

N° D'ordre : ...../FHC/UMBB/2019

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  
PHÉNOMÈNES ALÉATOIRES

**MEMOIRE DE FIN D'ETUDES**  
**EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME DE MASTER EN GEOPHYSIQUE**

**FILIERE:** Science et technologie des hydrocarbures.

**OPTION:** Géophysique pétrolière.

**Thème :**

**Evaluation pétrophysique et fracturation hydraulique au  
niveau des réservoirs compacts de l'ordovicien, bassin  
d'Illizi**

Réalisé par :

**BRINIS Saadi et MAKOUR Tahar**

Soutenu le 08/07/2019 Devant le jury composé de :

- **Mr. AITOUCHE M.A** Professeur FHC-UMBB Président.
- **Mr. DJEDDI Mabrouk** Professeur FHC-UMBB Promoteur.
- **Mme. ALIOUANE Leila** MC-A FHC-UMBB Examinatrice.
- **Mr. OUADFEUL Sid-Ali** MC-A IAP- Boumerdès Examineur.

Boumerdès : 2018/2019

# *Remerciements*

*Nous tenons tout d'abord à remercier DIEU le tout puissant et miséricordieux, qui nous a donné la force et la patience d'accomplir ce Modeste travail.*

*Au terme de ce travail, nous voudrions tout d'abord témoigner notre profonde reconnaissance à notre promoteur Mr Djeddi Mabrouk, chargé du suivi de notre travail, pour avoir accepté de nous encadrer, nous lui exprimons toute notre gratitude pour la confiance qu'il nous a prodigué, pour ses encouragements, ses conseils précieux et sa disponibilité.*

*Nos vifs et sincères remerciements à notre co-encadreur Mr Ait Touati Riad, ingénieur géophysicien, au niveau de la Division Exploration de 'SONATRACH' qui nous a guidés tout au long de ce travail, et qui a été d'un soutien précieux grâce à ses compétences et son expérience dans le domaine.*

*Nous tenons également à remercier nos enseignants du département géophysique qui nous ont guidé et formée durant nos études et qui nous ont amené jusqu'à l'aboutissement de ce travail.*

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

*SAADI & TAHAR*

# *Dédicace*

*À MES CHERS PARENTS*

*Aucune dédicace ne saurait exprimer mon respect, mon amour éternel et ma considération pour les sacrifices que vous avez consenti pour mon instruction et mon bien être.*

*À ma très chère mère, pour son amour, son soutien et ses prières qui m'ont toujours accompagné et protégé dans la vie.*

*À mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien et toute la confiance qu'il m'a donné pour avancer dans la vie.*

*Vous avez constitué la première école de mon existence, que ce modeste travail soit l'exaucement de vos vœux tant formulés, le fruit de vos innombrables sacrifices, bien que je ne vous en acquitterai jamais assez.*

*À mes chers frères Lounis et Mokrane*

*À mon adorable petite sœur Fatima,*

*Qui ont toujours été là pour moi, pour me conseiller et m'aider, vous me donnez espoir dans la vie et le sentiment d'être toujours bien entouré.*

*À toute ma famille*

*À tous mes amis que j'ai rencontré à l'université.*

*À mes amis du lycée que je n'oublierais jamais.*

*À mon ami et binôme TAHAR.*

*A tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin à la réalisation de ce modeste travail.*

*A Tous ceux que j'aime et que je respecte*

*BRINIS Saadi*

## ***Dédicace***

*Quoi que de plus beau que de pouvoir partager les meilleurs moments de sa vie  
avec les êtres qu'on aime.*

*J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail*

*A mes très chers parents, ma très chère grand-mère, 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.*

*A mes frères et sœurs, a ma très chère tante qui ont toujours été là pour moi,  
pour me conseiller, me soutenir et m'aider, a qui je souhaite du fond de mon  
cœur d'avoir un magnifique avenir, sans oublier tous les membres de ma très  
chère famille.*

*A mes meilleures enseignantes du CEM et LYCEE, Mme HETTAK  
et Mme HEMMOUCHE à qui je dois beaucoup dans ma réussite.*

*A tous les amis avec lesquels j'ai partagés mes meilleurs moments.*

*A tous les amis que j'ai eu l'honneur de connaître depuis  
ma tendre enfance jusqu'à aujourd'hui.*

*A tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin  
à la réalisation de ce modeste travail*

**Makour Tahar**

## Sommaire

Introduction générale.....	1
----------------------------	---

### Chapitre I : Réservoirs compacts

I.1. Introduction.....	3
I.2. Réservoir conventionnel.....	3
I.3. Réservoir non conventionnel.....	4
I.3.1. Définition.....	4
I.3.2. Différents types des hydrocarbures non conventionnels.....	4
I.4. Les réservoirs gréseux compacts.....	6
I.4.1. Définition.....	6
I.4.2. Répartition des réservoirs compacts dans le monde.....	7
I.4.3. Situation des réservoirs compacts en Algérie.....	7
I.5. Aspect sédimentologique des réservoirs compacts.....	8
I.6. Aspect minéralogique des réservoirs compacts.....	8
I.7. La diagenèse.....	9
I.8. La compaction des sables.....	9
I.9. Processus de cimentation .....	9
I.10. Granulométrie et texture.....	10
I.11. Les défis des réservoirs compacts.....	10
I.12. Conclusion.....	11

### Chapitre II : Cadre géologique de la région d'étude

II .1. Introduction .....	12
II .2. Cadre régional.....	12
II .2.1. Cadre géographique .....	12

II .2.2. Cadre géologique.....	13
II .2.2.1. Aspect lithostratigraphique.....	13
II .2.2.2. Aspect structural.....	17
II .3. Aspect pétrolier.....	18
II .3.1. Roche mère.....	18
II .3.2. Type de piégeage.....	19
II .3.3. Roche réservoir.....	19
II .3.4. Roche couverture.....	19
II.4. Présentation de la région d'étude " Tinrhert" .....	19

### **Chapitre III : Aperçu sur les diagraphies**

III.1. Introduction.....	20
III.2. But des diagraphies .....	20
III.3. Type de diagraphies.....	20
III.3.1. Diagraphie instantanée.....	21
III.3.2. Diagraphies différées .....	21
III.3.2.1. Diagraphie de résistivité.....	21
III.3.2.1.1. Diagraphie classique (ancienne) .....	22
III.3.2.1.2. Diagraphie focalisée.....	22
III.3.2.1.3. Diagraphie Latérolog.....	22
III.3.2.1.4. Diagraphie Inductolog.....	23
III.3.2.2. Diagraphies Nucléaires.....	24
III.3.2.2.1. Diagraphies de radioactivité gamma naturel.....	24
III.3.2.2.2. Diagraphies de densité (gamma-gamma).....	26
III.3.2.2.3. Diagraphies de Neutron.....	27
III.3.2.3. Diagraphies acoustiques 'sonique' .....	27

III.3.2.4. Diagraphies d'imagerie.....	28
III.3.2.4.1. UBI (Ultrasonic Borehole Imager) .....	28
III.3.2.4.2. OBMI (OIL-Base Microimager Tool).....	29
III.3.3. Diagraphies auxiliaires.....	30
III.3.3.1. Diagraphie de thermométrie.....	30
III.3.3.2. Diagraphie de diamétrage.....	31
III.3.3.3. Diagraphie de pendagemètrie.....	32
III.3.4. Diagraphies de production.....	32
III.3.4.1. Diagraphie d'adhérence de ciments (CBL).....	32
III.3.4.2. Diagraphie de densité variable (VDL).....	32
III.3.4.3. Le CET : Cément Evaluation Tool .....	33
III.3.4.4. DST (Drill Stem Test).....	33
III.3.4.5. Modular Dynamic Tester (MDT).....	37

## **Chapitre IV : Evaluation des réservoirs à partir des mesures de diagraphies**

IV.1. Introduction.....	40
IV.2. Notion fondamentale et générale.....	40
IV.2.1. Les éléments solides .....	40
IV.2.2. Les paramètres pétrophysique.....	41
IV.2.2.1. La porosité .....	41
IV.2.2.2. La saturation .....	42
IV.3. Présentation des puits.....	43
IV.4. Diagraphies enregistrées.....	43
IV.5. Interprétation qualitative.....	44
IV.5.1. Détermination des zones réservoirs.....	44
IV.5.2. Type de distribution des argiles.....	44

IV.5.3. Identification du type de matrice.....	46
IV.5.4. Détermination des paramètres matriciels.....	48
IV.6. Interprétation quantitative.....	50
IV.6.1. Détermination de la résistivité de l'eau de formation «Rw».....	50
IV.6.2. Détermination des paramètres d'argile.....	50
IV.6.3. Détermination du volume d'argile.....	50
IV.6.4. Détermination de la porosité.....	51
IV.6.4.1. Porosité densité $\Phi_D$ .....	51
IV.6.4.2. Porosité neutron $\Phi_N$ .....	51
IV.6.4.3. Porosité sonique $\Phi_S$ .....	51
IV.6.4.4. Porosité utile.....	52
IV.7. L'exposant de saturation.....	52
IV.8. Facteur de formation.....	52
IV.9. Estimation de la saturation en eau $S_w$ .....	53
IV.10. Présentation des résultats.....	53
VI.10.1. Résultat de l'interprétation du puits « A1 ».....	53
VI.10.2. Résultat de l'interprétation du puits « A2 ».....	53
VI.10.3. Synthèse des résultats de l'évaluation pétrophysique .....	54
VI.10.4. Résultats des tests de formation (DST).....	55
VI.11. Conclusion.....	55

## **Chapitre V : Fracturation hydraulique**

V.1. Introduction.....	56
V.2. Objectif d'une fracturation hydraulique.....	57
V.3. Principe de la fracturation hydraulique .....	57
V.4. Applications de la fracturation hydraulique.....	57

V.5. Etude de la candidature à la fracturation.....	57
V.5.1. Informations relatives au réservoir .....	58
V.5.2. Informations relatives aux puits.....	59
V.5.3. Aspect économique.....	59
V.6. Déroulement de la fracturation hydraulique.....	59
V.6.1. Etude de la faisabilité.....	59
V.6.2. Etude géomécanique.....	60
V.6.3. Perforation.....	60
V.6.4. Design Frac.....	60
V.6.4.1. Débit d'injection .....	60
V.6.4.2. Fluide de fracturation.....	61
V.6.4.3. Agent de soutènement .....	61
V.6.4.4. Break down test (Test d'injectivité).....	62
V.6.4.5. Thermométrie.....	62
V.6.4.6. Data Frac (Mini Frac).....	62
V.6.5. Frac job.....	63
V.7. Evaluation de la fracturation .....	65
V.7.1. Puits A1.....	65
V.7.2. Puits A2.....	70
Conclusion et Recommandations.....	76

## Liste des figures

<b>Figure I.1</b> : Système pétrolier.....	04
<b>Figure I.2</b> : Classification des ressources conventionnelles et non conventionnelles (Sonatrach, 2007).....	05
<b>Figure I.3</b> : Sections de Réservoirs Gréseux. (a) Réservoir Gréseux Conventionnel; (b) Réservoir Gréseux Compact (G.C. Naik, 2010).....	06
<b>Figure I.4</b> : Répartition des Réserves Récupérables de Tight Gaz (Total, 2007).....	07
<b>Figure I.5</b> : Répartition des réservoirs compacts en Algérie (Weatherford/Sonatrach).....	08
<b>Figure I.6</b> : Réduction du volume des pores par la compaction.....	09
<b>Figure I.7</b> : Cimentation par Dissolution Locale des Grains de Quartz.....	10
<b>Figure II.1</b> : Situation géographique du bassin d'Illizi (Schlumberger et Sonatrach, (2007)..	13
<b>Figure II.2</b> : Carte stratigraphique type du bassin d'Illizi (Sonatrach, 2009) .....	16
<b>Figure II.3</b> : Coupe géologique du bassin d'Illizi (Sonatrach).....	17
<b>Figure III.1</b> : Principe de mesure de la sonde laterolog (Document Schlumberger).....	22
<b>Figure III.2</b> : Principe de mesure de la sonde à induction (Document Schlumberger).....	23
<b>Figure III.3</b> : Principe de mesure de la sonde de densité (Document Schlumberger).....	26
<b>Figure III.4</b> :Principe de mesure de diagraphie neutron (Document Schlumberger).....	27
<b>Figure III.5</b> : Shéma du Sonic Compensé BHC (Document Schlumberger).....	28
<b>Figure III.6</b> : Schéma représentatif de la sonde UBI Schlumberger (Document Schlumberger).....	28
<b>Figure III.7</b> : Principe de mesure de la sonde OBMI (Document Schlumberger).....	29
<b>Figure III.8</b> : Fractures enregistrées par les outils d'imagerie (Document Schlumberger)...	30
<b>Figure III.9</b> : Éléments et ordre d'installation de la garniture d'un DST (Document Schlumberger).....	35
<b>Figure III.10</b> : Schéma représentatif de la sonde MDT(Document Schlumberger).....	38
<b>Figure III.11</b> : Mode opératoire du module Optical Fluid Analyzer (Document Schlumberger). .....	39

<b>Figure IV.1</b> : Les différents modes de distribution d'argile (document Schlumberger).....	41
<b>Figure IV.2</b> : Détermination graphique du type d'argiles dans le puits A1.....	45
<b>Figure IV.3</b> : Détermination graphique du type d'argiles dans le puits A2.....	45
<b>Figure IV.4</b> : Détermination du type de matrice dans le puits A1.....	46
<b>Figure IV.5</b> : Détermination du type de matrice dans le puits A2.....	46
<b>Figure IV.6</b> : M-N PLOT, Abaque CP-8 (Schlumberger) puits A1.....	47
<b>Figure IV.7</b> : M-N PLOT, Abaque CP-8 (Schlumberger) puits A2.....	48
<b>Figure IV.8</b> : Détermination du paramètre matricielle $\rho_{b_{ma}}$ dans le puits A1.....	49
<b>Figure IV.9</b> : Détermination du paramètre matricielle $\Delta t_{ma}$ dans le puits A1.....	49
<b>Figure V.1</b> : Schéma représentatif d'une fracturation hydraulique.....	56
<b>Figure V.2</b> : Profil de stress.....	66
<b>Figure V.3</b> : Breakdown test du puits.....	67
<b>Figure V.4</b> : Data frac test du puits A1.....	68
<b>Figure V.5</b> : Main job du puits A1.....	69
<b>Figure V.6</b> : Profil de stress.....	71
<b>Figure V.7</b> : Breakdown test du puits A2.....	72
<b>Figure V.8</b> : Data frac test du puits A2 .....	73
<b>Figure V.9</b> : Main job du puits A2.....	75

## Liste des tableaux

<b>Tableau IV.1:</b> Tops des formations du puits A1.....	43
<b>Tableau IV.2:</b> Tops des formations du puits A2.....	43
<b>Tableau IV.3 :</b> Diagraphies enregistrées dans le puits A1 et A2 .....	43
<b>Tableau IV.4 :</b> Détermination du $GR_{cut-off}$ pour les deux puits.....	44
<b>Tableau IV.5 :</b> Les paramètres argileux.....	50
<b>Tableau VI.6 :</b> Récapitulatif du DST réalisé sur le puits A1.....	54
<b>Tableau VI.7 :</b> Récapitulatif du DST réalisé sur le puits A2.....	54
<b>Tableau VI.8 :</b> Résultats d'interprétation des deux puits A1 et A2.....	54
<b>Tableau V.2:</b> Evaluation de la qualité de cimentation du puits A1.....	65
<b>Tableau V.2 :</b> Résultats de l'étude géomécanique du puits A1.....	65
<b>Tableau V.3 :</b> Données du Breakdown test (test d'injectivité) du puits A1.....	67
<b>Tableau V.4 :</b> Données du data frac test du puits A1.....	68
<b>Tableau V.5 :</b> Résultats obtenu lors du Mini Frac du puits A1.....	69
<b>Tableau V.6 :</b> Evaluation de la qualité de cimentation du puits A2.....	70
<b>Tableau V.7 :</b> Résumé des Résultats.....	71
<b>Tableau V.8 :</b> Data du Breakdown test du puits A2.....	72
<b>Tableau V.9 :</b> Data du Mini-Frac Test du puits A2.....	73
<b>Tableau V.10:</b> Données Obtenu lors du Mini Frac du puits A2.....	74

# **Introduction générale**

## Introduction générale

Etant la première source d'énergie dans le monde et particulièrement en Algérie, les hydrocarbures occupent une large place dans l'économie mondiale, et ce depuis le début le 20ème siècle.

La découverte des gisements d'hydrocarbures suscite un grand intérêt de la part des compagnies pétrolières. Dans ce contexte plusieurs méthodes d'exploitation, de développement et de production ont été mises en place.

Ces méthodes sont continuellement améliorées pour atteindre une fiabilité élevée. Parmi toutes ces techniques, les diagraphies occupent une place incontournable dans l'évaluation des réservoirs et la prospection pétrolière. Leurs apports aident à mieux définir les paramètres réservoir les plus importants.

L'appellation « pétrole et gaz non conventionnels » n'est pas seulement liée à la nature des hydrocarbures récupérés, mais aussi aux caractéristiques pétrophysiques de la roche dans laquelle ils se trouvent, les conditions dans lesquelles ils sont retenus dans cette roche, les techniques et les coûts nécessaires à leurs exploitation. La frontière entre hydrocarbures conventionnels et non conventionnels peut donc être tracée soit par des critères technico-économiques, soit par des critères physiques. De ce fait, il n'existe pas de définition stricte à ce terme, mais la limite entre "conventionnel" et "non conventionnel" évolue au cours du temps avec les progrès de la technologie. Ainsi, ce qui se définit actuellement par non conventionnel peut tout à fait devenir la norme, dans un proche avenir.

Les hydrocarbures non conventionnels sont bien répartis dans le monde et représentent des ressources stratégiques dont l'exploitation pourrait permettre de compléter les apports d'hydrocarbures conventionnels et d'assurer en partie le futur énergétique de la planète.

Caractérisé par des roches peu poreuses et peu perméables, les réservoirs non conventionnels constituent un véritable défi dans l'évaluation des paramètres pétrophysique et dans la production.

Auparavant, les réservoirs gréseux compacts ont été considérés marginaux faute de technologies ou de rentabilité, mais la demande croissante en énergie combinée avec la déplétion des réservoirs conventionnels et l'évolution de la technologie ont facilité en quelque sorte l'exploitation des ces réservoirs non conventionnels.

La fracturation hydraulique est l'une de ces nouvelles techniques conçue pour stimuler les réservoirs compacts afin d'augmenter le taux des fissures et récupérer les fluides in-situ.

Dans ce contexte, nous avons établi une évaluation du réservoir Ordovicien au niveau des puits A1 et A2 situés dans le périmètre de In Amenas (bassin d'Illizi) en exploitant les données de diagraphies conventionnelles. De plus, nous avons analysé l'efficacité de la fracturation hydraulique de ces puits.

Afin d'atteindre l'objectif souhaité, cinq chapitres ont été élaborés :

- Le premier chapitre a été consacré à la théorie des réservoirs compacts et leurs caractéristiques pétrophysiques.
- Un bref aperçu sur la région d'étude a été présenté dans le deuxième chapitre.
- Le troisième chapitre évoque les différents outils de diagraphie enregistrés dans les Deux puits et leurs applications.
- L'évaluation des résultats obtenus par les diagraphies enregistrés dans les deux cas D'étude a été présentée dans le quatrième chapitre.
- Le cinquième chapitre introduit la notion de la fracturation hydraulique en développant son but, principe fondamental, déroulement de ses opérations et son action sur le réservoir Ordovicien des deux puits.

# **Chapitre I**

**Réservoirs compacts dits « Tights »**

## I.1. Introduction

De nos jours, de nouvelles méthodes de recherche d'accumulations d'hydrocarbures ont été développées afin de prospector de nouveaux types d'accumulations dites non conventionnelles. Les experts mondiaux sont unanimes sur le fait que le déficit en énergie à venir ne pourra être comblé que par l'exploration et la production des ces ressources non conventionnelles.

En général, un réservoir est dit conventionnel lorsqu'il présente de bonnes caractéristiques pétro-physiques dont la méthode d'exploration nécessite un simple forage et où le réservoir produit par un drainage naturel, dans les autres cas où les caractéristiques pétro-physiques sont dites médiocres et le réservoir est sollicité pour produire on parle de réservoirs non conventionnels.

Les tights sands non conventionnels rencontrés généralement dans les centres des bassins sédimentaires, représentent un haut potentiel en terme de ressources, des efforts pour leur identification et leur exploration sont, actuellement, engagés.

## I.2. Réservoir conventionnel

On définit les réservoirs conventionnels comme étant des réservoirs qui peuvent produire des volumes d'hydrocarbures économiquement importants et qui nécessitent ni des moyens de traitement spécial, ni des technique spécifiques de récupération. Les réservoirs conventionnels sont essentiellement caractérisés par des d'excellents paramètres pétrophysique tel que des perméabilités et des porosités bonnes.

Le gisement conventionnel, nécessite « la présence d'une roche mère, d'une roche réservoir et d'une roche couverture ». Les hydrocarbures se sont formés dans la roche mère puis ont migré vers la roche-réservoir, qui se caractérise par un haut degré de perméabilité et de porosité. Ils y sont demeurés emprisonnés étant donné la présence de la roche couverture, laquelle a un degré de perméabilité et de porosité moindre.

Il faut donc que quatre conditions soient réunies dans une même région (**figure I.1**)

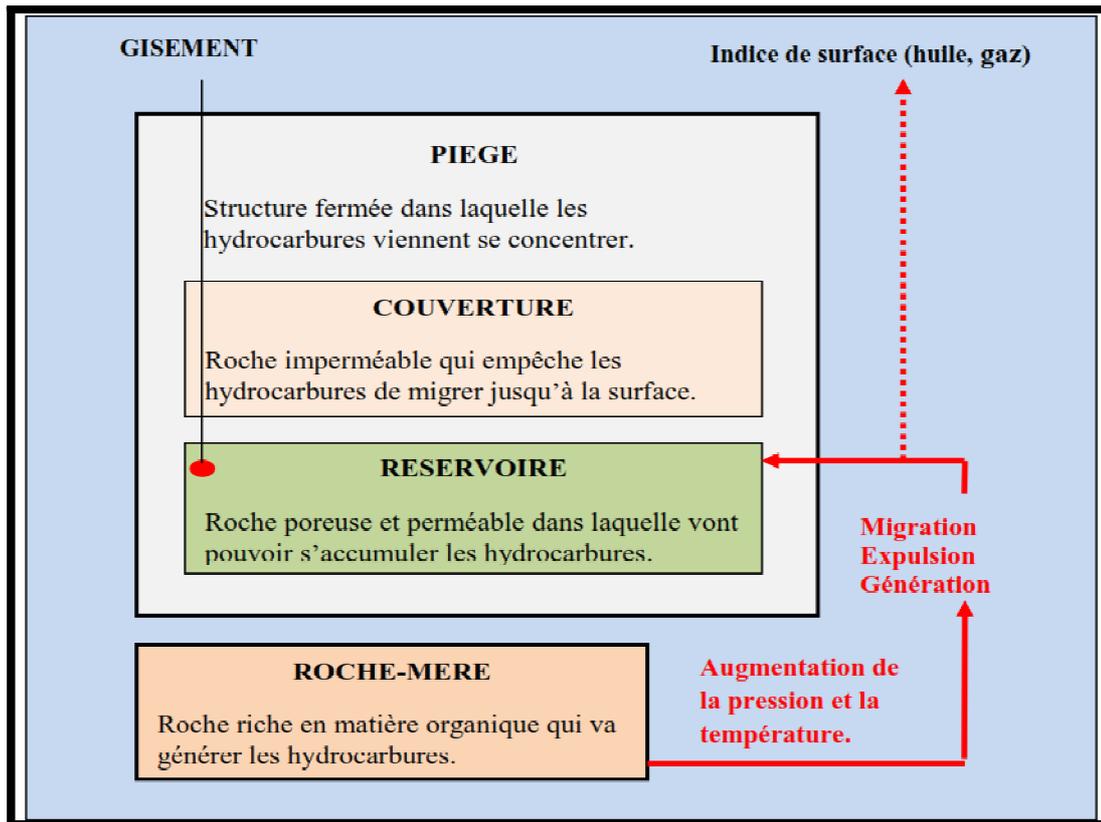


Figure I.1 : Système pétrolier

### I.3. Réservoir non conventionnel

#### I.3.1. Définition

Contrairement aux réservoirs conventionnels occupants le petit volume des réserves, faciles à développer, les réservoirs non conventionnels occupent le grand volume mais difficile à développer car leur caractère, et leur distribution ne sont pas encore compris. Donc ses évaluations nécessitent un traitement spécial et une technologie avancée.

#### I.3.2. Différents types des hydrocarbures non conventionnels

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

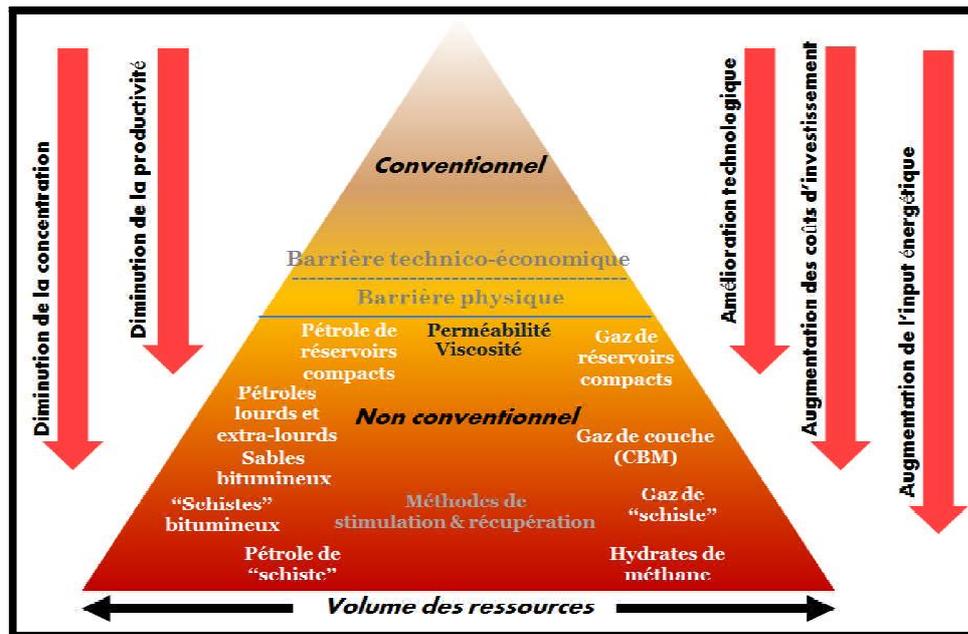


Figure I.2 : Classification des ressources conventionnelles et non conventionnelles (Sonatrach, 2007)

- **Le pétrole et le gaz de schiste (shale oil and shale gas) :** il s'agit d'hydrocarbures piégés dans la roche-mère (argileuse) et qui n'ont pas pu entamer leur migration vers une roche réservoir.
- **Les hydrocarbures des réservoirs compacts (Tight oils and Tight gas) :** Ce sont des hydrocarbures ayant migrés hors de la roche mère et piégés dans des roches compacts de faible porosité et très peu perméables.
- **Le gaz de charbon (Coal bed methane ou CBM) :** Il s'agit du gaz naturel (méthane) issue de la décomposition et de la transformation de la matière organique en une matière solide et combustible à haute teneur en carbone, le charbon.
- **Hydrate de méthane :** Est un mélange d'eau et de méthane qui, sous certaines conditions de pression et de température, cristallise pour former un solide. Les conditions nécessaires pour se situer dans le domaine de stabilité des hydrates de méthane se trouvent dans la partie supérieure de la colonne sédimentaire des régions arctiques (très faible température - faible pression) ou dans la partie supérieure des sédiments en offshore profond (forte pression - température faible).
- **Les huiles lourdes, extra lourdes et les bitumes :** Ces pétroles sont appelés lourds du fait de leur forte densité et de leur très forte viscosité qui rendent impossible une extraction classique, et cela même s'ils sont contenus dans des réservoirs de bonne qualité.

- **Les schistes bitumineux (oil shales) :** Ce sont des argiles feuilletées noires très riches en matière organique immature (kérogène) du fait de son faible enfouissement (inférieur à 1000 m).

## I.4. Les réservoirs gréseux compacts

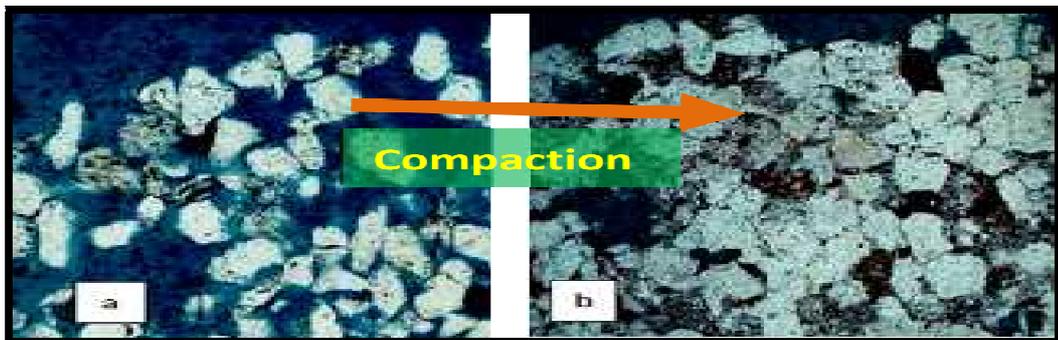
Ce sont des réservoirs non conventionnels, appelés tight en anglais , en raison de leurs très faibles porosité primaire et perméabilité. Ces réservoirs sont souvent gréseux et sont désignés sous le terme de « Tight Sands ».

### I.4.1. Définition

La définition des réservoirs compacts est liée à la nature pétro-physique de la roche, leur classification dans le non conventionnel est basée sur la méthode utilisée pour l'exploitation des gaz qu'ils contiennent. D'une manière générale, un réservoir compact doit être :

- Une roche qui emmagasine les hydrocarbures migrés de la roche mère.
- Une roche qui a subi une compaction altérant ses caractéristiques pétro-physiques suite à un phénomène géologique (subsidence importante, diagenèse avancée,...).
- Un réservoir qui demande une stimulation pour le faire produire.

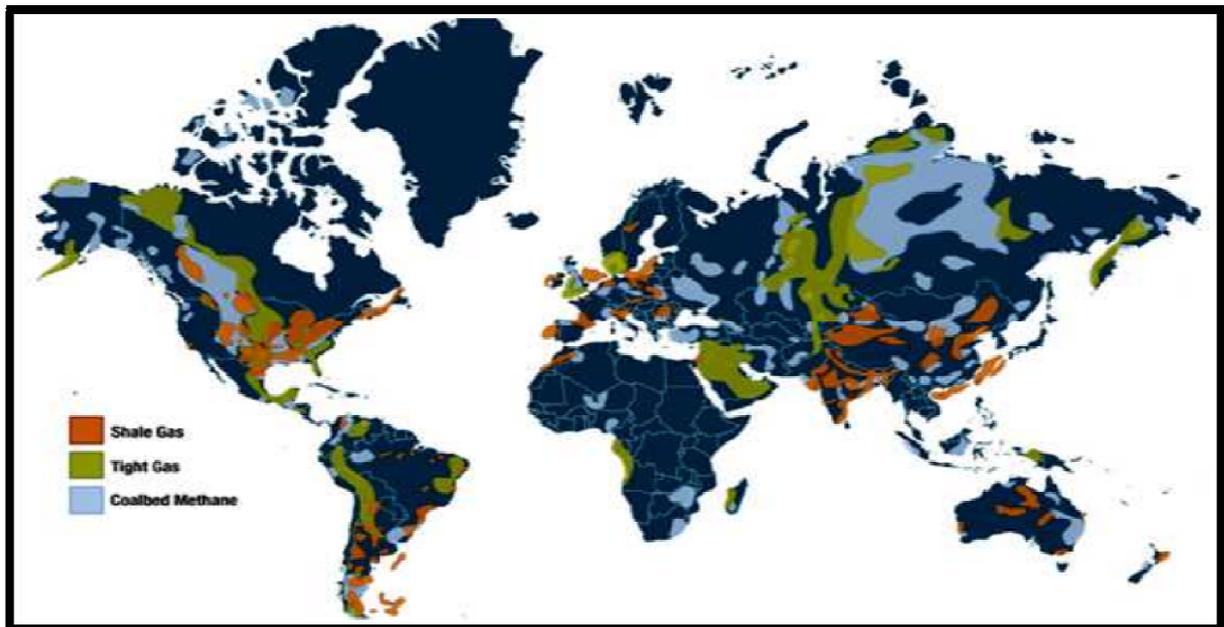
Les réservoirs gréseux compacts sont des réservoirs très complexes à évaluer (faible porosité, faible perméabilité), les valeurs de la perméabilité dans ce type de réservoirs sont de moins de 0,1 millidarcies, les réservoirs à gaz très compacts peuvent avoir des perméabilités in-situ de moins de 0,001 millidarcies.



**Figure I.3 :** Sections de Réservoirs Gréseux. (a) Réservoir Gréseux Conventionnel; (b) Réservoir Gréseux Compact (G.C. Naik, 2010).

### I.4.2. Répartition des réservoirs compacts dans le monde

Pour garantir la croissance globale du marché des hydrocarbures, les compagnies internationales se doivent de s'ouvrir l'accès économique et technologique à de nouvelles ressources. Parmi les pistes de recherche, la valorisation des ressources non conventionnelles, à l'instar des tight gas, s'avère une cible potentielle. Bien que les volumes en place soient répartis sur l'ensemble de la planète, deux pôles géographiques majeurs concentrent les accumulations les plus importantes : l'Amérique du Nord, d'une part, la Russie et la Chine, d'autre part. Caractérisés par des roches peu poreuses et peu perméables, les tight gas réservoirs constituent un prospect encore peu exploité en dehors des États –Unis.



**Figure I.4 :** Répartition des Réserves Récupérables de Tight Gaz par Zone Géographiques (Total, 2007).

### I.4.3. Situation des réservoirs compacts en Algérie

La recherche des hydrocarbures est focalisée sur les bassins sahariens, et dernièrement des études s'introduisent sur le domaine du Nord et sur l'offshore ; du coup la plupart des réservoirs à tight sands sont découverts au niveau du paléozoïque de la plateforme saharienne.

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

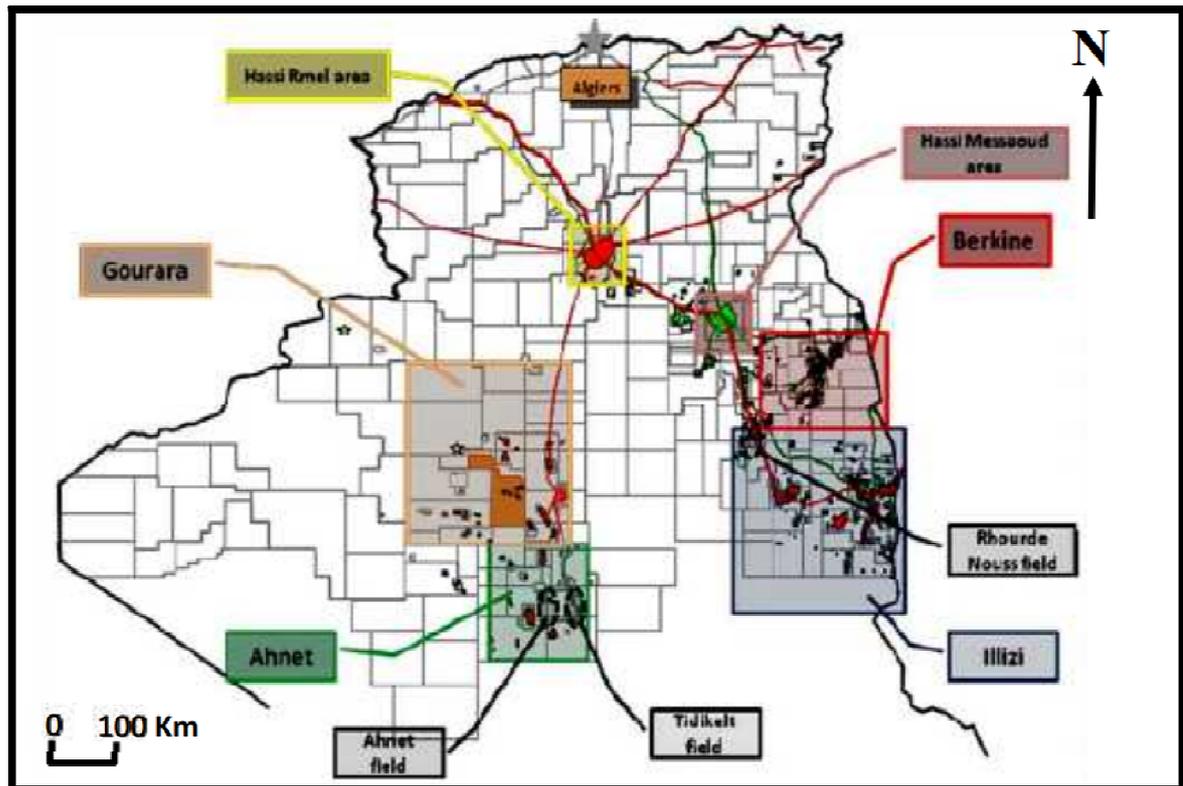


Figure I.5 : Répartition des réservoirs compacts en Algérie (Weatherford/Sonatrach)

### I.5. Aspect sédimentologique des réservoirs compacts

Les processus sédimentaires des réservoirs compacts dépendants des environnements de dépôts qui peuvent être continentaux (fluviaux), deltaïques ou marins, et l'origine des sédiments.

Les réservoirs compacts sont caractérisés par des conditions de températures et de pressions élevées. L'intensité des transformations dépend de la nature minéralogique de départ des sédiments et du taux d'enfouissement du bassin. La compaction mécanique va favoriser la création importantes fractures et la perméabilité et la porosité de ces réservoirs.

### I.6. Aspect minéralogique des réservoirs compacts

La composition minéralogique de la roche est un paramètre important à considérer dans l'exploration des réservoirs compacts. Par exemple, son contenu en quartz ou en calcite peut avoir un impact sur la capacité à fracturer efficacement la roche. L'augmentation de la valeur de calcite et du quartz (d'une valeur plus de 50%) contribue principalement dans l'augmentation de dureté qui est un facteur favorable pour la fracturation.

Les réservoirs gréseux compacts sont majoritairement constitués de quartz (80-95%), mais les anciennes formations de grès présentent des grains feldspathiques occasionnels avec des argiles de type Illite-Kaolinite jusqu'à 5% de mica, et 1% de minéraux lourds comme le Zircon.

### I.7. La diagenèse

La diagenèse est l'un des facteurs majeurs qui affecte un grès après son dépôt en modifiant la minéralogie, la chimie et la texture. L'ensemble de ces processus tend à modifier la géométrie et la structure des pores favorisant ainsi l'augmentation de la tortuosité à partir de la réduction de la taille des pores. L'augmentation de la tortuosité a un impact significatif sur le changement des propriétés électriques des roches réservoirs et sur les processus de migration.

### I.8. La compaction des sables

La compaction des sables correspond fondamentalement à un réarrangement mécanique des grains, suivant leur classement granulométrique, les grains vont plus au moins rapidement et facilement rouler ou glisser les uns sur les autres sous l'effet de la contrainte verticale exercée par les sédiments sus jacents lors de l'enfouissement, ceci conduit à un arrangement plus fermé ou compact donc à une diminution de la porosité et une augmentation de la masse spécifique.

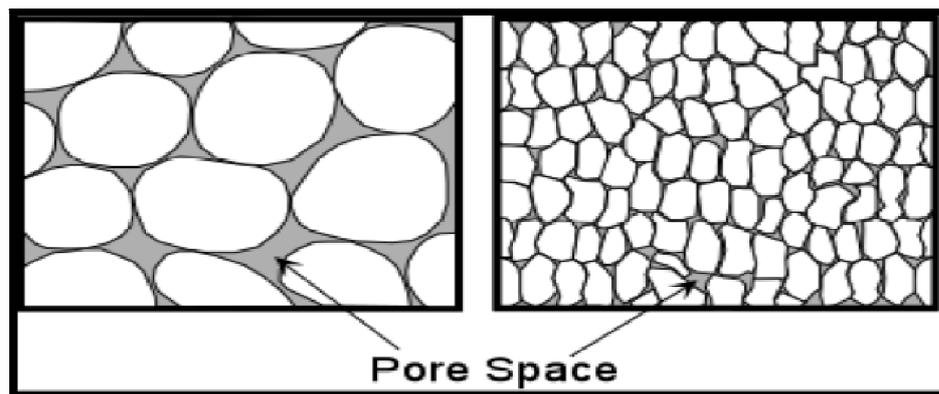


Figure I.6 : Réduction du volume des pores par la compaction

### I.9. Processus de cimentation

La cimentation consiste à assembler les particules des dépôts, les unes aux autres par la précipitation d'un ciment dans les vides présents entre ces dernières. Les ciments présents dans les roches des réservoirs gréseux compacts sont de nature quartziques- siliceux qui proviennent de la pression de dissolution entre les grains de quarts.

Dans les réservoirs gréseux compacts la cimentation quartzitique et la fracturation de grès sont étroite. En effet la cimentation du quartz influe sur le système des fractures en affectant les propriétés mécanique de la roche pendant la formation des fractures et par conséquent sur la distribution de l'ouverture des fractures ; à cause de l'étendu de la cimentation des minéraux argileux, la perméabilité de la roche des grès est extrêmement faible. Pendant son enfouissement et sous l'effet de la compaction et les conditions de température et de pression, les minéraux argileux vont être transformés en d'autres minéraux qui affecteront la porosité par leurs granulométries.

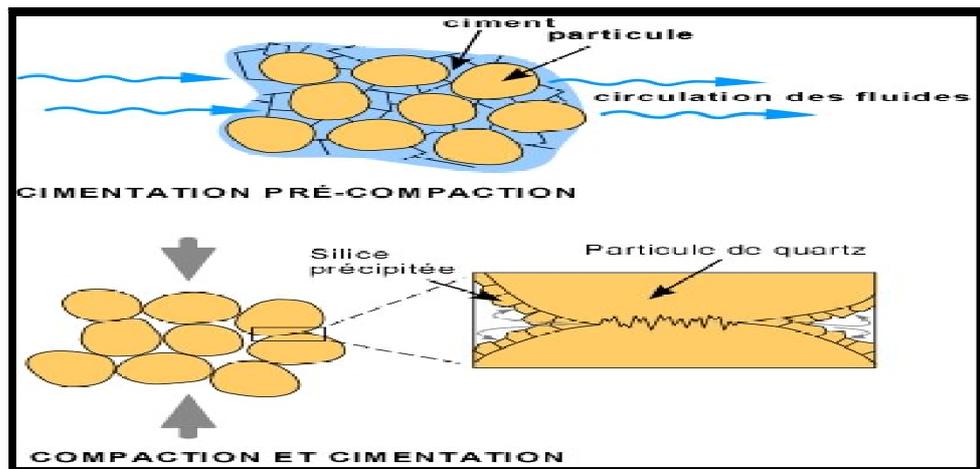


Figure I.7 : Cimentation par Dissolution Locale des Grains de Quartz

### I.10. Granulométrie et texture

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

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

### I.11. Les défis des réservoirs compacts

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

#### ➤ Identifier les ressources:

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

#### ➤ Evaluer les réserves

Ces études géophysiques se doublent d'un travail important de pétrophysique. Afin de mesurer les paramètres de porosité et de perméabilité de la formation, des carottes de roche sont prélevées. Il faut ensuite remettre sous contrainte les échantillons, c'est-à-dire replacer la

roche dans les conditions réservoir. Cette étape est particulièrement surveillée : une petite erreur dans les contraintes entraîne d'importantes différences dans les mesures, faussant ces paramètres cruciaux pour l'exploitation. Cette phase délicate est complétée par les informations issues des diagraphies acquises dans les puits, permet d'accumuler de précieuses données sur les directions actuelles des contraintes auxquelles sont soumises les roches. Mieux connaître ces données donne la possibilité de mieux concevoir les opérations de fracturation hydraulique et de maximiser les réserves produites par puits.

### ➤ Produire les réservoirs

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

Les différents designs de puits envisageables couvrent notamment les architectures suivantes :

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

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

### I.12. Conclusion

Les réservoirs non conventionnels sont caractérisés par des paramètres pétrophysiques médiocres nécessitant dès lors, l'utilisation de techniques modernes et coûteuses, dans l'objectif d'augmenter leurs productivités et d'améliorer les réserves.

Le périmètre circonscrit par la notion de « tight » reste toutefois flou. Les valeurs limites de porosité et de perméabilité qui fixent le caractère non conventionnel évoluent avec les progrès de la technique et en fait, ces réserves peuvent finir en partie par être comptabilisées en réserves conventionnelles. La distinction entre tight et conventionnel n'est donc pas figée.

**Chapitre II**  
**Cadre géologique**

**II .1. Introduction**

Le Sahara algérien est l'une des régions les plus riches du continent africain en gisements de pétrole et de gaz. Ces gisements se trouvent dans les roches sédimentaires et s'étalent du Cambrien au Trias.

La plate-forme saharienne est limitée au Nord par la chaîne Atlasique et au Sud par les boucliers Reguibat, Touareg et le massif du Hoggar. Cette plate-forme est marquée par un socle précambrien sur lequel repose d'épaisses séries sédimentaires structurées en bassins au paléozoïque. On peut citer le bassin d'Illizi, de Berkine, d'Oued Mya, de Bechar, de Timimoune, de Reggane et de Tindouf.

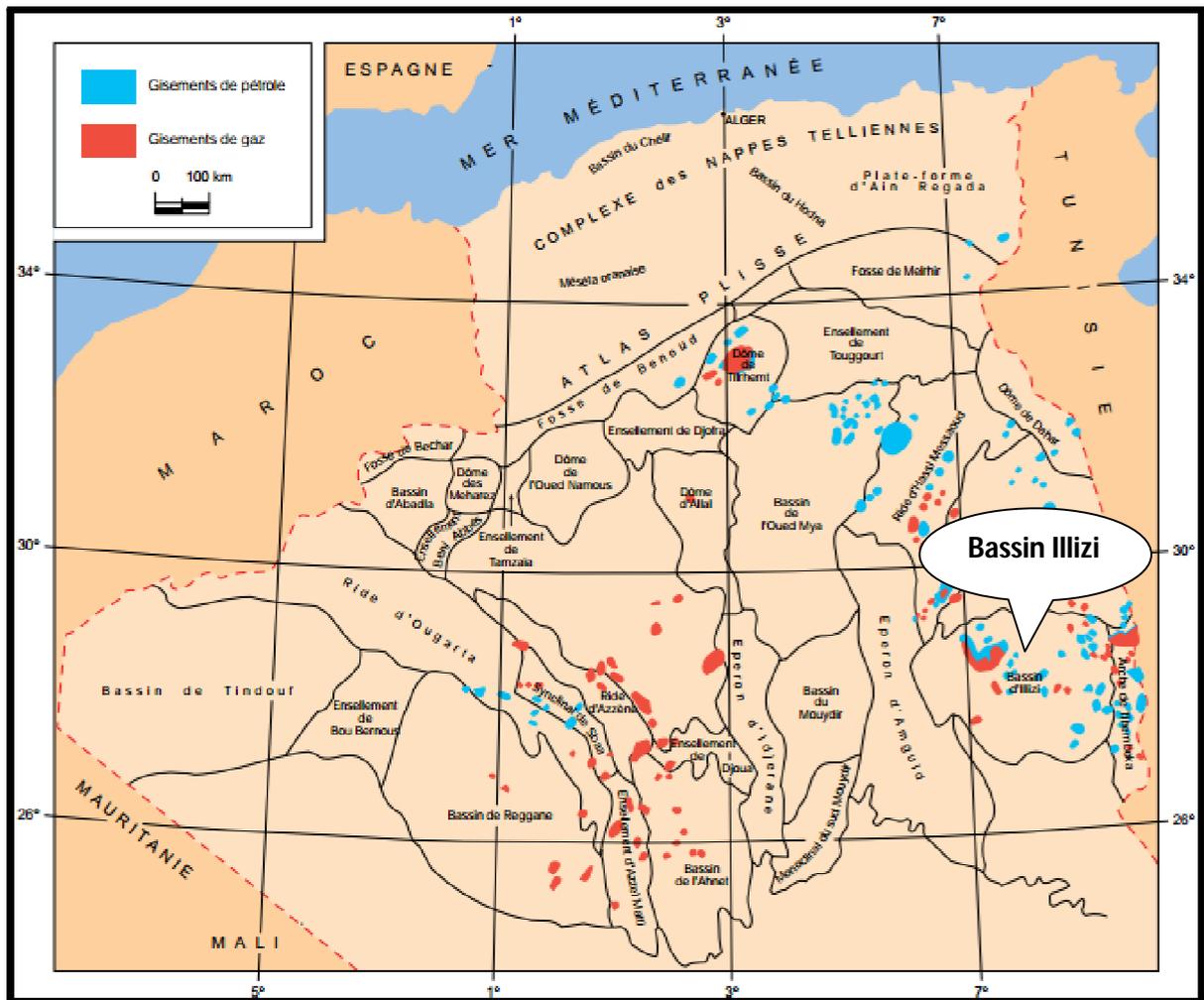
Le bassin d'Illizi est un bassin peu profond situé à proximité de la marge continentale soumis à une période d'érosion intense qui a abouti à la création, d'une colonne sédimentaire paléozoïque majeure.

Ce bassin, du type polycyclique, ayant une séquence mésozoïque qui est séparée de la séquence paléozoïque par la discordance hercynienne, ce qui donne lieu à des plus importants systèmes oléagineux.

Dans ce chapitre, nous allons présenter le champ d'Illizi, définir sa délimitation géographique et géologique, parler de la tectonique qui a participé à sa formation, de son extension stratigraphique et des formations qu'elle englobe. Puis nous parlerons enfin des systèmes pétroliers qui en font partie.

**II .2. Cadre régional****II .2.1. Cadre géographique**

Le bassin d'Illizi est situé dans la partie Sud-est du Sahara Algérien entre les latitudes 26° et 29° Nord et les longitudes 6° et 10° Est. Il s'étend sur une superficie de 108424 Km<sup>2</sup>. Présentant une longueur Nord-Sud d'environ 700 km et une largeur Est-Ouest qui dépasse 300 km



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

## II .2.2. Cadre géologique

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

### II .2.2.1. Aspect lithostratigraphique

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

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

La série stratigraphique type du bassin d'Illizi, épaisse de plus de 3000 m, englobe des formations cénozoïques, mésozoïques et paléozoïques, mais notre objectif pétrolier se

situant au niveau de l'Ordovicien, seront donc détaillées, essentiellement, les formations du Paléozoïque.

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

### Le Cambrien

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

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

### L'Ordovicien

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

- **L'unité III-1 :** son épaisseur est variable, d'âge Trémadoc, elle est représentée par une alternance de grès fins à stratification oblique et de galets d'argile avec des intercalations de niveaux silteux. Elle contient des traces de bioturbations, essentiellement des tigillites.
- **L'unité III-2 :** formée essentiellement de grès fins à grossiers à ciment siliceux. Le développement du ciment peut donner naissance à de véritables quartzites, avec la présence fréquente de joints stylolitiques et de tigillites. Ce dépôt s'est effectué dans un milieu marin de faible profondeur.
- **L'unité III-3 :** elle est d'âge Caradoc, son épaisseur peut atteindre 40 à 200 mètres en moyenne, constituée de grès micacés fins à ciment argileux ou siliceux alternant avec de rares passées d'argilite; cette série passe vers le sommet à des grès grossiers à fins et à stratification oblique et qui s'enrichit en argile vers le sommet.
- **L'unité IV :** son épaisseur est de 100 à 300 mètres en moyenne. Elle est composée de grès et d'argile d'origine glaciaire. Cette formation repose en discordance sur l'unité III-3 ; elle comprend :
  - **L'unité IV-2 :** c'est une série de comblement des paléotopographies façonnées par l'avancement des glaciers et qui est constituée de dépôts variés.
  - **L'unité IV-3 :** appelée dalle terminale, elle est essentiellement gréseuse.

## **Le Silurien**

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

- **Formation de l'Oued Imirhou** : formée d'argiles à Graptolites d'une épaisseur moyenne de l'ordre de 300 m avec de rares intercalations silteuses; caractérisée par une série condensée appelée argile radioactive, très fossilifère et très riche en matière organique et d'une épaisseur de plus de 30 m.
- **Zone de passage (unité M)** : elle forme le réservoir basal du F6 épais d'environ 100 m. Cette unité est constituée d'alternances de grès, d'argiles et de silts, les grès sont fins à moyens et à stratification oblique.
- **Barre inférieure (unité A) du réservoir F6** : il s'agit de grès fins à moyens à stratification oblique, d'une épaisseur moyenne de 30 m.
- **Talus à tigillites (unité B) du réservoir F6** : son épaisseur varie de 40 à 50 m. Cette unité est formée d'alternances d'argiles silteuses et de grès fins argileux associés à des terriers. Les argiles à graptolites s'étendent globalement à l'échelle de toute la plateforme saharienne et fournissent l'une des plus importantes roches mères.

## **Le Dévonien**

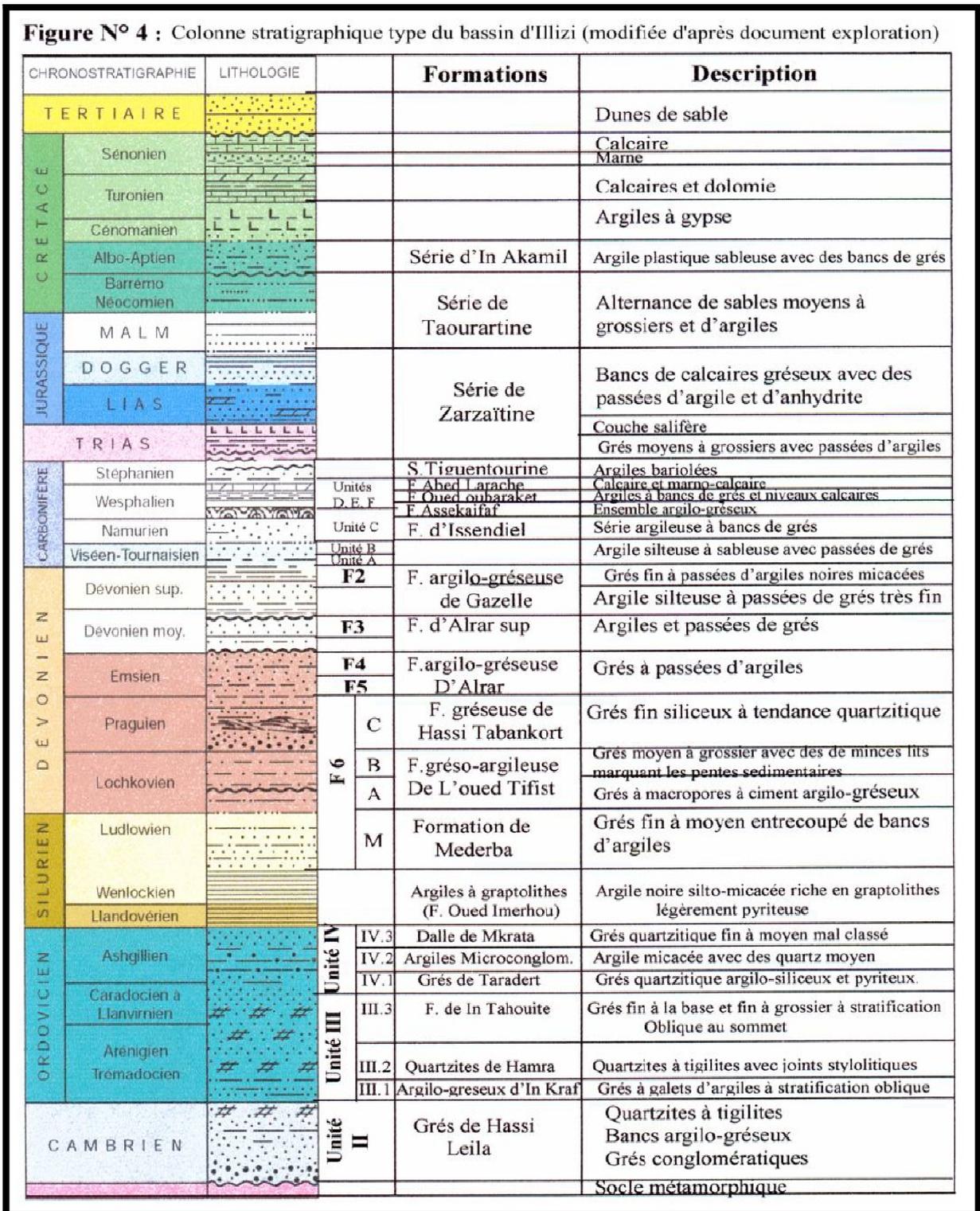
A l'échelle de la région d'étude, il est représenté en général par le Dévonien inférieur de l'ordre de plus de 200 m et sa stratigraphie est comme suit :

- **La barre moyenne (unité C1) du réservoir F6** : d'âge Gédinien, présente une épaisseur d'environ 50 m. Elle est constituée de grès fins à grossiers.
- **Les trottoirs (unité C2) du réservoir F6** : d'âge Gédinien, son épaisseur varie entre 20 et 30 m. Elle est représentée par des alternances de grès et d'argiles silteuses soulignant un environnement fluvio- estuarien.
- **La barre supérieure (unité C3) du réservoir F6** : d'âge Siégénien, elle est essentiellement gréseuse, son épaisseur varie de 80 à 100 m. Elle est assez caractéristique sur le gamma ray, sa configuration est cylindrique.

## **Le Carbonifère**

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

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



**Figure II.2 :** Carte stratigraphique type du bassin d'Illizi (Sonatrach, 2009)

II .2.2.2. Aspect structural

La couverture sédimentaire dans le bassin d'Illizi repose sur un socle cristallo-métamorphique d'âge Précambrien qui serait de même nature que celui du Hoggar, Elle est représentée essentiellement par des terrains d'âge Paléozoïque, enfouis au centre de la cuvette et affleurant au Sud-est et sur sa marge méridionale où ils forment les Tassilis. L'épaisseur de la couverture sédimentaire paléozoïque augmente grossièrement du Sud (1000 m à 1500 m) vers le Nord (1 500 m à 2000M).

Les dépôts du Mésozoïque sont à l'inverse érodés dans la moitié Sud et affleurent au centre du bassin formant une succession de falaises, orientées Est-Ouest. Ils reposent en discordance sur les terrains Paléozoïques et leur épaisseur est d'environ 1000 m. Les dépôts tertiaires se développent principalement dans la partie Nord-Ouest du bassin, au niveau de la Hamada de Tinrhert et sont relativement réduits dans le reste du bassin. Quant aux dépôts quaternaires, ils sont représentés par les dunes qui marquent la limite méridionale du grand erg oriental.

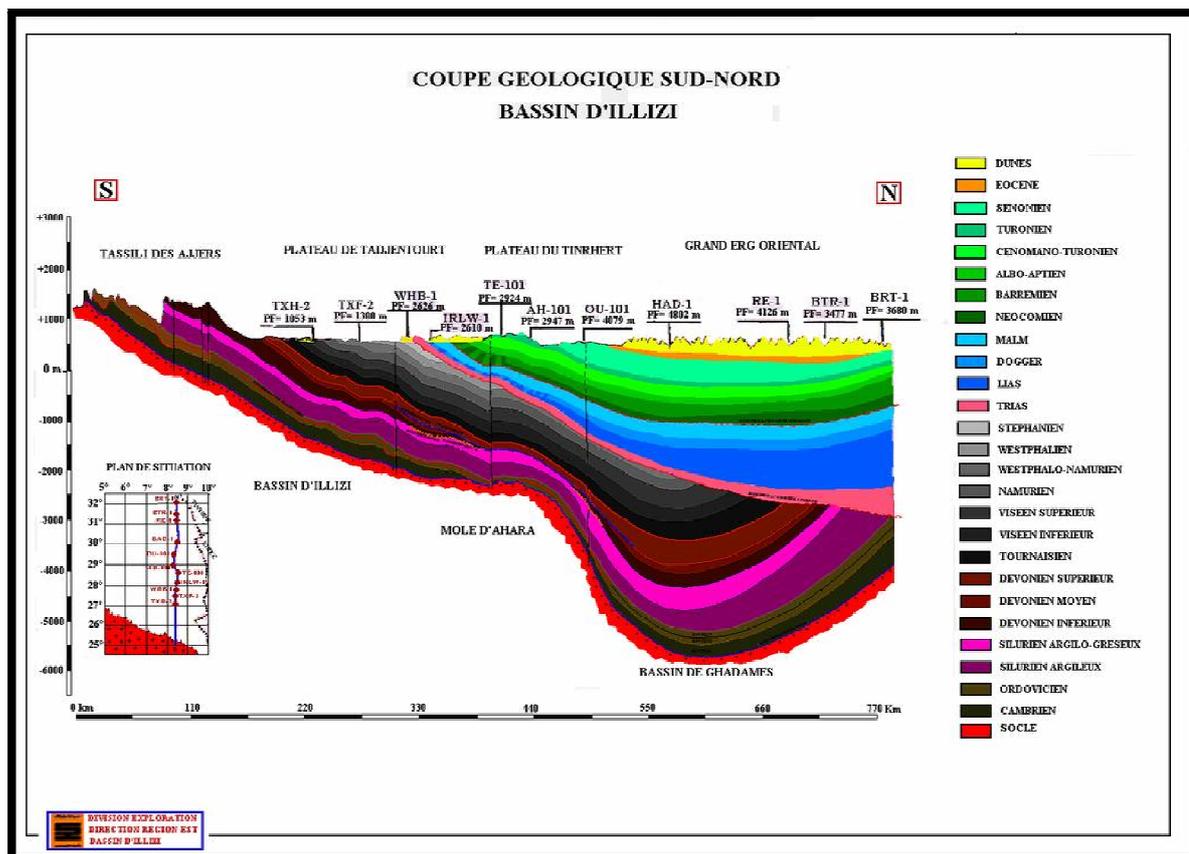


Figure II.3 : Coupe géologique du bassin d'Illizi (Sonatrach)

De nombreux évènements tectoniques ont affecté le bassin d'Illizi du Précambrien au Tertiaire. Les phases tectoniques de premier ordre à l'origine des failles et des discordances principales sont :

- Les événements compressifs panafricains au Précambrien : sont à l'origine de grandes failles nord-sud enracinées dans le socle et de leurs failles conjuguées.
- Les mouvements hercyniens, du Carbonifère au Permien : ils se sont traduits principalement par une importante érosion et le basculement du bassin; peu de jeux de failles ou de déformations structurales peuvent être datés de cette période.
- Trias-lias, l'ouverture de la Thetis puis de l'Atlantique Nord ont réactivé des failles normales antérieures au Sud et généré de nouveaux accidents plus au nord dans la région de Rhourde Nouss et dans le bassin de Berkine.
- Au Crétacé, le déplacement du pôle de rotation de la plaque africaine a généré un serrage EO particulièrement aigu sur le môle d'Amguid El Biod et peu sensible au cœur du bassin d'Illizi.
- Au Tertiaire les phases compressives alpines ont réactivé les failles anciennes et remodelé les structures la surrection importante du Hoggar a basculé le bassin vers le nord lui donnant sa configuration actuelle provoquant l'affleurement de l'ensemble des séries au niveau des Tassilis.

D'autres phases tectoniques, de second ordre, sont à l'origine de discontinuités sédimentaires :

- La phase Taconique à l'Ordovicien Supérieur est quasiment sans impact visible dans le bassin d'Illizi.
- La phase Calédonienne, du Silurien Supérieur au Dévonien est, elle, à l'origine d'une légère discordance érosive du Toit du Silurien/Base du Dévonien.
- La phase Frasnienne Dévonien Supérieur est à l'origine d'une surface érosive au correspondant à la Base du Frasnien.

### **II .3. Aspect pétrolier**

L'enchaînement des différents processus géologiques et pétroliers, s'échelonnant de la genèse des hydrocarbures à leur piégeage, constitue un système pétrolier, entité dynamique où les variations de température et de pression résultant de l'histoire du bassin sédimentaire et de ses déformations au cours des temps géologiques, contribuent à la genèse, aux pérégrinations, à la concentration et à la dissipation du pétrole et du gaz.

On identifiera dans ce qui suit chacun des éléments du système pétrolier du bassin d'Illizi :

#### **II .3.1. Roche mère**

L'étude géochimique du bassin d' Illizi montre que toutes les argiles du paléozoïque génèrent de l'hydrocarbure, notamment les argiles verdâtres du Silurien et les argiles du Dévonien supérieur. De plus, le bassin d' Illizi a été sujet de deux cycles de subsidence avec enfouissement des roches mères, d'où la génération des hydrocarbures.

Les Roches mères Ordoviciennes sont constituées essentiellement d'intercalations argileuses d'épaisseur variable dans une série gréseuse ou quartzitique. Les formations argileuses les plus intéressantes sont représentées par les argiles micro conglomératiques de l'unité IV.

### **II .3.2. Type de piégeage**

Les pièges sont souvent de type structural et correspondent à des anticlinaux réguliers associés aux failles d'orientation Nord -Sud, NW-SE et WNW- ESE. Néanmoins un autre type de piégeage pourrait être mis en évidence au niveau du périmètre Tinhert en relation avec les divers paléo environnements des dépôts du Dévonien et de l'Ordovicien.

### **II .3.3. Roche réservoir**

Intérêt pétrolier pour les réservoirs gréseux du Dévonien, du Cambrien et de l'Ordovicien. Le Cambro-ordovicien est caractérisé par une grande variation des propriétés pétrophysiques et des épaisseurs dans les trois unités II, III, IV.

### **II .3.4. Roche couverture**

Les argiles du Dévonien supérieur et du Silurien argileux assurent la fonction de roche couverture pour les réservoirs Carbonifères, Dévoniens et Ordovicien.

## **II.4. Présentation de la région d'étude ‘ Tinhert’**

Le périmètre Tinhert est situé dans la partie nord-est du bassin d'illizi, bordé à l'est par la frontière Algéro-Libyenne. La zone d'étude est située dans le bloc 239a au centre du périmètre Tinhert.

- **Le puits A1** est implanté sur le trend structural Alrar – DaiaZaret, à l'est du trend In Akamil. L'axe structural Nord In Amenas – Alrar – DaiaZaret se situe à l'est du périmètre Tinhert et à cheval sur le périmètre In Amenas. C'est l'un des compartiments plongeant vers le nord et bordés par des failles subméridiennes qui forment la partie sud du périmètre Tinhert
- **Le puits A2** est situé au centre du périmètre Tinhert, entre les gisements d'Alrar à l'est, les découverte Tamadanet et Tamadanet Nord à l'ouest et In Akamil au sud.

**Chapitre III**  
**Aperçu sur les diagraphies**

### **III.1. Introduction**

Les diagraphies et la géophysique font partie de la panoplie des méthodes qui sont mises en œuvre à l'intérieur d'un forage, auxquelles on a recours pour reconnaître le terrain objet de notre étude. Elles permettent l'enregistrement en continu des paramètres physiques et pétrophysiques en fonction de la profondeur. C'est en 1927, qu'a été réalisé le premier enregistrement de diagraphie par les frères Conrad et Marcel SCHLUMBERGER.

Lorsque l'on a repéré un réservoir potentiel souterrain par des méthodes de surface, géologiques et géophysiques, il faut en étudier les qualités qui conditionnent le rendement potentiel d'un réservoir, qu'il soit aquifère ou pétrolier, qui sont principalement :

- Son volume ;
- Sa porosité ;
- Son taux de saturation ;
- Sa perméabilité ;
- Les différents fluides qu'il renferme (huile, gaz, eau).

Les diagraphies constituent l'un des moyens permettant d'acquérir des informations sur ces qualités. Aussi, elles rendent possible les corrélations entre puits, donc le suivi d'un horizon lithologique entre les sondages, et une image en trois dimensions de la géologie du sous-sol. C'est pourquoi elles revêtent une telle importance et qu'on ne peut plus concevoir de nos jours de synthèse géologique sans exploitation des données diagraphiques. Les diagraphies traduisent en effet un état de fait qu'on ne peut changer. Elles établissent en quelque sorte un constat, elles sont donc une représentation fidèle du sous-sol.

On désigne par diagraphie tout enregistrement continu des variations, en fonction de la profondeur, d'un paramètre physique donné, des formations géologiques traversées par un sondage.

### **III.2. But des diagraphies**

Les principaux objectifs des mesures diagraphiques sont les suivants :

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

### **III.3. Type de diagraphies**

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

### III.3.1. Diagraphie instantanée

La technique Loggig While Driling (LWD) consiste à introduire des systèmes de mesures dans le puits au même titre que les tiges et l'outil de forage. Ces systèmes permettent de mesurer en temps réel et transmettre en surface beaucoup d'informations sur le forage pendant que ce dernier avance:

- Direction azimutale du forage.
- Angles de déviation.
- Température.
- Pression.
- Gamma Ray.
- Poids sur le trépan (WOB- Weight on Bit).
- Débit de boue.

### III.3.2. Diagraphies différées

#### III.3.2.1. Diagraphie de résistivité

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

Le principe de mesure consiste à envoyer un signal par une source émettrice d'énergie (courant électrique ou champ magnétique), qui pénètre la formation et enregistrant la résistivité ou la conductivité des formations par un dispositif de mesure (récepteur), situé à une certaine distance de la source dite : espacement, c'est ainsi que selon l'espacement et la nature de la source d'énergie, que plusieurs outils sont définis :

- **Macro-dispositifs** : Ils sont caractérisés par des espacements importants, permettant d'investir dans la zone profonde. Ils nous permettent de donner des informations sur la résistivité de la zone vierge  $R_t$ . Plusieurs outils ont été conçus dans ce but (DLL, DIL...).
- **Micro-dispositifs** : Ils sont caractérisés par des espacements relativement réduits, permettant de donner des informations sur la résistivité de la zone lavée  $R_{xt}$  (MSFL, ML, MLL....).

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

Depuis le développement des diagraphies, vers les années en 1920 par les frères Schlumberger, une grande variété d'outils de résistivité a été introduite mais les techniques de mesure de plus en plus sophistiquées n'ont pas cessé de progresser jusqu'à nos jours.

### III.3.2.1.1. Diagraphie classique (ancienne)

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

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

### III.3.2.1.2. Diagraphie focalisée

Pour évaluer la résistivité de la formation avec une meilleure précision, des outils dont le principe repose sur la focalisation du courant ont été développés

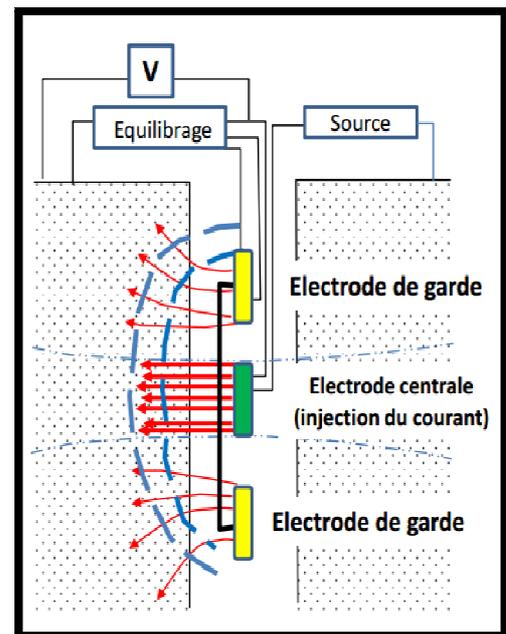
Le principe de focalisation du courant consiste a forcer le courant émis à pénétrer perpendiculairement dans la formation suivant un faisceau de lignes parallèles en envoyant de part et d'autres un courant de focalisation a partir des électrodes de garde symétrique.

### III.3.2.1.3. Diagraphie Latérolog

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

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

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



**Figure III.1** : Principe de mesure de la sonde laterolog (Document Schlumberger).

- **DLL (Dual Latérolog)**: Cette sonde est un macro-dispositif, constituée de deux demi-cylindres, séparés par un isolant et permet l'enregistrement de deux courbes en une seule montée.
- **MSFL (Micro-Spherically Focused Log)** : C'est un micro-dispositif, Constitué de cinq électrodes rectangulaires et le courant est focalisé sphériquement dans un espace faible.

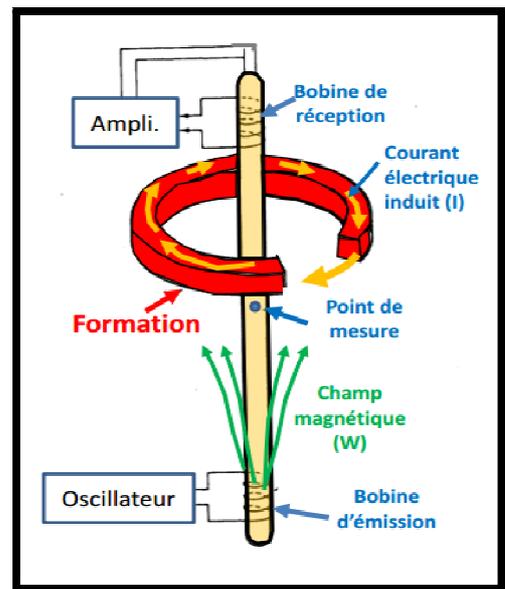
Parmi les outils les plus utilisés qui combinent entre les résistivités (macro et micro) est:

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

### III.3.2.1.4. Diagraphie Inductolog

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

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



**Figure III.2 :** Principe de mesure de la sonde à induction (Document Schlumberger).

On peut citer plusieurs sondes telle que :

- **6FF28:** Un micro-dispositif constitué de 6 bobines (3 paires "Emetteur-Récepteur") et un espacement de 28".
- **6FF40:** Un macro-dispositif, avec un espacement de 40".
- **DIL (Dual inductolog) :** il nous permet l'enregistrement de deux courbes  $R_{ild}$  &  $R_{ils}$ .

Dans notre cas, l'outil utilisé est l'AIT (Array Induction Imager Tool).

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

## Applications

- La détermination des limites des couches ;
- L'évaluation de la saturation en fluide des formations ;

- L'étude de la compaction ;
- La détermination de l'épaisseur des bancs ;
- La corrélation entre les puits.

### III.3.2.2. Diagraphies Nucléaires

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

On regroupe sous le nom de diagraphies nucléaires :

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

#### III.3.2.2.1. Diagraphies de radioactivité gamma naturel

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

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

Ces diagraphies nucléaires englobent deux types de mesures :

#### ➤ Diagraphies Gamma ray

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

$$GR = A \cdot \rho V / \rho_b$$

**GR** : Radioactivité globale mesuré

**$\rho_b$**  : Densité globale de la formation

**$\rho$**  : Densité de l'élément radioactif

**V** : Pourcentage de l'élément radioactif

**A** : Facteur de proportionnalité correspondant à l'activité radioactive

### Application

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

### ➤ Spectrométrie des rayonnements gamma naturels

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

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

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

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

### Application

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

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

$GR_{lu}$  ,  $GR_{min}$  ,  $GR_{max}$  : Sont respectivement, les radioactivités des niveaux ou on désire calculer le volume d'argile  $V_{sh}$  propre et totalement argileux.

### III.3.2.2.2. Diagraphies de densité (gamma-gamma)

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

C'est une diagraphie nucléaire provoquée qui utilise des sources radioactives ( $\text{Co}^{60}$  et  $\text{Cs}^{137}$ ) pour l'émission des rayons gamma. Ces photons entrent en collision avec les atomes et perdent de leur énergie selon 3 effets:

- **Effet photoélectrique** : dont l'énergie de photon est inférieure 0.1Mev.
- **Effet Compton** : dont l'énergie de photon est entre 0.1Mev et 1Mev.
- **Effet de production de paires** : dont l'énergie de photon est supérieure à 1.02Mev.

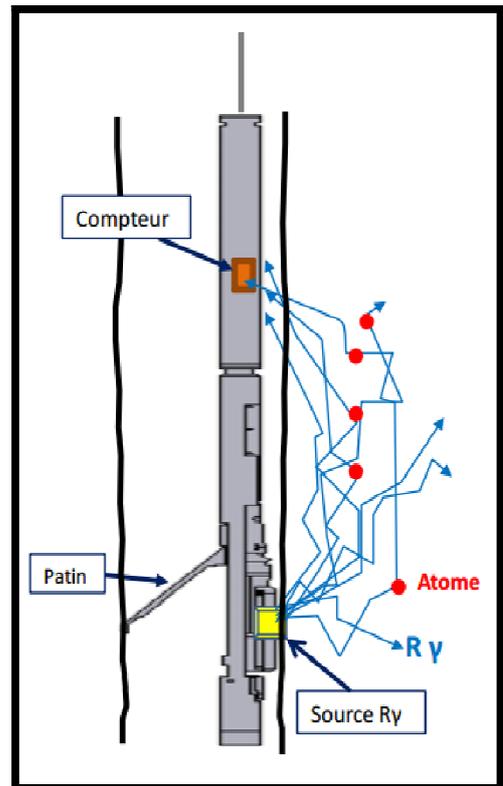
C'est l'effet Compton et l'effet photoélectrique qui intéressent les diagraphies de densité. Le premier, permet de mesurer la densité globale de la formation et le deuxième de mesurer le coefficient d'absorption photoélectrique.

Ils existent plusieurs sondes de mesure parmi lesquelles :

- **LDT (Litho Density Tool)**: elle permet en plus de l'enregistrement de la densité globale  $\rho_b$  (gr /cc), de mesurer le facteur d'absorption photoélectrique  $Pe$  qui est donné par la relation suivante :  $Pe = \left(\frac{Z}{10}\right)^{3.6}$   
avec  $Z$  : Le numéro atomique.

#### Application :

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



**Figure III.3:** Principe de mesure de la sonde de densité (Document Schlumberger).

### III.3.2.2.3. Diagraphies de Neutron

A l'aide d'une source appropriée (Américium-Béryllium), on soumet les formations à un bombardement intense de neutrons à haute énergie (4 MeV). Ils vont entrer, de ce fait, en collision inélastique et élastique avec les noyaux des atomes des formations qu'ils traversent et perdre progressivement de leur énergie pour atteindre, dans un premier temps le stade épithermique (0.4-10 eV) et, dans un second temps celui des neutrons thermiques (0.025 eV).

Dans chacun de ces niveaux d'énergie, une sonde a été élaborée, la plus utilisée dans le stade thermique est :

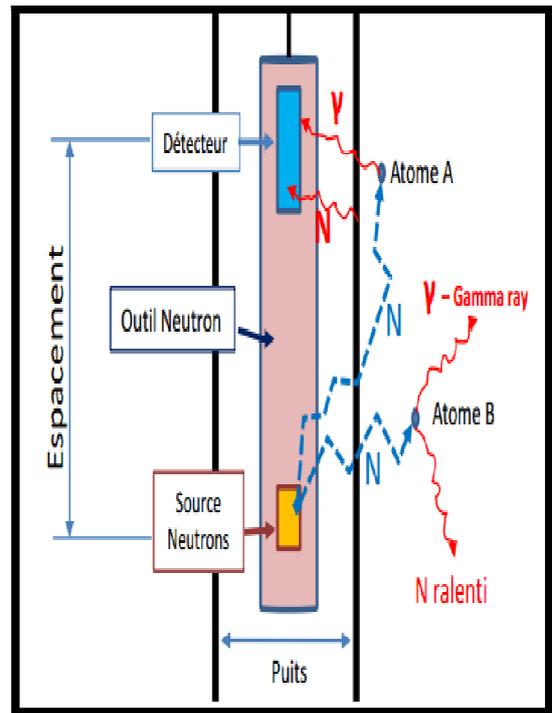


Figure III.4: Principe de mesure de diagraphie neutron (Document Schlumberger).

#### ➤ CNL (compensated neutron log) :

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

### Application

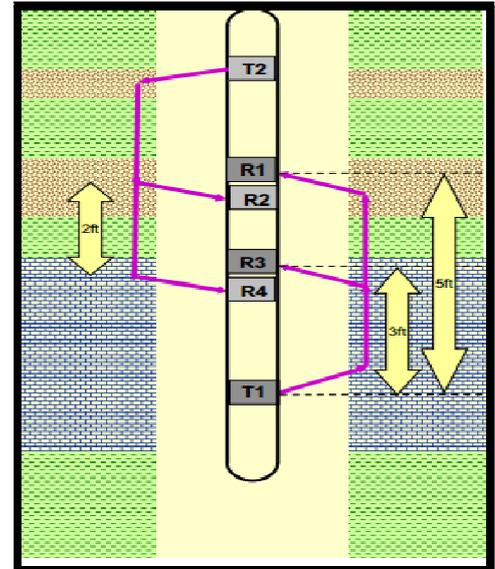
- Mesure de la porosité neutron  $\Phi_N$
- Différenciation des zones à gaz, des zones à huile ou à eau.
- Définition de la lithologie en combinant avec d'autres diagraphies.
- Analyse sédimentologique, spécialement pour l'analyse faciologique et l'évolution séquentielle.
- Les corrélations entre puits.

### III.3.2.3. Diagraphies acoustiques 'sonique'

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

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

- **BHC (Bore Hole Compensated) :** L'outil est muni de quatre bras qui permettent de le maintenir centré dans le trou, il est constitué de deux émetteurs, l'un en haut, l'autre en bas et quatre récepteurs couplés deux par deux avec chaque émetteur, pour réduire l'effet de trou. L'émetteur envoi un train d'onde d'une fréquence moyenne de 20 à 40 KHZ. L'outil mesure le temps écoulé ( $\Delta t_1$  et  $\Delta t_2$ ) entre la détection de la première arrivée au niveau des deux paires de détecteurs, et le temps  $\Delta t$  enregistré est une moyenne des deux mesures.



**Figure III.5:** Schéma du Sonic Compensé BHC (Document Schlumberger).

**Applications**

- Détermination de la porosité sonore  $\Phi_s$ .
- Détermination de la lithologie par la combinaison avec d'autres diagraphies.
- Evaluation des vitesses utiles à l'interprétation sismique.
- Identifier le type de fluide contenu dans les pores par la combinaison avec d'autres diagraphies.

**III.3.2.4. Diagraphies d'imagerie**

Les diagraphies d'imagerie visent à fournir des informations géologiques fines aux abords immédiats du trou de forage. L'image du puits est dérivée soit d'une mesure de Microrésistivité soit d'une mesure Acoustique, selon le type d'outil utilisé.

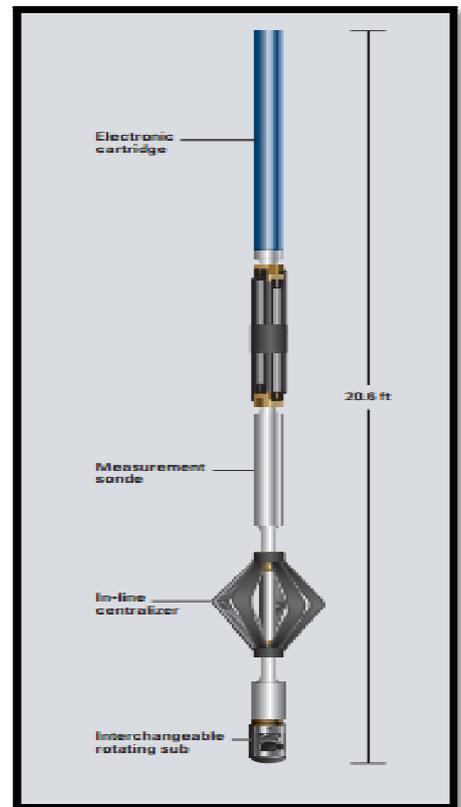
**III.3.2.4.1. UBI (Ultrasonic Borehole Imager)**

C'est un outil très performant qui permet d'obtenir une visualisation correcte de la surface du puits de forage autrement dit une véritable échographie (image acoustique) de la formation géologique.

L'outil est constitué d'un transducteur à grande résolution qui fournit des images acoustiques en puits ouvert même si la boue de forage est à base d'huile

Son principe est comme suit : une énergie ultrasonique (signal ultrasonique) est émise à partir d'un

transducteur. Une partie de cette énergie est transmise dans la formation géologique et l'autre partie sera réfléchiée et captée par le transducteur.



**Figure III.6 :** Schéma représentatif de la sonde UBI (Document Schlumberger).

Le transducteur enregistre à la fois l'amplitude du signal et le temps de trajet suivi par l'onde acoustique directe et l'onde acoustique réfléchi.

L'UBI est équipé d'un transducteur tournant qui a une double fonction. Il joue le rôle de transducteur (émetteur) et de récepteur. Le transducteur existe en plusieurs dimensions, celles-ci sont choisies en fonction du diamètre du trou pour minimiser le trajet du signal ultrasonique dans le fluide de forage. Le transducteur tournant émet 156 impulsions par rotation et sept rotations par seconde garantissant une couverture de 100% de la paroi du puits.

Le Log UBI renferme deux panels :

- Un panel correspondant à l'image en amplitude, celle-ci est liée à la densité de la formation géologique. Quand l'amplitude est grande, la couleur de l'image est éclatante, cela correspond à une formation géologique dense, c'est-à-dire compacte. Inversement, quand l'amplitude est faible, la couleur de l'image est obscure,
- Le second panel correspond au rayon du trou (Image en Borehole radius). Cette image fournit divers changements du rayon du trou de forage. Une couleur sombre indiquerait un rayon grand et une couleur claire montrerait un rayon réduit

### Application:

- La détection des fractures et définir leur nature leur pendage et leur direction.
- Identifier la géométrie et formes des banes (limite de banc, forme de banc).
- Détermination de la stabilité du puits (précision sur la forme du trou)

#### III.3.2.4.2. OBMI (OIL-Base Microimager Tool)

L'outil OBMI issu de la dernière technologie de Schlumberger, permet d'avoir une image électrique de micro-résistivité dont des puits forés avec une boue à base d'huile.

Un courant alternatif est injecté entre deux électrodes, au centre deux électrodes permettent de mesurer la différence de potentiel  $dv$ , à partir de cette valeur, la résistivité de la zone envahie  $R_t$  est quantitativement calculer en utilisant la loi d'ohm :

$$R_t = K \cdot dv / I$$

- $R_t$ : la résistivité de la formation.
- $K$  : facteur géométrique du dispositif d'électrode.
- $dv$ : la différence du potentiel.
- $I$  : courant électrique induite.

L'outil OBMI assure une fiabilité de mesure très élevée, il permet d'enregistrer cinq mesures avec une

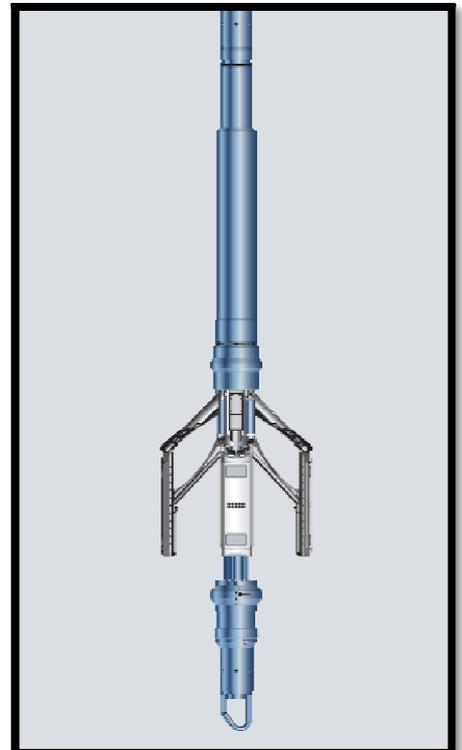
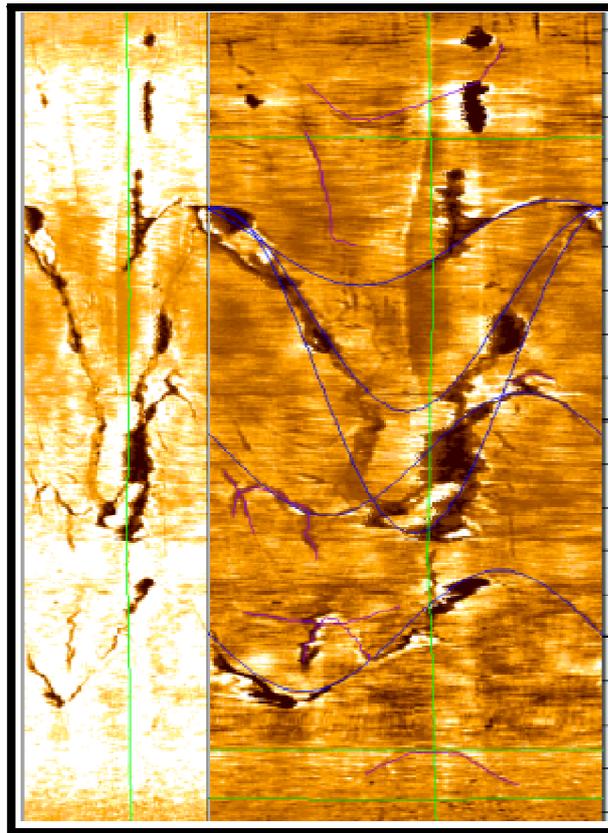


Figure III.7 : Schéma représentatif de la sonde OBMI (Document Schlumberger).

vitesse d'enregistrement de 3600 ft/h, il peut aussi être combiné avec d'autres outils telles que l'UBI qui peuvent être assemblé durant la même descente.

### **Application**

- Analyse structurale (déterminer le pendage des bancs, détecter les failles et les fractures)
- Analyse stratigraphique (caractérisation des sédiments, détecter les bancs minces).
- Identifier l'organisation interne des bancs (texture, structure interne)
- Déterminations des propriétés pétrophysiques (type de pore, perméabilité).



**Figure III.8 :** Fractures enregistrées par les outils d'imagerie (Document Schlumberger).

### **III.3.3. Diagraphies auxiliaires**

#### **III.3.3.1. Diagraphie de thermométrie**

Les thermomètres ont été les premiers instruments utilisés pour la détection d'arrivées de fluides et de gaz, l'élément sensible est parfois un simple filament de cuivre. On enregistre la température en un point dans le puits ou bien la température différentielle, c'est à dire la différence de température entre deux points distant d'environ 01 mètre. La valeur moyenne de la courbe enregistrée est le gradient géothermique.

**➤ Principe de mesure**

Généralement, on descend avec l'outil diagraphique un thermomètre. La mesure peut être ponctuelle ou continue.

La mesure continue est réalisée à l'aide d'un thermomètre dont l'élément sensible est un filament métallique avec une résistance qui change avec la température. Il est en alliage anticorrosif et peut résister à des températures excédent 350° F. L'enregistrement de la température est réalisé au cour de la descente, afin de ne pas rompre équilibre thermique par le brassage de la boue du au passage de la sonde et du câble.

Actuellement, en production la thermométrie est utilisée pour localiser les écoulements de fluides et la hauteur du ciment, les liquides produits sont plus chauds que les formations traversées au dessus. Par conséquent, la température du tubage augmente avec l'augmentation du débit et que le temps de production est plus long.

Dans les puits producteurs de gaz, le gaz produit ou qui entre dans le tubage est plus froid que la formation avoisinante.

**Remarque :** Certains de ces outils peuvent être combinés de différentes façons afin de n'effectuer qu'une descente pour plusieurs mesures qui seront faites l'une après l'autre ou simultanément avec les appareils les plus récents.

On utilise cet outil comme moyen de localisation :

- De la circulation de fluides derrière le tubage dans l'espace annulaire
- Dans les puits d'injection, les fluides injectés qui sont en général plus froids que les formations
- Dans les puits de production pour repérer les venues de fluides, dans ce cas les fluides tel l'eau et l'huile sont plus chauds à cause de la friction fluide – solide alors que le gaz, à cause de la détente, est à température plus basse.
- De déterminer les débits, la température est d'autant plus importante que le débit est plus grand.

**III.3.3.2. Diagraphie de diamétrage**

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

### **III.3.3.3. Diagraphie de pendagemètrie**

On utilise dans ce type de diagraphie des dispositifs à quatre, six ou huit bras faisant des mesures à très haute résolution permettant, par corrélations des différents enregistrements de connaître l'inclinaison et la direction des couches. De plus en plus, les dipmeters sont remplacés par les outils d'imageries, qui fournissent des informations plus fiables et plus nombreuses.

Un courant est envoyé par chacune des petites électrodes portées par les patins, nécessitant une boue conductrice, ou l'adaptation de "cratchers" pour mettre en contact les électrodes avec la formation à travers le mud cake. Des calculs de corrélation sur les différentes traces permettent de connaître la différence de profondeur entre chacune des électrodes et de calculer le pendage des couches.

### **III.3.4. Diagraphies de production**

Elles sont destinées à quantifier l'écoulement des différents effluents dans les conditions de fond, que l'on compare avec les écoulements en surface, mesurés après passage au séparateur.

Le but est de connaître les niveaux producteurs avec les différents fluides produits, afin d'optimiser la production. La mise en évidence de niveaux producteurs d'eau ou de gaz dans un puits producteur d'huile peut conduire à la décision de descendre un bridge plug ou de squeezer du ciment dans certaines perforations.

#### **III.3.4.1. Diagraphie d'adhérence de ciments (CBL)**

Le CBL (ciments bound log) est une sonde de la diagraphie d'amplitude car elle s'intéresse à la mesure de l'amplitude, au récepteur, de la 1<sup>ère</sup> ou la 2<sup>ème</sup> oscillation du signal (onde de compression). Cette diagraphie est aussi appelée diagraphie d'adhérence de ciments.

Le CBL consiste à déterminer l'indice de liaison (Bond index) qui est défini comme le rapport de l'atténuation dans la zone d'intérêt sur l'atténuation maximale déterminé au droit d'une zone bien cimentée. Un indice de liaison de 1 indique une liaison tubage-ciment-formation parfaite. Par contre un indice  $< 1$  indique une liaison imparfaite, L'atténuation peut être calculée à partir de l'amplitude, à l'aide d'un abaque approprié.

#### **III.3.4.2. Diagraphie de densité variable (VDL)**

Il s'agit en fait d'un outil Full Wave Sonic utilisé pour l'évaluation de la cimentation. Un émetteur envoie un signal sonore omnidirectionnel. Un récepteur séparé de 3 feet mesure l'amplitude de la première arrivée, et un récepteur situé à 5 feet enregistre la totalité du train d'onde, le train d'ondes généré est très complexe. Il s'agit au départ d'une onde P, c'est à dire d'une onde de compression, où le mouvement élémentaire des particules est dans la même direction que celui de l'onde.

L'onde se réfracte dans l'acier du casing et chemine comme onde P à une vitesse de 53 micro seconde / feet.

L'onde se réfracte dans l'acier du casing et chemine comme onde S à une vitesse de 57 micro secondes / feet. Cette onde S va engendrer des ondes P à l'interface casing boue, lesquelles seront reçues par le capteur.

L'onde traversant l'acier puis la boue ou le ciment est réfractée dans la formation. La vitesse du son est normalement plus élevée dans la formation que dans la boue et le ciment le long de l'interface solide ciment formation, il y a génération d'ondes secondaires retournant vers les capteurs. Ces ondes ont reçu le nom d'ondes de formation et sont identifiables sur le VDL.

### **III.3.4.3. Le CET : Cement Evaluation Tool**

Le CET comporte 08 transducteurs répartis d'une façon hélicoïdale autour de la sonde, et ont une vue sur 08 points sur le diamètre interne du tubage ou tubing.

La distance au réflecteur étant connue, on détermine la vitesse une fois le temps jusqu'au réflecteur est enregistré, cette vitesse est alors communiquée à l'intégrateur – qui pour chaque transducteur – transforme le temps en distance jusqu'à la paroi. Huit courbes du diamètre sont alors obtenues.

### **III.3.4.4. DST (Drill Stem Test)**

Les tests en cours du forage (Drill Stem Test ) sont généralement réalisés dans les puits d'exploration ou de délinéation (délimitation du champ). Ils peuvent être définies comme la mise en production temporaire d'un réservoir susceptible de contenir des hydrocarbures, afin de définir ses caractéristiques et ceux de l'effluent qu'il contient, pour optimiser son drainage et améliorer ses performances.

#### **➤ L'objectif d'un DST**

Le test permet de mesurer la pression et le débit de l'effluent, afin d'évaluer la perméabilité du réservoir et la réserve, et prendre un échantillon qui révélera les autres caractéristiques (viscosité, salinité, degré API...).

Les DST réalisés en exploration donnent la priorité à la détermination de la nature des fluides en place et les caractéristiques de la roche réservoir.

Sur les puits de délinéation, on cherchera plutôt à confirmer les premiers résultats et obtenir un échantillon parfaitement représentatif de l'effluent.

Sur les puits de développement, ayant suffisamment d'informations sur le réservoir et les fluides qu'il contient, on s'approfondira dans l'analyse des pressions.

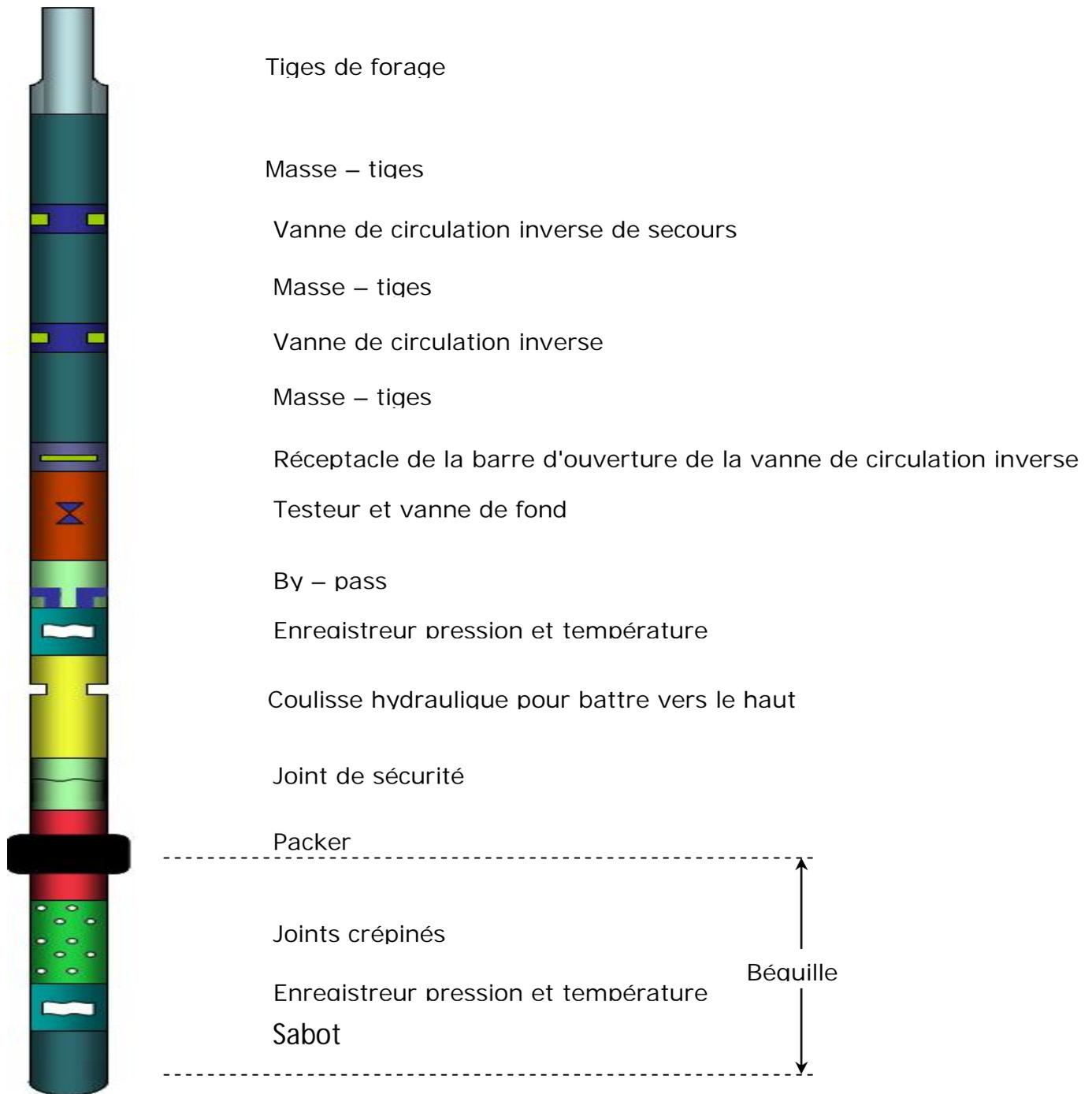
Les principaux paramètres recherchés sont :

- Pression statique.
- Perméabilité.
- Endommagement aux abords du puits.
- La nature des fluides de formation.
- les performances dynamiques de réservoir.

**➤ Principe d'un DST**

Le principe d'un DST est la mise en place d'une garniture de complétion provisoire Afin de mettre le réservoir en production, et donc de réduire la pression hydrostatique de la boue au droit de réservoir pour la détermination du débit. La réalisation d'un DST se fait comme suit :

- Isoler le réservoir.
- Décompresser le réservoir en réduisant la pression hydrostatique ( $P_h < P_r$ ).
- Laisser le réservoir produire dans le puits.
- Effectuer une série d'ouvertures et fermetures avec une vanne de fond.
- Enregistrer la perturbation de la pression du réservoir grâce à des capteurs de pression de fond (en fonction du temps).
- Interpréter le profil de pression enregistré.



**Figure III.9:** Éléments et ordre d'installation de la garniture d'un DST (Document Schlumberger).

**➤ Domaines d'applications du DST****1. En trou non tubé :**

Le DST en trou ouvert est une mise en production de courte durée d'un intervalle géologique non tubé supposé contenir des hydrocarbures. Cet intervalle est isolé par un packer ancré immédiatement au dessus (test standard), soit par deux packers ancrés de part et d'autre (Straddle test), le second packer ayant pour but d'isoler cette zone d'une autre, situé plus bas. Dans les deux cas les packers sont ancrés dans le découvert.

De part les risques encourus : coincement, fuites fréquentes au(x) packer(s), ce type de DST ne peut être que de courte durée. Il est pratiqué dans les puits d'exploration à gradient normal. Il permet une investigation géologique rapide (reconnaissance des fluides):

- Soit pendant le forage : tests en descendant par paliers de 9 à 30 mètres avec utilisation d'un packer.
- Soit lorsque le forage a atteint sa côte finale, dans ce cas si il y a plusieurs intervalles géologiques à tester l'utilisation de deux packers est nécessaire excepté pour la zone à tester la plus basse qui n'a pas à être isolée.

**Remarque :** Si la pose d'un tubage est décidée, de nouveaux tests sont généralement entrepris pour obtenir plus d'informations (perméabilité, potentiel...), sur les zones qui ont été jugées intéressantes lors des tests pratiqués dans le découvert.

**Avantages et inconvénients des tests pratiques en trou non tubé :****a) Avantage :**

- Simplicité du test, l'équipement de surface peut être réduit au maximum,
- Rapidité de mise en œuvre et temps opérationnel réduit,
- Permet d'éviter les problèmes de mauvaise cimentation derrière le tubage, donc une très bonne fiabilité concernant l'identification de l'effluent contenu dans le niveau testé,
- Ne perturbe pas l'avancement du programme de forage,
- Peut éviter, en fin de trou, la descente d'un tubage non justifié (puits sec).

**b) Inconvénients :**

- Risque d'un coincement toujours important, ajouté à une instrumentation plus délicate qu'en trou tubé,
- Type de test non adapté pour les réservoirs non consolidés,
- Etanchéité parfois problématique du packer si le trou n'est pas bien calibré,
- Information, obtenues au cours de ce genre de test, très limitées (cela est dû aux faibles débits imposés lors de ce type de DST).

**2. En trou tubé :**

Le DST en trou tubé est une mise en production de courte durée d'un intervalle géologique, après descente d'un tubage au droit de cet intervalle. Le tubage est perforé au droit de la zone à tester et un packer est ancré au dessus pour assurer l'isolation annulaire

pendant les opérations de test. Toutefois, dans certains cas, la zone à tester n'est pas tubé mais le packer est ancré dans le tubage technique situé au-dessus.

La vanne de fond (tester) peut être soit à commande mécanique comme pour les tests en trou ouvert, soit à commande par pression annulaire.

Le domaine d'application des DST en trou tubé couvre pratiquement tous les cas envisageables :

- Appareils de forage fixes ou flottants,
- Puits droits ou déviés,
- Zone à tester avec gradient de pression normal ou anormal,
- Puits à faible ou grande profondeur.

Le DST en trou tubé permet généralement d'atteindre tous les objectifs du test en puits d'exploration et de délimitation. La seule restriction qui peut être envisagée, a trait à la sécurité :

- Puits à gaz à haute pression et/ou à fort pourcentage de gaz corrosif,
- Programme du test nécessitant une durée opératoire longue.

Dans ces deux cas, la descente d'une complétion temporaire peut être soit préférable, soit obligatoire.

### **3. Test de couche sélectif (straddle test) :**

Si la zone à tester est loin du fond du puits ou au dessus d'un autre niveau réservoir, la partie inférieure du puits peut être isolée de cette zone à tester par un packer supplémentaire.

Pour ce faire on utilise généralement une garniture de test :

- avec deux packers gonflables, en trou ouvert.
- avec un packer récupérable et un bridge plug, en trou cuvelé.

### **III.3.3.5. Modular Dynamic Tester (MDT)**

Le MDT est représenté par un ensemble de modules (d'où son nom "Modular"), ce qui permet la reconfiguration de l'outil sur le site (wellsite) en fonction des besoins d'acquisition. Il est important de connaître le fonctionnement et l'utilité de chaque module indépendamment pour comprendre le choix des modules pour la couverture d'un job donné.

#### **➤ Pump-out Module**

Ce module pompe le fluide du probe dans la colonne de boue à travers le flowline jusqu'à ce qu'un échantillon sans filtrat de boue soit identifié. Cette identification est faite à l'aide d'un autre module plus sophistiqué "OFA" (Optical Fluid Analyser) qui permet l'identification du fluide.

Le module "Pump-out" contient deux pompes symétriques d'une capacité de pompage de 585cc. Un taux de pompage de plus de 45 cc/sec est possible. Cependant ce taux dépend de la différence de pression entre la formation et la colonne de boue.

Le module est aussi utilisé pour gonfler les packers (Dual Packer Module). Dans ce cas, il opère en mode “ Pump-in”, qui veut dire que le fluide est pompé dans le flowline et dirigé vers les packers.

➤ **Dual Packer Module**

Ce module utilise deux packers gonflables, placés contre le mur du trou de forage, pour isoler une section de la formation de 3 à 11 pieds et permettre l'accès à la formation sur une surface de mur mille fois plus grande que la norme. Cela permet de prélever des fluides à un débit plus élevé sans tomber en dessous du point de bulle et fournit une estimation de la perméabilité avec un rayon d'investigation de l'ordre de plusieurs dizaines de pieds.

Le Dual-packer est utile pour effectuer des mesures de pression et prélever des échantillons de fluide dans des conditions difficiles (formations étroites, fracturées et non consolidées). Elle a également été utilisée dans des trous tubés après une opération de perforation. En outre, ce module peut être utilisé pour les tests de contrainte in-situ et les tests de mini-fractures.

Les tests dans les formations à faible perméabilité sont considérablement améliorés, car la section de l'intervalle isolé est supérieure à celle de la sonde MDT standard.

➤ **Optical Fluid Analyzer Module**

L'analyseur optique du fluide est désigné pour identifier la composition du fluide dans le flowline. Il y a deux cellules optiques indépendantes à travers lesquelles passe le flowline, une cellule est destinée pour la détection du liquide et l'autre pour la détection du gaz.

Ce module mesure les propriétés optiques du fluide dans la conduite, il utilise un spectromètre d'absorption utilisant la lumière visible et l'infrarouge. La lumière est transmise à travers le fluide lorsqu'il passe devant le spectromètre. La quantité de lumière absorbée par le fluide dépend de sa composition.

L'absorption optique dans les régions visible et proche infrarouge est utilisée pour la discrimination et la quantification de fluide; le changement d'indice de réfraction est utilisé pour la détection de gaz libre.

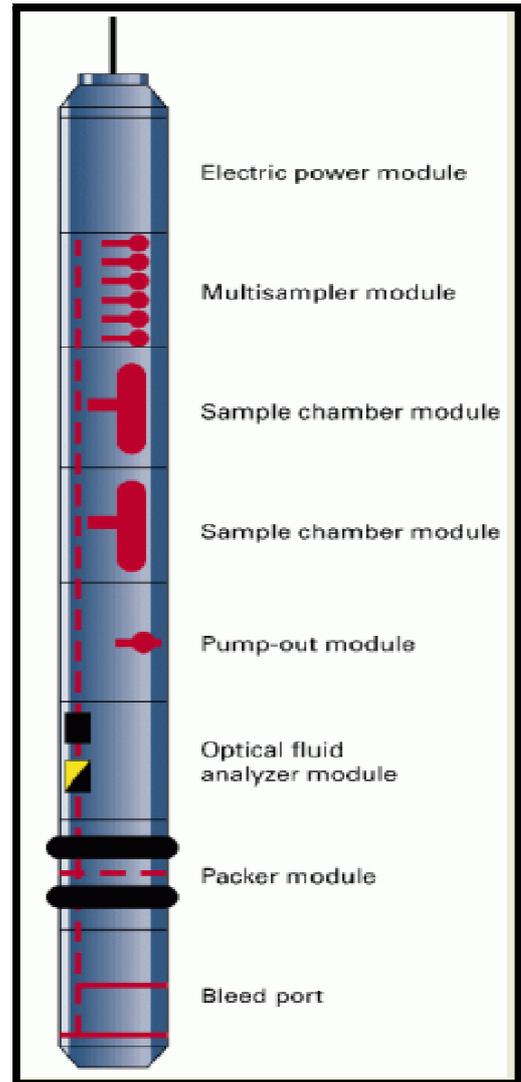
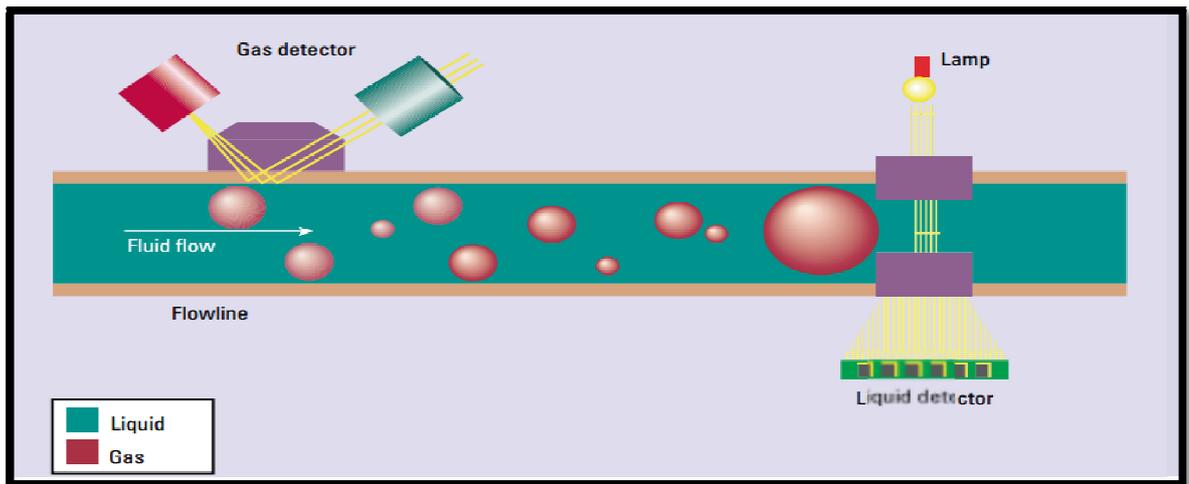


Figure III.10: Schéma représentatif de la sonde MDT (Document Schlumberger).



**Figure III.11:** Mode opératoire du module Optical Fluid Analyzer (Document Schlumberger).

### Application

- Identifier les types de fluide avec leurs densités.
- Identifier les contacts fluides.
- Identifier les barrières verticales et horizontales.
- Détermination de la pression du réservoir.
- Estimation de la perméabilité.

## **Chapitre IV**

**Evaluation des réservoirs à partir  
des mesures de diagraphies**

### IV.1. Introduction

L'interprétation des diagraphies présente un intérêt majeur dans la connaissance des réservoirs, elle permet l'étude des séries réservoir à partir des enregistrements diagraphiques et a pour objectif la localisation des réservoirs, la détermination de la lithologie et la caractérisation du contenu.

### IV.2. Notions fondamentales et générales

#### IV.2.1. Les éléments solides

##### a)- La matrice :

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

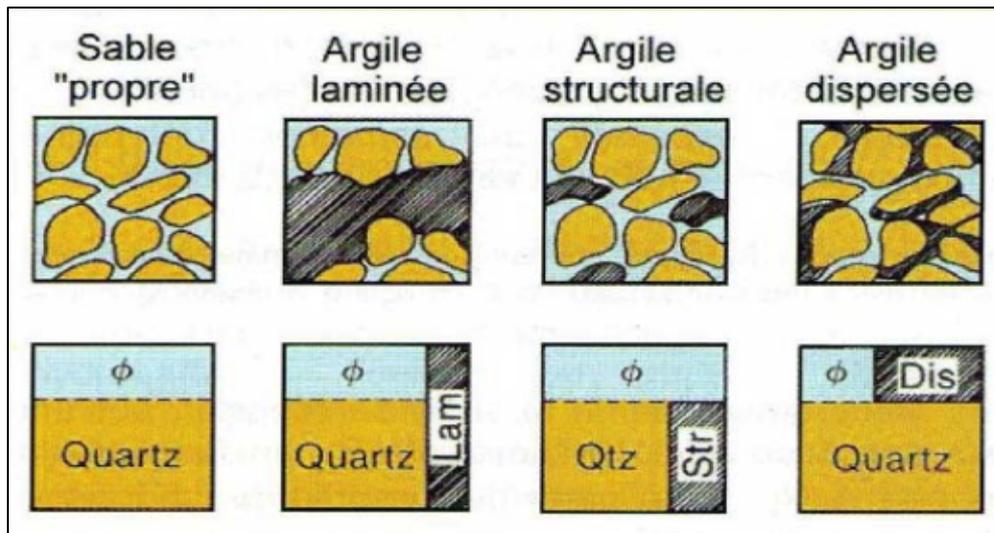
- **Matrice simple** : est dite simple lorsque ses éléments et le ciment qui les relie sont de même nature minéralogique.
- **Matrice complexe** : est dite complexe quand ses éléments ont une composition minéralogique variable ou lorsque le ciment est de nature déférente.
- **Matrice Propre** : est dite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

##### b)- Les Argiles :

On rassemble sous le terme d'argile, l'ensemble des dépôts sédimentaires constitué de minéraux phylliteux, aluminosilicates et hydratés. Les argiles se distinguent par des réponses caractéristiques aux outils de diagraphies, leur pourcentage dans une formation détermine si celle-ci peut constituer un réservoir.

Les argiles peuvent se présenter sous trois formes déférentes dans un réservoir. Cette distribution est contrôlée par l'environnement de dépôt et l'évolution diagénétique. Généralement, on distingue trois types de distribution :

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



**Figure IV.1** : Les différents modes de distribution d'argile (document Schlumberger)

### c)-Les fluides

L'arrangement des éléments solides laisse généralement subsister des espaces vides appelés pores qui sont occupés par des fluides de nature différente : eau, huile, gaz. Les roches poreuses contiennent toujours de l'eau en quantité plus ou moins importante, suivant la porosité et le pourcentage d'eau dans les pores (Saturation).

## IV.2.2. Les paramètres pétrophysiques

### IV.2.2.1. La porosité

Désignée par la lettre «  $\Phi$  », La Porosité donne une indication de la capacité de la roche à stocker des fluides, elle est définie comme étant le rapport du volume des pores au volume total de la roche comme le montre l'équation suivante :

$$\Phi = \frac{V_p}{V_t} = \frac{V_t - V_{ma}}{V_t}$$

La porosité dépend de l'arrangement et de la taille des grains constituant la roche.

On distingue différents types de porosité :

- **La porosité totale** : c'est le rapport du volume des vides (pores, fissures, cavités et fractures) de cette roche par rapport au volume total de l'échantillon.
- **La Porosité Connectée** : est égale au pourcentage du volume des vides reliés entre eux dans la roche. Cette porosité peut être très inférieure à la porosité totale si les pores ne sont pas connectés.
- **La Porosité effective (utile)** : c'est le rapport du volume des pores qui sont reliés entre eux au volume total de l'échantillon, elle sera inférieure ou égale à la porosité totale en fonction de quantité de pores isolés dans la roche. Du point de vue de l'ingénierie de réservoir la porosité effective est celle qui compte et non la porosité totale.

On peut classer les porosités comme suit :

- **Porosité Faible** :  $4\% < \phi < 8\%$ .
- **Porosité Moyenne** :  $8\% < \phi < 15\%$ .
- **Porosité Bonne** :  $15\% < \phi < 30\%$ .
- **Porosité Excellente** :  $\phi > 30\%$ .

#### IV.2.2.2. La saturation

On appelle saturation en fluide d'une formation le rapport du volume occupé par ce fluide au volume total des pores. On la désigne par la lettre S. elle est exprimée en pourcentage (%).

\*Si ce fluide est de l'eau, on parlera alors de  $S_w=1$ .

\*Si il y'a en plus des hydrocarbures, on a :  $S_w+S_h=1$

$S_h$  : saturation en hydrocarbures qui peut être du gaz ou du l'huile ou bien les deux en même temps.

Le choix sur l'estimation de  $S_w$  pour tous les sondages s'est porté sur la formule d'Archie :

$$\frac{S_w^n}{F R_w} = \frac{1}{R_t} \quad \text{avec} \quad F = \frac{a}{\Phi^m}$$

Avec :

- $R_w$  : la résistivité de l'eau de formation.
- $R_t$  : la résistivité de la zone vierge.
- $F$  : Facteur de formation.
- $a$  : Coefficient dépendant de la lithologie (degré de consolidation de la roche) varie de 0.62 à 2.
- $n$  : exposant de saturation déterminer empiriquement, varie entre 1,2 et 2,2.
- $m$  : facteur de cimentation.
- $\Phi_u$  : La porosité utile.

La formule d'Archie est utilisée dans le cas d'une formation propre dont le  $V_{sh} < 10\%$ . Dans le cas d'un réservoir argileux le mode de distribution des argiles influence sur la réponse des outils, d'où l'utilisation d'autres formules pour le calcul de la saturation en eau.

➤ **Cas des argiles laminées :**

$$S_w = \sqrt[n]{\left(\frac{1}{R_t} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right) \frac{a \cdot R_w}{\Phi^m}}$$

➤ **Cas des argiles structurales :** (Relation de Simandoux)

$$S_w^n \frac{\Phi^m}{a \cdot R_w} + \frac{V_{sh}}{R_{sh}} = \frac{1}{R_t}$$

➤ **Cas d'Argiles dispersées :** (Relation de Simandoux modifiée)

$$S_w^n \frac{\Phi^m}{a \cdot R_w} + S_w \frac{V_{sh}}{R_{sh}} = \frac{1}{R_t}$$

### IV.3. Présentation des puits

Notre objectif dans ce chapitre est l'évaluation des paramètres pétrophysiques du réservoir ordovicien dans la partie centrale du périmètre Tinhert, pour ce faire deux puits ont été choisis pour accomplir l'étude :

➤ **Puits A1**

FORMATION	Top (m)	Bottom (m)	Epaisseur (m)
Ordovicien (Unité IV-3)	3201	3243	42
Ordovicien (Unité IV-2 /1)	3243	3328	85
Ordovicien (Unité III-3)	3328	3378	50
Ordovicien (Unité III-1)	3378	3485	107

**Tableau IV.1:** Tops des formations du puits A1

➤ **Puits A2**

FORMATION	Top (m)	Bottom (m)	Epaisseur (m)
Ordovicien Unité IV	3206	3345	139
Ordovicien Unité III	3345	3498	158

**Tableau IV.2:** Tops des formations du puits A2

### IV.4. Diagraphies enregistrées

➤ **Puits A1**

Les diagraphies du puits A1 ont été enregistrées par la société de service Schlumberger, et les diagraphies du puits A2 par la société de service HESP.

Puits	Operations	Intervalle (m)
A1	AIT-SS-HDAR-GR TLD-CNL-GR	3173.5 - 3551.5
A2	GR/ACTR/CSNG ICT/DSNT/SDLT	3080 -3537

**Tableau IV.3 :** Diagraphies enregistrées dans le puits A1 et A2

## IV.5. Interprétation qualitative

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

### IV.5.1. Détermination des zones réservoirs

En premier lieu, il est nécessaire de localiser les bancs gréseux. Ceci a été fait en s'appuyant sur le log **GR** en fixant une valeur cut-off de la teneur en argile (**V<sub>sh</sub><sub>cut-off</sub>**) à **45%**, on obtient ainsi une limite **GR<sub>cut-off</sub>** qui sera prise comme référence afin de séparer les formations propres des formations argileuses.

On calculera un **GR<sub>cut-off</sub>** à partir de la relation suivante :

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

Les résultats sont représentés sur le tableau ci-joint :

Ordovicien	GR <sub>min</sub>	GR <sub>max</sub>	V <sub>sh.cutoff</sub>	GR <sub>cut-off</sub>
Puits A1	20	180	0.45	92
Puits A2	20	160	0.45	82

**Tableau IV.4** : Détermination du GR<sub>cut-off</sub> pour les deux puits

### IV.5.2. Type de distribution des argiles

La détermination du type d'argile et sa distribution sont faits par l'abaque triangulaire, en utilisons la combinaison des logs de porosités (**Φ<sub>N</sub> - Φ<sub>D</sub>**). Ainsi le type des argiles permet de déterminer la formule adéquate à utiliser pour le calcul des saturations.

Cependant, la combinaison (**Φ<sub>N</sub> - Φ<sub>D</sub>**) dans les deux puits, montre que les argiles sont de type dispersé. Ce type d'argile affecte considérablement les paramètres du réservoir (porosité, perméabilité).

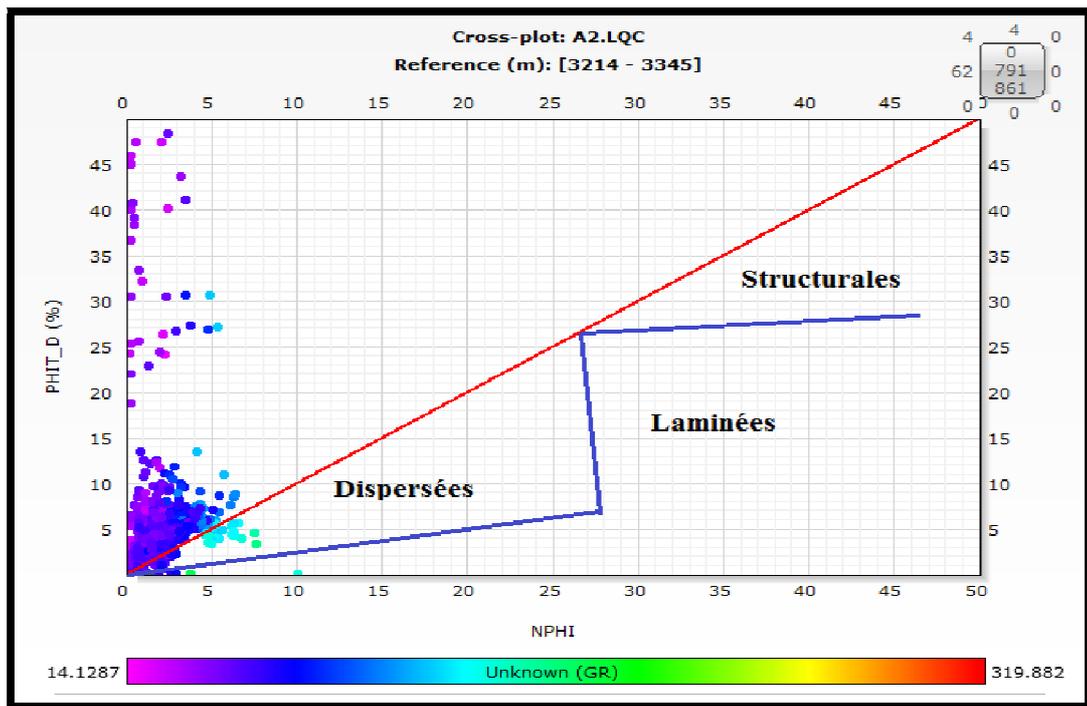


Figure IV.2 : Détermination graphique du type d'argiles dans le puits A1

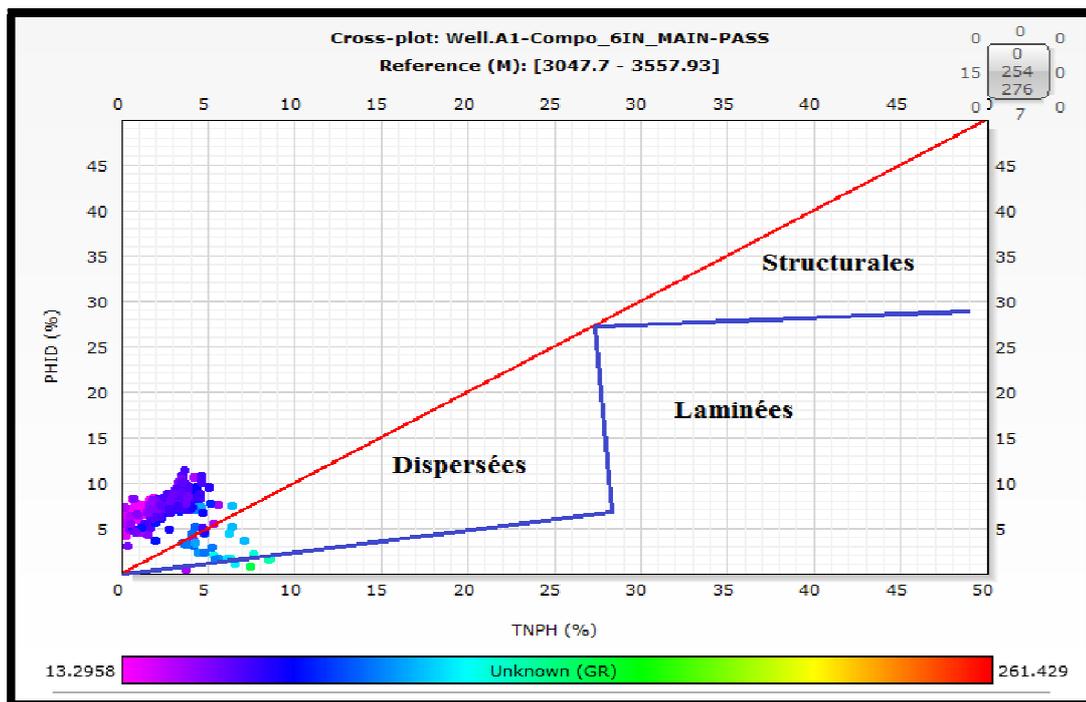


Figure IV.3 : Détermination graphique du type d'argiles dans le puits A2

### IV.5.3 Identification du type de matrice

L'étude lithologique des réservoirs est basée sur les différentes réponses des outils de porosité. Le développement de ces outils a permis une meilleure approche de l'étude. Pour cela, on a utilisé les Cross plot (**Cp-1e**) de Schlumberger qui sont un rapport graphique de  $\rho_b$  en fonction de  $\Phi_N$ .

D'après le Cross plot de ( $\rho_b - \Phi_N$ ), on constate clairement que : le nuage de points du niveau réservoir se concentre sur la droite caractéristique des grès (Sandstone), permettant d'en déduire que la matrice est principalement gréseuse, avec un déplacement de points vers la droite de dolomite et qui est du notamment à la présence probable des bancs argileux.

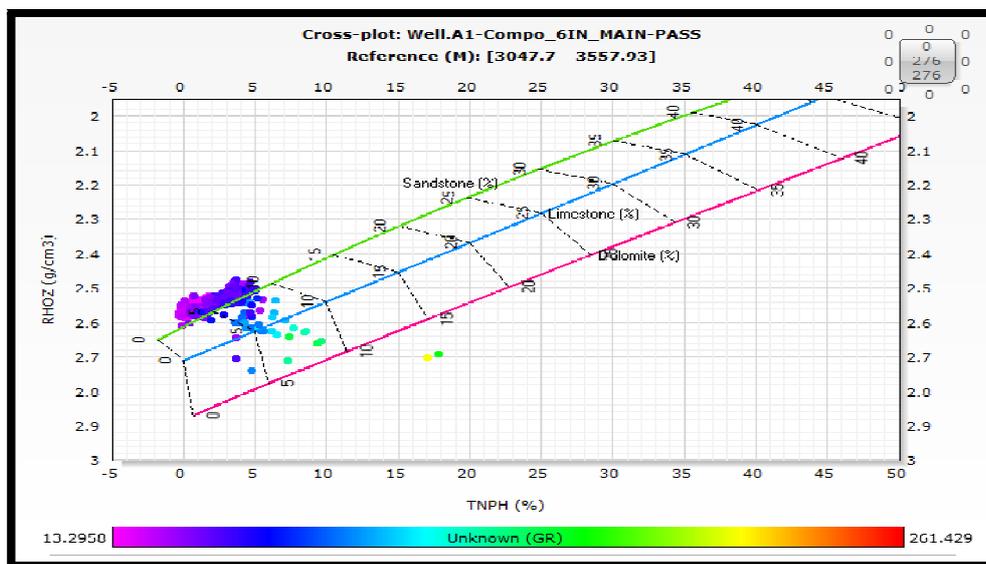


Figure IV.4 : Détermination du type de matrice dans le puits A1

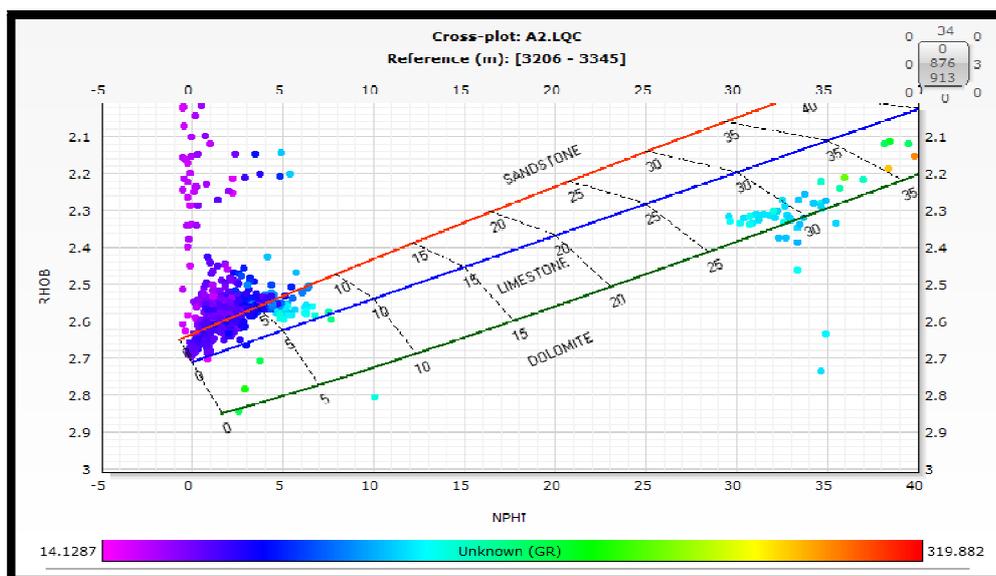


Figure IV.5: Détermination du type de matrice dans le puits A2

Pour l'étude minéralogique nous avons utilisé le **M-N plot** qui est la combinaison de toutes les diagraphies de porosités (Neutron-Densité-Sonique) et leurs formules sont comme suit :

$$M = (\Delta t_f - \Delta t) / (\rho_b - \rho_f) * 0.01$$

$$N = (\phi_{Nf} - \phi_N) / (\rho_b - \rho_f)$$

Avec :

- $\Delta t_f = 189 \mu s/ft$
- $\rho_f = 1.1 g/l$
- $\phi_{Nf} = 100 \%$

On remarque que le nuage de points des niveaux réservoirs est essentiellement réparti autour du quartz, ce qui confirme aussi la nature gréseuse de la matrice avec le déplacement des points vers la zone calcite causé par l'effet d'argile avec un léger déplacement vers la direction du sel ou gaz. Voir les figures IV.6 et IV.7

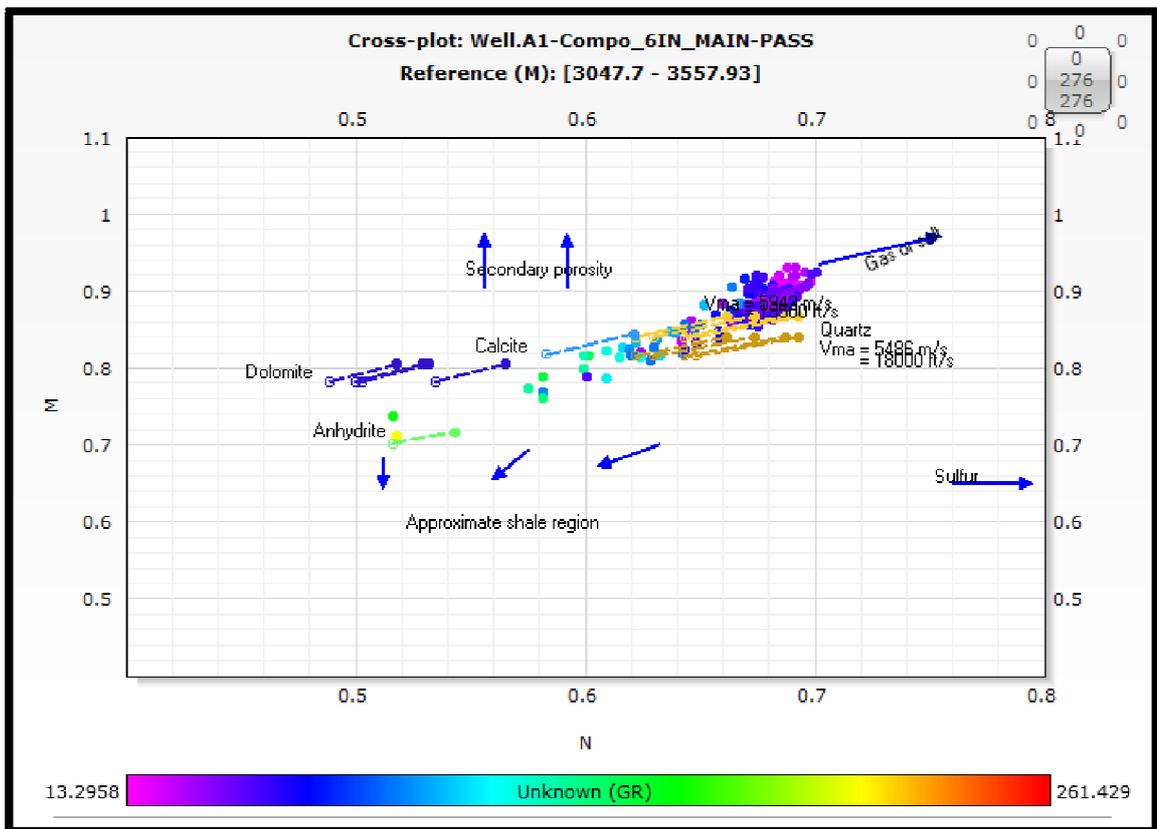


Figure IV.6 : M-N PLOT, Abaque CP-8 (Schlumberger) puits A1

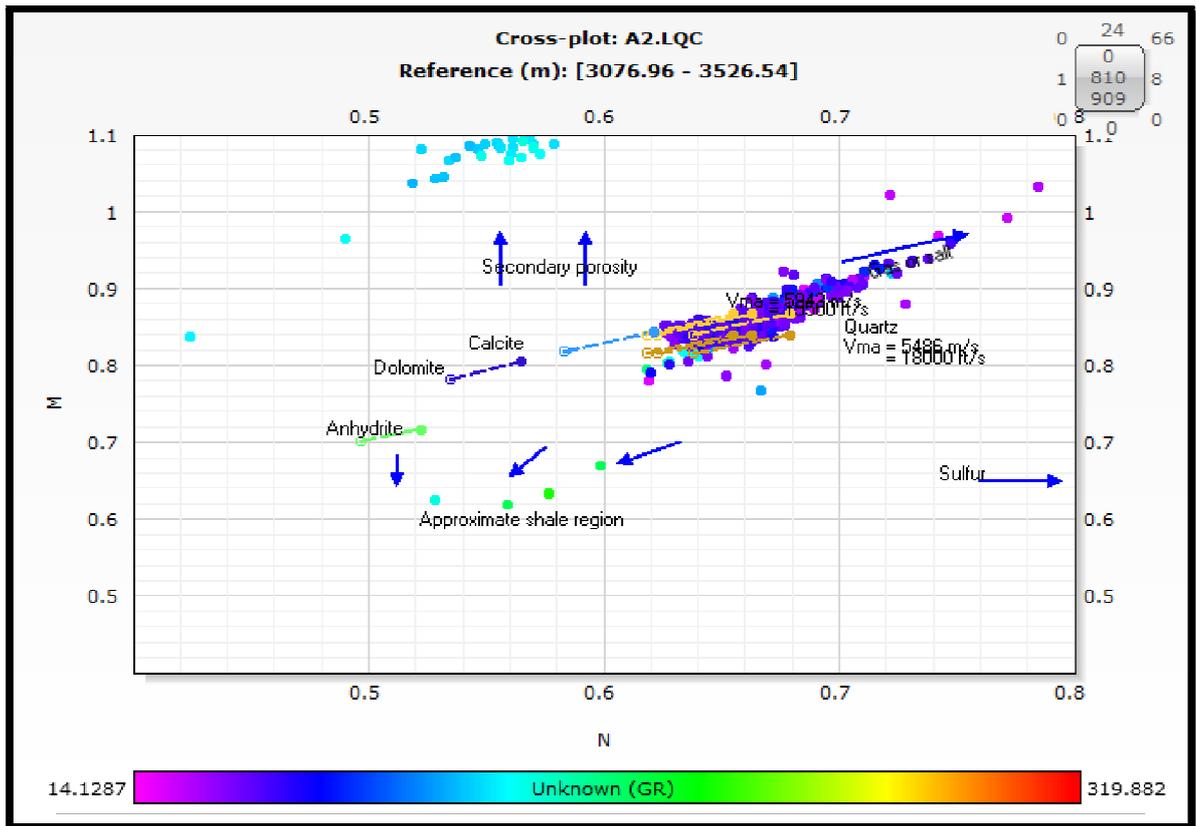


Figure IV.7 : M-N PLOT, Abaque CP-8 (Schlumberger) puits A2

### IV.5.3 Détermination des paramètres matriciels

L'étude lithologique nous a montré que notre formation est gréseuse et elle est constituée essentiellement de grains de quartz. Les paramètres matriciels ( $\rho_{ma}$ ,  $\Delta t_{ma}$ ) sont utiles pour le calcul de la porosité.

La détermination des paramètres matriciels nécessite un niveau aquifère et propre, mais dans notre cas cette condition n'est pas satisfaite, donc nous avons pris des paramètres connus de la région, avec  $\rho_{ma} = 2.65 \text{ g/cc}$  et  $\Delta t_{ma} = 51.5 \mu\text{s/ft}$ .

Dans le cas où la condition est satisfaite, on utilise les cross-plots ( $R_t - \rho_b$ ) et ( $R_t - \Delta t$ ) pour déterminer  $\rho_{ma}$  et  $\Delta t_{ma}$ .

Le pointé ( $R_t - \rho_b$ ) représente la droite reliant la résistivité de la formation dans la zone vierge en fonction de la densité de la formation, l'intersection de cette dernière avec l'axe de densités nous donne la valeur de la densité matricielle. Le cross plot ( $R_t - \Delta t$ ) nous permet d'obtenir le paramètre matriciel  $\Delta t_{mat}$ , de la même manière que ( $R_t - \rho_b$ ).

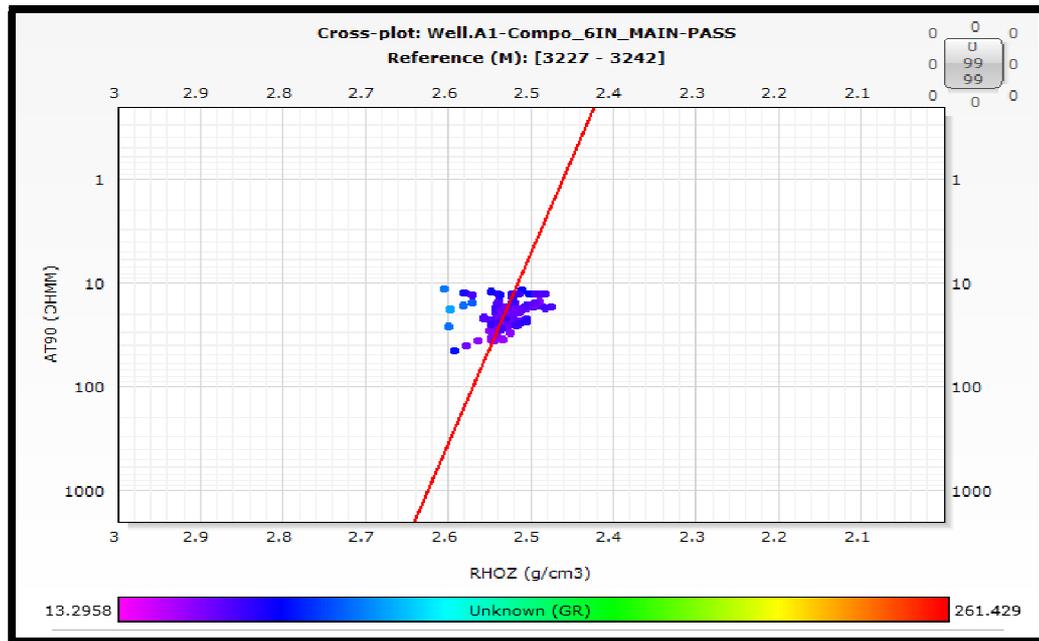


Figure IV.8 : Détermination du paramètre matricielle  $\rho_{bma}$  dans le puits A1

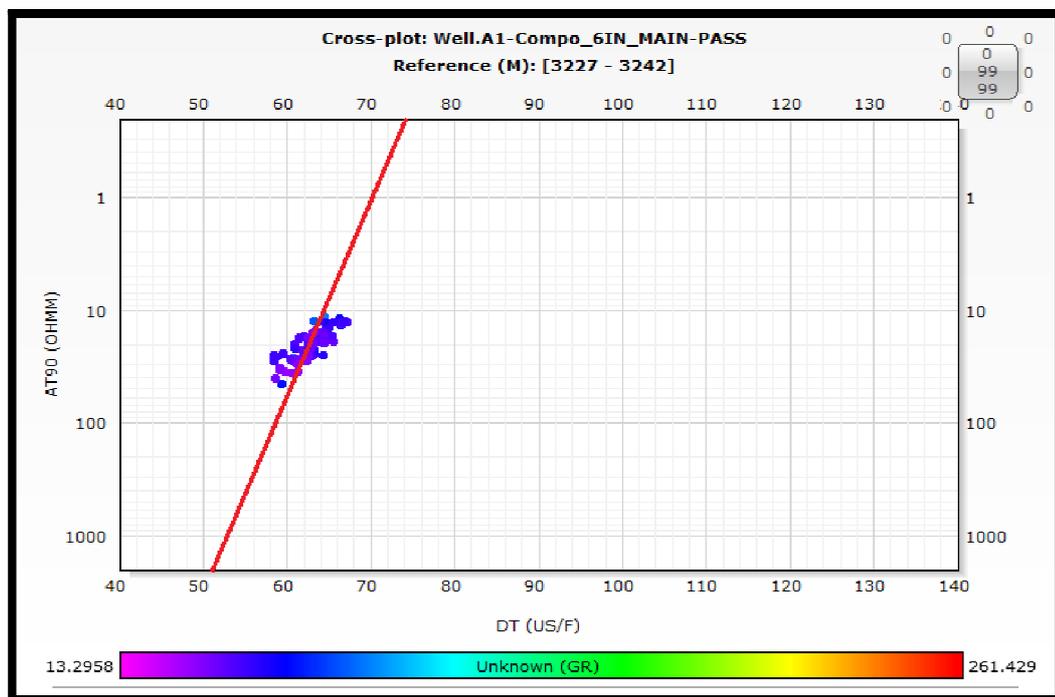


Figure IV.9 : Détermination du paramètre matricielle  $\Delta t_{ma}$  dans le puits A1

## IV.6. Interprétation quantitative

Cette partie est consacrée à l'interprétation quantitative qui se base sur une évaluation des paramètres pétrophysiques tels que : la porosité et la saturation en eau dans le but de déterminer les qualités qui conditionnent le rendement potentiel du réservoir.

### IV.6.1. Détermination de la résistivité de l'eau de formation «Rw»

La résistivité de l'eau de formation est un paramètre important pour l'interprétation des diagraphies, elle est indispensable pour la détermination de la saturation en eau de la formation **Sw** et par la suite celle en hydrocarbures. Pour la détermination de **Rw** on a utilisé l'abaque **GEN-9**. Connaissant la salinité et la température, on exploitant la relation :

$$S(\text{ppm}) = S(\text{g/l}) * 1000/\rho_w$$

Avec : Salinité de la région : **S = 140 g/l**

$$T(\text{A1}) = 132 \text{ °C} ; \quad T(\text{A2}) = 126 \text{ °C} ; \quad \rho_w = 1.1 \text{ g/cc}$$

Rw (A1) = 0.017 ohm.m      Rw (A2) = 0.02 ohm.m      (Voir les Annexe (6))

### IV.6.2. Détermination des paramètres d'argile

Les paramètres d'argiles sont nécessaire pour les corrections des porosités densité, neutron et sonique des niveaux contenant une certaine teneur en argile.

Les paramètres d'argile (**R<sub>sh</sub>**, **Φ<sub>Nsh</sub>**, **ρ<sub>bsh</sub>**, **Δ<sub>tsh</sub>**) sont déterminé directement sur le log des diagraphies en faisant une lecture des courbes (**R<sub>t</sub>**, **Φ<sub>N</sub>**, **ρ<sub>b</sub>**, **Δ<sub>t</sub>**) en face des bancs argileux suffisamment épais et les plus proches des réservoirs, car l'argile doit être dans les mêmes conditions de dépôts. Ces paramètres son illustrés dans le tableau suivant :

Puits	Φ <sub>Nsh</sub>	ρ <sub>bsh</sub>	Δ <sub>tsh</sub>	R <sub>tsh</sub>
A1	15%	2.7	65	10
A2	35%	2.62	78	1

Tableau IV.5 : Les paramètres argileux

### IV.6.3. Détermination du volume d'argile

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

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

$$V_{sh}(\%) = (\text{GR}_{lu} - \text{GR}_{min}) / (\text{GR}_{max} - \text{GR}_{min})$$

## IV.6.4. Détermination de la porosité

### IV.6.4.1. Porosité densité $\Phi_D$

La densité globale de la formation est donnée par :

$$\Phi_D = (\rho_{lu} - \rho_{ma}) / (\rho_f - \rho_{ma})$$

- $\rho_{lu}$  : Densité globale lue en face du niveau étudié donnée en (g/cc).
- $\Phi_D$  : Porosité densité.
- $\rho_f$  : Densité de fluide.
- $\rho_{ma}$  : Densité de la matrice.

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

$$\Phi_{DC} = \Phi_D - V_{sh} \Phi_{Dsh}$$

- $V_{sh}$  : volume d'argiles dans le niveau considéré
- $\Phi_{Dsh}$  : Porosité densité des argiles

### IV.6.4.2. Porosité neutron $\Phi_N$

La porosité neutron est donnée directement sur le log diagraphie NPHI, et corrigée de l'effet des argiles par la relation suivante :

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

- $\Phi_{Nsh}$  : Porosité neutron lu en face d'un banc argileux.

### IV.6.4.3. Porosité sonique $\Phi_S$

En se basant sur des nombreux essais en laboratoire, sur des formations propres, Wyllie a proposé une relation empirique qui permet de passer directement du temps de parcours  $\Delta t$  à la porosité.

En admettant que le temps de trajet total est égal à la somme des temps de trajets dans les grains et les fluides. Ce qui permet d'écrire :

$$\Delta t = \Phi \Delta t_f + (1 - \Phi) \Delta t_{ma}$$

D'où la porosité sonique est donnée par la relation suivante :

$$\Phi_S = (\Delta t_{lu} - \Delta t_{ma}) / (\Delta t_f - \Delta t_{ma})$$

- $\Delta t_{lu}$  : Temps de parcours de l'onde sonique en face des niveaux étudiés.
- $\Delta t_{ma}$  : Temps de parcours de l'onde sonique dans la matrice.
- $\Delta t_f$  : Temps de l'onde sonique dans le fluide.

La porosité corrigée de l'effet d'argiles est donnée comme suit :

$$\Phi_{SC} = \Phi_S - V_{sh} \Phi_{Ssh}$$

Avec :

$$\Phi_{Ssh} = (\Delta t_{sh} - \Delta t_{ma}) / (\Delta t_f - \Delta t_{ma})$$

$\Phi_{Ssh}$  : Porosité sonique des argiles.

$\Delta T_{sh}$ : Temps de parcours de l'onde sonique en face un niveau argileux.

### IV.6.4.4. Porosité utile

L'approche de la porosité utile de la formation a été retenue à partir de la combinaison des trois porosités (Neutron-Densité-Sonique), en appliquant les relations suivantes :

$$\Phi_U = (\Phi_{NC} + \Phi_{DC}) / 2 \quad \text{Si} \quad |\Phi_{NC} - \Phi_{DC}| < 5\%$$

$$\Phi_U = (7 * \Phi_{NC} + 2 * \Phi_{DC}) / 9 \quad \text{Si} \quad |\Phi_{NC} - \Phi_{DC}| \geq 5\%$$

Si la formation est cavée :  $\Phi_U = \Phi_s$

$\Phi_U$  : Porosité utile.

### IV.7. L'exposant de saturation

L'exposant de saturation est relié à la mouillabilité des roches, il est généralement réglé sur des valeurs proches de 2 si la roche est mouillable par l'eau, et prend des valeurs comprise entre 3 et 4 si la roche est mouillable par l'huile.

Dans notre cas on prend  $n=2$  car la roche est mouillable par l'eau.

### IV.8. Facteur de formation

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

$$F = a / \Phi^m$$

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

Dans notre étude on a pris :  $a=1$  et  $m=2$

### IV.9. Estimation de la saturation en eau $S_w$

La saturation en eau de formation est déterminée selon le type de réservoirs. Dans notre étude, on a utilisé la formule de Simondoux modifiée car les argiles sont de type dispersé.

$$S_w^n \frac{\Phi^m}{a \cdot R_w} + S_w \frac{V_{sh}}{R_{sh}} = \frac{1}{R_t}$$

### IV.10. Présentation des résultats

L'interprétation des diagraphies est réalisée sur la base d'une salinité de 140 g/l (salinité régionale) et en considérant les cut off :  $\Phi = 4\%$ ,  $S_w = 50\%$  et  $V_{sh} = 45\%$ .

#### VI.10.1. Résultat de l'interprétation du puits « A1 »

##### ➤ Ordovicien Unité IV-3 : 3201-3243m

L'interprétation des diagraphies a révélés des paramètres pétrophysiques primaires médiocres pour le réservoir « **ordovicien- unité IV** » Ceci nous a permis de conclure que ce réservoir est a caractère compact.

L'unité IV-3 (3201-3218m) est à hydrocarbures sur une hauteur cumulée de 35 m, et présente une porosité moyenne de 5% et une saturation moyenne en eau de 30 %.

##### ➤ Ordovicien Unité IV-2/1 : 3243-3328 Cette unité est argileuse et ne présente pas d'intérêt pétrolier.

##### ➤ Ordovicien Unité III-3 : 3328-3387m

L'unité III-3 est très affectée par les caves, d'où l'utilisation du Sonic comme outil de porosité. Cette unité présente des saturations à hydrocarbures dans sa partie sommitale (3328-3346m) sur une hauteur cumulée de 5 m, une porosité moyenne de 4% et une saturation moyenne en eau de 26 %. La partie basale est compacte et ne présente pas d'intérêt pétrolier.

##### ➤ Ordovicien Unité III-1 : 3387-3485m est argileuse et ne présente pas d'intérêt pétrolier.

#### VI.10.2. Résultat de l'interprétation du puits « A2 »

##### ➤ Ordovicien Unité IV : 3206-3345 m

Ce réservoir est à hydrocarbures sur hauteur cumulée de 40 m, avec de faibles paramètres pétrophysiques, la porosité moyenne est de 4 à 5%, une saturation en eau de l'ordre de 15%.

L'analyse quantitative des diagraphies montre que cette formation est compacte et subdivisée en trois niveaux réservoirs :

- Le niveau sommital localisé dans l'intervalle [3215 ; 3226], présente des porosités qui varient entre 2.5 et 4%, et des saturations de 2 à 5%.
- Le niveau intermédiaire [3226 ; 3284], présente des porosités qui varient entre 3 et 8%, et des saturations de 5 à 10%.
- Le niveau inférieur [3284 ; 3345], présente des porosités qui varient entre 2 et 7%, et des saturations de 10 à 20 %.

### ➤ Ordovicien Unité III : 3345-3498 m

Les bancs gréseux de ce réservoir présentent un intérêt en hydrocarbures sur une hauteur cumulée de 10m, avec de faibles porosités, environ 5%, et une saturation en eau  $S_w$  de 10%.

### VI.10.3. Synthèse des résultats de l'évaluation pétrophysique (Voir annexe 1 et 2)

Puits	Unité	Intervalle (m)	V <sub>sh</sub> moy (%)	Φ <sub>U</sub> moy (%)	S <sub>w</sub> moy (%)
A1	Unité IV	3202 - 3211	9	4	24
		3212 - 3222	28	4	27
		3223 - 3233	63	5	32
		3234 - 3242	74	6	32
	Unité III	3335 - 3340	20	5	18
		3341 - 3346	26	5	29
		3347 - 3362	34	3	35
		3364 - 3376	27	2	34
Puits	Unité	Intervalle (m)	V <sub>sh</sub> moy (%)	Φ <sub>U</sub> moy (%)	S <sub>w</sub> moy (%)
A2	Unité IV	3226 - 3251	30	4	8
		3253 - 3277	24	4	12
		3278 - 3310	28	4	22
		3311 - 3344	26	2	17
	Unité III	3353 - 3359	11	3	18
		3360 - 3362	16	10	7
		3363 - 3364	12	4	13
		3364 - 3382	26	2	16

Tableau VI.8 : Résultats d'interprétation des deux puits A1 et A2

### VI.10.3. Résultats des tests de formation (DST)

Le test de formation réalisé dans les puits A1 et A2 était techniquement réussi, les résultats du DST sont représentés dans le **Tableau VI.8** et **Tableau VI.9** suivant :

Type de test	Barefoot
Formation testée	Ordovicien unité III+IV
Intervalle testé	3166m– 3370m.
Résultats	cheminement de gaz à travers un tampon d'eau

**Tableau VI.6** : Récapitulatif du DST réalisé sur le puits A1

Type de test	Barefoot
Formation testée	Ordovicien unité IV, III, II
Intervalle testé	3207 m– 3530m.
Résultats	cheminement de gaz à travers un tampon d'eau

**Tableau VI.7** : Récapitulatif du DST réalisé sur le puits A2

### VI.11. Conclusion

L'interprétation des diagraphies, des puits A1 et A2 montre un intérêt pétrolier respectivement dans l'ensemble des bancs gréseux des réservoirs de l'ordovicien, néanmoins les caractéristiques sont très faible, d'où la production ne se fait que par ses paramètres secondaires.

La colonne d'hydrocarbures pour le réservoir Ordovicien Unité IV est très importante : elle est de 35 m dans le puits A1 et de 40 m dans le puits A2.

Le test de formation (DST) englobant l'ensemble des bancs gréseux du réservoir ordovicien confirme le caractère compact de ce dernier, du fait qu'il y'a eu juste un cheminement de gaz. Si le réseau de fissures était important la production sera plus importante, ce genre de réservoir produit qu'avec ses paramètres secondaires.

**Chapitre V**  
**Fracturation hydraulique**

## V.1. Introduction

Les traitements des puits par les méthodes de stimulation étaient au début de leurs emplois des procédés destinés à revaloriser et revivifier les puits d'huile et de gaz déjà vieux, par l'amélioration des propriétés matricielles des horizons producteurs, En agissant particulièrement sur la porosité et la perméabilité des formations.

On appelle stimulation toute méthode ou traitement, mécanique ou chimique ayant pour objectif l'amélioration de la production. Les techniques généralement appliquées sont soit :

- Traitements mécaniques (fracturation hydraulique) ;
- Les traitements chimiques (acidifications, injection de solvants) ;
- Ou une combinaison des deux méthodes.

La fracturation hydraulique est une technique de stimulation relativement ancienne, c'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 macroporosité 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 une 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.

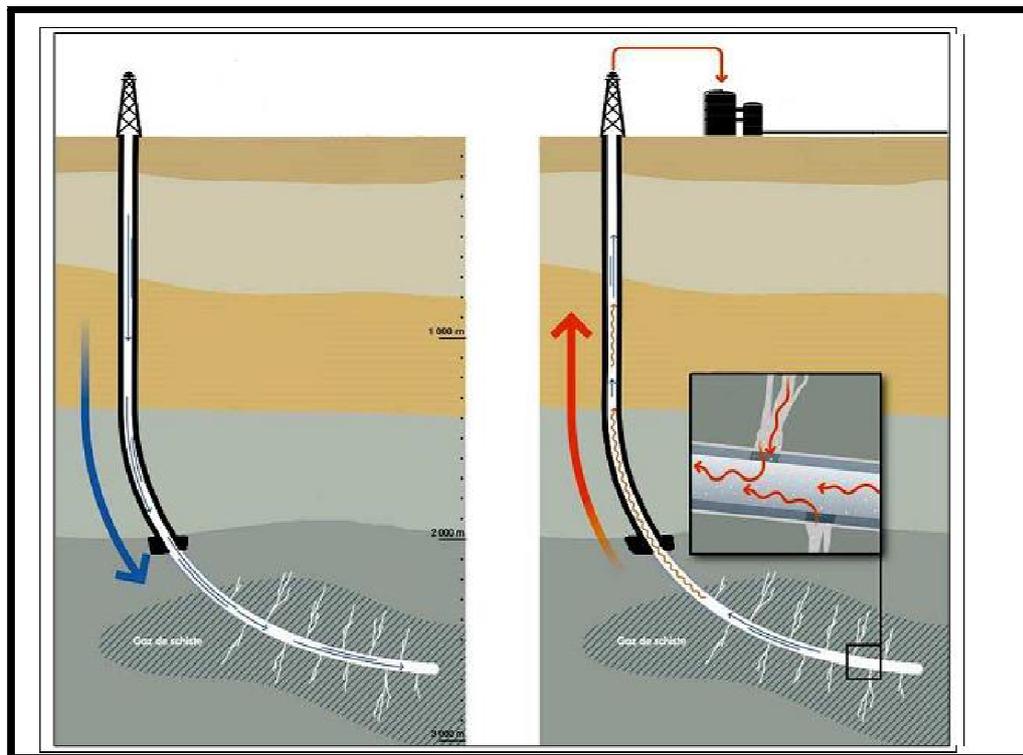


Figure V.1 : Schéma représentatif d'une fracturation hydraulique

Avec l'amélioration continue des technologies et l'essor du savoir-faire des sociétés de services, les opérations de stimulation sont aujourd'hui de plus en plus employées pour les puits fraîchement forés afin d'avoir une production optimale.

## **V.2. Objectif d'une fracturation hydraulique**

Le but essentiel de la fracturation hydraulique est de créer une nouvelle capacité de production d'un réservoir en ouvrant de nouveaux canaux sous forme d'une fracture à très haute perméabilité, maintenue ouverte au moyen d'agents de soutènement (sable, billes de verres...).

En général, on utilise cette méthode pour modifier certaines propriétés pétrophysiques de la roche (porosité, perméabilité) et augmenter l'indice de productivité d'un puits de production ou l'indice d'injectivité d'un puits d'injection. L'indice de productivité définit la vitesse à laquelle le pétrole ou le gaz peut être produit à une différence de pression donnée entre le réservoir et le puits de forage. L'indice d'injectivité se réfère à la vitesse à laquelle le fluide peut être injecté dans un puits à une différence de pression donnée.

## **V.3. Principe de la fracturation hydraulique**

Pour réaliser une fracturation hydraulique on injecte un fluide pour fracturer la formation, ce fluide contient un agent de soutènement qui maintient la fracture ouverte, une fois la pression exercée relâchée. Il y a trois orientations de fracture possible : horizontale, verticale ou toute inclinaison entre ces deux limites.

## **V.4. Applications de la fracturation hydraulique**

La fracturation hydraulique trouve de nombreuses applications industrielles :

- Augmenter le débit d'huile et de gaz dans les réservoirs à faible perméabilité et dans les puits endommagés.
- Le développement des fractures horizontales dans les couches de sel pour la circulation d'eau entre deux puits en vue de créer des cavités pour le stockage des hydrocarbures.
- Stockage des polluants industriels, radioactifs ou chimique, dans les couches imperméables (argiles, marnes) du sous-sol.
- Exploitation minière de certains gisements.
- Relier les fractures naturelles dans une formation au puits de forage.
- Augmenter la zone de drainage ou la quantité de formation en contact avec le puits de forage, et relient l'étendue verticale totale d'un réservoir à un puits incliné ou horizontal.

## **V.5. Etude de la candidature à la fracturation**

Le succès ou l'échec d'un traitement par fracture hydraulique dépend souvent de la qualité du candidat bien sélectionné pour le traitement. Choisir un excellent candidat à la stimulation assure souvent le succès, tout en choisissant un candidat pauvre entraîne normalement un échec économique. Pour sélectionner le meilleur candidat à la stimulation, l'ingénieur de conception doit tenir compte de nombreuses variables. Les paramètres les plus critiques pour la fracturation hydraulique sont la perméabilité de la

formation, la répartition du stress in-situ, la viscosité du fluide du réservoir, le facteur de peau, la pression du réservoir, la profondeur du réservoir et l'état du puits de forage. Si le facteur de peau est positif, le réservoir est endommagé et le puits pourrait être un excellent candidat à la stimulation.

Les meilleurs puits candidats pour les traitements de fracturation hydraulique ont un volume substantiel de pétrole et de gaz en place et doivent augmenter l'indice de productivité. De tels réservoirs ont une zone d'intérêt épaisse, moyenne à haute pression, des barrières de contrainte in-situ pour minimiser la croissance de la hauteur verticale, et soit une zone à faible perméabilité ou une zone qui a été endommagée (facteur de peau élevé).

Avant de sélectionner un puits, on doit prendre en considération les informations relatives au réservoir, au puits ainsi qu'à l'aspect financier et économique de l'opération.

### **V.5.1. Informations relatives au réservoir**

Avant tout traitement de stimulation pour un puits, on doit identifier quelques paramètres du réservoir telle que :

➤ **Nature du réservoir**

Toutes les roches réservoirs peuvent être fracturées plus ou moins facilement (suivant la profondeur). On rencontre cependant des difficultés particulières pour le soutènement des fractures notamment dans les roches mal consolidées par exemple.

➤ **Les contacts WOC et GOC**

La réalisation d'une fracturation hydraulique nécessite la connaissance parfaite des interfaces des fluides en place, car il est essentiel d'éviter l'extension des fractures vers les fluides indésirables.

➤ **Nature du fluide en place**

Avant tout traitement de stimulation, il convient de s'assurer de la compatibilité des fluides en place avec les fluides de stimulation afin d'éviter la formation des émulsions stables, des précipités et des résidus de différentes natures.

➤ **L'épaisseur du réservoir**

La hauteur de la fracture développée est généralement limitée par deux couches peu ou pas perméables.

➤ **Perméabilité du réservoir**

Il est indispensable d'avoir une connaissance aussi précise que possible de la perméabilité du réservoir, aussi bien dans l'aire de drainage qu'aux abords immédiats du puits. Les valeurs de la perméabilité seront obtenues par des mesures sur carottes et par l'interprétation des essais de puits qui donneront :

- L'indice de productivité.
- La conductivité de la formation, avec éventuellement mise en évidence d'une barrière ou d'un changement de faciès.
- L'endommagement aux abords du puits (skin effet).

### V.5.2. Informations relatives aux puits

Les informations nécessaires à connaître sur le puits sont :

#### ➤ Historique du puits

Dans cette partie on peut citer toutes les opérations entreprises au cours du :

- Forage et Complétion.
- Essais et diagraphies antérieures.
- Traitement et interventions.
- Puits voisins (puits producteurs, puits injecteurs).
- Les puits proches fracturés (Les caractéristiques de production de chaque puits avant et après la fracturation).

#### ➤ Etat des perforations

Le type de perforation et leur densité sont des facteurs très importants pour la réussite d'une fracturation.

#### ➤ Etat de la cimentation

Il est nécessaire de vérifier l'isolation parfaite des niveaux à stimuler (adhérence du ciment à la formation) afin :

- D'obtenir la protection contre les fluides indésirables et éviter le cheminement préférentiel (channeling) des fluides derrière le tubage ;
- De mieux contrôler l'extension éventuelle de la fracture.

### V.5.3. Aspect économique

L'estimation de la rentabilité de l'opération nécessite une évaluation aussi précise que possible du :

- Coût du traitement proprement dit.
- Coût des opérations préalables, parfois très importantes, pour le conditionnement du puits (recomplétion).

## V.6. Déroulement de la fracturation hydraulique

Avant d'entamer le frac job de n'importe quel puits, il est impératif de faire une bonne calibration du profil de stress (contraintes) de ce puits afin de bien cibler les zones du stress minimum et les zones du stress maximum et ainsi contrôler la fracture.

### V.6.1. Etude de la faisabilité

Cette étape consiste à vérifier si le puits est conforme aux règles de la fracturation. Ceci en examinant plusieurs paramètres :

- Existence d'un plan d'eau.

- Position et épaisseur du réservoir sélectionné.
- Présence de plan de faille dans les formations avoisinantes.
- La perméabilité du terrain.
- La porosité de la formation.
- La pression du réservoir.

### **V.6.2. Etude géomécanique**

L'analyse géomécanique a pour objectif la mise en place d'un profil de stress afin de déterminer les zones de minimum stress, qui sont essentiels pour le bon déroulement de la fracturation. Elle va donc nous définir la région la plus favorable à la fracturation ainsi que la direction de propagation de la fracture qui est toujours perpendiculaire à la direction du minimum stress.

Cette étude est basée sur les enregistrements des données de diagraphie (log sonic et log densité) afin de déterminer les propriétés mécaniques des roches pénétrées tels que : le module de Young, le coefficient de poisson, le profil de stress et la pression du réservoir.

### **V.6.3. Perforation**

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

L'objectif des perforations pour fracturer est de choisir les paramètres qui réduisent au minimum des chutes de pression de proche-puits pendant l'opération de fracturation et la production. Une perforation idéale pour le déclenchement de la fracture aurait une chute de pression d'injection minimale, initie seulement une fracture simple et produit une fracture avec la tortuosité minimale à une pression réalisable de déclenchement de fracture.

Le type de perforation et leur densité, ainsi leurs distributions jouent un rôle très important pour la réussite de la fracturation, et pour éviter certains problèmes tels que :

- Le problème de tortuosité, nécessitant des perforations positionnées dans la direction de la contrainte horizontale maximale.
- Le problème d'obturation, et pour y remédier, il faut faciliter le passage des billes et pour cela il est impératif que les diamètres des perforations soient plus grands.

### **V.6.4. Design Frac**

Après avoir bien étudié les étapes précédentes, on procède alors au design de la fracturation :

#### **V.6.4.1. Débit d'injection**

Est déterminé en fonction de l'état de contrainte s'exerçant sur le réservoir, des conditions aux limites et de la mobilité du fluide injecté.

### V.6.4.2. Fluide de fracturation

Le choix du type de fluide de fracturation se fait en fonction des propriétés du réservoir. Généralement on utilise les fluides à base d'eau, cependant certains réservoirs contiennent de l'argile sensible à l'eau, dans ce cas précis on utilise d'autres types de fluides tels que des gaz (le dioxyde de carbone, l'azote, le propane) et des fluides à base de pétrole.

L'eau est le fluide le plus utilisé en raison du fait qu'elle est peu coûteuse et abondante. Lors de l'opération de fracturation au moyen de fluides à base d'eau, on procède aux principaux essais de la compatibilité de l'eau avant d'entreprendre le procédé de fracturation. Les principales qualités demandées à un fluide de fracturation sont les suivantes :

- Forte viscosité et faible filtration pour obtenir une bonne épaisseur et une bonne extension de la fracture et pour assurer une bonne mise en place des agents de soutènement.
- Capacité de transport d'agents de soutènement lourds et en proportion importante.
- Bonne compatibilité avec la roche et les fluides de formation, faible teneur en produits insolubles et création d'un minimum de produit de réaction insoluble pour ne pas endommager la formation.
- Facilement déplaçable par les hydrocarbures en place dans le gisement, faible viscosité (lors de déchargement) et faible densité pour faciliter le déchargement et la mise en production.
- Adaptation aux températures rencontrées lors de l'opération à réaliser.

### V.6.4.3. Agent de soutènement

Fracturer c'est créer un drain perméable d'une part et d'autre et c'est à l'agent de soutènement d'en assurer la perméabilité et la conserver dans les conditions d'exploitation du puits, c'est-à-dire, sous contraintes et température du réservoir, et en présence des fluides du gisement. Pour satisfaire ces exigences, les agents de soutènement doivent avoir :

- Une bonne granulométrie et une forme susceptible de générer une bonne conductivité.
- Une résistance mécanique aux contraintes in-situ en exploitation (résistance à la déformation et à la rupture).
- Une résistance chimique dans les conditions de fond au fil du temps (résistance à la corrosion et à l'érosion).
- Une densité compatible avec un transport optimum (sédimentation).

Il existe une grande variété d'agents de soutènement utilisés pour la fracturation hydraulique. Le sable est l'agent de soutènement le plus couramment utilisé, il est le plus économique, est facilement accessible et offre généralement la conductivité de la fracture suffisante pour une contrainte de fermeture moins de 6000 psi. On utilise aussi :

- Des bille de verre offrant une meilleure perméabilité que le sable mais dont le défaut est de se rompre en éclats très fins qui colmatent la fracture quand on atteint la contrainte limite (400 à 500 bar).

- Des matériaux dits haute résistance (bauxite et oxyde de zirconium), ayant une meilleure résistance mécanique (1000 bar) mais dont la densité plus élevée (3,7) peut poser des problèmes de mise en place dans la fracture.
- Resin-coated proppants formant un filtre consolidé au voisinage de puits avec une bonne perméabilité, pour but d'empêcher le reflux des agents de soutènement près du puits.
- Des matériaux dits intermédiaires ou bonne qualité, conçus pour allier bonne résistance et densité acceptable.

La perméabilité des proppants doit être considérée en relation avec la perméabilité du réservoir, c'est pourquoi pour un réservoir peu perméable il n'est pas tellement nécessaire de recourir à des proppants à très forte perméabilité.

#### **V.6.4.4. Break down test (Test d'injectivité)**

Nous désignons par test d'injectivité, l'injection de fluide tel que l'eau traitée, le brut ou la saumure, en régime de fracturation, préliminaire au traitement de fracturation hydraulique proprement dit.

Le break down test consiste à injecter les fluides de fracturation avec une pression initiale connue, qu'on augmentera au fur et à mesure jusqu'à rupture de la roche. Cette dernière se traduira par une chute de pression sur le moniteur de surveillance. Cette analyse nous donnera :

- La pression des fractures fermées.
- Le taux d'extension de la fracture.
- Une estimation de la pression du réservoir.
- Le gradient de fracturation.
- Les pertes de charges en injection.

Ce test demeure encore très utile si le puits est colmaté. Si il y a lieu, une injection préalable de quelques mètres cubes d'acide permettra de décolmater les abords immédiats du puits et de réduire très notablement le gradient apparent de fracturation.

#### **V.6.4.5. Thermométrie**

Avant l'opération de fracturation, on réalise toujours une thermométrie dite de référence, afin de comparer son profil à celui qui sera enregistré après la fracturation. Cela va nous renseigner sur la hauteur de la fracture, si elle a lieu.

#### **V.6.4.6. Data Frac (Mini Frac)**

Les tests de minifracture sont effectués pour reconfirmer la valeur du stress in situ dans la zone d'intérêt et pour estimer les propriétés de perte du fluide de fracturation. Un test de Mini Frac est effectué avec un fluide gélifié similaire au liquide de fracturation qui sera utilisé dans le traitement principal.

Le but de l'injection est de créer une fracture qui sera d'une hauteur similaire à celle qui va être créée lors du traitement principal. Une fois la minifracture créée, les

pompes sont fermées et la pression décroissante est surveillée. Le déclin de la pression peut être utilisé pour estimer :

- La pression de fermeture;
- Le coefficient de filtration;
- L'efficacité du fluide;
- La géométrie de la fracture;
- Les pertes de charge.

Les testes de Mini-frac se divisent en quatre phases :

- **Injection de pré-pad** : Un gel linéaire est généralement employé, ce tampon de fluide est injecté à faible débit. Il a pour but d'amorcer les pompes et remplir le puits dans le cas où le niveau statique de celui-ci est bas.
- **Injection de pad** : c'est un fluide de fracturation généralement du gel réticulé non chargé en agent de soutènement, injecté en tête de puits dans le but d'initier et de développer une fracture en lui donnant une largeur permettant le passage de l'agent de soutènement.
- **Injection du slurry** : Cette phase consiste à véhiculer l'agent de soutènement de la surface vers la fracture, en utilisant un gel transporteur (gel réticulé).
- **La chasse du slurry** : Un gel linéaire est pompé pour chasser le mélange précédent (slurry) dans la formation.

### V.6.5. Frac job

Cette opération se fait en plusieurs étapes:

#### ❖ Initiation de la fracture

Lors de pompage du fluide dans le puits la pression augmente tant que le débit de pompage est supérieur à celui qui peut se filtrer dans la formation. La fracturation de la roche intervient à une pression appelée pression d'initiation de la fracture en dépassant la contrainte de compression minimale appliquée sur la roche.

#### ❖ Développement ou extension de la fracture

En continuant à pomper, la fracture s'étend de plus en plus tant que le débit de pompage est supérieur au débit de filtration à travers les faces de la fracture. L'extension de la fracture s'effectue à une pression appelée pression d'extension, inférieure ou égale à la pression d'initiation.

#### ❖ Maintien de l'ouverture de la fracture

Dans les formations carbonatées un fluide de fracturation contenant l'acide chlorhydrique assez concentré est utilisé. Cet acide ronge irrégulièrement les parois de la fracture ce qui laisse des canaux résiduels de très haute perméabilité lorsque la fracture se ferme suite à l'arrêt du pompage ; c'est ce que l'on appelle « fracturation acide ».

Dans les formations gréseuses, des agents de soutènement présentant une très bonne perméabilité (sable, billes de verres...) sont mélangés au fluide de fracturation (de haute

viscosité) et sont entraînés dans la fracture par ce fluide ; ils empêchent la fracture de se fermer quand on arrête le pompage en fin du traitement. Les agents de soutènement sont pompés lorsque la fracture atteint des dimensions géométriques (épaisseur de la fracture particulièrement) suffisantes pour les laisser passer.

❖ **Fermeture du puits**

On injectera le fluide chargé d'agents de soutènement (proppant) sur plusieurs concentrations progressives pour gaver la fracture. Dès l'arrêt des pompes, la fracture se referme progressivement (plus au moins vite) sous l'effet du refoulement des fluides de fracturation dans le puits et leurs filtration à travers les parois de la fracture, alors il va falloir maintenir la fracture ouverte à l'aide des agents de soutènement (Sable ou microbilles en céramique).

❖ **Dégorgement et mise en production**

Cette opération consiste à évacuer au mieux non seulement le fluide de traitement contenu dans la fracture résiduelle mais encore le fluide qui a filtré dans la formation.

On injecte un fluide linéaire dans la colonne, pour pousser tout simplement le reste du gel chargé en agents de soutènement dans la fracture, et on augmente la pression à la surface pour forcer autant que possible la pénétration du Proppant dans la fracture. Cela va créer une largeur supplémentaire, ce qui signifie une capacité d'écoulement plus élevée.

Afin de vérifier si l'opération de la fracturation hydraulique a été réussie, un log de thermométrie est indispensable pour le comparer avec celui effectué avant la fracturation et avoir une idée sur l'allure de la propagation de la fracture.

## V.7. Evaluation de la fracturation

### V.7.1. Puits A1

Afin d'évaluer l'état et la qualité de la cimentation du puits A-1, des diagraphies de cimentation « CBL-VDL » ont été enregistrées. Les résultats obtenus à partir de l'interprétation du CBL-VDL sont représentés dans le tableau suivant :

Tubage	Sabot (m)	Intervalles (m) Lectures	CBL 0 - 100 (Mv)	Observation
4 ½" liner	2992	3002-3010	15	bonne cimentation
		3010-3178.5	2	Très. Bonne cimentation
		3178.5-3190	10	bonne cimentation
		3190-3381.5	2	Très. Bonne cimentation
		3331.5-3450	15	bonne cimentation
		3450-3485	10	bonne cimentation
		3485-3511.5	2	Très. Bonne cimentation

**Tableau V.1:** Evaluation de la qualité de cimentation du puits A1

#### ❖ Model Géo-mécanique (profil de stress)

La compagnie de service **Schlumberger** a établi son profil de stress en se basant sur les données soniques et de densité le calcul a été fait à l'aide d'un logiciel FRACAD. Le tableau ci-dessous résume les résultats obtenus à partir de profil de stress représenté sur la **Figure V.2**.

Well type	Exploration well
Formation name	Ordovician Unit IV
Rock type	Sandstone
Young's Modulus	2.5 – 3.5 Mpsi
Poisson's ratio	0.11 – 0.18
Average porosity	1 - 10 %
Average Reservoir pressure	3960 psi
Bottom hole temperature at the mid perforation	132 degC

**Tableau V.2 :** Résultats de l'étude géomécanique du puits A1

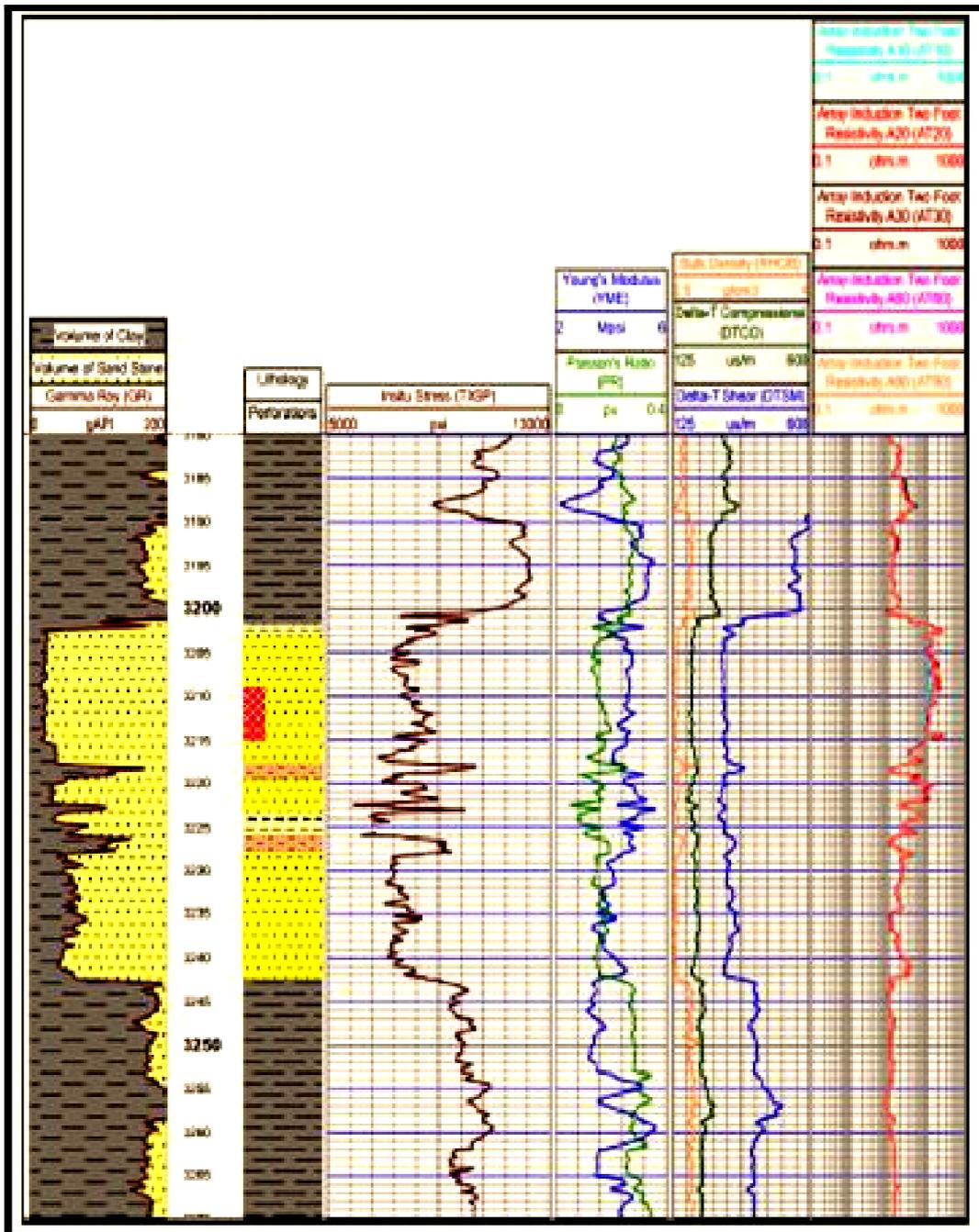


Figure V.2 : Profil de stress

Le Profil de stress montre un intervalle favorable à l'initiation de la fracture (intervalle à perforer) entre 3209m et 3215m avec une moyenne du minimum stress de **8000Psi** au niveau de l'**Ordovicien de l'unité IV**

Les argiles sous-jacentes se caractérisent par un stress élevé qui leur attribue la propriété de barrière de confinement (argiles résistante à la fracturation).

❖ Breakdown test (test d'injectivité)

Dans le but d'initier la fracturation dans la formation, on procède a un test de cassure (breakdown test) qui consiste a exercer une pression sur le réservoir par le pompage d'une quantité d'eau traité a partir de la surface avec un débit et une pression, qui vont vaincre la pression des pores et permettront d'engendrer une fracture ; Les paramètres liés a la cassure de la formation sont reportés dans le **Tableau V.3**, et le déroulement du test est représenté sur la **Figure V.3**.

Step #	Step Name	Slurry Volume (bbl)	Slurry Rate (bbl/min)	Pump Time (min)	Fluid Name	Fluid Volume (gal)
1	Break Down	51.5	11.5	5.6	Treated Water	2157
2	Acid	95.8	7.3	14.3	HCl 15	4022
3	OverFlush	248	20.7	14.5	Treated Water	10422

Tableau V.3 : Données du Breakdown test (test d'injectivité) du puits A1

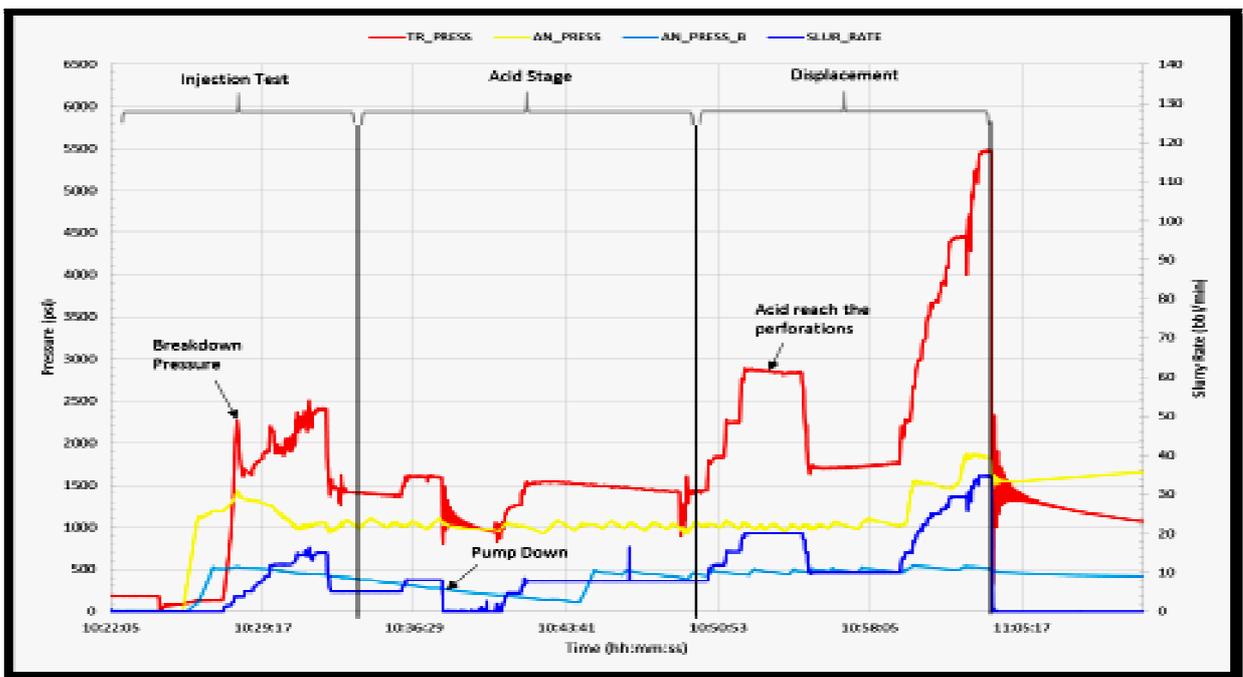


Figure V.3: Breakdown test du puitsA1

Cette figure montre le déroulement du test d'injection :

**La phase 1 :** correspond à un petit test d'injectivité avec de l'eau traitée pour voir la chute de pression (break down). Ce test est positif à 2250 psi de la pression de surface avec un débit de 5 bpm.

**La phase 2 :** on arrête le pompage de l'eau traitée et on passe au pompage de l'acide pour éliminer les obstacles, ainsi que dépôts minéraux.

**La phase 3 :** Après le pompage de l'acide, on pompe l'eau traitée (Over flush) pour nettoyer le tube et pousser tout l'acide dans le réservoir (il ne faut pas laisser l'acide à l'intérieur du tube pour éviter la corrosion de tubage). Cette étape est très importante pour la protection du tubage.

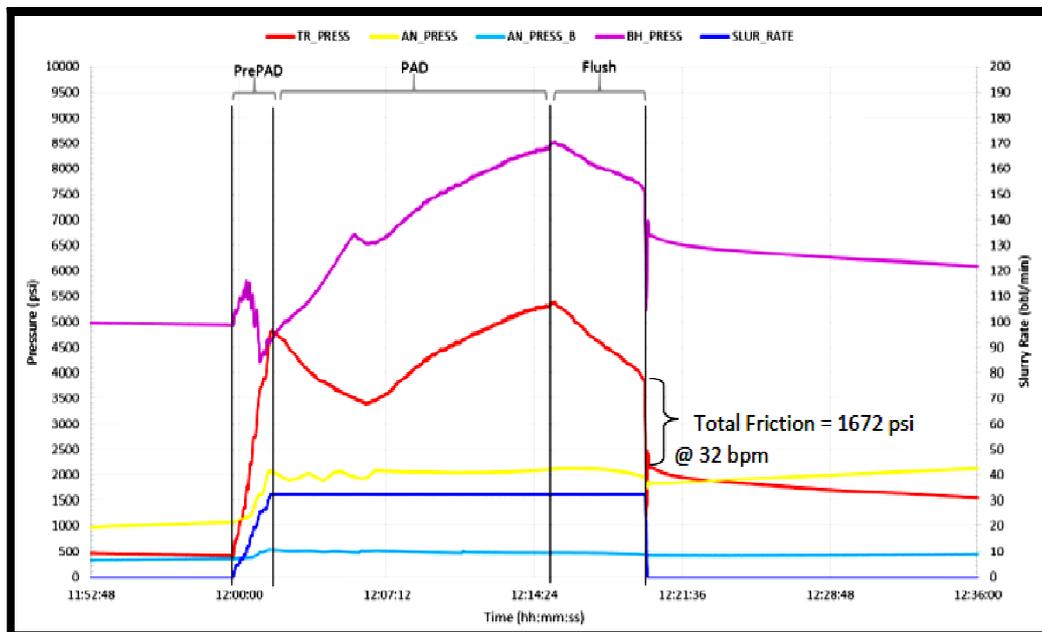
❖ **Mini frac**

Au cours de ce test les données obtenues par le breakdown test seront recalibrer avant d'entamer le job final en utilisant cette fois une solution gélifiée. Le data frac va nous permettre de calibrer tous les paramètres qui vont entrer dans l'élaboration du design final de l'opération de fracturation hydraulique.

Le déroulement du Data Frac est représenté sur **Figure V.4**, et les données du test sont reportées dans le **Tableau V.4**.

Step #	Step Name	Slurry Volume (bbl)	Slurry Rate (bbl/min)	Pump Time (min)	Fluid Name	Fluid Volume (gal)
1	PrePAD	34.6	25.7	2	WF140	1453
2	PAD	428.6	32.4	13.2	YF140HTD	18001
3	Flush	161.1	32.3	5.1	WF140	6766

**Tableau V.4 :** Données du data frac test du puits A1



**Figure V.4 :** Data frac test du puits A1

Cette étape correspond à l'injection de fluides (PrePAD, PAD, Flush) de différentes viscosités pour transporter les agents de soutènement qui vont laisser la fracture ouverte et créer la perméabilité. Ces fluides ont été pompés en régime frac par un débit maximum de 30 bpm en causant une augmentation de la pression de surface et la pression du fond de puits (bottom hole pressure).

Les résultats obtenus après le test de Mini-Frac sont représentés dans le **Tableau V.5** :

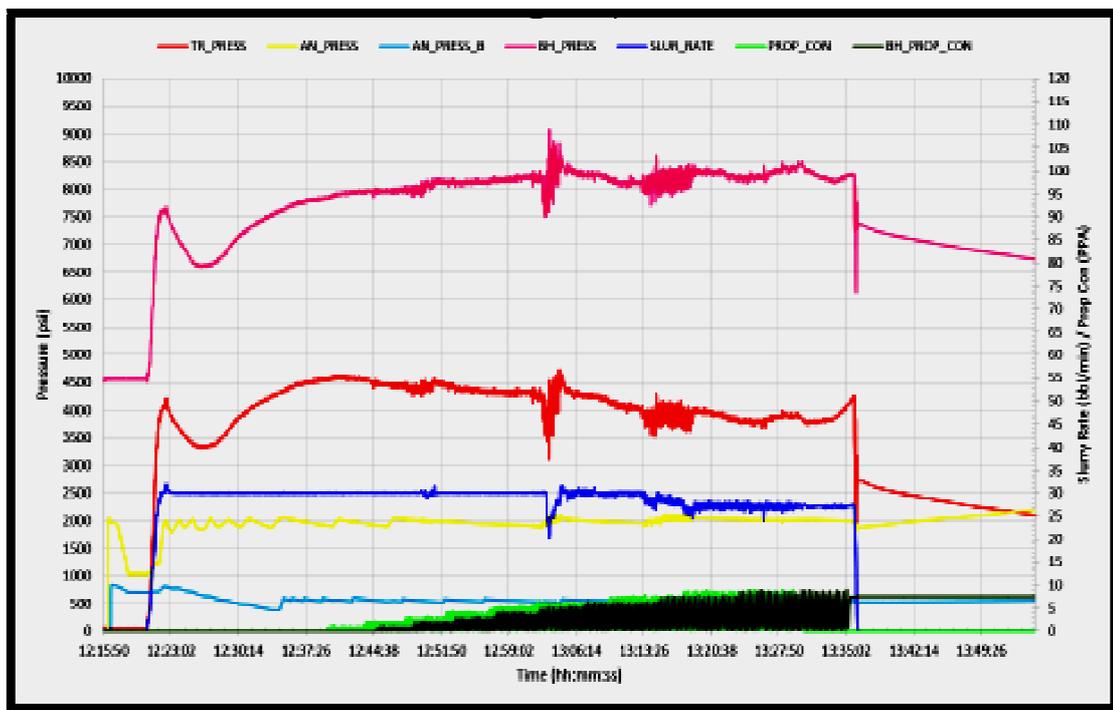
Data Frac	
Pression de fermeture (Psi)	6158
Efficacité du fluide (%)	34
Pression net (Psi)	562

**Tableau V.5** : Résultats obtenu lors du Mini Frac du puits A1

❖ **Main Job (Traitement principal)**

A la base des analyses de mini-frac, l'ingénieur de fracturation va réaliser le design du traitement lui même avec entré du proppant (sable) dans la formation a des différentes étapes de pompage c'est-à-dire a des différentes concentrations des agents de soutènement.

La figure suivante représente le déroulement de l'opération :



**Figure V.5:** Main job du puits A-1

**La phase 1** : on commence le pompage en augmentant le débit à 30 bpm. Après pompage nous constatons que le comportement de la pression de surface et celle du fond de puits sont semblable à celles remarquées dans le diagramme de mini-frac.

**La phase 2** : correspond à une chute de pression de surface (break down) à 4200 psi avec un débit de 30 bpm indiquant l'ouverture de la fracture. A la fin de cette phase on remarque que la pression de surface commence à se stabiliser à 4500 psi ce qui signifie l'absorption de fluide par la formation et sa propagation.

**La phase 3 :** on remarque une diminution de la pression de surface due à l'effet hydrostatique dans le tubage suite à une injection progressive de proppant. En suite, on arrête l'injection du proppant et on injecte un gel linéaire pour pousser le reste du proppant trouvé dans le tubage vers la formation.

**La phase 4 :** l'arrêt de pompage (débit=0) et stabilisation de tous les paramètres.

L'opération de la fracturation hydraulique est terminée en toute sécurité.

### Conclusion

Nous constatons que l'opération de fracturation hydraulique du réservoir Ordovicien a permis de faire produire le puits avec un débit de gaz considérable ( $1060.67 \text{ Sm}^3/\text{h}$ ) sur la Duse  $24/64''$  avec une pression en tête de  $372.25 \text{ psi}$ , sachant que le test de formation durant le forage n'a pas donné une production quantifiable en surface, mais juste un cheminement de gaz à travers le tampon d'eau.

### V.7.2. Puits A2

Afin d'évaluer l'état et La qualité de la cimentation du puits A2, des diagraphies de cimentation « CBL-VDL » ont été enregistrées. Les résultats obtenus à partir del'interprétation du CBL-VDL sont représentées dans le **Tableau V.6** ci-dessous

L'interprétation du **CBL-VDL** montre de façon générale une bonne à moyenne cimentation.

Tubages	Top liner (m)	Intervalles de Lectures (m)	CBL 0-100 (Mv)	Observation
4 1/2" liner	3057	3060-3085	15	Cimentation moyenne
		3085-3142	20	Mauvaise cimentation
		3142-3153	5	Bonne cimentation
		3153-3212	15-20	Moyenne à mauvaise cimentation
		3212-3360	1-10	Très bonne cimentation
		3360-3370	10-20	Moyenne à mauvaise cimentation
		3370-3405	1-15	Très bonne a moyenne cimentation
		3405-3409	20	Mauvaise cimentation
		3409-3420	5-10	Très bonne cimentation
		3420-3495	10-20	Moyenne à mauvaise cimentation
3495-3505	5-10	Très bonne cimentation		

**Tableau 02: évaluation de la qualité de cimentation**

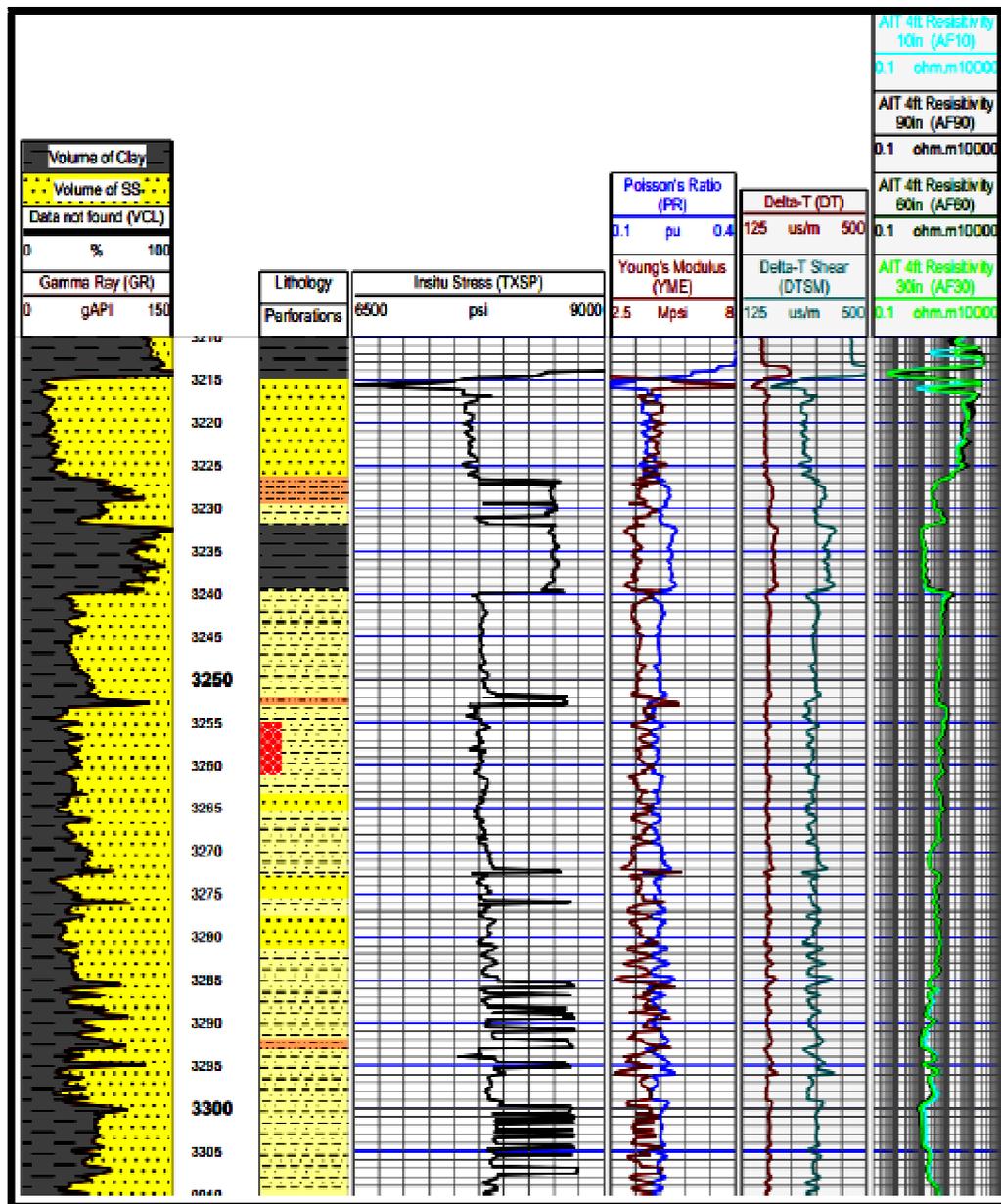
**Tableau V.6 :** Evaluation de la qualité de cimentation du puits A2

❖ **Model Géo-mécanique (profil de stress)**

Le tableau ci-dessous résume les résultats obtenus à partir de profil de stress représenté sur la **Figure V.6**.

Well type	Exploration well
Formation name	Ordovician Unit IV
Rock type	Sandstone
Young's Modulus	2.6 – 2.9 Mpsi
Poisson's ratio	0.21 – 0.22
Average porosity	1 - 10 %
Average Reservoir pressure	3870 psi
Bottom hole temperature at the mid perforation	126 degC

**Tableau V.7 : Résumé des Résultats**



**Figure V.6 : Profil de stress**

Le Profil de stress montre un intervalle favorable à l'initiation de la fracture (intervalle à perforer) entre **3255m** et **3261m** avec une moyenne du minimum stress de **7000Psi** au niveau de l'**Ordovicien de l'unité IV**.

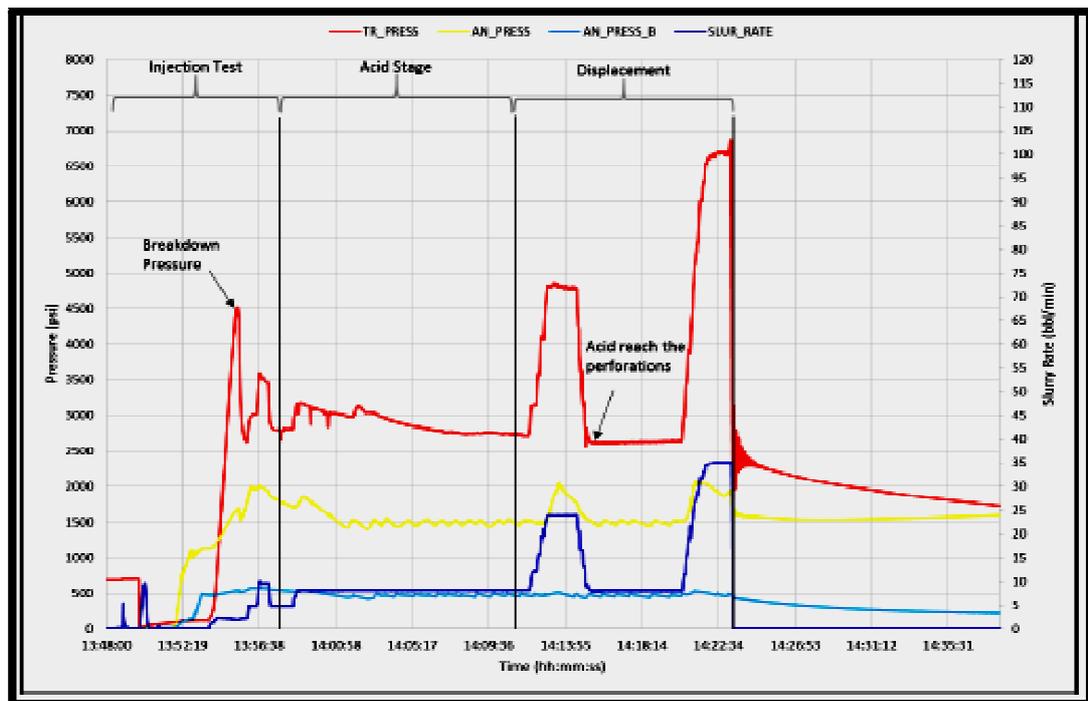
Les argiles sous-jacentes se caractérisent par un stress élevé qui leur attribue la propriété de barrière de confinement (argiles résistante à la fracturation)

❖ **Breakdown test**

Le déroulement du test d'injection est représenté sur **Figure V.4**, et les paramètres liés à la cassure de la formation sont reportés dans le **Tableau V.8**.

Step #	Step Name	Slurry Volume (bbl)	Slurry Rate (bbl/min)	Pump Time (min)	Fluid Name	Fluid Volume (gal)
1	Break Down	19.2	9.7	7.7	Treated Water	805
2	Acid	94.3	7.9	13.4	HCl 15	3960
3	Displacement	196.3	22.3	12.2	Treated Water	8248

**Tableau V.8** : Data du Breakdown test du puits A2



**Figure V.7** : Breakdown test du puits A2

Cette figure montre le test d'injectivité du réservoir **Ordovicien unité IV**. Le but principal de ce test est d'éliminer les dépôts de minéraux et vérifier si cette formation absorbe les fluides.

**La phase 1** : correspond à un petit test d'injectivité avec de l'eau traitée pour voir la chute de pression (break down). Ce test est positif à 4500 psi de la pression de surface avec un débit de 5 bpm. La formation est fracturée et il y a eu une filtration du fluide.

**La phase 2 :** Après que la fracture est crée on injecte de l'acide HCl 15 pour éliminer les dépôts de minéraux et augmenter l'extension de la fracture. Après avoir injecté l'acide nous pouvons voir que la pression de surface diminue de 3250 psi à 2250 psi (l'acide est efficace).

**La phase 3 :** Après le pompage de l'acide HCl 15, on pompe de l'eau traitée pour nettoyer le tube et pousser tout l'acide dans le réservoir (il ne faut pas laisser l'acide à l'intérieur du tube pour éviter la corrosion de tubage). Cette étape est très importante pour la protection du tubage.

Après avoir nettoyé le tube on arrête le pompage (débits = 0), ça veut-dire la fin de l'opération. Le test d'injectivité est positif.

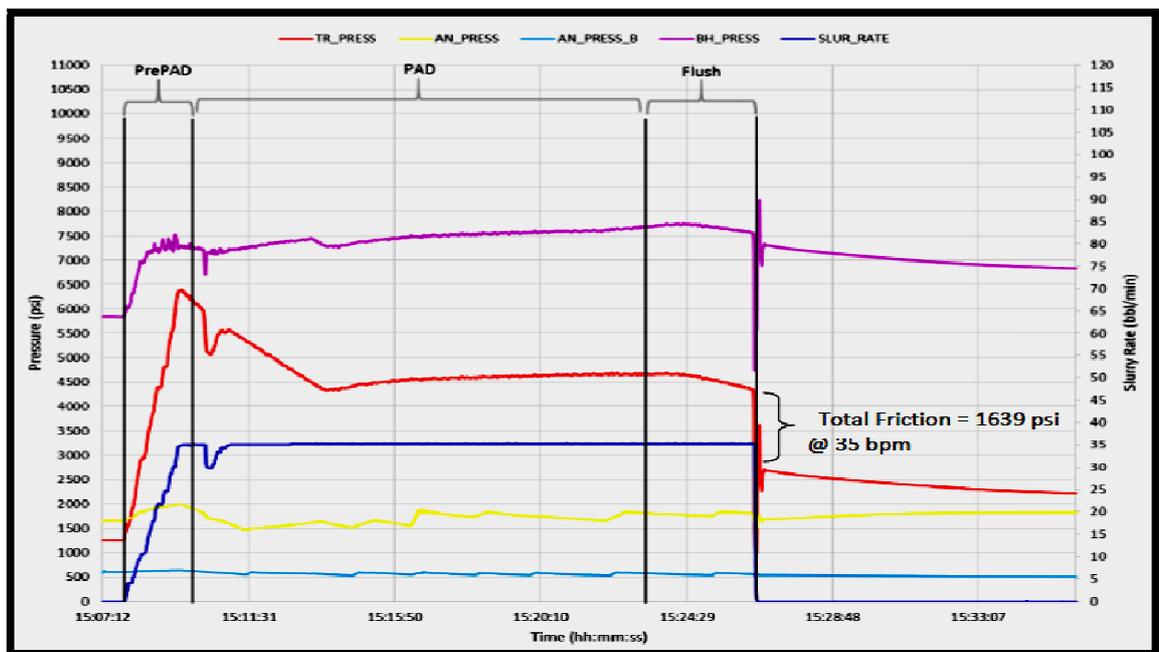
❖ **Mini frac**

Au cours de ce test on utilise une solution gélifiée. Avant d'entamer le job final, le Data Frac va nous permettre de calibrer tous les paramètres qui vont entrer dans l'élaboration du design final de l'opération de fracturation hydraulique.

le déroulement du test est représenté sur la **Figure V.9**, les données du mini Frac sont reportés dans le **Tableau V.9** ci-dessous :

Step #	Step Name	Slurry Volume (bbl)	Slurry Rate (bbl/min)	Pump Time (min)	Fluid Name	Fluid Volume (gal)
1	PrePAD	32.2	23.2	1.8	WF140	1327
2	PAD	428.6	35.0	12.2	YF140HTD	18000
3	Flush	164.0	35.1	4.8	WF140	6912

**Tableau V.9 :** Data du Mini-Frac Test du puits A2



**Figure V.8:** Data frac test du puits A2

Cette figure montre le déroulement du mini frac, et son but principal qui est de déterminer la pression de fermeture, l'efficacité du fluide et la pression nette.

**La phase 1 :** On injecte du préPad avec un débit maximum de 35 bpm, en causant une augmentation de la pression de surface et la pression du fond de puits (bottom hole pressure). Lorsque la pression atteint 6400 psi, nous observons une chute de pression. Cette chute signifie que la fracture est ouverte.

**La phase 2 :** Après la cassure de la formation on injecte 18000 gal du Pad pour développer la fracture. La stabilisation de la pression veut dire que la formation absorbe le gel et que la fracture se propage le plus loin.

**La phase 3 :** On pompe 6912 gal du Flush pour chasser le mélange précédent (slurry) dans la formation.

**La phase 4 :** L'arrêt de pompage (débit = 0) et la surveillance de déclin de pression pour déterminer), la pression de fermeture (Psi), l'efficacité de fluide (%) ainsi que pression nette (Psi).

Les données obtenues après le test de Mini-Frac sont représentés dans le **Tableau 06** suivant :

Data Frac	
Pression de fermeture (Psi)	6968
Efficacité du fluide (%)	20
Pression net (Psi)	352

**Tableau V.10:** Données Obtenu lors du Mini Frac du puits A2

#### ❖ Main Job

En se basant sur les analyses de mini-frac, l'ingénieur de fracturation va réaliser le design du traitement lui même avec entré du proppant (sable) dans la formation à des différentes étapes de pompage c'est-à-dire à des différentes concentrations des agents de soutènement.

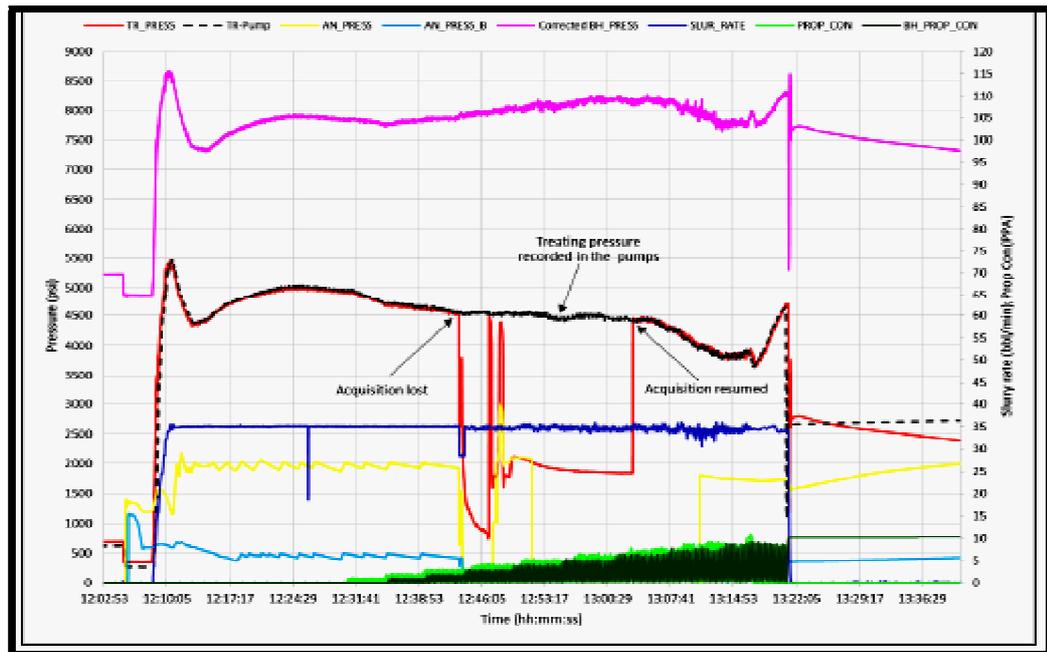


Figure V.9: Main job du puits A2

Cette figure nous montre le déroulement de la fracturation hydraulique :

**La phase 1 :** On commence le pompage en augmentant le débit à 35 bpm, après quelques minutes de pompage on remarque une chute de pression à 5500 Psi, indiquant l'ouverture de la fracture. A la fin de cette phase on voit que la pression de surface commence à se stabiliser à 5000 psi ce qui signifie l'absorption de fluide par la formation, sa propagation et l'extension de la fracture.

**La phase 2 :** On commence à injecter progressivement du gel linéaire avec du proppants. Après l'injection d'une petite quantité, on remarque une chute brusque de la pression de surface, qui est due à une interruption de mesure, et on remarque aussi une diminution progressive de la pression des pompes (équivalent à la pression de surface) due à l'effet hydrostatique dans le tubage suite à une injection progressive de proppant. Après quelques minutes de pompage on remarque l'augmentation brusque de la pression de surface à 4500 Psi, ce qui signifie que la mesure de cette dernière est reprise.

**La phase 3 :** On arrête l'injection du proppant et on continue l'injection du gel linéaire pour pousser le reste du proppant trouvé dans le tubage vers la formation. L'augmentation de la pression de surface remarquée est due à l'effet hydrostatique.

**La phase 4 :** On remarque une chute de pression ce qui signifie l'arrêt de pompage puis la stabilisation de tous les paramètres.

L'opération de la fracturation hydraulique est terminée en toute sécurité.

### Conclusion

L'opération de fracturation hydraulique du réservoir Ordovicien du puits A2 s'est déroulée sans incidents ni accidents et le design de pompage initial a bien été respecté.

Toutefois, lors du dégorgeement du puits, ce dernier a donné une production de gaz accompagné d'une eau salée.

## **Conclusion et Recommandations**

## Conclusion

Au cours de notre étude, on s'est intéressée au réservoir Ordovicien du bassin d'Illizi, l'évaluation pétrophysique à été faite à partir des données enregistrées dans deux puits (A1, A2) montrant un intérêt pétrolier au niveau des deux unités III et IV et l'aspect compact de ces dernières. Ceci a été réalisé par les différentes diagraphies qui indiquent les caractéristiques des « tight gas sands » à savoir une faible perméabilité, une porosité médiocre entre (4% et 5%) et une colonne d'hydrocarbures importante (40m pour l'unité IV et 10m pour l'unité III).

Le test de formation (en barefoot) réalisé au niveau des bancs gréseux des unités IV et III indiquent un faible débit de gaz, ce qui confirme le caractère compact du réservoir, et la nécessité d'effectuer une fracturation hydraulique pour la mise en production des deux puits.

La technique de la fracturation hydraulique a été utilisée au niveau des deux puits A1 et A2 dans le but d'augmenter la productivité de ces derniers, et remédier aux différents problèmes d'exploitation. Ceci après une sélection de puits candidats à la fracturation, et une étude sur l'historique et les interventions réalisées sur les puits.

Cette opération est jugée réussie, et les résultats convaincants au niveau du puits A1 on note une production de gaz avec un débit de 1060.67 m<sup>3</sup>/h et une pression en tête de 372.25 psi. Toutefois, concernant le puits A2 l'opération de fracturation s'est achevée sans problèmes, néanmoins ce dernier a produit du gaz accompagné d'une eau salée, ce phénomène peut être expliqué par une mauvaise estimation des saturations en eau ; une propagation incontrôlée de la fracture qui a atteint un plan d'eau ou bien la production de l'eau de fracturation qui n'a pas été évacuée complètement et correctement.

## Recommandations

Arrivé au terme de la présente étude, nous allons proposer quelques suggestions dans le but de résoudre les différents problèmes liés à la production

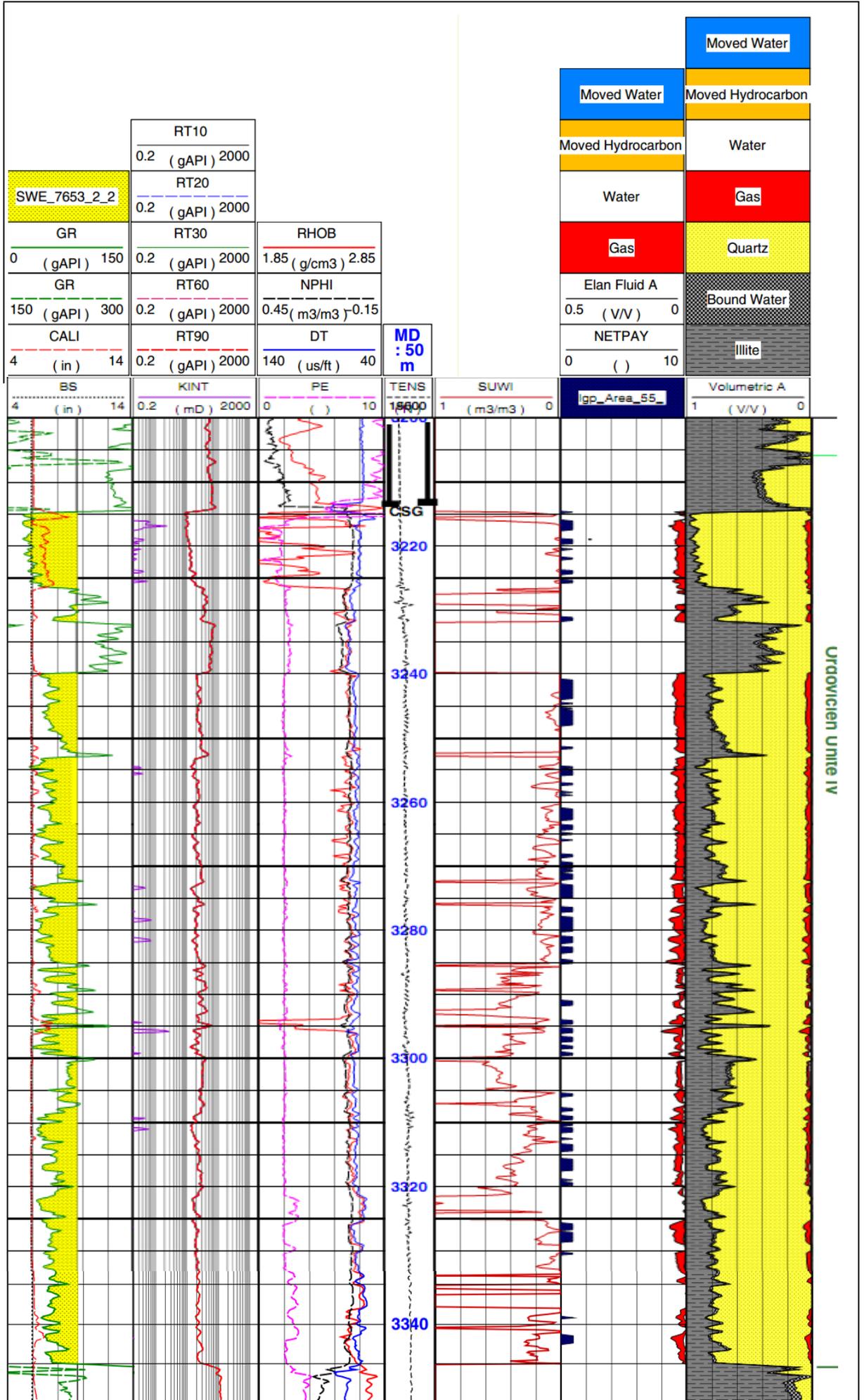
- Effectuer un log de thermométrie avant et après l'opération de fracturation hydraulique pour avoir une idée sur l'allure de la propagation de la fracture.
- Prélever un maximum de carottes possible pour compléter les données des diagraphies et fournir des informations pour l'opération de fracturation (perméabilité, dureté, fractures naturelles).
- Utiliser les outils d'imagerie qui peuvent fournir une image des parois du puits basée sur le contraste des propriétés physiques. Les images enregistrées permettent la détection des fractures et les différentes structures géologiques confirmant ainsi les résultats obtenus à partir de l'analyse des carottes.
- Exécuter des coupes géologiques et des corrélations lithostratigraphiques du réservoir à travers tous les puits du champ et suivant toutes les directions diverses possibles, ceci nous permettra d'élargir les analyses des caractéristiques pétrophysiques et le découpage en unités sur la majeure partie du gisement.
- Effectuer une étude physico-chimique de l'eau produite, et déterminer son origine à partir de sa composition (eau de formation ou bien eau de fracturation non évacuée).

## Bibliographie

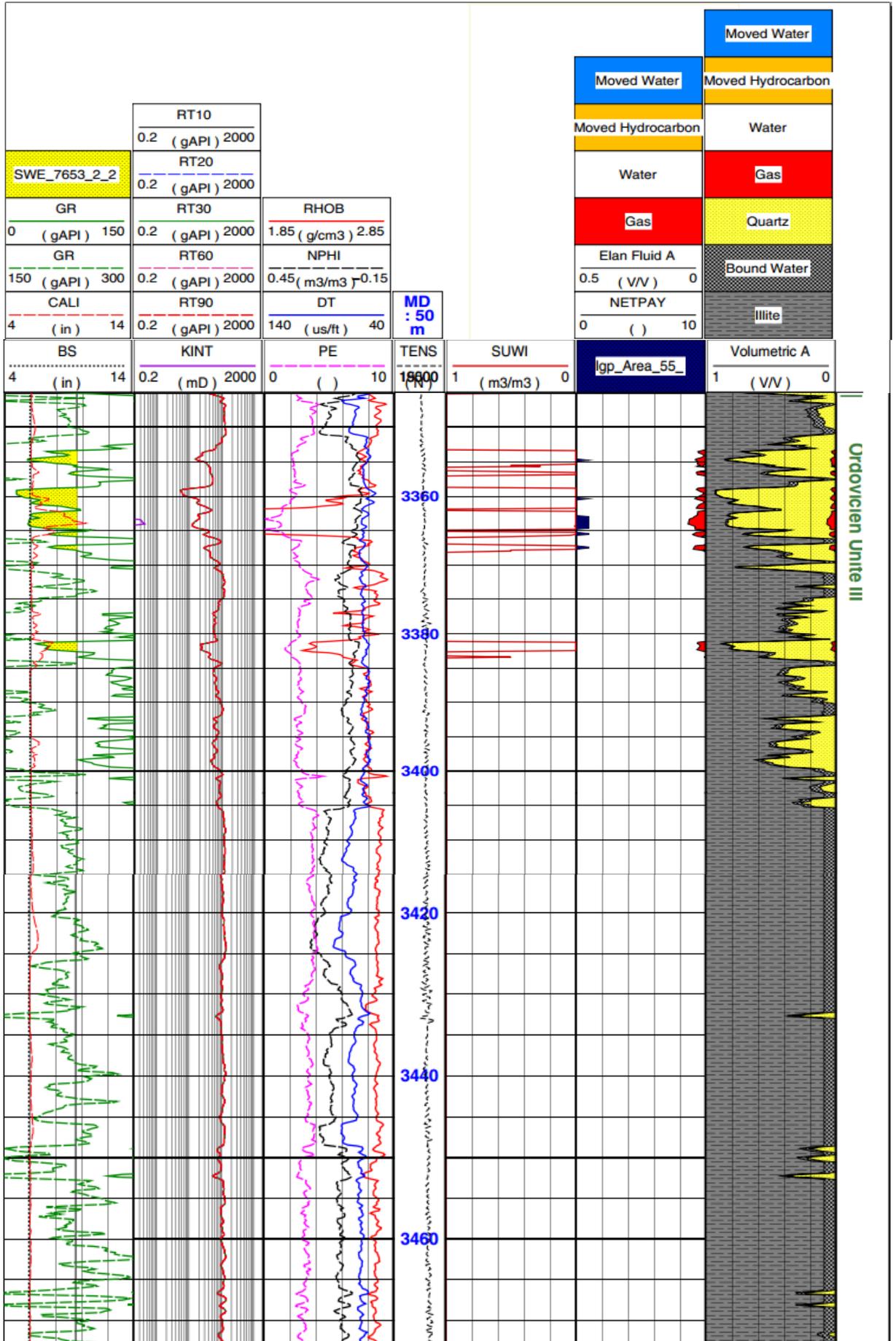
- **SERRA O.**, 1979, Diagraphies différées, base de l'interprétation, Tome 1 : Acquisition des données diagraphiques, Éditions Technip.
- **SERRA O.**, 1985, Diagraphies différées, base de l'interprétation, Tome 2 : Interprétation des données diagraphiques, Éditions Technip.
- **Chapellier D.**, Diagraphies pétrole, Cours online de géophysique, université de Lausanne-Institut Français du Pétrole.
- **Chapellier D., Jean-Luc Mari**, Principe de base, Cours online de géophysique, université de Lausanne-Institut Français du Pétrole.
- **BELDJILALI Wafaa , KI-IELDOUN Afaf**, 2013, CONTRIBUTION A L'ETUDE DE QUELQUE GISEMENTS PETROLIERS DANS LE SUD-EST ALGERIEN. Mémoire de fin d'étude de Master, Université Abou Bekr BELKAID Tlemcen.
- **DJEDDI Mabrouk**, 2013, COURS DE SISMIQUE DE PUITES. 13pp, 10 figures. Laboratoire de Physique de la Terre, Université M'Hamed Bougara Boumerdes – Algérie. <https://djeddimabrouk.fr.gd/>
- **SONATRACH EXPLORATION**, 2010, Diagraphies différées et interprétation.
- **Abbas Radhi Abbas**, 2016, Basic Well Logging (Fields Applications).
- **Abbas Radhi Abbas**, 2016, Cased Hole Logging Basics.
- **HACINE RACHID**, Juillet 2007, Diagraphies de production, IAP Boumerdes.
- **DESBRANDES R.**, 1982, Diagraphies dans les sondages, Éditions Technip.
- **NAIK G.C.**, 2007, Tight Gas Reservoirs: An Unconventional Natural Energy Source for the Future.
- **P. Le Tirant, Association de recherche sur les techniques d'exploitation du pétrole, L. Gay**, 1972, Manuel de fracturation hydraulique, Éditions Technip.
- **Mohamed Naoufel Guermiti, Seifeddine Azizi**, 2014 : « Amélioration de l'indice de productivité par fracturation hydraulique, Application champs de Tiguentourine cas puits TG358 ». Mémoire de fin d'étude de Master, université Kasdi Merbah Ouargla.
- **Sara LOUATI, Walid ATTOUM**, 2012 : « Fracturation hydraulique dans l'industrie gazière : Analyse et critiques ». Mémoire de fin d'étude de Master, Université Abou Bekr BELKAID Tlemcen.

# **Annexes**

# Ordovicien Unité IV puits A2

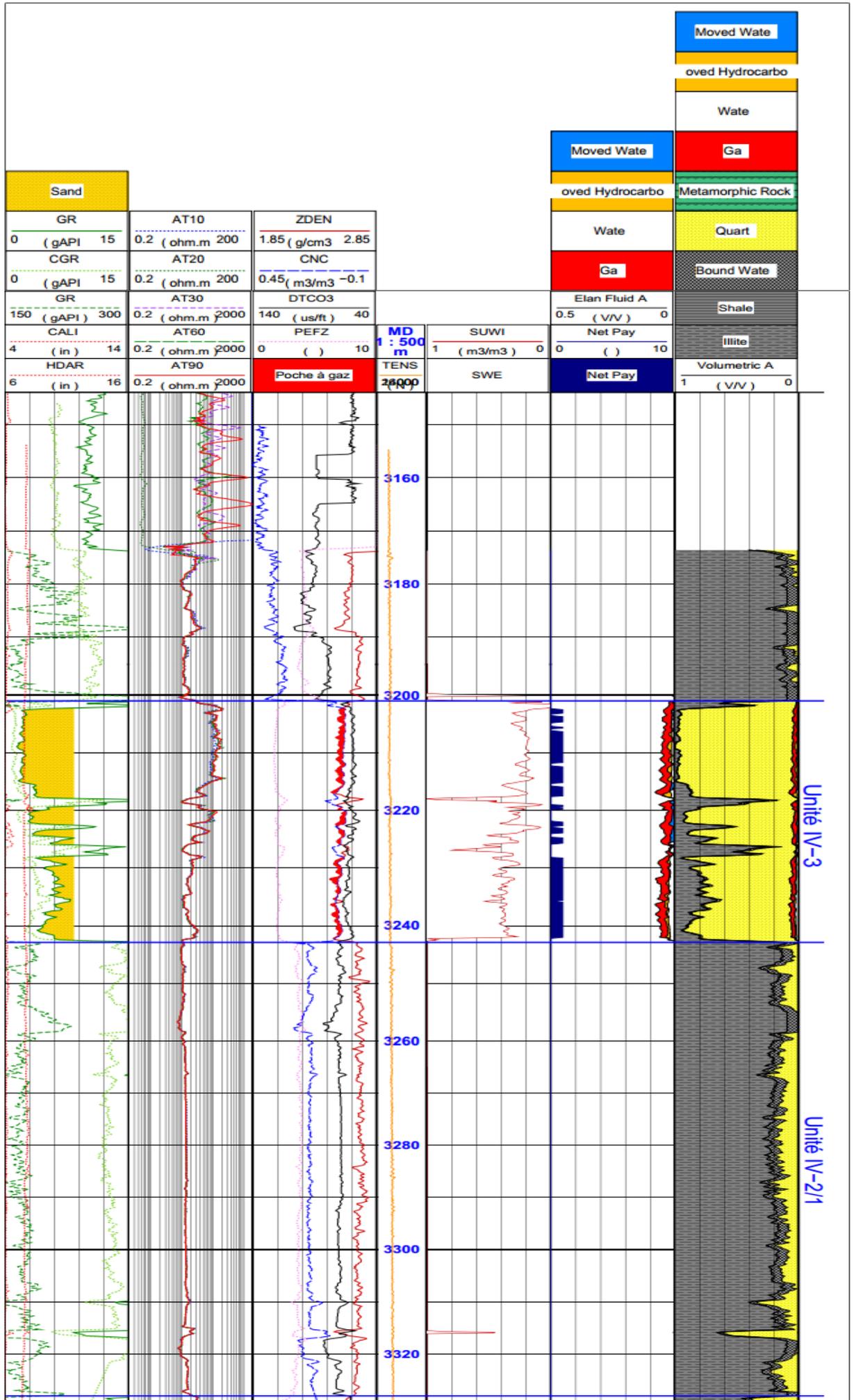


# Ordovicien Unité III puits A2

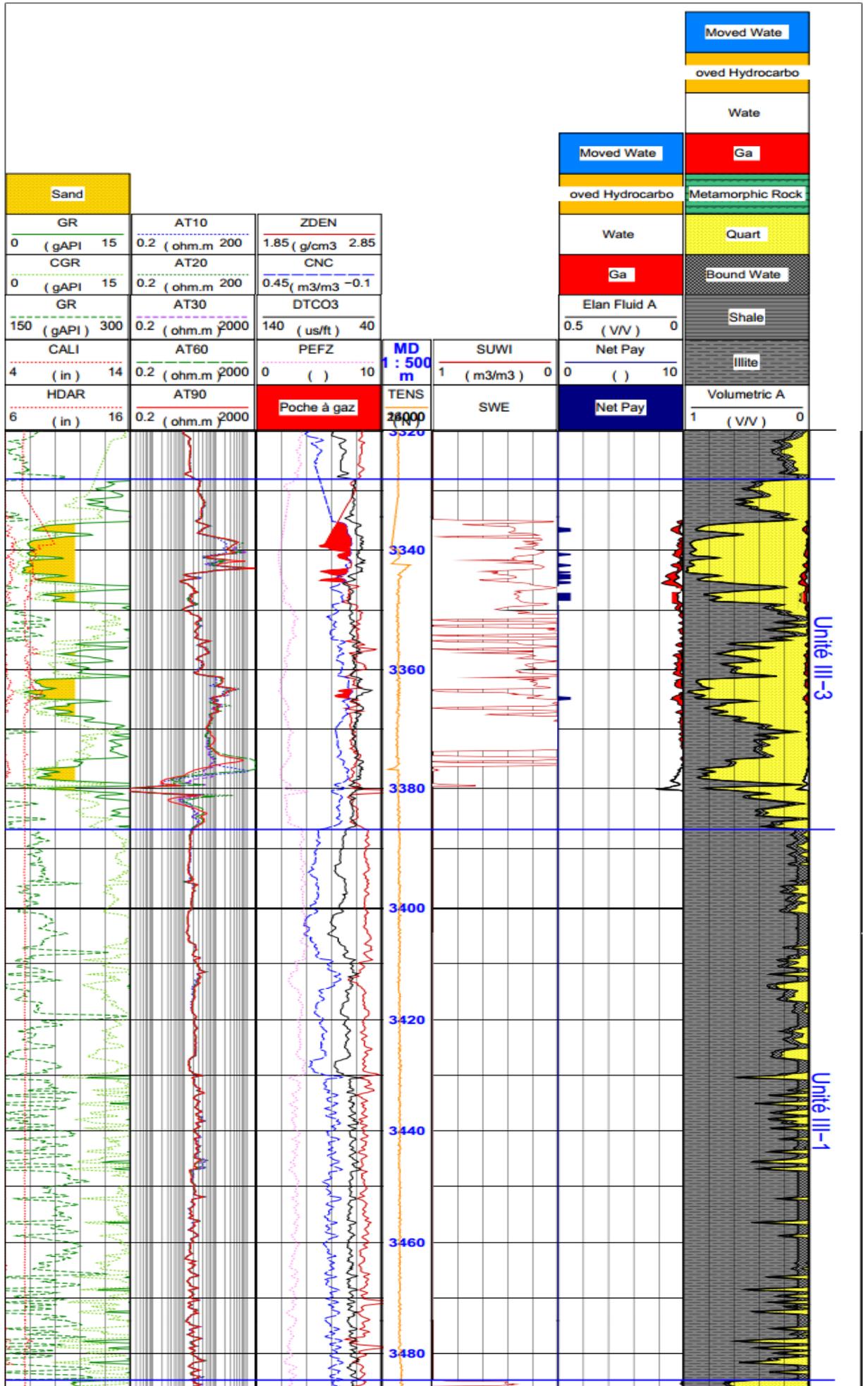


# Annexe 1: Résultat de Quanti Elan

## Ordovicien Unité IV (3-2-1) puits A1



# Ordovicien Unité III (3-1) puits A1



## Annexe 2: Résultats d'interprétation

### Unité IV de l'ordovicien du puits A1

Profondeur	GR	Rt	Vsh	φ(utile)	Sw
3202.686	17.36122	200.1837	0.09279191	0.03521681	0.2034465
3203.2956	18.54805	106.2025	0.11804362	0.03056474	0.31779356
3204.5148	16.5384	125.1518	0.07528511	0.0399346	0.24622187
3205.4292	17.23674	132.2668	0.0901434	0.02951957	0.3018472
3206.496	15.40495	155.7375	0.05116915	0.0363566	0.24682643
3207.4104	16.86267	139.1729	0.08218447	0.04538943	0.20514764
3208.4772	15.69099	166.971	0.05725511	0.03858492	0.22278205
3209.544	17.18733	135.408	0.08909213	0.04252181	0.21863315
3210.4584	20.68409	136.0916	0.16349128	0.03863841	0.21175699
3211.5252	17.02166	111.7286	0.08556723	0.04053286	0.2551576
3212.4396	16.47784	120.4355	0.0739966	0.03637914	0.27381095
3213.5064	15.98898	100.7435	0.06359532	0.04206363	0.26849265
3214.4208	14.79508	213.424	0.03819319	0.0460865	0.17101544
3215.4876	28.73652	69.7875	0.33481957	0.03263709	0.29382975
3216.5544	25.48514	34.2692	0.26564128	0.06670809	0.2785302
3217.4688	28.91452	54.8967	0.33860681	0.05130624	0.25166601
3219.45	45.77302	34.737	0.6972983	0.04463723	0.29563057
3220.974	23.35576	105.8339	0.22033532	0.03135315	0.26463931
3221.1264	23.42407	94.8429	0.22178872	0.03313143	0.27375337
3222.3456	38.25562	22.2492	0.53735362	0.05298038	0.38483205
3223.4124	28.41388	61.5104	0.32795489	0.04215492	0.27264177
3224.3268	34.77246	35.0696	0.46324383	0.03414651	0.40628072
3225.6984	46.98067	27.6763	0.72299298	0.05756795	0.290418
3228.1368	40.11434	39.697	0.57690085	0.03623647	0.32804196
3228.7464	44.56554	21.7815	0.67160723	0.06532254	0.31523126
3229.356	54.45761	23.4666	0.88207681	0.0780793	0.24576573
3230.4228	39.99265	23.3052	0.5743117	0.05569777	0.35425377
3231.3372	45.75145	21.4649	0.69683936	0.05038757	0.38042773
3232.5564	46.98719	16.4151	0.7231317	0.07900003	0.31702048
3233.4708	43.43717	18.8653	0.64759936	0.06031128	0.36932231
3234.5376	49.91846	20.6382	0.78549915	0.06541208	0.31308116
3235.6044	59.05664	11.9595	0.97992851	0.07248369	0.38573667
3236.5188	49.10939	12.7261	0.76828489	0.08550992	0.34116109
3237.4332	45.48506	17.8991	0.69117149	0.06609938	0.35010841
3238.5	48.18426	17.6694	0.74860128	0.06830292	0.33791683
3239.4144	42.24078	19.9401	0.62214426	0.06437233	0.34244587
3240.4812	35.85063	30.7088	0.48618362	0.05699828	0.30534038
3241.548	49.39345	24.6159	0.77432872	0.06164191	0.29286277
3242.31	53.1942	15.1629	0.85519574	0.08586542	0.30090919

Unité III de l'ordovicien du puits A1

Profondeur	GR	Rt	Vsh	φ(utile)	Sw
3335.5788	58.13879	44.8945	0.33446171	0.05430437	0.2443763
3336.4932	35.7799686	41.9374286	0.15268267	0.0607842	0.25094038
3337.1028	75.46149	29.1326	0.47529667	0.05745912	0.2706887
3338.4744	30.3328	412.1833	0.10839675	0.05856893	0.07671273
3339.5412	27.68439	310.3387	0.08686496	0.06197808	0.087802
3340.5318	26.8271133	271.597783	0.07989523	0.03859945	0.15378801
3341.5224	37.725796	305.82254	0.16850241	0.02979196	0.20470618
3342.513	25.255645	318.6945	0.06711907	0.02605855	0.22882288
3343.5036	20.7427429	376.333243	0.0304288	0.06275301	0.19431677
3344.4942	57.2693533	16.2324833	0.32739312	0.0731875	0.34408719
3345.4848	65.1056786	11.6675571	0.39110308	0.06175999	0.46462223
3346.6278	90.101525	21.92505	0.59432134	0.05022099	0.33862271
3347.466	60.5647471	20.5561857	0.35418494	0.04420403	0.43703533
3348.3804	59.311132	17.0366	0.34399294	0.05100271	0.43810239
3357.6768	73.13403	39.5852	0.45637423	0.02974738	0.34913387
3360.4962	81.4165675	26.9357	0.52371193	0.03153757	0.41372955
3361.8678	38.3259	178.35735	0.1733813	0.01403587	0.2506859
3362.4012	39.501052	153.5237	0.18293538	0.01592699	0.26615298
3364.49126	46.45371	144.721743	0.23946106	0.03227403	0.18962744
3365.373	79.9418925	96.708675	0.5117227	0.02326248	0.17532642
3366.2874	37.701215	121.9858	0.16830256	0.01236919	0.36056552
3367.278	49.4676033	103.623267	0.26396425	0.02338278	0.24883213
3376.7268	37.13546	30.3800333	0.16370293	0.01797912	0.7003603
3377.4888	42.4466343	13.2084143	0.20688321	0.01567012	1
3378.2508	40.1689967	3.9825	0.18836583	0.02043935	1

Unité IV de l'ordovicien du puits A2

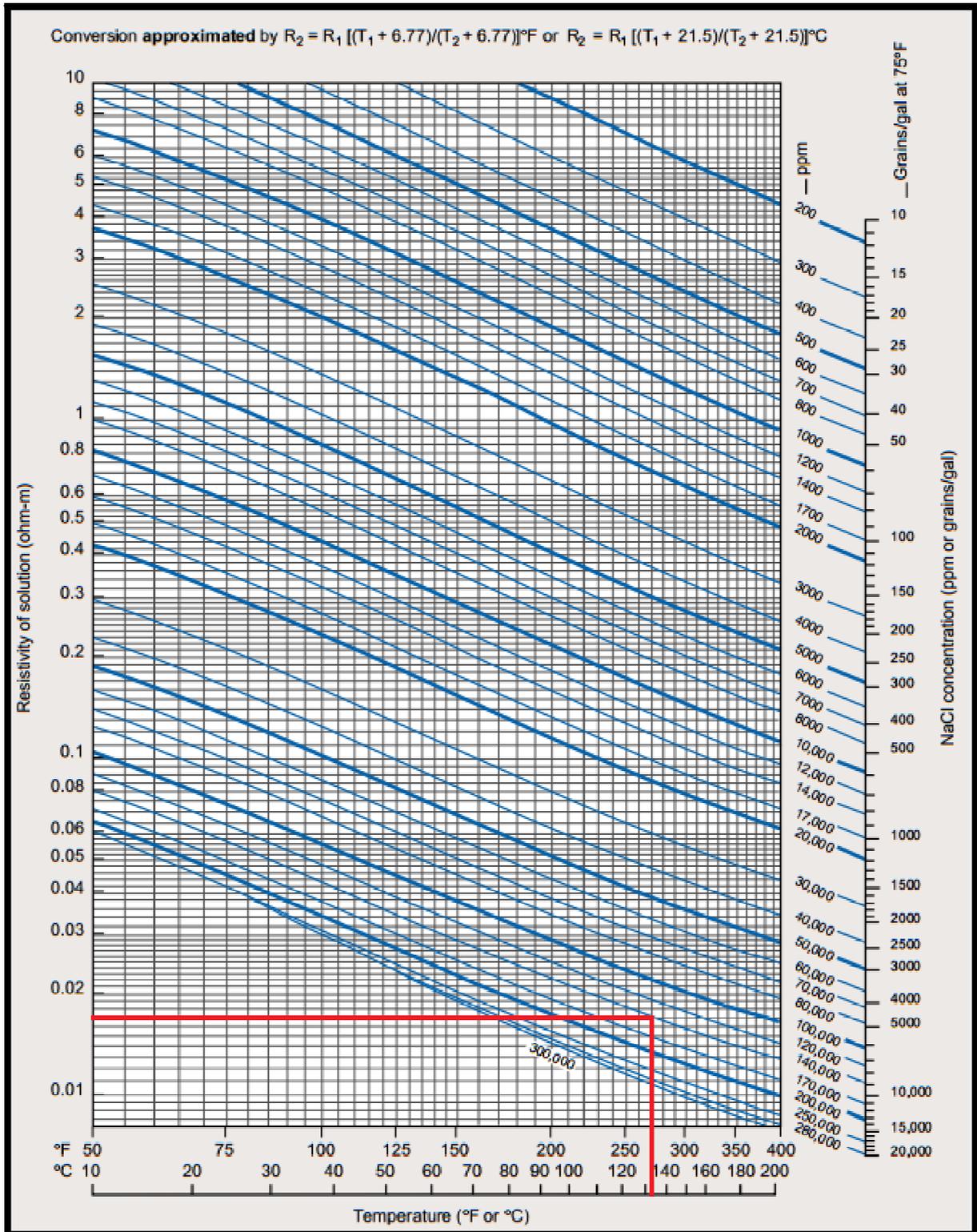
Profondeur	GR	Rt	Vsh	Φ(utile)	Sw
3214.878	38.1974	68.5895	0.13998	0.0236469	0.03054023
3215.1828	20.0179	1803.7078	0.00013769	0.0326971	0.0121336
3216.402	20.0491	279.0786	0.00037769	0.0371411	0.2256569
3217.164	28.1551	1402.2312	0.06273154	0.0491567	0.0073639
3222.8028	37.3962	378.8696	0.13381692	0.0325678	0.01107297
3223.5648	31.4536	335.5322	0.08810462	0.0356549	0.02030551
3224.4792	43.0984	286.7518	0.17768	0.0285347	0.01778887
3225.6984	32.0322	183.0412	0.09255539	0.0426789	0.01871386
3226.1556	37.73	169.6809	0.13638462	0.0442135	0.02059727
3226.6128	70.2564	59.4969	0.38658769	0.0486375	0.04665605
3226.9176	85.9475	34.2355	0.50728846	0.03796571	0.06830019
3230.499	82.00285	52.7214333	0.476945	0.09932008	0.04675014
3231.4134	60.0070333	65.1651167	0.30774641	0.03504575	0.06401969
3240.4812	45.6916571	119.134829	0.19762813	0.0291357	0.05369342
3241.4718	50.72215	75.9739167	0.23632423	0.02892638	0.0660555
3242.4624	56.906	59.8094571	0.28389231	0.03537241	0.07003963
3243.5292	48.5284714	59.4119571	0.21944978	0.03113437	0.09186475
3244.5198	55.7552	60.50355	0.27504	0.02624178	0.07354473
3245.5104	48.4483429	51.1478	0.21883341	0.02821749	0.10610022
3246.501	46.6558	48.3526333	0.20504462	0.03331692	0.11690209
3247.4916	52.0221714	47.1380429	0.2463244	0.02747144	0.1015608
3248.4822	54.3329667	50.2460667	0.26409974	0.02229684	0.08999045
3249.4728	64.0555857	44.6339143	0.33888912	0.01717924	0.07930884
3250.5396	67.5670714	38.7291429	0.36590055	0.02810173	0.08409866
3251.5302	69.0700667	39.4344833	0.37746205	0.01711216	0.08129802
3253.8924	69.1832111	40.0364806	0.37833239	0.01700419	0.07991709
3254.502	38.3856571	92.0654857	0.14142813	0.03936215	0.10967197
3255.4926	42.7103667	75.7760833	0.17469513	0.03491225	0.09662124
3256.4832	52.5697	58.1401286	0.25053615	0.03357617	0.08325033
3257.4738	45.3945833	40.14125	0.19534295	0.02087362	0.15078333
3258.4644	52.2034	56.4956857	0.24771846	0.08489271	0.07731973
3259.5312	55.8688143	51.1544286	0.27591396	0.03451537	0.08284086
3260.5218	45.7418	63.6284333	0.19801385	0.05744414	0.08734131
3261.5124	49.5974429	41.9441286	0.22767264	0.06630483	0.11461803
3262.503	52.53535	36.2462167	0.25027192	0.02772449	0.12978111
3263.4936	53.7893857	50.0003714	0.25991835	0.03142322	0.09272889
3264.4842	41.5471	59.4985333	0.16574692	0.03141426	0.11865049
3265.4748	42.7245	58.1116	0.17480385	0.07261129	0.10709082
3266.5416	54.7280143	42.8684	0.26713857	0.05822961	0.10693864
3267.5322	45.39605	44.2100333	0.19535423	0.01831983	0.13996528
3268.5228	48.4699714	45.8390857	0.21899978	0.06974643	0.110345
3269.5134	60.4684833	26.2085667	0.31129603	0.03913252	0.14354455
3270.504	66.5865143	18.5581429	0.3583578	0.03505057	0.17462022
3271.4946	62.7394333	18.9512333	0.32876487	0.04145193	0.18299446
3272.4852	69.8226857	35.4159429	0.38325143	0.05591533	0.09379402
3273.4758	34.91155	44.0599	0.11470423	0.08476154	0.15995086
3274.4664	45.3488857	33.0221571	0.19499143	0.0276012	0.18438227
3276.6	50.3364	38.6716	0.23335692	0.03684497	0.12731659
3277.5144	54.2834857	36.0387	0.26371912	0.04863969	0.11503003

Unité III de l'ordovicien du puits A2

Profondeur	GR	Rt	Vsh	Φ(utile)	Sw
3353.562	49.0499	84.2738	0.24006781	0.03439574	0.13484334
3353.7144	55.7893	76.7176	0.28622808	0.03833365	0.12465386
3354.4764	40.3252	179.7287	0.18030959	0.02112743	0.0895925
3354.6288	27.4072	192.714	0.09183014	0.02511829	0.14719235
3354.7812	27.1045	152.045	0.08975685	0.01733516	0.19978274
3354.9336	36.0875	100.0422	0.15128425	0.01371128	0.19139055
3359.0484	24.6207	357.7536	0.07274452	0.02744651	0.09980321
3359.2008	14.5694	573.9622	0.0039	0.02913068	0.18789771
3359.3532	14.5961	683.5457	0.00408288	0.02482939	0.19689386
3359.5056	14.1866	729.8018	0.00127808	0.01256592	0.39049132
3360.1152	21.3489	604.5193	0.05033493	0.166946	0.02895552
3360.2676	24.6785	494.5702	0.07314041	0.12056844	0.03857422
3360.42	33.292	451.5926	0.13213699	0.13653203	0.03053917
3360.5724	41.3535	373.6697	0.18735274	0.21421944	0.02315444
3360.7248	39.564	341.4967	0.17509589	0.21464651	0.02516885
3360.8772	33.1006	265.6959	0.13082603	0.17215729	0.03778641
3361.182	35.4643	75.7587	0.14701575	0.13942218	0.09402314
3361.3344	47.5943	41.5082	0.23009795	0.19266816	0.09512647
3362.2488	68.4803	55.2418	0.37315274	0.0072031	0.14509569
3362.8584	29.7976	193.0541	0.10820274	0.02164174	0.13225879
3363.0108	33.5813	159.5862	0.13411849	0.02751445	0.12659496
3363.1632	40.1071	160.459	0.17881575	0.02705512	0.09858848
3363.3156	36.2655	176.2892	0.15250342	0.04363076	0.09477072
3363.468	29.259	187.6776	0.1045137	0.05169268	0.10811623
3363.6204	28.805	185.9732	0.10140411	0.0502866	0.11208591
3363.7728	29.1967	178.4612	0.10408699	0.0503813	0.11398086
3363.9252	28.0527	162.1855	0.09625137	0.05422478	0.12293059
3364.0776	27.7322	138.6146	0.09405616	0.04936259	0.14659477
3364.23	28.0438	108.8336	0.09619041	0.0490027	0.17365125
3364.3824	30.1537	83.6878	0.11064178	0.0351867	0.23292732
3364.5348	35.2639	66.3263	0.14564315	0.03061593	0.25015104
3364.6872	48.8897	42.6709	0.23897055	0.02310361	0.26981086
3364.8396	77.0982	25.9879	0.43217945	0.01499953	0.26175711
3365.2968	68.0618	35.2618	0.3702863	0.02650596	0.21643098
3365.4492	52.0769	39.4833	0.26080068	0.02686125	0.2627004
3365.6016	50.8705	29.0892	0.25253767	0.02867969	0.34890481
3365.754	59.8446	18.561	0.31400411	0.02719169	0.44484199
3381.2988	50.4209	216.6142	0.24945822	0.01665848	0.05501334
3381.4512	36.5682	248.7506	0.15457671	0.02277474	0.07517668
3381.6036	39.199	230.6282	0.17259589	0.01689081	0.07400843
3381.756	48.1151	218.8196	0.23366507	0.01018709	0.05844583
3381.9084	52.0234	214.3312	0.26043425	0.01017934	0.05357367
3382.0608	49.0499	203.9763	0.24006781	0.01245769	0.06090463
3382.2132	47.3895	179.2784	0.22869521	0.01738301	0.07213914
3382.3656	51.4581	140.733	0.25656233	0.01855658	0.08174169
3382.518	64.5452	95.7516	0.3462	0.01295327	0.0899122

### Annexe 3: Détermination de $R_w$ par la méthode de salinité (GEN-9 de Schlumberger)

#### Puits A1



## Puits A2

