

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Ecole Nationale Polytechnique

Département Génie Minier

SONATRACH



**Mémoire de Projet de Fin d'Etudes
Pour l'Obtention du Diplôme d'Ingénieur d'Etat en Génie Minier**

Thème

**Etude des propriétés pétrophysiques du réservoir gréseux
d'Ordovicien du champ de Tinrhert pour l'optimisation de la
production du gaz par fracturation hydraulique.**

**Isra GHENAIET
Faten CHEKMAN**

Sous la direction de M. Larouci CHANANE

Présenté et soutenu publiquement le 26/06/2023

Composition du jury :

Présidente	Pr. Karima DERAMCHI	Professeur	ENP
Examineur	Pr. Rezki AKKAL	Professeur	ENP
Examineur	Pr. Sami YAHYAOUI	Professeur	ENP
Promoteur	M. Larouci CHANANE		ENP

ENP 2023

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Ecole Nationale Polytechnique

Département Génie Minier

SONATRACH



**Mémoire de Projet de Fin d'Etudes
Pour l'Obtention du Diplôme d'Ingénieur d'Etat en Génie Minier**

Thème

**Etude des propriétés pétrophysiques du réservoir gréseux
d'Ordovicien du champ de Tinrhert pour l'optimisation de la
production du gaz par fracturation hydraulique.**

**Isra GHENAIET
Faten CHEKMAN**

Sous la direction de M. Larouci CHANANE

Présenté et soutenu publiquement le 26/06/2023

Composition du jury :

Présidente	Pr. Karima DERAMCHI	Professeur	ENP
Examineur	Pr. Rezki AKKAL	Professeur	ENP
Examineur	Pr. Sami YAHYAOUI	Professeur	ENP
Promoteur	M. Larouci CHANANE		ENP

ENP 2023

Remerciements

On remercie tout d'abord le Bon Dieu de nous avoir donné cette grâce pour accomplir nos études depuis le cycle primaire à l'université pour l'obtention du diplôme d'Ingénieur d'Etat en génie minier.

Aussi nos vifs remerciements qui vont tout droit à nos chers parents d'avoir été à nos côtés et qui n'ont cessé de ménager aucun effort pendant tout le long de notre vie pour notre épanouissement et notre bien-être.

On tient à exprimer notre sincère gratitude de vous avoir comme membres du jury qui avec leur compétence, vont examiner et évaluer notre travail de recherche lors de notre soutenance de mémoire du Projet de Fin d'Etudes.

A vous également, Mr. L. CHANANE, nous tenons à vous exprimer notre profonde gratitude pour votre rôle en tant qu'enseignant et promoteur, grâce à votre disponibilité constante et votre encadrement attentif, en vous disant tout simplement grand merci.

A vous, Pr. K. DERAMCHI, nous tenons à vous exprimer vivement notre profonde reconnaissance et remerciements d'avoir accepté de présider notre Jury de soutenance. Aussi pour votre expertise qui sera d'une valeur inestimable tout au long de cette soutenance.

A vous aussi Pr. S. YAHYAOUI et Pr. R. AKKAL, en tant qu'examineurs, nous souhaitons également vous remercier profondément pour vos contributions en tant que chef de département et enseignants, et pour les orientations pédagogiques et scientifiques qui ont été fondamentales tout au long de notre cursus de formation académique. Ainsi que pour vos évaluations rigoureuses, vos conseils éclairés, votre expertise qui ont été d'une importance capitale, nous avons pu avancer de manière structurée et acquérir de solides connaissances et de précieuses compétences.

Nos remerciements, vont tout droit aussi à tous nos enseignants du département génie qui n'ont cessé de nous prodiguer le meilleur savoir pendant tout le long de notre formation au département génie minier.

Par ailleurs, nous tenons aussi à exprimer notre reconnaissance et gratitude envers les ingénieurs de Sonatrach (Monsieur BENKHLIFA Fethi , Monsieur Nefaa OUN ALLAH, Monsieur Hakim, Monsieur Fateh, Monsieur Aziz, Monsieur Abdelkrim, Monsieur Mohamed kerrouch, Madame artebasse) et aussi ceux de Halliburton (Monsieur Slatnia Hamdi -mon oncle-, Monsieur Rghaisia Mohamed), et à notre ami Yahia BALAH qui a été un soutien inconditionnel et ses contributions ont grandement contribué à notre réussite, merci du fond du cœur pour tout ce que tu as fait pour nous. Nous sommes honorés et chanceux de t'avoir comme ami et collaborateur. à qui on adresse nos sincères salutations pour leurs remarquables contributions qui ont eu un impact significatif sur notre projet de fin d'études.

Nous nous sentons très honorées d'avoir pu collaborer à vos côtés. Votre soutien et votre expertise resteront gravés dans nos souvenirs, et nous espérons vivement continuer à vos côtés cette fructueuse collaboration à l'avenir.

Nous tenons aussi à vous remercier sincèrement pour votre dévouement, votre expertise et votre précieuse contribution à notre travail de recherche. Votre soutien a été déterminant à notre réussite et nous sommes impatientes de poursuivre avec votre inspiration notre parcours académique dans la recherche de pointe relative aux thématiques de recherche des réservoirs d'hydrocarbures.

Dédicaces

Dédicace

À mes chers parents, pour tous leurs sacrifices, leur amour, leur tendresse, leur soutien et leurs prières tout au long de mes études, ainsi qu'à ma sœur et mes frères, Chaima, Zakaria et Mouad, pour leur encouragement permanent et leur soutien moral.

À mes nièces adorées, Rined, Med Iyed, Emma, Yazan, A. Ayhem.D, et Iline, vous êtes les rayons de soleil qui illuminent ma vie. Votre innocence, votre joie et votre amour inconditionnel sont une source d'inspiration constante.

À mes chères amies que je considère comme des sœurs, Mouna H., Ismahan H., Narimen M., Amel N., Abir G., Nouria L., Sofia O., Amel B., et Malek B.

À mon binôme extraordinaire, Faten CHEKMAN, qui m'a soutenue à chaque étape du chemin et avec qui j'ai partagé des moments inoubliables. Notre collaboration a été la clé de notre succès.

À Mourad B., mon compagnon de toujours depuis notre enfance, tu as été mon roc inébranlable à travers les hauts et les bas de la vie. Merci d'avoir été là à chaque étape de mon parcours.

À mes professeurs qui m'ont éduqué et enseigné depuis l'école primaire jusqu'à la formation d'Ingénieur d'État.

Isra GHENAIET

Dédicace

Grand-mère, tu es une source d'inspiration infinie en tant qu'une des premières cadres de l'Algérie après son indépendance, À mes Parents, je vous suis profondément reconnaissant pour votre amour inconditionnel et votre soutien constant. À mes Sœurs Meyseem, Sahar et Lolo, vous êtes bien plus que des sœurs pour moi, À ma chère Binôme, nous avons formé une équipe extraordinaire tout au long de ce projet, tu étais là pour m'écouter, me soutenir et m'encourager lorsque les défis semblaient insurmontables. Notre amitié s'est renforcée au fil des jours, et tu es devenue comme une sœur pour moi. Merci d'avoir été là à chaque étape.

À mes copines du I56, vous avez été une source de joie et d'inspiration pendant ces années d'études. Nos moments de partage, nos fous rires et notre soutien mutuel ont rendu cette expérience inoubliable.

Enfin, à tous les membres du département de génie minier, Je suis honoré d'avoir pu faire partie de cette communauté.

Faten CHEKMAN

الملخص:

تلعب الدراسة المتعمقة للخصائص البتروفيزيائية دوراً حاسماً في تحسين إنتاج الغاز من الآبار غير التقليدية من خلال التكسير الهيدروليكي. وفضل الوصف المفصل، يصبح من الممكن تحديد الخزانات ذات إمكانية استرداد عالية واتخاذ قرارات مستنيرة لزيادة كفاءة التكسير الهيدروليكي. هذه الدراسات ضرورية لتعميق فهمنا للهيكل الجيولوجي وسلوك المعايير البتروفيزيائية. وهذا يتضمن تفسيراً دقيقاً لتسجيلات الآبار لتقييم الخصائص البتروفيزيائية، بالإضافة إلى التحليل الجيومكانيكي لاستهداف الفترة المحددة للتكسير، وبالتالي تحقيق استخراج غاز أمثل.

Abstract

The in-depth study of petrophysical properties is of crucial importance in the optimization of gas production from unconventional wells by means of hydraulic fracturing. Through detailed characterization, it becomes very possible to identify reservoirs with high recovery potential, and to make relevant, well-considered decisions to maximize the efficiency of hydraulic fracturing operation. Such studies are needed to deepen our understanding of the geological structure of the Ordovician reservoir in the Tinrhert field, and the behavior of its petrophysical parameters. This involves careful interpretation of logging measurements to assess the petrophysical properties of the Ordovician reservoir units, as well as geomechanical analysis to precisely target the depth interval to be fractured, enabling optimum gas extraction to be achieved.

Keywords: Tinrhert, Ordovician, petrophysical properties, geomechanics, production optimization, gas, hydraulic fracking.

Résumé

L'étude approfondie des propriétés pétrophysiques, revêt une importance cruciale dans l'optimisation de la production de gaz des puits non conventionnels par le biais de la fracturation hydraulique. Grâce à une caractérisation détaillée, il devient très possible d'identifier les réservoirs présentant un fort potentiel de récupération et de prendre de pertinentes décisions, bien réfléchies pour maximiser l'efficacité de l'opération de la fracturation hydraulique. De telles études, sont nécessaires pour approfondir notre compréhension de la structure géologique du réservoir d'ordovicien du champ de Tinrhert, ainsi que du comportement de ses paramètres pétrophysiques. Cela implique, une interprétation minutieuse des mesures diagaphiques pour évaluer les propriétés pétrophysiques des unités du réservoir de l'Ordovicien, ainsi qu'une analyse géomécanique pour cibler avec précision l'intervalle de profondeur à fracturer, permettant ainsi l'obtention d'une extraction optimale de gaz.

Mots-clés : Tinrhert, Ordovicien, propriétés pétrophysiques, géomécanique, optimisation de production, gaz, fracturation Hydraulique.

Table de matière

Liste des abréviations.

Liste des figures.

Liste des tableaux.

Introduction générale.....	14
Chapitre I : CADRE GEOGRAPHIQUE ET CONTEXTE GEOLOGIQUE.....	17
Introduction	18
1. Présentation de la plateforme saharienne Algérienne.....	18
1.1. Cadre géographique	18
1.2. Cadre géologique et histoire structurale de la plateforme saharienne	18
1.3. Aperçu stratigraphique.....	19
2. Généralités sur le bassin d'Illizi	20
2.1. Situation géographique du bassin d'Illizi	20
2.2. Contexte géologique du bassin d'Illizi	20
2.3. Les principaux éléments structuraux du bassin d'Illizi	23
2.4. Évolution géodynamique du bassin d'Illizi.....	25
2.5. Lithostratigraphie du bassin d'Illizi.....	29
2.6. Système pétrolier :	36
Chapitre II : NOTIONS FONDAMENTALES SUR LES PROPRIETES PETROPHYSIQUE	37
1. Concept de pétrophysique	38
2. La composition de la roche.....	38
2.1. La matrice	38
2.2. Les grains	39
2.3. Le ciment	39
2.4. Les argiles	39
2.5. Les fluides.....	39
3. Les paramètres pétrophysiques.....	40
3.1. La porosité	40
3.2. La perméabilité (K).....	44
3.3. La résistivité.....	46
3.4. La saturation	47
Chapitre III : NOTIONS DE BASE SUR LE CONCEPT DE MESURES ET INTERPRÉTATIONS DES DONNÉES DIAGRAPHIQUES.....	49
Introduction	50
1. Notion d'acquisition	50
1.1. Le diamètre du sondage	50
1.2. La boue de forage	50

1.3.	Le tubage et le ciment	50
1.4.	L'excentricité de la sonde	50
1.5.	Vitesse d'enregistrement.....	50
1.6.	Température et pression	51
1.7.	L'espacement	51
1.8.	L'invasion	51
2.	Diagraphies Enregistrées	52
2.1.	Log Diametreur (CALIPER)	52
2.2.	Diagraphie de radioactivité naturelle (Gamma Ray)	54
2.3.	Diagraphie de Résistivité (Conductivité).....	55
2.4.	Diagraphie de Porosité.....	56
Chapitre IV : GEOMECHANIQUE_ET_FRACTURATION HYDRAULIQUE		63
1.	Notions Géomécanique.....	64
1.1.	Définition d'une contrainte.....	64
1.2.	Orientation de la contrainte.....	65
2.	Chronologie d'une étude géomécanique	69
3.	Notions de base sur la technique de la Fracturation hydraulique	70
3.1.	Définition de la fracturation hydraulique.....	70
3.3.	Principe de la fracturation hydraulique.....	71
3.4.	Critères de sélection des puits candidats à la fracturation hydraulique	71
3.5.	Equipement de la fracturation hydraulique.....	71
3.7.	Agents de soutènement (Proppant)	74
3.8.	Additifs chimiques	74
4.	Chronologie d'une opération de fracturation hydraulique	75
5.	Les Étapes de la Fracturation Hydraulique.....	76
Chapitre V : EVALUATION PETROPHYSIQUE - GEOMECHANIQUE		78
1.	Introduction	79
2.	Evaluation pétrophysique	79
2.1.	Les diagraphies enregistrées	79
2.2.	Les étapes d'interprétation des diagraphies	80
2.3.	Discussion des résultats	86
1.3.	Description lithologique des réservoirs Ordo-cambrien.....	87
3.	Evaluation géomécanique.....	88
3.1.	Orientation des contraintes horizontales.....	88
3.2.	Commentaire.....	90
3.3.	Interprétation.....	90
3.5.	Etude géomécanique à partir des diagraphies.....	91
4.	Les résultats obtenus	94
4.	Conclusion.....	94

Chapitre VI : ETUDE DE CAS DE FRACTURATION HYDRAULIQUE.....	95
1. Introduction	96
2. Etude de faisabilité	96
2.1. Architecture du puit	96
2.2. Qualité de la cimentation du puit FI-1	97
2.3. Conclusion	97
3. L'opération de la fracturation hydraulique du puits FI-1.....	98
3.1. Perforation	98
3.2. Design FRAC.....	98
3.3. Déroulement de l'opération	99
3.4. Situation post-stimulation.....	104
4. Conclusion.....	105
CONCLUSION GÉNÉRALE.....	106
BIBLIOGRAPHIE	109

Abréviation

API : American Petroleum Institute
bbbl : Baril (1bbbl = 158,987 litres)
BHISIP : Pression instantanée de fermeture de fond
bpm : Baril par minute.
CBL : cement Bond log
DTC : Temps de transit de l'onde sonique compressive.
DTS : Temps de transit de l'onde sonique cisailante.
E : Module de Young.
Edyn : Module de Young Dynamique.
Estat : 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)
GR : Gamma Ray
h : profondeur.
ISIP : Pression instantanée de fermeture.
k : Perméabilité.
K : Bulk Modulus.
lbs : Pounds (1pound = 0,454 kg)
ma : matrice
max : maximum (ou maximale)
MeV : Mégaélectronvolt
min : minimum (ou minimale)
moy : moyen (ou moyenne)
Pcl : Pression de fermeture
Pnet : Pression nette
ppa : Proppant added per gallon
psi : Pounds-force per square inch
Rt : Résistivité de la formation
Rw : Résistivité de l'eau de formation
sh : Argile
SISIP : Pression instantanée de fermeture de surface
Sw : Saturation en Eau.
TST : Cortège transgressif
Vsh : Volume d'argile
 σ_h : Contrainte Minimale Horizontale.
 σ_H : Contrainte Maximale Horizontale.
 σ_v : Contrainte Verticale.
 Φ : Porosité.
 Φ_d : Porosité de densité
 Φ_n : Porosité neutron

Φ_s : Porosité sonore

Φ_u : Porosité utile

ρ : Densité

ρ_b : Densité globale

" : Pouce (1" = 2,54 cm)

Listes des figures

Figure I.1 : Les grands ensembles structuraux du Sahara (Beuf,1971)	19
Figure I.2 : Situation géographique du bassin d'Illizi (Sonatrach, Division Production)	21
Figure I.3 : Contexte géologique du bassin d'Illizi (Document Sonatrach).....	21
Figure I.4 : Les principaux domaines tectoniques régionaux et l'architecture stratigraphique de la région de Maghreb (S. Galeazzi et al, 2003).....	22
Figure I.5 : Esquisse structurale schématique de la synclise Est- Algérien (document Sonatrach).....	24
Figure I.6 : Schéma structural du bassin d'Illizi (Document Sonatrach).....	25
Figure I.7 : Section simplifié à travers une partie choisie de la plateforme saharienne (Document Sonatrach).....	28
Figure I.8 : Coupe géologique schématique des affleurements du bassin d'Illizi ,(Document Sonatrach).....	35
Figure II.1. Les trois modes de répartition des argiles dans la roche (couleur roue et range indiquent l'argile) (Schön, 2015)	39
Figure II.2. Schéma explicatif de mesure de la porosité sonique (Schön, 2015).....	42
Figure II.3. La perméabilité en fonction de la texture de la roche (Beghoul, 2013).....	44
Figure II.4. Principe de mesure de la perméabilité au laboratoire (Beghoul, 2013).....	45
Figure III.1 : Schéma illustrant le phénomène d'invasion (Diagraphies différées de plateformes carbonatées, 2006).....	51
Figure III.2 : (A) Outil Schlumberger, Diametreur de haute résolution HDT (Estimate of in-situ stress and geomechanical parameters for Duvernay Formation based on borehole deformation data,2021)	52
Figure III.3 : (C) Autres types de Diametreurs de l'industrie pétrolière (SPE-184234-MS In Situ Stress Magnitude and Orientation in an On-Shore Field, Eastern Niger Delta: Implications for Directional Drilling, 2016)	53
Figure III.4. (B) Formes des parois d'après la réponse du Diametreur HDT (SPE-184234-MS In Situ Stress Magnitude and Orientation in an On-Shore Field, Eastern Niger Delta : Implications for Directional Drilling, 2016)	53
Figure III.5 : (A) Détecteur à Scintillation. (B) Spectrométrie Gamma-Ray des trois principaux éléments radioactifs (Potassium, Uranium, thorium). (C) Diagramme de l'outil HGNS (SPE-184234-MS In Situ Stress Magnitude and Orientation in an On-Shore Field, Eastern Niger Delta: Implications for Directional Drilling, 2016)	54

Figure III.6 : (A)-(B) les différentes interactions de Neutrons-formation selon les plages d'énergies d'émissions (Schön,2015).....	57
Figure III.7. (C) Principe général de la sonde neutron (Schön,2015).....	58
Figure III. 8: (A) interaction de gamma ray avec l'atome. (B) Effets prédominants dans l'espace (Z, E), les trois types d'interaction des photons (Schön,2015)	60
Figure III.9 : Schéma illustrant les types d'ondes interceptées par les récepteurs du Sonic Scanner (Schön,2015)	61
Figure III.10 : Principe Générale De Processing De Data Du Sonic Scanner Allant De La Forme d'ondes Jusqu'aux Logs DT, DTS, DTST. (Evaluation pétrophysique des réservoirs compacts à gaz (Tight gas sands) de la region Ahnet-Gourara par optimisation des méthodes conventionnelles et intégration des données carottes, 2019)	62
Figure IV.1: Types de contraintes (Normale et Oblique), (Rock physics and mechanical stratigraphy of the Woodford Shale, Anadarko Basin,2005).....	64
Figure IV.2 : Les principaux plans correspondant aux 3 principales contrainte σ_1 , σ_2 , σ_3 (Rock physics and mechanical stratigraphy of the Woodford Shale, Anadarko Basin,2005).....	64
Figure IV.3 : Disposition des trois contraintes (Rock physics and mechanical stratigraphy of the Woodford Shale, Anadarko Basin,2005)	65
Figure IV.4 : Exemple du différent régime de Stress dans le Monde (Géomechanical Model, Schlumberger,2010)	66
Figure IV.5 : Déformation selon un axe de contrainte d'un cylindre (Géomechanical Model, Schlumberger,2010)	67
Figure IV.6 : Déformations latérale et axiale suite à une compression (Rock physics and mechanical stratigraphy of the Woodford Shale, Anadarko Basin,2005)	67
Figure IV.7 : Compression volumétrique d'une roche sous une tension hydrostatique (Rock physics and mechanical stratigraphy of the Woodford Shale, Anadarko Basin,2005).....	68
Figure IV.8 : Déformation par cisaillement d'un corps matériel (Rock physics and mechanical stratigraphy of the Woodford Shale, Anadarko Basin,2005).....	68
Figure IV.9 : Flux de données d'une Etude Géo-mécanique (Lasbeur, 2014).....	69
Figure IV.10 : Fracturation hydraulique dans un forage vertical et horizontal (Perspectives du développement du gaz de schiste en Algérie à travers l'expérience américain,2021)	70
Figure IV.11 : Equipements de Fracturation Hydraulique (Hydraulic fracturing process,2013)	72
Figure IV.12 : Composition volumétrique d'un fluide de fracturation (Hydraulic fracturing process,2013).....	73
Figure IV.13 : Comportement des ouvertures de fractures (schlumberger, 2011)	74

Figure IV.14 : Procédé de la fracturation hydraulique (Document, Schlumberger, 1998).....	75
Figure IV. 15: Organigramme des étapes de la fracturation hydraulique (mémoire réalisé par : LEHARANI Yazid, RAHIM Kahina, 2012)	76
Figure V.1. Détermination de la valeur du GR cut-off graphiquement (excel,2023)	80
Figure V.2. Identification des lithologies de grès, calcaire et dolomie à partir de cross-plot porosité de Neutron – Densité globale (NPHI-RHOB) pour les puits (FI-1, FI-2 et FI-3) au niveau des réservoirs ordovicien et cambrien (Techlog, 2023).....	81
Figure V.3. Estimation du Vsh à partir du Gamma Ray (Mémoire de OULDCHIKH FERIEL et HADJ ARAB ISLEM LOTFI, Caractérisation et modélisation d'un réservoir cambro-ordovicien du bassin d'Illizi).....	82
Figure V.4. Diagraphie des réservoirs Cambro-ordovicien (le logiciel Techlog2015. Le 3,2023)	85
Figure V.5. Corrélation des élan des 3 puits obtenu par Techlog 2015 (Sonatrach, 2023)	86
Figure V.6. FI-1 résumé de l'interprétation (Techlog, PED-Sonatrach, 2023).....	89
Figure V.7. L'orientations des déplacements de parois et des fractures induites par le forage ; σ_H et σ_h représentent respectivement les contraintes horizontales maximales et minimales (Sonatrach PED ,2023).....	91
Figure V.8. Propriétés élastiques et profil de stress du réservoir au puits FI-1, (Halliburton, 2023).....	93
Figure VI.1. Diagramme des tubages pour le puits FI-1, (Sonatrach, 2018)	96
Figure VI.2. Simulation de la concentration du proppant à l'aide du logiciel FRACPRO (Halliburton, 2023).....	98
Figure VI.3. Chart du Break-down & test d'injectivité du puit FI-1 (Schlumberger, 2023)...	99
Figure VI.4 : Data FRAC du puits FI-1, (Schlumberger, 2023)	100
Figure VI.5 : Détermination de la pression de fermeture –P _{cl} - dans le cas de l'opération data-FRAC, en utilisant la fonction G de Nolte (Schlumberger, 2023)	102
Figure VI.6 : Log de Température du puits FI-1 (Schlumberger, 2023)	103
Figure VI.7 : Main-FRAC du puits FI-1 (Schlumberger, 2023)	104
Figure VI.8 : Géométrie et conductivité de la fracture engendrée (Schlumberger, 2023)....	105

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Phases tectoniques majeures (D'après Boujemaï ; 1987)	27
Tableau I.2 : Colonne stratigraphique synthétique du bassin d'Illizi (Document Sonatrach)	34
Tableau V.1. Les valeurs du GR cut-off pour les puits P1, P2 et P3.	80
Tableau V.2. Pourcentage des Cut-off V_{sh} , Φ et S_w du puits FI-1 (travail personnel).....	83
Tableau V.3. Pourcentage des Cut-off V_{sh} , Φ et S_w du puits FI-2 (travail personnel).....	83
Tableau V.4. Pourcentage des Cut-off V_{sh} , Φ et S_w du puits FI-3 (travail personnel).....	84
Tableau V.5. Lithologie du puit FI-1	87
Tableau V.6. Lithologie du puit FI-2	87
Tableau V.7. Lithologie du puit FI-3	88
Tableau V.8 : Formules Empiriques utilisées pour le calcul des paramètres élastiques dynamiques réservoir (Sonatrach PED, 2023)	92
Tableau VI.1. Evaluation de la qualité de cimentation du puits FI-1 (sonatrach,2023).....	97

Introduction générale

Introduction générale

Le gaz naturel est devenu une importante source d'énergie dans notre vie quotidienne et le besoin accru de son utilisation se fait de plus en plus sentir par tous les secteurs et branches d'activités économiques du marché mondial, et cela, en raison de ses nombreux avantages et vertus par rapport aux combustibles fossiles traditionnels, encore utilisés par certains pays. A cet effet et pour plusieurs raisons, il est considéré comme l'une des sources d'énergie les plus propre comparativement aux charbons et pétroles, ce qui en fait une alternative attrayante et préférée pour plusieurs pays qui cherchent à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre. Au cours des dernières années, la demande sans cesse croissante du gaz naturel a augmenté en raison de plusieurs facteurs, notamment pour sa large utilisation dans la production d'électricité, l'essor de l'industrie du gaz naturel liquéfié, la croissance économique rapide dans les pays émergents et également pour son utilisation, plus ou moins généralisée, comme carburant pour les véhicules.

Pour répondre à cette augmentation pressante de la demande du marché mondial, de nombreux pays producteurs du gaz naturel, ont développé des stratégies pour lancer plusieurs projets de prospection pour de nouveaux gisements et d'exploration des champs en cours d'exploitation dans l'objectif d'accroître considérablement leur production en gaz naturel destinée à l'exportation.

Dans ce contexte, le projet du champ gazier de Tinrhert, du Nord-ouest de Ain Amenas, piloté par Sonatrach, et situé à la limite entre les deux grands bassins sédimentaires, de Berkine au Nord et Illizi au Sud, dans la province orientale du Sud-est de la plateforme saharienne algérienne. A travers ce projet et d'autres projets similaires, le gouvernement Algérien vise à développer davantage les ressources de gaz naturel non conventionnel afin de compenser la baisse de production des champs conventionnels existants en Algérie, et de facto, répondre favorablement à la demande croissante et pressante du gaz naturel par le marché de consommation Européen en gaz naturel.

En raison de la médiocrité de la qualité des propriétés pétrophysiques des formations géologiques et leurs influences sur la difficulté d'extraction du gaz, les puits non conventionnels requièrent une opération spécifique et adéquate procédant par la technique de fracturation hydraulique pour améliorer leurs débits de production en gaz naturel.

La technologie de la fracturation hydraulique, inventée en 1947, est devenue une méthode indispensable et incontournable pour la production de pétrole et gaz naturel piégés dans des formations rocheuses non poreuses ou « étanches ». Elle implique la création d'un faisceau de fractures dans la roche productrice tout en appliquant une très forte pression avec un fluide visqueux appelé **Pad**. Et pour maintenir la fracture ouverte, on utilise un agent de

soutènement, le **Proppant**, qui permet d'assurer une perméabilité efficace. L'étendue de la surface de fracture est un paramètre-clé pour la récupération du gaz, car plus elle est grande, plus la quantité de gaz collectée est importante.

Cependant, notre projet de fin d'études vise à étudier les paramètres pétrophysiques du champ de Tinrhert à l'aide du logiciel **Techlog**, qui a été conçu pour l'analyse et l'interprétation des mesures diagraphiques, et évaluer leurs capacités dans le réservoir gréseux d'Ordovicien (*objet de notre cas d'étude*), ensuite l'utilisation du logiciel le plus adapté « **FRACPRO** » dans l'objectif d'optimiser la production du gaz naturel par fracturation hydraulique. Dans notre contexte d'étude, Nous tenterons d'appliquer cette technique sur les puits non conventionnels HNIA10, HNIA09 et HNIA08 pour évaluer et valider son efficacité dans l'opération d'augmentation de la pression des puits favorables à un meilleur rendement de leur production.

La méthodologie de notre travail de recherche consistera en une synthèse bibliographique technique approfondie, définissant les concepts d'études utilisés par les travaux de recherches de pointe réalisés récemment, et s'appuyant sur les différentes simulations prouvées et validées pour leur efficacité avancée et répondant efficacement à notre problématique. A cet effet, notre plan d'étude adopté sera consacré au développement des chapitres suivants :

Chapitre 1 : Cadre géographique et contexte géologique de la zone d'étude.

Chapitre 2 : Concepts fondamentaux sur les propriétés pétrophysiques.

Chapitre 3 : Notions de base sur le concept de mesures et interprétations des données
Diagraphiques.

Chapitre 4 : Notions de base sur les techniques de la fracturation hydraulique

Conclusion générale

Chapitre I
CADRE GEOGRAPHIQUE
ET
CONTEXTE GEOLOGIQUE

Introduction

Il est très pratique de présenter le contexte géographique et géologique du bassin sédimentaire d'Illizi, de caractériser ses différentes formations sédimentaires et le situer par rapport à la plateforme saharienne Algérienne. Ensuite, procéder par une analyse des événements tectoniques ayant affecté les éléments structuraux majeurs et leur impact sur la dynamique sédimentaire de ce bassin, dont l'objectif principal est de définir le système pétrolier et gazier caractérisant le bassin sédimentaire d'Illizi par l'identification des réservoirs du potentiel d'hydrocarbure associés à leurs roches mères et la caractérisation de leurs propriétés pétrophysiques.

1. Présentation de la plateforme saharienne Algérienne

1.1. Cadre géographique

La plateforme saharienne Algérienne se situe dans la partie septentrionale du continent africain, au Sud de la flexure sud-atlasique et s'étend sur une superficie de 2,381,741 km². Elle correspond à l'une des plus grandes plateformes précambriennes au monde et se caractérise par la juxtaposition de bassins sédimentaires intracratoniques d'orientation générale N-S, séparés par des môles et ensellements de même orientation (Fig. 01), (Follot, 1952 ; Fabre, 1976 et 2005).

1.2. Cadre géologique et histoire structurale de la plateforme saharienne

Depuis le Paléozoïque, la plateforme saharienne algérienne constitue un domaine cratonique plus stable. A son voisinage Sud, on y rencontre des terrains très anciens du Protérozoïque (1,8 à 2 Ga) (Trompette, 1995), mis en place à l'Archéen et lors de l'orogénèse Eburnéenne, ces formations constituent de vieux boucliers plus stables comme le bouclier Reguibet (Rocci et al., 1991).

Le bouclier du Hoggar, également très ancien, mais moins ancien que celui de Reguibet, a subi de surcroît les effets de l'orogénèse panafricaine (Liégeois et al., 2003).

Sur le plan structural, les différentes parties du socle de la plateforme saharienne algérienne font partie du Gondwana, issu de la partition de la Pangée, et formant un supercontinent formé par le collage de blocs continentaux issus de la Rodinia lors des événements orogéniques panafricains.

Parmi les témoins de ce cycle orogénique ancien 625-550 Ma (Black et al., 1979 ; Caby et al., 1981 ; Fabre, 1988 ; Ziegler, 1988 ; Scotese et McKerrow, 1990 ; Black et Liégeois, 1993 ; Trompette, 1995 ; Schandelmeier et al., 1997), on reconnaît la zone de suture de la chaîne panafricaine de l'Ouest (Trompette, 1995) qui correspond à une chaîne de collision. Cependant, les traces de cette suture sont retrouvées particulièrement au niveau de la chaîne de l'Ougarta.

Dans cette plateforme saharienne algérienne, plusieurs zones subsidentes sont reconnues. Elles ont conduit au développement d'importants bassins sédimentaires intracratoniques d'âge paléozoïque qui se sont développés entre les boucliers, et se caractérisent par des subsidences et des déformations variables, limitées par une série de môles.

On distingue deux grands ensembles de bassins, situés de part et d'autre de la suture panafricaine, marquée entre autres, par l'alignement des monts de la chaîne d'Ougarta.

Les plus importants bassins sédimentaires de la plateforme saharienne algérienne, sont ceux d'Illizi-Berkine à l'Est d'où note zone d'étude, de Hassi Messaoud, Hassi R'mel et Oued Mya au centre-Nord, et Tindouf, Béchar, Reggan, Sbaâ, Timimoune et Ahnet à l'Ouest.

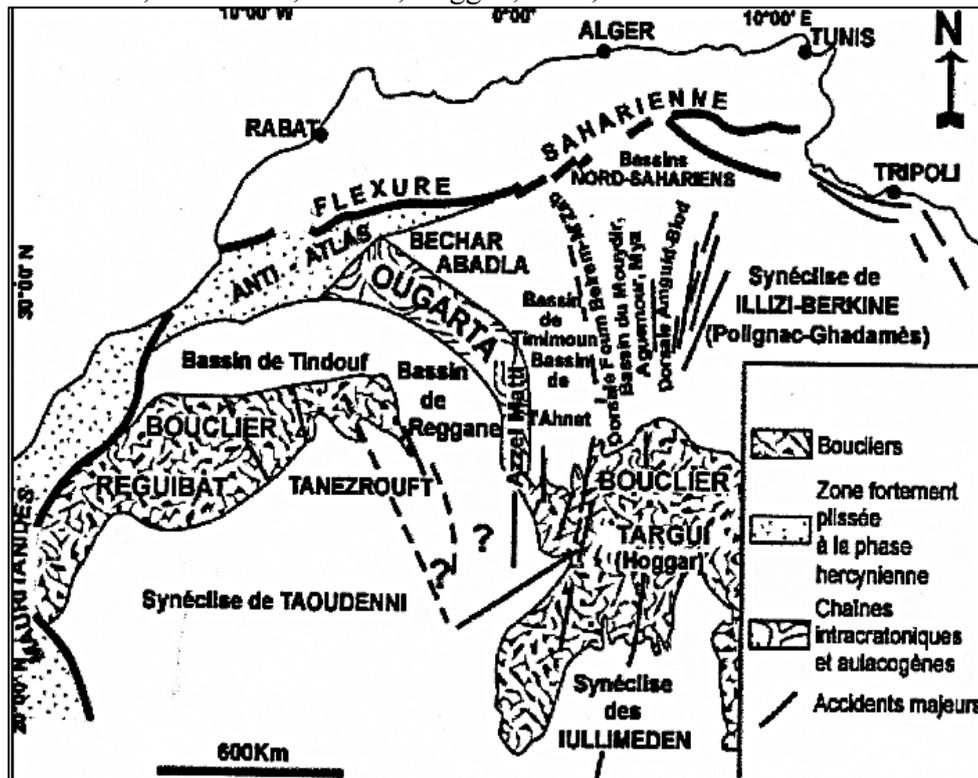


Figure I.1 : Les grands ensembles structuraux du Sahara (Beuf, 1971)

1.3. Aperçu stratigraphique

Les séries paléozoïques, discordantes sur le socle et formant le remplissage des bassins sédimentaires de la plateforme saharienne algérienne, ont d'importantes épaisseurs, atteignant ainsi les 9000 m dans la province occidentale (Aliev et al., 1971 ; Beuf et al, 1971 ; Fabre, 1976, 1988 ; Legrand, 1985), ces épaisseurs sont très variables d'un bassin à un autre, néanmoins des lacunes sédimentaires ont été identifiées dans différentes provinces.

Les séries sédimentaires du Paléozoïque, de nature essentiellement détritique, ont été affectées par les déformations du cycle orogénique calédo-no-varisque (Fabre, 1988 ; Donzeau et al., 1981 ; Zazoun, 2001).

La série sédimentaire méso-cénozoïque de la plateforme saharienne largement dominantes dans la province triasique, elle est peu épaisse (< 850 m), repose en discordance sur le Paléozoïque (Busson, 1970 ; Beuf et al., 1969 ; Boudjemaâ, 1987 ; Takhris ; 1990 ; Bekkouche, 1992 ; Khennous, 1997 ; Boote et al., 1998).

D'importants cordons dunaires recouvrent la plateforme saharienne, comme les grands Ergs Occidental et Oriental au Nord de la plateforme, l'Erg Chech qui recouvre partiellement la désolante surface du plateau de Tanezrouft et l'Erg Iguidi aux confins de la Mauritanie.

2. Généralités sur le bassin d'Illizi

2.1. Situation géographique du bassin d'Illizi

Le bassin d'Illizi se situe dans la partie Sud-Est du Sahara Algérien. Il représente l'une des plus grandes provinces pétro-gazifières de l'Algérie, il s'étend entre les latitudes 26° 30'00" et 29° 45'00" Nord et entre les longitudes 6° et 10° Est (Fig. 02).

D'autre part, il s'étend jusqu'aux frontières de Libye à l'Est, dont la plus grande partie se trouve dans le territoire Algérien, et jusqu'au massif du Hoggar au Sud. Présentant une longueur Nord-Sud d'environ 700 km et une largeur Est-Ouest dépassant les 300 km, et couvrant une superficie de 100.000 km²

2.2. Contexte géologique du bassin d'Illizi

Le bassin d'Illizi appartient à la province orientale et correspond à un bassin sédimentaire d'une plateforme stable. Sa couverture sédimentaire développe une épaisseur moyenne de 3 000 m, constituée essentiellement de dépôts paléozoïques. L'individualisation du bassin s'est faite à partir de la fin du Silurien et au cours du Dévonien inférieur.

Le bassin d'Illizi est limité au Nord par le bassin de Berkine, à l'Est par le môle de Tihemboka, au Sud par le massif du Hoggar et à l'Ouest par la dorsale d'Amguid-El Biod.

A l'Est, le môle de Tihemboka, situé près de la frontière Algéro-Libyenne, sépare le bassin d'Illizi du bassin de Hamra (Libye). A l'Ouest, la dorsale d'Amguid-El Biod le sépare du bassin du Mouydir. Au Nord, la limite entre les bassins d'Illizi et Berkine correspond à une remontée du socle connue sous le nom du môle d'Ahara (Figure I.3).

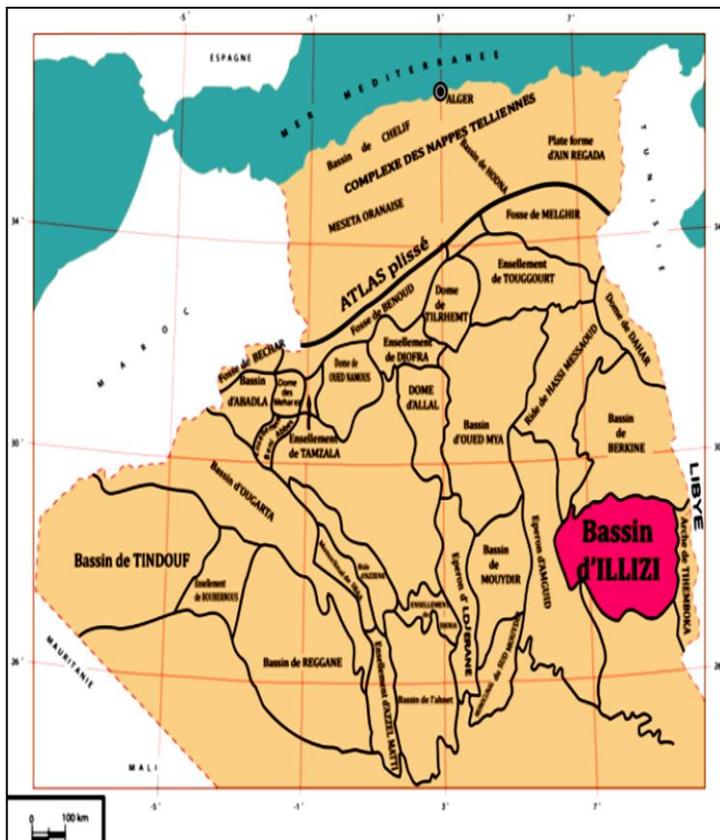


Figure I.2 : Situation géographique du bassin d'illizi (Sonatrach, Division Production)

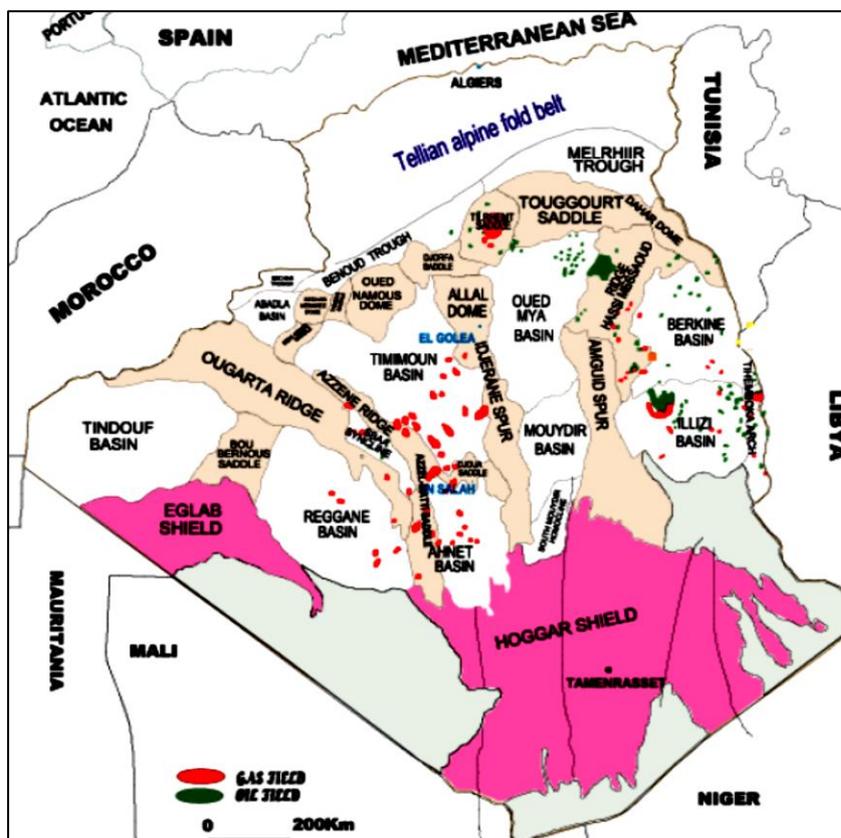


Figure I.3 : Contexte géologique du bassin d'illizi (Document Sonatrach)

La couverture sédimentaire dans le bassin d'Ilizi (fig. 4) est représentée essentiellement par des terrains d'âge Paléozoïque, enfouis au centre de la cuvette, et affleurant au Sud-est et sur sa marge méridionale où ils forment les Tassili.

L'épaisseur de la couverture sédimentaire paléozoïque augmente grossièrement du Sud (1 000 à 1 500 m) vers le Nord (1 500 m à 2 000 m).

Les dépôts du Mésozoïque sont à l'inverse érodés dans la moitié Sud et affleurent au centre du bassin pour former une succession de falaises orientées Est-Ouest. Ils reposent en discordance sur les terrains paléozoïques et leur épaisseur est d'environ 1000 m.

Les dépôts tertiaires, se développent principalement dans la partie Nord-ouest du bassin au niveau de la Hamada de Tinrhert, et sont relativement réduits dans le reste du bassin.

Quant aux dépôts quaternaires, ils sont représentés par les dunes marquant la limite méridionale du grand erg oriental.

La couverture sédimentaire du bassin d'Ilizi repose sur un socle cristallo-métamorphique d'âge Précambrien, qui serait de même nature que celui du Hoggar. Une granodiorite du socle, prélevée du puits Merkesen-1, a donné un âge Rb-Sr de 594 ± 30 Ma (J. Thouvenin, Document Sonatrach. (1975).

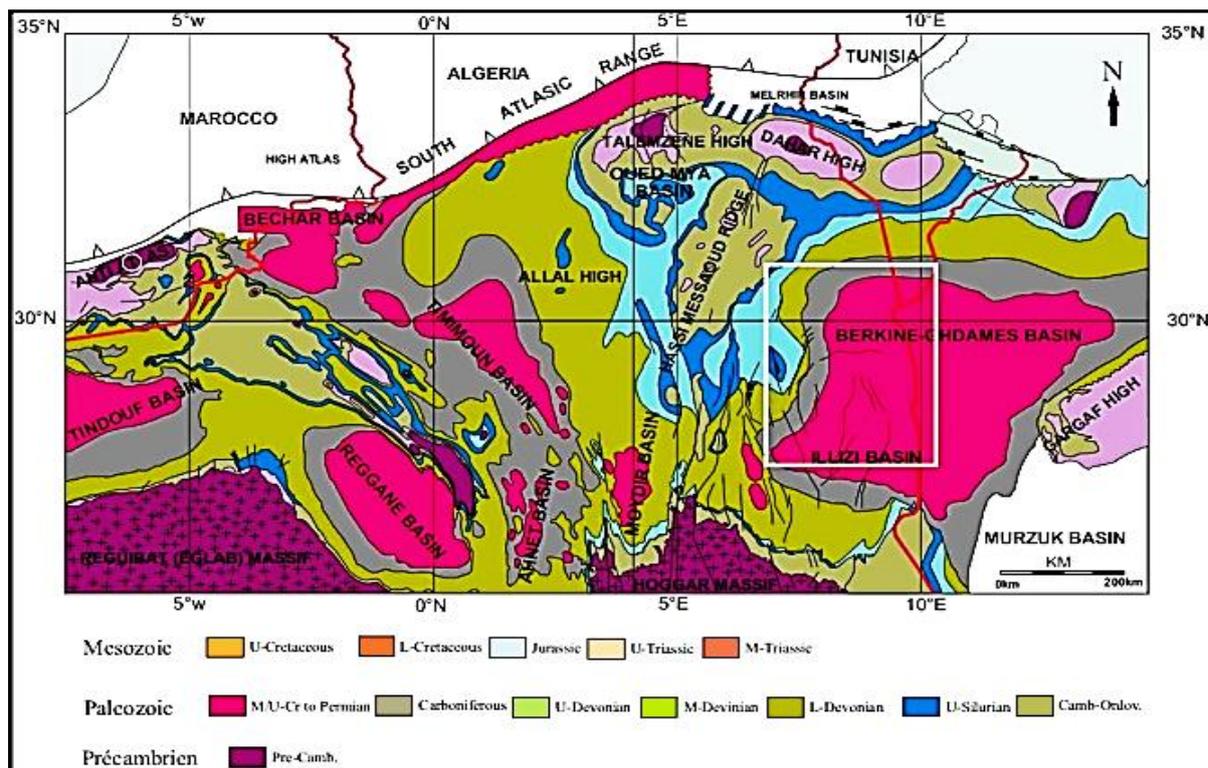


Figure 1.4 : Les principaux domaines tectoniques régionaux et l'architecture stratigraphique de la région de Maghreb (S. Galeazzi et al, 2003)

2.3. Les principaux éléments structuraux du bassin d'Illizi

Le bassin d'Illizi est constitué d'éléments géotectoniques à grand rayon de courbure (bombement de Tin Fouyé, haut fond de Tihemboka, Monoclinal d'Illizi) (fig. 05), il est subdivisé en une succession de dépressions ou sillons par une série d'axes majeurs orientés d'Ouest en Est sont présentés comme suit (fig. 06) :

L'axe d'Amguid El Biod formant la bordure occidentale du bassin et le sépare du bassin de Mouydir à l'Est.

- L'axe de Tan Elak.
- L'axe d'Essaoui Méllene.
- L'axe passant par Maouar Tin-Tayart.
- L'axe de Fadnoun.
- L'axe de Tihemboka.

L'orientation majeure de tous ces axes est beaucoup plus proche de la direction N-S. Ils sont accompagnés d'importantes failles dues au rejet de failles profondes du socle. Celles-ci sont le prolongement d'accidents panafricains ayant affecté le socle du Hoggar sur des centaines de kilomètres en le divisant en plusieurs compartiments. Ces failles majeures accompagnées de faisceaux de failles secondaires, ont joué au cours des temps géologiques lors des phases tectoniques successives tout en affectant simultanément la couverture sédimentaire du bassin.

Les contraintes tectoniques ayant conditionnées les directions des failles reviennent aux phases de compression, distension et de décrochement. Cependant, la plupart des structures anticlinales de la région sont en relation directes avec des failles.

Un examen rapide du schéma structural du bassin montre l'individualisation structurale de trois régions en raison des orientations majeures des accidents, leur densité et leur continuité :

- A l'Ouest, la région d'Amguid-El Biod, comprise entre les dépressions Oued Mya – Mouydir à sa limite Ouest, et le trend englobant le périclinale de Tin Tayart, les anticlinaux de Elssaouane (Est et Ouest) et celui de Maouar.
- Au centre, le bassin propre d'Illizi, moins structuré, où se trouve l'ancien môle d'Ahara orienté approximativement E-W, celui-ci est compris entre le trend précédent et la grande zone d'accidents correspondant au trend de Fadnoun.
- A l'Est, le môle de Tihemboka, s'étendant entre le trend du Fadnoun et la frontière Algéro-Libyenne qui, montre un style structural différent, est caractérisé par trois directions de failles :
 - ✓ Méridienne à subméridienne pour les accidents majeurs.
 - ✓ NW-SE à WNW-ESE.

✓ NE-SW pour les accidents secondaires (fig I.5-I.6).

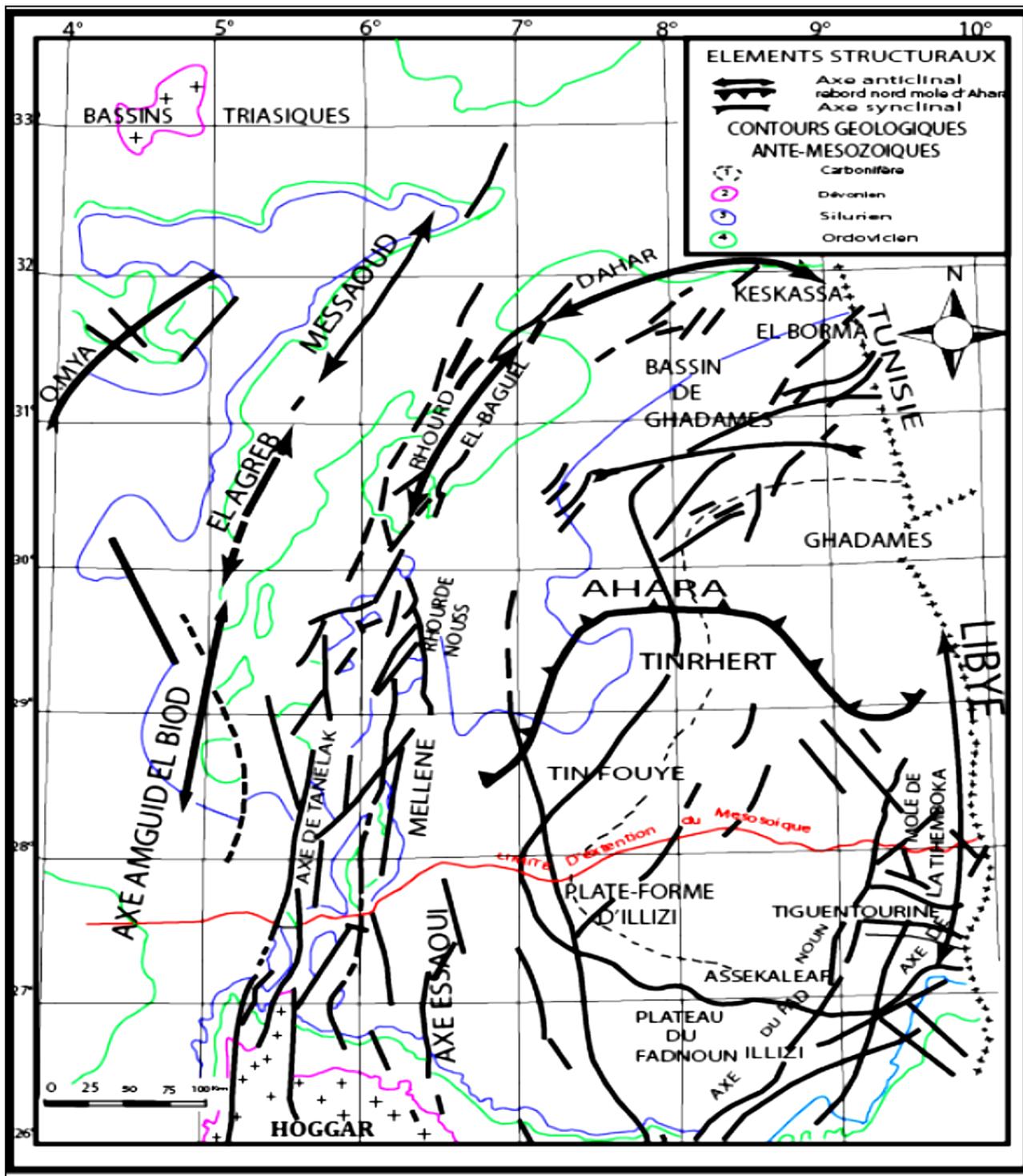


Figure I.5 : Esquisse structurale schématique de la synclise Est- Algérien (document Sonatrach)

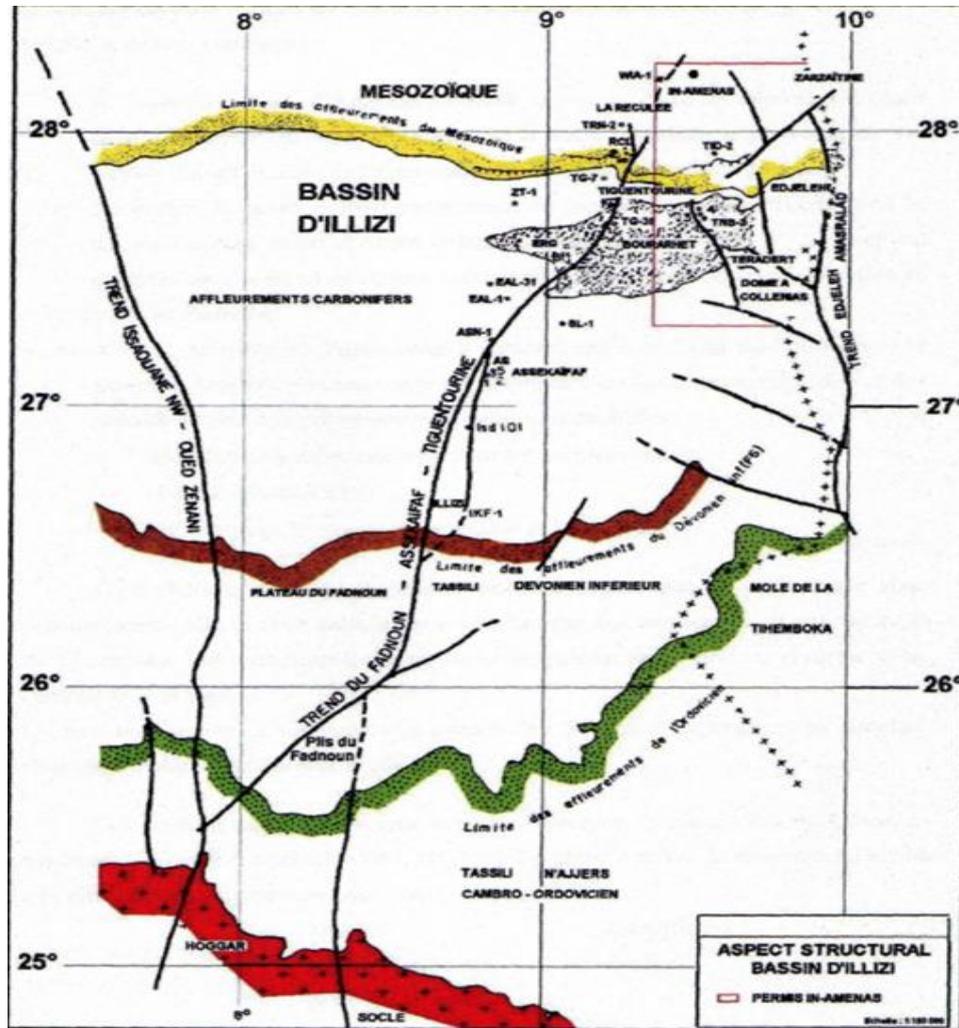


Figure I.6 : Schéma structural du bassin d'illizi (Document Sonatrach)

2.4. Évolution géodynamique du bassin d'illizi

Les principaux événements tectoniques qui ont affecté le bassin d'illizi ont eu lieu durant :

- Le Précambrien terminal - Cambrien inférieur (événement panafricain),
- À l'Ordovicien supérieur (phase taconique) - Silurien supérieur,
- Au Dévonien inférieur (phase calédonienne),
- Au Dévonien supérieur (phase Frasnienne),
- Au Carbonifère - Permien (phase hercynienne),
- Au Crétacé inférieur (à l'Aptien, phase autrichienne),
- Au Crétacé supérieur - Tertiaire (Eocène - Oligocène, phase pyrénéenne).

Ces différentes phases tectoniques, compressives et distensives, se traduisent sur la sédimentation du bassin par des discordances ou des discontinuités sédimentaires.

Les principaux éléments structuraux du bassin d'illizi sont représentés par :

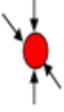
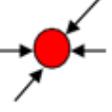
- **Le bombement de Tin Fouyé**, situé dans la partie Nord-ouest du bassin d'Illizi, il correspond à une zone haute, orientée Nord-Sud, s'étendant sur 200 km de longueur et 100 km de largeur.
- **Le haut fond de Tihemboka**, grand axe structural orienté Nord-Sud, affecté par un important accident méridien. Il constitue la limite orientale du bassin d'Illizi.
- **Le monoclin d'Illizi**, qui sépare les deux zones hautes de Tin Fouyé et de Tihemboka.
- **L'axe de Fadnoun**, limite entre le môle de Tihemboka et la dépression centrale d'Illizi, du Sud-ouest vers le Nord-est, il se prolonge sur 300 km. Il s'agit d'une ancienne faille majeure d'orientation NNE qui, a joué plusieurs fois durant le Paléozoïque et le post-paléozoïque.

Notons enfin, que les limites du bassin d'Illizi sont représentées par **le môle d'Ahara**, ancienne zone haute constituant la limite septentrionale du bassin et l'axe d'Essaoui-Méllene, de forme allongée, représentant la limite entre le bassin d'Illizi et la région d'Amguid El Biod à l'Ouest.

Les plus importantes failles du bassin d'Illizi, d'orientation méridienne, n'apparaissent que sur les marges Est et Ouest du bassin, contre les môles de Tihemboka et d'Amguid respectivement. Dans le reste du bassin, les principales failles montrent deux orientations dominantes : NNE-SSW (probablement d'anciennes failles paléozoïques) et NNW-SSE (d'origines hercynienne ou autrichienne). Au Nord du bassin et sur le môle d'Ahara, apparaissent quelques failles alignées d'orientation E-W (failles mésozoïques probables).

Les failles du bassin d'Illizi semblent être l'expression superficielle des mouvements le long des grandes fractures du socle précambrien. (M. Aliev et al,1971)

Tableau I.1 : Phases tectoniques majeures (D'après Boujemaa ; 1987)

<i>Maximum d'activité</i>	<i>DIRECTION DE LA contrainte</i>	<i>Effets sur le système failles</i>	<i>Effet sur la sédimentation</i>
Post-Villafranchien (Alpine)	N-S 	Basculement et inversion de blocs Période finale de compression dans le domaine atlasique. Evénement majeur de collision.	Soulèvement du Hoggar, Basculement du bloc d'El Bourma
Miocène	NW-SE et N-S 	Episode de compression majeure dans le domaine atlasique	Sédimentation prédominante de flysch au Nord
Eocène (Pyrénéenne)	N-S et NW-SE 	Début de chevauchement au Nord résultant de la convergence de la plaque africaine avec la plaque européenne. Décrochement de la faille Sud atlasique.	
Crétacé inférieur (Autrichienne)	E-W 	Réactivation des décrochements des failles N-S et NE-SW résultant des mouvements différentiel de la plaque européenne et la plaque africaine.	Erosion des sédiments du Crétacé sous l'Aptien (l'Arche d'El Biod et Illizi), effet léger sur le bassin de Berkine.
Trias-Lias (Rifting -Dislocation de la Pangée)	NW-SE 	Réactivation des failles NE-SW se terminant au TAGS et S4	Contrôle de la sédimentation par les failles entrainant une variation rapide d'épaisseur le long des failles NE-SW.
Carbonifère supérieur-Permien (Hercynienne principale)	N120 	Inversement ou décrochement le long des failles NE-SW (résultant de la formation de la Pangée).	Erosion sur les axes NE-SW.
Viséen (Hercynienne précoce)	N40 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles NW-SE. Début de formation de la chaîne varisque.	Erosion sur le môle de Tihemboka et soulèvement de l'Ougarta.
Frasnienne	NW-SE 	Mouvement normal le long des failles NW-SE.	Non dépôt et érosion locale (môle d'Ahara).
Siluro - Dévonien (Calédonienne)	E-W 	Mouvement inverse le long de la faille N-S.	Erosion le long des zones hautes d'orientation N-S et E-W (Tihemboka-Ahara).
Taconique - Caradoc-Ashgillien	E-W 	Mouvement inverse le long des failles N-S résultant. Formation de structures N-S.	Soulèvement du bouclier Reguibet et Hoggar
Cambro-Ordovicienne	NW-SE 	Mouvement normal le long des failles N-S.	Les variations d'épaisseur sont contrôlées par la faille. Basculement N-W de la plateforme saharienne. Volcanisme.
Panafricaine	E-W 	Tectonique cassante créant des failles et des fractures conjuguées NW-SE et NE-SW.	Compartimentation du craton du Sahara central.

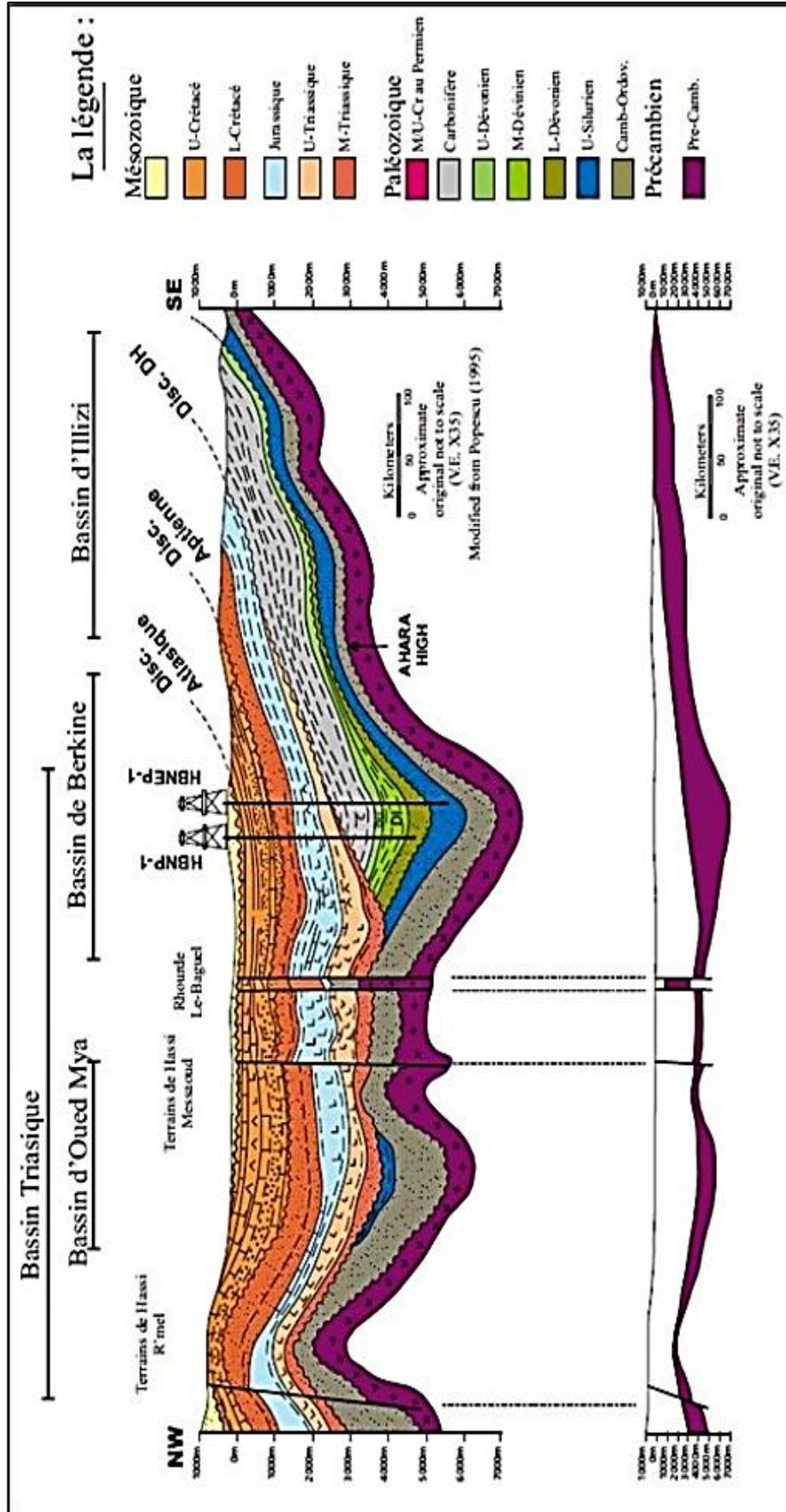


Figure I.7 : Section simplifié à travers une partie choisie de la plateforme saharienne (Document Sonatrach)

2.5. Lithostratigraphie du bassin d'Ilizi

La définition des termes stratigraphiques a posé de nombreux problèmes dus, d'une part, aux variations latérales des faciès et à l'insuffisance de macrofaunes, et d'autre part, a conduit à établir des nomenclatures lithostratigraphiques régionales.

Dans le Sahara algérien, d'une manière générale, et dans le bassin d'Ilizi en particulier, qui est le siège d'une importante sédimentation (2500m-3500m d'épaisseur). Toutefois, la couverture sédimentaire est constituée essentiellement par des dépôts paléozoïques puissants de 1900m, reposant en discordance majeure sur le massif du Hoggar et surmontés par un Mésozoïque très réduit.

La série est constituée essentiellement par une alternance des faciès argilo-gréseux, rarement évaporitiques ou carbonatés, intercalés par cinq discordances majeures, de la base au sommet on distingue :

- La discordance Infratassilienne, d'âge infra cambrienne,
- La discordance Taconique, d'âge fin Ordovicien,
- La discordance Calédonienne, d'âge Silurien-Dévonien,
- La discordance Frasnienne, d'âge Dévonien moyen,
- La discordance Hercynienne, d'âge Permo-Trias.

LE SOCLE

Il est constitué de terrains méta-sédimentaires, traversés par de nombreuses intrusions magmatiques. L'âge des formations varie de l'Archéen (>2700 MA) (Lelubre, 1969, C. J. Allègre et R. Caby, 1972) à l'Eocambrien et Cambrien (R. Caby et Moussu, 1967 ; Gravelle, 1969).

Sur le socle, viennent reposer en discordance les formations paléozoïques et mésozoïques.

LE PALEOZOÏQUE

Les formations paléozoïques sont fortement érodées à l'Hercynien ; elles ne représentent que 800m d'épaisseur au Nord, et elles passent à 1900 m d'épaisseur au Nord-ouest du bassin.

Cependant, on distingue de la base au sommet :

- Le Cambrien

Il est constitué par une succession de formation détritique, essentiellement gréseuse.

- **L'unité I** (conglomérats d'EI-Moungar) : épaisse de 300 m, formée principalement de lentilles de grès conglomératiques, c'est une série très localisée et représente les derniers termes de démantèlement de la chaîne panafricaine. Ces conglomérats reposent en discordance sur le socle cristalloyllien d'âge Précambrien.
- **L'unité II** : Correspond aux grès de Tin-Taradjelli, sa puissance est de l'ordre de 200 à 300 m. Les dépôts de base sont essentiellement des grès moyens à grossiers, à stratifications obliques avec quelques graviers et galets de quartz. La partie supérieure de cette unité, est

représentée par des grès fins à ciment siliceux, et épaisse de plusieurs mètres avec des intercalations de minces bancs argilo-silteux ; ces bancs montrent des traces de bioturbation (Tigillites). L'âge présumé de cette unité est le Cambrien.

L'ORDOVICIEN

D'après Beuf et al, 1971, à l'échelle du bassin d'Illizi, l'Ordovicien est subdivisé en quatre unités. De la base vers le sommet, on distingue :

- **L'unité III - 1** : Représentée par les grès de la vire du Mouflon, son épaisseur est variable, d'âge Trémadocien, elle est représentée par une alternance de grès fins à stratification oblique, et de galets d'argile avec des intercalations de niveaux silteux. Elle contient des traces de bioturbations essentiellement des Tigillites.
- **L'unité III - 2** : Elle est représentée par les grès de la banquette (50m d'épaisseur) d'âge Arénigien. Formée essentiellement de grès fins à grossiers, à ciment siliceux. Le développement du ciment peut donner naissance à de véritables quartzites, avec la présence fréquente de joints stylolitiques et de Tigillites. Ce dépôt s'est effectué dans un milieu marin de faible profondeur.
- **L'unité III - 3** : La formation d'In-Tahouite d'âge Caradocien-Liandelo et du Llanvirien, son épaisseur peut atteindre 40 à 200 mètres en moyenne, constituée de grès micacés fins, à ciment argileux ou siliceux, alternant avec de rares passées d'argilite ; Cette série passe vers le sommet à des grès grossiers à fins, et à stratifications obliques qui s'enrichit en argile vers le sommet.
- **L'unité IV** : Elle est connue sous le nom du complexe terminal où la formation de Tamadjert correspond à un complexe argileux-gréseux à éléments hétérogènes et des argiles micro-conglomératiques. Elle est d'âge Ashgillien à Llandoveryen inférieur, son épaisseur est de 100 à 300 mètres en moyenne. Elle est composée de grès et d'argile d'origine glaciaire. Cette formation repose en discordance sur l'unité III-3 ; elle comprend :
- **L'unité IV-2** : Constituée de dépôts variés, correspond à une série de comblement des paléotopographies, façonnées par l'avancement des glaciers.
- **L'unité IV-3** : Appelée dalle terminale, elle est essentiellement gréseuse.

LE SILURIEN

Il est marqué à sa limite inférieure par la transgression liée à la fonte des glaciers de la fin de l'Ordovicien. De bas en haut, il comprend :

- **Formation de l'Oued Imirhou** : d'âge Llandovery-Wenlock, formée d'argiles à Graptolites, d'une épaisseur moyenne de l'ordre de 300 m avec de rares intercalations silteuses ; caractérisée par une série condensée, appelée argiles radioactives très fossilifère et très riche en matière organique d'une épaisseur de plus de 30 m.

- **La formation de l'Atafaitafa (*Zone de passage unité M*)** : d'âge Ludlow, formant le réservoir basal du F6, épais d'environ 100 m. Cette unité est constituée d'alternance de grès, d'argile et de silt, les grès sont fins à moyens, à stratifications obliques. Elle est considérée comme une zone de passage entre le Silurien et le Dévonien.
- La formation de l'Oued Tifernine, elle comprend :
 - La barre inférieure (unité A) du réservoir F6 : d'âge Ludlowien, il s'agit de grès fins à moyens, à stratifications obliques, d'une épaisseur moyenne de 30 m.
 - Le talus à Tigillites (unité B) du réservoir F6 : d'âge Ludlowien, son épaisseur varie de 40 à 50 m. Cette unité est formée d'alternances d'argiles silteuses et de grès fins argileux, associés à des terriers. Les argiles à graptolites, s'étendent globalement à l'échelle de toute la plateforme saharienne et fournissent l'une des plus importantes roches mères.

LE DEVONIEN

C'est le système le plus intéressant et important du point de vue pétrolier en raison de ses richesses relatives mixtes en hydrocarbures, et sur le plan scientifique par sa richesse et variété de faunes.

Les séries dévoniennes peuvent être subdivisées en deux grands ensembles :

- **Le Dévonien inférieur**, il regroupe les trois unités C1, C2 et C3 de la partie supérieure du réservoir F6 et la formation d'Orsine. Il est représenté par des dépôts continentaux, discordant sur le Silurien marin (Beuf et al, 1971).
 - **L'unité-C1- la barre moyenne du réservoir F6** : d'âge Gédinien, épaisse de 40 à 50m, composée de grès fins à grossiers, à stratifications obliques, discordante sur le talus à Tigillites.
 - **L'unité C2 - les trottoirs du réservoir F6** : d'âge Gédinien à Sigénien, épais de 20 à 40m. Elle est composée d'un complexe d'argiles ferrugineuses et quelques lentilles du sable grossier.
 - **L'unité C3 - la barre supérieure du réservoir F6** : d'âge Sigénien, épaisse de 80 à 100m composée de grès fins à grossiers, rarement conglomératiques, à stratifications obliques.
 - **La formation d'Orsine** : d'âge Emsien, épaisse de 80m. Il s'agit d'une formation argilo-gréseuse, riche en Brachiopodes. Elle englobe deux unités réservoirs F4 et F5.
- **Le Dévonien moyen et supérieur**

Il est composé de deux séries :

 - **La série de Tin Meras** : d'âge Eifelien-Famennien, puissante de 110m.

A la base, se trouve un banc de calcaire bleu continu, facilement identifiable à travers tout le bassin, et il est souvent choisi comme niveau repère.

La série est argileuse dans sa partie moyenne, avec de rares passées de calcaire, parfois lumachelliques ou de grès producteurs de pétrole (réservoir F3).

- **La série de Gara Mas-Melouki** : appelé aussi Djebel Illéréne, d'âge Strunien et épaisse de 150m. Elle est représentée par un complexe argilo-gréseux et carbonaté à la base, et gréseux au sommet, ce qui correspond au réservoir F2.

LE CARBONIFERE

Dans le bassin d'Illizi, les formations carbonifères affleurent au Sud-est suivant une direction NW-SE, et elles comprennent de bas en haut :

- **La série d'Issendjel** : elle est d'âge Tournaisien supérieur-Viséen inférieur. Cette série est constituée par une alternance de grès et d'argiles avec une épaisseur de 200m. Dans ces grès, on peut identifier un faciès de grès moucheté, évoluant parfois vers des calcaires gréseux à la base.
- **La série de Tin Mezoratine** : d'âge Viséen inférieur, elle est connue sous le faciès de grès à champignons, d'une épaisseur moyenne de 30m.
- **La série de l'Oued Oubarakat** : d'âge Viséen supérieur-Namurien inférieur. Son épaisseur moyenne est de 200m. Elle est à dominance argilo-gréseuse, parfois carbonatée. Dans les niveaux gréseux, le faciès des grès à champignons est également décrit dans cette série.
- **La série d'EL Abed Larache** : d'âge Westphalien, elle est constituée d'une alternance marno-dolomitique, soulignée par des bancs calcaires dolomitiques et oolithiques d'une épaisseur moyenne de 100m. On note parfois la présence de niveau de gypse massif.
- **La série de Tiguentourine** : d'âge Stéphanien, épaisse de 140m, elle est la dernière que l'on rencontre sous la discordance Hercynienne, et elle est représentée par des argiles plastiques, soulignées par un banc gypseux passant latéralement à des calcaires.

Le Permien

Dans la province orientale, l'absence du Permien est clairement notifiée à cause des mouvements hercyniens.

LE MESOZOÏQUE

Les formations mésozoïques reposent en discordance majeure sur celle du Paléozoïque dans tout le bassin. L'épaisseur de ces formations est très variable en allant du Sud vers le Nord où elle peut atteindre les 1000m. Elles sont formées essentiellement de dépôts littoraux et lagunaires, et on distingue de bas en haut :

Le Trias

Dans le bassin d'Illizi, il est représenté uniquement par sa partie supérieure, cette partie est d'âge Keuper, et elle est connue sous le nom de Zarzaïtine-inférieur. Le Trias est constitué de grès fins à grossier, argileux avec des passées d'argiles versicolores et de bancs de dolomies compactes.

Le Jurassique

Il est attribué au Zarzaïtine-moyen et supérieur. Cet ensemble est constitué d'argile bariolée et de grès fins à grossiers, argileux ou dolomitiques, et on regroupe dans ce système les étages suivants :

- **Le Lias** : Formé d'argile, d'anhydrite et de carbonate.
- **Le Dogger** : Constitué essentiellement d'argile, de grès et de carbonates.
- **Le Malm** : faisant partie de la série de Taouratine inférieure, et peut être considéré comme une zone de transition entre le Dogger et Néocomien, il est généralement constitué de grès fins et moyen.

Le Crétacé :

Il débute par l'alternance de grès fins à moyens du Néocomien, et se termine par le Sénonien. L'épaisseur du Crétacé est de 500 à 600m.

- **Le Barremo-Néocomien** ou Taouratine inférieure, est constitué par des alternances de sables moyens à grossiers, d'argiles vertes et rouges. La série est marquée au sommet par la discordance Autrichienne.
- **L'Aptien** ou Taouratine moyen, est constituée de dolomie et d'argile.
- **L'Albien** : est constitué de grès moyens et d'argiles plastiques.
- **L'Albo-Vraconien** : correspond grossièrement à la série d'In Akamil, qui est constituée de dolomie, de grès et d'argiles marneuses et dont la limite supérieure de la série est incertaine.
- **Le Cénomani** : il est constitué principalement d'argile gris verdâtre à brun-rougeâtre, parfois marneuses et de gypse blanc, parfois fibreux avec quelques rares intercalations dolomitiques.
- **Le Turonien** : il se présente sous forme de formations carbonatées, avec une barre de calcaire à la base et une autre au sommet séparée par des marnes.
- **Le Sénonien** : il correspond au dernier terme du Crétacé, avec une composition de calcaire argileux à dolomitique, de dolomies, d'argiles et de gypse avec quelques passées de grès.

LE CENOZOÏQUE

Le paléocène : il est constitué de grès, marnes et calcaire.

LE QUATERNAIRE

Près du tiers du territoire de la Wilaya d'Illizi est recouvert par des dépôts quaternaires, représentés par les alluvions des oueds et les sables éoliens de l'Erg Oriental.

Tableau I.2 : Colonne stratigraphique synthétique du bassin d'Illizi (Document Sonatrach)

Age	Lithologie	Nomenclature de Sub-surface (Sonatrach)	Nomenclature des affleurements	Discontinuités majeures
Mio-Plioc.		Mio-Pliocène	Mio-Pliocène	Pyrénéenne
Crétacé		Série de calcaire Argile à Gypse Série d'In Akamil	Série de calcaire Argile à Gypse Série d'In Akamil	Autrichienne
		Taouratine supérieur	Taouratine supérieur	
		Taouratine moyen	Taouratine moyen	
		Taouratine inférieur	Taouratine inférieur	
Jurassique		Zarzaitine supérieur	Zarzaitine supérieur	Hercynienne
		Zarzaitine moyen; salifère	Zarzaitine moyen; salifère	
		Zarzaitine inférieur	Zarzaitine inférieur	
Trias		Zarzaitine inférieur	Zarzaitine inférieur	Hercynienne
Carbonifère		Formation de Tiguentourine	Formation de Tiguentourine	Frasnienne
		Westphalien F	Formation d'El Adeb Larach	
		Westphalien Namurien E Namurien D	Formation de l'Oued Oubarkat	
		Viséen C	Formation d'Assekaifaf	
		Viséen B Tournaisien A	Formation d'Issendjel	
		F2	Formation d'Illéréne	
		F3	Formation de Tin Meras	
Dévonien		F4 F5	Formation d'Orsine	Calédonienne
		Unité C3	Barre supérieure	
		Unité C2	Trottoirs	
		Unité C1	Barre moyenne	
		B	Talus à lignites	
		A	Barre inférieure	
Silurien		M	Formation d'Atafalafa	Taconique
		Silurien argileux	Formation de l'Oued Imirhou	
		Unité IV	Formation de Tamadjert	
Cambro-Ordovicien		Unité III.3	Formation d'In Tahouite	Pan-Africaine
		Unité III.2	Banquette	
		Unité III.1	Vire du Mouflon	
		Unité II	Formation de Tin Taradjelli	
PCmb		Socle		

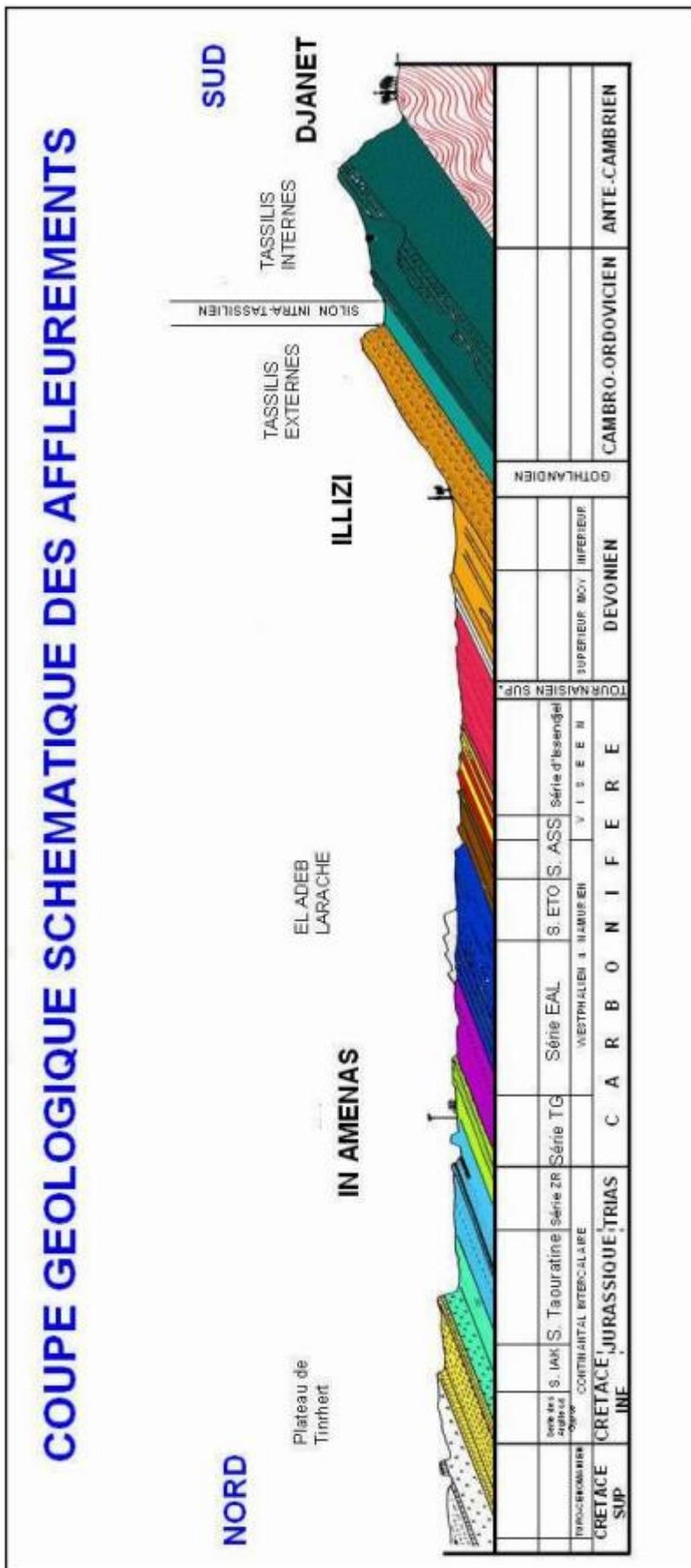


Figure I.8 : Coupe géologique schématique des affleurements du bassin d'Illizi ,(Document Sonatrach)

2.6. Système pétrolier :

- Roches Réservoirs

Au niveau du bassin d'Illizi, tous les réservoirs paléozoïques constituent de réels objectifs potentiellement prouvés et validés, en effet les différents réservoirs du Dévonien (F2, F3 & F4) et du Siluro - Dévonien F6, constituent les principaux objectifs étant donné leur extension régionale et les résultats pétroliers enregistrés dans la région d'étude. Les potentiels réservoirs du Cambro-Ordovicien, permettraient d'augmenter les réserves en hydrocarbures dans la région.

- Roches mères

Dans l'ensemble du bassin d'Illizi, et d'après les études géochimiques, toutes les argiles paléozoïques ont généré des hydrocarbures, et nous retiendrons les plus importantes :

- Les argiles du Silurien argileux.
- Les argiles du Silurien argileux gréseux.
- Les argiles du Dévonien moyen à supérieur.

Des études plus récentes ont également montré que les argiles de l'Ordovicien ont généré des hydrocarbures.

- Roches Couvertures

Le Namurien, le Viséen C, le Tournaisien, les argiles du Silurien argileux et le Dévonien, assurant respectivement le rôle de roches couvertures des réservoirs respectifs du Dévonien (F2, F4), de l'Ordovicien et du Carbonifère.

- Types de pièges

Les pièges sont souvent de type structural où des anticlinaux réguliers sont associés aux failles, d'orientation Nord-Sud, NW-SE et WNW-ESE, néanmoins des pièges de types stratigraphiques pourraient être mis en évidence au niveau du périmètre d'Alrar-Sud en relation avec des paléo environnements, favorables à ces pièges dans les dépôts du Dévonien et Ordovicien.

La génération - expulsion

Deux périodes de génération - expulsion sont connues à l'échelle du bassin d'Illizi :

- La roche mère Silurienne : du Carbonifère à l'Actuel.
- La roche mère Frasnienne : du Crétacé à l'Actuel.

Chapitre II

NOTIONS FONDAMENTALES

SUR LES

PROPRIETES PETROPHYSIQUE

1. Concept de pétrophysique

La pétrophysique est une discipline qui utilise des instruments de mesure (diagraphies) pour étudier 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 pétrophysique réside dans une meilleure estimation des réserves d'hydrocarbures et la compréhension du comportement dynamique des réservoirs.

La pétrophysique est le lien entre les structures géologiques et les méthodes géophysiques d'étude des diagraphies de puits.

L'interprétation quantitative des données de diagraphie de puits basée sur la pétrophysique comprend :

- La détermination des types de réservoirs étudiés,
- La sélection de modèles physiques
- La détermination des corrélations pétrophysiques entre les paramètres géophysiques mesurés et les propriétés attendues des réservoirs pour les modèles sélectionnés.

2. La composition de la roche

La roche est composée d'un contenant, représenté par les éléments solides, d'un contenu en fluide et les vides.

Les propriétés de ces roches doivent être déterminées selon un certain ordre :

1. Capacité de stockage (porosité)
2. Capacité de circulation (perméabilité)
3. Pression capillaire et saturation
4. Propriétés électriques.

2.1. 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.

2.2. Les grains

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

2.3. Le ciment

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

2.4. Les argiles

Selon leur mode de répartition dans la roche, on distingue trois types (Figure II-1) :

- a- **Argiles laminées** : Elles correspondent aux argiles détritiques en lits fins entre deux couches de réservoir sableux ou carbonaté. Cette catégorie n'affecte pas la porosité utile, non plus la saturation et la perméabilité horizontale des réservoirs.
- b- **Argiles dispersées** : Elles correspondent à la catégorie des argiles qui, soit adhèrent 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 présentant 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 beaucoup plus à celui des argiles dispersées.

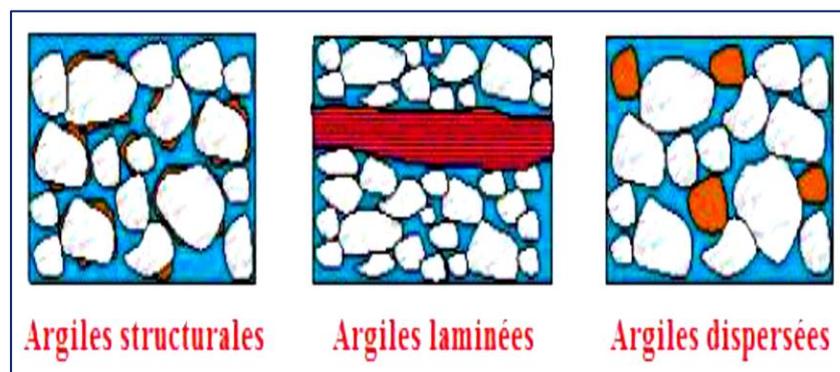


Figure II.1. Les trois modes de répartition des argiles dans la roche (couleur rouge et range indiquent l'argile)
(Schön, 2015)

2.5. Les fluides

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

3. Les paramètres pétrophysiques

3.1. La porosité

La porosité, exprimée en pourcentage, est le rapport entre le volume des vides et le volume total de la roche. Elle est influencée par des facteurs tels que la forme et l'agencement des grains, le degré de compactage, la cimentation, la fracturation, ainsi que le niveau d'altération et de dissolution des couches rocheuses. On distingue la porosité primaire et la porosité secondaire, qui se forment respectivement lors du dépôt du matériau et qui peut être réduite ultérieurement par la compaction et la cimentation.

3.1.1. Les différents types de porosité

- La porosité totale

La porosité totale est le rapport entre le volume total des vides (V_p) et le volume total de la roche (V_t), et elle s'exprime par :

On a
$$V_t = V_p + V_g \quad \text{eq. 01}$$

$$\Phi_t = \frac{V_p}{V_t} * 100 \quad \text{eq. 02}$$

V_t : Volume totale (cm^3)

V_p : volume du vide (cm^3)

V_g : volume des grains (cm^3)

La connaissance de la porosité d'un échantillon de roche permet d'estimer le volume de pores, ce qui peut être extrapolé à l'ensemble du réservoir si l'échantillon est représentatif. Le volume total du réservoir peut être calculé à partir de sa surface et de son épaisseur moyenne, tandis que la porosité devient une caractéristique primordiale pour déterminer le volume maximum de fluides qu'il peut contenir, nécessitant une précision maximale dans sa mesure.

- La porosité totale inclus

La Porosité primaire Φ_1

La porosité intergranulaire se trouve principalement dans les roches clastiques et se forme pendant le dépôt des sédiments. Elle dépend du classement, de la forme et de l'agencement des grains, ainsi que du degré de compaction et de cimentation. Les roches avec une porosité primaire sont plus homogènes dans leurs caractéristiques par rapport à celles où une grande partie de la porosité est induite.

La porosité secondaire Φ_2

Ce type de porosité résulte des changements post-sédimentaires, elle englobe la porosité vacuolaire acquise par dissolution dans les roches d'origine chimique ou biochimique, la porosité caractérisée par le développement de fractures tel qu'on le trouve dans certains schistes

et calcaires, ainsi que par les cavités de dissolution (vugs : en anglais) couramment trouvées dans les calcaires.

- ***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 qualifie la porosité comme suit :

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

- ***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.

- ***Porosité apparente***

On appelle porosité apparente, la porosité que les diagraphies fournissent avant toute correction, en particulier celle à effets d'argiles à une porosité importante mais non utile.

3.1.2. Méthodes du calcul des différentes porosités

Méthodes directes

La porosité est évaluée à l'aide d'un porosimètre à mercure, qui fonctionne en injectant du mercure (sous pression) dans un échantillon de roche préalablement séché. Le mercure remplit les vides de l'échantillon, ce qui permet de mesurer le volume des pores et d'estimer ainsi la porosité. Il convient de noter que seuls les pores interconnectés sont pris en compte dans cette estimation.

Méthodes indirectes

Les méthodes indirectes d'estimation de la porosité reposent sur la mesure d'autres propriétés de la roche et du fluide. Ces mesures sont effectuées dans le puits à l'aide d'instruments spéciaux dans le cadre des opérations de diagraphie de puits. Par conséquent, aucun échantillon de carotte n'est nécessaire et la porosité est estimée pour la roche telle qu'elle existe dans le réservoir. Les Deux diagraphies de puits les plus courantes sont décrites ci-dessous.

a. Porosité sonique Φ_s

- Dans ce diagraphie, la sonde comme instrument de mesure, génère des ondes sonores, se propagent à travers le réservoir, à proximité du puits, sont détectées par la sonde à leur retour. L'écart de temps (*temps de voyage*) entre la génération et la détection est enregistré en continu en fonction de la profondeur de l'instrument. Étant donné que le temps de voyage est lié à la porosité. 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.

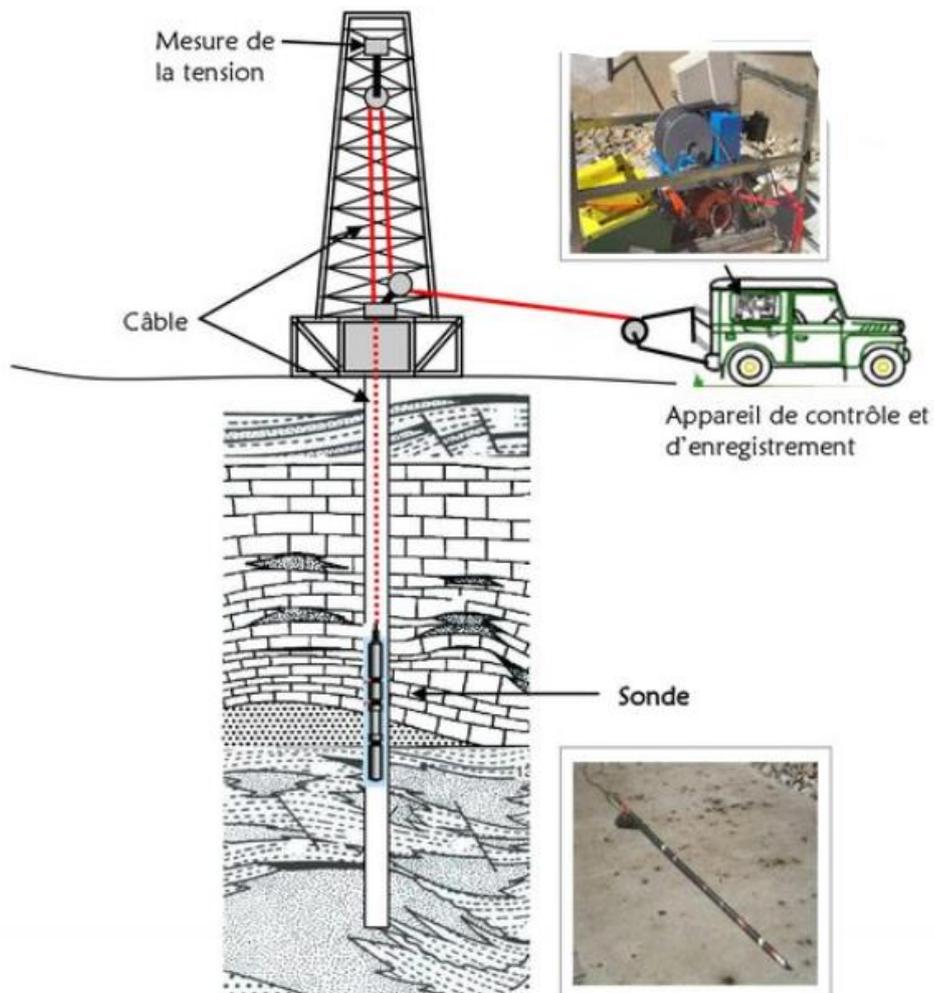


Figure II.2. Schéma explicatif de mesure de la porosité sonique (Schön, 2015)

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

- $\Phi_{sc} = \Phi_s - (V_{sh} * \Phi_{ssh})$
- V_{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 grès est indispensable, comme suit :

$$\Phi_{n \text{ Grès}} = \Phi_{n \text{ Calcaires}} + 0,04$$

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

$$\Phi_{ncsh} = \Phi_n - (V_{sh} * \Phi_{nsh})$$

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 :

$$\Phi_d = \frac{(\rho_b - \rho_{ma})}{(\rho_f - \rho_{ma})}$$

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 :

$$\Phi_{dc} = \Phi_d - (V_{sh} * \Phi_{dsh})$$

Avec

V_{sh} : Volume d'argile.

Φ_{dc} : 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 :

$$\Phi_u = \frac{\Phi_{nc} + \Phi_{dc} + 0,75\Phi_{sc}}{2,75}$$

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 ($V_{sh} < 10\%$).

3.2. La perméabilité (K)

La perméabilité d'une roche est sa capacité à permettre le passage des fluides à travers ses pores interconnectés. Elle est mesurée en unité de Darcy (D), mais généralement exprimée en MilliDarcy (mD) en raison des valeurs souvent faibles. La perméabilité dépend des caractéristiques texturales de la roche, telles que la taille et la forme des grains, leur classement et leur agencement. Elle augmente avec la taille des grains et diminue avec le classement et l'arrondi des grains, comme montre la figure suivante :

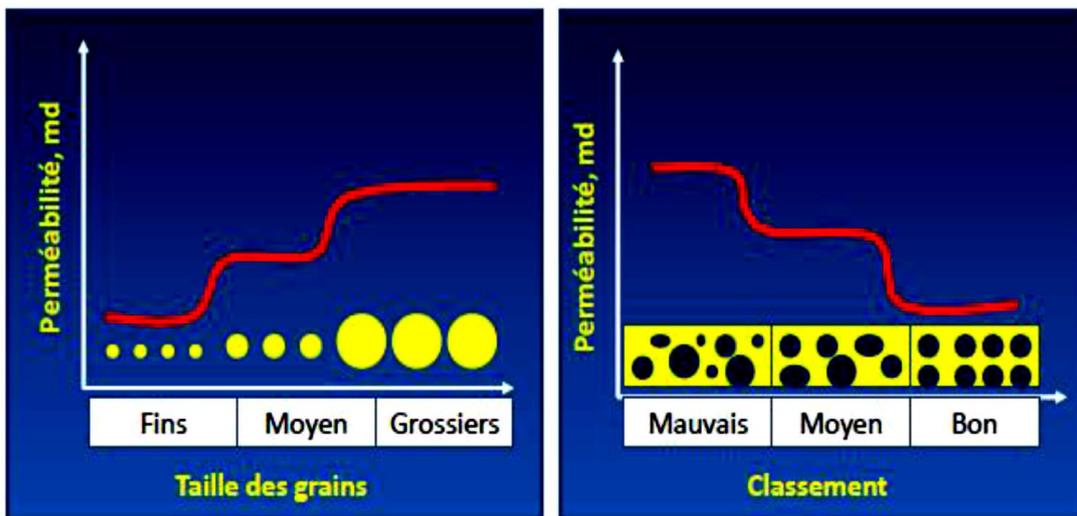


Figure II.3. La perméabilité en fonction de la texture de la roche (Beghoul, 2013)

3.2.1. Types de perméabilités

Perméabilité spécifique ou absolue (K_a)

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

Perméabilité effective (K_e)

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 kO - Effective pour l'huile, kG - Effective pour le gaz, kW - Effective pour l'eau.

Perméabilité relative (k_r)

C'est le rapport de la perméabilité effective (k_e) sur la perméabilité spécifique (k_a).

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.

- $Kr = \frac{K_e}{K_a}$

3.2.2. Classes des perméabilités

- Très faible : si $k < 1$ mD
- Faible : si $1 \leq k < 15$ mD
- Modérée : si $15 \leq k < 50$ mD
- Bonne : si $50 \leq k < 250$ mD
- Très bonne : si $250 \leq k < 1000$ mD
- Excellente : si $k > 1000$ mD (1 Darcy)

3.2.3. Mesure de la perméabilité

Mesure directe

Le principe de la mesure consiste à injecter un fluide (air ou liquide visqueux) avec une pression P_1 dans l'échantillon de roche de forme cylindrique préalablement lavé et séché, puis mesurer le débit Q et la pression P_2 de sortie du fluide de la roche (Figure II.4).

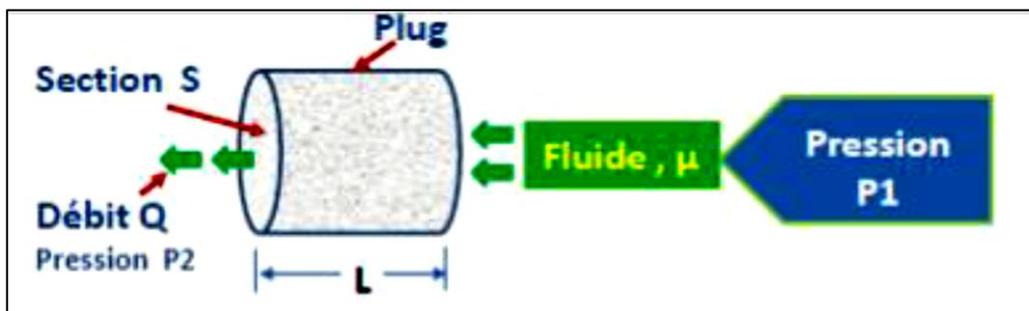


Figure II.4. Principe de mesure de la perméabilité au laboratoire (Beghoul, 2013).

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 (cm^3/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 (cm^2),

M : viscosité du fluide (en centipoises),

L : longueur de l'échantillon (cm).

Mesure indirecte

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

3.2.4. Relation entre porosité et perméabilité

Une relation exponentielle entre la porosité et la perméabilité est généralement observée, ce qui se traduit par une corrélation entre ces deux paramètres dans les roches détritiques. Cette corrélation est indiquée qualitativement par la structure des pores : une faible porosité associée à une grande perméabilité. Ces observations ont été rapportées par plusieurs chercheurs.

3.3. La résistivité

La résistivité d'une formation exprime sa conductivité électrique et dépend de la résistivité de l'eau de formation et de la texture de la roche. Cette propriété est utilisée pour estimer la quantité de pétrole dans une roche réservoir, car la présence d'eau salée diminue la résistivité tandis que le pétrole brut et les minéraux de roche ont une résistivité plus élevée. En mesurant la résistivité d'un échantillon de noyau de roche saturé d'eau salée, puis en remplaçant une partie de cette eau par du pétrole brut et en mesurant à nouveau la résistivité, on peut corréler la résistivité avec la saturation en eau. Cependant, cette technique est limitée à l'échantillon en question et nécessite une approche plus avancée pour être généralisée à d'autres échantillons ou à l'ensemble du réservoir.

3.3.1. Détermination de la résistivité de la formation (Rt)

La résistivité R_t permet la détermination de la saturation en eau dans les niveaux réservoirs ou par suite de saturation en hydrocarbures. Elle est lue sur le log de résistivité.

3.3.2. 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, car elle est très sensible à la variation de **Rw**.

3.4. La saturation

La saturation est un 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 % :

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

3.4.1. Saturation en eau et en hydrocarbures

Dans une zone à hydrocarbures

$$\text{On a : } V_{pore} = V_w + V_{hc} \quad , \quad S_w = \frac{V_w}{V_{pore}} \quad , \quad S_{hc} = \frac{V_{hc}}{V_{pore}}$$

$$\implies S_w + S_{hc} = \frac{V_w + V_{hc}}{V_{pore}} = 1 \quad \implies S_w = 1 - S_{hc}$$

(Avec : V_w : volume de l'eau, et V_{hc} : volume des hydrocarbures)

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

Dans une zone à gaz : $S_w = 1 - S_g$

3.4.2. 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).

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

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.

Rsh : résistivité des argiles.

Vsh : volume des argiles.

Φ : 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 **R0** d'un réservoir propre saturé en eau à 100 % et la résistivité de cette eau : **F = R0/Rw**.

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/Φ^m**.

Chapitre III
NOTIONS DE BASE
SUR LE
CONCEPT DE MESURES
ET
INTERPRÉTATIONS DES DONNÉES
DIAGRAPHIQUES

Introduction

On désigne par la diagraphie ou encore par le terme américain « **Log** », tout enregistrement continu en fonction de la profondeur et/ou du temps d'un paramètre de forage ou d'une caractéristique donnée des formations traversées par un sondage.

Suivant le type de paramètres enregistrés et le moment d'enregistrement, on parle de :

- **Diagraphie au cours du forage** « *Measurement While Drilling* » qu'on peut subdiviser suivant le type de mesure.

- **Diagraphie au câble** (*Wireline Logging*) ou diagraphies différées parce qu'elles ne sont enregistrées (donc accessibles) qu'à la fin de multiples passes de trépan et après l'arrêt du forage et la sortie du train de tiges.

1. Notion d'acquisition

La qualité des enregistrements dépend de la connaissance de certains paramètres qu'on va développer et qui vont nous permettre amplement de juger et faciliter l'interprétation des résultats.

1.1. Le diamètre du sondage

Il peut varier suivant la nature des formations traversées.

1.2. La boue de forage

Son influence est très importante, car plus le diamètre du trou est grand, plus le volume du fluide entourant l'outil est important et plus la mesure serait affectée. Sa nature influe aussi sur la possibilité ou non de l'enregistrement de certaines diagraphies.

1.3. Le tubage et le ciment

Dans certains cas, le trou de forage est tubé et cimenté, ce qui ne permet pas d'enregistrer certaines diagraphies.

1.4. L'excentricité de la sonde

Généralement, le trou n'étant pas parfaitement vertical et la sonde à tendance à s'appuyer contre la paroi du trou, ce qui peut avoir un effet sur la mesure, c'est la raison pour laquelle on place des centreurs sur certaines sondes.

1.5. Vitesse d'enregistrement

Elle dépend principalement du paramètre enregistré, donc elle varie avec le type d'outil, chaque outil à une vitesse maximale qu'il ne faut pas dépasser pendant l'enregistrement. La vitesse est lente si la constante du temps est élevée.

1.6. Température et pression

Elles augmentent avec la profondeur en fonction du gradient thermométrique et la densité de la boue, donc les outils utilisés pendant et après le forage doivent supporter ces variations.

1.7. L'espace

C'est la distance entre deux sources émettrices et l'écartement entre source émettrice et réceptrice, il joue ainsi un rôle important (*profondeur d'investigation*) dans l'enregistrement désiré.

1.8. L'invasion

La présence du fluide de forage (boue ou Mud) est génératrice de perturbation. La boue de forage en phase liquide exerce une pression hydrostatique supérieure à la pression des formations et des fluides qu'elles contiennent. Dans ces conditions, il se produit une infiltration de la phase liquide et des substances dissoutes dans la formation (filtrat de boue), les particules solides s'accumulent sur les parois du trou formant ainsi un dépôt de boue « Mudcake », ce dernier a une épaisseur qui varie entre (2 - 25.4 mm). Cependant, le filtrat de boue envahi la formation et perturbe les fluides en place. On distingue ainsi trois zones : Zone envahie (invaded/flushed zone), zone de transition (transitional zone) et zone vierge (Virgin zone).

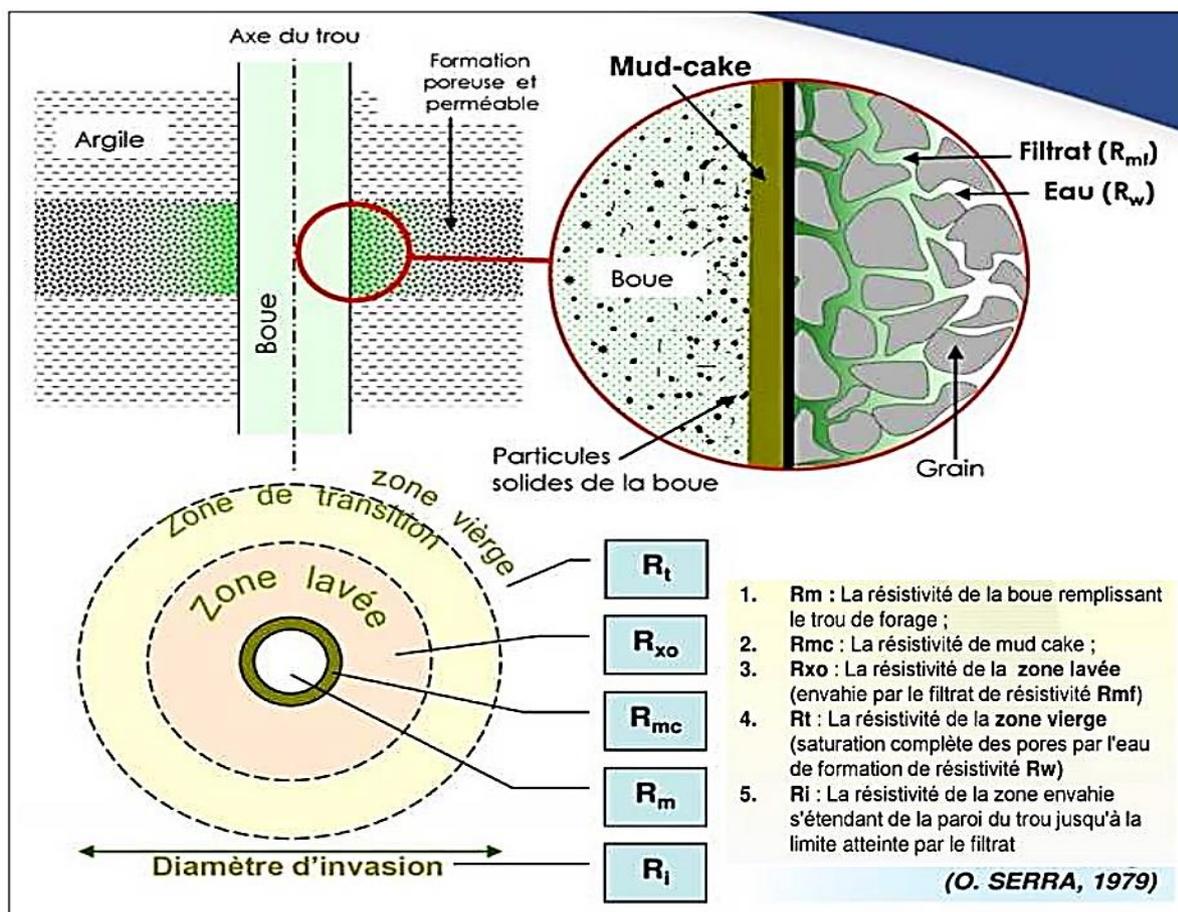


Figure III.1 : Schéma illustrant le phénomène d'invasion (Diagraphies différées de plateformes carbonatées, 2006)

2. Diagaphies Enregistrées

Elles visent les objectifs suivants :

- Qu'elle est le principe de mesure ?
- Qu'elles sont les applications de ces mesures ?

2.1. Log Diametreur (CALIPER)

2.1.1. Principe

La plupart des diagaphies sont très sensibles aux variations de diamètre du trou, il est donc essentiel de disposer du log Caliper "Diametreur" qui enregistre les variations de diamètre du trou. De plus les variations du diamètre peuvent donner des indications sur les zones sous compactées, ou au contraire, sur les zones d'argile gonflante par exemple. La mesure de diamètre du trou peut être réalisée de deux façons :

- Mesure mécanique

Le diamètre du trou du forage est mesuré à l'aide des bras articulés, symétriques, reliés au curseur d'un potentiomètre. Les variations du diamètre de trou avec la profondeur se traduisent par des déplacements latéraux des bras, associés aux variations de résistance.

Exemple : BGT, sondes multi-Finger.

- Mesure acoustique

Le diamètre du trou de forage peut également être déterminé à l'aide de mesure du temps de trajet aller-retour d'une onde acoustique, l'émetteur et le récepteur étant alignés avec l'axe du trou. Ce type de mesure est beaucoup plus précis.

- Exemple de Diametreurs.

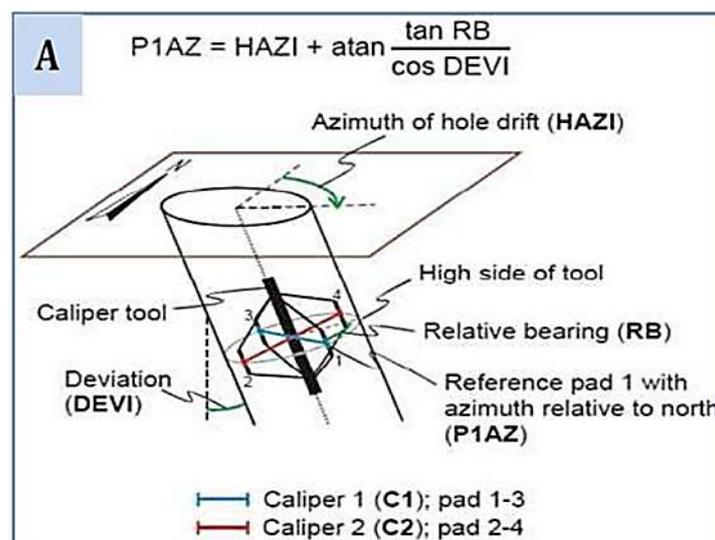


Figure III.2 : (A) Outil Schlumberger, Diametreur de haute résolution HDT (Estimate of in-situ stress and geomechanical parameters for Duvernay Formation based on borehole deformation data,2021)

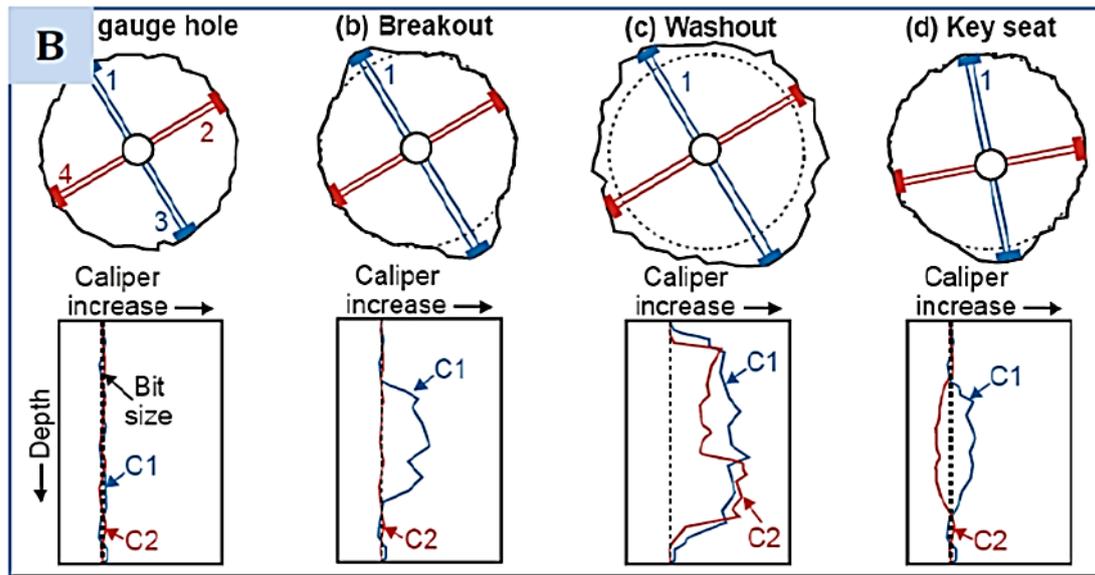


Figure III.4. (B) Formes des parois d'après la réponse du Diametre HDT (SPE-184234-MS In Situ Stress Magnitude and Orientation in an On-Shore Field, Eastern Niger Delta : Implications for Directional Drilling, 2016)

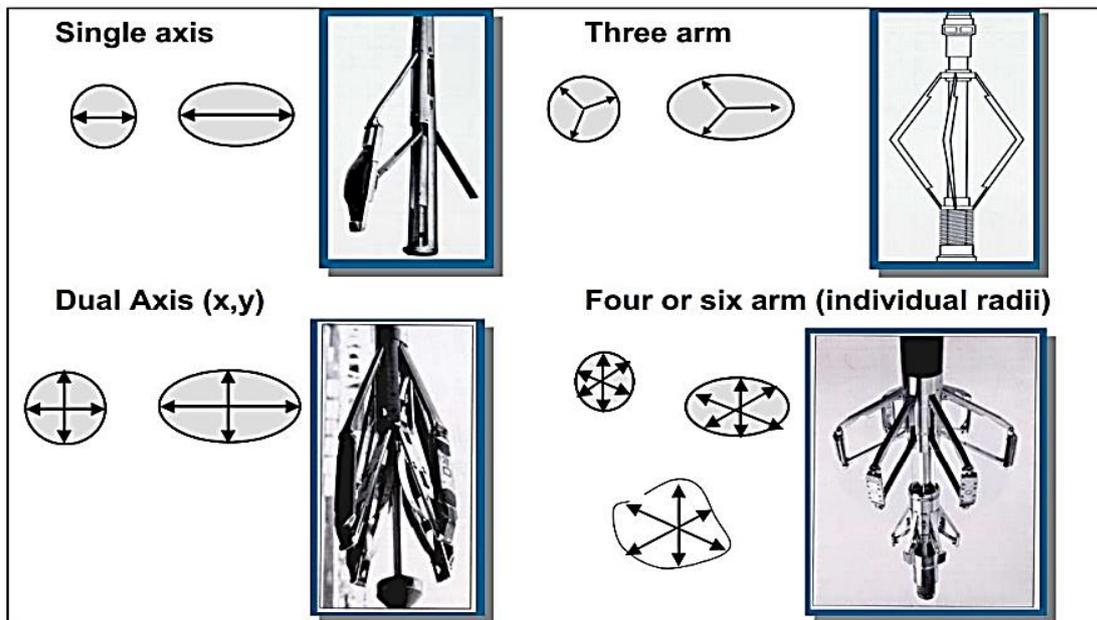


Figure III.3 : (C) Autres types de Diametres de l'industrie pétrolière (SPE-184234-MS In Situ Stress Magnitude and Orientation in an On-Shore Field, Eastern Niger Delta: Implications for Directional Drilling, 2016)

2.1.2. Applications

La mesure du diamètre de trou est utilisée pour :

La reconnaissance des zones poreuses et perméables (*présence du Mudcake*), et le calcul de l'épaisseur de Mudcake.

2.2. Diagaphie de radioactivité naturelle (Gamma Ray)

2.2.1. Principe

Le log Gamma Ray est un log de mesure en continu de la radioactivité naturelle provenant de la formation, la radioactivité des argiles est supérieure à celle des autres formations.

La mesure se fait à l'aide de détecteur sensible qui compte le nombre de rayons gamma émis par unité de temps.

L'unité de mesure est l'**API** (*American Petroleum Institute*). Les rayons gamma sont des photons (énergie électromagnétique à haute fréquence) se déplaçant à la vitesse de la lumière.

Les rayons gamma rencontrés dans le trou de forage peuvent être principalement attribués à trois principales sources dans la nature où les éléments radioactifs très instables sont répartis en groupes de l'**Uranium**, **Thorium** et **Potassium**.

U-Ra : série d'Uranium-Radium.

Th : série de Thorium.

K : Isotope de potassium.

Les minéraux argileux sont généralement les plus radioactifs. Pour les formations sédimentaires où on enregistre une importante radioactivité dans :

- Les formations argileuses qui renferment du potassium (dans le minéral **d'illite** spécialement).
- Les sels de potassium.
- Les formations riches en matière organique peuvent concentrer de l'Uranium.
- Les formations détritiques contenant des feldspaths (potassium) ou enrichies en minéraux lourds.

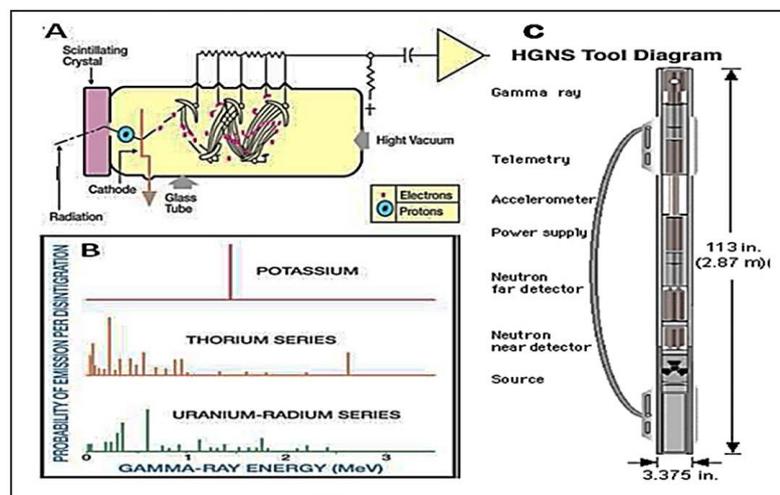


Figure III.5 : (A) Détecteur à Scintillation. (B) Spectrométrie Gamma-Ray des trois principaux éléments radioactifs (Potassium, Uranium, thorium). (C) Diagramme de l'outil HGNS (SPE-184234-MS In Situ Stress Magnitude and Orientation in an On-Shore Field, Eastern Niger Delta: Implications for Directional Drilling, 2016)

La (figure III.5), montre la relation entre l'énergie des rayons-gamma et la fréquence d'occurrence (conjoncture). C'est un concept important, car il est utilisé comme base pour la mesure des outils (HGNS) de la spectroscopie des rayons-gamma naturel (γ).

Les outils modernes utilisant un compteur à scintillation fonctionnent de la façon suivante : Un cristal scintillant (le plus souvent *Iodure de Sodium* active au *Thallium*) émet un photon lumineux lorsqu'il est atteint par un rayon-gamma. Cette photo émission est transformée par un photomultiplicateur en une impulsion électrique amplifiée pour devenir mesurable. L'intensité de chaque émission lumineuse est proportionnelle à l'énergie produite par les photons-gamma. D'où l'impulsion électrique mesurée est proportionnelle à l'énergie de la radiation gamma incidente.

2.2.2. Applications

La diagaphie de radioactivité naturelle (gamma-ray) est utilisée pour la :

- Détermination de la lithologie (environnement d'évaporite, série gréseuse, série de carbonates).
- Corrélation puits à puits et détection de discordance.
- Estimation du pourcentage d'argile des réservoirs.
- Recalage en profondeur.
- Détection des inconformités (discontinuités).

2.3. Diagaphie de Résistivité (Conductivité)

2.3.1. Principe

Parmi les paramètres mesurés par les outils de diagaphies, on note celui qui intervient souvent : la *résistivité électrique* des roches. Elle est, dans la plupart des cas, de type électrolytique, c'est à dire que les roches conduisent le courant électrique grâce au fluide qu'elles contiennent. On peut dire que la résistivité électrique d'une roche dépend essentiellement :

- De la qualité de l'électrolyte, c'est à dire de la résistivité du fluide d'imbibition (R_w) et la quantité de sels dissous.
- De la quantité d'électrolyte contenue dans l'unité de volume de la roche, c'est à dire de la porosité.
- Du mode de distribution de l'électrolyte.

La résistivité dont la connaissance est particulièrement fondamentale pour le calcul de la saturation, peut être mesurée de différentes façons. Mais quel que soit le dispositif retenu, le principe fondamental de mesure reste le même.

Une source émettrice (électrode ou solénoïde) envoie un signal (courant électrique ou champ électromagnétique).

2.3.2. Application

La Diagraphie de Résistivité est utilisée pour la :

- Détermination de la résistivité des roches et des minéraux ainsi que la détermination des résistivités **Rt** et **Rxo**.
- 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.
- Mesure de saturation (objectif principal **Sw** et **Sxo**).
- Estimation du diamètre d'invasion.
- Calcul de la porosité
- Calcul de la résistivité de l'eau interstitielle
- Corrélation, néanmoins la résistivité n'indique pas nécessairement les formations du même âge.
- Etude de la compaction (détection de l'interfoliaire dans les argiles sous compactées).
- Applications lithologique et sédimentologique (argilosité, épaisseur des bancs, minéralogie, roches compactes, texture, évolution de la taille des grains, séquence granulométrique, facies, environnement de dépôts, compaction et zone sous compactées et stratigraphie).
- Détermination de l'épaisseur des bancs, à partir des sondes de mesure à focalisation et à grande définition verticale comme le Micro-laterolog, Microlog, pendage-mètre et sonde d'imagerie.

2.4. Diagraphie de Porosité

La porosité peut être déterminée à travers trois diagraphies indispensables lors du Logging, à partir :

- de diagraphie de Densité.
- de diagraphie Neutron.
- de diagraphie Sonique.

2.4.1. Diagraphie Neutron

2.4.1.1. Principe

Lorsque l'on soumet une formation à un bombardement de neutrons rapides, plusieurs types d'interactions neutrons-noyaux prennent naissance. L'évaluation qualitative de ces phénomènes peut nous renseigner sur le contenu atomique de la formation. Pour la mesure, une source émet des neutrons rapides (vitesse initiale > 10000 Km/s) et dont l'énergie initiale est comprise entre 4 et 6 MeV. Ces neutrons ont un pouvoir de pénétration élevé, qui leur permet d'entrer en collisions avec les noyaux atomiques de la formation.

Au fur et à mesure de leur pénétration, ils perdent progressivement de leurs énergies suivant deux phases :

Phase de ralentissement : Neutron émis ---> collision avec les noyaux d'Hydrogène ---> neutron à l'état thermique, leur énergie = 0.025 eV et vitesse = 2500 m/s ---> on parle de **log neutron-neutron**.

Phase de capture : L'énergie < à 0,025 eV ---> capturée par certains noyaux de la formation

(Chlore : capture plus efficace) ---> émission de rayonnement gamma ---> on parle de **log Neutron-Gamma**.

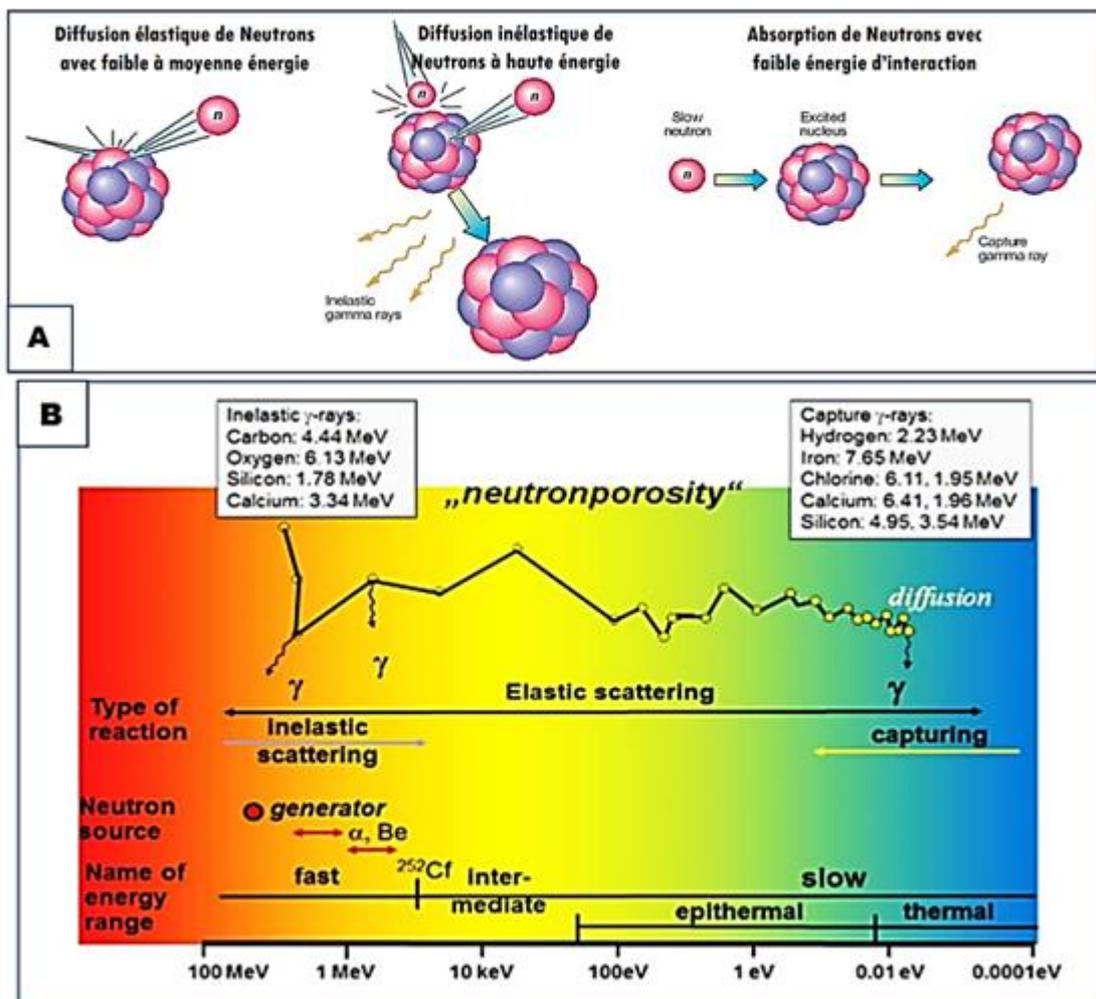


Figure III.6 : (A)-(B) les différentes interactions de Neutrons-formation selon les plages d'énergies d'émissions (Schön,2015)

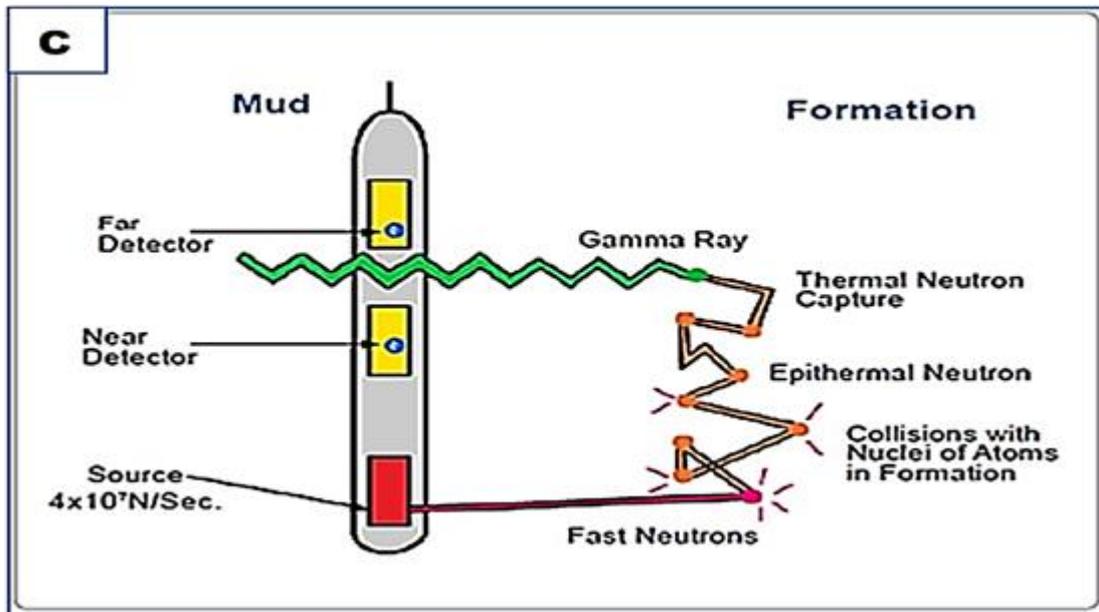


Figure III.7. (C) Principe général de la sonde neutron (Schön,2015)

La mesure de l'index d'hydrogène (I_H) ou de la porosité (Φ), dépend en quelque sorte de la présence des fluides, et surtout du nombre d'atomes d'hydrogène par l'unité de volume dans la formation, qui sont soit liés à l'eau ou aux hydrocarbures, donc à la porosité et à la saturation, soit à la composition moléculaire de la roche, mais à un degré moindre, par la présence d'autres atomes entrant dans la composition de la roche et de leur pouvoir de ralentissement ou d'absorption.

2.4.1.2. Les différents types de diagaphies Neutrons

Des techniques de mesures réalisées à différents stades de cette chaîne de vie des neutrons, donnent lieu à des diagaphies neutroniques où on distingue :

A. La diagaphie de rayons- γ prompts

Ce type de mesure correspond à l'angle spectrométrique des rayons- γ prompts dus aux Interactions des neutrons rapides, elle permet de doser le **Carbone** (des hydrocarbures) et l'**oxygène** (des eaux) pour déterminer la saturation de chacune des fractions (eau /hydrocarbure).

B. La diagaphie Neutron- Neutron (Epithermique)

Le premier type de mesure, consiste à déterminer à une certaine distance de la source d'émission ; la population en neutrons épithermiques ; d'énergie comprise entre 0.1 et 100 Ev, cette population est essentiellement sensible à la présence d'atomes d'hydrogène, puisque ces derniers ont le plus grand pouvoir ralentisseur, néanmoins, il ne faut toutefois pas sous-estimer le pouvoir ralentisseur des autres atomes bien qu'ils soient nettement moins efficaces.

C'est donc bien un indice d'hydrogène que l'on approche par cette technique, l'hydrogène est essentiellement associé à l'eau ou aux hydrocarbures présents dans l'espace poreux, la mesure donne un indice de la porosité de ces roches.

C. La diagaphie Neutron - Neutron (Thermique)

Elle mesure la densité des neutrons thermiques d'énergie égale à 0.025 Ev, donc à un stade antérieur à leur capture.

La population en neutrons thermiques dépend de deux facteurs :

- Le premier facteur, est essentiellement lié la teneur en atomes d'hydrogène du volume investigué, car il faut préciser que l'hydrogène est le grand pourvoyeur de neutrons thermiques.
- Le second facteur, dépend à la fois de la section microscopique de capture de neutrons thermiques des éléments composant la roche et de leurs concentrations.

Cette mesure est essentiellement réalisée pour évaluer la saturation des réservoirs en hydrocarbures, mais si cette mesure se répète périodiquement, elle informe sur l'évolution de cette saturation en fonction de la production.

D. La diagaphie Neutron – Gamma

Elle mesure l'intensité du rayonnement γ engendré par la capture des neutrons thermiques par la formation, cette mesure est réalisée à l'aide de compteurs à scintillations ou de compteur Geiger – Müller.

2.4.1.3. Applications

La mesure de l'indice d'hydrogène est utilisée pour :

- La mesure et l'évaluation de la porosité des roches réservoirs.
- La discrimination des zones à gaz, à l'huile ou à l'eau.
- La définition de la lithologie combinée avec d'autres diagaphies permet d'établir le profil lithologique vertical.
- Evaluation de la densité des hydrocarbures.
- Les analyses sédimentologiques, spécialement pour l'analyse faciologique et l'évolution séquentielle.
- les différentes corrélations de puits à puits.
- Combiner avec des outils de Tests (MDT) pour identifier les poches de gaz.

2.4.2. Diagaphie de Densité

2.4.2.1. Principe

La mesure de densité constitue la diagaphie de base pour la détermination de la lithologie des formations poreuses.

On soumet la formation à un rayonnement gamma émis par une source spéciale d'énergie constante (60 Co ou 137 Cs). Les particules gamma sont des particules sans masse, ils se propagent à la vitesse de la lumière. Ces photons gamma incidents entrent en collisions avec la matière, L'énergie du faisceau incident est atténuée en trois modes :

- *L'effet photoélectrique* : si l'énergie des photons est inférieure à 0.5 MeV.
- *L'effet Compton* : si l'énergie des photons est supérieure à 2 MeV.
- *la production de paire* : si l'énergie des photons est entre 0.5 à 2 MeV.

Dans les domaines d'énergies intéressant les roches, l'effet Compton est nettement magistral sur les deux autres modes d'atténuation.

Les détecteurs, sont des compteurs à scintillation, utilisés pour détecter les rayons gamma au-dessus d'un certain seuil d'énergie.

Le rayonnement gamma naturel, à un effet faible, excepté si la formation est fortement radioactive.

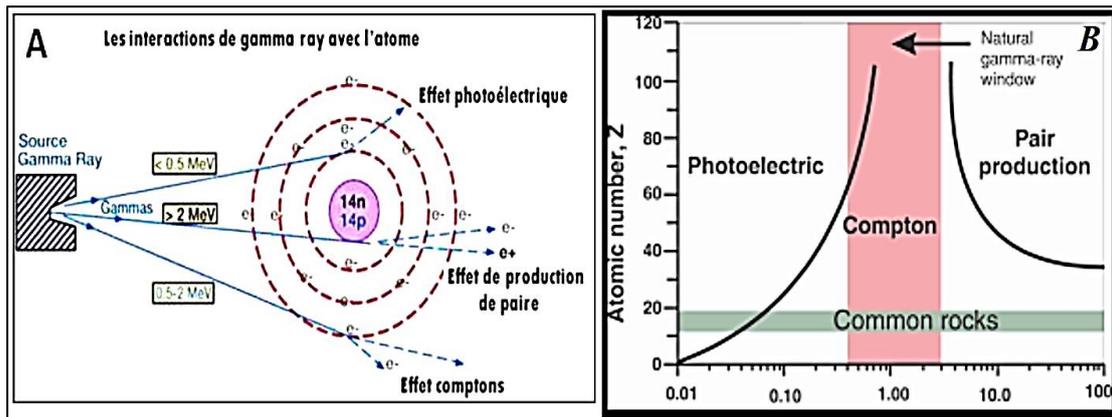


Figure III. 8: (A) interaction de gamma ray avec l'atome. (B) Effets prédominants dans l'espace (Z, E), les trois types d'interaction des photons (Schön,2015)

Profondeur d'investigation :

Elle est d'autant plus faible quand la densité de la roche est élevée. Dans les niveaux poreux et perméables, la sonde de mesure de densité va essentiellement lire dans la zone lavée.

2.4.2.2. Applications

Pétrophysique

- La Détermination d'une porosité-densité est indispensable à l'interprétation moderne.
- La comparaison du neutron, densité et résistivité permet une identification des fluides dans les réservoirs et la localisation des contacts gaz/huile et huile/eau.
- Détecter la présence de gaz dans la zone envahie, car elle provoque une forte diminution de la densité, donc une porosité-densité anormalement haute.

Géologie

- Détermination de la lithologie à partir de l'analyse du report graphique « Cross-plot ».
- Etude de la diagenèse, la compaction et parfois des zones sous-compactées.
- Détermination du milieu de dépôts, en combinant la mesure de densité avec d'autres données comme l'indice d'hydrogène et photoélectrique, spectrométrie de gamma naturel des mesures de la lenteur du son et des imageries de la paroi du trou.

- Détection des fractures, en analysant la courbe de correction de densité (valeur de corrections élevées au droit des zones fracturées).

Géophysique

- Aide à interpréter les mesures de gravité,
- Aide à l'interprétation du profil sismique vertical, en associant les mesures de densité avec les mesures de la vitesse du son.

2.4.3. Diagrapie Sonique ou Acoustique

2.4.3.1. Principe

On regroupe sous le nom de mesures acoustiques, les différentes techniques mesurant un certain nombre de paramètres découlant de l'analyse du train d'onde acoustique, enregistré à un ou plusieurs récepteurs, suite à son parcours dans la formation entre les sources d'émission et les récepteurs.

Les paramètres les plus couramment mesurés sont :

- La vitesse de propagation, notée V (*Velocity*), ou la lenteur, notée S (*Slowness*) des différents types d'ondes dans la formation (ondes longitudinales ou de compression, notées P , transversales, notées S et de *Stoneley*, noté St .) qu'on mesure en déterminant le temps mis par ces ondes pour parcourir certaines épaisseurs de formation, c'est la *diagrapie sonique ou acoustique*.

Le **log sonique**, est basé sur l'étude de la propagation dans les roches d'ondes acoustiques générées par l'outil de diagrapie. La mesure 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.

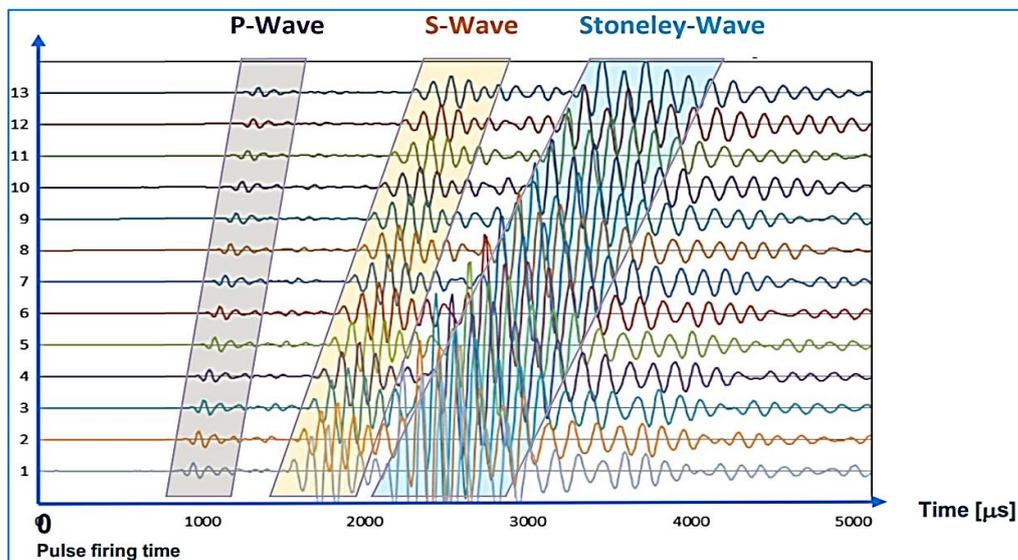


Figure III.9 : Schéma illustrant les types d'ondes interceptées par les récepteurs du Sonic Scanner (Schön,2015)

2.4.3.2. Applications

Les outils acoustiques, mesurent la vitesse des ondes sonores des formations du sous-sol, tandis que les logs acoustiques, peuvent être utilisés pour déterminer la porosité dans des formations consolidées, ils sont également utilisés dans d'autres applications, telles que :

- l'Indication de la lithologie, en utilisant le rapport de la vitesse de compression sur la vitesse de cisaillement.
- Détermination du temps de trajet intégral, il s'agit d'un outil important pour la corrélation de la sismique par rapport au puits.
- Détection des zones à gaz, en utilisant les caractéristiques des ondes sismiques de fond **P** et **S**.
- Corrélation avec d'autres puits.
- Détection des fractures et estimation de la porosité secondaire.
- L'évaluation de la qualité de cimentation de tubage.
- Détection de la surpression et Estimation de la pression des pores.
- Détermination des propriétés mécaniques (en combinaison avec le log de densité).

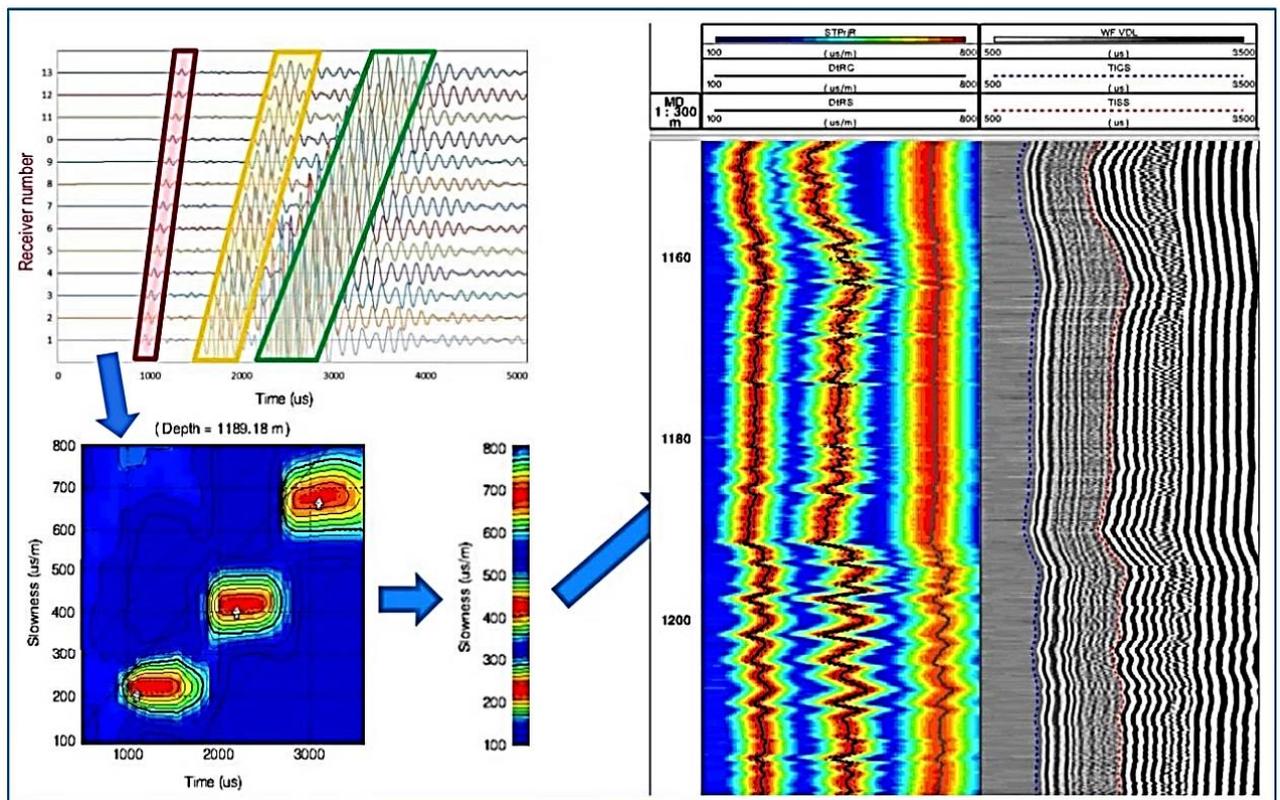


Figure III.10 : Principe Générale De Processing De Data Du Sonic Scanner Allant De La Forme d'ondes Jusqu'aux Logs DT, DTS, DTST. (Evaluation pétrophysique des réservoirs compacts à gaz (Tight gas sands) de la région Ahnet-Gourara par optimisation des méthodes conventionnelles et intégration des données carottes, 2019)

Chapitre IV
GEOMECANIQUE
ET
FRACTURATION HYDRAULIQUE

1. Notions Géomécanique

1.1. Définition d'une contrainte

Une 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**, notée (σ), comme le rapport entre la **force** (**F**) appliquée à la surface de la **section** (**S**) (Alain et Raoult, 2010).

Elle est donnée par la relation suivante : $\sigma = F/S$

σ : La contrainte sera donc une force par unité de surface.

La contrainte est une quantité mathématique appelée *tenseur*, et l'état de contrainte est souvent appelé *tenseur des contraintes*. Le processus de détermination des contraintes principales est souvent appelé *changement de repère* ou *diagonalisation du tenseur des contraintes*. Les directions des contraintes principales, qui sont appelées *directions principales* ou *axes principaux*, sont mutuellement toujours perpendiculaires. Elle peut être perpendiculaire à celles-ci, alors la contrainte est dite normale, comme elle peut être oblique, dans ce cas, la contrainte aura deux composantes, une normale notée σ_n et une tangentielle notée σ_t .

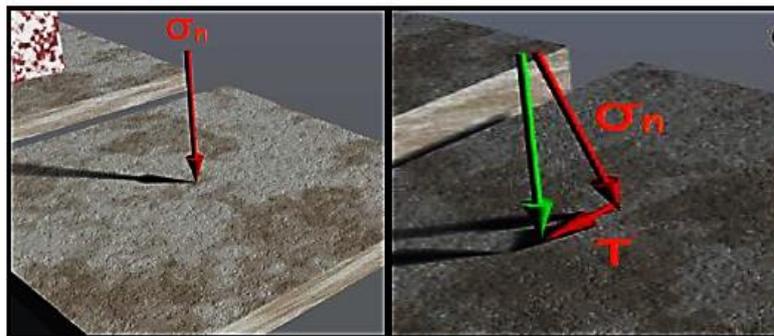


Figure IV.1: Types de contraintes (Normale et Oblique), (Rock physics and mechanical stratigraphy of the Woodford Shale, Anadarko Basin,2005)

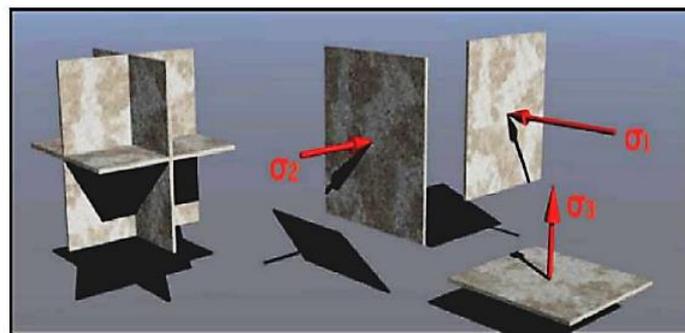


Figure IV.2 : Les principaux plans correspondant aux 3 principales contraintes σ_1 , σ_2 , σ_3 (Rock physics and mechanical stratigraphy of the Woodford Shale, Anadarko Basin,2005)

Pour un point donné, il existe 3 principaux plans perpendiculaires sur lesquels les contraintes sont dites normales, de ce fait, on aura 3 contraintes principales à travers lesquelles on peut définir ce qu'on appelle par « régime de contrainte ». Dans le cas général, l'orientation de ces principaux plans, ceux des contraintes principales correspondantes, et l'amplitude de ces contraintes peut varier d'un endroit à un autre. Sur le plan pratique, l'hypothèse retenue est que les directions ne changent pas sur une région suffisamment grande

1.2. Orientation de la contrainte

Le point de départ de la plupart des cas d'études de géomécanique, consiste à décrire l'état de la contrainte préexistante ou in situ dans le sol, ce qui implique trois amplitudes avec des informations d'orientation. Du fait, que dans la plupart des zones d'intérêt, une des contraintes principales est verticale, et l'état de contrainte in situ peut être généralement spécifié par trois amplitudes et la direction d'une des contraintes horizontales. D'une façon générale, les formations sont soumises à différentes contraintes, qui s'associent entre elles pour maintenir les roches de la formation en états de compression.

Contraintes verticales : Elles sont principalement attribuables au poids même des formations recouvrant la zone cible, de la surface jusqu'à la base. Autrement dit, c'est le poids des sédiments qui reposent sur la formation. Elles sont appliquées perpendiculairement à la surface de stress de la roche.

Contraintes horizontales : Une contrainte horizontale, est une contrainte de cisaillement, qui est appliquée le long de la surface d'un plan. Ces contraintes, dépendent essentiellement de la tectonique de la zone. Cette dernière, peut avoir une composante gravitationnelle qui peut être accentuée par des effets thermiques, tectoniques et aussi celle de la structure géologique. Les contraintes principales fonctionnent dans les 3 directions, qui nécessitent d'être précisées, toutes les trois, pour pouvoir décrire aussi fidèlement que possible l'état de la contrainte, Fig.IV-3)

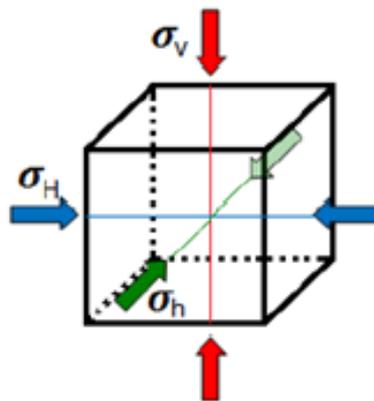


Figure IV.3 : Disposition des trois contraintes (Rock physics and mechanical stratigraphy of the Woodford Shale, Anadarko Basin,2005)

1.2.1. Régime de contrainte (stress)

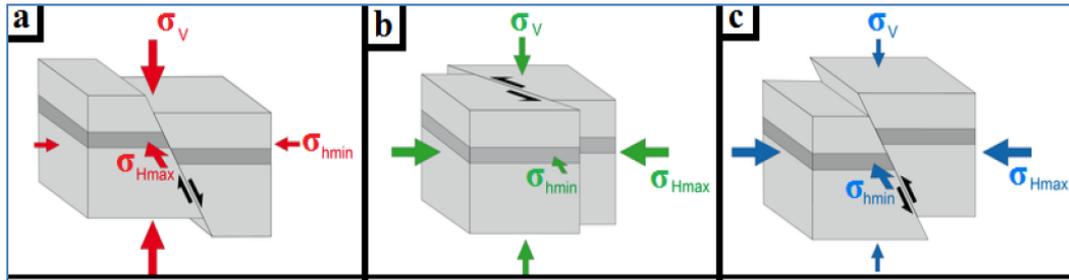


Figure IV.4 : Exemple du différent régime de Stress dans le Monde (Géomecanical Model, Schlumberger, 2010)

- (a) un régime extensif (faille normale) : $\sigma_h < \sigma_H < \sigma_v$
- (b) un régime décrochant (cisailant) : $\sigma_h < \sigma_v < \sigma_H$
- (c) un régime compressif (faille inverse) : $\sigma_v < \sigma_h < \sigma_H$

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**).
- Le coefficient de poisson (**ν**).
- Module volumétrique ou Bulk Modulus (**K**).
- Le module de cisaillement (**G**).

1.2.2. Le module de Young dynamique (**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, 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.

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

E : Module de Young dynamique

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

ε : la déformation : $\epsilon = \frac{L_2 - L_1}{L_1}$

F : La force

S : la surface

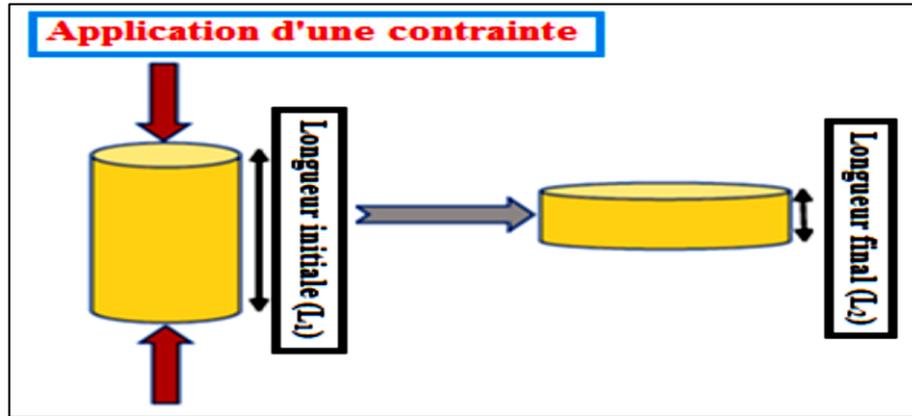


Figure IV.5 : Déformation selon un axe de contrainte d'un cylindre (Géomecanical Model, Schlumberger, 2010)

1.2.3. Le coefficient de Poisson (ν)

C'est un coefficient sans dimension, noté (ν), défini comme étant le rapport entre la variation de la déformation latérale (changement de diamètre ΔD) et la variation de la déformation axiale ou longitudinale (changement de longueur ΔL), lorsque l'échantillon est soumis à une compression, fig. V-6.

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

$$\nu = \frac{\epsilon_l}{\epsilon_a}$$

ν : Coefficient de Poisson,

ϵ_l : la déformation latérale : $\epsilon_l = \frac{D_2 - D_1}{D_1}$

ϵ_a La déformation axiale : $\epsilon_a = \frac{L_2 - L_1}{L_1}$

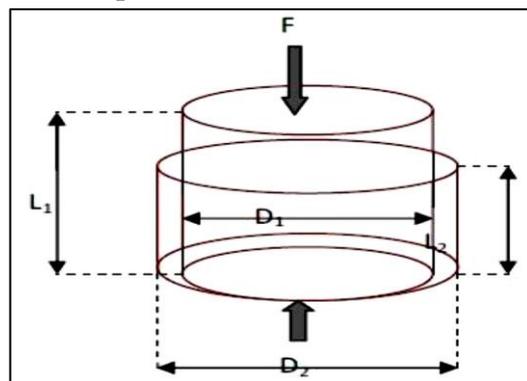


Figure IV.6 : Déformations latérale et axiale suite à une compression (Rock physics and mechanical stratigraphy of the Woodford Shale, Anadarko Basin, 2005)

1.2.4. Le module volumétrique ou Bulk Modulus (K)

Il correspond à 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, il est exprimé par la relation suivante :

$$K = \frac{\text{Pression Hydrostatique}}{\text{Déformation Volumétrique}}$$

Il peut être aussi exprimé en fonction du module de Young (**E**) et du coefficient de Poisson (**v**) par l'expression suivante : $K = E / 3 (1-v)$

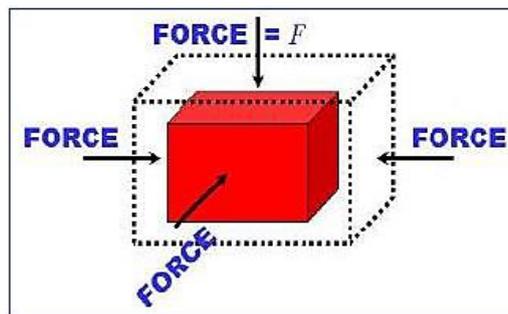


Figure IV.7 : Compression volumétrique d'une roche sous une tension hydrostatique (Rock physics and mechanical stratigraphy of the Woodford Shale, Anadarko Basin,2005)

1.2.5. 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.

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

Avec :

G : Module de Cisaillement,

F : Force de cisaillement,

A : surface,

θ : angle de cisaillement.

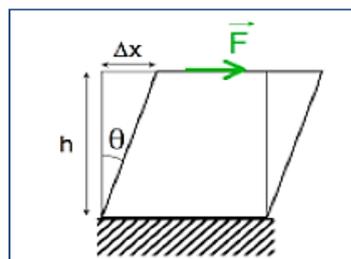


Figure IV.8 : Déformation par cisaillement d'un corps matériel (Rock physics and mechanical stratigraphy of the Woodford Shale, Anadarko Basin,2005)

2. Chronologie d'une étude géomécanique

La réalisation d'une étude géomécanique, repose sur l'analyse des informations issues des mesures de diagraphies et de carottes, ce qui va permettre d'identifier la qualité du réservoir et ses caractéristiques pétrophysiques.

Cependant, 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 par 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 permettant 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 géomécanique, il faut se servir des données de diagraphies et des résultats des essais mécaniques sur carottes. Les principales étapes d'une étude géomécanique sont résumées dans le schéma ci-après, en Fig.IV-9.

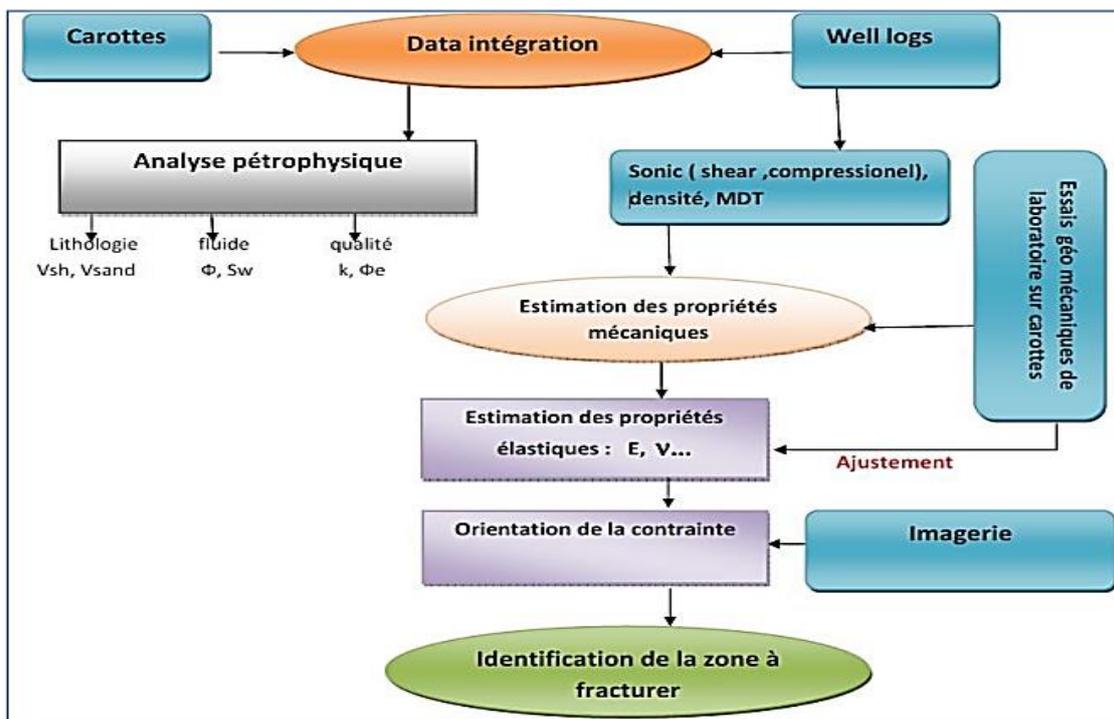


Figure IV.9 : Flux de données d'une Etude Géo-mécanique (Lasbeur, 2014)

3. Notions de base sur la technique de la Fracturation hydraulique

3.1. Définition de la fracturation hydraulique

La fracturation hydraulique (*fracking*), est une technique d'extraction des hydrocarbures, tels que le gaz de. Elle consiste à injecter, sous haute pression, un mélange d'eau, de sable et de produits chimiques dans un puits de forage afin de créer des fissures dans la roche réservoir, permettant ainsi la libération des hydrocarbures piégés dans la formation.

3.2. But de la fracturation Hydraulique

Le but principal de la fracturation hydraulique, est de stimuler la production d'hydrocarbures non conventionnels. Ces fluides constituant des ressources énergétiques sont piégés dans des formations géologiques à faible perméabilité, ce qui rend leur extraction traditionnelle difficile ou peu rentable.

Grâce aux techniques de la fracturation hydraulique, il est possible d'accéder à l'extraction de quantités d'hydrocarbures hautement significatives, ce qui a donné un impact majeur sur le marché de l'industrie énergétique. Cette technique a contribué substantiellement à l'augmentation de la production de gaz naturel dans de nombreux pays dans le monde, et a permis à certains pays de développer de nouvelles réserves d'hydrocarbures.

Le but économique de la fracturation hydraulique, est de fournir et assurer une source d'énergie abondante et relativement peu coûteuse, réduisant ainsi la dépendance vis-à-vis des importations d'énergie.

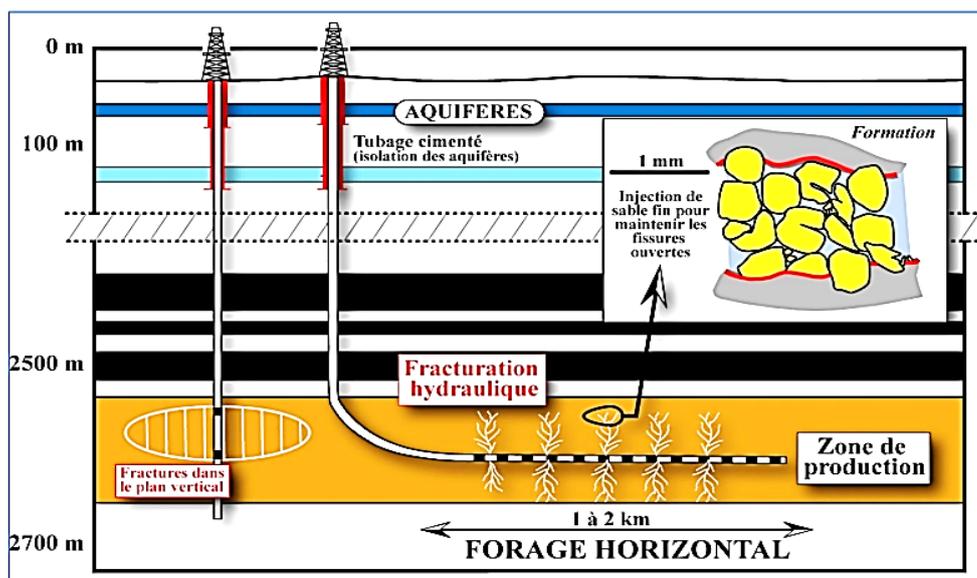


Figure IV.10 : Fracturation hydraulique dans un forage vertical et horizontal (Perspectives du développement du gaz de schiste en Algérie à travers l'expérience américain, 2021)

3.3. Principe de la fracturation hydraulique

La fracturation hydraulique est un processus complexe, qui commence par déterminer une zone spécifique de puits à l'aide de dispositifs appelés « *Packers* ». Cette zone ciblée, correspond généralement à la formation géologique, contenant les hydrocarbures, que l'on souhaite fracturer.

Une fois la zone isolée, on procède par la technique de la fracturation hydraulique qui consiste à injecter un fluide, souvent visqueux, à un débit approprié à proximité de la formation géologique. L'objectif vise à appliquer une pression suffisante pour amorcer l'ouverture d'une fracture dans la paroi de la roche.

Il est important de noter que la fracture ne s'ouvrira que si la pression du fluide dépasse un seuil spécifique. Ce seuil dépend de plusieurs facteurs, tels que les contraintes pétrophysiques présentes dans la formation, le comportement rhéologique de la roche (sa capacité à se déformer sous l'effet de la pression) et le mode d'injection du fluide.

Lorsque la pression du fluide est suffisante pour dépasser le seuil d'ouverture, des fractures commencent à se développer et à se propager dans la roche. Ces fractures suivent des directions d'énergie minimale, ce qui signifie, qu'elles se forment perpendiculairement aux contraintes principales minimales présentes dans la roche réservoir.

Elle permet de créer un réseau de fractures interconnectées dans la roche réservoir, permettant ainsi aux hydrocarbures de circuler librement vers le puits du forage et d'être récupérés de manière plus efficace lors de la phase de production.

3.4. Critères de sélection des puits candidats à la fracturation hydraulique

La sélection des puits candidats aux opérations de la fracturation hydraulique, implique une analyse approfondie en relation avec les caractéristiques géologiques, les contraintes réglementaires et les facteurs économiques. L'objectif est d'identifier les puits présentant le meilleur potentiel de production et de rentabilité, en prenant en compte des éléments tels que la perméabilité de la formation, l'accessibilité aux infrastructures existantes et la viabilité économique de l'opération.

3.5. Equipement de la fracturation hydraulique

Le processus des opérations de fracturation hydraulique, exige le recours à une grande quantité d'équipements sur une courte période de temps.

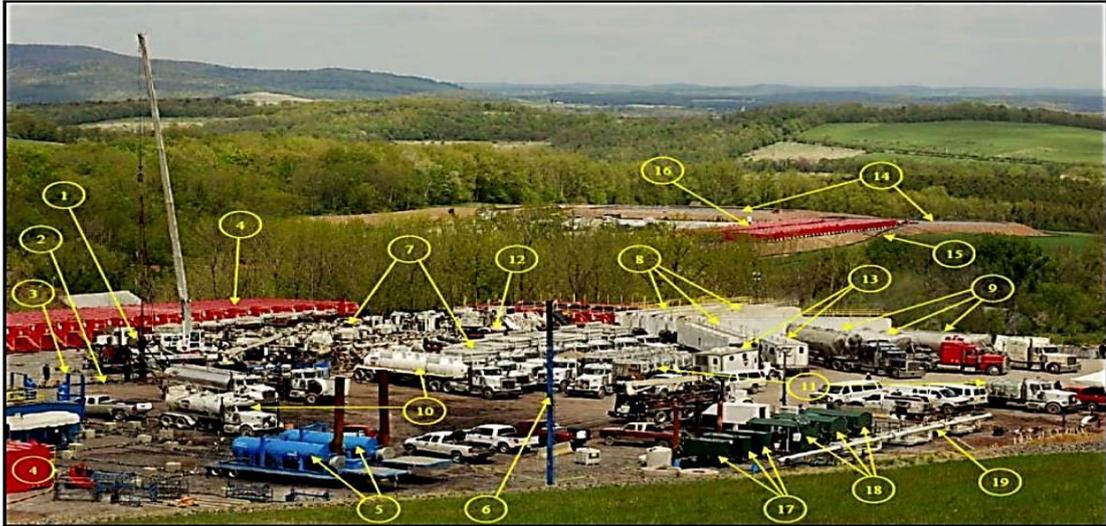


Figure IV.11 : Equipements de Fracturation Hydraulique (Hydraulic fracturing process,2013)

Légende de la figure IV.11 :

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

3.6. Fluide de fracturation

La sélection du fluide et de ses paramètres d'injection joue un rôle crucial dans les résultats attendus. Le fluide doit présenter plusieurs propriétés spécifiques pour assurer une performance optimale :

- **Transport efficace des billes** : Le fluide doit être capable de transporter les particules de sable et le « *Proppant* », utilisées pour maintenir les fractures ouvertes. Une bonne qualité de mobilité du flux garantit une distribution uniforme dans la fracture, ce qui favorise une meilleure perméabilité et son impact sur la productivité du puits.

- **Faible filtration** : Le fluide de fracturation, doit minimiser la perte des particules fines dans le réservoir. Une filtration excessive peut obstruer les pores de la roche et réduire en conséquence la perméabilité, entraînant ainsi une diminution de la productivité du puits. Par conséquent, un faible niveau de filtration est très souhaitable.

- **Résistance aux conditions du réservoir** : Le fluide doit résister à des températures élevées et pressions extrêmes présentes dans le réservoir. Cela garantit que le fluide maintient ses propriétés intactes pendant la fracturation et ne subit pas de dégradation indésirable ou de changements de viscosité qui pourraient nuire à son efficacité.

- **Dégradation après la fracturation** : Une fois que la fracturation est terminée et que le fluide n'est plus nécessaire, il est impératif pour l'opération que celui-ci se dégrade facilement. Cela facilite son évacuation lors du désengorgement du puits, réduisant ainsi les risques de contamination de l'environnement. La dégradation du fluide peut être provoquée par des additifs chimiques spécifiques ou d'autres mécanismes de décomposition.

Le fluide injecté, est pompé à une vitesse supérieure à la pression de fracture du réservoir afin de créer des fissures ou des fractures dans la roche en question.

En général, le fluide de fracturation, se compose principalement d'eau (environ 95%), de sable ou de Proppant (environ 4,5%) et d'additifs chimiques (environ 0,5%).

Il est essentiel de sélectionner avec soin le fluide de fracturation et ses caractéristiques afin d'optimiser les résultats et de garantir une exploitation efficace et responsable des ressources gazières.

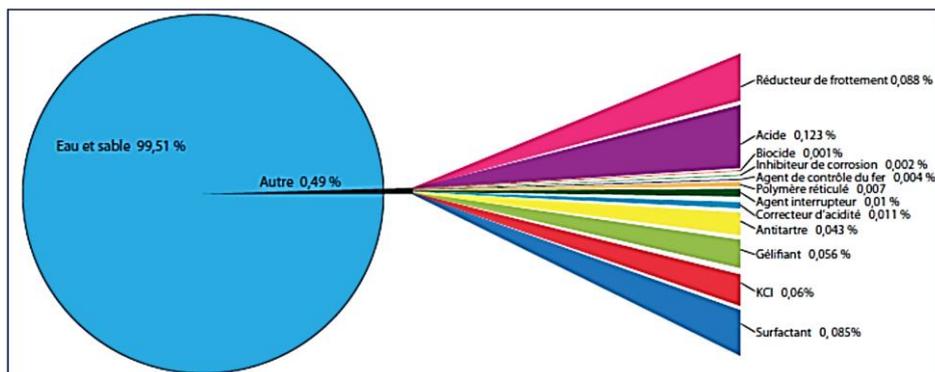


Figure IV.12 : Composition volumétrique d'un fluide de fracturation (Hydraulic fracturing process, 2013)

3.7. Agents de soutènement (Proppant)

L'utilisation d'agents de soutènement appropriés est essentielle pour maintenir l'ouverture de la fracture créée lors de la fracturation hydraulique. Ces agents doivent posséder une granulométrie adéquate, une résistance mécanique et chimique pour garantir une bonne conductivité durable dans le réservoir. Le choix de l'agent de soutènement dépend des caractéristiques spécifiques du réservoir et des conditions d'exploitation du puits.

3.8. 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, tels que : Gels de fracturation (des polymères spéciaux), Agents de réduction de friction (réduisent le coefficient de frottement entre l'eau et les parois de la formation rocheuse) , Agents de contrôle de la rhéologie (ajuster les propriétés rhéologiques)

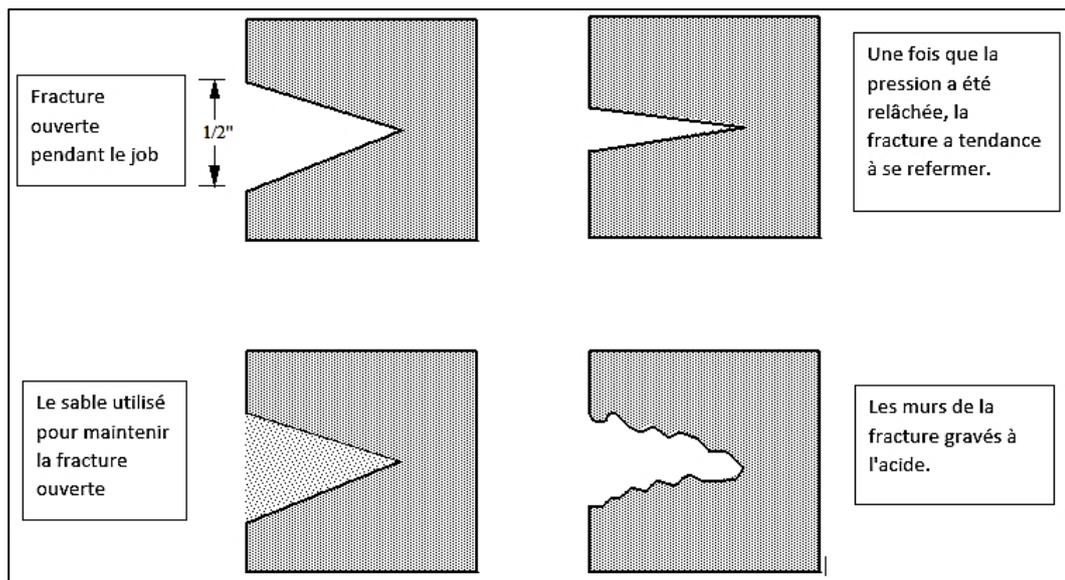


Figure IV.13 : Comportement des ouvertures de fractures (schlumberger, 2011)

4. Chronologie d'une opération de fracturation hydraulique

Le processus de frac-job se fait en plusieurs étapes

Etape 1 : Exercer une pression sur la roche-réservoir à l'aide d'un fluide afin d'engendrer la création d'une fracture ;

Etape 2 : Accroissement de la taille de fracture ainsi créée par pompage continu des fluides dans une ou plusieurs fractures ;

Etape 3 : Pompage d'agents de soutènement dans la fracture, transportés par une solution gélifiée dotée d'une certaine viscosité.

Etape 4 : Arrêt du pompage et refoulement des fluides de fracturation dans le puits dans le but de permettre leur récupération, tout en laissant l'agent de soutènement en place dans le réservoir.

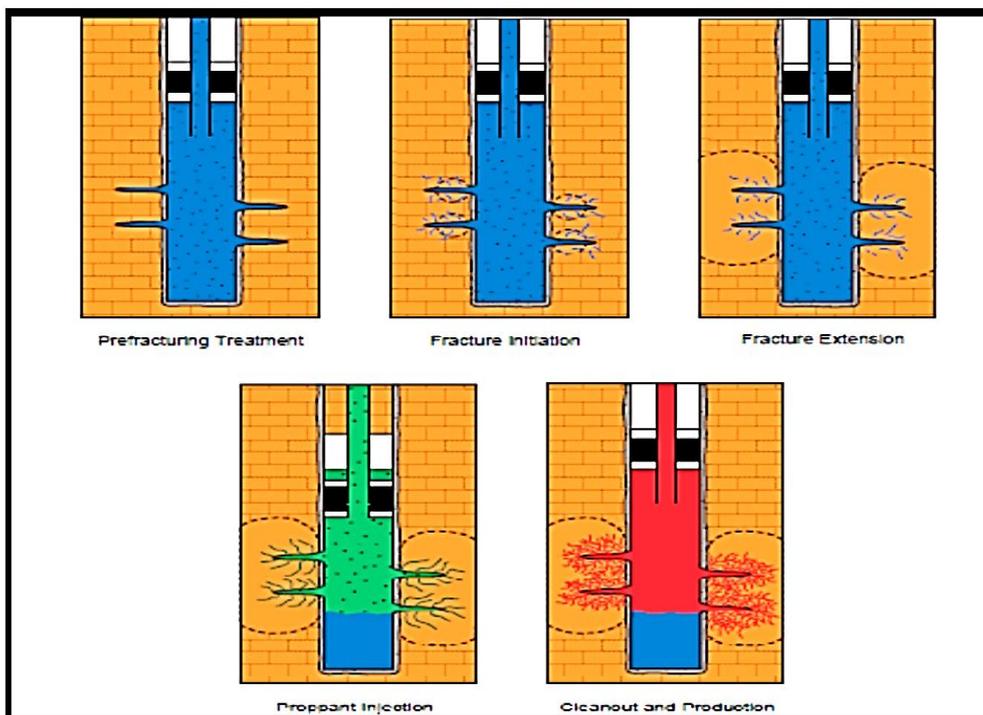


Figure IV.14 : Procédé de la fracturation hydraulique (Document, Schlumberger, 1998)

5. Les Étapes de la Fracturation Hydraulique

Le Work-flow (Figure IV-15) présentée ci-après, nous montre la chronologie suivie généralement au cours d'une opération de fracturation hydraulique :

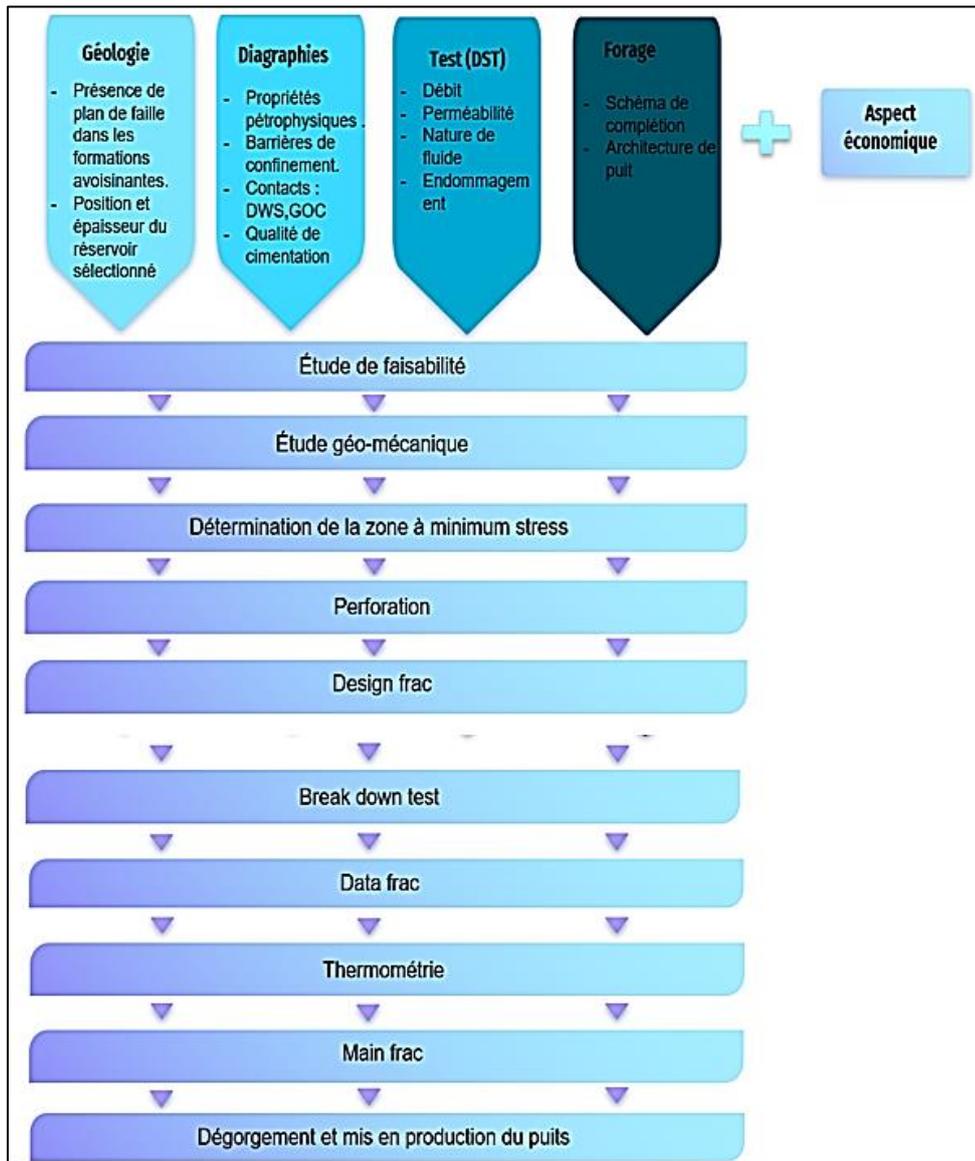


Figure IV. 15: Organigramme des étapes de la fracturation hydraulique (mémoire réalisé par : LEHARANI Yazid, RAHIM Kahina, 2012)

a- Etude de faisabilité

Cette étude consiste à vérifier si l'état du puits est conforme aux règles de la fracturation. Pour cela, on doit analyser et examiner certaines données essentielles qui sont les suivantes :

- 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 au voisinage immédiat du puits.
- Les paramètres pétrophysiques et l'identification des zones à hydrocarbures.
- L'architecture du puits (complétion) et la qualité de la cimentation.

b- Etude Géomécanique

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 par la perforation du puits au droit de cette zone. Cela permettra de focaliser toute la pression du 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 par le 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 l'opération de fracturation. La thermométrie, est donc l'outil qui nous renseigne sur les limites la zone de la formation qui a absorbé les fluides injectés.

h- Traitement principal (Main Frac)

Durant cette phase, on procède par 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.

Chapitre V
EVALUATION
PETROPYSIQUE - GEOMECHANIQUE

1. Introduction

Dans ce chapitre, nous allons explorer l'interprétation préliminaire des diagraphies relatives aux puits faisant objet de cas d'études de notre travail de recherche, dans le but d'évaluer les caractéristiques pétrophysiques des réservoirs Cambro-ordoviciens, traversés par les puits P1, P2 et P3, ainsi que pour déterminer la nature des fluides qu'ils contiennent. Nous aborderons aussi les diverses notions de géomécanique et les étapes nécessaires à la construction d'un modèle géomécanique en utilisant les données de diagraphies conventionnelles.

L'étude et l'interprétation des données diagraphiques fournissent des informations quantitatives sur les paramètres pétrophysiques des roches réservoirs, tels que la résistivité, porosité, perméabilité, volume d'argile et saturation en eau. En combinant ces paramètres à travers des abaques (*cross-plots*) appropriés, nous serons en mesure de réaliser une analyse qualitative plus au moins exhaustive.

La géomécanique est la branche de la mécanique qui étudie quantitativement les contraintes appliquées sur les géomatériaux et les comportements résultants comme réponses. Ce qui fait que, pour réaliser une production d'hydrocarbures basée sur le modèle de simulation, on doit le vérifier et le valider par les méthodes du modèle géomécanique.

En résumé, ce chapitre, nous permettra de combiner l'interprétation préliminaire des diagraphies avec les concepts de la géomécanique. En utilisant les données diagraphiques pour évaluer les caractéristiques pétrophysiques des réservoirs ordoviciens et cambrien, nous serons en mesure de construire un modèle géomécanique fiable et solide et d'identifier les zones les plus propices à la fracturation hydraulique. Cela, contribuera à une meilleure compréhension de la distribution des fluides au sein de la roche, et de facto, à une exploitation plus efficace des réservoirs et une production plus rentable des puits.

2. Evaluation pétrophysique

2.1. Les diagraphies enregistrées

Les diagraphies (log) qui ont été enregistrées dans les puits P1, P2 et P3, recouvrant les réservoirs sont :

- Gamma Ray [**API**]
- Sonique [**μs/ft**]
- Caliper [**inches**]
- Résistivité [**Ω/m**]
- Densité [**g/cm³**]
- Neutron [**MeV**], de la basse énergie (4 à 6 MeV), mesurant le pourcentage d'atomes H⁺ (eau, hydrocarbures).

2.2. Les étapes d'interprétation des diagraphies

2.2.1. Interprétation qualitative

- *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 (V_{sh} cut-off) à 45%, on obtient ainsi une limite GR cut-off, qui sera prise comme une référence afin de séparer les formations propres des formations argileuses. Au-delà de cette valeur, la formation n'est plus considérée comme un réservoir.

La valeur du GR cut-off est déterminée soit graphiquement (Figure V-10) ou à partir de la relation suivante :

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

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

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

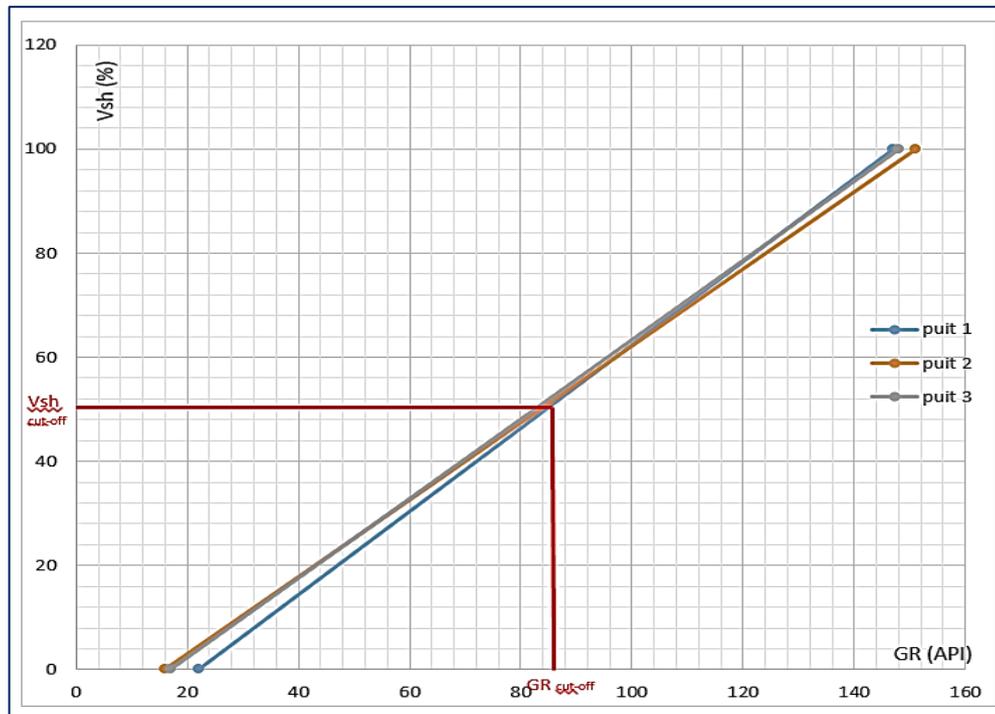


Figure V.1. Détermination de la valeur du GR cut-off graphiquement (excel,2023)

Cependant, les valeurs de GR cut-off obtenus pour les trois puits sont présentées dans le tableau V.1 suivant :

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

Puits	GR min (API)	GR max (API)	GR cut-off (API)
P1	22	147	78.25
P2	16	151	76.75
P3	17	148	75.95

- *Identification de la lithologie d'après les diagraphies*

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

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 lithologie de ces réservoirs est composée essentiellement de Grès (Sandstone), associés à des calcaires (limestone) et dolomie.

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**).

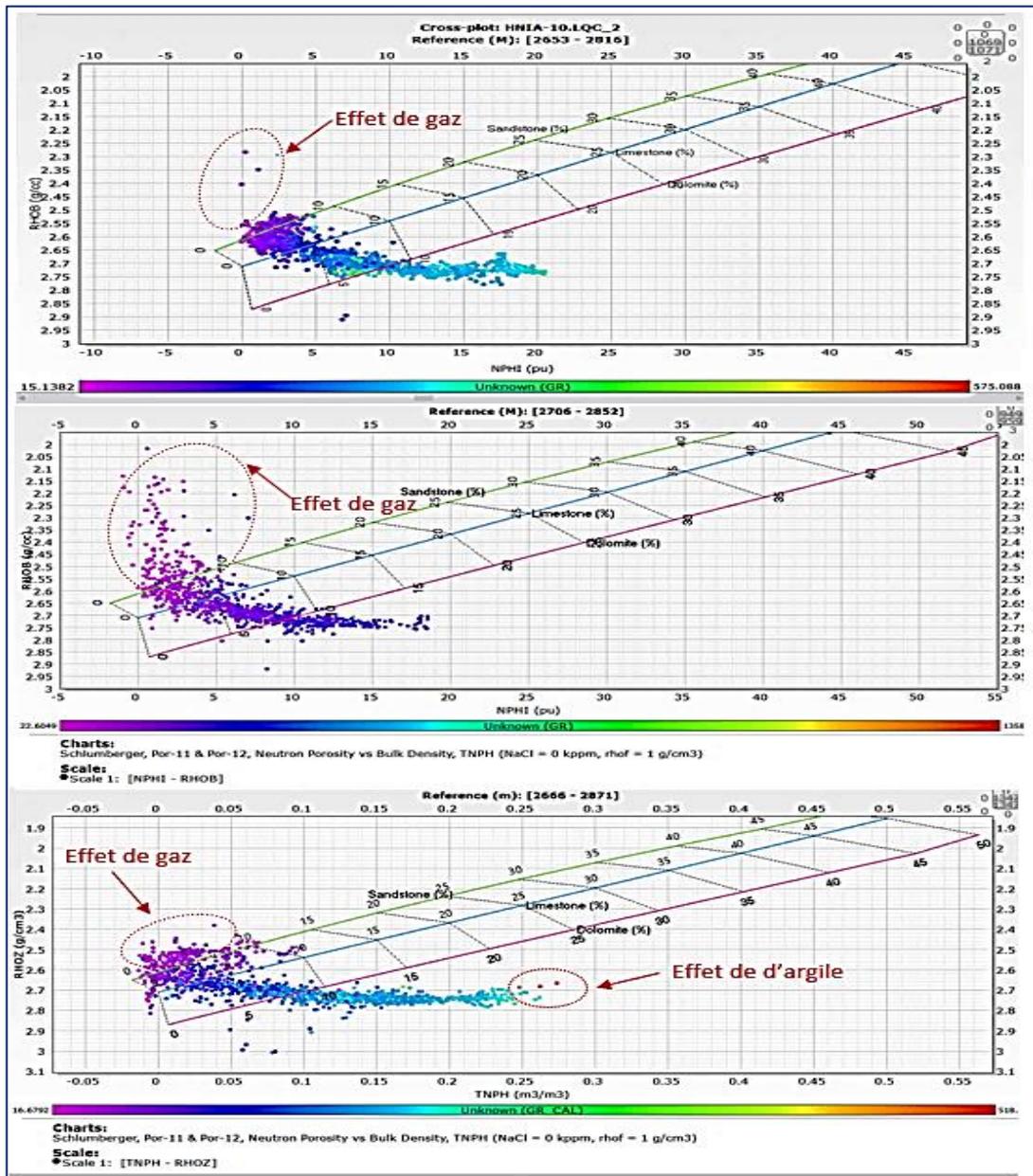


Figure V.2. Identification des lithologies de grès, calcaire et dolomie à partir de cross-plot porosité de Neutron – Densité globale (NPHI-RHOB) pour les puits (FI-1, FI-2 et FI-3) au niveau des réservoirs ordovicien et cambrien (Techlog, 2023)

2.2.2. Interprétation quantitative

- **Détermination de la résistivité de l'eau de formation « R_w »**

L'évaluation de la saturation en eau (S_w) est grandement influencée par la résistivité de l'eau de formation.

Cette étude, se concentre sur la détermination de R_w (résistivité de l'eau de formation), en utilisant la salinité régionale et la température du réservoir, à l'aide de l'abaque GEN-9 de Schlumberger

- **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 pétrophysiques.

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

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

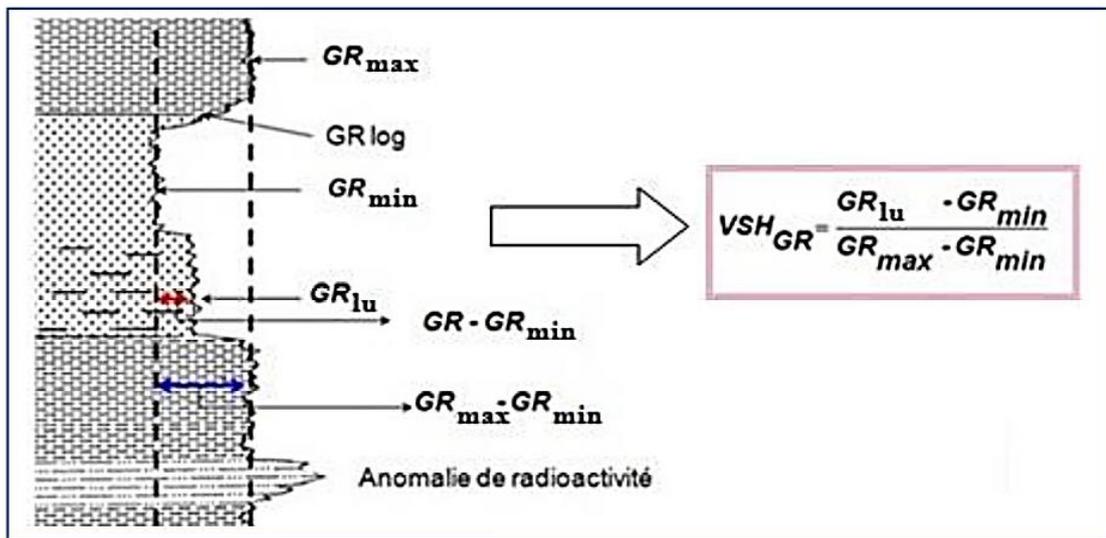


Figure V.3. Estimation du Vsh à partir du Gamma Ray (Mémoire de OULDCHIKH FERIEL et HADJ ARAB ISLEM LOTFI, Caractérisation et modélisation d'un réservoir cambro-ordovicien du bassin d'Illizi)

- **Calcul des différentes porosités (Φ_s , Φ_d , Φ_n et Φ_u) et de la saturation en eau**

Une fois que nous avons identifié les intervalles des bancs, qui pourraient servir potentiellement de réservoirs, en prenant en compte leurs paramètres pétrophysiques tels que les propriétés matricielles et argileuses, nous pouvons procéder au calcul des diverses porosités, à savoir la porosité sonique, la porosité de densité, la porosité neutronique et la porosité utile.

De plus, nous sommes en mesure de déterminer la saturation en eau (S_w), en utilisant les formules précédemment mentionnées dans le chapitre-II. Ces calculs détaillés, nous permettent d'obtenir une vision plus complète sur les caractéristiques des réservoirs potentiels, en évaluant leurs capacités de stockage de fluides d'hydrocarbures et leurs contenus en eau.

2.2.3. 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 $\Phi < 5$ %, 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.

* *Cut-off de de volume d'argile* : V_{sh} **cut-off** = 45%, au-delà de cette valeur, la formation est considérée comme argile.

Les résultats obtenus pour chaque puits sont représentés dans les trois tableaux suivants :

Tableau V.2. Pourcentage des Cut-off V_{sh} , Φ et S_w du puits FI-1 (travail personnel)

Réservoir	Niveau	Intervalle	V_{sh} moy	Porosité moy	S_w moy	Nature et contenu du réservoir
Ordovicien	Unité IV-3	2648-2665	39%	4.5%	20%	Hydrocarbure
	Unité IV-2	2665-2702	57%	1%	68.5%	Compact
	Unité III-3 SUP.	2702-2755	46%	5%	48%	Eau
	Unité III-3 INF.	2755-2804	54%	1%	52%	Compact
	Unité III-1	2804-2840	93%	1%	94%	Compact
Cambrien	Unité II	2840-2858	22%	4.48%	10%	Hydrocarbure

L'interprétation des diagraphies au niveau du puits FI-1 montre que :

La partie ORDO IV-3, présente un paquet de grès propre de 30m d'épaisseur, avec une porosité moyenne de 4.5% et $S_{w\text{moy}}$ de 20% et $V_{sh\text{moy}}$ de 39%, ces valeurs sont propres aux réservoirs d'hydrocarbures.

La partie CAMB-II, présente un paquet de grès propre de 26m d'épaisseur, avec une porosité moyenne de l'ordre de 4.48%, $S_{w\text{moy}}$ de 10% et $V_{sh\text{moy}}$ de 22%, ces valeurs sont aussi propres aux réservoirs d'hydrocarbures.

Tableau V.3. Pourcentage des Cut-off V_{sh} , Φ et S_w du puits FI-2 (travail personnel)

Réservoir	Niveau	Intervalle	V_{sh} moy	Porosité moy	S_w moy	Nature et contenu du réservoir
Ordovicien	Unité IV-3	2642-2665	30%	10%	19%	Hydrocarbure
	Unité IV-2	2665-2810	82%	1%	90%	Eau
	Unité III-3	2810-2846	96%	1%	42%	Compact
Cambrien	Unité-II	2846-2926	33%	5%	12%	Hydrocarbure

L'interprétation des diagraphies au niveau du puits FI-2 montre que :

La partie ORDO IV-3, présente un réservoir de 24m d'épaisseur, avec une porosité moyenne de l'ordre de 10%, $S_{w\text{moy}}$ de 19% et $V_{sh\text{moy}}$ de 30%, des valeurs propres aux réservoirs d'hydrocarbures.

La partie CAMB-II, présente un paquet de grès propre de 23m d'épaisseur, avec une porosité moyenne de 5%, $S_{w\text{moy}}$ de 12% et $V_{sh\text{moy}}$ de 33%, valeurs conformes à un réservoir d'hydrocarbure.

Tableau V.4. Pourcentage des Cut-off V_{sh} , Φ et S_w du puits FI-3 (travail personnel)

Réservoir	Niveau	Intervalle	V_{sh} moy	Porosité moy	S_w moy	Nature et contenu du réservoir
Ordovicien	Unité IV-3	2647-2684	33%	7%	29%	Hydrocarbure
	Unité IV-2	2684-2818	82%	2%	30%	Compact
	Unité III-3	2818-2875	22%	14%	27%	Hydrocarbure
Cambrien	Unité II	2875-2881	27%	5.5%	29%	Compact

L'interprétation des diagraphies au niveau du puits FI-3 montre que :

D'après les sondages recueillis, la partie sommitale de l'ORDO III-3, est la plus intéressante (2718-2736m). D'autant plus, qu'elle présente de bonnes valeurs pétrophysiques d'un réservoir d'hydrocarbure, avec une porosité moyenne de 14%, $S_{w\text{ moy}}$ de 27% et $V_{sh\text{ moy}}$ de 22%. De même pour l'ORDO IV-3, avec des valeurs moins intéressantes.

Cependant, toujours selon les sondages, l'intervalle (2725.5-2731.5m), le sommet de l'ORDO III-3, est le mieux indiqué pour une opération de simulation sur cette unité.

Quant à l'unité ORDO IV-2, présentant des conditions propres à un réservoir compact, avec une valeur de porosité moyenne de 2%, $S_{w\text{ moy}}$ de 30% et $V_{sh\text{ moy}}$ de 82%.

2.2.4. Résultats d'interprétation des données diagraphiques faites à l'aide du logiciel Techlog (Quanti-Elan)

À partir des Log des diagraphies enregistrées au niveau des trois puits, on distingue :

- 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).

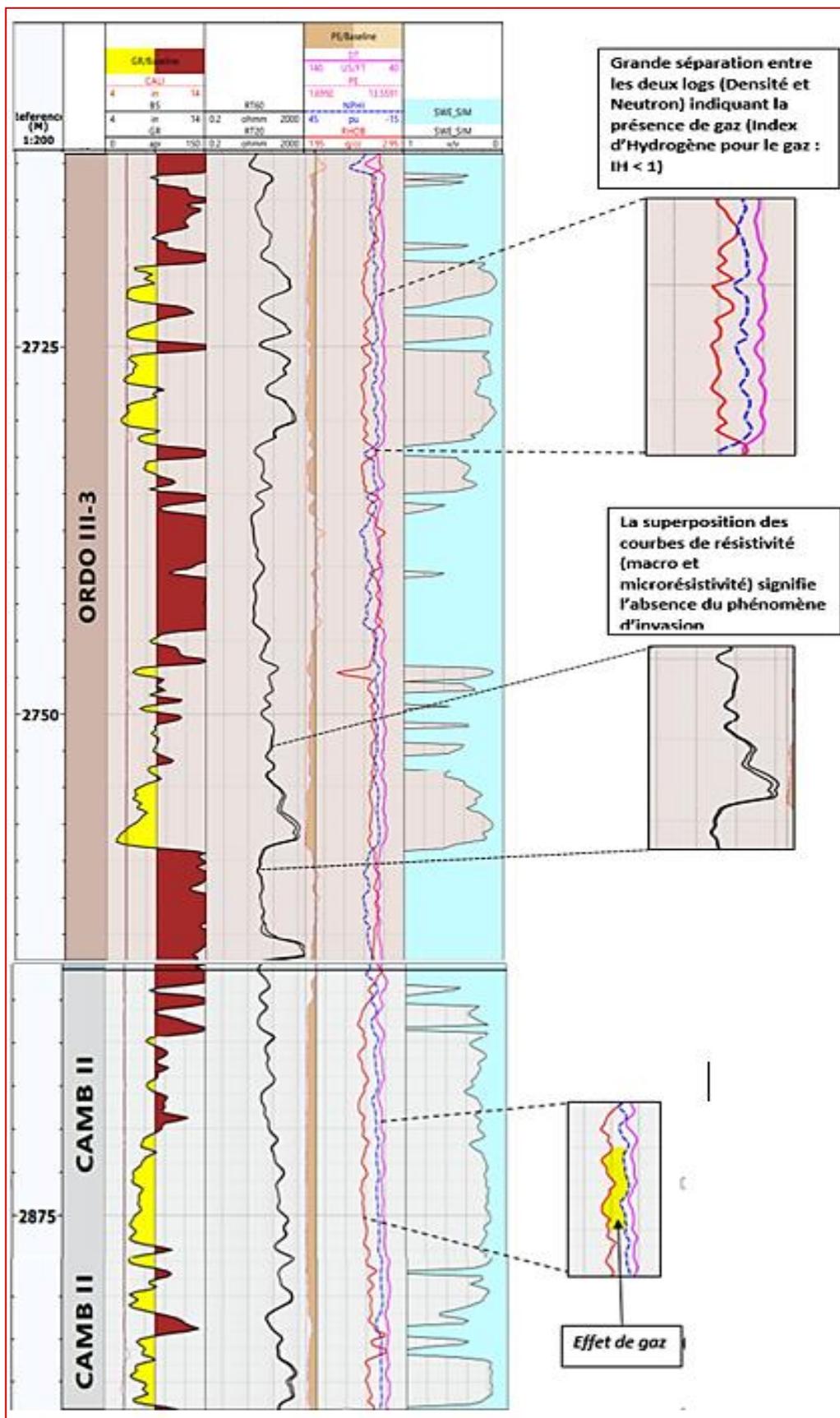


Figure V.4. Diagraphie des réservoirs Cambro-ordovicien (le logiciel Techlog2015. Le 3,2023)

2.3. Discussion des résultats

Après avoir confirmé l'existence des réservoirs d'hydrocarbures dans les trois puits, il est possible de schématiser la corrélation de leurs diagraphies, comme le montre la figure V.5. On constate principalement la présence de gaz dans l'unité IV-3 de l'Ordovicien et dans le Cambrien II.

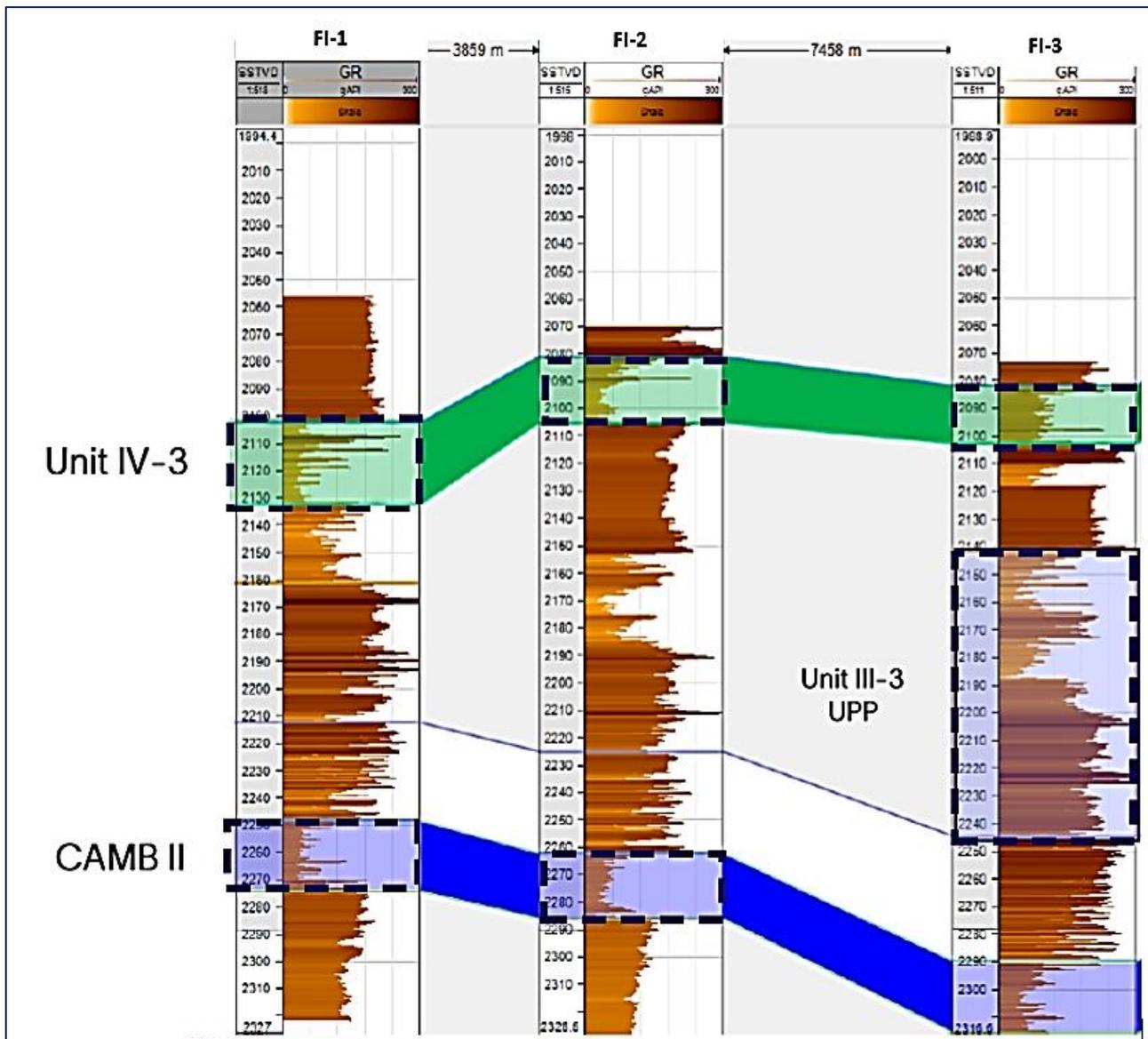


Figure V.5. Corrélation des élans des 3 puits obtenus par Techlog 2015 (Sonatrach, 2023)

1.3. Description lithologique des réservoirs Ordo-cambrien

La nature de la formation a été déterminée en extrayant les informations des carottes à chaque intervalle. Malheureusement, les résultats pétrophysiques ne sont pas disponibles pour confirmer l'interprétation des diagraphies.

Tableau V.5. Lithologie du puit FI-1

Intervalle (m)	Lithologie
2655 - 2694	Grès gris sombre à gris clair, fin à très fin, bien consolidé, Compact à ciment siliceux dur.
2694 - 2706	Argile grise à gris-clair, parfois gris-sombre, gréseuse à fortement silteuse micacée, tendre à indurée avec fines passées de grès blanc à gris-blanc, fin à moyen, siliceux parfois quartzitique dur.
2706 - 2850	Grès gris-blanc à blanc, quartzitique, fin à moyen parfois grossiers, sub-anguleux à arrondi dur, passées d'argile grise à gris-noir, tendre à pâteuse, légèrement micacée, fortement silteuse, grès gris à gris-clair, siliceux à silico argileux, argile tendre à pâteuse, micacée fortement silteuse grise à gris-clair.
2850 - 2876	Grès gris-blanc, fin à moyen rarement grossier mal classé, siliceux à silico-argileux, consolidé compact , passé d'argile gris-sombre à noire, micacée silteuse.

Tableau V.6. Lithologie du puit FI-2

Intervalle (m)	Lithologie
2666 - 2738	Grès gris sombre à gris clair, fin à très fin, bien consolidé, Compacte à ciment siliceux dur. Argile grise à gris-clair parfois gris-sombre, gréseuse à fortement silteuse micacée, tendre à indurée avec fines passées de grès blanc à gris blanc, fin à moyen, siliceux parfois quartzitique dur.
2738 - 2846	Grès gris blanc à blanc, quartzitique, fin à moyen, parfois grossiers sub-anguleux à arrondi dur, passées d'argile grise à gris-noir, tendre à pâteuse, légèrement micacée fortement silteuse, Grès gris à gris clair, siliceux à silico argileux, Argile tendre à pâteuse, micacée fortement silteuse, grise à gris-clair.
2846 - 2870	Grès gris blanc, fin à moyen rarement grossier mal classé, siliceux à silico-argileux, consolidé compact , passé d'argile gris-sombre à noire micacée silteuse.

Tableau V.7. Lithologie du puit FI-3

Intervalle (m)	Lithologie
2647 - 2684	Grès gris, fin à très fin, gris clair, siliceux avec rares passées d'Argile noire à gris noir, silteuse, micacée, tendre à indurée.
2684 - 2818.5	Argile noire à grise, moyennement indurée à indurée, silteuse, pyriteuse avec intercalations de Grès blanc, transparent à translucide, fin à très fin, isométrique, moyennement classé, siliceux, compact, dur.
2818.5 - 2875	Grès translucide, parfois transparent à pseudo nacré, généralement sub-arrondi, friable, rarement dur, bien classé avec Argile gris clair, indurée à moyennement indurée, feuilletée et parfois micacée.
2875 - 2881	Grès gris blanc, translucide, sub arrondi à arrondi, fin à moyen, parfois micro-conglomératique, bien classé, siliceux, dur, avec Argile grise à noire, silteuse, micacée, indurée.

D'après l'étude des diagraphies, nous avons confirmé la présence de gaz dans la formation. Néanmoins, les paramètres pétrophysiques ne sont pas adéquats pour une exploitation conventionnelle, ce qui nécessite de faire appel à une opération de fracturation. Toutefois, avant de commencer le programme de l'opération de fracturation, il est essentiel d'évaluer sa faisabilité sur le plan géomécanique. Cependant, Il est impératif de comprendre les caractéristiques géologiques et mécaniques de la formation afin de déterminer si la fracturation hydraulique est réalisable ou non.

3. Evaluation géomécanique

Le puits FI-1 a été choisi pour l'étude géomécanique en raison des considérations économiques et calendaires, d'évaluation, de localisation des zones, des orientations des contraintes minimale et maximale et aussi de l'étude géomécanique à partir des diagraphies favorables à la propagation optimale de la fracturation. Cette approche permettra de sélectionner les zones les plus propices.

3.1. 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)

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 OBMI-UBI.

Un résumé de l'interprétation OBMI-UBI est présenté dans la figure

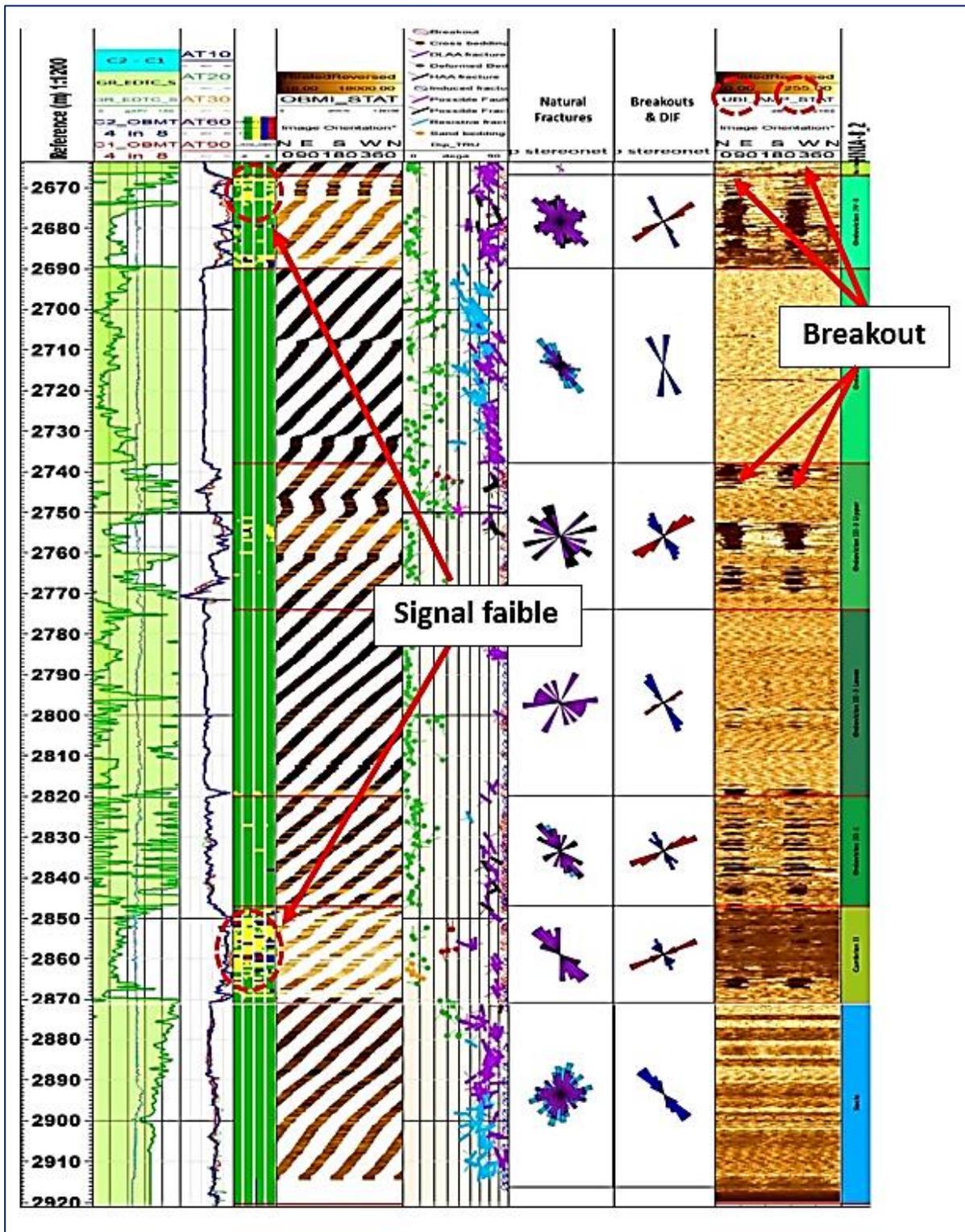


Figure V.6. FI-1 résumé de l'interprétation (Techlog, PED-Sonatrach, 2023)

3.2. Commentaire

L'image OBMI du site de forage, comprend une piste du contrôle de qualité du log, qui illustre les intervalles avec un signal faible (jaune), une saturation (bleu) et un décollement du coussinet en rouge (ce dernier est associé à une érosion ou un déplacement de parois) ; le vert indique une bonne image.

L'image LQC-OBMI, indique principalement une bonne qualité des données (vert) le long de la section de 6 pouces du puits FI-1, sauf dans l'Ordovicien IV-3 et plus particulièrement dans le Cambrien-II. Dans ces formations, le log LQC-OBMI, montre des déplacements d'importantes parois, reconnues par des couleurs rouge et jaune sur les coussinets OBMI, qui correspondent aux déplacements de parois reconnues sur les images UBI au niveau des grès où on remarque des parties sombres orientées ENE-WSW.

3.3. Interprétation

Dans le domaine des techniques d'imagerie par ultrasons (UBI), les zones sombres dans une image ultrasonore, témoignent généralement d'une réception faible des ondes émises dans le matériau étudié. Cela, suggère la présence probable d'une cavité, ce qui explique le signal faible observé sur les images obtenues avec les outils d'imagerie par ultrasons (OBMI). Ce phénomène, peut être attribué à un contact insuffisant entre l'instrument et les parois de la cavité examinée, entraînant ainsi une transmission altérée des ondes ultrasonores.

Les cavités souterraines se forment, lorsque la densité de la boue est supérieure à la résistance des parois, ce qui entraîne des dommages à celles-ci. Lorsque les parois présentent une faible résistance, cela indique, une contrainte horizontale réduite. On peut donc en déduire, la présence de faibles contraintes dans cette zone.

Le puits FI-1 est vertical et la direction de contrainte horizontale minimale in situ σ_h , correspond à la direction des déplacements de parois, c'est-à-dire ENE-WSW (Fig.V.16). Ainsi, la direction de contrainte maximale in situ actuelle σ_H est NNW-SSE, confirmée par les fractures induites par le forage.

L'analyse du pendage structural, indique un faible pendage structural pour l'intervalle étudié où une zones structurale distincte a été identifiée par :

Zone 2 (2696,25 - 2741,75 m) : déterminée par un pendage structural, avec un niveau confiance modéré de 5,0°, incliné vers le Sud-ouest.

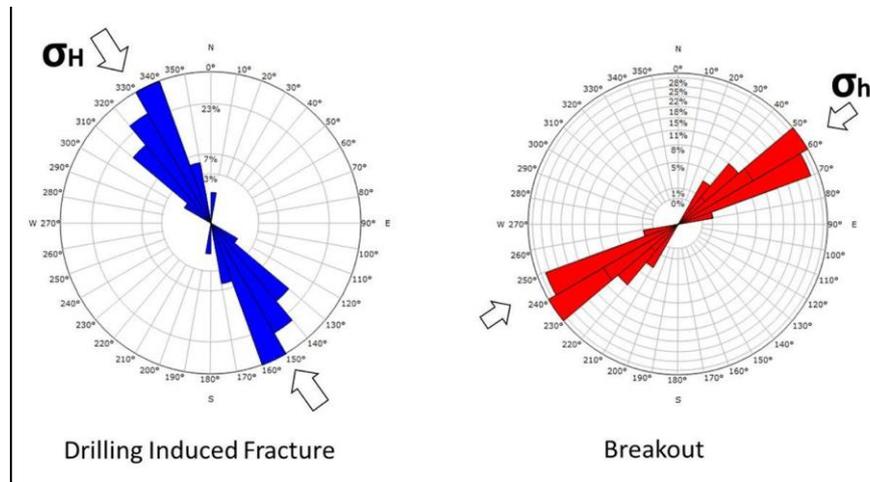


Figure V.7. L'orientations des déplacements de parois et des fractures induites par le forage ; σ_H et σ_h représentent respectivement les contraintes horizontales maximales et minimales (Sonatrach PED ,2023)

3.5. Etude géomécanique à partir des diagraphies

Afin de construire un modèle géomécanique, les propriétés élastiques dynamiques du réservoir sont évaluées en utilisant les enregistrements diagraphiques soniques (DTC et DTS) ainsi que la densité.

NB : DTC n'est pas une mesure directe en soi des propriétés de la roche. Elle dépend de nombreux facteurs, notamment ceux de la porosité, lithologie minéralogie, saturation, contraintes, pression des pores, température et d'autres facteurs environnementaux. DTC, peut être corrélée à d'autres courbes d'entrée d'enregistrements, et son comportement par rapport à d'autres mesures d'enregistrements peut être très utile pour décoder la réponse complexe souvent observée. Il est essentiel de rappeler que cette mesure, ne représente que la vitesse moyenne d'un milieu poreux, souvent composé de plusieurs couches, et ce n'est nullement la propriété mécanique de la roche.

DTC, est le réciproque de la vitesse de l'onde sonique de compression, exprimée en microsecondes/pied ou microsecondes/mètre.

Les valeurs de ces paramètres sont obtenues à partir des formules suivantes

Tableau V.8 : Formules Empiriques utilisées pour le calcul des paramètres élastiques dynamiques réservoir (Sonatrach PED, 2023)

Paramètres	Formules
Coefficient de poisson dynamique	$\nu = \frac{\left(\frac{1}{2}\right)(\Delta T_{shear}/\Delta T_{coup})^2 - 1}{(\Delta T_{shear}/\Delta T_{coup})^2 - 1}$
Module de cisaillement (psi)	$G_{dyn} = (13474,45) * \frac{\rho}{(\Delta T_{shear})^2}$
Bulk Modulus (module volumétrique) (psi)	$K_{dyn} = (13474,45) \left[\frac{1}{(\Delta T_{coup})^2} \right] - \frac{3}{4} G_{dyn}$
Module de Young dynamique (psi)	$E_{dyn} = \frac{9 * G_{dyn} * K_{dyn}}{G_{dyn} + 3 * K_{dyn}}$
Pression des pores (psi)	$P_p = 0,4335 * \rho f * Depth$
Gradient lithostatique (Overburden pressure « OBP ») (psi)	$\sigma_v = GL * Depth$
Contrainte horizontale minimale (psi)	$\sigma_h = \frac{\nu}{1 - \nu} * (\sigma_v - \alpha P_p) + \alpha P_p + \frac{E_{dyn}}{1 - \nu^2} * \epsilon_h + \frac{\nu E_{dyn}}{1 - \nu^2} * \epsilon_H$
Contrainte horizontale maximal (psi)	$\sigma_h = \frac{\nu}{1 - \nu} * (\sigma_v - \alpha P_p) + \alpha P_p + \frac{E_{dyn}}{1 - \nu^2} * \epsilon_H + \frac{\nu E_{dyn}}{1 - \nu^2} * \epsilon_h$
Gradient de fracturation (frac-gradient) (psi)	$FG = \frac{\sigma_h}{\sigma_H}$

Avec : α : constant de Biot ($\alpha = 1$ dans les conditions de rupture) et Biots-V (Constante Biots Verticale)

En raison de l'irrégularité des formes des pores et des grains, et du fait que les grains peuvent être partiellement cimentés, la pression interne des fluides n'est pas transmise parfaitement à la matrice rocheuse. Un facteur de correction, appelé constante poroélastique de Biot, est appliqué pour prendre en compte le soutien imparfait de pression. La constante de Biot est représentée par la lettre grecque alpha (α).

En utilisant cette constante, la contrainte effective nette (σ_n) est égale à la charge externe totale (P_{ob}) moins alpha fois la pression des pores (P_p). Les valeurs typiques de alpha varient de **0,75** à **0,95** pour la plupart des types de roches.

La société de service, a utilisé les données soniques et de densité pour déterminer les paramètres nécessaires. Ces calculs ont été réalisés à l'aide du logiciel **Gohfer**, qui permet de simuler et d'ajuster le modèle géomécanique, en intégrant directement les formules de calcul. Les résultats seront visualisés sous la forme d'un *profil de contraintes* (stress).

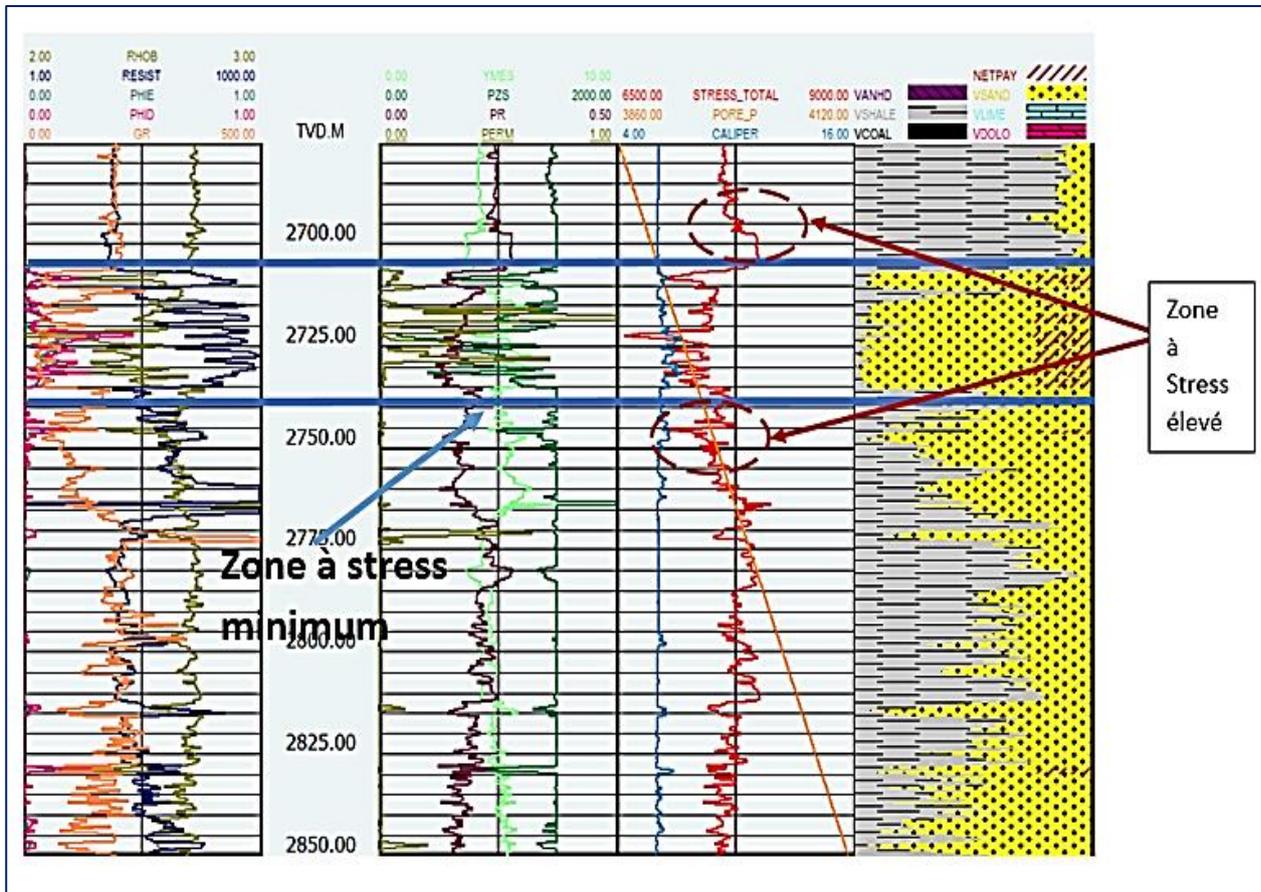


Figure V.8. Propriétés élastiques et profil de stress du réservoir au puits FI-1, (Halliburton, 2023)

Le stress total (ou stress de fermeture des fractures) : est calculé à partir de l'équation présentée dans le tableau précédent, en utilisant toutes les courbes qui ont été développées dans le traitement des logs avec **Ghofer**. Tout changement apporté à un paramètre dans l'équation, entraîne le recalcul du stress de fermeture à chaque point. Les modifications peuvent être apportées aux logs ou à la grille. Les modifications apportées aux logs, affectent toutes les données dans toutes les sections géologiques du modèle. Les modifications apportées à la grille, n'affectent que la zone locale couverte par la grille dans chaque section géologique.

Une courbe de stress de fermeture totale peut être importée d'une source externe. Cette pratique est fortement déconseillée. Si une courbe de stress externe est utilisée, tout changement apporté à un paramètre d'entrée sera compensé par un changement dans les conditions limites de décalage de stress, de sorte que la courbe de stress d'entrée soit toujours utilisée. Cela élimine toute possibilité de calibrer le modèle avec des données réelles du terrain.

$$P_c = \frac{\nu}{(1 - \nu)} (Dy_{ob} - a_v(Dy_p + P_{off})) + a_h(Dy_p + p_{off}) + \Omega_x E + O_t$$

P_c = pression de fermeture, **psi**

ν = coefficient de poisson

D = Profondeur verticale réelle, **feet**

y_{ob} = gradient de contrainte de surcharge, **psi/ft**

y_p = gradient de fluide interstitiel, **psi /ft**

a_h = constante poroélastique de Biot horizontale

a_v = constante poroélastique de Biot verticale

p_{off} = décalage de pression interstitielle, **psi**

Ω_x = déformation horizontale régionale

E = module de Young, **psi**

O_t = contrainte tectonique horizontale régionale.

4. Les résultats obtenus

- Le module de Young, varie entre 4.28 et 7.14 Mpsi.
- Le coefficient de Poisson, varie entre 0.12 et 0.24.
- Le stress de la zone à fracturer (*Process Zone Stress*), varie de 857.14 à 1428.57 psi.
- Le profil de stress généré, montre une zone à stress minimum, comprise entre 2696 – 2741 (l'intervalle choisi pour initier la fracturation hydraulique), avec un stress minimum moyen d'environ 6928.57 psi, l'équivalent de 477.7 bars.

4. Conclusion

Après avoir évalué les paramètres pétrophysiques, nous avons confirmé la présence de réservoirs, principalement dans les unités **Ordovicien IV-3** sur les trois puits **FI-1, FI-2 et FI-3**, et **Cambrien-II** sur les deux puits **FI-1 et FI-2**. En effet, ces réservoirs présentent de meilleurs niveaux de qualités pétrophysiques pour être retenus comme étant de très bons candidats à l'une des méthodes de simulation pour la fracturation hydraulique, afin de permettre et faciliter leur exploitation future. Cependant, l'étude géomécanique réalisée a porté sur le puits FI-1, judicieusement choisi pour établir un profil de stress et sélectionner favorablement la zone présentant le stress minimum pour initier la fracturation hydraulique.

Il est à souligner que selon cette étude, le meilleur emplacement se situe dans l'intervalle (2696 – 2741m), comme il est clairement indiqué sur la **figure V.8** précédente, dans la zone à stress minimum, confirmant ainsi la faisabilité de l'opération de fracturation hydraulique.

Chapitre VI
ETUDE DE CAS
DE
FRACTURATION HYDRAULIQUE

1. Introduction

Le puits FI-1, faisant objet de notre cas d'étude, s'inscrit dans le cadre du développement de réservoir du Complexe Cambro-ordovicien du gisement Nord du Horst In Amenas, il s'agit d'une structure qui fait partie du projet Tinrhert.

Le réservoir cambro-ordovicien se caractérise par sa compacité, comme l'indique clairement l'interprétation pétrophysique des diagraphies. En raison de celle si, Sonatrach a entrepris une opération de fracturation au mois de mai 2023, l'opération a été confiée à la société de service-Schlumberger.

Les étapes suivies de ce projet de fracturation sont les suivantes :

- L'étude consacrée à la candidature du puits programmé pour l'opération de fracturation.
- L'identification de la zone à fracturer.
- Présentation et discussions des différentes étapes de l'opération de la fracturation hydraulique.

2. Etude de faisabilité

2.1. Architecture du puit

Le diagramme des tubages (fig. IV.7), montre qu'au niveau du réservoir ordovicien IV-3, un tubage 4''1/2, est fixé à la côte 2487m, s'appuyant sur deux sabots, le premier à 2637 m et le deuxième à 2897 m. Donc l'architecture de ce puits, permet de réaliser une opération de simulation tout en faisant attention à la position de stabilité du 2^{ème} sabot, situé à la côte 2897 m du même tubage de 4 1/2".

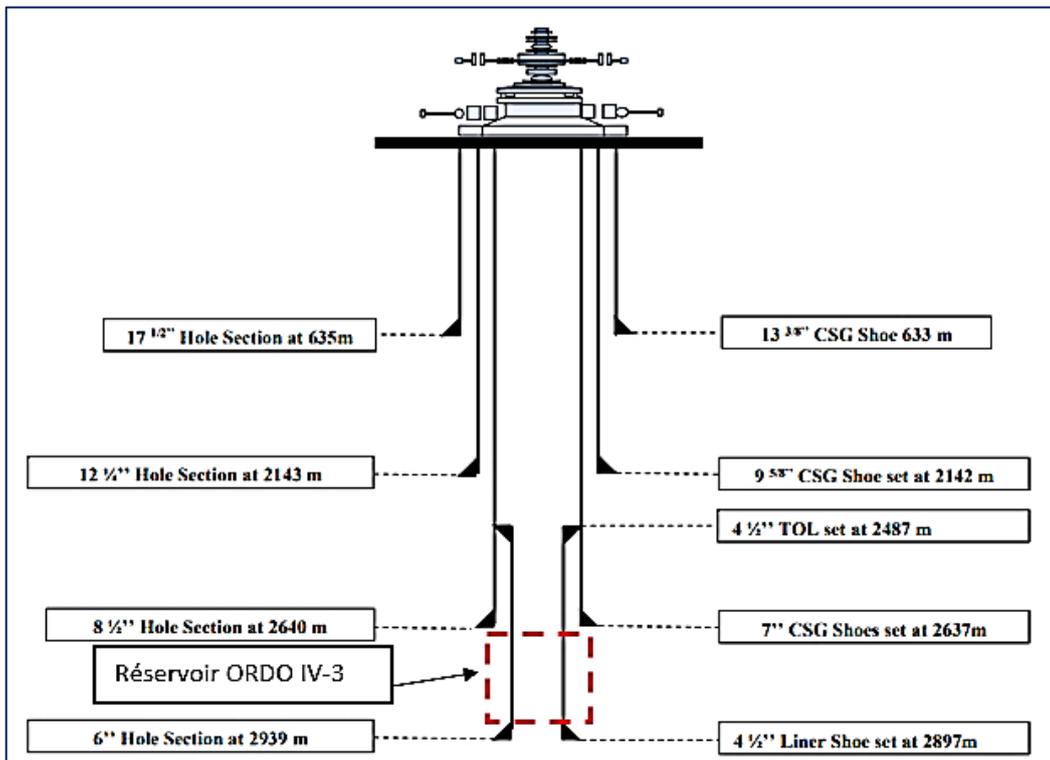


Figure VI.1. Diagramme des tubages pour le puits FI-1, (Sonatrach, 2018)

2.2. Qualité de la cimentation du puit FI-1

L'importance de la cimentation de ce puits candidat à l'opération de fracturation, se résume en ces quelques points :

- La cimentation garantit l'isolation des formations géologiques traversées par un puits pétrolier.
- L'état de la cimentation, est un paramètre important 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.
- Elle empêche l'initiation de fractures dans les zones non désirées.
- La cimentation protège également les autres formations géologiques adjacentes pendant 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 FI-1 , sont illustrés dans le tableau IV.1 ci-après, montre une nette irrégularité, entre assez bonne, bonne à mauvaise, de la qualité de cimentation qui est dû sans nul doute à la discontinuité lithologique ou pétrophysique de la formation du réservoir.

Tableau VI.1. Evaluation de la qualité de cimentation du puits FI-1 (sonatrach,2023)

Intervalle (MD)	Qualité de cimentation
2460-2487	Bonne cimentation (Casing 7")
2487-2637m	Assez bonne cimentation (Double Casing)
2637-2772m	assez bonne cimentation
2772-2785m	Mauvaise cimentation
2785-2805m	Bonne cimentation
2805-2810m	Mauvaise cimentation
2810-2895m	Bonne cimentation

A partir des résultats du tableau IV.1 précédent, on remarque qu'au niveau de la phase de tubage de 4"1/2 où se trouve le réservoir Ordovicien unité IV-3, situé entre 2637m et 2772m, les lectures du CBL, montre une cimentation normative d'assez bonne qualité, devant assurer favorablement l'étanchéité des parois du puits durant l'opération de fracturation hydraulique.

2.3. Conclusion

- D'après les résultats d'évaluation des paramètres pétrophysiques à partir des diagraphies, le réservoir Ordovicien IV-3 du puits FI-1, montre clairement le caractère d'hydrocarbure sus-

jaçant le caractère compact de l'unité IV-3, qui nécessite une opération de fracturation hydraulique pour avoir un bon débit de production du gaz en surface.

- Aucun plan d'eau n'est observable sur les diagraphies.
- L'architecture du puits ne montre pas d'obstacle en vue d'une opération de fracturation hydraulique du réservoir, à condition de s'éloigner au maximum du sabot à tubage de 7", situé à la côte de 2637m.
- La cimentation du puits FI-1 au niveau du réservoir Ordovicien IV.3, est d'assez bonne qualité. Ces résultats permettent de déduire que le puits FI-1, peut être simulé favorablement par une opération de fracturation hydraulique au niveau du réservoir de l'ordovicien IV-3.

3. L'opération de la fracturation hydraulique du puits FI-1

3.1. Perforation

La perforation du puits FI-1 au droit de la zone de stress minimum, se situe sur l'intervalle 2720 m – 2725 m.

3.2. Design FRAC

Après avoir effectué toutes les études nécessaires concernant la faisabilité de l'exécution de l'opération de fracturation suivie d'une étude géomécanique à l'aide du logiciel **GOFER**, un design de fracturation a été établi par la société de *service-Halliburton* à l'aide du logiciel **FRACPRO** 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.

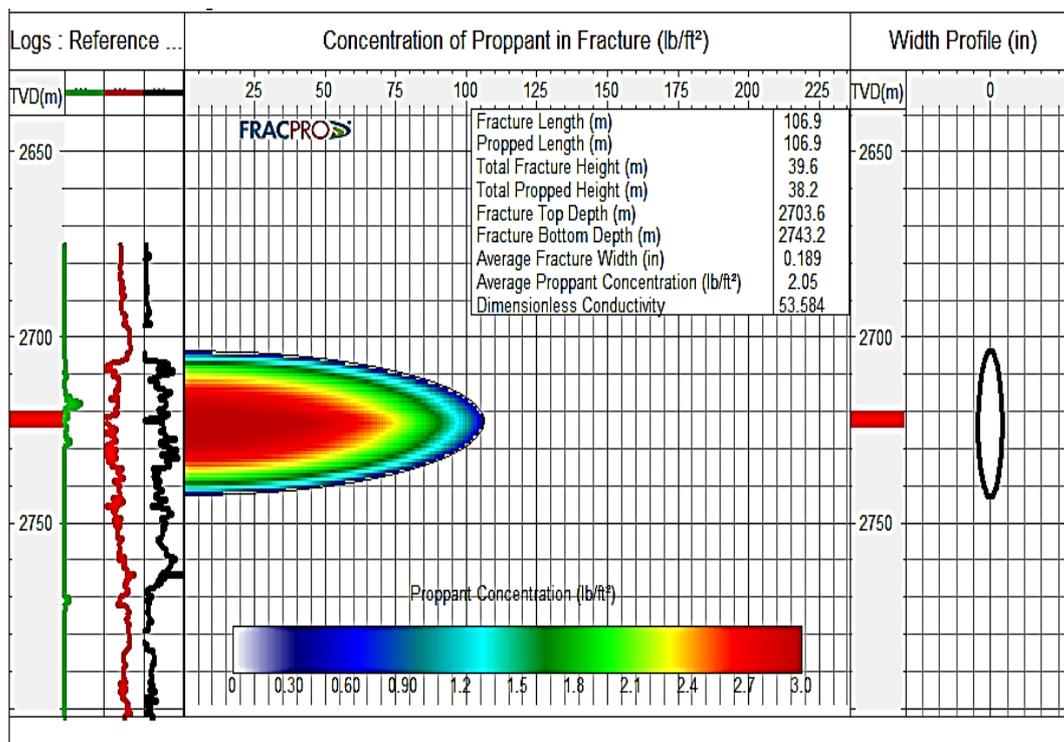


Figure VI.2. Simulation de la concentration du proppant à l'aide du logiciel FRACPRO (Halliburton, 2023)

3.3. 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*).

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, où 8 056 gallons (gal) d'eau traitée ont été pompées à partir de la surface, avec un débit de 25 barils par minute (bpm) afin d'initier la fracturation. Le frottement total enregistré à la fin du test était de 1378 psi, l'équivalent de 95

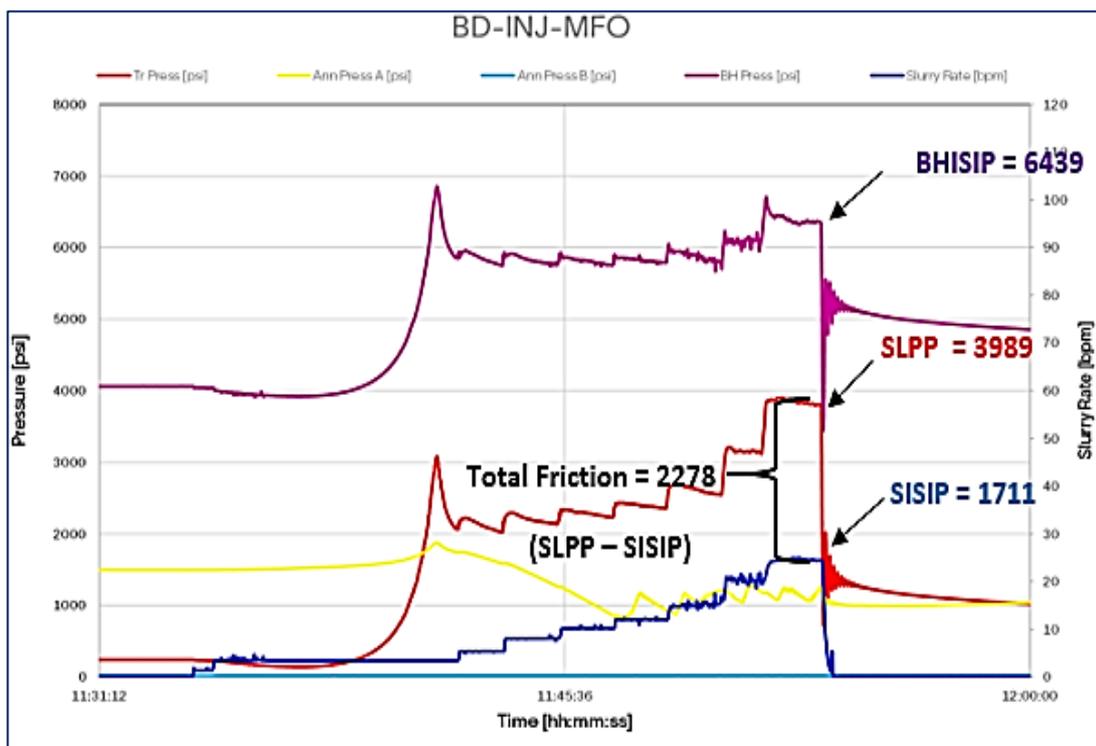


Figure VI.3. Chart du Break-down & test d'injectivité du puit FI-1 (Schlumberger, 2023)

Bars (dû au frottement de l'eau).

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

- Pression maximale du traitement = 6949 psi
- Pression moyenne du traitement = 3469 psi
- Pression minimale du traitement = 400 psi
- Débit maximal de pompage = 25 bpm
- Débit moyen de pompage = 13.2 bpm

Détermination de la pression instantanée de fermeture (ISIP)

BHISIP : La pression instantanée de fermeture de fond

SISIP : La pression instantanée de fermeture de la surface

ISIP correspond à la pression de **fond** (BHISIP) ou de la **surface** (SISIP) :

Lorsque le débit est égal à zéro, BHISIP = **5439 psi**, l'équivalent de **375 Bars**.

Data-FRAC (Mini Frac)

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

Le Data-FRAC a été réalisé avec l'injection de 7331 gallons de gel linéaire (WF135), et de 14 997 gallons de gel réticulé (YF135 X-linked) avec un débit de 30 bpm.

Durant ce test, la pression du fond (**BHP**), avoisine les 75000 psi (5171,068 Bas), et la pression de surface, ne dépasse pas les 4623 psi (318,7 Bars).

Cette opération, se termine par l'arrêt de pompage sous l'effet de la diminution progressive de la pression du fond (**BHP**). Ce test, sert à calibrer les paramètres du Design de Fracturation préétabli avant d'entamer l'opération de la fracturation principale (Main FRAC).

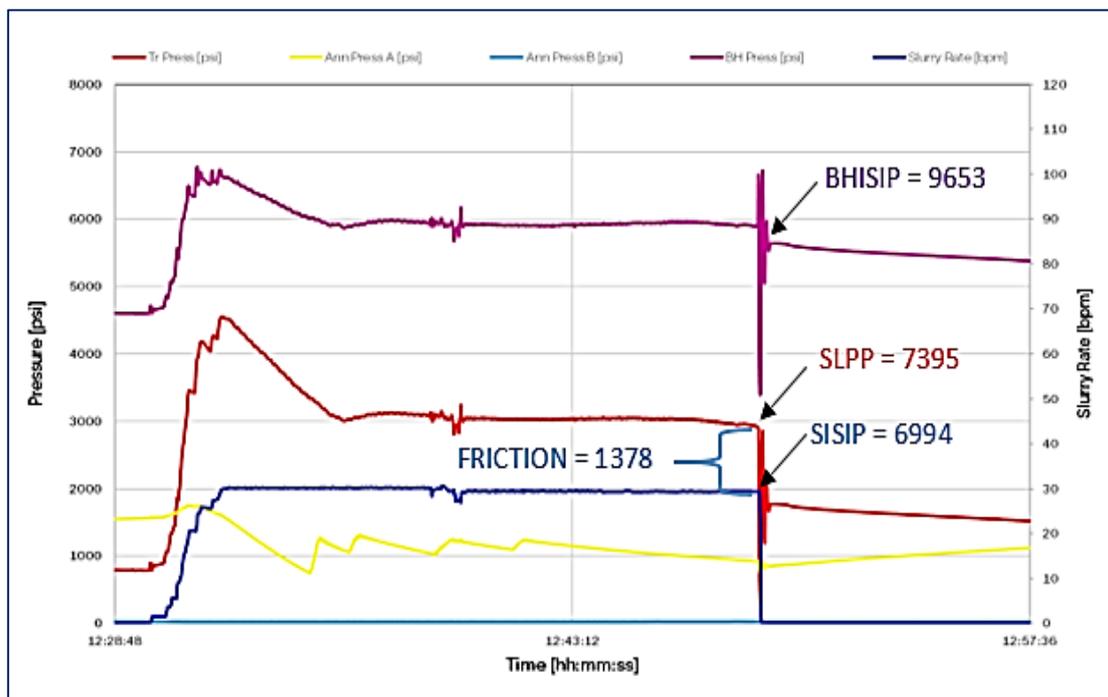


Figure VI.4 : Data FRAC du puits FI-1, (Schlumberger, 2023)

Les principaux paramètres enregistrés lors du test Data FRAC sont :

- Pression maximale du traitement = 5921 psi
- Pression moyenne du traitement = 4723.2 psi
- Pression minimale du traitement = 550 psi
- Débit maximal de pompage = 30 bpm
- Débit moyen de pompage = 30 bpm
- SISIP = 6994 psi
- BHISIP = 9653 psi
- Frottement total (pertes de charge) = 1378 psi (95 Bars).

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 (σ_h). 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 par la suite, à tracer une ligne parallèle à l'axe des ordonnées qui passe par ce point.

La pression sera lue, à partir du graphe, sur l'intersection de cette ligne tracée, donnant une courbe de pression de fermeture (**Pcl**) = 5769 psi (397,76 Bars).

Détermination de la pression nette (Pnet)

$$P_{net} = ISIP - P_{cl}$$

$$P_{net} = 6994 - 5769 = 1225 \text{ psi (84,46 Bars)}.$$

Calcul du gradient de fracturation (FG)

Le gradient de fracturation peut être estimé, en utilisant l'expression suivante :

$$FG = P_{cl} / h$$

Avec, **h** : Profondeur (au milieu de la fracture), dans notre cas **h** = 2720 m = 9166.4 ft

$$FG = 5769 / 9166.4 = 0,629 \text{ psi/ft (0,044 bars)}$$

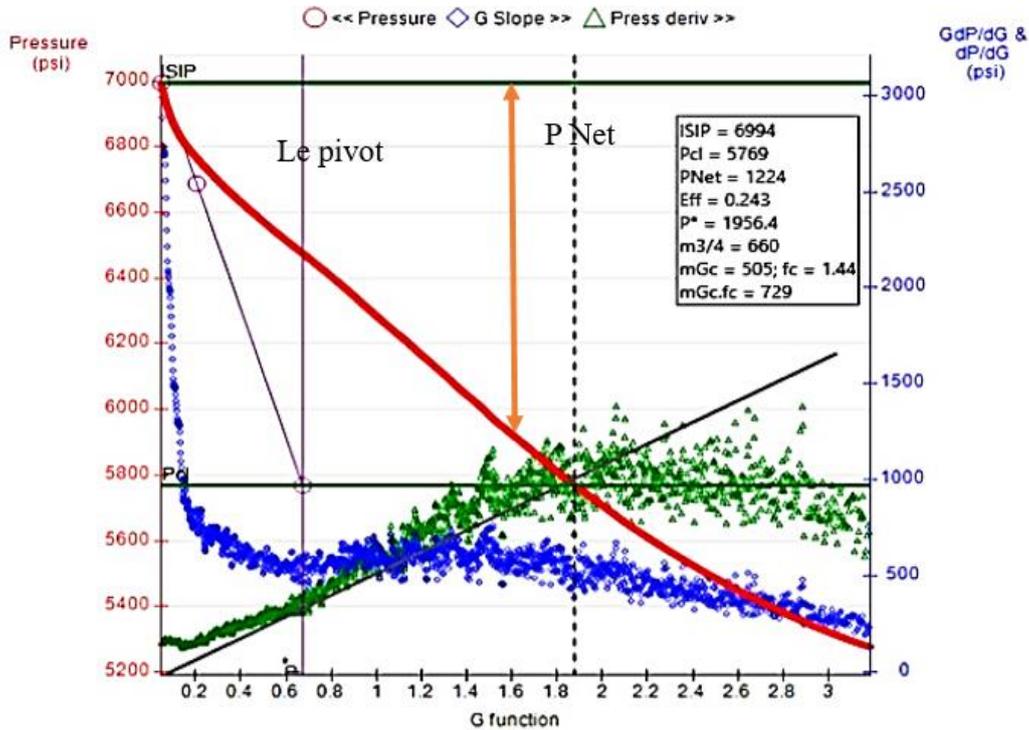


Figure VI.5 : Détermination de la pression de fermeture –Pcl- dans le cas de l’opération data-FRAC, en utilisant la fonction G de Nolte (Schlumberger, 2023)

Interprétation des résultats du Data-FRAC

- ISIP, après Data-FRAC, était beaucoup plus élevé que celle du test d’injectivité.
- Il est possible que la raison de l’augmentation d’ISIP 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 de 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.

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 (2697 - 2735). Cette zone à stress minimum, a subi un refroidissement, cela est expliqué par l’absorption du fluide de fracturation par la formation, ce qui vérifie que la fracturation a bien eu lieu.

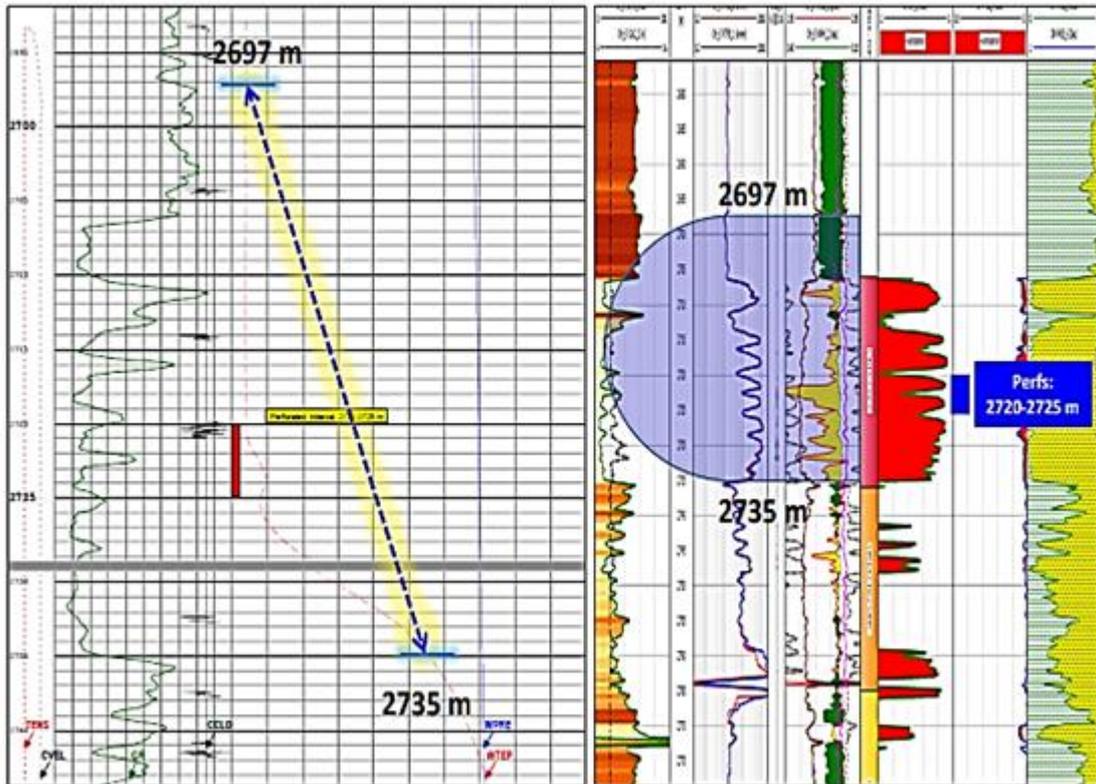


Figure VI.6 : Log de Température du puits FI-1 (Schlumberger, 2023)

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 a débuté par le pompage de 23.8 bbl de gel linéaire (WF135), avec un débit de 35 bpm, suivi par le pompage de 51553 bbl de gel réticulé (YF135), accompagné de 33070 pounds (lbs), l'équivalent de 15 tonnes de proppant (30/50) Mesh et de 37467 de proppant (20/40) Mesh, avec un débit moyen de 31.7125 bpm.

Le Main-FRAC est finalisé par le pompage de 138.3 bbl de gel linéaire, avec un débit de 35 bpm pour déplacer le reste du fluide chargé du proppant.

La quantité totale de proppant placé dans la formation est de 70 537 lbs (l'équivalent de 31.99 tonnes), soit 74,24 % de la quantité totale de proppant pompé.

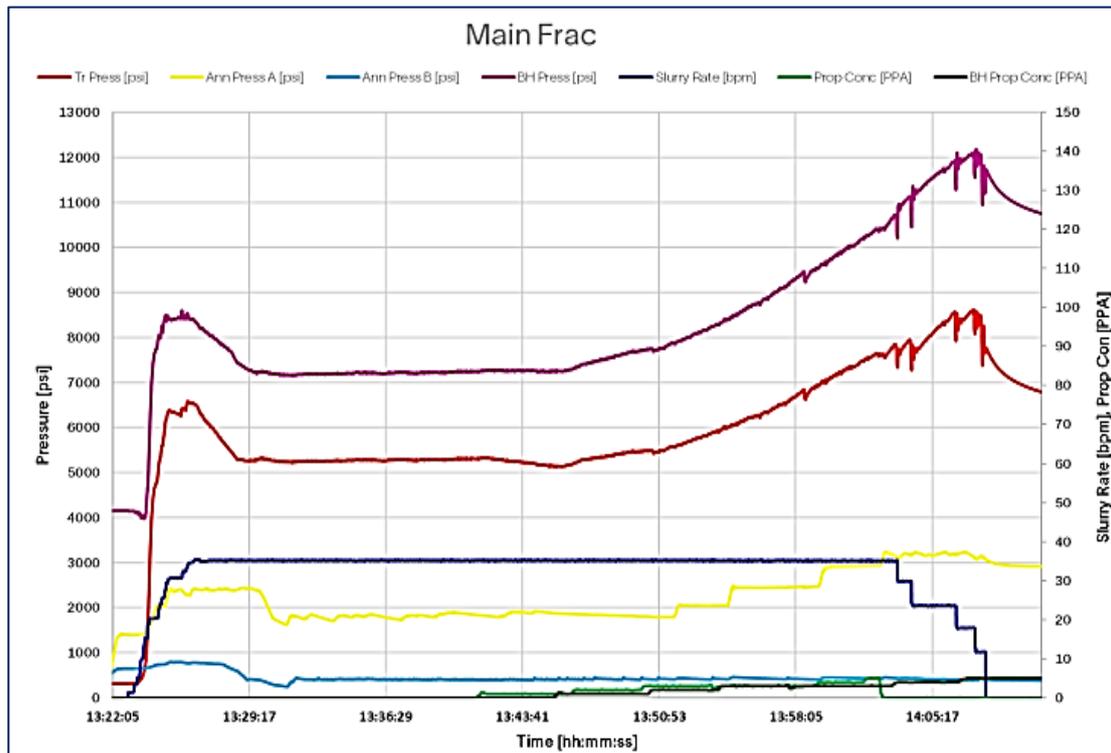


Figure VI.7 : Main-FRAC du puits FI-1 (Schlumberger, 2023)

Les résultats obtenus à partir de l'analyse de la fig.IV.13 sont :

- Pression maximale du traitement = 8775 psi.
- Pression moyenne du traitement = 5678 psi
- Pression minimale du traitement = 503 psi.
- Débit maximal de pompage = 35 bpm.
- Débit moyen de pompage = 31,7 bpm.
- Concentration maximale de proppant = 5 ppa (proppant added per gallon).
- Concentration minimale de proppant = 1 ppa.

3.4. Situation post-stimulation

Géométrie de la fracture réalisée

La figure IV.13, montre la géométrie de la fracture engendrée, et ses dimensions estimées par le logiciel Frac-CAD 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 périphériques, et une pression nette de 1697 psi (117Bars).

Cette fracture a propagé dans l'intervalle (2635m – 2697m) et elle caractérisée par les dimensions suivantes :

- Demi-longueur : 82.1 m
- Hauteur : 51.1 m
- Largeur : 1.29 m

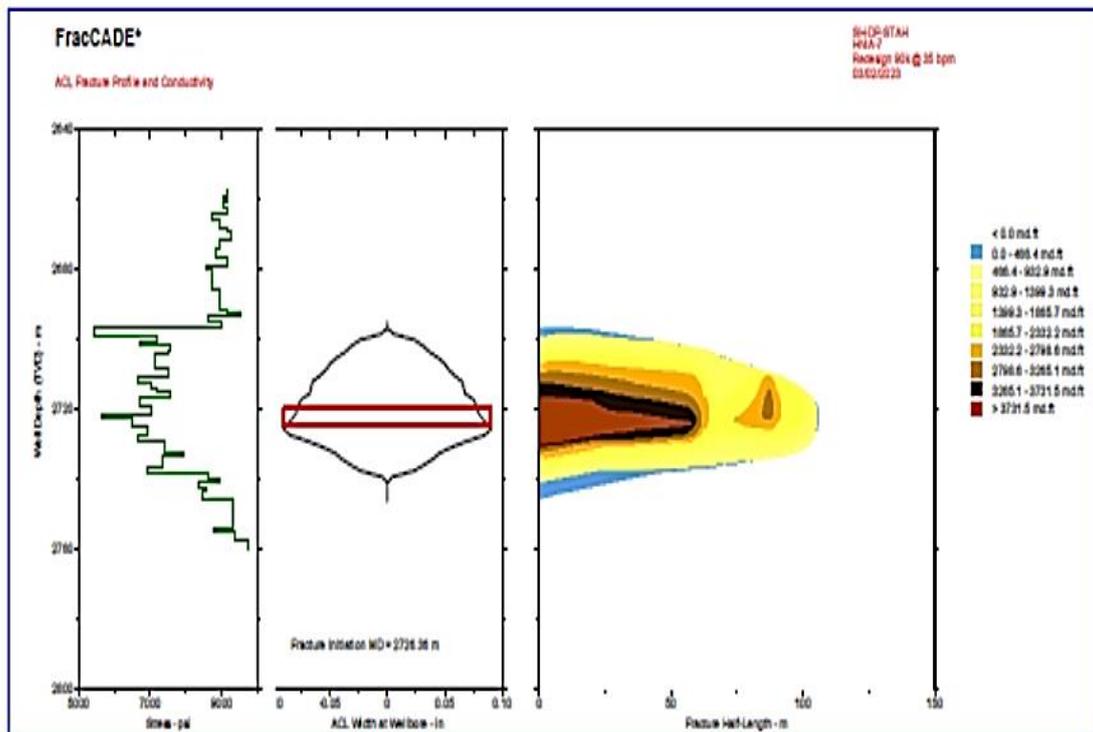


Figure VI.8 : Géométrie et conductivité de la fracture engendrée (Schlumberger, 2023)

4. Conclusion

L'étude géologique approfondie réalisée sur le réservoir, a révélé que la technique de la fracturation hydraulique était, et reste toujours, fortement appropriée et recommandée pour optimiser l'extraction des hydrocarbures à partir des formations compactes. Elle a été réalisée, tout récemment, avec un grand succès dans le puits FI-1, ce qui implique l'ouverture de nouvelles perspectives pour l'exploitation du réservoir ordovicien unité IV-3, et profite pleinement à l'augmentation de la production du potentiel gazier partir de gisement de Tinherth. Les résultats de simulation obtenus, démontrent en toute évidence la capacité et la fiabilité de cette technique à augmenter de manière significative la productivité des gisements d'hydrocarbures à partir des réservoirs compacts.

CONCLUSION GÉNÉRALE

La présente étude met en évidence l'importance fondamentale de la caractérisation et l'évaluation des propriétés pétrophysiques pour tout projet s'inscrivant dans le processus de la sélection des zones candidates aux opérations des techniques de fracturation hydraulique pour l'exploitation future des réservoirs compacts à fort potentiel de récupération d'hydrocarbures.

Les réservoirs compacts, tels que le **cambrien-II** (FI.3) et l'**Ordovicien-unité IV-2** (FI.1-3), unité **III-3inf.** et **III-1**(FI.1-2) du champ de Tinrhert du Nord d'n Amenas, se caractérisent par de médiocres propriétés pétrophysiques primaires, identifiées notamment par les faibles valeurs de porosité et de perméabilité très limitée, exprimée par la lecture des données diagraphiques à l'aide du logiciel Techlog affichant *une claire superposition des courbes de macro/micro-résistivité, expliquant l'absence du phénomène d'invasion, d'où la preuve d'une faible perméabilité.* Cependant, ces réservoirs renferment un potentiel significatif en termes de production d'hydrocarbures, ce potentiel est vérifié par les faibles valeurs de neutron et densité, de l'ordre de 0.1 avec un très faible index d'hydrogène, indiquant la présence d'une formation à fort potentiel de gaz. Ce qui valide et justifie le recours à l'utilisation de la fracturation hydraulique pour optimiser la récupération de ce potentiel gazier.

L'évaluation préalable des propriétés pétrophysiques, revêt une importance cruciale dans la sélection des zones à fracturer. Des études approfondies de l'historique des puits de ces réservoirs, sont nécessaires à l'identification des zones présentant les caractéristiques les plus favorables à la fracturation hydraulique. Parmi ces caractéristiques importantes, la porosité, la perméabilité et la résistivité, considérée comme un important paramètre pétrophysique jouant un rôle déterminant.

En analysant les mesures diagraphiques, nous avons pu évaluer les propriétés pétrophysiques des réservoirs ordoviciens de la région étudiée, Bien que ces réservoirs présentent des porosités moyennes $\leq 5 \%$, néanmoins les tests de formation DST ont confirmé la présence de gaz. Cependant, en raison des faibles débits de gaz enregistrés, ces réservoirs sont considérés comme étant de type compact "*Tight*", nécessitant ainsi une opération de stimulation par fracturation hydraulique pour améliorer leurs paramètres pétrophysiques (porosité et perméabilité) dans l'optique d'augmenter leur productivité.

L'analyse géomécanique, constitue également une étape fondamentale dans le processus de sélection des zones à fracturer. En calculant les paramètres élastiques du réservoir, et en évaluant le régime de contraintes in situ, il a été très certains d'identifier les intervalles de profondeurs les plus propices à la fracturation et concevoir une opération efficace.

D'autre part, l'étude approfondie des propriétés pétrophysiques, joue un rôle crucial dans le choix des zones à fracturer pour l'exploitation des réservoirs compacts. Cette évaluation permet d'identifier les réservoirs ayant le plus grand potentiel de récupération et production, tout en maximisant les vertus de la fracturation hydraulique.

D'autre part, il est donc primordial de mener d'avantage d'études analytiques beaucoup plus détaillées pour comprendre la structure de la formation géologique des réservoirs en relation avec le comportement de leurs paramètres pétrophysiques à l'aide des enregistrements et interprétations diagaphiques pour tout projet de récupération du potentiel d'hydrocarbures et d'optimisation d'une meilleure production destinée l'exportation. En effet, l'adoption d'une approche exhaustive basée sur de solide caractérisation des propriétés pétrophysiques des réservoirs d'hydrocarbures, nous permet de prendre de claires décisions visant l'amélioration de l'efficacité d'exploitation des réservoirs compacts par la technique de fracturation hydraulique.

En conclusion ponctuelle, d'après l'étude des mesures diagaphiques relatives au puits FI-1, sélectionné pour l'opération de fracturation, nous avons confirmé la présence du gaz dans la formation de l'Ordovicien, traversée par le puits FI-1 au niveau des unités IV-2, III-3inf. et III-1. Néanmoins, les paramètres pétrophysiques ne sont pas adéquats pour une exploitation conventionnelle, ce qui nécessite de faire appel à une opération de fracturation, mais avant de commencer le programme de l'opération de fracturation du puits sélectionné (FI-1), il est impératif d'évaluer sa faisabilité sur le plan géomécanique. Ainsi, il est nécessaire de comprendre les caractéristiques géologiques et mécaniques de la formation abritant le réservoir compact des unités de l'ordovicien, afin de déterminer si la fracturation hydraulique est réalisable ou non. Selon cette étude, le meilleur emplacement se situe dans l'intervalle de profondeur entre 2696 m et 2741 m, comme indiqué précédemment dans la figure V.8, dans la zone à stress minimum. Cela confirme la faisabilité de l'opération de fracturation hydraulique.

Et les résultats post-fracturation de ce puits ont clairement montré l'efficacité de l'opération par rapport à l'amélioration de la production.

BIBLIOGRAPHIE

Boujemaa MANNOU, (1987) : Application des méthodes nucléaires d'analyse pour l'étude de la diffusion de l'arsenic et du molybdène dans l'organisme au cours d'une cure thermique, spécialité : physique nucléaire , l'université de Clermont II

Serge Beuf , (1971) : Grès paléozoïque Inférieur au Sahara (LES) sédimentation et discontinuités , évolution structurale d'un craton

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

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*.

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

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

Schlumberger, (1996) : Introduction to Open Hole Logging

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

AAP HEDER CONFERENCE, (2003) : Late Ordovician Glaciation in North Gondwana , Reappraisal , “ Paleozoic and Triassic Petroleum Systems in North Africa ”

BRIAN HENRY VARACCHI , (2005) : Rock physics and mechanical stratigraphy of the Woodford shale , Anadarko basin , Oklahoma , Oklahoma state university

Amira ABBESSI , (2006) : Diagraphies différées de plates formes carbonatées

SERRA.O (2007) : well logging and reservoir evaluation

SERRA.O (2008) : well logging handbook

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

Géomechanical model , (2010) : Schlumberger

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

Fethi Bensenouci (2013) : UBI-OBMI image log processing and quick look interpretation , Sonatrach-DP

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.*

HAMADAS Manel et ABEC Rania (2014) : étude géomécanique pour la réalisation d'une opération de fracturation hydraulique sur les réservoirs compacts dans le Bassin d'Illizi et Le Sillon de Benoud , projet professionnel de fin de formation , IAP école de Boumerdes

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

SERRA.O and SERRA.I (2014) : well logging data acquisition and applications

Juergen SCHON , (2015) : Physical properties of rocks fundamentals and principles of petrophysics

ABIZAR Jugurta et AOUDJEGHOUT Ahmed (2016) : le géomécanique au service de la fracturation hydraulique exemple des réservoirs compacts de l'Ordovicien (Bassin d'Illizi, Algérie) , département : sciences de la terre et de l'univers , option : Bassins sédimentaires ,université : Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou

Dr Mohamed Said Beghoul (2016), les Diagraphies différées ,IAP école de Boumerdes

M.MESSAI MOHAMED abdelkamel, M.SAHLI Khaled (2016) : Etude de la stimulation de puits par fracturation hydraulique (cas du puits OKS64, région Berkaoui) , mémoire de fin d'étude , département des sciences de la terre et de l'Univers , option : Géologie pétrolière ,université kasdi merbah -OUARGLA-

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

OULD CHIKH Feriel et HADJ ARAB Islem lotfi , (2017) : caractérisation modélisation d'un réservoir cambro-ordovicien du bassin d'Illizi , Département : Génie minier , école nationale supérieure des mines et métallurgie -Annaba-

A.BRIHMAT (2018) : rapport de fin de sondage , sonatrach ,division IN-AMENAS
Reservoir performance stimulation (2023) , shlumberger

Hassan Z.Harraz (2018) Hydraulic fracturing process

Mourad benfriha (2018) : a multifunction spectroscopy tool, shlumberger

Leila ALIOUANE , (2019) : Evaluation pétrophysique des réservoirs compacts à gaz (tight gas sands) de la région AHNET-GOURARA par optimisation des méthodes conventionnelles et intégration des données carottes .

Honxue Han , Shunde Yin , Shuohen Chen , Maurice.B , (2021) : Estimate of in-situ stress and geomechanical parameters for Duvenay Formation based on borehole deformation data , Journal of Petroleum Science and Engineering .

Mr.ADJOUT Abdelkader , Dr.BENDIB Youcef , (2021) : Perspectives du développement du gaz de schiste en Algérie à travers l'expérience américaine , université Hassiba Ben Bouali - Chlef- , Ecole Nationale Supérieure d'Agronomie -Algérie-