



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique  
**Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou**  
جامعة مولود معمري  
FACULTÉ DES SCIENCES BIOLOGIQUES ET DES SCIENCES AGRONOMIQUES  
DÉPARTEMENT DES SCIENCES GÉOLOGIQUES

## Mémoire

Présenté pour l'obtention du diplôme de

MASTER EN SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS

**Option :** Ressources minérales, Géo matériaux et Environnement

**Par :** Mlle AKKOUCHE Tinhinane

## THÈME :

**Contribution des études minéralogiques et géomécaniques dans la  
selection d'une méthode de stimulation d'un réservoir compact :**

**Cas des puits « E-1 » et « G-1 ».**

**Soutenu publiquement le 04/06/2025 devant le Jury composé de :**

Mr BRAHMI Boualem

Mr HAMIS Ahmed

Mr MAKHLOUF Ali

Mme MAHIOU Nadia

Mme LOUNIS Taoues

MAA à l'UMMTO

MCA à l'UMMTO

MCA à l'UMMTO

Ingénieur à SONATRACH

Ingénieur à SONATRACH

Président

Examineur

Rapporteur

Co-rapporteuse

Invitée



# REMERCIEMENT



C'est avec un profond sentiment de gratitude que je saisis cette occasion pour remercier sincèrement toutes les personnes qui, de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de ce travail.

Je tiens tout d'abord à remercier Allah, Le Tout-Puissant, le Miséricordieux, qui m'a accordé la force, la volonté et la patience nécessaires pour mener à bien ce travail.

Ce travail n'aurait jamais pu voir le jour sans l'assistance précieuse et le soutien constant de nombreuses personnes qui ont toujours été disponibles pour m'apporter informations et conseils. Je saisis cette occasion pour leurs exprimer ma profonde gratitude et tout mon respect.

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude à ma Co-promotrice, Madame MAHIOUT Nadia, ainsi qu'à Monsieur MAKHLOUF Ali, mon promoteur, pour la qualité de leurs encadrements, la richesse de leurs conseils et leurs accompagnements bienveillants tout au long de ce travail.

J'adresse également ma profonde reconnaissance à Monsieur MALLEK Hacène pour la valeur de son accompagnement, la pertinence de ses orientations et la générosité de ses conseils.

Je tiens à adresser mes vifs remerciements à Madame LOUNIS Taous, pour ses conseils qui ont été d'un soutien précieux face aux différentes difficultés rencontrées.

Je tiens à exprimer ma sincère gratitude aux membres du jury, Monsieur BRAHMI Boualem et Monsieur HAMIS Ahmed, pour l'attention qu'ils ont portée à ce travail, ainsi que pour le temps et l'intérêt qu'ils lui consacrent.

Nous ne pouvons pas achever ce mémoire sans remercier aussi tous les enseignants du département des sciences géologiques de l'UMMTO.

Enfin, je dédie mes remerciements les plus chaleureux à ma famille, pour son amour, sa patience et ses encouragements sans faille, ainsi qu'à tous ceux qui ont participé à l'aboutissement de ce travail.

Merci à moi-même pour mes efforts, ma persévérance et ma capacité à avancer chaque jour.





# DÉDICACE

Avant d'entamer mes propos, je tiens à exprimer ma profonde gratitude envers ALLAH le Tout-Puissant, qui m'a guidée et illuminée sur le chemin du savoir et de la réussite.

Je dédier ce travail modeste en témoignage de ma reconnaissance, de ma gratitude et de mon affection à :

**À mon papa chéri**, dont son amour incommensurable a forgé mon être, ses sacrifices silencieux ont tracé le chemin de ma réussite. Ton absence physique est une douleur profonde, mais ton héritage demeure vivant en moi. Ce travail est le reflet de ta sagesse, de ta bienveillance et de ton dévouement sans faille. Que Dieu puisse te récompenser pour tout ce que tu as fait pour moi.

**À ma mère**, source inépuisable d'amour et de sagesse, qui par ses sacrifices silencieux, a sculpté mon avenir. Ton soutien indéfectible et tes prières constantes ont été les piliers de ma réussite. Ce travail est le reflet de ton dévouement et de ton amour incommensurable. Qu'Allah te préserve et te comble de santé et de bonheur.

**À mon grand frère**, mon guide, qui, par ses sacrifices et son amour, a éclairé mon chemin. Ton soutien et ton amour ont été les fondations de ma réussite.

**À ma grande sœur**, mon phare dans la nuit, qui, par ses sacrifices silencieux, a nourri mon âme et guidé mes pas. Ton amour sans limite et ton soutien constant ont été les piliers de ma réussite. Ce travail témoigne de l'impact précieux de ta présence et de ton engagement dans ma vie.

**Z**, à celui qui a été présent dans les moments les plus incertains, merci pour ton soutiens, ton amour, et d'être cette présence discrète mais essentielle, qui illumine mon quotidien sans jamais chercher à briller.

**À mes amies** : Léna, Wissam, Ouarda,  
Sabrina, Ferroudja, Maya,  
Cici, Meriem, Emilia,  
Sara, Céline.



## **Résumé :**

Le mémoire de fin d'études a porté sur la sélection d'une méthode de stimulation optimale pour des réservoirs compacts (Tight Reservoirs), ce qui constituait un enjeu critique pour l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels en Algérie. L'objectif principal était de déterminer la technique la plus efficace pour augmenter la productivité de deux puits spécifiques, « *E-1* » (bassin d'Illizi) et « *G-1* » (bassin d'Oued M'ya), qui étaient caractérisés par une faible perméabilité et une complexité géologique.

Le travail a reposé sur une double analyse scientifique : minéralogique et géomécanique.

L'étude minéralogique a été essentielle pour comprendre la nature pétrographique des formations et leur réaction potentielle aux traitements de stimulation. Cette analyse, basée sur l'examen de lames minces issues des carottes, qui a permis de déterminer la composition exacte de la roche. Il a été mis en évidence une hétérogénéité des formations, notamment la présence de quartz (matrice rocheuse principale), de divers types d'argiles et de différents ciments. L'identification précise des types et des pourcentages d'argiles étaient critiques, car certaines argiles (comme la Smectite) pouvaient gonfler au contact de l'eau, bloquant la porosité et la perméabilité. De plus, les propriétés pétrophysiques (porosité et perméabilité) ont été mesurées et interprétées pour confirmer le caractère compact des réservoirs, justifiant ainsi le besoin d'une stimulation agressive pour contourner la faible connectivité des pores.

L'étude géomécanique a été réalisée pour modéliser le Modèle Géomécanique de la Terre (MEM) et déterminer les propriétés élastiques des roches à partir des diagraphies (logs soniques). Cette partie a permis d'évaluer les contraintes in-situ (contraintes verticales, horizontales maximales et minimales) ainsi que la pression de rupture de la roche. Ces données ont été absolument fondamentales, car elles ont guidé le design de l'opération de stimulation en définissant l'orientation et la pression nécessaires pour créer une fracture efficace, et ce, sans endommager la structure du puits.

En raison des caractéristiques complexes des deux puits objets de l'étude, les résultats ont montré que la fracturation hydraulique était la méthode la mieux adaptée.

Enfin, le travail a inclus une dimension environnementale en abordant la problématique de la gestion des eaux usées générées par la fracturation. Des solutions, telles que la Filtration Biologiquement Active (FBA) utilisant du charbon actif pour la biodégradation des composés organiques, ont été proposées pour assurer un traitement durable des effluents.

## **Abstract :**

The final study dissertation focused on selecting an optimal stimulation method for Tight Reservoirs, which constituted a critical challenge for the exploitation of non-conventional hydrocarbons in Algeria. The main objective was to determine the most effective technique to increase the productivity of two specific wells, « *E-1* » (Illizi Basin) and « *G-1* » (Oued M'ya Basin), which were characterized by low permeability and geological complexity.

The work was based on a dual scientific analysis : mineralogical and geomechanical.

The mineralogical study was essential for understanding the petrographic nature of the formations and their potential reaction to stimulation treatments. This analysis, based on the examination of thin sections from cores, allowed for determining the exact composition of the rock. It highlighted the heterogeneity of the formations, including the presence of quartz (main rock matrix), various types of clays, and different cements. Accurate identification of clay types and percentages was critical because certain clays (like smectite) could swell upon contact with water, blocking porosity and permeability. Furthermore, petrophysical properties (porosity and permeability) were measured and interpreted to confirm the tight nature of the reservoirs, thus justifying the need for aggressive stimulation to overcome the poor pore connectivity.

The geomechanical study was conducted to model the Earth's Geomechanical Model (MEM) and determine the elastic properties of the rocks using well logs (sonic logs). This part allowed for evaluating in-situ stresses (vertical, maximum, and minimum horizontal stresses) as well as the rock breakdown pressure. This data was absolutely fundamental, as it guided the design of the stimulation operation by defining the necessary orientation and pressure to create an effective fracture without damaging the well structure.

Due to the complex characteristics of the two wells under study, the results showed that hydraulic fracturing was the best-suited method.

Finally, the work included an environmental dimension by addressing the issue of wastewater management generated by fracturing. Solutions, such as Biologically Active Filtration (BAF) using activated carbon for the biodegradation of organic compounds, were proposed to ensure.

## ملخص :

ركزت الأطروحة النهائية على اختيار أسلوب تحفيز مثالي للمكامن الضيقة، وهي مسألة بالغة الأهمية لاستغلال الهيدروكربونات غير التقليدية في الجزائر. كان الهدف الرئيسي تحديد التقنية الأكثر فعالية لزيادة إنتاجية بئرين محددتين، « E-1 ». (حوض إليزي) و « G-1 » (حوض وادي ميا)، واللذين يتميزان بنفاذية منخفضة وتعقيد جيولوجي

استند العمل إلى تحليل علمي مزدوج: معدني وجيوميكانيكي

كانت الدراسة المعدنية أساسية لفهم الطبيعة الصخرية للتكوينات واستجابتها المحتملة لمعالجات التحفيز. أتاح هذا التحليل، القائم على فحص مقاطع رقيقة من عينات اللب، تحديد التركيب الدقيق للصخور. وسلط الضوء على تباين التكوينات، لا سيما وجود الكوارتز (المادة الصخرية الرئيسية)، وأنواع مختلفة من الطين، وأنواع مختلفة من الأسمنت. كان التحديد الدقيق لأنواع الطين ونسبه المنوية أمرًا بالغ الأهمية، إذ يمكن لبعض أنواع الطين (مثل السمكتيت) أن تنتفخ عند ملامستها للماء، مما يعيق المسامية والنفاذية. بالإضافة إلى ذلك، تم قياس وتفسير الخصائص البتروفيزيائية (المسامية والنفاذية) لتأكيد الطبيعة المترابطة للخزانات، مما يبرر الحاجة إلى تحفيز مكثف للتغلب على ضعف اتصال المسام.

أجريت الدراسة الجيوميكانيكية لنمذجة النموذج الجيوميكانيكي الأرضي (MEM) وتحديد الخصائص المرنة للصخور من جذوع البئر. سمح هذا الجزء بتقييم الإجهادات في الموقع (الإجهادات القصوى والدنيا والإجهادات الأفقية الرأسية) بالإضافة إلى ضغط كسر الصخور. كانت هذه البيانات بالغة الأهمية، حيث وجهت تصميم عملية التحفيز من خلال تحديد الاتجاه والضغط اللازمين لإنشاء كسر فعال دون الإضرار ببنية البئر.

نظرًا للخصائص المعقدة للبئرين المدروستين، أظهرت النتائج أن التكسير الهيدروليكي هو الطريقة الأنسب. وأخيرًا، شمل العمل بُعدًا بيئيًا من خلال معالجة مشكلة إدارة مياه الصرف الناتجة عن التكسير. واقترحت حلولاً مثل "الترشيح النشط بيولوجيًا" (FBA)، الذي يستخدم الكربون المنشط لتحليل المركبات العضوية بيولوجيًا، لضمان معالجة مستدامة لمياه الصرف.

# Table de matière :

REMIRCIEMENT

DÉDICACE

RÉSUMÉ

INTRODUCTION GÉNÉRALE : .....	1
1 Introduction générale .....	2
PARTIE THÉORIQUE .....	3
CHAPITRE 1 : NOTIONS SUR LES RÉSERVOIRS .....	3
1 Introduction .....	4
2 Notions de Réservoir Conventionnel et Non-Conventionnel .....	4
2.1 Réservoirs Conventionnels .....	5
2.2 Réservoirs Non Conventionnels .....	6
2.3 Types de pièges pétroliers .....	7
3 Les Réservoirs Compacts (Tight reservoirs) .....	7
3.1 Introduction .....	7
3.2 Définition .....	7
3.3 Aspect minéralogique des réservoirs compacts (Tight reservoirs) .....	8
3.4 Formation des hydrocarbures de réservoir compact .....	9
3.5 Les gisements .....	12
3.6 Les réservoirs compacts en Algérie (Tight reservoirs) .....	13
3.7 Conclusion sur les réservoirs compacts (Tight reservoirs) .....	14
4 Conclusion .....	15
CHAPITRE 2 : LA GÉOMÉCANIQUE DES RÉSERVOIRS .....	17
1 Introduction .....	17
2 Définition .....	17
3 Les applications de la géomécanique .....	18
4 Importance dans le domaine des hydrocarbures .....	20
5 Géomécanique des roches .....	21
5.1 Les contraintes .....	21
5.2 Principales sources de contraintes .....	25
5.3 Loi de base .....	26
6 Conclusion .....	29
CHAPITRE 3 : FRACTURATION HYDRAULIQUE .....	30
1 Introduction .....	31
2 Historique de la fracturation hydraulique .....	31
3 Définition de la fracturation hydraulique .....	32
4 Objectifs de la fracturation hydraulique .....	33
5 Mécanique de la fracturation hydraulique .....	33
5.1 Pression de rupture .....	33
5.2 Gradient de fracturation .....	34

6	Conclusion	35
<b>PARTIE PRATIQUE</b>		<b>36</b>
<b>CHAPITRE 1 : PRÉSENTATION DE LA RÉGION D'ÉTUDE</b>		<b>36</b>
1	Bassin d'Illizi	37
1.1	Présentation de la région	38
1.2	Situation géographique du bassin d'Illizi	39
1.3	Cadre géologique du bassin d'Illizi	41
1.4	Aspect stratigraphique	42
1.5	Aspect structural	45
2	Oued M'ya	49
2.1	Présentation de la région	50
2.2	Situation géographique	50
2.3	Cadre géologique d'Oued M'ya	51
<b>CHAPITRE 2 : ÉTUDE DES PUIITS « E-1 » &amp; « G-1 »</b>		<b>57</b>
<b>I.</b>	<b>Étude du Puits « E-1 »</b>	<b>58</b>
1	Présentation du puits « E-1 »	58
1.1	Situation géographique du puits « E-1 »	58
1.2	Cadre géologique du puits « E-1 »	59
1.3	Aspect structurale	59
1.4	Aspect stratigraphique	61
2	Étude de faisabilités	64
2.1	Interpretation pétrophysiques	64
2.2	Test DST ( Drill Stem Test)	67
2.3	Cimentation	70
2.4	Architecture du puit « E-1 »	71
<b>II.</b>	<b>II. Le Puits « G-1 »</b>	<b>72</b>
3	Présentation du puits « G-1 »	73
3.1	Situation géographique du puits G-1	73
3.2	Cadre géologique du puits « G-1 »	74
3.3	Aspect structurale	75
3.4	Aspect stratigraphique	76
4	Étude de faisabilité	78
4.1	Interprétation pétrophysiques	78
4.2	Test DST ( Drill Stem Test)	79
4.3	Cimentation	80
4.4	Architecture du puit « G-1 »	80
<b>CHAPITRE 3 : APPORT DE L'ÉTUDE MINÉRALOGIQUE DES PUIITS « E-1 » ET « G-1 »</b>		<b>82</b>
<b>I.</b>	<b>Puits « E-1 »</b>	<b>83</b>
1	Introduction	80
2	Carottes	80
2.1	Descriptions macroscopiques	84
2.2	Analyses pétrophysiques horizontales et vertical de la carotte n°6	85
3	Etudes pétrographiques	86
3.1	Analyse pétrographique du sondage « E-1 »	88
4	Conclusion	88
<b>II.</b>	<b>Puits « G-1 »</b>	<b>89</b>
1	Introduction	89

2	Carottes	89
2.1	Interprétation des résultats d'analyses pérophysique des crottes	90
3	Etude pétrographiques	90
3.1	Analyse pétrographique du sondage « G-1 »	9
4	Conclusion	97

## CHAPITRE 4 : LA GÉOMÉCANIQUE ET LA FRACTURATION HYDRAULIQUES DES PUIITS « E- 1 » & « G-1 » 98

<b>I.</b>	<b>Puits « E-1 »</b>	<b>99</b>
1	Introduction	99
1.1	Étude géomecanique a partir des diagraphies « soniques »	99
2	Le modèle géomecanique	99
2.1	Interprétation géomecanique du modèle géomecanique du puits « E-1 »	102
3	Fracturation hydraulique	103
3.1	Break down test	103
3.2	Data Frac	104
3.3	MainFrac	104
3.4	Description de la fracture réalisée	105
3.5	Test Post Frac	106
<b>II.</b>	<b>Puits « G-1 »</b>	<b>107</b>
4	Introduction	107
4.1	Étude géomecanique a partir des diagraphies « soniques »	107
5	Le modèle géomecanique	107
5.1	Interprétation géomecanique du modèle géomecanique du puits « G-1 »	108
6	Fracturation hydraulique	109
6.1	Test d'injectivité	109
6.2	DataFrac	110
6.3	Main Frac	111
6.4	Thermométrie et description de la fracture réalisée	112
6.5	Test Post Frac	112

## CHAPITRE 5 : ASPECT ENVIRONNEMENTAL 114

1	Introduction	115
2	Gestion des eaux usées	115
2.1	Filtration Biologiquement Active (FBA)	116
3	Matériels et méthodes	118
3.1	Flux d'alimentation	118
3.2	Système de filtration	118
3.3	Milieux filtrants et développement du biofilm	119
4	Conclusion	120

## CONCLUSION GÉNÉRALE 122

1	Conclusion générale	123
---	---------------------	-----

## BIBLIOGRAPHIES

## ANNEXES

## Liste des tableaux :

<b>Tableau 1.</b> LA DIFERENCE ENTRE « LA CONTRAINTE TOTALE » ET LA « CONTRAINTE DE CISAILLEMENT »	22
<b>Tableau 2.</b> RESULTATS D'ANALYSES PETROGRAPHIQUE DU SONDAGES « G-1 »	27
<b>Tableau 3.</b> LISTE DES DAIRAS D'ILLIZI, POPUATIONN, SUPERFICIE ET LES COMMUNES QUI LA COMPOSENT	39
<b>Tableau 4.</b> LISTE DES DAIRAS DE OUED M'YA, POPUATIONN, SUPERFICIE ET LES COMMUNES QUI LA COMPOSENT.	50
<b>Tableau 5.</b> TABLEAU REPRESENTATIF DES COORDONNÉES DU PUIITS « E-1 »	58
<b>Tableau 6.</b> PARAMÈTRES PÉTROPHYSIQUES DES QUARTZITES DE HAMRA	66
<b>Tableau 7.</b> PARAMÈTRE DES ARGILES DANS LES DIFFÉRENTES FORMATIONS DU PUIITS « E-1 », (SONATRACH, 2010)	67
<b>Tableau 8.</b> PARAMÈTRE DE LA MATRICE DANS LES DIFFÉRENTES FORMATIONS DU PUIITS « E-1 », (SONATRACH, 2010)	67
<b>Tableau 9.</b> RÉSULTATS DE TEST D'ÉVALUATION DST N° 1	69
<b>Tableau 10.</b> RÉSULTATS DE TEST D'ÉVALUATION DST N° 2	69
<b>Tableau 11.</b> RÉSULTATS DE TEST D'ÉVALUATION DST N° 3	70
<b>Tableau 12.</b> RÉSULTATS DE TEST D'ÉVALUATION DST N° 4	70
<b>Tableau 13.</b> QUALITÉ DE CIMENTATION	71
<b>Tableau 14.</b> TABLEAU REPRESENTATIF DES COORDONNÉES DU PUIITS « G-1 »	74
<b>Tableau 15.</b> RÉSULTAT DU TEST DST DU PUIITS « G-1 »	79
<b>Tableau 16.</b> QUALITÉ DE CIMENTATION	80
<b>Tableau 17.</b> RÉSULTATS D'ANALYSE PÉTROPHYSIQUES DE LA CAROTTE N°6	85
<b>Tableau 18.</b> RÉSULTATS D'ANALYSE PÉTROGRAPHIQUE DU SONDAGE « E-1 »	88
<b>Tableau 19.</b> RÉSULTATS D'ANALYSE PÉROPHYSIQUE DES CROTTES	89
<b>Tableau 20.</b> REGROUPEMENT DES ÉCHANTILLONS PAR ENSEMBLES (OU NIVEAUX), (SONATRACH, 2012)	91
<b>Tableau 21.</b> RÉSULTATS D'ANALYSES PÉTROGRAPHIQUES DU SONDAGES « G-1 »	96
<b>Tableau 22.</b> RÉSULTATS DES PRINCIPAUX PRAMÈTRE ÉLASTIQUES DES QUARTZITES DE HAMRA	102
<b>Tableau 23.</b> LES FORMATIONS ET LEURS PROFONDEURS	102
<b>Tableau 24.</b> ANALYSE DATA FRAC DU PUIITS « E-1 », (LASBEUR.N, 2014)	104
<b>Tableau 25.</b> RÉSULTATS DU TEST POST FRAC, (LASBEUR.N, 2014)	106
<b>Tableau 26.</b> PROPRIÉTÉS ÉLASTIQUES DU DÉVONIEN INFÉRIEUR	108

## Listee de figures

<b>FIGURE 1.</b> CARACTÉRISTIQUES D'UN RÉSERVOIR (AKKOCHE.L ; ALLEL.R, 2023).	4
<b>FIGURE 2.</b> LES DIFFÉRENTS PIÈGES D'HYDROCARBURE(AKKOCHE.L ; ALLEL.R, 2023)	5
<b>FIGURE 3.</b> RÉSERVOIRS CONVENTIONNELS(US Geological Survey, 2016).	5
<b>FIGURE 4.</b> RÉSERVOIRS NON CONVENTIONNELS(US Geological Survey, 2016)..	6
<b>FIGURE 5.</b> ÉTAPES DE MIGRATION DES HYDROCARBURES DANS LES DIFFÉRENTS RÉSERVOIRS (World Energy Outlook on Golden Age of Gas de l'AIE, novembre 2012).	8
<b>FIGURE 6.</b> SECTIONS DE RÉSERVOIRS GRÉSEUX. (A) RÉSERVOIR GRÉSEUX CONVENTIONNEL ; (B) RÉSERVOIR GRÉSEUX COMPACT (G.C.NAIK, 2010).	10
<b>FIGURE 7.</b> VARIATION DE LA PERMÉABILITÉ SELON LA NATURE DE LA ROCHE (CONNAISSANCEDESENERGIES.ORG, 2024).	11
<b>FIGURE 8.</b> ENVELOPPE DE CONCEPTION DE LA FRACTURATION BASÉE SUR LA PERMÉABILITÉ DES CAROTTES (CHABBI. O ; ET AL, 2023).	11
<b>FIGURE 9.</b> RÉSERVES DE GAZ TECHNIQUEMENT RECOUVRABLES DANS LES 15 PREMIERS PAYS EN DISPOSANT, À FIN 2011 (DR, D'APRÈS AIE, 2011).	12
<b>FIGURE 10.</b> ÉVOLUTION DE LA PRODUCTION MONDIALE DE GAZ DIT « NON CONVENTIONNEL » (DR, D'APRÈS AIE, 2011).	13
<b>FIGURE 11.</b> LES BASSINS À « TIGHT » ET « SHALE GAS » EN ALGÉRIE (LASBEUR NADIA, 2014).	14
<b>FIGURE 12.</b> LA GÉOMÉCANIQUE TELLE QU'APPLIQUÉE À L'ESTIMATION(World Energy Outlook on Golden Age of Gas de l'AIE, novembre 2012)..	18
<b>FIGURE 13.</b> LA COMPOSITION CHIMIQUE DE LA BOUE (MAHIOU.T.N, 2018).	18
<b>FIGURE 14.</b> LA TRAJECTOIRE DES PUIITS (MAHIOU.T.N, 2018).	19
<b>FIGURE 15.</b> FIGURE QUI MONTRE LES CONTRAINTES CRITIQUES (MAHIOU.T.N, 2018).	19
<b>FIGURE 16.</b> OPÉRATION D'UNE FRACTURATION HYDRAULIQUE (MAHIOU.T.N, 2018).	19
<b>FIGURE 17.</b> UN EXEMPLE D'UN MODÈLE DE LA PRODUCTIVITÉ ET LE COMPACTAGE DU RÉSERVOIR (MAHIOU.T.N, 2018).	20
<b>FIGURE 18.</b> PRESSIONS DANS LE FORAGE ET CONCEPT DE FORAGE EN SOUS-ÉQUILIBRE (MAHIOU.T.N, 2018).	20
<b>FIGURE 19.</b> FORCES DE SURFACE AGISSANT SUR UN CORPS (LADJADJ.A ; MEKHMOKHEN.N, 2019).	21
<b>FIGURE 20.</b> LES DIFFÉRENTES CONTRAINTES SUBI PAR UNE ROCHE (MOKHTARI .M ; TAHAR.L ; Et BOUABIDA.M, 2024).	22
<b>FIGURE 21.</b> DÉCOMPOSITION DE LA CONTRAINTE EN CONTRAINTE NORMALE ET CONTRAINTE DE CISAILLEMENT (LADJADJ.A ; MEKHMOKHEN.N, 2019)	22
<b>FIGURE 22.</b> LES TROIS PRINCIPALES CONTRAINTES.	23
<b>FIGURE 23.</b> CERCLE DE MOHR (SOURCE WEC 2007).	25
<b>FIGURE 24.</b> COURBE D'ÉLASTICITÉ PLASTICITÉ ET POINT DE RUPTURE DES ROCHES (ANDRÉ BOURQUE).	26
<b>FIGURE 25.</b> MODULE DE YOUNG (MAHIOU.T.N documents SONATRACH, 2018).	27
<b>FIGURE 26.</b> LE COEFFICIENT DE POISSON D'UN MATÉRIAU DÉFINIT LE RAPPORT ENTRE LA DÉFORMATION TRANSVERSALE (DIRECTION X) ET LA DÉFORMATION AXIALE (DIRECTION Y) (MAHIOU.T.N documents SONATRACH, 2018).	28
<b>FIGURE 27.</b> LE MODULE DE CISAILLEMENT(MAHIOU.T.N documents SONATRACH, 2018).	29
<b>FIGURE 28.</b> PARAMÈTRES MÉCANIQUES DE LA ROCHE, (SCHLUMBERGER).	29
<b>FIGURE 29.</b> ACTIVITÉ DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE EN ALGÉRIE (SONATRACH, 2014).	32
<b>FIGURE 30.</b> LA FACTURATION HYDRAULIQUE, (AMAYA.S, 2019).	33
<b>FIGURE 31.</b> PROPAGATION DE LA FRACTURE PERPENDICULAIREMENT À LA CONTRAINTE IN-SITU MINIMALE (SMIN) (MAHIOU.T.N documents SONATRACH, 2018).	35
<b>FIGURE 32.</b> COUPE GÉOLOGIQUE SUD-NORD, BASSIN D'ILLIZI, (SONATRACH, 1995) (Documents SONATRACH, 1995).	37
<b>FIGURE 33.</b> COUPE GÉOLOGIQUE OUEST-EST DU BASSIN D'ILLIZI, (SONATRACH, 1995).	38

<b>FIGURE 34.</b> HISTOGRAMMES DE DISTRIBUTION DES RÉSERVES INITIALES EN PLACE (A) ET LES PUIITS D'EXPLORATION DANS LE BASSIN D'ILLIZI (B) (INSTITUT-NUMERIQUE.ORG, 2012).	39
<b>FIGURE 35.</b> LOCALISATION DU BASSIN D'ILLIZI (INSTITUT NUMÉRIQUE, 2012).	40
<b>FIGURE 36.</b> CARTE DE DAÏRA D'ILLIZI.	40
<b>FIGURE 37.</b> CARTE GÉOLOGIQUE DE BASSIN D'ILLIZI (SONATRACH, 2007).	42
<b>FIGURE 38.</b> LOG STRATIGRAPHIQUE ET LITHOLOGIQUE SYNTHÉTIQUE DU BASSIN D'ILLIZI, (SH – TOTAL, 2009).	44
<b>FIGURE 39.</b> LA STRATIGRAPHIE DU BASSIN D'ILLIZI (SH – TOTAL, 2009).	45
<b>FIGURE 40.</b> ESQUISSE STRUCTURALE SCHÉMATIQUE DE LA SYNÉCLISE EST ALGÉRIENNE (Documents SONATRACH, 2010)	46
<b>FIGURE 41.</b> L'ÉVOLUTION STRUCTURALE DE BASSIN D'ILLIZI (MODEL SYNTHÉTIQUE) (Documents SONATRACH 2012).	47
<b>FIGURE 42.</b> CARTE STRUCTURALE DU BASSIN D'ILLIZI (Documents SONATRACH 2012).	48
<b>FIGURE 43.</b> LA COUPE GÉOLOGIQUE N-S ET NO-SE DANS LE BASSIN DE L'OUED M'YA (MEBROUKI.N, 2015).	49
<b>FIGURE 44.</b> LA SITUATION GÉOGRAPHIQUE DE LA RÉGION OUED M'YA (INSTITUT NUMÉRIQUE 2012).	51
<b>FIGURE 45.</b> COUPE PALINSPASTIQUE NW-SE DU BASSIN D'OUED M'YA, (BELFATMI, 2016).	52
<b>FIGURE 46.</b> REPRÉSENTATION D'UNE COUPE LITHO STRATIGRAPHIQUE RÉGIONALE DU BASSIN DE L'OUED M'YA (KLETT, 2000).	53
<b>FIGURE 47.</b> COUPE LITHO STRATIGRAPHIQUE TYPE DES BASSINS DE L'OUED M'YA ET AMGUID (WEC2007).	54
<b>FIGURE 48.</b> LES PHASES TECTONIQUES AFFECTANT LA PLATEFORME SAHARIENNE (A. BOUJEMAA, 1987).	55
<b>FIGURE 49.</b> LOCALISATION DU PÉRIMÈTRE « HAMRA » ET DU PUIITS « E-1 » (LASBEUR.N, 2014).	59
<b>FIGURE 50.</b> COUPE GÉOLOGIQUE SYNTHÉTIQUE DU PUIITS (E-1) À PARTIR D'UNE SECTION SISMIQUE (LASBEUR.N, 2014).	61
<b>FIGURE 51.</b> LES DÉPÔTS QUI CONSTITUENT LE PUIT « E-1 ».	62
<b>FIGURE 52.</b> COLONNE STRATIGRAPHIQUE DU PUIITS (E-1), (SCHLUMBERGER DATA AND CONSULTING SERVICES, 2025).	63
<b>FIGURE 53.</b> RÉSULTAT D'ELAN DES QUARTZITES DE HAMRA, (LASBEUR. N, 2014).	65
<b>FIGURE 54.</b> SCHÉMA PRÉSENT L'OUTIL DST (ADEEB NOORI. A, 2015).	68
<b>FIGURE 55.</b> DIAGRAMME DE PRESSION DST N°1, PUIITS E-1, (SONATRACH, 2010).	69
<b>FIGURE 56.</b> DIAGRAMME DE PRESSION DST N°2, PUIITS E-1, (SONATRACH, 2010).	69
<b>FIGURE 57.</b> DIAGRAMME DE PRESSION DST N°3, PUIITS E-1, (SONATRACH, 2010).	70
<b>FIGURE 58.</b> DIAGRAMME DE PRESSION DST N°4, PUIITS (E-1), (SONATRACH, 2010).	70
<b>FIGURE 59.</b> SCHÉMA FINALE DU PUIITS « E-1 », (SONATRACH, 2010).	72
<b>FIGURE 60.</b> LOCALISATION DU PUIITS (G-1) (LASBEUR.N 2014).	73
<b>FIGURE 61.</b> COUPE GÉOLOGIQUE DU PÉRIMÈTRE « G », (Documents SONATRACH, 2011).	75
<b>FIGURE 62.</b> PRÉVISION STRATIGRAPHIQUE DU PUIITS « G-1 » (Documents SONATRACH, 2011).	77
<b>FIGURE 63.</b> RÉSULTATS DES DIAGRAPHIES DANS LES FORMATIONS DU SIEGINIEN, PUIITS « G-1 ».	78
<b>FIGURE 64.</b> RÉSULTATS DES DIAGRAPHIES DANS LES FORMATIONS DU GÉDINIEN, PUIITS « G-1 ».	79
<b>FIGURE 65.</b> ARCHITECTURE DU PUIITS « G-1 » (Documents SONATRACH, 2011).	81
<b>FIGURE 66.</b> ÉCHANTILLONS CAROTTE N° 6 PRÉLEVÉS DU PUIITS « E-1 » EN FACE DE L'ORDOVICIEN (Documents SONATRACH, 2011).	84
<b>FIGURE 67.</b> GRÉS QUARTZEUX.	85
<b>FIGURE 68.</b> ROCHE ALTÉRÉ.	85
<b>FIGURE 69.</b> GRÉS FIN, À TRÈS FIN À CIMENT ARGILO-SILICEUX (NOTONS LA SILICE DE NOURRISSAGE).	86
<b>FIGURE 70.</b> GRÉS FIN À TRÈS FIN À CIMENT ARGILO-SILICEUX (NOTONS LE CIMENT ARGILEUX).	86
<b>FIGURE 71.</b> GRÉS FIN À TRÈS FIN ARRONDI À SUB- ARRONDI AVEC DES CONTACTS DROITS ET CONCAVO-CONVEXE.	87
<b>FIGURE 72.</b> GRÉS FIN À TRÈS FIN À CIMENT ARGILO-SILICEUX AVEC UNE POROSITÉ TRÈS FAIBLE.	87
<b>FIGURE 73.</b> MICROFACIÈS DE L'ENSEMBLE I en lumière polarisée.	92
<b>FIGURE 74.</b> CONSTITUANTS DÉTRITIQUES DE L'ENSEMBLE I en lumière polarisée.	92
<b>FIGURE 75.</b> CIMENTS ET TRANSFORMATIONS DIAGÉNÉTIQUES DE L'ENSEMBLE I en lumière polarisée.	93
<b>FIGURE 76.</b> CIMENTS ET TRANSFORMATIONS DIAGÉNÉTIQUES L'ENSEMBLE I en lumière polarisée.	93
<b>FIGURE 77.</b> MICROFACIÈS, CIMENTS ET POROSITÉ DE L'ENSEMBLE II en lumière polarisée.	94
<b>FIGURE 78.</b> MICROFACIÈS ET CIMENTS DE L'ENSEMBLE III ET IV en lumière polarisée.	94

<b>FIGURE 79.</b> MICROFACIÈS ET CIMENTS DE L'ENSEMBLE V en lumière polarisée.	95
<b>FIGURE 80.</b> MICROFACIÈS ET CIMENTS DE L'ENSEMBLE VI en lumière polarisée.	95
<b>FIGURE 81.</b> MÉTHODOLOGIE DE CONSTRUCTION DU MODÈLE GÉOMÉCANIQUE (SCHLUMBERGER).	100
<b>FIGURE 82.</b> NIQUE DU PUIITS « E-1 » DE LA FORMATION « QUARTZITE DE HAMRA ». .	101
<b>FIGURE 83.</b> BREAK DOWN DU PUIITS « E-1 », (SCHLUMBERGER.2010).	103
<b>FIGURE 84.</b> DATA FRAC DU PUIITS « E-1 », (SCHLUMBERGER.2010).	104
<b>FIGURE 85.</b> PREMIER MAIN FRAC DU PUIITS « E-1 », (SCHLUMBERGER, 2010).	105
<b>FIGURE 86.</b> DEUXIÈME MAIN FRAC DU PUIITS « E-1 », (SCHLUMBERGER, 2010).	105
<b>FIGURE 87.</b> GÉOMÉTRIE DE LA FRACTURE RÉALISÉE DANS LES QUARTZITES DE HAMRA, (SCHLUMBERGER, 2010).	105
<b>FIGURE 88.</b> GRAPHIQUE DE L'HISTORIQUE DE LA GÉOMÉTRIE DES FRACTURES, (SCHLUMBERGER, 2010).	106
<b>FIGURE 89.</b> LE MODÈLE GÉOMÉCANIQUE DU PUIITS « G-1 ».	108
<b>FIGURE 90.</b> TEST D'INJECTIVITÉ POUR LE PUIITS G-1, (LASBEUR.N, 2014).	109
<b>FIGURE 91.</b> LE STEP DOWN RATE TEST DU PUIITS « G-1 », (LASBEUR.N, 2014).	110
<b>FIGURE 92.</b> MAIN FRAC DU PUIITS « G-1 », (LASBEUR.N, 2014).	111
<b>FIGURE 93.</b> LOG DE TEMPÉRATURE DU PUIITS G-1, (LASBEUR.N, 2014).	112
<b>FIGURE 94.</b> GÉOMÉTRIE DE LA FRACTURE ESTIMÉE PAR FRACPROPT (HALIBURTON).	112
<b>FIGURE 95.</b> DIAGRAMME SCHÉMATIQUE D'UNE FBA.	117
<b>FIGURE 96.</b> SYSTÈME DE COLONNE DE FBA À L'ÉCHELLE DU LABORATOIRE UTILISÉ POUR MENER DES EXPÉRIENCES EN MODE DISCONTINU AVEC DE L'EAU PRODUITE ET UN REFLUX D'UN PUIITS DE GAZ NON CONVENTIONNEL.	119
<b>FIGURE 97.</b> LE CAG UTILISÉ DANS LA FBA.	120

## **Liste d'abréviation**

**md** : Milli darcy(Perméabilité)

**Ba** : Baryum

**Ca** : Calcium

**Na** : Sodium

**K** : Potassium

**NH<sub>4</sub>** : Ammonium

**Al, B, Si** : Bauxite

**CaCO<sub>3</sub>** : Calcite

**SiO<sub>2</sub>** : dioxyde de silicium

**NaN<sub>3</sub>** : azoture de sodium

**Ø** : Porosité

**L'AIE** : L'Agence internationale de l'énergie

**m<sup>3</sup>** : mètre cube

**EIF** : Energy Information Administration (l'administration de l'information sur l'énergie des États-Unis)

**3D** : Trois (3) dimensions

**ℰ** : Contrainte de cisaillement

**σ** : Contrainte Totale

**σ<sub>1</sub>** : Contrainte maximale principale

**σ<sub>2</sub>** : Contrainte moyenne principale

**σ<sub>3</sub>** : Contrainte minimale principale

**H** : est la profondeur du point considéré ;

**ρ(z)** : est la densité de la masse de roches en fonction de la profondeur et

**g** : est l'accélération de la gravité ;

**E** : Élasticité

**σ<sub>eq</sub>** : Plasticité

**σ̄** : est la contrainte moyenne.

**E** : Le module de Young ;

**ν** : Le coefficient de poisson ;

**G** : Le module de cisaillement

**ε** : est l'allongement relatif, ou déformation (adimensionnel) ( $\epsilon = \ell - \ell_0 / \ell_0$ ).

**ε<sub>t</sub>** : est la déformation transversale ;

**ε<sub>l</sub>** : est la déformation longitudinale

**γ** : Déformation angulaire.

**P<sub>p</sub>** : Pression des pores

**P<sub>w</sub>** : Pression dans le puits

**P<sub>0</sub>** : est la pression atmosphérique ;

$\rho$  : est la masse volumique du fluide ;  
 $g$  : est l'accélération due à la gravité  
 $h$  : est la profondeur  
 $P_c$  : Pression de confinement  
 $C_{fa}$ : conductivité adimensionnelle  
 $k_f$  : perméabilité de la fracture ;  
 $w$  : ouverture (épaisseur) de la fracture ;  
 $x_f$ : demi-longueur de la fracture ;  
 $k$  : perméabilité de la formation.  
 $P_b$  : pression de rupture (breakdown pressure) ;  
 $S_h$  : contrainte horizontale minimale ;  
 $S_H$  : contrainte horizontale maximale ;  
 $P_0$  : pression interstitielle (ou pression de pore) de la formation ; et  
 $T_0$  : résistance à la traction de la roche.  
 $G_F$  : gradient de fracturation (en psi/ft ou MPa/m) ;  
 $P_f$ : pression de fracturation ; et  
 $H$  : profondeur à laquelle la fracture se forme.  
 $HCl$  : Acide chlorhydrique  
 $CaCl_2$  : Chlorure de calcium  
 $CO_2$  : Dioxyde de carbone  
 $HF$  : Acide fluorhydrique  
 $psi$  : pression (pounds per square inch)  
 $ft$  : distance verticale (foot)  
 $psi/ft$  : variation de pression verticale par unité de profondeur  
 $HCOOH$  : acide méthanoïque  
 $(Ca Mg(CO_3)_2)$  : Dolomite  
 $MgCl_2$ : chlorure de magnésium  
 $CaF_2$ : fluorure de calcium  
 $SiO_4$ : silicate  
 $SiF_4$  : Tétrafluorure de silicium  
 $H_3AlF_6$  : Acide hexafluoroaluminique  
 $LN$  : Lumière naturelle  
 $IP$  : Interactive Petrophysics  
 $Sw$  : saturation en eau  
 $DST$  : Drill Stem Test  
 $VDL$  : débit (volume) de liquide  
 $MGN$  : référentiel de coordonnées  
 $CBL$  : Cement Bond Log  
 $IRDV$  : Intégrité des Réservoirs de Dérivation de Volumes

**Rhoz (ou  $\rho_x$ )** : Densité (Density Log)

**Nphi** : Porosité neutronique (Neutron Porosity)

**Dt** : Temps de transit des ondes acoustiques (Acoustic Transit Time)

**Rt** : Résistivité (Resistivity Log)

**GR** : Gamma Ray (Rayonnement Gamma)

**$\Omega.m$**  : Résistivité

**$S_o$**  : saturation en huile (oil saturation)

**$S_g$**  : saturation en gaz (gas saturation)

**MDT** : Modular Formation Dynamics Tester

**MEM** : Modèle Géomécanique

**EOR** : la récupération assistée du pétrole

**SDT** : Solides Dissous Totaux

**CAG** : le charbon actif granulaire

**FBA** : Filtration Biologiquement Active

**MEST** : matières en suspension totales

**COT** : carbone organique total

**SDT** : solides dissous totaux

***Introduction générale :***

L'optimisation des méthodes de stimulation des forages pétroliers dans les régions d'Oued M'ya et d'Illizi, représente un enjeu stratégique majeur pour l'industrie pétrolière nationale. Ces bassins, caractérisés par des formations géologiques complexes, et des réservoirs compacts, nécessitent une approche intégrée alliant études minéralogique et géomécanique, et des opérations de fracturation hydraulique.

Dans le cadre de ce projet de fin d'étude, nous nous basons sur l'analyse minéralogique des formations objet d'étude pour le choix de la méthode de stimulation, afin d'identifier les minéraux réactifs susceptibles d'interagir avec les fluides de stimulation, influençant ainsi la porosité et la perméabilité des réservoirs.

Parallèlement à l'étude minéralogique, l'étude géomécanique, en particulier « la modélisation du modèle géomécanique », semble être la mieux adaptée pour : déterminer les zones favorables à la fracturation ; identifier la meilleure méthode de fracturation ; et optimiser la propagation des fractures.

Pour pouvoir atteindre les objectifs de l'étude, cette dernière sera divisée en deux parties distinctes : une première partie théorique qui portera sur : les notions de réservoirs conventionnels et non conventionnels, la géomécanique des réservoirs, la fracturation hydraulique, et l'action des acides sur les différents réservoirs.

La deuxième partie dédiée à l'étude de cas, sera organisée comme suit : un premier chapitre dans lequel on va présenter la région d'étude, le deuxième sera dédié à l'étude des puits, un troisième chapitre portera sur l'apport minéralogie des puits, un quatrième chapitre parlera sur la géomécanique et la fracturation hydraulique des puits, le chapitre suivant sera le dernier, il sera consacré sur l'aspect environnemental.

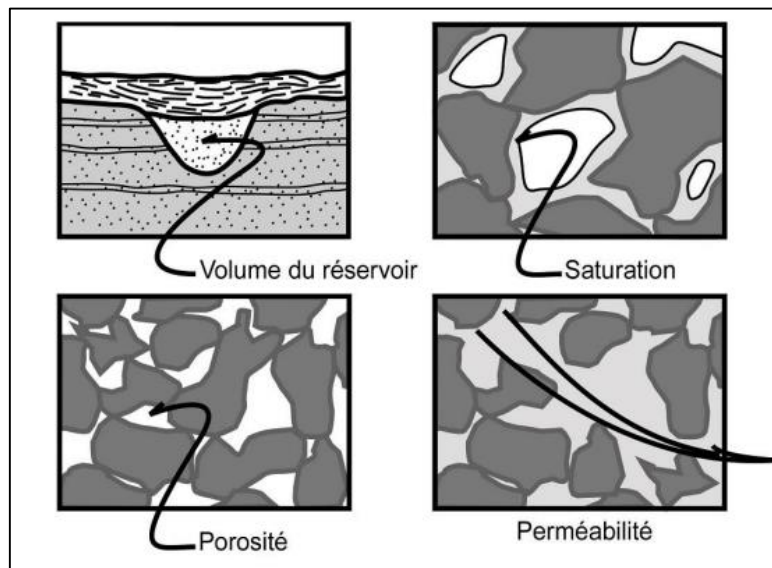
# *Partie théorique*

## *Chapitre 1 :*

### *Notions sur les réservoirs*

## 1 Introduction

Un réservoir pétrolier est une accumulation souterraine d'hydrocarbures piégée dans des formations rocheuses poreuses et perméables, jouant un rôle essentiel dans l'industrie pétrolière et gazière. Le pétrole se forme à partir de matière organique enfouie et transformée en hydrocarbures au sein de bassins sédimentaires. Il migre ensuite jusqu'à être bloqué par un piège géologique constitué d'une roche réservoir poreuse surmontée d'une roche de couverture imperméable. La composition du pétrole varie, incluant des hydrocarbures et des composés plus complexes, affectant sa consistance. L'ingénierie des réservoirs, combinant la géologie, la dynamique des fluides et la modélisation, est cruciale pour optimiser la récupération des hydrocarbures tout au long de la vie d'un champ pétrolier.



**Figure 1.** Caractéristiques d'un réservoir (AKKOUICHE.L ; ALLEL.R, 2023).

## 2 Notions de Réservoir Conventionnel et Non-Conventionnel

En géologie pétrolière, la distinction entre réservoirs conventionnels et non conventionnels est cruciale pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures (Figure2). Les hydrocarbures conventionnels, tels que le pétrole et le gaz naturel, se trouvent dans des réservoirs avec une perméabilité élevée, tandis que les hydrocarbures non conventionnels nécessitent des techniques d'extraction complémentaires en raison de la faible perméabilité des roches réservoirs.

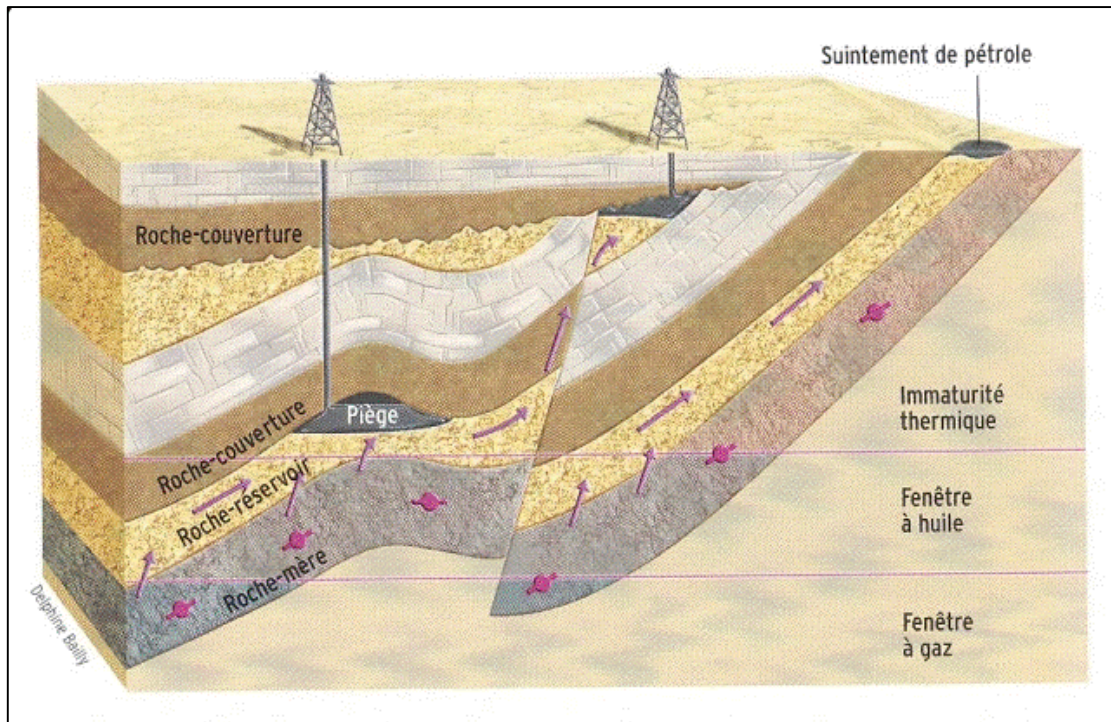
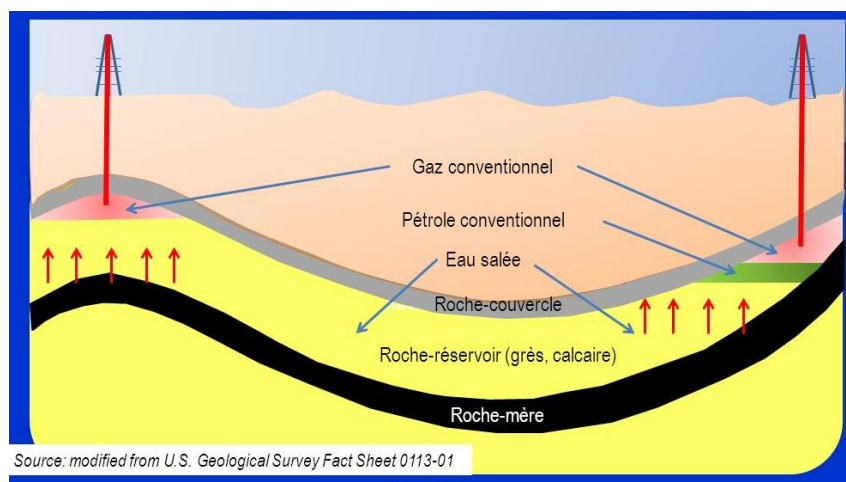


Figure 2. Les différents réservoirs d'hydrocarbures (AKKOUCHE.L ; ALLEL.R, 2023).

## 2.1 Réservoirs Conventionnels

Les réservoirs conventionnels sont le type le plus répandu, typiquement localisés dans des formations de grès, de calcaire ou de dolomie. Dans ces réservoirs, le pétrole et le gaz migrent de la roche-mère vers une roche réservoir poreuse et perméable, où ils sont piégés par une roche de couverture ou un joint. (Figure3)



Source: modified from U.S. Geological Survey Fact Sheet 0113-01

Figure 3. Réservoirs conventionnels (US Geological Survey, 2016).

La porosité interconnectée de ces roches permet aux hydrocarbures de s'écouler librement vers le puits de forage, facilitant ainsi leur extraction par des méthodes traditionnelles. Les réservoirs conventionnels se trouvent souvent dans des structures géologiques telles que



- **Gaz de réservoir compact (*tight gas*)** : Gaz ayant migré vers des roches réservoirs à faible perméabilité ;
  - **Hydrates de méthane** : Méthane piégé sous forme solide dans des conditions spécifiques, souvent dans des zones arctiques.

### 2.3 Types de pièges pétroliers

Les pièges ou réservoirs peuvent être classés en différents types en fonction de leurs caractéristiques géologiques :

- **Pièges structurels** : Formés par le plissement et la formation de failles de couches rocheuses. Le pétrole et le gaz sont piégés dans les plis et les failles des roches. Les exemples incluent les anticlinaux et les synclinaux ;
- **Pièges stratigraphiques** : Formés par la variation des propriétés des roches, généralement dans les roches sédimentaires où les couches ont une porosité et une perméabilité différentes ; et
- **Pièges combinés** : Formés par la combinaison de caractéristiques structurelles et stratigraphiques, ils sont le type de réservoir le plus courant et se trouvent dans différents contextes géologiques.

## 3 Les Réservoirs Compacts (*Tight reservoirs*)

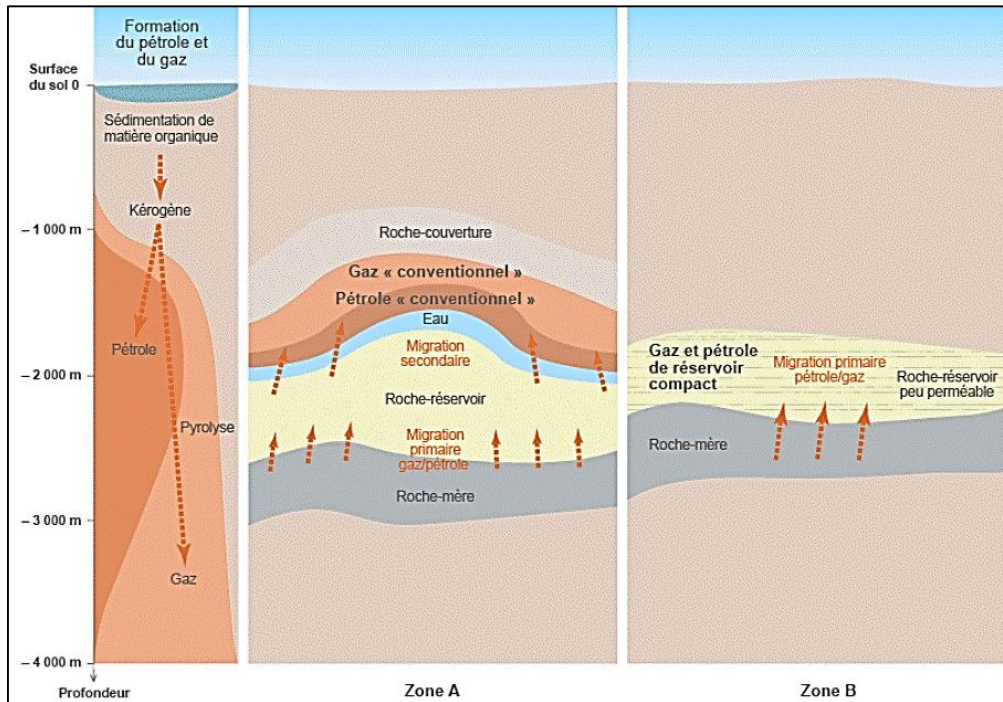
### 3.1 Introduction

Les réservoirs compacts, également connus sous le terme anglais « *tight reservoirs* », constituent une catégorie importante de gisements non conventionnels d'hydrocarbures. Ces formations recèlent une part considérable des réserves mondiales de gaz et de pétrole, offrant un potentiel comparable à celui des ressources conventionnelles. Étant donné que la majorité de ces gisements sont constitués de grès, ils sont parfois désignés sous le nom de « *tight gas sands* » ou grès compacts.

### 3.2 Définition

Le gaz et le pétrole de réservoir compact, désignés respectivement par les termes anglais « *tight gas* » et « *tight oil* », sont des hydrocarbures piégés dans des formations rocheuses présentant une très faible porosité et perméabilité. Bien que ces formations soient géologiquement similaires à celles des gisements pétroliers traditionnels, l'extraction de ces hydrocarbures s'avère complexe en raison de la difficulté à les faire circuler. Il est important de noter que, contrairement aux hydrocarbures de schiste, le gaz et le pétrole de réservoir compact

ont migré depuis leur roche-mère (Figure 5). Le périmètre circonscrit par la notion de « *tight* » reste toutefois flou. Les valeurs limitent de porosité et de perméabilité qui fixe le caractère non conventionnel évolue avec les progrès de la technique et en fait ces réserves finiront en partie par être comptabilisées en réserves conventionnelles. La distinction entre *tight* et conventionnel n'est donc pas figée.



**Figure 5.** Étapes de migration des hydrocarbures dans les différents réservoirs (World Energy Outlook on Golden Age of Gas de l'AIE, novembre 2012).

Nécessitant le recours à des techniques spécifiques pour les produire, les hydrocarbures issus de réservoirs compacts sont classés comme « *non conventionnels* ». Cette catégorie englobe également d'autres ressources telles que le gaz et le pétrole de schiste « *shale gas* et *shale oil* », le gaz de houille « *coalbed méthane* ou *CBM* », les schistes bitumineux « *oil shales* », les sables bitumineux « *tar sands* ou *oil sands* » et les hydrates de méthane « *natural gas hydrates* ».

### 3.3 Aspect minéralogique des réservoirs compacts (Tight reservoirs)

Les réservoirs compacts, tels que les grès et les calcaires, présentent une minéralogie caractéristique qui influence leurs propriétés pétrophysiques.

#### a. Composition minéralogique

Les réservoirs gréseux compacts sont principalement constitués de quartz ( $SiO_2$ ), représentant souvent 80 à 95% de leur composition.

D'autres minéraux peuvent inclure des feldspaths ((Ba, Ca, Na, K, NH<sub>4</sub>) (Al, B, Si)<sub>408</sub>) et des argiles, bien que leur proportion soit généralement faible par rapport au quartz.

### b. Caractéristiques des calcaires

Les calcaires ( $CaCO_3$ ) présents dans ces réservoirs peuvent varier en termes de porosité et de perméabilité, influencés par leur formation géologique et les processus diagénétiques subis.

### c. Impact de la compaction sur la minéralogie

La compaction des roches réservoirs a des effets significatifs sur leur structure minéralogique et leurs propriétés physiques :

- **Diminution de la porosité** : La compaction entraîne une réduction du volume des pores, ce qui peut faire chuter la porosité à moins de 1% dans les réservoirs compacts.
- **Modification de la perméabilité** : La recristallisation et la cimentation par le quartz lors de la compaction réduisent la connectivité des pores, entraînant une baisse marquée de la perméabilité. Des études montrent que la perméabilité peut devenir anisotrope, avec des différences notables entre les directions horizontale et verticale.

### d. Cimentation par le quartz et diagenèse des argiles

La cimentation par le quartz ( $SiO_2$ ) est un processus important dans la diagenèse des réservoirs compacts :

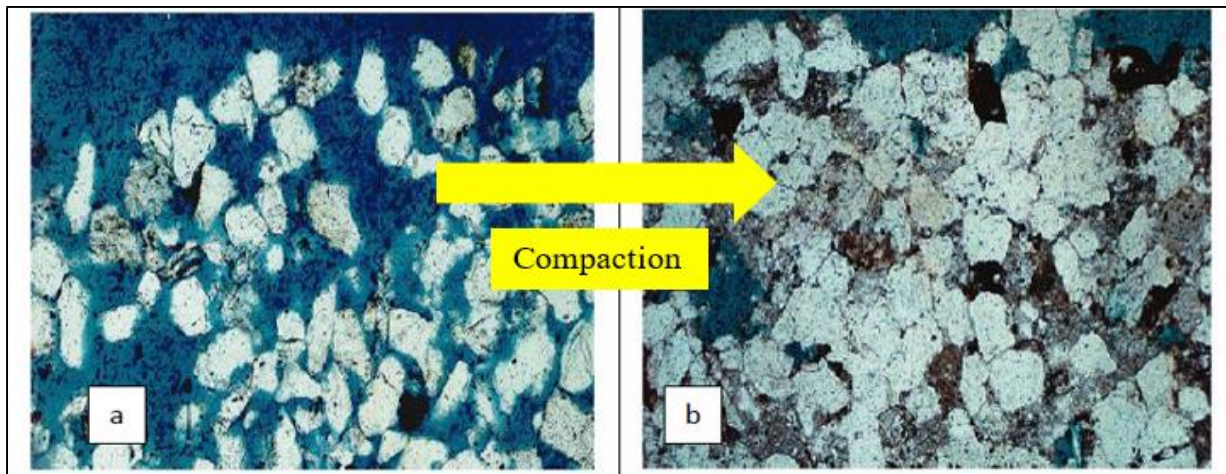
- **Rôle du quartz** : La cimentation siliceuse contribue à la solidité des grès ( $SiO_2$ ), mais peut également restreindre la porosité en remplissant les pores.
- **Diagenèse des argiles** : Les argiles subissent également une transformation durant la diagenèse, influençant les propriétés hydromécaniques du réservoir.

## 3.4 Formation des hydrocarbures de réservoir compact

La formation des hydrocarbures de réservoir compact suit le processus général de transformation d'une « *roche-mère riche en matière organique* », par l'augmentation de la température et de la pression lors de l'enfouissement au cours des temps géologiques. Les hydrocarbures ainsi formés migrent ensuite hors de la roche-mère. Contrairement aux réservoirs conventionnels où les hydrocarbures migrent vers une « *roche poreuse et perméable* » où ils sont piégés, les hydrocarbures de réservoir compact se trouvent dans des couches de roches réservoirs très peu poreuses et très peu perméables.

### a. Porosité ( $\emptyset$ )

La porosité d'une roche est définie comme le rapport entre le volume des vides présents dans celle-ci et son volume total, exprimé en pourcentage (Figure6). Dans le cas des réservoirs compacts, la porosité est généralement inférieure à 10%, tandis que celle des réservoirs conventionnels dépasse souvent 10 %.

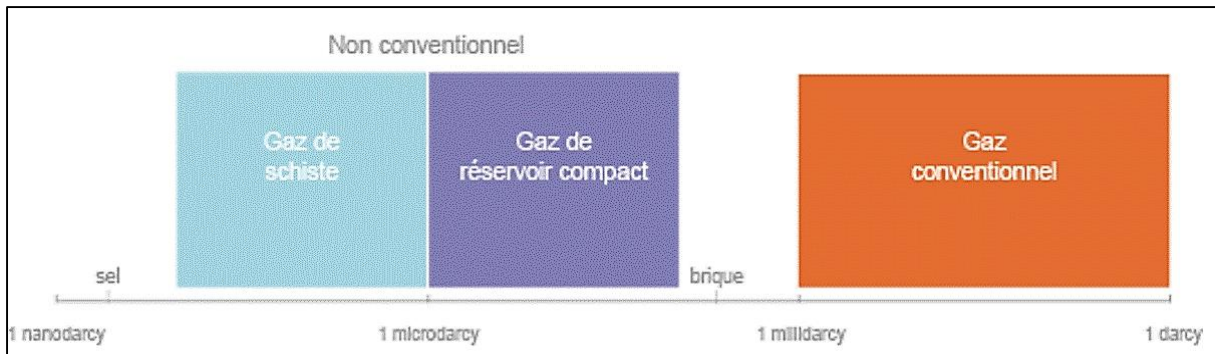


**Figure 6.** Sections de réservoirs gréseux. (a) réservoir gréseux conventionnel ; (b) réservoir gréseux compact (G.C.NAIK, 2010).

Au fil du temps géologique, les roches du sous-sol subissent un processus de compaction en raison de l'accumulation de nouvelles couches sédimentaires qui les recouvrent, ce qui entraîne une diminution progressive du volume des pores à mesure qu'elles s'enfoncent.

### ***b. Perméabilité***

La perméabilité est un autre paramètre crucial pour évaluer un réservoir géologique, car elle mesure la résistance du milieu à l'écoulement des hydrocarbures, exprimée en « Darcy » (Figure7). La compaction des roches s'accompagne souvent d'une recristallisation qui réduit considérablement la connectivité des pores, entraînant ainsi une faible perméabilité. Les réservoirs compacts affichent des perméabilités inférieures au « *milli darcy* », ce qui rend leur extraction classique d'hydrocarbures difficile. En revanche, la perméabilité des gisements conventionnels est généralement bien supérieure au milli darcy, bien qu'elle puisse varier.

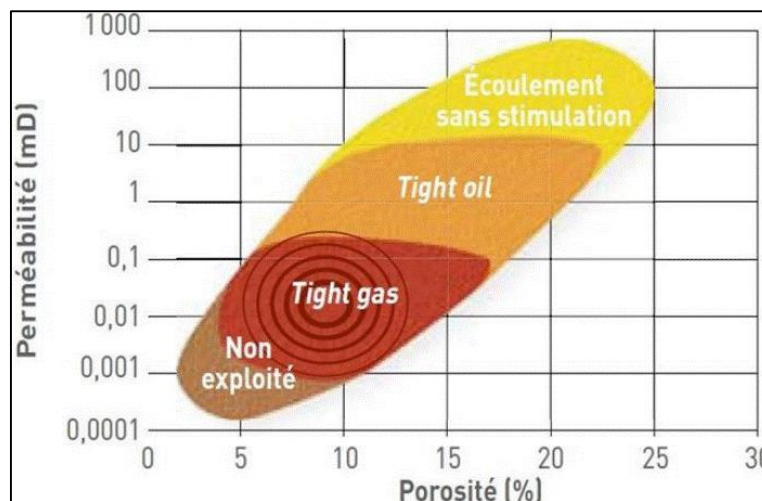


**Figure 7.** Variation de la perméabilité selon la nature de la roche (connaissancesdesenergies.org, 2024).

**c. Relation entre porosité et perméabilité**

La porosité et la perméabilité sont deux paramètres essentiels pour caractériser les réservoirs. Il est possible qu'une roche présente une bonne porosité tout en ayant des pores isolés les uns des autres, ce qui entrave la circulation des fluides (comme c'est le cas pour la pierre ponce volcanique ou certains grès partiellement cimentés).

Dans le contexte des « *Tight Gas Reservoirs* », les roches se distinguent par leur faible porosité et leur faible perméabilité. Même les gaz, qui ont une viscosité relativement faible, rencontrent des difficultés à s'y déplacer. Pour exploiter ces gisements, il est donc nécessaire de créer des zones de perméabilité accrue, telles que des fractures ou des puits, afin de permettre aux hydrocarbures de circuler plus librement. (Figure8)



**Figure 8.** Enveloppe de conception de la fracturation basée sur la perméabilité des carottes (Chabbi. O ; et al, 2023).

### 3.5 Les gisements

#### 3.5.1 Gaz des Tight reservoirs

Les réserves « conventionnelles » de gaz techniquement recouvrables dans le monde sont estimées par « l'AIE » à l'équivalent de 130 ans de consommation mondiale au rythme actuel (environ 190 000 milliards de réserves prouvées et 230 000 milliards de m<sup>3</sup> de réserves non prouvées ou possibles). (Figure9)

Dans le monde, l'AIE évalué le volume des réserves techniquement recouvrables de gaz de réservoir compact à 76 000 milliards de m<sup>3</sup> de gaz, soit l'équivalent de 23 ans de consommation gazière mondiale.

Les autres réserves « non conventionnelles » techniquement recouvrables sont estimées à 208 000 milliards de m<sup>3</sup> de gaz de schiste et 47 000 milliards de m<sup>3</sup> de gaz de charbon.

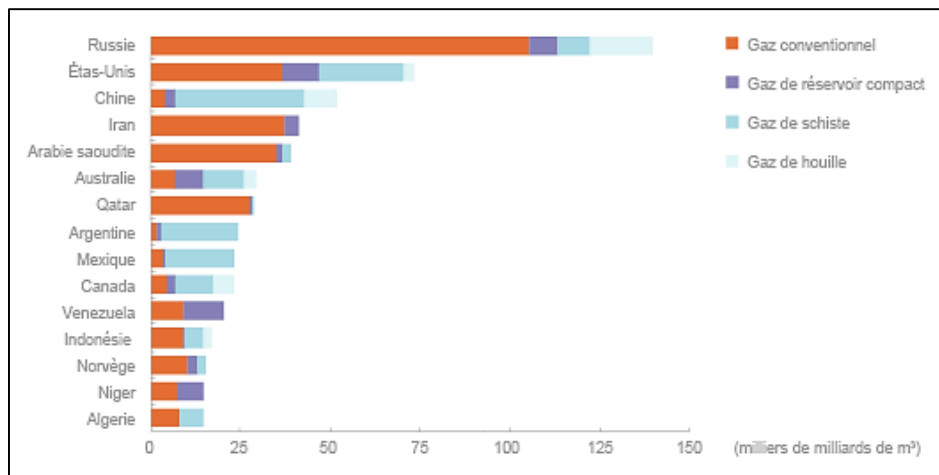


Figure 9. Réserves de gaz techniquement recouvrables dans les 15 premiers pays en disposant, à fin 2011 (DR, d'après AIE, 2011).

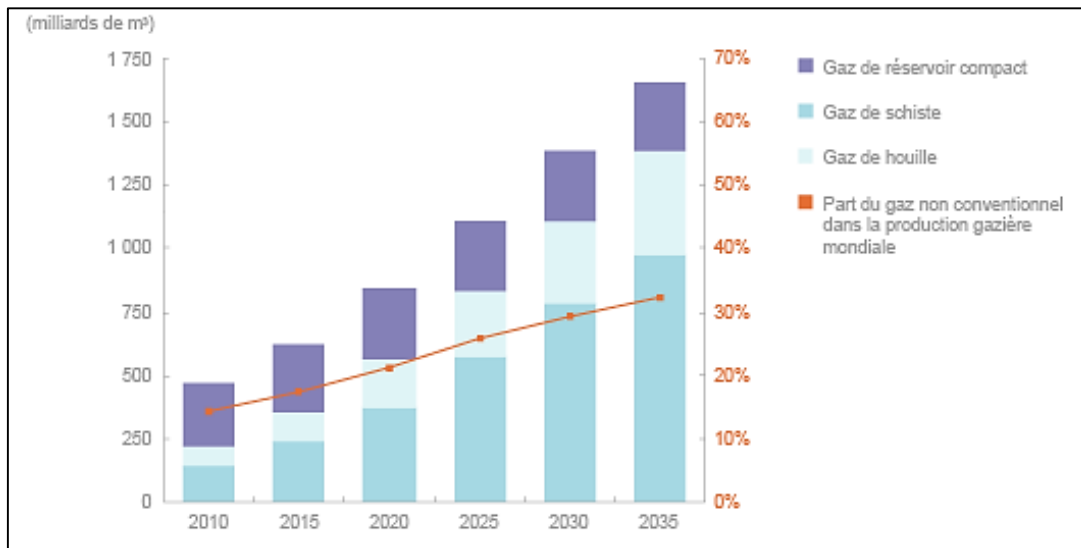
#### 3.5.2 Pétrole des Tight réservoirs

Peu de données fiables sont disponibles à ce jour. Aux États-Unis, pays le plus avancé dans l'exploitation, la production de pétrole de réservoir compact (*tight oil*) constituerait aujourd'hui près de 11% de la production américaine de pétrole selon « l'EIA » (*US Energy Information Administration*).

Les principaux gisements de pétrole de réservoir compact identifiés sont situés aux :

- États-Unis (formations de Bakken dans le Dakota du Nord, Niobrara dans les Rocheuses, Barnett et Eagle Ford dans le Texas) ;
- Australie (Cooper Peby) ;
- Russie (Bazhenov, Achimov) ;

- Mexique (Chicontepec) ;
- Golfe Persique et en Syrie (R'Mah).



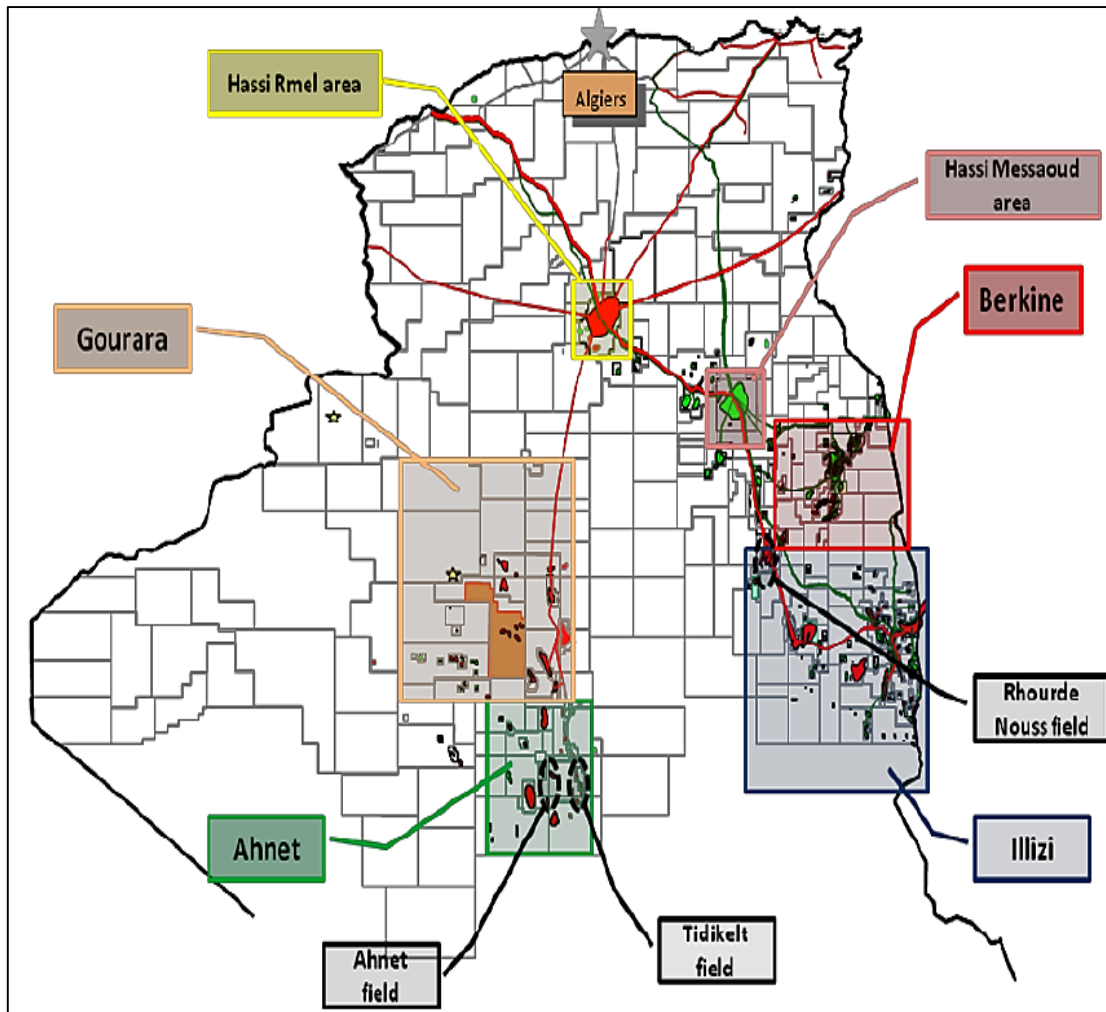
**Figure 10.** Évolution de la production mondiale de gaz dit « non conventionnel » (DR, d'après AIE, 2011).

À l'horizon 2020, l'AIE prévoit que la production mondiale de gaz de réservoir compact atteindra entre 200 et 280 milliards de m<sup>3</sup> par an, soit l'équivalent de près d'un mois de consommation de gaz dans le monde au rythme actuel.

### 3.6 Les réservoirs compacts en Algérie (Tight reservoirs)

En Algérie, les réservoirs compacts, représentent une source d'hydrocarbures non conventionnelle d'importance croissante. Localisés principalement dans les bassins sahariens, ces réservoirs se distinguent par leur faible porosité (souvent inférieure à 1%) et une perméabilité extrêmement faible, mesurée en micro ou nano darcy. Cette particularité exige l'emploi de techniques spécifiques telles que la fracturation hydraulique pour permettre l'extraction des hydrocarbures. (Figure11)

D'un point de vue chrono stratigraphique, ces réservoirs sont attribués à l'intervalle du « Cambrien et de l'Ordovicien ». Plus précisément, le Sahara algérien renferme des réservoirs compacts d'âge « Ordovicien » connus sous le nom de « Quartzite de Hamra ». On les exploite dans les champs périphériques du grand gisement de « Hassi Messaoud », notamment à « Hassi Terfa », « Hassi Dazaba » et « Hassi Guettar ». Le bassin de « Berkine sud », situé au Sud-est de Hassi Messaoud, en est constitué d'un nombre assez important.



**Figure 11.** Les Bassins à « Tight » et « Shale Gas » en Algérie (LASBEUR.N, 2014).

Le Quartzite de Hamra, composé de quartzites à rares intercalations d'argiles azoïques, représente l'un des plus importants réservoirs pétroliers dans « *Les bassins paléozoïques algériens* ». Cette formation, caractérisée par un faciès homogène et une grande extension régionale, s'est déposée à « L'Arénig » dans un environnement marin peu profond à fluvial. Son épaisseur varie entre quelques mètres et 500 mètres, avec une épaisseur moyenne de 90 mètres dans « Le Môle d'Amguid-Messaoud ». Ces réservoirs, constitués essentiellement de grès massifs, nécessitent des approches d'exploitation spécifiques pour surmonter les défis posés par leurs faibles porosités et perméabilités.

### 3.7 Conclusion sur les réservoirs compacts (Tight reservoirs)

Les tight reservoirs, ou réservoirs étanches, se caractérisent par une faible porosité et une perméabilité très réduite, généralement inférieure à  $0,1 \text{ mD}$ , ce qui rend leur exploitation particulièrement complexe. Ces réservoirs nécessitent des techniques avancées pour atteindre des débits économiques, notamment la fracturation hydraulique, essentielle pour stimuler la

production en créant des canaux à haute conductivité. L'utilisation de puits horizontaux avec fracturation « multi-étagée » permet d'augmenter le volume de drainage et d'améliorer la productivité. Cependant, les facteurs de récupération restent faibles, entre 7 et 20 %, en raison de la difficulté à mobiliser les hydrocarbures dans ces formations. Les Tight reservoirs peuvent être composés de grès, de calcaire, de dolomite ou d'autres roches compactes, et leur faible perméabilité est souvent due à des processus géologiques complexes tels que la diagenèse. La pression capillaire joue également un rôle crucial dans ces réservoirs, influençant l'écoulement des fluides.

#### 4 Conclusion

Les réservoirs d'hydrocarbures, qu'ils soient conventionnels ou non conventionnels, partagent une origine commune : la transformation de matière organique en hydrocarbures sous l'effet de la température et de la pression. Dans les « *réservoirs conventionnels* », ces hydrocarbures migrent vers une roche poreuse et perméable où ils s'accumulent, formant des gisements concentrés et relativement faciles à exploiter. À l'inverse, les « *réservoirs non conventionnels* » se caractérisent par des hydrocarbures piégés dans des roches à faible porosité et perméabilité, ou par des hydrocarbures dont la viscosité rend l'extraction difficile. Les hydrocarbures non conventionnels nécessitent des techniques d'extraction plus complexes et coûteuses, comme la fracturation hydraulique et le forage horizontal. Bien que plus difficiles à exploiter, les réservoirs non conventionnels représentent des ressources considérables et sont souvent plus largement distribués que les gisements conventionnels.

*Chapitre 2 :*  
*La géomécanique des*  
*réservoirs*

## 1 Introduction

En ingénierie des réservoirs pétroliers et gaziers, la compréhension des propriétés physiques et du comportement mécanique des formations géologiques est essentielle pour optimiser la production. La géomécanique, qui étudie la manière dont les roches réagissent aux contraintes, aux pressions et aux déformations, est devenue une discipline clé dans ce domaine. En appliquant ses principes, les ingénieurs peuvent mieux appréhender les interactions entre les roches et les fluides sous différentes conditions de contrainte, ce qui permet d'améliorer à la fois la sécurité des opérations et l'efficacité des processus d'extraction. Cette approche facilite l'optimisation des stratégies de production en prévenant les risques d'effondrement ou de fuite, tout en augmentant les taux de récupération grâce à une meilleure exploitation des caractéristiques du réservoir. Ainsi, la géomécanique joue un rôle crucial dans la gestion durable et performante des ressources souterraines.

Cette discipline permet de comprendre comment les variations de pression et de température influencent la stabilité des formations géologiques, car les réservoirs d'hydrocarbures sont souvent situés dans des formations complexes où les interactions entre les fluides et les solides peuvent avoir des conséquences significatives sur la production.

L'approche combine modélisations numériques (comme les logiciels *TECHLOG*, *PLAXIS* ou des codes éléments finis) et études de terrain, avec des applications concrètes pour :

- La prédiction des déformations réservoir pendant l'exploitation ;
- L'évaluation du potentiel de réactivation des failles sous l'effet des injections de fluides ;
- La gestion des risques géomécaniques dans les projets de géothermie profonde et de stockage souterrain.

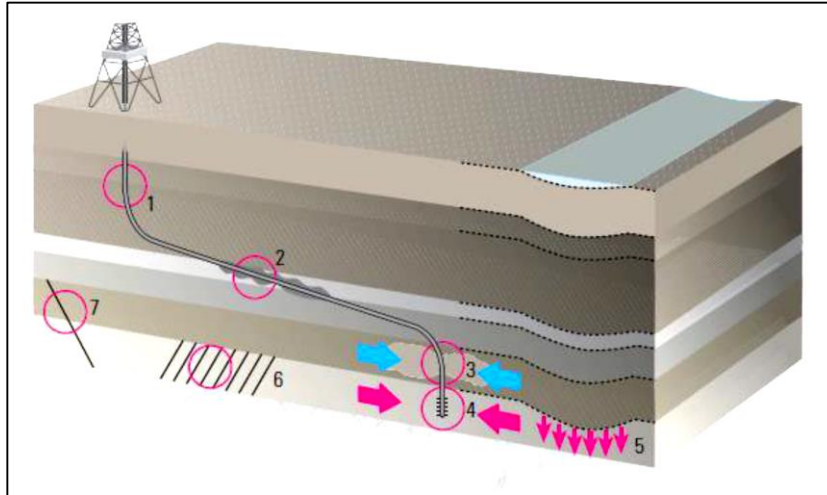
## 2 Définition

La géomécanique est une discipline scientifique qui étudie le « comportement mécanique des matériaux géologiques » en réponse à des forces externes. Elle est essentielle pour évaluer la stabilité des structures construites sur ou dans le sol, ainsi que pour comprendre les interactions entre les fluides et les solides dans les réservoirs d'hydrocarbures. (Figure12)

La géomécanique utilise des modèles mathématiques et numériques pour simuler ces comportements, permettant ainsi aux ingénieurs et aux géologues d'anticiper les problèmes potentiels liés à l'exploitation des ressources naturelles.

### 3 Les applications de la géomécanique

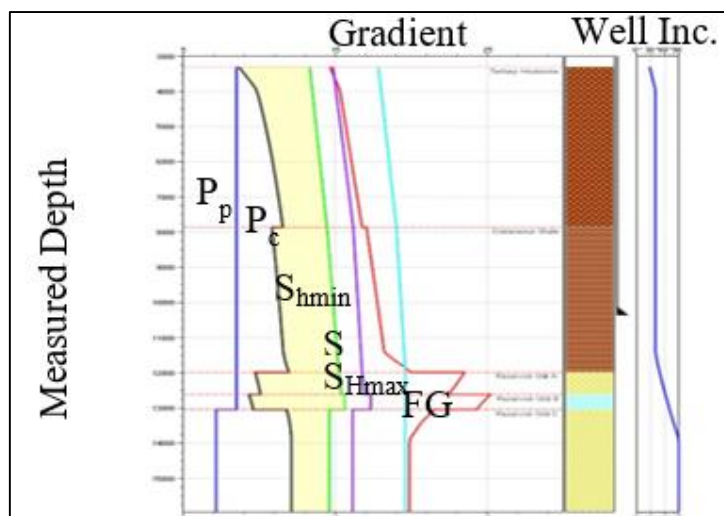
Dans l'industrie pétrolière et gazière, les principes géomécanique ont été appliqués à l'origine dans la fracturation hydraulique lorsque l'ingénieur de stimulation voulait connaître les pressions de puits de forage nécessaires pour fracturer la roche et l'étendue probable de la fracture induite.



- |  |   |
|--|---|
| 1. Les pressions de formation dans les argiles de couverture ; | 4. La production de sable ;   |
| 2. La stabilité des puits en cours de forage ;                 | 5. La compaction des réservoirs, et à l'affaissement associé de la couverture ; |
| 3. La fracturation hydraulique ;                               | 6. Des variations de perméabilité des fractures.                                |

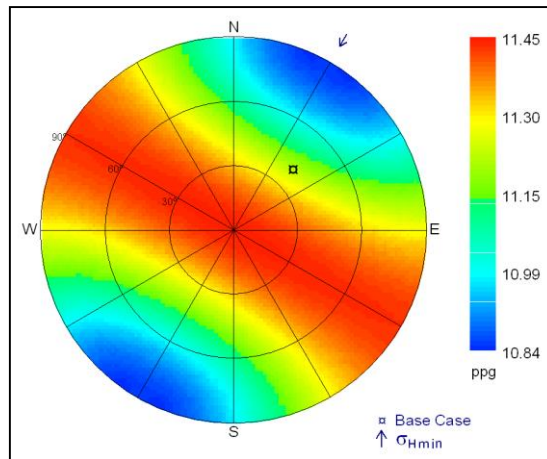
**Figure 12.** La géomécanique telle qu'appliquée à l'estimation (LADJADJ.A ; MEKHMOKHEN.N, 2019).

- a. Sélectionnez le poids et la composition chimique de la boue optimale pour un forage en toute sécurité ;



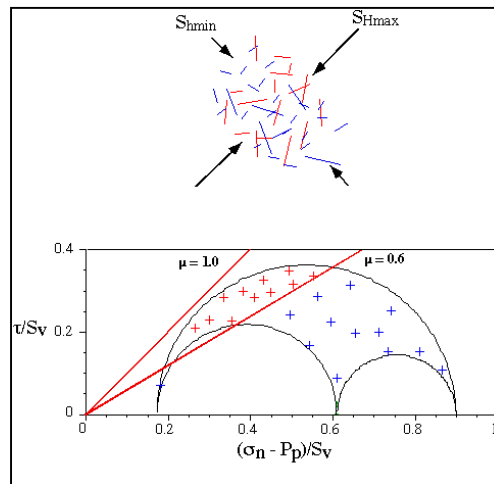
**Figure 13.** La composition chimique de la boue (MAHIOUT.N, 2018).

- b. Optimiser la trajectoire du puits ;



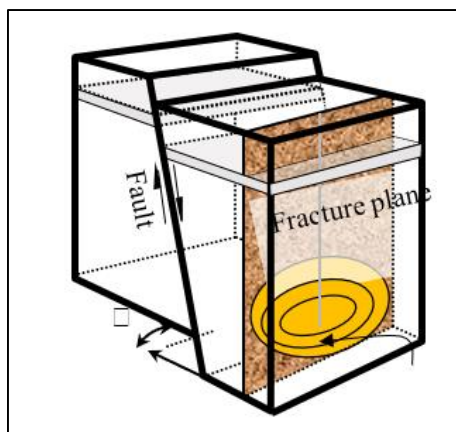
**Figure 14.** La trajectoire des puits (MAHIOUT.N, 2018).

- c. Maximiser la production à partir de fractures naturelles soumises à des contraintes critiques ;



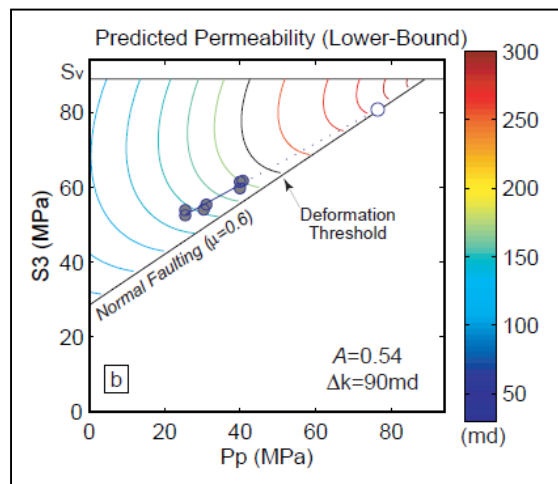
**Figure 15.** Figure qui montre les contraintes critiques (MAHIOUT.N, 2018).

- d. Concevoir et optimiser les opérations de fracturation hydraulique ;



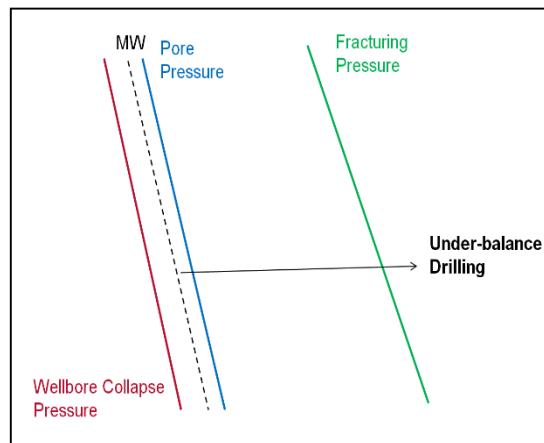
**Figure 16.** Opération d'une fracturation hydraulique (MAHIOUT.N, 2018).

e. Effet de l'épuisement du modèle sur la productivité et le compactage du réservoir ;



**Figure 17.** Un exemple d'un modèle de la productivité et le compactage du réservoir (MAHIOUT.N, 2018).

f. Faisabilité de forage sous-équilibrée.



**Figure 18.** Pressions dans le forage et concept de forage en sous-équilibre (MAHIOUT. N, 2018).

## 4 Importance dans le domaine des hydrocarbures

Dans le secteur des hydrocarbures, la géomécanique est essentielle pour plusieurs raisons :

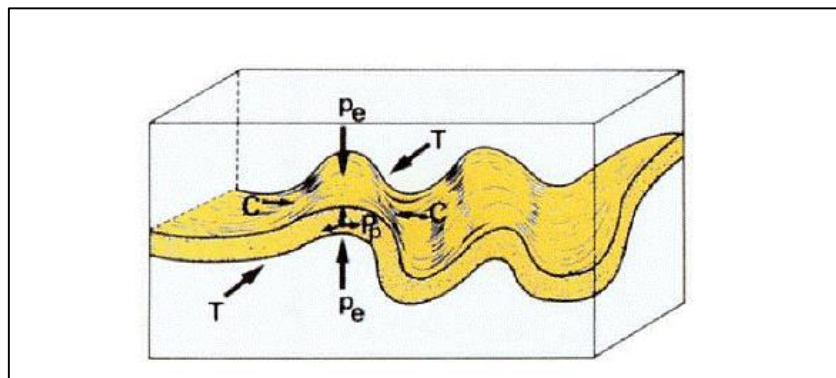
- **Génération d'hydrocarbures** : Les hydrocarbures se forment dans des roches-mères sous l'effet de la pression et de la température. La compréhension de ces processus est cruciale pour identifier les zones où les hydrocarbures peuvent être générés efficacement ;
- **Migration** : Une fois formés, les hydrocarbures migrent vers des réservoirs où ils peuvent s'accumuler. La géomécanique aide à modéliser cette migration en tenant compte des propriétés mécaniques et hydrauliques des roches ;

- **Piégeage** : Pour qu'un gisement d'hydrocarbures soit économiquement viable, il doit être piégé dans une formation rocheuse imperméable. La géomécanique permet d'analyser ces pièges géologiques et d'évaluer leur capacité à retenir les hydrocarbures ;
- **Stabilité des Ouvrages** : Lors de l'extraction d'hydrocarbures, il est essentiel d'assurer la stabilité des puits et des infrastructures associées. La géomécanique fournit les outils nécessaires pour évaluer et gérer les risques liés à l'affaissement ou à l'effondrement

## 5 Géomécanique des roches

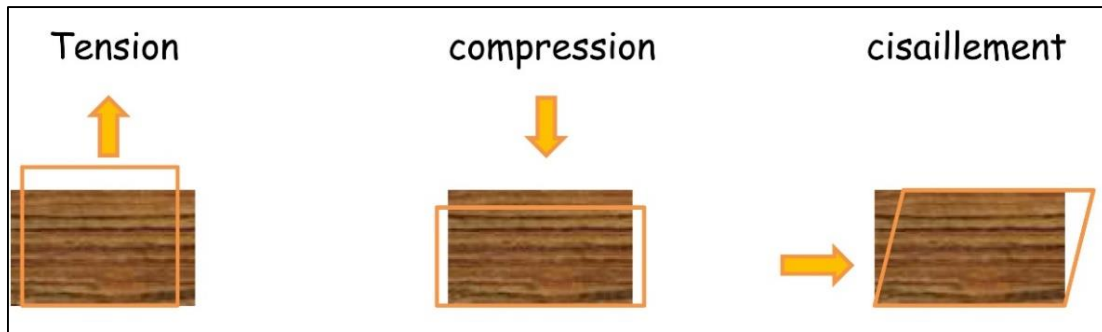
### 5.1 Les contraintes

La contrainte, représentée mathématiquement par un tenseur appelé « *tenseur des contraintes* », décrit l'état mécanique auquel sont soumises les formations géologiques. La détermination des contraintes principales, qui correspond à la diagonalisation de ce tenseur, permet d'identifier trois directions principales, toujours perpendiculaires entre elles, appelées axes principaux (Figure19). C'est ici qu'intervient le concept de contrainte tel que défini par « Bates & Jakson » en 1980 « *La force par unité de surface agissant sur toute surface dans un solide* ».



**Figure 19.** Forces de surface agissant sur un corps (LADJADJ.A ; MEKHMOUKHEN.N, 2019).

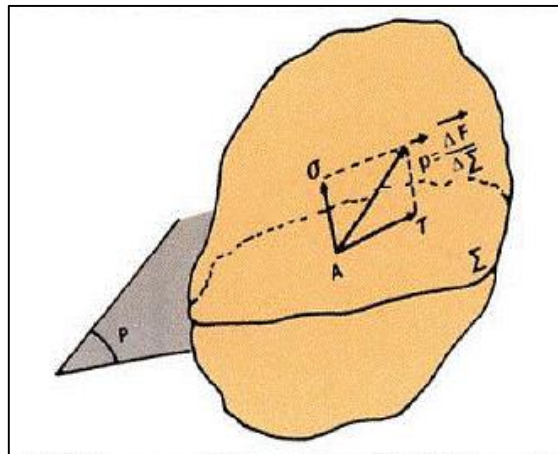
L'étude géomécanique débute généralement par la caractérisation de l'état de contrainte in situ, qui nécessite de connaître les amplitudes de ces contraintes ainsi que leur orientation. Dans la plupart des contextes, l'une des contraintes principales est verticale, ce qui permet de définir l'état de contrainte par trois valeurs d'amplitude et la direction d'une contrainte horizontale (Figure20). Ces contraintes combinées maintiennent les roches en état de compression, condition fondamentale pour comprendre leur comportement mécanique sous l'effet des activités d'ingénierie des réservoirs.



**Figure 20.** Les différentes contraintes subi par une roche (MOKHTARI .M ; TAHAR.L ; Et BOUABIDA.M, 2024).

### 5.1.1 Contrainte normale et contrainte de cisaillement

Considérons le point  $A$  comme faisant partie du corps d'une roche, et  $\mathcal{L}$  comme une petite surface plane définie par l'intersection avec le corps de la roche d'un plan  $P$  contenant le point  $A$ . Une pression  $\vec{p} = \frac{\Delta F}{\Delta \Sigma}$  agira sur la surface  $P$ , cette pression peut être divisée en deux composante :  $\sigma$  normale à  $\mathcal{L}$  appelée « *Contrainte normale* », et  $\tau$  qui est parallèle à  $\mathcal{L}$  est appelée « *Contrainte de cisaillement* ». (Figure21)



**Figure 21.** Décomposition de la contrainte en contrainte normale et contrainte de cisaillement (LADJADJ.A ; MEKHMOKHEN.N, 2019).

**Tableau 1.** La difference entre « La Contrainte Totale » et la « La Contrainte de cisaillement ».

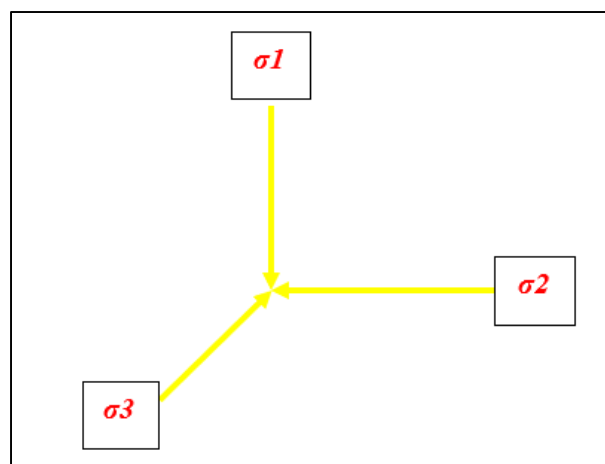
Caractéristique	Contrainte Totale ( $\sigma$ ) :	Contrainte Cisaillement ( $\sigma'$ ) :
Définition	Somme des forces appliquées	Force réelle supportée par le matériau
Formule	$\sigma = F/A$	$\sigma' = \sigma - u$
Influence des fluides	Ne prend pas en compte $u$	Intègre l'effet de la pression interstitielle
Application	Analyse initiale des charges	Évaluation de la stabilité et de la résistance

## 5.1.2 Les contraintes principales

Le régime de contrainte en un point donné peut être décrit par un tenseur comportant neuf composantes, dont seulement six sont indépendantes lorsque le corps est en équilibre. Sur chaque face d'un cube élémentaire, les contraintes peuvent être décomposées en trois composantes : une contrainte normale, perpendiculaire à la face, et deux contraintes de cisaillement, qui sont orthogonales entre elles. Cette représentation permet d'analyser précisément l'état de contrainte local, essentiel pour comprendre le comportement mécanique des roches sous différentes sollicitations. (Figure22)

En mécanique des roches, la contrainte normale agit « *perpendiculairement* » à une surface donnée, tandis que les contraintes de cisaillement agissent « *tangentiellement* », influençant la déformation et la rupture éventuelle du matériau. Cette décomposition est fondamentale pour modéliser et prévoir les réponses des roches aux charges, notamment dans le cadre des critères de rupture tels que celui de « *Mohr-Coulomb* », qui relie la résistance au cisaillement à la contrainte normale appliquée :

- **Contrainte maximale principale ( $\sigma_1$ )** : C'est la valeur la plus élevée des contraintes agissant sur un point donné dans un matériau. Elle est souvent associée à des conditions de compression.
- **Contrainte moyenne principale ( $\sigma_2$ )** : Cette contrainte représente une valeur intermédiaire entre la contrainte maximale et la contrainte minimale. Elle est souvent considérée comme une contrainte de cisaillement dans certaines analyses.
- **Contrainte minimale principale ( $\sigma_3$ )** : Il s'agit de la valeur la plus faible des contraintes agissant sur un point dans un matériau.



**Figure 22.** Les trois principales contraintes.

Ces contraintes sont ordonnées comme suit :  $\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$ .

Le concept de contraintes ( $\sigma$ ) est défini simplement comme étant le rapport de la force  $F$  à la surface de la section  $S$ .

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

La contrainte sera donc une Force par Unité de Surface.

### 5.1.3 Critères de rupture de Coulomb

Le critère de rupture de Coulomb n'est pas applicable lorsque les contraintes normales sont toutes égales et qu'il n'y a pas de contrainte de cisaillement (état de contrainte hydrostatique), mais il permet de prédire la rupture du matériau lorsque les contraintes principales sont différentes. En revanche, dès que les valeurs des contraintes diffèrent, des contraintes de cisaillement apparaissent.

Les contraintes de cisaillement maximales se situent sur un plan contenant la contrainte principale intermédiaire  $\sigma_2$ , formant un angle de  $45^\circ$  avec les contraintes principales  $\sigma_1$  et  $\sigma_3$ . Cependant, les plans de rupture réels forment généralement un angle  $\theta$  inférieur à  $45^\circ$ , proche de  $30^\circ$ , par rapport à l'axe de la contrainte principale.

Selon la théorie de Coulomb, ce phénomène s'explique par la notion de friction interne : lors de la rupture, la contrainte de cisaillement  $\tau$  sur un plan est liée à la contrainte normale  $\sigma$  par la relation :

$$|\tau| = S_0 + \mu\sigma$$

Où :

$S_0$  représente la cohésion du matériau, et  $\mu$  le coefficient de friction interne, lui-même relié à l'angle de friction  $\varphi$  par :

$$\mu = \tan \varphi$$

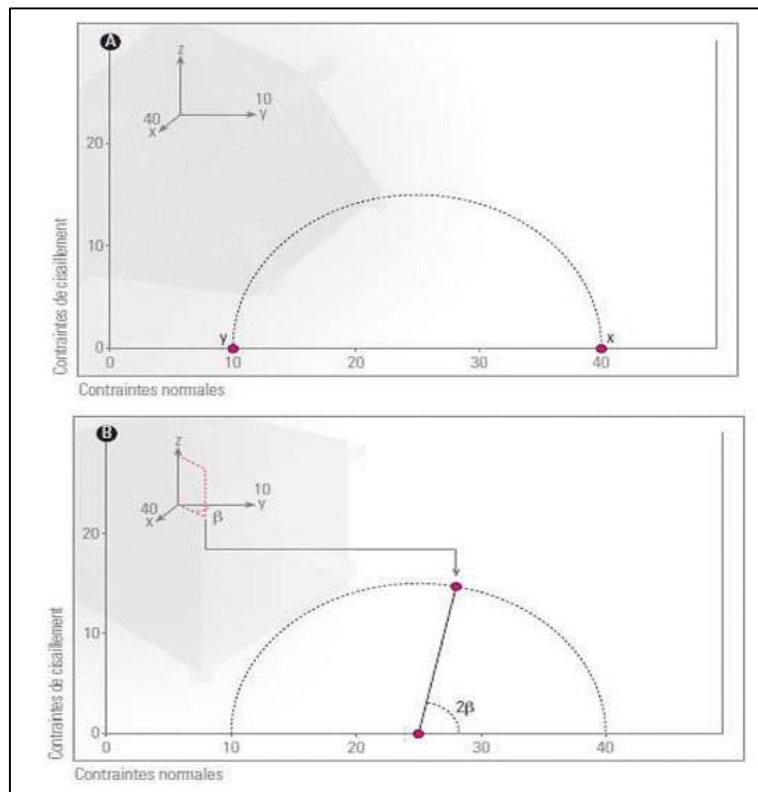
L'angle  $\theta$  des plans de rupture est quant à lui donné par la formule :

$$\theta = 45^\circ - (\varphi/2)$$

### 5.1.4 Cycle de Mohr

Le « cercle de Mohr » est un outil graphique qui permet d'analyser comment les contraintes normales et de cisaillement varient en fonction de l'orientation d'un plan donné (Figure 23). Cet instrument est particulièrement précieux en mécanique des roches, car

l'apparition de l'écoulement plastique ou la rupture, que ce soit dans une roche intacte ou fracturée, dépend directement de ces contraintes. Grâce au cercle de Mohr, les ingénieurs peuvent visualiser et prédire de manière précise le moment où une roche commencera à se déformer plastiquement ou à se fracturer, ainsi que l'orientation des plans susceptibles de céder. De plus, cet outil sert également à estimer les niveaux de contraintes à partir desquels une déformation supplémentaire peut se produire le long de fractures ou failles préexistantes.



**Figure 23.** Cercle de Mohr (source WEC 2007).

## 5.2 Loi de base :

Tout domaine de contrainte impose un domaine de déformation, cependant les déformations résultantes dépendent aussi de la nature et du comportement mécanique des milieux déformés. Ces comportements mécaniques sont définis par les lois constitutives qui décrivent ces rapports de déformations aux contraintes qui lui induisent. Parmi les comportements les plus communs des roches formant les réservoirs pétroliers, on cite :

- **Élasticité ( $E$ ) :** La théorie de l'élasticité étudie le comportement des matériaux qui se déforment de manière réversible lorsqu'ils sont soumis à des contraintes. Les matériaux élastiques reprennent leurs formes initiales une fois les forces appliquées supprimées. La loi de Hooke pour les matériaux élastiques est donnée par :

$$\sigma = E \cdot \varepsilon$$

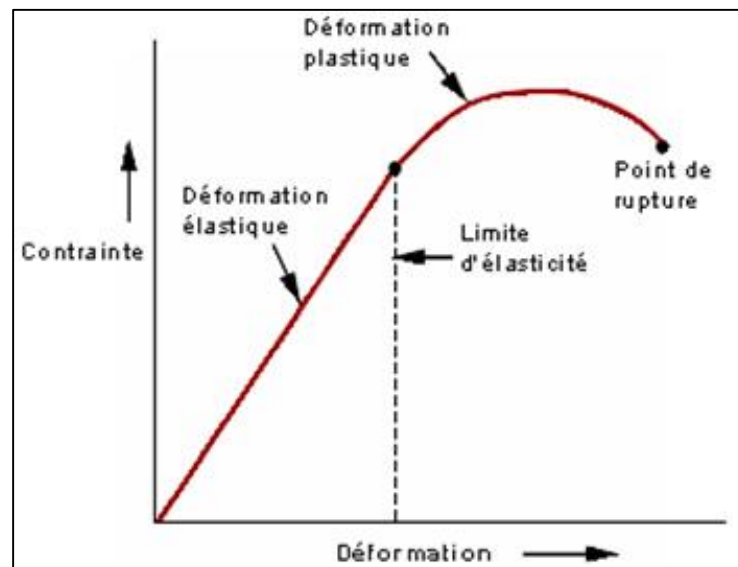
- **Plasticité ( $\sigma_{eq}$ )** : La théorie de la plasticité traite des matériaux qui subissent des déformations irréversibles lorsque les contraintes dépassent un certain seuil « *seuil de plasticité* ». Ces matériaux ne retournent pas à leur forme initiale après déformation.

On utilise le « *critère de von Mises* » :

$$\sigma_{eq} = \sqrt{\frac{1}{2} \sum_{i=1}^3 (\sigma_i - \sigma^-)^2}$$

$\sigma^-$  : est la contrainte moyenne.

- **Point de Rupture** : Le point de rupture est le moment où un matériau ne peut plus supporter les charges appliquées et se fracture (Figure24). Ce point est souvent associé à la limite d'élasticité ou à la contrainte ultime.



**Figure 24.** Courbe d'élasticité plasticité et point de rupture des roches (André Bourque, 2025).

### 5.3 Propriétés mécaniques des roches

Les roches se caractérisent principalement par plusieurs propriétés mécaniques essentielles, parmi lesquelles :

- Le module de Young ( $E$ ) ;
- Le coefficient de poisson ( $\nu$ ) ;
- Le module de cisaillement ( $G$ ).

#### a) Module de Young ( $E$ )

Le module de Young, noté ( $E$ ) est une constante qui relie la contrainte ( $\sigma$ ) à la déformation ( $\varepsilon$ ) d'un matériau élastique isotrope (Figure25). Il mesure la rigidité d'un matériau face à une déformation uni axiale. La relation entre la contrainte et la déformation est donnée par la loi de Hooke :

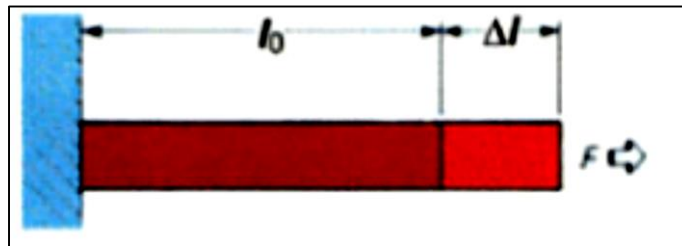
$$\sigma = E \cdot \varepsilon$$

Où :

$\sigma$  : est la contrainte (en unité de pression)

$E$  : est le module de Young (en unité de pression)

$\varepsilon$  : est l'allongement relatif, ou déformation (adimensionnel) ( $\varepsilon = \ell - \ell_0/\ell_0$ ).



**Figure 25.** Module de Young (MAHIOUT .N documents SONATRACH, 2018).

**Tableau 2.** Résultats d'analyse pétrographique du sondage « G-1 ».

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

### a) Coefficient de Poisson ( $\nu$ ) :

Le coefficient de Poisson, noté ( $\nu$ ), est une mesure du rapport entre la déformation transversale et la déformation longitudinale d'un matériau lorsqu'il est soumis à une contrainte (Figure26). Il décrit comment un matériau se déforme dans les directions perpendiculaires à la direction de la contrainte appliquée. Le coefficient de Poisson est défini par :

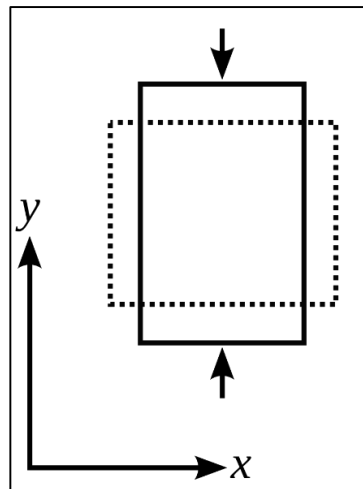
$$\nu = - \frac{\varepsilon_t}{\varepsilon_l}$$

Où :

$\nu$  : le coefficient de Poisson ;

$\varepsilon_t$  : est la déformation transversale ; et

$\varepsilon_l$  : est la déformation longitudinale.



**Figure 26.** Le coefficient de Poisson d'un matériau définit le rapport entre la déformation transversale (direction x) et la déformation axiale (direction y) (MAHIOUT .N documents SONATRACH, 2018).

**Tableau 3.** Valeurs du coefficient de poisson pour certaines roches (HILLS C. D. et al, 2000).

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

**b) Le module de cisaillement (G) :**

Le module de cisaillement mesure la résistance d'un matériau à la déformation sous contrainte de cisaillement (Figure27). Il est défini comme le rapport entre la contrainte de cisaillement et la déformation correspondante, selon la loi de Hooke qui est défini par :

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

Où :

**G** : module de cisaillement ;

**τ** : contrainte de cisaillement ;

**γ** : Déformation angulaire.

Ce module exprime la rigidité du matériau face aux forces tangentielles et s'exprime en pascals.

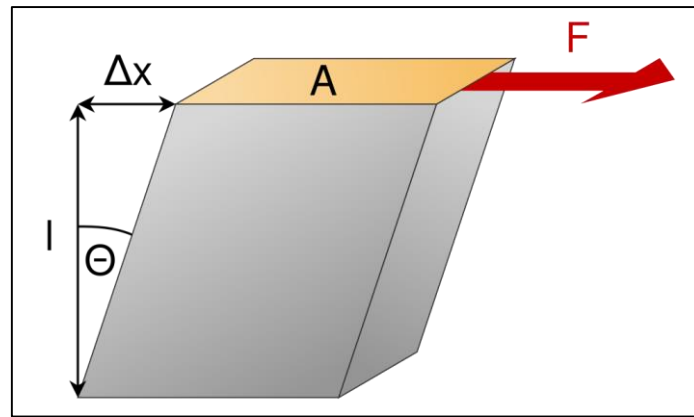


Figure 27. Le module de cisaillement (MAHIOUT .N documents SONATRACH, 2018).

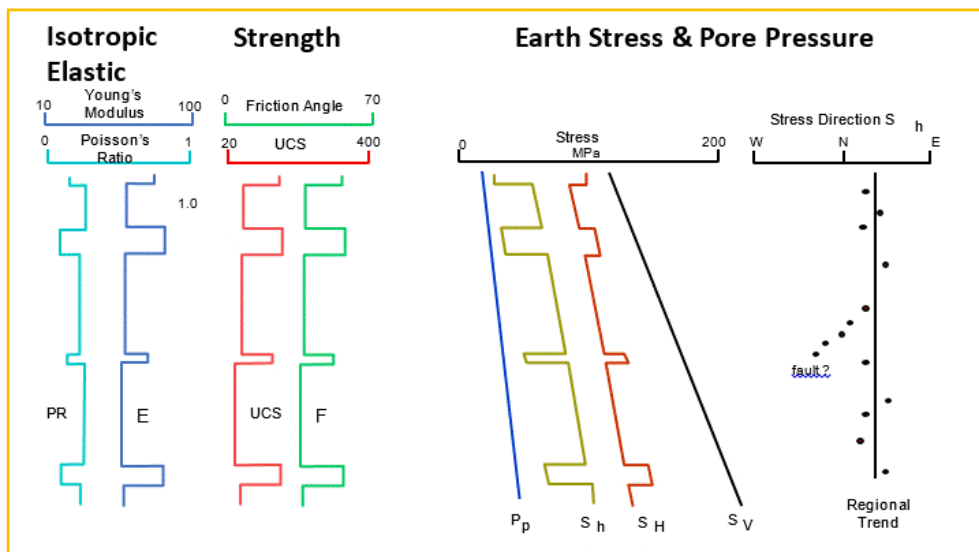


Figure 28. Paramètres mécaniques de la roche (Schlumberger).

## 6 Conclusion

En somme, la géomécanique apporte des outils précieux pour mieux comprendre et gérer les comportements complexes des formations géologiques dans les réservoirs pétroliers et gaziers. Toutefois, malgré les avancées des modélisations et des techniques d'analyse, certaines incertitudes subsistent en raison de la nature hétérogène et souvent mal connue des sous-sols. La prise en compte rigoureuse des données de terrain et l'adaptation continue des modèles restent donc indispensables pour limiter les risques liés à l'exploitation. En pratique, la géomécanique contribue à améliorer la sécurité et l'efficacité des opérations, mais elle doit être intégrée dans une approche globale, multidisciplinaire, pour relever les défis techniques et environnementaux actuels.

*Chapitre 3 :*  
*Fracturation hydraulique*

## 1 Introduction

Depuis son apparition dans les années 1940, la fracturation hydraulique s'est imposée comme l'un des outils majeurs de l'ingénierie pétrolière pour améliorer la productivité des puits. Cette technique joue un rôle clé dans l'optimisation de l'extraction des hydrocarbures, notamment lorsque les conditions naturelles du réservoir ne permettent pas un écoulement efficace des fluides.

En pratique, la fracturation hydraulique consiste à injecter à très haute pression un fluide (souvent de l'eau mélangée à du sable et divers additifs chimiques) dans la formation rocheuse afin de créer des fractures artificielles. Ces fractures augmentent la perméabilité de la roche et facilitent ainsi la circulation du pétrole ou du gaz vers le puits. Cela se traduit par une amélioration de l'indice de productivité du puits, qui mesure la quantité de fluide pouvant être extraite pour une différence donnée de pression entre le réservoir et le fond du puits (Agence de la Protection de l'Environnement des États-Unis, 2004).

Au-delà des réservoirs conventionnels, la fracturation hydraulique est devenue une technique incontournable dans l'exploitation des réservoirs non conventionnels, tels que les schistes bitumineux ou les réservoirs compacts. Ces formations géologiques, caractérisées par une perméabilité extrêmement faible (souvent inférieure à 1 millidarcy), emprisonnent les hydrocarbures dans la roche elle-même, rendant leur extraction impossible sans stimulation. Dans ce contexte, la fracturation permet de libérer ces ressources en ouvrant des voies de circulation que la roche ne possédait pas naturellement.

## 2 Historique de la fracturation hydraulique

La fracturation hydraulique est une technique de stimulation bien établie, dont les premières applications remontent à 1947, dans le « champ gazier de Hugoton », situé dans l'ouest du Kansas (États-Unis). Cette première opération a marqué le début de l'utilisation industrielle de la fracturation pour améliorer l'extraction des hydrocarbures.

En Algérie, la fracturation hydraulique a été introduite dès 1960. Cependant, ce n'est qu'au début des années 1990 qu'elle a commencé à être appliquée de manière plus systématique (Figure 29). C'est notamment dans le champ pétrolier de « Hassi Messaoud » que la « SONATRACH » a lancé une campagne pilote de fracturation hydraulique, étalée sur une période de trois ans. Cette initiative visait à évaluer la faisabilité technique et la rentabilité économique de ce type de stimulation dans les conditions spécifiques du réservoir. L'objectif était soit de confirmer le potentiel de cette méthode pour améliorer la productivité locale, soit

de comprendre les raisons pour lesquelles, malgré ses promesses, elle pourrait s'avérer inadaptée à « Hassi Messaoud » avec les technologies disponibles à l'époque.

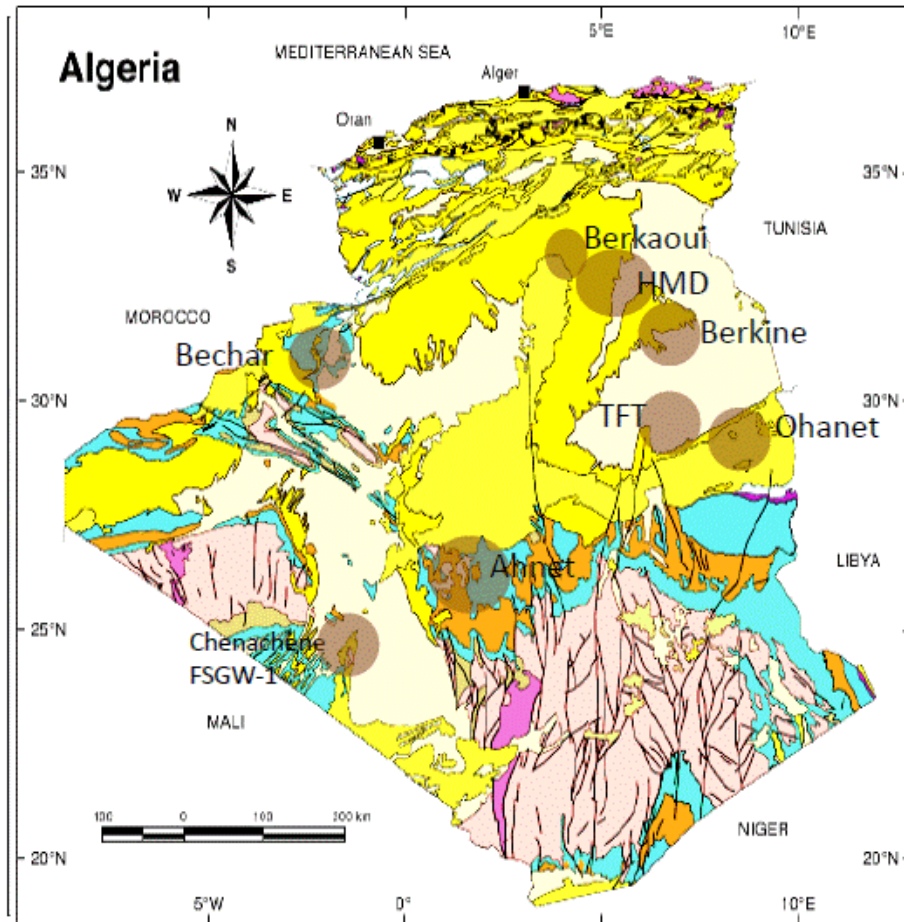


Figure 29. Activité de la fracturation Hydraulique en Algérie (Documents SONATRACH, 2014).

### 3 Définition de la fracturation hydraulique

La fracturation hydraulique, souvent appelée « Fracking », est une méthode qui consiste à injecter un mélange d'eau, de sable et d'additifs chimiques sous haute pression dans une formation rocheuse. Cette injection crée des fractures dans la roche, facilitant ainsi l'écoulement des fluides vers le puits. Cette technique est particulièrement répandue dans l'exploitation des gisements de gaz de schiste.

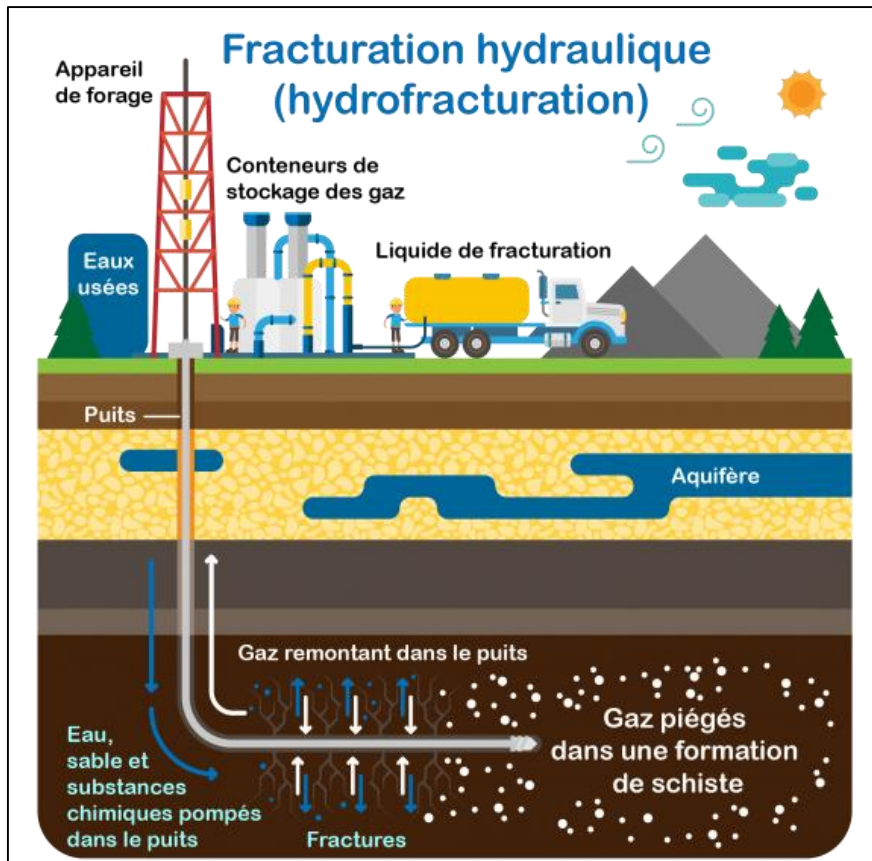


Figure 30. La facturation hydraulique, (AMAYA.S, 2019).

## 4 Objectifs de la fracturation hydraulique

Les opérations de fracturation hydraulique sont généralement réalisées dans l'un des buts suivants :

- **Contourner les dommages subis par la formation près du puits** : notamment ceux causés lors du forage ou de la complétion, afin de rétablir la productivité naturelle du puits ;
- **Créer un canal de conductivité plus profond au sein de la formation rocheuse** : ce qui permet d'augmenter la productivité au-delà de son niveau initial, en particulier dans les réservoirs compacts à faible perméabilité ;
- **Modifier le cheminement des fluides dans la roche** : dans le but de rediriger ou d'optimiser les écoulements au sein de la formation.

## 5 Mécanique de la fracturation hydraulique

### 5.1 Pression de rupture (*Breakdown Pressure*)

Dans le cadre d'un traitement de fracturation hydraulique, la pression de rupture (ou *breakdown pressure*) désigne la pression minimale nécessaire pour fracturer la matrice rocheuse

d'une formation et permettre au fluide injecté d'y pénétrer « *Haimon & Fairhurst, 1967* ».

Cette pression critique dépend fortement des caractéristiques mécaniques et géologiques de la formation, et peut donc varier considérablement d'un réservoir à un autre. Avant de procéder à toute opération de fracturation, il est impératif de s'assurer que la pression maximale de traitement disponible est « *supérieure* » à la pression de rupture estimée, afin de garantir l'ouverture des fractures.

Dans le cas d'un puits foré dans une formation poreuse, lorsque le fluide injecté commence à s'infiltrer dans la roche, la pression de rupture peut être estimée à l'aide de la formule développée par « *Haimon et Fairhurst* » :

$$P_b = 3S_h - S_H - P_0 + T_0$$

Où :

$P_b$  : pression de rupture (breakdown pressure) ;

$S_h$  : contrainte horizontale minimale ;

$S_H$  : contrainte horizontale maximale ;

$P_0$  : pression interstitielle (ou pression de pore) de la formation ; et

$T_0$  : résistance à la traction de la roche.

Cette équation met en évidence le rôle fondamental des « contraintes in situ » et des « propriétés mécaniques de la roche » dans le déclenchement de la fracturation.

## 5.2 Gradient de fracturation

Le gradient de fracturation est un paramètre clé dans la conception et le contrôle des opérations de fracturation hydraulique. Il représente le rapport entre la pression de fracturation et la profondeur à laquelle la fracture est initiée, et permet d'évaluer la capacité d'une formation à résister à l'ouverture sous l'effet de la pression injectée.

Il est défini par la relation suivante :

$$G_F = \frac{P_f}{H}$$

Où :

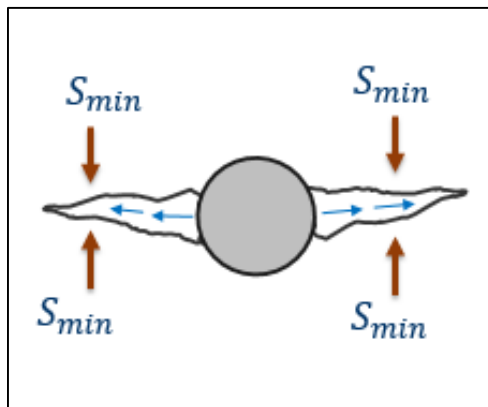
$G_F$  : gradient de fracturation (en psi/ft ou MPa/m) ;

$P_f$  : pression de fracturation ; et

$H$  : profondeur à laquelle la fracture se forme.

## 5.2.1 Orientation de la fracture

Les fractures suivront toujours le chemin de moindre effort. Dans un régime de contraintes tridimensionnel, une fracture se propagera en évitant la plus grande contrainte et provoquera un élargissement dans une direction qui exige la moindre partie de force. Cela signifie qu'une fracture se propagera parallèlement à la contrainte principale la plus grande et perpendiculairement au plan de la moindre contrainte principale.



**Figure 31.** Propagation de la fracture perpendiculairement à la contrainte in-situ minimale ( $S_{min}$ ) (MAHIOUT .N documents SONATRACH, 2018).

## 6 Conclusion

La fracturation hydraulique représente un levier technologique essentiel pour maximiser le rendement des puits, qu'ils soient situés dans des réservoirs conventionnels ou non conventionnels. En créant des réseaux de fractures artificielles au sein des formations rocheuses, cette méthode permet de surmonter les limitations naturelles de perméabilité et d'améliorer significativement la circulation des hydrocarbures vers le puits. Grâce aux avancées constantes en ingénierie des réservoirs et en modélisation des fractures, la fracturation hydraulique s'adapte de mieux en mieux aux spécificités géologiques de chaque site.



*Partie pratique*

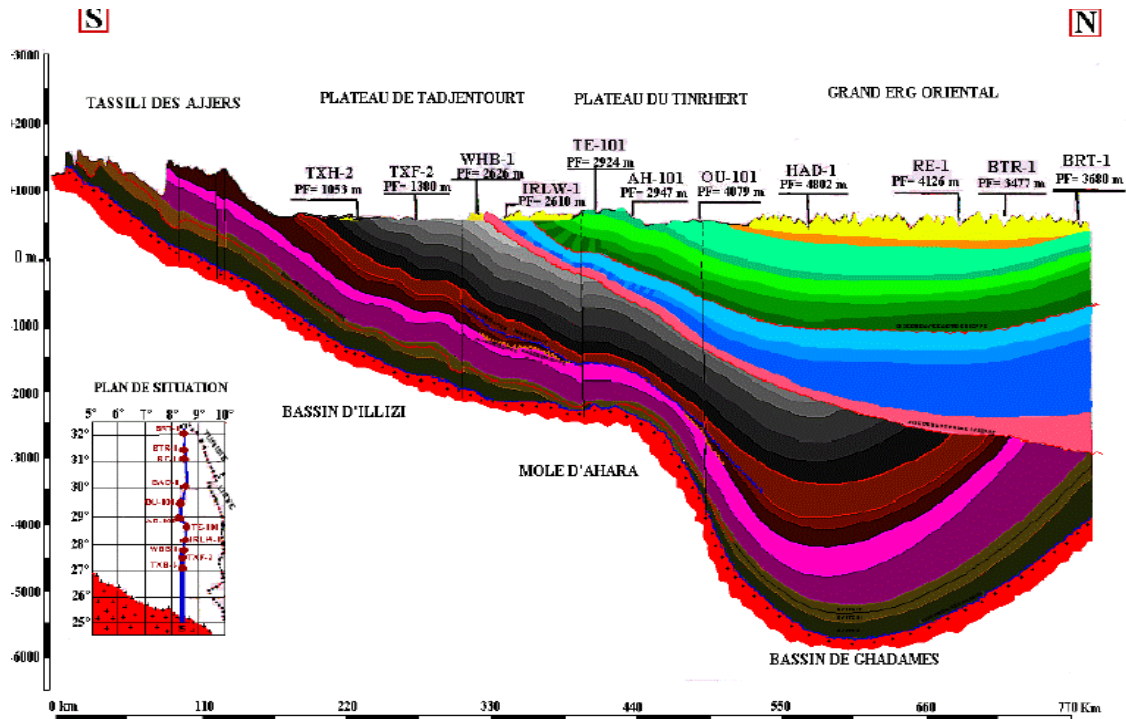
*Chapitre 1 :*

*Présentation de la région*

*d'étude*

## 1 Bassin d'Ilizi

Le bassin d'Ilizi, situé dans la partie sud-est du Sahara algérien, couvre une superficie d'environ 108 424 m<sup>2</sup> et est reconnu pour ses importantes réserves d'hydrocarbures, notamment de pétrole et de gaz. Cette région géologique présente un intérêt majeur en raison de ses réservoirs *paléozoïques*, en particulier ceux du *Cambro-Ordovicien* et du *Dévonien*. (Figure 32, 33)

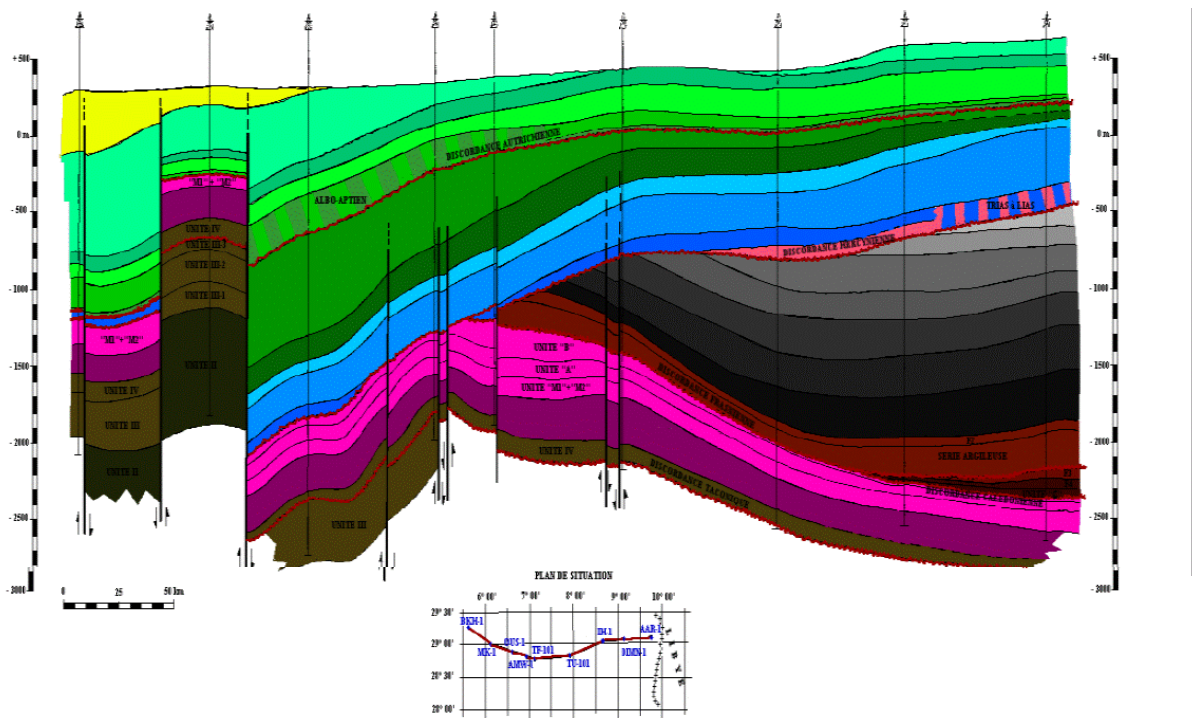


## Légende

	DUNES		WESTPHALIEN
	EOCENE		WESTPHALO-NAMURIEN
	SENONIEN		NAMURIEN
	TURONIEN		VISEEN SUPERIEUR
	CENOMANO-TURONIEN		VISEEN INFERIEUR
	ALBO-APTIEN		TOURNAISIEN
	BARREMIEN		DEVONIEN SUPERIEUR
	NEOCOMIEN		DEVONIEN MOYEN
	MALM		DEVONIEN INFERIEUR
	DOGGER		SILURIEN ARGILO-GRESEUX
	LIAS		SILURIEN ARGILEUX
	TRIAS		ORDOVICIEN
	STEPHANIEN		CAMBRIEN
			SOCLE

**DIVISION EXPLORATION**  
**DIRECTION REGION EST**  
**BASSIN D'ILLIZI**

Figure 32. Coupe géologique Sud-Nord, bassin d'Ilizi, (Documents SONATRACH, 1995).



### Légende

**DIVISION EXPLORATION**  
**DIRECTION REGION EST**  
**BASSIN D'ILLIZI**

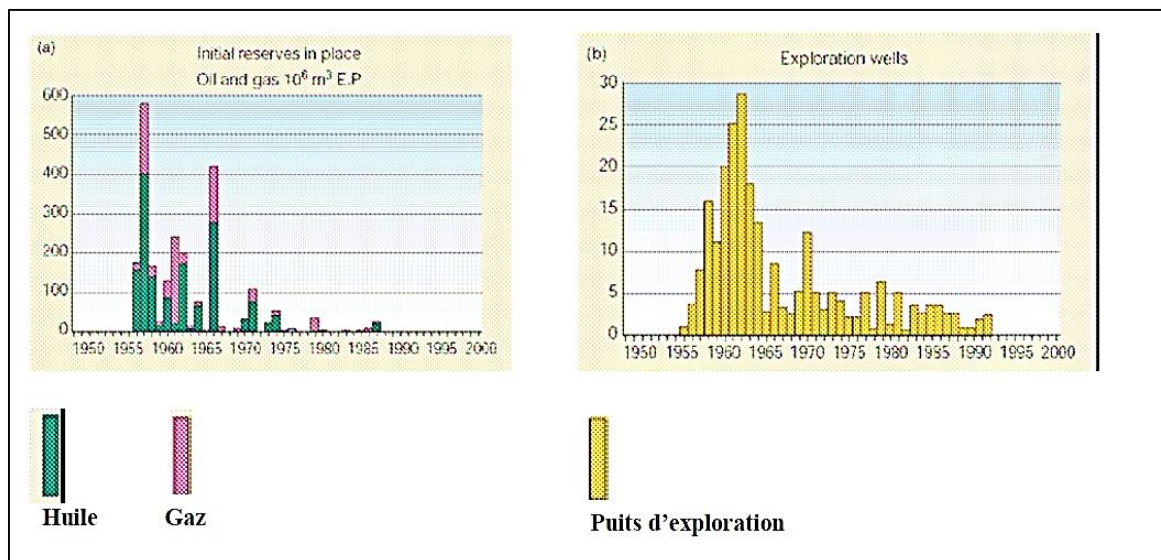
	QUATERNAIRE		DOGGER		TOURNAISIEN "A"
	SENONIEN		LIAS		DEVONIEN SUPERIEUR
	TURONIEN		TRIAS		DEVONIEN MOYEN
	CENOMANIEN		TIGUENTOURINE		DEVONIEN INFÉRIEUR
	ALBIEN		WESTPHALIEN "F"		SILURIEN ARGILO-CRAIEUX
	APTIEN		WESTPH-NAMURIEN "E"		SILURIEN ARGILEUX
	BARREMIEN		NAMURIEN "D"		ORDOVICIEN
	NEOCOMIEN		VISEEN "C"		CAMBRIEN
	MALM		VISEEN "B"		

Figure 33. Coupe géologique Ouest-Est du bassin d'illizi, (Documents SONATRACH, 1995)

## 1.1 Présentation de la région

Les efforts d'exploration dans le bassin d'illizi, en Algérie, ont débuté en 1956 avec la découverte significative du gisement « d'Edjeleh », marquant le commencement d'une série de forages dans cette région riche en hydrocarbures. Depuis lors, pas moins de 413 puits d'exploration et 281 puits d'appréciation ont été forés, affichant un taux de succès de 23 %. Ces explorations ont abouti à la découverte de 54 gisements de pétrole et 44 gisements de gaz, parmi lesquels figurent des champs notables tels que Tin Fouyé, Zarzaitine, Alrar, Stah et Ohanet. La

géologie complexe du bassin d'Illizi, caractérisée par une épaisse colonne sédimentaire du *Paléozoïque* et des horizons de grès poreux agissant comme réservoirs, a favorisé l'accumulation d'hydrocarbures, le bassin d'Illizi a été un bassin marin peu profond situé près d'une marge continentale soumise à une période d'érosion intense qui explique l'installation de cette colonne sédimentaire *paléozoïque* (Figure34). En conséquence, cette région joue un rôle crucial dans l'économie algérienne, contribuant de manière significative à la production nationale d'hydrocarbures et attirant des investissements étrangers importants.



**Figure 34.** Histogrammes de distribution des réserves initiales en place (a) et les puits d'exploration dans le bassin d'Illizi (b) (institut-numerique.org, 2012)

### 1.2 Situation géographique du bassin d'Illizi

Le bassin d'Illizi est situé dans la partie sud-est du Sahara algérien (Figure35). Il se trouve entre la longitude  $6^{\circ}E$  et  $10^{\circ}E$  et la latitude  $26^{\circ}30'N$  et  $29^{\circ}45'N$ . Il est limité :

- Au nord par le bassin de Berkine ;
- À l'est par le môle de Tihemboka ;
- Au sud par les affleurements du Tassili N'Ajjer ou le bouclier Targui ou le massif du Hoggar ;
- À l'ouest par la dorsale d'Amguid El Biod, qui le sépare du bassin de Mouydir.

Le bassin s'étend jusqu'en Lybie à l'Est, mais la plus grande partie se trouve en Algérie occupant une superficie d'environ  $100\ 000 \text{ km}^2$ . Certaines sources indiquent une superficie totale d'environ  $560\ 000 \text{ km}^2$ , incluant les affleurements des Tassili et du Hoggar.

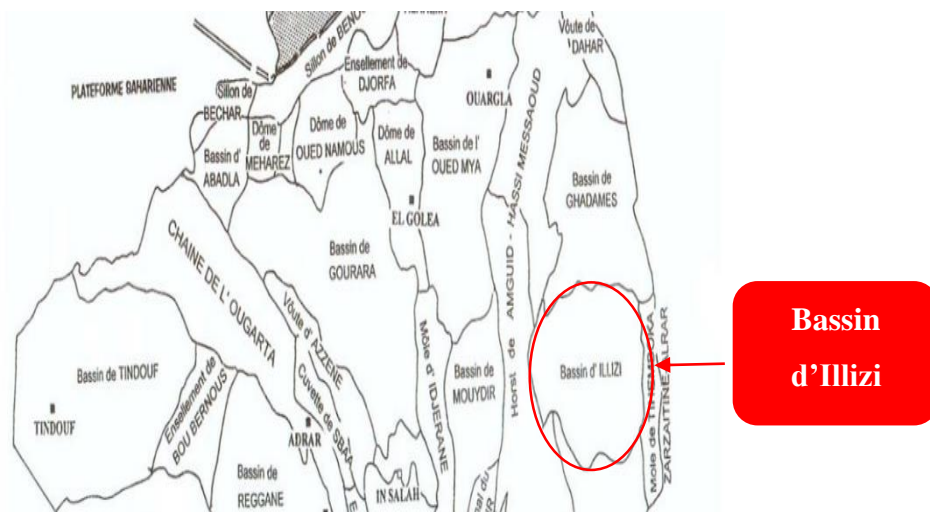


Figure 35. Localisation du bassin d'illizi (Institut numérique, 2012).

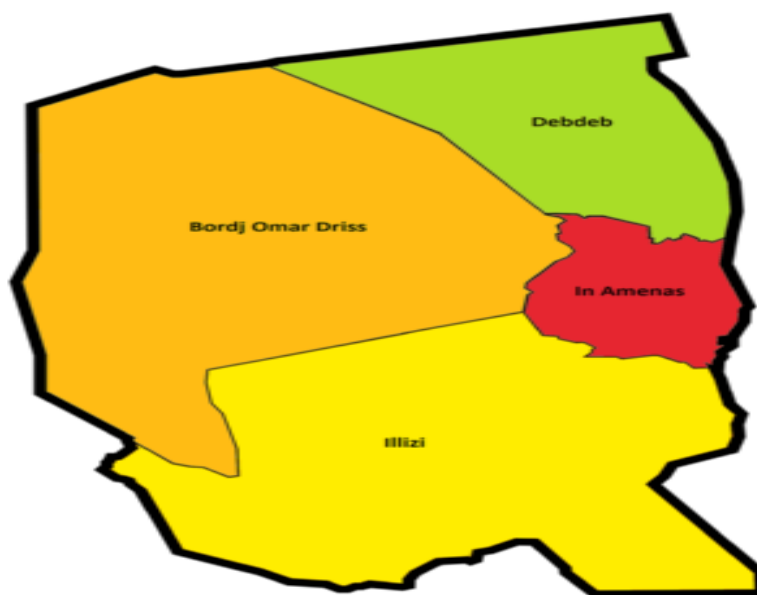


Figure 36. Carte des daïras de la wilaya d'illizi

Tableau 3. Liste des daïras de la wilaya d'illizi, population, superficie et les communes qui la composent.

Daira :	Nombre de communes :	Population :	Superficie (Km <sup>2</sup> ) :	Communes :
In Amenas	1	7385		In Amenas
Illizi	1	17252	75 945	Illizi
Debdeb	1	4341		Debdeb
Bordj Omar Driss	1	5 736		Bordj Omar Driss

### 1.3 Cadre géologique du bassin d'Illizi

Les sédiments rencontrés se sont déposés dans le bassin d'Illizi dans un environnement de plate-forme tandis que vers le nord à Berkine ils caractérisent des dépôts profonds.

En effet le *Carbonifère* occupe la zone centrale de ce bassin. Un peu plus vers le Nord (latitude 27° environ), apparaissent des formations argilo-sableuses continentales de la moitié inférieure du *Mésozoïque*, et à partir du plateau de « Tinrhert » d'âge *Crétacé supérieur* se définissent les séries *carbonatées* du *Cénomanién* au *Sénonien*. Vers le Sud à la faveur du relèvement du pendage régional, les couches sous-jacentes au *Carbonifère* affleurent régulièrement jusqu'au socle *précambrien* qui s'étend jusqu'au Hoggar. Ces affleurements successifs dessinent une auréole concentrique autour du Hoggar. (Figure37)

Ce découpage s'effectue selon la compétence des roches. La surface topographique carbonifère dessine un pays relativement plat perturbé par la première ligne de falaises des grés *dévonien*s formant le Tassili externe, plus au Sud une deuxième ligne de falaises de grés *Cambro-Ordovicien* qui forment le Tassili interne. Entre ces deux lignes de falaises est piégée une zone déprimée constituée des argiles siluriennes que l'on appelle la dépression intra-tassilienne, tandis que la surface topographique carbonifère porte le nom d'avant pays pré-tassilien.

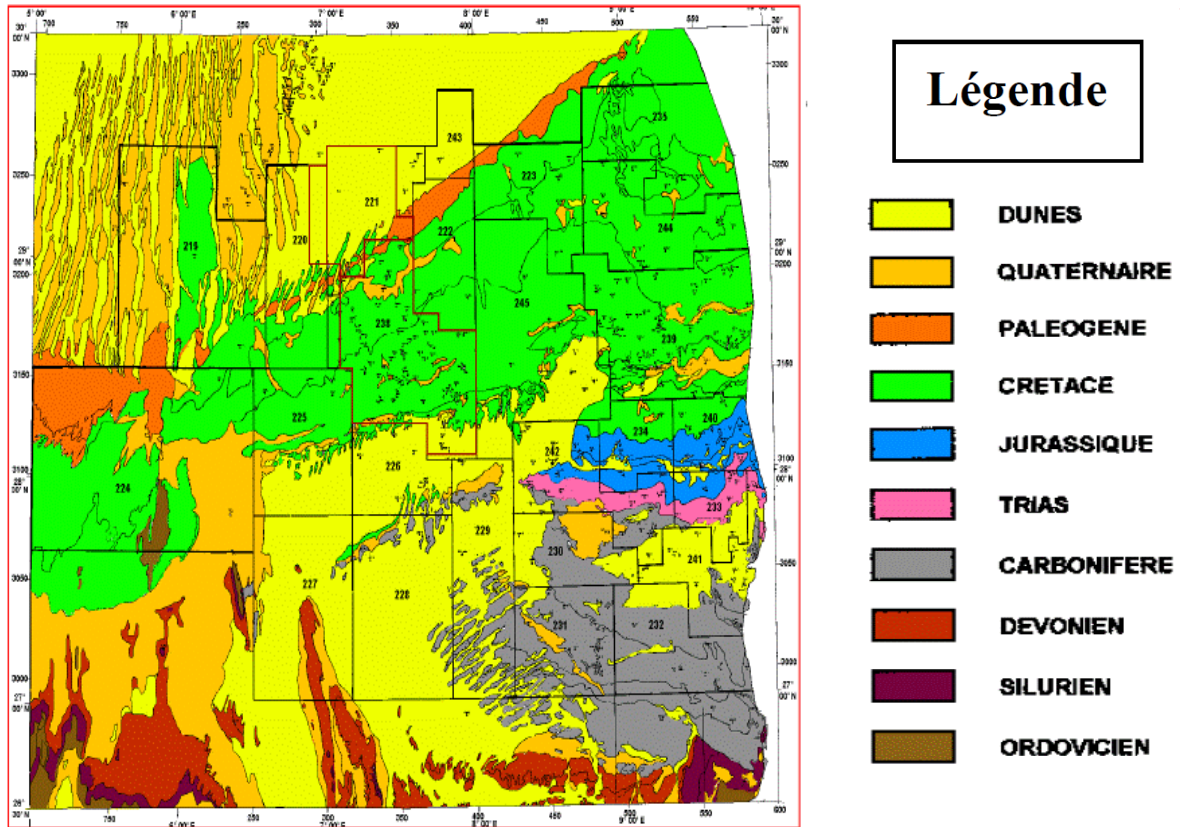


Figure 37. Carte géologique de bassin d'Illizi (Documents SONATRACH, 2007).

#### 1.4 Aspect stratigraphique

Dans le bassin d'Illizi, la série stratigraphique présente une épaisseur totale de 3000 mètres, composée principalement d'une alternance de faciès argilo-gréseux de différentes épaisseurs, entrecoupés par quatre discordances majeures (Voir figure 61) :

- **Discordance tectonique Cambro-Ordovicienne** : marque la transition entre les formations *Cambro-Ordoviciennes* et les niveaux plus anciens.
- **Discordance Calédonienne** : liée aux événements tectoniques du *Paléozoïque*.
- **Discordance Frasnienne** : parfois absente, elle sépare les niveaux du *Frasnien* des formations sus-jacentes.
- **Discordance Hercynienne** : résultant de l'érosion *hercynienne*.

La plupart des termes stratigraphiques allant du *Cambrien* (environ 541 à 485 millions d'années) au *Crétacé supérieur* (environ 100 à 66 millions d'années) sont représentés, bien que certains aient été érodés ou tronqués. Les affleurements commencent au sud avec le *Cambrien* reposant sur le socle du Hoggar. La série paléozoïque se complète progressivement vers le nord,

se terminant par les argiles de Tiguéntourine de la période *Permo-Carbonifère* (environ 299 à 252 millions d'années). (Figure38)

En ce qui concerne la lithologie, la série est principalement constituée de grès et d'argiles, à l'exception des marnes et calcaires du *Namurien supérieur* (environ 315 à 303 millions d'années), du *Westphalien* (environ 303 à 299 millions d'années) et du calcaire blanc du *Dévonien* moyen (environ 393 à 383 millions d'années). L'érosion *hercynienne* a considérablement réduit l'épaisseur de la formation *paléozoïque*, qui ne mesure que 800 mètres au nord et au nord-ouest du bassin, tandis qu'elle atteint 1750 mètres au sud et au sud-est. (Figure39)

Les séries supérieures, carbonatées et marines, allant du *Cénomanién* (environ 100 à 93 millions d'années) au *Sénonien* (environ 93 à 66 millions d'années), commencent à partir de la Hamada de Tinhart. Ces formations reposent en discordance majeure sur les différentes séries *paléozoïques*, avec une épaisseur des séries *mésozoïques* variant de 350 mètres au sud-est à 2700 mètres au nord-ouest du bassin. Une série sableuse datant du *Pliocène* (environ 5,3 millions à 2,6 millions d'années) recouvre localement les formations terminales du *Mésozoïque* au sud et apparaît en affleurement continu au nord.

Enfin, le *Quaternaire* présente une faible épaisseur et est souvent discontinu, constituant ainsi le dernier élément de la série stratigraphique. (Figure39)

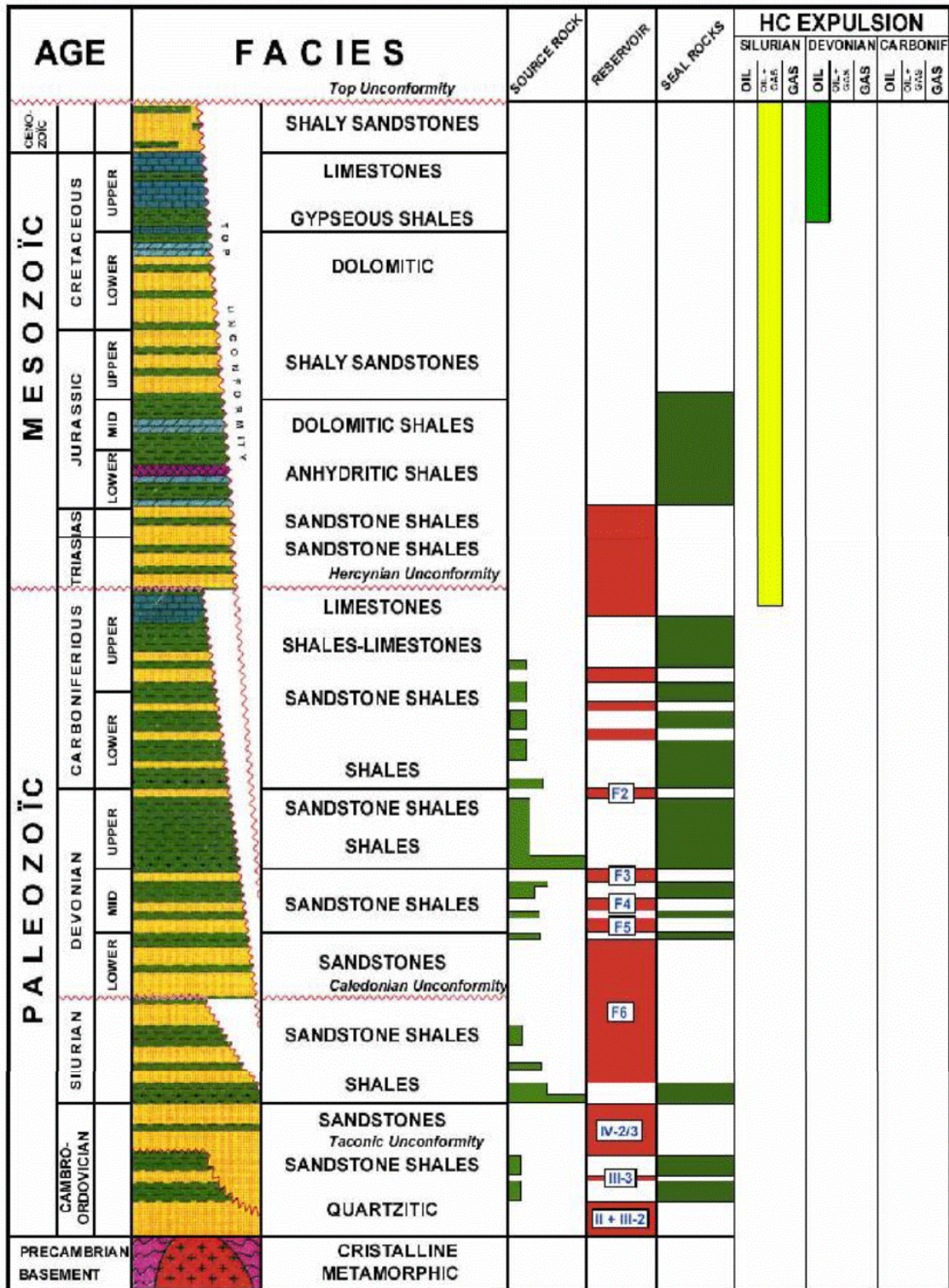


Figure 38. Log stratigraphique et lithologique synthétique du bassin d'Illizi (SH – TOTAL, 2009).

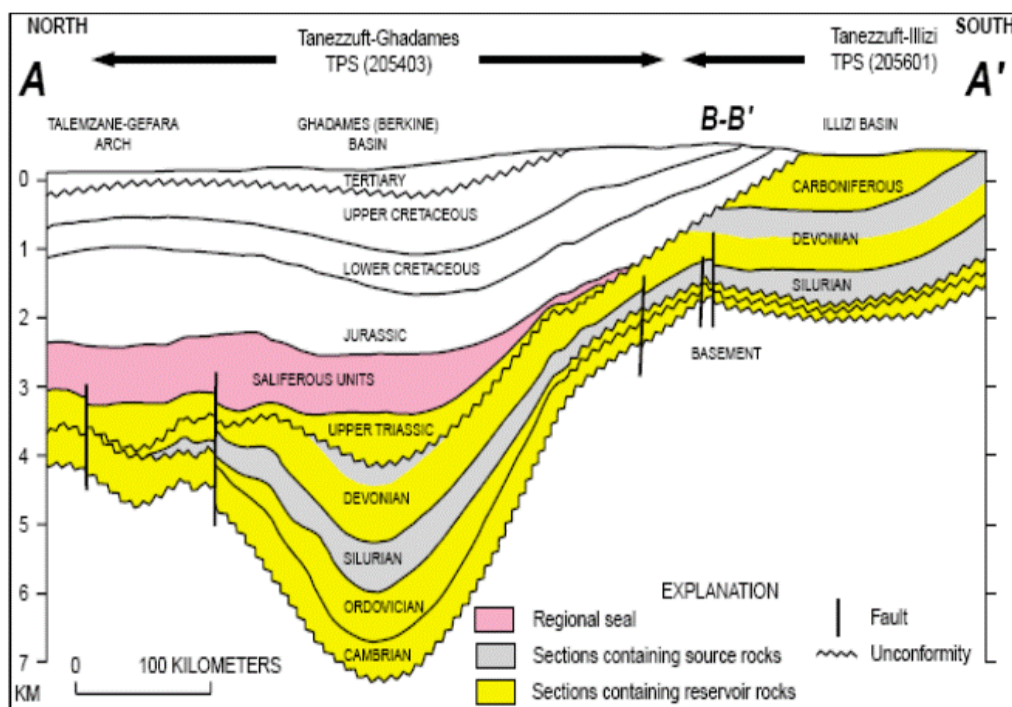


Figure 39. La stratigraphie du bassin d'Illizi (SH – TOTAL, 2009).

## 1.5 Aspect structural

L'image structurale d'ensemble de la province d'Illizi est actuellement bien connue grâce au volume considérable des travaux de forage et ceux de la sismique de détail effectués dans cette région.

Du point de vue structural, cette province se trouve dans la partie sud orientale de la plateforme saharienne. Elle est constituée d'éléments géotectoniques à grand rayon de courbure qui sont :

### – Le bombement de Tin-Fouyé

Cet élément tectonique forme une vaste zone haute de 200 km de long sur 100 km de large, et il a été mis en évidence d'abord par la gravimétrie. Ce n'est qu'après la nouvelle interprétation « SONATRACH » « Aliev et al ,1971 » qu'il est permis de considérer que le gisement de gaz ordovicien avait couvert toute la surface du bombement de « Tin-Fouyé » et qu'il existait un anneau d'huile dans sa partie Nord. Les déformations du socle *précambrien*, situé à moins de 2000 m de profondeur, influencent directement l'architecture structurale des couches *paléozoïques*. Dans la partie sud du haut-fond de « Tin-Fouyé », les couches *paléozoïques* ne sont fermées qu'au niveau de l'*Ordovicien*, tandis qu'une fermeture plus marquée est observée dans les couches plus récentes. Vers le sud, en direction du Hoggar, le toit de l'*Ordovicien* s'élève progressivement en monoclinale vers la dépression de Berkine au

nord. Le flanc nord de cette zone haute descend brusquement par failles en « *gradins* » vers les zones profondes du bassin, cette partie étant érodée jusqu'au *Dévonien inférieur* et recouverte par des dépôts continentaux *mésozoïques*.

Dans la partie occidentale, les failles ont une orientation *NNW-SSE*, parallèles à la dorsale *Essaoui Mellène*, séparée du haut-fond de *Tin-Fouyé* par le sillon de *Dorbane*, et le long de ces accidents se trouvent plusieurs structures comme *Issaouane Tahara* et *Ouest Oued Zenani*, formant l'axe *Issaouane*.

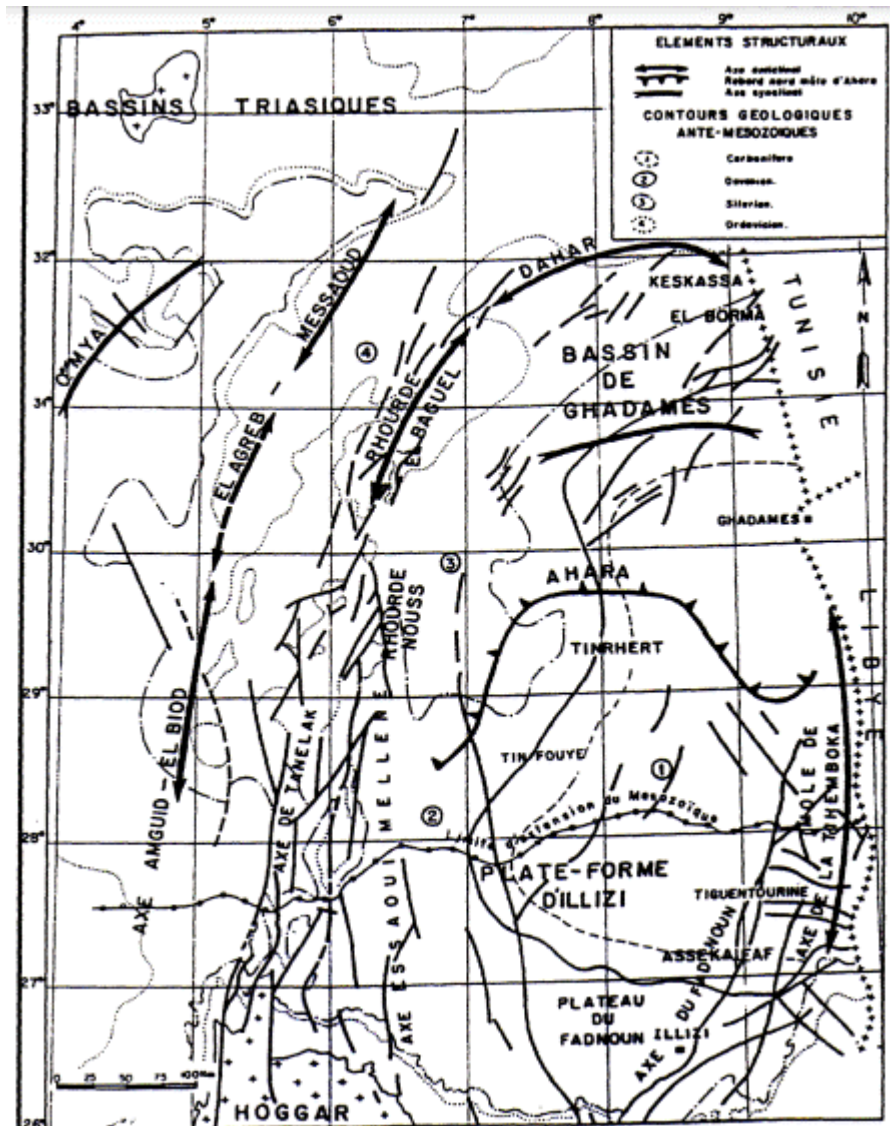


Figure 40. Esquisse structurale schématique de la synclise Est algérienne (Documents SONATRACH, 2010)

– **Le haut fond de Tihemboka**

C'est une ancienne ride d'origine calédonienne ou même baïkalienne qui était restée pendant tout le *Paléozoïque* en zone haute permanente. Sur ce haut fond, les directions

tectoniques principales ont une orientation *Nord-Sud* et *Nord-Est*. Son flanc occidental est limité par des grandes failles à direction *Nord-Sud*.

Les épaisseurs de toutes les séries *paléozoïques* diminuent sur sa partie centrale la plus haute où tout le *Dévonien* inférieur est érodé, le *Carbonifère* repose parfois directement sur le *Silurien*. Sa partie centrale est compliquée par une suite de structures locales faillées allant dans une direction méridienne. Parfois les failles à direction *Nord Est-Sud-Ouest* viennent interrompre ces directions tectoniques majeures.

Du Sud au nord on a les structures locales de : Dôme à Colle nias, Tan Emellel, Edjeleh, Zarzaitine, Ifefane, Tehert Nord et Stah.

– **Le monoclinale d'Illizi**

Les deux zones hautes de Tin-Fouyé et Tihemboka sont séparées par un ensellement se présentant comme un monoclinale descendant progressivement en direction de la dépression de Berkine. Sa structure est plus simple que celle des hauts fonds. Il est compliqué par une série de structures liées à des failles de compensation et orientées au Sud dans une direction *NE-SW* dont : Assekaifaf, El Aded Larache, Tiguentourine.

Au Nord elles prennent une direction NOSE : Acheb, Acheb Ouest Couloir, Ohanet, Askaréne, Guelta Tamadanet, In Idaoui. Ces structures sont toutes liées à des failles de compensation affectant leurs flancs Ouest. À l'Est on a les structures : Ouest Ihansatène, Edeyen, Gara, Trig.

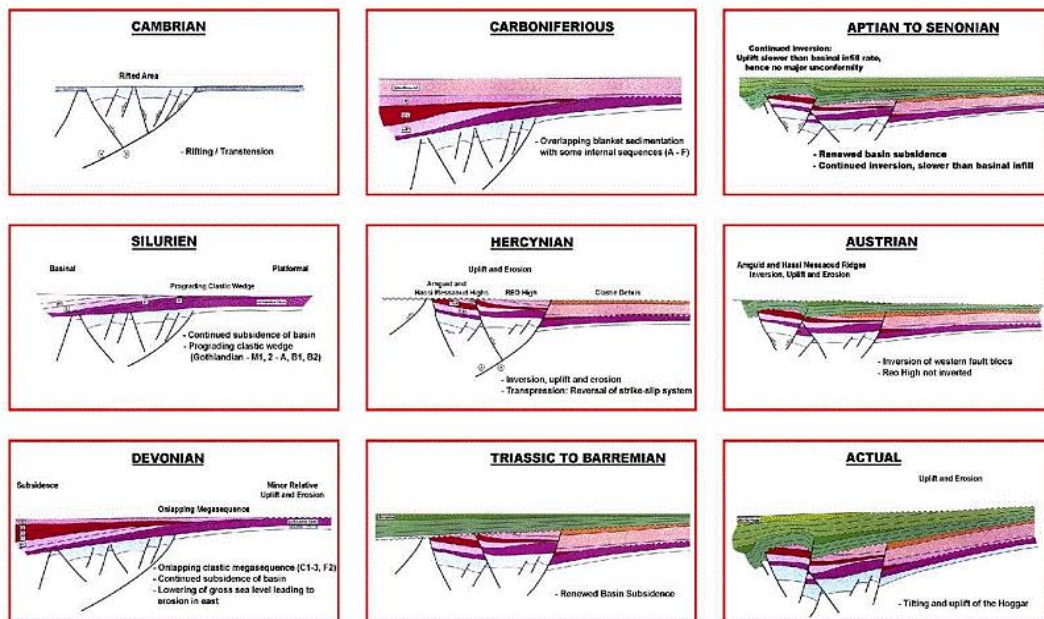


Figure 41. L'évolution structurale de bassin d'Illizi (model synthétique) (Documents SONATRACH 2012).

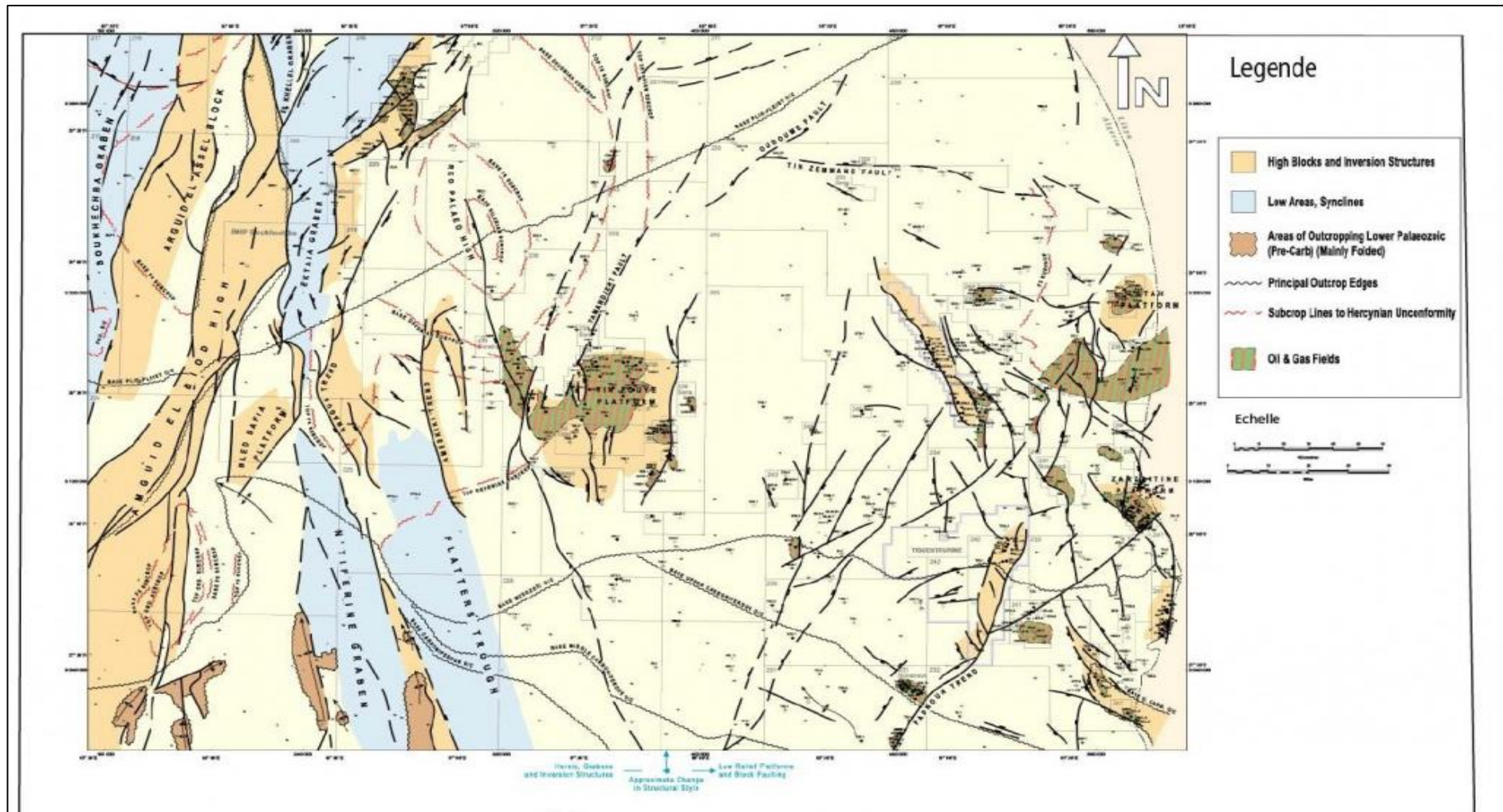
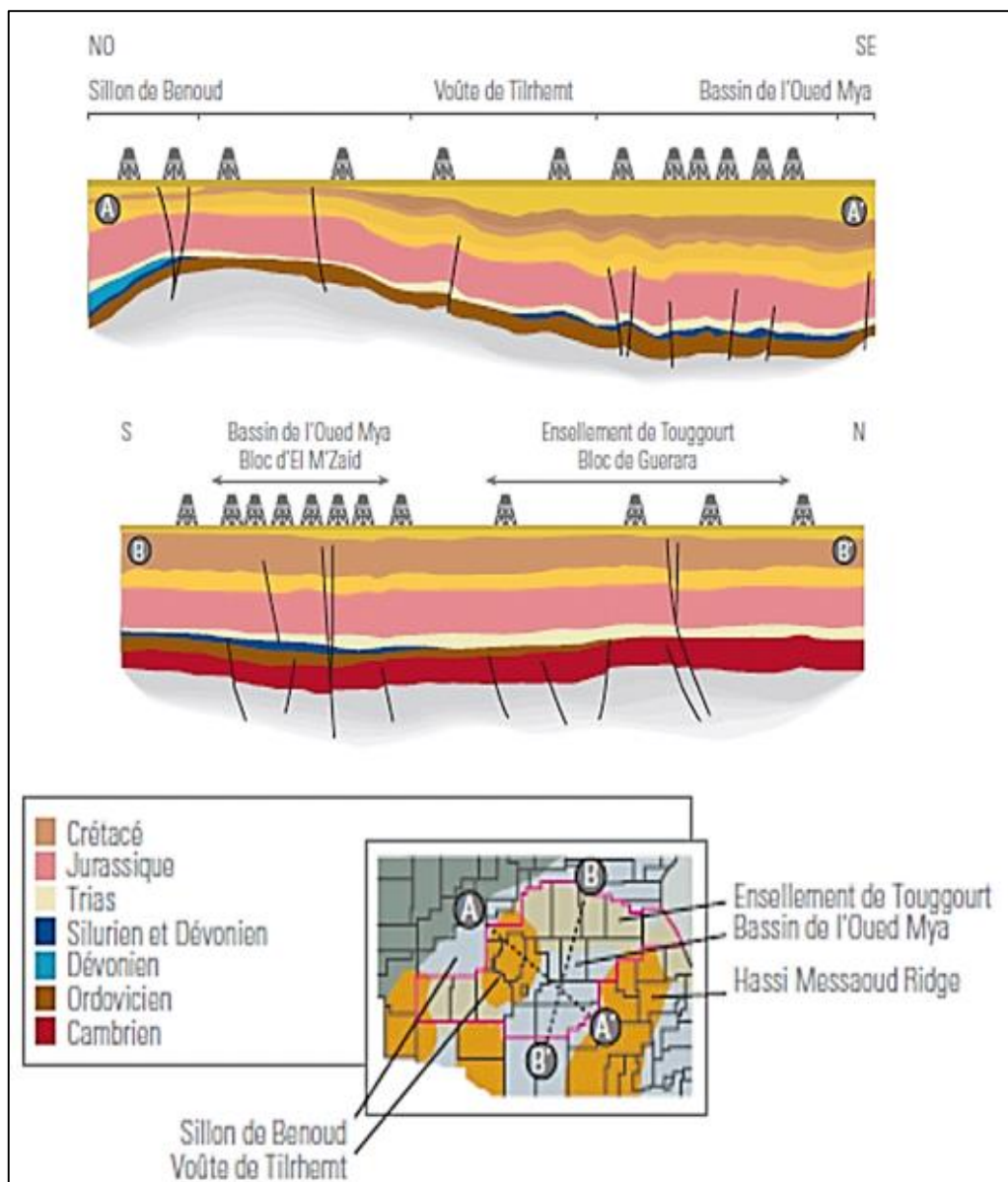


Figure 42. Carte structurale du bassin d'Illizi (Documents SONATRACH 2012).

## 2 Oued M'ya

Oued M'ya est un bassin situé dans la partie occidentale de la province *triasique* du Sahara algérien, couvrant une superficie d'environ 400 000 km<sup>2</sup>. Cette région géologique est reconnue pour ses sédiments détritiques, principalement continentaux, qui présentent un intérêt significatif en matière d'hydrocarbures. Les formations géologiques de l'Oued M'ya, qui s'étendent sur plusieurs milliers de mètres, sont le résultat de processus sédimentaires complexes qui se sont déroulés depuis le *Paléozoïque*, avec une structuration notable au *Trias*.



**Figure 43.** La coupe géologique N-S et NO-SE dans le bassin de l'oued M'ya (MEBROUKI.N, 2015).

## 2.1 Présentation de la région

La région d'Oued M'ya, située au nord de la plate-forme saharienne, est un bassin sédimentaire d'une grande importance géologique et économique. Ce bassin est caractérisé par des dépôts *paléozoïques et triasiques*, atteignant une épaisseur de 6 000 mètres.

**Tableau 4.** Liste des daïras d'Oued M'Ya, population, superficie et les communes qui la composent.

Daira :	Nombre de communes :	Population :	Superficie (km <sup>2</sup> ) :	Communes :
Hassi Messaoud	1	~45 000	~13 000	Hassi Messaoud
Touggourt	1	~40 000	~2 156	Touggourt
Temacine	3	~25000	~1 200	Temacine, Blidet Amor, Nezla
El Hadjira	2	~18 000	~9 000	El Hadjira, El Allia
M'Naguer	2	~22 000	~3 500	M'Naguer, Benaceur

Oued M'ya est riche en hydrocarbures, avec plusieurs gisements notables, notamment le champ de Hassi R'mel, qui produit du gaz à condensat, ainsi que d'autres champs comme Berkaoui, Benkahla et Guellala pour le pétrole. La structure du bassin est influencée par des événements orogéniques tels que le cycle *panafricain*, le cycle *hercynien* et le cycle *alpin*, ce qui a façonné les principaux éléments structuraux orientés *N-S* et *NE-SO*.

## 2.2 Situation géographique

La région d'Oued M'ya se situe dans la partie Nord du Sahara algérien, elle se localise plus précisément dans la province centrale (Figure44). Cette région à la configuration d'une dépression, allongée d'orientation *NE-SO* acquise au cours du *Paléozoïque*, elle est limitée :

- Au Nord par la zone haute de Djemaâ-Touggourt constituée de terrains d'âge *Combrien* et *Ordovicien* reposant sur un socle rhyolitique antécambrien.
- Au Nord- Ouest, le môle de Talemzane- Hassi R'mel.
- Au Sud- Est, le môle de Hassi- Messaoud qui se prolonge au Nord par la zone haute de Touggourt.
- À l'Est, on note la présence d'un axe positif constitué par la dorsale d'El- Agreb, ElGassi qui se prolonge jusqu'à Messaoud au Nord.

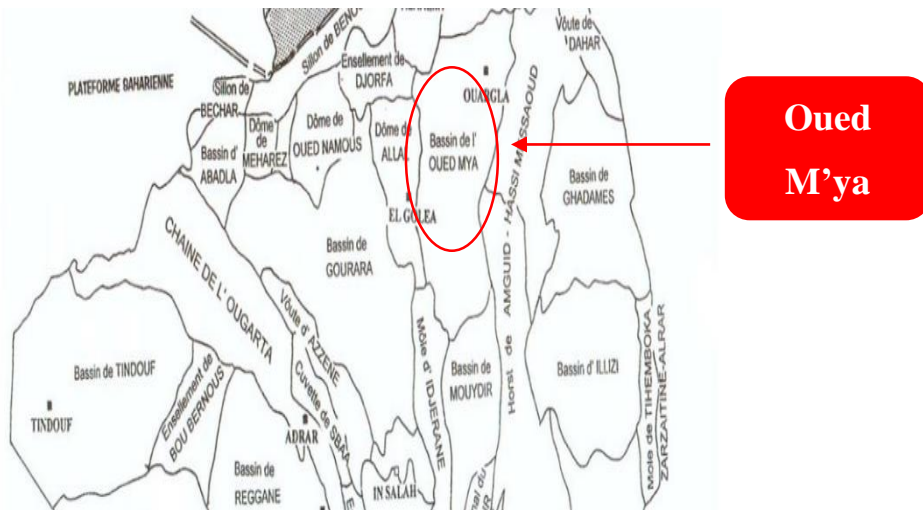


Figure 44. La situation géographique de la région Oued M'ya (Institut numérique 2012).

### 2.3 Cadre géologique d'Oued M'ya

La dépression d'Oued M'ya, située dans la partie nord-est du Sahara algérien, est un *sous-bassin intra-cratonique* de la plate-forme saharienne. Sa bordure nord s'incline progressivement vers la flexure saharienne, où l'existence d'un fossé très subsides au *Mésozoïque* a conduit à la formation de la chaîne *péricratonique* de l'Atlas saharien.

Le bassin d'Oued M'ya est délimité :

- Au nord par le haut structural de Djemaa Touggourt ;
- À l'est par la dorsale d'Amguid-Messaoud ;
- À l'ouest par la voûte d'Allal.

Le bassin d'Oued M'ya a la configuration d'une dépression allongée d'orientation *NE-SO* acquise au cours du *Paléozoïque*. La région d'Oued M'ya a connu deux étapes majeures dans son évolution géologique :

- **Sédimentation du Paléozoïque** : Principalement restreinte au *Paléozoïque* inférieur (*Cambrien* à *Permien*, environ 541 à 251.902 millions d'années) et structuration *pré-hercynienne*. Au cours du *Paléozoïque*, il y a eu la phase panafricaine, marquant la cratonisation de la partie centrale de la plate-forme saharienne.
- **Création d'un bassin au Trias** : Son évolution au cours du *Mésozoïque* (*Trias* à *Crétacé*, environ 251.902 à 66 millions d'années) et du *Tertiaire*.

Dans la partie septentrionale de la plate-forme (Oued M'ya), la série sédimentaire type présente des dépôts *paléozoïques* souvent érodés jusqu'à l'*Ordovicien* et au *Cambrien* (Figure45). Le *Mésozoïque*, discordant sur le *Paléozoïque*, est présent du *Trias* au *Crétacé*. Le *Cénozoïque* est également présent. La série sédimentaire type dont l'épaisseur peut atteindre 6 000 mètres. Les principaux éléments structuraux sont de direction *N-S* et *NE-SO*. Le schéma structural actuel du bassin est le résultat de plusieurs événements orogéniques, notamment le cycle *panafricain*, le cycle *hercynien* et le cycle *alpin*.

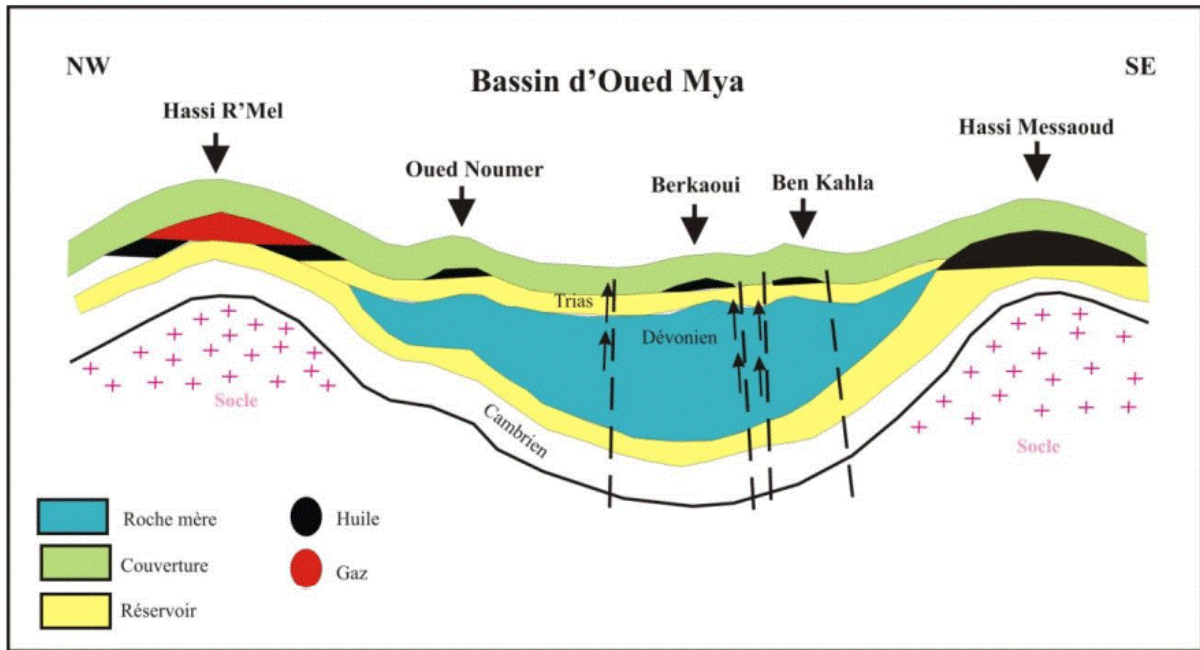


Figure 45. Coupe palinspastique NW-SE du bassin d'Oued M'Ya, (BELFATMI, 2016).

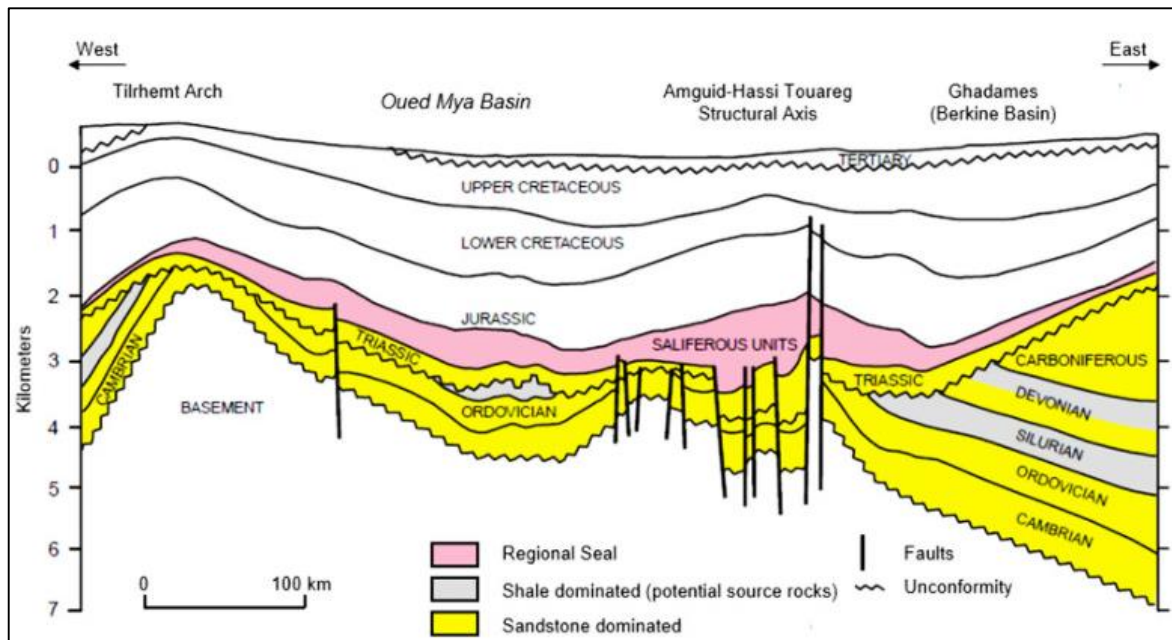
### 2.3.1 Aspect stratigraphique

Dans la partie septentrionale de la plate-forme saharienne, le bassin d'Oued M'ya se distingue par une série sédimentaire dont l'épaisseur peut atteindre 6 000 mètres. Cette série présente des dépôts *paléozoïques* qui ont souvent été érodés jusqu'aux niveaux de l'*Ordovicien* et du *Cambrien*. Le *Mésozoïque*, qui repose en discordance sur les formations *paléozoïques*, est représenté dans cette région par des dépôts allant du *Trias* au *Crétacé*. En outre, le *Cénozoïque* est caractérisé par une mince série détritique datant du *Mi pliocène*.(Figure46)

L'évolution géologique de la région d'Oued M'ya a été marquée par deux étapes majeures. La première concerne la sédimentation du *Paléozoïque*, principalement concentrée au *Paléozoïque* inférieur, qui a été structurée lors des phases *pré-hercyniennes*. La seconde étape correspond à la formation d'un bassin au *Trias*, suivi de son développement durant le *Mésozoïque* et le *Cénozoïque*. Ces deux phases ont conduit à l'établissement de deux

mégacycles sédimentaires distincts : le *Paléozoïque* et le *Mésozoïque*, séparés par une discordance *hercynienne*.

La structure géologique actuelle du bassin d'Oued M'ya est également influencée par des événements tectoniques significatifs, notamment ceux liés à la formation de la chaîne *péricratonique* de l'Atlas saharien. Ce contexte géologique complexe favorise l'accumulation d'hydrocarbures, rendant cette région particulièrement intéressante pour l'exploration pétrolière. Les études menées par « SONATRACH » et « SCHLUMBERGER » en 2007 ont permis de mieux comprendre la dynamique sédimentaire et les caractéristiques stratigraphiques de ce bassin, soulignant son potentiel énergétique et sa richesse en ressources naturelles.(Figure47)



**Figure 46.** Représentation d'une coupe litho stratigraphique régionale du bassin de l'Oued M'ya (KLETT, 2000).

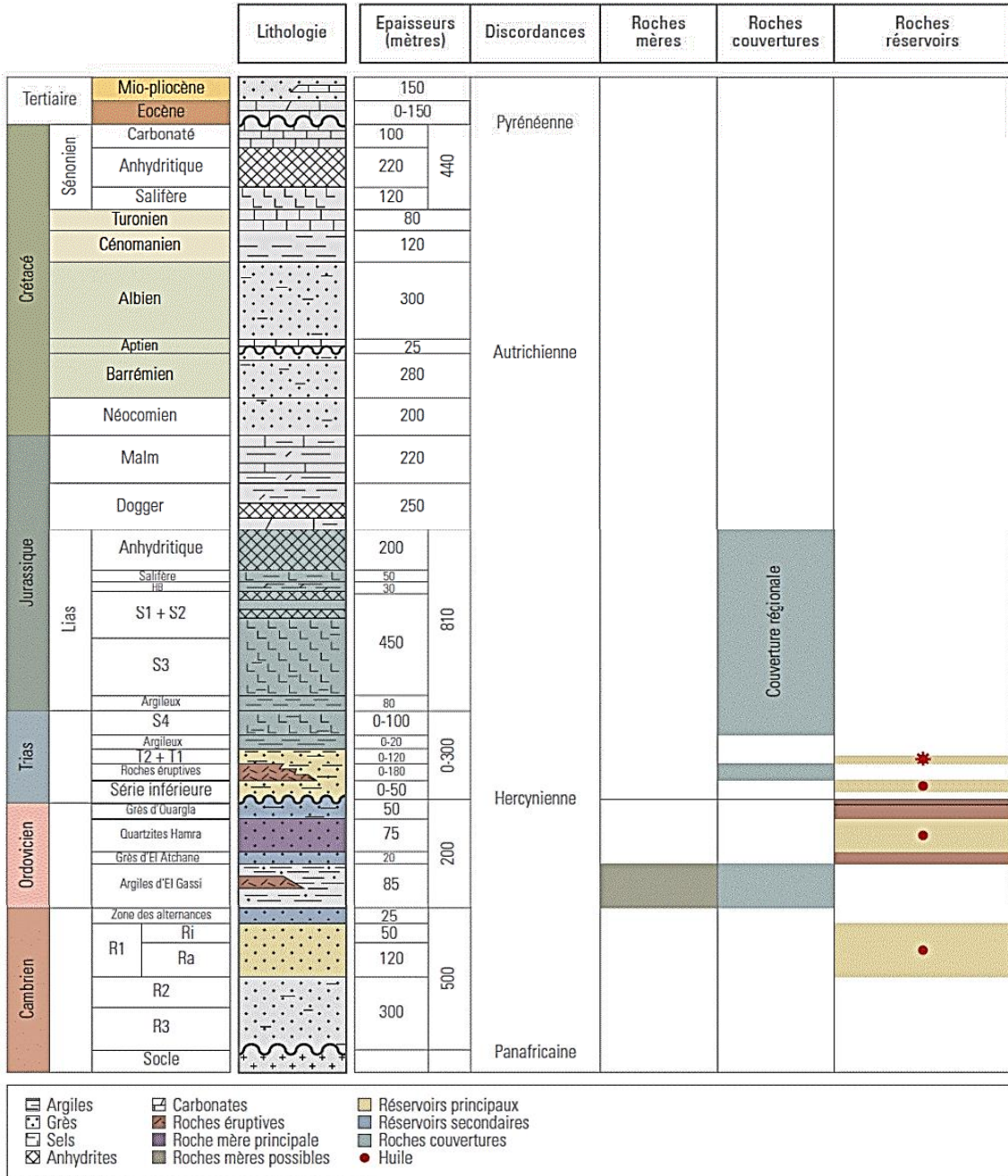


Figure 47. Coupe litho stratigraphique type des bassins de l'Oued M'ya et Amguid (WEC2007)

### 2.3.2 Aspect structural

L'architecture actuelle du bassin d'Oued M'ya est le résultat d'une longue évolution géologique, marquée par des déformations lentes qui se sont poursuivies de manière continue tout au long de l'histoire du bassin. Les principales phases de déformation ayant influencé la sédimentation et la structuration de cette région, comme l'ont noté « Bœuf » (1971) et « Boudjemaa » (1987), incluent la phase Hercynienne et la phase Autrichienne.













PERIODE MAX D'ACTIVITE	DIRECTION DE LA CONTRAINTE	EFFET SUR LE SYSTEME DE FAILLES	EFFET SUR LA SEDIMENTATION
PANAFRICAINE	E-W 	Tectonique cassante créant des failles et des fractures conjuguées NW-SE&NE-SW	Compartimentage du craton du Sahara central.
CAMBROORDOVICINNE E	NW-SE 	Mouvement normal le long des failles N-S.	Les variations de l'épaisseur sont contrôlées par des failles. Basculement NW de la plate-forme saharienne. Volcanisme.
TACONIQUE (Caradoc-Ashgilien)	E-W 	Mouvement inverse le long des failles N-S résultant. Formation des structures N-S	Soulèvement des boucliers Reguibat et Touareg.
CALEDONIENNE (Siluro-Dévonien)	E-W 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles NS	Erosion le long des zones hautes d'orientation N-S&E-W (Tihemboka, Ahara)
FRASNIEN	NW-SE 	Mouvement normal le long des failles NE-SW.	Non-dépôt et érosion locale (mole d'Ahara). Volcanisme.
WISEEN (Hercynienne précoce)	N40° 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles NS. Début de formation de la chaîne varisque.	Erosion de Tihemboka et soulèvement de l'Ougarta.
CARBONIFERE SUP, A PERMIEN (Hercynienne principale)	N120° 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles NE-SW (résultant de la formation de la pangée).	Erosion sur les axes NE-SW.
RIFTING TRIAS-LIAS (dislocation de la pangée)	NW-SE 	Réaction des failles NE-SW se terminant au TAGS et S4	Contrôle de la sédimentation par des failles entraînant une variation rapide d'épaisseur le long des failles NE-SW
CRETACE INFÉRIEUR (Autrichienne)	E-W 	Réaction des décrochements des failles N-S&NE-SW résultant du mouvement différentiel de la plaque européenne et de la plaque africaine	Erosion des sédiments du Crétacé sous l'Aptien (l'arche d'Al biod& Illizi), effet léger sur le bassin de Berkine.
EOCENE (pyrénéenne)	N-S&NW-SE 	Début de chevauchement au Nord résultant de la convergence de la plaque Africaine avec la plaque Européenne. Décrochement de la faille Sud Atlas.	
MIOCENE	NW-SE&N-S 	Episode de compression majeur dans le domaine atlasique.	Sédimentation prédominante de flyshs au Nord.
POSTVILLAFRANCHIE N	N-S 	Basculement et inversion de blocs. Période finale de compression dans le domaine atlasique. Evénement majeur de collision.	Soulèvement du Hoggar. Basculement du bloc d'El Borma

Figure 48. Les phases tectoniques affectant la plateforme saharienne (BOUJEMAA.A, 1987).

Les mouvements *Hercyniens*, caractérisés par une compression orientée à ( $120^\circ$ ), ont engendré les déformations les plus significatives le long des accidents *NE-SW*. Un aspect crucial de cette période concerne le sort des principales roches mères siluriennes, qui ont été préservées dans les dépressions de Berkine et de l'Oued M'ya. Ces roches mères jouent un rôle essentiel en alimentant en hydrocarbures les pièges structuraux et stratigraphiques qui se sont formés ultérieurement.

Lors des mouvements Autrichiens, qui se sont produits à la fin de l'*Aptien*, une phase compressive orientée est-ouest a été observée. Cette compression a inversé les accidents subméridiens *N-S* de l'Oued M'ya, contribuant ainsi à l'individualisation des pièges structuraux.

### – Évolution structurale du bassin d'Oued M'ya

Les principaux éléments structuraux du bassin d'Oued M'ya s'orientent principalement selon deux directions : *N-S* et *NE-SO*.

Au *Cambrien*, une érosion significative a nivelé les structures et les reliefs antérieurs (Boeuf et al, 1971). À cette époque, le périmètre central d'Oued M'ya se trouvait sur le flanc d'une dépression majeure correspondant à l'emplacement actuel de la zone haute de Hassi Messaoud (Benamrane, 1993).

L'*Ordovicien* débute par une transgression marine durant l'*Arénigien-Lanvirien*, suivie de soulèvements régionaux « Eglab » qui entraînent une érosion atteignant parfois le socle (Boeuf, 1971). Vers la fin de cette période, une glaciation se met en place, avec une calotte glaciaire au niveau du Hoggar actuel. Après la phase *Calédonienne*, la zone d'Oued M'ya commence à s'élever tout en restant submergée.

Au *Silurien*, la fonte définitive de la calotte glaciaire entraîne une remontée du niveau de la mer, provoquant une transgression généralisée qui atteint le Sahara méridional. À cette époque, la zone d'Oued M'ya est entièrement recouverte par cette mer (Benamrane et Al, 1993).

Au *Dévonien*, suite à un soulèvement tectonique lié à la phase *Calédonienne*, une régression marine est observée durant le *Géddinien*, suivie d'une nouvelle transgression. Le début de l'orogénèse *Hercynienne* et le soulèvement graduel de la zone de Hassi Messaoud entraînent un déplacement des dépôts du centre du bassin vers l'ouest.

Vers la fin du *Carbonifère*, la collision entre le Gondwana et Laurasia accentue le soulèvement de la région du dôme de « Tilghermt » et restructure Djemaa Touggourt. À cette période, la région d'Oued M'ya apparaît comme un haut plateau immergé, ce qui empêche le dépôt des sédiments *carbonifères* (Benamrane et Al, 1991). La formation de la Pangée se produit vers la fin de l'orogénèse *Hercynienne*, entraînant une intense érosion des reliefs jusqu'au socle.

Le *Dévonien* est considéré comme la formation *paléozoïque* la plus récente dans la région d'Oued M'ya. Pendant le *Permo-Trias*, cette zone demeure continentale jusqu'à la fin du *Trias*, empêchant ainsi l'intrusion de la mer permienne.

Durant le *Trias*, Oued M'ya est caractérisé par un système fluvial installé en faveur des « paléovallées » *hercyniennes* orientées *NE-SW*, avec des sources d'apport provenant des zones élevées telles que Hassi R'mel, Hassi Messaoud et la voûte d'Allal. À la fin du *Trias*, des

dépôts évaporitiques sont suivis par des carbonates sur cette terre submergée, puis par une transgression marine au *Jurassique supérieur*.

*Au Crétacé*, une manifestation de l'orogénèse *alpine* se produit avec une nouvelle transgression marine sur une vaste étendue, suivie d'une régression à l'*Albien*. Les transgressions généralisées du *Cénomanién* et du *Turonien* sont associées aux mouvements orogéniques *alpines* qui ont façonné l'architecture actuelle de cette région.

*Chapitre 2 :*  
*Étude des puits*  
*« E-1 » & « G-1 »*

## I. Étude du Puits « E-1 »

Le réservoir des Quartzites de « Hamra » est un « *réservoir conventionnel compact (tight)* » présentant une fracturation naturelle, situé à une profondeur comprise entre 3000 et 4000 mètres.

Le puits « E-1 » est un puits d'exploration, situé sur le « *Bloc 220a* », appartenant au permis de recherche « Hamra », dans le bassin d'Illizi. Il présente une perméabilité de 0,3 à 0,5 mD et une porosité de 2 à 5 %.

Composé de quartzite et de grès quartzitique, ce réservoir est relativement *homogène*, avec des zones localisées de *fracturations naturelles*. L'épaisseur du réservoir est comprise entre 100 et 250 mètres.

La teneur en condensats du gaz varie entre 250 et 315 g/m<sup>3</sup>, tandis que la teneur en Gaz de Pétrole Liquéfié (GPL) (essentiellement du propane) est d'environ 80 g/m<sup>3</sup>.

### 1 Présentation du puits « E-1 »

#### 1.1 Situation géographique du puits « E-1 »

Le puits d'exploration « E-1 » est localisé dans le périmètre de recherche « Hamra », situé dans le sud-est algérien, au sein du bassin d'Illizi. Ce bassin sédimentaire, reconnu pour son important potentiel en hydrocarbures, s'étend sur une vaste superficie à proximité de la frontière libyenne.

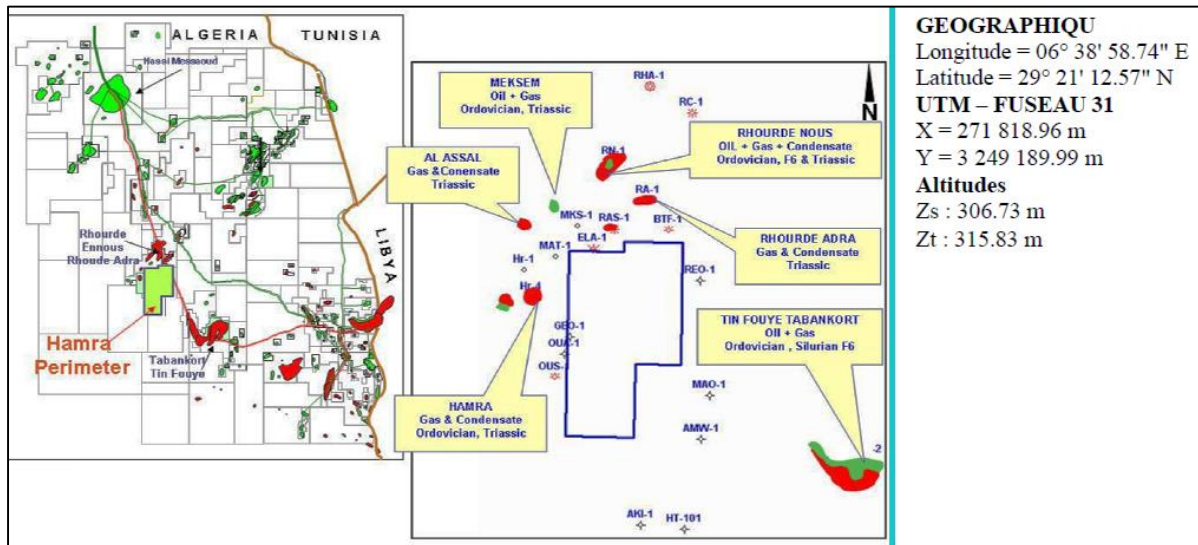
Le bloc « 220a », où le puits « E-1 » est implanté, se trouve à une altitude moyenne de 500 mètres, dans une zone désertique caractérisée par des étendues de regs et d'ergs (plaines caillouteuses et dunes de sable).

**Tableau 5.** Tableau représentatif des coordonnées du puits « E-1 ».

<b>Coordonnées :</b>	
<b>Coordonnées UTM :</b>	<b>Coordonnées géographiques :</b>
<b>X</b> = 271 818.96 m	<b>Longitude</b> = 06° 38' 58.74" E
<b>Y</b> = 3 249 189.99 m	<b>Latitude</b> = 29° 21' 12.57" N
<b>Z<sub>s</sub></b> = 306.73 m	

L'accès au site se fait principalement par des pistes depuis la ville d'In Amenas, qui constitue un important centre gazier de la région, distant d'environ 180 kilomètres au nord-est d'Illizi (Figure49). La région bénéficie d'un climat saharien hyper aride, marqué par :

- **Températures** : +5 °C en hiver la nuit jusqu'à +50 °C en été le jour
- **Précipitations** : inférieures à 20 mm/an.
- **Vents** : Fréquents et parfois violents, contribuant à l'érosion éolienne.



**Figure 49.** Localisation du périmètre « Hamra » et du puits « E-1 » (LASBEUR.N, 2014).

Le forage du puits « E-1 » vise à atteindre des couches géologiques d'intérêt pour leurs potentiels en hydrocarbures :

- TAGS (Trappes, argiles, grès et schistes) ;
- Quartzites de Hamra ;
- Silurien F6.

### 1.2 Cadre géologique du puits « E-1 »

Le « bloc 220a » du périmètre « Hamra » se trouve sur le prolongement des sillons de Tartrat, Flatters et du mole d'El Biod. C'est une zone affectée par de fortes érosions, et le puits « E-1 » objet de l'étude se situe dans cette dernière.

Les cartes en isobathes réalisées montrent que la structure du puits « E-1 », est une structure allongée de type « Horst » délimitée à l'Est et à l'Ouest par deux failles de direction N-E / S-W.

La superficie au toit des Quartzites de Hamra est de 5 Km<sup>2</sup> avec une amplitude de 50 m. Au toit de Silurien, la superficie est de 12 Km<sup>2</sup> avec une amplitude de 50 m, pour le « TAGS », on a une superficie de 12 Km<sup>2</sup> et une amplitude de 35 m.

### 1.3 Aspect structurale

Le périmètre Hamra fait partie de l'environnement pétrolier des bassins d'Illizi et de

Berkine, plus précisément situé sur le flanc ouest du môle de « *Maouar* », en bordure du sillon « *d'El Biod* ». (Figure50)

La configuration structurale actuelle du périmètre est dominée par deux grands trends structuraux :

- Un trend précambrien orienté au sud ; et
- Un trend post-hercynien orienté au *NE*.

L'image structurale actuelle de la région d'étude résulte de l'interaction de plusieurs phases tectoniques (Figure50) :

- **Phase précambrienne** : liée à la collision des deux supercontinents africains, entraînant des déformations dans la région, notamment au sud du puits « E-1 » ;
- **Phase post-hercynienne** : marquée par un mouvement tectonique de direction *NE-SW*, et influençant la configuration géologique actuelle.

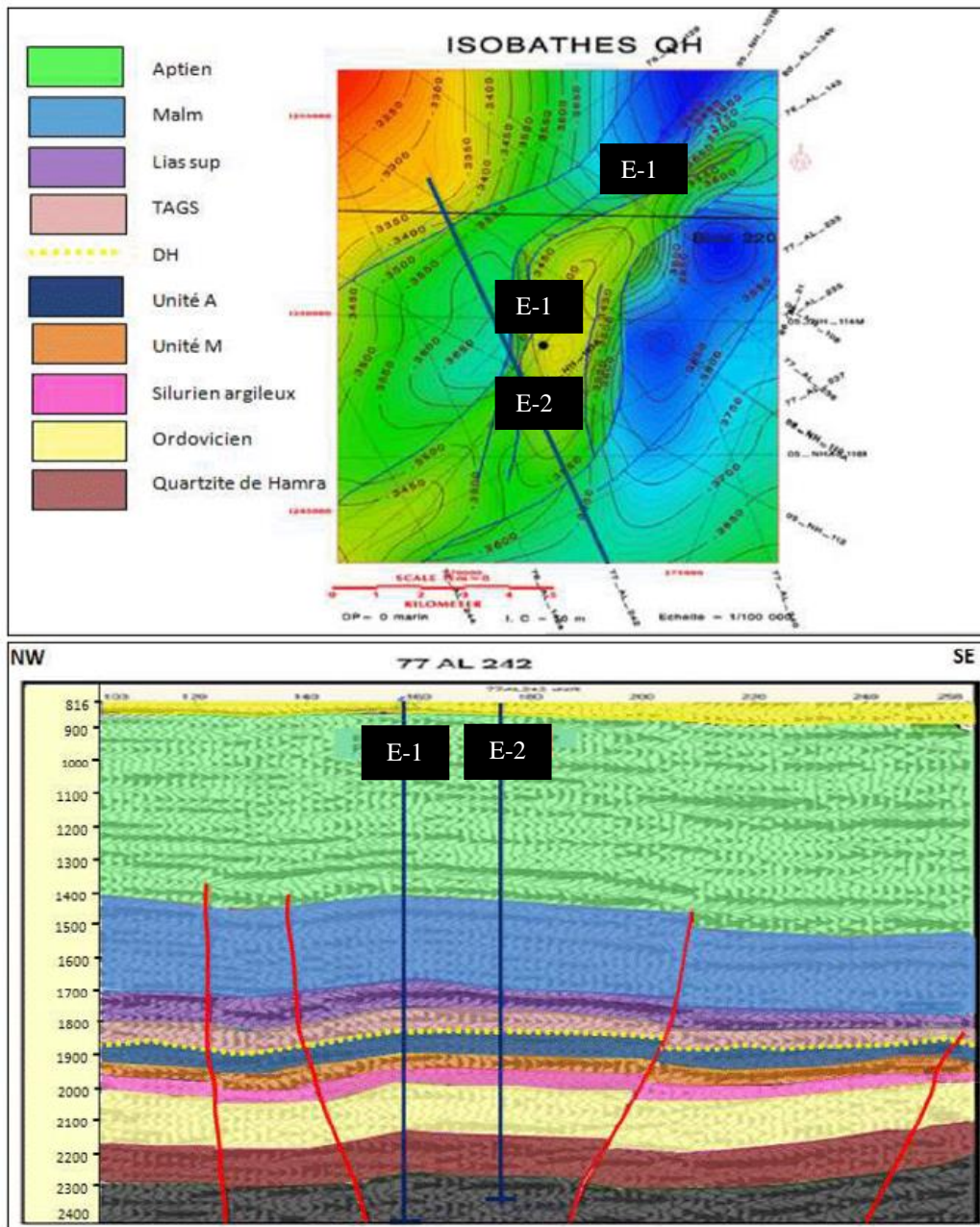


Figure 50. Coupe géologique synthétique du puits (E-1) à partir d'une section sismique (LASBEUR.N, 2014).

#### 1.4 Aspect stratigraphique

La colonne stratigraphique reconnue au puits « E-1 » est représentée par des dépôts du « Paléozoïque », du « Mésozoïque » et du « Cénozoïque ». (Figure51)

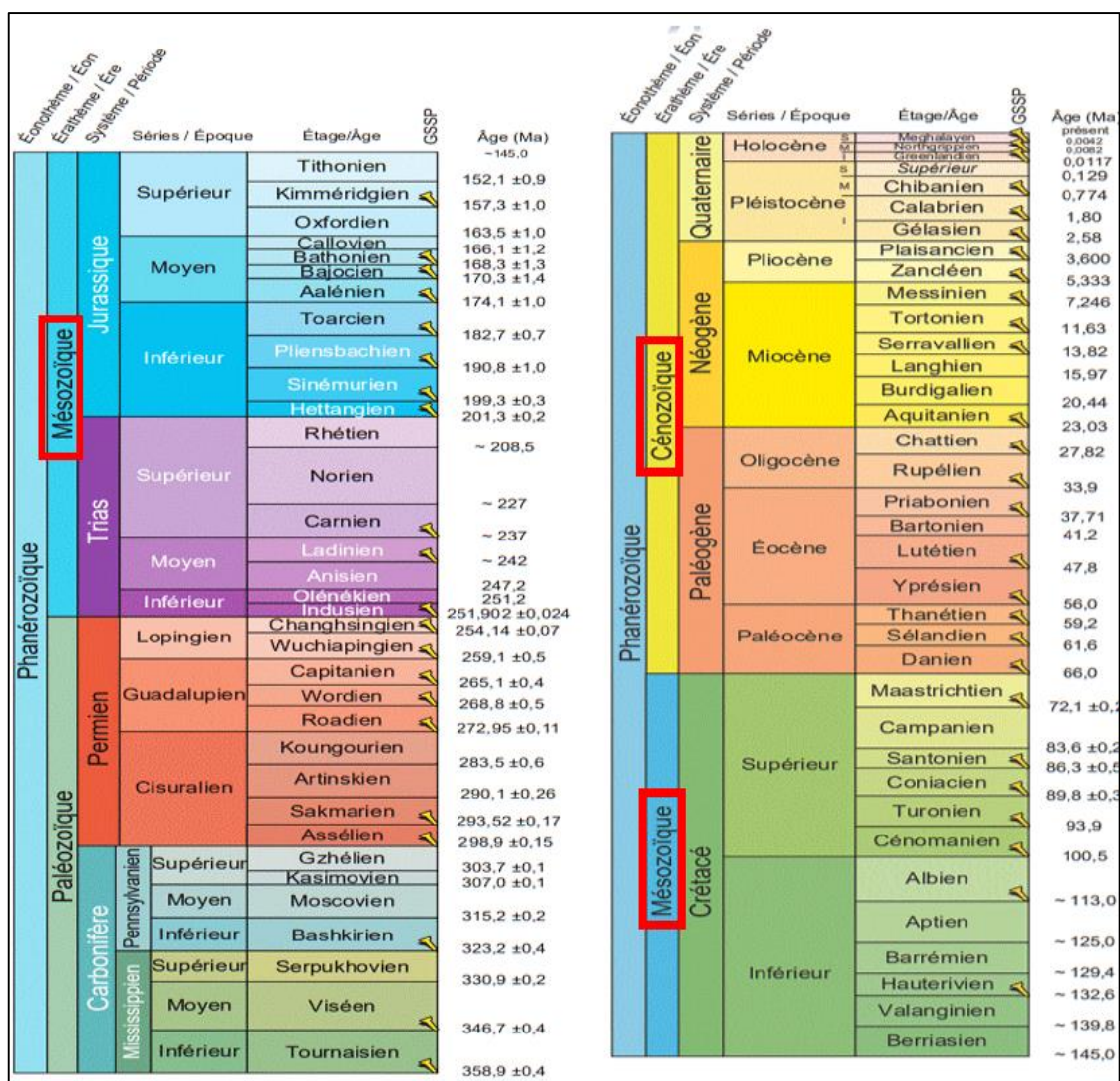
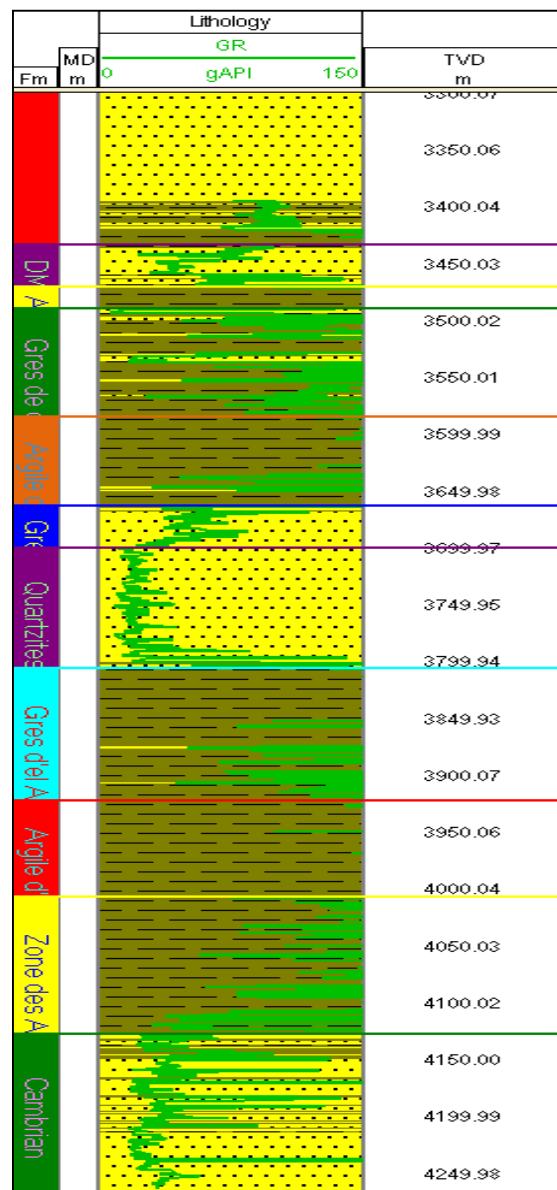


Figure 51. Les dépôts qui constituent le Puit « E-1 ».

Les principales caractéristiques observées dans les différentes périodes stratigraphiques, sont (Figure 52) :

- **Crétacé** : Représenté par une « réduction de l'épaisseur du Sénonien carbonaté » ;
- **Jurassique** : La couche de cette époque présente une épaisseur similaire à celle de la région (610,5 m pour « E-1 » et environ 615 m pour la région) ;
- **Trias** : Le dépôt de cette formation dans le périmètre « Hamra » varie, avec une épaisseur d'environ 189 m sur ce puits ;
- **Silurien** : Il y a une « absence de l'unité B2 » (unité sommitale du Silurien F6 B1/B2), constatée également sur le puits de référence « EL-M-1 ». Cette absence est due à l'intensité de la « discordance hercynienne » ;

- **Ordovicien** : Une puissante série de *615 m* est observée, composée de :
  - Argiles micro-conglomératiques ;
  - Grès d'Oued Saret ;
  - Argiles d'Azzel ;
  - Grès d'Ourgla ;
  - Quartzites de Hamra (avec une épaisseur de *100,5 m*) ;
  - Grès d'El Atchane.
  
- **Cambrien** : Encore méconnu dans la région, pénétrée recoupée par le puits « E-1 ». Ce niveau est constitué d'une zone d'alternance grés-argileuse.



**Figure 52.** Colonne stratigraphique du puits (E-1), (Schlumberger Data and Consulting Services, 2025).

## ❖ Observations complémentaires

La coupe géologique synthétique (Figure 50) montre que la colonne stratigraphique du puits « E-1 » (Figure 52) est conforme à celle du découpage régional. Cependant, le forage présente une réduction d'épaisseur en allant vers l'Ouest, suite à la discordance hercynienne, ce qui a provoqué un contact anormal avec les argilo-gréseux de la formation *F6*.

## ❖ Remarques

- Le *Cambrien* et certaines unités du *Silurien* restent relativement méconnus dans cette région, malgré les forages réalisés ;
- La discordance hercynienne joue un rôle clé dans la variation de l'épaisseur des couches stratigraphiques et la structure de la région.

## 2 Étude de faisabilité

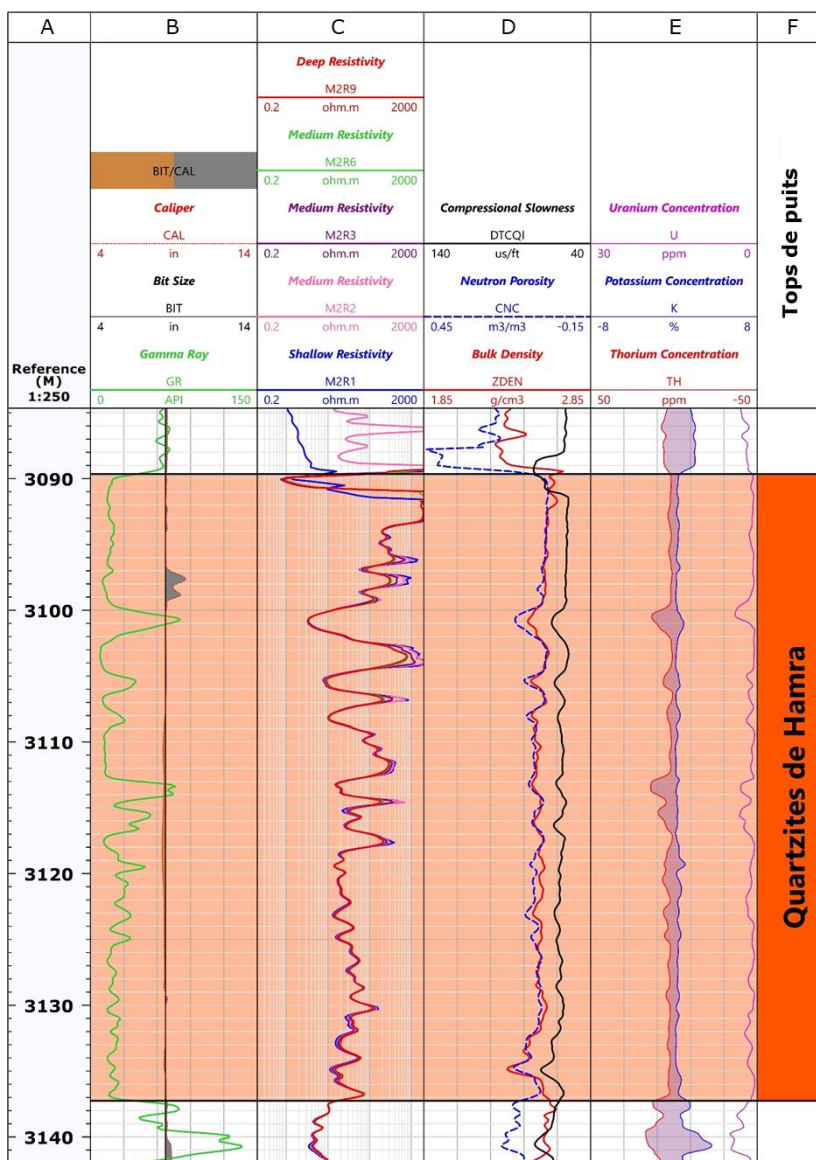
### 2.1 Interprétation pétrophysique

L'objectif principal d'une analyse de logs est de caractériser précisément le réservoir ciblé. Pour y parvenir, une campagne de diagraphies est généralement mise en œuvre. Cette opération consiste à enregistrer différents types de mesures le long du puits à l'aide d'outils spécialisés. L'objectif est de localiser le réservoir, d'en déterminer la nature géologique, notamment la lithologie (type de roche) et la minéralogie, ainsi que l'évaluation des propriétés pétrophysiques telles que la porosité ( $\phi$ ), la perméabilité ( $k$ ) et la saturation en fluides ( $S$ ). Cette dernière est identifiée par les trois indices : saturation en eau (*water saturation*) ( $S_w$ ), saturation en huile (*oil saturation*) ( $S_o$ ), et saturation en gaz (*gas saturation*) ( $S_g$ ).

Ces données permettent également d'identifier la nature des fluides présents dans la formation (eau, pétrole, gaz), afin de mieux estimer le potentiel de production du réservoir.

#### 2.1.1 Interprétation des diagraphies

L'interprétation des données enregistrées a été réalisée à l'aide du logiciel spécialisé « *ELAN-PLUS* ». Ce programme permet l'analyse intégrée des différentes diagraphies issues des outils de mesure en puits (la figure 53 ci-après illustre un exemple de sortie du module *ELAN*), utilisé pour la modélisation pétrophysique).



**Figure 53.** Résultat d’Elan des quartzites de Hamra, (LASBEUR.N, 2014).

Parallèlement à cette analyse assistée par logiciel, une « *interprétation manuelle* », des courbes de diaggraphie a été effectuée afin de valider et d’ajuster les résultats obtenus. Cette interprétation concerne notamment les logs de résistivité, de porosité, de densité, de vitesse sonore et de gamma ray, entre autres. Les principaux résultats issus de cette approche manuelle sont synthétisés dans le (tableau 6 présenté ci-après).

**Tableau 6.** Paramètres pétrophysiques des quartzites de Hamra (Documents SONATRACH, 2011).

Profondeur (m)	Vsh (%)	Porosité (%)	Résistivité ( $\Omega.m$ )	SW (%)	Observation
3699	14	0.8	67.9	-	CP
3700	3	1.7	1431.3	-	CP
3701	3	0.2	1042.9	-	CP
3702	2	0.9	1046.3	-	CP
3703	3	1.4	463.2	-	CP
3704	4	2.7	145.3	40	HC
3705	8	5.1	32.5	-	CP
3706	10	2.1	28.5	-	CP
3707	5	1.8	76.8	-	CP
3708	4	4.8	41.2	-	CP
3709	6	1.7	31.3	-	CP
3710	8	4.3	32.2	-	CP
3711	7	3.9	29.3	-	CP
3712	5	1.8	29.8	-	CP
3713	10	1.3	43.5	-	CP
3714	9	1.8	41.3	-	CP
3715	4	3.0	51.4	-	CP
3716	3	2.9	62.2	-	CP
3717	7	3.6	39.5	-	CP
3718	6	4.6	52.6	-	CP
3720	8	2.1	28.4	-	CP
3724	9	1.8	32.2	-	CP
3727	8	2.7	77.0	-	CP
3728	10	3.1	87.6	-	CP
3729	5	17.4	101.2	6	HC
3730	5	11.5	152.4	8	HC
3733	3	4.8	189.0	-	CP
3734	6	4.4	64.0	-	CP
3735	6	4.7	83.2	-	CP
3737	5	4.0	54.7	-	CP
3738	7	1.3	146.0	-	CP
3739	13	0.8	102.9	-	C
3740	3	3.5	467.4	-	CP
3741	4	3.7	757.0	-	CP
3742	1	1.8	28.5	-	CP
3743	2	3.2	369.7	-	CP
3744	8	1.0	108.4	-	CP
3770	10	1.8	37.4	-	CP
3780	7	2.0	61.3	-	CP
3782	8	1.6	61.3	-	CP

### 2.1.2 Interprétation qualitative

L'ensemble de courbes de diagraphies a mis en évidence tous les réservoirs assignés à ce puits, ils reflètent parfaitement la description lithologique.

### 2.1.3 Interprétation quantitative

Le modèle géologique choisi dans cette interprétation est basé principalement sur le log « E-1 » (description lithologique des cuttings) et sur la description géologique des carottes.

- *Minéraux* : Quartz, Illite ;
  - *Fluides* : Eau, Huile ;
  - *Courbes utilisées* : Rhoz, Nphi, Dt, Rt et GR.
- **Paramètre d'argile**

**Tableau 7.** Paramètre des argiles dans les différentes formations du puits « E-1 », (Documents SONATRACH, 2010).

Formation (m)	Minéral	Rhob (g/cc)	Nphi (%)	GR (API)	Rt ( $\Omega.m$ )
<b>TAGS</b>	Illite	2.73	0.36	135	17
<b>Trias Intermédiaire</b>		2.73	0.36	135	17
<b>F6 Unité B2B1</b>		2.73	0.36	135	17
<b>F6 Unité A2A1</b>		2.73	0.36	135	17
<b>F6 Unité M2M1</b>		2.73	0.36	135	30
<b>Dalle de M'Kratta</b>		2.71	0.19	130	20
<b>Grés d'Ouest Saret</b>		2.72	0.21	217	20
<b>Grés d'Ouargla</b>		2.77	0.20	202	19
<b>Quartzites de Hamra</b>		2.77	0.20	200	19
<b>Grés d'El Atchane</b>		2.77	0.20	200	19
<b>Cambrien 'Ri+Ra'</b>		2.76	0.075	225	80

- **Paramètre de la matrice**

**Tableau 8.** Paramètre de la matrice dans les différentes formations du puits « E-1 », (Documents SONATRACH, 2010).

Formation (m)	Minéral	Rhob (g/cc)	Nphi (%)	GR (API)
<b>TAGS</b>	Quartz	2.65	-2.0	18
<b>Trias Intermédiaire</b>		2.65	-2.0	23
<b>F6 Unité B2B1</b>		2.65	-2.0	35
<b>F6 Unité A2A1</b>		2.65	-2.0	23
<b>F6 Unité M2M1</b>		2.65	-2.0	37
<b>Dalle de M'Kratta</b>		2.65	-2.0	30
<b>Grés d'Ouest Saret</b>		2.65	-2.0	9
<b>Grés d'Ouargla</b>		2.65	-2.0	24
<b>Quartzites de Hamra</b>		2.65	-2.0	12
<b>Grés d'El Atchane</b>		2.65	-2.0	30
<b>Cambrien 'Ri+Ra'</b>		2.65	-2.0	16

## 2.2 Test DST ( Drill Stem Test)

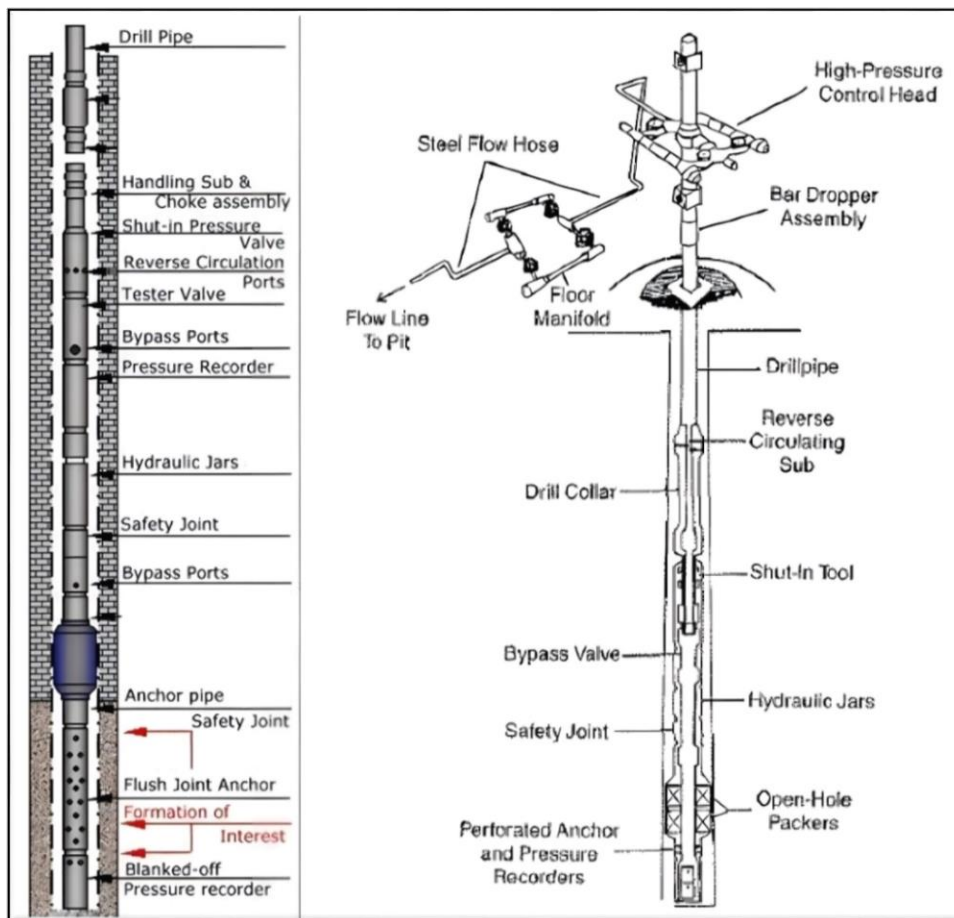
### 2.2.1 Définition

Le *Drill Stem Test* (DST), ou *essai au travers de la tige de forage* en français, est un test de production temporaire réalisé dans un puits de forage afin d'évaluer les caractéristiques d'un

réservoir avant toute mise en production définitive. (Figure 54)

L'essai permet d'enregistrer plusieurs données essentielles, notamment :

- Pression de réservoir (initiale et après fermeture du puits) ;
- Débit de production ;
- Type et nature des fluides extraits ;
- Temps de remontée et de fermeture (buildup et drawdown) ;
- Perméabilité et pression efficace du réservoir.



**Figure 54.** Schéma présent l'outil DST (ADEEB NOORIA, 2015).

### 2.2.2 Objectifs du test DST

Le test de production DST vise à évaluer la performance du réservoir traversé par le puits. Ses objectifs principaux sont, d'une part, de vérifier la productivité du réservoir, c'est-à-dire sa capacité à produire des hydrocarbures dans des conditions réelles. D'autre part, il permet de déterminer plusieurs paramètres fondamentaux du réservoir, tels que la perméabilité, la pression statique initiale, ainsi que l'éventuelle présence de dommages près du puits (skin).

### 2.2.3 Résultat du test « DST » dans le puits « E-1 »

Quatre tests ont été réalisés dans le cadre de l'évaluation du potentiel en hydrocarbures des réservoirs ; ordovicien et cambrien.

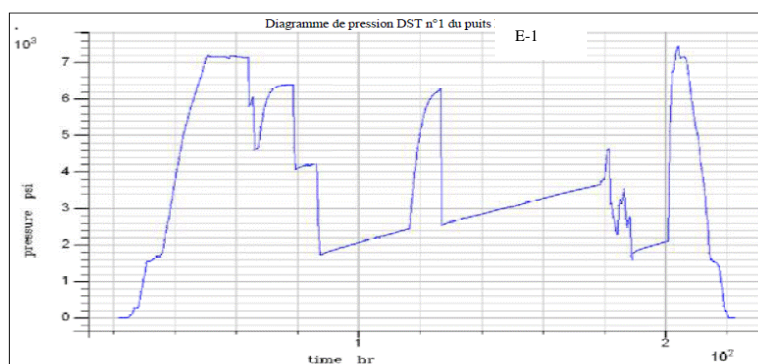
- **Test d'évaluation : DST n° 1**

**Tableau 9.** Résultats de test d'évaluation DST n° 1 (Documents SONATRACH, 2010).

Date du test	Intervalle testé	Formation testée	Catégorie de test	Résultats
28/07/2009 Au 5/08/ 2009	4106 m – 4250 m	Cambrien	IRDV	Productif d'eau salée saturée

#### *Observation*

Test réussi, productif d'eau salée saturée, de densité 1.20 et de salinité 320 g/l.



**Figure 55.** Diagramme de Pression DST n°1, puits E-1, (Documents SONATRACH, 2010).

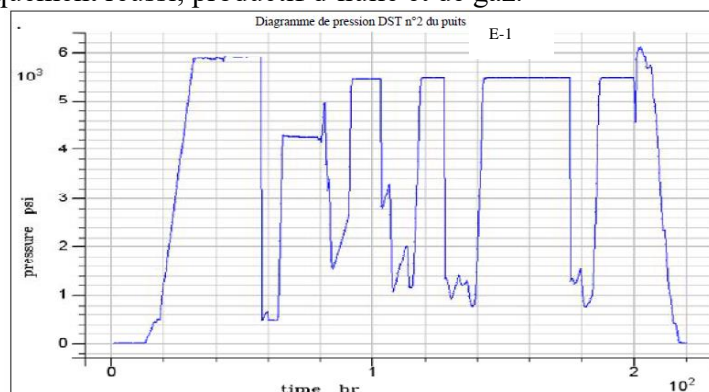
- **Test d'évaluation : DST n°2**

**Tableau 10.** Résultats de test d'évaluation DST n° 2 (Documents SONATRACH, 2010).

Date du test	Intervalle testé	Formation testée	Catégorie de test	Résultats
14/08/2009 Au 23/08/ 2009	3664 m – 3790 m	Q. de Hamra + Grès d'Ouargla	IRDV	Productif d'huile et de gaz

#### *Observation*

Test techniquement réussi, productif d'huile et de gaz.



**Figure 56.** Diagramme de Pression DST n°2, puits E-1, (Documents SONATRACH, 2010).

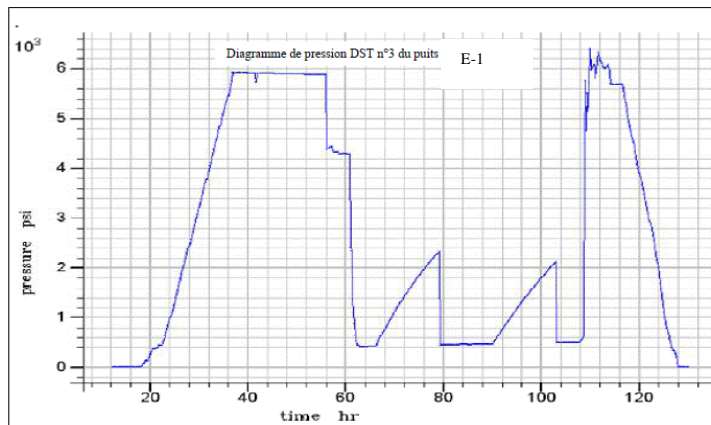
- **Test d'évaluation : DST n°3**

**Tableau 11.** Résultats de test d'évaluation DST n° 3 (Documents SONATRACH, 2010).

Date du test	Intervalle testé	Formation testée	Catégorie de test	Résultats
08/09/2009 Au 12/09/ 2009	3527.5 m – 3536 m	Grès Oued Saret	IRDV	Sec

**Observation**

Test techniquement réussi, non productif (sec).



**Figure 57.** Diagramme de Pression DST n°3, puits E-1, (Documents SONATRACH, 2010).

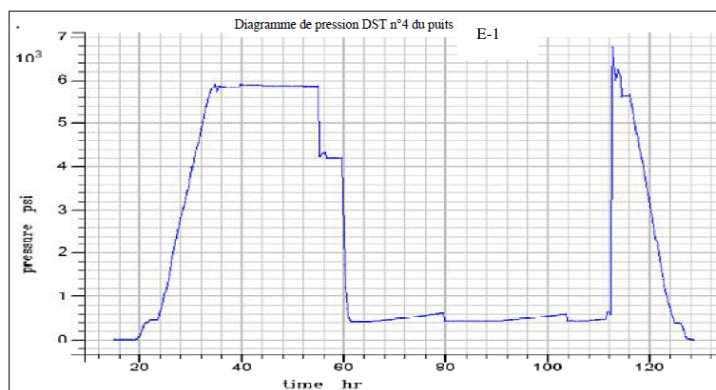
- **Test d'évaluation : DST n°4**

**Tableau 12.** Résultats de test d'évaluation DST n° 4 (Documents SONATRACH, 2010).

Date du test	Intervalle testé	Formation testée	Catégorie de test	Résultats
23/09/2009 Au 28/09/ 2009	3435 m – 3460 m	Dalle de M'Kratta	IRDV	Sec

**Observation**

Test techniquement réussi, non productif (sec).



**Figure 58.** Diagramme de Pression DST n°4, puits (E-1), (Documents SONATRACH, 2010).

## 2.3 Cimentation

La cimentation est un paramètre important dont il faut tenir compte avant l'opération de stimulation, la cimentation garantit l'isolation des formations géologiques traversées par un puits pétrolier et ce, de manière permanente et pérenne.

Les lectures de l'outil « *CBL VDL* » relève l'état de la cimentation, les résultats observés sur le puits « E-1 » sont illustrées dans le tableau 13 ci-après.

**Tableau 13.** Qualité de cimentation (Documents SONATRACH, 2010).

<b>Tubage</b>	<b>Sabot (m)</b>	<b>Intervalle (m)</b>	<b>Lecture CBL 0-100 (Mv)</b>	<b>Observation</b>
<b>9<sup>5/8</sup>''</b>	2642	2480-2550 2550-2600 2600-2655	40-50 30-50 5-50	Cimentation moyenne
<b>7''</b>	3419	2665-2700 2700-2730 2730-2840 2840-3130 3130-3190 3190-3420 3420-4090	5-35 5-15 5-70 5-20 10-30 50-65	Cimentation moyenne
<b>Liner 4<sup>1/2</sup>''</b>	4106	3420-4090	0-3	Bonne cimentation

### 2.4 Architecture du puit « E-1 »

Le schéma du puits « E-1 » est illustré dans la figure suivante (Figure59) :

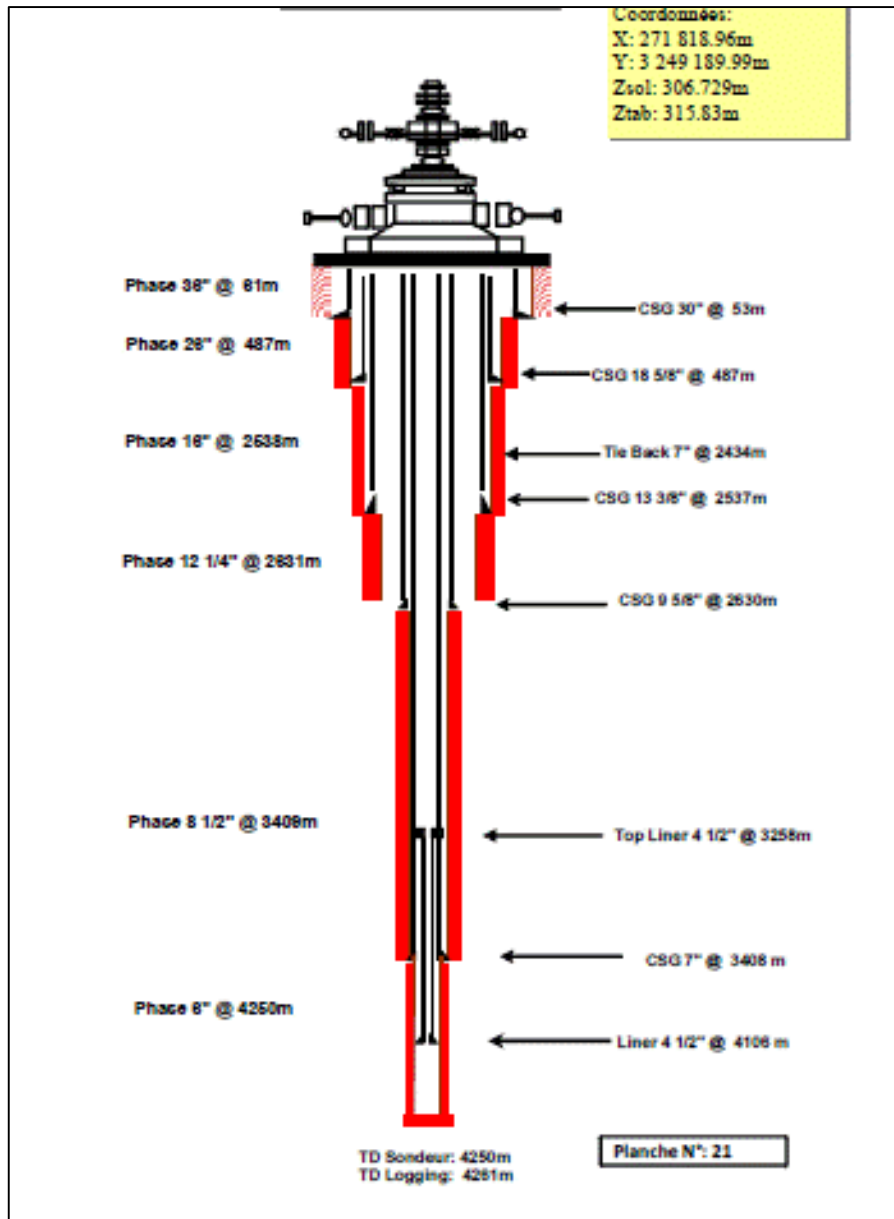


Figure 59. Schéma du Puits « E-1 », (Documents SONATRACH, 2010).

## II. Le Puits « G-1 »

Le forage « G-1 » est un réservoir conventionnel compact (tight), qui est localisé dans le périmètre de recherche « G », « bloc 350a », wilaya de Ghardaïa opérée à 100% par « SONATRACH », situé à une profondeur de 2530 mètres, avec une superficie de 192 Km<sup>2</sup>.

L'accès à ce sondage se fera à partir de « Hassi Messaoud », et ce qui concerne l'alimentation en eau, elle peut se faire par citernes à partir des puits d'eau existants dans la région ou par le forage d'un puits d'eau.

## 1 Présentation du puits G-1

### 1.1 Situation géographique du puits G-1

Le puits « G-1 » est implanté à l'Est-Sud-Est de la structure de « Belketaïf », à environ 22 km au sud-est du sondage (B). (Figure 60)

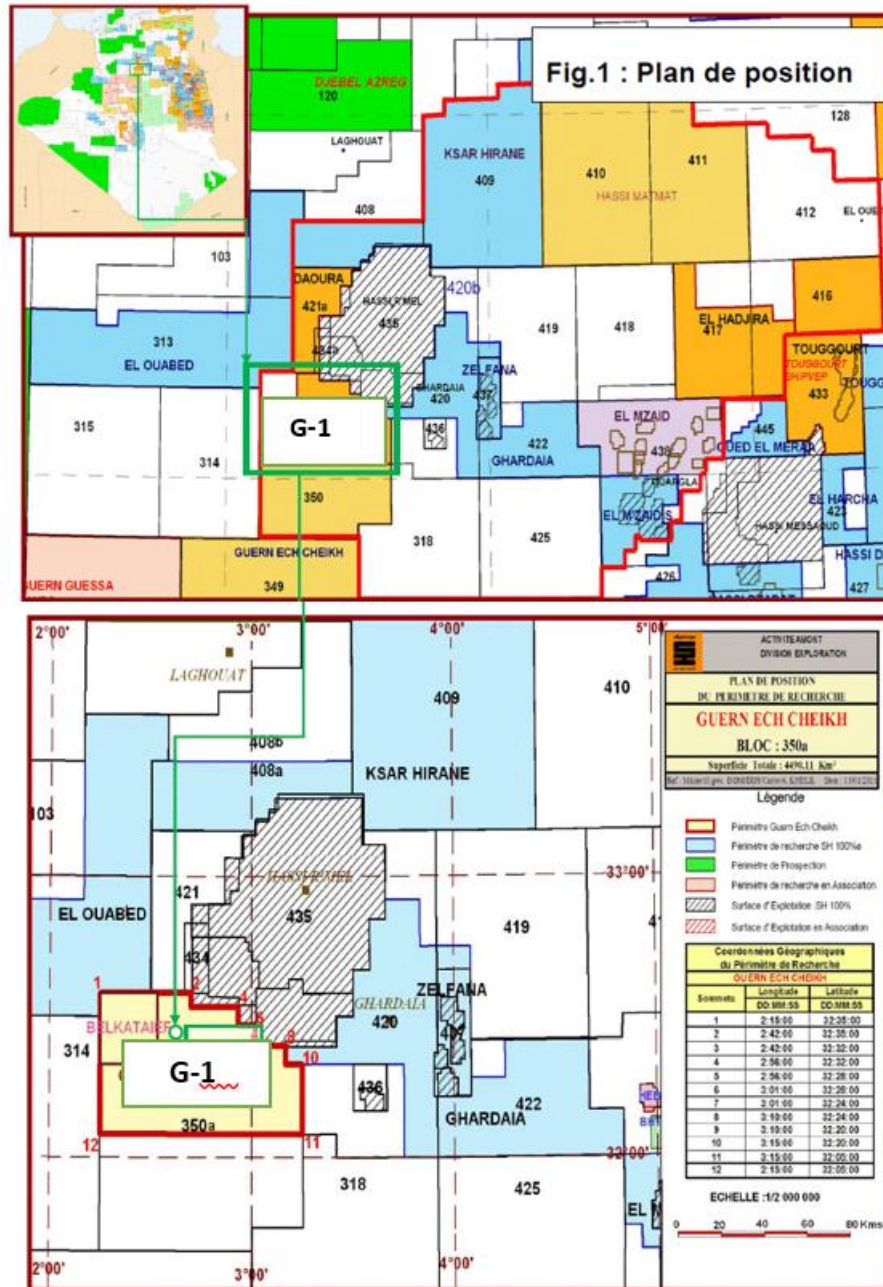


Figure 60. Localisation du puits « G-1 » (LASBEUR.N 2014).

Sur le plan géomorphologique, la région est caractérisée principalement par des regs et des dunes.

La région du puits « G-1 » est soumise à un climat saharien hyperaride, caractérisé par :

- **Températures** : De fortes amplitudes thermiques, avec des minimas avoisinants  $+5\text{ }^{\circ}\text{C}$  durant les nuits hivernales et des maximas atteignant  $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$  en été ;
- **Précipitations** : Des pluies extrêmement rares, avec un total annuel inférieur à  $20\text{ mm}$  ;
- **Vents** : Fréquents et parfois violents, les vents contribuent de manière significative à l'érosion éolienne et modifient les conditions de surface.

**Tableau 14.** Tableau représentatif des coordonnées du puits « G-1 ».

<b>Coordonnées :</b>		
<b>Coordonnées géographiques :</b>	<b>Coordonnées UTM :</b>	<b>Données sismiques :</b>
<b>X</b> = $02^{\circ} 37' 20.55''$ Est <b>Y</b> = $32^{\circ} 24' 49.20''$ Nord	<b>X</b> = 464 491.18 m Est <b>Y</b> = 3 586 079.72 m Nord <b>Z<sub>s</sub></b> =621,051 m/msl	2D MGN (93MGN77, point de tir SP=831 ; 92MGN20, SP=228)

## 1.2 Cadre géologique du puits « G-1 »

### 1.2.1 Cadre géologique global

Le périmètre « G-1 » se situe sur le flanc Sud-Ouest du dôme de « Tilrhemt », et constitue la jonction entre la dépression d'Oued M'ya à l'est, et l'ensellement de Djofra à l'ouest.

Le *Dévonien* fortement affecté par l'érosion hercynienne dans ce périmètre, se biseaute en « *Top Lap* » sous la discordance *hercynienne* suivant une ligne Nord-Est / Sud-Ouest alors que le *Trias gréseux* « T2 » présent au Nord-Est du périmètre en surplombant l'affleurement du *Silurien* à la surface de la discordance *hercynienne* se biseaute suivant une ligne irrégulière d'orientation en général Nord-Ouest, Sud-Est avec remplissage des paléo vallées Nord-Est, Sud-Ouest.

Le cycle *hercynien* est le facteur principal de la configuration structurale du *Paléozoïque* dans Le périmètre « G » Dans cette partie du bassin d'Oued M'ya, il existe un système de failles anciennes d'orientation Nord-Sud à très faible rejet ne dépassant pas les  $30\text{m}$ , qui contrôlent la structuration dans la région.

La couverture sédimentaire d'une épaisseur d'environ  $3000\text{m}$  est représentée par les dépôts du *Paléozoïque*, *Mésozoïque* et *Cénozoïque*, couverts par les dunes de sables.

- **Le Paléozoïque** : est constitué par des dépôts détritiques argilo continentale et marine, allant du *Dévonien* inférieur, aux dépôts du *silurien* radioactif, d'*Ordovicien*, et du *Cambrien*.
- **Le Mésozoïque** : débute par :

- Le Trias continental délimité à la base par la « *Discordance Hercynienne* » et au toit par le salifère. Son épaisseur totale est variable.
  - Le Jurassique, caractérisé par des « *dépôts évaporitiques* » et des « *carbonates* ».
  - Le Crétacé vient s'installer avec des dépôts détritiques à la base et carbonaté au sommet.
- Le Cénozoïque : est discordant, incomplet et représenté par des dépôts du « *Mio-pliocène* ».

### 1.2.2 Cadre géologique local

La structure de « G » située au Sud-Est de la structure de Belketaïf et au Sud-Ouest du gisement gazier de Djebel Bissa, « *bloc 350a* », périmètre « G », (Bassin Oued M'ya)

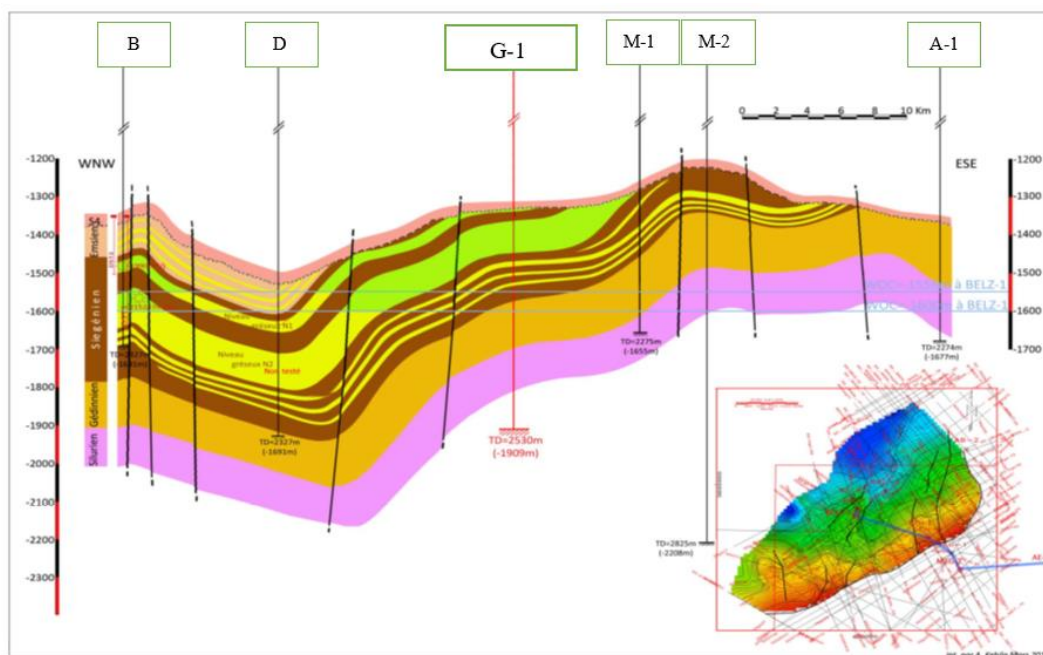


Figure 61. Coupe géologique du périmètre « G » (Documents SONATRACH, 2011).

### 1.3 Aspect structurale

Le périmètre de « G » est localisé dans une zone saharienne relativement stable d'un point de vue tectonique actuel, mais qui présente des structures héritées complexes, résultant de l'histoire géologique ancienne.

#### 1.3.1 Cadre tectonique

Le secteur s'inscrit à la transition entre des domaines structuraux stables et des zones faiblement plissées, en bordure d'un bassin sédimentaire ancien. Il est associé à une tectonique distensive dominante, datant principalement du *Paléozoïque supérieur* et du *Mésozoïque*.

### 1.3.2 Structuration majeure

- **Failles normales** : Le périmètre est affecté par un réseau de failles normales orientées principalement *NNE-SSW* et *ENE-WSW*, créant localement des structures de type « *horsts* » (reliefs surélevés) et « *grabens* » (fossés d'effondrement).
- **Inversion tectonique locale** : Certains secteurs montrent des signes d'inversions tectoniques modérées, où des failles initialement extensives ont pu être réactivées en compression légère durant les phases de déformation alpine « *Tertiaire* ».

### 1.3.3 Plissements et discontinuités

Le plissement est peu marqué ; il s'agit essentiellement de flexures douces affectant les séries sédimentaires.

Les discordances angulaires sont rares mais peuvent apparaître localement, témoignant de pauses ou d'épisodes d'érosion au cours du dépôt des séquences stratigraphiques.

### 1.3.4 Épaisseur sédimentaire

L'épaisseur cumulée des dépôts sédimentaires peut dépasser plusieurs milliers de mètres, comprenant principalement des grès, des schistes, et des intercalations carbonatées. Ces unités sont peu déformées, préservant leur continuité stratigraphique.

### 1.3.5 Activité tectonique récente

L'activité néotectonique « *post-Tertiaire* » est quasi inexistante dans la région de « G », ce qui confère une stabilité géomécanique favorable aux opérations de forage et d'exploitation.

## 1.4 Aspect stratigraphique

La couverture sédimentaire au niveau du périmètre « G » consiste en une faible série tertiaire, variant de 1 à 110 mètres d'épaisseur, et une série représentée par des dépôts mésozoïques et paléozoïques d'épaisseur moyenne de 3000 m. (Figure 62)

Le Paléozoïque est constitué par des dépôts détritiques argilo-gréseux d'origine continentale et marine, avec une épaisseur totale d'environ 950 m, allant du Cambrien jusqu'au *Dévonien inférieur*. L'érosion hercynienne a affecté les dépôts paléozoïques jusqu'au Silurien.

Le *Mésozoïque* repose en discordance angulaire sur les dépôts du *Paléozoïque*. Son épaisseur totale varie de 1600m à 1800 m.

## Étude des puits « E-1 » & « G-1 »

Le *Cénozoïque* est discordant, et incomplet, il est peu épais, et représenté par des dépôts continentaux gréseux et sableux du *Mio - pliocène*.

SONATRACH/ AMT Division exploration			Prévision stratigraphique du puits (G-1)						
Coordonnées géographiques : X = 02° 37' 20.55'' Est Y = 32° 24' 49.20'' Nord			PREVISIONS GEOLOGIQUES				PROGRAMMES		
AGE	Profond(m)/ DP=621,051m	Côte absolue (m)	ETAGE	STRATIGR	LITHOLOGIE	Epais. (m)	Temps Sism./DP 738,538m	Carotte test	
TERTIAIRE	Surface	621	Mio-Pliocène		Grès fin à moy et silt ciment argilo-carbonaté	71	TWT(ms)		
CRETACE	71	550	Cénomanién		Dolomies dures passant à dolomie- calcaire	11	257,86		
	82	539	Albien		Grès fins à moyens argileux à intercollations d'argile plastique et de sable grossier à la base.	225	300,86		
	307	314	Aptien		Argile dolomitique et dolomie	16	395,86		
	323	298	Barremien		Sable fin à moyen avec passées d'argile et dolomies groseuse	174	407,86		
	497	124	Néocomien		Argiles pâteuse et passées de calcaire ,grés et dolomie	209	537,86		
JURASSIQUE	706	-85	Malm		Argile plastique + dolomie +anhydrite+ grés +calcaire, trace de lignite et pyrite	238	703,86		
	944	-323	DOGGER	Argileux	Argile indurée gréseuse passées de dolomie trace de lignite et pyrite	237	877,86		
	1181	-560		Lagunaire	Calcaires passées et fine passées dolomitiques, trace lignite et pyrite	245	1047,86		
	1426	-805	LIAS	Lias marneux	Marnes tendre feuilletée, passées d'argiles carbonatés et calcaires	24	1195,86		
	1450	-829		Lias carbonaté	Dolomie calcaire marneux dur	113	1207,86		
	1563	-942		Lias anhydritique	Dolomie passées de calcaire marneux dur et d'anhydrite	44	1251,86		
	1607	-986		Lias salifère	Dolomie calcaire marneux dur et d'anhydrite	22			
	1629	-1008		Horizon B	Argile dolomitique à intercollations dolomie et anhyd.	14	1271,86		
	1643	-1022		Salifère S1+S2	Anhydrite massive, fines passées d'argile et sel massif à la base avec passées d'argile	70	1287,86		
	1713	-1092		Salifère S3	Sel massif translucide et passées d'argiles présence d'anhydrite et dolomie	239	1320,86		
	1952	-1331		Argileux supérieur	Argile plastique, salifère et dolomie dure	23			
	1975	-1354		D2	Dolomie calcaire	4			
	TRIAS	1979		-1358	TRIAS	S4	Sel massif translucide et passées d'argiles présence d'anhydrite et dolomie	26	1453,86
	Dév. Inf.	2005	-1384		Siegénien	Argilo-gréseux	217	1465,86	↓
2222		-1601	Gédinnien		Argile feuilletée avec passées de grés	153	1579,86		
SIL.	2375	-1754		Silurien	Argile noire charboneuse feuilletée fossilifère avec passées de grés	98	1652,86		
ORD.	2473	-1852		Dalle de M'Kratta	Siltstone et grés quartzitique avec passées d'argile silteuse	30	1711,86	↓	
	2503	-1882		Argiles Mikro.	Argile gris noire silteuse microconglomératique	27			
TD	2530				Pression au fond du réservoir Dévonien inférieur =260 Kg/cm <sup>2</sup>				

Figure 62. Prévision stratigraphique du puits « G-1» (Documents SONATRACH, 2011).

## 2 Étude de faisabilité

### 2.1 Interprétation pétrophysique

#### 2.1.1 Évaluation pétro physique du Dévonien inférieur à partir des diagraphies

L'interprétation a été réalisée à l'aide du logiciel « *Interactive Petrophysics (IP)* ».

##### → Évaluation pétrophysiques du Dévonien inférieur « *Siegénien* »

- Pour l'intervalle « 2025m – 2050 m », la saturation en eau «  $S_w$  » est estimée à 45 % et la porosité «  $\phi$  » varie. (Figure 87).

- Dans l'intervalle « 2040m – 2100 m », «  $S_w$  » est comprise entre 30 % et 40 %, tandis que «  $\phi$  » varie de 10 % à 17 % (Figure63).

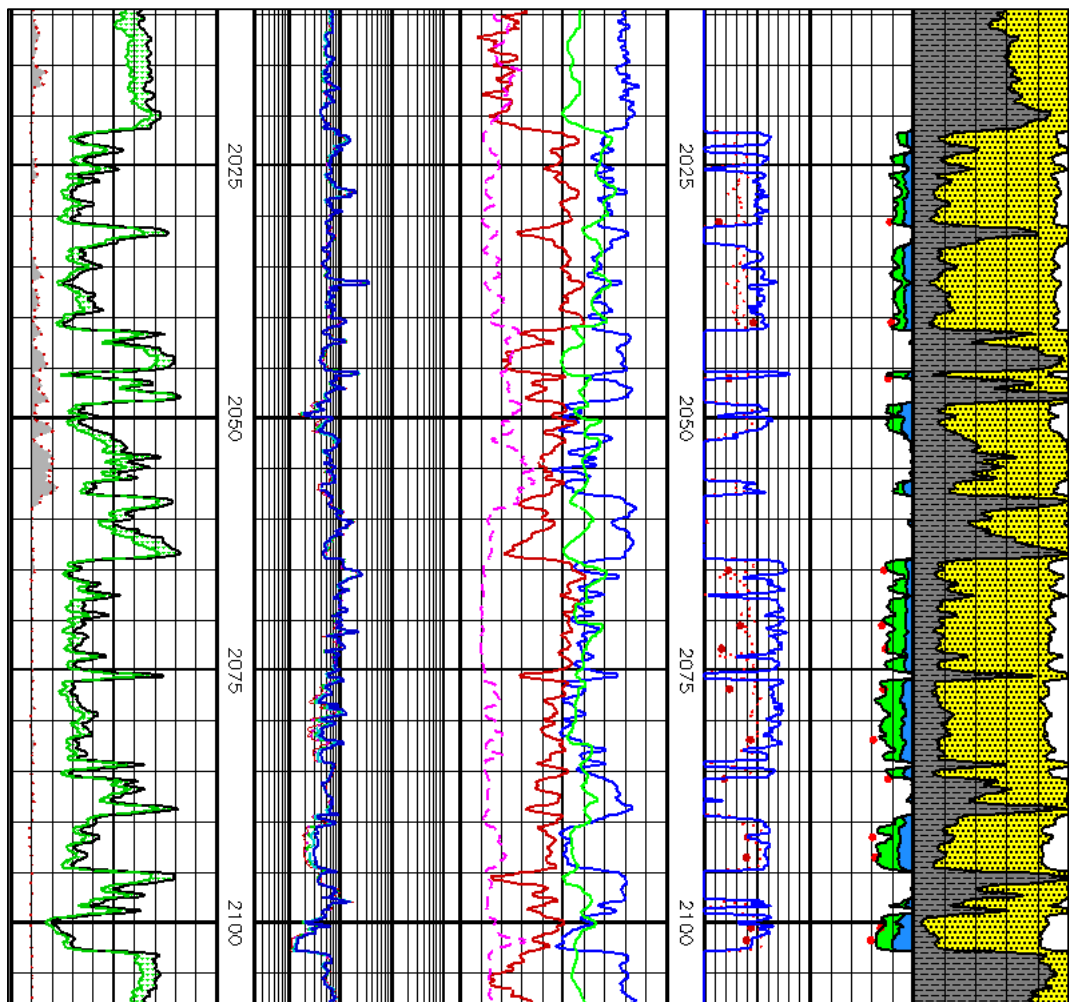


Figure 63. Résultats des diagraphies dans les formations du Siegénien, puits « G-1 ».

##### → Évaluation pétrophysiques du Dévonien inférieur « *Gédinien* »

Dans l'intervalle « 2040m – 2100 m », la saturation en eau «  $S_w$  » est de 20 %, avec une porosité «  $\phi$  » atteignant 17 %. (Figure64)

– Les tops des formations

- *Sieginien* : 1999 m (MD)

- *Gédinien* : 2157 m (MD)

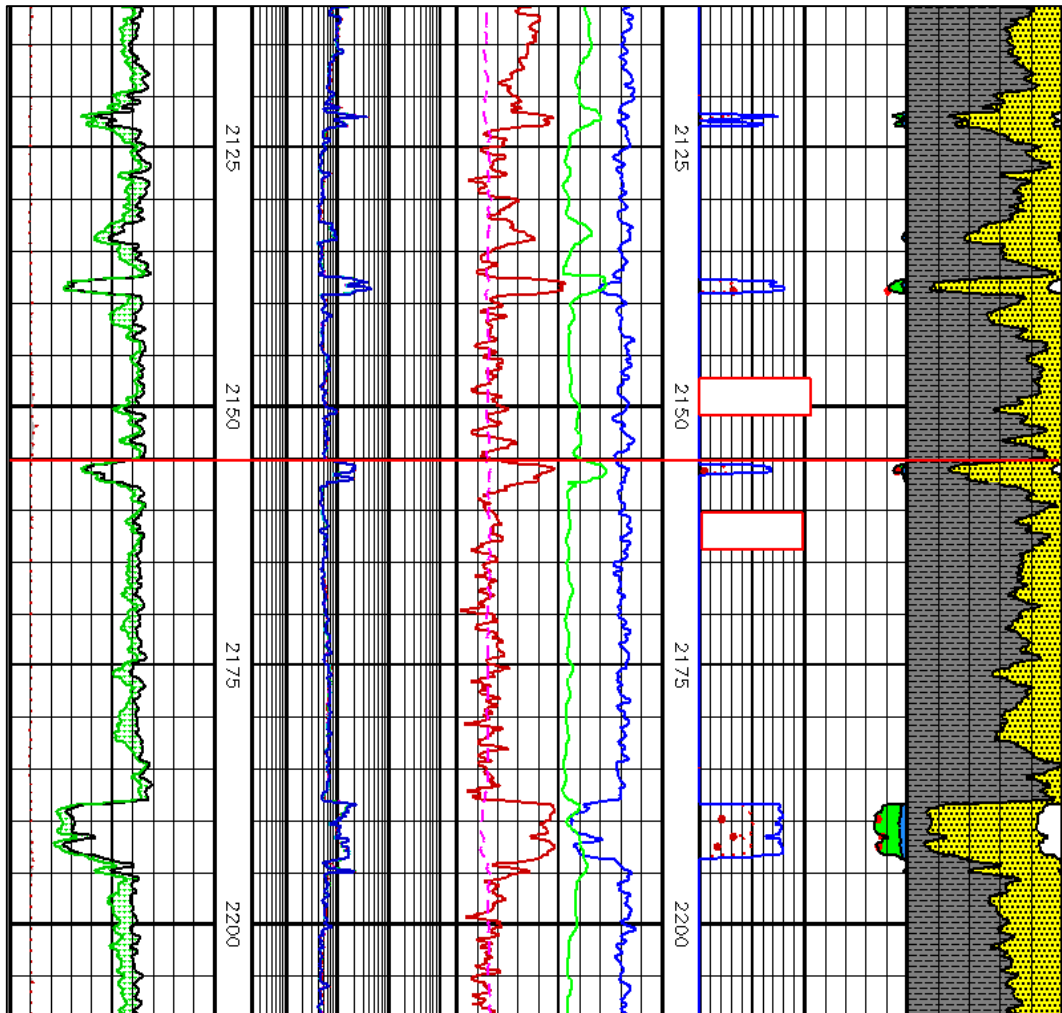


Figure 64. Résultats des diagraphies dans les formations du Gédinien, puits « G-1 ».

## 2.2 Test DST ( Drill Stem Test)

### 2.2.1 Résultats du test dans le puits « G »

Le test de formation effectué dans le *Dévonien inférieur* a révélé un potentiel pétrolier prometteur. Les résultats de ce test sont présentés dans le tableau 15 ci-après.

Tableau 15. Résultat du test DST du puits « G-1 » (Documents SONATRACH, 2011).

Résultat du DST (Seiginien, Gédinien) 09/12/2011	
Intervalle de test	2003-2225m
Formation testée	Dévonien inférieur (Seiginien, Gédinien)
Type de test	Barefoot
Observation	Huile ( $d= 0,79$ ) + eau salée (S) récupérée en circulation inverse, gaz en surface (torche allumé)

### 2.3 Cimentation

La qualité de la cimentation est bonne au droit des formations du Dévonien inférieur (Sieginien, Gedinien), les résultats observés sur le puits « G-1 » sont illustrés dans le tableau 16 ci-après :

**Tableau 16.** Qualité de cimentation. (Documents SONATRACH, 2011).

Intervalle (m)	Qualité de cimentation	Observations
2025 – 2060	Bonne	Amplitude faible, VDL bien développé → bonne adhérence tube-ciment
2060 – 2100	Moyenne à bonne	Amplitude légèrement plus élevée, VDL partiel par endroits
2100 – 2175	Médiocre à mauvaise	Amplitude forte, VDL absent ou faible → possible absence de ciment ou canalisation
2175 – 2225	Bonne à très bonne	Amplitude très basse, bon VDL → excellente cimentation
2225 – 2275	Variable (localement médiocre)	Zones à forte amplitude indiquant des défauts de liaison
2275 – 2325	Moyenne	Amplitude modérée, VDL peu clair → cimentation partielle
2325 – 2350 (fin du log)	Bonne	Amplitude faible avec VDL continu → liaison correcte

### 2.4 Architecture du puit « G-1 »

Le schéma du puits « G-1 » est illustré dans la figure suivante (Figure 65) :

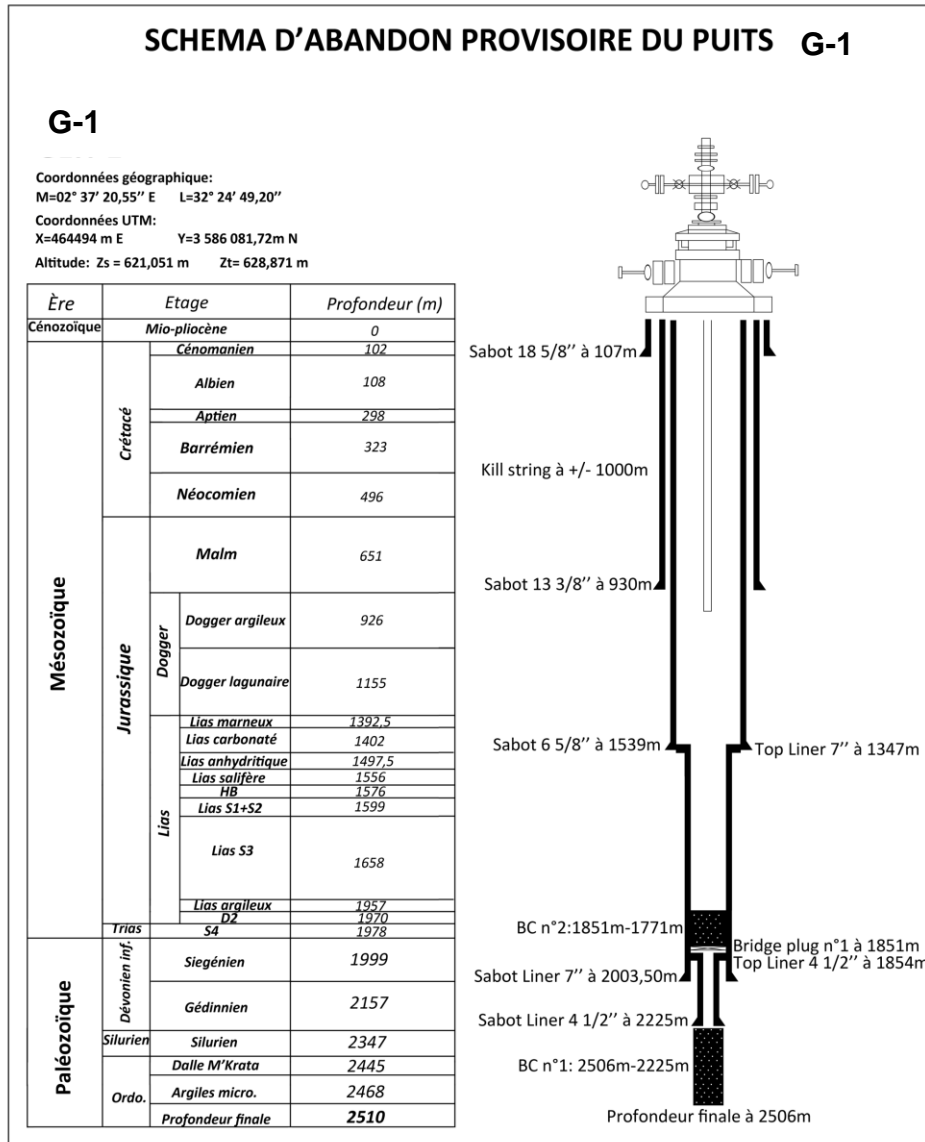


Figure 65. Architecture du puits « G-1 » (Documents SONATRACH, 2011).

## *Chapitre 3 :*

*Apport de l'étude minéralogique  
des puits « E-1 » et « G-1 »*

## I. Puits « E-1 »

### 1 Introduction

06 carottes ont été décrites dans le réservoir « Hamra » dans les différents niveaux à des différentes profondeurs, des échantillons qui ont été prélevés pour des analyses pétrographiques et stratigraphiques, et (16) échantillons pour des caractérisations géochimiques des huiles.

Dans le cadre de notre étude menée sur le périmètre des « Quartzites de Hamra », une (1) carotte a été décrite au niveau du puits « E-1 », entre les profondeurs de 3700m et 3800 m. Cette carotte a permis le prélèvement d'échantillons pour analyses pétrographiques et stratigraphiques détaillées.

### 2 Carottes

Une seule a été prélevée au droit des « Quartzites de Hamra » au niveau de l'*Ordovicien*, qui présente les caractéristiques suivants :

- **Intervalle** : 3699.5 - 3800 m ;
- **Épaisseur totale** : 100.5 mètres ;
- **Carotte n° 6** : de 3700 à 3718 m, récupéré : 18 m, soit 100 % ;
- **Description de carotte n° 6** :

Grès quartzitique gris-blanc à blanc, fin à très fin, parfois moyen, sub-anguleux à sub-arrondi, localement gris sombre, silico-argileux, compact, dur et Quartzite blanc, dur. Présence de nodules d'argile et de pyrite. (Figure66)

Abondance de fissures subhorizontales ouvertes à semi-ouvertes, parfois colmatées d'argile ou de Silice. Présence de fissures sub-verticales semi-ouvertes à fermées. Abondance joints stylolitiques et de Tigillites. La porosité observée est très faible, voire nulle, en raison de la forte prédominance des grès quartzitiques à texture dense et fortement recristallisée, caractérisés par un agencement étroit des grains et une cimentation siliceuse intense. (Figure66)

## Apport de l'étude minéralogique des puits « E-1 » et « G-1 »



**Figure 66.** Échantillons carotte n° 6 prélevés du puits « E-1 » en face de l'Ordovicien (Documents SONATRACH.2011).

- Figure 66.A : 3700 m – 3707 m ;
- Figure 66.B : 3707 m – 3714 m ;
- Figure 66.C : 3714 m – 3718 m.

### 2.1 Descriptions macroscopiques

#### – **Figure 66.A**

- Texture et structure : Roche massive, homogène, peu fracturée ;
- Couleur : Beige à brun clair uniforme ;
- Type de roche : Grès quartzeux consolidé, c'est-à-dire une roche sédimentaire composée majoritairement de grains de quartz cimentés (Figure67) ;
- Minéraux visibles : On a le quartz, feldspaths et mica.

#### – **Figure 66.B**

- Texture et structure : Roche homogène mais avec quelques fractures fines et des lignes de faiblesse. Quelques variations de teinte ;
- Couleur : Beige à brun, avec des zones légèrement plus foncées ;
- Type de roche : Grès quartzeux, bien cimenté, avec une structure légèrement plus hétérogène que la figure 66.A (Figure67) ;
- Minéraux visibles : Le Quartz qui est dominant, conférant à la roche une texture clastique (roche magmatique), et une couleur claire, un peu de traces d'argile ou de feldspath.

#### – **Figure 66.C**

## Apport de l'étude minéralogique des puits « E-1 » et « G-1 »

- Texture et structure : Forte fracturation, nombreuses cassures nettes, segments disjoints. Présence de zones altérées, certaines parties plus claires ou plus rouges (oxydation ou altération hydrothermale) ; (Figure68)
- Couleur : Brun clair à rougeâtre, avec des taches d'altération ;
- Type de roche : Grès quartzeux altéré, avec des zones d'altération ferrugineuse et argileuse ;
- Minéraux visibles : Les zones rouges indiquent la présence d'oxydes de fer (hématite, goethite). On trouve de l'argile (illite, kaolinite) dans les zones altérées. Les minéraux sulfureux (pyrite, galène, sphalérite) sont associés à ces altérations (Figure68).



Figure 67. Grès quartzeux.

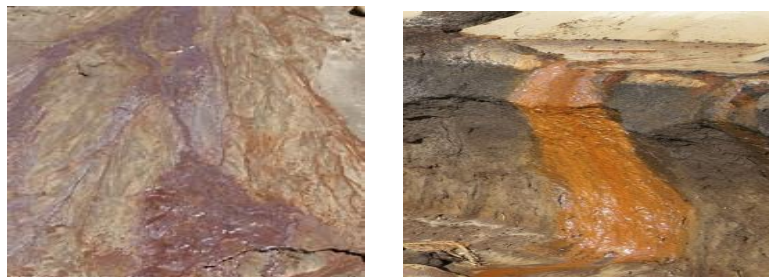


Figure 68. Roche altéré.

### 2.2 Analyses pétrophysiques horizontales et vertical de la carotte n°6

Les résultats des analyses pétrophysiques horizontales et verticales menées sur la carotte n°6 sont synthétisés dans le tableau 17 ci-après.

Tableau17. Résultats d'analyse pétrophysiques de la carotte n°6. . (Documents SONATRACH.2011)

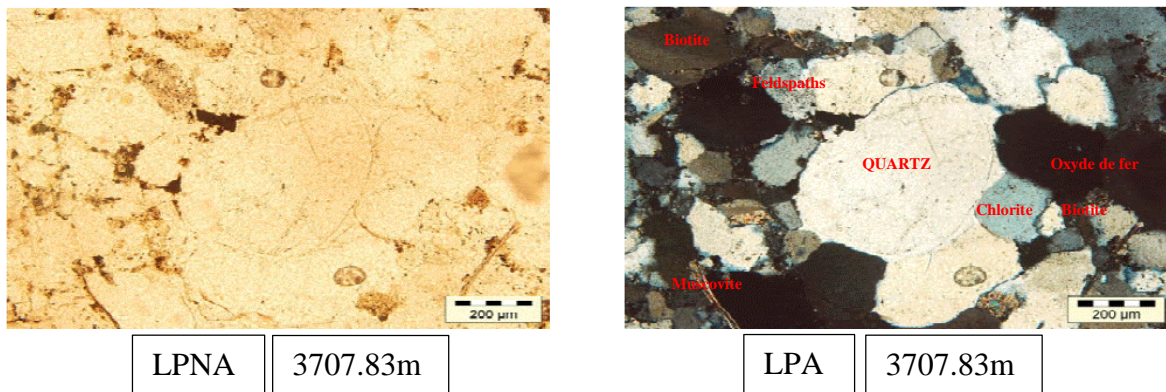
Carotte n°6				
		Minimum	Moyenne	Maximum
Perméabilités (mD)	Verticale :	0.01	0.03	0.1
	Horizontale :	0.02	0.4	5.21
Porosité (%)	Verticale :	2.62	4.38	6.35
	Horizontale :	1.7	4.61	6.2

### 3 Etudes pétrographiques

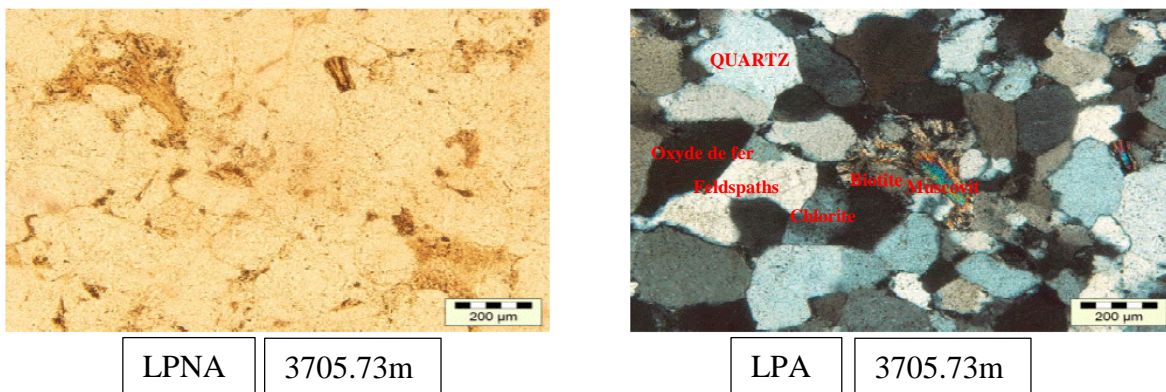
La carotte n°6 qui a été décrites précédemment a permis la récolte des flacons à échantillons dans les « Quartzites de Hamra », qui contenaient suffisamment de matériel pour les préparations de plaques minces destinées à la pétrographie, qui est basé sur l'observation au microscope optique polarisant, de lame mince selon le mode d'opération ( MO-GEO-S5).

Cette étude a permet l'identification et la quantification des éléments et des phases minérales présentes, détritiques et diagénétiques, l'estimation des diamètres moyens et maximaux des minéraux présents, et la mise en évidence des types de contacts entre grains et leurs fréquence ainsi que leurs réseaux poreux et leurs origines.

Les échantillons analysés en pétrographie sont prélevés dans l'intervalle compris entre les profondeurs 3750m et 3800m, dans la figure 69 les ciments rencontrés sont de type siliceux (qui varie entre 2 et 5 %), et argileux dans la figure 70 (sont composés essentiellement d'illite, et accessoirement de chlorite et de Kaolinite qui sont été complétés par des analyses aux rayons-X et DRX).



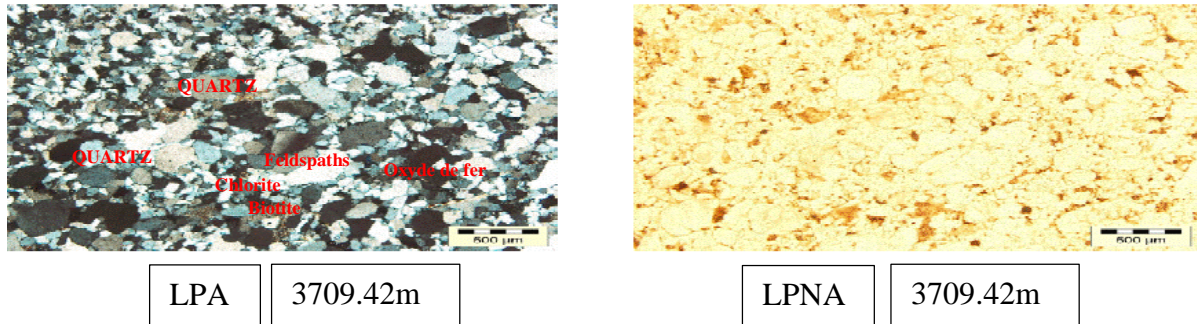
**Figure 69.** Grès fin, à très fin à ciment argilo-siliceux (notons la silice de nourrissage).



**Figure 70.** Grés fin à très fin à ciment argilo-siliceux (notons le ciment argileux).

## Apport de l'étude minéralogique des puits « E-1 » et « G-1 »

En effet il s'agit des Quartz qui ont été observés au microscope optique polarisant, indiquant un pourcentage total des grains de quartz qui varie de 83 à 91 %. Ils sont monocristallins à extinction droite. Leurs granulométries varient de fine à très fine. Ces grains sont à classement très mauvais, à morphologie arrondie à sub-arrondie et montrent entre eux des contacts droits à concavo-convexes, rarement suturés.



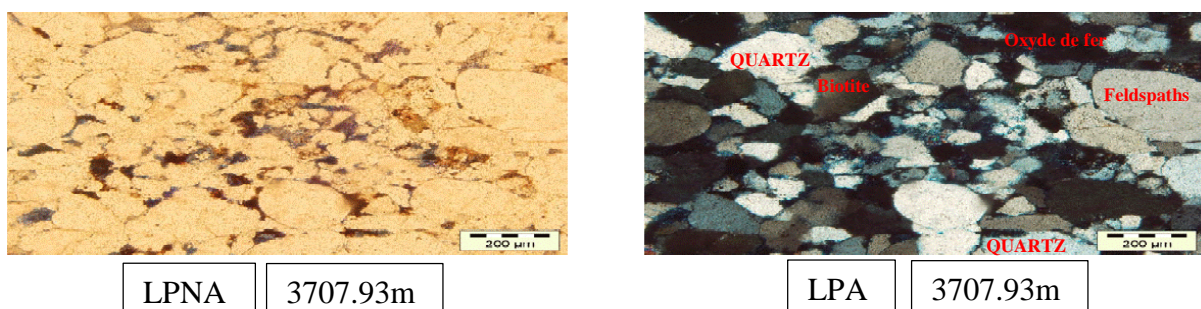
**Figure 71.** Grés fin à très fin arrondi à sub-arrondi avec des contacts droits et concavo-convexe.

Il s'agit aussi des micas qui sont représentés essentiellement par la muscovite dont le pourcentage varie de 0 à 2 %, et des feldspaths qui sont présents de manière irrégulière et parfois altérés avec des proportions très faibles (Rares).

Dans ces facies, on a rencontré les minéraux lourds les plus résistants aux altérations et aux transformations durant le transport et la sédimentation, il s'agit des zircons et des leucoxènes (où leurs présences est rares).

**Remarque :** À noter, la présence très sporadique (rare) de la pyrite, qui apparaît en certains endroits disséminée au sein de l'argile.

La porosité dans le puits « E-1 » est négligeable à très faible et ses valeurs vont de 0 à 2%. La dégradation totale de la porosité dans les échantillons des « Quartzites de Hamra » est généralement liée au développement intense des différents ciments et à la nature des faciès qui sont fins et riches en argiles (Figure72).



**Figure 72.** Grés fin à très fin à ciment argilo-siliceux avec une porosité très faible.

### 3.1 Analyse pétrographique du sondage « E-1 »

Tableau 18. Résultats d'analyse pétrographique du sondage « E-1 ».

Côtes (m)	Granu.(mm)		Texture						Pétrographie (%)										
	G <sub>Max</sub>	G <sub>Moy</sub>	Mode	Classement	Morphoscopie	Contacts			Quartz détritique	Quartz secondaire	Feldspaths	Minéraux lourds	Micas	Argiles	Oxydes de fer	Anhydrite	Pyrite	Matière organique	Porosité estimée
						Droit	Concavo-convexe	Suré											
3700,17	0,950	0,425/0,175	Bimodale	M	AR/SR	A	F	P	85	5	Tr	Tr	2	8	Tr	Tr	Tr	0	0
3700,92	0,750	0,450/0,200	Bimodale	M	AR/SR	A	F	P	88	2	Tr	Tr	1	8	0	1	Tr	Tr	0
3701,23	0,800	0,450/0,200	Bimodale	M	AR/SR	A	F	P	91	3	Tr	Tr	1	5	Tr	Tr	Tr	0	0
3701,29	0,700	0,450/0,200	Bimodale	M	AR/SR	A	F	P	85	3	Tr	Tr	1	7	0	Tr	Tr	3	1
3701,50	0,950	0,500/0,200	Bimodale	M	AR/SR	A	F	P	88	3	Tr	Tr	1	7	Tr	1	Tr	Tr	Tr
3701,96	0,625	0,400/0,200	Bimodale	M	AR/SR	A	F	P	88	2	Tr	Tr	1	7	0	Tr	Tr	2	Tr
3702,20	0,575	0,275/0,125	Bimodale	M	AR/SR	A	F	P	87	3	Tr	Tr	1	8	0	Tr	Tr	0	1
3702,87	0,800	0,375/0,200	Bimodale	M	AR/SR	A	F	P	86	3	Tr	Tr	1	8	0	1	Tr	1	Tr
3704,13	0,750	0,375/0,200	Bimodale	M	AR/SR	A	F	P	86	2	Tr	Tr	2	8	Tr	Tr	Tr	2	0
3704,16	0,625	0,250/0,150	Bimodale	M	AR/SR	A	F	P	86	2	Tr	Tr	1	8	Tr	0	Tr	3	0
3705,32	0,700	0,300/0,200	Bimodale	M	AR/SR	A	F	P	87	2	Tr	Tr	2	8	0	0	Tr	1	0
3705,73	0,725	0,300/0,200	Bimodale	M	AR/SR	A	F	P	90	2	Tr	Tr	Tr	7	Tr	Tr	Tr	0	1
3707,25	0,675	0,375/0,175	Bimodale	M	AR/SR	A	F	P	85	2	Tr	Tr	1	8	0	Tr	Tr	4	0
3707,30	0,750	0,300/0,175	Bimodale	M	AR/SR	A	F	P	86	2	Tr	Tr	1	8	0	Tr	0	3	0
3707,83	0,975	0,300/0,200	Bimodale	M	AR/SR	A	F	P	89	2	Tr	Tr	0	7	0	0	Tr	2	0
3707,93	0,700	0,300/0,175	Bimodale	M	AR/SR	A	F	P	83	2	Tr	Tr	1	8	0	0	Tr	4	2
3708,16	0,750	0,375/0,225	Bimodale	M	AR/SR	A	F	P	87	2	Tr	Tr	1	8	0	0	Tr	2	0
3709,42	0,500	0,300/0,200	Bimodale	M	AR/SR	A	F	P	86	2	Tr	Tr	1	8	0	Tr	Tr	3	0
3709,49	0,800	0,325/0,200	Bimodale	M	AR/SR	A	F	P	89	2	Tr	Tr	1	8	0	0	Tr	Tr	0
3710,25	0,500	0,300/0,200	Bimodale	M	AR/SR	A	F	P	89	2	Tr	Tr	1	8	0	0	0	Tr	Tr
3710,38	0,750	0,300/0,175	Bimodale	M	AR/SR	A	F	P	89	2	Tr	Tr	1	7	0	Tr	Tr	1	0
3711,40	0,700	0,300/0,175	Bimodale	M	AR/SR	A	F	P	88	2	Tr	Tr	1	8	0	0	Tr	1	0
3712,55	0,750	0,300/0,200	Bimodale	M	AR/SR	A	F	P	89	2	Tr	Tr	Tr	8	0	Tr	Tr	1	0
3712,60	0,700	0,300/0,200	Bimodale	M	AR/SR	A	F	P	89	2	Tr	Tr	1	7	0	0	Tr	1	0
3713,76	0,700	0,300/0,200	Bimodale	M	AR/SR	A	F	P	91	2	Tr	Tr	Tr	7	0	Tr	Tr	0	0
3714,61	0,725	0,300/0,200	Bimodale	M	AR/SR	A	F	P	88	2	Tr	Tr	Tr	7	0	0	Tr	3	0
3714,66	0,750	0,300/0,200	Bimodale	M	AR/SR	A	F	P	88	3	Tr	Tr	Tr	8	0	0	Tr	1	0
3716,20	0,625	0,300/0,200	Bimodale	M	AR/SR	A	F	P	90	2	Tr	Tr	Tr	8	Tr	0	Tr	Tr	0
3716,25	0,750	0,300/0,200	Bimodale	M	AR/SR	A	F	P	90	2	Tr	Tr	1	7	Tr	0	Tr	Tr	0
3717,04	0,625	0,300/0,200	Bimodale	M	AR/SR	A	F	P	90	2	Tr	Tr	Tr	8	Tr	0	0	Tr	0

L'analyse pétrographique du sondage « E-1 » montre une granulométrie bimodale avec une texture dominée par des grains angulaires à subarrondis, ce qui indique un dépôt sédimentaire dans un environnement à énergie variable, proche de la source. La forte teneur en quartz détritique (entre 85% et 91%) confirme la prédominance d'un matériel silicoclastique mature, tandis que la faible présence de feldspaths traduit un certain degré de maturation diagénétique. Les accessoires minéraux, tels que les micas (2%) et les argiles (7-8%), indiquent une influence notable de la fraction fine sur les propriétés mécaniques et hydrodynamiques du réservoir. La présence sporadique d'oxydes de fer, d'anhydrite, de pyrite et de matière organique, bien que faible, qui a un impact local sur la diagenèse et la porosité. En effet, la porosité reste faible, ce qui est cohérent avec un sédiment compacté et peu perméable.

## 4 Conclusion

L'étude des carottes prélevées dans les « Quartzites de Hamra » (bassin d'Ilizi) a permis de caractériser cette formation du point de vue lithologique, minéralogique, pétrophysique et réservoir. La carotte n°6, extraite du puits « E-1 » entre 3750m et 3800 m, met en évidence une dominance de grès quartzitiques fins, compacts et intensément cimentés par de la silice,

## Apport de l'étude minéralogique des puits « E-1 » et « G-1 »

expliquant une porosité très faible. La fracturation, les stylolites et les altérations localisées indiquent une diagenèse complexe et une influence hydrothermale ponctuelle.

Les analyses pétrophysiques montrent une très faible perméabilité verticale et une porosité globalement modeste, avec un réseau poreux mal connecté, obstrué par de l'argile et de la matière organique. Bien que le nombre précis d'échantillons et les lames minces n'aient pu être divulgués pour des raisons de confidentialité imposées par « SONATRACH », les résultats obtenus fournissent une première évaluation du potentiel réservoir, limité mais localement exploitable, des Quartzites de Hamra.

## II. Puits « G-1 »

### 1 Introduction

Plusieurs carottes ont été décrites dans le périmètre « G-1 » dans le bassin de Oued M'ya dans les différents niveaux à des différentes profondeurs, des échantillons qui ont été prélevés pour des analyses pétrographiques et stratigraphiques, et d'autres échantillons pour des caractérisations géochimiques des huiles.

Dans le cadre de notre étude menée sur le périmètre des « G-1 », 18 mètres de carottes ont été décrites au niveau du puits « G-1 », au niveau du *Dévonien inférieur* (*Siégénien*, *Gédinien*) au « bloc 350a », afin de mener des études pétrophysiques (perméabilité, porosité, densité). Ces carottes ont permis le prélèvement de (22) échantillons pour analyses pétrographique et stratigraphique détaillée, ces échantillons sont prélevés dans l'intervalle compris entre les profondeurs 2030.50m et 2192.50m.

### 2 Carottes

Dix-huit carottes ont été prélevées dans le « *Dévonien inférieur* » et ont été soumis à une analyse pétrophysiques (perméabilité, la porosité et la densité) les résultats des propriétés physiques sont mentionnés en annexe.1.

Les résultats obtenus sont illustrés dans le tableau 19 ci-dessus :

## Apport de l'étude minéralogique des puits « E-1 » et « G-1 »

**Tableau 19.** Résultats d'analyse pétrophysique des crottes. (Documents SONATRACH, 2012)

Perméabilité (mD)	Porosité (%)	G/Densité (g/cc)	Cote (m)
0.065	11.11	2.664	2030.50
5.642	10.55	2.659	2040.50
0.250	12.15	2.712	2046.00
			2051.00
			2056.90
0.219	14.23	2.689	2065.00
1.100	15.12	2.673	2070.50
0.090	13.59	2.664	2072.80
0.0252	14.31	2.671	2076.80
3.853	19.39	2.653	2081.80
0.0131	12.08	2.676	2085.75
2.880	19.58	2.67	2091.50
3.312	18.46	2.737	2093.50
4.464	15.78	2.721	2100.50
2.424	20.66	2.692	2101.70
			2123.00
0.820	9.21	2.691	2138.80
0.019	4.81	2.744	2156.20
			2188.50
0.189	14.25	2.675	2189.80
0.831	12.31	2.65	2191.50
0.101	13.88	2.669	2192.50

### 2.1 Interprétation des résultats d'analyses pétrophysique des crottes

Le tableau 19 met en évidence une forte hétérogénéité verticale des propriétés pétrophysiques au sein des formations traversées dans le puits « G-1 ». Les meilleures qualités réservoir se situent entre *2040 m et 2101 m*, où la porosité atteint jusqu'à *19,58 %* et la perméabilité dépasse localement *5 mD*, indiquant des grés faiblement cimentés, riches en quartz, favorables à la circulation des hydrocarbures. Les densités les plus faibles (autour de *2,66 g/cc*) dans ces intervalles confirment la présence des vides inters granulaires bien développé.

À l'inverse, les niveaux à porosité et perméabilité faibles (ex : *2156,2 m avec 4,81 % et 0,019 mD*) correspondent à des horizons plus compacts, enrichis en ciment siliceux ou en argile, jouant le rôle de barrières à la migration des fluides.

## 3 Etude pétrographique

Comme mentionné précédemment, les carottes qui ont été décrites ont permis la récolte de (22) flacons à échantillons, dont deux étaient carrément vides et seulement quelques-uns contenaient suffisamment de matériel pour les préparations de plaques minces destinées à la pétrographie.

Les vingt (20) échantillons analysés en pétrographie sont prélevés dans l'intervalle compris entre les profondeurs *2030.50m et 2192.50m*, soit une épaisseur de *162m*.

## Apport de l'étude minéralogique des puits « E-1 » et « G-1 »

Malgré cette grande épaisseur et l'espace très variable entre les échantillons, nous constatons que dans leur ensemble, les échantillons sont de même composition minéralogique, mis à part quelques différences mineures d'ordres granulométrique et textural.

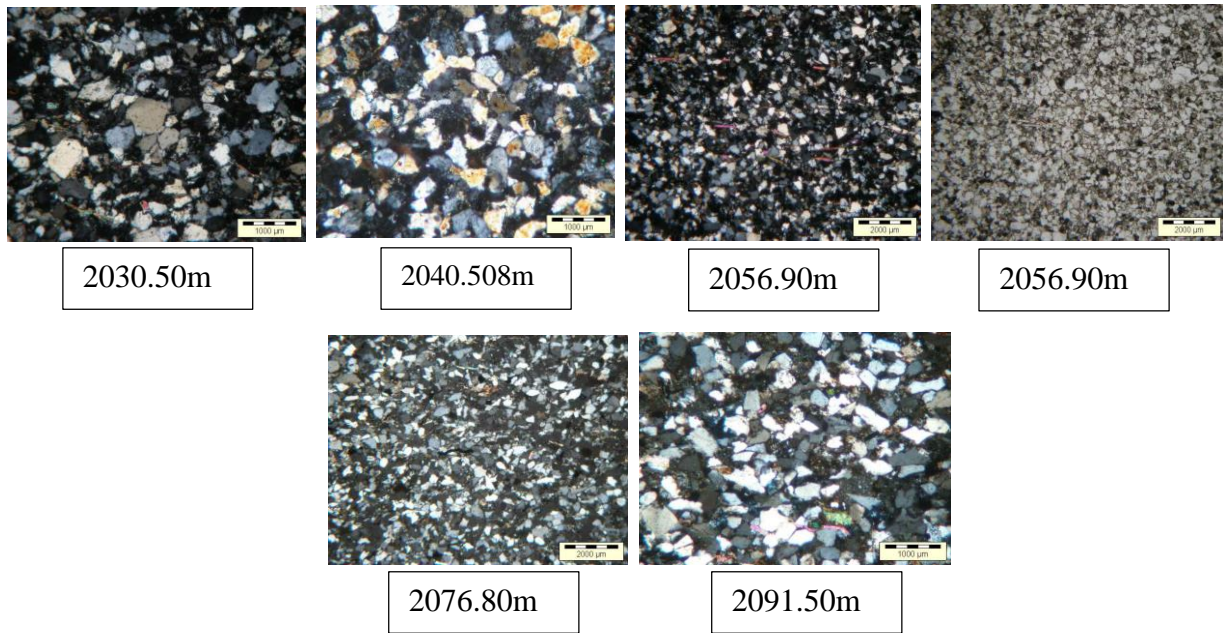
En effet, il s'agit de « grès très fins à silts », moyennement à bien classés, rarement mal classé, à « grains de quartz anguleux à sub-anguleux » montrant des contacts droits à ponctuels et à ciments argilo-carbonaté à carbonato-argileux, rarement siliceux. La porosité est très faible à négligeable. L'ensemble est intercepté d'un niveau argilo-silteux ».

En fonction des paramètres sous cités, nous avons regroupé les (20) échantillons en (6) ensembles plus ou moins homogènes. (Tableau20)

**Tableau 20.** Regroupement des échantillons par ensembles (ou niveaux), (SONATRACH, 2012).

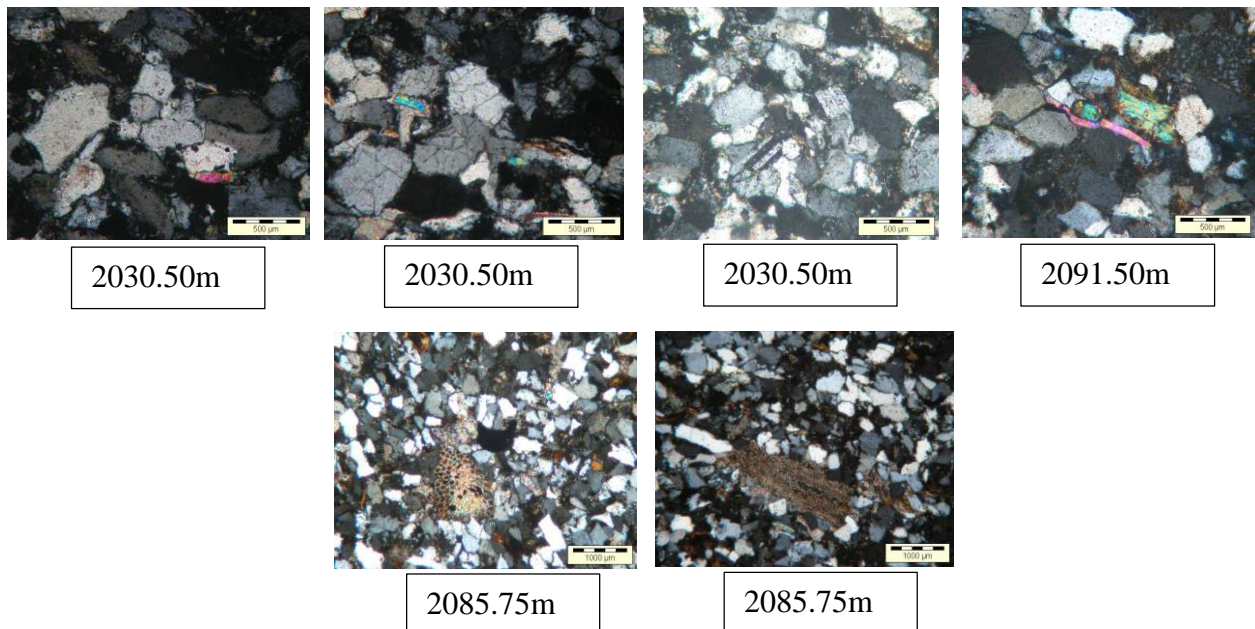
ENSEMBLES (ou niveaux)	Échantillons (côtes en m)	Caractères
<b>Ensemble I</b>	2030.50m- 2040.50m- 2051.00m- 2056.90m- 2065.00m- 2070.50m- 2076.80m- 2081.80m- 2085.75m- 2091.50m - 2093.50m.	Grès très fin. Classement bon à moyen. Contacts droits à ponctuels. Morphoscopie anguleuse à sub-anguleuse. Taux en micas élevé. Fragments d'échinodermes. Ciment à prédominance argileuse. Microfissures et veinules de pyrite.
<b>Ensemble II</b>	2100.50m- 2101m.	Grès très fin. Morphoscopie anguleuse. Contacts droits à ponctuels. Ciment à prédominance carbonatée. Forte corrosion du quartz. Dominance de la kaolinite sur l'illite. Dissolution des carbonates.
<b>Ensemble III</b>	2123.00m	Argile silteuse
<b>Ensemble IV</b>	2138.80m	Grès très fin. Classement bon. Contacts droits à concavo-convexes. Ciment carbonaté. Dominance de l'illite dans la fraction argileuse.
<b>Ensemble V</b>	2166.20 m- 2188.50m	Silt. Classement moyen à bon. Contacts droits. Ciment à dominance carbonatée. Abondance de micas.
<b>Ensemble VI</b>	2189.80 m - 2191.50 m - 2192.50m.	Grès très fin. Classement moyen à mauvais. Contacts droits à concavo-convexes. Ciment argilo-carbonaté Abondance de micas.

## Apport de l'étude minéralogique des puits « E-1 » et « G-1 »



**Figure 73.** Microfaciès de l'ensemble I en lumière polarisée.

- **Ph 73.1** : Grès très fin mal à moyennement classé à ciment argileux faiblement silico-carbonaté ;
- **Ph 73.2** : Grès fin bien à moyennement classé à ciment argileux ;
- **Ph 73.3 et Ph 73.4** : Grès très fin moyennement classé argilo-micacé ;
- **Ph 73.5 et Ph 73.6** : Grès très fin moyennement classé à ciment argilo-carbonaté.

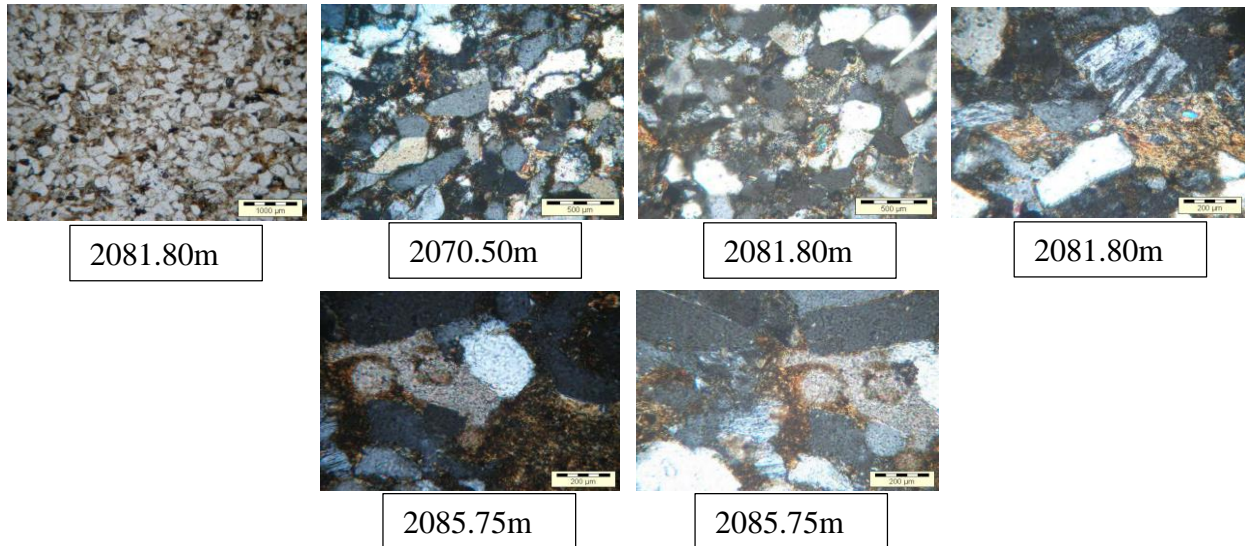


**Figure 74.** Constituants détritiques de l'Ensemble I en lumière polarisée.

- **Ph 74.1** : Grains de quartz détritiques anguleux à sub-anguleux nourris en silice secondaire et à contacts droits ;

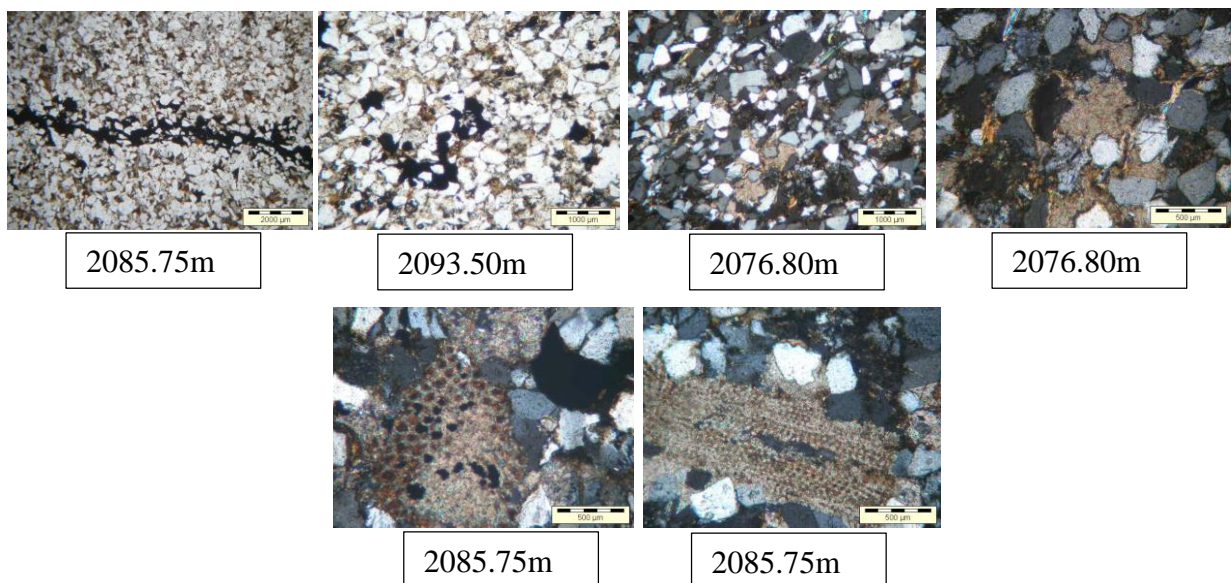
## Apport de l'étude minéralogique des puits « E-1 » et « G-1 »

- **Ph 74.2** : Grains de quartz anguleux et craquelés, et quelques grains de muscovite ;
- **Ph 74.3** : Grains de quartz anguleux à contacts droits à concavo-convexes et partiellement nourris en silice secondaire. Noter également la présence de quelques grains de feldspaths (plagioclases) ;
- **Ph 74.4** : Grains de quartz, de micas et de zircon (minéral lourd) ;
- **Ph 74.5 et Ph 74.6** : Fragments de plaques d'Échinodermes.



**Figure 75.** Ciments et transformations diagenétiques de l'Ensemble I en lumière polarisée.

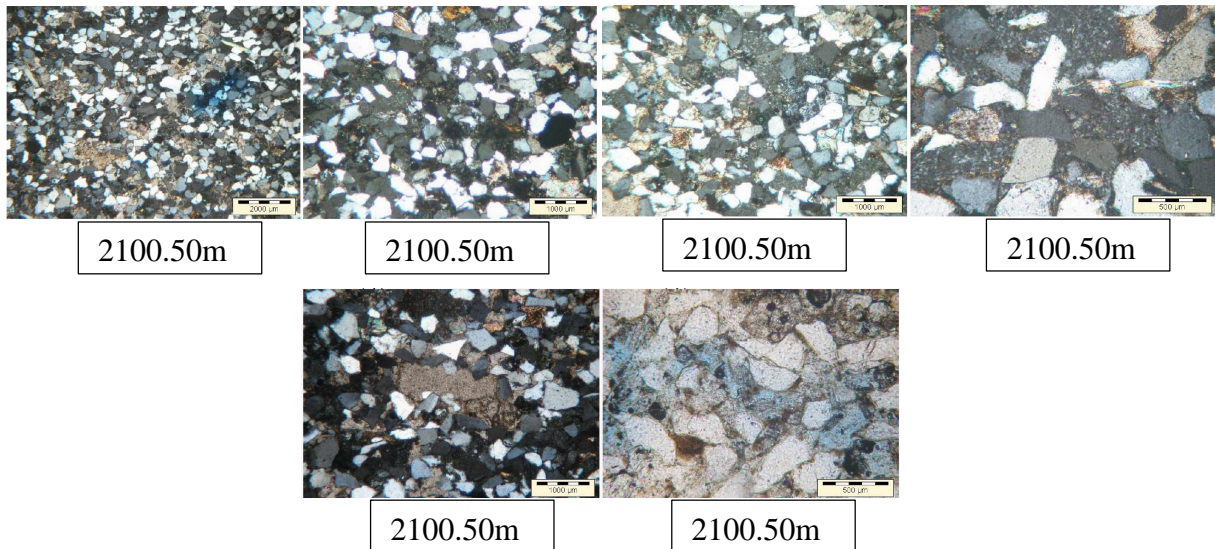
- **Ph 75.1 et Ph 75.2** : Distribution du ciment argileux inter-granulaire (il constitue le ciment le plus prépondérant) ;
- **Ph 75.3** : Illite diagenétiques dans l'espace inter-granulaire corrodant les Quartz ;
- **Ph 75.4** : Altération des micas et feldspaths par l'illite ;
- **Ph 75.5 et Ph 75.6** : Coexistence des ciments argileux (illite), carbonaté (calcite) et siliceux (nourrissage secondaire autour d'un grain de quartz). Noter aussi l'altération partielle d'un grain de feldspath.



**Figure 76.** Ciments et transformations diagenétiques l'Ensemble I en lumière polarisée.

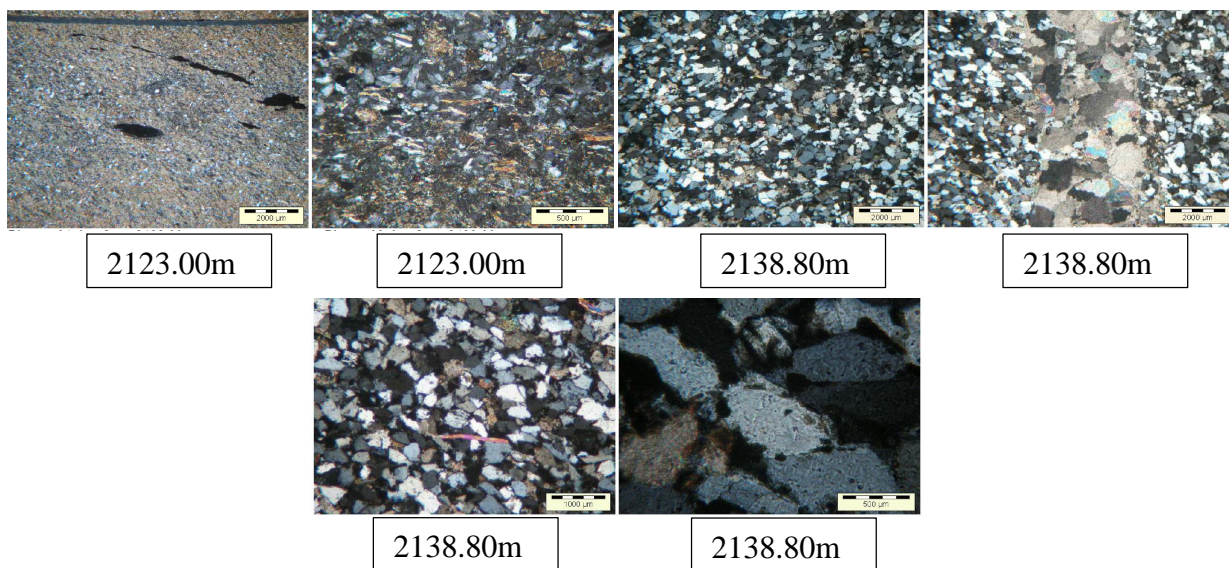
## Apport de l'étude minéralogique des puits « E-1 » et « G-1 »

- **Ph 76.1** : Microfissure colmatée par la pyrite (noir), au sein d'un grès très fin argilo-carbonaté ;
- **Ph 76.2** : Amas de pyrite dans l'espace inter-granulaire ;
- **Ph 76.3 et Ph 76.4** : Distribution du ciment carbonaté (calcite) inter granulaire corrodant le quartz et le quartz secondaire ;
- **Ph 76.5 et Ph 76.6** : Pyritisation partielle des fragments carbonatés issus de plaques d'échinodermes. Le carbonate issu de ces fragments corrode le quartz.



**Figure 77.** Microfaciès, ciments et porosité de l'Ensemble II en lumière polarisée.

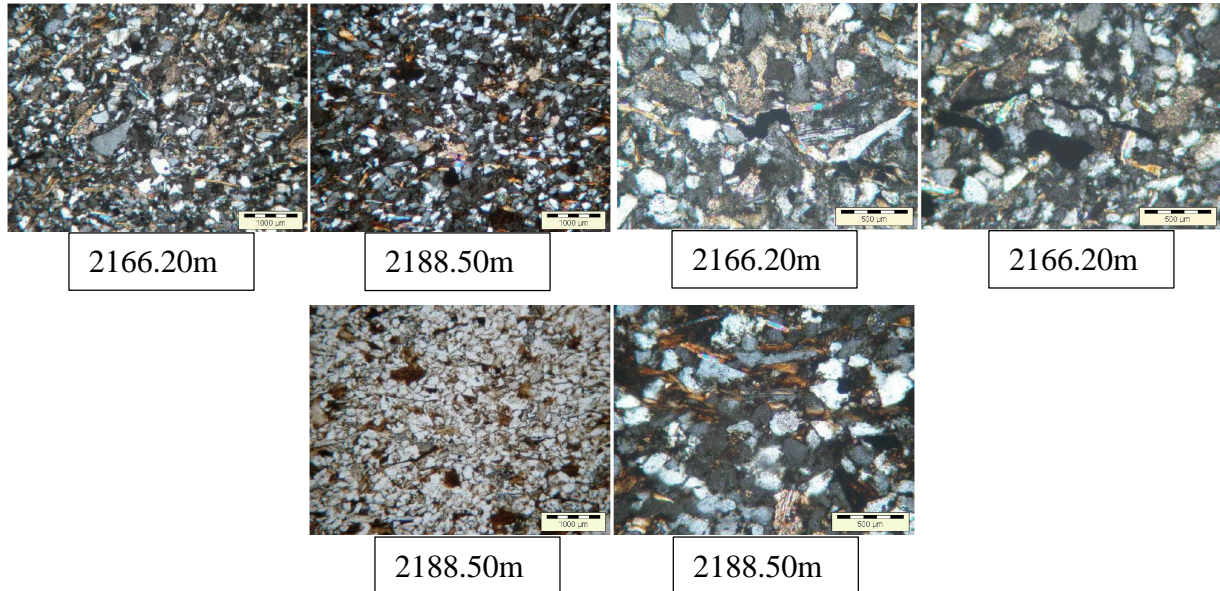
- **Ph 77.1 et Ph 77.2** : Grès très fin à ciment mixte constitué d'argile et de carbonate. Noter la disposition du ciment carbonaté en mouchetures éparées, et quelques de micas et de feldspaths ;
- **Ph 77.3 et Ph 77.4** : abondance de plages de kaolinite issue de la transformation de l'illite ;
- **Ph 77.5** : Ciment carbonaté. Noter la grande plage de carbonate qui n'est en fait qu'un fragment de plaque d'échinoderme dont la structure initiale est effacée ;
- **Ph 77.6** : Porosité de dissolution.



**Figure 78.** Microfaciès et ciments de l'ensemble III et IV en lumière polarisée.

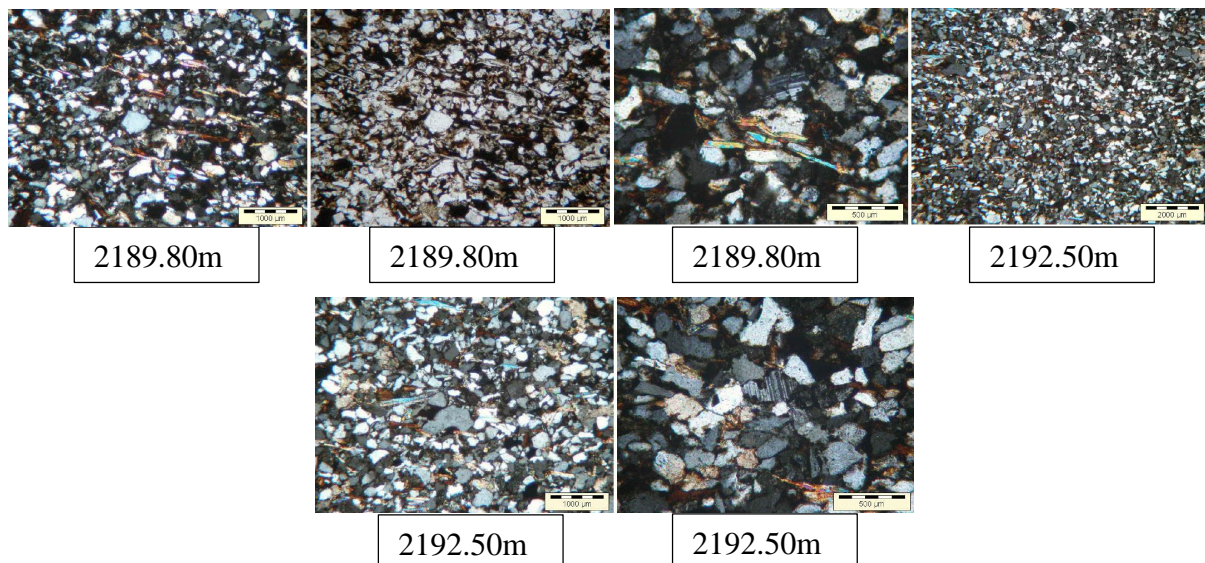
## Apport de l'étude minéralogique des puits « E-1 » et « G-1 »

- **Ph 78.1** : Microfaciès montrant une argile silteuse à amas et veinules de pyrite ;
- **Ph 78.2** : Silt micacé à ciment argilo-carbonaté composant les lentilles au sein de l'argile silteuse ;
- **Ph 78.3** : Grès très fin bien classé à ciment carbonaté ;
- **Ph 78.4** : Large microfissure colmatée de sparite ;
- **Ph 78.5** : Ciment carbonaté, quelques grains de feldspath et de mica ;
- **Ph 78.6** : Grains de quartz partiellement nourris en silice et corrodés par l'argile et le carbonate.



**Figure 79.** Microfaciès et ciments de l'Ensemble V en lumière polarisée.

- **Ph 79.1 et Ph 79.2** : Silt moyennement classé carbonato-argileux. Noter la morphoscopie très anguleuse des grains de quartz et l'abondance du mica (muscovite) ;
- **Ph 79.3 et Ph 79.4** : Aspect corrosif du ciment carbonaté. Noter, en plus des micas, la présence de feldspaths et de pyrite parfois associée à la matière organique ;
- **Ph 79.5 et Ph 79.6** : Classement bon, contacts droits et altération (chloritisation) des micas.



**Figure 80.** Microfaciès et ciments de l'Ensemble VI en lumière polarisée.

## Apport de l'étude minéralogique des puits « E-1 » et « G-1 »

- **Ph 80.1 et Ph 80.2** : Grès très fin mal classé, micacé et à ciment argilo-carbonaté. Noter le mauvais classement, l'abondance des micas et du ciment argileux inter-granulaire ;
- **Ph 80.3** : Détail de la photo 01 montrant les micas et les feldspaths et la morphoscopie anguleuse des grains de quartz ;
- **Ph 80.4 et Ph 80.5** : Grès très fin moyennement classé, riche en micas et à ciment argilo-carbonaté. Noter la disposition du ciment carbonaté en mouchetures très éparées ;
- **Ph 80.6** : Carbonate, micas, grains de feldspath et contacts droits à concavo-convexes.

### 3.1 Analyse pétrographique du sondage « G-1 »

Le sondage « G-1 » présente une série de carottes issues de différents niveaux compris entre 2030,50 m et 2091,50 m. La granulométrie maximale des grains varie entre 150  $\mu\text{m}$  et 375  $\mu\text{m}$ , tandis que la granulométrie moyenne se situe entre 75  $\mu\text{m}$  et 125  $\mu\text{m}$  (Comme le montre le tableau 21). Le classement des grains évolue entre modérément bien classé (*My*) à bien classé (*B*), avec des morphoscopies dominées par des formes anguleuses à sub-anguleuses (*A/SA*). En termes de texture, la majorité des échantillons présentent une forte proportion de quartz détritique (de 66 % à 81 %), accompagné en moindre mesure de feldspaths (0 à 2 %), de micas (1 à 6 %), et d'oxydes de fer (jusqu'à 17 %). Les argiles sont également bien représentées, atteignant jusqu'à 16 % dans certains niveaux. Des traces de pyrite et de carbonate sont détectées sporadiquement. Les porosités varient modérément entre (16 % et 24 %), avec les volumes inter granulaires les plus élevés observés à 2085,75 m (24 %) et 2091,50 m (22 %). La composition générale confirme la nature gréseuse quartzreuse du milieu, à matrice argileuse modérée et à faible altération feldspathique. Ces résultats suggèrent une roche sédimentaire assez homogène, peu cimentée, conservant une bonne porosité inter granulaire.

**Tableau 21.** Résultats d'analyse pétrographique du sondage « G-1 ».

Côtes (m)	Granulo. ( $\mu\text{m}$ )		Texture					Constituants pétrographiques (%)										Porosité	Volume intergranulaire		
	G. Max	G. Moy	Classement	Morphoscopie	Fit	Pct	Drt	Cc	S	Qz. Détritique	Q. secondaire	Feldspaths	Min. Lrds	Micas	Argiles	Oxyde de Fer	Pyrite			Carbonate	Mat. Org
2030,50	250	100	M/My	A/SA			A	F		72	4	2	1	6	12	Tr	0	2	Tr	1	19
2040,50	175	75	B/My	SR/SA			A			79	Tr	1	1	2	15	Tr	Tr	2	Tr	0	17
2051,00	175	75	My	A/SA			A	R		79	1	0	0	1	17	0	0	1	Tr	1	20
2056,90	375	125	My	A/SA			A	R		72	2	3	2	5	11	Tr	0	3	Tr	2	18
2065,00	150	75	My	A			F	A		71	0	2	2	6	15	0	0	3	Tr	1	19
2070,50	200	100	My/B	A			F	A		75	0	2	1	6	14	0	Tr	2	Tr	Tr	16
2076,80	225	125	My	A			F	A		77	0	1	1	3	12	0	0	6	0	Tr	18
2081,80	225	100	My/B	A/SA			A			74	0	2	2	5	13	0	0	4	Tr	Tr	17
2085,75	250	125	My/B	A			A			70	2	2	1	3	10	0	2	10	0	0	24
2091,50	250	100	My	A			F	A		73	1	1	1	3	16	0	0	3	1	1	22

Le tableau 21 montre les résultats d'analyses pétrographiques du sondage, les échantillons montrent une granulométrie moyenne à bimodale, avec des grains angulaires à subarrondis, indiquant un transport limité et une origine proche. Le quartz détritique est majoritaire (70-79%), signe d'un matériau silicoclastique mature, avec peu de quartz secondaire. La faible

## Apport de l'étude minéralogique des puits « E-1 » et « G-1 »

présence de feldspaths, micas et argiles reflète une diagenèse modérée. La porosité faible (environ 1%) et le volume intergranulaire réduit un réservoir compacté nécessitant des interventions adaptées pour améliorer la productivité.

### 4 Conclusion

Pour la description pétrographique, les niveaux étudiés dans le sondage « G-1 » ont été, en fonction de critères d'ordre pétrographique, répartis en six (06) ensembles plus ou moins homogènes. Les différences résident principalement dans la nature et la proportion des éléments diagénétiques (ciments) et à un moindre degré, dans la granulométrie et la texture (contacts et classements).

Sur le plan granulométrique, la quasi-totalité des échantillons étudiés se situent dans la gamme de grès très fins à silts. Le ciment est réparti majoritairement entre l'argile et le carbonate. L'argile est à dominante illitique, à l'exception de quelques niveaux où elle est réduite pour le compte de la kaolinite et accessoirement la chlorite (par observation microscopique). La silicification serait un phénomène précoce, presque masqué par les cimentations ultérieures liées à l'argile et aux carbonates, et les processus de corrosion parfois très intenses qui s'en suivirent. Il a été constaté également l'abondance relative des muscovites.

Sur le plan réservoir, la porosité est estimée très faible à négligeable, quelques fois nulle. Elle est secondaire de dissolution du ciment carbonaté, des feldspaths et des micas. Il a été également observé des microfissures colmatées par la calcite et la pyrite.

*Chapitre 4 :*

*La géomécanique et la  
fracturation hydrauliques des  
puits « E-1 » & « G-1 »*

## I. Puits « E-1 »

### 1 Introduction

L'analyse géomécanique du puits « E-1 » a été effectuée à partir des données de diagraphies soniques et de densité. Les axes de rupture de la contrainte de «E-1» sont perpendiculaires à la direction de la contrainte horizontale minimale ( $\sigma_h$ ), et vu l'absence de l'imagerie sur le puits «E-1», la contrainte ne peut pas être déterminée. Cette dernière est indispensable pour calibrer les propriétés mécaniques du réservoir des « Quartzite de Hamra ».

En conséquence, les résultats de cette analyse doivent être interprétés avec précaution, en tenant compte des incertitudes liées au manque de données mécaniques de référence et d'observations directes en puits.

#### 1.1 Étude géomécanique a partir des diagraphies « soniques »

Les propriétés élastiques du réservoir « Quartzite de Hamra » ont été déterminées à partir des données soniques (*DTC* et *DTS*), combinées aux mesures de densité. Pour établir un profil de contraintes, il est nécessaire de disposer de données de pression de réservoir, généralement obtenues via des tests (MDT). En l'absence de ce type de données, comme c'est le cas pour le puits « E-1 », la pression de réservoir dérivée du test DST est utilisée à titre de référence.

### 2 Le modèle géomécanique

Le modèle géomécanique « MEM » est une description explicite de l'état de contrainte, de la pression interstitielle et des propriétés mécaniques des roches constituant le sous-sol. Il peut comprendre uniquement la partie réservoir, comme il peut s'étaler sur les formations constituant les terrains morts. (Figure81)

Le MEM comprend des informations précises sur la structure géologique, notamment la présence des failles et les limites des formations, ainsi que sur la composition des roches, telles que les zones fracturées ou celles présentant une anisotropie mécanique.

Il fournit des données essentielles pour les calculs géomécaniques liés à divers aspects de la construction des puits, tels que les limites de stabilité des parois lors du forage, les seuils d'instabilité des sables en phase de production, ou encore les paramètres requis pour la mise en œuvre des opérations de stimulation.

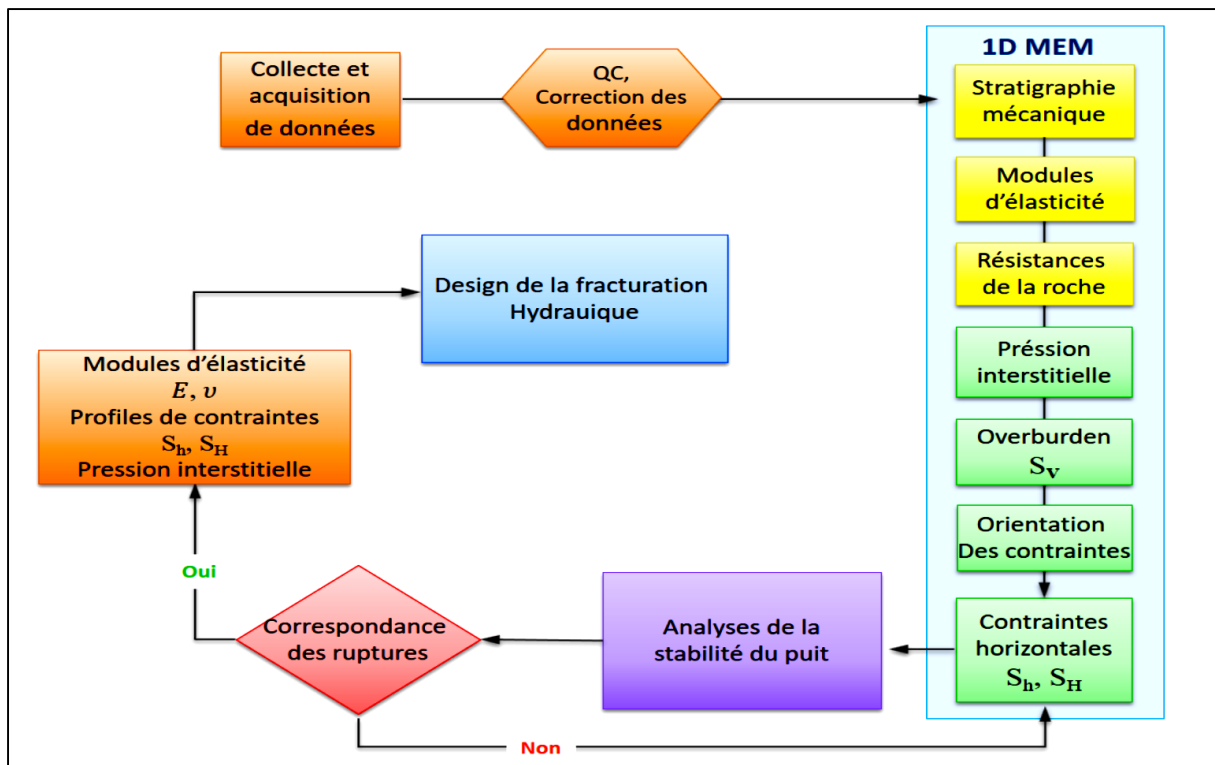


Figure 81. Méthodologie de construction du modèle géomécanique (SCHLUMBERGER).

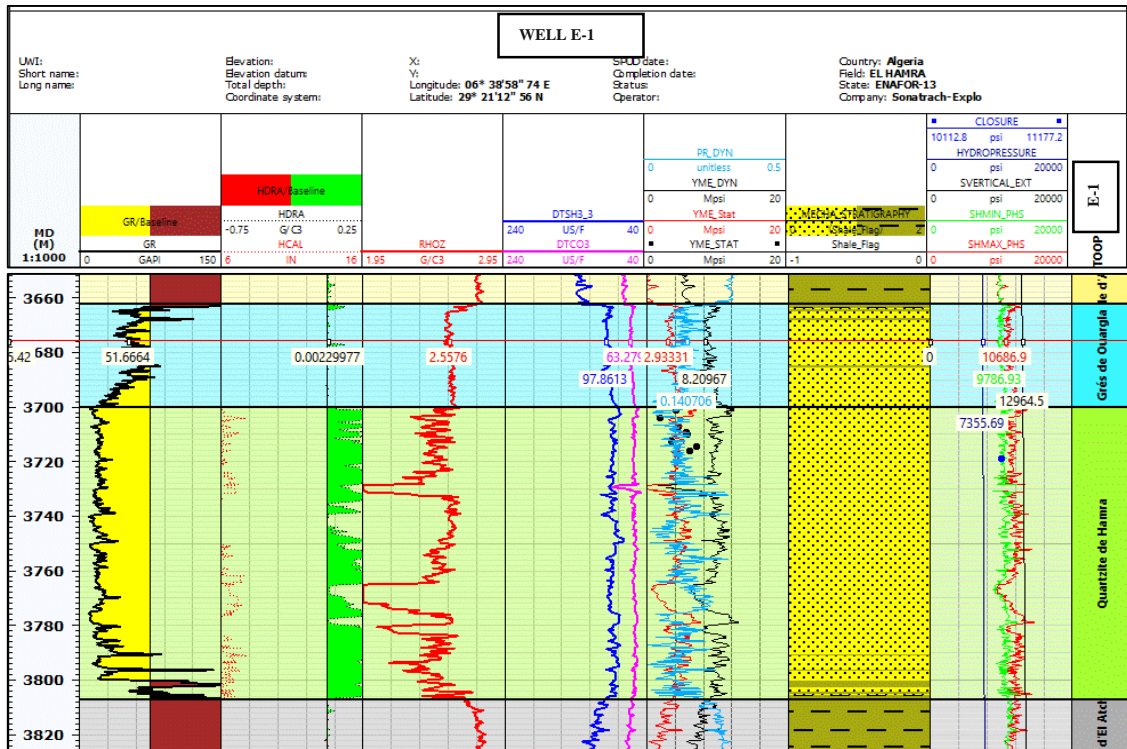
Dans le cadre de ce projet de fin d'étude, le logiciel « TECHLOG » a été l'assise principale pour la modélisation géomécanique, celui-ci est une plateforme développée par « Schlumberger », dédiée à l'analyse et à l'interprétation des données de puits. Ce logiciel est particulièrement performant pour la construction des modèles géomécaniques grâce à ses modules spécialisés et son interface intuitive permettant l'intégration des données multiples (diagraphies, essais mécaniques, pressions, etc.).

La construction du modèle géomécanique des puits étudiés sont déroulés en plusieurs étapes. Tout d'abord, j'ai importé et vérifié les données de base, notamment les données de diagraphies, les courbes pétrophysiques et les mesures de pression. Ensuite, à l'aide du module « *Geomechanics* », j'ai procédé à la détermination des contraintes verticales, des contraintes horizontales minimales et maximales, ainsi que de la pression de pore. Ces calculs ont permis de modéliser le profil de contrainte du puits. Par la suite, j'ai estimé les propriétés mécaniques des formations « module d'Young, coefficient de Poisson, résistance à la compression » à partir des diagraphies disponibles. Enfin, le modèle a été validé à travers l'analyse de la stabilité des parois et des contraintes critiques pour la production ou la stimulation.

Le modèle géomecanique du puits « E-1 » est obtenu, à partir des données de Gamma Ray (GR), longueur total du puits foré (MD), Compressional slowness (DTCO), Shear Slowness (DTSM), Caliper (HCAL), Bulk densité (HDRA), Coefficient de poisson (PR DYN), densité

## La géomécanique et la fracturation hydrauliques des puits « E-1 » & « G-1 »

(RHOZ), Stresse maximum (SHMAX-PHS), Stresse minimum (SHMIN-PHS), Stresse vertical (SVERTICAL-EXT), et le Module de Young (YME-Stat).



**Figure 82.** Le modèle géomécanique du puits « E-1 » de la formation « Quartzite de Hamra ».

Le modèle géomécanique complet qui traverse toutes les formations du périmètre de « El Hamra » est en annexe.2.

Des essais de mécanique des roches, uni-axiaux et triaxiaux, ont été réalisés par le « Centre de Recherche et de Développement (CRD) » de « SONATRACH ». Ces expériences ont permis d'obtenir les paramètres statiques-élastiques et la résistance de la roche. Les résultats des essais uni-axiaux ont été utilisés dans le MEM pour calibrer les paramètres suivants : module de Young statique, coefficient de Poisson dynamique.

Les principaux paramètres élastiques des « Quartzites de Hamra » sont présents dans le tableau22 suivant :

## La géomécanique et la fracturation hydrauliques des puits « E-1 » & « G-1 »

**Tableau 22.** Résultats des principaux paramètres élastiques des Quartzites de Hamra. (Documents SONATRACH, 2010).

<b>Côte (m) :</b>	<b>Coefficient de poisson :</b>	<b>Module de Young (Mpsi) :</b>	<b>Stresse min (Psi) :</b>
<b>3640</b>	0.15535	9.3645	10828.3
<b>3680</b>	0.12134	8.2979	9434.3
<b>3720</b>	0.0797	9.1607	10036.2
<b>3740</b>	0.1960	8.5150	10849.6
<b>3760</b>	0.0842	8.1302	9383.4
<b>3800</b>	0.0115	9.7887	10739.5
<b>3840</b>	0.2485	7.5574	11295.7
<b>3880</b>	0.2414	8.2430	11484.4

### 2.1 Interprétation géomécanique du modèle géomécanique du puits « E-1 »

Le puits « E-1 », foré dans le champ EL HAMRA, traverse une série de formations sédimentaires comprises entre environ 3450 m et 3900 m de profondeur. La succession lithologique rencontrée débute par tableau 23 :

**Tableau 23.** Les formations et leurs profondeurs.

<b>Formation</b>	<b>Profondeur (m)</b>
<b>Dalle de M'Kratta</b>	3431-3470 m
<b>Argile Micro</b>	3470-3488 m
<b>Grès d'Oued Saret</b>	3488-3584 m
<b>Argile d'Azzel</b>	3584-3661 m
<b>Grès d'Ouargla</b>	3661-3700 m
<b>Quartzite de Hamra</b>	3700-3807 m
<b>Grès d'El Atchane</b>	3807-3921 m

- Le module de Young statique (YME\_STAT) est de l'ordre de 7 Mpsi, ce qui traduit une rigidité mécanique élevée et une bonne résistance à la déformation ;
- Le coefficient de Poisson dynamique (PR\_DYN) est estimé à 0,22, révélant une faible déformabilité latérale (des grès consolidés) ;
- Les contraintes principales sont significatives : la contrainte verticale (SVERTICAL\_EXT) atteint 14000 Psi, la contrainte horizontale minimale (SHMIN\_PHS) est de 10500 Psi et la contrainte horizontale maximale (SHMAX\_PHS) de 12000 Psi ;
- Les intervalles argileux semblent être plus stables en terme de stress par rapport aux intervalles gréseux ;

- Le module de Young prend des valeurs plus élevées en face des grés ce qui traduit le caractère compacte des Quartzites de Hamra ;
- L'intervalle à minimum stress favorable à l'initiation de la fracturation est en face des perforations.

### 3 Fracturation hydraulique

Le puits « E-1 » a été complété en utilisant la technique MULTI-STAGE complétion de « Schlumberger », le choix de cette technique a été motivé par le fait que Le puits a été perforé dans les couches supérieures, Dalle de M'Kratta (3431 – 3470m) et les grés de Oued Saret (3488 – 3584m). Durant les test de formations (DST), et dans le but de traiter uniquement la zone d'intérêt à savoir les Quartzites de Hamra dans l'intervalle (3700 -3807m) sans pour autant touché et permettre au fluide de frac de pénétrer dans la zone supérieure déjà perforée à savoir les grés de Oued Saret (3488– 3584m).

Par ailleurs, le choix de la méthode d'exploitation a également été soutenu par des études minéralogiques, qui ont révélé la présence dominante de quartz et de feldspaths, indiquant une forte fragilité des formations (une condition favorable à la fracturation hydraulique).

Les études géomécaniques ont permis de modéliser le Modèle Élastique Mécanique (MEM), d'estimer les contraintes in situ, et de calculer les propriétés mécaniques des roches (module de Young, coefficient de Poisson, résistance à la rupture), afin d'optimiser la conception et la propagation des fractures.

#### 3.1 Break down test

Le pompage de l'eau traitée dans le puits a permis de casser la formation (initiation de la fracturation), la signature du break down a été observée à 11121 psi, avec un débit de pompage de 11.8 bpm, ceci s'est traduit par la chute de pression de service en surface.

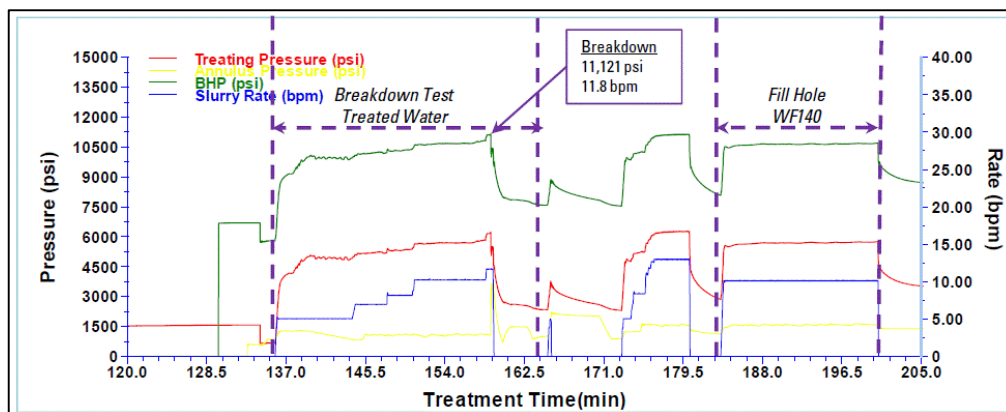


Figure 83. Break down du puits « E-1 » (Documents SCHLUMBERGER.2010).

## La géomécanique et la fracturation hydrauliques des puits « E-1 » & « G-1 »

Les résultats obtenus par le Break down test vont nous renseigner sur :

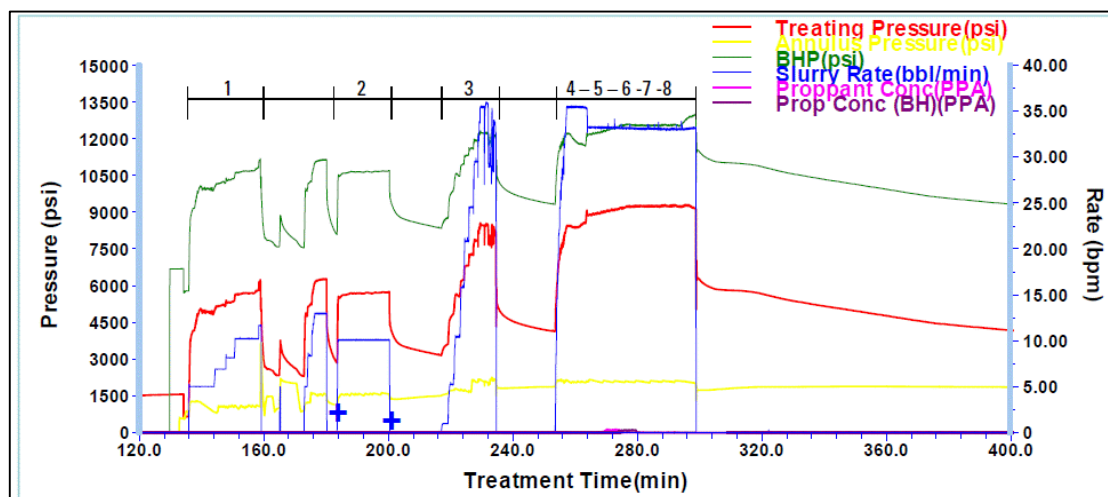
- La géométrie de la fracture
- L'efficacité du fluide injectée
- Pression de fermeture

### 3.2 Data Frac

Il est effectué avant la fracturation principale afin de valider les paramètres définis lors de la phase de design. Le Data Frac, consistant en un pompage de gel linéaire, a été précédé par un test de break down.

**Tableau 24.** Analyse Data Frac du puits « E-1 », (LASBEUR.N, 2014).

Data Frac analyse :			
ISIP	P <sub>c</sub>	P <sub>net</sub>	Efficacité
11532	10645	887	20 %



**Figure 84.** Data Frac du puits « E-1 », (Documents SCHLUMBERGER.2010).

### 3.3 MainFrac

Après l'initiation de la fracture dans la formation lors du test de Data Frac, il est essentiel de garantir son maintien ouvert en injectant un agent de soutènement (proppants). Dans le traitement réalisé sur le puits « E-1 », 99 % du proppants injecté a été efficacement placé dans la formation, avec une concentration maximale atteignant *6ppa*.

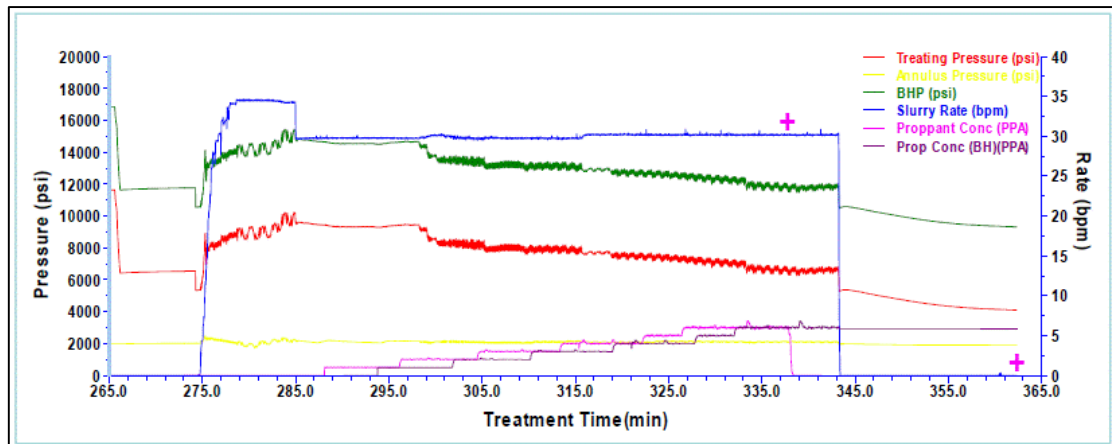


Figure 85. Premier Main frac du puits « E-1 », (Documents SCHLUMBERGER, 2010).

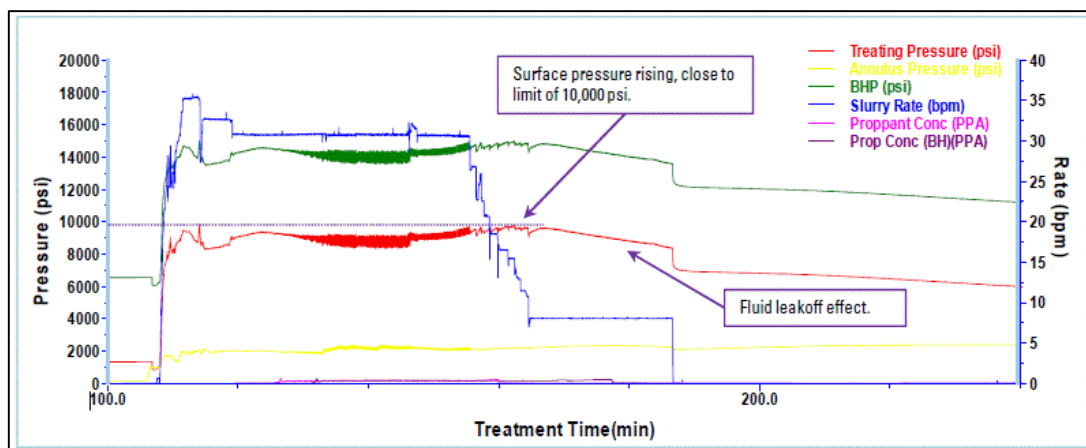


Figure 86. Deuxième Main frac du puits « E-1 », (Documents SCHLUMBERGER, 2010).

### 3.4 Description de la fracture réalisée

La hauteur de la fracture a été estimé à 92.1 m avec une largeur de 0.099'' la géométrie de la fracture est illustrée dans la figure.111 suivante :

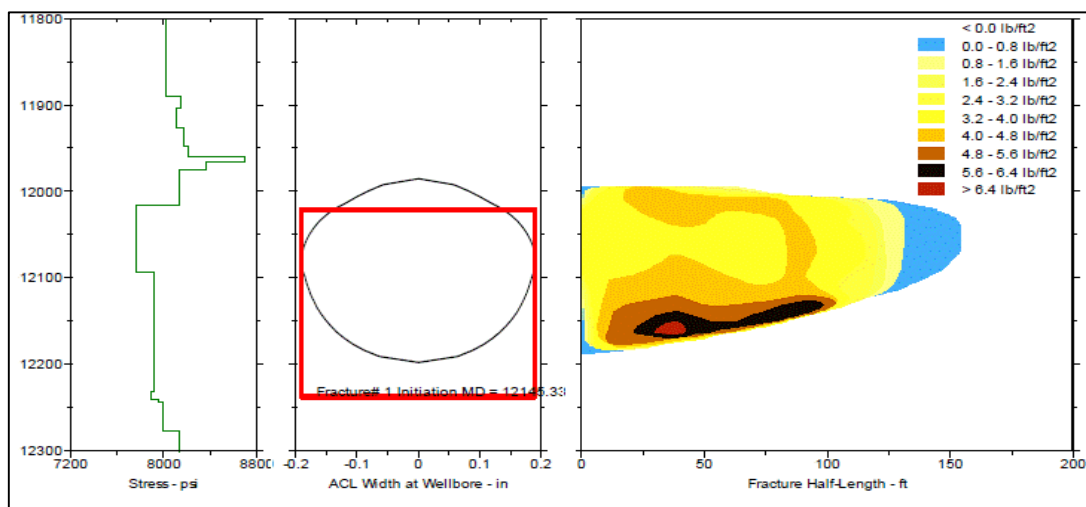
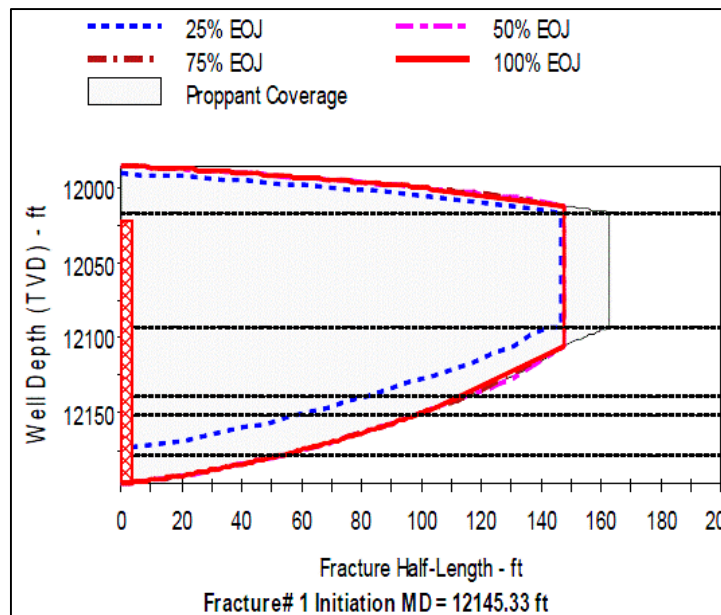


Figure 87. Géométrie de la fracture réalisée dans les Quartzites de Hamra, (Documents SCHLUMBERGER, 2010).



**Figure 88.** Graphique de l'historique de la géométrie des fractures, (Documents SCHLUMBERGER, 2010).

### 3.5 Test Post Frac

L'opération de fracturation hydraulique a permis une augmentation significative des débits, atteignant  $2\,572,4\text{ m}^3/\text{h}$  pour le gaz et  $7,27\text{ m}^3/\text{h}$  pour le condensat. Il convient également de noter la pression de tête de puits substantielle requise pour le puits « E-1 », de l'ordre de  $1-266\text{ Psi}$ .

Les résultats du test Post Frac sont mentionnés dans le tableau 25 ci-dessus :

**Tableau 25.** Résultats du test Post Frac, (LASBEUR.N, 2014).

	Après Frac Job	
	11/09/10	11/09/10
<b>Duse (in)</b>	24/64	32/64
<b>WHP moyenne (Psi)</b>	1266	842
<b>Débit de l'huile moyen (m<sup>3</sup>/h)</b>	6.13	7.27
<b>Débit de gaz moyen (m<sup>3</sup>/h)</b>	1984	2572.4
<b>GOR (m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>)</b>	351	360
<b>Densité de l'huile (eau=1)</b>	0.793	0.795
<b>Densité du gaz (air=1)</b>	0.870	0.877
<b>BSW (%)</b>	0	8

## II. Puits « G-1 »

### 4 Introduction

L'analyse géomécanique du puits « G-1 » a été réalisée à partir des données de diagrapies sonique et densité. Cependant, certaines limites ont été relevées, notamment l'absence d'imagerie qui est essentielle pour déterminer précisément l'état de contrainte, ainsi que l'absence d'une étude géomécanique en laboratoire permettant d'étalonner les propriétés mécaniques du réservoir *Dévonien*. Par ailleurs, la magnitude de la contrainte horizontale minimale a été calibrée avec les résultats de l'opération de fracturation.

#### 4.1 Étude géomecanique a partir des diagrapies « soniques »

Les propriétés élastiques du réservoir ont été calculées à partir des données soniques « *DTC* » et « *DTS* » en les combinant avec les données de densité. Pour générer le profil de stress, des données de pression du réservoir sont nécessaires, généralement elles sont obtenues à partir du « *MDT* » (*Modular Formation Dynamics Tester*). En cas d'absence de ce dernier on considère la pression du réservoir obtenu à partir du DST comme dans le cas du puits « G-1 » pour l'estimation des propriétés élastiques du *Dévonien inférieur* (*Siegénien, Gédinien*).

### 5 Le modèle géomécanique

Comme mentionné précédemment dans le titre.2, nous avons pu établir le modèle géomécanique du puits « G-1 » à partir des données de Gamma Ray (GR), densité (RHOZ), modules dynamiques « Young et Poisson » (YME\_DYN, PR\_DYN), Shear Slowness (DTSM), et Compressional Slowness (DTCO-MFM), ainsi que les contraintes principales (SHMIN\_PHS, SHMAX\_PHS, SVERTICAL\_EXT) et la pression interstitielle (HYDROPRESSION), est illustré dans la figure.113 ci-dessus, le modelé plus détaillée est en annexe.2 :

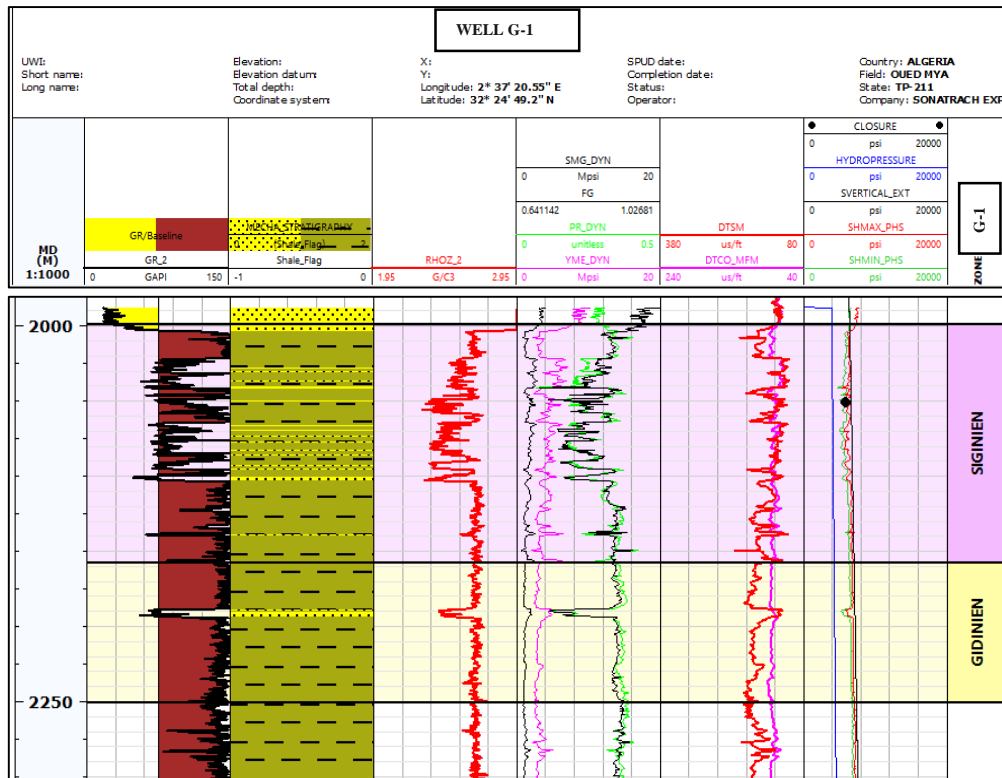


Figure 89. Le modèle géomécanique du puits « G-1 ».

Les principaux paramètres sont présentés dans le tableau 26 ci-après :

Tableau 26. Propriétés élastiques du Dévonien inférieur (SONATRACH, 2013).

Côte (m)	Coefficient de poisson (Mpsi)	Module de Young	Stresse min (Psi)
2025	0.2392	5.4496	5852.9
2050	0.1699	4.5071	5339.2
2075	0.2600	3.8759	5649.7
2100	0.1930	5.3851	5620.2
2175	0.3608	3.0705	6496.4
2200	0.3524	3.3386	6550.9
2225	0.3563	3.1205	6617.3
2250	0.3674	3.1885	6801.8

## 5.1 Interprétation géomécanique du modèle géomécanique du puits « G-1 »

### 5.1.1 Formation Siginien (profondeur 2000–2157 m)

– Le module de Young (YME\_DYN) est de l'ordre de 10 Mpsi, traduisant une bonne rigidité mécanique et une capacité à supporter des contraintes importantes sans déformation excessive ;

– Le coefficient de Poisson dynamique (PR\_DYN) est estimé à 0,25, ce qui reflète une déformabilité latérale modérée, caractéristique des roches dures ;

- La magnitude de la contrainte horizontale minimale oscille entre 5600- 6900 *Psi*.

### 5.1.2 Formation Gédinien (profondeur 2157–2250 m)

- Le module de Young dynamique (YME\_DYN) atteint en moyenne 10 *Mpsi*, ce qui traduit une rigidité supérieure à celle du Siginién ;
- Le coefficient de Poisson dynamique (PR\_DYN) est légèrement inférieur, autour de 0,23, confirmant le caractère compact du réservoir Dévonien inférieur ;
- La magnitude de la contrainte horizontale minimale oscille entre 6500-7000 *Psi* ;
- L’allure du stress semble être variable en face du Siéginien, en revanche en face du Gédinien, elle a tendance à être monotone ;
- Le gradient de frac (FG) pour les deux formations (Siginién et le Gédinien), prend une moyenne de 0.9 *psi/ft*.

## 6 Fracturation hydraulique

### 6.1 Test d’injectivité

Un test d’injectivité a été mené dans le puits « G-1 » afin d’évaluer la capacité de la formation à accepter des fluides sous pression et de déterminer le seuil de fracturation.

Ce test a été fait par de l’eau traité (7% de *Kcl*), qui a été injecté (4509 *gallons*) pour charger le puits et fracturer la formation. Le débit de pompage a été augmenté jusqu’à 30 *bpm*, les résultats du test sont illustrés dans la figure 90 suivantes :

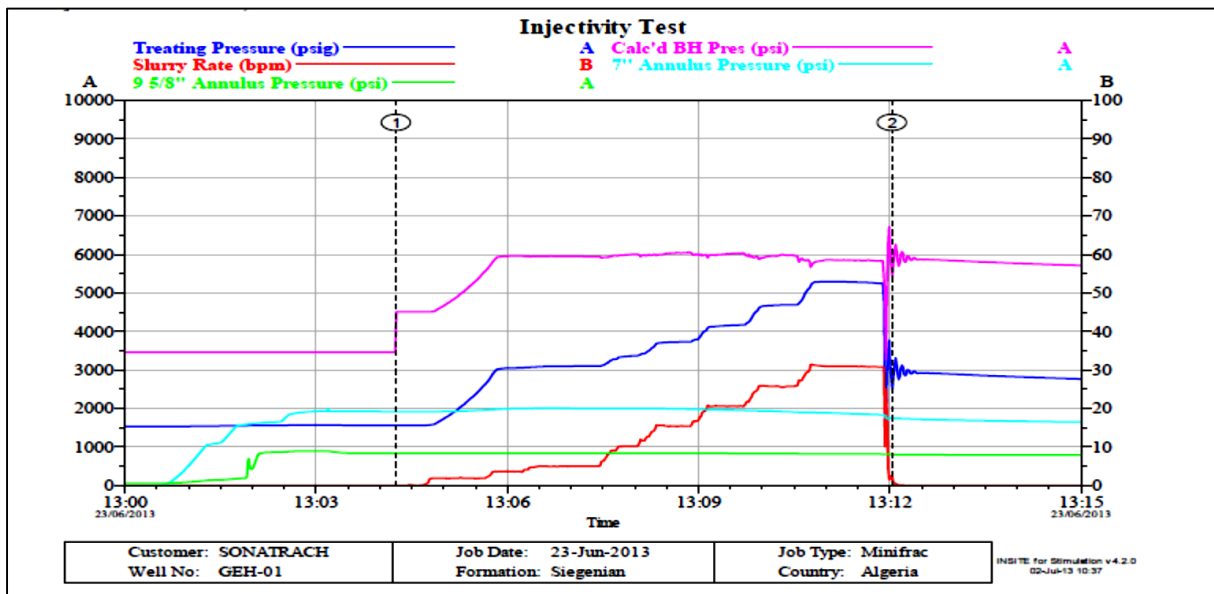


Figure 90. Test d’injectivité pour le puits « G-1 » (LASBEUR.N, 2014).

## 6.2 DataFrac

Le pompage est passé à un gel linéaire (data frac 6395 gallons). Le débit de pompage est par palier (the step down rate test 'SDRT'), qui fait partie du Data Frac, pour déterminer les pertes de charges dues aux frottements (frictions) et trouver le régime de frottement majeur (perforations ou les alentours du trou).

Pendant l'opération du data frac on a procédé au pompage en solution gélifiée (pre-pad + gel linéaire) afin de refaire le design final du main frac en termes de pression de service en surface, dans les volumes injectés dans les formations.

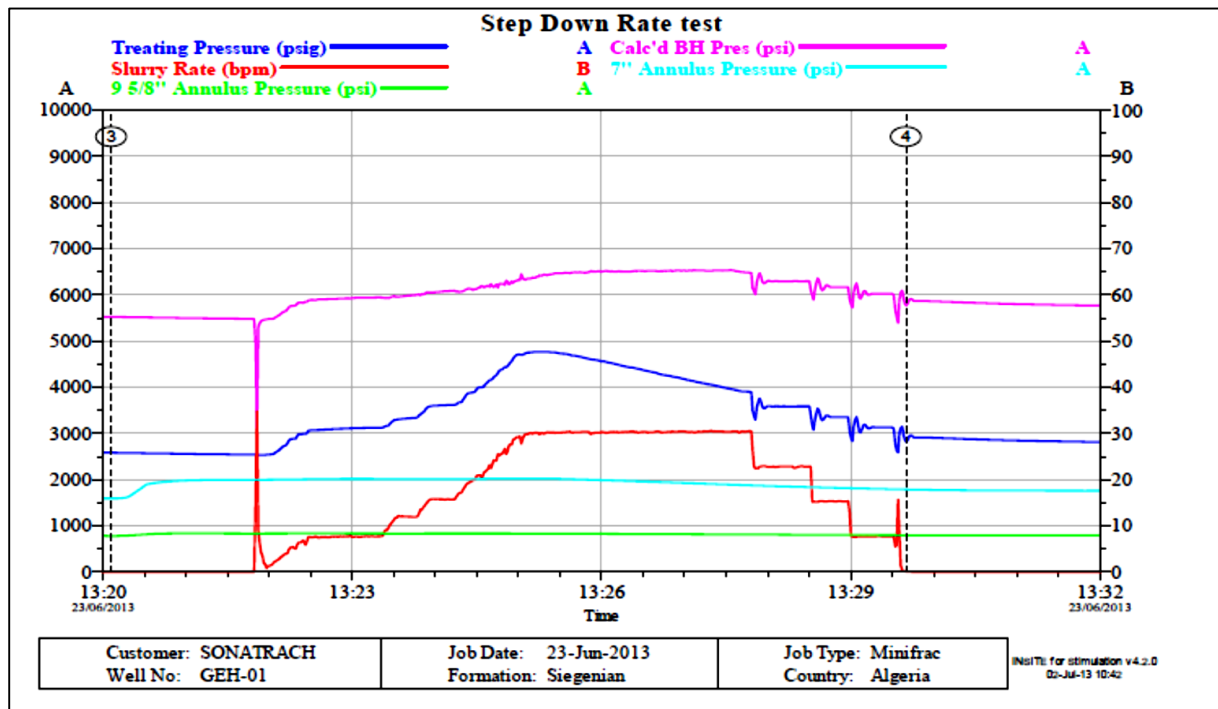


Figure 91. Le Step Down Rate Test du puits « G-1 » (LASBEUR.N, 2014).

L'analyse du step down test (Figure 91) a montré une friction totale d'entrée de 639 Psi avec un débit de pompage de 30,44 bpm. Les frottements attribuables aux perforations (439psi) sont les plus dominants.

Après l'analyse du déclin de la pression, la pression de fermeture a été estimée de 5837 psi correspondant à un taux d'efficacité du fluide de 53,9%.

À la fin de l'opération de Data Frac, un log de température a été enregistré.

### 6.3 Main Frac

La fracturation hydraulique du forage « G-1 » a commencé par un « Pre-Pad » en gel linéaire (30 lb) injecté jusqu'à 10 bpm, suivi de 10 516 gallons de fluide « Cw-Frac » (polymère HPT-1 + eau salée 7% KCl) pour diminuer les risques d'invasion d'eau si la fracture atteignait un aquifère. Un deuxième « Pre-Pad » a été utilisé pour atteindre 30 bpm, permettant ainsi l'injection de « cross-linkers ». Après cela, 18 002 gallons de gel réticulé ont été injectés, suivis de six phases de pompage de proppant (concentrations de 1 à 10 ppg) qui a inclus du 20/40 proppant et du 16/30 HSP.

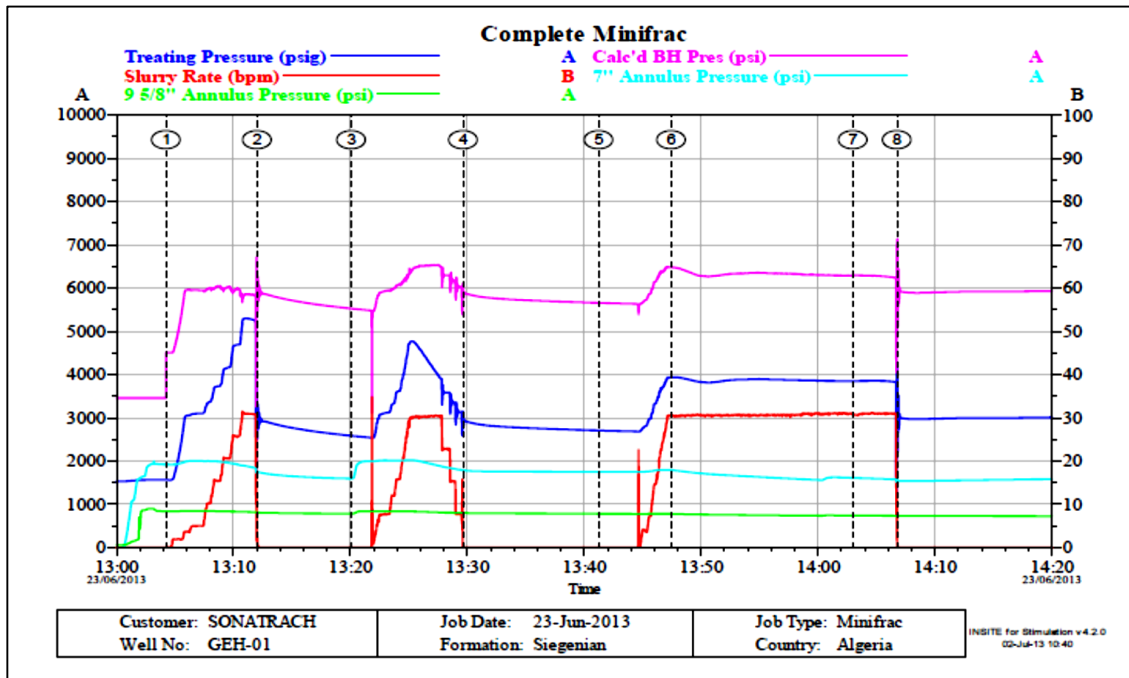


Figure 92. Main Frac du puits « G-1 » (LASBEUR.N, 2014).

### 6.4 Thermométrie et description de la fracture réalisée

À l'issue du traitement principal, un log de température a été réalisé afin de contrôler le développement de la fracture induite par la stimulation par la fracturation hydraulique.

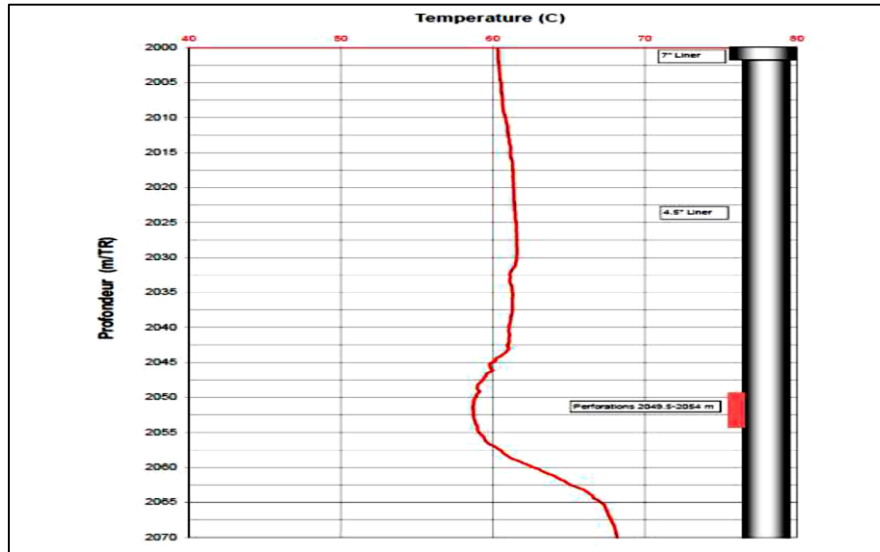


Figure 93. Log de température du puits « G-1 » (LASBEUR.N, 2014).

La géométrie de la fracture est illustrée dans la figure 94 ci-dessus :

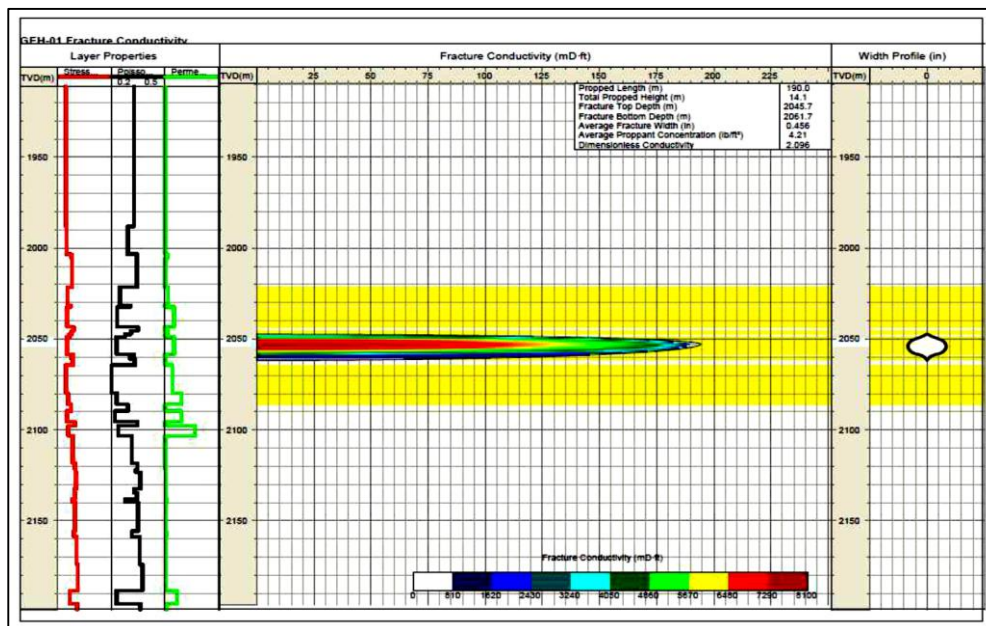


Figure 94. Géométrie de la fracture estimée par FRACPROPT (Haliburton).

### 6.5 Test Post Frac

Nous constatons que l'opération de fracturation hydraulique du « Siegénien » a permis de faire produire le puits avec un débit de gaz considérable (1596 m<sup>3</sup>/h) et le condensat (0.1 m<sup>3</sup>/h) sur la duse 32/64 avec une pression en tête de 300 psi.

## La géomécanique et la fracturation hydrauliques des puits « E-1 » & « G-1 »

Sachant que le test de formation durant le forage n'a pas donné une production quantifiable en surface juste une récupération pendant la circulation inverse d'une huile de densité  $0.79 \text{ g/cc}$  et d'une eau salée ( $S=277 \text{ g/l}$ )

L'objectif de la fracturation du réservoir Dévonien « Séginien », qui était de faire produire celui-ci en surface a été atteint. Vu la nature du ciment de la formation du « Séginien » qui est carbonaté et argileux, une opération de stimulation par fracturation à l'acide aurait probablement donné des résultats meilleurs.

*Chapitre 5 :*  
*Aspect environnemental*

## 1 Introduction

La fracturation hydraulique est une technique qui a transformé l'industrie énergétique en permettant l'extraction d'hydrocarbures piégés dans des formations rocheuses peu perméables. Ce procédé repose sur l'injection sous haute pression d'un mélange d'eau, de sable et d'additifs chimiques afin de créer des fissures dans la roche et libérer les hydrocarbures. Bien que cette méthode ait permis une augmentation significative de la production de gaz et de pétrole, elle soulève de nombreuses préoccupations environnementales.

L'un des principaux inconvénients de la fracturation hydraulique, est sa consommation massive en eau. Le bon fonctionnement d'un puits nécessite généralement des volumes d'eau comprises entre 7 et  $19 \times 10^3$  m<sup>3</sup>/Puits. Après le pompage, la pression est relâchée, ce qui permet au fluide de fracturation injecté de remonter à la surface sous forme d'eau de « reflux ». Cette eau se mélange progressivement à l'eau naturellement présente dans la formation géologique, donnant naissance à un flux de déchets communément appelé « eau produite ». Le volume d'eau produite généré par un puits dépend de plusieurs facteurs, notamment des caractéristiques de la formation, de la localisation géographique du puits, du type d'hydrocarbure extrait et de la méthode de production utilisée. En 2018, les opérations pétrolières et gazières aux États-Unis ont généré plus de  $8,5 \times 10^6$  m<sup>3</sup> par jour d'eau produite. Il s'agit du plus important flux de déchets généré par cette industrie, faisant de sa gestion l'un des principaux défis du développement des ressources non conventionnelles.

## 2 Gestion des eaux usées

Les pratiques actuelles de gestion de « l'eau de reflux » et de « l'eau produite » issues des puits comprennent généralement un stockage temporaire sur site, suivi d'un transport vers des installations de traitement ou d'élimination hors site. Les options d'élimination incluent principalement l'injection dans des puits profonds, ou, plus rarement, un traitement préalable à la réutilisation ou au rejet dans les eaux de surface. Dans la majorité des régions, l'injection souterraine reste la méthode privilégiée en raison de son faible coût et de l'absence ou de la simplicité du traitement requis.

Cependant, la récupération et la réutilisation de l'eau de reflux et de l'eau produite deviennent des alternatives de plus en plus attractives pour l'industrie pétrolière et gazière en amont. Cette approche permet de préserver les ressources en eau douce en réduisant les rejets dans l'environnement et la demande en eau de qualité supérieure. Les eaux recyclées peuvent être réutilisées dans diverses applications industrielles telles que le forage de nouveaux puits,

la fracturation hydraulique, la Récupération Assistée du Pétrole en Anglais : *Enhanced Oil Recovery* (EOR), ainsi que l'injection d'eau pour la gestion des réservoirs.

Un obstacle majeur à cette réutilisation est la forte salinité de nombreux flux d'eaux usées pétrolières et gazières, généralement mesurée en termes de « Solides Dissous Totaux » (SDT). Pour surmonter cette contrainte, des technologies de dessalement comme la séparation par membrane, les cristalliseurs à évaporation ou la compression mécanique de vapeur peuvent être utilisées. Toutefois, ces procédés nécessitent un prétraitement rigoureux afin de limiter l'encrassement des membranes et la formation de dépôts.

Un prétraitement chimique est souvent suffisant pour éliminer les tartres inorganiques, mais l'élimination des matières organiques présentes en concentrations nettement plus élevées que dans les eaux domestiques, de surface ou souterraines requiert des approches spécifiques. Bien que l'ajout de coagulants, d'oxydants ou d'adsorbants comme le charbon actif en poudre soit envisageable, les volumes nécessaires rendent souvent ces méthodes économiquement non viables.

En alternative, le recours à des procédés biologiques de traitement se présente comme une option plus rentable pour l'élimination des composés organiques. Ces solutions pourraient améliorer considérablement la faisabilité économique du traitement de l'eau de reflux et de l'eau produite, facilitant ainsi leur réutilisation dans les opérations pétrolières sur le terrain.

### **2.1 Filtration Biologiquement Active (FBA)**

Les procédés de traitement biologique sont conçus pour éliminer les composés biodégradables présents dans les eaux usées, tout en favorisant la croissance et l'activité des micro-organismes responsables de leur dégradation. Ces procédés se classent en deux grandes catégories : les systèmes à croissance suspendue, et les systèmes à croissance fixée (ou attachée).

Dans les « Systèmes à Croissance Suspendue », les micro-organismes sont en suspension dans le liquide. Le procédé le plus couramment utilisé dans cette catégorie, notamment pour les eaux usées municipales, est celui des « boues activées ». Bien qu'efficace, ce système nécessite un contrôle rigoureux des conditions d'exploitation (aération, temps de séjour, décantation) et peut être sensible aux variations de charge.

À l'inverse, dans les « Systèmes à Croissance Fixée », les micro-organismes se développent sous forme de biofilm sur un support solide. Ce support peut être constitué de matériaux naturels ou synthétiques tels que le sable, le gravier, le charbon anthracite, le Charbon

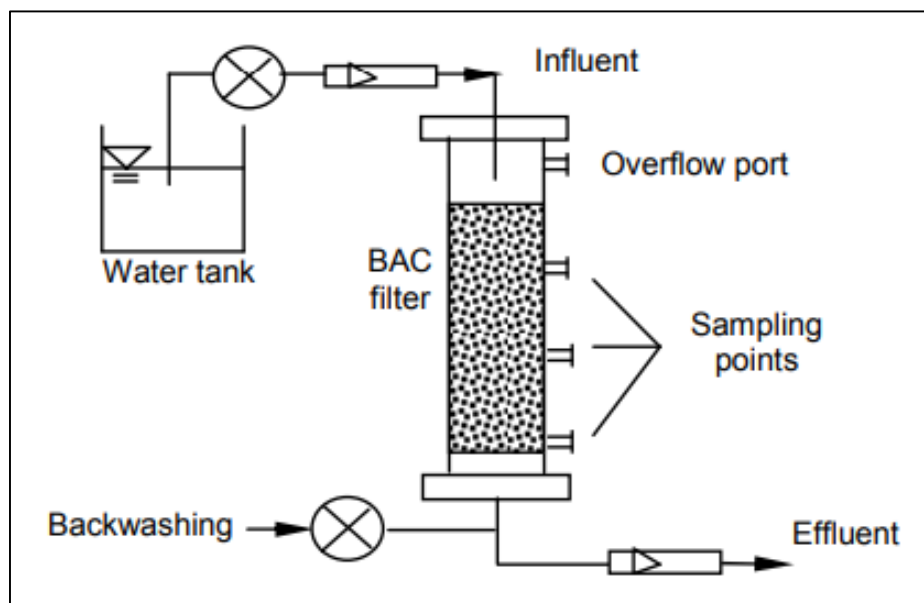
Actif Granulaire (CAG), le bois ou encore des supports plastiques. Ces systèmes offrent plusieurs avantages :

- Meilleure résilience face aux fluctuations de l'environnement (pH, température, salinité, charge organique) ;
- Entretien simplifié et consommation énergétique réduite ;
- Concentration élevée de biomasse stable dans le temps.

Ces caractéristiques rendent les systèmes à biofilm particulièrement adaptés au traitement des eaux usées issues des activités pétrolières et gazières, où les charges polluantes sont souvent élevées et les conditions physico-chimiques variables.

Parmi ces technologies, la « Filtration Biologiquement Active » (FBA) (Figure 95), également appelée « bio-filtration » constitue une solution prometteuse, initialement développée pour le traitement de l'eau potable et des eaux usées municipales. Dans un système de FBA, l'élimination des polluants repose sur plusieurs mécanismes complémentaires :

- *Filtration physique* : des particules colloïdales et en suspension ;
- *Adsorption* : des composés dissous sur le support filtrant ou sur la biomasse ;
- *Biodégradation* : des matières organiques dissoutes, qui constitue le mécanisme principal.



**Figure 95.** Diagramme schématique d'une FBA.

Les micro-organismes présents dans la biomasse utilisent ces composés comme source d'énergie et de carbone, les transformant en biomasse nouvelle, en dioxyde de carbone et en eau. Cette capacité à traiter efficacement les matières organiques complexes et concentrées, fait de la FBA une technologie attractive pour la « réutilisation des eaux de reflux et des eaux

produites » dans le contexte du secteur pétrolier et gazier en amont.

### 3 Matériels et méthodes

#### 3.1 Flux d'alimentation

Des essais en laboratoire ont été réalisés à partir d'eau produite provenant d'une installation de traitement associée à un puits de gaz non conventionnel. Cette eau était stockée dans des fûts de 200 litres. Avant chaque prélèvement destiné aux expérimentations, un mélange vigoureux a été effectué afin de garantir une homogénéité de l'échantillon et d'assurer une qualité d'eau représentative et constante pour l'ensemble des tests.

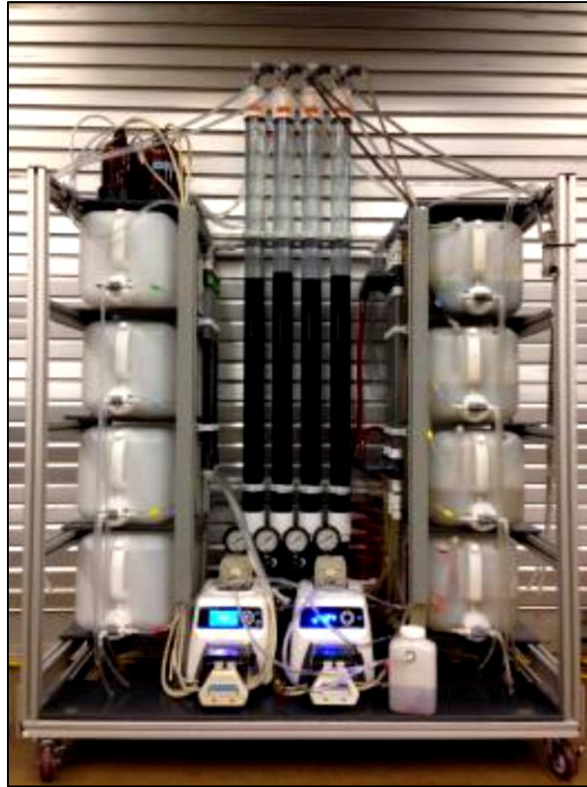
#### 3.2 Système de filtration

Un système de filtration à l'échelle du laboratoire a été conçu pour mener des essais préliminaires sur le traitement de l'eau produite. Le dispositif comprend quatre (4) colonnes de filtration en PVC transparent, d'un diamètre intérieur de 1,5 cm, chacune reliée à un réservoir d'alimentation de 5 L à l'aide de tuyaux en néoprène.

L'alimentation en eau est assurée par une pompe péristaltique, qui transfère le fluide des réservoirs vers les colonnes, garantissant un débit contrôlé et continu. Chaque colonne est remplie avec 30 cm de milieu filtrant, adapté à la nature des essais.

Afin d'évaluer l'influence de l'activité biologique, une des quatre colonnes a été configurée comme témoin abiotique. À cette fin, une solution de  $NaN_3$  (azoture de sodium) à 0,1 % en masse a été ajoutée à l'eau d'alimentation de cette colonne pour inhiber l'activité microbienne.

L'aération est assurée en immergeant des diffuseurs en pierre poreuse dans chaque réservoir d'alimentation. L'air est fourni par un compresseur d'une capacité de 45 L/min, et un système de régulation via vannes permet de distribuer l'air de manière équilibrée, à raison d'environ 1 L/min par réservoir, garantissant un apport optimal en oxygène dissous pour soutenir l'activité biologique dans les colonnes concernées.



**Figure 96.** Système de colonne de FBA à l'échelle du laboratoire utilisé pour mener des expériences en mode discontinu avec de l'eau produite et un reflux d'un puits de gaz non conventionnel.

### 3.3 Milieux filtrants et développement du biofilm

Le milieu filtrant utilisé dans le système expérimental est un Charbon Actif Granulaire (CAG) de type « NORIT CAG 816 » (voir figure 121), présentant une taille effective de  $1,4\text{ mm}$ . Ce matériau est particulièrement adapté aux applications de Filtration Biologiquement Active (FBA), en raison de sa polyvalence fonctionnelle : il agit à la fois comme adsorbant ; support biologique pour la croissance microbienne ; et filtre physique permettant la rétention des matières en suspension totales (MEST). Le CAG présente plusieurs avantages essentiels dans ce contexte :

- Une grande surface spécifique, favorisant le développement et l'accumulation du biofilm ;
- Une résistance élevée aux conditions défavorables, notamment au lavage à contre-courant à l'eau chlorée et aux variations de température ;
- Une durabilité qui permet une exploitation prolongée sans perte significative de performance.

Le biofilm microbien s'est formé naturellement à la surface du CAG à la suite d'un contact prolongé avec de l'eau de surface prélevée dans un réservoir, caractérisée par une concentration moyenne en carbone organique total (COT) de  $3\text{ mg/L}$  et une salinité modérée,

avec des solides dissous totaux (SDT) inférieurs à 500 mg/L.

Lors de la phase d'exploitation du système à l'échelle du laboratoire, le milieu biologiquement actif a été progressivement acclimaté à l'eau produite issue d'un puits de gaz non conventionnel. Cette acclimatation a été réalisée via un protocole d'exposition progressive, consistant à augmenter graduellement la concentration de contaminants dans l'eau d'alimentation. Pour cela, des dilutions successives ont été effectuées à l'aide d'eau ultrapure, afin de permettre au biofilm de s'adapter progressivement aux conditions physico-chimiques plus exigeantes de l'eau produite, tout en maintenant une activité biologique stable.



**Figure 97.** Le CAG utilisé dans la FBA.

## 4 Conclusion

La fracturation hydraulique a incontestablement transformé le paysage énergétique mondial en rendant accessibles des ressources en hydrocarbures autrefois inexploitable. Cependant, cette avancée technologique s'accompagne de défis majeurs, notamment en matière de gestion de l'eau. La quantité importante d'eau utilisée, ainsi que les volumes d'eaux de reflux et d'eaux produites générés, soulèvent des préoccupations environnementales croissantes, particulièrement en ce qui concerne la consommation d'eau douce et le traitement des effluents.

L'étude menée a mis en évidence l'importance de développer des solutions de traitement viables, durables et économiquement acceptables pour la gestion de ces flux. Parmi les options évaluées, la filtration biologiquement active (FBA) s'est révélée être une technologie particulièrement prometteuse. Sa capacité à combiner filtration physique ; adsorption et surtout

biodégradation des composés organiques en fait une alternative stratégique aux méthodes conventionnelles plus coûteuses ou limitées.

Les essais réalisés à l'échelle du laboratoire ont permis de démontrer la faisabilité de cette approche. L'utilisation du charbon actif granulaire « NORIT CAG 816 », en tant que support filtrant, a favorisé le développement d'un biofilm microbien stable, résistant aux conditions physico-chimiques variables typiques des eaux produites issues des formations non conventionnelles. Le protocole d'acclimatation progressive mis en œuvre a permis d'optimiser l'activité biologique et d'assurer une adaptation contrôlée du système aux caractéristiques complexes de l'eau traitée.

En somme, cette recherche contribue à une meilleure compréhension des technologies biologiques avancées applicables à l'industrie pétrolière et gazière. Elle offre des perspectives concrètes pour réduire la pression sur les ressources en eau douce, minimiser l'impact environnemental de la fracturation hydraulique et favoriser une exploitation plus durable des ressources énergétiques. À plus long terme, l'intégration de solutions comme la FBA pourrait s'imposer comme un pilier des stratégies de gestion des eaux usées dans le secteur des hydrocarbures.

# *Conclusion générale*

### 1. Conclusion générale

Cette étude a exploré l'apport des études minéralogiques dans l'optimisation de la méthode de stimulation appliquée à deux forages pétroliers situés dans les régions d'Illizi et d'Oued M'Ya, ainsi qu'à l'évaluation d'impact de cette méthode sur l'environnement. Au fil des différents chapitres, nous avons analysé les caractéristiques géologiques des régions d'études ; abordé les notions fondamentales liées aux réservoirs conventionnels et non conventionnels ; détaillé les principales méthodes de stimulation, dont la fracturation hydraulique ; mit en œuvre une modélisation géomécanique ; et fini par la présentation d'une étude de cas.

L'objectif principal de notre étude était de mettre en évidence l'importance d'intégrer les caractéristiques minéralogiques dans le processus d'identification de la méthode la mieux adaptée pour l'exploitation d'un réservoir compact. L'analyse minéralogique permet en effet d'optimiser les méthodes sélection en adaptant les techniques et les produits aux propriétés spécifiques du réservoir. Par ailleurs, les études géomécaniques jouent un rôle tout aussi essentiel ; elles permettent de mieux comprendre le comportement mécanique des formations souterraines, d'évaluer les contraintes, et de prévenir les risques liés à la fracturation. En combinant ces deux approches « minéralogique et géomécanique », il devient possible de concevoir des stratégies de stimulation plus efficaces, sûres et respectueuses de l'intégrité du réservoir.

Par ailleurs, notre étude a mis en évidence l'importance de considérer les enjeux environnementaux associés à l'exploitation pétrolière. Nous avons analysé les principales mesures de protection de l'environnement. Cette prise en compte est essentielle pour garantir une exploitation plus durable et responsable des ressources.

En conclusion, les résultats obtenus mettent en évidence l'importance d'intégrer les caractéristiques minéralogiques et géomécaniques dans l'évaluation des méthodes d'exploitation des réservoirs compacts. La minéralogie joue un rôle clé dans la compréhension du comportement des roches et permet d'adapter efficacement la fracturation hydraulique aux propriétés spécifiques du réservoir. Cette méthode, lorsqu'elle est optimisée, améliore la perméabilité, augmente la récupération des hydrocarbures et réduit les coûts d'exploitation. Toutefois, elle soulève également des préoccupations environnementales, notamment liées à la consommation d'eau, à la gestion des fluides et aux risques de pollution. Une approche intégrée basée sur une analyse fine du réservoir permet donc de maximiser les performances tout en

limitant les impacts environnementaux. Ces connaissances constituent un levier essentiel pour optimiser l'exploitation des réservoirs compacts, et peuvent être transposées à d'autres projets similaires afin de favoriser une gestion plus efficace et durable des ressources pétrolières.

Enfin, nous espérons que cette étude contribuera à l'enrichissement des connaissances dans le domaine de l'optimisation des méthodes de stimulation pétrolière, tout en soutenant une prise de décision éclairée visant à préserver l'environnement et à promouvoir une exploitation responsable et durable des ressources énergétiques.

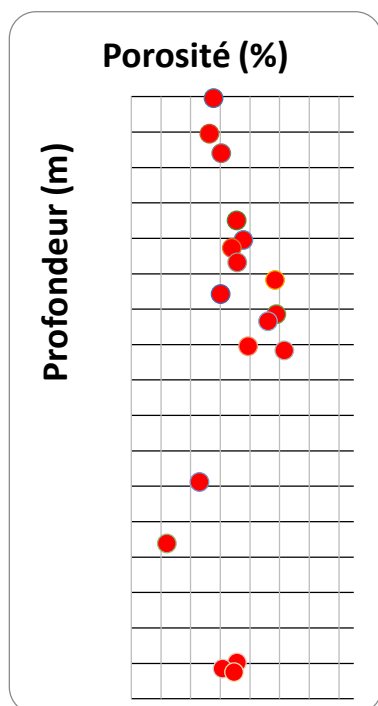
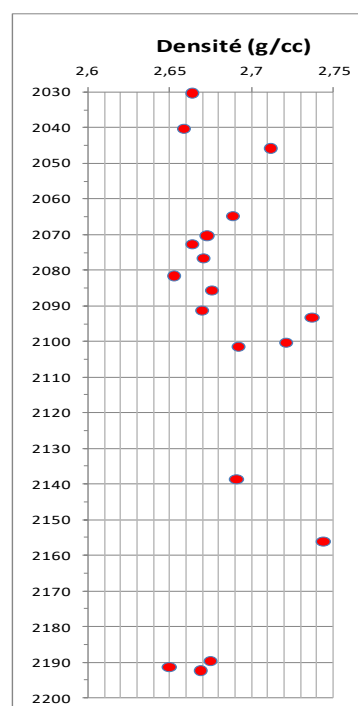
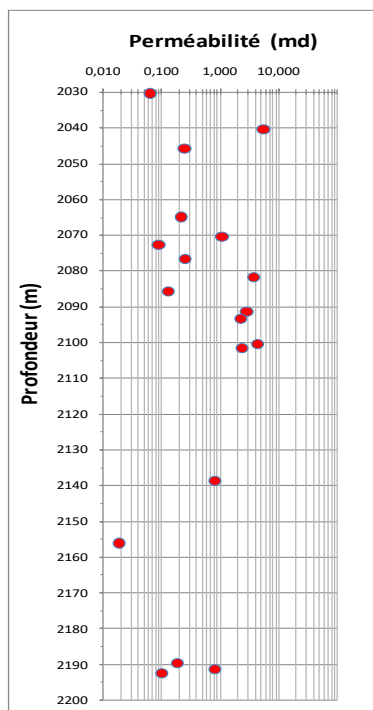
# *Bibliographies*

- AKKOUCHE.L, ALLEL. R. (2023).** L'apport d'une étude minéralogique dans l'optimisation d'une méthode de stimulation d'un forage d'exploration. UMMTO.
- ADEEB NOORO.A. (2015).** Test DST.
- AMAYA, S. (2019).** La fracturation hydraulique. Université d'Ouaragla.
- ANDRE.B.(2025).** Principes de la théorie de l'élasticité.
- BELFATMI, (2016).**Coupe palinspastique NW-SE du bassin d'Oued M'Ya.
- BENAMRANE, O. ; MESSAOUDI.M ; MESSELLES.H. (1993).** Géologie et potentiel en hydrocarbures du bassin de l'Oued M'Ya, Algérie.
- BOUKROU.I ; BELHADI.A. (2022).** Étude sédimentologique, pétrophysique de réservoir T1, périmètre El Hadjira, bassin de « Oued Mya ».
- BOJEMAA.A. (1987).** Les phases tectoniques affectant la plateforme saharienne.
- CHABBLIO., NEMSI.O., SEGUENIA.A. (2023).** Évaluation de la fracturation hydraulique dans les réservoirs pétroliers compacts : Cas de Puits MZLS-3 Menzel Ledjmet Est. Université Kasdi Merbah Ouargla.
- CHABBLIO ; et al. (2023).** De la fracturation des réservoirs par forages : comparaison entre les données de carottes et d'imagerie de paroi. Revue de l'Institut Français du Pétrole.
- CHRISTOPHE.B ; et al. (2017).** Porosité et perméabilité des réservoirs gréseux.
- Connaissancedesenergies.org, 2024.**Variation de la perméabilité selon la nature de la roche.
- GUERRAK.S. (1987).** Les roches ferrugineuses oolithiques du Paléozoïque du Sahara algérien.
- HILLS.C.D ; et al. (2000).** Valeurs du coefficient de Poisson pour certaines roches.
- IMOULA.M. (2014).** Évaluation de la fracturation hydraulique à Hassi Messaoud.
- Institut-numerique.org, (2012)** Histogrammes de distribution des réserves initiales en place
- KENNACHE.H ; MAGHNINI.M.** Constituants typiques des grès.
- KLETT, (2000).** Bassin de l'Oued M'ya.
- LADJADJ.AB ; MEKHMOKHEN.N. (2019).** Modélisation géomécanique à une dimension et élaboration d'un design de fracturation hydraulique pour une stimulation réussie des réservoirs à grès compacts d'Algérie.
- LASBEUR.N. (2014).** Étude géomécanique et stimulation par fracturation hydraulique des réservoirs compacts. SONATRACH.
- MAHARRAR.A. (2015).** Impact de la fracturation hydraulique sur l'environnement.
- MAHIOUT.N. (2018).** Étude post-mortem de la fracturation hydraulique du puits « G-1 ». SONATRACH.
- MACHOUCHE.A ; REMLI.M. (2017).** Évaluation d'une fracturation hydraulique dans les réservoirs compacts (tight réservoir) : application au puits IAK-6.
- MEBROUKI.N. (2015).** Étude géologique de l'extension de la zone de Benkahla : le modèle géologique du gisement.
- MELGANI.F. (2015).** Porosité et perméabilité des roches carbonatées.
- MOKH.TARI .M ; TAHAR.L ; Et BOUABIDA.M, 2024.**Les différentes contraintes subi par une roche.
- NAIK.GC. (2010, August 23).** Tight gas reservoirs. Un conventional natural energy source for the future.
- SEHIB.L. (2014).** Étude, design et évaluation d'une opération de stimulation par fracturation hydraulique, cas d'étude : puits OKN 421 / champ de Haoud Berkaoui.
- Schlumberger (2011, April).** Hydraulic fracture stimulation draft proposal.
- Schlumberger et Total ; 2009.** Bassin d'Illizi.
- Sonatrach & Schlumberger (1995).** ALGERIA WEC.

- Sonatrach & Schlumberger (2007).** Well Evaluation Conference Algeria (WEC).
- Schlumberger Data and Consulting Services, (2025).** Puits E-1.
- TOTAL Exploration & Production (2007, 2009).** Tight gas reservoirs. Gisement à haute valeur technologique.
- US Geological Survey, (2016).** Réservoirs conventionnels.
- World Energy Outlook on Golden Age of Gas de l'AIE, novembre 2012 .**Étapes de migration des hydrocarbures dans les différents réservoirs.
- Documents SONATRACH (2014).** Activité de la fracturation hydraulique en Algérie.
- Documents SONATRACH (1995).** La géologie du bassin d'Illizi.
- Documents SONATRACH (2007).** La géologie du bassin d'Illizi.
- Documents SONATRACH (2025).** Data and Consulting Services.
- Rapport SONATRACH Division Exploration (2012).** Étude pétrographique et minéralogique avec approche diagenétique sur les échantillons du sondage « G-1 ».
- Rapport SONATRACH Division Exploration(2010).** Rapport de fin de sondage « E-1 ».

# *Annexes*

**Annexe 1. Résultats des propriétés physiques du puits « G-1 »**





Annexe 3. Le MEM du puits « G-1 »

