

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA

FACULTE DES HYDROCARBURES, DES ENERGIES RENOUVELABLES ET DES
SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS

DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS



Mémoire de Master Professionnel

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : **Géologie pétrolière**

THEME

**Optimisation de production dans un réservoir
" Tight "
Cas du réservoir Ordovicien du champ HGA**

Présenté par

Melle. BOUHALISSA Bouchra
M. BOUTOUITA Salah Eddine
M. IZOUNTAR Charaf Eddine

Soutenu publiquement le

Devant le jury :

Président :	Dr. CHERIF Amine	M. C. B Univ. Ouargla
Promoteur :	Dr. MEDJANI Fethi	M. C. A Univ. Ouargla
Examineur :	Dr. MELOUAH Oualid	M. C. B Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2017/2018

Remerciements

Nos remerciements s'adressent premièrement et avant tout à Allah le tout puissant, qui nous a aidé à réaliser ce modeste travail, et pour sa grâce tout au long de notre vie professionnelle et personnelle.

*Nos vifs et sincères remerciements à notre encadreur **Dr MEDJANI Fethi**, pour son encadrement, son aide, ses orientations, ses conseils, pour tous ces efforts, ces encouragements fournis dans l'élaboration de ce travail, pour son large soutien et le temps bénéfique qu'il nous a consacré.*

Nous tiendrons à remercier très vivement l'ensemble des membres de jury qui nous ont fait l'honneur d'accepter de juger notre travail.

*Nous voudrions présenter nos remerciements les plus distingués à **Mr SEMGHOUNI Abdelbasset** pour l'aide et l'hospitalité durant la période de stage, de nous encadrer et de nous avoir consacré une grande partie de son précieux temps pour la réalisation de ce travail. Merci pour vos orientations rigoureuses et vos conseils constructifs.*

*Nous présentons nos chaleureux remerciements à **Mr HAMMA Toufik** de nous avoir proposé ce sujet et de nous avoir permis l'accès aux données nécessaires et pour son aide.*

*Nous voudrions remercier vivement, à travers ce mémoire **Mme ABDENOURI Rabia**, **Mr Bouchiba Salah Eddine**, **Mr Felioune Yasser** du département Reservoir Engineering, **Mr KHERRAZ Djamel** et **Mr ELAMRANI Mohamed Lakhdar** du département TECHNIQUE Nouvelle, pour leurs aides, encouragements et leurs soutiens durant toute la période de stage au niveau de Sonatrach.*

Nous présentons nos chaleureux remerciements aux enseignants de département des sciences de la terre et de l'univers qui nous ont aidés tout le long de notre cursus universitaire.

Et enfin une mention spéciale à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail.

DEDICACE

*Je dédie ce mémoire à ma chère et douce **maman**.*

Aucune dédicace ne saurait exprimer mon respect, mon amour éternel et ma considération pour les sacrifices qu'elle a consenti pour mon instruction et mon bien être. Je la remercie de tout mon cœur pour tout le soutien et l'amour qu'elle m'a apporté depuis mon enfance et j'espère exaucer ses vœux par ma réussite.

*A la mémoire de mon défunt **père** que j'aurais tant aimé qu'il soit présent. Je prie Dieu pour que son âme repose en paix dans son paradis.*

*A ma tante, **Farida** qui représente ma deuxième mère et qui a toujours été présente pour mon soutien que ce soit dans mes études ou dans ma vie courante.*

*A ma chère sœur **Narimane**, la prunelle de mes yeux et mon chère frère **Hichem** que j'aime beaucoup. Je leur souhaite une vie pleine de bonheur et de succès et que Dieu, le tout puissant, les protège et les garde.*

*Et enfin, je dédie ce travail à ma chère **grand-mère** qui m'a accompagné par ses prières, sa douceur ; puisse Dieu lui prêter longue vie et beaucoup de santé et de bonheur.*

BOUHALISSA Bouchra



Dédicace

*À l'homme de ma vie, mon exemple éternel celui
qui s'est toujours sacrifié pour me voir réussir,
que dieu te garde dans son vaste paradis, à toi
mon père.*

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

*Je dédie également à mes très chers frères et
sœurs, à tous les membres de ma famille
« BOUTOUITA, AAROUM et FAZAZ » un
par un et bien sûr Dr. MEDJANI Fethi pour
tous les sacrifices et les encouragements durant
toute période de mes études.*

*À tous mes amis parmi eux de filière de géologie
avec qui j'ai partagé les meilleurs moments de
ma vie d'étude.*

*Aussi à tous les enseignants de l'université
d'Ouargla.*

« BOUTOUITA Salah Eddine »



Dédicace

*En premier lieu, au Dieu tout puissant de m'avoir accordé la
puissance et La volonté pour terminer
Ce travail.*

*A la lumière de mes jours et les étoiles de mes nuits, mes
précieux parents, les plus chères de ma vie, qui ont su
m'apporter l'amour et les sentiments tendres et qui ont fait de
moi ce que je suis aujourd'hui et je leur serai toujours
redevable.*

A ma soeur, Hadjer

A mes frères, Idirouch et Zaki

Abdel Wahab et Rouji

A tous ce qui me sont chers.

Charaf.!

Sommaire

Liste des tableaux	
Liste des figures	
Introduction	1
Chapitre I: Contexte général	
I. Notions des réservoirs conventionnels et non conventionnels	3
I.1 Réservoirs conventionnels	3
I.2 Réservoirs non conventionnels	4
I.2.1 Gaz non conventionnel	4
I.2.2 Gaz et huile des réservoirs Tights	5
II .Caractéristiques d'un réservoir Tight	6
II.1 Porosité (\emptyset)	6
II.2 Perméabilité (K)	6
III. Exploration et exploitation des hydrocarbures de réservoir compact	7
III.1 Quartzite de Hamra (QH)	8
III.2 Ichnofaciès et milieu de dépôt des QH	9
IV. Présentation du champ Hassi Guettar	11
IV.1 Situation géographique et structurale du champ Hassi Guettar	11
IV.2 Aspect stratigraphique et pétrolier	12
IV.3 Historique de la recherche pétrolière dans le champ HGA	14
IV.3.1 Zone centrale (zone d'étude)	14
IV.3.2 Zone Ouest (HGAW)	15
IV.3.3 Zone Sud (HGAS)	15
IV.3.4 Zone Nord-Est (HGANE)	15
V. Zone d'étude	15
V.1 Pétrophysiques du réservoir	16
V.1.1 Analyse des carottes	17
V.1.2 Interprétation Des diagraphies	19

V.2 Estimation des réserves en place dans HGA centre	21
V.2.1 Méthode volumétrique	21
V.2.2 Méthode bilan matière	22
V.3 Production dans la zone d'étude	23
V.3.1 Historique de production	23
V.3.2 Production cumulée de chaque puits et taux de récupération du réservoir QH	23

Chapitre II: Matériels & méthodes

I. Fracturation hydraulique	26
I.1 Historique de la fracturation hydraulique	27
I.2 Notion des contraintes liées à la fracturation	27
I.3 Critère de choix pour une fracturation hydraulique dans les réservoirs Tights	29
I.4 Principe de la fracturation hydraulique et les fluides utilisés	30
I.4.1 Additifs	31
I.4.2 Agents de soutènement (Proppants)	32
I.5 Procédure générale de fracturation hydraulique	32
I.5.1 Tests sur les installations	32
I.5.2 Test de rupture et l'injection de l'acide	32
I.5.3. Mini Frac	33
I.5.4 Thermométrie	34
I.5.5 Main Frac	34
I.5.6 Arrêt de l'injection et fermeture du puits	35
I.5.7 Dégorgement et mise en production du puits	36
I.6 Application de l'opération de fracturation dans le champ de HGA	37
I.6.1 Fracturation hydraulique des puits HGA40 et HGA26	37
I.6.2 Fracturation hydraulique du puits HGA38	40
II. Short Radius	42
II.1 Principe de base	42
II.1.1 Définition	42

II.1.2 Conditions de choix des puits candidats	42
II.1.3 Critères de choix de la couche à cibler	42
II.1.4 Choix de l'azimut	43
II.1.5 Procédure de reprise d'un puits en Short Radius	44
II.1.6 Réalisation d'un Short Radius	45
II.1.7 Opérations sur le puits	45
II.2 Application de SR dans la zone d'étude	45
II.2.1 Application de SR dans les champs voisins de HGA	45
II.2.2 Reprise du puits HGA40 en SR	47
II.2.3 Puits candidats pour SR dans la zone d'étude	51

Chapitre III: Résultats & discussions

I. Fracturation hydraulique	61
I.1 Puits HGA26	61
I.2 Puits HGA38	63
I.2 Puits HGA40	65
II. Reprise en Short Radius	67
II.1 Puits repris en SR	67
II.1.1 Puits HGA40	67
II.1.2 Puits HGA36	69
II.1.3 Puits HGA38	70
II.1.3 Puits HGA42	71
II.2 Etude économique	72
II.2.1 Aperçu sur le prix de baril du brut en Algérie	72
II.2.2 Evaluation de la reprise du puits HGA40 en SR	73
Conclusion	81
Liste des abréviations	
Bibliographie	
Annexes	

Liste des tableaux

Tableau n°01 : Mesures pétrophysiques sur carottes	12
Tableau n°02 : Résultats des deux méthodes d'estimation des réserves en places	22
Tableau n°03 : Contraintes liées à la fracturation selon les normes	27
Tableau n°04 : Paramètres géomécaniques au niveau des puits HGA26 et HGA40	29
Tableau n°05 : Propriétés de réservoir QH (puits HGA40, HGA26 et HGA38)	30
Tableau n°06 : Additifs chimiques utilisés dans le champ HGA	31
Tableau n°07 : Résultats du DST des puits HGA40 et HGA26	37
Tableau n°08 : Résultats de la fracturation du puits voisin HGA32	38
Tableau n°09 : Caractéristiques du réservoir QH	38
Tableau n°10 : Relevé du traitement Breakdown-Acid Injectivity	39
Tableau n°11 : Relevé du traitement de Mini Frac	39
Tableau n°12 : Relevé du traitement de Main Frac	40
Tableau n°13 : Résultats du DST du puits HGA38	40
Tableau n°14 : Caractéristiques du réservoir de puits HGA38	40
Tableau n°15 : Evolution de production après SR de puits MD 56	46
Tableau n°16 : Résultats du SR sur le puits HTF21	47
Tableau n°17 : Test du puits HGA40	48
Tableau n°18 : Jaugeage du puits HGA40	48
Tableau n°19 : Objectifs de la reprise du puits HGA40 en SR.	49
Tableau n°20 : Test du puits HGA36	52
Tableau n°21 : Jaugeage du puits HGA 36	53
Tableau n°22 : Objectifs de la reprise du puits HGA36 en SR	54
Tableau n°23 : Test du puits HGA38	56
Tableau n°24 : Jaugeage du puits HGA38	56
Tableau n°25 : Objectifs de la reprise du puits HGA38 en SR	58
Tableau n°26 : Test du puits HGA42	58

Tableau n°27 : Résultats de DST du puits HGA40 après l'opération SR	68
Tableau n°28 : Données utilisées par la méthode déterministe	74
Tableau n°29 : Calcul du revenu net à l'aide d'un solveur Excel	75
Tableau n°30 : Inputs de l'analyse de Monte Carlo	77
Tableau n°31 : Estimation du POT par simulation de Monte Carlo	78

Liste des figures

Figure n°01 : Réservoirs conventionnels	3
Figure n°02 : Réservoirs non conventionnels	4
Figure n°03 : Variation de la perméabilité selon la nature de la roche	6
Figure n°04 : Triangle de ressource naturelle en hydrocarbures	7
Figure n°05 : Quartzite de Hamra	8
Figure n°06 : Model de dépôts des Quartzites de Hamra	10
Figure n°07 : Situation du champ de HGA par rapport à HMD	11
Figure n°08 : Situation géographique du champ HGA	12
Figure n°09 : Colonne lithostratigraphique du champ de Hassi Guetter	13
Figure n°10 : Historique de forage dans la région Hassi Guetter	15
Figure n°11 : Situation de la zone d'étude	16
Figure n°12 : Carottes provenant des QH du champ HGA	18
Figure n°13 : Section entre les puits HGA36, 32, 38, 24, 40, 35 montrant la distribution latérale de la porosité	19
Figure n°14 : Section entre les puits HGA36, 32, 38, 24, 40, 35 montrant la distribution latérale de la perméabilité	20
Figure n°15 : Model actualisé du champ HGA avec des unités de QH	21
Figure n°16 : Historique de la production des puits de réservoir QH dans HGA centre	23
Figure n°17 : Cumul de production de chaque puits dans le réservoir QH	24
Figure n°18 : Historique du cumul d'huile et du facteur de récupération	24
Figure n°19 : Schéma conceptuel de la fracturation hydraulique dans les réservoirs Tights	26
Figure n°20 : Représentation schématique des contraintes	28
Figure n°21 : Courbe de Breakdown-Acid Injectivity du HGA26	33
Figure n°22 : Thermolog du puits HAG40	34
Figure n°23 : Évolution de la concentration des Proppants pendant la fracturation	35

Figure n°24 : Courbe de traitement Main Frac du HGA40	36
Figure n°25 : Equipements et principe de la fracturation hydraulique	36
Figure n°26 : Stress Profile du puits HGA38	41
Figure n°27 : Choix de l'azimut par rapport à l'anisotropie	43
Figure n°28: Architecture d'un short radius	44
Figure n°29 : Carte en isobathes au toit du réservoir QH	47
Figure n°30 : Distribution de porosité, perméabilité et de saturation en eau le long du puits HGA40	49
Figure n°31 : Profil de la trajectoire réelle et théorique du puits HGA40	51
Figure n°32 : Evolution de débit d'huile dans le puits HGA36	52
Figure n°33 : Corrélation entre les puits HGA26, HGA36 et HGA32	54
Figure n°34 : Distribution latérale des propriétés du réservoir QH au niveau du puits HGA36	55
Figure n°35 : Distribution latérale des propriétés du réservoir QH au niveau du HGA38	56
Figure n°36 : Corrélation entre les puits HGA38 et HGA40 du réservoir QH	57
Figure n°37 : Distribution des paramètres pétrophysiques le long du puits HGA42	59
Figure n°38 : Distribution latérale des propriétés du réservoir QH au niveau du puits HGA42	60
Figure n°39 : ELAN du puits HGA26	61
Figure n°40 : Thermolog du puits HGA26	62
Figure n°41 : Historique de production du puits HGA26	63
Figure n°42 : Log Composite du puits HGA38	64
Figure n°43 : Log Composite du puits HGA40	65
Figure n°44 : Etat du puits HGA40	66
Figure n°45 : Profil prévisionnel de la production d'huile HGA40 après SR	67
Figure n°46 : Etat du puits HGA40 avant et après SR	68
Figure n°47 : Profil prévisionnel de la production d'huile après approfondissement-SR sur le puits HGA36	69
Figure n°48 : Profil prévisionnel de la production d'huile Puits HGA38	70
Figure n°49 : Section passant par le puits HAG 38 montre la distribution latérale de S_w	71

Figure n°50 : Profil prévisionnel de production d'huile HGA 42	71
Figure n°51 : Coupe géologique passant par les puits HGA35, HGA42et HGA26	72
Figure n°52 : Historique du cours de Sahara Blend des cinq dernières années	73
Figure n°53 : Graphe du revenu net en fonction du POT	75
Figure n°54 : Evolution de Sahara Blend selon une distribution normale	76
Figure n°55 : Principe de la simulation de Monte Carlo	77
Figure n°56 : Distribution des fréquences des POT en fonction des risques du prix de baril	78
Figure n°57 : Graphe de probabilité cumulée du POT	79
Figure n°58 : POT en fonction de débit de production des deux analyses	80

Introduction

L'un des objectifs principaux de l'exploration est la mise en évidence des hydrocarbures, ceci passe par la prospection et la recherche de nouveaux gisements dans le but d'augmenter les ressources et les réserves du pays. A cet effet, de nouveaux puits sont forés dans des structures inconnues, en dehors des gisements qui produisent actuellement. Pour rappel, les essais des puits ou Wells Testing sont des tests spéciaux qu'on réalise sur les puits à huile ou à gaz pour avoir des informations très utiles et évaluer leurs paramètres de production afin de les exploiter dans de bonnes conditions.

Il arrive souvent lors des tests de formation réalisés en cours du forage (DST) de ne pas avoir de production en surface malgré les indices enregistrés par les diagraphies, les carottes ... etc, qui montrent clairement la présence d'hydrocarbures dans ces dernières. Ceci peut être causé par l'endommagement de la formation durant le forage du puits ou d'autres opérations comme la cimentation, ou tout simplement à cause des propriétés pétrophysiques médiocres des réservoirs autrement dit une faible porosité et perméabilité, phénomène qu'on rencontre toujours dans les réservoirs compacts (Tight réservoir).

Pour permettre aux fluides contenus dans le réservoir d'être acheminés en surface, on fait appel aux opérations définies ayant pour but soit de restaurer la productivité d'un puits, qui au départ était très bon producteur ou bien, d'améliorer l'indice de productivité ou d'injectivité jugé insuffisant. Elle permet donc d'augmenter la vitesse de récupération des réserves mais non pas les réserves récupérables.

Ce travail a pour objectif de faire la lumière sur deux techniques menées dans l'industrie pétrolière afin d'optimiser la production dans un réservoir Tight précisément le réservoir Ordovicien du champ de HGA, puisque celui-ci a connu un déclin étonnant ces dernières années et nécessite des interventions raisonnables et bien choisies.

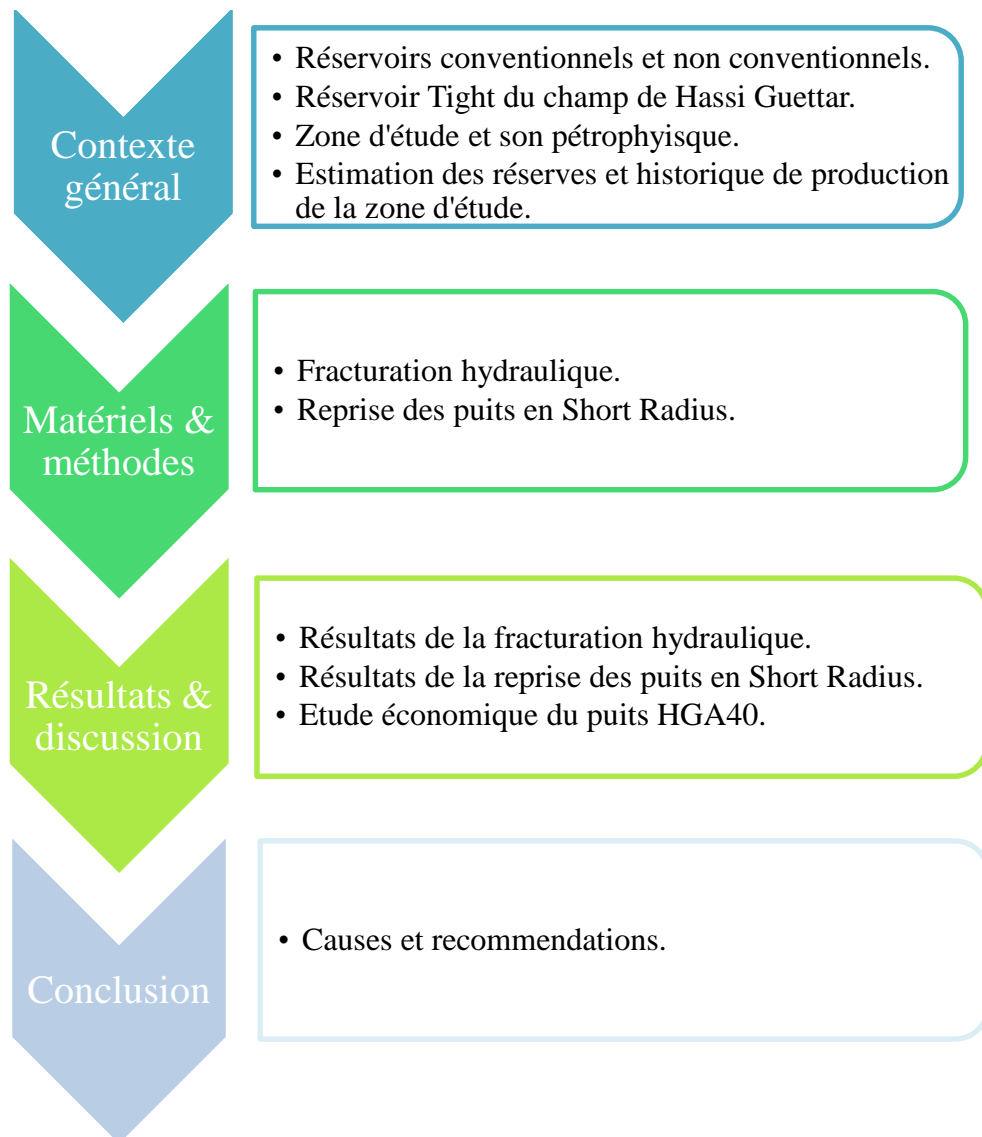
Ce mémoire est assemblé essentiellement par trois parties, à savoir :

- La première partie «Contexte général» : engendre des notions sur les réservoirs conventionnels et, en particulier, non conventionnels mondiaux, leurs caractéristiques, l'exploitation des hydrocarbures dans ces réservoirs ainsi que le cas exemplaire en Algérie et le processus du milieu de dépôt de ce type de roche Tight. Cette partie aborde aussi la présentation du champ de Hassi Guettar, sa localisation, son aspect géologique, structural et pétrolier et l'historique de la recherche dans ce territoire. Ensuite, on passe à la zone d'étude et son caractère pétrophysique ainsi

qu'un petit passage comprenant l'estimation des réserves, la production et le taux de récupération des HC dans cette partie du champ.

- La deuxième partie est dédiée aux méthodes et matériels utilisés dans le but de tenter d'optimiser la production de la zone d'étude tout en choisissant quelques puits témoins.
- La troisième partie est la charpente de ce travail, puisque elle conçoit les résultats obtenus à propos de la partie qui la précède ainsi de la totalité des discussions conquises à partir des interprétations faites.

Une conclusion pour clôturer tout ce travail avec les résultats constatés et les recommandations proposées au sujet traité.





Chapitre I

CONTEXTE GENERAL

Les réservoirs conventionnels et non conventionnels sont des ressources distinctes qui peuvent potentiellement être extraites. Les deux réfèrent à une certaine quantité de combustibles fossiles qui pourrait contribuer à une réserve à condition qu'elle soit économiquement tirée. La différence entre les deux ensembles est relativement simple, et dépend la plupart du temps sur la facilité d'extraire les hydrocarbures.

I. Notions des réservoirs conventionnels et non conventionnels

Que ce soit une production d'hydrocarbures conventionnels ou non conventionnels, il s'agit des mêmes types d'hydrocarbures. Ces hydrocarbures proviennent de la transformation d'une roche riche en matière organique (la roche-mère) par augmentation de la température et de la pression lors de l'enfouissement au cours des temps géologiques.

Dans le cas d'un gisement conventionnel, les hydrocarbures ainsi formés se déplacent en direction d'une roche poreuse et perméable (le réservoir) dans laquelle ils s'accumulent. On a donc des gisements dans lesquels les hydrocarbures sont concentrés. C'est dans cette couche que l'on va produire le gaz en réalisant un ou plusieurs forages.

I.1 Réservoirs conventionnels :

Dans ce cas, les hydrocarbures ainsi formés suivent une trajectoire classique du point de vue géologique, ils migrent vers une roche poreuse et perméable (le réservoir) où ils seront piégés (pièges structuraux ou stratigraphiques). On a donc des gisements dans lesquels les hydrocarbures sont concentrés occupant le petit volume de réserves compris entre les grains de roche. Puisque la roche est perméable, ce type de gisement est donc facile à développer.

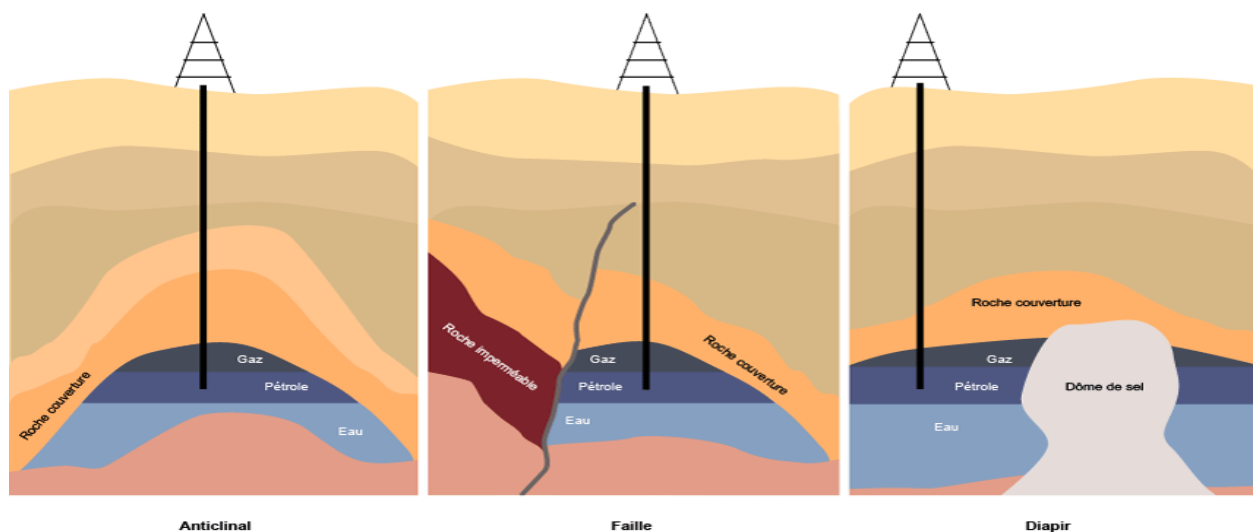


Figure n°01 : Réservoirs conventionnels (Connaissance des énergies, 2015)

I.2 Réservoirs non conventionnels :

Par contraste avec le cas conventionnel, les hydrocarbures se situent dans des roches réservoirs dont la nature géologique est particulière, ou même dans certains cas restent dans la roche mère. Contrairement aux réservoirs conventionnels qui ont des perméabilités supérieures au millidarcy les réservoirs non conventionnels ont des perméabilités très inférieures qui se mesurent en micro ou même en nanodarcy (Weymuller, 2011). Dans d'autres cas (sables bitumineux, pétrole lourd ou extra-lourd), c'est la qualité du pétrole qui ne permet pas une exploitation classique.

On peut donc proposer la définition suivante :

"Les hydrocarbures non conventionnels se caractérisent par l'obligation de stimuler la roche dans laquelle ils sont piégés dès la première phase d'exploitation pour obtenir une production commerciale"(IFP, 2011).

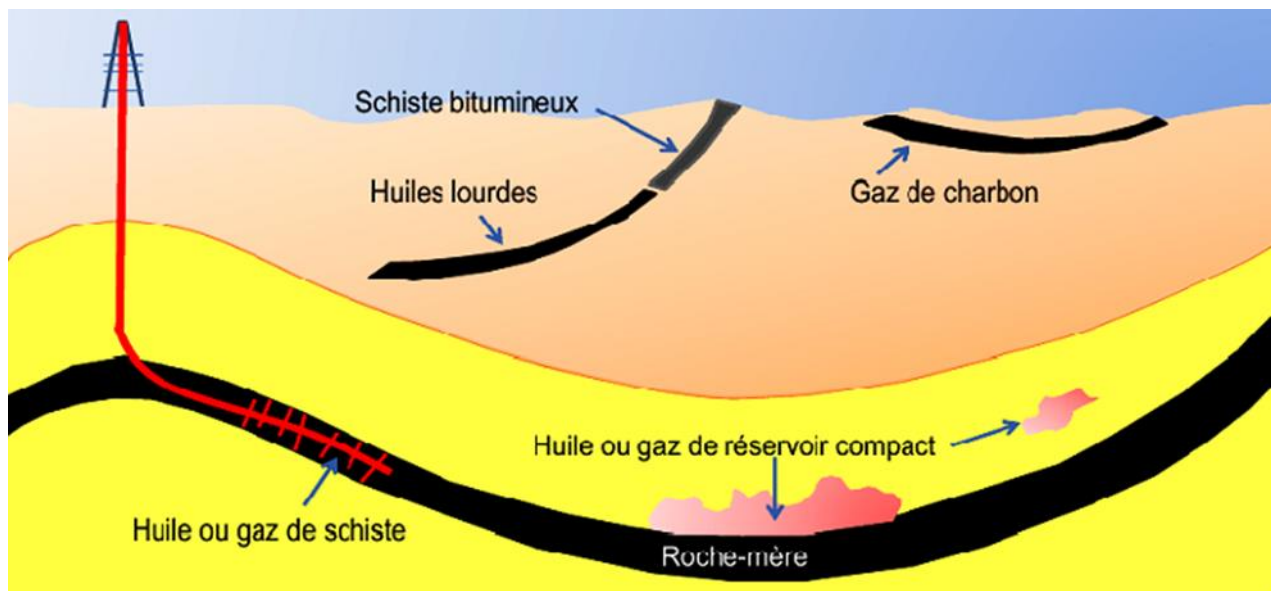


Figure n° 02 : Réservoirs non conventionnels (US Geological Survey)

I.2.1 Gaz non conventionnel :

Les gaz non conventionnels sont de natures très variées, leur point commun est le fait qu'ils soient peu mobiles et donc pas très faciles à exploiter. Cependant une fois amenés à la surface, ils ont une composition similaire au gaz naturel des gisements conventionnels (essentiellement du méthane). Aujourd'hui on distingue quatre grands types de gaz non conventionnels :

- **Coal Bed Methane (CBM) ou "gaz de charbon"** : gaz qui est resté emprisonné dans le charbon qui s'est formé, le charbon jouant alors le rôle de roche mère.

- **Shale Gas ou "gaz de schiste"** : gaz qui est resté dans la roche mère où il s'est formé.
- **Tight Gas ou "gaz des réservoirs compacts"** : gaz qui a normalement migré dans une roche réservoir, puis cette dernière a perdu sa perméabilité à cause d'un processus géologique.
- **Hydrates de méthane** : composé organique naturellement présent dans les fonds marins, sur certains talus continentaux, ainsi que dans le permafrost des régions polaires. C'est l'un des réservoirs d'hydrocarbures planétaires.

I.2.2 Gaz et huile des réservoirs Tights :

Le gaz et le pétrole (ou huile) de réservoir compact, appelés *Tight Gas* et *Tight Oil* en anglais, sont des hydrocarbures contenus dans des couches de roches réservoirs très peu poreuses et très peu perméables. L'extraction de ces hydrocarbures est par conséquent difficile, bien que la nature géologique de ces couches soit traditionnelle pour la recherche pétrolière.

Cela nécessite le recours à des techniques spécifiques pour les produire. Les hydrocarbures de réservoir compact sont classés dans la catégorie des « non conventionnels ». On inclut également dans cette catégorie le gaz et l'huile dits de schiste (*Shale Gas* et *Shale Oil* en anglais) et le gaz de houille (*Coal Bed Methane* ou *CBM*).

Notons que les hydrocarbures de réservoir compact concernent des hydrocarbures ayant migré hors de la roche-mère, contrairement à ceux de « schiste ». Le périmètre circonscrit par la notion de « *Tight* » reste toutefois flou. Les valeurs limitées de porosité et de perméabilité, qui fixent le caractère non conventionnel, évoluent avec les progrès de la technique et en fait ces réserves finiront en partie par être comptabilisées en réserves conventionnelles. La distinction entre *Tight* et conventionnel n'est donc pas figée.

Autre définition, les réservoirs compacts ou (Tight Reservoirs) sont des réservoirs non conventionnels qui contiennent un pourcentage significatif de réserves de gaz ou d'huile et qui représentent un potentiel équivalent à celui des ressources classiques. Compte tenu de la nature gréseuse de la plupart de ces gisements, ces réservoirs sont parfois appelés (Tight Gas/Oil Sand). Ailleurs, ces réservoirs peuvent être considérés comme des réservoirs ayant une perméabilité généralement inférieure à 01 millidarcy (M.Brun, 2017). De ce fait le terme « *Tight* » désigne un hydrocarbure assez proche d'un hydrocarbure conventionnel. La seule différence étant que le « *Tight Gas* » est confiné dans des formations rocheuses gréseuses ou calcaires très profondément enfouies à haute pression et haute température qui ont la

particularité d'avoir une faible porosité mais surtout une perméabilité extrêmement faible, se mesurant en micro ou même en nanodarcy.

II. Caractéristiques d'un réservoir Tight

Les hydrocarbures de réservoir compact peuvent être contenus dans des gisements particuliers, souvent de petite taille, situés dans des couches très peu poreuses et très peu perméables. Ils peuvent aussi se trouver dans des zones périphériques de gisements conventionnels.

II.1 Porosité (\emptyset) :

La porosité d'une roche correspond au rapport entre le volume des vides qui existent dans une roche et le volume total de cette dernière. Elle est exprimée en pourcentage. Dans le cas des réservoirs Tight, la porosité de la roche est souvent inférieure à 01% (alors que la porosité est supérieure à 10%, parfois plus dans le cas des réservoirs conventionnels).

Les roches du sous-sol en s'enfonçant au cours des temps géologiques « se compactent » sous l'effet de l'accumulation de nouvelles couches sédimentaires les surplombant. Le volume des pores dans les roches diminue alors progressivement au fur et à mesure de leur enfouissement.

II.2 Perméabilité (K) :

La perméabilité est un second paramètre important pour apprécier un réservoir géologique. Elle mesure la résistance du milieu à l'écoulement des hydrocarbures. Elle est exprimée en Darcy. La « compaction » des roches s'accompagne d'une recristallisation qui diminue fortement la connectivité des pores et donc la perméabilité. Les réservoirs Tight présentent des perméabilités inférieures au millidarcy et ont ainsi des caractéristiques a priori défavorables à une extraction classique d'hydrocarbures. La perméabilité des différents gisements conventionnels est nettement supérieure au millidarcy (Figure n°03).



Figure n°03 : Variation de la perméabilité selon la nature de la roche (Total, 2011)

III. Exploration et exploitation des hydrocarbures de réservoir compact

Durant la phase d'exploration, il est pratiquement aussi difficile d'identifier et d'apprécier les réserves en hydrocarbures d'un réservoir compact que celles d'un gisement de gaz de schiste en raison des caractéristiques des roches qui les renferment, bien que la porosité et la perméabilité des gisements de *Tight* soient supérieures à celles des gisements de « schiste ». Une fois repérés, les gisements peuvent être exploités en ayant recours à des techniques avancées pour les mettre en production (fracturation hydraulique, forage horizontal, reprise en Short Radius, ...etc).

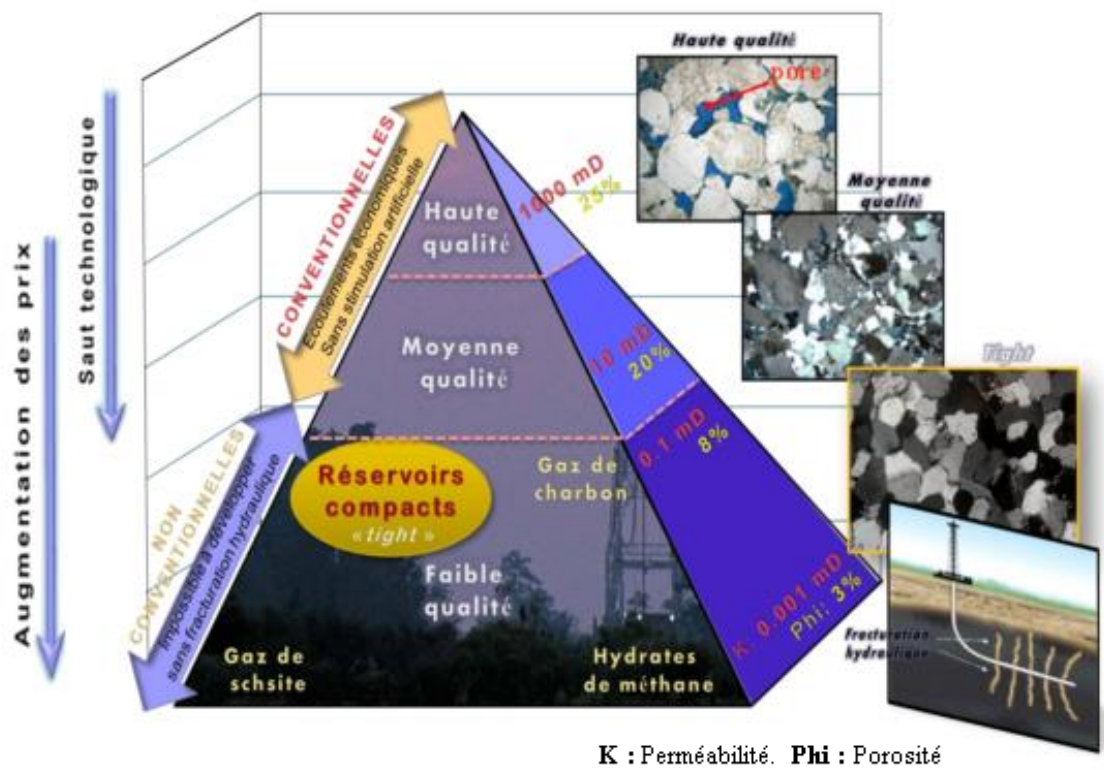


Figure n°04 : Triangle de ressources naturelles en hydrocarbures (Naïk, 2002-modifié)

Une simple lecture du triangle (Figure n°04) de ressources naturelles fait ressortir clairement que les réservoirs non conventionnels sont plus larges mais difficiles à développer. Cela oblige les opérateurs dans l'industrie pétrolière d'utiliser des techniques avancées pour la mise en production de tel type de réservoir, donc un coût de développement plus élevé.

Les principaux gisements de réservoir compact identifiés sont situés :

- Aux États-Unis (formations de Bakken en Dakota du Nord, Niobrara dans les Rocheuses, Barnett et Eagle Ford en Texas),
- En Australie (Cooper Peby),
- En Russie (Bazhenov, Achimov),
- Au Mexique (Chicontepec),
- Dans le Golfe Persique et en Syrie (R'Mah).

Le Sahara algérien renferme ce type de réservoirs compacts (Tight Oil) d'âge Ordovicien qui prend généralement le nom Quartzite de Hamra. Ce réservoir est plus exploité dans les champs périphériques du grand gisement de Hassi Messaoud, citant : Hassi Terfa, Hassi Dazabat et Hassi Guettar, ce dernier fait l'objet de cette étude.

Les Quartzites de Hamra, situées à une profondeur entre 3000 et 3500m (WEC, 2007), constituent l'objectif pétrolier principal de la périphérie de Hassi Messaoud. Les autres unités de l'Ordovicien ont aussi fourni des indices et constituent des réservoirs secondaires.



Figure n°05 : Quartzite de Hamra (SH/CRD, 2018)

III.1 Quartzite de Hamra (QH) :

Il s'agit de quartzites à rares intercalations d'argiles azoïques. C'est l'un des plus importants réservoirs pétroliers dans les bassins paléozoïques algériens. Cette formation à faciès homogènes et grande extension régionale, s'est déposée à l'Arénig qui est incorporé depuis 2009 dans le Floien, Dapingien et Darriwilien (Wikipédia, 2018) dans un environnement marin peu profond à fluviatile mais son contexte sédimentologique et séquentiel est resté mal compris à l'échelle régionale. Son épaisseur varie entre quelques mètres à 500 mètres et avec une épaisseur moyenne de 90 m dans le Môle d' Amguid-Messaoud (WEC, 2007).

Cette formation des Quartzites de Hamra est souvent décrite comme massive et compacte, constituée de grés blancs, fins à moyens, localement grossiers, quartzitiques, comprenant quelques passées d'argiles noires et silteuses. L'analyse des lithofaciès des niveaux carottés dans les Quartzites de Hamra a montré l'existence de lithofaciès variés :

- Grés fin quartzitique à litage horizontal.
- Grés fin quartzitique à litage oblique.
- Grés fin à fin quartzitique bioturbé.
- Grés fin quartzitique à litage entrecroisé, granoclassé (exclusivement à HGA).
- Grés fin à copeaux d'argile, à galets d'argile et à films argileux.
- Grés fin quartzitique sans structures visibles. L'existence d'un ichnofaciès lié à la présence de skolithos, qui sont parfois très abondants, caractérisant un environnement marin de type Shoreface.

III.2 Ichnofaciès et milieu de dépôt des QH:

La sédimentation des Quartzites de Hamra est dominée par des faciès riches en bioturbation de type *Skolithos*, c'est-à-dire des terriers verticaux cylindriques, développés par des organismes suspensivores qui se développent en milieu littoral à infralittoral, en réponse à une dégradation ou une aggradation du substrat. Leur environnement benthique typique correspond à des substrats changeants, des conditions d'énergie relativement élevées, des sédiments propres, bien triés, sujets à des dépôts ou une érosion brutale en eaux peu profondes et agitées.

Les différents lithofaciès observés dans les Quartzites sont interprétés comme déposés dans des environnements de Foreshore à Shoreface, caractérisés par une profondeur d'eau variant de 5 à 10 m (Beicip-Franlab, 2007). Un modèle de dépôt des Quartzites de Hamra est représenté sur la figure n°06.

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 la perméabilité. L'Ordovicien produit à partir de zones où les propriétés pétrophysiques s'améliorent grâce à la fracturation (Beicip-Franlab, 2007).

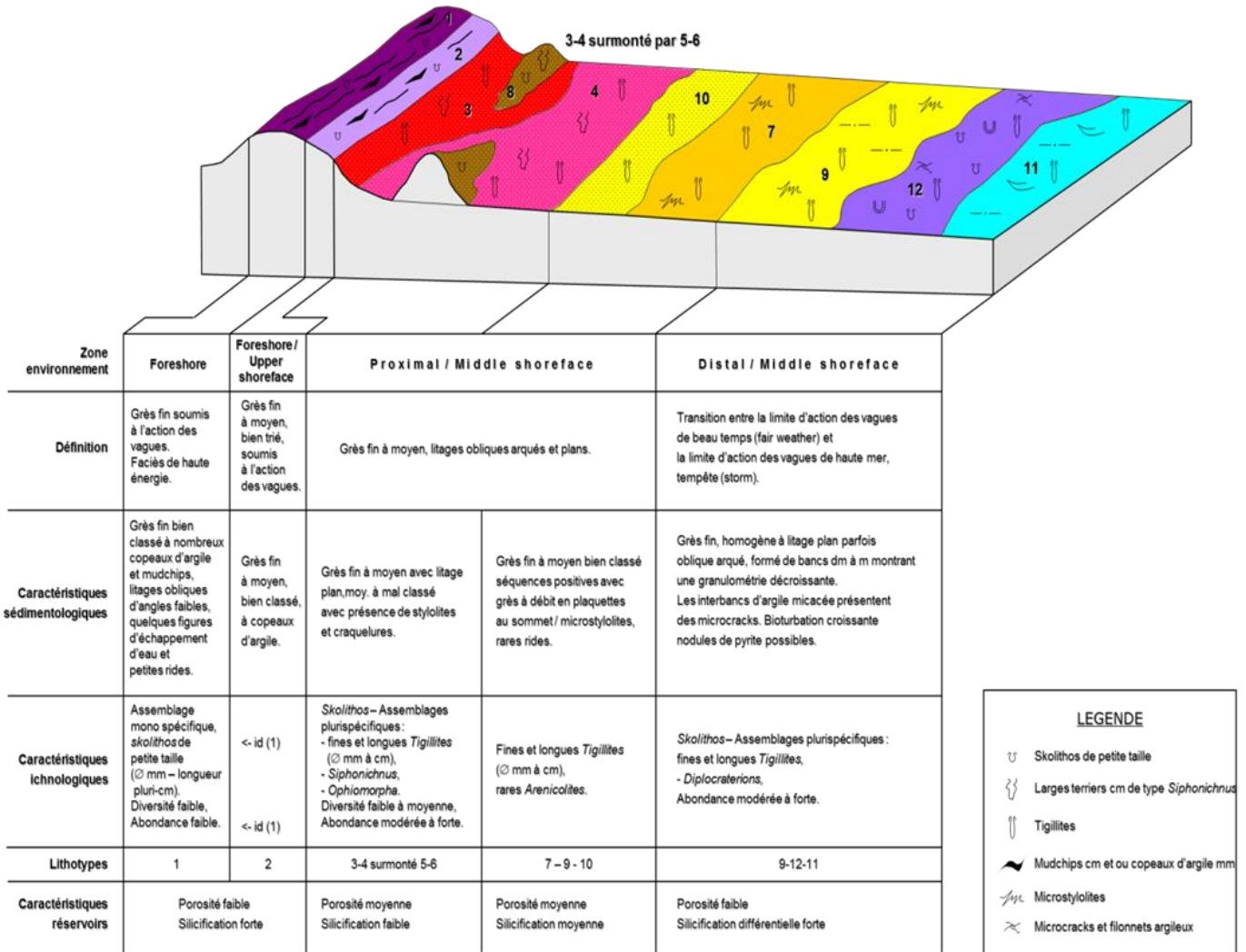


Figure n°06 : Modèle de dépôts des Quartzites de Hamra (Beicip-Franlab, 2007)

IV. Présentation du champ Hassi Guettar

IV.1 Situation géographique et structurale du champ Hassi Guettar :

La périphérie du champ de Hassi Messaoud (HMD) est constituée de zones faillées ou des Horsts et Grabens contiennent des accumulations d'huile. Parmi eux le champ de Hassi Guettar (HGA) qui correspond à une structure satellite située au Sud-Ouest du grand champ de Hassi Messaoud (Figure n°07), dans le bloc n°427, entre les longitudes 5°30' et 6°30' Ouest et les latitudes 30°50' et 31°40' Nord (Figure n°08). Il est limité structuralement par :

- 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 de Oued Mya à l'Ouest.
- Le dôme de Dahar au Nord-Est.

Le périmètre de Hassi Guettar est considéré comme étant un grand dôme compartimenté en blocs (Horsts et Grabens), affecté par un réseau complexe de failles très denses de directions NE-SW et NW-SE, issues du socle et héritées des événements antéhercyniens (In Semghouni, 2018).

L'évolution structurale de Hassi Guettar a été influencée par une série d'évènements tectoniques, de la phase Panafricaine jusqu'à l'orogénèse Hercynienne, en passant par la distension Cambro-Ordovicienne, la compression Taconique ainsi que la distension du Dévonien. Toute cette succession d'évènements orogéniques, en plus des mouvements postérieurs (Autrichiens et Pyrénéens) lui ont conféré cet aspect actuel (SH/PED, 2017)

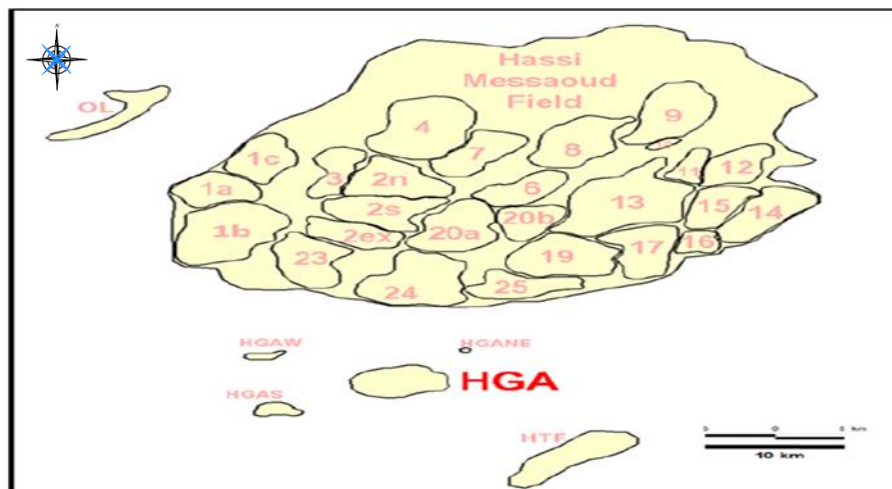


Figure n°07 : Situation du champ de HGA par rapport à HMD (In Ghetas, 2015)

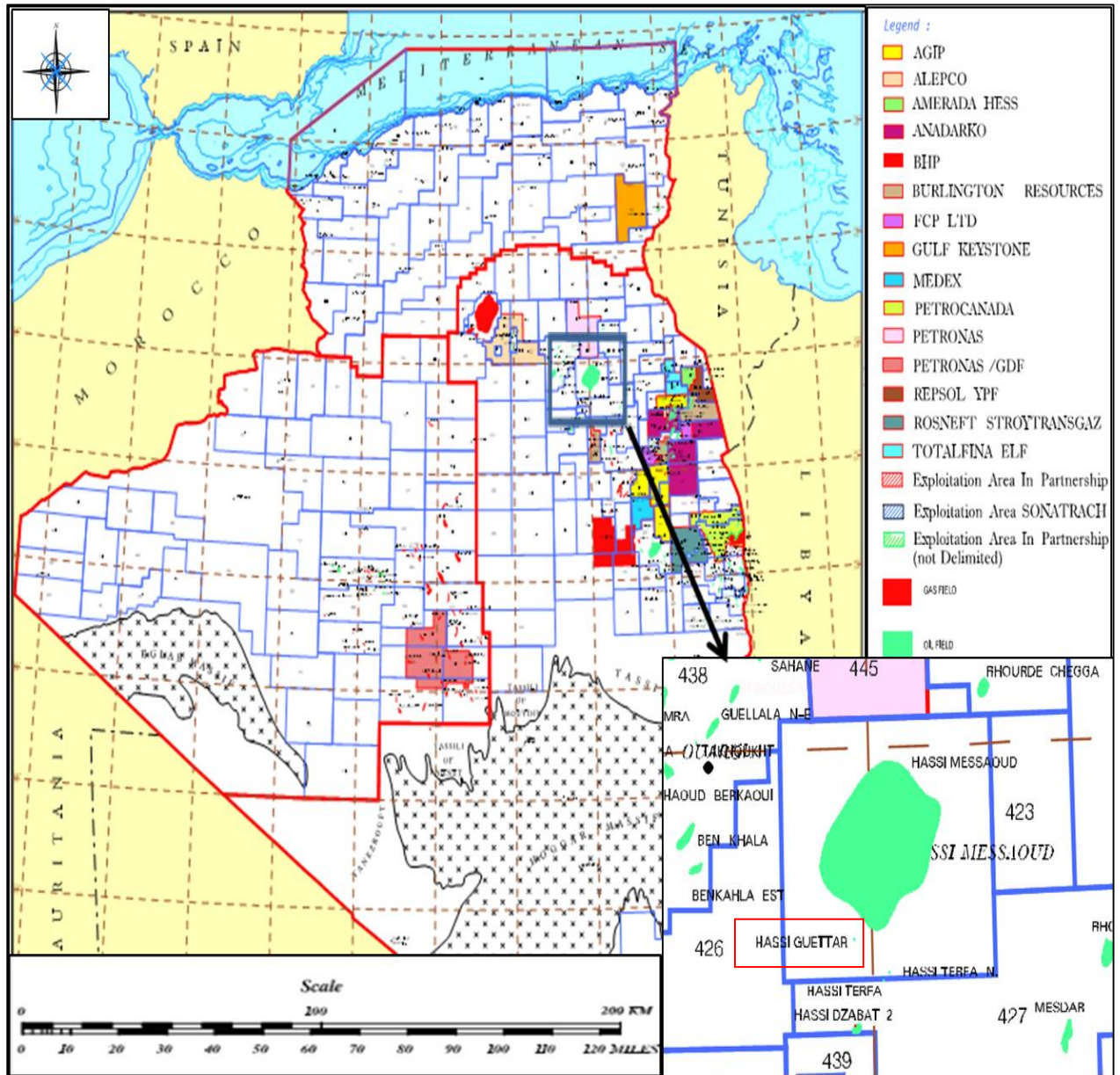


Figure n°08 : Situation géographique du champ HGA (SH/DEP-Cartographie, 2002)

IV.2 Aspect stratigraphique et pétrolier :

Du point de vue stratigraphie, les terrains traversés par tous les sondages HGA sont presque les mêmes à l'exception des intercalations éruptives qui sont distribuées d'une façon discontinue avec des épaisseurs variables basales puisque il est situé sur le sud du flanc de l'anticlinal de Hassi Messaoud, la section Cambro-Ordovicienne ainsi que les intercalations éruptives sont moins affectées par la discordance Hercynienne (Kennedy et al, 2009). La coupe stratigraphique (Figure n°09) type de la région de HGA montre que la stratigraphie s'étale du Paléozoïque jusqu'au Cénozoïque.

ÈRE	SYS	ETAGES	LITHO	Ep (m)	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE	
CZ	NEOG	MIO PLOCIENE		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, marne, 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, marne, 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	
	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	
	TRIAS	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
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	Argile verte ou noire à graptolithes	
		Zone des Alternances		18	Alternances d'argiles et de grès quartzitiques avec glauconite et Tigillites	
	CAMBRIEN	R Isométriques		42	Grès isométriques à plages de quartzites; présence de tigillites	
		R Anisométriques		125	Grès quartzites anisométriques moyens à grossiers à ciment argileux et siliceux avec stratifications obliques a 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 n°9 : Colonne stratigraphique du champ de Hassi Guettar (SH/DP, 2013)

Pour le système pétrolier de la région, 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. La roche mère Silurienne préservée au Nord de Hassi Messaoud et les bassins avoisinants tels qu'Oued Mya, Moydir et Berkine commencent à charger le système pétrolier régional avant l'érosion Hercynienne (migration primaire) (Daoud. A, 1996).

L'huile, encore peu abondante due à une génération peu avancée, migre dans des drains adjacents à la roche mère. Cette migration est accentuée grâce à un pendage favorable vers le Sud. Après le dépôt des évaporites du Lias, le Trias basal qui fournit le système de drainage obligatoire pour conduire l'huile vers les Quartzites de Hamra et le réservoir Cambrien se retrouve scellé sous les évaporites étanches empêchant toutes pertes d'hydrocarbures vers le haut (migration secondaire). La charge jusqu'à Hassi Messaoud vient encore exclusivement de l'est de Berkine (Beicip-Franlab, 2007).

Pour les réservoirs Ordoviciens, le rôle de la couverture fait par les séries argilo-salifères du Lias et les roches éruptives du Trias. Au niveau des réservoirs Cambriens, la série épaisse des Argiles d'El Gassi assure une étanchéité parfaite.

Les pièges rencontrés dans la structure de Hassi Guettar sont essentiellement structuraux liés à des Horsts (résultats d'une activité tectonique complexe) (Daoud. A, 1996).

IV.3 Historique de la recherche pétrolière dans le champ HGA :

Le champ HGA est productif à partir de deux réservoirs indépendants, un au-dessus de l'autre. Le réservoir inférieur est d'âge Cambrien qui a une bonne qualité avec un facteur de récupération relativement élevé. Le second est le réservoir recouvrant l'Ordovicien composé de Quartzite de Hamra. Il se présente comme étant un réservoir compact de faible porosité.

En fonction des résultats des interprétations sismiques, réalisées par SH-EXPLO et par MC.CONRAD, ainsi des données des puits et l'évolution des pressions de gisement et spécialement celles des pressions initiales, le champ HGA est subdivisé en quatre zones (Figure n°11).

IV.3.1 Zone centrale (zone d'étude) :

En Juin 1992, le premier puits HGA1 a été foré. Il a produit de l'huile à partir des niveaux Ri, la Zone des Alternances ainsi des Grès d'El Atchane (du Cambro-Ordovicien). Après cette découverte positive, d'autres puits ont été forés HGA2 en 1995 et HGA3ST1 (Side Track) en 1996. Les résultats pétroliers de ces puits ont permis de délimiter le gisement et de le préparer pour une mise en production tout en planifiant d'autres forages : en 1997 HGA4ST4, puis en

2000 HGA5ST1,viennent ensuite en 2002 HGA6,7,8,9, HGA10,11,12,13 en 2003, puis HGA14,15,16,17 en 2004, HGA18,19,20,21 en 2005, HGA22 en 2006, HGA24 en 2007, HGA25 en 2009, HGA26,28,31,32,35,36,37 en 2011, HGA29,33,38 en 2013, HGAZ39 foré en 2014 est le seul et premier puits horizontal, HGA40,41 en 2015, HGA42,43,44,45 en 2017, et finalement HGA46 qui est encore au cours de forage. L’exploitation d’huile est partagée entre les deux réservoirs : le Cambrien et les QH.

IV.3.2 Zone Ouest (HGAW) :

Le forage a commencé depuis 2005 HGAW1 jusqu’à 2017 par le puits HGAW9. La production d’huile se fait à partir de réservoir de Cambrien (Ri).

IV.3.2 Zone Sud (HGAS) :

Neuf (09) puits ont été forés dans le Sud du champ depuis 2006 jusqu’à 2018, le réservoir exploité est le QH.

IV.3.4 Zone Nord-Est (HGANE) :

Cette zone contient deux puits dans le réservoir Cambrien.

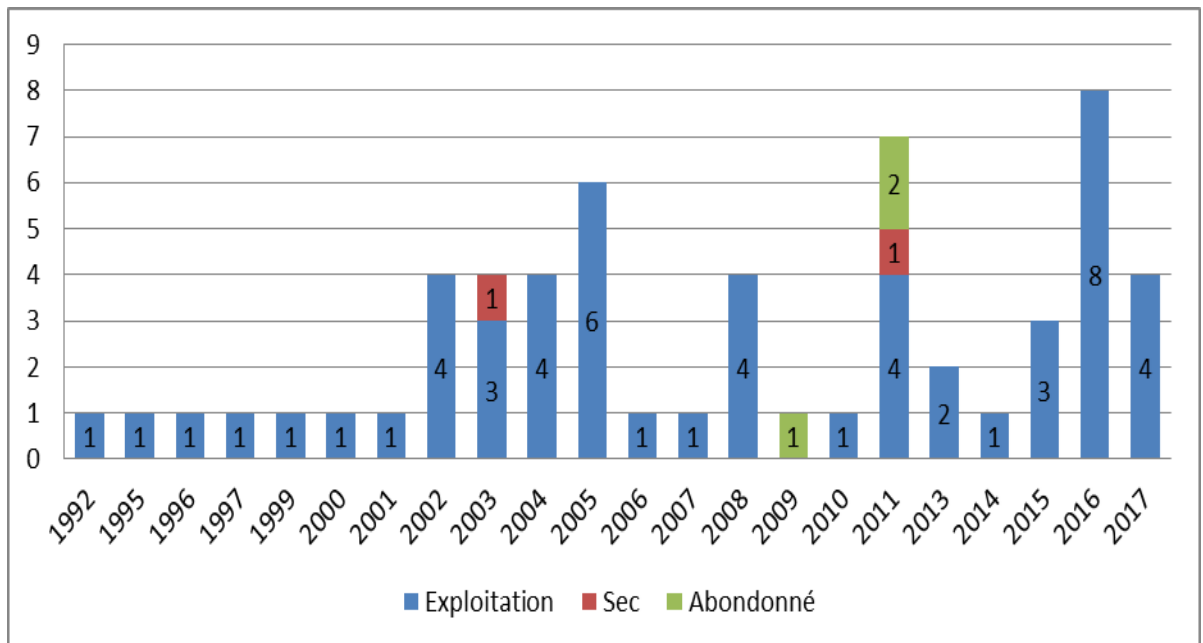


Figure n°10 : Historique de forage dans la région Hassi Guettar

V. Zone d'étude

Le travail dans ce mémoire se focalise essentiellement sur la zone centrale du champ HGA. Après la complétion du puits HGA1 en 1992, qui était structurellement faible en ce qui concerne les réservoirs Cambrien classique Ri - R2 mais était productif dans le réservoir Quartzite de Hamra, à plusieurs centaines de mètres stratigraphiquement au-dessus, ensuite

venait le puits HGA2 foré en 1995 était également productif dans le QH plutôt que le Cambrien, qui était encore structurellement faible. Cependant, HGA3ST1 foré en 1996 était centré sur un petit haut structurel, et était un excellent producteur de pétrole du Cambrien (Kennedy, 2009).

Les nouveaux puits de développement ont tenté de cibler la couche associée à la production Cambrienne en utilisant le QH comme réservoir de secours, mais maintenant il est productif depuis deux réservoirs indépendants ; le Cambrien qui était l'objectif initial de la production depuis 1992 jusqu'au 2011 où la remonté du plan d'eau (SH/PED, 2014) a inondé ce réservoir, ce qui permet au réservoir de QH de porter l'intérêt principal dans ce champ.

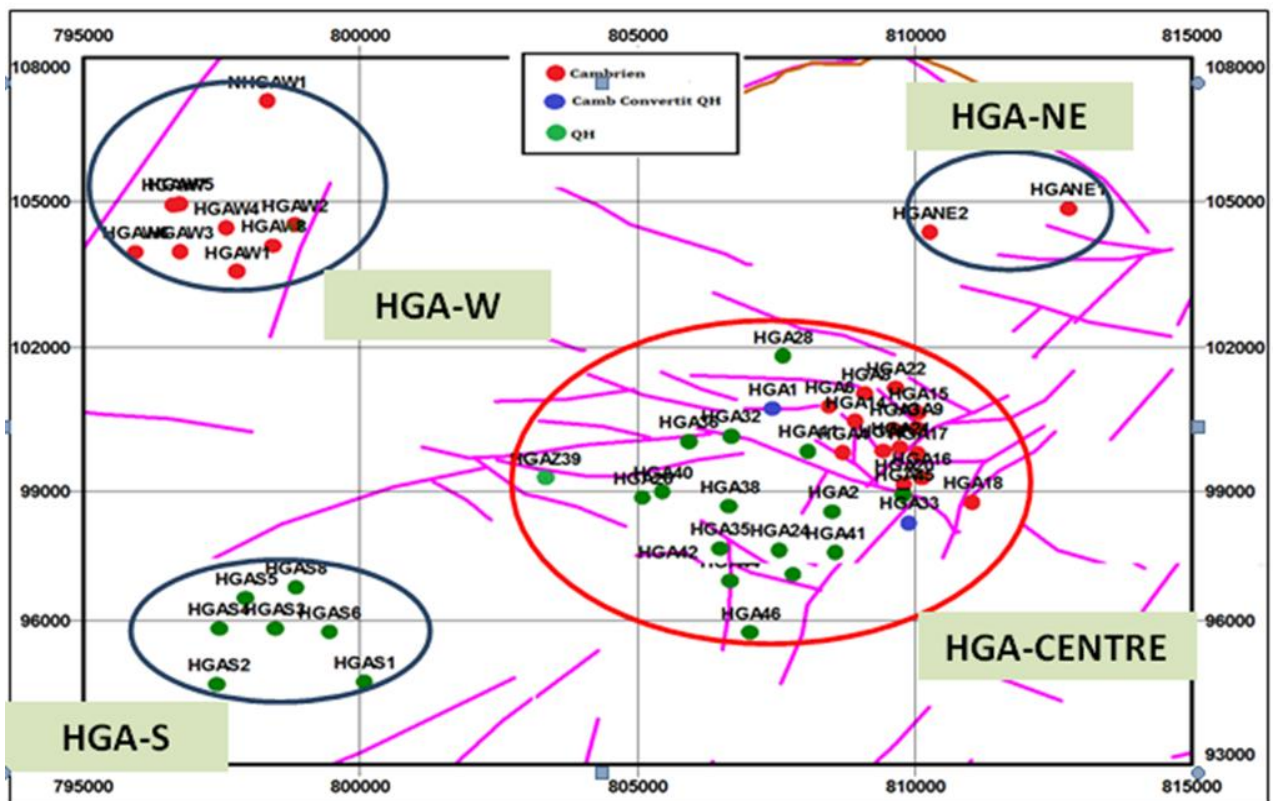


Figure n°11 : Situation de la zone d'étude (SH/DEP-R.E, 2018)

V.1 Pétrophysiques du réservoir :

L'ensemble des paramètres pétrophysiques est acquis à partir des données de Sonatrach (Data Bank). Ce sont les résultats des mesures directes sur carottes (Plugs), aussi de l'interprétation des réponses de diagraphies différées (méthode indirecte), tous servent à la caractérisation et

la zonation des réservoirs. Ces caractéristiques pétrophysiques s'expriment fondamentalement en termes de porosité, de perméabilité et de saturation en fluide. Elles sont le résultat de toute l'histoire géologique des processus de dépôts et, en particulier, des conditions de sédimentation et des phénomènes de diagenèse qui leur succèdent. La connaissance des propriétés pétrophysiques des réservoirs est très importante afin d'évaluer leur potentialité et d'exploiter les puits le plus économiquement possible.

Pour la méthode directe, on a choisi deux (02) puits : HGA26 et HGA32 qui se trouvent dans un bloc entouré par un réseau de faille important (Figure n°11), indiquant probablement la présence de fractures et de fissures qui permettent la circulation des fluides existants. Alors que pour la méthode indirecte, on a opté pour six (06) puits HGA24, 32, 36, 35, 38 et HGA40 qui se situent plus au moins dans le centre de la zone d'étude (Figure n° 11), afin d'extraire toutes les caractéristiques du réservoir Quartzite de Hamra. Les résultats des diagraphies ont été modélisés et présentés sous forme de coupes (Cross Sections) pour révéler la distribution latérale des différents paramètres.

V.1.1 Analyse des carottes :

Avant de commencer la caractérisation pétrophysique, il est préférable de donner une approche descriptive des carottes qui font l'objet des mesures. Les carottes des deux puits HGA26 et HGA32 sont semblables, il s'agit de quartzite beige à grise, à ciment siliceux et silico-argileux, dure et compacte. Ces carottes présentent des fissures verticales ouvertes, remplies de silice et des fissures horizontales à subhorizontales fermées avec des joints stylolithiques abondants.

Aussi, on trouve quelques intervalles marqués par la présence de nodules blancs de quartzites. Ces dernières sont parfois blanches, avec des formes de bioturbations et possèdent comme contenu fossilifère des Tigillites abondantes.



Figure n°12 : Carottes provenant des QH du champ HGA (A : HGA26, B : HGA32)
(SH/CRD, 2018)

L'analyse des carottes des deux puits (Figure n°12) a permis de récapituler les paramètres mesurés dans le tableau n°01 ci-dessous ; on constate que les caractéristiques pétrophysiques prennent des valeurs très faibles par rapport aux normes. La porosité dans le puits HGA26 est plus au moins élevée comparée avec celle du puits HGA32. Contrairement à la perméabilité et la saturation en eau qui ont légèrement augmenté dans le puits HGA32. En revanche, cette variation de valeurs est négligeable puisque les paramètres pétrophysiques restent toujours réduits dans le réservoir de Quartzite de Hamra.

Tableau n°01 : Mesures pétrophysiques sur carottes (SH/CRD, 2018)

Puits	Mur-Toit (m)	Epaisseur (m)	Perméabilité (mD)	Porosité (%)	Saturation (%)
HGA26	3342.5-3433	90.5	2	07	21
HGA32	3369-3463	94	3	6.3	23

V.1.2 Interprétation des diagraphies :

V.1.2.1 Porosité dans le QH :

Voici ci-dessous les résultats de modélisation de la porosité sous forme de coupes (Cross Sections) pour la distribution latérale de ce paramètre. Les deux coupes montrent que la porosité prend des valeurs faibles à très faibles. Elle varie de 03 à 09 % d'un puits à un autre tout au long du réservoir qui est découpé en sept sous réservoirs de QH7 à QH1 (Figure n°13). Les puits HGA36, HGA24 et HGA35 regroupent des valeurs de porosité plus au moins améliorées par rapport à celles des puits HGA32, HGA38 et HGA40.

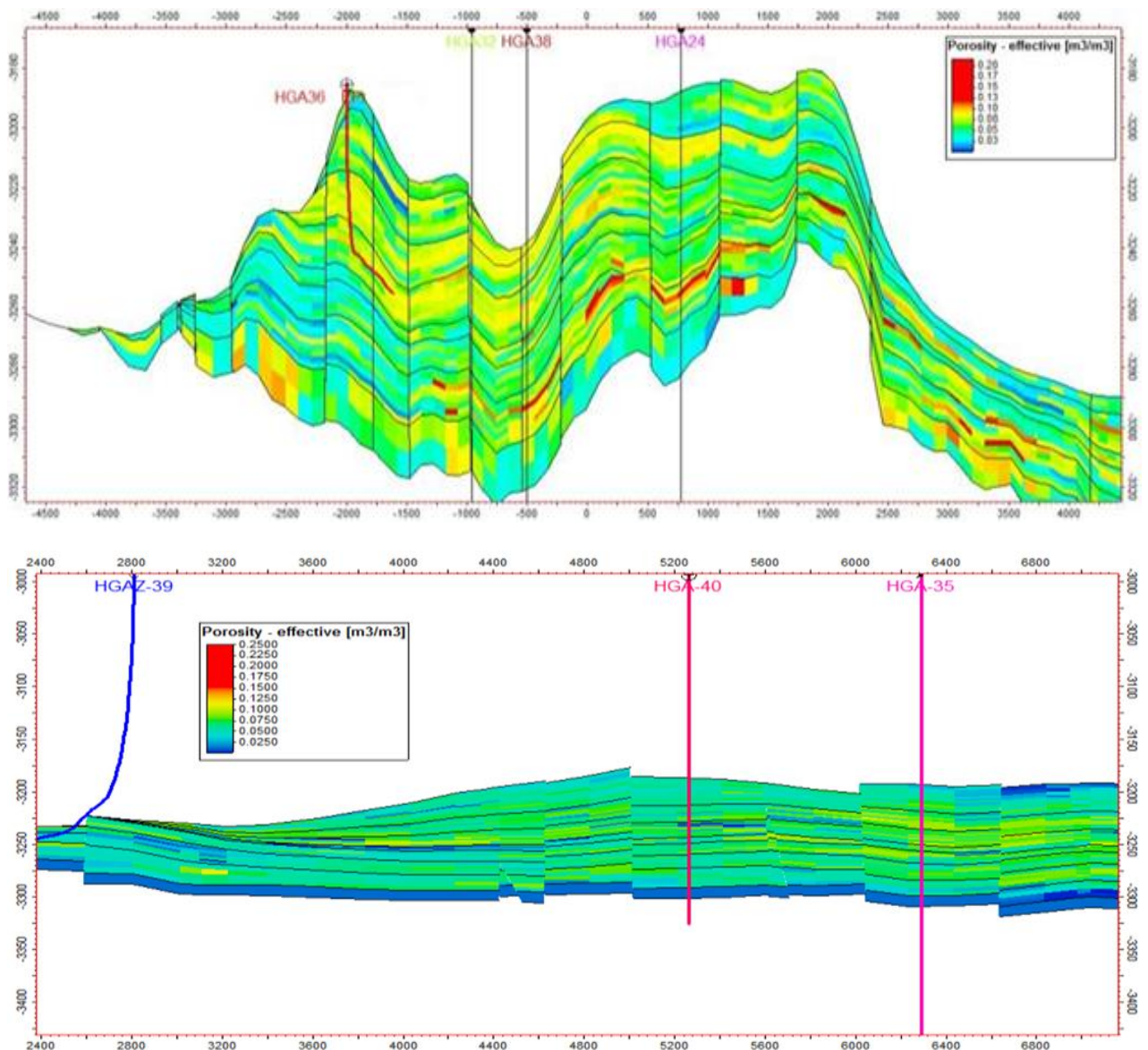


Figure n°13 : Section entre les puits HGA36, 32, 38, 24, 40, 35 montrant la distribution latérale de la porosité (SH/PED, 2017)

V.1.2.2 Perméabilité dans le QH :

Les valeurs de perméabilité sont les résultats de la modélisation géostatistique de la matrice sans introduire l'effet de la fracturation (fissuration). Comme la porosité, la perméabilité prend généralement des valeurs faibles en allant de 0.06 à 7mD. Les puits HGA36, HGA24 et HGA40 ont traversé des sous réservoirs ayant des valeurs faibles alors que les puits HGA32, HGA38 et HGA35 les valeurs sont plutôt améliorées.

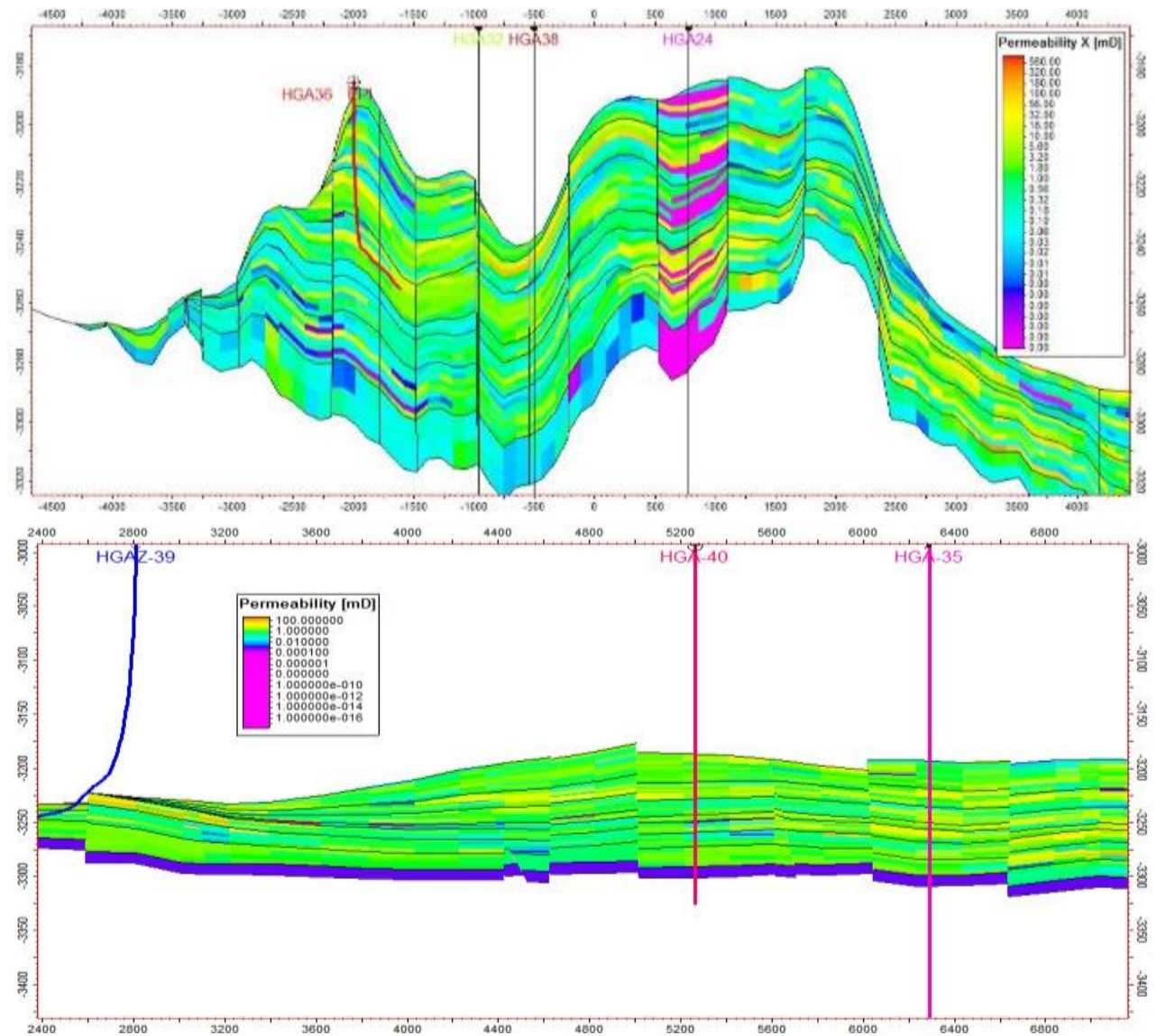


Figure n°14 : Section entre les puits HGA36, 32, 38, 24, 40, 35 montrant la distribution latérale de la perméabilité (SH/PED, 2017)

La combinaison entre l'analyse des carottes et les diagaphies prouve le caractère compact du réservoir de QH. Les mesures sur les carottes et la modélisation des propriétés pétrophysiques montrent que la porosité et la perméabilité prennent des valeurs faibles à médiocres et

semblent être conservées d'un puits à un autre avec la moindre variation le long du réservoir QH.

Selon le model statique du champ HGA ci-dessous (Figure n°15), le réservoir de Quartzite de Hamra est subdivisé en sept unités du QH1 jusqu'à QH7, cette subdivision a été faite par Beicip-Franlab en 2007 et se base sur les lectures de diagraphies (Sonic, Gama Ray,...etc) et la nature sédimentologie de chaque unité. Notant que le QH7 est quasiment érodée par la phase Hercynienne.

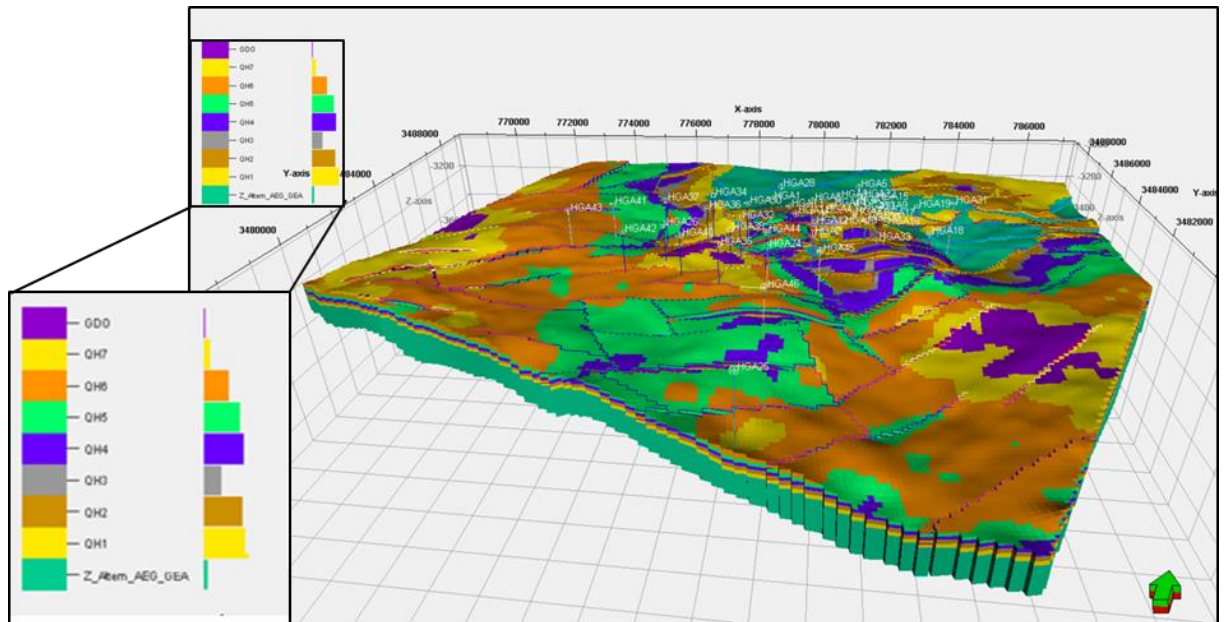


Figure n°15 : Model actualisé du champ HGA avec des unités de QH

V.2 Estimation des réserves en place dans HGA centre :

Le terme de réserve en place laisse en effet une possibilité de confusion avec le terme de «réserves» employé par les Anglo-Saxons, et qui signifie «réserves récupérables», c'est à dire les quantités d'huile et/ou de gaz qui seront produites pendant l'exploitation du gisement. Cette dernière notion est d'ailleurs plus difficile à préciser parce qu'elle dépend des conditions techniques et économiques de l'exploitation, lesquels sont également liées à la politique énergétique des pays producteurs. La compagnie SONATRACH adopte généralement deux méthodes pour l'estimation des réserves en place

V.2.1 Méthode volumétrique :

Une méthode statistique préliminaire basée sur les paramètres pétrophysiques du réservoir et utilisée pour déterminer les types des réserves en place (prouvées, probables et possibles). La formule suivante est appliquée pour cette estimation :

$$N = V_r * \frac{h_{ut}}{h_{tot}} * \varphi * (1 - s_{wi}) * \frac{1}{B_{oi}}$$

N : réserves d'huile initiales (m³).

V_r : volume de la roche (m³).

φ : porosité moyenne (fraction).

s_{wi} : saturation en eau irréductible (fraction).

h_{ut} : hauteur utile moyenne de la roche (m).

h_{tot} : hauteur totale de la roche (m).

B_{oi} : facteur volumétrique du fond initial.

V.2.2 Méthode bilan matière :

C'est une méthode dynamique basée sur les résultats de la première méthode et les pressions de gisement. L'estimation s'écrit :

“QUANTITE ORIGINALE EN PLACE = QUANTITE PRODUITE + QUANTITE RESTANTE”

Le tableau n°02 ci-dessous résume les résultats d'estimation des réserves des deux méthodes écrites précédemment. Les chiffres trouvés reflètent un potentiel sur place important et confirme l'intérêt pétrolier de la zone d'étude.

Tableau n°02 : Résultats des deux méthodes d'estimation des réserves en places (SH/DPE-RE, 2018)

RESULTATS D'ESTIMATION DES RESERVES EN PLACES DU RESERVOIR QH (HGA CENTRE)			
METHODE BILAN MATIERE (MBAL)		METHODE VOLUMETRIQUE (Millions m ³)	
OOIP (Millions m ³)	31	OOIP Prouvée	24
Cumul d'huile (Millions m ³)	2,23	OOIP Probable	37
FR (%)	7,20	OOIP Possible	52

OOIP: Original Oil In Place.

FR : Facteur de récupération d'huile en place.

V.3 Production dans la zone d'étude :

V.3.1 Historique de production :

L'exploitation du champ HGA centre a commencé après la mise en production du puits HGA1 en 1992, il n'avait que cinq puits forés entre 1992 et 2001. Entre 2001 et 2008, dix-neuf (19) nouveaux puits supplémentaires ont été forés mais environ 20% de ces puits n'ont plus été productifs à partir de 2009.

Le taux maximum de la production de pétrole a été de 868000 m³/an en 2005, car le champ a rencontré une diminution de puits actifs sur le terrain à partir de 1997. La production annuelle passera par un pic de 244198m³ en 2012 et reconnaîtra un déclin de 82602m³ en 2015. Le champ HGA a reconnu une majeure chute de production et ce déclin suggère fortement qu'un problème existe avec la production du champ (Figure n°16).

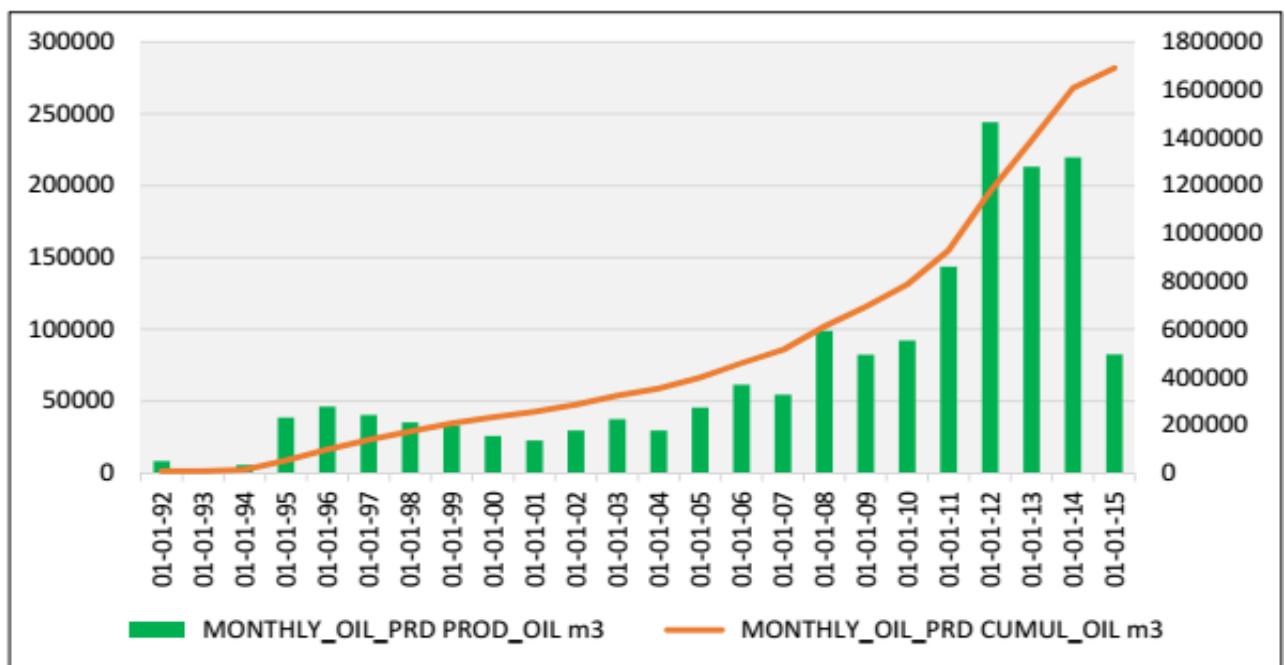


Figure n°16 : Historique de production des puits de réservoir QH dans HGA centre (In Ghetas, 2015)

V.3.2 Production cumulée de chaque puits et taux de récupération du réservoir QH :

V.3.2.1 Production cumulée de chaque puits :

Les graphes ci-dessus (Figure n°17) représentent la production cumulée d'huile de réservoir QH de chaque puits depuis leur mise en production jusqu'à leur fermeture. Le puits HGA2 est le meilleur car il a montré un cumul d'environ 610 km³ alors que le reste des puits ne dépassent pas 350 km³.

Parmi les puits ayant la plus faible productivité : HGA36, HGA38, HGA40 et HGA42 où leur cumul est limité entre 30 et 150 km³.

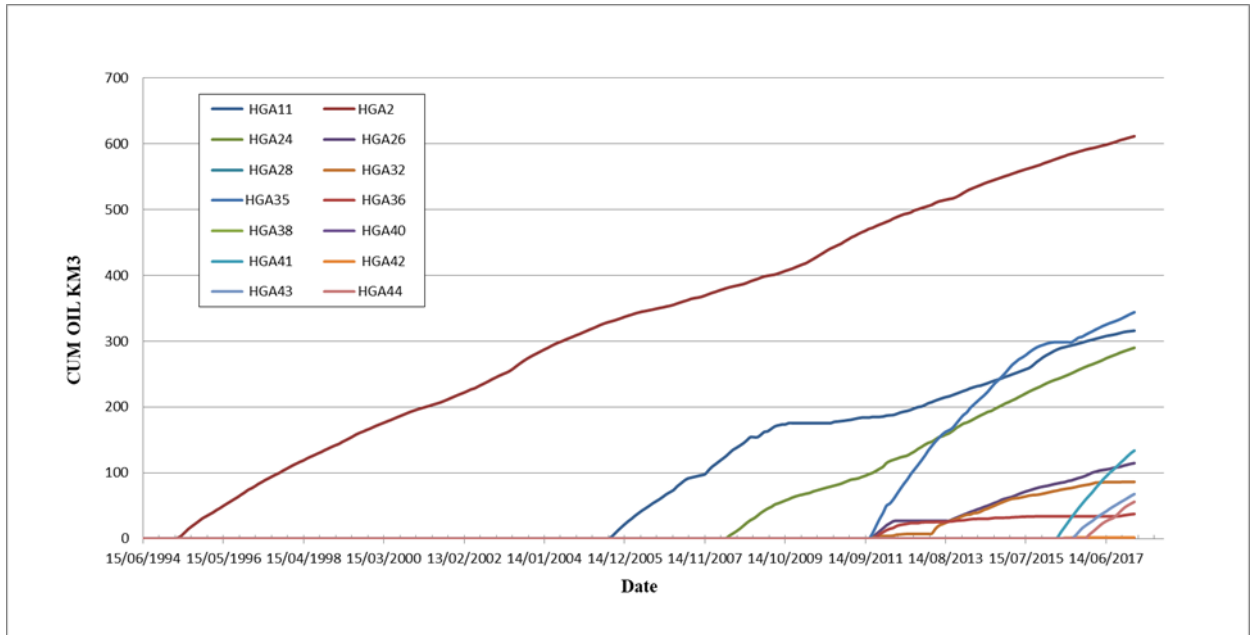


Figure n°17 : Cumul de production de chaque puits dans le réservoir QH

V.3.2.2 Taux de récupération du réservoir de QH :

La figure n°18 résume l'historique du cumul d'huile et la variation du facteur de récupération dans le champ HGA centre au niveau des QH.

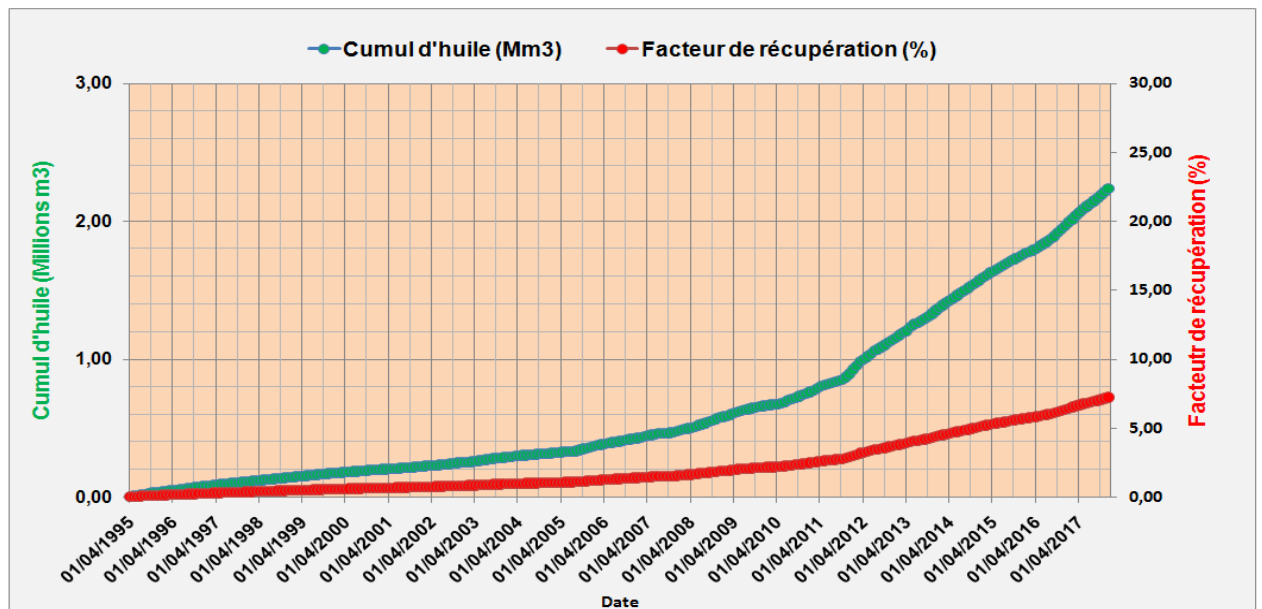


Figure n°18 : Historique du cumul d'huile et du facteur de récupération (SH/DPE-RE, 2018)

Depuis 1995, la production d'huile a connu une augmentation plus au moins stable avec un cumul de 0.6 millions m³ jusqu'à la fin de l'année 2011 où la production a augmenté d'une façon rapide qui est expliqué par l'augmentation des nombres des puits forés, le changement des intérêts pétroliers vers les niveaux QH et par les interventions effectuées aux niveaux des puits ; les Cleanout, les installations des Gas Lift,...etc. En janvier 2018, le cumule de production d'huile a atteint 2.23 millions m³ avec une récupération de 7.2% (Figure n°18) par rapport aux réserves en place (Estimation des réserves).

D'après les études précédentes ; étude pétrophysiques, estimation des réserves, taux de récupération et production actuelle du champ de HGA, on constate que le réservoir QH risque de ne pas être viable pour le développement d'hydrocarbures. En effet, dans les niveaux Cambro-Ordoviciens à partir desquels produisent les autres champs cas de Hassi Terfa, le taux de récupération peut augmenter jusqu'à 15% de ses réserves en place (OOIP) (SH/DEP-R.E, 2018), alors que dans le champ de HGA centre, une récupération de 7.2% en 24 ans n'est pas vraiment notable. En outre, cela ne signifie pas que le champ aboutit vers sa fin en vue de production, car on peut améliorer la récupération par des interventions adéquates afin d'augmenter la chance de réaliser un bon puits producteur. Parmi ces interventions : la fracturation hydraulique et la reprise en Short Radius des puits fermés et qui leur production a diminué ces dernières années, les deux sont adoptées par Sonatrach dans la zone d'étude. Des informations sur ces deux techniques (procédure et matériel) sont abordées dans le chapitre suivant «Matériels & Méthodes».



Chapitre II

MATERIELS

ET

METHODES

I. Fracturation hydraulique

La stimulation permet d'améliorer artificiellement la perméabilité de la roche. Dans les réservoirs conventionnels, un traitement chimique par acidification peut suffire, mais ce type de traitement est insuffisant pour extraire les hydrocarbures piégés dans la roche-mère ou dans le cas des réservoirs compacts ayant de faibles paramètres pétrophysiques. L'industrie est généralement contrainte de recourir à des procédés de fracturation, dits aussi de stimulation, dont la fracturation hydraulique est une catégorie particulière, de nature mécanique.

La fracturation a donc pour objet de créer des microfissures ou de réactiver le réseau naturel de failles existant dans la roche afin de faciliter l'écoulement des hydrocarbures. Si elle est aujourd'hui utilisée à d'autres fins (géothermie), elle a prouvé son efficacité dans le secteur pétrolier et gazier (l'OCDE, 2014). Il s'agit de rouvrir ou créer artificiellement un réseau de fissures de petite taille autour d'un puits. Cette technique permet de drainer des hydrocarbures situés à une distance de quelques mètres, voir quelques dizaines de mètres de la couche. L'étendue de cette zone de drainage étant variable en fonction du milieu et de la technique employée.

La fracturation hydraulique est aujourd'hui la technique la très majoritairement employée pour l'exploitation des gisements non conventionnels. Toutefois, les propriétés du gisement et les caractéristiques de l'environnement en surface peuvent conduire au choix d'autres technologies.

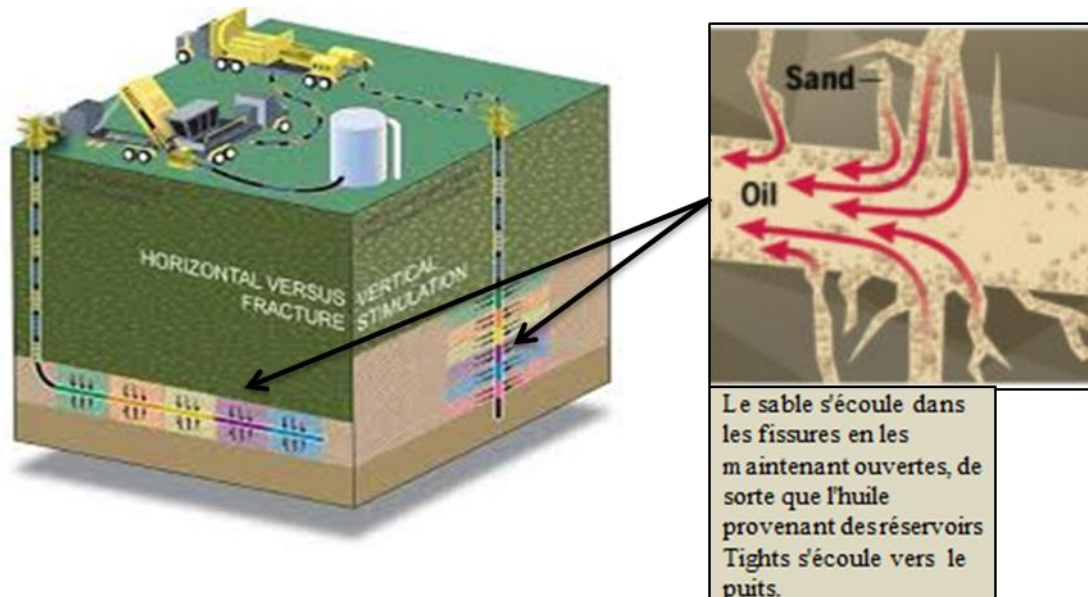


Figure n°19 : Schéma conceptuel de la fracturation hydraulique dans les réservoirs Tights (National Energy Board, 2009 - modifié)

I.1 Historique de la fracturation hydraulique :

La fracturation hydraulique n'est pas une invention récente, la première fois qu'elle a été réalisée c'était aux États-Unis en 1947 ensuite en URSS vers 1954. Elle a donc été développée depuis 70 ans, avant la mise en place des premiers forages horizontaux. C'est une technique considérée par les industriels comme mature, de 1,2 à 2 millions de fracturations ont été réalisées rien qu'aux États-Unis comptant 50000 puits par an en 2013 (Lenoir et al, 2013). En Algérie, particulièrement, la fracturation hydraulique est une technique de stimulation relativement ancienne, elle a été introduite pour la première fois en 1960 dans le puits OM6 du champ de Hassi Messaoud. Cependant, ce n'est qu'au début des années 1990 qu'elle a été appliquée régulièrement dans le même champ (In Atlili, 2016). Cette rupture est due à plusieurs causes déduites après l'analyse de 25 fracturations hydrauliques ; citant la méconnaissance de l'état de la contrainte géostatique mineure régnant dans le Cambrien.

L'application de la fracturation hydraulique s'est étendue vers le champ Hassi Guettar, où elle a été utilisée pour la première fois dans le puits HGA10 en 2003 visant le réservoir Cambrien. Actuellement, on compte treize puits (13) fracturés y compris dix (10) dans le réservoir de Quartzite de Hamra, où on a pris trois puits comme exemple à étudier : HGA40, HGA26 et HGA38, et cela suite aux données acquises pendant le stage pratique.

I.2 Notion des contraintes liées à la fracturation :

La fracturation se dirige dans la direction de la plus faible résistance, c'est-à-dire la fracture se propage perpendiculairement à la contrainte minimale.

Tableau n°03 : Contraintes liées à la fracturation selon les normes (In Messai et al, 2016)

Contraintes	Notion française	Notion américaine
Contrainte Verticale principale	σ_1	σ_v
Contrainte Horizontale principale maximale	σ_2	σ_H
Contrainte Horizontale principale minimale	σ_3	σ_h

La figure n°20 ci-dessous montre qu'à partir d'une certaine profondeur, l'amplitude de la contrainte horizontale devient plus faible que la contrainte verticale. Les contraintes

principales sont notées dans σ_v avec $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$ dans le cas typique. σ_v est la contrainte principale verticale, ou contrainte géostatique ou encore poids des terres.

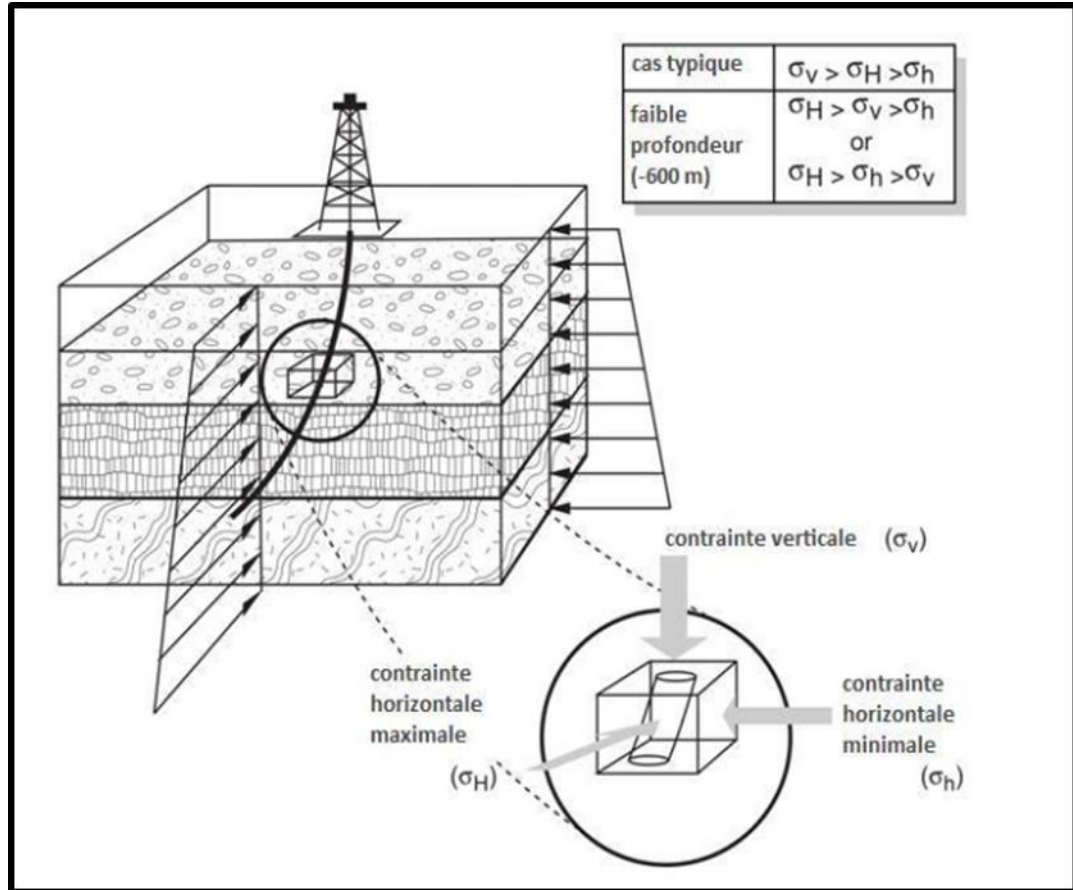


Figure n°20 : Représentation schématique des contraintes (In Messai, 2016)

Les deux puits HGA26 et HGA40 possèdent des paramètres géomécaniques très importants. Le gradient de fracturation est de 0.85 psi/ft et 0.78 psi/ft respectivement pour les puits HGA26 et HGA40 (SLB, 2013/BJSP, 2015).

Au niveau du puits HGA26, le module de Young de l'ordre $8.6 \cdot 10^6$ psi et les contraintes in-situ sont de 7780.6 psi (Tableau n°04). Ces paramètres conduisent au choix des zones ciblées pour une éventuelle fracturation (zone à contrainte minimal), où la valeur de module de Young correspond soit à la contrainte maximale ou minimale.

Tableau n°04 : Paramètres géomécaniques au niveau des puits HGA26 et HGA40 (SLB, 2013/BJSP, 2015)

Puits	Intervalles des perforations (m)	Gradient de fracturation (psi/ft)	M.Young (Mpsi)	Coefficient de Poisson	Contraintes in-situ (psi)
HGA26	3374-3381	0.85	8.6	0.22	7780.6
HGA40	3368-3390	0.78	6	0.25	-----

I.3 Critère de choix pour une fracturation hydraulique dans les réservoirs Tights :

Le succès ou l'échec d'un traitement par fracturation hydraulique dépend souvent de la qualité du puits candidat choisi pour ce traitement. Le choix d'un excellent candidat pour la fracturation assure souvent le succès, tandis que le choix d'un candidat médiocre entraîne généralement un échec économique. Pour sélectionner le meilleur candidat, on doit tenir compte de nombreuses variables. Les paramètres les plus critiques pour une fracturation hydraulique sont la perméabilité de la formation, la répartition des contraintes in-situ, la viscosité du fluide de réservoir, l'effet de Skin, la pression du réservoir, la profondeur du réservoir et l'état du fond de puits. L'effet de Skin fait référence si le réservoir est déjà stimulé ou peut-être endommagé. Généralement, dans le cas où il est positif le réservoir est endommagé et sera probablement un excellent candidat.

Les meilleurs puits pour les traitements par fracturation hydraulique dans les réservoirs compacts ont un volume substantiel d'OOIP (Original Oil In Place) et de bonnes barrières pour la croissance verticale des fractures au-dessus et en dessous des intervalles du net pay. De tels réservoirs ont :

- Un net pay épais (zone productrice).
- Pression Moyenne à haute.
- Barrières de contraintes in-situ pour minimiser la croissance de la hauteur verticale des fractures.
- Surface étendue considérable du réservoir.

En outre, les réservoirs qui n'ont pas suffisamment d'argiles propres, au-dessus ou en dessous du net pay ; qui suppriment le développement vertical des fractures sont considérés comme de mauvais candidats. Ceux ayant une perméabilité extrêmement faible pourraient ne pas produire assez d'hydrocarbures pour payer tous les coûts de forage et de complétion, même

s'ils sont fracturés artificiellement avec succès ; ainsi, de tels réservoirs ne seraient pas de bons candidats pour la stimulation (SPE, 2018).

Puisque le réservoir QH caractérisant le champ HGA est considéré comme étant un réservoir Tight, il est convenable de dire que les critères cités en haut sont adéquats pour une application éventuelle de la fracturation hydraulique dans les puits choisis. Le tableau n°05 ci-dessous montre quelques paramètres liés aux critères de choix pour une fracturation hydraulique dans le champ HGA au niveau du réservoir Quartzite de Hamra.

Tableau n°05 : Propriétés de réservoir QH des puits HGA40, HGA26 et HGA38 (SH/DP - Data Bank, 2018)

Puits	Skin	Net pay (m)	PG (Kg /Cm²)	K_h (mD.m)
HGA40	-0.37	20	357.50	14.80
HGA26	+0.26	40	458.13	74.40
HGA38	-0.80	2.8	373.62	15.20

Skin : perte de charge supplémentaire localisée aux abords du puits (+/-).

Net pay : unité productive (m).

PG : pression de gisement (Kg /Cm²).

K_h : perméabilité horizontale (mD.m).

I.4 Principe de la fracturation hydraulique et les fluides utilisés :

La fracturation hydraulique consiste à injecter à forte pression dans le puits un fluide permettant de fissurer la roche. Ce fluide est un mélange de plusieurs composants ayant des caractéristiques spéciaux. Une eau traitée est injectée dans le puits suivie par l'injection de l'HCl 15% pour nettoyer les perforations, des additifs chimiques et des particules appelés agents de soutènement, dits aussi proppants, sont utilisés afin de maintenir les fractures ouvertes constitués de sables ou de particules de céramiques. Sur un puits donné, les opérations de fracturation sont réalisées par phases successives (cinq à dix phases au total) dans différentes sections du puits.

Le choix des fluides de fracturation se fait selon plusieurs critères tel que : sa disponibilité, sécurité, facilité à mélanger et utiliser, sa compatibilité avec la formation, possibilité de dégorgement et leur coût, leurs objectif principale est l'initiation et développement de la fracture et transport des agents de soutènement au fond.

I.4.1 Additifs :

Le tableau n°06 explique le rôle des additifs nécessaires à l'opération de fracturation. Le choix de la nature et de la concentration de ces additifs doit être fait avec soin et en fonction des paramètres de gisement et des conditions opératoires.

Tableau n°06 : Additifs chimiques utilisés dans le champ HGA (SLB, 2013/BJSP, 2015)

Additifs	Exemple	But
Agent gélifiant	-WG-11 -WG-18	-Accroître la viscosité du fluide de fracturation. -Améliorer le degré de suspension des agents de soutènement. -Réduire la filtration du fluide.
Réticulant	-BXL-22/BXL-22W -XLW-56	Augmenter la viscosité de gel en transformant la structure linéaire des polymères gélifiants en structure réticulée à trois dimensions.
Gel Breaker	-HighPerm CRB (52-107 C°) -Enzyme-G (150C°)	Briser la chaîne polymère créée par le gélifiant.
Activateur	-BF-7L (BT) -BF-9L (HT).	-Modifier le PH. -Accélérer le phénomène de réticulation.
Réducteur de friction	-Acide	-Réduire les pertes de charge.
Stabilisateur d'argile	-Claytreat-3C	-Eviter le gonflement ou la migration des fines argileuses.
Bactéricide	-Magnacide 575 -X-Cide 207 -Bioclear 1000	-Purifier le fluide injecté.
Anti-moussant	-NE-118. -D4-GB. -US-40	-Eliminer la production de la mousse.

I.4.2 Agents de soutènement (Proppants) :

Fracturer la roche ne suffit pas pour améliorer la production. Il faut maintenir la fracture ouverte après l'opération, et ce le plus longtemps possible. On notera d'abord que la perméabilité de la fracture, doit être considérée par rapport à celle de la couche et non en elle-même, dans l'absolu, ceci veut dire qu'une fracture très perméable n'est pas toujours nécessaire pour drainer une couche qui l'est très peu. D'autres facteurs rentrent également en compte, par ailleurs, et c'est un point capital, la conductivité de la fracture doit rester suffisante de façon permanente en condition d'exploitation des puits ; température, contraintes, effluents de gisement. Le sable était l'agent de soutènement le plus employé à cause de son coût inférieur à celui des autres produits : les billes d'acier et les billes de verre, bauxites et les oxydes de Zirconium.

I.5 Procédure générale de fracturation hydraulique :

La complétion doit adapter au traitement qui devra se réaliser. L'initiation au traitement implique donc, une bonne isolation des niveaux à stimuler. Une excellente liaison formation / gaine de ciment / tubage, ainsi que l'état des équipements du puits permettant l'injection en toute sécurité, donc il est nécessaire de prévoir un coefficient de sécurité suffisant afin de savoir réagir face à toute augmentation possible de pression en cours de traitement. La procédure d'un traitement par fracturation hydraulique est comme suit :

I.5.1 Tests sur les installations :

Les équipements et les installations doivent résister aux pressions atteintes lors de la fracturation. Avant toutes injections, il est important de pomper un volume d'acide préfrac pour nettoyer les perforations.

Remarque : il faut bien noter que le trou doit tout d'abord être perforé, si ce n'est pas le cas le WorkOver doit intervenir pour descendre un liner qui sera éventuellement perforé dans l'intervalle choisi.

I.5.2 Test de rupture et l'injection de l'acide :

Le test de rupture (Breakdown) sert à déterminer la pression maximale d'initiation de la fracture par le pompage de l'eau traitée à faible débit jusqu'au remplissage du trou (1.59 m³/min). Ensuite, on passe à l'injection de l'acide 15% et le chasser avec l'eau traitée (15.141 m³) en vue de vérifier si la formation absorbe le fluide ainsi de déterminer le gradient de fracturation. Les chiffres mentionnés dans ce paragraphe correspondent à notre cas d'étude tandis que l'injection de l'acide 15% est standard (Figure n°21).

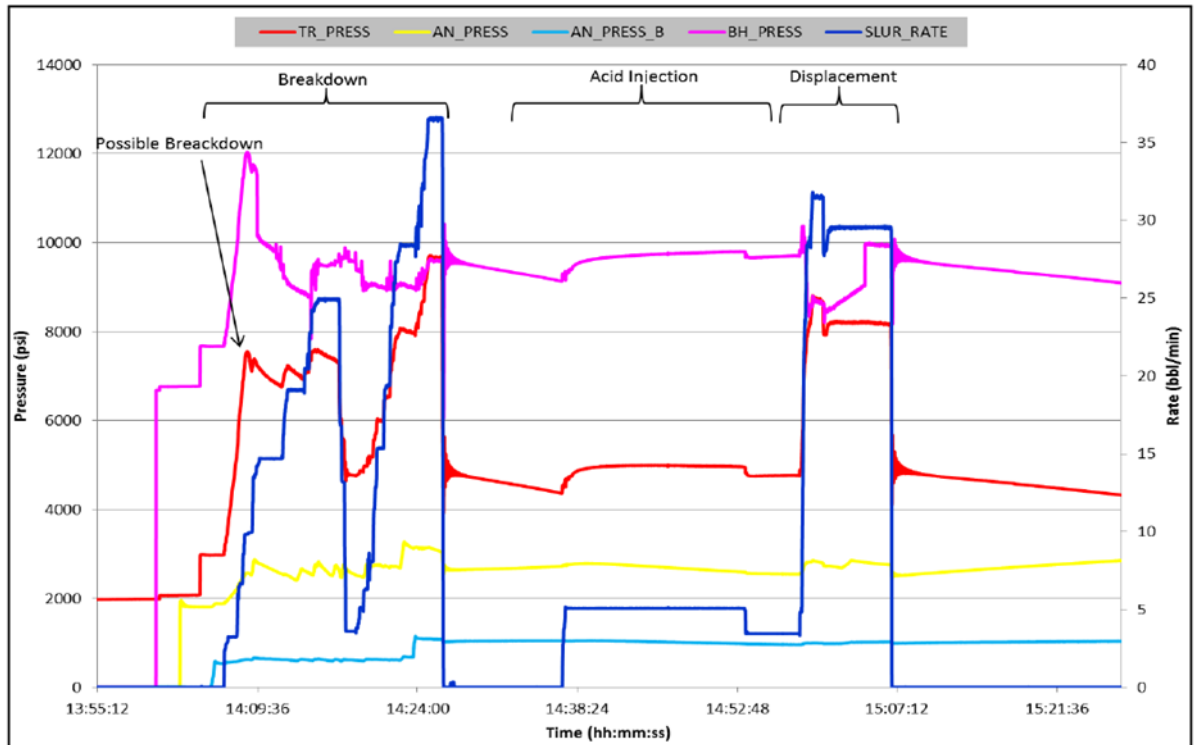


Figure n°21 : Courbe de breakdown-Acid Injectivity du HGA26 (SLB, 2013)

TR_PRESS : pression du traitement (psi).
 AN_PRESS : pression de l'annulaire (psi).
 AN_PRESS_B : pression de l'annulaire B (psi).
 BH_PRESS : pression du fond de puits (psi).
 SLUR_RATE : débit du laitier (bpm).

I.5.3. Mini Frac:

Le Mini Frac est un ensemble de tests consécutifs, effectués sur la formation qui permettent de créer une fracture non soutenue pendant une durée de temps suffisante d'une manière à déterminer par leur analyse, les informations nécessaires tel que la pression de fermeture, le coefficient de filtration, l'efficacité du fluide, la géométrie de la fracture et les pertes de charges, tous ces paramètres nous permettent d'établir le model de propagation ensuite le programme de fracturation (traitement principal).

Ce test comprend deux étages ; le premier est le Pre-Pad, dont un gel linéaire est généralement employé et injecté à faible débit. Le deuxième étage c'est le Pad, pour créer ce tampon de fluide on utilise généralement des gels sans l'addition d'agents de soutènement (Proppants). Ce volume est injecté dans le but de créer une fracture ayant une longueur et une largeur (géométrie). La phase suivante sert à remplir cette fracture par les agents de soutènement. La pression nécessaire à rouvrir la fracture est appelée pression de réouverture de la fracture, elle est généralement inférieure à la pression de fracturation établie pendant

les tests de Mini Frac. Fréquemment, durant l'injection du Pad, les pertes de charge empêchent l'extension longitudinale de la fracture.

I.5.4 Thermométrie:

La thermométrie est une étape très importante s'effectue après le Mini Frac, il s'agit d'une opération Wire Line qui consiste à descendre un outil de diagraphie pour mesurer la température des abords du puits. Cette dernière augmente avec la profondeur et que dans des conditions d'équilibre naturel le taux d'augmentation est appelé gradient géothermique qui varie suivant le lieu géographique et la conductibilité thermique des formations. Ce gradient est en général faible dans les formations présentant une forte conductibilité thermique (cas de sel et d'anhydrite) et élevé dans le cas contraire (exemple des argiles).

Les enregistrements thermométriques permettent en générale de localiser la propagation de gel et d'obtenir des indications précises sur l'extension verticale de la fracture aux abords immédiats du puits à condition que la cimentation soit correcte (pas de cheminement du fluide "Channeling" derrière le tubage), aussi elles permettent de calibrer le model de fracture programmé.

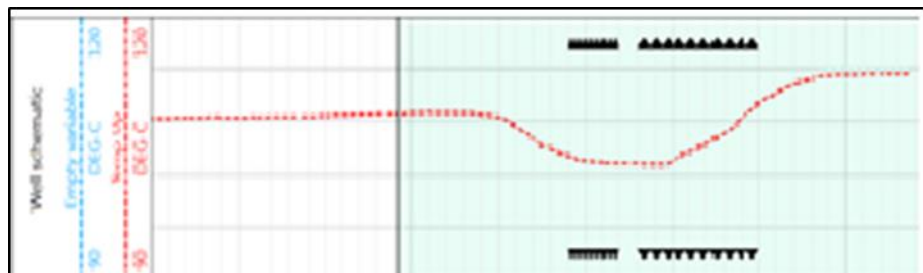


Figure n°22 : Thermolog du puits HAG40

I.5.5 Main Frac :

I.5.5.1 Lancement du proppants :

Cette phase consiste à véhiculer l'agent de soutènement de la surface vers la fracture, en utilisant un gel transporteur, avec des concentrations de proppants progressives (25.44 m³).

La concentration du proppants est augmentée au fur et à mesure qu'on s'approche de la fin de l'étape.

En effet, une faible concentration de Proppants est injectée au tout début de l'étape, ceci a pour but de débarrasser et de récurer l'itinéraire. Généralement, 40% des agents de

soutènement sont injectés avec une concentration constante à la fin de l'étape cela garantie la concentration maximale aux abords du puits.

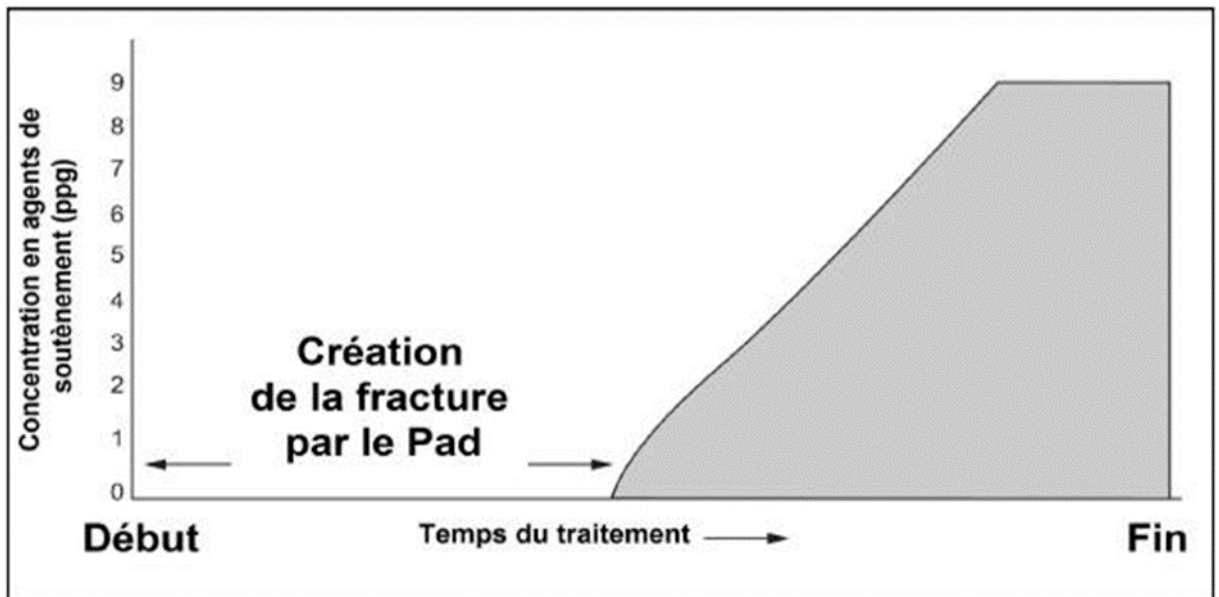


Figure n°23 : Évolution de la concentration du Proppants pendant la fracturation
(In Messai et al, 2016)

I.5.5.2 Chasse (Displacement) :

Un gel linéaire est pompé pour chasser le mélange précédemment injecté dans le but de l'intégrer dans la formation. Le volume de chasse est variable en fonction du type et la taille de la complétion.

I.5.6 Arrêt de l'injection et fermeture du puits :

A partir de ce moment, on observe le déclin de pression jusqu'à ce que la pression de fond soit inférieure à la pression de fermeture. On doit poursuivre l'enregistrement du déclin jusqu'à ce la pression en surface atteigne 3000 psi pour assurer la sécurité durant le dégerbage (Rig Down) du Tree-Siver qui permet de pomper des fluides abrasifs et corrosifs à des pressions relativement élevées ainsi que la protection de la tête de puits.

La pression au fond devient plus faible que les contraintes in-situ cela enclenche le processus de fermeture de la fracture pour revenir à l'état initial. La présence des Proppants empêche la fermeture totale de la fracture puisqu'ils doivent résister aux contraintes in situ.

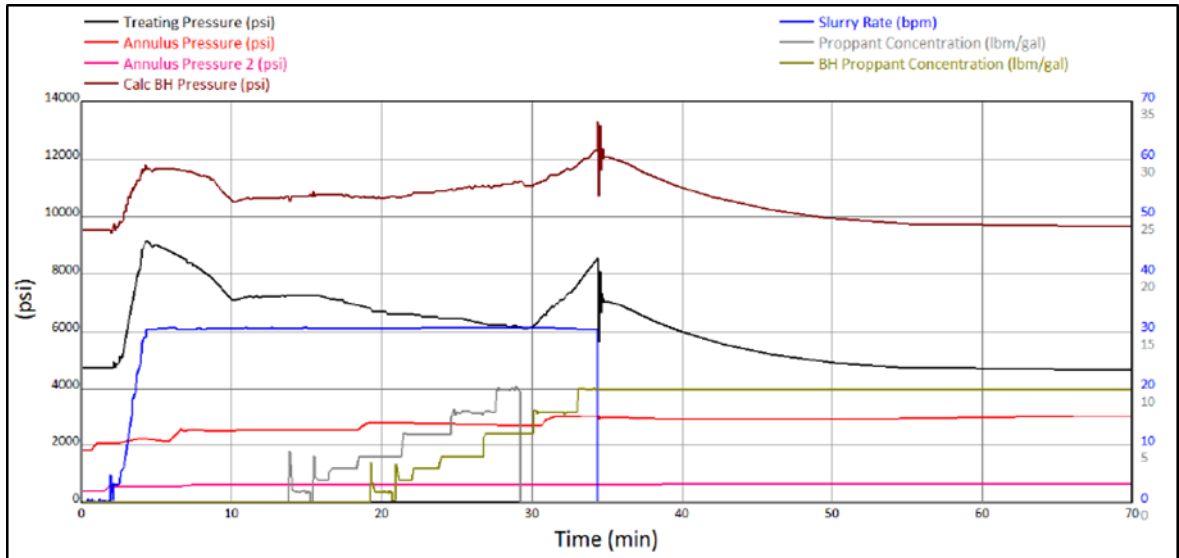


Figure n°24 : Courbe de traitement Main Frac HGA40 (BJSP, 2015)

Calc BH Pressure : Pression du fond de puits calculée (psi).

Proppant Concentration : Concentration des Proppants (lbm/gal).

BH Proppant Concentration : Concentration des Poppants du fond des puits (lbm/gal).

I.5.7 Dégorgement et mise en production du puits :

Il faut tenter d'évacuer au mieux non seulement le fluide de traitement contenu dans le puits et dans la fracture mais encore celui qui a filtré dans la formation. Pendant l'opération de fracturation hydraulique, on injecte le fluide ; une partie remplit la fracture et l'autre est perdue par filtration à travers des parois de la fracture. Donc l'efficacité se définit comme étant le volume de la fracture divisé par le volume totale pompé. Elle est influencée par le débit, la viscosité, la filtration et des caractéristiques de la roche.

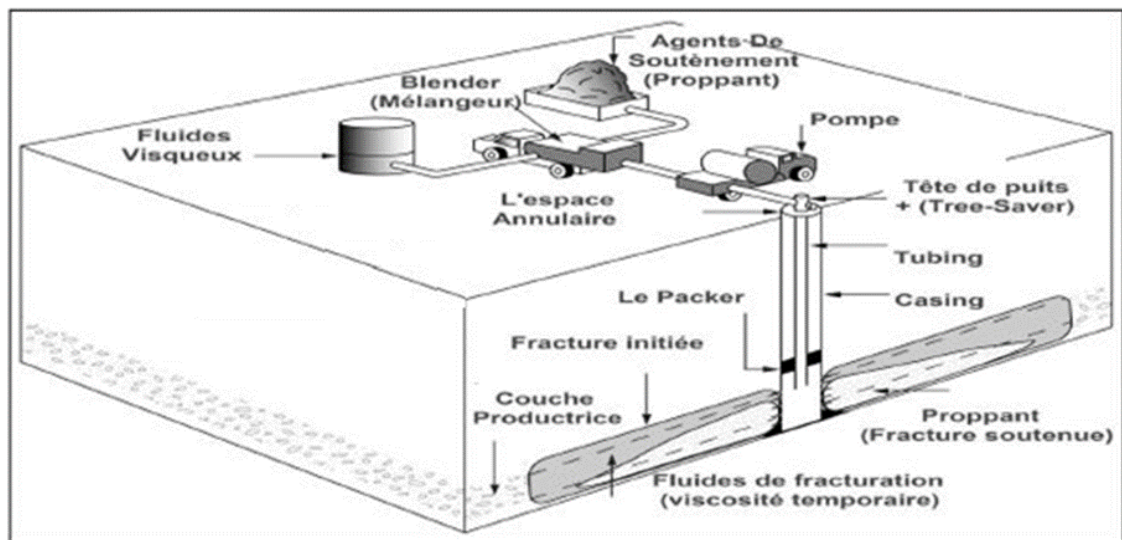


Figure n°25 : Equipements et principe de la fracturation hydraulique (Benloulou et al, 2013)

I.6 Application de l'opération de fracturation dans le champ de HGA :

Lors de la chute de production dans le champ de Hassi Guettar, plusieurs interventions ont été introduites au niveau des puits ; citant le nettoyage des fonds de puits (Wire Line), grattage des tubings, les perforations et même les traitements matriciels dans le but d'augmenter la récupération des hydrocarbures (SH/DP-Data.Bank, 2018). Apparemment, toutes ces opérations se sont avérées vaines. La fracturation hydraulique est un procédé, alternatif des opérations déjà utilisées, très développé et qui fait partie des techniques les plus efficaces de stimulation ayant pour but l'amélioration de la rentabilité des puits. Il s'agit d'une opération un peu délicate par laquelle on essaie d'accroître l'indice de productivité du puits en diminuant sa valeur de skin et d'augmenter la capacité d'écoulement de la formation ; la fracture produite peut agrandir la perméabilité horizontale en connectant plusieurs zones de la formation avec une perméabilité élevée.

I.6.1 Fracturation hydraulique des puits HGA40 et HGA26 :

Les puits HGA40 et HGA26 sont situés dans la zone HZP ayant pour coordonnées respectivement $X_1= 776848.043$, $Y_1= 3481445.991$ et $X_2 = 805075.72$ et $Y_2= 98869.36$. Le puits HGA26 est le plus ancien, son forage est achevé le 05/03/2011 dont le réservoir est laissé en découvert ensuite complété en tubing 4^{1/2} NV ancré pour préparer le traitement par fracturation (SH/DP, 2013). Alors que le puits HGA40 est terminé le 28/02/2015 et complété en tubing 4^{1/2} NV où le réservoir est couvert par un liner cimenté. Ce dernier se fut perforé dans les QH (de 3368 à 3390m) dont les résultats n'étaient pas satisfaisants, il était ensuite fermé pour être fracturé dans le futur. Concernant le puits HGA26, plusieurs Clean Out et grattage ont été effectués aussi mais sans résultats. Depuis la date de son forage, le 05/03/2011, il n'a montré aucune production convenable malgré les différentes interventions. Il s'agit d'un puits intermittent. Il a été perforé dans les QH (de 3374 à 3381m) (SH/DP, 2013). Les résultats du DST des deux puits sont récapitulés dans le tableau n°07 ci-dessous :

Tableau n°07 : Résultats du DST des puits HGA40 et HGA26 (SH/DP, 2015-2013)

Puits	Débit (m ³ /h)	PG (kg/cm ²)	PT (kg/cm ²)	PFD (kg/cm ²)	Skin
HGA40	2	357.5	18.2	155.5	-0.37
HGA26	7.57	458.13	27.8	258.49	+0.26

Le choix de fracturation est encouragé par la réussite de cette intervention au niveau des puits voisins, citant comme exemple le puits HGA32 situé à 1805 m loin du puits HGA26 et 385m du HGA40. Il a été fracturé le 26/04/2013 et a montré une augmentation de débit de 7.8 m³/h.

Tableau n°08 : Résultats de la fracturation du puits voisin HGA32 (SH/DP, 2013).

Puits	Objectif	Masse des Proppants pompé (tonne)	Débit avant (m ³ /h)	Débit après (m ³ /h)
HGA32	QH	47.111	1.19	9.07

Les paramètres du réservoir QH obtenus à partir des logs de diagraphies et des mesures directes des deux puits, sont indiqués dans le tableau n°09 suivant :

Tableau n°09 : Caractéristiques du réservoir QH (SH/DP, 2015-2013)

Puits	Porosité (%)	Perméabilité (mD)	Perméabilité horizontale (mD.m)	Saturation en eau (%)	Net pay (m)
HGA40	6	0,5	14.8	16.4	20
HGA26	7	3.9	74.4	21	40.5

La fracturation hydraulique du puits HGA40 a été établie le 23/08/2015 et confiée à la société BJSP alors que celle du puits HGA26 s'est déroulée le 09/10/2013 avec la société Schlumberger. Toutes les informations concernant le déroulement et les volumes de la fracturation des deux puits mentionnés dans ce mémoire sont extraits à partir des rapports Post Job faits par ces compagnies. Le déroulement de la fracturation hydraulique dans les puits HGA40 et HGA26 s'est fait comme suit :

I.6.1.1 Breakdown - Acid Injectivity :

Le traitement a commencé par l'injection d'un petit volume d'eau traitée pour établir l'injectivité vers les perforations, ensuite le test de rupture (Breakdown Test) suivi par l'injection de l'acide qui a pour objectif le nettoyage des perforations et la réduction des frottements au niveau du fond de puits. Après le pompage de l'acide, ce dernier a été chassé par un volume d'eau traitée vers les perforations.

Tableau n°10 : Relevé du traitement Breakdown-Acid Injectivity (BJSP, 2015/SLB, 2013)

Etage	Nom de l'étage	Nom de fluide	Volume de fluide (m ³)		Débit (m ³ /min)		Temps de pompage (min)	
			V ₁	V ₂	D ₁	D ₂	T ₁	T ₂
1	Test de rupture	Eau traitée	3.307	57.287	1.2	3.7	2.6	19.9
2	L'injection de l'acide	HCl 15%	15.152	15.136	0.8	0.7	19.1	21
3	Chasse de l'acide	Eau traitée	54.584	38.398	4	4.6	13.7	8.7

HGA40 : F₁, V₁, D₁ et T₁.

HGA26 : F₂, V₂, D₂ et T₂.

I.6.1.2 Mini Frac :

Le Mini Frac est réalisé dans le but d'obtenir la pression de fermeture, les propriétés du Leekoff du réservoir, et d'optimiser le model de propagation des fractures ainsi le programme de pompage pour le traitement.

Tableau n°11 : Relevé du traitement de Mini Frac (BJSP, 2015/SLB, 2013)

Etage	Nom de l'étage	Nom de fluide		Volume de fluide (m ³)		Débit (m ³ /min)		Temps de pompage (min)	
		F ₁	F ₂	V ₁	V ₂	D ₁	D ₂	T ₁	T ₂
1	Pre-PAD	35# Gel	WF135	8.601	14.771	3.5	3.5	2.5	5.1
2	PAD	Spectra Frac G-3500	YF135.1HTD	75.874	75.715	4.8	4.7	15.9	15.8
3	Chasse	35# Gel Linéaire	WF135	26.346	27.284	4.8	4.7	5.5	5.8

I.6.1.3 Main Frac :

Le traitement de la fracturation et les volumes des additifs sont souvent redésignés en fonction des analyses du Mini Frac et le contrôle de la thermométrie, en prenant en compte le coefficient du Leekoff qui indique la perte (filtration) du volume de fluide (Fluide Loss) pendant le Mini Frac.

Tableau n°12 : Relevé du traitement de Main Frac (BJSP, 2015/SLB, 2013)

Etage	Nom de l'étage	Nom de fluide		Volume de fluide (m ³)		Débit (m ³ /min)		Temps de pompage (min)	
		F ₁	F ₂	V ₁	V ₂	D ₁	D ₂	T ₁	T ₂
1	Pre-PAD	35# Gel	WF135	5.755	4.579	0.940	2.8	3.9	1.6
2	PAD	Spectra Frac G-3500	YF135.1 HTD	45.521	75.715	4.840	4.7	9.3	17
3	Additifs	Spectra Frac G-3500	YF135.1 HTD	74.443	151.686	4.865	4.8	14.3	31.3
4	Chasse	35# Gel	WF135	25.789	23.376	4.849	4.8	5.1	5.6

I.6.2 Fracturation hydraulique du puits HGA38 :

Le puits HGA38 se situe dans le périmètre de Hassi Guettar ayant pour coordonnées X= 777939,993 et Y= 3481880,015. Il a été foré le 12/08/2013 et complété le 14/09/2013 en 4"1/2 ancré, le réservoir est recouvert d'un liner 7" cimenté et perforé (3434-3447m). Deux mesures de DST ont été enregistrées, le deuxième test s'est déroulé avec liftage (Gas Lift) dont leurs résultats sont cités dans le tableau n°13.

Tableau n°13 : Résultats du DST du puits HGA38 (SH/DP, 2013)

Puits HGA38	Débit (m ³ /h)	PG (kg/cm ²)	PT (kg/cm ²)	PFD (kg/cm ²)	Skin
1 ^{ère} mesure	0.84	373.62	18.3	153.67	-0.8
2 ^{ème} mesure	4.3				-1.04

Les paramètres du réservoir QH du puits HGA38 sont récapitulés dans le tableau n°14 :

Tableau n°14 : Caractéristiques du réservoir de puits HGA38 (SH/DP, 2013)

Caractéristiques	QH
Porosité (%)	06
Perméabilité (mD)	03
Perméabilité horizontale (mD.m)	15.2
Saturation en eau (%)	26

Dans ce puits, il y a eu seulement la réalisation du test d'injectivité et le Mini Frac. Avant de programmer la fracturation hydraulique, les ingénieurs de Sonatrach établissent un profil de contrainte (ou Stress Profile) fourni par un simulateur propriétaire. Ce profil ci-dessous montre l'allure des contraintes en fonction de la profondeur et contribue dans la réalisation de la fracturation qui dépend du choix des zones fragiles où dominent les contraintes minimales, tout en combinant la qualité de cimentation qui doit être bonne à très bonne afin d'assurer le succès de l'opération. On doit prendre aussi en considération la garde à l'eau pour éviter la propagation vers le plan d'eau.

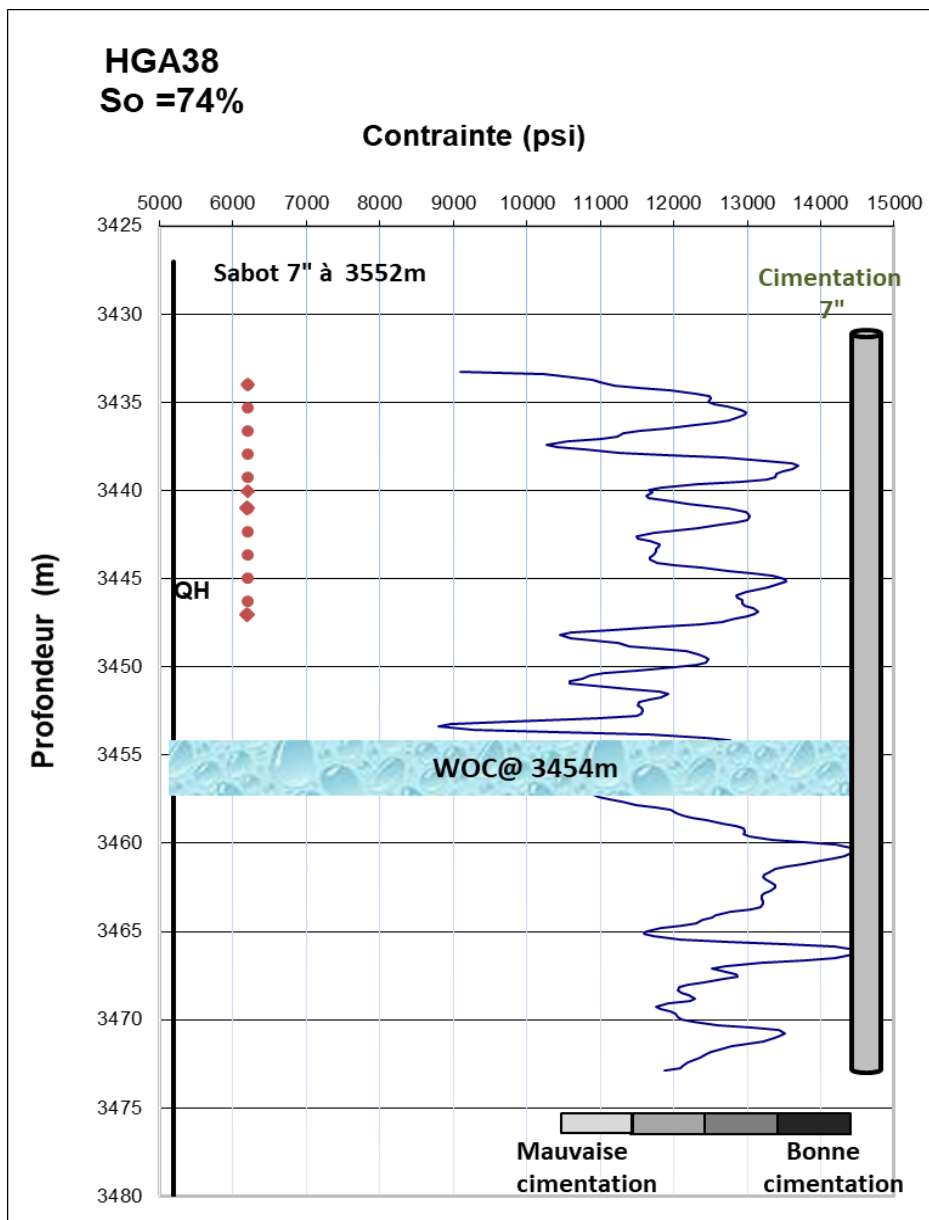


Figure n°26 : Stress Profile du puits HGA38 (SH/DP, 2014)

II. Short Radius

Avant d'entamer l'intervention par SR au niveau de réservoir QH dans le champ HGA, il est préférable de commencer par des notions sur cette opération.

II.1 Principe de base :

II.1.1 Définition :

La reprise des puits en Short Radius (SR pour brièveté) appelé aussi « Re-Entry » a été appliquée pour la première fois en Algérie dans le champ de HMD en 1995. Elle s'adopte surtout sur les puits secs ou à faible production. Dans cette technique, les drains horizontaux sont forés à partir d'un puits vertical déjà existant, tubé ou sans tubage. Elle consiste à traverser horizontalement les intervalles contenant encore des hydrocarbures (Yahiaoui, 2010).

Les puits pris en SR ont un rayon de courbure inférieur à 50m pouvant atteindre même 5m, et nécessitent des équipements spécifiques tels que des moteurs et des garnitures articulés. En raison de difficulté de contrôle de la trajectoire, la longueur de drain est limitée à environ 300m, et de tels puits sont difficiles à compléter, ce qui limite l'utilisation de cette technique (Belaid, 2005).

II.1.2 Conditions de choix des puits candidats :

Les puits convertis en Short Radius doivent obéir aux conditions suivantes :

- Etre un puits sec ou mauvais producteur.
- Être loin des puits injecteurs pour éviter les aquifères et/ou le gaz.
- Être dans une zone à faible GOR (Gas Oil Ratio).
- Être dans une zone non tectonique afin d'éviter les couches faillées.
- Le plan d'eau doit être le plus bas possible.

II.1.3 Critères de choix de la couche à cibler :

Le choix du drain qui sera traversé par le Short Radius se base généralement sur l'analyse de caractéristiques pétrophysiques :

- La porosité ;
- La perméabilité ;
- La saturation en eau ;

Afin de choisir le drain, il faut déterminer l'intervalle le plus poreux et plus perméable en prenant en considération aussi le plan d'eau.

II.1.4 Choix de l'azimut :

Le choix de l'azimut est en fonction d'un certain nombre de paramètres propres à l'intervalle de réservoir dont les plus importants sont :

- L'anisotropie (k_v perméabilité vertical / k_h perméabilité horizontale).
- Influence des contraintes.

II.1.4.1 L'anisotropie (k_v/k_h):

Le choix de l'azimut est très important, il faut le choisir de telle façon à ce que le drain soit bien orienté par rapport à l'anisotropie sur le plan horizontal ($k_x - k_y$) pour assurer un meilleur drainage et il est préférable d'orienter le drain perpendiculairement à la direction de la perméabilité horizontale maximale (Figure n°27).

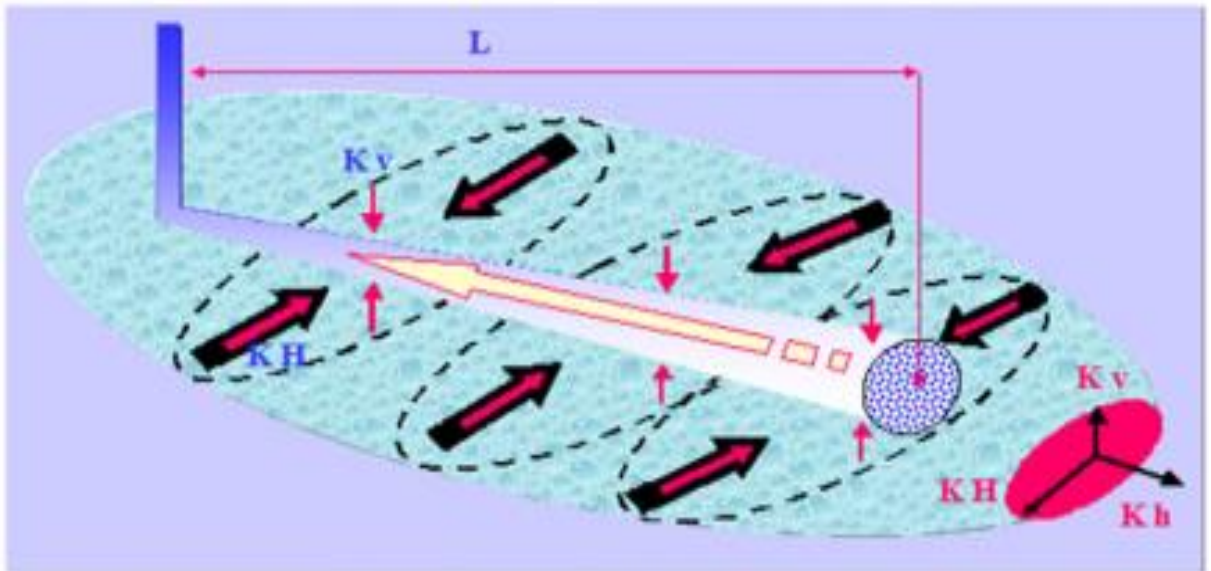


Figure n°27 : Choix de l'azimut par rapport à l'anisotropie (K_h/K_v) (SH/DP, 2000)

II.1.4.2 Influence des contraintes :

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

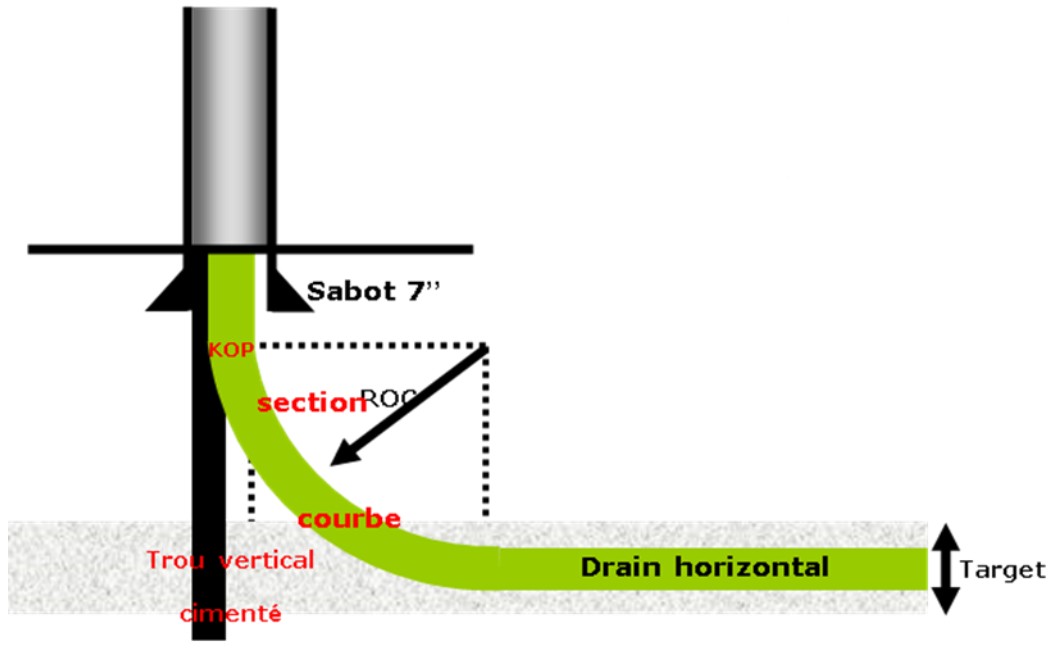


Figure n°28: Architecture d'un Short Radius

- KOP : point d'amorce de la déviation en général pris 10m sous le sabot 7''.
- Section courbe : (longueur de 60 à 70 m) c'est la partie inclinée du puits (Inc. 0° à 90°).
- ROC : Rayon de courbure (+/- 40 m).
- Target : c'est l'objectif du puits. Il est foré horizontalement à l'intérieur du drain ciblé.

II.1.5 Procédure de reprise d'un puits en Short Radius :

Les étapes principales sont réalisées comme suite :

- La mise du puits sous une boue de densité 1.15.
- Démontage partiel de l'arbre de Noël et montage suivi avec un test de BOP.
- Remonter de la compléation en place et repêchage du Packer.
- Nettoyage du puits pour l'opération de cimentation.
- Pose d'un bouchon de ciment pour aboutir du drain existant.
- Amorçage de la déviation sous le sabot du dernier casing et début de section Build Up dans le réservoir en turboforage.
- Réalisation du drain (section horizontale). Une fois on atteint l'angle 90° on procède à faire un test de productivité Drill Stem Test (DST).
- Rééquiper le puits.

II.1.6 Réalisation d'un Short Radius :

Le choix de la méthode de forage dirigé est essentiel pour le bon achèvement d'un puits dévié. Deux méthodes peuvent être mises en considération pour la réalisation d'un forage dirigé.

II.1.6.1 Forage conventionnel :

Le déroulement d'un puits dévié en forage dirigé conventionnel est comme suit :

- Montée initiale en inclinaison et orientation du puits à l'aide d'un moteur de fond équipé d'un raccord coudé jusqu'à l'obtention d'une inclinaison minimum de l'ordre de 10 degrés et de l'orientation du puits dans l'azimut initial déterminé.
- Continuation de la phase de montée en mode rotary.
- Forage des sections droites en mode rotary.
- Si nécessaire, correction(s) d'azimut et/ou d'inclinaison à l'aide d'un moteur de fond équipé d'un raccord coudé.

II.1.6.2 Forage en mode orienté (Sliding) :

En forage en mode orienté, la garniture n'est pas en rotation, ce qui se traduit par l'existence d'une force de friction statique entre la paroi du puits et la garniture. Ce mode de forage ne peut être pratiqué qu'avec des moteurs équipés d'un Benthousing.

II.1.7 Opérations sur le puits :

A la fin de forage, des opérations sont effectuées dans le but d'évaluer le potentiel du puits, en mettant en évidence les caractéristiques pétrophysiques du réservoir, parmi ces opérations on cite :

- Opération de diagraphie (Logging).
- Test de formation (DST).

II.2 Application de SR dans la zone d'étude :

En 2017, SONATRACH a décidé de faire une intervention Short Radius sur quelque puits du champ HGA et particulièrement au niveau de réservoir QH. Dans l'ensemble quatre puits ont été choisis : le puits HGA40 est actuellement terminé, et les autres trois puits (HGA36, HGA38 et HGA42) sont candidats.

II.2.1 Application de SR dans les champs voisins de HGA :

L'application du SR dans la zone étudiée est encouragée par certains résultats de cette technique dans les champs avoisinants et même dans le même type de réservoir (QH).

On présente dans le texte ci-dessous une synthèse des résultats de SR appliqué dans le réservoir Cambrien et dans un autre réservoir compacte similaire au réservoir étudié dans ce

travail mais dans un champ différent. Ces résultats sont pris comme une raison pour intervenir dans le réservoir QH du champ HGA.

II.2.1.1 Application du SR dans le champ du Hassi Messaoud (puits MD56) :

Le puits MD56 a été fermé depuis 08/11/1998 suite à son état de production où le débit a été presque nul (débit n'a jamais dépassé 01m³/h). Il se trouve dans une région de caractéristiques pétrophysiques dégradées.

La reprise du puits MD56 a pour objectif de réaliser un forage horizontal en Short Radius d'un drain d'environ 315.4m traversant le réservoir R2.

Après l'opération de SR faite en 2007 (Tableau n°15), le résultat était positif où le test DST a donné un débit de 3.38m³/h (Tabet et al, 2016). L'intervention du SR sur le puits MD56 a réussi suite aux objectifs posés car elle permet d'améliorer la productivité du puits.

Tableau n°15 : Evolution de production après SR de puits MD56 (Tabet et al, 2016)

Date de mesure	Pression (kg/cm ²)	Débit (m ³ /h)
Avant SR	--	nul
04/04/2007	22.5	3.38
30/07/2009	17.4	2.28
18/04/2011	18.5	3
03/12/2013	20	2.01
04/11/2015	18.83	1.7
12/01/2016	19.5	2.18

II.2.1.2 Application du SR dans le champ de Hassi Tarfa (puits HTF21) :

Ce puits est réalisé dans le cadre du plan de développement du gisement de Hassi Tarfa, ayant comme objectif principal l'exploitation du réservoir Ordovicien (QH) précisément l'unité QH4.

Le 23/06/2015, un test de DST non éruptif dans les QH a été fait après liftage à l'azote où un retour de 100% d'eau a été enregistré (SH/DP, 2017).

Le puits est repris en Short Radius en 2017, le test DST établi le 14/09/2017 après l'intervention a donné un résultat positif (7.98m³/h) comme le montre le tableau n°16 ci-dessous.

Tableau n°16 : Résultats du SR sur le puits HTF21 (SH/DP, 2018)

Test	Date	PG (kg/cm ³)	PFD (kg/cm ³)	Débit d'huile (m ³ /h)
1er DST	23/06/2015	431.4	-	0
2eme DST (SR)	14/09/2017	434.11	258.84	7.98

DST: Drill Stem Test.
 PG: Pression de Gisement.
 PFD : Pression de Fond Dynamique.

II.2.2 Reprise du puits HGA40 en SR :

Le puits HGA40 est supposé être dans le même compartiment que HGA35 et HGA24, il se situe dans le périmètre de Hassi Guettar (Bloc n°427), à l'Ouest de la structure de HGA, et délimité vers le Nord par deux accidents de direction Est-Ouest (SH/PED, 2014), et vers l'Est par un accident de direction NW-SE (Figure n°29). Ce puits a pour objectif principal le réservoir Quartzites d'El Hamra (QH).

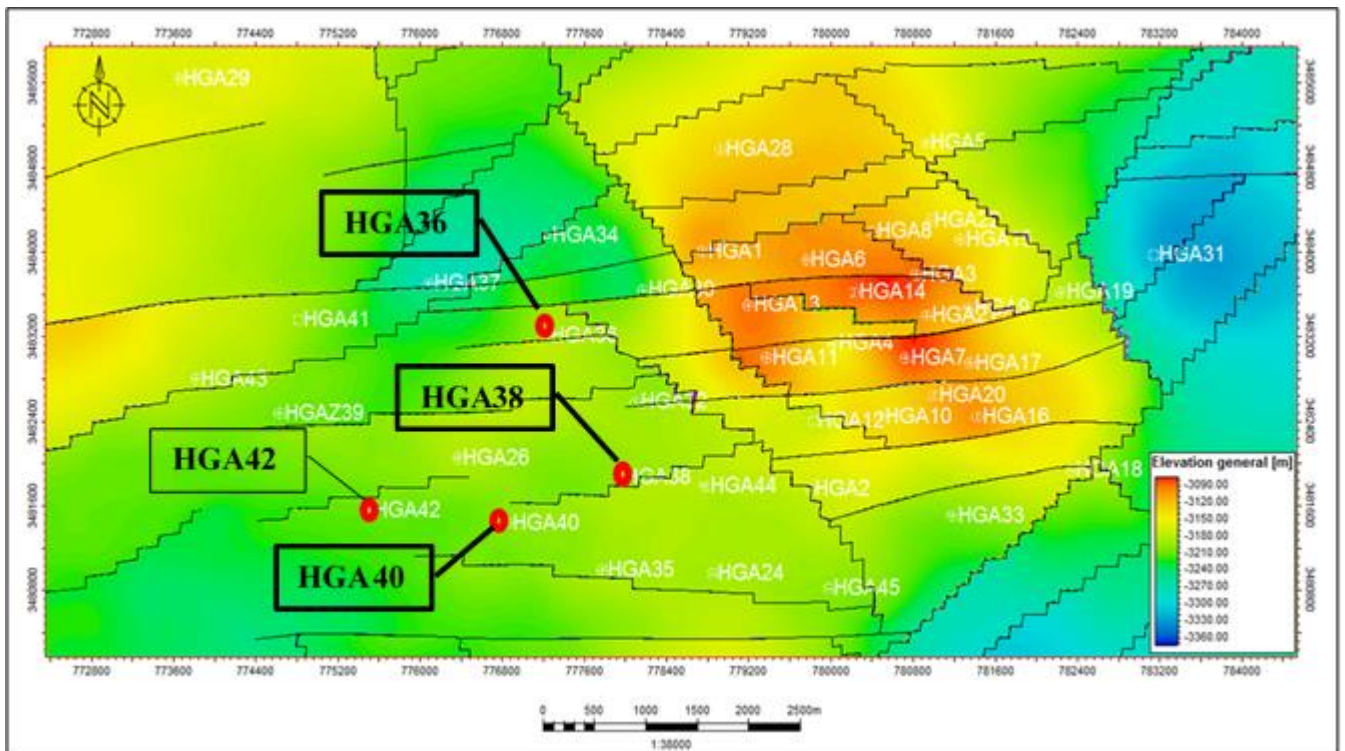


Figure n°29 : Carte en isobathes au toit du réservoir QH

II.2.2.1 Etat initial du réservoir (avant l'intervention) :

Le Puits HGA40 est foré le 28/02/2015, il a été complété par un tubing de production 4^{1/2}'' et le réservoir recouvert d'un liner 4^{1/2}'' cimenté et perforé. La pression initiale du réservoir QH du HGA mesurée au cours du DST du puits HGA11 est de 480.43kg/cm² (SH/PED, 2014)

Des déclin de la pression initiale du gisement ont été observés au niveau des nouveaux puits a voisinage de l'implantation HGA40 (SH/PED, 2014) :

- HGA26 : déclin de 1.03% (DST du 21/02/2011).
- HGA35 : déclin de 4.64% (DST du 21/02/2011).
- HGA38 : déclin de 22.23% (DST du 26/08/2013).

Au cours du test DST, la pression de gisement du puits HGA40 était de 120 kg/cm² plus basse que la pression initiale des QH et le puits a donné un débit de 2 m³/h. Il est actuellement sous saumure de densité 1.38 (SH/DP, 2017) et l'indice de production (IP) est très faible comme les montrent les tableaux n°17 et 18 suivants :

Tableau n°17 : Test de puits HGA40 (SH/DP, 2017)

Test	Date	PG (kg/cm ²)	PFD (kg/cm ²)	Débit d'huile (m ³ /h)	IP
DST	25/02/2015	357.5	155.5	2	0.01

IP : Indice de Productivité.

Tableau n°18 : Jaugeage du puits HGA40 (SH/DP, 2017)

Date de mesure	Diamètre de Duse (mm)	Débit d'huile (m ³ /h)	GOR
23/02/2015	9.53	2	86

GOR : Gaz Oil Ratio.

II.2.2.2 Choix de l'unité à cibler et de l'azimut :

La figure n°30 montre la distribution des propriétés pétrophysiques du réservoir de QH (porosité - perméabilité - saturation), qui est découpé en 06 unités (zone d'étude) de QH1 au QH6. Une petite partie à la base du réservoir (QH1) est inondée par l'eau. On remarque que dans les unités : QH2, QH3 et QH4, la saturation en eau a des valeurs plus au moins élevées.

Alors que dans les unités QH5 et QH6 à la partie supérieure du réservoir, possèdent un taux de saturation en eau et volume d'argile faible et montrent de bonnes valeurs de porosité et

perméabilité. Ils représentent donc les meilleures unités du réservoir QH. A cet effet, l'unité Q5 est choisie comme unité cible.

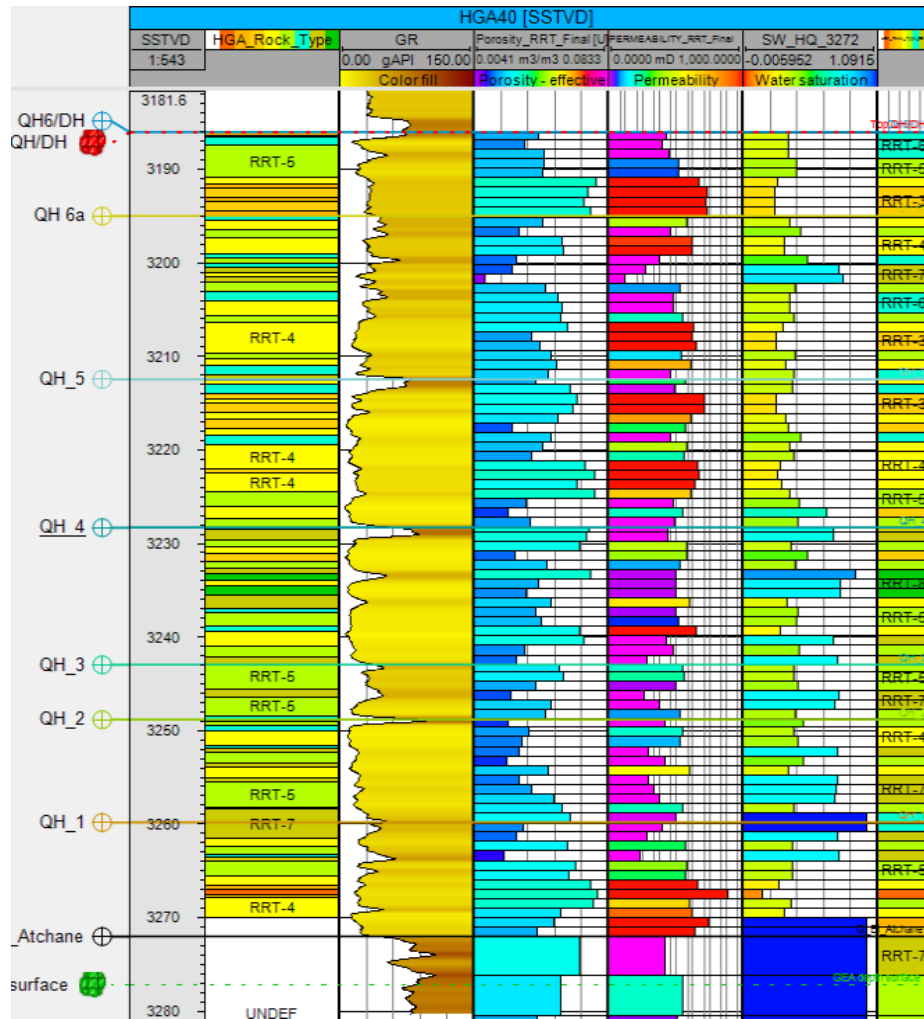


Figure n°30 : Distribution de porosité, perméabilité et de saturation en eau le long du puits HGA40 (SH/PED, 2017)

Le tableau n°19 résume les objectifs de la reprise en SR du puits HGA40.

Tableau n°19 : Objectifs de la reprise du puits HGA40 en SR

Unité	Porosité (%)	Perméabilité (mD)	Target (SSTVD) (m)	Déplacement (m)	Azimut	WOC (SSTVD) (m)
QH5	6	3.77	-3225 à -3232	400	N140°	-3270m

SSTVD : Statistique Sea True Vertical Depth.

II.2.2.3 Programme et réalisation de la reprise du puits HGA40 en SR :

La réalisation de la reprise en SR du puits HGA40 a eu lieu le 14/02/2018 et s'est déroulée suivant deux étapes principales :

- Préparations du puits ;
- Réalisation du Short Radius.

A. Préparations du puits :

Cette étape débute en premier lieu par la neutralisation du puits par une circulation avec une boue à huile de densité 1.15, vient ensuite la mise en place de l'appareil WorkOver où il y aura le démontage de la tête de puits et le montage et test du BOP à 5000psi.

Avant de faire remonter le tubing de production 4^{1/2}"', un désencrage, reforage et repêchage du Packer est nécessaire. Enfin, on effectue un contrôle et un test d'intégrité du tubage.

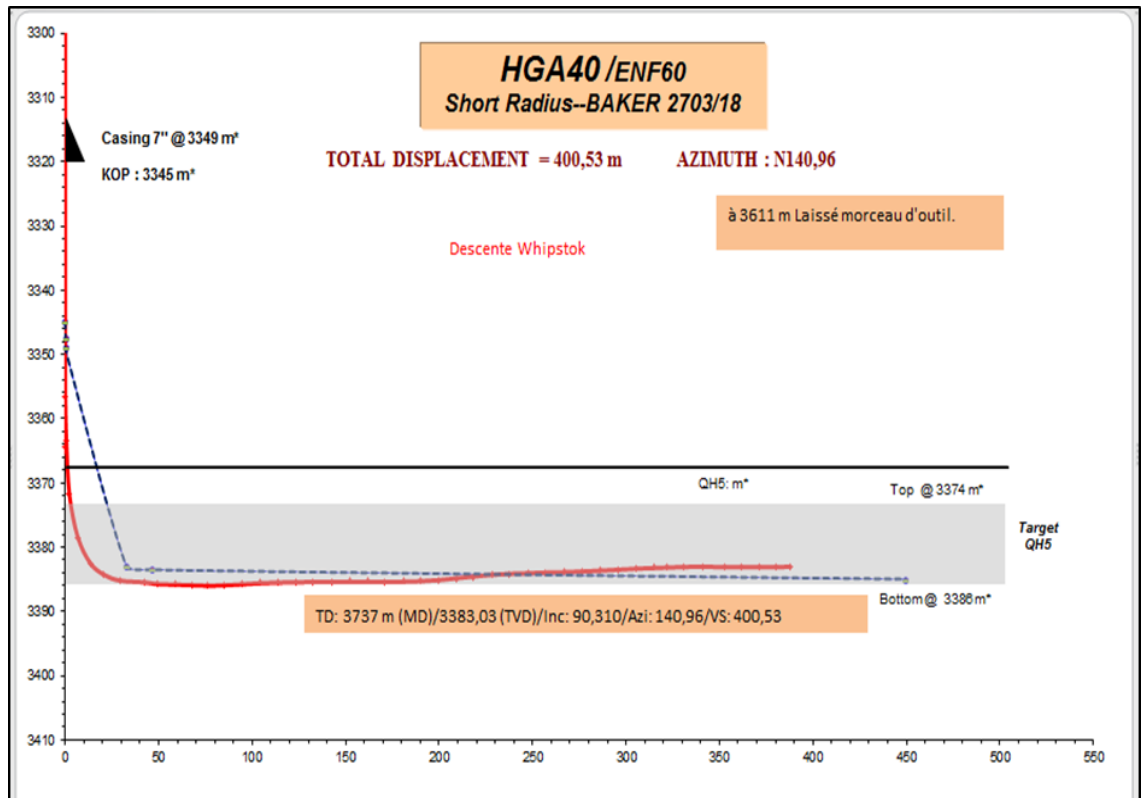
B. Réalisation du Short radius :

Avant de réaliser le Re-Entry ou Short Radius, il est nécessaire d'effectuer tout d'abord les diagraphies électriques (Gamma Ray, CCL : Casing Collar Locator) ; qui servent à déterminer la côte de pose du bouchon de ciment pour abandonner l'ancien trou et le Whipstock (sabot glissant) qui aide au démarrage de l'opération de déviation.

Une fois le bouchon de ciment atteint le niveau prévu, une partie de celui-ci est réforée jusqu'à le KOP (point de début de déviation) estimé à +/-3325m/TR (table de rotation). Après le reforage du ciment, on procède à faire descendre le Whipstock qui permet le glissement de l'outil de forage et facilite la déviation dans l'unité cible.

Le forage dévié commence par créer une fenêtre dans le tubage 7'' vers un azimut de N140°. A la fin de forage de la section déviée, on établit les logs de fond du trou (Imagerie, Sonic, Gamma Ray...etc.) et un test de DST.

A partir du profil indiqué dans la figure n°31, on remarque que les deux courbes (théorique et réelle) ont la même allure, sauf au début où il y a eu le changement de KOP programmé car il est décalé vers le bas. En tout, l'opération est jugée réussite.



(*) Côtes Baker Proposé — Réalisé

Figure n°31 : Profil de la trajectoire réelle et théorique du puits HGA40 (SH/DP, 2018)

II.2.3 Puits candidats pour SR dans la zone d'étude :

Dans le cadre de l'amélioration de la production du champ HGA et de la prolongation de la durée de vie de ses puits, SONATRACH a proposé une extension de l'application de la reprise en Short Radius dans le champ. Les trois puits : HGA36, HGA38 et HGA42 sont choisis comme candidats.

II.2.3.1 Puits HGA36 :

A. Etat du puits :

Le puits est foré en 2011 et se situe au Sud-Ouest du champ de Hassi Guettar ayant comme objectif principal le réservoir Quartzite Hamra. Le forage de ce puits a traversé partiellement l'unité QH6 suite à l'effet d'érosion (SH/PED, 2017), l'unité QH5 et seulement les 04 premiers mètres de l'unité QH4. Le puits HGA36 est fermé depuis janvier 2015.

B. Aspect du réservoir :

Le puits HGA36 se localise entre des failles parallèles à la condition limite du réservoir (Figure n°29), de ce fait il est mal alimenté car ces failles jouent le rôle de barrière (SH/PED, 2017).

La pression de gisement du puits HGA36 a baissé avec 167 kg/cm² au bout de deux ans de production avec un cumul d'huile produit de 25206m³, et aucune production d'eau n'a été enregistrée sur ce puits (SH/DP, 2017).

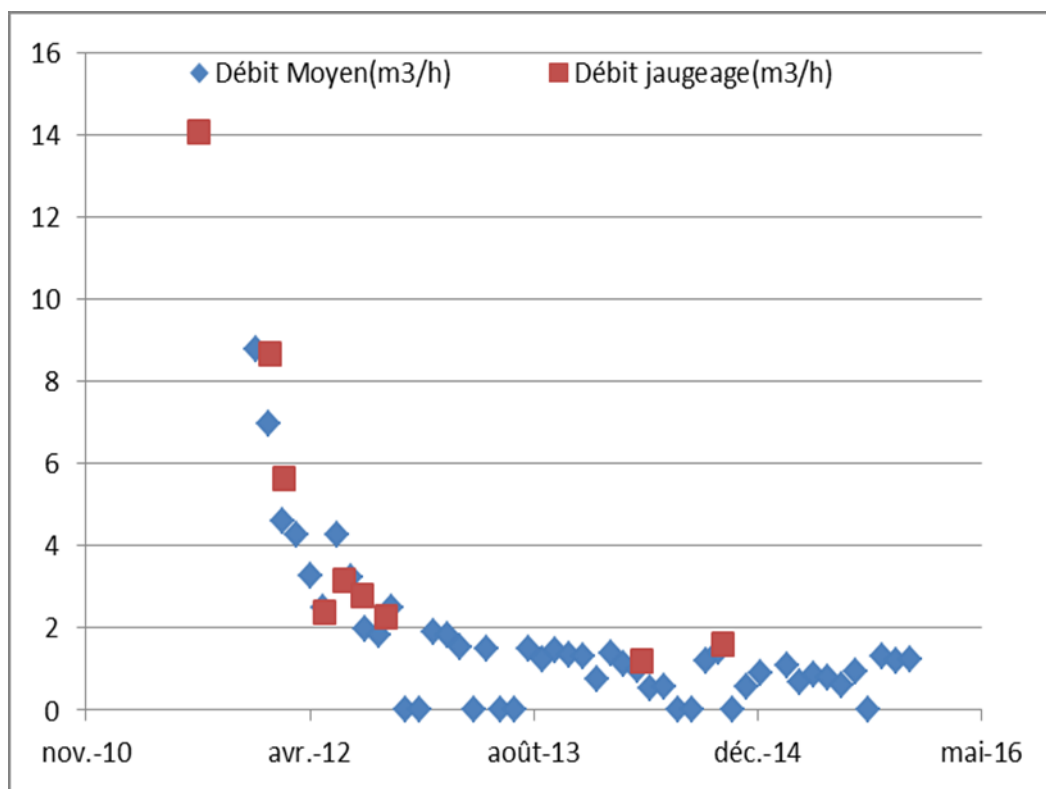


Figure n°32 : Evolution de débit d'huile dans le puits HGA36 (SH/DP, 2017)

L'historique de production montre que ce puits a connu un déclin brusque du débit d'huile et cela au bout de ses trois premiers mois de production (Figure n°32 et Tableau n°21) et une chute rapide de pression de gisement en seulement 02 années (Tableau n°20).

Tableau n°20 : Test du puits HGA36 (SH/DP, 2017)

Test	Date	PG (kg/cm ²)	PFD (kg/cm ²)	Débit d'huile (m ³ /h)	IP
DST	28/07/2011	462.18	351.93	14.08	0.133
PFS	08/05/2013	293.58	--	--	--
PFS	08/03/2016	282.18	--	--	--

PFS : Pression du Fond Statique.

Tableau n°21 : Jaugeage du puits HGA36 (SH/DP, 2017)

Date mesure	Diamètre de Duse (mm)	Débit d'huile (m ³ /h)	GOR
27/07/2011	9.53	14.08	141
02/01/2012	10	8.67	142
02/02/2012	10	5.63	106
03/05/2012	10	2.39	114
15/06/2012	10	3.17	143
28/07/2012	10	2.78	27
19/09/2012	10	2.26	139
11/04/2014	7	1.19	88
11/10/2014	7	1.59	161

C. Choix de l'unité à cibler et de l'azimut :

Une corrélation a été établie par le logiciel Pétrel entre les puits : HGA26, HGA36 et HGA32 et qui assemble leurs paramètres pétrophysiques tout en respectant le découpage du réservoir QH (SH/DP, 2018). On a choisi les puits HGA26 et HGA32 comme ils sont proches du HGA36 (Figure n°29). Puisque le forage du puits HGA36 n'a pas traversé toutes les unités du réservoir, grâce cette corrélation Pétrel a estimé la partie manquante (non forée) du réservoir à l'aide du Matching des données des puits voisins.

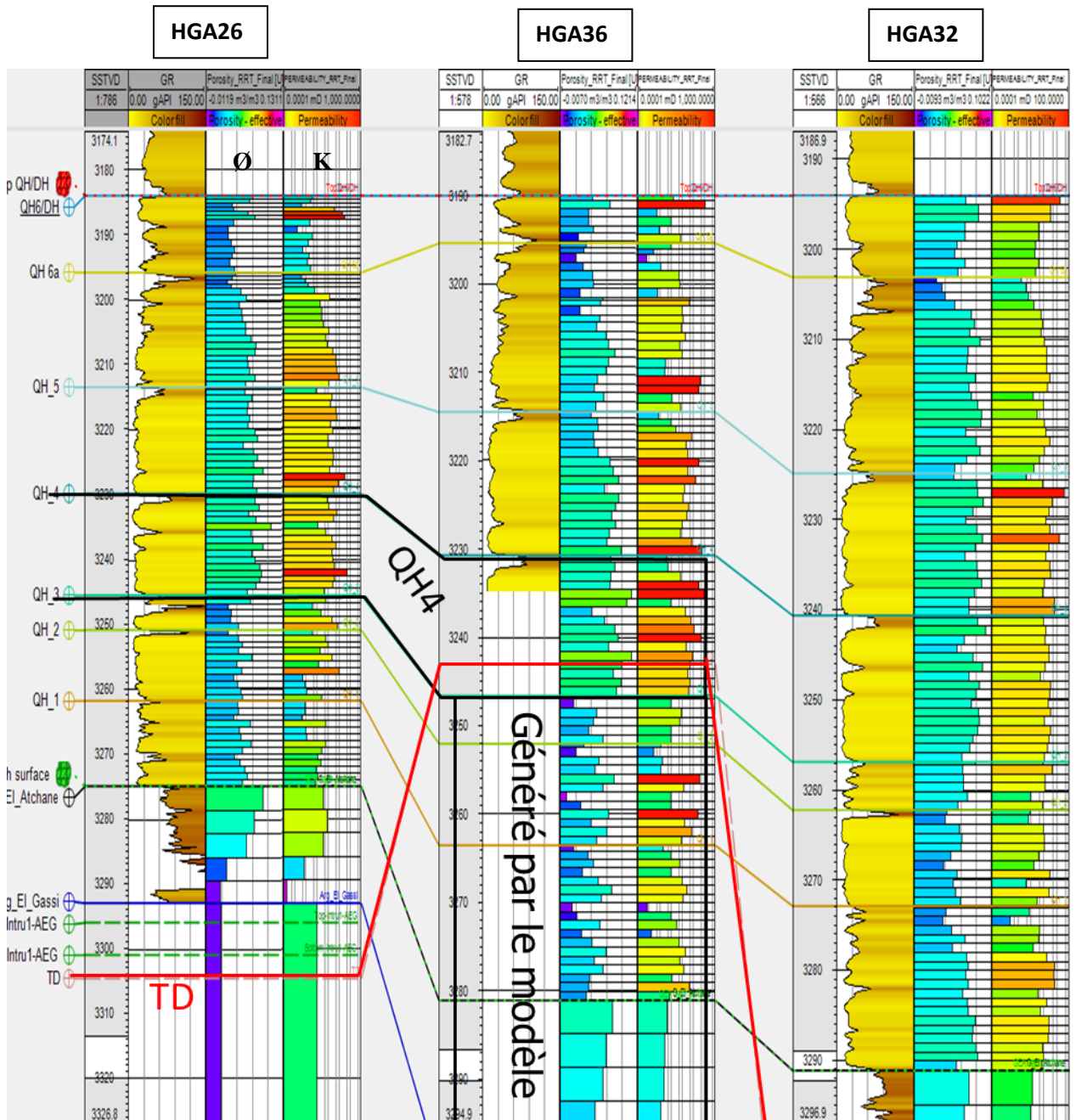


Figure n°33 : Corrélation entre les puits HGA26, HGA36 et HGA32 (SH/DP, 2018)

A cet effet SONATRACH a décidé de reprendre ce puits en SR avec les caractéristiques mentionnées dans le tableau n°22 suivant :

Tableau n°22 : Objectifs de la reprise du puits HGA36 en SR

Unité	Porosité (%)	Perméabilité (mD)	Target (m)	Déplacement (m)	Azimut	WOC (m)
QH4	6	5	-3243 à -3260	400	N140°	-3270

La figure n°34 montre le choix de l'azimut, qui dépend de la distribution latérale des paramètres pétrophysiques mentionnés dans le tableau n°22, ainsi de la mise en considération du WOC.

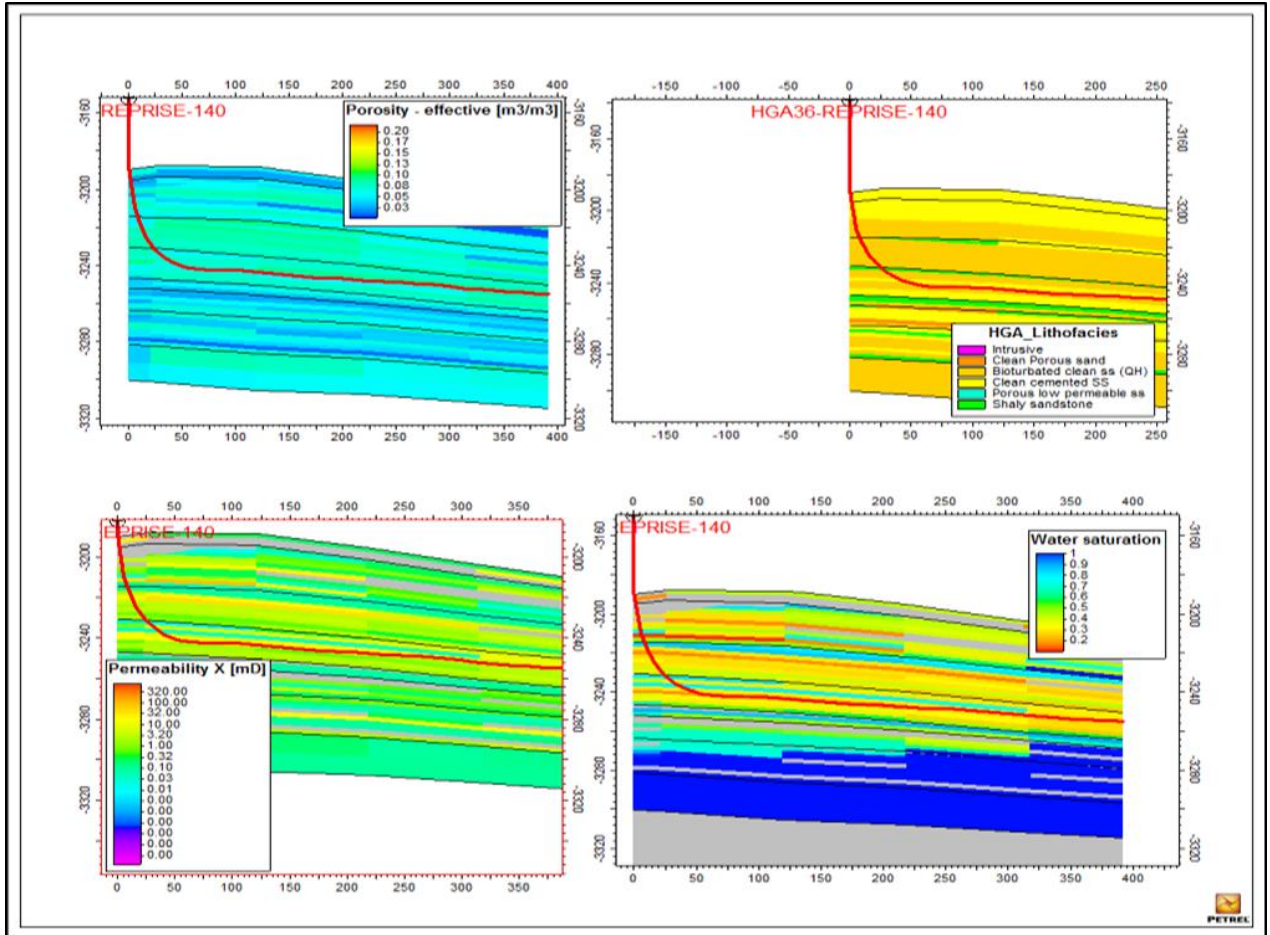


Figure n°34 : Distribution latérale des propriétés du réservoir QH au niveau du puits HGA36 (SH/PED, 2017)

I.2.3.2 Puits HGA38 :

A. Etat du puits :

Le puits HGA38 est implanté sur la partie Ouest du périmètre de Hassi Guettar. D'après l'interprétation de la nouvelle sismique 3D de HGA, ce puits est supposé être dans le même compartiment que les puits HGA30 et HGA26 (Figure n°29). Ce compartiment est délimité vers le Sud et vers le Nord par deux accidents de direction Est-Ouest (SH/PED, 2013).

B. Aspect du réservoir :

Pendant le test DST, la pression de gisement du puits HGA38 enregistrée était de 100 kg/cm² plus basse que la pression initiale des QH, et le débit est de 4.33m³/h notant qu'il a été mesuré

à l'aide de liftage au nitrogène (SH/DP, 2017). L'indice de production du puits est très faible (Tableau n°23).

Tableau n°23 : Test du puits HGA38 (SH/DP, 2017)

Test	Date	PG (kg/cm ²)	PFD (kg/cm ²)	Débit d'huile (m ³ /h)	IP
DST	26/08/2013	373.62	153.67	4.33	0.02

Tableau n°24 : Jaugeage du puits HGA38 (SH/DP, 2017)

Date de mesure	Diamètre Duse (mm)	Débit d'huile (m ³ /h)	GOR
23/08/2013	9.53	0.84	168
25/08/2013	9.53	4.33	109

C. Choix de l'unité à cibler et de l'azimut :

A partir de la distribution latérale des propriétés du réservoir QH au niveau du puits HGA38 (Figure n°35), l'unité ciblée pour la reprise en Short Radius est QH4 où l'intervalle le plus poreux (4%) et plus perméable (0.7mD).

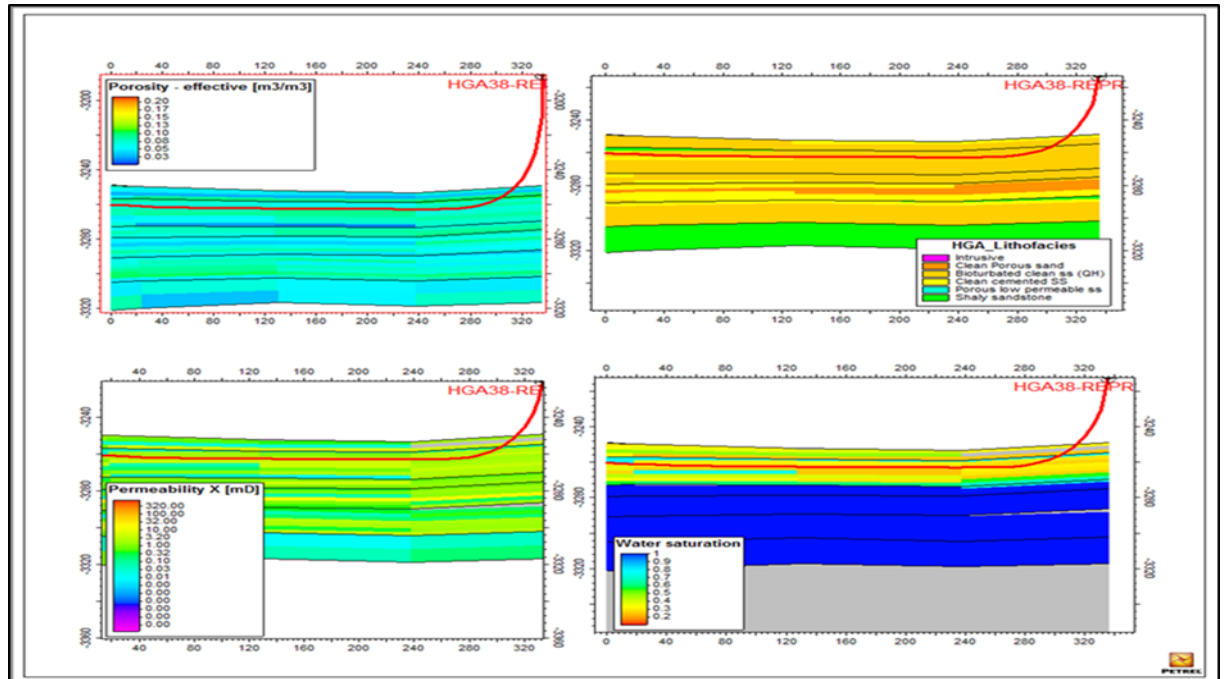


Figure n°35 : Distribution latérale des propriétés du réservoir QH au niveau du HGA38 (SH/PED, 2017)

La figure n°36 ci-dessous représente la distribution des propriétés (porosité - perméabilité - saturation) le long des puits HGA38 et HGA40 suivant le découpage des QH en 6 sous unités. Au niveau de HGA38, seules les unités QH4 et QH5 sont au-dessus du WOC, alors que le QH6 est complètement érodée. L'existence d'une brèche tectonique avec présence de sel entre les côtes -3278 à -3293m est mentionnée selon le rapport de géologie (SH/PED, 2017).

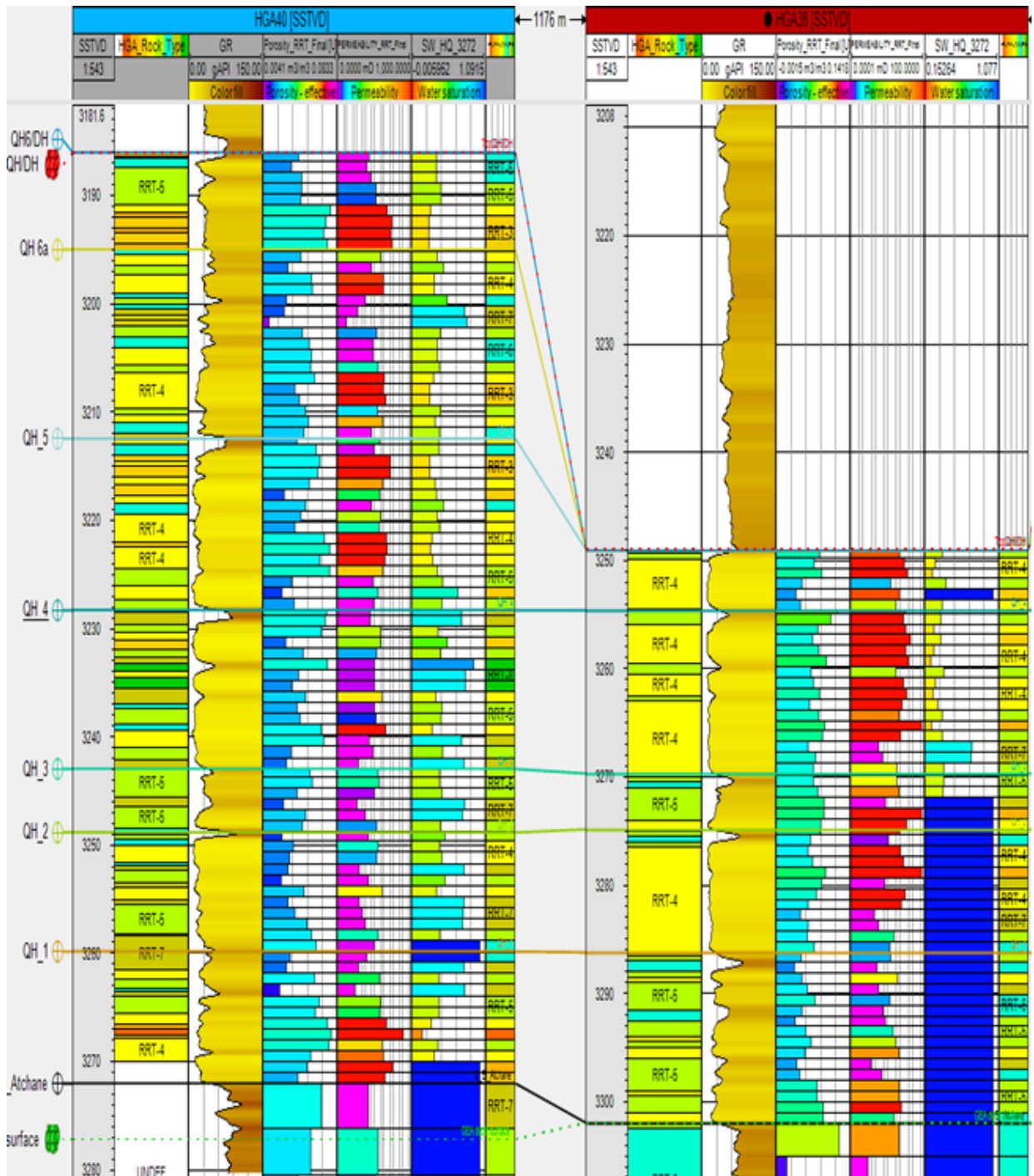


Figure n°36 : Corrélation entre les puits HGA38 et HGA40 du réservoir QH (SH/PED, 2017)

Le tableau n°25 récapitule les objectifs de la reprise en SR du puits HGA38.

Tableau n°25 : Objectifs de la reprise du puits HGA38 en SR

Objectif	Porosité (%)	Perméabilité (mD)	Target (m)	Déplacement (m)	Azimut	WOC (m)
QH4	4	0,7	-3260	320	N320°	-3272

II. 2.3.3 Puits HGA42 :

A. Etat du puits :

Le puits HGA42 se trouve dans le compartiment sud de Hassi Guettar, limité par deux failles de direction Est-Ouest et une faille de direction Nord-Ouest / Sud-Est (Figure n°29). Cette structure est infiniment liée aux différentes phases tectoniques qui ont affecté la périphérie sud de Hassi Messaoud. Ce compartiment fera l'objet d'évaluation du potentiel du réservoir Quartzites de Hamra (SH/PED, 2015). Ce puits est foré en 2016 où toutes les unités du réservoir QH sont traversées.

B. Aspect du réservoir :

Les résultats du DST effectué le 07/03/2016 indiquent que la pression du gisement au niveau du puits HGA42 était de 189 kg/cm² plus basse que la pression initiale des QH et reste stable après le test PFS au 23/07/2016. Le premier résultat a donné un débit de 6.33m³/h qui a chuté après 03 mois vers 2.38m³/h, et un IP classé parmi les meilleurs IP enregistré par rapport aux autres puits dans le QH. Le puits est fermé à cause d'un démarrage négatif malgré le nettoyage en Octobre 2016 (SH/DEP-RE, 2018).

Tableau n°26 : Test du puits HGA42 (SH/DP, 2017)

Test	Date	PG (kg/cm ²)	PFD (kg/cm ²)	Débit d'huile (m ³ /h)	IP
DST	07/03/2016	291.67	246	6.33	0.152
PFS	23/07/2016	293.93	--	--	--

C. Choix de l'unité à cibler et de l'azimut :

La distribution des propriétés (porosité - perméabilité - saturation) le long de puits HGA42, suivant le découpage des QH en 6 sous unités, présenté par la figure n°37 montre que l'unité

QH1 est complètement inondée par l'eau. L'unité QH4 présente le meilleurs caractéristiques pétrophysiques.

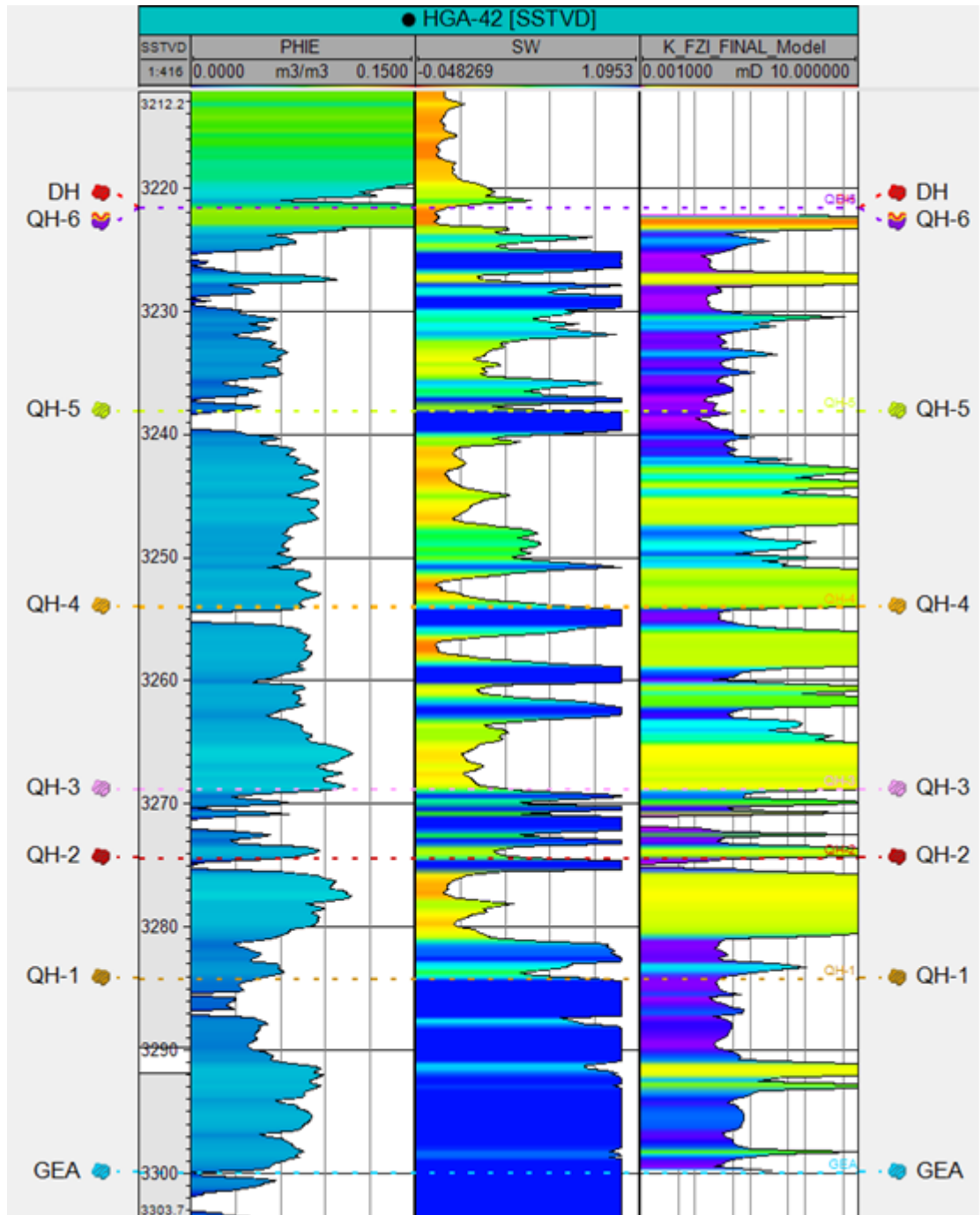


Figure n°37 : Distribution des paramètres pétrophysiques le long du puits HGA42 (SH/PED, 2017)

L'intervention SR sur le puits HGA42 est proposée par SONATRACH en traversant l'unité QH4 ayant une porosité de l'ordre de 6% et perméabilité de 1,52 mD. La longueur de la couche ciblée dans le réservoir est estimée à 320m avec un azimut de N320°. La profondeur à atteindre est -3255m et le WOC considéré à -3270m (Figure n°38).

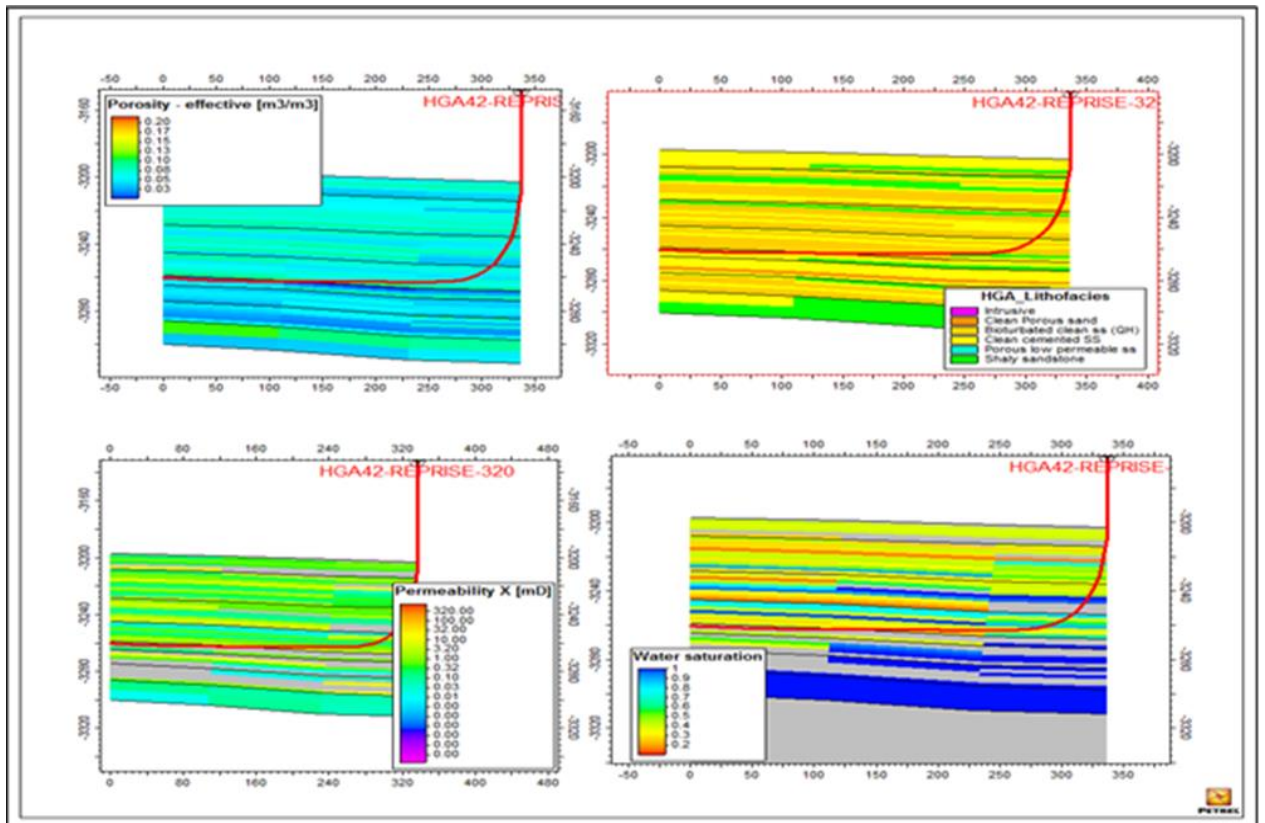


Figure n°38 : Distribution latérale des propriétés du réservoir QH au niveau du puits HGA42 (SH/PED, 2017)



Chapitre III

RESULTATS ET DISCUSSIONS

Dans ce chapitre nous allons discuter les résultats obtenus à partir de chaque technique ; la fracturation hydraulique et la reprise en Short Radius, effectuées dans le cadre d'optimiser la production du champ de HGA centre au niveau du réservoir de QH. Ce chapitre comprend aussi une étude économique qui sert à l'amortissement de l'investissement du Short radius réalisé récemment sur le puits HGA40.

I. Fracturation hydraulique

I.1 Puits HGA26 :

Avant d'analyser les résultats de l'intervention, on note que ce puits convient aux critères de choix cités précédemment et qui sont déduits à partir de la figure n°39.

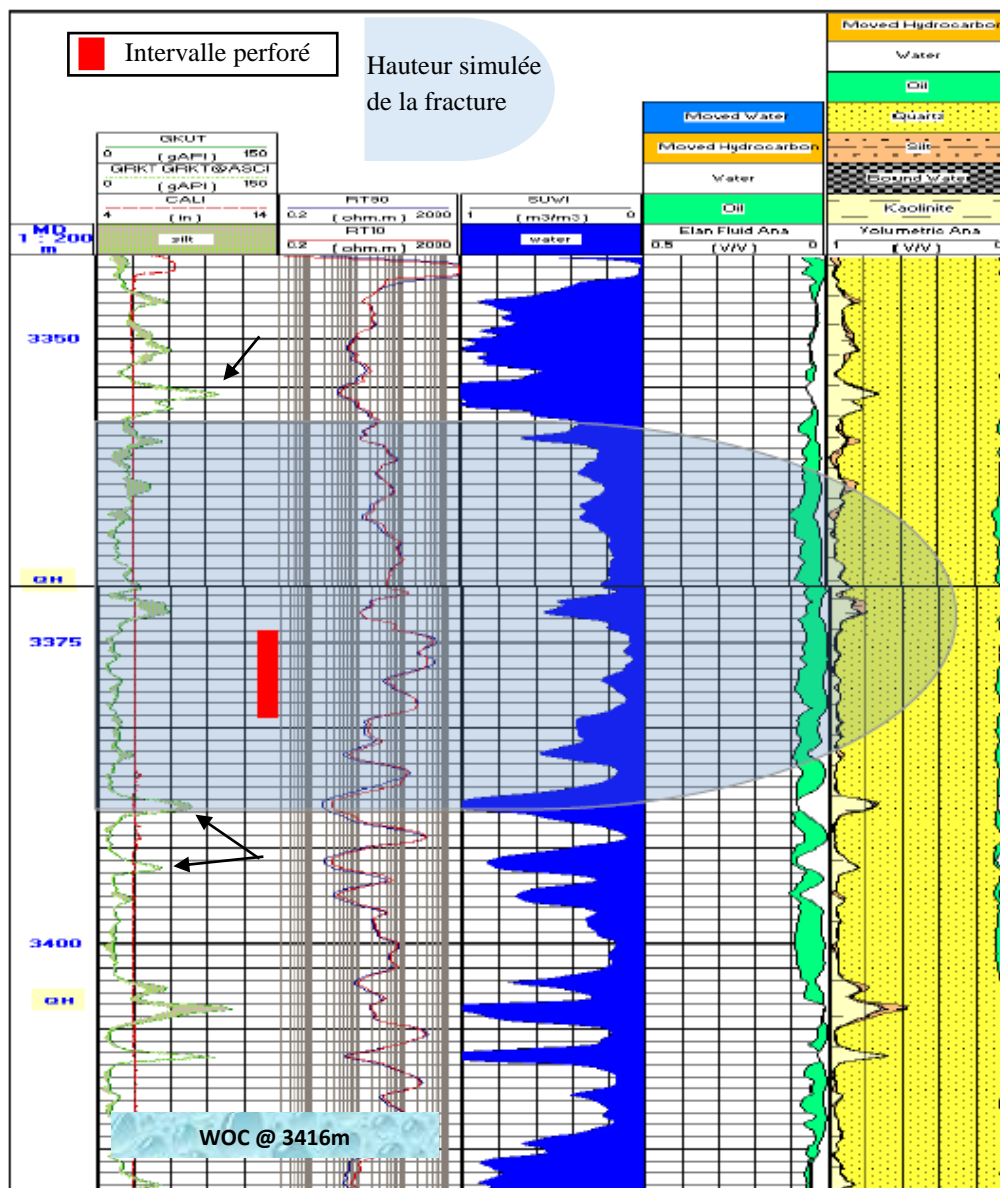


Figure n°39 : ELAN du puits HGA26 modifié (SLB, 2013)

Les critères du puits HGA26 se présentent comme suit :

- Une valeur de skin positive et une bonne pression de gisement (voir Tableau n°07).
- Une garde à l'eau suffisante (35m calculé à partir du plan d'eau et l'intervalle des perfos).
- La courbe de GR augmente dans certains intervalles indiquant la présence des bancs d'argiles adjacents et subjacents la zone d'intérêt jouant le rôle de barrière (indiquées par des flèches dans la figure n°39 en haut).

La figure n°40 en bas représente le Thermolog du puits HGA26 établi après le test MiniFrac.

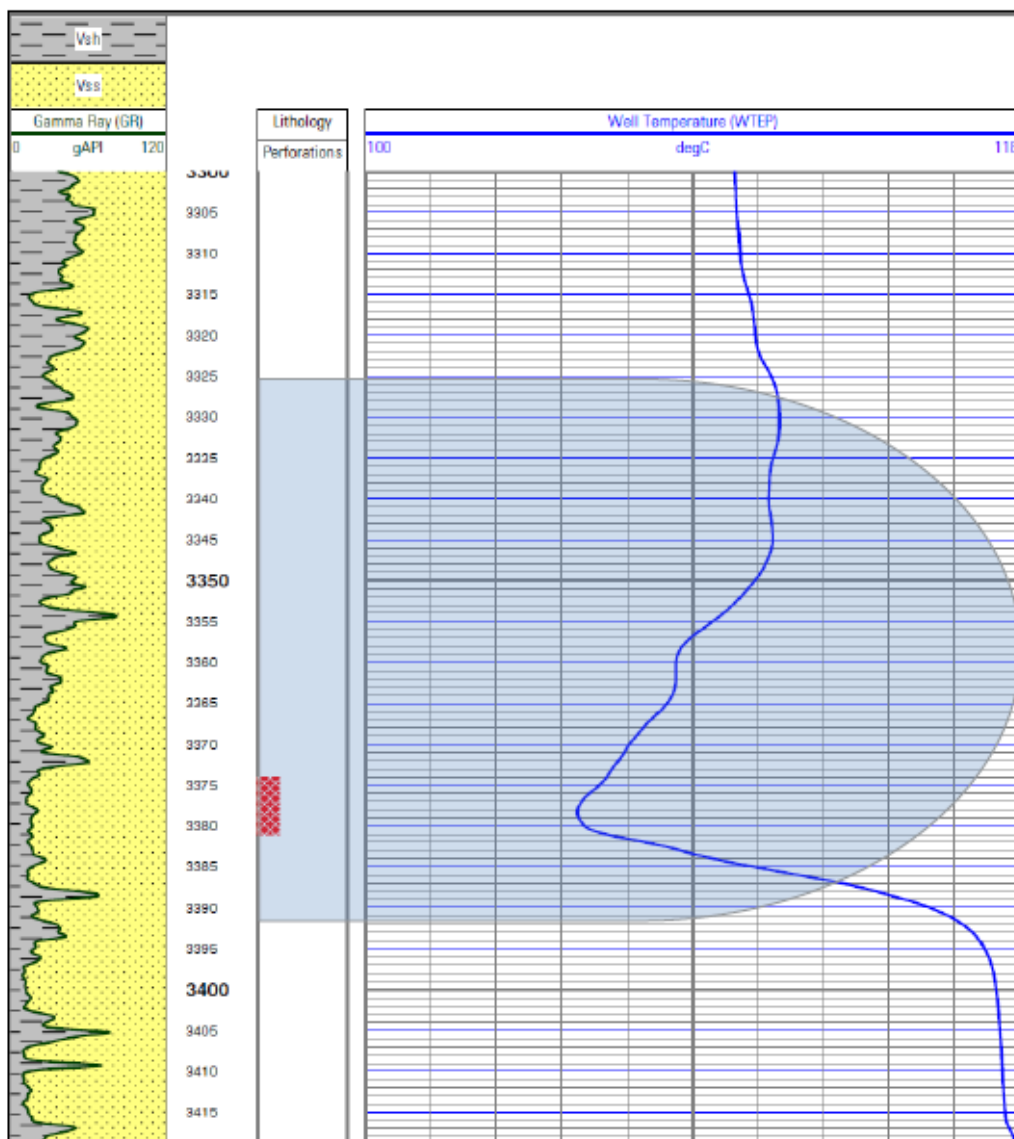


Figure n°40 : Thermolog du puits HGA26 (SLB, 2013)

D'après la courbe de température (Figure n°40), on remarque que l'équilibre thermique est perturbé à partir de la côte 3348 à 3392m signifiant la hauteur de la fracture où le gel froid

injecté qui s'est réparti pendant le test MiniFrac. La diminution rapide de la température dans la partie inférieure (perfos) s'exprime par la filtration d'une concentration considérable du fluide. Alors que dans la partie supérieure, la variation de la courbe est due à la pénétration du fluide à travers les vides produits par la mauvaise cimentation suite à l'interprétation du log CBL établi par Baker en 2011.

Après l'opération de fracturation le puits a été soumis à un clean up avec le Coiled Tubing pour dégorger le fluide de fracturation et réaliser le flow test afin d'estimer le nouveau débit de puits. Le succès de l'intervention s'est concrétisé après le jaugeage effectué le 13/10/2013 dont le débit de production a augmenté de 0 à 6.71m³/h.

La figure n°41 représente l'historique de la production du puits HGA26. En fonction de temps, on remarque qu'après son forage en 2011, il a été mis en production avec un débit de 4m³/h jusqu'à sa fermeture où ce dernier a diminué à 1.84m³/h en Mai 2012.

Le puits a redémarré avec 6.71m³/h suite à la fracturation hydraulique qui a eu lieu en octobre 2013 après une rupture qui a duré plus d'une année, et depuis cette intervention il a connu des variations de débit. A partir de mars 2016 le débit chute graduellement jusqu'à présent où il atteint 2.09m³/h.

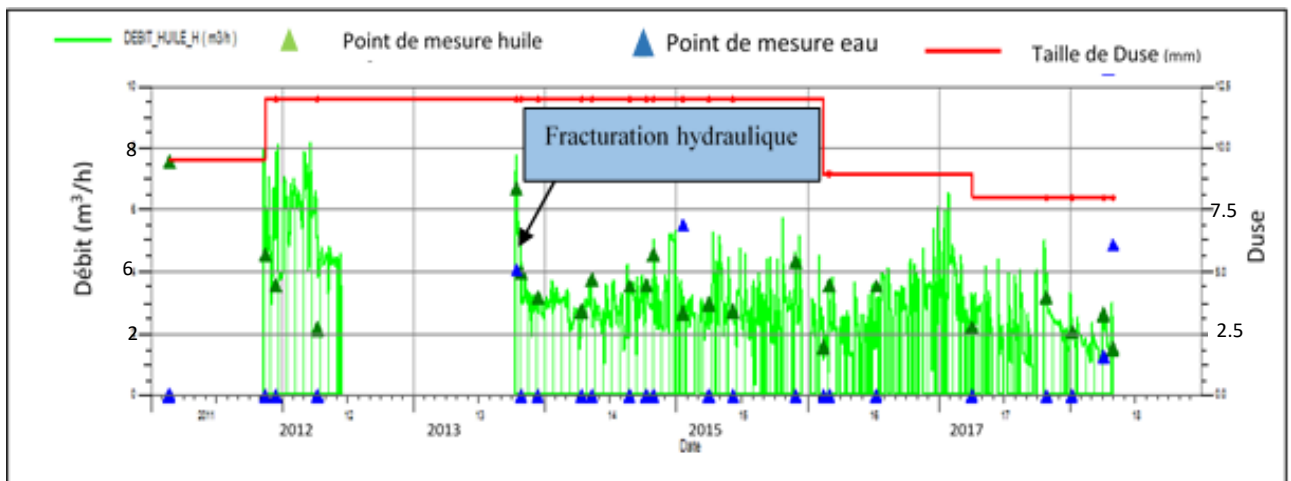


Figure n°41 : Historique de production du puits HGA26 (OFM Software)

I.2 Puits HGA38 :

La figure n°42 montre que le choix de la zone à perforer était aux normes. D'après les Track du Log composite, la ligne de base de GR et le volume des argiles indiquent que cette zone est quasiment propre (des quartzites), ainsi que la saturation en huile est très importante dans cet intervalle. Concernant les paramètres géomécaniques, le module de Young et les contraintes in-situ présents dans cet intervalle se comportent de la même manière vers les valeurs minimales.

Dans ce puits, Il y a eu la réalisation seulement du test d'injectivité et le MiniFrac dans l'intervalle 3434 à 3447m pour la raison du plan d'eau qui se trouve à une profondeur très élevée (seulement 7m calculé). Le rapport de SH/DP établi en 2014 mentionne une chute de résistivité à partir de la côte 3454 m correspond au plan d'eau et Les résultats du DST ont dévoilé un débit d'eau de 15 L/min (SH/DP, 2013).

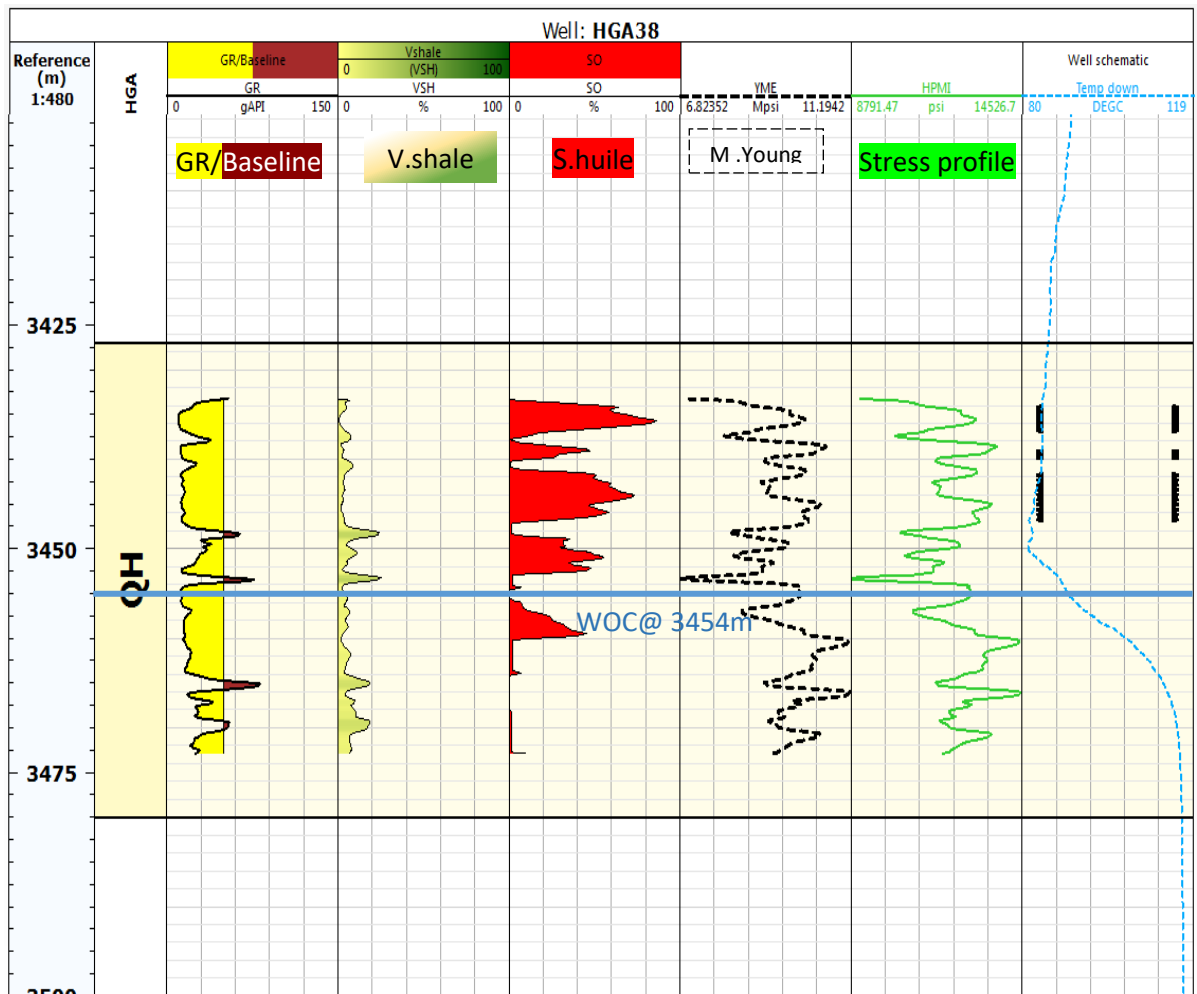


Figure n°42 : Log Composite du puits HGA38

Après le test MiniFrac, le Thermolog (dernier Track de la figure n°42) montre une diminution progressive dans la partie supérieure signifiant l'infiltration du gel froid à travers les vides produits par la mauvaise cimentation (analyse du log de cimentation du Liner 7" HGA38). Concernant la partie inférieure, on remarque une orientation non souhaitée de la propagation des fractures visant le plan d'eau et par conséquent l'annulation de la fracturation hydraulique.

I.2 Puits HGA40 :

D’après la figure n°43 on remarque que le puits HGA40 possède des critères semblables à la majorité des critères du puits HGA26, qui se manifestent comme suit :

- Net pay de 20m,
- Présence de barrières argileuses,
- Quartzite propres,
- Une bonne saturation en huile.

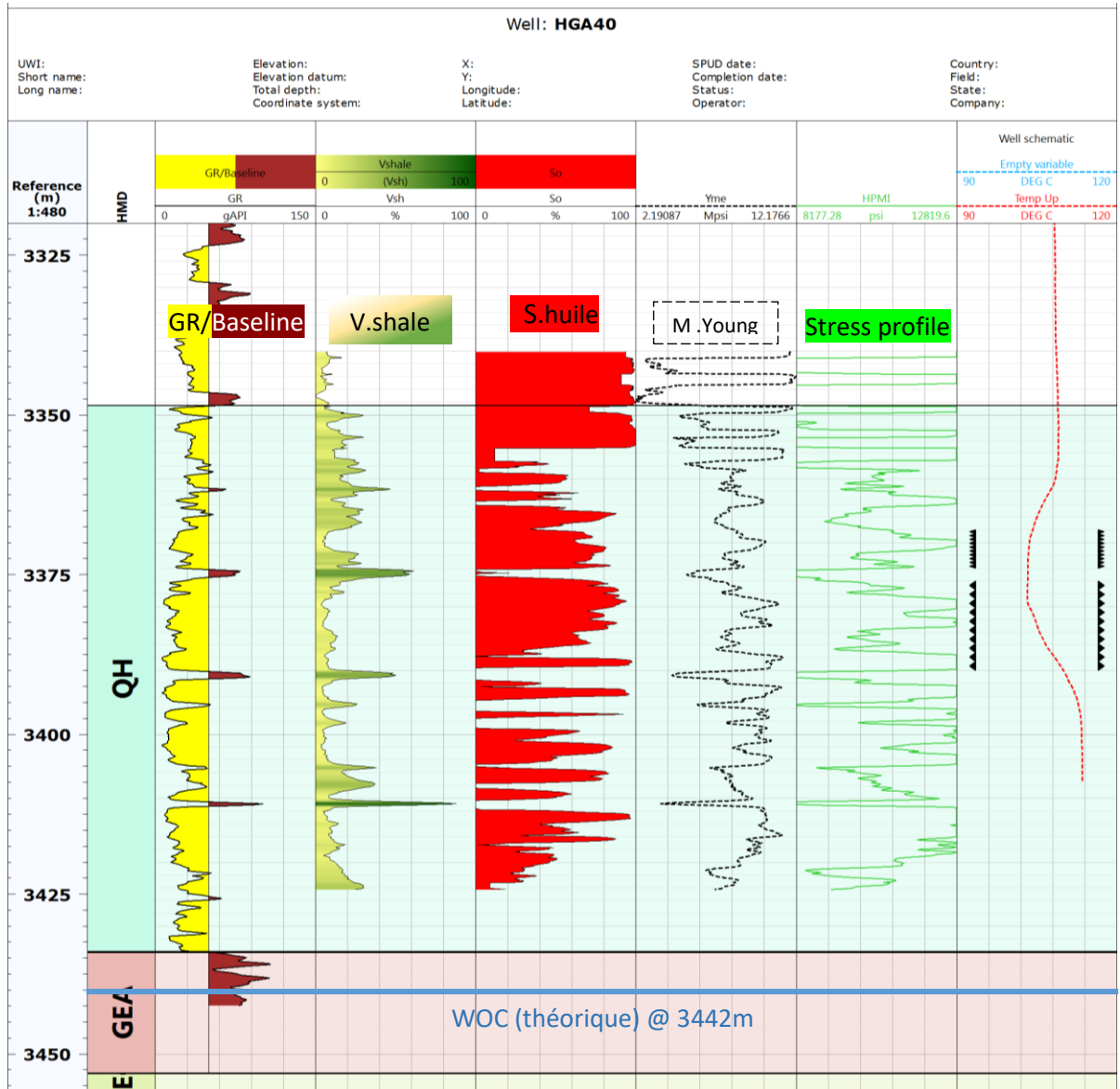


Figure n°43 : Log composite du puits HGA40

Le test d’injectivité et le Mini frac réalisés sur ce puits ainsi que le Thermolog (Figure n°43) qui confirme que la fracture s’est propagée à l’intérieur de l’intervalle perforé et aussi le fait

d'opter pour la main frac montrent le succès du déroulement de la technique et non pas l'intervention. Car après cette dernière et malgré quatre Kick Off réalisés afin de booster le puits, aucune production d'huile n'a été enregistrée (Figure n°44).



Figure n°44 : Etat du puits HGA40 : A. Cahier de courbe. B. historique de Production (SH/DP-Data Bank, OFM, 2018)

Une synthèse des données sur le champ HGA faite par le département Réservoir Engineering de Sonatrach actualisée au mois de Janvier (10-01-2018), fait ressortir que le cinquième Kick Off réalisé le 02/09/2015 n'était toujours pas réussi sauf qu'il a donné un volume de 10% d'huile et 90% d'eau de fracturation. Cela ouvre la fenêtre vers d'autres techniques (SR). Mais il faut noter qu'il est important de voir la possibilité d'isoler la partie remplie d'eau de frac par un tube lisse le long de la longueur de la fracturation.

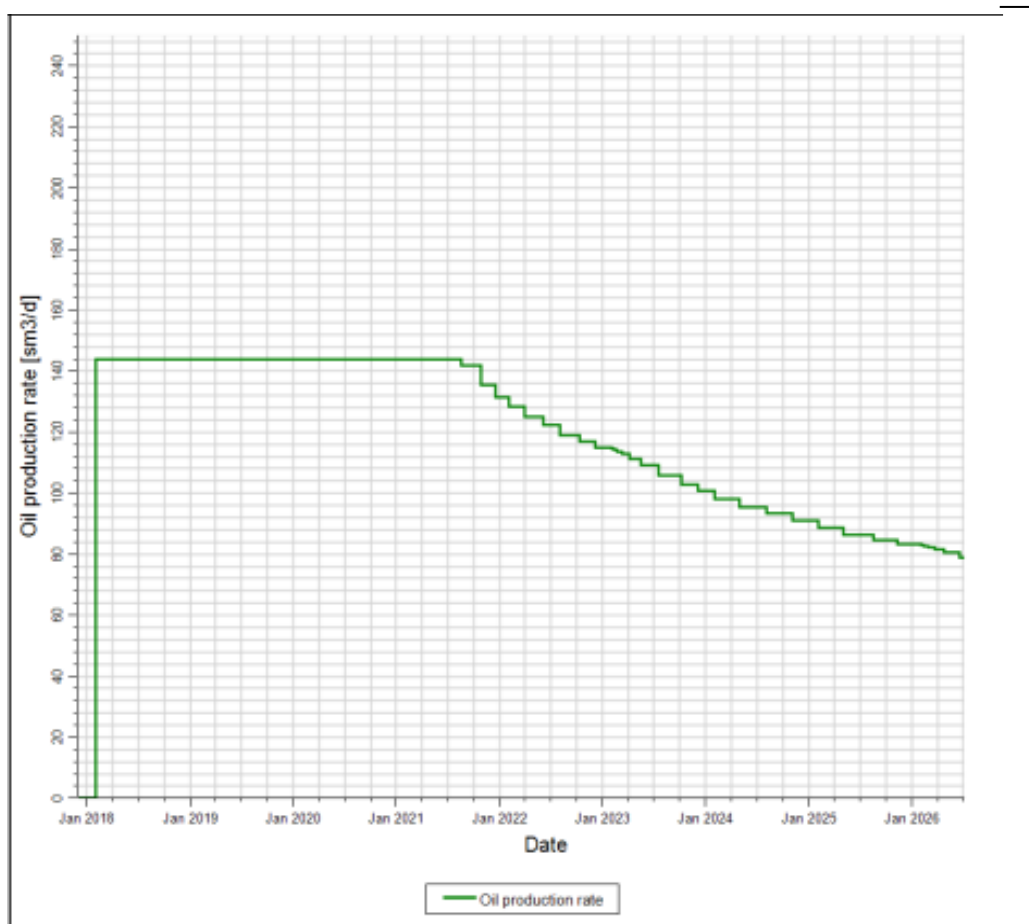
II. Reprise en Short Radius

II.1 Puits repris en SR :

II.1.1 Puits HGA40 :

SONATRACH s'est basée sur des données et des calculs géologique, de production, et économique pour estimer la durée de vie des puits et faire un profil prévisionnel de la production d'huile conditionnée par les réserves en place, les réseaux des failles influant sur l'écoulement et le marché du pétrole imprédictible.

Selon le profil prévisionnel (Figure n°45) de la production du puits HGA40, on prévoit une production qui dure quatre (04) ans avec un débit de 148sm³/J et qui chute graduellement au cours des années suivantes. Ce model reste prévisionnel et les résultats estimés sont à comparer avec les résultats réels.



sm³/h : standard mètre cube, c'est le volume en conditions de surface (tête de puits)

Figure n°45 : Profil prévisionnel de la production d'huile HGA40 (SH/PED, 2017)

Avant la reprise en SR de ce puits, il est important de noter qu'il a été fermé après l'échec de la fracturation hydraulique en 2015 (Figure n°46).

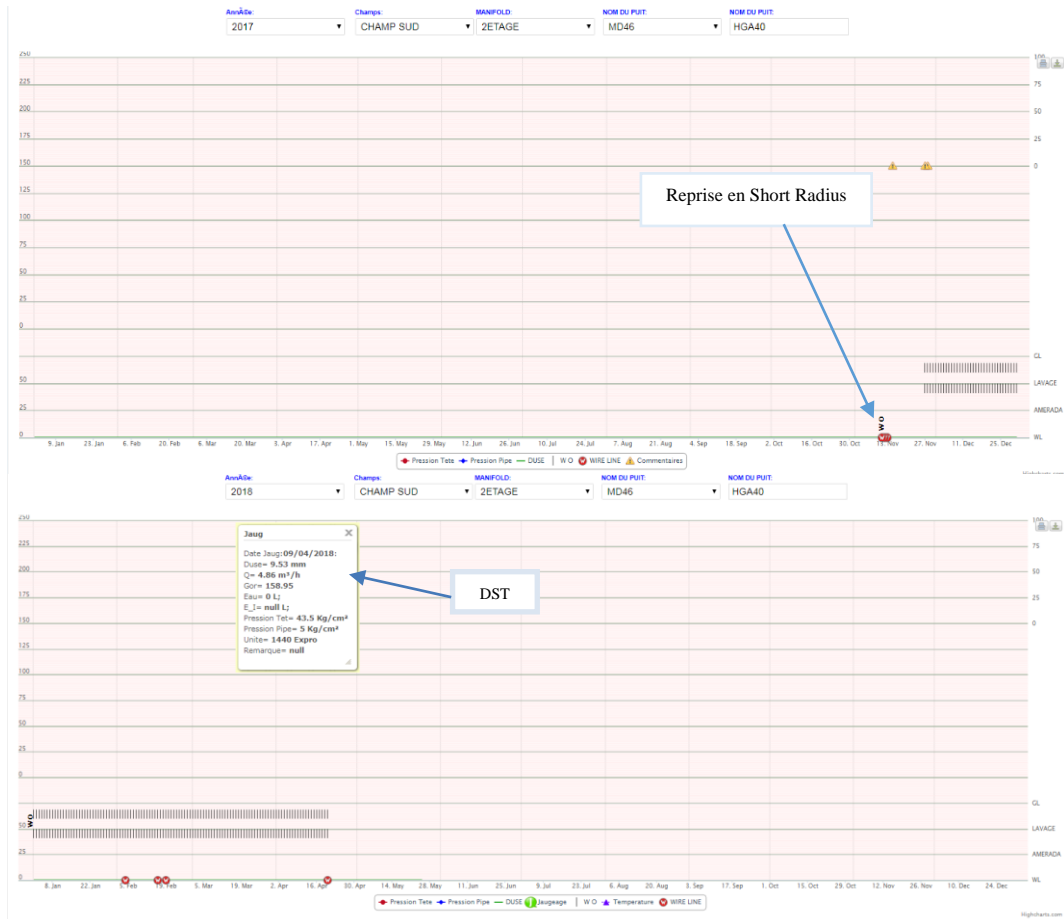


Figure n°46 : Etat du puits HGA40 avant et après SR (SH/DP, 2017-2018)

Les résultats de la reprise en Short Radius du puits HGA40 succédant l'échec de la fracturation hydraulique sont obtenus après le test DST effectué du 04 au 11/04/2018 au niveau de l'unité QH5, sont récapitulés dans le tableau n°27.

Tableau n°27 : Résultats DST du HGA40 après l'opération SR (SH/DP, 2018)

DST	Débit huile (m ³ /h)	PT (kg/cm ²)	PG (kg/cm ²)	GOR	IP (m ³ /h/kg/cm ²)
Avant 25/02/2015	2	18.2	357.5	86	0.01
Après 11/04/2018	4.86	43.5	309.2	159	0.062

D'après ces résultats, on remarque que le débit d'huile s'est doublé, la pression de tête, le GOR et l'indice de productivité ont amélioré. Ils confirment le succès de l'intervention du SR sur ce puits et présentent un bon indice sur sa productivité.

II.1.2 Puits HGA36 :

Comme le forage du puits HGA36 s'est arrêté dans les premiers mètres de l'unité QH4 et d'après la corrélation présentée dans le chapitre méthodes et matériels (Figure n°33), il existe une solution temporaire avant l'opération de Short Radius qui peut aider à la récupération d'huile et la bonne découverte du réservoir ; c'est l'approfondissement du puits autrement dit, continuer à forer la partie restante ou il y a la possibilité de trouver les hydrocarbures. SONATRACH a proposé d'approfondir jusqu'à 10m dans Argile El Gassi (AEG).

Après la réalisation de l'approfondissement, une opération diagraphie et un test de DST sont indispensables. Si les résultats de DST sont positifs, on procède directement à mettre le puits en production en découvert, si ce n'est pas le cas il faut reprendre le puits en Short Radius dans l'unité QH4.

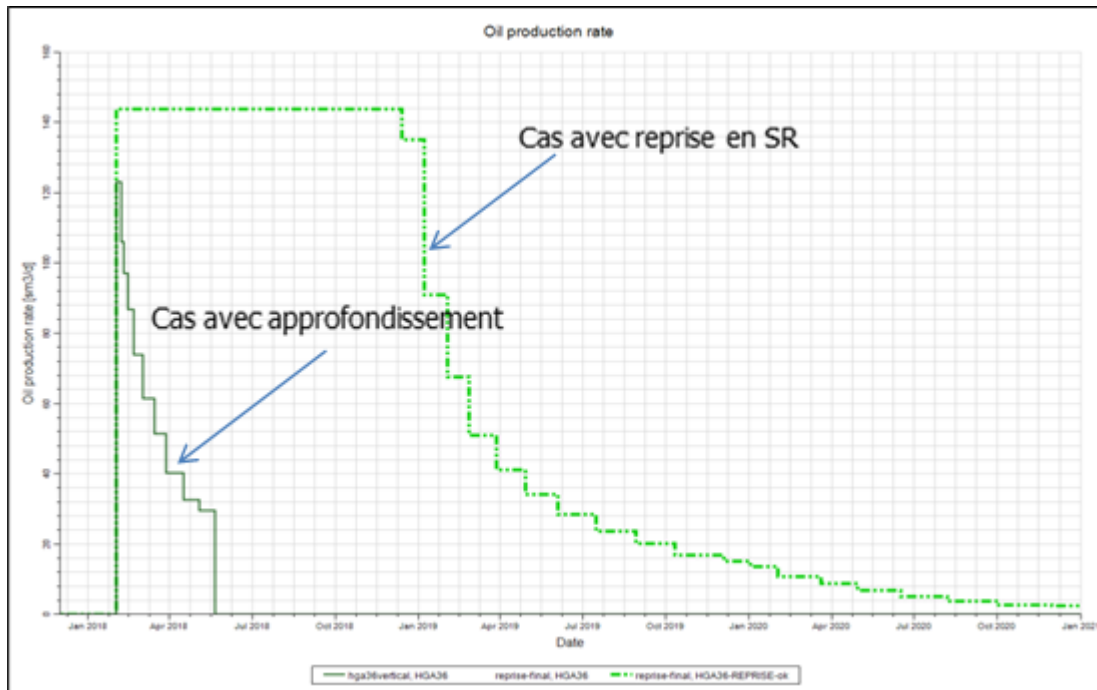


Figure n°47 : Profil prévisionnel de production d'huile après l'approfondissement et SR sur le puits HGA36 (SH/PED, 2017)

La figure n°47 représente deux graphes du profil prévisionnel de chaque cas. Le résultat prévisionnel de l'approfondissement montre un déclin rapide du débit d'huile en une courte période. Alors que, pour le cas de la reprise en SR, le débit de production présente un plateau jusqu'à 145 m^3/j pour environ deux (02) années suivi par un déclin rapide.

II.1.3 Puits HGA38 :

Le profil prévisionnel ci-dessous (Figure n°48) montrent une production d'huile de 140 m^3/j qui se maintient pendant deux (02) années suivi par une chute graduelle en trois (03) ans.

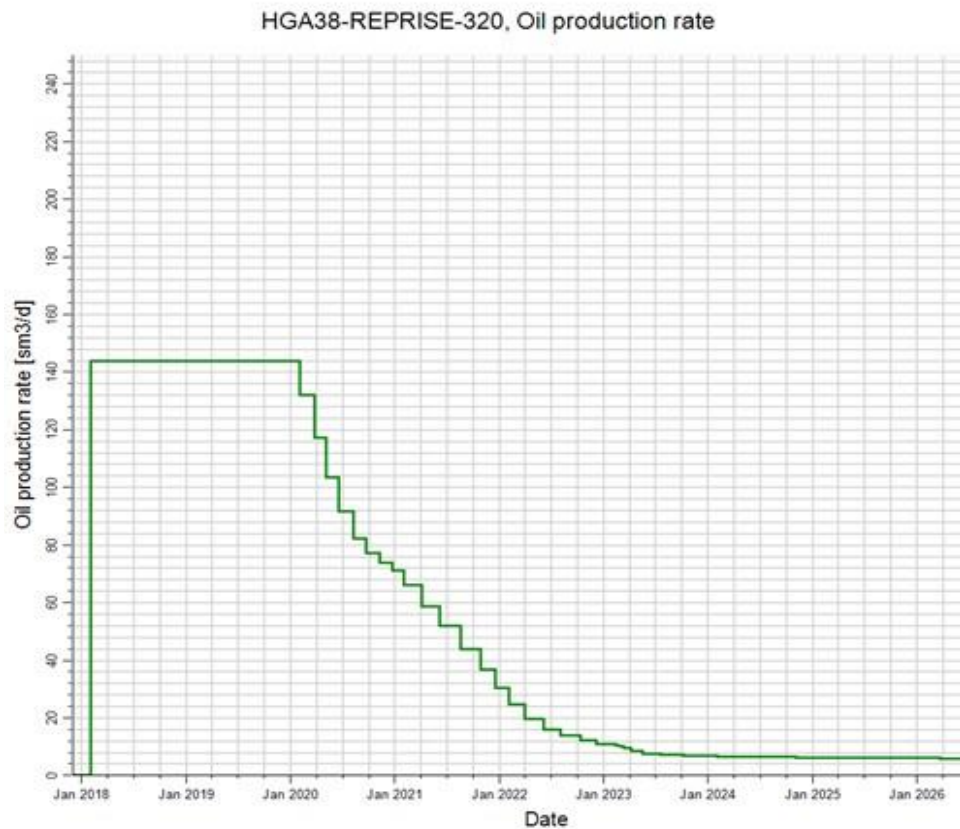


Figure n°48 : Profil prévisionnel de la production d’huile sur le puits HGA38 (SH/PED, 2017)

Le puits HGA38 est 60 m structurellement plus bas par rapport aux puits avoisinants et il est supposé d’être dans un compartiment délimité par deux failles, donc l’incertitude de l’affection au toit du réservoir par la discordance Hercynienne reste assez importante, ainsi que le rejet des failles et l’extension du WOC (Figure n°49).

La réalisation de cette reprise est exposée au risque de perdre la trajectoire vers le WOC puisque ce dernier est proche 12m (Figure n°36). En effet, la fracturation hydraulique proposée au paravent a été annulée pour la même raison et par conséquent la reprise est annulée aussi.

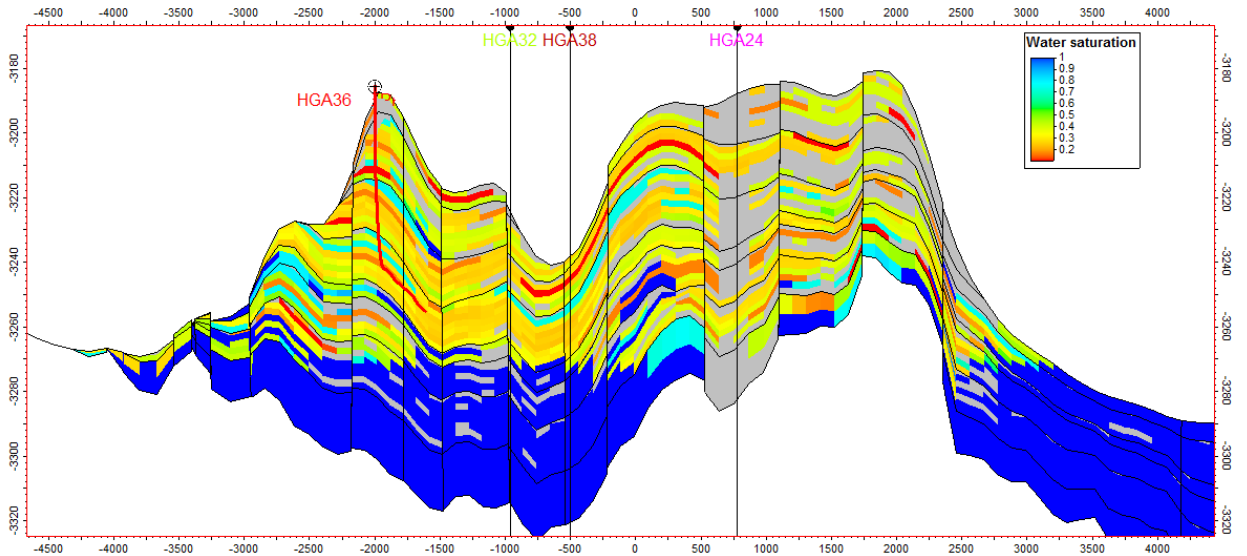


Figure n°49 : section passe sur le puits HGA38 montre la distribution latérale de s_w (SH/PED, 2017)

II.1.4 Puits HGA42:

Selon le profil prévisionnel (Figure n°50) de la production d’huile sur le puits HGA42, on prévoit une production qui dure deux (02) ans avec un débit de $148\text{sm}^3/\text{J}$ et qui chute rapidement au cours des années suivantes. Le volume cumulé de la production sera 40 mille sm^3 en 2040.

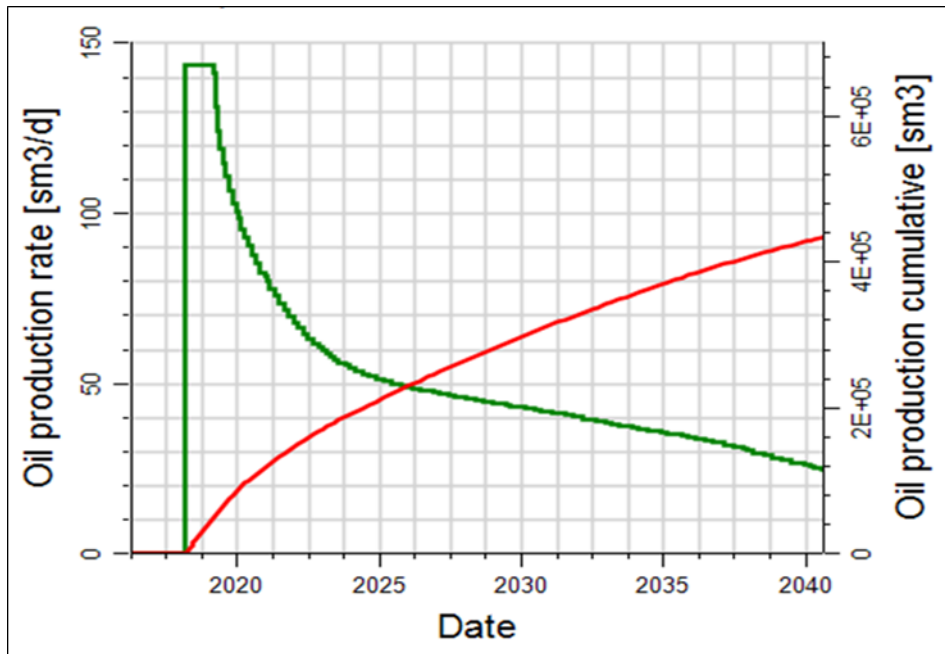


Figure n°50 : profil prévisionnel de production d’huile HGA42 (SH/PED, 2017)

La trajectoire de la reprise en SR du puits vise à cibler l’unité QH4 (Figure n°51) vers une faille. Les unités QH5 et QH6 sont érodée, de ce fait le contact entre la faille et l’érosion qui

affecte l'épaisseur de l'unité cible donne naissance à un biseautage structural. Ceci met le forage en risque de rater la Target et entrer dans une formation non désirée.

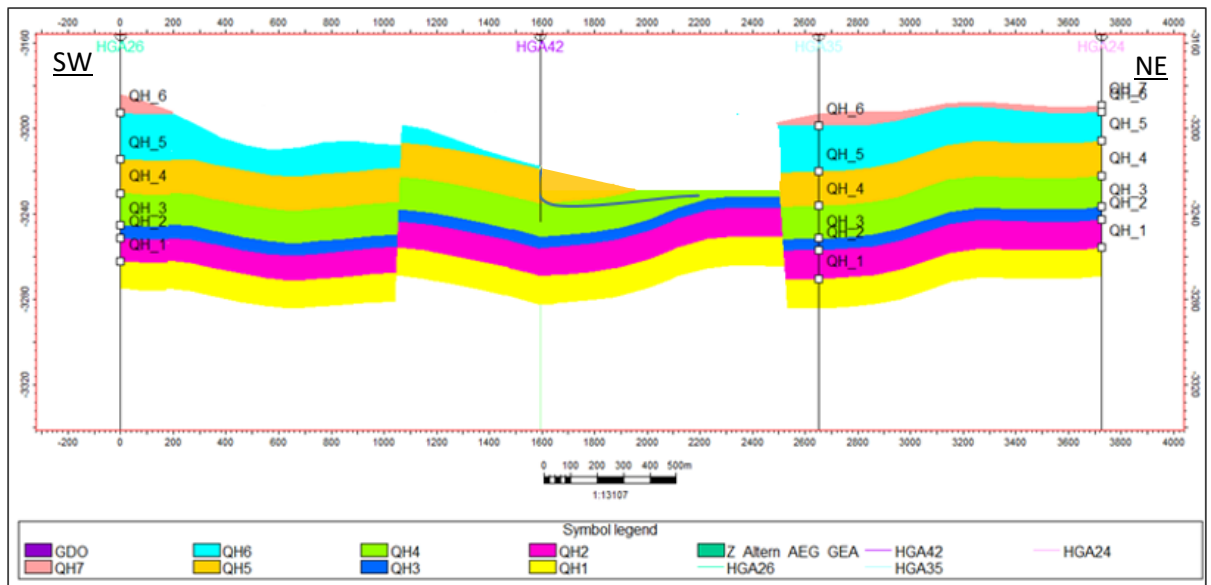


Figure n°51 : coupe géologique passant par les puits HGA35, HGA42 et HGA26

II.2 Etude économique :

Un POT (Pay Out Time) est le rendement financier attendu d'un investissement sur une période donnée ; il peut être exprimé globalement ou périodiquement, soit en pourcentage du coût de l'investissement, soit en dollars réels. Ce POT également se réfère à la période pendant laquelle un investissement ou un projet devrait récupérer son investissement initial en capital et devenir peu rentable.

L'objectif de cette étude est de calculer le POT, ainsi d'effectuer une poste évaluation de cette dernière afin de juger son échec ou sa rentabilité. Pour s'engager dans l'application de celle-ci sur d'autres puits dans le champ de HGA centre. Cette études base sur deux analyses : une analyse déterministe où on utilise des paramètres fixes ; débit de production et prix moyen du baril, et une autre probabiliste ; il s'agit de la simulation de Monte Carlo qui prend en considération les risques (incertitudes) du prix de baril.

II.2.1 Aperçu sur le prix de baril du brut en Algérie :

Le Sahara Blend, brut de référence algérien, est en fait le brut qui est une cuvée de pétroles produits sur plusieurs champs autour des gisements de Hassi Messaoud. Il a pour spécificité, sa légèreté extrême (densité varie entre 43 et 47 °API) et sa très basse teneur en soufre

(0.1%), ce qui le rend parmi les plus apprécié auprès des raffineries mondiales, particulièrement les raffineurs américains (cours de pétrole, 2018).

La demande du pétrole brut est dépendante du contexte économique mondial ainsi que de la spéculation du marché. Les cours du pétrole brut sont généralement calculés en USD (ou le dollar des États-Unis).

La figure n°52 indique la variation du prix de Sahara Blend pendant les cinq (05) dernières années. En 2013, le Sahara Blend a atteint 115,53\$ le baril et s'est maintenue en hausse jusqu'à la fin de 2014 ou il a commencé à reculer. Le prix moyen du Sahara Blend en 2014 s'affiche en baisse à 99,68 dollars contre les environs de 109,38\$ en 2013, et continue en tendance baissière jusqu'à 52.79\$ en 2015. Le cours moyen est ainsi passé de 31,28\$ au premier mois de l'année 2016 à 54,84\$ en mars 2017 et à 67,60\$ une année plus tard. Actuellement le prix annuel est en moyen de 75\$ et varie selon le marché (offre-demande).

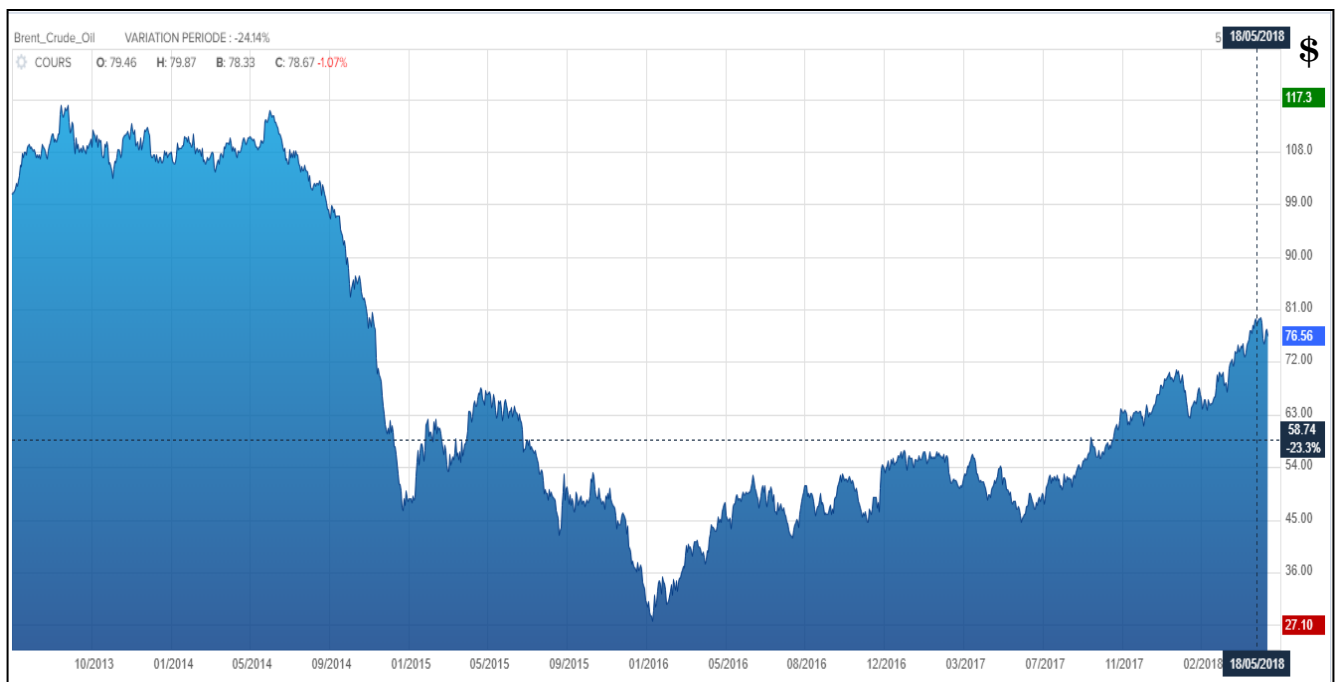


Figure n°52 : Historique du cours de Sahara Blend des cinq dernières années (prix du baril, 2018)

II.2.2 Evaluation de la reprise du puits HGA40 en SR :

Après la mise en pratique de la reprise en Short Radius du puits HGA40 ; qui est le premier puits à se faire ainsi, les résultats des deux DST mentionnés précédemment (Tableau n°28) ont dévoilé que le débit s'est doublé ; car ce puits n'a guère donné la moindre gouttelette d'huile avant sa reprise en SR. Cela rassure en quelque sorte qu'il puisse être rentable dans le futur proche. Actuellement, le puits HGA40 n'est pas encore mis en production en raison de

difficultés relatives aux matériels. En outre, on peut concevoir une post évaluation dépendante d'un débit de 2.5m³/h compris dans l'intervalle du 1^{er} DST et le 2^{eme} après l'application du Short Radius. Il est bon de noter que le débit d'huile après la mise en production d'un puits est généralement inférieur à celui enregistré pendant le test DST. Accomplir cette évaluation repose sur deux analyses que SONATRACH adopte, une analyse déterministe et l'autre probabiliste.

II.2.2.1 Analyse déterministe :

Le calcul du revenu net du projet dans cette méthode est simple. Il est effectué en fonction du prix moyen fixe de baril et du coût total de l'opération, suivant la formule :

$$\text{Revenu Net (\$/jours)} = \text{BN} * \Phi - \text{Coût du Projet(\$)}$$

BN = Prix du Baril(\$) – Coût du Baril(\$),

BN : Prix du baril net (\$),

Φ : Objective de production ou débit (bbl/jour).

Généralement, pour forer un nouveau puits et lors de l'établissement d'une étude économique concernant celui-ci, le coût de baril pris en considération est 20\$ (SH/DP, 2018). Dans notre cas, le prix du baril net égal le coût du baril comme ce puits est déjà foré et il s'agit seulement d'une intervention.

Le prix de baril Brent est de 75 \$ (prixdubaril.com, 30/05/2018) et c'est la valeur utilisée dans le calcul notant que le débit est fixe.

Tableau n°28 : Données utilisées par la méthode déterministe

Prix du brail (\$)	75	
Objective de production	m ³ /h	bbl/h
	2.5	15.72
Cout du project (\$)	2745692,982	

Suivant un solveur Excel, on poursuit le calcul du revenu net de l'opération Short Radius jusqu'à qu'il soit positif (supérieur à 0).

Tableau n°29 : Calcul du revenu net à l'aide d'un solveur Excel

Nombre de jours	Revenu (\$)	Revenue net (\$)
30	824850	-1920843
60	1649700	-1370943
90	2474550	-546093
120	3299400	278757
150	4124250	1103607
180	4949100	1928457
210	5773950	2753307

Pour mieux lire les valeurs du tableau n°30, on précède à tracer un graphe du revenu net en fonction du POT (Figure n°53). D'après le graphe, le retour sur l'investissement sera favorable au bout de 110 jours ; autrement dit, afin de rembourser le coût de l'opération de SR, il faudra pour le puits de produire avec un débit de 2.5m³/h pendant **110 jours** sans cesse et pourvu que le prix de baril restera stable tout au long cette durée.

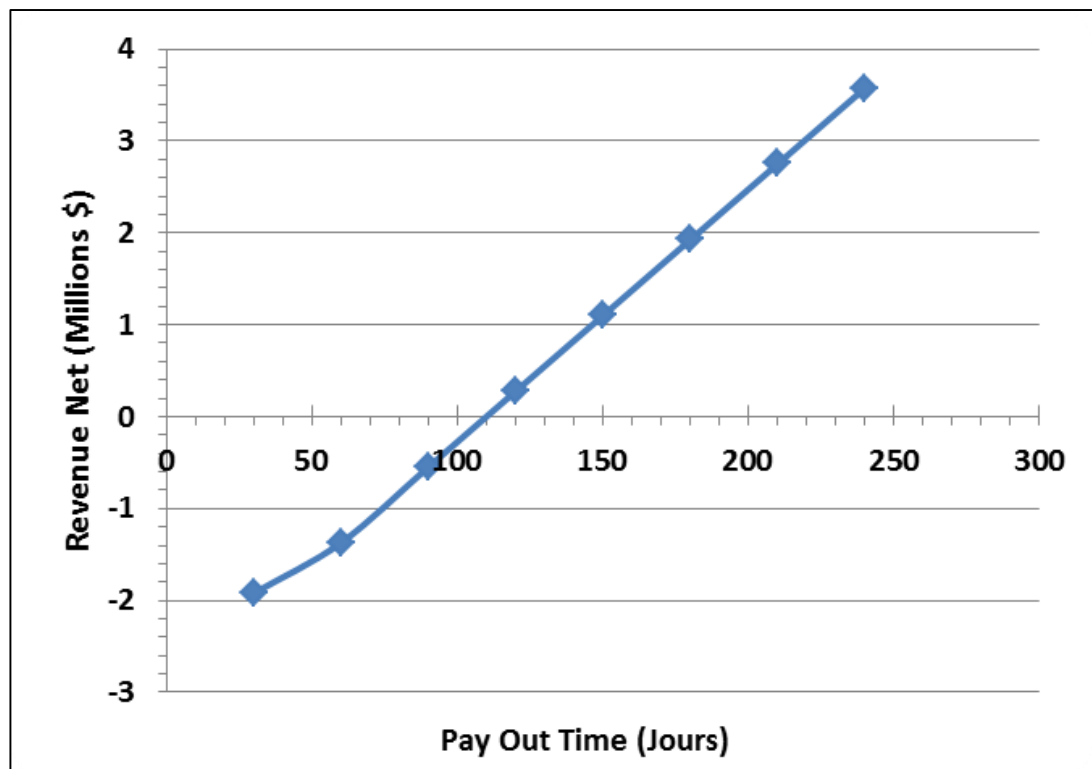


Figure n°53 : Graphe du revenu net en fonction du POT

II.2.2.2 Analyse probabiliste :

Dans cette analyse, le calcul est clairement différent de la précédente. Elle s’agit d’une simulation appelée Monte Carlo ; qui permet d’introduire une approche statistique d’un risque dans une décision financière (Mimi. Economie, 2018). Dans le domaine d’économie d’hydrocarbures, les experts sont convaincus que cette méthode est appliquée selon une distribution normale et la figure n°54 confirme son choix ; car l’évolution du cours de baril prend l’allure d’une loi normale.

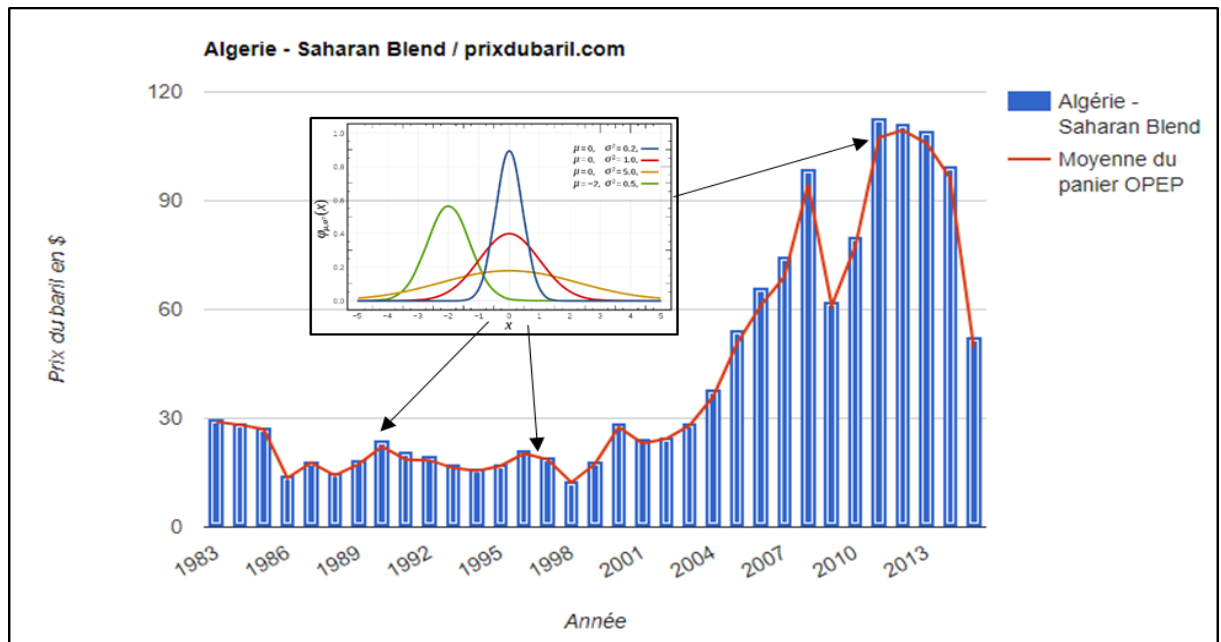


Figure n°54 : Evolution de Sahara Blend selon une distribution normale (Prix de baril, 2013)

Les experts du domaine d’hydrocarbure utilisent la loi normale suivante :

$$f(x | \mu, \sigma^2) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}}$$

μ : Mode, médian ou moyenne.

σ^2 : Variance

σ : Déviation standard (Ecart type).

Les inputs de la simulation de Monte Carlo sont marqués dans le tableau n°31. Cette méthode probabiliste désigne une famille de méthodes algorithmiques visant à calculer une valeur numérique approchée en utilisant des procédés aléatoires. Le prix de baril change

quotidiennement et il est donc, dans notre cas, compris dans l'intervalle [70-80] \$, le nombre des échantillons est 1000 (itération) alors que le débit prend toujours la valeur de 2.5m³/h.

Tableau n°30 : Inputs de l'analyse de Monte Carlo

Coût du SR (\$)	Débit		Paramètres de la loi normale		
	m ³ /h	bbl/h	Déviatoin standard (\$)	Prix moyen (\$)	Nombre d'itération
2745692.982	2.5	15.72	5	75	1000

Le déroulement de la simulation de Monte Carlo est résumé dans l'organigramme suivant (Figure n°55) qui explique les étapes principales pour finir par tracer des histogrammes très importants aidant à extraire les valeurs de POT les plus fructueuses.

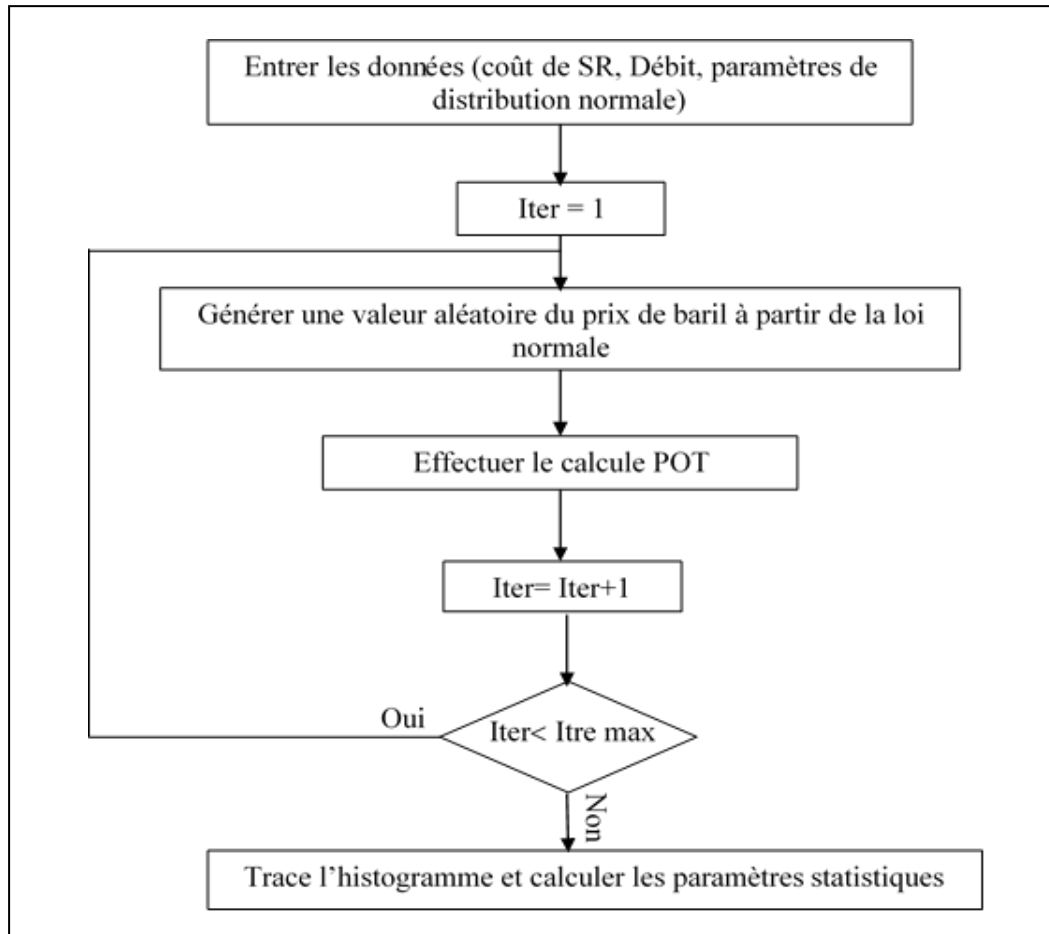


Figure n°55 : Principe de la simulation de Monte Carlo

Après avoir introduit les paramètres de calcul dans le solveur Excel (Effectuer la simulation), les résultats de la simulation obtenus sont montrés dans le tableau n°31 ; ils s'agissent d'une estimation des valeurs de POT.

Tableau n°31 : Estimation du POT par la simulation Monte Carlo

Estimation statistique du POT (Jours)	
Durée moyenne POT	100
Valeur médiane POT	100
Valeur maximale POT	126
Valeur minimale POT	84

Les histogrammes de la figure n°56 représentent la distribution des fréquences de POT selon la variation du prix de baril. Ces histogrammes offrent des informations très utiles car ils permettent de constater la population du POT la plus fréquentée et qui est] 95-100] jours avec un pourcentage de 27.3%.

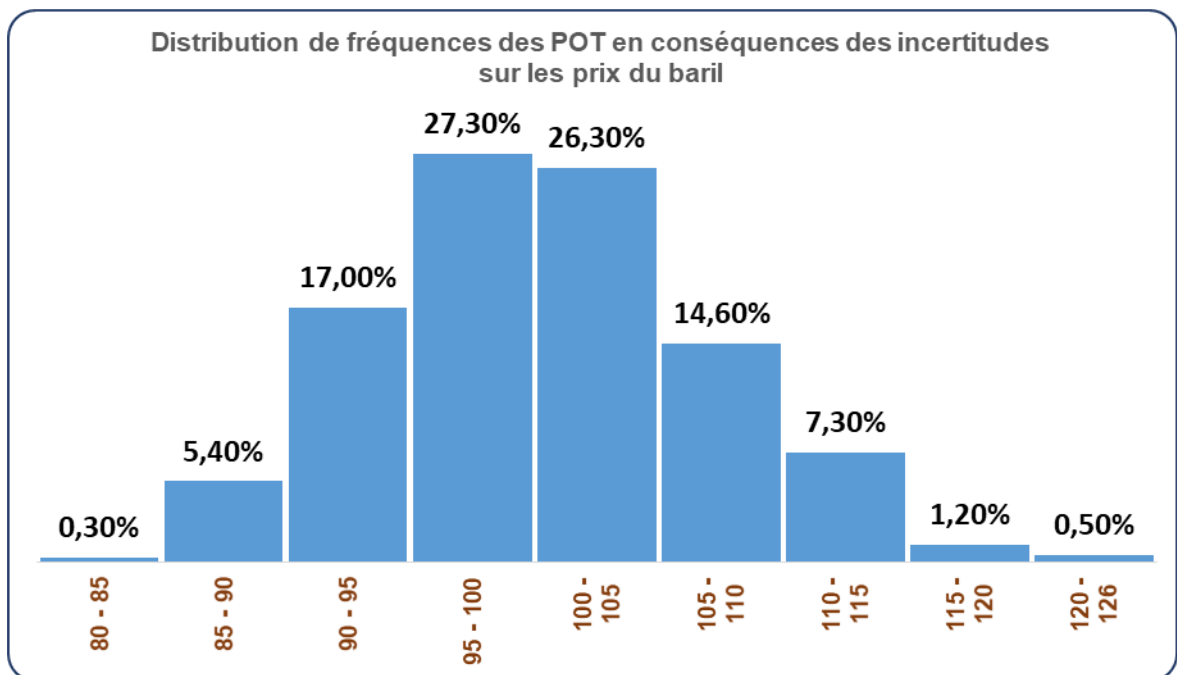


Figure n°56 : Distribution des fréquences des POT en fonction des risques du prix de baril

La figure n°57 représentant le graphe de probabilité cumulée en fonction du POT, qui exprime le pourcentage de la chance du POT moyen calculé. Cette courbe facilite la lecture

des POT et vient pour confirmer les résultats des histogrammes de la figure n°56. Le POT de 100 jours possède 50% de réussite.

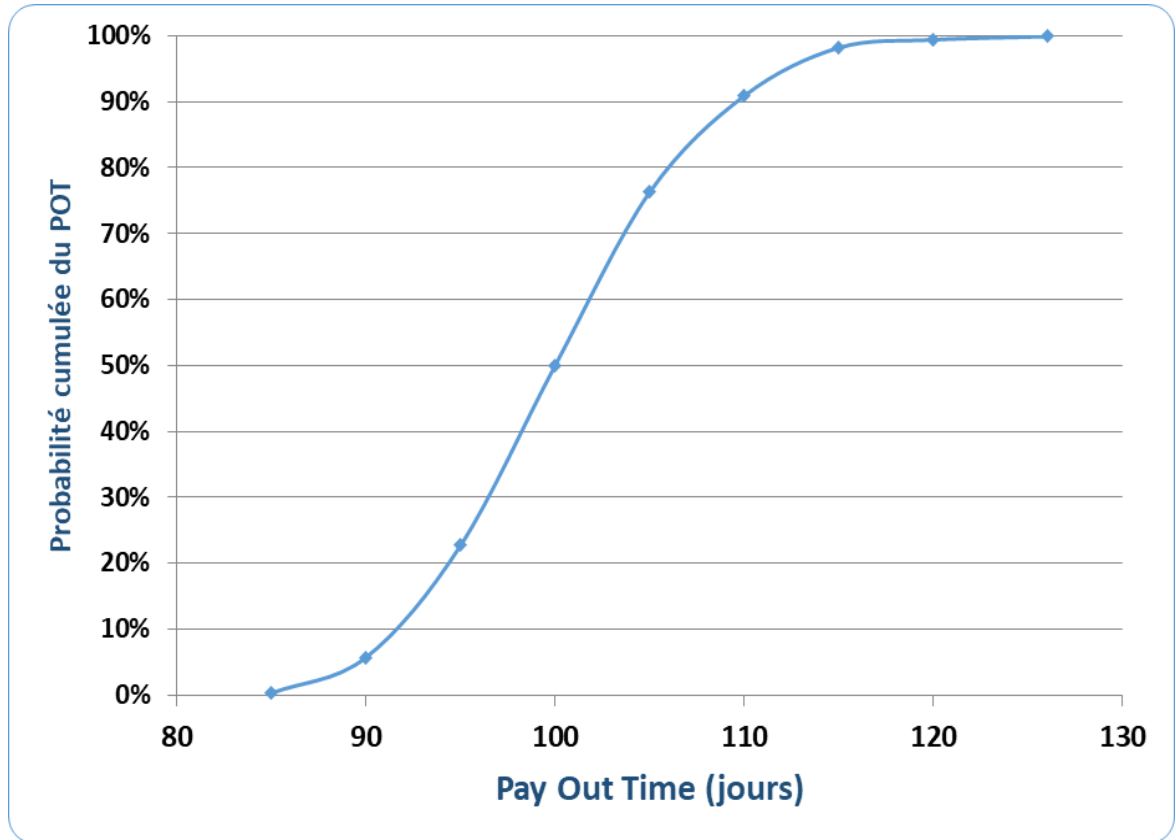


Figure n°57 : Graphe de probabilité cumulée du POT

La figure n°58 ci-dessous regroupe deux graphes de POT en fonction de débit de production à partir de laquelle on peut tirer que lorsque le débit d'huile augmente, le POT diminue ; il s'agit d'une relation réversible. Concernant les deux analyses, on ne peut pas comparer entre elles ni négliger l'une de l'autre. Cependant, le graphe **B** fourni par la méthode probabiliste montre une différence légère de 10 jours moins que celui de la méthode déterministe (Graphe **A**) avec le débit de $2.5\text{m}^3/\text{h}$ puisque il met en considération les risques liés aux prix de baril instables.

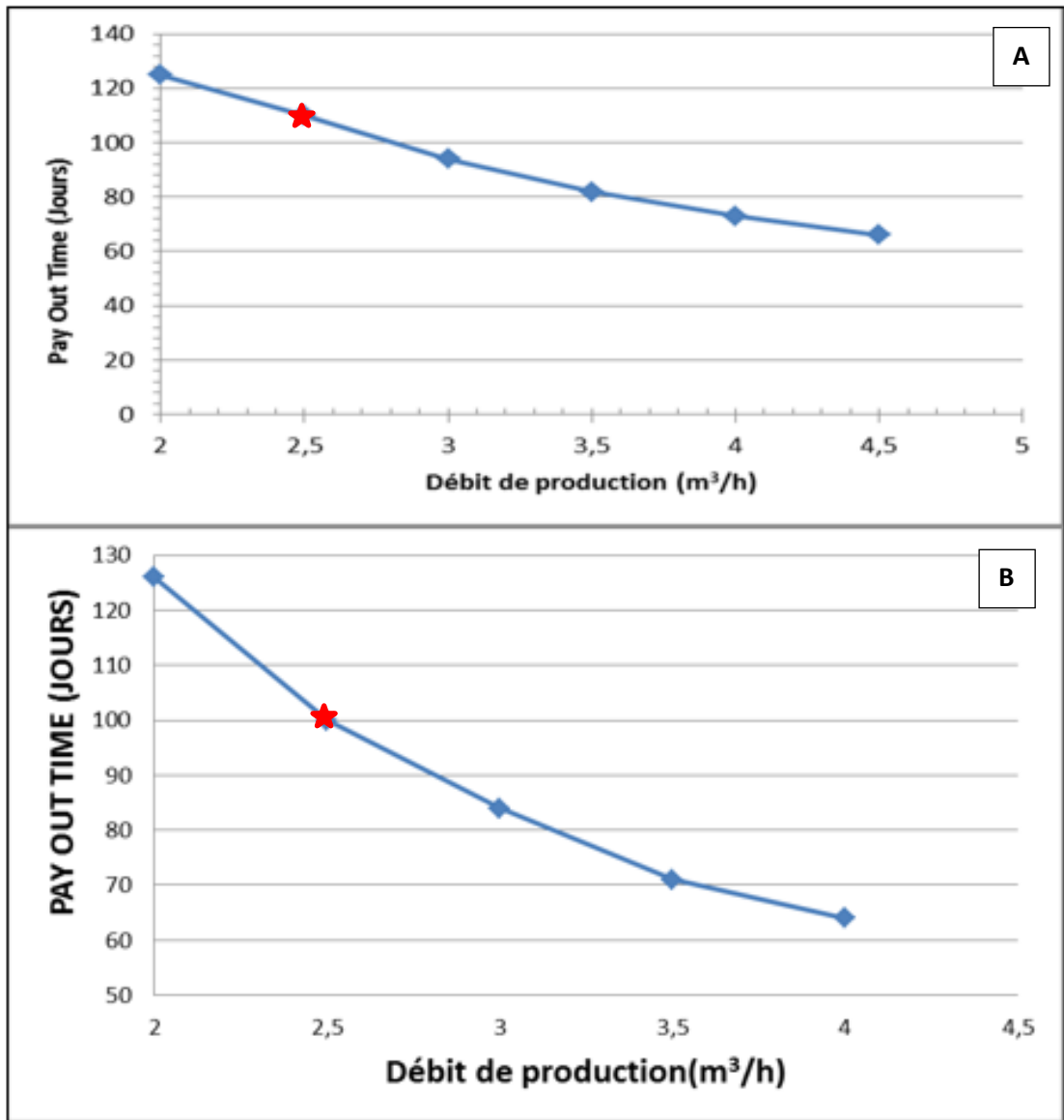


Figure n°58 : POT en fonction de débit de production des deux analyses. A. analyse déterministe. B. analyse probabiliste

A la fin de cette étude et d'après les résultats obtenus, on peut juger que l'investissement est en quelque sorte positif tant que le POT ne dépasse pas quatre (04) mois (SH/DP, 2018) ; car SONATRACH fait de cette durée une référence afin de prendre la décision si le projet est rentable ou infructueux. Comme le POT résultant des deux analyses est de 3 mois et demi, la réalisation du Short Radius sur le puits HGA40 est utile.

Conclusion

Au terme de ce mémoire dans lequel nous avons essayé d'éclaircir le problème de production dans le champ de HGA centre et aborder les différentes techniques menées par Sonatrach afin d'améliorer la récupération des hydrocarbures dans tel TIGHT réservoir. Il apparaît d'abord que le réservoir TIGHT caractérisant le champ, pourra assurer une production de longue durée étant donné que ses réserves en place sont considérables, mais nécessite des solutions d'exploitation assertives telles que la fracturation hydraulique et la reprise en Short Radius des puits et ce, pour relancer sa productivité et rendre la récupération financièrement viable.

A travers les résultats obtenus à partir de l'étude économique servant à l'amortissement de l'investissement du Short Radius, il est avéré que la reprise du puits HGA40 est globalement réussie et intéressante pour des éventuelles exécutions sur le reste des puits fermés dans le champ HGA.

En conclusion, la chute du débit de production dans le champ de HGA centre est peut être due à la mauvaise implantation de la majorité des puits.

A la fin de ce travail, on propose certaines recommandations :

- Sonatrach doit développer un autre modèle géomécanique qui sera employé pour une meilleure fracturation hydraulique dans le réservoir TIGHT (QH) du champ de Hassi Guettar, car le modèle utilisé actuellement convient aux réservoirs de Hassi Messaoud dissemblables au réservoir de Quartzite de Hamra.
- Pour minimiser le coût et le temps, Sonatrach doit forer des puits horizontaux qui est plus avantageux au lieu de réaliser des forages verticaux et les reprendre en Short Radius.
- Elle doit procéder aux applications éventuelles de la Multistage Frac sur les puits horizontaux lorsque le rendement de ces derniers recule.
- Elle doit actualiser la côte réelle du WOC et son extension.

Liste des abréviations

AEG : Argile d'El Gassi

CRD : Centre de Recherche et de Développement

DP: Division Production

DPE : Département

DST: Drill Stem Test

GEA : Grès d'El Atchane

GOR : Gaz Oil Ratio

GR: Gamma Ray

HGA : Hassi Guettar

HMD : Hassi Messaoud

IP : Indice de Production

K : Perméabilité (mD)

Km : Kilomètre

m : Mètre

mD : Millidarcy

Ø : Porosité (%)

OOIP : Original Oil In Place

PED : Division Petroleum Engineering & Développement

PFD : Pression de Fond Dynamique

PFS : Pression du Fond Statique

PG : Pression de Gisement

POT: Pay Out Time

QH: Quartzites de Hamra

Ra : Réservoirs anisométriques

RDI : Rapport d'implantation

FR : Facteur de récupération d'huile en place

Ri : Réservoirs isométriques

SH: SONATRACH

SH-EXPLO: Sonatrach Division Exploration

SR: Short Radius

SSTVD: Statistic Sea True Vertical Depth

S_w: Saturation en eau

TD : Total Depth

TVD : Total Vertical Depth

WOC : Water Oil Contact

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- Algeria WEC (Well Evaluation Conference), [2007].** «Petroleum Geology of Algeria».
- Atlili.M, 2016.** «Présentation sur Hydraulic Fracturing Technology». Université Kasdi Merbah - Ouargla.
- Beicip-Franlab, 2007.** «Caractérisation et Evaluation des Réservoirs Ordoviciens du Pourtour de Hassi Messaoud».
- Belaid.A, 2005.** «Modélisation tridimensionnelle du comportement mécanique de la garniture de forage dans les puits à trajectoires complexes : application à la prédiction des frottements garniture-puits», Ecole des mines de Paris.
- Benloulou.A & Lachekhab.M, 2013.** «Conception de la fracturation hydraulique pour l'amélioration de la production». Université Kasdi Merbah - Ouargla.
- BJSP (ENSP / Baker Hughes), 2015.** «Hydraulic Fracture Treatment, Well HGA40 Hamra Quartzite».
- Brun, Septembre 2017.** «Assemblée nationale recherche et exploitation des hydrocarbures conventionnels et non conventionnels - (N° 155)».
- Daoud.A, 1996.** «Etude diagénétique et pétrographique - étude des corps éruptifs cambro-ordoviciens de Hassi Guettar» SONATRACH.
- Ghettas.Y, 2015.** «Estimation de réserve et l'utilisation des courbes de déclin (HGA périphérique HMD)».
- IFP Energies nouvelles (Institut Français du Pétrole), Avril, 2011.** «Hydrocarbures non conventionnels».
- Kennedy.L.G & Ovanessian.V, 2009.** «HGA Field Geology, Characterization and Management Approach».
- L'OCDE, 2014.** «Études économiques des États-Unis» Synthèse.
- Lenoir.J.C & Bataille.C, 2013.** «Les techniques alternatives à la fracturation hydraulique pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels».
- Messai.M, Abdelkamel & Sahli.K, 2016.** «Etude de la stimulation des puits par fracturation hydraulique (Cas du puits OKS64, Berkaoui)». Université Kasdi Merbah - Ouargla.
- Naïk.G.C, 2002.** «Tight Gas Reservoirs - An Unconventional Natural Energy Source for the Future».
- National Energy Board (Canada), 2009.** «A Primer for Understanding Canadian Shale Gas».
- Semghoni.A, 2018.** «Caractérisation du réservoir de QH du champ de HGA».

- SH/ CRD - Cartothèque centrale HMD, 2018.** «Photo de la carotte Quartzite de Hamra».
- SH/ CRD - Cartothèque centrale HMD, 2018.** «Photo de la carotte Quartzite de Hamra des puits HGA26 et HGA32».
- SH/ PED, 2017.** «Etude sur les puits candidats pour des reprises en Short Radius dans la périphérie Sud de HMD».
- SH/DP - Data Bank, 2018.** «Historique des opérations dans le champ HGA».
- SH/DP - Data Bank, 2018.** «Renseignements géologiques sur les puits : HGA40, HGA38 et HGA26».
- SH/DP – Data Bank, 2018.** «Résultats de DST avant et après le SR du puits HTF21».
- SH/DP, 2000.** «Rapport interne».
- SH/DP, 2013.** «Fiche de la colonne lithostratigraphique du champ HGA».
- SH/DP, 2013.** «Programme de complétion du puits HGA26».
- SH/DP, 2013.** «Programme de fracturation hydraulique du puits HGA26».
- SH/DP, 2013.** «Rapport résultats de DST puits HGA26 et HGA38».
- SH/DP, 2014.** «Profil de contraintes du puits HGA38».
- SH/DP, 2015.** «Programme de complétion du puits HGA40».
- SH/DP, 2015.** «Programme de fracturation hydraulique du puits HGA40».
- SH/DP, 2015.** «Rapport résultats de DST du puits HGA40».
- SH/DP, 2017.** «Programme WorkOver du puits HGA40».
- SH/DP, 2018.** «Data de surveillances et Profil du puits HGA40 -Short Radius-».
- SH/DP, 2018.** «Département WorkOver, durée du POT -Intervention Short Radius-».
- SH/DPE - Cartographie, 2002.** «Algeria Present Mining Territory In Partnerships».
- SH/DPE – Finance, 2018.** «Facture totale de l'intervention SR sur le puits HGA40».
- SH/DPE – R.E (Reservoirs Engineering), 2018.** «Suivi du champ HGA».
- SH/DPE - RE, 2018.** «Résultats d'estimation des réserves en place HGA centre-QH».
- SH/PED - Direction Stratégie & Planification et Reporting, 2017.** «Rapport d'implantation du puits HGA46».
- SH/PED, 2011.** «Rapport d'implantation du puits HGA36».
- SH/PED, 2013.** «Rapport d'implantation du puits HGA38».

SH/PED, 2014. «Rapport d'implantation du puits HGA40».

SH/PED, 2015. «Rapport d'implantation du puits HGA42».

SLB (Schlumberger), 2013. «Hydraulic Fracturing Design Execution, Well HGA26».

SPE (Society of Petroleum Engineers), 2018. Publication sur «Fracturing In Tight Oil Reservoirs».

Tabet et al 2016. «Contrôle et suivi de la trajectoire du forage horizontal en Short Radius, Application sur le puits MD56». Université Kasdi Merbah - Ouargla.

Total, 2011. «Chart of Variation in permeability according to the nature of the rock».

U.S. Geological Survey, Fact Sheet 0113-01.

Weymuller.B, Janvier, 2011. «Les perspectives du Shale Gas dans le monde». IFRI (Institut Français des Relations Internationales).

Yahiaoui.L, 2010. «Analyse complexe et évaluation des programmes des puits en Short Radius et horizontaux à Hassi Messaoud aspect géologique et application dans la partie sud» Université de Boumerdes.

Site Web :

Connaissance des énergies, 2015. «Formation du pétrole», www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/formation-du-petrole.

Cours du pétrole, 2018. www.coursdupetrole.com/sahara-blend.htm.

Mimi. Economie, 2018. <https://fr.mimi.hu/economie/monte-carlo.html>.

Prix du baril, 2018. «Historique du cours de Sahara Blend 2013-2018», <https://prixdubaril.com/>.

Wikipédia, 2018. «Recherche sur l'Arénig», <https://fr.wikipedia.org/wiki/Arénig>.

Annexes

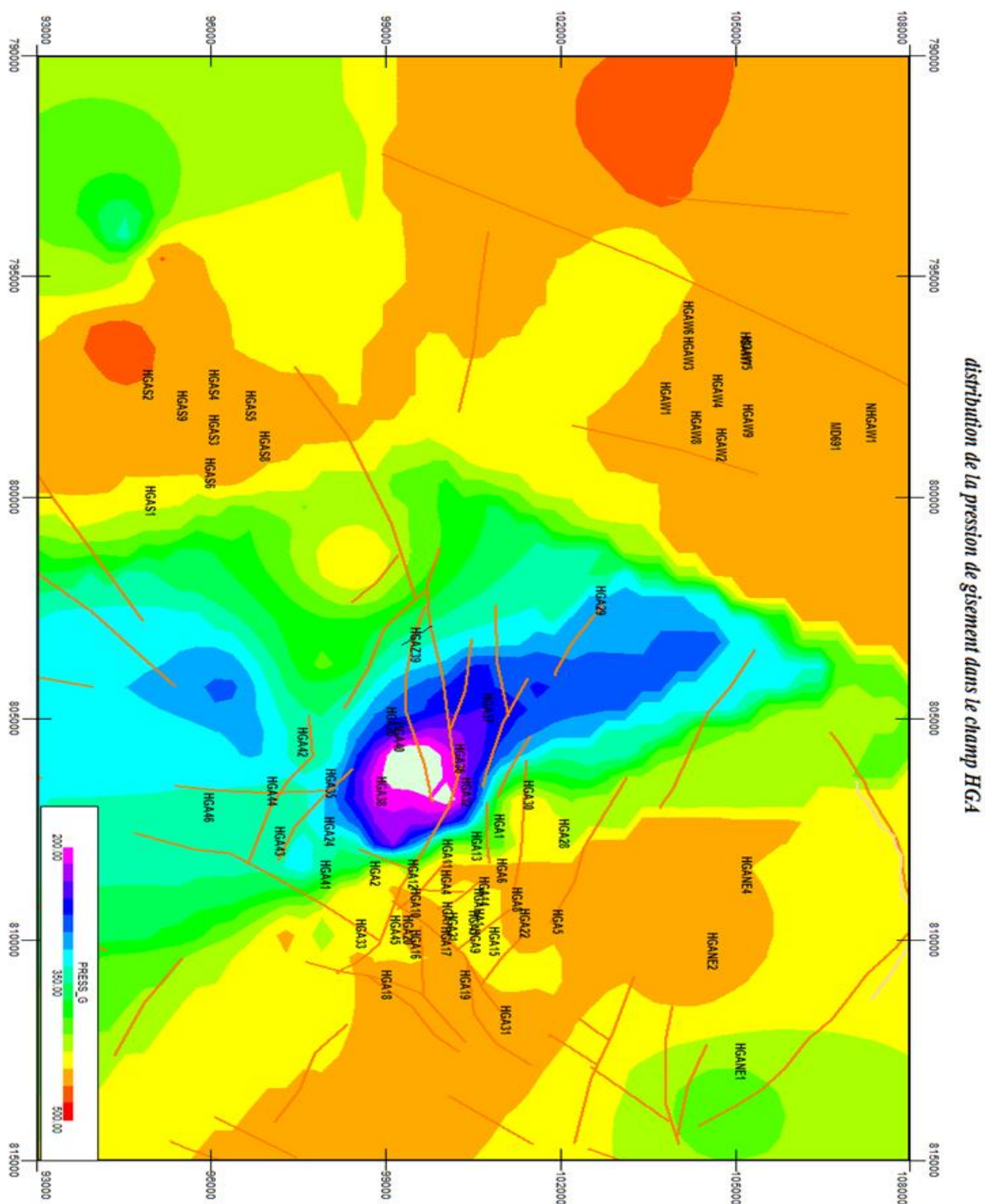
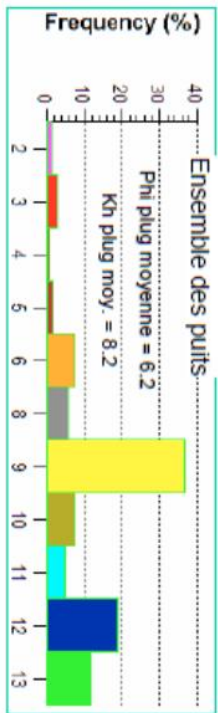
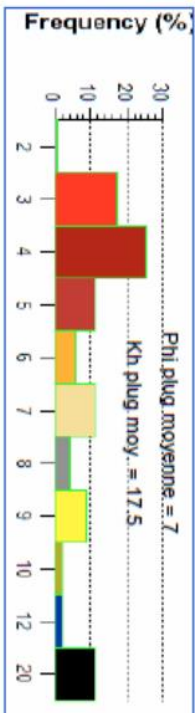


Fig. Distribution de la pression de gisement dans le champ HGA
(OFM software,2018)

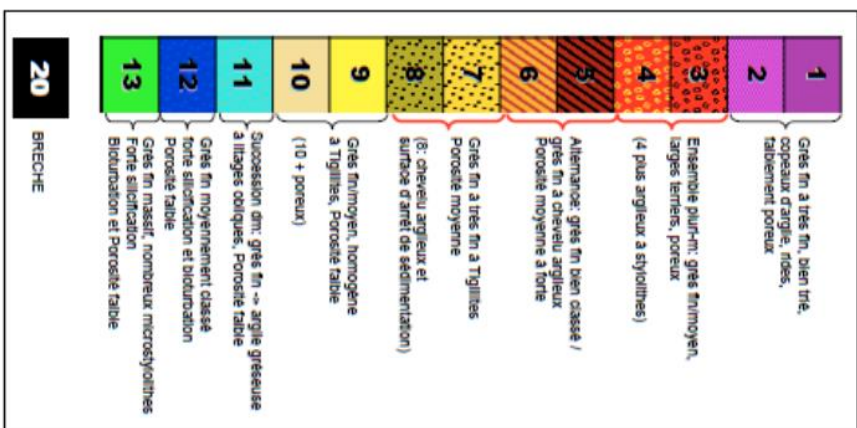
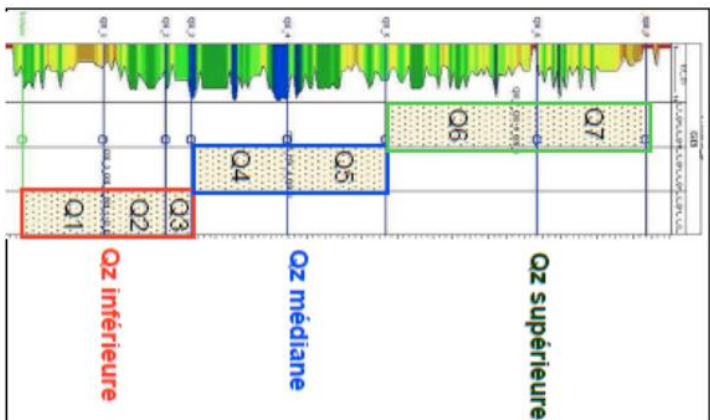
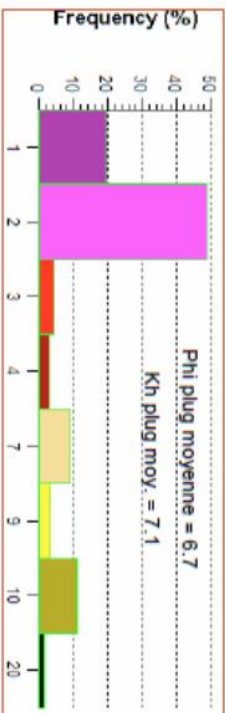
Lithofaciès _ Quartzites sup (Q5 – Top Quartzites)



Lithofaciès _ Quartzites médianes (Q3 – Q5)



Lithofaciès _ Quartzites inférieures (Grès d'El Atchane – Q3)



Proportions relatives des différents lithofaciès par intervalles stratigraphiques

Fig. I/3-17

Fig. Découpage de réservoir QH selon Beicip-Franlab.

المخلص

الخرانات الصلبة هي خزانات ذات نفاذية منخفضة ومسامية فعالة منخفضة مما يضع الإنتاج موضع سؤال. في الجزائر، يتم توزيع هذه الخزانات في كل مكان، على سبيل المثال، في حقل حاسي قطار الذي سيشار إلى الجزء المركزي منه في هذه المذكرة حيث نستعرض التدخلات التي تتم في الخزان الأوردوفيزي لتحسين إنتاج الحقل. أولاً، التكسير الهيدروليكي الذي طبق في ثلاثة (03) آبار HGA26، HGA38 وHGA40 ولم تنجح في الاخيرين للأسف. ثم، تطبيق شورث راديويس لأول مرة في حقل حاسي قطار على البئر HGA40، حيث اكتملت العملية بنجاح، والآبار الثلاثة (03) المرشحة هي HGA36 الذي يُقترح استئنافه عن طريق شورث راديويس إذا لم يكن خيار تعميق الحفر مفيداً. تم إلغاء آبار HGA38 وHGA42 بسبب الصعوبات التي واجهتها. وأخيراً، قمنا بدراسة اقتصادية لتقييم استثمار شورث راديويس في البئر HGA40، والتي أثبتت أنها مربحة، وقدمت نتائج واعدة لاستخدامها في الآبار الأخرى.

كلمات المفتاح:

خزان صلب، إنتاج، تكسير، شورث راديويس، تدخل.

RESUME

Les réservoirs Tights sont des réservoirs avec une faible perméabilité et une faible porosité effective ce qui met la production en question. En Algérie, ces réservoirs sont répartis un peu partout, prenant comme exemple le champ de Hassi Guettar dont sa partie centrale sera visée dans ce mémoire où on va aborder les interventions réalisées dans le réservoir d'ordovicien, afin d'améliorer la production du champ. D'abord, la fracturation hydraulique et les trois (03) puits sur lesquels elle a été réalisée HGA26, HGA38 et HGA40 dont ces deux derniers n'ont pas abouties malheureusement. Ensuite, l'application du Short Radius pour la première fois dans le champ de HGA sur le puits HGA40, où l'opération s'est déroulée avec succès, et les trois (03) puits candidats ; HGA36 qu'on propose sa reprise en SR si l'option d'approfondissement de forage ne sera pas utile. Les puits HGA38 et HGA42 sont annulés vue les difficultés rencontrées. Enfin pour clôturer, nous avons fait une étude économique qui sert à évaluer l'investissement Short Radius du puits HGA40, et qui a prouvé ce puits comme étant rentable, et a présenté des résultats encourageants pour l'utilisation dans d'autres puits.

Mots Clés :

Reservoirs Tights, fracturation, short radius, production, intervention

ABSTRACT

Tight Reservoirs are reservoirs with low permeability and low effective porosity, which put production in question. In Algeria, these reservoirs are distributed everywhere taking as an example the field of Hassi Guettar whose central part will be referred to in this memoir where we will approach the interventions carried out in our study area, in order to improve the production of the field. First, the hydraulic fracturing and the three (03) wells which it was carried out on HGA26, HGA38 and HGA40 whose these last two did not achieve unfortunately. Then, the application of Short Radius for the first time in the field of HGA on the well HGA40, where the operation was successfully completed, and the three wells candidates (03); HGA36 which we proposed its recovery in SR if the deepening option will not be helpful. Concerning the other two (02) wells HGA38 and HGA42 they are both canceled, due to the difficulties encountered. Finally, we established an economic study, which serves to evaluate the short radius investment of the well HGA40, which has proved this well as being profitable, and has shown encouraging results for another uses on other wells.

Keywords :

Tight reservoirs, fracturing, short radius, production, intervention.