



## MEMOIRE

Présenté pour l'obtention du diplôme de

**MASTER EN SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS**

**Option : Ressources Minérales, Géomatériaux et Environnement**

Par : **AKKOUCHE Lynda**  
Et

**ALLEL Rabah**

**Thème :**

**Apport de l'étude minéralogique dans l'optimisation de la méthode de stimulation d'un puits pétrolier en exploration dans la région de Bechar-Oued Namous.**

**Soutenu publiquement le 12 / 07 / 2023 devant le Jury composé de :**

M. BRAHMI Boualem	M.A.A à l'UMMTO	Président
M.HAMIS Ahmed	M.C.B à l'UMMTO	Examineur
M. MAKHLOUF Ali	M.C.A à l'UMMTO	Rapporteur
Mme LEMMOUCHI.Saida	Ingénieur à SONATRACH	Co- Rapportrice
M. MALLEK Hacene	Ingénieur à SONATRACH	Invité



# Remerciment

Il est agréable de saisir cette occasion pour apporter mes vifs remerciements et exprimer ma profonde gratitude et reconnaissance à tous ceux qui ont attribué de loin ou de près à la réalisation de ce travail.

Je tiens en tout premier lieu à remercier Dieu ALLAH, Le Tout Puissant et Miséricordieux, qui m'a donné la force et la patience d'accomplir ce travail.

Ce travail n'aurait jamais vu le jour sans l'assistance et le soutien de plusieurs personnes qui étaient toujours disponibles pour me donner des informations et les conseils. Je saisisse cette occasion pour leur exprimer ma profonde gratitude tout en leur témoignant mon respect.

Nous tenons aussi à remercier M. Mallek Hacène pour ses conseils et son aide précieuse

Nous tenons à exprimer, ma profonde reconnaissance à ma Co-promotrice Md. LEMMOUCHI Saida et remercier aussi Mr MAKHLOUF notre promoteur.

Nous tenons à remercier un ami proche qui nous a trop aidées avec ses conseils et son expérience RAHMANI Hocine.

Nous tenons à remercier aussi les membres du jury; Mr BRAHMI B .et Mr HAMIS A pour l'honneur qu'ils nous font en acceptant de juger et évaluer notre travail.

Nos remerciements vont également à tout le personnel de la stimulation, chacun avec son nom pour leur sympathie, leur gentillesse et leur disponibilité.

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

Et enfin un grand merci à nos familles qui nous ont toujours soutenu et encouragé et à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce modeste travail.

## Merci



**DÉDICACE**

**2023**

Avant tout propos, je tiens à remercier le Bon Dieu de m'avoir guidée et de m'avoir éclairée dans la voie du savoir et de la réussite.

Je dédie ce modeste travail en signe de gratitude, de reconnaissance et d'affection à :

**Mon père**, qui m'a toujours inspiré par sa sagesse, son amour inconditionnel et son soutien indéfectible. Tu as été mon guide et ma source tout au long de ma vie. Même si tu n'es plus physiquement présent, ton esprit continue de briller dans mon cœur et dans chacune de mes réalisations. Ce mémoire est dédié à ta mémoire et ta place précieux que tu as laissé derrière toi.

**Ma mère** exceptionnelle, qui a été ma roche et ma source de motivation. Ton amour inébranlable, ta patience et ton soutien sans faille ont été essentiels pour que j'atteigne ce moment tant attendu, tu as été mon pilier dans les moments difficiles et ma plus grande supportrice dans les moments de triomphe.

**Mon cher frère** je tien à te dédier ce mémoire pour honorer le rôle exceptionnel que tu as joué dans ma vie. depuis le départ prématuré de notre père, tu as été mon pilier inébranlable et mon confident le plus précieux. **Ma petite sœur adorée**, que ce soit dans nos jeux complices, nous moments de complicité ou nos échanges de confidences, tu as toujours su être là pour moi. Tu es ma petite sœur, mon amie, ma confidente et mon inspiration.

À mon amie précieuse Sara, je tiens à te dédier ce mot pour te remercier d'être présente dans ma vie. Ta bienveillance, ton soutien et ton amitié inébranlable illuminent chaque jour.

Au fil des années, notre amitié a été un véritable pilier dans ma vie.

Ta présence constante, ton soutien inconditionnel et ton amitié sincère ont été des trésors inestimables pour moi. Je suis reconnaissante de t'avoir à mes côtés.

A mes amies Nacer, Farid, Thanina, Hocine, Amira et Aghiles Merci d'être la toujours pour moi a tous mes bons et mauvais moments

*A. Lynda*





## DÉDICACE



2023

Avant tout propos, je tiens à remercier le Bon Dieu de m'avoir guidée et de m'avoir éclairée dans la voie du savoir et de la réussite.

Je dédie ce modeste travail en signe de gratitude, de reconnaissance et d'affection à :

**Ma merveilleuse mère**, en ce jour spécial, je tien à te remercier du fond du cœur. Merci d'avoir été là à chaque instant tu es le pilier de notre famille, la source inépuisable de tendresse et soutien. À travers les hauts et les bas de la vie, tu as toujours été là, prête à nous guider et a nous reconforter.

**Last but not least , I wanna thank me, I wanna thank me for believing in me. I wanna thank for doing all this hard work. I wanna thank me for having no days off. I wanna thank me for never quitting. I wanna thank me for always being a giver and trying to give more than I receive. I wanna thank me for just being me at all times**

**Ma sœur chérie**, ton influence sur mon mémoire va bien au-delà des mots que je peux écrire. C'est une présence invisible mas tangible qui m'accompagne à chaque étape. je te remercie du fond du cœur pour tout ce que tu as fait et continues de faire pour moi

**Mes frères**, depuis notre enfance, nous avons partagé tant de moments inoubliables. Des jeux turbulents aux conversations profondes, chaque instant passé avec vous a enrichi ma vie d'une manière unique. Votre présence constante a été un réconfort et un soutien qui m'ont aidé à grandir et à devenir la personne que je suis aujourd'hui.

À mes camarades de promo 2023, j'ai partagé des moments inoubliables durant tous mon cursus universitaire.

*A . Rabah*



## Liste des acronymes

API: American Petroleum Institute.

Bbl: Barils.

Bpm: Baril par minute.

CBL-VDL: Cement Bond Log-Variable Density Log.

CT: Coil tubing.

**DST:** Drilling Stem Test.

**DTC :** Temps de transit de l'onde sonique compressionnelle.

**DTS :** Temps de transit de l'onde sonique cisailante.

E : Module de Young.

Edyn : Module de Young Dynamique.

FG : Frac Gradient.

GF : Gradient de Fracturation.

GOR : Gaz Oil Ratio.

IP: Indice de Productivité.

mD: milliDarcy.

MDT: Modular Dynamic Testing.

MEM: Mechanical Earth Model.

Pdyn : Coefficient de Poisson Dynamique.

Sg : saturation en gaz

So : saturation en huile

Sw : Saturation en Eau.

WHP: Well Hole Pressure.

IHP = initial hydrostatique pressure

IFP = initial flow pressure;

FFP = Final flow pressure;

FHP = final hydrostatique pressure;

BHT= bottom holl temperature;

ISIP = initial shut-in pressure

# Sommaire

Remerciement.....	2
Dédicace .....	3
Dédicace .....	4
Liste de figures .....	10
Liste des tableaux .....	12
Liste des acronymes .....	15
Résumé .....	16
Abstract .....	17
Introduction générale.....	1
Chapitre 1 : Généralités sur la région d'étude .....	3
1    Généralité et historique des travaux de la région Bechar.....	4
1.1    Situation géographique : .....	4
1.2    Présentation de la région d'étude : .....	5
1.3    Historique des travaux sur la région : .....	6
2    Caractéristiques géologiques : .....	8
2.1    Cadre géodynamique et Cadre structural de la région de Bechar-Oued Namous : .....	8
2.1.1    Le bassin de Taoudenni.....	9
2.1.1    Le bassin de Reggane.....	9
2.1.2    La chaîne de l'Atlas .....	9
2.2    Remplissage de la formation géologique de Bechar-Oued Namous :.....	10
2.2.1 .....	10
2.2.1    Formations du Paléozoïque.....	11
2.2.2    Formations du Jurassique.....	11
2.2.3    Formations du Crétacé .....	11
2.2.1    Formations du Tertiaire.....	11
2.3    Aspect structural : .....	12
2.3.1    Le bassin de Bechar .....	12
2.3.2    Les anticlinaux d'Oued Namous.....	13
2.3.3    Les synclinaux de Tademaït.....	13
2.3.4    Les horsts et grabens .....	13
2.3.5    Les failles et chevauchements.....	13
2.4    LES PHASES TECTONIQUES :.....	13
2.4.1    L'orogénèse panafricaine.....	13
2.4.2    La rifting permien-triasique.....	14
2.4.3    La compression alpine.....	14
2.5    Les différentes discordances rencontrées :.....	15
2.5.1    La discordance "première série" .....	15
2.5.2    La discordance "deuxième série" .....	15
2.5.3    La discordance "troisième série".....	15

2.5.4	La discordance "quatrième série".....	15
2.5.5	La discordance "cinquième série".....	15
3	Caractéristiques minéralogiques :.....	16
4	Conclusion :.....	17
Chapitre 2 :.....		18
Notion des réservoirs.....		18
1	Introduction : (scribd ,2023 ).....	19
2	Définition d'un réservoir :.....	19
3	Notions de réservoir conventionnel/non conventionnel :.....	20
3.1	Réservoir conventionnel :.....	20
3.2	Réservoir non conventionnel :.....	21
4	Type de réservoirs :.....	21
4.1	Réservoirs carbonatés :.....	21
4.2	Réservoir gréseux :.....	23
5	Caractéristiques des réservoirs carbonatés / gréseux :.....	26
5.1	<b>RESERVOIR CARBONATE</b> :.....	26
5.2	<b>RESERVOIR GRESEUX</b> :.....	27
6	Comparaison entre réservoirs carbonatés et gréseux :.....	28
7	Conclusion :.....	29
Chapitre 03 :.....		30
Stimulation.....		30
1	Introduction :.....	31
2	Définition :.....	31
3	Importance de la stimulation :.....	32
4	Utilisation de la stimulation :.....	32
5	Méthodes de stimulation :.....	33
1.1	Stimulation mécanique :.....	33
5.2	Stimulation chimique :.....	34
6	Étude de Candidature d'un puits pour une éventuelle opération de Stimulation :.....	35
6.1	Drill Stem Test (DST) :.....	35
–	Déterminer la pression et la température du réservoir.....	36
–	Mesurer le débit optimum des hydrocarbures à produire.....	36
–	Évaluer la productivité du puits.....	36
6.2	Architecture du puits.....	37
–	Le trou de forage.....	37
–	La tuberie.....	37
–	Le ciment.....	37
–	Les têtes de puits.....	37
6.3	Cimentation :.....	39
6.4	Sismique.....	40
6.5	Minéralogique.....	42
6.6	Étude Géo-mécanique :.....	45
6.7	Autre critère :.....	45

– Coûts .....	45
Chapitre 04 : .....	46
Acidification .....	46
1 Définition : .....	47
2 Principe de l'acidification : .....	47
3 Objectif de l'acidification : .....	48
4 Types d'opérations d'acidification : .....	48
4.1 L'acidification de la fracturation : .....	48
4.2 L'acidification matricielle : .....	49
4.3 Acidification sélective : .....	50
4.4 La stimulation acide : .....	51
5 Critères de choix d'un puits candidat à l'acidification : .....	51
5.1 Étudier la géologie de la zone de production : .....	51
5.2 Évaluer la production actuelle du puits : .....	51
5.3 Analyser les données de logs : .....	51
5.4 Évaluer la profondeur du puits : .....	52
5.5 Évaluer la quantité et le type de dépôts minéraux dans la formation géologique .....	52
5.6 La perméabilité de la formation : .....	52
5.7 Les risques environnementaux : .....	52
6 Étape de traitement à l'acide : .....	52
6.1 Le tube clean et nettoyage des perforations : .....	52
6.2 Le traitement matriciel : .....	53
Le traitement comprend : .....	53
6.3 Placement des fluides de traitement : .....	54
6.4 Diversion du traitement : .....	54
7 Le choix de type d'acide : .....	55
7.1 La composition géologique de la formation : .....	55
7.2 Propriétés chimiques : .....	55
7.3 La température et la pression du puits : .....	56
7.4 Le type de traitement requis : .....	56
7.5 Les réglementations locales et les considérations environnementales : .....	56
7.6 Les considérations économiques : .....	56
8 Les additifs : .....	56
9 Tests au laboratoire d'un projet d'acidification : .....	58
9.1 Analyse des échantillons de roche : .....	58
9.2 Analyse des échantillons d'huile : .....	59
10 Conclusion : .....	59
Chapitre 05 : .....	61
L'étude Géo-mécanique .....	61
1 Introduction : .....	62
2 Le rôle de la Géo-mécanique : .....	62
3 Notion sur la Géo-mécanique : .....	63
3.1 Contrainte : .....	63
4 Propriété mécanique : .....	64

4.1	Module de Young (E) :	64
4.2	Module de poisson :	65
4.3	Pression de fracturation :	65
4.4	Gradient de fracturation :	67
5	Paramètre étudiés dans le cadre d'une étude Géo-mécanique :	67
5.1	La résistance des roches :	67
5.2	La porosité et la perméabilité des roches :	67
5.3	La pression des fluides :	68
5.4	Les propriétés thermiques des roches :	68
5.5	Les contraintes présentes dans les roches :	68
5.6	Les déformations des roches :	68
5.7	Les propriétés chimiques des roches :	68
6	Work-Flow d'une étude Géo-mécanique :	68
7	Méthodologie :	69
7.1	Étapes de réalisation d'une étude Géo-mécanique :	69
8	Conclusion :	70
Chapitre 6 :		71
Étude de cas :		71
1	Présentation du puits PUIT-1 :	95
1.1	Situation géographique du puits PUIT-1 :	95
1.2	Cadre géologique globale du puits PUIT-1 :	95
1.3	ASPECT STRUCTURALE du puits PUIT-1 :	96
2	ETUDE DE FAISABILITÉ :	97
2.1	Programme de Logging :	97
2.2	ETAT DE CIMENTATION :	97
2.3	Diagraphie :	98
2.4	Étude minéralogique :	99
2.5	Étude lames minces :	104
2.5.1	Description pétrographique du faciès de la Carotte 1 :	104
2.6	Analyse minéralogique par Diffraction des Rayons-X (DRX) du puits PUIT-1 :	109
2.7	Étude Géo-mécanique :	112
3	Traitement suggéré :	114
4	Teste in-situ :	114
4.1	Teste Solubilité :	114
4.2	DST 1 :	115
4.3	DST 2 :	116
1	Introduction :	119
2	Données du puits :	119
2.1	Architecture du puits :	120
2.2	Interprétation des donnés diagraphies :	120
2.3	État de cimentation :	121
2.4	Étude de faisabilité :	122
2.5	Étude géomecanique :	123
2.6	Master log :	125

3	Traitement suggéré : .....	127
4	Test in-situ : .....	127
4.1	Fluide /Fluide : .....	127
4.2	Fluide / roche : .....	131
5	Déroulement des opérations sur le puits : .....	132
5.1	DST : .....	132
5.2	Stimulation à l'acide : .....	133
6	Situation après opération : .....	134
7	Étude de confirmation.....	135
7.1	Test de solubilité : .....	135
7.2	Tests de compatibilité: .....	136
7.3	Résultats tests de compatibilité Boue - Acides : .....	136
7.4	Résultats tests de compatibilité Boue- diesel + 10%U066 : .....	137
7.5	Détermination de la densité des huiles récupérées.....	138
7.6	Détermination de l'indice d'acide des huiles récupérées : .....	138
8	Conclusion : .....	139
9	Récapitulatif des deux puits : .....	140
Chapitre 7 : .....		141
Aspect Environnementale.....		141
1	Introduction (Vengosh et al., 2013) : .....	142
1.1	Gestion des eaux usées.....	142
1.2	Filtration Biologiquement Active (FBA).....	143
2	Matériels et méthodes (Freedman et al., 2017) : .....	144
2.1	Flux d'alimentation.....	144
2.2	Système de filtration .....	144
2.3	Milieus filtrants.....	145
Chapitre 8 : .....		147
Evaluation Economique.....		147
3	Introduction : .....	148
4	Évaluation quantitative de l'opération de jaugeage : .....	148
5	Évaluation Économique : .....	148
5.1	Tarifcation de l'opération : .....	148
6	Gain de l'opération : .....	149
7	Résultats de l'évaluation économique : .....	149
7.1	Estimation des délais d'amortissement pour des scénarios du prix de Brut : .....	150
Conclusion : .....		152
Recommandation : .....		153
Bibliographie : .....		154

# Liste de figures

## Chapitre 1 : Généralités sur la région d'étude

**Figure 1-1:** Situation géographique de la région de Bechar.

**Figure 1-2:** Carte des daïra de Bechar

**Figure 1-3:** Situation de la région d'étude.

**Figure 1-4:** Les éléments structuraux importants de la région de Bechar-Oued Namous

**Figure 1-5 :** Carte géologique de la région de Bechar.

**Figure 1-6:** Log stratigraphique synthétique de la région de Bechar - Oued Namous.

**Figure 1-7 :** Contexte tectonique globale du bassin de Béchar

## Chapitre 2 : Notion des réservoirs

**Figure 2-1:** Caractéristique d'un réservoir.

**Figure 2-2 :** Réservoirs conventionnels et non conventionnels

**Figure 2-3:** Réservoir conventionnel.

**Figure 2-4:** Réservoir non-conventionnel.

**Figure 2-5:** Porosité et perméabilité des roches carbonatées.

**Figure 2-6:** Constituants typiques des grés.

## Chapitre 3 : Stimulation

**Figure 3-1:**L'effet de la stimulation

**Figure 3-2:** Fracturation hydraulique.

**Figure 3-3:** Procédé de fracturation hydraulique des roches .

**Figure 3-4 :** Stimulations acides.

**Figure 3-5:** Les types de test DST.

**Figure 3-6:** Les casings insérés les uns dans les autres.

**Figure 3-7:** Tête de puits.

**Figure 3-8:** Diamètres des tubages (casings).

**Figure 3-9:** Schéma montrant La cimentation du puits.

**Figure 3-10:** Principe de pompage du ciment entre le tubage et les parois de la formation.

## Chapitre 4 : Acidification

**Figure 4-1:** Effet de l'acidification sur la porosité.

**Figure 4-2:** Principe de l'acidification .

**Figure 4-3 :** Schéma des différentes échelles physiques de la dissolution lors de la stimulation acide d'un puits carbonaté.

**Figure 4-4 :** Principe de l'acidification matricielle

### **Chapitre 5 : L'étude Géo-mécanique**

**Figure 5-1:** Diagramme courbe

**Figure 5-2:** Work-Flow d'une Étude Géo-mécanique.

**Figure 5-3:** Interface graphique des différentes étapes d'une étude géomécaniques.

### **Chapitre 6 : Étude de cas**

**Figure 6-1:** plans de position de sondage PUIT-1

**Figure 6-2:** Carte en écorché à la discordance hercynienne

**Figure 6-3 :** Transect NE-NW à travers les lignes sismiques 78ed24 et 90BT16

**Figure 6-4 :** Designe de Puits PUIT-1

**Figure 6-5:** Elans de puits PUIT-1

**Figure 6-6 :** Échantillons carotte (1) prélevés du puits PUIT-1 en face de Lias 1238m de 1227-

**Figure 6-7:** Échantillons carotte (2) prélevés du puits PUIT-1 en face de Lias 1282m de 1264-

**Figure 6-8 :** Types de faciès observés sur carotte

**Figure 6-9:** Type de porosité observée sur carotte

**Figure 6-10:** Caractéristique du réservoir échantillons carotte 1

**Figure 6-11:** Résultats minéralogiques et estimations semi-quantitatives des échantillons carotte 1  
**Figure 6-12 a :** Résultats minéralogiques et estimations semi-quantitatives des

échantillons carotte 2

**Figure 6-12 b :** Résultats minéralogiques et estimations semi-quantitatives des échantillons carotte 2

**Figure 6-13:** Profil de Stress du Réservoir Lias carbonatée du Puits PUIT-2

**Figure 6-14:** Échantillon d'huile récupéré a (350-400m) du puits PUIT-1

**Figure 6-15:** Schéma de l'architecture du puits.

**Figure 6-16 :** ELAN du puits PUIT-1 en face du lias carbonatée .

**Figure 6-17 :** Un enregistrement VDL CBL et GR sur la qualité de cimentation du puits PUIT-2

**Figure 6-18:** Génération d'un log Shear synthétique à partir du Puits voisin TAJ-1bis.

**Figure 6-19:** Profil de Stress du Réservoir Lias carbonatée du Puits PUIT- 2

**Figure 6-20:** La minéralogie en face du réservoir Lias carbonatée de la section 8"1/2.

**Figure 6-21:** Résultats du test de compatibilité entre l'acide OPR LT 15% et L'huile prélevée du puits PUIT-2.

**Figure 6-22:** Compatibilité entre l'acide OPR LT 15% et l'huile du puits PUIT-2

**Figure 6-23:** Compatibilité entre l'acide OPR LT 15% et l'huile du puits PUIT-2

**Figure 6-24:** Résultat du test de compatibilité entre la boue de forage et l'acide OPR LT À 64°C (à gauche) entre la boue et l'acide HCl 15% 64°C (à droite)

**Figure 6-25:** Test de solubilité du Mud Cack avec NaqiCLEAN

**Figure 6-26:** Cuttings mise au séchage

**Figure 6-27:** La photo 'A' montre le Rhéomètre et la photo 'B' montre le Visco-PAC

**Figure 6-28:** Mélange huile /solution.

**Figure 6-29:** Centrifugation des fluides récupérés avant et après traitement. A - L'huile récupéré avant traitement, B- L'huile récupéré après traitement, C-Boue de forage.

**Figure 6-30:** Échantillon d'huile récupérée.

## **Chapitre 7 : Aspect Environnementale**

**Figure 7-1 :** Diagramme schématique d'une FBA

**Figure 7-2:** 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.

**Figure 7-3 :** Le CAG utilisé dans la FBA

## **Chapitre 8 : Évaluation Économique**

**Figure 8-1:** Estimation des délais d'amortissement – Stimulation du puits PUIT-1.

# Liste des tableaux

## **Chapitre 1 : Généralités sur la région d'étude**

**Tableau 1-1 :** Liste des daïras de Béchar, population, superficie et les communes qui la composent.

## **Chapitre 4 : Acidification.**

**Tableau 4-2:** Guide de sélection de la concentration de l'HCL

## **Chapitre 6 : Étude de cas**

**Tableau 6-3:** Rapport d'évaluation de cimentation.

**Tableau 6-4:** Liste des carotte prélevées

**Tableau 6- 5:** Paramètre petro physique des carottes (1 et 2)

**Tableau 6-6 :**Liste des echantillon de l'huile prelever sur carotte de puits PUIT-1

**Tableau 6-7 :** Formules Empiriques utilisées pour le Calcul des Paramètres Élastiques Dynamiques

**Tableau 6-8 :** Résultat de l'étude Géo-mecanique de puits PUIT-1 en face du Lias.

**Tableau 6-9:** Teste de solubilité des échantillons avec HCL 7.5%

**Tableau 6-10:** Programme des opérations DST 1 du puits PUIT-1

**Tableau 6-11 :**Programme des opérations DST 2 du puits **PUIT-1**

**Tableau 6-12:** Programme des opérations de stimulation à l'acide du Puits PUIT-1.

**Tableau 6-13:** Étapes de pompage du fluide de traitement.

**Tableau 6-14 :** Caractéristiques des échantillons récupérés aux profondeurs mentionnées

**Tableau 6-13 :** Résultats de l'étude Géomécanique du puits PUIT-2 en face du Lias Carbonatée.

**Tableau 6-14 :** Composition de l'acide OPR LT 15%

**Tableau 6-15 :** Composition de l'acide Hcl 15%

**Tableau 6-16 :** Résultat du test de compatibilité entre l'huile du réservoir PUIT-2 avec l'acide HCL 15 % et l'acide OPR LT 15 % acide

**Tableau 6-17 :** Résultat du test de compatibilité entre la boue du réservoir PUIT-2 avec l'acide Hcl 15% et l'acide OPR LT 15% l'acide

**Tableau 6-18 :** Résultat du test de solubilité des cuttings avec l'acide Hcl 15% et l'acide OPR LT 15%

**Tableau 6-19 :** Programme des opérations DST du puits PUIT-2.

**Tableau 6-20 :** Programme des opérations de stimulation d puits PUIT-2.

**Tableau 6-21 :** Résultats des tests de solubilité à l'acide 15% HCL réalisés sur des échantillons de roche puits PUIT-2

**Tableau 6-22 :** Résultats tests de compatibilité Boue - Acides

**Tableau 6-23 :** Résultats des viscosités d'huile.

**Tableau 6-24 :** Densité d'huile avant et après traitement.

**Tableau 6-25 :** Résultats de l'indice d'acide des différents échantillons après centrifugation

## **Chapitre 8 : Évaluation Économique**

**Tableau 8-15:** Évaluation quantitative de l'opération de jaugeage des puits PUIT-1 et PUIT-2.

**Tableau 8-16:** Coûts relatifs aux travaux de l'opération de stimulation du puits PUIT-1.

**Tableau 8-17:** Résultats du test post stimulation du réservoir Lias du puits PUIT-1.

**Tableau 8-18:** Résultats de l'étude économique du puits PUIT-1.

**Tableau 8-19:** Estimation des délais d'amortissement pour des scénarios de Prix de Brut

**Tableau 8-20:** Coûts relatifs aux travaux de l'opération de stimulation du puits PUIT-2

# Résumé

Le présent mémoire explore le rôle crucial d'une étude minéralogique dans l'optimisation de la méthode de stimulation d'un puits d'exploration, tout en tenant compte de son impact environnemental.

Notre objectif principal est de démontrer comment une étude minéralogique approfondie peut apporter une valeur ajoutée significative à l'optimisation de la méthode de stimulation. Pour ce faire, nous mettons en œuvre une méthodologie rigoureuse comprenant une description détaillée des carottes et des lames minces, ainsi que l'élaboration d'un modèle géomécanique enfin interprétation des résultats des tests effectués sur les échantillons prélevés en face du réservoir ciblé.

Avant de procéder à l'opération cruciale d'acidification matricielle, nous utilisons des programmes de stimulation avancés pour modéliser avec précision la propagation des fluides injectés, garantissant ainsi un déroulement optimal de l'opération.

Dans cette étude passionnante, nous mettons en évidence la contribution essentielle du domaine de l'étude minéralogique, qui joue un rôle important en identifiant les minéraux réactifs et la conception de fluides de stimulation adaptés, afin de maximiser l'efficacité et de minimiser les risques inhérents à ces opérations complexes.

Deux puits spécifiques, PUIT-1 et PUIT-2, ont été minutieusement sélectionnés comme puits témoins pour une expérimentation rigoureuse, visant à recueillir des informations précieuses en vue d'une étude minéralogique approfondie et de prendre des décisions éclairées pour l'optimisation de la méthode de stimulation. Cette recherche fascinante ouvre ainsi de nouvelles perspectives passionnantes dans le domaine de l'exploration pétrolière et de la préservation de l'environnement.

# Abstract

This thesis explores the crucial role of mineralogical study in optimizing the stimulation method of an exploration well, while considering its environmental impact. Our main objective is to demonstrate how an in-depth mineralogical study can provide significant value in optimizing the stimulation method. To achieve this, we implement a rigorous methodology that includes a detailed description of cores and thin sections, as well as the development of a geomechanical model and interpretation of test results obtained from samples taken in front of the target reservoir.

Before conducting the crucial operation of matrix acidizing, we utilize advanced stimulation programs to accurately model the propagation of injected fluids, ensuring optimal operation execution.

In this exciting study, we highlight the essential contribution of the field of mineralogical study, which plays a significant role in identifying reactive minerals and designing appropriate stimulation fluids to maximize efficiency and minimize risks associated with these complex operations.

Two specific wells, PUIT-1 and PUIT-2, have been carefully selected as control wells for rigorous experimentation, aiming to gather valuable information for an in-depth mineralogical study and make informed decisions for optimizing the stimulation method. This fascinating research opens up exciting new perspectives in the field of petroleum exploration and environmental preservation.

# Introduction générale

L'optimisation de la méthode de stimulation des forages pétroliers en exploitation et son impact sur l'environnement sont des sujets d'une importance capitale dans l'industrie pétrolière.

Les opérations de stimulation sont nécessaires et indispensables pour produire les réservoirs compacts caractérisés par de faibles propriétés pétro-physiques. Cependant il faudra faire des études préalables pour sélectionner les meilleurs produits à utiliser du point de vue fluide et additif à fin d'augmenter la productivité des puits en diminuant les causes d'endommagement existantes en faisant très attention à ne pas créer d'autre source de colmatage.

Dans le cadre de ce mémoire, nous nous concentrons sur l'apport d'une étude minéralogique visant à améliorer cette méthode dans la région de Bechar -Oued Namous, située dans la wilaya de Bechar.

Dans ce 1<sup>er</sup> chapitre, nous abordons les généralités et l'historique de la région de Bechar-Oued Namous, mettant en évidence les caractéristiques géologiques spécifiques de cette région, notamment la nature des formations, les types de roches et les structures géologiques présentes.

Dans le 2<sup>ème</sup> chapitre, nous définissons les réservoirs pétroliers en définissant leur nature, en distinguant les réservoirs conventionnels et non conventionnels, et en comparant les réservoirs carbonatés et gréseux en termes de propriétés et de comportements de production d'hydrocarbures.

Dans le prochain chapitre, nous étudions la stimulation des forages pétroliers en définissant la méthode et en examinant les techniques telles que l'acidification et la fracturation hydraulique, avec une attention particulière portée sur les critères de sélection pour choisir la méthode la mieux adaptée en fonction des conditions géologiques et des objectifs de production.

Dans le chapitre suivant dédié à l'acidification, nous explorons en détail les principes fondamentaux de cette technique de stimulation, en mettant l'accent sur son rôle dans l'amélioration de la perméabilité des formations pétrolières et l'optimisation de la production d'hydrocarbures, tout en examinant les différentes opérations, les critères de sélection des puits, les types d'acides utilisés et les additifs pour maximiser l'efficacité du traitement.

## Introduction générale :

Le chapitre sur la géomécanique (chapitre 05) explore l'optimisation de la stimulation des forages pétroliers en évaluant les propriétés mécaniques des formations géologiques. Il permet la prédiction des déformations, des effets de fracturation et la sélection des paramètres optimaux à travers une étude complète comprenant collecte, analyse et modélisation.

Dans le chapitre six (06) nous présentons une étude de cas sur les puits PUIT-1 et PUIT-2, en décrivant leur situation géographique, leur historique et les analyses effectuées, telles que le logging, l'étude minéralogique et les tests de solubilité, pour illustrer concrètement l'application des techniques de stimulation des forages.

Les deux derniers chapitres sont dédiés à l'aspect économique et environnementale. Nous nous concentrons sur une des méthodes de traitement qui est le traitement des eaux usées dans le premier et dans le prochain nous analysons les coûts associés à ces pratiques, tels que les investissements en équipement et en personnel, ainsi que les bénéfices potentiels, tels que l'augmentation de la production d'hydrocarbures et la rentabilité globale de l'exploitation.

Ce mémoire propose une analyse approfondie de l'optimisation de la stimulation des forages pétroliers grâce à une étude minéralogique, en explorant les différentes méthodes de stimulation, l'acidification, la géomécanique, l'impact environnemental et l'aspect économique, dans le but de promouvoir une exploitation pétrolière responsable et durable.

---

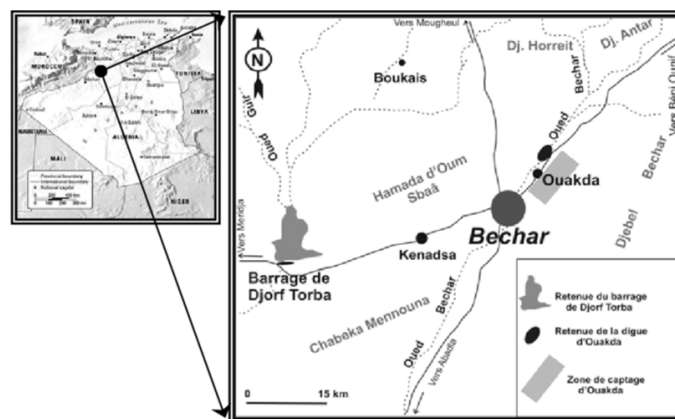
*Chapitre 1 :*  
*Généralités sur la*  
*région d'étude*

---

## 1 Généralité et historique des travaux de la région Bechar

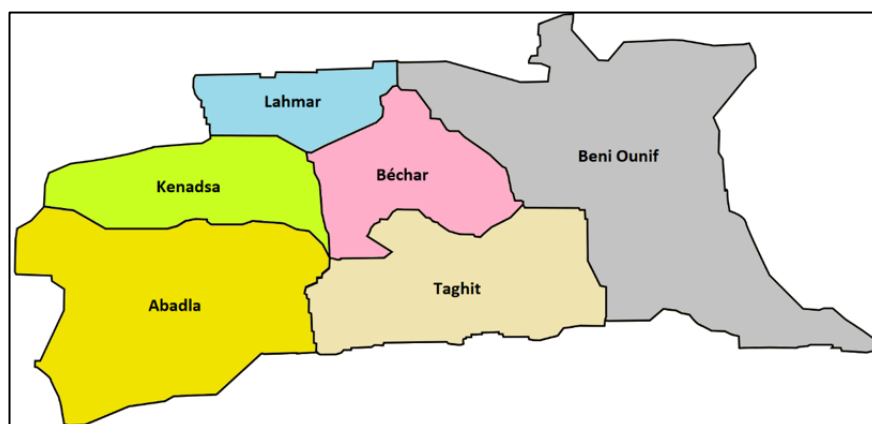
### 1.1 Situation géographique (Gifex)

La région de Bechar est située dans le sud-ouest de l'Algérie, dans la province de Bechar (Figure 1-1), qui est l'une des 58 provinces que compte le pays. Elle est bordée par le Maroc au nord-ouest, la province de Tindouf au sud-ouest, la province de Naâma au nord, la province d'Adrar au sud-est et El Bayed nord-est. La ville de Bechar est la capitale de la province est située à environ 970 kilomètres au sud-ouest de la capitale Alger.



**Figure 1-1:** Situation géographique de la région de Bechar (Research Gate).

La wilaya de Béchar est divisée en six daïras (circonscriptions administratives), chacune comprenant d'une à trois communes, pour un total de treize communes. Le tableau suivant donne la liste des daïras de Béchar, en précisant pour chaque daïra sa population, superficie et les communes qui la composent (Figure 1-2 et Tableau 1-1).



**Figure 1-2:** Carte des daïras de Bechar (Gifex).

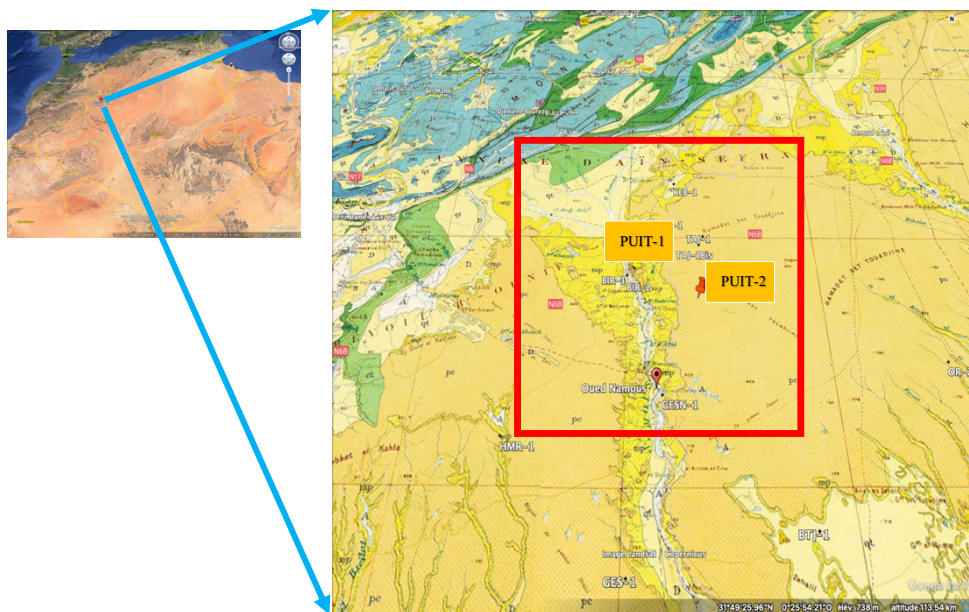
## Généralité sur la région d'étude:

**Tableau 1-1:** Liste des daïras de Béchar, population, superficie et les communes qui la composent.

Daïra	Nombre de communes	Superficie km <sup>2</sup>	Population	Communes
Béchar	1	5 050	171 724	Béchar
Beni Ounif	1	16 600	11 209	Beni Ounif
L'Ahmar	3	3 220	3 614	Boukais ; L'Ahmar ; Mougheul.
Kenadsa	2	5 040	14 630	Kenadsa ; Meridja
Taghit	1	8 040	6 505	Taghit
Abadla	3	12 100	22 006	Abadla; Erg Ferradj; Mechraa; Houari Boumediene.

### 1.2 Présentation de la région d'étude :

« Bechar-Oued Namous » est une région située dans le sud-ouest de l'Algérie, dans la province de Béchar (Figure 1-3). La région est caractérisée par un climat chaud et sec, avec des températures atteignant régulièrement les 40 degrés Celsius en été. La région est principalement désertique, avec des montagnes et des collines dans le nord et l'ouest de la région.



**Figure 1-3:** Situation géographique de la région d'étude (carte géologique de l'Algérie 'Nord' éditée en 1952 par M.G.Bétier échelle 1/500 000).

La ville de Bechar, la plus grande ville de la région, est connue pour son architecture traditionnelle. Cette région est également connue pour sa richesse culturelle et historique. Les habitants de la région sont principalement des nomades et des agriculteurs, qui ont développé

## Généralité sur la région d'étude :

une culture unique en harmonie avec leur environnement désertique.

La région de Bechar-Oued Namous est connue pour être une importante région pétrolière en Algérie, avec des gisements de d'hydrocarbure découverts dans les années 1950. La production du pétrole dans la région a commencé dans les années 1960 et continue jusqu'à aujourd'hui.

Enfin, la région de Bechar-Oued Namous est également riche en sites naturels, tels que le parc national de Tassili n'Ajjer, une région montagneuse spectaculaire connue pour ses formations rocheuses uniques et ses peintures rupestres préhistoriques.

### 1.3 Historique des travaux sur la région (Kennache.H et Maghnini.M)

La région de Béchar et Oued Namous a fait l'objet de divers travaux scientifiques et techniques au fil des années, dans des domaines tels que la géologie, la géomorphologie, l'hydrologie, l'écologie, l'agriculture, l'exploitation minière et pétrolière, etc. Voici un bref aperçu de certains des travaux les plus importants dans la région :

**En géologie :** la région de Béchar a été étudiée en détail pour son potentiel en ressources minérales telles que le phosphate, le fer, le cuivre, le plomb et le zinc. Des études ont également été menées sur la stratigraphie, la tectonique et la géomorphologie de la région.

**En hydrologie :** plusieurs études ont été menées sur les ressources en eau de la région, en se concentrant principalement sur l'Oued Namous et ses affluents. Ces études ont porté sur le régime des crues, la recharge des aquifères, la qualité de l'eau et l'utilisation des eaux souterraines.

Dans le domaine de l'exploitation minière, la région de Béchar-Oued Namous a été le sujet de plusieurs travaux pour évaluer le potentiel minier et exploiter les ressources minérales. Voici quelques exemples de travaux réalisés dans ce domaine :

- Des études géologiques et géophysiques pour caractériser la géologie de la région et déterminer les zones susceptibles de contenir des minéraux.
- Des études de faisabilité pour évaluer la viabilité économique de l'exploitation minière dans la région.
- Des travaux d'exploration pour identifier les gisements minéraux et déterminer la qualité et la quantité des minéraux présents.
- Des travaux de conception et de construction de mines pour extraire les minéraux du

## Généralité sur la région d'étude:

sous-sol.

- Des travaux de traitement pour séparer les minéraux de la roche et produire des concentrés minéraux de qualité commerciale.
- Des travaux de gestion environnementale pour minimiser les impacts environnementaux de l'exploitation minière.

Les principales ressources minérales dans la région de Béchar-Oued Namous sont le phosphate, le fer et le cuivre. Des travaux ont été réalisés pour exploiter ces ressources, en particulier le phosphate qui est abondant dans la région.

Dans le domaine du forage pétrolier : plusieurs travaux ont été réalisés dans la région pour caractériser le sous-sol et déterminer le potentiel pétrolier de la région. Ces travaux comprennent notamment :

- Des études géologiques et géophysiques pour caractériser les formations géologiques et les structures souterraines susceptibles de contenir du pétrole.
- Des travaux de cartographie et de modélisation pour déterminer les zones les plus prometteuses pour l'exploration pétrolière.
- Des forages exploratoires pour vérifier la présence de pétrole dans le sous-sol.
- Des études de réservoir pour caractériser les propriétés du réservoir pétrolier et évaluer la production potentielle de pétrole.

En outre, des travaux ont été réalisés pour concevoir et construire des puits de pétrole dans la région. Ces travaux comprennent la sélection des emplacements de forage, la conception des puits, la construction des installations de surface, le forage des puits et l'installation des équipements de production. Des travaux de maintenance et de réparation des puits ont également été réalisés pour maintenir la production de pétrole à un niveau optimal.

La région d'étude est située dans le bassin de Bechar-Oued Namous, qui est l'un des principaux bassins sédimentaires de l'Algérie. Ce bassin est connu pour ses importantes réserves de d'hydrocarbure, où plusieurs compagnies pétrolières ont mené des activités de forage pour exploiter le sous-sol à la recherche des ressources naturelles.

Parmi les puits de pétrole les plus connus dans la région de Béchar, on peut citer le puits de Hassi ber, qui est l'un des plus grands champs de pétrole en Algérie. Ce champ a été découvert en 1992 et est exploité par Sonatrach, la compagnie nationale algérienne d'hydrocarbures.

D'autres puits de pétrole ont également été forés dans la région, notamment le puits de

## Généralité sur la région d'étude:

Rhourde El Baguel, le puits de Hassi Messaoud et le puits de Hassi R'mel. Ces puits ont contribué à la production de d'hydrocarbure en Algérie et ont été exploités par différentes compagnies pétrolières.

## **2 Caractéristiques géologiques**

La région de Bechar-Oued Namous présente une grande diversité géologique, avec des formations datant du Paléozoïque, du Mésozoïque et du Cénozoïque, ainsi que des coulées de lave et des structures liées à l'activité tectonique. Cette diversité géologique a un impact important sur les ressources naturelles de la région, notamment les ressources en eau et en hydrocarbures.

### **2.1 CADRE GEODYNAMIQUE ET CADRE STRUCTURAL DE LA REGION DE BECHAR-OUED NAMOUS (Kennache.H et Maghnini.M)**

Le cadre géodynamique de la région de Bechar-Oued Namous est complexe et résulte de l'interaction de différents processus tectoniques, magmatiques et métamorphiques qui se sont succédé au cours de l'histoire géologique de la région (Figure 1-4).

La région de Bechar-Oued Namous appartient à la chaîne atlasique occidentale, qui s'étend du Maroc à la Tunisie. Cette chaîne résulte de la collision entre la plaque africaine et la plaque ibérique au cours de l'ère tertiaire. Cette collision a généré des mouvements tectoniques qui ont affecté la région de Bechar-Oued Namous, notamment des phases de compression, de distension et de soulèvement.

Au cours du Crétacé supérieur, la région a subi une phase de distension qui a conduit à la formation de bassins sédimentaires. Ces bassins se sont remplis de sédiments marins et continentaux du Paléocène à l'Éocène. Cette phase a été suivie d'une phase de compression au Miocène, liée à la formation de la chaîne atlasique. Cette phase a généré des mouvements de chevauchement et de plissement des couches sédimentaires, créant ainsi des structures géologiques en éventail.

Ensuite, la région a subi des phases de soulèvement et d'érosion qui ont conduit à la mise en place de reliefs montagneux et à la formation des paysages actuels. Cette phase a été accompagnée par des mouvements tectoniques de faille normale et de faille inverse, qui ont contribué à la création de nouvelles structures géologiques, notamment des horsts et des grabens.

La région de Bechar-Oued Namous est également caractérisée par la présence de

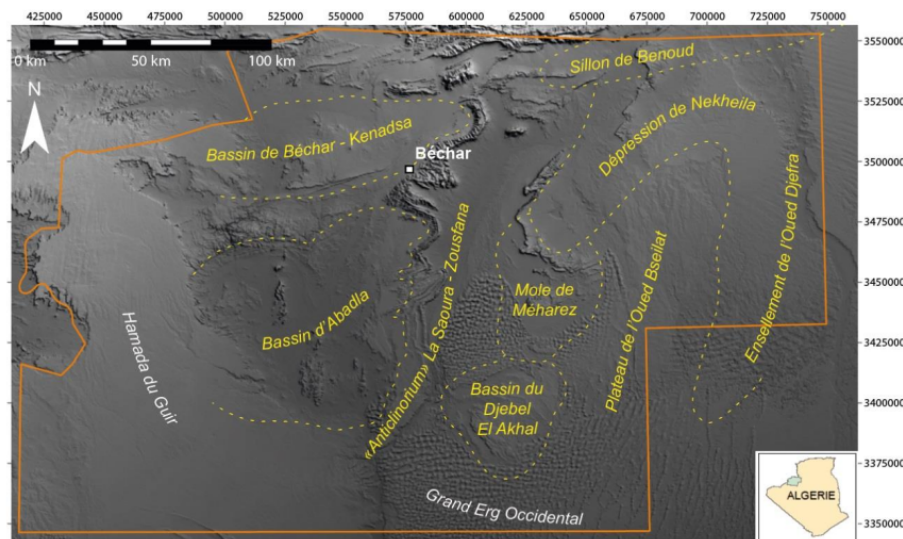
## Généralité sur la région d'étude:

formations magmatiques et métamorphiques. Les formations magmatiques comprennent des roches volcaniques et plutoniques du Jurassique supérieur et du Crétacé inférieur. Les formations métamorphiques comprennent des schistes, des gneiss et des quartzites.

La région de Bechar-Oued Namous est située à la jonction de plusieurs domaines structuraux, ce qui se traduit par la présence de plusieurs éléments structuraux importants :

### 2.1.1 Le bassin de Taoudenni

Il s'agit d'un bassin sédimentaire qui s'étend sur plus de 1 500 km de longueur à travers le Mali, l'Algérie et la Mauritanie. Ce bassin est caractérisé par des formations sédimentaires du Paléozoïque et du Mésozoïque qui sont importantes pour l'industrie pétrolière et gazière.



**Figure 1-4 :** Les éléments structuraux importants de la région de Bechar-Oued Namous (Sonatrach, rapport inédit).

### 2.1.1 Le bassin de Reggane

Il s'agit d'un bassin sédimentaire qui s'étend sur une superficie d'environ 100 000 km<sup>2</sup> dans le sud-ouest de l'Algérie. Ce bassin contient des formations sédimentaires du Mésozoïque qui sont importantes pour l'industrie pétrolière et gazière.

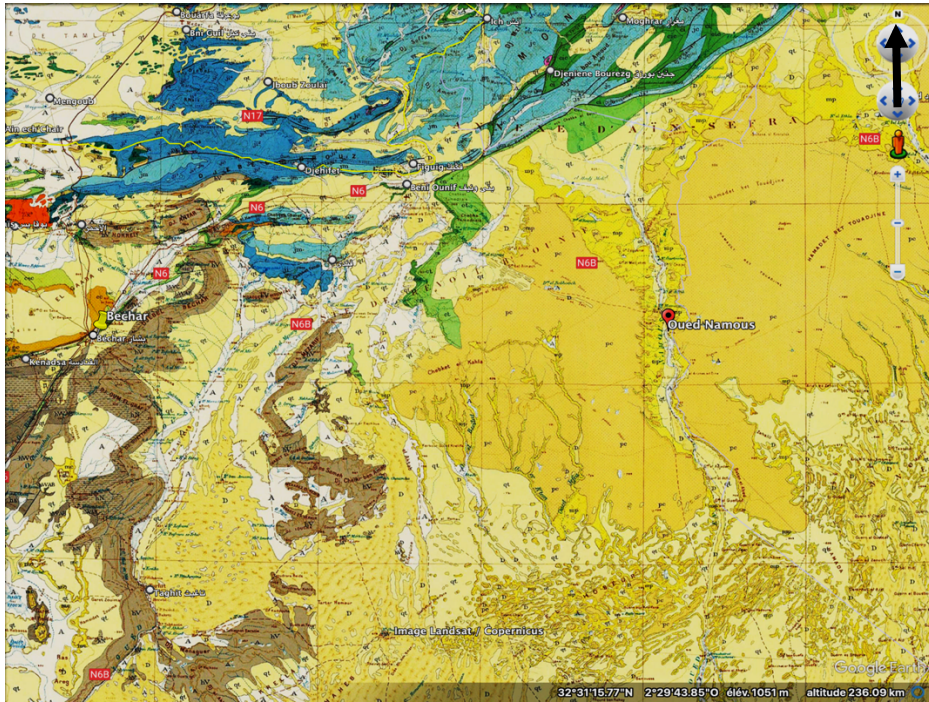
### 2.1.2 La chaîne de l'Atlas

Il s'agit d'une chaîne de montagnes qui s'étend sur plus de 2 500 km du Maroc à la Tunisie. La chaîne de l'Atlas est formée de plusieurs chaînons montagneux qui ont été plissés et soulevés pendant l'orogénèse alpine, il y a environ 65 millions d'années. La région de Bechar-Oued Namous est située à la limite sud de la chaîne de l'Atlas.

## Généralité sur la région d'étude:

### 2.2 Remplissage de la formation géologique de Bechar-Oued Namous (Kennache.H et Maghni.M)

Le remplissage sédimentaire de la région de Bechar-Oued Namous est très complexe et présente une grande variété de formations géologiques qui se sont déposées au cours des derniers millions d'années (Figure 1-6) et (Figure 1-5). Voici une présentation plus détaillée des principales formations géologiques de la région :



**Figure 1-5 :** Carte géologique de la région de Bechar (carte géologique de l'Algérie 'Nord' éditée en 1952 par M.G. Bétier échelle 1/500 000).

#### Légende :

<b>A</b> Alluvions actuelles	<b>hn</b> Namurien	<b>t</b> Trias marin ou lagunaire
<b>D</b> Dunes renies	<b>hv</b> Viséen	<b>d</b> Dévonien
<b>qt</b> Quaternaire continental	<b>mc</b> Miocène continental antépotien (ms/mm/	<b>s</b> Silurien
<b>qm</b> Quaternaire marin	<b>pV</b> Pliocène continental et villafranchien non séparés	<b>c</b> Crétacé
<b>pc</b> Paléocène continentale	<b>P</b> Pliocène marin	<b>h</b> Carbonifère
<b>mp</b> Potien	<b>ec</b> Éocène moyen et inférieur continental	<b>j</b> Jurassique (js/jm/ji)

## Généralité sur la région d'étude:

### 2.2.1 Formations du Paléozoïque

Ces formations correspondent à des dépôts de grès, de schistes et de calcaires qui ont été déposés il y a environ 300 millions d'années. Elles sont présentes dans la partie nord de la région et sont composées de plusieurs unités stratigraphiques, notamment les formations de Taghit, de Kechras et de Tassili.

### 2.2.1 Formations du Trias

Ces formations correspondent à des dépôts de grès, de silt stone et de mudstones qui ont été déposés il y a environ 250 millions d'années. Elles sont présentes dans la partie centrale de la région et sont composées de plusieurs unités stratigraphiques, notamment les formations de Gour Beida, de Timimoune et de Tanezrouft.

### 2.2.2 Formations du Jurassique

Ces formations correspondent à des dépôts de grès, de silt stone et de mudstones qui ont été déposés il y a environ 200 millions d'années. Elles sont présentes dans la partie centrale et sud de la région et sont composées de plusieurs unités stratigraphiques, notamment les formations de l'Ahnet et du Tinrhert.

### 2.2.3 Formations du Crétacé

Ces formations correspondent à des dépôts de grès, de silt stone, de mudstones et de calcaires qui ont été déposés il y a environ 145 millions d'années. Elles sont présentes dans la partie sud de la région et sont composées de plusieurs unités stratigraphiques, notamment les formations du Chenoua, du Toussedjert et du Haoud Berkaoui.

### 2.2.1 Formations du Tertiaire

Ces formations correspondent à des dépôts de sables, de grès, de calcaires et d'argiles qui ont été déposés il y a environ 65 à 2,6 millions d'années. Elles sont présentes dans toute la région et sont composées de plusieurs unités stratigraphiques, notamment les formations de l'Infracambrien, du Paléocène, de l'Éocène, de l'Oligocène, du Miocène et du Plio-Quaternaire. Cette région est caractérisée par la présence de coulées de lave qui ont été datées du Cénozoïque (une période géologique qui s'étend de l'ère tertiaire à l'ère quaternaire), ces coulées de lave sont principalement composées de basalte et de phonolite. Les coulées de lave ont eu un impact significatif sur la topographie de la région.

## Généralité sur la région d'étude:

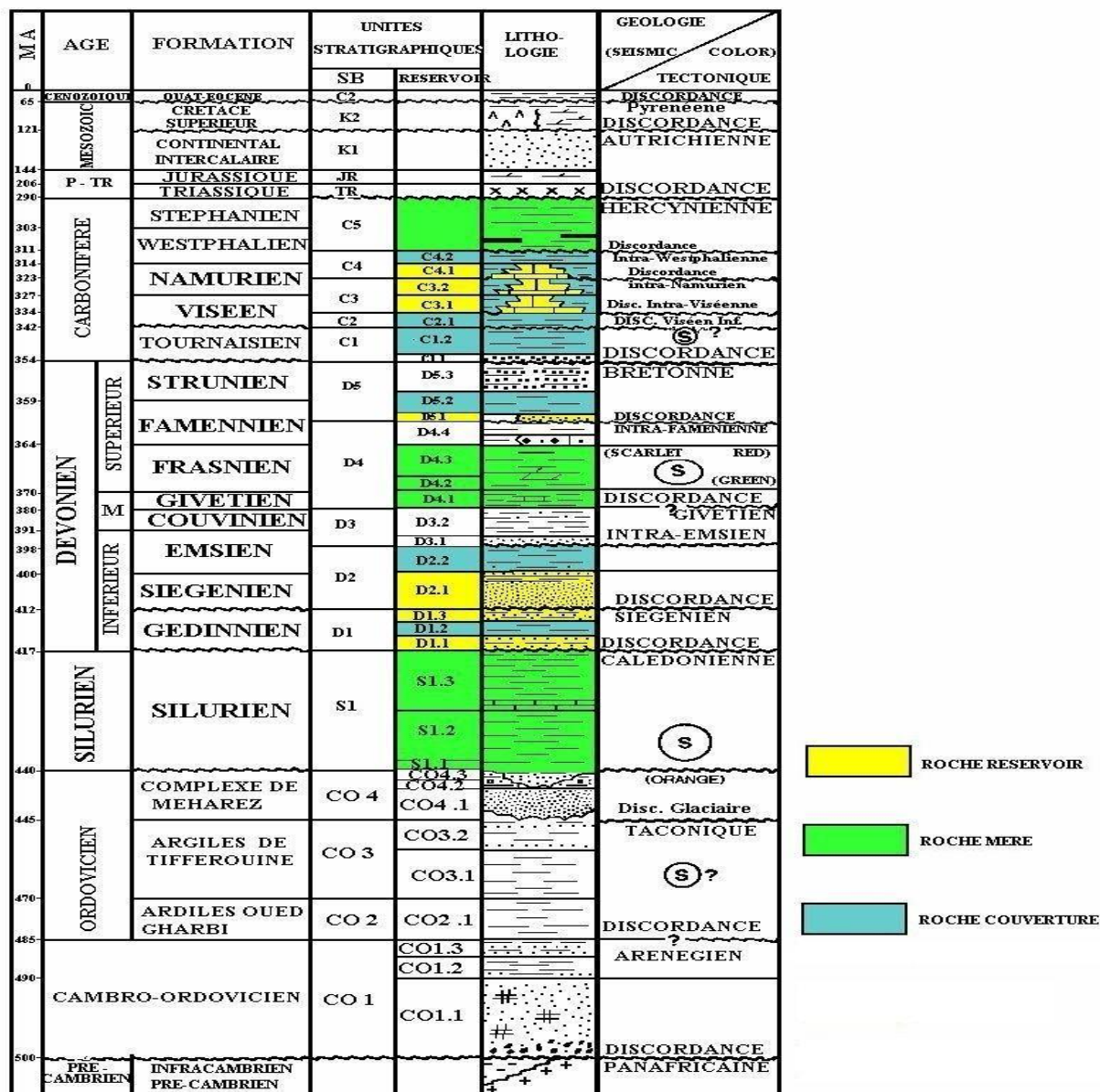


Figure 1-6 : Log stratigraphique synthétique de la région de Bechar - Oued Namous (Haddig.T et Ounissi.M ;2017).

Ces différentes formations géologiques sont très importantes pour la compréhension de l'évolution géologique de la région et pour l'étude des ressources naturelles telles que les hydrocarbures, les minerais et les aquifères.

### 2.3 ASPECT STRUCTURAL (Haddig.T et Ounissi.M ;2017)

Le cadre structural de la région de Bechar-Oued Namous est caractérisé par une tectonique complexe et variée, qui a entraîné la formation de plusieurs structures géologiques importantes. Voici les principales structures présentes dans la région :

## Généralité sur la région d'étude:

### 2.3.1 Le bassin de Bechar

C'est la principale structure géologique de la région, caractérisée par une forme allongée en direction nord-sud et une épaisseur de plus de 5 km. Ce bassin sédimentaire est limité par plusieurs failles et chevauchements, notamment la faille de Bechar qui le borde à l'ouest.

### 2.3.2 Les anticlinaux d'Oued Namous

Ce sont des structures géologiques en forme de dôme, formées par le plissement des couches sédimentaires du bassin de Bechar. Ils sont orientés selon une direction nord-ouest/sud-est, perpendiculaire à l'axe du bassin.

### 2.3.3 Les synclinaux de Tademaït

Ce sont des structures géologiques en forme de cuvette, également formées par le plissement des couches sédimentaires du bassin de Bechar. Ils sont orientés selon une direction nord-est/sud-ouest, parallèle à l'axe du bassin.

### 2.3.4 Les horsts et grabens

Ce sont des structures géologiques formées par l'extension de la croûte terrestre, qui a entraîné la formation de blocs levés (horsts) et de blocs affaissés (grabens). Ces structures sont présentes dans la partie nord-est de la région et sont associées à la formation du rift de l'Ahnet.

### 2.3.5 Les failles et chevauchements

Ce sont des structures géologiques qui résultent de la fracture et du déplacement des roches en réponse à des forces tectoniques. Elles sont très nombreuses dans la région de Bechar-Oued Namous et jouent un rôle important dans la géométrie et la disposition des formations géologiques.

La connaissance et la compréhension de ces structures géologiques sont essentielles pour l'exploration et l'exploitation des ressources naturelles de la région, notamment les hydrocarbures, les minéraux et les aquifères.

Elles sont également importantes pour l'étude des risques géologiques tels que les séismes et les glissements de terrain

## 2.4 Les phases tectoniques

La région de Bechar-Oued Namous a subi plusieurs phases tectoniques au cours de son histoire géologique, qui ont contribué à la formation et à la structuration des formations géologiques actuelles (Figure 1-7). Voici les principales phases tectoniques qui ont affecté la région :

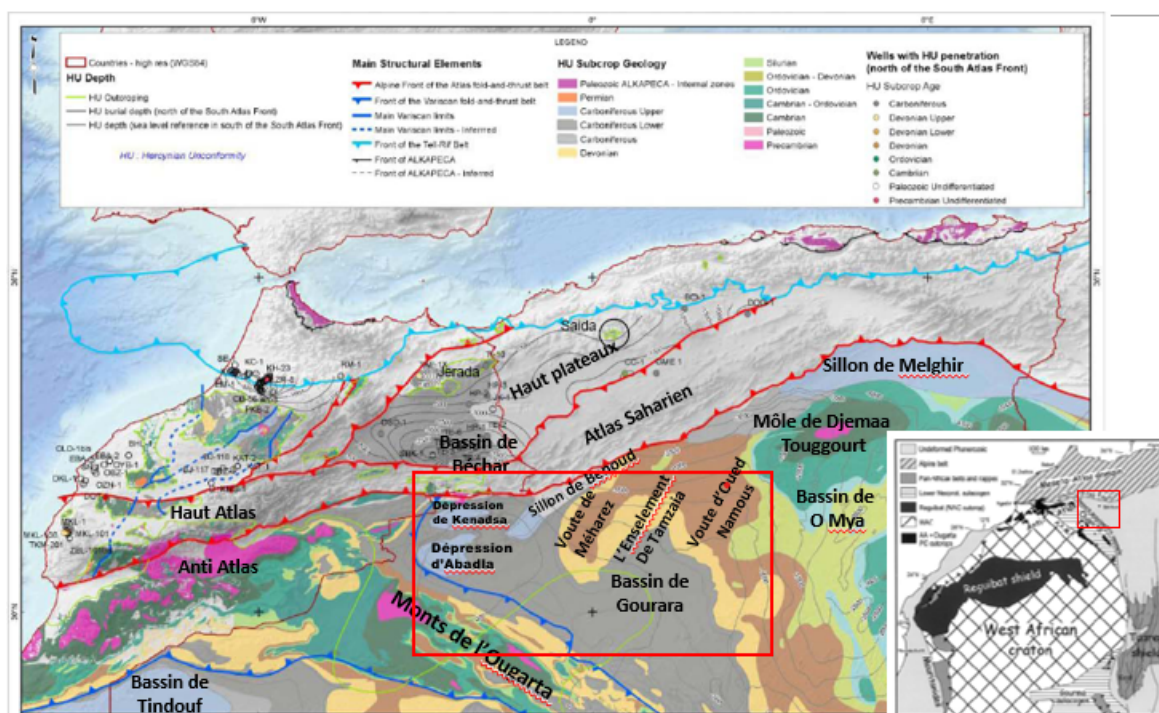
## Généralité sur la région d'étude:

### 2.4.1 L'orogénèse panafricaine

Cette phase tectonique s'est produite il y a environ 600 à 800 millions d'années, au cours de laquelle la région était située sur la marge sud du craton ouest-africain. Cette orogénèse a entraîné la formation de la chaîne de l'Atakor et de l'Adrar des Iforas, qui sont des massifs montagneux composés de roches métamorphiques (gneiss, migmatites, schistes, etc.). Ces massifs ont été affectés par des déformations tectoniques importantes, notamment des plissements et des cisaillements.

### 2.4.2 La rifting permien-triasique

Cette phase tectonique s'est produite il y a environ 250 à 300 millions d'années, au cours de laquelle la région a connu une extension de la croûte terrestre qui a entraîné la formation de bassins sédimentaires et de rifts. C'est durant cette période que s'est formé le bassin de Bechar et les structures associées (anticlinaux, synclinaux, failles, etc.). Les sédiments déposés dans le bassin de Bechar pendant cette période comprennent des grès, des argiles, des évaporites et des carbonates.



**Figure 1-7 :** Contexte tectonique globale du bassin de Béchar (Sonatrach, rapport inédit).

### 2.4.1 La compression alpine

Cette phase tectonique s'est produite il y a environ 50 à 100 millions d'années, au cours de laquelle la région a été affectée par une collision entre la plaque africaine et la plaque eurasiennne. Cette compression a entraîné le plissement et le chevauchement des formations

## Généralité sur la région d'étude:

géologiques, ainsi que la formation de la chaîne de l'Atlas et de l'Anti-Atlas. Bien que la région de Bechar-Oued Namous ne soit pas directement affectée par cette compression, elle a subi des répercussions tectoniques, notamment des soulèvements et des déformations liées à la formation de la chaîne de l'Atlas.

La compréhension de ces phases tectoniques est importante pour l'interprétation et la modélisation des structures géologiques de la région, ainsi que pour la prédiction des ressources naturelles et des risques géologiques.

### 2.5 Les différentes discordances rencontrées (Kennache .H et Maghnini.M)

Les discordances sont des surfaces de contact entre deux formations géologiques qui indiquent un changement dans l'environnement géologique. À Bechar-Oued Namous, plusieurs discordances ont été identifiées, notamment :

#### 2.5.1 La discordance "première série"

Cette discordance sépare les formations de l'Ordovicien supérieur (Série de Tassili) et les formations du Dévonien inférieur (Série de Bechar) et est causée par l'érosion. Cette discordance est très nette et se caractérise par la présence d'une surface d'abrasion.

#### 2.5.2 La discordance "deuxième série"

Cette discordance sépare les formations du Dévonien supérieur (Série de Bechar) et les formations du Carbonifère inférieur (Série de Timimoune) et est également due à l'érosion. Cette discordance est moins nette que la première série, mais est caractérisée par la présence d'une zone d'altération.

#### 2.5.3 La discordance "troisième série"

Cette discordance sépare les formations du Carbonifère inférieur (Série de Timimoune) et les formations du Permien (Série de Djebel Tezzekka) et est due à une phase de surrection tectonique. Cette discordance est marquée par une zone de fractures et de failles.

#### 2.5.4 La discordance "quatrième série"

Cette discordance sépare les formations du Permien (Série de Djebel Tezzekka) et les formations du Trias (Série de Ben Rassoul) et est également due à une phase de surrection tectonique. Cette discordance est marquée par une zone de failles et de plis.

#### 2.5.5 La discordance "cinquième série" :

Cette discordance sépare les formations du Trias (Série de Ben Rassoul) et les

## Généralité sur la région d'étude

formations du Jurassique (Série de Timimoune) et est due à une phase de surrection tectonique. Cette discordance est marquée par une zone de fractures et de failles.

Ces discordances sont importantes car elles permettent de reconstituer l'histoire géologique de la région et de comprendre les différentes phases tectoniques qui ont affecté la zone. Elles sont également utiles pour l'exploration pétrolière car elles peuvent indiquer la présence de structures géologiques favorables à la formation et à l'accumulation de pétrole.

### **3 Caractéristiques minéralogiques**

Grace à sa position géographique et sa formation géologique la région de Bechar-Oued Namous est caractérisée par une grande diversité géologique et minéralogique. La région se trouve dans le sud de la zone saharienne, caractérisée par des affleurements rocheux de plusieurs formations géologiques.

Les formations géologiques de la région de Bechar-Oued Namous se composent principalement de roches sédimentaires, qui sont des roches formées par l'accumulation de sédiments tels que des sables, des argiles et des graviers. Ces roches sont souvent riches en minéraux tels que le quartz, la calcite, la dolomite, la pyrite et la limonite.

La région présente une abondance de ressources minérales, comprenant des minéraux métalliques tels que le fer, le cuivre, le plomb et le zinc, qui se sont formés il y a plusieurs millions d'années. On y trouve également des dépôts de phosphates, utilisés dans l'industrie des engrais, ainsi que des gisements de sel exploités pour la production de sel de table.

Voici la localisation approximative de ces minéralisations dans la région de Béchar :

- La région de Bechar est connue surtout pour le charbon de la mine de Kenadsa .
- Les minéralisations de fer peuvent être présentes dans différentes zones de la région, notamment dans les régions montagneuses et les formations géologiques favorables à la présence de minerai de fer.
- Les occurrences de cuivre sont signalées dans certains secteurs de la région, en particulier dans les zones de formations volcaniques et de roches intrusives.
- Les gisements de plomb et de zinc peuvent être associés à des dépôts de sulfures dans des zones géologiques appropriées. Pour connaître leur localisation précise dans la région de Béchar, des études géologiques spécifiques seraient nécessaires.

La région est également connue pour ses gisements de pierres semi-précieuses, notamment l'améthyste, la calcédoine, la cornaline et la péridotite. Ces pierres semi-précieuses sont souvent

## Généralité sur la région d'étude:

extraites à partir de veines de roches volcaniques et de dépôts alluviaux dans les rivières et les lits de drainage.

### **4 Conclusion**

En conclusion, ce premier chapitre a permis de présenter la région d'étude, à savoir la région de Bechar-Oued Namous, ainsi que son cadre géologique. Nous avons vu que cette région se situe dans le bassin de Bechar-Oued Namous et est caractérisée par une succession de formations géologiques d'âges variés, allant du Précambrien inférieur jusqu'au Néogène.

Nous avons également abordé la tectonique complexe de cette région, avec la présence de plusieurs phases de plissement et de déformation qui ont affecté les formations géologiques. Nous avons en outre souligné l'importance des discordances dans la région, témoignant des périodes d'érosion et des changements environnementaux qu'elle a connus au cours de son histoire géologique.

Cette présentation générale de la région et de son cadre géologique permet de mieux comprendre l'environnement géologique dans lequel se déroulera notre étude, à savoir l'apport d'une étude minéralogique pour l'optimisation de la méthode de stimulation d'un forage pétrolier en exploitation et son impact sur l'environnement. Cette étude sera développée dans les chapitres suivants de ce mémoire.

---

*Chapitre 2 :*  
*Notion des*  
*réservoirs*

---

### 1 Introduction (Scribd, 2023 )

L'exploitation pétrolière est une activité économique essentielle qui permet de répondre à la demande mondiale en énergie.

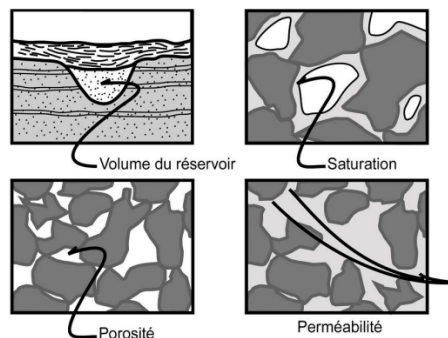
Les réservoirs pétroliers sont des formations géologiques souterraines qui représentent les sources principales d'hydrocarbure, qui sont des sources d'énergie vitales pour notre économie mondiale. Ils sont généralement constitués de roches poreuses et perméables (figure 2-1), telles que des grès et des calcaires, qui permettent la circulation des fluides. Les réservoirs sont souvent situés dans des zones profondes de la croûte terrestre, à des profondeurs pouvant atteindre plusieurs kilomètres.

L'extraction d'hydrocarbure des réservoirs pétroliers est un processus complexe qui nécessite une compréhension approfondie de la structure géologique du réservoir, ainsi que des techniques d'extraction spécialisées. Les méthodes d'extraction peuvent inclure le forage vertical, le forage horizontal et la fracturation hydraulique.

L'industrie pétrolière est confrontée à des défis majeurs dans l'exploitation des réservoirs pétroliers, notamment la diminution de la qualité des réservoirs, l'épuisement des réserves de pétrole facilement accessibles, les coûts élevés de l'extraction et les impacts environnementaux associés à l'exploitation des réservoirs.

### 2 Définition d'un réservoir

Un réservoir est une roche poreuse et perméable capable d'accumuler de grandes quantités d'hydrocarbure, à l'image d'une éponge. La qualité d'un réservoir dépend de ses caractéristiques de porosité et de perméabilité. Il existe deux grandes familles de roches réservoirs : les réservoirs clastiques (grès) et les réservoirs carbonatés (calcaires et dolomies).



**Figure 2-1:** Caractéristiques d'un réservoir (scribd).

- **NB :** Pour qu'un réservoir pétrolier soit viable, il doit posséder certaines

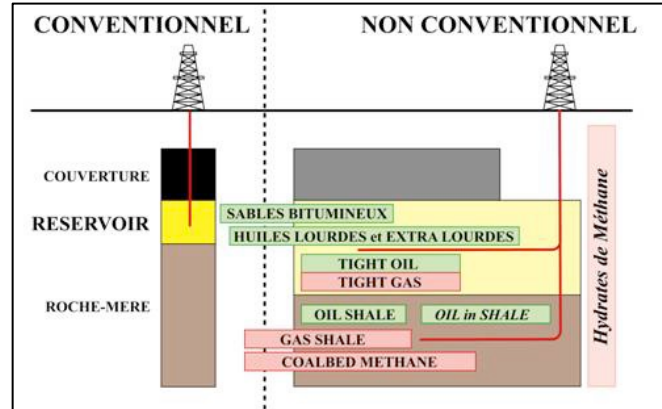
## Notion des reservoirs:

caractéristiques telles que :

- Une porosité suffisante pour permettre le stockage d'hydrocarbures,
- Une perméabilité adéquate pour faciliter le déplacement des fluides,
- Une source d'hydrocarbures (matière organique),
- Une roche imperméable pour empêcher la fuite des hydrocarbures,
- Une trappe géologique pour piéger les hydrocarbures et les empêcher de s'échapper.

### **3 Notions de réservoir conventionnel/non conventionnel (elearn.univ-tlemcen.dz)**

Que ce soit une production d'hydrocarbures conventionnels ou non conventionnels, il s'agit des mêmes types d'hydrocarbures. Ces hydrocarbures proviennent de la transformation d'une roche riche en matière organique (La roche mère) par augmentation de la température et de la pression lors de l'enfouissement au cours des temps géologiques. Les réservoirs conventionnels et non conventionnels sont deux types de réservoirs pétroliers qui diffèrent par leur structure géologique et les techniques d'extraction utilisées pour extraire le pétrole et le gaz qu'ils contiennent (Figure 2-2).



**Figure 2-2 : Réservoirs conventionnels et non conventionnels (IFPEN)**

#### **3.1 Réservoir conventionnel**

Est une formation géologique où les hydrocarbures (pétrole et gaz naturel) se trouvent dans des roches poreuses et perméables (Figure 2-3), formant ainsi un gisement d'hydrocarbure exploitable. Les réservoirs conventionnels sont souvent situés dans des formations géologiques sédimentaires telles que des roches de grès, de calcaire ou de dolomie.

## Notion des réservoirs:

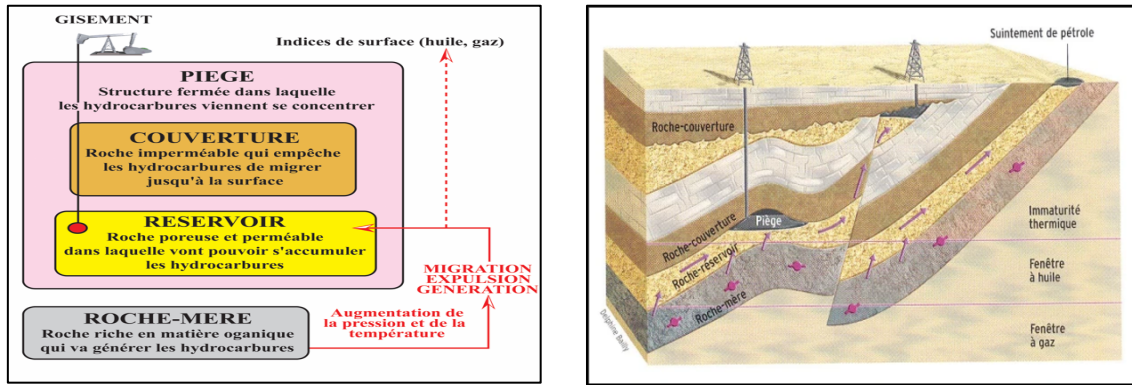


Figure 2-3 : Réservoir conventionnel (elearn.univ-tlemcen.dz).

### 3.2 Réservoir non conventionnel

Dans le cas des gisements non conventionnels, les hydrocarbures se situent dans de très mauvais réservoirs ou même restent piégés dans la roche mère. Les hydrocarbures sont donc disséminés dans la roche encaissante de façon diffuse. Dans d'autres cas (sables bitumineux, pétrole lourd ou extra lourd) c'est la qualité du pétrole qui ne permet pas une exploitation classique (Figure 2-4).

Et donc en d'autres termes, "Les hydrocarbures non conventionnels" se caractérisent par l'obligation de stimuler la roche dans laquelle ils sont piégés dès la première phase d'exploitation pour obtenir une production commerciale.

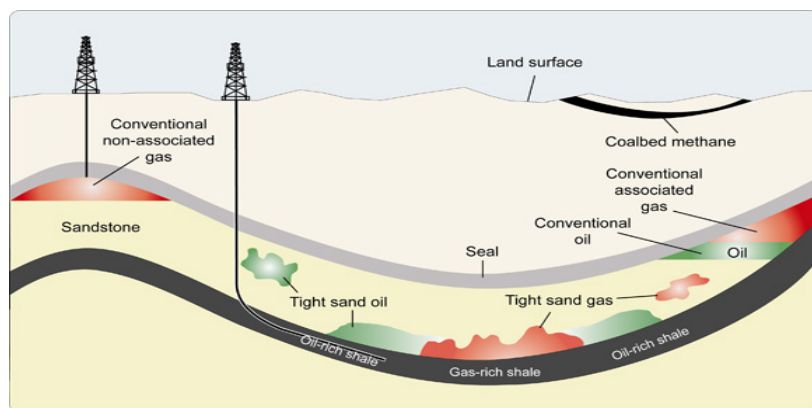


Figure 2-4 : Réservoir non-conventionnel (Abizar.J et Aoujghout. A, 2017).

## 4 Type de réservoirs (Ziouani Sara ; 2018)

### 4.1 Réservoirs carbonatés

Est un type de réservoir pétrolier qui se trouve dans des formations de roches carbonatées, telles que les calcaires, les dolomies ou les récifs coralliens. Ces roches sont

## Notion des reservoirs:

principalement formées à partir de la précipitation de sédiments carbonatés, tels que le carbonate de calcium, et de la consolidation de squelettes et de coquilles d'animaux marins.

Les réservoirs carbonatés se distinguent des réservoirs de roches sédimentaires clastiques (comme les grès) par leur composition chimique et leur texture. Les roches carbonatées sont souvent poreuses et perméables (fissurées) (figure 2-5), ce qui permet de stocker et de produire des hydrocarbures. Cependant, les réservoirs carbonatés peuvent être plus difficiles à explorer et à produire que les réservoirs de grès en raison de leur hétérogénéité et de leur complexité géologique. Les réservoirs carbonatés peuvent contenir des pièges structuraux tels que des failles et des plis, ainsi que des pièges stratigraphiques tels que des changements latéraux de la lithologie.



**Figure 2-5 :** porosité et perméabilité des roches carbonatées. (Melgani.F, 2015).

Les carbonates sont constitués pour leur plus grande part par des minéraux carbonatés dont les principaux présentant sont :

Les calcaires ( $\text{CaCO}_3$ ) : c'est un composé très soluble dans l'acide HCl et aussi dans les acides organiques, mais il donne un précipité sous forme de fluorure de calcium lorsqu'il réagit avec HF.

La dolomite ( $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ ) : elle est composée de calcium et de magnésium, elle est soluble dans l'acide HCl et dans les acides organiques.

À l'état pur, ces les roches carbonatées sont totalement solubles dans l'HCL. En pratique, certains minéraux sont souvent associés, comme la sidérite ( $\text{FeCO}_3$ ) et certaines argiles (chlorite par exemple) mais la solubilité reste très élevée et d'au moins 95% pour la calcite.

### 4.1.1 Action des acides

Il importe pour chaque acide concerné de considérer son action: d'une part sur la matrice, d'autre part sur l'endommagement.

#### a. *Acide chlorhydrique*

## Notion des reservoirs:

### **Action sur la matrice**

- ✓ Pour la calcite :  $\text{CaCO}_3 + 2\text{HCl} \rightarrow \text{CaCl}_2 + \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$
- ✓ Pour la dolomite :  $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2 + 4\text{HCl} \rightarrow \text{CaCl}_2 + \text{MgCl}_2 + 2\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$

On obtient des sels solubles dans l'eau et du gaz carbonique, deux éléments favorables à l'élimination de ces produits de réaction.

Ce qui est noté, l'HCL peut être utilisé à différentes concentrations. C'est par ailleurs un acide fort et sa réaction est assez rapide, toute choses égales, en particulier sur la calcite ; elle est plus lente sur la dolomie, surtout à des températures peu élevées.

### **Action sur l'endommagement**

L'acide chlorhydrique a une action très faible sur les argiles en général, et donc sur celles des boues bentoniques qui ont filtrés dans les réservoirs. Il ne peut donc résorber directement le colmatage qu'elles ont provoqué et qui est parfois important.

#### *a. Acide fluorhydrique*

### **Action Sur la matrice :** $\text{CaCO}_3 + 2\text{HF} \rightarrow \text{CaF}_2 + \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$ (CaF<sub>2</sub> précipité)

L'attaque du calcaire est certaine mais donne lieu à un précipité insoluble de fines particules de fluorure de calcium. Cette réaction est donc à éviter.

### **Action sur l'endommagement**

Comme on le verra pour les roches gréseuses, l'acide fluorhydrique attaque par contre très bien les argiles et diverses autres particules, lesquelles sont le plus souvent à la base du colmatage par les solides aux abords des puits. Toutefois, le précipité insoluble obtenu avec la matrice calcaire est un obstacle à son utilisation dans les carbonates.

## 4.2 Réservoir gréseux

Un réservoir gréseux est un type de réservoir pétrolier qui se trouve dans des formations de roches sédimentaires appelées grès. Les grès se forment à partir de grains de sable et d'autres matériaux déposés par l'eau ou le vent, qui se compactent et se cimentent au fil du temps pour former une roche solide

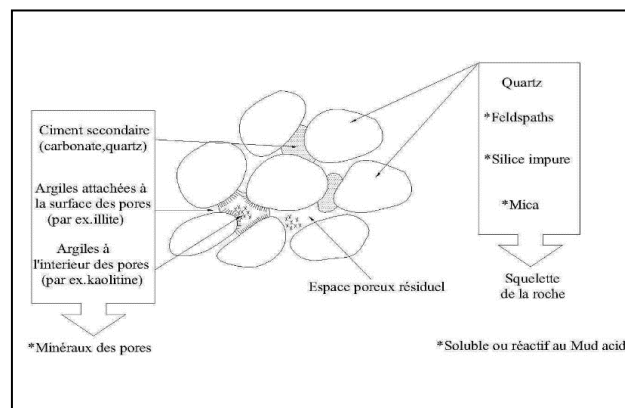
Les réservoirs gréseux sont généralement poreux et perméables, ce qui signifie qu'ils ont des pores qui peuvent contenir des fluides tels que l'hydrocarbure, et que ces fluides peuvent circuler à travers la roche (perméabilité). Les réservoirs gréseux peuvent être des réservoirs conventionnels ou non conventionnels ; ils sont souvent les plus productifs car ils

## Notion des reservoirs:

sont généralement plus faciles à explorer et à produire que d'autres types de réservoirs en raison de leur porosité élevée et de leur perméabilité.

Les grés sont formés d'un certain nombre de minéraux très différents, à savoir :

- Le quartz, élément très dominant (50-90)%
- Des silicates :
- Argiles et micas (structure en feuillet) (5-30)%
- Feldspaths (structure tridimensionnelle) (0-10)%
- Des carbonates (0-10)%
- Des impuretés : fer, calcium (0-3)%



**Figure 2-6 :** Constituants typiques des grés (KEennache. H et Maghnini. M).

Alors que le quartz, les feldspaths et les micas constituent le squelette original de la roche, le ciment de celle-ci est formé de minéraux secondaires : surcroissance du quartz, carbonates et argiles qui ont précipités dans les pores longtemps après. On les trouve principalement soit attachées à la surface des pores (chlorites) en les bloquant partiellement (illite), soit à l'intérieur de ces derniers (kaolinite). La figure ci-dessus illustre cette situation.

### 4.2.1 Action des acides sur les réservoirs gréseux

#### *b. Acide chlorhydrique*

L'acide chlorhydrique est utilisé généralement comme suit :

- fracturation des carbonates (fractures et matrice) ;
- acidification des grés (matrice seulement) ;
- Acidification des grés avec 15% à 20% de carbonate ;
- Élimination des dépôts solubles dans l'acide ;
- Lavage des perforations.

#### **Action sur la matrice**

Elle est pratiquement nulle sur le quartz et très faible sur les argiles de façon générale.

## Notion des reservoirs:

Seules les carbonates sont très solubles mais leur taux de solubilité n'est pas nécessairement représentatif de leur pourcentage exact comme on a parfois tendance à le croire.

D'autres minéraux en effet, les « impuretés » sont solubles du moins partiellement dans HCL et leur présence doit être détectée.

### **Action sur l'endommagement**

Dans la mesure où le colmatage est le fait des particules solides des fluides de forage (argiles en particulier, alourdissant inadaptés) ou de complétion (impuretés diverses), HCL a une action très faible et ne peut donc participer valablement à leur destruction.

Sinon, l'HCL peut avoir une certaine action mais seulement dans des cas particuliers bien précis tels que : dissolution de carbonate utilisé comme colmatant ou alourdissant, ou à l'état de dépôt dans le puits.

### **Avantages de L'acide Chlorhydrique**

L'utilisation de l'acide Chlorhydrique est avantageuse en raison de son faible coût et sa disponibilité ; il est facilement inhibé pour éviter l'attaque des tubulaires ; il est facile de contrôler la tension superficielle de la formation, cela aide à :

- Pénétration
- Réduction des pertes de charge par friction
- Peut-être émulsionné pour avoir une vitesse de réaction lente
- Faciliter les propriétés des émulsifications pour un dégorgement rapide-Aider le déplacement facile des produits de réaction solubles dans l'eau

Généralement l'acide HCL est reconnu comme étant le meilleur acide pour la plupart des applications. Cependant il possède des limitations compte tenu de sa vitesse de réaction dans certaines formations, il est important d'optimiser sa concentration et le temps de pompage. Par ailleurs, cette dernière dicte le choix des additifs à utiliser. Certains sont solubles dans l'acide chlorhydrique et pas dans un acide ayant perdu ces caractéristiques (mort).

#### *c. Acide fluorhydrique*

L'acide fluorhydrique est utilisé avec l'acide chlorhydrique pour intensifier la vitesse de réaction du système et solubiliser la formation, particulièrement les grés. En général l'acide fluorhydrique est utilisé comme suit :

- Toujours pompé comme un mélange HCL-HF ;
- Acidification matricielle des formations gréseuses ;

## Notion des reservoirs:

- Solubiliser les fines qui ne sont pas solubles dans l'HCL ;
- Ses concentrations varient de 1.5% à 6 % ;
- 01 Gallon de HCL 12%-HF 3% peut dissoudre 0,217 Lb de Grès.

### **Action sur la matrice**

Elle est certaine, tant sur le quartz (modéré) que sur les argiles (importante) et les carbonates (très grande). Les réactions sont les suivantes :



Cet acide fluoro-silicique peut réagir à son tour, nous le verrons bientôt.



### **Action sur l'endommagement**

La surconcentration de particules solides, en particulier argileuses, ayant filtré aux abords du puits fait spécialement l'objet de l'action du HF qui à même de les dissoudre de façon conséquente. C'est son utilisation fréquente et très classique. Les formulations usuelles du Mud Acid sont :

- HCl (12 %) -HF (3%): Regular Mud Acid.
- HCl (10 %) -HF (2%): medium Mud Acid.
- HCl (6 %) -HF (1.5 %): half Strength Mud Acid.

## **5 Caractéristiques des réservoirs carbonatés / gréseux (Scribd)**

### **5.1 RESERVOIR CARBONATE**

Les réservoirs carbonatés présentent un certain nombre de caractéristiques qui les différencient des autres types de réservoirs d'hydrocarbures. Voici quelques-unes des principales caractéristiques des réservoirs carbonatés et gréseux :

**Origine :** Les réservoirs carbonatés se forment à partir de la précipitation de sédiments carbonatés tels que le carbonate de calcium et la consolidation de squelettes et de coquilles d'animaux marins. Ils sont généralement formés dans des environnements marins peu profonds, tels que les récifs coralliens, les plates-formes continentales et les lagunes.

**Minéralogie :** Les roches carbonatées sont principalement composées de calcite (carbonate de

## Notion des réservoirs:

calcium) ou de dolomite (carbonate de calcium et de magnésium). Les minéraux accessoires tels que la silice, l'argile et les sulfates peuvent également être présents

**Texture :** Les roches carbonatées peuvent avoir une variété de textures, allant de la texture micritique fine à la texture grossière cristalline. Les textures dépendent des conditions environnementales au moment de la formation de la roche

**Structure :** Les réservoirs carbonates peuvent être trouvés dans des structures géologiques complexes, tels que des récifs coralliens, des plateformes continentales ou des bassins sédimentaires. Ils peuvent être des pièges structuraux tels que des failles et des plis, ou des pièges stratigraphiques tels que des changements latéraux de la lithologie

**Porosité :** Les réservoirs carbonatés ont souvent une porosité élevée, généralement entre 5% et 30%. Cela est dû à la présence de cavités laissées par les organismes marins et les cristaux de carbonate de calcium qui se sont dissous au fil du temps.

**Perméabilité :** Les réservoirs carbonatés peuvent être très perméables, mais ils peuvent également être très hétérogènes, avec des zones très perméables et des zones très imperméables. La perméabilité dépend de la texture de la roche et des processus de diagenèse qui ont affecté la roche au fil du temps.

**Hétérogénéité :** Les réservoirs carbonatés peuvent être très hétérogènes, avec des variations importantes dans la porosité, la perméabilité, la composition et la structure de la roche. Cette hétérogénéité peut rendre difficile la prédiction de la distribution des fluides et la production des réservoirs.

**Diagenèse :** Les processus de diagenèse peuvent avoir un impact important sur les propriétés du réservoir carbonaté. Des processus tels que la cimentation, la dissolution et le remplacement peuvent affecter la porosité, la perméabilité et la composition de la roche.

**Économie :** Les réservoirs carbonatés sont une composante importante de la production pétrolière mondiale, en particulier dans les régions du Moyen-Orient, d'Afrique du Nord, d'Asie du Sud-Est et d'Amérique latine. Les coûts d'exploration et de production peuvent être élevés en raison de la complexité géologique des réservoirs carbonates.

## **5.2 RESERVOIR GRESEUX**

Les réservoirs gréseux présentent également un certain nombre de caractéristiques qui les différencient des autres types de réservoirs d'hydrocarbures. Voici quelques-unes des principales caractéristiques d'un réservoir gréseux :

**Origine :** Les réservoirs gréseux sont formés par l'accumulation de sédiments détritiques, tels que des grains de sable, dans des environnements fluviaux, littoraux ou marins peu profonds

**Minéralogie :** Les grains de sable des réservoirs gréseux peuvent être composés de différents minéraux, le quartz étant le plus courant. Les autres minéraux courants comprennent le feldspath, mica, la calcite, l'aragonite et l'anhydrite. Le ciment qui lie les grains de sable peut également varier en fonction de

## Notion des réservoirs:

la composition chimique et de l'âge géologique du réservoir. Les ciments les plus courants sont la silice, le carbonate de calcium, l'argile, le fer et le manganèse.

**Texture :** Les roches gréseuses sont principalement constituées de grains de sable liés par un ciment minéral tel que la silice, le carbonate de calcium ou l'argile. Les textures varient en fonction de la taille, de la forme et de la disposition des grains de sable.

Les réservoirs gréseux ont généralement une texture grossière à moyenne, ce qui signifie que les grains de sable sont relativement gros et bien arrondis. Les pores entre les grains de sable sont généralement grands et bien connectés, ce qui permet à l'eau et aux hydrocarbures de circuler facilement à travers la roche. La taille et la forme des grains de sable ainsi que la quantité et le type de ciment affectent la texture de la roche.

**Structure :** Les réservoirs gréseux peuvent être trouvés dans une variété de structures géologiques, telles que des deltas, des plages, des estuaires et des plateformes continentales. Ils peuvent être des pièges structurels tels que des failles et des plis, ou des pièges stratigraphiques tels que des changements latéraux de la lithologie.

**Porosité :** Les réservoirs gréseux ont généralement une porosité plus élevée que les réservoirs carbonatés, avec une porosité moyenne de 25%. La porosité est créée par l'espace entre les grains de sable.

**Perméabilité :** Les réservoirs gréseux ont souvent une perméabilité élevée en raison de la présence de pores interconnectés entre les grains de sable.

**Hétérogénéité :** Les réservoirs gréseux peuvent être très hétérogènes en raison de la variation de la taille, de la forme et de la distribution des grains de sable, ainsi que des variations de la porosité et de la perméabilité dans la roche.

**Diagenèse :** Les processus de diagenèse tels que la cimentation, la dissolution, le compactage et le remplacement peuvent avoir un impact important sur les propriétés du réservoir gréseux.

**Économie :** Les réservoirs gréseux sont également une composante importante de la production pétrolière et gazière mondiale, en particulier dans les régions d'Amérique du Nord, d'Asie centrale et de l'Ouest, et de la mer du Nord. Les coûts d'exploration et de production peuvent être moins élevés que pour les réservoirs carbonatés en raison de la relative simplicité géologique des réservoirs gréseux.

## **6 Comparaison entre réservoirs carbonatés et gréseux**

Les réservoirs gréseux et carbonatés sont deux types de roches réservoirs couramment utilisées pour stocker et produire des hydrocarbures. Les réservoirs gréseux sont généralement formés dans des environnements côtiers et fluviaux, ont une structure grossière à moyenne, sont principalement composés de grains de sable de quartz et ont une porosité relativement élevée. Les réservoirs carbonatés, en revanche, sont formés à partir de dépôts de squelettes d'organismes marins, ont une structure plus fine, ont des pores plus petits et une porosité plus

## Notion des reservoirs:

faible, et sont principalement composés de minéraux tels que la calcite et la dolomite. Les réservoirs gréseux sont généralement plus faciles à produire que les réservoirs carbonatés en raison de leur perméabilité plus élevée et de leur comportement de production plus prévisible. Les réservoirs carbonatés peuvent être plus difficiles à produire en raison de leur porosité plus faible et de leur comportement de production complexe.

## **7 Conclusion**

Les réservoirs sont des formations géologiques dans lesquelles les hydrocarbures sont stockés et produits. Il existe différents types de réservoirs tels que les réservoirs conventionnels et non conventionnels, les réservoirs gréseux et les réservoirs carbonatés. Les caractéristiques des réservoirs, y compris leur géologie, leur minéralogie, leur texture, leur structure, leur porosité et leur perméabilité, affectent leur capacité à stocker et produire des hydrocarbures.

Les réservoirs sont donc une partie essentielle de l'exploration et de la production d'hydrocarbures leur étude et leur caractérisation sont cruciales pour maximiser l'efficacité et la rentabilité de l'industrie pétrolière

---

# *Chapitre 03 :* *Stimulation*

---

## Stimulation :

### **1 Introduction ( Sonatrach,rapport inédit)**

La stimulation est une technique essentielle dans l'industrie pétrolière et gazière pour améliorer la production des puits en augmentant leur débit. Cependant, cette technique est complexe et nécessite une expertise approfondie en géologie, en mécanique des fluides et en ingénierie pétrolière pour être mise en œuvre de manière efficace et sûre.

Dans ce chapitre, nous allons explorer les différentes techniques de stimulation utilisées dans l'industrie pétrolière, telles que la fracturation hydraulique, la stimulation acide, nous allons expliquer les principes géologiques sous-jacents à chacune de ces méthodes et décrire les considérations techniques impliquées dans leur mise en œuvre.

En outre, nous allons examiner les enjeux environnementaux associés à la stimulation et les mesures prises par l'industrie pour minimiser leurs impacts. Nous aborderons des sujets tels que l'utilisation de grandes quantités d'eau et de produits chimiques, les risques de pollution et les impacts sur les communautés locales et l'environnement.

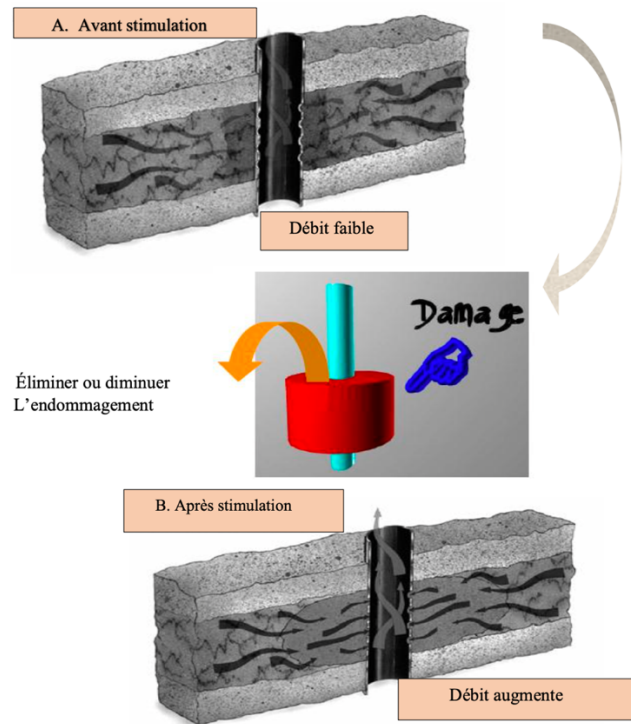
L'objectif de ce chapitre est de fournir une compréhension approfondie de la stimulation et de ses implications dans l'industrie pétrolière et gazière. Nous espérons que cette exploration donnera au lecteur une appréciation plus profonde de cette technique complexe et de ses enjeux environnementaux, ainsi que de son importance pour l'industrie et la société dans son ensemble.

### **2 Définition**

La stimulation est une technique utilisée dans l'industrie pétrolière et gazière pour augmenter la production à partir de réservoirs géologiques. Cette technique est utilisée lorsque la production naturelle d'hydrocarbure à partir d'un puits diminue ou s'épuise avec le temps.

La stimulation est réalisée par injection des fluides sous pression dans le réservoir à travers le puits. Ces fluides sont généralement de l'eau ou des solutions chimiques spécialement conçues pour dissoudre ou éroder les roches réservoirs. La pression des fluides provoque la fracture des roches réservoirs et la création de canaux pour permettre aux hydrocarbures de s'écouler plus facilement vers le puits de production (figure 3-1).

## Stimulation:



**Figure 3-1:**L'effet de la stimulation (Kebbal .A et Dibouche.N; 2016).

### **3 Importance de la stimulation**

La stimulation est une étape essentielle dans l'exploitation des ressources pétrolières et gazières, offrant une multitude d'avantages. Tout d'abord, elle améliore la productivité des puits en éliminant les obstacles dans la roche réservoir, ce qui permet aux hydrocarbures de circuler plus librement( Figure 3-1). En outre, la stimulation prolonge la durée de vie des puits existants, maximisant ainsi les investissements réalisés. Elle est également cruciale pour l'exploitation des réservoirs non conventionnels, ouvrant de nouvelles possibilités de production. De plus, la stimulation favorise l'innovation technologique et la recherche de solutions respectueuses de l'environnement. Cependant, des défis environnementaux et de sécurité doivent être pris en compte pour garantir une exploitation responsable. En résumé, la stimulation offre des avantages significatifs en termes d'augmentation de la productivité, de prolongation de la durée de vie des puits et d'exploitation de réservoirs non conventionnels, tout en nécessitant une approche responsable et respectueuse de l'environnement.

### **4 Utilisation de la stimulation (Sonatrach, rapport inédit)**

La stimulation des puits de pétrole et de gaz est une pratique essentielle dans l'industrie de l'exploitation des hydrocarbures. Elle présente plusieurs avantages significatifs :

## Stimulation:

- **Amélioration de la productivité :** La stimulation permet de surmonter les obstacles rencontrés dans la roche réservoir, tels que la faible perméabilité, en créant des voies d'écoulement pour les hydrocarbures. Cela entraîne une augmentation de la production des puits et maximise le rendement des investissements.
- **Exploitation des réservoirs non conventionnels :** La stimulation est particulièrement importante pour l'extraction des hydrocarbures dans les réservoirs non conventionnels, tels que les schistes bitumineux et les gaz de schiste. Ces réservoirs nécessitent des techniques spéciales, comme la fracturation hydraulique, pour libérer les hydrocarbures emprisonnés.
- **Prolongation de la durée de vie des puits :** En réactivant les puits existants, la stimulation permet de prolonger leur durée de vie utile. Cela permet d'optimiser les ressources et de maximiser les revenus à long terme.
- **Innovation technologique :** La stimulation continue de stimuler l'innovation et le développement de nouvelles techniques et technologies. Les avancées dans ce domaine conduisent à des améliorations constantes de l'efficacité et de l'efficacité énergétique de l'exploitation pétrolière et gazière.
- **Responsabilité environnementale :** Il est essentiel de souligner que la stimulation doit être réalisée de manière responsable sur le plan environnemental. Des réglementations strictes et des meilleures pratiques doivent être respectées pour minimiser les impacts sur les ressources en eau, l'air et les écosystèmes locaux.

## 5 Méthodes de stimulation

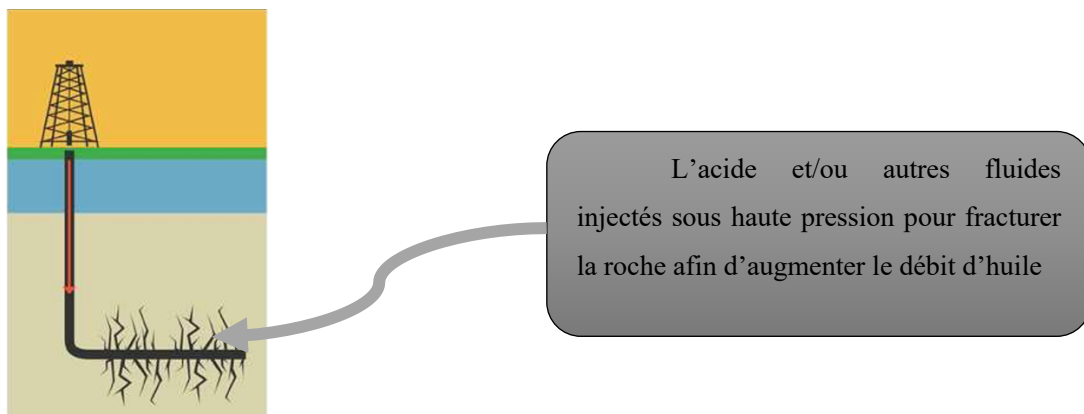
Les méthodes de stimulation peuvent être regroupées en deux catégories principales : la stimulation mécanique et la stimulation chimique

### 1.1 Stimulation mécanique

#### 5.1.1 La fracturation hydraulique "cracking"

Technique consistant à injecter sous haute pression un mélange d'eau, du sable et des produits chimiques dans une formation rocheuse environnante afin de créer des fractures dans la roche et de permettre au fluide de s'écouler plus facilement dans le puits (Figure 3-2). La fracturation hydraulique est largement utilisée dans l'exploitation des gisements de gaz de schiste

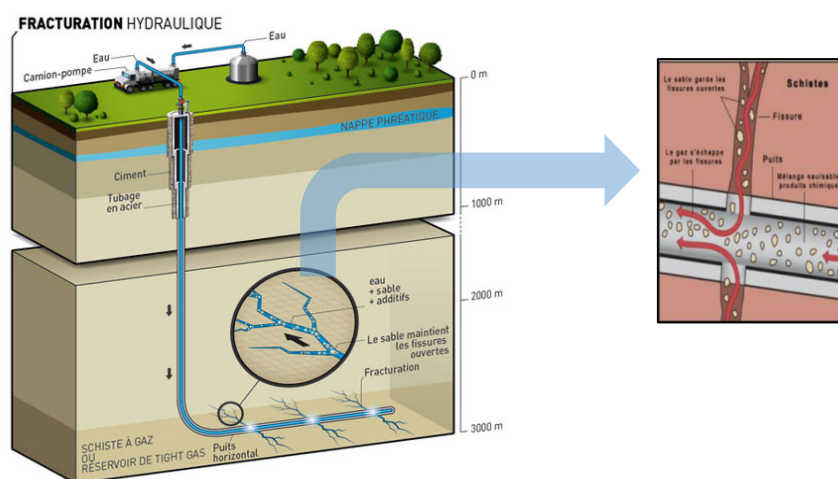
## Stimulation:



**Figure 3-2 :** Fracturation hydraulique (Chebihi.M ; 2018).

### 5.1.2 La fracturation à l'acide (Ben Allal et al., 2018)

Technique consistant à injecter un acide dans la formation rocheuse avec un grand débit dans le but de créer des fractures dans la formation et de dissoudre les minéraux qui obstruent les pores de la roche et de permettre au fluide de s'écouler plus facilement (figure 3-3).



**Figure 3-3 :** Procédé de fracturation hydraulique des roches (modifié d'après TOTAL).

## 5.2 Stimulation chimique (Chebihi.M; 2018)

### 5.2.1 Stimulation à l'acide

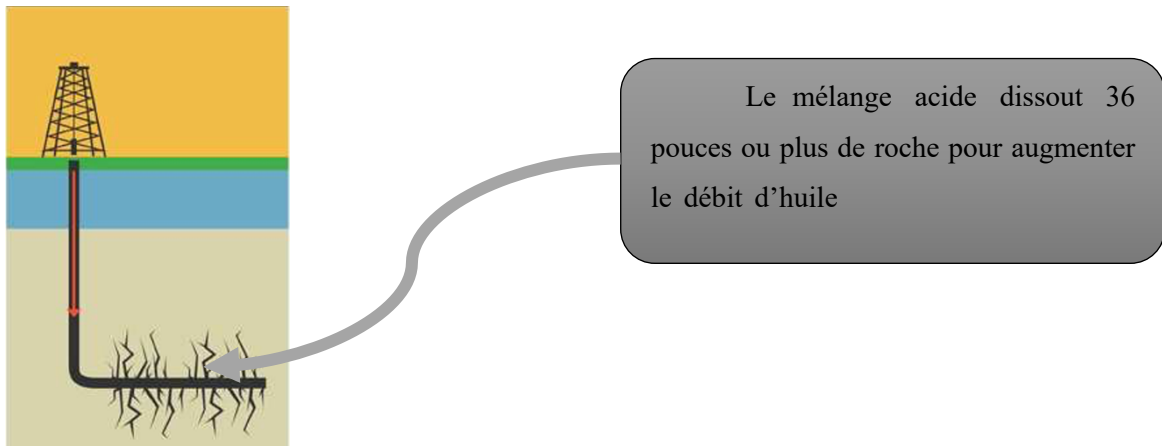
La stimulation acide est une technique utilisée pour augmenter la perméabilité de la roche dans les gisements d'hydrocarbure conventionnels. Elle consiste à injecter des solutions acides dans la roche pour dissoudre les formations minérales et ainsi augmenter la perméabilité de la roche. Cette technique est utilisée pour nettoyer les canalisations obstruées et pour améliorer la production de fluides dans les réservoirs peu perméables. Cette technique

## Stimulation:

regroupe :

### *a. Acidification matricielle*

Dans cette méthode, un traitement acide est appliqué en injectant directement de l'acide dans la formation géologique afin de dissoudre les dépôts minéraux qui obstruent les pores de la roche. Cela permet d'améliorer la perméabilité de la formation, en particulier dans les cas où la perméabilité est initialement faible.



**Figure 3-4 :** Stimulations acides (Chebihi .M; 2018).

### *b. Wash acide*

Le nettoyage acide, également connu sous le nom de Wash acide, est une méthode de nettoyage largement utilisée dans l'industrie pétrolière et gazière pour éliminer les dépôts minéraux ou organiques présents dans la zone Near wellbor des puits de production.

### *c. Acidification sélective*

La méthode de stimulation sélective consiste à cibler spécifiquement les zones à faible perméabilité lors de l'acidification des puits d'hydrocarbures, tout en évitant les zones à haute perméabilité dans le cas des puits traversant plusieurs réservoirs

## **6 Étude de Candidature d'un puits pour une éventuelle opération de Stimulation**

Au cours d'une étude de candidature, plusieurs points en relation avec le puits et le réservoir sont analysés, dont on peut citer :

### **6.1 Drill Stem Test (DST) (Saad Aitab et Zouaouid Imane, 2017)**

Drill Stem Test signifie Test en cours de forage Le DST est une technique de mesure effectuée pendant la phase de forage pour évaluer les propriétés du réservoir

Le DST permet de collecter des données sur les caractéristiques du réservoir, comme :

## Stimulation :

la pression, la température, la perméabilité et la composition des fluides.

Le DST est souvent associé à d'autres techniques d'essai, tels que les tests de pression de formation et les enregistrements électriques, pour obtenir une image complète des caractéristiques du réservoir.

### 6.1.1 Objectifs spécifiques de l'essai DST

- Déterminer la pression et la température du réservoir la perméabilité et la porosité.
- Mesurer le débit optimum des hydrocarbures à produire
- Évaluer la productivité du puits dans le but de planifier et à optimiser les opérations de production ultérieures, telles que la complétion et la stimulation du puits.
- Identifier les zones productives du réservoir

### 6.1.2 -TYPE DE DST

- Il existe quatre types de test, selon la disposition du packer et le positionnement de la zone testée (trou ouvert ou cuvée) :

#### *a. Test en trou ouvert*

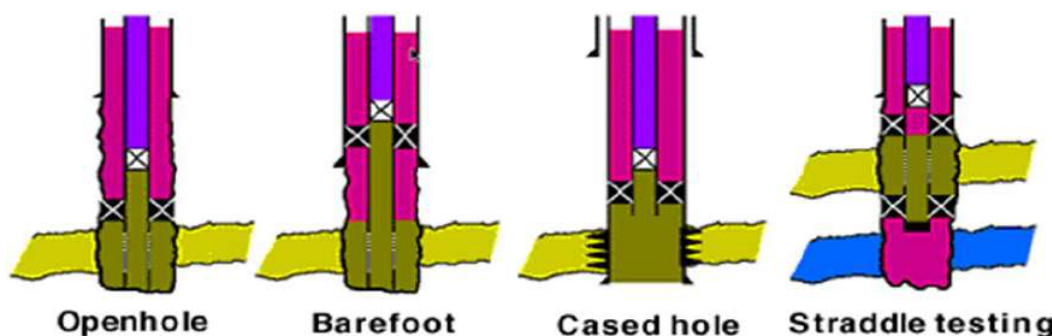
- Dans ce cas le packer de la garniture de test est ancrée dans le découvert.

#### *b. Test en barefoot*

- Dans ce cas, la zone testée est en trou ouvert, mais le packer de la garniture de test est ancré dans la section cuvelée qui se trouve au-dessus du découvert. Cela permet d'éviter certains problèmes relatifs au test en trou ouvert.

#### *c. Test en trou cuvelé*

- Dans ce cas, l'ensemble de la garniture de test se trouve dans le cuvelage.



**Figure 3-5 :** Les types de test DST. (Saad Aitab et Zouaouid Imane, 2017).

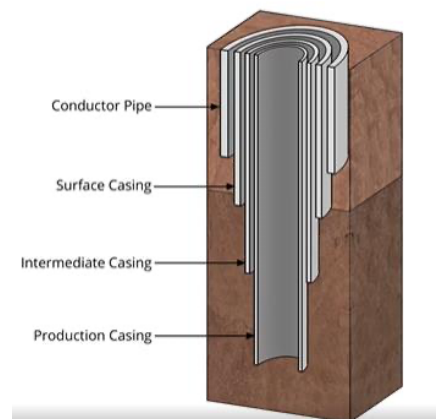
## Stimulation:

### 6.2 Architecture du puits (KAFI.H et TAMA .N; 2022)

#### 6.2.1 Définition

Un puits est une structure complexe qui est conçue pour extraire des hydrocarbures du sous-sol. Voici une description détaillée des différents éléments qui composent l'architecture d'un puits :

- Le trou de forage : varie en fonction de la profondeur et les caractéristiques du réservoir et des besoins de production.
- La tuberie (casing) : structure descendue dans le trou de forage une fois que la colonne de forage est retirée. Elle sert à isoler le puits du sol environnant et à permettre la production d'hydrocarbures. La tuberie est généralement composée de plusieurs couches de tubes de différents diamètres, qui sont insérées les uns dans les autres pour former une structure solide.



**Figure 3-6 :** Les casings insérés les uns dans les autres. (KAFI .H et TAMA.N; 2022)

- Le ciment : Le ciment est pompé dans l'espace entre le tubage et le trou de forage et durcit en quelques heures pour former une structure solide pour fixer la tuberie dans le trou de forage et pour assurer une étanchéité entre la tuberie et le sol environnant.
- Les têtes de puits : situés à la surface du puits généralement équipées de vannes et de contrôleurs de pression pour réguler le débit de production (**Figure 3-7**).

## Stimulation:

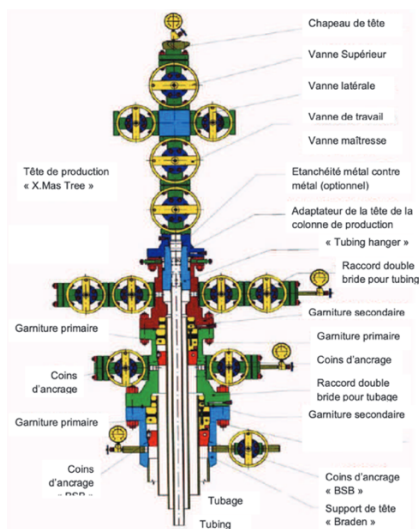


Figure 3-7 : Tête de puits (Doc Player).

### 6.2.2 Les paramètres de l'architecture de puits

Les paramètres de l'architecture de puits peuvent varier en fonction de plusieurs principes, Cependant, voici quelques paramètres importants à prendre en compte dans la conception de l'architecture de puits :

#### a. Diamètre du trou de forage

En général, les diamètres de trous de forage pétrolier les plus courant sont environ 8 à 12 pouce (20 à 30 cm) pour les puits d'exploration des de développement et jusqu'à 36 pouce (90 cm) pour les puits de production plus important (voir figure 3-8).

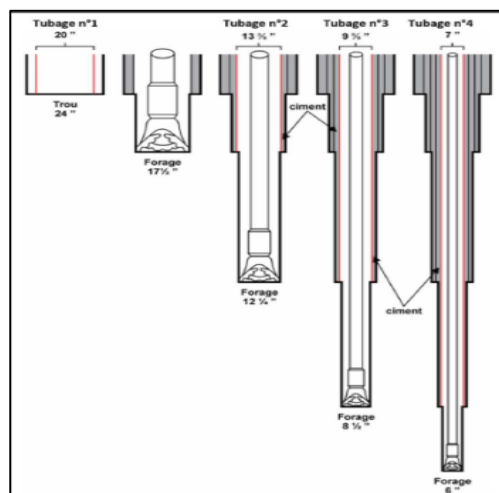


Figure 3-8 : Diamètres des tubages (casings)( HAMIDI ABD ELHALIM DERKOUICHE TAREK 2012).

#### b. Cimentation

Les paramètres à prendre en compte incluent le type de ciment utilisé, la quantité de

## Stimulation :

ciment nécessaire et les techniques de cimentation utilisées.

### *c. Système de contrôle de puits*

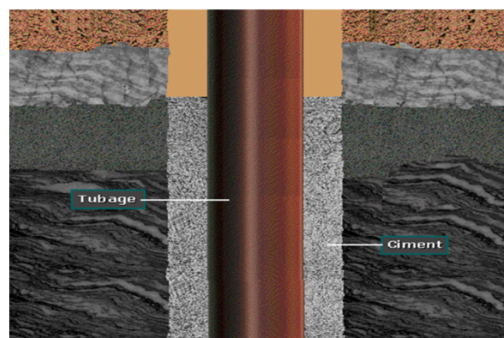
Les critères à prendre en compte incluent les dispositifs de sécurité, les systèmes de contrôle de pression et de température et les équipements de sécurité en cas d'urgence.

### *d. Équipements de production*

Les équipements de production incluent les pompes, les valves et les systèmes de contrôle de débit. Les paramètres à prendre en compte incluent la capacité de production, le type d'équipement utilisé et la maintenance requise.

## 6.3 Cimentation (KAFI.H et TAMA.N ; 2022)

La cimentation est une étape importante dans la construction de puits de forage, que ce soit pour l'industrie pétrolière, gazière ou minière. Elle consiste à remplir l'espace entre la paroi du trou de forage et le tubage (figure 3-9) avec du ciment pour renforcer le puits, protéger les parois contre les éboulements et les fuites de fluides, et faciliter le contrôle du flux de fluides.

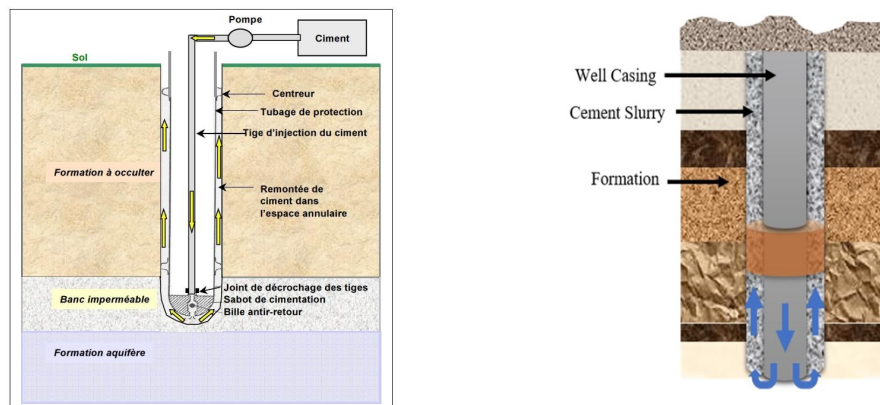


**Figure 3-9 :** Schéma montrant la cimentation du puits. (forage Rotary Dz).

La cimentation est réalisée en plusieurs étapes, qui peuvent varier en fonction des spécifications du puits et des caractéristiques du réservoir. Dans la plupart des cas, on commence par installer un tubage métallique ou en plastique dans le trou de forage. Ensuite, on injecte une boue de forage spéciale pour nettoyer et préparer les parois du trou de forage avant la cimentation. Le ciment est ensuite pompé dans le tubage, à travers une colonne montante, et il est poussé hors du tubage en bas du puits (Voir figure 3-10).

Il existe plusieurs types de ciments utilisés dans la cimentation de puits, tels que le ciment Portland, le ciment alumineux, le ciment silico-alumineux, etc. Le choix du ciment dépend de plusieurs facteurs, tels que la température et la pression de la formation, la nature des fluides à produire ou à injecter, et les propriétés du sol environnant.

## Stimulation:



**Figure 3-10** : Principe de pompage du ciment entre le tubage et les parois de la formation  
(KAFI.H et TAMA.N; 2022).

### 6.3.1 LE BUT DE LA CIMENTATION

Est d'assurer l'intégrité structurelle du puits en créant une barrière étanche entre le tubage et la formation géologique environnante afin de prévenir les fuites de fluides (pétrole, gaz, eau) entre les différentes zones du puits, ainsi que la migration de fluides vers la surface ou vers d'autres zones de la formation géologique. La cimentation peut également être utilisée pour stabiliser la formation géologique et empêcher l'affaissement des parois du trou de forage.

### 6.3.2 Le traitement des données de cimentation

Permet de vérifier la qualité de la cimentation et de s'assurer qu'elle remplit bien son rôle de barrière étanche. Les résultats de la cimentation sont généralement évalués à l'aide d'outils de mesure acoustique et de résistivité électrique, qui permettent de détecter d'éventuelles anomalies dans la couche de ciment. Ces anomalies peuvent être des zones de cimentation incomplète, des vides, des fissures ou des déformations du tubage.

Si des anomalies sont détectées, des actions correctives peuvent être entreprises pour renforcer la couche de ciment. Par exemple, il est possible d'injecter une quantité supplémentaire de ciment pour remplir les zones vides ou incomplètes. Dans certains cas, il peut également être nécessaire de réinjecter le ciment pour reprendre la cimentation à zéro.

Le traitement des données de cimentation peut également être utilisé pour évaluer la qualité de la formation géologique environnante. En effet, une cimentation de mauvaise qualité peut être le résultat d'une formation géologique difficile à cimenter.

## 6.4 Sismique

La sismique est une technique d'exploration géophysique qui utilise des ondes sonores pour créer une image du sous-sol. Elle peut être utilisée pour :

## Stimulation:

### 6.4.1 Détecter les Failles

En utilisant la sismique, les géophysiciens peuvent détecter les failles et cartographier leurs orientations, leurs profondeurs, leurs longueurs et leurs géométries. Ces informations sont essentielles pour l'exploration et la production d'hydrocarbures, car les failles peuvent influencer la migration, l'accumulation et le déplacement des fluides pétroliers et gaziers.

Lorsqu'une onde sonore est envoyée dans le sous-sol, elle se réfléchit sur les différentes couches de roches et les structures géologiques, créant ainsi des ondes de retour qui sont enregistrées par des récepteurs de surface ou des capteurs placés dans des puits de forage. En analysant ces ondes, les géologues peuvent créer une image en coupe transversale du sous-sol, appelée profil sismique

Les failles géologiques sont souvent caractérisées par des variations importantes de la densité, de la porosité, de la composition et de la structure des couches de roches adjacentes. Ces variations se reflètent dans les profils sismiques sous forme d'anomalies de réflexion, de discontinuités et de changements de direction des couches de roches.

Cependant, il est important de noter que la sismique ne peut pas détecter toutes les failles du sous-sol, car certaines peuvent être masquées par des couches de roches similaires ou être trop petites pour être détectées avec précision. D'autres techniques géophysiques et géologiques, telles que l'étude des données gravimétriques, magnétiques et de forage, peuvent donc être nécessaires pour compléter l'analyse sismique et fournir une image plus complète du sous-sol.

### 6.4.2 Plan d'eau

Le plan d'eau est important dans l'industrie pétrolière car il peut affecter les méthodes de production, les coûts d'exploitation et les risques environnementaux associés à l'exploration et à la production d'hydrocarbures. Par exemple, si un gisement d'hydrocarbures se trouve sous un plan d'eau profond, l'exploitation peut nécessiter des plates-formes de forage offshore ou des puits sous-marins, qui peuvent être plus coûteux et plus difficiles à construire et à entretenir que les puits terrestres. De plus, les risques environnementaux associés à la production d'hydrocarbures sous-marins, tels que les fuites de pétrole ou les accidents de forage, peuvent avoir des conséquences graves pour la faune, la flore et les populations humaines vivant à proximité du plan d'eau.

Le plan d'eau peut avoir un impact significatif sur l'environnement des puits dans l'industrie pétrolière. Les puits de pétrole ou de gaz peuvent être forés sous le plan d'eau, ou ils

## Stimulation :

peuvent être situés sur la terre ferme mais à proximité du plan d'eau, ce qui peut affecter la qualité de l'eau et les écosystèmes aquatiques.

### 6.5 Minéralogie (Scribd)

#### 6.5.1 Étude Minéralogie :

Une étude minéralogique est une analyse détaillée de la composition et de la structure des minéraux qui composent une roche ou un échantillon géologique. Les minéraux sont des composants inorganiques naturels qui ont des propriétés physiques et chimiques spécifiques et qui forment les roches.

L'étude minéralogique utilisée dans une variété de domaines, y compris la prospection minérale, l'exploration pétrolière et gazière, la géotechnique, l'ingénierie géologique et environnementale, la science des matériaux et la recherche universitaire.

#### 6.5.2 Rôle de l'étude minéralogique

C'est de fournir une compréhension approfondie de la composition et de la structure des minéraux qui composent une roche ou un échantillon géologique. Cette compréhension peut être utilisée pour :

- Déterminer la nature et la source des minéraux présents dans l'échantillon ;
- Identifier les minéraux caractéristiques d'une formation géologique particulière
- Évaluer la qualité et la quantité des minéraux présents dans un gisement minéral ou un réservoir d'hydrocarbures.
- Évaluer les propriétés physiques et chimiques des minéraux, telles que leur dureté, leur densité, leur résistance à la chaleur et à l'acidité, leur conductivité électrique...etc.
- Comprendre les processus géologiques qui ont conduit à la formation de la roche ou de l'échantillon géologique.

#### 6.5.3 Principe de l'étude Minéralogique

Le principe de l'étude minéralogique consiste à analyser la composition et la structure des minéraux qui composent une roche ou un échantillon géologique. Cette analyse peut être réalisée à l'aide de différentes techniques, telles que :

- La microscopie optique : Consiste à observer les minéraux polis et montés sur une lame mince, à l'aide d'un microscope optique sous lumière polarisée. Cette méthode permet d'identifier les minéraux et de déterminer leur structure cristalline et leur morphologie.
- La diffraction des rayons X : Cette technique utilise les propriétés des rayons X pour

## Stimulation

déterminer la structure cristalline des minéraux. Les échantillons sont irradiés avec des rayons X, qui sont réfractés par les atomes dans la structure cristalline du minéral. Les rayons X réfractés sont ensuite collectés et analysés pour déterminer la structure cristalline du minéral.

- La spectroscopie infrarouge : Cette technique utilise les propriétés de la lumière infrarouge pour déterminer la composition chimique des minéraux. En analysant les bandes d'absorption de la lumière infrarouge, on peut déterminer les types de liaisons chimiques présentes dans le minéral.
- La spectroscopie Raman : Cette technique utilise les propriétés de la lumière Raman pour déterminer la structure et la composition des minéraux. En analysant les changements de fréquence de la lumière Raman diffusée, on peut déterminer la structure et la composition du minéral.
- L'analyse chimique : Consiste à dissoudre les minéraux dans des acides ou des solutions pour déterminer leur composition chimique. Les solutions sont ensuite analysées à l'aide de techniques telles que la chromatographie ou la spectrométrie de masse pour identifier les éléments et les composés présents dans le minéral.

### 6.5.4 Appareillage des études minéralogique

Pour réaliser une étude minéralogique, plusieurs appareillages peuvent être utilisés en fonction des objectifs de l'étude. Voici quelques exemples d'appareillages couramment utilisés :

- Microscope polarisant : il permet d'observer les minéraux en lumière polarisée et de déterminer leur biréfringence, leur Pléochroïsme, leur clivage et leur extinction.
- Spectromètre de rayons X : il permet d'analyser la composition chimique des minéraux en utilisant les rayons X.
- Diffraction des rayons X : elle permet de déterminer la structure cristalline des minéraux.
- Microscopie électronique à Balayage(MEB) : elle permet d'observer les minéraux à très haute résolution et de détecter les éléments présents à leur surface.
- Microsonde électronique : elle permet d'analyser la composition chimique des minéraux à l'échelle microscopique.

Ces appareillages peuvent être utilisés seuls ou en combinaison pour réaliser une étude minéralogique complète.

## Stimulation:

### 6.5.5 Traitement des données dans l'étude minéralogique

Le traitement des données en étude minéralogique peut inclure les étapes suivantes :

- Collecte des échantillons : cette étape consiste à prélever des échantillons de roches ou de minéraux sur le terrain ou en laboratoire.

#### *a. lame mince*

Une lame mince est un échantillon minéralogique de roche qui est finement poli et monté entre deux plaquettes de verre pour être observé au microscope. Les lames minces sont utilisées en pétrographie

L'observation de la lame mince au microscope permet d'analyser la composition minéralogique de la roche, ainsi que sa texture et sa structure. Les minéraux sont identifiés en fonction de leur forme, de leur couleur, de leur biréfringence et de leur dispersion. Les textures des roches, telles que la porosité, la granulométrie ou l'orientation des minéraux, peuvent également être observées à l'aide de la lame mince.

#### *b. Carotte*

Les carottes sont une source précieuse d'informations pour les scientifiques qui étudient l'histoire de la Terre, car elles permettent d'analyser les couches géologiques sur une longue période de temps. Les carottes peuvent également être utilisées pour étudier les changements climatiques, les mouvements tectoniques, les variations de la biosphère et les variations des courants océaniques. Les données recueillies à partir de l'analyse des carottes peuvent aider à mieux comprendre les processus géologiques qui ont façonné notre planète et les interactions complexes entre les différents systèmes terrestres.

NB : La pétrographie est une discipline fondamentale en géologie et en sciences de la Terre, qui permet de comprendre la formation et l'évolution des roches et des paysages à différentes échelles temporelles et spatiales.

- Préparation des échantillons : les échantillons doivent être préparés de manière à être analysés en laboratoire. Cette étape peut inclure le concassage, le broyage, le tamisage, le triage et l'échantillonnage.
- Identification des minéraux : une fois les échantillons préparés, il est possible d'identifier les différents minéraux présents à l'aide d'outils tels que le microscope polarisant ou la diffraction des rayons X.
- Quantification des minéraux : il est également possible de quantifier les minéraux

## Stimulation:

présents dans les échantillons en utilisant des méthodes telles que la microscopie électronique à balayage, la microsonde électronique ou la spectroscopie de fluorescence des rayons X.

- Analyse des données : une fois les minéraux identifiés et quantifiés, il est possible de procéder à l'analyse des données pour en tirer des conclusions sur la composition minéralogique des échantillons, leur origine et leur évolution géologique.
- Interprétation des résultats : enfin, les résultats sont interprétés pour comprendre les processus géologiques qui ont conduit à la formation des échantillons et pour évaluer leur potentiel économique.

### 6.6 Étude Géo-mécanique (Tagounit-Hamou H et Zouaghi .A ; 2015)

La Géomécanique est une discipline qui étudie les interactions entre la géologie et la mécanique des matériaux, en particulier ceux qui se trouvent sous la surface de la Terre. Elle a pour objectif de comprendre comment les forces internes et externes agissent sur les roches et les sols, et comment ces derniers répondent à ces contraintes.

La Géomécanique est une discipline transdisciplinaire qui rassemble des connaissances et des méthodes issues de la géologie, de la mécanique, de la physique, de la chimie, de la mathématique et de l'informatique. Elle est utilisée dans de nombreux domaines tels que l'ingénierie minière, l'ingénierie pétrolière, la géotechnique, la géologie de l'environnement, l'ingénierie civile, etc.

Les problèmes auxquels la Géomécanique s'intéresse sont nombreux, allant de l'étude de la stabilité des talus et des pentes, à la modélisation des écoulements de fluides dans les réservoirs géologiques. Les outils de la Géomécanique permettent également d'étudier la propagation des ondes sismiques dans les couches géologiques et de prédire le comportement des roches lors d'activités d'exploitation ou de forage.

### 6.7 Autre critère

- Composition des fluides de stimulation.
- Conditions géologiques.
- Accessibilité.
- Coûts.
- Effet sur la production.
- Impact environnementale.
- Réglementation.

---

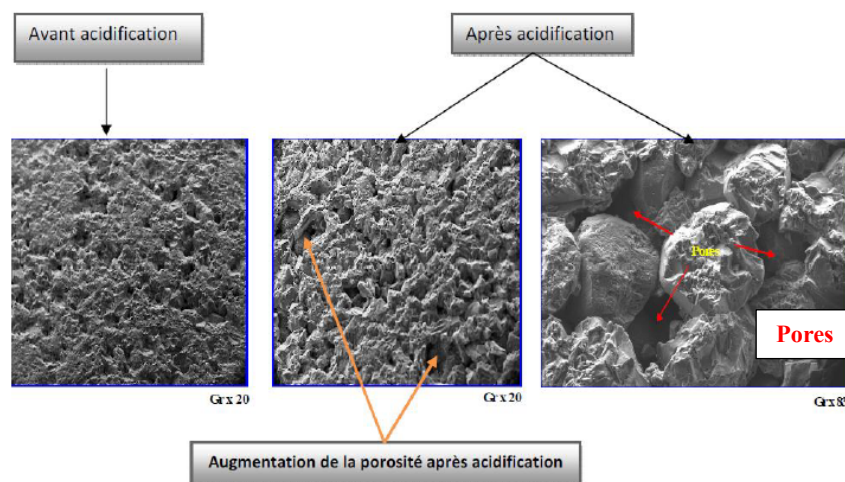
*Chapitre 04 :*  
*Acidification*

---

## Acidification :

### 1 Définition (Kebbal.A et Dibouche .N ,2016)

L'acidification est une technique couramment utilisée dans les puits et les forages pour améliorer la production d'hydrocarbure en dissolvant les dépôts minéraux qui peuvent obstruer les formations rocheuses. Le principe de l'acidification est de dissoudre les dépôts minéraux en utilisant des acides forts tels que l'acide chlorhydrique (HCl) ou l'acide fluorhydrique (HF) donc augmenter la porosité et la perméabilité d'un réservoir endommagé (**Figure 4-1**).



**Figure 4-1:** Effet de l'acidification sur la porosité (Kebbal.A et Dibouche .N ,2016)

### 2 Principe de l'acidification (Aichouch .M.Y ; 2019)

Lorsque ces acides sont injectés dans les puits et les forages, ils réagissent avec les dépôts minéraux tels que le calcaire ou les dépôts de carbonate, libérant des ions  $H^+$  qui dissolvent les dépôts et ouvrent les pores dans la roche pour améliorer la perméabilité et la production d'hydrocarbures (**Figure 4-2**).

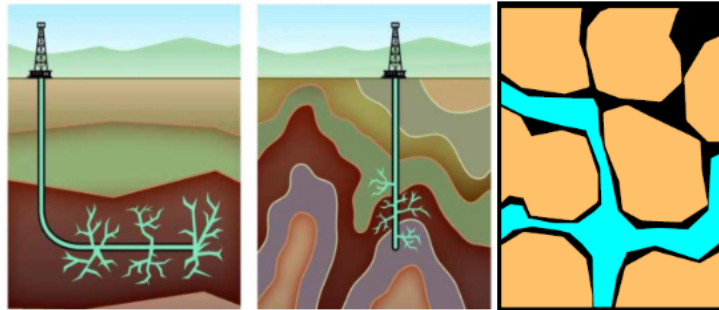
Cependant, l'acidification peut également avoir des effets négatifs sur les puits et les forages :

- Corroder les équipements de forage et endommager les tuyaux et les pompes.
- Elle peut également causer des perturbations dans les formations géologiques, en créant des fractures indésirables ou en altérant les caractéristiques des réservoirs géologiques.

De plus, l'acidification peut également avoir des effets négatifs sur l'environnement. Lorsque les acides sont rejetés dans le sol ou les eaux de surface, ils peuvent contaminer

## Acidification:

l'environnement et causer des dommages aux écosystèmes environnants. Par conséquent, il est important de suivre les protocoles de sécurité stricts lors de l'utilisation de l'acidification dans les puits et les forages pour minimiser les risques pour l'environnement et la sécurité.



**Figure 4-2 :** Principe de l'acidification (Aichouch .M.Y ; 2019).

### **3 Objectif de l'acidification (Aichouch .M.Y ; 2019)**

L'objectif principal de l'acidification est d'améliorer la productivité d'un puits, d'un forage ou d'un gisement minier en dissolvant les dépôts minéraux qui peuvent obstruer les pores des formations géologiques et réduire la perméabilité.

Dans l'industrie pétrolière, les dépôts minéraux tels que le calcaire, la dolomite ou les dépôts de carbonate peuvent obstruer les pores de la roche réservoir, réduisant ainsi la perméabilité et empêchant le flux de gaz ou de pétrole. L'acidification permet de dissoudre ces dépôts minéraux, élargissant les pores et permettant ainsi une plus grande perméabilité et un plus grand débit de production. Cela peut prolonger la durée de vie du puits et augmenter sa rentabilité.

Dans l'exploitation minière, l'acidification est utilisée pour extraire les métaux des minerais et des roches. Les acides dissolvent les minéraux et libèrent les métaux précieux, tels que le cuivre, le zinc ou le nickel, qui peuvent ensuite être récupérés et traités pour la production de métaux et de produits finis.

En fin de compte, l'objectif de l'acidification est d'optimiser la production de ressources naturelles telles que les hydrocarbures ou les métaux, tout en minimisant les coûts et en augmentant la rentabilité. Cependant, il est essentiel de la mettre en œuvre avec précaution pour minimiser les effets négatifs sur l'environnement et la santé publique.

### **4 Types d'opérations d'acidification**

#### **4.1 L'acidification de la fracturation**

Cette méthode consiste à injecter de l'acide dans les fractures naturelles de la roche

## Acidification :

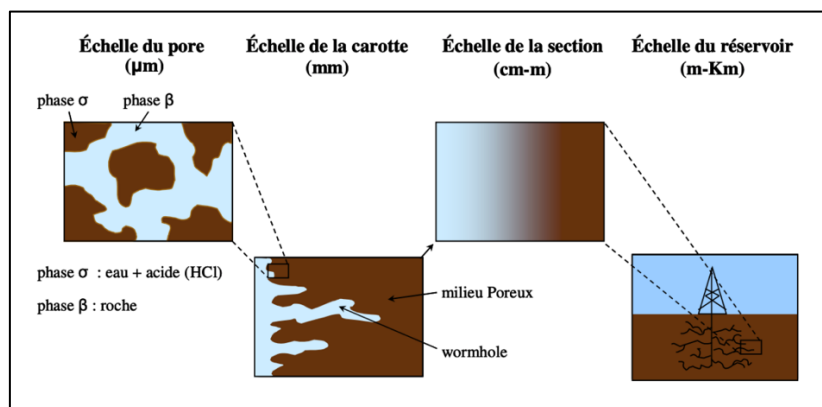
réservoir pour les agrandir et améliorer la perméabilité. Cette technique est généralement utilisée pour fracturer les formations.

### 4.2 L'acidification matricielle (COHEN)

L'acidification matricielle est une technique de stimulation des puits pétroliers ou gaziers qui implique l'injection d'une solution acide dans la roche réservoir pour dissoudre les dépôts minéraux qui peuvent obstruer les pores de la roche et réduire le débit de fluide.

Lorsqu'un puits est foré dans un réservoir, des dépôts minéraux peuvent se former sur les parois des pores de la roche, obstruant ainsi le passage du fluide. Ces dépôts peuvent être constitués de carbonates de calcium, de silice ou d'autres minéraux.

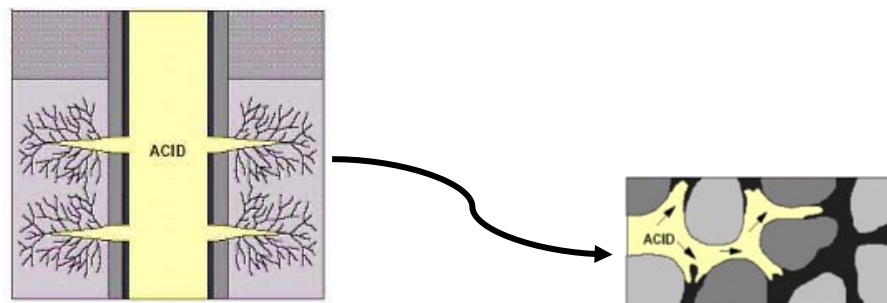
Pour éliminer ces dépôts, une solution acide est injectée dans le puits, à une pression et un débit contrôlé. L'acide réagit avec les dépôts minéraux, les dissolvant et les érodant, ce qui permet de rétablir la perméabilité de la roche et d'augmenter le débit de fluide (Figure 4-4).



**Figure 4-3 :** Schéma des différentes échelles physiques de la dissolution lors de la stimulation acide d'un puits carbonaté. (COHEN , )

Les acides utilisés pour l'acidification matricielle sont généralement des acides minéraux, tels que l'acide chlorhydrique (HCl) ou l'acide fluorhydrique (HF). Ils sont souvent dilués avec de l'eau pour réduire leur concentration et leur puissance d'attaque. L'acidification matricielle peut être réalisée à différents stades de la vie d'un puits, y compris pendant la phase d'achèvement initial du puits ou plus tard dans sa vie de production, lorsqu'il a besoin d'un coup de pouce pour augmenter son débit de fluide.

## Acidification:



**Figure 4-4 :** Principe de l'acidification matricielle (Ramdhani .L ;Rebbouh.M ; Sendjasni .H ;2017).

### 4.3 Acidification sélective

L'acidification sélective est une technique de stimulation des puits d'hydrocarbure qui peut être effectuée de manière à cibler les zones de faible perméabilité, tout en évitant les zones de haute perméabilité. Cette technique est réalisée en utilisant un système d'acide retardé, qui permet à l'acide de réagir plus lentement dans les zones de haute perméabilité. Cela permet de minimiser l'impact de l'acidification sur les zones de haute perméabilité, tout en améliorant la perméabilité des zones de faible perméabilité

Le processus d'acidification sélective commence par l'injection d'une solution acide dans le puits. Cette solution acide peut être composée d'acide chlorhydrique (HCl), d'acide formique, d'acide acétique, d'acide fluorhydrique (HF) ou d'autres acides. La solution acide réagit avec les minéraux du réservoir, tels que les carbonates, les sulfates ou les silicates, pour dissoudre les minéraux et ouvrir de petits canaux à travers les zones de faible perméabilité.

L'acidification sélective peut également être utilisée pour réduire l'impact de l'écoulement d'eau dans les zones de haute perméabilité. Lorsque de l'eau s'écoule dans le réservoir, elle peut emporter des minéraux et des sédiments avec elle, ce qui peut obstruer les pores et réduire la perméabilité. En réduisant la perméabilité des zones de haute perméabilité avec l'acidification sélective, l'écoulement d'eau peut être contrôlé et le débit de pétrole ou de gaz naturel peut être amélioré.

Le Wash acide (ou nettoyage à l'acide) est une technique de nettoyage utilisée dans l'industrie pétrolière et gazière pour éliminer les dépôts minéraux ou organiques des puits de production. Cette technique implique l'utilisation d'une solution acide (peut être composée d'acides minéraux tels que l'acide chlorhydrique (HCl) ou l'acide sulfurique (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>), ou d'autres produits chimiques qui ont des propriétés acides.) pour dissoudre les dépôts qui se sont formés sur les parois des conduites ou des équipements de production, tels que les tuyaux, les

## Acidification:

vannes, les moteurs et les échangeurs de chaleur.

Les dépôts peuvent être constitués de divers minéraux, tels que des carbonates, des sulfates ou des silicates, qui se forment à partir des sédiments et des fluides qui circulent dans le réservoir pétrolier ou gazier. Les dépôts peuvent également être d'origine organique, tels que des résidus de pétrole, des bactéries ou des algues, qui se sont accumulés sur les surfaces des équipements de production.

Le Wash acide peut être effectué à différentes étapes de la production, y compris pendant l'achèvement initial du puits ou plus tard dans sa vie de production.

### 4.4 La stimulation acide

Cette méthode combine l'acidification matricielle et de la fracturation pour améliorer la perméabilité de la roche réservoir. Cette technique implique l'injection d'acide à haute pression dans la formation géologique pour fracturer la roche et dissoudre les dépôts minéraux.

## **5 Critères de choix d'un puits candidat à l'acidification (Sonatrach, rapport inédit)**

La sélection d'un puits candidat à l'acidification dépend de plusieurs facteurs, tels que la géologie de la zone de production, la production actuelle du puits, la profondeur du puits et la quantité et le type de dépôts minéraux dans la formation géologique. Voici quelques étapes pour sélectionner un puits candidat à l'acidification :

### 5.1 Étudier la géologie de la zone de production

La connaissance de la géologie de la zone de production est essentielle pour identifier les formations rocheuses qui sont sujettes à l'obstruction par des dépôts minéraux et qui pourraient bénéficier de l'acidification.

### 5.2 ÉVALUER LA PRODUCTION ACTUELLE DU PUIITS

Les puits qui ont une faible production de gaz ou de pétrole peuvent bénéficier d'une acidification pour augmenter la production. Il est important d'analyser la production du puits au fil du temps pour déterminer s'il y a une tendance à la baisse ou s'il y a des fluctuations de production qui pourraient indiquer un problème de perméabilité de la formation rocheuse.

### 5.3 ANALYSER LES DONNEES DE LOGS

Les données de logs du puits peuvent fournir des informations précieuses sur la géologie et l'état de la formation géologique. L'analyse des données de logs peut aider à identifier les

## Acidification:

zones de la formation géologique qui sont obstruées par des dépôts minéraux.

### 5.4 ÉVALUER LA PROFONDEUR DU PUIITS

Les puits qui sont peu profonds peuvent être plus faciles à acidifier car la pression d'injection d'acide nécessaire pour dissoudre les dépôts minéraux sera moins importante. Les puits plus profonds peuvent nécessiter une pression d'injection plus élevée, ce qui peut augmenter les coûts et les risques associés à l'acidification.

### 5.5 ÉVALUER LA QUANTITE ET LE TYPE DE DEPOTS MINERAUX DANS LA FORMATION GEOLOGIQUE

Il est important de connaître la quantité et le type de dépôts minéraux dans la formation géologique pour sélectionner le type d'acide le plus efficace pour dissoudre ces dépôts.

### 5.6 La perméabilité de la formation

La perméabilité de la formation géologique est un facteur important à considérer pour déterminer si un puits peut bénéficier de l'acidification. Les formations géologiques ayant une faible perméabilité peuvent être sujettes à l'obstruction par des dépôts minéraux, ce qui peut entraver la production.

### 5.7 Les risques environnementaux

L'acidification des puits peut présenter des risques environnementaux si elle n'est pas effectuée correctement. Il est donc important de considérer les risques environnementaux et les mesures de sécurité nécessaires avant de sélectionner un puits candidat.

Enfin, la sélection d'un puits candidat à l'acidification dépend d'une évaluation attentive de la géologie de la zone de production, de l'état de production actuelle du puits, des données de logs, de la profondeur du puits et de la quantité et du type de dépôts minéraux dans la formation géologique.

## **6 Étape de traitement à l'acide (Chebihi.M ;2018)**

L'objectif principal d'un traitement à l'acide est l'élimination de l'endommagement de la formation et la restauration de la productivité des puits. Le type d'acide utilisé dépend principalement du type et de l'emplacement de l'endommagement, une fois ceux-ci clairement identifiés, le type d'acide est facilement sélectionné et les volumes sont calculés en fonction des paramètres du réservoir et des résultats du laboratoire.

## Acidification:

### 6.1 Le tube clean et nettoyage des perforations

Avant chaque opération de traitement matriciel, un Tube clean est exigé pour le nettoyage du tubing de production. Le Tube Clean est pompé à travers le Coiled Tubing ou le concentrique. Son objectif est de chasser tous les débris solubles dans l'HCl (les sédiments, la rouille) et toute sorte de produits indésirables à pénétrer dans la formation, et qui seraient collés sur les parois du tubing et du liner, lors du squeeze du traitement principal.

Il est conseillé d'utiliser un solvant comme le Réformât pour les puits qui souffrent de dépôts fréquents d'asphaltes, il doit être circulé dans un premier temps avant l'acide dilué à cause de l'incompatibilité des asphaltes avec l'acide.

Le nettoyage des perforations est indispensable pour les puits équipés en liner cimenté et perforé, le « *clean sweep* » ou *le Reformât* ou même l'acide *HCl* sont utilisés pour le nettoyage, et pour avoir une meilleure opération, on fait plusieurs passes en face des perforations.

La nitrification des fluides permet le nettoyage du puits en Under balance pour une meilleure évacuation des incrustations non solubles.

### 6.2 Le traitement matriciel (Ramdhani .L ; Rebbouh .M ; Sendjasni .H ;2017)

Le traitement comprend :

#### 6.2.1 Le preflush

Le preflush est utilisé dans tous les traitements. Il possède plusieurs fonctions importantes :

- Il réagit avec les carbonates dans la formation pour éviter leur réaction avec l'HF et pour minimiser la consommation d'HF.
- Il isole et déplace l'eau de formation loin des abords du puits pour éviter le contact entre le HF et l'eau riche en  $K^+$ ,  $Na^+$  et  $Ca^{+2}$  pour prévenir les endommagements dus aux fluosilicates de sodium ou de potassium.

#### 6.2.2 Le traitement principal

Le *Mud-acid* est le fluide du traitement principal. Il est constitué d'un mélange d'HCl

## Acidification :

et d'acide HF avec des inhibiteurs et tous les autres additifs spéciaux requis pour traiter la formation.

- L'acide fluorhydrique (HF) réagit avec les argiles, le filtrat de ciment et la boue de forage pour améliorer la perméabilité aux abords du puits.
- L'acide chlorhydrique (HCl) ne réagit pas ou peu avec ces produits et n'est présent que pour conserver un pH fortement acide, et éviter ainsi la précipitation de certains composés.
- D'autres types de fluides de concentration d'acide sont utilisés en fonction des conditions des puits et de la nature des endommagements.
- La plupart des volumes de fluides de traitement sont calculés à la base de (1ou 1.5) mètre de rayon de pénétration.

### 6.2.3 L'Over flush

Cette étape est utilisée dans toutes les opérations d'acidification après le traitement principal. Son but est de déplacer les précipités endommageant, loin des abords du puits. Un rayon de pénétration de 4 ft est d'habitude suffisant.

Des additifs nécessaires sont ajoutés au volume d'acide pour :

- Faciliter le dégorgement de l'acide usé et les produits de réaction ;
- Restaurer la mouillabilité de la roche à l'eau de la formation ;
- Éviter la formation des émulsions stables.

### 6.2.4 Le dégorgement du puits

Le dégorgement du puits devra être effectué impérativement le plus vite possible après le traitement. Les produits des réactions chimiques, ne sont pas stables, ils se transforment en d'autres produits qui se précipiteraient et boucheraient les pores de la matrice s'ils ne sont pas immédiatement dégorgés.

## 6.3 Placement des fluides de traitement

Le placement des fluides de traitement peut être fait par Coiled Tubing (le plus utilisé), par concentrique ou en bull heading selon le cas. L'utilisation de Packer gonflable est prise en considération dans le cas de communication des annulaires pour injection dans la formation.

## Acidification:

### 6.4 Diversion du traitement

Lorsque l'acide est injecté dans une formation, il va choisir le chemin le plus facile (il va pénétrer dans les pores les plus perméables), c'est-à-dire finalement ceux qui ont le moins besoin d'être stimulés.

Pour éviter ce problème, on utilise des agents de diversion, qui ont pour but de colmater temporairement les pores ou perforations les plus ouvertes ou perméables et forcer le fluide de traitement de pénétrer dans les zones les moins perméables ou les plus colmatées.

La diversion consiste à traiter successivement les bancs colmatés en les isolant l'un de l'autre. Ceci peut être réalisé de différentes manières :

#### 6.4.1 Diversion mécanique (rarement utilisée)

Le principe consiste à poser un packer pour isoler la zone d'intérêt des zones à risque et acheminer le fluide de traitement vers la zone ciblée ; c'est un traitement sélectif. Ce type de diversion est appliqué pour les puits muni d'un concentrique, et il n'est pas possible en puit ouvert (open hole).

#### 6.4.2 Diversion à la mousse (la plus utilisée)

Cette technique se fait par l'injection des billes (bouchons) dans le fluide de diversion qui assure la sélectivité du traitement en limitant temporairement le débit des fluides injectés dans les zones les plus perméables (moins endommagées), afin d'homogénéiser la distribution de l'acide le long de la couche réservoir.

## 7 Le choix de type d'acide (Sonatrach, rapport inédit)

Le choix du type d'acide utilisé dépend de plusieurs facteurs, notamment :

### 7.1 La composition géologique de la formation

La composition chimique de la roche à traiter est un facteur important dans le choix du type d'acide. Par exemple, l'acide chlorhydrique (HCl) peut être efficace pour dissoudre des minéraux tels que la calcite et la dolomite, tandis que l'acide fluorhydrique (HF) peut dissoudre des minéraux tels que le quartz et la silice. Des mélanges d'acides peuvent également être utilisés pour cibler plusieurs types de minéraux avec un pourcentage précis en prenant compte la minéralogie de la formation et sa perméabilité (tableau 1).

## Acidification:

**Tableau 4-1: Guide de sélection de la concentration de l'HCL :**

Classe	Minéralogie	Perméabilité		
		100 mds	20 à 100 mds	< 20 md
1	Quartz (> 80%), agile (<10%)	15%	15%	10%
2	Argile (>10%), silt (>10%)	10%	7.5%	5%
3	Argile (>10%), silt (>10%)	10%	7.5%	5%
4	Argile (<10%), silt (>10%)	15%	10%	7.5%

### 7.2 Propriétés chimiques

Les propriétés chimiques à prendre en considération pour la sélection de l'acide sont :

- Puissance de dissolution : Elle dépend du type d'acide et de sa concentration.
- Vitesse de réaction : Elle dépend de la température et de la pression.

### 7.3 La température et la pression du puits

Les caractéristiques du puits peuvent également influencer le choix du type d'acide, par exemple, si la température du puits est élevée, un acide avec une concentration plus faible peut être utilisé pour éviter la décomposition thermique de l'acide. De même, certains acides peuvent être plus efficaces à des pressions plus élevées

### 7.4 Le type de traitement requis

L'objectif du traitement à l'acide peut varier. Par exemple, si le but est de nettoyer les tuyaux et les équipements de production, des acides tels que l'acide citrique ou l'acide acétique peuvent être utilisés. Si le but est d'élargir des fissures, des acides plus forts tels que l'acide formique peuvent être utilisés donc Le type d'acide choisi dépendra de l'objectif du traitement.

### 7.5 Les réglementations locales et les considérations environnementales

Les réglementations locales peuvent limiter l'utilisation de certains types d'acides pour des raisons environnementales ou de sécurité. Par exemple, l'utilisation d'acide fluorhydrique peut être réglementée en raison de sa toxicité et de sa capacité à corroder le verre. Dans certains cas, des alternatives plus respectueuses de l'environnement peuvent être utilisées, comme l'utilisation d'acide citrique ou d'acide acétique.

## Acidification:

### 7.6 Les considérations économiques

Le coût et la disponibilité des différents types d'acides peuvent également influencer le choix du type d'acide utilisé. Par exemple, l'acide chlorhydrique est généralement moins cher que l'acide fluorhydrique, mais il peut ne pas être aussi efficace pour dissoudre certains minéraux. Les coûts peuvent également varier en fonction de la concentration de l'acide et de la quantité utilisée.

## 8 Les additifs (Chebihi.M; 2018)

Les additifs sont indispensables pour le traitement à l'acide. Ils sont utilisés pour améliorer l'efficacité de la stimulation et diminuer les effets secondaires néfastes ainsi que la protection des équipements de fond et de surface du puits. Les additifs les plus utilisés sont :

### *a. Inhibiteurs de corrosion*

Ils sont destinés à assurer la protection des équipements de fond et de surface. Leur efficacité limitée dans le temps, est fonction de la température, de la nature, de la concentration de l'acide et du type d'acier. Ils réagissent généralement par adsorption à la surface du métal.

### *b. Agents complexant du fer*

L'origine de fer est double, il provient soit des dépôts de corrosion formés sur les parois du tubing, soit des minéraux de la formation (pyrite  $\text{FeS}_2$ , sidérite  $\text{FeCO}_3$ ) solubilisés au cours de l'injection. Le problème de la précipitation du fer se pose lorsque le PH remonte vers la neutralité.

### *c. Les dés émulsifiants*

Les agents anti-émulsions ont pour rôle, la prévention et la casse des émulsions formées. Il est indispensable de préciser à priori la nature et la concentration des produits à ajouter pour une efficacité maximum. Donc, on doit passer par des essais au laboratoire pour déterminer l'agent dés émulsifiant valable.

### *d. Les anti-Sludges*

Le Sludges est constitué d'un mélange d'asphaltènes, des résines, de cire paraffinique et d'hydrocarbures à haut poids moléculaire qui présent dans le brut, se précipite aux interfaces eau-huile. Les Sludges sont des produits insolubles une fois formés et la seule solution est d'empêcher leur formation en utilisant des surfactants appropriés qui permettent de les garder en suspension ou en dispersion dans les bruts. Un autre moyen de prévention existe, il s'agit d'emploi d'un acide organique ou de dispersion par un solvant aromatique.

## Acidification:

### *e. Les agents tensioactifs (surfactants)*

Les agents tensioactifs ont pour objectif de réduire la tension superficielle et diminuer la tension inter faciale entre deux liquides non miscibles ou entre un liquide-solide. Ils ont aussi pour objet d'améliorer le contact acide-roche et la pénétration de l'acide en diminuant les phénomènes capillaires, changer la mouillabilité de la roche, briser les émulsions et disperser les fines particules libérées par l'acide.

### *f. Les réducteurs de friction*

Ils permettent de diminuer les forces de frottement qui impliquent une réduction de la pression d'injection et diminuer la puissance de pompage.

### *g. Les agents de diversion*

Ils sont appelés également colmatant temporaires. Ils sont utilisés pour assurer une sélectivité lors des traitements et la couverture de toute la formation par l'acide.

### *h. Les stabilisateurs d'argile*

Ils sont destinés à éviter l'endommagement dû au gonflement des argiles à la suite de contact de la roche avec une eau fraîche. L'agent stabilisateur d'argile agit en consolidant les particules argileuses empêchant ainsi leur migration.

## **9 Tests au laboratoire d'un projet d'acidification (Chebihi.M ; 2018)**

Avant d'injecter des fluides quel qu'ils soient dans une formation pétrolifère, il est important d'avoir une bonne connaissance des caractéristiques pétrophysiques du réservoir. Le contact de l'acide ou d'autres fluides avec la formation ou les fluides en place peut avoir un effet néfaste : Sludges, émulsion, précipitation d'hydroxyde de fer, production de sable, etc.

L'objectif principal des études de laboratoire est de déterminer les propriétés physico-chimiques du réservoir afin de prévenir ou de restaurer tout endommagement, d'évaluer les possibilités de succès d'une acidification matricielle ou d'une fracturation à l'acide, de sélectionner les additifs adéquats afin d'éviter toute incompatibilité pouvant réduire ou annuler l'efficacité d'un traitement.

Ces études sont appliquées aux échantillons de roche, aux échantillons de fluides et parfois aux échantillons de dépôts.

## Acidification:

### 9.1 Analyse des échantillons de roche

Les différentes analyses des échantillons de roche sont classées comme suit :

#### 9.1.1 Les études pétrographiques

Les études pétrographiques, incluent l'analyse de diffraction des rayons X (l'analyse radio cristallographique) et permettent la caractérisation minéralogique et pétrophysiques (les mesures de la porosité et de la perméabilité) de l'échantillon.

#### 9.1.2 Tests d'écoulement de l'échantillon

Les tests d'écoulement dans les échantillons sont faits dans un appareil à hautes pressions et températures, ils sont désignés pour déterminer les effets des différents fluides sur l'échantillon de formation en simulant les conditions de traitement du puits.

##### *i. Test de solubilité*

Son but est de définir pour un échantillon de roche préalablement broyé, tamisé, lavé et séché, sa solubilité maximum dans les acides.

Les calcaires et dolomies sont entièrement solubles dans les acides chlorhydriques, formique, acétique...etc. Mais les silicates y sont insolubles ; il sera nécessaire pour ces derniers d'utiliser le Mud Acid avec une concentration standard de 12% HCl et 3% HF.

Ce test contribue à fournir la présélection du traitement à appliquer à la formation et indiquera la quantité approximative de carbonates et de silicates solubles.

##### *j. Test de Colmatage*

Ce test se déroule en conditions de fond et consiste à simuler l'envahissement des échantillons de roche par la boue.

##### *k. Test de Réponse à l'Acide (ARC)*

C'est le test le plus important pour un projet d'acidification matricielle. Le but principal de ce test est de déterminer l'évolution de la perméabilité matricielle en fonction d'un volume d'acide injecté par unité de surface.

### 9.2 Analyse des échantillons d'huile

#### 9.2.1 Test d'émulsion

L'utilisation des solutions aqueuses acides et sous l'effet de la turbulence due au pompage peut engendrer une émulsion visqueuse et stable. Le but de cet essai est de mettre en évidence l'existence de ce phénomène et de l'empêcher avec des agents des émulsifiants.

## Acidification:

### 9.2.2 Test de précipitation des Sludges

Le but de cet essai est de détecter la tendance de la précipitation des produits organiques lourds dénommés " Sludges " lors du contact des différentes solutions acides avec le brut de la formation. Donc de déceler cette tendance et d'y remédier par la sélection d'additifs appropriés.

## **10 Conclusion**

L'acidification est une technique courante utilisée dans l'industrie pétrolière et gazière pour améliorer la récupération des hydrocarbures en augmentant la perméabilité de la roche réservoir. Les différentes méthodes d'acidification, telles que l'acidification matricielle, de la fracturation, la stimulation acide et la stimulation de l'acide chaulé, sont choisies en fonction des caractéristiques géologiques et pétro physiques de la formation.

Cependant, il est important de noter que l'utilisation excessive ou inappropriée de l'acidification peut causer des dommages à la roche réservoir. Par conséquent, il est essentiel d'utiliser des techniques et des méthodes appropriées pour minimiser les risques d'endommagement de la formation et de maximiser la récupération des hydrocarbures tout en minimisant les impacts sur l'environnement.

---

*Chapitre 05 :*  
*L'étude Géo-*  
*mécanique*

---

### **1 Introduction (Tagounit.H Zouaghil.A; 2015)**

La Géo-mécanique est une discipline scientifique qui étudie les interactions entre la géologie et la mécanique. Elle est particulièrement importante dans les domaines de la construction, de l'ingénierie géotechnique et de l'exploitation minière, Cette discipline implique l'étude des propriétés mécaniques des sols, des roches et des formations géologiques, ainsi que leur comportement en réponse à des charges et des contraintes externes. Elle est également concernée par les effets des contraintes naturelles et artificielles sur les structures géologiques et les environnements naturels ; en outre, elle traite également des risques naturels tels que les glissements de terrain, les séismes et les éruptions volcaniques, et fournit des méthodes pour prédire et prévenir les dangers potentiels.

Les professionnels de la Géo-mécanique travaillent souvent en étroite collaboration avec les géologues, les ingénieurs civils et les géotechniciens pour concevoir et construire des structures sûres et durables, ainsi que pour résoudre les problèmes liés à la stabilité des sols et des roches.

La Géo-mécanique est une discipline clé qui s'applique à une grande variété de domaines, allant de la construction d'infrastructures à grande échelle à la prévention des risques naturels, en passant par l'exploitation minière et l'exploration des ressources naturelles.

### **2 Le rôle de la Géo-mécanique**

La Géo-mécanique est une discipline qui permet d'étudier les propriétés mécaniques des sols, des roches et des formations géologiques. Son rôle est de comprendre le comportement de ces matériaux sous l'effet des charges et des contraintes externes, ainsi que la manière dont ces propriétés peuvent être modifiés par différents phénomènes environnementaux tels que les cycles de gel et de dégel, les séismes, les glissements de terrain, les variations de la pression des eaux souterraines...etc.

Les objectifs de la Géo-mécanique sont multiples et varient en fonction des domaines d'application. Cependant, de manière générale, la Géo-mécanique a pour objectifs principaux :

- Prévoir les déformations et les ruptures des matériaux géologiques : prédire les déformations et les ruptures potentielles des matériaux géologiques en fonction des charges et des contraintes appliquées. Cela permet de concevoir des structures et des fondations solides et de prévenir les risques liés à la construction de tunnels, de barrages, d'infrastructures de transport, etc.

## L'étude Géo-mécanique:

- Évaluer la stabilité des sols et des roches : l'évaluation de la stabilité des sols et des roches en fonction de leur résistance et de leur comportement sous des conditions spécifiques. Cela permet de prévenir les risques de glissements de terrain, d'éboulements, de chutes de blocs rocheux, etc.
- Concevoir des mesures de prévention des risques : conception des mesures de prévention des risques naturels, tels que la construction de digues, la stabilisation des pentes, le drainage des eaux souterraines, etc.
- Optimiser l'exploitation des ressources naturelles : l'évaluation des propriétés mécaniques des sols et des roches, ainsi que leur comportement sous des conditions spécifiques. Cela permet de concevoir des méthodes d'exploitation efficaces et durables, tout en minimisant les risques pour les travailleurs et l'environnement.

### **3 Notion sur la Géo-mécanique (Sonatrach ,rapport inédit)**

#### **3.1 Contrainte**

Une contrainte désigne une force qui s'exerce sur une roche ou un sol en réponse à une charge appliquée ou à des forces internes telles que des déformations, des variations de température ou des mouvements tectoniques. Les contraintes peuvent être internes ou externes, et leur compréhension est essentielle pour l'exploration des ressources naturelles, la construction d'infrastructures, l'évaluation et la prévention des risques géologiques tels que les glissements de terrain, les éboulements et les tremblements de terre.

La compréhension des contraintes géologiques est cruciale pour la Géo-mécanique, car elles peuvent affecter la résistance et la stabilité des formations rocheuses et des sols. Ainsi, la Géo-mécanique utilise les connaissances sur les contraintes pour évaluer la résistance des matériaux géologiques à la déformation, à la rupture ou à la compression, ainsi que pour développer des techniques de stabilisation et de renforcement des sols et des roches.

#### NB :

Une contrainte est homogène à une pression ; elle s'exprime donc en Pa (unité SI) ou en bar, et leurs multiples (en général en géologie, kbar et GPa, 1 GPa = 10 kbar)

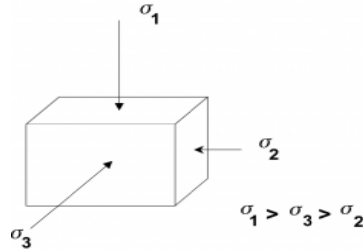
Une contrainte, contrairement à une pression, est un vecteur. Il existe deux types de contraintes

- Contraintes principales totales ( $\sigma_i$ ).
- Contraintes principales effectives ( $\sigma_{eff}$ ).

## L'étude Géo-mécanique:

### 3.1.1 Orientation de La Contrainte :

Le point de départ de la plupart des études de Géo-mécanique consiste à décrire l'état de contrainte préexistantes in-situ. Du fait que dans la plupart des zones d'intérêt une des contraintes principales est verticale, et les deux autres sont horizontales



D'une façon générale, les formations sont soumises à différentes contraintes, qui s'associent entre elles pour maintenir ces roches en états de compression.

### 3.1.2 Contraintes verticales

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

Elles sont appliquées perpendiculairement à la surface de stress de la roche.

### 3.1.3 Contraintes horizontales

Une contrainte horizontale est une contrainte de cisaillement qui est appliquée le long de la surface d'un plan.

Ces contraintes dépendent essentiellement de la tectonique de la zone. Cette dernière, peut avoir une composante gravitationnelle qui peut être accentuée par des effets thermiques, tectoniques et par la structure géologique.

## 4 Propriété mécanique

### 4.1 Module de Young (E)

Le module de Young, également appelé module d'élasticité longitudinal, est une propriété mécanique importante en Géo-mécanique. Il mesure la rigidité d'un matériau élastique linéaire et isotrope, c'est-à-dire sa capacité à résister à la déformation élastique lorsque des contraintes lui sont appliquées, aussi il est défini comme le rapport de la contrainte (force par unité de surface) appliquée sur un matériau à la déformation (changement de longueur par unité de longueur) qui en résulte, dans la limite élastique. En d'autres termes, il est une mesure de la raideur d'un matériau, c'est-à-dire sa capacité à résister aux forces de compression ou de

## L'étude Géo-mécanique:

tension sans subir de déformation permanente.

Le module de Young est généralement exprimé en pascals (Pa) ou en giga pascals (GPa). Sa valeur varie selon le matériau et peut être mesurée expérimentalement ou estimée à partir d'autres propriétés mécaniques, telles que la densité et la vitesse de propagation des ondes sismiques dans le matériau

### 4.2 Module de poisson

Le module de Poisson est une autre propriété mécanique importante en Géo-mécanique. Il mesure la capacité d'un matériau élastique linéaire et isotrope à se contracter dans une direction perpendiculaire à une force de traction appliquée dans une autre direction. En d'autres termes, il mesure la déformation transversale d'un matériau lorsqu'une contrainte est appliquée dans une direction donnée, il est généralement représenté par le symbole  $\nu$  (nu) et sa valeur varie selon le matériau. Pour les matériaux géologiques, il est généralement compris entre 0,1 et 0,4.

Le module de Poisson est important pour la modélisation numérique et l'analyse des structures géotechniques, car il influence la distribution des contraintes et des déformations dans un matériau soumis à des charges externes

En Géo-mécanique, ce premier est souvent mesuré expérimentalement en effectuant des essais de traction uni axiale sur des échantillons de roche. Les mesures du module de Poisson peuvent également être obtenues à partir de mesures de la vitesse de propagation des ondes sismiques dans le matériau.

### 4.3 Pression de fracturation

La pression de fracturation, également appelée pression de rupture hydraulique ou pression de rupture de la formation, est un concept important en Géo-mécanique. Elle désigne la pression minimale requise pour fracturer une formation rocheuse ou un sol, en créant de nouvelles fractures ou en ouvrant des fissures existantes.

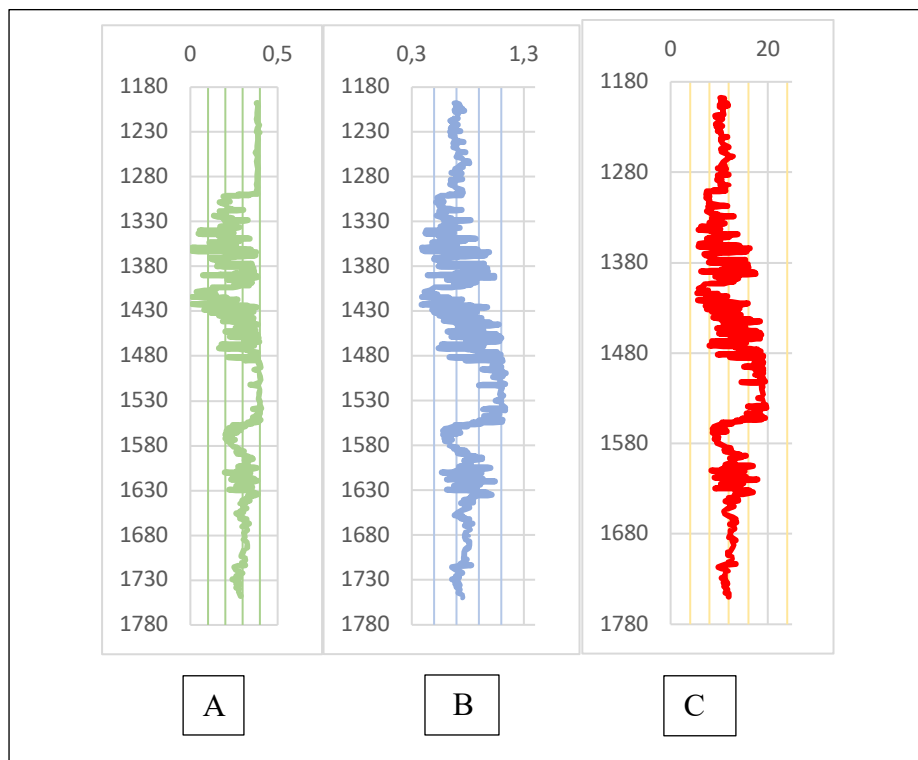
En Géo-mécanique, la pression de fracturation est souvent associée à des opérations de stimulation de puits

La pression de fracturation est souvent étudiée et utilisée dans le contexte de la fracturation hydraulique. Lors de la fracturation hydraulique, un fluide sous pression est injecté dans un puits afin de créer des fractures dans la roche réservoir, permettant ainsi une meilleure circulation des hydrocarbures et une extraction plus efficace. Elle est un paramètre crucial dans

## L'étude Géo-mécanique:

la conception de cette opération, car elle doit être suffisamment élevée pour fracturer la roche tout en évitant les défaillances excessives ou non désirées.

La pression de fracturation dépend de plusieurs facteurs Géo-mécanique, notamment la résistance mécanique de la roche, sa porosité, sa perméabilité et les contraintes en présence. Les propriétés de la roche, telles que son module d'élasticité, sa résistance à la compression et son coefficient de Poisson (Figure 5-1) , jouent un rôle clé dans la détermination de la pression de fracturation. De plus, les contraintes en présence, telles que la contrainte horizontale maximale et la contrainte de confinement, influencent également la pression de fracturation.



**Figure 5-1 :** Diagramme montrant les caractéristiques de la formation :

(A- coefficient de poisson, B- gradient de fracturation et C- module du Young en fonction de la profondeur).

### **Elle est fonction**

- ✓ De l'état de contrainte s'exerçant sur le réservoir
- ✓ Des conditions aux limites ;
- ✓ De la mobilité du fluide injecté.

$$PF = P_W + P_{Hyd} + \Delta P$$

## L'étude Géo-mécanique:

### Avec :

$P_w$  : Pression d'injection en tête ;  $P_{hyd}$  : Pression hydrostatique

$\Delta P$  : Pertes de charge qui peuvent avoir deux composants :

- ✓ Pertes de charges dans le tubing,
- ✓ Pertes de charges au niveau des perforations.

### 4.4 Gradient de fracturation

Par définition, le gradient de fracturation est égal au rapport de pression de fracturation et la profondeur de la formation.

En Géo-mécanique, le gradient de fracturation est important pour comprendre le comportement des formations rocheuses et pour optimiser les opérations de fracturation hydraulique. Il peut varier considérablement d'une formation à une autre en fonction des propriétés géologiques et Géo-mécanique spécifiques, il est généralement exprimé en unité de pression par unité de profondeur (ex : en pascals par mètre (Pa/m), ou en livres par pouce carré par pied (psi/ft)).

$$GF = PF / H$$

### Avec :

$GF$  : Gradient de fracturation ;  $PF$  : Pression de fracturation ;  $H$  : la profondeur.

## 5 Paramètres étudiés dans le cadre d'une étude Géo-mécanique (Sonatrach, document inédit)

L'étude Géo-mécanique peut prendre en compte de nombreux paramètres, qui varient en fonction des objectifs et des projets. Parmi ces paramètres on distingue :

### 5.1 La résistance des roches

Il s'agit de mesurer la résistance des roches à la compression, à la traction, à la flexion, etc. Ces mesures permettent d'estimer la stabilité des formations géologiques et de déterminer les risques liés aux opérations de forage, d'excavation ou d'exploitation minière.

### 5.2 La porosité et la perméabilité des roches

Ces paramètres permettent d'évaluer la capacité des roches à stocker et à transmettre des fluides. Ils sont particulièrement importants dans le cadre de l'exploration pétrolière et gazière, où ils permettent de déterminer la présence et la qualité des réservoirs.

## L'étude Géo-mécanique:

### 5.3 La pression des fluides

La pression des fluides (eau, pétrole, gaz) présents dans les roches peut avoir une influence sur leur stabilité et leur comportement. Elle est donc souvent mesurée dans le cadre d'une étude Géo-mécanique.

### 5.4 Les propriétés thermiques des roches

Ces propriétés sont importantes dans le cadre de l'exploitation géothermique, où l'on cherche à utiliser la chaleur des roches pour produire de l'électricité.

### 5.5 Les contraintes présentes dans les roches

Les contraintes (pressions) présentes dans les roches peuvent être mesurées à l'aide de capteurs spécifiques. Ces mesures permettent de comprendre le comportement des roches sous l'effet de ces contraintes et de déterminer les risques liés aux opérations d'exploitation.

### 5.6 Les déformations des roches

Les déformations (compressions, dilatations, cisaillements) subies par les roches peuvent être mesurées à l'aide de capteurs. Ces mesures permettent d'évaluer la capacité des roches à résister à ces déformations et à éviter des phénomènes de rupture.

### 5.7 Les propriétés chimiques des roches

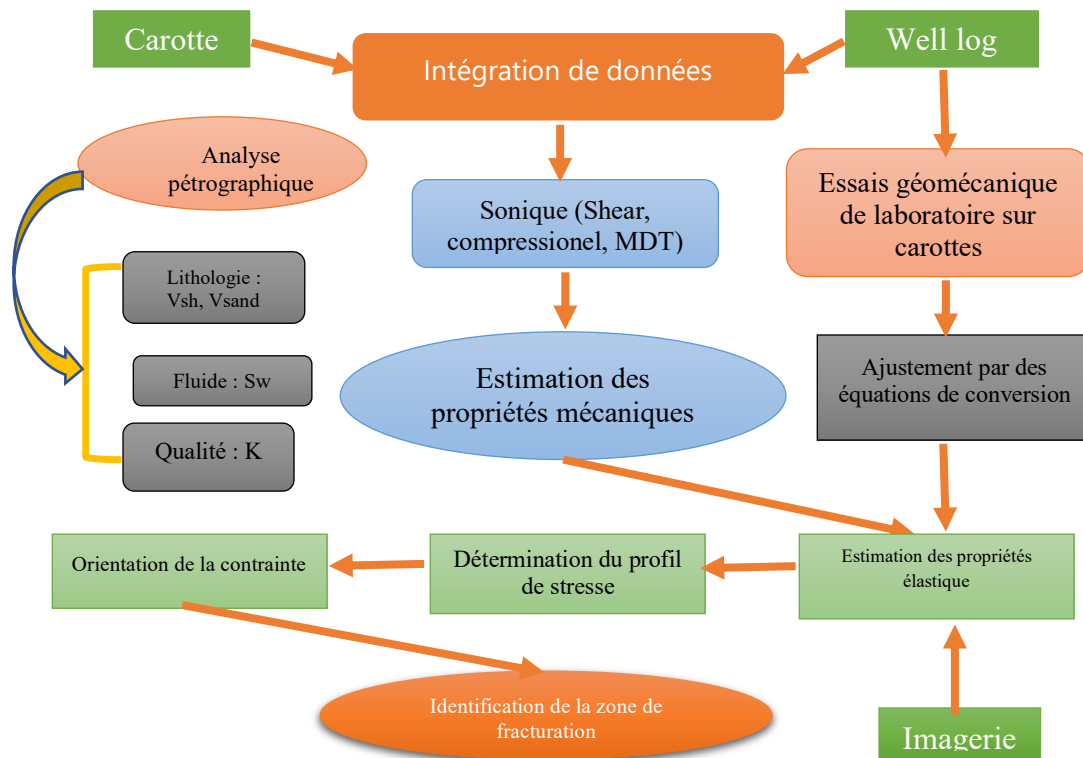
La composition chimique des roches peut avoir une influence sur leur comportement Géo-mécanique. Les études géochimiques peuvent donc également faire partie d'une étude Géo-mécanique.

## **6 Workflow d'une étude Géo-mécanique (ABIZAR J et AOUDJEGHOUT A, 2017)**

La réalisation d'une étude Géo-mécanique repose sur l'analyse des informations issues des mesures des diagraphies et de carottes, ceci va permettre d'identifier la qualité du réservoir et ses caractéristiques pétrophysiques, l'estimation des propriétés mécaniques dynamiques (Module de Young et Coefficient de Poisson) se fait par les mesures des ondes de compression et cisaillement. Le passage au régime statique nécessite l'utilisation des formules de conversion obtenues par corrélation avec des essais sur carottes au laboratoire. Une fois les valeurs des propriétés mécaniques statiques sont disponibles on procède alors à la réalisation du profil de stress qui détermine la distribution des contraintes horizontales en fonction de la profondeur et leur orientation à l'aide de l'imagerie. À la fin de l'étude, l'identification de la zone à fracturer sera choisie après l'analyse de la courbe des contraintes minimales qui va discerner les

## L'étude Géo-mécanique:

intervalles fragiles qui permettent l'initiation de la fracture (Figure 5-2).



**Figure 5-2 :** Workflow d'une Étude Géomécanique (ABIZAR J et AOUDJEGHOUT A, 2017).

## 7 Méthodologie

Cette étude se focalise sur la conception d'un modèle Géo-mécanique élaboré à l'aide du logiciel de tableur EXCEL. Les données de laboratoire et les diagaphies (densité, vitesses des ondes P et S) sont utilisées comme base pour ce modèle. Ces mesures sont exploitées pour déterminer les propriétés mécaniques de la roche, telles que le coefficient de Poisson et le module de Young. L'objectif principal est ensuite de confronter les résultats obtenus par le modèle Géo-mécanique afin de définir les caractéristiques du réservoir tel que le gradient de facturation et la contrainte minimale (Figure 5-3).

### 7.1 Étapes de réalisation d'une étude Géo-mécanique

1. Ouvrir un nouveau fichier Excel ;
2. Importer un fichier Las (données) ;
3. Filtrer les données contenues dans le fichier (Éliminer les valeurs négatives et les valeurs erronées) ;

## L'étude Géo-mécanique:

4. Effectuer les calculs selon les formules de base de chaque paramètre (Overburden, pore pressure, frac gradient ... etc.)
5. Réaliser les profils de stress pour chacun de : gamma ray ; Module de Young, coefficient de poisson, gradient de fracturation et Sig (h) min.



Figure 5-3 : Interface graphique des différentes étapes d'une étude Géo-mécanique.

## 8 Conclusion

La Géo-mécanique est une discipline essentielle qui étudie le comportement mécanique des roches et des sols. Elle se concentre sur l'interaction entre les propriétés géologiques et les contraintes mécaniques, permettant ainsi de comprendre et de prédire le comportement des formations géologiques dans divers contextes. Au cours de ce chapitre, nous avons exploré différents aspects de la Géo-mécanique. Nous avons abordé la définition de la Géo-mécanique en tant qu'étude de l'interaction entre la géologie et la mécanique des roches et des sols. Nous avons également examiné le rôle de la Géo-mécanique dans la conception et l'analyse des structures géotechniques, ainsi que dans les opérations d'exploitation des ressources naturelles. Nous avons également discuté des principaux concepts de la Géo-mécanique, tels que les contraintes, les déformations et les propriétés mécaniques des matériaux géologiques. Nous avons exploré des termes clés tels que le module de Young, le module de Poisson, la pression de fracturation et le gradient de fracturation, en mettant l'accent sur leur importance et leur utilisation dans le domaine de la Géo-mécanique.

---

*Chapitre 6 :*  
*Étude de cas*

---

## Étude de cas:

### 1 Présentation du puits PUIT-1

#### 1.1 Situation géographique du puits PUIT-1

Le forage PUIT-1 est un puits d'exploration situé dans le périmètre de Taghit (Figure 6-1). Les puits les plus proches sont les suivants :

- Touadjine-1(TAJ-1) et Guern Sefra-1 (GES-1)



Figure 6-1: Plans de position de sondage BIR -1, PUIT-2 (Google Earth).

#### 1.2 Cadre géologique globale du puits PUIT-1

Le puits PUIT-1 se situe dans le sillon de Benoud. Ce dernier est de direction sub-latitudinal, il correspond au sillon pré-atlasique, se relayant vers l'Est au Sillon de Melrhir. Il est limité au Nord par l'Atlas Saharien et au Sud par la cuvette de Nekheila, l'ensellement de Tamzaia et la Voûte de Oued Namous et à l'Ouest par le bassin de Kenadsa (Figure 6-2).

## Étude de cas:

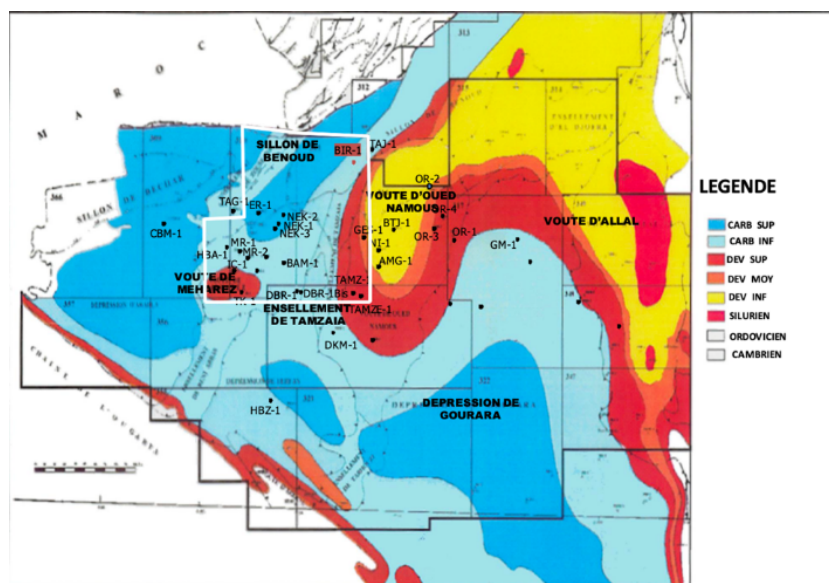


Figure 6-2 : carte en écorché à la discordance hercynienne

### 1.3 ASPECT STRUCTURALE du puits PUIT-1

L'implantation du puits PUIT-1 est proposé sur une structure de sub-surface, faillée, orientée NE-SW. Sa superficie est de 30 km<sup>2</sup> et l'amplitude est 200 m (Figure 6-3).

La structure anticlinale de PUIT-1 est d'orientation NE-SW de même direction que le réseau de failles qui la traverse.

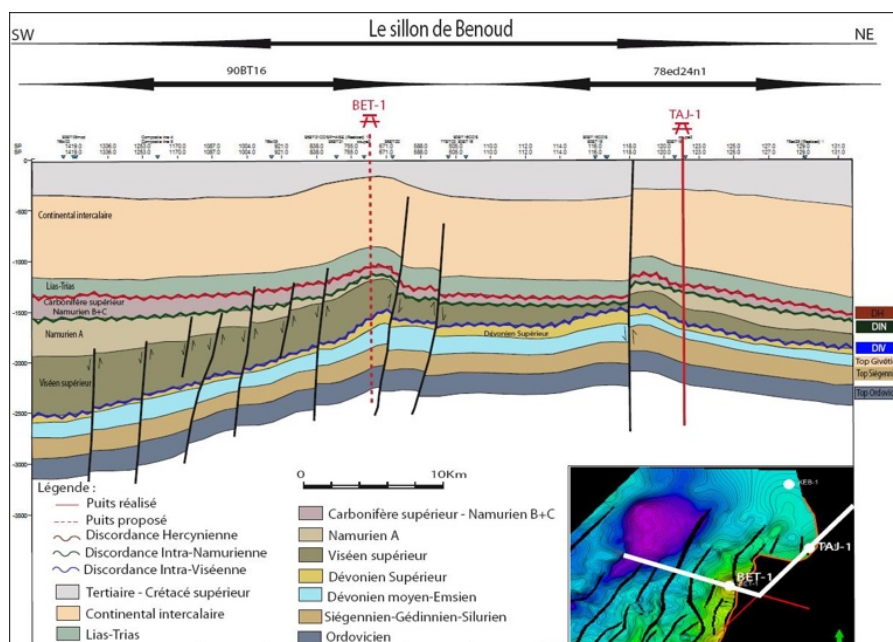


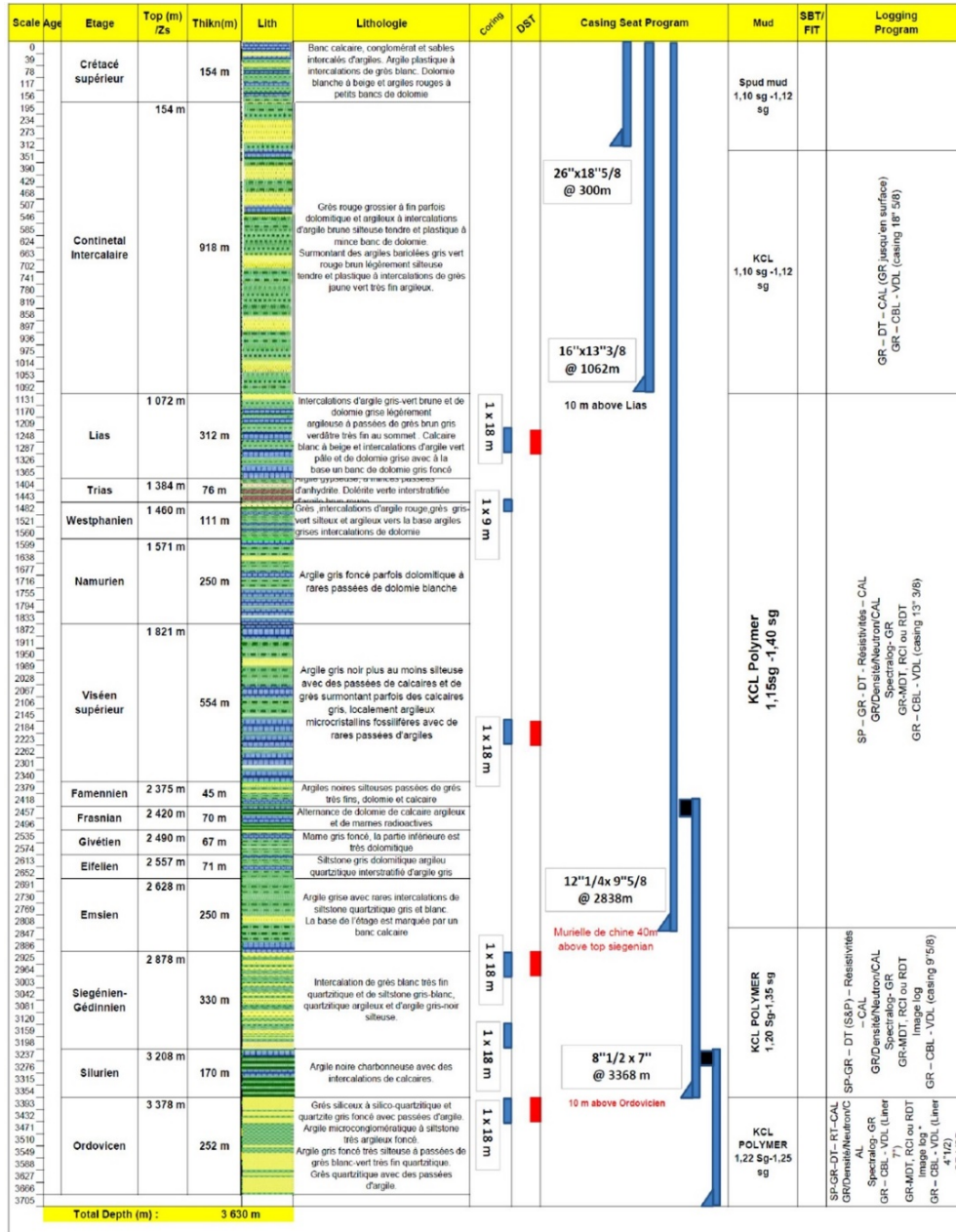
Figure 6-3 : Transect NE-NW à travers les lignes sismiques 78ed24 et 90BT16.

Le plissement de la discordance Hercynienne au niveau de la structure PUIT-1 témoigne de l'impact des mouvements tectoniques post- Hercyniens qui ont sévi dans cette région.

## 2 ETUDE DE FAISABILITÉ

### 2.1 Programme de Logging

Le programme retenu pour l'évaluation des puits PUIT-1 est le suivant :



## Étude de cas:

**Tableau 6-1:** Rapport d'évaluation de cimentation.

<b>Rapport de cimentation du casing / liner</b>	<b>13" 3/8 casing</b>	<b>9" 5/8 casing</b>	<b>7" liners</b>
Top ciment	Top ciment en surface	Top ciment a 928m	Top ciment a 2425
Profondeur phase	1128m	2622m	3850m
Décente	Décente jusqu'au fond	Décente jusqu'au fond	Décente jusqu'au fond
Teste colonne	1200psi	3500psi	3500psi
Boue	WBM, d=1,13. sg	WBM, d=1,38	WBM, d=1,35
Compagnie de logging	SCHLUMBERGER	SCHLUMBERGER	SCHLUMBERGER
Type de logging	CBL-VDL	CBL-VDL	CBL-VDL
Évaluation	Bonne	Bonne	Moyenne à bonne

D'après le rapport réalisé par la cellule de cimentation division forage, Hassi Messaoud, la qualité de cimentation des différentes colonnes de tubage du puits PUIT-1 est comme suit :

Tubage 13" 3/8 : Bonne cimentation ;

Tubage 9" 5/8 : Bonne cimentation ;

Tubage 7" : Moyenne à Bonne cimentation.

### 2.3 Diagraphie

#### 2.3.1 Résultats d'Interprétation Diagraphique

L'interprétation de puits PUIT-1a été effectuée avec une seule courbe du sonique, néanmoins les conditions sont mauvaises au niveau des réservoirs traversés mais plus accentuée en face du Lias.

L'interprétation des diagraphies effectuées sur l'ensemble des réservoirs traversés par le puits PUIT-1 a montré que :

Le réservoir du Lias montre un intérêt en hydrocarbure dans sa partie médiane avec une porosité moyenne de 12%, une saturation en eau de 20% et un net-pay de 25m. Quant à sa partie sommitale, elle présente un cavage important d'où l'outil de porosité utilisé est très affecté, néanmoins, ses caractéristiques restent faibles au même titre que la partie basale de ce réservoir qui est compact.

Un ODT log est mis en évidence à la cote 1289m (figure 6-5).

Le reste de tous les réservoirs traversés ne montre aucun intérêt pétrolier, ils sont compacts, aquifères.

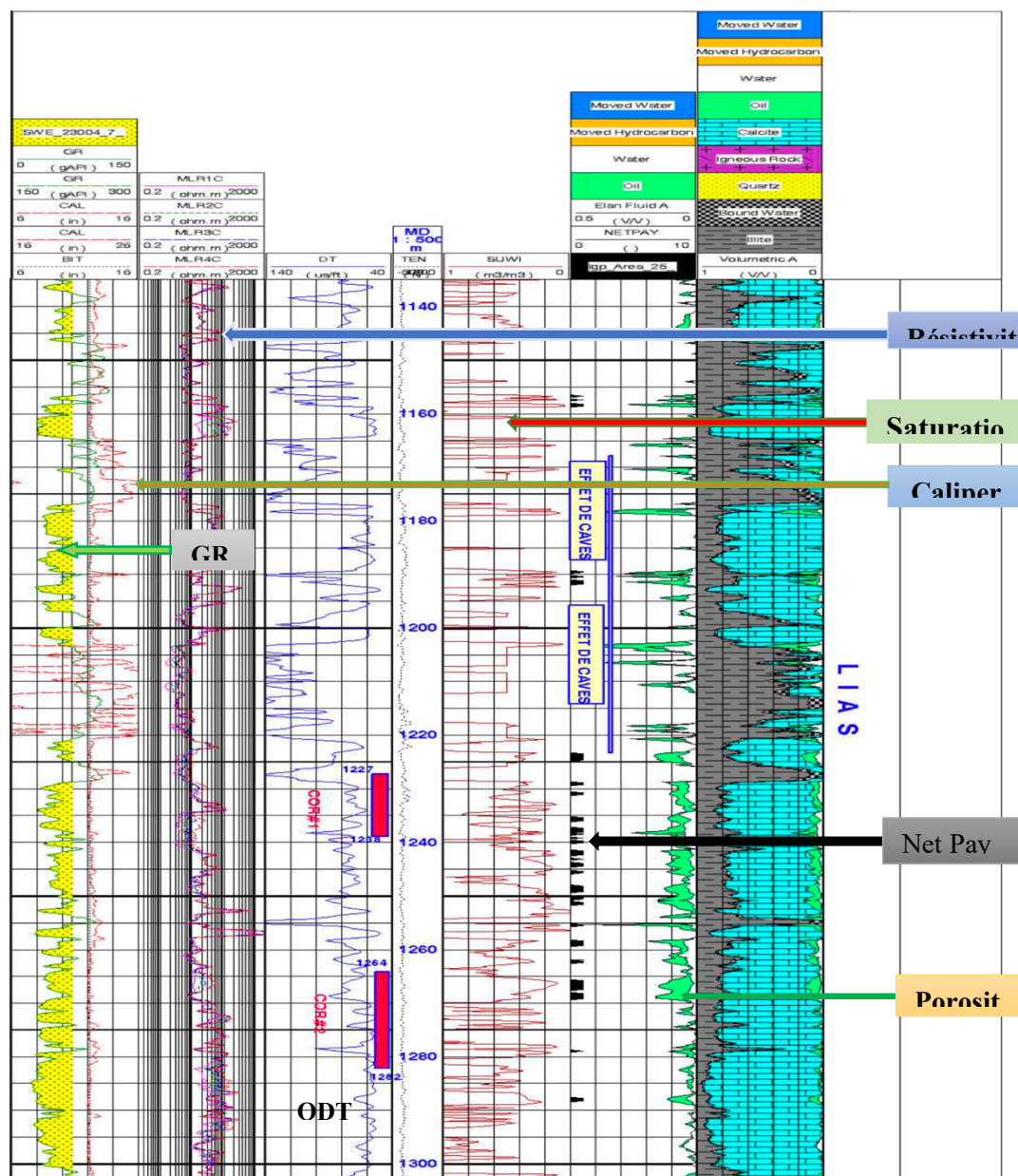


Figure 6-5 : Elans de puits PUIT-1

## 2.4 Étude minéralogique

Deux carottes (02) ont été décrites dans les niveaux jurassiques (Lias), sur un total de 28.8m. Soixante (60) échantillons ont été prélevés pour des analyses pétrographiques et stratigraphiques, et trois (03) échantillons pour une caractérisation géochimique des huiles.

### 2.4.1 Carottage

Caractéristique des deux (02) carottes prélevées en face du réservoir Lias :

## Étude de cas:

Tableau 6-2: Liste des carotte prélevées

Carotte N°	Intervalle	Épaisseur Carottée (m)	Épaisseur récupérée (m)	Taux de récupération %	Age	Indice
1	1227-1238	11	10,8	98,18%	Lias	Suintement d'huile.
2	1264-1282	18	18	100		



Figure 6-6 : Échantillons carotte 1 prélevés du puits PUIT-1 en face de lias de 1227-1238m



Figure 6-7 : Échantillons carotte (2) prélevés du puits PUIT-1 en face de lias de 1264-1282m

Dans l'ensemble, les observations préliminaires montrent des faciès hétérogènes, déposées dans un milieu restreint sous un environnement allant de supratidal à infratidal. La présence d'évaporite suggère des conditions paléo-climatiques qui semblent être arides à semi-arides. Parmi les faciès observés :

- Calcaire dolomitique à texture alvéolaire, poreux, d'origine probablement algaire (Bacinella/Thaumatoporella). (Figure 6-8.A)
- Calcaire dolomitique à structure laminée (stromatolithes) (Figure 6-8.B)
- Calcaire dolomitique floatstone à rudstone à bioclastes dissouts, avec une porosité modique. (Figure 6-8.C)
- Calcaire dolomitique packestone à grainstone (**Absence de figure**)
- Calcaire dolomitique mudstone à wackestone, compact (**Absence de figure**)
- Niveaux de dolomicrite, légèrement argileuse, compacts. (Figure 6-8.D)

## Étude de cas:

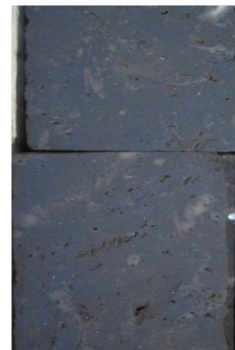
- Niveaux d'anhydrite, en bancs ou en nodules, compacts. (Figure 6-8.E)
- Passées centimétriques à décimétriques d'argiles gris verdâtre très réactives à l'eau (gonflante) (Figure 6-8.F)



A\_ Calcaire dolomitique algairé



B\_ Calcaire dolomitique laminé



C\_ flotastone/rudstone bioclastique



D\_ Dolomicrite ± argileuse



E\_ Niveau d'anhydrite



F\_ Argile gris verdâtre Avec des nodules d'anhydrite

**Figure 6-8 :** Types de faciès observés sur carotte

**Tableau 6- 3:** Paramètre petro physique des carottes (1 et 2)

Échantillon (N)	Profondeur (m)	Perméabilité (mD)	État	Porosité (%)	G/Densité (g/cc)	Sw (%)*	So (%)**	Sg (%)***	
Carotte 1	1	1227,60	Annulée	Cassé	15,69	2,83	48,44	6,32	45,24
	2	1228,58	0,194		12,54	2,83	19,30	24,67	56,03
	3	1229,25	0,015		13,64	2,82	68,66	8,77	22,57
	4	1230,23	0,678		18,80	2,83	31,62	23,34	45,03
	5	1231,40	0,014		0,05	2,95	Annulé		
	6	1233,43	1,160		26,15	2,85	57,02	0,00	42,98

## Étude de cas:

	7	1234,59	0,016		15,93	2,79	84,76	0,00	15,24
	8	1235,42	2,630		22,75	2,84	58,28	0,00	41,72
	9	1236,46	1,560		23,39	2,84	64,38	0,00	35,62
	10	1237,42	0,016		0,51	2,95	4,11	0,00	95,89
Carotte 2	1	1264,40	Annulé				16,18	33,41	50,41
	2	1265,50	21,000		21,94	2,81	14,70	25,58	59,72
	3	1266,52	0,984		20,09	2,82	25,75	15,98	58,27
	4	1267,66	0,536		13,59	2,82	1,81	,98	42,21
	5	1268,65	0,059		11,64	2,80	16,62	19,18	64,20
	6	1269,79	7,680		16,33	2,80	31,85	14,54	53,61
	7	1270,76	0,129		8,15	2,84	40,47	0,00	59,53
	8	1271,45	0,078		5,83	2,77	13,56	20,35	66,09
	9	1272,55	26,000		2,88	2,84	17,43	0,00	82,57
	10	1273,72	Annulé				34,15	22,10	43,76
	11	1274,28	0,076		5,64	2,82	58,17	16,97	24,86
	12	1275,36	0,193		17,35	2,84	12,42	15,80	71,78
	13	1276,42	0,012		1,60	2,75	30,62	0,00	69,38
	14	1277,58	0,013		1,73	2,72	24,31	0,00	75,69
	15	1278,49	0,025		5,50	2,71	19,71	17,74	62,55
	16	1279,38	0,01		8,19	2,82	75,25	0,00	24,75
17	1280,41	0,011		3,77	2,72	42,89	10,72	46,39	
18	1281,63	0,086		8,41	2,84	33,28	29,29	37,44	
* Sw = saturation en eau ; **So = saturation en huile ; ***Sg = saturation en gaz.									

Les mesures petro-physique, représentés dans le tableau (3) ci-dessus, ont été effectuées sur des échantillons prélevés verticalement de deux (02) carottes.

Les échantillons analysés montrent des valeurs de perméabilité inférieures à 2,7 MD pour la carotte 1 ; et inférieures à 26 MD pour la carotte 2, des porosités moyennes de 14,95 % et 9,54 % pour la première et la deuxième carotte respectivement attribuant ainsi au réservoir

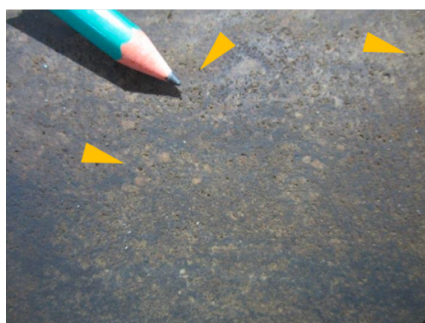
## Étude de cas:

un caractère compact. Les saturations en eau ( $S_w$ ) vont de 4 à 84 % pour la carotte 1 et de 12 à 75% pour la carotte 2, laissant place à une bonne quantité d'hydrocarbures ; la densité ne varie pas d'une manière remarquable indiquant une homogénéité de la formation

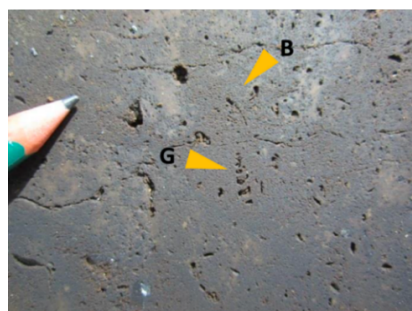
### **Niveaux réservoirs**

Tous les niveaux réservoirs sont imbibés d'huile et montrent des épaisseurs décimétriques à métriques, intercalés par des niveaux plus compacts. Une épaisseur utile cumulée de 9 m a été mesurée.

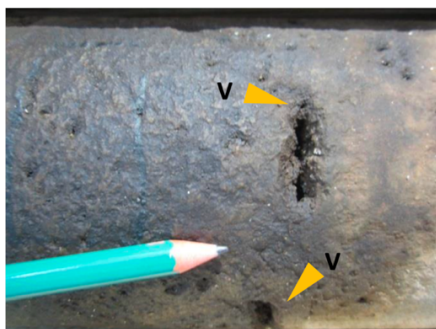
Le type de porosités est variable entre modique, vacuolaire, chenalisant et intra-squelettique (Figure 6-9). L'hétérogénéité des faciès observés dans les niveaux réservoirs, présente un impact non négligeable sur les qualités réservoirs .



Porosité intra-squelettique (alvéolaire)



Porosité modique (B : Bivalve, G : Gastéropode)



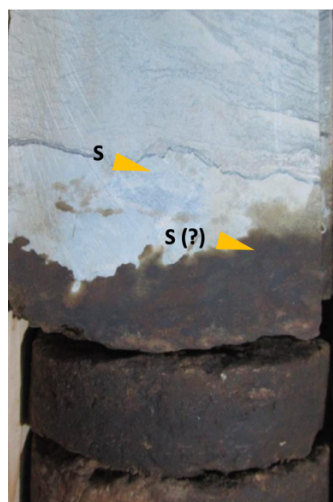
Porosité vacuolaire (V)



porosité chenalisant

**Figure 6-9 :** Type de porosité observée sur carotte .

## Étude de cas:



Barrières de perméabilité (s=stylolite)



Hétérogénéité intra-réservoirs d'origine diagenétique ou sédimentologique

**FIGURE 6- 9:** Caractéristique du réservoir .

**Tableau 6-4 :**Liste des échantillon de l'huile prelever sur carotte de puits PUIT-1

Puits	échantillons	Carotte	Profondeur	Analyses à réaliser					
				Pétrographie	Géochimie	stratigraphie	XRD	FX	Péto physique
PUIT-1	1	C-2	1279,78		X				
	2		1271,99		X				
	3		1265,99		X				

### 2.5 Étude lames minces

Une étude a été réalisée sur des échantillons de carottes prélevées lors du projet « évaluation du forage PUIT-1 » à Bechar. L'objectif était de comprendre l'évolution des sédiments dans leur environnement de dépôt en analysant leur composition pétrographique, diagenétique, minéralogique et palynologique

#### Méthodologie

L'étude pétrographique a été réalisée sur 57 plaques minces (21 sur la carotte 1 et 36 sur la carotte 2) préparées à partir d'échantillons de carottes prélevées dans le sondage PUIT-1 à Bechar. Elle comprenait l'observation au microscope optique polarisant pour déterminer et quantifier les phases minérales, évaluer la texture, identifier les environnements diagenétique et interpréter les environnements de dépôt et les processus diagenétique.

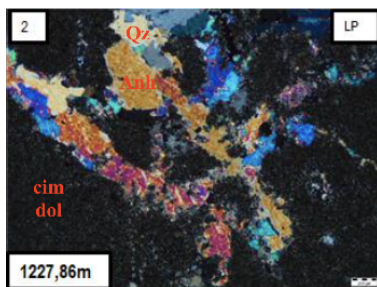
## Étude de cas:

### 2.5.1 Description pétrographique du faciès de la Carotte 1

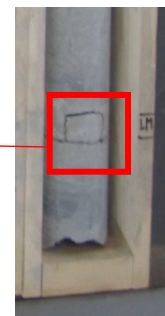
Vingt-un (21) échantillons appartenant à la carotte 1, ont fait l'objet d'une analyse pétrographique. Les lame mine ci-dessous ont été choisis selon la netteté des cristaux présent et selon les faciès rencontrés au niveau des deux carottes.

#### Niveau : 1227.86 m

Calcaire mudstone constitué de 3% de quartz, et de 10% d'anhydrite Le ciment est dolomicritique avec un taux de 75% contenant quelques poches à cristaux de dolosparites avec un pourcentage de 7%. La porosité est de dissolution avec un taux de 5%.

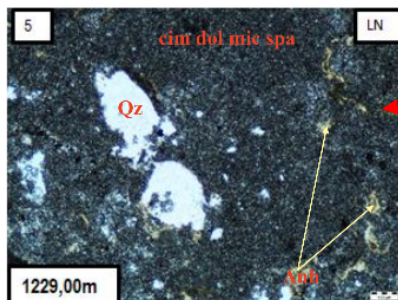


Observation microscopique d'une lame mince au niveau 1227,86m en lumière polarisée, G 200 nm

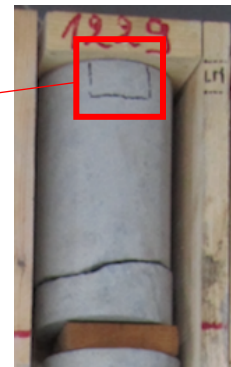


Observation macroscopique d'une carotte au niveau 1227,86m.

#### Niveau : 1229.00m



Observation microscopique d'une lame mince au niveau 1229,00m en lumière polarisée, G 200 nm



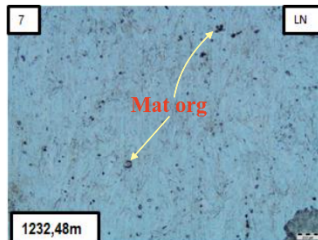
Observation macroscopique d'une carotte au niveau 1227,86m.

C'est un calcaire dolostone constitué de 3% de quartz, de 6% d'anhydrite et le ciment est dolomicro-sparitique avec un taux de 91%. Les autres minéraux rencontrés sont les argiles et le leucoxène.

#### Niveau : 1232.48m

## Étude de cas:

Cet échantillon représente une évaporite massive avec un taux d'anhydrite de 97%, associée à quelques éléments comme l'argile, la dolomicrite et la dolomicro-sparite avec un taux respectif de 1%. Les autres éléments rencontrés sont la matière organique, les minéraux lourds, les pelletoides et les foraminifères.



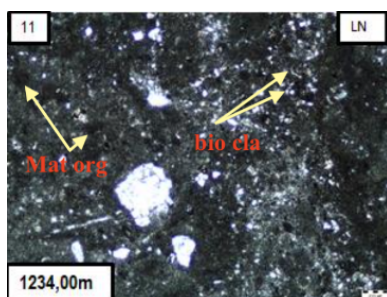
Observation microscopique d'une lame mince au niveau 1232,48m en lumière polarisée, G 200 nm



Observation macroscopique d'une carotte au niveau 1232,48m.

### **Niveau : 1234.00m**

C'est un calcaire wackestone constitué de 15% de bioclastes, 3% de quartz, d'argile et de matière organique, de 7% d'anhydrite et de 1% de phosphates. Le ciment est dolomicritique avec un taux de 63% et dolomicro-sparitique avec un taux de 5%. La porosité est en traces.



Observation microscopique d'une lame mince au niveau 1234.00m en lumière polarisée, G 200 nm

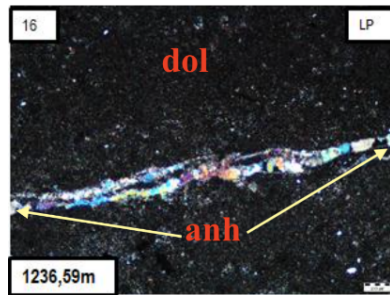


Observation macroscopique d'une carotte au niveau 1234.00m.

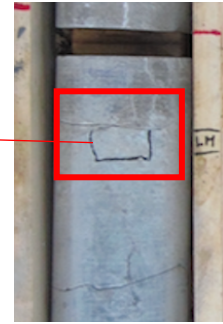
### **Niveau : 1236.59m**

C'est une dolomicrite, avec 20% d'anhydrite, et 80% de dolomie. Les autres minéraux rencontrés sont les argiles et la pyrite. On note aussi la présence d'une fracture colmatée par de l'anhydrite.

## Étude de cas:



Observation microscopique d'une lame mince au niveau 1236.59m en lumière polarisée, G 200 nm



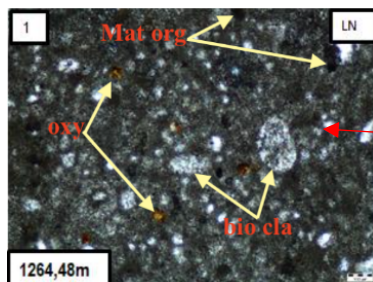
Observation macroscopique d'une carotte au niveau 1236.59m.

### 2.5.2 Description pétrographique du faciès de la Carotte 2

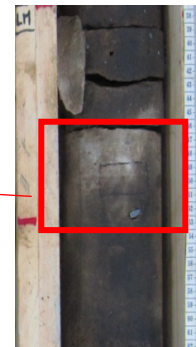
L'analyse pétrographique de la carotte 2 a porté sur trente-six (36) échantillons, ci-dessous représentés par leurs côtes respectives

#### Niveau : 1264.48m

C'est un calcaire wackstone constitué de 30% de bioclastes et 3% de matière organique. Le ciment est dolomicritique avec un taux de 60%, et 5% de dolomicro-sparite. La porosité est de dissolution, avec un taux de 2%. Les autres minéraux rencontrés sont le quartz, les oxydes de fer et l'anhydrite.



Observation microscopique d'une lame mince au niveau 1264.48m en lumière polarisée, G 200 nm

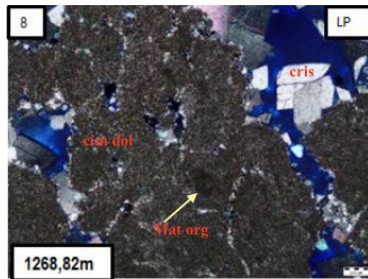


Observation macroscopique d'une carotte au niveau 1264.48m.

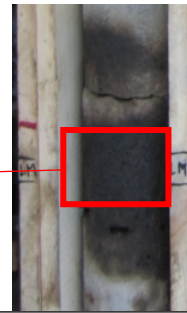
#### Niveau : 1268.82m

C'est un calcaire mudstone constitué de 1% de matière organique. Le ciment est contenant quelques poches à cristaux de dolosparites avec un pourcentage de 15%. La porosité est de dissolution et intercritstalline avec un taux de 12%

## Étude de cas:



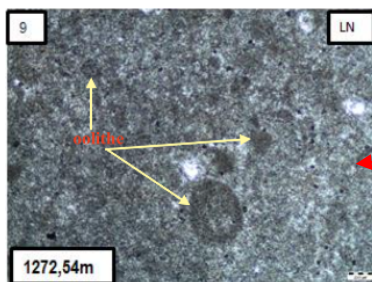
Observation microscopique d'une lame mince au niveau 1264.48m en lumière polarisée, G 200 nm



Observation macroscopique d'une carotte au niveau 1264.48m.

### Niveau : 1272.54m

C'est un calcaire packstone à grainstone constitué de 18% d'oolithes. Le ciment est constitué de 38% de micrite, de 25% de dolomicrite, de 8% de micro-sparite, de 5% de dolomicro-sparite et de 1% de sparite. La porosité est de dissolution avec un taux est de 5%.



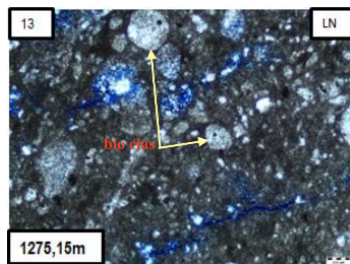
Observation microscopique d'une lame mince au niveau 1272.54m en lumière polarisée, G 200 nm



Observation macroscopique d'une carotte au niveau 1272.54m.

### Niveau : 1275.15m

C'est un calcaire packstone constitué de 15% de bioclastes. Le ciment est formé de 61% de micrite, de 10% de dolomicro-sparite et de 7% de sparite. La porosité est de dissolution avec un taux de 7% et quelques traces de porosité fissurale



Observation microscopique d'une lame mince au niveau 1275.15m en lumière polarisée, G 200 nm



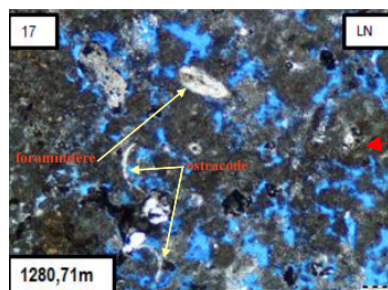
Observation macroscopique d'une carotte au niveau 1275.15m.

## Étude de cas:

**Niveau : 1280.71m**

Ciment est micritique (73%) contenant quelques poches à cristaux de dolosparites (5%).

La porosité de type dissolution est bonne (15%)



Observation microscopique d'une lame mince au niveau 1280.71m en lumière polarisée, G 200 nm



Observation macroscopique d'une carotte au niveau 1280.71m.

## 2.6 Analyse minéralogique par Diffraction des Rayons-X (DRX) du puits PUIT-1

### 2.6.1 Introduction

L'analyse DRX (Diffraction des rayons X) est utilisée pour identifier et mesurer les différentes phases minérales dans les échantillons de roche. Cela fournit des informations essentielles pour comprendre les modifications minéralogiques causées par la stimulation. L'objectif de cette étude est de démontrer comment l'utilisation des données DRX peut améliorer l'efficacité des opérations de forage pétrolier.

Soixante (60) échantillons prélevés sur le puits PUIT-1 ont été analysés par diffractométrie des rayons X (DRX) pour la Direction Assets Ouest Division Exploration/Sonatrach. L'objectif de cette analyse était de caractériser qualitativement et semi-quantitativement la composition minéralogique de la roche totale ainsi que de la fraction argileuse. Ces échantillons, conformes et en quantité suffisante, ont fourni des informations essentielles sur la présence et les proportions des minéraux dans les échantillons étudiés, contribuant ainsi à une meilleure compréhension de la composition minéralogique des formations géologiques du puits PUIT-1.

## Étude de cas:

### 2.6.2 Conditions d'analyse

**Diffractomètre PANalytical: XPERT-PRO**, tube radiogène céramique à anticathode de cuivre, puissance du générateur à RX: 40 mA, 45 kV

Logiciel pour l'acquisition des données : **DataCollector de PANalytical**

Logiciel pour traitement des données : **HighScorePlus de PANalytical**

Longueur d'onde CuK $\alpha$  [Å] : 1,5418

Angle de départ [ $^{\circ}$ 2Th.] : 2,0000

Angle final [ $^{\circ}$ 2Th.] : 70,0000 pour la roche totale et 35,0000 pour la fraction fine argileuse

Taille du pas [ $^{\circ}$ 2Th.] : 0,0170

Temps du pas [s] : 87,2256

### 2.6.3 Résultats d'analyse DRX

Les résultats d'analyses minéralogiques avec les estimations semi-quantitatives sont consignés dans les tableaux suivants :

N°	Cotes (m)	% MINÉRAUX ARGILEUX										% MINÉRAUX NON ARGILEUX																				
		Kaolinite	Illite	Chlorite	Mica	Talc	pyrophyllite	Mont. 14A	Mont. 22A	Interstrat. Réguliers	Interstrat. Irréguliers IS	Somme des argiles	Somme argile+indosés	Quartz	Calcite	Dolomite	Fe-Dolomite/Ankerite	Mg-Siderite	Siderite	K-Feldspaths	Plagioclases	Anhydrite	Basanite	Gypse	Apatite	Barite	Rutile	Anatase	Halite	Pyrrhotite	Pyrite	Hematite
1	1227,37	55	5					40		100	8	16	1	70								5										92
2	1227,86	tr					tr	tr		0	2	4		72							1	21									98	
3	1228,37									0	1	5		62						1	30	1									99	
4	1229,00	50						50		100	4	6		71						1	18										96	
5	1229,57	75						25		100	5	10		82						1	2										95	
6	1229,86	tr						tr		0	2	5		89							4										98	
7	1230,13	tr						tr		0	2	8		70						1	19										98	
8	1230,38	tr								0	2	4		86						1	7										98	
9	1231,96	70						30		100	3	6		88						tr	3										97	
10	1232,48	tr								0	1	1		tr		tr				tr	98										99	
11	1233,00	tr								0	2	4		75						1	18										98	
12	1233,51	tr								0	2	2		76						tr	20										98	
13	1234,00	85						15		100	3	6		80						tr	11										97	
14	1234,55	90						10		100	3	9		50						tr	38										97	
15	1234,71	tr								0	2	8		80						1	9										98	
16	1235,18									0	1	2		84						1	12										99	
17	1235,65									0	1	3		82						tr	14										99	
18	1236,00									0	1	2		91						tr	6										99	
19	1236,59	tr								0	2	7		86							5										98	
20	1237,11	55	15					30		100	20	30		50						tr											80	

Figure 6-10 : Résultats minéralogiques et estimations semi-quantitatives des échantillons carotte 1



## Étude de cas:

L'analyse minéralogique par DRX est estimative et le but n'est pas de donner une indication sur les proportions exactes des minéraux, mais de donner une indication comparable pour divers échantillons.

### 2.6.4 Interprétation

L'issue de l'analyse minéralogique par diffractométrie des rayons X, on peut conclure que les échantillons du puits PUIT-1 sont de nature carbonatée constitués de 50 à 98% de calcite et/ou de dolomite à l'exception de l'échantillon de la cte 1266.71m qui est de nature détritique constitué de quartz (55%). Pour les minéraux accessoires sont représentés par le quartz, les feldspaths (plagioclase et orthoclase), la pyrite et le gypse en faibles concentrations. On note également la présence d'anhydrite avec une concentration importante dont la valeur oscille entre 38 et 98% pour les échantillons des ctes 1232.48, 1266.52, 1237.57 et 1234.55m.

La concentration des minéraux argileux varie entre 20 et 30% pour les échantillons des ctes 1237.11m, 1266.71 m, 1267.29m et 1276.88m, constitués essentiellement de chlorite, l'illite et les inters stratifiés (Illite-smectite). Par contre, la concentration des argiles est faible à traces pour le reste des échantillons.

## 2.7 Étude Géo-mécanique

L'élaboration d'un modèle Géo-mécanique est une étape indispensable avant de procéder à la réalisation du design de l'opération de stimulation à l'acide (acidification).

L'étude Géo-mécanique nous permet de comprendre la distribution du stress dans la formation par l'élaboration du profil de stress afin de :

- Définir l'intervalle à perforé
- Mettre en place le modèle Géo-mécanique.

### 2.7.1 Étude Géo-mécanique à partir des Diagraphies

Les paramètres élastiques dynamiques du réservoir sont calculés à partir de l'enregistrement des données soniques dans le but d'élaborer un modèle geomécanique.

Les calculs ont été réalisés avec l'utilisation des tableaux statistiques et à partir des formules empiriques de base (Tableau 5) un résumé des résultats est représenté en annexe

## Étude de cas:

**Tableau 6-5 :** Formules Empiriques utilisées pour le Calcul des Paramètres Élastiques Dynamiques

Paramètres	Formule
Coefficient de Poisson	$[0,5 \times (DTs^2 - 2 \times DTc^2)] / (DTs^2 - DTc^2)$
Module de young	2 x Module de cisaillement (1+coeff de poisson)
$\Sigma$ ma (h) min	$((Coef_{poiss} / (1-coef_{poiss})) * (overburden - pore\ pressure)) + ((module\ de\ young_{static} / (1-coef_{poiss}^2)) 0,0001 + ((module\ de\ young_{static} \times Coef_{poiss}) / (1-coef_{poiss}^2)) 0,0003 + pore\ pressure)$
Gradient de fracturation	$\Sigma (h) \text{ min} / \text{profondeur (ft)}$

### 2.7.2 Réalisation d'un Profil de Stress

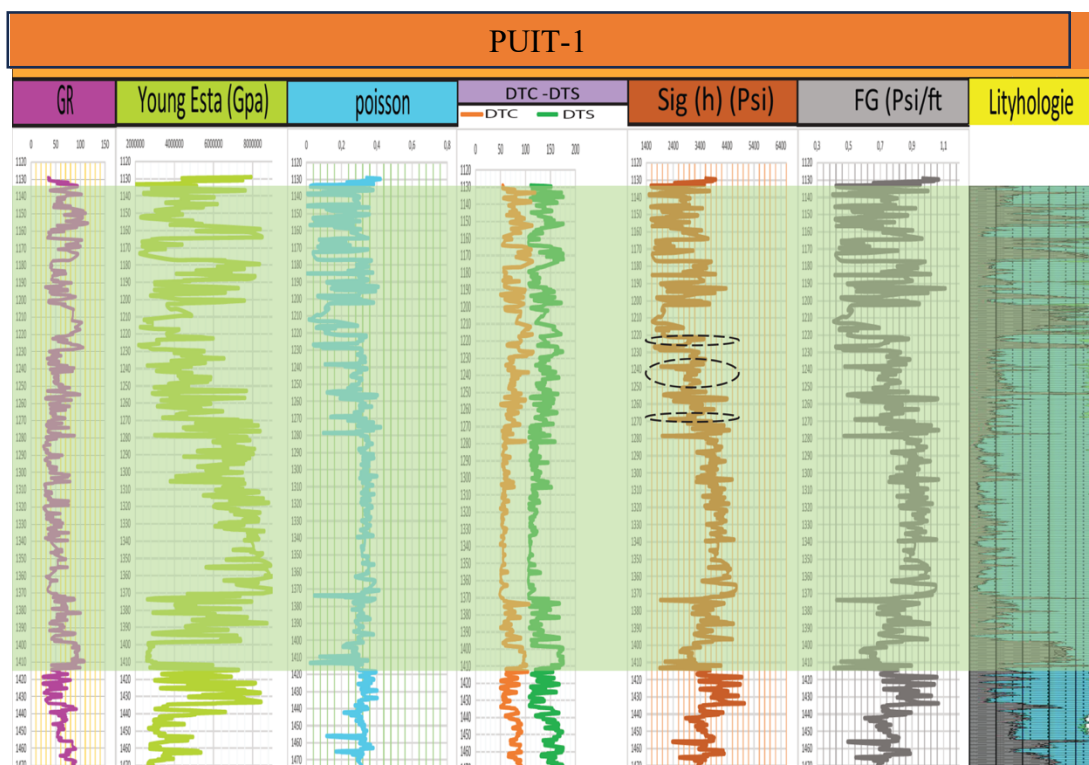
- Les propriétés Géomécanique dynamique ont été calculées sur la base des données diagraphique sonique DTc et DTs ainsi que la densité
- Vu l'absence des données de densité de puits PUIT-1 on les a générés à partir de la formule suivante :

$$0,23 * ((1000000 / DTc)^{0,25})$$

- Pour la réalisation de profile de stress on a suivi la méthodologie citée dans le chapitre 5 (Géo-mécanique).

Les résultats de l'étude geomecanique sont représentés par les stressse suivants :

**Figure 6-12 :** Profil de Stress du Réservoir Lias carbonatée du Puits PUIT-1



## Étude de cas:

### 2.7.3 Discussion des résultats obtenu par le profil de stress :

\* le Module de Young compris en moyenne entre 2 et 8 MPsi dessine une courbe asymétrique à celle du stress ( $\sigma$  h)

\* le coefficient de poisson, variant entre 0 et 0,43 ; présente une courbe symétrique à celle de stress

\* le profil de la contrainte horizontale minimale ( $\sigma$  h) montre une valeur moyenne de 3900 Psi qui correspond à un gradient de fracturation de 0,78psi/ft

Les principaux résultats de model Géomécanique au droit des intervalles de perforation sont résumés dans les tableaux suivant :

**Tableau 6-6** : Résultat de l'étude Géo-mecanique de puits PUIT-1 en face du Lias.

Intervalle (m)	Coéf de poisson	Module de Young	$\Sigma$ h min	Gradient de fracturation
1072 /1384	0,30203977	39,3674992	3408,52287	0,81583361
<b>1221 / 1226</b>	<b>0,28682796</b>	<b>25,567627</b>	<b>2937,14514</b>	<b>0,72735694</b>
1235/1250	0,290321	30,2344359	3050,90271	0,74380957
1265/1266	0,29844754	32,8746993	3199,22224	0,7657982

## 3 Traitement suggéré

Étant donné la nature de réservoirs lias du puit PUIT-1 et les résultats mitigés des tests DST des puits environnants, une considération a été donnée à la possibilité de procéder à une stimulation du réservoir de ce puit si les résultats de test DST apparait non concluant.

## 4 Teste in-situ

### 4.1 Teste Solubilité

Dans ce test, un échantillon sec est pulvérisé et pesé avec soin, il est en suit, mélangé avec de l'acide (HCL 7,5 %) dans un bécher couvert. Après avoir filtrer l'échantillon, et sécher le creuset avec l'échantillon retenu, le poids précis de creuset contente l'échantillon retenu et mesuré.

Un test de solubilité a été effectué par « SH-Exploration » pour HCL 7,5 %, voici les résultats.

## Étude de cas:

**Tableau 6-7:** Teste de solubilité des échantillons avec HCL 7.5%

<b>Carottes</b>	<b>Cote(m)</b>	<b>Taux de solubilité (HCL 7,5 %)</b>
<b>Carotte 1</b>	1228,37	92,72%
	1229,00	78,00%
	1229,86	82,76%
	1232,48	63,50%
	1233,00	84,83%
	1234,00	76,44%
	1236,00	86,76%
	1237,57	86,89%
	1264,06	92,47%
<b>Carotte 2</b>	1265,36	91,82%
	1266,52	93,68%
	1266,71	11,85%
	1267,48	62,39%
	1271,33	94,97%

### 4.1.1 Interprétation des résultats

Selon les résultats obtenus par le teste de solubilité, on constate une variation significative dans le taux de solubilité qui varie entre 62% et 95%. Ces résultats dans l'ensemble expriment une bonne solubilité (Un taux de solubilité est dit « Fiable » une fois qu'il a dépassé les 80%).

**NB :**Le teste de compatibilité d'acide avec l'huile de réservoirs n'a pas été effectué en raison de l'insuffisance de la quantité d'échantillons d'huile récupérées.

Le teste de compatibilité d'acide avec la boue de forage n'a pas été effectuer en raison de la nature de la boue utilisée (la boue est à base d'eau).

## 4.2 DST 1

### 4.2.1 Données sur le puits

## Étude de cas:

### Donnée sur le puits :

Profondeur atteinte: 3960.42 m.  
Étage d'arrêt : ORDOVICIEN.  
Dernier casing 9" 5/8 : 9" 5/8, 47# P110 New Vam sabot a 2622 m. .  
Liner 7": 7 ", 32# & 29# P110 New Vam , top a 2436; sabot a 3851 m.  
Boue de forage: WBM d = 1.10,  $V_p = 12$  cp

### Donnée sur la zone de teste :

Date de test : 12 au 17/04/2018  
Type de test : Barefoot.  
Catégorie de tester : POTV.  
Formation à tester : Ordovicien.  
Intervalles perforés à tester : 3851 – 3960m  
Hauteur du tampon : 807.7 m d'eau.  
Cote d'ancrage Packer : 3787.22 m.

## 4.2.2 Opérations

**Tableau 6-8:** Programme des opérations DST 1 du puits PUIT-1

Journées	Opérations
12/04/2018	Une Safety meeting suivit d'assemblage et descente DST à 265 m ,836 m ,3789.5 avec calibrage et remplissage à l'eau.Puis realisation du Test BHA à 6000 Psi après 1er descente de DST. Enfin montage des équipements de surface EXPRO.
13/04/2018	Test des équipements de surface. Ancrage packer à 3787.22 m et test à 300 Psi. Montage Slickline EXPRO et test à 5000 Psi. Descente de Slickline et la localisation de la vanne de fond POTV à 3771.5 mètres Ouverture et la fermeture du puits à différentes pressions, ainsi que la confirmation de l'ouverture de la vanne de fond POTV à 3781 mètres Fermeture finale du puits en surface.
14/04/2018	Descente Slickline enregistrement d'un gradient de pression N°1 qui a détecté que le niveau de fluide qui été a 2963m à remonter à 2880m .
15/04/2018	Descente Slickline à 3771.5 m et confirmation la fermeture de la vanne de fond Descente Slickline et enregistrement gradient de pression N°02 qui a localisé le niveau de fluide a 2880m.
16/04/2018	1 <sup>er</sup> Build up (WHP = 0 Psi) Démontage de l'unité Slickline et remplissage avec 16 m <sup>3</sup> d'eau. Réalisation d'une circulation inverse pour homogénéiser la boue Démontage des équipements de surface, Désencrage packer avec observation du puit Remonter du DST n°1 à 2750 mètres pour une observation supplémentaire.
17/04/2018	Remontée DST n°1 en surface et démontage équipements de fond.

## 4.2.3 Situation après le test

Suite aux opérations, le teste est techniquement réussi mais aucun fluide n'a été récupéré en surface (puits non productif), donc on procède à une méthode de stimulation pour

## Étude de cas:

essayer d'avoir un résultat positif.

### 4.3 DST 2

#### 4.3.1 Données sur le teste :

Date de test : 28/04 au 29/05/2018

Type de test : Casing

Catégorie de tester : POTV (EXPRO).

Formation testée : Lias

Intervalles perforés testé : 1221-1226 m/ 1235-1250 m/ 1265-1270 m.

Type des canons : 7" HSD, 5 SPF, Phasing 72 deg.

Hauteur du tampon : 320 m d'eau.

Cote d'ancrage Packer : 1167.65 m.

#### 4.3.2 Déroulement des Opérations DST 2

**Tableau 6-9 :**Programme des opérations DST 2 du puits PUIT-1

Journées	Opérations
<b>28/04/2018</b>	Montage de l'unité de logging Schlumberger Corrélation et Perforation des intervalles 1235-1250m /1221-1226m (sachent que l'intervalle 1265-1270m perfore le 27/04/2018) Démontage de l'unité Assemblage outille DST2, décente à 47m avec calibrage
<b>29/04/2018</b>	Assemblage et descente d'un DST, montage des équipements de surface, des tests de pression et de fonctionnement ont été fait, encrage d'un packer, et l'utilisation d'un Slickline pour localiser la vanne de fond
<b>30/04/2018</b>	Vérification de circuit de boue, ouverture et fermeture de puits a différentes profondeurs, ainsi que des mesures des débits et de pression. Une décente Slickline a été effectuée pour confirmer l'ouverture de la vanne de fond suivit de la fermeture finale du puits en surface
<b>01/05/2018</b>	Enregistrement d'un gradient de pression N°1 qui a détecté que le niveau de fluide qui était à 830m à remonter à 450m
<b>02/05/2018</b>	Enregistrement d'un gradient de pression N°2 qui a localisé le niveau de fluide à 335m
<b>03/05/2018</b>	Fermeture du Le puits au fond avec un premier Build-Up a 0 psi suivit d'une descente de Slickline et enregistrement d'un gradient de pression N°3 qui a localisé le niveau A 305m. Le puit a ensuite été ouvert pour un deuxième débit sans souffle, confirmation de l'ouverture de la vanne de fond
<b>04/05/2018</b>	Ouverture du puits en débit, un deuxième Build-Up a été réalisé suivi d'une descente au slickline et confirmation de fermeture devant vanne de fond
<b>05/05/2018</b>	Fermeture puits au fond et deuxième Build-Up a 0 psi, suivit d'une descente de slickline et enregistrement de gradient de pression N°4 qui a détecté la remonter de fluide de 40m donc il est à 250m
<b>06/05/2018</b>	Le puits a été fermé au fond avec un deuxième Build-Up a une pression de 0 psi suivit de descente de slickline pour prendre des BHS a différentes profondeurs ensuite le puits a été ouvert pour un troisième débit avec un faible bullage, une confirmation de l'ouverture de la vanne de fond a été réalisée, puis le puits a été refermé en surface a 0 psi une autre descente de slickline a été effectuée pour prendre un BHS a 1165m

## Étude de cas:

	avant la fermeture finale en surface.
<b>Du au 7/05 au 10/05/2018</b>	Build Up du puits WBH = 0 Psi en surface, avec un kick off a l'azote Enregistrement d'un gradient de pression N°5 qui a localisé le niveau de fluide a 500 m
<b>11/05/2018</b>	3eme et 4eme Build up avec Enregistrement d'un gradient de pression N°6 qui a localisé le niveau de fluide a 333 m.
<b>12/05/2018</b>	4ème Build up (WHP = 0 Psi)
<b>13/05/2018</b>	Fermeture puits au fond et descente Slickline à 1165 m
<b>14/05/2018</b>	Fermeture puits en surface (WHP = 0 Psi) Descente Slickline et enregistrement gradient de pression N°07 qui a localisé le niveau de fluide a 120 m
<b>15/05/2018</b>	Descente Slickline et enregistrement gradient de pression N°08 qui a localiser le niveau à 67 m.
<b>Du 16 au 20/05/2018</b>	Fermeture et ouverture du puit en surface (WHP= 0)
<b>21/05/2018</b>	Le puits est fermé en surface pendant une période donnée, puis ouvert pour des opérations de pompage, nettoyage et injection à différentes profondeurs avec des pressions spécifiques.

À partir de la journée **21/05/2018** l'opération de stimulation est entamée :

**Tableau 6-10:** Programme des opérations de stimulation à l'acide du Puits PUIT-1.

Test	Opérations
1 et 2 <sup>ème</sup> jours	L'opération débute par la mobilisation du personnel et des équipements sur le site, suivie d'une réunion de sécurité pour s'assurer que tous les membres de l'équipe sont informés des mesures de sécurité. Ensuite, les lignes de surface, telles que la ligne de pompage et la ligne de dérivation, sont installées et un test de fonctionnement des BOP est effectué selon les normes de sécurité. Les équipements de contrôle de pression sont remplis, en veillant à éliminer l'air du système. Des tests de pression sont réalisés sur les lignes de surface, l'ensemble BOP et les connecteurs. Les mesures et les vérifications sont effectuées pour s'assurer de la conformité des dimensions des outils, des types de connexions et du serrage des joints.
3 <sup>ème</sup> jour : Stimulation à l'acide	Ouvrir les vannes et compter les tours pour égaliser la pression jusqu'à atteindre la pression de l'obturateur de tête de puits standard.
	Descendre le tubing enroulé (CT) à une vitesse de 5 m/min en pompant de l'eau traitée au NH4CL à 0,3 bpm jusqu'à ce qu'il soit dégagé de la tête de puits, puis augmentez la vitesse du CT à 20 m/min à 10 mètres sous la tête de puits, en effectuant des tests de traction tous les 500 mètres et en comparant les poids avec ceux de CoilCADE™.
	Établir des retours réguliers pendant la descente du CT en arrêtant tous les 500 mètres pendant 5 à 10 minutes afin d'assurer l'évacuation du fluide du puits et d'obtenir des retours propres.
	Effectuer un test de traction, puis augmentez le débit de pompage à 1,5 bpm tout en franchissant les restrictions minimales situées à 1167 mètres.
	Lorsque le CT atteint la perforation supérieure, commencer à pomper le traitement.
	Une fois le traitement atteignant la buse, s'assurer que le puits est plein, fermer le puits et commencer à injecter l'acide selon les étapes de pompage (tableau 7)
Une fois le traitement terminer, effectuer un déplacement avec de l'eau de lavage,	

## Étude de cas:

	ouvrez le puits et commencez le débit de retour en utilisant l'injection de gaz azote pour le déplacement.
	Surveillez en continu les retours et remontez le tubing enroulé (CT) tout en maintenant une pression minimale à l'intérieur avec du gaz azote. Lorsque tout le traitement a été récupéré, remontez complètement le CT en arrêtant l'injection de gaz azote.
	Fermer le puits, démontez l'équipement et remettre le puits au représentant de SONATRACH

**Tableau 6-11:** Étapes de pompage du fluide de traitement.

	Fluides pompés	Profondeur	WHP	Pression d'injection	Débit bbl/min	Volume
<b>Stage 01</b>	Preflush	1220 au 1270 m	1700 Psi	4000 Psi	1	31 bbl
	HCL 7.5%	1223m	1700 Psi	4000 Psi	1	19 bbl
	Foam Diversion	1221 au 1226 m	1700 Psi	4000 Psi	1	6 bbl
<b>Stage 02</b>	HCL 7.5%	1238m	1600 Psi	3900 Psi	1	19 bbl
	Foam Diversion	1235 au 1240 m	1600 Psi	3900 Psi	1	6 bbl
<b>Stage 03</b>	HCL 7.5%	1243 m	1300 Psi	3900 Psi	1	19 bbl
	Foam Diversion	1240 au 1245 m	1300 Psi	3900 Psi	1	6 bbl
<b>Stage 04</b>	HCL 7.5%	1248 m	900 Psi	3800 Psi	1	19 bbl
	Foam Diversion	1245 au 1250 m	900 Psi	3800 Psi	1	6 bbl
<b>Stage 05</b>	HCL 7.5%	1268 m	540 Psi	4000 Psi	1	19 bbl
	Over flush	1270 au 1221 m	540 Psi	4000 Psi	1	31 bbl

### Situation après opération

Teste techniquement réussi, récupération d'huile ( $d=0,841$  à  $31^{\circ}\text{C}$ ) (figure 6-13).

### Les échantillons

**Tableau 6-12.** Caractéristiques des échantillons récupérés aux profondeurs mentionnées

Échantillons	à 400m	à 350m	à 1140m	à 1165m
<b>Volume récupéré</b>	550 cl	550 cl	600 cl	600 cl
<b>Densité</b>	0,841 à $31^{\circ}\text{C}$	0,841 à $31^{\circ}\text{C}$	1,09	1,12
<b>Observation</b>	Huile	Huile	Boue contaminée a huile + l'eau de tampon	Boue contaminée a huile + l'eau de tampon

## Étude de cas:



**Figure 6-13 :** Échantillon d'huile récupéré a (350-400m) du puits PUIT-1.

## **Partie deux 02**

### **1 Introduction**

Situé à la wilaya de Béchar dans le champ de Béchar Oued-Namous, « PUIT-2 » (Voir figure 6-1 du puits PUIT-1).est un nouveau puits de pétrole d'exploration, dont les travaux de forage sont déjà achevés. Le puits a été perforé dans l'intervalle ciblé (Lias Carbonatée). Une chaîne DST de 3,5" a été introduite et suspendue avec un packer à une profondeur de 1417 m.

Plusieurs perforations (04 perforations) ont été réalisées : [1423 - 1427] ; [1428.5 – 1431.5] ; [1433 -1434] ; [1437.5- 1438.5].

Le réservoir ciblé est le Lias Carbonatée ;les principaux minéraux sont des alternances d'anhydrite, de dolomie et de calcite, le minéral secondaire est le feldspath K, avec des traces de pyrite.

### **2 Données du puits**

## 2.1 Architecture du puits :

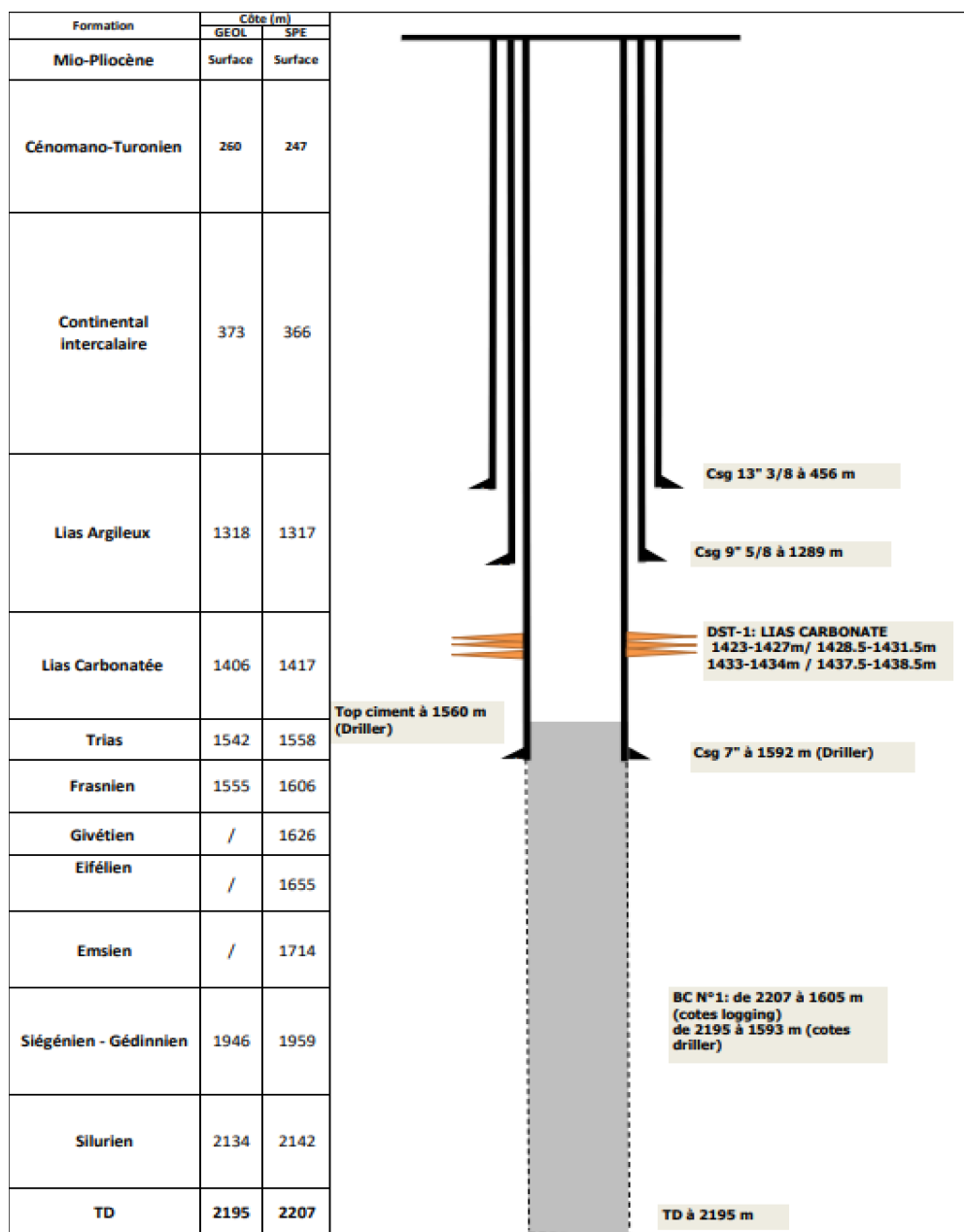


Figure 6-14 : schéma de l'architecture du puits.

## 2.2 Interprétation des données diagraphies

- La partie sommitale est aquifère.
- **Lias Argileux** : Constitué essentiellement de dolomie et de quelques intercalations d'Anhydrite. Vers la base, présente des porosités moyennes de 10% et des saturations en eau qui vont de 60 à 80%, Il parait être aquifère.
- **Lias Carbonaté** : La partie sommitale est composée essentiellement d'Anhydrite. Tandis que la partie basale est dolomitique avec une porosité moyenne de 15% et des

## Étude de cas:

saturations en eau très élevées. Il est aquifère.

- **Trias** : Présente des intercalations dolomitiques avec une porosité moyenne de 8%. Il est aquifère.

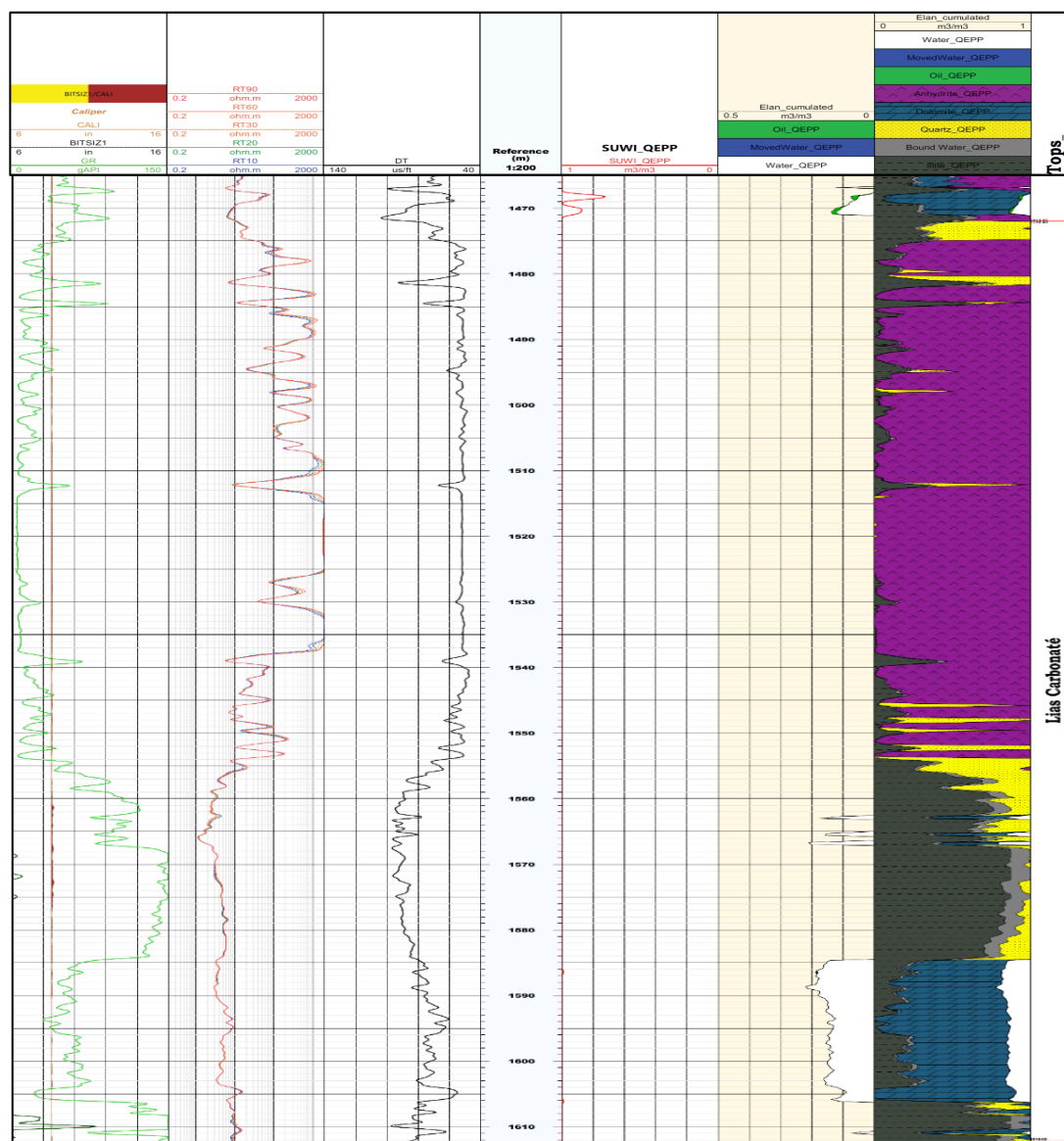
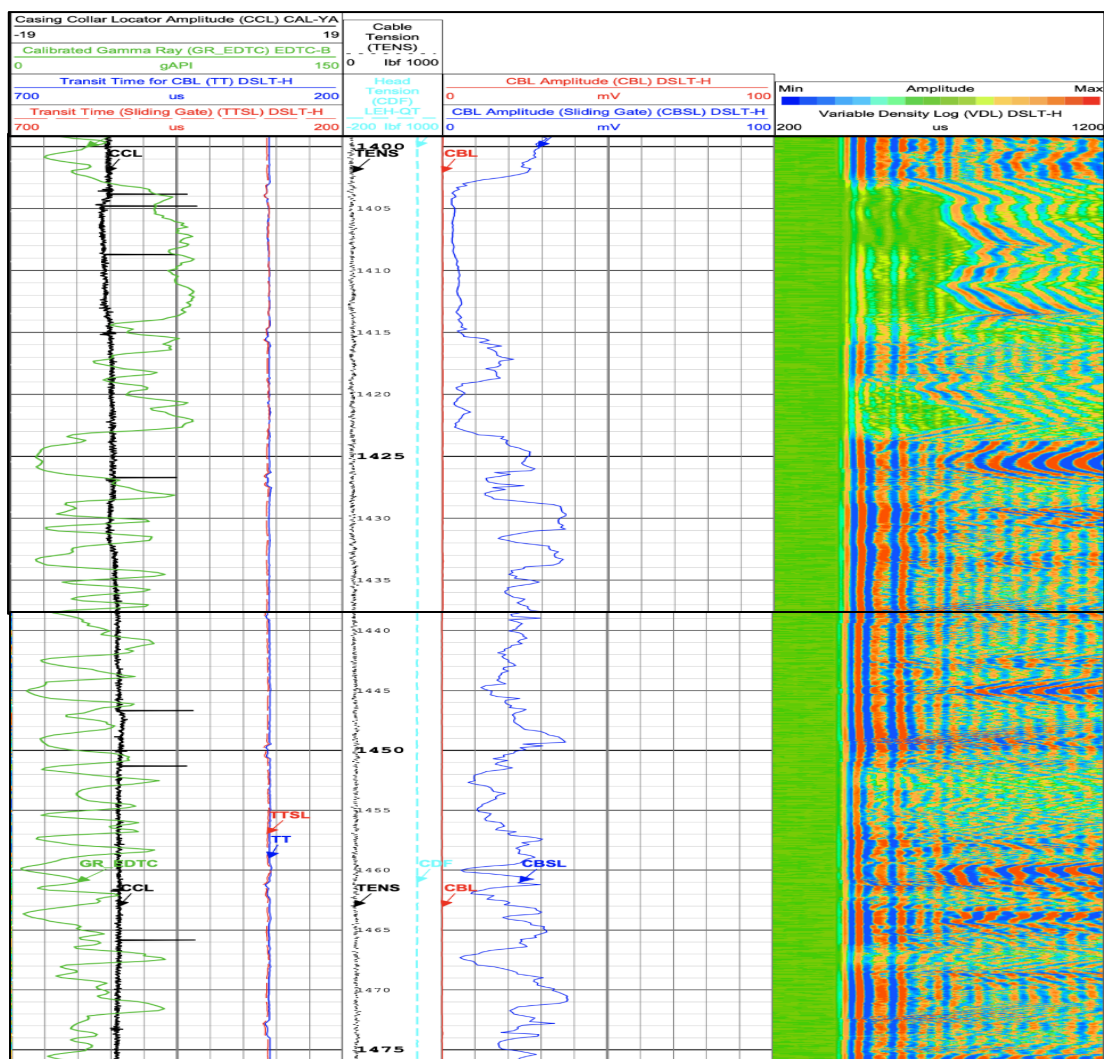


Figure 6-15 : ELAN du puits PUIT-2 en face du lias carbonaté .

### 2.3 État de cimentation

La cimentation du puits est un aspect crucial à considérer lors de l'évaluation de son intégrité. Elle représente le processus qui assure la consolidation et l'étanchéité des parois du puits, garantissant ainsi sa stabilité et son bon fonctionnement.

## Étude de cas:



**Figure 6-16 :** Un enregistrement VDL CBL et GR sur la qualité de cimentation du PUIT-2.

Dans le cas du puits PUIT-2, d'après les données VDL et CBL sur l'état de cimentation du puits (**Figure 6-16**) peut aller de bonne à moyenne, en face de :

- L'intervalle [1400- 1420] : bonne cimentation ;
- Intervalle [1420- 1450] : moyenne à bonne cimentation ;
- Intervalle [1450- 1475] : moyenne à bonne cimentation.

### 2.4 Étude de faisabilité

Grâce aux résultats positifs du DST réalisé sur les puits « PUIT-1 » et « TAJ 1-bis » forés dans le même périmètre, et ceux du MDT de « PUIT-2 », le Lias Carbonaté de ce dernier peut être considéré comme un nouveau Play pétrolier dans la région. De cela, il a été décidé d'étudier la possibilité d'exploiter ce réservoir par une opération de stimulation dans le cas où les résultats de DST de « PUIT-2 » ne seraient pas satisfaisants, mais d'abord, une étude de faisabilité technique doit être réalisée. Deux volets ont été traités dans l'étude ci-après à savoir :

## Étude de cas:

- Étude Géomécanique pour la détermination des propriétés mécaniques du réservoir et estimer les valeurs maximales des pressions de pompage.
- Sélection du type d'acide à utiliser Ceci par la caractérisation de la nature géologique et sédimentaire du réservoir « Lias carbonaté » sur la base des résultats obtenus par le « Master log » (log minéralogique) en raison de l'absence d'analyses au laboratoire.

### 2.5 Étude Géo-mécanique

La réalisation d'une étude Géomécanique est essentielle pour déterminer la faisabilité d'une opération de stimulation visant à démarrer un puits. Dans notre cas, nous nous concentrons sur le réservoir Lias, situé entre 1406 et 1542 mètres.

Le modèle Géomécanique a été développé spécifiquement pour la phase de forage de 8 1/2 pouces qui couvre ces réservoirs. Les constantes élastiques statiques, notamment le module de Young (E) et le Coefficient de Poisson, jouent un rôle crucial dans cette étude Géomécanique. Ces paramètres sont utilisés pour évaluer les contraintes et déterminer la fracturable des formations étudiées.

#### **La méthodologie**

- Après avoir analysé les données, il a été constaté que les mesures de la vitesse de cisaillement (DTs) n'étaient pas disponibles. Pour remédier ce problème, un enregistrement synthétique a été généré à partir d'un puits de référence, le TAJ-1 bis (voir figure 6-17). Les calculs DTs ont été fait suivant la formule «  $y = 1,8552x - 0,3056$  » ; avec « y » c'est « DTs » et « x » représente DTc.
- Les propriétés Géomécaniques dynamiques ont été calculées en combinant les données de vitesse sismique DTc, la vitesse synthétique DTs et les données de densité.
- Étant donné l'absence d'essais Géomécanique sur carottes dans la région étudiée, les propriétés dynamiques ont été utilisées pour évaluer les contraintes in-situ.
- La contrainte de surcharge (Overburden Stress) a été calculée en extrapolant la densité intégrée en fonction de la profondeur.
- La contrainte horizontale minimale (Sig h min) a été calculée en utilisant la formule citée dans le tableau des formules empiriques (tableau 6-5 du puits PUIT-1).

## Étude de cas:

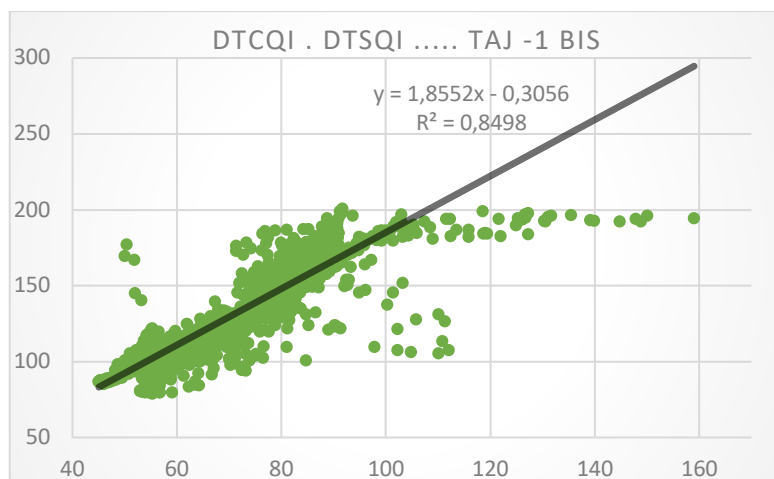


Figure 6-17 : Génération d'un log Shear synthétique à partir du Puits voisin TAJ-1bis.

### Interprétation des résultats

L'étude Géo-mécanique réalisée a fourni des informations sur les paramètres mécaniques et l'état de contraintes du réservoir Lias Carbonaté dans l'intervalle de profondeur de 1406 à 1542 m.

- Un régime de stress de type « Normal » avec une composante de cisaillement horizontal a été observé.

- Le module de Young dynamique moyen (E) a été évalué à 37,78 GPSI.

- Le coefficient de Poisson moyen ( $\mu$ ) a été mesuré à 0,29.

- La contrainte horizontale minimale ( $\sigma_h$  min) présente une valeur moyenne de 3668,58 Psi, correspondant à un gradient de fracturation de 0,75 Psi/ft.

- Les principaux résultats du modèle Géomécanique pour les intervalles de perforations sont résumés dans le tableau suivant.

Tableau 6-13 : Résultats de l'étude Géomécanique du puits PUIT-2 en face du Lias Carbonaté.

Intervalle (m)	Coefficient de poisson	Module de Young	$\sigma_h$ min	Gradient de fracturation
1423- 1427	38,65	0,29	3655,71	0,77
1428,5-1431.5	31,90	0,29	3539,41	0,74
1433-1434	27,70	0,29	3460,99	0,73
1437,5- 1438,5	42,87	0,29	3748,99	0,79

## Étude de cas:

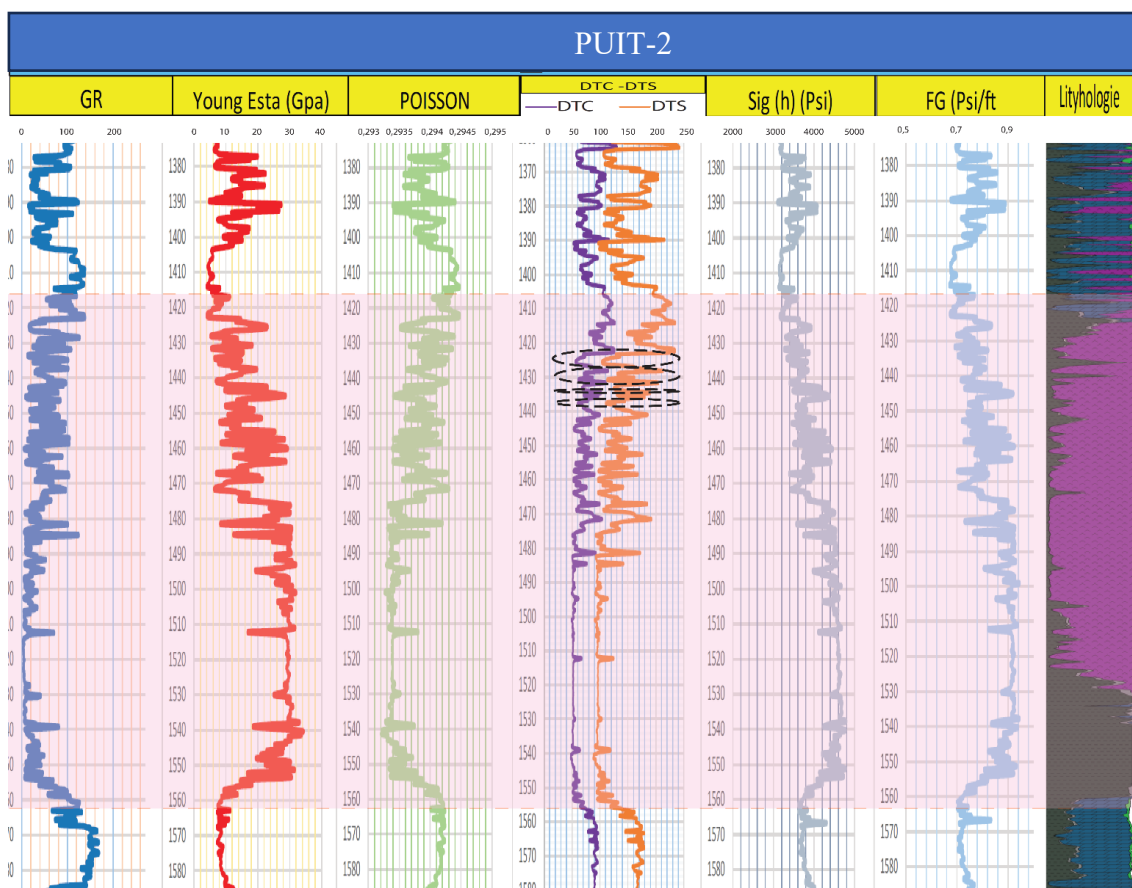


Figure 6-18 : Profil de stress du réservoir Lias Carbonatée du puits PUIT-2

### 2.6 Master log

Le modèle minéralogique utilisé pour la description des éléments rencontrés au niveau du puits est composé des minéraux suivants : Kaolinite, quartz, anhydrite, calcite, dolomite, pyrite, feldspath K et biotite d'après le master log en face du réservoir Lias carbonatée de la section 8"1/2(Figure 6-19).

**Le Continental Intercalaire** : est principalement composé de quartzite, le minéral secondaire est le feldspath K et des traces de calcite et de dolomite.

**Lias Argileux** : Les minéraux principaux sont une alternance de Quartzite, de feldspath K et de kaolinite, le minéral secondaire est la biotite ; avec des traces de pyrite.

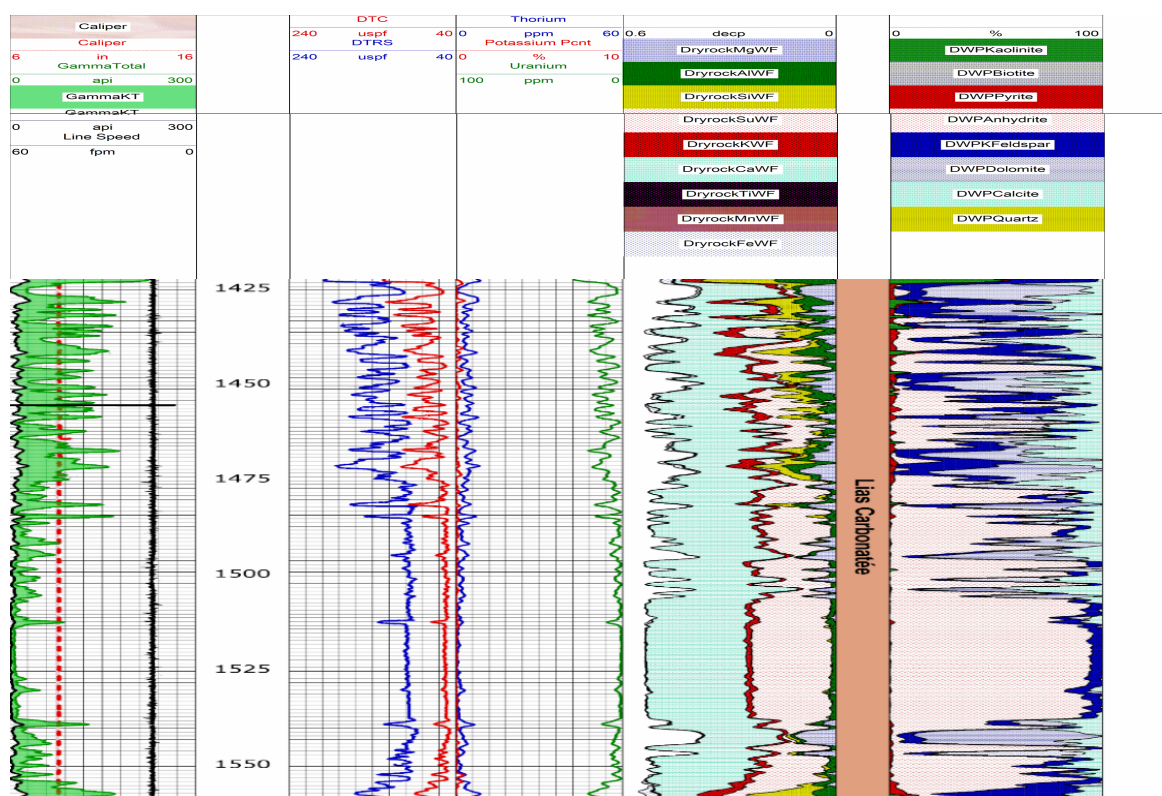
**Lias Carbonaté** : Les minéraux principaux sont une alternance d'Anhydrite, de dolomite et de calcite, le minéral secondaire est le feldspath K avec des traces de pyrite.

**Trias** : Les minéraux principaux de Feldspath K, de kaolinite et de biotite, les minéraux secondaires sont la calcite, la dolomite avec des traces de quartzite et de pyrite.

**Frasnien** : Les minéraux principaux sont la Biotite, le feldspath K et la calcite, les minéraux

## Étude de cas:

secondaires sont la kaolinite et la dolomite avec des traces de quartzite et de pyrite.



**Figure 6-19 :** La minéralogie en face du réservoir Lias Carbonaté de la section 8"1/2.

**Givétien de 1626m-1635.56m :** Les minéraux principaux sont la calcite, le feldspath K et une alternance de dolomite. Les minéraux secondaires sont la Biotite et la kaolinite avec des traces de quartzite et de pyrite.

**De 1635.56m à 1655m :** Les minéraux principaux sont le Quartzite et le feldspath K. Les minéraux secondaires sont la biotite et une alternance de kaolinite et de dolomite.

**Eifelien :** Les minéraux principaux sont le Quartzite, le feldspath K et la kaolinite, les minéraux secondaires sont la calcite et la biotite avec une alternance de dolomite.

**Emsien :** Les minéraux principaux sont la kaolinite, le feldspath K et la biotite, les minéraux secondaires sont le quartzite et la calcite.

### 3 Traitement suggéré

Vu la nature du réservoir carbonatée et les résultats obtenue des DST des puits limitrophes il a été procéder à la réflexion de la possibilité de procéder à stimuler le réservoir Lias Carbonaté de ce puits cela est dans le cas où les résultats du test de formation serai non concluant.

## Étude de cas:

Pour le faire une étude de candidature a été entamée, les tests à réaliser sont comme suite :

- ✓ Test de compatibilité de l'acide avec l'huile du réservoir ;
- ✓ Test de compatibilité de l'acide avec la boue de forage ;
- ✓ Test de solubilités des cuttings dans l'acide.

### 4 Test in-situ

Dans le but de sélectionner la meilleure formulation d'acide a utilisée pendant le traitement matriciel de la formation, des essais de compatibilité ont été réalisés au niveau du laboratoire de la société Schlumberger, ces essais se divisent en deux catégories :

#### 4.1 Fluide /Fluide

Les tests réalisés sont des tests de compatibilités entre l'acide et le l'huile du réservoir mais aussi entre l'acide et la Boue utilisée lors du forage.

##### 4.1.1 Test de compatibilité de l'acide avec l'huile de réservoir

La composition chimique des acides est citée dans les tableaux ci-dessous :

**Tableau 6-14** : Composition de l'acide OPR LT 15%

<b>OPR LT 15%</b>	<b>Concentration</b>	
<b>Chimique et les additives</b>	<b>1</b>	<b>M3</b>
HCl 33%	419	Litres
Eau	503	Litres
J681	82.7	Kg
J683	5	Litres
A262 Anticorrosion	7	Litres
A201 Aide Anticorrosion	6	Litres
F103 Surfactant	2	litres
L058 Agent de contrôle du fer	6	Kg
U042 Agent chélateur	3	Litres

**Tableau 6-15** : Composition de l'acide Hcl 15%

<b>HCl 15%</b>	<b>Concentration</b>	
<b>Chimique et les additives</b>	<b>1</b>	<b>M3</b>
HCl 33%	419	Litres
Eau	557	Litres
A262 Anticorrosion	7	Litres
A201 Aide Anticorrosion	6	Litres
F103 Surfactant	2	litres
U042 Agent chélateur	3	litres
L058 Agent de contrôle du fer	6	Kg

## Étude de cas:

### a. Procédure

Tous les tests d'émulsion et de boues ont été effectués conformément au « Manuel des procédures de laboratoire de stimulation ».

- Préparer le liquide de traitement selon les instructions de mélange.
- Préchauffer un volume suffisant du fluide de formation dans un bain d'eau chaude à la température BHST prévue.
- Ajouter le fluide de formation dans le tube à essai.
- Ajouter le système de fluide de traitement pour séparer les tubes à essai avec le fluide de formation dans 3 rapports de volume :  
(acide 25%, 75% huile) ; (50% acide, 50% huile) ; (75% acide, 25% huile).
- Boucher le tube à essai et mélanger vigoureusement (en secouant la main) pendant une minute. Scellez le tube à essai à l'aide du parafilm.
- Placer le tube à essai dans un bain d'eau chaude à la température du réservoir (64°C).

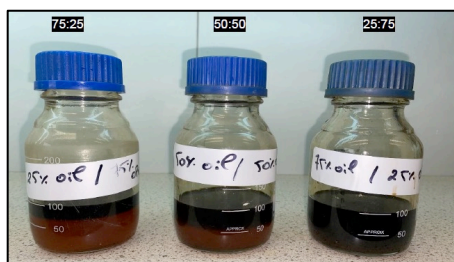
### a. Résultat

Les résultats du test de compatibilité de l'échantillon d'huile prélevé lors d'un test MDT du réservoir PUIT-2 avec l'acide HCL 15% et OPR LT 15% sont montrés dans le tableau et les figures ci-joint :

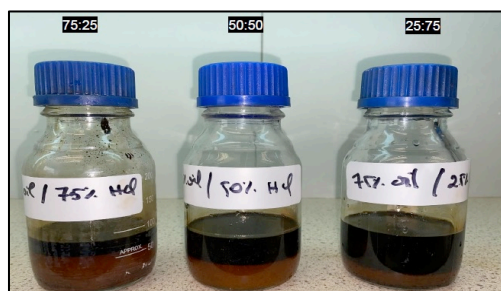
**Tableau 6-16 :** Résultat du test de compatibilité entre l'huile du réservoir PUIT-2 avec l'acide HCL 15 % et l'acide OPR LT 15 % acide

Composition	Huile / OPR LT			Huile / HCL 15%		
	25 :75	50 :50	75 :25	25 :75	50 :50	75 :25
Échantillon d'huile	PUIT-2					
Température du test	85°C	85°C	85°C	85°C	85°C	85°C
Émulsion Breakout après 1min	40%	65%	75%	60%	80%	80%
Émulsion Breakout après 2min	65%	80%	90%	75%	90%	90%
Émulsion Breakout après 3min	88%	90%	100%	90%	100%	100%
Émulsion Breakout après 5min	90%	100%	100%	100%	100%	100%
Émulsion Breakout après 6min	95%	100%	100%	100%	100%	100%
Émulsion Breakout après 10min	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Formation d'une émulsion stable	No	No	No	No	No	No
Aspect de l'interface de l'huile acide	No	No	No	No	No	No
Adhésion de l'huile au verre en phase acide	No	No	No	No	No	No
Tendance des boues	None	None	None	None	None	None

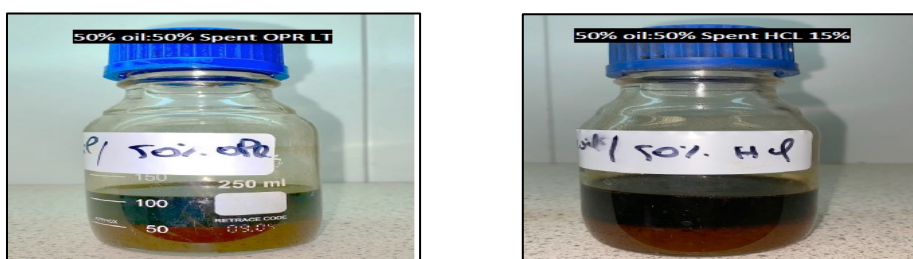
## Étude de cas:



**Figure 6-20 :** Résultats du test de compatibilité entre l'acide OPR LT 15% et L'huile prélevée du puits PUIT-2.



**Figure 6-21 :** compatibilité entre l'acide OPR LT 15% et l'huile du puits PUIT-2



**Figure 6-22 :** Compatibilité entre l'acide OPR LT et HCL 15% et l'huile du puits PUIT-2

### b. Interprétation

D'après les résultats obtenus lors des tests réalisés sur l'huile du réservoir (tableau 4 précédent et figures (5-1 ,5-2 et 5-3) on peut conclure :

Le test de compatibilité entre l'échantillon de pétrole brut provenant de PUIT-2 et la formulation OPRL LT en direct a montré une bonne séparation pour tous les ratios acide-huile testés, y compris 25 % d'acide avec 75 % d'huile, 50 % d'huile et 75 % d'acide avec 25 % d'huile. Cela indique que la formulation est compatible et efficace pour traiter l'échantillon de pétrole brut provenant de PUIT-2, quel que soit le ratio acide-huile spécifique utilisé lors du test.

- Le test de compatibilité entre l'échantillon de pétrole brut de PUIT-2 et la formulation d'acide HCL 15 % en direct a montré une bonne séparation pour tous les rapports acide-huile

## Étude de cas

testés (25 % d'acide : 75 % d'huile ; 50 % d'acide : 50 % d'huile ; 75 % d'acide : 25 % d'huile).

- Aucun problème d'émulsion ou de colmatage n'a été observé lors du test de l'échantillon de pétrole brut de PUIT-2 avec les formulations de fluide acide.

### 4.1.2 Test de compatibilité de l'acide avec la boue :

#### a. Procédure

La procédure de laboratoire et les méthodes d'essai utilisées étaient basées sur les pratiques recommandées par l'API et les procédures de laboratoire de stimulation Schlumberger (manuel des matériaux matriciels).

#### b. Résultat

Les résultats du test de compatibilité de l'échantillon de boue utilisé dans le réservoir PUIT-2 avec l'acide HCl 15% et OPR LT 15% à différentes températures sont présentés dans le tableau et les figures ci-dessous :

**Tableau 6-17** : Résultat du test de compatibilité entre la boue du réservoir PUIT-2 avec l'acide HCl 15% et l'acide OPR LT 15% l'acide

Mélanges de fluides	Température		Viscosité du mélange
	°F	°C	
Échantillon de boue 100%	69	20.6	36
	185	85	24
Échantillon de boue / OPR LT (50%:50%)	69	20.6	-
	147.2	64	>300
Échantillon de boue / HCL 15% (50%:50%)	69	20.6	-
	147.2	64	>300



**Figure 6-23** : Résultat du test de compatibilité entre la boue de forage et l'acide OPR LT à 64°C (à gauche) entre la boue et l'acide HCl 15% 64°C (à droite)

#### c. Interprétation

Selon les résultats du test de compatibilité de la boue avec les acides (HCl 15% et OPR LT 15%) les éléments suivants ont été observés :

- Fizzes (production des petites bulles) provenant de la réaction de composés boue carbonatée avec les solutions d'acides.

## Étude de cas:

- Augmentation de la viscosité à la température [64 °C] elle dépasse les 300.
- Aucune émulsion n'a été créée à 64 °C.

### 4.2 Fluide / roche

#### 4.2.1 Test de solubilité des cuttings dans l'acide :

Les échantillons sont prélevés aux différents intervalles [1415-1420 ; 1420-1525 ; 1425-1430 ; 1430-1435,1435-1440], les mesures sont prises après 20 minute et après 060 minutes pour les deux acides.

##### a. Résultats

Le tableau suivant représente les résultats des tests exécutés au laboratoire :

**Tableau 6-18 :** Résultat du test de solubilité des cuttings avec l'acide Hcl 15% et l'acide OPR LT 15%

Profondeur des échantillons	Solubilité avec OPR LT 15%		Solubilité avec HCl 15%	
	20 min	60 minutes	20 min	60 minutes
1415-1420	25%	87%	60%	95%
1420-1525	15%	91%	62%	99.8
1425-1430	31%	92%	71%	95%
1430-1435	27%	96%	75%	99%
1435-1440	25%	89%	65%	91%

##### b. Interprétation

Ce tableau présente les résultats de solubilité des échantillons à différentes profondeurs, avec les acides OPR LT 15% et HCl 15%. Les valeurs de solubilité sont données pour des durées d'interaction de 20 et 60 minutes. Voici une interprétation des données :

Après 20 minutes on remarque que le taux de solubilité avec OPRLT 15% est plus faible qu'avec HCL15% avec des valeurs entre 15 et 31 % pour le premier acide et de 60 à 75% pour le second.

Après 60 minutes d'interaction, les résultats de solubilité des échantillons montrent une augmentation générale de la solubilité pour les deux acides, atteignant des valeurs allant de 15% à 99.8% pour OPR LT15% et de 60% à 99.8% pour HCl 15%.

Les résultats de solubilité des échantillons indiquent que les acides utilisés ont une capacité variable à dissoudre les composants d'huile, avec des améliorations observées au fil du temps. Les différences de solubilité entre les deux acides sont attribuées aux retardateurs d'action contenue dans la composition d'acide OPR LT 15%. Ces résultats soulignent l'importance de choisir l'acide approprié en fonction des caractéristiques d'huile et les objectifs de traitement.

## 5 Déroulement des opérations sur le puits

## Étude de cas:

### 5.1 DST

Données sur le puits	Données sur le test
Profondeur atteinte : 2195 m (côte sondeur). Étage d'arrêt : Silurien. Casing 7" : 32 lbs, Sabot à 1592 m. Bouchon de ciment : 1560 m. Boue de forage : OBM d = 1.25.	Date de test : 08 au 28/03/2023. Type de test : Casing. Formation à tester : Lias Carbonatée. Intervalle à tester : 1423 – 1427m/ 1428.5 – 1431.5m /1433 – 1434m / 1437.5 – 1438.5m. Type de perforation : Canons 4"1/2, densité 5 spf, phasing 60°, 71.4" Pénétration. Hauteur du tampon d'eau : Totalité de la garniture. Côte d'ancrage packer : 1360 m.

#### a. Opérations

**Tableau 6-19 :** Programme des opérations DST du puits PUIT-2.

Journées	Opération
08/03/2023	perforation du puits dans les intervalles (1423 – 1427m/ 1428.5 – 1431.5m /1433 – 1434m / 1437.5 – 1438.5m).
du 09 au 10/03/2023	installation et test des équipements de DST en surface et au fond.
du 11 au 12/03/2023	kick off du puit (démarrage du puit à l'Azote).
13/03/2023	suite du nettoyage du puit jusqu'à la cote 1500m et démarrage à l'Azote. Les retours sur torche ont marqué la présence de : Eau, gel (fluide utilisé pour nettoyer le puit), Azote et Boue.
14/03/2023	enregistrement d'un gradient de pression N°1 qui a détecté le niveau du fluide se trouve à 1377m
15/03/2023	ouverture du puit pour observation : souffle nul WHP = 0psi Pas de retour en surface
16/03/2023	Enregistrement de gradient de pression N° 2. Le niveau statique était à 1377m et s'est remonté à 1371,5m. La décantation de l'échantillon récupéré lors de l'opération de kick Off à l'azote de la journée du 13/03 montre la présence de l'huile dont la nature a été déterminée visuellement. La mesure de densité n'a pas été faite vue la petite quantité obtenue
17/03/2023	test d'injectivité à 1750m psi à 1332m nettoyage avec gasoil nitrifié+ 10% U66, Pas de réponse à l'injectivité.

### 5.2 Stimulation à l'acide

#### Test de solubilité de la boue dans l'acide NaqiCLEAN

Cette étape est un plan d'urgence qui est prévu pour le lendemain des opérations de nettoyage du puits, la réalisation du test d'injection de l'acide, et du traitement avec le mélange : Diesel et U066. Si l'injection de l'acide n'est pas possible, le NaqiCLEAN sera injecté ou

## Étude de cas:

appliqué directement sur l'intervalle de perforation, puis laissé en contact pendant au moins 2 heures. Les résultats de ce test sont montrés dans la figure 6-24 .



**Figure 6-24 :** Test de solubilité du Mud Cack avec NaqiCLEAN

Le programme suivant pour réaliser l'opération de stimulation est comme suite :

**Tableau 6-20 :** Programme des opérations de stimulation d puits PUIT-2.

Journée	Operations
18/03/2023	pompage de 2m <sup>3</sup> gasoil mélanger avec 10% U66 et suivi d'un bouchon de HCl 15% Un test d'injectivité négatif. (Puit sous eau traité à 9m <sup>3</sup> ).
19/03/2023	test d'injectivité avec l'eau traité positif.
20/03/2023	traitement avec 13 Bbl de gasoil +10% U66, suivit de 32Bbl d'HCl 15% . Les fluides sont laissés agir pendant 30 minutes. Kick off à l'Azote puis remplissage à l'eau traité à 3%. Test d'injectivité avec l'eau traité positif.
21/03/2023	test d'acidification matriciel avec OPR LT. Un traitement avec gasoil +10% U66 suivit d'un traitement avec eau traité puis traitement avec acide OPR LT, cette opération est répéter en alternance 3fois pendant 120 minutes. À la fin un kick off est réalisé.
22/03/2023	kick off à l'Azote. Observation du puit : récupération d'une huile lourde contaminé de densité de 0,93 et fluide de traitement.
23/03/2023	kick off à l'Azote Observation du puit : récupération d'une huile lourde contaminé de densité de 0,93 et fluide de traitement. Kick off à l'Azote
24/03/2023	réalisation gradient de pression dynamique. Observation d'augmentation du niveau de liquide à 1225 m.
Du 24/03 à 14h50 au 27/03 à 10h	Build up, fermeture du puit au fond.
27/03/2023	circulation inverse et neutralisation du puit. Récupération d'une huile de densité de 0,93 à une température de 27°C
28/03/2023	Remonter DST et fin d'opération

## Étude de cas:

### 6 Situation après opération

Test techniquement réussi. Récupération huile  $d=0.93\text{sg}$  durant kick off à l'azote et la circulation inverse.

Enregistreur électronique : iQuartz5-16170 Tubing à 1352.99 m RT			Observations
Pression hydrostatique initiale	(IHP)	2400 Psi	Avec 1936 psi Tampon d'eau
Pré débit (Psi)	IFP	743 Psi	
	FFP	844 Psi	
Pression vierge (Psi)	ISIP	1000 Psi	
1er Débit (Psi)	IFP	813 Psi	Après l'évacuation Tampon d'eau
	FFP	263 Psi	
1er Build Up (Psi)	FSIP	1363 Psi	
Pression Hydrostatique finale (Psi)	FHP	2342 Psi	
Température du fond (°C)	BHT	58°C	

NB : IHP = initial hydrostatique pressure ; IFP = initial flow pressure; FFP = Final flow pressure; FHP = final hydrostatique pressure; BHT= bottom holl temperature; ISIP = initial shut in pressure.

### 7 Étude de confirmation

Au cours de cette étude, les tests réalisés sur les échantillons prélevés du Puits PUIT-2 avant et après le traitement sont :

Tests de solubilité à l'acide sur cuttings prélevés de différentes côtes (à 65°C et 1h de contact) ;

Viscosité du mélange boue – acide (les deux acides reçus ont été testés) ;

Densité des huiles récupérées avant et après traitement ;

Viscosité des huiles récupérées avant et après traitement ;

Viscosité de la boue avec et sans le fluide de traitement ;

Analyses infra-rouge pour déterminer la composition des huiles récupérées ainsi que le gasoil de la boue de forage.

Concernant les tests de compatibilité entre l'huile récupérée avant traitement avec les acides, ils ne seront pas réalisés à cause de l'insuffisance de la quantité d'huile nécessaire.

#### 7.1 Test de solubilité

Le teste de solubilité à l'acide sur les cuttings prélevés de différente cotes (à 65° C et 1h de contact), a été lancé la veille, les cuttings ont été mis au séchage dans le but de les peser et calculer le taux de solubilité.

## Étude de cas:

**Tableau 6-21** : Résultats des tests de solubilité à l'acide 15% HCL réalisés sur des échantillons de roche puits PUIT-2

Puits	Profondeur (m)	Solubilité (%) HCL 15%	Solubilité (%) avec OPR LT15%
PUIT-2	1410,00	95,82	67,47
	1415,00	97,30	85,36
	1420,00	92,80	78,44
	1425,00	83,10	27,62
	1430,00	76,35	16,48
	1435,00	87,13	59,04
	1440,00	85,94	34,00
	1445,00	76,05	31,57
	1450,00	94,70	74,30



**Figure 6-25** : Cuttings mise au séchage

### a. Interpretation

Les résultats des tests de solubilité à l'acide HCl 15% révèlent des valeurs élevées confirmant l'action de l'acide HCl sur les carbonates,

Les résultats des tests de solubilité à l'acid OPR LT 15% montrent des valeurs plus faibles que ceux obtenus par la réaction avec l'acide HCl 15%, cela est dû éventuellement à l'action retardée de l'acide testé.

## 7.2 Tests de compatibilité

Des mesures de viscosité des boues de forage, des mélanges boue-diesel et des mélanges boue-acide sont réalisées au laboratoire pour évaluer la compatibilité entre la boue de forage et les fluides injectés dans le puits. PUIT-2, le matériel utilisé est « Hamilton Beach » pour le mélange et « viscosimètre OFITE 900 » pour la mesure de la viscosité.

Les mesures de viscosité ont été effectuées à deux vitesses de rotation, 100 et 300 tr/min, correspondant à des taux de cisaillement de 511 S-1 et 170 S-1, respectivement.

Les mesures de viscosité sont réalisées à deux valeurs de température, température

## Étude de cas:

ambiante et température de fond de puits, soit (64°C),

Les méthodes de test utilisées sont basées sur les normes API. Les résultats sont présentés dans le tableau ci-dessous :

### 7.3 Résultats tests de compatibilité Boue - Acides

**Tableau 6-22 : Résultats tests de compatibilité Boue - Acides**

	Temperature		Viscosity (cp) A 511s <sup>-1</sup>	Viscosity (cp) A 170s <sup>-1</sup>
	°F	°C		
Échantillon d'huile 100%	73	23	43.6	61.7
	147	64	20.7	30
Échantillon d'huile / OPR LT (50%:50%)	79	26	215	345
	147	64	138	240
Échantillon d'huile / HCL 15% (50%:50%)	147	64	148	262

D'après les résultats ci-dessus, il est évident que la viscosité entre les boues à 100 % et le mélange (boues + acide) a augmenté de manière marquante, passant de 30 cp (pour les boues à 64 °C) à 240 cp à 64 °C pour l'OPR LT 15 % avant l'ajout d'acide : à 262 cp pour le HCL à 15 % acide à 64 °C toujours.

### 7.4 Résultats tests de compatibilité Boue- diesel + 10% U066

La viscosité du mélange boue –Diesel U66 a été mesuré en utilisant le Rhéomètre, la viscosité d'huile avant le traitement a été mesuré en utilisant le Visco-PAC (figure 6-26)



**A**



**B**

**Figure 6-26 :** La photo 'A' montre le Rhéomètre et la photo 'B' montre le Visco-PAC

Les résultats sont présentés dans le tableau ci-dessous :

**Tableau 6-23 : Résultats des viscosités d'huile.**

	Viscosité (cp) a 511s <sup>-1</sup>	Viscosité (cp) a 170s <sup>-1</sup>
Échantillon d'huile 100% à 23°C	43.6	61.7
Échantillon d'huile / Solution (50%:50%) à 24°C	10.4	11.4
Échantillon d'huile / Solution (50%:50%) à 64°C	4.8	5.7

## Étude de cas:



### a. Interpretation

L'ajout du solvant diesel + 10% U066 à la boue de forage a entraîné une réduction de la viscosité sans observer de précipité. La viscosité de la boue diminue de manière significative avec l'augmentation du taux de cisaillement, passant de 61,7 cp à 43,6 cp. Cependant, une légère diminution de la viscosité est enregistrée lorsque la boue est mélangée au solvant diesel + 10% U066 à des taux de cisaillement plus élevés, passant de 11,4 cp à 10,4 cp à 24°C et de 5,5 cp à 4,8 cp à 64°C. Dans l'ensemble, la viscosité reste relativement stable avec l'ajout du solvant.

### 7.5 Détermination de la densité des huiles récupérées

Le DMA 4200 M utilise la vibration d'un tube en forme de U rempli du fluide à mesurer pour déterminer sa densité. En analysant la longueur d'onde émise par le tube après stabilisation des oscillations, la méthode "pulse excitation méthode" est utilisée pour évaluer la densité du fluide.

**Tableau 6-24 :** Densité d'huile avant et après traitement.

	<b>Huile récupérée avant traitement puits</b>	<b>Huile récupérée après traitement puits (Après centrifugation)</b>
Densité à 25°C (g/cm <sup>3</sup> )	0,823	/
Densité à 64°C (g/cm <sup>3</sup> )	0,797	0,878

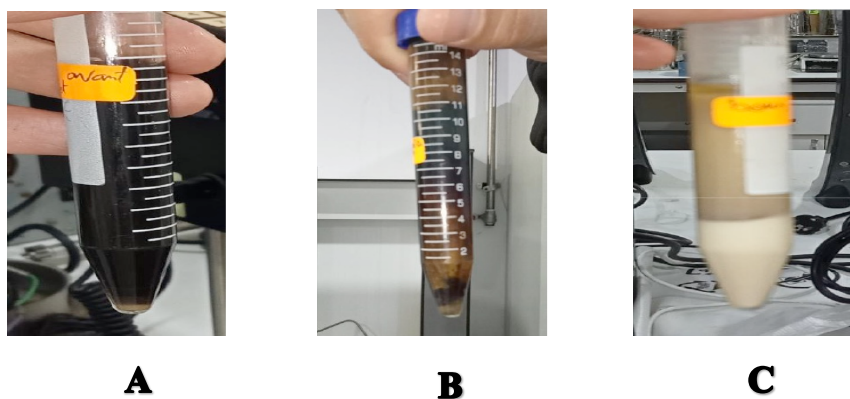
### a. Interprétation

La Mesure de la Densité d'huile avant le traitement a donné les résultats suivant :

- À la température 25°C la densité = 0.82337 g/Cm<sup>3</sup>
- À la température 65°C la densité = 0.79659 g/Cm<sup>3</sup>
- Huile récupérée après traitement puits à la température 65°C = 0,878 g/Cm<sup>3</sup>

Selon ces résultats on peut dire que l'huile est fortement contaminée par le gasoil, ainsi la densité de l'effluent ne correspond pas à la densité d'huile du réservoir.

## Étude de cas:



**Figure 6-27 :** Centrifugation des fluides récupérés avant et après traitement, A - L'huile récupéré avant traitement, B- L'huile récupéré après traitement, C-Boue de forage.

### 7.6 Détermination de l'indice d'acide des huiles récupérées

Dans le tableau suivant sont présentés les résultats de l'indice d'acide des différents échantillons après centrifugation :

**Tableau 6-25 :** Résultats de l'indice d'acide des différents échantillons après centrifugation

Échantillons	Indice d'acidité mgKOH/g
Huile avant traitement	0.36
Huile après traitement	8.52
Filtrat Boue de forage	2.53

#### a. Interprétation

L'huile initiale récupérée durant le premier kick off semble avoir la plus faible valeur d'indice d'acide (inférieur à la valeur du filtrat de boue).

L'huile initiale a un indice d'acidité relativement élevé (0,36) probablement dû au filtrat des boues, tandis que l'indice d'acidité typique du pétrole récupéré en surface varie entre 0,01 et 0,05 mgKOH/g.

La valeur de l'indice d'acide après le traitement matriciel par les différents solvants injecté dans le réservoir est élevée à cause de l'injection de l'acide dans la formation.

## 8 Conclusion

- Pendant la phase de conception, l'échantillon de boue collecté a montré une incompatibilité avec le système HCl 15 % et l'acide OPRLT 15 %.
- En se basant sur les résultats obtenus à partir des tests précédents, la conception du travail a été ajustée pour inclure le nettoyage de la boue avant l'injection d'acide dans la

## Étude de cas:

formation.

- Le puits a montré une injection nulle lors du retrait de la boue, seule l'acide a pu être pompé à 2400 psi WPH.
- Aucune amélioration de l'injection n'a été observée pendant la période d'injection d'acide.
- Lors de l'écoulement du puits, un fluide visqueux avec une densité plus élevée a été produit, ce fluide visqueux est supposé être le résultat du contact avec le filtrat de la boue.
- Pour les futurs puits dans la zone, il est fortement recommandé de choisir une boue compatible avec le système HCl.



**Figure 6-28 :** Échantillon d'huile récupérée.

## **9 Conclusion récapitulative des deux puits**

Réservoir du Lias premier fois rencontré dans le périmètre et identifié à hydrocarbure durant le forage par diagraphie (indice forage sur carotte).

C'est les raisons pour lesquels le réservoir a fait l'objet d'un DST (test de formation) qui a montré une production d'huile dans le puits et non éruptif en surface (log densité) pour ce faire, le puits a fait l'objet d'une étude d'une éventuelle opération de stimulation.

Vu le caractère et la nature du réservoir (carbonaté) une opération de stimulation à l'acide paraît être la plus adéquate.

Pour déterminer la nature de la solution de traitement des tests sur carottes ont été réalisées au niveau de laboratoires qui ont montré que HCL 7,5 % donne de bon résultat.

L'opération de stimulation à l'acide réalisée a permis de faire produire le puits en surface avec un débit de 3.80 m<sup>3</sup>/h.

Cette découverte a permis de relancer l'activité d'exploitation de réservoir lias dans le périmètre qui était au paravent considéré sec ou aquifère.

Suit à ces résultats positifs obtenus sur ce puits le recours aux opérations de stimulation à l'acide pour le réservoir Lias est devenu pratiquement systématique dans la région. Le forage du puits PUIT-2 traversant le Lias n'a pas donné de production durant le DST

## Étude de cas:

1 mais juste des indices de présence d'hydrocarbures

Des études au niveau laboratoire pour la détermination de la meilleure formulation d'acide utiliser ont montré que ce qui suit :

- Bonne compatibilité acide-huile / acide-roche mais mauvaise pour acide-boue
- L'acidification du puits PUIT-2 n'a pas donné de production en surface dont on suppose que les raisons sont dues aux :

Caractère Tight du réservoir et l'invasion de ce dernier par la boue de forage qui a empêché un meilleur traitement par l'acide présélectionné.

---

*Chapitre 7 :*  
*Aspect*  
*Environnemental*

---

### **1 Introduction (Vengosh et al., 2013)**

Les principales utilisations de l'eau dans le développement pétrolier et gazier sont les activités de forage et de complétion de puits. Les opérations de forage nécessitent de grands volumes d'eau pour faire circuler le fluide de forage qui refroidit le trépan et transporte la roche découpée hors du trou de forage. Suite au forage dans des réservoirs non conventionnels, le puits subit une étape de complétion utilisant une technique de stimulation (fracturation ou acidification). Dans ce processus, de l'eau mélangée à des additifs chimiques est injectée à haute pression dans les formations à faible perméabilité permettant une récupération plus élevée des hydrocarbures. Ce processus est l'opération la plus exigeante en eau dans le développement pétrolier et gazier non conventionnel, nécessitant des volumes généralement compris entre 7 et 19 x10<sup>6</sup> L/Puits.

Après le pompage, la pression est relâchée et le fluide de fracturation injecté retourne à la surface sous forme d'eau de reflux. L'eau de reflux se mélange progressivement à l'eau de formation, générant le flux de déchets communément appelé « eau produite ». Le volume d'eau produite généré à partir d'un puits donné dépend des caractéristiques de la formation, de l'emplacement géographique du puits, du type d'hydrocarbure produit et de la méthode de production. En 2018, les opérations de production pétrolières et gazières aux États-Unis ont généré plus de 8,5x10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>/Jour d'eau produite. Cela représente le plus grand flux de déchets généré par l'industrie, et sa gestion est l'un des plus grands défis du développement des ressources non conventionnelles.

#### **1.1 Gestion des eaux usées**

Les pratiques de gestion actuelles du reflux des puits et de l'eau produite comprennent le stockage temporaire sur site suivi d'un transport pour élimination hors site, soit par injection dans un puits profond, soit par traitement avant réutilisation ou rejet d'eau de surface. Dans la plupart des régions, l'injection dans des puits profonds est la principale méthode d'élimination car elle nécessite peu ou pas de traitement, et la moins coûteuse. Cependant, la récupération et la réutilisation des eaux de reflux et des eaux produites dans le secteur pétrolier et gazier en amont deviennent une option plus attrayante. Cette alternative protège les ressources en eau douce en éliminant les rejets dans l'environnement et en réduisant la demande d'eau de source de haute qualité. Les applications des eaux recyclées au sein de l'industrie comprennent le forage de puits, la fracturation hydraulique, la récupération assistée du pétrole et l'injection d'eau.

## Aspect environnemental:

Un obstacle majeur à la plupart des applications de réutilisation de l'eau est la salinité élevée de certains flux de rejets pétroliers et gaziers, mesurée en tant que Solides Dissous Totaux (SDT). Un SDT élevé peut-être géré grâce à l'utilisation de procédés de dessalement tels que la séparation par membrane, les cristalliseurs par évaporation ou la compression mécanique de la vapeur. Cependant, un prétraitement substantiel pour réduire l'encrassement et le potentiel d'entartrage est nécessaire avant que le reflux de fracturation et l'eau produite puissent être dessalés à l'aide de technologies membranaires.

Un prétraitement chimique est souvent suffisant pour éliminer les tartres inorganiques, mais l'élimination des salissures organiques nécessite différentes approches de prétraitement. Les concentrations très élevées de matière organique dans les flux d'eaux usées pétrolières et gazières, par rapport aux eaux de surface, souterraines ou domestiques typiques, présentent des défis pour identifier des processus de traitement rentables. L'ajout de coagulants, d'oxydants et/ou d'adsorbants (ex : du charbon actif en poudre) peut être utilisé pour une telle application, mais les quantités élevées requises rendront souvent le coût du traitement prohibitif. Alternativement, une méthode de prétraitement rentable pour l'élimination des constituants organiques est l'application de procédés de traitement biologique, qui peuvent avoir le potentiel d'augmenter la viabilité économique du traitement pour la réutilisation dans le champ pétrolifère.

### 1.2 Filtration Biologiquement Active (FBA)

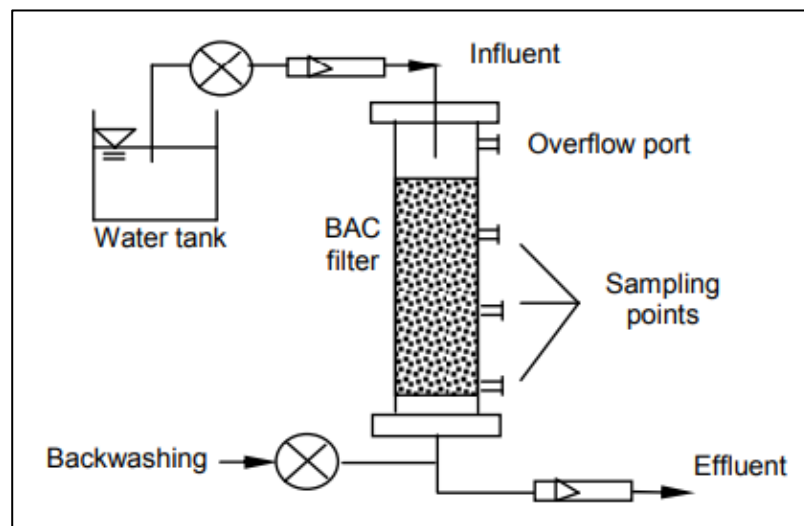
Les procédés de traitement biologique sont conçus pour éliminer les composés biodégradables tout en favorisant la croissance des micro-organismes. Ces processus sont classés en deux catégories : les processus à croissance suspendue et les processus à croissance attachée. Le procédé de croissance en suspendue le plus couramment utilisé pour le traitement des eaux usées municipales est le procédé à boues activées.

Dans les processus de croissance attachés, les micro-organismes sont attachés à un milieu qui sert de surface sur laquelle la biomasse est cultivée et conservée (c.-à-d. un biofilm). Les milieux utilisés dans ces processus comprennent le sable, le gravier, le bois, le charbon anthracite, le Charbon Actif Granulaire (CAG) et d'autres matières plastiques synthétiques. Les biofilms ont une meilleure capacité à s'adapter aux variations soudaines des conditions de l'écosystème telles que le pH, la température, la salinité et le type ou la disponibilité du substrat. De plus, les processus de croissance attachée nécessitent généralement un fonctionnement plus simple, moins d'entretien et moins d'énergie que les processus de croissance suspendue. Il a également été constaté que les systèmes de croissance attachée contiennent de la biomasse à

## Aspect environnemental:

des concentrations plus élevées. Pour ces raisons, les systèmes biologiques à croissance attachée présentent une solution prometteuse pour le traitement des eaux usées pétrolières et gazières.

La Filtration Biologiquement Active (FBA), ou Bio filtration, est proposée en raison de son application largement réussie pour le traitement de l'eau potable et des eaux usées municipales. Dans la FBA, l'élimination des contaminants peut être accomplie de plusieurs manières : les particules colloïdales et en suspension sont physiquement séparées par filtration, les matières dissoutes sont adsorbées sur le média filtrant ou sur la biomasse, et le mécanisme d'élimination prédominant se fait par biodégradation. De cette manière, les constituants sont incorporés dans la biomasse ou utilisés comme sources d'énergie par oxydation biologique (**Figure.7-1**).



**Figure 7-1** : Diagramme schématique d'une FBA

## 2 Matériels et méthodes (Freedman et al., 2017)

### 2.1 Flux d'alimentation

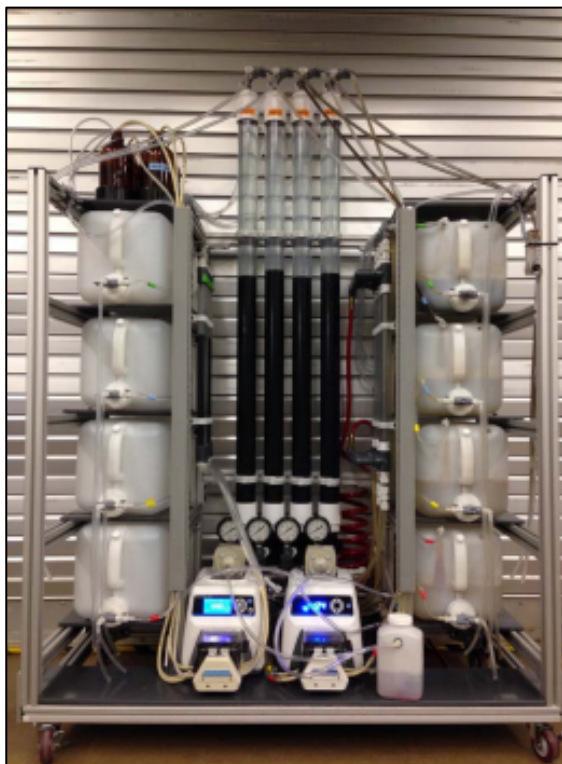
Des tests à l'échelle du laboratoire sont menés sur de l'eau acquise auprès d'une installation de traitement de l'eau produite dans un puits de gaz non conventionnel, cette eau est stockée dans des fûts de 200 L. L'eau a été vigoureusement mélangée avant le tirage des lots pour chaque expérience afin d'assurer une qualité d'eau représentative et constante.

### 2.2 Système de filtration

Un système à l'échelle du laboratoire (**Figure.7-2**) composé de quatre colonnes de filtration en PVC transparent de 1,5 cm de diamètre est utilisé pour mener les expériences préliminaires. Chaque colonne est connectée via un tube en néoprène à un réservoir

## Aspect environnemental:

d'alimentation de 5 L. Une pompe péristaltique a été utilisée pour aspirer l'eau des réservoirs d'alimentation vers les colonnes. Chaque colonne contenait 30 cm de milieu filtrant. Une colonne est désignée comme témoin abiotique en ajoutant de l'acide de sodium (0,1 % en poids de  $\text{NaN}_3$ ) à l'eau d'alimentation pour limiter l'activité microbienne. L'aération est appliquée en submergeant des diffuseurs de pierre dans les réservoirs d'alimentation et en fournissant de l'air avec un compresseur de 45 L/min ; une vanne de régulation est utilisée en parallèle pour réguler le débit d'air à environ 1 L/min vers chaque réservoir d'alimentation.



**Figure 7-2 :** 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.

### 2.3 Milieux filtrants

Le milieu filtrant utilisé est un CAG de type : NORIT® CAG 816 (taille effective = 1,4 mm). Le CAG est un milieu polyvalent qui peut fonctionner en modes adsorbant et biologique tout en assurant une séparation physique des Matières en Suspension Totales (MEST). Ce milieu est idéal pour l'application de la FBA en raison de sa résistance aux conditions défavorables telles que le lavage à contre-courant avec de l'eau chlorée et les variations de température, et sa surface spécifique substantiellement élevée est idéale pour le développement et l'accumulation de biofilm. Le biofilm existant s'est naturellement développé sur le CAG lors du contact avec l'eau de surface du réservoir, ayant une concentration moyenne de Charbon

## Aspect environnemental:

Organique Total (COT) d'environ 3 mg/L et une concentration de SDT inférieure à 500 mg/L.



**Figure 7-3 :** Le CAG utilisé dans la FBA.

Au cours de l'exploitation du système à l'échelle du laboratoire, le milieu biologiquement actif est progressivement acclimaté à un courant d'eau produite. L'amélioration du biofilm pour le traitement de l'eau produite est réalisée par exposition à des augmentations progressives des concentrations d'alimentation via une dilution décroissante. L'eau d'alimentation est diluée par addition d'eau ultra pure.

---

*Chapitre 8 :*  
*Evaluation Economique*

---

## Évaluation Économique:

### 1 Introduction

Avant d'entreprendre toute nouvelle opération sur un puits, une étude d'évaluation économique présente un aspect primordial pour se prononcer sur l'apport quantitatif et qualitatif résultant des dites opérations, en concordance avec l'ensemble des frais engagés pour leurs réalisation ; et estimer ainsi la rentabilité des deux opérations (en cas de succès).

### 2 Évaluation quantitative de l'opération de jaugeage

Pour permettre une évaluation objective de l'opération ; on procède à une comparaison des résultats de jaugeages avant et après Stimulation à l'acide

**Tableau 8-1: Évaluation quantitative de l'opération de jaugeage des puits PUIT-1 et PUIT-2.**

<b>Jaugeage avant et après Stimulation à l'acide du puits PUIT-1</b>		
	<b>Avant Stimulation</b>	<b>Après Stimulation</b>
<b>Débit d'huile (m<sup>3</sup>/h)</b>	Pas de débit en surface	3,54
<b>Jaugeage avant et après Stimulation à l'acide du puits PUIT-2</b>		
	<b>Avant Stimulation</b>	<b>Après Stimulation</b>
<b>Débit d'huile (m<sup>3</sup>/h)</b>	Pas de débit en surface	Pas de débit en surface

### 3 Évaluation Économique

#### 3.1 Tarification de l'opération

Chaque opération pétrolière doit être munie d'un support économique qui fera objet d'étude concernant le rendement de cette opération.

Le montant de l'exécution de l'opération est basé sur plusieurs facteurs, tels que :

- Les produits utilisés : coût des fluides de Stimulation.
- l'exécution de l'opération : coût des équipements et du personnel ;

Une évaluation économique consiste à prendre en compte la tarification de l'opération en question, ajoutant à cela tous travaux de préparation dont l'objet est de préparer le terrain pour la mise en œuvre de l'opération (travaux préliminaires) ainsi que ceux relatifs à la remise en état 'Post-job' ou déroulants comme conséquence directe afin de compléter le 'Job'.

#### **A. Puits PUIT-1 :**

Les différents coûts relatifs aux travaux de préparation, mise œuvre de l'opération de stimulation du puits PUIT-1 sont représentés comme suit :

## Évaluation Économique:

**Tableau 8-2: Coûts relatifs aux travaux de l'opération de stimulation du puits PUIT-1.**

<b>Opération</b>	<b>Prix</b>	<b>Unité</b>
Clean Out	20 807,70	\$
Kick Off	12 020,07	\$
Nettoyage Post-Stimulation	48 151,64	\$
Travaux Divers 'Pré-Frac '	40 669,05	\$
Opération de Stimulation (net)	60 074,24	\$
<b>Coût de frais total (C<sub>frais</sub>)</b>	<b>181 722.7</b>	<b>\$</b>

### **4 Gain de l'opération**

Le test post stimulation du réservoir nous a donné les résultats mentionnés dans le tableau ci-dessous :

Performances sur Duse :

**Tableau 8-3: Résultats du test post stimulation du réservoir Lias du puits PUIT-1.**

Date	24/05/2018
Duse (in)	32/64
WHP (psi)	250
Débit d'huile (m <sup>3</sup> /h)	3.80
Densité d'huile (15°C)	0.868
BSW (%)	0

On a une production en surface d'huile avec un débit de 3.80 m<sup>3</sup>/h confirmé par le test post stimulation.

En termes de cash-flow (CF), cela correspondra à :

$$CF = \Delta Q * Prix_{Unit}(\text{Par unité de temps})$$

Ainsi, à base du gain calculé que le délai d'amortissement (POT) pourra être estimé :

$$POT = \frac{C_{frais} + CMP}{CF}$$

POT : Pay Out Time

### **5 Résultats de l'évaluation économique**

Le tableau ci-dessous résume les données et les résultats de l'étude économique en

## Évaluation Économique:

utilisant les formules illustrées précédemment :

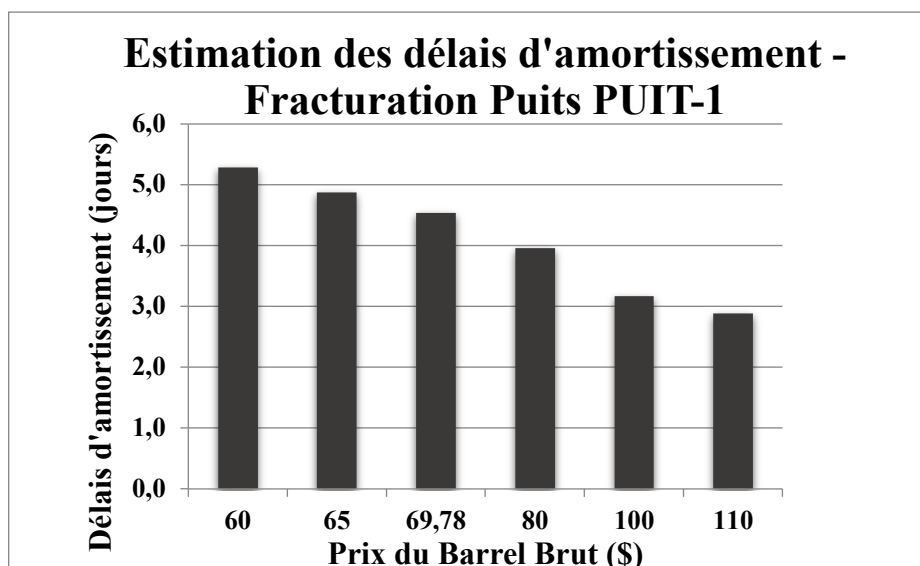
**Tableau 8-4: Résultats de l'étude économique du puits PUIT-1.**

<b>Données :</b>			
Débit d'huile avant fracturation	$Q_{\text{avantfrac}}$	0	m <sup>3</sup> /h
Prix de référence Moyen de brut Algérien	$\text{Prix}_{\text{Unit}}$	69,78	\$/bbl
Gain de débit d'huile après fracturation	$\Delta Q$	3.80	m <sup>3</sup> /h
<b>Résultats :</b>			
Gain journalier de débit d'huile	$\Delta Q$ (journalier)	573,58	bbl/jour

### 5.1 Estimation des délais d'amortissement pour des scénarios du prix de Brut

**Tableau 8-5: Estimation des délais d'amortissement pour des scénarios de Prix de Brut**

Prix Moyen du Barrel (\$/bbl)	60	65	69,78	80	100	110
Cash-flow (\$/jour)	34 415,1	37 283,0	40 024,8	45 886,8	57 358,5	63 094,3
Cash-flow (\$/An)	12 561 509,4	13 608 301,9	14 609 035,5	16 748 679,2	20 935 849,1	23 029 434,0
POT	5,3	4,9	4,5	4,0	3,2	2,9



**Figure 8-1: Estimation des délais d'amortissement – Stimulation du puits PUIT-1.**

#### a. Interprétation

Pour un prix moyen de 69,78 \$ d'un barrel de brut ; le délai de récupération de la totalité des frais relatifs à la stimulation du puits PUIT-1 est de l'ordre de 04,5 mois de production brute.

## Évaluation Économique:

### **Puits PUIT-2**

Les différents coûts relatifs aux travaux de préparation, mise œuvre de l'opération de stimulation du puits PUIT-2 sont représentés comme suit :

**Tableau 8-6: Coûts relatifs aux travaux de l'opération de stimulation du puits PUIT-2.**

Opération	Prix	unité
Clean Out	27 350,70	\$
Kick Off	19 020,07	\$
Nettoyage Post-Frac	38 152,46	\$
Travaux Pré-Frac - Divers	25 587,05	\$
Opération de stimulation (nette)	65 024,74	\$
Coût total	175 135,02	\$

#### a. Résultats de l'opération

Le test post stimulation du puits PUIT-2 n'a pas donné de production quantifiable en surface, on a pu récupérer un volume qui ressemble à des hydrocarbures qui ont été envoyé à la division Laboratoire pour analyse et identification.

## Conclusion générale :

En conclusion, notre étude a porté sur l'apport d'une étude minéralogique pour l'optimisation de la méthode de stimulation d'un forage pétrolier en exploitation, ainsi que son impact sur l'environnement, dans la région de Bechar-Oued Namous. Au travers des différents chapitres, nous avons exploré les caractéristiques géologiques de la région, les notions sur les réservoirs, les méthodes de stimulation, l'acidification, l'étude Géo-mécanique, et nous avons présenté une étude de cas.

L'objectif principal de notre recherche était de démontrer l'importance de prendre en compte les caractéristiques minéralogiques dans le processus de stimulation d'un forage pétrolier. Nous avons constaté que ces informations permettent d'optimiser les méthodes de stimulation en adaptant les techniques et les produits utilisés aux spécificités du réservoir.

De plus, notre étude a souligné l'importance de prendre en considération les aspects environnementaux liés à l'exploitation pétrolière. Nous avons examiné les mesures de protection de l'environnement et les bonnes pratiques à adopter pour minimiser l'impact sur les écosystèmes locaux.

À travers notre étude de cas, nous avons pu appliquer les connaissances acquises et démontrer leur pertinence dans un contexte réel. Les résultats obtenus ont confirmé l'efficacité de notre approche, en améliorant les performances du forage et en réduisant les effets néfastes sur l'environnement.

En conclusion, notre étude minéralogique a contribué à l'optimisation de la méthode de stimulation des forages pétroliers dans la région de Bechar-Oued Namous. Elle a permis d'améliorer les performances des opérations de stimulation tout en minimisant leur impact sur l'environnement. Les résultats obtenus soulignent l'importance de mener des études minéralogiques approfondies et de prendre en compte les aspects environnementaux dans le secteur pétrolier. Ces connaissances peuvent être appliquées dans d'autres projets similaires pour une exploitation plus efficace et durable des ressources pétrolières.

Enfin, nous espérons que cette recherche contribuera à l'avancement des connaissances dans le domaine de l'optimisation des méthodes de stimulation pétrolière et à la prise de décisions éclairées pour préserver notre environnement tout en assurant une exploitation responsable des ressources énergétiques.

## Recommandation :

L'élaboration d'une base de données des différentes formulations d'acides par type et nature de réservoir (notamment les essais de compatibilité aux laboratoires, et les données des puits) facilitera nettement le travail en termes de temps et d'efficacité et assurer une mise à jour continue.

La construction d'un modèle géologique structural comportant une distribution des propriétés Géomécaniques et des contraintes sera d'un apport considérable pour les futures études.

La réussite d'une opération de stimulation par acidification nécessite de faire appel à un travail d'un groupe multidisciplinaire entre : Foreur, producteurs, géomécanicien et géologue.

## Bibliographie

- Abizar Jugurta, Aoudjghout Ahmed; 2016 :** La Géo-Mécanique au service de la fracturation hydraulique exemple des réservoirs compacts de l'Ordovicien (Bassin d'Illizi, Algérie) ; Mémoire master ; UMMTO.
- Aichouch Mohammed Yacine; 2019 :** Evaluation et interprétation des résultats des acidifications dans le cas de Hassi Messaoud ; Mémoire master ; Université de Kasdi Merbah OUERGLA.
- Aitab Saad et Zouaouid Imane ; 2017 :** Teste de puits par la nouvelle technologie smart DST muzic; Mémoire master ; Université de Kasdi Merbah OUERGLA.
- Belloul Sonia ; 2021 :** La synthèse des réservoirs du Carbonifère du bassin de Béchar (Sahara algérien) et ses marges ; Mémoire master ; UMMTO.
- Ben Allal Djamel et Laib Noureddine, Settou Messaoud ; 2018 :** Amélioration de l'indice de productivité par acidification (Etude de cas : champ Zerzaitine In aménas); Mémoire master ; Université de Kasdi Merbah OUERGLA.
- Benyoucef Zahira et Ghandjouri Nesma; 2020 :** Amélioration de l'indice de productivité par acidification(Etude de cas : champ Zerzaitine In aménas) ; Mémoire master ; Université de Kasdi Merbah OUERGLA.
- Chebihi Moussa; 2018 :** stimulation des puits pétroliers par l'utilisation des acides ; Mémoire master Université de Ghardaïa.
- Dibiyché Nabila, Kebbal Amel ; 2016 :** Stimulation par acidification au puits : OKS64, OKS51, BKHE1 et BKS1(Champ de Haoud Berkaoui), Mémoire Master ; Université de Béjaïa.
- Haddig Tala et Louni ssi Mounir ;2017 :** Mémoire master ; Université M'HAMED BOUGARA-
- KAFIH Hadil Tama Nadjah ; 2022 :** DRILL stem testes (DST) Mesurment ; Mémoire master ; Université de Kasdi Merbah OUERGLA.
- Kennache Hakima et Maghnini Madjid ; 2017:** Etude sédimentologique du Devonien inférieur dans la région de BECHAR OUED NAMOUS ; Mémoire master ; UMMTO.
- Derkouche Tarek, Hamidi Abd Alhalim ;2012 :** Étude et test de la tête de puits ; Mémoire master ; Université de Kasdi Merbah OUERGLA.
- Melgani Fares ; 2015 :** Évaluation des paramètres de production d'un réservoir pétrolier à l'aide de tests par tiges de forage DST (Drill Stem Test) ; Mémoire ; École National Polytechnique.
- Ramdani Lakhdar, Rebbouh Moussa et Sendjasni Hamza ;2017 :** Etude d'endommagement de la roche réservoir par le fluide de forage et le traitement à l'acide au champ Bir Robaa Nord (SH/AGIP), puits ROD 17 ; Mémoire master ; Université de Kasdi Merbah OUERGLA.
- Ziouani Sara ; 2018 :** Teste de puits par la nouvelle technologie SMARTE DST MUZIC. ; Mémoire master ; Université M'hamed Bougara.

## **Rapport Sonatrach division exploration**

Étude pétrographique, diagenétique minéralogique et palynologique de sondage PUIT-1,2018.

Test realiser sur PUIT-2, 2022.

Rock view Element, lithology and Mineralogy 1:500 DEPTH Scale

**2018**; Carbonate Acid Stimulation using Coiled Tubing PUIT-1,2018.

**2023** ; Compte rendu: description de carotte du puits PUIT-1,2023.

Logging interval,2018.

Rapport implantation PUIT-1, 2017.

Fiche technique de PUIT-1 et PUIT-2 .

Avis sur la qualité de ciment du PUIT-1.

Etude de candidature des puits: PUIT-1 et PUIT-2.

Programme De Test DST N°1 / DST N°2, 2018

Analyse Minéralogique Par Diffraction Des Rayons X Du Puits PUIT-1, 2018.

Rapport de traitement GEM duPUIT-2 phase 8”1/2,2023.

fr.scribd.com/document/449271478/Réservoir-Carbonate

**ResearchGate.com**

<https://gifex.com/fr/fichier/>

elearn.univ-tlemcen.dz. Department of Earth and Univers Sciences University Abou Bekr Belkaïd

Freedman, D.E., Riley, S.M., Jones, Z.L., Rosenblum, J.S., Sharp, J.O., Spear, J.R., Cath, T.Y., 2017. Biologically active filtration for fracturing flowback and produced water treatment. Journal of water process engineering. 18, 29–40.

Vengosh, A. Warner, N. Jackson, R. Darrah, T., 2013. The effects of shale gas exploration and hydraulic fracturing on the quality of water resources in the United States. Procedia Earth Planet. Sci. 7, 863–866.

