



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la
Recherche Scientifique



Université Amar Thelidji- Laghouat

FACULTE : TECHNOLOGIE

DEPARTEMENT : GÉNIE DES PROCÉDÉS

MEMOIRE DE MASTER

Présenté par : Benmaache Manal Insaf

Merad Nour Elhouda

DOMAINE : Sciences et Technologies

FILIERE : Hydrocarbures

OPTION : Génier Gazier

Thème

Etude de la stimulation Frac Acide sur trois puits (HRXX1/HRXX2/HRXX3) du champ gazier de Hassi R'mel

Jury de soutenance :

Nom et Prénom	Grade	Qualité
Bouarar Fatima	MCB	Président
Merigui Khaled	MAB	Examineur
Hadjadj Asma	MCB	Rapporteur

Promotion : 2024 /2025

Remerciements

Nous tenons à exprimer notre plus profonde gratitude à toutes les personnes qui ont, de près ou de loin, contribué à l'élaboration de ce mémoire.

Avant tout, nous rendons grâce à Dieu Tout-Puissant, pour nous avoir accordé la force, la patience et la persévérance nécessaires tout au long de ce parcours exigeant.

*Nos remerciements les plus sincères s'adressent à **Dr. HADJADJ Asma**, pour la qualité de son encadrement, sa bienveillance, ses conseils avisés et sa disponibilité constante. Son exigence scientifique et son accompagnement rigoureux ont largement contribué à l'enrichissement de ce travail.*

*Nous remercions également les membres du jury **BOUARAR Fatiha** et **MERIGUI Khaled** d'avoir accepté d'examiner notre travail.*

Nous tenons aussi à exprimer notre reconnaissance à l'ensemble des enseignants du département du Génie des Procédés, pour la qualité de l'enseignement reçu et leur accompagnement pédagogique tout au long de notre parcours universitaire.

Enfin, nous remercions du fond du cœur nos familles, en particulier nos parents, pour leur amour inconditionnel, leurs sacrifices silencieux et leur soutien indéfectible, qui nous ont portés jusqu'au bout de cette aventure.

À toutes celles et ceux qui nous ont soutenus, encouragés ou inspirés, nous disons : merci infiniment.

Dédicace

*À Celui qui m'a toujours donné la force,
à Celui qui a éclairé mes pas sur le chemin du savoir...*

*À Dieu Tout-Puissant, je dédie les premiers mots de ce travail, avec gratitude et louange.
À ceux qui ont semé en moi le rêve et l'ont nourri avec amour et patience...*

*À mes parents, piliers de ma vie, je rends hommage avec une reconnaissance infinie.
À mes frères et sœurs, pour leur soutien sincère et leur foi constante en moi,
Merci pour votre présence silencieuse mais précieuse.*

*À mes enseignants, depuis les premières années de ma scolarité,
à ceux qui ont éveillé en moi la passion du savoir,
je vous adresse mon plus profond respect et ma sincère gratitude.*

*À mes camarades de promotion,
avec qui j'ai partagé les efforts, les défis et les petits moments de joie,
je vous garde en mémoire avec affection.*

*À toutes les personnes rencontrées au sein de l'entreprise de stage,
ingénieurs, techniciennes, personnel encadrant et collaborateurs,
merci pour vos conseils, votre disponibilité et votre accueil chaleureux.*

*À mes précieuses amies,
présentes dans les jours de doute comme dans ceux de réussite,
votre bienveillance est un trésor.*

*Et à toutes celles et ceux qui, par un mot, un geste ou un regard,
ont laissé une empreinte sur ce parcours...*

Ce travail vous est dédié, avec toute ma reconnaissance.

BENMAACHE MANAL INSAF.

Dédicace

Je tiens à dédier ce travail à ceux qui ont été, de près ou de loin, les piliers de mon parcours universitaire et personnel.

*À ma mère,
pour son amour inconditionnel, sa tendresse et ses prières silencieuses qui m'ont toujours accompagnée. Ta présence est un réconfort précieux.*

*À mon père,
dont les efforts, la sagesse et les sacrifices m'ont toujours guidée. Merci d'avoir cru en moi.*

*À mon époux,
pour sa patience, son soutien indéfectible et sa présence constante dans chaque étape de ce parcours. Ce travail est aussi le fruit de ton accompagnement.*

*À mes frères et sœurs,
pour leur affection, leur soutien moral et leurs encouragements, qui ont été pour moi une force dans les moments de doute.*

À vous tous, j'adresse ma profonde gratitude.

NOUR ELHOUDA MERAD.

Résumé

BEN MAACHE Manel Insaf MERAD Nour el houda

Etude de la stimulation Frac Acide sur trois puits du champ gazier de Hassi R'mel

Ce mémoire s'intéresse à l'évaluation de la stimulation acide par fracturation dans des réservoirs carbonatés situés dans le champ de Hassi R'mel (Sud algérien). L'objectif principal est de démontrer l'efficacité de cette méthode dans l'amélioration de la productivité des puits, en tenant compte des particularités géologiques du réservoir LD-2.

L'étude s'appuie sur trois cas : un puits ancien en production et deux nouveaux puits. Pour le puits ancien, les résultats montrent une amélioration significative des débits après traitement : le débit de gaz est passé de 74 586 à 250 826 stm^3/j , et celui du condensat a également fortement augmenté. Pour les nouveaux puits, les tests d'injection ont permis d'identifier des paramètres essentiels tels que la pression de fermeture, l'efficacité du fluide (jusqu'à 72,42 %) et la géométrie de la fracture. L'outil de modélisation GOHFER a été utilisé pour adapter le design de la fracturation aux conditions réelles.

Les résultats confirment que, lorsqu'elle est bien conçue, la stimulation acide constitue une technique fiable et performante pour améliorer la perméabilité et le drainage dans les formations carbonatées, qu'il s'agisse de puits en exploitation ou de nouveaux forages.

Abstract

BEN MAACHE Manel Insaf MERAD Nour el houda

study of Acide Fracturation Stimulation on three wells of the Hassi R'mel Gas field

This thesis focuses on the evaluation of acid fracturing stimulation in carbonate reservoirs located in the Hassi R'mel field in southern Algeria. The main objective is to demonstrate the effectiveness of this method in enhancing well productivity, taking into account the specific geological characteristics of the LD-2 reservoir.

The study includes three cases: one existing producing well and two newly drilled wells. For the producing well, the results showed a significant increase in production rates after acid fracturing: gas production rose from 74,586 to 250,826 standard cubic meters per day, and condensate output also improved substantially. For the new wells, injection tests helped identify key parameters such as closure pressure, fluid efficiency (up to 72.42%), and fracture geometry. The 3D simulation software GOHFER was used to adapt the fracture design to actual reservoir conditions.

The findings confirm that, when properly designed and executed, acid stimulation is a reliable and efficient technique for improving permeability and drainage in carbonate formations, whether in existing wells or new developments.

بن معاش منال انصاف مراد نور الهدى

المخلص

دراسة تأثير التكسير الحمضي على ثلاث آبار غازية في حقل حاسي رمل

يهدف هذا البحث إلى تقييم فعالية عملية التحفيز بالحمض (التكسير الحمضي) في المكامن الكربوناتيّة، وذلك من خلال دراسة حالة ميدانية بمنطقة حاسي الرمل جنوب الجزائر، وخصوصاً في مكمن LD-2. تسعى الدراسة إلى إبراز مدى مساهمة هذه التقنية في تحسين إنتاجية الآبار، مع مراعاة الخصائص الجيولوجية الدقيقة للمكمن

شملت الدراسة ثلاث آبار: بئر واحد منتج سابقاً، وبئران جديدان. أظهرت نتائج التحفيز على البئر المنتج تحسناً ملحوظاً في معدلات الإنتاج، حيث ارتفع إنتاج الغاز من 74,586 إلى 250,826 متر مكعب قياسي في اليوم، كما سُجل تحسن كبير في إنتاج المكثفات. بالنسبة للآبار الجديدة، مكنت اختبارات الحقن من تحديد معلومات مهمة مثل ضغط الإغلاق، وكفاءة السائل (بلغت 72.42%)، وهندسة الكسور. وقد تم استخدام برنامج المحاكاة ثلاثي الأبعاد GOHFER لضبط تصميم العملية بما يتوافق مع ظروف المكمن الفعلية. تُظهر النتائج أن التحفيز الحمضي عند تخطيطه وتنفيذه بشكل دقيق، يُعد تقنية فعالة وموثوقة لتحسين النفاذية وزيادة الإنتاج في المكامن الكربوناتيّة، سواء في الآبار القديمة أو الجديدة

Sommaire

Introduction Générale

Chapitre I: Généralités sur les réservoirs
Introduction ..	2
I.1 Réservoir gréseux ..	2
I.1.1 Formation des roches gréseuses ..	2
I.1.2 Caractéristiques pétro-physiques ..	3
I.1.3 Classification des réservoirs gréseux ..	3
I.1.4 Comportement géomécanique ..	3
I.1.5 Caractéristiques des réservoirs gréseux ..	4
I.1.6 Techniques de stimulation adaptées ..	4
I.2 Réservoir carbonaté ..	4
I.2.1 Minéraux composants les roches carbonatées : ..	4
I.2.2 Formation des roches carbonatées ..	6
I.2.3 Classification des roches carbonates ..	7
I.2.4 Caractéristiques pétro-physiques ..	10
I.2.5 Propriétés physiques des roches: ..	13
I.3 Skin ..	15
I.4 Conductivité ..	16
I.5 Solubilité ..	16
Chapitre II : Méthodes de stimulation
II. Stimulation ..	18
II.1 Etat de l'art sur les méthodes de stimulation ..	18
II.1.1 Fracturation Mécanique (Hydraulique) ..	18
II.1.2 Acidification chimique (Matricielle) ..	19
II.1.3 Hybride (Fracturation acide) ..	19
II.1.3.1 Informations nécessaires pour un traitement de fracturation à l'acide ..	19
II.1.3.2 Paramètres importants pour l'étude de la fracturation à l'acide ..	20
II.1.3.3 Sélection de fluide de fracturation ..	21
II.1.3.4 Les additifs de fluide de fracturation ..	22

II.1.3.5 Géométrie de la fracture	23
II.1.3.6 Distance de pénétration de l'acide	24
II.1.3.7 Conductivité des fractures	24
II.1.3.8 Procédure de travail et programme de pompage.....	25

**Chapitre III : Analyse de la stimulation Acide Frac des puits
de(HRXX1/HRXX2/HRXX3) à Hassi R'mel...**

III.1 Présentation de la région Hassi R'mel.....	28
III.2 Descriptions de réservoir LD2	28
III.2.1 La présence du niveau Dolomitique LD2 a été mise en évidence suite aux	29
III.2.2 Description de lithologie	29
III.3 Présentation du logiciel GHOFER	31
III.3.1 Modules proposés par le logiciel GOHFER.....	32
III.4 Application de la fracturation acide dans le champ de Hassi R'mel	33
III.4.1 Stimulation d'un réservoir ancien (puit HRXX1)	33
III.4.2 Stimulation d'un nouveau puit carbonaté (HRXX2/HRXX3)	46

Conclusion général

Références

Annex

Liste des figures

Chapitre I : Généralités sur les réservoirs.

Figure I. 1: Formes de cristallisation de la calcite	05
Figure I. 2: Formes de cristallisation de la dolomite	05
Figure I. 3 : Conditions de formation des calcaires	06
Figure I. 4: Une échelle représente la classification minéralogique.	07
Figure I. 5: Une échelle représente la proportion relative de calcite et de minéraux argileux.	07
Figure I. 6: Schéma de classification de Folk des roches carbonatées	08
Figure I. 7: Schéma de classification de Dunham des roches carbonatées.....	09
Figure I. 8: Effet de l'hétérogénéité des grains sur la porosité.	11
Figure I. 9: Effet de l'arrangement des grains sur la porosité.....	11
Figure I. 10: Vitesse d'écoulement en fonction de la porosité	12
Figure I. 11: Diagramme contrainte-déformation d'un matériau.	13
Figure I. 12: La déformation par la compression	14

Chapitre II : Méthodes de stimulation

Figure II.1 : information nécessaires sur le puits et la formation.....	18
--	----

Chapitre III : Chapitre III : Analyse de la stimulation Acide Frac des puits de(HRXX1/HRXX2/HRXX3) à Hassi R'mel...

Figure III. 1: colonne stratigraphique synthétique de hassi R'mel	28
Figure III. 2: Echantillon de carotte montrant les dolomies du D2 de couleur grise	29
Figure III. 3: Echantillon de carotte montrant les argiles feuilletées, brun chocolat par endroit.....	29
Figure III. 4: Echantillon de carotte montrant les dolomies du LD2 intercalé par des argiles dolomitique brun clair	30
Figure III. 5: Echantillon de carotte montrant les argiles noirâtre, indurées et feuilletées légèrement salifères	30
Figure III. 6: Echantillon de carotte montrant les stylolites	30
Figure III. 7: Echantillon de carotte montrant des fissures horizontales et verticales colmatées par de la calcite	30
Figure III. 8: Echantillon de carotte montrant un calcaire gris beige, micro caverneux par endroit (Présence de fissures subverticales colmatées par de la calcite)	31
Figure III. 9: Echantillon de carotte montrant la présence de fissure subverticale	31
Figure III. 10: Interface de logiciel GHOFER	32

Figure III. 11: Le petro-physique de puits HRXX1	34
Figure III. 12: Test de pression	37
Figure III. 13: test d'injectivité	38
Figure III. 14 : ISIP du trou de fond extrapolé = 6 802 psi	39
Figure III. 15: Mini Frac _ Fonction G	40
Figure III. 16: Net Pression	41
Figure III. 17: log des températures	42
Figure III. 18: log de température après le test d'injection	43
Figure III. 19: La géométrie de fracture acidifiée.	44
Figure III. 20: Test d'injection(HRXX2).....	47
Figure III. 21: Test d'injection analyse décroissance(HRXX2)	48
Figure III. 22 : Test d'injection analyse décroissance carré(HRXX2)	49
Figure III. 23: Journal de la température(HRXX2)	50
Figure III. 24: Test d'injection correspondance (HRXX2).....	51
Figure III. 25: Révision du traitement des fractures acides(HRXX2).....	51
Figure III. 26: Test d'injection(HRXX 3)	54
Figure III. 27: Test d'injection analyse décroissance(HRXX 3)	55
Figure III. 28 : Test d'injection analyse décroissance carré(HRXX 3)	56
Figure III. 29: Journal de la température (HRXX 3).....	57
Figure III. 30: Test d'injection correspondance(HRXX 3)	58
Figure III. 31: Révision du traitement des fractures acides. (HRXX 3).....	58

Liste des tableaux

Chapitre I : Généralités sur les réservoirs

Tableau I. 1: Classification minéralogique et granulométrique.	08
Tableau I. 2: Porosité des roches sédimentaires	10

Chapitre II : Méthodes de stimulation

Tableau II.1 : information nécessaires sur le puits et la formation.....	20
---	----

Chapitre III : Analyse de la stimulation acide sur le terrain : puits de Hassi R'mel

Tableau III. 1: Programme de pompage durant l'opération de frac(HRXX1)	36
Tableau III. 2: Test potentiel avant le traitement par fracturation à l'acide(HRXX1)	45
Tableau III. 3: Test d'injection (HRXX2).	46
Tableau III. 4: Résultats du traitement par la fracturation acide(HRXX2).....	52
Tableau III.5: Test d'injection (HRXX3).	53
Tableau III.6: Résultats du traitement par la fracturation acide(HRXX3).....	59

Liste d'abréviations

AQ: Assurance Qualité.

P_L : Pression de ligne

BHP: Bottom Hole Pressure.

P_t : Pression de tête.

BHST: Bottom Hole statique temperature.

ISIP: Instantaneous Shut In Pressure.

CE: Conductivity Enhancement.

ZCA: Zone Cover Acid

CFA: Closed-fracture Acidification.

CQ : Control Qualité.

CSTF : Centre de Stockage Transfert Facilities.

CTH : Centre de Traitement de l'Huile.

DoS: Design of Service.

EHC: Etched Height Control.

FLC: Fluid Loss Control.

HR: Hassi R'mel.

HRXX1 : Puits -1.

HRXX2 : Puits -2.

HRXX3 : Puits -3.

LD2 : lias carbonate deposite.

MDT: Modular formation dynamics tester.

T.A.G: Trias Argilo Gréseux.

Notion de symboles

K : le coefficient de perméabilité en cm/s. **i** : le gradient hydraulique.

σ : La contrainte de traction (ou de compression).

ϵ : l'allongement relatif, ou déformation (adimensionnel).

S_e : l'endommagement réel aux abords du puits (matrice).

S_p : la perte de charge due aux perforations.

S_c : l'étranglement de l'écoulement du à la pénétration partielle.

S : skin.

K_s : perméabilité de la zone endommagée.

R_s : rayon de la zone endommagée.

R_w : rayon du puits.

q : Le débit d'injection de l'acide [bbl/mn].

Φ : Porosité de la formation.

IP_r : productivité réelle en m³/h/kg/cm²

IP_{th} : productivité théorique

C_t : coefficient de leakoff du fluide.

ΔP : différence de pression entre le fluide dans la fracture et celui de formation.

K_f : la perméabilité de la fracture

W_f : la largeur de la fracture

n : l'indice d'écoulement. **ρ** : la masse volumique [kg/m³].

D_{eff} : diffusivité de l'acide. **μ** : la viscosité de l'acide.

V : Volume de l'acide injecté [m³].

L₁ : longueur finale.

Introduction générale

Dans un contexte énergétique exigeant, il devient essentiel de tirer le meilleur parti des ressources en place. Pour améliorer la productivité des réservoirs pétroliers, en particulier dans les formations peu perméables ou endommagées, les opérations de stimulation représentent une solution couramment adoptée. Parmi elles, la **fracturation acide** est largement utilisée, notamment dans les réservoirs carbonatés, où l'acide injecté interagit avec la roche pour créer des canaux de dissolution appelés *wormholes*, favorisant ainsi l'écoulement des hydrocarbures.

La réussite de cette opération repose sur une bonne connaissance du comportement du milieu poreux, mais aussi sur les paramètres choisis lors du traitement (type d'acide, concentration, débit, température, etc.). Ces éléments jouent un rôle déterminant dans le succès de la stimulation et dans l'amélioration de la perméabilité de la roche.

Ce mémoire s'inscrit dans cette démarche technique et se structure en trois parties:

Le premier chapitre est consacré aux généralités sur les réservoirs pétroliers, avec un aperçu des roches réservoirs, principalement les grès et les carbonates. Quant au deuxième chapitre présente les principales méthodes de stimulation, en mettant l'accent sur la fracturation acide.

Enfin, le troisième chapitre est dédié à une étude de cas appliquée à deux puits du champ de Hassi R'mel : un puits récemment foré et un autre déjà en production. L'objectif est d'évaluer l'efficacité de la stimulation acide dans chacun de ces contextes à partir des données réelles.

Chapitre I: Généralités sur les réservoirs

Introduction

Chaque baril de pétrole extrait provient d'un système géologique complexe : celui des réservoirs pétroliers. Il s'agit de roches poreuses et perméables capables de stocker les hydrocarbures et de permettre leur circulation. On distingue principalement deux grands types : les réservoirs gréseux, généralement plus homogènes et faciles à interpréter, et les réservoirs carbonatés, très répandus dans le Sud algérien, souvent marqués par une forte hétérogénéité et une perméabilité réduite. Dans ce cadre, nous allons définir et analyser les principales caractéristiques de ces deux catégories de réservoirs

I.1 Réservoir gréseux

Les réservoirs gréseux constituent l'un des principaux types de réservoirs pétroliers et gaziers exploités dans le monde. Leur origine détritique, leur variabilité lithologique et leur comportement géomécanique influencent fortement leur potentiel de production.

I.1. Formation des roches gréseuses

Les roches gréseuses, sont des roches sédimentaires détritiques constituées majoritairement de grains de sable, généralement de quartz, cimentés entre eux. Leur formation résulte d'une série de processus géologiques s'étendant sur des millions d'années. On peut distinguer trois étapes majeures dans la genèse des grès : la météorisation, le transport, et la diagenèse.

- **Météorisation et érosion**

La formation des grès commence par la désagrégation physique et la décomposition chimique des roches préexistantes (souvent granitiques ou silicatées) sous l'effet des agents atmosphériques (eau, vent, variations de température). Cette altération libère des particules minérales, principalement des grains de quartz, réputés pour leur grande résistance à l'érosion chimique.

- **Transport et sédimentation**

Les particules détachées sont ensuite transportées par des agents naturels tels que les rivières, le vent, les glaciers ou les courants marins. Durant ce transport, les grains subissent une sélection granulométrique (les plus fins ou légers sont transportés plus loin) et une usure mécanique, ce qui leur donne une forme arrondie.

- La sédimentation a lieu lorsque la vitesse du fluide porteur diminue, entraînant la dépôt des particules dans des environnements variés : fluviaux, deltaïques, littoraux, désertiques ou marins.

- **Diagenèse**

Les sédiments accumulés sont progressivement enfouis sous d'autres couches, ce qui entraîne leur compactage (réduction de la porosité) sous l'effet de la pression lithostatique. Par la suite, la cimentation intervient : les fluides circulant dans les pores précipitent des minéraux (comme la silice, la calcite ou l'argile) qui lient les grains entre eux, transformant les sédiments meubles en roche cohérente : le grès.

Ce processus peut également entraîner des modifications minéralogiques appelées transformations diagenétiques (dissolution, remplacement, recristallisation).

I.1.2 Caractéristiques pétrophysiques

- **Porosité**

La porosité des réservoirs gréseux peut varier de 10 % à 30 %, selon :

- la taille des grains,
- le degré de compactage,
- la nature du ciment.

- **Perméabilité**

Les grès peuvent avoir une perméabilité élevée (>100 mD), facilitant l'écoulement des fluides. Toutefois, elle peut être réduite par :

- la présence d'argiles,
- le colmatage des pores par des précipitations minérales.

- **Hétérogénéité**

Les réservoirs gréseux présentent souvent une hétérogénéité verticale et latérale due à la variation des environnements de dépôt (courants, énergie du milieu...).

I.1.3 Classification des réservoirs gréseux

Selon leur environnement de dépôt, on distingue :

- **Grès fluviaux** : déposés dans des rivières ; souvent discontinus,
- **Grès deltaïques** : bien développés mais complexes,
- **Grès éoliens** : très homogènes et bien triés,
- **Grès marins** peu profonds : bien cimentés avec une bonne connectivité.

I.1.4 Comportement géomécanique

Les grès présentent un comportement distinct face à la fracturation hydraulique. Leur résistance mécanique est généralement plus élevée que celle des roches carbonatées. Leur faible réactivité chimique aux acides limite l'efficacité des traitements d'acidification.

Ainsi, la stimulation repose principalement sur la fracturation hydraulique seule.

I.1.5 Caractéristiques des réservoirs gréseux

- Bonne perméabilité et porosité initiale,
- Moins sensibles à l'altération chimique que les carbonates,
- Meilleure prévisibilité des propriétés pétrophysiques.

I.1.6 Techniques de stimulation adaptées

Dans les réservoirs gréseux :

- La fracturation hydraulique est la méthode la plus utilisée pour améliorer la connectivité,
- L'acidification n'est généralement pas efficace, sauf dans les cas où le ciment est calcaire.

I.2 Réservoir carbonaté

Les roches carbonatées sont des roches sédimentaires résultant de la compaction de sédiments carbonatés et composés d'au moins 50 % de carbonates. Leur processus de formation dépend du taux de la concentration en Ca^{2+} et CO_3^{2-} dans l'eau et de la quantité d'apport détritiques, mais aussi de la température (les roches carbonatées se forment essentiellement en zone intertropicale) et d'autre facteur tel qu'une élévation du pH (perte de CO_2 de l'eau), de l'agitation hydrodynamique.

Elles sont constituées de calcaire CO_3Ca et ou de dolomie CO_3Ca , CO_3Mg et présentent souvent des qualités de réservoir.

I.2.1. Minéraux composants les roches carbonatées :

Ce sont des minéraux essentiels des roches sédimentaires ; ils se trouvent en abondance dans certaines roches métamorphiques.

- **La calcite (CaCO_3)**

La calcite est souvent fortement clivée et maclée ; les stries qui en résultent sont l'une de ses caractéristiques de section mince. Soluble dans l'acide chlorhydrique à 1 % à froid ; l'attaque s'accompagne d'un dégagement important de gaz carbonique.

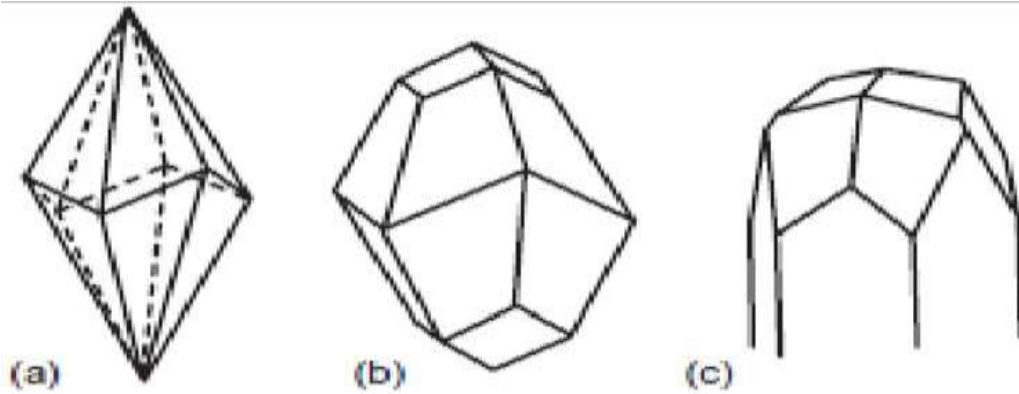


Figure I. 1: Formes de cristallisation de la calcite [1]

- **L'aragonite**

L'aragonite, moins répandue que la calcite qui est la forme la plus stable du carbonate de calcium. C'est le carbonate le plus instable.

- **La dolomite**

Connu par sa formule chimique $[\text{Mg Ca}(\text{CO}_3)_2]$, comme la calcite, il cristallise dans le système rhomboédrique. Elle diffère de la calcite en ce qu'elle s'agrège en macles et a un indice de réfraction légèrement plus élevé. Ses cristaux rhomboédriques sont généralement mieux individualisés.

La dolomite est moins soluble que la calcite et est lentement érodée par 10% HCL uniquement lorsqu'il fait froid. La dolomite seule peut constituer une roche appelée dolomite, souvent mélangée à de la calcite.

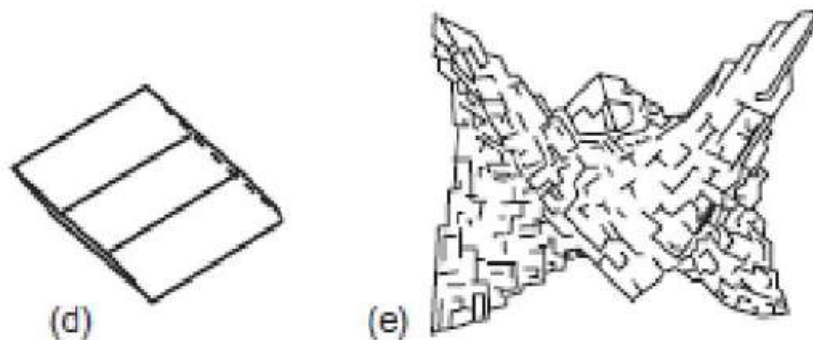


Figure I. 2: Formes de cristallisation de la dolomite [1].

I.2.2 Formation des roches carbonatées

- **Processus de formation des sédiments calcaires**

Dans tous les cours d'eau, lacs ou mers où des ions (Ca^{+2}) et (CO_3^{2-}) sont présents, l'équilibre de la solution est fonction de la teneur en dioxyde de carbone, qui dépend également de la présence partielle de dioxyde de carbone dans l'air.

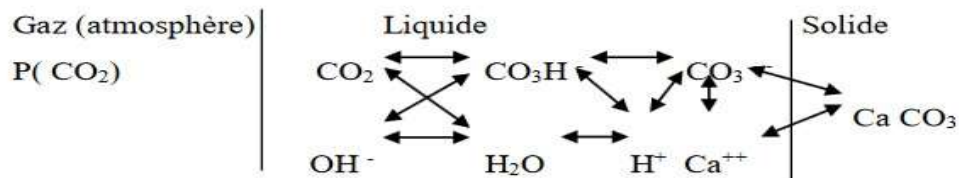


Figure I. 3 : Conditions de formation des calcaires.

- **Notion de dolomitisation des calcaires**

Au cours de la diagenèse, la circulation d'eau contenant des ions Mg donne (Mg) au lieu de (Ca), ce qui donne de la dolomite minérale et de la dolomite rocheuse. Cependant, dans certaines conditions de température et de pression de CO_2 , la dolomite peut également précipiter directement.

- **Les dolomies**

Les dolomies sont formées par des cristaux, de dolomite [$\text{Ca Mg}(\text{CO}_3)_2$]. Les dolomies se présentent globalement sous deux aspects différents :

- ✓ Dolomies à grains fins ($<20\mu\text{m}$) à structure litée, rubanée. Les intercalations de lits argileux ne sont pas rares.
- ✓ Dolomies grenues (de $550\mu\text{m}$ à 2 mm), sont disposées en couches plus ou moins développées entre des bancs de calcaire.
- ✓ Les dolomies à grains fins sont dites dolomies primaires car elles se sont déposées par précipitation directe des cristaux de dolomite.

I.2.3 Classification des roches carbonatées

Il existe plusieurs classifications et nomenclatures pour les roches carbonatées, chacune de ses classifications s'appuie sur un critère particulier que ce soit la minéralogie et la granulométrie, la texture ou bien la nature des éléments figurés et de la phase de liaison. Il y a notamment :

✓ **La classification minéralogique :**

Cette classification est basée sur la proportion relative de calcite et de dolomite. La calcite et la dolomite étant les deux principaux minéraux carbonatés des roches sédimentaires même si la calcite est beaucoup plus fréquente que la dolomite.

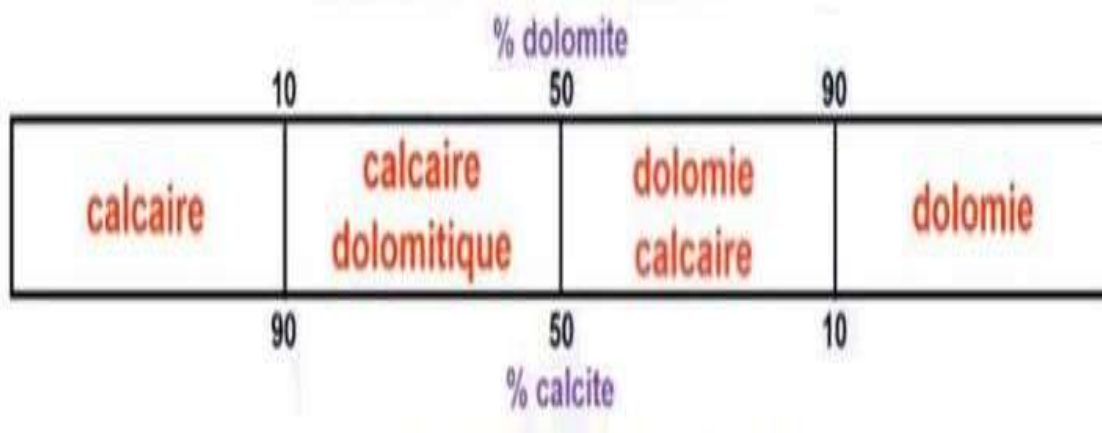


Figure I. 4: Une échelle représente la classification minéralogique. [2]

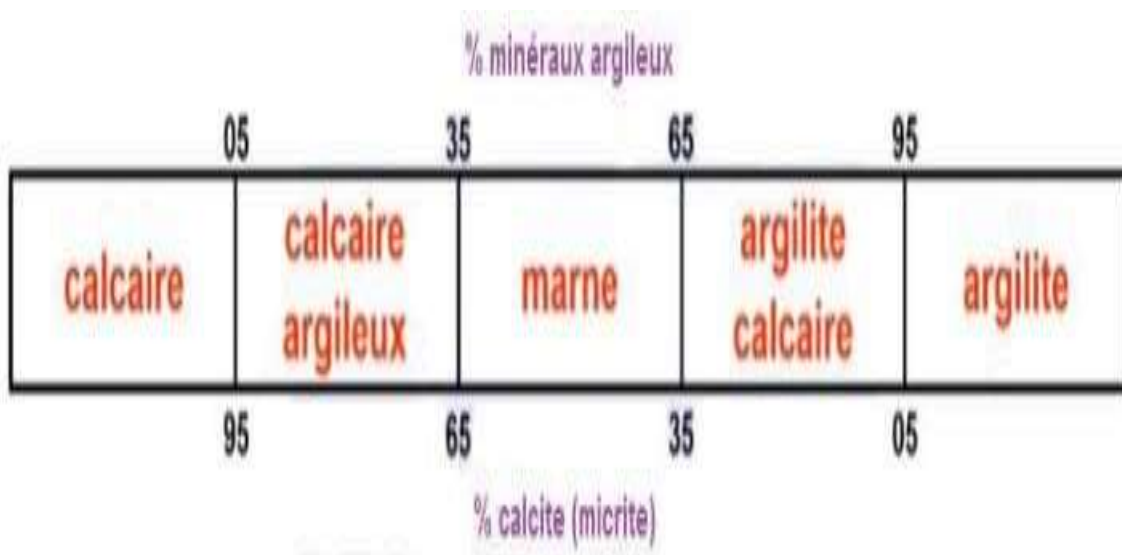


Figure I. 5: Une échelle représente la proportion relative de calcite et de minéraux argileux. [2]

✓ **Classification granulométrique :**

Une classification basée sur la taille du grain.

Tableau I. 1: La classification minéralogique et granulométrique. [2]

Grossier		Moyen		Fin	
Allochèmes \geq 2mm Granules, galets, blocs		Allochèmes de taille des sables 60um - 2mm		Particules fines $\leq 60\mu\text{m}$	
Calcite Calcirudite	Dolomie dolorudite	Calcite Calcirudite	Dolomie dolorudite	Calcite Calcirudite	Dolomie dolorudite

✓ **Classification de Folk**

C'est une classification compositionnelle, elle se base sur les paramètres suivants :

- La nature des grains.
- La nature de ciment.

Cette classification est propre aux roches carbonatées, il ne peut pas est utilisée pour les autres familles des roches La figure au-dessous représente les différentes roches selon Folk [5] :

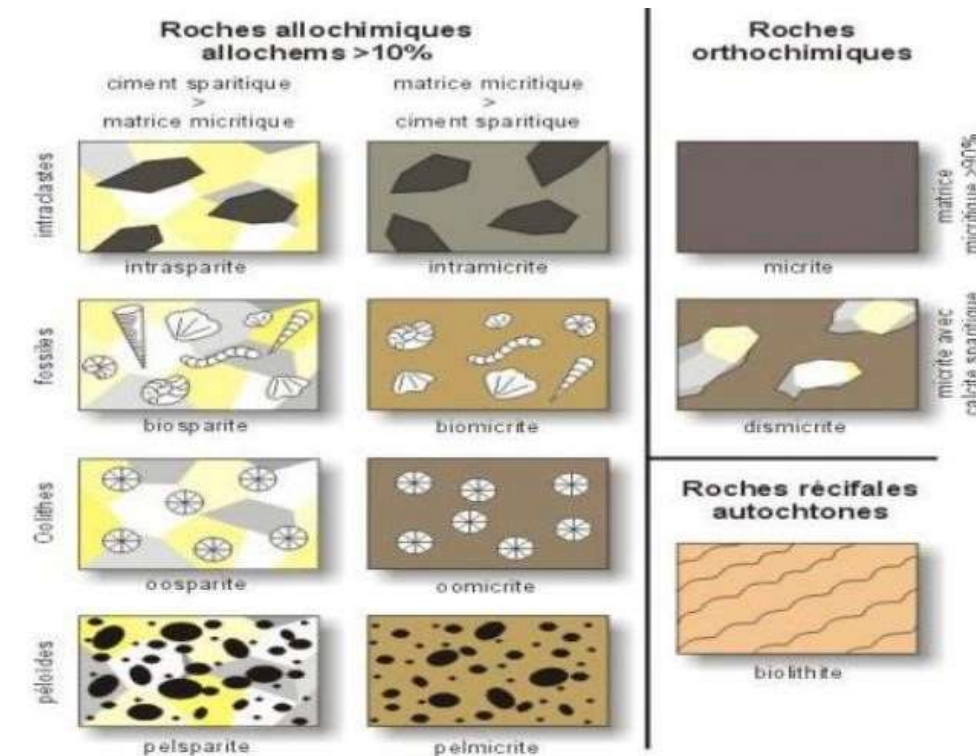


Figure I. 6: Schéma de classification de Folk des roches carbonatées [3].

✓ **Classification de Dunham**

On étudie de phase de liaison (matrice ou ciment), l'abondance des éléments et leur déposition (élément jointifs ou dispersés).

Cette classification est propre aux roches carbonatées, il ne peut pas être utilisée pour les autres familles des roches. La classification est illustrée dans la figure (I. 7) [5] :

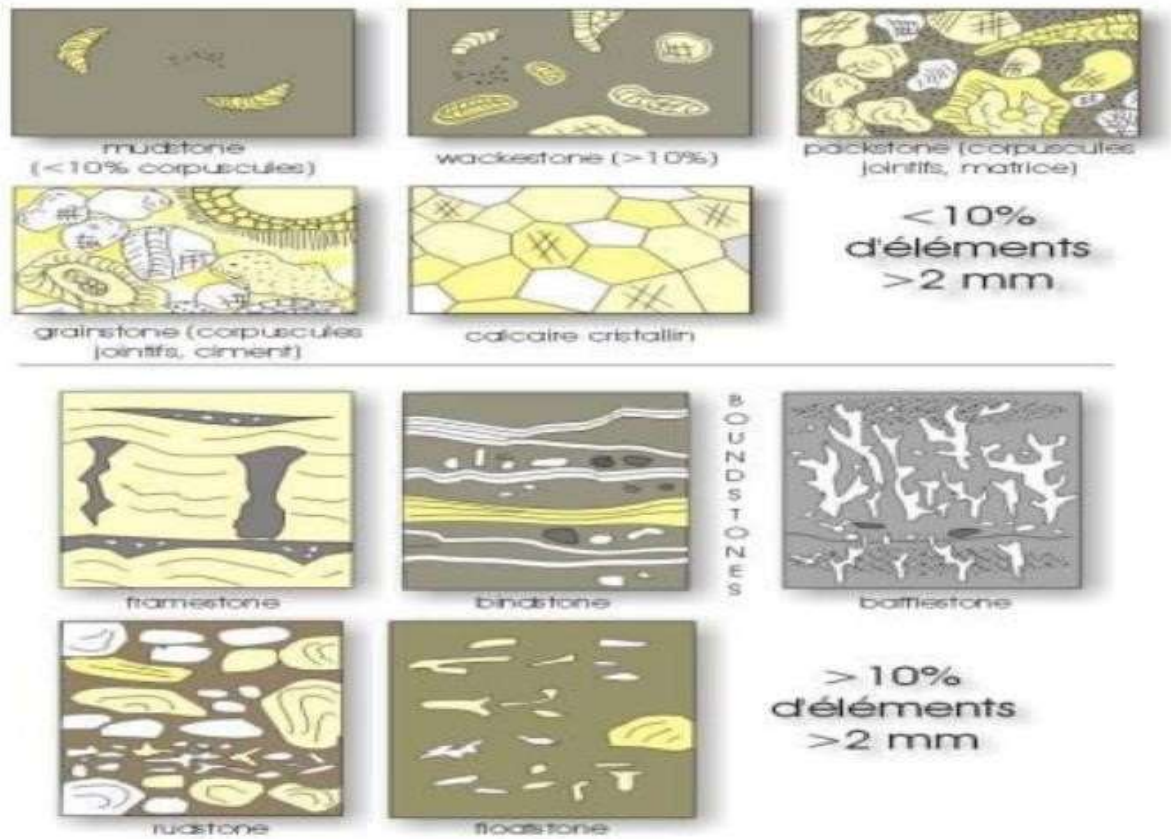


Figure I. 7: Schéma de classification de Dunham des roches carbonatées [3].

I.2.4 Les caractéristiques pétro-physiques

- **Densité**

La roche est un milieu constitué de trois phases : solide, liquide et gazeuse. La masse volumique ρ_0 est le rapport de la masse totale de la phase solide, liquide et gazeuse (m_s , m_l et m_g) au volume total de ces phases [6] :

$$\rho = \frac{m_s + m_l + m_g}{v_s + v_l + v_g} \quad (I.1)$$

Considérant que la densité des solides est le rapport de la masse de la phase solide à son volume :

$$\rho = \frac{m_s}{v_s} \quad (I.2)$$

La mesure de la densité des roches selon les formules ci- dessus n'est possible que dans les conditions de leur environnement naturel. Puisque ces conditions ne pouvant être entièrement reconstituées en laboratoire, le poids volumique et le poids unitaire (densité) des solides des échantillons de roche à partir d'une masse rocheuse sont considérés comme une mesure de la densité.

- Le poids volumique unitaire des solides (γ_s).

- Le rapport entre le poids (**G**) de la roche sèche (échantillon).
- Son volume (**V**) (le volume des grains de roche sans pores et fissures compris) :

$$\gamma = \frac{G}{V} \quad (I.3)$$

- **Porosité**

Propriété d'un corps ou d'un milieu de comporter des vides interconnectés ou non. La porosité totale représente l'ensemble des vides présents dans une roche. Elle s'exprime par le rapport du volume des vides au volume total du milieu (ex : 0,3 ou 30%) [6].

$$Q = \frac{V_v}{V_o} \quad (I.4)$$

Tableau I. 2: porosité des roches sédimentaires

Roche	Porosité
Sable	2-42
Terreau	1-63
Gravier	33-55
Gres	0-55
Marne	2-31
Calcaire	1-37
Dolomie	
Craie	17-43
Anhydrite	0-5
Gypse	0-5

La porosité peut également être définie en fonction de l'indice des vides (**e**) :

$$e = \frac{V_v}{V_o - V_v} = \frac{V_v}{V_g} = \frac{n}{1-n} \quad (I.5)$$

La porosité totale ne dépend pas de la taille des grains mais diminue avec :

- ✓ L'hétérogénéité des grains (Fig. 10).
- ✓ L'arrangement des grains (Fig. 11).

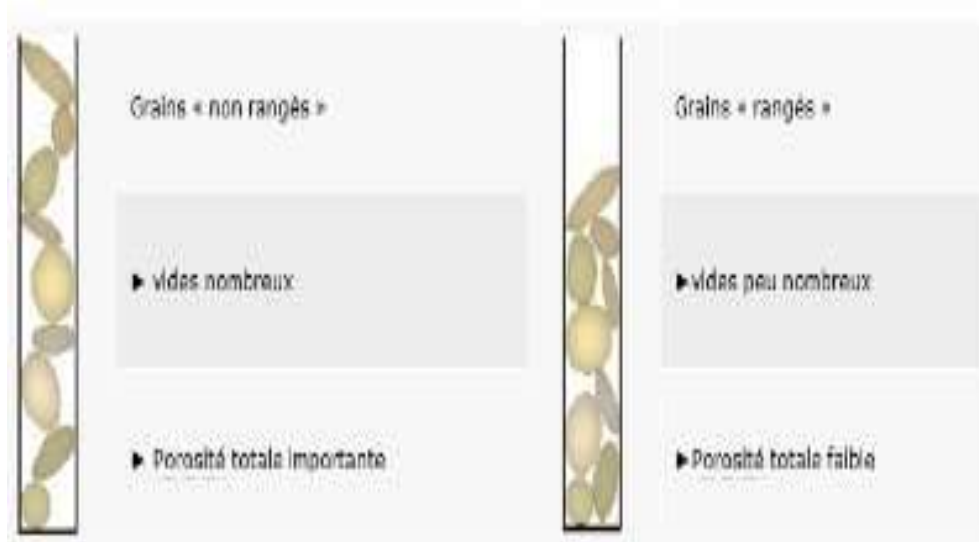


Figure I. 10: Vitesse d'écoulement en fonction de la porosité

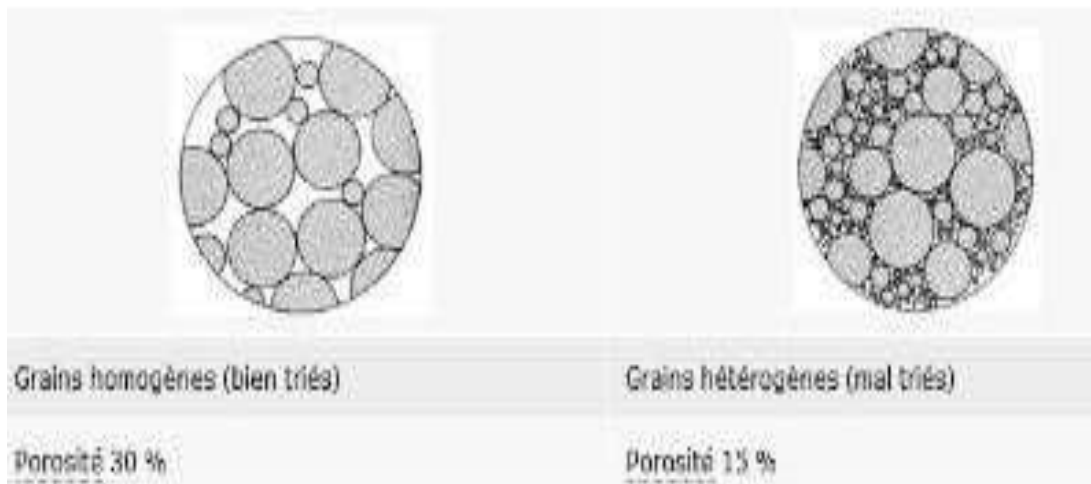


Figure I. 11: Diagramme contrainte-déformation d'un matériau

- **Perméabilité**

Aptitude d'un milieu à se laisser traverser par un fluide (liquide ou gaz), sous l'effet d'une pression (gradient hydraulique), est appelée perméabilité (vitesse d'écoulement). Cette dernière a un effet essentiel sur les propriétés mécaniques et le comportement des roches.

La perméabilité est due à l'existence d'une porosité, c'est-à-dire à l'existence de vides interconnectés. Selon le type de porosité, il existe une perméabilité en petit (circulation dans les pores) et une perméabilité en grand (circulation dans les fissures, fractures, karsts...) qui peuvent cohabiter au sein d'une même roche (craie fissurée ou karstique par exemple).

Dans les terrains formés de roches meubles (sables, graviers...), les eaux souterraines s'écoulent à travers les vides de façon lente et régulière. Un sein des roches compactes présentant de larges fissures (calcaires, granite...), les circulations souterraines sont plus rapides et désordonnées [6].

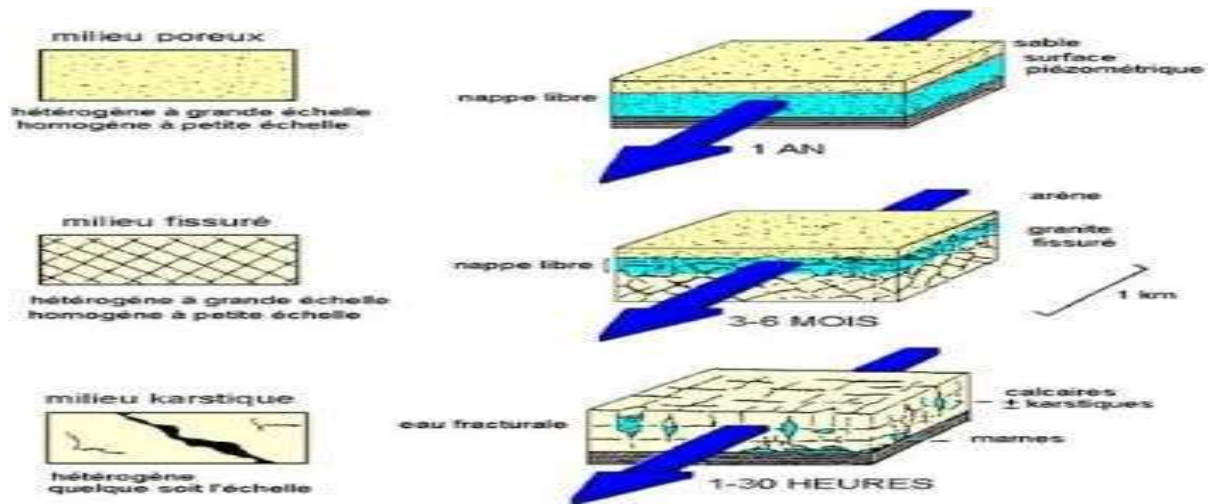


Figure I. 12: La déformation par la compression

La perméabilité de la roche peut être estimée à partir de la loi de Darcy qui définit la relation entre le débit de l'eau à travers un milieu poreux (sol) et le gradient hydraulique 'i' :

$$v = K \cdot i \quad (I.6)$$

Où :

- **K** : le coefficient de perméabilité en cm/s.
- **i** : le gradient hydraulique.

I.2.5 Propriétés physiques des roches:

- **Module de Young :**

Quand des contraintes appliquées sur un matériau sont importantes, et si elles dépassent un certain seuil, les défauts qu'elle contient progressent jusqu'à la formation des fissures qui peuvent entraîner sa rupture.

Le module de Young noté (E) est caractérisé par la pente de la courbe $\sigma = F(\epsilon)$. Quand le module de Young augmente, la largeur de la fracture diminue, par contre la longueur augmente [9].

$$E = \frac{F}{\varepsilon} \quad (I.7)$$

Il s'exprime en : [N/mm²].

σ = La contrainte de traction (ou de compression) .

ε = est l'allongement relatif, ou déformation (adimensionnel) :

$$\varepsilon = \frac{l-l_0}{l_0} \quad (I.8)$$

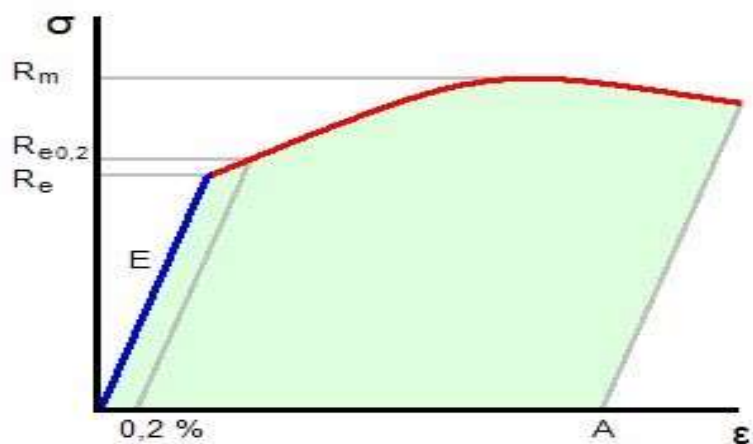


Figure I. 13: Diagramme contrainte-déformation d'un matériau[4].

Re : limite élastique c.à.d. contrainte à partir de laquelle un matériau commence à se déformer de manière irréversible.

Donc si la valeur est élevée de ce module, les matériaux sont plus rigides.

- **Coefficient de poisson**

γ est un coefficient sans dimension toujours inférieur à 0,5. Il vaut environ 0,2 pour les grès, 0,35 pour le sel, 0,25 pour les calcaires. Il traduit l'effet latéral de la déformation. Il est utilisé pour évaluer la pression de fracturation.

Le coefficient de poisson varie suivant la nature des roches [9].

$$v = \frac{\text{contraction transversale}}{\text{allongement axial unitaire}} = \frac{10 - 1}{10} = \frac{(1 - 10)}{10} \quad (\text{I.9})$$

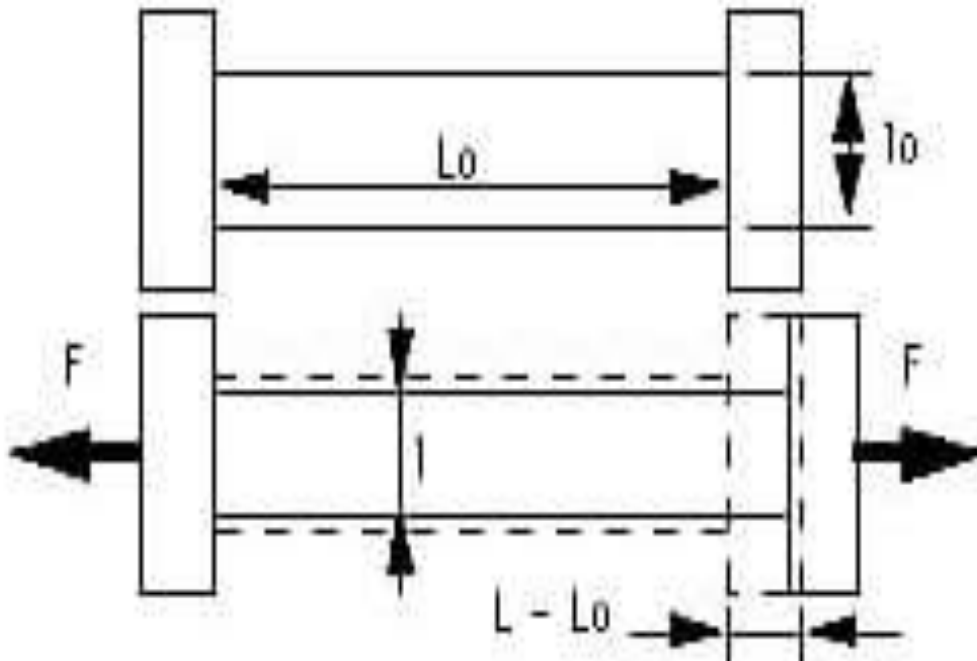


Figure I. 14: La déformation par la compression [4].

I.3 Skin

Le facteur Skin est un paramètre fondamental dans l'évaluation de la performance des puits. Il reflète les effets de dommages ou d'améliorations autour du puits sur l'écoulement des fluides. Mathématiquement, il est introduit dans l'équation de Darcy modifiée pour quantifier l'écart entre un puits idéal (sans dommage) et un puits réel.

- ❖ Si $S > 0$: réduction de perméabilité autour du puits (dommage).
- ❖ Si $S < 0$: amélioration de la perméabilité (stimulation réussie).
- ❖ Si $S = 0$: comportement idéal sans altération.

• Influence des propriétés de roches

- Dans les roches carbonatées (calcite, dolomite), l'acide réagit fortement, formant des canaux de dissolution (wormholes) qui réduisent le facteur Skin.
- Dans les roches gréseuses, la stimulation acide est plus difficile en raison de la faible réactivité de la silice et nécessite souvent l'usage d'acides mélangés et d'additifs.

I.4 Conductivité

La conductivité des fractures est un paramètre clé pour évaluer l'efficacité des traitements de stimulation, notamment dans les techniques de fracturation acide (Frac Acide) ou de fracturation hydraulique. Elle représente la capacité d'une fracture à permettre l'écoulement des fluides après la stimulation.

La conductivité est définie comme le produit de la perméabilité effective de la fracture (k_f) et de la largeur moyenne de la fracture (w), soit :

$$\text{Conductivité} = k_f \times w \quad (\text{I.11})$$

Elle s'exprime généralement en millidarcies.pieds (mD.ft). Une conductivité élevée signifie que la fracture permet un écoulement fluide important, ce qui est essentiel pour améliorer le débit de production.

- **Facteurs influençant la conductivité**

- ❖ Type de roche : les fractures dans les roches carbonatées peuvent être élargies chimiquement par l'acide, ce qui augmente la conductivité.
- ❖ Propriétés du fluide de fracturation : viscosité, vitesse d'injection, additifs.
- ❖ Présence de proppants (dans le cas de fracturation hydraulique, non applicable directement au Frac Acide mais pertinent pour comparaison).

- **la conductivité et le facteur du Skin**

Une conductivité élevée permet de réduire la résistance à l'écoulement, ce qui se traduit par une diminution du facteur Skin. Ainsi, la conductivité et le facteur Skin sont étroitement liés dans l'analyse de la performance post-stimulation

1.5 Solubilité

La solubilité représente la capacité d'une roche à se dissoudre au contact d'un fluide acide. Dans le domaine de la stimulation des puits, notamment l'acidification.

Dans le domaine pétrolier, et plus précisément lors des traitements acides des formations, la solubilité désigne la proportion de roche qui peut être dissoute par un acide injecté (comme le HCl ou le HF).

Cette propriété physico-chimique dépend fortement de la nature minéralogique de la roche :

- Les roches carbonatées, riches en calcite ou dolomite, sont très solubles.
- Les roches gréseuses, composées principalement de quartz, sont peu solubles.

La solubilité est un critère essentiel dans le choix de la technique de stimulation. Une formation dont la solubilité dans l'acide est supérieure à 85 % est généralement considérée comme favorable à un traitement acide efficace, car une grande quantité de matière peut être dissoute pour améliorer la perméabilité et réduire le skin.

- **Influence du type de roche sur sa solubilité**

- ❖ **Roches carbonatées** : composées en majorité de carbonate de calcium (CaCO_3), elles présentent une solubilité élevée, souvent supérieure à 85 %, ce qui permet une réaction efficace avec l'acide chlorhydrique (HCl).

Solubilité > 85 % traitement acide très efficace \Rightarrow réduction du skin

- ❖ **Roches gréseuses** : généralement composées de quartz (SiO_2), elles sont peu solubles dans les acides. Le traitement acide y est moins pertinent, sauf si la partie cimentaire est calcaire et représente plus de 85 % de la roche.

Solubilité < 85 % efficacité réduite \Rightarrow méthodes alternatives nécessaires.

À Hassi R'mel, dans les zones carbonatées riches en calcite avec une solubilité >85 %, l'acidification est très efficace pour créer des canaux (wormholes) et réduire le skin.

Dans les formations gréseuses, on effectue d'abord une analyse minéralogique. Si la fraction calcaire est <85 %, on privilégie généralement la fracturation hydraulique au lieu de l'acidification.

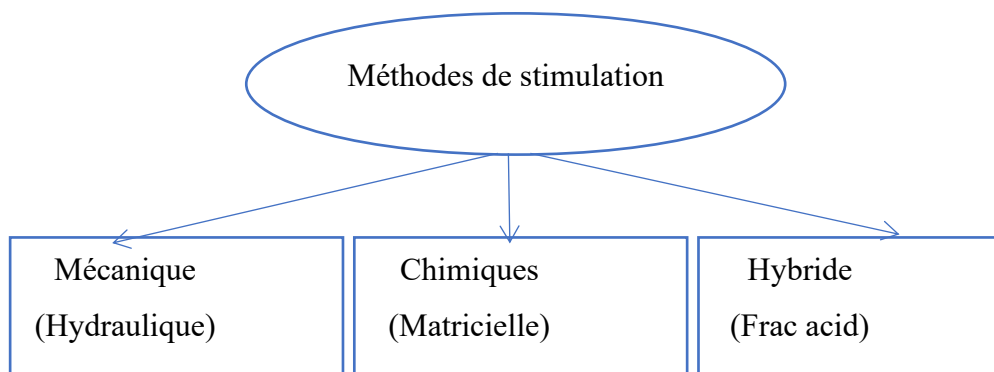
Chapitre II : Méthodes de stimulation

II. Stimulation

La stimulation des réservoirs est une étape clé pour améliorer la productivité des puits, notamment en présence de faibles perméabilités ou de dommages de formation. Parmi les différentes méthodes existantes, la fracturation acide est particulièrement efficace dans certains contextes géologiques, notamment dans les réservoirs carbonatés. Ce chapitre présente le contexte général de la stimulation, en se focalisant sur la méthode de fracturation acide, qui sera appliquée aux deux cas étudiés dans le chapitre suivant.

II.1 Etat de l'art sur les méthodes de stimulation

L'exploitation optimale des réservoirs pétroliers nécessite souvent des interventions pour améliorer ou restaurer la productivité des puits. C'est dans ce cadre que s'inscrivent les méthodes de stimulation, qui visent à augmenter la perméabilité effective de la formation et à faciliter l'écoulement des hydrocarbures, On distingue principalement :



FigureII.1 : Méthode de stimulation [11]

II.1.1 Fracturation Mécanique (Hydraulique)

C'est une méthode mécanique utilisée principalement dans les réservoirs à très faible perméabilité, comme les formations gréseuses ou les roches de schiste. Elle consiste à injecter un fluide sous haute pression pour créer des fractures dans la roche.

Ces fractures sont ensuite maintenues ouvertes à l'aide d'un agent de soutènement (proppant), Il s'agit d'une roche gréseuse à très faible perméabilité, où l'on vise une amélioration significative du drainage malgré un coût élevé et une simulation complexe permettant une meilleure circulation des hydrocarbures.

II.1.2 Acidification chimique (matricielle)

Méthode chimique qui consiste à injecter de l'acide (souvent HCl) à faible pression pour dissoudre les obstructions ou les matériaux endommageant la zone proche du puits. Elle est principalement utilisée dans les formations carbonatées ou gréseuses présentant une perméabilité moyenne à bonne.

Il s'agit d'une roche carbonatée ou gréseuse nécessitant une stimulation douce sans fracturation, utilisant une technique peu coûteuse dont l'efficacité dépend toutefois de la nature minéralogique de la formation.

II.1.3 Hybride (Fracturation acide)

La fracturation à l'acide est l'une des techniques les plus efficaces pour stimuler les puits, particulièrement dans les réservoirs de roches carbonatées. Elle combine deux méthodes complémentaires : la fracturation mécanique de la roche et l'injection d'un fluide acide.

Cette opération consiste à injecter à haute pression une solution acide pour créer une fracture dans la formation et encourager sa propagation au-delà de la zone de drainage immédiate du puits.

Quand l'acide réagit avec la roche carbonatée, il entame une réaction chimique avec les minéraux, dissolvant partiellement et de façon irrégulière les parois des fractures. Cela crée des cavités, appelées "poches de dissolution", qui augmentent la porosité et la perméabilité de la formation. Ce phénomène facilite le passage des hydrocarbures vers le puits, augmentant ainsi la production.

Après l'intervention, les fractures ne se referment pas complètement, laissant des canaux ouverts pour une meilleure extraction des hydrocarbures.

II.1.3.1 Informations nécessaires pour un traitement de fracturation à l'acide

Avant d'élaborer un plan de fracturation à l'acide, il est crucial de collecter diverses données géologiques, mécaniques et opérationnelles relatives au puits et à la formation. Ces informations permettent d'optimiser les paramètres du traitement. Si certaines données ne sont pas disponibles, des hypothèses peuvent être formulées à condition de les préciser et de les justifier.

Tableau II.1 Information sur le puits et la formation[11].

Information sur le puits	Information sur la formation
<ul style="list-style-type: none"> • Perforations • Déviation du puits • Caractéristiques des tubulaires du puits • Boue de forage utilisée • Pression maximale en tête de puits • Type de puits • Type et profondeur du packer 	<ul style="list-style-type: none"> • Température du fond du puits • Pression de fond • Perméabilité et porosité • Propriétés et minéralogie de la roche • Paramètres chimiques de l'acidification

II.1.3.2 Paramètres importants pour l'étude de la fracturation à l'acide

- **Perméabilité de la formation**

La perméabilité traduit la capacité d'une formation à permettre l'écoulement des fluides. Dans les réservoirs à haute perméabilité, un simple traitement matriciel peut suffire pour améliorer la productivité. Cependant, les formations à perméabilité faible ou modérée exigent souvent la création de longues fractures pour atteindre un indice de productivité satisfaisant.

- **La pression du réservoir**

est cruciale pour établir le volume des réserves d'hydrocarbures récupérables et pour optimiser l'écoulement de retour et le nettoyage des fluides injectés durant la fracturation. Ce phénomène, souvent appelé dégorgeement, est vital pour une récupération efficace des hydrocarbures. Ainsi, le choix du fluide de traitement et le succès global de la fracturation acide dépendent grandement de cette pression.

- **Coefficient global de perte de fluide (Coefficient de leakoff)**

Le coefficient global de perte de fluide peut être approché par l'équation suivante :

$$Ct = 0,047 \times \left[\frac{\Delta p \times Q \times K}{\mu} \right] \times 0,5 \quad (\text{II.1})$$

Ct : coefficient de leakoff du fluide

ΔP : différence de pression entre le fluide dans la fracture et celui de formation.

ϕ : porosité de la formation.

k : perméabilité de la formation.

La meilleure méthode pour calculer **Ct** est à travers l'historique correspondant à des mini-traitements de fracture avant de pomper l'acide pour le traitement réel. Le contrôle du leakoff se fait en utilisant des émulsions et des acides gélifiés avec des polymères.

Les polymères sont les plus utilisés en raison de leurs stabilités à de hautes températures au fond du puits, en particulier en présence d'acides issus de l'hydrolyse. Beaucoup de formations carbonatées contiennent des micro-fractures (de l'ordre de 5×10^{-4} pouces de largeur) et pendant la fracturation à l'acide, les pertes de fluide se produisent généralement à travers ces micro-fractures, ainsi que bien sûr par la matrice [14].

II.1.3.3 Sélection de fluide de fracturation

Le choix du fluide de traitement dépend de plusieurs considérations :

- **Le pouvoir de l'acide (Acid strength)**

Ceci est fonction de type d'acide et aussi de la concentration de l'acide (mesurée en tant que fraction volumique, par exemple 28% HCl), le pouvoir de l'acide est une mesure du (pouvoir de dissolution). C'est à-dire combien des livres de carbonate peuvent être dissous par combien de gallons d'acide pompé ?

- **Le taux de réaction de l'acide (Acide Rx)**

Cela définit la vitesse à laquelle les molécules d'acide se combinent avec les molécules de carbonate à la paroi de la fracture, pour la plupart des formations (peut-être sauf la dolomie), le Rx de HCl est essentiellement instantané, donc ce n'est pas une propriété importante.

- **Contrôle des pertes de fluide**

La viscosité du fluide de traitement est un paramètre très important pour contrôler la perte de fluide puisque les acides gélifiés ne peuvent pas construire le filtrat de cake.

- **Des considérations aux abords de puits**

Ceci est relié directement aux Inhibiteurs utilisés, c'est un facteur très important pour le design de traitement des formations à des grandes profondeurs et des températures très élevées.

II.1.3.4 Les additifs de fluide de fracturation

Il existe diverses sortes d'additifs disponibles pour la protection des conduits et des réservoirs. L'emploi d'additifs autres que les inhibiteurs de corrosion nécessite une analyse minutieuse et devrait être réservé aux situations où ils sont essentiels au succès des opérations. Voici quelques additifs couramment utilisés et leurs fonctions :

- **Les inhibiteurs de corrosion**

Les inhibiteurs de corrosion ne stoppent pas complètement la corrosion, mais ils en ralentissent suffisamment le rythme pour le rendre acceptable. Sans ces inhibiteurs, les conduits et les revêtements subiraient des dommages. Ils fonctionnent en formant une fine pellicule sur les conduits, faisant barrage entre l'acide et les surfaces métalliques.

- **Les surfactants**

Les surfactants interviennent dans toutes les opérations de fracturation acide, accomplissant diverses fonctions comme la prévention et la création d'émulsions, l'humidification, la formation de mousse, et la réduction de la tension superficielle ou interfaciale. Ils se classent en quatre catégories selon leur charge ionique : anioniques, cationiques, non ioniques et amphotères. Généralement, les fluides de fracturation acide utilisent des surfactants non ioniques ou cationiques. Les surfactants anti-émulsifiants sont ajoutés avant le pompage du fluide pour éviter la formation d'émulsions au fond du puits lors du contact avec les liquides du réservoir, souvent à une concentration égale ou inférieure à 0,5 % (en volume).

- **Les acides gélifiés**

Les acides gélifiés sont utilisés pour maîtriser la perte de fluides et modifier la forme des tunnels créés par l'acide. En gélifiant l'acide, on peut mieux contrôler la vitesse à laquelle l'acide atteint les parois rocheuses. Différents systèmes d'acides gélifiés existent, tels que :

- **Polyacrylamide** : un polymère fabriqué à partir d'unités d'acrylamide, utilisé dans l'industrie pour la clarification de l'eau et comme conditionneur de sol. Il peut gélifier jusqu'à 15 % d'acide à 200°F pendant plusieurs heures.

- Gomme de xanthane : un polysaccharide produit par la bactérie *Xanthomonas campestris*, utilisé comme épaississant dans les produits alimentaires et comme stabilisant dans les cosmétiques. Il peut gélifier jusqu'à 15 % d'acide HCl à 200°F pendant plusieurs heures.

- **Processus de la fracturation à l'acide**

La fracturation à l'acide est une méthode qui combine à la fois les principes de la fracturation hydraulique et ceux de l'acidification matricielle. Le processus se déroule en plusieurs étapes :

- ❖ **Preflush**

Cette étape initiale a pour objectif de créer une fracture dans la formation tout en réduisant la température autour de celle-ci. On utilise généralement de l'eau légèrement gélifiée (slick water) pour accomplir cette tâche.

- ❖ **Injection d'acide visqueux**

Cette phase vise à propager la fracture tout en gravant ses parois de manière différenciée. L'acide injecté peut être sous forme gélifiée ou émulsionnée, et parfois une combinaison des deux est utilisée. L'acide chlorhydrique (HCl) à 15 % est l'option la plus couramment employée, bien que d'autres formulations soient aussi possibles, incluant des acides organiques ou des mélanges HCl-acides organiques.

- ❖ **Overflush**

Cette étape consiste à pousser l'acide injecté plus loin dans la formation, ce qui améliore la distance de pénétration. L'usage d'acides visqueux contribue à augmenter efficacement la longueur de la fracture gravée.

II.1.3.5 Géométrie de la fracture

Les caractéristiques géométriques d'une fracture influencent directement l'efficacité du traitement. Elles sont généralement définies comme suit

- **Longueur de la fracture (X_f)**

Représente la distance entre le puits et l'extrémité de la fracture. Elle peut désigner la demi-longueur ou la longueur totale, selon que la fracture possède une ou deux ailes symétriques.

- **Épaisseur de la fracture (W_f)**

Correspond à la séparation entre les deux parois verticales de la fracture.

- **Hauteur de la fracture (Hf)**

Désigne la distance verticale entre les points extrêmes de la fracture, où l'épaisseur devient nulle. Dans le cas d'une fracture horizontale, la hauteur est souvent considérée à la place de l'épaisseur.

II.2.6 Distance de pénétration de l'acide

La distance de pénétration correspond à la longueur parcourue par l'acide réactif dans la fracture au cours du traitement. Elle constitue un indicateur clé du succès ou de l'échec de la stimulation acide.

- ✓ **Paramètres influençant la distance de pénétration :**

- **Caractéristiques de filtration du fluide :**

La capacité du fluide à s'infiltrer dans la formation conditionne la longueur de pénétration de l'acide.

- **Taux de réaction entre l'acide et la roche :**

Plus la réaction est rapide, plus la pénétration est limitée.

- **Débit d'écoulement de l'acide dans la fracture :**

Un débit plus élevé permet une meilleure distribution de l'acide.

- ✓ **Effet du filtrat de fluide :**

Lors de l'entrée de l'acide dans la fracture, il interagit immédiatement avec les parois, ce qui contribue à éliminer les dommages causés par les additifs réducteurs de filtrat utilisés dans le pad fluide. La géométrie de la fracture est initialement influencée par les propriétés du filtrat.

- ✓ **Effet du débit d'injection :**

Le débit d'injection joue un rôle crucial dans le traitement. Une augmentation du débit améliore la distance de pénétration de l'acide, tout en diminuant la température d'entrée de l'acide dans la fracture. Cette baisse de température peut ralentir la réaction acide-roche, permettant une meilleure diffusion du traitement.

II.1.3.6 Conductivité des fractures

$$\mathbf{Fcd} = \frac{K_f \times W_f}{K \times X_f} \quad (\text{II.2})$$

Plus la valeur du **Fcd** est élevée plus le potentiel de production augmente, on peut donc jouer sur :

Kf : la perméabilité de la fracture : choisir un soutènement le plus perméable possible Éliminer le maximum de résidu.

Wf : la largeur de la fracture : augmenter la viscosité du gel concentration élevée de bille 8, 10, 12, 14, 16 pp.

II.2.7 Procédure de travail et programme de pompage

A- Considérations relatives au traitement

Cette conception des services comprend un essai d'injection proposé et un plan de traitement principal à l'acide fondé sur le réservoir et les données sur le puits reçues. Il s'agit seulement d'une ligne directrice sur le type de traitement qui sera effectué. À la suite des analyses des essais d'injection et des registres de température, les traitements principaux d'acide peuvent être examinés pour refléter les conditions réelles [11].

B- Conception du traitement Main Acide

La simulation de la conception de la fracture a été faite à l'aide d'une fracture commerciale simulateur GOHFER 3D :

- ✓ Effectuer un test d'injection avec 10 000 filles LG 25# et un pompage diagnostique pour évaluer et étalonner la formation de la cible.
- ✓ Exécuter le journal de température pour confirmer la propagation de la fracture dans la zone cible.
- ✓ Effectuer le traitement principal de l'acide conformément à la conception finale.
- ✓ La conception de travail à l'acide recommandée consiste à pomper en deux séquences Pad, Acide 15% HCl & CSA (Carbonate Stimulation Acide) puis arrête pour reprendre [11].

C- Test d'injection :

Installer l'équipement de pompage HR conformément aux normes.

1. Vérifier la pression de toutes les conduites de traitement à 10 000 Psi.
2. Les lignes de surface d'essai de pression à l'anneau à 4 000 Psi.
3. Régler toutes les unités de pompage à 8 500 Psi.
4. Régler la soupape de décharge annulaire à 2 500 Psi.

5. Ouvrir les vannes de tête de puits.
6. Augmenter l'anneau à 1 000 Psi et se préparer à contenir 1 500 Psi opération minutieuse.
7. Commencer l'essai d'injectivité en chargeant le puits avec de l'eau traitée jusqu'à l'injection est vérifiée à 10 bpm (étape 1).
8. Continuer de pomper 11 000 gallons de gel linéaire 25# à 15 bpm (étape 2).
9. Fermeture pour la surveillance de la pression (étape 3).
10. Évaluer les résultats de l'essai d'injection (étape 4).
11. Exécuter le journal de température (étape 5) [11].

D- Traitement principal de l'acide :

Installer l'équipement de pompage HR conformément aux normes.

1. Essai sous pression de toutes les conduites de traitement à 10 000 Psi.
2. Sous pression des canalisations de surface de l'anneau A à 4 000 Psi.
3. Régler la pression des pompes à 8 000 Psi.
4. Régler la soupape de décharge annulaire A à 2 500 Psi.
5. Augmenter l'annulaire à 1 000 Psi et se préparer à maintenir 1 500 Psi tout à la longue opération.
6. Ouvrir les vannes de tête de puits.
7. Commencer à pomper un tampon de gel linéaire 25# de 3 000 gal et établir un taux d'injection de 15 bpm (étape 1).
8. Maintenir le débit à 15 bpm et pomper un tampon de Hybor H 25# de 5 000 gal et établir un taux d'injection de 15 bpm (étape 2).
9. Maintenir le débit à 15 bpm et pomper un HCl acide à 15 % de 4 500 gal (étape 3).
10. Continuer l'injection à 15 bpm et pompe CSA 15 % HCl de 4 500 gal (étape 4).
11. Continuer l'injection à 15 bpm et le coussin de pompe de Hybor H 25# de 5 000 gal de liquide propre (étape 5).
12. Continuer l'injection à 15 bpm et pomper un acide à 15 % de HCl de 4 500 gal (étape 6).
13. Continuer l'injection à 15 bpm et pomper CSA 15 % HCl de 4 500 gal (étape 7).

14. Déplacer les étages acides avec 7 000 gallons de gel linéaire 25# (étape 8).
15. Arrêter le pompage et fermer les vannes de terre et surveiller la baisse de pression (Étape 9).
16. Reprendre le pompage d'un CFA X-Tend 28 % de HCl de 3 000 gal et établir un taux d'injection de 5 bpm (étape 10).
17. Déplacer le stade acide avec 9 000 gallons de gel linéaire 25# (stade 10).
18. Fermeture de puit.

Chapitre III : Analyse de la
stimulation Acide Frac des
puits(HRXX1/HRXX2/HRXX3)
à Hassi R'mel

III.1 Présentation de la région Hassi R'mel

Le secteur sud de Hassi R'mel représente la continuité structurale du périclinal sud de l'immense dôme qui caractérise le champ principal. Ce périclinal forme une structure anticlinale majeure, autour de laquelle se concentrent les accumulations de gaz.

La zone est marquée par une tectonique complexe, notamment un réseau de failles normales qui peuvent atteindre une longueur d'environ 15 kilomètres. Cette instabilité structurale est accompagnée d'une forte hétérogénéité des formations gréseuses, surtout celles de la série inférieure.

Ces caractéristiques géologiques rendent la compréhension de la géométrie du réservoir plus difficile, notamment en ce qui concerne l'identification des pièges structuraux, la communication entre les différentes couches, et la distribution des hydrocarbures. Les variations de faciès, la compartimentation naturelle due aux failles, et la nature des sédiments participent à cette complexité. C'est dans ce cadre que les techniques de stimulation, telles que la fracturation acide, trouvent leur justification pour améliorer les performances des puits.

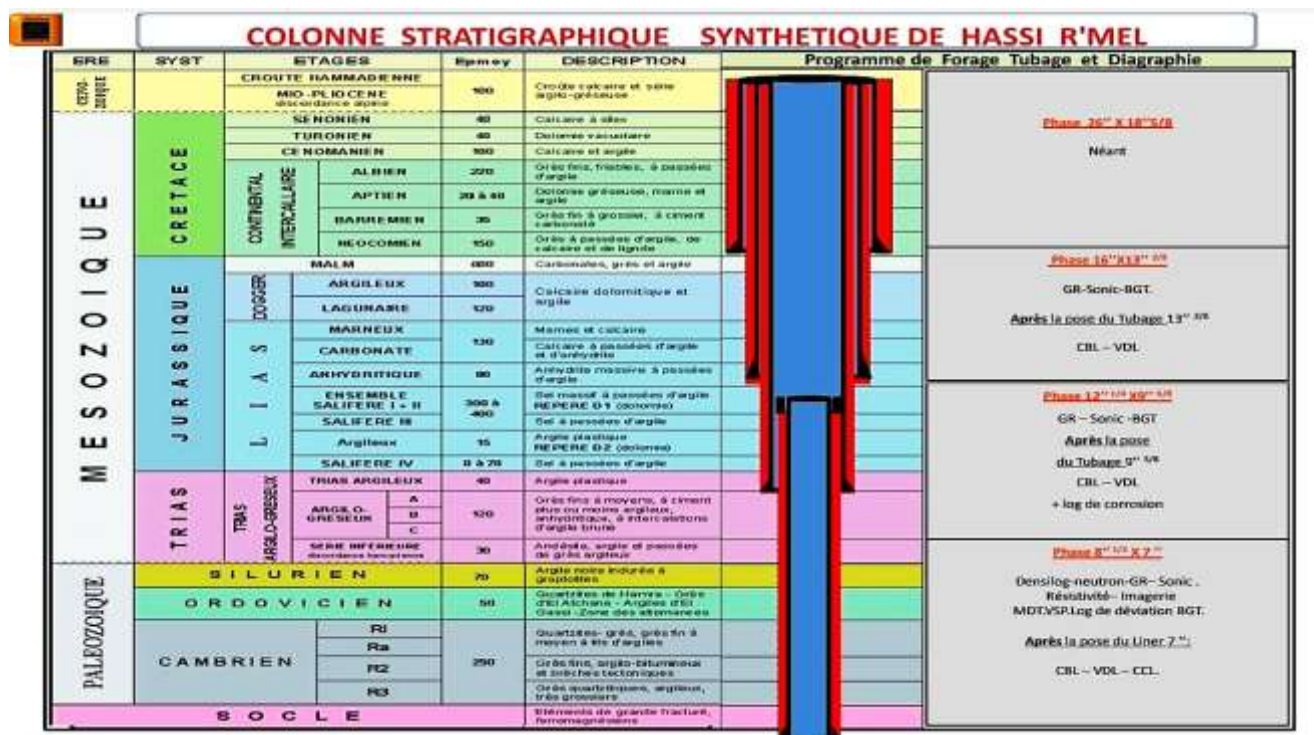


Figure III. 1: colonne stratigraphique synthétique de Hassi R'mel [11].

III.2 Descriptions de réservoir LD2

III.2.1 La présence du niveau Dolomitique LD2 a été mise en évidence suite aux

- ✓ Indices de gaz détectés au cours des forages de développement du gisement de Hassi R'mel, au cours du passage du niveau LD2.
- ✓ Disponibilité des enregistrements et (logs) diagraphiques du niveau du LD2 pour un bon nombre de puits de Hassi R'mel.
- ✓ Les puits carottés sur lesquelles figurent les caractéristiques qualitatives du réservoir.

III.2.2 Description de lithologie

Le réservoir du niveau dolomitique (D2) est constitué exclusivement de dolomie grise compacte à des passages légèrement argileux, salifère par endroit et de calcaire cristallin compacte. La couleur de ces facies est à dominance gris à gris beige pour les dolomies et de couleur verdâtre pour les argiles. C'est une formation compacte et dure [6].



Figure III. 2: Echantillon de carotte montrant les dolomies du D2 de couleur grise [6].



Figure III. 3: Echantillon de carotte montrant les argiles feuilletées, brun chocolat par endroit [6].

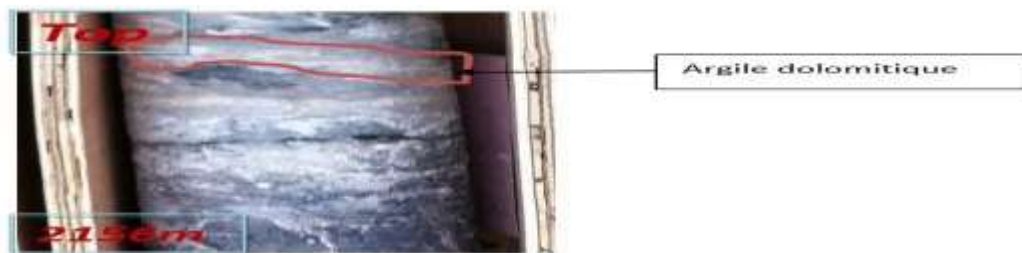


Figure III. 4: Echantillon de carotte montrant les dolomies du LD2 intercalé par des argiles dolomitique brun clair [6].

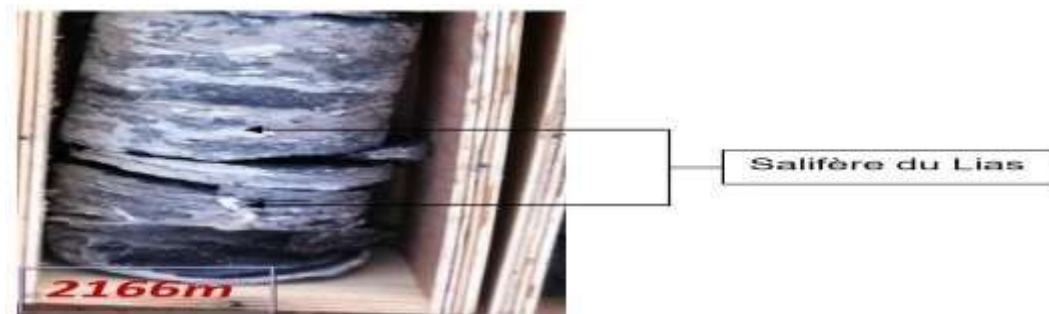


Figure III. 5: Echantillon de carotte montrant les argiles noirâtre, indurées et feuilletées légèrement salifères [6].

- Structures sédimentaires des échanttions

Parmi les structures sédimentaires et tectoniques présentes dans les facies carottés du niveau dolomitique D2, on peut citer :



Figure III. 6: Echantillon de carotte montrant les stylolites [6].

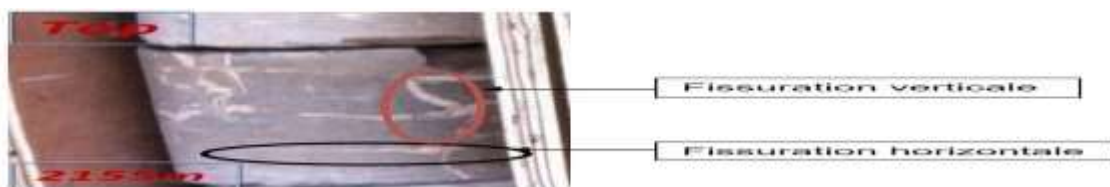


Figure III. 7: Echantillon de carotte montrant des fissures horizontales et verticales colmatées par de la calcite [6].

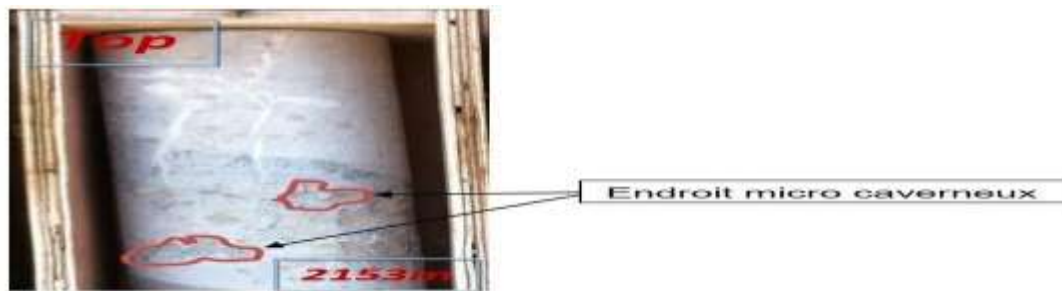


Figure III. 8: Echantillon de carotte montrant un calcaire gris beige, micro caverneux par endroit (Présence de fissures sub-verticales colmatées par de la calcite) [6].



Figure III. 9: Echantillon de carotte montrant la présence de fissure subverticale [6].

III.3 Présentation du logiciel GHOFER

GHOFER (Grid Oriented Hydraulic Fracture Extension Replicator) est un logiciel de simulation avancé, commercialisé depuis 1998 par Halliburton, via sa filiale Landmark. Il est largement utilisé dans l'industrie pétrolière pour la modélisation, la conception et l'optimisation des traitements de fracturation hydraulique.

En intégrant des données géologiques, géomécaniques et opérationnelles, GHOFER permet de simuler avec précision le comportement des fractures au sein du réservoir. Ce logiciel se distingue par plusieurs avantages notables, dont :

- Une **modélisation 2D et 3D réaliste** des fractures, prenant en compte les hétérogénéités du réservoir ;
- L'**intégration directe des données** de diagraphies et de tests de puits, facilitant une calibration précise ;
- Une **meilleure prédiction** de la propagation et de la géométrie des fractures ;
- L'**évaluation de l'efficacité** des fluides de stimulation et du placement des traitements ;
- La **réduction des incertitudes** et l'**optimisation des coûts** grâce à une planification plus fiable.

III.3.1 Modules proposés par le logiciel GOHFER

- Analyse pétrophysique
- Simulation de la fracturation et production
- Analyse de la pression
- Analyse de la production
- Surveillance en temps réel

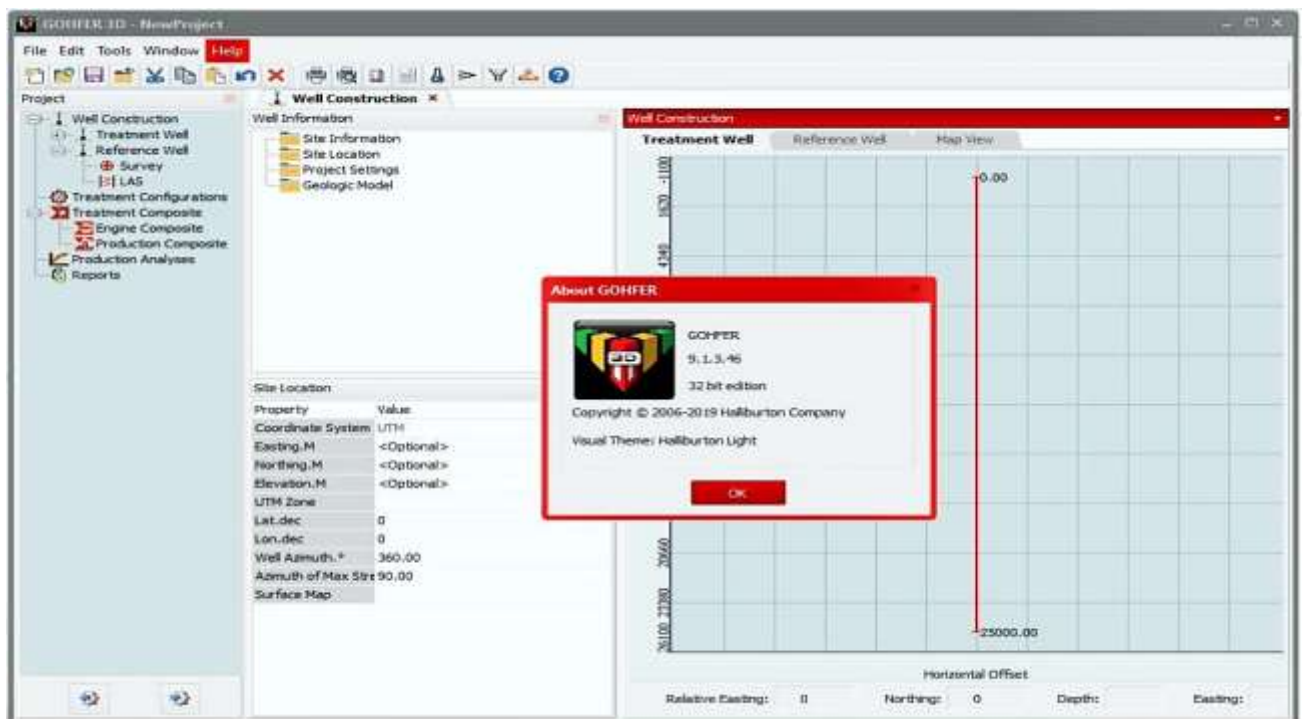


Figure III.10 : Interface de logiciel GOHFER

III.4 Application de la fracturation acide dans le champ de Hassi R'mel

III.4.1 Stimulation d'un réservoir ancien (puit HRXX1)

- L'historique de production du puits RHXX1

Le 15/04/2014, le puits a été foré puis perforé le 02/12/2015. Le 15/07/2022, HALLIBURTON faire un bouchon de sable à l'observation de CTU 1^m/2 ((2m³ Gel + 14 m³ sable (4253kg) avec du gel) et après 5 jours la société de SCHLUMBERGER pose un bouchon de ciment de 3 m à la cote 2144m soit top ciment à 2141 m. Le 16/09/2022, la même société faire une perforation Canon 3^m/8 Power jet Nova dans l'intervalle (2124, 5-2134,5 m).

De 15 au 18/10/2023 SCHLUMBERGER faire une Tube clean CTU 1"3/4. Le 20/10/2024 on remarque que le volume Allouée de Gaz produit est diminué de 198327 m³ jusqu'à 74 455m³ puis une augmentation de volume estimer par 198096 m³ dans la période de 21/10/2024 jusqu'à le 31/01/ mais la P_T reste 44.00 bar et la P_L reste 42.00 bar, donc les deux pressions restent constante.

Le 02/01/2025, on remarque que le volume Allouée de Gaz produit est diminué de 194726 m³ jusqu'à 114467 m³ et les pressions P_T et P_L sont diminuées (41.00- 40.00 bar) et (41.00-39.00 bar) respectivement (Voir l'annexe).

- **Déroulement de l'opération**

L'objectif principal du puits HRXX1 est de stimuler l'intervalle de production de réservoir carbonate de LD-2 par Acide Frac pour augmenter la capacité d'écoulement et la transmissibilité du réservoir.

Le LD-2 de HRXX1 ayant une moyenne de pression du réservoir égale à 4,399 Psi et la température BH est 85 C.

L'intervalle de perforation pour l'ensemble du réservoir LD-2 de 2 124,5 m à 2 131,5 m d'après l'évaluation pétro physique.

Le réservoir LD-2 est divisé en deux parties :

- ✓ Partie supérieure dominée par le calcaire à faible perméabilité et moins PHIE.
- ✓ Partie inférieure dominée par dolomite avec excellent paramètres pétro physiques :
PHIE : 7-8%, Perm : autour 10md.

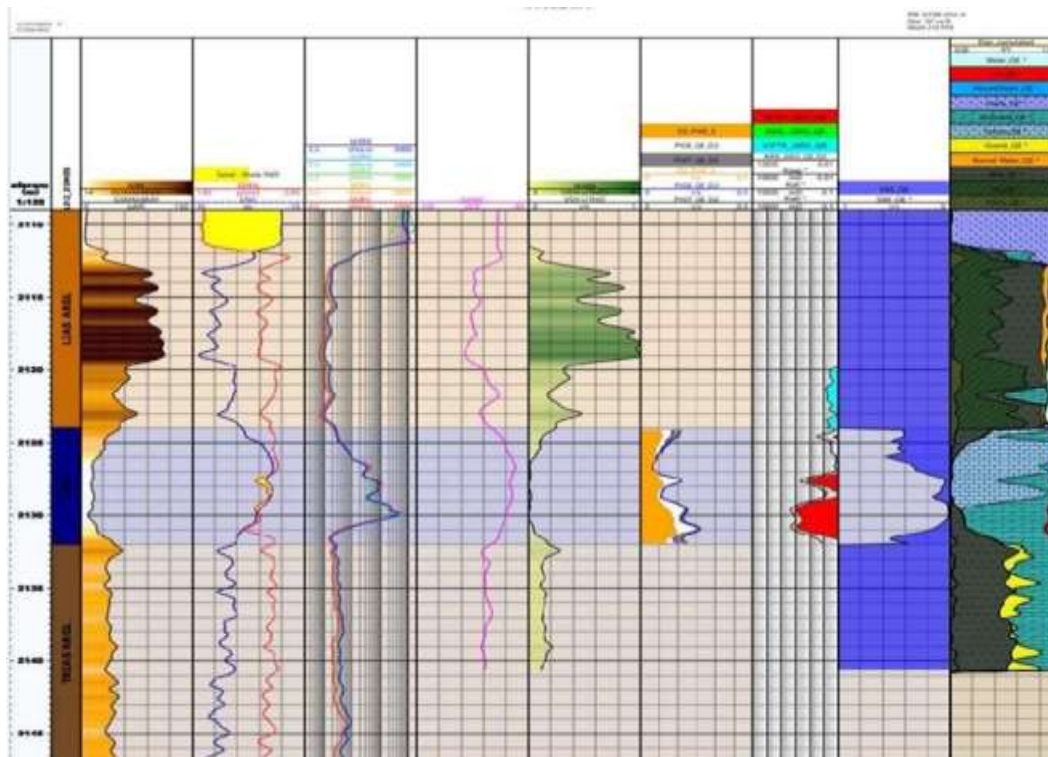


Figure III. 11: Le petro-physique de puits HRXX1 frac [11].

Le dégagement de pression pour le traitement a été calculé en fonction de l'éclatement/effondrement de la tubulure avec une pression de fonctionnement maximale de Packer de 7 500psi.

Après le test d'injection et le profil de température, le traitement à l'acide sera révisé en conséquence pour tenir compte des conditions réelles. En cas de propagation indésirable, ajuster le volume d'acide et le débit de pompage recommandé.

Le DOS (Design Of Stimulation) a été préparé à partir des données disponibles à ce jour en utilisant la minéralogie, la solubilité et les résultats de MFDT (Modular Formation Dynamics Tester) des puits décalés, aucune géo mécanique calculée, aucune simulation n'a été exécutée et aucune n'analyse de frac acide et de disques rotatifs n'a été fournie pour optimiser la conception. Par conséquent, la procédure consiste à essai d'injection suivi d'un relevé de température pour voir le refroidissement et confirmer une bonne couverture pour le réservoir LD-2, puis le traitement acide sera pompé en conséquence pour améliorer la productivité du puits.

La conception de travail acide recommandée consiste à pomper en deux cycles pad, Acide 15% HCl et CSA (Carbonate Stimulation Acide) puis on a arrêté pour reprendre avec le pompage CFA (Closed Fracture Acidizing).

Le système de fluide Hybor H avec charge en gel de 25# est considéré en raison de la température du réservoir de 185 °F.

L'acide HCL à 15 % est pris en compte dans le traitement, suivi du CSA à 15 % à 180 °F. Après la fermeture, le CFA X-Tend à 28 % de HCl pour améliorer la conductivité des fractures, en forçant l'acide dans la fracture créée qui conduit pour les garder ouverts après la fermeture.

L'expérience antérieure de la MEVD-1 (bien compensée) a été utilisée pour réajuster le profil de contrainte en fonction du registre de température enregistré à l'époque [11].

• **Considérations relatives à l'acidification du carbonate de fracturation**

- ✓ L'efficacité de la fracturation acide dépend des fractures générées conductivité gravée.
- ✓ ✓ La fracturation acide est effectuée à vitesse de fracturation.
- ✓ Le processus de fracturation acide évite la fuite d'acide et les vortex génération.
- ✓ Augmenter la vitesse à laquelle la formation fournit des hydrocarbures naturellement.
- ✓ S'appuie sur l'enlèvement inégal de la face de rupture pour atteindre conductivité.

Tableau III. 1: Programme de pompage durant l'opération de frac(HRXX1)

Etapes	Type de fluide		Débit	Volume de nettoyages	Tempe des étapes
	Description				
	Description		bpm	gal	min
1	Test d'injection	LG 25	17	10000	13,2
2	Fermer	Fermer	0	0	
3	Pre-pad	LG 25	17	3000	4
4	Pad	Hybor H 25	17	5000	6,6
5	%15 HCl	Acide HCl 15% 180° F	17	4500	6
6	CSA	CSA15180F	17	4500	6

7	Pad	Hybor h 25	17	5000	6,6
8	%15 HCl	Acide HCl 15 180 °F	17	4500	6
9	CSA	Csa %15 180°F	17	4500	6
10	Déplacement	LG 25	17	6000	7,9
11	Shut in	SHUT IN POUR LE TEMP DE FERMETURES	00	00	
12	CFA	X-Tend 28 180°F	5	3000	14.4
13	Gel Linear	LG 25	5	9000	42,9
14	Fermer	Fermer			
Totale				56,890	156.81

- Test de pression

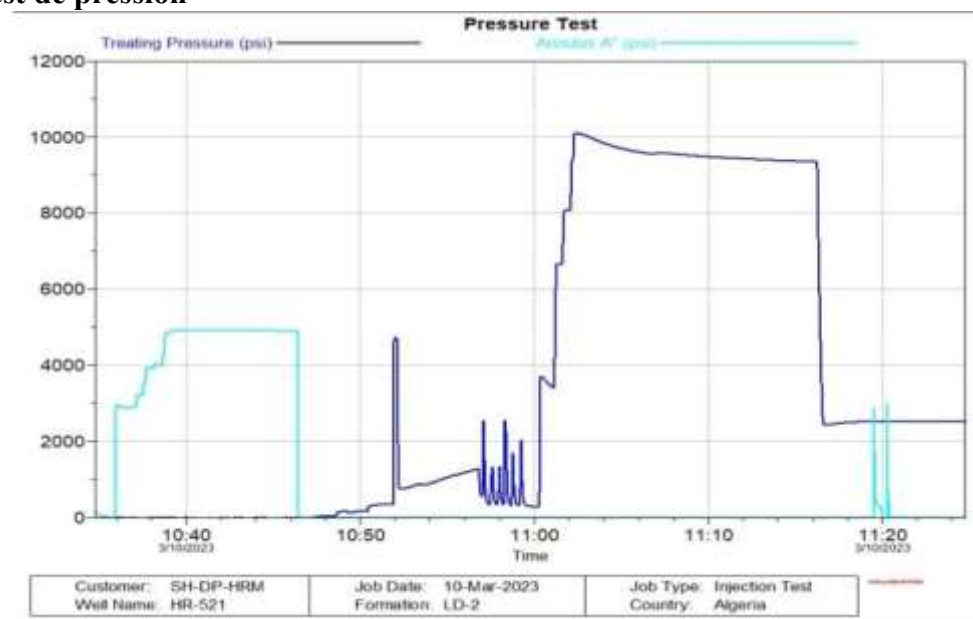


Figure III. 12: Test de pression .

L'objectif de ce test est de tester la pression dans l'annulaire et le tubing (well integrity).

- Test d'injectivité

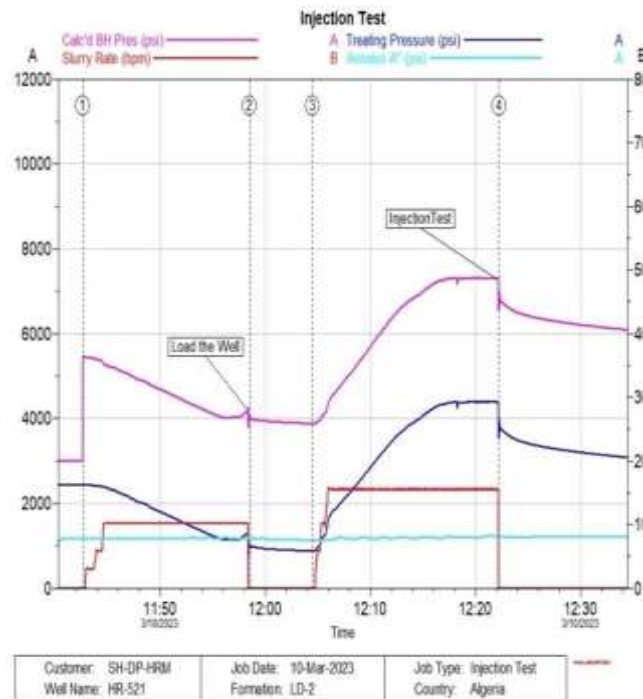


Figure III. 13: test d'injectivité .

- ISIP du trou de fond extrapolé = 6 802 psi

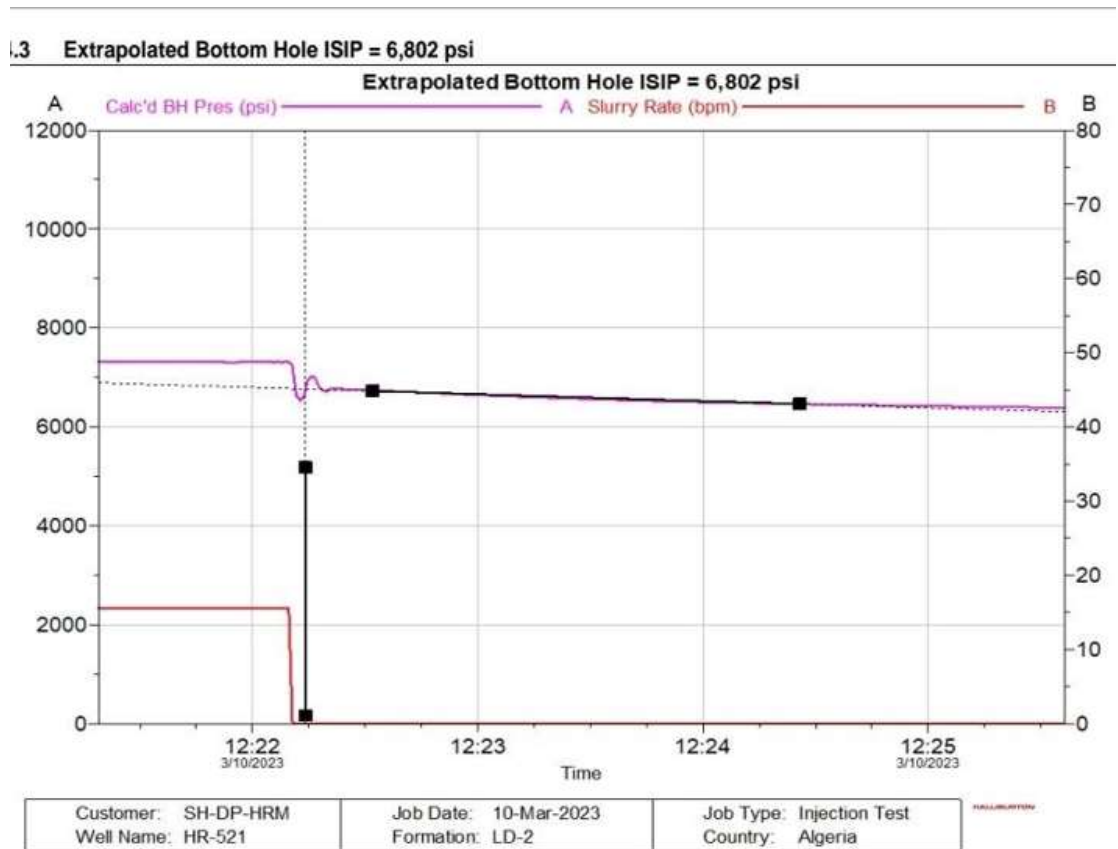


Figure III. 14: ISIP du trou de fond extrapolé = 6 802 psi .

ISIP = Pression d'injection finale - Chute de pression due au frottement dans le trou de forage et aux perforations ou à la gaine fendue.

L'ISIP peut être une valeur difficile à quantifier et, par conséquent, il existe de nombreuses façons d'obtenir une estimation de l'ISIP dans IHS Well Test.

Si des pressions de surface de sable ont été calculées, une valeur par défaut pour ISIP est calculée en soustrayant la composante de frottement du calcul de surface, de sable et de la pression d'injection finale. Cela tend à surestimer la valeur de l'ISIP parce qu'il ne tient pas compte du frottement par les perforations ou près du trou de forage.

Il est également pratique courante d'estimer l'ISIP en plaçant une ligne droite sur la partie de la décharge précoce de la parcelle historique. Après l'arrêt, le frottement diminue rapidement et cela peut sembler causer une chute de pression par paliers, ou une brève tendance linéaire dans les données (avant la tendance concave-ascendante prévue de la chute).

$$\Delta p_{\text{net}} = \text{ISIP} - \text{Closure Pressure} \quad (\text{III.1})$$

• Mini Frac _ Fonction G

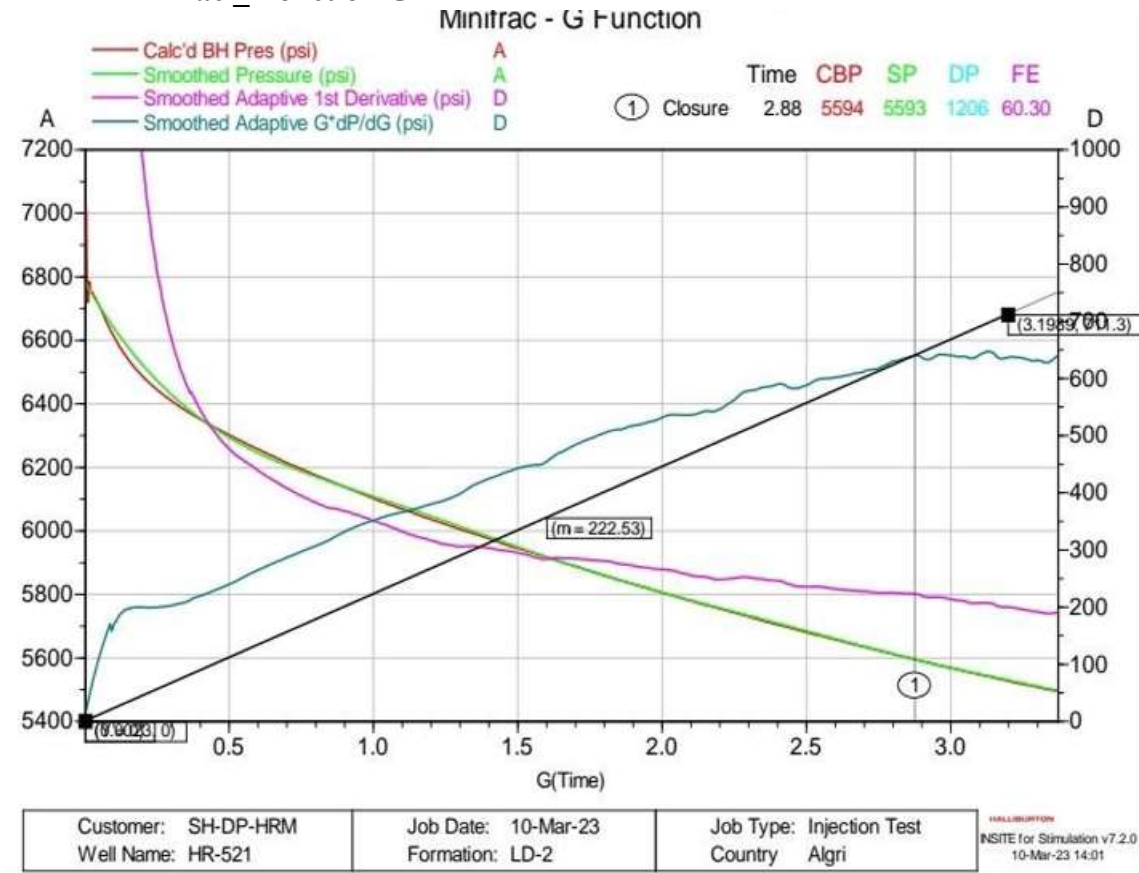


Figure III. 15: Mini Frac _ Fonction G .

La fonction Nolte -G est une mesure de temps sans dimension souvent utilisée dans l'analyse du comportement de pression pendant le processus de fracturation acide

Deux cas limites pour la fonction G sont présentés ici :

- ✓ L'équation pour $\alpha = 1,0$ correspond à une faible fuite ou à une efficacité élevée des fluides lorsque la zone de rupture ouverte après l'arrêt varie approximativement linéairement avec le temps.
- ✓ L'équation pour $\alpha = 0,5$ correspond à une fuite élevée ou à une faible efficacité des fluides lorsque la surface de rupture varie avec la racine carrée du temps après la fermeture.
- ✓ La valeur de G_0 est la valeur calculée de G à l'arrêt.

L'analyse de la courbe de déclin de pression périmée de déterminer la géométrie des fractures, les conditions de fracturation, d'ouverture et de fermeture des fracture afin d'élaborer le design de fracturation.

- Net Pressure :



Figure III. 16: Net pression .

- log des températures

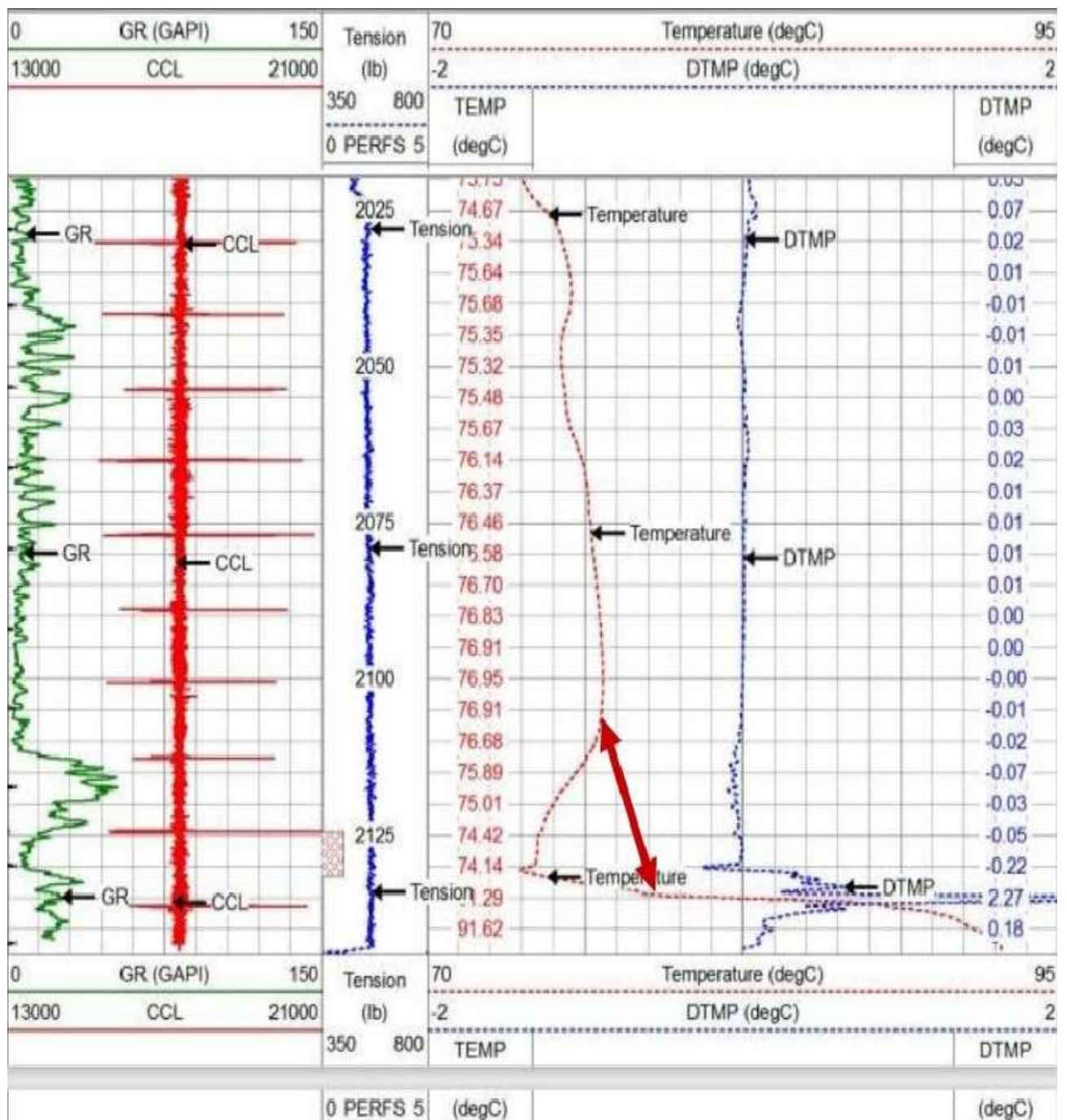


Figure III. 17: log des températures .

- **Test d'injection et conception du traitement principal**

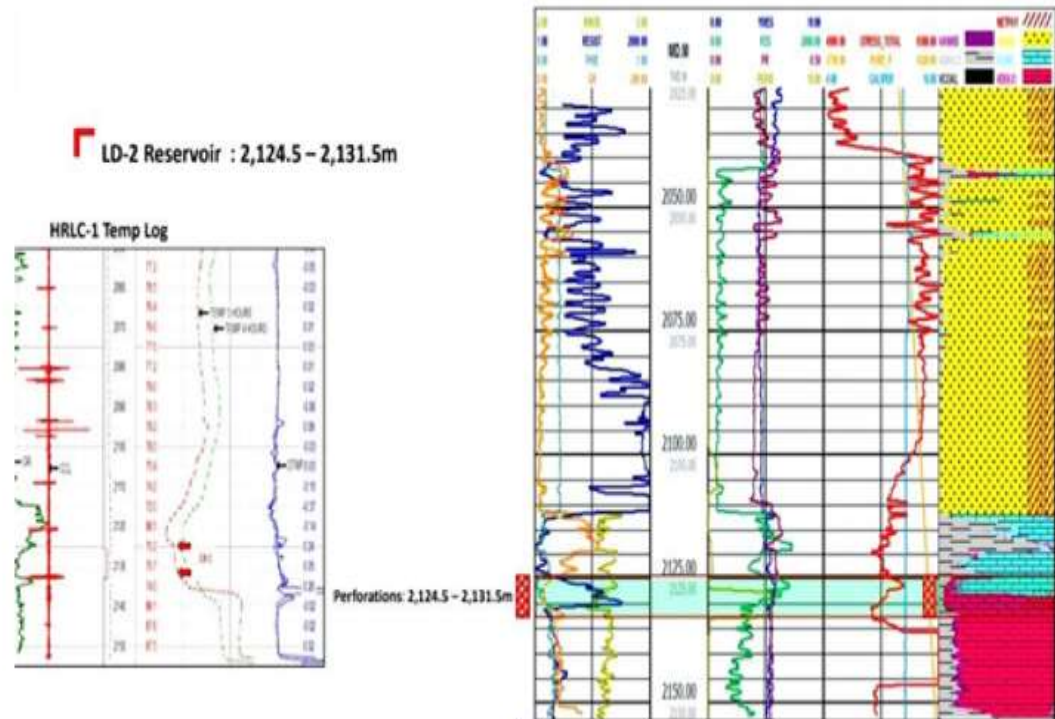


Figure III. 18: log de température après le test d'injection .

Effectuer le journal de température après le test d'injection pour confirmer la propagation sur le réservoir LD-2 :

- ✓ Le volume et le débit du coussin peuvent être optimisés au cas où de refroidissement indésirable vers le haut ou vers le bas.
- ✓ Tubing: 5 ' N.Vam SM 13.5# 13.5 Cr C-85.
- ✓ Pression d'éclatement : 8 930 Psi.
- ✓ 80 % de pression d'éclatement : 7 144 Psi.

- **La géométrie de fracture acidifiée**

La géométrie de fracture acidifiée créée dépend :

- ✓ Le volume total injecté pour déterminer le meilleur cas pour la longueur de la fracture créée et la puissance de dissolution de la roche qui entraîne la conductivité qui sera générée.

- ✓ La vitesse à laquelle la fracture est créée influe sur les trois dimensions de la fracture. Des taux plus élevés entraînent généralement des fractures plus longues.
- ✓ La viscosité entraîne des fractures plus larges qui peuvent diminuer la longueur, mais aussi permettre une pénétration plus profonde de l'acide, car l'acide doit parcourir une plus grande distance à l'intérieur de la fracture pour réagir.
- ✓ Enfin, pour propriétés des roches, le Module de Young et le Rapport de Poisson utilisés pour caractériser la force de la roche sont habituellement plus élevés pour les carbonates que pour les sables.

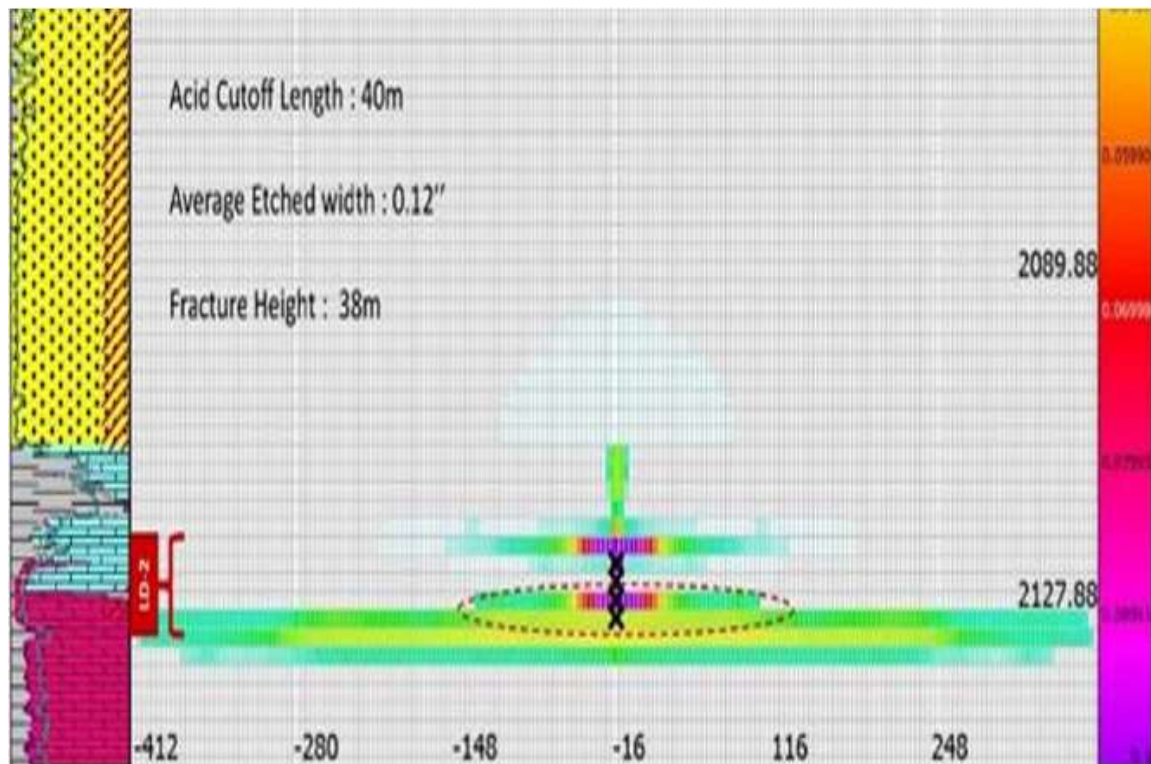


Figure III. 19: La géométrie de fracture acidifiée.

Evaluation de l'opération

- la fracturation acide dans le puits HRXX1 est fonctionnée très bien. La simulation 3D de GOHFER a montré une fracture qui s'est propagée principalement dans la zone inférieure du réservoir LD-2 qui est la zone d'intérêt. Une légère couverture à la hausse a été observée et confirmée sur la MEVD 1 compensation.

- Pour le puits HRXX1 on utilise la même technique et la comparaison entre les résultats se résume dans les tableaux suivants :

Tableau III. 2: Test potentiel avant le traitement par fracturation à l'acide .

Paramètres / Duses (in)	REG	REG	REG	REG
Date du test	1 ^{er} jour	2 ^e jour	3 ^e jour	4 ^e jour
Débit Gaz (stm3/j)	74486	74486	74486	74586
Débit Huile/Condensat (m3/j)	1265	1260	1365	1275
G O R (m3/m ³)	6054	4957	7482	5888
Richesse Apparente (g/m ³)	118.60	118.91	95.15	121.26
Richesse (g/m ³)	135.70	136.01	113.05	139.16

D'après les tableaux et l'historique de production on peut conclure que :

Le débit avant la fracturation a l'acide :

- Le Débit Gaz : 74586 (stm3/j).
- Débit Huile/Condensat : 1275 (m3/j).

Le débit après la fracturation a l'acide : 250826 (stm3/j).

III.4.2 Stimulation d'un nouveau puit carbonaté (HRXX2/HRXX3)

A. Puit HRXX2

1. Test d'injection résumé

Tableau III. 3: Test d'injection (HRXX2)

	Injection test
Fréquence maximale(bpm)	15.2
Volume pompé (gals)	10,532
BH LPP(psi)	6,257
BH ISIP (psi)	6,211
Frictions BH(psi)	46
Pression de fermeture (psi)	5,792
Efficacité du fluide(%)	46.66
Pression nette (psi)	419
Gradient de forage (psi /pi)	0.87
Gradient de fermeture(psi/pi)	0.81

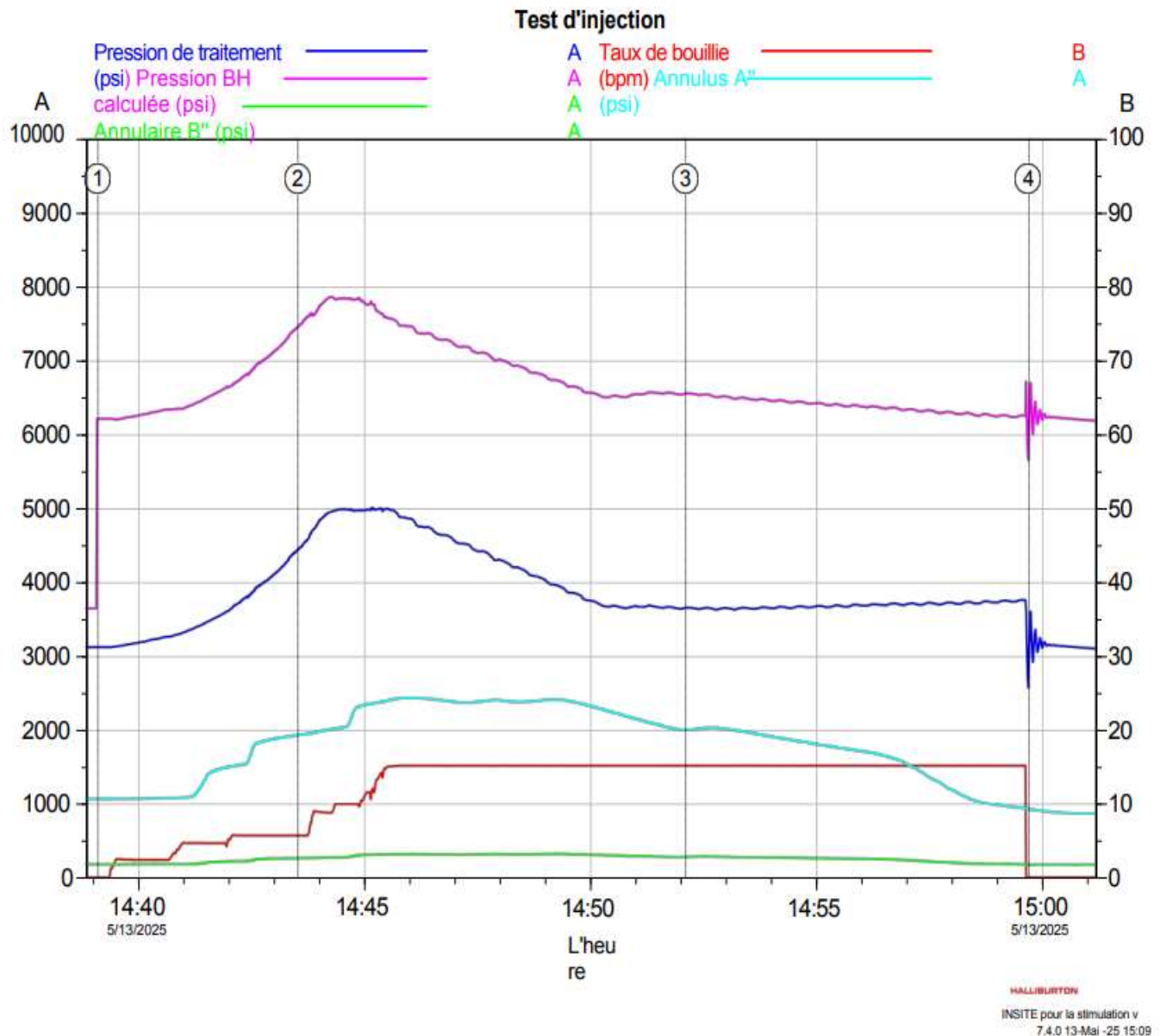


Figure III. 20: Test d'injection .

2. Test d'injection analyse de la décroissance

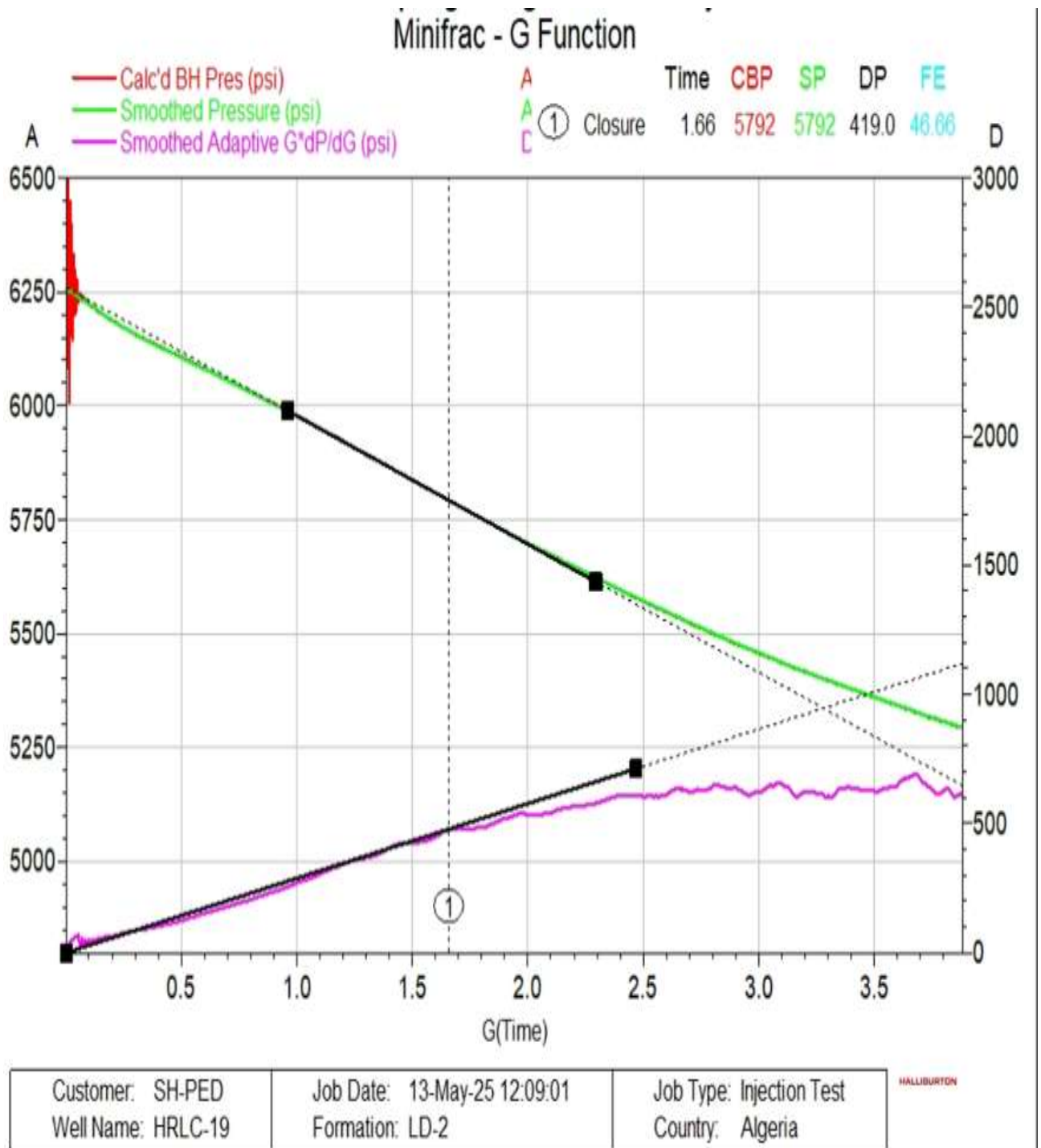


Figure III. 21: Test d'injection analyse de la décroissance .

3. Test d'injection analyse de la décroissance racine carré

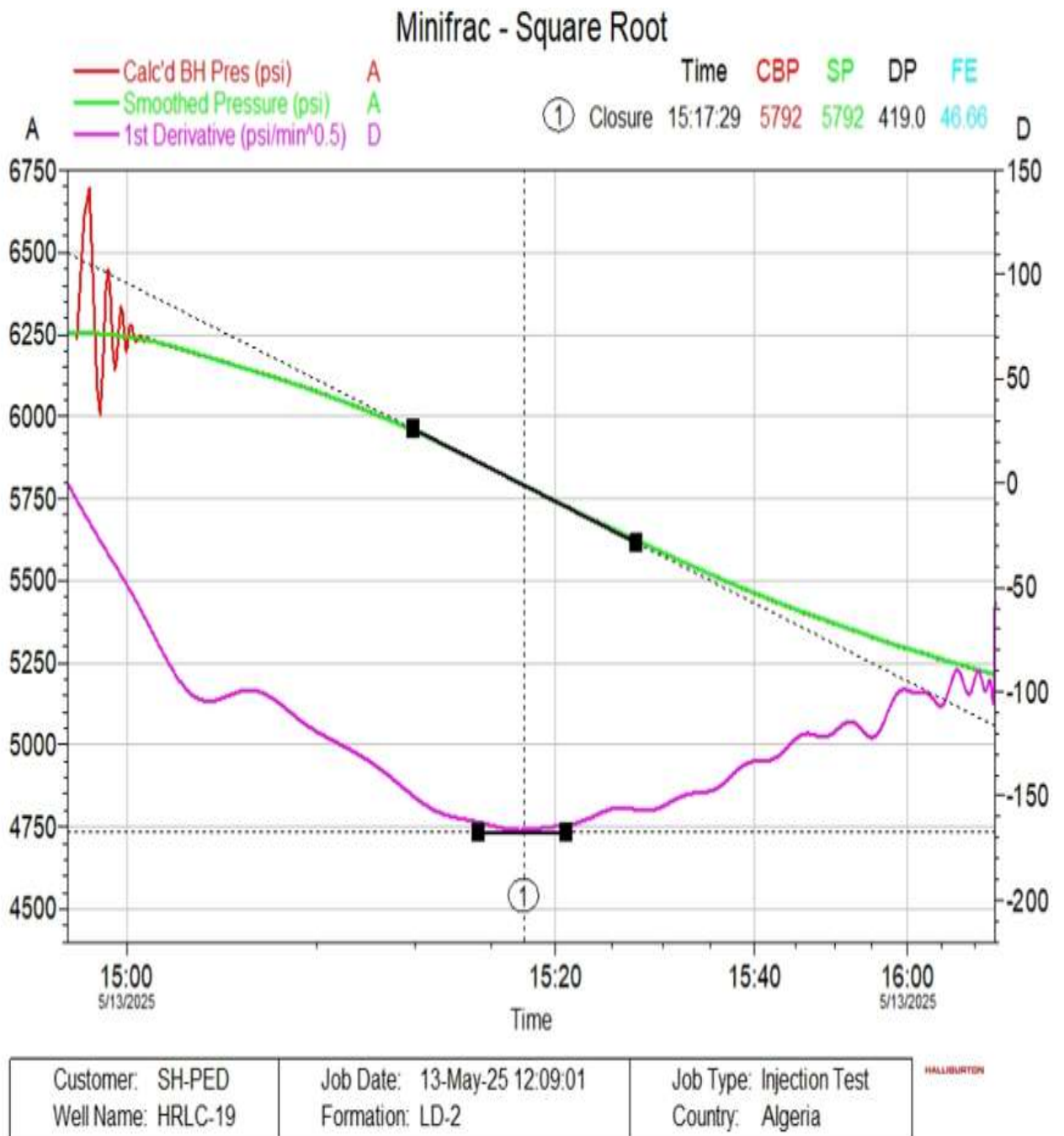


Figure III. 22: Test d'injection analyse de la décroissance carré .

4. Log des températures

Le refroidissement principal a été observé en face de l'intervalle de perforation. Sinon, un léger refroidissement a été observé au-dessus et au-dessous de l'intervalle de perforation.

✓ Refroidissement maximal estimé : **2 151 mRT.**

✓ Refroidissement de fond estimé : **2 179 mRT.** ✓

Hauteur estimée de la fracture : **28,0 m.**

• Perforations : **2 161 - 2 166,5 mRT.**

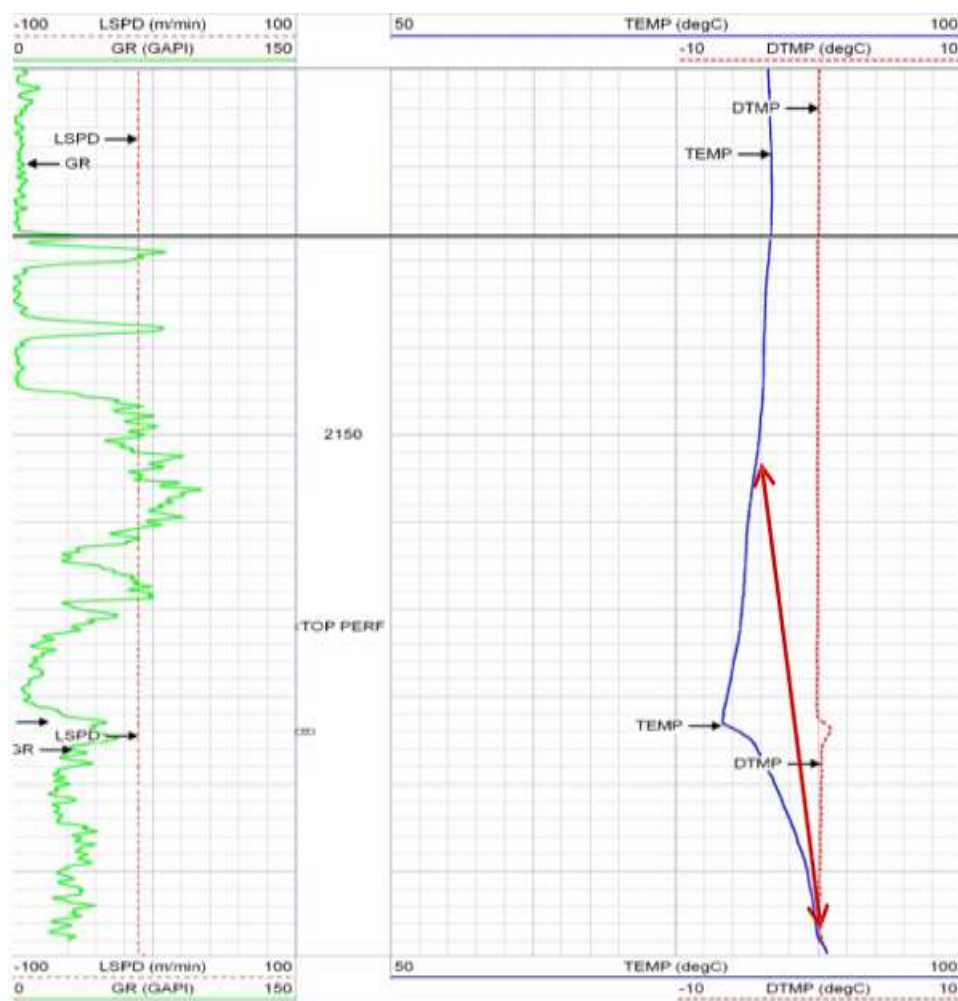


Figure III. 23: Journal de la températures .

5. Test d'injection correspondance

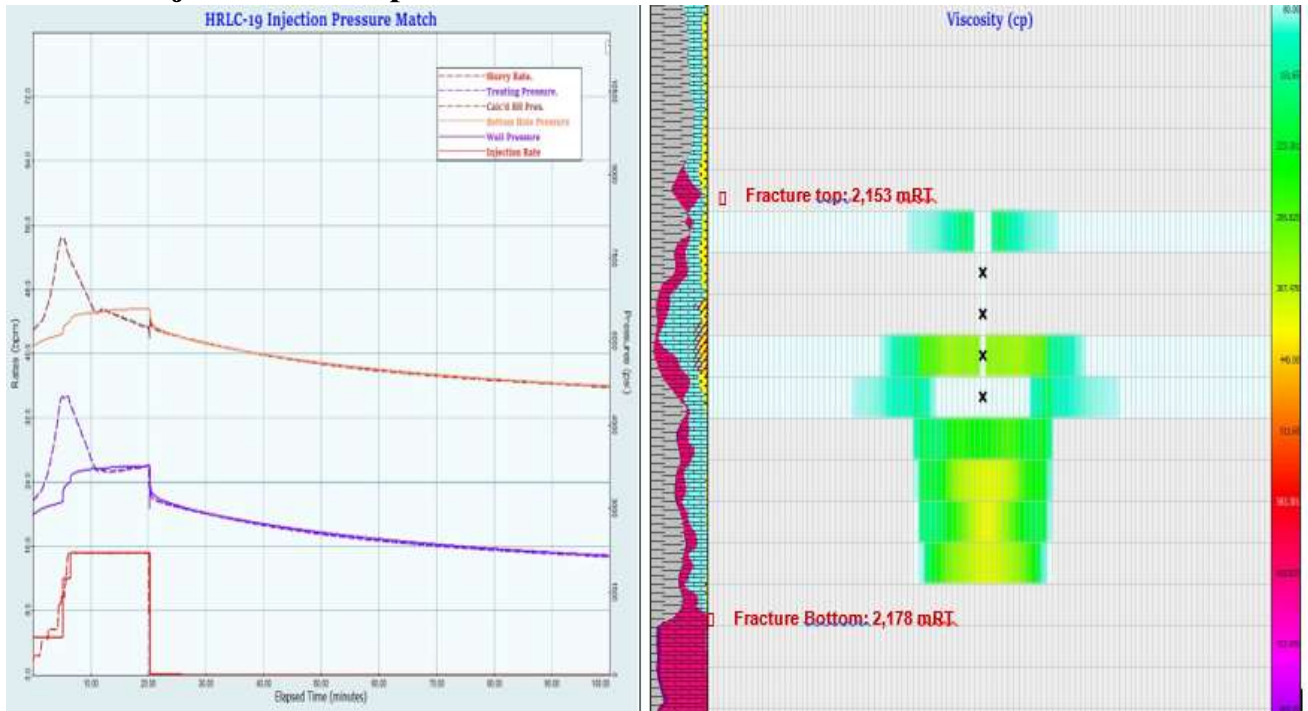


Figure III. 24: Test d'injection correspondance.

6. Révision du traitement des fractures acides

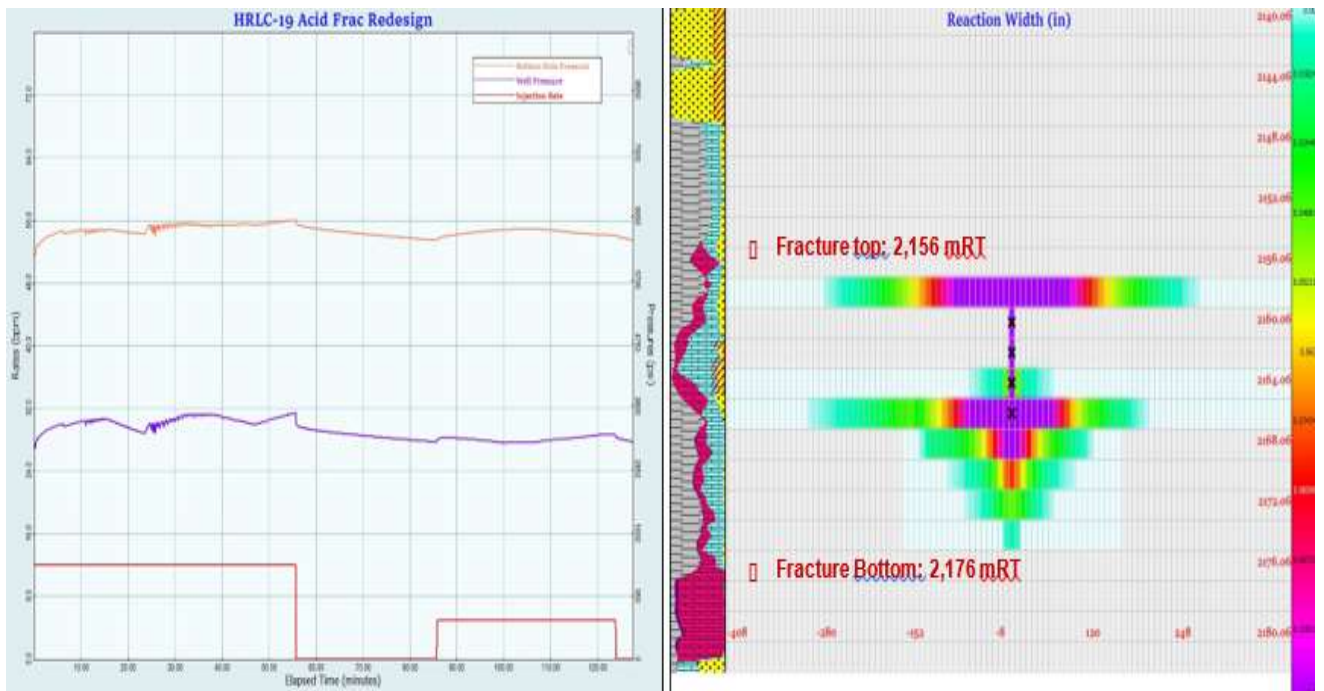


Figure III. 25: Révision du traitement des fractures acides .

Tableau III.4 : Résultat du traitement par fracturation acide(HRXX2)

Fracture	Longueur brute de la fracture. M	Longueur de la coupure acide. M	Longueur estimée de l'écoulement de la fissure. M	Hauteur de la fracture. M	Largeur moyenne de la gravure (en pouces)
Fracture	296	152	96.0	20.0	0.148

Interprétation des résultats de la stimulation du Puits (HRXX3)

- L'analyse du test d'injection (fonction G, racine carrée) montre une pression de fermeture enregistrée à 5 792 psi, une pression nette modérée de 419 psi et une efficacité du fluide de 46,66 %. Alors que le gradient de fracturation calculé est de 0,87 psi/pied.
- Le refroidissement principal a été observé en face de l'intervalle de perforation. Sinon, un léger refroidissement a été observé au-dessus et au-dessous de l'intervalle de perforation.
- Le modèle 3D de Gohfer a été recalibré sur la base des résultats du profil de pression et de température du test d'injection afin de s'adapter aux conditions réelles.
- Un pré-lavage à l'aide de 3 000 gallons de solvant mutuel sera effectué et déplacé dans la formation avant de commencer le travail à l'acide.
- Le rythme a ensuite été réduit à 12 bpm pour atténuer toute croissance de la fracture en hauteur et maintenir la fracture confinée.
- La conception de la tâche acide recommandée consiste à pomper en deux cycles LG 25#, X-Tend 15% HCL Acid & CSA (Carbonate Stimulation Acid) puis à fermer pour reprendre ensuite avec un pompage CFA (Closed Fracture Acidizing) pour améliorer la conductivité des fractures.
- Pour obtenir la demi-longueur souhaitée tout en maintenant une attaque efficace, un acide retardé (15 % HCL Acid X-Tend) est nécessaire pour atténuer l'effet de vortex et assurer une pénétration plus profonde et une conductivité de la fracture.

B. Puit HRXX3

1. Test d'injection résumé

Tableau III. 5: Test d'injection (HRXX3)

	Injection test
Fréquence maximale(bpm)	15.1
Volume pompé (gals)	10.249
BH LPP(psi)	7.031
BH ISIP (psi)	6.733
Frictions BH(psi)	298
Pression de fermeture (psi)	6.235
Efficacité du fluide(%)	72.42
Pression nette (psi)	498
Gradient de forage (psi /pi)	0.96
Gradient de fermeture(psi/pi)	0.88

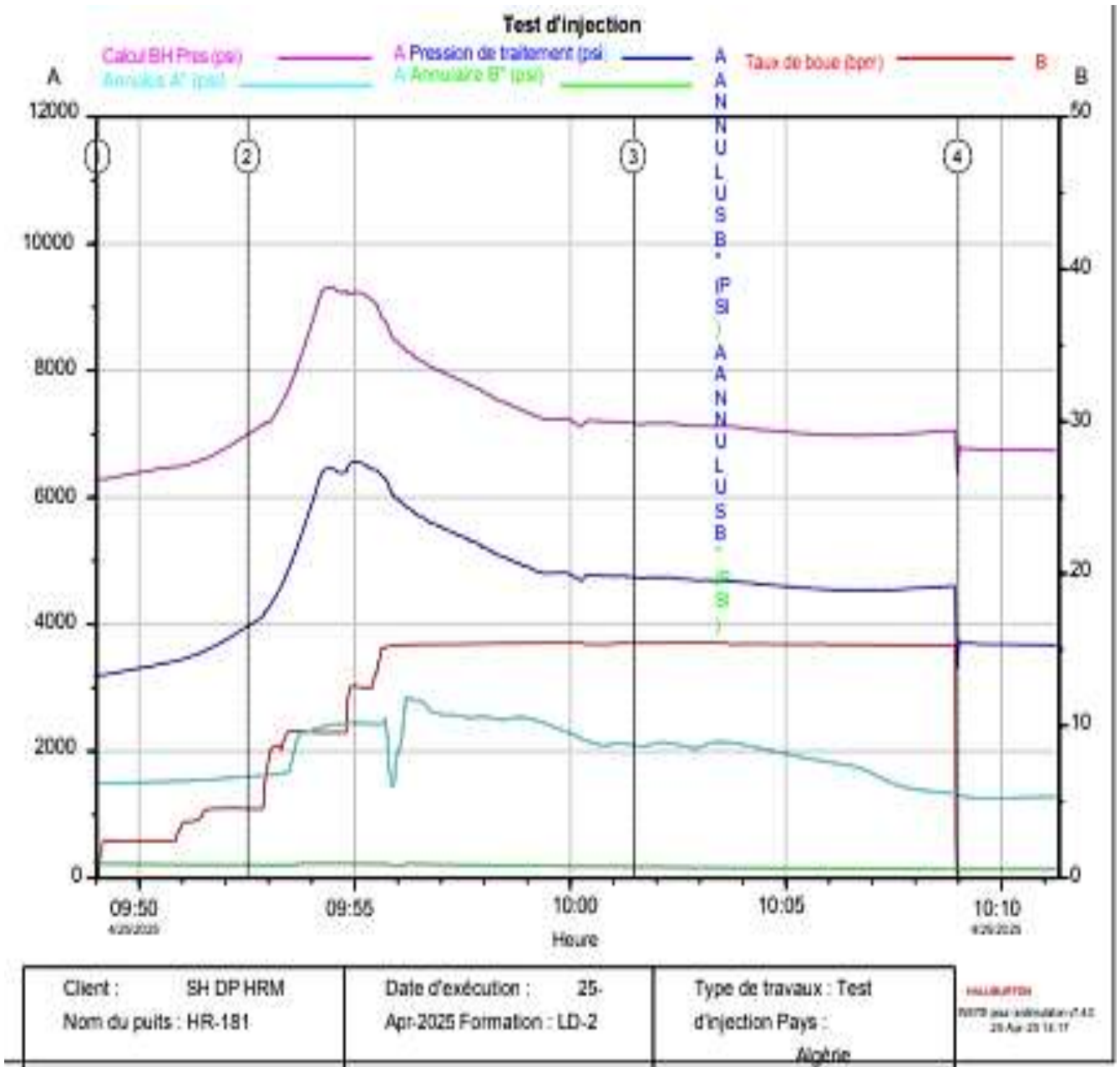


Figure III. 26: Test d'injection .

2. Test d'injection analyse de la décroissance

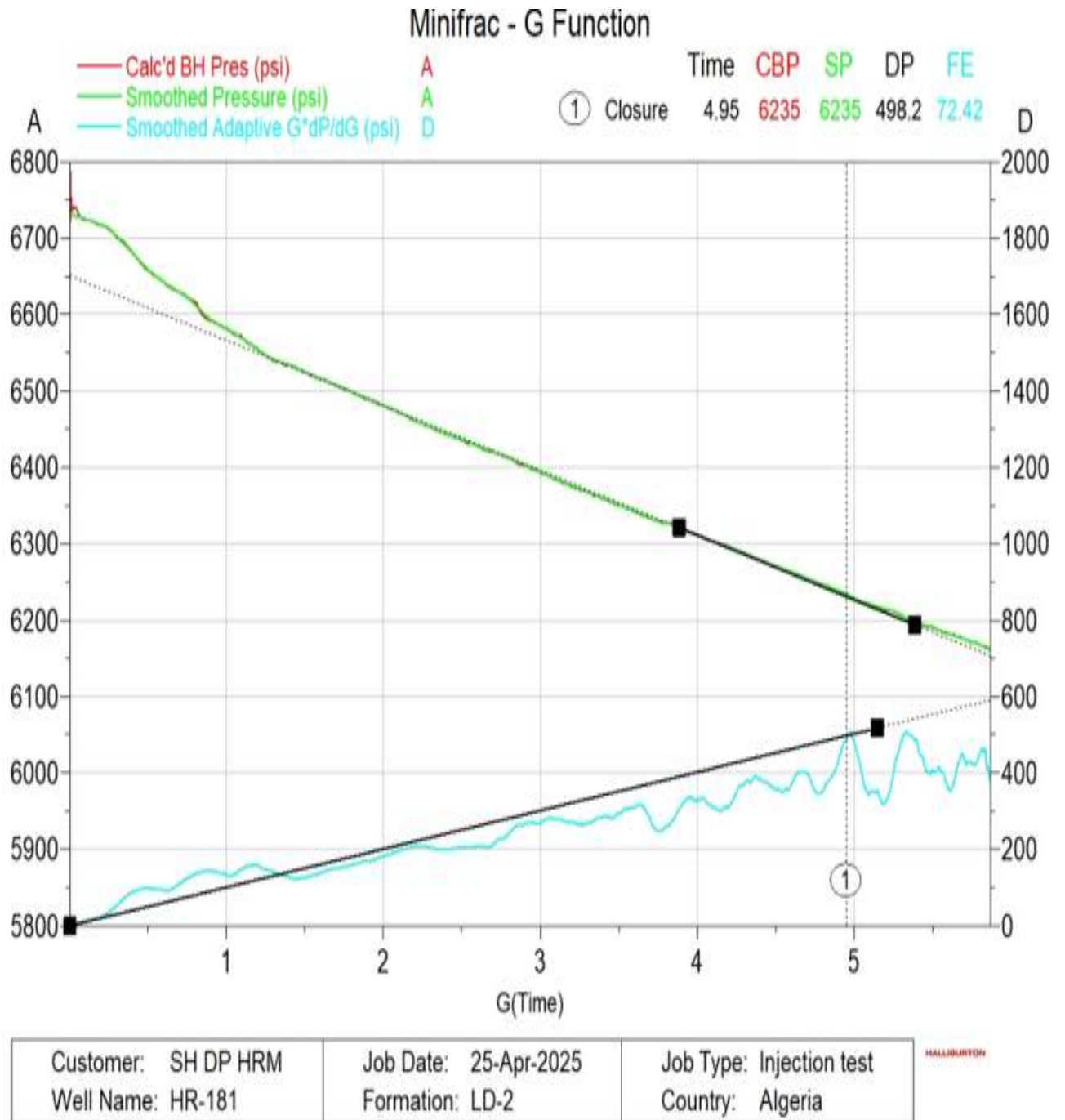


Figure III. 27: Test d'injection analyse de la décroissance .

3. Test d'injection analyse de la décroissance racine carré

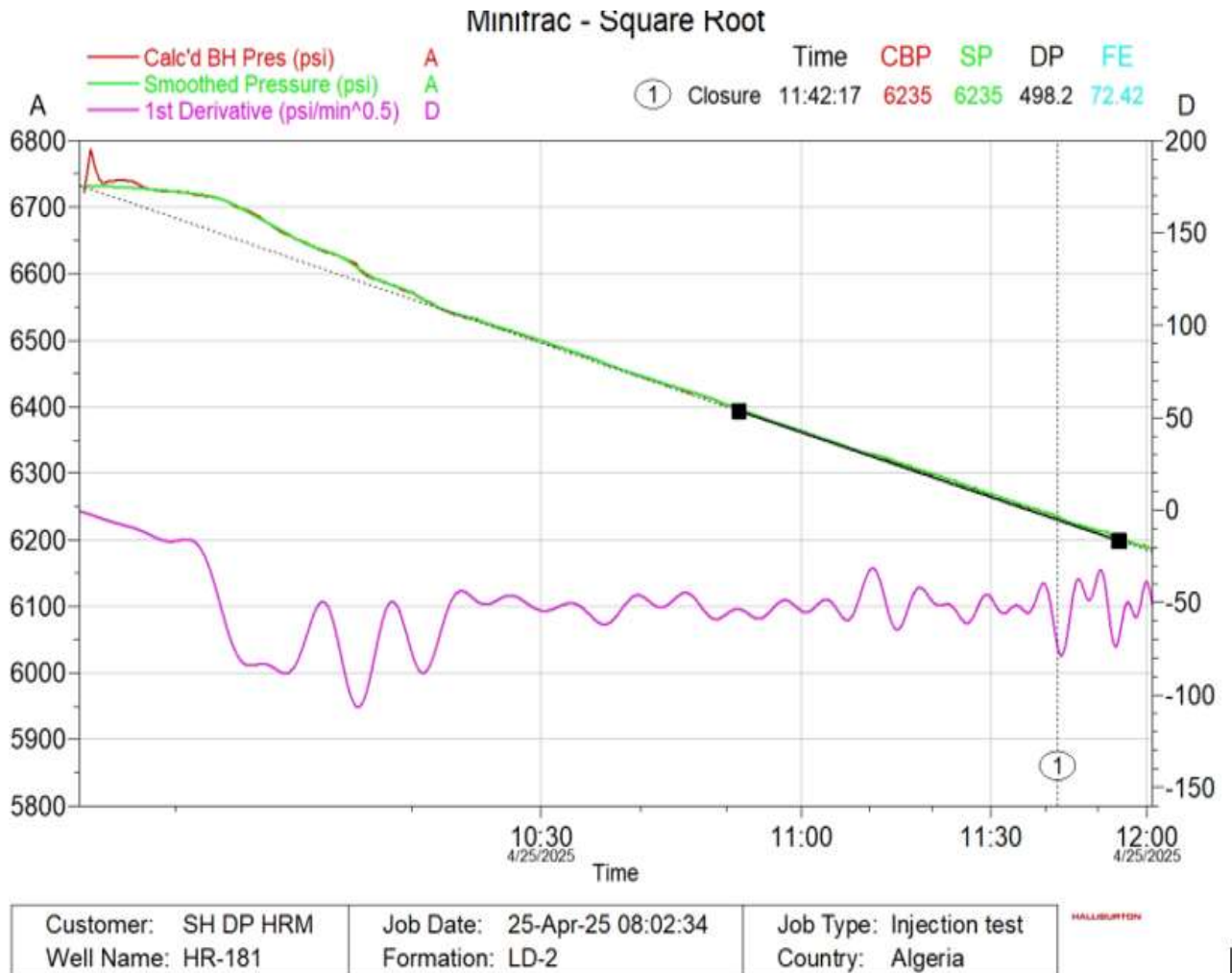


Figure III. 28: Test d'injection analyse de la décroissance .

4. Log des températures

Le refroidissement principal est observé dans la partie avant en dessous de l'intervalle de perforation, sinon un léger refroidissement est considéré au-dessus de l'intervalle de perforation.

✓ Refroidissement supérieur estimé : **2 135 mRT.** ✓ Refroidissement inférieur estimé : **2 160 mRT.**

✓ Hauteur de fracture estimée : **25 mètres**

• Perforations : **2 148 - 2 153 mRT.**

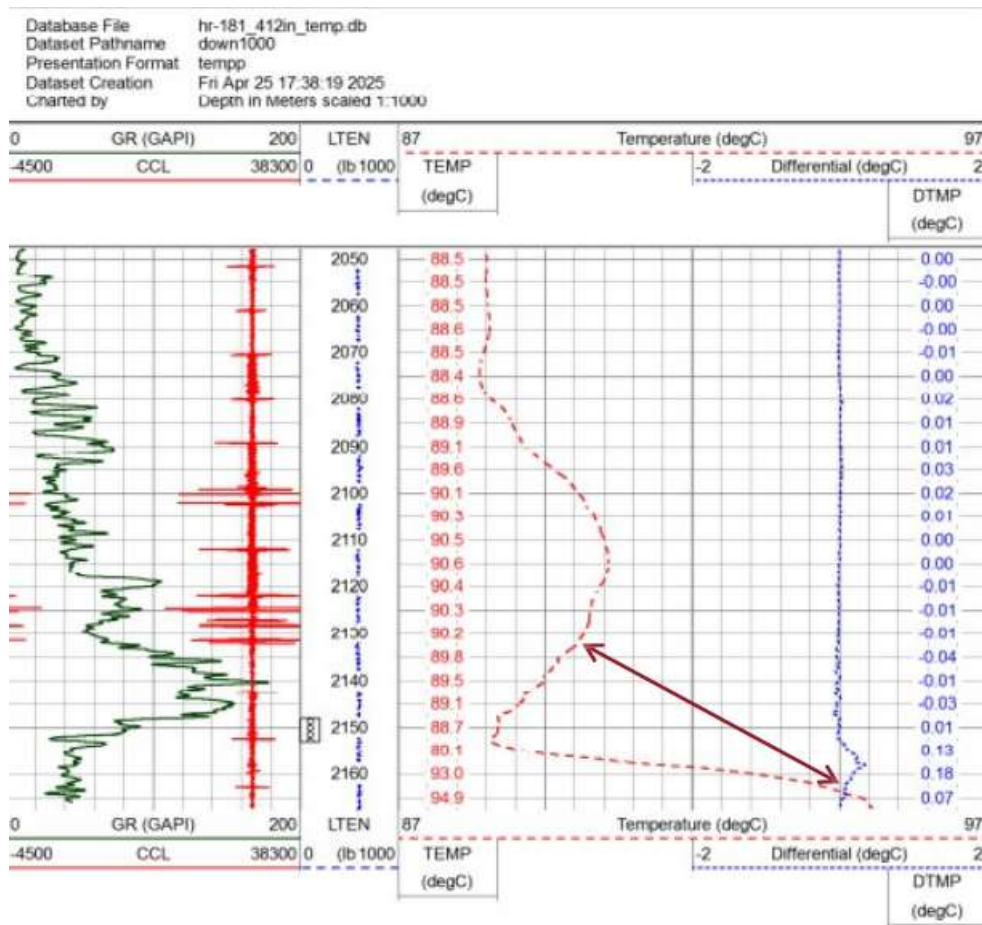


Figure III. 29: Test d'injection analyse de la décroissance .

5. Test d'injection correspondance

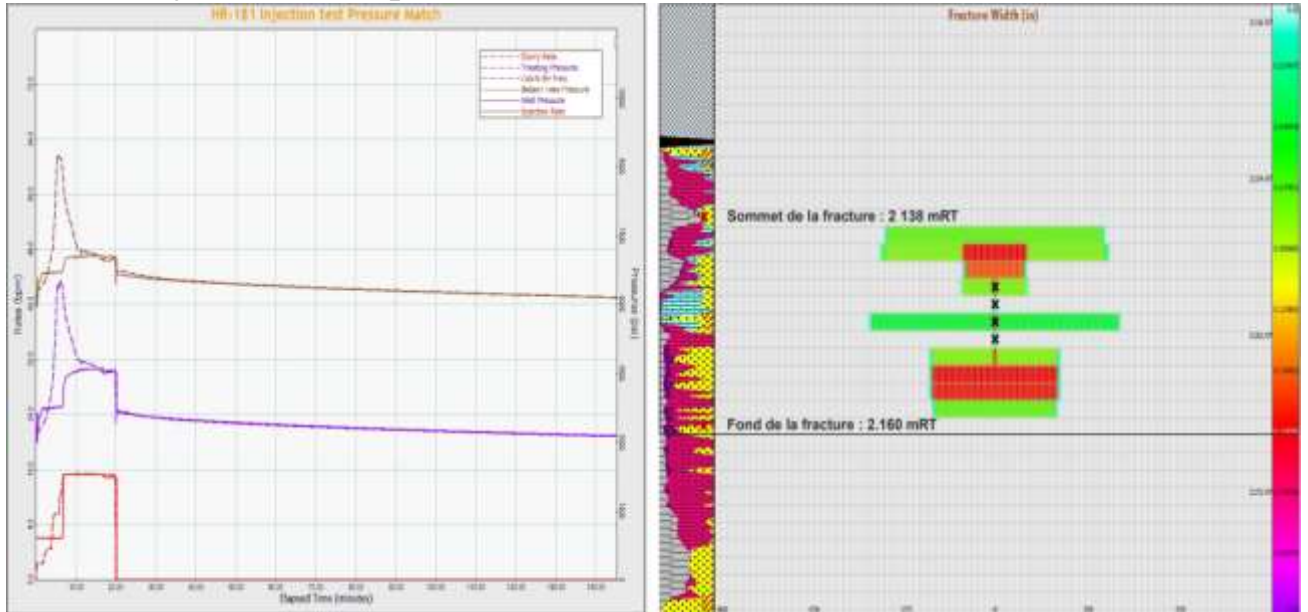


Figure III. 30: Test d'injection analyse de la décroissance.

6. Révision du traitement des fractures acides

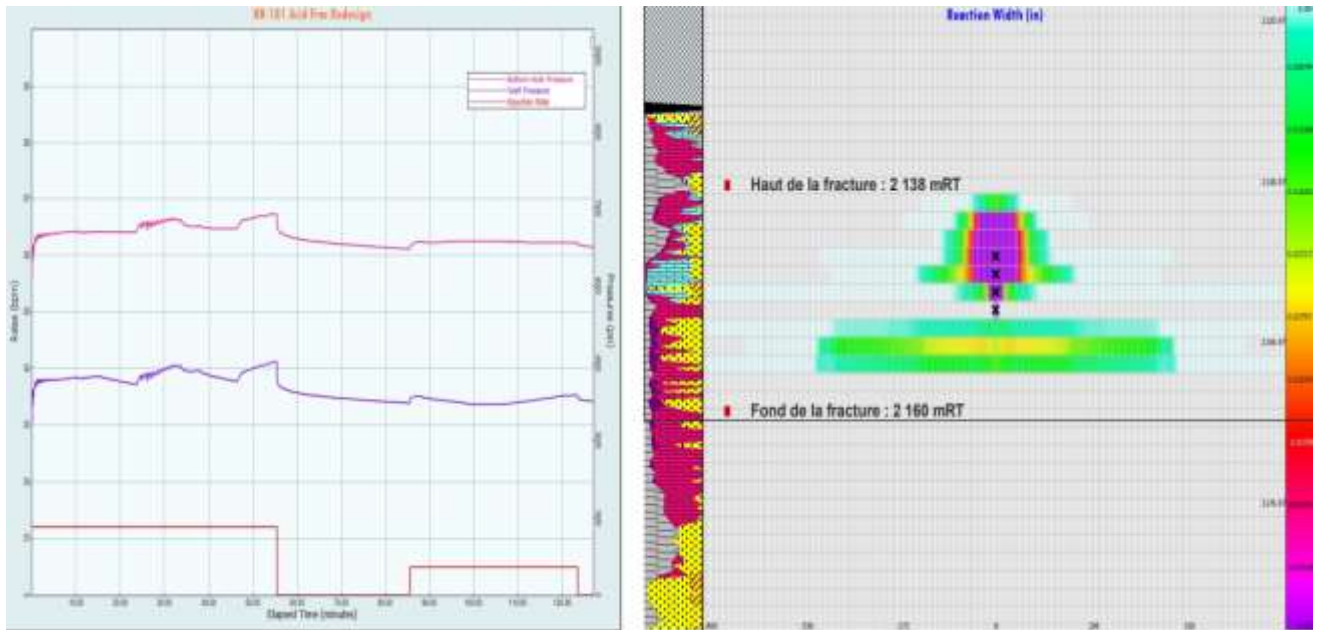


Figure III. 31: Révision du traitement des fractures acides.

Tableau III.6 : Résultat du traitement par fracturation acide(HRXX3)

Fracture	Longueur brute de la fracture. M	Longueur de la coupure acide. M	Longueur d'écoulement de la fissure. M	Hauteur de la fracture. M	Largeur moyenne de la gravure. en
Fracture	242	124	72.0	22.0	0.115

Interprétation des résultats de la stimulation du Puits (HRXX3)

L'analyse du test d'injection, à partir des fonctions G et racine carrée du temps, a révélé une pression de fermeture de 6 235 psi, accompagnée d'une pression nette modérée de 498 psi et d'une efficacité du fluide estimée à 72,42 %. Un refroidissement principal a été observé dans la partie inférieure de la zone perforée, tandis qu'un léger refroidissement a été détecté au-dessus, ce qui suggère une dominance minéralogique de la calcite au-dessus du réservoir LD-2.

Le modèle 3D Gohfer a été recalibré en tenant compte des résultats du test d'injection et du profil de température issu de la diagraphie, afin de mieux représenter les conditions réelles du gisement. Avant l'injection d'acide, un prélavage avec 3 000 gallons de solvant mutuel sera effectué pour conditionner la formation. Par la suite, le débit a été réduit à 12 bpm afin de contrôler la hauteur de fracture et de maintenir sa confinement. Le programme acide recommandé consiste à injecter en deux cycles une combinaison de LG 25#, X-Tend 15% HCl et CSA (Carbonate Stimulation Acid), suivi d'une fermeture temporaire, puis à poursuivre avec la technique CFA (Closed Fracture Acidizing) pour améliorer la conductivité finale de la fracture. Pour atteindre la demi-longueur cible tout en assurant une efficacité optimale, l'utilisation d'un acide retardé (X-Tend 15% HCl) est essentielle afin d'atténuer l'effet vortex, favoriser une pénétration plus profonde et garantir une meilleure conductivité des fractures créées.

Conclusion Générale

L'étude que nous avons menée sur la stimulation acide dans les réservoirs carbonatés a clairement démontré l'impact positif de cette méthode sur l'amélioration de la productivité. En s'appuyant sur une planification soignée et une adaptation fine aux spécificités géologiques de la formation, le traitement à l'acide a permis de redonner vie à certains puits et d'en révéler tout le potentiel.

Dans un environnement où les réservoirs carbonatés, bien que riches en hydrocarbures, présentent souvent des structures complexes et peu homogènes, cette technique s'est avérée particulièrement efficace pour contourner ces limitations naturelles.

Les résultats obtenus parlent d'eux-mêmes. Pour le puits ancien déjà en exploitation, l'effet de la stimulation est remarquable : le débit de gaz a plus que triplé, passant de 74 586 à 250 826 stm^3/j , et la production de condensat a également connu une forte augmentation. Une preuve claire de la réussite du traitement.

Pour les deux nouveaux puits, les tests d'injection réalisés en amont ont permis de bien comprendre le comportement de la formation et de concevoir un traitement sur mesure. L'utilisation d'outils comme le simulateur 3D GOHFER a joué un rôle clé dans l'ajustement du design de fracturation. Les analyses ont mis en évidence une bonne réponse de la roche, avec des pressions de fermeture adéquates, une efficacité satisfaisante des fluides utilisés et une fracture bien confinée. En conclusion, cette étude confirme que la stimulation acide, bien pensée et bien exécutée, reste une solution de choix pour améliorer la perméabilité et la productivité des réservoirs carbonatés, qu'il s'agisse de relancer un ancien puits ou de valoriser un puits récemment foré.

Références bibliographiques

- [1]. Economides, M., Hill, A. D., & Ehling, C. (1994). *Petroleum Production Systems*. Prentice Hall, New Jersey, USA.
- [2]. Hautevella, Y. (n.d.). *Cours de géologie sur les roches carbonatées*. Université de Nancy.
- [3]. Bourezg, M. (2013). *Étude géologique de quelques roches industrielles*. Thèse de doctorat, Université de Constantine.
- [4]. Charli, P. (2003). *Fracturation et porosité des roches*. Article scientifique.
- [5]. Knox, J. A., & Ripley, H. E. (1997). *Fracture Acidizing in Carbonate Rock*. *Journal of Canadian Petroleum Technology (JCPT)*, 79-04-07.
- [6]. Ait Slimani, M., & Beggache, M. (n.d.). *Caractérisation sédimentologique et pétrophysique du niveau dolomitique D2 de Hassi R'mel*.
- [7]. Hidoud, A. (2008). *Cours sur l'équipement de fracturation*. IAP, Hassi R'mel.
- [8]. Zobiri, Y. (n.d.). *Généralités sur l'endommagement des réservoirs*. Cours IAP/HMD.
- [9]. Université de Batna 2. (n.d.). *Propriétés des roches*.
- [10]. Sonatrach – Hassi R'mel, Division Production. (2000). *Permis d'exploitation du champ sud*.
- [11]. Bougdah, I., & Saoudi, J. (2018). *Modélisation et analyse des performances de production des puits du gisement de Hassi R'mel (champ sud)*. Mémoire de Master, Univ. Ouargla.
- [12]. Larbi, S., & Ben Sghir, C. (2014). *Étude d'endommagement de la roche réservoir par fluide de forage et traitement acide*. Mémoire M2, Univ. Ouargla.
- [13]. Kerrouche, M. (2016). *Analyse de la sensibilité d'une fracturation à l'acide via modèles 2D (PKN & GDK)*. Mémoire Master, Univ. Boumerdès.
- [14]. Guelfen, K., Azzouz, M. T., & Bramki, A. E. (2019). *Stimulation par fracturation à l'acide chlorhydrique dans le puits OKM-1 à Sidi Nadji*. Univ. Ouargla.
- [15]. Guo, X. et al. (2023). *Three-dimensional simulation of the acidizing process under different influencing factors in fractured carbonate reservoirs*. *Energy Science & Engineering*.
- [16]. Akkal, R., Khodja, M., & Azzi, S. (2007). *Alternative Acidizing Fluids and Their Impact on the Southern Algerian Shale Formations*.
- [17]. Zhang, J., Zhu, J., Wang, Y., Liu, Y., & Guo, H. (2025). *Numerical simulation of wormhole propagation with the mixed hybridized discontinuous Galerkin finite element method*.
- [18]. Sonatrach. (2023). *Travaux de développement du réservoir LD2 dans le champ de Hassi R'mel*. Rapport technique.

Annex

- ✓ 5" 18lb/ft N-80 13%Cr @ 1,985.46 m.
- ✓ 7" P-110 # 32 Liner @ 2,335 m ✓
(Top Liner @ 2,088.5m).
- ✓ 9 5/8" Casing @ 2,125m.
- ✓ Perforations: 2,124.5 - 2,131.5 m. ✓
BHST: 85oC (185oF)
(*) Provided by Sonatrach

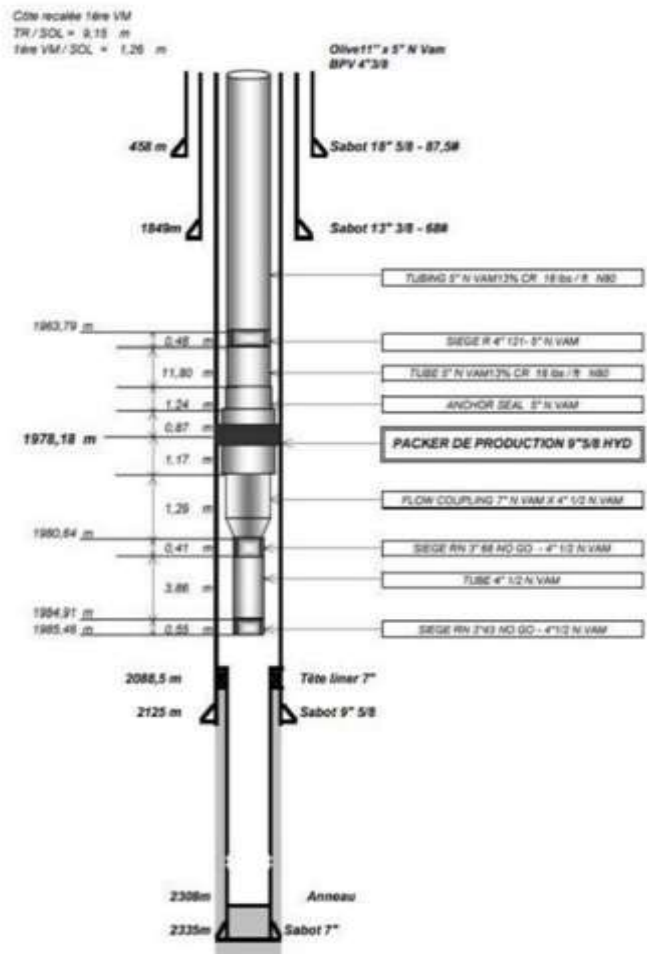
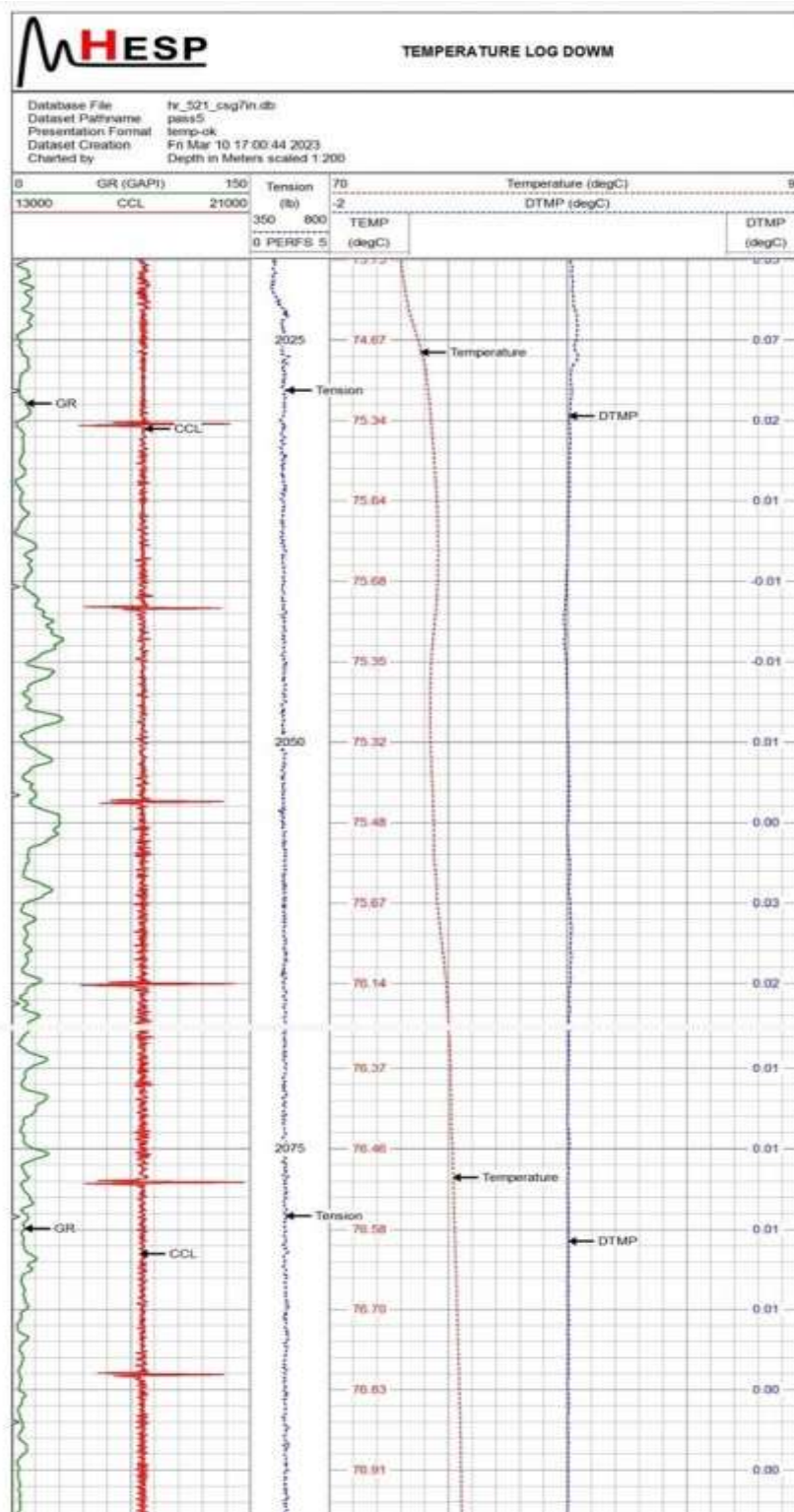


Figure 1: Schéma de puits HRXX1 [11].

1. Log temperature



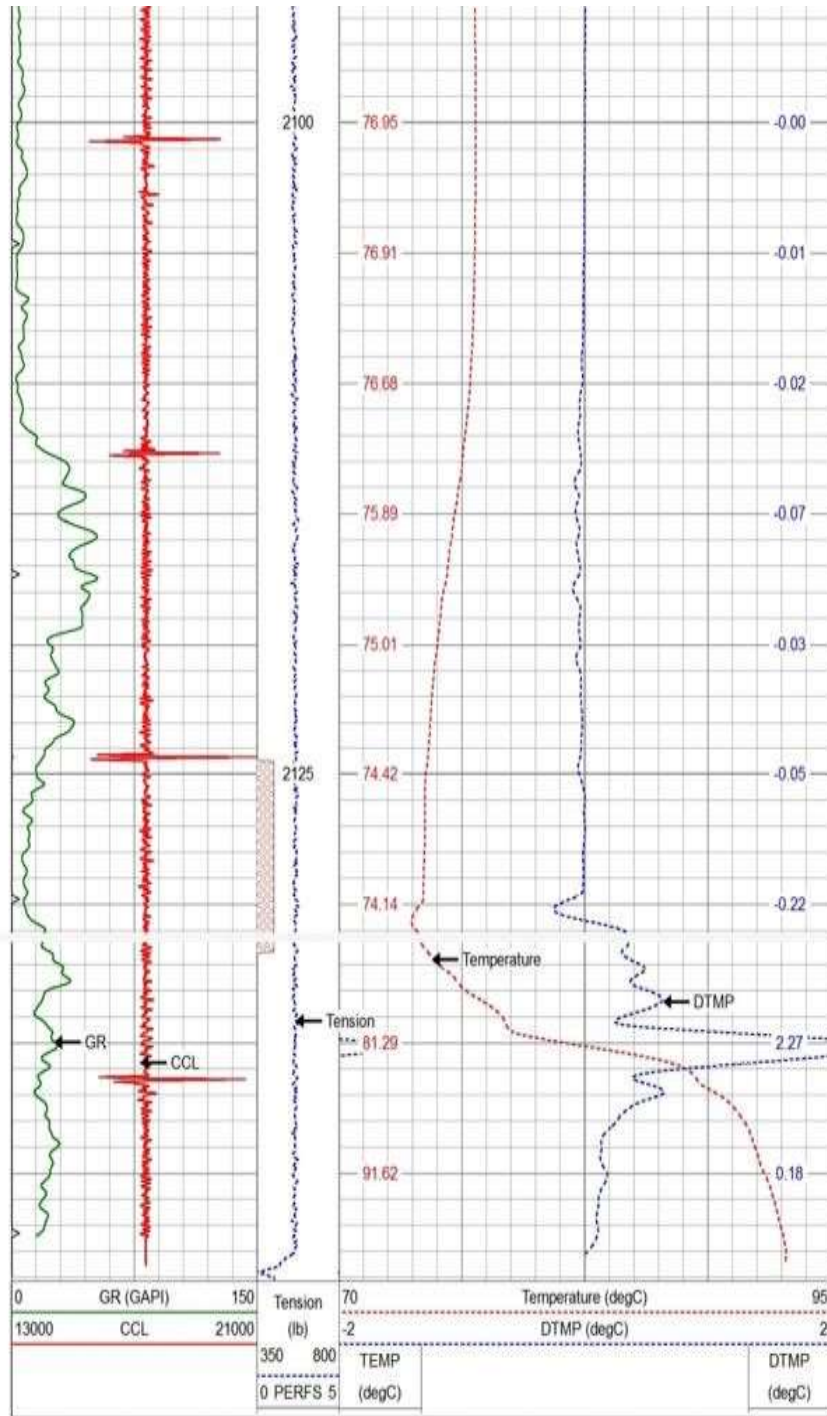


Figure 2: log de temperature

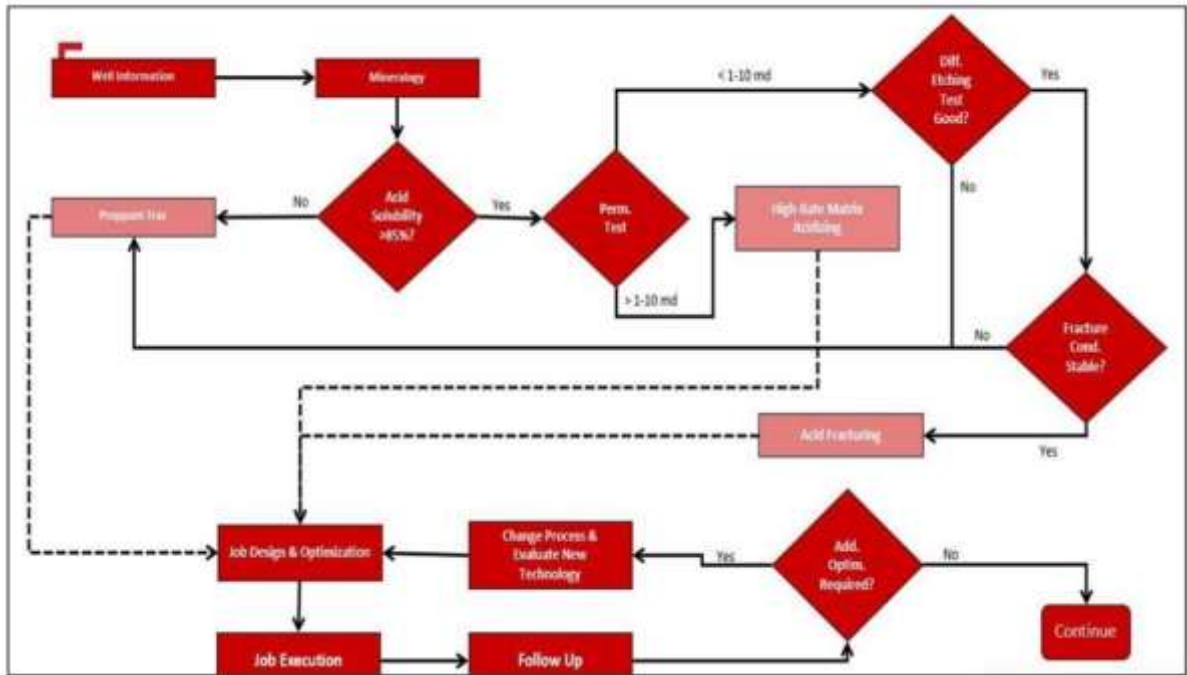


Figure 4 : Schéma de frac acide

3. L'effet d'acide sure la roche carbonatée :



Figure 5: L'effet d'acide sure la roche carbonatée .

4. Gohfer 3d

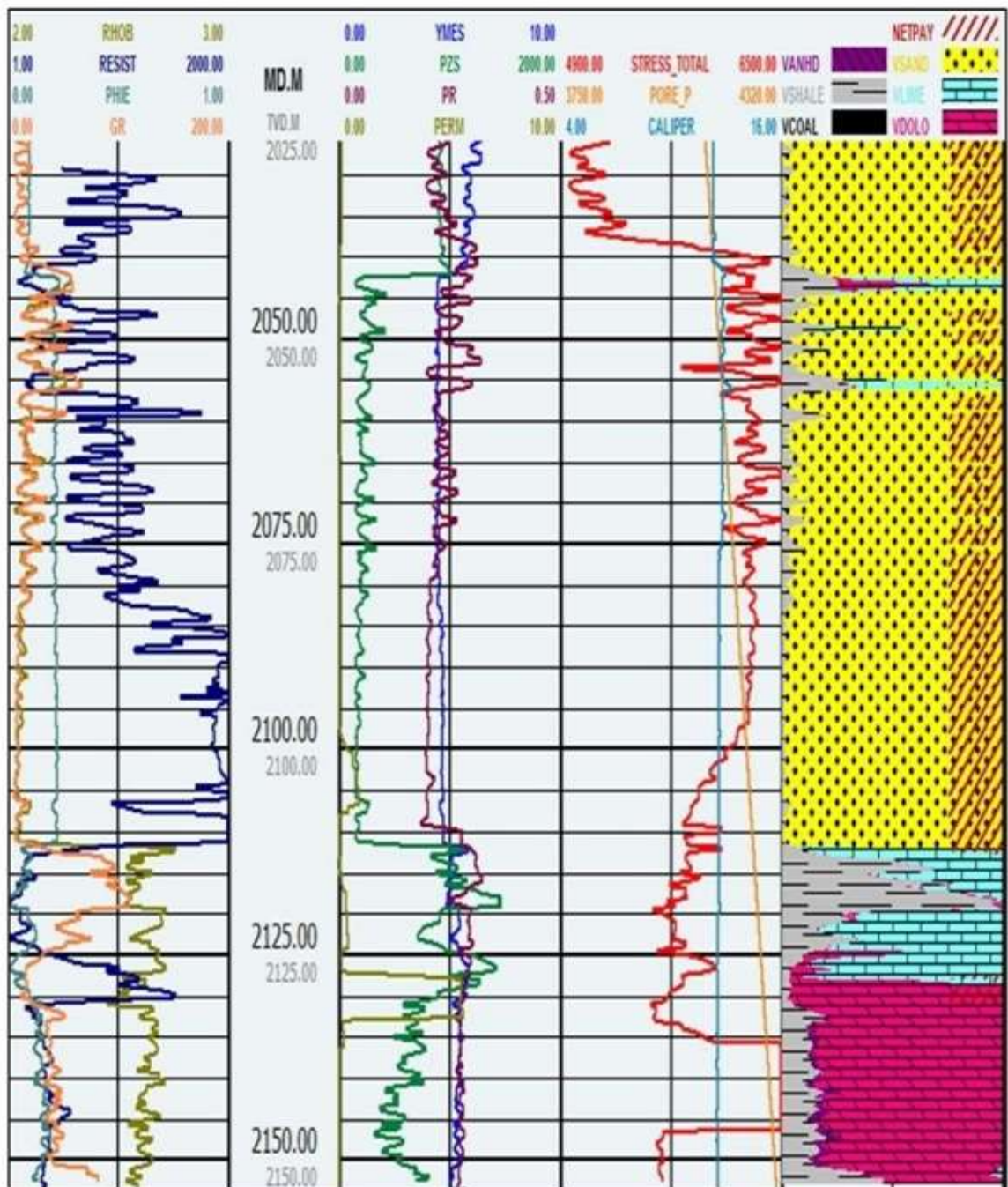


Figure 6: Gohfer 3d.

5. Test de pression et mettre en place PRV

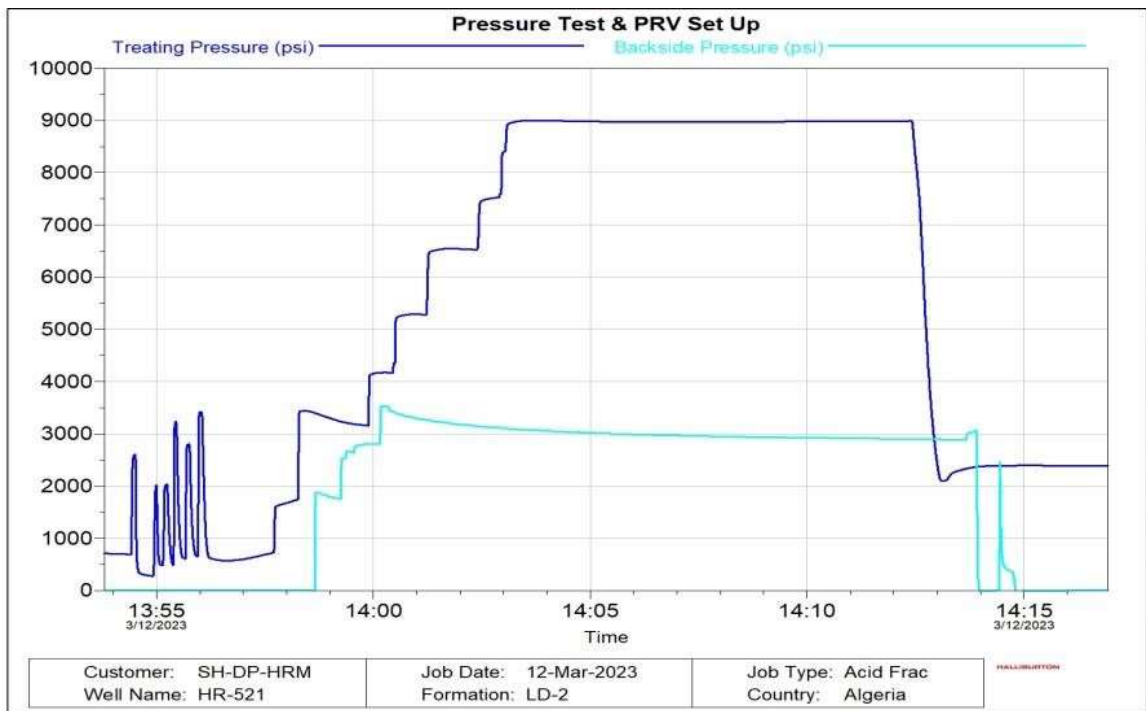


Figure 7 : Test de pression et mettre en place PRV

6. Traitement de l'acide, phase 1

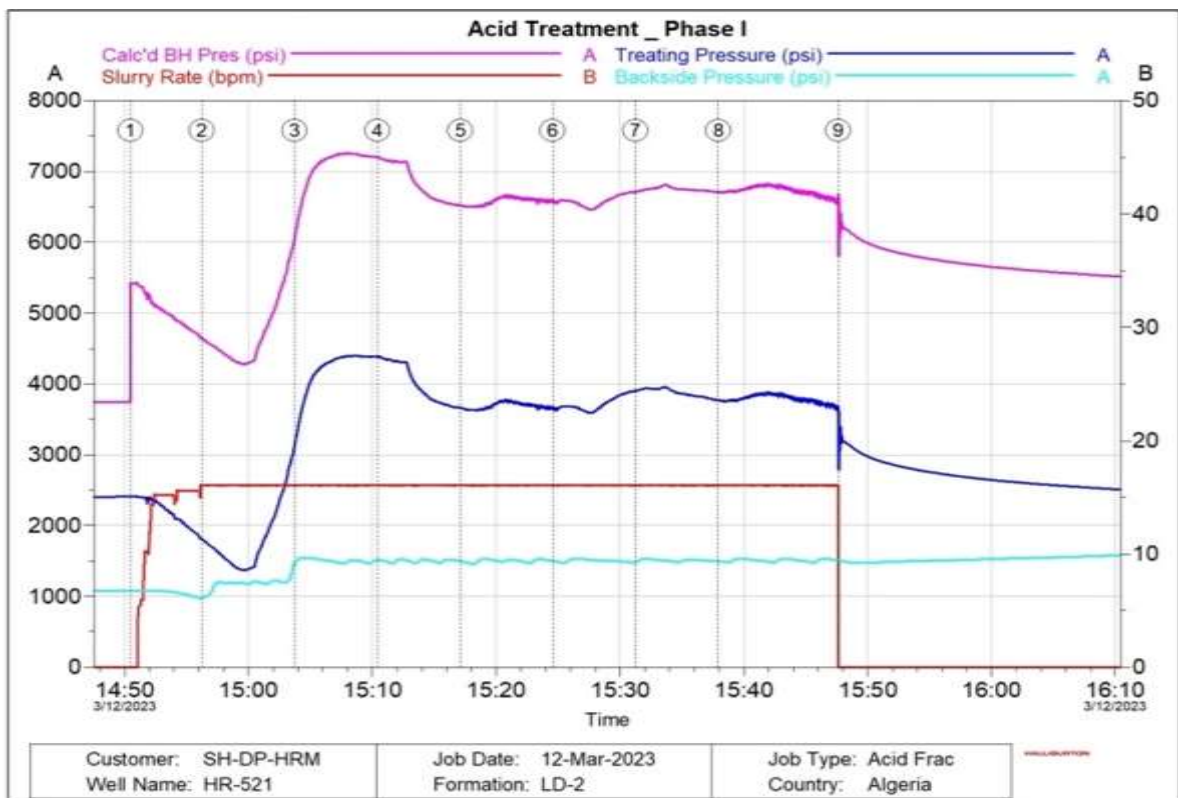


Figure 8 : Traitement par acide, phase 1

7. Traitement de l'acide, phase 2

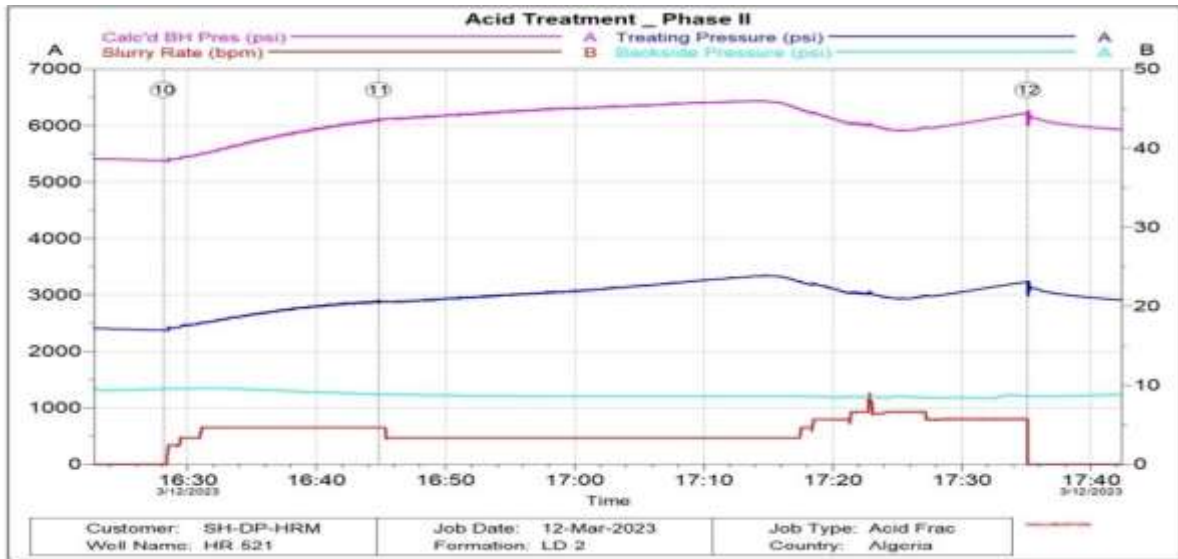


Figure9 : Traitement par acide, phase 2

8. Pression net Plot

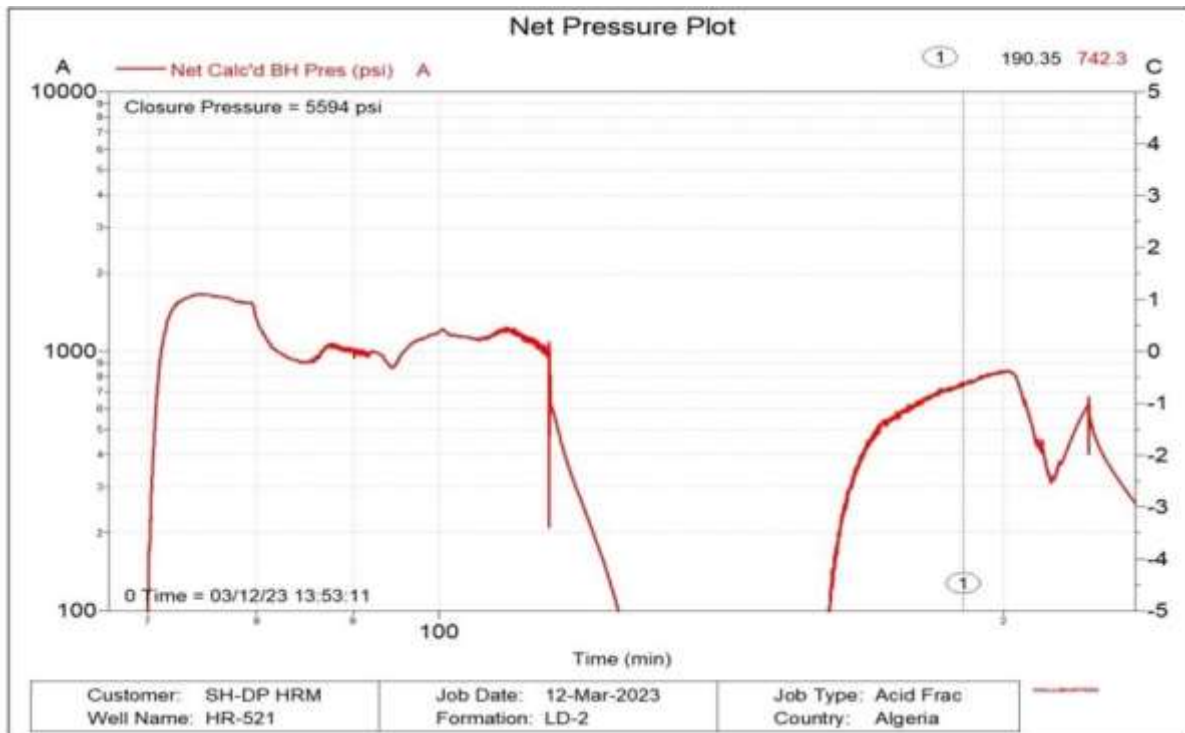


Figure10 : Diagramme de pression net

9. La géométrie des autres puits

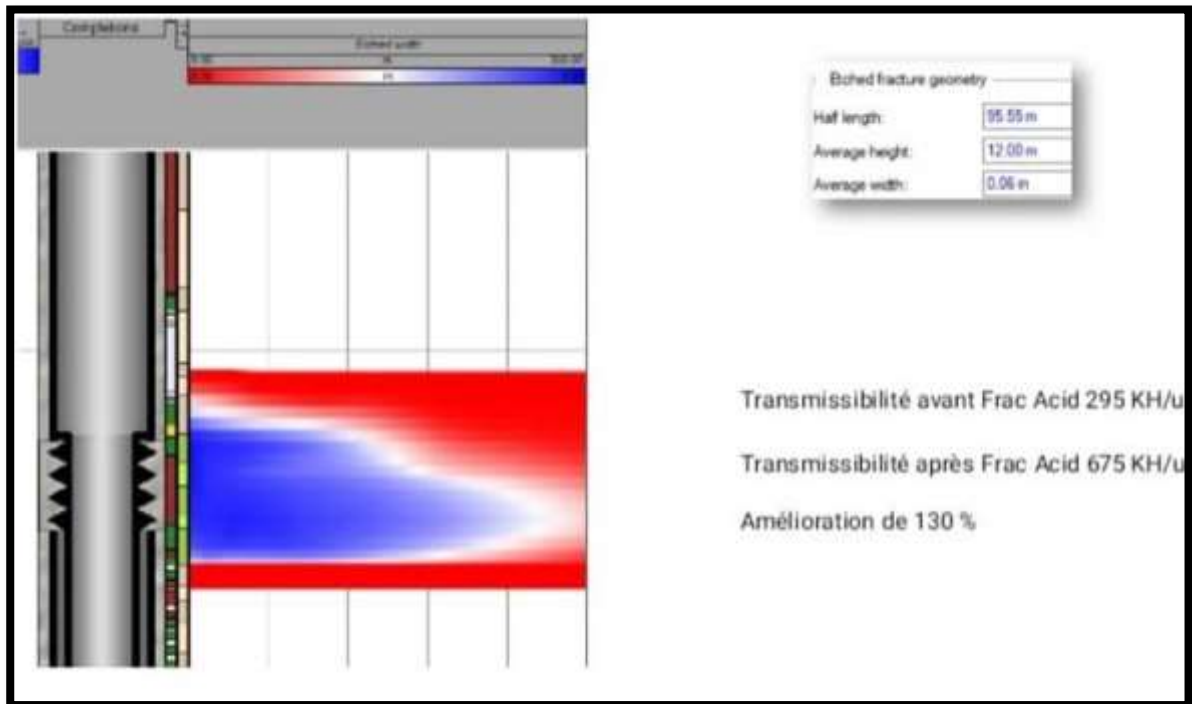


Figure11 : la géométrie de frac.

11. Révision du traitement des fractures acides

• Calendrier de pompage

Tableaux 1 : Calendrier de pompage

Stade		Type de fluide	Vo- lume propre (gal)	Taux de bouilli e (bpm)	Du- rée de l'étap e (min)
#	Description				
1	Pré-affleu- rant	Solvant mutuel	3,000	5	14.3
2	Déplace- ment	Eau traitée	4,600	5	21.9
3	Fermeture		0	0	10.0

4	Pré-tam- pon	25# Linéaire	3,000	5 -12	6.0
5	Acide 15% HCL	X-Tend Acid 15% HCL 180F	4,500	12	8.9
6	CSA	CSA 15% 180F	4,500	12	8.9
7	Entretoise	25# Linéaire	2,500	12	5.0
8	Acide 15% HCL	X-Tend Acid 15%HCL 180F	4,500	12	8.9
9	CSA	CSA 15% 180F	4,500	12	8.9
10	Déplace- ment	Eau traitée	4,600	12	9.1
11	Fermeture	Shut-In pour le temps de fermeture	0	0	30.0
12	CFA	X-Tend 28% 180F	3,000	5	14.3
13	Déplace- ment	Eau traitée	5,000	5	23.8
14	Fermeture	-		0	
			43,700		170.0