

République Algérienne Démocratique et Populaire



Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou

Faculté des Sciences Biologiques et des Sciences Agronomiques Département des Sciences Géologiques

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme de

MASTER EN GEOLOGIE

Option : Géologie des bassins sédimentaires

Thème:

Découpage séquentiel, évaluation pétro-physique et fracturation hydraulique des réservoirs compacts (Tight) de l'Ordovicien du bassin de l'Ahnet (Région d'Oued Tisa-Araret et Djebel Mouima Sud, Ahnet central)

Réalisé par : LEHARANI Yazid

RAHIM Kahina

Soutenu publiquement le 29/01/2020 devant le jury composé de :

Président :

M^r. KARDACHE R.

MCA, UMMTO

Promoteur:

M^r. AHMED ZAID I.

MCA, UMMTO

Co-promoteur:

M^r. BENYOUCEF A.

Ingénieur pétrophysicien, SONATRACH

Examinateur:

M^r. BRAHMI B.

MAA, UMMTO

Année universitaire: 2018 - 2019



République Algérienne Démocratique et Populaire



Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou

Faculté des Sciences Biologiques et des Sciences Agronomiques Département des Sciences Géologiques

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme de

MASTER EN GEOLOGIE

Option : Géologie des bassins sédimentaires

Thème:

Découpage séquentiel, évaluation pétro-physique et fracturation hydraulique des réservoirs compacts (Tight) de l'Ordovicien du bassin de l'Ahnet (Région d'Oued Tisa-Araret et Djebel Mouima Sud, Ahnet central)

Réalisé par : LEHARANI Yazid

RAHIM Kahina

Soutenu publiquement le 29/01/2020 devant le jury composé de :

Président :

M^r. KARDACHE R.

MCA, UMMTO

Promoteur:

M^r. AHMED ZAID I.

MCA, UMMTO

Co-promoteur:

M^r. BENYOUCEF A.

Ingénieur pétrophysicien, SONATRACH

Examinateur:

M^r. BRAHMI B.

MAA, UMMTO

Année universitaire: 2018 - 2019

Remerciements

Tout d'abord nous remercions notre Dieu de nous avoir donné le courage et la force pour réaliser ce modeste travail.

Nous tenons à exprimer notre plus profonde gratitude à notre promoteur M^r . AHMED ZAID I., pour son encadrement durant la réalisation de ce mémoire.

Nos remerciements les plus sincères s'adressent également à M^r. BENYOUCEF A. notre encadreur au niveau de la Division Exploration de la SONATRACH.

Nous remercions M^r. KARDACHE R. d'avoir accepté de présider le jury; nous remercions également M^r. BRAHMI B. d'avoir accepté d'examiner notre travail.

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

Résumé:

Le bassin de l'Ahnet est situé dans la partie Sud-ouest du Sahara Algérien. Il fait partie de la province occidentale de la plate forme saharienne. Du point de vue structural, le bassin de l'Ahnet est subdivisé en trois parties, qui sont : l'Ahnet occidental, l'Ahnet central et l'Ahnet oriental. La série du Paléozoïque de ce bassin renferme plusieurs niveaux réservoirs dont la plupart sont considérés comme Tight (compacts). Les réservoirs compacts d'âge Ordovicien constituent l'objet de notre étude qui est basée essentiellement sur les enregistrements diagraphiques obtenus dans trois puits (**P1**, **P2** et **P3**) situés dans la région de Djebel Mouima Sud et Oued Tesa-Araret au sud du périmètre Tidikelt sur le bloc 338a au niveau de l'Ahnet central.

L'application de la stratigraphie séquentielle fondée essentiellement sur la réponse diagraphique Gamma Ray nous a permis d'identifier les différentes séquences et leurs cortèges sédimentaires des séries ordoviciennes et de réaliser un profil de corrélation entre les trois puits.

Les résultats pétro-physiques obtenus par l'exploitation des données diagraphiques montrent que les réservoirs ordoviciens présentent un intérêt pétrolier avec toutefois des paramètres pétro-physiques médiocres, ce qui nous a conduits à envisager le recours à un procédé de stimulation par fracturation hydraulique après avoir effectué une étude des propriétés géo-mécaniques de ces réservoirs.

Mots clés: Ahnet, Ordovicien, Compact, Stratigraphie Séquentielle, Paramètres Pétrophysique, Géo-mécanique, Fracturation hydraulique.

Abstract:

The Ahnet basin is situated in the South-Western part of the Algerian Sahara. It is a part of the western province of the Saharan platform. From a structural point of view, the Ahnet Basin is subdivided into three parts, which are: West Ahnet, Central Ahnet and East Ahnet. The Paleozoic series of this basin contains several reservoir levels, most of which are considered Tight (compacts). The compact reservoirs of Ordovician constitute the object of our study, which is essentially based on logging records obtained in three wells (**P1**, **P2** and **P3**) located in the region of Southern Djebel Mouima and Oued Tesa-Araret in the south of Tidikelt perimeter on block 338a at central Ahnet.

The application of the sequential stratigraphy essentially based on the Gamma Ray log responce allowed us to identify the different sequences and their systems tracts of the Ordovician series and to achieve a correlation profile between the three wells.

The petro-physical results obtained by exploiting log data show that the Ordovician reservoirs are of petroleum interest with however, poor petro-physical parameters, which led us to consider the use of a stimulation process by hydraulic fracking after carrying out a study of the geo-mechanical properties of these reservoirs.

Keys words: Ahnet, Ordovician, Compact, Sequential Stratigraphy, Petro-physical Parameters, Geo-mechanical, Hydraulic fracking.

SOMMAIRE

Liste des figures	
Liste des tableaux	
Liste des abréviations et symboles	
Introduction générale	1
Chapitre I : Présentation du bassin de l'Ahnet	
I- Situation du bassin de l'Ahnet	2
I-1- Situation géographique	2
I-2- Situation géologique.	2
II-Aspect géologique	3
III- La lithostratigraphie du bassin de l'Ahnet	
III-1- Le substratum	
III-1-1- Le socle	
III-1-2- La série intermédiaire ou la série pourprée de l'Ahnet	
III-2- Le Paléozoïque	
III-2-1- Le Cambro-Ordovicien	5
III-2-2- Le Silurien.	6
III-2-3-Le Dévonien.	6
III-2-4- Le Carbonifère	7
III-3- Le Mésozoïque.	7
IV- Aperçu structural	9
V- Systèmes pétroliers	10
V-1- Roches mères	11
V-2- Roches réservoirs.	
V-3- Roches couvertures.	12
V-4- Les pièges	12
VI- Conclusion.	12
Chapitre II : Diagraphies notions de pétro-physique	
I- Les Diagraphies	
I-1- But des diagraphies	
I-2- Les Paramètres influençant les mesures.	
I-3- Classifications des diagraphies	
I-3-1- Diagraphies Nucléaires	
I-3-1-1- La radioactivité naturelle ou Gamma Ray	
I-3-1-2- Diagraphies de densité (Gamma-Gamma)	
I-3-1-3- Diagraphie de Neutrons	
I-3-2- Diagraphies acoustiques (Log sonique)	
I-3-3- Les Diagraphies Electriques.	
I-3-3-1- Les diagraphies de résistivité	19

I-3-4- Les Diagraphies auxiliaires	21
I-3-4-1- Le diamètreur ou Caliper	21
I-4- Le rayon d'investigation des différents outils de diagraphies	22
II- Notions de pétro-physique	23
II-1- La composition de la roche	23
II-1-1- La matrice	23
II-1-2- Les grains	23
II-1-3- Le ciment	23
II-1-4- Les argiles	23
II-1-5- Les fluides	24
II-2- Les paramètre pétro-physiques des roches	24
II-2-1- La porosité (Φ)	24
II-2-1-1- Les différents types de porosité	24
II-2-1-2- Méthodes du calcul des différentes porosités	25
II-2-1-2-1- Méthodes directes.	25
II-2-1-2-2- Méthodes indirectes.	25
II-2-2- La perméabilité (k)	27
II-2-2-1- Types de perméabilités	27
II-2-2-Classes des perméabilités	28
II-2-2-3- Mesure de la perméabilité	28
II-2-2-3-1- Mesure directe	28
II-2-2-3-2- Mesure indirect	28
II-2-3- La résistivité	29
II-2-3-1- Détermination de la résistivité de la formation (Rt)	29
II-2-3-2- Détermination de la résistivité de l'eau de formation (Rw)	29
II-2-4- La Saturation.	29
II-2-4-1- Saturation en eau et en hydrocarbures	29
II-2-4-2- Estimation de la saturation en eau dans les formations propres	30
II-2-4-3- Estimation de la saturation en eau dans le cas de présence des arg	giles dans le
réservoir	30
Chapitre III : Découpage séquentiel et corrélation entre pui	its
I-Introduction	31
II- Description de la région d'étude.	
II-1- Présentation du Puits P1	
II-2- Présentation des puits P2 et P3.	
III- Concepts de stratigraphie séquentielle.	
III-1- Notions de base de la stratigraphie séquentielle	
III-1-1- L'espace d'accommodation.	
III-1-2- Les unités de la stratigraphie séquentielle	
III-1-2-1- La Séquence	
III-1-2-2- La paraséquence	
III-1-2-3- Les cortèges sédimentaires.	
111 1 2 0 200 00100500 00011101111111001111111111	

II-2- Notions d'électro-facies et d'électro-séquence. Y- Découpage séquentiel de l'Ordovicien et corrélation entre les trois puits à parti réponses diagraphiques du signal Gamma Ray (GR). IV-1- Identification des séquences de dépôt. V-2- Découpage lithologique. V-3- Profil de corrélation entre les trois puits. Conclusion. Chapitre IV: Évaluation pétro-physique des réservoirs ordoviciens ntroduction. Les diagraphies enregistrées. I- Les étapes d'interprétation des diagraphies. III-1-1- Délimitation des zones réservoirs. III-1-2- Identification de la lithologie. III-1-3- Détermination du type de distribution des Argiles. III-1-4- Détermination des paramètres matriciels. III-2-1- Détermination de la résistivité de l'eau de formation «Rw».	r de 4 4 4 5
7- Découpage séquentiel de l'Ordovicien et corrélation entre les trois puits à parti réponses diagraphiques du signal Gamma Ray (GR)	r de 40 4 4 5
réponses diagraphiques du signal Gamma Ray (GR). IV-1- Identification des séquences de dépôt. V-2- Découpage lithologique. V-3- Profil de corrélation entre les trois puits. Conclusion. Chapitre IV : Évaluation pétro-physique des réservoirs ordoviciens introduction. Les diagraphies enregistrées. I- Les étapes d'interprétation des diagraphies. III-1- Interprétation qualitative. III-1-1- Délimitation des zones réservoirs. III-1-2- Identification de la lithologie. III-1-3- Détermination du type de distribution des Argiles. III-1-4- Détermination des paramètres matriciels. III-1-2- Interprétation quantitative.	40 42 43 5
V-1- Identification des séquences de dépôt. V-2- Découpage lithologique. V-3- Profil de corrélation entre les trois puits. Conclusion. Chapitre IV : Évaluation pétro-physique des réservoirs ordoviciens ntroduction. Les diagraphies enregistrées. I- Les étapes d'interprétation des diagraphies. III-1- Interprétation qualitative. IIII-1-2- Identification des zones réservoirs. IIII-1-2- Identification du type de distribution des Argiles. IIII-1-4- Détermination des paramètres matriciels. III-1-2- Interprétation quantitative.	4 4 5
V-2- Découpage lithologique. V-3- Profil de corrélation entre les trois puits. Conclusion. Chapitre IV : Évaluation pétro-physique des réservoirs ordoviciens introduction. Les diagraphies enregistrées. I- Les étapes d'interprétation des diagraphies. III-1- Interprétation qualitative. III-1-1 Délimitation des zones réservoirs. III-1-2- Identification de la lithologie. III-1-3- Détermination du type de distribution des Argiles. III-1-4- Détermination des paramètres matriciels. III-1-1 Interprétation quantitative.	4
V-3- Profil de corrélation entre les trois puits. Conclusion. Chapitre IV : Évaluation pétro-physique des réservoirs ordoviciens ntroduction. Les diagraphies enregistrées. I- Les étapes d'interprétation des diagraphies. III-1- Interprétation qualitative. III-1-2- Identification de la lithologie. III-1-3- Détermination du type de distribution des Argiles. III-1-4- Détermination des paramètres matriciels. III-1-2- Interprétation quantitative.	5
Chapitre IV: Évaluation pétro-physique des réservoirs ordoviciens Introduction Les diagraphies enregistrées II- Les étapes d'interprétation des diagraphies III-1- Interprétation qualitative III-1-1- Délimitation des zones réservoirs III-1-2- Identification de la lithologie III-1-3- Détermination du type de distribution des Argiles III-1-4- Détermination des paramètres matriciels III-1-1- Interprétation quantitative	5
Introduction. Les diagraphies enregistrées. I- Les étapes d'interprétation des diagraphies. III-1- Interprétation qualitative. III-1-1- Délimitation des zones réservoirs. III-1-2- Identification de la lithologie. III-1-3- Détermination du type de distribution des Argiles. III-1-4- Détermination des paramètres matriciels. III-2- Interprétation quantitative.	
Introduction. Les diagraphies enregistrées. I- Les étapes d'interprétation des diagraphies. III-1- Interprétation qualitative. III-1-1- Délimitation des zones réservoirs. III-1-2- Identification de la lithologie. III-1-3- Détermination du type de distribution des Argiles. III-1-4- Détermination des paramètres matriciels. III-2- Interprétation quantitative.	
I- Les étapes d'interprétation des diagraphies III-1- Interprétation qualitative III-1-Délimitation des zones réservoirs III-1-2- Identification de la lithologie III-1-3- Détermination du type de distribution des Argiles III-1-4- Détermination des paramètres matriciels III-2- Interprétation quantitative	
I- Les étapes d'interprétation des diagraphies III-1- Interprétation qualitative III-1-Délimitation des zones réservoirs III-1-2- Identification de la lithologie III-1-3- Détermination du type de distribution des Argiles III-1-4- Détermination des paramètres matriciels III-2- Interprétation quantitative	
III-1- Interprétation qualitative. III-1-1- Délimitation des zones réservoirs. III-1-2- Identification de la lithologie. III-1-3- Détermination du type de distribution des Argiles. III-1-4- Détermination des paramètres matriciels. II-2- Interprétation quantitative.	
III-1-1- Délimitation des zones réservoirs. III-1-2- Identification de la lithologie. III-1-3- Détermination du type de distribution des Argiles. III-1-4- Détermination des paramètres matriciels. II-2- Interprétation quantitative.	
III-1-2- Identification de la lithologie. III-1-3- Détermination du type de distribution des Argiles	
III-1-3- Détermination du type de distribution des Argiles	
III-1-4- Détermination des paramètres matriciels	
II-2- Interprétation quantitative	
III-2-2- Détermination des paramètres d'argile	
III-2-3- Détermination du volume d'argile (V _{sh})	
III-2-4- Calcul des différentes porosités (Φ s, Φ d, Φ n et Φ u) et de la saturation en	
« S _w »	
II-3- Résultats de l'interprétation des diagraphies	
II-4- Conclusion.	
- Résultats d'interprétation des données diagraphiques faites avec le log	
TechLog (Quanti-Elan).	
Analyse pétro-physique des carottes.	
- Test de formation DST (Drill Stem Test).	
I- Conclusion.	
Chapitre V : Géo-mécanique et fracturation hydraulique	
Notions de géo-mécanique	7
-1- Les contraintes	
-2- Orientation des Contraintes.	
-3- Notion de déformation	
-4- Régime de stress	
-5- Propriétés mécaniques des roches.	
I-5-1- Le module de Young (E)	7
I-5-2- Le coefficient de Poisson (v)	
	7
I-5-3- Le module volumétrique ou Bulk Modulus (K)	

I-6- Chronologie d'une étude géo-mécanique	74
II- La Fracturation hydraulique	76
II-1- Définition de la fracturation hydraulique	76
II-2-But de la fracturation Hydraulique	76
II-3- Principe de la fracturation hydraulique	77
II-4- Critères de sélection des puits candidats à la fracturation hydraulique	77
II-5- Equipement de la fracturation hydraulique	78
II-5-1- Equipements de Chantier	78
II-5-2- Fluide de fracturation	79
II-6- Chronologie d'une opération de fracturation hydraulique	80
II-7- Forme et orientation de la fracture	81
II-8- Les étapes de la fracturation hydraulique	82
II-9- Traitement des eaux utilisées durant l'opération de la fracturation hydraulique	84
III- Conclusion	84
Cas pratique: Fracturation hydraulique du puits P2	
I- Etude de faisabilité.	85
I-1- Architecture du puits	85
I-2- Qualité de la cimentation du puits P2	
I-3- Conclusion.	
II- Etude géo-mécanique	88
II-1- Orientation des contraintes horizontales	
II-2- Etude géo-mécanique à partir des diagraphies	89
II-3- Discussion des résultats obtenus.	
II-4- Etude géo-mécanique effectuée par la société de service Schlumberger	92
II-5- Les résultats obtenus par Schlumberger	93
II-6- Comparaison des résultats obtenus par les deux méthodes	94
III- L'opération de la fracturation hydraulique du puits P2	94
III-1- Perforation	94
III-2- Design FRAC	94
III-3- Déroulement de l'opération	
III-3-1- Test d'injectivité (Break down test)	94
III-3-2- Data FRAC (Mini Frac)	97
III-3-3- Thermométrie	99
III-3-4- Traitement principal (Main FRAC)	99
III-3-5- Situation post-stimulation.	101
III-3-5-1- Géométrie de la fracture réalisée	
III-3-5-2- Résultats Post Frac	101
VI- Conclusion	
Conclusion générale	102

Références bibliographiques

Annexes

LISTE DES FIGURES

Chapitre I : Présentation du bassin de l'Ahnet

Figure I-1 : Situation géographique du bassin de l'Ahnet	3
Figure I-2 : Coupes géologiques Ouest-Est et Nord-Sud du bassin de l'Ahnet	3
Figure I-3: Synthèse lithostratigraphique et géodynamique du bassin de l'Ahnet, avec	e les
principaux complexes pétrogazifères associés	8
Figure I-5 : Schéma structural du bassin de l'Ahnet	10
Chapitre II : Diagraphies notions de pétro-physique	
Figure II-1 : Schéma de l'outil Gamma Ray et exemple du log enregistré avec en face	d'un
réservoir	14
Figure II-2 : Schéma des interactions des rayons Gamma avec les atomes de	e la
formation	15
Figure II-3 : Schéma de l'outil LDT et exemple d'enregistrement et d'interpréta	
lithologique du signal	
Figure II-4 : Schéma de principe de la sonde neutrons	17
Figure II-5 : Schéma de la sonde CNL et exemple d'enregistrement et d'interpréta	ation
lithologique du signal	17
Figure II-6 : Schéma de principe de l'outil sonique	18
Figure II-7 : Schéma de principe de la sonde sonique BHC et exemple de log enregistré	19
Figure II-8 : Schéma de la sonde Dual Latérolog	20
Figure II-9 : Schéma de principe de l'outil Inductolog	20
Figure II-10: Fonctionnement d'un microdispositif	21
Figure II-11 : Différents types de diamétreurs.	22
Figure II-12: Rayon d'investigation des différents outils de diagraphies	22
Figure II-13 : Les trois modes de répartition des argiles dans la roche	24
Figure II-14 : La perméabilité en fonction de la texture de la roche	27
Figure II-15 : Principe de mesure de la perméabilité au laboratoire	28
Chapitre III : Découpage séquentiel et corrélation entre puits	
Figure III-1: Localisation de la structure de Oued Tisa-Araret et du Djebel Mouima Su	
des puits étudiés (P1, P2 et P3)	
Figure III-2 : Coupe géologique SW-NE passant par le puits P1	
Figure III-3 : Coupes sismiques orientée N-S et W-E passants par les puits P2 et P3	
Figure III-4 : Coupe sismique orientée NNW-SSE passant par les puitsP1, P2 et P3	
Figure III-5 : La stratigraphie séquentiel dans le contexte de la reche	
interdisciplinaire	
Figure III-6: Architectures stratigraphiques en fonction des variat	
d'accommodation	35

Figure III-7: Séquences, cortèges sédimentaires et surfaces stratigraphiques définies en
relation avec les courbes du niveau marin et la transgression –
régression
Figure III-8: Classification des électroséquences d'après la forme des courbes de Gamma
Ray
Figure III-9 : Signature diagraphique des Quartzites de Hamra
Figure III-10 : Signature diagraphique des Grès de Ouargla
Figure III-11: Signature diagraphique en forme de cloche des Argiles d'Azel et Tiferouine
Figure II-12 : Signature diagraphique en forme d'entonnoir des Grès de Oued Saret43
Figure III-13: Signature diagraphique en forme de cloche des argiles Micro-
conglomératiques
M'Kratta
Figures III-15: Synthèse de l'analyse séquentielle des trois puits (P1, P2 et P3)
Figure III-16 : Profil de corrélation NNW - SSE passant par les trois puis (P1, P2 et P3) montrant l'architecture des séries ordoviciennes dans la zone étudiée49
Figure III-17 : Schéma synthétique de la chronologie de dépôt des formations ordoviciennes
dans la région étudiée
dans la region étudiée
Chapitre VI : Évaluation pétro-physique des réservoirs ordoviciens
Figure IV-1: Détermination de la valeur du GR cut-off graphiquement
Figure IV-3 : Identification du type de distribution des argiles à partir de cross-plot (Φn – Φd) pour les puits (P1, P2 et P3) au niveau du réservoir ordovicien56
Figure IV-4: Détermination de la densité de la matrice (ρma) à partir du cross-plot (Rt,
ρb)
Figure IV-5 : Détermination du temps de transit de la matrice (ΔTma) à partir du cross-plot
$(Rt, \Delta T)$
Figure IV-6 : Détermination de la résistivité de l'eau de formation Rw par la méthode
graphique (Abaque GEN-9 de Schlumberger)
Figure II-10: Estimation du V_{sh} à partir du Gamma Ray
Figure IV-7: Elan du puits P1
Figure IV-7: Elan du puits P2
Figure IV-7: Elan du puits P3
Chapitre V : Géo-mécanique et fracturation hydraulique
Figure V-1: Orientation des trois contraintes (σ_{v} , σ_{h} et σ_{H})
Figure V-2: Les Différents Régimes de Stress Selon le Contexte Tectonique
Figure V-3: Déformation selon un axe de contrainte d'un cylindre
Figure V-4: Déformations latérale et axiale suite à une compression

Figure V-5 : Compression volumétrique d'une roche sous une tension hydrostatique	74
Figure V-6: Déformation par cisaillement d'un corps matériel	74
Figure V-7: Flux de données d'une Etude Géo-mécanique	75
Figure V-8: Fracturation hydraulique dans un forage vertical et horizontal	76
Figure V-9 : Schéma de principe de la fracturation hydraulique	77
Figure V-10: Equipements de Fracturation Hydraulique	78
Figure V-11: Composition volumétrique d'un fluide de fracturation	79
Figure V-12 : Différentes tailles de proppant	80
Figure V-13: Processus de la fracturation hydraulique	81
Figure V-14: Forme et orientation de la fracture suivant les contraintes	81
Figure V-15: Dimensions d'une Fracture	81
Figure V-16: Organigramme des étapes de la fracturation hydraulique	82
Figure V-17: Diagramme des tubages pour le puits P2	86
Figure V-18: Orientation des axes de rupture	88
Figure V-19: Orientation des contraintes horizontales selon WSM	88
Figure V-21 : Profil de stress et propriétés élastiques du réservoir ordovicien au	u puits
P2	91
Figure V-21: Propriétés élastiques et profil de stress du réservoir ordovicien au puits P	293
Figure V-22: Test d'injectivité du puits P2	95
Figure V-23 : Détermination de la pression de fermeture Pcl dans le cas du test d'inje	ectivité
en utilisant la fonction G de Nolte	96
Figure V-24: Data FRAC du puits P2	97
Figure V-25 : Détermination de la pression de fermeture Pcl dans le cas du test Data	FRAC
en utilisant la fonction G de Nolte	98
Figure V-26: Log de Température du puits P2	99
Figure V-27: Main FRAC du puits P2	100
Figure V-28 : Géométrie et conductivité de la fracture engendrée	

LISTE DES TABLEAUX

		,					
Charita	~ T/T	A True lucation	64 l		J ~ ~		and arrial area
Chabitr	e vi	: Évaluation	- Detro-br	ivsiaue	aes	reservoirs	orgoviciens
CIII PILI			PCC P	-,, >===================================			01 00 110101

Tableau IV-1: Les valeurs du GR cut-off pour les puits P1, P2 et P3	52
Tableau IV-2 : Paramètres matriciels et paramètres du fluide de forage	57
Tableau IV-3 : Les valeurs de Rw obtenues à partir de l'abaque GEN-9	60
Tableau IV-4: Les paramètres d'argile	61
Tableau IV-5 : Résultats de l'interprétation des diagraphies pour le puits P1	
Tableau IV-6 : Résultats de l'interprétation des diagraphies pour le puits P2	
Tableau IV-7 : Résultats de l'interprétation des diagraphies pour le puits P3	
Tableau IV-8 : Résultats des mesures pétro-physiques des carottes prélevées au 1 puits P1	niveau du
Tableau IV-9 : Description lithologique et pétro-physique des carottes prélevées a	
du puits P2	69
Tableau IV-10 : Résultats du test DST au niveau du réservoir Ordovicien	70
Chapitre V : Géo-mécanique et fracturation hydraulique	
Tableau V-1 : Evaluation de la qualité de cimentation du puits P2	87
Tableau V-2 : Formules Empiriques utilisées pour le calcul des paramètres dynamiques du réservoir	-
Tableau V-3: Quelques valeurs des principaux paramètres élastique du réservoir o	rdovicien
du puits P2	90
Tableau V-4 : Résultats des principaux paramètres élastiques du réservoir Ordo puits P2 obtenus par Schlumberger	vicien du

LISTE DES ABREVIATIONS ET SYMBOLES

AA+T: Agiles d'Azzel et Tiferouine

AEG: Argiles d'El Gassi

AMC: Argiles Micro-Conglomératiques

API : American Petroleum Institute **bbl :** Baril (1bbl = 158,987 litres) **BHISIP :** Pression instantanée de

fermeture de fond

BHP: Pression du fondbpm: Baril par minute.CBL: Cement Bond LogDMK: Dalle de M'KrattaDST: Drilling Stem Test.

DTC: Temps de transit de l'onde sonique

compressive.

DTS: Temps de transit de l'onde sonique

cisaillante.

E: Module de Young.

 \mathbf{E}_{dyn} : Module de Young Dynamique.

E_{stat}: Module de Young Statique

f: fluide (ou boue)

FG: Gradient de fracturation **Frac**: Fracturation Hydraulique.

ft: feet (1ft = 0.304 m)

G: Module de cisaillement.

gal: Gallon (1Gal = 3,785 litres)

GEA: Grès d'El Atchane **GEG**: Grès d'El Goléa

GL: Gradient Litho-statique

GO: Grès de Ouargla

GOS: Grès de Oued Saret

GR: Gamma Ray **h**: profondeur.

HST : Cortège de haut niveau

IH: Indice d'Hydrogène

ISIP: Pression instantanée de fermeture.

k : Perméabilité.K : Bulk Modulus.

lbs : Pounds (1pound = 0,454 kg)

LST: Cortège de bas niveau

ma: matrice

max: maximum (ou maximale)

mD: milliDarcy

Mev: Mégaélectronvolt

min: minimum (ou minimale)

moy: moyen (ou moyenne)

MFS: Surface d'inondation maximale Mpsi: Millions psi. (1 Mpsi = 68 kbars) MRS: Surface de régression maximale

mv: Millivolt

OBP: Over Burden Pressure. **Pcl**: Pression de fermeture

Pnet: Pression nettePp: Pression des pores.

ppa : Proppant added per gallonpsi : Pounds per square inch

QH : Quartzites De Hamra.

Rsh : Résistivité des argiles

Rt: Résistivité de la formation

Rw: Résistivité de l'eau de formation

 $\mathbf{R}\mathbf{x}_0$: Résistivité de la zone lavée

Sb : Limite de séquence

Séq.: Séquence **sh**: Argila

sh: Argile

Shc: Saturation en hydrocarbures

SISIP: Pression instantanée de fermeture

de surface

S_w: Saturation en Eau.TST: Cortège transgressifVDL: Variable Density Log.

 V_{sh} : Volume d'argile

v : Coefficient de Poisson.

 σ_h : Contrainte Minimale Horizontale. σ_H : Contrainte Maximale Horizontale.

 $\sigma_{\rm v}$: Contrainte Verticale.

Φ: Porosité.

Φd : Porosité de densité
Φn : Porosité neutron
Φs : Porosité sonique
Φu : Porosité utile

us: microsecondes

 Δt : Temps de parcours de l'onde sonique

ρ: Densité

ρb: Densité globale
": Pouce (1" = 2,45 cm)

Introduction générale

Introduction générale

La demande croissante en énergie pousse les opérateurs gaziers à exploiter des réservoirs naturels de gaz de moins en moins perméables. Ces réservoirs de gaz dits non conventionnels, par opposition aux réservoirs dits conventionnels qui sont faciles à exploiter, permettent de répondre à la demande croissante en énergie fossile.

Parmi ces réserves non conventionnelles, nous citerons le gaz des réservoirs compacts « Tight Gas » qui se trouve un peu partout dans le monde.

Dans le bassin d'Ahnet, situé dans la partie centre-occidentale du Sud algérien, les formations ordoviciennes sont caractérisées par un potentiel important en gaz en raison de l'importance du développement des réservoirs gréseux compacts qui sont généralement caractérisés par une faible porosité et une faible perméabilité (propriétés pétro-physiques médiocres).

L'extraction du gaz à partir de ces réservoirs est par conséquent difficile, ce qui nécessite le recours à des techniques spécifiques pour les produire.

Pour cela deux questions se posent : Quelles sont les méthodes qui permettent l'évaluation pétro-physique des réservoirs compacts dans le bassin d'Ahnet ? Et quelles sont les techniques qui assurent une meilleure exploitation de ces réservoirs ?

Pour répondre à cette problématique, cinq chapitres ont été élaborés dans ce mémoire :

- -Le premier chapitre présente les généralités sur le basin d'Ahnet
- -Le deuxième chapitre résume les méthodes diagraphiques et les notions de pétro-physiques.
- -Le troisième chapitre est réservé au découpage séquentiel et corrélation entre puits.
- -Le quatrième chapitre est consacré pour l'évaluation pétro-physique des réservoirs ordoviciens à partir des diagraphies.
- -Le cinquième chapitre développe la notion de géo-mécanique et fracturation hydraulique.

I- Situation du bassin de l'Ahnet :

I-1- Situation géographique :

Le bassin de l'Ahnet est situé dans la partie Sud-ouest du Sahara Algérien. Il fait partie de la province occidentale de la plate forme saharienne, il est délimité par les méridiens 01° $00^{\circ} - 03^{\circ}$ 00° Est, et par les parallèles 24° $00^{\circ} - 27^{\circ}$ 00° Nord (Figure I-1). Ce bassin s'étend sur une superficie de plus de $50\,000\,\mathrm{km^2}$ ($280\,\mathrm{km}$ de longueur Nord/Sud sur $180\,\mathrm{km}$ de largeur Est/Ouest) (Chibane et al., 2014).

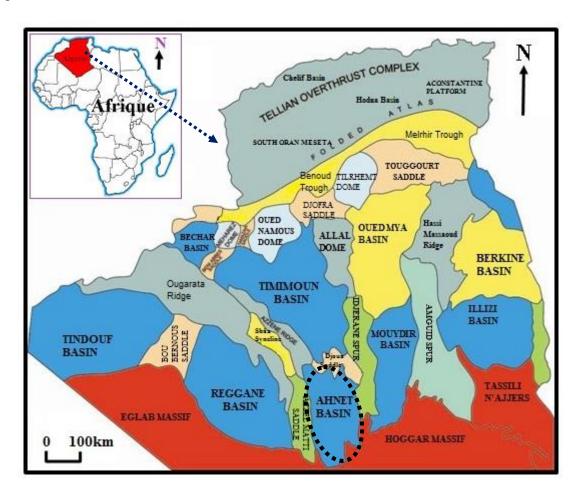


Figure I-1: Situation géographique du bassin de l'Ahnet (Chibane et al., 2014).

I-2- Situation géologique :

Du point de vue géologique, le bassin de l'Ahnet occupe la partie Sud de la synéclise occidentale de la plate-forme saharienne (Asses et Loumi, 2015).

Il est limité:

- Au Nord, par l'ensellement de Djoua, qui le sépare de la dépression de Timimoun.
- A l'Est, par l'éperon Idjerane, qui le sépare du bassin de Mouydir.
- Au Sud, par le massif précambrien du Hoggar.
- A l'Ouest, par l'ensellement d'Azzel-Matti, qui le sépare du bassin de Reggane.

II- Aspect géologique : (WEC Algérie, 2007)

Le bassin de l'Ahnet constitue l'un des bassins paléozoïques productifs de gaz qui longent le flanc nord du craton Ouest-africain. Il préserve une épaisse série sédimentaire allant du Cambro-Ordovicien au Carbonifère, représentée essentiellement par des sédiments clastiques et partiellement carbonatés dans la partie basale du Silurien et dans le Dévonien moyen et supérieur.

Les déformations dans cette région sont caractérisées par une série de plis liés à des inversions de failles extensives, remontant essentiellement à la phase hercynienne. Des compartiments chevauchés déformés par des failles inverses sont aussi observés. Les plis sont généralement asymétriques et orientés vers le nord-ouest, direction parallèle à la chaîne de l'Ougarta. Les axes structuraux subméridiens sont apparents dans la partie sud du bassin.

De par sa position marginale durant le rifting, au début du Paléozoïque, la région aurait connu le dépôt d'une épaisse série post-rift.

Les structures d'âge hercynien ne sont que très légèrement modifiées par les phases postérieures qui ont plissé et réactivé certaines failles (Figure I-2).

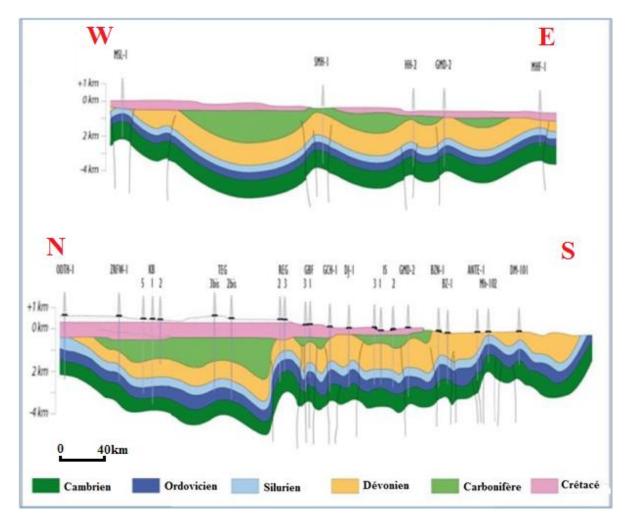


Figure I-2 : Coupes géologiques Ouest-Est et Nord-Sud du bassin de l'Ahnet (Hassaine et Gueddouri, 2016).

III- La lithostratigraphie du bassin de l'Ahnet :

La série stratigraphique type du bassin de l'Ahnet comprend (Figure I-3):

- -Un substratum précambrien.
- -Un Paléozoïque bien développé dans la région, limité à sa base par la discordance panafricaine et à son sommet par la discordance hercynienne.
- -Un Mésozoïque représenté essentiellement par le continental intercalaire.

III-1- Le substratum :

Les dépôts paléozoïques du bassin de l'Ahnet reposent en discordance sur un substratum d'âge Précambrien (Unité I), lui-même constitué de deux unités différentes :

III-1-1- Le socle :

Est formé essentiellement de micaschistes et d'amphibolites, recoupées par des intrusions volcaniques. Le socle serait semblable à celui formant le Pharusien occidental affleurant dans le Hoggar (Loumi et *al.*, 2015).

III-1-2- La série intermédiaire ou la série pourprée de l'Ahnet :

Cette série a été décrite à l'affleurement sur des dizaines de kilomètres dans la région de Bled El Mass. Elle correspond à une formation arkosique, conglomératique à faciès fluviatile, où alternent des niveaux argileux et silteux à intercalation de tillites, marquant des épisodes de glaciation. La série pourprée de l'Ahnet a été décrite par J. Fabre (1976), comme faisant partie des molasses panafricaines du Sahara, conservées au niveau des bordures du craton Ouest africain. Cette série correspond à des accumulations de fin de cycle orogénique faisant ressortir des indices d'une tectonique synsédimentaire et présentant des produits du démantèlement de la chaîne pharisienne (Asses et Loumi, 2015).

III-2- Le Paléozoïque :

Au niveau du bassin de l'Ahnet, la série du Paléozoïque est assez complète, depuis le Cambrien inferieur au Carbonifère. Elle est séparée par de nombreuses discordances dont les plus marquées sont :

- -La discordance infra-tassilienne, séparant la couverture du socle.
- -La discordance hercynienne, qui sépare la couverture paléozoïque des terrains mésozoïques.

Cette couverture paléozoïque est subdivisée en deux ensembles morphologiques bien distincts:

- ▶ La ceinture tassilienne ou pays tassilien : qui est constituée par le Cambro-Ordovicien, le Silurien et le Dévonien inférieur.
- L'avant-pays tassilien ou plateau pré-tassilien.

Les séries paléozoïques peuvent atteindre 3 000 m d'épaisseur au Nord et tendent à s'amincir vers le Sud de la dépression.

III-2-1- Le Cambro-Ordovicien :

- Le Cambro-Ordovicien est subdivisé en trois formations définies plus à l'Est en bordure du massif du Hoggar :
- -La Formation des Ajjers (renfermant les unités II, III1 et III2).
- -La Formation d'In Tahouite (renferme l'unité III3).
- -La Formation de Tamadjert (renferme l'unité IV).
- ► La formation des Ajjers (Unité II+III-1+III-2) : Elle repose en discordance sur le socle et la série intermédiaire.

Cette formation est subdivisée en trois unités :

- *L'unité II (grès conglomératiques de base) : On attribue à cette formation un âge Cambrien. Elle est constituée de grès à grains grossiers conglomératiques, à stratifications obliques et s'est déposée dans un milieu fluviatile à influence marine vers le sommet.
- *L'unité III-1 (d'âge Trémadocien) : Elle regroupe la zone d'alternance (Grès de Miribel), les argiles d'El Gassi et les Grès d'El Atchane.
- *L'unité III-2 (Quartzite de Hamra) : Elle est d'âge Arénigien, constituée d'une barre quartzitique assez homogène à tigillites et des grès durs à grains fins à moyens.
- ▶ La formation d'In Tahouite (Unité III-3) : Cette formation argilo-gréseuse témoigne d'un épisode marin transgressif d'âge Llanvirnien Cradocien. Elle comprend une partie inférieure, essentiellement argileuse (Grès de Ouargla, argiles de Tiferouine, Argiles d'Azzel déposées en milieu marin), surmontées par les Grès de Oued Saret dont la limite supérieure est marquée par la discordance taconique (ravinement glaciaire).

► La formation de Tamadjert (Unité IV) :

Elle est d'âge Ashgillien, elle comprend de bas en haut :

- * Les Grès d'El Goléa : ce niveau est formé essentiellement par des quartzites avec des passées d'argile et de silstones.
- * Les Argiles Micro-Conglomératiques ou Argiles d'El Goléa : ce sont des argiles noires, indurées, micacées, pyriteuses avec des grains de quartz épais, subanguleux et anguleux avec de fines intercalations de silstones argileux.
- * La Dalle de M'Kratta : elle forme la partie sommitale de l'Ordovicien et présente un faciès gréseux et quartzitique (quartzites gris à blancs, fins à moyens parfois grossiers avec parfois de fines intercalations d'argiles).

Cette unité s'est déposée dans un environnement complexe glacio-marin à fluviomarin avec des variations d'épaisseurs très importantes. L'unité IV repose sur diverses formations jusqu'au socle grâce a une surface d'érosion très intense.

III-2-2- Le Silurien : Il est subdivisé en deux unités lithologiques :

- -Le Silurien argileux à la base.
- -La zone de passage du Siluro-Dévonien au sommet plus gréseuse

► Le Silurien argileux :

Il est composé d'argiles marines franches connues régionalement sous le nom des argiles noires à Graptolites du Silurien avec parfois la présence de bancs calcaires et d'intervalles de grès. Son épaisseur varie entre 342 m à Djebel Beida et 809 m à Djebel Mouima.

Les variations d'épaisseur importantes constatées sont dues à la fois à l'irrégularité des topographies ordoviciennes et à la réactivation des failles panafricaines (phénomène de subsidence) (Kracha, 2011).

► La zone de passage du Siluro-Dévonien :

Elle est représentée par une série argilo-gréseuse avec une épaisseur moyenne de 150 m, les argiles sont parfois schisteuses, avec des intercalations gréso-calcaires.

III-2-3- Le Dévonien :

- ▶ Le Dévonien inférieur : Cet ensemble d'une épaisseur de 235 m, est globalement argilo-gréseux. Il est subdivisé en :
- **Gédinnien**: Il est représenté par des grès gris, fins à moyens, silico-argileux, localement quartzitiques, légèrement carbonatés, avec des passées d'argiles noires.
- Siégénien : Il s'agit d'un ensemble de grès, fortement quartzitiques, qui forment une barre massive et compacte au sein des dépôts du Dévonien inférieur. Vers le sommet on observe fréquemment dans les niveaux gréseux l'apparition d'intercalations argileuses, indurées et feuilletées.
- Emsien : La série est essentiellement argileuse, indurée feuilletée et fossilifère dans laquelle se développent des corps gréseux d'épaisseurs et d'extensions variables.

▶ Le Dévonien moyen :

Il est caractérisé par une épaisseur sensiblement faible (une moyenne de 80 m), subdivisé en deux parties :

- **Eifelien :** C'est un ensemble argilo-gréseux, induré, parfois feuilleté, silteux à la base, avec des passées de calcaires ou de marnes.
- **Givetien**: Il est représenté par une alternance de calcaires argileux, tendres, bioclastiques. A ce niveau on a mis en évidence l'existence de constructions récifales, qui atteignent 85,5 m d'épaisseur.
- ▶ Le Dévonien supérieur : Cet ensemble est représenté globalement par des argiles gris foncé, indurées et feuilletées dont l'épaisseur atteint les 800 m. Ces argiles sont nommées localement «Séries de Maden Yahia », elles comprennent :
- le Frasnien : Il est représenté par une formation localement argileuse, tendre, avec des passées de calcaires dolomitiques, son épaisseur moyenne est d'environ 360 m. La limite entre le Givetien et le Frasnien se situe au toit des calcaires zoogènes du Givetien.

- le Faménnien : Il est caractérisé par une épaisseur variant entre 660 m à l'Ouest, et 46 m à l'Est. Il est généralement représenté par un ensemble argileux homogène, feuilleté, tendre avec de rares petites passées de calcaires. La variation d'épaisseur est expliquée par le fait que la formation est érodée sous la discordance hercynienne. Cette érosion s'intensifie d'Ouest vers l'Est.
- le Strunien : Cette formation est représentée par des alternances de grès siliceux à silico-argileux, moyennement durs et d'argiles rarement silteuses et feuilletées. Elle est plus affectée par la discordance hercynienne responsable de son absence dans certaines localités, telles que Mahbès Guénatir et Djebel Mouahdrine.

III-2-4- Le Carbonifère :

Cette série est largement érodée et n'affleure que dans l'Ahnet central. Elle comprend uniquement le Tournaisien, le Viséen et le Namurien.

- ▶ Tournaisien : Il débute par des couches de grès fins, compacts, légèrement carbonatés, avec un ciment siliceux, parfois quartzitique et de fines passées d'argiles dans la partie médiane de ces couches. Vers le sommet de cette formation, les épaisseurs des niveaux carbonatés et argilo-gréseux augmentent.
- ▶ Viséen : Il est formé d'argiles silteuses, parfois légèrement carbonatées à bioclastes, avec des bancs centimétriques de grès fins à très fins, légèrement micacés. Dans la partie supérieure, les intercalations gréseuses deviennent nombreuses.
 - ► Namurien : Il est subdivisé en deux parties :
- (1) Une partie inférieure, représentée par des argiles indurées, peu silteuses, à débris de végétaux, des silstones ou grès fins et des dolomies à bioclastes, l'ensemble est couronné par un banc de calcaire d'une épaisseur moyenne de 3 m.
- (2) Une partie supérieure, marquée par une alternance d'argiles légèrement micacées, avec des intercalations de siltstones argileux et de rares et minces bancs de calcaires et de dolomie grise.

Les formations paléozoïques post-namuriennes sont érodées dans le bassin de l'Ahnet lors de la phase orogénique hercynienne (Asses et Loumi, 2015).

III-3- Le Mésozoïque :

La phase de refroidissement post-rifting qui fait suite à l'ouverture de l'océan Atlantique, est marquée par un épisode de relaxation thermique qui permet la création de l'accommodation, et la mise en place des séries mésozoïques représentées par des dépôts continentaux (200 à 230 m), supposés d'âge Jurassique moyen, recouverts en discordance par le Continental Intercalaire (600 à 700 m) d'âge Crétacé (Kracha, 2011).

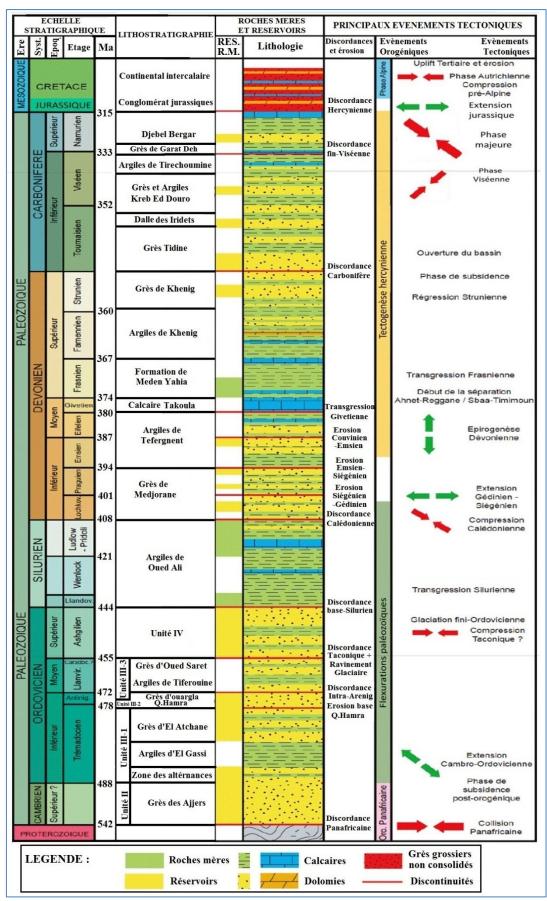


Figure I-3 : Synthèse lithostratigraphique et géodynamique du bassin de l'Ahnet, avec les principaux complexes pétrogazifères associés (Kracha, 2011).

IV- Aperçu structural:

Le bassin de l'Ahnet se distingue des autres bassins de la plate-forme saharienne par sa complexité tectonique et son degré de structuration intense. L'image structurale actuelle a principalement été acquise lors de l'orogenèse hercynienne qui a complètement modelé ce bassin, fortement influencé par la tectonique héritée du Panafricain (Rahmani, 2002). Cette orogenèse hercynienne a aussi réactivée les déformations cassantes au cours de la collision du craton Ouest-africain et du bouclier Touareg (orogenèse panafricaine) (Asses et Loumi, 2015).

Ces événements ont donné naissance à trois domaines structuraux bien distincts qui sont (Figure I-5) (Asses et Loumi, 2015) :

A- L'Ahnet oriental:

Ce domaine correspond à une zone structuralement haute, située à proximité du môle d'Arak-Idjerane qui constitue la frontière entre les bassins de l'Ahnet et Mouydir.

Cette partie du bassin est jalonnée par deux accidents subméridiens majeures (l'accident d'Ers-Oum El Lil à l'Est et l'accident de Foum-Belrem à l'Ouest).

B-L'Ahnet central:

Cette partie de l'Ahnet est une zone structuralement basse. Les failles sont peu nombreuses et les structures sont de grandes dimensions. La tectonique semble avoir moins affecté cette zone. Elle est très enfouie par rapport aux autres parties du bassin, on y rencontre le maximum d'épaisseur de sédiments d'âge paléozoïque. Ce complexe structural est limité par la structure de Bahar El Hammar à l'Ouest et la structure de Gaa-Mtaa-Azzebar à l'Est.

C- L'Ahnet occidental:

Le domaine occidental de l'Ahnet est limité à l'Ouest par l'ensellement d'Azzel-Matti et le prolongement de Blad El Mass, à l'Est par l'accident sud-méridien d'Adrar Morrat et Sebkhet El Mellah. Au Nord-Ouest par la cuvette de Sbaâ, et au Nord par le bassin de Timimoun. Cette partie structuralement élevée est située à la limite entre l'Ahnet central et la dépression de Reggane. C'est une zone allongée Nord-Sud, formée de plis à axes subméridiens délimitée par de grands accidents à composante décrochante disposés en relais.

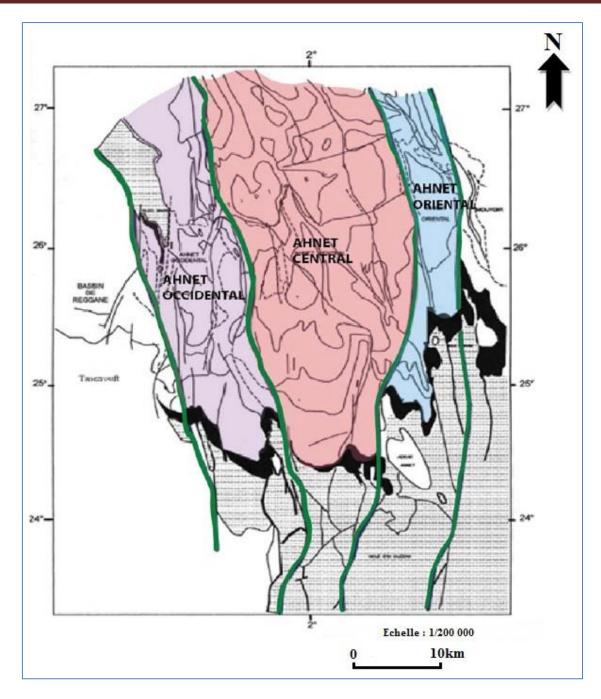


Figure I-5: Schéma structural du bassin de l'Ahnet (Zegrir, 2014).

V- Systèmes pétroliers :

Le système « Ahnet » est considéré comme le système pétrolier le plus important de la province occidentale en raison du volume de gaz généré. En excluant la contribution du champ de Hassi R'mel, ce système renferme plus de 35% du gaz découvert dans la plateforme saharienne (Mokhtari, 2003 ; *in* Kracha, 2011).

Les données de forages réalisés dans le bassin de l'Ahnet ont mis en évidence trois systèmes pétroliers productifs de gaz, indépendants sur le plan hydrodynamique (WEC, 2007):

➤ Le système Cambro-Ordovicien, productif de gaz sec, il est composé de trois unités : les quartzites de Hamra recouvertes par les Argiles d'Azzel et Tiferouine, les Grès de Oued Saret et d'El Goléa recouverts par les argiles du Silurien.

L'alimentation en hydrocarbures se fait probablement à partir des argiles radioactives du Silurien et accessoirement par les argiles du même âge dont le caractère roche mère se conserve vers la partie supérieure.

- ➤ Le second système, *Dévonien inférieur*, est composé essentiellement de trois unités: le Gédinnien, le Siegénien et l'Emsien. Ces niveaux réservoirs, qui contiennent plus de 65 % des réserves du bassin, sont recouverts par l'épaisse série argileuse du Dévonien moyen et sont alimentés en hydrocarbures par les argiles du même âge et par celles du Silurien.
- ➤ Le troisième système, au *nord du bassin*, est composé des grès du Tournaisien recouverts et probablement alimentés par les argiles du même âge.

V-1- Roches mères:

L'analyse des données géochimiques des différents puits du bassin a révélé que toutes les argiles du Paléozoïque possèdent des qualités de roches mères, dont les principales sont les argiles à graptolites noires et radioactives, à la base du Silurien, et la série argilocarbonatée du Givétien-Frasnien.

Les essais de modélisation du bassin ont montré que la matière organique des roches mères du Silurien et du Givétien-Frasnien a atteint sa maturité vers la fin du Dévonien supérieur (360 Ma). Cet événement correspond au maximum d'enfouissement. La principale phase de génération des hydrocarbures correspond à cette période, qui a vu l'essentiel du potentiel pétrolier réalisé.

Une redistribution des quantités de gaz s'est probablement produite durant le soulèvement hercynien, et la migration des hydrocarbures, qui a débuté à la fin du Dévonien, s'est poursuivie tout au long du Carbonifère jusqu'à la fin du Paléozoïque (WEC, 2007).

V-2- Roches réservoirs :

Tous les grès du Paléozoïque peuvent être considérés comme des roches réservoirs potentielles dont les principaux niveaux productifs de gaz sont décrits ci-après (WEC, 2007).

> Réservoirs de l'Ordovicien :

- Les grès d'El Goléa, du type fluvio-glaciaire à marin peu profond, sont fins à grossiers bien cimentés.
- Les quartzites de Hamra sont du type fluviatile à marin peu profond, très fins à grossiers.

> Réservoirs du Gédinnien :

Le faciès est lié à un environnement de plateau continental dominé par les marées et tempêtes se présentant sous forme de bancs de grès métriques alternés avec des argiles. Les grès sont constitués de grains fins à moyens, relativement bien classés, à ciment argileux à argilosiliceux.

> Réservoirs du Siégénien :

Cette formation est caractérisée par une série gréseuse épaisse et continue, associée à un environnement fluviatile avec des influences marines. Ces grès sont fins à moyens et fortement quartzitiques.

> Réservoir de l'Emsien :

L'Emsien est représenté par des grès grossiers et même conglomératiques, déposés dans un environnement estuarien.

> Réservoir du Tournaisien :

Les grès du Tournaisien sont caractérisés par un faciès de type fluvio-estuarien à deltaïque. C'est un grès moyen à grossier de plusieurs mètres d'épaisseur, avec des stratifications entrecroisées, obliques et des rides au sommet de la séquence.

V-3- Roches couvertures : (WEC, 2007)

- ✓ L'épaisse série argileuse du Silurien constitue une excellente roche couverture pour les réservoirs de l'Ordovicien.
- ✓ Les argiles du Dévonien moyen, continues à l'échelle régionale, constituent une excellente roche couverture pour les réservoirs du Dévonien inférieur.
- ✓ À l'échelle locale, les argiles du Dévonien inférieur, qui alternent avec les grès, particulièrement ceux du Gédinnien, constituent une couverture.
- ✓ Les argiles du Tournaisien constituent une roche couverture pour le réservoir du Tournaisien.

V-4- Les pièges :

L'exploration du bassin de l'Ahnet s'est concentrée dans sa totalité sur les structures de type anticlinal ou anticlinal faillé. Mais les travaux les plus récents ont montré que les pièges peuvent être aussi du type combiné. Ces pièges combinés peuvent être liés aux vallées incisées, biseaux « pinch out » ou barrières de perméabilité. Les pièges à barrières de perméabilité sont possibles mais non encore prouvés à ce jour. Des pièges plus complexes, comme ceux associés aux blocs affaissés « foot wall », sont possibles mais très peu explorés. Ce type de piège est très fréquent à la périphérie des dépressions (WEC, 2007).

VI- Conclusion:

Le réservoir ordovicien constitue le centre d'intérêt du présent travail qui s'appui essentiellement sur des mesures obtenues à partir de la mise en œuvre des différentes méthodes diagraphiques. Ces dernières seront développées dans le chapitre suivant.

Chapitre II Diagraphies et notions de pétro-physique

Chapitre II ----- Diagraphies et notions de pétro-physique

I- Les Diagraphies :

Les méthodes de diagraphie sont des techniques géophysiques mises en œuvre à l'intérieur d'un forage. Elles permettent l'enregistrement en continu des variations des paramètres physiques et pétro-physiques de la roche en fonction de la profondeur.

L'enregistrement des paramètres est effectué pendant la remontée de l'outil ou la sonde dans le puits (ouvert ou tubé) et on distingue dans ce cas deux types de diagraphies :

- a- Les diagraphies instantanées (Logging While Drilling): Réalisées pendant le forge.
- b- Les Diagraphies différées (Wireline Logging): Réalisées lors d'un arrêt ou en fin de forage. (Caritg et al., 2016).

I-1- But des diagraphies :

Les principaux objectifs des mesures diagraphiques sont les suivants (Serra, 1984) :

- Estimer les saturations en eau et en hydrocarbures des réservoirs traversés.
- Détermination des caractéristiques du puits de forage.
- La corrélation entre différents puits.
- Repérer les couches productrices des couches isolantes (non-productrices).

I-2- Les Paramètres influençant les mesures :

- **a- Diamètre du sondage:** Le diamètre du sondage varie tout au long du forage, ceci est dû à la nature des formations traversées.
- **b- Tubage et Ciment :** Dans certains cas le trou de sondage est tubé et cimenté, ceci va interdire l'enregistrement de certaines diagraphies. Dans ce cas là, seuls les mesures nucléaires sont possibles.
- **c- Température et Pression :** Elles augmentent avec la profondeur en fonction du gradient géothermique et de la densité de la boue. C'est pour cette raison que chaque outil a ses propres limites d'utilisation.
- **d-** La Vitesse d'Enregistrement : Elle dépend principalement du paramètre enregistré, elle va donc variée avec le type d'outil.
- **e-** L'espacement : Est la distance entre deux sources émettrices et l'écartement entre source émettrice et réceptrice, joue un rôle important dans l'enregistrement désiré.
- **f- L'invasion :** Le filtrat qui envahit les formations poreuses et perméables, perturbe la répartition initiale des fluides et donne naissance à une zone lavée dont l'eau de formation a été totalement expulsée, cette invasion provoque des changements important des propriétés physicochimiques des roches, et donnent une mauvaise estimation des paramètres diagraphiques.

I-3- Classifications des diagraphies :

Outre la distinction de deux grandes catégories de diagraphies en fonction du moment d'exécution évoquée précédemment, les diagraphies peuvent être subdivisées en quatre grands groupes selon les paramètres et propriétés physiques utilisés dans leurs principes physiques :

- *Diagraphies nucléaires (Gamma Ray, Gamma-Gamma, Neutron)
- *Diagraphies acoustiques (Sonique)
- *Diagraphies électriques (Polarisation Spontanée, Résistivité)
- *Diagraphies auxiliaires (Caliper)

I-3-1- Diagraphies Nucléaires :

Les diagraphies font un usage intensif de la mesure de la radioactivité dans les forages. Les logs nucléaires ont en effet un grand avantage, ils peuvent être enregistrés en trous ouverts ou tubés, vides ou remplis de n'importe quel type de fluide (Chapellier et Mari, 2004).

I-3-1-1- La radioactivité naturelle ou Gamma Ray :

Le rayonnement gamma naturel provient de la désintégration des noyaux radioactifs contenus dans les roches. Les principaux radioéléments sont : le Potassium ⁴⁰K, le Thorium ²³²Th et l'Uranium ²³⁸U.

a- Principe de mesure :

Cette diagraphie mesure à l'aide d'un compteur à scintillation descendu au bout d'un câble, le rayonnement gamma naturel émis par les formations traversées par le forage (Figure II-1). Le compteur mesure le nombre d'impulsions radioactives par unité de temps (cps : coup/sec) (Ahmadi, 2010). En diagraphie pétrolière, l'unité de mesure utilisée est l'API (American Petroleum Institute) (Chapellier et Mari, 2004).

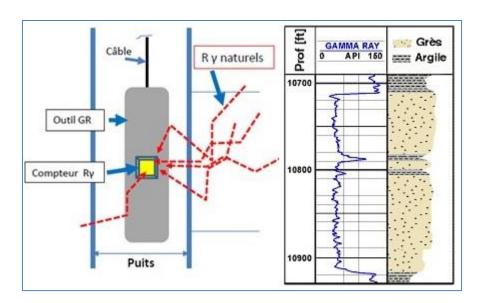


Figure II-1 : Schéma de l'outil Gamma Ray et exemple du log enregistré avec en face d'un réservoir (Beghoul, 2013).

d- Applications:

- Détermination de la lithologie, en établissant un profil lithologique vertical.
- Estimation du pourcentage d'argile (Vsh) dans les couches réservoirs.
- Etablir les corrélations entre sondages et la détection de discordances.
- Evaluation de la teneur ou la concentration en minéraux radioactifs.

I-3-1-2- Diagraphies de densité (Gamma-Gamma) :

C'est une diagraphie nucléaire provoquée qui utilise des sources radioactives (Cobalt ⁶⁰Co ou Césium ¹³⁷Cs) pour l'émission des rayons gamma.

a. Principe de mesure :

On bombarde la formation par un faisceau de rayons gamma d'énergie constante (0.1 à 1 Mev). Ces photons gamma entrent en collision avec les électrons de la matière. A chaque collision, l'énergie du faisceau incident est atténuée, cette atténuation peut se faire de trois façons (Figure II-2):

- L'effet photoélectrique si l'énergie des photons est inférieur à 0,1 MeV.
- L'effet Compton si l'énergie des photons est entre 0,1 à 1 MeV.
- L'effet de production de paire électron-positon (e-, e+) si l'énergie des photons est supérieure à 1,01 MeV.

C'est l'effet Compton et l'effet photoélectrique de faible énergie qui intéresse les diagraphies de densité. Le premier, permet de mesurer la densité globale de la formation et le deuxième à mesurer le coefficient d'absorption photoélectrique.

Un compteur reçoit les rayons *gamma diffusés* par la formation vers le puits. Le signal reçu est fonction du nombre d'électrons par cm³ de volume de la formation c'est-à-dire à la densité de la formation.

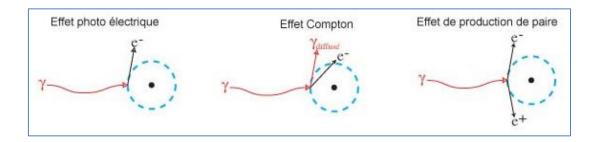


Figure II-2 : Schéma des interactions des rayons Gamma avec les atomes de la formation (Chapellier et Mari, 2004).

b- L'outil:

► *LDT* (*Litho Density Tool*) : (Figure II-3)

Il permet en plus de l'enregistrement de la densité globale ρb (g/cm³), de faire une sélection des rayons gamma de faible énergie arrivant à son compteur. Cela permet de mesurer le facteur d'absorption photoélectrique PEF (barns/e).

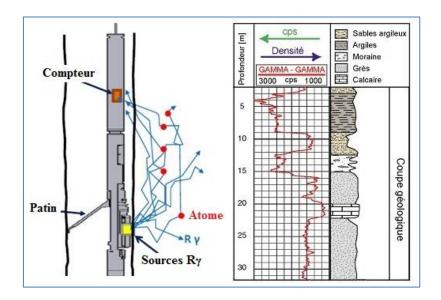


Figure II-3 : Schéma de l'outil LDT et exemple d'enregistrement et d'interprétation lithologique du signal (Beghoul, 2013).

c- Applications :

- Calcul de la porosité
- Détermination de la lithologie
- Détermination de la zone à gaz (en la combinant aux diagraphies neutrons).
- Identification minéralogique des argiles par la combinaison avec Gamma Ray.

I-3-1-3- Diagraphie Neutron:

C'est aussi une diagraphie nucléaire provoquée. Il s'agit dans ce cas de bombarder la formation par des neutrons rapides.

a- Principe de mesure :

On bombarde la formation avec des neutrons de très haute énergie. Dans la formation il existe des atomes d'hydrogène dont la masse est proche des neutrons. Ces neutrons rapides émis par la source radioactive de l'outil sont ralentis par les atomes d'hydrogène et vont perdre leur énergie, on dit qu'ils sont thermalisés, lorsque leur énergie sera plus faible que $0.025~{\rm eV}$, ils pourront alors être capturés par le détecteur de la sonde neutron (Figure II-4). On mesure alors la quantité de neutrons renvoyés par la formation à un niveau d'énergie donné, et on en déduit la quantité d'hydrogène présent dans la formation.

Le nombre de neutrons arrivant au détecteur augmente quand la concentration en hydrogène décroît et vice versa. Finalement on enregistre un indice d'hydrogène. L'huile ou l'eau contiennent pratiquement la même quantité d'hydrogène par unité de volume, la réponse du neutron donnera donc une idée de la porosité en face des formations propres et saturées.

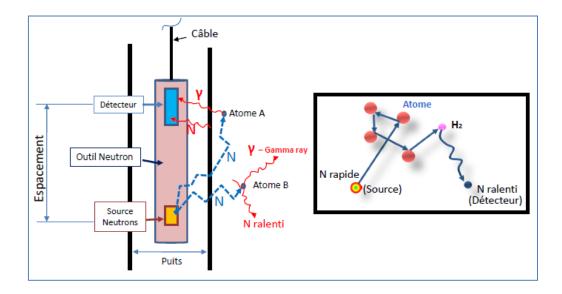


Figure II-4 : Schéma de principe de la sonde neutrons (Beghoul, 2013).

b- L'outil:

► Le CNL (compensated Neutron Log):

Il enregistre les neutrons thermiques. Mais pour diminuer les effets de trou, il comprend deux détecteurs, le rapport des taux de comptage des deux capteurs est directement traduit en indice hydrogène-neutron (porosité neutron) (Figure II-5).

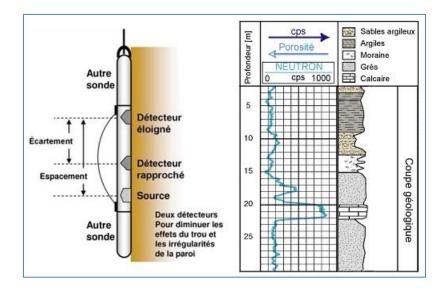


Figure II-5 : Schéma de la sonde CNL et exemple d'enregistrement et d'interprétation lithologique du signal (Delalex, 2007).

c- Application:

- Combiné avec d'autres outils, le CNL permet d'identifier la lithologie.
- L'évaluation de la porosité des roches réservoirs.
- Combiné avec le LDT, il permet de détecter les poches de gaz.
- Evaluation de la densité des hydrocarbures.

I-3-2- Diagraphies acoustiques (Log sonique):

Le log sonique est basé sur l'étude de la propagation d'ondes acoustiques dans les roches générées par l'outil sonique. La détermination de la vitesse de propagation de ces ondes et de leur atténuation apporte des renseignements sur les propriétés mécaniques des roches traversées. La propagation d'ondes acoustiques dépend en effet des propriétés élastiques des formations composant le sous-sol.

a- Principe de mesure :

Il se fonde sur l'émission d'une onde de compression (P) et l'enregistrement de la différence des temps de transit (ΔT) entre les récepteurs (R1, R2) situés à une distance donnée de l'émetteur E (3 à 5 pieds) (Figure II-6).

Le temps de transit ΔT se mesure en microsecondes par pied (μ s/pied). Le paramètre calculé à partir des mesures de ΔT est la vitesse de propagation des ondes P.

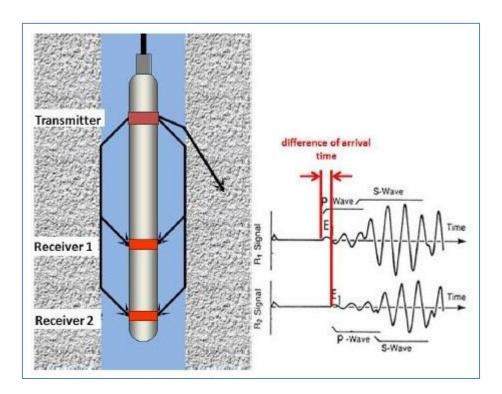


Figure II-6: Schéma de principe de l'outil sonique (Schön, 2015).

b- L'outil:

► La sonde sonique BHC :

La sonde BHC (Bore Hole Compensated) comprend deux émetteurs et deux paires de récepteurs dans le but de corriger les décalages dans les temps de parcours, les effets de cave et le décentrement de l'outil. On mesure les temps écoulés (ΔT_1 et ΔT_2) entre la détection des premières arrivées des ondes au niveau des deux paires de détecteurs. Le temps ΔT enregistré est une moyenne des deux mesures (Figure II-7).

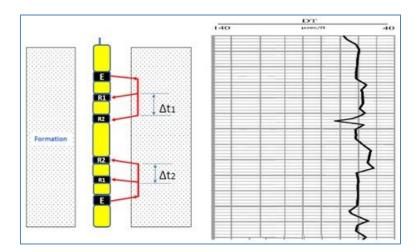


Figure II-7 : Schéma de principe de la sonde sonique BHC et exemple de log enregistré (Beghoul, 2013).

c- Applications :

- Détermination de la porosité.
- Détermination des propriétés mécaniques de la formation.
- Analyse des fractures.
- Vérification de la cimentation.
- Corréler la lithologie d'un sondage à l'autre.

I-3-3- Les Diagraphies Electriques :

I-3-3-1- Les diagraphies de résistivité :

Les diagraphies de résistivité dépendent de la composition de la roche en élément solide et de la nature des fluides contenus dans la roche.

a- Principe de mesure :

Le principe de mesure consiste à envoyer un signal par une source émettrice d'énergie (courant électrique ou électromagnétique), qui pénètre dans la formation et enregistrer la différence de potentiel par un dispositif de mesure (récepteur), situé à une certaine distance de la source que l'on appelle espacement.

C'est ainsi que selon l'espacement et la nature de la source d'énergie, plusieurs outils sont définis. Plusieurs combinaisons de résistivité (macro-résistivité et micro-résistivité) sont possibles pour une meilleure estimation des résistivités **Rt** (résistivité de la formation) et **Rx0** (résistivité de la zone lavée) (Chapellier et Mari, 2004).

b- L'outil:

b-1- Les outils focalisés :

Deux groupes d'outils focalisés sont définis :

- Les latérologs utilisant une boue à base d'eau.
- Les inductologs utilisant une boue douce ou non conductrice (boue à huile).

b-1-1- Les Latérologs :

Différents types d'outils ont été développés en fonction des besoins spécifiques :

► Le dual latérolog (ou DLL) :

Est un outil focalisé utilisant une combinaison d'électrodes permettant de faire simultanément deux mesures à des profondeurs d'investigation différentes (Figure II-8) :

- Le **LLd** (deep latérolog) : donne la valeur de **Rt** (lecture profonde).
- Le **LLs** (shallow latérolog) : donne la valeur de **Rx**₀ (lecture rapprochée).

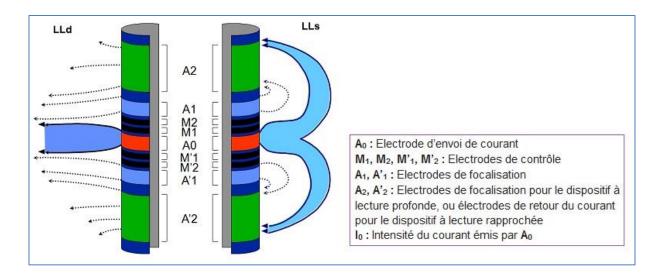


Figure II-8 : Schéma de la sonde Dual Latérolog (Delalex, 2007).

b-1-2- Les Inductologs:

Ces outils comportent des bobines émettrices qui engendrent un courant électromagnétique, ce dernier se propage dans les formations en induisant un courant secondaire dit courant de Foucault. Ce champ électromagnétique est mesuré par une bobine réceptrice (Figure II-9) (Chapellier et Mari, 2004).

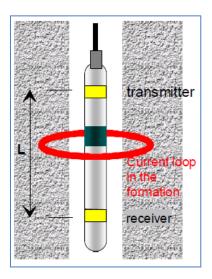


Figure II-9: Schéma de principe de l'outil Inductolog (Schön, 2015).

► Array Imager Tool (AIT):

C'est un outil d'induction utilisé par Schlumberger dans les puits dans des conditions de boue caractérisées par une très faible salinité.

L'outil **AIT** utilise huit bobines d'induction fonctionnant à des fréquences multiples. Le logiciel focalisant des signaux reçus génère une famille de log de résistivité à différentes profondeurs d'investigation.

b-1-3- Les microdispositifs :

Ils sont utilisés pour mesurer $\mathbf{R}\mathbf{x_0}$ et pour localiser avec précision les bancs poreux et perméables mis en évidence par la présence de mud-cake. La mesure de $\mathbf{R}\mathbf{x_0}$ permet d'estimer la saturation en hydrocarbures résiduels (Figure II-10) (Chapellier et Mari, 2004).

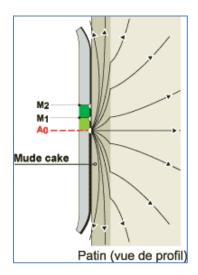


Figure II-10: Fonctionnement d'un microdispositif (Delalex, 2007).

c. Applications:

- La détermination des différentes résistivités Rt et Rx₀.
- Mesure de la saturation.
- Fournit une image de la distribution radiale du fluide autour du trou de forage ce qui aide à l'évaluation qualitative de la perméabilité du réservoir.
- Estimation du diamètre d'invasion.

I-3-4- Les Diagraphies auxiliaires :

I-3-4-1- Le diamètreur ou Caliper :

a- Principe de mesure :

Le module de mesure est équipé de plusieurs bras palpeurs ou patins (Trois à huit bras dépendants ou indépendants). La sonde est descendue bras fermée jusqu'au fond du puits. Depuis la surface, un signal provoque l'ouverture des bras. Au cours de la remontée, les bras en contact avec la paroi du puits enregistrent les variations de diamètre du trou de forage (Figure II-11).

b- Applications:

- -Mesure du diamètre du trou pour l'estimation du volume de ciment nécessaire.
- Reconnaissance des zones poreuses et perméables
- Calcul de l'épaisseur de mud-cake.
- Donne une approche de la lithologie

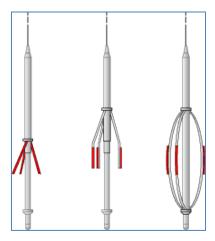


Figure II-11: Différents types de diamétreurs (Chapellier et Mari, 2004).

I-4- Le rayon d'investigation des différents outils de diagraphies :

La figure suivante (Figure II-12) présente l'étendue du rayon d'investigation pour les divers types d'outils ainsi que leur pouvoir de résolution :

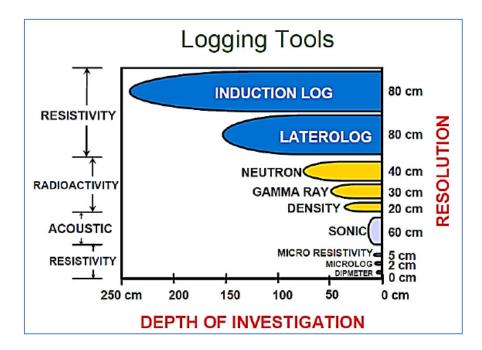


Figure II-12: Rayon d'investigation des différents outils de diagraphies (Schön, 2015).

II- Notions de pétro-physique :

La pétro-physique est la discipline qui étudie les propriétés physiques et chimiques des roches en termes de porosité, perméabilité et mécanismes de drainage des fluides saturant le milieu poreux. L'apport particulier de la pétro-physique réside dans une meilleure estimation des réserves d'hydrocarbures et la compréhension du comportement dynamique des réservoirs.

II-1- La composition de la roche :

La roche est composée d'un contenant qui est représenté par les éléments solides et d'un contenu qui est le fluide.

II-1-1- La matrice :

Les diagraphistes appellent matrice, l'ensemble des éléments solides (grains et liants) constituant la roche à l'exclusion des argiles. D'où on distingue trois types de matrice :

- *a- Matrice simple :* Elle est dite simple lorsque ses éléments et le ciment qui les relie sont de même nature minéralogique.
- **b- Matrice complexe :** Elle est dite complexe quand ses éléments ont une composition minéralogique variable ou lorsque le ciment est de nature différente.
 - c- Matrice Propre: Elle est dite propre, si elle ne renferme pas d'argile.

II-1-2- Les grains :

On appelle grain, un élément de petite taille arrondi ou anguleux faisant partie d'une roche meuble consolidée.

II-1-3- Le ciment :

On désigne par ciment, toute matière liant entre eux des éléments figurés et conduisant à des roches sédimentaires compactes.

II-1-4- Les argiles :

Selon leur mode de répartition dans la roche, on distingue trois types (Figure II-13) :

- *a- Argiles laminées :* Elles correspondent aux argiles détritiques en fins lits entre deux couches de réservoir sableux ou carbonaté. Cette catégorie n'affecte pas la porosité utile, la saturation et la perméabilité horizontale des réservoirs.
- **b-** Argiles dispersées: Elles correspondent à la catégorie des argiles qui, soit adhérent aux grains ou occupent partiellement les pores ce qui contribue à réduire considérablement l'écoulement des fluides et donc à diminuer la perméabilité.
- *c- Argiles structurales :* Elles correspondent aux argiles se présentent sous forme de grains jouant le même rôle que les autres grains de la matrice. Elles représentent les mêmes caractéristiques que les argiles laminées. Par contre, sur le plan de la perméabilité, leur rôle se rapproche plus à celui des argiles dispersées.

Figure II-13 : Les trois modes de répartition des argiles dans la roche (Schön, 2015).

II-1-5- Les fluides :

L'arrangement des grains laisse généralement des espaces vides (pores et canalicules) qui sont occupés par des fluides qui peuvent être de nature différente (eau, gaz, huile,...). Le pourcentage de ces fluides dépend du pourcentage de ces espaces vides, donc de la porosité.

II-2- Les paramètres pétro-physiques des roches :

II-2-1- La porosité (Φ):

La porosité est définie comme étant le rapport du volume des vides sur le volume total de la roche. Elle est exprimée en pourcentage. Elle dépend de la forme, de l'agencement des grains constituant la roche, du classement, du degré de compaction, de la cimentation, de la fracturation et du degré d'altération et de dissolution des niveaux rocheux (Serra, 1979).

II-2-1-1- Les différents types de porosité :

a- La porosité totale :

La porosité totale est le rapport entre le volume total des vides (\mathbf{Vp}) non occupés par des solides (pores, fissures, cavités et fractures) et le volume total de la roche (\mathbf{Vt}) . Elle s'exprime par :

$$\Phi \ t = \frac{Vp}{Vt} * 100$$

La porosité totale inclus :

i- La Porosité primaire Φ_1 :

Cette porosité se rencontre surtout dans les roches clastiques, elle est formée pendant le dépôt du sédiment, donc synsédimentaire ; elle est de type intergranulaire et dépend :

- du classement et de la forme des grains.
- du mode d'arrangement des grains.
- du degré de compaction et de cimentation.

ii- La porosité secondaire Φ_2 :

Porosité résultant des changements post-sédimentaires, elle englobe la porosité vacuolaire acquise par dissolution dans les roches d'origine chimique ou biochimique, la porosité de fracture et la porosité due à l'altération.

b- La porosité utile (ou effective) :

C'est le rapport du volume des pores reliés entre eux au volume total de l'échantillon. On considère les pores connectés contribuant à l'écoulement du fluide en place.

La porosité utile des roches varie entre 1 % et 40 % ; généralement, on dira que la porosité est :

- Médiocre si Φ < 5%
- Faible si 5% $< \Phi < 10\%$
- Moyenne si $10\% < \Phi < 20\%$
- **-** Bonne si 20% $< \Phi < 30\%$
- Excellente si $\Phi > 30\%$.

c- Porosité résiduelle :

C'est le rapport du volume des pores qui ne communiquent pas entre eux et avec le milieu extérieur au volume total de l'échantillon.

d- Porosité apparente :

On appelle porosité apparente la porosité que les diagraphies fournissent avant toute correction en particulier des effets des argiles qui ont une porosité importante mais non utile.

II-2-1-2- Méthodes du calcul des différentes porosités :

II-2-1-2-1- Méthodes directes :

La porosité est mesurée à l'aide d'un porosimètre à mercure. Dans son principe, cette méthode consiste à injecter un volume de mercure (sous pression) à l'intérieur d'un échantillon de roche préalablement séché. Le mercure va remplir les vides de l'échantillon donc le volume des pores est celui du mercure injecté et à partir de là on peut estimer la porosité de l'échantillon. Evidemment, seuls les pores interconnectés sont estimés.

II-2-1-2-2 Méthodes indirectes (Schlumberger, 1996):

a- Porosité sonique Φ_s :

Elle est calculée à partir de la relation suivante sur la base d'un log sonique :

$$\Phi_{s} = \frac{(\Delta T_{lu} - \Delta T_{ma})}{(\Delta T_{f} - \Delta T_{ma})}$$

 ΔT_{lu} : Temps de parcours de l'onde sonique en face du niveau étudié.

 ΔT_{ma} : Temps de parcours de l'onde sonique dans la matrice.

 ΔT_f : Temps de l'onde sonique dans le fluide.

Cette porosité doit être corrigée de l'effet d'argile par la formule suivante :

$$\boldsymbol{\Phi}_{sc} = \boldsymbol{\Phi}_{s} - (\boldsymbol{V}_{sh} * \boldsymbol{\Phi}_{ssh})$$

 $V_{\rm sh}$: volume d'argile.

 Φ_{ssh} : porosité sonique des argiles.

 Φ_{sc} : porosité sonique corrigée de l'effet des argiles.

b- Porosité neutron Φ_n :

C'est la porosité donnée par les outils de neutrons calibrés dans les calcaires, une simple correction de lecture en échelle compatible en grés est indispensable, comme suit :

$$\Phi_{n Gr\dot{e}s} = \Phi_{n Calcaires} + 0,04$$

Cette valeur de porosité doit être corrigée une deuxième fois de l'effet des argiles à partir de la relation suivante pour obtenir Φ_{nesh} :

$$\boldsymbol{\Phi}_{ncsh} = \boldsymbol{\Phi}_n - (\boldsymbol{V}_{sh} * \boldsymbol{\Phi}_{nsh})$$

 $V_{\rm sh}$: volume d'argile, $\Phi_{\rm nsh}$: Porosité Neutron lue en face des argiles.

La valeur de la porosité neutron corrigée Φ_{nc} :

$$\boldsymbol{\Phi}_{nc} = \boldsymbol{\Phi}_n + 0.04 - (\boldsymbol{V}_{sh} * \boldsymbol{\Phi}_{nsh})$$

c-Porosité de densité Φ_d :

La porosité de densité de la formation est donnée par la relation suivante à partir de la lecture d'un log de densité :

$$\boldsymbol{\Phi}_d = \frac{(\boldsymbol{\rho}_b - \boldsymbol{\rho}_{ma})}{(\boldsymbol{\rho}_f - \boldsymbol{\rho}_{ma})}$$

Avec : ρ_b : Densité globale lue en face du niveau étudié donnée en (g/cm³).

 ρ_{ma} : Densité de la matrice.

 ρ_f : Densité du fluide.

 Φ_d : Porosité donnée par les outils de densité.

La porosité de densité doit être corrigée de l'effet des argiles par la formule suivante :

$$\boldsymbol{\Phi}_{dc} = \boldsymbol{\Phi}_{d} - (\boldsymbol{V}_{sh} * \boldsymbol{\Phi}_{dsh})$$

Avec: V_{Sh}: Volume d'argile.

 Φ_{dSh} : Porosité de densité des argiles.

d- Porosité utile (ou effective):

La porosité utile en face des bancs gréseux non cavés est donnée par la formule suivante :

$$\boldsymbol{\Phi}_{u} = \frac{\boldsymbol{\Phi}_{nc} + \boldsymbol{\Phi}_{dc} + \mathbf{0},75\boldsymbol{\Phi}_{sc}}{2,75}$$

La porosité utile en face des formations cavées est égale à la porosité sonique corrigée de l'effet des argiles Φ sc, l'outil sonique étant le moins affecté par la présence des caves :

$$\Phi_u = \Phi_{sc}$$

Remarque : Les porosités ne nécessitent pas de correction d'effet d'argile dans les zones propres du réservoir (Vsh <10%).

II-2-2- La perméabilité (k):

Qualitativement, la perméabilité d'une roche est son aptitude à permettre l'écoulement des fluides contenus dans son espace poreux. Ce dernier ne permet le déplacement des fluides que si ses pores sont reliés entre eux. L'unité de mesure de la perméabilité \mathbf{k} est le Darcy. Mais étant donné que les valeurs de la perméabilité sont souvent faibles, on utilise ses sous-multiples, en particulier le milliDarcy (1 mDarcy = 10^{-3} Darcy).

La perméabilité est fonction des propriétés texturales de la roche (taille des grains, arrondi ou sphéricité, classement, dispositions des grains (packing), etc. Elle augmente avec la taille des grains et diminue avec le classement et l'arrondi des grains (Figure II-14).

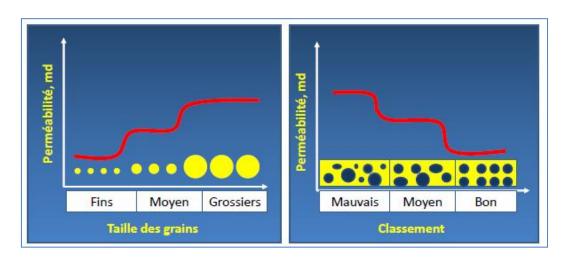


Figure II-14 : La perméabilité en fonction de la texture de la roche (Beghoul, 2013).

II-2-2-1- Types de perméabilités :

a- Perméabilité spécifique ou absolue (ka):

C'est la perméabilité mesurée avec un seul fluide présent, par exemple : la perméabilité à l'air, la perméabilité à l'eau, la perméabilité à l'huile.

b- Perméabilité effective (ke):

Quand un fluide (A) existe dans la porosité de la roche, à une saturation différente de la saturation irréductible minimale, le résultat de la mesure de la perméabilité à l'aide d'un deuxième fluide (B) est appelé perméabilité effective pour ce fluide.

 k_O - Effective pour l'huile, k_G - Effective pour le gaz, k_W - Effective pour l'eau.

c- Perméabilité relative (kr):

C'est le rapport de la perméabilité effective (**ke**) sur la perméabilité spécifique (**ka**). La perméabilité relative à un fluide donné varie en fonction directe de la saturation de ce fluide dans la roche et s'exprime en pourcentage (%) de déplacement d'un fluide par rapport à l'autre.

$$kr = \frac{ke}{ka}$$

II-2-2-2- Classes des perméabilités :

*Très faible : si k < 1mD * Faible : si $1 \le k < 15$ mD * Modérée : si $15 \le k < 50$ mD

* Bonne: si $50 \le k < 250 \text{ mD}$

* Très bonne: si $250 \le k < 1000 \text{ mD}$ * Excellente : si k > 1000 mD (1 Darcy)

II-2-2-3- Mesure de la perméabilité :

II-2-2-3-1- Mesure directe:

Le principe de la mesure consiste à injecter un fluide (air ou liquide visqueux) avec une pression P1 dans l'échantillon de roche de forme cylindrique préalablement lavé et séché puis mesurer le débit Q et la pression P2 de sortie du fluide de la roche (Figure II-15).

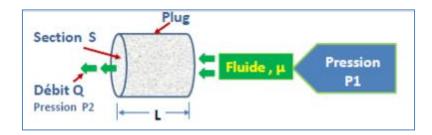


Figure II-15: Principe de mesure de la perméabilité au laboratoire (Beghoul, 2013).

D'après la loi de Darcy la perméabilité absolue est donnée par la formule suivante :

$$k = \frac{\mu QL}{S(P1 - P2)}$$

Avec:

Q : Débit du fluide à travers l'échantillon (cm³/s).

k : perméabilité (en Darcy).

(P1 - P2): chute de pression ou gradient de pression à travers l'échantillon (atm/cm).

S : aire de la section de l'échantillon (cm²).

M : viscosité du fluide (en centipoises).

L : longueur de l'échantillon (cm).

II-2-2-3-2- Mesure indirecte:

Les mesures indirectes s'opèrent à partir des diagraphies (**MDT** « Modular Formation Dynamics Tester ») et les Tests de formation **DST** (Drill Stem Test).

II-2-3- La résistivité :

Qualitativement, la résistivité d'une formation exprime son aptitude à se laisser traverser par un courant électrique. Elle s'exprime en Ohm.m $(\Omega.m)$. Elle dépend surtout de :

- La résistivité propre de l'eau de formation envahissant les pores.
- La texture de la roche (mode de répartition des pores, des argiles et des minéraux conducteurs).

II-2-3-1- Détermination de la résistivité de la formation (Rt) :

La résistivité Rt permet la détermination de la saturation en eau dans les niveaux réservoirs d'où par la suite la saturation en hydrocarbures. Elle est lue sur le log de résistivité.

II-2-3-2- Détermination de la résistivité de l'eau de formation (Rw) :

La résistivité de l'eau de formation est un paramètre très important pour le calcul de la saturation en eau. Cette dernière est très sensible à la variation de Rw.

La détermination de la résistivité de l'eau de formation peut se faire par plusieurs méthodes :

- A partir des essais de production des puits voisins.
- A partir des cartes de salinités régionales.
- A partir des diagraphies différées (polarisation spontanée).

II-2-4- La Saturation:

La saturation est l'aspect quantitatif du volume d'huile, gaz ou eau contenu dans une formation. C'est le rapport du volume occupé par l'un de ces fluides au volume total des pores de la roche. Elle est désignée par la lettre "S" et s'exprime en % :

$$S = \frac{\text{volume de fluide}}{\text{volume des pores}}$$

A partir d'une certaine profondeur les pores d'une roche ne sont plus occupés par de l'air mais par un fluide, généralement de l'eau douce ou salée. Dans le cas d'un gisement une partie des pores est occupée par de l'huile et/ou du gaz.

On définit alors une saturation en eau " S_w ", une saturation en huile " S_o " et une saturation en gaz " S_g ".

Il reste toujours de l'eau piégée dans les pores d'une roche réservoir, appelée eau interstitielle. La saturation en eau interstitielle " S_{wi} " varie entre 10 et 35 %.

II-2-4-1- Saturation en eau et en hydrocarbures :

a-Dans une zone à hydrocarbures:

$$On \ a: \qquad V_{pore} = V_{w} + V_{bc} \qquad \qquad S_{w} = \frac{V_{w}}{V_{pore}} et \qquad \qquad S_{hc} = \frac{V_{hc}}{V_{pore}} \qquad \qquad \sum S_{w} + S_{hc} = \frac{V_{w} + V_{hc}}{V_{pore}} = 1$$

$$\Longrightarrow S_w = 1 - S_{hc}$$
 (Avec : V_w : volume de l'eau et V_{hc} : volume des hydrocarbures)

b-Dans une zone à huile : $S_w = 1 - S_o$

c-Dans une zone à gaz : $S_w = 1 - S_g$

II-2-4-2- Estimation de la saturation en eau dans les formations propres :

Dans le cas d'une formation propre (V_{sh} < 10 %) on utilise la loi d'Archie généralisée pour le calcul de la saturation en eau (S_w).

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a}{\Phi^m} * \frac{Rw}{Rt}}$$

II-2-4-3- Estimation de la saturation en eau dans le cas de présence des argiles dans le réservoir:

Le mode de distribution des argiles influence la réponse des outils, d'où l'utilisation d'autres formules pour le calcul de la saturation en eau.

a- Cas d'argiles laminées :

$$S_{w} = \sqrt{\left(\frac{1}{Rt} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right) * \left(\frac{F * Rw}{1 - V_{sh}}\right)}$$

b- Cas d'argiles structurales :

$$\frac{1}{Rt} = \frac{V_{sh}}{R_{sh}} S_w + \frac{S_w^2}{F * Rw(1 - V_{sh})}$$

c- Cas d'argiles dispersées : Dans ce cas on utilise la formule de Simandoux.

$$S_{w} = \frac{a * Rw}{2 * \Phi^{m}} \left[\sqrt{\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right)^{2} + \frac{4 * \Phi^{m}}{a * Rw * Rt}} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right]$$

Avec:

Rw: résistivité de l'eau de formation.

Rt: résistivité de la zone vierge.

 R_{sh} : résistivité des argiles.

 V_{sh} : volume des argiles.

\Phi: porosité utile.

a: Constante lithologique, selon Archie, a varie entre 0.62 pour les grès à 1 pour les formations bien consolidées (Les roches à porosité intergranulaire comme les carbonates et les quartzites). Pour les réservoirs à porosité intragranulaire (de fractures), ce facteur est supérieur à 1.

m: Facteur de cimentation (par défaut m = 2).

n: Exposant de la saturation en eau (par défaut n = 2).

F: Facteur de formation, c'est le rapport entre la résistivité \mathbf{R}_0 d'un réservoir propre saturé en eau à 100 % et la résistivité de cette eau: $\mathbf{F} = \mathbf{R_0}/\mathbf{R_w}$.

Le facteur de formation est fonction de la porosité utile et des coefficients matriciels a et m, il s'exprime par la relation : $F = a/\Phi^m$.

<u>Chapitre III</u> upage séquentiel e

Découpage séquentiel et corrélation entre puits

I-Introduction:

Dans ce chapitre trois puits nommés arbitrairement **P1**, **P2** et **P3** dans le bassin d'Ahnet ont fait l'objet d'un découpage séquentiel à partir des courbes diagraphiques notamment le signal Gamma Ray (GR) dans le but de réaliser l'étude des séries sédimentaires en termes de stratigraphie séquentielle.

Vu l'absence des sections sismiques et les données de carottes, ce découpage s'appui sur la charte eustatique de l'Ordovicien et sur les différents travaux réalisés au voisinage de la zone d'étude tels que les travaux de : (Legrand, 2003 ; Kracha, 2011 ; Ghienne et *al.*, 2007 ; Akkouche, 2007 ; Perron et *al.*, 2018).

Après avoir présenté la région d'étude, nous exposons les grands concepts de la stratigraphie séquentielle que nous appliquons ensuite au découpage séquentiel des trois puits.

II- Description de la région d'étude :

La structure de Oued Tesa-Araret et Djebel Mouima Sud sont situés au Sud du périmètre Tidikelt sur le bloc 338a au niveau de l'Ahnet central (Figure III-1).

Les terrains superficiels au niveau des deux structures (Oued Tesa-Araret et Djebel Mouima Sud) débutent par les formations du Dévonien supérieur, Fammennien et Frasnien.

Les coupes lithologiques des deux structures sont présentées en annexe 1.

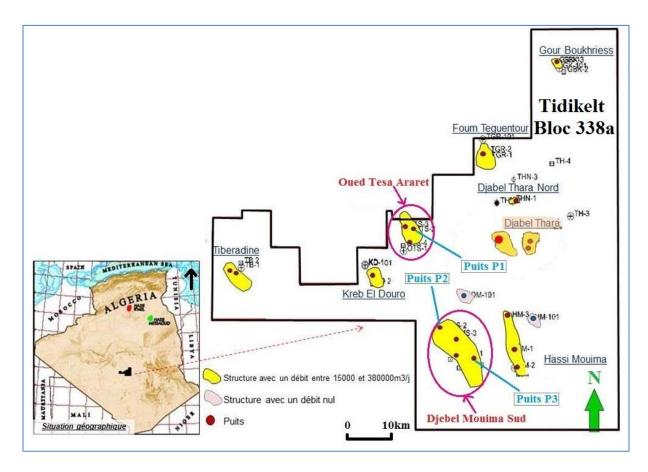


Figure III-1 : Localisation de la structure de Oued Tisa-Araret et du Djebel Mouima Sud et des puits étudiés (P1, P2 et P3) (Sonatrach, 2011).

II-1- Présentation du Puits P1:

Le puits **P1** est situé au niveau de la structure de Oued Tesa-Araret (Figure III-1). Cette structure est définie comme un piège contre faille qui prend naissance à l'endroit de la bifurcation de nombreuses failles inverses (Figure III-2). Les dimensions de cette structure est de l'ordre de 16 km² au toit de l'Ordovicien.

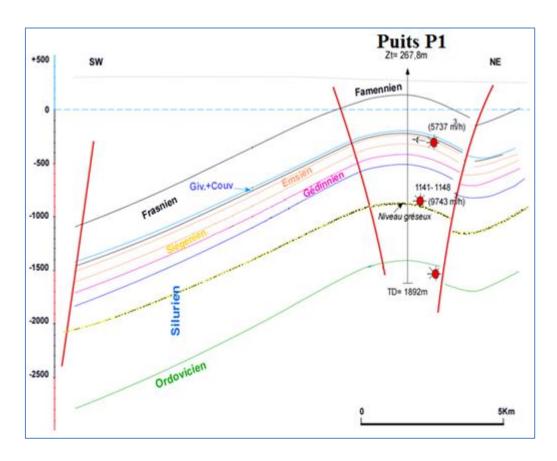


Figure III-2: Coupe géologique SW-NE passant par le puits P1 (Sonatrach, 2007).

II-2- Présentation des puits P2 et P3 :

Le puits **P2** et **P3** sont situés à l'extrême sud du périmètre Tidikelt, au niveau de la structure du Djebel Mouima Sud (Figure III-1). Cette structure est définie comme un anticlinal allongée dans la direction NW-SE et encadré par des failles inverses. Elle présente l'allure d'un pli coffré avec une dimension de 94.5 Km² au toit de l'Ordovicien (Figure III-3).

^{*} Une coupe sismique orientée NNW-SSE et qui passent par les trois puits (P1, P2 et P3) (Figure III-4) montre que la région d'étude est l'une des zones les plus structurées de la plate forme Saharienne. La majorité des anticlinaux observés sur cette coupe sont de taille modeste et sont encadrés par des failles inverses et forment ainsi des pièges structuraux (pièges contre failles).

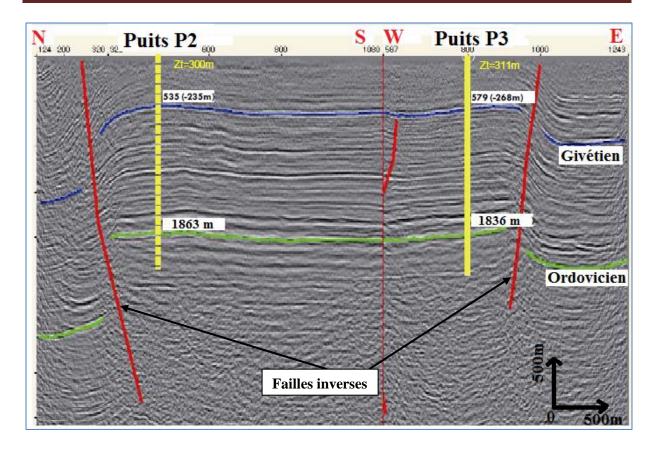


Figure III-3 : Coupes sismiques orientée N-S et W-E passants par les puits P2 et P3 (Sonatrach, 2011).

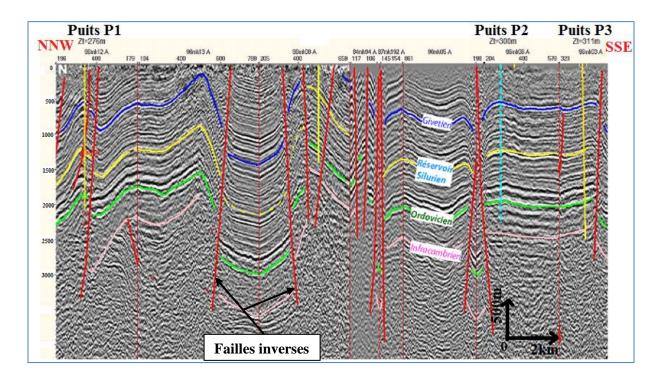


Figure III-4 : Coupe sismique orientée NNW-SSE passant par les puitsP1, P2 et P3 (Sonatrach, 2011).

III- Concepts de stratigraphie séquentielle :

La stratigraphie séquentielle c'est une démarche qui fournit un cadre d'étude aux éléments de tout environnement de dépôts, facilitant ainsi la reconstitution paléogéographique des environnements et la prédiction des faciès lithologiques. Elle s'intéresse plus précisément à l'organisation des strates en relation avec les fluctuations cycliques du niveau de la mer.

Les modèles d'empilements stratigraphiques permettent de déterminer l'ordre dans lequel les strates se sont établies et expliquent les relations géométriques et structurales intrinsèques de ces strates. La stratigraphie séquentielle s'appuie sur trois concepts primordiaux : la séquence, la paraséquence et les cortèges sédimentaires (Catuneanu, 2011).

La méthode de la stratigraphie séquentielle donne des résultats optimum quant sont intégrées des informations en provenance des sources multiples (sismiques, affleurements, carottes, diagraphies de forage, biostratigraphie, magnétostratigraphie, etc.). Toutes ces données ne sont pas disponibles pour toutes les études, c'est un facteur limitant la résolution des modèles de stratigraphie séquentiel. Par exemple un bassin pétrolier onshore mature peut offrir un jeu complet de données tandis qu'un bassin offshore peut n'être interprété qu'avec de la sismique (Bacchiana, 2011).

La staratigraphie séquentielle est maintenant communément utilisée comme une approche moderne à l'analyse stratigraphique intégrée, combinat des données de tous les autres types de stratigraphie ainsi que d'autres disciplines (Figure III-5).

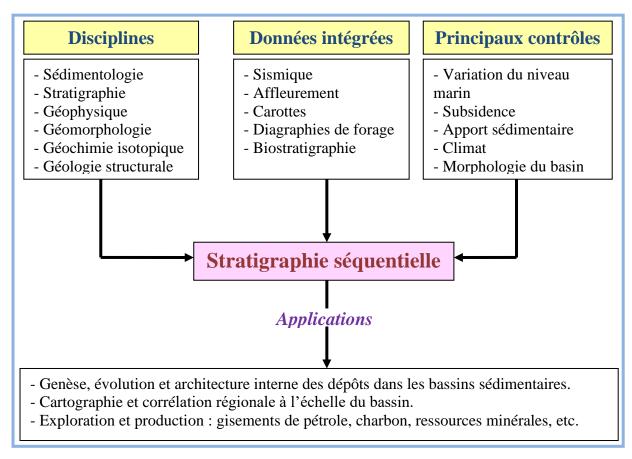


Figure III-5 : La stratigraphie séquentiel dans le contexte de la recherche interdisciplinaire.

III-1- Notions de base de la stratigraphie séquentielle :

III-1-1- L'espace d'accommodation :

L'accommodation correspond à l'espace disponible pour l'accumulation de sédiments à chaque instant, il dépend de trois facteurs : l'eustatisme, la subsidence et le taux d'accumulation des sédiments.

Le rapport accommodation sur sédimentation (A/S) peut indiquer s'il s'agit d'une sédimentation, d'un non dépôt, ou bien d'une érosion (Figure III-6).

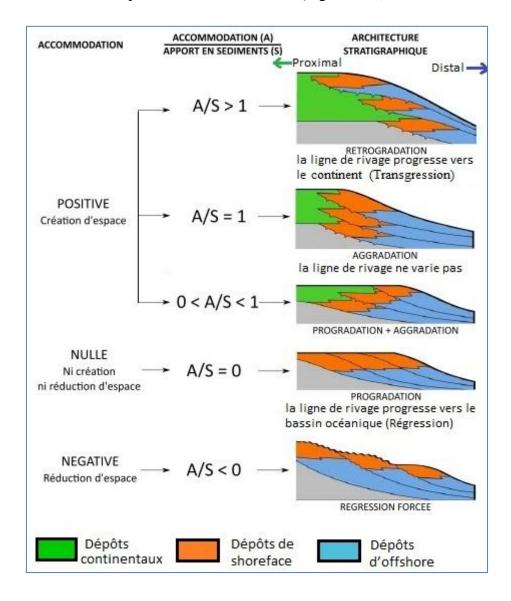


Figure III-6 : Architectures stratigraphiques en fonction des variations d'accommodation (Jonathan, 2018).

III-1-2- Les unités de la stratigraphie séquentielle (Catuneanu, 2011) :

III-1-2-1- La Séquence :

Le concept de séquence est défini comme une succession relativement conforme de strates génétiquement reliées, délimitées par des discordances ou par des discontinuités corrélatives (Figure III-7).

> Types de séquences :

- **a- Séquence de dépôt :** Une séquence de dépôt est mise en place durant un cycle complet de variations du niveau marin relatif ce qui implique à la fois une augmentation (positive) et une diminution (négative) de l'espace d'accommodation. La formation de limites de séquence de dépôt nécessite des périodes d'accommodation négative.
- **b- Séquence stratigraphique génétique :** La formation de la séquence stratigraphique génétique dépend du développement de surfaces d'inondation maximales (**MFS**), qui se forment pendant les périodes d'accommodation positive.
- **c- Séquence Transgressive Régressive (T-R) :** La séquence T-R dépend du développement de surfaces régressives maximales (**MRS**), qui se forment pendant les périodes d'accommodation positive.

III-1-2-2- La paraséquence :

C'est une succession peu profonde de faciès délimités par les surfaces d'inondation marines. Les paraséquences sont géographiquement limitées aux zones côtières à peu profondes où les surfaces d'inondations marines peuvent se former. Un ensemble de paraséquences constitue un system tract.

III-1-2-3- Les cortèges sédimentaires :

Les cortèges sédimentaires sont constitués par des strates génétiquement reliées, et limités par des surfaces de discontinuité stratigraphique qui passent latéralement à des surfaces de concordance (Vail et *al.*, 1977 ; *in* Mbani, 2013).

La nature et la géométrie de ces cortèges sont fonction du rapport entre la variation du niveau relatif de la mer et la vitesse de sédimentation. Plusieurs cortèges sont alors définis selon les concepts de la stratigraphie séquentielle (Figure III-7) (Catuneanu, 2011) :

- **a- Cortège de bas niveau (Lowstand Systems Tract) "LST":** Correspond aux dépôts qui s'accumulent pendant la régression normale. Il est limité à la base par la discordance subaérienne (SU) et sa discontinuité corrélative (CC) et au toit par la surface de régression maximale (MRS).
- **b-** Cortège transgressif (Transgressive Systems Tract) "TST": Comprend les dépôts accumulés depuis le début de la transgression jusqu'au moment de la transgression maximale de la côte. Il est à la base par la surface de régression maximale (MRS) et au toit par la surface d'inondation maximale (MFS).
- c- Cortège de haut niveau (Highstand Systems Tract) "HST": Inclut les dépôts progressifs qui se forment lorsque les taux d'accumulation de sédiments dépassent le taux d'augmentation de l'accommodation. Il est limité à la base par la surface d'inondation maximale (MFS) et au toit par différentes surfaces composites incluant la discordance subaérienne (SU), la surface régressive d'érosion marine (RSME) et la surface basale de régression forcée (BSFR).

- **d-** Cortège de régression forcée (Falling-Stage Systems Tract) "FSST": Est le produit d'une régression forcée. Il est limité à la base par la surface de régression forcée (BSFR) et au toit par la discordance subaérienne (SU) et sa discontinuité corrélative (CC).
- e- Cortège régressif (Regressive System Tract) "RST": Inclut l'ensemble des dépôts accumulés durant la chute du niveau marin. Il est limité à la base par une surface d'inondation maximale (MFS) et au toit par une surface de régression maximale (MRS).

III-1-3- Les surfaces stratigraphiques :

Sept surfaces majeures sont décrites ci-dessous, d'après la synthèse de Catuneanu (2011) (Figure III-7) :

- **a- Discordance subaérienne (Subaerial Unconformity) "SU":** Est une surface d'érosion ou de non-dépôt créée généralement durant la chute du niveau marin par des processus d'érosion tels que les incisions fluviatiles, l'érosion par le vent, ...
- **b- Discontinuité corrélative (Correlative Conformities) "CC":** Elle fait suite à la discordance subaérienne à partir de la ligne de côte relative à la plus grande chute du niveau marin. Elle sépare les dépôts de régression forcée au-dessous des dépôts de bas niveau associés à la régression normale, au-dessus.
- **c-Surface d'inondation maximale (Maximum Flooding Surface) "MFS":** Elle marque la fin de la transgression de la ligne de côte, séparant les cortèges rétrogradant, en dessous, des cortèges progradants, au dessus.
- **e- Surface de régression maximale (Maximum Regressive Surface) "MRS":** Elle marque la transition entre les phases de régression et de transgression, séparant les prismes progradants, en dessous, des prismes rétrogradants, au dessus.
- **f- Surface de ravinement transgressive (Transgressive Ravinement Surface) "TRS":** Il s'agit d'une surface de ravinement, modelée par l'action des vagues (ou de la marée) au niveau d'un environnement peu profond lors de la transgression de la ligne de côte.
- g- Surface régressive d'érosion marine (Regressive Surface of Marine Erosion)
- "RSME": Se forme durant la régression forcée en environnement de plate-forme ou plateau à dominance de vagues. Cette surface de ravinement correspond à l'érosion sous-marine causée par ces vagues.
- h- Surface basale de régression forcée (Basal Surface of Forced Regression) "BSFR": Cette surface définit la base de tous les dépôts accumulés dans un environnement marin durant la régression forcée, remplaçant la surface de conformité corrélative.

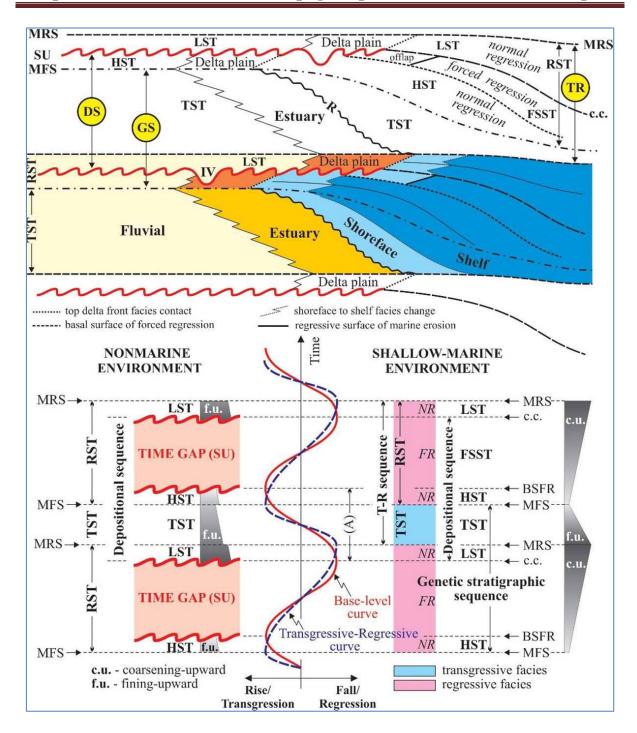


Figure III-7 : Séquences, cortèges sédimentaires et surfaces stratigraphiques définies en relation avec les courbes du niveau marin et la transgression - régression (Catuneanu, 2006).

Abréviations : SU: Discordance subaérienne, CC: Discontinuité corrélable ; BSFR: Surface basale de régression forcée ; MRS: Surface de régression maximale ; MFS: Surface d'inondation maximale ; R: surfaces de ravinement par l'action des vagues ; IV: vallée incisée ; NR: Régression normale ; FR: Régression forcée ; LST: Cortège de bas niveau ; TST: Cortège transgressif ; HST: Cortège de haut niveau ; FSST: Cortège de régression forcée ; RST: Cortège régressif ; DS: Séquence de dépôt ; GS: Séquence stratigraphique génétique ; TR: Séquence transgressive - Régressive.

III-2- Notions d'électro-facies et d'électro-séquence :

L'électro-faciès est défini comme "un ensemble de réponses diagraphiques qui caractérise un banc et permet de le différencier de ceux qui l'entourent" (Serra, 1979).

Le concept d'électro-séquence est basé sur l'observation d'évolutions progressives en fonction de la profondeur de certains paramètres diagraphiques. Ainsi dans les formations argilo-sableuses, les réponses diagraphiques peuvent être reliées au pourcentage d'argile et à la granulométrie. On pourra en déduire l'énergie du dépôt.

Une électro-séquence est définie comme un "intervalle de profondeur présentant une variation progressive et continue entre deux valeurs extrêmes du paramètre diagraphique mesuré, dessinant une rampe" (Serra, 1979).

La forme des courbes diagraphiques, l'allure des contacts inférieurs et supérieurs des électro-bancs ont permis d'établir une classification des électro-séquences (Figure III-8).

- La forme en cylindre : caractérise les lits de chenaux en tresses ou le domaine de plage.
- La forme en entonnoir : caractérise les dépôts de front du delta et de crevasse splay ou un milieu de barres (dépôts progradants).
- La forme en cloche : relative aux dépôts de chenaux fluviatiles et deltaïques ou aux chenaux de marée (dépôts transgressifs).
- La forme en œuf : forme caractéristique des dépôts deltaïques régressifs à transgressif, dépôts de cône de déjection, etc.
- La forme en dents de scie : relative aux dépôts de la plaine alluviale, dépôts de talus (de pente), etc.

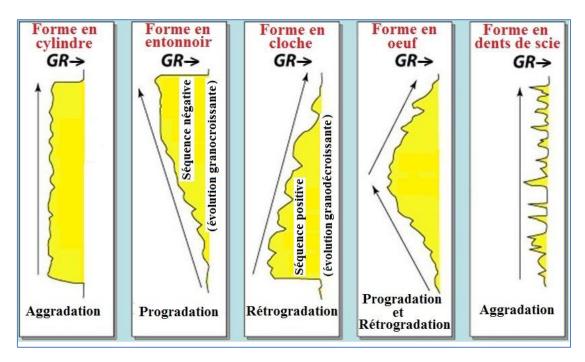


Figure III-8 : Classification des électroséquences d'après la forme des courbes de Gamma Ray (Bacchiana, 2011).

IV- Découpage séquentiel de l'Ordovicien et corrélation entre les trois puits à partir des réponses diagraphiques du signal Gamma Ray (GR) :

IV-1- Identification des séquences de dépôt :

Nous avons utilisés les courbes diagraphiques du signal Gamma Ray dans le but de réaliser un découpage séquentiel. Pour cela, nous avons identifié les surfaces remarquables, principalement les MFS et les différentes discontinuités à l'aide des diagraphies du Gamma Ray. Dans le profil diagraphique, les MFS sont reconnues par les pics d'argiles et en fonction de l'évolution du spectre en-dessous et au-dessus de ces niveaux remarquables. Nous avons ainsi pu mettre en évidence cinq séquences de deuxième ordre d'une durée moyenne de 5-10 millions d'années dans les formations ordoviciennes traversées par les trois puits (Figure III-15).

a- Séquence S1:

La séquence **S1**, qui est supposée d'âge Trémadocien, regroupe tous les termes de l'Unité III-1.

Dans notre cas il y a que la partie sommitale de la séquence qu'est visible sur la réponse diagraphique, elle est limité à la base par à une surface d'inondation maximale (*MFS 1*) et au sommet par une surface de ravinement tidale qui correspond la discordance Infra-Arénigienne nommée *SB1* (limite supérieure de la séquence *S1*), elle est exprimée par un net décrochement sur les diagraphies GR bien mise en évidence à la profondeur de 2089 m au niveau du puits **P3** avec une valeur GR de 117 API (Figure III-9).

Cette partie de la première séquence montre un signal de diagraphie GR en forme d'entonnoir dentelé à évolution grano-croissante (séquence négative) constituant ainsi un cortège de haut niveau marin (*HST*). L'aspect dentelé signifié la forte radioactivité des ces formations. Ce cortège est constitué essentiellement d'Argiles d'El Gassi et des Grès d'El Atchane.

b- Séquence S2:

Cette deuxième séquence **S2** est supposée d'âge Arénigien inférieur - Llanvirnien inférieur. Elle est limitée à la base par la discordance érosive (*SB 1*) et au sommet par une surface d'érosion marine (*SB 2*) caractérisée par une troncature abrupte de la courbe GR (fortes valeurs du GR) qui traduit bien l'existence d'une discordance érosive. Cette troncature est bien visible au niveau du puits **P2** à la profondeur 2028 m avec une valeur de GR de 122 API (Figure III-10).

Cette séquence est présente uniquement au niveau des puits **P2** et **P3**, elle est composée de bas en haut de deux cortèges sédimentaires :

➤ Le premier cortège présente une morphologie diagraphique cylindrique, typique des formations propres avec un contact basal abrupt très caractéristique (Figure III-9), limité à la base par la discordance Infra-Arénigienne (SB 1) et au sommet par la surface de régression maximale (MRS 1), il s'agit donc d'un cortège de bas niveau marin (LST) formé de Quartzites de Hamra.

➤ Le deuxième cortège montre des valeurs GR moyennes, avec une morphologie diagraphique en cloche très caractéristique sur le log GR, traduisant l'affinement progressif du matériel au dessus des Quartzites de Hamra. Il est limité à la base par une *MRS 1* marquée par une déflexion de GR et au sommet par la surface d'érosion marine (*SB 2*). Il correspond donc à un cortège transgressif (*TST*) formé de Grès de Ouargla.

Le maximum de transgression *MFS 2* au sommet des Grès de Ouargla est associé à limite de séquence *SB 2*.

Les grès de Ouargla sont bien individualisés en diagraphies et constituent un excellent repère pour les corrélations lithostratigraphiques (Figure III-10).

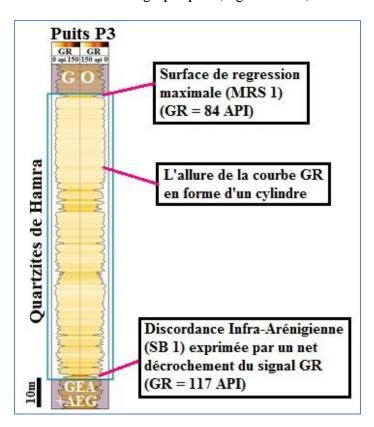


Figure III-9 : Signature diagraphique des Quartzites de Hamra.

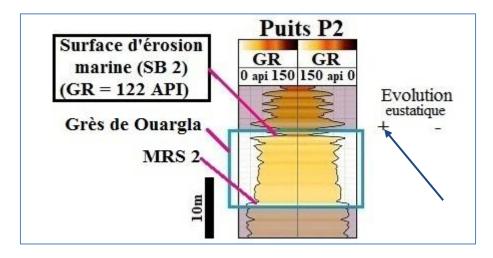


Figure III-10 : Signature diagraphique des Grès de Ouargla.

c- Séquence S3:

Elle est d'âge Llanvirrien – Cradocien. Limitée à la base par la surface d'érosion marine $(SB\ 2)$ et au sommet par la discordance Taconique suivie d'une glaciation et de ravinements importants $(SB\ 3)$. Cette séquence renferme deux cortèges sédimentaires.

- Le premier cortège qui est absent au niveau du puits **P3**, il est représenté par une sécession de para-séquences à évolution de plus en plus profonde traduisant la remontée progressive du niveau relatif de la mer, représente une séquence à tendance évolutive positive montre une allure en cloche de la courbe de GR (Figure III-11). Il est limité à base par une SB 2 et au somment par une surface d'inondation maximale (MFS 2) caractérisée par une arrivée d'un matériel plus argileux et donc un GR plus élevé, il s'agit donc d'un cortège transgressif formé par les argiles d'Azzel et Tiferouine.
- ➤ Le deuxième cortège sédimentaire de la séquence S3 (*HST*) présente une évolution grano et stratocroissante bien visible sur les réponses diagraphiques, qui montrent une succession d'enveloppes en entonnoir, traduisant la progradation d'un système littoral définissons ainsi un cortège de haut niveau marin (*HST*). Il est représenté par les Grès de Oued Saret qui peuvent être totalement ou partiellement préservés sous la discordance Taconique et les incisions glaciaires. Ce cortège est mieux préservé au niveau du puits P1 (Figure III-12).

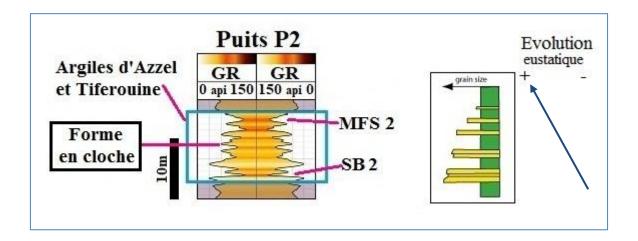


Figure III-11 : Signature diagraphique en forme de cloche des Argiles d'Azel et Tiferouine.

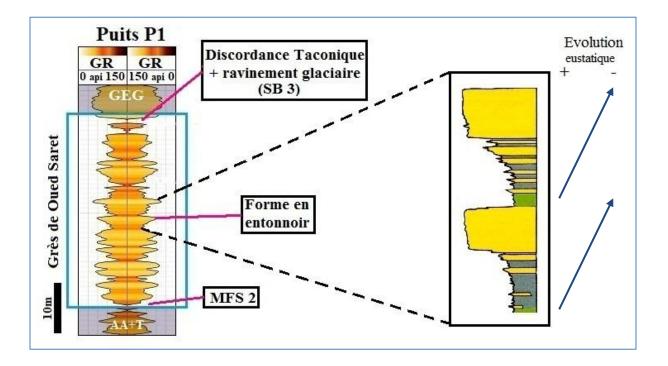


Figure II-12 : Signature diagraphique en forme d'entonnoir des Grès de Oued Saret.

d- Séquence S4:

Composée essentiellement de dépôts glaciaires et périglaciaires d'âge Ashgilien. Sa limite basale correspond à une surface ravinante irrégulière sous laquelle sont tronqués les Grès de Oued Saret (*SB 3*) bien visible à la profondeur 1983 m au niveau du puits **P2** avec une valeur GR de 132 API. Au sommet elle est limitée par la surface de ravinement glaciaire (*SB 4*) qui est marquée par un net décrochement du GR avec une valeur de 150 API à la profondeur 1873 m au niveau du puits **P2**.

Cette séquence est constituée d'un seul cortège sédimentaire qui montre une allure diagraphique du signal GR en forme d'un cylindre hachées, il s'agit donc d'un cortège de bas niveau marin (*LST*).

Ce cortège est représenté par les Grès d'El Goléa qui correspondent aux dépôts de remplissage d'une vallée incisée.

e- Séquence S5:

Cette dernière séquence S5 qui clôture l'Ordovicien, est limitée à la base par la surface d'érosion glaciaire (SB 4) et au sommet par la discontinuité érosive plane (SB 5) (discontinuité de base Silurien). Cette dernière séquence est composée de deux cortèges sédimentaires :

- ➤ Le premier cortège sédimentaire présente une signature diagraphique du signal GR en forme de cloche. Il est limité à la base par la surface d'érosion glaciaire (SB 4) et au somment par la surface d'inondation maximale (MFS 2) qui se traduit par un for GR bien visible au niveau du puits P1 à la profondeur 1678 m avec une valeur de 118 API (Figure III-13) ce qui indique qu'il s'agit d'un cortège transgressif (TST). Il est formé par les argiles Micro-conglomératiques qui sont déposées pendant la fonte de l'inlandsis qui accompagne une élévation du niveau de la mer.
- ➤ Le deuxième cortège sédimentaire montre une signature diagraphique typique d'une formation gréseuse, avec un contact basal abrupt (Figure III-14). Limité à la base par la surface d'inondation maximale (*MFS 2*) et au sommet par la surface érosive (*SB 5*) (limite entre le Silurien et l'Ordovicien), il s'agit donc d'un cortège de haut niveau marin (*HST*) qui est constitué de grés quartzitiques connus sous le nom de Dalle de M'Kratta qui marquent le sommet de l'Ordovicien.

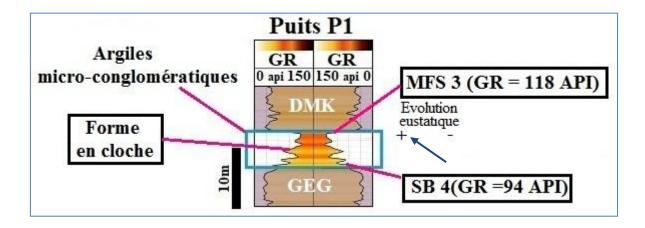


Figure III-13 : Signature diagraphique en forme de cloche des argiles Microconglomératiques.

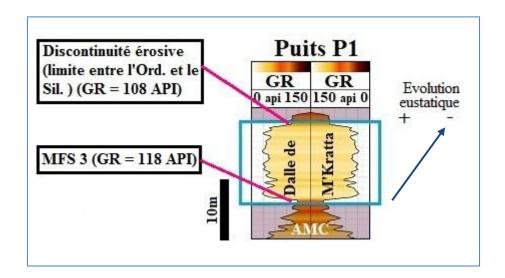


Figure III-14 : Signature diagraphiques à morphologie cylindrique de la dalle de M'Kratta.

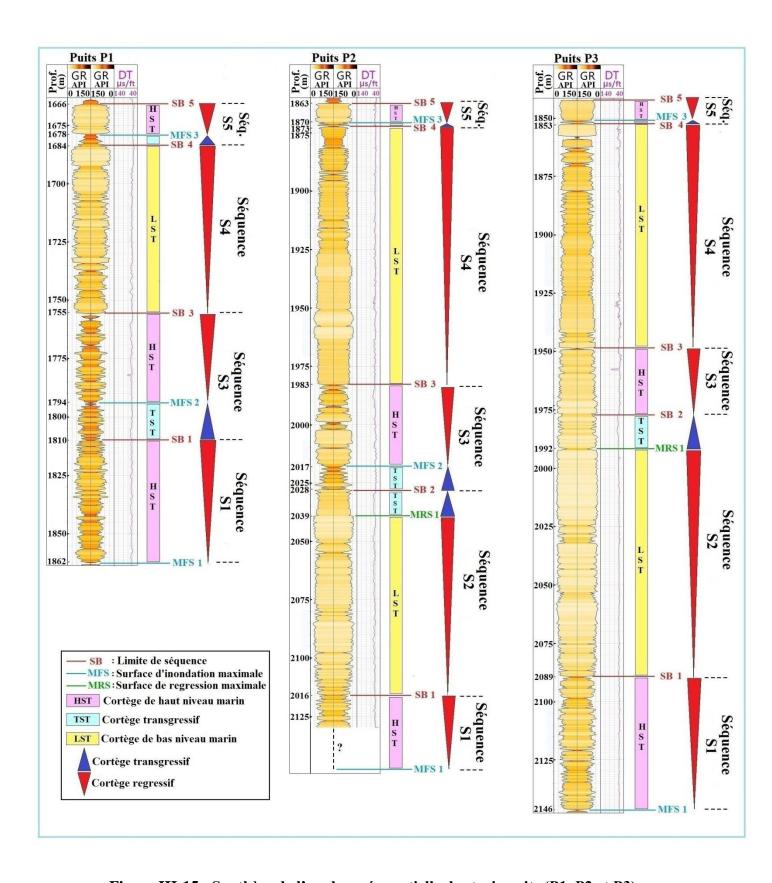


Figure III-15 : Synthèse de l'analyse séquentielle des trois puits (P1, P2 et P3).

IV-2- Découpage lithologique :

L'ordovicien traversé par les trois puits (P1, P2 et P3) est constitué de bas en haut de :

- **A-** L'Unité III-1 : Formée d'Argiles d'El Gassi et de Grès d'El Atchane qui sont caractérisés par une forte radioactivité.
- **B-** L'Unité III-2 : Constituée de Quartzites de Hamra, d'une épaisseur de 88 m au niveau du puits **P2** et de 113 m au niveau du puits **P3**. Cette Unité est absente au niveau du puits **P1** en raison de non dépôt.

C- L'Unité III-3 : Elle est composée de deux ensembles :

- ➤ L'ensemble inférieur : représenté par les Grès de Ouargla et d'Argiles d'Azzel et Tiferouine.
 - Les Grès de Ouargla : Ont une épaisseur de 11 m au niveau du puits **P2** et de 16 m dans le puits **P3**, ils sont absents au niveau du puits **P1**.
 - Les Argiles d'Azzel et Tiferouine: sont absents au niveau du puits **P3**, leur épaisseur variée entre 11m au niveau du puits **P2** à 16 m dans le puits **P1**.
- ➤ L'Ensemble supérieur : représenté par les Grès de Oued Saret qui sont constitués par l'alternance de grés et d'argiles qui peuvent êtres partiellement érodés sous la discordance Taconique et les ravinements glaciaires.
- **D-** L'Unité IV : Renferme de dépôts glaciaires et périglaciaires, elle est représentée par trois sous unités :
 - Les Grès d'El Goléa qui reposent en discordance sur les Grès de Oued Saret. Ils sont constitués de barres gréseuses compactes intercalés parfois de fines passées d'argiles.
 - Les Argiles Micro-Conglomératiques qui sont le témoin de la période de déglaciation au cours de laquelle l'inlandsis disparaît.
 - ➤ Une dalle de grès quartzitique compacte d'une épaisseur moyenne de 15m connue sous le non de Dalle de M'Kratta.

IV-3- Profil de corrélation entre les trois puits :

Dans le but de mettre en évidence les variations latérales et verticales des épaisseurs des formations ordoviciennes, une coupe de corrélation a été réalisée dans la direction **NNW-SSE** passant par les trois puits (**P1**, **P2** et **P3**) (Figure III-16).

Cette corrélation montre :

- -L'absence des Quartzites de Hamra et les Grès de Ouargla dans le puits **P1** en raison de non dépôt.
- -L'épaisseur des Grès de Oued Saret montre une diminution régulière en allant du Nord (39 m au niveau du puits **P1**) vers le Sud (27 m au niveau du puits **P3**).
- -La diminution des épaisseurs des Argiles d'Azzel et Tiferouine du Nord vers le Sud de la région d'étude
- -L'épaisseur des Grès d'El Goléa augmente du Nord vers le Sud allant de 89 m au niveau du puits **P1** à 115 m en moyenne au niveau des puits **P2** et **P3** se qui indique que les dépôts de remplissage des vallées incisées sont beaucoup plus développés au Sud de la région d'étude.
- -Les Argiles micro-conglomératiques sont signalés au Nord dans le puits **P1** avec une épaisseur de 6 m et tendent à disparaitre complètement vers le Sud au niveau des puits **P2** et **P3** ce qui signifie que le retrait des glaces se fait du Nord vers le Sud.
- -La Dalle de M'Kratta qui achève les séquences ordoviciennes, constitue un excellent marqueur litho-stratigraphique du fait de son épaisseur presque constante au Nord et au Sud de la région étudiée (épaisseur de 12 m au niveau du puits **P1** et de 15 m dans le puits **P3**).

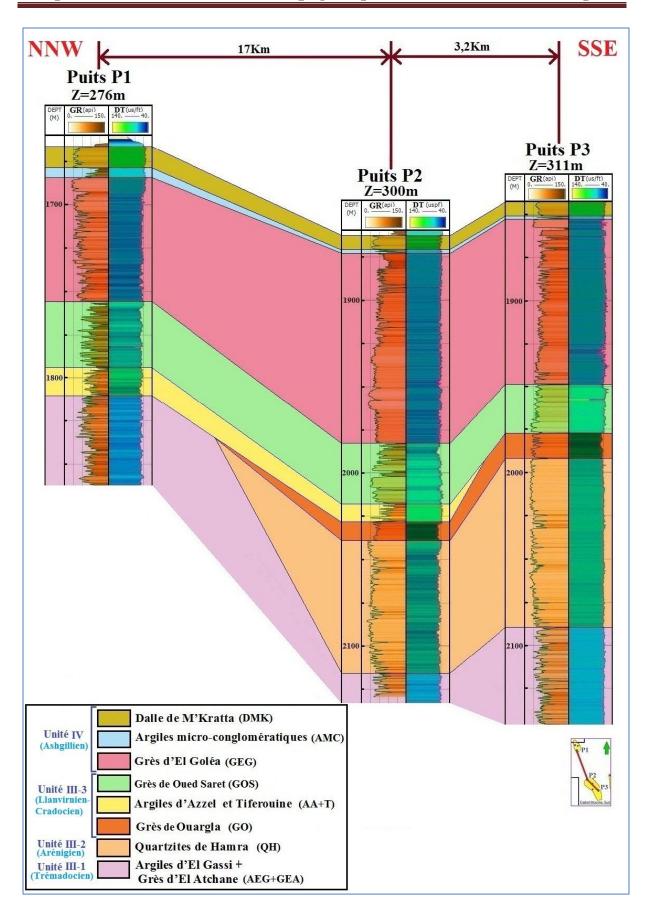


Figure III-16 : Profil de corrélation NNW - SSE passant par les trois puis (P1, P2 et P3) montrant l'architecture des séries ordoviciennes dans la zone étudiée.

La figure ci-après représente la chronologie de dépôt des formations ordoviciennes depuis le Trémadocien jusqu'à l'Ashgillien dans la zone étudiée (Figure III-17).

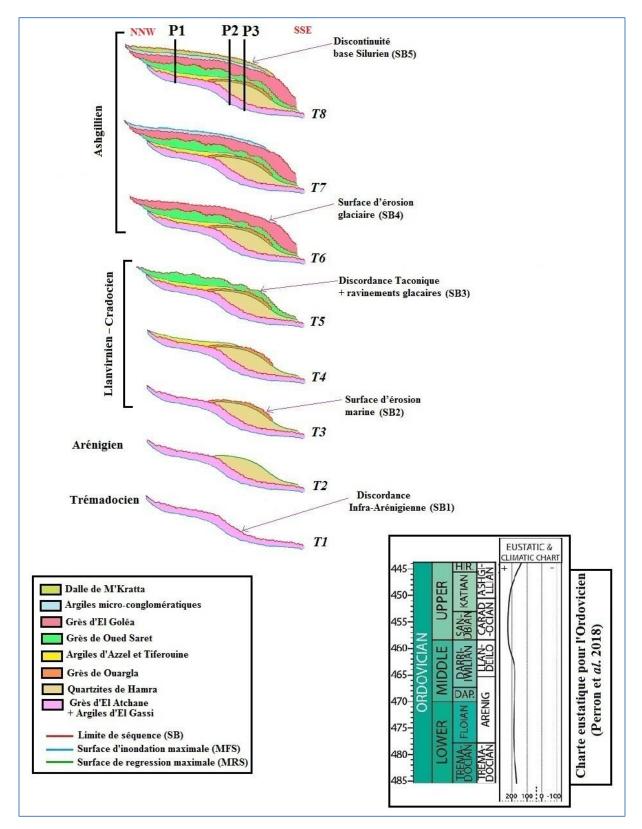


Figure III-17 : Schéma synthétique de la chronologie de dépôt des formations ordoviciennes dans la région étudiée.

V- Conclusion:

Au niveau de la zone étudiée l'Ordovicien présente une sécession lithologique qui commence par des Argiles d'El Gassi et les Grès d'El Atchane qui constitués la partie supérieure d'un cycle régressif et ils sont pratiquement préservés sous la discordance érosive qui souligne l'Unité III-2 (Quartzites de Hamra). Le passage de Quartzites de Hamra vers les Grès de Ouargla se fait d'une manière progressive, et l'on assiste à la troncature des termes sommitaux de cette formation sous la discordance Intra-Arénigienne. Une remonté eustatique engendre le dépôt des Argiles Azzel et Tiferouine surmonté par des dépôts progradants (Grès de Oued Saret) qui sont partiellement érodé sous la discordance Taconique et les incisions glaciaires de l'Unité IV. Cette dernière renferme essentiellement les dépôts glaciaires et périglaciaires ; les Grès d'El Goléa qui sont les dépôts de remplissage des vallées incisées marqués au sommet par une surface d'érosion glaciaire surmontés par les Argiles Micro-Conglomératiques et la Dalle de M'Kratta qui sont le témoin de la période de déglaciation.

Au cours de la période ordovicienne l'architecture stratigraphique des séquences de dépôt est contrôlée par les variations eustatiques du niveau de la mer, interférant avec les épisodes de déformation structurale (réactivation des structures panafricaines).

Chapitre IV Évaluation pétrophysique des réservoirs ordoviciens

Chapitre IV - - - - - Évaluation pétro-physique des réservoirs ordoviciens

I-Introduction:

L'interprétation préliminaire des diagraphies a pour but l'évaluation des caractéristiques pétro-physiques et la détermination de la nature des fluides contenus dans les réservoirs ordoviciens traversés par les puits (P1, P2 et P3).

L'étude et l'interprétation des données diagraphiques donnent des informations quantitatives sur les paramètres physiques (résistivité, porosité, etc.) des roches réservoirs. La combinaison de ces paramètres à travers un certain nombre d'abaques (cross-plots) permet de faire toute l'analyse qualitative.

II- Les diagraphies enregistrées :

Les diagraphies qui ont été enregistrés dans les puits **P1, P2** et **P3**, recouvrant les réservoirs de l'Ordovicien sont:

- Gamma Ray [API]
- Sonique [μs/ft]
- Caliper [inches]
- Résistivité [Ω/m]
- Densité [g/cm³]
- Neutron [m³/m³]

III- Les étapes d'interprétation des diagraphies :

III-1- Interprétation qualitative :

III-1-1- Délimitation des zones réservoirs :

En premier lieu, il est nécessaire de localiser les bancs poreux et perméables. Ceci a été fait en s'appuyant sur le log **GR**, en fixant un volume d'argile cut-off (**Vsh cut-off**) à **45%**, on obtient ainsi une limite **GR cut-off** qui seras prise comme référence à fin de séparer les formations propres des formations argileuses. Au-delà de cette valeur, la formation n'est plus considérée comme réservoir.

La valeur du GRcut-off est déterminée soit graphiquement (Figure IV-1) ou à partir de la relation suivante :

$$GR_{cut\text{-off}} = V_{sh_{cut\text{-off}}} * (GR_{max} - GR_{min}) + GR_{min}$$

 GR_{min} : valeur minimale lue en face d'un niveau gréseux. GR_{max} : valeur maximale lue en face d'un niveau argileux.

Les résultats obtenus sont représentés dans le tableau suivant (Tableau IV-1) :

Tableau IV-1: Les valeurs du GR cut-off pour les puits P1, P2 et P3.

Puits	GRmin. (API)	GRmax. (API)	GR cut-off (API)
P1	30	110	66
P2	23	95	55,5
Р3	22	111	62

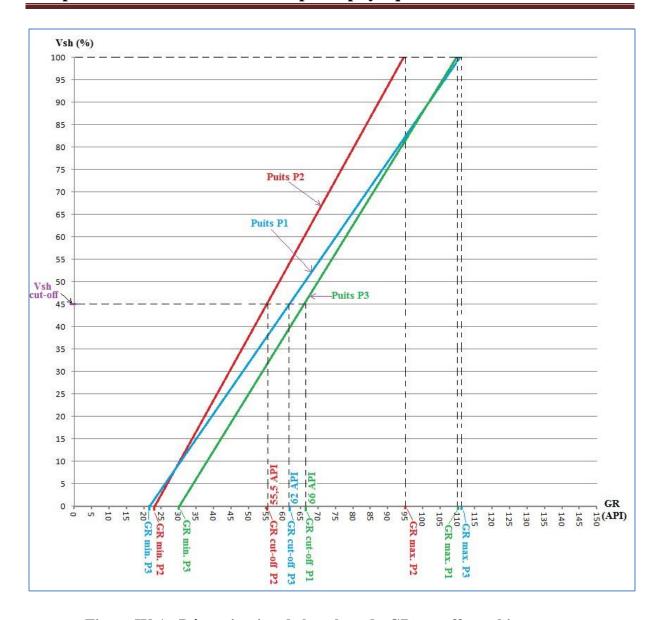


Figure IV-1 : Détermination de la valeur du GR cut-off graphiquement.

La délimitation des zones réservoirs sur les logs Gamma Ray pour les trois puits est présentée en annexe (2).

III-1-2- Identification de la lithologie :

Pour déterminer la lithologie des zones réservoirs, on utilise le cross-plot Porosité de Neutron – Densité globale (**NPHI-RHOB**) (Figure IV-2).

D'après les cross-plots porosité de Neutron – Densité globale (**NPHI-RHOB**) établis aux niveaux des réservoirs ordoviciens pour les puits **P1**, **P2** et **P3**, la lithologique de ces réservoirs est composée essentiellement de **Grès** (Sandstone).

Les faibles valeurs de densité et de neutron indiquent la présence de gaz (Le gaz a une densité de l'ordre de 0,1 et un index d'hydrogène très faible donc les lectures de la densité et du neutron en face d'une formation à gaz seront très basses).

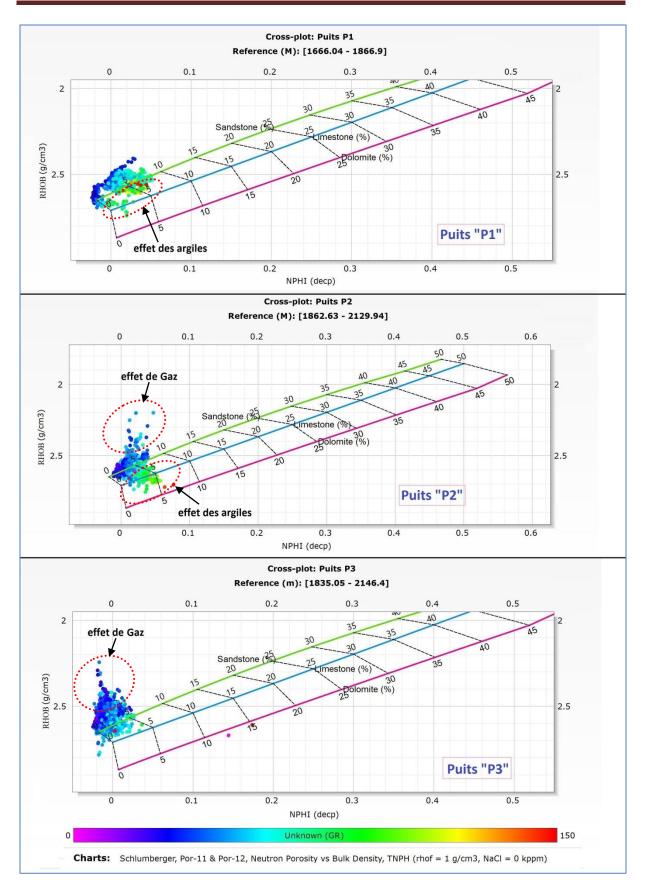


Figure IV-2 : Identification de la lithologie à partir de cross-plot porosité de Neutron – Densité globale (NPHI-RHOB) pour les puits (P1, P2 et P3) au niveau du réservoir ordovicien.

III-1-3- Détermination du type de distribution des Argiles :

Il est essentiel de déterminer le type de distribution des argiles afin de choisir l'équation adéquate pour le calcul de la saturation en eau de formation ($S_{\rm w}$) dans le cas de $V_{\rm sh}$ > 10 %.

Le type de distribution des argiles est déterminé graphiquement à partir du Cross-plot porosité densité – porosité neutron (Figure IV-3). (Φ d et Φ n sont déterminés à partir du banc argileux le plus épais, le moins cavé et le plus proche du réservoir).

D'après les cross-plots Porosité Neutron – Porosité Densité ($\Phi n - \Phi d$) établis au niveau des réservoirs Ordoviciens pour les trois puits (Figure V-3), on remarque que le nuage des points est essentiellement concentré vers le domaine des *Argiles dispersées*.

Ce qui nous a permis de constater que les argiles du la région étudiée correspondant principalement au type dispersé occupant l'espace poreux, c'est pour cela nous choisissons la formule de **Simandoux** pour le calcul de la saturation en eau (S_w) (voir chapitre II).

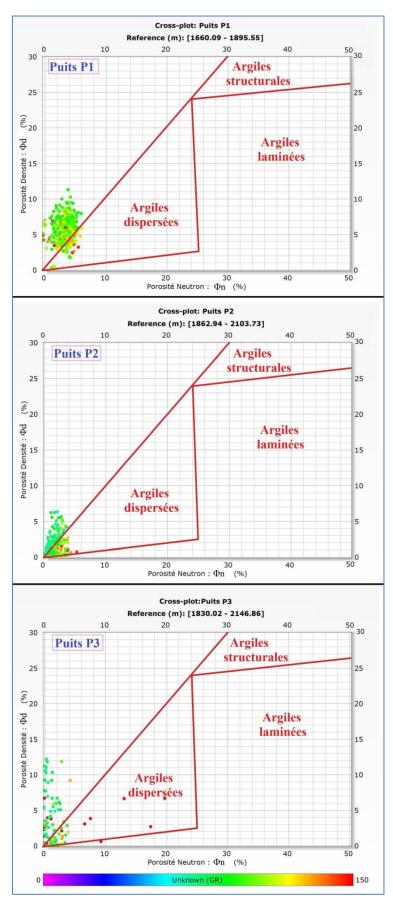


Figure IV-3 : Identification du type de distribution des argiles à partir de cross-plot $(\Phi n - \Phi d)$ pour les puits (P1, P2 et P3) au niveau du réservoir ordovicien.

III-1-4- Détermination des paramètres matriciels :

La connaissance des paramètres matriciels (Densité de la matrice « ρma » et le temps de transit de la matrice « ΔTma ») est indispensable pour l'estimation des porosités densité Φd et sonique Φs . Ils sont déterminés graphiquement à partir des données d'une zone propre (Vsh < 10 %).

Le cross plot Résistivité de la formation – Densité globale (Rt, ρb) permet de déterminer la densité matricielle ρma par l'intermédiaire d'une droite de régression déterminée par le nuage de points, l'intersection de cette droite avec l'axe des abscisses donne la valeur de ρma (Figure IV-4)

Le cross plot (\mathbf{Rt} , $\Delta \mathbf{T}$) permet de déterminer la valeur du paramètre matriciel $\Delta \mathbf{Tma}$ en suivant la même procédure que celle du cross plot (\mathbf{Rt} , $\rho \mathbf{b}$) (Figure IV-5).

Remarque : Les paramètres de fluide du forage (ρf et $\Delta T f$) sont connus.

Les paramètres matriciels obtenus à partir de ces cross-plots ainsi que les paramètres de fluide du forage pour les trois puits sont représentés dans le tableau ci-après (Tableau IV-2) :

Tableau IV-2 : Paramètres matriciels et paramètres du fluide de forage.

D	Paramètre	s matriciels	Paramètres de fluide du forage		
Puits	ρma (g/cc)	ΔTma (μs/ft)	ρf (g/cc)	ΔTf (μs/ft)	
P1	2,65	52	1,10	189	
P2	2,65	55	1,15	189	
Р3	2,64	55	1,17	189	

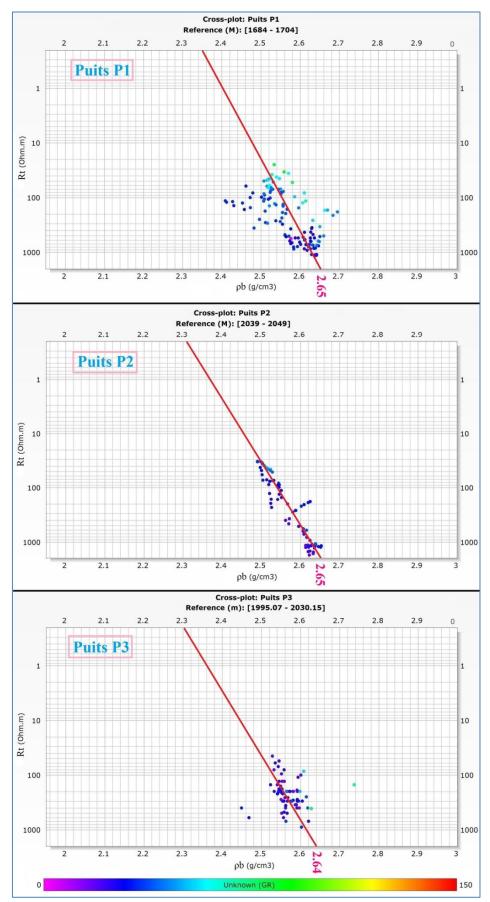


Figure IV-4 : Détermination de la densité de la matrice (ρ ma) à partir du cross-plot (Rt, ρ b).

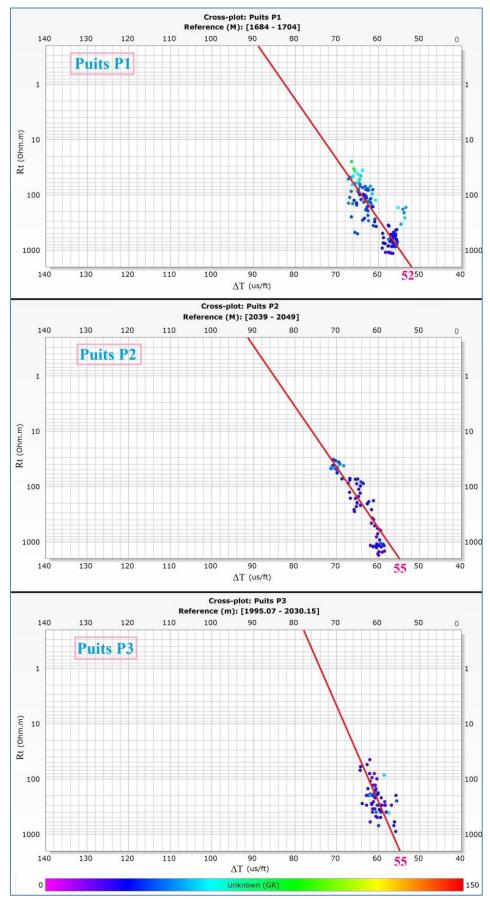


Figure IV-5 : Détermination du temps de transit de la matrice (ΔT ma) à partir du cross-plot (Rt, ΔT).

III-2- Interprétation quantitative :

III-2-1- Détermination de la résistivité de l'eau de formation «Rw» :

La résistivité de l'eau de formation est un paramètre très important pour le calcul de la saturation en eau (**Sw**).

Dans cette étude, on détermine **Rw** à partir de la salinité régionale et la température du réservoir par l'intermédiaire de l'abaque GEN-9 de Schlumberger (Figure IV-6).

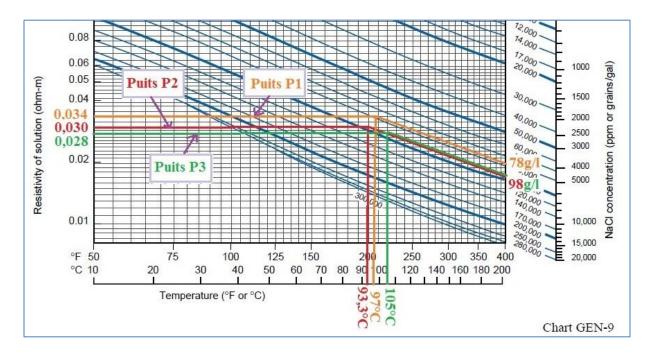


Figure IV-6 : Détermination de la résistivité de l'eau de formation Rw par la méthode graphique (Abaque GEN-9 de Schlumberger).

Les résultats de **Rw** des trois puits sont présentés dans le tableau suivant (Tableau IV-3).

Tableau IV-3 : Les valeurs de Rw obtenues à partir de l'abaque GEN-9.

Puits	Salinité (g/l)	Température (°C)	Rw (Ω.m)
P1	78	97	0,034
P2	98	93,3	0,030
P2	98	105	0,028

III-2-2- Détermination des paramètres d'argile :

Les paramètres d'argile (résistivité d'argile " \mathbf{Rsh} ", porosité neutron d'argile " $\mathbf{\Phi nsh}$ ", densité d'argile " $\mathbf{\rho sh}$ " et temps de parcours de l'onde sonique dans l'argile " $\mathbf{\Delta Tsh}$ ") sont déterminés directement sur les logs diagraphiques en faisant une lecture des courbes (\mathbf{Rt} , $\mathbf{\Phi n}$, $\mathbf{\rho b}$ et $\mathbf{\Delta T}$) en face d'un banc argileux suffisamment épais, le moins cavé et le plus proche du réservoir.

Puis à partir de ces paramètres, on calcule les différentes porosités (sonique et densité) des argiles en utilisant les formules citées précédemment dans le chapitre II.

Les résultats obtenus sont représentés dans le tableau suivant (Tableau IV-4) :

Puits	ΔTsh (μs/ft)	Фssh (%)	ρsh (g/cc)	Фdsh (%)	Φnsh (%)	Rtsh (Ω.m)
P1	66	10	2,57	4,50	3,80	62
P2	63	5,90	2,58	4,00	2,20	74
P3	65	7,46	2,59	3,40	4,20	58

Tableau IV-4 : Les paramètres d'argile.

III-2-3- Détermination du volume d'argile (V_{sh}) :

Le volume d'argile permet de déterminer le type de réservoir (argileux ou propre), et de corriger les paramètres pétro-physiques.

Le volume d'argile est calculé à partir de la formule suivante :

$$(V_{sh}\%)_{GR} = \frac{(GR_{lu} - GR_{min})}{(GR_{max} - GR_{min})} * 100$$

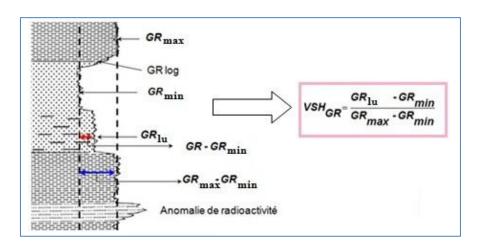


Figure II-10: Estimation du V_{sh} à partir du Gamma Ray (Delalex, 2007).

III-2-4- Calcul des différentes porosités (Φ s, Φ d, Φ n et Φ u) et de la saturation en eau « S_w » :

Après avoir déterminé les intervalles des bancs susceptibles d'êtres réservoirs avec leurs paramètres pétro-physiques (matriciels, argileux, etc.), nous pouvons calculer les différentes porosités (sonique, densité, neutron et utile) ainsi que la saturation en eau Sw en utilisant les formules citées précédemment dans le chapitre II.

III-3- Résultats de l'interprétation des diagraphies :

Les valeurs cut-off utilisées dans cette étude pour l'interprétation des résultats sont :

- * Cut-off de porosité : Φ cut-off = 5 % (si Φ < 5 % le niveau réservoir est considéré comme compact).
- * Cut-off de saturation en eau : S_w cut-off = 50 %, au delà de cette valeur le niveau réservoir est considéré aquifère.

Les résultats obtenus pour chaque puits sont présentés dans ce qui suit (Tableaux IV-5, IV-6 et IV-7) :

A- Puits P1:

Tableau IV-5: Résultats de l'interprétation des diagraphies pour le puits P1.

Réservoir	Niveau	Intervalle (m)	V _{sh} moy.	Φ moy. (%)	Sw moy.	Nature et contenu du réservoir
	DMK	1666 - 1678,5	8,75	2,18	/	Compact
		1684 - 1692	1,25	2,16	/	Compact
		1694 - 1705,5	14,37	5,31	34,40	Hydrocarbures
		1706 - 1709,5	10,62	4,88	/	Compact
	GEG	1710 - 1740,5	16,78	5,88	35,99	Hydrocarbures
ie.		1743 - 1745	35	3,86	/	Compact
χ̈		1744,5 - 1745	20	5,24	26,81	Hydrocarbures
Ordovicien		1747,5 - 1748	35	2,85	/	Compact
Ĭ		1749,5 -1750	37,5	5,02	63,15	Eau
0		1750,5 - 1755	25,62	4,80	/	Compact
	GOS	1772 - 1773	16,25	4,78	/	Compact
	GOS	1779 - 1790	29,79	5,40	65,34	Eau
		1817,5 - 1820,5	26,87	5,63	68,43	Eau
	GEA	1826,5 - 1832,5	32,08	5,80	70,51	Eau
		1857,5 - 1859	22,5	4,73	/	Compact

L'interprétation des diagraphies au niveau du puits P1 montre que :

⁻ Le top 1666 - 1694 m est compact (Φ moy. = 2,17 %).

⁻ L'intervalle 1694 - 1748 m est à hydrocarbures (Φ moy. = 5,04 % et S_w moy. = 32 %).

⁻ La partie basale à partir de 1749,5 m s'est avérée aquifère (Φ moy. = 5,16 % et S_w moy. = 66 %).

⁻ Le contact Hydrocarbures/Eau se situe à la profondeur 1749,5 m.

B- Puits P2:

Tableau IV-6: Résultats de l'interprétation des diagraphies pour le puits P2.

Réservoir	Niveau	Intervalle (m)	V _{sh} moy.	Φ moy. (%)	Sw moy.	Nature et contenu du réservoir
	DMK	1863 - 1870	19,91	4,82	/	Compact
		1896 - 1899,5	38,89	2,54	/	Compact
		1907 - 1911,5	38,43	2,22	/	Compact
	GEG	1918 - 1919,5	33,33	2,39	/	Compact
		1925,5 - 1974	27,78	3,59	/	Compact
		1974,5 - 1982,5	36,11	5,74	20,90	Hydrocarbures
u	GOS	1995,5 - 1998,5	23,61	3,42	/	Compact
Ordovicien	UUS	2002 - 2016,5	27,78	3,28	/	Compact
- <u>X</u>	GO	2028 - 2029	12,5	1,99	/	Compact
op	GO	2029,5 - 2038,5	30,09	6,47	24,24	Hydrocarbures
ř		2039 - 2049	2,78	4,89	/	Compact
0		2049,5 - 2056	22,57	6,82	25,38	Hydrocarbures
	QH	2057 - 2104,5	12,5	6,08	20,97	Hydrocarbures
		2105 - 2110	21,53	4,45	/	Compact
		2111 - 2115,5	30,55	5,67	32,54	Hydrocarbures
		2118 - 2122	26,85	3,47	/	Compact
	GEA	2125 - 2126	33,33	4,52	/	Compact
		2128 - 2129,5	31,94	3,22		Compact

L'Ordovicien au niveau du puits **P2** présente un intérêt pétrolier dans l'intervalle 1863 – 2129,5 m avec une porosité moyenne de 4,12 % et une saturation en eau moyenne de 29 %. Aucun plan d'eau n'est observable sur les diagraphies.

C- Puits P3:

Tableau IV-7: Résultats de l'interprétation des diagraphies pour le puits P3.

Réservoir	Niveau	Intervalle (m)	V _{sh} moy.	Ф moy. (%)	Sw moy.	Nature et contenu du réservoir
	DMK	1836 - 1850	28,65	3,22	/	Compact
		1852,5 – 1868,5	25,28	2,75	/	Compact
	GEG	1871 - 1916	31,36	1,72	/	Compact
a a		1924,5 – 1948,5	24,72	5,5	25,40	Hydrocarbures
·Ĕ	GOS	1959 - 1976	8,99	5,06	14,78	Hydrocarbures
·Ĕ	GO	1976,5 - 1991	4,49	6,17	30,44	Hydrocarbures
0	ОH	1992 - 2075	5,34	5,96	17,20	Hydrocarbures
Ordovicien	QH	2075,5 - 2089	19,10	4,08	/	Compact
0		2091 - 2111	19,78	2,98	/	Compact
	CEA	2112 – 2114,5	16,85	7,82	18,88	Hydrocarbures
	GEA	2116 - 2127	22,47	2,68	/	Compact
		2130,5 - 2145	28,93	1,73	/	Compact

L'interprétation des diagraphies au niveau du puits P3 montrent que :

Aucun plan d'eau n'est observable sur les diagraphies.

Les résultats détaillés de l'interprétation manuelle des différentes diagraphies enregistrées pour les trois puits sont présentés en annexe (3).

III-4- Conclusion:

L'interprétation des diagraphies montre que les propriétés pétro-physiques des réservoirs ordoviciens au niveau des trois puits (**P1, P2 et P3**) se sont avérées médiocres avec des porosités qui variées entre 2 et 7 %.

Les grés ordoviciens rencontrés sont compacts dans l'ensemble, mais ils présentent un intérêt pétrolier.

⁻l'intervalle 1836 - 1916 m est compact avec Φ moy. = 2,5 %

⁻l'intervalle 1924,4-2075 m est à hydrocarbures avec Φ moy. = 5,75 % et S_w moy. = 22 %

⁻l'intervalle 1975,5-2145 m est compacte avec Φ moy. = 3,85 %

IV- Résultats d'interprétation des données diagraphiques faites avec le logiciel TechLog (Quanti-Elan) :

* **Puits P1**:

L'interprétation des résultats des diagraphies obtenus à partir du logiciel TechLog montre (Figure IV-7) :

- * Un Top compact où la porosité log moyenne est de 2 %.
- * Une zone à gaz de 1694 à 1750 m, caractérisée par une porosité log qui varie entre 4 % et 7% et S_w moy. de 35 %.
- * Une zone aquifère qui débute à partir de 1750 m où la porosité log est de 4,5 à 8 % avec S_w moy. de 65 % (elle ne présente pas un intérêt pétrolier).

* Puits P2:

Le puits $\bf P2$ a traversé le réservoir Ordovicien avec une épaisseur de 253 m. Ce réservoir présente des saturations en hydrocarbures dans l'intervalle 1863 - 2146 m cumulant un net-pay (épaisseur utile du réservoir) de 81 m avec une porosité moyenne de 5,5 % et S_w moy. de 25 % (Figure IV-8).

* **Puits P3**:

L'Ordovicien traversé par le puits **P3**, présente un faciès gréseux représenté par des grés siliceux à quartzitiques et renferme des niveaux relativement intéressants. L'intervalle 1853-2089 m est à hydrocarbures avec un net pay de 95 m, des porosités qui oscillent entre 6 et 8 % et des saturations en eau de l'ordre de 20 % (Figure IV-9).

Donc on remarque que les résultats de saturation et de porosité calculés manuellement sur Excel sont très proches des résultats obtenus par Sonatrach a partir du logiciel TechLog.

* À partir des Log des diagraphies enregistrées au niveau des trois puits on distingue (Figures IV-7, IV-8 et IV-9):

- Une grande séparation entre les courbes de densité et de neutron avec des valeurs de résistivité élevées indiquant la présence de gaz.
- La superposition des courbes de macro et micro-résistivité signifie l'absence du phénomène d'invasion (preuve d'une faible perméabilité).
- Les courbes de densité et neutron coïncident dans une zone aquifère comme dans le cas du puits **P1** au niveau de l'intervalle 1750 1862 m.
- Dans une zone aquifère (cas du puits **P1**) on remarque la superposition des courbes de Densité et Neutron (pas de séparation entres les deux courbes).

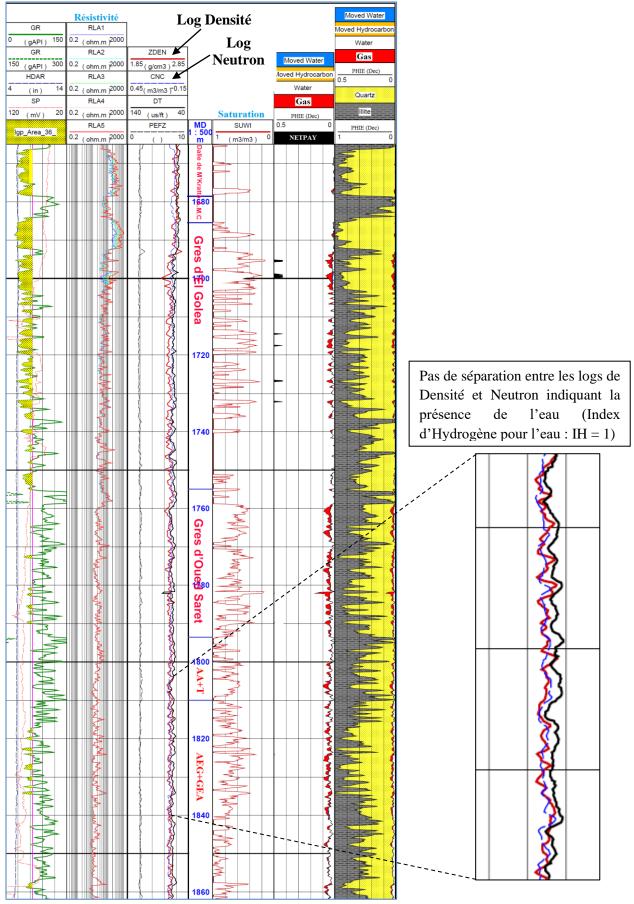


Figure IV-7: Elan du puits P1.

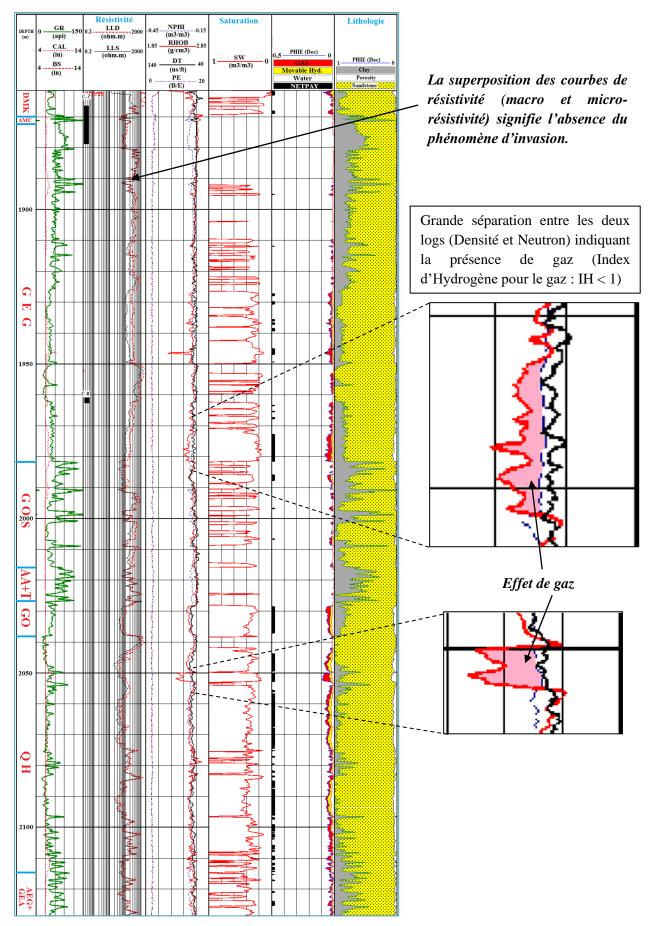


Figure IV-8: Elan du puits P2.

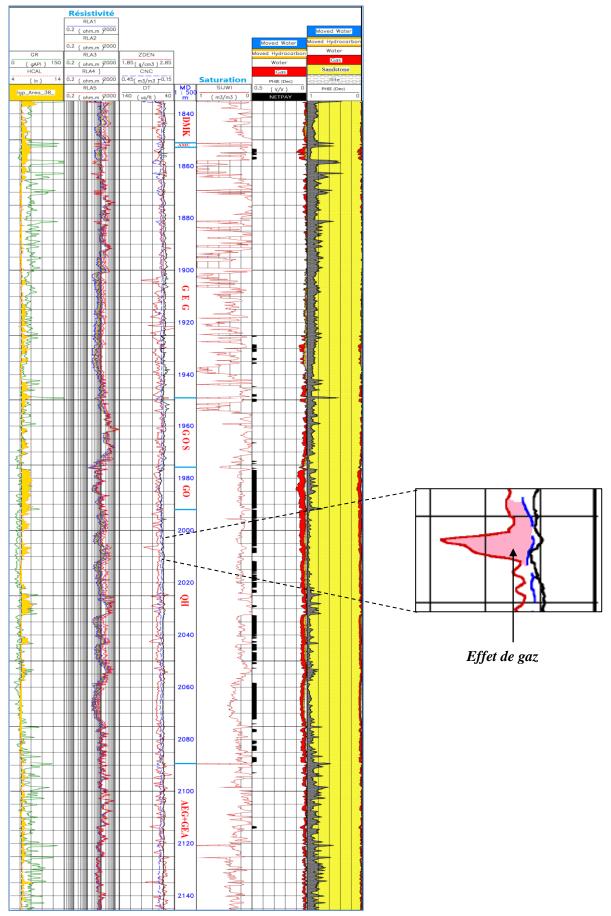


Figure IV-9: Elan du puits P3.

V- Analyse pétro-physique des carottes :

Les résultats des mesures pétro-physiques (porosités et perméabilités) pour ces deux carottes sont représentés dans le tableau ci-dessous suivant (Tableau IV-8) :

Tableau IV-8 : Résultats des mesures pétro-physiques des carottes prélevées au niveau du puits P1.

		Ø	Ø	Ø	K	K	K	
		min.	max.	moy.	min.	max.	moy.	
Carotte n°1	Ø, K horizontales	0,04	2,32	0,80	0,01	0,03	0,017	
(1665,5 - 1669 m)	Ø, K verticales	Ø=0.36%, K=0.01 à 1666.15 m						
Carotte n°2	Ø=0.57%, K=0.01 à 1669.30 m,							
(1669 - 1670m)	Ø, K horizontales	Ø=1.73%, K=0.01 à 1669.63 m						

⁽Ø: Porosité (%), K: Perméabilité mD, min.: minimale, max.: maximale, moy.: moyenne.)

Les résultats pétro-physiques de ces carottes confirment le caractère compact de la partie sommitale (Dalle de M'Kratta) du réservoir Ordovicien au niveau du puits **P1**.

Le tableau ci-après résume la description de ces deux carottes (Tableau IV-9) :

Tableau IV-9 : Description lithologique et pétro-physique des carottes prélevées au niveau du puits P2.

Carottes	Intervalle (m)	Description lithologique	Porosité	Fractures
Carotte	1865-1881	Grès gris blanc, fin à moyen, parfois grossier, siliceux, <i>compact</i> , dur avec	Faible	Pas de
n° 1		films d'argile grise silteuse, indurée.		fractures
Carotte n°2	1961-1962.6	Alternance d'argile noire, feuilletée, et de grès gris blanc fin à très fin, siliceux, <i>compact</i> , dur.	Nulle	Pas de fractures

VI- Test de formation DST (Drill Stem Test):

Des tests de formation « **DST** » ont été effectués en face du réservoir Ordovicien pour les puits **P1**, **P2** et **P3** afin de mesurer la pression de formation et identifier la nature des fluides in situ ainsi que leur débit.

Le principe et les objectifs du test DST sont présentés en annexe (4).

^{*} Deux carottes ont été prélevées au top de l'Ordovicien au niveau du puits P1.

^{*} Au niveau du puits **P2**, les deux carottes prélevées au niveau de l'Ordovicien confirment également le caractère compact de ce réservoir.

Les résultats du test DST sont illustres dans le tableau ci après (Tableau IV-10) :

Tableau IV-10: Résultats du test DST au niveau du réservoir Ordovicien.

		Puits		
	Puits P1	Puits P2	Puits P3	
Formation testée	Ordovicien	Ordovicien	Ordovicien	
Intervalle testée	1589 – 1761m	1862 – 2140 m	1834 – 2065 m	
Type de test	Barefoot	Barefoot	Barefoot	
	Test réussi, productif	Test techniquement	Test techniquement	
	de gaz à faible	réussi,	réussi,	
Résultats	débit (non mesurable)	récupération en	récupération en	
Resultats		circulation inverse	circulation inverse	
		d'une boue gazée	d'une boue gazée	
		(d = 1,01 - 1,06)	(d = 0.94 - 0.98)	

Le test de formation DST réalisé confirme la présence de gaz. Au regard du débit de gaz enregistré, l'évaluation de ce réservoir est considéré comme Tight (Compact).

VII- Conclusion:

L'interprétation des diagraphies ainsi que les résultats du test **DST** montrent que le réservoir Ordovicien au niveau des puits **P1**, **P2** et **P3** présente un intérêt pétrolier mais avec des paramètres pétro-physiques médiocres.

Le caractère compact de ce réservoir ne permet pas sa mise en production par des techniques classiques. Auparavant, ce type de réservoir était abandonné malgré leur contenu important en hydrocarbures. Actuellement, des techniques de stimulation sont utilisées afin d'augmenter le débit de production des hydrocarbures et améliorer la performance globale de ces réservoirs.

Du coup, ces réservoirs paraissent être de très bons candidats pour l'une des méthodes de stimulation, qu'est la fracturation hydraulique afin d'améliorer leur propriétés pétrophysiques et aider à leur future exploitation. Cette dernière et certains concepts de géomécaniques seront abordés dans le chapitre suivant.

Chapitre V Géo-mécanique et fracturation hydraulique

Dans un réservoir suffisamment perméable, les hydrocarbures s'écoulent naturellement sous l'action de la différence de pression entre la couche réservoir et le puits. Lorsque la roche est moins perméable, cette différence de pression n'est plus suffisante pour permettre l'écoulement des hydrocarbures. La perméabilité de la roche doit être accrue. Ceci est réalisé en élargissant des fissures existantes ou en en créant d'autres grâce à des opérations dites de "fracturation", qui sont connues et utilisées depuis plusieurs décennies pour la stimulation des réservoirs peu poreux par l'industrie pétrolière.

I- Notions de géo-mécanique :

La géo-mécanique est une discipline quantitative. Comme d'autres branches de la mécanique, elle implique de mesurer et d'estimer la contrainte et d'examiner la façon dont les matériaux réagissent à cette contrainte.

Dans l'industrie pétrolière et gazière, les principes géo-mécaniques ont été appliqués à l'origine dans la fracturation hydraulique lorsque l'ingénieur de stimulation voulait connaître les pressions de puits de forage nécessaires pour fracturer la roche et l'étendue probable de la fracture induite (WEC, 2007).

I-1- Les contraintes :

Contrainte ou tension (stress), c'est l'ensemble des forces affectant un corps matériel et tendant à le déformer. En tout point de ce corps, on peut définir la contrainte (σ) comme le rapport entre la force (F) à la surface de la section (S) (Alian et Raoult, 2010).

$$\sigma = \frac{F}{S}$$

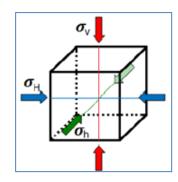
I-2- Orientation des Contraintes :

Le régime de contrainte (ou régime de stress) est définit par trois contraintes: la contrainte maximale (σ_1), la contrainte intermédiaire (σ_2) et la contrainte minimale (σ_3) ».

En géo-mécanique des réservoirs, ces trois contraintes sont appelées: contrainte verticale (σ_v) contrainte horizontale maximale (σ_h) et contrainte horizontale minimale (σ_h) (Figure V-1).

- a- Contraintes verticales (σ_v) : Sont orientées perpendiculairement à la surface de stress de la roche, la principale source de ces contraintes dans la Terre est la gravité qui engendre une contrainte verticale dans la formation (dues au poids des sédiments).
- **b- Contraintes horizontales** (σ_h et σ_H): Sont contenues dans le plan horizontal, ces contraintes dépendent essentiellement de la tectonique de la zone.

Figure V-1 : Orientation des trois contraintes $(\sigma_v, \ \sigma_h \ \text{et} \ \sigma_H)$.



I-3- Notion de déformation :

Une déformation est le résultat de l'application d'une contrainte sur un corps qui va aboutir au changement de sa forme et à son déplacement. La déformation permanente acquise par une roche dépend de ses propriétés et des contraintes subies (compression, traction ou cisaillement) (Alian et Raoult, 2010).

Les roches peuvent se déformer de diverses manières lorsqu'elles subissent des contraintes. Elles passent souvent par les deux stades (élasticité et plasticité) avant d'arriver au stade de fracture (WEC, 2007).

I-4- Régime de stress :

L'amplitude des trois contraintes détermine le régime de stress (Figure V-2) :

- un régime extensif (faille normale): $\sigma_h < \sigma_H < \sigma_v$ (Figure V-2-a).
- un régime décrochant (cisaillant) : $\sigma_h < \sigma_v < \sigma_H$ (Figure V-2-b).
- un régime compressif (faille inverse): $\sigma_{\rm v} < \sigma_{\rm h} < \sigma_{\rm H}$ (Figure V-2-c).

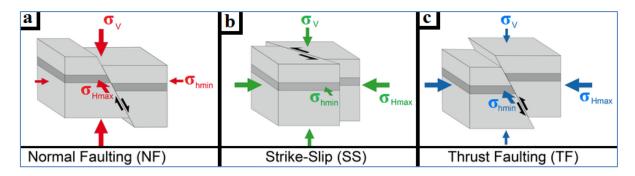


Figure V-2 : Les Différents Régimes de Stress Selon le Contexte Tectonique (Heidbach et *al.*, 2016).

I-5- Propriétés mécaniques des roches :

Quantitativement les propriétés mécaniques des roches soumises à une sollicitation sont caractérisées par les paramètres suivants :

- Le module de Young (E).
- \triangleright Le coefficient de poisson (υ).
- Module volumétrique ou Bulk Modulus (K).
- Le module de cisaillement (G).

I-5-1- Le module de Young (E):

Il représente le rapport entre la contrainte appliquée sur l'échantillon de roche et la déformation engendrée dans la même direction que la contrainte (Figure V-3), c'est-à-dire que la rigidité d'un matériau est appelée module de Young noté (*E*).

Il dépend de l'élasticité, de la viscosité et de la rigidité de la roche, aussi bien que de la température, du temps, de la pression des pores et de l'anisotropie.

Le module de Young varie d'une roche à une autre en fonction de plusieurs facteurs, tels que la consolidation de la roche et les fluides en place.

Quand le module de Young augmente, la largeur de la fracture diminue, par contre la longueur augmente.

$$E=\frac{\sigma}{\varepsilon}$$

E: Module de Young

 σ : La contrainte $\sigma = \frac{F}{S}$

 $\mathbf{\mathcal{E}}$: La déformation $\mathbf{\mathcal{E}} = \frac{L_2 - L_1}{L_1}$

F: La force **S**: La surface

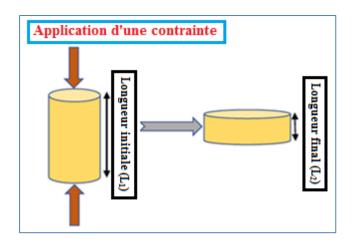


Figure V-3: Déformation selon un axe de contrainte d'un cylindre.

I-5-2- Le coefficient de Poisson (v):

C'est un coefficient sans dimension, noté (\mathbf{v}), défini comme étant le rapport entre la variation de la déformation latérale (changement de diamètre $\Delta \mathbf{D}$) et la variation de la déformation axiale ou longitudinale (changement de longueur $\Delta \mathbf{L}$), lorsque l'échantillon est soumis à une compression. (Figure V-4).

Plus le coefficient de Poisson est élevé, plus la roche est comprimée.

$$v = \frac{\varepsilon_l}{\varepsilon_a}$$

υ: Coefficient de Poisson

 $\mathbf{\epsilon}_{\mathbf{l}}$: La déformation latérale $\mathbf{\epsilon}_{\mathbf{l}} = \frac{D_2 - D_1}{D_1}$

 $\mathbf{\epsilon}_{\mathbf{a}}$: La déformation axiale $\mathbf{\epsilon}_{\mathbf{a}} = \frac{L_2 - L_1}{L_1}$

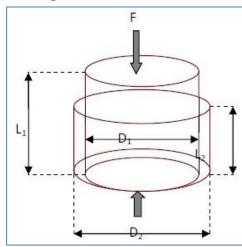


Figure V-4 : Déformations latérale et axiale suite à une compression (Hills et *al.*, 2000).

I-5-3- Le module volumétrique ou Bulk Modulus (K):

Est une propriété physique qui caractérise la compressibilité d'un matériau, il décrit la relation de proportionnalité entre la variation de la pression et le changement de volume (Figure V-5), il est exprimé par la relation suivante :

$$K = \frac{Pression\ Hydrostatique}{D\'eformation\ Volum\'etrique}$$

Chapitre V------ Géo-mécanique et fracturation hydraulique

Il peut être aussi exprimé en fonction du module de Young (E) et du coefficient de Poisson

 (υ) par l'expression suivante : $K = \frac{E}{3}(1 - \upsilon)$

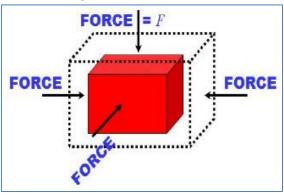


Figure V-5 : Compression volumétrique d'une roche sous une tension hydrostatique.

I-5-4- Le module de cisaillement :

Le Module de cisaillement G est une mesure de la résistance d'un échantillon de roche soumis à un effort de cisaillement; G est le rapport entre l'effort de cisaillement à la contrainte de cisaillement (Figure V-6).

$$G = \frac{\frac{F}{A}}{tan\theta}$$

Avec : ${m G}$: Module de Cisaillement, ${m F}$: Force de cisaillement, ${m A}$: surface, ${m \theta}$: angle de cisaillement.

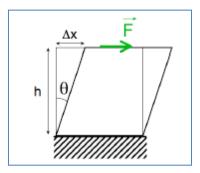


Figure V-6 : Déformation par cisaillement d'un corps matériel.

I-6- Chronologie d'une étude géo-mécanique :

La réalisation d'une étude géo-mécanique repose sur l'analyse des informations issues des mesures des diagraphies et de carottes, ceci va permettre d'identifier la qualité du réservoir et ses caractéristiques pétro-physiques, l'estimation des propriétés mécaniques dynamiques (Module de Young et Coefficient de Poisson) se fait par les mesures des ondes de compression et cisaillement. Le passage au régime statique nécessite l'utilisation des formules de conversion obtenues par corrélation avec des essais sur carottes au laboratoire.

Une fois les valeurs des propriétés mécaniques statiques sont disponibles on procède alors à la réalisation du profil de stress qui détermine la distribution des contraintes horizontales en fonction de la profondeur et leur orientation à l'aide de l'imagerie. A la fin de l'étude, l'identification de la zone à fracturer sera choisie après l'analyse de la courbe des contraintes minimales qui va discerner les intervalles fragiles qui permettent l'initiation de la fracture.

Remarque: La détermination de la zone à minimum de stress est capitale dans toute opération de fracturation hydraulique, c'est la zone où va s'initier la fracture. Sa détermination est basée sur la caractérisation de certains paramètres élastiques indispensables pour le calcul des contraintes horizontales. De ce fait, pour réaliser le modèle géo-mécanique, il faut se servir des données des diagraphies et des résultats des essais mécaniques sur carottes.

Les principales étapes d'une étude géo-mécaniques sont résumées dans le schéma ci après (Figure V-7) :

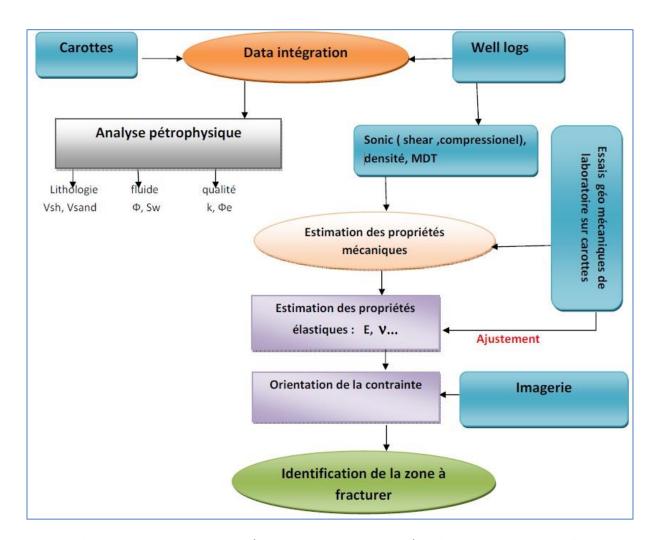


Figure V-7: Flux de données d'une Etude Géo-mécanique (Lasbeur, 2014).

II- La Fracturation hydraulique:

II-1- Définition de la fracturation hydraulique :

La fracturation hydraulique est un processus qui consiste à injecter un liquide sous haute pression dans un puits de forage en vue de fracturer ou fissurer la roche réservoir et de permettre aux hydrocarbures de s'écouler (ACSP, 2014).

Cette fracturation peut être pratiquée à partir de puits verticaux, inclinés ou horizontaux (Figure V-8).

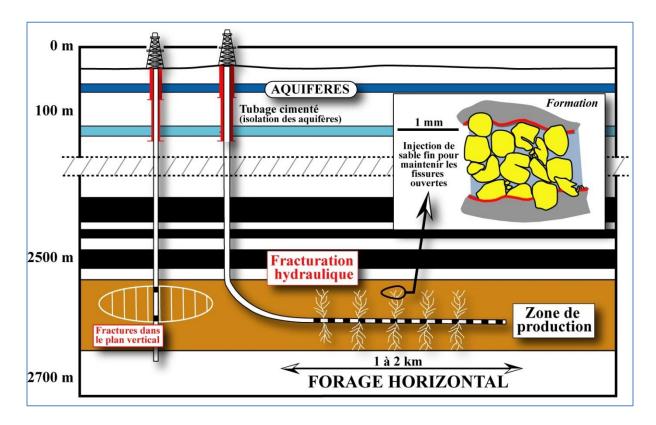


Figure V-8: Fracturation hydraulique dans un forage vertical et horizontal (Vially et al, 2013).

II-2-But de la fracturation Hydraulique :

L'objectif d'une opération de fracturation hydraulique est de créer par rupture de la roche un drain perméable s'étendant de part et d'autre du puits.

Alors les buts du traitement par fracturation sont comme suit :

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

II-3- Principe de la fracturation hydraulique :

On isole une zone du puits par des packers (la zone du réservoir qu'on souhaite fracturer). La fracturation hydraulique consiste à injecter, à un débit approprié, un fluide plus ou moins visqueux au droit de la formation productrice jusqu'à ce qu'une fracture s'amorce dans la paroi (Figure V-9).

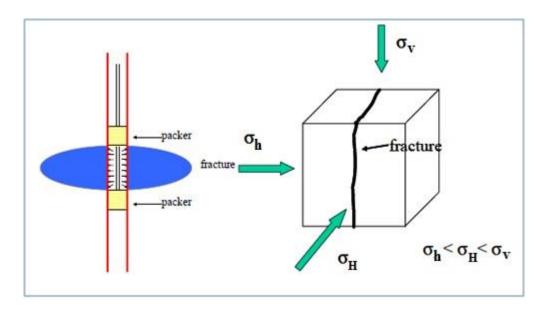


Figure V-9 : Schéma de principe de la fracturation hydraulique (Kolaydjan et Goffé, 2012).

Une fracture ne s'ouvre que si la pression de fluide appliquée dépasse un certain seuil. Cette pression d'initiation dépend :

- des contraintes in situ.
- du comportement rhéologique de la roche.
- du mode d'injection du fluide.

Les fractures se développent et se propagent dans des directions d'énergie minimale, perpendiculaires à la contrainte principale minimale (σ_h) (Kolaydjan et Goffé, 2012).

II-4- Critères de sélection des puits candidats à la fracturation hydraulique :

Généralement la fracturation hydraulique est une opération destinée aux formations à faible propriétés pétrophysiques.

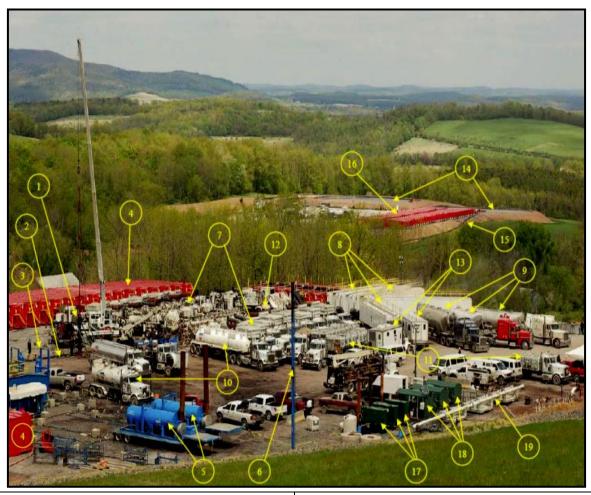
Pour trouver un bon candidat à la fracturation ce n'est pas toujours une opération facile. Il est indispensable de rassembler, évaluer et classer les informations nécessaires relatives :

- Au réservoir : nature du réservoir, nature des fluides en place, sa porosité, sa perméabilité, sa saturation, le facteur d'endommagement (Skin factor), etc.
- Au puits : Historique de la production du puits, complétion et schéma du puits, qualité de la cimentation.
- *A l'aspect financier et économique de l'opération :* Coût du traitement proprement dit, Coût des opérations préalables.

II-5- Equipement de la fracturation hydraulique :

II-5-1- Equipements de Chantier :

Le processus de fracturation hydraulique exige le recours à une grande quantité d'équipements sur une courte période de temps (Figure V-10).



1-Tête de puits et FRAC Tree	11-Camions de transport d'additifs pour			
	fracturation			
2- Ligne à haute pression pour le test et le retour	12-Blenders - Mixeurs (sable + additifs+ eau)			
du puits				
3-Séparateur de sable pour la ligne de	13-Centre de commande de l'opération de			
retour(Flowbac)	fracturation			
4-Tanks pour le fluide Retour	14-Réservoir de décantation du fluide de retour			
	du puits			
5-Réchauffeur des lignes à haute pression	15-Conduite d'eau			
6 -Torche	16-Réservoirs de fluide de retour du puits			
7-Unités de pompage HP sur camion	17-Réchauffeur des lignes hautes pression de gaz			
8-Containers de mélange de sable (Proppant)	18-Séparateur de gaz			
9-Semi-remorques (silos) de sable	19-Distributeur de gaz			
10-Camions de transport d'acide				

Figure V-10: Equipements de Fracturation Hydraulique (Louati et Attoum, 2013).

II-5-2- Fluide de fracturation :

Le choix du fluide, son débit d'injection et de certaines modalités contribuent d'une façon essentielle aux résultats d'une fracturation hydraulique.

Le fluide de fracturation doit avoir les propriétés suivantes :

- une bonne qualité de transport des billes.
- une faible filtration.
- une résistance à des conditions de température et de pression du réservoir
- après la fermeture de la fracture, il doit se dégrader afin de faciliter son évacuation pendant le dégorgement.

Le fluide de fracturation est composé de près de 95% d'eau, de 4.5% de sable et approximativement de 0.5% d'additifs chimiques. Cette composition peut varier d'un industriel à un autre. (Figure V-11) (Chibane et *al.*, 2014).

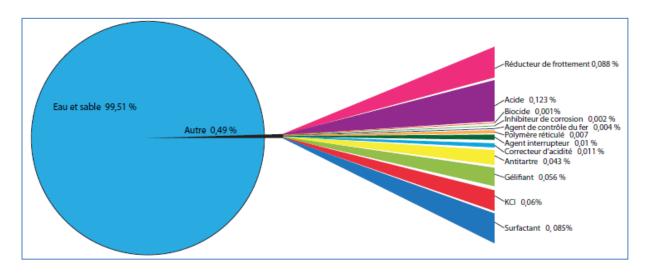


Figure V-11: Composition volumétrique d'un fluide de fracturation (SCGNC, 2011).

Remarque : Bien qu'on utilise souvent des fluides à base d'eau, certains réservoirs contiennent des roches argileuse très sensible a l'eau, dans ce cas on fait appel a d'autres fluides comme : le gaz (le dioxyde de carbone CO2; l'azote N2; le propane (C3H8)).

A- Agents de soutènement (proppants) :

Fracturer c'est créer un drain perméable d'une part et d'autre part c'est à l'agent de soutènement d'assurer le maintien de l'ouverture de la fracture et la conserver dans les conditions d'exploitation du puits (pression, température, fluide de gisement).

Pour répondre à ces exigences, les agents de soutènement doivent avoir :

- une bonne granulométrie et une forme susceptible de générer une bonne conductivité.
- une résistance mécanique aux contraintes in-situ en exploitation (résistance a la déformation et a la rupture).
- une résistance chimique dans les conditions de fond au fil du temps (résistance a la corrosion et a l'érosion).

Chapitre V------ Géo-mécanique et fracturation hydraulique

Le type d'agent de soutènement dépend essentiellement de la qualité du réservoir et des pressions exercées dans ce dernier. Dans la majorité des opérations de fracturation hydrauliques, on utilise du sable, des microbilles de céramique ou de la bauxite et leur diamètre pris en « Mesh » (Figure V-12).



Figure V-12 : Différentes tailles de proppant (Boubekri et Mahamat, 2013). (12 Mesh = 1,7 mm, 16 Mesh = 1,18 mm, 20 Mesh = 0,85 mm, 30 Mesh = 0,60 mm, 40 Mesh = 0,425 mm).

B- Additifs chimiques:

On ajoute des produits chimiques à l'eau afin de la transformer en un fluide très visqueux à faible coefficient de frottement susceptible de transporter l'agent de soutènement et lui permettre une dispersion homogène dans la formation fracturée.

II-6- Chronologie d'une opération de fracturation hydraulique :

Le déroulement d'une opération de stimulation par fracturation hydraulique se fait généralement selon la chronologie suivante (Figure V-13) :

- **a* Initiation de la fracture :** Exercer une pression sur la roche-réservoir à l'aide d'un fluide afin d'engendrer la création d'une fracture.
- **b* Développement de la fracture :** Accroissement de la taille de la fracture ainsi créée par pompage continu de fluides dans une ou plusieurs fractures.
- **c*** Maintien de l'ouverture de la fracture : Pompage d'agents de soutènement dans la fracture, transportés par une solution gélifiée dotée d'une certaine viscosité.
- **d* Arrêt du pompage et fermeture du puits :** Arrêt du pompage et refoulement des fluides de fracturation dans le puits afin de permettre leur récupération, tout en laissant l'agent de soutènement en place dans le réservoir.
- **e*** Dégorgement et mise en production du puits : Dans cette phase, il est nécessaire de procéder à l'évacuation du fluide de traitement contenu dans la fracture. En réalité, il est souhaitable de dégorger le puits après une certaine période de fermeture pour laisser le temps à la fracture de bien se refermer sur les agents de soutènement.

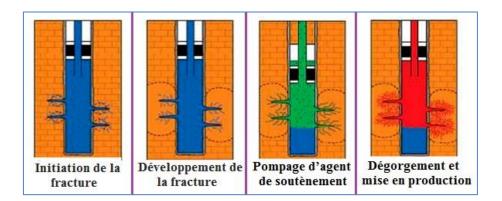


Figure V-13: Processus de la fracturation hydraulique (Le Tirant et Gay, 1972).

II-7- Forme et orientation de la fracture :

Les expériences sur champ montrent que les fracturations hydrauliques se développent suivant des plans horizontaux ou verticaux.

Pour des profondeurs inférieures à 600 m, il est possible d'obtenir des fractures dans les plans horizontaux. Pour des profondeurs supérieures a 600 m, le poids des sédiments fait que la fracture se développe uniquement dans les plans verticaux (Figure V-14).

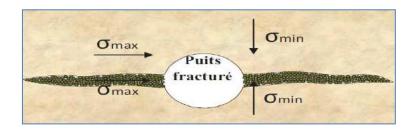


Figure V-14: Forme et orientation de la fracture suivant les contraintes.

Une fracture est caractérisée par sa longueur, son épaisseur et sa hauteur (Figure V-15).

- Longueur de la fracture (X_f) : c'est la distance entre la paroi du puits (où débute la fracture) et l'extrême point au bout de la fracture. Selon cette définition elle est considérée comme demi-longueur car la fracture est composée de deux ailes symétriques au puits.
- Hauteur de la fracture (H_f) : c'est la distance entre les deux extrémités de la fracture au niveau de la paroi du puits.
- Epaisseur de la fracture (W_f) : c'est l'écart entre les deux lèvres de la fracture.

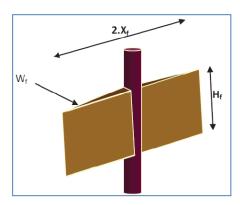


Figure V-15: Dimensions d'une Fracture.

II-8- Les étapes de la fracturation hydraulique (Lasbeur, 2014) :

Le work-flow (Figure V-16) ci-après nous montre la chronologie suivie généralement au cours d'une opération de fracturation hydraulique :

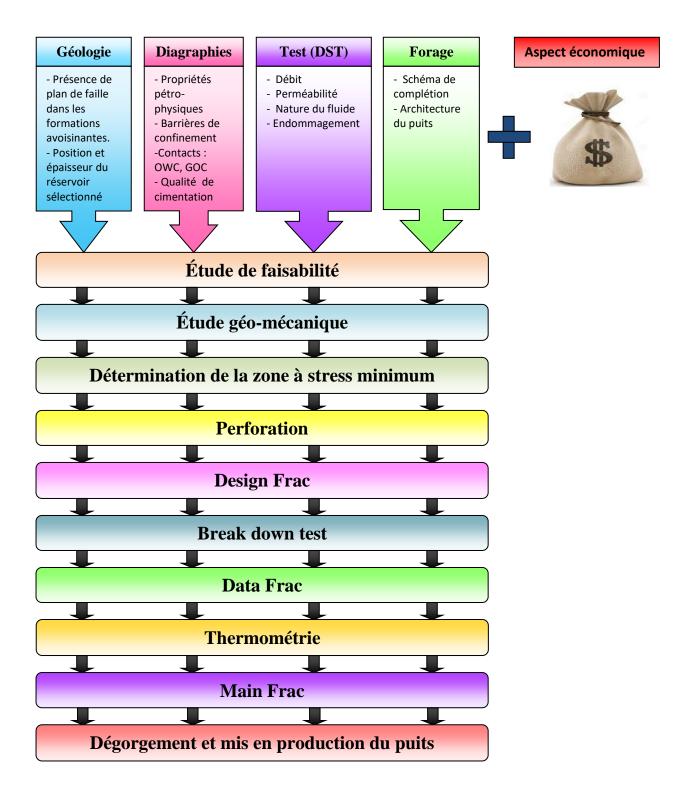


Figure V-16 : Organigramme des étapes de la fracturation hydraulique.

Chapitre V------ Géo-mécanique et fracturation hydraulique

a- Etude de faisabilité :

Cette étude consiste à vérifier si le puits est conforme aux règles de la fracturation. Pour cela on doit analyser et examiner certaines données qui sont :

- L'existence d'un plan d'eau ou d'un contact avec un fluide indésirable près de la zone à stimuler.
- La présence des plans de failles tout près du puits.
- Les paramètres pétro-physiques et l'identification des zones à hydrocarbures.
- L'architecture du puits (complétion) et la qualité de la cimentation.

b- Etude Géo-mécanique :

Cette étude a pour objectif la mise en place d'un profil de stress afin de déterminer les zones de stress minimum, qui sont essentielles pour le bon déroulement de la fracturation.

c-Perforation:

Après avoir déterminé la zone à stress minimum, on procède à la perforation du puits au droit de cette zone. Cela permettra de focaliser toute la pression de pompage directement sur la zone la plus fragile pour les besoins d'initiation de la fracture.

d- Design de frac :

Après avoir bien étudié les étapes précédentes, on procède alors au design de la fracturation (quantité de fluide, proppant à pomper, etc.) et des étapes de son déroulement.

e- Break down test (Test d'injectivité) :

C'est la première opération à réaliser. Elle consiste à injecter de l'eau traitée avec une pression initiale connue, qu'on augmentera au fur et à mesure jusqu'à rupture de la roche. Cette dernière se traduira par une chute de pression sur le moniteur de surveillance. Cette analyse nous donnera une valeur objective de la pression de fermeture de la fracture.

f- Data Frac (Données de la fracturation) :

Les résultats obtenus par le Data Frac ou Mini Frac vont nous renseigner sur :

- L'efficacité du fluide injecté.
- La pression de fermeture et la géométrie de la fracture.
- L'identification des pertes de charges liées au frottement.

g- Thermométrie :

Avant l'opération de fracturation, on réalise toujours une thermométrie dite de référence, afin de comparer son profil à celui qui sera enregistré après la fracturation.

La thermométrie est donc l'outil qui nous renseigne sur la zone de la formation qui a absorbé les fluides injectés.

h- Traitement principal (Main Frac):

Durant cette phase, on procède au pompage de l'agent de soutènement (proppant) dans la fracture engendrée dans le but de la maintenir ouverte après l'arrêt de l'opération de pompage.

II-9- Traitement des eaux utilisées durant l'opération de la fracturation hydraulique (CHNC, 2015) :

Entre 30 et 70 % des volumes d'eau injectés pendant l'opération de la fracturation hydraulique remontent en surface au moment de la mise en production.

Ces eaux de reflux contiennent des additifs qui ont été ajoutés au fluide de fracturation, mais aussi d'autres éléments chimiques, provenant des hydrocarbures du gisement.

Il existe deux solutions principales pour le traitement de ces eaux :

- ➤ L'eau de reflux est débarrassée des additifs chimiques, des éléments minéraux et des hydrocarbures, puis réutilisée sur un autre site de forage, pour une nouvelle fracturation hydraulique.
- ➤ L'eau de reflux est envoyée dans un centre de traitement pour y subir un traitement élaboré et est remise en circulation, dans les cours d'eau de surface selon les normes en vigueur.

III- Conclusion:

La fracturation hydraulique est une technique très efficace utilisée par les compagnies pétrolières et constitue ces dernières années un outil indispensable pour améliorer la qualité des réservoirs compacts en particulier.

La réussite de cette opération dépend énormément des paramètres choisis et des décisions prises afin d'éviter tout échec ou toute dépense supplémentaire et avoir un bon rendement de l'opération.

Cas pratique: Fracturation hydraulique du puits P2

Chapitre V------ Géo-mécanique et fracturation hydraulique

Le puits **P2** est implanté au top de la structure de Djebel Mouima Sud en 2011, il avait pour objectifs l'exploration et l'évaluation des potentiels en hydrocarbures des réservoirs du Dévonien inférieur, du Silurien gréseux et de l'Ordovicien.

L'interprétation pétro-physique des diagraphies au niveau du réservoir de l'Ordovicien montre le caractère compact de ce réservoir ainsi que les résultats obtenus à partir du test de formation (DST) indiquant la présence du gaz (Voir chapitre IV).

Vu le caractère compact de ce réservoir, une opération de fracturation a été initiée par Sonatrach et réalisée par la société de service Schlumberger en 2012.

Les étapes suivies durant ce travail sont les suivantes :

- L'étude de la candidature du puits a la fracturation.
- _ L'élaboration d'un modèle géo-mécanique du puits **P2** sur tableur Excel.
- _ L'identification de la zone à fracturer.
- _ Analyse des résultats obtenus, et comparaison du modèle élaboré avec celui de Schlumberger.
- _ Présentation et discutions des différentes étapes de l'opération de la fracturation hydraulique.

I- Etude de faisabilité :

I-1- Architecture du puits :

Le diagramme des tubages (Figure V-17) montre qu'au niveau du réservoir ordovicien (1862-2106 m), un tubage $4^{"1/2}$ est fixé par un packer à la côte 1703 m et qui se prolonge jusqu'à la profondeur de 2100 m, avec l'existence de deux sabots, un à 1863 m et l'autre à 2106 m.

Donc l'architecture du puits permet de réaliser une opération de stimulation en faisant attention à la position du sabot 7" à la côte 1863 m.

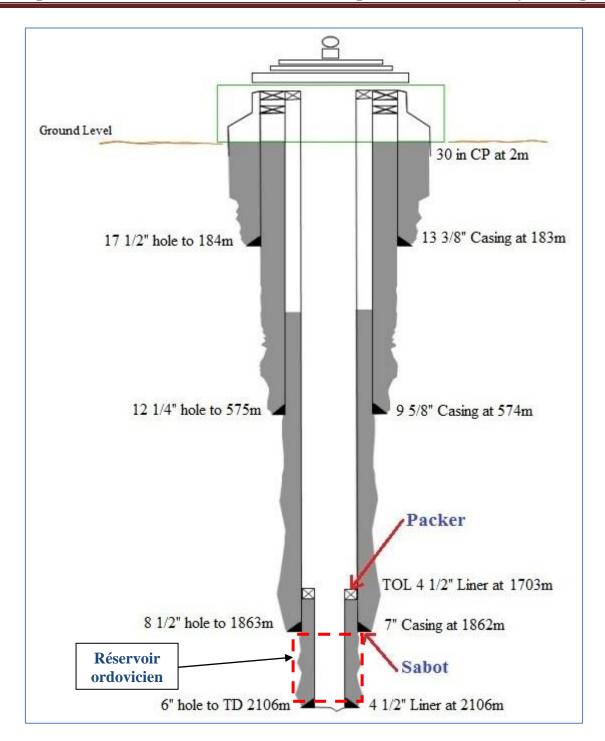


Figure V-17: Diagramme des tubages pour le puits P2 (Sonatrach, 2011).

I-2- Qualité de la cimentation du puits P2 :

La cimentation garantit l'isolation des formations géologiques traversées par un puits pétrolier. L'état de la cimentation est un paramètre important dont il faut tenir compte avant l'opération de la fracturation hydraulique. Une bonne cimentation permet de focaliser la force de pompage des fluides injectés au droit de la zone perforée et de ce fait empêcher d'initier la fracture dans les zones non désirées et protéger les autres formations géologiques adjacentes durant l'opération de stimulation.

Les lectures de l'outil CBL-VDL (Cement Bond Log et Variable Density Log) permettent d'évaluer la qualité de la cimentation, les résultats observés sur le puits P2 au niveau des phases 7" et 4"1/2 sont illustrés dans le tableau ci-après (Tableau V-1) :

Tableau V-1 : Evaluation de la qualité de cimentation du puits P2.

Tubage	Sabot	Intervalle	Lecture CBL	Evaluation de la
(Pouce)	(m)	(m)	(0-100 mv)	cimentation
7	1863	1510 - 1550	40 - 60	Mauvaise
		1550-1800	35 - 50	Mauvaise
		1800-1850	10 - 20	Bonne
$4^{1/2}$	2106	1850-1890	0-10	Bonne
		1890-2106	0-5	Très bonne

Remarque: Plus l'amplitude de l'onde reçue est très faible, plus la cimentation est bonne.

A partir de ces résultats on remarque qu'au niveau de la phase 4"1/2 où se trouve le réservoir Ordovicien les lectures du **CBL** sont entre (0-5 mv) ce qui montre une cimentation de très bonne qualité qui assure l'étanchéité des parois du puits durant l'opération de fracturation hydraulique.

I-3- Conclusion:

- D'après les résultats de l'évaluation des paramètres pétro-physiques à partir des diagraphies ainsi que les résultats du DST, le réservoir Ordovicien du puits **P2** montre clairement le caractère compact, nécessitant une opération de fracturation hydraulique pour avoir un bon débit de production du gaz en surface (Voir chapitre IV).
- Aucun plan d'eau n'est observable sur les diagraphies.
- L'architecture du puits ne montre pas un obstacle en vu d'une opération de fracturation hydraulique du réservoir à condition de s'éloigner au maximum du sabot 7" à la côte 1863 m.
- La cimentation du puits **P2** au niveau du réservoir Ordovicien est de bonne qualité.

Ces résultats permettent de déduire que le puits **P2** peut être stimulé par une opération de fracturation hydraulique au niveau du réservoir ordovicien.

II- Etude géo-mécanique :

Avant de procéder à la réalisation de l'opération de fracturation hydraulique, une étude géo-mécanique est indispensable pour l'élaboration d'un Modèle Géo-Mécanique **MEM** (Mecanical Earth Model) dans le but de tracer le profil du stress afin de :

- Définir l'intervalle à perforer pour initier la fracturation (zone à stress minimum).
- Mettre en place le design de fracturation.

II-1- Orientation des contraintes horizontales :

Les fractures se propagent parallèlement à la contrainte horizontale maximale (σ_H) et perpendiculairement à la contrainte horizontale minimale (σ_h) (Figure V-18).

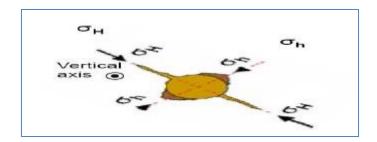


Figure V-18: Orientation des axes de rupture (Lasbeur, 2014).

La détermination de l'orientation des contraintes au niveau du puits se fait par plusieurs façons et particulièrement à partir de l'enregistrement de l'imagerie et des mesures du caliper. Vu l'absence de ces derniers, nous nous sommes basés sur le *Word Stress Map* (WSM) qui montre l'orientation des contraintes régionales (Figure V-19) pour déterminer la probable orientation **NW - SE**.

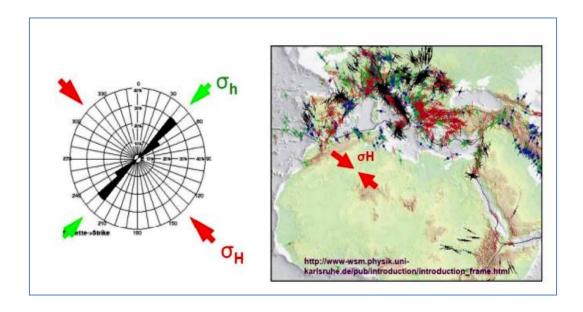


Figure V-19: Orientation des contraintes horizontales selon WSM (Lasbeur, 2014).

II-2- Etude géo-mécanique à partir des diagraphies :

Les paramètres élastiques dynamiques du réservoir ordovicien sont calculés à partir de l'enregistrement diagraphiques soniques (DTC et DTS) et de densité dans le but d'élaborer un modèle géo-mécanique.

Les calculs ont été réalisés avec l'utilisation des tableurs Excel en utilisant les formules empiriques suivantes (Tableau V-2) :

Tableau V-2 : Formules Empiriques utilisées pour le calcul des paramètres élastiques dynamiques du réservoir.

Paramètres	Formules
Coefficient de Poisson dynamique	$\upsilon = \frac{\left(\frac{1}{2}\right)(\Delta T_{shear}/\Delta T_{comp})^2 - 1}{(\Delta T_{shear}/\Delta T_{comp})^2 - 1}$
Module de Cisaillement (psi)	$G_{dyn} = (13474, 45) * \frac{\rho}{(\Delta T_{shear})^2}$
Bulk modulus (Module volumétrique) (psi)	$K_{dyn} = (13474, 45) \left[\frac{1}{(\Delta T_{comp})^2} \right] - \frac{4}{3} G_{dyn}$
Module de Young Dynamique (psi)	$E_{dyn} = \frac{9*G_{dyn}*K_{dyn}}{G_{dyn} + 3*K_{dyn}}$
Pression des pores (psi)	Pp = 0, 4335 * ρf * Depth
Gradient Litho-statique (psi/ft)	$GL = 0,4332 * \rho b$
Contrainte verticale (Overburden pressur ''OBP'') (psi)	$\sigma_{V} = GL * Depth$
Contrainte horizontale minimale (psi)	$\sigma_h = \frac{\upsilon}{1 - \upsilon} * (\sigma_V - \alpha P p) + \alpha P p + \frac{E_{dyn}}{1 - \upsilon^2} * \varepsilon_h + \frac{\upsilon E_{dyn}}{1 - \upsilon^2} * \varepsilon_H$
Contrainte horizontale maximale (psi)	$\sigma_{H} = \frac{\upsilon}{1 - \upsilon} * (\sigma_{V} - \alpha P p) + \alpha P p + \frac{E_{dyn}}{1 - \upsilon^{2}} * \varepsilon_{H} + \frac{\upsilon E_{dyn}}{1 - \upsilon^{2}} * \varepsilon_{h}$
Gradient de fracturation (Frac Gradient) (psi)	$FG = \frac{\sigma_h}{\sigma_H}$

Avec : α : constant de Biot (α = 1 dans les conditions de rupture), ϵ_H et ϵ_h : déformations horizontales (ϵ_H = 0,00025 et ϵ_h = 0,00015).

Vu l'indisponibilité des données géo-mécaniques des carottes effectués au laboratoire, la conversion du module de Young du régime dynamique au régime statique est réalisée suivant la formule : $E_{stat}=(0,8-\Phi\alpha)*E_{dvn}$

Avec : $\Phi \alpha$: Porosité moyenne, dans notre cas $\Phi \alpha = 4.7 \%$.

 E_{stat} : Module de Young statique. E_{dyn} : Module de Young dynamique.

Chapitre V------ Géo-mécanique et fracturation hydraulique

Les résultats de calcul sont présentés en annexe (5), néanmoins quelques valeurs des principaux paramètres élastiques obtenus sont présentées dans le tableau ci-après (Tableau V-3):

Tableau V-3 : Quelques valeurs des principaux paramètres élastique du réservoir ordovicien du puits P2.

Prof. (m)	σ _h (psi)	FG (psi/ft)	υ	E _{dyn} (psi)	E _{stat} (psi)	Pp (psi)
1950,26	4800,35	0,75	0,06	8,22E+06	6,24E+06	3189,00
1960,93	5327,49	0,83	0,09	9,84E+06	7,84E+06	3206,44
1969,62	5190,83	0,80	0,09	9,16E+06	6,97E+06	3220,64
1978,00	5062,79	0,78	0,10	7,84E+06	5,96E+06	3234,35
1983,03	5677,40	0,87	0,17	8,14E+06	6,19E+06	3242,57
2000,86	5615,57	0,86	0,11	1,03E+07	7,85E+06	3271,73
2013,81	5561,62	0,84	0,08	1,09E+07	8,27E+06	3292,91
2018,54	5856,12	0,88	0,15	9,21E+06	7,00E+06	3300,64
2021,74	5689,20	0,86	0,11	1,05E+07	7,95E+06	3305,87
2026,62	5856,32	0,88	0,14	9,68E+06	7,35E+06	3313,84
2029,82	4705,03	0,71	0,05	7,30E+06	5,55E+06	3319,08
2033,63	4732,04	0,71	0,04	7,55E+06	5,74E+06	3325,31
2035,76	4934,88	0,74	0,07	7,91E+06	6,01E+06	3328,80
2039,26	5332,89	0,80	0,07	9,92E+06	7,54E+06	3334,53
2045,06	5178,28	0,77	0,09	8,15E+06	6,19E+06	3344,00
2053,74	5701,80	0,85	0,19	7,11E+06	5,41E+06	3358,20
2059,08	5375,53	0,80	0,14	7,09E+06	5,39E+06	3366,92
2071,12	5383,01	0,79	0,12	7,98E+06	6,06E+06	3386,61
2098,55	5025,31	0,73	0,06	8,04E+06	6,11E+06	3431,47

Les résultats de l'étude géo-mécaniques sont représentés par les graphes suivants (Figure V-20) :

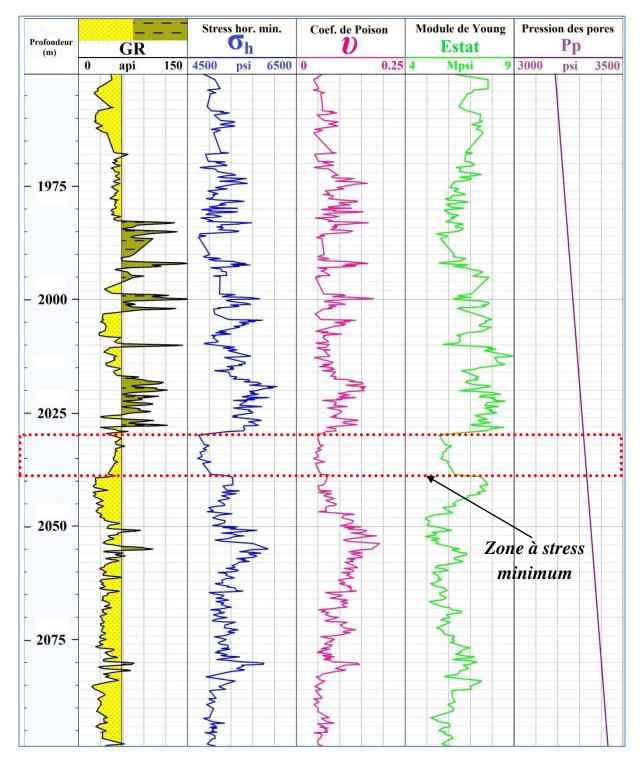


Figure V-20 : Profil de stress et propriétés élastiques du réservoir ordovicien au puits P2.

II-3- Discussion des résultats obtenus :

- Les valeurs du coefficient de Poisson varient entre 0,04 et 0,20.
- Le module de Young statique, compris en moyenne entre 5,5 et 8,5 Mpsi, dessine une courbe presque identique à celle du stress minimum (σ_h) (même allure).
- Le gradient de fracturation FG calculé est de 0,75 psi/ft en moyenne.
- La courbe de la contrainte horizontale minimale (σ_h) montre un intervalle à stress minimum compris entre (2030 2038 m), cette zone est relativement stable d'une valeur moyenne de 4800 psi et caractérisée par une lithologie propre avec un bon potentiel pétrolier.

Donc cette zone qui correspond aux Grès de Ouargla est la plus favorable pour une opération de fracturation hydraulique.

II-4- Etude géo-mécanique effectuée par la société de service Schlumberger :

La société de service Schlumberger s'est basée sur les données soniques et de densité pour calculer les paramètres élastiques du réservoir Ordovicien. Les calculs ont été effectués à l'aide du logiciel FracCAD qui permet de simuler et de calibrer le modèle géo-mécanique. Les résultats obtenus sont illustrés dans le tableau suivant (Tableau V-4) :

Tableau V-4 : Résultats des principaux paramètres élastiques du réservoir Ordovicien du puits P2 obtenus par Schlumberger (Schlumberger, 2012).

Name	Top TVD	Original FG (psi/ft)	Calibrated FG (psi/ft)	Original In-situ Stress (psi)	Calibrated In-situ Stress (psi)	Original YM (Mpsi)	Calibrated YM (Mpsi)
CLEAN-SANDSTONE	1958.4	0.878	1.247	5650	8021	8.33E+06	8.33E+06
CLEAN-SANDSTONE	1963	0.755	1.122	4871	7242	7.00E+06	7.00E+06
CLEAN-SANDSTONE	1971	0.862	1.228	5580	7951	6.86E+06	6.86E+06
CLEAN-SANDSTONE	1975.5	0.782	1.147	5080	7451	6.55E+06	6.55E+06
SHALE	1983	0.767	1.131	4997	7368	5.85E+06	5.85E+06
SHALE	1990	0.799	1.16	5232	7603	7.10E+06	7.10E+06
DIRTY-SANDSTONE	2004.2	0.884	1.245	5818	8189	8.88E+06	8.88E+06
DIRTY-SANDSTONE	2007	0.754	1.113	4967	7338	6.70E+06	6.70E+06
DIRTY-SANDSTONE	2011	0.888	1.298	5884	8600	8.54E+06	8.54E+06
CLEAN-SANDSTONE	2029.5	0.722	1.077	4817	7188	6.23E+06	6.23E+06
CLEAN-SANDSTONE	2037.5	0.804	1.359	5382	9100	7.81E+06	7.81E+06
CLEAN-SANDSTONE	2044.1	0.799	1.311	5364	8800	6.39E+06	6.39E+06
CLEAN-SANDSTONE	2048.5	0.841	1.193	5657	8028	5.55E+06	5.55E+06
CLEAN-SANDSTONE	2052.5	0.827	1.179	5572	7943	5.37E+06	5.37E+06
CLEAN-SANDSTONE	2054	0.868	1.219	5862	8233	6.53E+06	6.53E+06
CLEAN-SANDSTONE	2063	0.784	1.133	5328	7699	6.48E+06	6.48E+06

Le profil de stress obtenu à partir du logiciel FracCAD est illustré dans la figure cidessous (Figure V-21) :

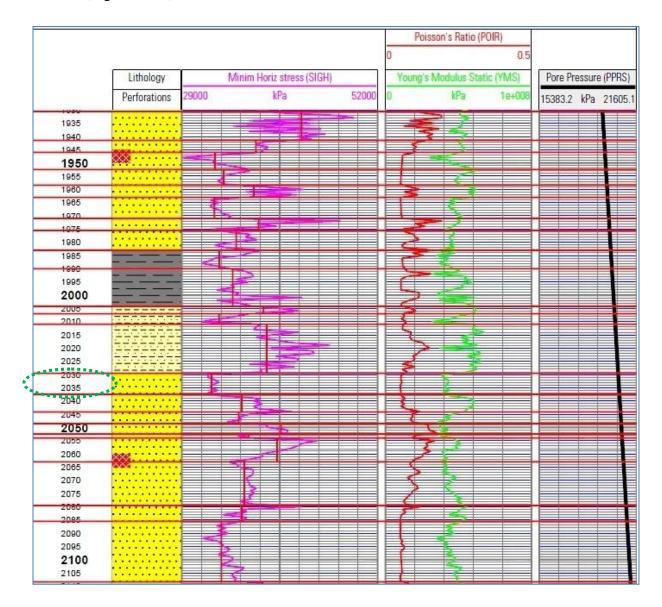


Figure V-21 : Propriétés élastiques et profil de stress du réservoir ordovicien au puits P2 (Schlumberger, 2012).

II-5- Les résultats obtenus par Schlumberger :

- Le module de Young varie entre 6 et 8 Mpsi.
- Le coefficient de Poisson varie entre 0,05 et 0,20.
- Le gradient de fracturation est de **0,80 psi /ft** en moyenne (FG calibré =1,13 psi/ft).
- Le profil de stress généré montre une zone à stress minimum comprise entre 2029 m et 2038 m (l'intervalle choisi pour initier la fracturation hydraulique) avec un stress minimum moyen d'environ 5000 psi.

Chapitre V------ Géo-mécanique et fracturation hydraulique

II-6- Comparaison des résultats obtenus par les deux méthodes :

- L'allure du profil de stress ainsi que les courbes de Poisson et de Young obtenus avec le tableur Excel sont quasi identiques à celles obtenues par le logiciel FracCAD de la société de service Schlumberger.
- Les valeurs du module de Young sont en moyenne avoisinantes, elles oscillent entre 6 et 8 Mpsi.
- Les deux méthodes montrent une zone à stress minimum comprise entre 2029 m et 2038 m.
- Les valeurs de coefficient de Poisson sont presque identiques dans les deux approches, elles varient entre **0.04** et **0.2**.
- Les valeurs du stress minimum obtenus dans les deux méthodes oscillent entre **4800** et **5800 psi** alors que le valeurs du stress minimum calibrées par le logiciel FracCAD du Schlumberger oscillent entre **7300** et **9000 psi**.

Remarque : La différence observée sur les valeurs est due à l'utilisation des formules empiriques de base et aussi à la formule de conversion du régime dynamique en régime statique.

III- L'opération de la fracturation hydraulique du puits P2 :

III-1- Perforation:

Perforation du puits au droit de la zone de stress minimum : « Grès de Ouargla ».

III-2- Design FRAC:

Après avoir effectué toutes les études nécessaires concernant la faisabilité de l'exécution de l'opération de fracturation et l'étude géo-mécanique, un design de fracturation a été établi par la société de service Schlumberger à l'aide du logiciel FracCAD pour estimer approximativement les volumes de fluides et de proppant à injecter dans la formation durant les différentes phases de déroulement de l'opération de fracturation hydraulique.

III-3- Déroulement de l'opération :

Le déroulement d'une opération de fracturation hydraulique passe par plusieurs étapes :

- a- Test d'Injectivité (Breakdown Test).
- b- Data Frac (Mini frac).
- c- Thermométrie.
- d- Traitement Principal (Main Frac).

III-3-1- Test d'injectivité (Break down test) :

Ce test est effectué dans le but de casser la formation et vérifier sa capacité d'absorption. Dans notre cas, le test a été réalisé avec de l'eau traitée. 9887 gallons (gal) d'eau traitée ont été pompées à partir de la surface avec un débit de 40 barils par minute (bpm) afin d'initier la fracturation. Le frottement total enregistré à la fin du test était de 3664 psi (dû au frottement de l'eau) (Figure V-22).

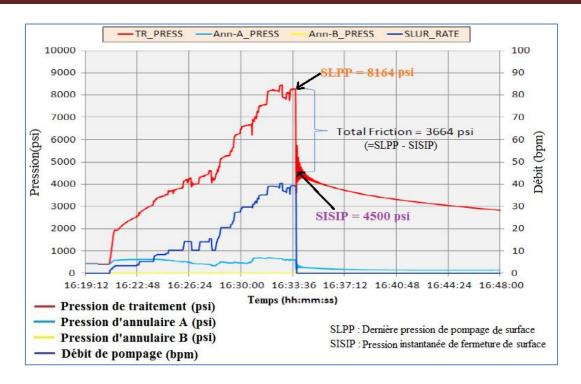


Figure V-22: Test d'injectivité du puits P2 (Schlumberger, 2012).

Les principaux paramètres enregistrés lors du test d'injectivité sont :

- Pression maximale du traitement = 8449 psi
- Pression moyenne du traitement = 6317 psi
- Pression minimale du traitement = 402 psi
- Débit maximal de pompage = 40,5 bpm
- Débit moyen de pompage = 27,1 bpm

A- Détermination de la pression instantanée de fermeture (ISIP) :

ISIP correspond à la pression de fond (BHISIP) ou de la surface (SISIP) lorsque le débit est égal à zéro.

BHISIP = 7500 psi

SISIP = 4500 psi

B- Détermination de la pression de fermeture (Pcl) :

C'est la pression nécessaire pour maintenir la fracture ouverte, elle correspond à la contrainte principale horizontale minimale (**6h**). La valeur de **Pcl** est une donnée indispensable pour déterminer les paramètres de la fracture. Elle peut être déterminée à partir de la fonction temporelle ''G'' de Nolte.

Pour la détermination de la pression de fermeture, il faut tout d'abord calculer la première dérivée de la courbe de pression par rapport à G-temps, après ; il faut tracer la courbe G(dP/dG), ensuite, fixer un pivot sur le point ISIP sur l'axe des abscisses et le faire pivoter jusqu'à ce qu'il effleure la courbe de G(dP/dG). Il nous restera à tracer une ligne parallèle à l'axe des ordonnées et qui passe par ce point.

La pression sera lue sur l'intersection de cette ligne tracée avec la courbe de pression.

A partir du graphe (Figure V-23) : Pcl = 6627 psi

C- Détermination de la pression nette (Pnet) :

Pnet = ISIP - Pcl

Pnet = 7500 - 6627 = 873 psi

D- Calcul du gradient de fracturation (FG) :

Le gradient de fracturation peut être estimé en utilisant l'expression suivante : FG = Pcl / h

Avec: h: Profondeur (au milieu de la fracture), dans notre cas h = 2036 m = 6680 ft

FG = 6627 / 6680 = 0.992 psi/ft

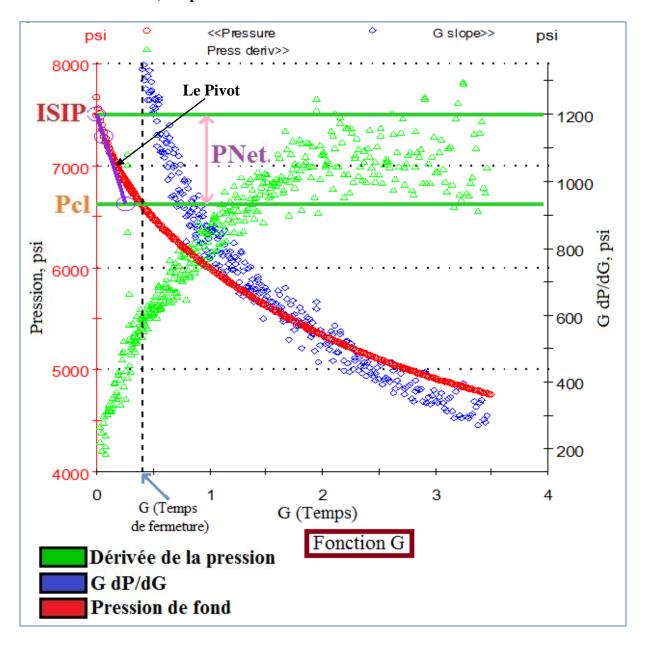


Figure V-23 : Détermination de la pression de fermeture Pcl dans le cas du test d'injectivité en utilisant la fonction G de Nolte (Schlumberger, 2012).

III-3-2- Data FRAC (Mini Frac):

Cette opération consiste à injecter une solution gélifiée dans la formation afin de réouvrir les fractures initialement crées durant le test d'injectivité.

Le DataFRAC a été réalisé avec l'injection de 7950 gallons de gel linéaire (WF130) et de 8000 gallons de gel réticulé (YF130HTD) avec un débit de 40 bpm.

Durant ce test, la pression du fond (BHP) avoisine les 9000 psi et la pression de surface ne dépasse pas les 6945 psi. Cette opération se termine par l'arrêt de pompage qui entraine la diminution progressive de la pression du fond (BHP) (Figure V-24).

Ce test sert à calibrer les paramètres du Design de Fracturation préétabli avant d'entamer l'opération de la fracturation principale (Main FRAC).

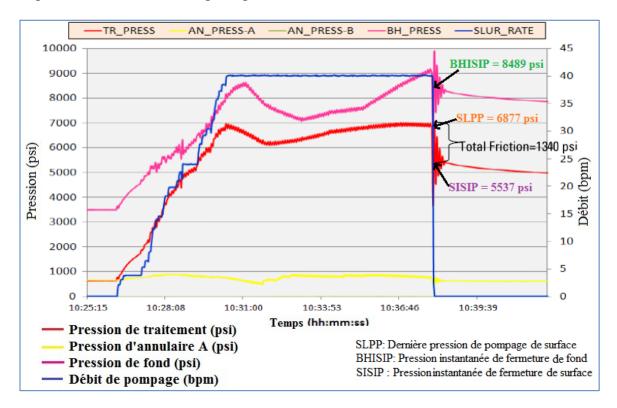


Figure V-24: Data FRAC du puits P2 (Schlumberger, 2012).

Les principaux paramètres enregistrés lors du test Data FRAC sont :

- Pression maximale du traitement = 6950 psi
- Pression moyenne du traitement = 6670 psi
- Pression minimale du traitement = 637 psi
- Débit maximal de pompage = 40,2 bpm
- Débit moyen de pompage = 37,2 bpm
- -SISIP = 5537 psi
- BHISIP = 8489 psi
- Frottement total (pertes de charge) = 1340 psi
- Pression de fermeture Pcl = 7188 psi (la valeur de Pcl a été déterminée à partir de la fonction temporelle G de Nolte (Figure V-25)).
- Pression nette PNet = 1301 psi
- Gradient de fracturation FG = 1,077 psi/ft

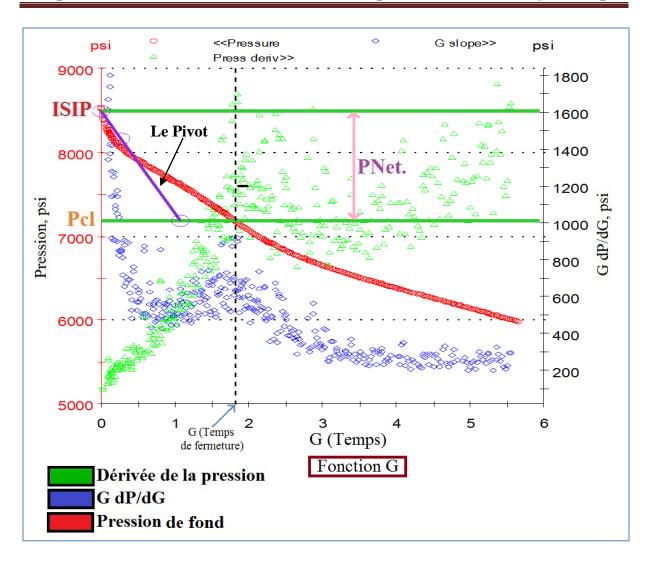


Figure V-25 : Détermination de la pression de fermeture Pcl dans le cas du test Data FRAC en utilisant la fonction G de Nolte (Schlumberger, 2012).

Interprétation des résultats du Data FRAC :

- ISIP après Data FRAC était beaucoup plus élevé que celui du test d'injectivité.
- La pression de fermeture Pcl enregistrée dans Data FRAC (7188 psi) est supérieure à celle obtenue à partir du test d'injectivité (6627 psi).
- Il est possible que la raison de l'augmentation d'ISIP et de Pcl d'un test à l'autre soit due à l'effet de poroélasticité (comportement mécanique des matériaux poreux).
- L'augmentation de la pression nette pendant le test du Data FRAC indique une croissance possible en longueur et une hauteur de la fracture.
- -Diminution des pertes de charges liées aux frottements après l'utilisation d'une solution gélifiée pendant le test Data Frac.

III-3-3- Thermométrie:

Après le Data Frac, un log de température a été réalisé pour le puits dans le but de localiser les zones qui ont absorbé les fluides injectés et avoir une idée sur l'allure de la propagation de la fracture (estimation de la hauteur de la fracture).

Dans notre cas, la courbe de thermométrie montre une baisse progressive de la température au niveau de l'intervalle (1990 – 2038 m). Cette zone à stress minimum a subi un refroidissement, cela est expliqué par l'absorption du fluide de fracturation par la formation, ceci montre que la fracturation a bien eu lieu (Figure V-26).

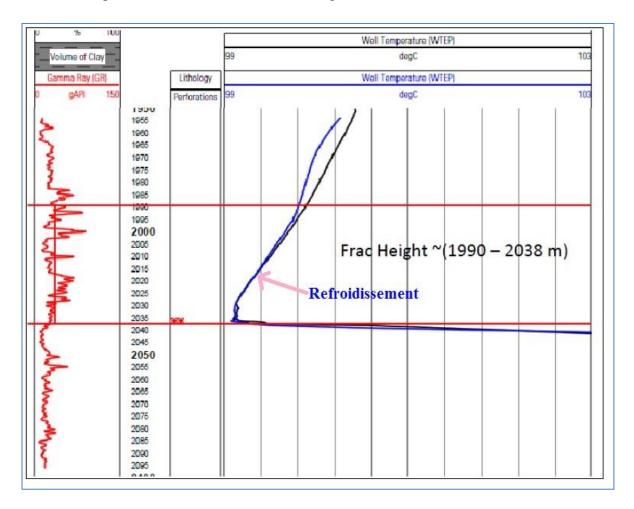


Figure V-26: Log de Température du puits P2 (Schlumberger, 2012).

III-3-4- Traitement principal (Main FRAC):

Après l'initiation de la fracture dans la formation durant les étapes précédentes (test d'injectivité et Data FRAC), il est primordial de la maintenir ouverte par le pompage d'un agent de soutènement (proppant) lors du traitement principal.

Le traitement principal (Figure V-27) a débuté par le pompage de 61,6 bbl de gel linéaire (WF130) avec un débit de 29,6 bpm, suivi par le pompage de 297,6 bbl de gel réticulé (YF130HTD) accompagné de 33035 pounds (lbs) de proppant 20/40 Mesh avec un débit de 40,2 bpm.

Le Main FRAC est finalisé par le pompage de 67,9 bbl de gel linéaire avec un débit de 35,7 bmp pour déplacer le reste du fluide chargé du proppant.

La quantité totale de proppant placé dans la formation est de 25529 lbs soit 77,27 % de la quantité totale de proppant pompé.

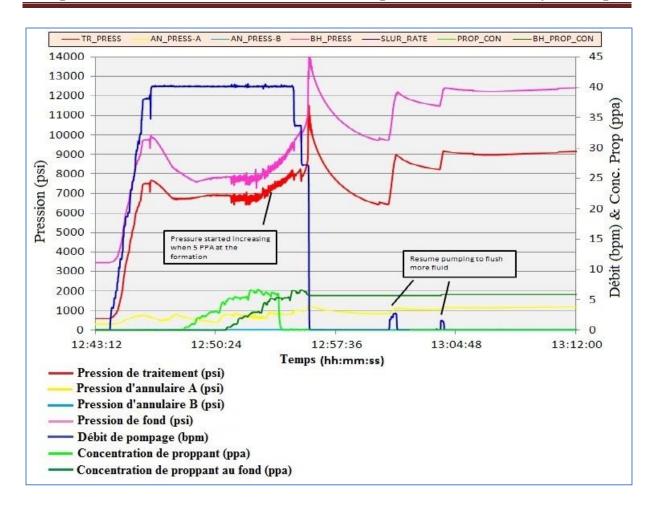


Figure V-27: Main FRAC du puits P2 (Schlumberger, 2012).

Les résultats obtenus à partir de l'analyse de la figure sont :

- Pression maximale du traitement = 10588 psi
- Pression moyenne du traitement = 6935 psi
- Pression minimale du traitement = 602 psi
- Débit maximal de pompage = 40,3 bpm
- Débit moyen de pompage = 38,0 bpm
- Concentration maximale de proppant = 6,6 ppa (prppant added per gallon)
- Concentration minimale de proppant = 0,7 ppa

III-3-5- Situation post-stimulation:

III-3-5-1- Géométrie de la fracture réalisée :

La figure montre la géométrie de la fracture engendrée et ses dimensions estimée par le logiciel FracCAD de Schlumberger en utilisant les différents paramètres obtenus par le test d'injectivité et le Data FRAC et le log de température.

La fracture engendrée est d'une forme lenticulaire, avec une conductivité décroissante du centre de la fracture vers les périphéries et une pression nette de 2039 psi.

Cette fracture a propagée dans l'intervalle (2017 – 2043 m) et elle caractérisée par les dimensions suivantes (Figure V-28):

- Demi-longueur: 77,6 m

- Hauteur : 25,6 m- Largeur : 2,56 mm

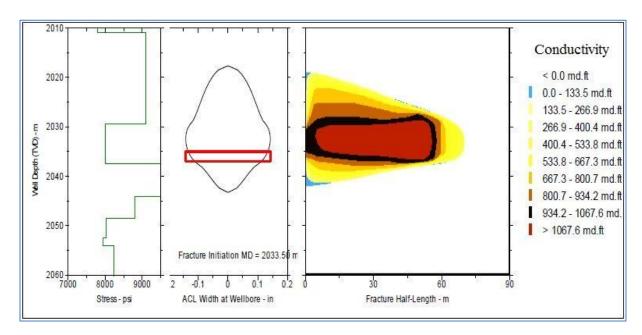


Figure V-28 : Géométrie et conductivité de la fracture engendrée (Schlumberger, 2012).

III-3-5-2- Résultats Post Frac :

Nous constatons que l'opération de fracturation hydraulique du réservoir ordovicien a permis de faire produire le puits **P2** avec un débit de gaz considérable de l'ordre de **355 000 m³/jour** Sachant que le test de formation **DST** durant le forage n'a pas donné une production quantifiable en surface.

VI- Conclusion:

L'étude de faisabilité du puits **P2** a montré qu'une opération de fracturation hydraulique est possible au niveau de réservoir ordovicien. Ce résultat nous a permis d'entamer une étude géo-mécanique et d'établir un profil de stress pour choisir la zone à stress minimum pour initier la fracturation hydraulique, d'après cette étude le meilleur endroit est situé à l'intervalle (2029 – 2038 m).

L'opération de stimulation par fracturation hydraulique a été réalisée avec succès et a donné des résultats très satisfaisants en faisant produire le réservoir ordovicien avec des débits considérables de gaz en surface.

Conclusion générale

Conclusion générale

Dans le bassin d'Ahnet, les réservoirs compacts d'âge Ordovicien ont fait l'objet de cette étude qui est basée essentiellement sur les mesures diagraphies (Gama Ray, Gamma-Gamma, Neutron, sonique et résistivités).

En premier lieu le découpage séquentiel de l'Ordovicien aux niveaux des trois puits (**P1**, **P2** et **P3**) sur la base de la réponse diagraphique Gamma Ray nous a permis d'identifier cinq séquences de deuxième ordre allant du Trémadocien jusqu'à l'Ashgillien. Puis un profil de corrélation stratigraphique de direction NNW - SSE à été réalisé entre les trois puits dans le but de mettre en évidence les variations latérales et verticales des niveaux réservoirs.

L'évaluation pétro-physique à partir des mesures diagraphiques montre que les réservoirs ordoviciens dans la région étudiée (Oued Tessa-Araret et Djbel Mouima Sud) présentent un intérêt pétrolier mais avec des paramètres pétrophysiques médiocres avec des porosités moyennes ≤ 5 %. En outre, les résultats des tests de formation **DST** confirment la présence du gaz dans ces réservoirs, mais au regard des faibles débits de gaz enregistrés, l'évaluation de ces réservoirs sont considérés comme Tight (compacts). Dans ces conditions, une opération de stimulation par fracturation hydraulique est nécessaire afin d'augmenter le débit de production de gaz et améliorer les paramètres pétro-physiques de ces réservoirs.

La réalisation d'une opération de fracturation hydraulique nécessite, au préalable, des études approfondies :

- Une étude de faisabilité pour vérifier si le puits est conforme aux règles de la fracturation.
- Une étude géo-mécanique qui constituée une étape primordiale avant toute opération de fracturation. Le calcul des différents paramètres élastiques du réservoir (module de Young, coefficient de Poisson, etc.) et le régime de contraintes *in situ*, est indispensable pour l'identification des intervalles à fracturer et le design de l'opération.

Dans le cas étudié (puits **P2**) le traitement par fracturation a donné de bons résultats en augmentant d'une manière importante le débit de production du gaz.

Pour conclure, le recours à la fracturation hydraulique est indispensable dans le cas des réservoirs compacts lorsque toutes les conditions sont réunies, afin d'améliorer considérablement la production des hydrocarbures et optimiser les réserves des forages à faibles débits. En effet, certains réservoirs peuvent être endommagés par cette opération. Notamment dans le cas de présence d'un aquifère prés de la zone à stimuler.

Perspectives ouvertes par ce travail?

- ➤ D'autres essais doivent être conduits dans d'autres puits afin de mener des études comparatives pour confirmer de manière quantitative et qualitative les potentialités des formations réservoirs de même nature.
- ➤ Vu la qualité des essais et tests opérés dans les puits étudiés, on peut espérer des niveaux de production en gaz à la hauteur.

Références bibliographiques

A

ACSP (Association canadienne de santé publique), (2014) : Fracturation hydraulique et santé publique : Ce que l'on sait, ce que l'on peut en inférer et comment avancer. *Conférence Santé publique*.

Ahmadi, R., (2010) : Diagraphie et évaluation des réservoirs. *Cours, Département de Génie-Géologie, Option : Géoressources, Ecole National d'Ingénieurs de Sfax-Maroc.*

Akkouche, M., (2007): Application de la datation par traces de fission à l'analyse de la thermicité de bassins à potentialités pétrolières. Exemple de la cuvette de Sbaâ et du bassin de l'Ahnet-Nord (plate-forme saharienne occidentale, Algérie). *Thèse de Doctorat, Univ. Bordeaux 1, France. 281 p.*

Alain, F., Raoult, J.-F., 2010 : Dictionnaire de Géologie, 7^e Edition.

Asses, A. et Loumi, K., (2015): The shale gas reservoir of the Ahnet basin. Communications année 2015, Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie, Univ. de Boumerdes – Algerie. 26 p.

B

Bacchiana, C., (2011): Les fondamentaux de la stratigraphie séquentielle. IFP Training.

Beghoul, M.S., (2013) : Les diagraphies différées : interprétation pétrophysique et géologique. *IAP – Sonatrach*.

Boubekri, A. et Mahamat, H.-S., (2013): Description de la technique de fracturation conventionnelle et de fracturation Hiway. Mémoire de Master, *Fac. des Sciences Technologiques et Sciences des Matières, Univ. Kasdi-Merbah, Ouargla-Algérie.*

(

Caritg, S., Bugarel, F., Goyénèche, O. et Audouin, O., (2016): Recommandation pour l'acquisition de données sur l'aquifère carbonaté du Lusitanien traversé à l'occasion des forages géothermiques au Dogger (bassin de Paris). *Projet RECOMFOR. Rapport final BRGM/RP-65639-FR. 50 p., 5 fig., 9 tabl.*

Catuneanu, O., (2006): Principles of Sequence Stratigraphy. Elsevier, Amsterdam, 375 p.

Catuneanu, O., Galloway, W.-E., Kendall, C.-G.-S.-C., Miall, A.-D., Posamentier, H.-W., Strasser, A., et Tucker, M.-E., (2011): Sequence Stratigraphy: Methodology and Nomenclature. *Newsletters on Stratigraphy, Gebrüder Borntraeger, Stuttgart, Germany. Vol.* 44/3. Pp. 173–245, 50 fig., 1 tabl.

Chapellier, D. et Mari, J.-L., (2004): Cours online de géophysique. Institute de Géophysique, Université de Lausanne, Institut française de Pétrole (IFP).

Chibane, B., Bentchakal, M. et Nedjari, N., (2014) : Gaz de schiste en Algérie : Aspect économique et Environnemental 2^{ème} conférence Internationale des énergies renouvelables. *International Journal of Scientific Research & Engineering Technology (IJSET), FSTGAT/USTHB. Vol.3. Pp.77-82.*

CHNC (Centre des Hydrocarbures Non Conventionnels), (2015) : Fracturation hydraulique : Technique et Evolution.

D

Delalex, J., (2017): Diagraphies différées et interprétation. *Reservoir Engineering, ENSPM Formation Industrie - IFP Training.*

G

Ghienne, J-F., Boumendjel, K., Paris F., Videt, B., Racheboeuf, P. et Ait Salem, H., (2007): The Cambrian-Ordovician succession in the Ougarta range (Wester Algeria, North Africa) and interference of the Late Ordovicien glaciation on the development of the Lower Paleozoic transgression on northern Gondwana. *Bulletin of Geoscience 82 (3), Czech Geological Survey, Prague. Pp. 183-214*.

H

Hassaine, N., et Gueddouri, Z., (2016): Etude des fracturations naturelles dans les réservoirs Ordoviciens (étude de cas de Garet et Guefoul_bassin de l'Ahnet - Algérie). Mémoire de Master, département des Sciences de la Terre et de l'Univers, Univ. Kasdi Merbah, Ouargla-Algérie.

Heidbach, O., Barth, A., Müller, B., Reinecker, J., Stephansson, O., Tingay, M. et Zang, A. (2016): WSM quality ranking scheme, database description and analysis guidelines for stress indicator. World Stress Map Technical Report 16-01, GFZ German Research Centre for Geosciences. 52 p.

Hills, C.-D., (2000): A Calometric and Microstructural Study of Solidified Toxic Wastes-Part 2: A Model for Poisoning of OPC Hydration. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Science & Geomechanics Abstracts*.

J

Jonathan, E., (2018) : Construction de modèles stratigraphiques à partir de données éparses. *Thèse de Doctorat GeoRessources, Univ. de Lorraine - France. 115 p.*

K

Kalaydjian, F. et Goffé, B., (2012): Programme de recherche sur l'exploitation des hydrocarbures de roche mères. Rapport ANCRE (Alliance Nationale de Coordination de la Recherche pour l'Energie), Univ. Joseph Fourier Grenoble I-France. 43 p.

Kracha, N., (2011): Relations entre sédimentologie, fracturation naturelle et diagenèse d'un réservoir à faible perméabilité application aux réservoirs de l'Ordovicien, bassin d'Ahnet, Sahara centrale, Algérie. *Thèse Doctorat, UFR des sciences de la terre, université des sciences et technologies de Lille 1 (France). 362 p.*

Lasbeur, N., (2014): Etude géomécanique et stimulation par fracturation hydraulique des réservoirs compacts: - *Quartzite de Hamra (ELAS-1)* - *Dévonien inférieur (GEH-1)*. *Mémoire d'induction, Sonatrach*.

Legrand, P., (2003): Paléogéographie du Sahara algérien à l'Ordovicien terminal et au Silurien inférieur. *Bull. Soc. géol., France. Pp 19-32*.

LE Tirant, P. et Gay, L., (1972): Manuel de Fracturation Hydraulique. *Edition TECHNIP Paris. ISBN: 0-676894-104-1.*

Louati, S. et Attoum, W., (2013): Fracturation hydraulique dans l'industrie gazière : Analyse et critiques. *Mémoire de Master, Fac. de technologie, Univ. Abou Bekr Belkaid, Tlemcen-Algérie.*

Loumi, K., Asses, A., Boussad, A. Kanit, A. et Saadallah, N., (2015): Analyse du réseau de fractures du complexe de Tirechoumine (Ahnet Central-Algérie) et impact sur le potentiel pétrolier. Communications année 2015, Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie, Univ. de Boumerdes-Algérie. 23 p.

M

Mbani, J.-N., (2013): Micropaléontologie et géochimie organique du bassin côtier congolais au Crétacé supérieur: paléoécologie des foraminifères, espèces et associations indicatrices des paléoenvironnements des roches mères pétrolières. *Thèse de Doctorat Sciences de la Terre, Univ. Pierre et Marie Curie – Paris. 473 p.*

Mokhtari, N., (2003): The Ordovician Tight Gas Reservoir of the Ahnet-Timimoun Basin. *AAPG HEDBERG CONFERENCE 'Paleozoic and Triassic Petroleum Systems in North Africa' February 18-20, 2003, Algiers, Algeria.*

P

Perron, P., Guiraud, M., Vennin, E., Moretti, I., Portier, É., Le Pourhiet, L. et Konaté, M., (2018): Influence of basement heterogeneity on the architecture of low subsidence rate Paleozoic intracratonic basins (Reggane, Ahnet, Mouydir and Illizi basins, Hoggar Massif). Solid Earth, EGU (European Geosciences Union). Pp. 1239–1275.

R

Rahmani, A., (2002): Evolution structurale du bassin de l'Ahnet. *Sonatrach - Exploration - Boumerdes*.

Schlumberger, (1996): Introduction to Open Hole Logging.

Schlumberger, (2012): Hydraulic Fracturing Stimulation. Design - Execution - Evaluation Report.

Schön, J., (2015): Basic Well Logging and Formation Evaluation. *1st edition, ISBN 978-87-403-0979-9.*

Serra, O., (1979) : Diagraphies différées (bases de l'interprétation), Tome 1 : Acquisition des données diagraphiques. *Bull. Cent. Rech. Explor. Prod. Elf Aquitaine. 625 p., 360 fig.*

Serra, O., (1984): Fundamentals of well log interpretation. *Edition Elsevier, Amesterdam.*

SCGNC (Société Canadienne de Gaz Non Conventionnel), 2011 : Introduction à la Fracturation Hydraulique. *Calgary Canada*.

Sonatrach, (2007): Rapport d'implantation du puits P1.

Sonatrach, (2011): Rapport d'implantation du puits P2.

V

Vially, R., Maisonnier, G. et Rouaud, T. (2013): Hydrocarbures de roche-mère. Rapport IFPEN (Institut Français du pétrole Energies nouvelles). 120 p.

${\bf Z}$

Zegrir, H., (2014): Distribution de la fracturation dans les réservoirs compacts du Combro-Ordovicien. Méthodologie d'intégration des données de surface au modèle de sub-surface (bassin d'Ahnet-Plate forme Saharienne – Algérie). *Mémoire de Magister. Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie, Univ. de Boumerdes – Algerie. 113 p.*

\mathbf{W}

WEC, (2007) : Well evaluation conference Algeria. *Document de Sonatrach et Schlumberger*.

Annexes

Annexe 1:

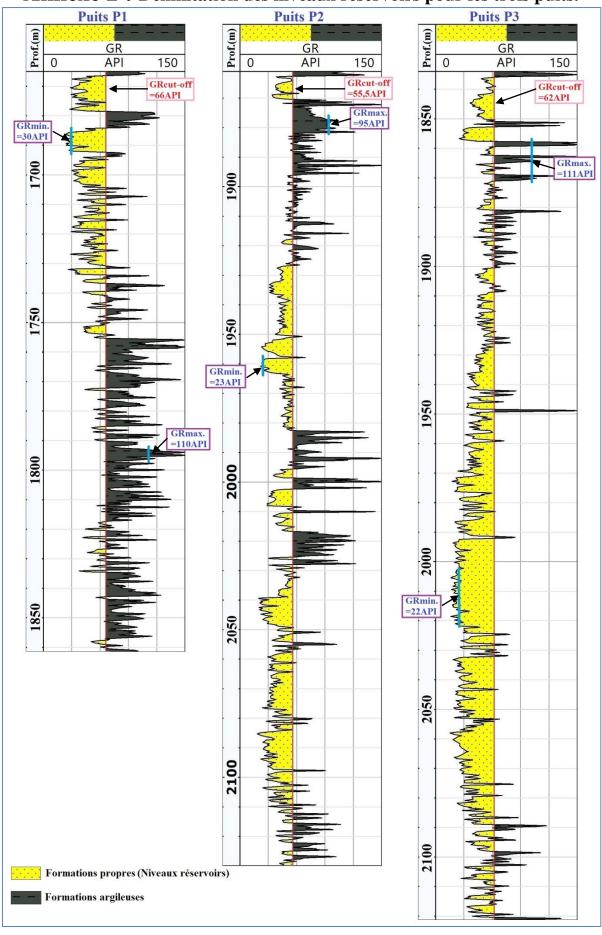
AGE	ETAGE	STRAT	PROFON	LITHOLOGIE							
JP.	Famennien		surf,	Argiles gris foncé avec trace de calcite							
DEV.SUP.	Frasnien		103	Argile gris foncé							
MOY.	Givetien		453	Calcaire gris beige							
DEV. N	Couvinien		473	Argile							
	Emsien		503	Grès et passées d'argiles							
DEV.INF.	Siégenien		580	Grés gris-clair siliceux et argiles grises.							
DE	Gédinnien		690	Alternances de grés gris-blanc et d'argiles							
7			890 zone de passage	Argiles grises à gris foncé à noires silteuses et micacées avec passées de grés fin .							
SILURIEN				Repère calcaire							
		enemente neme		Argiles noires radioactives							
ORDOV.			1862	Grès gris blanc siliceux parfois quartzitiques, avec fines passées d'Argile noire							

Coupe Lithologique de la structure d'Oued Tesa-Araret (Puits P1).

AGE	ETAGE	STRAT	Prof. (m)	LITHOLOGIE
N SUP.	Famennien			Argile gris foncé avec trace de calcite
DEVONIEN SUP	Frasnien			Argile gris foncé avec trace de calcite et de calcaire
ò	Givetien		535	Calcaire gris beige
DEV.MOY	Couvinien		557	Argile
	Emsien	000000	582	Grés à passés d'argile
DEVONEN INF.	Siégenien		669	Grés gris siliceux et argile grises
DEVO	Gédinnien		784	Alternance de grés gris-blanc et argile grise silteuse
7	100 mm m m m m m m m m m m m m m m m m m	MANARA S		de passage Réservoir Silurien
URIEN				Repère calcaire
SILL				Argiles grises à gris foncé silteuses et micacées avec passé de grés fin
				Argile noire radio-active
ORDOVICIEN			1863	Grés blancs siliceux parfois quartzitiques avec fines passées d'argile noire
			2106	

Coupe Lithologique de Djebel Mouima Sud (Puits P2).

Annexe 2 : Délimitation des niveaux réservoirs pour les trois puits.



Annexe 3:

* Résultats de l'interprétation des diagraphies pour le puits P1 :

Interval(m)	GR(API)	Vsh(%)	DT(μs/ft)	Φs(%)	Фsc(%)	RHOB(g/cm3)	Φd(%)	Фdc(%)	NPHI(m3/m3)	Φnc(%)	Φu(%)	Rt(Ω.m)	Sw(%)	Observations
1666,5 - 1678,5	37	8,75	57	3,497	3,49	2,63	1,29	1,29	-0,019	2,10	2,18	400	/	Compact
1684 - 1692	31	1,25	55	2,098	2,09	2,61	2,58	2,58	-0,022	1,80	2,16	710	/	Compact
1694 - 1704,5	38	10	62	6,993	5,99	2,54	7,10	6,65	0,002	3,77	5,42	105	32,26	Hydrocarbures
1705 - 1705,5	45	18,75	64	8,392	6,52	2,54	7,10	6,25	-0,001	3,19	5,21	85	36,53	Hydrocarbures
1706 - 1707	37	8,75	61	6,294	6,29	2,57	5,16	5,16	-0,006	3,40	4,83	85	/	Compact
1708 - 1709,5	40	12,5	62	6,993	5,74	2,56	5,81	5,24	0,005	4,03	4,94	80	/	Compact
1710 - 1712,5	49	23,75	66	9,790	7,42	2,54	7,10	6,03	0,011	4,20	5,74	50	43,49	Hydrocarbures
1713 - 1715	40	12,5	65	9,091	7,84	2,53	7,74	7,18	0,003	3,83	6,14	90	30,75	Hydrocarbures
1715,5 - 1718	37	8,75	65	9,091	8,22	2,52	8,39	7,99	0,004	4,07	6,63	65	34,51	Hydrocarbures
1718,5 - 1725	49	23,75	65	9,091	6,72	2,56	5,81	4,74	0,011	4,20	5,08	75	39,45	Hydrocarbures
1725,5 - 1731	49	23,75	64	8,392	6,02	2,56	5,81	4,74	0,008	3,90	4,78	75	/	Compact
1731,5 - 1734	33	3,75	61	6,294	5,92	2,55	6,45	6,28	0,002	4,06	5,37	110	32,71	Hydrocarbures
1735 - 1736,5	43	16,25	67	10,490	8,86	2,52	8,39	7,66	0,012	4,58	6,87	71	30,93	Hydrocarbures
1739,5 - 1740,5	44	17,5	64	8,392	6,64	2,54	7,10	6,31	0,018	5,14	5,97	75	34,32	Hydrocarbures
1743 - 1744	58	35	64	8,392	4,89	2,57	5,16	3,59	0,007	3,37	3,86	70	/	Compact
1747,5 - 1748	58	35	60	5,594	2,09	2,57	5,16	3,59	0,000	2,67	2,85	115	/	Compact
1749,5 - 1750	60	37,5	67	10,490	6,74	2,55	6,45	4,76	0,014	3,98	5,02	30	63,15	Eau
1750,5 - 1754	45	18,75	62	6,993	5,12	2,56	5,81	4,96	0,012	4,49	4,83	60	/	Compact
1754,5 - 1755	56	32,5	63	7,692	4,44	2,54	7,10	5,63	0,014	4,17	4,77	40	/	Compact
1764,5 - 1765	62	40	67	10,490	6,49	2,56	5,81	4,01	0,023	4,78	4,96	32	/	Compact
1766 - 1766,5	55	31,25	66	9,790	6,67	2,52	8,39	6,98	0,030	5,81	6,47	15	71,56	Eau
1772 - 1773	43	16,25	64	8,392	6,77	2,58	4,52	3,78	0,009	4,28	4,78	35	/	Compact
1776 - 1776,5	61	38,75	69	11,888	8,01	2,48	10,97	9,22	0,034	5,93	7,70	13	64,68	Eau
1779 - 1780	53	28,75	65	9,091	6,22	2,56	5,81	4,51	0,023	5,21	5,23	27	65,03	Eau
1780,5 - 1781	57	33,75	63	7,692	4,32	2,52	8,39	6,87	0,018	4,52	5,32	25	66,15	Eau
1782 - 1782,5	55	31,25	66	9,790	6,67	2,52	8,39	6,98	0,026	5,41	6,32	21	61,51	Eau
1785 - 1786	51	26,25	64	8,392	5,77	2,56	5,81	4,63	0,010	4,00	4,71	30	/	Compact
1786,5 - 1787,5	53	28,75	66	9,790	6,92	2,55	6,45	5,16	0,012	4,11	5,26	25	67,37	Eau
1789,5 - 1790	54	30	66	9,790	6,79	2,54	7,10	5,75	0,016	4,46	5,56	25	63,68	Eau
1817,5 - 1818,5	60	37,5	67	10,490	6,74	2,52	8,39	6,70	0,033	5,88	6,41	16	69,44	Eau
1819,5 - 1820,5	43	16,25	63	7,692	6,07	2,57	5,16	4,43	0,010	4,38	4,86	30	/	Compact
1826,5 - 1828	56	32,5	64	8,392	5,14	2,53	7,74	6,28	0,022	4,97	5,49	25	64,26	Eau
1830 - 1830,5	58	35	68	11,189	7,69	2,53	7,74	6,17	0,036	6,27	6,62	14	72,28	Eau
1832 - 1832,5	53	28,75	65	9,091	6,22	2,56	5,81	4,51	0,025	5,41	5,30	20	75,00	Eau
1834 - 1834,5	38	10	62	6,993	5,99	2,57	5,16	4,71	0,001	3,72	4,70	60	/	Compact
1857,5 - 1859	48	22,5	63	7,692	5,44	2,56	5,81	4,79	0,010	4,15	4,73	22	/	Compact

* Résultats de l'interprétation des diagraphies pour le puits P2 :

Interval(m)	GR(API)	Vsh(%)	Δt(μs/ft)	Фs(%)	Фsc(%)	RHOB(g/cm3)	Φd(%)	Фdc(%)	NPHI(m3/m3)	Фnc(%)	Φu(%)	Rt(Ω.m)	Sw(%)	Observations
1862,5 - 1863,5	40	23,61	62	5,22	3,83	2,50	10,00	9,06	0,037	7,18	6,95	1200	6,27	Hydrocarbures
1864,5 - 1868	38	20,83	62	5,22	3,99	2,59	4,00	3,17	0,01	4,54	3,89	1500	/	Compact
1868,5 - 1870,5	34	15,28	63	5,97	5,07	2,59	4,00	3,39	0,01	4,66	4,31	500	/	Compact
1896 - 1897	51	38,89	62	5,22	2,93	2,60	3,33	1,78	0,003	3,44	2,70	460	/	Compact
1898,5 - 1899,5	51	38,89	63	5,97	3,68	2,62	2,00	0,44	0,002	3,34	2,38	400	/	Compact
1907 - 1908	51	38,89	61	4,48	2,18	2,62	2,00	0,44	-0,001	3,04	1,86	460	/	Compact
1909 - 1910	50	37,50	62	5,22	3,01	2,62	2,00	0,50	-0,001	3,08	2,12	420	/	Compact
1918 - 1919,5	47	33,33	62	5,22	3,26	2,62	2,00	0,67	0,002	3,47	2,39	330	/	Compact
1926,5 - 1950,5	38	20,83	65	7,46	6,23	2,60	3,33	2,50	0,009	4,44	4,22	300	/	Compact
1951 - 1957,5	27	5,56	62	5,22	5,22	2,62	2,00	2,00	-0,002	3,80	3,53	1400	/	Compact
1958 - 1965	32	12,50	62	5,22	4,49	2,61	2,67	2,17	-0,006	3,13	3,15	750	/	Compact
1966 - 1967,5	46	31,94	67	8,96	7,07	2,56	6,00	4,72	0,003	3,60	4,95	260	/	Compact
1968 - 1970	48	34,72	64	6,72	4,67	2,58	4,67	3,28	0,001	3,34	3,68	300	/	Compact
1970,5 - 1972	48	34,72	64	6,72	4,67	2,58	4,67	3,28	0,003	3,54	3,75	300	/	Compact
1972,5 - 1973	51	38,89	60	3,73	1,44	2,55	6,67	5,11	0,005	3,64	3,58	260	/	Compact
1973,5 - 1974	49	36,11	63	5,97	3,84	2,57	5,33	3,89	0,007	3,91	3,88	200	/	Compact
1974,5 - 1981,5	50	37,50	64	6,72	4,50	2,50	10,00	8,50	0,01	4,18	5,84	200	18,86	Hydrocarbures
1995,5 - 1998,5	40	23,61	64	6,72	5,32	2,61	2,67	1,72	0,002	3,68	3,42	450	/	Compact
2002 - 2008	37	19,44	62	5,22	4,08	2,59	4,00	3,22	-0,002	3,37	3,51	450	/	Compact
2010,5 - 2015	38	20,83	59	2,99	1,76	2,63	1,33	0,50	-0,002	3,34	1,88	300	/	Compact
2015,5 - 2016,5	47	33,33	63	5,97	4,00	2,60	3,33	2,00	0,005	3,77	3,19	350	/	Compact
2028 - 2029	32	12,50	59	2,99	2,25	2,64	0,67	0,17	-0,001	3,63	1,99	400	/	Compact
2029,5 - 2030,5	42	26,39	66	8,21	6,65	2,53	8,00	6,94	0,013	4,72	6,06	150	21,94	Hydrocarbures
2031 - 2032	47	33,33	68	9,70	7,73	2,50	10,00	8,67	0,016	4,87	7,03	115	21,64	Hydrocarbures
2032,5 - 2038,5	45	30,56	68	9,70	7,90	2,54	7,33	6,11	0,02	5,33	6,31	80	29,15	Hydrocarbures
2039 - 2049	25	2,78	64	6,72	6,72	2,59	4,00	4,00	0,004	4,40	4,89	700	/	Compact
2049,5 - 2050,5	41	25,00	67	8,96	8,96	2,52	8,67	8,67	0,023	6,30	7,89	60	27,54	Hydrocarbures
2051,5 - 2054	40	23,61	65	7,46	6,07	2,46	12,67	11,72	0,02	5,48	7,91	100	21,14	Hydrocarbures
2055,5 - 2056	38	20,83	64	6,72	5,49	2,59	4,00	3,17	0,02	5,54	4,66	160	/	Compact
2057 - 2061	39	22,22	67	8,96	7,64	2,54	7,33	6,44	0,027	6,21	6,69	100	24,91	Hydrocarbures
2061,5 - 2079,5	31	11,11	66	8,21	7,55	2,54	7,33	6,89	0,025	6,26	6,84	110	23,66	Hydrocarbures
2080,5 - 2081,5	28	6,94	63	5,97	5,97	2,60	3,33	3,33	0,009	6,50	5,20	220	22,44	Hydrocarbures
2082 - 2097,5	30	9,72	67	8,96	8,96	2,57	5,33	5,33	0,019	5,90	6,53	140		Hydrocarbures
2098 - 2102	42	26,39	66	8,21	6,65	2,55	6,67	5,61	0,018	5,22	5,75	180	20,88	Hydrocarbures
2103 - 2104,5	27	5,56	62	5,22	5,22	2,56	6,00	6,00	0,007	4,70	5,31	800	11,52	Hydrocarbures
2105 - 2109	37	19,44	63	5,97	4,82	2,57	5,33	4,56	0,015	5,07	4,82	250	/	Compact
2111 - 2112	44	29,17	65	7,46	5,74	2,52	8,67	7,50	0,016	4,96	6,10	100		Hydrocarbures
2114 - 2115,5	46	31,94	63	5,97	4,09	2,54	7,33	6,06	0,02	5,30	5,24	90	32,54	Hydrocarbures
2118 - 2118,5	47	33,33	58	2,24	0,27	2,57	5,33	4,00	0,012	4,47	3,15	500	/	Compact
2121 - 2122	43	27,78	63	5,97	4,33	2,58	4,67	3,56	0,014	4,79	4,22	100	/	Compact
2125 - 2126	47	33,33	64	6,72	4,75	2,57	5,33	4,00	0,016	4,87	4,52	150	/	Compact
2128 - 2129,5	46	31,94	62	5,22	3,34	2,60	3,33	2,06	0,01	4,30	3,22	200	/	Compact

* Résultats de l'interprétation des diagraphies pour le puits P3 :

Interval(m)	GR(API)	Vsh(%)	$\Delta t (\mu s/ft)$	Φs(%)	Φsc(%)	RHOB(g/cm3)	Φd(%)	Φdc(%)	NPHI(m3/m3)	Φnc(%)	Φu(%)	Rt(Ω.m)	Sw(%)	Observations
1836 - 1840,5	51	32,58	58	2,24	-0,19	2,53	7,48	6,38	-0,002	2,43	3,15	210	/	Compact
1841 - 1850	44	24,72	59	2,99	1,14	2,54	6,80	5,96	-0,007	2,26	3,30	300	/	Compact
1852,5 - 1857,5	29	7,87	63	5,97	5,97	2,55	6,12	6,12	0,001	4,10	5,34	250	19,80	Hydrocarbures
1859,5 - 1862	53	34,83	57	1,49	-1,11	2,63	0,68	-0,50	0,004	2,94	0,58	150	/	Compact
1865 - 1866	48	29,21	59	2,99	0,81	2,56	5,44	4,45	-0,002	2,57	2,77	200	/	Compact
1867 - 1868,5	48	29,21	59	2,99	0,81	2,58	4,08	3,09	-0,0015	2,62	2,30	200	/	Compact
1871 - 1873	57	39,33	59	2,99	0,05	2,61	2,04	0,70	-0,01	1,35	0,76	205	/	Compact
1874,5 - 1876	54	35,96	58	2,24	-0,44	2,58	4,08	2,86	-0,0015	2,34	1,77	350	/	Compact
1877 - 1881	50	31,46	57	1,49	-0,85	2,6	2,72	1,65	-0,0012	2,56	1,30	300	/	Compact
1887 - 1888	52	33,71	56	0,75	-1,77	2,61	2,04	0,89	-0,0015	2,43	0,73	185	/	Compact
1891,5 - 1893	51	32,58	56	0,75	-1,68	2,62	1,36	0,25	-0,001	2,53	0,55	400	/	Compact
1895,5 - 1896	50	31,46	58	2,24	-0,11	2,59	3,40	2,33	-0,012	1,48	1,36	180	/	Compact
1900,5 - 1905,5	46	26,97	57	1,49	-0,52	2,47	11,56	10,65	-0,014	1,47	4,26	115	/	Compact
1909 - 1916	50	31,46	58	2,24	-0,11	2,5	9,52	8,45	-0,006	2,08	3,80	200	/	Compact
1917 - 1923,5	51	32,58	65	7,46	5,03	2,49	10,20	9,10	-0,002	2,43	5,56	195	19,48	Hydrocarbures
1924,5 - 1925,5	52	33,71	54	-0,75	-3,26	2,45	12,93	11,78	-0,002	2,38	4,26	110	33,22	Compact
1926 - 1941,5	41	21,35	63	5,97	4,38	2,5	9,52	8,80	-0,01	2,10	5,16	115	28,37	Hydrocarbures
1946 - 1948,5	35	14,61	61	4,48	3,39	2,49	10,20	9,71	-0,012	2,19	5,25	210	20,75	Hydrocarbures
1949 - 1958,5	46	26,97	59	2,99	0,97	2,59	3,40	2,48	-0,015	1,37	1,67	280	/	Compact
1959,5 - 1976	30	8,99	61	4,48	4,48	2,57	4,76	4,76	0,018	5,80	5,06	500	14,78	Hydrocarbures
1976,5 - 1991	26	4,49	66	8,21	8,21	2,54	6,80	6,80	0	4,00	6,17	80	30,34	Hydrocarbures
1992,5 - 2024,5	23	1,12	62	5,22	5,22	2,55	6,12	6,12	0,002	4,20	5,18	300	18,66	Hydrocarbures
2025 - 2027,5	30	8,99	61	4,48	4,48	2,53	7,48	7,48	0,005	4,50	5,58	200	21,21	Hydrocarbures
2028,5 - 2030	26	4,49	60	3,73	3,73	2,43	14,29	14,29	-0,007	3,30	7,41	530	9,80	Hydrocarbures
2032 - 2075	28	6,74	61	4,48	4,48	2,51	8,84	8,84	0,004	4,40	6,04	210	19,13	Hydrocarbures
2075,5 - 2086	38	17,98	60	3,73	2,39	2,54	6,80	6,19	0,012	4,44	4,52	185	/	Compact
2087 - 2089	40	20,22	62	5,22	3,72	2,58	4,08	3,39	0,007	3,85	3,65	100	/	Compact
2091 - 2093	41	21,35	60	3,73	2,14	2,53	7,48	6,76	-0,003	2,80	4,06	200	/	Compact
2094,5 - 2098	42	22,47	60	3,73	2,05	2,54	6,80	6,04	0,004	3,46	4,01	105	/	Compact
2103 - 2104,5	34	13,48	57	1,49	0,49	2,56	5,44	4,98	-0,016	1,83	2,61	600	/	Compact
2105,5 - 2109,5	43	23,60	58	2,24	0,48	2,56	5,44	4,64	-0,004	2,61	2,77	295	/	Compact
2110 - 2111	38	17,98	58	2,24	0,90	2,63	0,68	0,07	0	3,24	1,45	200	/	Compact
2112 - 2114,5	37	16,85	60	3,73	2,47	2,4	16,33	15,75	0,006	3,89	7,82	120	18,88	Hydrocarbures
2116 - 2118,5	35	14,61	59	2,99	1,90	2,6	2,72	2,22	-0,002	3,19	2,48	170	/	Compact
2119,5 - 2120	39	19,10	60	3,73	2,31	2,63	0,68	0,03	0,004	3,60	1,95	80	/	Compact
2121 - 2122,5	49	30,34	61	4,48	2,21	2,64	0,00	-1,03	0,007	3,43	1,47	56	/	Compact
2123 - 2125	44	24,72	60	3,73	1,89	2,48	10,88	10,04	-0,004	2,56	5,10	105	29,81	Hydrocarbures
2126 - 2127	43	23,60	60	3,73	1,97	2,6	2,72	1,92	0,002	3,21	2,40	50	/	Compact
2135,5 - 2137	59	41,57	60	3,73	0,63	2,66	-1,36	-2,77	0,01	3,25	0,35	65	/	Compact
2138 - 2139,5	34	13,48	59	2,99	1,98	2,66	-1,36	-1,82	0,005	3,93	1,31	175	/	Compact
2140,5 - 2142,5	41	21,35	59	2,99	1,39	2,55	6,12	5,40	0,006	3,70	3,69	130	/	Compact
2143 - 2145	48	29,21	59	2,99	0,81	2,61	2,04	1,05	0,013	4,07	2,08	70	/	Compact

Annexe 4:

Le test de formation DST (Drill Stem Test) : Principe et objectifs

Le DST est généralement réalisé dans les puits d'exploration ou de délinéation (délimitation du champ). Il consiste à la mise en production temporaire d'un réservoir susceptible de contenir des hydrocarbures, afin de définir ses caractéristiques et ceux de l'effluent qu'il contient, pour optimiser son drainage et améliorer ses performances.

Le test peut être exécuté:

- ✓ En cours de forage (ce test de formation est appelé test en Openhole).
- ✓ Après tubage (ce test de formation est appelé test en Casedhole).

* Principe de l'opération DST:

Les fluides ou les gaz présents dans une formation sont maintenus pendant le forage par la pression de la boue qui dépasse la pression de formation (over balance).

Le test est un moyen d'isoler la zone à tester, de canaliser les fluides ou le gaz présents dans la formation, tout en maintenant le reste du puits sous contrôle.

* Types de DST:

- ➤ Test en barefoot : Dans ce cas, la zone testée est en trou ouvert mais le packer est ancré dans la section tubée qui se trouve au dessus du réservoir. Cela permet de réduire certains problèmes relatifs au test en trou ouvert.
- > Test en trou tube : dans ce cas, l'ensemble de la garniture de test se trouve dans le tubage ou Liner.
- ➤ Test de couches sélectives (sitraddle test) : si la zone à tester est loin du fond du puits ou au dessus d'un autre niveau réservoir, la partie inférieure du puits peut être isolée de la zone à tester par un bouchon de ciment ou un bouchon de prise ou bridge plug.

* Objectifs du test :

- 1/ Mettre en évidence la présence des hydrocarbures.
- 2/ Déterminer la capacité de production.
- 3/ Enregistrer les données de fond (Pression et Température) afin d'évaluer le réservoir.
- 4/ Déterminer la nature des fluides et leurs débits.
- 5/ Prise d'échantillons du fluide.
- 6/ Déterminer la capacité du réservoir.

Annexe 5 : Résultats des Calculs Géo-mécaniques du Réservoir Ordovicien du puits P2.

		artate are			1										
Profond.(m)	Profond.(ft)	RHOB(g/cm3)	DTC(μs/ft)	DTS(μs/ft)	Pp(psi)	GL(psi/ft)	OBP(psi)	K(psi)	G(psi)	Edyn(psi)	υ	Estat(psi)	T h(psi)	σ H(psi)	FG(psi/ft)
1950,26	6396,86	2,56	64,48	94,27	3189,00	1,11	7085,95	3,11E+06	3,87E+06	8,22E+06	0,06	6,24E+06	4800,35	5575,30	0,75
1953,46	6407,36	2,65	58,75	85,46	3194,23	1,15	7354,23	3,82E+06	4,89E+06	1,03E+07	0,05	7,81E+06	5101,08	6078,14	0,80
1960,93	6431,85	2,63	59,44	88,58	3206,44	1,14	7322,67	4,00E+06	4,51E+06	9,84E+06	0,09	7,48E+06	5327,49	6229,48	0,83
1969,62	6460,35	2,60	61,35	91,18	3220,64	1,13	7287,90	3,69E+06	4,22E+06	9,16E+06	0,09	6,97E+06	5190,83	6034,33	0,80
1970,23	6462,35	2,61	60,60	89,62	3221,64	1,13	7312,84	3,74E+06	4,38E+06	9,45E+06	0,08	7,18E+06	5183,85	6059,78	0,80
1973,12	6471,84	2,61	62,48	93,30	3226,38	1,13	7319,10	3,62E+06	4,04E+06	8,83E+06	0,09	6,71E+06	5193,66	6001,23	0,80
1978,30	6488,84	2,53	60,71	93,89	3234,85	1,10	7125,67	4,10E+06	3,87E+06	8,83E+06	0,14	6,71E+06		6314,89	0,85
1982,88	6503,83	2,62	66,45	101,74	3242,32	1,14	7386,30	3,45E+06	3,41E+06	7,69E+06	0,13		5273,48	5955,56	0,81
1983,03	6504,33	2,64	63,90	100,92	3242,57	1,14	7445,51	4,06E+06	3,49E+06	8,14E+06	0,17	6,19E+06	5677,40	6376,15	0,87
1985,01	6510,83	2,63	64,42	98,92	3245,81	1,14	7434,89	3,72E+06	3,63E+06	8,21E+06	0,13	6,24E+06	5410,62	6136,05	0,83
1991,87	6533,33	2,64	67,68	106,03	3257,03	1,14	7475,58	3,55E+06	3,16E+06	7,32E+06	0,16			6087,89	0,83
2000,86	6562,82	2,65	58,03	87,37	3271,73	1,15	7530,95	4,36E+06	4,67E+06	1,03E+07	0,11		5615,57	6550,04	0,86
2004,52	6574,82	2,64	57,48	88,56	3277,71	1,14	7518,78	4,71E+06	4,53E+06	1,03E+07	0,14	7,83E+06	5875,74	6782,14	0,89
2006,96	6582,81	2,61	59,47	86,16	3281,70	1,13	7459,44	3,63E+06		9,92E+06	0,04		5080,55	6029,47	0,77
2013,81	6605,31	2,64	56,70	84,17	3292,91	1,14	7553,37	4,37E+06		1,09E+07	0,08	8,27E+06	5561,62	6565,15	0,84
2015,95	6612,31	2,60	62,08	92,49	3296,40	1,13	7449,29	3,63E+06	4,09E+06	8,92E+06	0,09	6,78E+06	5259,67	6078,34	0,80
2018,54	6620,80	2,65	60,47	94,51	3300,64	1,15	7594,91	4,43E+06	3,99E+06	9,21E+06	0,15	7,00E+06	5856,12	6654,51	0,88
2021,59	6630,80	2,67	56,76	87,44	3305,62	1,16	7674,21	4,89E+06	4,71E+06	1,07E+07	0,14		5996,66	6937,79	0,90
2023,57	6637,30	2,66	56,40	85,64	3308,86	1,15	7639,73	4,74E+06	4,88E+06	1,09E+07	0,12	8,28E+06	5862,70	6838,33	0,88
2026,62	6647,30	2,65	59,26	91,73	3313,84	1,15	7624,44	4,50E+06	4,24E+06	9,68E+06	0,14	7,35E+06	5856,32	6703,80	0,88
2028,14	6652,30	2,65	56,16	82,60	3316,34	1,15	7652,09	4,35E+06	5,24E+06	1,12E+07	0,07	8,52E+06	5531,77	6579,94	0,83
2029,82	6657,80	2,52	67,99	98,68	3319,08	1,09	7266,47	2,69E+06	3,48E+06	7,30E+06	0,05	5,55E+06	4705,03	5401,81	0,71
2031,95	6664,79	2,55	66,76	97,21	3322,57	1,11	7381,30	2,87E+06	3,64E+06	7,68E+06	0,05	5,83E+06	4811,34	5539,87	0,72
2033,63	6670,29	2,53	67,11	97,21	3325,31	1,10	7326,37	2,76E+06	3,61E+06	7,55E+06	0,04	5,74E+06	4732,04	5454,56	0,71
2035,76	6677,29	2,57	65,85	96,54	3328,80	1,11	7433,93	,	3,71E+06	7,91E+06	0,07	6,01E+06	4934,88	5677,51	0,74
2036,06	6678,29	2,58	66,43	96,19	3329,29	1,12	7457,62	2,86E+06	3,75E+06	7,83E+06	0,04	5,95E+06	4783,21	5533,49	0,72
2038,50	6686,29	2,58	64,69	94,32	3333,28	1,12	7473,51	3,10E+06	3,90E+06	8,25E+06	0,06	6,27E+06	4935,80	5716,79	0,74
2039,26	6688,79	2,61	59,26	87,22	3334,53	1,13	7579,53		4,63E+06	9,92E+06	0,07	7,54E+06	5332,89	6258,91	0,80
2045,06	6707,78	2,55	64,28	95,91	3344,00	1,10	7403,61		3,73E+06	8,15E+06	0,09		5178,28	5924,19	0,77
2051,30	6728,28	2,35	65,87	102,98	3354,21	1,02	6856,01		2,99E+06	6,89E+06	0,15			5917,40	0,79
2053,74	6736,28	2,43	64,73	104,74	3358,20	1,05	7100,70	,	2,99E+06	7,11E+06	0,19		5701,80	6299,13	0,85
2055,88	6743,27	2,62	61,07	95,23	3361,69	1,14	7665,82	,	3,90E+06	8,97E+06	0,15		5848,78	6628,02	0,87
2059,08	6753,77	2,54	67,87	104,99	3366,92	1,10	7439,14			7,09E+06	0,14	5,39E+06		5996,71	0,80
2065,02	6773,27	2,53	67,27	100,31	3376,64	1,10	7426,56		3,39E+06	7,39E+06	0,09	5,62E+06	5072,55	5749,98	0,75
2071,12	6793,26	2,56	64,79	98,32	3386,61	1,11	7550,08		3,57E+06	7,98E+06	0,12		5383,01	6097,69	0,79
2076,15	6809,76	2,60	63,53	94,15	3394,83	1,13	7666,12		3,95E+06	8,54E+06	0,08	6,49E+06		6033,61	0,77
2081,94	6828,75	2,59	63,36	94,48	3404,30	1,12	7677,74	,	3,92E+06	8,54E+06	0,09	6,49E+06		6105,48	0,78
2098,55	6883,24	2,56	65,32	95,42	3431,47	1,11	7650,98	3,04E+06	3,79E+06	8,04E+06	0,06	6,11E+06	5025,31	5784,17	0,73