

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA

FACULTÉ DES HYDROCARBURES, DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DES SCIENCES  
DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS

DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS



## Mémoire de Master Académique

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : Géologie pétrolière

### THEME

**Evaluation pétrophysique et Étude Géomécanique au niveau des  
réservoirs compacts de l'ordovicien, bassin d'Illizi région Ohanet  
(L'unité III)**

Présenté par

BENESSEDDIK Fares

SAOUD Mammar

ZHOU Ronald Titus

*Soutenu publiquement le 27/06/2024*

Devant le jury :

**Président :** M. LAOUINI Hamza

**Promoteur :** Dr. HAMMAD Nabila

**Examineur :** Dr. FELLAH Lahcen

M. A. A Univ. Ouargla

M. C. A Univ. Ouargla

M. C. A Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2023/2024

تتناول هذه المذكرة التقييم البترفيزيائي والدراسة الجيوميكانيكية للمكامن المضغوطة من العصر أوردوفيشي في حوض إيليزي، منطقة أوهانت. يسلط الضوء على الأهمية المتزايدة للمكامن "الضيقة" كمصادر محتملة للنفط والغاز الطبيعي، والتي تتطلب تقنيات متقدمة مثل التكسير الهيدروليكي والحفر الأفقي نظراً لانخفاض نفاذيتها ومساميتها. يسعى البحث إلى تحقيق ثلاثة أهداف رئيسية: التوصيف البترفيزيائي التفصيلي للمكامن لتحديد المناطق ذات الجودة العالية والتباينات في التكوينات الصخرية؛ تقييم الخصائص الميكانيكية للصخور لتحديد الوحدات المرنة، وجهود التكسار، والسلوك الميكانيكي في ظروف المكامن الواقعية؛ ودمج البيانات البترفيزيائية والجيوميكانية القتراح سيناريوهات إنتاج مختلفة وتوقع أداء المكامن تحت ظروف استغلال متنوعة. تشمل المنهجية فترة تدريب عملية في ENAGEO، مما أتاح الوصول إلى بيانات أساسية واستخدام برنامج "Scincus" للتحليلات. يتكون البحث من ستة فصول، مقدّمًا تقييمًا معمقًا للمكامن المضغوطة من العصر أوردوفيشي، مما يوفر رؤية قيمة للاستغلال المستقبلي ومستقبل الطاقة بشكل عام.

**كلمات المفتاح:** الخصائص البترفيزيائية، الجيوميكانيك، المكامن الردوفيسي، المضغوط، حوض إيليزي، التكسير الهيدروليكي، الخصائص الميكانيكية

## RESUMÉ

Ce mémoire se penche sur l'évaluation pétrophysique et l'étude géomécanique des réservoirs compacts de l'Ordovicien dans le bassin d'Illizi, région Ohanet. Il met en lumière l'importance croissante des réservoirs "tight" comme sources potentielles de pétrole et de gaz naturel, nécessitant des techniques avancées telles que la fracturation hydraulique et le forage horizontal en raison de leur faible perméabilité et porosité. Le mémoire poursuit trois objectifs principaux : la caractérisation pétrophysique détaillée des réservoirs pour identifier les zones de haute qualité et les hétérogénéités des formations rocheuses ; l'évaluation des propriétés mécaniques des roches pour déterminer les modules élastiques, les contraintes de rupture et les comportements mécaniques en conditions réelles de réservoir ; et l'intégration des données pétrophysiques et géomécaniques pour proposer divers scénarios de production et prévoir les performances des réservoirs sous différentes conditions d'exploitation. La méthodologie inclut un stage pratique à l'ENAGEO, permettant l'accès à des données essentielles et l'utilisation du logiciel « Scincus » pour les analyses. Structuré en six chapitres, ce mémoire offre une évaluation approfondie des réservoirs compacts de l'Ordovicien, apportant des perspectives précieuses pour leur exploitation future et l'avenir énergétique global.

**Mots-Clés :** Propriétés pétrophysiques, Géomécanique, Réservoirs compact « tight » de l'Ordovicien, Bassin d'Illizi, Fracturation hydraulique, Propriétés mécaniques

## ABSTRACT

This thesis focuses on the petrophysical evaluation and geomechanical study of tight reservoirs from the Ordovician period in the Illizi Basin, Ohanet region. It highlights the growing importance of tight reservoirs as potential sources of oil and natural gas, which require advanced techniques such as hydraulic fracturing and horizontal drilling due to their low permeability and porosity. The thesis aims to achieve three main objectives: detailed petrophysical characterization of the reservoirs to identify high-quality zones and heterogeneities in the rock formations; evaluation of the mechanical properties of the rocks to determine elastic moduli, fracture stresses, and mechanical behaviors under real reservoir conditions; and integration of petrophysical and geomechanical data to propose various production scenarios and predict reservoir performance under different exploitation conditions. The methodology includes a practical internship at ENAGEO, allowing access to essential data and the use of the "Scincus" software for analyses. Structured in six chapters, this thesis provides an in-depth assessment of the Ordovician tight reservoirs, offering valuable insights for their future exploitation and the overall energy future ,

**Keywords :** Petrophysical properties, Geomechanics, Ordovician Tight reservoirs, Illizi Basin, Hydraulic fracturing , Mechanical properties\_

# Remerciement

*Toutes les lettres ne sauraient trouver les mots qu'il faut...*

*Tous les mots ne sauraient la gratitude, l'amour, le respect, la reconnaissance....*

*Aussi, c'est tout simplement que....*

*Tous d'abord, nous remercions mon Dieu à tout puissant qui m'a aidé et m'a donné la patience et le courage pour réaliser ce modeste travail. Nous remercions également mes parents, qui m'ont encouragé et motivé à atteindre ce niveau d'étude.*

*Nous tiens à exprimer mon profonde gratitude à mon encadreur Dr. HAMMAD Nabila pour son suivi et son soutien*

*Nous remercions également sincèrement le Co-encadreur Mr. Saadi BRINIS & Mr. CHALGOU Aissa & Mr SAHI Yassine & Md. Firdaws TIBERMACHINE pour son patience, son aide et son soutien qui nous a été précieux afin de mener notre travail à bon port. Sans oublier tous employés d'ENAGEO Boumerdes.*

*Nous remercions les membres des jurys pour acceptant de juger ce travail.*

*Nous dois aussi mes remerciements à tous mes enseignants du département Géologie de université du Ouargla, qui m'ont fourni les informations et les aidés nécessaires à la réussite de mes études universitaires.*

*En fin, Nous tiens à remercier chaleureusement, tous mes amis tous mes proches, et tous ceux qui a contribué de près ou de loin pour accomplir ce Travail dans les meilleures conditions...*

# Dédicace

*Au nom de Dieu le Miséricordieux*

*Je dédie cet humble travail*

*A mes chers parents qui m'ont constamment apporté de l'amour,*

*Soutien et encouragement ; Ils trouvent ici leur expression*

*Avec ma sincère gratitude.*

*Mes chers frères,*

*Sans oublier tous ceux qui nous ont aidés durant les journées à Boumerdes, notamment les ouvriers et professionnels de l'ENAGEO, et je mentionne particulièrement mes frère Saadi et Aissa et ma sœur Ferdaous, et sans oublier notre professeur, Dr N. Hammad, et je la remercie beaucoup. d'être resté à nos côtés tout au long de la préparation de ce mémoire . Merci*

*beaucoup.*

*A tous je dédie ce travail, qui est le sens de mes études*

*Présent du cœur, priant Dieu Tout-Puissant*

*Et faites-le servir notre pays et le bien de l'humanité.*

*Ce sera une lumière pour moi dans mon parcours professionnel.*

*J'ai passé des moments inoubliables avec toi.*

**FARES BENESSEDDIK**

# Dédicace

*Au nom de Dieu le Miséricordieux*

*Je dédie cet humble travail*

*A mes chers parents qui m'ont constamment apporté de l'amour,*

*Soutien et encouragement ; Ils trouvent ici leur expression*

*Avec ma sincère gratitude.*

*Mes chers frères,*

*Sans oublier tous ceux qui nous ont aidés durant les journées à Boumerdes, notamment les ouvriers et professionnels de l'ENAGEO, et je mentionne particulièrement mon frère Aissa et ma sœur Ferdaous, et sans oublier notre professeur, Dr N. Hammad, et je la remercie beaucoup.*

*d'être resté à nos côtés tout au long de la préparation de ce mémoire . Merci beaucoup.*

*A tous je dédie ce travail, qui est le sens de mes études*

*Présent du cœur, priant Dieu Tout-Puissant*

*Et faites-le servir notre pays et le bien de l'humanité.*

*Ce sera une lumière pour moi dans mon parcours professionnel.*

*J'ai passé des moments inoubliables avec toi.*

**MAMMAR SAOUD**

## Dédicace

*Tout d'abord je remercie Dieu parce que j'ai réussi à terminer ma dissertation. Tout au long de ce parcours difficile, j'ai été béni par la sagesse et la force qui ne pouvaient venir que de Dieu. Sa guidance et son soutien ont été mes compagnons constants, éclairant mon chemin et apportant de la clarté dans les moments de doute.*

*Je tiens aussi à adresser mes sincères remerciements au Professeur Hammad pour avoir accepté de travailler avec moi sur mon sujet de dissertation. Votre guidance, expertise et soutien indéfectible ont été inestimables, et je suis vraiment reconnaissant pour le temps et les efforts que vous avez consacrés à m'aider à réussir.*

*À mes chers amis, Maryann, Abbey et Ropafadzo, vos prières, encouragements et rappels constants de rester concentré et de travailler dur ont beaucoup compté pour moi. Votre amitié et votre soutien ont été une source de force et de motivation, et je n'aurais pas pu aller aussi loin sans vous.*

*Enfin, je tiens à remercier l'Ingénieur Hicham Hamouid pour avoir gracieusement accepté de m'aider avec mon sujet de dissertation. Votre aide et votre expertise sont grandement appréciées, et je vous suis reconnaissant pour votre volonté de contribuer à mon succès académique.*

*Je remercie mes collègues Mammar et Fares .*

*En réfléchissant à l'achèvement de ma dissertation, je suis rempli d'une immense gratitude pour le soutien et la collaboration que nous avons partagés tout au long de ce parcours.*

*Mammar, vos perspectives éclairées et votre encouragement sans faille ont été inestimables. Votre sens aigu du détail et votre dévouement à l'excellence ont laissé une empreinte durable sur mon travail.*

*Fares, vos idées innovantes et vos compétences en résolution de problèmes ont été essentielles pour surmonter les défis que nous avons rencontrés. Votre enthousiasme et votre engagement ont été véritablement inspirants*

**RONNARD TITUS ZHOU**

# Liste des tableaux

4.1	Résultats de l'interprétation Pétrophysique.....	32
4.2	Résultats de l'interprétation Pétrophysique.....	33
4.3	Résultats de l'interprétation Pétrophysique.....	34
4.4	Résultats de l'interprétation Pétrophysique.....	38
4.5	Résultats de l'interprétation Pétrophysique.....	40
4.6	Les paramètres critiques (cut-off).....	45
4.7	Résultats de l'interprétation Pétrophysique.....	47
5.1	Quelques exemples du coefficient de Poisson.....	54
5.2	Quelques exemples du module de Young.....	55
5.3	résultat numérique de l'étude géomecanique.....	73

# Table des figures

1.1	. Réservoir conventionnel et non conventionne l (IFPEN ,2010) .....	4
1.2	Classification des ressources conventionnelles et non conventionnelles(IFPEN,2011). .....	5
1.3	Sections de Réservoirs Gréseux. (a) Réservoir Gréseux Conventionnel ; (b) Réservoir Gréseux Compact (G.C. Naik, 2010). .....	7
1.4	Répartition des réservoirs compacts en Algérie (Weatherford/Sonatrach). .....	8
1.5	Réduction du volume des pores par la compaction. ....	9
1.6	Cimentation par Dissolution Locale des Grains de Quartz. ....	10
2.1	Situation géographique du bassin d’Illizi (Schlumberger et Sonatrach, 2007) .....	14
2.2	Evénements Tectoniques Majeurs (Sonatrach, 1996). .....	15
2.3	Situation géographique du bassin d’Illizi (Schlumberger et Sonatrach, 2007) .....	18
3.1	Principe de mesure de la sonde laterolog .....	24
3.2	Principe de mesure bobine réceptrice. ....	25
3.3	Principe de mesure bobine réceptrice. ....	28
3.4	Principe de mesure de coefficient d’absorption photoélectrique. La sonde de densité Ils existent plusieurs sondes de mesure parmi lesquelles : .....	30
4.1	Enregistrements pétrophysiques du réservoir Ordovicien Unité- III .....	33
4.2	cross-plot Neutron-Densité au niveau des réservoirs Ordovicien Unité IV détermine la lithologie de ce puits. ....	34
4.3	Cross-plot (porosité densité-Neutron) déterminant le type de distribution des argiles dans les réservoirs ordoviciens de ce puits. ....	35
4.4	Cross-plot (Thorium_Potassium) : détermine les minéraux argileux de ce puits. ....	36
4.5	Détermination de la densité de la matrice $\rho_{ma}$ . ....	37
4.6	Détermination de temps de parcours matriciel $\Delta t_{ma}$ . ....	37
4.7	Détermination de $R_w$ par la méthode graphique (Abaque GEN <sub>6</sub> ) .....	39
4.8	Détermination du volume d’argile. ....	41
4.9	Détermination de Porosité Neutron. Densité Sonic et totale. ....	42
4.10	Détermination de Porosité corrigé Sonic densité neutron et effective. ....	43
4.11	Détermination de la saturation. ....	44
4.12	Résultat d’interprétation des données de diagraphie de ce puits .....	46
5.1	l’intervention du model géomecanique sur les étapes de production. ....	48
5.2	Un bloc de matériau soumis à une force F. ....	49
5.3	Distribution des contraintes. ....	50
5.4	Modèles de failles selon le régime de stress (Schlumberger, 2012). ....	51
5.5	. Déformation produite par l’application de la force F. ....	51
5.6	Comportement des matériaux soumis à des efforts. (Djeddi.Mk, 2016). ....	52

5.7	Application de la force F produit également une déformation dans la direction y. . . .	53
5.8	La déformation angulaire.....	55
5.9	Test hydrostatique. ....	56
5.10	Workflow d'une étude géomecanique. ....	60
5.11	le Passage dynamique vers statique du module de young. ....	62
5.12	Log composite montre les enregistrements diagraphiques utilisés pour l'estimation des paramètres d'élasticité dynamique et statique de ce Puits. ....	63
5.13	Variation de l UCS statique en fonction de E statique.....	64
5.14	log composite représentatif des paramètres de la résistance de la roche.....	65
5.15	Log composite représentatif de l'état de contrainte et la pression de pore.....	67
5.16	Log composite représentatif du model géomecanique 1D (Mechanical Earth Model).....	68
5.17	Fracturation hydraulique dans un forage verticale et horizontale (IFP.2012). ....	69
5.18	La variation de gradient de fracturation (dernier track). ....	71
5.19	: Détermination de la zone à fracturer. ....	72

# Table des matières

<b>Dedication</b>	<b>i</b>
<b>Remerciements</b>	<b>ii</b>
<b>Liste des tableaux</b>	<b>iii</b>
<b>Table des figures</b>	<b>iv</b>
<b>Introduction générale</b>	<b>2</b>
<b>1 Réservoirs compacts « Tights »</b>	<b>4</b>
1.1 Introduction.....	4
1.2 Réservoir conventionnel : .....	5
1.3 Réservoir non conventionnel : .....	5
1.4 Types des hydrocarbures non conventionnels .....	5
1.5 Classification des ressources non conventionnel : .....	5
1.6 Définition des réservoirs compacts .....	6
1.7 Réservoir non conventionnel : .....	7
1.8 Aspect sédimentologique des réservoirs compacts .....	8
1.9 Aspect minéralogique des réservoirs compacts.....	8
1.10 Diagenèse.....	9
1.11 Compaction des sables .....	9
1.12 Processus de cimentation.....	9
1.13 Granulométrie et texture .....	10
1.14 Les défis des réservoirs compacts .....	10
1.14.1 Identifier les ressources .....	11
1.14.2 Evaluer les réserves.....	11
1.14.3 Produire les réservoirs.....	11
1.14.4 couvrent notamment les architectures suivantes .....	11
1.15 Conclusion .....	12
<b>2 Cadre Géologique de la Région d'Étude</b>	<b>13</b>
2.1 Introduction.....	13
2.2 Cadre régional : .....	13
2.2.1 Cadre géographique : .....	13
2.2.2 Cadre géologique : .....	14
2.3 Aperçue structural : .....	14
2.4 Aspect lithostratigraphique : .....	15
2.5 Système pétrolier : .....	18

2.5.1	Roches- mères : . . . . .	19
2.5.2	Roche couverture : . . . . .	19
2.5.3	Roche réservoir : . . . . .	19
2.5.4	Piège : . . . . .	20
<b>3</b>	<b>Aperçu sur les Diagraphiques</b>	<b>21</b>
3.1	introduction. . . . .	21
3.2	But des diagraphies . . . . .	21
3.3	Type de diagraphies. . . . .	21
3.3.1	Diagraphie instantanée. . . . .	21
3.3.2	Diagraphies différées. . . . .	22
	Diagraphie de résistivité. . . . .	22
	Diagraphie classique (ancienne). . . . .	23
	Diagraphie focalisée. . . . .	23
	Diagraphie Latérolog. . . . .	23
	Diagraphie Inductolog. . . . .	24
3.3.3	Diagraphies Nucléaires. . . . .	26
	Diagraphies de radioactivité gamma naturel. . . . .	26
	Diagraphies de densité (gamma-gamma). . . . .	28
	Diagraphies de Neutron. . . . .	29
3.3.4	Diagraphies acoustiques ‘sonique’. . . . .	30
3.3.5	Diagraphie de diamétrage. . . . .	31
<b>4</b>	<b>Évaluation Pétrophysique</b>	<b>32</b>
4.1	Introduction : . . . . .	32
4.2	Présentation des puits : . . . . .	32
4.3	Diagraphies enregistrées : . . . . .	33
4.4	Interprétation qualitative : . . . . .	33
4.4.1	Identification de la lithologie : . . . . .	34
4.4.2	Type de distribution des argiles et minéralogie des argiles : . . . . .	34
4.4.3	Détermination des paramètres matriciels : . . . . .	36
4.4.4	Détermination des paramètres d’argile : . . . . .	39
4.4.5	Détermination du volume d’argile. . . . .	40
4.4.6	Détermination de la porosité : . . . . .	41
	La porosité Neutron ( $\Phi_N$ ) . . . . .	41
	La Porosité densité $\Phi_D$ . . . . .	42
	Porosité sonique $\Phi_S$ . . . . .	43
	Détermination de la porosité effective $\Phi_e$ . . . . .	43
	Calcul de la saturation . . . . .	44
	Facteur de formation . . . . .	45
4.5	Analyse des résultats . . . . .	45
4.5.1	Les paramètres critiques . . . . .	45
4.5.2	Les résultats pour ce puits . . . . .	46
4.6	Conclusion . . . . .	47
<b>5</b>	<b>Étude Géomécanique</b>	<b>48</b>
5.1	Synthèse de résultat : . . . . .	72

**Conclusion générale**

**74**

**Bibliographie**

**75**

# Introduction générale

Dans le contexte énergétique actuel, la recherche et l'exploitation de nouvelles sources d'énergie revêtent une importance cruciale. Les réservoirs non conventionnels, en particulier les réservoirs dits "tight", représentent une source potentielle significative de pétrole et de gaz naturel.

Les hydrocarbures non conventionnels se trouvent dans de nombreuses régions du monde et constituent des ressources stratégiques qui pourraient compléter les réserves d'hydrocarbures conventionnels, contribuant ainsi à l'avenir énergétique de notre planète..

Ces réservoirs tight se distinguent par une faible perméabilité et une porosité réduite, ce qui rend leur exploitation techniquement complexe et coûteuse. Contrairement aux réservoirs conventionnels, où les hydrocarbures peuvent être extraits relativement facilement, les réservoirs "tight", nécessitent des techniques avancées telles que la fracturation hydraulique et le forage horizontal. Ces méthodes, bien que coûteuses, permettent de libérer les hydrocarbures piégés dans les formations rocheuses.

Trois objectifs sont visés de ce mémoire intitulé « Evaluation pétrophysique et Étude Géomécanique au niveau des réservoirs compacts de l'ordovicien, bassin d'Ilizi région Ohanet (L'unité III) »

1. Caractérisation Pétrophysique de ces réservoirs à travers une analyse détaillée de la porosité, de la perméabilité, et de la saturation en hydrocarbures des réservoirs de l'Ordovicien. Ensuite on procédera à une évaluation la qualité des réservoirs par une Identification des zones de haute qualité et des hétérogénéités au sein des formations rocheuses.

2. Analyse Géomécanique où nous évaluerons les propriétés mécaniques des roches par détermination des modules élastiques, des contraintes de rupture et des comportements mécaniques des roches en conditions réelles de réservoir.

3. Intégration des Données Pétrophysiques et Géomécaniques où nous tenterons de proposer divers scénarios de production et prévoir les performances des réservoirs sous différentes conditions d'exploitation Pour mener à bien cette étude nous avons effectué un stage pratique au niveau de l'ENAGEO où nous avons eu accès à des données et pu effectuer des traitements sur un logiciel « Scincus » développé par les ingénieurs de l'entreprise.

Ce modèle a été utilisé pour l'étude de faisabilité de la stimulation des réservoirs non conventionnels par fracturation hydraulique, en vue d'une production optimale dans les formations compactes.

Pour calibrer les paramètres calculés, des données de carottes ainsi que des mesures in-situ provenant d'un puits ont été utilisées..

Le présent mémoire est structuré en six chapitres :

**1. Chapitre 1 : Réservoir Compact « Tights »** où nous commencerons par une revue de la littérature sur les caractéristiques géologiques et pétrophysiques de ces réservoirs.

**2. Chapitre 2 : Cadre géologique de la région d'étude** où nous situerons le réservoir dans ce cadre régional et local

**3. Chapitre 3 : Aperçu sur les Diagraphiques** où nous présenterons les techniques diagraphiques utilisée pour notre étude

**4. Chapitre 4 : Évaluation Pétrophysique** par une analyse détaillée de la porosité, de la perméabilité, et de la saturation des réservoirs de l'Ordovicien.

**5. Chapitre 5 : Étude Géomécanique** où à travers les propriétés pétrophysiques on procède à la détermination des modules élastiques, des contraintes de rupture et des comportements mécaniques des roches en conditions réelles de réservoir.

**6. Conclusion générale**

# Chapitre 1

## Réservoirs compacts « Tights »

### 1.1 Introduction

L'origine des hydrocarbures, qu'ils soient conventionnels ou non conventionnels, découle de la transformation de diverses matières organiques, telles que des algues, des végétaux et des animaux, déposées dans une roche-mère. Cette transformation survient sous l'effet de l'augmentation de la température et de la pression lors de l'enfouissement.

De manière générale, un réservoir est considéré comme conventionnel s'il présente des caractéristiques pétrophysiques favorables, ce qui permet une exploration par forage simple et une production naturelle grâce à un drainage naturel. En revanche, lorsque les caractéristiques pétrophysiques sont jugées médiocres et que le réservoir nécessite une stimulation pour la production, il est qualifié de non conventionnel.

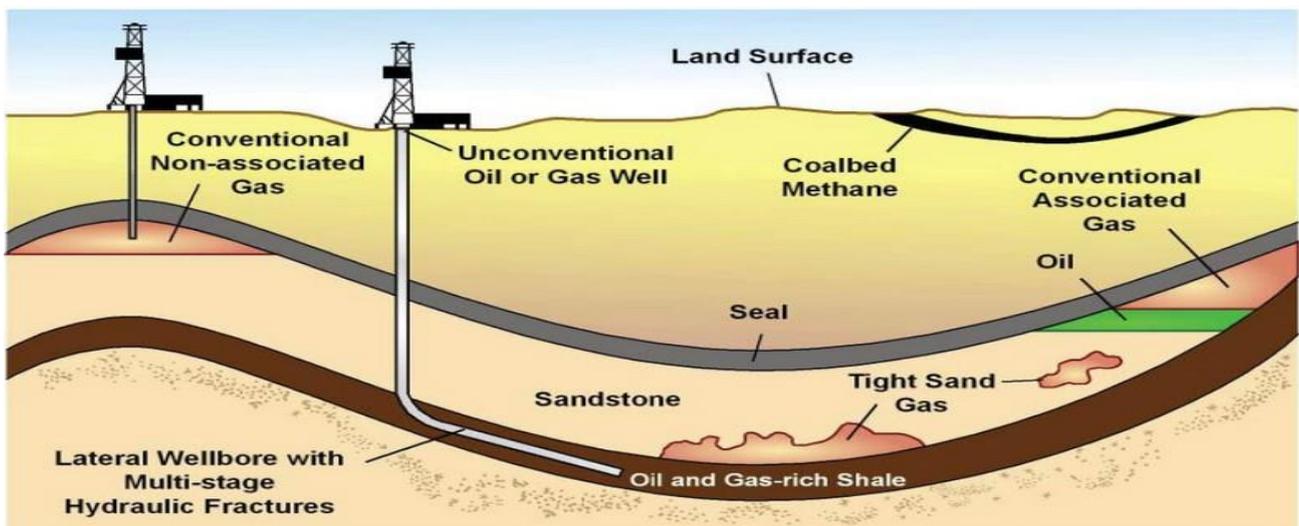


FIGURE 1.1 – . Réservoir conventionnel et non conventionne l (IFPEN ,2010)

## 1.2 Réservoir conventionnel :

Les réservoirs conventionnels sont ceux capables de produire des volumes d'hydrocarbures économiquement significatifs sans nécessiter de techniques de récupération spéciales. Ils se distinguent par d'excellents paramètres pétrophysiques tels que des perméabilités et des porosités élevées.

## 1.3 Réservoir non conventionnel :

En opposition aux réservoirs conventionnels, qui occupent un volume restreint et sont facilement exploitables, les réservoirs non conventionnels occupent un volume important mais sont plus difficiles à exploiter en raison d'une compréhension limitée de leur nature et de leur répartition. Leur évaluation requiert donc des méthodes spéciales et une technologie avancée. Ils se caractérisent par des paramètres pétrophysiques plus faibles, notamment des perméabilités très basses mesurées en micro ou même en nano-darcy.

## 1.4 Types des hydrocarbures non conventionnels

ξ Les réservoirs d'hydrocarbures sont aussi dits non conventionnels par la nature particulière de leur fluide (bitume, charbon, hydrate...).

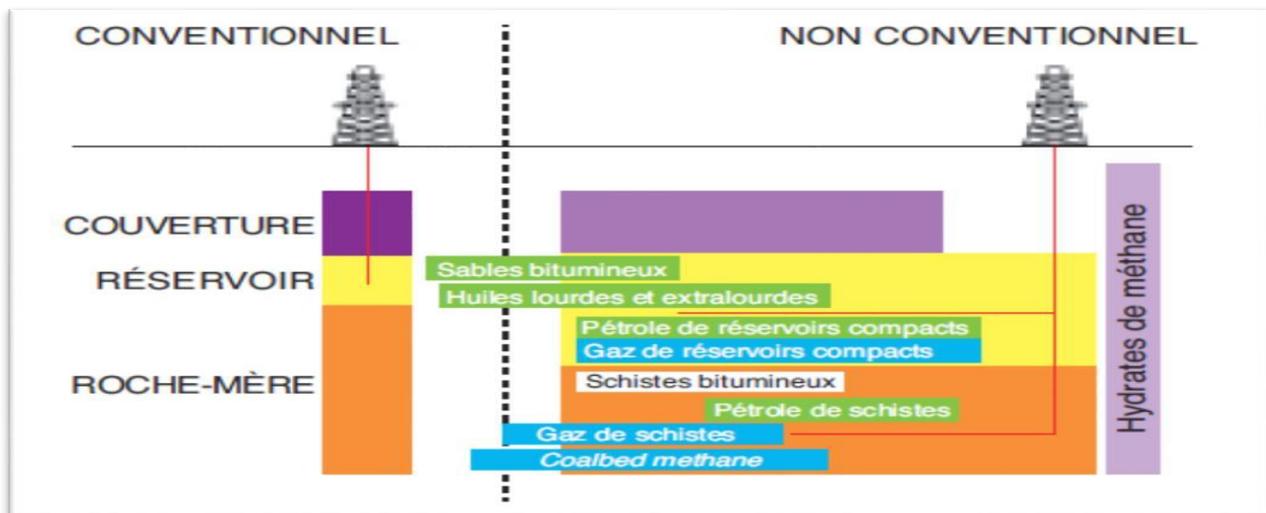


FIGURE 1.2 – Classification des ressources conventionnelles et non conventionnelles(IFPEN,2011).

## 1.5 Classification des ressources non conventionnel :

- **Le pétrole et le gaz de schiste :** Hydrocarbures prisonniers dans la roche-mère, n'ayant pas migré vers une roche réservoir.

- ▶ **Hydrocarbures des réservoirs compacts** : Huiles et gaz extraits de réservoirs de mauvaise qualité, nécessitant une stimulation par fracturation hydraulique..
- ▶ **Gaz de charbon** : Gaz naturel adsorbé dans les charbons, souvent produit à partir de couches de charbons non exploitées en mine..
- ▶ **Hydrate de méthane** : Les hydrates de méthane sont un mélange d'eau et de méthane qui, sous certaines conditions de pression et de température, cristallisent pour former un solide (IFPEN, 2012)..
- ▶ **Huiles lourdes, extra lourdes et bitumes** : Ces pétroles sont appelés lourds du fait de leur forte densité et de leur très forte viscosité qui rend impossible une extraction classique, et cela même s'ils sont contenus dans des réservoirs de bonne qualité. Dans la majorité des cas, il s'agit de gisements autrefois conventionnels dont le pétrole a été altéré par une intense activité bactérienne. (IFPEN, 2012) Les principales réserves de pétroles lourds ou extra-lourds se situent au Venezuela..
- ▶ **Schistes bitumineux** : Roche-mère de haute qualité, mais non transformée en pétrole en raison d'un enfouissement insuffisant..

[4](QUINTARD, M. Michel,2016).

## 1.6 Définition des réservoirs compacts

Les réservoirs compacts se définissent par leur nature pétrophysique, leur classification dans les ressources non conventionnelles étant fondée sur les méthodes d'exploitation du gaz qu'ils renferment. En général, un réservoir compact doit :

- ▶ stocker les hydrocarbures migrés de la roche mère.
- ▶ subir une compaction altérant ses caractéristiques pétrophysiques suite à des phénomènes géologiques tels que la subsidence importante ou une diagenèse avancée.
- ▶ nécessiter une stimulation pour la production.

Les réservoirs gréseux compacts sont particulièrement complexes à évaluer en raison de leur faible porosité et perméabilité. Les valeurs de perméabilité dans ce type de réservoirs sont inférieures à 0,1 millidarcies, et les réservoirs à gaz très compacts peuvent avoir des perméabilités in situ de moins de 0,001 millidarcies.

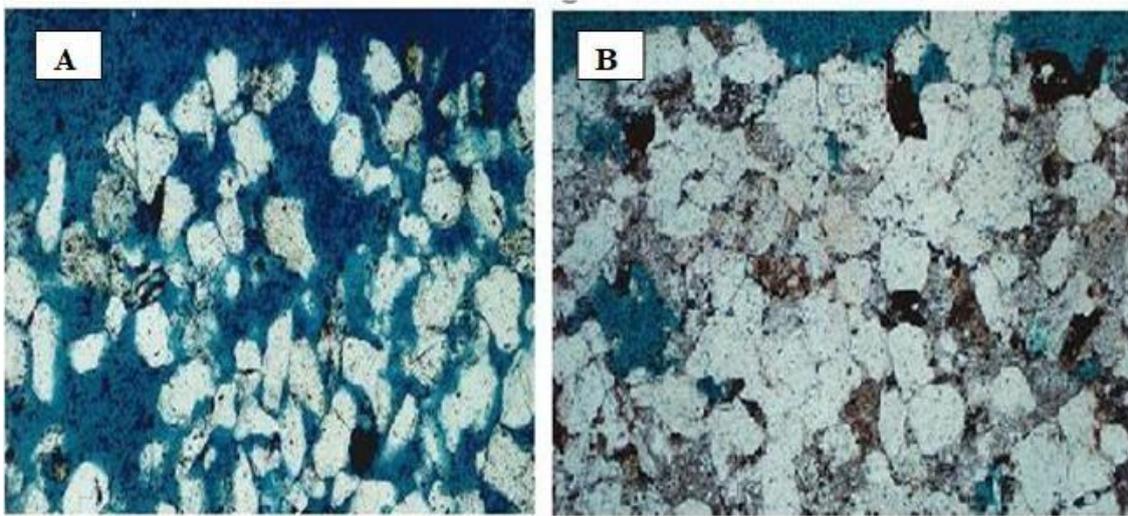


FIGURE 1.3 – Sections de Réservoirs Gréseux. (a) Réservoir Gréseux Conventionnel ; (b) Réservoir Gréseux Compact (G.C. Naik, 2010).

## 1.7 Réservoir non conventionnel :

### Situation des réservoirs compacts en Algérie

La prospection des hydrocarbures se concentre sur les bassins sahariens. Récemment, des études ont également exploré le domaine du Nord et l'offshore. En conséquence, la plupart des réservoirs à tight sands ont été découverts dans le paléozoïque de la plateforme saharienne.

Les principaux réservoirs compacts en Algérie se trouvent principalement dans les bassins d'Illizi, de Berkine, Gourara (Timimoun), Ahnet et Hassi Mesaoud.

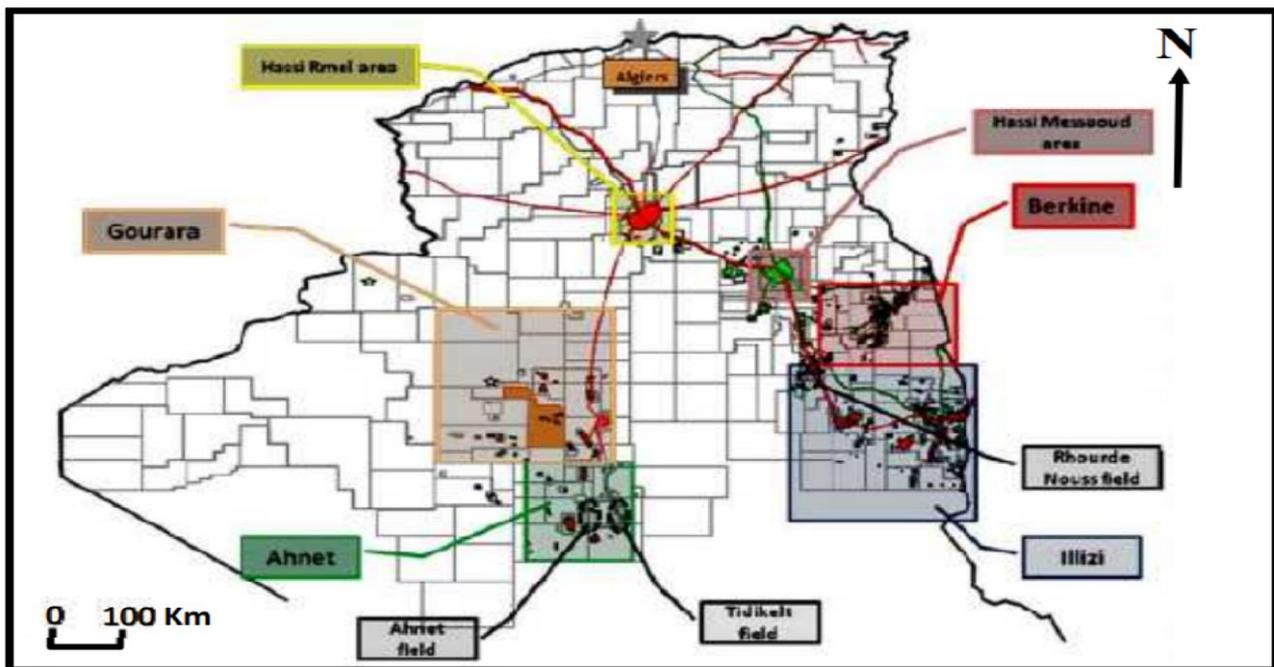


FIGURE 1.4 – Répartition des réservoirs compacts en Algérie (Weatherford/Sonatrach).

## 1.8 Aspect sédimentologique des réservoirs compacts

Les processus sédimentaires des réservoirs compacts dépendent des environnements de dépôt, tels que les environnements continentaux (fluviaux), deltaïques ou marins, ainsi que de l'origine des sédiments.

Ces réservoirs sont caractérisés par des conditions de température et de pression élevées.

L'intensité des transformations dépend de la nature minéralogique initiale des sédiments et du taux d'enfouissement du bassin. La compaction mécanique favorise la formation de fractures importantes ainsi que la perméabilité et la porosité de ces réservoirs.

## 1.9 Aspect minéralogique des réservoirs compacts

La composition minéralogique de la roche est un paramètre crucial à considérer lors de l'exploration des réservoirs compacts. Par exemple, la proportion de quartz ou de calcite peut avoir un impact sur la capacité de fracturation efficace de la roche. Une augmentation de la calcite et du quartz (à plus de 50 %) contribue principalement à accroître la dureté, ce qui favorise la fracturation. Les réservoirs gréseux compacts sont principalement constitués de quartz (80-95 %), mais les formations de grès anciennes présentent parfois des grains feldspathiques avec des argiles de type Illite-Kaolinite, jusqu'à 5 % de mica et 1 % de minéraux lourds tels que le zircon.

## 1.10 Diagenèse

La diagenèse est l'un des principaux facteurs qui modifient un grès après son dépôt en altérant sa minéralogie, sa chimie et sa texture. Ces processus modifient la géométrie et la structure des pores, favorisant ainsi une augmentation de la tortuosité due à la réduction de la taille des pores. Cette augmentation de la tortuosité a un impact significatif sur les propriétés électriques des roches réservoirs et sur les processus de migration.

## 1.11 Compaction des sables

La compaction des sables correspond essentiellement à un réarrangement mécanique des grains en fonction de leur taille, où les grains se déplacent plus ou moins rapidement et facilement les uns par rapport aux autres sous l'effet de la contrainte verticale exercée par les sédiments sus-jacents lors de l'enfouissement.

Cela conduit à un agencement plus serré ou compact, entraînant une diminution de la porosité et une augmentation de la masse spécifique.

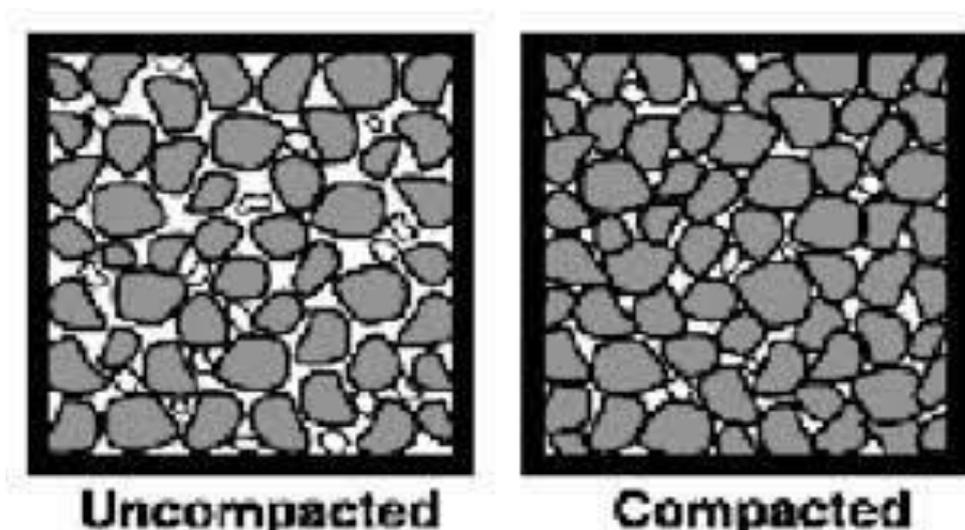


FIGURE 1.5 – Réduction du volume des pores par la compaction.

## 1.12 Processus de cimentation

:

La cimentation implique l'agrégation des particules de dépôt par la précipitation d'un ciment dans les interstices entre celles-ci. Les ciments présents dans les roches des réservoirs gréseux compacts sont principalement constitués de quartz, résultant de la pression de dissolution entre les grains de quartz.

Dans les réservoirs gréseux compacts, la cimentation quartzitique et la fracturation des grès sont étroitement liées.

En effet, la cimentation du quartz affecte le système de fractures en modifiant les propriétés mécaniques de la roche pendant la formation des fractures, et donc la distribution de l'ouverture des fractures.

En raison de l'ampleur de la cimentation par les minéraux argileux, la perméabilité des grès est extrêmement faible. Au cours de l'enfouissement et sous l'effet de la compaction, de la température et de la pression, les minéraux argileux subissent des transformations en d'autres minéraux qui altèrent la porosité par leur granulométrie.

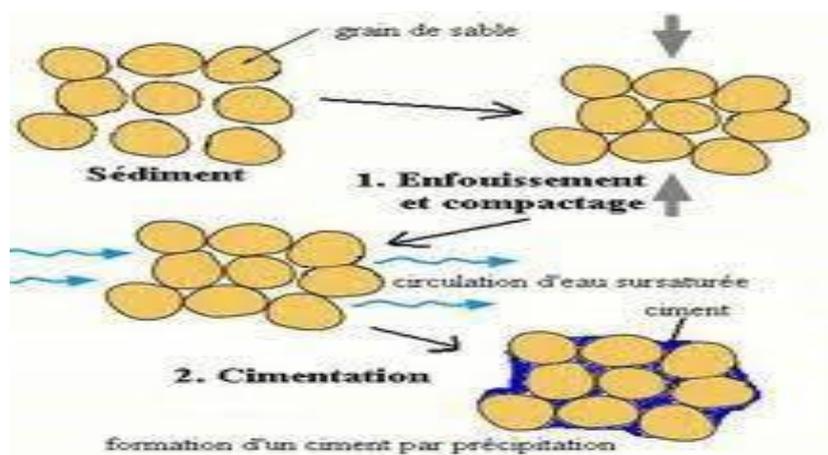


FIGURE 1.6 – Cimentation par Dissolution Locale des Grains de Quartz.

### 1.13 Granulométrie et texture

L'attribution texturale permet d'évaluer la taille des grains, leur classement et leur géométrie ainsi que le type de porosité. La texture est affectée non seulement par les propriétés initiales au moment du dépôt mais aussi par la vitesse et le degré de la diagenèse.

La taille des grains et leurs classements influent sur le type et la magnitude de la porosité de la roche. En général, les formations propres à petits grains sont caractérisées par une faible connexion des pores contrairement aux dépôts grossiers dont la connectivité est très importante.

### 1.14 Les défis des réservoirs compacts

Identifier, évaluer, produire : ces trois étapes classiques pour l'industrie pétrolière se transforment en trois défis dès qu'il s'agit de tight gas réservoirs.

### **1.14.1 Identifier les ressources**

:

Sur un gisement conventionnel, l'identification des réservoirs est fondée sur la discrimination entre les roches poreuses contenant les hydrocarbures, et l'encaissant agissant comme barrière de perméabilité. Dans le cas des réservoirs compacts, identifier les zones à fortes hétérogénéités (sédimentaires et structurales) constitue un enjeu supplémentaire. Leur identification est extrêmement difficile, car la variation des caractéristiques acoustiques, liées à la nature pétrographique de la roche, est minime. De plus, de nombreux réservoirs compacts ont été découverts dans des contextes géologiques complexes et parfois à des profondeurs importantes.

### **1.14.2 Evaluer les réserves**

Ces études géophysiques se doublent d'un travail important de pétrophysique. Afin de mesurer les paramètres de porosité et de perméabilité de la formation, des carottes de roche sont prélevées. Il faut ensuite remettre sous contrainte les échantillons, c'est-à-dire replacer la roche dans les conditions réservoir. Cette étape est particulièrement surveillée : une petite erreur dans les contraintes entraîne d'importantes différences dans les mesures, faussant ces paramètres cruciaux pour l'exploitation. Cette phase délicate est complétée par les informations issues des diagraphies acquises dans les puits, permet d'accumuler de précieuses données sur les directions actuelles des contraintes auxquelles sont soumises les roches. Mieux connaître ces données donne la possibilité de mieux concevoir les opérations de fracturation hydraulique et de maximiser les réserves produites par puits.

### **1.14.3 Produire les réservoirs**

La faible productivité naturelle des puits, typique des réservoirs dits tight, est généralement insuffisante pour passer le seuil économique. L'enjeu est donc de connecter le maximum de volume de roche au puits pour un coût adéquat et de diminuer ainsi le nombre de puits à forer pour produire les réserves associées. L'identification et l'évaluation des réservoirs permettent de déterminer au mieux (optimum économique) le type de puits à forer. Les différents designs de puits envisageables

### **1.14.4 couvrent notamment les architectures suivantes**

:

- ▶ Puits verticaux avec fracturation hydraulique.
- ▶ Puits horizontaux ou fortement déviés.
- ▶ Puits multi-branches.

- ▶ Puits horizontaux multi-fracturés.

L'identification et l'évaluation des réserves (rentabilité économique) permettent de déterminer au mieux le type du puits à réaliser.

## **1.15 Conclusion**

Les réservoirs non conventionnels sont caractérisés par des paramètres pétrophysiques médiocres nécessitant dès lors, l'utilisation de techniques modernes et coûteuses, dans l'objectif d'augmenter leurs productivités et d'améliorer les réserves. Le périmètre circonscrit par la notion de « tight » reste toutefois flou. Les valeurs limites de porosité et de perméabilité qui fixent le caractère non conventionnel évoluent avec les progrès de la technique et en fait, ces réserves peuvent finir en partie par être comptabilisées en réserves conventionnelles. La distinction entre tight et conventionnel n'est donc pas figée.

# Chapitre 2

## Cadre Géologique de la Région d'Étude

### 2.1 Introduction

Le Sahara algérien est l'une des régions les plus riches du continent africain en gisements de pétrole et de gaz. Ces gisements se trouvent dans les roches sédimentaires et s'étalent du Cambrien au Trias. La plate-forme saharienne est limitée au Nord par la chaîne Atlasique et au Sud par les boucliers Reguibat, Touareg et le massif du Hoggar. Cette plate-forme est marquée par un socle précambrien sur lequel repose d'épaisses séries sédimentaires structurées en bassins au paléozoïque. On peut citer le bassin d'Illizi, de Berkine, d'Oued Mya, de Bechar, de Timimoune, de Reggane et de Tindouf. Le bassin d'Illizi est un bassin peu profond situé à proximité de la marge continentale soumis à une période d'érosion intense qui a abouti à la création, d'une colonne sédimentaire paléozoïque majeure. Ce bassin, du type polycyclique, ayant une séquence mésozoïque qui est séparée de la séquence paléozoïque par la discordance hercynienne, ce qui donne lieu à des plus importants systèmes oléagineux. Ensuite, nous passerons à la présentation du champ d'Ohanet, qui fait partie du bassin d'Illizi et contient notre objectif pétrolier dans cette étude. Enfin, nous parlerons des systèmes pétroliers qui font partie de ces champs.

### 2.2 Cadre régional :

#### 2.2.1 Cadre géographique :

Le Bassin d'Illizi est situé dans la partie sud-est du Sahara algérien (figure 1) entre 26°30' et 29°30' de latitude nord et entre 6 et 10 degré de longitude est. Il s'étend sur 100 000 km<sup>2</sup>, présentant une longueur Nord-Sud d'environ 700 km et une largeur Est-Ouest qui dépasse 300 km. total . [8] ACTIVITE AMONT,2007.

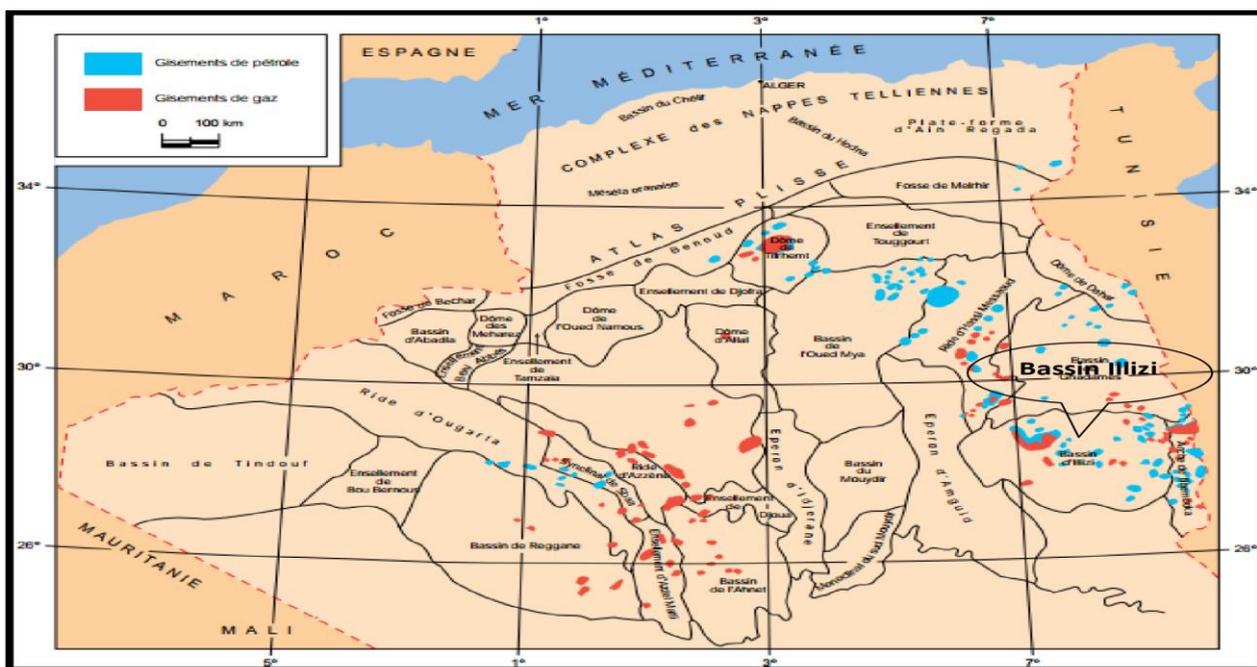


FIGURE 2.1 – Situation géographique du bassin d'illizi (Schlumberger et Sonatrach, 2007)

### 2.2.2 Cadre géologique :

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. On citera :

- Au Nord, le môle d'Ahara qui le sépare du bassin de Berkine,
- À l'Est, le môle de Tihemboka, le séparant des bassins de Djado et Murzuk en Libye,
- À l'Ouest, le môle d'Amguide-el-Biod et la voûte de Tin-Fouyé au NordOuest, le séparant, respectivement, du bassin de Mouydir et Oued-Mya,
- Au Sud, il est limité par le bouclier du Hoggar dans la région du Tassili n'Ajjers. Du point de vue lithostratigraphique, la couverture sédimentaire, d'âge essentiellement Paléozoïque, peut atteindre les 3500m d'épaisseur. Les dépôts d'âges Primaire et Secondaire affleurent au Sud et à l'Est du bassin et ceux du Tertiaire, au Nord-Ouest. Du point de vue morphologique, on note l'existence de vastes zones dunaires, principalement l'erg d'Issouane au centre et de Bourarhet à l'Est. Le bassin renferme d'importants champs de production : Tin Fouyé, Tabonkort, Amasak, Tamendjelt, Hassi Mazoula, Alrar et Ohanet.

### 2.3 Aperçue structural :

Les principaux événements tectoniques (Tableau1)

qui ont affectés le bassin d’Illizi sont :

- L’événement panafricain durant le Précambrien terminal-Cambrien inférieur.
- La phase tectonique à l’Ordovicien supérieur.
- La phase calédonienne du Silurien supérieur au Dévonien inférieur.
- La phase francienne au Dévonien supérieur.
- La phase hercynienne du Carbonifère au Permien.
- La phase autrichienne, Aptien au Crétacé inférieur.
- La phase pyrénéenne à l’Eocène et à Oligocène. Ces différentes phases tectoniques, compressives et d’intensives, se traduisent sur la sédimentation du bassin par des discordances ou des discontinuités sédimentaires.

Période d’activité	orientation des contraintes	Structures
<b>Panafricaine</b>	Compressive E-W	Tectonique cassante créant des failles et des fractures conjuguées de direction NW-SE et NE-SW
<b>Cambro-ordovicienne</b>	Extensive NW-SE	Mouvement normal le long des accidents subméridiens
<b>Taconique (Caradoc-Ashgilien)</b>	Compressive E-W	Mouvement inverse le long des failles subméridiennes.
<b>Calédonienne (Siluro-Dévonien)</b>	Compressive E-W	Mouvement inverse le long des failles N-S
<b>Frasnienne</b>	Extensive N-S	Failles normales de direction E-W (blocs basculés) dans la partie Nord du bassin d’Illizi
<b>Viseenne (hercynien précoce)</b>	Compressive NE-SW (N40°)	Mouvement transpressif le long des failles NW-SE
<b>Hercynien principale (Carbonifère sup-Permien).</b>	Compressive NW-SE (N120°)	Mouvement transpressif le long des failles NE-SW
<b>Trias-Lias</b>	Extensive NW-SE	Mouvement transtensif le long des failles NE-SW
<b>Autrichienne (Crétacé inf)</b>	Compressive E-W et NW-SE	Réactivation des failles N-S et NE-SW en décrochement.
<b>Eocène-Miocène-Quaternaire</b>	Plusieurs phases Compressive NW-SE	

FIGURE 2.2 – Evénements Tectoniques Majeurs (Sonatrach, 1996).

## 2.4 Aspect lithostratigraphique :

La couverture sédimentaire du bassin d’Illizi repose en discordance majeure sur la surface Infra-tassilienne qui nivelle un socle plissé constitué de roches sédimentaires métamorphiques, cristallophylliennes et volcaniques.

La coupe lithologique type du bassin d'Illizi est constituée d'une série sédimentaire globalement détritico, allant du Cambrien au Paléogène et dans laquelle les terrains paléozoïques occupent les deux tiers de l'épaisseur totale de la série.

La série stratigraphique type du bassin d'Illizi, épaisse de plus de 3000 m, englobe des formations cénozoïques, mésozoïques et paléozoïques, mais notre objectif pétrolier se situant au niveau de l'Ordovicien, seront donc détaillées, essentiellement, les formations du Paléozoïque.

Les formations du paléozoïque du bassin d'Illizi sont représentées de bas en haut, par les formations suivantes :

### **Cambrien**

Il est constitué par une succession de formations détritico, essentiellement gréseuses.

- **L'unité I** : (conglomérats d'El Moungar) épaisse de 300 m, elle est principalement formée de lentilles de grès conglomératique.

- **L'unité II** : sa puissance est de l'ordre de 200 à 300 m. Les dépôts de base sont essentiellement des grès moyens à grossiers, à stratification oblique avec quelques graviers et galets de quartz. La partie supérieure de cette unité est représentée par des grès fins à ciment siliceux ; elle est épaisse de plusieurs mètres avec des intercalations de minces bancs argilo-silteux qui montrent des traces de bioturbations (tigillites).

### **L'Ordovicien**

A l'échelle du bassin d'Illizi, l'Ordovicien est subdivisé en quatre unités :

- **L'unité III-1** : son épaisseur est variable, d'âge Trémadoc, 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** : 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** : elle est d'âge Caradoc, 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 stratification oblique et qui s'enrichit en argile vers le sommet.

- **L'unité IV** : 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** : c'est une série de comblement des paléotopographies façonnées par l'avancement

des glaciers et qui est constituée de dépôts variés.

- **L'unité IV-3** : appelée dalle terminale, elle est essentiellement gréseuse.

### **Le Silurien**

Le Silurien est composé, de bas en haut, par les formations suivantes :

- Formation de l'Oued Imirhou : 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 argile radioactive, très fossilifère et très riche en matière organique et d'une épaisseur de plus de 30 m.

- Zone de passage (unité M) : elle forme le réservoir basal du F6 épais d'environ 100 m. Cette unité est constituée d'alternances de grès, d'argiles et de silts, les grès sont fins à moyens et à stratification oblique.

- Barre inférieure (unité A) du réservoir F6 : il s'agit de grès fins à moyens à stratification oblique, d'une épaisseur moyenne de 30 m.

- Talus à tigillites (unité B) du réservoir F6 : 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 Dévonien**

A l'échelle de la région d'étude, il est représenté en général par le Dévonien inférieur de l'ordre de plus de 200 m et sa stratigraphie est comme suit :

- La barre moyenne (unité C1) du réservoir F6 : d'âge Gédinien, présente une épaisseur d'environ 50 m. Elle est constituée de grès fins à grossiers.

- Les trottoirs (unité C2) du réservoir F6 : d'âge Gédinien, son épaisseur varie entre 20 et 30 m. Elle est représentée par des alternances de grès et d'argiles silteuses soulignant un environnement fluvio-estuarien.

- La barre supérieure (unité C3) du réservoir F6 : d'âge Siégénien, elle est essentiellement gréseuse, son épaisseur varie de 80 à 100 m. Elle est assez caractéristique sur le gamma ray, sa configuration est cylindrique.

### **Le Carbonifère**

Dans le bassin d'Illizi, le Carbonifère est représenté par une épaisse formation argilo-gréseuse (de 100 m environ) qui renferme des roches carbonatées et se termine par des sédiments continentaux. Cette série englobe :

- Le Tournaisien argilo-gréseux.
- Le Viséen argilo-gréseux, caractérisé par l’existence de deux chenaux régionaux B2 B12.
- Le Westphalien représenté à la base par un chenal et une série argilo-calcaire avec une zone à gypse, des dolomies et des bancs oolitiques.
- La série de Tiguentourine, constituée par des argiles rouges à gypse.

6 BELDJILALI Wafaa , KI-IELDOUN Afaf, 2013

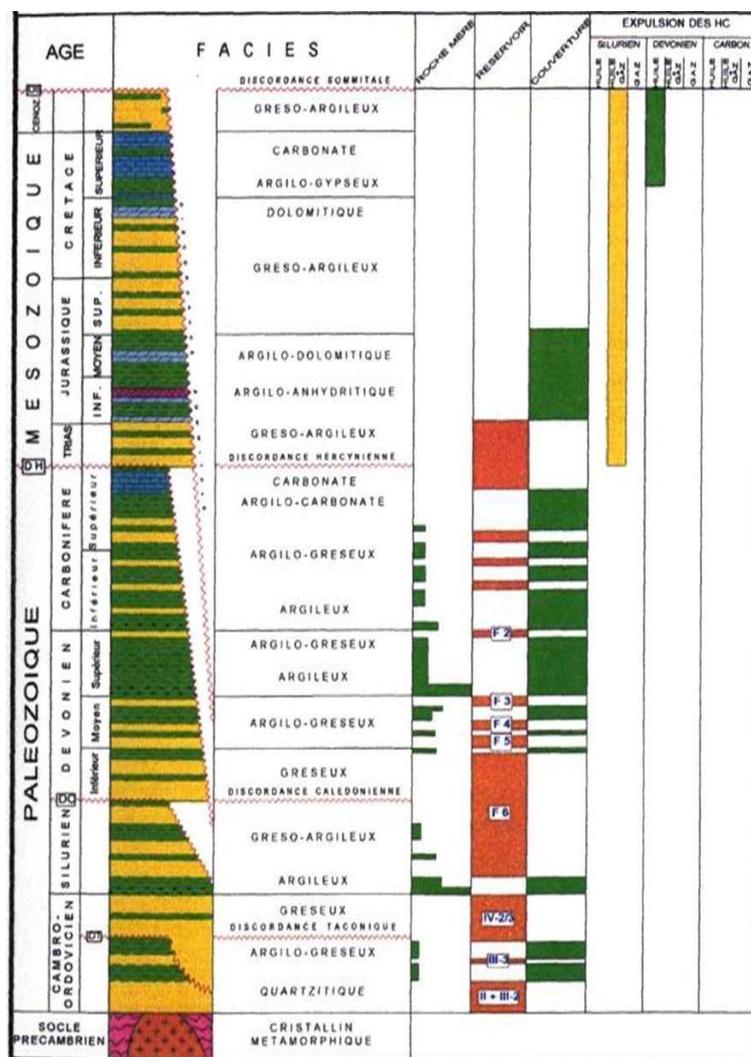


FIGURE 2.3 – Situation géographique du bassin d’Illizi (Schlumberger et Sonatrach, 2007)

## 2.5 Système pétrolier :

Le concept de « système pétrolier » englobe l’ensemble des éléments nécessaires à la formation et à la conservation des hydrocarbures. Il comprend une roche mère qui produit les hydrocarbures, une

roche réservoir poreuse et perméable qui les stocke lors de leur migration, ainsi qu'une roche couverture imperméable qui assure l'étanchéité du piège.

La présence de ces éléments essentiels, combinée à un timing adéquat, est cruciale pour la formation et la rétention optimale des hydrocarbures. Lorsque toutes ces conditions sont réunies, elles permettent la préservation et la récupération maximale de cette précieuse ressource énergétique.

### **2.5.1 Roches- mères :**

Les roches-mères sont des formations géologiques riches en matière organique où les hydrocarbures ont été produits. Elles se caractérisent par une proportion élevée de matière organique, un environnement réducteur, un enfouissement adéquat et des températures favorables à la génération des hydrocarbures. Plusieurs études géochimiques réalisées dans le bassin d'Illizi ont démontré que la plupart des couches argileuses du Paléozoïque ont, à un moment donné, généré des hydrocarbures. Dans cette analyse, nous nous concentrerons principalement sur les principales roches-mères, notamment : Les argiles noires du Silurien contenant des graptolites radioactifs, ainsi que les argiles frasniennes du Dévonien moyen et supérieur, jouent un rôle crucial en tant que roches-mères dans le bassin d'Illizi. Elles renferment une quantité substantielle de matière organique susceptible de générer des hydrocarbures. En outre, d'autres niveaux stratigraphiques, notamment les formations du Carbonifère et potentiellement de l'Ordovicien, qui sont riches en matière organique d'origine marine, ont également contribué à la génération des hydrocarbures. Ces couches renferment une matière organique capable de libérer de l'huile et du gaz humide lors des processus de formation hydrocarbonée.

### **2.5.2 Roche couverture :**

Les roches couvertures sont souvent étroitement liées aux roches-mères, notamment les argiles. Dans la région d'Ohanet, les principales formations de couverture comprennent : Les argiles siluriennes, qui jouent un rôle de couverture efficace pour les réservoirs antérieurs. Le réservoir F6 est recouvert par des argiles qui le séparent du réservoir F4, ainsi que par la série argileuse du Dévonien supérieur lorsqu'elle repose directement sur ce dernier. Les réservoirs F4 et F3 sont couverts par le Dévonien supérieur, plus précisément par des argiles radioactives qui constituent un repère sismique significatif dans toute la région. La série Carbonifère, d'épaisseur notable, constitue la couverture du réservoir F2. Ces différentes formations de couverture jouent un rôle essentiel en fournissant l'étanchéité nécessaire pour retenir les hydrocarbures dans les réservoirs sous-jacents.

### **2.5.3 Roche réservoir :**

Les réservoirs explorés dans la région étudiée sont les séries poreuses et perméables du Dévonien au sens général ayant pour appellation locale F2, F3, F4 et le F6, mais les plus grandes accumulations de gaz à condensât et de l'huile se trouvent dans le F3 et le F6. On note également la présence de l'Ordovicien avec ses deux unités (IV + III) qui repose sur l'unité II du Cambrien, cette dernière reposant sur le socle à la faveur de la discordance panafricaine. D'une manière générale, l'unité IV de l'Ordovicien supérieur présente des caractéristiques faibles et, par conséquent, la délivrabilité de

son potentiel est tributaire d'une fissuration.

#### **2.5.4 Piège :**

Les pièges pétroliers présents dans la région peuvent être de type structural ou mixte, résultant de la présence de failles causées par des forces de compression. Ils se localisent principalement au sommet de structures en fleur. Par ailleurs, il est également possible que des pièges stratigraphiques se forment en raison de l'érosion, entraînant des variations de la géométrie des couches rocheuses qui peuvent emprisonner les hydrocarbures.

# Chapitre 3

## Aperçu sur les Diagraphiques

### 3.1 introduction.

Les diagraphies sont des techniques géophysiques mises en œuvre à l'intérieur d'un forage. Le rayon du volume d'investigation n'est pas beaucoup plus grand que celui du forage

### 3.2 But des diagraphies

Les principaux objectifs des mesures diagraphiques sont les suivants :

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

### 3.3 Type de diagraphies.

Dans ce qui suit nous allons développer essentiellement les différents types de diagraphie utilisés actuellement dans l'exploration-production des hydrocarbures.

#### 3.3.1 Diagraphie instantanée.

La diagraphie instantanée enregistre les caractéristiques de la formation pendant le forage (logging while drilling soit LWD) tandis qu'une diagraphie différée détermine les caractéristiques de la formation après le forage, la garniture de forage ayant été retirée du puits. Les outils de mesures sont alors connectés à un câble électrique (wireline logging) et descendus dans le sondage (avant tubage),

la stabilité étant assurée par le fluide de forage.

-Direction azimutale du forage.

-Angles de déviation.

-Température.

-Pression.

-Gamma Ray.

-Poids sur le trépan (WOB- Weight on Bit).

-Débit de boue.

9] Chapellier, D., 2009

### **3.3.2 Diagraphies différées.**

#### **Diagraphie de résistivité.**

Les diagraphies de résistivité sont des diagraphies différées, qui permettent la mesure de l'un des paramètres physiques de la formation qu'est la résistivité. Sa valeur varie entre 0.2 et 5000  $\Omega \cdot m$  tout dépend de la porosité, la nature des fluides interstitiels composant la formation géologique et les éléments solides (grain et ciment).

Le principe de mesure consiste à envoyer un signal par une source émettrice d'énergie (courant électrique ou champ magnétique), qui pénètre la formation et enregistrant la résistivité ou la conductivité des formations par un dispositif de mesure (récepteur), situé à une certaine distance de la source dite :

espacement, c'est ainsi que selon l'espacement et la nature de la source d'énergie, que plusieurs outils sont définis :

-Macro-dispositifs : Ils sont caractérisés par des espacements importants, permettant d'investir dans la zone profonde. Ils nous permettent de donner des informations sur la résistivité de la zone vierge  $R_t$ . Plusieurs outils ont été conçus dans ce but (DLL, DIL. . .).

-Micro-dispositifs : Ils sont caractérisés par des espacements relativement réduits, permettant de donner des informations sur la résistivité de la zone lavée  $R_{xt}$  (MSFL, ML, MLL. . .).

Plusieurs combinaisons de résistivité (macro-résistivité et micro-résistivité) sont possibles pour une meilleure estimation des résistivités  $R_t$  et  $R_{xt}$ .

Depuis le développement des diagraphies, vers les années en 1920 par les frères Schlumberger, une grande variété d'outils de résistivité a été introduite mais les techniques de mesure de plus en plus

sophistiquées n'ont pas cessé de progresser jusqu'à nos jours.

### **Diagraphie classique (ancienne).**

Ces diagraphies sont très anciennes et ne sont plus utilisées actuellement à cause de leurs mode de mesure qu'est très affectés par les conditions de trou et les formations adjacentes, les résultats ne sont donc pas assis précis. Les sondes classiques sont deux types :

- Les sondes normales qui ont deux électrodes, une d'émission et l'autre de réception.
- Les sondes latérales qui ont trois électrodes, une d'émission et les deux autres pour la réception.

### **Diagraphie focalisée.**

Pour évaluer la résistivité de la formation avec une meilleure précision, des outils dont le principe repose sur la focalisation du courant ont été développés. Le principe de focalisation du courant consiste à forcer le courant émis à pénétrer perpendiculairement dans la formation suivant un faisceau de lignes parallèles en envoyant de part et d'autres un courant de focalisation à partir des électrodes de garde symétrique.

### **Diagraphie Latérog.**

Un courant électrique est envoyé dans les formations par un système de plusieurs électrodes, certaines focalisent le courant l'obligeant à pénétrer latéralement dans le sondage, d'autres servent à mesurer la chute de potentiel du au passage de courant à travers la formation, cette chute de potentiel est proportionnelle à la résistivité de formation.

Les Laterologs nécessitent une boue conductrice (salée) afin d'assurer la liaison électrique entre la boue et la formation et sont utilisés dans les formations à grandes résistivités.

Plusieurs sondes ont été réalisées permettant d'avoir un ensemble d'enregistrement de résistivité à différents diamètres d'investigations et pour une meilleure définition verticale.

-DLL (Dual Latérog) : Cette sonde est un macro-dispositif, constituée de deux demi-cylindres, séparés par un isolant et permet l'enregistrement de deux courbes en une seule montée.

-MSFL (Micro-Spherically Focused Log) : C'est un micro-dispositif, Constitué de cinq électrodes rectangulaires et le courant est focalisé sphériquement dans un espace faible.

Parmi les outils les plus utilisés qui combinent entre les résistivités (macro et micro) est :

HALS (High Azimutal Laterolog system) : C'est un outil de résistivité de nouvelle génération de haute résolution, il permet de mesurer 12 courbes de résistivité à différents diamètres d'investigations avec une résolution verticale de 1ft ou 2ft, et produit deux types d'images de résistivité (macro

et micro).

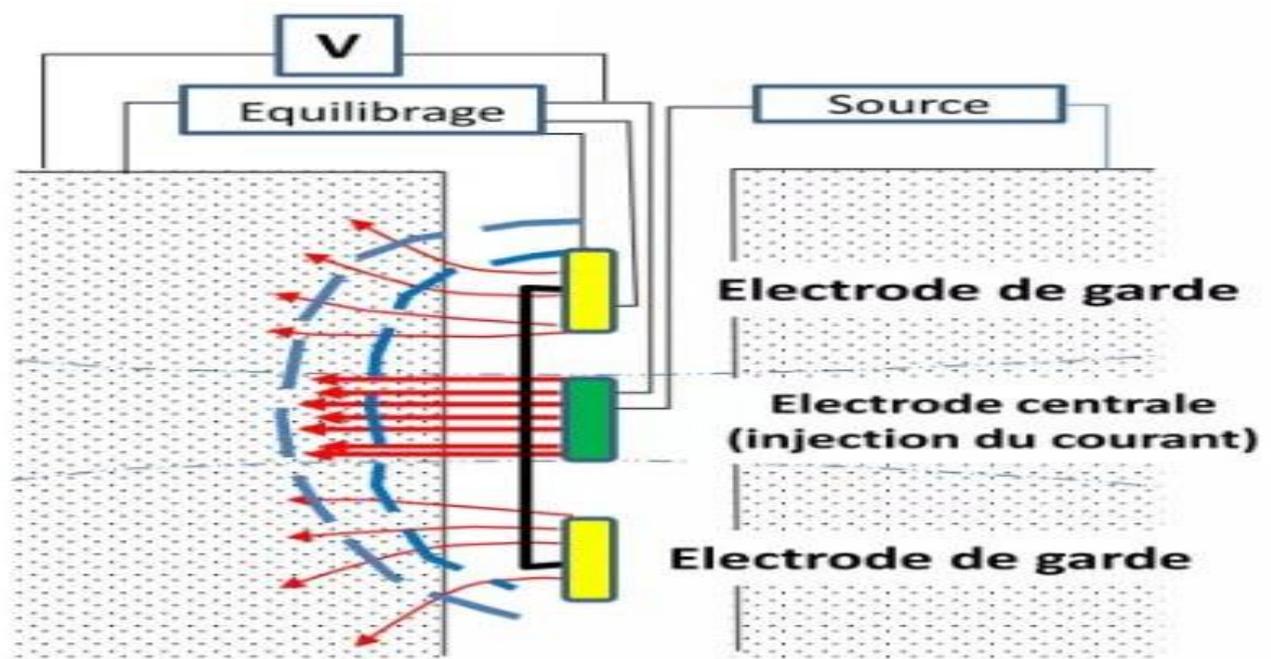


FIGURE 3.1 – Principe de mesure de la sonde laterolog

### Diagraphie Inductolog.

Les outils de ces diagraphies d'induction sont utilisés dans le cas de boue à huile ou à eau douce et dans des formations de résistivité faible à modérée (de 1.m à 100.m).

Le principe de mesure consiste envoyer dans une bobine émettrice un courant alternatif d'un oscillateur. Le champ électromagnétique alternatif qui en résulte, induit dans la formation des courants qui circulent en anneaux coaxiaux à la sonde (courants de Foucault). Ces courants, à leur tour, engendrent leur propre champ électromagnétique qui, en traversant un solénoïde (bobine réceptrice coaxiale), y induit une force électromotrice proportionnelle au flux traversant la bobine. Le courant alternatif émis étant d'amplitude et de fréquence constante, l'intensité des courants de Foucault est proportionnelle à la conductivité de la formation, et de même la f.e.m. induite dans la de la sonde à induction On peut citer plusieurs sondes telle que :

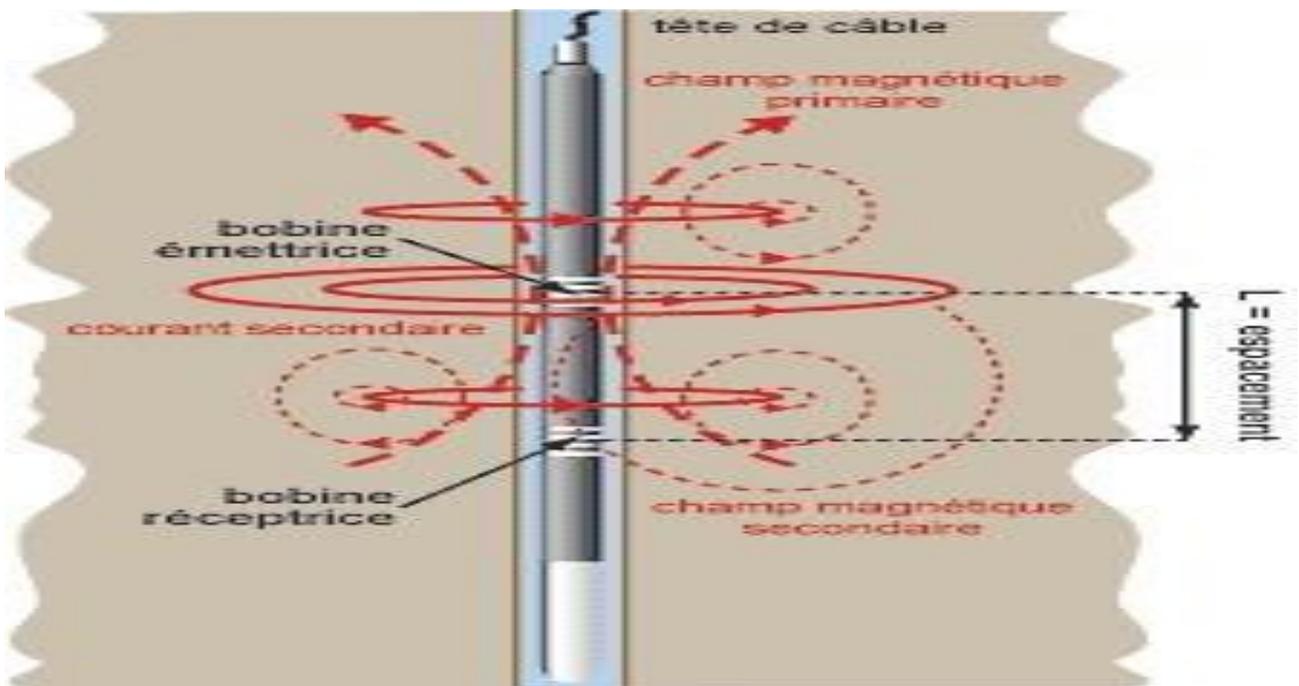


FIGURE 3.2 – Principe de mesure bobine réceptrice.

-6FF28 : Un micro-dispositif constitué de 6 bobines (3 paires ‘‘Emetteur-Récepteur’’) et un espacement de 28’’.

-6FF40 : Un macro-dispositif, avec un espacement de 40’’.

-DIL (Dual inductolog) : il nous permet l’enregistrement de deux courbes Rild Rils. Dans notre cas, l’outil utilisé est l’AIT (Array Induction Imager Tool).

-L’AIT est un outil d’induction de la Compagnie de service pétrolière « Schlumberger », composé de huit bobines d’induction qui fonctionnent à des fréquences multiples. Le logiciel focalisant des signaux reçus génère une famille de log de résistivité avec différentes profondeurs d’investigation. Il permet l’enregistrement de cinq courbes de résistivité à des rayons d’investigation moyennes : 10’’, 20’’, 30’’, 60’’ et 90’’.

### **Applications.**

- La détermination des limites des couches ;
- L’évaluation de la saturation en fluide des formations ;
- L’étude de la compaction ;
- La détermination de l’épaisseur des bancs ;
- La corrélation entre les puits.

11 MEUNIER, M., 2010, IFP Training

### 3.3.3 Diagraphies Nucléaires.

Les diagraphies nucléaires peuvent être enregistrées en trou ouvert ainsi qu'en trou tubé, puisque les rayons Gamma ou les neutrons traversent suivant leur énergie une épaisseur plus ou moins importante d'un matériau en fonction de sa nature (densité). On regroupe sous le nom de diagraphies nucléaires :

- Le log de radioactivité gamma naturel. -
- Le log densité (gamma-gamma).
- Le log neutron.

#### Diagraphies de radioactivité gamma naturel.

Ces diagraphies mesurent l'énergie des rayonnements gamma naturel émises par la désintégration des noyaux radioactifs contenus dans des formations traversées par un forage. Les principaux radio-éléments présents dans les formations géologiques sont :

- Potassium (K40)
- Thorium (Th 232)
- Uranium (U 238)

Ces diagraphies nucléaires englobent deux types de mesures :

-Diagraphies Gamma ray.

Elle nous permet d'enregistrer l'énergie totale des rayonnements Gamma naturels des formations. La réponse de l'outil est fonction de la concentration en poids du minéral radioactif et aussi de cette formation, l'équation suivant traduit cette relation :

$$GR=A.V/b$$

GR : Radioactivité globale mesuré.

b : Densité globale de la formation.

: Densité de l'élément radioactif.

V : Pourcentage de l'élément radioactif.

A : Facteur d proportionnalité correspondant à l'activité radioactive.

### **Application.**

Localiser et différencier entre les bancs radioactifs qui sont des argiles et les grés et les sables qui sont non radioactifs. Corréler avec d'autres diagraphies. Calculer le volume d'argiles.

Spectrométrie des rayonnements gamma naturels Elle permet l'enregistrement, en plus de l'énergie total des rayons gamma, de l'énergie spécifique des différents éléments radioactif ainsi que l'énergie de radiation de thorium plus potassium (Th+K). Les sondes utilisées sont NGS et HNGS :

**NGS (Naturel Ray spectrometry)** : Elles permettent d'enregistrer cinq courbes :

- **SGR** : enregistrement de la radioactivité totale (API).
- **CGR** : enregistrement de l'énergie de TH+K
- **K** : concentration en potassium en
- **TH** : concentration en potassium en ppm.
- **U** : concentration en uranium en ppm.

**HNGS (High Natural Gamma Ray Spectrometry)** :

Utilise le même principe que le NGS, cependant en plus des cinq courbes elle utilise les rayons gamma dont le niveau d'énergie est supérieur à 500 Kev, ainsi elles éliminent la sensibilité de la boue et donnent des valeurs de mesure liées directement à la formation.

### **Application.**

- Identification des formations poreuses et perméables de celles imperméables.
- Identification de la lithologie.
- Le NGS est utilisé dans l'étude minéralogique, particulièrement les minéraux argileux.
- Le calcul de volume d'argile.

$$V_{sh} = \frac{(GR_{lu} - GR_{min})}{(GR_{max} - GR_{min})}$$

**GR<sub>lu</sub>, GR<sub>min</sub>, GR<sub>max</sub>** : Sont respectivement, les radioactivités des niveaux ou on désire calculer le volume d'argile **V<sub>sh</sub>** propre et totalement argileux.

### Diagraphies de densité (gamma-gamma).

Ce log a pour but principal de permettre une mesure de la densité des diverses formations traversées par le forage.

C'est une diagraphie nucléaire provoquée qui utilise des sources radioactives ( $Co70$  et  $Cs173$ ) pour l'émission des rayons gamma.

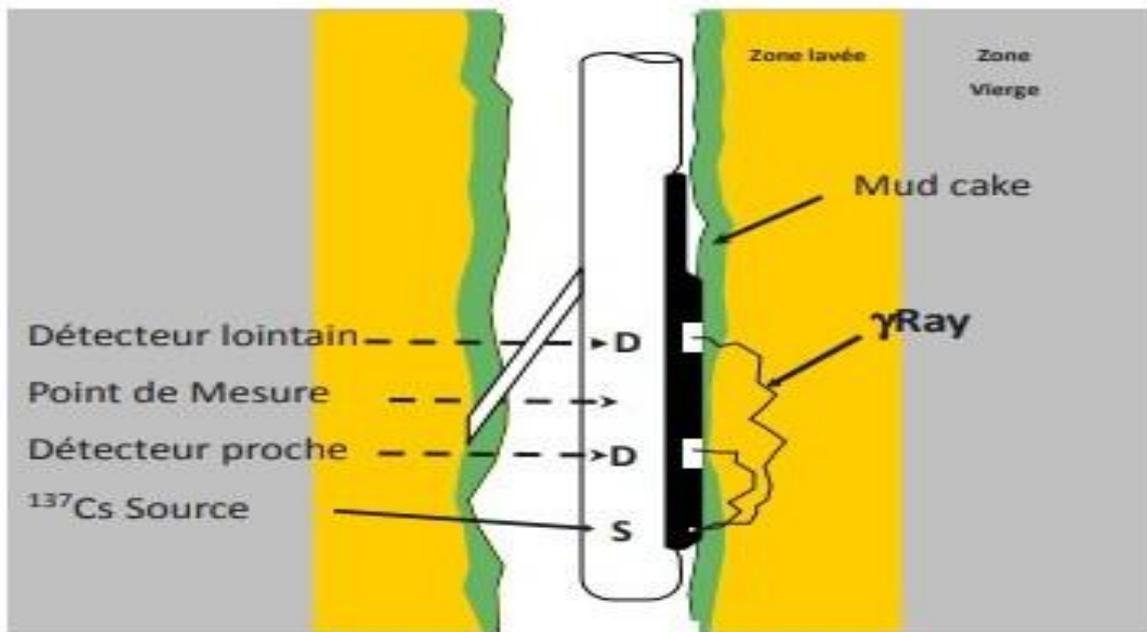


FIGURE 3.3 – Principe de mesure bobine réceptrice.

Ces photons entrent en collision avec les atomes et perdent de leur énergie selon 3 effets

**-Effet photoélectrique :** dont l'énergie de photon est inférieure 0.1Mev.

**-Effet Compton :** dont l'énergie de photon est entre 0.1Mev et 1Mev.

**-Effet de production de paires :** dont l'énergie de photon est supérieure à 1.02Mev.

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

Ils existent plusieurs sondes de mesure parmi lesquelles :

elle permet en plus de l'enregistrement de la densité globale (gr /cc), de mesurer le facteur d'absorption photoélectrique  $P_e$  qui est donné par la relation suivante :

$$\rho_e = (z/10)^{3.6}$$

Avec z : Le numéro atomique.

**Application. :**

- Calcul de la porosité densité D.
- Détermination de la lithologie.
- Détermination de la zone à gaz (en la combinant aux diagraphies neutrons).
- Détection des minéraux lourds.
- Détermination de la porosité utile en conjonction avec les diagraphies de porosité.

**Diagraphies de Neutron.**

A l'aide d'une source appropriée (Américium-Béryllium), on soumet les formations à un bombardement intense de neutrons à haute énergie (4Mev). Ils vont entrer, de ce fait, en collision inélastique et élastique avec les noyaux des atomes des formations qu'ils traversent et perdre progressivement de leur énergie pour atteindre, dans un premier temps le stade épithermique (0.4-10ev) et, dans un second temps celui des neutrons thermique (0.025ev). Dans chacun de ces niveaux d'énergie, une sonde a été élaborée, la plus utilisée dans le stade thermique est :

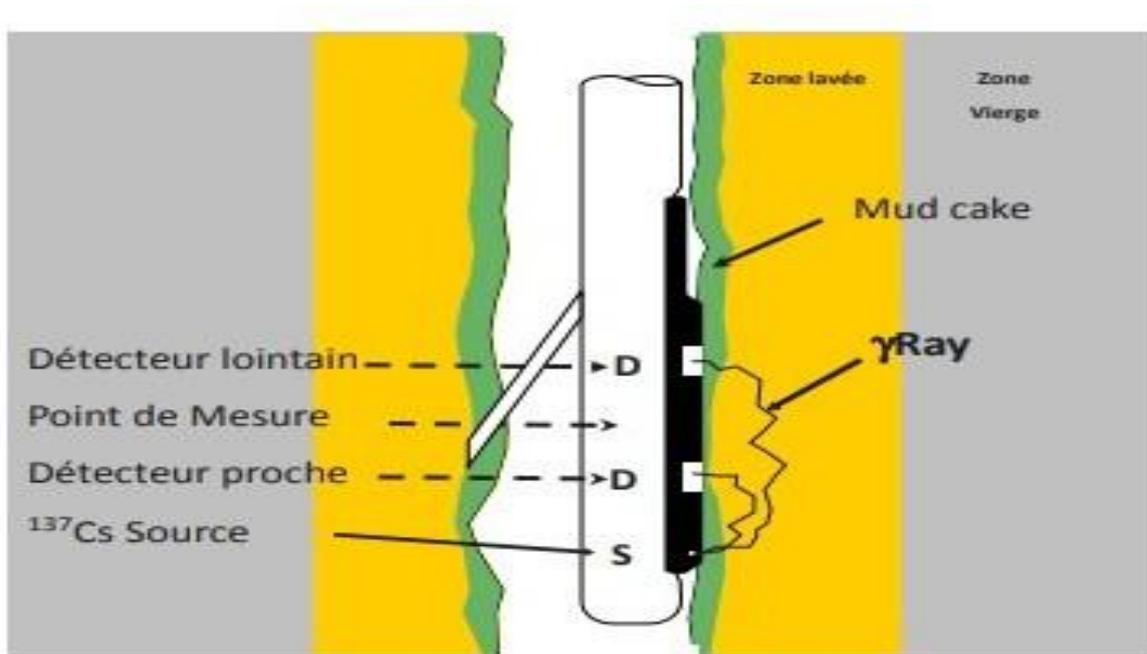


FIGURE 3.4 – Principe de mesure de coefficient d’absorption photoélectrique. La sonde de densité Ils existent plusieurs sondes de mesure parmi lesquelles :

**CNL (compensated neutron log) :**

Elle mesure la densité des neutrons thermiques d’énergie égale à 0.025ev. Mais pour diminuer les effets de trou, elle comprend deux détecteurs, le rapport des taux de comptage des deux capteurs est directement traduit en indice hydrogène-neutron (porosité neutron).

**Application.**

- Mesure de la porosité neutron N.
- Différenciation des zones à gaz, des zones à huile ou à eau.
- Définition de la lithologie en combinant avec d’autres diagraphies.
- Analyse sédimentologique, spécialement pour l’analyse faciologique et l’évolution séquentielle.
- Les corrélations entre puits.

**3.3.4 Diagraphies acoustiques ‘sonique’.**

Le log sonique est basé sur l’étude de la propagation d’ondes de compression P dans les formations. Dans la pratique le log sonique mesure le temps de transit T entre deux récepteurs, des ondes longitudinales envoyées dans la formation.

Les sondes de diagraphie acoustique utilisent deux récepteurs qui enregistrent le temps de propagation entre les deux récepteurs, divisé par la distance entre eux (temps d'intervalle) qui est donné en microsecondes par pied. La sonde la plus utilisée est :

### - **BHC (Bore Hole Compensated) :**

L'outil est muni de quatre bras qui permettent de le maintenir centré dans le trou, il est constitué de deux émetteurs, l'un en haut, l'autre en bas et quatre récepteurs couplés deux par deux avec chaque émetteur, pour réduire l'effet de deux paires de détecteurs, et le temps  $t$  enregistré est une moyenne des deux mesures.

### **Applications.**

- Détermination de la porosité sonique  $S$ .
- Détermination de la lithologie par la combinaison avec d'autres diagraphies.

trou. L'émetteur envoie un train d'onde d'une fréquence moyenne de 20 à 40 KHZ.

- L'outil mesure le temps écoulé ( $t_1$  et  $t_2$ ) entre la détection de la première arrivée au niveau des.
- Evaluation des vitesses utiles à l'interprétation sismique.

Identifier le type de fluide contenu dans les pores par la combinaison avec d'autres diagraphies.

### **3.3.5 Diagraphie de diamètre.**

Le diamètre d'un trou de forage est en principe légèrement supérieur à celui du trépan. En fait, il varie avec la cohésion des roches traversées, leur porosité, leur texture, leur structure et la diagenèse qu'elles ont subie. Au droit des roches poreuses et perméables, on observe un rétrécissement léger du diamètre dû au dépôt d'une couche constituée par les éléments solides de la boue, qui ne peuvent pas pénétrer dans les pores des roches (le terme américain est Mud-cake, ce qui se traduit littéralement par « gâteau de boue »). Les graviers et sables non consolidés peuvent s'ébouler, les argiles et les roches fracturées s'effriter, occasionnant de fortes augmentations de diamètre du trou et souvent son ovalisation. En revanche, des argiles gonflantes ou sous-compactées réduisent le diamètre du trou et peuvent même bloquer le trépan ou la sonde diagraphique.

# Chapitre 4

## Évaluation Péetrophysique

### 4.1 Introduction :

L'objectif de l'interprétation des diagraphies est de mettre en évidence la lithologie, la minéralogie et la nature du fluide de formation. Dans cette étude préliminaire, nous allons évaluer les paramètres péetrophysiques des réservoirs Ordovicien unité III dans le bassin d'Illizi.

### 4.2 Présentation des puits :

Notre objectif dans ce chapitre est l'évaluation des paramètres péetrophysiques du réservoir ordovicien dans le bassin d'Illizi région Ohanet (L'unité III).pour ce faire cette puits ont été choisis pour accomplir l'étude :

<b>FORMATION</b>	<b>Top (m)</b>	<b>Bottom (m)</b>	<b>Epaisseur (m)</b>
Ordovicien Unité III	3407	3453	46

TABLEAU 4.1 – Résultats de l'interprétation Péetrophysique

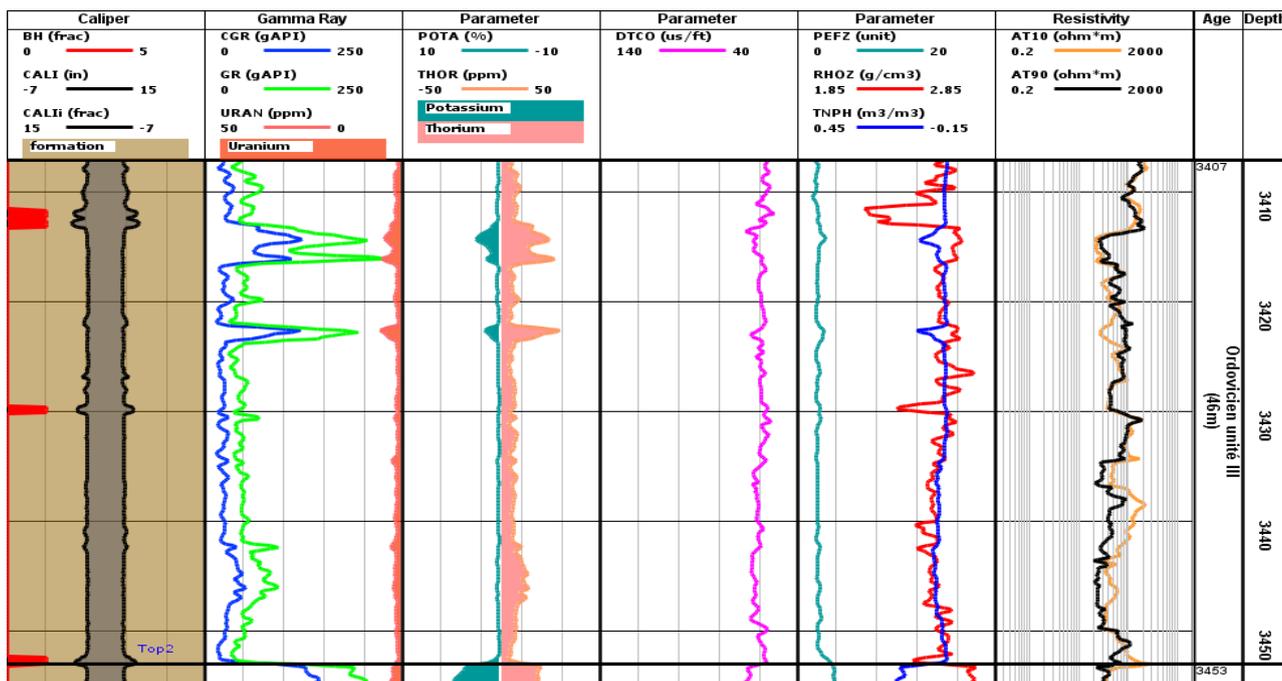


FIGURE 4.1 – Enregistrements pétrophysiques du réservoir Ordovicien Unité- III

### 4.3 Diagraphies enregistrées :

Puits	Operations	Intervalle (m)
Ordovicien Unité III	Cali.Bs.Gr.CGR. Rt.RHOZ. TNPH .KTH	3407m-3453m=46m

TABLEAU 4.2 – Résultats de l’interprétation Pétrophysique

### 4.4 Interprétation qualitative :

Une interprétation qualitative comprend une identification de la lithologie et la minéralogie de la matrice, une détermination du type d’argile ainsi que la détermination des niveaux réservoirs.

Détermination des zones réservoirs :

En premier lieu, il est nécessaire de localiser les bancs gréseux. Ceci a été fait en s’appuyant sur le log GR en fixant une valeur cut-off de la teneur en argile (Vshcut-off) à 45%, on obtient ainsi une limite GRcut-off qui sera prise comme référence afin de séparer les formations propres des formations argileuses. On calculera un GRcut-off à partir de la relation suivante :

$$GR_{cut-off} = V_{shcut-off} * (GR_{max} - GR_{min}) + GR_{min}$$

Les résultats sont représentés sur le tableau ci-joint :

Puits	GRmin	GRmax	Vsh.cutoff	GRcut-off
Ordovicien Unité III	5	150	0.45	70.25

TABLEAU 4.3 – Résultats de l’interprétation Pétrophysique

### 4.4.1 Identification de la lithologie :

L’analyse des diagrammes croisés (cross-plot) (RHOB-NPHI) des réservoirs Ordovicien des puits A et B avec le GR en Z, indique que la lithologie de ces réservoirs est principalement composée de grès (voir Fig.). L’influence des argiles est clairement mise en évidence dans ces résultats.

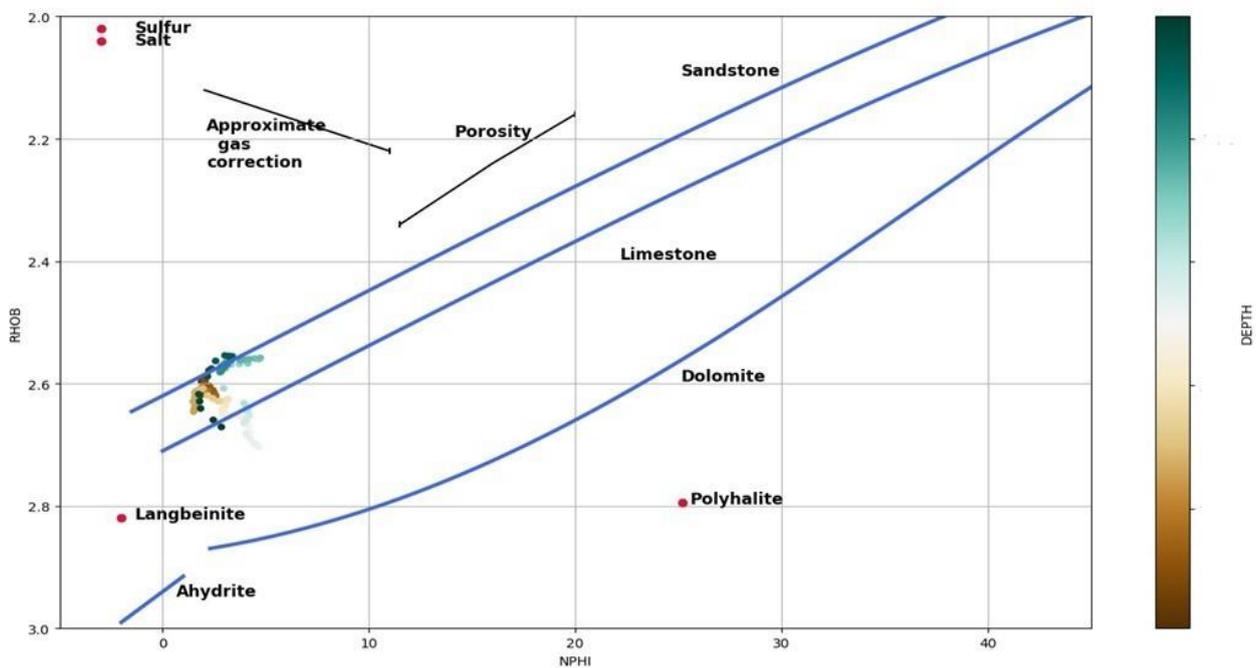


FIGURE 4.2 – cross-plot Neutron-Densité au niveau des réservoirs Ordovicien Unité IV détermine la lithologie de ce puits.

### 4.4.2 Type de distribution des argiles et minéralogie des argiles :

Les paramètres d’argile sont déterminés en se basant sur le banc argileux le plus épais, moins cavé et le plus proche du réservoir. En analysant les diagrammes croisés (cross-plots) PHI\_D – PHI\_N des

réservoirs ordoviciens de ce puits, nous avons observé que le nuage de points se situe principalement dans la zone des argiles « Dispersées » (voir Fig.). Cette méthode nous a permis de conclure que les argiles du bassin d'Illizi, correspondant principalement au type dispersé, occupent l'espace poreux du réservoir.

Les argiles sont de type kaolinite montmorillonite pour ce puits.

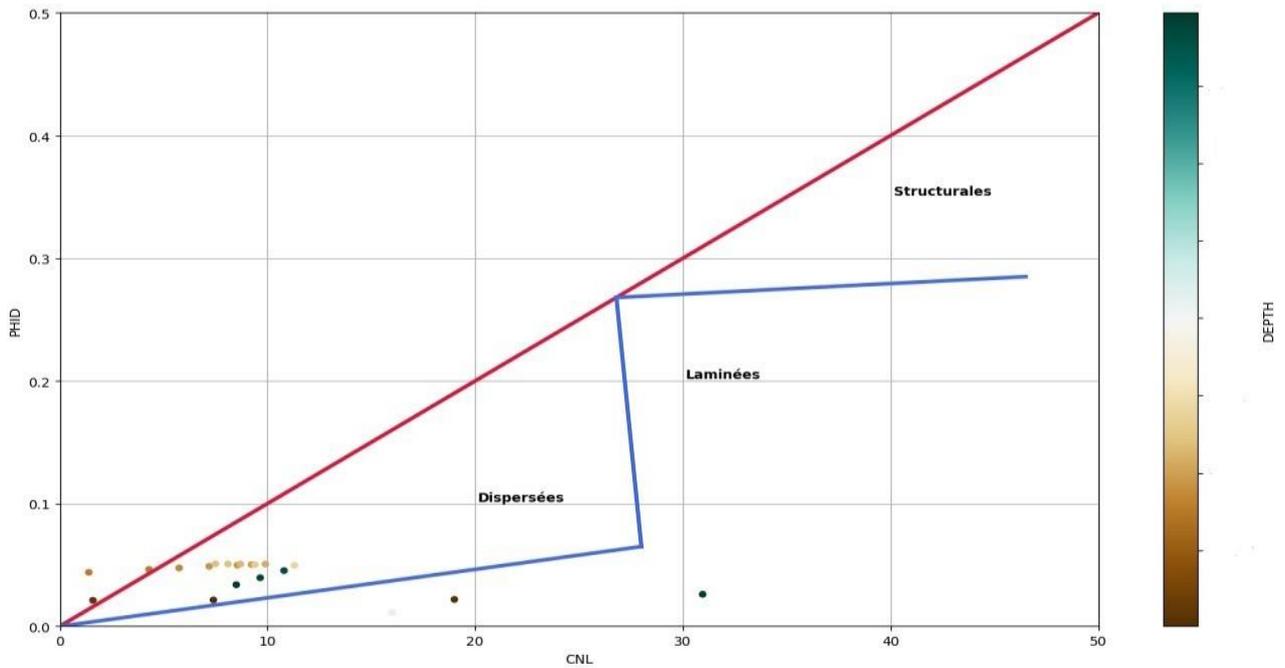


FIGURE 4.3 – Cross-plot (porosité densité-Neutron) déterminant le type de distribution des argiles dans les réservoirs ordoviciens de ce puits.

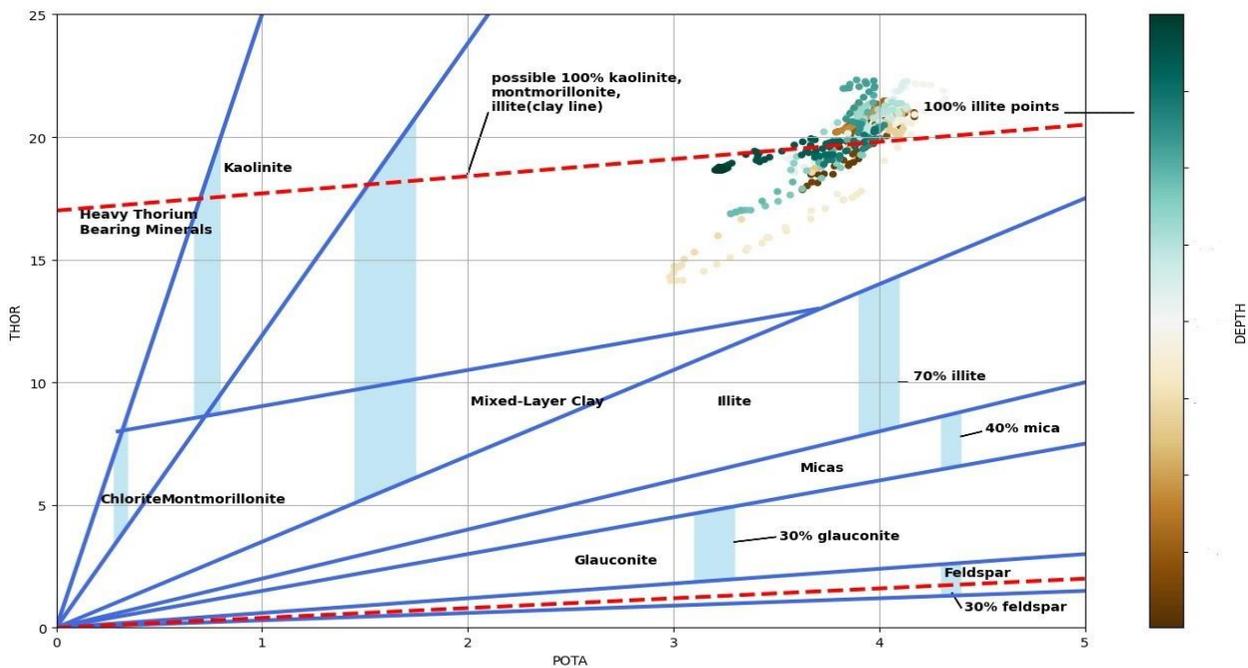


FIGURE 4.4 – Cross-plot (Thorium\_Potassium) : détermine les minéraux argileux de ce puits.

### 4.4.3 Détermination des paramètres matriciels :

Les paramètres matriciels ( $\rho_{ma}$ ,  $\Delta t_{ma}$ ) sont utilisés pour le calcul de la porosité totale. Ils sont déterminés à l'aide d'un graphique basé sur les données d'une zone propre et aquifère ( $VSh < 10\%$ ). Le cross-plot ( $R_t$ ,  $\rho_b$ ) est utilisé pour déterminer la densité matricielle  $\rho_{ma}$  en trouvant l'intersection de la droite de régression qui passe par le nuage de points caractérisant l'aquifère avec l'axe des abscisses  $\rho_b$ , ce qui donne la valeur du paramètre  $\rho_{ma}$ .

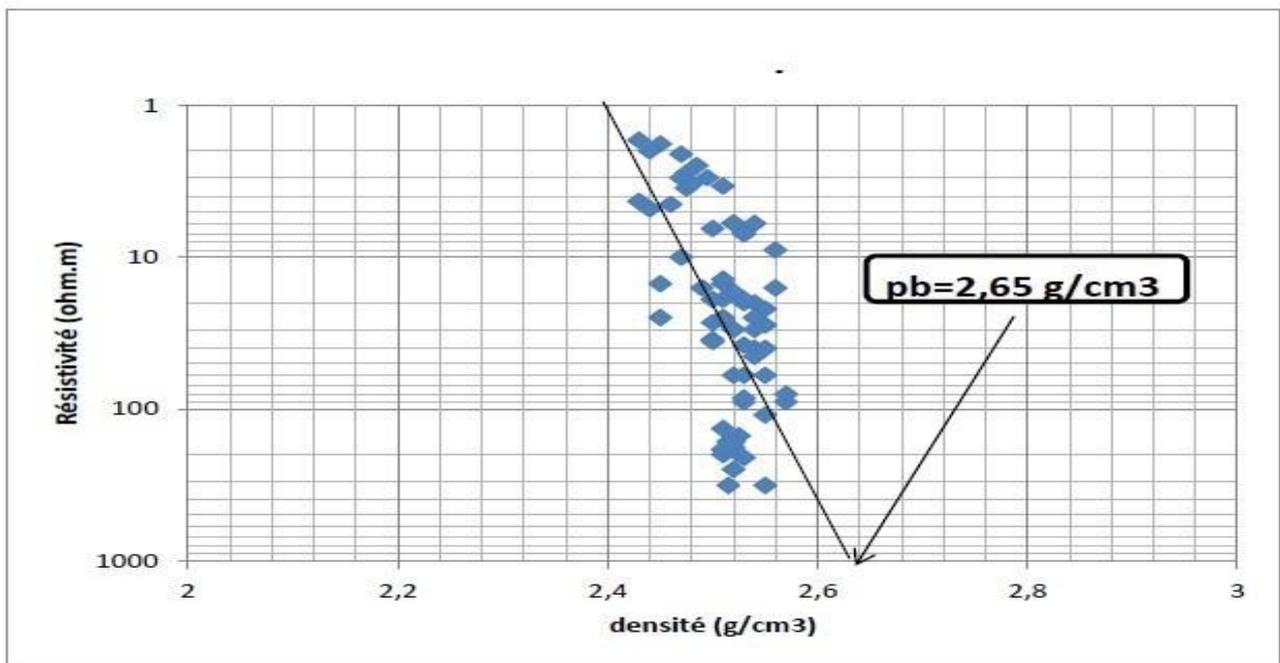


FIGURE 4.5 – Détermination de la densité de la matrice  $\rho_{ma}$ .

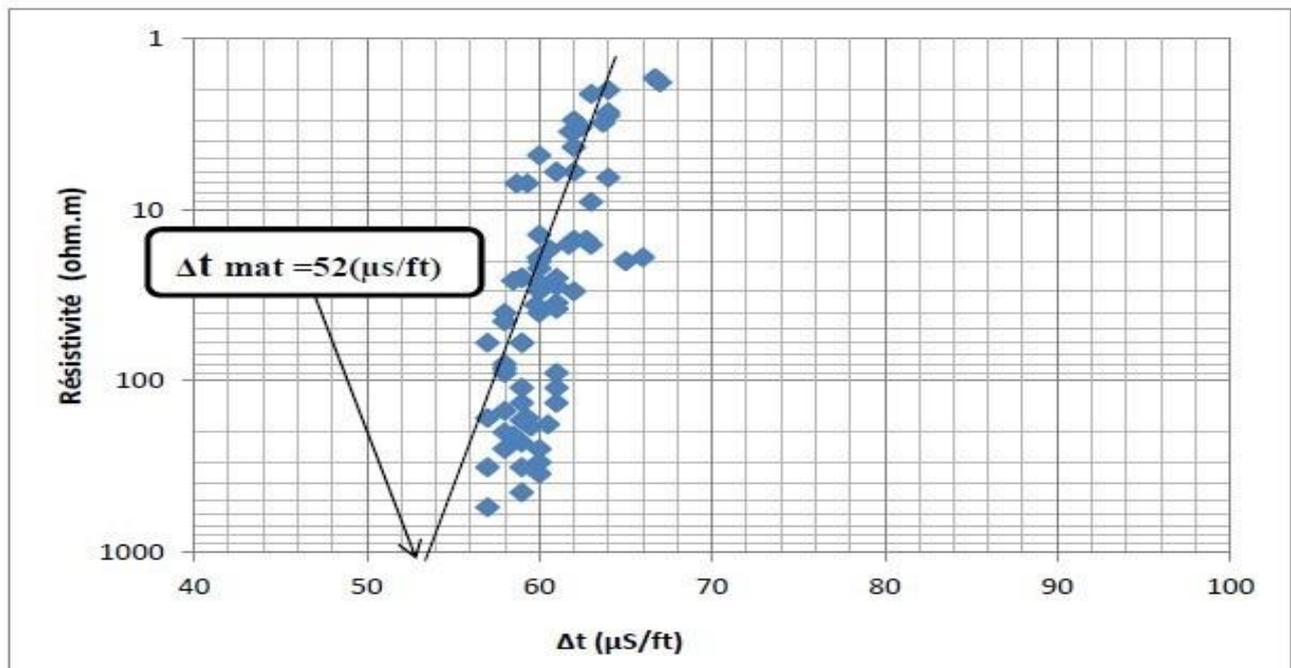


FIGURE 4.6 – Détermination de temps de parcours matriciel  $\Delta t_{ma}$ .

$\rho_{ma}(\text{/cc})$	$\Delta t_{ma}(\text{s/ft})$
2.65	52

TABLEAU 4.4 – Résultats de l'interprétation Pétrophysique

**Détermination de la résistivité de l'eau de formation  $R_w$  :**

Il existe plusieurs méthodes pour déterminer la résistivité de l'eau de formation ( $R_w$ ), et l'une de ces méthodes est celle des tests de résistivité sur des échantillons prélevés à partir des diagraphies. Cette méthode implique la récupération d'un échantillon d'eau de formation qui est ensuite analysé en laboratoire pour déterminer sa salinité  $S$  (en ppm) et sa température  $T$ . En utilisant l'abaque GEN-6 de Schlumberger (anciennement GEN-9), nous pouvons déterminer la résistivité de l'eau de formation  $R_w$  (voir Fig.). Dans le cas de la région étudiée, la salinité de l'eau de formation est d'environ  $S = 250\,000$  ppm et la température est de  $T = 117^\circ\text{C}$ . Les calculs ont donné la valeur suivante :

**$RW=0.016$**

Et d'après notre étude on trouve que l'eau est Sallé dans cette région car la résistivité de l'eau est inférieure à 0.1.

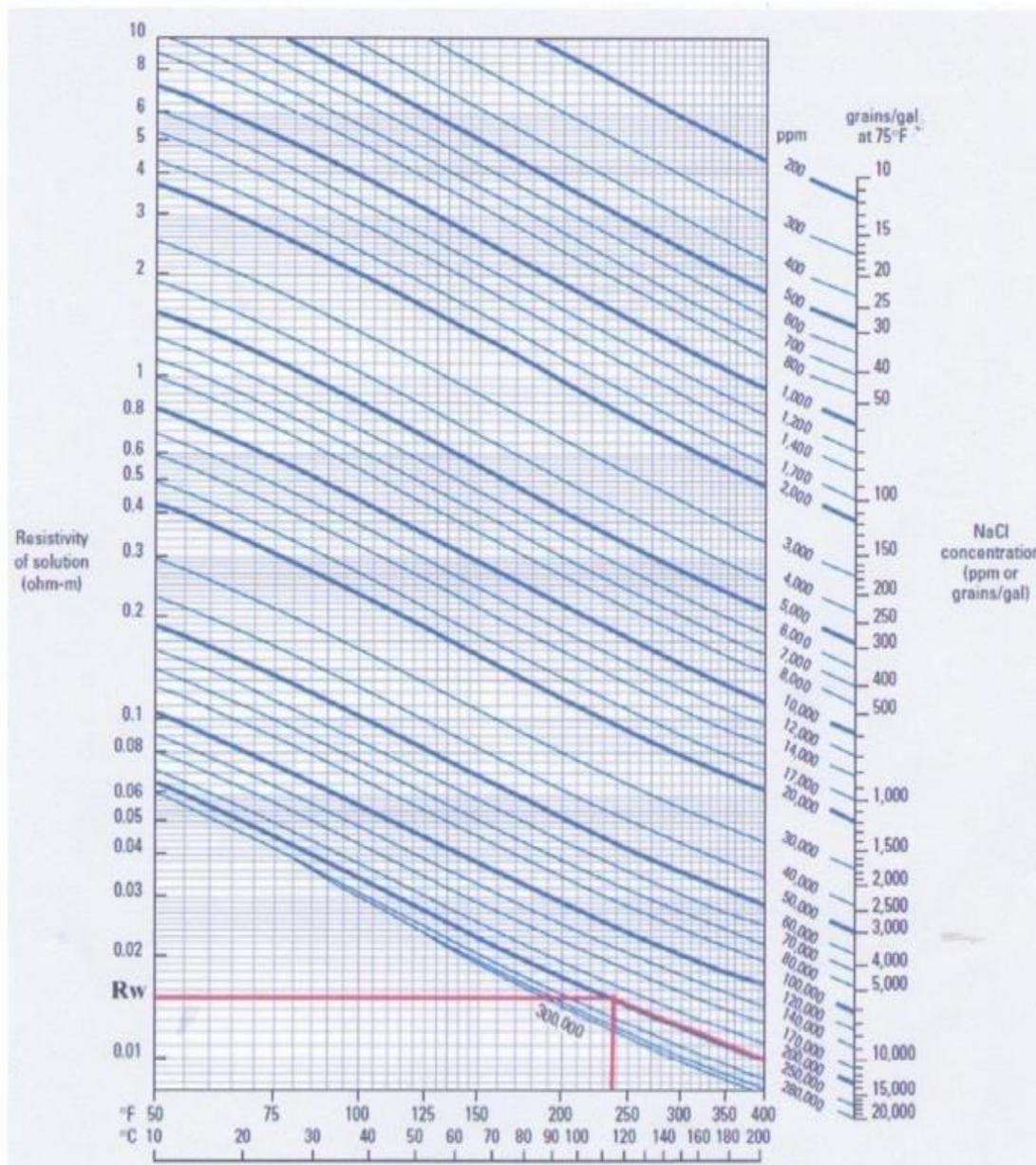


FIGURE 4.7 – Détermination de  $R_w$  par la méthode graphique (Abaque GEN6)

#### 4.4.4 Détermination des paramètres d'argile :

Les paramètres d'argile ( $R_{sh}$ ,  $\Phi_{sh}$ ,  $\rho_{sh}$  et  $\Delta T_{sh}$ ) sont directement lus à partir du log des diagraphies en identifiant les courbes ( $R_t$ ,  $\Phi$ ,  $\rho_b$  et  $\Delta T$ ) en regard du banc d'argile suffisamment épais, avec peu de cavités et le plus proche du réservoir, car l'argile doit être dans des conditions de dépôt similaires Serra2000.

Le tableau (Tab) présente les lectures des paramètres d'argile :

Réservoirs	$\Phi_{sh}$	$\rho_{sh}$ (/cc)	$\Delta t_{sh}$ (s/ft)	Rsh ( $\Omega.m$ )
Ordovicien Unité III	0.15	2.70	65	20

TABLEAU 4.5 – Résultats de l'interprétation Pétrophysique

- $\Phi_{NSH}$  : porosité neutron d'argile.
- $\Phi_{NSH}$  : porosité neutron d'argile.
- $\rho_{sh}$  : densité d'argile.
- $\Delta t_{sh}$  : temps de parcours d'argile.
- **Rsh** : résistivité d'argile.

#### 4.4.5 Détermination du volume d'argile.

La connaissance du volume d'argile est très importante dans l'interprétation des Diagraphies, il nous permet d'identifier si le réservoir est argileux ou propre, et ainsi corriger les paramètres pétrophysique.

Il existe plusieurs méthodes pour la détermination du volume d'argile, dans notre étude on a utilisé le GR comme l'unique indicateur pour le calcul du volume d'argile.

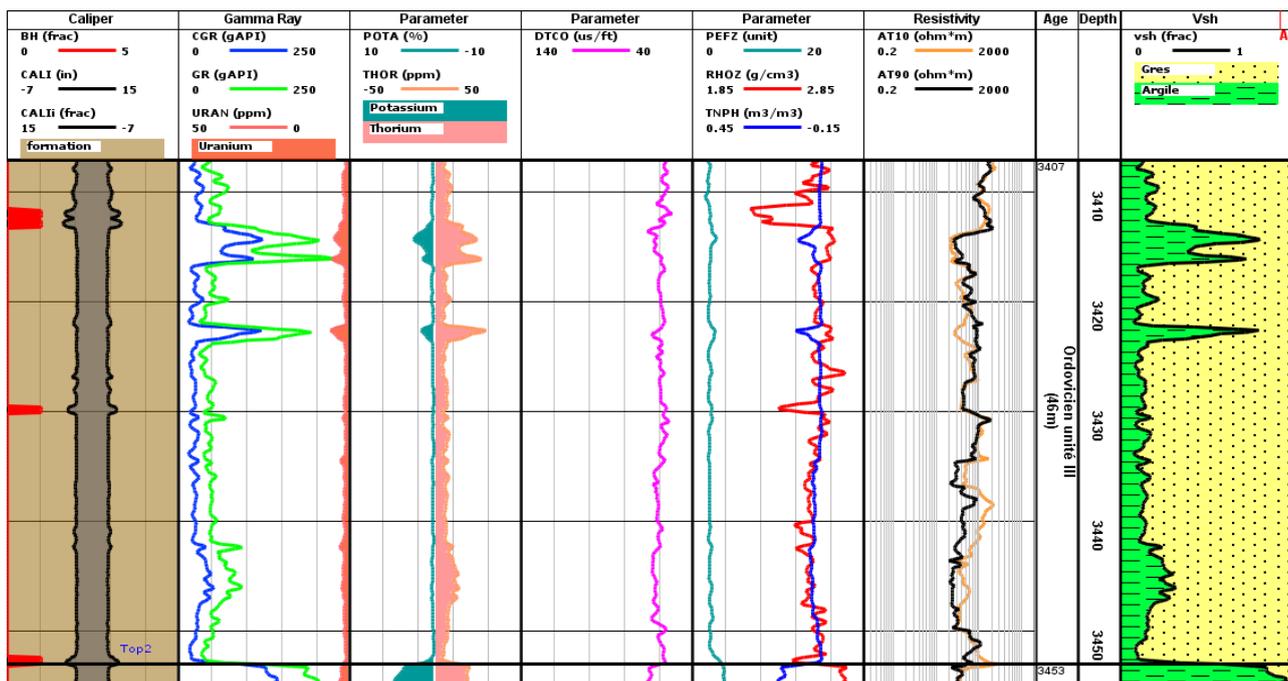


FIGURE 4.8 – Détermination du volume d’argile.

#### 4.4.6 Détermination de la porosité :

Les enregistrements dont nous disposons nous ont permis de calculer trois types de porosités pour chaque niveau de réservoir en utilisant les logs soniques, neutron et densité.

##### La porosité Neutron ( $\Phi_N$ )

:

L’outil utilisé fournit directement un enregistrement de la porosité. Cependant, des corrections doivent être apportées pour assurer une calibration sur une échelle compatible. Étant donné que l’outil est calibré sur du calcaire saturé d’eau, une correction est appliquée pour tenir compte de la nature gréseuse de la matrice . Cette correction est réalisée en utilisant la formule suivante :

$$\Phi_{n\_grés} = \Phi_{n\_calcaire} + 0.03 \tag{4.1}$$

Cette valeur de porosité doit être corrigée de l’effet des argiles à partir de la relation suivante :

$$\Phi_{NC} = \Phi_N - V_{sh} \times \Phi_{Nsh} \tag{4.2}$$

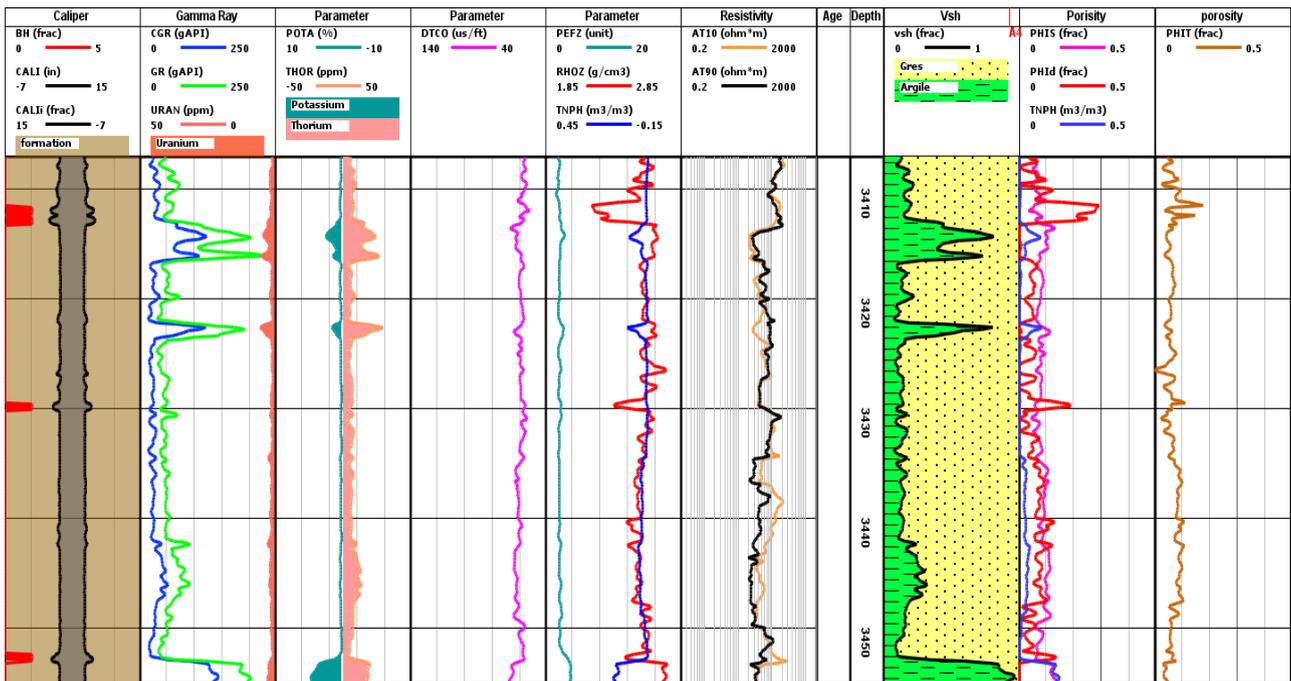


FIGURE 4.9 – Détermination de Porosité Neutron. Densité Sonic et totale.

### La Porosité densité $\Phi_D$

La densité globale de la formation s'écrit :

$$\rho_b = \Phi \cdot \rho_f + (1 - \Phi) \cdot \rho_{ma} \quad (4.3)$$

Avec  $\rho_f = 1.1 \text{ g/cc}$

On en déduit la porosité de densité :

$$\Phi_D = \frac{\rho_b - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}} \quad (4.4)$$

La porosité dérivée des outils de densité est corrigée à partir des relations ci-dessous :

$$\Phi_{DC} = \Phi_D - V_{Sh} \cdot \Phi_{DSh} \quad (4.5)$$

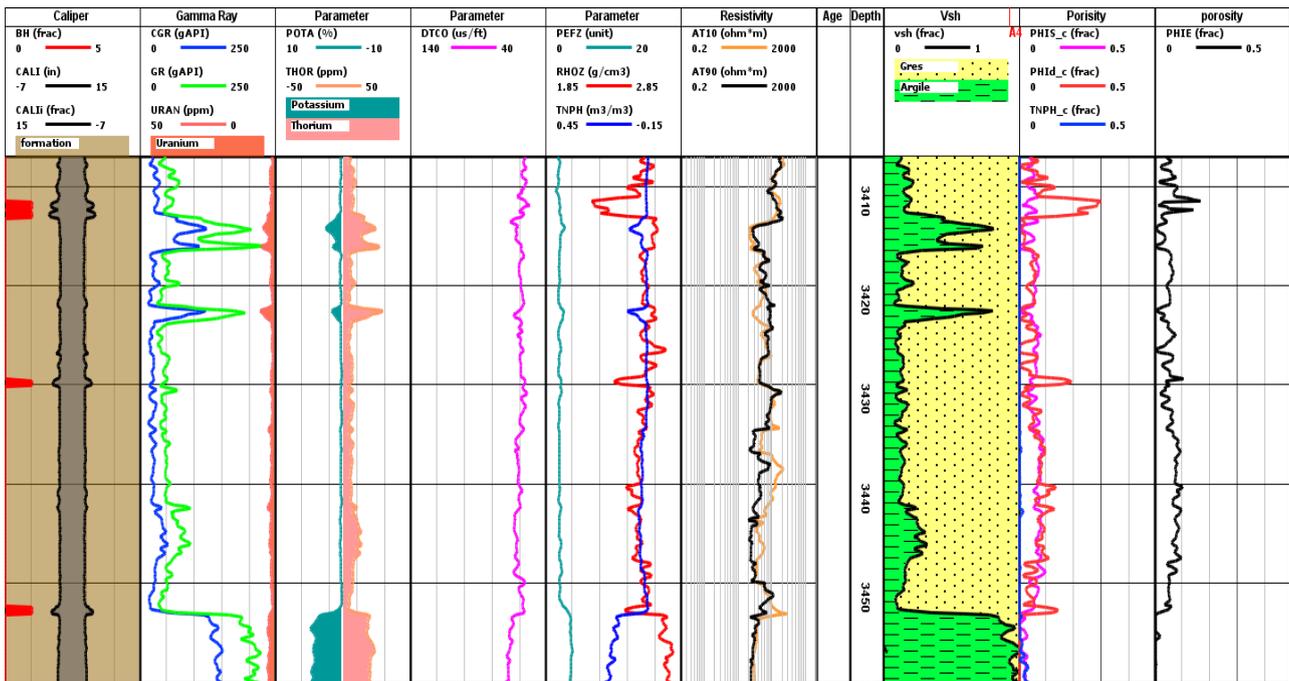


FIGURE 4.10 – Détermination de Porosité corrigé Sonic densité neutron et effective.

### Porosité sonique $\Phi_S$

Le temps de parcours global pour une formation poreuse propre s'écrit :

$$\Delta T_b = \Phi_S \cdot \Delta T_f + (1 - \Phi_S) \cdot \Delta t_{ma} \quad (4.6)$$

Avec  $\Delta T_f = 189 \mu s/ft$

De cette équation, on déduit la porosité :

$$\Phi_S = \frac{\Delta t_b - \Delta t_{ma}}{\Delta T_f - \Delta t_{ma}} \quad (4.7)$$

Alors, on obtient la porosité sonique corrigée de l'effet d'argile :

$$\Phi_{Sc} = \frac{\Delta T_b - \Delta t_{ma}}{\Delta T_f - \Delta t_{ma}} - V_{Sh} \cdot \frac{\Delta T_{Sh} - \Delta t_{ma}}{\Delta T_f - \Delta t_{ma}} \quad (4.8)$$

$$\Phi_{SC} = \Phi_S - V_{Sh} \cdot \Phi_{Ssh} \quad (4.9)$$

### Détermination de la porosité effective $\Phi_e$

D'un point de vue théorique, plusieurs relations permettent de calculer  $\Phi_e$ , comme illustré par Serra (2000). La porosité effective est obtenue en combinant les porosités « neutron-densité-sonique » corrigées de l'influence des argiles. Dans notre cas, les valeurs de porosité effective en face des bancs gréseux non cavés ont été déterminées en prenant la moyenne entre  $\Phi_N$ , et  $\Phi_{SC}$ .

$$\Phi_e = \frac{\Phi_{NC} + \Phi_{DC} + \Phi_{SC}}{3} \tag{4.10}$$

Pour les calculs de porosité effective, on a deux cas :

on remarque que le log de  $\Phi_{NC}$  est mal mesuré dans le réservoir tight et le log  $\Phi_{DC}$  a des intercalations remarquables à cause des cavités donc la porosité effective égale la porosité sonique corrigée.

### Calcul de la saturation

Afin de calculer la saturation en eau de formation  $S_w$ , la relation de dual water (Clavier et al 1984) est utilisée pour le cas des argiles dispersées comme suit :

$$S_w^n = \frac{R_w \cdot R_{sh}}{R_t \cdot \Phi_t^2 [V_{sh} \cdot R_w + (1 - V_{sh}) \cdot R_{sh}]} \tag{4.11}$$

où :

$S_w$  : la saturation en eau.

$R_w$  : la résistivité de l'eau de formation.

$R_{sh}$  : la résistivité d'argile.

$V_{sh}$  : le volume d'argile.

$R_t$  : Résistivité deep.

$\Phi_t$  : la porosité totale.

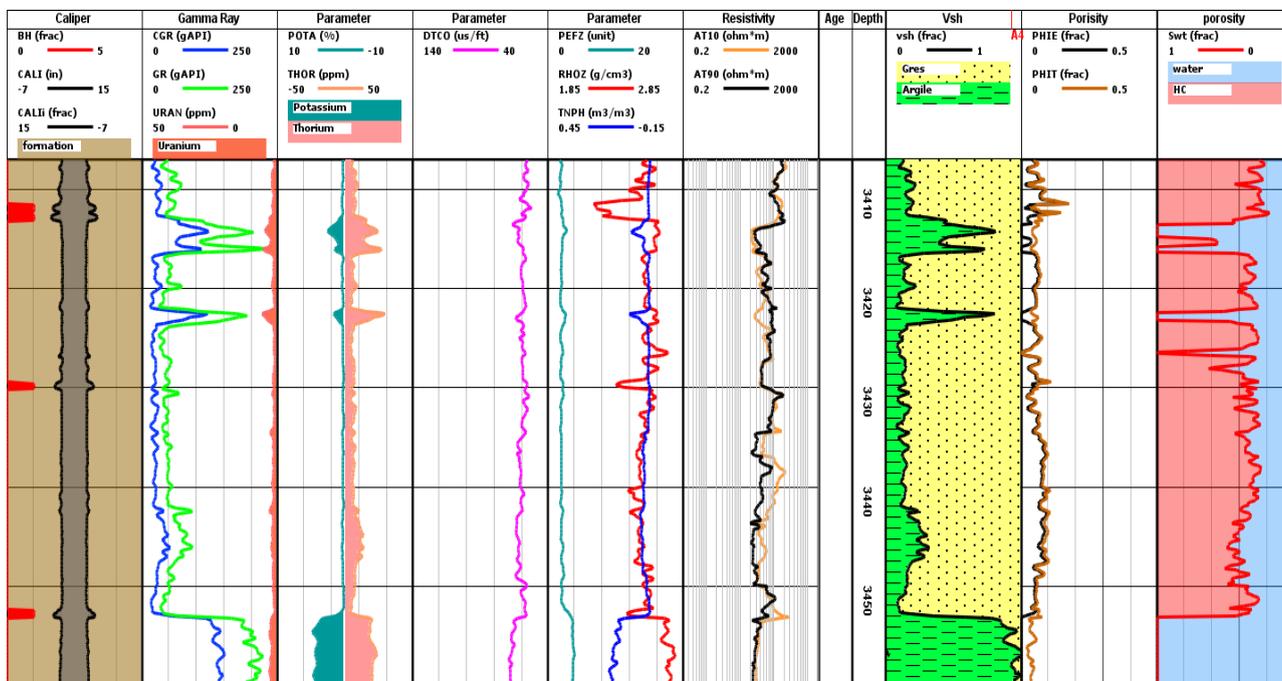


FIGURE 4.11 – Détermination de la saturation.

### Facteur de formation

De très nombreuses mesures sur des échantillons ont montré que le facteur de formation d'une roche sans argile peut être relié avec une bonne précision à la porosité par une relation de la forme :

$$f = \frac{\alpha}{\phi^m} \quad (4.12)$$

où :

- $\alpha$  : facteur de lithologie, varie de 0.62 à 2
- $m$  : facteur de cimentation, dépend du type de sédiment, de la forme des pores et des liaisons entre pores, donc du type de porosité et de son mode de répartition.

Dans notre étude, nous avons pris :  $\alpha = 1$  et  $m = 2$ .

## 4.5 Analyse des résultats

Après avoir estimé les paramètres pétrophysiques pour le réservoir Ordovicien unité III de ce puits, nous avons déterminé les intervalles des bancs susceptibles d'être des réservoirs à hydrocarbures et ceux qui ne présentent pas un intérêt pétrolier.

### 4.5.1 Les paramètres critiques

Les paramètres critiques (cut-off) appliqués au réservoir d'Ilizi sont :

$V_{sh} < 45\%$	$\Phi_e > 5\%$	$S_w < 50\%$
-----------------	----------------	--------------

TABLEAU 4.6 – Les paramètres critiques (cut-off)

La connaissance de la saturation en eau  $S_w$  nous permet de distinguer entre un réservoir à hydrocarbures et un réservoir à eau, car :

- Si  $S_w < 50\%$  : le réservoir en question est à hydrocarbures avec une saturation en  $S_h$ .
- Si  $S_w > 50\%$  : le réservoir est aquifère.

### 4.5.2 Les résultats pour ce puits

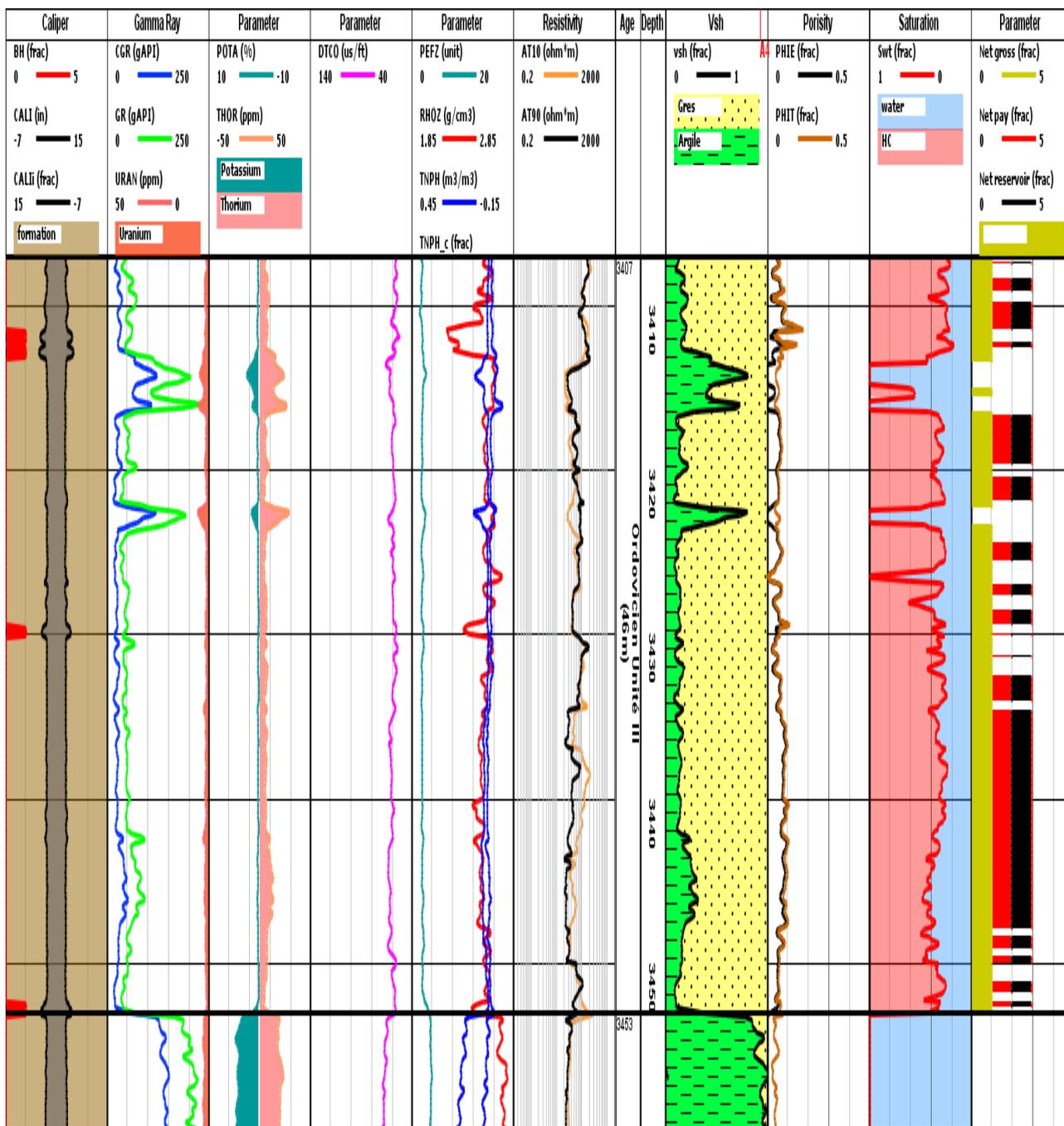


FIGURE 4.12 – Résultat d’interprétation des données de diagrapie de ce puits .

Les résultats de l’interprétation de ce puits sont présentés dans ce qui suit :  
 L’interprétation des diagrapies révèle des paramètres pétrophysiques peu encourageants pour le réservoir de l’unité III de l’Ordovicien dans ce puits [3407-3453 m], notamment :

- Des porosités neutroniques proches de 0 et des porosités effectives ne dépassant pas les 9 %, avec une moyenne de 6 %.

- Les courbes de résistivité (macro et micro) ne se superposent pas, ce qui indique un phénomène d'invasion.
- Le temps de propagation est minime à travers le réservoir.

Cette interprétation des trois paramètres précédents (porosités, résistivités et temps de propagation) met en évidence le caractère "tight" du réservoir. Les saturations en eau indiquent un potentiel pétrolier, variant entre 30 et 40 %. Les parties utiles du réservoir "tight" de l'unité III de l'Ordovicien se situent dans les deux zones (3416\_3418) et (3434\_3447).

<b>TOP</b>	<b>Bottom</b>	<b>Thickness</b>	<b>Vsh</b>	<b>PHIE</b>	<b>Sw</b>
3416	3418	2	0.2606	0.432	0.4762
3434	3447	13	0.1754	0.772	0.3398

TABLEAU 4.7 – Résultats de l'interprétation Pétrophysique

## 4.6 Conclusion

Vu le caractère compact du réservoir de l'unité III de l'Ordovicien, l'interprétation des diagraphies de ce puits montre un intérêt pétrolier dans l'ensemble des bancs gréseux des réservoirs de l'Ordovicien. Néanmoins, les caractéristiques sont très faibles (qualité médiocre), ce qui signifie que la production ne se fait que par le biais de paramètres secondaires, notamment la fracturation hydraulique. Il sera nécessaire de mener une étude géomécanique afin de confirmer l'identification des intervalles les plus favorables pour la fracturation hydraulique.

# Chapitre 5

## Étude Géomécanique

L'approche géomécanique décrit le comportement de la terre lors d'une sollicitation induite par l'exploitation, mais ne permet pas une représentation correcte des écoulements. Ainsi, un modèle géomécanique est une représentation simplifiée d'un système géologique utilisée pour étudier et prédire son comportement mécanique. Il s'agit d'une approche mathématique et numérique qui permet de simuler les réponses des roches de formation aux contraintes et aux déformations.

Intervention de la géomécanique : La géomécanique intervient dans le contrôle des risques associés à la déformation des roches (stabilité du puits, la compaction et la compartimentation du réservoir, la propagation de la fracturation hydraulique, la production de sable, etc.). Elle essaie d'identifier, prédire et gérer de manière efficace les dépenses et d'optimiser l'exploration et l'exploitation des réservoirs pétroliers (Zoback, 2007).

Une étude géomécanique consiste à construire un modèle géomécanique de la terre. Ce modèle, avec toutes ses composantes, est le point de départ de nombreuses problématiques durant toute la vie du réservoir, lors de l'exploration pétrolière, du développement jusqu'à l'abandonnement.

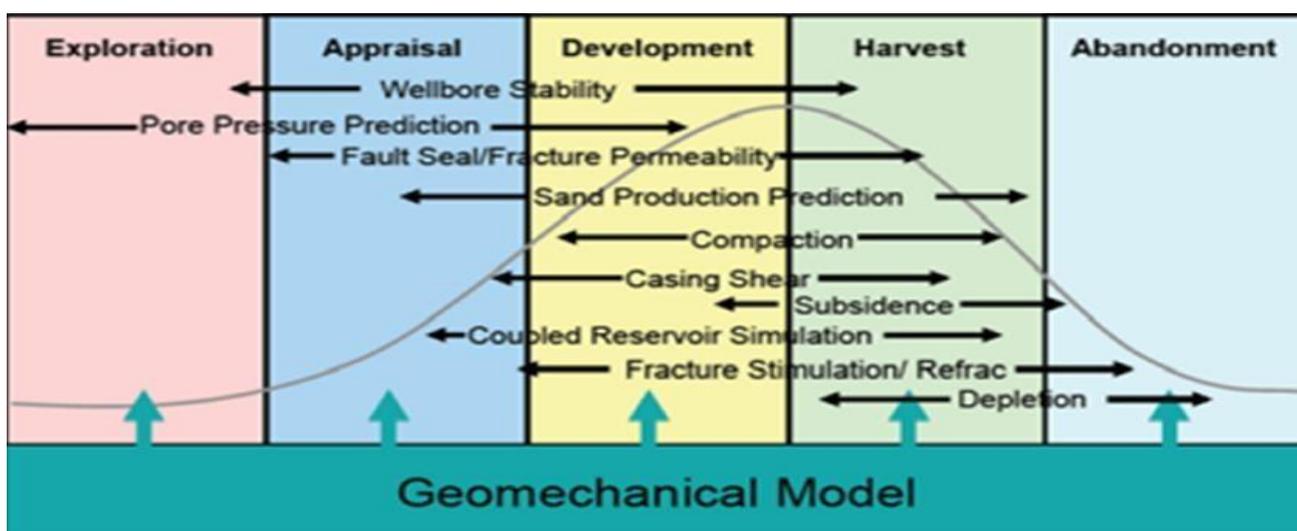


FIGURE 5.1 – l'intervention du model géomecanique sur les étapes de production.

### But d'une étude géomécanique

La géomécanique vise à évaluer et comprendre le comportement mécanique des formations géologiques associées au gisement d'hydrocarbures. Cela permet d'optimiser les opérations d'exploration et de prendre des décisions éclairées pour maximiser la production et la récupération des hydrocarbures (Zoback).

### Notion de base :

#### . Les contraintes :

Dans la situation décrite dans la figure (fig. .), où un bloc de matériau présente une surface A perpendiculaire à la ligne d'action de la force F, le stress  $\sigma$  peut être calculé de la manière suivante :

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

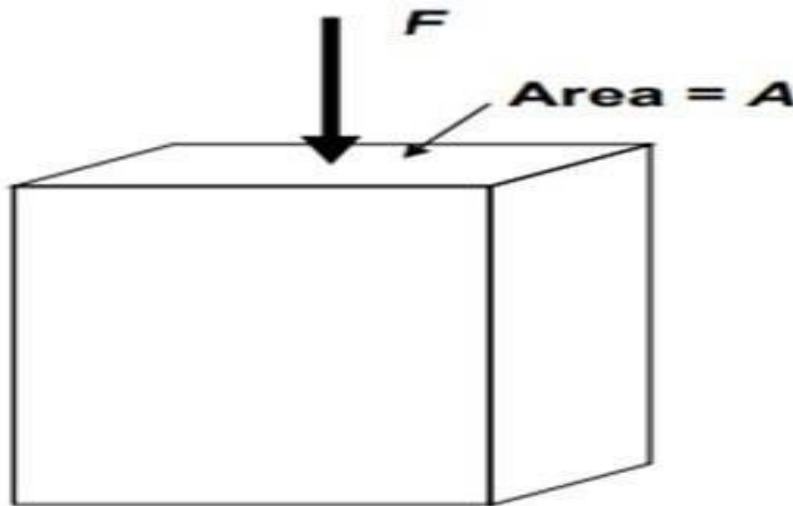


FIGURE 5.2 – Un bloc de matériau soumis à une force F.

Il est important de noter que cette formule de calcul du stress est très similaire à celle utilisée pour calculer la pression. En effet, le stress et la pression ont les mêmes unités et représentent essentiellement la même chose, c'est-à-dire l'énergie stockée dans le matériau.

La principale différence entre les deux réside dans le comportement des liquides et des gaz : dans ces fluides, ils s'écoulent jusqu'à ce que le stress (ou la pression) soit uniforme dans toutes les directions, atteignant ainsi un équilibre (Zoback, 2007).

Cependant, les solides ne peuvent pas se déformer de telle manière, de sorte que ces matériaux auront toujours un plan dans lequel les contraintes sont maximales. Elles auront

Également, un plan perpendiculaire à cette face où les contraintes sont minimales. Le stress est une propriété de tenseur – il ne peut être entièrement défini par une grandeur et une zone à travers laquelle il agit. Sur chaque facette, on peut constater que l’effort appliqué engendre :

- Une contrainte normale à la facette.
- Deux contraintes de cisaillement parallèles à la facette.

Le schéma ci-dessous indique la distribution des contraintes dans un système (x, y, z) (Fig. .).

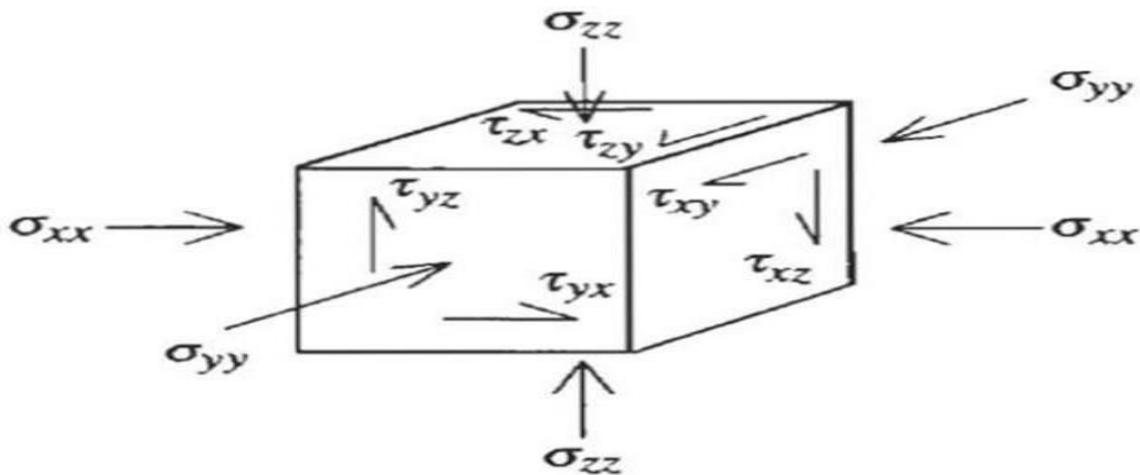


FIGURE 5.3 – Distribution des contraintes.

De ce fait, sur un cube, on peut recenser 9 composantes de contraintes, sous une forme matricielle écrite comme suit :  $\sigma_{ij}$  est la contrainte perpendiculaire au plan  $i$  suivant la direction  $j$ .

$$T = \begin{bmatrix} \sigma_{xx} & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_{yy} & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_{zz} \end{bmatrix} \quad (5.1)$$

$T$  est appelé tenseur des contraintes d’ordre 2. On peut montrer en utilisant les équations d’équilibre des moments que le tenseur  $T$  est symétrique, en d’autres termes :

$$\sigma_{ij} = \sigma_{ji} \quad (5.2)$$

Donc, le tenseur des contraintes  $T$  s’écrit :

$$T = \begin{bmatrix} \sigma_{xx} & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_{yy} & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_{zz} \end{bmatrix} \quad (5.3)$$

**Régime de stress :**

L'amplitude des trois contraintes détermine le régime de stress qui produit trois différents modèles de failles :

- Régime normal :  $\sigma_v > \Sigma_h > \sigma_h$  (Figure .a)
- Régime inverse :  $\Sigma_h > \sigma_h > \sigma_v$  (Figure .b)
- Régime décrochant :  $\Sigma_h > \sigma_v > \sigma_h$  (Figure .c)

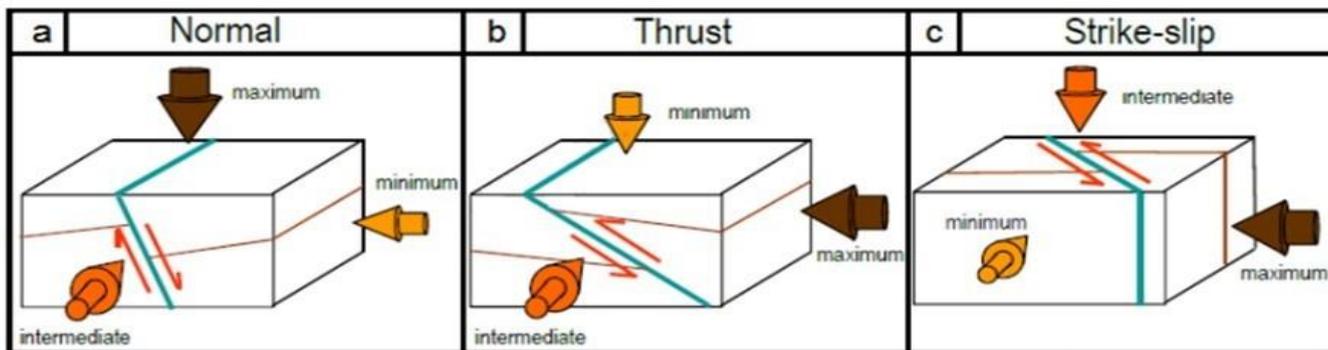


FIGURE 5.4 – Modèles de failles selon le régime de stress (Schlumberger, 2012).

**La déformation :**

La déformation d'un matériau est une mesure de la quantité de matériau qui a été altérée ou déformée lorsqu'une contrainte lui est appliquée. Dans le contexte de la Figure (Fig.), cette figure illustre comment le bloc de matériau est comprimé par la force  $F$  zoback2007.

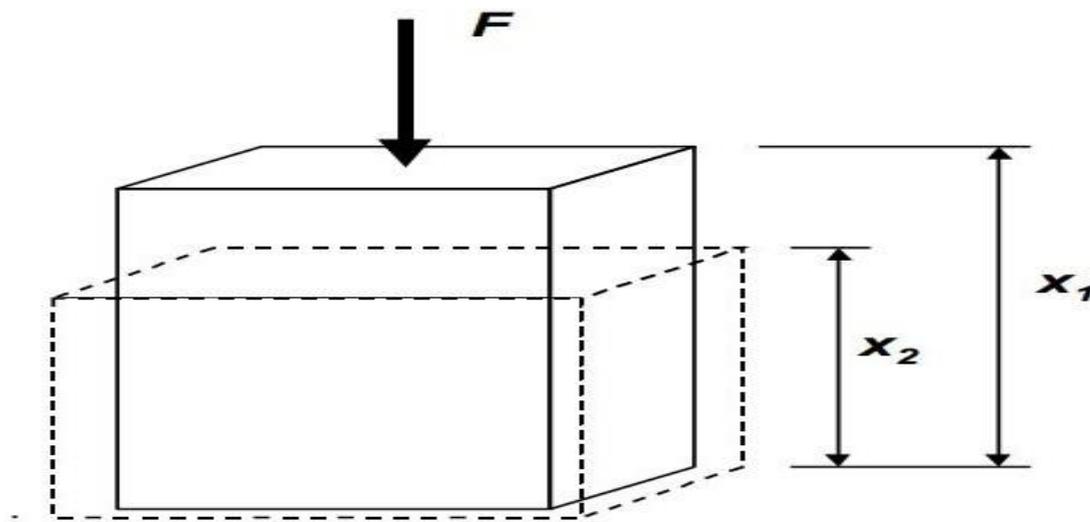


FIGURE 5.5 – . Déformation produite par l'application de la force  $F$ .

**Comportement des roches :**

Quand un échantillon de roche ou un élément de la terre est soumis à une charge, il se déforme. Afin de déterminer la relation (SS\*) entre le stress et la déformation, diverses théories ont été développées pour décrire une procédure simplifiée. La relation la plus simple est la théorie de l'élasticité djeddi2016.

La relation contrainte-déformation est décrite par la formule :

$$\text{Contrainte}(\sigma) = \text{Module de Young}(E) \times \text{Déformation}(\epsilon) \tag{5.4}$$

Cette équation représente la loi de Hooke, qui stipule que la contrainte appliquée à un matériau est directement proportionnelle à la déformation qu'il subit, tant que le matériau reste dans sa limite élastique.

En effet, la déformation élastique est réversible ; si la force (la pression ou le stress) est enlevée, le matériau retourne à sa taille et sa forme d'origine. Si une telle force est appliquée sur un matériau qui passe au-delà de sa limite élastique, le matériau commence à se déformer plastiquement. Ceci est illustré par la figure (Fig..).

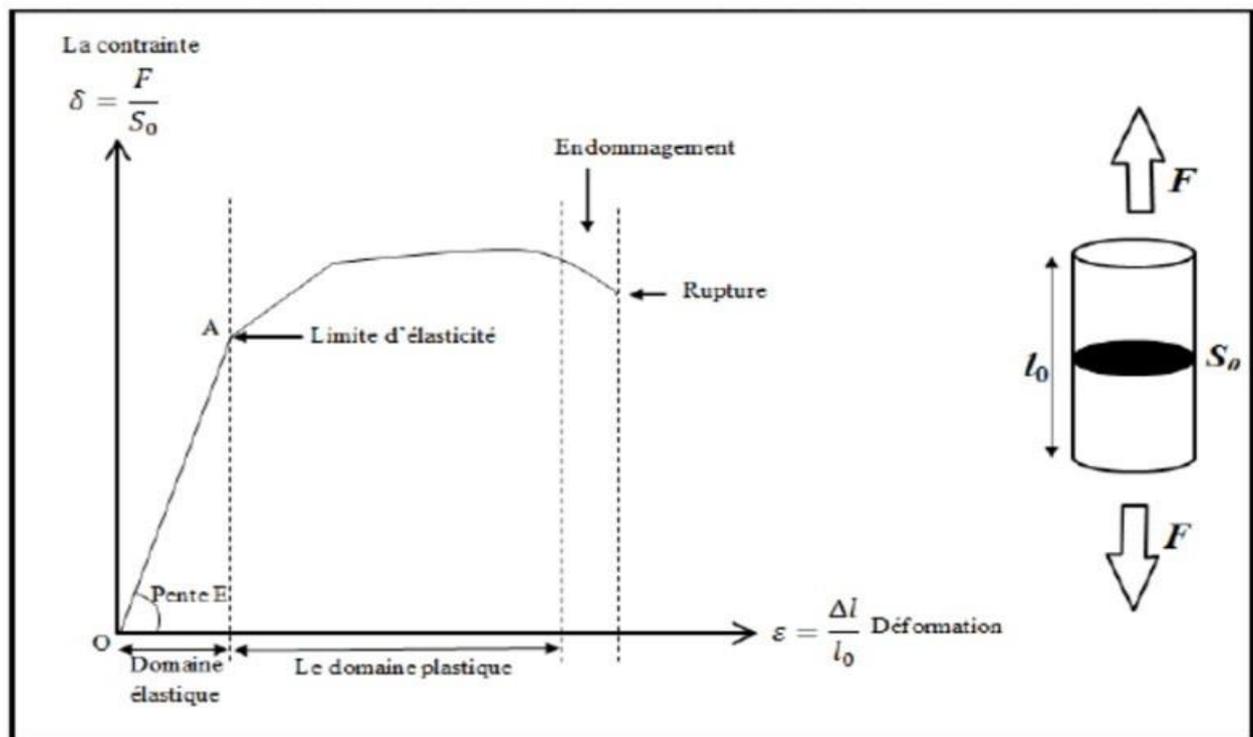


FIGURE 5.6 – Comportement des matériaux soumis à des efforts. (Djeddi.Mk, 2016).

**Paramètres d'élasticité :**

**Coefficient de Poisson :**

Le coefficient de Poisson  $\nu$  représente la tendance du matériau à transférer sa déformabilité perpendiculairement au chargement bell1992, ceci est illustré par la figure (Fig. .).

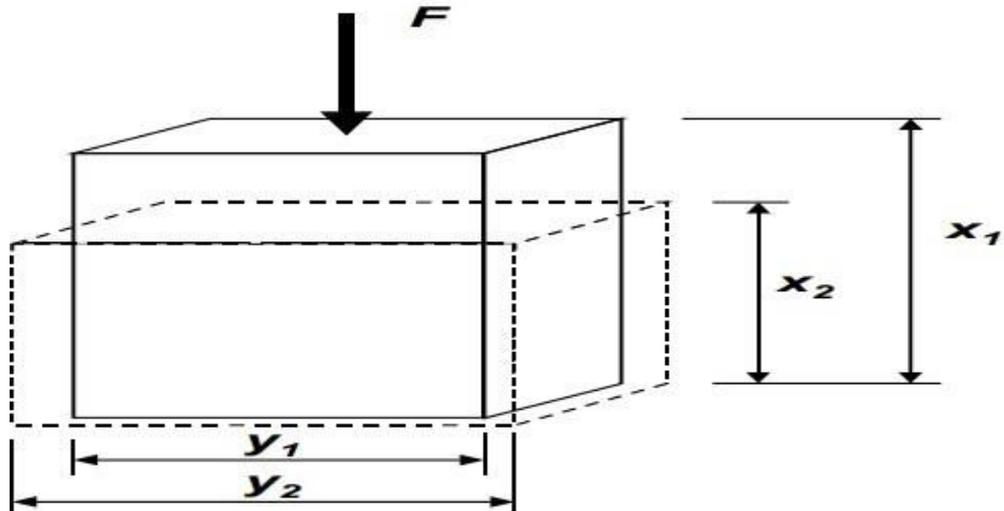


FIGURE 5.7 – Application de la force F produit également une déformation dans la direction y.

La déformation dans la direction x (axiale) est donnée par :

$$\epsilon_a = \frac{x_1 - x_2}{x_1} \tag{5.5}$$

La déformation dans la direction y (latérale) est donnée par

:

$$\epsilon_l = \frac{y_1 - y_2}{y_1} \tag{5.6}$$

Le coefficient de Poisson est défini par l'équation :

$$\nu = - \frac{\epsilon_l}{\epsilon_a} \tag{5.7}$$

Le coefficient de Poisson est un facteur important dans la détermination du gradient de contrainte de la formation, mais il est moins important dans la définition des dimensions de la fracture, même s'il a un certain effet. Les valeurs typiques pour  $\nu$  des roches sont comprises entre 0,1 et 0,35.

Type de roche	Coefficient de Poisson
Calcaire	0.30-0.35
Sable	0.25-0.35
Grés consolidé	0.15-0.30
Silt	0.20-0.30
Argile	0.25-0.45
Charbon	0.35-0.45

TABLEAU 5.1 – Quelques exemples du coefficient de Poisson.

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

**Module de Young :**

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

$$E = \frac{\sigma_a}{\epsilon_a} \tag{5.8}$$

où : -  $\epsilon_a$  : La déformation axiale. -  $\sigma_a$  : Contrainte uniaxiale appliquée sur l'échantillon.

Le module de Young est défini comme le rapport de la contrainte sur la déformation. Étant donné que la déformation est sans dimension, le module de Young a les mêmes unités que le stress. Le module de Young est une mesure de la capacité d'un matériau à se déformer élastiquement lorsqu'une charge lui est appliquée. Il est également souvent considéré comme une mesure de la rigidité ou de la dureté du matériau.

Dans le contexte de la fracturation, le module de Young peut être considéré comme une mesure de la quantité de déformation élastique qu'un matériau (comme la roche) peut subir lorsqu'une pression lui est appliquée. Étant donné que la pression est une forme d'énergie stockée, le module de Young est également une mesure de la quantité d'énergie nécessaire pour induire une déformation dans la roche bell1992.

Type de roche	Module de Young (Mpsi)
Calcaire	5-13
Sable	0.2-1.3
Grés consolidé	1-8
Silt	4-8
Argile	1-5
Charbon	0.1-1

TABLEAU 5.2 – Quelques exemples du module de Young.

**Le module de rigidité :**

Le module de rigidité est similaire au module de Young, sauf qu’il se réfère au matériau qui est en cisaillement plutôt qu’en compression ou en torsion. Il définit la quantité d’énergie nécessaire pour déformer élastiquement un matériau en cisaillement bell1992. Voir la figure (Fig..).

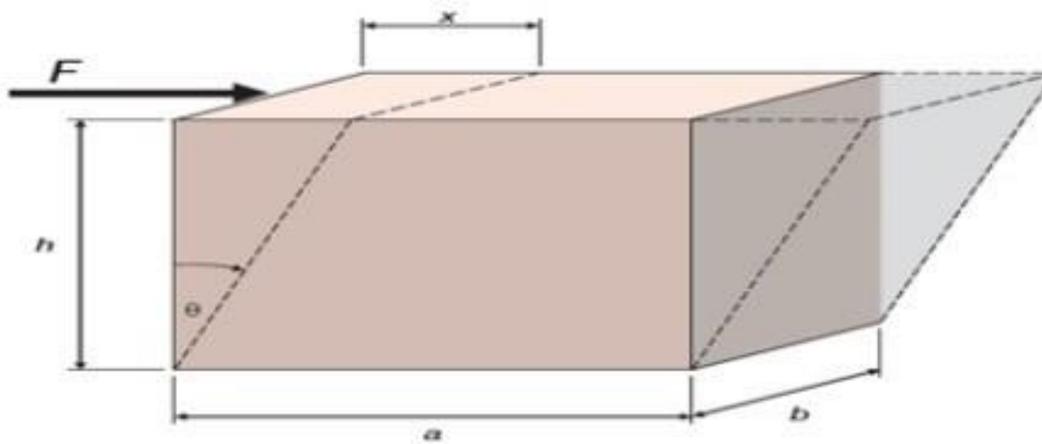


FIGURE 5.8 – La déformation angulaire.

Il s’exprime comme étant le rapport entre la contrainte de cisaillement ( $\tau$ ) et la déformation angulaire engendrée ( $\gamma$ ) :

$$G = \frac{\tau}{\gamma} \tag{5.9}$$

Avec :

$$\tau = \frac{F}{A}, \quad \gamma = \frac{x}{h} = \tan(\vartheta) \tag{5.10}$$

**Le module d'incompressibilité (K) :**

Le module d'incompressibilité  $K$ , qui est le coefficient de proportionnalité entre la contrainte moyenne  $\sigma_m$  et la déformation volumétrique  $\epsilon_v$  lors d'un test hydrostatique. Dans un tel essai, toutes les trois contraintes normales sont égales et, par conséquent, toutes les directions sont principales {bell1992}. Voir la figure (Fig..).

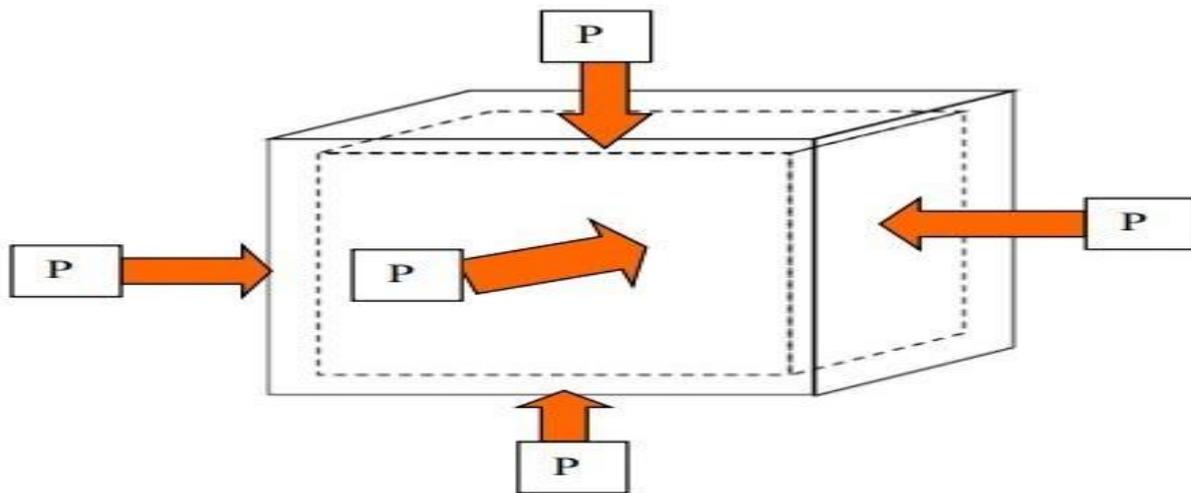


FIGURE 5.9 – Test hydrostatique.

Le module d'incompressibilité est défini par :

$$K = \frac{\sigma_m}{\epsilon_v} = \frac{E}{3(1 - 2\nu)} \tag{5.11}$$

**Les relations entre les quatre constantes élastiques :**

Les quatre principales constantes élastiques (le module de Young, module de rigidité, module d'incompressibilité et le coefficient de Poisson) sont tous liés les uns aux autres. Si deux de ces propriétés des matériaux sont connues, les deux autres peuvent être déduites :

$$K = \frac{E}{3(1 - 2\nu)} \tag{5.12}$$

$$G = \frac{E}{2(1 + \nu)} \quad (5.13)$$

Par conséquent, si le module de Young et le coefficient de Poisson sont connus, le module de rigidité et le module d'incompressibilité peuvent être déduits. Ainsi, les simulateurs de fracture ne nécessitent que l'entrée de  $E$  et  $\nu$ .

### Paramètres acoustiques

#### Vitesses soniques longitudinale et transversale :

La vitesse des ondes longitudinales (ou compression) dans un milieu élastique est liée au module de Young dynamique et au coefficient de Poisson par la relation :

$$V_c = \frac{\sigma}{\rho(1 - \nu)(1 + \nu)(1 - 2\nu)} \quad (5.14)$$

La vitesse des ondes transversales (ou de cisaillement) s'exprime par la relation :

$$V_s = \frac{\sigma}{2 \frac{E}{\rho(1 + \nu)}} \quad (5.15)$$

Dans ces relations  $\rho$  désigne le poids spécifique du matériau, la vitesse  $V_c$  varie : - de 1 500-2 000 m/s pour les roches tendres ; - à 4 000-5 000 m/s pour les grès et calcaires très consolidés.

Ces vitesses sont déduites de l'interprétation des logs soniques. Ensuite, à partir des mesures de  $V_c$ , on déduit les valeurs dynamiques du module de Young et du coefficient de Poisson.

#### Paramètres de résistance de la roche :

Angle de frottement interne ( $\vartheta$ ) : L'angle de frottement interne correspond à l'angle formé naturellement par un matériau mis en tas, par rapport à l'horizontale. Il dépend du type de sol et plus particulièrement de l'émoussé de ses grains : plus ces derniers sont anguleux, plus l'angle de frottement interne sera élevé. Ainsi, cet angle sera nettement plus élevé dans le cas de graviers que pour un sol à forte teneur en argiles.

Cohésion ( $C$ ) : C'est la résistance au cisaillement sous contrainte normale nulle, et la résistance propre de la structure (liaisons physico-chimiques).

Résistance à la compression simple (UCS) : Il consiste à comprimer un échantillon de roche de forme cylindrique entre deux plateaux parallèles d'une presse rigide. Il est alors soumis à une pression axiale croissante jusqu'à sa rupture. La pression de rupture représente sa résistance à la compression.

#### Théorie du stress in situ :

La contrainte (stress) est une propriété tensorielle qui, à chaque point de la croûte, est définie par trois grandeurs indépendantes et trois directions orthogonales. Pour simplifier, on peut supposer qu'une direction est verticale, correspondant au poids de la colonne de roche au-dessus du point, ce qui signifie que les deux autres doivent être situées dans le plan horizontal. La magnitude du stress vertical qui est défini par le poids des sédiments augmente avec la profondeur, en raison du gradient de densité de la colonne de roche.

$$\sigma_v = \int \rho g dz \quad (5.16)$$

$\sigma_v$  : la contrainte verticale.

$\rho$  : la densité apparente.

$g$  : l'accélération due à la gravité.

$z$  : la profondeur verticale en dessous de la surface.

Les grandeurs des deux contraintes horizontales ne sont pas définies par des gradients simples, et il n'y a aucun moyen de calculer avec précision leur variation. Cependant, dans l'industrie pétrolière, certaines hypothèses couramment utilisées permettent d'obtenir des variations de contraintes relativement simples en fonction des propriétés mécaniques. Une de ces hypothèses est que la contrainte horizontale résulte du transfert de la contrainte verticale vers le plan horizontal, en raison de l'incapacité des roches de la sous-surface à se déformer dans la direction horizontale.

Cet effet est principalement défini par le coefficient de Poisson de la roche. De plus, une source de contrainte externe supplémentaire agissant dans le plan horizontal peut générer une contrainte parallèle proportionnelle au module d'élasticité de la roche. L'état de contrainte global peut être décrit par les équations suivantes, qui sont basées sur une théorie simple du stress élastique linéaire et supposent des roches homogènes et isotropes :

$$\sigma_{h1} = \frac{\nu}{1-\nu} (\sigma_v - \Delta p) + \Delta p + (\epsilon_1 + \nu \epsilon_2) \frac{1}{(1-\frac{\nu}{1-\nu})} E$$

$$\sigma_{h2} = \frac{\nu}{1-\nu} (\sigma_v - \Delta p) + \Delta p + (\epsilon_1 + \nu \epsilon_2) \frac{1}{(1-\frac{\nu}{1-\nu})} E$$

Où  $\sigma_{h1}$  et  $\sigma_{h2}$  sont les principales contraintes horizontales dans les directions orthogonales.

- $\sigma_v$  : le stress vertical
- $\alpha$  : le coefficient poroélastique de Biots
- $P_p$  : la pression des pores de formation
- $\nu$  : le rapport de Poisson

—  $E$  : le module de Young

Les paramètres  $\epsilon_1$   $\epsilon_2$  représentent les contraintes élastiques dans les directions parallèles à  $\sigma_{h1}$  et  $\sigma_{h2}$ . Il est important de noter que si ces déformations sont nulles, les contraintes sont définies uniquement par le rapport de Poisson, sans aucune influence du module de Young.

$$\sigma_H = \frac{\nu}{1 - \nu} (\sigma_v - \Delta p) + \Delta p + \Delta \sigma_t \quad (5.17)$$

Dans ce qui suit, un modèle géomécanique a été construit en utilisant une suite d'enregistrements diagraphiques. L'étude de détail sera réalisée dans les sections réservoirs délimitées par l'analyse pétrophysique précédente. Le modèle géomécanique est ensuite utilisé pour l'étude de faisabilité de la stimulation du réservoir par fracturation hydraulique, pour la production dans les formations compactes de l'Ordovicien.

### **Workflow d'une étude géomécanique**

Une étude géomécanique unidimensionnelle est basée sur les enregistrements des diagraphies et sur les données de laboratoire. Cette étude a été réalisée sur un intervalle délimité par une analyse pétrophysique. Le premier objectif de cette étude est la construction d'un modèle mécanique de la terre (MEM) qui est défini par la représentation des paramètres géomécanique (propriétés de la roche, la résistance de la roche, pression de pore et l'état de contrainte) en fonction de la profondeur. Ensuite, par le biais de ce modèle une stimulation de réservoir a été réalisée par une étude de fracturation Hydraulique.

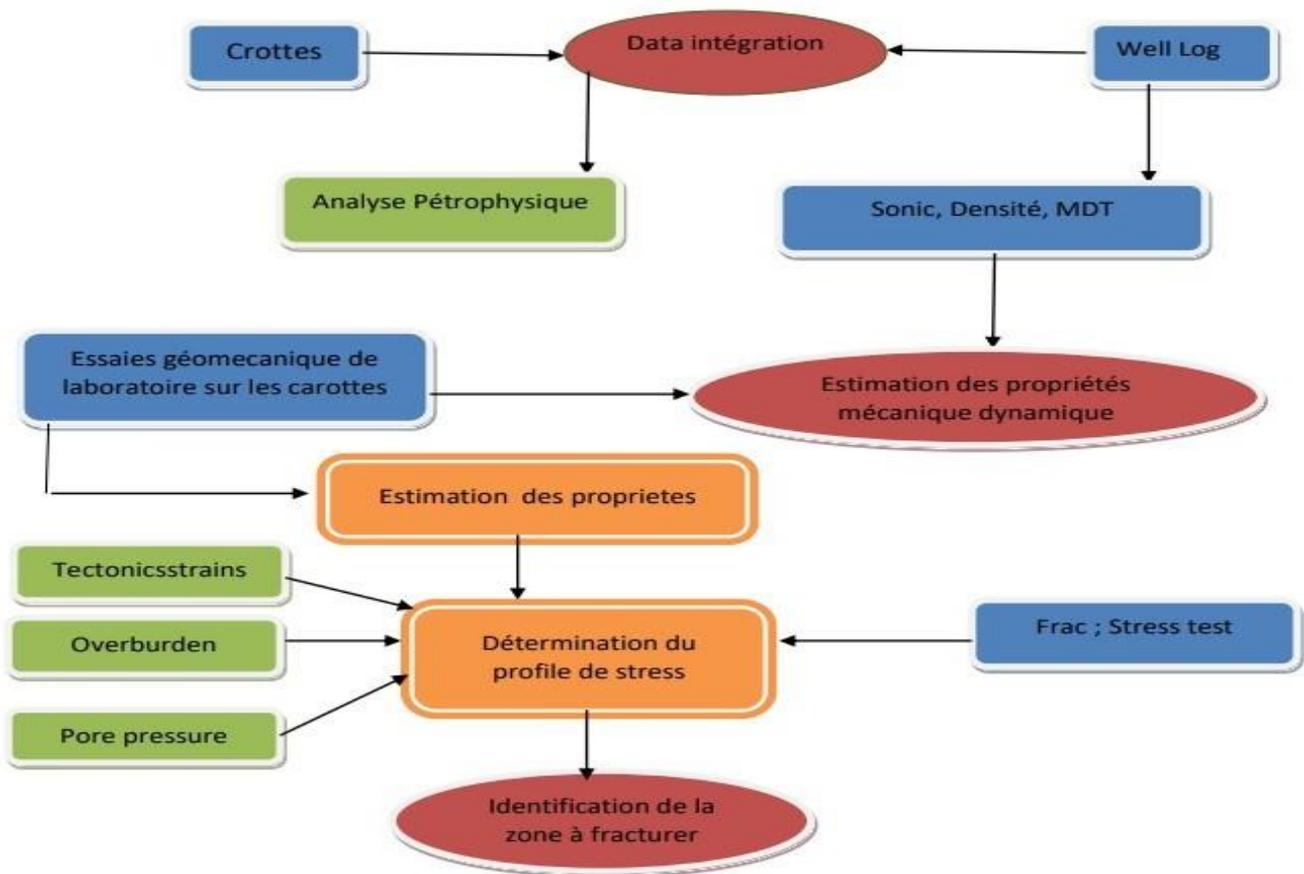


FIGURE 5.10 – Workflow d’une étude géomécanique.

**La construction d’un modèle mécanique de la terre :**

Le modèle mécanique de la terre est construit en se basant sur des paramètres acoustiques et le log de densité afin d’estimer les paramètres d’élasticité dynamique (module de Young et coefficient de Poisson) puis l’estimation des paramètres de la résistance de la roche pour aboutir à l’état de contrainte et la pression de pore [Rozorgi,2016].

**Propriétés mécaniques dynamiques :**

Les propriétés mécaniques dynamiques se réfèrent aux modules élastiques qui sont directement déduits à partir des enregistrements acoustiques et de la densité. Le terme « dynamique » fait référence à des mesures de courte durée, à haute fréquence et faible intensité de l’outil acoustique. Ces modules élastiques comprennent le rapport de Poisson et le module de Young, dont seuls deux sont indépendants l’un de l’autre.

**Calcul des propriétés mécaniques dynamiques :**

— **Le module de Young dynamique :**

Est une propriété d'un matériau qui nous renseigne sur le comportement d'un corps soumis à des contraintes et à des déformations. Ainsi, le module de Young nous donne des informations sur la facilité avec laquelle un matériau s'étire sous l'influence du stress et de la déformation. Le module de Young dynamique est représenté par E et suit le principe de la loi de Hooke.

— **Le coefficient de Poisson dynamique :**

Est une propriété mécanique d'un matériau qui mesure sa capacité à se contracter dans une direction perpendiculaire à la direction de l'application d'une force ou d'une contrainte. Il est représenté par la lettre  $\nu$  (nu) et il est défini comme le rapport de la contraction transversale à l'allongement axial lorsqu'une contrainte est appliquée.

Le module de Young dynamique ( $E_d$ ), le coefficient de Poisson dynamique ( $\nu_d$ ) ont été obtenus à partir des équations suivantes :

$$E_{dyn} = \frac{\sigma_m}{\epsilon_v} = \frac{\rho}{D_{Tp}^2} \left[ \frac{3D_{Ts}^2}{\Delta t} - \frac{4D_{Ts}^2}{D_{Tp}^2} \frac{D_{Tp}^2}{D_{Ts}^2 - D_{Tp}^2} \right] \quad (5.18)$$

$$\nu_{dyn} = \frac{1}{2} \left[ \frac{D_{Ts}^2}{\Delta t_c} - 1 \right] \frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} \quad (5.19)$$

**Passage dynamique vers statique**

Les propriétés mécaniques dynamiques, obtenues à partir des vitesses acoustiques, décrivent le comportement de la roche lorsqu'elle est soumise à de très faibles charges générées par une onde acoustique. Ces propriétés peuvent différer considérablement des propriétés statiques, qui définissent le comportement de la roche lorsqu'elle est soumise à des déformations plus importantes, telles que celles observées en laboratoire ou en réponse aux contraintes exercées sur le trou de forage.

L'objectif est donc de prédire les paramètres élastiques statiques directement à partir des données obtenues lors du forage. En effet, l'obtention des mesures statiques est assurée par des corrélations que l'on détermine en comparant les propriétés élastiques statiques et les propriétés élastiques dynamiques.

De manière générale, les corrélations sont de la forme suivante :

$$\text{Statique} = (A \times \text{Dynamique}) + B \quad (5.20)$$

Ainsi, le passage dynamique vers statique se base sur les tests mécaniques réalisés au niveau de laboratoire.

**Passage dynamique vers statique**

Les propriétés mécaniques dynamiques, obtenues à partir des vitesses acoustiques, décrivent le comportement de la roche lorsqu'elle est soumise à de très faibles charges générées par une onde acoustique. Ces propriétés peuvent différer considérablement des propriétés statiques, qui définissent le comportement de la roche lorsqu'elle est soumise à des déformations plus importantes, telles que celles observées en laboratoire ou en réponse aux contraintes exercées sur le trou de forage.

L'objectif est donc de prédire les paramètres élastiques statiques directement à partir des données obtenues lors du forage. En effet, l'obtention des mesures statiques est assurée par des corrélations que l'on détermine en comparant les propriétés élastiques statiques et les propriétés élastiques dynamiques.

De manière générale, les corrélations sont de la forme suivante :

$$\text{Statique} = (A \times \text{Dynamique}) + B \tag{5.21}$$

Ainsi, le passage dynamique vers statique se base sur les tests mécaniques réalisés au niveau de laboratoire.

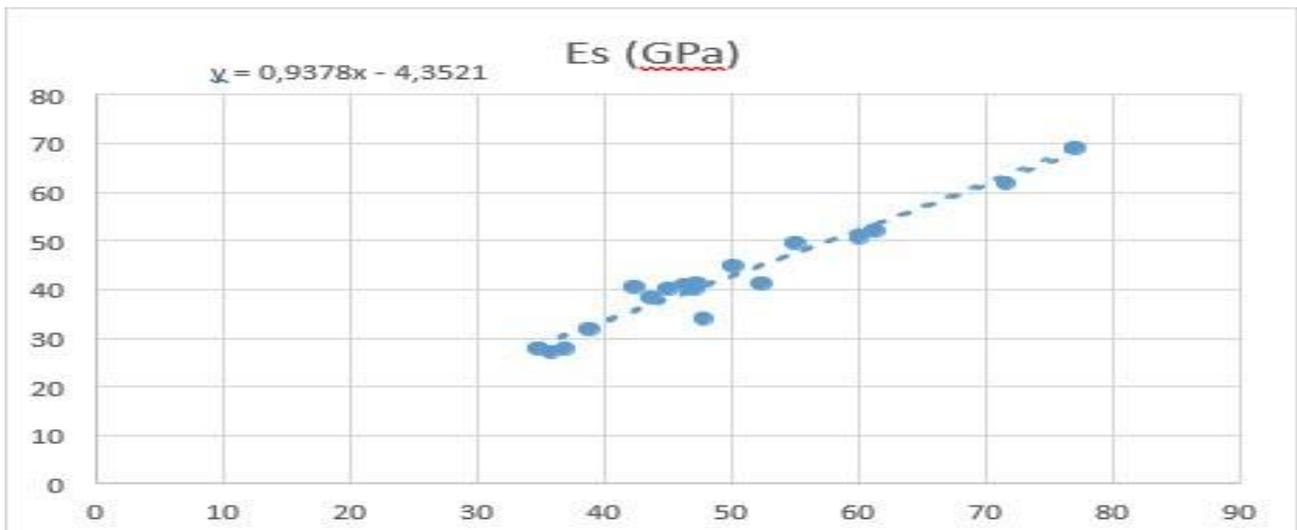


FIGURE 5.11 – le Passage dynamique vers statique du module de young.

La formule de passage s'écrit comme :

$$E_{\text{STAT}} = 0.9378 \times E_{\text{DYN}} - 4.3521$$

**Remarque :**

Le coefficient de Poisson statique est considéré égal au coefficient de Poisson dynamique.

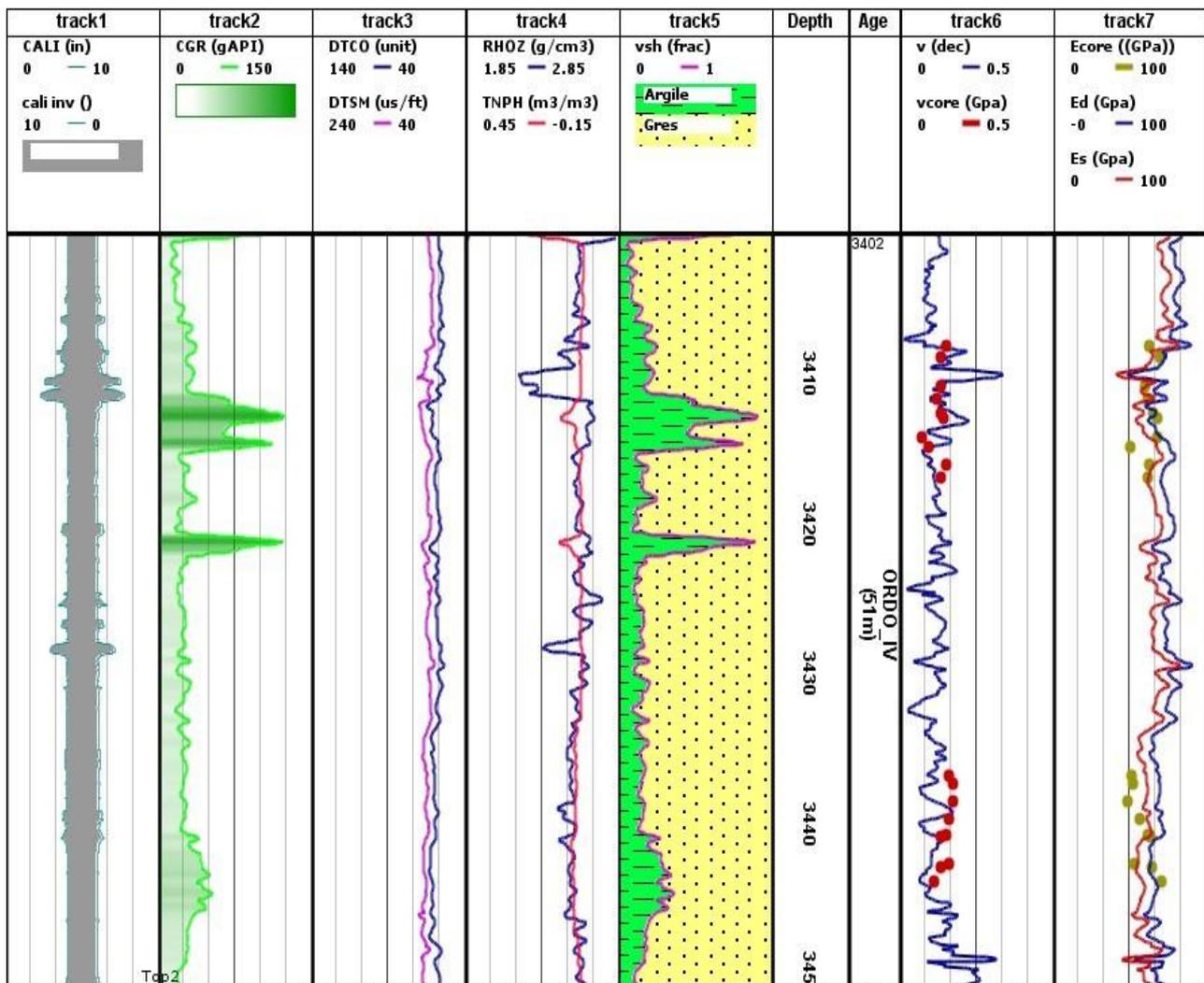


FIGURE 5.12 – Log composite montre les enregistrements diagraphiques utilisés pour l’estimation des paramètres d’élasticité dynamique et statique de ce Puits.

La figure ci-dessus montre dans les deux derniers tracks (Track 6 et 7) une meilleure calibration des données de carottes sur les logs des paramètres d’élasticité (Poisson et module de Young). De plus, les paramètres dynamiques sont généralement supérieurs aux paramètres statiques.

**Résistance à la compression simple :**

Plusieurs équations empiriques existent pour calculer l’UCS (la résistance à la compression uniaxiale) pour différentes formations. La plupart d’entre elles utilisent la porosité, la vitesse des ondes acoustiques et d’autres propriétés de la formation. Comme dans ce travail, les données de carottes de UCS statique sont disponibles. La résistance à la compression uniaxiale est donnée par :

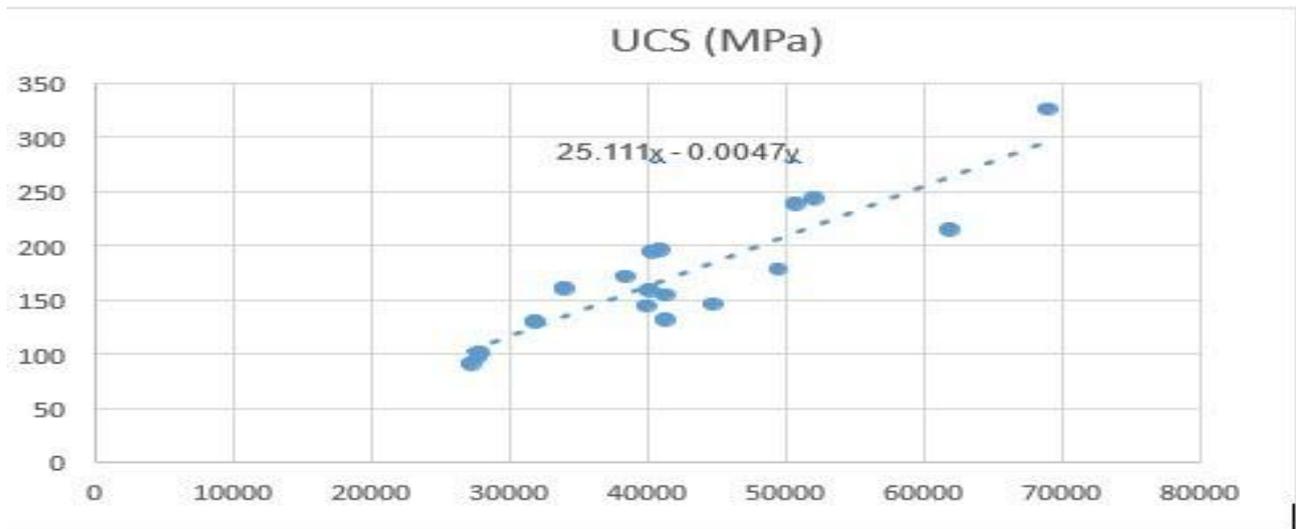


FIGURE 5.13 – Variation de l UCS statique en fonction de E statique.

$$UCS(S) = F(E_s) \tag{5.22}$$

- D'autres paramètres de résistance de la roche tels que la résistance à la traction ( $T_o$ ), l'angle de frottement ( $FANG$ ), et la cohésion ( $C$ ) sont donnés par les équations suivantes :

$$T_o = \frac{1}{10} \times UCS \tag{5.23}$$

$$FANG = 26.5 - 37.4(1 - \phi_{neutron} - V_{clay}) + 62.1(1 - \vartheta - V_{clay})^2 \tag{5.24}$$

$$C = \frac{UCS^2}{\vartheta \times (theta)} \tag{5.25}$$

Avec :  $\vartheta = 45 + \frac{FANG}{2}$

Où :

-  $T_o$  est la résistance de la roche face à une contrainte de traction (déchirement). -  $FANG$  représente l'aptitude de la roche à résister à la rupture par cisaillement. -  $C$  est la cohésion, qui est le degré de cimentation montrant l'aptitude des molécules à rester connectées les unes aux autres.

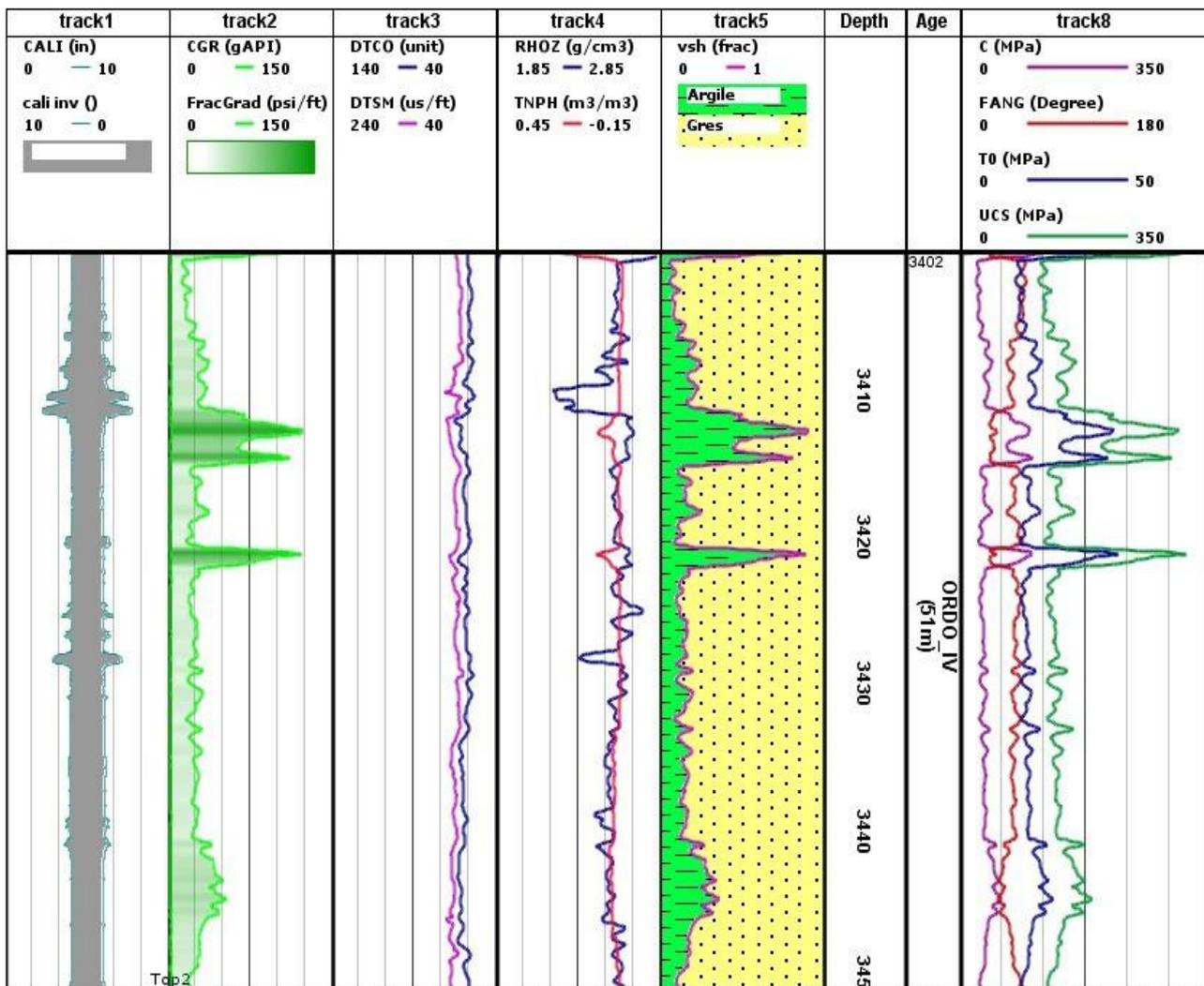


FIGURE 5.14 – log composite représentatif des paramètres de la résistance de la roche.

Les paramètres de la résistance de la roche (Figure track 8) montrent le comportement de la roche face à une contrainte, ils vont contribuer à l’analyse de la stabilité de la paroi du puits.

L’état de contrainte

**La contrainte verticale (lithostatique) :**

La contrainte verticale (Overburden) est considérée comme le poids des sédiments, il est donné par l’intégral du log densité à partir de la surface à la profondeur d’intérêt, en utilisant la formule suivante :

$$S_v = \int_0^z \bar{\rho}(z)gdz \approx \bar{\rho}gz \tag{5.26}$$

**La pression de pore :**

Comme l’état de contrainte in-situ dans un champ donné est extrêmement sensible à la variation de la pression de pores, sa prédiction reste l’une des étapes cruciales dans la construction du modèle

géomécanique. La pression de pore est toujours inférieure à la contrainte principale minimale, sinon la terre sera fracturée elle-même [Zoback,2007]. Du moment que notre étude est sur un réservoir gréseux (Sandstone), donc la pression de pore est égale à la pression hydrostatique. La pression de pore a été calibrée avec les données de la pression réservoir, elle s'écrit comme :

$$P_p = P_h = TVD \times 9.81 \times 0.001 \times 145.038(\text{psi}) \quad (5.27)$$

Avec  $P_H$  : La pression hydrostatique,  $P_p$  : La pression de pore, TVD : Profondeur verticale depuis la surface (True vertical depth).

**contraintes horizontales :**

La contrainte horizontale minimale (respectivement maximale) est estimée à partir du modèle poro-élastique basé sur le coefficient de Poisson :

$$S_{hmin} = \frac{\nu}{1 - \nu}(S_v - P_p) + P_p + \frac{E\varepsilon_x}{1 - \nu} + \frac{\nu E\varepsilon_y}{1 - \nu} \quad (5.28)$$

$$S_{hmax} = \frac{\nu}{1 - \nu}(S_v - P_p) + P_p + \frac{E\varepsilon_y}{1 - \nu} + \frac{\nu E\varepsilon_x}{1 - \nu} \quad (5.29)$$

$\varepsilon_x$  et  $\varepsilon_y$  sont des facteurs d'étalonnage qui peuvent être ajustés pour correspondre au mieux à la mesure minimale de la contrainte horizontale. Dans ce travail, ces deux paramètres sont indisponibles, d'où l'estimation des deux contraintes horizontales a été réalisée par le biais des tests de mini-frac qui est donné par 0.52 psi/ft pour la contrainte horizontale minimale (formule 1) alors que la contrainte horizontale maximale a été estimée par la formule 2 où  $u = 3.1$ .

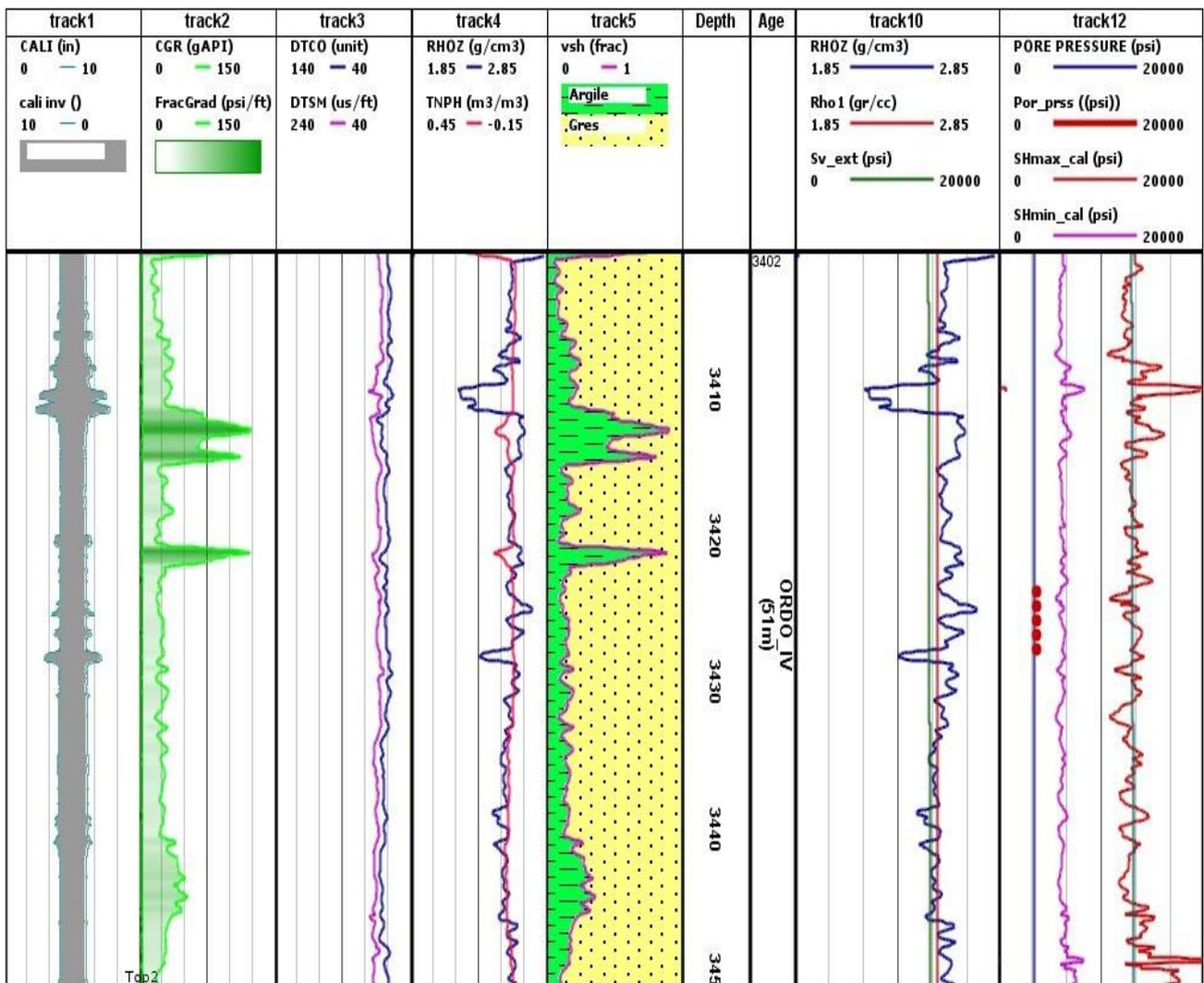


FIGURE 5.15 – Log composite représentatif de l’état de contrainte et la pression de pore.

La figure ci-dessus, dernier track, montre l’état de contrainte où la contrainte horizontale maximal qui est supérieur à la contrainte vertical et minimal ce qui définit un régime de faille de décrochement. De plus, La variation de la pression de pore est inférieure à la variation de la contrainte minimal ce qui valide l’hypothèse de Zoback.

**Note :**

Test mini-frac, comme son nom l’indique, un test de mini-fracturation est un test de fracture où un volume relativement faible est injecté (généralement autour de 10 m3). La notion de « petit » ici se rapporte aux travaux de stimulation de fracture conventionnels qui impliquent souvent des centaines, voire des milliers de mètres cubes. Un test de minifracturation est généralement effectué avant une opération de stimulation de fracture afin d’obtenir des valeurs de pression de fracturation, de pression de fermeture, de paramètres de perte de fluide, etc., qui sont ensuite utilisées dans la conception du traitement de fracturation (par exemple, Tan et al., 1990). Cela implique que les tests de mini-fracturation sont généralement réalisés dans des sections de réservoir qui nécessitent une stimulation. Étant donné que la section du réservoir peut déjà être terminée, il n’est pas rare de

réaliser des tests de mini-fracturation dans des puits tubés et perforés.

La représentation des paramètres géomécaniques tels que les propriétés de la roche, l'état de contrainte et la pression de pore en fonction de la profondeur (Figure ) est définie par le modèle mécanique de la terre (MEM), qui est le point de départ d'une étude de faisabilité d'une stimulation de réservoir par la fracturation hydraulique.

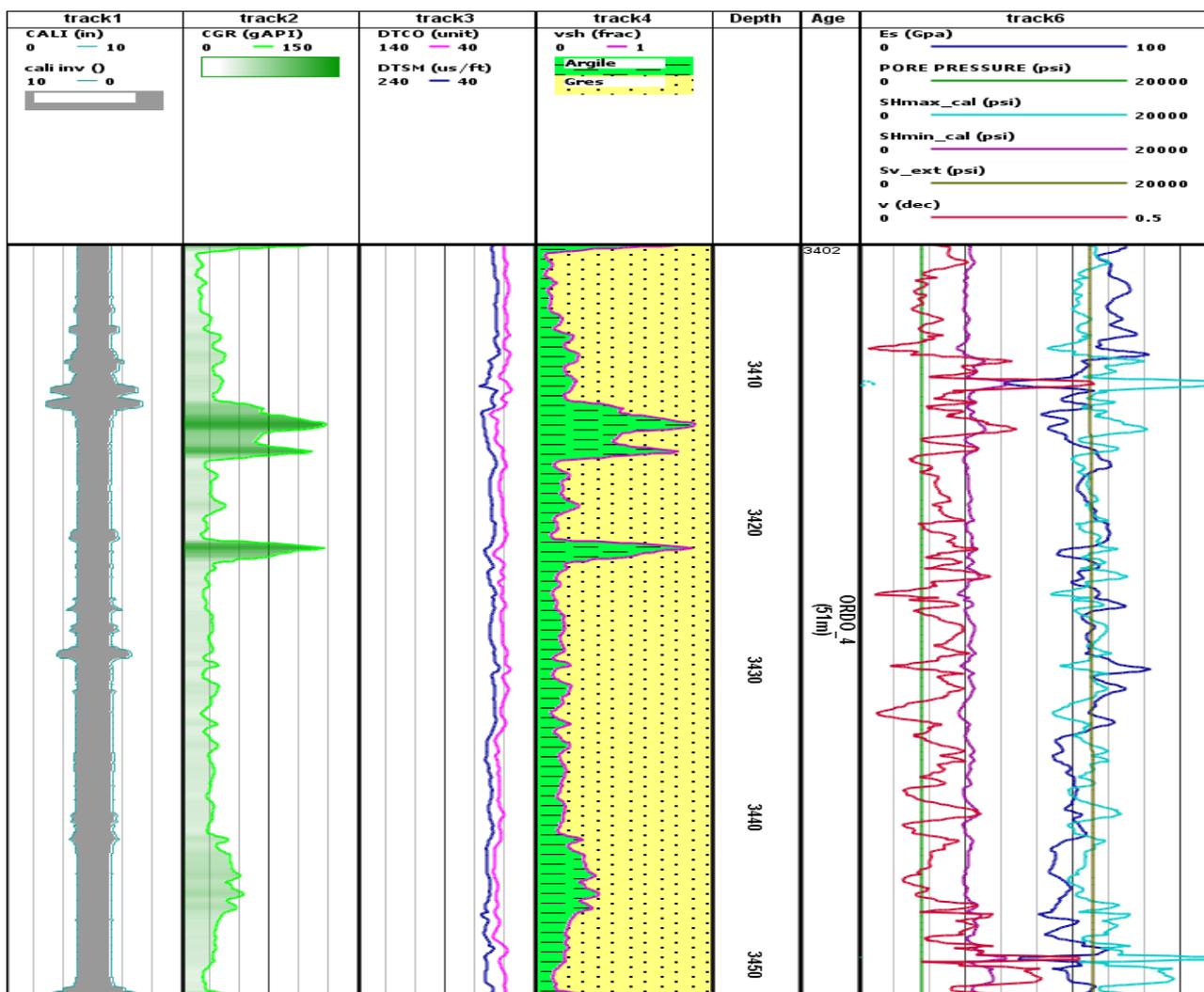


FIGURE 5.16 – Log composite représentatif du model géomecanique 1D (Mechanical Earth Model).

### Fracturation hydraulique :

La fracturation hydraulique est une stimulation des réservoirs ayant une qualité pétrophysique médiocre afin d'améliorer leur productivité. Cela consiste à créer une porosité secondaire dans la roche réservoir qui jouera le rôle de drains perméables par lesquels on produit les hydrocarbures piégés dans la roche compacte.

La fracturation hydraulique est la dislocation ciblée de formations géologiques peu perméables en fracturant la roche par une contrainte mécanique à l'aide d'un fluide injecté sous haute pression à

partir d'un forage de surface, pour en augmenter la macro porosité et moindrement la microporosité. Le fluide peut être de l'eau, une boue ou un fluide technique dont la viscosité a été ajustée. Cette fracturation peut être pratiquée à proximité de la surface, ou à grande profondeur (à plus de 1 km, voire à plus de 4 km dans le cas du gaz de schiste), et à partir de puits verticaux, inclinés ou horizontaux (voir Fig.).

Quand la pression du fluide, injecté à la profondeur voulue, dépasse celle créée au point d'application par le poids des roches situées au-dessus, une ou des fractures s'initient - plus exactement quand la pression dépasse celle de l'eau interstitielle de la roche -. Les fractures s'élargissent avec l'injection continue du fluide, elles peuvent alors se propager, éventuellement sur plusieurs centaines de mètres tant que l'apport de fluide est maintenu ; la direction que peuvent prendre les fractures est, bien sûr, l'objet d'études préalables, mais est loin d'être entièrement contrôlable [Halliburton,2015].

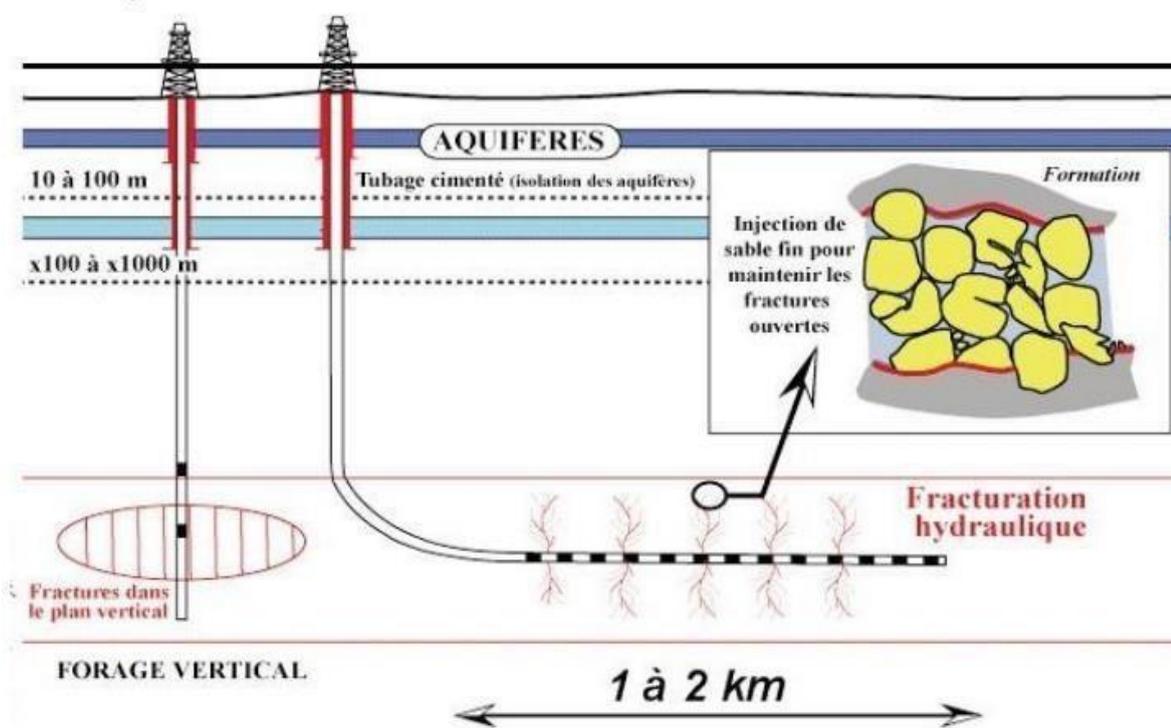


FIGURE 5.17 – Fracturation hydraulique dans un forage verticale et horizontale (IFP.2012).

### Identification de la zone à fracturer :

Après avoir établi le profil de stress, on choisit les zones à fracturer en se basant sur plusieurs critères, tels que :

- L'identification des zones de minimum stress (zone de faiblesse).
- Existence des barrières de stress qui permettent de confiner la propagation de la fracture vers les zones adjacentes contenant des fluides indésirables.

- Existence d'éventuelles failles près du puits qui peuvent mettre en contact les fractures induites avec d'autres niveaux.
- Éviter les zones avec de grandes saturations en eau pour éviter de les faire produire.
- Choisir les zones qui montrent un bon intérêt pétrolier en matière de net pay (signifie les zones qui permettent une exploitation rentable) et contenance en hydrocarbures.

### **Gradient de fracturation :**

Le gradient de fracturation est lié à la contrainte horizontale minimale. Les variations de l'amplitude de la contrainte horizontale minimale donnent une idée sur le gradient de fracturation pour une formation donnée. Les zones potentielles pour une fracturation hydraulique nécessitent l'existence de barrières de contrainte pour contenir la propagation de la fracture. Ces barrières représentent la transition entre des zones de différentes propriétés mécaniques.

$$FG = \frac{Shmin}{TV D}$$

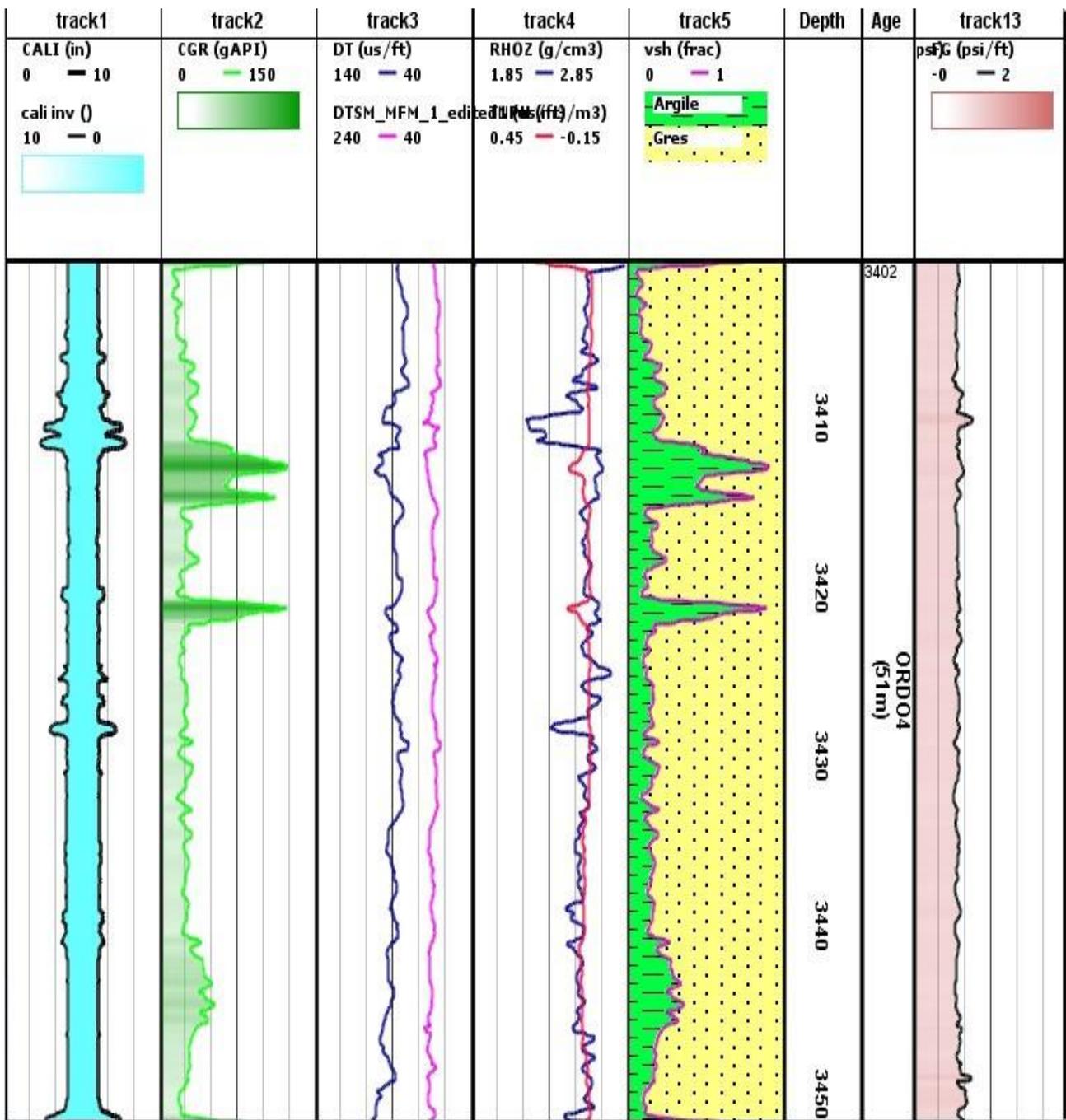


FIGURE 5.18 – La variation de gradient de fracturation (dernier track).

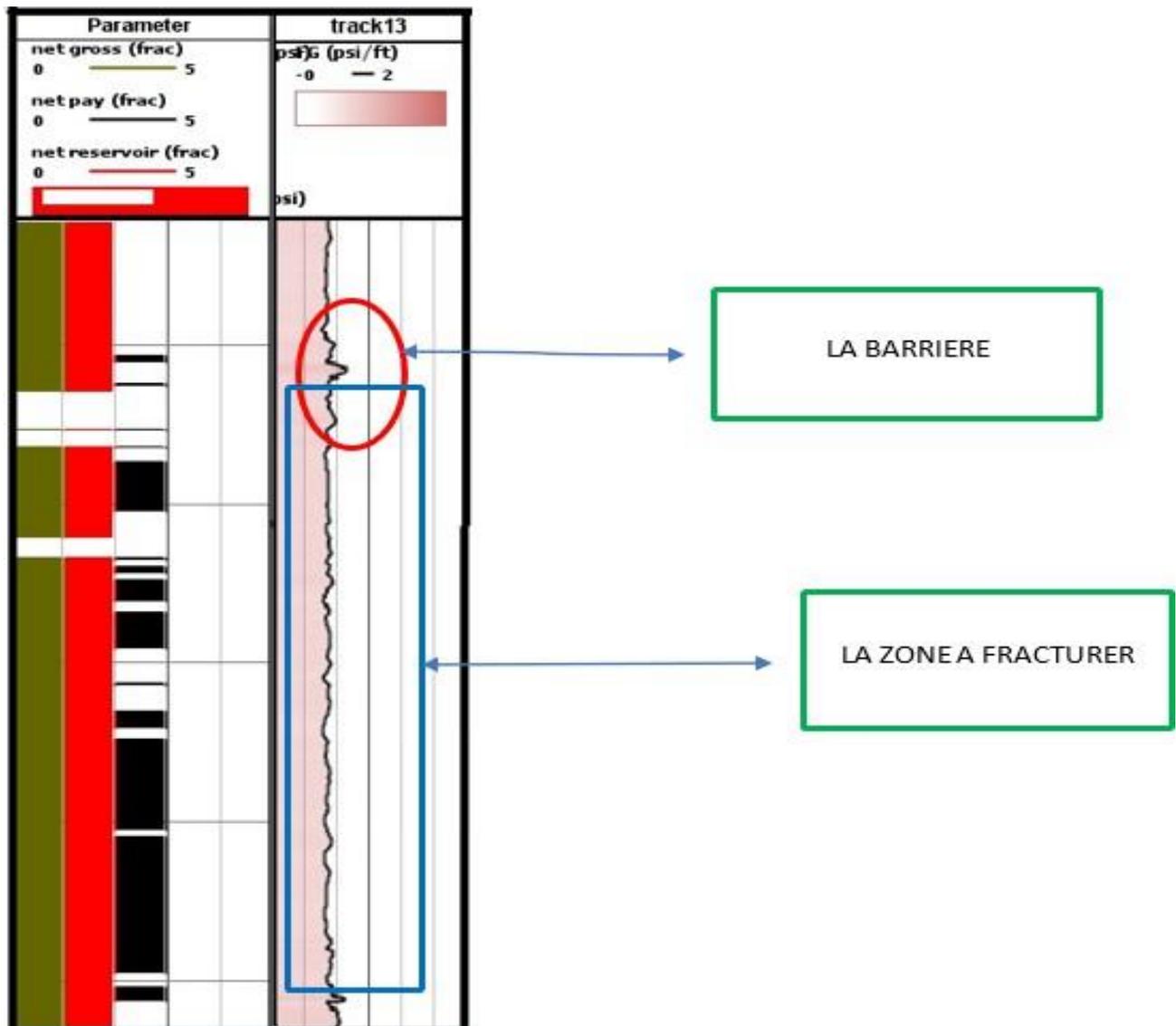


FIGURE 5.19 – : Détermination de la zone à fracturer.

## 5.1 Synthèse de résultat :

Les formations de l’Ordovicien traversées par le puit , présentent un net réservoir d’épaisseur considérable. La résistance et les propriétés mécaniques des roches ont été estimées à partir des données de diagraphie calibrées avec les mesures carottes.

- L’unité Ordovicien de dominance argileuse présente des propriétés pétrophysiques médiocres (chapitre précédent) et se distingue par des propriétés mécaniques de roche faible et un régime de contrainte et un gradient de fracturation relativement élevés pris comme une barrière afin de contenir la propagation de la fracture.
- L’unité Ordovicien décrit par un caractère argileux- gréseux présente des propriétés pétrophysiques médiocres (chapitre précédent) et se distingue par des propriétés mécaniques de roche élevé, un régime de faille normale à décrochant et un gradient de fracturation faible (tableau ci dissou)

TOP	BOTTOM	ED	ES	V	SV_EXT	SHMAX_CAL	SHMIN_CAL	PORE PRES-SURE	FG
3402	3407	80.6708	72.376	0.1024	13054.3553	12785.1221	6102.7105	3467.1903	0.5479
3407	3412	77.8208	69.5806	0.1213	13075.1409	13470.7635	6307.2747	3472.3543	0.5654
3412	3417	69.1101	60.8719	0.1345	13095.6357	13706.0878	6379.721	3477.4297	0.5711
3417	3422	74.4962	66.1971	0.1116	13116.1669	13049.4049	6190.5906	3482.5182	0.5533
3422	3427	73.6588	65.3736	0.1159	13136.9546	13205.5926	6239.8851	3487.6755	0.5569
3427	3432	76.248	67.9539	0.1183	13157.2403	13259.4706	6259.0917	3492.7068	0.5578
3432	3437	72.3352	64.0729	0.0977	13178.0673	12742.6912	6111.0399	3497.8711	0.5438
3437	3442	67.9967	59.7522	0.1113	13194.91	13093.6693	6216.7967	3502.0519	0.5526
3442	3447	65.1378	56.9451	0.1008	13219.0711	12824.2117	6141.8288	3508.0366	0.545
3447	3453	67.7494	59.5357	0.1758	13241.9446	15085.714	6808.8628	3513.7037	0.6032

TABLEAU 5.3 – résultat numérique de l'étude géomecanique.

# Conclusion générale

En conclusion,[1] les réservoirs compacts possèdent une capacité en hydrocarbures équivalente à celle des réservoirs conventionnels, bien que leur identification et leur exploitation puissent varier. Pour caractériser les réservoirs compacts, on utilise des méthodes d'évaluation couramment utilisées pour les réservoirs conventionnels, telles que les diagraphies conventionnelles. Cependant, en raison de la complexité, de l'hétérogénéité et de la faible porosité des formations compacts, il est nécessaire de compléter les méthodes conventionnelles par des techniques et technologies avancées pour une meilleure caractérisation.

Dans notre étude, nous avons effectué une interprétation pétrophysique des réservoirs non conventionnels compacts de l'Ordovicien dans la région d'Ohanet en utilisant des diagraphies conventionnelles. L'évaluation pétrophysique a été réalisée à partir des données enregistrées dans un seul puits qui a montré un intérêt pétrolier au niveau des unités III, révélant leur caractère compact. Les diagraphies conventionnelles ont permis de déterminer les caractéristiques des formations compacts, notamment une porosité médiocre comprise entre 4% et 7% et une colonne d'hydrocarbures importante (16 m pour l'unité III).

De plus, une étude géomécanique a été réalisée pour estimer les paramètres élastiques des formations et les contraintes exercées sur celles-ci. Les résultats obtenus sont comparables à ceux de l'étude effectuée par Schlumberger, ce qui a permis une meilleure caractérisation du réservoir étudié ainsi que la confirmation de la zone à fracturer en vue de stimuler la production.

En résumé, les diagraphies conventionnelles constituent la base de toute évaluation pétrophysique, qu'il s'agisse de réservoirs conventionnels ou non conventionnels. Cependant, l'utilisation de diagraphies à technologie avancée fournit des informations supplémentaires sur les réservoirs compacts et affine leur caractérisation.

# Bibliographie

- [1] Rahmouni. S.,2015.Memoire master etude des impacts environnementaux de gaz de schiste page 4
- [2] Holditch, S.A. “Tight gas sands.” Journal of Petroleum Technology (2006a) : pp86–93.
- [3] IFP Energies nouvelles,2011.article .HYDROCARBURES NON CONVENTIONNELS page[3–7],Enageo Boumerdese.
- [4] IFP Energies nouvelles, 2012 : Les hydrocarbures non conventionnels
- [5] QUINTARD, M. Michel,2016. Exploitation pétrolière/réserves non-conventionnelles : perspectives, problèmes, Académie des Sciences, inscriptions et Belles-Lettres de Toulouse
- [6] • NAIK G.C., 2007, Tight Gas Reservoirs : An Unconventional Natural Energy Source for the Future.
- [7] • BELDJILALI Wafaa , KI-IELDOUN Afaf, 2013, CONTRIBUTION A L’ETUDE DE QUELQUE GISEMENTS PETROLIERS DANS LE SUD-EST ALGERIEN. Mémoire de fin d’étude de Master, Université Abou Bekr BELKAID Tlemcen.PP35-38
- [8] ACTIVITE AMONT,2007. Division Centre de Recherche et Développement Sous le Haut Patronage de Mole Ministre de l’Energie et des Mines.pp2
- [9] Chapellier, D., 2009 Diagraphie de pétrole, Cours de Diagraphies Différées – Option Réservoirs, université de Lausanne.
- [10] Michel MEUNIER,2015.article ifp trining, Caractérisation Modélisation des Réservoirs Interprétation des diagraphies.
- [11] MEUNIER, M., 2010, IFP Training – Interpretation des Diagraphies.
- [12] articlegadekea1991interpretationL’interprétation des logs de traceurs radioactifs utilisant les mesures de spectroscopie gamma, author=Gadekea, LL et Gartner, ML et Sharbak, DE et Wyatt, DF, journal=The Log Analyst, publisher=OnePetro
- [13] Riadh AHMADI,cours Diagraphie et évaluation des réservoirs,Ecole National d’Ingénieurs de Sfax Département de Génie-Géologie.

- [14] Rider M. H., 1990. Gamma ray log shapes used as a facies indicator : critical analysis of an oversimplified methodology. In geological application of well logs. Hurst, A., Lovell. M.A. Moraon A. C. (Eds.), Geological Society of London Special Publication, 48, 27-38.
  
- [15] Serra, O., 2000, Diagraphies différées, Acquisition des données diagraphiques –Tome 3- . Edition Technip.
  
- [16] Zoback, M., D., 2007, Reservoir Geomechanics, Department of Geophysics at Stanford University.
  
- [17] Djeddi, Mk., 2016, Methodes Sismiques. Comportement Élastique Des Roches, Département de Géophysique de la FHC (UMBB).
  
- [18] Halliburton, 2015, FRACTURE MECHANICS.
  
- [19] Bozorgi, E., Javani D. and Rastegarnia, M., 2016, Development of a mechanical earth model in an Iranian off-shore gas field, Journal of Mining Environment.
  
- [20] Archer, S. Rasouli, V., 2012, A log-based analysis to estimate mechanical properties and in-situ stresses in a shale gas well in North Perth Basin, Department of Petroleum Engineering, Curtin University, WIT Transactions on Engineering Sciences, Vol 81, Australia.

## NOMENCLATURE

$T_n$	Vecteur normal sur une facette.
$\vec{\sigma}_{ij}$	Contrainte sur une facette de normale i et parallèle à j (MPa).
$\mathbf{I}$	Tenseur de contraintes
$\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$	Contraintes principaux (MPa)
$\sigma$	Contrainte normale (MPa)
$\tau$	Contrainte tangentielle (MPa)
$\gamma$	Déformation angulaire
A	Section transversal
$\varepsilon_{ij}$	Déformation sur une facette de normale i et parallèle à j
E	Module de Young ou module d'élasticité (GPa)
$\nu$	Coefficient de poisson
$\mathbf{I}$	Matrice d'identité
G	Module de cisaillement (MPa)
$\lambda$ et $\mu$	Coefficients de Lamé
$\sigma'_{ij}$	Contraintes effectives.
K	Module d'incompressibilité (MPa)
Cb	Module de compressibilité (MPa <sup>-1</sup> )
$\alpha$	Coefficient de Biot
UCS	Résistance à la compression simple (MPa)
Rt	Résistance à la traction (MPa)
$\rho_b$	Densité de la roche
$\Delta T_p$	Lenteur de l'onde de compression ( $\mu s/ft$ )
$\Delta T_s$	Lenteur de l'onde de cisaillement ( $\mu s/ft$ )
C	cohésion (MPa)
$\varphi$	Angle de frottement interne (degrés)
R	Matrice de rotation du repère
$T_{r\theta z}$	Tenseur de contraintes dans le repère cylindrique
$\sigma_{rr}$	Contrainte radiale (MPa)
$\sigma_{\theta\theta}$	Contrainte tangentielle (MPa)
$\sigma_{zz}$	Contrainte axiale (MPa)
r0	Rayon du puits (m)
$\beta$	Rayon du puits (m)
db	Densité de la boue
$\delta_{ij}$	Coefficient de Kronecker
$p_p$	Pression des pores (MPa)
$\sigma_v$	Contrainte verticale (MPa)
$\sigma_H$	Contrainte horizontale majeure (MPa)
$\sigma_h$	Contrainte horizontale mineure (MPa)

CODE	Description	Unité
BS	Bit Size (Diamètre de la tête de forage)	Pouce
CAL-1-2-3-4-5-6 CALI	Diamètre du trou de forage	Pouce
RT-10-20-30-60-90	Résistivité Array	Ohm-m
SWA	Saturation à partir du modèle d'Archie	Fraction
SWA25	Saturation à partir du modèle d'Archie avec m=2.5	Fraction
SWMS	Saturation à partir du modèle de Simandoux modifié	Fraction
SWMS25	Saturation à partir du modèle de Simandoux modifié avec m=2.5	Fraction
DF	Degré de fissuration	Fraction
NET_PAY	Net pay Flag	Sans unité
FWV	Volume d'eau libre	Fraction
PHIT	Porosité totale	Fraction
PHIE	Porosité effective	Fraction
VCL	Volume du clay	Fraction
VSH	Volume d'argile	Fraction
PR_DYN	Coefficient de Poisson dynamique	Sans unité
PR_STA	Coefficient de Poisson statique	Sans unite
ALPHA	Coefficient de Boit constant=1	Sans unité
ALPH_KRIEF	Coefficient de Boit à partir la porosité Krief	Sans unite
UCS_GR	Résistance à la compression uni-axiale à partir du Gamma ray	Méga Pascal (MPa)
FANG	Angle de friction interne	Degré (°)
DT/DTCO	Lenteur de compression et de cisaillement	Microsecondes par foo (µs/ft) t
RHOB	Densité Globale	(gr/cm <sup>3</sup> )
TENSILE	Résistance à la traction	(MPa)
SV_EXT	Contrainte verticale	(psi)

SHMAX	Contrainte Horizontale majeure	(psi)
SHMIN	Contrainte Horizontale mineure	(psi)
SHMIN_LB	Limite inférieure sur la contrainte minimale à partir de Mohr-Coulomb	(psi)
SHMAX_UB	Limite supérieure sur la contrainte maximale à partir de Mohr-Coulomb	(psi)
PPORE	Pression de pore hydrostatique	(psi)
NPHI	Porosité Neutron	Fraction
K_DYN	Module d'incompressibilité dynamique	(Mpsi)
K_STA	Module d'incompressibilité statique	(Mpsi)
G_DYN	Module de cisaillement dynamique	(Mpsi)
G_STA	Module de cisaillement statique	(Mpsi)
COH	Cohésion	(psi)