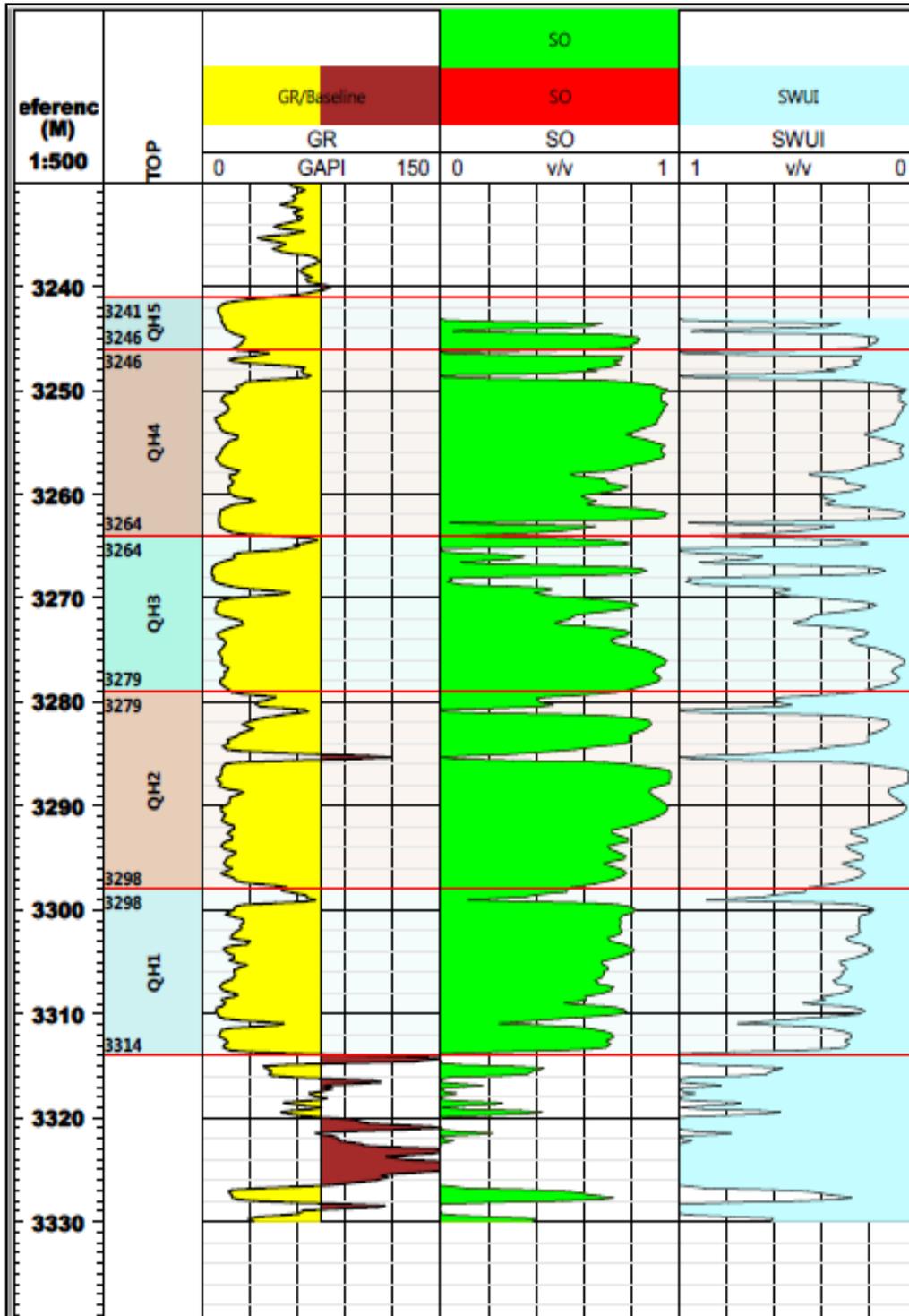


Figure V.8. Différents logs du puits HGA13.

Selon les logs au dessus. On constat que :

- ✓ la partie de (3330-3339m).est se trouve dans le plan d'eau (absence des réserves d'huile). Alors on va être annulé cette zone.
- ✓ La zone de (3269.5-3325.2m) est la plus appropriée pour la fracturation selon aux faibles contraintes, mais il faut choisir les bon intervalles et éliminer ceux qui ont de mauvais paramètres comme (la saturation d'eau ; les niveaux des argiles et les intervalles pauvre d'huile...). Alors on a choisit l'intervalle (3396-3301m) qui est indiqué dans la (figure V.9).

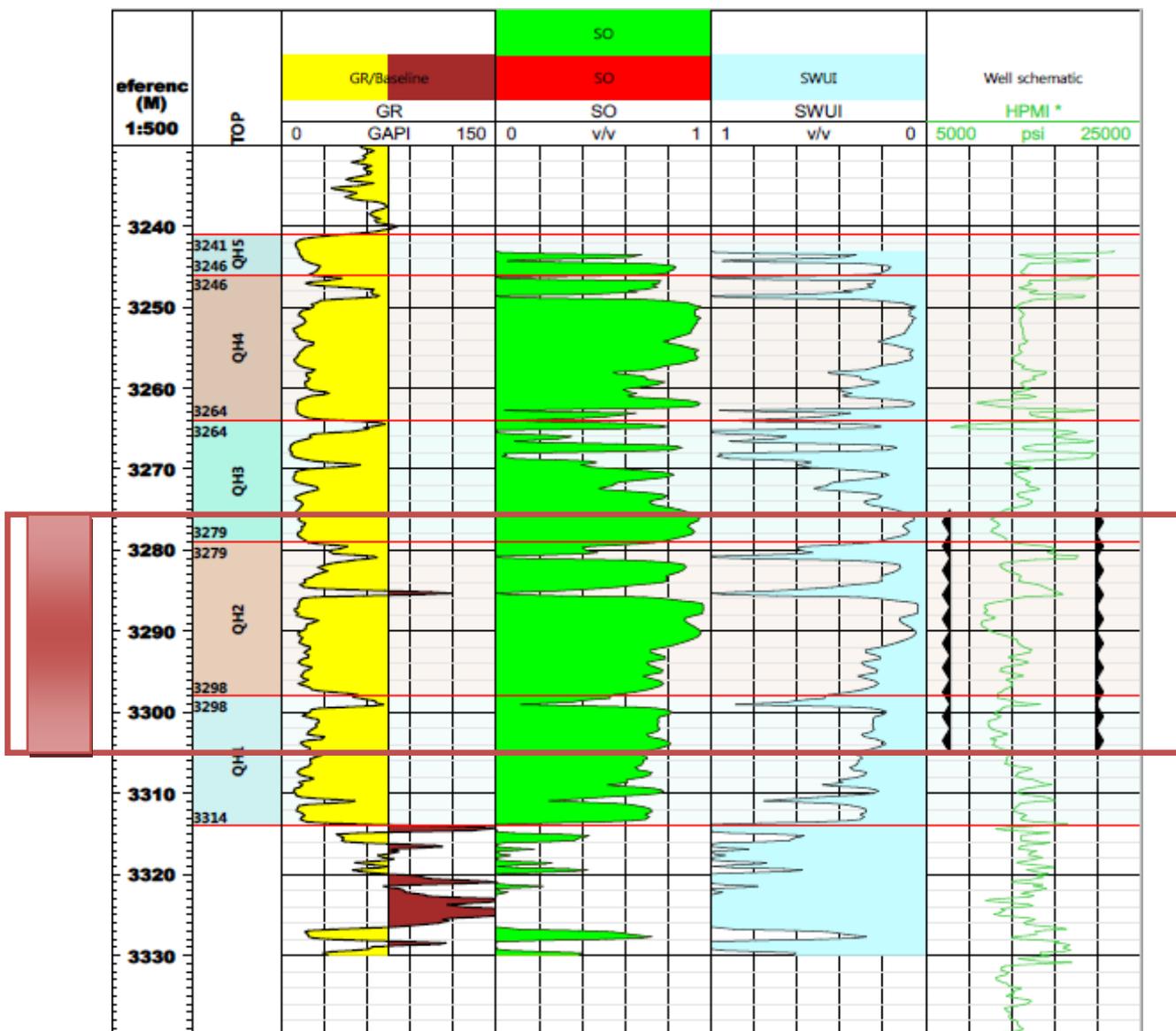


Figure V.9. L'intervalle approprié pour réalisé l'opération du fracturation.

V.2.4. Puits HGA28 :

V.2.4.1.A partir les données de profil de stress :

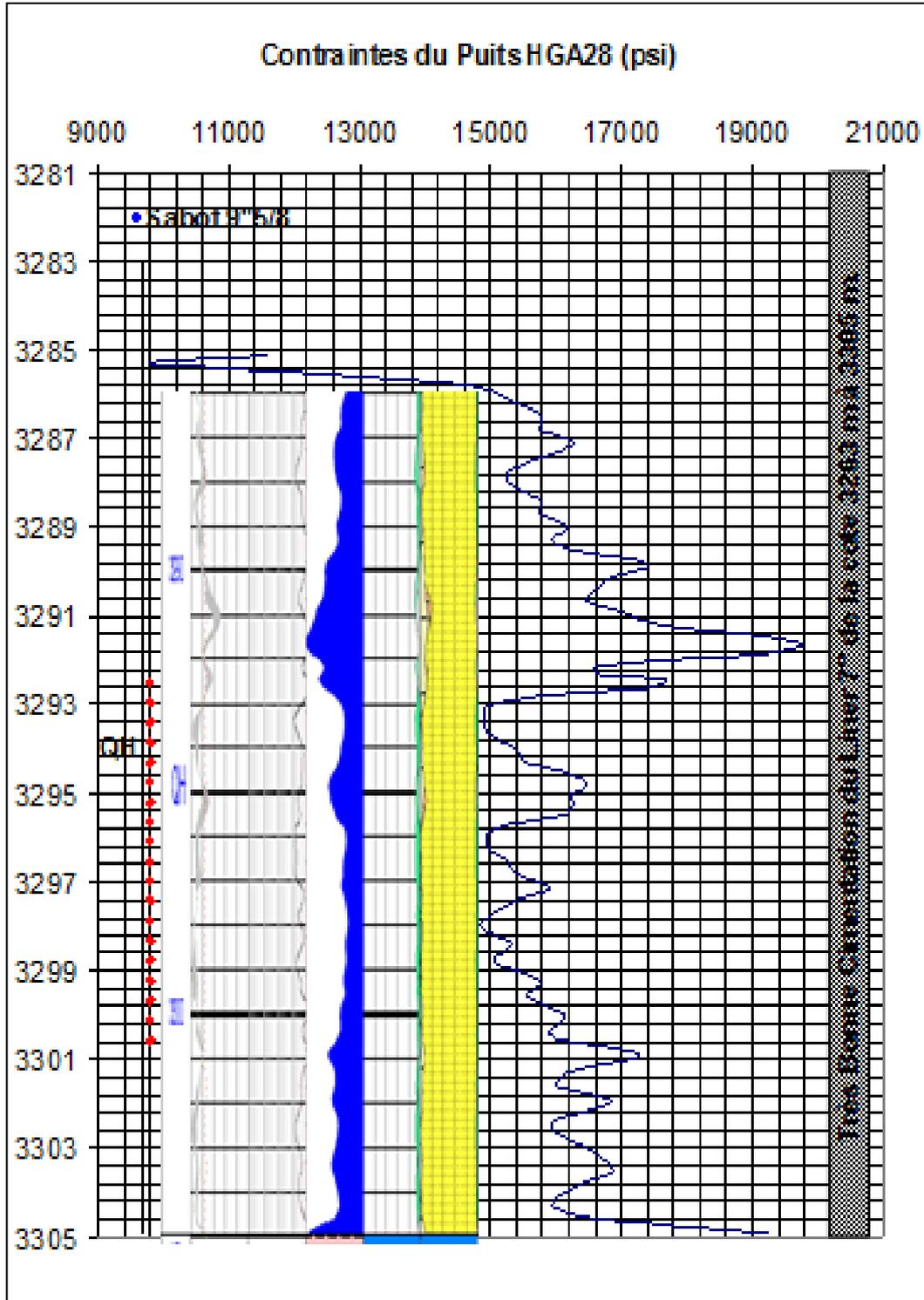


Figure V.10. Log de profil de stress de puits HGA28.

D’après le log de profil de contrainte de la roche on remarque qu’il existe 4 drains principaux comme suit :

- ✓ De 3287 à 3289.4m, cette zone z des contraintes faibles (15390 – 16200 psi).
- ✓ De 3290.6 à 2392.5m, les contraintes sont très élevées (17400 – 19800psi).
- ✓ De 3292.5 à 3301m, cette zone a des contraintes faibles (14980–16300psi).
- ✓ Du 3301 à 3304.6m, les contraintes sont moyens (15900-17100psi).

Les zones qui peuvent choisir à partir les faibles contraintes sont :

- 1- De 3287 à 3289.4m
- 2- De 3292.5 à 3301m.

V.2.4.2.A partir de la diagraphie :

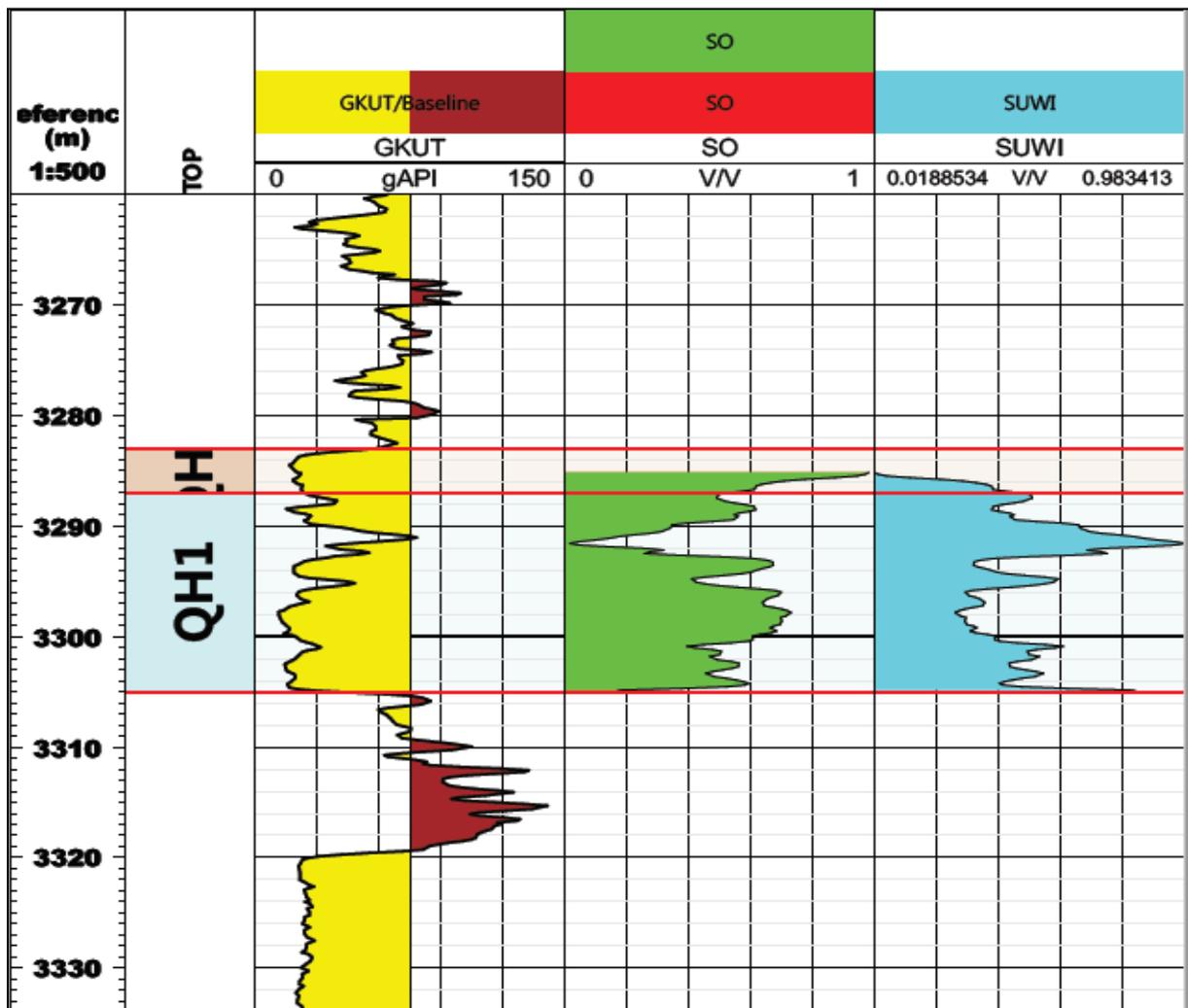


Figure V.11. Différents logs du puits HGA28.

Selon l'interprétation des ELAN on remarque que :

- ✓ La zone de (3287 – 3289.4m) est contient d'une saturation d'eau plus que de la saturation d'huile et l'épaisseur de cette zone est plus petite pour effectuer le traitement principal, donc elle est éliminée.
- ✓ La zone de profondeur (3292.5-3300.6m) est le plus favorable pour la fracturation suite aux faibles contraintes, mais il faut choisir les bon intervalles et supprimer ceux qui ont de mauvaise conditions comme (la saturation d'eau ; les niveaux des argiles et les intervalles pauvre d'huile...). Alors on a choisit l'intervalle (3396-3301m) qui est indiqué dans la (figure V.12).

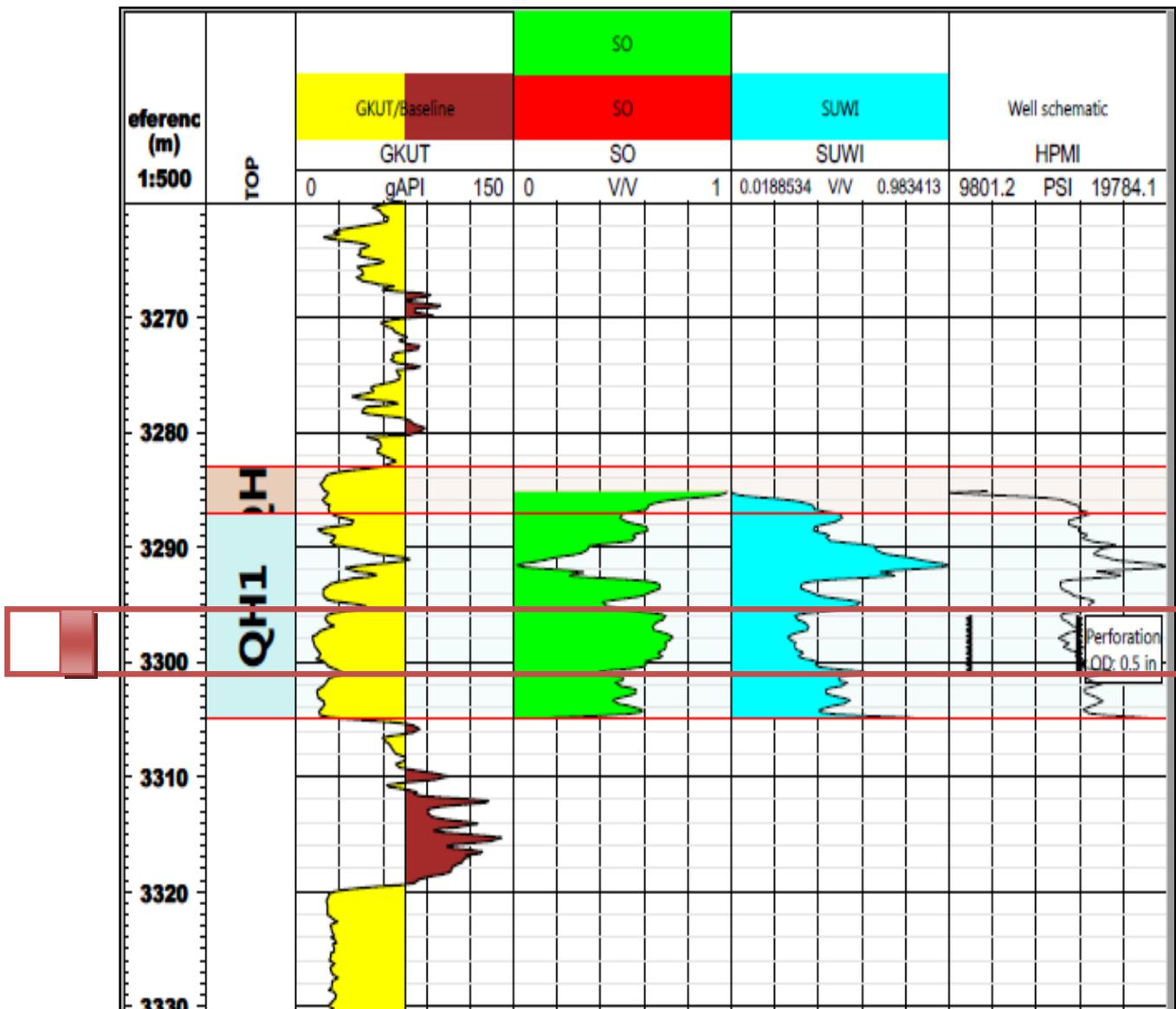


Figure V.12. L'intervalle approprié pour réaliser l'opération du fracturation.

V.2.5. Puits HGA32 :

V.2.5.1. A partir Les données de profil de contrainte :

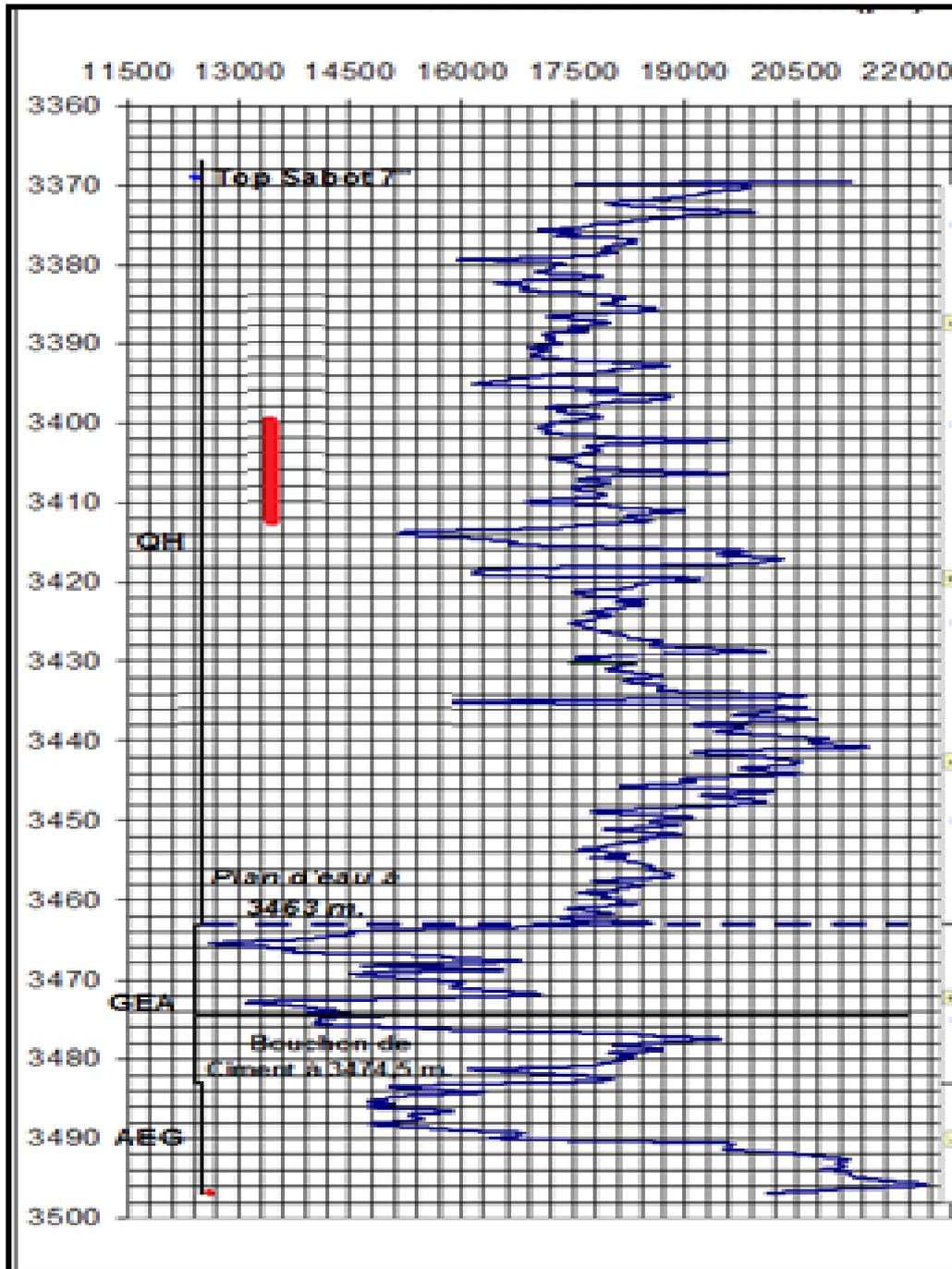


Figure V.13. Le log e profil de stress de puits HGA32.

On résumer les résultats de profil de stress dans le tableau au dessous qui présente les intervalles possibles de participer à la fracturation :

Tableau V.24. Les intervalles propres pour initier une fracture.

	Toit	Mur	épaisseur	stress
Quartzite de Hamra	3370	3374	4m	max
	3374	3379	5m	max
	3380	3389.5	9.5m	min
	3390	3412.6	22.6m	min
	3412.6	3416	3.4m	min
	3416	3418	2m	max
	3418	3420	2m	min
	3420	3434.08	14.08m	max
	3434	3436	2m	max
	3436	3448	12m	max
	3448	3463	15m	min
GEA	3463	3466.5	3.5m	min
	3466.5	3472	5.5m	min
	3472	3478.2	6,2m	max
	3478	3482.5	4.5m	min
A E C	3482.5	3490	7.5m	max
	3490	3496.8	6.8m	max

On peut minimiser ces intervalles en 7 drains principaux selon les contraintes comme suit :

- ✓ De 3344 à 3362m, cette zone a des contraintes élevée (12950 à 13500 psi).
- ✓ De 3362 à 3412.6m, les contraintes sont faibles (16900 à 18100 psi).avec une pic très faible de 15910 psi.
- ✓ De 3412.6 à 3448m, les contraintes sont élevées (20200 à 21200 psi).
- ✓ De 3448 à 3466.5m, cette zone a des contraintes très faibles (17500 -19900psi).
- ✓ De 3466.5 à 3472m, les contraintes sont faibles de (12400-14850psi).
- ✓ De 3472 à 3482.5m, les valeurs des contraintes sont élevées (17900-19500psi).
- ✓ De 3482.5 à 3496.8m, cette zone a des contraintes élevées (20500-22400psi).

Donc on va éliminer les intervalles ont des contraintes élevées comme nous l'avons fait avec les puits précédents pour assurer l'opération de fracturation après il faut faire une comparaison avec les logs a fin de sélectionner une zone de bonne caractéristiques pétro-physiques par rapport aux autres.

V.2.5.2. A partir les logs de diagraphie :

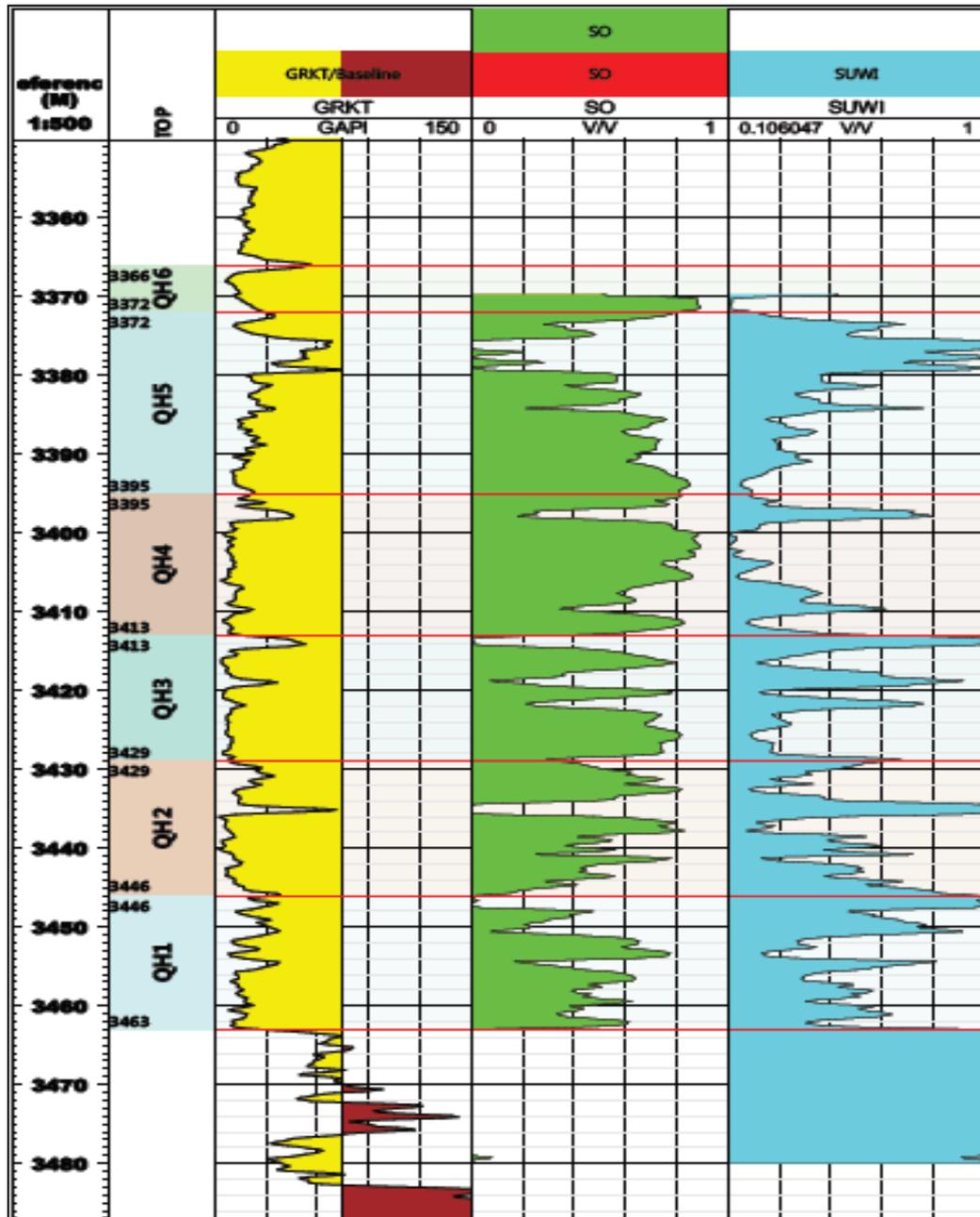


Figure V.14. Différents logs du puits HGA26.

D'après l'interprétation des élanges (GR, Sw, So), on peut conclure :

- ✓ la zone (3466.5-3472m) est située dans le plan d'eau, donc elle est éliminée.
- ✓ La zone (3448-3466.5m) est constituée des réserves d'huile mais elle est plus proche de la zone du plan d'eau c'est-à-dire risque de venue d'eau au cours de l'opération de fracturation, alors on va être annulé cette zone.
- ✓ la zone (3362- 3412.5m) est la plus favorable pour la fracturation hydraulique suite à la faible contrainte, mais il faut choisir les bons intervalles et éliminer ceux qui ont de mauvaises conditions comme (la saturation d'eau et de gaz ; les niveaux des argiles et les intervalles pauvres en huile...). Alors on a choisi l'intervalle (3400-3412m) qui est indiqué dans la (figure V.15).

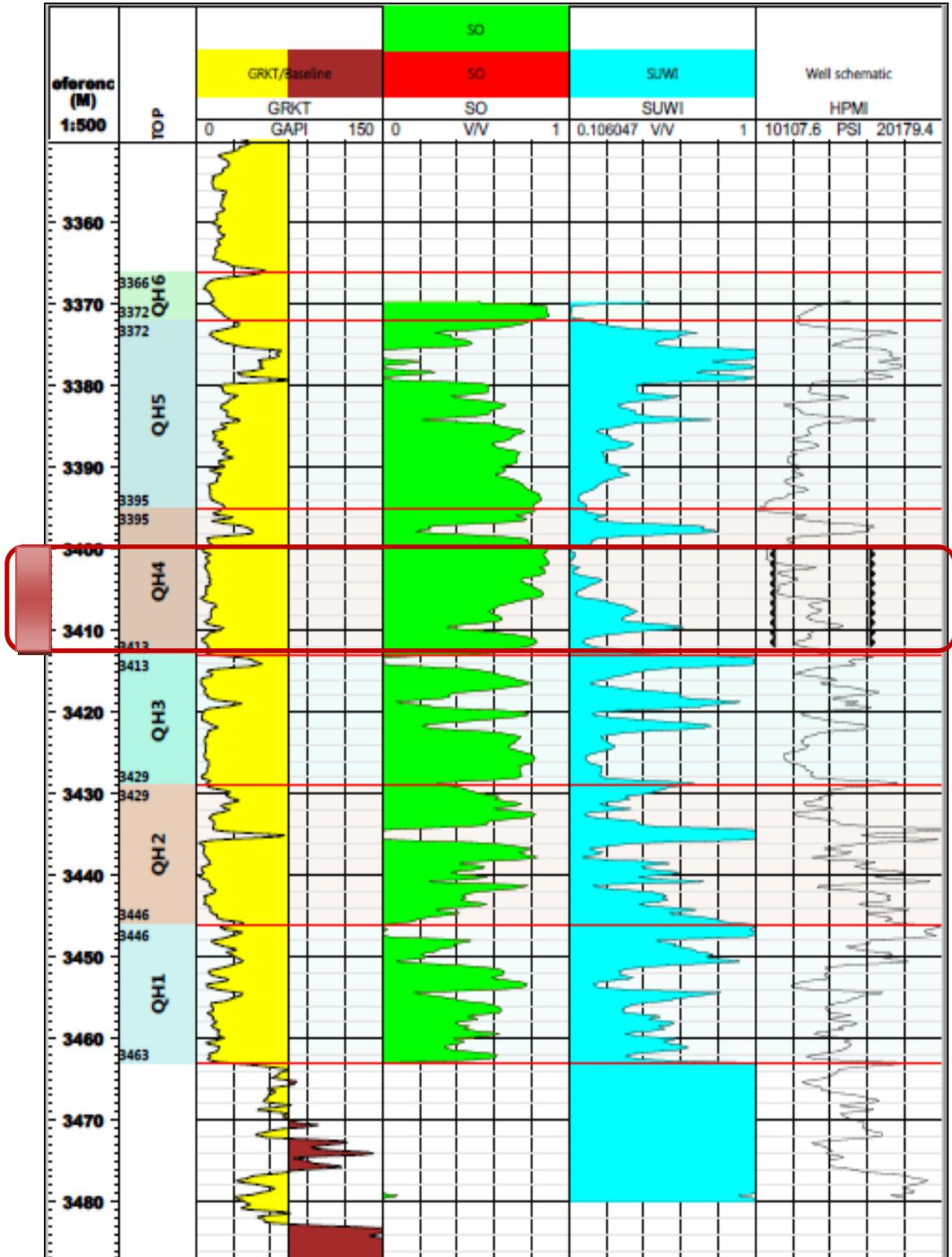


Figure V.15. L'intervalle approprié pour réaliser l'opération de la fracturation.



Chapitre VI

Etude de cas



VI.1.1. Présentation sur le puits HGA26 :

HGA26 est un puits producteur d'huile vertical foré dans la zone HZP du périmètre Hassi Guettar dans la région nord-est à une distance de 1805 m. ce puits a été complété en tubing 4"1/2 et le réservoir est laissé en open hole, les coordonnées sont cités dans la carte suivante :

Puits : HGA26 zone : HZP
 Date de fin de forage : 05/03/2011
 Périmètre : HASSI GUETTAR
 X=805075.72 Y=98869.36
 Z Table : 158m fond : 3462.6m
 Appareil : NDIL284
 STATUS : producteur huile
 Etat : ouvert

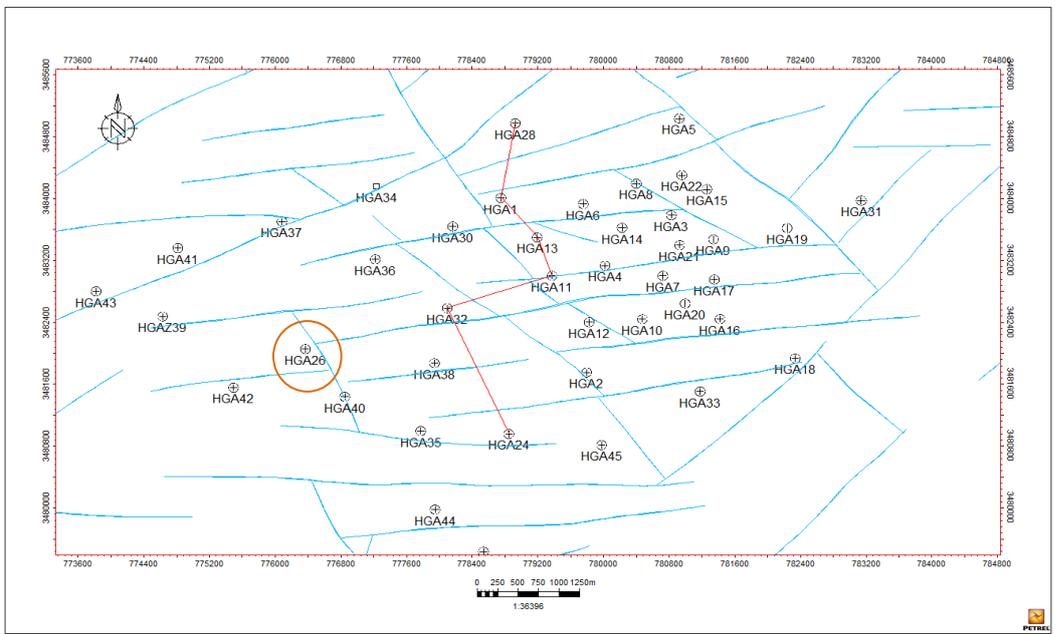


Figure VI.1. Carte de positionnement du puits HGA26. [6]

Le drain de Quartzite de Hamra est situé à une profondeur de 3342,5 m avec une épaisseur de 90,5 m et est considérée comme un réservoir d'huile, ce drain est divisée en six niveaux comme suit :

Tableau VI.1. Les différents niveaux de quartzite elhamra.

Les Quartzite de Hamra	les différents niveaux de QH	Toit	Mur
	QH1	3433	3419
	QH2	3419	3403
	QH3	3403	3388
	QH4	3388	3370
	QH5	3370	3346
	QH6	3346	3342.5

Le Quartzite de Hamra n'est pas le seul drain qui existe dans notre puits HGA26 il existe aussi d'autres drains comme ci indiqué :

Tableau VI.2. Caractéristiques pétrophysiques du réservoir. [5]

<i>Caracteristiques petrophysiques du reservoir</i>						
<i>Découpage</i>				<i>Paramètre pétrophysiques</i>		
<i>Drain</i>	<i>Toit</i>	<i>Mur</i>	<i>épaisseur</i>	<i>PHIE %</i>	<i>Sw %</i>	<i>Vcl %</i>
<i>QH</i>	<i>3342.5m</i>	<i>3433m</i>	<i>90.5m</i>	<i>7</i>	<i>21</i>	<i>5</i>
<i>GEA</i>	<i>3343m</i>	<i>3451m</i>	<i>18m</i>	<i>11</i>	<i>26</i>	<i>5</i>
<i>AEG top</i>	<i>3451m</i>	<i>3454m</i>	<i>4m</i>	<i>/</i>	<i>/</i>	<i>/</i>
<i>Intrusive</i>	<i>3454m</i>	<i>3459m</i>	<i>5m</i>	<i>/</i>	<i>/</i>	<i>/</i>
<i>AEG bottom</i>	<i>3459m</i>	<i>2462.6m</i>	<i>3.6m</i>	<i>/</i>	<i>/</i>	<i>/</i>

VI.1.2. Les caractéristiques de réservoir du QH :

Tableau VI.3. les caractéristiques de réservoir du quartzite el hamra. [5]

type de puits	Exploration
le nom de formation	quartzite de hamra QH
type de roche réservoir	Sandstone
module de young	7,29 -10,04 Mpsi
coefficient de poisson	0,20 - 0,25
porosité moyenne	7%
perméabilité moyenne	3,9 Md
pression de réservoir	6442 psi
bottom hole temperature at the mid perforation	120 degC

I.I.3. Etat du puits :***VI.I.3.1. La complétion du puits : (voir l'annexe F).***

Well depth: 3460m

Déviation : vertical

Liner OD: 4.5"

Tubing weight/grade: 13.5ppf /N80

Perforation (surji-jet): 3374-3381

Number of jetting stations: 6

Total number of hole: 138

▶▶Puits fracturés voisins

<i>Puits</i>	<i>Zone</i>	<i>Distance</i> <i>Mètres</i>	<i>Direction</i>	<i>Proppant</i> <i>livres</i>	<i>Q_o(av.)</i> <i>m³/h</i>	<i>Q_o(ap.)</i> <i>m³/h</i>
HGA32	HZP	1805	Nord-est	103863	1.19	9.07

VI.I.3.2. Les perforations :

- ✓ Date de perforation : 25/09/2013
- ✓ Société de service : BAKER
- ✓ But de l'opération : perfos de frac
- ✓ Intervalle de perforation : 3374-3381

VI.1.3.3. Historique de production :

- Le puits HGA26 a été foré et complété le 06/03/2011 en 4"1/2 NV tubing ancré, le réservoir laissé en découvert.
- le 01/01/2011 : diagraphie
- le 05/03/2011: intervention WIRELINE pour instrumentation.
- le 09/11/2011: opération spéciale pour Kick Off.
- le 17/11/2011: opération spéciale pour Clean Out.
- le 22/11/2011: intervention de WIRELINE pour mesure de pression PFD
- le 27/11/2011: intervention de WIRELINE pour instrumentation.
- le 30/11/2011: intervention de WIRELINE pour le contrôle
- le 05/12/2011: intervention de WIRELINE pour Grattage contrôle
- le 13/01/2011: intervention de WIRELINE pour Grattage contrôle
- le 29/03/2011: intervention de WIRELINE pour Grattage contrôle
(Tous Ces opérations de WIRELINE effectués mais sans résultats).
- le 01/04/2012 : opération spéciale pour Clean Out.
- le 14/05/2012: intervention de WIRELINE pour Grattage contrôle
- le 10/06/2012 : opération spéciale pour Clean Out.
- le 25/06/2012 : opération spéciale pour Clean Out.
- le 17/11/2012: diagraphie.
- le 19/11/2012 : diagraphie.
- le 23/11/2012 : opération spéciale pour la neutralisation.
- le 21/01/2013: intervention de WIRELINE pour le contrôle.
- Du 01/07/2013 au 30/07/2013: intervention de WORKOVER.
- Fermeture du puits depuis le 14/06/2012.

VI.1.4. Jaugeages du puits HGA26

Tableau VI.4. Les données du puits HGA26 qui extrait à partir le jaugeage. [5]

Date Mesure	Diam. Duse(mm)	Unité Sépar.	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)	
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.			Récupérée	Injectée
20/02/2011	9.53	1440	7.57	1286.06	170	67.5	10	6.22	26	0.5162	0	0
13/11/2011	12	600	4.58	711.83	155	30.6	28	4.08	19	0.415	0	0
14/12/2011	12	-	3.59	328.70	92	29.2	28.1	3.47	18	0.3541	0	0
07/04/2012	12	600	2.16	243.40	113	27.8	27	4.28	17	0.4951	0	0



Figure VI.2. Courbe représenté les pressions (Pt et Pp) en fonction de temps.[5]

Analyse des résultats :

D’après le tableau de jaugeage ci-dessus on remarque que le puits HGA 26 nous donne un débit d’huile 7.57m³/h en 20/02/2011 mais ce débit diminue progressivement jusqu’à atteindre un débit de 2.16m³/h le 07/04/2012. Et d’après le graphe ci-dessus de paramètres de puits (Pt et Pp) on remarque que la différence de pression est petite et la fermeture de puits suite au débit nul depuis le 12juin. Donc on peut conclure que les caractéristiques pétro-physiques de cette formation sont faibles.

Donc le puits HGA26 est un candidat pour une fracturation hydraulique dont le but est d'améliorer ces caractéristiques, le succès de cette opération dépend du bon choix des intervalles à fracturer.

VI.1.5. Le dernier essai de puits avant la fracturation :

Tableau VI.5. Le dernier essai de puits. [5]

<i>Derniers essais de puits</i>	
<i>Paramètres</i>	<i>DST : 21/02/2011</i>
<i>Kh (md.m)</i>	<i>74.4</i>
<i>Skin</i>	<i>0.26</i>
<i>K (md)</i>	<i>1.01</i>
<i>Q (m³/h)</i>	<i>7.57</i>
<i>-Pg (kgf/cm²)</i>	<i>458.13</i>
<i>PFD (kgf/cm²)</i>	<i>258.49</i>

VI.1.6. Choix des zones à fracturer :

1. Les données de profil de contrainte :

A partir de l'analyse des contraintes qui existent dans la roche par le profil de contrainte qui représente les valeurs de la contrainte horizontale minimale en psi en fonction de la profondeur du réservoir, on peut déterminer les endroits à faible valeur de contrainte dans la zone productrice pour les fracturer.

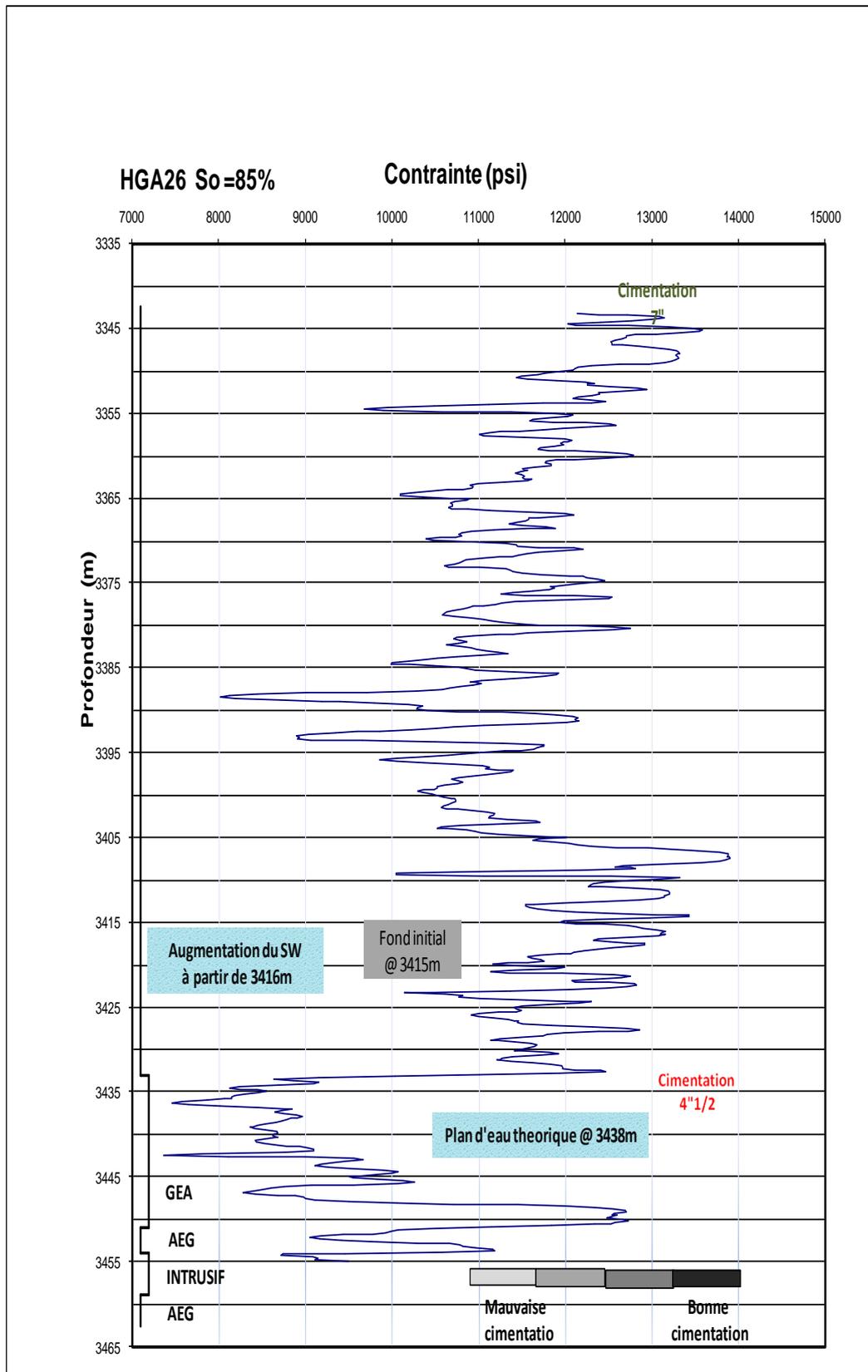


Figure VI.3. Log de profil de stress de puits HGA26.

Le tableau suivant présente les intervalles qui se trouvent dans ce profil :

Tableau VI.6. Les intervalles propres pour initier une fracture.

	Toit	Mur	Epaisseur	stress
OH	3344	3354	10	Max
	3354	3355	1	min
	3355.01	3362	7.01	max
	3362	3387	25	min
	3387	3395	8	min
	3395	3405.05	10.25	min
	3405.05	3408	2.95	max
	3408	3410	2	min
	3410	3433	23	max
GEA	3433	3447.08	14,08	min
	3447.08	3453	5,92	Max
	3453	3455	2	moy

On a peut minimiser ces intervalles en 4 drains principaux selon les contraintes comme se suit :

- ✓ De 3344 à 3362m, cette zone a des contraintes élevée presque (12950 à 13500 psi).
- ✓ De 3362 à 3408m, la valeur des contraintes est faible (9810 à 10150 psi).avec des pic très faible presque 8000psi.
- ✓ De 3408 à 3433m, la contrainte est élevée (12800 jusqu'à 13930psi).
- ✓ De 3433 à 3447.08m, c'est la zone qui a une très faible contrainte (7500 -8400psi).

Dans notre étude on va s'intéresser sur les zones a faibles contraintes pour assurer le succès de l'opération de la fracturation mais le profil de stress n'est pas seulement suffisant, il faut faire une corrélation avec l'Elan a fin de sélectionner une zone de bonne caractéristiques pétro-physiques par rapport au autres.

2. les données des Elan :

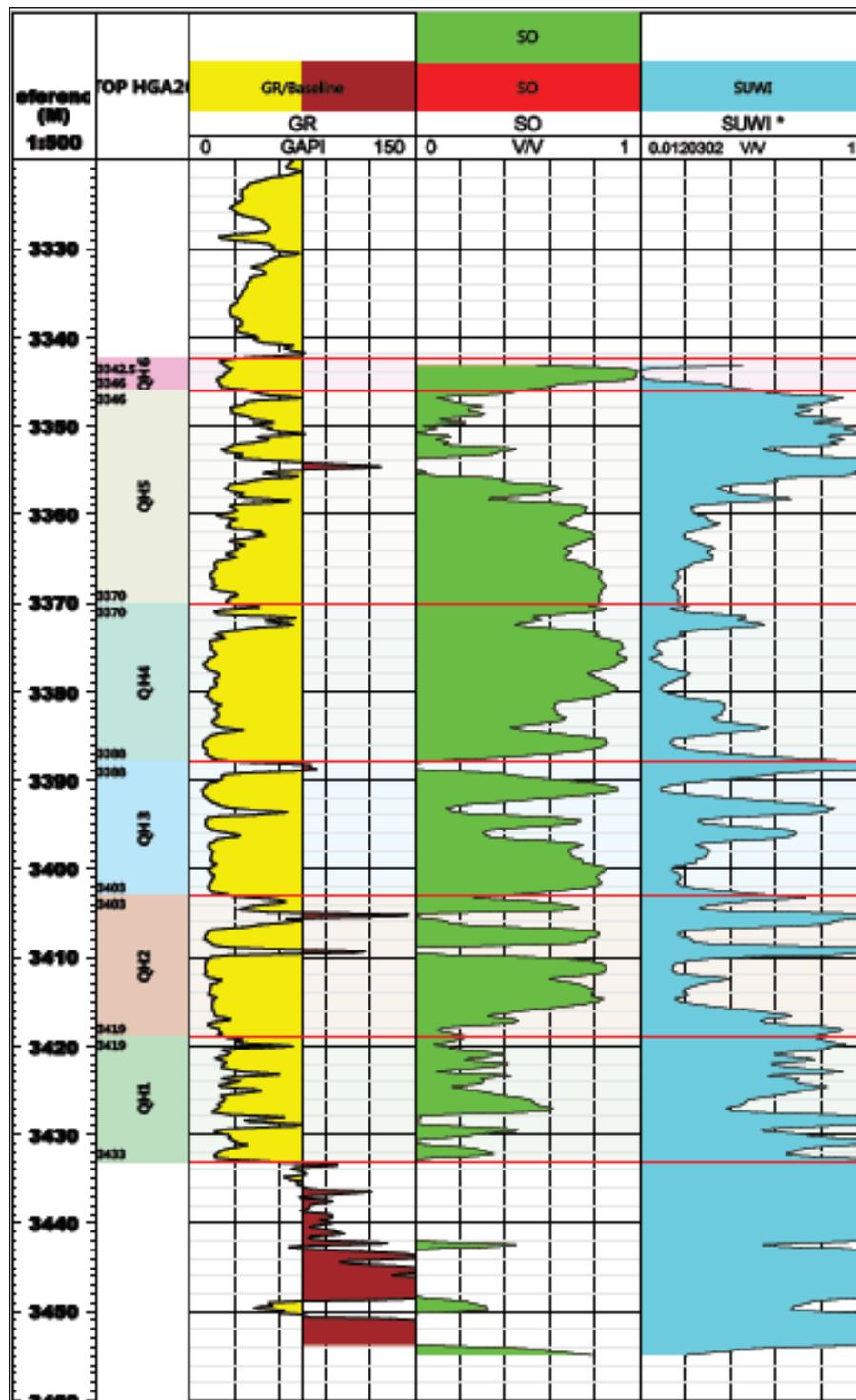


Figure VI.4. Différents logs du puits HGA26.

D'après l'interprétation des élans (GR, Sw, So) issues des différentes opérations électriques, on peut conclure :

- ✓ la zone à faible contrainte (3433-3447.08m) ne contient pas les réserves d'huile et la saturation en eau est très élevée (plan d'eau théorique), donc cet intervalle va être éliminé.
- ✓ la zone dont la profondeur est entre (3362- 3408m) est la plus favorable pour la fracturation hydraulique suite au faible contrainte, mais il faut choisir les bon intervalles et éliminer ceux qui ont de mauvaise conditions comme (la saturation d'eau et de gaz ; les niveaux des argiles et les intervalles pauvre d'huile...). Alors on a choisit l'intervalle (3374-3381m) qui est indiqué dans la (figure V.5).

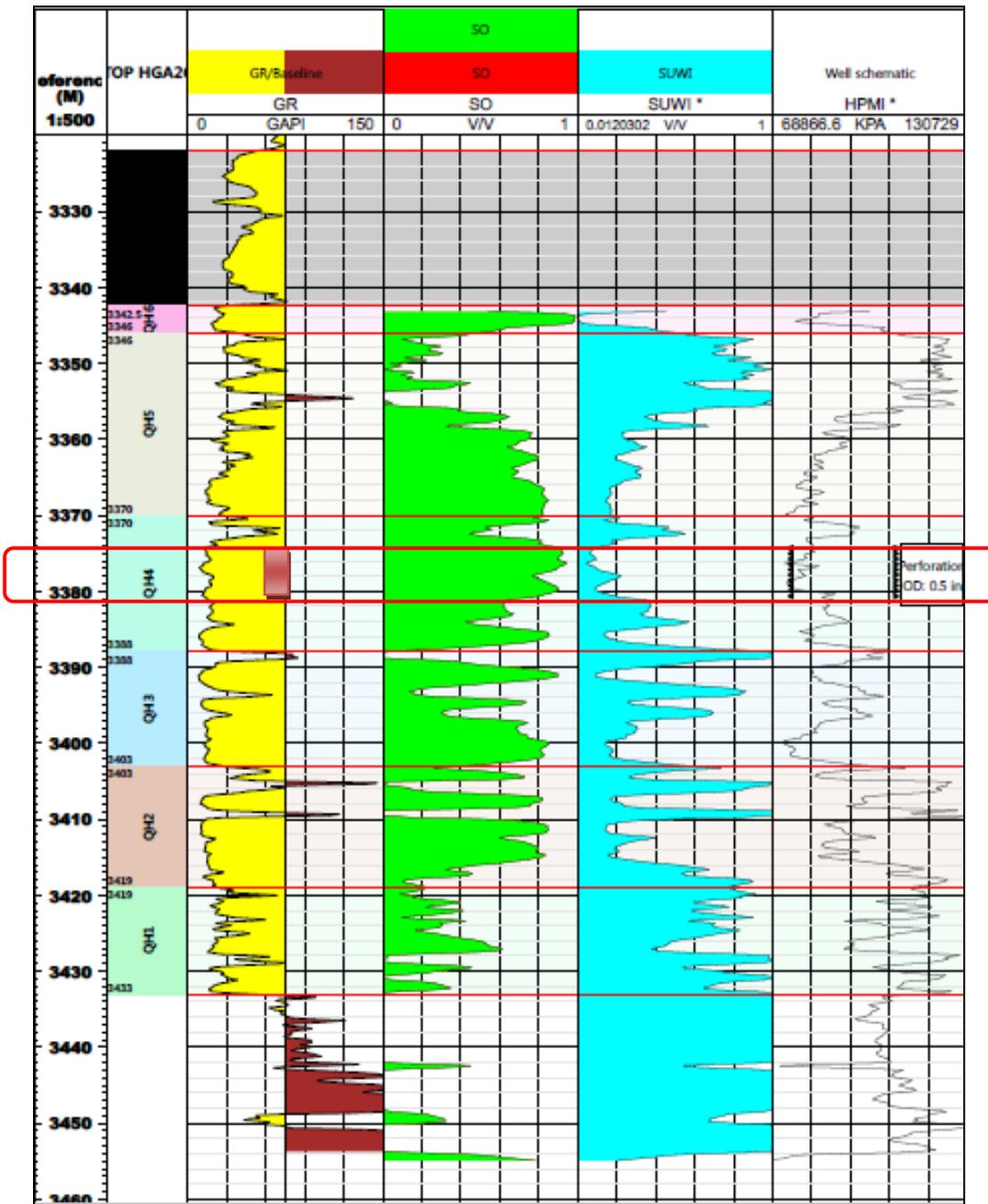


Figure VI.5. L'intervalle approprié pour réaliser l'opération du frac.

VI.1.7. Programme de la fracturation :**a. Préparation**

- Work Over pour descendre liner LCP 4"1/2 NV en vue frac (en cours).
- Perforation de l'intervalle 3374 - 3381m
- Acide préfrac.

b. Test d'injectivité Fluide :

- Eau traitée.
- Remplissage du puits.
- Procéder à l'essai de rupture à 10 bpm.

c. Injection d'acide

- *Fluide* : HCl 15%.
- *Débit* : régime de frac.
- *Volume* : 4 000 gals.

d. Shadow frac

- *Fluide* : Selon compagnie de service
- *Volume* : 20 000gals.
- *Débit* : 40 bpm ou maximum compatible avec la pression de tête.
- *Chasse* : environ 160 bbl de gel linéaire.
- *Fermeture* : attendre 3000 psi de chute de pression.

e. Contrôle

- *Thermométrie* : 4 h après la fin du Shadow frac.

f. Observations

Le test d'injectivité, l'acide, le Shadow frac et la fracturation seront réalisés dans la même journée.

g. Objectif

Fracturation dans le QH.

VI.1.8. Evaluation de l'opération :

1. Test d'injectivité :

Toutes les lignes de pompages ont été testées telque les lignes de 3" à la pression de 11800psi et lignes des annulaires de 2" ont testées sous pression de 5000 psi.

La vanne de sécurité de l'annulaire A (P 4" 1/2 x 7") a été fixé à 2500 psi et celle de l'annulaire B (P 7" x 9" 5/8) est fixée à 600psi.

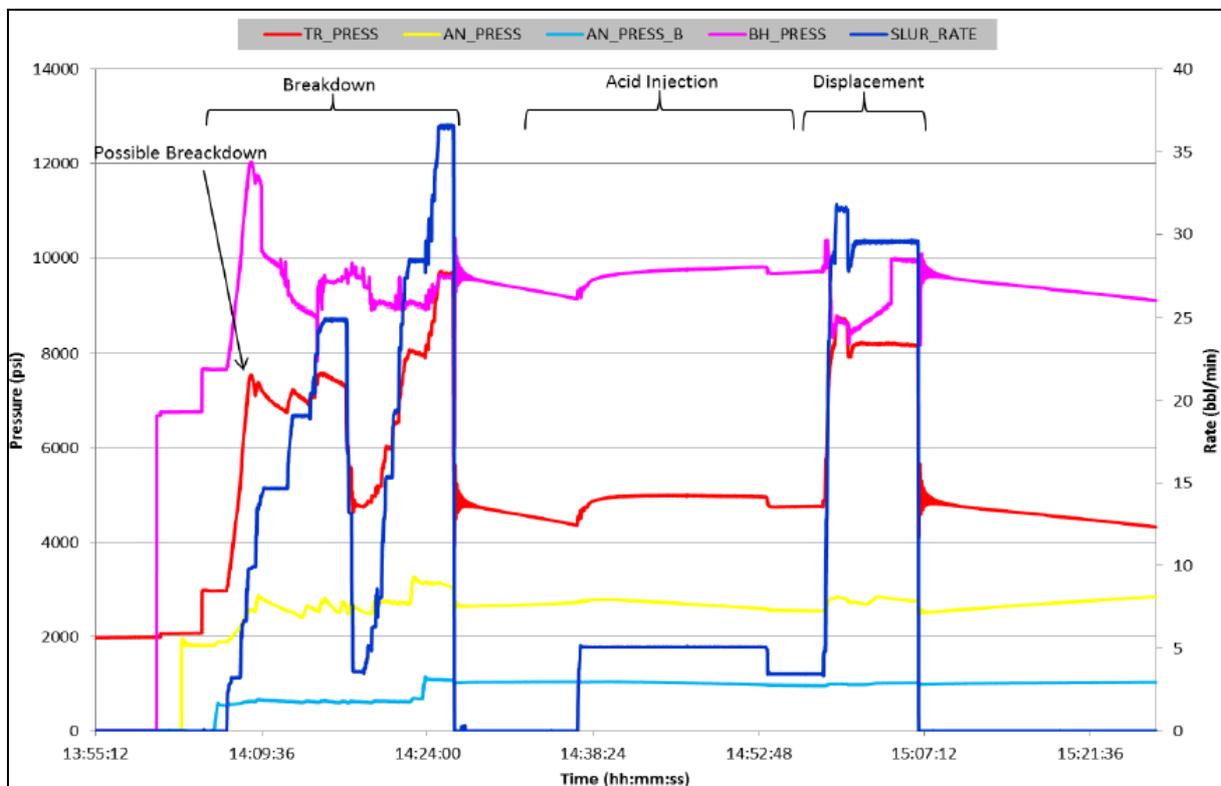


Figure VI.6. Résultats de test d'injectivité.

2. Test mini frac :

L'opération de Mini frac a été réalisée par l'injection d'un volume 3881gal de prepad(gel linéaire) WF-135 suivi de 20000 gal de pad (gel réticulé) YF135.1HTD avec un volume de déplacement 7229 gal de prepad WF135, le tableau suivant exprime les volumes, les débits et les types de fluides qui sont pompés au cours de cet test.

Tableau VI.7. Les volumes et les débits de pompage réalisé lors de mini frac HGA26

step	step name	slurry volume (bbl)	slurry rate (bbl/min)	pump time (min)	fluid name	fluid volume (gal)	proppant name	max prop conc (PPA)	prop conc (PPA)	prop mass (lb)
1	PrePAD	92.9	22.6	5.1	WF135	3881		0.0	0.0	0
2	PAD	476.2	30.1	15.8	YF135.1HTD	20000		0.0	0.0	0
3	Flush	171.6	30.1	5.8	WF135	7229		0.0	0.0	0

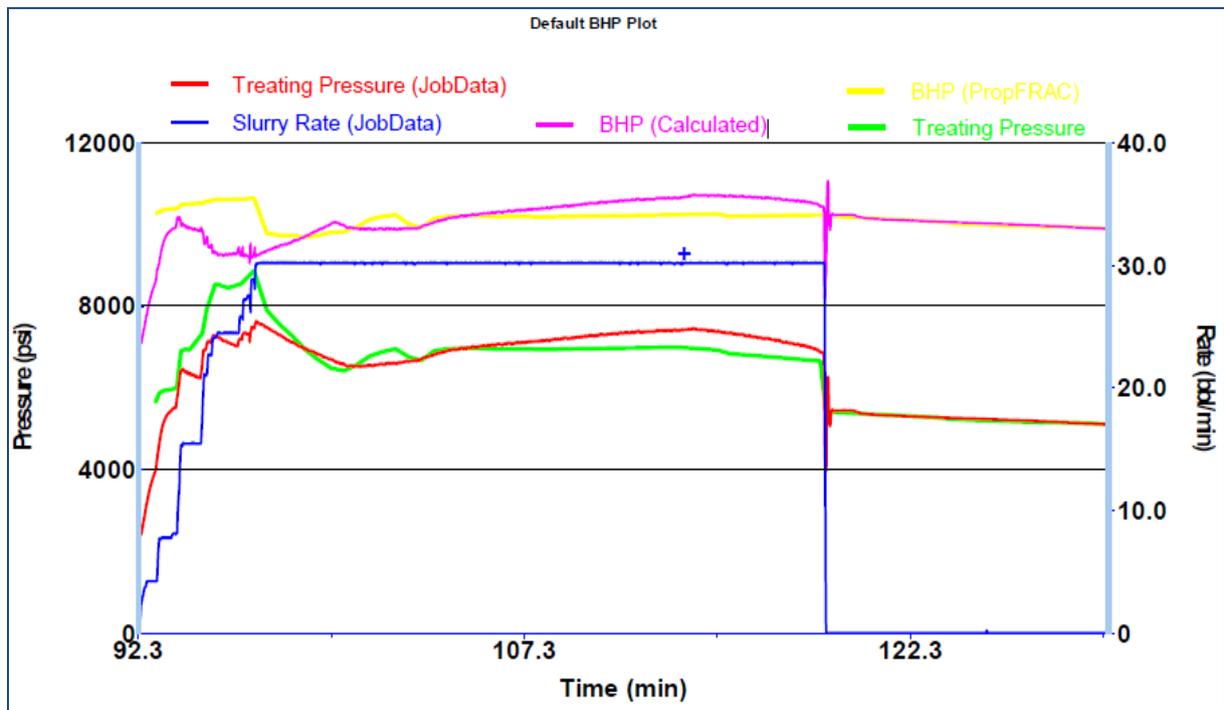


Figure VI.7. Les résultats de test mini frac de puits HGA26.

L'opération de mini fracest précédée d'une injection de gel préparatoire qui permet d'avoir quelques paramètres qui seront introduits dans les logiciels pour faire le redesign de la de la phase de fracturation, ces paramètres sont :

Tableau VI.8. les paramètres qui sont extrait par l'analyse de test mini frac du puits HGA26.

linear fluid volume and type	WF135 - 264,5	dbl
cross-linked fluid volume and type	YF135HTD -476,2	dbl
Rate	30	BPM
ISIP Surface	5450	psi
ISIP Bottom hole	10229	psi
Average treating pressure	7034	psi
Maximum treating pressure	7571	psi
Total friction	1413	psi
Net pressure	597	psi
Efficiency	31	%
Fracture Gradient	0,869	psi/ft
Leak off coefficient	1E-3	Ft/min ^{0,5}
Spurt	2	Gal/100ft ²

Et aussi on peut déterminer la pression de fermeture par l'utilisation des méthodes suivantes :

a. Squart shut in method :

La pression de fermeture peut être déterminée à partir des données du Minifrac. On analyse le déclin de pression à partir de l'arrêt des pompes en fonction de la racine carrée du temps. Il est supposé qu'au cours de la chute de pression, l'équation régissant le déclin de pression est linéaire avec la racine carrée du temps de fermeture. Les inflexions ou les changements de pente de la courbe peuvent indiquer la fermeture de la fracture.

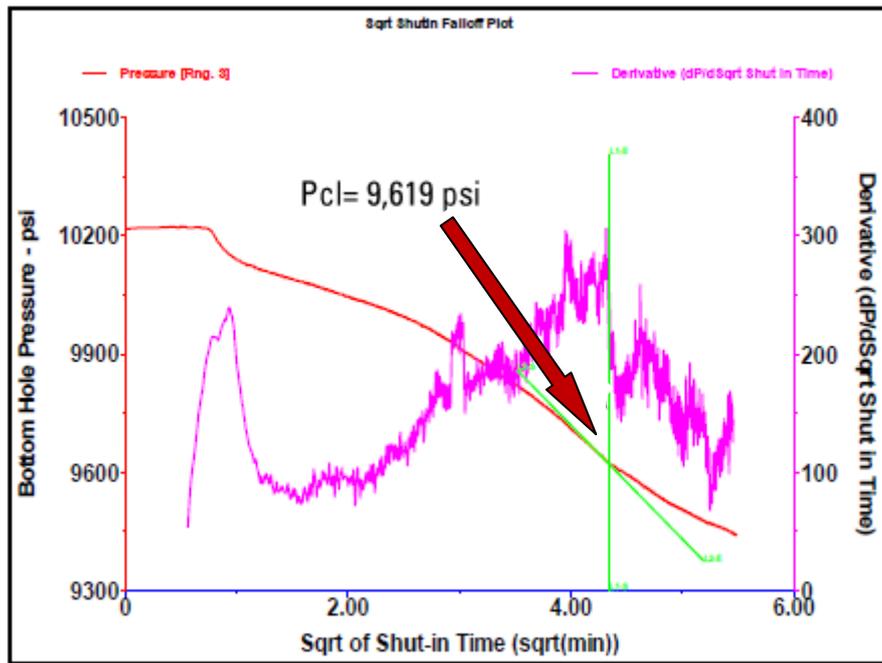


Figure VI.8. BHP en fonction de sqrt of shut in time

Square shut in plot Donne la pression de fermeture de fracture de **9619**psi, correspondante a un gradient de fermeture **0.869**psi/ft.

b. La méthode de G-fonction :

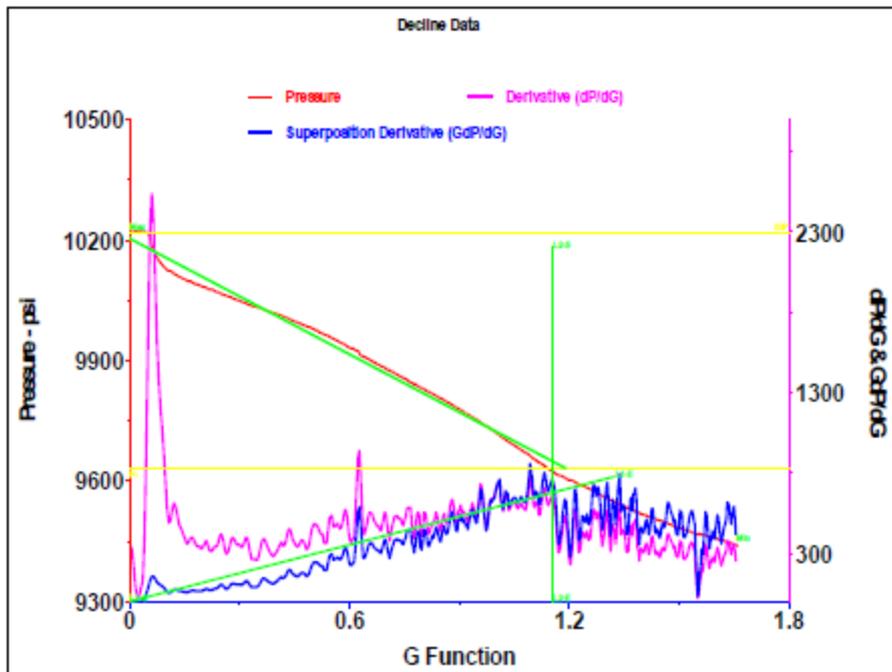


Figure VI.9. BHP en fonction de temps Nolte G.

Nolte-G Time fonction indique la pression de fond de fermeture est **9632 psi**, correspondante à un gradient de pression de fermeture de **0.869 psi/ft**.

La hauteur de la fracture et sa situation dans le réservoir s'obtiennent en enregistrant la température de fond quelques heures après la fin du pompage (typiquement 6 h pour un volume moyen), les zones qui se réchauffent le plus lentement sont celles qui ont pris le plus de fluide.

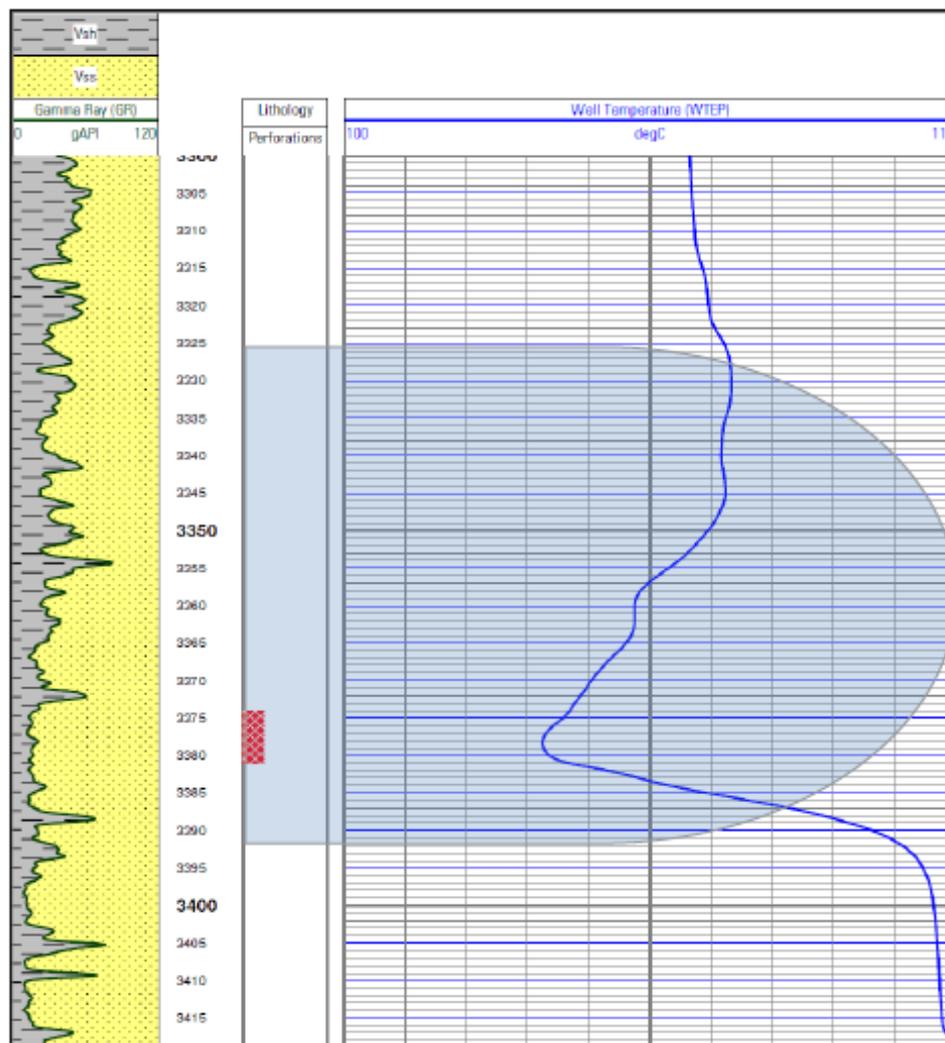


Figure VI.10. Profil de log température de puits HGA26.

Le log d'enregistrement de température a montré un refroidissement à partir de 3325m jusqu'à 3392 mètres.

La hauteur de la fracture est $H_f = 67$ m.

3. Main frac :

Tableau VI.9. Les volumes de pad et de slurry avec les différentes concentrations de proppant

step	step name	slurry volume (bbl)	slurry rate (bbl/min)	pump time (min)	fluid name	fluid volume (gal)	proppant name	max prop conc (PPA)	Prop conc (PPA)	prop mass (lb)
1	PrePAD	28,8	18	1,6	WF135	1210		0.0	0.0	0
2	PAD	476.2	30	17	YF135.1HTD	20000	-	0.0	0.0	0
3	1,0PPA	84	30,2	2,8	YF135.1HTD	3472	20/40 HSP	1	0,2	1704
4	2,0PPA	84	30,2	2,8	YF135.1HTD	3421	20/40 HSP	2	-	3251
5	3,0PPA	84	30,2	2,8	YF135.1HTD	3370	20/40 HSP	2,7	1,4	4777
6	4,0PPA	192	30,2	6,3	YF135.1HTD	7591	20/40 HSP	3,8	0,2	14331
7	5,0PPA	191,9	30,2	6,3	YF135.1HTD	7479	20/40 HSP	4,9	0,5	17733
8	6,0PPA	203,9	30	6,8	YF135.1HTD	7859	20/40 HSP	6,2	1,6	21505
9	7,0PPA	98,7	30,1	3,2	YF135.1HTD	3659	20/40 HSP	6,8	2,5	11311
10	Tail in	15,1	30,4	0,3	YF135.1HTD	553	20/40 HSP	7	7	3850
11	Flush	159,6	30,4	5,6	WF135	6703	-	0	0	0

➤ **Préparations nécessaires :**

1. Mener une réunion sur la mesure de sécurité et la procédure de travail et les problèmes qui peuvent être rencontrés durant l'opération.
2. Test de pression de toutes les lignes de traitement :
 - la lignes 3" à 11900 psi
 - la ligne 2" à 5000 psi (ligne pour tester les espaces annulaires)
3. Régler la pression de la vanne se sécurité de l'annulaire A1 (P4"1/2 x 7") à 3700 psi.
4. Régler la pression de la vanne se sécurité de l'annulaire A2 (P7"x 9"5/8) à 1700 psi.
5. Ouvrez la vanne de tête de puits.
6. Commencez à pomper un Pré-tampon de 28.8 bbl de linéaire gel et établir à un débit d'injection de 18bbl/min.

7. Pomper un volume de 476.2bbl de Cross-Linked Gel avec un débit d'injection 30bpm
 8. Commencer à pomper Slurry (35# X-linkedgel + 20/40 Sintered Bauxite + Fibers) comme suit:

-L'impulsion de pompage du slurry est 10 seconde pour 1 PPA à 7PPA

(Pompage des fibres de façon continu et couper le proppant chaque 10 sec pour chaque stage)

9. Passer à Tail in 7PPA (20/40 proppant sans fibres) avec un volume de 15.5 bbl

10. Déplacer le gel réticulé avec un volume de 159.6 bbl de gel linéaire.

11-arrêter le pompage et fermer les vannes de surface.

12-Suivre le déclin de pression.

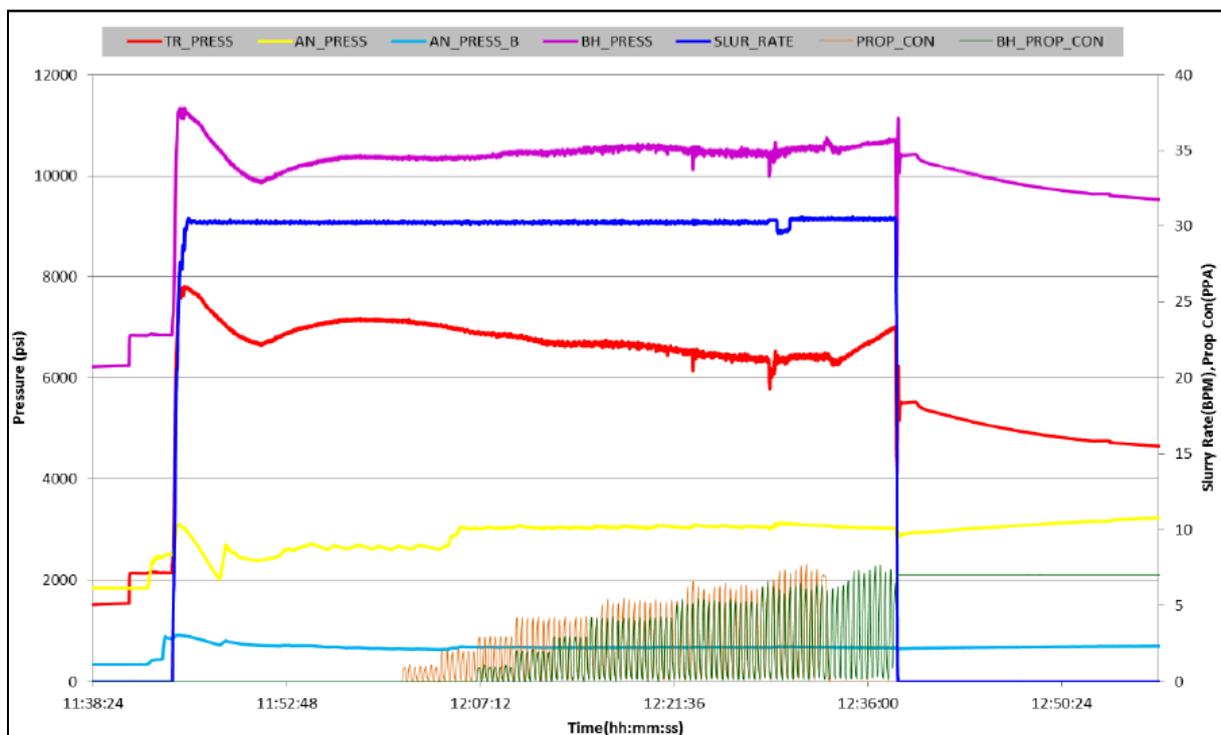


Figure VI.11. Enregistrement complet du traitement principal HGA26

Le tableau ci-dessous résume les différents paramètres obtenus après le traitement principal de fracturation :

Tableau VI.10. Résumé des résultats de traitement main frac

Linear Fluid Vol & Type	WF135 -188,4	bbl
Cross-Linked Fluid Vol & Type	YF135HTD - 1366,7	bbl
Total Slurry Volume	1618,6	bbl
Type of Proppant	20/40 HSP	/
Total Proppant	78462	lbs
Total Proppant in Formation	76832	lbs
PAD % (dirty)	33,2	%
Rate	30	bbl/min
Last BH Prop Concentration	7	PPA
Average Pressure	6774	psi
Maximum Pressure	7784	psi
Net Pressure	1270	psi
Efficiency	29,7	%
Propped Half Length	212	m
EOJ Height at Wellbore	32,3	m
Average Propped width	0,055	in

➤ *Géométrie du frac après le traitement principal :*

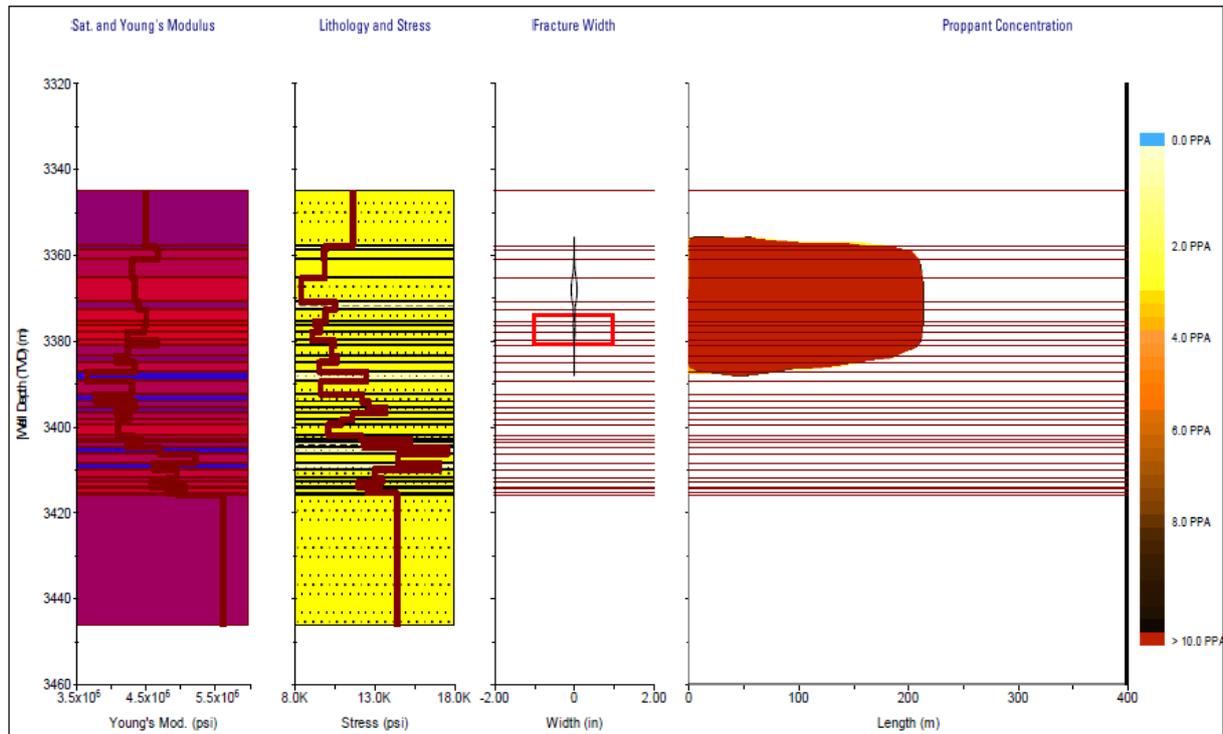


Figure VI.12. Géométrie de la fracturation après main fracturation.

D’après cette figure qui représente la géométrie de la fracture, on tire les paramètres suivant :

la demi- longueur $X_f = 212m$

La hauteur $H_f = 32.3m$

L’épaisseur $W_f = 0.055in.$

Et la distribution de la concentration de proppant

➤ *Jugeage du puits HGA 26 après frac :*

Tableau VI.11. Les résultats de puits HGA26 au extrait par le jaugeage. [5]

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)		Observations
			Huile	Gaz		Tête	Pipe	Sépar.			Récupérée	Injectée	
20/02/2011	9.53	1440	7.57	1286.06	170	67.5	10	6.22	26	.5162	0		-----
13/11/2011	12	600	4.58	711.83	155	30.6	28	4.08	19	.415	0		-----
14/12/2011	12	-	3.59	328.70	92	29.2	28.1	3.47	18	.3541	0		-----
07/04/2012	12	600	2.16	243.40	113	27.8	27	4.28	17	.4951	0		-----
13/10/2013	12	720	6.71	868.58	129	38	21.8	4.69	29	.4962	360		-----
26/10/2013	12	-	3.97	281.30	71	31	22	5.1	24	.6848	0		-----
12/12/2013	12	600	3.2	319.30	100	26	21.5	4.89	14	.6507	0		-----
12/04/2014	12	600	2.78	301.65	109	22.5	19.5	5	23	.5971	0		-----
11/05/2014	12	-	3.77	662.32	176	28	20.8	4.28	24	.651	0		-----
24/08/2014	12	600	3.54	251.30	71	23	19	3.87	31	.5209	0		-----
10/10/2014	12	600	3.57	450.23	126	21.8	19	4.28	24	.4446	0		-----
29/10/2014	12	600	4.55	712.03	157	24	18.7	4.28	27	.4503	0		-----
20/01/2015	12	1440	2.71	356.75	131	23.6	21.5	21.82	18	.5508	200		-----
02/04/2015	12	600	2.98	289.65	97	21.5	20	5.1	23	.4135	0		-----
08/06/2015	12	600	2.77	276.63	100	22	20	4.08	25	.5067	0		-----
30/11/2015	12	600	4.34	536.03	124	22	17.3	5.1	30	.4296	0		-----
16/02/2016	9	600	1.6	187.79	117	25.8	22.6	4.28	13	.6893	0		-----
02/03/2016	9	-	3.59	565.23	157	34.6	26	4.28	17	.5009	0		-----
11/07/2016	9	-	3.54	353.49	100	30.5	25.5	6.42	32	.4047	0		-----
03/04/2017	8	-	2.21	250.36	113	31	29.2	29.16	21	.3573	0		-----
28/10/2017	8	-	3.19	227.60	71	24.9	9.4	3.26	19	.3298	0		-----
07/01/2018	8	1440	2.09	300.85	144	21	17.8	16.83	18	.374	0		-----
05/04/2018	8	Vx29	2.66	345.85	130	21.7	16.1		24.3	.344	43		-----
01/05/2018	8	1440	1.54	302.60	196	20	16	15.91	33	.5209	100		-----

Après le choix et l’exécution de la fracturation HI-WAY, une évaluation est nécessaire des résultats obtenu après cette opération.

Conclusion :

Les données de jaugeage effectuées sur le puits après la fracturation montrent que le débit a augmenté et a repris presque sa valeur initiale avec une valeur de $6.71\text{m}^3/\text{h}$, ce qui nous confirme la bonne candidature et le bon déroulement de l'opération, donc on peut dire que l'opération est un succès.

On remarque que le débit obtenu après la fracturation a diminué jusqu'à arriver à une valeur minimale de $1.54\text{ m}^3/\text{h}$ (jaugeage du 01/05/2018) dû à la chute de la pression de gisement suite à l'absence des puits injecteurs d'eau ou de gaz et aussi la présence des dépôts de sel (salinité d'huile 679 mg/l) et la migration des fines (dernier contrôle wire line au calibre 86mm réalisé le 28/04/2018 montre une hauteur de 13m de sédiments dans le fond du puits top sédiment à 3403m), donc on peut dire que ce puits est un candidat pour un traitement matriciel au Mud Acid pour éliminer l'endommagement dans le fond et au voisinage du puits et restaurer la production. Dans le cas d'échec du traitement matriciel une éventuelle refracturation est nécessaire pour améliorer ses caractéristiques pétrophysiques et par la suite améliorer sa productivité.



Conclusion générale



Conclusion générale:

Le champ HGA est constitué de trois réservoirs, deux dans le Cambrien (Ri & Ra), et un dans l'Ordovicien (QH). Vu les problèmes rencontrés dans les réservoirs Ra & Ri (remontée du plan d'eau, salinité de l'eau de formation est très élevée, et les dépôts de sel dans les puits), le réservoir Cambrien a atteint sa limite économique de production. Le développement du champ HGA est orienté vers le réservoir Quartzite El-Hamra.

Malgré ses mauvaises caractéristiques pétrophysiques, le réservoir de Quartzite de Hamra est considéré comme réservoir principal dans la production. La dégradation de ses caractéristiques est liée à l'histoire diagénétique des sédiments (compaction, cimentation) ainsi que les conditions d'enfouissement du réservoir et l'histoire tectonique régionale.

La productivité de ce réservoir dépend principalement des fissures qui jouent un rôle important dans l'amélioration de la perméabilité et l'écoulement des hydrocarbures.

La fracturation hydraulique était un outil nécessaire pour améliorer la productivité des puits à faible ou à moyenne perméabilité. Le rôle de la géomécanique reste incontournable quant à l'élaboration d'un design d'une fracture, elle représente l'outil de décision pour la faisabilité d'une fracturation hydraulique. L'élaboration d'un profil de contrainte horizontale minimale à travers une étude géomécanique est très complexe, car il fait appel aux interprétations de diagraphies.

La corrélation de Hassi Messaoud s'est avérée inapplicable sur le champ de Hassi Guettar, elle conduit à des données géomécanique erronées. Cela est dû à la nature compacte du gisement, à son âge stratigraphique et à sa position relative.

La meilleure étude de stress faite au niveau de Hassi Guettar a permis de réussir l'opération de fracturation et d'augmenter la productivité de la formation Quartzite de Hamra.

La contrainte horizontale minimale obtenue par l'essai de minifrac est plus proche aux résultats obtenus à partir de la corrélation de Hassi Guettar.

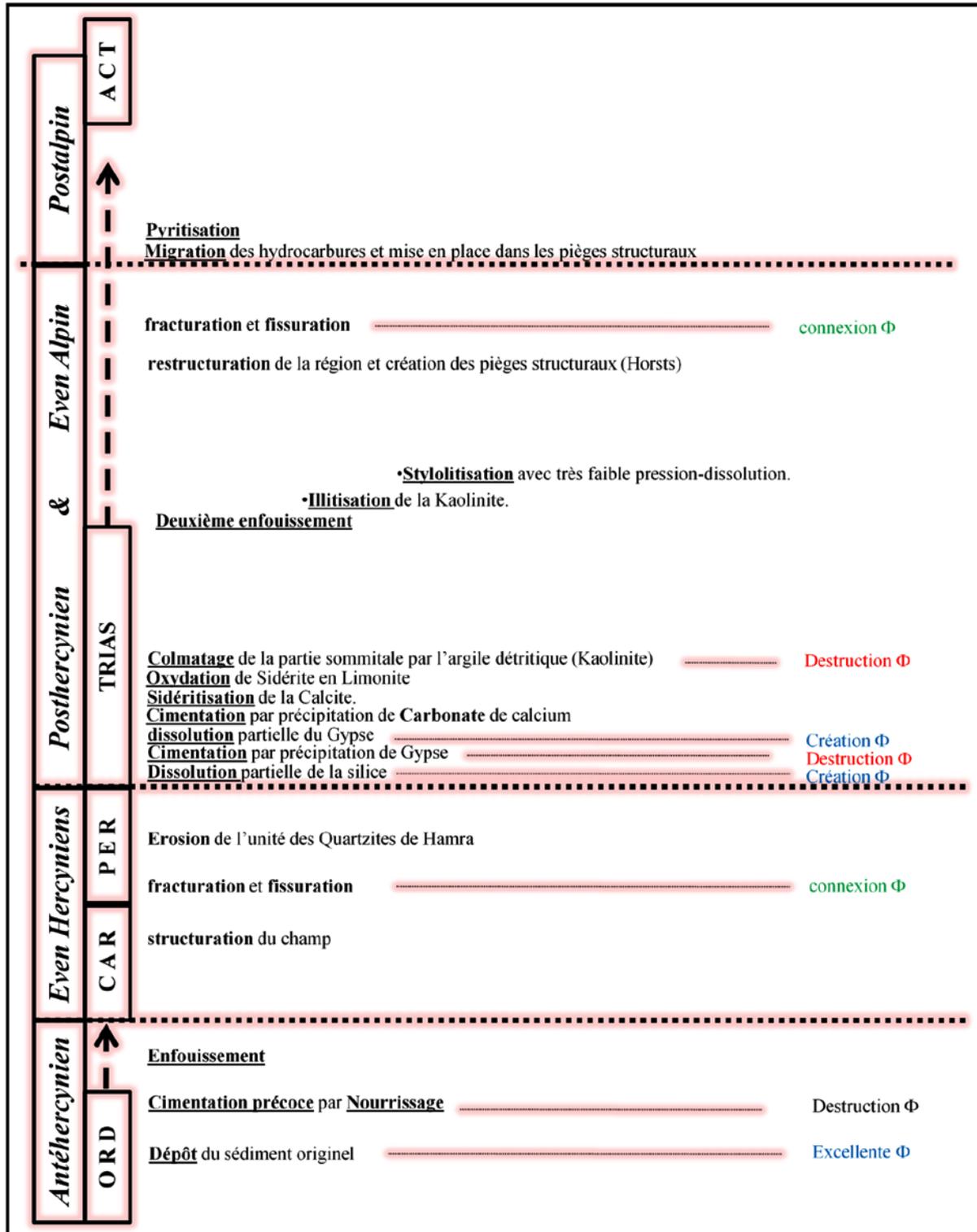
La fracturation hydraulique au niveau de Quartzite de Hamra s'étendant le plus loin possible dans la longueur de formation pour connecter le maximum des fissures de manière à faciliter l'écoulement vers le fond du puits.



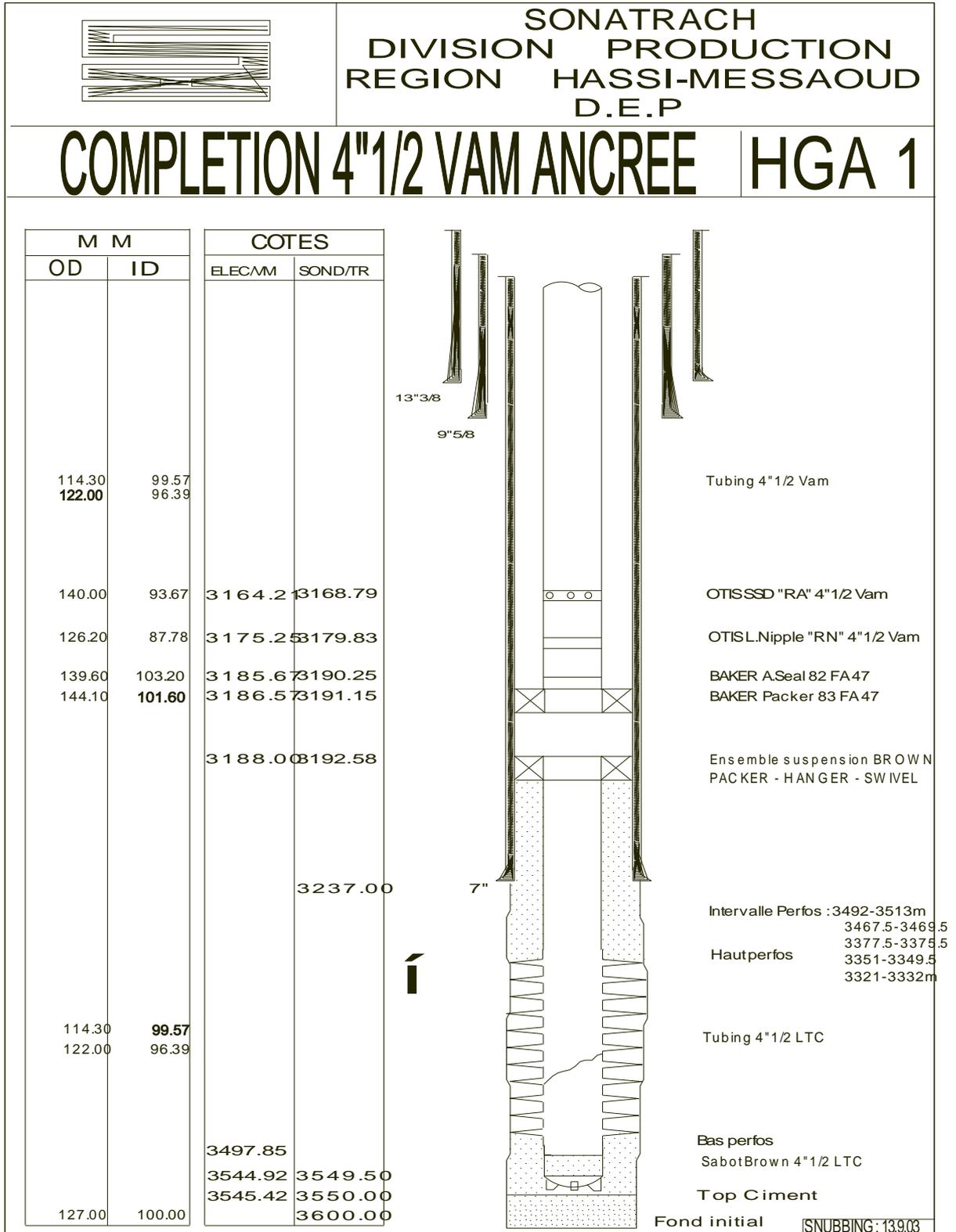
Annexe



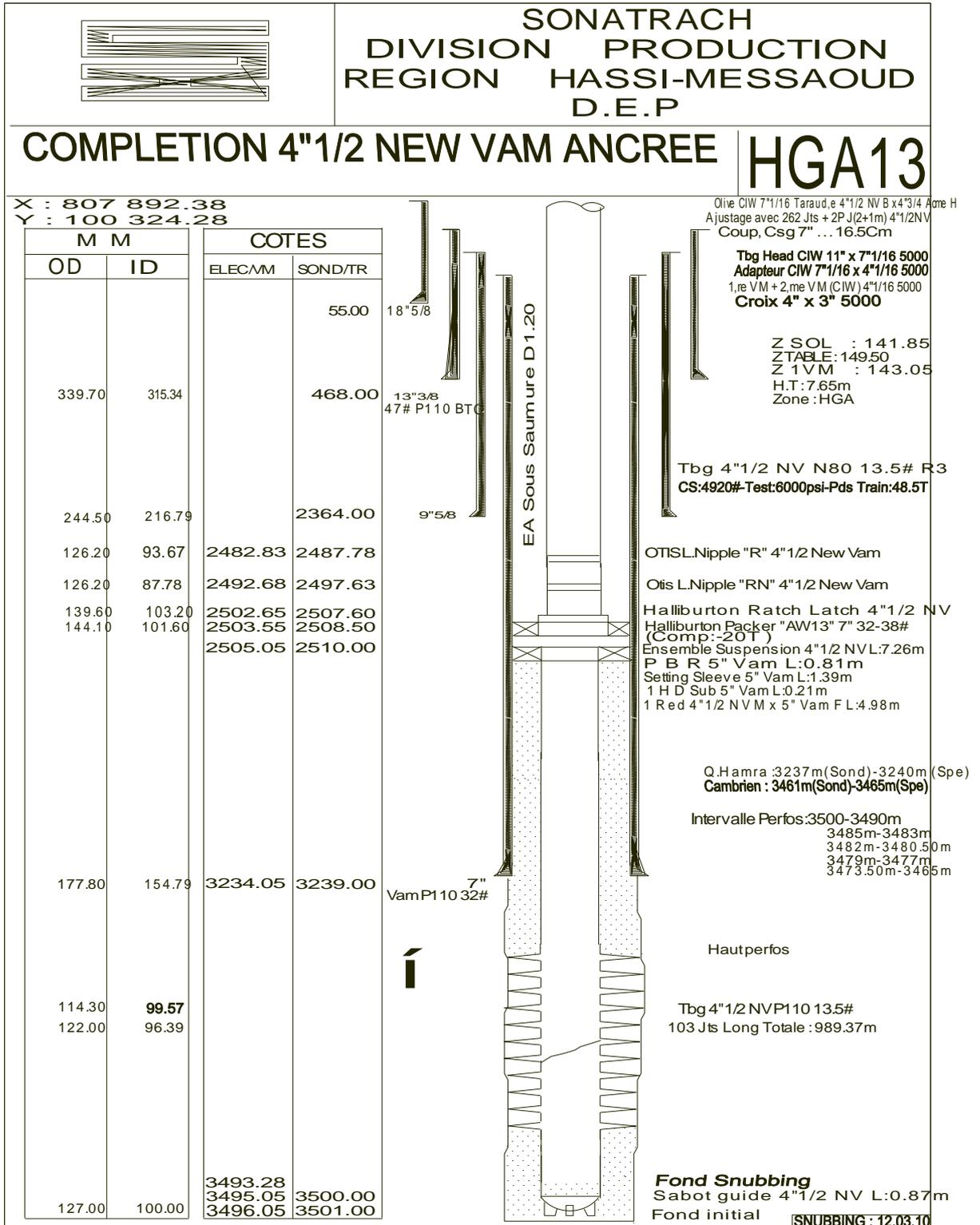
Annexe (A) : Séquence diagénétique proposée pour la région de Hassi Guettar.



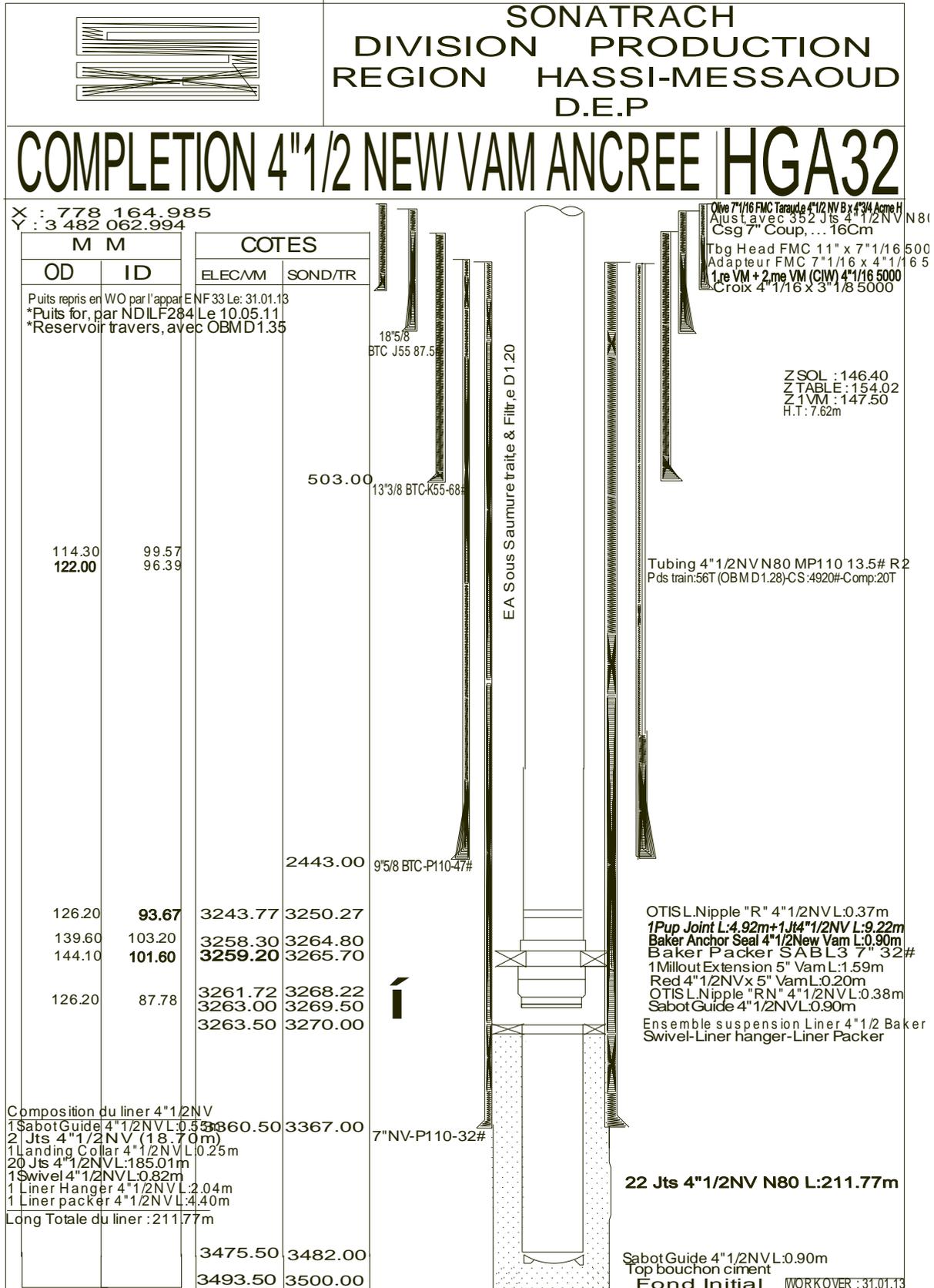
Annexe (B) : La complétion du puits HGA1



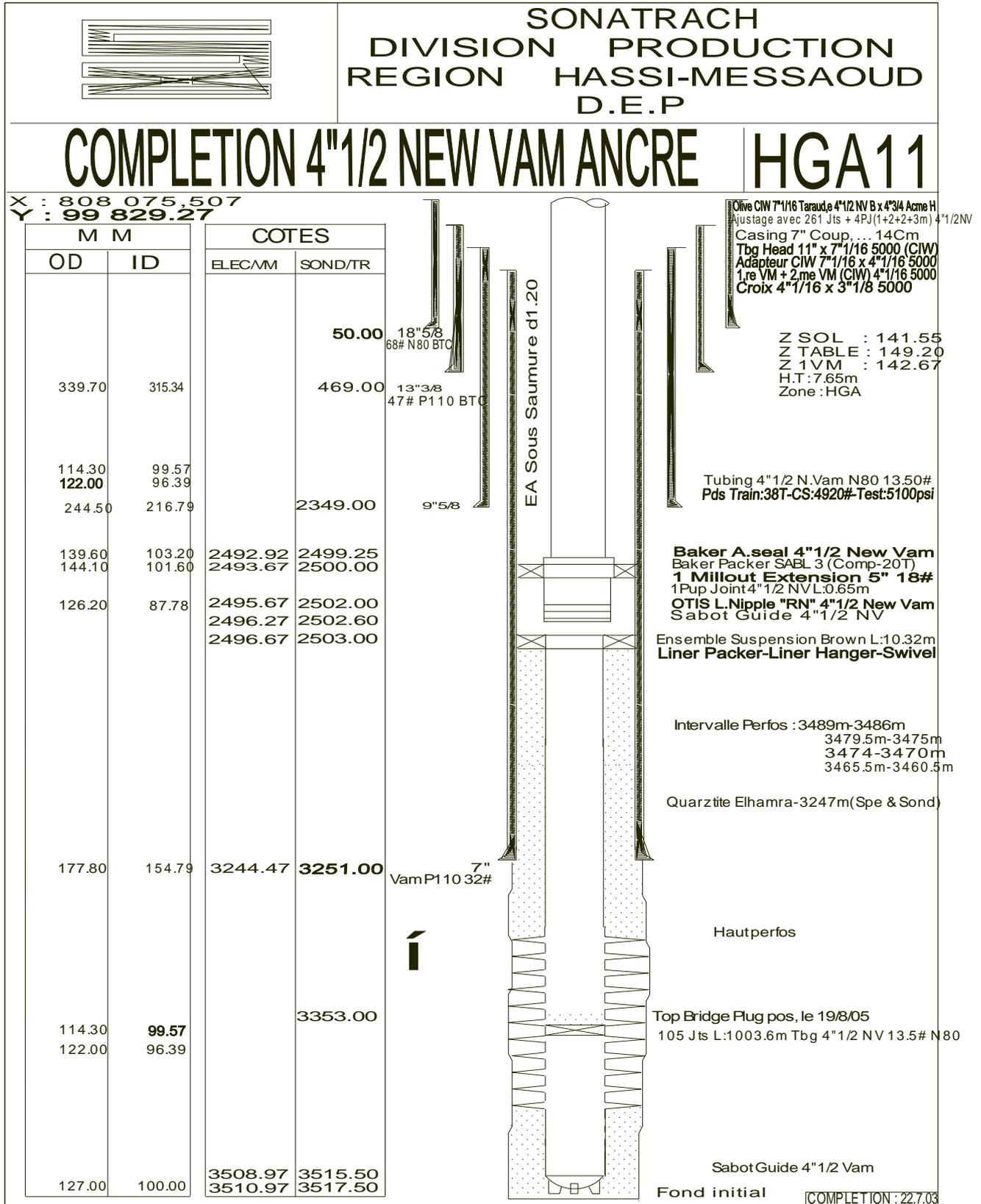
Annexe (C) :La complétion du puits HGA13



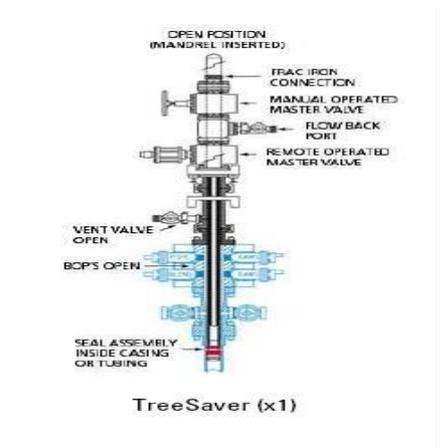
Annexe (D) : La complétion du puits HGA32



Annexe (G) : La complétion du puits HGA11



Annexe (L) :les équipement qui sont utilisés pour la fracturation du puits HGA26 :

 <p>Pump Unit SPF (x5)</p>	<p>5</p>	 <p>Frac tank</p>	<p>6</p>
 <p>TCV Monitoring unit (x1)</p>	<p>1</p>	 <p>sand truck/sand chief</p>	<p>1</p>
<p>Blender</p>			<p>1</p>
 <p>camion de produits chimiques</p>	<p>1</p>	 <p>TreeSaver (x1)</p>	<p>1</p>

On utilise le logiciel Techlog pour élaborer les profils de contraintes et les log ELANS.

Définition :

Techlog 2015 est un logiciel d'évaluation des réservoirs conçu par Schlumberger, qui offre les dernières nouveautés en matière de technologie, permettant ainsi de faciliter la tâche de traitement et d'interprétation des paramètres pétrophysiques. Il est utilisé par différentes compagnies pétrolières telles que : Sonatrach, Schlumberger, Baker Atlas, Haliburton.



Références et bibliographiques



Références bibliographiques

- [1] Etude de quartzite de Hamra dans le champ HassiGuettar, projet professionnel de fin de formation d'IAP, en 2015.P10
- [2] document de sonatrach.
- [3] Etude de quartzite de Hamra dans le champ HassiGuettar, projet professionnel de fin de formation d'IAP, en 2015.P11
- [4] Conception de la fracturation hydraulique pour l'amélioration de la production, mémoire de fin d'étude de master production, université d'Ouargla (BENLOULOU Abderrahmane, LACHEKHAB Moufida) en juin 2013.P16
- [5] data bank.
- [6] document de sonatrach, PETREL.
- [7] Approche géologique dans la reprise des puits en « Short radius » dans le périmètre de HassiGuettar, mémoire de fin d'étude de master géologie (NACEUR Chaimaa, DJERIOUI Tayeb) en juin 2016.P13
- [8] Etude de quartzite de Hamra dans le champ HassiGuettar, projet professionnel de fin de formation d'IAP, en 2015.P13
- [9] Etude Pétrographique et diagénétique du réservoir Quartzite de Hamra (QH) - HassiGuettar (HGA), mémoire de fin d'étude de master en mine et géologie, université deBejaia (LoudjdiBoualem) en octobre 2010.P26
- [10] Etude de quartzite de Hamra dans le champ HassiGuettar, projet professionnel de fin de formation d'IAP, en 2015.P14
- [11] Evaluation du réservoir Quartzites Hamra « possibilité de développement par des drains horizontaux », Projet professionnel de fin de formation, Réalisé par : ABID Abdelmoumene, en Février 2018 P13.
- [12] livre : techniques d'exploitation pétrolière « le gisement », école national supérieure du pétrole et des moteurs, formation industrie (R. Cossé), Edition technip en 1988.

Références bibliographiques

- [13] Impact de la géomécanique sur la fracturation hydraulique : Application au puits MD489 dans le champ de HMD. Mémoire de fin d'étude de master en production, université Boumerdès (M^{lle}. BOUDJEMA Arabia), en 2010, P13.
- [14] Etudes géomécanique et fracturation hydraulique conventionnelle et conductor au niveau des réservoirs Cambriens dans le champ de Hassi Messaoud, Mémoire de fin d'études de master, université de Boumerdès, réalisé par BERDJA Hicham et KECHAM Sohaib en 2017, P31.
- [15] Etudes géomécanique et fracturation hydraulique conventionnelle et conductor au niveau des réservoirs Cambriens dans le champ de Hassi Messaoud, Mémoire de fin d'études de master, université de Boumerdès, réalisé par BERDJA Hicham et KECHAM Sohaib en 2017, P32.
- [16] Evaluation et étude comparative entre la fracturation hydraulique conventionnelle et la technique de fracturation à canaux dans le réservoir compact de HassiTerfa, projet professionnel de fin de formation d'IAP (MétahriZaineb), en 2014.P38
- [17] Amélioration et maîtrise de la production des puits horizontaux par fracturation hydraulique avec complétion de multizone (Frac-Point), mémoire de fin d'étude de master, université d'Ouargla, réalisé par ABIDI SAAD Salah & MAZARI Ammar, en mai 2015, P1.
- [18] Amélioration et maîtrise de la production des puits horizontaux par fracturation hydraulique avec complétion de multizone (Frac-Point), mémoire de fin d'étude de master, université d'Ouargla, réalisé par ABIDI SAAD Salah & MAZARI Ammar, en mai 2015, P8
- [19] Evaluation et étude comparative entre la fracturation hydraulique conventionnelle et la technique de fracturation à canaux dans le réservoir compact de HassiTerfa, projet professionnel de fin de formation d'IAP (Métahri Zaineb), en 2014.P97-98-99-100.

Résumé :

Le réservoir de quartzite de Hamra au niveau de la zone périphérique Hassi Guettar du champ de Hassi Massoud est un bon exemple de réservoir compact, il se caractérise par une faible porosité mais surtout une perméabilité extrêmement faible. Ce réservoir nécessite généralement un traitement de fracturation hydraulique pour améliorer ses caractéristiques pétrophysiques, mais avant cela, on doit réaliser une étude attentive de stress pour localiser les zones à fracturer en utilisant le logiciel techlog. L'interprétation des profils de stress et des ELANS permet de déterminer les zones favorables avec beaucoup de précision.

Mots clés : quartzite de Hamra, Hassi Guettar, porosité, perméabilité, fracturation hydraulique, stress, techlog.

Abstract :

The Hamra quartzite reservoir in the Hassi Guettar peripheral zone of the Hassi Massoud field is a good example of a compact reservoir; it is characterized by a low porosity but above all an extremely low permeability.

This reservoir generally requires a hydraulic fracturing treatment to improve its petrophysical characteristics, but before that, an attempt must be made to study stress to locate the areas to be fractured using the techlog software. The interpretation of the stress profiles and the ELANS makes it possible to determine the favorable zones with a great deal of precision.

Key words: Hamra quartzite, Hassi Guettar, porosity, permeability, hydraulic fracturing, stress, techlog.

