

N°d'ordre..... /FHC/UMBB/2023

RÉPUBLIQUE ALGERIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITÉ M'HAMED BOUGARA BOUMERDES



FACULTÉ DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE.
DÉPARTEMENT DE GÉOPHYSIQUE, GÉNIE PARASISMIQUE ET
DE PHÉNOMÈNE ALÉATOIRES

MÉMOIRE DE FIN D'ÉTUDES

ENVUE DE L'OBTENTION DU DIPLÔME DE MASTER

FILIÈRE : Science et technologie des hydrocarbures.

OPTION : Géophysique pétrolière.

Thème :

**Evaluation pétrophysique et Etude géomécanique au
niveau des réservoirs Tight sand Ordoviciens dans le
bassin D'Illizi région Ohanet.**

Présenté par :

NOUALI Aymane Mohammed Ayoub

BENNADJI Youcef

Encadrés par : **Prof. ALIOUANE Leila (FHC-UMBB)**

Soutenu le 08/07/2023 Devant le jury composé de :

• Mr. DJEDDI Mabrouk	Professeur	FHC-UMBB	Président.
• Mme. ALIOUANE Leila	Professeur	FHC-UMBB	Promotrice.
• Mr. OUADFEUL Sid-Ali	Professeur	IAP- Boumerdès	Examineur.

Boumerdès :2022/2023

Remerciement

À la fin de ce modeste travail, nous tenons à exprimer notre gratitude au dieu tout puissant pour nous avoir donné la force, le courage et la patience de développer ce projet.

Cette thèse est le résultat de plusieurs mois de travail. En préambule, nous tenons à remercier toutes les personnes avec lesquelles nous avons pu échanger des idées et qui nous ont aidés à rédiger ce mémoire et à réaliser notre projet de fin d'études.

Tout d'abord, nous tenons à remercier Madame ALIOUANE Leila, Professeur au département Géophysique - FHC, UMBB, pour son suivi, son esprit critique ainsi que pour le partage de ses connaissances.

Nous tenons à remercier messieurs Brinis Saadi et Sahi Yacine, Ingénieur géophysicien ENAGEO, pour avoir suivi le développement de notre projet, ainsi que pour leur disponibilité, leur aide et surtout pour avoir partagé leurs connaissances.

Nous tenons également à exprimer notre gratitude à Mademoiselle ZABEL Khalda, ingénieure géophysicienne chez Enageo, pour son soutien lors du développement du projet, pour son temps, ses recommandations et ses commentaires qui ont été très enrichissants.

Enfin, nous tenons à exprimer notre gratitude à tous les enseignants du département de géophysique de la Faculté des Hydrocarbures et de Chimie, pour avoir contribué à notre formation

Dédicace

J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail à mes chers parents, à ceux qui m'ont donné la vie, le courage et l'inspiration. Aucune dédicace ne peut exprimer mon respect, mon amour éternel et ma reconnaissance pour les sacrifices que vous avez faits pour mon éducation et ma prospérité.

À toi, mon cher père, qui a sacrifié sa jeunesse pour m'apprendre et faire de moi l'homme que je suis aujourd'hui. Tu es la source de ma force et de mon inspiration.

À toi, ma chère mère, qui m'a donné la vie, m'a soutenu et est restée à mes côtés à chaque pas de mon chemin. Tu es la source de mon bonheur et de ma joie.

À ma merveilleuse tante, qui m'a élevé avec amour et dévouement. Tu es une véritable source d'encouragement, tu m'as guidé tout au long de ma vie en m'offrant soutien et sagesse précieuse.

À mes très chers grands-parents, sans lesquels je ne serais rien, qui me donnent toujours l'espoir de vivre et qui n'ont jamais cessés de se sacrifier pour moi afin que je puisse réussir dans la vie.

À mes quatre piliers, mes chères, mes sœurs Nada, Imane, Roumaïssa et Radia, mes supports inconditionnels. Pauvre celui qui n'a pas quatre sœurs comme vous.

À mon précieux beau-frère Soheyb, Merci pour les conseils. Merci d'être un frère formidable, Je suis reconnaissant de t'avoir à mes côtés.

À mes amis proches Badreddine, Akram, Abdou et Rayane, qui ont toujours été là pour moi. qui ont partagé des moments inoubliables avec moi.

À mon binôme Youcef et toute sa famille,

À mes camarades de groupe MAGP18 et à mes collègues de promo 2018, avec qui j'ai partagé des apprentissages précieux.

Je ne peux pas citer tout le monde par son nom, mais si vous lisez ceci, cela signifie que vous faites partie de ma vie, et ce travail vous est dédié.

Dédicace

Tant de fois ai-je envisagé de vous exprimer ma reconnaissance pour tout ce que vous avez fait afin de me voir réussir. Aujourd'hui, j'ai enfin l'occasion de le faire :

À ma mère, qui a consacré son amour, son soutien inébranlable, ainsi que des sacrifices inestimables et des conseils précieux pour m'aider dans ma vie, je souhaite offrir ce travail, humble en apparence, comme une manifestation de mes sentiments profonds et de ma gratitude éternelle.

Quant à mon père, je suis emplie d'une fierté immense face aux longues années de sacrifices et de privations consenties pour m'accompagner sur le chemin de la réussite. Puissent les fruits de ce travail être une récompense pour tes efforts. Je te remercie du fond du cœur pour les valeurs nobles que tu m'as inculquées, pour ton éducation exemplaire et pour ton soutien constant tout au long de mon parcours.

À mes frères et sœurs qui n'ont jamais cessé de m'apporter leur soutien moral et physique.

À tous mes camarades du groupe MAGP 18 et aussi la promo H18.

À tous mes amis qui ont toujours été là pour moi.

À mon binôme Ayoub et toute sa famille.

Table des matières :

Chapitre I : Notion sur les réservoirs Tights.....	3
I.1 Généralités sur les réservoirs :.....	4
I.1.1 Définition :.....	5
I.2 Type des réservoirs :.....	5
I.2.1 Réservoirs anticlinaux :.....	5
I.2.2 Réservoir contre faille :.....	5
I.2.3 Réservoirs dôme de sel :.....	6
I.2.4 Réservoirs issus des discordances (biseaux) :.....	6
I.2.5 Réservoirs de type lentilles :.....	7
I.3 Propriétés pétrophysiques d'un réservoir :.....	7
I.3.1 Porosité :.....	7
I.3.2 Saturation en eau :.....	9
I.3.3 Perméabilité :.....	10
I.3.4 Pression capillaire :.....	11
I.4 Réservoir :.....	11
I.5 Type des réservoirs :.....	12
I.5.1 Réservoirs conventionnels :.....	12
I.5.2 Réservoirs non conventionnels :.....	13
I.6 Réservoirs gréseux compact à Gas :.....	16
I.7 Propriétés générales des réservoirs tights :.....	16
I.7.1 Roche mère :.....	16
I.7.2 Modèles de stratification :.....	17
I.7.3 Qualité du réservoir :.....	17
I.7.4 Pressions anormales :.....	17
I.8 Réservoirs tights dans le monde :.....	18
I.9 Réservoirs tights en Algérie :.....	19
II. Chapitre II : Présentatopn de la région d'étude.....	21
II.1 Cadre régional :.....	22
II.1.1 Situation géographique :.....	22
II.1.2 Situation géologique :.....	23
II.1.3 Historique d'exploitation de bassin d'Illizi :.....	25
II.1.4 Aperçue structural :.....	27
II.1.5 Lithostratigraphie du bassin d'Illizi :.....	27
II.2 Système pétrolier :.....	31
II.2.1 Roches- mères :.....	32
II.2.2 Roche couverture :.....	32
II.2.3 Roche réservoir :.....	33

II.2.4	Piège :	33
III.	Chapitre III : Evaluation Pétrophysique du Réservoirs Tight de l'unité IV DE L'ORDOVICIEN.	34
III.1	Diagraphies enregistrées :	35
III.1.1	Diagraphie de la radioactivité :	35
III.1.2	Caliper :	35
III.1.3	Bite size :	36
III.1.4	Diagraphie Sonic :	36
III.1.5	Diagraphies de Résistivité :	36
III.1.6	Diagraphie de Densité :	37
III.1.7	Porosité neutron :	38
III.2	Interprétation des diagraphies :	40
III.2.1	Détermination des zones réservoirs :	40
III.2.2	Identification de la lithologie :	41
III.2.3	Type de distribution des argiles et minéralogie des argiles :	42
III.2.4	Détermination des paramètres matriciels :	45
III.2.5	Détermination de la résistivité de l'eau de formation R_w :	46
III.2.6	Détermination des paramètres d'argile :	47
III.2.7	Détermination du volume d'argile :	48
III.2.8	Détermination de la porosité :	48
III.2.9	Calcul de la saturation :	51
III.3	Analyse des résultats :	51
III.3.1	Les paramètres critiques :	51
III.3.2	Résultat de l'interprétation du puits A :	52
III.3.3	Résultat de l'interprétation du puits B :	54
IV.	Chapitre IV : Etude Géomécanique au niveau des réservoirs Ordovicien	57
IV.1	Les contraintes :	59
IV.2	La déformation :	61
IV.3	Comportement des roches :	62
IV.3.1	Paramètres d'élasticité	63
IV.3.2	Les relations entre les quatre constants élastiques :	66
IV.3.3	Paramètres acoustiques	66
IV.3.4	Paramètres de résistance de la roche :	67
IV.3.5	IV-3.1.4. Théorie du stress in situ :	68
IV.4	Workflow d'une étude géomécanique	69
IV.5	La construction d'un modèle mécanique de la terre :	70
IV.5.1	Propriétés mécaniques dynamiques :	70
IV.5.2	Résistance à la compression simple :	75
IV.5.3	L'état de contrainte	77
IV.6	Fracturation hydraulique :	81
IV.6.1	Identification de la zone à fracturer :	82

IV.6.2	Gradient de fracturation :	82
IV.6.3	Faisabilité de stimulation hydraulique du puits d'intérêt :	84
IV.7	Synthèse de résultat :	88

Liste des figures :

Figure I-1: réservoir anticlinal (forme de dôme).....	5
Figure I-2 : réservoir contre faille.....	6
Figure I-3 : réservoirs dôme de sel.....	6
Figure I-4 : réservoir en biseau.	7
Figure I-5 : lentille sableuse.	7
Figure I-6 : différentes classifications de la porosité (S. Cannon, 2016).....	8
Figure I-7 : Distribution des fluides à l'intérieur d'une roche.....	9
Figure I-8 : Perméabilité faible et élevée (S. Cannon, 2016).....	10
Figure I-9 : Illustration des différents types de réservoir(EIA.com).	15
Figure I-10 : Triangle des ressources conventionnelles et non conventionnelles (CNRS édition).....	16
Figure I-11 : répartition des réservoirs de gaz non conventionnels dans le monde (PacWest CP)	19
Figure I-12 : répartition des réservoirs de gaz non conventionnels dans le monde (Khlaifat et al, 2011).	20
Figure II-1 : Situation géographique du bassin d'illizi (Schlumberger et Sonatrach, 2007).	23
Figure II-2 : Situation géologique du bassin d'illizi (Document Sonatrach).	25
Figure II-3 : Colonne stratigraphique et lithologique synthétique du bassin d'illizi (Document Sonatrach).....	31
Figure III-1 : Enregistrement pétrophysique du réservoir Ordovicien Unité-IV [Puits A].	39
Figure III-2 : Enregistrements pétrophysique du réservoir Ordovicien Unité-IV [Puits B].....	40
Figure III-3 : cross-plot Neutron-Densité au niveau des réservoirs Ordovicien Unité IV détermine la lithologie dans le puits A	41
Figure III-4 : cross-plot Neutron-Densité au niveau des réservoirs Ordovicien Unité IV détermine la lithologie dans le puits B.	42
Figure III-5 : cross-plot (porosité densité_ Neutron) détermine le type de distribution des argiles dans les réservoirs Ordovicien de puits A.....	43
Figure III-6 : cross-plot (porosité densité_ Neutron) détermine le type de distribution des argiles dans les réservoirs Ordovicien de puits B.....	43
Figure III-7 : cross-plot (Thoruim_Potassuim) : détermine les minéraux argileux dans le puits A.	44
Figure III-8 : cross-plot (Thoruim_Potassuim) : détermine les minéraux argileux dans le puits A.	44
Figure III-9 : Détermination de la densité de la matrice pma.	45
Figure III-10 : Détermination de temps de parcours matriciel Δt_{ma}	45
Figure III-11 : Détermination de R_{wpar} la méthode graphique (Abaque GEN_6).....	47

Figure III-12 : Résultat d'interprétation des données de diagraphie de puits A.....	52
Figure III-13 : Résultat d'interprétation des diagraphies de puits B.	54
Figure IV-1 : l'intervention du model géomecanique sur les étapes de production	58
Figure IV-2 : Un bloc de matériau soumis à une force F.	59
Figure IV-3 : Distribution des contraintes.	60
Figure IV-4 : Modèles de failles selon le régime de stress (Schlumberger, 2012)	61
Figure IV-5 : Déformation produite par l'application de la force F.....	61
Figure IV-6 : Comportement des matériaux soumis à des efforts. (Djeddi.Mk, 2016).	62
Figure IV-7 : Application de la force F produit également une déformation dans la direction y.	63
Figure IV-8 : La déformation angulaire	65
Figure IV-9 : Test hydrostatique.....	66
Figure IV-10 : Workflow d'une étude géomecanique.....	70
Figure IV-11 : le Passage dynamique vers statique du module de young	73
Figure IV-12 : Log composite montre les enregistrements diagraphiques utilisés pour l'estimation des paramètres d'élasticité dynamique et statique.....	74
Figure IV-13 : Variation de l UCS statique en fonction de E statique.....	74
Figure IV-14 : log composite représentatif des paramètres de la résistance de la roche (deux derniers tracks).	76
Figure IV-15 : Log composite representatif de l'etat de contrainte et la pression de pore.....	78
Figure IV-16 : Log composite representatif du model géomecanique 1D (Mechanical Earth Model).	79
Figure IV-17 : Fracturation hydraulique dans un forage verticale et horizontale (IFP.2012).	81
Figure IV-18 :La variation de gradient de fracturation(dernier track)..	83
Figure IV-19 : Détermination de la zone à fracturer.....	84
Figure IV-20 : résultats finale des paramètres géomecanique.	84
Figure IV -21 : log composite représentatif des paramètres de la résistance de la roche.....	85
Figure IV-22 : Log composite représentatif de l'état de contrainte et la pression de pore.	86
Figure IV-23 : Détermination de la zone à fracturer.....	87

Liste des tableaux :

Tableau II.1 : Evénements Tectoniques Majeurs (Sonatrach, 1996).	27
Tableau III.1 : Détermination du FR cut-off au niveau du réservoir Ordovicien unité IV [Puits A et Puits B].....	41
Tableau III.2 : Paramètres matriciels des Puits A et B.....	46
Tableau III.3 : Paramètres d'argile.....	46
Tableau III.4 : Les porosités d'argile.....	48

Tableau III.5: Résultats de l'interprétation Péetrophysique.....	52
Tableau III.6 : les résultats de l'interprétation Péetrophysique.....	54
Tableau IV.1 : Quelques exemples du coefficient de Poisson.....	63
Tableau IV.2: Quelques exemples du module de Young.....	64
Tableau IV.3 : résultats numériques de l'étude géomecanique.....	88
Tableau IV.4 : les résultats numériques.....	89

Introduction :

Au cours du 20^{ème} siècle, les hydrocarbures ont émergé comme la principale source d'énergie à l'échelle mondiale, jouant un rôle vital dans l'économie mondiale, notamment en Algérie. La découverte de nouveaux gisements d'hydrocarbures a suscité un intérêt considérable de la part des compagnies pétrolières, entraînant le développement de diverses méthodes d'exploitation, de développement et de production. L'amélioration continue de ces méthodes est essentielle pour garantir une fiabilité accrue. Parmi ces techniques, les diagraphies jouent un rôle indispensable dans l'évaluation des réservoirs et la prospection pétrolière, fournissant des informations cruciales pour définir les paramètres réservoir les plus importants.

Les réservoirs conventionnels désignent des espaces souterrains naturels ou artificiels qui contiennent des accumulations de pétrole ou de gaz naturel. Ils représentent une structure géologique où les hydrocarbures se sont formés et accumulés au fil du temps. Ces réservoirs conventionnels sont généralement composés de roches poreuses, telles que les grès ou les calcaires, permettant ainsi le stockage des hydrocarbures. Ils sont exploités principalement à l'aide de techniques de forage traditionnelles, notamment les puits verticaux.

Les hydrocarbures non conventionnels, quant à eux, sont présents dans de nombreuses régions du monde et représentent des ressources stratégiques qui pourraient compléter les réserves d'hydrocarbures conventionnels, contribuant ainsi partiellement à l'avenir énergétique de notre planète. Les réservoirs non conventionnels, essentiellement les réservoirs Tight, se caractérisent par des roches peu poreuses et peu perméables, ce qui pose un véritable défi en termes d'évaluation des paramètres pétrophysiques et de production. Ainsi, pour exploiter ces réservoirs Tight, une méthode de stimulation telle que la fracturation hydraulique est indispensable. Une étude géomécanique est nécessaire afin de délimiter la zone à fracturer.

Cette étude vise à déterminer les paramètres élastiques des roches ainsi que les contraintes qui les affectent. Les zones à faible contrainte représentent les zones les plus rigides, tandis que les zones à contrainte élevée agissent comme des barrières de confinement des fractures induites. Cette étude géomécanique repose sur les données de puits et les analyses mécaniques réalisées en laboratoire. Dans ce mémoire, nous présentons un modèle géomécanique construit à partir d'une suite d'enregistrements diagraphiques uniquement. 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 voisin, Puit A, ont été intégrées.

Le présent mémoire est structuré en quatre chapitres :

Le 1^{er} chapitre introduit des généralités sur les réservoirs non conventionnelles dit Tight

Le 2^{ème} chapitre présente la région d'étude géographiquement et géologiquement

Le 3^{ème} chapitre englobera les évaluations des paramètres pétrophysiques au niveau des réservoirs Ordoviciens, avec une interprétation qualitative et quantitative dans le but de délimiter les zones d'intérêts pétroliers.

Dans le 4^{ème} chapitre nous allons nous intéresser à l'étude géomecanique au niveau des réservoirs Ordoviciens, par l'interprétation des propriétés mécaniques et élastiques de ses formations dans le but de mettre en évidence les intervalles favorables à la fracturation hydraulique.

Nous terminons par une analyse des résultats et une conclusion.

CHAPITRE I : NOTION SUR LES RESERVOIRS TIGHTS.

I.	Chapitre I : Notion sur les réservoirs Tights.....	3
I.1	Généralités sur les réservoirs :.....	4
I.2	Type des réservoirs :	5
I.3	Propriétés pétrophysiques d'un réservoir :	7
I.4	Réservoir :	11
I.5	type des réservoirs :.....	12
I.6	Réservoirs gréseux compact à Gas :.....	16
I.7	Propriétés générales des réservoirs tights :.....	16
I.8	Réservoirs tights dans le monde :	18
I.9	Réservoirs tights en Algérie :	19

Chapitre I : Notions sur les réservoirs Tight.

De nos jours, de nouvelles approches de recherche ont été développées pour détecter les réserves d'hydrocarbures non conventionnels, ouvrant ainsi de nouvelles perspectives dans l'exploration de ressources énergétiques. Les experts du monde entier s'accordent sur le fait que la satisfaction des besoins énergétiques futurs dépendra en grande partie de l'exploration et de la production de ces types d'hydrocarbures non conventionnels.

En général, un réservoir est considéré comme conventionnel s'il présente des caractéristiques pétrophysiques favorables, s'il peut être exploré par forage simple et s'il produit par drainage naturel. En revanche, un réservoir est qualifié de non conventionnel lorsque ses caractéristiques pétrophysiques sont médiocres et nécessitent des techniques spéciales pour l'extraction.

Les grès compacts non conventionnels, qui se trouvent généralement au cœur des bassins sédimentaires, offrent un potentiel considérable en termes de ressources. Des efforts sont actuellement déployés pour les identifier et les explorer.

Dans ce chapitre, notre objectif est de présenter les différentes formes d'accumulations en mettant l'accent sur les caractéristiques des réservoirs à faible perméabilité, ainsi que les défis rencontrés lors de leur analyse et de leur évaluation. Avant d'introduire et de définir ce type de réservoirs, il est essentiel de comprendre les principaux paramètres pétrophysiques qui jouent un rôle crucial dans la description de la qualité du réservoir.

I.1 Généralités sur les réservoirs :

Il est fréquent de rencontrer, lors de l'étude des formations successives traversées, des zones ou des intervalles qui présentent des caractéristiques de réservoir.

L'analyse des diagraphies différées des séries-réservoirs nous permet de localiser les réservoirs, de caractériser leur contenu, de calculer les réserves en place et les réserves récupérables. Nous pouvons également déterminer l'épaisseur apparente et réelle du réservoir, ainsi que les paramètres pétrophysiques. Cela nous aide à évaluer la productivité du puits et à comprendre la lithologie du faciès et de l'environnement de dépôt, afin d'obtenir des informations sur l'extension ou l'évolution des caractéristiques pétrophysiques du réservoir.

Chapitre I : Notions sur les réservoirs Tight.

I.1.1 Définition :

Un réservoir pétrolier est une structure composée de dépôts sédimentaires interconnectés qui renferment à la fois des hydrocarbures et de l'eau. Ces dépôts se composent de roches poreuses et perméables, qui permettent aux fluides de circuler à l'intérieur. Pour compléter le réservoir, une barrière imperméable est présente pour piéger les fluides. Les réservoirs pétroliers sont généralement des environnements très hétérogènes, susceptibles de présenter des fractures et des canaux.

I.2 Type des réservoirs :

Les réservoirs de pétrole sont souvent classés en fonction de leur structure géologique, car ils peuvent varier en termes de taille et de forme. Il est approprié de classer les réservoirs en fonction des conditions de formation de la manière suivante :

I.2.1 Réservoirs anticlinaux :

Les réservoirs de pétrole se forment suite à des phénomènes tectoniques qui provoquent le plissement des couches géologiques et la création d'anticlinaux et de synclinaux. Les anticlinaux sont des structures en forme de dôme circulaire dans le plan horizontal, tandis que les anticlinaux longs sont des structures inclinées et limitées, (Figure I-1).

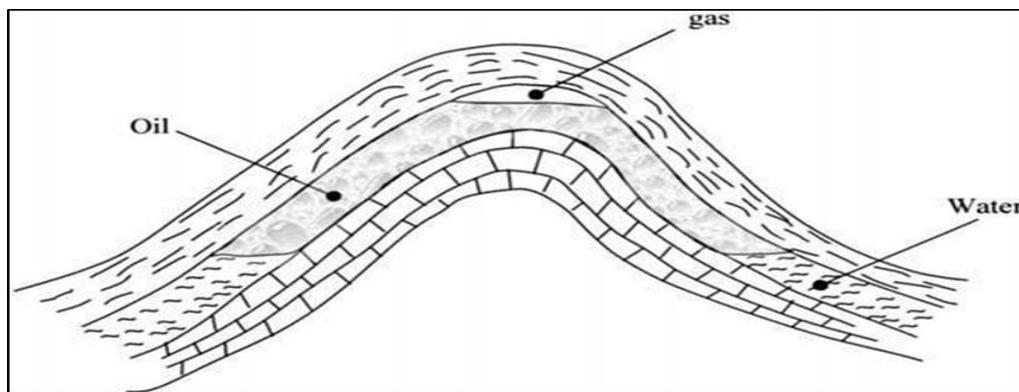


Figure I-1 : réservoir anticlinal (forme de dôme).

I.2.2 Réservoir contre faille :

Ces réservoirs se forment en raison de mouvements tectoniques qui entraînent la création de failles. Les mouvements des roches non poreuses s'opposent aux roches poreuses, comme illustré dans la Figure I-02 :

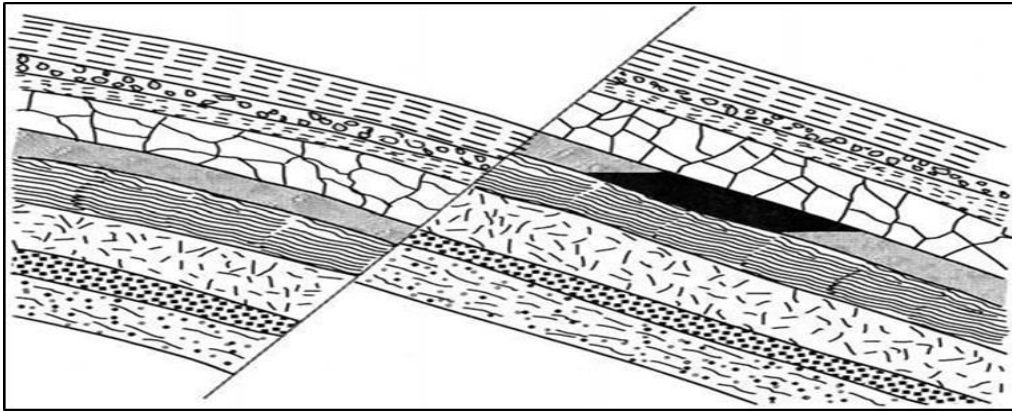


Figure I-2 : réservoir contre faille.

I.2.3 Réservoirs dôme de sel :

Les réservoirs dôme de sel, également appelés diapirs de sel, sont des formations géologiques caractérisées par la remontée du sel évaporitique depuis les profondeurs de la croûte terrestre vers des niveaux plus proches de la surface. Les dômes de sel se forment lorsque des couches de sel, souvent composées d'halite (sel gemme) ou d'autres minéraux évaporitiques, sont comprimées et piégées sous d'autres couches de sédiments. Comme illustré dans la Figure I-03 :

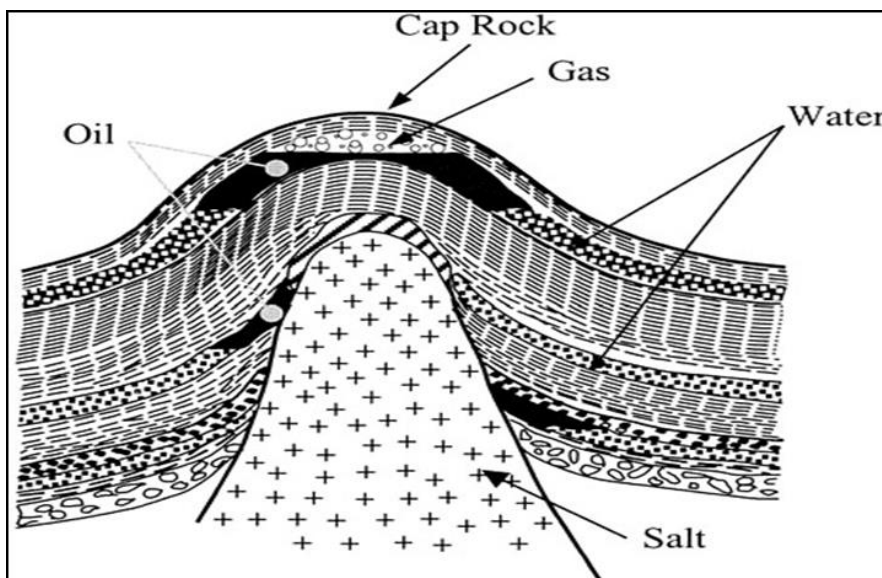


Figure I-3 : réservoirs dôme de sel.

I.2.4 Réservoirs issus des discordances (biseaux) :

Ces réservoirs se forment lorsque des couches imperméables se déposent sur les surfaces des couches érodées. Ce phénomène est connu sous le nom de discordance, comme illustré dans la Figure I-04 :

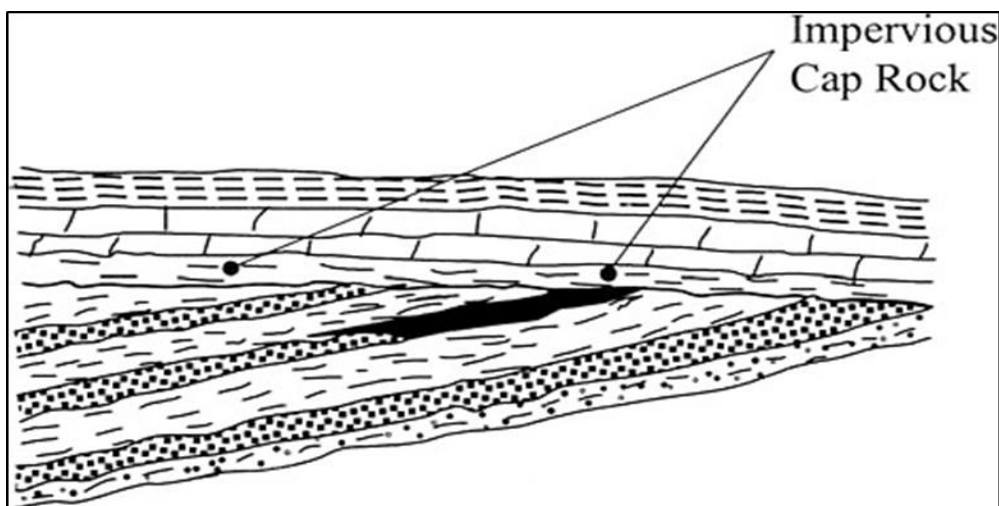


Figure I-4 : réservoir en biseau.

I.2.5 Réservoirs de type lentilles :

Ce type de réservoir se forme suite à des processus diagenétiques complexes, ainsi qu'à une déposition irrégulière de sédiments et d'argiles simultanément en raison d'une énergie de dépôt élevée. Cela crée des formations poreuses sous la forme de lentilles recouvertes de dépôts imperméables. La Figure I-05 illustre la structure de ces lentilles.

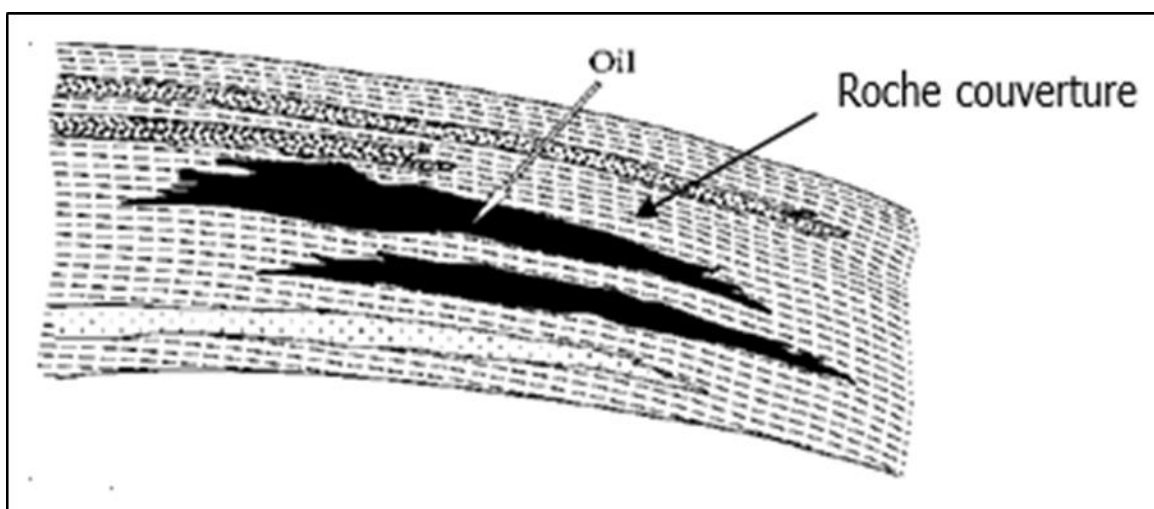


Figure I-5 : lentille sableuse.

I.3 Propriétés pétrophysiques d'un réservoir :

I.3.1 Porosité :

La porosité (ϕ) est définie comme la capacité d'une roche à stocker des fluides, et estimée comme le rapport entre le volume des pores et le volume total de la roche.

Chapitre I : Notions sur les réservoirs Tight.

Porosité (ϕ)= Volume de l'espace vide/Volume total de la roche.

La porosité est une mesure sans dimension exprimée en fraction ou en pourcentage. Elle est constituée de deux éléments principaux dans une roche : la porosité primaire de dépôt ou intergranulaire, et la porosité secondaire qui peut résulter de la dissolution des grains ou des particules, ou se présenter sous forme de microporosité dans les argiles authigènes (voir figure I-6).

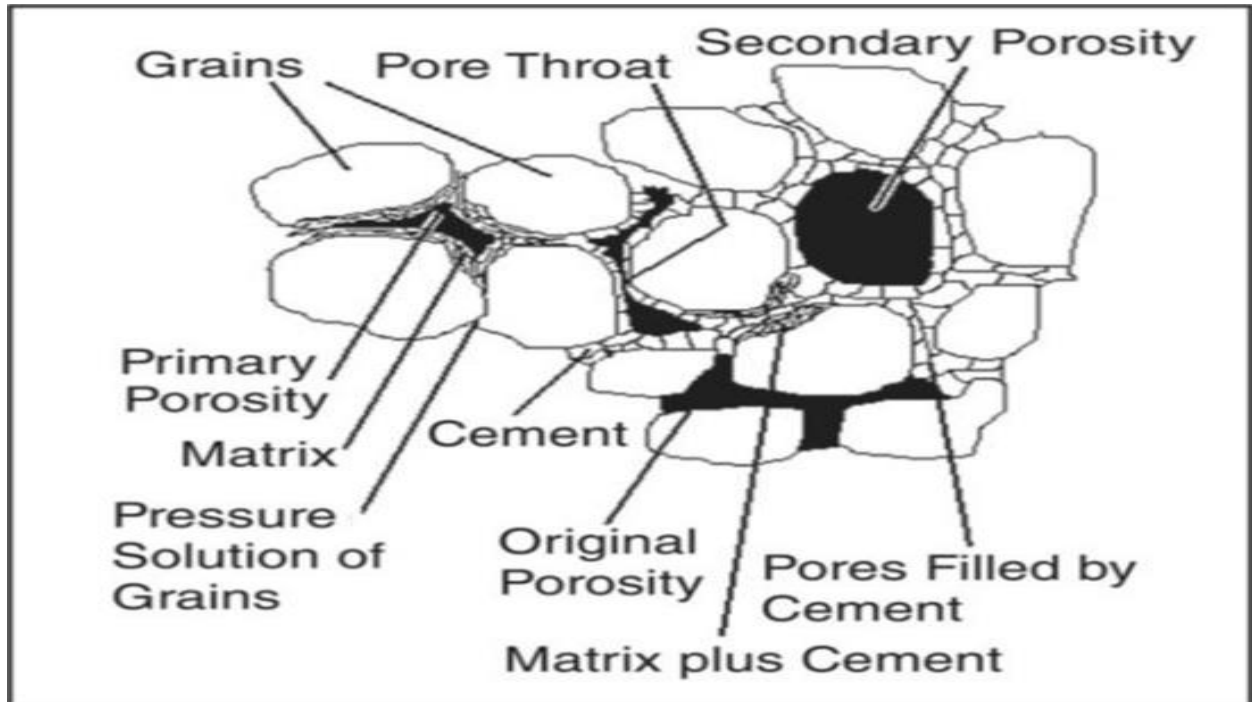


Figure I-6 : différentes classifications de la porosité (Cannon, 2016)

- La porosité primaire correspond au volume d'espace poreux présent dans les sédiments au moment du dépôt ou formé pendant la sédimentation. Elle est généralement déterminée par le volume d'espace entre les grains qui constituent les roches.
- En revanche, la porosité secondaire est formée après le dépôt initial. Elle peut résulter de processus tels que la dissolution, la recristallisation et la fracturation de la roche.
- Il existe deux types de porosité : la porosité totale et la porosité effective. La porosité totale englobe également la porosité associée aux argiles. Certains outils de mesure de la porosité donnent une mesure de la porosité totale, mais celle-ci doit être corrigée pour tenir compte de la teneur en argile.
- La porosité effective se réfère au volume des pores interconnectés qui sont disponibles pour les fluides libres dans une roche.

Chapitre I : Notions sur les réservoirs Tight.

•D'un autre côté, la porosité totale englobe tout l'espace vide présent dans une roche, qu'il soit effectivement accessible aux fluides ou non.

•Il convient de noter que cette classification simple ne tient pas compte de toutes les roches carbonatées ou de certains réservoirs de schiste riches en argile. Les réservoirs fracturés doivent également être traités différemment, car ils sont définis comme ayant un système de porosité double, composé à la fois d'une porosité matricielle et d'une porosité de fractures.

I.3.2 Saturation en eau :

La saturation en eau (S_w) correspond à la mesure du volume des pores remplis d'eau dans une roche. L'eau peut être présente sous forme mobile ou liée aux forces capillaires. La saturation en hydrocarbures (S_{hc}) est déduite de la relation suivante : $S_{hc} = 1 - S_w$. Elle est exprimée en fraction ou en pourcentage.

La saturation en eau peut être définie comme étant efficace ou totale, selon la terminologie utilisée pour la porosité. De plus, il existe plusieurs termes différents pour décrire la saturation en eau (voir Figure I.2) : saturation initiale (S_{wi}), saturation connate (S_{wc}) ou saturation irréductible (S_{wirr})

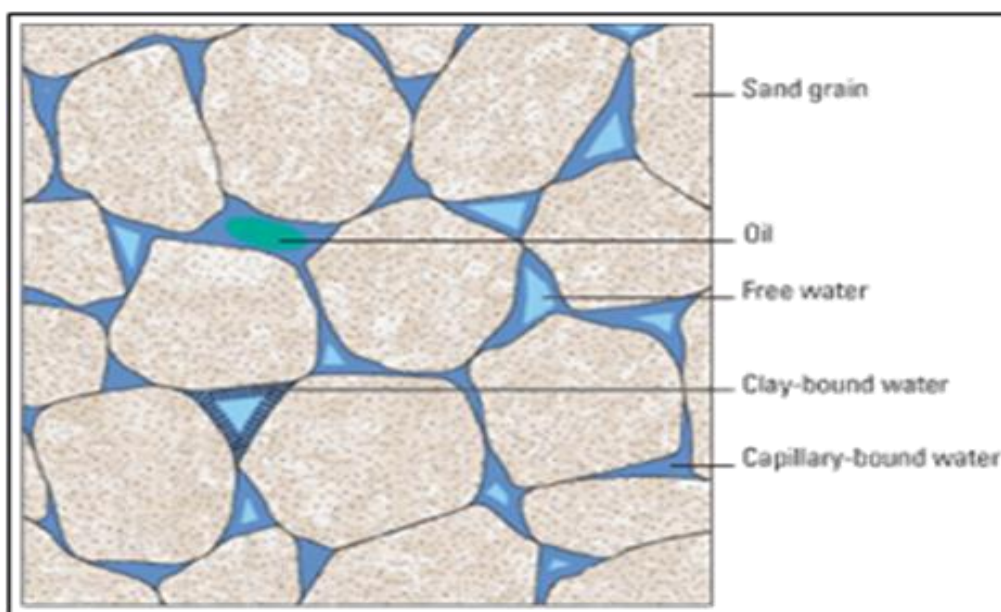


Figure I-7 : Distribution des fluides à l'intérieur d'une roche.

La saturation en eau initiale (S_{wi}) correspond à la proportion d'eau présente dans les pores au moment de la découverte du gisement. Cette valeur peut varier de 100% à une valeur équivalente à la saturation en eau irréductible.

Chapitre I : Notions sur les réservoirs Tight.

La saturation en eau irréductible (S_{wirr}) représente la proportion d'eau liée aux capillaires qui est immobilisée et ne peut pas être récupérée par les processus de production normaux. La valeur de la saturation en eau irréductible peut varier en fonction de la qualité de la roche, et elle tend à être plus élevée dans les roches à faible perméabilité.

I.3.3 Perméabilité :

La perméabilité (K) est une mesure de la capacité d'un réservoir à permettre le passage des fluides ou de la facilité avec laquelle les fluides peuvent s'écouler entre le réservoir et un puits. Elle représente la conductivité du réservoir et est une propriété clé pour évaluer la capacité d'un réservoir à produire des fluides tels que les hydrocarbures. Une perméabilité élevée indique une meilleure capacité d'écoulement des fluides, tandis qu'une perméabilité faible peut restreindre le débit et l'extraction des fluides du réservoir.

En tant que propriété dynamique, la perméabilité dépend des propriétés associées à la roche et aux fluides (figure I-8) ; c'est aussi l'un des paramètres les plus difficiles à mesurer et à évaluer sans données de toutes les échelles pertinentes : carottes, logs et de production.

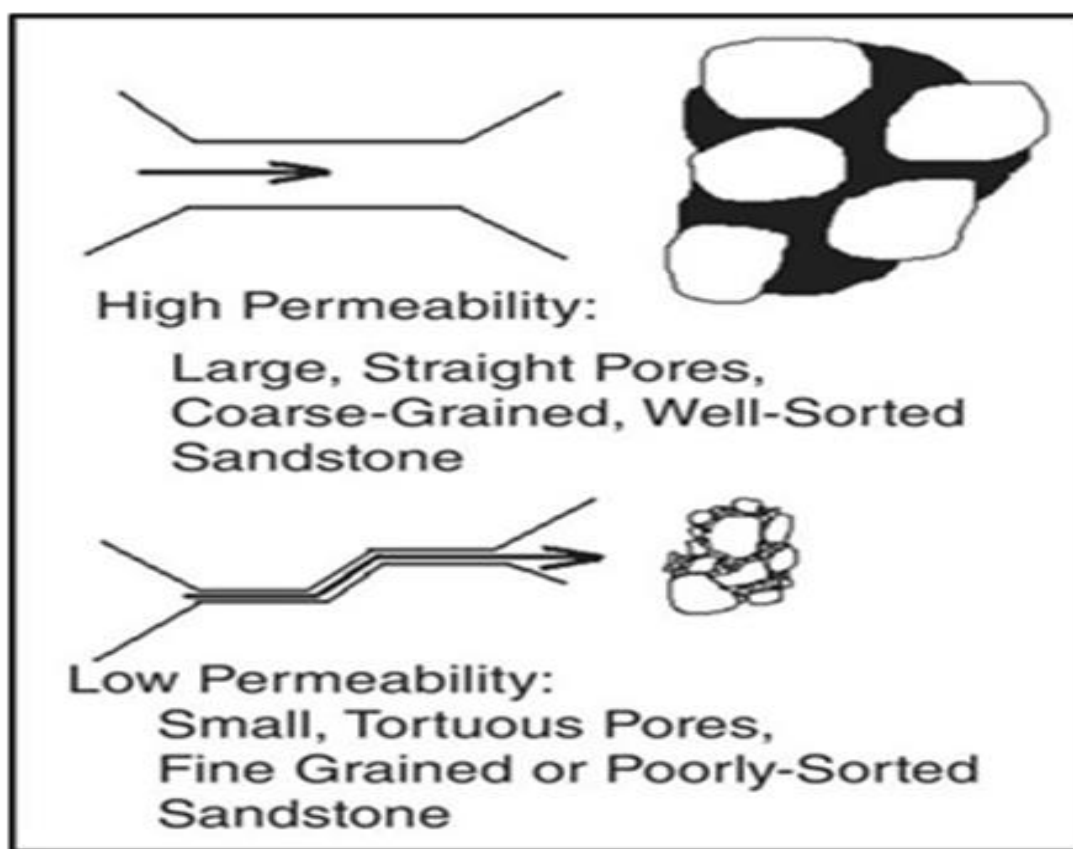


Figure I-8 : Perméabilité faible et élevée (Cannon, 2016)

Chapitre I : Notions sur les réservoirs Tight.

À l'échelle microscopique, la perméabilité est influencée par la structure du réseau de pores. La présence de pores de différentes tailles et formes, ainsi que la connectivité entre ces pores, jouent un rôle important. Les voies de connexion peuvent être droites ou tortueuses, ce qui influe sur la facilité d'écoulement des fluides à travers la roche. De plus, la taille des grains constituant la roche et leur distribution jouent également un rôle dans la perméabilité.

Il convient de noter que la perméabilité est une propriété vectorielle, ce qui signifie qu'elle peut avoir une composante directionnelle, ce qui entraîne une anisotropie. La perméabilité peut varier considérablement entre les directions horizontale et verticale, ce qui a un impact sur la capacité d'écoulement directionnel d'un réservoir. Cette anisotropie peut être due à l'orientation préférentielle des pores ou à d'autres facteurs géologiques. Il est donc important de prendre en compte cette anisotropie lors de l'évaluation de la perméabilité et de la modélisation des écoulements dans le réservoir.

I.3.4 Pression capillaire :

La pression capillaire est un phénomène qui agit à une échelle microscopique dans un réservoir et joue un rôle crucial dans la performance dynamique du réservoir, en interaction avec les forces visqueuses et gravitationnelles.

La pression capillaire se produit lorsque deux fluides non miscibles se trouvent dans les espaces poreux d'une roche, et elle est définie comme la différence de pression mesurable entre les deux phases. Il existe une relation intrinsèque entre la pression capillaire et la saturation en eau, car l'eau est retenue dans les espaces poreux par des forces capillaires.

La pression capillaire joue un rôle essentiel dans la détermination de la distribution et de la saturation des fluides dans un réservoir. Elle influence également la mouillabilité, c'est-à-dire l'affinité d'une roche à être mouillée par un fluide donné. La pression capillaire est donc un paramètre clé pour comprendre et modéliser la répartition des fluides dans un réservoir et son comportement dynamique.

I.4 Réservoir :

Un réservoir de pétrole est un terme utilisé pour décrire un corps souterrain de roche qui possède à la fois une porosité et une perméabilité adéquates pour stocker et permettre la migration et la production des hydrocarbures, tels que le pétrole et le gaz naturel.

Un réservoir joue un rôle crucial dans un système pétrolier complet, qui comprend également une source d'hydrocarbures, une roche réservoir, une roche couverture et une

Chapitre I : Notions sur les réservoirs Tight.

structure géologique favorable. Le réservoir constitue l'espace où les hydrocarbures sont accumulés et stockés, formant une réserve exploitable.

Il est donc essentiel pour l'exploration et la production pétrolières, car il représente la principale cible pour l'extraction des hydrocarbures.

La caractérisation précise d'un réservoir, y compris sa porosité, sa perméabilité, sa saturation en fluide et d'autres propriétés, est essentielle pour évaluer son potentiel de production, planifier les opérations d'extraction et estimer les volumes de pétrole récupérables. La connaissance du réservoir est donc fondamentale pour l'industrie pétrolière afin d'optimiser la production et la gestion des ressources en hydrocarbures.

Un système pétrolier est composé d'éléments essentiels : roche mère, chemins de migration, roche réservoir, et roche couverture. Accompagnée de multiples processus : génération, migration, piégeage, accumulation et préservation des hydrocarbures.

I.5 Type des réservoirs :

I.5.1 Réservoirs conventionnels :

Les ressources en hydrocarbures conventionnels ont tendance à s'accumuler dans des pièges structuraux ou stratigraphiques favorables. Ces pièges sont généralement formés par des structures géologiques, telles que des plis, des failles ou des anticlinaux, qui créent des zones où les hydrocarbures peuvent être piégés. Une couche imperméable, appelée couverture, recouvre le réservoir et empêche les hydrocarbures de s'échapper vers la surface.

Dans les réservoirs conventionnels, la formation est caractérisée par une porosité et une perméabilité suffisante pour permettre le stockage et le déplacement des hydrocarbures. Cela signifie que les roches réservoirs ont une structure poreuse qui peut contenir une quantité significative d'hydrocarbures, ainsi qu'une perméabilité qui permet aux fluides de circuler à travers la roche. Ces formations ne nécessitent généralement pas de stimulation à grande échelle pour produire des hydrocarbures, ce qui facilite l'extraction des ressources.

De plus, les voies de migration sont présentes pour permettre le transfert des hydrocarbures depuis les roches mères où ils sont générés vers les réservoirs où ils sont accumulés. Ces voies peuvent être des fractures, des failles ou des zones perméables qui fournissent un chemin pour la migration des hydrocarbures.

Chapitre I : Notions sur les réservoirs Tight.

En résumé, les ressources en hydrocarbures conventionnels sont généralement trouvées dans des structures géologiques favorables, avec des réservoirs poreux et perméables, et des voies de migration connectant les roches mères aux réservoirs. Ces formations offrent une bonne qualité de réservoir et ne nécessitent pas de stimulations intensives pour produire des hydrocarbures.

I.5.2 Réservoirs non conventionnels :

Un réservoir non conventionnel est un type de réservoir qui ne peut pas être exploité de manière économiquement viable sans recourir à des interventions massives, à des techniques de stimulation avancées ou à des processus spécifiques de récupération. Ces réservoirs présentent des caractéristiques pétrophysiques et fluidiques moins favorables par rapport aux réservoirs conventionnels, rendant l'extraction des hydrocarbures plus complexe.

Les réservoirs non conventionnels comprennent des formations telles que les schistes, les sables bitumineux et les réservoirs de gaz de schiste. Leur perméabilité est généralement faible, ce qui limite le mouvement des fluides à travers la roche et entrave ainsi la production économique d'hydrocarbures. Pour surmonter ces défis, des interventions massives et des technologies spéciales, comme la fracturation hydraulique, sont souvent nécessaires.

La fracturation hydraulique consiste à injecter sous pression un mélange d'eau et de produits chimiques dans le réservoir, ce qui crée des fractures artificielles dans la roche et facilite le déplacement des hydrocarbures vers les puits de production. [Holditch et Al,2016].

En résumé, un réservoir non conventionnel nécessite des interventions massives, des techniques de stimulation avancées et des méthodes spécifiques de récupération pour obtenir des volumes économiques de Pétrole et de gaz. Ces réservoirs ont des propriétés pétrophysiques défavorables et nécessitent des approches d'exploitation spéciales pour être rentables.

Les réservoirs non conventionnels typiques sont :

Pétrole et gaz de schiste : ce sont des hydrocarbures qui sont piégés dans la roche mère (schiste) et qui n'ont pas pu commencer leur migration vers une roche réservoir.

Huiles et gaz tight : Ce sont des hydrocarbures qui ont migré hors de la roche mère et qui sont piégés dans des roches compactes à faible porosité et à très faible perméabilité.

Chapitre I : Notions sur les réservoirs Tight.

Méthane de houille (CBM) : Gaz naturel (méthane) résultant de la décomposition et de la transformation de la matière organique en un matériau solide et combustible à haute teneur en carbone (le charbon).

Hydrate de méthane : Mélange d'eau et de méthane qui, dans certaines conditions de pression et de température, cristallise pour former un solide.

Les conditions nécessaires pour être dans la plage de stabilité des hydrates de méthane se trouvent dans la partie supérieure de la colonne sédimentaire des régions arctiques (très basse température – basse pression) ou dans la partie supérieure des sédiments en offshore très profond (haute pression – basse température).

Huiles lourdes, huiles extra lourdes et bitumes : Ces huiles sont dites lourdes en raison de leur densité élevée et de leur viscosité très élevée qui rendent une extraction conventionnelle impossible, même si elles sont contenues dans des réservoirs de bonne qualité. [Holditch,2006].

Les différents types des réservoirs sont montrés sur la figureI-9.

Schematic geology of natural gas resources

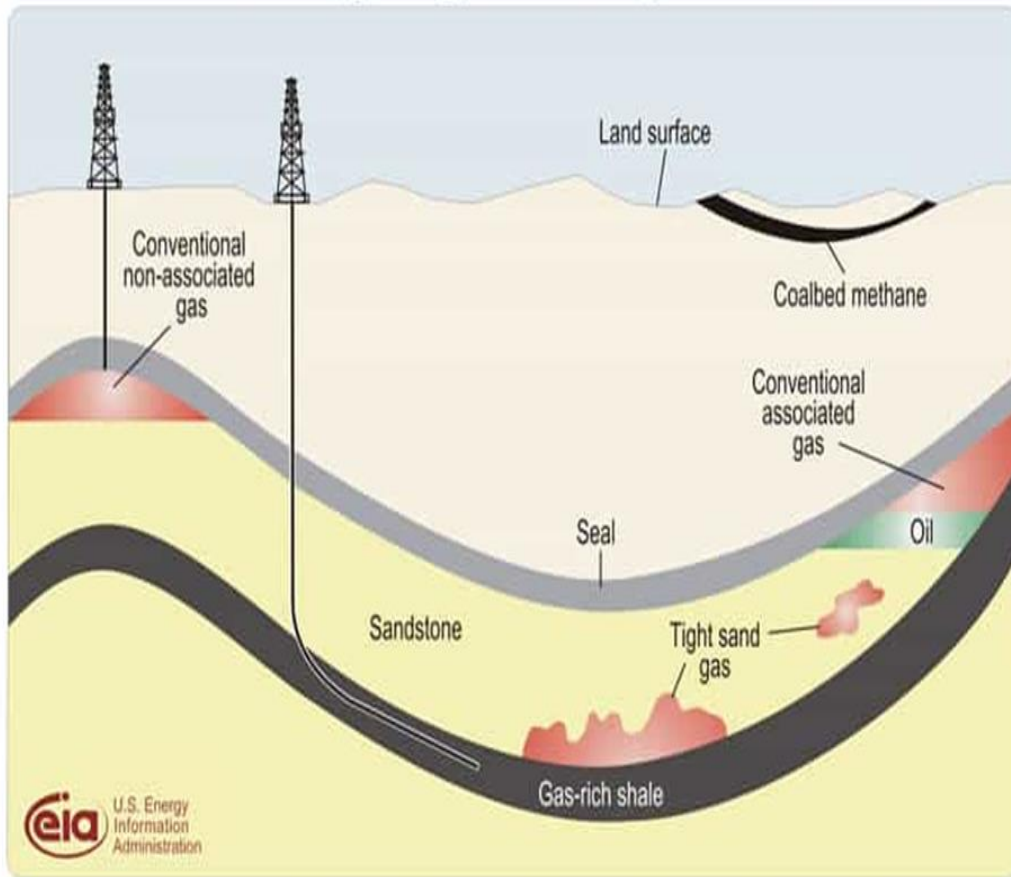


Figure I-9 : Illustration des différents types de réservoir (EIA.com).

Contrairement aux réservoirs conventionnels, qui ont un petit volume mais sont facilement exploitables, les réservoirs non conventionnels sont caractérisés par un grand volume mais leur exploitation est plus difficile (voir Figure 6). Leur développement et leur avenir dépendent de l'augmentation des prix et des avancées technologiques. Bien que les ressources non conventionnelles soient potentiellement très importantes, leur nature et leur répartition ne sont pas encore complètement comprises. On sait qu'elles existent en grande quantité, mais elles ne s'écoulent pas facilement vers les puits traditionnels, ce qui limite leur rentabilité économique.

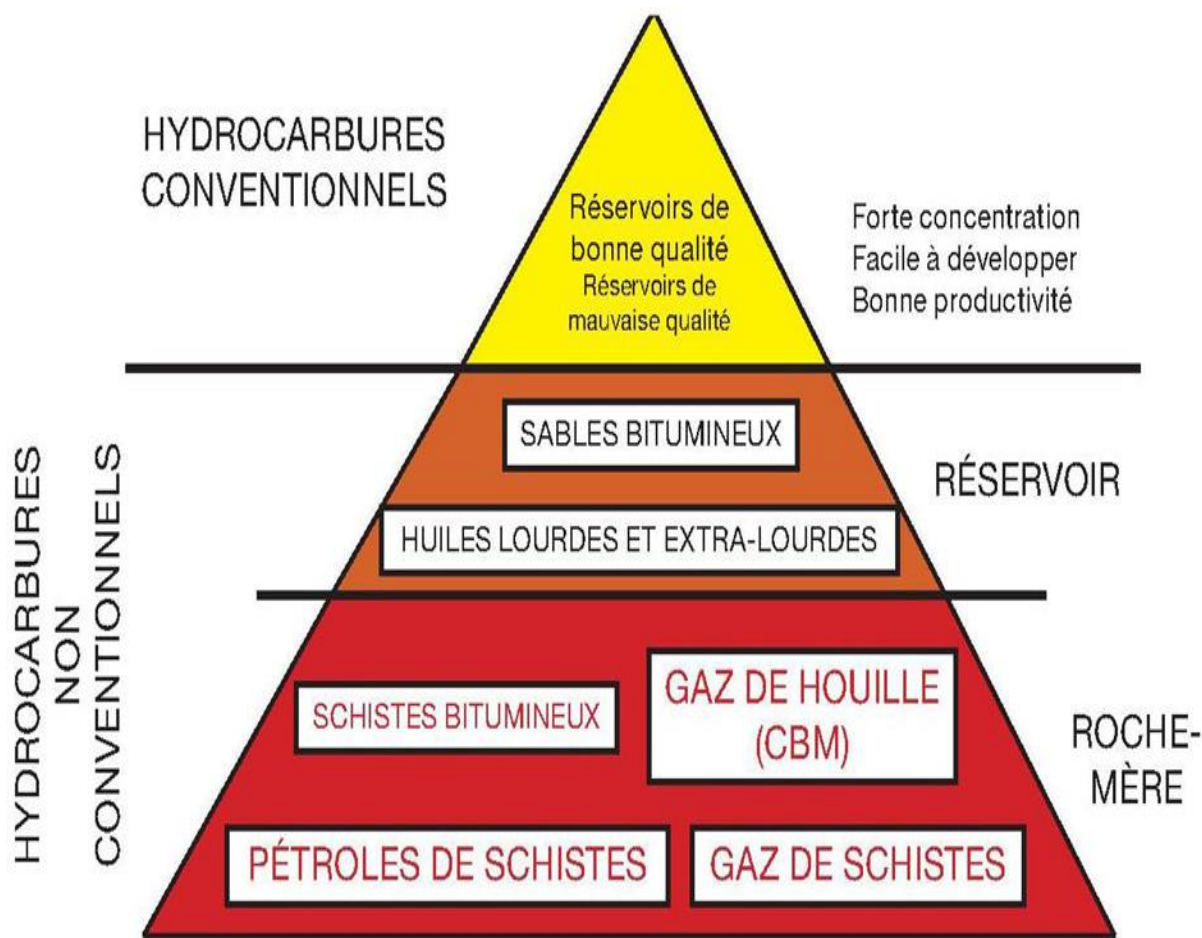


Figure I-10 : Triangle des ressources conventionnelles et non conventionnelles (CNRS édition).

I.6 Réservoirs gréseux compact à Gas :

Les réservoirs de gaz à grès compact (tight) sont une extension naturelle des réservoirs de grès conventionnels, mais ils se distinguent par une perméabilité plus faible et une porosité efficace généralement réduite. Une définition précise de ces réservoirs est la suivante : ils ne peuvent être exploités à des débits économiquement viables ni récupérer des volumes économiques de gaz naturel sans recourir à une stimulation intensive par fracturation hydraulique, à des puits horizontaux ou à l'utilisation de puits multilatéraux. [Holditch,2006].

I.7 Propriétés générales des réservoirs tight :

I.7.1 Roche mère :

La présence d'une roche mère est essentielle pour toutes les accumulations de ressources en hydrocarbures. Dans le cas des grès compacts « tight », il est crucial que la roche mère

Chapitre I : Notions sur les réservoirs Tight.

soit située à proximité du gisement, possédant une porosité relativement élevée, de manière à permettre l'expulsion du gaz vers la formation et la formation du réservoir.

I.7.2 Modèles de stratification :

Deux types fondamentaux de réservoirs gréseux compacts peuvent être distingués en fonction de leurs environnements de dépôt : les grès stratifiés et les grès de couverture.

Les grès stratifiés sont souvent associés à des turbidités, des deltas ou des ruisseaux tressés, tandis que les grès de couverture sont généralement présents dans des dépôts marins peu profonds, étendus et laminés.

Il est également possible de trouver des combinaisons de ces types de grès, ainsi que des intervalles de réservoirs conventionnels.

I.7.3 Qualité du réservoir :

Les grès tight à gaz peuvent présenter une composition variable, allant principalement du quartz à un mélange diversifié de quartz, de feldspaths, d'argiles, de carbonates et de pyrite.

Les valeurs de porosité matricielle peuvent varier considérablement, allant de valeurs typiques des grès classiques à des valeurs très élevées ou faibles. Il est donc essentiel d'utiliser les données réelles issues de l'analyse des carottes pour évaluer la complexité du réservoir.

Dans certains réservoirs, une seule mesure de porosité, telle que la densité ou la vitesse sismique, peut être suffisante pour obtenir une interprétation utilisable. Cependant, dans d'autres cas, il peut être nécessaire d'utiliser un modèle multiminéral prenant en compte divers constituants argileux et non argileux. La porosité moyenne des réservoirs tight connus varie généralement entre 4% et 10%, bien que des valeurs moyennes plus faibles ou plus élevées soient également possibles.

La perméabilité moyenne est souvent très basse, de l'ordre de 0,01 milli darcy (Md). Les fractures naturelles peuvent jouer un rôle crucial dans la productivité des réservoirs compacts, mais elles peuvent également entraîner une augmentation de la production d'eau.

I.7.4 Pressions anormales :

Les réservoirs de grès tight à gaz ont généralement des intervalles de production qui présentent une pression anormalement élevée ou basse, soit une surpression, soit une sous-pression.

Chapitre I : Notions sur les réservoirs Tight.

La pression de formation est influencée par la structure, la stratigraphie et l'historique du bassin. Lorsque la roche mère génère une grande quantité de gaz dans les formations tight, le gaz a du mal à s'échapper facilement, ce qui entraîne une surpression dans le système.

Lorsqu'une partie du gaz généré s'échappe des marges supérieures de la zone de surpression, une zone de sous-pression peut se former autour de la zone sur pressurée. Il est important de recueillir des mesures pour caractériser la pression avant d'entreprendre le développement du réservoir.

I.8 Réservoirs tights dans le monde :

Pour stimuler la croissance mondiale du marché des hydrocarbures, les entreprises internationales doivent avoir un accès économique et technologique à de nouvelles ressources. Parmi les avenues de recherche, le développement des ressources non conventionnelles, telles que le gaz des réservoirs compacts, représente une cible potentielle.

Bien que les volumes de ces ressources soient répartis dans le monde entier (voir Figure I-11), deux grandes zones géographiques concentrent les accumulations les plus importantes : l'Amérique du Nord d'un côté, et la Russie et la Chine de l'autre. Les réservoirs de gaz tight se caractérisent par des roches à faible perméabilité et à faible porosité, mais ils ont été largement exploités aux États-Unis et en Chine. Cependant, l'exploitation de ces ressources a commencé récemment dans le reste du monde. [Law et Curtis,2002].

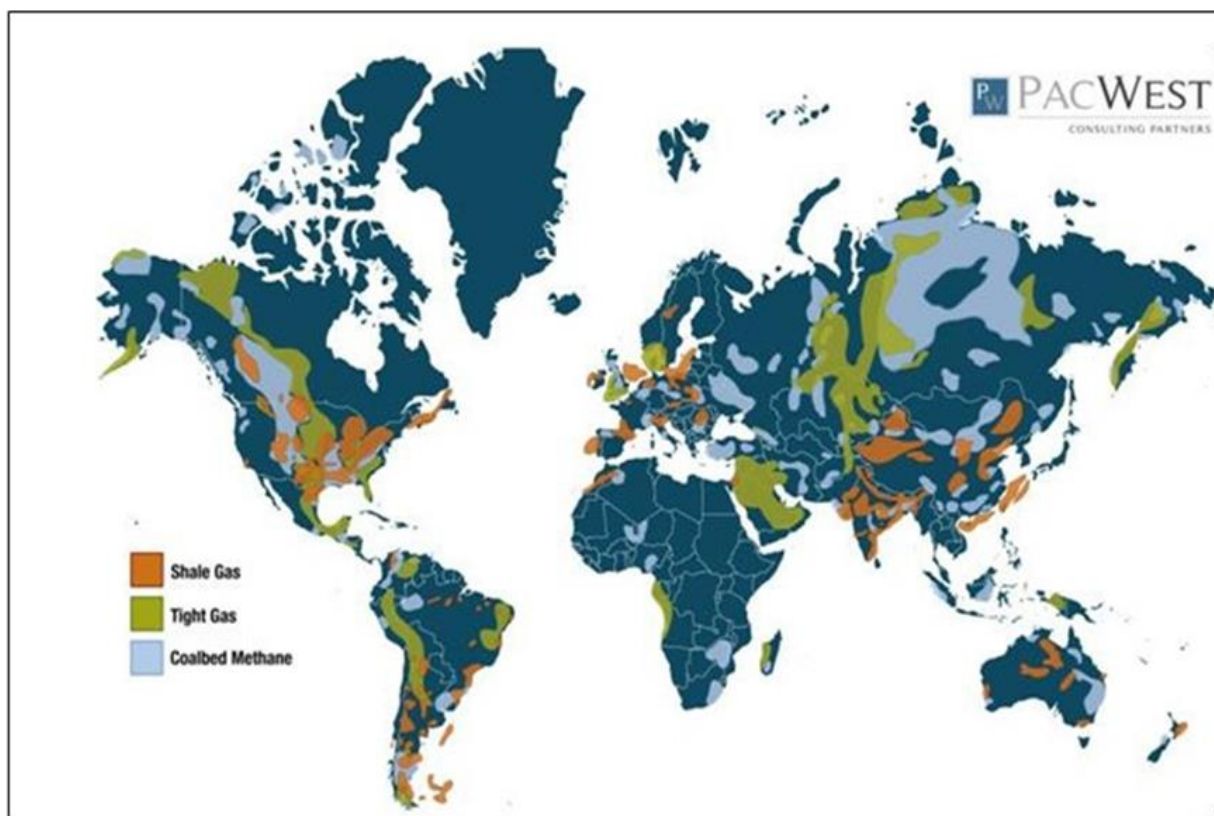


Figure I-11 : répartition des réservoirs de gaz non conventionnels dans le monde (PacWest CP)

I.9 Réservoirs tight en Algérie :

La recherche d'hydrocarbures se focalise sur les bassins sahariens, avec des études récentes menées dans la région nord et en offshore. Par conséquent, la majorité des réservoirs tight ont été découverts dans les formations du Paléozoïque de la plate-forme saharienne.

La carte de la figure I-12 montre les différents bassins sédimentaires de l'Algérie, les principaux réservoirs tight sont situés principalement dans :

- Bassin de l'Ahnet.
- Les bassins d'Illizi.
- Bassin de Berkine.
- Gourara (Timimoun).
- Région de Hassi Mesaoud.

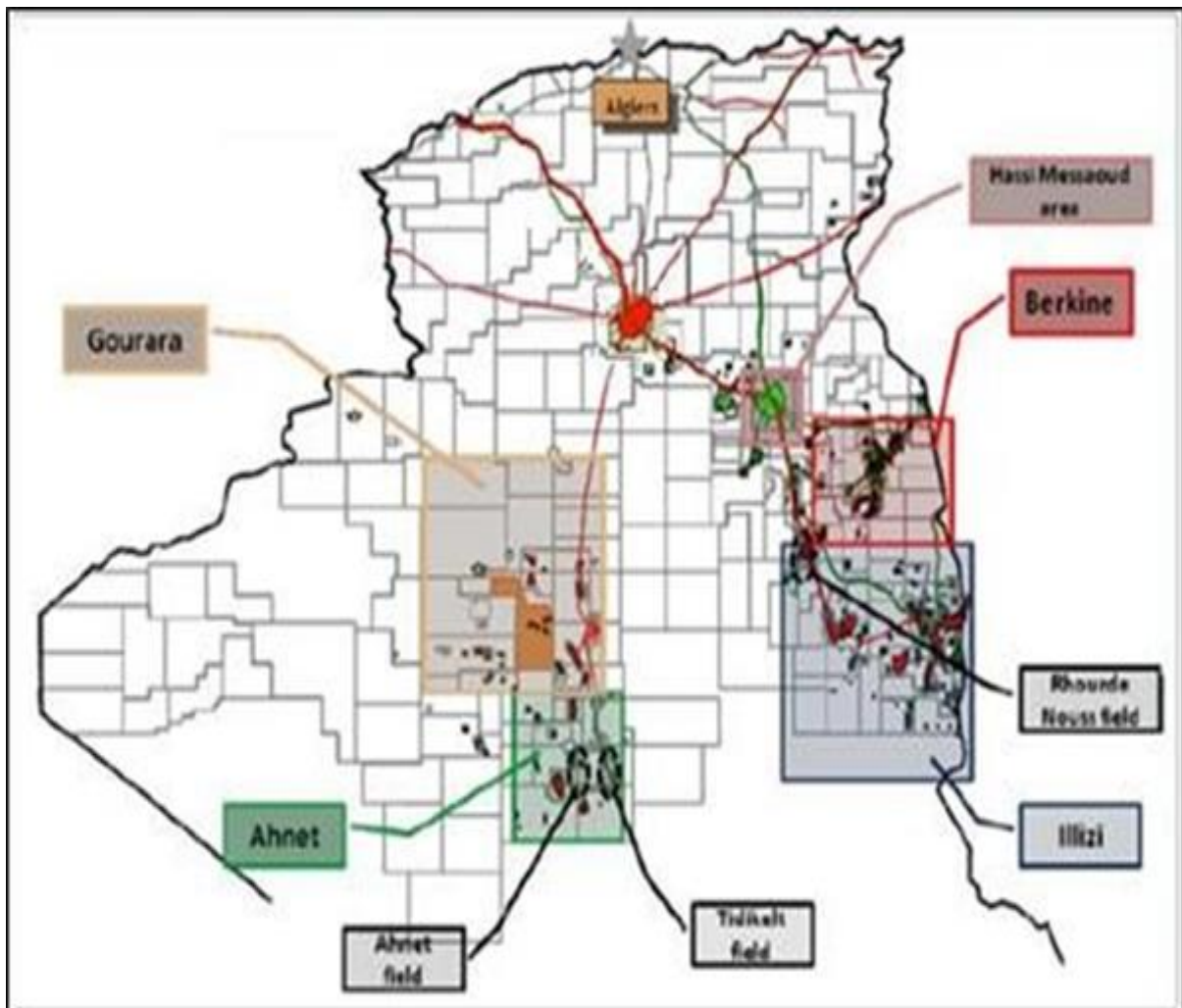


Figure I-12 : répartition des réservoirs de gaz non conventionnels dans le monde (Khaifat et al, 2011).

II. CHAPITRE II : PRESENTATOPN DE LA REGION D'ETUDE.

II.	Chapitre II : Présentatopn de la région d'étude.	21
II.1	Cadre régional :	22
II.1.1	Situation géographique :	23
II.1.2	Situation géologique :	23
II.1.3	Historique d'exploitation de bassin d'Illizi :	25
II.1.4	Aperçue structural :	27
II.1.5	Lithostratigraphie du bassin d'Illizi :	27
II.2	Système pétrolier :	31
II.2.1	Roches- mères :	32
II.2.2	Roche couverture :	32
II.2.3	Roche réservoir :	33
II.2.4	Piège :	33

Chapitre II : Présentation de la région d'étude.

Introduction :

Le Sahara algérien, une région située en Afrique, abrite d'importantes réserves de pétrole et de gaz. Le premier gisement de pétrole a été découvert en 1914 dans l'Atlas saharien, près de la côte méditerranéenne. Pendant un certain temps, on pensait que le Sahara algérien ne contenait que peu de réserves d'hydrocarbures, jusqu'à la découverte du premier champ de gaz à Djebel Berga dans la dépression d'Ahnet en 1954. Peu de temps après, en 1956, la première accumulation commerciale de pétrole a été trouvée à Edjelleh dans le bassin d'Illizi.

La même année, les vastes champs de Hassi Messaoud (pétrole) et de HassiR'mel (gaz) ont été découverts dans le bassin triasique.

À ce jour, des centaines de découvertes d'accumulations d'hydrocarbures ont été faites et tous les gisements du Sahara algérien se trouvent dans des roches sédimentaires, s'étendant du Cambrien au Trias. Dans ce chapitre, nous commencerons par présenter le champ d'Illizi, en définissant ses limites géographiques et géologiques, en abordant la tectonique qui a contribué à sa formation, son extension stratigraphique et les formations qu'il englobe.

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.

II.1 Cadre régional :

II.1.1 Situation géographique :

Le bassin d'Illizi (ex : Fort Polignac) qui est un bassin cratonique, est situé dans la partie Sud-Est du Sahara Algérien ; il s'étend entre les latitudes 26° et 29° Nord et les longitudes 6° et 10° Est et couvre une superficie estimée à 108424 Km² (Figure I.1).

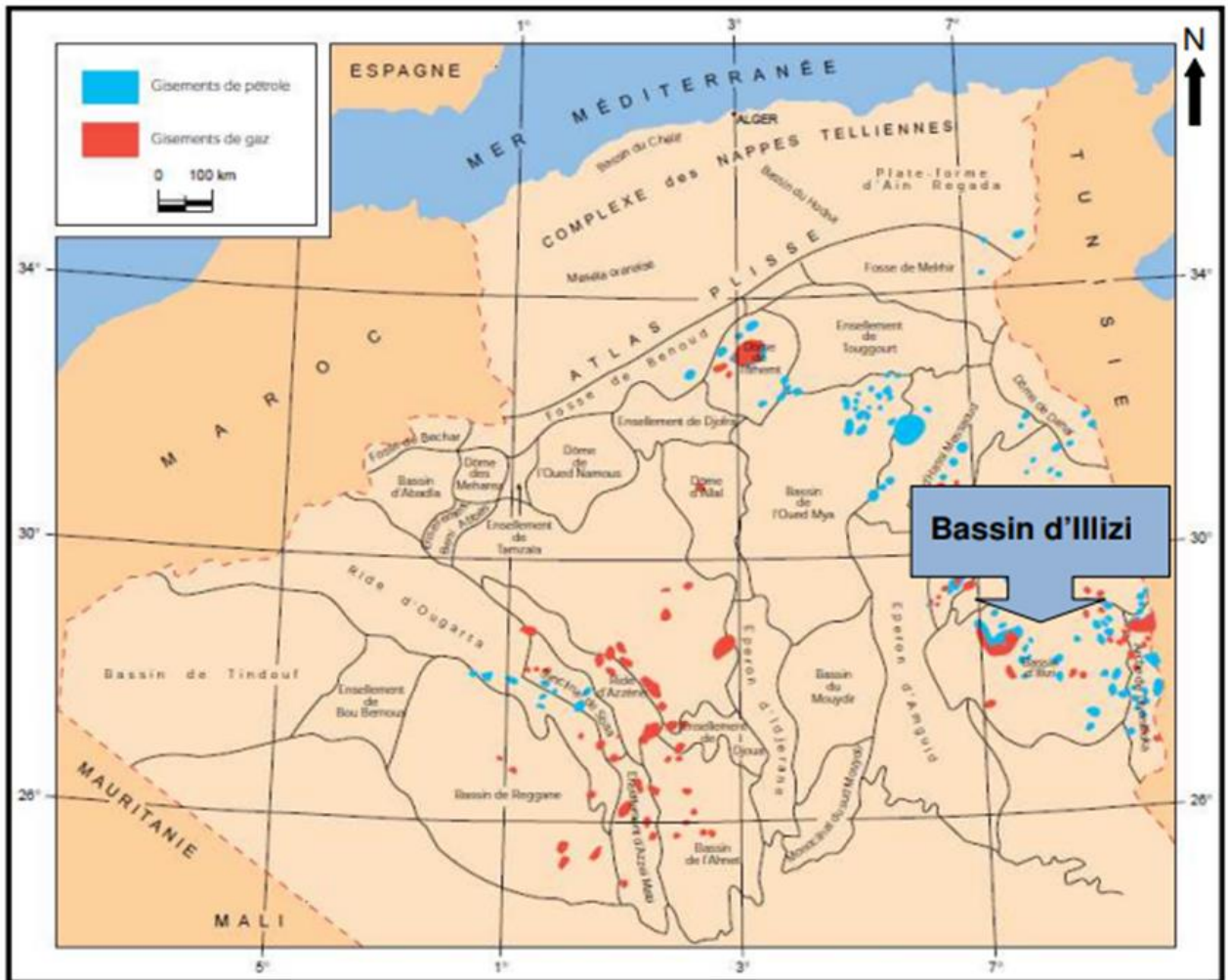


Figure II-1 : Situation géographique du bassin d'illizi (Schlumberger et Sonatrach, 2007).

II.1.2 Situation géologique :

Plusieurs éléments structuraux viennent délimiter ce bassin (Figure II-2).

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,

Chapitre II : Présentation de la région d'étude.

•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, HassiMazoula, Alrar et Ohanet.

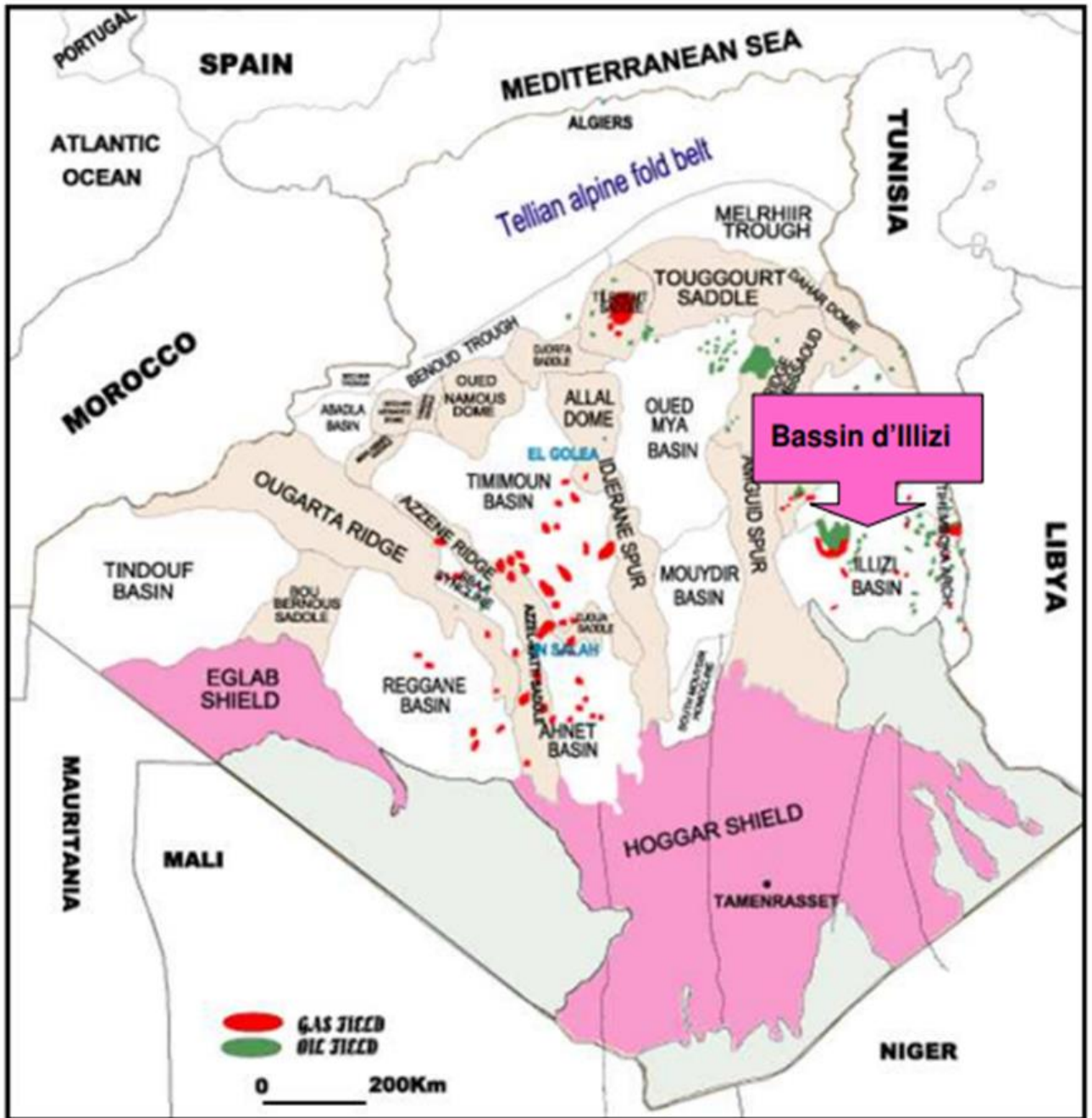


Figure II-2 : Situation géologique du bassin d'illizi (Document Sonatrach)

II.1.3 Historique d'exploitation de bassin d'illizi :

Les premières études des bassins sédimentaires ont commencé avec des levés géologiques en 1946. Par la suite, une vaste campagne de gravimétrie a débuté à la fin de 1948 dans la partie nord du Sahara. Les premières demandes de permis de recherche pétrolière ont été déposées en 1950, et les premiers essais d'investigation par sismique réflexion ont eu lieu en 1951.

Chapitre II : Présentation de la région d'étude.

Après les premiers échecs des essais de sismique réflexion en 1951, la SNREPAL a confié à la CGG une importante campagne de sismique réfraction en 1951, dont les résultats se sont avérés positifs et ont servi de base pour l'implantation des premiers sondages stratigraphiques. À cette époque, les découvertes des vastes champs pétroliers de Hassi Messaoud en 1956 et de gaz de HassiRmel la même année a été réalisées, respectivement situés sur le môle d'Amguid et le bassin d'Oued Mya.

Entre 1956 et 1962, environ 40 gisements ont été découverts dans le bassin d'Illizi grâce à des méthodes géophysiques (gravimétrie, magnétométrie, sismique réfraction) et à des études géologiques sur le terrain. Parmi les plus importants, citons Edjeleh, Zarzaitine (pétrole), Ohanet (pétrole), In Amenas (pétrole), etc. Cette période a connu une intense activité de forage, avec près de 598 puits forés, dont 152 pour l'exploration.

Les estimations des réserves initiales dans le bassin d'Illizi étaient d'environ 735,106 tonnes de pétrole, 479,109 m³ de gaz et 78,106 tonnes de condensat.

La période entre 1970 et 1980 a été marquée par une activité sismique intense avec l'acquisition d'environ 47 000 kilomètres de données sismiques en 2D. Des études aéromagnétiques et gravimétriques ont également été réalisées par la Sonatrach entre 1977 et 1978. Pendant cette période, 325 puits ont été forés, dont 51 pour l'exploration. Ces efforts ont abouti à la découverte de deux gisements, Mereksen et Dimeta.

Les réserves initiales estimées pour ces découvertes sont d'environ 108 000 tonnes de pétrole, 84 milliards de mètres cubes de gaz et 16 000 tonnes de condensat.

L'exploration pétrolière a connu une baisse significative entre 1981 et 2008, malgré les efforts remarquables en sismique 2D au cours de la période précédente. Seulement 80 puits d'exploration ont été forés, dont 30 ont été fructueux, ce qui représente un taux de succès de 40%.

L'exploration dans le bassin d'Illizi a permis la collecte d'un volume important de données sismiques en 2D et 3D, ainsi que des données de forage. Au total, environ 90 000 kilomètres de données sismiques en 2D ont été recueillis, et environ 1 800 puits ont été forés, toutes catégories confondues. Parallèlement, de nombreuses études géopétrolières ont été réalisées sur le bassin d'Illizi par différents spécialistes, y compris les compagnies pétrolières internationales. [WEC, 2007].

Chapitre II : Présentation de la région d'étude.

II.1.4 Aperçue structural :

Les principaux événements tectoniques (Tableau II-1) 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 distensives, se traduisent sur la sédimentation du bassin par des discordances ou des discontinuités sédimentaires.

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

Tableau II.1 : Evénements Tectoniques Majeurs (Sonatrach, 1996).

II.1.5 Lithostratigraphie du bassin d'Illizi :

La surface Infra-tassilienne du bassin d'Illizi constitue la base sur laquelle repose la couverture sédimentaire, formant une discordance majeure. Cette surface recouvre un socle plissé composé de roches sédimentaires métamorphiques, cristallophylliennes et volcaniques.

Chapitre II : Présentation de la région d'étude.

La coupe lithologique caractéristique du bassin d'Illizi est principalement constituée d'une série sédimentaire détritique, s'étendant du Cambrien au Paléogène. Les terrains du Paléozoïque représentent environ les deux tiers de l'épaisseur totale de cette série. La Lithostratigraphie des formations paléozoïques tassiliennes a été établie grâce à des études menées sur les affleurements (Beuf et al., 1971).

La série stratigraphique typique du bassin d'Illizi, d'une épaisseur dépassant les 3000 mètres, englobe des formations cénozoïques, mésozoïques et paléozoïques. Toutefois, notre objectif pétrolier se concentre sur l'Ordovicien, il convient donc de détailler principalement les formations du Paléozoïque

II.1.5.1 Lithostratigraphie du Paléozoïque :

A. Le Cambrien

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

L'unité I : (conglomérats d'EI Mungar) 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'âge présumé de cette unité est Cambrien.

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.

Chapitre II : Présentation de la région d'étude.

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.

B. 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 50m. 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.

C. 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.

Chapitre II : Présentation de la région d'étude.

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.

D. 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.

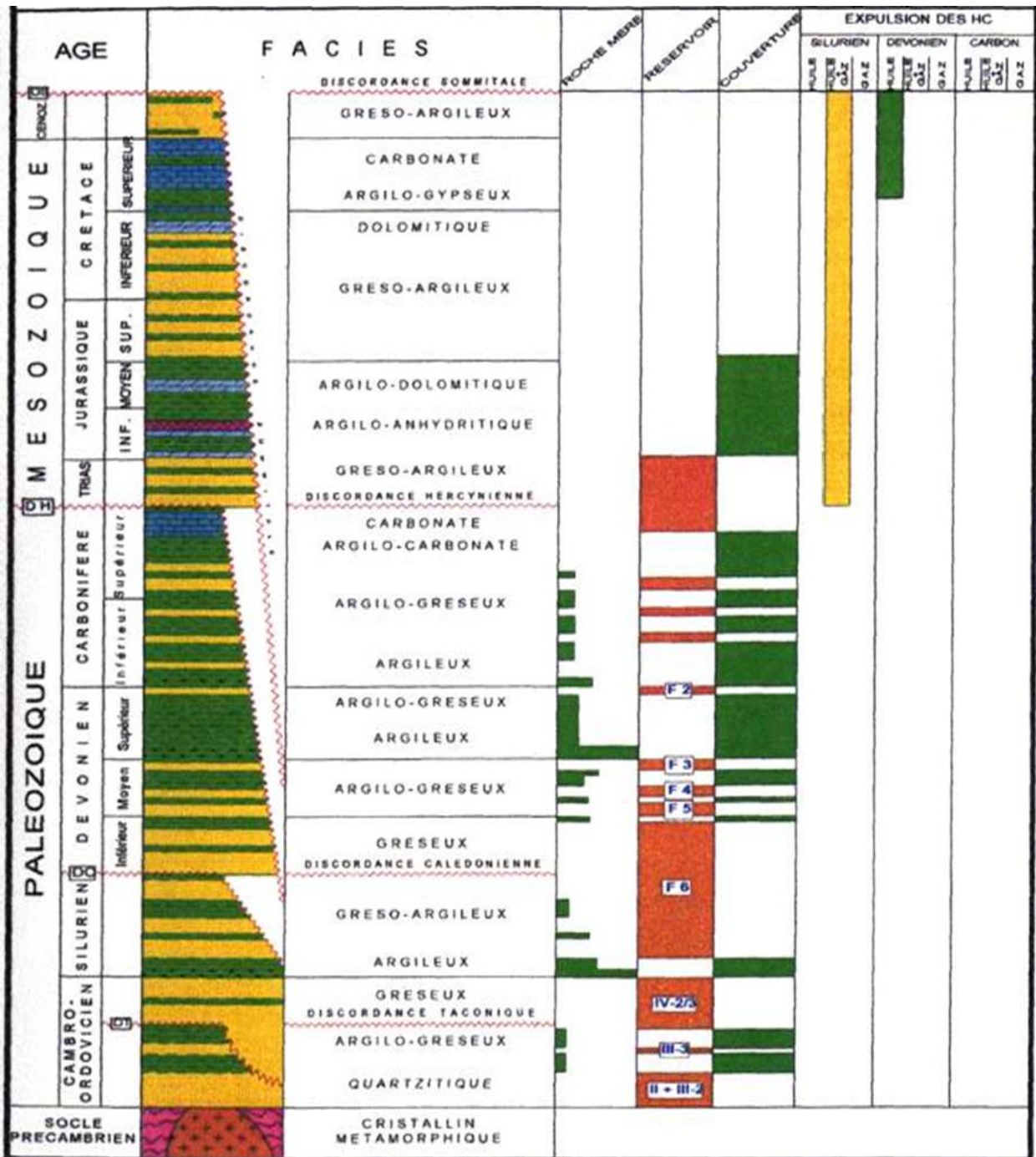


Figure II-3 : Colonne stratigraphique et lithologique synthétique du bassin d'Illizi (Document Sonatrach).

II.2 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.

Chapitre II : Présentation de la région d'étude.

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.

II.2.1 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.

II.2.2 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.

Chapitre II : Présentation de la région d'étude.

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.

II.2.3 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.

II.2.4 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.

**III. CHAPITRE III : EVALUATION PETROPHYSIQUE DU
RESERVOIRS TIGHT DE L’UNITE IV DE
L’ORDOVICIEN.**

III.	Chapitre III : Evaluation Pétrophysique du Réservoirs Tight de l’unité IV de l’Ordovicien.....	33
III.1	Diagraphie enregistrées :.....	34
III.2	Interprétation des diagraphies :.....	39
III.3	Analyse des résultats :.....	50

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 pétrophysiques des réservoirs Ordovicien unité IV dans le bassin d’Illizi.

III.1 Diagraphies enregistrées :

III.1.1 Diagraphie de la radioactivité :

Le log GR de base enregistre la radioactivité naturelle des formations, qui provient de la présence d’uranium (U), de thorium (Th) et de potassium (K) dans la roche. Ces trois éléments émettent en permanence des rayons gamma, qui est de brefs éclats de rayonnement de haute énergie similaires aux rayons X.

Les rayons gamma peuvent pénétrer quelques centimètres de roche. Une partie de ces rayons émis près du trou de forage traverse le trou et peut être détectée par un capteur de rayons gamma approprié, généralement un détecteur à scintillation. Chaque rayon gamma détecté provoque une impulsion électrique discrète dans le détecteur. [Djebar et Donaldson,2004].

Le paramètre enregistré par le détecteur est le nombre d’impulsions par unité de temps. Les logs GR sont exprimés en unités API (APIU).et dans cette étude on utilise le gamma ray corrigé (CGR) (voir la Figure III.1. Track 1 et la Figure III.2 track 1)

III.1.2 Caliper :

Un contrôle de qualité essentiel pour les données de diagraphie consiste à évaluer la qualité du trou. Tout ce qui n’appartient pas au réservoir peut altérer les mesures des logs et fausser nos interprétations. Des facteurs courants qui peuvent affecter la qualité des mesures incluent les mauvaises conditions de trou telles que le gonflement des argiles et l’élargissement du forage (cave ou effondrement), ainsi que l’influence du mudcake et de l’invasion sur les mesures de diagraphie. [Chapellier ,2009].

Le calibre (calliper) permet de comprendre les différences de diamètre entre le trou et l’outil de forage, ce qui permet de neutraliser les effets mentionnés précédemment. (Voir la Figure III.1 track 1 et la Figure III.2 Track 1)

III.1.3 Bite size :

La taille de l’outil de diagraphie, également connue sous le nom de « bit size diagraphie », fait référence au diamètre de l’outil de diagraphie utilisé pour mesurer les propriétés des formations géologiques dans un puits de forage. Il s’agit de la dimension physique de l’outil, exprimée en pouces ou en millimètres, qui détermine la quantité d’espace nécessaire pour insérer l’outil dans le puits. La taille de l’outil de diagraphie est un facteur important à prendre en compte lors de l’interprétation des données diagraphiques, car elle peut avoir une influence sur les mesures en raison de l’interaction entre l’outil et les parois du puits. Une taille d’outil inappropriée par rapport au diamètre du puits peut entraîner des effets indésirables tels que des frottements, des effets de proximité et des perturbations des mesures diagraphiques. [Chapellier,2009].

Il est essentiel de sélectionner la taille de l’outil de diagraphie adaptée au diamètre du puits afin d’obtenir des mesures précises et fiables des propriétés géologiques de la formation (voir la Figure III.1 Track 1 et la Figure III.2 Track1).

III.1.4 Diagraphie Sonic :

La diagraphie sonique est une méthode de mesure du temps de trajet ΔT entre deux récepteurs d’ondes longitudinales émises dans la formation. Dans sa forme la plus simple, l’outil sonique comprend un émetteur qui envoie une impulsion d’onde acoustique et un ou plusieurs récepteurs placés à une distance spécifique qui captent l’onde lorsqu’elle passe devant eux.

Les outils soniques utilisent des émetteurs ultrasoniques qui génèrent de brèves impulsions d’ondes acoustiques à intervalles réguliers. Trois types d’ondes principaux peuvent être détectés par ces outils : l’onde de compression (P), l’onde de cisaillement (S) et l’onde de Stoneley (St).

Les anciens outils ne mesuraient que le temps d’arrivée des ondes de compression, mais les outils modernes sont capables de mesurer l’ensemble du train d’ondes, fournissant ainsi des informations sur les ondes de compression, de cisaillement et de Stoneley (Voir la Figure III.1 Track 2 et la Figure III.2 Track 2).

III.1.5 Diagraphies de Résistivité :

Les logs de résistivité sont des enregistrements différés qui permettent de mesurer la résistivité, l’un des paramètres physiques d’une formation géologique. La valeur de

Chapitre III : Evaluation Péetrophysique d réservoirs Tigt de l’Ordovicien.

la résistivité varie généralement entre 0,2 et 5000 $\Omega.m$ en fonction de la porosité, de la composition des fluides interstitiels présents dans la formation et des éléments solides tels que les grains et le ciment. Le principe de mesure consiste à émettre un signal à partir d’une source d’énergie (courant électrique ou champ magnétique) qui pénètre dans la formation, puis à enregistrer la résistivité ou la conductivité des formations à l’aide d’un récepteur situé à une certaine distance de la source, appelée espacement.

Différents types d’outils ont été développés en fonction de l’espacement et de la source d’énergie utilisée :

Macro-dispositifs : Ces outils sont caractérisés par de grands espacements et permettent de mesurer la résistivité dans les zones profondes. Ils fournissent des informations sur la résistivité de la formation non altérée (R_t). Plusieurs outils tels que le DLL, le DIL, etc., ont été conçus à cette fin.

Micro-dispositifs : Ces outils se caractérisent par des espacements relativement petits et fournissent des informations sur la résistivité de la zone lavée (R_{xt}). Ils incluent des outils tels que le MSFL, le ML, le MLL, etc.

Différentes combinaisons de résistivités (macro-résistivité et micro-résistivité) peuvent être utilisées pour estimer de manière plus précise les résistivités R_t et R_{xt} (voir la Figure III.1 Track 3 et la Figure III.2 Track 4).

Dans notre étude on travaille avec la résistivité inductologue.

III.1.6 Diagraphie de Densité :

L’outil de densité est utilisé pour détecter la densité de la formation en mesurant l’atténuation des rayons gamma entre une source et un détecteur. Une source et deux détecteurs sont positionnés sur l’outil, qui mesure environ 3 pieds de long et est pressé contre les parois du puits à l’aide d’un patin. Les rayons gamma émis en continu par la source (généralement avec une énergie de 0,66 MeV à partir de CS137) sont envoyés dans la formation.

Dans la formation, les rayons gamma subissent de multiples collisions avec les électrons, ce qui entraîne une perte d’énergie et une diffusion dans toutes les directions, phénomène connu sous le nom d’effet Compton. Lorsque leur énergie tombe en dessous d’environ 0,1 MeV, les rayons gamma sont absorbés par un processus appelé absorption photoélectrique. L’effet Compton dépend uniquement de

Chapitre III : Evaluation Pétrophysique d réservoirs Tigt de l’Ordovicien.

la densité électronique de la formation (le nombre d’électrons par cc), qui est étroitement liée à la densité apparente.

D’autre part, l’absorption photoélectrique dépend à la fois de la densité électronique et du nombre atomique moyen des matériaux constituant la formation. C’est grâce à ce mécanisme que l’outil de densité lithologique (Litho-Densité) est capable d’indiquer le type de roche (voir la Figure III.1 Track 4 et la Figure III.2 Track 3).

III.1.7 Porosité neutron :

Il s’agit d’une diagraphie nucléaire induite, où la formation est exposée à des neutrons rapides de haute énergie émis en continu par une source de neutrons. Ces neutrons se déplacent dans toutes les directions dans la formation et sont progressivement ralentis ou modérés par des collisions avec les noyaux présents sur leur chemin. Lorsqu’ils atteignent des énergies très faibles, également appelées énergies thermiques (0,025 eV), ils zigzaguent ou diffusent sans direction précise jusqu’à ce qu’ils soient absorbés ou capturés par les noyaux présents dans la formation.

L’hydrogène est l’élément le plus efficace pour ralentir les neutrons, car un neutron et un noyau d’hydrogène ont la même masse. Lorsqu’il y a une collision directe, le neutron transfère toute son énergie au noyau d’hydrogène et se stoppe complètement.

En revanche, les autres noyaux présents dans les formations sédimentaires, bien qu’ils soient beaucoup plus massifs que les neutrons, ont un effet de ralentissement sur les neutrons beaucoup plus faible que l’hydrogène, bien que non négligeable (voir la Figure III.1 Track 4 et la Figure III.2 Track 3).

Les diagraphies enregistrées des puits A et B sont représentées dans les figures suivantes : (Fig. III-1) et (Fig. III-2) :

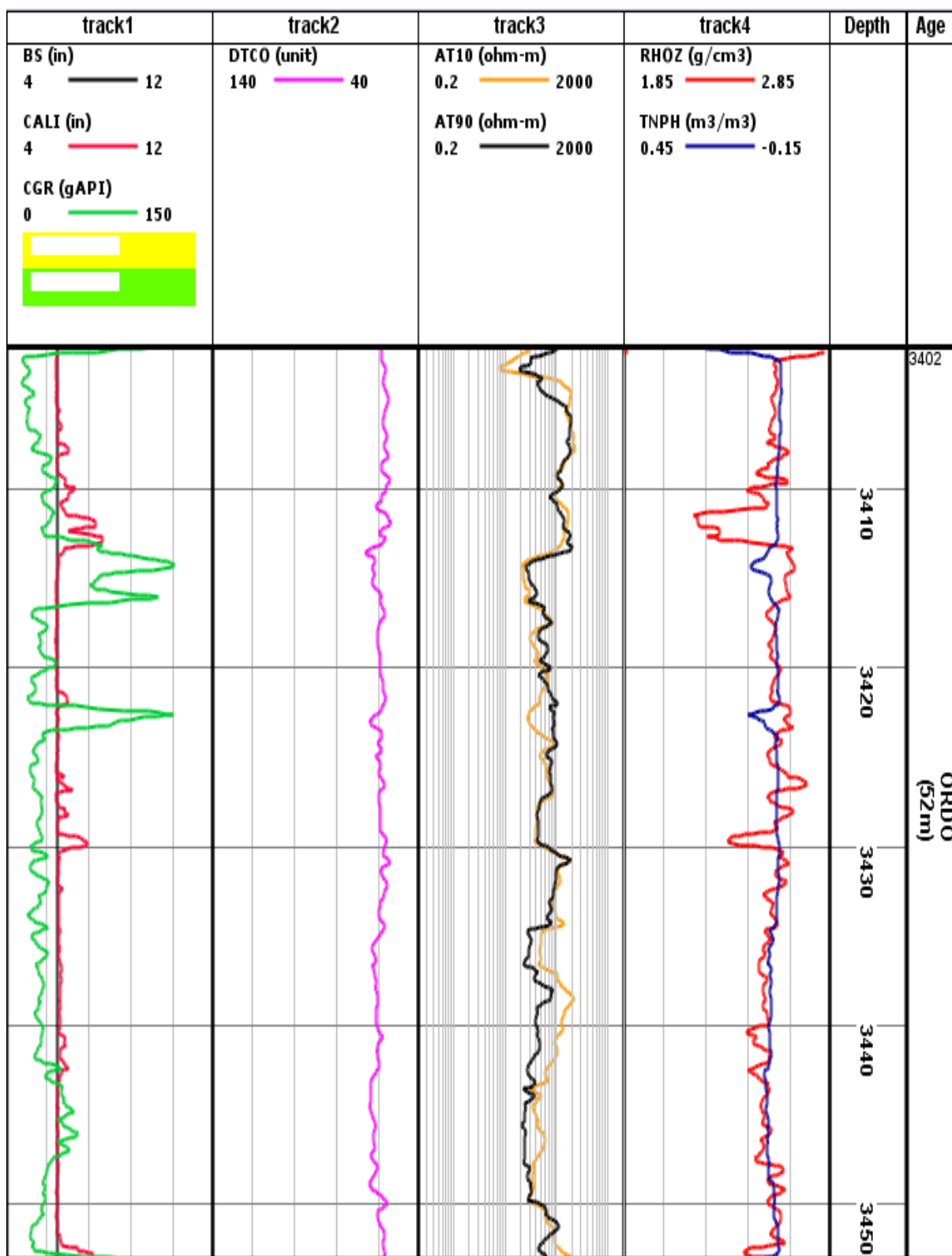


Figure III-1 : Enregistrements pétrophysiques du réservoir Ordovicien Unité-IV [Puits A].

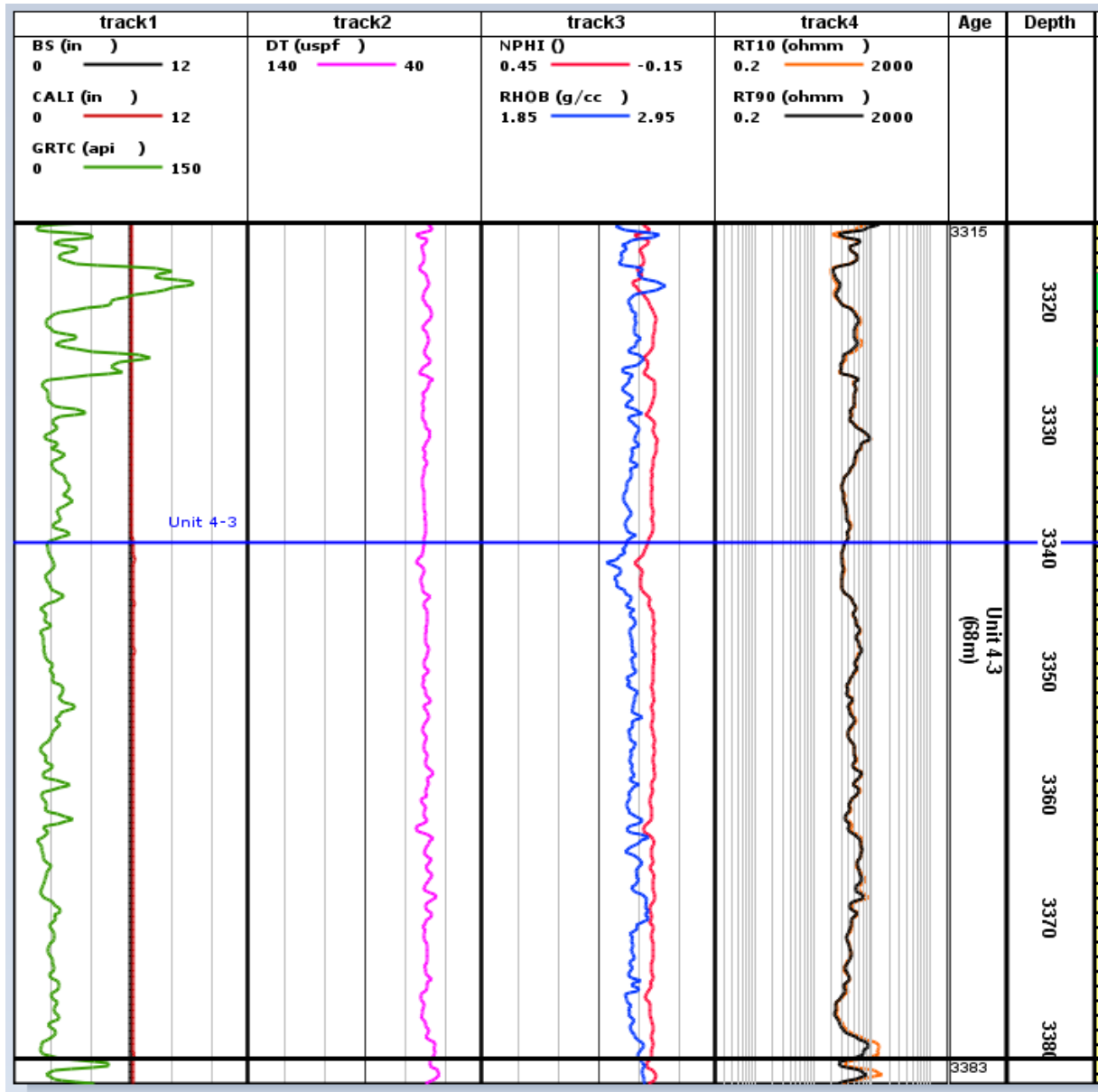


Figure III-2 : Enregistrements pétrophysique du réservoir Ordovicien Unité-IV [Puits B].

III.2 Interprétation des diagraphies :

III.2.1 Détermination des zones réservoirs :

La première étape consiste à identifier les couches poreuses et perméables, ce qui a été réalisé en utilisant le log GR comme référence. Le seuil de VSh (Volume de Shale) représente la quantité d’argile à partir de laquelle une formation peut être considérée comme poreuse et perméable. Nous calculerons un seuil Gr cut-off en utilisant la relation suivante, selon SERRA (2000) :

$$\text{Gr cut-off} = \text{VSHcut-off} * (\text{GRmax} - \text{GRmin}) + \text{GRmin} \quad (1)$$

La région a un seuil de volume d’argile limite ou cut-off fixé à **45%**. Au-delà de cette valeur, la formation cesse d’être productrice et ne peut plus être considérée comme un réservoir. Les résultats de cette analyse sont présentés dans le tableau suivant :

Reservoirs	GRmin (API)	GRmax (API)	GRcut-off
Puits A	5	135	62
Puits B	10	120	60

Tableau III.1 : Détermination du FR cut-off au niveau du réservoir Ordovicien unité IV [Puits A et Puits B].

III.2.2 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.III-3 et Fig.III-4). L’influence des argiles est clairement mise en évidence dans ces résultats.

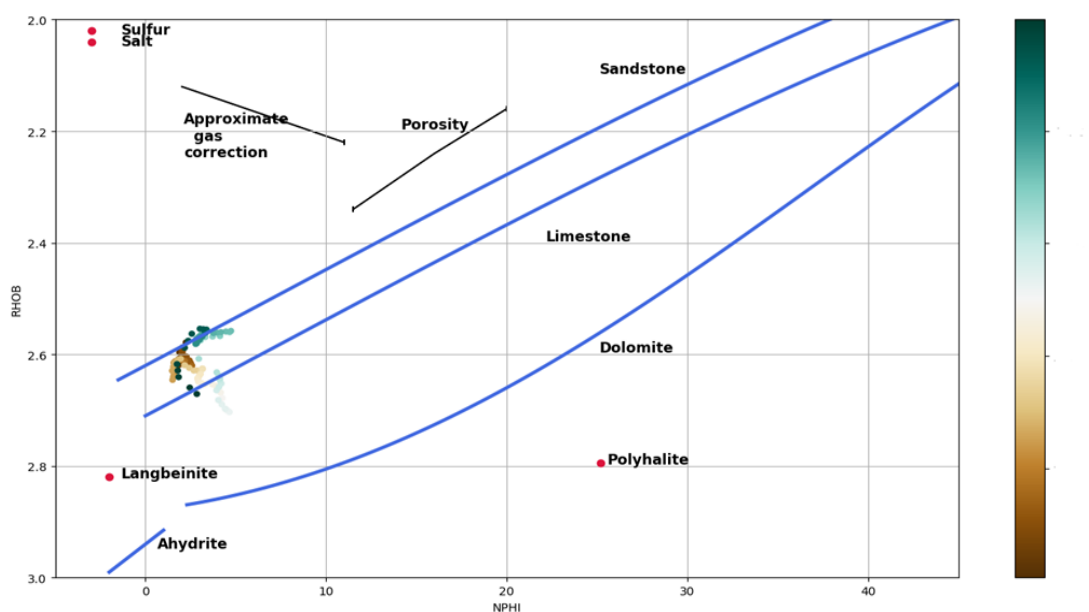


Figure III-3 : cross-plot Neutron-Densité au niveau des réservoirs Ordovicien Unité IV détermine la lithologie dans le puits A.

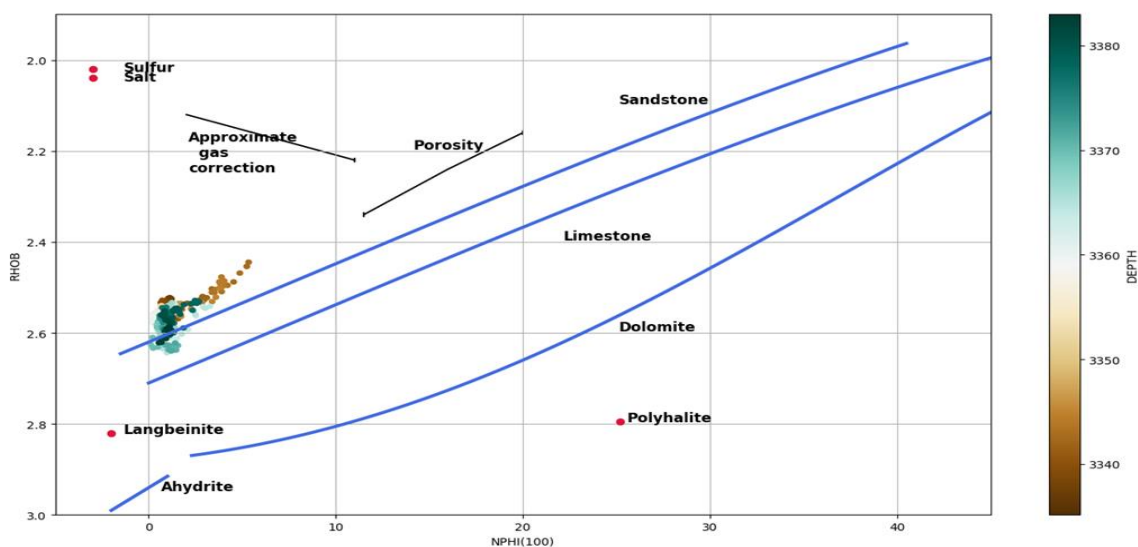


Figure III-4 : cross-plot Neutron-Densité au niveau des réservoirs Ordovicien Unité IV détermine la lithologie dans le puits B.

III.2.3 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 cavés et le plus proche du réservoir. En analysant les diagrammes croisés (cross-plots) PHI_D – PHI_N des réservoirs ordoviciens des deux puits, nous avons observé que le nuage de points se situe principalement dans la zone des argiles « Dispersées » (voir Fig.III-5 et Fig.II-6). Cette méthode nous a permis de conclure que les argiles de bassin d’Illizi, correspondant principalement au type dispersé, occupent l’espace poreux du réservoir.

Les argiles sont de type kaolinite montmorillonite pour puits A et chlorite montmorillonite pour puits B.

Chapitre III : Evaluation Pétrophysique d réservoirs Tigt de l’Ordovicien.

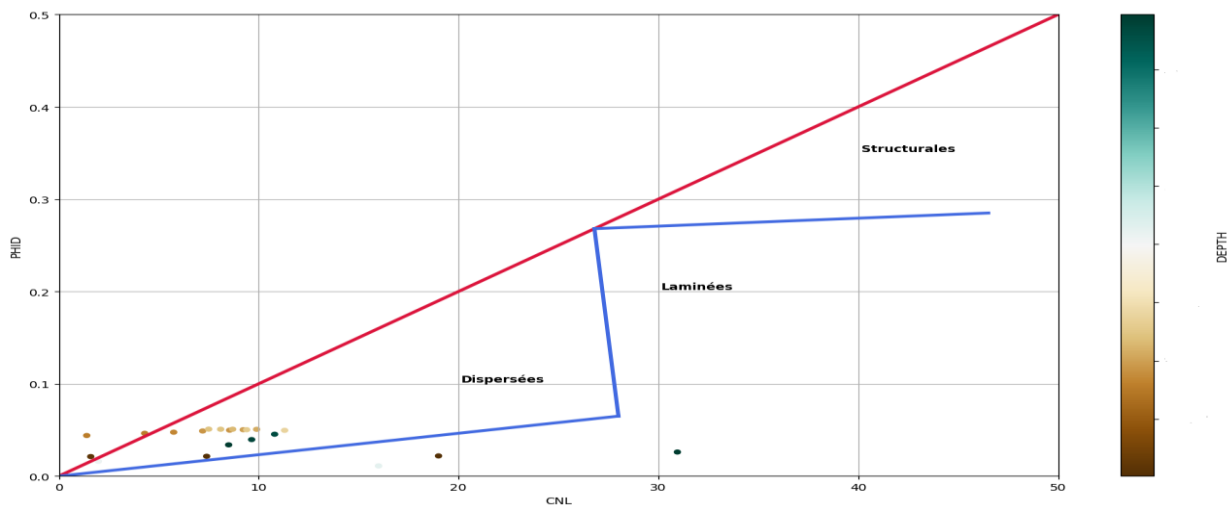


Figure III-5 : cross-plot (porosité densité_ Neutron) détermine le type de distribution des argiles dans les réservoirs Ordovicien de puits A.

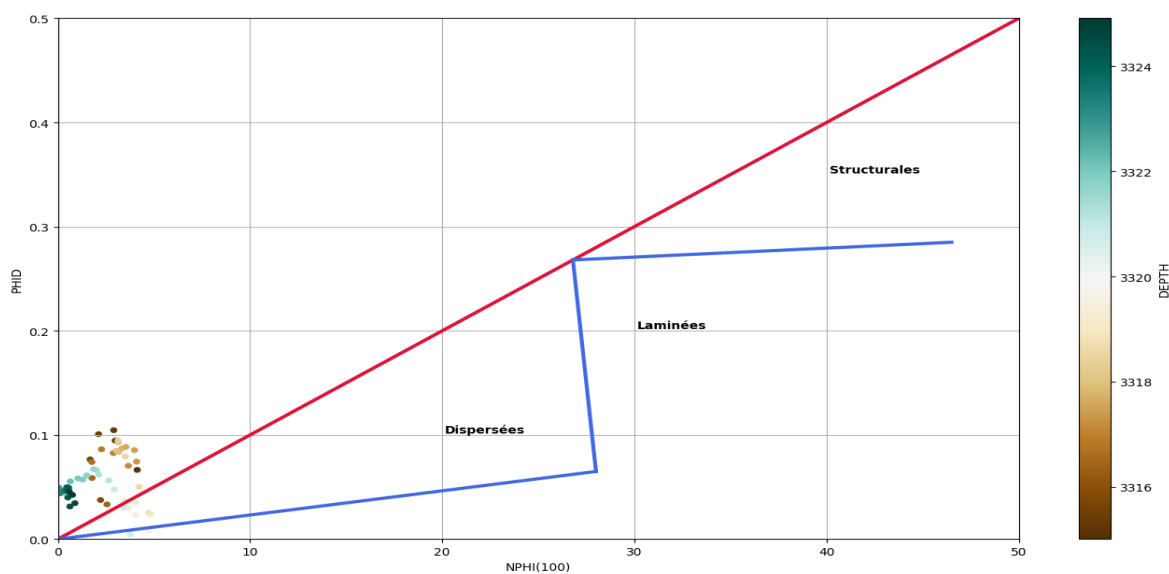


Figure III-6 : cross-plot (porosité densité_ Neutron) détermine le type de distribution des argiles dans les réservoirs Ordovicien de puits B.

Chapitre III : Evaluation Pétrophysique d réservoirs Tigt de l'Ordovicien.

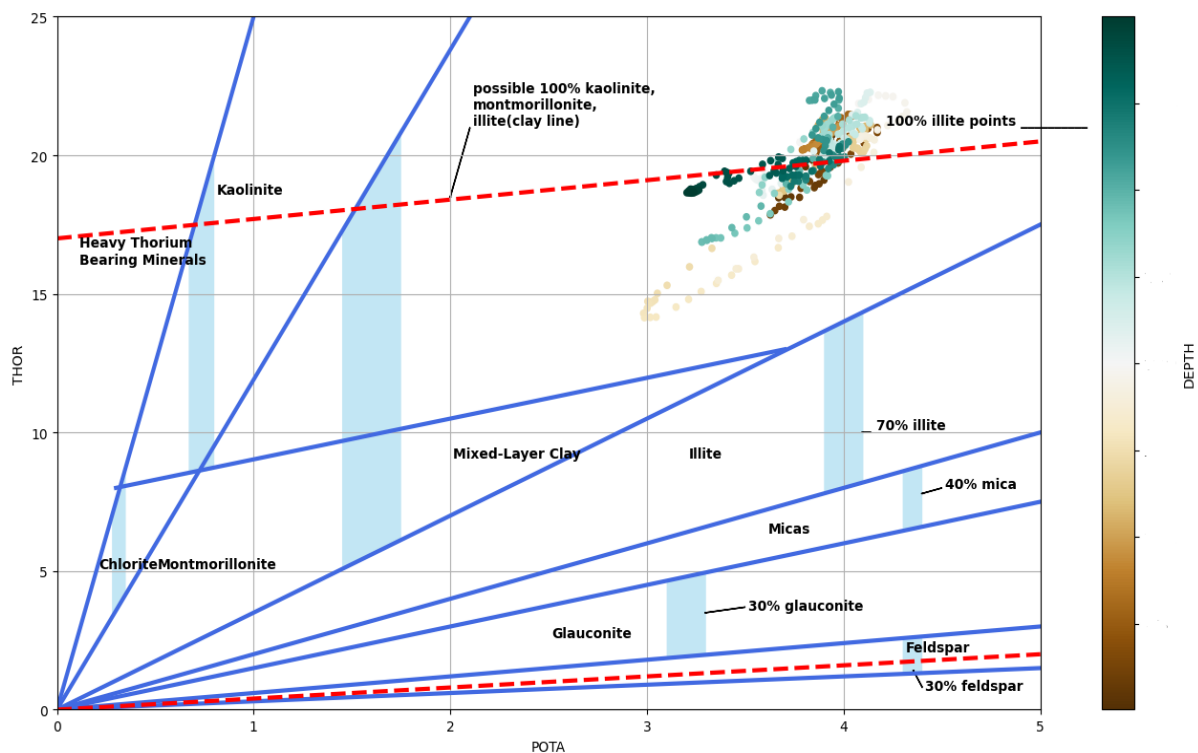


Figure III-7 : cross-plot (Thorium_Potassium) : détermine les minéraux argileux dans le puits A.

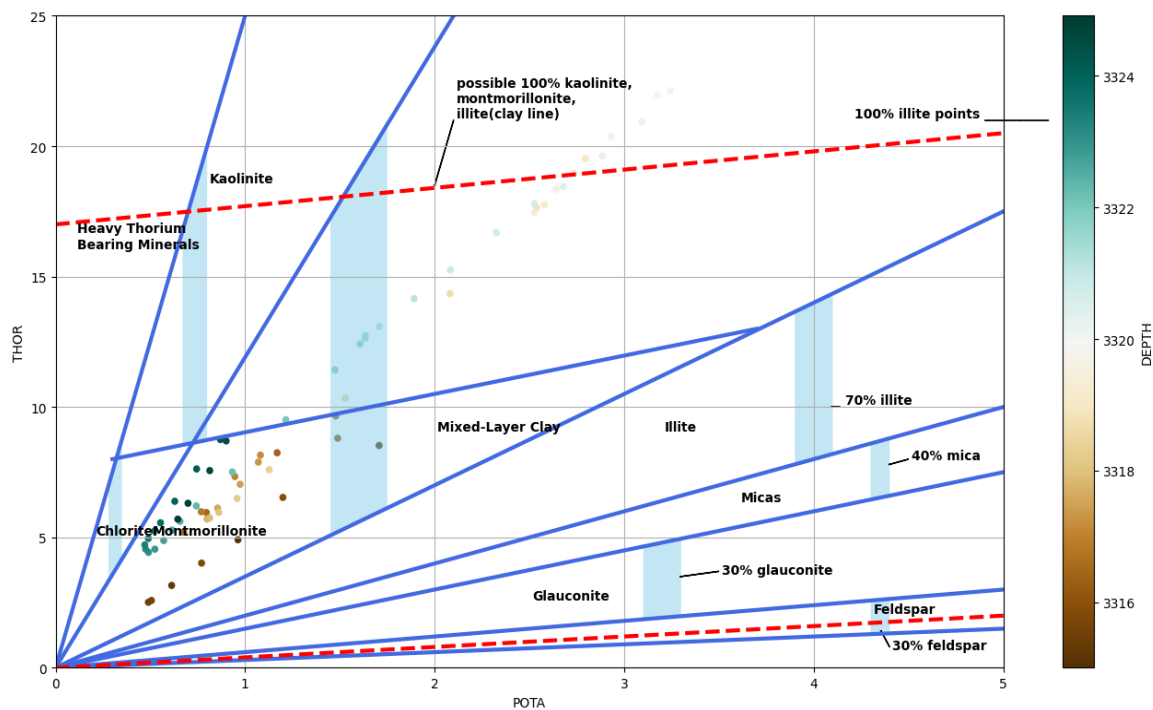


Figure III-8 : cross-plot (Thorium_Potassium) : détermine les minéraux argileux dans le puits A.

III.2.4 Détermination des paramètres matriciels :

Les paramètres matriciels (ρ_{ma} , Δt_{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 ($V_{Sh} < 10\%$). Le cross-plot (R_t , ρ_b) est utilisé pour déterminer la densité matricielle ρ_{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 ρ_b , ce qui donne la valeur du paramètre ρ_{ma} .

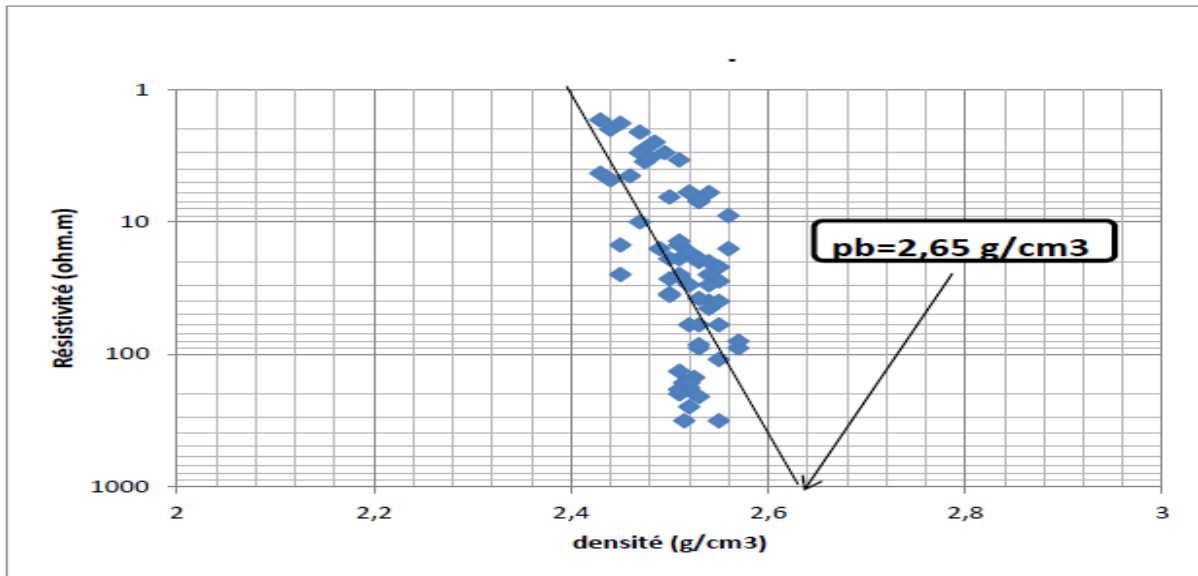


Figure III-9 : Détermination de la densité de la matrice ρ_{ma} .

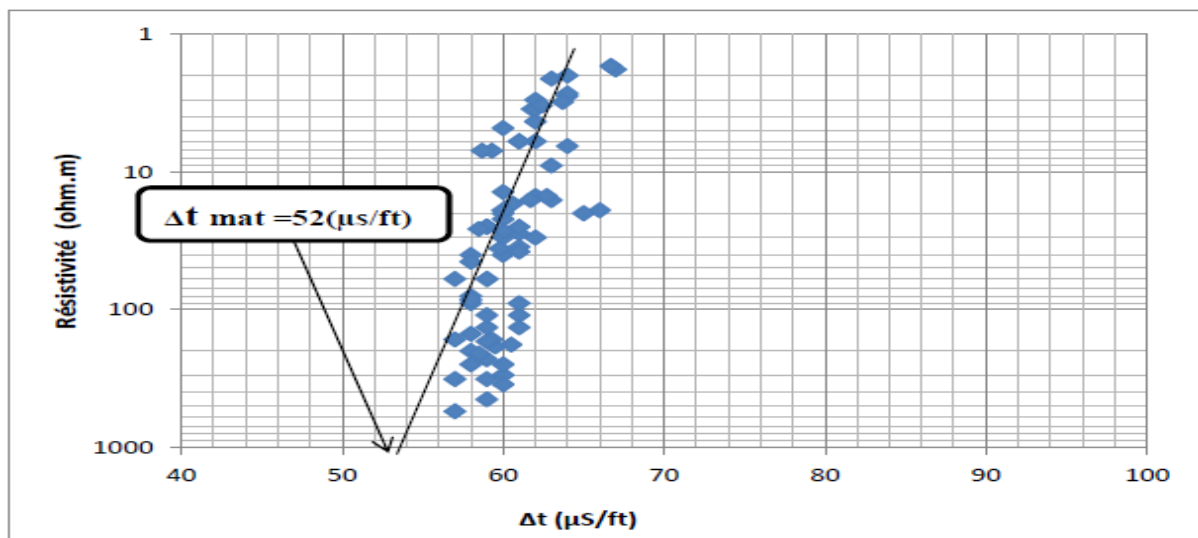


Figure III-10 : Détermination de temps de parcours matriciel Δt_{ma} .

Pma(g/cc)	$\Delta tma(\mu s/ft)$
2.65	52

Tableau III.2 : Paramètres matriciels des Puits A et B.

III.2.5 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.III-9).

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°C. Les calculs ont donné la valeur suivante :

R_w=0.016

Et d’après notre étude on trouve que l’eau est Sallé dans cette région car la résistivité de l’eau est inferieur a 0.1.

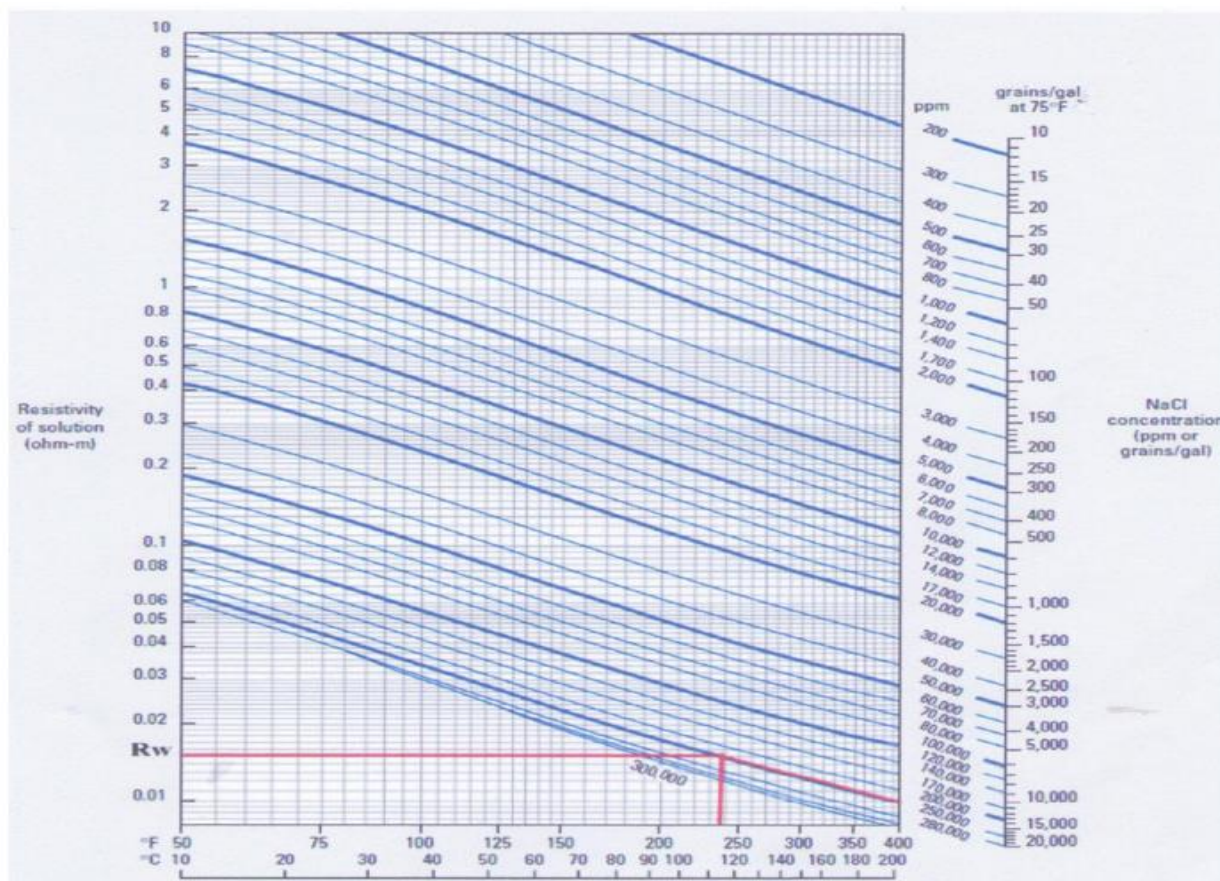


Figure III-11 : Détermination de R_w par la méthode graphique (Abaque GEN_6)

III.2.6 Détermination des paramètres d’argile :

Les paramètres d’argile (R_{Sh} , Φ_{NSh} , ρ_{Sh} et ΔT_{Sh}) sont directement lus à partir du log des diagraphies en identifiant les courbes (R_t , Φ_N , ρ_b et ΔT) 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. [Serra,2000]

Le tableau (Tab III.3) présente les lectures des paramètres d’argile :

Réservoirs	Φ_{Nsh} (%)	ρ_{sh} (g/cc)	Δt_{sh} ($\mu s/ft$)	R_{sh} ($\Omega.m$)
Puits A	18	2.72	67	19
Puits B	17	2.60	65	18

Tableau III.3 : Paramètres d’argile.

Φ_{Nsh} : porosité neutron d’argile.

Chapitre III : Evaluation Pétrophysique d réservoirs Tight de l’Ordovicien.

Psh : densité d’argile.

Δt_{sh} : temps de parcours d’argile.

Rsh : résistivité d’argile.

En utilisant ces paramètres, nous calculons la porosité sonique et la porosité densité des argiles. Ces valeurs sont ensuite utilisées dans le calcul de la porosité effective. Les résultats de ces calculs sont présentés dans le tableau.III.4 :

Réservoirs	ϕ_{Nsh} (%)	ϕ_{Dsh} (%)	ϕ_{Ssh} (%)
Puits A	17	-4	10
Puits B	18	3	10

Tableau III.4: Les porosités d’argile.

III.2.7 Détermination du volume d’argile :

On calcule le volume d’argile par cette formule :

$$V_{sh} = \frac{GR_{lu} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (2)$$

III.2.8 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.

III.2.8.1 La porosité Neutron (Φ_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. [Serra,2000]. Cette correction est réalisée en utilisant la formule suivante :

$$\Phi_{ngrés} = \Phi_{ncalcaire} + 3\% \quad (3)$$

Chapitre III : Evaluation Pétrophysique d réservoirs Tight de l’Ordovicien.

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

$$\Phi_{NC} = \Phi_N - V_{Sh} * \Phi_{NSh} \quad (4)$$

III.2.8.2 La Porosité densité Φ_D :

La densité globale de la formation s’écrit :

$$\rho_b = \Phi * \rho_f + (1 - \Phi) * \rho_{ma}$$

Avec $f = 1g/cc$

Et n déduit la porosité de densité

$$\Phi_D = \frac{(\rho_b - \rho_{ma})}{(\rho_f - \rho_{ma})} \quad (6)$$

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

$$\Phi_{DC} = \frac{(\rho_b - \rho_{ma})}{(\rho_f - \rho_{ma})} - V_{Sh} * \frac{(\rho_{Sh} - \rho_{ma})}{(\rho_f - \rho_{ma})} \quad (7)$$

$$\Phi_{DC} = \Phi_D - V_{Sh} * \Phi_{DSh} \quad (8)$$

III.2.8.3 Porosité sonique Φ_S :

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

$$\Delta T_b = \Phi_S * \Delta T_f + (1 - \Phi_S) * \Delta t_{ma} \quad (9)$$

Avec $T_f = 189 \mu s / ft$

De cette équation, on déduit la porosité :

$$\Phi_S = \frac{\Delta t_b - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad (10)$$

Alors on obtient la porosité sonique corrigé de l’effet d’argile :

$$\Phi_{Sc} = \frac{(\Delta T_b - \Delta T_{ma})}{(\Delta T_f - \Delta T_{ma})} - V_{sh} * \frac{(\Delta T_{sh} - \Delta T_{ma})}{(\Delta T_f - \Delta T_{ma})} \quad (11)$$

$$\Phi_{SC} = \Phi_S - V_{sh} * \Phi_{SSH} \quad (12)$$

III.2.8.4 Détermination de la porosité effective Φ_e :

D’un point de vue théorique, plusieurs relations permettent de calculer Φ_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 Φ , et Φ_{SC} [Raider,2002].

$$\Phi_e = \frac{\Phi_{NC} + \Phi_{DC} + \Phi_{SC}}{3} \quad (13)$$

Pour les calculs de porosité effective on a deux cas :

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

$$\Phi_e = \Phi_{SC} \quad (14)$$

Puits B : on remarque que le log de Φ_{NC} est mal mesuré dans le réservoir tight, donc la porosité effective s’écrit comme :

$$\Phi_e = \frac{(\Phi_{SC} + \Phi_{DC})}{2} \quad (15)$$

III.2.9 Calcule 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 :

$$S_w^n = \frac{R_w * R_{sh}}{R_t * \Phi_t^2 [V_{sh} * R_w + (1 - V_{sh}) * R_{sh}]} \quad (16)$$

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.

Φ_t : la porosité’ totale.

III.3 Analyse des résultats :

Après avoir estimé les paramètres pétrophysiques pour le réservoir Ordovicien unité IV des puits A et B ; on a déterminé les intervalles des bancs susceptibles d’être des réservoirs à hydrocarbures et ceux qui ne présentent pas un intérêt pétrolier.

III.3.1 Les paramètres critiques :

Les paramètres critiques (cut-off) appliqués au réservoir d’Illizi :

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

Chapitre III : Evaluation Pétrophysique d réservoirs Tigt de l’Ordovicien.

La connaissance de la saturation en eau SW, nous permet de distinguer entre un réservoir à hydrocarbure et un réservoir à eau, car :

Si $SW < 50\%$: le réservoir en question est à hydrocarbures avec une saturation en Sh.

Si $SW > 50\%$: le réservoir est aquifère.

Les résultats pour chaque puits sont présentés dans ce qui suit :

III.3.2 Résultat de l’interprétation du puits A :

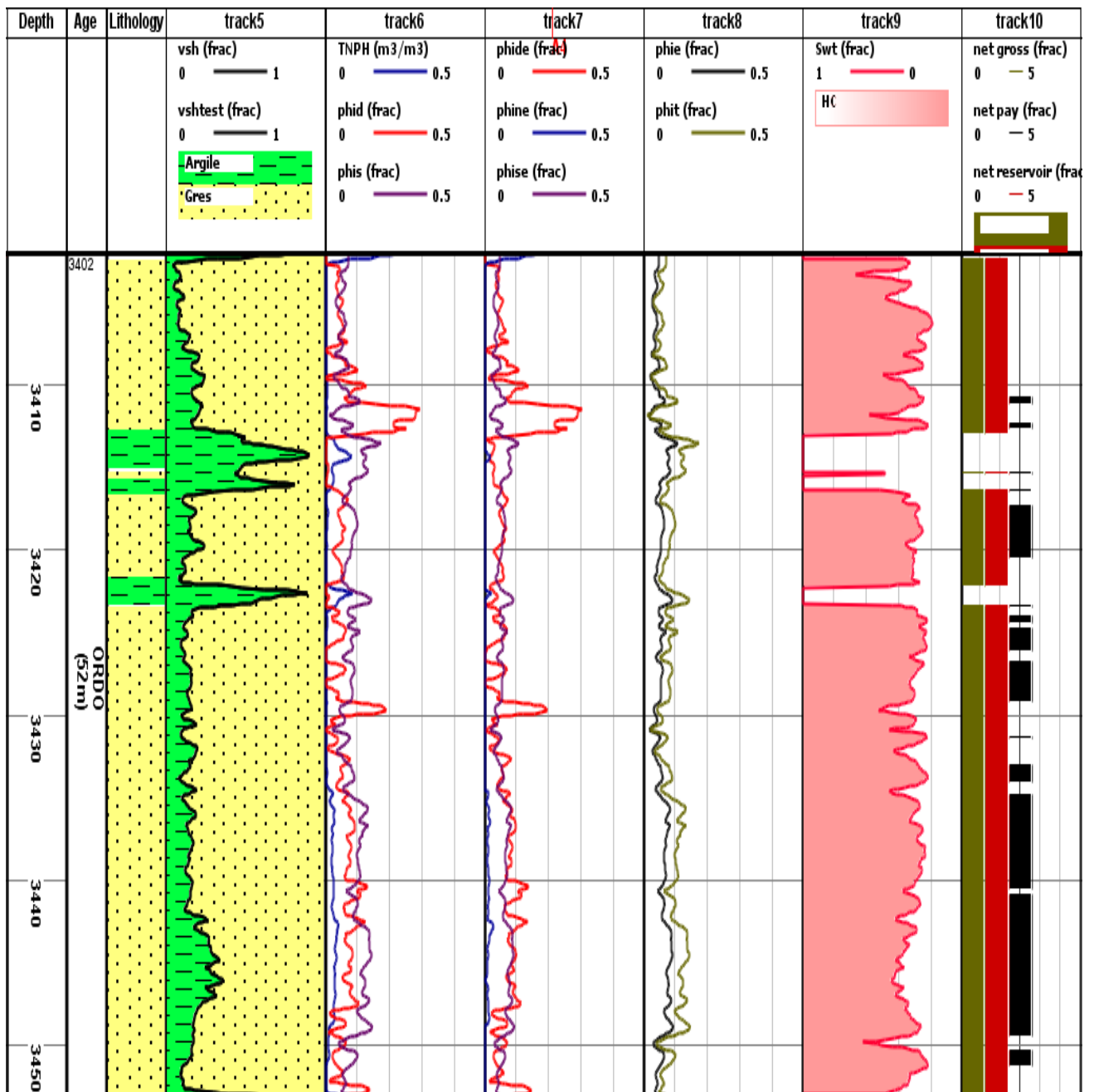


Figure III-12 : Résultat d’interprétation des données de diagrapie de puits A.

Chapitre III : Evaluation Pétrophysique d réservoirs Tigt de l’Ordovicien.

Track 5 : volume d’argile (VSH).

Track 6 : log Porosité neutron (TNPH), log porosité densité (phid), log porosité sonique(phise).

Track 7 : log porosité effective porosité (phine), log porosité effective sonique (phise), log porosité effective densité (phide).

Track 8 : log porosité effective (phie), log porosité totale (phit).

Track 9 : log saturation (Sw).

Track 10 : Net gross, Net reservoir, Net pay.

L’interprétation des diagraphies a révélé des paramètres pétrophysiques médiocres pour le réservoir de l’unité IV de l’Ordovicien du puits A [3403-3453 m], à savoir :

- Des porosités neutron proches de 0 (Figure III.1. Track4) et des porosités effectives ne dépassant pas les 9% (Figure III.12. Track7) avec une moyenne de 6%.
- Les courbes de résistivité (macro-micro) ne superposent pas (Figure III.1Track3) et ça signifie une présence du phénomène d’invasion.
- Le temps de propagation est minime en face du réservoir (Figure III.1. Track2).

L’interprétation des trois paramètres précédents (porosités, résistivités et temps de propagation) met en évidence le caractère tigt du réservoir.

Les saturations en eau (Figure III.12. Track 9) stipulent qu’il y a un intérêt pétrolier (varient entre 20 et 40%).

Les parties utiles du réservoir tigt de l’unité IV de l’Ordovicien sont les trois zones [3417-3420 m], [3423-3429m], [3435-3451m]

	VSH (%)	Φ_e (%)	SW (%)
[3417-3420 m]	16	5	27
[3423-3429 m]	16	6	27
[3435-3451m]	19	7	31

Tableau III.5 : Résultats de l’interprétation Pétrophysique.

III.3.3 Résultat de l’interprétation du puits B :

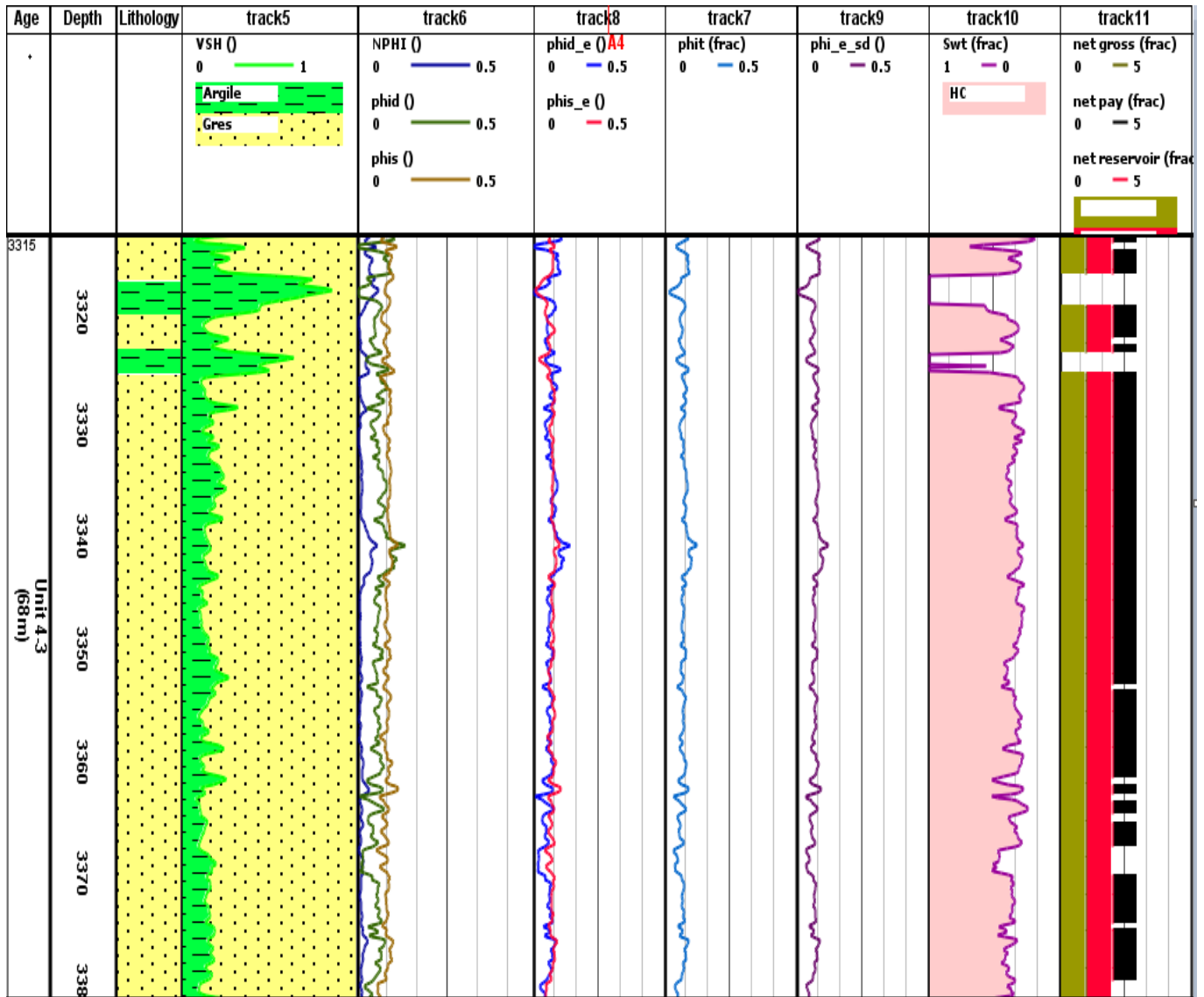


Figure III-13 : Résultat d’interprétation des diagraphies de puits B.

Track 5 : log Vsh.

Track 6 : log porosité neutron (NPHI), log porosité densité (phid) et log porosité sonique (phis).

Track 7 : log porosité totale (phit).

Track 8 : log porosité effective densité (phid_e) et log porosité effective sonique (phis_e).

Track9 : log porosité effective (phi_e_sd).

Track10 : log saturation (Sw).

Chapitre III : Evaluation Pétrophysique d réservoirs Tight de l’Ordovicien.

Track 11 : Net gross, Net réservoir, Net pay.

L’interprétation des diagraphies a révélé des paramètres pétrophysiques médiocres pour le réservoir de l’unité IV de l’Ordovicien du puits A [3315-3383m], à savoir :

- Des porosités neutron proches de 0 (Figure IV.8 Track C) et des porosités effectives ne dépassant pas les 10% (Figure III.2Track3) avec une moyenne de 6%.
- La superposition des courbes de résistivité (macro-micro) (Figure III.2 Track4) signifie une absence du phénomène d’invasion.
- Le temps de propagation est minime en face du réservoir (Figure III.2 Track 2).

L’interprétation des trois paramètres précédents (porosités, résistivités et temps de propagation) met en évidence le caractère tight du réservoir.

- Les saturations en eau (Figure III.13. Track 10) stipulent qu’il y a un intérêt pétrolier (varient entre 28 et 40%).

Les parties utiles du réservoir tight de l’unité IV de l’Ordovicien sont les trois zones [3315-3318 m], [3322-3325m], [3328-3383m]. Elles présentent de bonnes caractéristiques pétrophysiques.

	VSH (%)	Φ_e (%)	SW (%)
[3315-3318m]	21	7	36
[3322-3325m]	19	5	37
[3328-3383m]	15	6	35

Tableau III.6 : les résultats de l’interprétation Pétrophysique.

Conclusion :

Vu le caractère compact du réservoir de l’unité IV de l’Ordovicien, L’interprétation des diagraphies, des puits A et B montre un intérêt pétrolier respectivement dans l’ensemble des bancs gréseux des réservoirs de l’ordovicien, néanmoins les caractéristiques sont très faibles (qualité médiocre), d’où la production ne se fait que par ses paramètres secondaires.

Il fera l’objet d’une étude géomécanique afin de confirmer l’identification des intervalles les plus favorables pour la fracturation hydraulique. Ces études sont présentées dans le chapitre suivant.

**IV. CHAPITRE IV : ETUDE GEOMECHANIQUE AU NIVEAU DES RESERVOIRS
ORDOVICIEN**

IV.	Chapitre IV : Etude Géomecanique au niveau des réservoirs Ordovicien.....	57
IV.1	. Les contraintes :	58
IV.2	La déformation :	61
IV.3	Comportement des roches :	62
IV.4	Workflow d'une étude géomécanique	68
IV.5	La construction d'un modèle mécanique de la terre :	69
IV.6	Fracturation hydraulique :	81
IV.7	Synthèse de résultat :	88

Chapitre IV : Etude Géomécanique au niveau des réservoirs de l'Ordovicien.

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 geomécanique :

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 essaye d'identifier, prédire et gérer d'une manière efficace les dépenses et 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, le développement jusqu'à l'abandonnement.

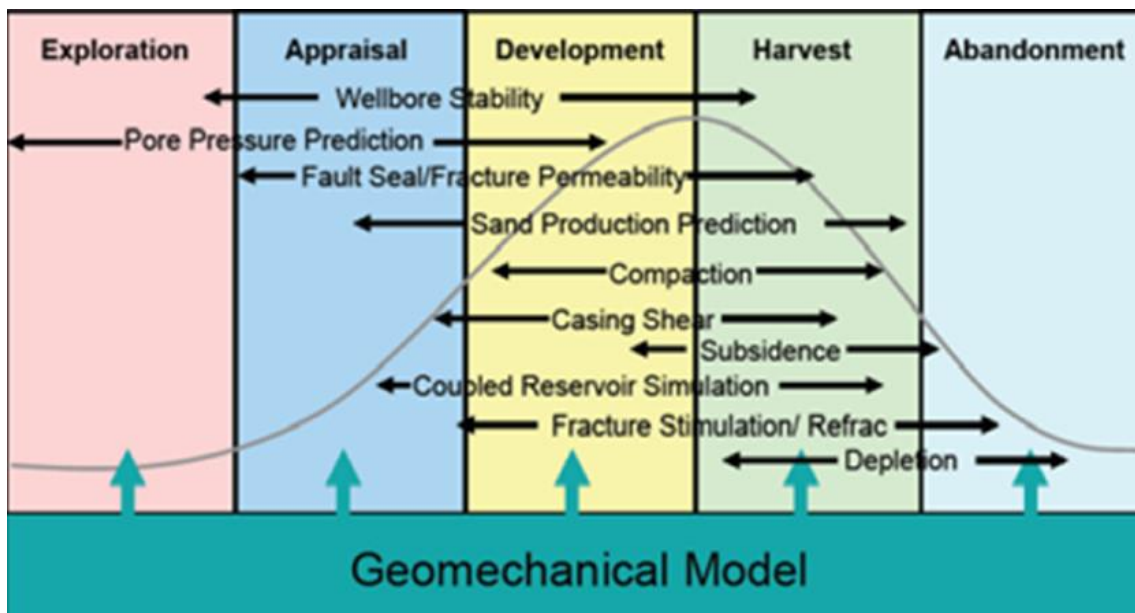


Figure IV-1 : l'intervention du model géomecanique sur les étapes de production

But d'une étude géomécanique :

La Géomécanique essaye d'évaluer et comprendre le comportement mécanique des formations géologique 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 :

IV.1 . Les contraintes :

Dans la situation décrite dans la figure (fig. IV-1.), où un bloc de matériau présente une surface A perpendiculaire à la ligne d'action de la force F, le stress σ , peut être calculé de la manière suivante :

$$\sigma = \frac{F}{A} \quad (17)$$

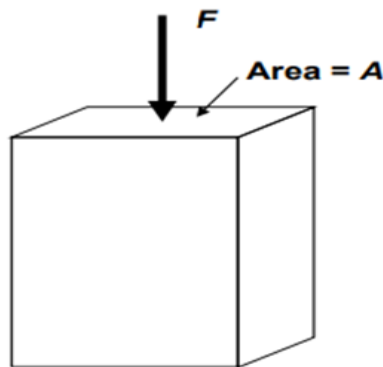


Figure IV-2 : Un bloc de matériau soumis à une force F.

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

Chapitre IV : Etude Géomecanique au niveau des réservoirs de l'Ordovicien.

également un plan perpendiculaire à cette face où les contraintes sont minimales. Le stress est une propriété de tenseur – il ne peut être entièrement définie 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.IV-2.).

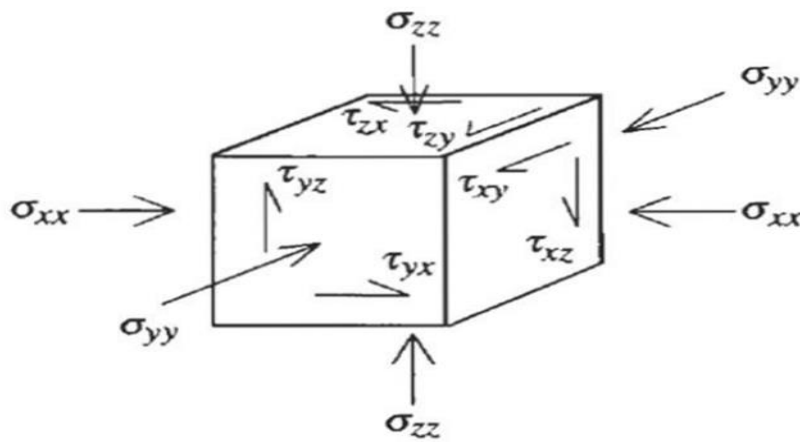


Figure IV-3 : Distribution des contraintes.

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

$$T = \begin{matrix} \sigma_{xx} & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_{yy} & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_{zz} \end{matrix}$$

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 :

$$\sigma_{ij} = \sigma_{ji}$$

Donc le tenseur des contraintes T s'écrit

$$T = \begin{matrix} \sigma_{xx} & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \mathbf{sym} & \sigma_{yy} & \tau_{yz} \\ \mathbf{sym} & \mathbf{sym} & \sigma_{zz} \end{matrix}$$

Régime de stress :

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

- Régime normal : $\sigma_v > \Sigma_h > \sigma_h$ (Figure IV.3.a)
- Régime inverse : $\Sigma_h > \sigma_h > \sigma_v$ (Figure IV.3.b)
- Régime décrochant : $\Sigma_h > \sigma_v > \sigma_h$ (Figure IV.3.c)

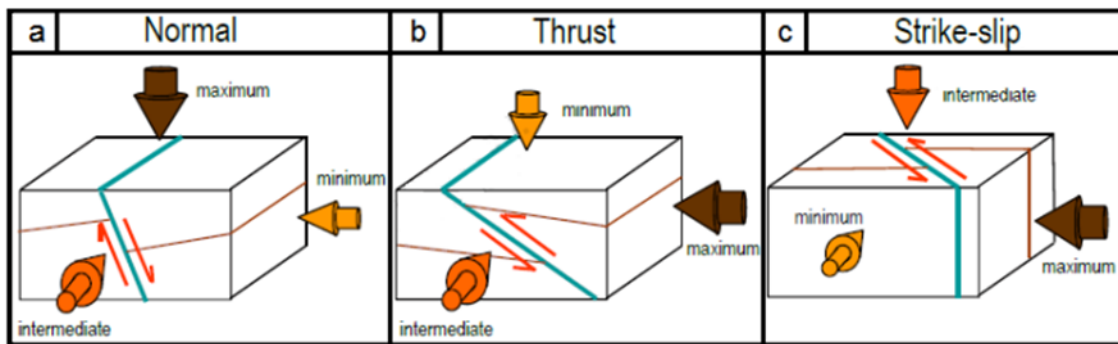


Figure IV-4 : Modèles de failles selon le régime de stress (Schlumberger, 2012)

IV.2 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.IV-4.), cette figure illustre comment le bloc de matériau est comprimé par la force F [Zoback, 2007].

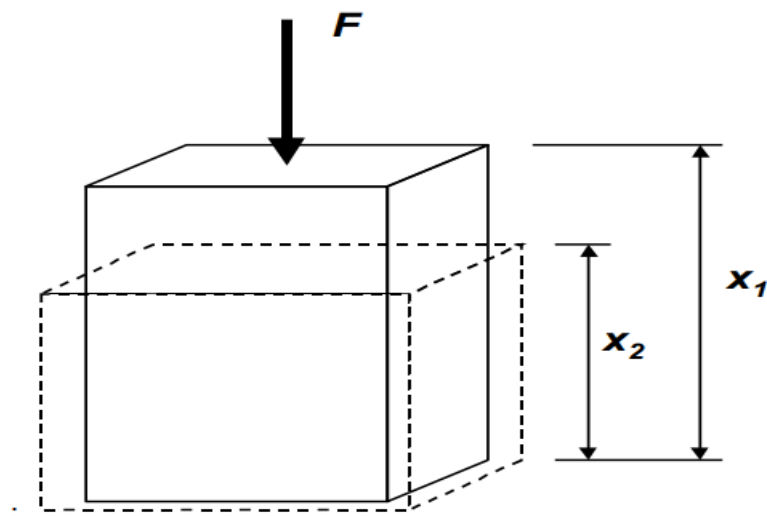


Figure IV-5 : Déformation produite par l'application de la force F.

IV.3 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 d'élasticité [Djeddi,2016].

La relation contrainte-déformation est décrite par la formule :

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

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. IV-6.).

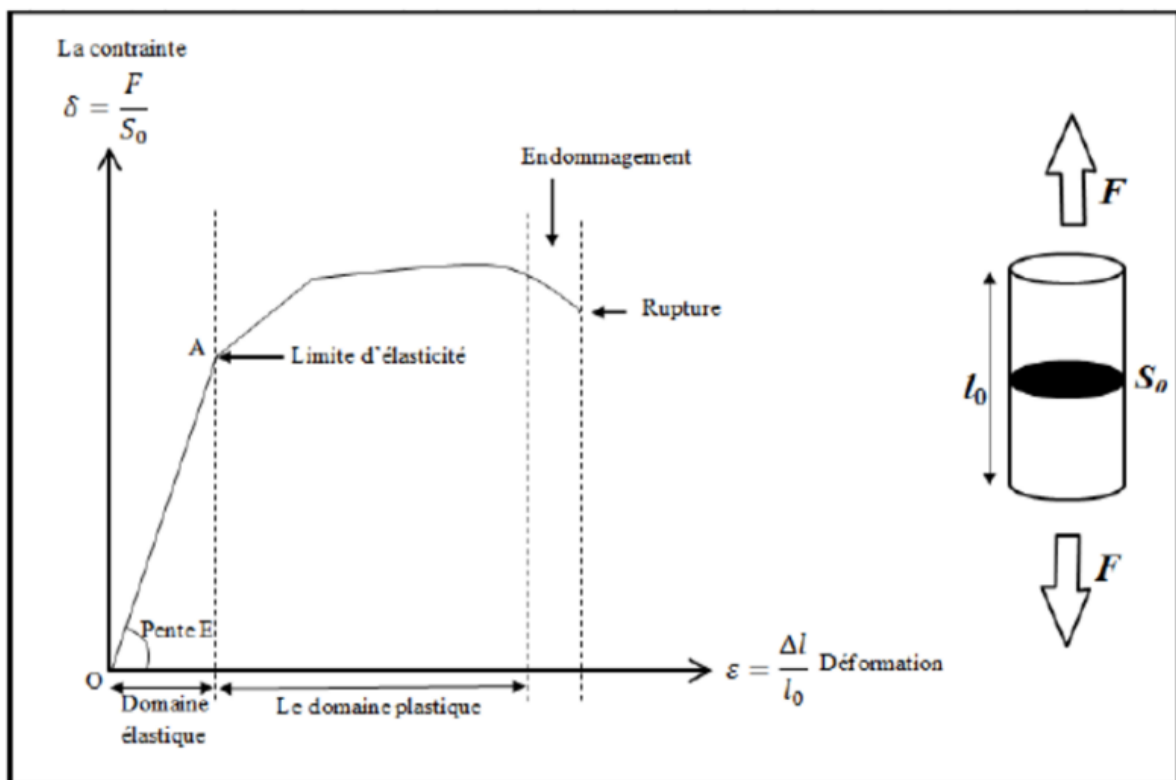


Figure IV-6 : Comportement des matériaux soumis à des efforts. (Djeddi.Mk, 2016).

IV.3.1 Paramètres d'élasticité

IV.3.1.1 Coefficient de Poisson :

Le coefficient de Poisson ' ν ' représente la tendance du matériel pour transférer sa déformabilité perpendiculairement au chargement [Bell,1992], ceci est illustré par la figure (Fig.IV-4.)

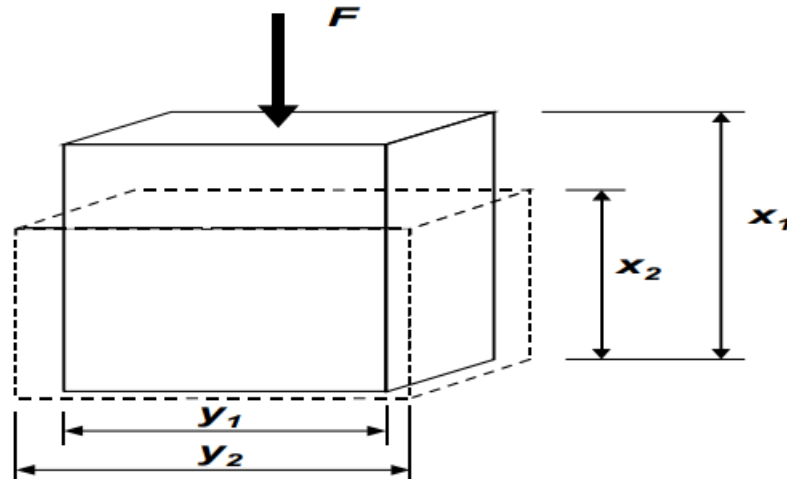


Figure IV-7 : Application de la force F produit également une déformation dans la direction y.

La déformation dans la direction x (axiale) est donnée par : $\epsilon_a = \frac{x_1 - x_2}{x_1}$ (17)

La déformation dans la direction y (latérale) est donnée par : $\epsilon_l = \frac{y_1 - y_2}{y_1}$ (18)

Le coefficient de Poisson est défini par l'équation : $\nu = \frac{-\epsilon_l}{\epsilon_a}$ (19)

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 ' ν ' 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 IV.1 : : Quelques exemples du coefficient de Poisson.

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

IV.3.1.2 Module de Young :

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

$$E = \frac{\sigma_a}{\epsilon_a} \quad (20)$$

ϵ_a : La déformation axiale.

σ_a : Contrainte uniaxial appliquée sur l'échantillon.

Le module de Young E 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 [Bell,1992].

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 IV.2 : Quelques exemples du module de Young.

IV.3.1.3 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 [Bell,1992]. voir (Fig.IV-8.) :

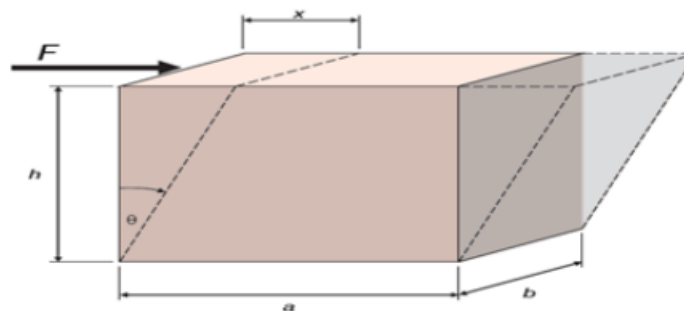


Figure IV-8 : La déformation angulaire

Il s'exprime comme étant le rapport entre la contrainte de cisaillement (τ) et la déformation angulaire engendrée (γ)

$$G = \tau / \gamma \quad (21)$$

$$\text{Avec : } \tau = \frac{F}{A}, \gamma = \frac{x}{h} = \text{tg}\theta \quad (22)$$

IV.3.1.4 Le module d'incompressibilité (K) :

Le module d'incompressibilité K, qui est le coefficient de proportionnalité entre la contrainte moyenne σ_m et la déformation volumétrique ϵ_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 [Bell,1992]. Voir (Fig.IV-9.)

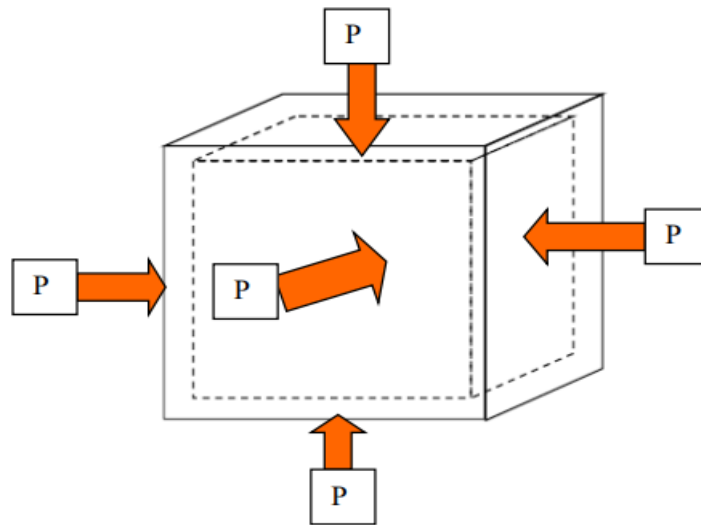


Figure IV-9 : Test hydrostatique.

Le module d'incompressibilité est défini par :

$$K = \sigma m / \epsilon v = E/3 (1 - 2\nu) \text{ Avec : } \sigma_x = \sigma_y = \sigma_z = P \text{ et } \epsilon_x = \epsilon_y = \epsilon_z \text{ et } \epsilon v = \epsilon_x + \epsilon_y + \epsilon_z$$

IV.3.2 Les relations entre les quatre constants élastiques :

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

$$K = E/3(1 - 2\nu) \quad (23)$$

$$G = E/2(1 + \nu) \quad (24)$$

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 déduites. Ainsi, les simulateurs de fracture ne nécessitent que l'entrée de 'E' et 'ν'.

IV.3.3 Paramètres acoustiques

IV.3.3.1 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 :

$$Vc = \sqrt{\frac{E}{\rho} \frac{1-\nu}{\rho(1+\nu)(1-2\nu)}} \quad (25)$$

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

$$Vs = \sqrt{\frac{E}{2\rho(1+\nu)}} \quad (26)$$

Dans ces relations ρ désigne le poids spécifique du matériau, la vitesse Vc 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.

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

IV.3.4 Paramètres de résistance de la roche :

Angle de frottement interne $[TO]$:

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'éroulé 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.

La 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.

IV.3.5 IV-3.1.4. 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 [Archel,2012].

$$\sigma_v = \int \rho g dz \quad (27)$$

σ_v : est la contrainte verticale.

ρ : la densité apparente.

g : l'accélération due à la gravité.

z : la vraie déviation 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.

$$\sigma_{h1} = \frac{\nu}{1-\nu}(\sigma_v - A_p) + A_p + (\epsilon_1 + \nu\epsilon_2) \frac{E}{(1-\nu^2)} \quad (28)$$

$$\sigma_{h2} = \frac{\nu}{1-\nu}(\sigma_v - A_p) + A_p + (\epsilon_1 + \nu\epsilon_2) \frac{E}{(1-\nu^2)} \quad (29)$$

σ_{h1} et σ_{h2} : sont les principales contraintes horizontales dans les directions orthogonales.

Chapitre IV : Etude Géomecanique au niveau des réservoirs de l'Ordovicien.

σ_v : est le stress vertical,

α est le coefficient poroélastique de Biots.

P_p : la pression des pores de formation.

ν : est le rapport de Poisson.

E : est le module de Young.

Les paramètres ϵ_1 et ϵ_2 représentent les contraintes élastiques dans les directions parallèles à σ_{h1} et σ_{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.

$$\Sigma_H = \frac{\nu}{1-\nu}(\sigma_v - \alpha P_p) + \alpha P_p + \Delta\sigma_t \quad (30)$$

Dans ce qui suit, un modèle géomecanique a été construit en utilisant une suite d'enregistrements diagraphiques. L'étude de détail sera réalisée dans les sections réservoirs délimitée par l'analyse pétrophysique précédente. Le modèle géomecanique 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.

IV.4 Workflow d'une étude géomecanique

Une étude géomecanique 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 géomecanique (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.

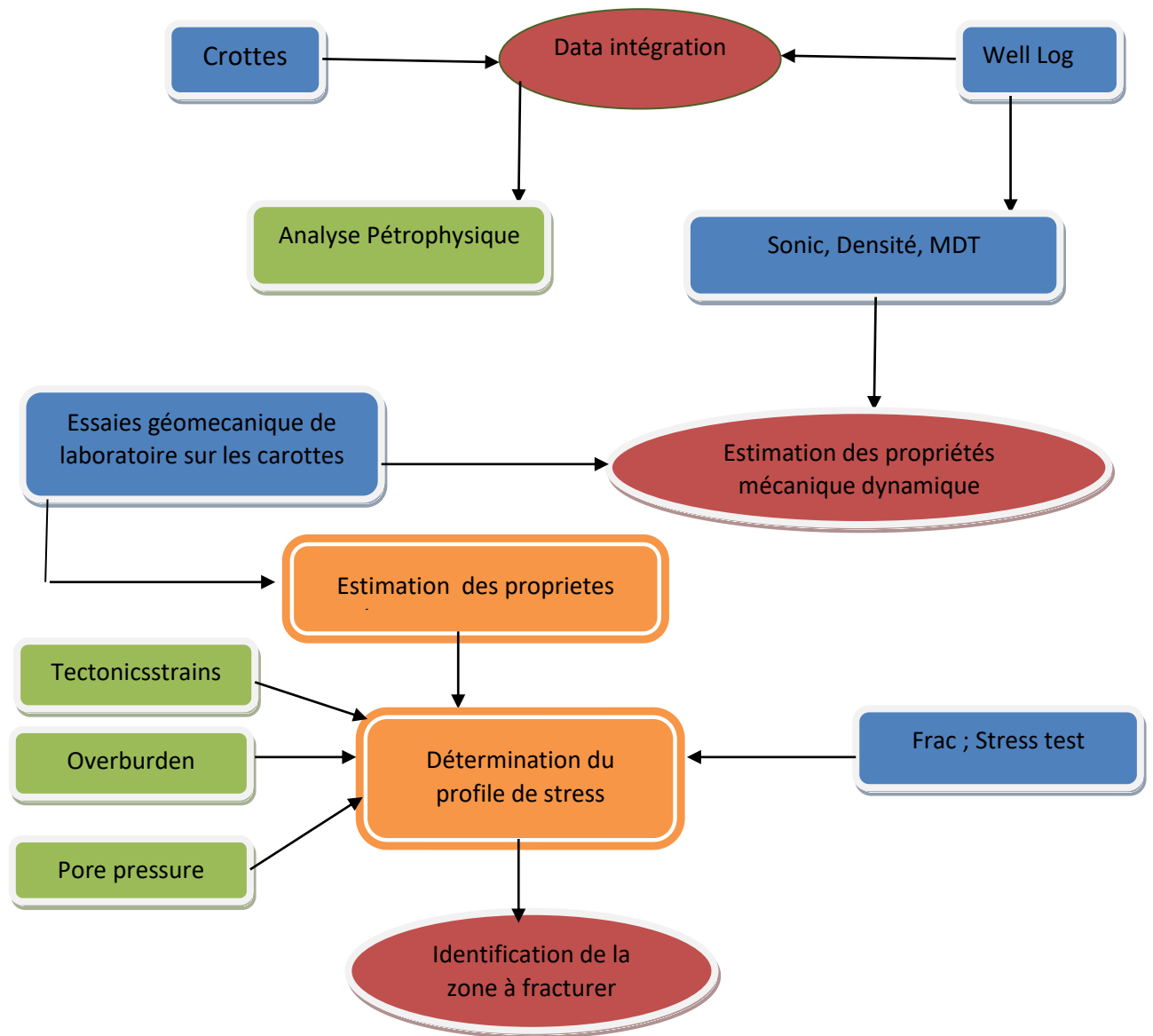


Figure IV-10 : Workflow d'une étude géomecanique.

IV.5 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].

IV.5.1 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.

IV.5.1.1 Calcul des propriétés mécaniques dynamiques :

A. 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.

B. 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 ν (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 (ν_d) ont été obtenu à partir des équations suivantes :

$$E_{\text{dyn}} = \frac{\rho \frac{1}{DT_s^2} \left(3 \frac{1}{DT_p^2} - 4 \frac{1}{DT_s^2} \right)}{\frac{1}{DT_p^2} - \frac{1}{DT_s^2}} \quad (31)$$

$$\nu_{\text{dyn}} = \frac{0.5 * (\Delta t_s / \Delta t_c) - 1}{(\Delta t_s / \Delta t_c)^2} \quad (32)$$

E_{dyn} : Module de Young dynamique.

ν_{dyn} = coefficient de Poisson dynamique.

DT_p : Temps de transit des ondes de compression

DT_s : Temps de transit des ondes de cisaillement

ρ : Densité

Δt_s : shear slowness

Δt_c : compressional slowness

IV.5.1.2 Passage dynamique _ 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. Cela s'explique par le fait qu'un certain nombre de processus microscopiques sont activés sous charge statique, mais qui ne se manifestent pas pendant la phase dynamique, tels que l'effondrement des pores, le cisaillement le long des limites des grains et des fissures, la fermeture des fissures existantes, la formation de nouvelles fissures à des niveaux de déformation plus élevés, etc. Étant donné que les mesures dynamiques ne sont pas destructrices, il n'est pas possible non plus d'obtenir des paramètres importants tels que la résistance à la rupture et la résistance à la traction.

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. D'une façon générale les corrélations sont de la forme suivante :

$$\text{Static} = (A * \text{dynamic}^\alpha) + B \quad (33)$$

Où :

Static = la propriété élastique statique

Dynamic = la propriété élastique dynamique correspondante.

A et B des constantes déterminées

α constante de Biot, elle est généralement prise égale à 1.

Module de young statique :

Chapitre IV : Etude Géomecanique au niveau des réservoirs de l'Ordovicien.

Ainsi, le passage dynamique vers statique se base sur les tests mécaniques réalisés au niveau de laboratoire (figure IV-11)

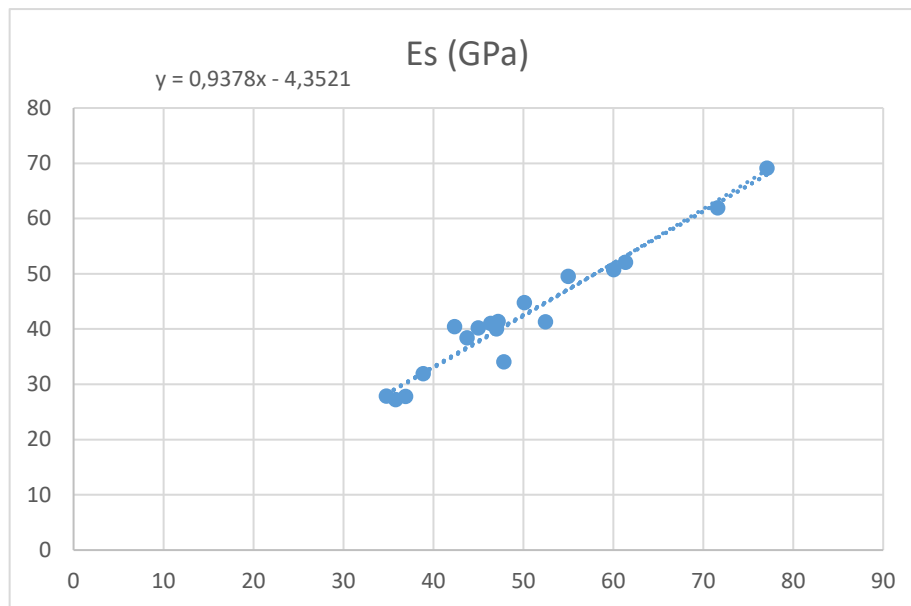


Figure IV-11 : le Passage dynamique vers statique du module de young

Donc la formule de passage s'écrit comme :

$$E_{ST}=0.9378 \cdot E_{dyn} - 4.3521 \quad (34)$$

Remarque :

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

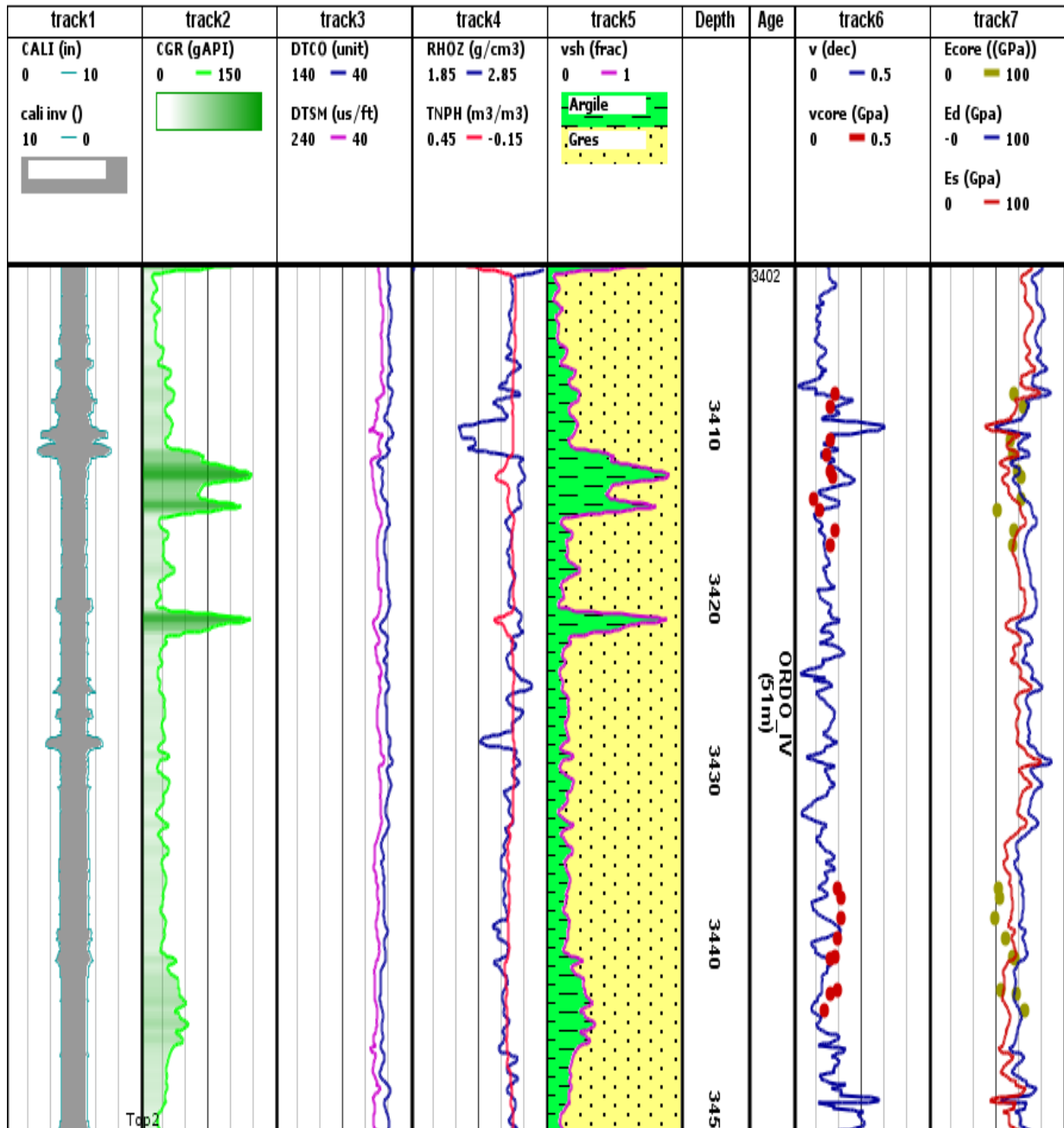


Figure IV-12 : Log composite montre les enregistrements diaggraphiques utilisés pour l'estimation des paramètres d'élasticité dynamique et statique Puits A.

La figure1 ci-dessus montre dans les deux derniers tracks (Track 6 et 7) une meilleur 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.

IV.5.2 Résistance à la compression simple :

Plusieurs équations empiriques existent pour calculer l'UCS (la résistance à la compression uniaxial) pour différentes formations. La plupart d'entre eux utilisent la porosité, DT-Sonic et d'autres propriétés de formation. Comme dans ce travail, les données de carottes de UCS statique sont disponibles, La résistance à la compression uniaxial [Zoback,2007] est donnée

$$\text{par : UCS (S) = F (Es)} \quad (35)$$

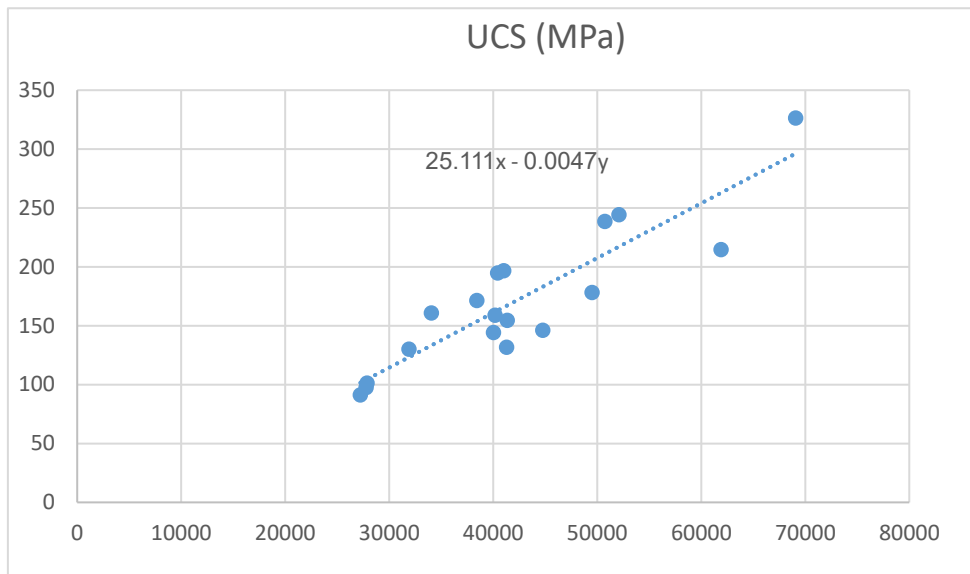


Figure IV-13 : Variation de l UCS statique en fonction de E statique.

- D'autres paramètres de résistance de la roche tels que la résistance à la traction (T_0), l'angle de
- Frottement et la cohésion sont donnés par les équations suivantes :

$$T_0 = \frac{1}{10 \cdot UCS} \quad (36)$$

$$FANG = 26.5 - 37.4 (1 - \phi_{neutron} - V_{cly}) + 62.1 (1 - \phi - V_{cly})^2 \quad (37)$$

$$C = \frac{UCS}{2 \tan(\theta)} \quad (38)$$

$$\text{Avec : } \theta = 45 + \frac{FANG}{2} \quad (39)$$

T_0 : 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

Chapitre IV : Etude Géomecanique au niveau des réservoirs de l'Ordovicien.

La cohésion : qui est le degré de cimentation, elle montre l'aptitude des molécules à rester connectée les unes aux autres.

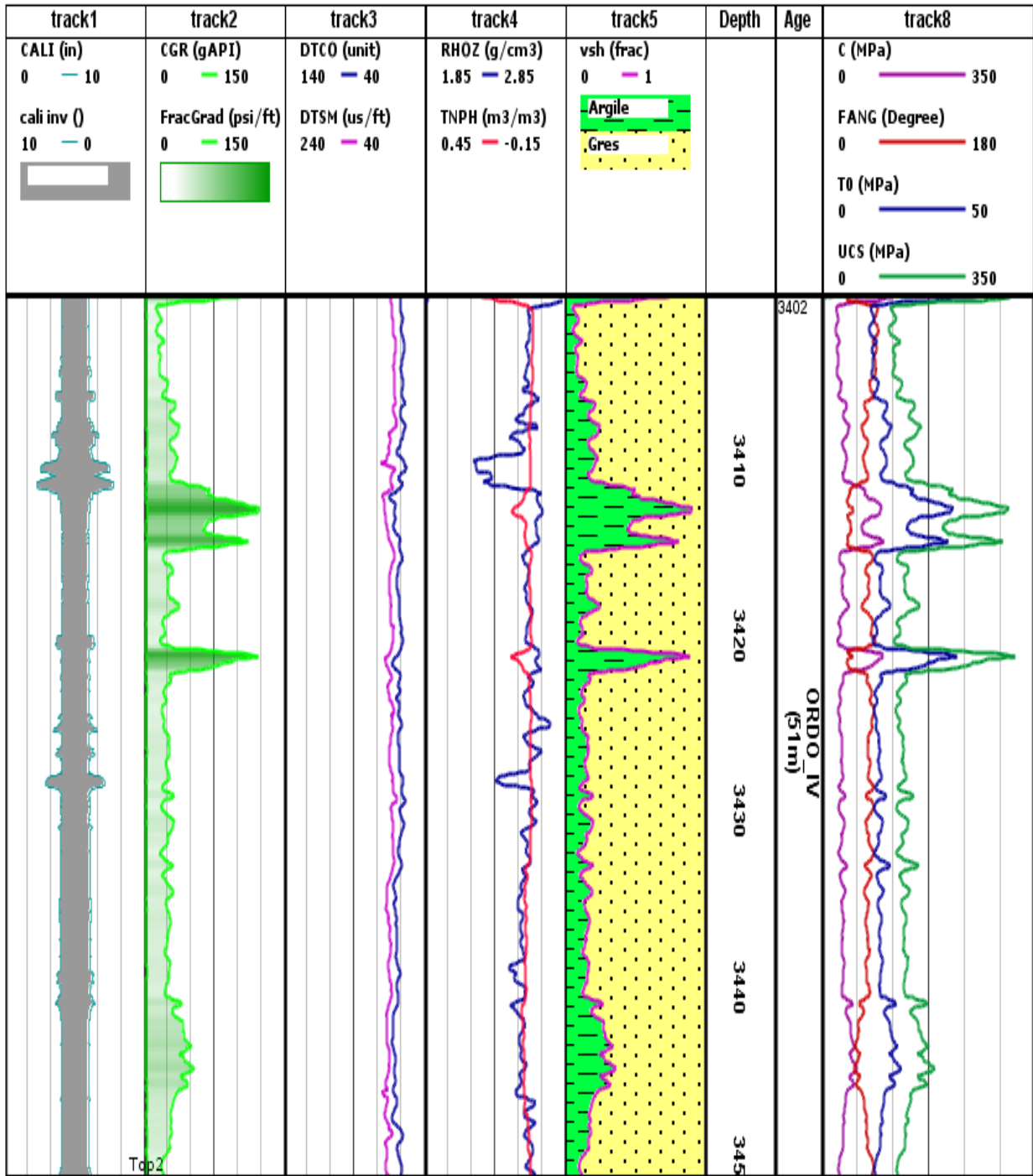


Figure IV-13 : log composite représentatif des paramètres de la résistance de la roche.

Les paramètres de la résistance de la roche (Figure IV-14 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.

IV.5.3 L'état de contrainte

IV.5.3.1 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 :

$$S_V = \int_0^z \rho(z) g dz \approx \bar{\rho} g z \quad (40)$$

IV.5.3.2 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 géomécaniques.

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 :

$$P_p = P_h = TVD * 9.81 * 0.001 * 145.038 \text{ (psi)} \quad (41)$$

Avec

P_H : La pression hydrostatique

P_P : La pression de pore

TVD : Profondeur verticale depuis la surface (True verticale depth)

IV.5.3.3 Les contraintes horizontales

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

$$S_{hmin} = \frac{\nu}{1-\nu} (S_V - P_P) + P_P + \frac{E \epsilon_x}{1-\nu^2} + \frac{\nu E \epsilon_y}{1-\nu^2} \quad (42)$$

$$S_{hmax} = \frac{\nu}{1-\nu} (S_V - P_P) + P_P + \frac{E \epsilon_y}{1-\nu^2} + \frac{\nu E \epsilon_x}{1-\nu^2} \quad (43)$$

Chapitre IV : Etude Géomecanique au niveau des réservoirs de l'Ordovicien.

ϵ_x & ϵ_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 réalisé par le biais des tests de mini-frac qui est donné par 0.52 psi/ft pour la contrainte horizontale minimal (formule 1) alors que la contrainte horizontale maximal a été estimé par la formule 2 où $u=3.1$

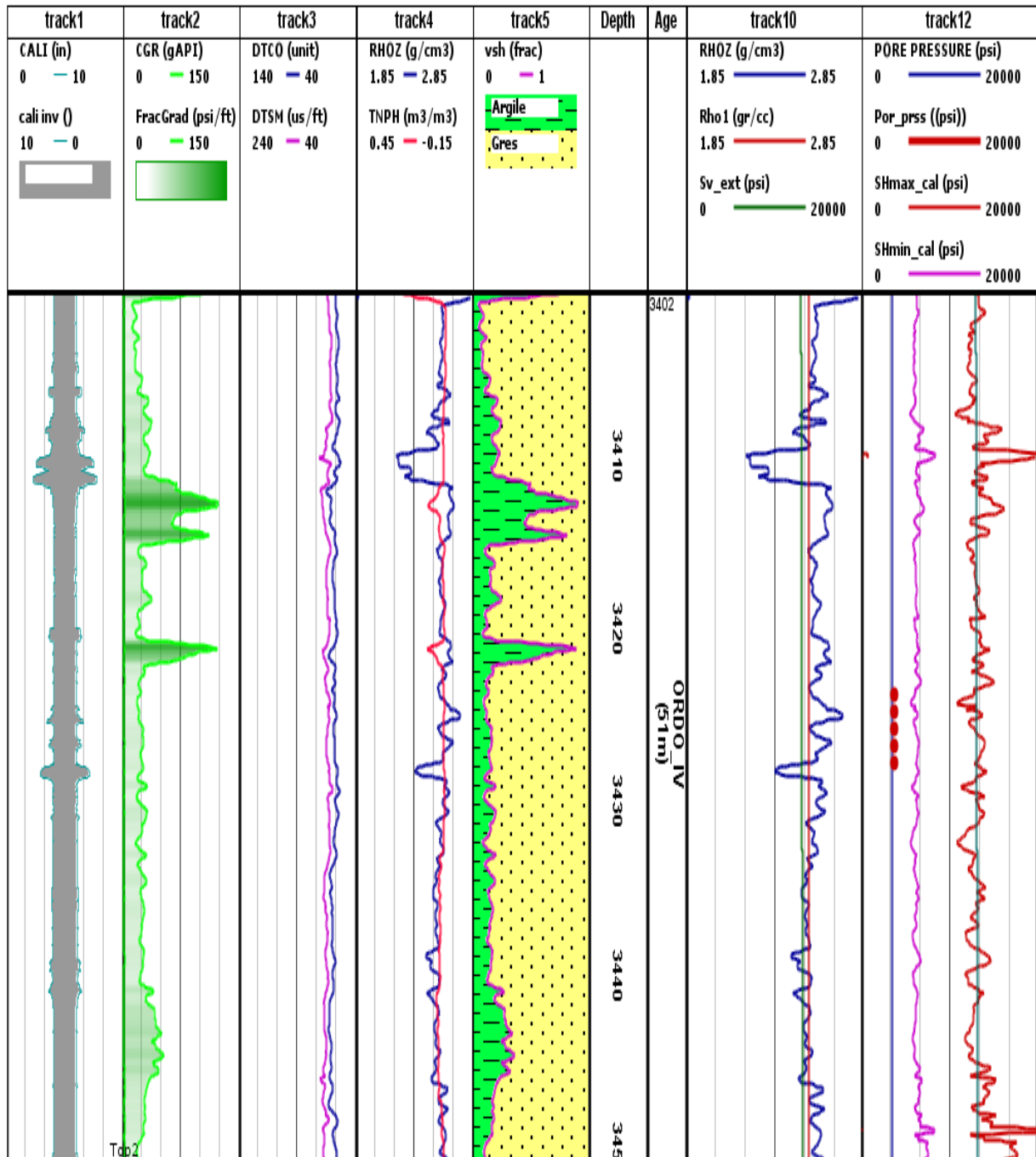


Figure IV-15 : Log composite représentatif de l'état de contrainte et la pression de pore.

Chapitre IV : Etude Géomecanique au niveau des réservoirs de l'Ordovicien.

La figure IV-16 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'hypothese 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 mini-fracturation 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.

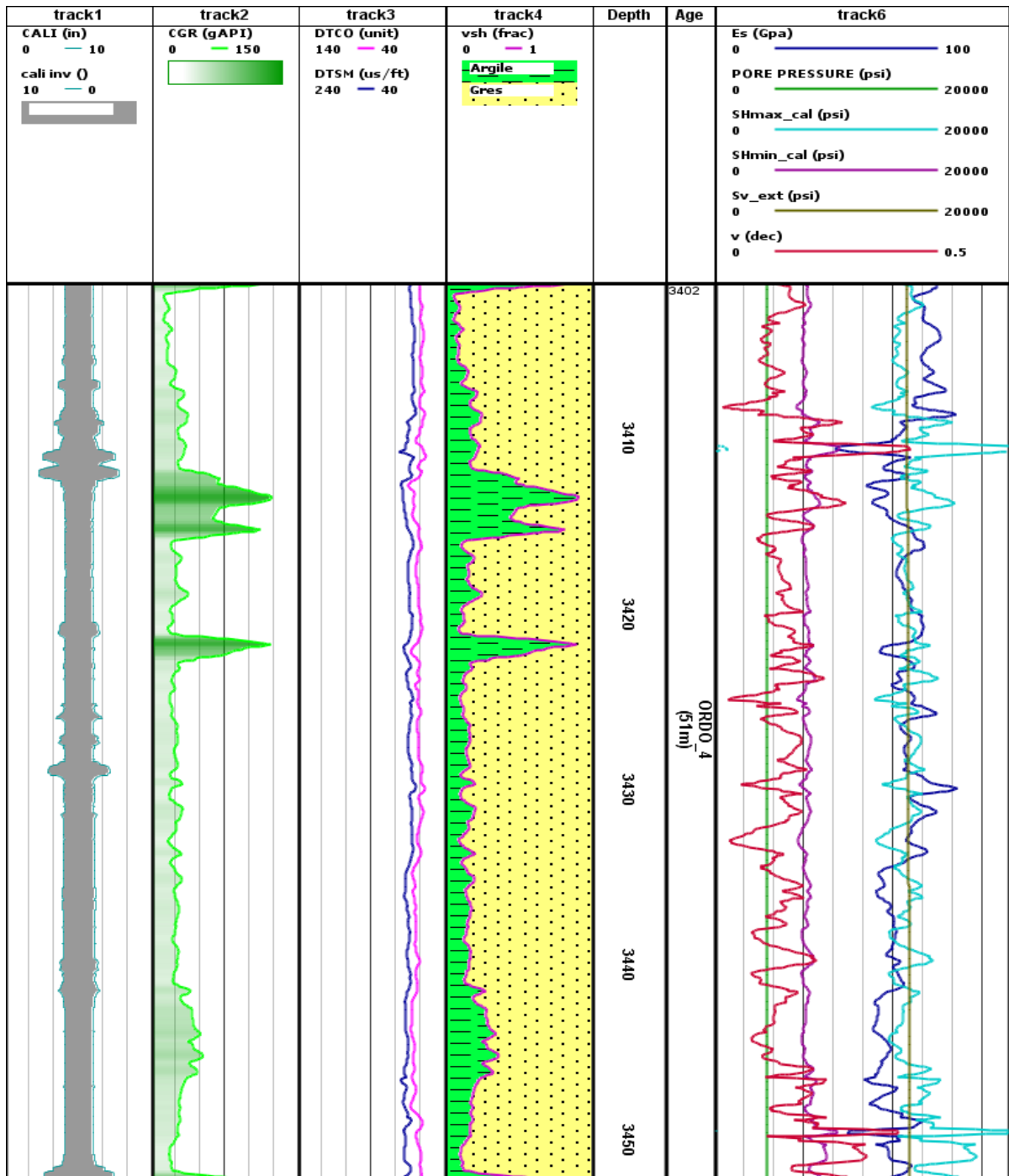


Figure IV-17 : Log composite représentatif du model géomécanique 1D (Mechanical Earth Model).

La représentation des paramètres géomécanique telle que : les propriétés de la roche, l'état de contrainte et la pression de pore en fonction de la profondeur (Figure IV-18) est défini 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.

IV.6 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 perméable 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. (Fig.IV-17.).

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'élargissant avec l'injection continu 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].

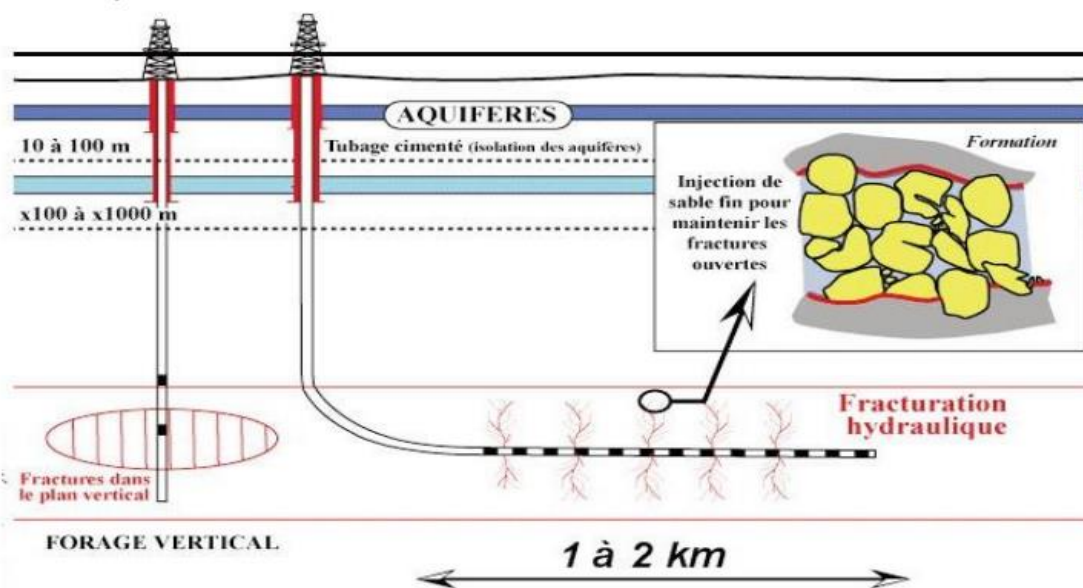


Figure IV-19 : Fracturation hydraulique dans un forage verticale et horizontale (IFP.2012).

IV.6.1 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.
- Eviter 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.

IV.6.2 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.

$$FG = \frac{S_{hmin}}{TVD} \quad (44)$$

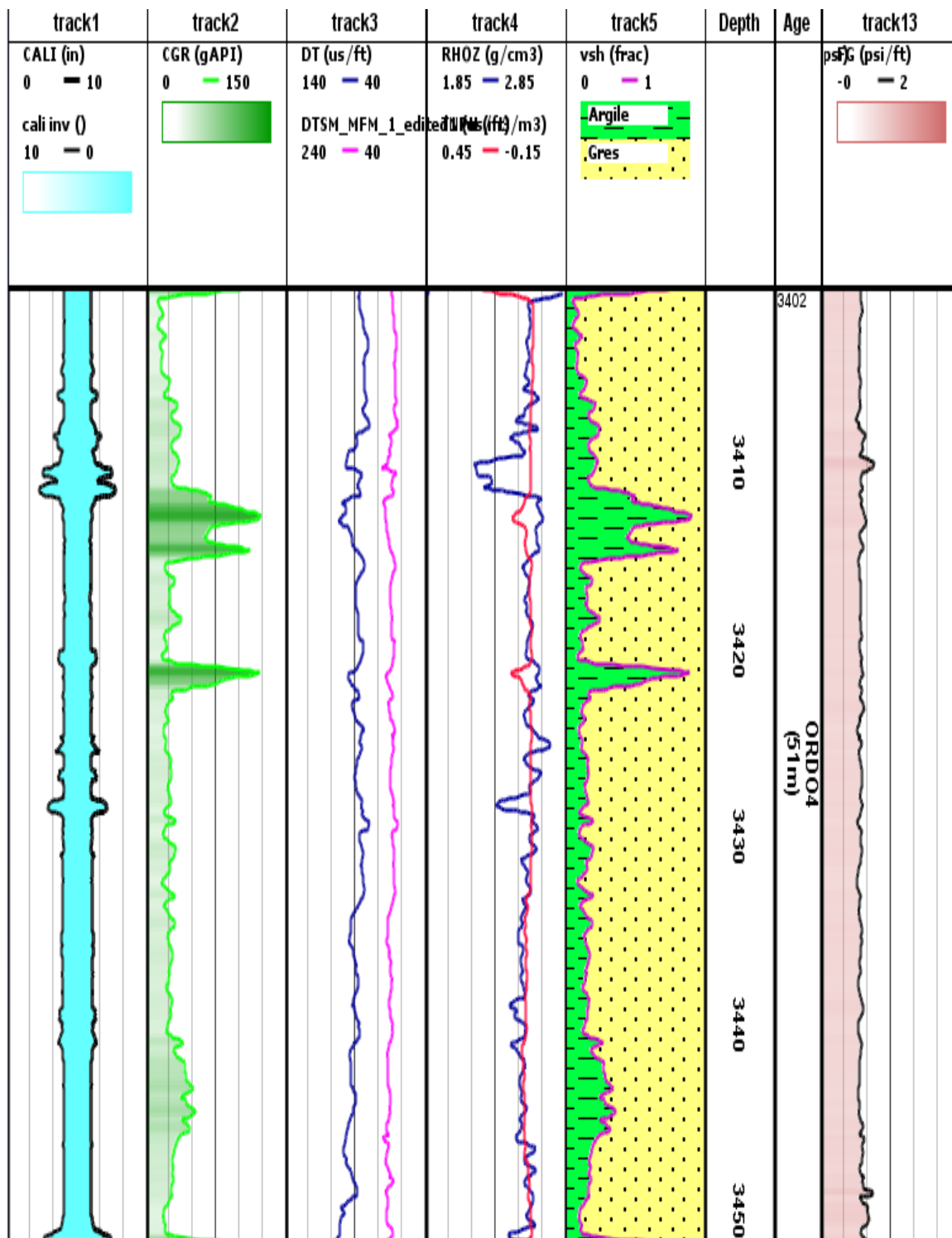


Figure IV-18 : La variation de gradient de fracturation (dernier track)

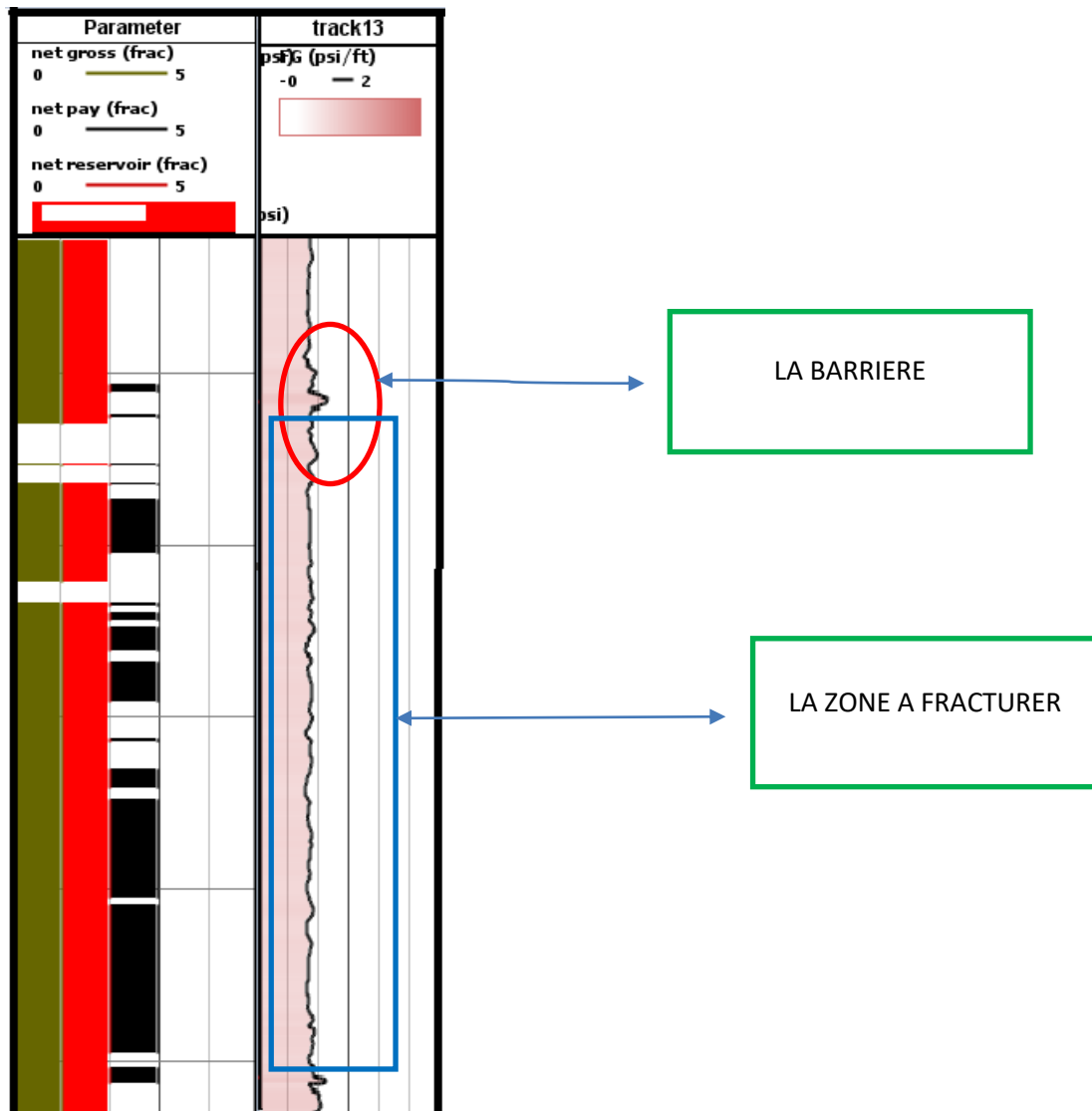


Figure IV-19 : Détermination de la zone à fracturer.

IV.6.3 Faisabilité de stimulation hydraulique du puits d'intérêt :

Etant donné que le puits d'étude (puits B) ne représente aucun data de calibration (test mécanique réalisé au niveau de laboratoire, mini frac...), pour l'analyse géomecanique, une démarche compréhensive a été établie pour le calcul et la conversion des propriétés mécaniques dynamiques en propriétés statiques ainsi que la prédiction de la résistance de la roche en utilisant les lois de conversions issues des mesures laboratoires faites sur les carottes récupérées au niveau du puits voisin A. La contrainte principale verticale est l'intégrale de la densité extrapolée en surface. La pression de pore est supposée être hydrostatique et est calibrée avec la pression réservoir. La contrainte horizontale minimale est estimée à partir du

Chapitre IV : Etude Géomécanique au niveau des réservoirs de l'Ordovicien.

modèle poro-élastique basé sur le coefficient de Poisson et est calibrée en rajoutant une contrainte tectonique estimée à partir du teste mini-frac effectué au niveau du puits. A la fin et comme ce travail cible à fracturer les réservoirs de L'Ordovicien du puits B, une analyse conjointe des résultats de pétrophysique et géomécanique a été menée afin de sélectionner des fenêtres faisables pour conduire une opération de fracturation hydraulique (Figure IV-20).

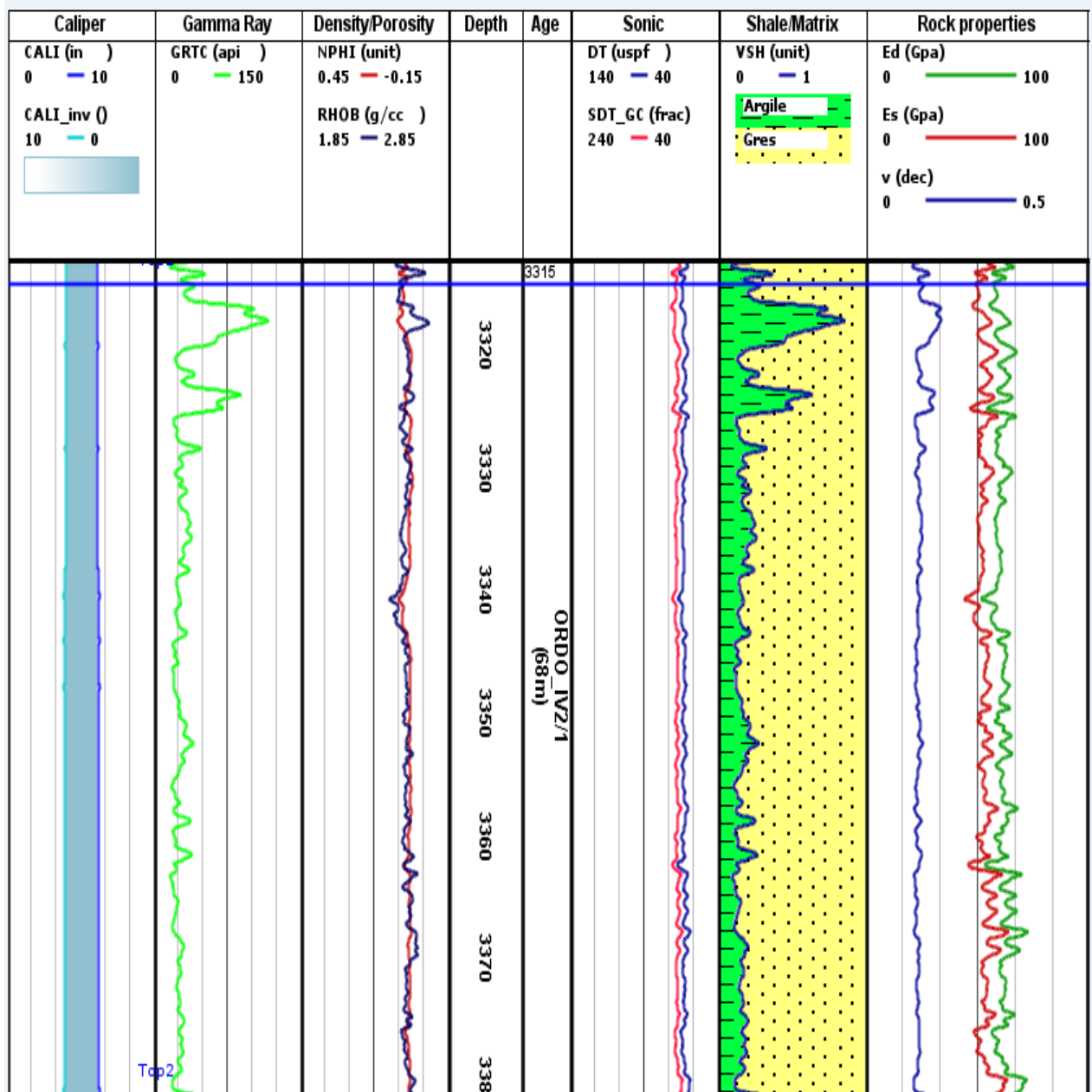


Figure IV-20 : Log composite montre les enregistrements diagraphiques utilisés pour l'estimation des paramètres d'élasticité dynamique et statique Puits B.

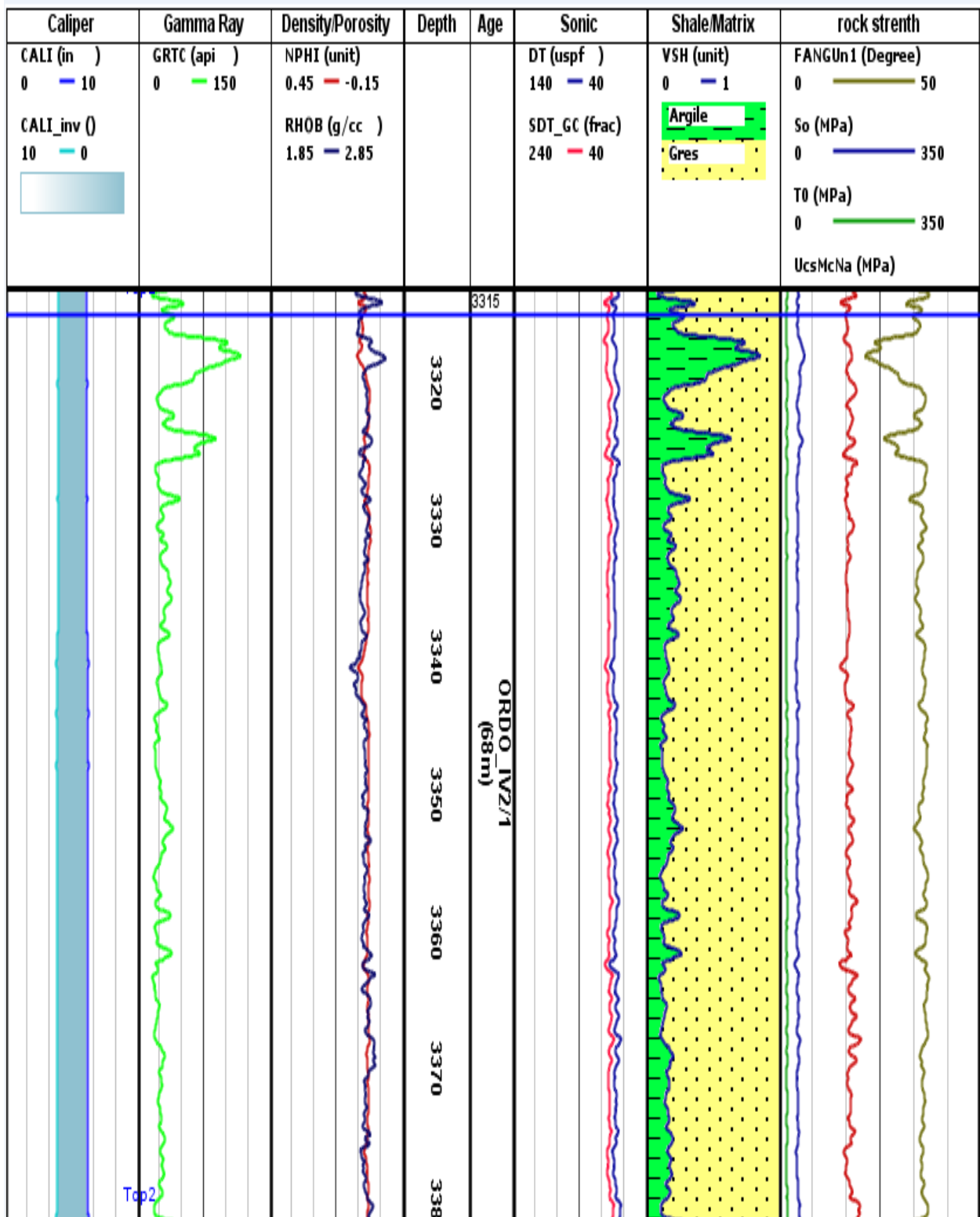


Figure IV -21 : log composite représentatif des paramètres de la résistance de la roche.

Chapitre IV : Etude Géomecanique au niveau des réservoirs de l'Ordovicien.

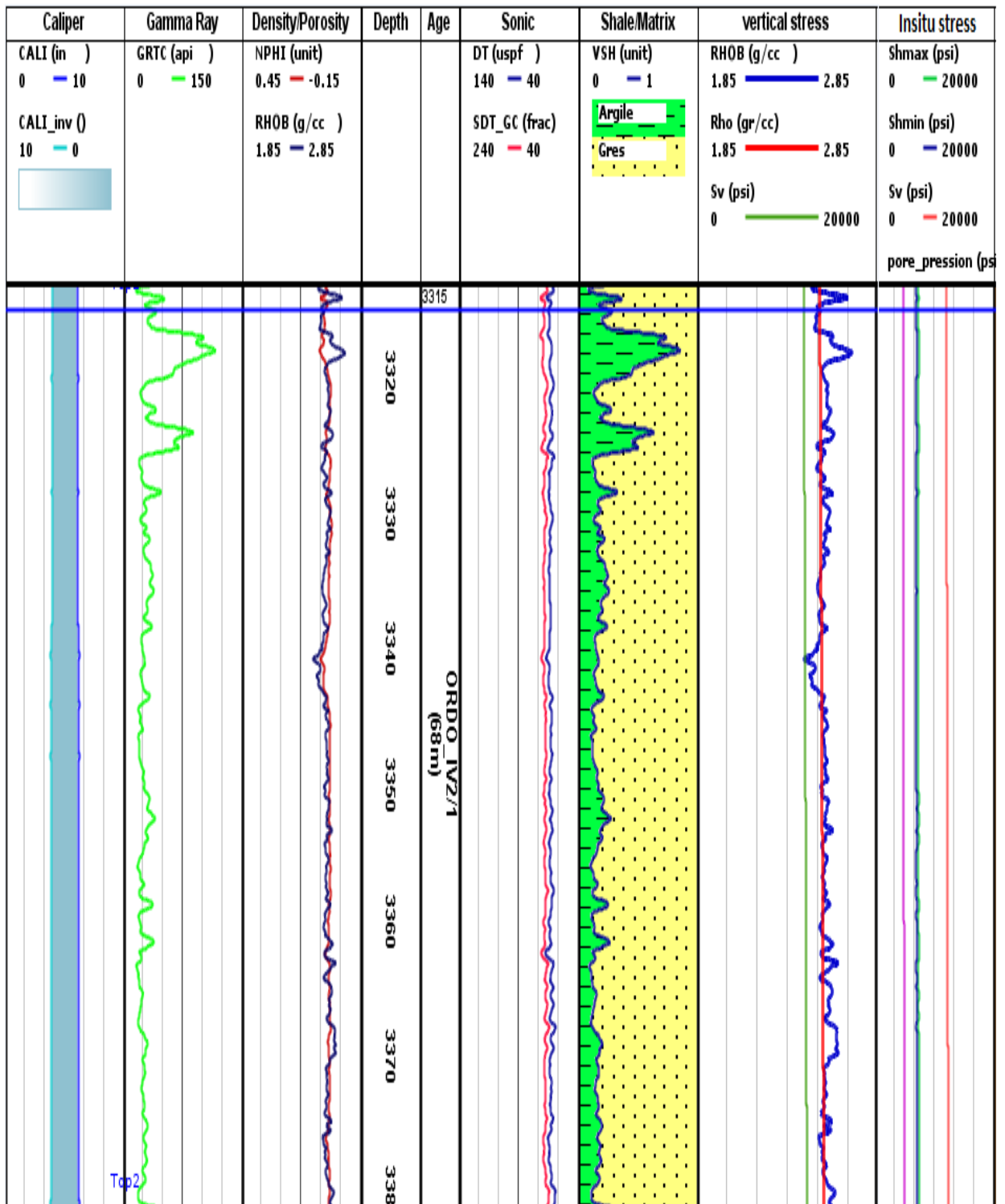


Figure IV-22 : Log composite représentatif de l'état de contrainte et la pression de pore.

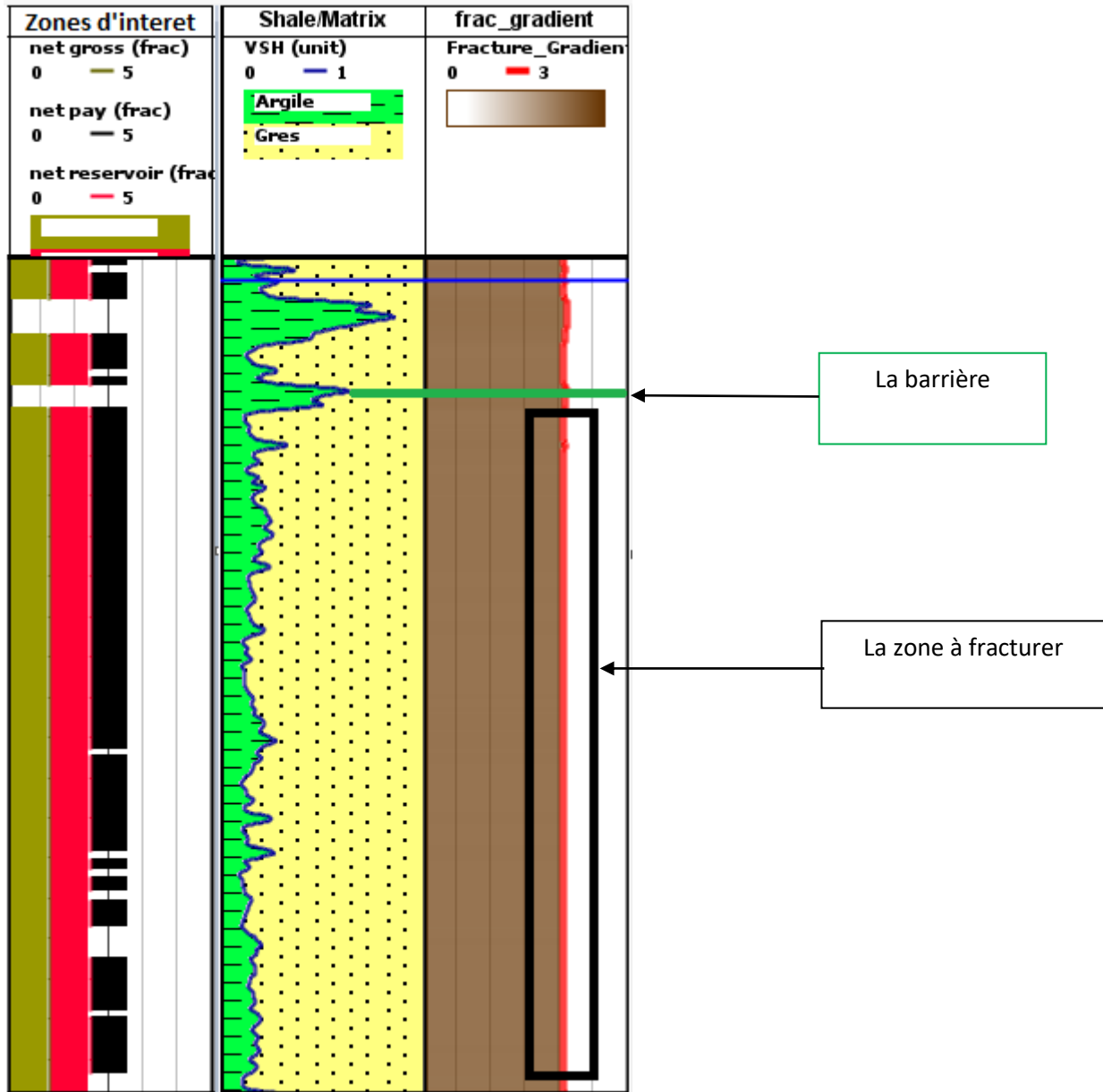


Figure IV-23 : Détermination de la zone à fracturer.

IV.7 Synthèse de résultat :

Les formations de l'Ordovicien traversées par le puit A, 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

Chapitre IV : Etude Géomecanique au niveau des réservoirs de l'Ordovicien.

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 élevée, un régime de faille normale à décrochant et un gradient de fracturation faible (tableau IV.3 et IV.4)

TOP	BOTTOM	ED	ES	V	SV_EXT	SHMAX_CAL	SHMIN_CAL	PORE PRESSUI	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 IV.3 : résultat numérique de l'étude géomecanique.

Chapitre IV : Etude Géomecanique au niveau des réservoirs de l'Ordovicien.

TOP	BOTTOM	V	ED	ES	SV	SHMAX	SHMIN	PORE PRESS1	PORE PRESS2	FG
3315	3320	0.1489	500008.082	468903.2272	11931.9889	7243.4693	6898.5422	4703.1003	4715.3241	2.0795
3320	3325	0.1321	62.8969	54.6326	11958.0628	7242.5956	6897.7101	4710.2304	4722.4542	2.0761
3325	3330	0.1284	61.1311	52.9766	11984.1526	7238.3622	6893.6783	4717.3569	4729.5807	2.0717
3330	3335	0.1197	61.5946	53.4113	12010.3061	7216.6218	6872.9732	4724.4949	4736.7187	2.0624
3335	3340	0.1221	59.6435	51.5816	12036.6411	7234.0835	6889.6033	4731.6681	4743.8919	2.0643
3340	3345	0.1177	57.895	49.9418	12062.4475	7227.8266	6883.6444	4738.6944	4750.9182	2.0594
3345	3350	0.1137	62.4219	54.1872	12088.3568	7222.9038	6878.956	4745.7397	4757.9635	2.055
3350	3355	0.119	61.7718	53.5775	12114.667	7250.7385	6905.4652	4752.8848	4765.1086	2.0598
3355	3360	0.1151	62.4245	54.1896	12141.1259	7245.9873	6900.9403	4760.0587	4772.2825	2.0554
3360	3365	0.1173	60.9233	52.7817	12167.4154	7263.1601	6917.2954	4767.184	4779.4078	2.0572
3365	3370	0.1116	64.7936	56.4113	12193.3764	7251.7167	6906.3968	4774.2128	4786.4366	2.0509
3370	3375	0.1167	63.4887	55.1876	12219.6066	7278.9915	6932.3729	4781.3017	4793.5255	2.0556
3375	3383	0.1162	63.0125	54.741	12253.9323	7289.1646	6942.0615	4790.5674	4802.7912	2.0545

Tableau IV.4 : les résultats numériques.

Conclusion :

Nous avons constitué le modèle géomecanique 1D telles que : les propriétés de la roche (coefficient de poisson et module de young), la résistance de la roche (l'angle de friction interne, la cohésion et la résistance à la traction) ont été calculées et calibrées. La dernière étape consiste à calculer les trois contraintes principales : verticale, horizontale minimale et horizontale maximale ainsi que la pression de pore. La pression de pore a été calibrée avec les données de la pression réservoir et la contrainte horizontale minimale avec les données du teste mini-frac. A la fin et comme ce projet cible à fracturer les réservoirs de l'Ordovicien du puits B, une analyse conjointe des résultats de la modélisation pétrophysique et géomecanique a été menée afin de sélectionner des fenêtres faisables pour conduire une opération de fracturation hydraulique. Les lois de calibration et de conversion des différentes propriétés géomecaniques calculées au niveau du puits voisin Puit A ont été utilisées pour le calcul de ces mêmes propriétés au niveau du puits cible puit B.

Conclusion générale :

En conclusion, les réservoirs compacts possèdent un potentiel en hydrocarbures équivalent à celui des réservoirs conventionnels, bien que leur identification et leur exploitation puissent varier. Pour caractériser les réservoirs tight, 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 tight, il est nécessaire de compléter les méthodes conventionnelles par de nouvelles techniques et technologies avancées pour une meilleure caractérisation.

Dans notre étude, nous avons effectué une interprétation pétrophysique des réservoirs non-conventionnels tight 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 deux puits (A, B) qui ont montré un intérêt pétrolier au niveau des unités III et IV, révélant leur caractère compact. Les diagraphies conventionnelles ont permis de déterminer les caractéristiques des formations tight, notamment une porosité médiocre comprise entre 4% et 7% et une colonne d'hydrocarbures importante (50 m pour l'unité IV et 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.

Bibliographies et webographie.

- 1) **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.
- 2) **Bell, F., G.**, 1992, Properties and behaviour of rocks and rock masses. Engineering in Rock Masses (ed. By F.G. Bell), Butterworth Heinemann Ltd, 1-26.
- 3) **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.
- 4) **Chapellier, D.**, 2009 Diagraphie de pétrole, Cours de Diagraphies Différées – Option Réservoirs, université de Lausanne.
- 5) **DJEBBAR, T., C. DONALSON**, 2004, Petrophysics: Theory and emento93 of measuring reservoir rock and fluid transport properties.
- 6) **Djeddi, Mk.**, 2016, Methodes Sismiques. Comportement Élastique Des Roches, Département de Géophysique de la FHC (UMBB).
- 7) **Fjaer, E., Holt, R.M., Horsrud, P. & Risnes, R.**, 2008, Petroleum Related Rock Mechanics 2nd Edition, Developments in petroleum science 53, UK.
- 8) **Guyotte, G.**, 1993, Log interpretation emento quick-look.
- 9) **Halliburton**, 2015, FRACTURE MECHANICS.
- 10) **Holditch, S.A.** “Tight gas sands.” Journal of Petroleum Technology (2006a): 86–93.
- 11) **Holditch, Y. Zee Ma and Stephen A.** Unconventional Oil and Gas Resources Handbook: Evaluation and development. Elsevier, 2016.
- 12) **Holt, R., M., Charlie, C., Li.**, 2008, INTRODUCTION TO GEOMECHANICS, TPG4112 Geomechanics and Flow in Porous Media
- 13) **Law B.E; Curtis J.B.** Introduction to unconventional petroleum systems. AAPG Bulletin, 2002.
- 14) **Marie-Laure Mauborgne,a, Franc,oise Allioli, Chris Stoller, Mike Evans, Mauro Manclossi, and Luisa Nicoletti.** “Exploring for oil by nuclear methodes”. EPJ Web of Conferences 146, 09009 ,2017.
- 15) **MEUNIER, M.**, 2010, IFP Training – Interpretation des Diagraphies.
- 16) **Naik C.G.** “Tight Reservoirs: An overview in Indian Context.” 10 the Biennial International Conference and Exposition (2013).
- 17) **Richard, L.**,2007 Diagraphies et géophysique de forage, Laboratoire Central des Ponts et Chaussées.
- 18) **Rider, M., H.**, 2002, the geological interpretation of well logs, second edition.
- 19) **Sonatrach and schlumberger, 2007**, Well Evaluation Conference. Algeria.
- 20) **Serra, O.**, 2000, Diagraphies différées, Acquisition des données diagraphiques –Tome 3- . Edition Technip.

Bibliographies et webographie.

21) Zinszner, B., F. Pellerin., 2007, A geoscientist's guide to petrophysics. -. EditionTechnip.

22) Zoback, M., D., 2007, Reservoir Geomechanics, Department of Geophysics at Stanford University.

1) SEG Wiki : https://wiki.seg.org/wiki/Main_Page

2) www.energy.gov.dz

3) www.eia.gov

Annex.

TOP(m)	TOP(m)	TOP(m)	TOP(m)	TOP(m)	TOP(m)	TOP(m)	TOP(m)	TOP(m)	TOP(m)	TOP(m)
3402	3403	1	49.0579	57.4113	67.2019	0.3389	Grés argileux	0.4634	0.0478	/
3403	3404	1	15.1854	56.2057	34.3443	0.0784	Grés propres	0.3913	0.0389	/
3404	3405	1	15.5107	55.6168	57.716	0.0809	Grés propres	0.3308	0.0345	/
3405	3406	1	15.5619	55.643	154.2532	0.0812	Grés propres	0.2169	0.0347	/
3406	3407	1	15.1854	56.2058	34.3444	0.0784	Grés propres	0.3913	0.0389	/
3407	3408	1	21.7012	55.7479	175.5237	0.1285	Grés Argileux	0.2182	0.0354	/
3408	3409	1	29.0883	56.2942	143.371	0.1853	Grés Argileux	0.2562	0.0395	/
3409	3410	1	33.8243	54.9223	117.0158	0.2217	Grés Argileux	0.3249	0.0293	/
3410	3411	1	28.0316	57.5731	94.4966	0.1772	Grés Argileux	0.2637	0.0491	/
3411	3412	1	32.7389	55.6697	125.5038	0.2134	Grés Argileux	0.3088	0.0349	/
3412	3413	1	35.5187	56.8717	161.4468	0.2348	Grés Argileux	0.2757	0.0438	/
3413	3414	1	79.2502	62.5972	133.4833	0.5712	Argiles	0.5712	0.0866	/
3414	3415	1	98.4353	61.3414	28.7463	0.7187	Argiles	0.7368	0.0772	/
3415	3416	1	71.576	60.6201	36.2382	0.5121	Argiles	0.5433	0.0718	/
3416	3417	1	57.2906	57.404	45.4994	0.4022	Grés argileux	0.4975	0.0478	/
3417	3418	1	25.2961	58.0891	65.2742	0.1561	Grés argileux	0.2747	0.0529	Compact
3418	3419	1	24.372	59.5474	54.193	0.149	Grés argileux	0.2561	0.0638	Compact
3419	3420	1	30.8042	58.4632	58.6205	0.1985	Grés argileux	0.2969	0.0557	Compact
3420	3421	1	22.6031	57.5304	60.3549	0.1354	Grés argileux	0.278	0.0487	/
3421	3422	1	19.3649	56.3618	81.6265	0.1105	Grés argileux	0.2644	0.04	/
3422	3423	1	85.7443	59.7561	86.7873	0.6211	Argiles	0.6352	0.0653	/
3423	3424	1	46.5314	59.3959	86.8066	0.3195	Grés argileux	0.3669	0.0627	Compact
3424	3425	1	21.8974	58.6306	81.7214	0.13	Grés argileux	0.228	0.0569	Compact
3425	3426	1	19.6504	58.6309	75.9795	0.1127	Grés argileux	0.2202	0.0569	Compact
3426	3427	1	20.2921	57.4086	78.5335	0.1176	Grés argileux	0.2451	0.0478	/
3427	3428	1	25.4204	58.7081	53.1326	0.1571	Grés argileux	0.2765	0.0575	Compact
3428	3429	1	23.9323	58.4148	43.398	0.1456	Grés argileux	0.293	0.0553	Compact
3429	3430	1	23.5731	56.5213	46.6874	0.1429	Grés argileux	0.3469	0.0412	/
3430	3431	1	23.3523	55.4318	128.9303	0.1412	Grés argileux	0.2717	0.0331	/
3431	3432	1	22.0843	56.9282	100.4861	0.1314	Grés argileux	0.2409	0.0442	/
3432	3433	1	27.5428	55.9461	88.125	0.1734	Grés argileux	0.3005	0.0369	/
3433	3434	1	20.817	58.6103	73.9294	0.1217	Grés argileux	0.2276	0.0568	Compact
3434	3435	1	23.9343	57.1604	50.2701	0.1456	Grés argileux	0.3259	0.046	Compact
3435	3436	1	23.1883	61.0714	30.4365	0.1399	Grés argileux	0.2797	0.0752	Compact
3436	3437	1	24.9127	61.2455	28.9134	0.1532	Grés argileux	0.291	0.0765	Compact
3437	3438	1	25.9712	60.6051	51.0745	0.1613	Grés argileux	0.2579	0.0717	Compact
3438	3439	1	24.3625	59.784	67.9279	0.1489	Grés argileux	0.2369	0.0656	Compact
3439	3440	1	23.0534	60.2028	41.1213	0.1389	Grés argileux	0.2616	0.0687	Compact
3440	3441	1	25.8045	58.2671	43.9139	0.16	Grés argileux	0.3059	0.0542	Compact
3441	3442	1	22.6144	59.5159	41.3302	0.1355	Grés argileux	0.2719	0.0636	Compact
3442	3443	1	32.2606	59.9699	28.9882	0.2097	Grés argileux	0.3463	0.0669	Compact
3443	3444	1	38.13	62.6201	33.6888	0.2548	Grés argileux	0.331	0.0867	Compact
3444	3445	1	44.4764	62.9007	26.7592	0.3037	Grés argileux	0.3816	0.0888	Compact
3445	3446	1	43.1321	61.1732	23.7403	0.2933	Grés argileux	0.4025	0.0759	Compact
3446	3447	1	43.7397	61.3265	24.1825	0.298	Grés argileux	0.4016	0.0771	Compact
3447	3448	1	35.2049	61.319	24.9558	0.2323	Grés argileux	0.3553	0.077	Compact
3448	3449	1	28.1677	61.7526	28.9492	0.1782	Grés argileux	0.2985	0.0802	Compact
3449	3450	1	27.729	58.5165	32.54	0.1748	Grés argileux	0.3702	0.0561	Compact
3450	3451	1	25.6818	58.5304	65.5256	0.1591	Grés argileux	0.2693	0.0562	Compact
3451	3452	1	18.6025	57.1225	90.4474	0.1046	Grés argileux	0.2379	0.0457	/
3452	3453	1	27.3354	56.5267	52.3672	0.1718	Grés argileux	0.3427	0.0412	/

Tableau des résultats numérique de puit A.

Annex.

TOP(m)	Bottom(m)	Thickness	GR(gAPI)	DTC(μ s/ft)	RT90t (Ω .m)	VSH	LITHO	φ_e	SWT	caractere
3315	3316	1	27,3875	62,4578	82,3696	0,1722	Grés Argileux	0,0686	0,3174	Compact
3316	3317	1	38,0233	64,6399	47,1623	0,254	Grés Argileux	0,0623	0,4271	Compact
3317	3318	1	34,6799	64,5033	49,373	0,2283	Grés Argileux	0,0818	0,3368	Compact
3318	3319	1	61,2008	65,0595	36,3586	0,4323	Grés Argileux	0,0709	0,638	/
3319	3320	1	99,9324	63,1226	24,3993	0,7302	Argile	0,035	1	/
3320	3321	1	97,45	63,3311	26,6001	0,7111	Argile	0,0228	1	/
3321	3322	1	63,8231	63,7267	29,2097	0,4525	Grés Argileux	0,0643	0,7022	/
3322	3323	1	30,3117	61,2016	51,5211	0,1947	Grés Argileux	0,0548	0,3895	Compact
3323	3324	1	23,4826	63,6975	53,4495	0,1422	Grés Argileux	0,0631	0,3286	Compact
3324	3325	1	34,4911	62,4708	52,8428	0,2269	Grés Argileux	0,0538	0,4012	Compact
3325	3326	1	55,927	63,4833	42,2324	0,3918	Grés Argileux	0,058	0,6555	/
3326	3327	1	69,7856	62,6652	30,891	0,4984	Grés Argileux	0,0496	0,9267	/
3327	3328	1	46,4269	63,4746	42,8924	0,3187	Grés Argileux	0,069	0,5701	/
3328	3329	1	20,4932	63,1031	51,4957	0,1192	Grés Argileux	0,0769	0,2819	Compact
3329	3330	1	23,4717	64,5136	49,7849	0,1421	Grés Argileux	0,0747	0,3027	Compact
3330	3331	1	39,0655	64,6977	44,0213	0,262	Grés Argileux	0,0643	0,4078	Compact
3331	3332	1	26,7762	63,6508	51,1542	0,1675	Grés Argileux	0,0633	0,3468	Compact
3332	3333	1	23,3199	62,2081	80,9306	0,1409	Grés Argileux	0,0566	0,3004	Compact
3333	3334	1	28,2669	63,9999	59,3614	0,179	Grés Argileux	0,065	0,3277	Compact
3334	3335	1	26,9005	63,6996	48,725	0,1685	Grés Argileux	0,0659	0,3443	Compact
3335	3336	1	30,6707	64,3898	37,4211	0,1975	Grés Argileux	0,0703	0,3775	Compact
3336	3337	1	35,0668	64,6451	30,9575	0,2313	Grés Argileux	0,0772	0,3991	Compact
3337	3338	1	35,0403	64,302	33,3795	0,2311	Grés Argileux	0,0805	0,3811	Compact
3338	3339	1	29,9209	64,0158	36,2586	0,1917	Grés Argileux	0,0716	0,3745	Compact
3339	3340	1	27,8573	63,5855	39,7722	0,1758	Grés Argileux	0,0757	0,3424	Compact
3340	3341	1	30,7868	63,8053	38,1214	0,1983	Grés Argileux	0,0692	0,3791	Compact
3341	3342	1	22,3182	64,4387	32,6447	0,1332	Grés Argileux	0,0817	0,3289	Compact
3342	3343	1	25,1828	66,4554	30,7383	0,1552	Grés Argileux	0,1056	0,2967	Compact
3343	3344	1	22,9413	64,5346	31,7768	0,138	Grés Argileux	0,0915	0,3101	Compact
3344	3345	1	23,2271	65,0887	30,6008	0,1402	Grés Argileux	0,0941	0,3095	Compact
3345	3346	1	28,9592	63,0385	40,9506	0,1843	Grés Argileux	0,0692	0,364	Compact
3346	3347	1	19,5222	63,4305	50,9147	0,1117	Grés Argileux	0,0704	0,2989	Compact
3347	3348	1	21,6619	62,9151	53,1675	0,1282	Grés Argileux	0,0631	0,3231	Compact
3348	3349	1	18,9323	63,3756	58,2836	0,1072	Grés Argileux	0,0693	0,2825	Compact
3349	3350	1	19,5181	62,7334	62,9869	0,1117	Grés Argileux	0,0645	0,2902	Compact
3350	3351	1	22,1036	63,5353	56,3733	0,1316	Grés Argileux	0,0653	0,3101	Compact
3351	3352	1	24,7908	63,191	51,3497	0,1522	Grés Argileux	0,0637	0,3374	Compact
3352	3353	1	28,2729	64,4139	40,2975	0,179	Grés Argileux	0,0743	0,3471	Compact
3353	3354	1	30,7142	62,8013	41,0274	0,1978	Grés Argileux	0,0577	0,41	Compact
3354	3355	1	35,4431	63,0971	41,7564	0,2342	Grés Argileux	0,0627	0,4053	Compact
3355	3356	1	28,8247	62,7002	48,2074	0,1832	Grés Argileux	0,056	0,3918	Compact
3356	3357	1	26,182	64,1353	40,4264	0,1629	Grés Argileux	0,0719	0,3454	Compact
3357	3358	1	19,627	63,9025	47,1413	0,1125	Grés Argileux	0,0677	0,3162	Compact
3358	3359	1	20,3056	63,2283	50,18	0,1178	Grés Argileux	0,0687	0,3067	Compact
3359	3360	1	22,4618	61,9656	55,0951	0,1343	Grés Argileux	0,0613	0,3296	Compact
3360	3361	1	29,0898	62,5272	53,6679	0,1853	Grés Argileux	0,0595	0,3608	Compact
3361	3362	1	21,3923	63,6731	54,9747	0,1261	Grés Argileux	0,0706	0,2951	Compact
3362	3363	1	21,0421	64,2989	41,2833	0,1234	Grés Argileux	0,077	0,3084	Compact
3363	3364	1	32,1241	63,7293	36,8258	0,2086	Grés Argileux	0,0592	0,4301	Compact
3364	3365	1	20,9671	65,3393	44,7594	0,1228	Grés Argileux	0,0716	0,3368	Compact
3365	3366	1	17,2288	62,0242	64,0237	0,0941	Grés Argileux	0,0538	0,3363	Compact
3366	3367	1	19,2289	62,7795	63,7246	0,1094	Grés Argileux	0,0632	0,3023	Compact
3367	3368	1	22,8823	62,7118	57,8056	0,1375	Grés Argileux	0,054	0,352	Compact
3368	3369	1	20,321	62,168	63,3547	0,1178	Grés Argileux	0,0555	0,3257	Compact
3369	3370	1	18,2529	61,9141	59,1941	0,1019	Grés Argileux	0,0541	0,3514	Compact
3370	3371	1	26,1879	62,375	49,0254	0,163	Grés Argileux	0,0408	0,4699	Compact
3371	3372	1	27,7454	61,7154	49,4245	0,175	Grés Argileux	0,0377	0,4906	Compact
3372	3373	1	24,8508	64,0387	41,7336	0,1527	Grés Argileux	0,0636	0,3654	Compact
3373	3374	1	24,8951	63,4115	38,6694	0,153	Grés Argileux	0,0661	0,366	Compact
3374	3375	1	23,2169	63,0052	43,222	0,1401	Grés Argileux	0,0639	0,3526	Compact
3375	3376	1	25,5766	63,4353	36,4768	0,1583	Grés Argileux	0,0682	0,3692	Compact
3376	3377	1	25,9756	62,3051	39,5289	0,1614	Grés Argileux	0,0597	0,3972	Compact
3377	3378	1	27,1841	63,9739	33,2749	0,1706	Grés Argileux	0,0685	0,3933	Compact
3378	3379	1	27,0517	64,8016	25,6714	0,1696	Grés Argileux	0,0772	0,3954	Compact
3379	3380	1	27,7471	64,7302	24,2668	0,175	Grés Argileux	0,0734	0,4198	Compact
3380	3381	1	25,2603	62,922	31,7336	0,1559	Grés Argileux	0,0654	0,4012	Compact
3381	3382	1	21,8039	61,3329	66,3705	0,1293	Grés Argileux	0,0491	0,3636	Compact
3382	3383	1	20,8088	59,9968	69,8336	0,1216	Grés Argileux	0,0424	0,3825	Compact

Tableau de résultats de puit B.

Annex.