

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 : Hydrocarbures.

OPTION : Géophysique pétrolière.

Thème :

---

**Évaluation Pétrophysique et Étude Géomécanique des réservoirs non  
conventionnels Tight Sands Oil Ordoviciens pour l'optimisation de la  
Fracturation hydraulique dans la région de Hassi Messaoud**

---

Réalisé par :

**MOKHTARI Mohamed Tahar Lamine**

**BOUABIDA Mehdi**

Soutenu le **23/06/2024** Devant le jury composé de :

<b>Mr. ELADJ Said</b>	<b>Professeur</b>	<b>FHC-UMBB</b>	<b>Président</b>
<b>Mr. HACINI Rachid</b>	<b>Professeur</b>	<b>FHC-UMBB</b>	<b>Examineur</b>
<b>Pr. ALIOUANE Leila</b>	<b>Professeur</b>	<b>FHC-UMBB</b>	<b>Promotrice</b>
<b>Mme. LASBEUR Nadia</b>	<b>Ingénieure</b>	<b>SONATRACH</b>	<b>Examineur</b>

# Remerciements

*Nous remercions, tout d'abord, **ALLAH** le tout puissant qui nous a comblés de ses bienfaits et nous a donné assez de force et de volonté pour réaliser ce travail.*

*Nous exprimons nos profondes gratitudee à notre promotrice **Professeur ALIOUANE LEILA**, pour avoir accepté de nous encadrer, de nous avoir guidés par son suivi, ses conseils et pour le temps qu'elle a consacré pour la réalisation de ce mémoire.*

*Nous citerons à cet égard, nos deux encadreurs au sein de l'entreprise Sonatrach Division Exploration **ELROBRINI RAFIK**, et **LASBEUR NADIA**, de nous avoir soutenu par leurs orientations, leurs remarques et leurs recommandations, d'avoir tout mis en œuvre pour une réalisation dans de meilleures conditions de travail.*

*Un grand merci à tous nos enseignants depuis la première année, qui nous ont donnés les bagages scientifiques nécessaires pour aboutir à ce mémoire. Nous, également, remercions les membres du jury de nous avoir fait l'honneur d'accepter d'évaluer et d'examiner notre projet.*

*Nous remercions aussi toute l'équipe de la division d'exploration Sonatrach pour l'accueil, et pour la collaboration. Nous leur témoignons toute notre gratitude pour leur immense compréhension et leur intarissable amabilité, pour leur bonté et pour toutes les relations humaines dont ils se caractérisent et qu'ils nous 'ont exprimés tout au long de cette période de stage pratique.*

*En fin, nous souhaitons adresser nos plus tendres reconnaissances et remerciements à nos parents, nos sœurs et nos frères qui nous ont assuré un soutien indéfectible et nous ont permis de viser toujours plus loin, et à tous ceux et à celles qui ont contribué de près ou de loin à la concrétisation de ce mémoire.*

# Dédicace

*Rien n'est aussi beau à offrir que le fruit d'un labeur, que je dédie du fond de mon cœur à ceux qui j'aime et que je remercie en exprimant toute ma gratitude et ma reconnaissance durant toute mon existence.*

*A ceux qui ont été toujours pour moi l'ensemble de fierté et qui m'ont soutenue.*

*A mes chers parents qui ont été mon ombre durant toutes les années des études, et qui ont veillés tout au long de ma vie à m'encourager, à me donner l'aide et à me protéger. Aucun hommage ne pourrait être à la hauteur, de leur amour inestimable, leur confiance, leurs sacrifices et toutes les valeurs qu'ils ont su m'inculquer. C'est grâce à ALLAH et ensuite à eux à ce que je suis aujourd'hui, que Dieu Les protèges et leur procure bonne santé et longue vie.*

*A mes chères sœurs qui m'ont offert le courage et la volonté nécessaire.*

*A Mon beau-frère Brahim et mes Neveux Anes et Lokman.*

*A mon ami d'enfance Djilali et à tous mes amis et camarades du lycée spécialement Majid, Abdkrim, Adel, Said, Kouceila, Yazid, Karim, Samy, Fouad, Mohamed.*

*A mon binôme Mehdi.*

*À tous mes copains d'université.*

*A tous ceux que j'aime et qui m'aiment.*

*A mon adorable famille.*

*Mohamed Tahar Lamine*

# *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 ABDENOUR et BILLAL**

**À mon adorable petite sœur SONIA,**

*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 OUHIB SID ALI**

**A mon Binôme MOHAMED TAHER LAMINE**

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

*MEAD9*

# Sommaire

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

## **Chapitre I : Les reservoirs non conventionnels Tight sands**

I.1 Le système pétrolier .....	4
I.2 Les réservoirs conventionnels et Les réservoirs non conventionnels .....	5
I.2.1 Les réservoirs conventionnels .....	5
I.2.2 Les réservoirs non conventionnels .....	6
I.3 Les réservoirs gréseux compacts (Tight sands) .....	8
I.4 Propriétés pétrophysiques des réservoirs Tight .....	9
I.4.1 La porosité des réservoirs Tight .....	9
I.4.2 La perméabilité des réservoirs Tight .....	9
I.5 Formation des réservoirs Tight sands .....	10
I.6 Granulométrie et texture des réservoirs Tight sands .....	12
I.7 Les étapes d'étude des réservoirs Tight .....	12
I.8 Les réservoirs Tight en Algérie .....	13

## **Chapitre II : Présentation de la région d'étude Hassi Messaoud**

II.1 Situation géographique .....	16
II.2 Cadre géologique de la région .....	17
II.3 Stratigraphie de la région .....	17
II.4 Tectonique de la région .....	20
II.5 Aspect pétrolier .....	20
II.5.1 Roche mère .....	20
II.5.2 Roche réservoir .....	20

II.5.3 Roche couverture .....	21
II.5.4 Les pièges .....	21
II.5.5 Migration des hydrocarbures .....	21
II.6 Position des puits A1 et puits A2 dans la région d'étude .....	21

## **Chapitre III : L'évaluation pétrophysique des réservoirs de l'ordovicien**

### **Partie 1 : Présentation des diagraphies Enregistrées au niveau du puits A1 et du puits A2**

III.1 Diagraphies Enregistrées .....	24
III.1.1 Mesure du diamètre du trou (CALIPER) .....	24
III.1.2 Diagraphie de radioactivité gamma naturelle .....	25
III.1.2.1 Diagraphies Gamma ray .....	25
III.1.2.2 Spectrométrie des rayonnements gamma naturels .....	26
III.1.3 Diagraphie de Résistivité .....	27
III.1.4 Diagraphies de Porosité .....	28
III.1.4.1 Diagraphie sonique (acoustique) .....	28
III.1.4.1 Diagraphie neutron .....	28
III.1.4.1 Diagraphie de Densité (gamma gamma).....	30
III.2 Présentation des puits .....	31
III.3 Présentation et validation des données (Quality Check) .....	31
III.4 Analyse Quick Look .....	34

## **Partie 2 : Evaluation pétrophysique et interpretation des données enregistrées**

III.5	Interprétation qualitative .....	35
III.5.1	Détermination des zones réservoirs .....	35
III.5.2	Identification de la lithologie .....	35
III.5.3	L'étude minéralogique .....	37
III.5.4	Détermination des paramètres matriciels .....	38
III.5.5	Type de distribution et minéralogie des argiles .....	40
III.6	Interprétation quantitative .....	43
III.6.1	Détermination des paramètres d'argile .....	43
III.6.2	Détermination du volume d'argile .....	44
III.6.3	Détermination de la porosité .....	44
III.6.3.1	Porosité neutron $\phi_N$ .....	44
III.6.3.2	Porosité densité $\phi_D$ .....	44
III.6.3.3	Porosité sonique $\phi_S$ .....	45
III.6.3.4	Porosité utile .....	46
III.6.4	Détermination de la résistivité de l'eau de formation « $R_w$ » .....	46
III.6.5	Détermination de la saturation en eau .....	46
III.7	Présentation et interprétation des résultats .....	47
III.7.1	Présentation des résultats .....	47
III.7.2	Interprétation de résultat du puits A1 .....	51
III.7.3	Interprétation de résultat du puits A2 .....	51

III.8 Synthèse des résultats .....	51
III.9 Résultats des tests de formation (DST) .....	52
Conclusion : .....	53

## **Chapitre IV : L'étude géomécanique**

### **Partie 1 : Notions et principes de base de la géomécanique**

IV.1 Domaines d'application de la géomécanique dans l'industrie pétrolière .....	55
IV.2 Notions de géomécanique .....	56
IV.2.1 Les contraintes .....	56
IV.2.1.1 Définition .....	56
IV.2.1.2 Contrainte en place (in situ) .....	58
IV.2.1.3 La contrainte effective .....	60
IV.2.1.4 Régime de stress (de contraintes) .....	60
IV.2.1.5 Le régime de stress et l'orientation des fractures .....	62
IV.2.2 Les déformations .....	62
IV.2.2.1 Définition .....	62
IV.2.2.2 Différents Stades de Déformation .....	63
IV.2.3 Les propriétés élastiques et mécaniques des roches .....	64
IV.2.3.1 Le module de Young .....	64
IV.2.3.2 Le coefficient de poisson .....	64
IV.2.3.3 Le module de cisaillement (Shear Modulus) .....	65
IV.2.3.4 Le module d'incompressibilité (Bulk Modulus) .....	66
IV.2.4 Paramètres de résistance de la roche .....	67



IV.2.4.1	Résistance à la compression simple (UCS) .....	67
IV.2.4.2	Résistance à la traction (Tensile strenght TSTR) .....	67
IV.2.4.3	L'angle de frottement interne (Friction Angle FANG) .....	67
IV.2.5	La pression des pores (Pore Pressure) .....	68
IV.2.6	Poro-élasticité .....	68
IV.2.7	Les propriétés élastiques dynamiques et statiques .....	68
IV.2.7.1	Les propriétés élastiques dynamiques .....	68
IV.2.7.2	Les propriétés élastique statiques .....	69
IV.3	Le modèle géomécanique (MEM 1D) .....	70
IV.4	Les données nécessaires pour la construction d'un MEM (1D) .....	72
IV.4.1	Les diagraphies .....	72
IV.4.2	LES ESSAIS GEOMECHANIQUE DE LABORATOIRE .....	73
IV.5.3	Les tests de pression (DST, MDT) .....	74
IV.5.4	Le test Mini frac.....	74
IV.5	Workflow pour la construction d'un modèle géomécanique.....	75

**Partie 2 : La Construction d'un modèle géomécanique pour les puits A1 et A2  
et L'interprétation des résultats :**

IV.6	La construction d'un modèle géomécanique pour le puits A1 et le puits A2.....	77
IV.6.1	Collecte des données.....	77
IV.6.2	Stratigraphie mécanique .....	78
IV.6.3	Propriétés élastiques dynamiques .....	78
IV.6.4	Propriétés élastiques statiques .....	78

IV.6.5 Résistance de la roche (Rock strenght).....	79
IV.6.5.1 Résistance à la compression simple (UCS).....	79
IV.6.5.2 Résistance à la traction (Tensile Strenght TSTR) .....	79
IV.6.5.3 L'angle de frottement interne (FANG).....	80
IV.6.6 Le profil de stress.....	80
IV.6.6.1 La pression des pores .....	80
IV.6.6.2 La contrainte verticale (Overburden Stress) .....	80
IV.6.6.3 Les contraintes horizontales .....	82
IV.6.7 Orientation des contraintes .....	83
IV.7 Présentation des résultats.....	84
IV.8 Gradient de fracturation et identification des zones à fracturer .....	87
IV.9 Synthèse des résultats .....	90
Conclusion.....	90

## **Chapitre V : Fracturation Hydraulique**

### **Partie 1 : Généralité et principe de base de La fracturation hydraulique**

V.1 Définition de la fracturation hydraulique .....	92
V.2 Le but de la fracturation hydraulique .....	92
V.3 Principe de la fracturation hydraulique.....	93
V.4 Le fluide et les additifs de fracturation et l'agent de soutènement.....	93
V.4.1 Le fluide de fracturation.....	93
V.4.2 Les additifs chimiques .....	94
V.4.3 L'agent de soutènement (Proppant) .....	94

V.5 Sélection des puits candidats à la fracturation hydraulique .....	94
V.5.1 Etude géomécanique .....	94
V.5.2 Informations relatives au puits .....	95
V.5.3 Informations relatives au réservoir .....	95
V.5.3 Aspect économique .....	96
V.6 Déroulement de la fracturation hydraulique.....	97
V.6.1 Break down test (Test d'injectivité).....	97
V.6.2 Le mini frac (Data frac) .....	97
Traitement principal (Main-Frac) .....	97
 <b>Partie 2 : L'opération de Fracturation hydraulique du puits A1 et du puits A2</b>	
V.7 L'opération de Fracturation hydraulique du puits A1 .....	99
V.7.1 Etude de faisabilité technique du puits A1 .....	99
V.7.2 Déroulements des opérations de fracturation hydraulique.....	102
V.7.3 Résultats Post Frac .....	107
V.8 L'opération de Fracturation du puits A2.....	108
Conclusion générale.....	110
Recommandations .....	111
Références bibliographiques.....	112

## Liste des figures

<b>Figure I.1</b> : Le système pétrolier (Vially, 2011) .....	5
<b>Figure I.2</b> : Les réservoirs conventionnels (US Geological Survey, 2016) .....	6
<b>Figure I.3</b> : Les réservoirs non conventionnels (US Geological Survey, 2016) .....	7
<b>Figure I.4</b> : Les hydrocarbures non conventionnels (Vially, 2011) .....	8
<b>Figure I.5</b> : La variation de perméabilité dans les réservoirs conventionnels et non conventionnels (Total, 2011) .....	9
<b>Figure I.6</b> : Le mécanisme de compaction (Naik, 2010) .....	10
<b>Figure I.7</b> : Cimentation par Dissolution Locale des Grains de Quartz (Bourque et Dansereau, 2010) .....	11
<b>Figure I.8</b> : Répartition des réservoirs compacts en Algérie (Sonatrach, 2011) .....	13
<b>Figure II.1</b> : Situation géographique du môle de Hassi Messaoud (Sonatrach, 2011) .....	16
<b>Figure II.2</b> : Cadre géologique du môle de Hassi Messaoud (Sonatrach, Smart Oil Data SOD, 2024) .....	17
<b>Figure II.3</b> : Coupe stratigraphique de la région de Hassi Messaoud (Sonatrach, Schlumberger 2007) .....	19
<b>Figure II.4</b> : Plan de position des puits A1 et puits A2 dans la région d'étude (Sonatrach, System Oil Data, SOD, 2024) .....	22
<b>Figure III.1</b> : Les diagraphies enregistrées au niveau de réservoir Quartzites de Hamra pour le puits A1 .....	32
<b>Figure III.2</b> : Les diagraphies enregistrées au niveau de réservoir Grès d'Ouargla pour le puits A2 .....	33
<b>Figure III.3</b> : Cross plot (densité-neutron) pour la détermination de la lithologie au niveau de réservoir Quartzite de Hamra dans le puits A1 .....	36
<b>Figure III.4</b> : Cross plot (densité-neutron) pour la détermination de la lithologie au niveau de réservoir Grès d'Ouargla dans le puits A2 .....	36
<b>Figure III.5</b> : M-N plot au niveau de réservoir Quartzite de Hamra dans le puits A1 .....	37
<b>Figure III.6</b> : M-N plot au niveau de réservoir Grès d'Ouargla dans le puits A2 .....	38

<b>Figure III.7 :</b> Cross plot ( $R_t, \rho_b$ ) pour la détermination de $\rho_{ma}$ au niveau d'une zone aquifère dans le puits A3.....	39
<b>Figure III.8 :</b> Cross plot ( $R_t, \Delta t$ ) pour la détermination de $\Delta t_{ma}$ au niveau d'une zone aquifère dans le puits A3.....	39
<b>Figure III.9 :</b> Cross plot (porosité densité-neutron) pour la détermination de type de distribution d'argile au niveau de réservoir Quartzite de Hamra pour le puits A1 .....	40
<b>Figure III.10 :</b> Cross plot (porosité densité-neutron) pour la détermination de type de distribution d'argile au niveau de réservoir Grès d'Ouargla pour le puits A2.....	41
<b>Figure III.11 :</b> Cross plot (TH-K) pour la détermination du type des minéraux argileux pour le puits A1 .....	42
<b>Figure III.12 :</b> Cross plot (TH-K) pour la détermination du type des minéraux argileux pour le puits A2.....	42
<b>Figure III.13 :</b> Elan final représentent les résultats de l'interprétation des données de diagraphies au niveau de réservoir Quartzites de Hamra pour le puits A1 .....	49
<b>Figure III.14 :</b> Elan final représentent les résultats de l'interprétation des données de diagraphies au niveau de réservoir Grès d'Ouargla pour le puits A2 .....	50
<b>Figure IV.1 :</b> Applications de la géomécanique .....	55
<b>Figure IV.2 :</b> La contrainte normale et la contrainte tangentielle (Samai, 2021).....	57
<b>Figure IV.3 :</b> Les composantes de contrainte appliquées sur un cube (L'université numérique, 2024) .....	57
<b>Figure IV.4 :</b> Schéma représentatif des trois contraintes in situ (Messai, 2016).....	59
<b>Figure IV.5 :</b> équation qui montre le postulat de Terzaghi.....	60
<b>Figure IV.6 :</b> Les Différentes Contraintes Subies par une Roche (Ghenifi, 2017).....	62
<b>Figure IV.7 :</b> le déplacement d'un matériau résultant d'une contrainte appliquée (Collins, 2019) .....	62
<b>Figure IV.8 :</b> représentation des différents stades de déformation (TONepi,2022) .....	63
<b>Figure IV.9 :</b> Déformation Latérale et Axiale suite à une Compression (Hills et al, 2000)...	65
<b>Figure IV.10 :</b> Déformation par Cisaillement d'un Corps Matériel (Zoback, 2007).....	66

<b>Figure IV.11</b> : Compression Volumétrique d'une Roche Sous une Tension Hydrostatique (Antonio, 2022).....	66
<b>Figure IV.12</b> : Paramètres mécaniques de la roche (Schlumberger et Sonatrach, 2015) .....	72
<b>Figure IV.13</b> : Méthodologie de construction du modèle géomécanique.....	76
<b>Figure IV.14</b> : Cross plot Es en fonction de Ed du puits A1 .....	78
<b>Figure IV.15</b> : Cross plot UCS en fonction de Es du puits A1 .....	79
<b>Figure IV.16</b> : L'extrapolation du log densité à la surface et la contrainte verticale obtenue pour les puits A1 et A2 .....	81
<b>Figure IV.17</b> : Rosasse directionnelle des contraintes horizontales .....	83
<b>Figure IV.18</b> : Modèle géomécanique (MEM 1D) du puits A1 .....	84
Figure IV.19 : Modèle géomécanique (MEM 1D) pour le puits A2 .....	85
<b>Figure IV.20</b> : Intervalles sélectionnés pour une fracturation hydraulique dans le réservoirs Quartzites de Hamra du puits A1 .....	88
<b>Figure IV.21</b> : Intervalles sélectionnés pour une fracturation hydraulique dans le réservoirs Grès de Ouargla Hamra du puits A2.....	89
<b>Figure V.1</b> : schéma illustratif d'une fracturation hydraulique (Biteau, et Baudin, 2017).....	93
<b>Figure V.2</b> : Le déroulement d'une opération de fracturation hydraulique (Le Tirant et al, 1972) .....	99
<b>Figure V.3</b> : Schéma de la complétion du puits A1 .....	101
<b>Figure V.4</b> : test d'injectivité pour le puits A1 .....	103
<b>Figure V.5</b> : Data Frac du puits A1.....	104
<b>Figure V.6</b> : thermométrie du puits A1 .....	105
<b>Figure V.7</b> : Traitement principal du puits A1.....	106

## Liste des tableaux

Tableau III.1 : Tops des formations puits A1 .....	31
Tableau III.2 : Tops de formations de puits A2 .....	31
Tableau III.1 : Détermination du $GR_{\text{cut-off}}$ pour les deux puits .....	35
Tableau III.3 : Les paramètres matriciels.....	40
Tableau III.4 : Les paramètres d'argile pour les puits A1 et puits A2.....	43
Tableau III.4 : Synthèse des résultats d'interprétation des diagraphies.....	52
Tableau III.5 : Résultats de test DST pour les puits A1 et A2.....	53
Tableau IV.1 : Le régime de stress et les différents modes de faille et la relation entre les contraintes principales. ....	61
Tableau IV.2 : Les Valeurs du module de Young pour certaines roches (Hills et al, 2000) ...	64
Tableau IV.3 : Les Valeurs du coefficient de poisson pour certaines roches (Hills et al, 2000) .....	65
Tableau IV.4 : La disponibilité des données pour la construction d'un MEM pour le puits A1 et le puits A2 .....	77
Tableau IV.5 : Synthèse des résultats obtenus par le modèle géomécanique pour le puits A1 et le puits A2.....	90
Tableau V.1 : Résultat du DST réalisé sur le puits A1 .....	100
Tableau V.2 : Résumé des principaux résultats de l'étude géomécanique .....	102
Tableau V.3 : Performance du puits A1 sur différentes Duses avant et après frac .....	107

---

# **Introduction générale**

---



## **Introduction générale**

Pendant des décennies d'exploitation des hydrocarbures, l'industrie pétrolière s'est focalisée principalement sur les gisements dits conventionnels. Les gisements non conventionnels ont été considérés marginaux faute de technologies ou de rentabilité.

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 de ces réservoirs non conventionnels.

Les hydrocarbures non conventionnels sont bien répartis dans le monde et représentent des ressources stratégiques. Les réservoirs compacts (tight Sand) sont des réservoirs non conventionnels caractérisés par des conditions de piégeage complexes et de faibles porosités et de perméabilités rendant ainsi leur évaluation difficile et leur production nécessite par fois des méthodes de stimulation avancées.

Les diagraphies occupent une place incontournable dans l'évaluation de ces réservoirs et la prospection pétrolière. Leurs apports aident à mieux définir les paramètres réservoir les plus importants.

La Géomécanique est une technologie clés qui repose sur différentes techniques tel que : la géologie, géophysique et génie des réservoirs. Pour minimiser les risques et réduire les coûts dans toutes les opérations pétrolières de l'exploration à la production, essentiellement, pour la fracturation hydraulique. Cette dernière 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, l'objectif de notre travail est de procéder à une évaluation pétrophysique des réservoirs Ordoviciens Tight sand oil des puits A1 et A2 situés dans le môle de Hassi Messaoud en exploitant les données de diagraphies conventionnelles. Et comme le comportement des réservoirs est relativement compacts, un intérêt particulier a été donné pour une étude géomécanique afin d'étudier la faisabilité pour la stimulation par fracturation hydraulique, De plus, nous avons analysé l'efficacité de l'opération 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 Tight Sands Oil et leurs caractéristiques pétrophysiques, géologiques et leur répartition en Algérie.

Le second chapitre contient un bref aperçu sur la région d'étude et son cadre géologique et la position des puits d'étude dans la région.

Le troisième chapitre englobera l'évaluation pétrophysique au niveau des réservoirs Tight sand oil Ordoviciens, avec une interprétation qualitative et quantitative dans le but de délimiter les zones d'intérêts pétroliers

Dans le quatrième chapitre, nous allons nous intéresser à l'étude géomécanique au niveau des réservoirs Tight sand oil Ordoviciens, par l'interprétation des propriétés mécaniques et élastiques de ses formations dans le but de mettre en évidence les intervalles favorables à la fracturation hydraulique.

Le dernier 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.

Enfin, nous terminons par une analyse des résultats et une conclusion.

## Les réservoirs Non-conventionnels Tight Sands Oil

**I.1 LE SYSTÈME PÉTROLIER**

**I.2 LES RÉSERVOIRS CONVENTIONNELS ET NON CONVENTIONNELS**

**I.3 LES RÉSERVOIRS TIGHT SANDS OIL**

**I.4 PROPRIÉTÉS PÉTROPHYSIQUES DES RÉSERVOIRS TIGHT**

**I.5 FORMATION DES RÉSERVOIRS TIGHT SANDS**

**I.6 GRANULOMÉTRIE ET TEXTURE DES RÉSERVOIRS TIGHT SANDS**

**I.7 LES ÉTAPES D'ÉTUDE DES RÉSERVOIRS TIGHT**

**I.8 LES RÉSERVOIRS TIGHT EN ALGÉRIE**

De nos jours, de nouvelles approches de recherche d'accumulations d'hydrocarbures émergent, visant à explorer des types de réserves considérées comme non conventionnelles. Les experts du domaine s'accordent unanimement sur le fait que le déficit énergétique à venir ne pourra être comblé que par l'exploration et l'exploitation de ces ressources non conventionnelles.

En règle générale, un réservoir est qualifié de conventionnel lorsqu'il présente des caractéristiques pétrophysiques favorables, permettant une exploration relativement simple par forage et une production naturelle par drainage. En revanche, les réservoirs sont catégorisés comme non conventionnels lorsque leurs caractéristiques pétrophysiques sont moins favorables, nécessitant des techniques d'exploitation plus complexes pour leur mise en production.

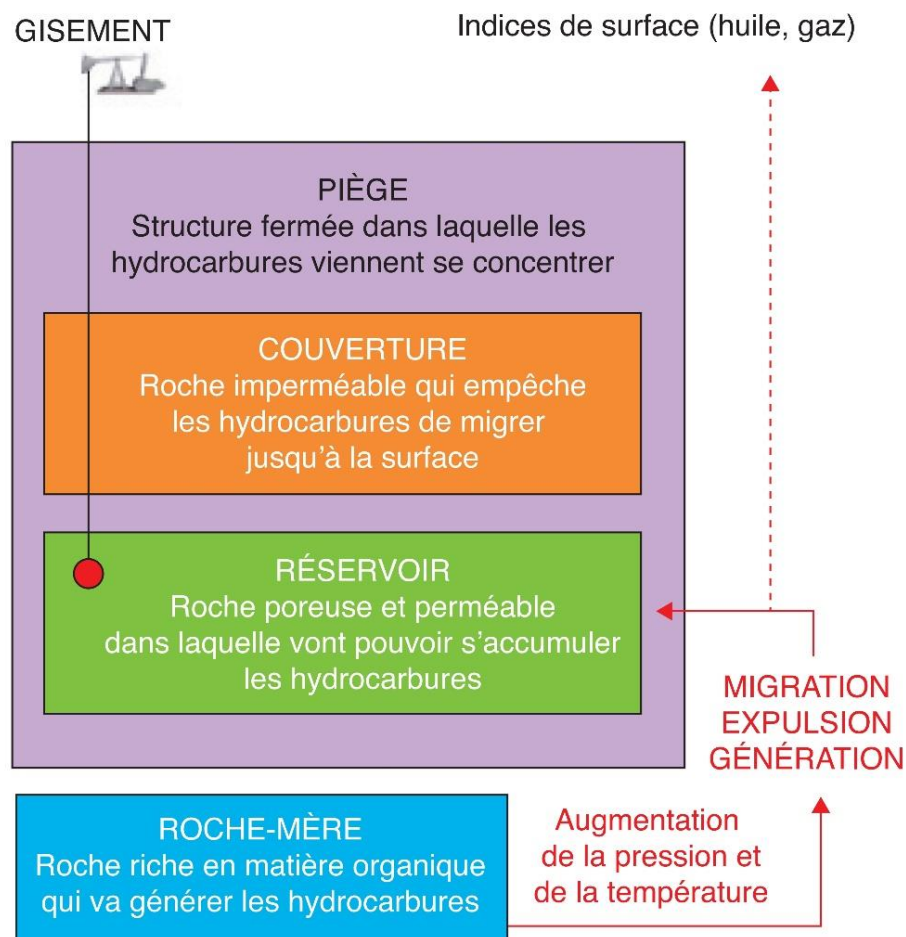
Les réservoirs tight sands oil non conventionnels, généralement situés au cœur des bassins sédimentaires, offrent un potentiel élevé en termes de ressources. Actuellement, des efforts considérables sont déployés pour les identifier et les explorer, afin de tirer parti de leur potentiel énergétique.

## **I.1 Le système pétrolier :**

Un système pétrolier conventionnel est composé essentiellement des éléments suivants :

- **Roche mère** : Roche dans laquelle se sont formés des hydrocarbures (ceux-ci pouvant migrer ultérieurement dans une autre roche, dite alors roche réservoir) (Alain et Raoult, 2010).
- **Roche réservoir** : Roche suffisamment poreuse et perméable pour pouvoir contenir des fluides (eau, pétrole, gaz...). Ces roches (calcaires, dolomies, grès) ont un intérêt économique, si leurs volumes sont suffisants, et si elles sont recouvertes par des couches imperméables interdisant aux fluides de s'en échapper.
- **Roche couverture** : c'est une roche non perméable qui couvre le réservoir pour empêcher les hydrocarbures de migrer (suintement des hydrocarbures en surface).
- **Piège** : c'est la structure qui renferme les hydrocarbures, il est soit structural (anticlinal, contre faille...) ou stratigraphique (récif, chenal, biseau stratigraphique...) ; les pièges sont déterminés par l'interprétation des coupes sismiques et l'élaboration des coupes équilibrées.

- **Le timing** : c'est le rapport entre le temps de migration des hydrocarbures et le temps de formation du réservoir, on parle d'un timing favorable lorsque la migration se fait parallèlement ou après la formation de la roche réservoir et on parle d'un timing défavorable lorsque la migration se fait avant la formation de la roche réservoir. (Voir la **Figure I.1**)



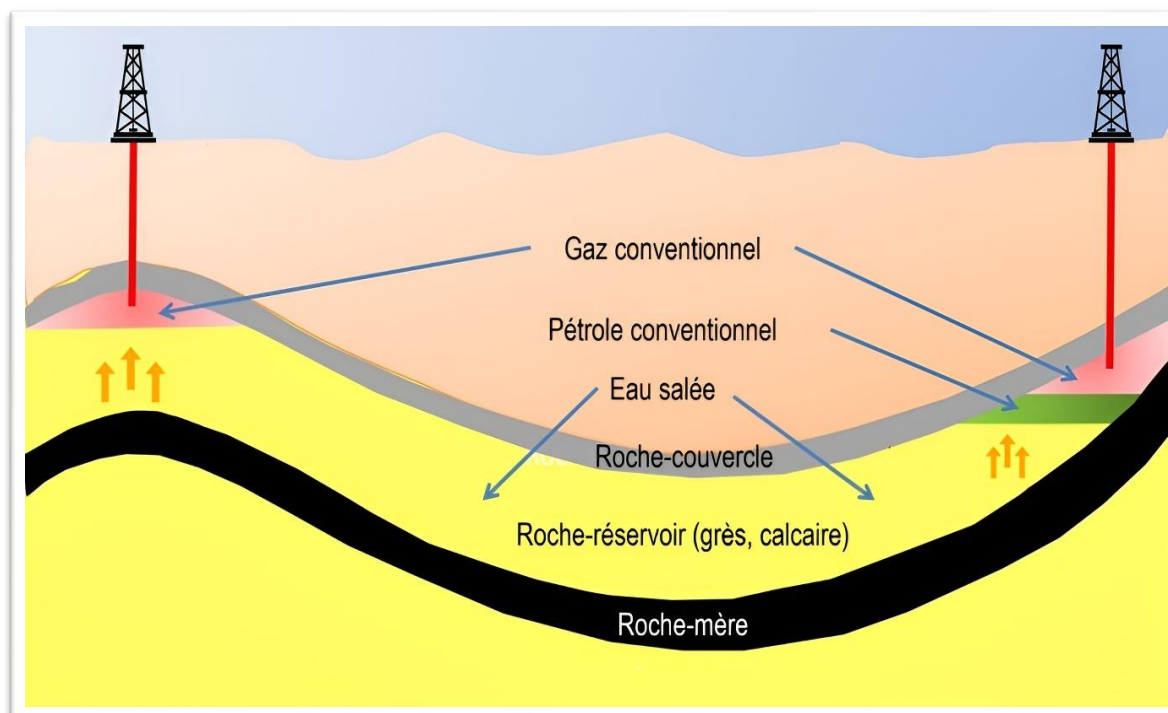
**Figure I.1** : Le système pétrolier (Vially, 2011)

## I.2 Les réservoirs conventionnels et Les réservoirs non conventionnels :

### I.2.1 Les réservoirs conventionnels :

Dans un système pétrolier conventionnel l'exploitation se fait en présence de piège dans la roche réservoir. Dans ce cas les hydrocarbures ainsi formés suivent une trajectoire classique du point de vue géologique, ils migrent vers une roche poreuse et perméable (le réservoir) où ils seront piégés (pièges structuraux ou stratigraphiques).

On a donc des gisements dans lesquels les hydrocarbures sont concentrés occupant le petit volume de réserves compris entre les grains de roche ; être caractérisée par une bonne porosité et une bonne perméabilité, ils peuvent produire des volumes économiques importants par une réalisant un ou plusieurs forages sans avoir recours à des traitements de stimulation. (Voir la **Figure I.2**)



**Figure I.2** : Les réservoirs conventionnels (US Geological Survey, 2016)

### I.2.2 Les réservoirs non conventionnels :

Par contraste avec le cas conventionnel, les hydrocarbures se situent dans des roches réservoirs dont la nature géologique est particulière, ou même dans certains cas restent dans la roche mère.

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 ces réservoirs présentent des caractéristiques pétrophysiques moins favorables rendant l'extraction des hydrocarbures plus complexe.

En résumé, un réservoir non conventionnel est un type de réservoir qui ne peut pas être exploité de manière économiquement viable sans recourir à des interventions massives, à des techniques de stimulation avancées ou à des processus spécifiques de récupération. (Voir la **Figure I.3**)

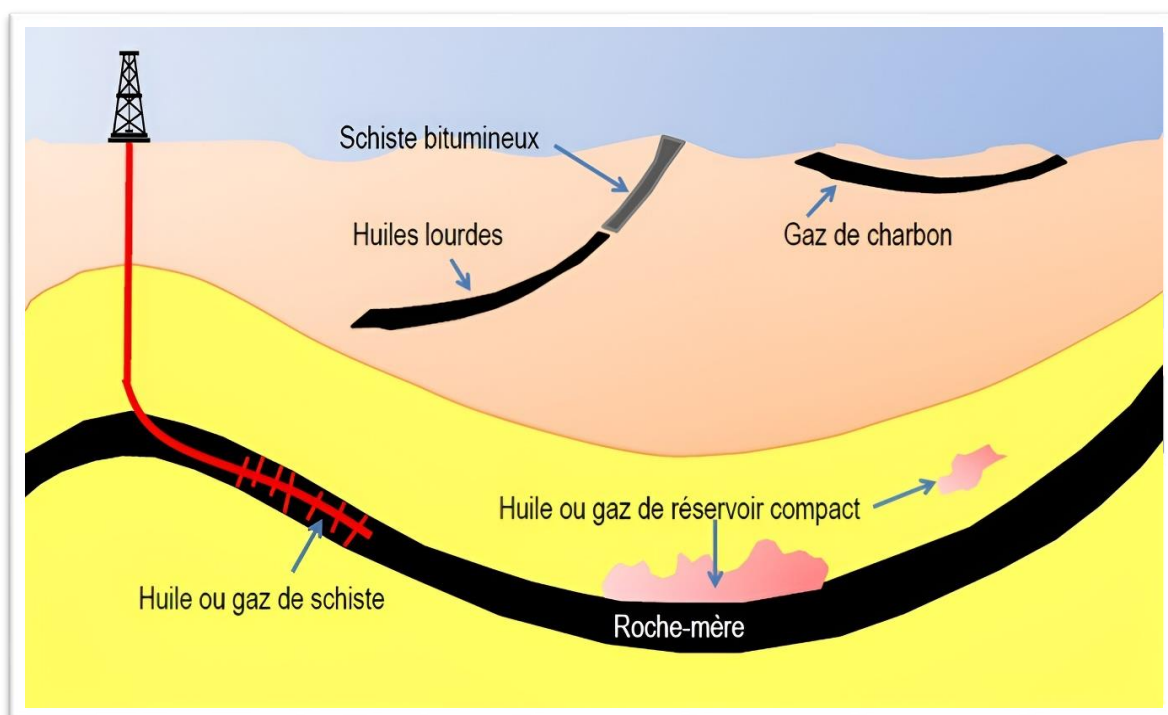


Figure I.3 : Les réservoirs non conventionnels (US Geological Survey, 2016)

### ➤ Les hydrocarbures non conventionnels

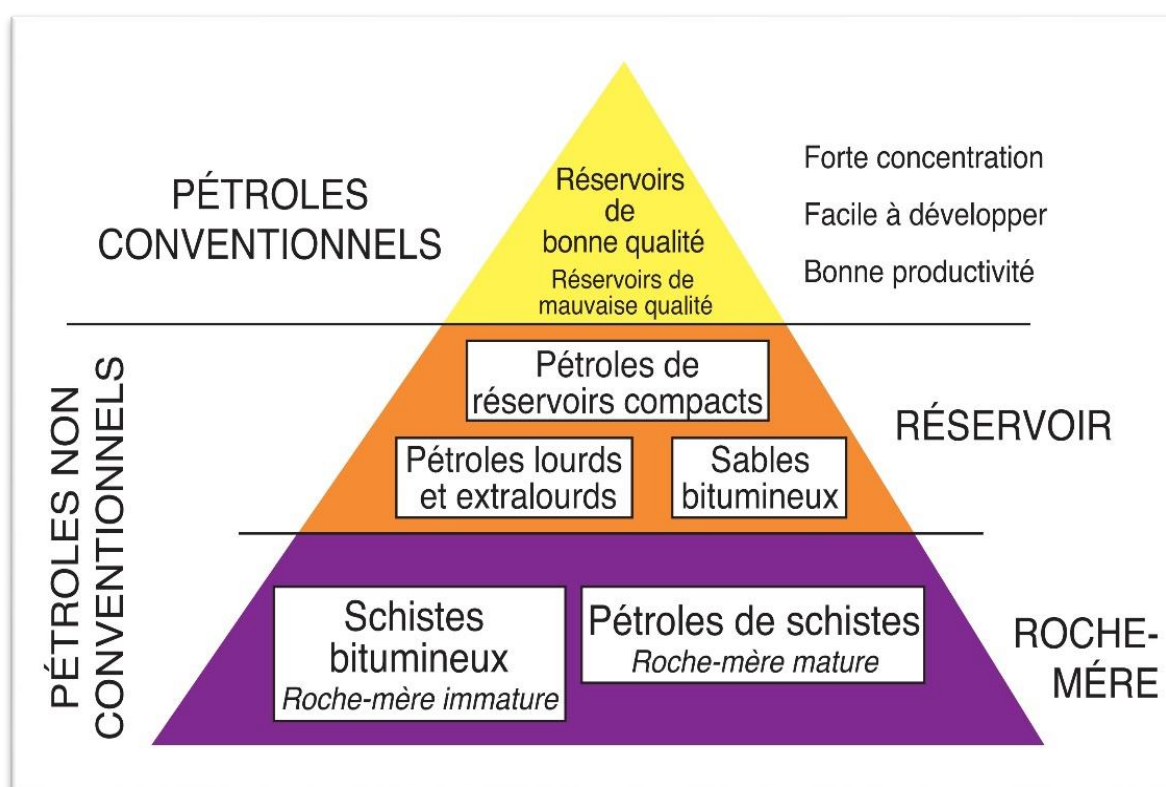
Les hydrocarbures non conventionnels sont de natures très variées, leur point commun est le fait qu'ils soient peu mobiles et donc pas très facile à extraire. Cependant une fois amenés à la surface, ils ont une composition similaire aux hydrocarbures des gisements conventionnels.

- **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 oil and Tight gas) :** Ce sont des hydrocarbures ayant migrés hors de la roche mère et piégés dans des roches compactes 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.

On peut représenter la distribution de pétroles conventionnels et non conventionnels sur un triangle dont au sommet on trouve les pétroles conventionnels, peu nombreux, et à la base, le grand nombre de pétroles non conventionnels, nécessitant des moyens d'extraction sophistiqués pour être économiquement rentables (**Figure I.4**)



**Figure I.4** : Les hydrocarbures non conventionnels (Vially, 2011)

### I.3 Les réservoirs gréseux compacts (Tight sands Oil) :

Les réservoirs tight sont des réservoirs non conventionnels qui contiennent un pourcentage significatif de réserves d'hydrocarbures et qui représentent un potentiel équivalent à celui des ressources classiques. Compte tenu de la nature gréseuse de la plupart de ces gisements, ces réservoirs sont parfois appelés tight sands.



Ces réservoirs sont généralement des formations rocheuses gréseuses ou calcaires très profondément enfouies à haute pression et haute température qui ont la particularité d'avoir une faible porosité mais surtout une perméabilité extrêmement faible, se mesurant en micro ou même en nanodarcy. En d'autres mots, les pores de la formation dans laquelle les hydrocarbures sont piégés ont, soit une distribution irrégulière ou sont mal connectés par des capillaires très étroits, faisant ainsi baisser la perméabilité et la capacité de l'huile de se déplacer à travers la roche.

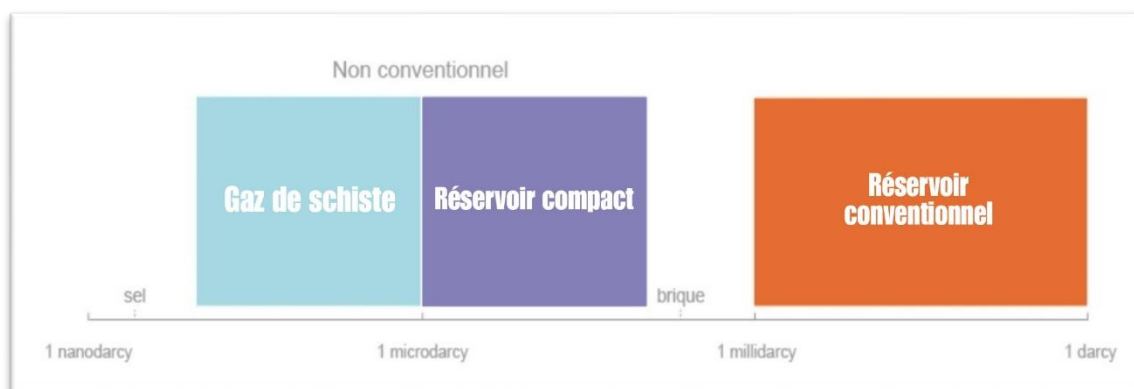
## I.4 Propriétés pétrophysiques des réservoirs Tight :

### I.4.1 La porosité des réservoirs Tight :

La porosité d'une roche correspond au rapport entre le volume des vides qui existent dans une roche et le volume total de cette dernière. Elle est exprimée en pourcentage. Dans le cas des réservoirs Tight, la porosité de la roche est souvent inférieure à 10% (alors que la porosité est supérieure à 10%, parfois plus dans le cas des réservoirs conventionnels).

### I.4.2 La perméabilité des réservoirs Tight :

La perméabilité est un second paramètre important pour apprécier un réservoir géologique. Elle mesure la résistance du milieu à l'écoulement des hydrocarbures et elle est exprimée en Darcy. Les réservoirs Tight présentent des perméabilités faibles. Au contraire des gisements conventionnels Les valeurs de la perméabilité dans les réservoirs Tight sont de moins de 0,1 millidarcies, les réservoirs à gaz très compacts peuvent avoir des perméabilités in-situ de moins de 0,001 millidarcy (voir la **Figure I.5**)



**Figure I.5 :** La variation de perméabilité dans les réservoirs conventionnels et non conventionnels (Total, 2011)

## I.5 Formation des réservoirs Tight sands :

La formation de ces réservoirs peut être le résultat de plusieurs phénomènes qui contribuent à la diminution de la perméabilité et de la porosité, eux même contrôlés par plusieurs facteurs telles que, la pression capillaire, la pression géostatique, les caractéristiques lithologiques de la roche et la nature du fluide. Ces caractéristiques sont déterminées par les environnements de dépôts et post-dépôts ; elles sont donc le résultat des processus de sédimentation et les phénomènes diagénétiques auxquels s'ajoute la compression tectonique.

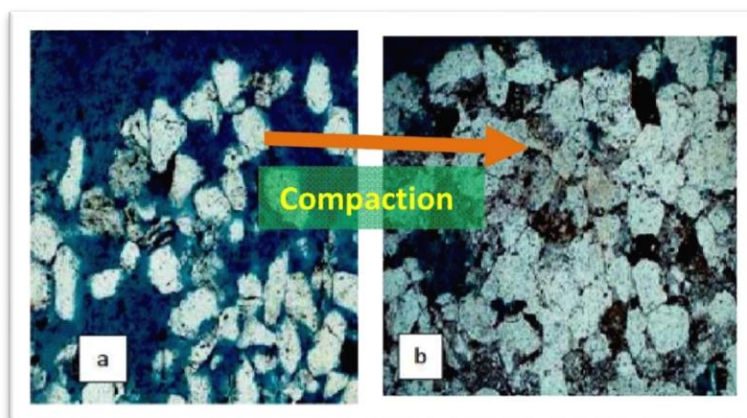
### I.5.1 Les Processus Diagénétiques :

La diagenèse est l'ensemble des processus qui affectent un dépôt sédimentaire et le transforment progressivement en roche sédimentaire solide. 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.

Les principaux processus influant sur les propriétés des réservoirs compacts « tight » sont :

#### A. La Compaction

Le tassement d'une couche sédimentaire sous l'action du poids des sédiments sus-jacents correspond à la compaction. Ce mécanisme conduit à l'établissement d'un assemblage plus compact des particules par l'expulsion d'une partie des fluides interstitiels dans les premiers décimètres d'enfouissement, et ensuite ce sont les grains qui se réarrangent de façon à supporter cette charge. Ce mécanisme constitue le premier phénomène responsable de la réduction des volumes des pores et donc de la réduction de la perméabilité. (Voir **Figure I.6**)



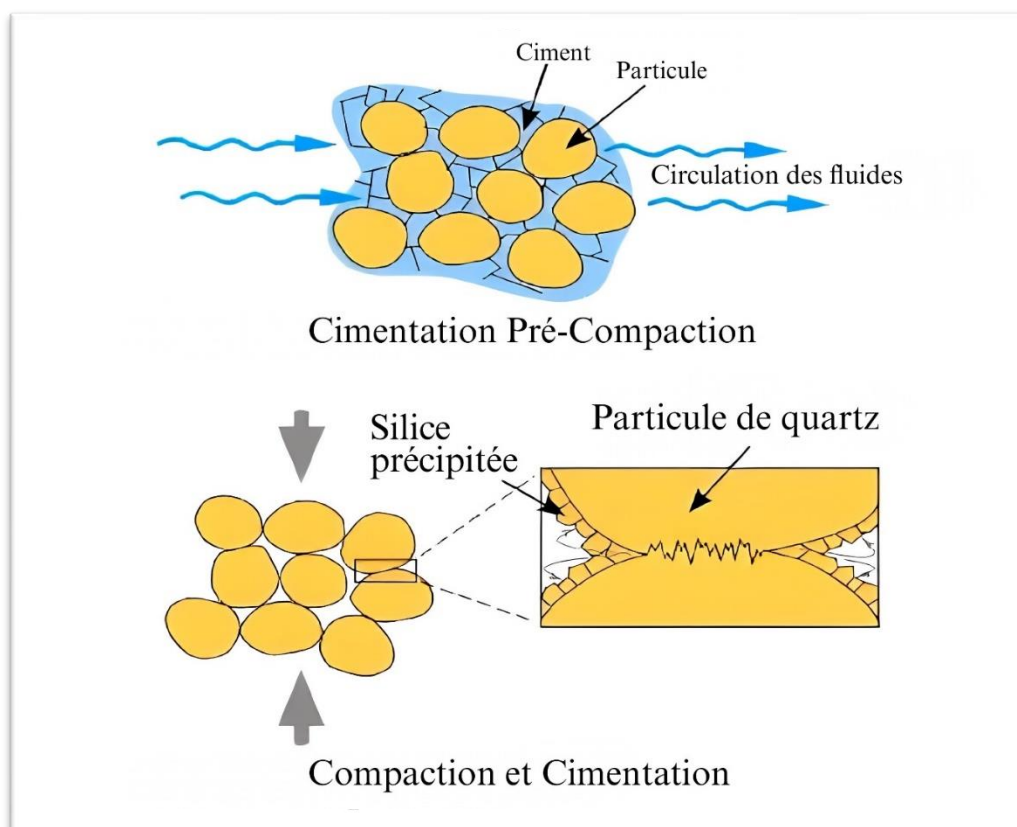
**Figure I.6** : Le mécanisme de compaction (Naik, 2010)

## B. Cimentation par le Quartz

La cimentation consiste à assembler les particules des dépôts, les unes avec les 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 quartz.

En effet la cimentation du quartz influe sur le système des fractures en affectant les propriétés mécaniques 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 gréseuse est extrêmement faible.

Pendant son enfouissement et sous l'effet de la compaction et des conditions de température et de pression, les minéraux argileux vont être transformés en d'autres minéraux qui affecteront la porosité par leurs granulométries. (Voir **Figure I.7**)



**Figure I.7 :** Cimentation par Dissolution Locale des Grains de Quartz (Bourque et Dansereau, 2010)

## **I.6 Granulométrie et texture des réservoirs Tight sands :**

La texture d'une roche est définie par les conditions initiales de dépôt telles que la taille des grains, la nature du ciment et la qualité des sédiments, mais elle est souvent modifiée par la diagénèse et la circulation des eaux minéralisées.

Les grès sont constitués essentiellement de grains de quartz (80 à 95%) de taille comprise entre 2 mm et 62  $\mu\text{m}$ , les feldspaths suite à leur fragilité et leur grande altérabilité ne forment que de 10 à 15% des grès ; les micas et les minéraux des argiles sont fréquents dans les grès et forment souvent le liant.

L'analyse de la texture et de la composition minéralogique des grès permet d'évaluer la taille des grains et leur classement ainsi que le type de porosité et son volume.

## **I.7 Les étapes d'étude des réservoirs Tight :**

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

### **a. Identification des gisements :**

De nombreux réservoirs compacts ont été découverts dans des contextes géologiques complexes et à des profondeurs importantes. L'utilisation des techniques modernes d'exploration notamment l'imagerie sismique 3D sont devenues indispensables pour l'identification de ces gisements.

### **b. Evaluation des réserves**

Les faibles porosités et perméabilités caractérisant les tight réservoirs, rendent nécessaires une grande précision dans leurs estimations par les analyses de carottes et les mesures de diagraphies, vu l'importance de ces paramètres lors de l'estimation des réserves et l'exploitation de ces gisements.

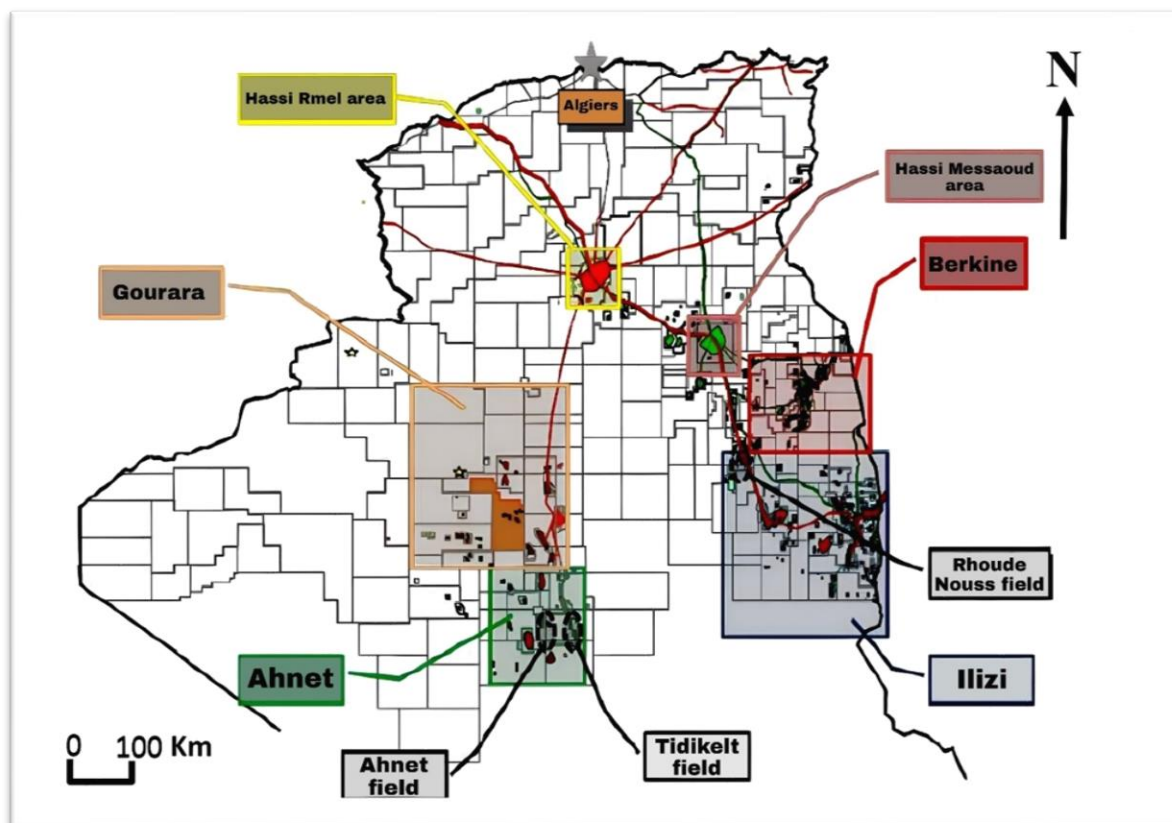
### **c. Mise en production des gisements :**

La mise en production de ces gisements est délicate et peut nécessiter le forage de plusieurs puits, ou le recours à des opérations de stimulation afin de provoquer des fractures artificielles qui vont servir à l'augmentation de la productivité du réservoir.

## I.8 Les réservoirs Tight en Algérie :

En Algérie, c'est le paléozoïque qui comprend l'essentiel des réservoirs compacts. Ces derniers sont distribués régulièrement dans tous les bassins de la plateforme Saharienne. Ils constituent une partie importante des réserves du Sahara Algérien.

Les principaux bassins contenant des réservoirs compacts en Algérie sont les bassins de: Berkine, Gourara (Timimoun), Ahnet, Illizi, et la région de Hassi Messaoud. (Voir **Figure I.8**)



**Figure I.8** : Répartition des réservoirs compacts en Algérie (Sonatrach, 2011)

## Présentation de la région d'étude

## Hassi Messaoud

**II.1 SITUATION GÉOGRAPHIQUE**

**II.2 CADRE GÉOLOGIQUE DE LA RÉGION**

**II.3 STRATIGRAPHIE DE LA RÉGION**

**II.4 TECTONIQUE DE LA RÉGION**

**II.5 ASPECT PÉTROLIER**

**II.6 POSITION DES PUIITS A1 ET PUIITS A2**

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. Dans cette plateforme plusieurs zones de subsidences sont reconnues. Elles ont conduit au développement d'importants bassins sédimentaires intracratoniques d'âge paléozoïque qui se développent entre les boucliers. Ils sont caractérisés par des subsidences et des déformations variables et sont limités par des môles. On distingue d'Ouest en Est (**Figure II.1**) :

- Les bassins de Tindouf et de Reggane situés sur les bordures Nord et Nord-Est du bouclier Reguibat.
- Le bassin de Béchar limité au Nord par le haut atlas, au Sud et à l'Ouest par la chaîne d'Ougarta.
- Le bassin d'Ahnet-Timimoun limité au Nord par le haut fond d'Oued Namous, à l'Ouest par la chaîne d'Ougarta, au Sud par le bouclier Touareg et à l'Est par la dorsale d'Idjerane-M'zab.
- Les bassins du Mouydir et de l'Aguemour-Oued Mya sont limités à l'Ouest par la dorsale d'Idjerane-M'zab et à l'Est par la dorsale d'Amguid-El Biod.
- Le bassin de Berkine, se situe dans la partie Nord-Est de la Plate-forme Saharienne. Il est limité à l'Ouest par les axes structuraux de Rhourde Nouss et au Sud par le vieux môle d'Ahara-El Ouar, d'orientation Est-Ouest.

Le môle de Hassi Messaoud situé à proximité de la marge continentale, se distingue par différents éléments tectoniques délimitant un bassin où la colonne stratigraphique est plus ou moins complète.

La région de Hassi Messaoud connue pour ses puits productifs d'huile principalement dans les réservoirs cambriens. Plusieurs gisements ont été mis en évidence, à savoir El Agreb, Zotti, El Gassi, Rhourde El Baguel, Mesdar et le champ super-géant de Hassi Messaoud.

Dans ce chapitre, nous allons présenter la région de Hassi Messaoud, définir sa délimitation géographique et géologique, parler de son extension stratigraphique, de la tectonique qui a participé à sa formation et des formations qu'elle englobe, et des systèmes pétroliers qui en font partie, et enfin de la position des puits d'étude (A1 et A2) dans la région.

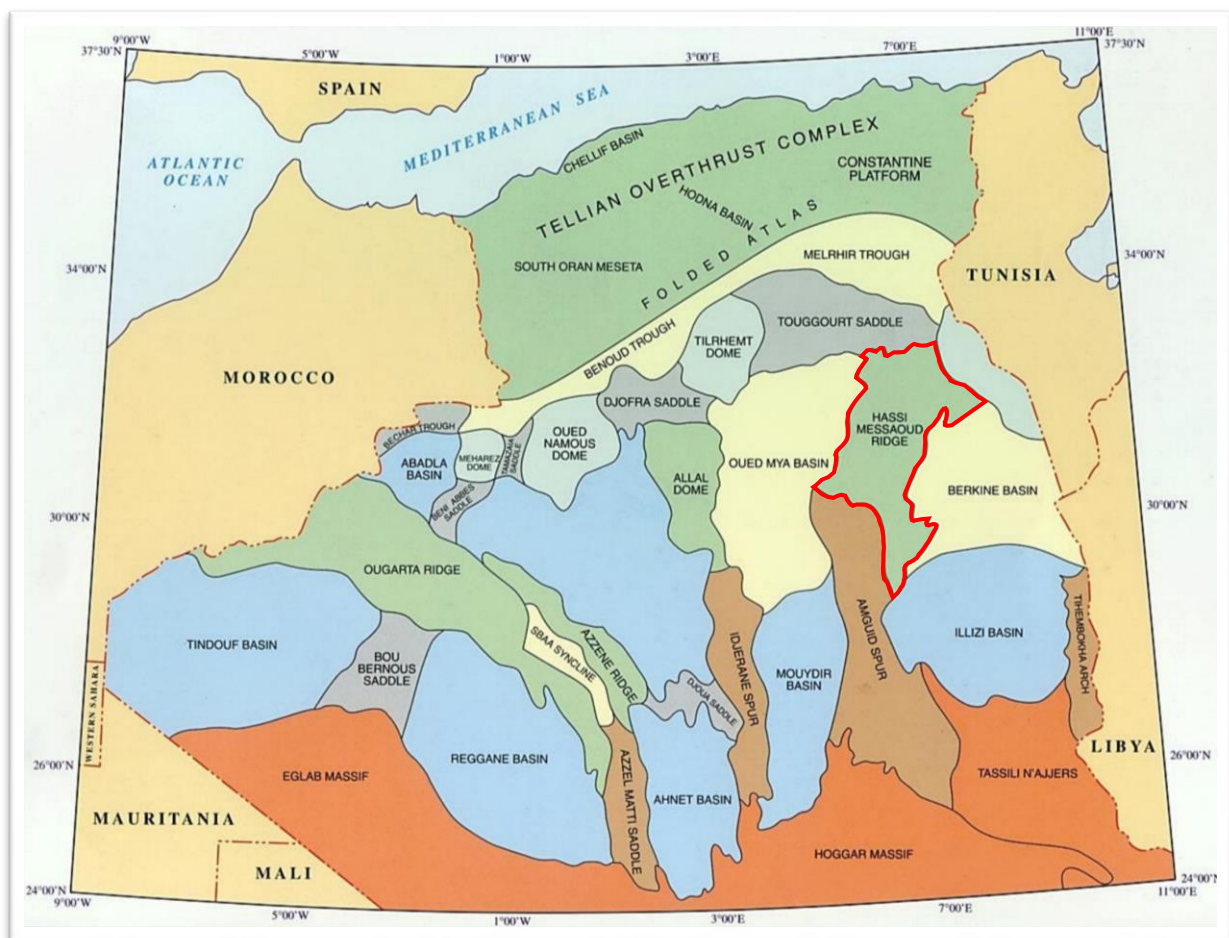
## II.1 Situation géographique :

Le môle de Hassi Messaoud est localisé au Nord du Sahara algérien qui occupe la partie centrale de la province triasique. Il est situé à 650 km Sud/Sud-Est d'Alger et à 350 km de la frontière tunisienne.

Il est encadré par :

Les latitudes 29°15' et 32°91' Nord

Les longitudes 4°93' et 8°18' Est. (Voir la **Figure II.1**)

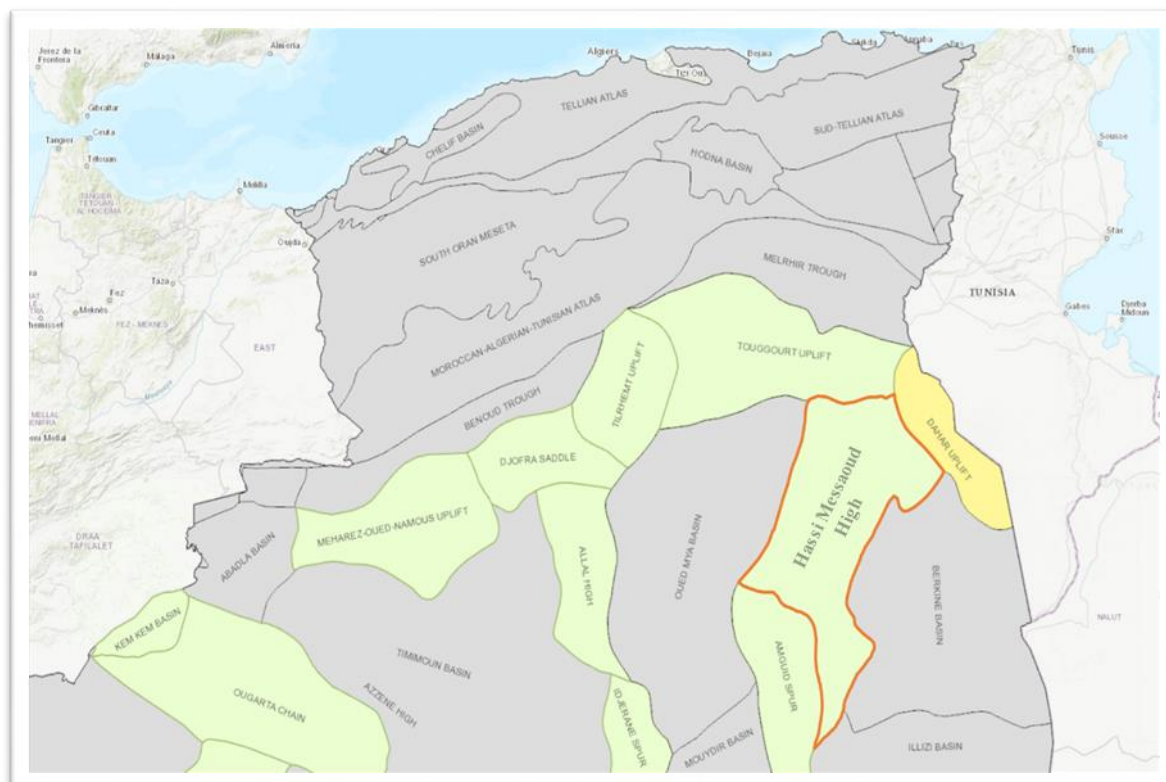


**Figure II.1** : Situation géographique du môle de Hassi Messaoud (Sonatrach, 2011)



## II.2 Cadre géologique de la région :

Le môle de Hassi Messaoud est le résultat d'une histoire paléo tectonique assez compliquée, c'est le prolongement de la dorsale d'Amguid El Biod plus de 800 km de long. Sa structure fait partie d'un ensemble de structures formant la province triasique Nord orientale. Limitée au Nord par la structure D'jamaâ-Touggourt, à l'Est par le bassin de Berkine, à l'Ouest par la dépression d'Oued Mya, au sud par le bassin d'Illizi et le horst d'Amguid. (Voir **Figure II.2**)



**Figure II.2** : Cadre géologique du môle de Hassi Messaoud (Sonatrach Smart Oil Data SOD, 2024)

## II.3 Stratigraphie de la région :

La série stratigraphique de la région de Hassi Messaoud repose sur le socle sur environ 4000 m d'épaisseur, sa couverture sédimentaire est représentée par deux ensembles discordants, elle est caractérisée par l'absence du silurien, du dévonien, du carbonifère et du permien du fait de la discordance de la phase hercynienne.

La série stratigraphique, 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. (Voir la **Figure II.3**)

### II.3.1 Le Paléozoïque

Le paléozoïque repose sur le socle précambrien à travers la discordance panafricaine, ses formations sédimentaires sont représentées par des séries de roches détritiques du cambrien et de l'ordovicien ; dans cette région le silurien, le dévonien, le carbonifère et le permien sont totalement érodés comme expliqué précédemment.

Les formations du paléozoïque sont représentées de bas en haut par les formations suivantes :

#### II.3.1.1 Le Cambrien

C'est une série gréseux-conglomératique, d'origine fluvatile, celle-ci est bien connue dans la région de Hassi Messaoud, où les réservoirs productifs d'huile sont classiquement subdivisés en plusieurs membres lithologiques différents (R3, R2, R1). Le cambrien est composé de bas en haut de :

- **Trois lithozones (R3, R2 et R1) :** dont l'origine du dépôt est fluvatile et une zone d'alternance de dépôt marin.
- **Zone des alternances :** Son épaisseur moyenne est de 25 mètres. Désignée ainsi en raison de la présence de nombreuses passées d'argiles indurées alternant avec des bancs de quartzites fins isométriques.

#### II.3.1.2 L'Ordovicien

L'Ordovicien est considéré comme réservoir principal dans notre zone d'étude, il est constitué d'un ensemble des dépôts fluvatiles et marins, formé d'alternances argileuses et gréseuses, les seuls termes épargnés par l'érosion hercynienne sont de bas en haut :

- **Les Argiles d'El Gassi :** son épaisseur moyenne est d'environ 85 mètres. Cette formation est constituée d'argile schisteuse, indurée présentant une couleur verte à noire, rarement rouge. Cette argile peut être glauconneuse ou carbonatée présentant une faune (graptolites) indiquant un milieu de dépôts marins. Cette formation est surtout rencontrée sur la périphérie Ouest à Sud-Ouest du champ de Hassi Messaoud.
- **Les Grès d'El Atchane :** son épaisseur moyenne varie de 12 à 20 mètres. Cette formation est constituée de grès fins à très fins, gris-beige à gris-sombre. Ces grès peuvent être argileux ou glauconieux admettant de nombreuses passées argileuses et silteuses.

- **Les Quartzites de Hamra** : L'un des formations réservoirs objectives de cette étude, son épaisseur moyenne varie de 12 à 75 mètres. Ce sont des grès gris, clair à gris, blanc fin à moyen, silico – quartzitiques à quartzitiques, à rares intercalations d'argile noir indurée et silteuse.
- **Grès d'Ouargla** : L'une des formations réservoirs objectives de cette étude aussi ; ce sont des grès gris blanc, verdâtres et beiges fin à moyen, finement micacés avec passées d'argile noire.

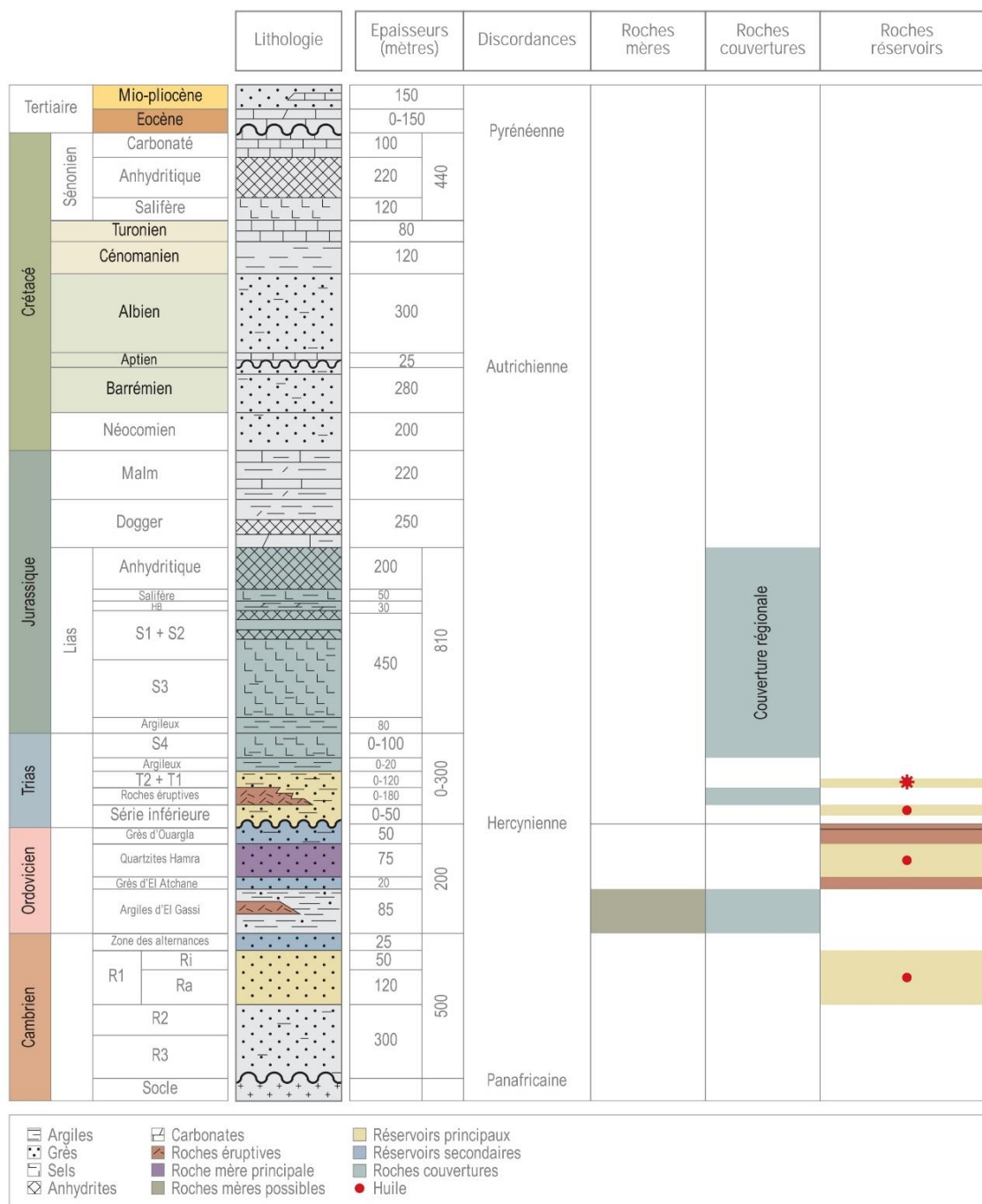


Figure II.3 : Coupe stratigraphique de la région de Hassi Messaoud (WEC, 2007)

## **II.4 Tectonique de la région :**

L'architecture actuelle de la plateforme saharienne est le résultat de plusieurs phases tectoniques intenses qui ont affecté la région au cours des temps géologiques.

Dans la région de Hassi Messaoud, les mouvements de la phase hercynienne sont les principaux responsables de la déformation et de la structuration de cette région.

### **II.4.1 La phase Hercynienne :**

Cette phase a entraîné un soulèvement général de tout le territoire, suivie d'une intense érosion. Elle est caractérisée par deux épisodes :

- **La phase Hercynienne précoce :**

C'est une phase de compression, Elle interviendra essentiellement sur la formation d'importantes structures Nord-Ouest – Sud-Est.

- **La phase Hercynienne tardive :**

Elle est considérée comme étant une phase tectonique compressive majeure, elle se manifeste par une contrainte compressive. C'est l'une des phases de compression les plus importantes qui ont affecté la plateforme saharienne. Elle est matérialisée par une surface d'érosion qui sépare les séries paléozoïques des séries mésozoïques.

## **II.5 Aspect pétrolier :**

### **II.5.1 Roche mère :**

La principale roche mère connue sur toute la plateforme saharienne reste les argiles radioactives du Silurien, dont le potentiel pétrolier est assez important. Cette roche mère est à l'origine du remplissage des réservoirs Cambro - Ordoviciens et triasiques de la région.

### **II.5.2 Roche réservoir :**

Les principaux réservoirs qui représentent un intérêt pétrolier dans la région d'étude sont le réservoir Cambro-ordovicien. Les Quartzites de Hamra et les grès d Ouargla constituent les principaux réservoirs de l'Ordovicien.

### **II.5.3 Roche couverture :**

La couverture des réservoirs Ordoviciens est assurée respectivement par l'épanchement des roches éruptives ainsi que par les épaisses séries des évaporites d'âge Triasique ou Jurassique.

### **II.5.4 Les pièges :**

Les différents types de pièges développés dans la région d'étude sont des pièges structuraux (anticlinaux, failles et horsts) pour les réservoirs cambriens et de types mixtes pour les réservoirs de l'ordovicien liés aux biseaux des Quartzites de Hamra qui affleurent à la surface de la discordance hercynienne.

### **II.5.5 Migration des hydrocarbures :**

Les accumulations d'hydrocarbures dans la région de Hassi Messaoud proviennent probablement des deux bassins, Le bassin d'Illizi à l'Est et le bassin d'Oued Mya à l'Ouest.

La migration primaire et l'alimentation de ces gisements se sont effectuées au sein du Silurien, en suite à travers les niveaux gréseuse triasique au contact de discordance Hercynienne (migration secondaire). Les réservoirs Cambro-Ordoviciens affleurant à la discordance hercynienne sont alimentés à partir des grès triasiques et la surface d'érosion qui sont au Nord et NW par rapport au chemin de migration.

## **II.6 Position des puits A1 et puits A2 dans la région d'étude :**

### **Le Puits A1 :**

Le puits A1 est situé dans l'extrême Est de périmètre **El Agreb Nord Ouest**. Le périmètre d'El Agreb Nord-Ouest se situe dans la partie ouest du la région de Hassi Messaoud (**Figure II.4**), couvrant une superficie totale de **9864.25 km<sup>2</sup>**.

Le forage du puits A1 s'inscrit dans le cadre de l'exploration de réservoir l'Ordovicien qui est composé de haut en bas par :

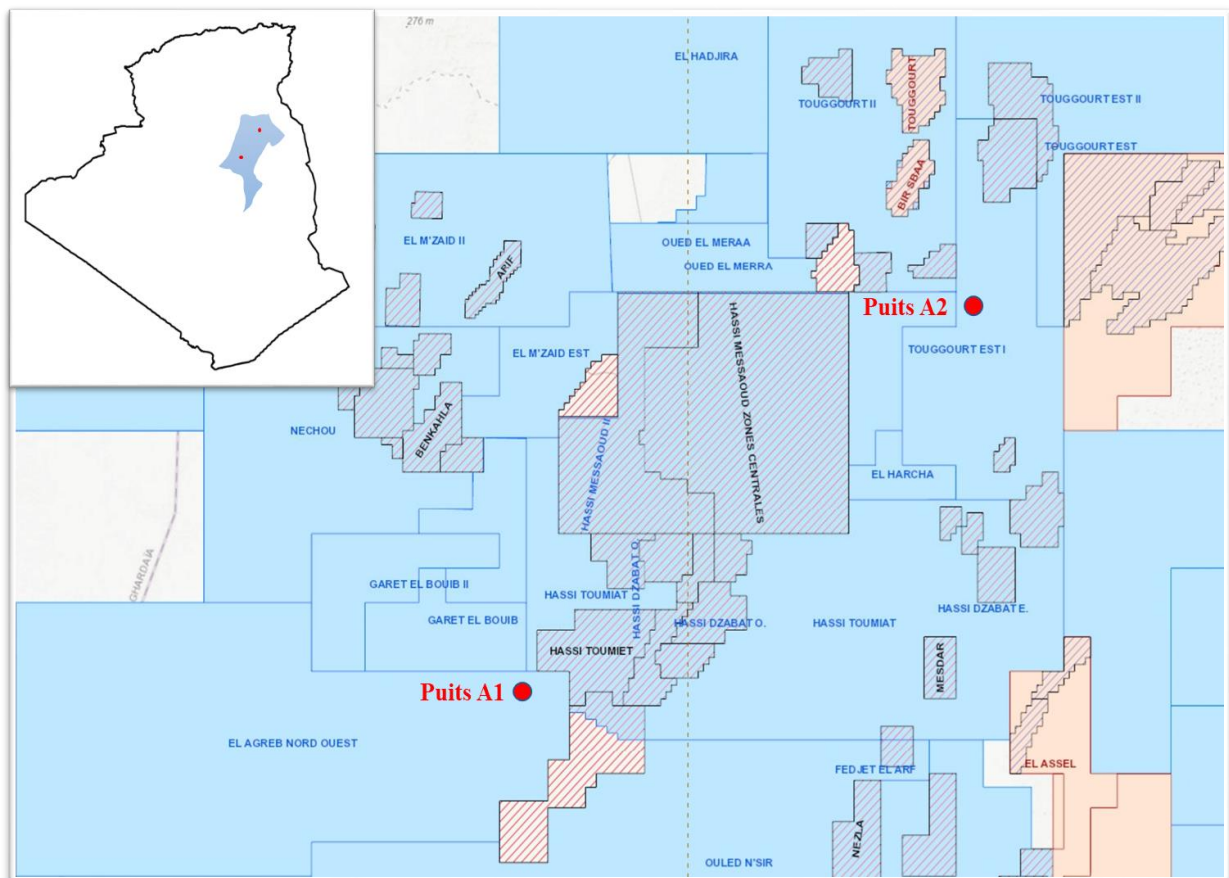
- **Les Quartzites de Hamra** (qui constitue l'objectif de forage).
- **Les Grès d'El Atchane**
- **Les Argiles d'El Gassi**

L'impact des mouvements tectoniques Hercyniens sur le périmètre **El Agreb Nord Ouest** est caractérisé par l'érosion différentielle des séries paléozoïques. Sur la structure de ce périmètre, le réservoir Ordovicien « **Quartzites de Hamra** » affleure sous la Discordance hercynienne.

**Le Puits A2 :**

Le puits A2 se trouve dans la partie nord de périmètre **Touggourt Est I**. Le périmètre Touggourt Est I est situé dans la partie nord-ouest de la région de Hassi Messaoud (Voir la **Figure II.4**)

Le forage du puits A2 s'inscrit dans le cadre de l'exploration de réservoir l'Ordovicien avec les Grès Ouargla qui constitue l'objectif principal du forage.



**Figure II.4 :** Plan de position des puits A1 et puits A2 dans la région d'étude (Sonatrach, System Oil Data, SOD, 2024)

## L'évaluation pétrophysique des réservoirs de l'ordovicien

### **PARTIE 1 : PRÉSENTATION DES DIAGRAPHIES ENREGISTRÉES AU NIVEAU DU PUIITS A1 ET DU PUIITS A2**

#### **III.1 DIAGRAPHIES ENREGISTRÉES**

#### **III.2 PRÉSENTATION DES PUIITS**

#### **III.3 PRÉSENTATION ET VALIDATION DES DONNÉES (QUALITY CHECK)**

#### **III.4 ANALYSE QUICK LOOK**

### **PARTIE 2 : ÉVALUATION PÉTROPHYSIQUE ET INTERPRÉTATION DES DONNÉES ENREGISTRÉES**

#### **III.5 INTERPRÉTATION QUALITATIVE**

#### **III.6 INTERPRÉTATION QUANTITATIVE**

#### **III.7 PRÉSENTATION ET INTERPRÉTATION DES RÉSULTATS**

#### **III.8 SYNTHÈSE DES RÉSULTATS**

#### **III.9 RÉSULTATS DES TESTS DE FORMATION (DST)**

La présence des hydrocarbures dans une couche profonde ne peut être prouvée qu'après le forage d'un puits et après la connaissance de certaines caractéristiques pétrophysiques de cette couche à savoir : porosité, perméabilité, volume d'argile, et enfin la saturation en eau. L'évaluation des caractéristiques de réservoir par diagraphies est déterminante pour connaître la nature des fluides en place, la délivrabilité du réservoir et va contribuer à l'efficacité de l'exploration pétrolière.

On désigne par diagraphie (du grec dia, « à travers », et graphie, « dessiner ») ou, plus couramment, par le terme américain log (qui signifie bûche, rouleau...) tout enregistrement continu des variations des paramètres pétrophysiques en fonction de la profondeur, d'une caractéristique donnée des formations traversées par un sondage.

Ce chapitre est composé de deux parties, la première partie présentera les outils et les données des diagraphies enregistrées au niveau des puits A1 et A2, La deuxième partie comporte une évaluation pétrophysique des réservoirs d'ordovicien, Quartzite de Hamra pour le puits A1 et Grès d'Ouargla pour le puits A2 à partir de l'interprétation des paramètres pétrophysiques enregistrées.

## **Partie 1 : Présentation des diagraphies Enregistrées au niveau du puits A1 et du puits A2**

L'étude pétrophysique a été faite en utilisant une suites d'enregistrement des diagraphies dont l'objectif est de délimiter les réservoirs d'ordovicien (Quartzite de Hamra et grès d'Ouargla) et d'estimer les paramètres pétrophysiques.

### **III.1 Diagraphies Enregistrées :**

Les outils utilisées pour l'enregistrement des diagraphies dans notre étude sont des outils de la compagnie de service Baker Hughes.

La boue utilisée dans les deux puits est à base d'huile (OBM).

#### **III.1.1 Mesure du diamètre du trou (CALIPER) :**

La plupart des diagraphies sont très sensibles aux variations de diamètre du trou, il est donc essentiel de disposer du log Caliper "diametreur" qui enregistre les variations de diamètre du trou.



Le caliper est un outil équipé suivant les modèles de 2, 3, 4 et 6 bras plaqués contre la paroi du trou qui s'ouvrent au cours de la remontée pour mesurer le diamètre réel du puits. Les variations de diamètre du trou avec la profondeur (cavités, Mud cake...) se traduisent par des déplacements latéraux des bras.

L'outil utilisée dans notre étude est le **WGI (Well Geometry Instrument)**

L'outil **WGI** comprend six bras indépendants mesurant 6 rayons de la paroi du trou de forage. Les 6 bras sont espacés de 60 degrés, ce qui permet une mesure plus précise de la section transversale du trou de forage par rapport aux outils à 2 ou 4 bras.

Le log du caliper enregistré est tracé en comparaison avec le diamètre de l'outil de forage (Bit size) et il est combinable avec le log gamma-ray. Il est représenté dans le **Track B** des **Figure II.1** et **Figure II.2**.

### **Applications de la mesure de diamètre de trou :**

La mesure du diamètre du trou est utilisée pour :

- Mettre en évidence les formations poreuses et perméables grâce à la présence d'un mud cake
- Calculer l'épaisseur de mud cake.
- Une approche de la lithologie.
- La mesure du volume du trou pour l'estimation du volume du laitier de ciment.
- La localisation des intervalles consolidés pour l'ancrage du packer d'essai de formation.
- La correction des mesures des différentes diagraphies pour l'effet de caves ou de mud cake en vue d'une interprétation plus précise.

### **III.1.2 Diagraphie de radioactivité gamma naturelle :**

Les diagraphies de radioactivités nucléaires naturelles englobent deux types de mesures :

#### **III.1.2.1 Diagraphies Gamma ray :**

Cette diagraphie mesure à l'aide d'un compteur à scintillation descendu au bout d'un câble, les rayons gamma naturels émis par les formations traversées par le forage.

Le rayonnement gamma naturel est lié à la présence dans les roches sédimentaires des trois éléments radioactifs : Le Potassium (**K40**), Le Thorium (**Th 232**), L'Uranium (**U 238**).

L'outil utilisée est l'outil **GR (Gamma Ray)**

L'outil **GR** possède deux détecteurs qui mesurent le nombre de rayonnement gamma des formations traversées. Il peut être utilisé dans n'importe quel trou rempli de liquide ou d'air, qu'il soit tubé ou non tubé.

Le log Gamma Ray est représentée dans le **track B** des **Figure II.1** et **Figure II.2**

#### **Applications des Diagraphies Gamma ray :**

- 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'argile.

#### **III.1.2.2 Spectrométrie des rayonnements gamma naturels :**

Elle permet l'enregistrement, en plus de l'énergie total des rayons gamma, de l'énergie spécifique des différents éléments radioactif (**K40, Th 232 et U 238**) ainsi que l'énergie de radiation de thorium plus potassium (Th+K).

L'outil utilisée est l'outil **DSL (Digital Spectralog)**

L'outil DSL permet 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 Thorium en ppm.
- U: concentration en uranium en ppm.

Les concentrations en **K**, **U**, et **TH** sont représentées dans le **Track E** sur **Figure II.1**, et **Figure II.2**

#### **Applications de la spectrométrie gamma :**

- Identification de la lithologie.
- Identification de la minéralogie de la formation.
- Le calcul de volume d'argile.

### III.1.3 Diagraphies de Résistivité :

Elles mesurent la résistivité propre aux formations traversées par le sondage, celle-ci est la capacité d'une formation de résister à la circulation du courant électrique. Sa détermination est fondamentale pour le calcul de la saturation en eau. La mesure de la résistivité, peut être effectuée de différentes façons. Mais quel que soit l'outil utilisé, le principe fondamental de mesure est le même.

Une source émettrice (de courant électrique ou champ magnétique) envoie un signal vers les formations, la variation du potentiel est alors mesurée par un récepteur localisé à une certaine distance de l'émetteur appelée « espacement ».

Dans notre cas, l'outil utilisé est **HDIL (High Definition Induction Tool)**

L'outil est un inductolog car la boue utilisée dans notre étude est à base d'huile. L'outil d'induction haute définition (HDIL) de Baker Hughes génère un ordre de grandeur de données supérieur à celui de certains outils d'induction conventionnels. L'outil HDIL étudie la formation à des profondeurs d'investigation de 10, 20, 30, 60, et 90 pouces, ce qui lui permet d'établir un profil d'invasion précisément défini. Les mesures identiques des profondeurs de 90 pouces sont utilisées pour fournir une indication directe de la résistivité vraie de la formation  $R_t$ .

Les logs de résistivités sont représentés dans le **Track C** des **Figure II.1** et **Figure II.2**

#### Applications de diagraphie de résistivité :

Selon (O. Serra, 1979, Schlumberger, 1989, 1996, AAPG, 1984), les résistivités nous permettent de réaliser les applications suivantes :

- Détermination de l'ensemble des saturations.
- Détermination de  $R_{xo}$  à l'aide des micro-dispositifs et  $R_t$  à l'aide des macrodispositifs.
- Corrélation de puits à puits.
- Calcul des résistivités de l'eau interstitielles «  $R_w$  »
- Détermination de l'épaisseur des bancs.
- Application lithologique et sédimentologique.

### III.1.4 Diagraphies de Porosité :

La porosité peut être déterminée grâce à trois diagraphies indispensables lors du Logging :

- Porosité déterminée à partir de diagraphie Sonique.
- Porosité déterminée à partir de diagraphie Neutron.
- Porosité déterminée à partir de diagraphie de Densité.

#### III.1.4.1 Diagraphie sonique (acoustique) :

Le principe de la diagraphie acoustique repose sur la mesure des lenteurs des ondes de compressions et ondes de cisaillements, notées respectivement  $\Delta t_{comp}$  et  $\Delta t_{cisail}$ .

$$\Delta t = \frac{TT_{loin} - TT_{proche}}{\Delta x}$$

$TT_{Proche}$  : Temps de transit pour le récepteur proche (temps nécessaire à l'onde acoustique de se déplacer du transmetteur au récepteur proche).

$TT_{Loin}$  : Temps de transit pour le récepteur loin (temps nécessaire à l'onde acoustique de se déplacer du transmetteur au récepteur loin)

$\Delta x$  : Distance entre le récepteur proche et le récepteur loin

L'outil utilise est l'**XMAC F1 (Cross Multipole Array Acoustilog F1)**

L'outil XMAC-F1 mesure les ondes acoustiques à l'aide de capteurs dipolaires. Il enregistre les signaux monopôles et dipôles, ce qui permet d'obtenir des informations plus détaillées sur la formation géologique. Les données mesurées sont séparées en profils d'ondes de cisaillement et d'ondes de compression.

L'onde de compression est représentée dans le **Track D** des **Figure II.1** et **Figure II.2**

#### Applications de diagraphie sonique :

- Détermination de la porosité sonique  $\phi_s$ .
- 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.1.4.1 Diagraphie neutron :

C'est une diagraphie radioactive provoquée, la mesure consiste à bombarder la formation de neutrons rapides de haute énergie (issus d'une source chimique ou électronique). Les neutrons entrent en collision avec les noyaux de la formation ce qui va entraîner une perte d'énergie et cette perte se fera en 2 phases :

- **Phase de ralentissement** : les neutrons sont plus ou moins ralentis selon leurs angles d'incidence et selon que leur masse se rapproche ou non de celle des noyaux rencontrés. Les collisions avec les noyaux d'hydrogène ont un effet prépondérant puisque la masse de ces noyaux est sensiblement la même que celle des neutrons. Ainsi ralentis, les neutrons atteignent l'état épithermique (énergie de 0.1eV jusqu'à 100eV) puis thermique dans lequel leur énergie vaut 0.025 eV et leur vitesse 2500 m/s. Si le détecteur compte les neutrons ainsi ralentis on parle alors de log Neutron-Neutron qui permet de définir l'indice d'hydrogène IH qui mesure la quantité d'hydrogène par unité de volume de la formation, (O. Serra, 1979).
- **Phase de capture** : lorsque l'énergie devient inférieure à 0.025eV les neutrons thermiques sont finalement capturés par les noyaux de certains éléments, les noyaux de chlore sont les éléments clés pour capturer les neutrons thermiques. Cette capture s'accompagne d'émission de rayons gamma. On parle alors de log Neutron-Gamma.

L'outil de mesure utilisé est l'outil **CN (Compensated Neutron)**

L'outil de neutron compensé (CN) possède une source électronique pour l'émission des neutrons et des détecteurs aux deux stades épithermique et thermique. Il est utilisé dans les formations compact car il donne grâce à son détecteur épithermique, une valeur plus précise de l'indice d'hydrogène (IH) et donc une meilleure estimation de la porosité de la roche.

La porosité du neutron donc est lue directement à partir du log neutron qui représentée dans le **Track D** des **Figure II.1** et **Figure II.2**

#### Applications de diagraphie neutron :

- 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 du faciès et l'évolution séquentielle.
- Les corrélations entre puits.

#### III.1.4.1 Diagraphie 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 (le Cobalt 60  $CO^{60}$  et le césium137  $Cs^{137}$ ) pour l'émission des rayons gamma. Ces photons gamma 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.

L'outil de mesure utilisé est l'outil **ZDL (Compensated Z DensiLog)**

L'outil ZDL bombarde la formation de rayons gamma provenant d'une source ( $Cs^{137}$ ). Le ZDL possède trois détecteurs qui vont mesurer l'intensité des rayons gamma qui est liée à la densité apparente de la formation ( $\rho_b$ ).

Le log de densité est représenté dans le **Track C** des **Figure II.1** et **Figure II.2**

#### Applications de diagraphie de densité :

- 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.

### III.2 Présentation des puits :

Notre objectif dans ce chapitre est l'évaluation des paramètres pétrophysiques des réservoirs de l'ordovicien Quartzites de Hamra et Grès d'Ouargla.

- **Puits A1 :**

Formation	Top (m)	Bottom (m)	Epaisseur (m)
Quartzites de Hamra	3089.65	3137.25	47.6

**Tableau III.1 :** Tops des formations puits A1

- **Puits A2 :**

Formation	Top (m)	Bottom (m)	Epaisseur (m)
Grès d'Ouargla	4035.4	4109	73.6

**Tableau III.2 :** Tops de formations de puits A2

### III.3 Présentation et validation des données (Quality Check) :

Il s'agit dans un premier temps de vérifier la validité des données brutes. A partir des données numériques chargées à l'aide du logiciel Techlog, on a établi notre log composite et avec lequel on a validé nos données. Le Quality check consiste à vérifier les shifts entre les courbes, les skips qui sont des valeurs non représentatives ainsi que l'incohérences des courbes spécialement là où le caliper montre des cavages. Les enregistrements pour les deux puits (Voir **Figure III.1** et **Figure III.2**) sont en général de bonne qualité qui sont :

- Track A: profondeurs (m).
- Track B : enregistrement Gamma Ray (API), bit size (inch) et le caliper (inch).
- Track C : les 5 courbes de résistivité ( $\Omega.m$ ).
- Track D : Densité ZDEN ( $g/cm^3$ ), neutron CNC ( $m^3/m^3$ ) et la vitesse l'onde de compression DTCQI ( $\mu s/ft$ ).
- Track E : Concentration en U (ppm), K (%) et TH (ppm).
- Track H : Tops des puits.

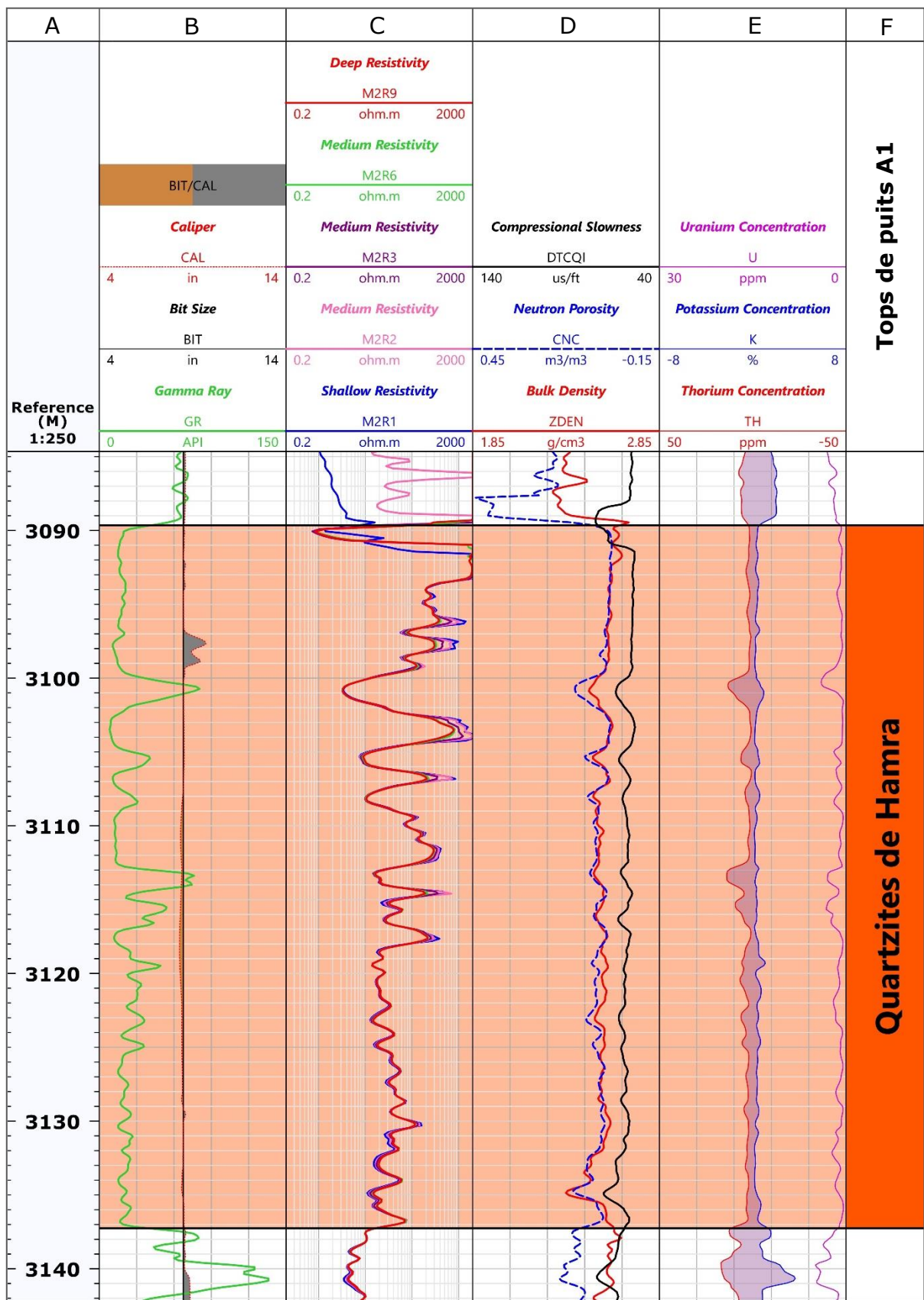


Figure III.1 : Les diagraphies enregistrées au niveau de réservoir Quartzites de Hamra pour le puits A1



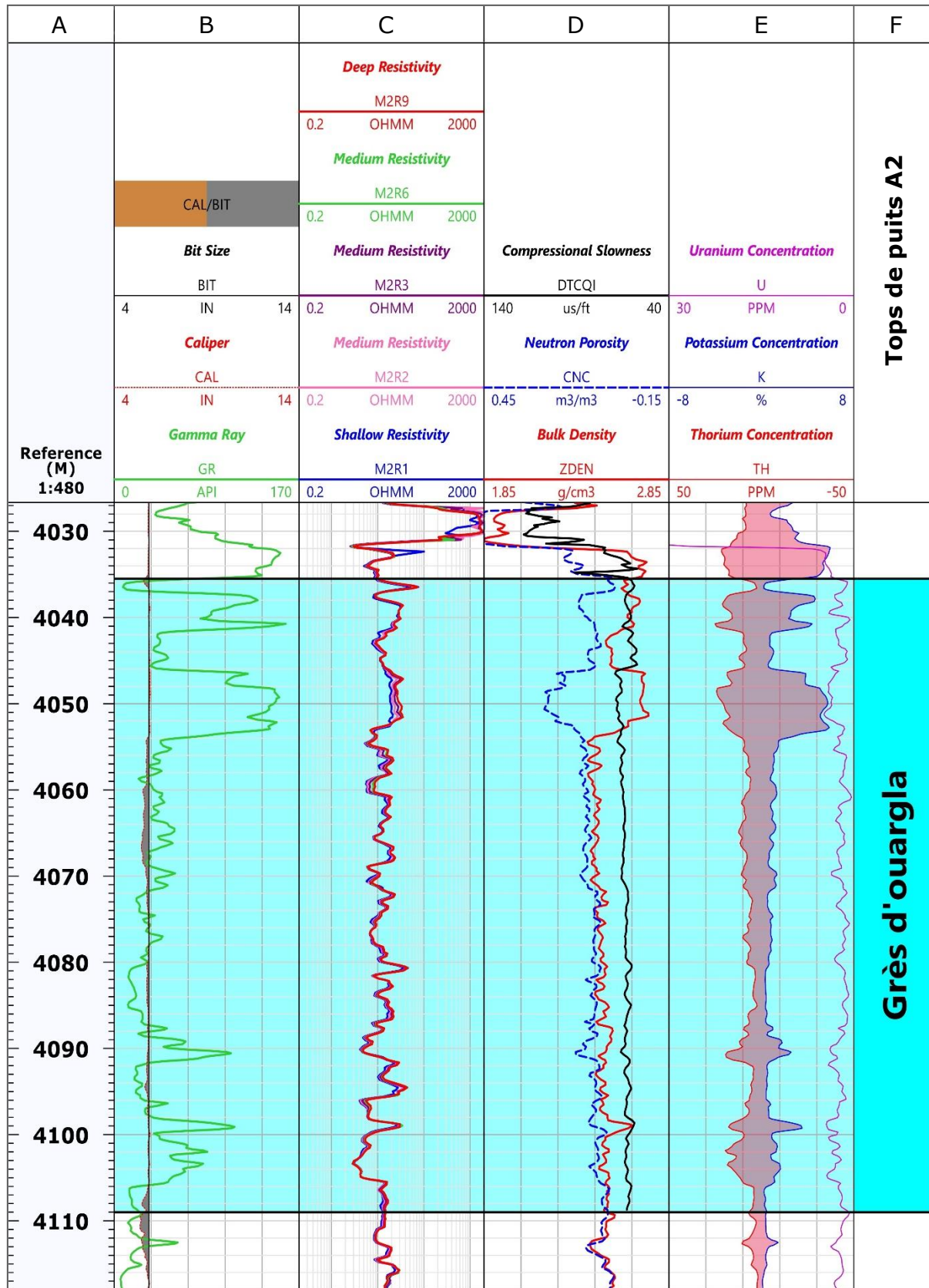


Figure III.2 : Les diagraphies enregistrées au niveau de réservoir Grès d'Ouargla pour le puits A2

### III.4 Analyse Quick Look :

Les logs composites peuvent fournir des informations importantes tel que :

- **La combinaison des logs Bit Size et Caliper et Gamma Ray** : la combinaison de bit size-caliper nous donne une indication sur la présence des cavités, du Mudcake et/ou le rétrécissement ainsi que l'ovalisation du trou de forage. Le Gamma Ray permet d'estimer le pourcentage d'argile dans la formation.
- **La combinaison des logs de résistivités** : les résistivités peuvent nous donner un indice sur les fluides saturants les pores (hydrocarbure ou bien eau), si on est en face d'un réservoir conventionnel. La superposition des courbes de macro et micro résistivité, signifie l'absence du phénomène d'invasion (preuve d'une faible perméabilité).  
Il faut noter que l'invasion est quasiment nulle car comme il n'y a pas de Mudcake formé sur la paroi du puits, ceci confirme le caractère compact (Tight) de ces formations.
- **La combinaison des logs Neutron – Densité – Sonique** : cette combinaison contribue pour donner une très bonne estimation de la porosité effective ainsi que la lithologie en combinaison avec les autres diagraphies. Quand les échelles de logs **Neutron – Densité** sont inversées et compatibles grès (1.85\_2,85 / 0.45\_-0.15) on observe souvent Une séparation des courbes en face les argiles et un rapprochement en face les grès.
- **La combinaison des concentrations en U, k, et Th** : la combinaison de TH-K est faite avec une échelle inversée basée sur le modèle de neutron-densité, ou la séparation de ces courbes montre une formation argileuse (concentration en Th et K est élevée) et le rapprochement des deux courbes montre une formation gréseuse (concentration en Th et k est basse), cette représentation est utilisée par les compagnies de services ainsi que Sonatrach. L'uranium car soluble dans les fluides peut se disposer dans les grès (grès radioactifs), donc il n'est pas représentatif des argiles uniquement ce qui peut porter une confusion quant à la discrimination des bancs argileux.

## Partie 2 : Evaluation pétrophysique et interpretation des données enregistrées :

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 l'estimation du contenu.

### III.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.

La détermination de la lithologie des formations va guider notre évaluation et nous aider à mieux comprendre le milieu géologique (réservoir) ou les hydrocarbures se trouvent. Pour cela on commence par délimiter (localiser) les réservoirs susceptibles d'accumuler les Hydrocarbures, puis on étudie sa matrice, sa minéralogie et le type d'argile s'il est argileux.

#### III.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 (**Vsh<sub>cut-off</sub>**) à 42%, 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 :

$$GR_{cut-off} = Vsh_{cut-off} \times (GR_{max} - GR_{min}) + GR_{min}$$

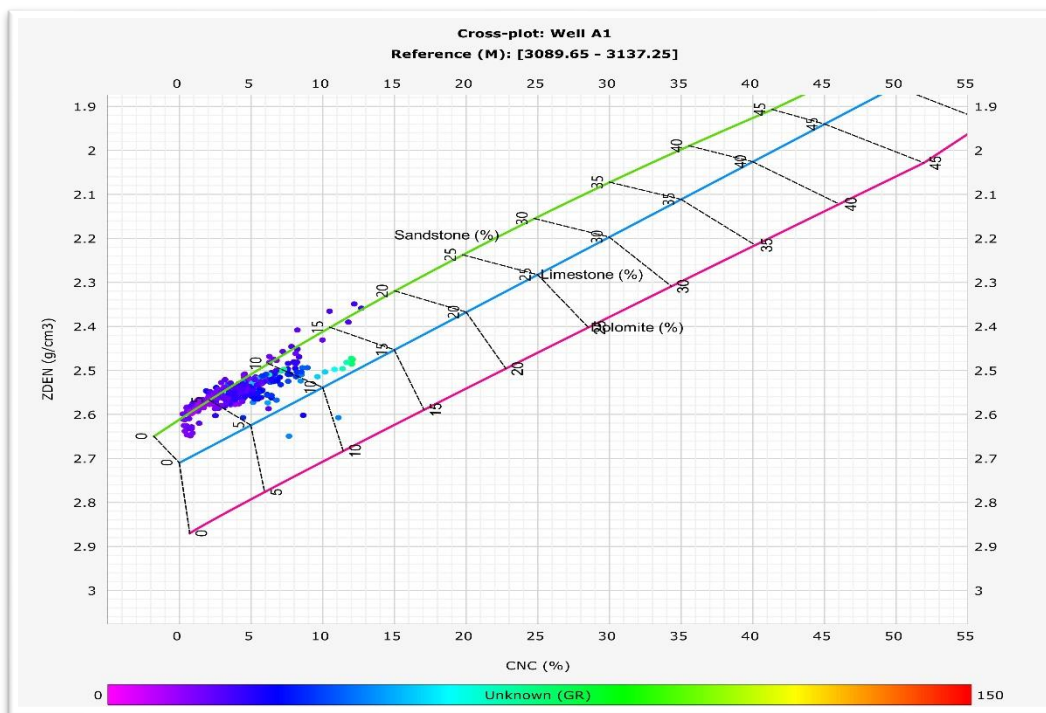
Les résultats sont représentés sur le tableau ci-joint :

	GR <sub>min</sub>	GR <sub>max</sub>	Vsh <sub>cut-off</sub>	GR <sub>cut-off</sub>
Puits A1	10	80	42	39
Puits A2	8	157	42	70

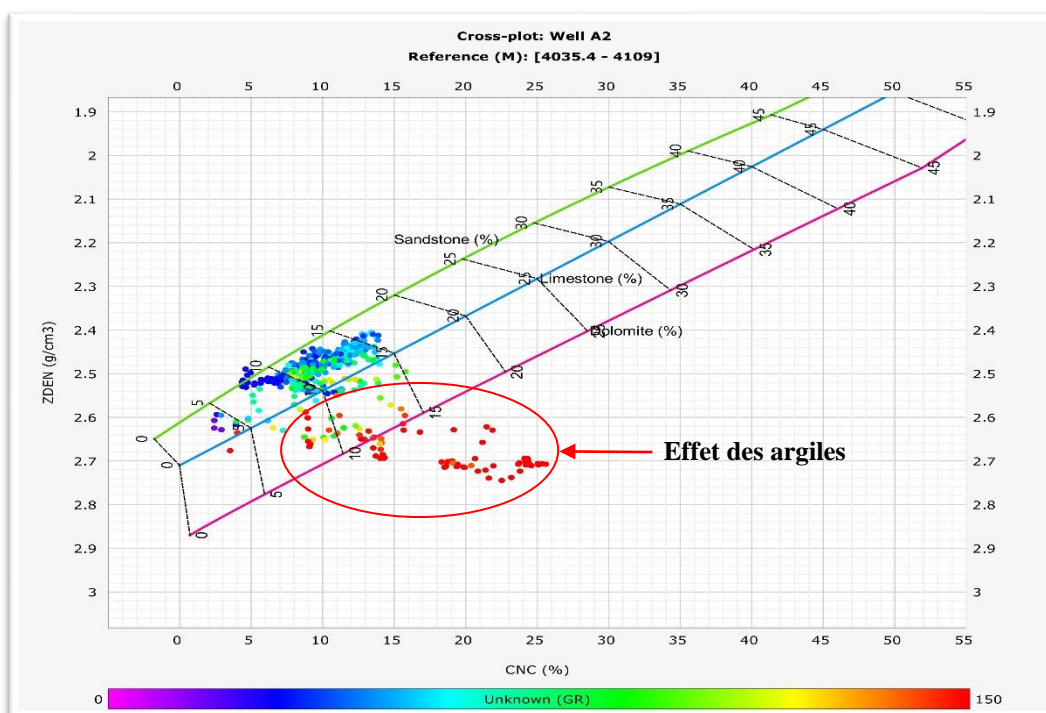
**Tableau III.1** : Détermination du **GR<sub>cut-off</sub>** pour les deux puits

#### III.5.2 Identification de la lithologie :

L'étude lithologique des réservoirs est basée sur les déférentes réponses des outils de porosité. Le développement de ces outils a permis une meilleure approche de l'étude. Pour cela, on a utilisé le Cross plot (**Por-11 & Por-12**) de Schlumberger qui est un report graphique de **pb** en fonction de **Ø<sub>N</sub>** (**Figure III.3** et **Figure III.4**)



**Figure III.3 :** Cross plot (densité-neutron) pour la détermination de la lithologie au niveau du réservoir Quartzites de Hamra dans le puits A1



**Figure III.4 :** Cross plot (densité-neutron) pour la détermination de la lithologie au niveau du réservoir Grès d'Ouargla dans le puits A2

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

### III.5.3 L'étude minéralogique :

Pour l'étude minéralogique nous avons utilisé le M-N plot (Figure III.5 et Figure III.6) 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 %

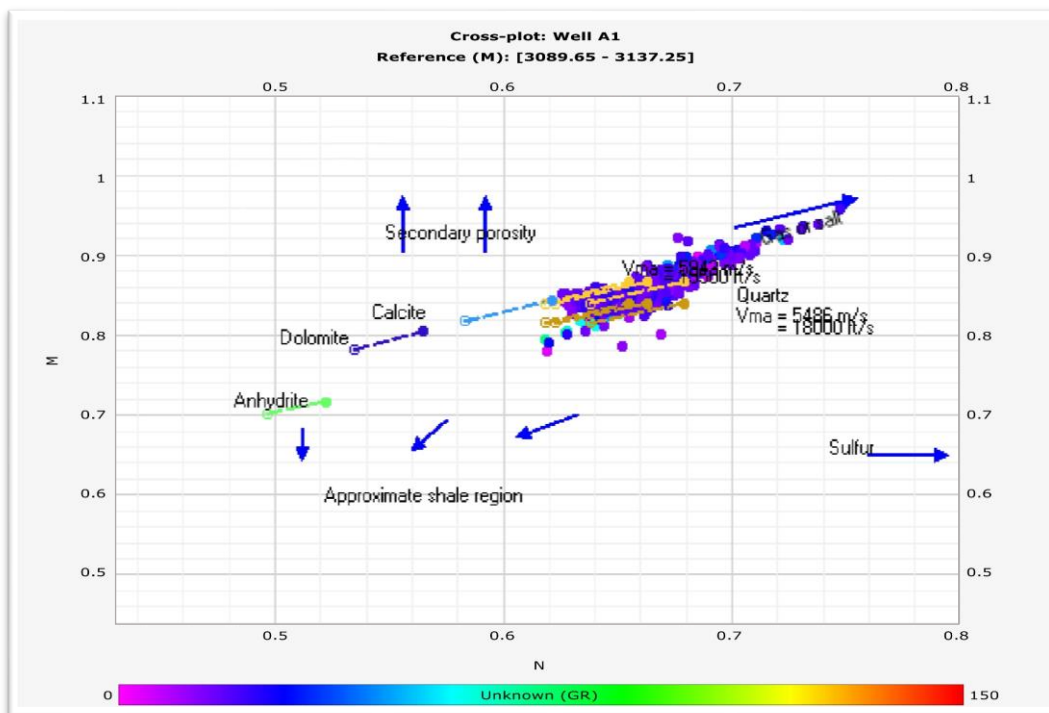
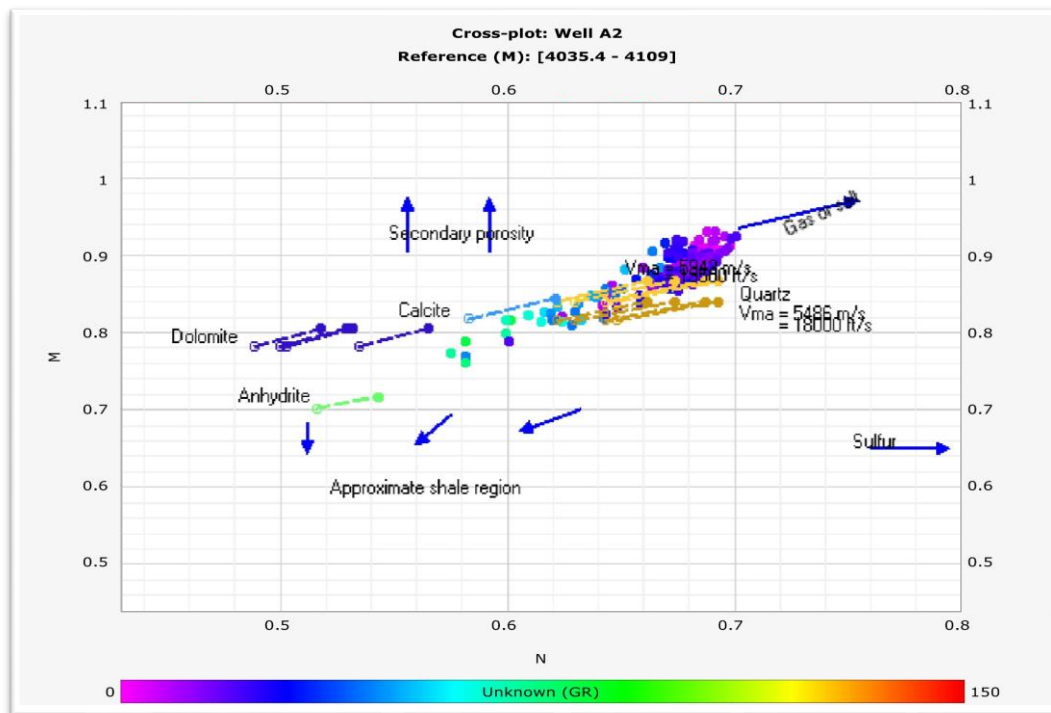


Figure III.5 : M-N plot au niveau du réservoir Quartzite de Hamra dans le puits A1



**Figure III.6 :** M-N plot au niveau du réservoir Grès d'Ouargla dans le puits A2

D'après le M-N plot On remarque que le nuage de points des niveaux réservoirs Quartzite de Hamra et Grès d'Ouargla est essentiellement réparti autour du quartz, ce qui confirme ainsi 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.

#### III.5.4 Détermination des paramètres matriciels :

Les paramètres matriciels ( $\rho_{ma}$ ,  $\Delta T_{ma}$ ) sont utiles pour le calcul de la porosité totale. Ils sont déterminés par la réalisation des cross plots ( $Rt$ ,  $\rho_b$ ) et ( $Rt - \Delta t$ ) à partir des données d'une zone propre et aquifère ( $V_{sh} < 10\%$ ).

Mais dans notre cas cette condition n'est pas satisfaite pour cela pour réaliser le cross plot on a utilisé les données d'un puits voisin (puits A3) qui a un caractère aquifère au niveau du réservoir de l'ordovicien.

Le cross plot ( $Rt$ ,  $\rho_b$ ) permet de déterminer la densité matricielle  $\rho_{ma}$  par l'intersection de la droite de régression passant par le nuage de points à caractère aquifère avec l'axe des abscisses  $\rho_b$  donne la valeur du paramètre  $\rho_{ma}$ .

Le cross plot ( $Rt - \Delta t$ ) nous permet d'obtenir le paramètre matriciel  $\Delta t_{ma}$ , de la même manière que ( $Rt - \rho_b$ ).

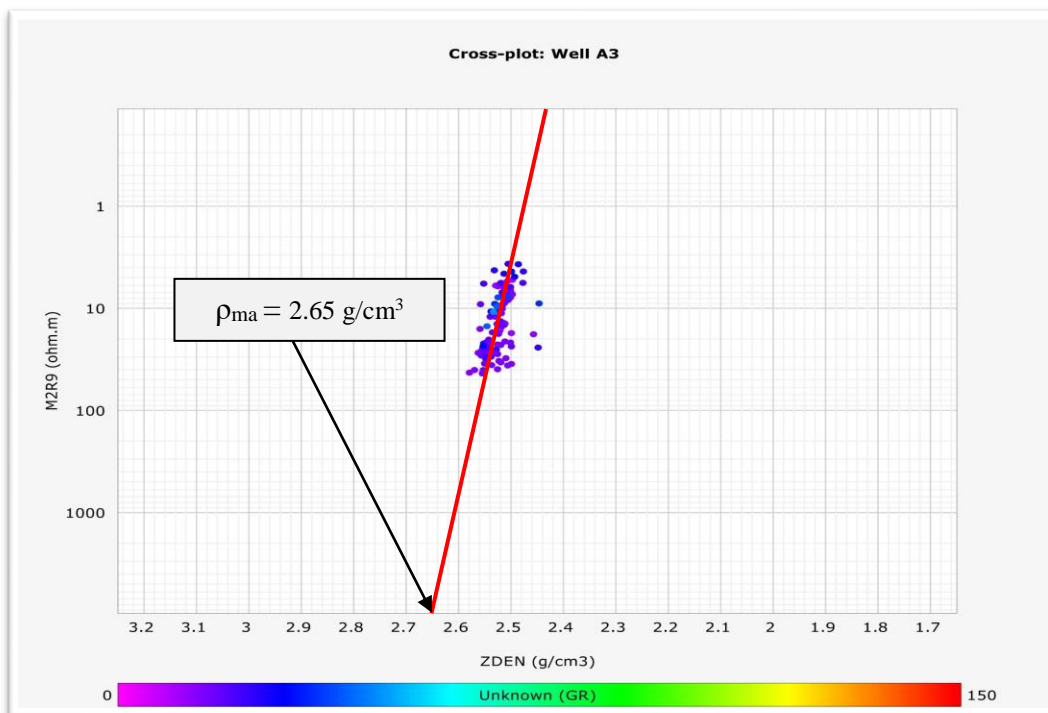


Figure III.7 : Cross plot ( $R_t$ ,  $\rho_b$ ) pour la détermination de  $\rho_{ma}$  au niveau d'une zone aquifère dans le puits A3

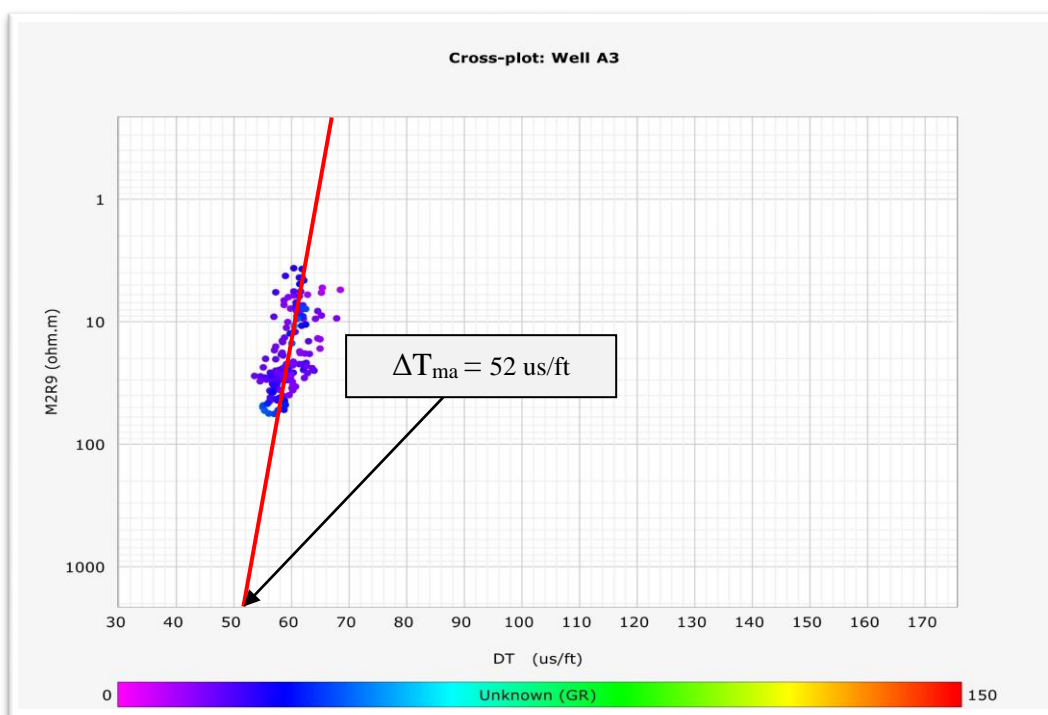


Figure III.8 : Cross plot ( $R_t$ ,  $\Delta t$ ) pour la détermination de  $\Delta t_{ma}$  au niveau d'une zone aquifère dans le puits A3

Les paramètres matriciels du réservoir d'ordovicien sont illustres dans le tableau suivant :

	Formation	$\rho_{ma}$ (g/cm <sup>3</sup> )	$\Delta t_{ma}$ (us/ft)
Puits A1	Ordovicien	2.65	52
Puits A2			

Tableau III.3 : Les paramètres matriciels

### III.5.5 Type de distribution et minéralogie des argiles :

La détermination du type d'argile et sa distribution sont faits par l'abaque triangulaire, en utilisant la combinaison des logs de porosités ( $\phi_N - \phi_D$ ). Ainsi le type des argiles permet de déterminer la formule adéquate à utiliser pour le calcul des saturations.

Cependant, la combinaison ( $\phi_N - \phi_D$ ) dans les deux puits A1 et A2, montre que les argiles sont de type dispersées. Ce type d'argile affecte considérablement les paramètres du réservoir (porosité, perméabilité). (Voir les **Figure III.9** et **Figure III.10**)

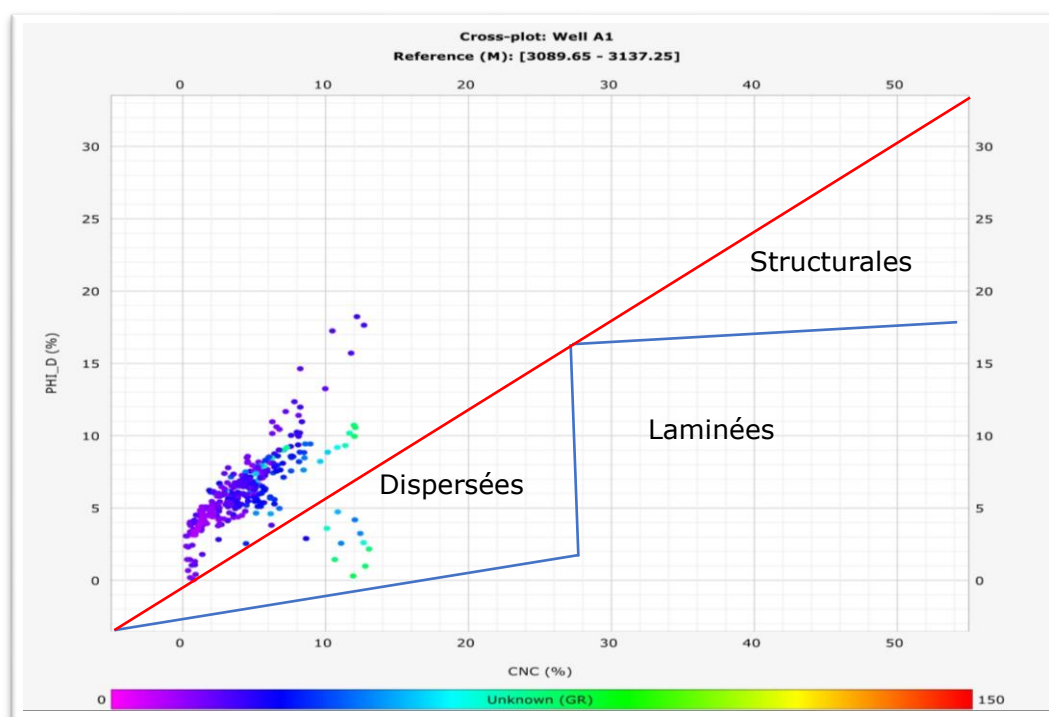
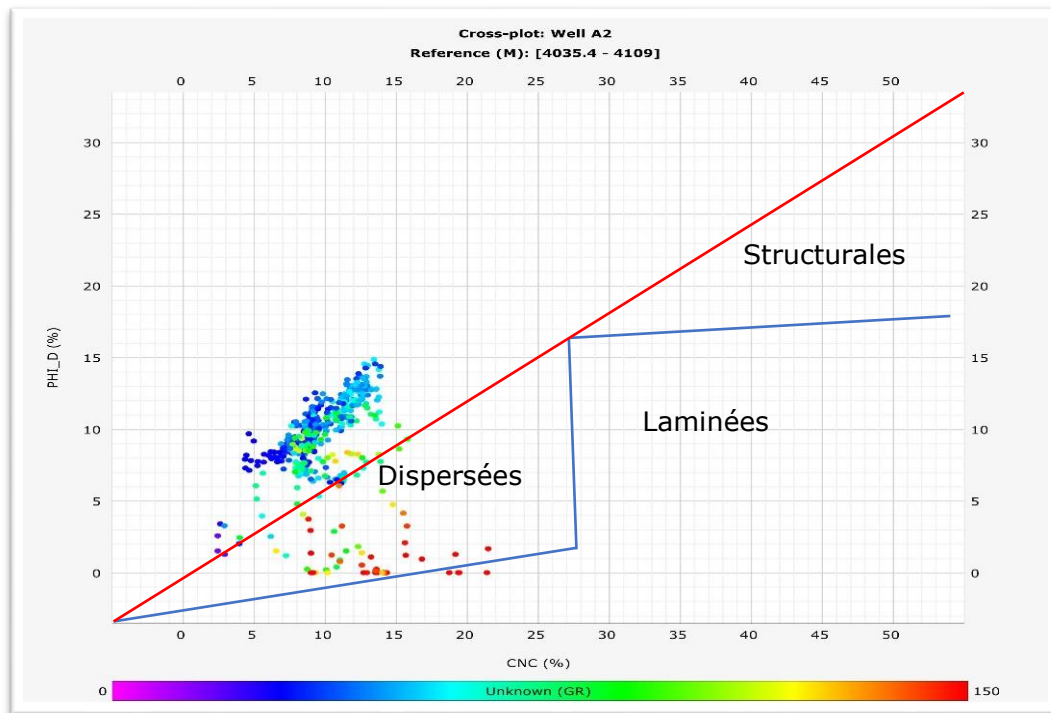


Figure III.9 : Cross plot (porosité densité-neutron) pour la détermination de type de distribution d'argile au niveau du réservoir Quartzite de Hamra pour le puits A1





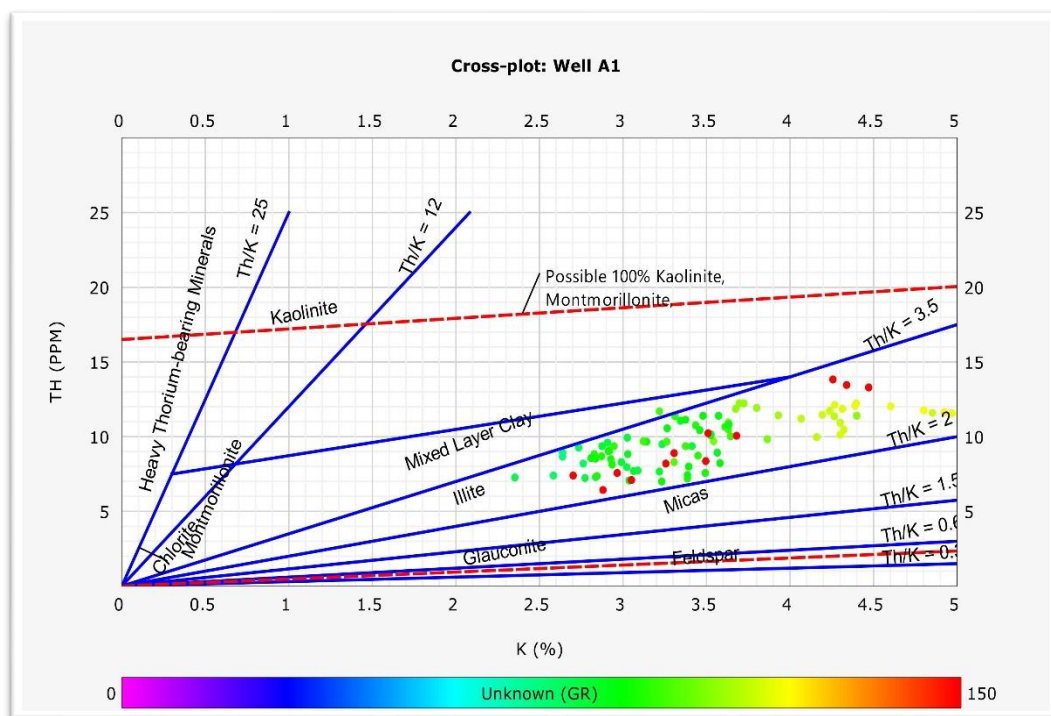
**Figure III.10 :** Cross plot (porosité densité-neutron) pour la détermination de type de distribution d'argile au niveau de réservoir Grès d'Ouargla pour le puits A2

Comme les réservoirs compacts sont caractérisés par des dépôts anciens, ils possèdent une complexité et une variété minéralogique remarquable et cela à cause des énergies de dépôts relativement élevées lors de la sédimentation. Donc il est évident de déterminer les différents types de minéraux argileux et leur distribution dans la roche réservoir, afin de pouvoir estimer correctement les paramètres pétrophysiques.

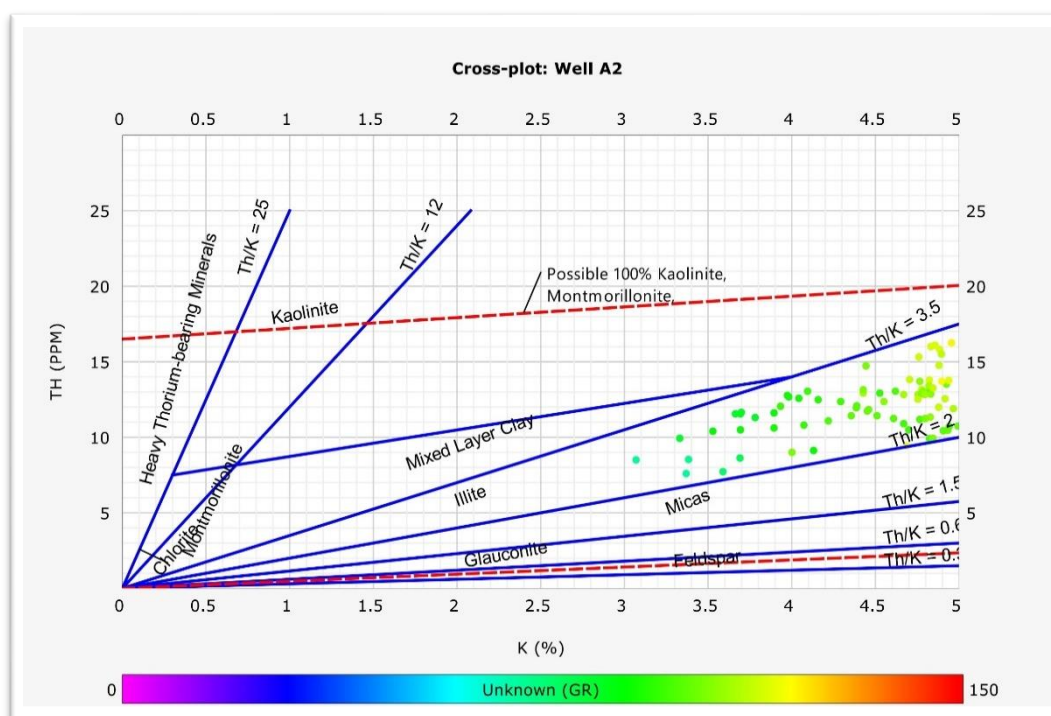
En considérant le fait que les minéraux argileux sont radioactifs ; cette propriété se résume à la présence des éléments radioactifs de Thorium (Th), de Potassium (K) et de l'Uranium (U) dans la structure des argiles.

Pour la détermination de la nature des minéraux argileux on a utilisé le cross plot (LITH 2) de Schlumberger qui lie le ratio de Thorium (TH) et le ratio de potassium (K) en se basant sur le banc argileux le plus épais, moins cavés et le plus proche du réservoir.

Les argiles sont de type illite pour le puits A1 et le puits A2. (Voir **Figure III.11** et **Figure III.12**)



**Figure III.11 :** Cross plot (TH-K) pour la détermination du type des minéraux argileux pour le puits A1



**Figure III.12 :** Cross plot (TH-K) pour la détermination du type des minéraux argileux pour le puits A2

### III.6 Interprétation quantitative :

Une fois que nous avons identifié les intervalles des bancs, qui pourraient servir potentiellement de réservoirs, en prenant en compte leurs paramètres pétrophysiques tels que les propriétés matricielles et argileuses, nous pouvons procéder au calcul des diverses porosités, à savoir la porosité sonique, la porosité de densité, la porosité neutronique et la porosité utile. Et de déterminer la résistivité de l'eau de formation  $R_w$  qui va nous servir dans la détermination de la saturation en eau ( $S_w$ ).

Ces calculs détaillés, nous permettent d'obtenir une vision plus complète sur les caractéristiques des réservoirs potentiels, en évaluant leurs capacités de stockage de fluides, d'hydrocarbures et leurs contenus en eau.

#### III.6.1 Détermination des paramètres d'argile :

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

Les paramètres d'argile ( $R_{sh}$ ,  $\phi_{Nsh}$ ,  $\rho_{bsh}$ ,  $\Delta t_{sh}$ ) sont déterminés directement sur le log des diagraphies en faisant une lecture des courbes ( $R_t$ ,  $\phi$ ,  $\rho_b$ ,  $\Delta t$ ) 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 sont illustrés dans le tableau suivant :

Puits	$R_{sh}$ (Ohm.m)	$\phi_{Nsh}$ (%)	$\rho_{bsh}$ (g/cm <sup>3</sup> )	$\Delta t_{sh}$ ( $\mu$ s/ft)
Puits A1	3.29	11	2.50	62
Puits A2	23	25	2.70	68

**Tableau III.4 :** Les paramètres d'argile pour les puits A1 et puits A2

$R_{sh}$  : résistivité lu devant le banc argileux le plus proche de réservoir.

$\phi_{sh}$  : porosité neutron lu devant le banc argileux le plus proche de réservoir.

$\rho_{bsh}$  : densité lu devant le banc argileux le plus proche de réservoir

$\Delta t_{sh}$  : temps de parcours lu devant le banc argileux le plus proche de réservoir.

### III.5.2 Détermination du volume d'argile :

La connaissance du volume d'argile est très importante dans l'interprétation des diagraphies, il nous permet de dire 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.

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

### III.6.3 Détermination de la porosité :

Les enregistrements que nous avons à notre disposition nous ont permis de calculer trois types de porosités pour chaque niveau de réservoir à partir les logs soniques, neutron et densité.

#### III.6.3.1 Porosité neutron $\phi_N$ :

L'outil neutron fournit un enregistrement direct de la porosité neutron. Étant donné que l'outil est calibré sur du calcaire saturé d'eau, une correction est appliquée pour tenir compte de la nature gréseuse de la matrice. Cette correction est réalisée en utilisant la formule suivante :

$$\phi_N (\text{grés}) = \phi_N (\text{calcaire}) + 3\%$$

Pour la formation non propre, la valeur de  $\phi_N$  (La porosité neutron) doit être corrigée de l'effet des argiles. Elle est donnée par la relation suivante :

$$\phi_{NC} = \phi_N - V_{sh}\phi_{Nsh}$$

$\phi_{Nsh}$  : Porosité neutron des argiles

#### III.6.3.2 Porosité densité $\phi_D$ :

La porosité dérivée des outils de densité est calculée puis corrigée à partir de la relation :

$$\phi_{DC} = \phi_D - V_{sh}\phi_{Dsh}$$

à noter que :

$$\Phi_D = \frac{\rho_b - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}}$$

Et :

$$\Phi_{Dsh} = \frac{\rho_{sh} - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}}$$

Avec :

$\Phi_{DC}$  : La porosité densité corrigée de l'effet des argiles

$\Phi_{Dsh}$  : la porosité densité des argiles

$V_{sh}$  : volume d'argiles dans le niveau considéré

$\rho_b$  : densité global lue devant le niveau étudié, donnée en (g/cc).

$\rho_{ma}$  : densité de la matrice

$\rho_f$  : densité du filtrat de boue

$\rho_{sh}$  : la densité lu devant le banc argileux le plus épais, le moins cavée et le plus proche de réservoir.

### III.6.3.3 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 :

$$\Phi_s = \frac{\Delta t_{lu} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

$\Delta t_{lu}$  : 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 filtrat de boue.

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

$$\phi_{sc} = \phi_s - V_{sh}\phi_{Ssh}$$

Avec :

$$\phi_{Ssh} = \frac{\Delta t_{sh} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

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

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

### III.6.3.4 Porosité utile $\phi_u$ :

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

$$\phi_u = \frac{\phi_{NC} + \phi_{DC}}{2} \quad \text{si} \quad |\phi_{NC} - \phi_{DC}| < 5\%$$

$$\phi_u = \frac{7\phi_{NC} + 2\phi_{DC}}{9} \quad \text{si} \quad |\phi_{NC} - \phi_{DC}| > 5\%$$

Si la formation est cavée :  $\phi_u = \phi_{sc}$

$\phi_u$  : Porosité utile

$\phi_{sc}$  : porosité sonique corrigée de l'effet d'argile.

### III.6.4 Détermination de la résistivité de l'eau de formation « $R_w$ » :

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  $S_w$  et par la suite celle en hydrocarbures. Pour la détermination de  $R_w$  on a utilisé l'abaque GEN-6. Connaissant la salinité et la température :

La salinité dans les aquifères de la région :  $S = 300000$  ppm

La température :  $T(A1) = 102$  °C et  $T(A2) = 115$  °C

La valeur  $R_w$  obtenue :  $R_w (A1) = 0.013$  Ohm.m

$$R_w (A2) = 0.012 \text{ Ohm.m} \quad (\text{voir Annexe 3 et Annexe 4})$$

### III.6.5 Détermination de la saturation en eau « $S_w$ » :

Dans notre étude, on a utilisé la formule de Simandoux modifiée car les argiles sont de type dispersées.

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

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

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

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

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

Le facteur de formation  $F$  d'une roche sans argile peut être relié avec une bonne précision à la porosité par une relation de la forme :

$$F = \frac{a}{\phi^m}$$

$a$  : 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  $m=2$

## III.7 Présentation et interprétation des résultats :

### III.7.1 Présentation des résultats :

L'interprétation des diagraphies est faite par Quanti Elan du logiciel Techlog. Quanti Elan est une méthode qui consiste à créer un modèle minéralogique contenant les différents minéraux argileux et gréseux constatés par les cross plots lithologiques que nous avons utilisée dans notre étude (Quartz, Illite).

Dans cette méthode on choisit les paramètres matriciels et argileux que nous avons obtenu à partir des réponses diagraphiques et des cross plots pour faire correspondre les réponses du modèle aux réponses de diagraphies pour obtenir un modèle qui s'approche au mieux de la réalité ainsi les calculs des propriétés pétrophysiques seront plus précis.

Dans notre étude l'interprétation est réalisé sur la base d'une salinité de 300 g/l (salinité régionale) et en considérant **les cut offs** suivants :

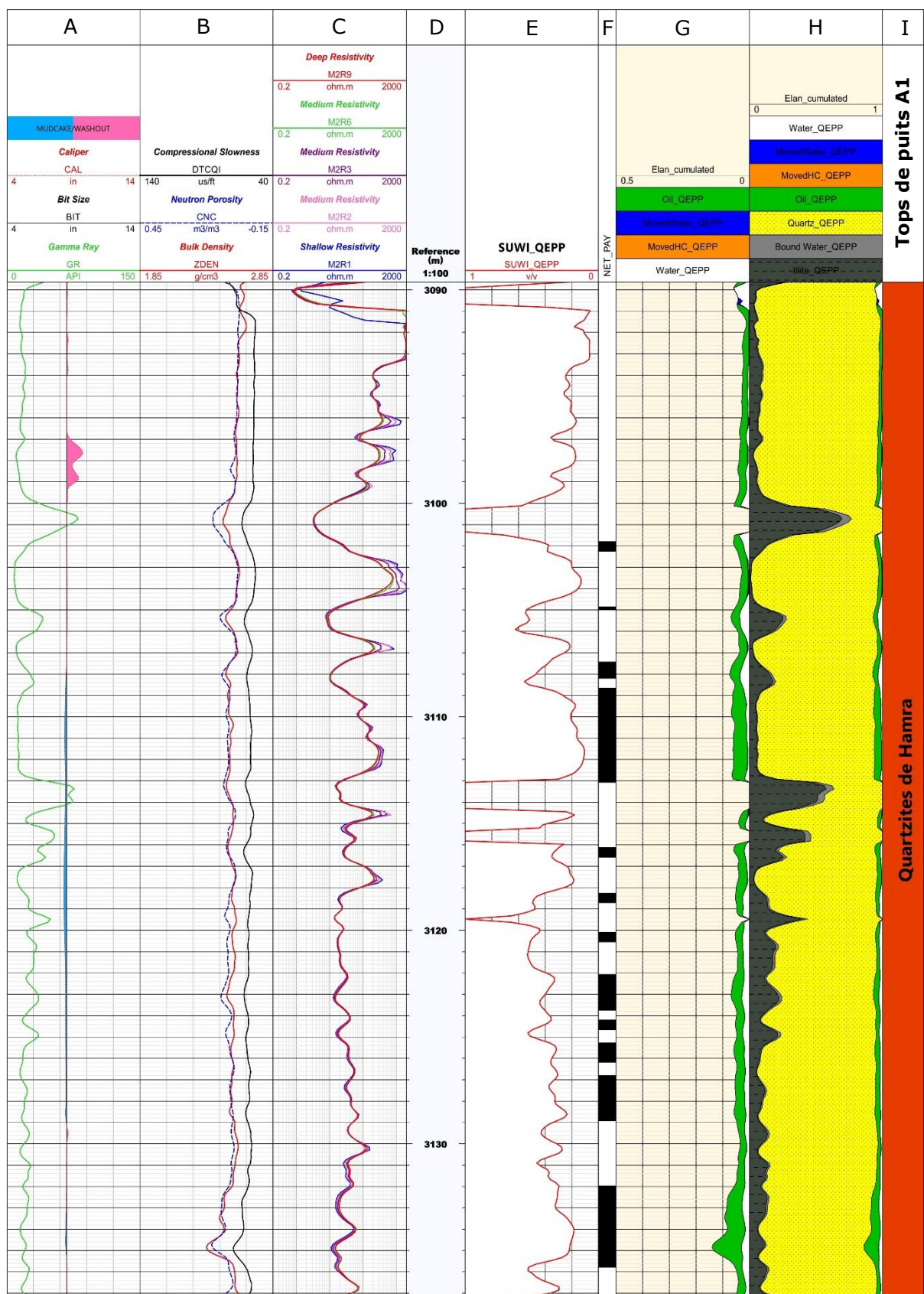
- **Cut off de porosité** :  $\phi_{\text{cut off}} = 5 \%$  (si  $\phi < 5 \%$ , le niveau réservoir est considéré comme compact).
- **Cut off de saturation en eau** :  $S_{w \text{ cut off}} = 50 \%$ , au-delà de cette valeur, le niveau réservoir est considéré aquifère.
- **Cut off du volume d'argile** :  $V_{sh \text{ cut off}} = 42\%$ , au-delà de cette valeur, la formation est considérée argileuse.

**Les cut offs :**

ce sont des valeurs limites au-delà desquelles le réservoir n'est pas intéressant : non poreux, aquifère, argileux, etc.

Les résultats de l'interprétations pour les réservoirs Quartzites de Hamra et Grès d'Ouargla sont représentés par les élans illustrés dans les **Figure III.13** et **Figure III.14**





**Figure III.13 :** Elan final représentant les résultats de l'interprétation des données de diagraphies au niveau de réservoir Quartzites de Hamra pour le puits A1

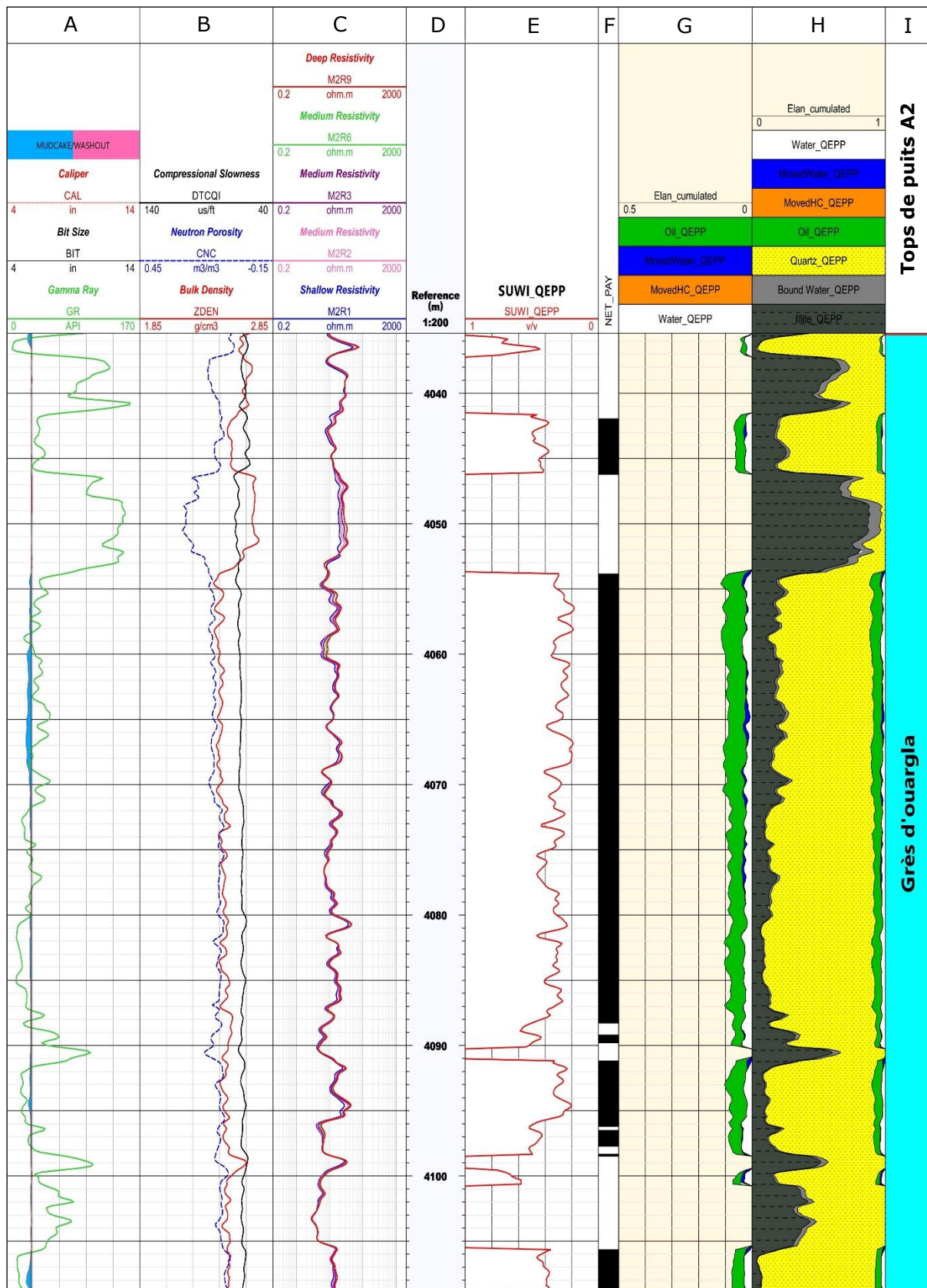


Figure III.14 : Elan final représentant les résultats de l'interprétation des données de diagraphies au niveau de réservoir Grès d'Ouargla pour le puits A2

En plus du track des tops de formations L'elan final pour les puits A1 et A2 est composée de 8 tracks :

4 Tracks pour les inputs :

- Track A: enregistrement Gamma Ray (API), bit size (inch) et le caliper (inch).
- Track B : les 5 courbes de résistivité ( $\Omega.m$ ).
- Track C : Densité ZDEN ( $g/cm^3$ ), neutron CNC ( $m^3/m^3$ ) et le temps de transit de l'onde de compression DTCQI ( $\mu s/ft$ ).
- Track D : profondeurs (m).

4 Tracks pour les outputs (interprétations) :

- Track E : représente la saturation en eaux (SUWI-QEPP) qui a été tirée par Loi de saturation de Simandoux modifiée dans notre cas.
- Track F : représente le Net-Pay en mètres.
- Track G : représente la porosité utile qui avec une échelle de 0 à 50 % et qui est calculée par la combinaison des porosités de densité, du neutron et du sonique.
- Track H : représente le volume argileux et gréseux avec une échelle de 0 à 100% qui est calculée à partir du gamma ray.

### III.7.2 Interprétation des résultats du puits A1 :

L'interprétation des diagraphies a révélés des paramètres pétrophysiques primaires médiocres pour le réservoir « **Quartzites de Hamra** » ce qui confirme son caractère Tight.

Le top de ce réservoir (**3089.65 – 3100 m**) est compact, la porosité utile  $\emptyset < 5 \%$ . L'intervalle (**3100 - 3137.25m**) est un banc gréseux à hydrocarbures, La porosité utile et la saturation moyennes sont respectivement **6.5%** et **30 %** et avec un Vsh moyen de **15 %**, un Net-Pay, basé sur les cut-offs prédéfini qui égale à **20 m**.

### III.7.3 Interprétation des résultats du puits A2 :

D'après l'interprétation des diagraphies, il apparaît que le réservoir de Grès d'Ouargla est de nature gréseuse avec des intercalations de bancs argileux métriques qui s'étend de (**4035.4-4109 m**), ce réservoir présent des porosités variant entre **8** et **11%**, et des saturations moyennes de **30%**, et un volume d'argile moyen de **25 %** avec un Net-Pay de **50 m**.

### III.8 Synthèse des résultats :

Les résultats de l'interprétation des diagraphies pour le puits A1 et le puits A2 sont représentés dans le tableau suivant :

Réservoir	Puits	Intervalle (m)	Ø moyenne (%)	Sw moyenne (%)	Net-Pay (m)	Vsh (%)
Quartzites de Hamra	A1	3089.65-3100	4.5	30	-	5
		3100-3137.25	6.5	30	20	15
Grès d'Ouargla	A2	4035.4-4109	9	30	50	25

**Tableau III.6 :** Synthèse des résultats d'interprétation des diagraphies

### III.9 Résultats des tests de formation (DST) :

Pour confirmer les résultats d'interprétation des diagraphies, des tests de formation DST ont été effectués, en face du réservoir « Quartzites de Hamra » dans les puits A1 et en face du réservoir « Grès d'Ouargla » dans le puits A2, afin de mesurer la pression de formation et identifier la nature des fluides in situ ainsi que leurs débits.

#### 1. Les résultats de test DST du Puits A1 :

D'après le test DST techniquement réussi couvrant l'intervalle (3089 – 3140), le puits A1 est un puits producteur d'huile et de gaz dans le réservoir Quartzites de Hamra avec un faible débit (1.496m<sup>3</sup>/h d'huile et 177 m<sup>3</sup>/h du gaz)

#### 2. Les résultats de test DST du Puits A2 :

Le test DST est techniquement réussi, couvrant l'intervalle (4040 - 4100 m) du puits A1. Le réservoir des Grès d'Ouargla, a produit du gaz et de l'huile par bouchon (à faible pression en tête).

Les résultats sont représentés dans le tableau suivant :

Puits	Formation	Intervalle testé (m)	Résultats
Puits A1	Quartzites de Hamra	3089 - 3140 m	Faible débit (1.496 m <sup>3</sup> /h d'huile et 177m <sup>3</sup> /h du gaz)
Puits A2	Grès d'Ouargla	4040 - 4110 m	Production du gaz et d'huile par bouchon

**Tableau III.7 :** Résultats de test DST pour les puits A1 et A2

### Conclusion :

L'interprétation des diagraphies, des puits A1 et A2 montre un intérêt pétrolier dans l'ensemble des bancs gréseux des réservoirs de l'ordovicien.

Le test DST englobant respectivement l'ensemble des bancs gréseux des réservoirs de l'ordovicien Quartzites de Hamra et grès de Ouargla pour les puits A1 et A2 confirme le caractère Tight de ces réservoirs, Ce type de réservoirs pourra produire par stimulation.

## L'étude géomécanique

### **PARTIE 1 : L'ÉTUDE GÉOMÉCANIQUE**

**IV.1 DOMAINES D'APPLICATION DE LA GÉOMÉCANIQUE DANS L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE**

**IV.2 NOTIONS DE GÉOMÉCANIQUE**

**IV.3 LE MODÈLE GÉOMÉCANIQUE (MEM 1D)**

**IV.4 LES DONNÉES NÉCESSAIRES POUR LA CONSTRUCTION D'UN MEM**

**IV.5 WORKFLOW POUR LA CONSTRUCTION D'UN MEM**

**PARTIE 2 : LA CONSTRUCTION D'UN MODÈLE GÉOMÉCANIQUE POUR LES Puits A1 ET A2 ET L'INTERPRÉTATION DES RÉSULTATS**

**IV.6 LA CONSTRUCTION D'UN MEM POUR LES Puits A1 ET A2**

**IV.7 PRÉSENTATION DES RÉSULTATS**

**IV.8 GRADIENT DE FRACTURATION ET IDENTIFICATION DES ZONES À FRACTURER**

**IV.9 SYNTHÈSE DES RÉSULTATS**

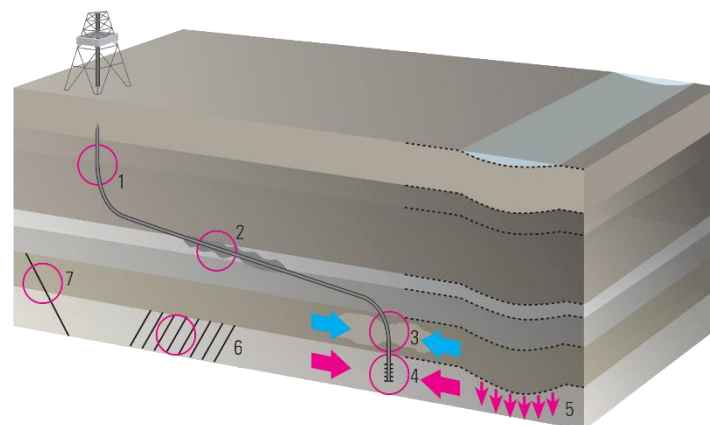
La géomécanique est la branche de la science qui étudie le comportement des roches sous l'influence des contraintes et des déformations. L'étude géomécanique est indispensable au bon déroulement du programme de fracturation ; Le profil de stress est une représentation graphique de la distribution des contraintes horizontales dans une colonne de roches en fonction de la profondeur, mis en place nous donne une idée sur la direction de propagation de la fracture qui est toujours perpendiculaire à la direction du minimum stress, zones où les contraintes horizontales sont minimales et permettent une initiation facile de la fracture.

Ce chapitre est divisé en deux parties distinctes, la première partie comporte Les notions et principes de base de la géomécanique, la seconde partie concerne la construction d'un modèle géomécanique adapté au deux puits étudiés et la sélection des intervalles à fracturer.

## Partie 1 : Notions et principes de base de la géomécanique

### IV.1 Domaines d'application de la géomécanique dans l'industrie pétrolière :

Dans l'industrie pétrolière et gazière, les principes géomécaniques ont été appliqués à l'origine dans la fracturation hydraulique lorsque l'ingénieur de stimulation voulait connaître les pressions de puits de forage nécessaires pour fracturer la roche et l'étendue probable de la fracture induite (**Figure IV.1**).



**Figure IV.1** : La géomécanique telle qu'appliquée à l'estimation : des pressions de formation dans les argiles de couverture (1), de la stabilité des puits en cours de forage (2), de la fracturation hydraulique (3), de la production de sable (4), de la compaction des réservoirs, et à l'affaissement associé de la couverture (5), des variations de perméabilité des fractures (6), et de l'activation de failles (7). (Sonatrach, et Schlumberger, 2007)

L'application de la géomécanique a été étendue aux domaines de la production de sable et de la stabilité des puits en cours de forage, ainsi qu'à l'estimation de la pression de formation dans les argiles sus-jacentes. Au cours de la production et de l'épuisement qui s'ensuit, les réservoirs subissent souvent des changements de porosité et de perméabilité, y compris des changements de perméabilité des fractures, tandis que l'état de contrainte dans le champ se modifie. La compaction des réservoirs et l'affaissement associé des terrains morts peuvent activer des failles à mesure que les contraintes changent dans le champ. Ces changements peuvent entraîner une connexion d'un bloc adjacent non épuisé ou peuvent isoler ce même bloc.

La géomécanique peut être appliquée à tous ces cas, de l'échelle de la perforation (lorsqu'on examine la production de sable) à l'échelle du champ (lorsqu'on modélise la compaction et le comportement des failles).

Pour comprendre l'effet de la géomécanique sur les perforations, les puits de forage et les réservoirs entiers, les ingénieurs doivent développer une vue cohérente des contraintes de la terre, de leurs amplitudes et de leurs directions, des propriétés mécaniques de la roche comme les propriétés élastiques et la résistance de la roche, et de la pression des fluides à l'intérieur de la roche. Ces paramètres sont organisés en un modèle géomécanique (Mechanical Earth Model), qui fournit une source logique d'informations pour la planification géomécanique de la construction des puits et de la gestion des réservoirs. (Sonatrach, et Schlumberger, 2007)

## **IV.2 Notions dans la géomécanique :**

### **IV.2.1 Les contraintes :**

#### **IV.2.1.1 Définition :**

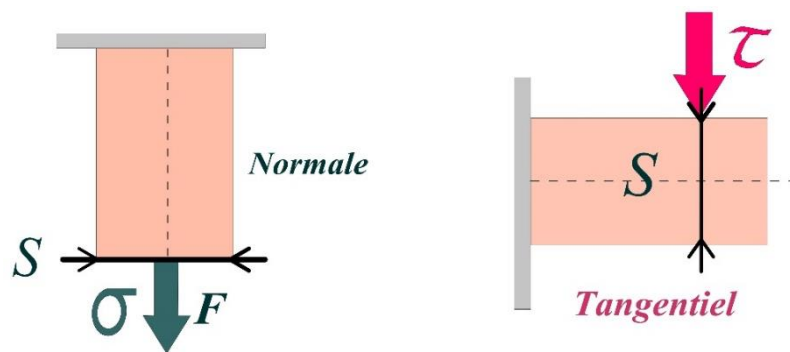
Contrainte ou tension (stress), c'est l'ensemble des forces affectant un matériau et tendant à le déformer. En tout point de ce corps, on peut définir la contrainte ( $\sigma$ ) comme le rapport entre la force appliquée (F) à la surface (S), elle est donnée par la relation suivante :

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

La contrainte est un concept mathématique appelée tenseur, et l'état des contraintes est souvent appelé tenseur des contraintes. Une contrainte a les propriétés d'un vecteur qui n'est pas souvent perpendiculaire à la surface d'application. Notamment, on peut la décomposer en



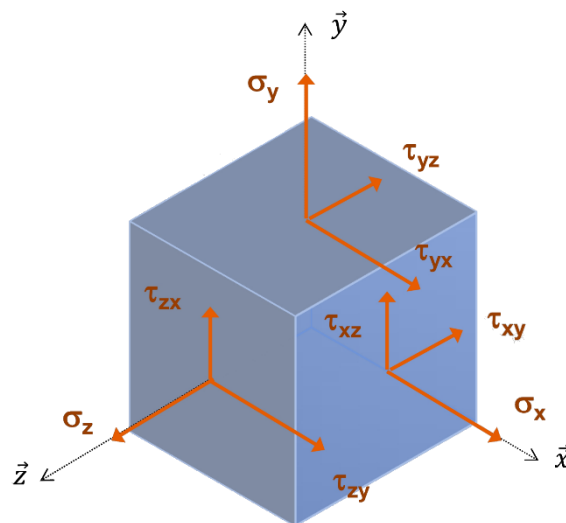
une contrainte normale ( $\sigma$ ) à la surface d'application, et une contrainte tangentielle, ou de cisaillement ( $\tau$ ) dans le plan de cette surface (Voir **Figure IV.2**).



**Figure IV.2** : La contrainte normale et la contrainte tangentielle (Samai, 2021)

Il existe 9 composantes de contraintes sur un cube (**Figure IV.3**) dont :

- 3 contraintes normales  $\sigma_{xx}$   $\sigma_{yy}$   $\sigma_{zz}$
- 6 contraintes tangentielles (contraintes de cisaillement)  $\tau_{xy}$   $\tau_{xz}$   $\tau_{yx}$   $\tau_{yz}$   $\tau_{zx}$   $\tau_{zy}$



**Figure IV.3** : Les composantes de contraintes appliquées sur un cube (L'université numérique, 2020)

On peut donc représenter les composantes des contraintes à l'aide d'une matrice symétrique appelée tenseur de contraintes :

$$\sigma = \sigma_{ij} = \begin{bmatrix} \sigma_{xx} & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_{yy} & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_{zz} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sigma_{11} & \sigma_{12} & \sigma_{13} \\ \sigma_{21} & \sigma_{22} & \sigma_{23} \\ \sigma_{31} & \sigma_{32} & \sigma_{33} \end{bmatrix}$$

Par symétrie on a :  $\sigma_{ij} = \sigma_{ji}$  donc  $\tau_{xy} = \tau_{xz} = \tau_{yx} = \tau_{yz} = \tau_{zx} = \tau_{zy}$

Il est possible de calculer toutes les contraintes en chaque point du corps d'une roche si les contraintes appliquées en ce point sont sur trois plans perpendiculaires les uns aux autres. Il est aussi possible de démontrer qu'il existe trois plans orthogonaux appelés plans principaux des contraintes pour lesquels la contrainte de cisaillement est nulle  $\tau = 0$ .

Trois vecteurs normaux à ces plans sont appelés axes des contraintes principales, ils contiennent les 3 contraintes principales qui suivent :  $\sigma_1$ ,  $\sigma_2$  et  $\sigma_3$

$\sigma_1$  : Contrainte principale majeure.

$\sigma_2$  : Contrainte principale intermédiaire.

$\sigma_3$  : Contrainte principale mineure.

Avec  $\sigma_1 \geq \sigma_2 \geq \sigma_3$  En tenseur de contrainte

$$\begin{bmatrix} \sigma_1 & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_2 & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_3 \end{bmatrix}$$

#### IV.2.1.2 Contrainte en place (in situ) :

Elles représentent les contraintes maximales, intermédiaires et minimales désignées par  $\sigma_1$ ;  $\sigma_2$  et  $\sigma_3$  et sont perpendiculaires les unes aux autres (Fjaer et al., 2008). Pour tout état de contrainte induite dans une formation rocheuse, comme lors d'un forage, les contraintes normales maximales et minimales se produisent sur les plans de contrainte principaux orientés parallèlement et perpendiculairement à la paroi du puits de forage (Harrison et Hudson, 2000).

Une contrainte principale préexistante dans une zone (in situ) est généralement normale à la surface de la Terre ; les deux autres contraintes principales agissant dans un plan approximativement horizontal. Pour analyser l'état de la contrainte en profondeur, les magnitudes des contraintes principales sont considérées comme étant (Voir **Figure IV.4**) :

$\sigma_V$  : la contrainte verticale,

$\sigma_H$  : la contrainte horizontale principale maximale,

$\sigma_h$  : la contrainte horizontale principale minimale. (Zoback, 2010).

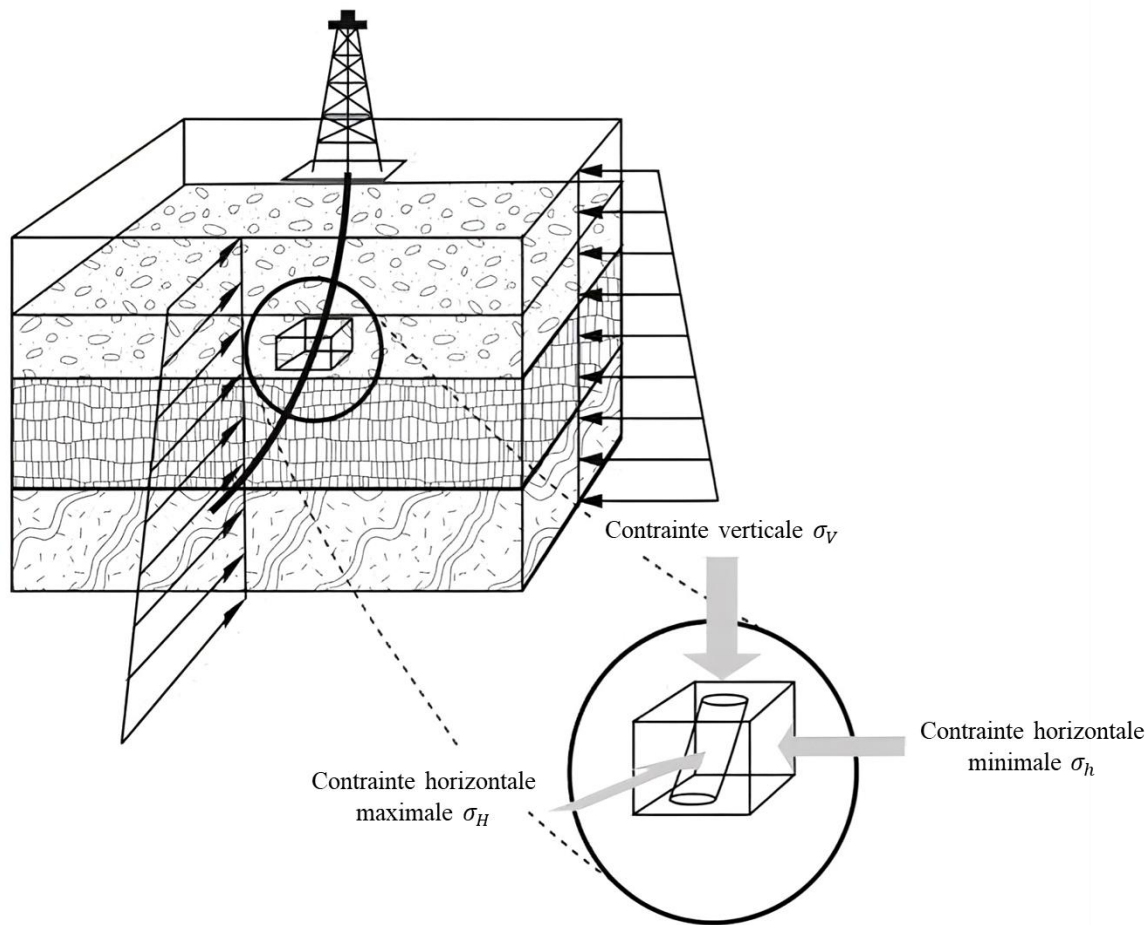


Figure IV.4 : Schéma représentatif des trois contraintes in situ (Messai, 2016)

- **Les Contraintes verticales :**

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

- **Les Contraintes horizontales :**

Une contrainte horizontale est une contrainte de cisaillement appliquée le long de la surface d'un plan. Les deux contraintes principales horizontales sont : la contrainte horizontale maximale  $\sigma_H$  et la contrainte horizontale minimale  $\sigma_h$  perpendiculaires à la contrainte verticale  $\sigma_v$ . Leurs amplitudes relatives sont liées au contexte tectonique qui produit des systèmes de failles différents.

### IV.2.1.3 La contrainte effective :

La plupart des roches sont poreuses, leur réponse mécanique est non seulement influencée par les contraintes qui leur sont appliquées, mais également par la pression du fluide à l'intérieur de leurs pores. Ce type d'approche est basé sur le principe développé par Terzaghi qui suppose que, dans un milieu poreux saturé et non réactif, la contrainte appliquée est égale à la somme de la pression interstitielle supportée par la phase aqueuse  $P$  et de la contrainte effective supportée par la phase solide.

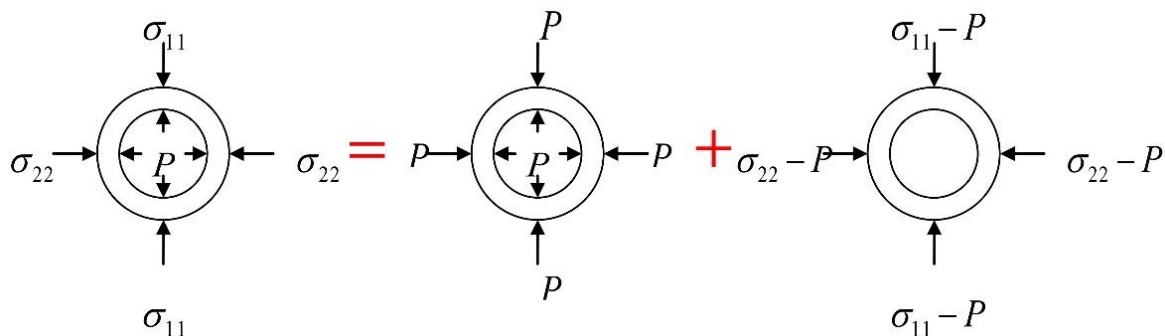


Figure IV.5 : équation qui montre le postulat de Terzaghi

Donc pour Terzaghi la contrainte effective qui est la contrainte transmise dans le squelette des grains solide du sol, peut être calculée par la formule suivante :

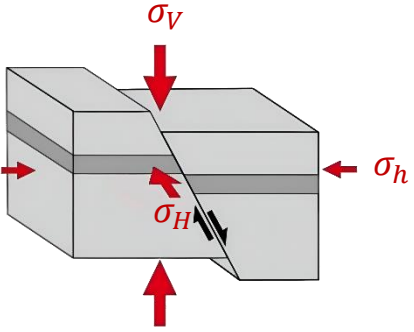
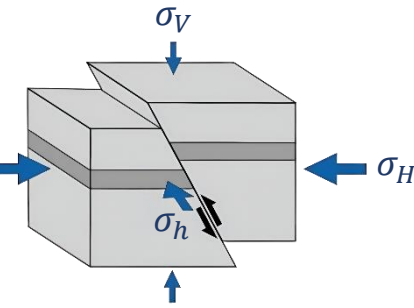
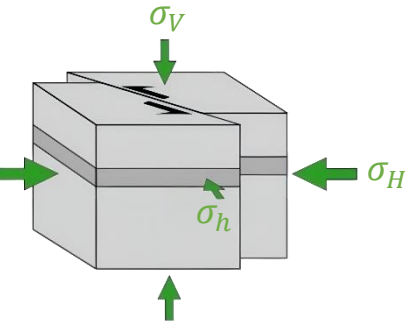
$$\sigma' = \sigma - PP$$

Où :  $\sigma'$  la contrainte effective,  $\sigma$  la contrainte totale et  $PP$  la a pression des pores

### IV.2.1.4 Régime de stress (de contraintes) :

Le régime de stress est contrôlé essentiellement par la relation entre les trois contraintes  $\sigma_v$ ,  $\sigma_H$ ,  $\sigma_h$  (Tableau IV.1) :

- **Un régime extensif** : dû à une contrainte verticale supérieure à la contrainte horizontale donne des failles normales.
- **Un régime compressif** : dû à une contrainte horizontale maximale par rapport à la contrainte verticale, donne des failles inverses.
- **Un régime transformant** : est causé par les deux contraintes verticale et horizontale maximales par rapport à la deuxième contrainte horizontale minimale.

Le Régime	La grandeur relative du stress	Mode de faille	Concept
Extensif	$\sigma_h < \sigma_H < \sigma_V$	Faille normale	
Compressif	$\sigma_V < \sigma_h < \sigma_H$	Faille inverse	
Transformant	$\sigma_h < \sigma_V < \sigma_H$	Faille de décrochement	

**Tableau IV.1 :** Le régime de stress et les différents modes de failles et les relations entre les contraintes principales.

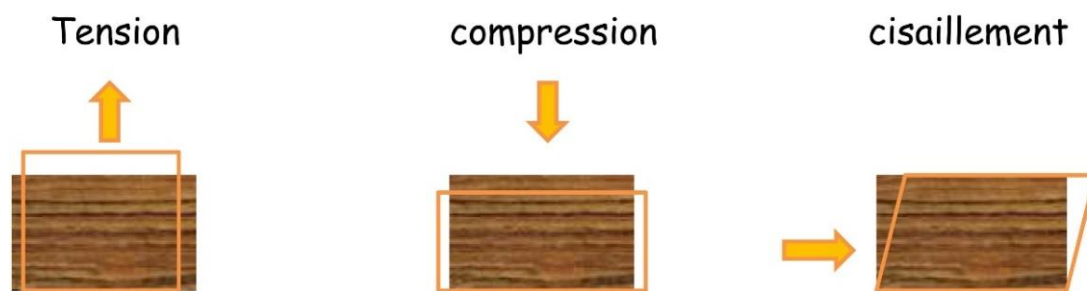
### IV.2.1.5 Le régime de stress et l'orientation des fractures :

Dans un régime du stress à trois dimensions, une fracture se propage de manière à éviter le plus grand effort. Cela signifie que la fracture se propage parallèlement à la plus grande contrainte principale et perpendiculaire au plan de la contrainte principale minimale. Ceci est un principe fondamental, donc la clé pour comprendre l'orientation de fracture est de comprendre le régime de stress lui-même.

### IV.2.2 Les déformations :

#### IV.2.2.1 Définition :

C'est le changement de la forme d'un matériau. La déformation permanente observée (déformation finie) acquise par une roche dépend de ses propriétés et des contraintes subies (compression, traction ou cisaillement) (Voir La **Figure IV.6**)

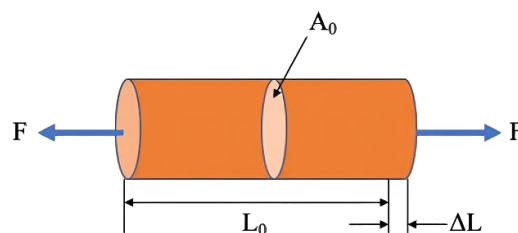


**Figure IV.6** : Les Différentes Contraintes Subies par une Roche (Ghenifi, 2017)

La déformation du corps est mesurée par son élongation " $\varepsilon$ " telle que :  $\varepsilon = \frac{l_1 - l_0}{l_0}$

$l_0$  : La longueur initiale

$l_1$  : La longueur finale



**Figure IV.7** : le déplacement d'un matériau résultant d'une contrainte appliquée (Collins, 2019)

### IV.2.2.2 Différents Stades de Déformation :

Les roches peuvent se déformer de diverses manières lorsqu'elles subissent des contraintes. Elles passent souvent par les deux stades suivants, avant d'arriver à la rupture.

#### a. Élasticité :

Le lien le plus simple entre contrainte et déformation pour un matériau est son comportement élastique, où toute déformation est annulée lors de la suppression de la contrainte appliquée. La forme la plus simple d'élasticité est l'élasticité linéaire isotrope.

- **La linéarité** signifie que l'application d'une contrainte double engendre une déformation double.
- **L'isotropie** signifie qu'une contrainte donnée engendre les mêmes niveaux de déformations quelle que soit l'orientation de l'état de contrainte (c'est-à-dire que le matériau a le même aspect dans toutes les directions).

Si le comportement d'une roche est linéaire, isotrope et élastique, il peut être traduit par deux paramètres élastiques bien connus : le module de Young et le coefficient de Poisson.

#### b. Plasticité :

Lorsqu'une roche (ou un autre matériau) est chargée au-delà de sa limite élastique elle peut céder, c'est-à-dire subir une déformation permanente et lorsque la contrainte est annulée, elle ne revient pas à sa forme originale.

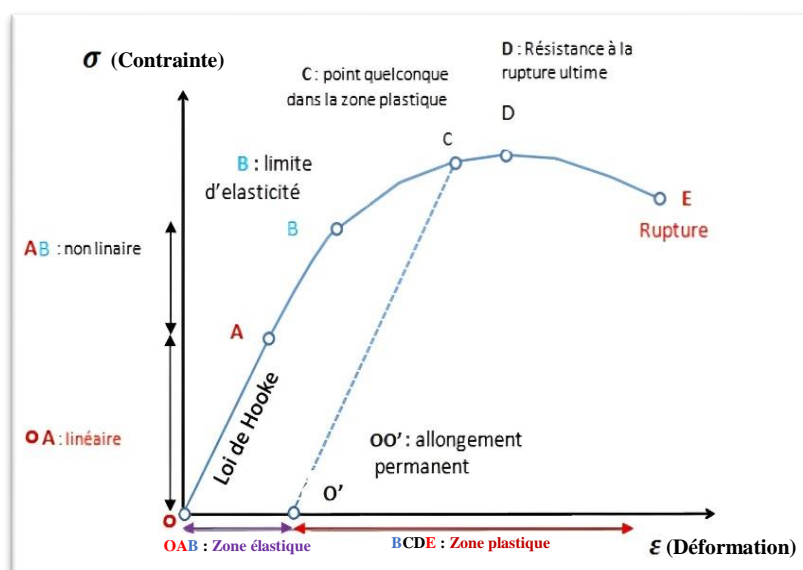


Figure IV.8 : représentation des différents stades de déformation (Djeddi, 2022)

### IV.2.3 Les propriétés élastiques et mécaniques des roches :

#### IV.2.3.1 Le module de Young :

Il représente le rapport entre la contrainte appliquée sur l'échantillon de roche et la déformation engendrée dans la même direction de contrainte. C'est à dire que la rigidité d'un matériau est appelée module de Young noté (**E**). Il est caractérisé par la pente de la courbe  $\sigma = F(\varepsilon)$ . Il dépend de l'élasticité, de la viscosité et de la rigidité de la roche, aussi bien que de la température, temps, pression des pores et de l'anisotropie.

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

Où :

$\sigma = \frac{F}{S}$  : qui est la contrainte (Force/Surface)

$\varepsilon = \frac{l_1 - l_0}{l_0}$  : qui est la déformation axiale.

#### Remarque :

Plus le module de Young augmente, La largeur de la fracture diminue, par contre la longueur augmente. Le module de Young varie d'une roche à une autre suivant plusieurs paramètres tels que la consolidation de la roche et les fluides en place.

Le **Tableau (IV.2)**, ci-après, représente quelques valeurs du module de Young pour quelques types des roches. (Hills et Al, 2000)

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

**Tableau IV.2** : Les Valeurs du module de Young pour certaines roches (Hills et al, 2000)



**IV.2.3.2 Le coefficient de poisson :**

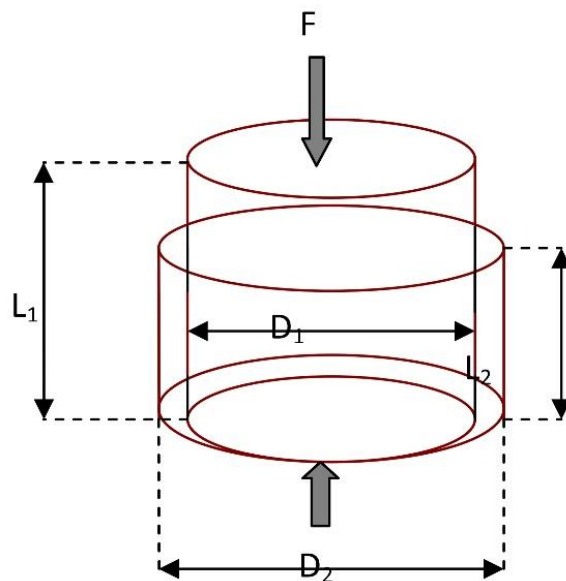
C'est un coefficient sans dimension, noté  $\nu$ , défini comme étant le rapport entre la variation de la dimension latérale (changement de diamètre  $d$ ) et la variation de dimension axiale ou longitudinale (changement de longueur  $l$ ), lorsque l'échantillon est soumis à une compression. Le coefficient de Poisson permet de caractériser la contraction de la matière perpendiculairement à la direction de l'effort appliqué. Il représente la variation de la déformation latérale par rapport à la déformation axiale suivant l'expression (**Figure IV.9**) :

$$\nu = \frac{\epsilon_l}{\epsilon_a} = - \frac{\Delta D/D}{\Delta L/L}$$

Avec :

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

$$\epsilon_l = \frac{D_1 - D_2}{D_1} : \text{La déformation latérale}$$



**Figure IV.9 :** Déformation Latérale et Axiale suite à une Compression (Hills et al, 2000)

Le coefficient de Poisson diffère d'une roche à une autre, le **Tableau (IV.3)** ci-après nous donne quelques exemples (Hills et Al, 2000) :

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

**Tableau IV.3 :** Les Valeurs du coefficient de poisson pour certaines roches (Hills et al, 2000)

### IV.2.3.3 Le module de cisaillement : (Shear Modulus)

Le Module de Cisaillement  $G$  est une mesure de la résistance d'un échantillon de roche soumis à un effort de cisaillement,  $G$  est le rapport entre l'effort de cisaillement à la contrainte de cisaillement. Dans le système anglais son unité est (Mpsi : Méga psi). Il est donné par la formule suivante (Figure IV.10) :

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

Avec :

$F$  : Force de cisaillement

$A$  : la surface

$\theta$  : l'angle de cisaillement

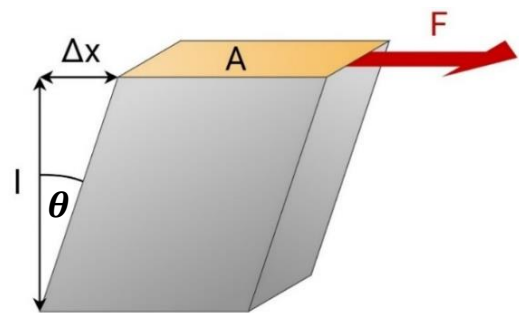


Figure IV.10 : Déformation par Cisaillement d'un Corps Matériel (Zoback, 2007)

### IV.2.3.4 Le module d'incompressibilité : (Bulk Modulus)

Le module d'incompressibilité ( $K$ ) d'une roche mesure la résistance des roches à une compression uniforme.

Le module d'incompressibilité est donc le rapport entre la pression appliquée et la déformation volumique générée, il est obtenue à l'aide d'une compression hydrostatique ( $\sigma_1 = \sigma_2 = \sigma_3 = P$ ). (Shahab D. Mohaghegh 13).

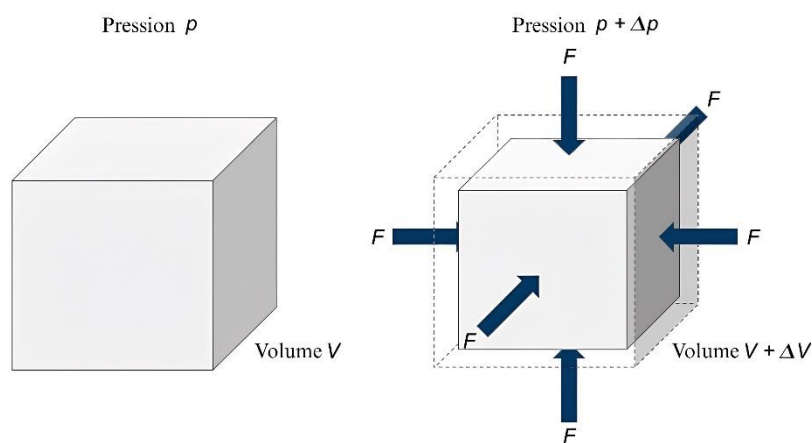


Figure IV.11 : Compression Volumétrique d'une Roche Sous une Tension Hydrostatique (Antonio, 2022)

Il est exprimé par la relation suivante :

$$K = \frac{\textit{Pression hydrostatique}}{\textit{Déformation Volumétrique}}$$

Il peut être aussi exprimé par rapport au module de Young et au coefficient de Poisson par l'expression suivante :

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

**Avec :**

**E** : le module de young

**ν** : le coefficient de poisson

L'inverse du module d'incompressibilité est défini comme étant le module de compressibilité de la roche :

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

**Avec :** C le module de compressibilité

## **IV.2.4 Paramètres de résistance de la roche :**

### **IV.2.4.1 Résistance à la compression simple (UCS) :**

L'UCS (Unconfined Compressive Strength) est l'un des paramètres clés de l'analyse géomécanique qui représente la résistance à la compression uni-axiale d'un échantillon de roche non confiné et drainé. Ce paramètre est largement utilisé pour décrire le comportement mécanique d'une roche. Il peut être obtenu grâce à les essais de compression simple.

### **IV.2.4.2 Résistance à la traction (Tensile strenght TSTR) :**

La résistance à la traction TSTR est également un paramètre important qui permet d'évaluer le comportement du roche face aux forces de tension. La valeur de TSTR est considérée égale à 10% de l'UCS, telle qu'observée communément pour les valeurs empiriques. L'estimation

de la résistance à la traction peut être déterminée au laboratoire par un essai de traction direct souvent très difficile à réaliser ou à partir d'un essai dit « brésilien ».

#### **IV.2.4.3 L'angle de frottement interne (Friction Angle FANG) :**

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

#### **IV.2.5 La pression des pores (Pore Pressure):**

Par définition, c'est la pression exercée par les fluides interstitiels au sein d'une formation. On peut l'obtenir à partir de l'outil MDT et ou DST. En l'absence de ces derniers, on peut l'estimer à partir du gradient hydrostatique par la formule suivante :

$$P_p = \text{GRAD} * \text{TVD}$$

Où :

$P_p$  : pression des pores.

Grad : Gradient hydrostatique.

TVD = Profondeur Verticale Réelle.

#### **IV.2.6 Poro-élasticité :**

Une roche poreuse saturée par un fluide montre un comportement poro-élastique. Une des caractéristiques de la poro-élasticité est que la rigidité d'une roche saturée dépend de la cadence d'application de la force extérieure. Lorsqu'une force est appliquée rapidement, la pression interstitielle de la roche augmente, car le fluide inclut dans les pores absorbe une partie de la force appliquée et la roche ne draine pas son fluide. En d'autres termes, si la force est appliquée pour une durée plus courte que celles nécessaire au drainage du fluide interstitiel, ce fluide absorbe une partie de la contrainte et la roche devient rigide. Cependant, lorsque la force est appliquée lentement (graduellement), l'augmentation de la pression interstitielle permet de dissiper les fluides, en les drainant de telle manière que la rigidité sera

la même que celle d'une roche non saturée (ne contenant pas de fluide). La déformation des matériaux poro-élastiques dépend donc du temps d'application de la contrainte.

## IV.2.7 Les propriétés élastiques dynamiques et statiques :

### IV.2.7.1 Les propriétés élastiques dynamiques :

Les propriétés élastiques calculées à partir des diagraphies soniques et de densité sont dites dynamiques car les mesures des outils de diagraphies se font à hautes fréquences, les déformations induites par les ondes acoustiques sont négligeables, et les roches sont dans des conditions non drainées.

Les équations mathématiques suivantes dites équations de Gassmann (Gassmann., 1951), basées sur les données soniques combinées avec les données de densité, sont utilisées pour le calcul de ces paramètres élastiques dynamiques.

$$G_{dyn} = (13474.45) \frac{\rho_z}{(\Delta t_{shear})^2}$$

$$K_{dyn} = (13474.45) \left[ \frac{1}{(\Delta t_{comp})^2} \right] - \frac{4}{3} G_{dyn}$$

$$E_{dyn} = \frac{9 \times G_{dyn} \times K_{dyn}}{G_{dyn} + 3 \times K_{dyn}}$$

$$\nu_{dyn} = \frac{\left(\frac{1}{2}\right) \left(\frac{\Delta t_{shear}}{\Delta t_{comp}}\right)^2 - 1}{\left(\frac{\Delta t_{shear}}{\Delta t_{comp}}\right)^2 - 1}$$

Où :

$G_{dyn}$  : Module de cisaillement dynamique.

$K_{dyn}$  : Module d'incompressibilité dynamique.

$E_{dyn}$  : Module de Young dynamique.

$\nu_{dyn}$  : Coefficient de Poisson dynamique.

$\rho_z$  : Densité de la formation.

$\Delta t_{shear}$  : Temps de transit de l'onde sonique de cisaillement.

$\Delta t_{comp}$  : Temps de transit de l'onde sonique de compression

#### IV.2.7.2 Les propriétés élastique statiques :

Les propriétés élastiques de la roche sont calculées par les équations de Gassmann mais les valeurs obtenues sont surestimées parce que la roche montre un comportement plus rigide, c'est-à-dire les propriétés élastiques de la roche subissent des modifications causées par les travaux de forage et leurs mesures sont dites alors les mesures dynamiques. De ce fait il devient nécessaire de faire recours à des modèles de conversion (Militzer et Stoll, 1973 ; lacy, 1997 ; Chang et al ,2005...) qui permettent le passage du régime dynamique au régime statique. Cependant, le choix du modèle dépend du comportement géomécanique des terrains traversés et doit être élaboré à partir des essais de laboratoire.

L'obtention des mesures statiques est assurée par des corrélations que l'on détermine en comparant les propriétés élastiques statiques et les propriétés élastiques dynamiques. D'une façon générale les corrélations sont une variante de la statique comme suit :

$$\text{Static} = (A \times \text{Dynamic}^\alpha) + B$$

Où :

Static : est la propriété élastique statique

Dynamic : est la propriété élastique dynamique correspondante.

Les constantes A et B sont déterminées ;  $\alpha$  est généralement pris égal à 1.

- **Le module de Young statique :**

Après la conversion, la valeur du module de Young statique a tendance à diminuer et présente un écart important avec le module de Young dynamique d'où la nécessité de faire la conversion. Il est à noter que la différence entre les deux modules de Young statique et dynamique est plus importante dans les grés que dans les carbonates.

- **Le coefficient de Poisson statique :**

Le coefficient de Poisson dynamique est calculé par l'équation de Gassmann, tandis que le coefficient de Poisson statique peut être déterminé par les tests sur carottes. De nombreux tests ont montré que le coefficient de Poisson dynamique est égal au coefficient de Poisson statique.

### **IV.3 Le modèle géomécanique (MEM 1D) :**

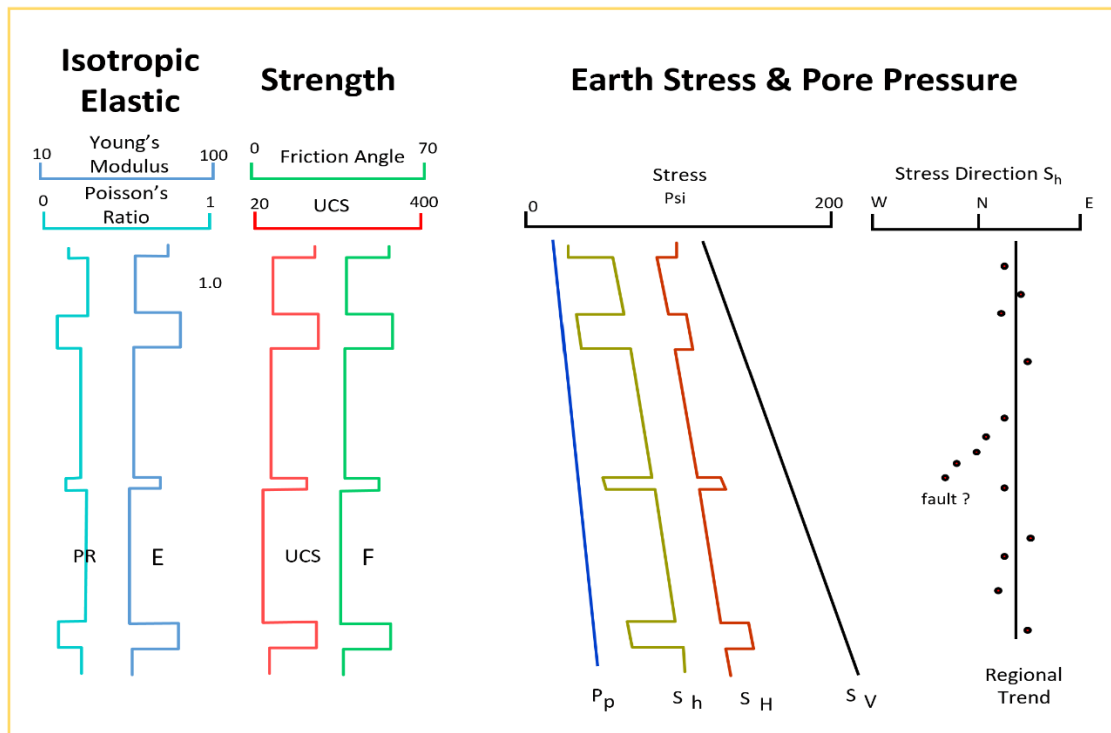
Le modèle géomécanique (Mechanical Earth Model) est une description explicite de l'état de contrainte, de la pression interstitielle et des propriétés mécaniques des roches constituant le sous-sol. Le modèle géomécanique inclut des détails de la structure géologique, comme les failles et les toits de formations, ainsi que des détails de la constitution des roches, telles les zones fracturées ou les roches à comportement mécanique anisotrope.

Le MEM contient toutes les informations nécessaires pour l'analyse de divers phénomènes tels que la stabilité des puits, la production de sable, les déformations que subit le réservoir lors de la production d'hydrocarbures et la fracturation hydraulique.

Le MEM peut être construit le long d'une seule dimension, ou dans un espace tridimensionnel (3D). Le modèle à une dimension (1D) ne définit les variations des paramètres géomécanique que sur un seul axe.

Les résultats fournis par le MEM 1D sont les paramètres mécaniques de la roche à savoir (Voir la **Figure IV.12**) :

- La contrainte verticale  $\sigma_v$ .
- Les contraintes horizontales maximale et minimale.
- La direction des contraintes.
- Pression des pores.
- UCS (Unconfined compression strenght)
- Angle de frottement interne.
- Modules élastiques :
  - Module d'Young  $E_{dyn}$  et  $E_{stat}$
  - Coefficient de Poisson  $\nu_{dyn}$  et  $\nu_{stat}$
  - Module de cisaillement  $G_{dyn}$  et  $G_{stat}$
  - Module apparent  $K_{dyn}$  et  $K_{stat}$



**Figure IV.12 :** Paramètres mécaniques de la roche (Schlumberger et Sonatrach, 2015)

#### IV.4 Les données nécessaires pour la construction d'un MEM (1D) :

Les données d'entrées requises pour la construction d'un modèle géomécanique-1D sont essentiellement les logs de diagraphies acoustiques (Compression, cisaillement et densité). D'autres données comme, les mesures au laboratoire, les données de l'imagerie et les mesures de pression (DST). Malheureusement ce type de données n'est pas tous toujours disponible dans le puits d'étude.

##### IV.4.1 Les diagraphies :

Les diagraphies utilisées pour la construction d'un modèle géomécanique sont :

###### a. Les diagraphies acoustiques (soniques) :

Le seul outil qui répond aux propriétés élastiques de la formation est le sonique. Les deux types d'ondes ayant un intérêt pour l'estimation des constantes élastiques d'un milieu sont les ondes de compression (ondes P) et les ondes de cisaillement (ondes S). L'outil sonique mesure la vitesse de propagation caractéristique des ondes P et S.

Les ondes soniques (P et S) se propagent avec une haute fréquence (10 KHz) dans la formation impliquant de très petites déformations (réponse non drainée des roches). Dans ce



régime dynamique, les roches ont une réponse plus rigide que ce qu'il sera dans le cas d'une charge statique durant le test mécanique au laboratoire ou durant la charge statique dans le sous-sol.

**b. Diagraphie de densité :**

La diagraphie de densité pas seulement permet de calculé des propriétés élastiques dynamiques mais aussi de calculé la contrainte verticale.

**c. Le caliper :**

Est un outil de calibration pour vérifier le modèle géomécanique, il nous donne une idée sur l'orientation des contraintes.

**d. Imagerie :**

Une comparaison entre les résultats de la partie géomécanique et ceux de la technique d'imagerie appliquée dans le puits, est menée dans le but de valider les résultats, de trouver surtout l'identification des zones déformées et va nous servir pour orienter et limiter le champ de contraintes (orientation des contraintes horizontales) par le biais des observations faites sur les phénomènes de rupture de la paroi du trou de forage.

#### **IV.4.2 LES ESSAIS GEOMECHANIQUE DE LABORATOIRE :**

Ce sont des essais mécaniques du laboratoire réalisés dans le but de :

- Déterminer les propriétés mécaniques statiques et dynamiques de la roche.
- Faire une corrélation mathématique entre les résultats dynamiques et statiques.
- Trouver une formule de conversion du régime dynamique vers le régime statique et de l'appliquer sur les résultats dynamiques calculés à base de l'outil sonique.

On peut citer les essais suivants :

**a. Essais de compression simple uniaxial (UCS) :**

L'essai de compression simple consiste à appliquer sur un échantillon de carotte cylindrique entre deux plateaux un chargement uni-axial jusqu'à la rupture, sans pression de confinement. Le but de cet essai est de mesurer les paramètres élastiques statiques ( $E_s$  et  $\nu_s$ ) ainsi que la contrainte critique de rupture communément appelée l'UCS.

**b. Essais sonique :**

L'essai sonique consiste à mesurer le temps de propagation d'une onde à travers un échantillon, sa longueur étant connue, on peut donc calculer la vitesse de propagation. L'objectif de cet essai est de mesurer les paramètres mécaniques dynamiques de la roche ( $E_d$  et  $v_d$ ) à partir des vitesses de propagation des ondes longitudinale et transversale qui traversent l'échantillon

**c. Essais brésilien :**

Cet essai est réalisé sur une éprouvette cylindrique grâce à deux plateaux, on applique un effort le long des deux génératrices diamétralement opposées jusqu'à la rupture, ceci permet d'obtenir la résistance à la traction  $R_t$ .

**d. Essais Triaxiaux :**

Il consiste à mettre un échantillon de carotte dans des conditions similaires à celles qui règnent dans le réservoir ; le test se fait par l'application de différentes pressions dont on augmente le taux jusqu'à avoir la fracture. L'essai triaxial permet de mesurer aussi la contrainte de rupture et les propriétés mécaniques statiques (le module de Young et le Coefficient de Poisson), ainsi que l'angle de frottement interne et la cohésion

**IV.5.3 Les tests de pression (DST, MDT) :**

Ce sont des procédures qui permettent d'estimer la capacité productive, la pression, la perméabilité ou l'étendu (ou une combinaison de ces paramètres) pour un réservoir d'hydrocarbures. En géomécanique le rôle principal de ces tests est l'estimation la pression des pores.

**IV.5.4 Le test Mini frac :**

Un test de mini frac est généralement effectué avant une opération de stimulation de fractures afin d'obtenir des valeurs de pression de fracturation, des pressions de fermeture, de paramètres de perte de fluide, etc., qui sont ensuite utilisées dans la conception du traitement de fracturation

### **IV.5 Workflow pour la construction d'un modèle géomécanique :**

Un workflow typique résumant les étapes clés, indispensables, pour la construction d'un modèle géomécanique est présenté sur la (figure IV.13).

Cela se résume en trois étapes essentielles :

Premièrement, la discrimination lithologique en se basant sur la composition de la matrice minérale (grès ou argile). Le log Gamma-ray peut être utilisé pour cette fin.

Deuxièmement, l'estimation des propriétés mécaniques de la roche (module de Young, Coefficient de Poisson, Le module de cisaillement et Le module d'incompressibilité), la résistance de la roche (UCS, Tensile) et la calibration avec les tests triaxiaux si disponibles.

Finalement, l'estimation de la contrainte verticale en utilisant le log densité, l'estimation de la pression des pores et la calibration avec les données de pression du MDT ou DST.

Aussi l'estimation de deux contraintes horizontales en utilisant le modèle Poro-Elastique La contrainte minimale est calibrée par la pression de fracturation obtenue par un mini frac ou un Leak-Off-Test (LOT).

La contrainte horizontale maximale, quant à elle, est calibrée avec les phénomènes de rupture observés sur la paroi du puits que ce soit avec un log caliper ou un log d'imagerie.

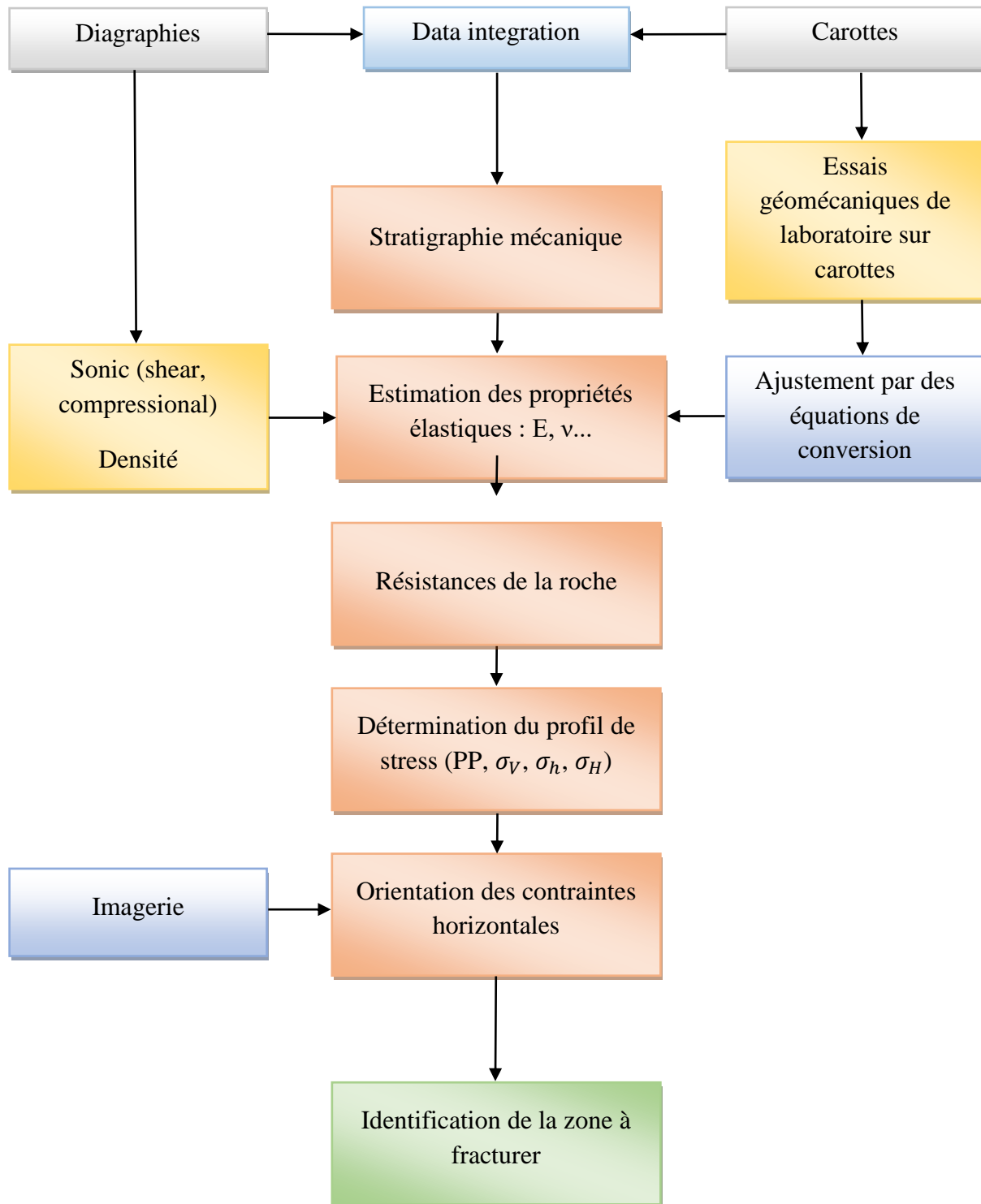


Figure IV.13 : Méthodologie de construction du modèle géomécanique « MEM-Workflow »

## Partie 2 : La Construction d'un modèle géomécanique pour les puits A1 et A2 et L'interprétation des résultats :

### IV.6 La construction d'un modèle géomécanique pour le puits A1 et le puits A2 :

Pour la construction des MEM pour les deux puits on suit les étapes suivantes :

#### IV.6.1 Collecte des données :

La collecte de données est la première étape dans la construction du MEM qui permet de vérifier la disponibilité des données qui sont propres au puits et indispensables pour la construction du MEM. Les différentes données disponibles, pour les puits A1 et A2 sont représentés dans le tableau suivant :

Les données d'étude	Puits A1	Puits A2
Caliper (CAL)	Oui	Oui
Diagraphie Gamma Ray (GR)	Oui	Oui
Diagraphie de densité (ZDEN)	Oui	Oui
Diagraphie Neutron (CNC)	Oui	Oui
Diagraphie acoustique de compression (DTCQI)	Oui	Oui
Diagraphie acoustique de cisaillement (DTSQI)	Oui	Oui
Imagerie du puits	Oui	Non
Les mesures aux laboratoires	Oui	Non
DST	Oui	Oui

**Tableau IV.4** : La disponibilité des données pour la construction d'un MEM pour le puits A1 et le puits A2

### IV.6.2 Stratigraphie mécanique :

Les formations gréseuses et les formations argileuses présentent généralement un comportement mécanique assez différent. La classification de la stratigraphie mécanique nous permet de calculer les propriétés mécaniques des roches et des contraintes in situ, d'une manière différente pour chaque type de facies rocheux. La différenciation entre les formations gréseuse et argileuse est obtenue en se basant sur des limites résultant de la diagraphie Gamma Ray tel que pour la valeur :

$GR \geq 39$  API la formation est considérée comme étant argileuse pour le puits A1.

$GR \geq 70$  API la formation est considérée comme étant argileuse pour le puits A2.

La stratigraphie mécanique est représentée dans le **Track B**, **Figure IV.18** et **Figure IV.19**.

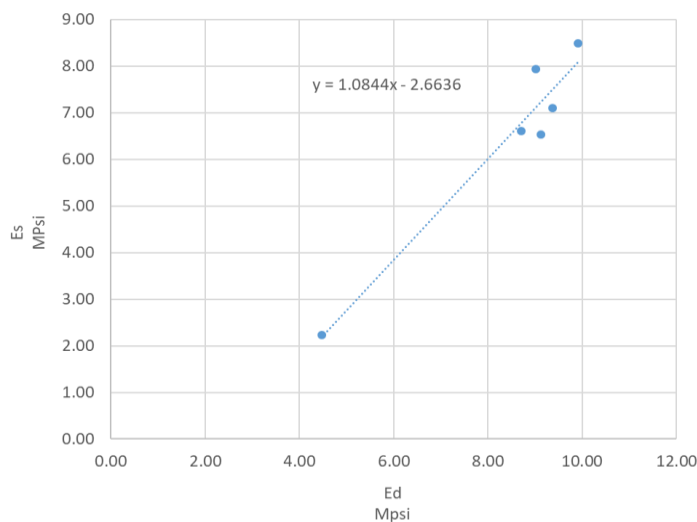
### IV.6.3 Propriétés élastiques dynamiques :

Les Propriétés élastiques dynamiques sont calculées par les équations précédents de **Gassmann**. Le module de young et le coefficient de poisson dynamiques calculés, sont représentés sur le **Track F** dans les **Figure IV.18** et **Figure IV.19**.

### IV.6.4 Propriétés élastiques statiques :

Pour notre étude comme nous disposons de tests sur carotte au niveau du puits A1 un cross plot été réalisé sur Excel afin d'obtenir la formule de conversion.

Tel que :



$$E_s = 1.0884 E_d - 2.6636$$

**Figure IV.14** : Cross plot  $E_s$  en fonction de  $E_d$  du puits A1

Le module de young statique obtenus est représentée sur le **Track F, Figure IV.18**.

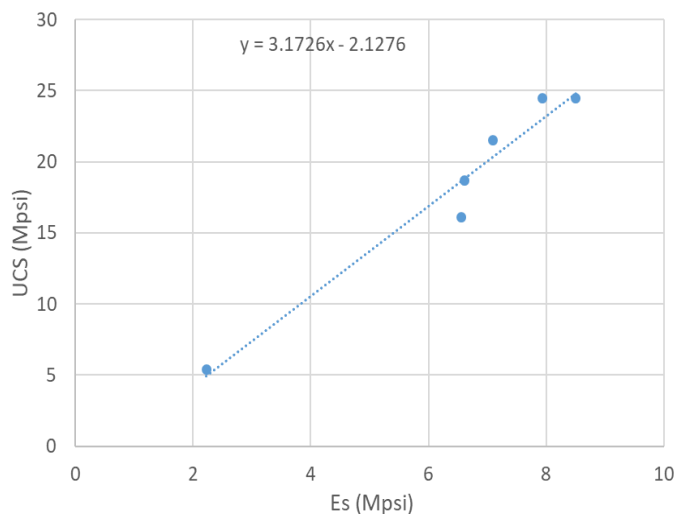
Pour le puits A2 nous ne disposons pas des de tests de laboratoire pour calibrer le module de young statique donc La construction du modèle géomécanique pour le puits A2 est basée sur le module de young dynamique.

#### IV.6.5 Résistance de la roche (Rock strenght) :

Ajoutés aux propriétés d'élasticité de la roche, les paramètres caractérisant la résistance que présente cette dernière, face aux divers phénomènes mécaniques qui lui sont appliqués, constituent des paramètres importants pour une modélisation rigoureuse et complète.

##### IV.6.5.1 Résistance à la compression simple (UCS) :

De même que pour le module de Young statique, les résultats des essais au laboratoire sur les carottes du puits A1 ont été utilisés pour construire une corrélation liant les valeurs de l'UCS à celles du module de Young obtenu suite à ces essais. Tel que :



$$\text{UCS} = 3.1726 \text{ Es} - 2.1276$$

**Figure IV.15** : Cross plot UCS en fonction de Es du puits A1

##### IV.6.5.2 Résistance à la traction (Tensile Strenght TSTR) :

Comme la valeur de la résistance à la traction est considérée égale à 10% de l'UCS, on peut calculer le TSTR par la formule suivante :

$$\text{TSTR} = 0.1 \times \text{UCS}$$

### IV.6.5.3 L'angle de frottement interne (FANG) :

L'angle de frottement interne est calculé à partir d'une corrélation qui prend en Considération le log gamma ray.

$$\mathbf{FANG = 40 - 0.16 \times GR}$$

Les paramètres de résistance de la roche pour le puits A1 (UCS, TSTR, et FANG) est représentée dans le **Track G, Figure IV.18**.

### IV.6.6 Le profil de stress :

Le profil de stress est un élément nécessaire pour la construction du modèle géomécanique il contient des informations sur :

- La pression des pores (PP : Pores Pressure).
- La contrainte verticale (OBS : Over Burden Stress).
- Les contraintes horizontales minimale et maximale ( $\sigma_h$  et  $\sigma_H$ ) ainsi que leurs intensités

#### IV.6.6.1 La pression des pores :

Comme l'état de contrainte in-situ dans un champ donné est extrêmement sensible à la variation de la pression des pores, sa prédiction reste l'une des étapes cruciales dans la construction du modèle géomécaniques. Dans notre étude nous disposons d'un test DST, un gradient de pression de 0.63 psi/ft utilisé pour le calcul de la pression des pores.

$$\mathbf{Pp = 0.63 \times TVD}$$

#### IV.6.6.2 La contrainte verticale (Overburden Stress) :

La contrainte verticale dépend de la variation de la densité des sédiments des différentes strates en fonction de leur profondeur verticale réelle (TVD) selon l'expression suivante :

$$\mathbf{Sv(H) = \int_0^H \rho(z) g dz \approx \bar{\rho} g H}$$

Où :  $H$  : est la profondeur du point considéré,  $\rho(z)$  : est la densité de la masse de roches en fonction de la profondeur, et  $g$  : est l'accélération de la gravité.

Étant donné que les courbes de densité  $\rho(z)$  ne couvrent pas toute la profondeur du puits, il est nécessaire de construire ces courbes à partir des données disponibles. L'une des méthodes pouvant être utilisée lorsque la densité est connue pour l'une des phases de forage est l'extrapolation. Dans cette méthode, la densité est extrapolée jusqu'à la « Mud line »



(équivalente au contact de l'eau avec le fond marin pour les puits marins et à la surface du sol pour les puits terrestre) par l'ajustement géométrique suivant :

$$\rho_{extrapolated} = \rho_b + A_0 \times TVD$$

Où

$\rho_b$  : Densité enregistrée,

$TVD$  : Profondeur verticale réelle à partir de la table de forage

$A_0$ : Paramètre d'ajustement

La courbe obtenue suite à l'extrapolation est donc combinée à celle obtenue par enregistrement, pour calculer par la suite la contrainte verticale par l'expression précédente. L'extrapolation et le calcul de la contrainte verticale pour le puits A1 et le puits A2 ont été présenté dans la figure suivante :

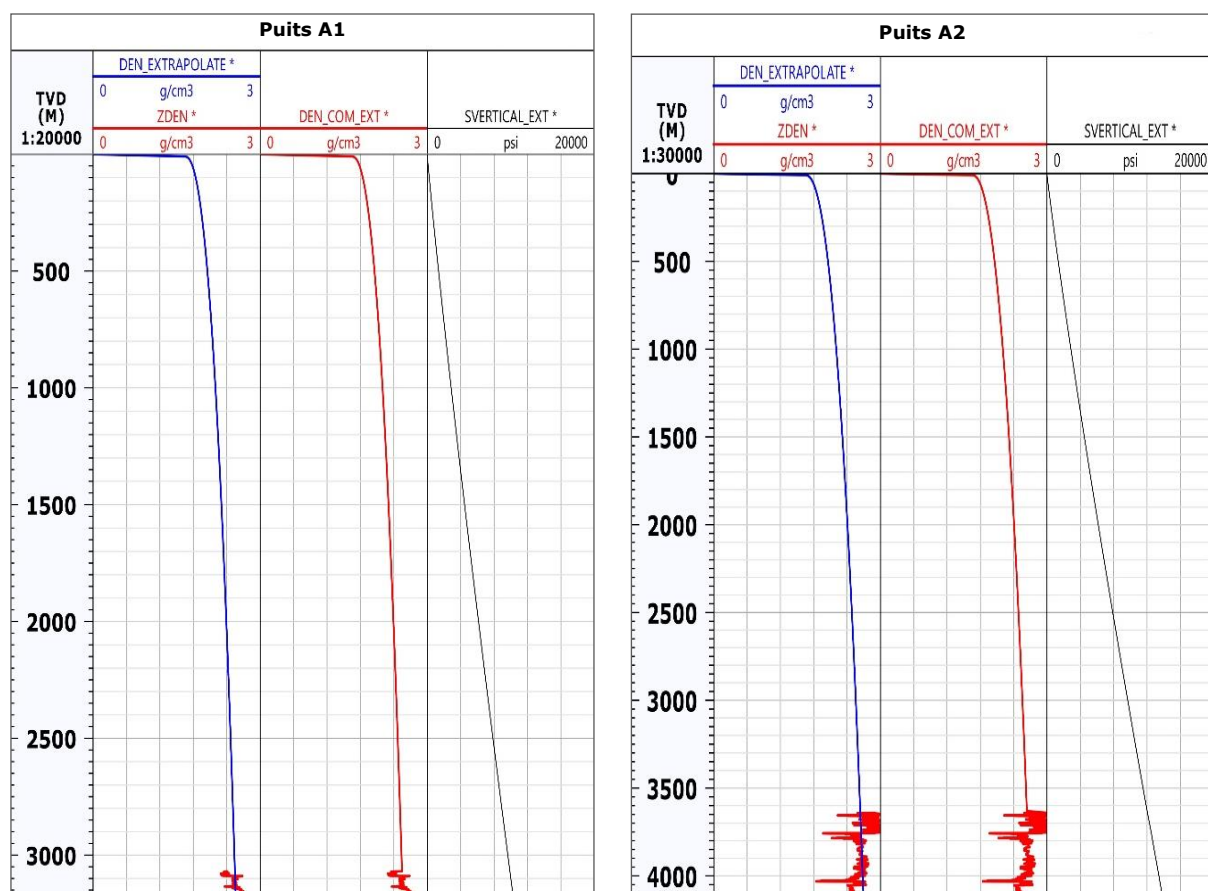


Figure IV.16 : L'extrapolation du log densité à la surface et la contrainte verticale obtenue pour les puits A1 et A2

### IV.6.6.3 Les contraintes horizontales :

Les contraintes horizontales sont calculées à l'aide d'un modèle Poro-Elastique prenant en compte les effets tectoniques, mais malheureusement ces équations sont très difficiles à mettre en pratique du fait de leur dépendance à un ensemble de paramètres qui doivent être itérés jusqu'à ce qu'ils correspondent à des observations terrain.

$$S_{h \min}(z) = \frac{\nu}{1-\nu} S_V(z) - \frac{\nu}{1-\nu} \alpha P_p(z) + \alpha P_p(z) + \frac{E}{1-\nu^2} \varepsilon_h + \frac{E\nu}{1-\nu^2} \varepsilon_H$$

$$S_{H \max}(z) = \frac{\nu}{1-\nu} S_V(z) - \frac{\nu}{1-\nu} \alpha P_p(z) + \alpha P_p(z) + \frac{E}{1-\nu^2} \varepsilon_H + \frac{E\nu}{1-\nu^2} \varepsilon_h$$

$\varepsilon_h$  &  $\varepsilon_H$  sont des facteurs d'étalonnage, ( $\alpha$ ) est le coefficient de Biot.

Les constantes de déformations horizontales maximale et minimale ( $\varepsilon_h$  et  $\varepsilon_H$ ), ne peuvent pas être directement mesurées, en contrepartie, elles sont ajustées afin de calibrer les contraintes horizontales ( $\sigma_h$  et  $\sigma_H$ ).

Une première calibration fut appliquée sur la contrainte horizontale minimale,  $s_{hmin}$ , par réajustement de son gradient suivant le gradient de fracturation hydraulique « Frac gradient » obtenu suite à l'essai Data Frac (Mini Frac). Cette correction s'est faite par la variation de la valeur de la déformation tectonique,  $\varepsilon_h$ , afin d'approcher, la valeur du gradient de fracturation, définie suivant les profondeurs des perforations ainsi que le positionnement de l'essai Data Frac.

La contrainte horizontale maximale qui contrairement à la contrainte minimale, est plus difficile à estimer et ne dispose pas d'un moyen direct pour la mesurer dans le puits elle, est calibrée avec les phénomènes de rupture observés sur la paroi du puits que ce soit avec un log caliper ou un log d'imagerie, par variation de la valeur de la déformation tectonique,  $\varepsilon_H$ , qui lui est liée afin d'opérer les ajustements sur les contraintes horizontales et valider le modèle géomécanique.

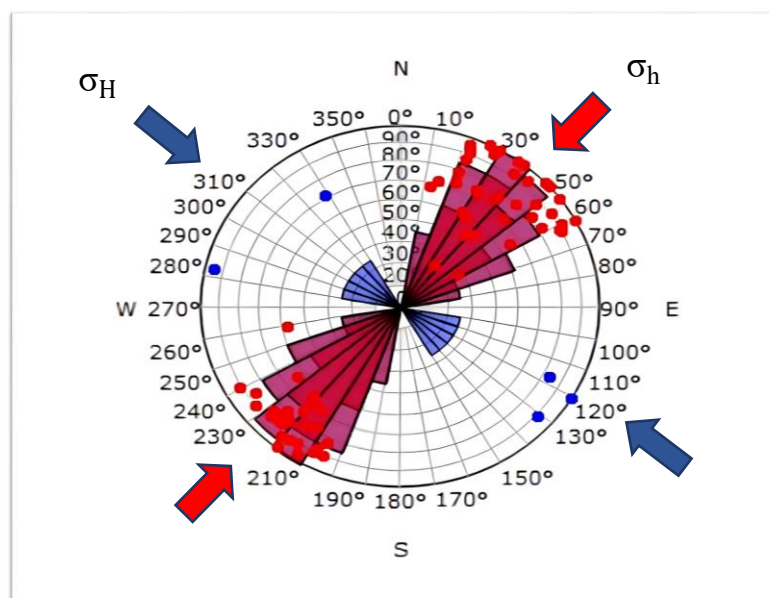
Le profil de stress du Puits A1 et A2 (pore pressure, contrainte verticale et les contraintes horizontales) sont représentés respectivement dans le **Track H**, sur **Figure IV.18** et dans le **Track G** sur la **Figure IV.19**.

### IV.6.7 Orientation des contraintes horizontales :

La fracture engendrée se propage parallèlement à l'axe de la contrainte horizontale maximale ( $\sigma_H$ ) et s'ouvre perpendiculairement à l'axe de la contrainte horizontale minimale ( $\sigma_h$ )

On peut déterminer l'orientation des directions des contraintes horizontales maximale ( $\sigma_H$ ) et minimale ( $\sigma_h$ ) à partir de la connaissance de la tectonique régionale, de la même façon qu'on peut la déduire à partir des enregistrements du Caliper (Diamètreur) ou de l'imagerie du puits qui est caractérisée par une ovalisation du trou de forage.

Dans notre étude les données de l'imagerie de puits A1 nous ont fourni une rosasse directionnelle des contraintes horizontales (**Figure IV.17**)



**Figure IV.17** : Rosasse directionnelle des contraintes horizontales maximales et minimales

La rosasse permet de déduire les conclusions suivantes :

- La contrainte horizontale minimale dans la formation est orientée NE-SW similaire à l'orientation des breakouts qui sont représentées par des points rouges.
- La contrainte horizontale maximale est du direction NW-SE similaire à l'orientation des fractures induites qui sont représentées par des points bleus.

Bien que l'orientation des contraintes horizontales dans le puits A2 n'est pas disponible à partir de l'imagerie ou des mesures de caliper, elle est supposée NE-SW pour la contrainte horizontale minimale et NW-SE pour la contrainte horizontale maximale qui est déterminée à partir de la connaissance de la tectonique régionale.

### IV.7 Présentation et interprétation des résultats :

Le modèle géomécanique construit pour le puits A1 et puits A2 sont illustrées respectivement sur les figures suivantes (Figure IV.18 et Figure IV.19) :

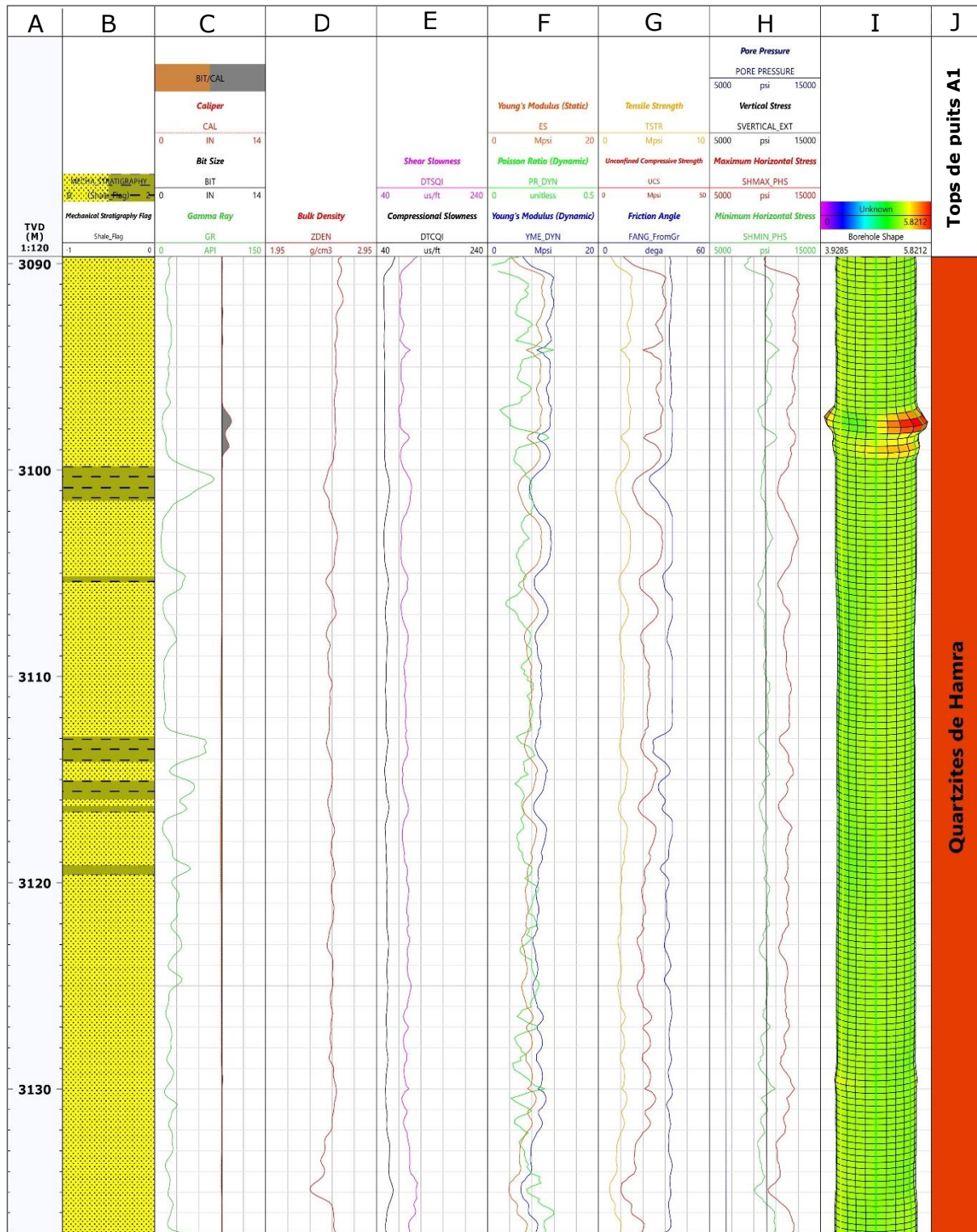


Figure IV.18 : Modèle géomécanique (MEM 1D) du puits A1

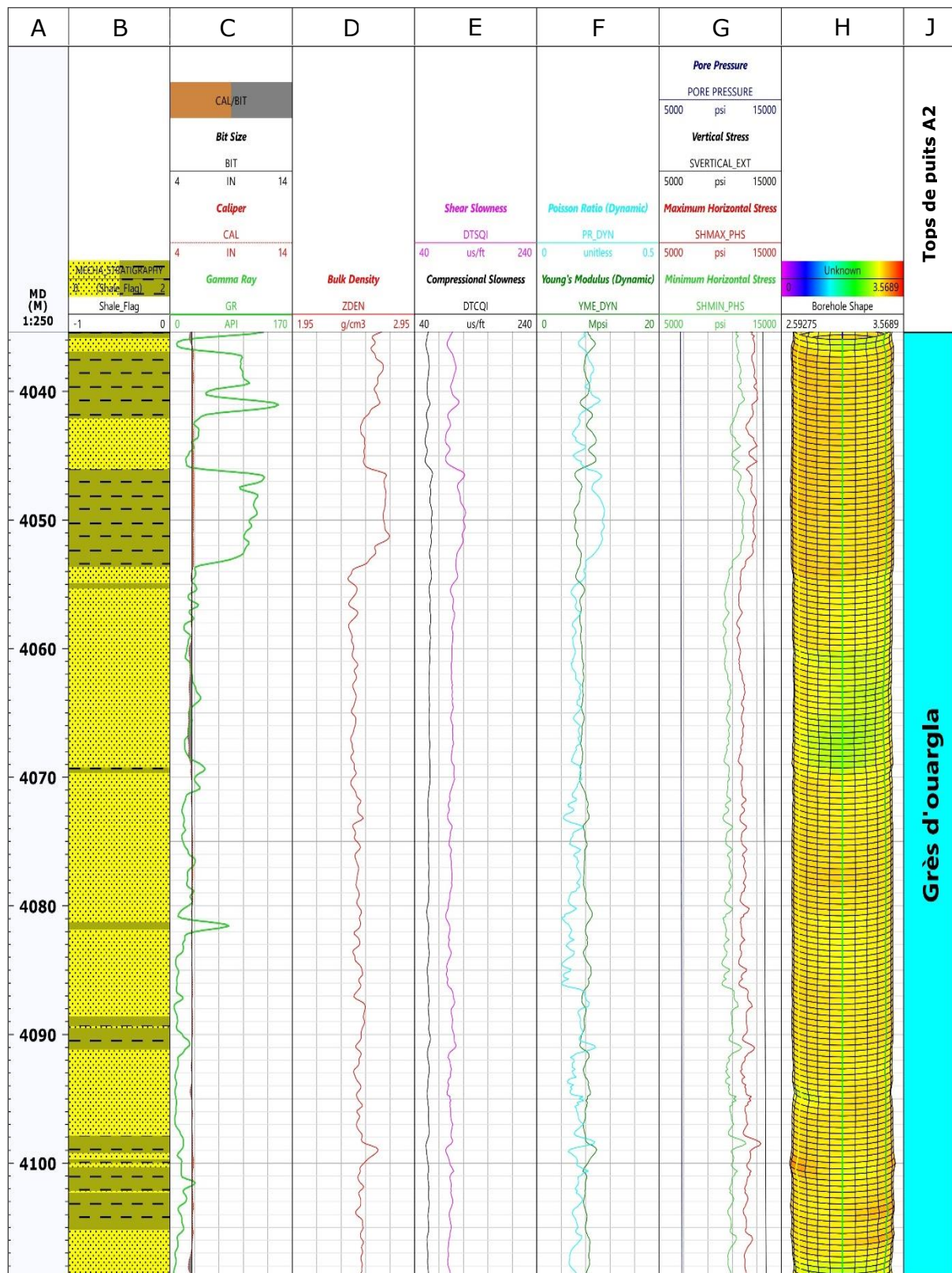


Figure IV.19 : Modèle géomécanique (MEM 1D) pour le puits A2

## 1. Interpretation des résultats du puits A1 :

Les paramètres élastiques varient en fonction de la lithologie, l'allure des graphes mettant en évidence ces variations. Celles-ci sont causées par la différence de rigidité des différents matériaux.

- Le coefficient de Poisson varie entre **0.06** et **0.25** en face des grès du réservoir de l'ordovicien **Quartzites de Hamra** du puits A1, ces faibles valeurs indiquent que ces grès sont durs.
- Le module de Young varie entre **4** et **10 Mpsi**. Ce qui signifie qu'on est en face d'une formation gréseuse dure et très consolidé, ceci confirme le caractère tight du réservoir **Quartzites de Hamra**.
- Le log Ucs et log tensile révèlent des valeurs significatives suggérant la présence d'un réservoir répondant au caractère compact, ils vont contribuer à l'analyse de la stabilité de la paroi du puits.
- Pour l'angle de frottement (FANG), le log montre des valeurs élevées en face des grès et des valeurs relativement faibles en face des argiles.
- D'après l'évaluation de l'état de contrainte, le régime de stress dominant en face des Quartzites de Hamra est décrochant ( $\sigma_h < \sigma_v < \sigma_H$ ), de léger passage en régime inverse est observé.
- L'analyse du log caliper, montre qu'il y a eu très peu d'incidents et que le forage de la section **8<sup>1/2</sup>inch** est globalement stable. Quelques ovalisations se manifestent parfois au voisinage de la paroi du puits.

## 2. Interpretation des résultats du puits A2 :

- Le coefficient de Poisson montre des valeurs moyennes de **0.15** en face le réservoir des grès d'Ouargla. La valeur du Module de Young dynamique est en moyenne de l'ordre de **7 Mpsi**
- L'analyse du profil de stress a permis d'identifier un Régime de stress Normal ( $\sigma_h < \sigma_H < \sigma_v$ )
- L'allure de la contrainte horizontale minimale  $\sigma_h$  est monotone en face des Grés d'Ouargla et présente une valeur moyenne de **10300 Psi**
- L'analyse des logs caliper, montre qu'il y a eu très peu d'incidents et que le forage de la section **6-inch** d est globalement stable.

## IV.8 Gradient de fracturation et identification des zones à fracturer :

Le gradient de fracturation est lié à la contrainte horizontale minimale. Les variations de l'amplitude de la contrainte horizontale minimale donnent une idée sur le gradient de fracturation pour une formation donnée.

$$FG = \sigma_h / TVD$$

Le gradient de fracturation des puits A1 et A2 est présenté dans le **Track H Figure IV.20 et Figure IV.21.**

Après avoir établi le profil de stress et le gradient de fracturation on choisit là où les zones à fracturer en se basant sur plusieurs critères, tel que :

- L'identification des zones de minimum stress (zone de faiblesse) ;
- Existence des barrières de stress qui permettent de confiner la propagation de la fracture vers les zones adjacentes contenant des fluides indésirables ;
- Existence d'éventuelles failles près du puits qui peuvent mettre en contact les fractures induites avec d'autres niveaux ;
- Eviter les zones avec de grandes saturations en eau pour éviter de les faire produire ;
- Choisir les zones qui montrent un bon intérêt pétrolier en matière de Net Pay (signifie les zones qui permettent une exploitation rentable) et contenance en hydrocarbure.

### 1. Sélection des intervalles à fracturer pour le puits A1 :

Le profil de gradient de fracturation montre un intervalle favorable à l'initiation de la fracture entre (3132-3135.5) m avec une moyenne du minimum stress de **9500 Psi** et une valeur de gradient de fracturation moyenne de **0.92 (Psi/ft)** au niveau de réservoir de Quartzites de Hamra.

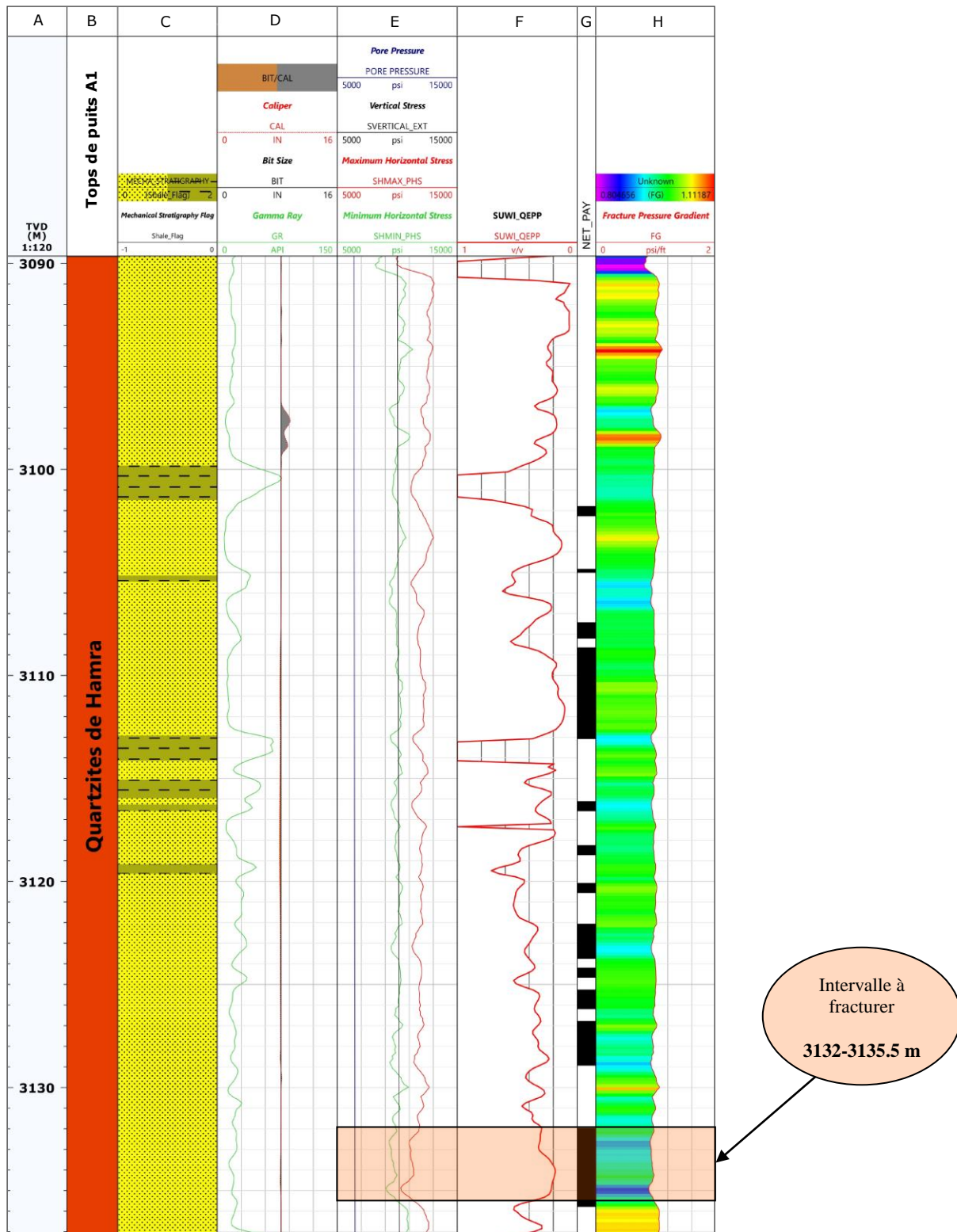


Figure IV.20 : Intervalles sélectionnés pour une fracturation hydraulique dans le réservoirs Quartzites de Hamra du puits A1



## 2. Sélection des intervalles à fracturer pour le puits A1 :

Deux fenêtres faisables pour une fracturation hydraulique ont été identifiées dans le réservoir grès de Ouargla, successivement dans les intervalles **4054-3089 m** et **4091-4098 m**, Pour une valeur moyenne de  $sh_{min}$  **10300 Psi** avec des barrières de fracturation identifiables et une valeur de gradient de fracturation moyenne de **0.72 psi/ft.**

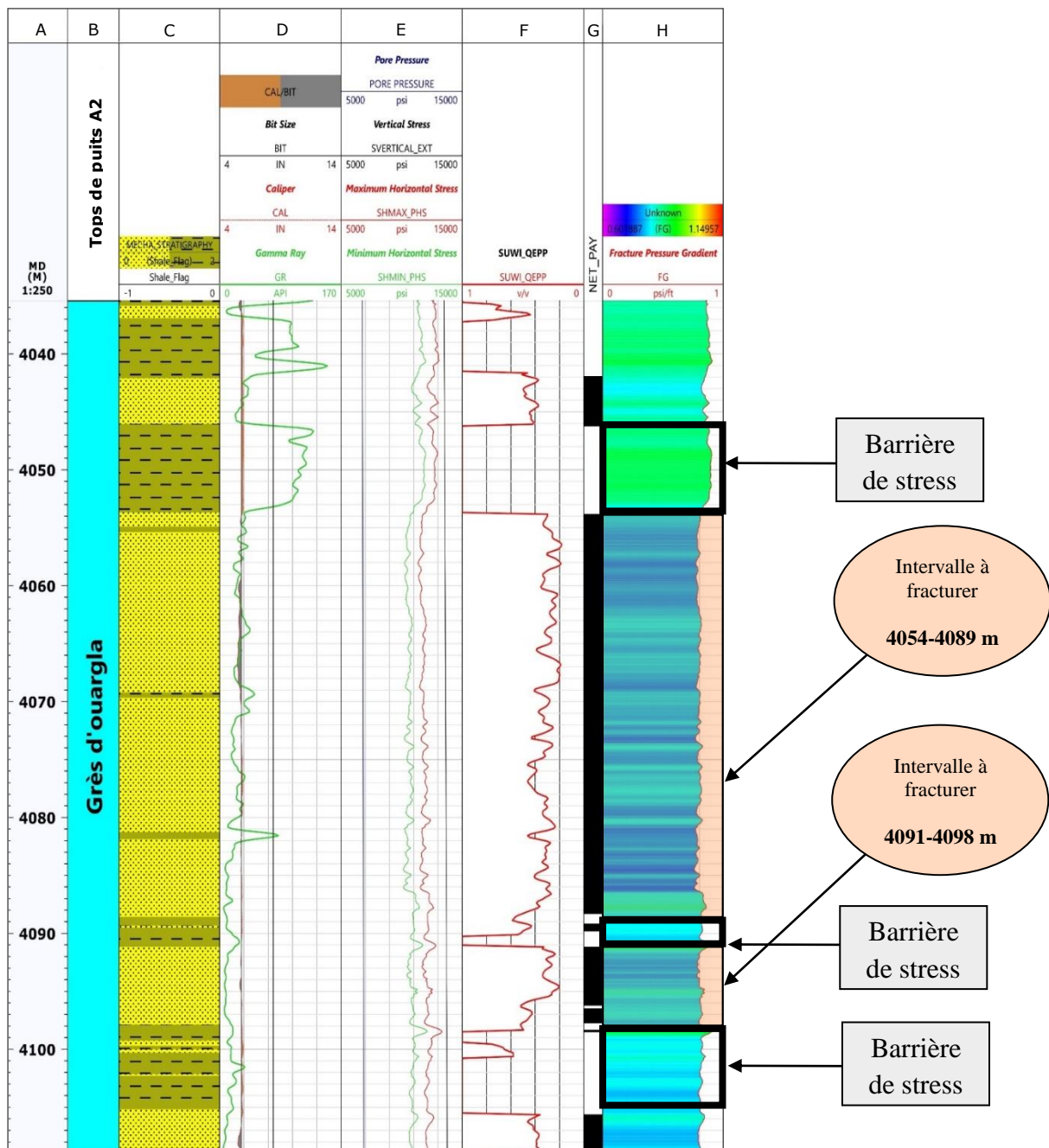


Figure IV.21 : Intervalles sélectionnés pour une fracturation hydraulique dans le réservoir Grès de Ouargla du puits A2

### IV.9 Synthèse des résultats :

Les intervalles en profondeur sélectionnés pour une fracturation hydraulique avec leurs caractéristiques mécaniques correspondantes du puits A1 et A2 sont résumés sur le **Tableau (IV.5)** suivant :

Puits	Réservoirs	Intervalle (m)	PR	YM (Mpsi)	Sigma h (Psi)	GF (Psi/ft)
A1	Quartzites de Hamra	[3132-3135.5]m	0.10-0.19	3-7	9500	0.92
A2	Grès d'Ouargla	[4054-3089]m	0,15	6-8	11400	0.72
		[4091-4098]m	0,15	7	10500	0.73

**Tableau IV.5 :** Synthèse des résultats obtenus par le modèle géomécanique pour le puits A1 et le puits A2

### Conclusion :

L'étude géomécanique des réservoirs de l'ordovicien , et l'interprétation des propriétés mécaniques et élastiques de ces formations et du régime des contraintes, nous a permis de mettre en évidence les intervalles favorables à la fracturation hydraulique ,en prenant en compte les zones d'intérêts.

# Fracturation Hydraulique

## **PARTIE 1 : GÉNÉRALITÉ ET PRINCIPE DE BASE SUR LA FRACTURATION HYDRAULIQUE**

V.1 DÉFINITION DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE

V.2 LE BUT DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE

V.3 PRINCIPE DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE

V.4 LE FLUIDE ET LES ADDITIFS DE FRACTURATION ET L'AGENT DE  
SOUTÈNEMENT

V.5 SÉLECTION DES PUIITS CANDIDATS À LA FRACTURATION  
HYDRAULIQUE

V.6 DÉROULEMENT DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE

## **PARTIE 2 : L'OPÉRATION DE FRACTURATION HYDRAULIQUE DU PUIITS A1 ET DU PUIITS A2**

V.7 L'OPÉRATION DE FRACTURATION HYDRAULIQUE DU PUIITS A1

V.8 L'OPÉRATION DE FRACTURATION HYDRAULIQUE DU PUIITS A2

Lorsque la productivité d'un puits est insuffisante suite au déclin de la pression du réservoir ou propriétés pétrophysiques médiocres de la formation, les opérations de stimulation constituent, dans ce cas, une méthode efficace pour augmenter la récupération des hydrocarbures.

On appelle stimulation toute méthode ou traitement, mécanique ou chimique ayant pour objectif l'amélioration de la production. Les techniques généralement appliquées sont soit : Les traitements mécaniques (fracturation hydraulique) ; Les traitements chimiques (acidifications, injection de solvants) ; Ou une combinaison des deux méthodes.

Ce chapitre est organisé en deux parties, dans la première partie nous posons les généralités et les principes de base de la fracturation hydraulique, expliquant en détail son déroulement. Puis dans la deuxième partie nous passons de la théorie à la pratique en réalisant une opération de fracturation hydraulique sur les deux puits, en évaluant ensuite les résultats obtenus.

## **Partie 1 : Généralité et principe de base sur La fracturation hydraulique**

### **V.1 Définition de la fracturation hydraulique :**

Une fracturation hydraulique est une opération qui consiste à créer, après rupture de la roche d'un drain perméable qui s'étend le plus loin possible dans la formation de manière à faciliter l'écoulement vers le puits.

### **V.2 Le but de la fracturation hydraulique :**

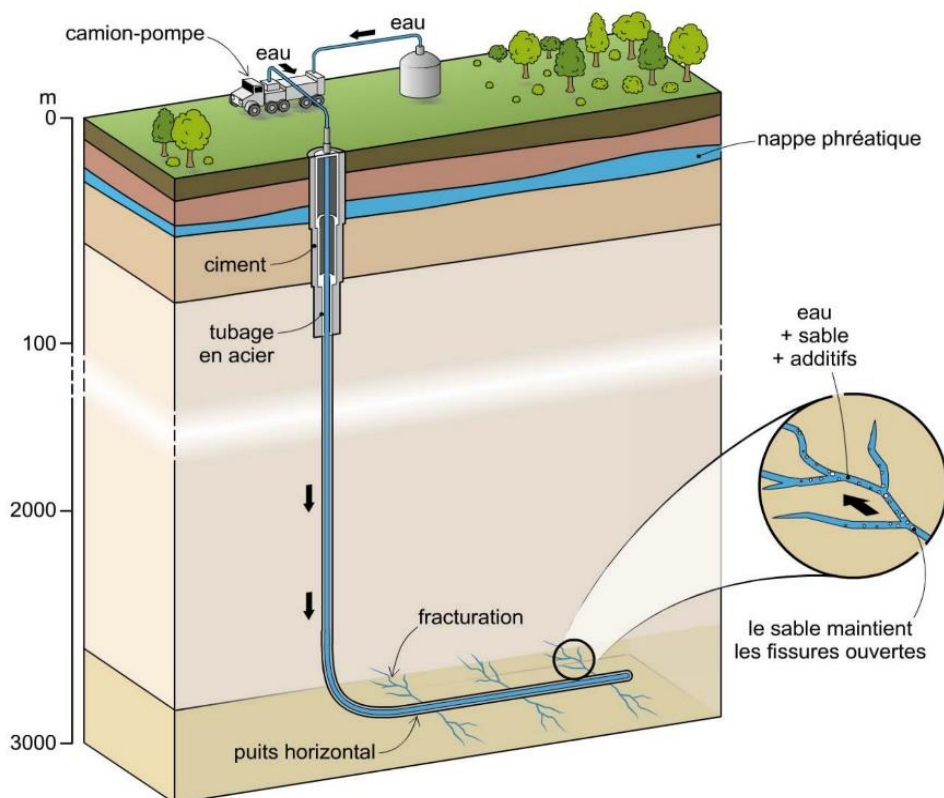
La fracturation hydraulique sert à (Khiati et Mallem, 2012) :

- Modifier certaines propriétés pétro physiques de la roche
- Augmenter la productivité ou l'injectivité.
- Augmenter la vitesse de récupération grâce à l'amélioration de l'indice de productivité.
- Créer des by-pass entre le réservoir et le fond de puits donc une bonne conductivité dans laquelle le fluide s'écoule vers le fond du puits.

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

Le principe de la fracturation hydraulique consiste à injecter un fluide plus ou moins visqueux avec une grande pression pour fracturer la roche réservoir ; souvent accompagné de solide (agents de soutènement) pour maintenir la fracture ouverte et que le fluide puisse circuler plus facilement entre le réservoir et le puits (Voir **Figure V.1**).

Il est largement démontré que la fracture se développe perpendiculairement à la contrainte principale minimale en place.



**Figure V.1** : schéma illustratif d'une fracturation hydraulique (Biteau, et Baudin, 2017)

### V.4 Le fluide et les additifs de fracturation et l'agent de soutènement :

#### V.4.1 Le 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.

#### **V.4.2 Les additifs chimiques :**

On ajoute le plus souvent des produits chimiques à l'eau afin de la transformer en un fluide très visqueux à faible coefficient de frottement susceptible de transporter l'agent de soutènement et d'endurer les rigueurs associées au parcours jusqu'à la zone d'intérêt et leur retour subséquent à la surface.

#### **V.4.3 L'agent de soutènement (Proppant):**

Le proppant (l'agent de soutènement) est un matériau non compressible qui est ajouté au fluide de fracturation avec les additifs chimiques. Il est pompé dans les fractures ouvertes en vue de maintenir la fracture ouverte et d'empêcher sa fermeture en créant un drain perméable avec une bonne conductivité et une bonne résistance mécanique et chimique aux contraintes in-situ.

Le type de l'agent de soutènement dépend essentiellement de la qualité du réservoir et des pressions exercées dans ce dernier. Dans la majorité des opérations de fracturation hydrauliques, on utilise du sable ou des microbilles de céramique.

#### **V.5 Sélection des puits candidats à la fracturation hydraulique :**

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. Néanmoins, trouver un bon candidat à la fracturation n'est pas toujours une opération facile.

En effet, il n'existe pas de règles bien définies pour ce faire. Pour orienter ce choix il est indispensable de rassembler, évaluer et classer les informations nécessaires relatives à l'étude géomécanique, au puits, au réservoir, et à l'aspect économique de l'opération.

##### **V.5.1 Etude géomécanique :**

L'étude géomécanique a pour but la mise en place d'un profil de stress pour la détermination des zones de minimum stress qui sont cruciales au bon déroulement du procédé de la fracturation. Cette étude va définir la région la plus favorable à l'initiation de la fracture ainsi que la direction de sa propagation qui est toujours perpendiculaire à la direction du minimum stress.

### V.5.2 Informations relatives au 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) et les puits proches fracturés (Les caractéristiques de production de chaque puits avant et après la fracturation).

✓ **Etat des perforations :**

Après avoir déterminé la zone du 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. Le type de perforation (nombre, orientation, pénétration, phasing,...etc) doit être bien choisi, pour permettre une meilleure connexion trou-formation et assurer de ce fait le passage du fluide de fracturation et du proppant tout en réduisant et évitant les problèmes liés à la tortuosité et aux pertes de charge causés par les frottements

✓ **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, éviter le cheminement préférentiel (channeling) des fluides derrière le tubage et de mieux contrôler l'extension éventuelle de la fracture.

### V.5.3 Informations relatives au réservoir :

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 (water oil contact WOC et gaz oil contact 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 de la perméabilité du réservoir, 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 mise en évidence d'une barrière ;
- L'endommagement aux bords du puits (skin effect).

**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 :

### V.6.1 Break down test (Test d'injectivité) :

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. Ce test demeure encore très utile si le puits est colmaté. S'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.6.2 Le mini frac (Data frac) :

Les tests de mini-frac sont effectués pour réajuster 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 mini fracture 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 de fracture (Closure Pressure);
- La pression instantanée ISIP;
- Le coefficient de filtration;
- L'efficacité du fluide;
- La géométrie de la fracture;

### V.6.3 Thermométrie :

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

### V.6.4 Traitement principal (Main-Frac) :

Durant cette étape, la fracture déjà créée à la fin du Data Frac va se ré-ouvrir afin de permettre aux fluides contenant l'agent de soutènement de rentrer et de se propager à l'intérieure de la fracture. Une fois que la totalité du fluide est injectée, le puits va être fermé pour permettre à

l'excédent de pression de se résorber dans le réservoir (diminution de PNet) ainsi donc la fracture se renferme et sera maintenu par les agents de soutènement. Cette opération se fait en plusieurs étapes (**Figure V.2**) :

**a. 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 minimal appliquée sur la roche.

**b. 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.

**c. Maintien de l'ouverture de la fracture :**

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.

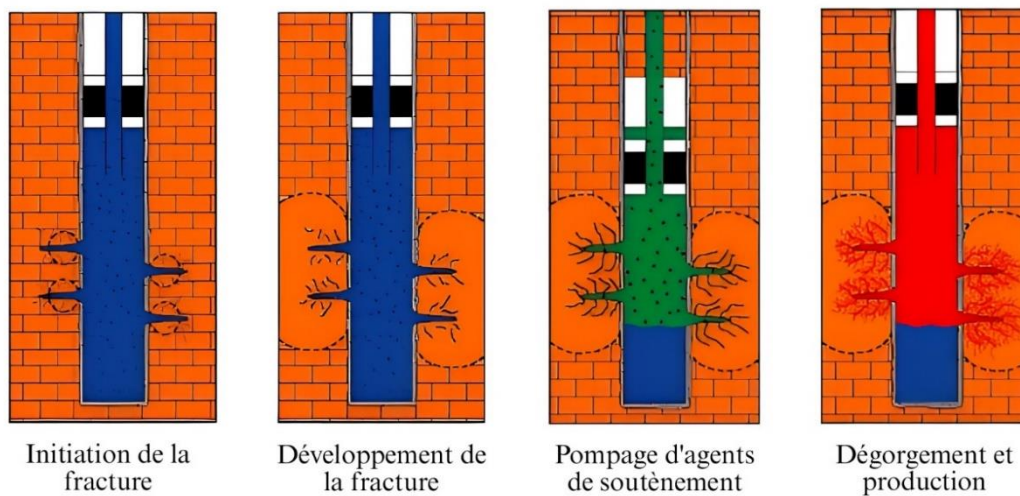
**d. Fermeture du puits :**

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 filtrations 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)

**e. Dégorgement et mise en production du puits :**

Dans cette phase, on fait remonter à la surface le fluide de fracturation ainsi que tous les additifs contenus dans la fracture. Il est recommandé de dégorgé le puits en augmentant

progressivement le débit dans le but d'éviter les variations brutales des contraintes effectives dans la formation et de maintenir les agents de soutènement dans la fracture.



**Figure V.2 :** Le déroulement d'une opération de fracturation hydraulique (Le Tirant et Gay, 1972)

## Partie 2 : L'opération de Fracturation hydraulique du puits A1 et du puits A2

### V.7 L'opération de Fracturation hydraulique du puits A1 :

Le Puits A1 est producteur d'huile, foré et complété en Août 2019 dans le périmètre EL Agreb Nord Ouest. Il a comme objectif d'explorer le potentiel de réservoir Ordovicien Quartzites de Hamra. Selon le test de formation DST le Puits a produit un faible débit d'huile d'environ de 1.51 m<sup>3</sup>/h en face du réservoir Ordovicien dans l'intervalle perforé allant de 3126 à 3137m. Par la suite le puits a été fracturé en vue d'augmenter sa productivité.

#### V.7.1 Etude de faisabilité technique du puits A1 :

Pour réaliser une étude de faisabilité on se réfère à l'interprétation pétrophysique et au modèle géomécanique établi ainsi qu'au résultats des tests de formation et au rapport de cimentation en outre l'analyse de schéma de complétion du puits de forage permet d'identifier l'emplacement des packers et la position des cotes de perforation. Comme ce projet cible à fracturer les réservoirs de l'ordovicien Quartzites de Hamra, une analyse conjointe des résultats de la modélisation pétrophysique et géomécanique a été menée afin de sélectionner des fenêtres faisables pour conduire une opération de fracturation hydraulique.

### A. Interprétation pétrophysique :

L'interprétation pétrophysique précédente (dans le Chapitre III Figure III.13) du puits A1 phase 8''1/2, montre que :

Le top du réservoir Quartzites de Hamra [3089.65-3100m] est compact. Par suite, l'intervalle [3100-3137.25m] est à hydrocarbure sur une hauteur utile de 20m, avec une porosité moyenne de 6.5%.

### B. Test de formation DST :

Le test de formation DST du puits A1 réalisé dans le réservoir Ordovicien est techniquement réussi, la pression de gisement est de 6312.48 Psi (444 Bars). Le résultat du DST est représenté dans le Tableau suivant :

Date	28/10/2019	29/10/2019
Duse (in)	24/64	16/64
WHP moyenne (psi)	160	380
Débit gaz moyen (sm <sup>3</sup> /h)	208	177
Densité du gaz (air = 1)	0.972	0.950
<b>Débit d'huile (m<sup>3</sup>/h)</b>	<b>1.517</b>	<b>1.496</b>
Densité d'huile @ 15° C	0.787	0.787
GOR (sm <sup>3</sup> / m <sup>3</sup> )	138.3	118.2
Volume de gaz torché (sm <sup>3</sup> )	2808	1759
BSW (%)	Traces	Traces
CO <sub>2</sub> (%)	0	0
H <sub>2</sub> S (ppm)	0	0

**Tableau V.1** : Résultat du DST réalisé sur le puits A1

### C. Architecture du puits :

Le puits d'exploration A1 est un puits vertical, le réservoir objectif est situé dans la **phase 8''1/2**, recouvert par un **casing 7''**, perforé dans l'intervalle de 3126 à 3137m. La profondeur finale du Puits atteint **3154 m** et la colonne de Production est complétée par un tubing **4''1/2**. (Voir la **Figure V.3**)

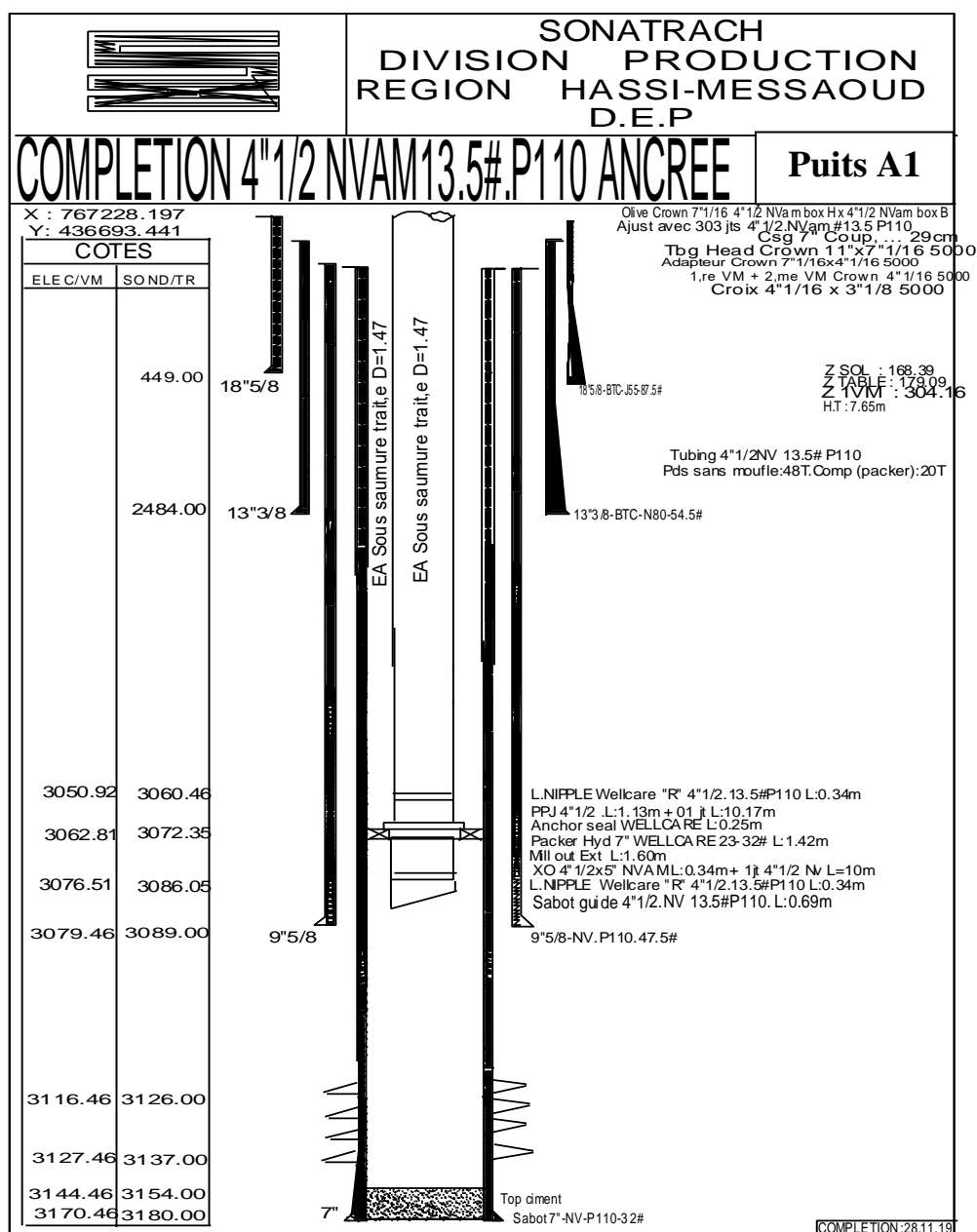


Figure V.3 : Schéma de la complétion du puits A1

**D. Cimentation du Puits :**

D'après le rapport réalisé par la cellule de cimentation, Division Forage, Hassi Messaoud, la qualité de la cimentation des différentes colonnes de tubages du **puits A1** est comme suit :

- ✓ **Tubage 18"5/8** : pas d'enregistrement
- ✓ **Tubage 13"3/8** : Bonne cimentation
- ✓ **Tubage 9"5/8** : moyenne cimentation
- ✓ **Tubage 7"** : Bonne cimentation

### E. Le modèle géomécanique :

Le Model géomécanique réalisé dans le **chapitre IV** pour le puits A1 au niveau du réservoir Quartzites de Hamra **phase de forage 8"1/2**. Montre les intervalles favorables, pour la reprise de puits par une opération de stimulation et de se prononcer sur la faisabilité ou non de cette opération. L'intervalle sélectionné pour initier la fracture est présenté dans le tableau suivant :

Intervalle (m)	Coefficient de poisson	Module de Young (Mpsi)	Minimum stress (Psi)	Gradient de fermeture (Psi/ft)
[3132-3135.5]m	0.10-0.19	3-7	9500	0.92

**Tableau V.2 :** Résumé des principaux résultats de l'étude géomécanique

### Conclusion :

D'après les résultats d'évaluation des paramètres pétrophysiques à partir des diagraphies, le réservoir Ordovicien du puits A1 , montre clairement le caractère d'hydrocarbure sus jacent le caractère compact du réservoir Quartzites de Hamra , qui nécessite une opération de fracturation hydraulique.

- Aucun plan d'eau n'est observable sur les diagraphies.
- L'architecture du puits ne montre pas d'obstacle en vue d'une opération de fracturation hydraulique du réservoir.
- Bonne qualité de cimentation du Puits A1 au niveau de casing 7" au droit du réservoir Quartzites de Hamra.

Les résultats de l'étude géomécanique seront utilisés pour optimiser le design de la fracturation hydraulique dans le réservoir étudié. D'après l'étude, on constate que la reprise du Puits A1 par une opération de fracturation hydraulique est techniquement faisable.

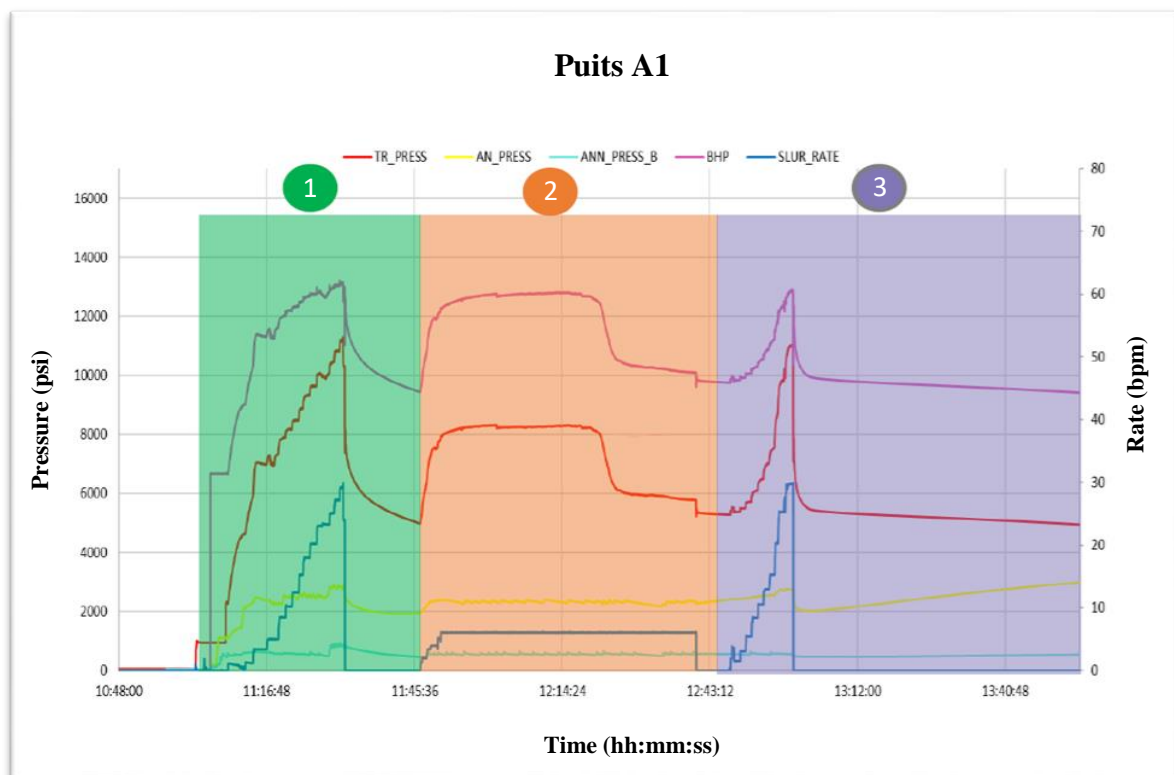
### V.7.2 Déroulements des opérations de la fracturation hydraulique :

La fracturation hydraulique se fait selon la chronologie suivante :

1. Test d'injectivité (Breakdown test)
2. Data Frac (Mini frac)
3. Thermométrie
4. Main Frac (Traitement Principal)

### 1. Test d'injectivité (Breakdown test)

Dans le but d'initier la fracturation dans la formation, on procède à un test de cassure (breakdown test) qui consiste à exercer une pression sur le réservoir par le pompage d'une quantité d'eau traitée à partir de la surface avec un débit et une pression, qui vont vaincre la pression des pores et permettront d'engendrer une fracture, le déroulement du test est représenté sur la figure suivante (**Figure V.4**) :



**Figure V.4** : test d'injectivité pour le puits A1

TR\_PRESS : pression du traitement (psi).

AN\_PRESS : pression de l'annulaire (psi).

BH\_PRESS : pression du fond de puits (psi).

SLUR\_RATE : débit du laitier (bpm).

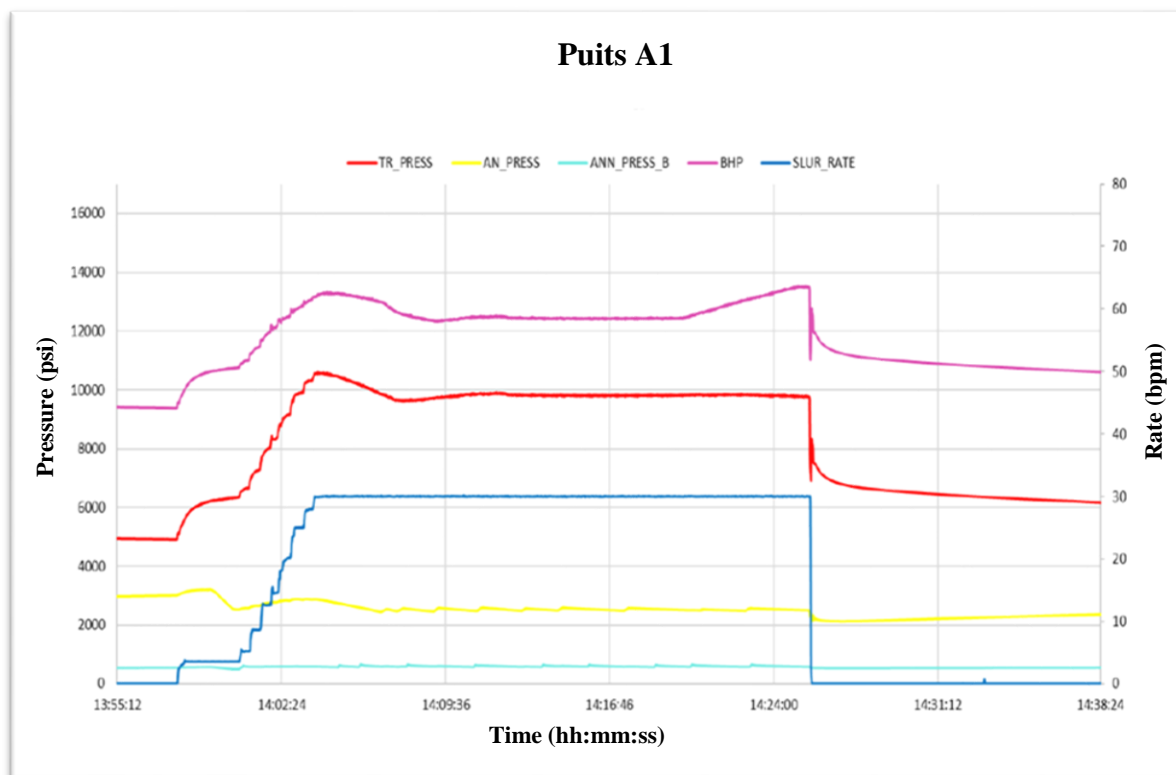
La **Figure V.4** montre le déroulement du test d'injection :

- **La phase 1** : Corresponds à un petit test d'injectivité avec de l'eau traitée pour voir la chute de pression (break down). Ce test est positif à **11500 Psi** de la pression de surface avec un débit de **29.4 bbl/min**.
- **La phase 2** : Arrêt de pompage de l'eau traitée et passage 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.

## 2. Data Frac (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 la **Figure V.5**.



**Figure V.5** : Data Frac du puits A1

Après l'arrêt de pompage en analyse le déclin de pression, on obtient les informations suivantes qui sont utiles pour la conception de design frac :

- ✓ ISIP : 11756 psi
- ✓ Closure pressure : 9742 psi
- ✓ FG : 0.95 psi/ft
- ✓ Net pressure : 2014 psi
- ✓ Fluid efficiency : 50%



La pression de fermeture sert en outre à déterminer le type de proppant à utiliser pour maintenir la fracture ouverte et donc d'optimiser l'opération de fracturation. La pression Nette est de pression du fluide de fracturation à l'intérieur de la fracture nécessaire pour maintenir la fracture ouverte. En d'autres termes, c'est l'énergie du fluide de fracturation disponible pour propager la fracture et produire la largeur. Elle peut être calculée comme suit:

$$P_{Net} = P_f - P_c$$

Où PNet est la pression net, Pf est la pression des fluides, et Pc la pression de fermeture (Closure pressure)

### 3. Thermométrie

Dans le but de localiser la propagation de la fracture, une opération de thermométrie a été réalisée après l'opération de mini Frac. Le graphe de la Température **ci-dessous** montre que la fracture s'est propagée le long de l'intervalle perforé et aussi il y a un refroidissement au niveau de sabot **CSG 9''5/8** qui montre une extension de la fracture vers le sabot, le job size a été revu à la baisse dans l'espoir de ne pas atteindre le sabot (**Figure V.6**).

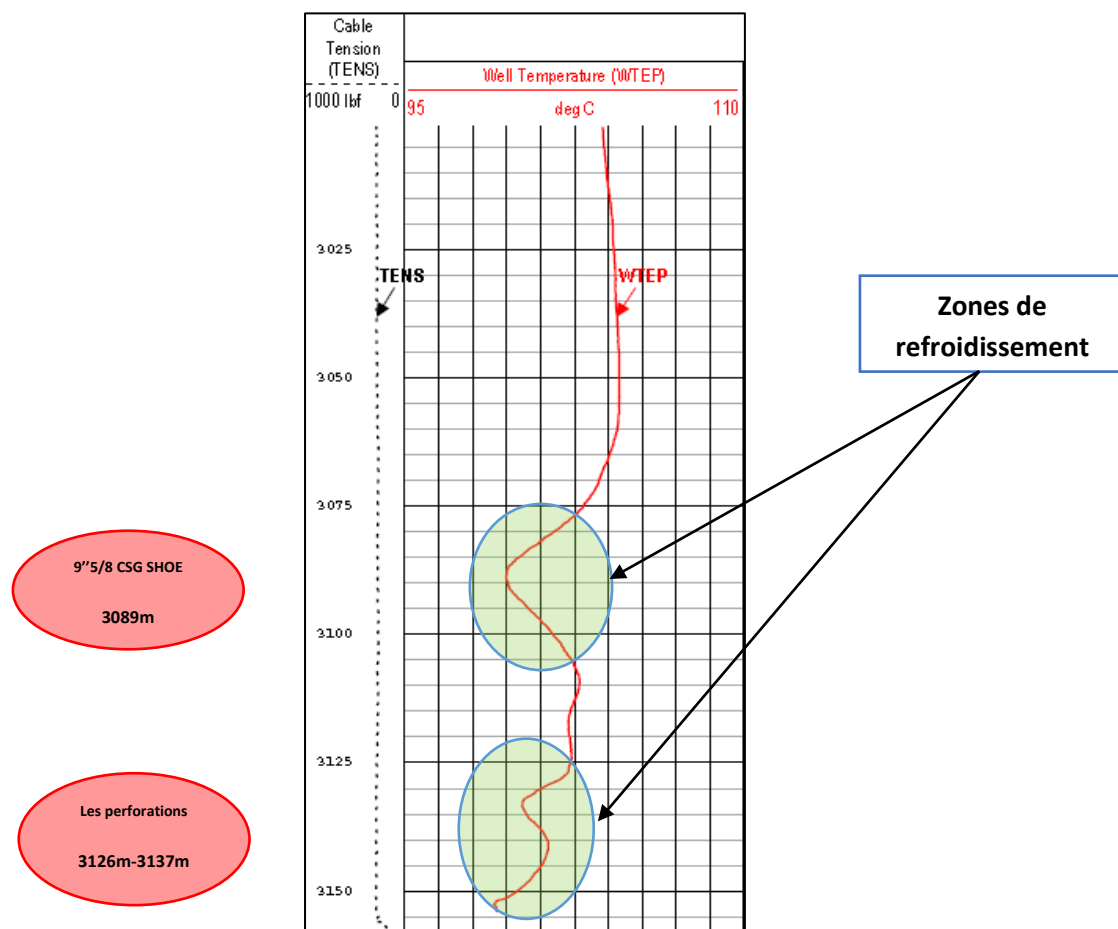
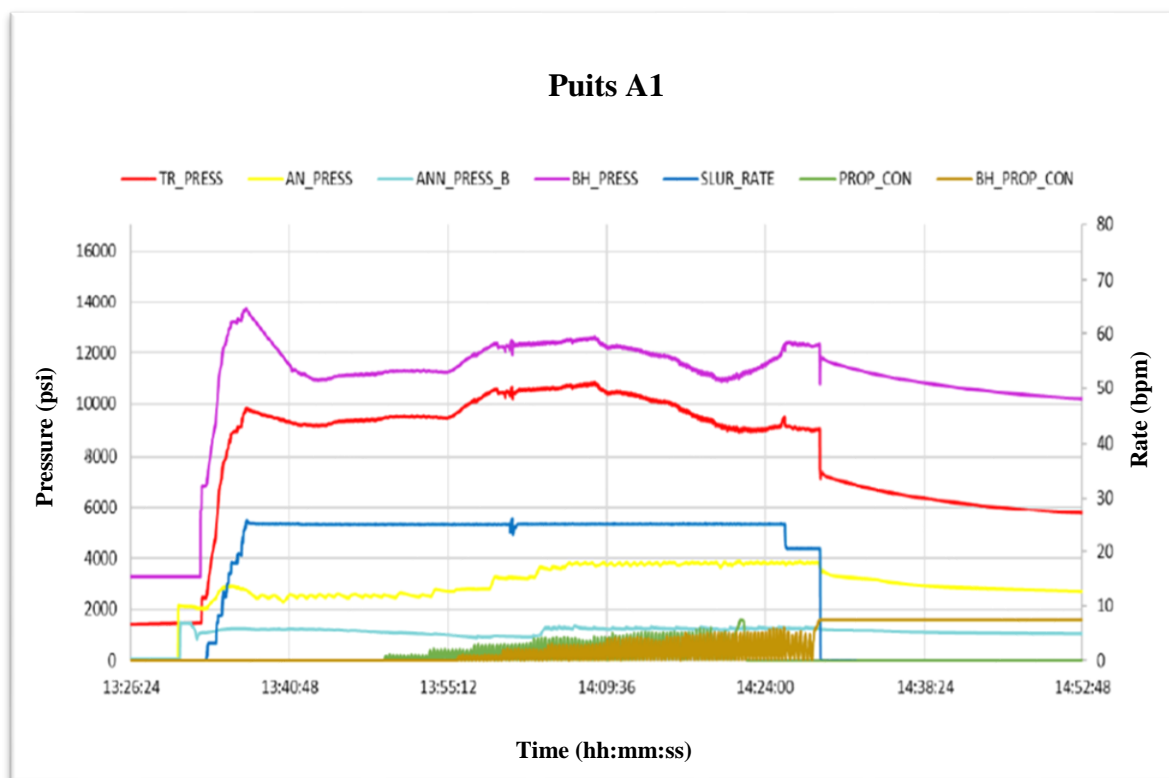


Figure V.6 : thermométrie du puits A1

#### 4. Traitement principal (Main FRAC)

Après l'initiation de la fracture dans la formation durant les étapes précédentes (test d'injectivité et Data-FRAC), il est primordial de la maintenir ouverte par le pompage d'un agent de soutènement (*proppant*) lors du traitement principal en se basant sur les analyses de mini-frac,

L'ingénieur de fracturation va réaliser le design du traitement lui-même avec entrée du proppant (sable) dans la formation à différentes étapes de pompage c'est-à-dire des différentes concentrations des agents de soutènement.



**Figure V.7 :** Traitement principal du puits A1

Cette figure nous montre le déroulement de la fracturation hydraulique :

**La phase 1 :** On commence le pompage en augmentant le débit à 29 bpm, après quelques minutes de pompage on remarque une chute de pression à 10000 Psi, indiquant l'ouverture de la fracture. A la fin de cette phase on voit que la pression de surface commence à se stabiliser 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 proppant. Après l'injection d'une petite quantité, on remarque une petite augmentation de la pression de

surface, qui est due à l'effet hydrostatique dans le tubage suite à une injection progressive de proppant. Après quelques minutes de pompage on remarque la diminution de la pression de surface ce qui signifié que la mesure de cette dernière est reprise.

**La phase 3 :** On arrête l'injection du proppant et on continu 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

L'opération de fracturation hydraulique s'est déroulée dans de bonnes conditions, un volume total de **55k lbs** de **proppant** a été placé dans la formation avec une concentration maximale de proppant de **6ppg**.

### V.7.3 Post Frac :

Le débit d'huile augmente considérablement après traitement par fracturation hydraulique, atteignant une valeur de **3,7 m<sup>3</sup>/h** vers la fin du jaugage, sous une Duse **32/64"**.

Les résultats post frac sont illustrées dans le tableau suivant :

Date	Avant fracturation hydraulique		Après fracturation hydraulique			
	28/10/2019	29/10/2019	05/04/2020	06/04/2020	07/04/2020	14/04/2020
Duse (in)	24/64	16/64	16/64	24/64	28/64	32/64
WHP moyenne (psi)	160	380	615 -565	300-280	238-235	264
Débit gaz moyen (sm <sup>3</sup> /h)	208	177	238	233	257	503
Densité du gaz (air = 1)	0,972	0,95	0,938	0,968	0,961	0,994
Huile (m <sup>3</sup> /h)	1,517	1,496	2,472	2,656	2,54	3,7
Densité d'huile @ 15° C	0,787	0,787	0,79	0,8	0,814	0,809
GOR (sm <sup>3</sup> / m <sup>3</sup> )	138,3	118,2	101,6	90	102	137
BSW (%)	Traces	Traces	0	0	0,5	Traces
CO <sub>2</sub> (%)	0	0	0	0	0	0
H <sub>2</sub> S (ppm)	0	0	0	0	0	0

**Tableau V.3 :** Performance du puits A1 sur différentes Duses avant et après frac

## **V.8 L'opération de Fracturation du puits A2 :**

Les mêmes étapes ont été suivies lors du processus de fracturation du puits A2, comprenant :

- Test d'injectivité
- Data frac
- Thermométrie
- Main frac

L'opération de fracturation hydraulique s'est déroulée dans de bonnes conditions, un volume total de 949020 lbs de proppant a été placé dans la formation avec une concentration maximale de proppant de 5.25 ppg.

Le débit d'huile augmente considérablement après traitement par fracturation hydraulique, atteignant des valeurs entre 1.68 et 2.24 m<sup>3</sup>/h sur la duse 28/64".

---

# **Conclusion générale**

---

## **Conclusion générale**

Au cours de notre étude, on s'est intéressé au réservoir non conventionnel Tight sands oil de l'Ordovicien, l'évaluation pétrophysique a été faite à partir des données enregistrées dans deux puits (puits A1, et puits A2) montrant un intérêt pétrolier respectivement au niveau des Quartzites de Hamra et les grès de Ouargla et l'aspect compact de ces derniers réservoirs.

Ceci a été réalisé par les différentes diagraphies qui indiquent les caractéristiques des « tight sands » à savoir une faible perméabilité, une porosité médiocre et une colonne d'hydrocarbures importante avec 25m pour les Quartzites de Hamra et 50 m pour les grès d'Ouargla.

Les tests de formation réalisés au niveau des bancs gréseux niveau des Quartzites de Hamra et les grès d'Ouargla indiquent un faible débit d'huile, ce qui confirme le caractère Tight du réservoir, et la nécessité d'effectuer une fracturation hydraulique pour la mise en production des deux puits.

De plus, une étude géomécanique a été réalisée pour estimer les paramètres élastiques des formations et les contraintes in situ. Ce qui a permis une meilleure caractérisation du réservoir étudié ainsi que la confirmation de la zone à fracturer en vue de stimuler la production

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

Cette opération est jugée réussie, et les résultats obtenus convaincants au niveau du puits A1 on notera une production d'huile avec un débit de 3,7 m<sup>3</sup>/h.

Toutefois, concernant le puits A2 Le traitement par fracturation hydraulique a donné des bons résultats en augmentant d'une manière considérable le débit d'huile qui est passé de 1.17m<sup>3</sup>/h à 2.24 m<sup>3</sup>/h.

## Recommandations

- Le prélèvement par carottage rotatif au câble permet d'obtenir des échantillons à faible coût dans d'importants intervalles de formation. Et analyses spéciales des carottes pour mieux comprendre ce type de réservoirs
- L'élaboration d'une base des données est probablement importante, pour faciliter l'accès aux données des puits à fracturer (notamment les essais de laboratoires, les données des puits) et d'assurer une mise à jours continue de ces documents à la lumière des nouvelles opérations.
- 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.
- Surveillance géologique chaque 1 ou 2 m avec une description détaillée pour mieux comprendre les aspects sédimentaires et minéralogiques.
- Faire des Eudes d'anisotropie pour comprendre le régime des Stresses qui gouverne ce type de réservoirs.
- 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).

## Références bibliographiques

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

**Antonio, C-S., 2022**, Comparaison Des Méthodes De Migration De Kirchhoff Et Migration Temporelle Inversée A L'Aide De Données Synthétiques, Université Fédérale Fluminense UFF.

**Baker Hughes., 2019**, Rapport d'interprétation des diagraphies., Hassi Messaoud.

**Biteau, J-J., Baudin, F., 2017**, Géologie du Pétrole, Dunod.

**Bourque P-A., et Dansereau P., 2010**, Les Roches Sédimentaires, Université Laval.

**Collins, D., 2019**, Mechanical Properties Of Materials : Stress and Strain, Linear Motion Tips.

**Djeddi, M., 2022**, Sismique Réflexion (Principes, Acquisition, Traitement et Interprétation). Département génie parasismique et phénomènes aléatoires, FHC Université M'Hamed Bougara de Boumerdès. Algérie 06/2022/76

**Fjaer, E, et Al., 2008**, Petroleum Related Rock Mechanics 2nd Edition, Developments in petroleum science 53, UK.

**Gasmann., 1951**, Thèse de Doctorat : Elastic Waves Through a Packing of Spheres.

**Ghenifi, O., 2017**, Notions de base en géomécaniques., IAP Boumerdes.

**Halliburton., 2015**, Fracture Mechanics.

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

**Khiati, M, et Mallem E-A., 2012**, Mémoire de Fin d'Etude : Evaluation de l'Opération de Multi Stage Frac par l'Analyse par l'Analyse et l'Interpretation des Essais du Puits, Application aux Champs Hassi Messaoud.

**Lasbeur, N., 2014**, Etude Géomécanique et Stimulation par Fracturation Hydraulique des Réservoirs Compacts. Mémoire d'induction Sonatrach.

**LE Tirant P, et Gay L., 1972**. Manuel de Fracturation Hydraulique Edition TECHNIP Paris.

**Log interpretation charts., 2009**. Document Schlumberger.

**Messai, M, et al., 2016**, Etude de la Stimulation des Puits par Fracturation Hydraulique (Cas du puits OKS64, Berkaoui), Université Kasdi Merbah – Ouargla



**Naik, G-C., 2010**, Tight Gas Reservoirs, An Unconventional Natural Energy Source For The Future.

**Ouadfeul S, Aliouane L., 2020**, Oil and Gas Wells, IntechOpen.

**Robert Marsden, J., 1977**, AN Introduction To Near Wellbore Rock Mechanics.

**U.S. Geological Survey**, Fact Sheet 0113-01

**Shahab D. Mohaghegh., 2017**, Chapitre 6 : Geomechanical Properties of Rocks. Shale Analytics Data-Driven Analytics in Unconventional Resources. Springer International Publishing.

**Samai, S., 2022**, Cours de Sismique, Université des Sciences et de la Technologie Houari Boumediene USTHB.

**Schlumberger., 2012**, Geomechanics Of Shale Clay. State Of Stress In The Earth.

**SERRA. O., 1979**, DIAGRAPHIES DIFFEREES, Acquisition des données diagaphiques – Tome1.

**SERRA. O., 1985**, DIAGRAPHIES DIFFEREES, Base de l'interprétation des données diagaphiques –Tome2.

**Sonatrach et Schlumberger., 2007**, Well Evaluation Conference. Algeria

**Sonatrach, et Schlumberger., 2015**, Geology and Geomechanics Analysis For Drilling Design

**Sonatrach Exploration., 2011**, Document Sonatrach.

**Sonatrach Exploration., 2013**, RAPPORT D'IMPLANTATION

**Sonatrach, 2024.,** Smart Oil Data System SOD.

**Total., 2007**, Exploration et Production, Tight Gaz Réservoirs, Gisements à Haute Valeur Technologique, French Version.

**Vially R., 2011**, Les Gaz de Schistes, Aspects Techniques et Economiques, IFP Energies Nouvelles.

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

<https://moodle.luniversitenumérique.fr>

# **Annexes**

**Annexe 1 : Résultat de l'interprétation des diagraphies au niveau du réservoir****Quartzites de Hamra****Puits A1**

Profondeur (m)	GR (API)	Rt (Ohm.m)	Sw (v/v)	ØU (v/v)	Vsh (v/v)
3089.60	45.2267	226.8148	0.0975	0.0405	0.0865
3091.13	15.7260	2043.1712	0.0260	0.0770	0.0556
3093.11	17.7579	1777.7641	0.0234	0.0656	0.0747
3095.09	19.7038	213.2746	0.0281	0.2264	0.0930
3097.07	19.6858	96.8005	0.0329	0.3299	0.0660
3099.05	14.9309	120.1829	0.0378	0.2638	0.0584
3101.04	68.8163	3.5069	0.0001	1.0000	0.5704
3103.02	9.1719	388.4246	0.0293	0.1990	0.0953
3105.15	34.3514	10.1601	0.0651	0.5461	0.0269
3107.13	11.8841	90.8589	0.0408	0.2987	0.0618
3109.11	15.9689	55.3828	0.0631	0.2396	0.1966
3111.09	13.2841	161.8436	0.0597	0.1523	0.0590
3113.07	53.1139	19.6182	0.0490	0.3712	0.0587
3115.06	28.6420	41.6375	0.0386	0.4145	0.3308
3117.04	19.5158	115.6282	0.0427	0.2277	0.2158
3119.02	25.3664	23.5698	0.0479	0.4770	0.1053
3121.15	30.1547	21.3221	0.0432	0.5325	0.1629
3123.13	35.9655	14.7475	0.0685	0.4167	0.1317
3125.11	32.0248	23.0974	0.0495	0.4449	0.0974
3127.10	18.6760	38.7258	0.0535	0.3459	0.0695
3129.08	19.5592	43.0869	0.0459	0.3689	0.0938
3131.06	26.8678	37.0387	0.0412	0.4292	0.0666
3133.04	22.9983	19.6662	0.0849	0.3179	0.1254
3135.02	20.0990	15.4948	0.1316	0.2197	0.0788
3137.31	45.0750	13.8886	0.0001	1.0000	0.0961

## Annexe 2 : Résultat de l'interprétation des diagraphies au niveau du réservoir

### Grès d'Ouargla

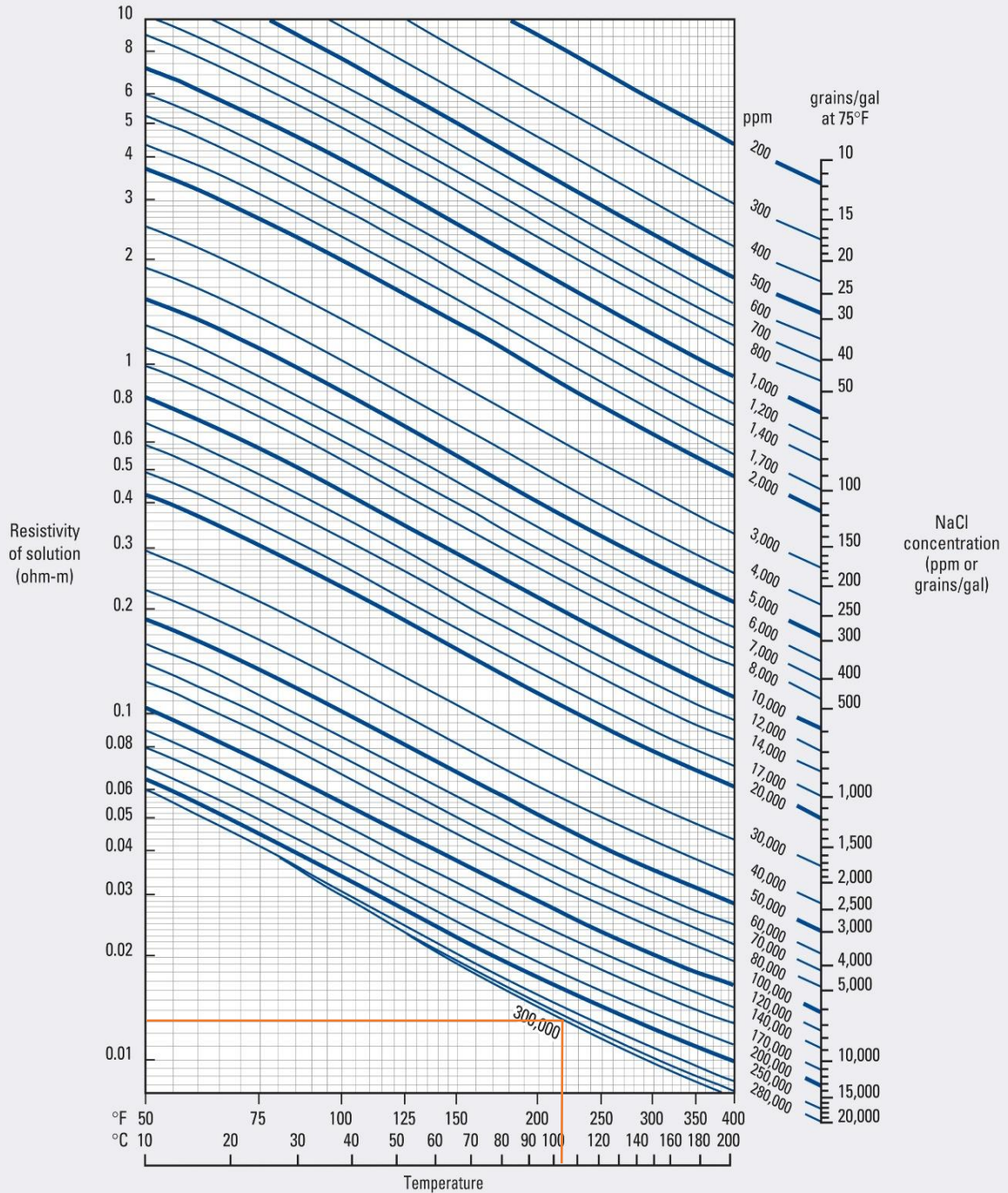
#### Puits A2

Profondeur (m)	GR (API)	Rt (Ohm.m)	Sw (v/v)	ØU (v/v)	Vsh (v/v)
4035.39	100.1115	9.7528	1	0.0001	0.4507
4037.07	53.9900	12.3408	0.743	0.0266	0.2925
4039.05	96.6096	28.8762	1	0.0001	0.6006
4041.03	141.7778	24.3907	1	0.0001	0.6855
4043.01	41.6418	9.2627	0.4984	0.0632	0.1877
4045	43.4365	11.6671	0.4432	0.0605	0.2564
4047.13	106.0988	35.6003	1	0.0001	0.7303
4049.11	151.5480	26.2493	1	0.0001	0.9702
4051.09	136.1297	31.437	1	0.0001	0.9102
4053.07	135.5525	6.9942	1	0.0001	0.7665
4055.05	48.4029	10.6273	0.3016	0.0943	0.2562
4057.04	36.0709	17.7481	0.2629	0.0939	0.1980
4059.02	25.3200	8.9524	0.3374	0.1123	0.1335
4060.08	36.3686	7.9702	0.3543	0.0997	0.1741
4062.06	35.1667	16.1349	0.2641	0.0916	0.1853
4063.13	33.7633	19.3505	0.2248	0.0986	0.1795
4065.11	51.8094	11.7896	0.3035	0.0884	0.2484
4067.09	33.3763	18.9108	0.2072	0.1089	0.1745
4069.08	38.6740	6.0244	0.4083	0.0985	0.1953
4071.06	49.2274	9.1615	0.3602	0.0859	0.2461
4073.04	21.4463	11.9967	0.4261	0.0747	0.1062
4075.02	26.5911	9.9527	0.3775	0.0862	0.1163
4077	44.4402	7.5474	0.4577	0.0763	0.2094
4079.13	30.3587	17.266	0.2983	0.08	0.1485
4081.11	13.9135	24.079	0.2995	0.081	0.0682
4083.1	18.3556	18.0463	0.3166	0.0872	0.1009
4085.08	12.6913	16.5109	0.4068	0.0783	0.0863
4087.06	24.8770	9.4366	0.3393	0.1009	0.1215
4089.04	61.7531	6.567	0.5357	0.0612	0.3347
4091.02	81.2344	12.2232	1	0.0001	0.5045
4093	21.1616	13.7564	0.2922	0.1032	0.1134
4095.14	19.8801	26.6759	0.2645	0.0811	0.0951
4097.12	28.1946	6.9247	0.4385	0.0888	0.1225
4099.1	110.6525	30.1422	1	0.0001	0.5664
4101.08	64.1828	6.3251	1	0.0001	0.3985
4103.06	62.1831	3.0361	1	0.0001	0.3860
4105.04	52.0768	5.0087	1	0.0001	0.3522
4107.02	14.0918	14.718	0.4036	0.0725	0.0557
4109	23.4810	14.8287	1	0.0001	0.0000

# Annexe 3 : Détermination $R_w$ par la méthode de salinité Gen-6 (Document Schlumberger)

## Puits A1

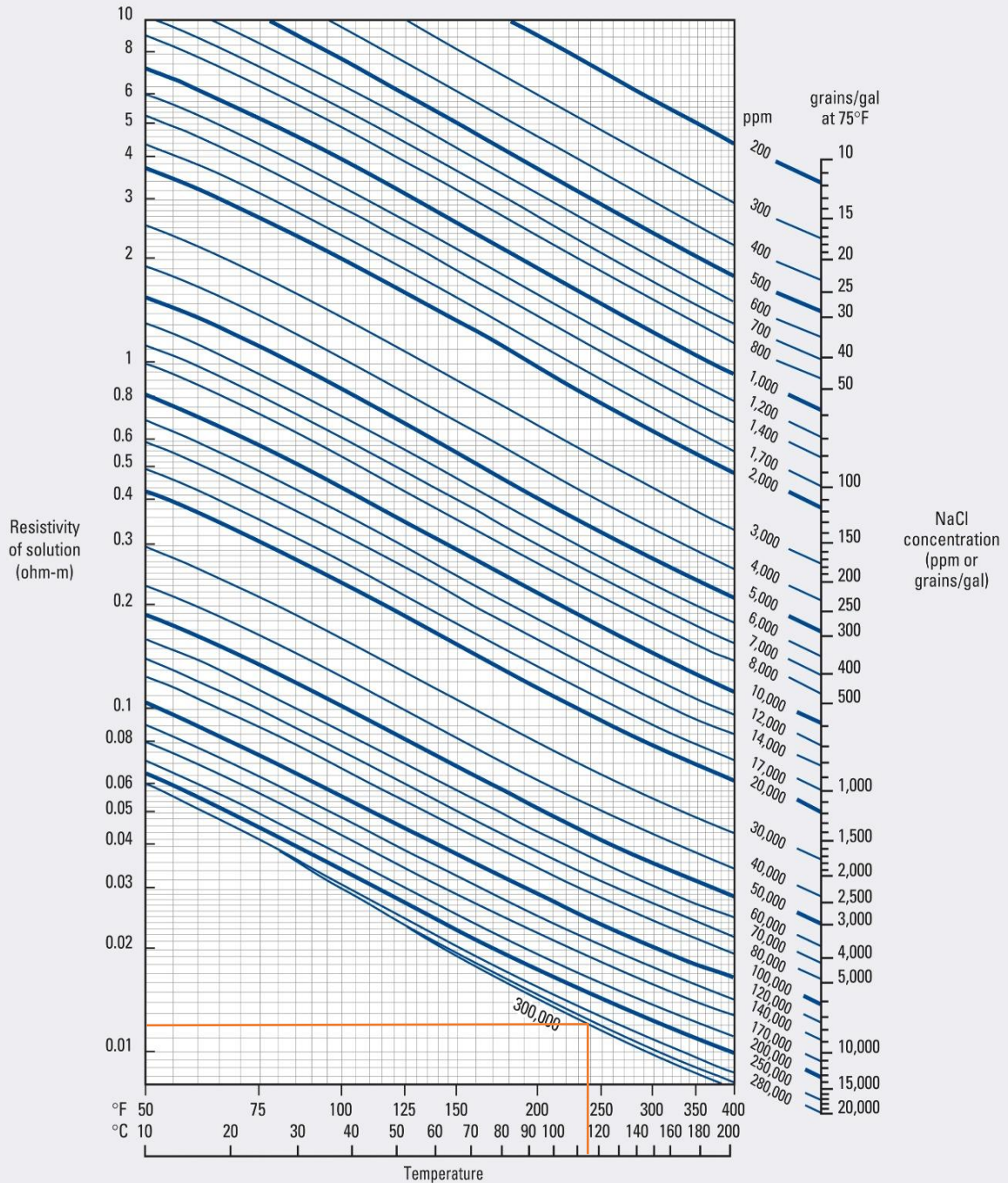
Conversion approximated by  $R_2 = R_1 [(T_1 + 6.77)/(T_2 + 6.77)]^{1.67}$  or  $R_2 = R_1 [(T_1 + 21.5)/(T_2 + 21.5)]^{1.67}$



# Annexe 4 : Détermination $R_w$ par la méthode de salinité Gen-6 (Document Schlumberger)

## Puits A2

Conversion approximated by  $R_2 = R_1 [(T_1 + 6.77)/(T_2 + 6.77)]^{\circ F}$  or  $R_2 = R_1 [(T_1 + 21.5)/(T_2 + 21.5)]^{\circ C}$



**Annexe 5 : Résultats numériques de la construction du modèle géomécanique****Puits A1**

Profondeur (m)	Ed (Mpsi)	V	Es (Mpsi)	Sv (psi)	Shmax (psi)	Shmin (psi)	FG (psi/ft)
3089.61	6.1996	0.3994	4.0593	10005.56	10193.57	8916.91	0.8799
3091.13	11.4109	0.1655	9.7104	10011.24	12963.71	10648.09	1.0502
3093.11	10.8580	0.1827	9.1108	10018.61	12689.26	10485.87	1.0336
3095.09	11.2187	0.1827	9.5019	10025.90	12572.46	10233.10	1.0080
3097.07	11.5318	0.1509	9.8415	10033.17	11957.63	9336.44	0.9191
3099.05	11.0985	0.0559	9.3716	10040.43	12319.03	9957.43	0.9796
3101.04	7.6151	0.1279	5.5942	10047.54	11136.49	9601.15	0.9439
3103.02	11.4300	0.1904	9.7311	10054.69	12821.17	10465.10	1.0282
3105.15	8.6175	0.1643	6.6812	10062.51	11518.08	9757.88	0.9581
3107.13	10.6150	0.1750	8.8473	10069.68	12188.29	9949.43	0.9763
3109.11	9.2091	0.1379	7.3227	10076.79	11934.39	10072.30	0.9877
3111.09	9.7342	0.1869	7.8922	10083.91	12217.01	10250.75	1.0045
3113.23	8.6628	0.1881	6.7303	10091.57	11347.68	9539.87	0.9342
3115.06	10.3942	0.1500	8.6079	10098.16	12125.96	9939.70	0.9728
3117.04	9.9084	0.1410	8.0810	10105.28	12003.98	9943.17	0.9725
3119.02	9.6944	0.1539	7.8490	10112.48	12019.61	10026.01	0.9800
3121.15	9.2095	0.1671	7.3232	10120.24	12046.54	10197.96	0.9961
3123.13	8.3884	0.1957	6.4328	10127.39	11234.83	9484.11	0.9258
3125.11	8.1295	0.1499	6.1520	10134.57	11810.38	10221.06	0.9971
3127.10	8.9250	0.2276	7.0147	10141.73	12109.32	10347.08	1.0088
3129.08	9.7736	0.2155	7.9349	10148.88	11699.47	9609.23	0.9363
3131.06	9.1680	0.1222	7.2782	10156.13	12078.66	10243.05	0.9974
3133.04	7.8304	0.1987	5.8277	10163.25	11128.75	9519.46	0.9263
3135.02	6.0515	0.1678	3.8987	10170.13	10348.18	9118.33	0.8868
3137.31	7.9749	0.1809	5.9844	10178.37	12302.91	10805.49	1.0501

## Annexe 6 : Résultats numériques de la construction du modèle géomécanique

### Puits A2

Profondeur (m)	Ed (Mpsi)	V	Sv (psi)	Shmax (psi)	Shmin (psi)	FG (psi/ft)
4035.40	8.3587	0.2003	13489.71	12645.93	11392.47	0.8607
4037.08	8.2355	0.2069	13495.95	12683.96	11455.67	0.8651
4039.06	8.2150	0.2217	13503.46	12902.56	11692.22	0.8826
4041.04	7.2300	0.2338	13510.91	12587.01	11532.19	0.8701
4043.02	8.7187	0.1547	13518.13	12206.02	10846.95	0.8180
4045.00	9.3370	0.1474	13525.27	12409.02	10944.19	0.8249
4047.13	7.1743	0.2325	13533.20	12553.35	11505.62	0.8667
4049.12	6.2911	0.2750	13540.84	12774.50	11886.36	0.8950
4051.10	6.6906	0.2631	13548.45	12795.42	11841.97	0.8912
4053.08	7.1616	0.2057	13555.97	12162.90	11093.79	0.8345
4055.06	7.4394	0.1582	13562.93	11660.42	10504.23	0.7898
4057.04	7.2853	0.1674	13569.83	11709.19	10585.91	0.7955
4059.02	7.1696	0.1518	13576.71	11457.67	10337.18	0.7764
4061.00	7.4875	0.1482	13583.60	11569.70	10395.95	0.7805
4063.14	7.5533	0.1765	13591.08	11972.93	10817.35	0.8117
4065.12	7.6327	0.1589	13598.01	11782.76	10597.22	0.7948
4067.10	7.2802	0.1715	13604.92	11780.99	10662.43	0.7993
4069.08	7.1608	0.1737	13611.80	11755.69	10657.51	0.7985
4071.06	7.7658	0.1546	13618.70	11803.17	10592.45	0.7933
4073.04	8.5558	0.1108	13625.71	11641.41	10255.03	0.7676
4075.02	8.0967	0.1387	13632.69	11768.68	10488.85	0.7847
4077.00	7.7495	0.1632	13639.68	11919.88	10720.72	0.8017
4079.14	8.0396	0.1376	13647.22	11735.58	10463.50	0.7821
4081.12	8.6578	0.1104	13654.25	11698.68	10295.20	0.7691
4083.10	8.2344	0.1198	13661.27	11618.14	10294.55	0.7687
4085.08	8.8867	0.1356	13668.25	12123.19	10714.64	0.7997
4087.06	7.3975	0.1978	13675.30	12240.04	11128.36	0.8301
4089.04	7.7708	0.1767	13682.41	12135.88	10947.13	0.8162
4091.03	7.2586	0.2397	13689.49	12807.45	11753.50	0.8759
4093.01	7.7075	0.1480	13696.50	11736.14	10527.69	0.7842
4095.14	8.0607	0.1922	13704.04	12507.45	11290.42	0.8406
4097.12	7.6027	0.1812	13711.07	12131.30	10972.76	0.8165
4099.10	9.6694	0.1278	13718.22	12419.42	10876.14	0.8089
4101.08	8.1907	0.1688	13725.40	12258.01	10996.67	0.8175
4103.07	7.6223	0.1822	13732.47	12167.32	11006.78	0.8179
4105.05	7.9478	0.1673	13739.52	12127.06	10901.46	0.8096
4107.03	8.5214	0.1374	13746.62	12015.71	10667.12	0.7919
4109.00	7.9684	0.1626	13753.16	12082.50	10848.81	0.8050