

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique
Université Kasdi Merbah – Ouargla
Faculté des hydrocarbures, des
Energies renouvelables et des sciences de la terre et de l'univers
Département des sciences de la terre et de l'univers



Mémoire DE FIN D'ETUDE

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : Géologie pétrolière

Thème :

**Apport de la fracturation naturelle dans la qualité
d'un réservoir Tight. champ Hassi Terfa**

Présente par :

DEBBA Yahia

KAFI Ahmed Refai

KHELIFA Abdeldjalil

Devant le jury :

Président : Harrouchi Lakhder

MCA. UKMO

Encadreur / Rapporteur : Bansir Fateh

MCB. UKMO

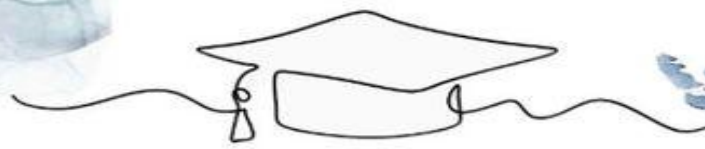
Co-encadreur : Medjani Fethi

Pr. UKMO

Examineur : Laouini Hamza

MCB. UKMO

Année Universitaire: 2025/2026



Remerciements

Au terme de cette étude, nous tenons à remercier ALLAH qui nous donné le courage et la volonté d'aller jusqu'au bout et de ramener ce présent travail à son point ultime. Nous tenons tout d'abord à remercier monsieur BANSIR Fathi et monsieur medjani fethi, notre professeur, et promoteur consultant à l'université qui nous a prêter une attention particulière et qui à aucun moment n'a ménagé son effort et son savoir pour nous apporter de l'aide, la plus précieuse et nous faire découvrir les secrets de la géologie pétrolière

Sommaire :

Remerciements	I
Sommaire :	II
Liste des Figures :	IV
Liste des Tableaux :	V
Introduction générale	1

Chapitre I: Contexte générale

Introduction:	2
1. Notions des réservoirs conventionnels et non conventionnels	2
1.1 Réservoirs conventionnels :	2
1.2 Réservoirs non conventionnels :	3
1.2.1 Gaz non conventionnel :	3
1.2.2 Gaz et huile des réservoirs Tights :	4
2 .Caractéristiques d'un réservoir Tight	5
2.1 Porosité ($\emptyset$) :	5
22 Perméabilité (K) :	5
3. Exploration et exploitation des hydrocarbures de réservoir compact	5
3.1 Quartzite de Hamra (QH) :	7
3.2 Ichnofaciès et milieu de dépôt des QH:	8
4. Description de la zone d'étude	9
4.1. Situation géographique de Hassi Terfa	9
4.2 Aperçu géologique du champ Hassi Terfa	10
4.2.1 Histoire de l'exploration	10
4.2.2 Aspect stratigraphique	11
4.2.3 Description lithologique	12
4.2.4 Aspect structural	12
4.2.5 Potentiel et Productivité du champ	13

Chapitre II: Matériel et Méthodes

Introduction	16
Identification des zones productrices probables	18
Confirmation et évaluation des zones productrices par Production Logging Tool	19
Les équipements de l'opération PLT:	20
Relation entre la présence des failles et la productivité d'un puits voisin	21
Confirmation du scénario de production par fracturation :	22

1. Analyse et Description des carottes :	22
2. Imagerie de puits:	22
Scénario de production alternatif:	26
3. Etude Sédimentologique	26
3.1 Découpage séquentiel :	26
3.2 Descriptions des carottes :	26
3.3 Identification des Figures et Structures sédimentaires :	27
3.4 Lithofaciès sédimentaires et milieu de dépôt :	27
4. Etude Pétrographique	27
4.1 Les phases clastiques :	27
4.2 Les phases liantes :	27
4.3 La porosité :	28
5. Etude Diagénétique	29
5.1 Les principaux mécanismes de la diagenèse en général	29
5.2 Les principaux phénomènes diagénétiques observés dans le cas d'étude	30
Chapitre III: Final Résultats & Discussions	
1. Identification des zones productrices probables	32
1.1 Diagraphies classiques	32
2.2 Confirmation et évaluation des zones productrices par PLT	34
2. de l'hypothèse de la production par fracturation :	Error! Bookmark not defined.
2.1 Analyse et Description des carottes :	38
2.2 Imagerie de puits:	42
Conclusion	44
Conclusion Générale :	46
Références bibliographiques:	49
Résumé:	50

Liste des Figures :

Figure I.1: Réservoirs conventionnels (Connaissance des energies, 2015)	2
Figure I.2: Réservoirs non conventionnels (US Geological Survey)	3
Figure I.3: Variation de la perméabilité selon la nature de la roche (Total, 2011)	5
Figure I.4: Triangle de ressources naturelles en hydrocarbures (Naïk, 2002-modifié)	6
Figure I.5: Quartzite de Hamra (SH/CRD, 2018)	7
Figure I.6: Modèle de dépôts des Quartzites de Hamra (Beicip-Franlab, 2007)	9
Figure I.7: Situation géographique de Hassi Tetfa	10
Figure I.8: Situation géologique de Hassi Terfa	10
Figure I.9: Colonne lithologique type de la région Hassi Terfa (Dép.EXP/SONATRACH) ...	13
Figure I.10: Carte en isobathe au toit des Quartzites de Hamra (Dép. BEICIP 2007).	14
Figure II.1: Organigramme explicatif des étapes adoptées dans ce travail.	17
Figure II.2 :Carte structural des positions	21
Figure II.3: Rapport d'analyse des fractures Puits HTF25 par EarthImager .. Error! Bookmark not defined.	
Figure II.4: Rapport d'analyse des fractures Puits HTF23 par EarthImager .. Error! Bookmark not defined.	
Figure II.5: Digitales images processing des dépôts de quartzite par EarthImager Error! Bookmark not defined.	
Figure II.6: Rapport préliminaire d'analyse des fractures Puits HTF19 par OMRI. Error! Bookmark not defined.	
Figure II.7: Différents stades de la diagenèse en fonction de la pression et de la température (Cojan et Renard 2006).	29
Figure III.1: Identification des zones productrices et compactes des puits du centre HTF1, HTF10, HTF13, HTF21 par les diagraphies. Error! Bookmark not defined.	
Figure III.2 :Identification des zones productrices et compactes des puits du sud HTF19, HTF2, HTF17, HTF4 par les diagraphies. Error! Bookmark not defined.	
Figure III.3: Corrélation entre les unités productrices dans les différentes répartitions du champs Hassi Terfa.	33
Figure III.4: Profils de production des puits HTF23 HTFN4 et HTFN7	35
Figure III.5 :Fiche de contributions et débits par zones du puits HF23.	35
Figure III.6: Fiche de contributions et débits par zones du puits HTF	36
Figure III.7: Fiche de contributions et débits par zones du puits HFFN7	37
Figure III.8: Photos carotte n°2, n°3 et n°4 du puits HTF25.	39
Figure III.9: Photos carottes n°5 puits HTF	40
Figure III.10: Photos carottes n°3 du puits HTFN7	40
Figure III.11: Photos carottes n°2 puits HTFN7.	41
Figure III.12 :Photos carottes n°3 du puits HTF22.	41
Figure III.13: Analyse des fractures au niveau des unités productrices du puits HTF23. Error! Bookmark not defined.	
Figure III.14: Analyse de la répartition des dépôts de type Crossbed du puit HTF23 Error! Bookmark not defined.	
Figure III.15: Statistiques sur le nombre et les types des fractures sur l'ensemble du puits HTF1	Error! Bookmark not defined.
Figure III.16: Analyse des fractures au niveau des unités productrices du puits HTF1 Error! Bookmark not defined.	
Figure III.17: Analyse des fractures dans les unités productrices du puits HTF25 Error! Bookmark not defined.	

Figure III.18: Analyse de la répartition des dépôts de type Crossbed du puits HTF25. **Error! Bookmark not defined.**

Figure III.19: Imagerie du puits HTF19 par outil OMRI **Error! Bookmark not defined.**

Liste des Tableaux :

Tableau II. 1 :Tableau 1 Débits des puits issus des tests DST.	21
Tableau II.2: Résumé des relations entre le contraste et le type de remplissage des fractures, Légende de classification des types de fractures.	25
Tableau II.3: Classification de la matrice à partir des fractures identifiées acquises dans une boue OMB. L'interprétation possible (type) est basée sur les expériences précédentes de caractérisation en Quartzites de Hamra.	25
Tableau II.4: Classification des phénomènes observés dans un rapport d'imagerie.	25
Tableau III.1: Caractérisation des trois unités productrices dans les puits des différentes parties du champs Hassi Terfa.	Error! Bookmark not defined.
Tableau III.2: Débits et contributions par zones des phase Huile/Gaz puits HTF23.	1
Tableau III.3: Débit de production de puits implantés loin des failles.	1
Tableau III.4: Emplacements des puits secs situés près des réseaux de failles.	1
Tableau III.5 :Recensement du nombre et types de fractures présentes dans les unités productrices du puits HTF1.	1
Tableau III.6 :Recensement du nombre et types de fractures présentes dans les unités productrices du puits HTF25.	1

Plan de travail

Introduction

Notions Générales

Réservoirs conventionnels et non conventionnels

Réservoirs Tight

Caractéristiques pétrophysiques

Matériels et Méthodes

Données utilisées

Méthodologie

Techniques d'analyse

Résultats et Discussion

Identification des intervalles productifs

Fracturation naturelle

Impact sur la qualité du réservoir

Conclusion et recommandations

Introduction

Introduction générale

Les réservoirs de type tight (réservoirs compacts) représentent une part importante des ressources en hydrocarbures non conventionnelles à l'échelle mondiale. Ces formations se caractérisent par une très faible perméabilité et une faible porosité effective, ce qui limite considérablement la circulation des fluides et réduit naturellement les débits de production. En conséquence, l'exploitation de ces réservoirs constitue un défi majeur pour l'industrie pétrolière et gazière (Holditch, 2006).

Les principaux défis de production dans les réservoirs tight sont liés à la faible connectivité des pores, aux fortes pertes de charge et à la difficulté de maintenir des débits économiquement rentables. Même en présence d'importantes réserves d'hydrocarbures, la récupération peut rester limitée sans la mise en œuvre de techniques de stimulation adaptées telles que la fracturation hydraulique (Nelson, 2001 ; Economides & Nolte, 2000).

Cependant, dans certains réservoirs compacts, la présence de fractures naturelles joue un rôle essentiel dans l'amélioration des performances de production. Ces fractures constituent des voies préférentielles pour l'écoulement des fluides, augmentant ainsi la perméabilité effective du réservoir et facilitant la communication entre la matrice rocheuse et les puits producteurs. De nombreuses études ont démontré que les réseaux de fractures naturelles peuvent contribuer de manière significative à l'augmentation des débits de production et à l'amélioration du facteur de récupération (Nelson, 2001 ; Aguilera, 1995).

Par conséquent, la caractérisation et la compréhension du système de fracturation naturelle sont devenues des éléments clés dans l'évaluation et le développement des réservoirs tight. L'identification de la distribution, de l'orientation et de l'intensité des fractures permet d'optimiser les stratégies de développement et de maximiser la productivité des puits.

Chapitre I:

Contexte général

Introduction:

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.

1. 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.

1.1 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.

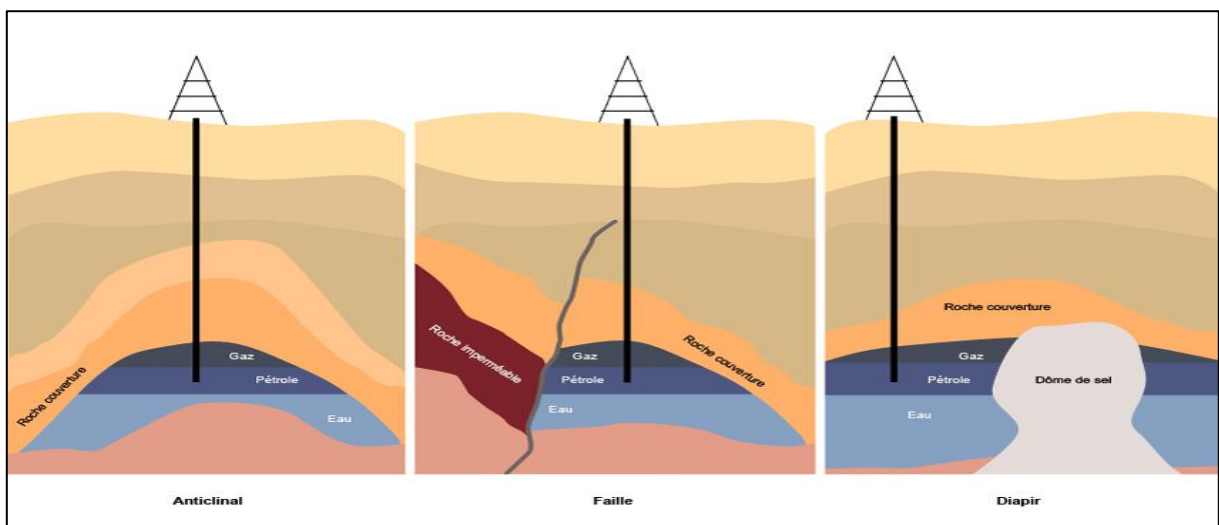


Figure I.1: Réservoirs conventionnels (Connaissance des énergies, 2015)

1.2 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).

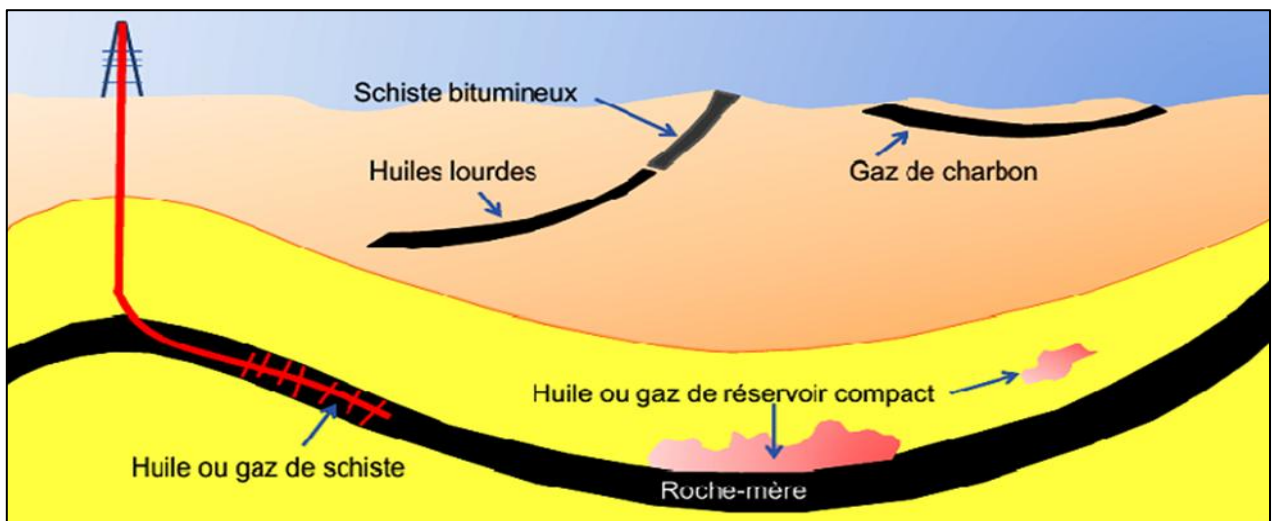


Figure I.2: Réservoirs non conventionnels (US Geological Survey)

1.2.1 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.

1.2.2 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.

2 .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.

2.1 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.

22 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).

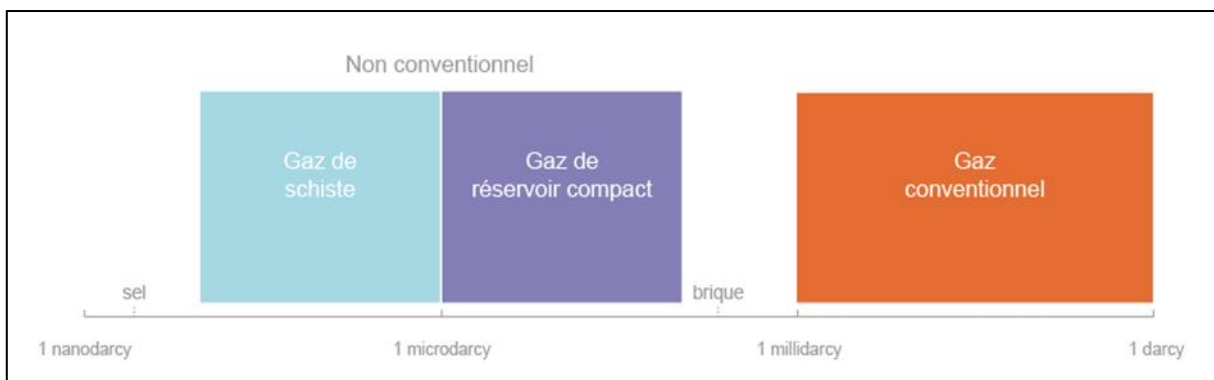


Figure I.3: Variation de la perméabilité selon la nature de la roche (Total, 2011)

3. 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).

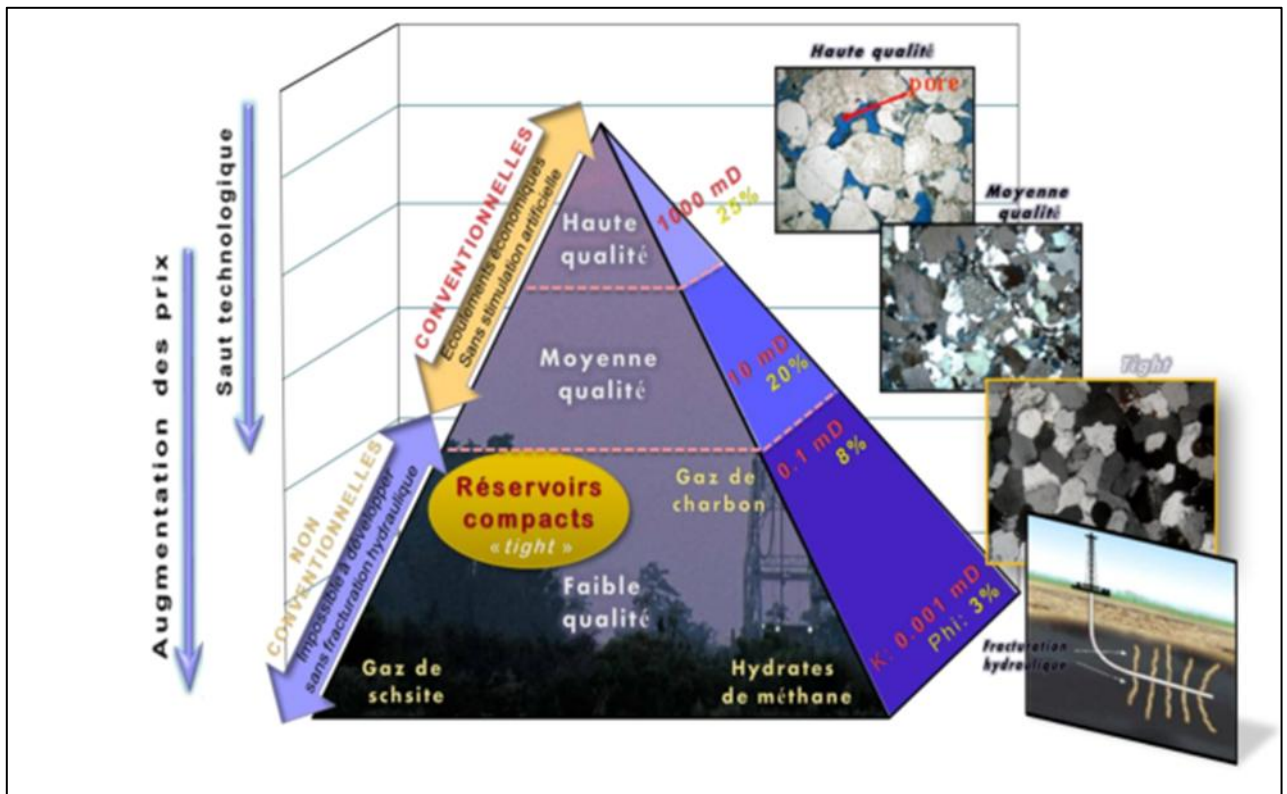


Figure I.4: Triangle de ressources naturelles en hydrocarbures (Naïk, 2002-modifié)

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 (Coober 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 I.5: Quartzite de Hamra (SH/CRD, 2018)

3.1 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 grès 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.

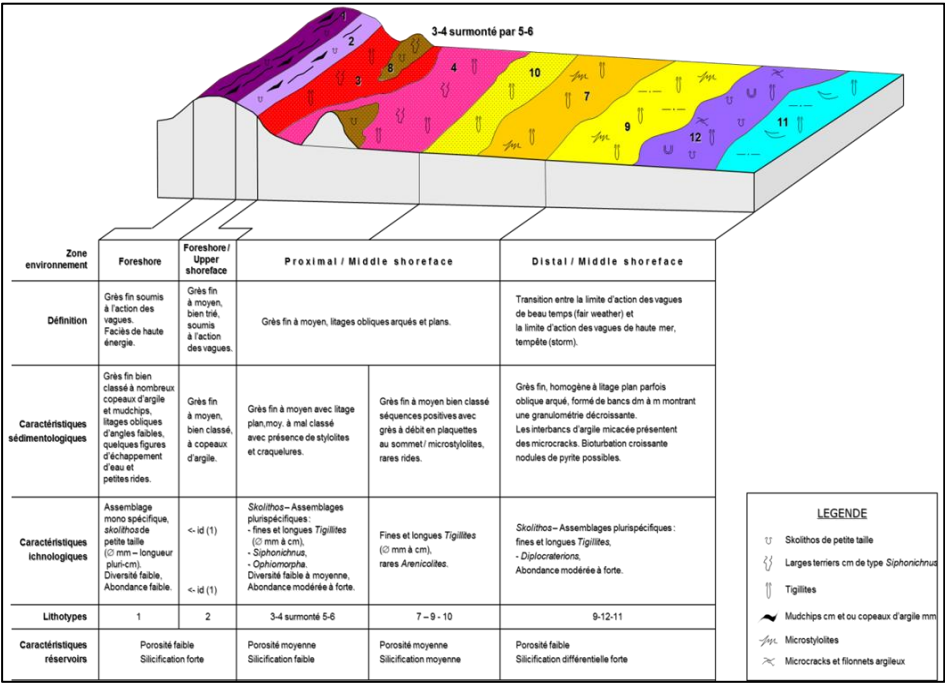
3.2 Ichnofaciès et milieu de dépôt des QH:

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

Modèle de dépôts des Quartzites de Hamra (Beicip-Franlab, 2007)

I.6:

4. Description de la zone d'étude

4.1. Situation géographique de Hassi Terfa

La région de Hassi Terfa est située au Nord-Est du Sahara Algérienne (Fig.7), dans la wilaya d'Ouargla, à 650 km au sud d'Alger et à 44 km au sud de Hassi Messaoud. Elle est limitée par :

- Les parallèles 31° et 32° Nord.
- Les méridiens 6° et 7° Est.

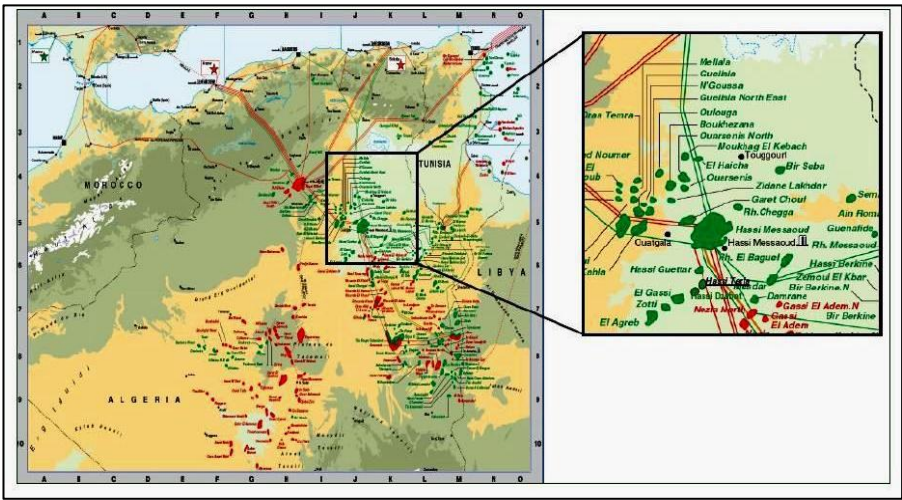


Figure I.7: Situation géographique de Hassi Tetfa

4.2 Aperçu géologique du champ Hassi Terfa

La structure de Hassi Terfa est située dans la province triasique, au sud du gisement de Hassi Messaoud sur la bordure de trend El Gassi- El Agreb-Hassi Messaoud. Ce champs est limité par:

- Le champ de Hassi Messaoud vers le Nord et le Nord-Est.
- La structure anticlinale de Hassi Dzabat, vers l'Ouest.
- A l'Est est situé le champ de Mesdar.
- Au Sud on a le champ d'El Gassi.

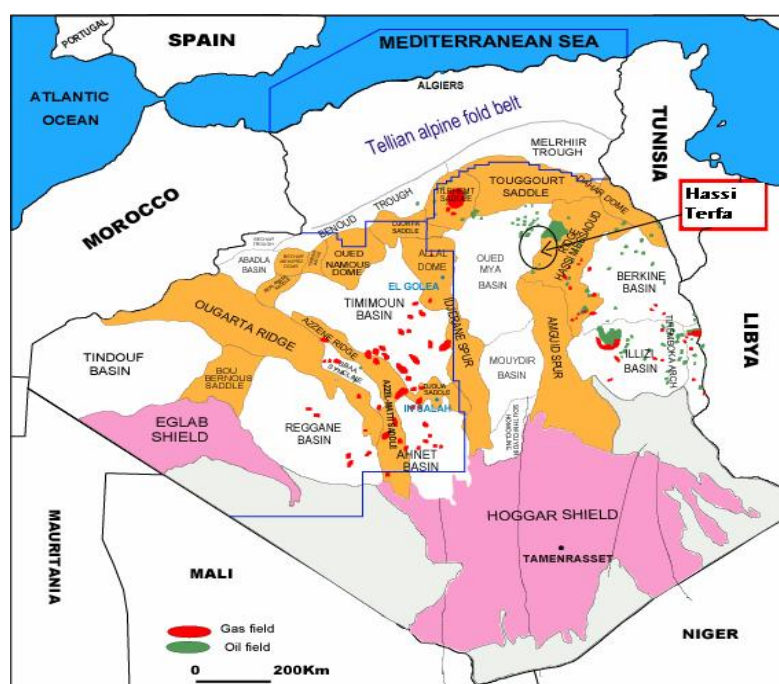


Figure I.8: Situation géologique de Hassi Terfa

4.2.1 Histoire de l'exploration

Ce gisement a été découvert par la Division Exploration en 2000, en réalisant le premier puits vertical HTF1. Ce forage a traversé les formations de l'Ordovicien (Quartzite de Hamra) et celle du Cambrien mais seul les Quartzites ont produit de l'huile avec un débit de 10 m³/h.

D'autres puits (09) ont été forés au cours de la phase de délinéation du gisement, entre 2000 et 2007, ils ont produit de l'huile avec des débits variables qui, généralement ne dépassent pas 6 m³/h. La production dans ces puits a été confirmée dans les Quartzite de Hamra.

Depuis 2002, ce réservoir a produit un cumule de 115 000m³(2 million de Barils) à travers deux puits raccordés au réseau de surface au cours de la phase de délinéation du gisement.

4.2.2 Aspect stratigraphique

La série stratigraphique de la région de Hassi Terfa est essentiellement composée des dépôts Mésozoïques avec 3118 m d'épaisseur, reposant en discordance sur le Paléozoïque qui a 407 m d'épaisseur. Enfin, un faible épandage détritique d'âge tertiaire de 300 m repose en discontinuité sur le Mésozoïque.

Paléozoïque :

La tranche détritique reconnue par les sondages est constituée par les formations cambro-ordoviciennes. Elles sont prédominées par de grands épandages régionaux de roches détritiques grossières ayant progradés en discordance sur un socle hétérogène affecté par la phase panafricaine. Ces formations sont surmontées par d'épaisses séries d'argile et grès issues des grandes périodes de transgression-régression marine à partir du nord.

Le Cambro-ordovicien connaît sporadiquement des épisodes volcaniques sans grande extension.

L'Ordovicien supérieur, marqué par une période de glaciation, est précédé par la phase tectonique compressive qui a favorisé une importante érosion des termes ordoviciens et parfois cambriens.

Durant le Silurien, une transgression majeure globale à partir du nord s'est caractérisée par les dépôts des argiles noires organiques à graptolites dans un milieu très peu oxygéné.

Mésozoïque :

Les roches détritiques argilo gréseuses datées du Trias supérieur débutent la séquence sédimentaire en discordance angulaire sur le terme paléozoïque. Ces dépôts correspondent à une période de lente régression marine à partir de l'Est.

Ce territoire a une influence continentale avec installation d'un régime fluvial. A la suite, une autre période de dépôts évaporitiques de Trias terminal est relayée au Lias. Une phase de rifting est accompagnée par des épanchements volcaniques. Les dépôts évaporitiques sont représentés par des intervalles dolomitiques, calcaire oolitiques ou marno-carbonatés.

Le Crétacé inférieur est surtout caractérisé par un large développement des dépôts gréseux qui sont la conséquence d'une régression vers le Nord entre coupée par un intermède aptien carbonaté transgressif.

Le Cénomano-Turonien se caractérise par une reprise du cycle transgressif, il débute par une phase à influence lagunaire évoluant latéralement et verticalement à un faciès marin.

Cénozoïque :

3

4.2.3 Description lithologique

La description lithologique a été faite à l'aide des fiches techniques de différents puits dans le champ de Hassi Terfa.

AGE	STAGE	STRATIGR	LITHOLOGIE
Mésozoïque	176	Mio-Plio	Sable Grès et argiles
	123	Eocene	Calcaire crayeux
	109	Sen - carbon	calcaire et dolomie
	217	Sen - anhy	Anhydrites et dolomie
	110	Sen - salif	Sel massif incolore à blanc
	127	Turonien	Calcaire crayeux
	106	Céno-manien	Argile grise, Anhydrite blanche, dolomie et marne
	106	Albien	Grès fin à moyen et intercalation d'Argile brun rouge et de sable grossier à la base
	37	Aalen	Dolomie à blanc
	435	Barremien + Néocomien	Sable fin à très grossier, passées de dolomie calcareuse, Marnes et Anhydrite. Présence de lignite.
	224	Malm	Argile silteuse à intercalation de Dolomie de Calcaire et Marnes
	77	Dogger, argil	Argile indurée, Dolomie Grès et Anhydrite
	244	Dogger, lag	Anhydrite et Dolomie, passées d'Argile silteuse
	10-1		Anhydrite + Argile
	10-2		Sel + Argile
Paléozoïque	10-2		Anhydrite + Argile
	10-2		Sel + Argile
	10-2		Sel + Argile
	10-2		Sel + Argile
	474	S1 + S2 + S3	Sel rose massif à la base, avec passées d'Argile plastique indurée et Anhydrite
	16	Lias argileux	Argile brun rouge parfois sulfure
	55	roches argilées	Roches argilées
	23	Grès Dacota	Grès quartziteux à quartzites
	23	Grès Dakota	Grès quartziteux à quartzites
	23	Grès Dakota	Grès quartziteux à quartzites
Paléozoïque	23	Grès Dakota	Grès quartziteux à quartzites
	23	Grès Dakota	Grès quartziteux à quartzites
	23	Grès Dakota	Grès quartziteux à quartzites
Paléozoïque	23	Grès Dakota	Grès quartziteux à quartzites
	23	Grès Dakota	Grès quartziteux à quartzites
	23	Grès Dakota	Grès quartziteux à quartzites
Paléozoïque	23	Grès Dakota	Grès quartziteux à quartzites
	23	Grès Dakota	Grès quartziteux à quartzites
	23	Grès Dakota	Grès quartziteux à quartzites

Figure I.9: Colonne lithologique type de la région Hassi Terfa (Dép.EXP/SONATRACH)

4.2.4 Aspect structural

La structure de Hassi Terfa appartient au prolongement septentrional de l'axe d'El Agreb-Hassi Messaoud, dans lequel s'insèrent des différents plis anticlinaux d'orientation NE-SW, recoupés parfois par des failles subméridiennes, de moindre ampleur.

L'image structurale actuelle est le résultat d'une tectonique polyphasée, ayant affecté la région depuis l'orogénèse panafricaine ; la phase hercynienne est la plus importante le long du trend El Agreb-Hassi Messaoud et ses structures associées.

L'individualisation des structures s'est effectuée durant le Paléozoïque. Les mouvements tectoniques d'âge Jurassique voir même Actuel, ont également un impact non négligeable sur le schéma structural final où on peut distinguer localement des horsts et des mini grabens.

Le gisement de Hassi Terfa a une forme anticlinale allongée, orientée NE-SW, avec fermeture contre faille à l'ouest. Elle est bordée par des failles majeures et secondaires de même direction.

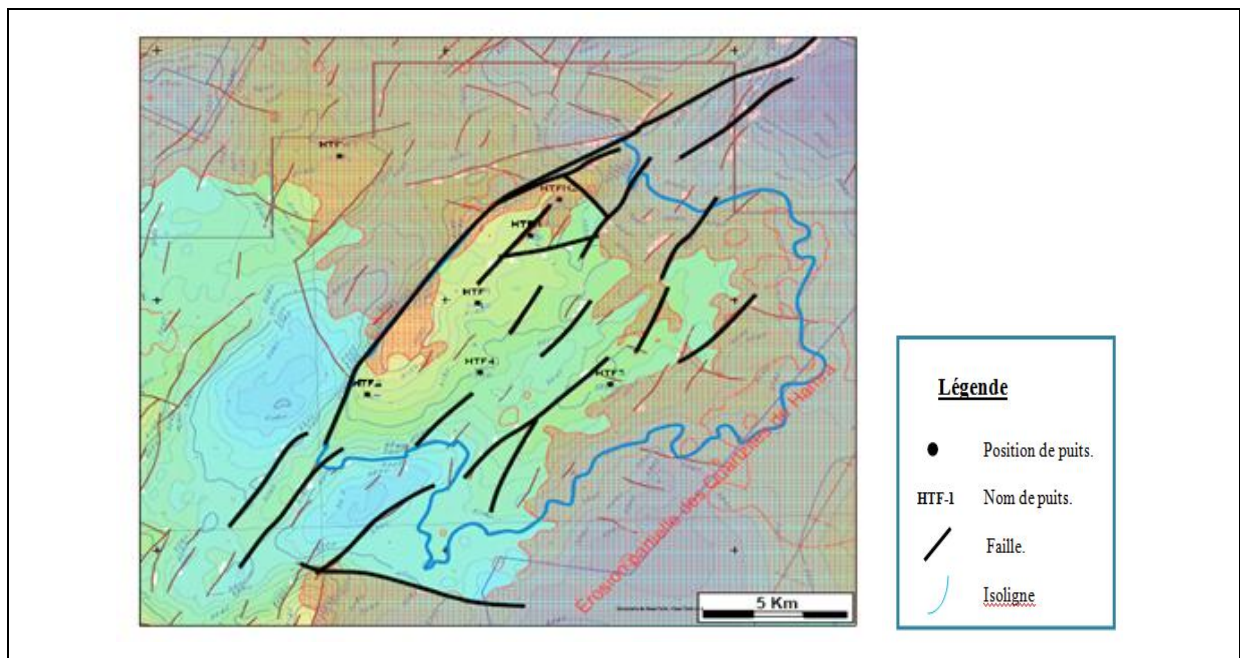


Figure I.10: Carte en isobathe au toit des Quartzites de Hamra (Dép. BEICIP 2007).

4.2.5 Potentiel et Productivité du champ

Les valeurs de la porosité et de la perméabilité des Quartzites de Hamra sont généralement faibles du fait qu'ils soient dans un réservoir non conventionnel dit Tight réservoir. La porosité moyenne varie entre 4 et 8% dans l'ensemble de l'épaisseur, ce qui indique la présence d'une zonalité dans le réservoir même. La perméabilité horizontale est en moyenne de 2 md tandis que la saturation en eau est généralement inférieure à 40%. La hauteur utile moyenne des Quartzites de Hamra est de l'ordre de 35% par rapport à la hauteur totale, ce qui semble être plus grande que la hauteur réellement productrice.

Le champ de Hassi Terfa contient trente-trois puits, seulement cinq puits sont actuellement en production et les autres sont fermés. Ce champs a été mis en production en 2002 par le raccordement des deux puits (HTF-1 et HTFN-1), les autres ont été raccordés à partir de 2012. Les réserves prouvées des Quartzites de Hamra du gisement de Hassi Terfa sont de l'ordre de 42.71 millions m³. Le taux de récupération dans cette région est de 22% alors les réserves initiales sont de 9.40 millions m³ soit 18% des réserves initiales des champs de la périphérie.

La production cumulée en décembre 2014 dans ce champ est de l'ordre de **(0.96 millions m3)** d'autre part les réserves restantes au dernier trimestre 2016 sont estimées à 8.44 million m3.

Chapitre II:

Matériels et Méthodes

Introduction

Ce chapitre présente l'essentiel des méthodes utilisées dans cette étude ainsi que du matériel employé, dans l'objectif de traiter au mieux et utiliser l'ensemble des données mises à disposition de manière à suivre une méthodologie et un enchaînement logique, selon un plan qui partira des arguments et des observations qui font la base du premier scénario admis par Sonatrach mettant en évidence que toute production dans les réservoirs de Quartzite de Hamra est directement liée à la présence d'un réseau de faille autrement dit production par fracturation. Notre approche est de mettre en question cette idée en faisant appel à des combinaisons entre les différents éléments contrôlant la production dans ce réservoir. D'une autre manière, essayer de faire une synthèse sur toutes les données pour aboutir à une meilleure caractérisation qui aidera à mettre en valeur le premier scénario ou de proposer un autre plus cohérent avec les résultats constatés.

La démarche adoptée s'articule généralement sur les points suivants:

► Approfondir dans la caractérisation de ce réservoir avec:

-Une réévaluation des données de diagraphie à l'aide du logiciel Techlog dans le but de cerner les zones présentant un intérêt probable, ainsi que leur extension dans la zone d'étude.

-Confirmer la présence des unités productrices et leur intérêt par rapport à toute l'épaisseur des Quartzites à l'aide des résultats PLT diagraphies de production.

-Mettre en question l'hypothèse de la production par fracturation dans le champ HTF en essayant de ressortir s'il y'a lieu d'une relation directe entre la présence de failles et le régime de production des puits. Tout ça est basé sur:

* Une identification des réseaux de fissuration à la base d'une étude macroscopique des carottes de 3 puits, cette partie est renforcée par les résultats de la technique d'imagerie réalisés dans 4 puits traversant les unités productrices.

* Une interprétation Statistique des paramètres pétrophysiques issues des mesures sur carottes de 3 puits dans le but d'établir une relation avec les résultats précédant de l'influence des fractures.

Ailleurs une étude faite par la société Bicip Franlab a été ajoutée à titre comparatif aux résultats trouvés, cette étude a été établie à la demande de la division PED Sonatrach en 2006.

► Pour répondre à la problématique principale de cette étude et approfondir dans notre thématique, d'autres données ont été ajoutées à ce travail, et qui s'articulent principalement sur:

- une étude pétrographique et sédimentologique des carottes afin de définir le milieu de dépôt de la zone d'étude.
- une étude Diagenétique basée sur les principaux phénomènes diagenétiques rencontrés dans les lames minces des intervalles producteurs.

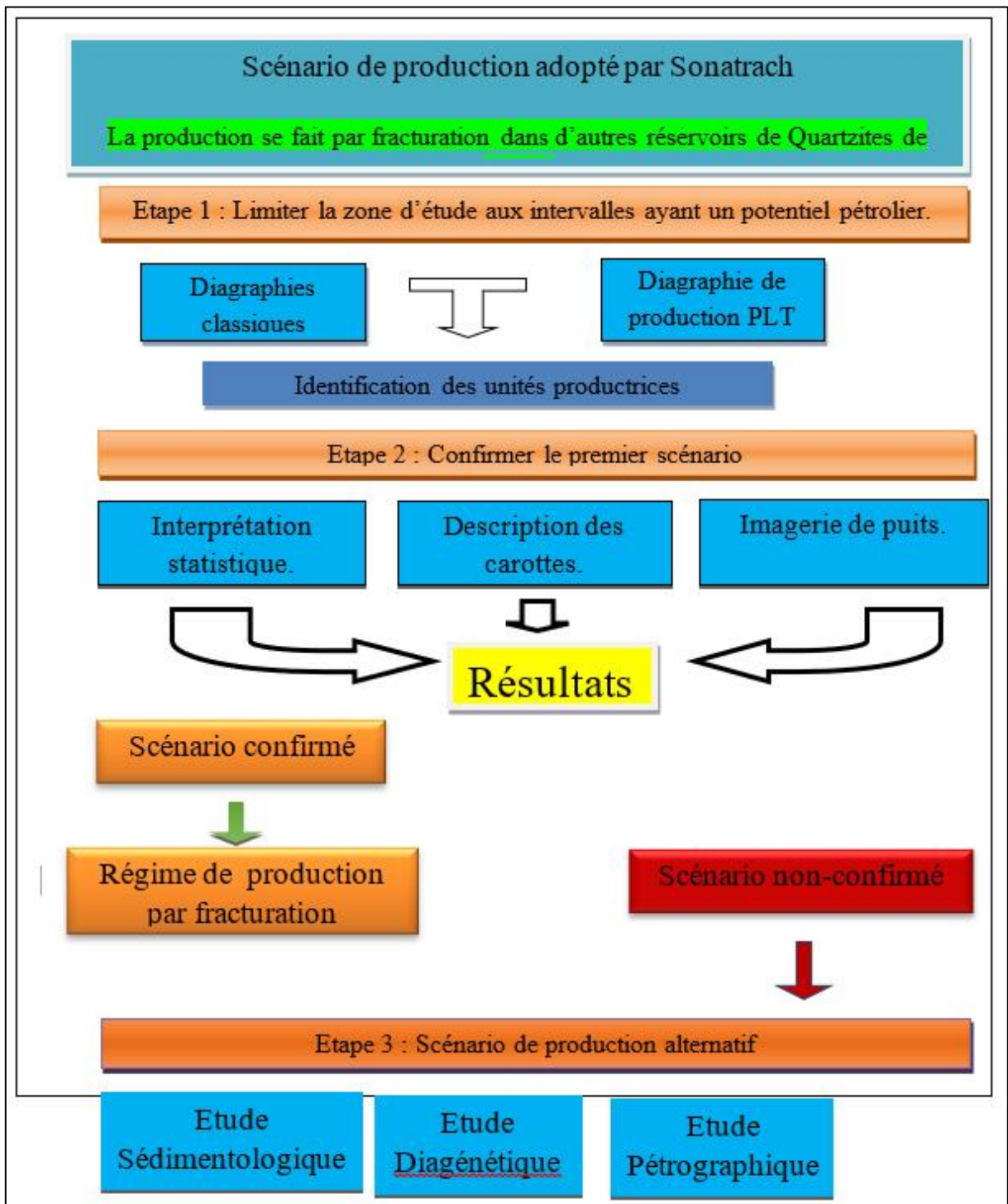


Figure II.1: Organigramme explicatif des étapes adoptées dans ce travail.

Identification des zones productrices probables

Vu le caractère globalement hétérogène et compact du réservoir des Quartzites de Hamra, le degré de fiabilité des prévisions de production à partir de ce réservoir est relativement faible. Par ailleurs, il faut savoir que la production d'huile à partir des Quartzites (hétérogène et compacte) constitue une première expérience pour Sonatrach. Le scénario de développement permettant de produire à un plateau équivalent à un MER de 10% est donc considéré comme étant risqué. En effet, un tel scénario nécessiterait une cadence de forage élevée. Par ailleurs, et vu le degré d'incertitude des paramètres pétrophysiques et l'hétérogénéité du réservoir, il est difficile de prédire si de tels puits atteindront les objectifs de production attendus. Ce scénario dont le plateau de production est de très courte durée et le rythme de forage particulièrement accéléré, est techniquement à écarter. Dans ce contexte, l'option de développement la plus appropriée du gisement Hassi Terfa s'articule sur une bonne caractérisation de notre réservoir, cependant son épaisseur imposante atteignant les 100 mètres ne permet pas d'atteindre un degré de certitude, donc à l'encontre de cette difficulté, il a été jugé nécessaire de limiter nos efforts dans l'identification et la caractérisation des intervalles pouvant présenter un potentiel pétrolier.

Dans cette approche, la diagraphie constitue le premier outil de caractérisation par une analyse des enregistrements Gamma ray, sonique, résistivité, porosité et autres.

Notre travail consiste à utiliser les élan de diagraphies des enregistrements de 13 puits afin de réévaluer les zones présentant un potentiel pétrolier.

- Eliminer les zones ayant une argilosité élevée selon le graphe Gamma Ray
- Eliminer les zones présentant une forte chute de résistivité due à une abondance de minéraux et de ciments conducteurs.
- Identifier les zones propres et approfondir la caractérisation en utilisant les paramètres du log composé afin de déterminer:
 - Les zones compactes: résistivité élevée face à une porosité très réduite.
 - Les zones productrices probables: résistivité au dessus de 200ohmm et une porosité supérieure à 6% ainsi qu'une épaisseur suffisant du banc de grès suivant le graphe GR.

Les zones compactes ont parfois un comportement similaire aux zones productrices dans les graphes GR et résistivité, par contre les paramètres pétrophysiques porosité efficace et perméabilité s'améliorent nettement dans les zones présentant un potentiel probable.

Afin de confirmer la présence de ces intervalles producteurs en plus de l'existence d'une corrélation entre ces intervalles dans l'ensemble des puits étudiés dans le nord, le centre et le sud du champ, nous avons fait appel au logiciel de caractérisation Techlog de la société SLB.

L'analyse se fait à partir de l'insertion des fichiers LAS et ASCII issus des enregistrements logging des puits, ce qui permet d'identifier les zones productrices et d'associer la visualisation de plusieurs puits simultanément pour ressortir la présence d'une corrélation probable entre les puits des différentes parties du champ (Nord, centre, sud).

Ce logiciel englobe plusieurs disciplines et applications de la géologie comportant: l'analyse des logs de diagraphie, la classification granulométrique des carottes, le processing des données d'imagerie, le suivi des performances d'un forage, l'analyse géophysique...etc.

Dans le cadre de notre étude ce logiciel nous a permis de:

- Déterminer l'épaisseur ainsi que les caractéristiques du réservoir et sa qualité.
- Combiner les résultats de Porosité avec les paramètres enregistrés en (porosité utile) pour juger l'intérêt pétrolier de l'intervalle.
- Utilisation de l'outil interactive de sélection afin d'optimiser la zonation et ressortir la corrélation entre les puits étudiés.

Confirmation et évaluation des zones productrices par Production Logging Tool

Les diagraphies de production ont été extensivement utilisées en Algérie où elles trouvent de nombreuses applications dans les divers champs pétroliers et gaziers cependant le champ HTF n'a pas fait l'objet d'un nombre suffisant de diagraphies de production PLT, ce qui a restreint la possibilité d'exploiter et utiliser toutes les applications de cette technique. L'application classique du PLT (Production Logging Tool) consiste à mesurer le potentiel sélectif de production des couches débitant simultanément dans le puits. Elle nous permet de connaître la contribution de chaque zone dans la production totale du puits.

Usages du PLT (Production Logging Tool):

Les PLT fournissent des informations acquises pendant la production du puits, ce qui impose l'utilisation d'un équipement de contrôle de hautes pressions. Les outils doivent avoir un diamètre tel qu'ils puissent descendre dans les tubings de production.

Ces outils sont soit simples (débitmètre, gradiomanomètre...etc.), soit combinés comme Production Logging Tools (PLT).

Parmi les nombreux usages du PLT on focalisera sur l'évaluation du réservoir des points de vue suivants:

- Etablir le profil d'écoulement dans le réservoir.
- Identifier les intervalles qui participent le plus à la production.
- Mesurer les débits d'effluents de chaque intervalle (connaissance des réserves).

Les équipements de l'opération PLT:

1. L'unité du laboratoire : Le camion laboratoire reçoit des enregistrements de l'outil PLT sous forme des signaux électriques en pulsations continues digitalisées par un ordinateur, qui donne ses enregistrements à travers des logs, en fonction de la profondeur.
2. Les équipements de contrôle de pression : Les opérations de PLT doivent être conduites dans les puits en production, donc la plupart du temps sous pression. Un matériel spécial a été conçu pour obtenir une étanchéité à la tête du puits pendant la descente ou la remontée.
3. Les outils combinés du PLT: La chaîne d'outils de PLT est constituée de plusieurs capteurs par lesquels, on peut effectuer des enregistrements :
 1. Débitmètre continu (CFS).
 2. Débitmètre plein trou (Full bore FBS).
 3. Débitmètre à packer.
 4. Casing Collar Locator (CCL).
 5. Production Gamma Ray (PGR).
 6. Differential Pressure Fluid Density Tool (FDD).
 7. Diamètreur à trois ou quatre bras.
 8. Diamètreur à palpeur multiples.

Cette partie est basée sur l'exploitation des résultats de diagraphies de production, dans notre cas d'étude trois PLT (Production Logging Tool) ont été réalisés sur les puits **HTFN4**, **HTF23** et **HTFN7** pour établir un profil de production qui permet :

- Une meilleure Localisation des zones productrices dans les Quartzite de Hamra.
- Une quantification de la contribution de chacun de ces intervalles dans l'ensemble de la production du puits.

A la fin, les résultats de PLT sont comparés à ceux de diagraphies pour donner une certaine fiabilité à ce travail.

Relation entre la présence des failles et la productivité d'un puits voisin

En observant les cartes d'implantation des forages dans les réservoirs de Quartzite de Hamra on remarque que ces derniers se font souvent aux voisinages des failles, ce qui a anticipé l'hypothèse que la productivité des quartzites est seulement liée à la présence de réseaux de fracturations qui contribuent effectivement dans l'amélioration des paramètres pétrophysiques et de la récupération dans ces champs, tels qu'il a été trouvé dans les champs Hassi Dzaabat et Rhourde Ennous.

Cette partie consiste à confirmer l'existence de la même caractéristique de production par fracturation dans le champs de Hassi Terfa, en faisant appel aux résultats de productivité DST issus de différents puits selon leur emplacement par rapport aux accidents tectoniques observés dans la carte structurale du champs.

Tableau II.1 :Tableau 1 Débits des puits issus des tests DST.

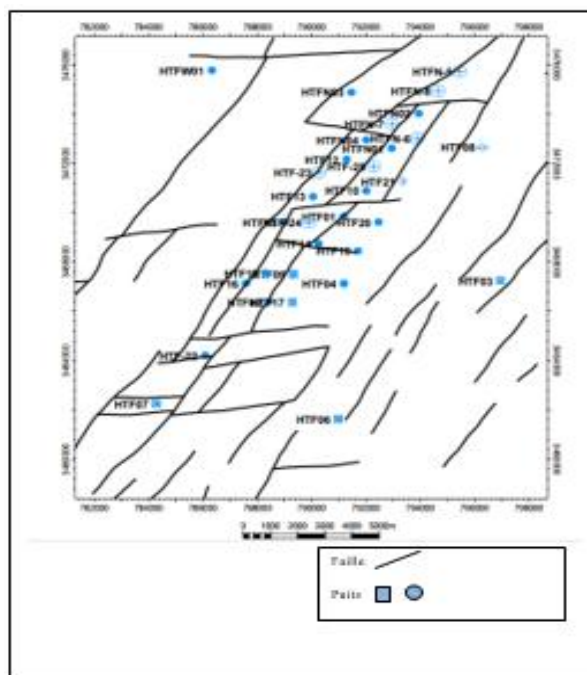


Figure II.2 :Carte structural des positions

1	Puits	Débit huile (m3/h)
2	HTF-1	10,9
3	HTF-2	6,34
4	HTF-3	
5	HTF-4	4,4
6	HTF-5	
7	HTF-6	
8	HTF-7	pas de test
9	HTF-8	9
10	HTF-9	SEC
11	HTF-10	14,14
12	HTF-11	13,39
13	HTF-12	
14	HTF-13	
15	HTF-14	8,84
16	HTF-15	3,77
17	HTF-16	3,33
18	HTF-17	trace d'huile
19	HTF-18	
20	HTF-19	1,62
21	HTF-20	6,8
22	HTF-21	
23	HTF-22	1,48
24	HTF-23	12,6
25	HTF-24	9,2
26	HTF-25	9,9
27	HTFN-1	5,94
28	HTFN-2	6,59
29	HTFN-3	3,64
30	HTFN-4	14,89
31	HTFN-5	12,31
32	HTFN-8	13,12

de puits par rapport au réseau de failles.

Confirmation du scénario de production par fracturation :

La détection des fracturations est une tâche qui nécessite de faire appel à plusieurs disciplines pendant diverses opérations au cours des phases d'exploration et de production d'un champ pétrolier. La maîtrise de l'imagerie assure, en combinaison avec les données de carottes, Une meilleure interprétation des milieux de dépôt et des événements tectoniques affectant la région à travers les temps géologiques, les techniques utilisés sont :

- Analyse macroscopique et Description des carottes.
- Technique d'Imagerie de puits.

1. Analyse et Description des carottes :

Cette méthode directe permet d'étudier le réseau de fracturations dans un réservoir pétrolier, et cela par description macroscopique faite à l'œil nu, associé à une étude à l'échelle microscopique à partir de lames minces si disponibles. On peut déterminer la répartition générales des fractures, le nombre, l'orientation, l'ouverture (fermée ou ouverte ou semi ouverte) ainsi que le type de ciment de remplissage (pyrite, calcite, sidérite).

Le champ de Hassi Terfa a connu des opérations de carottage dans la plupart de ces puits comptant 24, mais malheureusement l'intérêt de ces zones carottés n'a pas pu être exploité par faute d'un carottage qui s'est fait au sommet ou à la base des QH dans la plupart des cas, ce qui ne présentent aucun intérêt dans notre étude.

D'autre part, certains puits ont suscité notre attention du fait qu'ils ont touché ces intervalles producteurs. D'où l'intérêt d'une demande au services de la Cartothèque Centrale du CRD pour faire ressortir et étaler ces carottes, afin d'établir leurs description et étude macroscopique, le principal objectif étant la détection et l'identification du type de fractures, on a aussi la mission de compléter les taches suivantes:

- L'identification et le recensement des types de fractures.
- Caractériser la lithologie et le type de remplissage ainsi que les bioturbations.
- Identifier les niveaux imprégnés (producteur d'hydrocarbures).
- Confirmer si les zones supposées être réservoir correspondent aux niveaux imprégnés.

2. Imagerie de puits:

L'imagerie est une technique de caractérisation géologique qui a étendu l'horizon de la recherche et du développement des réservoirs (Réservoir Engineering). Cette technique a été introduite par Schlumberger au milieu des années 80 pour devenir un outil essentiel dans les forages d'exploration et les puits de développement. Les avancées technologiques ont permis

à plusieurs sociétés de contribuer à l'évolution de cette technique en créant des outils combinés plus spécialisés et performants tels que l'OMBI, OMRI et l'Earth Imager qui ont à l'honneur été utilisés dans les puits du champs Hassi Terfa.

L'imagerie permet une visualisation précise et quasiment instantanée de la stratigraphie, du pendage, de la texture des couches, de la fracturation et de la distribution des principaux faciès. Ces renseignements contribuent à une estimation rapide du potentiel pétrolier d'un puits et permettent de prendre très tôt les décisions économiques qui s'imposent. Cet apport de l'imagerie à la caractérisation sédimentaire ou structurale des réservoirs est tellement important au moment du forage que l'on a tendance à confiner son utilisation à ce seul domaine et à ce seul moment de la vie du réservoir. Ou l'imagerie apporte des informations utiles à bien d'autres domaines que la géologie de puits : la pétrophysique, la sismique, la mécanique des roches et la description géologique globale du réservoir.

Les puits qui ont fait l'objet de notre étude sont HTF23, HTF25, HTF19 et HTF1, ces derniers sont les résultats de 4 outils différents l'OMBI, OMRI et l'Earth Imager & Ultrasonic Explorer.

L'avantage principal de cette technique est dans la possibilité de caractériser un réservoir en l'absence de carottes. En outre, elle permet d'orienter l'image obtenue par rapport au Nord magnétique dans un puits vertical et au top du trou dans un puits horizontal. L'analyse des résultats de l'imagerie est indispensable pour :

- La détection des fractures et des failles ainsi que leurs types et leur orientation.
- La représentation complète du trou par image 360° d'où l'orientation et la corrélation des carottes.
- La détermination de la limite grés/argile des intervalles de stratification minces.
- Le diamètre du trou et sa géométrie avec une haute résolution acoustique.
- Localisation et évaluation des intervalles de corrosions.

Outils utilisés dans l'étude:

1- L'outil OBMI (OIL BASE MICRO IMAGER) :

C'est l'un des outils de la compagnie Schlumberger, son principe consiste à envoyer un grand nombre d'impulsion afin de reproduire une image électrique en trou ouvert ou dans un

environnement non conducteur (boues à huile).

2- L'outil Earth Imager& UltrasonicXplorer

Le Baker Atlas Earth Imager est un outil de résistivité spécialement aux opérations de logging dans les boues non-conductrices (OBM). C'est un outil qui transmet un courant dans la formation, la résistivité de la formation contrôle l'amplitude du courant transmis. La couverture de l'ensemble de la circonférence atteint 78% dans un trou 6 pouces. Les cavités et les fractures ouvertes apparaissent plus claires dans l'image (Resistive) à l'opposé de leur apparence dans les outils de résistivité CBIL et WBM.

3- L'outil OMRI (OIL MUD RESERVOIR IMAGER) :

L'OMRI est un outil à patin dont le principe consiste à mesurer la micro-résistivité dans une boue de forage non-conductrice, afin d'avoir une image plus précise, un bon contact entre les patins et la formation est nécessaire. On notera aussi que la résolution de l'outil est de 1.2'' (30.48 mm) donc tout corps de diamètre inférieur à cette valeur ne sera pas détecté par l'outil.

Dans ces rapports les standards de l'industrie sont respectés de sorte à ce que:

- Les zones caractérisées par de basses amplitudes (LOW AMP) sont procédés en marron, tandis que les zones compactes à haute amplitude (HIGH AMP) ont un contraste plus blanc.
- Les temps de parcours sont interprétés en Gris sombre pour un grand diamètre de trou (High borehole radius), et en couleur claire pour un court temps de parcours petit diamètre (Low borehole radius). De cette façon les fractures ouvertes, washouts et les breakouts sont perçus en couleurs sombres. Les structures planes (sédimentation laminaires, fractures) qui recoupent les parois avec un angle différent de 0° ou 90° apparaissent en forme sinusoïdale.

Les tableaux suivants constituent une légende indispensable à l'interprétation de n'importe quel rapport d'imagerie, les informations reçus étant en format numérique cryptée, nécessitent des traitements plus complexes par un expert et un processing de l'image à l'aide d'un logiciel spécialisé tels que Techlog en plus d'une suite dédié à l'interprétation.

Notre étude est basée sur l'exploitation des rapports finales ou des Quick Looks des opérations réalisés dans le but d'effectuer une analyse des intervalles ciblés et établir une étude quantitative des types de fractures, et du type de stratification (bedding) qui permettra d'identifier l'influence des phénomènes rencontrés sur les intervalles étudiés.

Exemples de résultats d'analyses imageries utilisés dans l'étude:

La caractérisation des fractures et le type de remplissage se base sur la présence d'une structure présentant un angle et une différence de contraste avec la formation, ces anomalies sont classés selon les tableaux :

Tableau II.2: Résumé des relations entre le contraste et le type de remplissage des fractures, Légende de classification des types de fractures.

FRACTURE_CONDUCTIVE	Narrow high angle features, showing a clear conductive (dark) contrast on the resistivity image. Likely to represent a fracture filled with a conductive mineral, such as clay or pyrite.	
FRACTURE_LOWAMPLITUDE	Narrow high angle feature showing a strong low amplitude (dark) contrast on the acoustic image with little or no contrast on the EARTH Imager. Likely to represent an open or partially open fracture.	
FRACTURE_MIXED	Narrow high angle feature, showing a mixed high/low resistivity or acoustic contrast. May represent a partially open fracture or a fracture with mixed cements.	
Breakout	Parallel patches of enlarged borehole, occurring at opposite sides of the borehole and parallel to the borehole axis. Interpreted as drilling-induced compressive failure (borehole breakout).	

Tableau II.3: Classification de la matrice à partir des fractures identifiées acquises dans une boue OMB. L'interprétation possible (type) est basée sur les expériences précédentes de caractérisation en Quartzites de Hamra.

EI/GXPL CBIL/UXPL	Conductive	Resistive
Low amp (low TT)	FRACTURE_LOWAMPLITUDE (open but lined with conductive mineral, e.g. clay or pyrite)	FRACTURE_LOWAMPLITUDE (open)
No contrast	FRACTURE_CONDUCTIVE (filled with conductive mineral, e.g. clay or pyrite)	FRACTURE_RESISTIVE (filled with resistive mineral, e.g. quartz or carbonate)
High amp (no TT contrast)	FRACTURE_HIGHAMPLITUDE (filled with conductive/hard mineral, e.g. pyrite)	FRACTURE_HIGHAMPLITUDE (filled with resistive/hard mineral, e.g. quartz or carbonate)

La caractérisation du type de stratification se fait par observation de l'espacement et du pendage, un probable changement de lithologie est détecté à partir de la variation du contraste.

Tableau II.4: Classification des phénomènes observés dans un rapport d'imagerie.

Dip Category	Description	
BEDDING_MUDSTONE	Bounding surface or internal bedding in muddy lithology or shale.	Breakout
BEDDING_SANDSTONE	Internal bedding in sandy lithology. Used mainly for beds thought to be originally low angle, but also for inclined beds of uncertain origin.	FRACTURE_CONDUCTIVE FRACTURE_LOWAMPLITUDE
BEDDING_CROSSBED	Closely spaced laminae, dipping at a high angle relative to, and often cut by, low angle sandstone beds. Interpreted as cross-bedding.	FRACTURE_MIXED FRACTURE_RESISTIVE
BOUNDARY_LITHOLOGICAL	Boundary between beds of different lithology (e.g. sand/shale contact).	

► Scénario de production alternatif:

Les efforts faits dans le but de confirmer le mode de production par fracturation n'ont pas abouti à affirmer l'hypothèse en question, par les techniques de description de carottes associé à l'analyse d'imagerie de puits. Face à cette situation, on a considéré nécessaire l'adoption d'une nouvelle approche basée sur l'utilisation des techniques de géologie classique tels que la sédimentologie, la stratigraphie et la pétrographie afin de supporter un scénario de production alternatif.

3. Aspect Sédimentologique

L'approche sédimentologique est réalisé dans le but de mieux caractériser la formation et de définir les environnements de dépôt, Cette étude s'articule sur les points suivant :

3.1 Découpage séquentiel :

Cette méthode consiste à :

- Limiter le réservoir et confirmer l'âge de formations intercalées.
- Etudier d'après les différentes diagraphies l'effet de la surface transgressif d'érosion sur les carottes et les surfaces d'inondation.

3.2 Descriptions des carottes :

Cette méthode consiste à réaliser une étude macroscopique sur les carottes de quatre puits (HTF2, HTF3, HTF25 et HTFN7) dans le but de :

- Identifier les structures sédimentaires (bioturbations, litages...) présentes dans les niveaux imprègnes et étudier l'effet des phénomènes géologiques.
- Décrire les caractéristiques des grains (taille, couleur, arrangement) pour définir leur effets sur la qualité du réservoir.
- Combiner les résultats pour interpréter les lithofaciès et leur milieu de dépôt.

3.3 Identification des Figures et Structures sédimentaires :

Cette étape a pour but :

- La reconnaissance des conditions physiques, chimiques et biologiques du milieu de dépôt (paléoenvironnement).
- L'étude de l'ensemble des structures liées à l'action des courants ainsi que les types des courants, les rides et les accumulations des clastes d'argiles.

3.4 Lithofaciès sédimentaires et milieu de dépôt :

Le Lithofaciès est un outil fondamental pour l'établissement d'une description sédimentologique, afin de reconnaître les caractères lithologiques (à la base des caractéristiques de bioturbation, granulométrie, stylolisation, figures sédimentaires et éléments associés).

4. Pétrographie

On va présenter ici une analyse pétrographique portant sur trois puits qui sont situés respectivement l'un loin de l'autre dans la région de Hassi Terfa, elle nous a permis:

- en premier lieu de décrire l'aspect du réservoir avec une **analyse microscopique des constituants pétrographiques des puits** HTF2, HTF3 et HTFN1.

- ensuite **ressortir les caractéristiques générales sur l'ensemble des échantillons étudiés.**

L'analyse des lames minces au microscope optique a pour objectif de déterminer les caractéristiques suivantes :

4.1 Les phases clastiques :

- Les pourcentages des éléments figurés.
- Les types de contacts entre les grains et leur fréquence.
- Le diamètre moyen et maximal des grains de quartz leurs classements et morphoscopie.

4.2 Les phases liantes :

- les différents types de ciments et leurs abondances.

4.3 La porosité :

- Les différents types de réseaux poreux et leurs proportions.

Dans le but de définir les caractéristiques générales sur l'ensemble des échantillons, il est nécessaire de faire une étude sur la base des différentes observations pétrographiques et minéralogiques permettant aussi de déduire le type de transport subit par le sédiment. Ceci nous aidera dans l'effort d'interpréter l'influence de ces paramètres texturaux sur l'amélioration ou la dégradation des propriétés de réservoir.

Différents facteurs texturaux liés aux conditions contrôlant la qualité du réservoir, il s'agit :

- Du classement des grains
- De la taille des grains
- De l'arrondi des grains
- Du contact entre grains

Plus le paramètre est favorable, comme par exemple la taille des grains, et plus l'impact sur les propriétés actuelles du réservoir est fort.

Les sédiments constituant la formation de quartzite, ont subi tout au long de leur histoire géologique diverses transformations physico-chimiques/ physique et biologiques d'intensité variable, conséquences de plusieurs facteurs d'origine sédimentologique et tectonique.

Les résultats de description de (170) lames minces issues de 3 puits, au microscope polarisant ont permis de déterminer des modifications diagénétiques variées. Certaines se sont manifestées précocement après le dépôt du sédiment et d'autres plus tard au cours de l'enfouissement.

Cette partie est orientée sur:

- La détermination des principaux phénomènes diagénétiques observés.

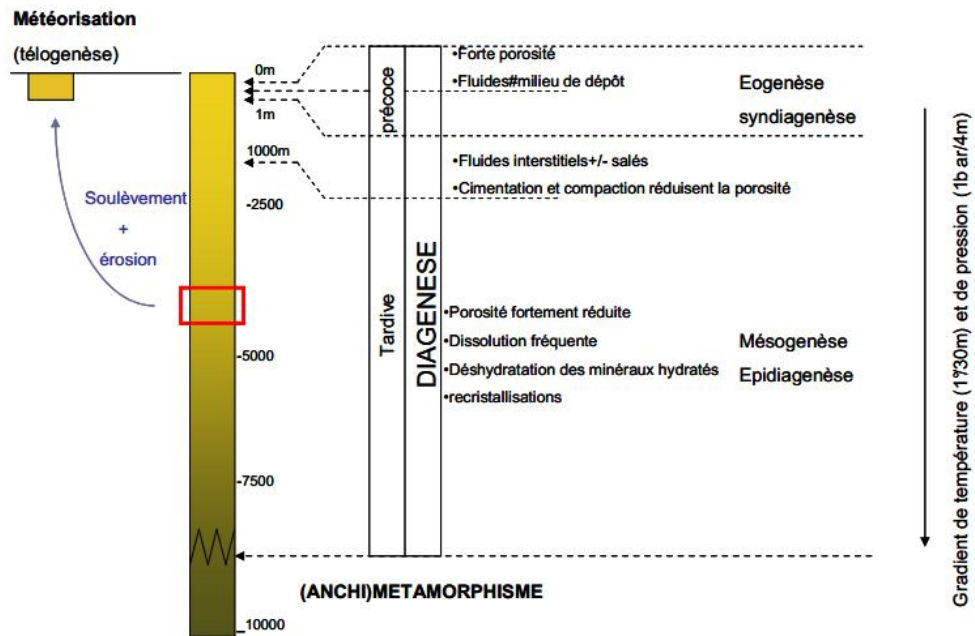


Figure II.7: Différents stades de la diagenèse en fonction de la pression et de la température (Cojan et Renard 2006).

5. Synthèse Diagénétique

Afin de supporter les approches sédimentologique et pétrographique précédentes, cette étude est venue pour compléter et argumenter les processus et phénomènes rencontrés dans ce réservoir. Donc à la fin de cette étude diagénétique on pourra déterminer l'impact des phénomènes diagénétiques sur les qualités réservoir et confirmer le mode de production dominant.

5.1 Principaux mécanismes de la diagenèse

De nombreux paramètres impliqués dans les transformations diagénétiques, résultent de la grande diversité et complexité des évolutions observées. On peut distinguer les processus suivants :

1. La compaction
2. La cimentation
3. La dissolution
4. La recristallisation
5. La transformation
6. Le remplacement minéralogique

5.2 Principaux phénomènes diagénétiques observés dans le cas d'étude

Cette partie repose sur une étude des lames minces dans plusieurs intervalles qui présentent des phénomènes diagénétiques, certaines lames minces coïncideront avec les zones productrices ce qui aidera à caractériser les phénomènes responsables des différences dans le comportement de ce réservoir.

Chronologie des processus diagénétique (séquence ou histoire diagénétique)

L'enchaînement des phénomènes diagénétiques sur 9 étapes principales.

Impact des phénomènes diagénétiques sur les qualités réservoir

1. Phénomènes néfastes.
2. Phénomènes bénéfiques ou neutres.

Cette synthèse sera suivie d'un tableau récapitulatif des phénomènes diagénétiques et leurs effets sur le comportement du réservoir et l'amélioration des paramètres pétrophysiques.

Chapitre III:

Final Résultats & Discussions

1. Identification des zones productrices probables

1.1 Diagraphies classiques

La première étape de ce travail consiste à limiter la zone d'étude pour les prochains travaux de caractérisation, afin de reconnaître le mode de production, on doit focaliser l'étude sur les intervalles producteurs. L'analyse des élans d'enregistrements de diagraphie ont permis d'identifier :

- Des zones caractérisées par des très faibles valeurs de porosité de 2% par moyenne, la résistivité dépasse généralement 200 ohm.m. Ces intervalles sont colorés en rouge et correspondent à des zones compactes.
- Des zones caractérisées par une résistivité élevée dépasse 200 ohm.m. Elles sont caractérisées par une meilleure porosité qui dépasse 6% au contraire des zones compactes. Ces intervalles sont colorés en vert et correspondent aux zones productrices probables.

On a observé la récurrence des zones productrices dans l'ensemble des puits étudiés, ces intervalles montrent un comportement similaire dans les diagraphies, ce qui traduit l'existence d'une corrélation dans le champ de Hassi Terfa. Trois unités productrices principales ont été identifiées, avec quelques intervalles compacts intercalés qui sont de faible épaisseur.

Le tableau ci-dessous résume les résultats de l'analyse des logs de diagraphies de 13 puits au niveau du réservoir des Quartzites de Hamra, les observations ont été rapportés de sorte à illustrer l'existence d'une zonalité où certains intervalles sont influencés par des tendances de la porosité moyenne et la résistivité des Elans et parfois de la perméabilité et la saturation qui encouragent l'existence d'un potentiel d'hydrocarbures probable.

L'analyse du tableau a permis de définir 3 unités probablement productrices qui se rapprochent dans le comportement des logs diagraphies et leurs paramètres pétrophysiques:

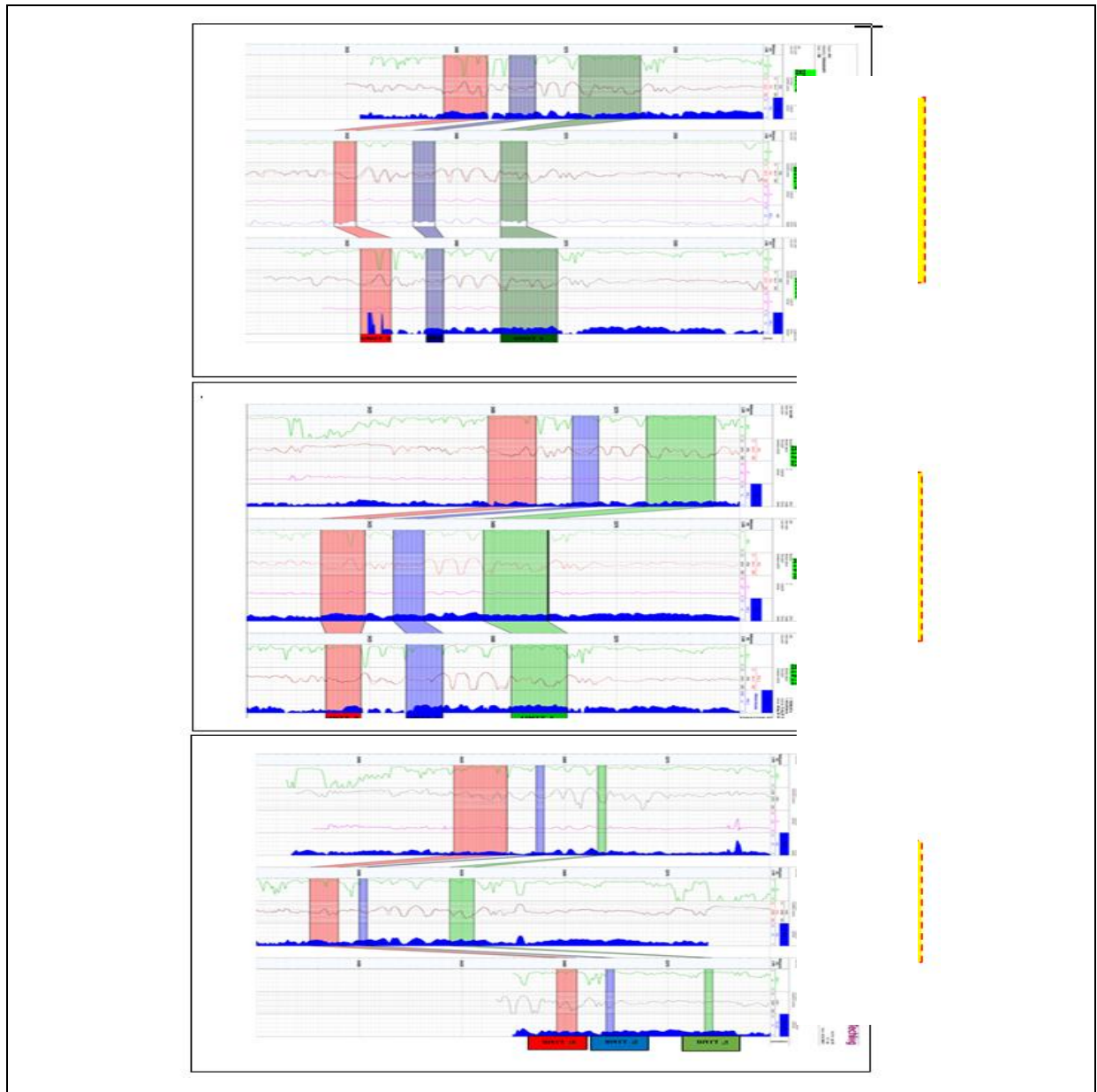


Figure III.4: Corrélation entre les unités productrices dans les différentes répartitions du champs Hassi Terfa.

Unité 1 :

L'épaisseur de cette unité est importante au nord atteint 14 m au niveau du puits HTFN4, associé à une porosité moyenne de 8 et une résistivité de 1300 (ohm.m) au maximum. Une légère diminution d'épaisseur a été noté à la partie centre du champ avec une résistivité varie de 200 à 900 (ohm.m), cette diminution d'épaisseur est plus importante au sud où l'épaisseur ne dépasse pas 2 mètres au niveau des puits HTF17 et HTF19, ces puits montrent une porosité de 6 qui est faible par rapport à sa valeur au nord.

Unité 2 :

La moyenne de l'épaisseur est de 5 mètres au nord et au centre du champs avec une porosité moyenne 8% supérieur à celle de l'unité sommitale, et une résistivité variant de 140 jusqu'à 1400(ohm.m) qui semble diminuer du centre vers le Sud. Au sud, l'épaisseur de l'unité devient la plus faible du champ avec 2 mètres au niveau des puits HTF4 et HTF19.

Unité 3 :

L'épaisseur de cette unité est en moyenne fixe entre 7 à 9 mètres dans l'ensemble du réservoir, la porosité est la meilleur entre les unités précédentes allant jusqu'à 9%. La perméabilité atteint 4mD dans l'élan des puits HTFN1 et HTFN4. La résistivité peut aussi indiquer la présence d'hydrocarbures par ses valeurs atteignant 1100ohmm au Nord jusqu'à 800 vers le sud.

Conclusion :

L'analyse des diagraphies des puits HTF montre que l'épaisseur des intervalles ayant un potentiel pétrolier probable atteint son maximum au Nord du champ , cet épaisseur a tendance de diminuer en allant vers le sud. Cette diminution est aussi remarquée dans la tendance de la porosité qui atteint son seuil de 10% dans les puits du Nord et du centre et diminue au sud.

La présence des trois unités productrices dans le nord, centre et le sud du champ, ce qui indique la présence d'une corrélation et non pas un phénomène isolé dans certains puits seulement.

Donc on distingue aussi la présence d'une zonalité dans la distribution des paramètres et des épaisseurs entre le nord et le sud de ce champ.

2.2 Confirmation et évaluation des zones productrices par PLT

Dans notre cas d'étude, trois PLT (Production Logging Tool) ont été réalisés sur les puits **HTFN4**, **HTF23** et **HTFN7** du champ de Hassi Terfa. A la fin de ces diagraphies on pourra établir un profil de production qui nous permettra de localiser avec précision les zones productrices dans les Quartzite de Hamra, et de les comparer aux zones supposés être productrices qui ont été limité dans l'étape précédente par diagraphies.

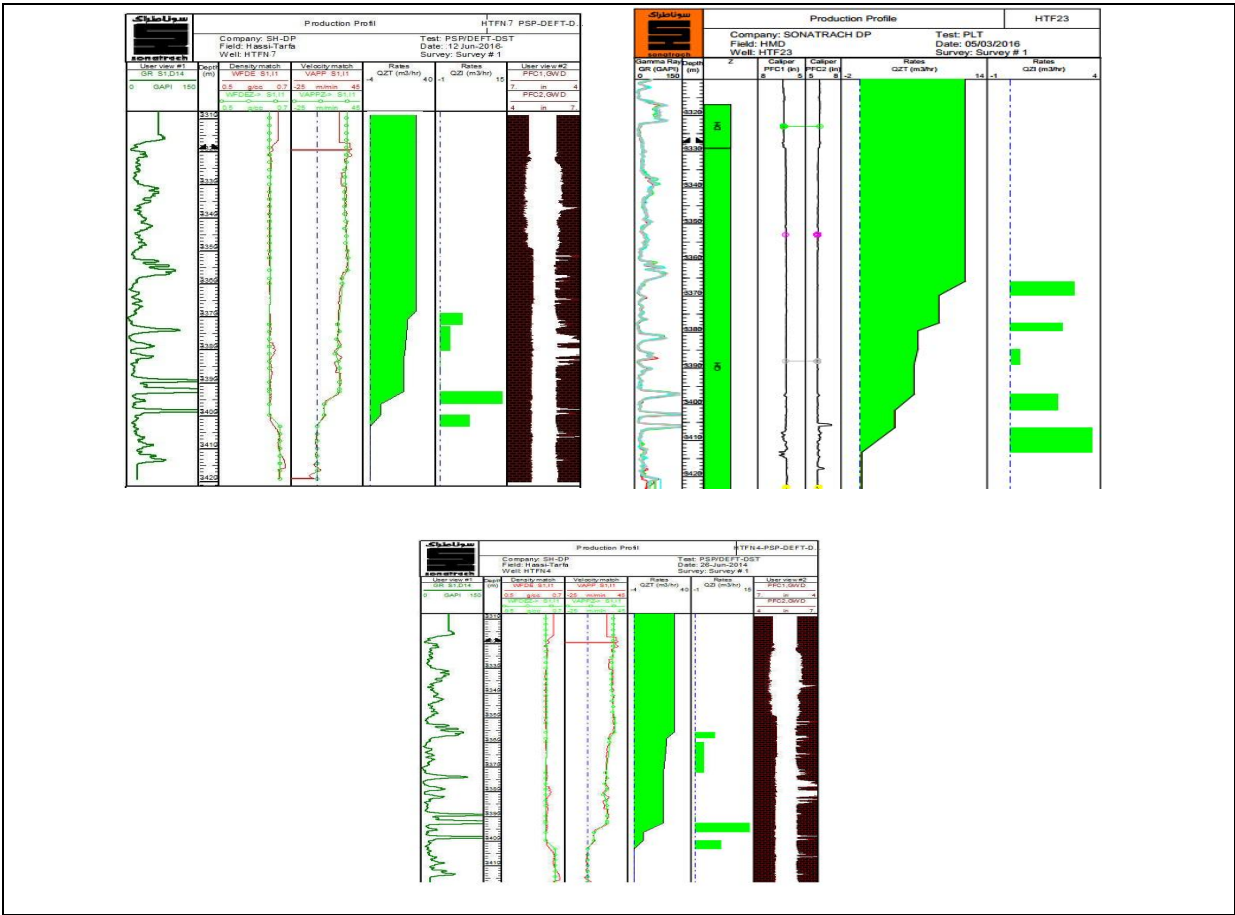


Figure III.5: Profils de production des puits HTF23 HTFN4 et HTFN7

Puits HTF 23

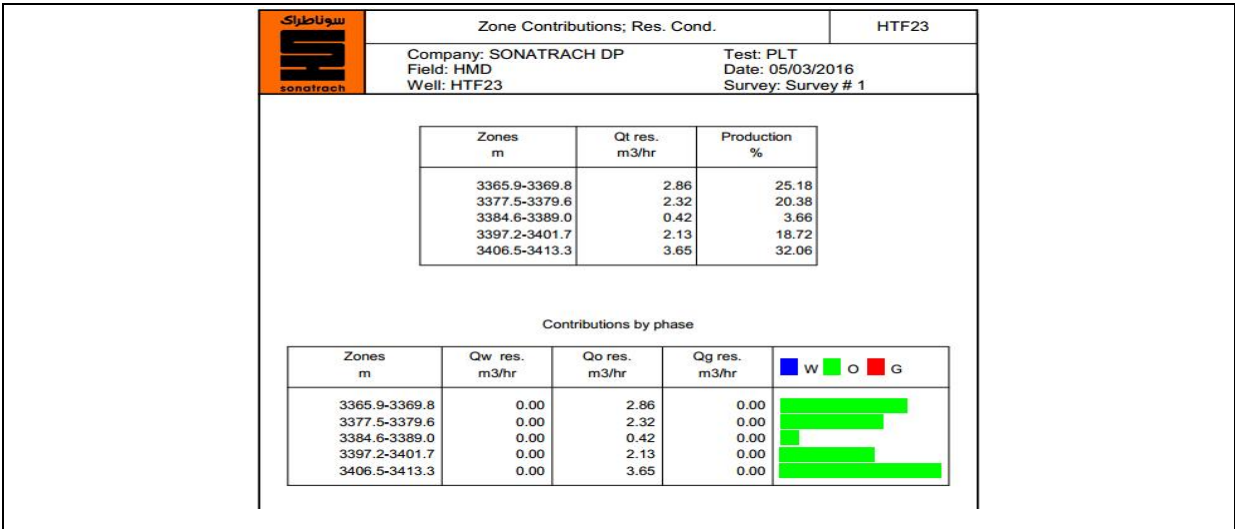


Figure III.6 :Fiche de contributions et débits par zones du puits HF23.

Les résultats du PLT réalisé sur le puits HTF23 a montré les intervalles de production suivants:

Tableau III.2: Débits et contributions par zones des phase Huile/Gaz puits HTF23.

Drains	Intervalles	Débit Huile		Débit Gaz	
		m ³ /h	%	m ³ /h	%
QH	3365,9 - 3369,8	1,91	25,16	272,09	25,18
	3377,5 - 3379,6	1,55	20,42	220,2	20,38
	3384,6 - 3389,0	0,28	3,69	39,55	3,66
	3397,2 - 3401,7	1,42	18,71	202,28	18,72
	3406,5 - 3413,3	2,43	32,02	346,48	32,06
Total		7,59	100	1080,6	100

L'i

nterprétation quantitative du profil de production PLT montre que 51% de la production d'huile provient de l'intervalle 3397 – 3413m correspondant aux unités de production 2 et 3. Cependant l'unité de production sommitale n1 a aussi une contribution importante de 45%.

Puits HTFN 4:

Zones m	Qt res. m3/hr	Production %
3355.9-3358.4	5.00	17.89
3359.9-3372.2	2.32	8.28
3389.7-3392.0	0.11	0.41
3392.7-3396.4	13.89	49.71
3399.7-3403.2	6.62	23.71

Contributions by phase

Zones m	Qw res. m3/hr	Qo res. m3/hr	Qg res. m3/hr	W O G
3355.9-3358.4	0.00	5.00	0.00	
3359.9-3372.2	0.00	2.32	0.00	
3389.7-3392.0	0.00	0.11	0.00	
3392.7-3396.4	0.00	13.89	0.00	
3399.7-3403.2	0.00	6.62	0.00	

Figure III.7: Fiche de contributions et débits par zones du puits HTF

L'interprétation quantitative du profil de production PSP/DEFT montre que 73.41% de la production d'huile provient de l'intervalle 3392 – 3403m correspondant aux unités de production 2 et 3.

Puits HTFN7 :

Zones m	Qt res. m3/hr	Production %
3370.9-3374.4	4.00	15.89
3374.4-3389.7	2.71	8.28
3392.7-3396.4	13.62	50.71
3400.2-3404.0	7.89	24.71

Contributions by phase

Zones m	Qw res. m3/hr	Qo res. m3/hr	Qg res. m3/hr	■ W ■ O ■ G
3370.9-3374.4	0.00	4.00	0.00	
3374.4-3389.7	0.00	2.71	0.00	
3392.7-3396.4	0.00	13.62	0.00	
3400.2-3404.0	0.00	7.89	0.00	

Figure III.8: Fiche de contributions et débits par zones du puits HFFN7

Le profil de production PSP/DEFT du puits HTFN7 montre que 50,71% de la production provient de l'unité 2, tandis que 24,71% est produite à partir de l'unité 3, donc on constate que les 3/4 de la production d'huile provient de l'intervalle 3392 – 3404m correspondant aux unités de production 2 et 3.

Conclusion

L'analyse des profils de production et des contributions par phases a montré la présence de trois (3) intervalles producteurs qui se répètent dans l'ensemble des puits étudiés ce qui confirme les résultats obtenus par l'étude d'identification précédente.

L'ensemble du débit produit par ce réservoir ayant une épaisseur allant jusqu'à 100m provient seulement de la contribution des 3 intervalles producteurs qui ont une épaisseur globale de 25m. tandis que le reste du réservoir ne contribue que par 4 à 7 %.

On remarque aussi que les unités 2 et 3 sont responsables de la grande partie de la production.

1. Etude de la relation entre la productivité d'un puits et son implantation par rapport aux failles

L'observation du plan d'implantation des puits du champs Hassi Terfa par rapport à la carte structurale des failles, en plus du tableau de productivité des puits suivant les résultats DST a permis de noter les remarques suivantes:

La productivité de certains puits implantés dans des zones non affectés par des failles.

Tableau III.3: Débit de production de puits implantés loin des failles

Puits	Débit (m3)
HTF 20	6.8
HTF 4	4.4
HTF 8	9

D'un autre coté, l'analyse des résultats DST ont montrés l'existence de plusieurs puits secs dans des zones affectés par plusieurs failles ou implantés dans le plan d'une faille.

Tableau III.4: Emplacements des puits secs situés près des réseaux de failles

Puits	Position par rapport à la faille
HTF 9	A proximité
HTF 12	Entre 2 failles
HTF 13	Entre 2 failles
HTF 18	Entre 2 failles
HTF 21	Traverse la faille
HTF 22	Traverse la faille

Conclusion

La combinaison entre les résultats précédents nous permet de démentir l'existence d'une relation directe entre la productivité d'un puits et son implantation à proximité des phénomènes tectoniques (failles) dans ce champs, il est donc envisageable d'approfondir l'étude de ce scénario afin de confirmer sa crédibilité en s'appuyant sur d'autres techniques.

2.1 Analyse et Description des carottes :

Cette description se base sur l'observation et l'identification des fractures et leurs types ainsi que l'effet des changements de facies et de lithologie dans les intervalles précédemment identifié.

Puits HTF25 :

3421-3418m : niveau très compact composé de Quartzites gris à gris beige caractérisé par la présence d'un niveau d'argile, il présente des fissures colmatées remplies de silice et quelques joints stylolithiques

3418-3415m : niveau imprégné d'huile de couleur sombre, il est moyennement dur avec de grains moyens, aucune fracture n'est observée.

3410-3409m : niveau légèrement imprégné, on note la présence d'une fracture colmatée remplie de bitume.

3394-3392m : bords de grès à grains fins de couleur gris clair avec une prédominance de la silicification, on observe 2 petites fractures colmatées remplies de sidérite.

3382-3377m : Niveau imprégné qui présente un faciès moyennement dur avec des grains moyens. Aucune fractures ouvertes ou semi ouverte n'est observé, cependant quelques fissures remplies de silice ou de bitume dans l'intervalle moins imprégné.



Figure III.9: Photos carotte n°2, n°3 et n°4 du puits HTF25.

Puits HTFN7 :

3400m—3410m : Niveau légèrement imprégné, grains fins à moyens, fortement silicifié, on note la présence de quelques fractures colmatées par la silice et l'absence des fractures ouverte ou semi-ouverte.

3394.5--3397.5m : niveau fortement imprégné d'huile composé de grains fin à moyen, on note l'absence des fractures dans tout l'intervalle.

3368m—3378m : Niveau imprégné, légèrement silicifié, grains fins, ce niveau présente 2 fractures fermés remplies de silice.



Figure III.10: Photos carottes n°5 puits HTF



Figure III.11: Photos carottes n°3 du puits HTFN7

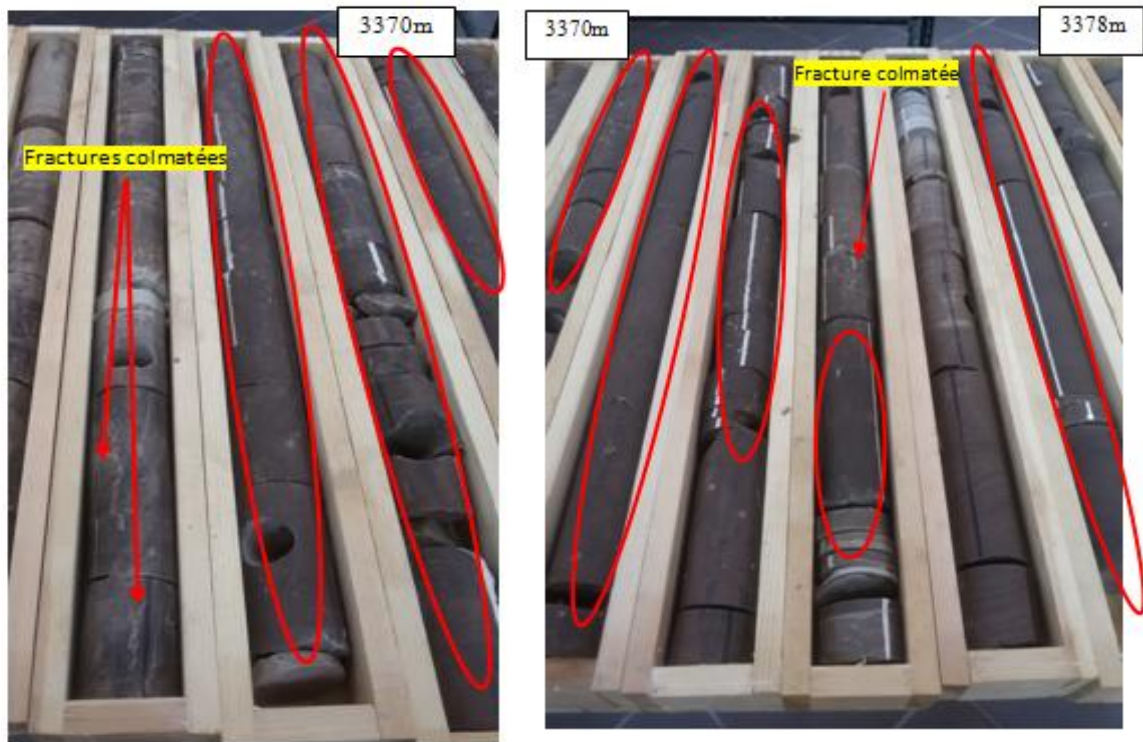


Figure III.12: Photos carottes n°2 puits HTFN7.

3420m --3422 m : niveau légèrement imprégné, grains moyens, présence des petites plages silicifiées, aucune fracture n'est motionnée dans ce niveau.

3437.6m –3438 m : niveau bien imprégné, grès moyen de couleur gris, on note l'absence des fractures dans cet intervalle.

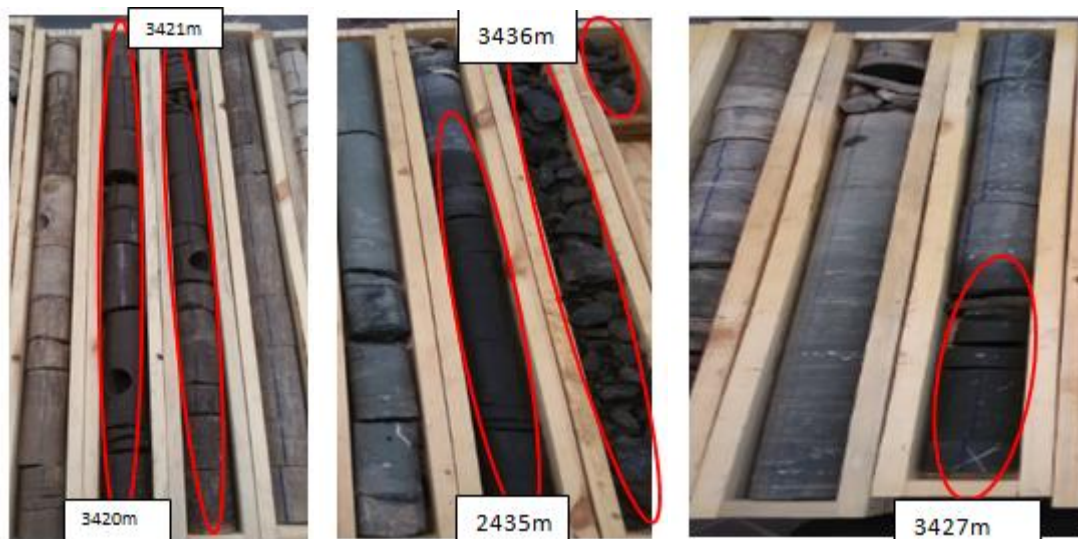


Figure III.13 :Photos carottes n°3 du puits HTF22.

Conclusion :

Les intervalles étudiés des trois puits montrent des niveaux de couleur sombre, il s'agit des dépôts de grès fins à moyen imprégnés par l'huile. dans notre cas d'étude le puits HTF25 et HTFN7 se caractérisent par des niveaux fortement imprégnés d'épaisseurs importantes, par contre le puits HTF22 est caractérisé par des niveaux imprégnés de faible épaisseur .

Un ensemble des fractures ont été trouvées par l'observation directe des carottes, ces fractures sont localisées dans des intervalles non imprégné ou légèrement imprégné. Cette observation montre que les fractures sont généralement remplies par la silice et parfois par la siderite ou bitume.

2.2 Imagerie de puits:**Puits HTF23**

Le traitement des résultats d'imagerie montre l'absence totale de toute fractures (ouverte, semi-ouverte, colmaté) dans les unités productrices de ce puits. La productivité de ces intervalles a été confirmée par un test PLT, ce qui dément le scénario de production par fracturation dans ce puits.

L'analyse des dépôts avec un filtre montre que les stratifications de type Crossbed coïncident avec les intervalles des unités productrices 2 et 3 confirmés par les résultats PLT. Cette remarque nous incite à étudier l'influence de ce type de dépôt dans l'amélioration des paramètres pétrophysiques et laisse envisager une autre hypothèse du régime de production.

Puits HTF1

Tableau III.5 :Recensement du nombre et types de fractures présentes dans les unités productrices du puits HTF1.

HTF1	High Amplitude	Mixed	Low Amplitude (ouverte)	Part Low Amplitude
3372-3380	0	1	1	3
3396-3399	0	0	1	1
3408-3414	0	2	1	2

Le puits HTF1 a fait l'objet d'une étude de fracturation qui l'a qualifié par des fractures ouvertes dominantes suivant les résultats statistiques: Les structures tectoniques identifiées

sont constituées par 114 fractures totales, Dont 82 fractures ouvertes, 4 fractures colmatées, 13 fractures partiellement ouvertes.

Le recensement du nombre de fractures ayant une influence dans la production est résumé dans le tableau, et ces résultats permettent de constater que le nombre de fractures présents dans les unités productrices est limité à 1 fracture ouverte par unité seulement, et que 92% des fractures sont concentrés hors des intervalles concernés.

Puits HTF25 :

Tableau III.6: Recensement du nombre et types de fractures présentes dans les unités productrices du puits HTF25

HTF1	High Amplitude	Mixed	Low Amplitude (ouverte)	Part Low Amplitude
3372-3380	0	1	1	3
3396-3399	0	0	1	1
3408-3414	0	2	1	2

Le tableau précédant présente le résumé d'une étude quantitative de l'abondance des types de fractures dans ce puits, ce rapport montre une faible présence des fractures dans les intervalles par rapport au reste du puits, ces fractures recensées présentent essentiellement de fractures

remplies colmatés dans les deux unités productrices sommitales. Avec la présence d'une seule fracture dans l'unité de bas.

L'utilisation du filtre de stratification Crossbed a permis d'identifier la répartition de ce type dans l'ensemble du réservoir.

On remarque que la disposition des stratifications obliques est associée aux sommets des unités productrices 2 et 3, ce qui peut mettre en valeur l'influence de ce phénomène dans la productivité.

HTF19

L'acquisition de l'imagerie par outil OMRI nous a permis d'identifier seulement 4 fractures de type Résistive en plus d'une seule fracture Conductive dans l'ensemble de l'intervalle carotté 3350-3418.3m qui englobe les 3 unités productrices.

On notera que seulement 2 fractures sont localisées dans un intervalle productif (l'unité productrice n1: 3364-3366m). Ces 2 fractures sont de type colmaté et se situent à la base de cette unité, on peut dire que le nombre et le type de ces fractures ne peuvent affecter le mode de production dans l'ensemble de ce puits.

Conclusion

On a fait recours aux techniques d'imagerie de puits dans le but de témoigner de la présence des fractures et de confirmer les résultats issus de l'analyse des carottes. De ce fait notre travail est fondé sur l'étude de fracturation dans les unités productrices, en plus de la détection des phénomènes liés à la stratification des dépôts.

Les résultats d'imagerie montrent une certaine abondance dans les fractures sur l'ensemble des puits étudiés, cependant, après l'analyse des résultats de notre travail qui s'est focalisé sur l'étude de ce phénomène sur les unités productrices.

On constate que ces résultats montrent que au contraire de l'ensemble de la hauteur du réservoir, les intervalles producteurs sont marqués par l'absence des fractures, fissures ou stylolithes dans la majeure partie, avec la présence parfois de quelques fractures colmatées d'un ciment résistive ou conducteur par profondeur.

L'analyse des résultats de dépôts indique la présence de stratifications obliques et quelques stratification "Cross-Bedding" qui sont associés aux unités productrices 2 et 3, cette remarque peut mettre en valeur l'influence des phénomènes de sédimentation et stratification dans la productivité de ces unités.

Conclusion Générale

Conclusion Générale :

L'étude menée sur le champ de Hassi Terfa, et plus particulièrement sur le réservoir des Quartzites de Hamra, avait pour objectif principal de réévaluer le modèle de production conventionnellement admis pour ce type de réservoir tight, à savoir une production essentiellement contrôlée par la présence de fractures naturelles.

L'analyse intégrée des données diagraphiques (logs classiques), des tests de production (PLT), des descriptions macroscopiques de carottes, des imageries de puits (OBMI, OMRI, Earth Imager) ainsi que des études sédimentologiques, pétrographiques et diagénétiques, a permis de dégager plusieurs résultats majeurs :

Identification de zones productrices corrélables Trois unités productrices principales ont été mises en évidence sur l'ensemble du champ. Ces unités présentent des caractéristiques pétrophysiques intéressantes (porosité > 6 % résistivité élevée) et se corrélaient du nord au sud, malgré une diminution d'épaisseur et de qualité vers le sud.

Contribution effective limitée à certaines zones : Les profils PLT ont confirmé que la quasi-totalité de la production (plus de 90 %) provient uniquement de ces trois intervalles, dont l'épaisseur cumulée n'excède pas 25 mètres, tandis que le reste de la colonne réservoir (près de 75 mètres) ne contribue que très marginalement.

Absence de relation directe entre productivité et fracturation : Contrairement à l'hypothèse initiale, les puits productifs ne sont pas systématiquement associés à la proximité de failles. Des puits éloignés de tout accident tectonique montrent des débits significatifs, tandis que des puits situés sur des zones fortement fracturées se sont révélés secs.

Rôle limité des fractures dans les intervalles producteurs L'examen détaillé des carottes et des images de paroi a montré que les intervalles producteurs sont pratiquement dépourvus de fractures ouvertes ou semi-ouvertes. Les rares fractures observées sont généralement colmatées par de la silice, de la sidérite ou du bitume, et ne participent donc pas à l'amélioration de la perméabilité.

Influence probable des structures sédimentaires La présence récurrente de stratifications obliques (cross-bedding) dans les unités productrices 2 et 3 suggère que la productivité pourrait être liée à des variations sédimentologiques et diagénétiques favorables, plutôt qu'à une tectonique fracturante.

Conclusion Générale

En définitive, l'hypothèse d'une production dominée par la fracturation naturelle dans le réservoir des Quartzites de Hamra à Hassi Terfa n'est pas confirmée par les données disponibles. Les résultats obtenus plaident en faveur d'un modèle alternatif où la qualité réservoir est principalement contrôlée par des facteurs sédimentaires (faciès, figures de courant) et diagénétiques (préservation ou altération de la porosité), les fractures ne jouant qu'un rôle accessoire, voire négligeable.

Recommandations

Au vu de ces conclusions, plusieurs recommandations peuvent être formulées Réorienter les stratégies de développement La caractérisation des futurs puits doit prioriser l'identification des trois unités productrices par diagraphies classiques et imagerie, plutôt que le ciblage systématique des zones faillées.

Approfondir les études sédimentologiques et diagénétiques Une meilleure compréhension des hétérogénéités internes du réservoir (stratifications, cimentations, dissolutions) permettrait d'optimiser la localisation des puits et la récupération des hydrocarbures.

Étendre cette approche aux champs voisins Les résultats obtenus à Hassi Terfa pourraient être comparés avec ceux d'autres champs de la périphérie de Hassi Messaoud (Hassi Dzaabat, Hassi Guettar) afin de valider ou non l'existence d'un modèle de production similaire.

Utiliser systématiquement les PLT et l'imagerie Ces outils se sont révélés indispensables pour discriminer les intervalles réellement contributeurs et pour infirmer certaines hypothèses structurales préétablies.

Ainsi, ce travail de master apporte une contribution utile à la connaissance des réservoirs compacts du Sahara algérien et souligne l'importance d'une approche multidisciplinaire pour lever les incertitudes sur les mécanismes de production dans ce type de gisement.

Références bibliographiques

Références bibliographiques:

- [1]. Aguilera, R. (1995). Naturally Fractured Reservoirs. PennWell Publishing Company.
- [2]. Economides, M. J., & Nolte, K. G. (2000). Reservoir Stimulation. John Wiley & Sons.
- [3]. Holditch, S. A. (2006). Tight Gas Sands. Journal of Petroleum Technology, 58(06), 86–93.
- [4]. Nelson, R. A. (2001). Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. Gulf Professional Publishing.
- [5]. Beicip-Franlab, 2007. Caractérisation et Evaluation des Réservoirs Ordoviciens du Pourtour de Hassi Messaoud.
- [6]. Naïk.G.C, 2002. «Tight Gas Reservoirs - An Unconventional Natural Energy Source for the Future».
- [7]. SH/ CRD - Cartothèque centrale HMD, 2018. «Photo de la carotte Quartzite de Hamra des puits HGA26 et HGA32».
- [8]. Connaissance des énergies, 2015. «Formation du pétrole», www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/formation-du-petrole.
- [9]. Total, 2011. «Chart of Variation in permeability according to the nature of the rock». U.S. Geological Survey, Fact Sheet 0113-01.

الملخص:

تركز هذه الدراسة على مكن كوارتزيت الحمرا في حقل حاسي طرفة بالجزائر وهو مكن محكم يتميز بنفاذية منخفضة جداً هدفت الدراسة إلى التحقق مما إذا كان الإنتاج البترولي مرتبطاً حصرياً بوجود التشققات الطبيعية. من خلال إعادة تقييم سجلات الآبار وتحليل صور جدران الآبار ووصف العينات اللبية وتفسير سجلات الإنتاج تم تحديد ثلاث وحدات إنتاجية رئيسية تمثل أكثر من 90٪ من إنتاج الحقل أظهرت النتائج عدم وجود علاقة مباشرة بين إنتاجية المكن وقربه من الصدوع. كما تبين أن معظم التشققات المرصودة مغلقة ومملوءة بالمعادن، وغير موجودة داخل الفترات المنتجة. في المقابل، ترتبط المناطق المنتجة غالباً بوجود تراكيب رسوبية من نوع التطبيق المتقاطع. وبناءً على ذلك، تم رفض فرضية أن الإنتاج يتحكم فيه وجود التشققات الطبيعية فقط، واقترح نموذج تفسيري بديل يعتمد على عدم التجانس الرسوبي باعتباره العامل الرئيسي المتحكم في الإنتاج داخل المكن.

Résumé:

Ce travail porte sur la valorisation de déchets agricoles algériens pour la préparation de biochars Cette étude se concentre sur le réservoir compact des Quartzites de Hamra à Hassi Terfa (Algérie), caractérisé par une très faible perméabilité. L'objectif était de déterminer si la production est uniquement contrôlée par les fractures naturelles. L'analyse des diagraphies, des images de puits, des carottes et des profils de production a permis d'identifier trois principales unités productrices représentant plus de 90 % de la production du champ. Les résultats montrent qu'il n'existe pas de relation directe entre la productivité et la proximité des failles. De plus, les fractures observées sont souvent colmatées et absentes dans les intervalles les plus productifs. Les zones productrices sont fréquemment associées à des stratifications obliques (cross-bedding). L'hypothèse d'une production exclusivement liée à la fracturation naturelle est donc rejetée au profit d'un modèle basé sur l'hétérogénéité sédimentaire.

Mots-clés :

Abstract

This study focuses on the Hamra Quartzites tight reservoir in Hassi Terfa, Algeria, characterized by extremely low permeability. The objective was to determine whether production is controlled solely by natural fractures. Through log re-evaluation, borehole image analysis, core description, and production log interpretation, three main productive units were identified, accounting for more than 90% of the field's production. The results reveal no direct relationship between productivity and fault proximity. Furthermore, most observed fractures are sealed and absent within productive intervals. Productive zones are commonly associated with cross-bedded sedimentary structures. Therefore, the hypothesis that production is exclusively controlled by natural fracturing is rejected, and an alternative model based on sedimentary heterogeneity is proposed.