
N° Série : .../2023

Université Kasdi Merbah Ouargla.



Faculté des Hydrocarbures, Energies Renouvelables et Science de la Terre et de l'Univers

Département de Production des Hydrocarbures

MÉMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Académique

Production Professionnelle

Présenté Par :

YAHIA HELLALI Meriem, HEBBACHI Djihan.

-THEME-

**Exploitation de tight réservoir LD2 par frac-acide dans
le champ de Hassi R'mel .**

Soutenue le : 04 / 06 / 2023 devant la commission d'examen

Jury:

Président :	Mr. CHETTI Djamel Eddine	Univ. Ouargla
Rapporteur :	Mr. ARBAOUI Mohamed Ali	Univ. Ouargla
Examineur :	Mr. FROUHAT Rachid	Univ. Ouargla

Année Universitaire 2022/2023



Remerciements

On remercie dieu le tout puissant de nous avoir donné la santé et la volonté d'entamer et de terminer ce mémoire.

Tout d'abord, ce travail ne serait pas aussi riche et n'aurait pas pu avoir le jour sans l'aide et l'encadrement de Dr ARBAOUI Mohamed Ali, on le remercie pour la qualité de son encadrement exceptionnel, pour sa patience, sa rigueur et sa disponibilité durant notre préparation de ce mémoire.

Nous voudrions remercier l'ensemble des jurys Mr. CHETTI Djamel Eddine Mr. FROUHAT Rachid pour leur temps et leur expertise et leurs évaluations de notre travail.

Nos remerciements s'adressent également à tous nos professeurs pour leurs générosités et la grande patience dont ils ont su faire preuve malgré leurs charges académiques et professionnelles.

Je tiens enfin à remercier ma famille et mes proches pour leur soutien indéfectible durant toutes ces années d'études. Leur présence, leurs encouragements et leurs conseils ont été d'une aide précieuse.

Je suis reconnaissant(e) envers toutes les personnes qui m'ont soutenu(e) et encouragé(e) dans la réalisation de ce travail, merci à toutes et à tous !

Dédicace

ADIEU, SOURCE de toute connaissance.

À ma raison de vivre, d'espérer à ma source de courage, de plus Chers :

*À ceux que j'ai Mon père Ms **YAHIA HELLALI Smail** ; Ma mère Md.*

HOUATICE Dalila

*À mes Sœur **Malika, Hakima, Asma.** À mes Frères **Youcef, Mohammed.***

Pour leur amour, leur confiance, et leur sacrifice sans limites.

*À mon amie d'enfance **YAHIA HELLALI Hala***

*Leur présence, leurs encouragements et leurs conseils ont été d'une aide
précieuse*

Tous mes professeurs,

Qui m'ont soutenue. De près ou de loin, tout au long de ce projet.

*À mon binôme **HEBACHI Djihane.***

Pour leur enthousiasme et ses efforts pour terminer et maîtriser ce travail

À tous mes Amies.

Nada, Hiba, Bochra, Roufaida, Saher, Zahra.

À toute personne

Qui m'a aidée à franchir un horizon dans ma vie...

YAHIA HELLALI Meriem.



Dédicace

Je dédie ce modeste travail

À l'être le plus cher de ma vie, à celle qui m'a donné tout le support
Et le soutien durant mes études, et qui s'est sacrifiée pour mon bonheur

Et ma réussite ;

À ma mère « **Nadjate** » et mon père « **Farid** »

À mes adorables sœurs « **Nibel, Ritadj et Amina** » à mon frère « **Alilou** »
qui était avec moi

Et qui m'ont encouragé dans toutes mes étapes de ma vie

À mes chers amis...

À tous ceux qui m'aiment, et tous ceux qui j'aime et je respecte.

À la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mon binôme **Meriem**.

HEBBACHI Djihan.



Résumé :

La fracturation à l'acide est l'un des moyens fondamentaux pour stimuler les réservoirs carbonatés, les deux principaux processus intégrés avec cette technique sont la conductivité des fractures gravés et la pénétration de l'acide à travers la formation.

Notre travail consiste à étudier la technologie de fracturation acide qui vise à augmenter et améliorer la productivité des puits. Dans le réservoir LD2, nous avons pris comme exemple les puits HRXX1, HRXX2 et HRXX3 situent dans le champ de Hassi R'mel. Dans ce contexte on 'à effectuer une étude comparative entre ces puits pour évaluer l'efficacité du processus et expliquer les techniques utilisées dans les puits susmentionnés.

D'après les tableaux des tests potentiels et l'historique de puits HRXX1, le débit de gaz/condensat avant la fracturation à l'acide est 75751 (stm³/j) et après l'opération de fracturation on observe une augmentation de débit estimer par 250826(stm³/j), et d'après les résultats des autres puits on peut évaluer l'efficacité de cette technique dans ce champ.

Mots clés : Fracturation, Réservoir, Acide, Productivité, Conductivité.

ملخص:

التكسير الحمضي هو أحد الطرق الأساسية لتحفيز خزانات الكربونات من خلال عمليتان رئيسيتان لهاته التقنية وهما توصيل الكسور المحفورة واختراق الحمض من خلال المكمن.

مهمتنا هي النظر في تقنية التكسير الحمضي لزيادة وتحسين إنتاجية البئر في خزان LD2. أخذنا كمثال الآبار التالية HRXX1، HRXX2، HRXX3 بحاسي الرمل. وفي هذا السياق قمنا بإجراء دراسة مقارنة بين هاته الآبار لتقييم فعالية العملية وشرح التقنيات المستخدمة في الآبار المذكورة أعلاه.

استنادا إلى جداول الاختبار المحتملة HRXX1 فان تدفق الخليط الغاز/ الغاز المكثف قبل تكسير الحمض هو 75751 (stm³/d) وبعد عملية التكسير أصبح تدفق الغاز/ الغاز المكثف 250826 (stm³/d) ومن نتائج الآبار الأخرى يمكننا تقييم فعالية هذه التقنية.

الكلمات الرئيسية: تكسير، الخزان، حمض، الإنتاجية، الناقلية.

Abstract:

Acid fracturing is one of the fundamental ways to stimulate carbonate reservoirs the two main processes integrated with this technique are the conductivity of engraved fractures and the penetration of acid through formation.

Our work consists in the study of an acid fracturing technology to increase and improve well productivity. In the LD2 reservoir, we took as an example the next wells HRXX1, HRXX2, HRXX3 a Hassi R'mel.in this context we 'to carry out a comparative study between these wells to evaluate the effectiveness of the process and to explain the techniques used in the aforementioned wells

According to the potential test tables and HRXX1 well history, The gas/condensate flow rate before acid fracturing is 75751 (stm³/d). After fracturing has the acid gas/condensate flow become 250826(m³/d) and from the results of the other wells we can evaluate the effectiveness of this technique in this field.

Keywords: Fracturing, Reservoir, Acid, Productivity, Conductivity.

Sommaire

Introduction Générale

Chapitre I : Généralités sur les roches carbonatées et l'étude géomécanique.

I.1. Généralités sur le réservoir carbonaté	2
I.2. Minéraux composants les roches carbonatées	2
I.3. Formation des roches carbonatées	3
I.3.1 Processus de formation des sédiments calcaires.....	3
I.3.2 Notion de dolomitisation des calcaires	4
I.4. Classification des roches carbonates	5
I.5. Etude géomécanique des roches	7
I.6. Propriétés rhéologiques des corps.....	8
I.7. Les caractéristiques pétro-physiques	9
I.7.1 Densité	9
I.7.2 Porosité	9
I.7.3 Perméabilité	11
I.8. Propriétés physiques des roches.....	12

Chapitre II : Généralités sur les endommagements.

II.1. Définition de l'endommagement	14
II.2. Les indices de l'endommagement	14
II.3. Les causes de l'endommagement	15
II.4. Localisation D'endommagement	18
II.5. Notion de skin (coefficient d'endommagement)	19
II.6. Origine de skin	19
II.7. Conséquences d'une modification de la perméabilité sur sa productivité	20
II.8. Effet de l'endommagement sur la productivité	21

Chapitre III : La stimulation par la fracturation à l'acide.

III.1 Définition	23
III.2 Les domaines d'utilisation	23
III.3 Les informations nécessaires pour un traitement de fracturation à l'acide	23
III.3.1. Informations sur le puits	23
III.3.2. Données de la formation	25

III.4	Paramètres liés à la technique de la fracturation	26
III.5	Paramètres liés aux équipements du puits à traiter	26
III.6	Paramètres importants pour l'étude de la fracturation à l'acide	26
III.6.1.	Perméabilité de la formation	26
III.6.2.	Pression de Réservoir	27
III.6.3.	Coefficient global de perte de fluide (leakoff coefficient)	27
III.7	Sélection de fluide de fracturation	27
III.8	Les additifs de fluide de fracturation	28
III.9	L'étape de traitement	29
III.10	Techniques de la fracturation à l'acide	30
III.11	Processus de la fracturation à l'acide	33
III.12	Géométrie de la Fracture	33
III.13	La distance de pénétration de l'acide	34
III.14	Conductivité des fractures	35
III.15	Mécanisme de dissolution des carbonates avec l'acide	35
III.16	Les équipements de traitement	37

**Chapitre IV : Evaluation de l'opération de fracturation a l'acide
(Étude des puits HRXX1, HRXX2, HRXX3).**

IV.1	Présentation de la région Hassi R'mel	39
IV.2	Descriptions de réservoir LD2	41
IV.3	Critères de choix des puits HRXX1, HRXX2 et HRXX3	44
IV.4	L'historique de production des puits	45
IV.5	Déroulement de l'opération :	46
IV.5.1.	Considérations relatives à l'acidification du carbonate de fracturation	48
IV.6	Evaluation de l'opération	59
IV.7	Etude économique payout des opérations	62

Conclusion.

Recommandations.

Annex.

Liste des figures

Chapitre I : Généralités sur les roches carbonatées et l'étude géomécanique.

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

Chapitre II : Généralités sur les endommagements.

Figure II. 1: L'état de déformation en fonction des forces appliquées .	14
Figure II. 2: Localisation de l'endommagement	18
Figure II. 3: Zone de skin	20
Figure II. 4: Présentation de la chute de pression due à l'endommagement	21

Chapitre III : La stimulation par la fracturation à l'acide.

Figure III. 1: L'effet de CFA sur la roche	33
Figure III. 2: géométrie de la fracture	34
Figure III. 3 : La relation entre la distance de pénétration de l'acide et débit d'injection	35
Figure III. 4: schéma sur l'emplacement des équipements de frac acide.	37

Chapitre IV : Evaluation de l'opération de fracturation a l'acide

(Étude des puits HRXX1, HRXX2, HRXX2).

Figure IV. 1: colonne stratigraphique synthétique de hassi R'mel	40
Figure IV. 2: Echantillon de carotte montrant les dolomies du D2 de couleur grise	41
Figure IV. 3: Echantillon de carotte montrant les argiles feuilletées, brun chocolat par endroit	41
Figure IV. 4: Echantillon de carotte montrant les dolomies du LD2 intercalé par des argiles dolomitique brun clair	42
Figure IV. 5: Echantillon de carotte montrant les argiles noirâtre, indurées et feuilletées légèrement salifères	42

Figure IV. 6: Echantillon de carotte montrant les stylolites	43
Figure IV. 7: Echantillon de carotte montrant des fissures horizontales et verticales colmatées par de la calcite	43
Figure IV. 8: Echantillon de carotte montrant un calcaire gris beige, micro caverneux par endroit (Présence de fissures subverticales colmatées par de la calcite)	43
Figure IV. 9: Echantillon de carotte montrant la présence de fissure subverticale	44
Figure IV. 10: Le petro-physique de puits HRXX1	47
Figure IV. 11: Test de pression	54
Figure IV. 12: test d'injectivité	54
Figure IV. 13 : ISIP du trou de fond extrapolé = 6 802 psi	55
Figure IV. 14: Mini Frac _ Fonction G	56
Figure IV. 15: Net Pression	57
Figure IV. 16: log des températures	57
Figure IV. 17: log de température après le test d'injection	58
Figure IV. 18: La géométrie de fracture acidifiée.....	59

Liste des tableaux

Chapitre I : Généralités sur les roches carbonatées et l'étude géomécanique

Tableau I. 1: La classification minéralogique et granulométrique.	6
Tableau I. 2: Poids volumique unitaires et porosité des roches sédimentaires	10

Chapitre IV : Evaluation de l'opération de fracturation a l'acide

(Étude des puits HRXX1, HRXX2, HRXX2)

Tableau IV. 1: Résultats des essais de solubilité de la MEVD-1	44
Tableau IV. 2: Programme de pompage durant l'opération de frac.	53
Tableau IV. 3: Test potentiel avant le traitement par fracturation à l'acide.....	60
Tableau IV. 4: Test potentiel avant la fracturation a l'acide.	60
Tableau IV. 5: Test potentiel après la fracturation a l'acide.....	61

Liste d'abréviations

LD2 : lias carbonate deposite.

HRXX1 : Puits -1.

HRXX2 : Puits -2.

HRXX3 : Puits -3.

HR: Hassi R'mel.

BHST: Bottom Hole statique temperature.

FLC: Fluid Loss Control.

CE: Conductivity Enhancement.

EHC: Etched Height Control.

BHP: Bottom Hole Pressure.

ZCA: Zone Cover Acid.

CFA: Closed-fracture Acidification.

T.A.G: Trias Argilo Gréseux.

MDT: Modular formation dynamics tester.

DoS: Design of Service.

AQ: Assurance Qualité.

CQ : Control Qualité.

CSTF : Centre de Stockage Transfert Facilities.

CTH : Centre de Traitement de l'Huile.

ISIP: Instantaneous Shut In Pressure.

P_t : Pression de tête.

P_L : Pression de ligne.

Notions et Symboles

K : le coefficient de perméabilité en cm/s.

i : le gradient hydraulique.

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

\mathcal{E} : 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

Si en Algérie les grands champs productifs se situent dans des formations gréseuses, il ne faudrait pas négliger l'intérêt que peuvent présenter les réservoirs carbonatés.

La fracturation hydraulique a été et reste un outil de stimulation le plus répandu pour le traitement des réservoirs qui n'offrent pas des perméabilités assez acceptables pour une exploitation pétrolière dans le cas des réservoirs gréseux. Mais dans le domaine des carbonates, on parle plutôt de la technique de fracturation à l'acide, Cette technique permet de créer, d'une manière artificielle, des drains perméables par l'injection de fluide de traitement qui est l'acide (HCl) dans le réservoir.

L'étude de l'injection d'une solution acide (HCl) en milieu poreux revêt donc un intérêt capital dont le but est de prédire la formation ou non de wormholes, leur taille, la modification de la perméabilité qui en résulte ainsi que le rôle des différents paramètres sur le résultat final. La réussite d'une telle opération dépend énormément des paramètres choisis et des décisions prises afin d'éviter tout échec ou toute dépense supplémentaire et avoir un bon rendement de l'opération

L'objectif de notre travail est d'étudier l'opération de la fracturation à l'acide et évaluer l'efficacité de cette opération au niveau de réservoir LD2 dans le champ de HR. La structure de notre mémoire comme suite :

- ✓ Le premier chapitre présente des généralités sur les roches carbonatées, leurs origines et classification, ainsi leurs caractéristiques pétro-physique.
- ✓ Dans le deuxième chapitre, nous présentons des notions sur l'endommagement, leurs causes ainsi leurs effets sur la productivité.
- ✓ Le troisième chapitre est consacré sur la théorie de la fracturation à l'acide.
- ✓ Le quatrième chapitre est une partie pratique où on explique la technique de frac à l'acide et on fait une étude comparative entre la productivité des puits HRXX1, HRXX2 et HRXX3 avant et après frac à l'acide.

Synthèse
Bibliographique

Chapitre I :

Généralités sur les roches
carbonatées et l'étude
géomécanique.

I.1. Généralités sur le 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. Il existe aussi des carbonates argileux. Voir ; en effet une petite proportion d'argile liant les grains, diminue considérablement la perméabilité.

I.2. Minéraux composants les roches carbonatées :

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

I.2.1 La calcite (CaCO_3) :

Calcite cristallise dans le système rhomboédrique. Elle propose un grand nombre de formes dérivées dont 170 ont été décrites. 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.

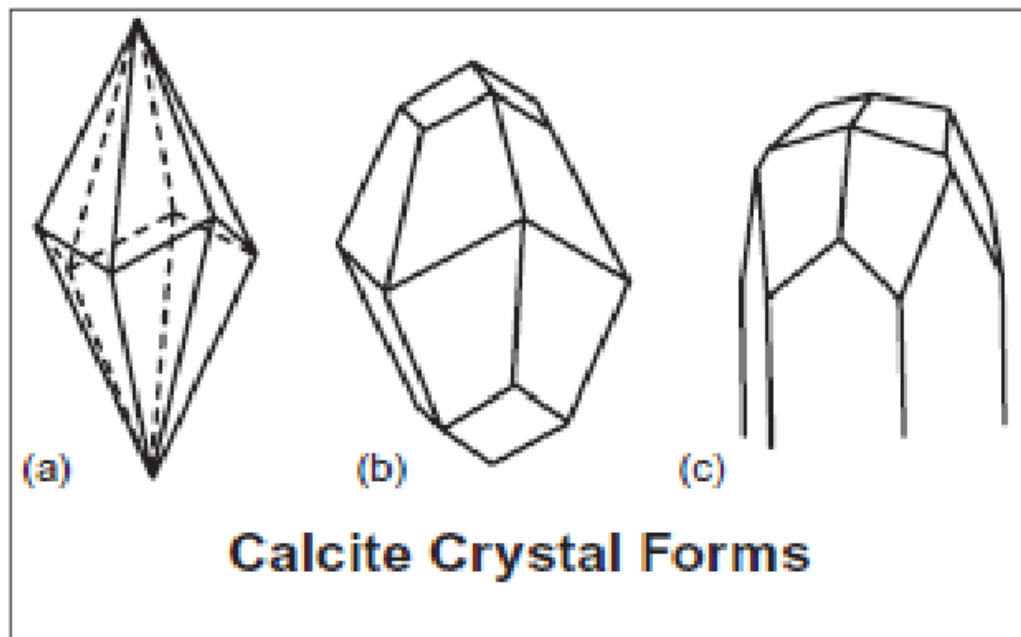


Figure I. 1: Formes de cristallisation de la calcite [1].

I.2.2 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.

I.2.3 La dolomite :

Connu par sa formule chimique $[Mg Ca(CO_3)_2]$, 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.

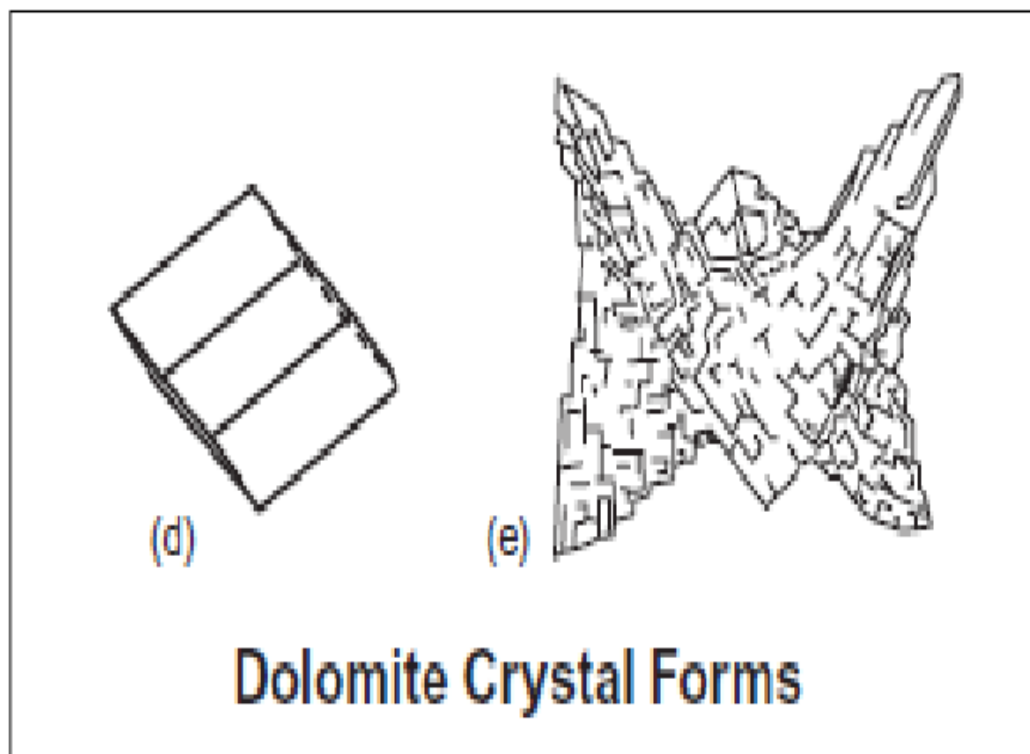


Figure I. 2: Formes de cristallisation de la dolomite [1]

I.3. Formation des roches carbonatées:

I.3.1 Processus de formation des sédiments calcaires

Afin de bien interpréter la diversité des roches calcaires, il est nécessaire de fournir quelques données sur leur origine.

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.

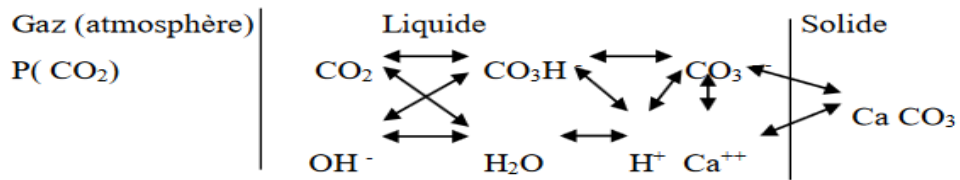
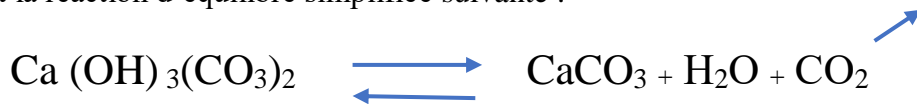


Figure I. 3 : Conditions de formation des calcaires

La précipitation chimique peut intervenir lorsque la proportion du CO_3 dissous diminue suivant la réaction d'équilibre simplifiée suivante :



En général, il semble que le CaCO_3 précipite sous forme d'aragonite instable qui se transforme en calcite plus stable.

I.3.2 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.

A- 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.4. Classification des roches carbonates:

Il existe plusieurs classifications et nomenclatures pour les roches carbonatées, chacune de ses classifications s'appuient 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.

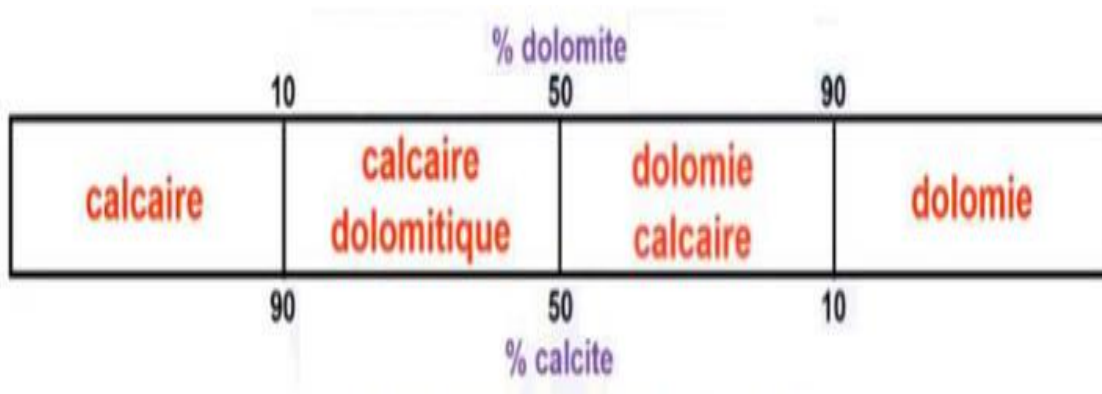


Figure I. 4: Une échelle représente la classification minéralogique. [2]

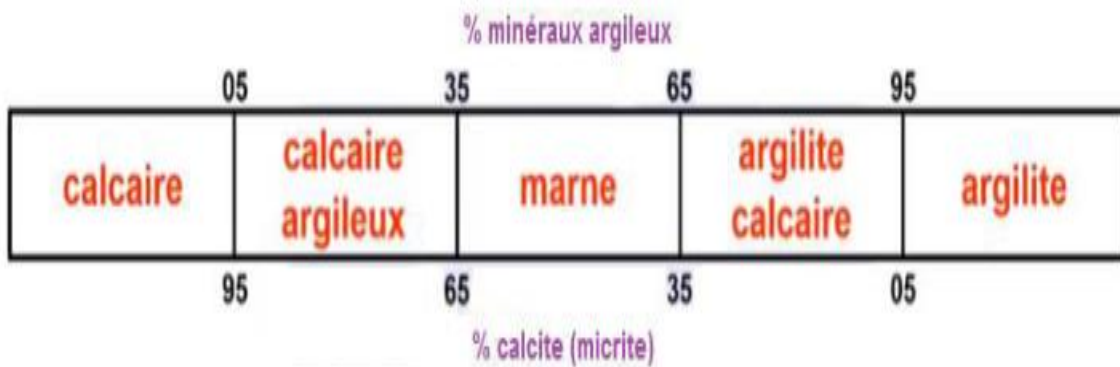


Figure I. 5: Une échelle représente la proportion relative de calcite et de minéraux argileux. [2]

✓ **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 60um	
Calcite Calcirudite	Dolomie dolorudite	Calcite Calcirudite	Dolomie dolorudite	Calcite Calcirudite	Dolomie dolorudite

✓ **Classification de Folk :**

On distingue quatre types d'éléments (les allochèmes) et deux types de phase de liaison (l'orthochem).

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] :

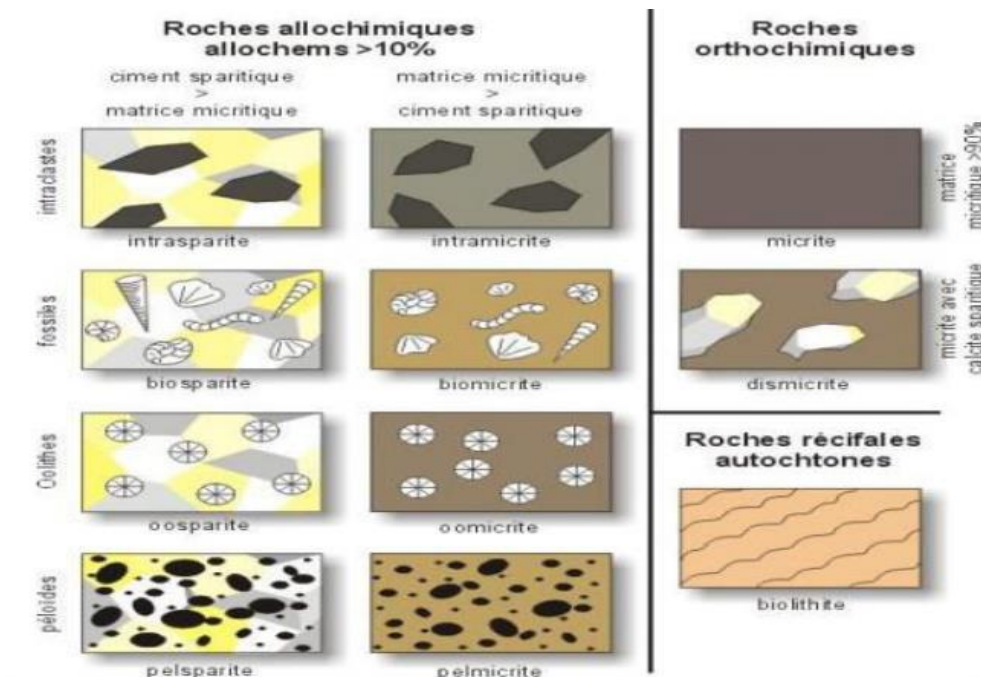


Figure I. 6: Schéma de classification de Folk des roches carbonatées [3].

✓ **Classification de Dunham :**

On étudie de phase de liaison (matrice ou ciment), l'abondance des éléments et leur disposition (éléments 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] :

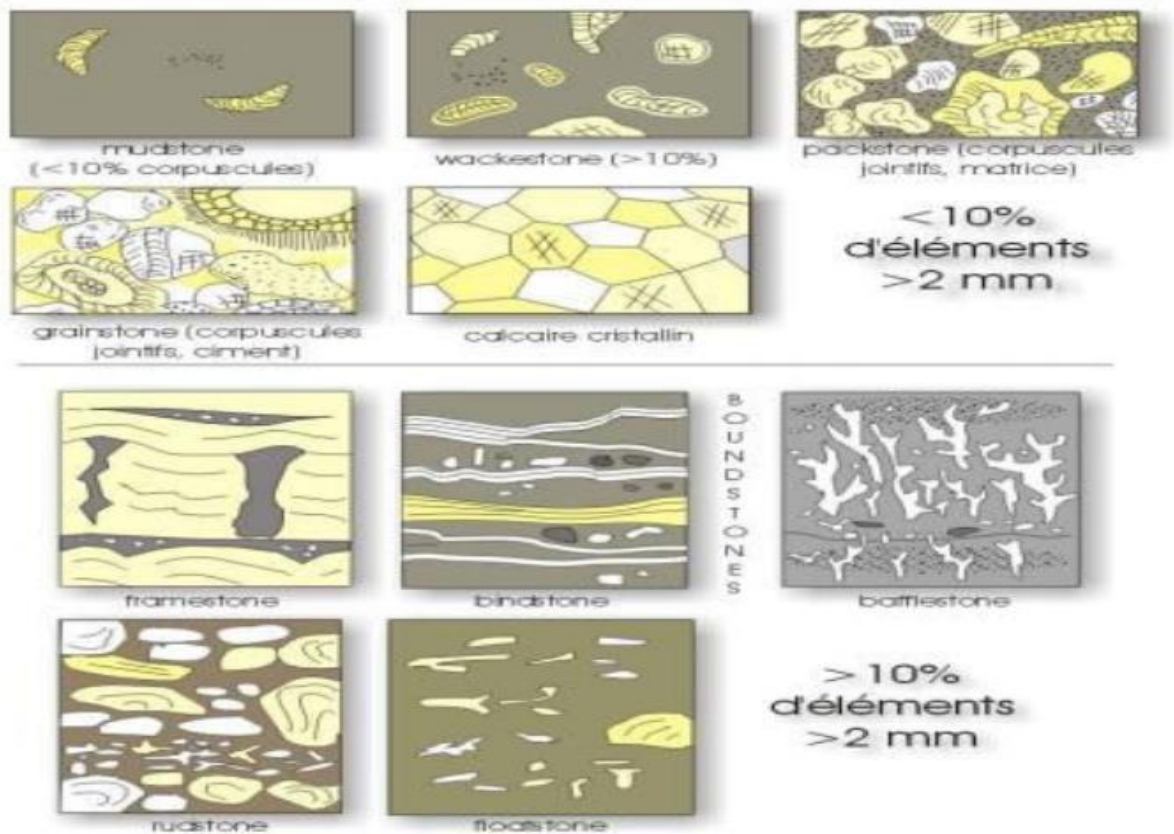


Figure I. 7: Schéma de classification de Dunham des roches carbonatées.

I.5. Etude géomécanique des roches:

La mécanique des roches est une discipline qui étudie le comportement des massifs rocheux dans le milieu naturel ou lorsque ces derniers sont sollicités par des ouvrages de génie civil (barrages, galeries, tunnel, cavernes), par des exploitations de matériaux souterraines ou à ciel ouvert (mines et carrières), par des exploitations de fluide (eau, pétrole, gaz).

Elle examine les réponses mécaniques des matériaux géologiques présentant une cohésion significative. Elle est donc nécessaire pour répondre à des problèmes théoriques et pratiques de génie civil, d'énergie, de génie pétrolier, de génie minier, d'environnement et d'aménagement du territoire, notamment pour les infrastructures.

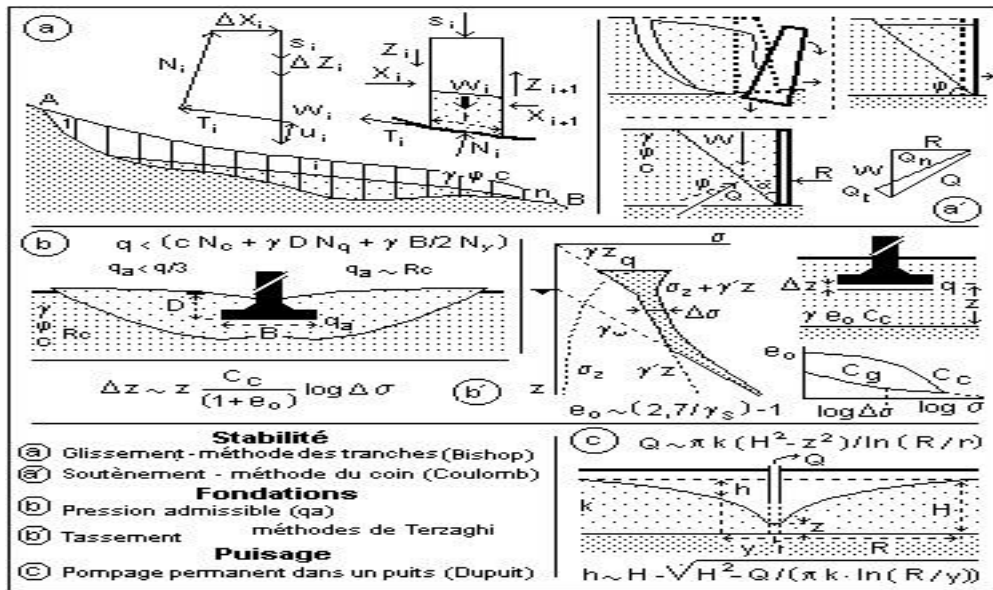


Figure I. 8: Les problèmes géomécaniques [7].

I.6. Propriétés rhéologiques des corps:

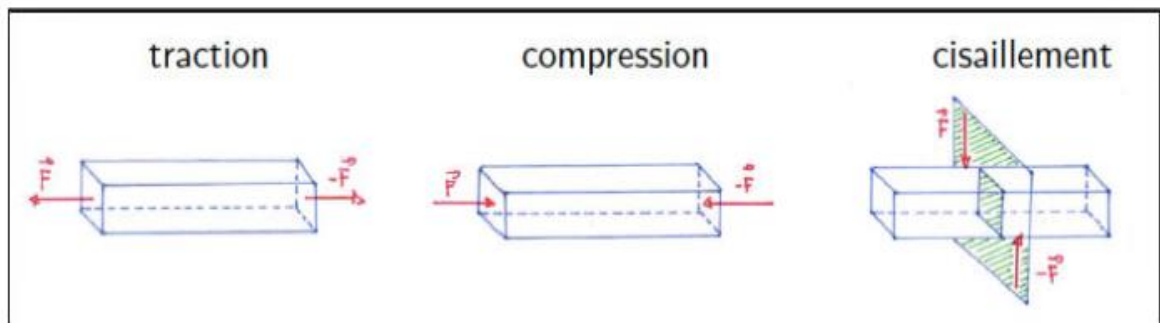


Figure I. 9: L'état de déformation en fonction des forces appliquées [4].

La rhéologie est l'étude du comportement mécanique des objets basée sur l'étude expérimentale sur la réponse d'un objet à l'action de son champ de contrainte interne des valeurs croissantes de force sont appliquées et la déformation totale résultante est mesurée. La déformation reflète les changements de forme subis par une roche. Selon domaine force, qu'il s'agisse de compression, d'extension ou de cisaillement. La déformation du corps est mesurée par son élongation (ϵ).

Tell que :

$$\epsilon = \frac{(L_1 - L_0)}{L_0} \tag{I.1}$$

L₁ : longueur finale.

L₀ : longueur initiale.

I.7. Les caractéristiques pétro-physiques :

I.7.1 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] :

$$\rho = \frac{m_s + m_l + m_g}{v_s + v_l + v_g} \quad (\text{I.2})$$

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

$$\rho = \frac{m_s}{v_s} \quad (\text{I.3})$$

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) :

$$\gamma = \frac{G}{V} \quad (\text{I.4})$$

I.7.2 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].

$$\phi = \frac{v_v}{v_o} \quad (\text{I.5})$$

Tableau I. 2: Poids volumique unitaires et porosité des roches sédimentaires.

Roche	Poids volumique unitaire [KN\m³]		Porosité
	Moyenne	Gamme de variation	
Sable	21	20 -24	2-42
Terreau	23	16-28	1-63
Gravier	15	14-17	33-55
Gres	23	21-28	0-55
Marne	22	20-26	2-31
Calcaire	25	21-29	1-37
Dolomie			17-43
Craie	22	18-25	0-5
Anhydrite	28	24-30	0-5
Gypse	23	21-25	0-5

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

$$e = \frac{v_v}{v_o - v_v} = \frac{v_v}{v_g} = \frac{n}{1-n} \tag{I.6}$$

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).

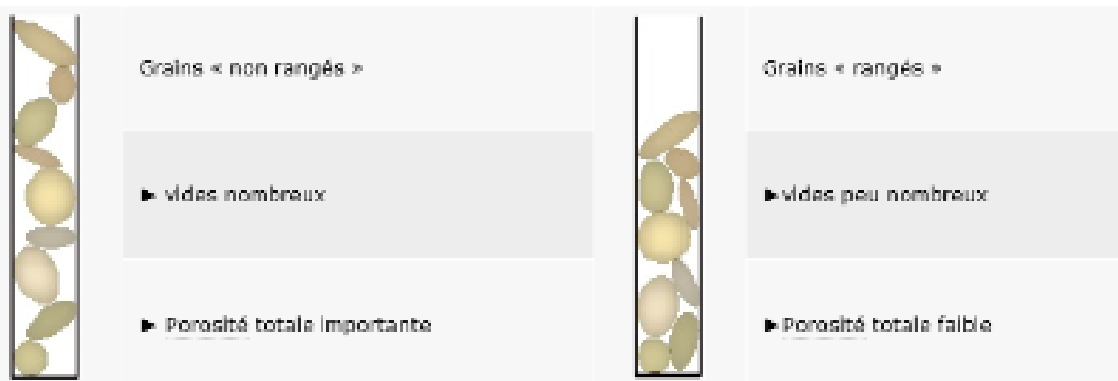


Figure I. 10: Effet de l'hétérogénéité des grains sur la porosité.



Figure I. 11: Effet de l'arrangement des grains sur la porosité

I.7.3 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].

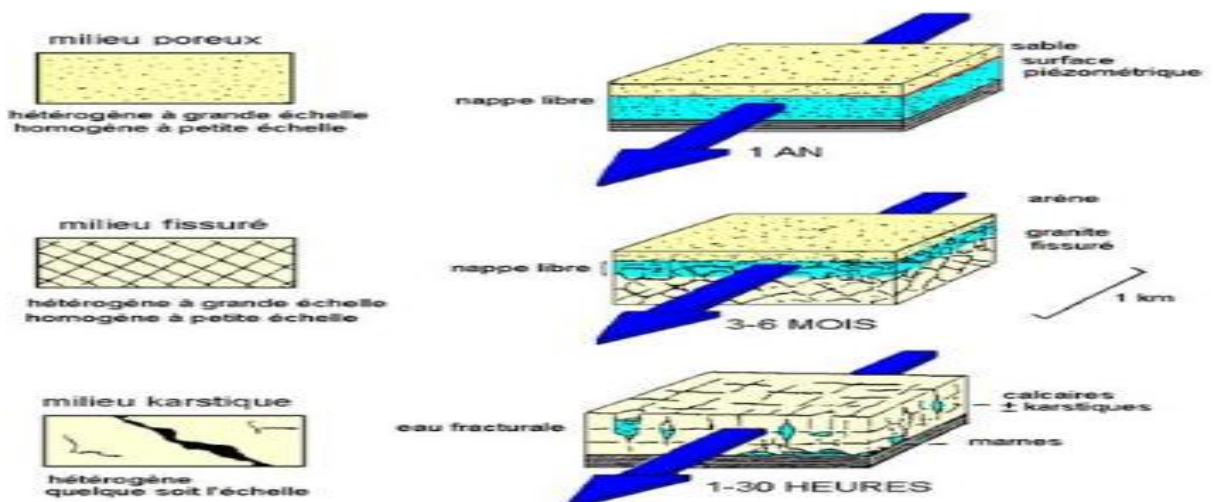


Figure I. 12: Vitesse d'écoulement en fonction de la porosité

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

$$v = K \cdot i \quad (I.7)$$

Où :

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

Remarque :

Les dolomies ont également souvent des perméabilités de matrice faibles. La perméabilité de la roche carbonatée résultante a tendance à varier avec le type des sédiments par exemple les craies, issues de sédiments calciques à haute porosité de fossiles microscopiques, toujours présent très faibles perméabilités par rapport aux calcaires oolithiques, bien qu'ils puissent avoir des porosités. Donc il n'y a pas des lois fixes pour les prendre comme une référence pour déterminer les caractéristiques pétro-physiques des roches carbonatées.

I.8. Propriétés physiques des roches:

I.8.1.. 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].

$$E = \frac{\sigma}{\epsilon} \quad (I.8)$$

Il s'exprime en : [N/mm²].

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

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

$$\epsilon = \frac{\ell - \ell_0}{\ell_0} \quad (I.9)$$

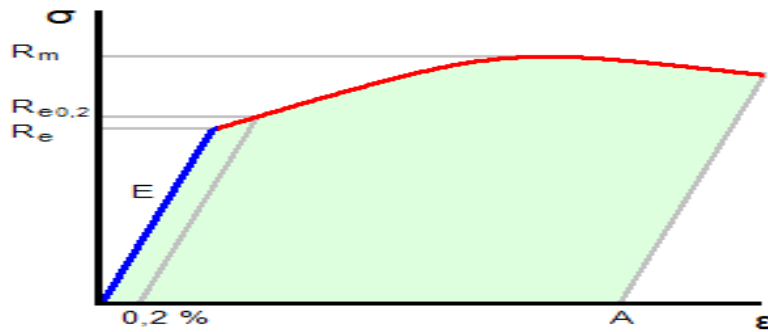


Figure I. 13: Diagramme contrainte-déformation d'un matériau. [4]

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.

I.8.2. 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].

$$V = \frac{\text{contraction transversale unitaire}}{\text{allongement axial unitaire}} = \frac{\frac{l_0 - l}{l_0}}{\frac{l - l_0}{l_0}} \quad (I.10)$$

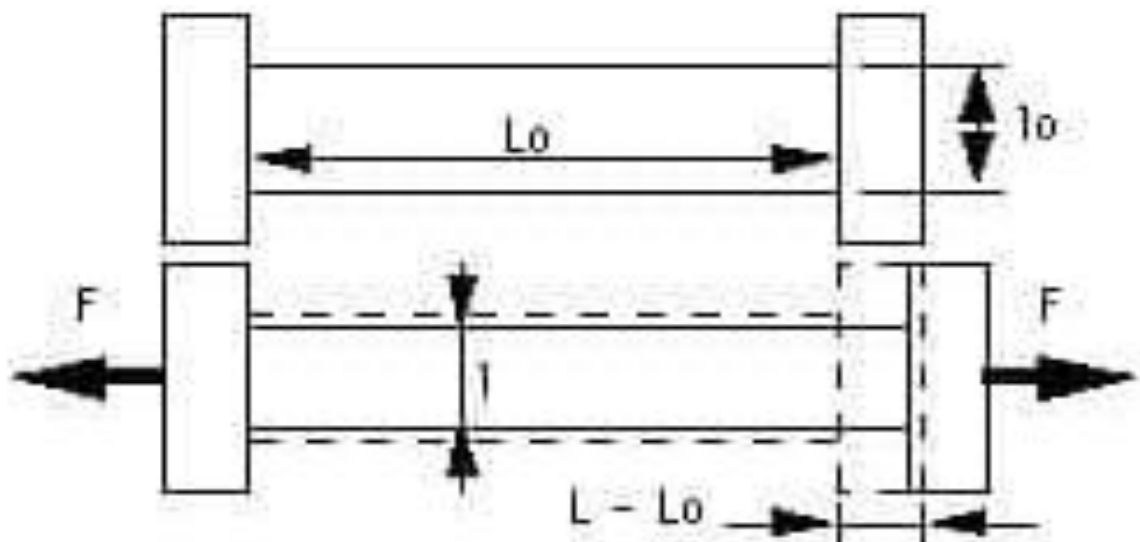


Figure I. 14: La déformation par la compression [4].

Chapitre II :
Généralités sur les
endommagements.

II.1. Définition de l'endommagement :

L'endommagement représente toutes les dépôts que ça soient minérales ou organiques pouvant altérer la perméabilité naturelle par leur déposition à l'intérieur du réservoir ou en bouchant les perforations voir même le tubing de production.

Cet endommagement peut être localisé dans les différentes parties du cheminement de l'effluent, allant du réservoir jusqu'en surface [10].

II.2. Les indices de l'endommagement :

II.2.1. Modification de la perméabilité :

La perméabilité représente la facilité avec laquelle une formation permet à un fluide de la traverser, donc détermine la capacité de production.

II.2.2. Chute de pression supplémentaire :

En effet, les particules solides, les dépôts organiques et la présence des argiles dispersées dans la matrice, sous forme de passées ou de bancs dans les réservoirs seraient une cause indirecte du colmatage des canaux assurant le drainage des huiles vers le puits. Des minéraux argileux (kaolinite, illite) plus ou moins libres sont transportés par l'effluent, viendraient boucher les pores, ayant pour conséquence des pertes de charge supplémentaires causant ainsi des pertes en production.

II.2.3. L'indice de productivité (Jp) :

L'indice de productivité est la grandeur significative de la production d'un puits parce qu'elle tient compte de débit de production et de la chute de pression dans le réservoir et elle est définie par le rapport du débit de production sur la chute de pression.

$$J_p = \frac{Q}{DP} \tag{II.1}$$

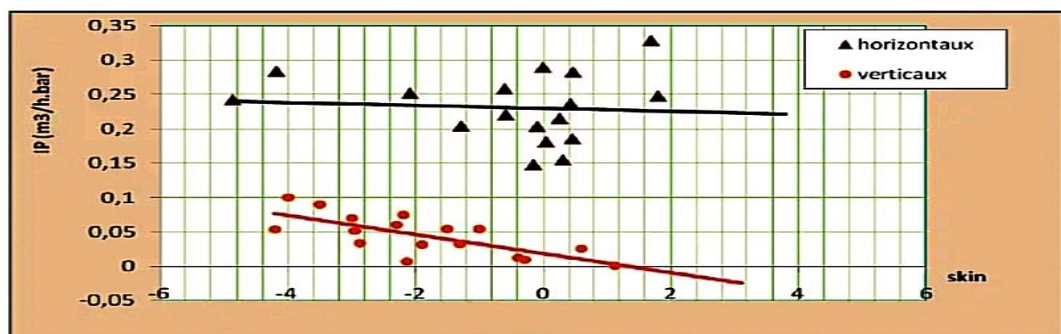


Figure II. 1: L'état de déformation en fonction des forces appliquées [4].

II.2.4. Skin (S) :

C'est un facteur sans dimension déterminé par des essais de puits. Il représente le degré d'endommagement total d'un puits Il est défini par comme suit :

$$S = \frac{kL (\Delta P)_s}{141.2.Q.u.B} \quad (II.2)$$

II.3. Les causes de l'endommagement :

Le diagnostic de l'origine de l'endommagement est essentiel pour le choix d'un bon traitement. Plusieurs causes sont à l'origine de l'endommagement empêchant ainsi les puits de produire avec un potentiel optimum. Ces facteurs peuvent être soit apparentés à la production même, soit aux opérations Work-Over, Snubbing et les opérations de forage [13].

Les différentes causes de l'endommagement sont les suivantes :

II.3.1. Endommagement dû à la formation :

Cet endommagement est la cause principale d'abaissement de la productivité des puits, il est caractérisé par deux importants paramètres, sa composition et sa localisation.

La maîtrise de ces derniers représente la clef de la réussite d'un traitement par acidification : par le choix des fluides appropriés et les méthodes de placement.

Dans le domaine pétrolier on retrouve plusieurs types d'endommagement plus ou moins difficile à enlever par le procédé d'acidification, parmi lesquels nous citerons :

1. Dépôts de sel :

Le changement de température et de pression associé à la production, engendre la précipitation de sel des fluides de formation richement sales. Ce genre de précipitation cause un endommagement de la matrice et un bouchage des perfos voire même du tubing de production, Les dépôts de sel, peuvent être facilement dissous par l'injection d'eau douce à travers un concentrique : mais cette eau incompatible avec l'eau de formation peut engendrer la formation d'un autre type de dépôts, qui est le BaSO₄.

2. Dépôts organique (Asphaltenes) :

Les dépôts d'asphaltenes, cause un problème de production très sérieux. Ces dépôts se localisent dans le tubing, dans les crépines, au niveau des perforations et dans la formation. Bien que les mécanismes de déposition des asphaltenes soient nombreux, les facteurs suivants sont mis en évidence par les experts pour expliquer cette précipitation :

- Les asphaltènes peuvent se déposer partout (matrice, perfos, tubing) à cause du changement des conditions thermodynamique (température ou/et Pression),
- Le mouvement de l'huile dans la matrice durant la production peut créer un Champ électrique qui dépend de son débit d'écoulement. Ce genre de Champ peut activer l'accumulation des asphaltènes.
- Les sels contenus dans les eaux du cambrien forment des sites D'accumulation pour les asphaltènes.

3. Dépôts des paraffines :

Contrairement aux asphaltènes, la précipitation des paraffines est favorable quand il y a une baisse de pression et de température durant la production. Ils sont plus probables de se déposer dans le tubing.

4. Dépôts de sulfates :

Les sulfates sont des dépôts difficiles à enlever chimiquement. Ils se forment principalement à cause de l'incompatibilité entre les eaux d'injection soit pour nettoyage des puits sales ou pour maintien de pression et l'eau de formation. Ils peuvent être présents dans le tubing, dans les perforations et même dans la formation.

Les dépôts de sulfates les plus courants sont : $BaSO_4$, $CaSO_4$, $SrSO_4$ On peut réduire ces dépôts par l'ajout d'un anti dépôt, ou par l'injection sous pression d'un produit nouvellement utilisé, le SulfaStim ; ce produit n'a rien donné comme résultats.

5. Migration des fines :

Les particules endommagèrent qui viennent d'habitude du réservoir, peuvent se déplacer et migrer avec la production du fluide et boucher les abords du puits causant ainsi une réduction de la production.

6. Gonflement des argiles :

Le gonflement des argiles est un autre type d'endommagement. Ce dernier est dû à l'invasion du filtrat à base d'eau des forages, de Work-Over et les fluides de complétion, ce qui peut troubler l'équilibre entre l'eau de formation et les argiles, qui se gonflent et réduisent ainsi sévèrement la perméabilité. D'autres types d'argiles peuvent être dispersées et bloquer par la suite le canal du port.

II.3.2. Endommagement dû aux opérations sur puits (forage, work-over et Snubbing) :

Pour des normes de sécurité les opérations de forage, work-over et parfois de Snubbing sont exécutées en tuant le puits et ceci en utilisant une boue à base d'huile qui peut provoquer un endommagement sévère, qui peut se résumer à :

- ✓ Formation d'émulsion et sludges due à l'incompatibilité des fluides d'invasion et Celle de formation. Les émulsions peuvent être dissociées, par contre les sludges, ils sont très difficiles à dissoudre, un moyen de prévention est plutôt utilisé :
- ✓ Changement de mouillabilité dû à l'adsorption en surface des roches par les fluides De forage, work-over et de snubbing.
- ✓ Gonflement des argiles qui est due à l'invasion du filtrat à base d'eau de forage, work-over et les fluides de complétion, ce qui trouble l'équilibre entre l'eau de Formation et l'argile, qui se gonfle et réduit sévèrement la perméabilité.

II.3.3. Endommagement dû aux perforations :

La plupart des opérations de perforations sont en over-balance ce qui conduit à la formation d'un filtrat de cake dans les tunnels de perforations causant ainsi un skin et une baisse de pression aux abords des puits.

II.3.4. Invasion du filtrat de ciment :

Durant la cimentation du liner. Le filtrat de ciment peut envahir la matrice causant ainsi un endommagement.

II.3.5. Endommagement dû à la stimulation :

Dans le cas d'une acidification, l'endommagement est causé par des réactions secondaires Si l'acide utilisé n'est pas évacué à temps (très rapidement).

Après une fracturation hydraulique, la fracture soutenue peut être bouchée partiellement par le fluide transportant les agents de soutènement (gel de frac).

II.3.6. Endommagement dû à l'injection d'eau :

- ✓ Saturation en eau aux abords du puits si le débit d'injection n'est pas bien contrôlé (water-block).
- ✓ Blocage par des dépôts de sulfates (scale) dû à l'incompatibilité de l'eau d'injection Et celle de la formation [10].

II.4. Localisation D'endommagement :

L'endommagement est défini comme étant un obstacle empêchant l'écoulement des fluides du réservoir vers le puits, le schéma ci-dessous illustre parfaitement les zones de localisation de l'endommagement tenant compte de la configuration du puits.

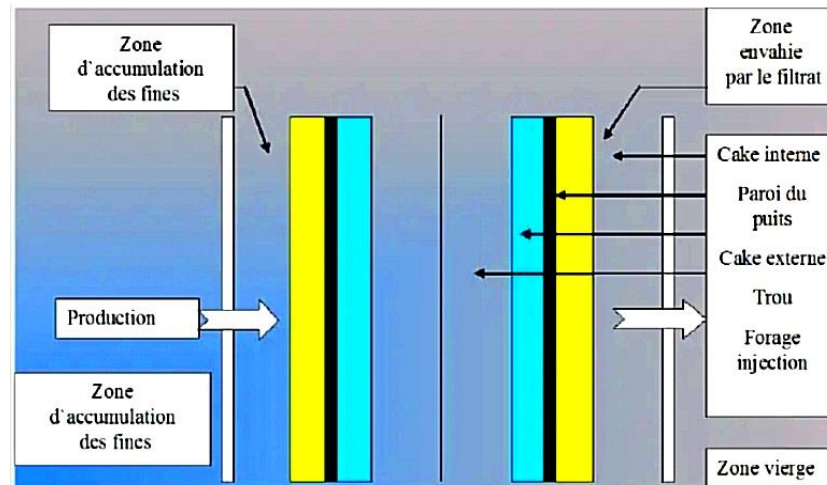


Figure II. 2: Localisation de l'endommagement [15].

II.4.1. Au fond du puits :

Généralement, on trouve des dépôts constitués par des sédiments d'origine diverses (particules issues de la formation, produits de corrosion des équipements) ou des précipités (sels, paraffines, asphaltées) [10].

II.4.2. A la paroi du puits :

✓ **Cake externe :**

Le cake externe est formé de particules solides minérales ou organiques déposées lors du forage sur la paroi du trou, consolide les parois du puits, réduit l'infiltration de la boue dans la fracturation. Son élimination se fait mécaniquement par grattage ou chimiquement par lavage aux solvants ou aux acides [10].

II.4.3. Aux abords des puits :

✓ **Le cake interne :**

Le cake interne est constitué par de fines particules solides provenant de la boue, du ciment et des fluides de complétions, se localise dans une très mince couronne aux abords immédiats du puits et bloque les pores, rendant le milieu peu perméable, ces solides ont des origines différentes [10] :

- Produits par la formation (et appelés « fines », particules inférieures à 5 microns).
- Résultant du reforge des déblais.
- Venant des produits à bouc.

✓ **La zone envahie :**

Après le cake interne se trouve la zone envahie par les filtrats de la boue et du ciment, qui vont modifier l'environnement naturel du milieu poreux. On peut ainsi observer :

- Changement de mouillabilité.
- Formation d'émulsions.
- Gonflement et/ou délitage des argiles.
- Précipitations diverses (minérales et parfois organiques) en cas d'incompatibilité d'un filtrat avec les fluides en place.

II.5. Notion de skin (coefficient d'endommagement) :

La notion de skin, est définie par un facteur sans dimension déterminé par des essais de puits qui traduit la liaison entre le réservoir et le puits.

Le skin représente une perte de charge supplémentaire (ΔP skin) localisée aux abords du puits.

- ✓ $S > 0$ si la couche près du puits est colmatée (perte de charge additionnelle).
- ✓ $S < 0$ si la couche près du puits est améliorée [13].

II.6. Origine de skin :

Le skin a plusieurs origines dont les plus importants sont :

- **L'inclinaison du puits :** L'inclinaison du puits améliore les écoulements aux abords du puits, elle contribue un skin négatif [13].
- **La fracturation hydraulique :** La fracturation hydraulique améliore considérablement les écoulements aux abords du puits, elle conduit à un skin négatif.
- **Endommagement global :** Dans tous les cas, les pertes de charges additionnelles, localisées aux abords du puits (matrice), peuvent être traitées comme un skin.

Donc le skin qui sera mesuré au cours d'un test, est une résultante de tous ces skins.

$$S = S_e + S_p + S_c \quad (\text{II.3})$$

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.

II.7. Conséquences d'une modification de la perméabilité autour du puits sur sa productivité :

- L'effet de skin sur la perméabilité :

Le rayon r , et la perméabilité k , de la zone endommagée sont reliés au skin par l'expression de HAWKINS [10] :

$$s = \frac{K}{K_s - 1} \ln \frac{r_s}{r_w} \quad (\text{II.4})$$

S: skin.

K : perméabilité du réservoir.

k_s: Perméabilité de la zone endommagée.

r_s: Rayon de la zone endommagée.

r_w: Rayon du puits.

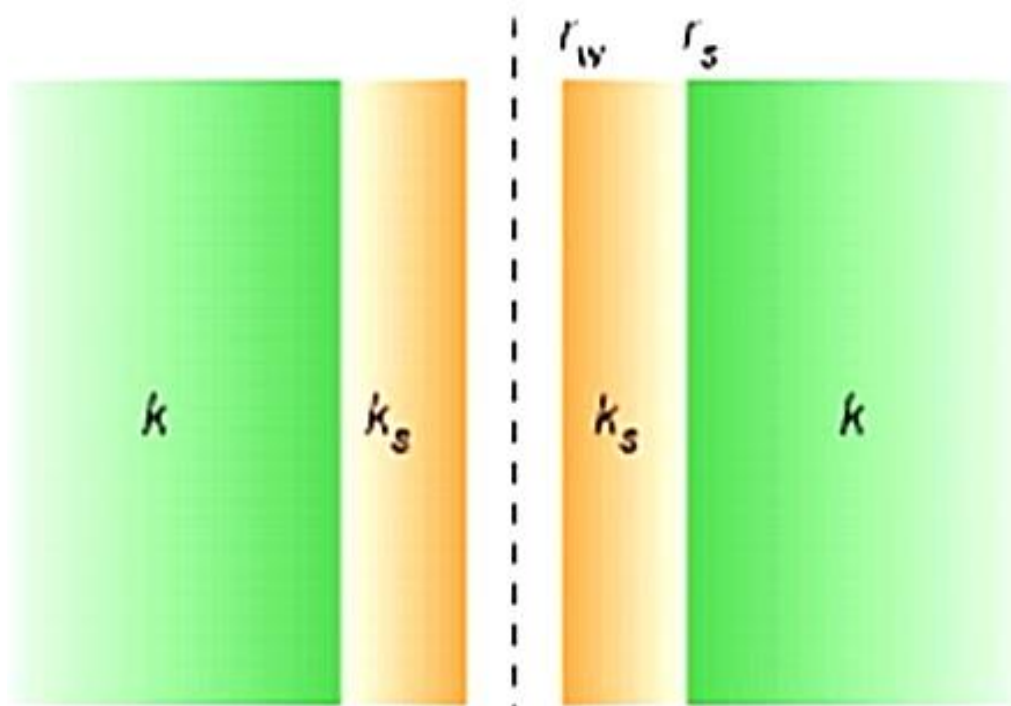


Figure II. 3: Zone de skin [15].

II.8. Effet de l'endommagement sur la productivité :

➤ Index de productivité :

L'index de productivité (ou d'injectivité) d'un puits qui est défini comme le débit associé à une dépression entre le fond du puits et le gisement, c'est un potentiel du puits et s'exprime pour un cas d'un liquide dans un écoulement radial circulaire, régime permanent :

$$IP = \frac{Q}{P_g - P_f} \tag{II.5}$$

Il existe deux types d'IP :

1. **IP_r** productivité réelle en m³/h/kg/cm²
2. **IP_{th}** productivité théorique de même dimension

$$IP_{th} = \frac{Q}{P_g - P_f - \Delta PS} \tag{II.6}$$

➤ Expression de l'endommagement :

L'expression de l'endommagement peut être le rapport : IP colmate / IP théorique selon Figure II 1 qui présente la chute de pression due à l'endommagement, cette chute traduit des pertes de charge qui sont la différence entre la Pwf. Idéale et la Pwf.réelle [13] :

$$\Delta PS = \Delta P_{wf.idéale} - \Delta P_{wf.réelle} \tag{II.7}$$

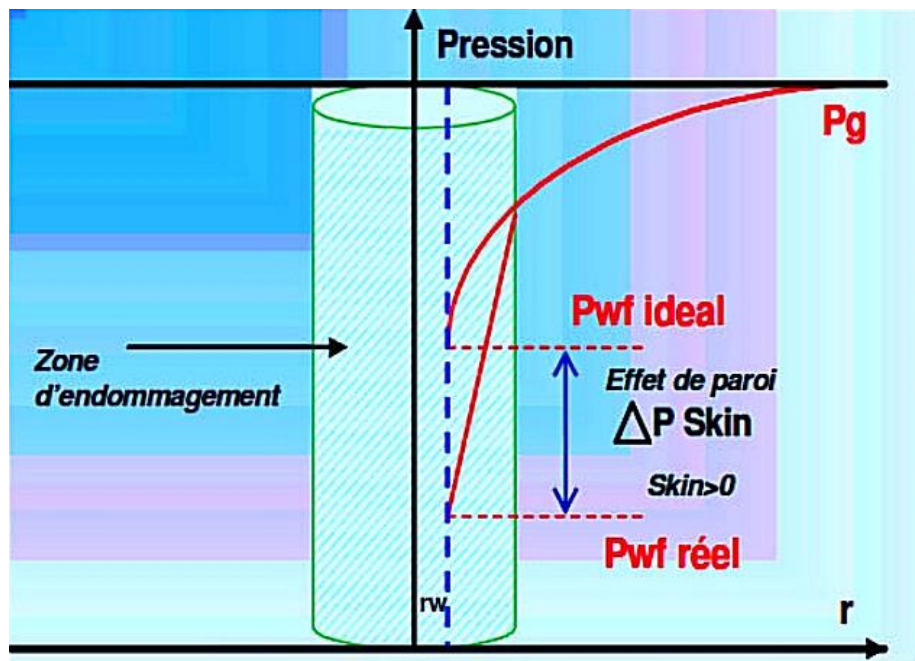


Figure II. 4: Présentation de la chute de pression due à l'endommagement [13].

Ces pertes de charge sont calculées à partir de l'équation suivante :

$$\Delta PS = \frac{141.2qp B}{kh} S \quad (\text{II.8})$$

On remarque que la productivité d'un puits (IP) est fonction de la perméabilité et la conductivité.

En effet, une diminution ou une augmentation de K engendrera directement une diminution ou une augmentation de l'IP.

Une diminution de ΔPs engendre une amélioration de la perméabilité. La productivité d'un puits est fonction du KH, elle est donc réduite lorsqu'un réservoir à une faible épaisseur utile ou / et de faible perméabilité ; d'où l'idée de stimulation de réservoir en vue d'améliorer la productivité.

Si un réservoir présente : $S > 0$ Alors ΔPs est élevé, K réduit, IP faible d'où chute de débit de production, dans ce cas le puits doit être restauré par stimulation [13].

Chapitre III :

La stimulation par la fracturation
à l'acide.

III.1 Définition :

La fracturation à l'acide est l'un des meilleurs procédés pour stimuler les puits dans des réservoirs carbonatés. Elle consiste à l'association dans un même traitement des deux techniques de fracturation et d'acidification, cela en injectant une solution acide sous pression pour briser la formation et avoir la propagation d'une fissure loin du puits de forage.

L'acide réagit avec la formation carbonatée, ce qui provoque l'attaque des surfaces de la fracture et dissout de façon non uniforme les faces de la fracture créant ainsi des golfes de dissolution, ce qui augmentera la porosité et par conséquent la perméabilité. Après le traitement, les fractures créées ne se ferment pas tout à fait, ce qui laisse des canaux fortement conducteurs pour recevoir les hydrocarbures à produire.

Les performances du puits dépendent essentiellement de la fracture créée en elle-même, cela en termes de dimensions et de conductivité mais elle pourra être modifiée avec le temps suite à des raisons diverses.

III.2 Les domaines d'utilisation :

- ✓ Les réservoirs carbonatés (calcaire, dolomite, craie).
- ✓ Les puits qui ont une perméabilité diminuée par l'endommagement due à une restriction proche au contact couche trouble.
- ✓ Les réservoirs à gaz de schiste Les gaz non conventionnel.

III.3 Les informations nécessaires pour un traitement de fracturation à l'acide :

Avant de concevoir une procédure de fracturation à l'acide, des informations et des données de la formation doivent être recueillies. Si certains renseignements nécessaires sont indisponibles, on fait appel à des suppositions ou toute hypothèse faite devrait être notée.

III.3.1. Informations sur le puits :**1. Perforations :**

Connaissant le nombre, la taille, la densité du tir et le phasage de la perforation sous de conditions différentes permet de calculer la chute de pression qui peut se produire à travers les perforations qui influence la pression de tête de puits prévue auparavant [14].

2. Déviation du puits :

Les informations de déviation du puits pourraient ne pas être nécessaires comme entrée dans certains simulateurs, mais c'est des informations très importantes pour le concepteur du traitement. Quand un trou de forage traverse une formation avec un angle donné, et la section de formation a été perforée sur un long de l'intervalle, des fractures multiples peuvent être générées avec des fractures multiples, il y aura une seule fracture dominante, et donc la pression de tête du puits pourrait être plus élevée que celle qui est prévue [14].

3. Caractéristiques des tubulaires du puits :

La taille, le poids, la profondeur et le nombre des tubes influencent également la conception de traitement. Cette information permettra de déterminer la pression de surface maximale permise. En outre, ces paramètres permettent la prédiction si le tube sera allongé suite à la température statique fond de puits (BHST) et le volume et la température du fluide de traitement [14].

4. Boue de forage utilisée :

Après avoir déterminé la compatibilité des fluides de traitement, on doit aussi connaître le type de la boue de forage utilisée ou perdue dans la formation du fait que beaucoup de boues à base d'huile ou d'eau sont incompatibles avec beaucoup de traitements et avec les fluides de complétion qui ont des normes standards.

Par conséquent, on doit obtenir un échantillon de la dernière boue utilisée au niveau de la profondeur du dernier tubage de production afin d'effectuer des tests de compatibilité car la prévention des endommagements est plus facile que leurs traitements et nettoyages [14].

5. Pression maximale de tête :

Comme mentionné précédemment, la pression de tête de puits maximale dépend de la taille, du poids, et du grade des tubulaires ainsi que la pression de service maximale à la tête de puits en surface. La valeur maximale de la pression de tête de puits peut être réglée par l'opérateur du puits mais si ce n'est pas le cas, le concepteur de traitement devrait vérifier la limite maximale acceptable [14].

6. Type du puits :

Lors de la détermination du type d'agent de soutènement à utiliser, on doit connaître le type de puits (pétrole, gaz, eau, injecteur, ou d'exploration) [14].

7. Type et profondeur du packer :

Le type du packer et sa profondeur influencent également la conception de traitement. Lors du traitement de puits profonds et chauds, on doit tenir compte des effets de la température et de l'hydraulique sur la colonne de tubage. Connaissant le type de la garniture du puits, on détermine généralement les conditions dans lesquelles le programme du traitement à exécuter.

Le tube peut être lié ou verrouillé dans le packer ou libre à se déplacer. Si le tube est ancré dans une garniture d'étanchéité en packer, la charge maximale supérieure doit être déterminée du fait que :

- ✓ Une charge qui dépasse la limite élastique interne du tube, entraînant sa défaillance.
- ✓ Une charge qui dépasse la limite élastique de l'acier causera sa déformation de façon permanente [14].

III.3.2. Données de la formation :**1. Température du fond du puits :**

Cette température influe sur la sélection du fluide de traitement dont on peut citer les systèmes des fluides gélifiés, les acides, les inhibiteurs de corrosion, les gélifiants d'acides, et d'autres additifs (agents tensio-actifs, et les différents solvants, les agents de réticulation, les alcools...etc.) [14].

2. Pression de fond :

La pression de fond est utilisée principalement pour déterminer la contrainte de fermeture de la fracture [14].

3. Perméabilité et la porosité :

Perméabilité et la porosité sont des paramètres primordiaux pour le choix et le design du traitement par fracturation à l'acide [14].

4. Compressibilité et la viscosité des fluides du réservoir :

Les valeurs de compressibilité et la viscosité des fluides du réservoir sont les deux autres composants utilisés pour calculer le coefficient de perte totale de fluide.

5. Propriétés de la roche :

Les propriétés de la roche d'une formation sont détaillées dans le premier chapitre ou j'ai consacré une partie de mon travail sur la description de ces caractéristiques mécaniques des roches.

6. Minéralogie de la roche :

La minéralogie d'une formation est une clef importante pour la détermination d'une candidature à une fracturation à l'acide.

7. Paramètres liés à la technique de l'acidification :

Dans un traitement à l'acide, que ce soit l'acidification matricielle ou la fracturation à l'acide, il est très important de bien contrôler deux paramètres qui sont :

- ✓ La nature et la concentration de l'acide : qui ont une influence directe sur la vitesse de réaction de l'acide avec la roche carbonatée qui est définie par rapport à un acide conventionnel : HCL 15% à 27°C.
- ✓ La nature et la température du réservoir : comme pour toutes les réactions chimiques, la réaction de l'acide pompé avec la roche réservoir est fortement favorisée par l'accroissement de la température, mais la durée de vie de l'acide diminue [14].

III.4 Paramètres liés à la technique de la fracturation :

On parle des performances de la fracturation, qui sont obtenues par une optimisation des paramètres suivants :

- ✓ Le volume de la solution acide et encore le débit d'injection.
- ✓ Les propriétés rhéologiques et de filtration de la solution [14].

III.5 Paramètres liés aux équipements du puits à traiter :

Une nature et composition particulière de la solution acide de traitement nécessite certaines précautions concernant les équipements de surface et ceux de fond, en raison des problèmes importants de corrosion surtout causés par des concentrations très élevées en acide.

III.6 Paramètres importants pour l'étude de la fracturation à l'acide :

III.6.1. Perméabilité de la formation :

La perméabilité reflète la capacité d'écoulement de l'effluent à l'intérieur d'une formation. Les formations à perméabilités élevées sont les plus sensibles à la détérioration au cours du forage, et peut seulement nécessiter un traitement par l'acidification de la matrice pour le nettoyage, par contre ce

n'est pas le cas dans un réservoir à faible perméabilité ou modérée, où de longues fractures sont nécessaires pour augmenter efficacement l'indice de productivité [14].

III.6.2. Pression de Réservoir :

La pression du réservoir affecte le volume des réserves d'hydrocarbures, et l'aptitude à l'écoulement de retour et de nettoyage des fluides de fracturation après le traitement (on parle de l'opération du dégorgeage). Le choix du fluide de fracturation ainsi que le succès d'un traitement dépendent largement de la pression du réservoir.

III.6.3. Coefficient global de perte de fluide (leakoff coefficient) :

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

$$C_t = 0.047 \cdot \left[\frac{\Delta P \cdot \phi \cdot K}{\mu} \right]^{0.5} \quad (\text{III.1})$$

C_t : 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 **C_t** 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].

III.7 Sélection de fluide de fracturation :

Le choix du fluide de traitement dépend de plusieurs considérations :

A- 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 dessous par combien de gallons d'acide pompé ?

B- 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.

C- 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.

D- 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.

III.8 Les additifs de fluide de fracturation :

Littéralement, des centaines d'additifs utilisables pour protéger les tubulures et le réservoir sont disponibles. L'addition des additifs autre qu'un inhibiteur de corrosion doit être soigneusement considérée et utilisée uniquement si nécessaire pour la réussite de travail. Voici une liste de certains des additifs et leurs utilisations :

III.8.1. Les inhibiteurs de corrosion :

Les inhibiteurs de corrosion n'arrêtent pas la corrosion ; ils abaissent la vitesse de corrosion à une limite acceptable, et sans elle, les tubulures, les casings seront détruits. Ils fonctionnent en formant un film mince sur les tubulures qui agit comme une barrière pour empêcher l'acide de réagir avec les pipes [7].

III.8.2. Les surfactants :

Les surfactants sont utilisés dans tous les opérations de la fracturation à l'acide pour effectuer diverses fonctions, y compris les non émulsifiants, les émulsifiants, les briseurs d'émulsion, les agents anti-sludges, les agents mouillants, les agents moussants et les tensions superficielles et/ou les réducteurs de tension interfaciale. Les surfactants sont divisés en quatre catégories différentes en

fonction de la charge ionique qu'ils portent : anionique, cationique, non ionique et amphotère. Les fluides de fracturation à l'acide utilisent généralement des surfactants non ioniques ou cationique.

Les non-émulsifiants sont mélangés avec l'acide avant d'être pompés pour empêcher la formation d'émulsions au fond du trou et lorsque l'acide entre en contact avec les liquides du réservoir. Ils sont généralement ajoutés à une concentration de 0,5% (en volume) ou moins.

Des surfactants sont ajoutés pour abaisser la tension superficielle pour améliorer le nettoyage du fluide de traitement dans les réservoirs.

III.8.3. Les acides gélifiés :

Un acide gélifié est utilisé pour contrôler la perte de fluide et modifier la géométrie des Wormholes. En gélifiant l'acide, un certain contrôle sur la rapidité avec laquelle l'acide est transporté sur les parois de la roche est également fourni. Il existe plusieurs systèmes d'acide à base de gel. Ceci est décrit comme suit :

- ✓ Le polyacrylamide :

Est un polymère formé à partir de sous-unités d'acrylamide qui a des utilisations industrielles pour la clarification de l'eau, le conditionneur des sols et l'absorbant. Il est capable de geler jusqu'à 15% d'acide à 200°F pendant quelques heures.

- ✓ La gomme de Xanthine :

Est un polysaccharide sécrété par la bactérie *Xanthomonas campestris* et il est utilisé comme épaississant des aliments dans les vinaigrettes et les sauces et comme agent stabilisant dans les produits cosmétique. Il est capable de gélifier jusqu'à 15% d'acide HCl à 200°F pendant quelques heures [7].

III.9 L'étape de traitement :

III.9.1. Acide stage :

Consiste à pomper plusieurs solutions d'acide diluée dans l'eau HCl 15% à 28% (acide chlorhydrique ou acide muriatique) afin de nettoyer les débris de ciment et de boue de forage restants dans les entailles créées par les perforations avant l'injection du fluide de fracturation.

III.9.2. Pad stage :

Consiste à pomper l'eau visqueuse (Slickwater) sans acide. Ce fluide, une fois pompé dans le puits, a pour but d'initier et d'ouvrir les fractures sous très haute pression (de 5000 Psi à 13000 Psi) pour permettre l'acheminement et la mise en place des agents de soutènement.

III.9.3. L'étape de séquence de Prop :

Consiste à pomper l'agent de soutènement (acide) enrobé dans un fluide très visqueux. Son rôle est de graver et remplir et de maintenir ouvertes les fractures une fois la pression hydraulique de fracturation relâchée.

III.9.4. Etape de fusion :

Consiste à pomper un volume d'eau industrielle suffisant pour (rincer) l'excès de l'acide se trouvant dans le puits.

III.9.5. Retour fluide :

Une fois la procédure de fracturation à l'acide achevée du fluide remonte à la surface. Cette opération est appelée Flow back fluides contenant de l'eau, des additifs chimiques utilisés pendant l'opération de Fracturation et des contaminants détachés de la formation, y compris des composés organiques toxiques, des métaux lourds et des matières radioactives (uranium, thorium.). De la même façon, tout fluide injecté pendant l'opération de fracturation et qui n'est pas récupéré devient ou peut devenir une source de contamination pour d'autres formations incluant les aquifères.

Les volumes restant sous terre sont équivalents à l'inverse des volumes récupérés en surface, Approximativement 60% du flow back fluide est récupéré dans les 4 jours.

III.10 Techniques de la fracturation à l'acide :

Pour un traitement de stimulation efficace, on utilise l'une des quatre techniques principales de fracturation à l'acide [14] :

- ✓ SUPRA FLC (Fluid Loss Control).
- ✓ SUPRA CE (Conductivité Enhancement).
- ✓ SUPRA EHC (Etched Height Control).
- ✓ Traitement sur mesure.

III.10.1. SUPRA FLC (Contrôle de perte de fluide) :**A- Objectif :**

La méthode de SUPRA FLC permet le contrôle du fluide acide dans les fractures naturelles ou crée par fracturation. Dans la matrice rocheuse ou dans un système de fractures naturelles, la perte de l'acide doit être contrôlée de telle sorte à avoir l'acide restant au sein de la fracture et donc de générer une longueur gravée efficace. Dans certaines conditions des carbonates, les fluides de traitement nécessitent un contrôle de perte de fluide ou certains additifs supplémentaires peuvent être nécessaires.

L'acide fournit la conductivité, et le fluide non acide (contenant des additifs de perte de fluide) permet d'établir ou de rétablir le contrôle de la perte de fluide. La phase non acide agit également comme un agent d'allongement de l'acide, ce qui permet un volume suffisant d'acide pour pénétrer dans la distance requise tout en réduisant le volume d'acide nécessaire à cette distance [14].

III.10.2. SUPRA CE (Conductivité Enchantement) :**A- Définition :**

La méthode de SUPRA CE peut être utilisée dans des conditions standards ou à accès limité. Cette technique consiste à pomper un fluide visqueux avant l'acide. Comme le tampon visqueux est pompé.

Ce processus limite le contact de l'acide sur le visage de la formation, ce qui crée des zones gravées et non gravées. Ce processus aboutit à plus de distance de pénétration de l'acide et peut donner une conductivité plus efficace à une plus grande distance le long de la fracture induite.

III.10.3. UPRA EHC (Etched Height Control) :**A- Définition :**

La technique SUPRA EHC utilise les différences de densité des fluides pour contrôler le placement de fluide dans certaines sections d'une fracture verticale induite. Cette technique peut placer l'acide dans les zones d'une fracture qui ne contiennent pas d'eau ou éventuellement un chapeau de gaz.

III.10.4. Traitements sur mesure :

Les traitements sur mesure se réalisent avec des fluides qui peuvent être constitués d'acides expansés, des acides chauffés, des acides de couverture de la zone (ZCA : Zonal Coverage Acides), et acides de fermeture de la fracture (CFA : Closed Fracture Acides) [14].

A- Acides moussés :

Les acides moussés se composent généralement de l'acide et de l'azote (N₂), Mais sous certaines conditions, l'acide peut également être sous forme de mousse avec du dioxyde de carbone (CO₂). Cette technique est généralement utilisée lorsque le réservoir à une faible pression de fond (BHP) et une récupération d'eau est d'autant faible [14].

B- Acides chauffés :

La technique de traitement à l'acide chauffé est utile lorsque le réservoir a une faible BHT (température de fond). L'acide chauffé augmente la vitesse de réaction entre l'acide et la roche carbonatée. L'acide peut être chauffé mécaniquement (avec de la vapeur) ou d'une manière chimique.

C- Acide de couverture de la zone (ZCA) :

Le ZCA est un système d'acide gélifié qui aide à contrôler la perte de fluide dans la fracture à l'acide par une simple réticulation institut. Comme l'acide fuit spontanément, les agents réticulant arrêtent la perte de cet acide. En maintenant l'acide dans la fracture, une conductivité importante et efficace peut être atteinte. Comme la réaction se poursuit, les pauses réticulées, permettant de ce fait un nettoyage facile.

Dans le passé, l'utilisation des acides réticulés était limitée. La haute viscosité du fluide nécessaire pendant le pompage offre des pressions supplémentaires dues aux frottements visqueux, ce qui nécessitait de plus grands appareils de pompage. La viscosité du liquide avant réticulation et après la rupture est d'environ de 25 Cpo. Du fait que les liaisons transversales ZCA quand presque dépensé, il peut également être utilisé en tant qu'agent de soutènement lorsque le fluide de traitement peut être perdue à un système de fracture naturelle. Lorsque le fluide acide (ZCA) est perdu à une fracture naturelle, l'acide passe, puis réticule et détourne le traitement vers le bas de la fracture.

D- Closed-fracture Acidification (CFA):

La fracture acide fermée (CFA) est une technique qui sert à rouvrir un système de fractures créés précédemment avec un fluide tampon pompé à des débits élevés, et qui ont alors l'affinité à se fermer naturellement suite au champ de contraintes in situ. Cette technique est utilisée immédiatement après un traitement de fracturation à l'acide réalisé pour avoir une meilleure conductivité gravée. Cependant l'acide CFA et tous les additifs et les agents nécessaires sont pompés alors avec une pression inférieure à celle de fracturation [14].

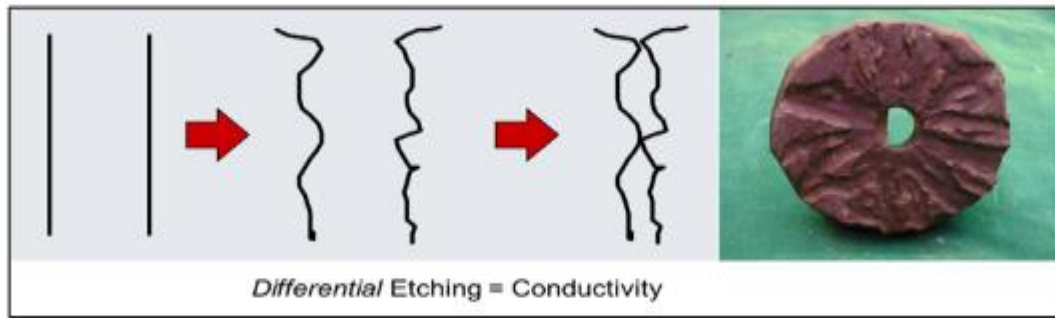


Figure III. 1: L'effet de CFA sur la roche [11].

III.11 Processus de la fracturation à l'acide :

La fracturation à l'acide réunit les propriétés de la fracturation hydraulique et de l'acidification matricielle :

- ✓ Preflush :

Est utilisé pour former une fracture et abaisser la température autour de la fracture. Le Preflush est généralement une eau légèrement gélifiée (slick) [1].

- ✓ L'injection d'acide visqueux :

Le but de cette étape est de propager simultanément la fracture et de graver différemment ses parois. L'acide utilisé est typiquement gélifié ou émulsionné. Les combinaisons des deux sont possibles. Comme dans tous les traitements à base d'acide carbonaté, 15% de HCL est le plus fréquent. On utilise également des HCl de haute qualité, des acides organiques et des mélanges d'acide organique-HCl.

La plupart des traitements de fracturation à l'acide sont conduits avec de l'acide HCl [1].

- ✓ Over flush :

Le but est de déplacer l'acide et de pousser le volume d'acide vers l'avant, ce qui augmente la distance de pénétration. Lorsque l'acide visqueux est utilisé, peut augmenter efficacement la longueur de la fracture gravée [1].

III.12 Géométrie de la Fracture :

- ✓ La longueur de la fracture (X_f) C'est la distance entre le puits et le point situé au bout de la fracture, donc, elle peut être la longueur ou la demi-longueur d'une fracture suivant que cette dernière y une ou deux ailes symétriques.

- ✓ L'épaisseur de la fracture (W_f) c'est l'écartement entre les deux faces verticales de la fracture.
- ✓ La hauteur de la fracture (H_f) c'est la distance suivant la verticale entre les deux points associés à une épaisseur nulle. Tout cela concerne la fracture verticale, pour ce qui est de la fracture horizontale on aura la hauteur qui remplace l'épaisseur et la contrainte.

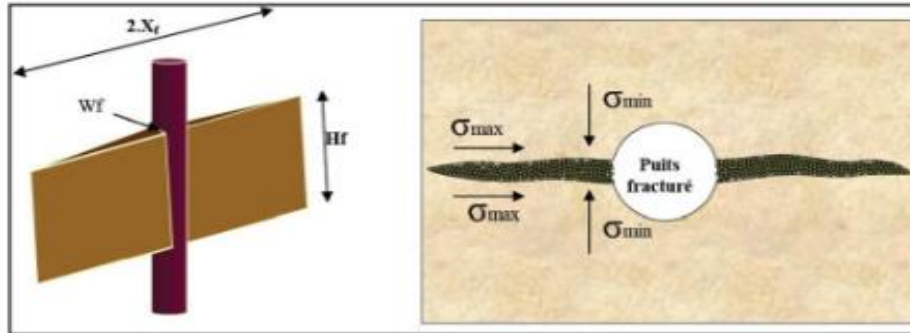


Figure III. 2: géométrie de la fracture.

III.13 La distance de pénétration de l'acide :

C'est la distance parcourue par l'acide réactive le long de la fracture durant le traitement, c'est l'un des variables qui indique le succès ou l'échec du traitement.

- Paramètres contrôlant la distance de pénétration de l'acide :
 - La longueur de pénétration de l'acide est contrôlée par les caractéristiques de la filtration du fluide.
 - Le taux de réaction de l'acide avec la formation.
 - Le débit d'écoulement de l'acide dans la fracture.
- Effet du filtrat de fluide :

Dès l'entrée de l'acide dans la formation il réagit avec les parois de la fracture ce qui permet d'éliminer l'endommagement causé par les réducteurs de filtrats utilisées dans la préparation de pad fluide, dans un premier temps la géométrie de la fracture est contrôlée par les caractéristiques du filtrat du fluide de fracturation.

Il est difficile de prévenir le changement de la géométrie d'une fracture créée par l'injection d'un pad fluide visqueux, mais on peut le déduire par une analyse de certains paramètres.

➤ Effet de débit d'injection :

Le changement du débit d'injection affecte le traitement de la formation car il influence directement sur la distance de pénétration de l'acide de long de la fracture. La distance de pénétration augmente avec l'augmentation de la vitesse d'écoulement du fluide de fracturation à l'intérieure de la fracture, outre l'augmentation du débit d'injection diminuera la température avec laquelle l'acide rentre à la fracture.

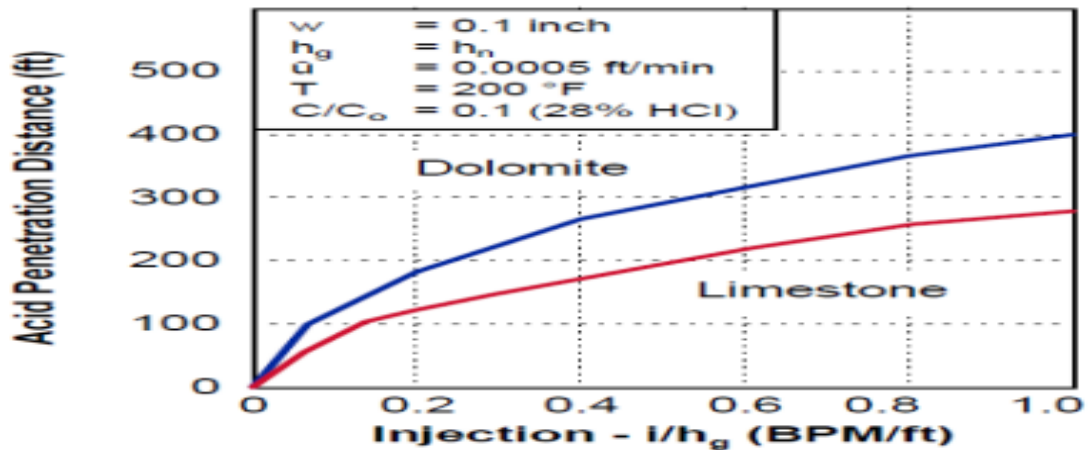


Figure III. 3 : La relation entre la distance de pénétration de l'acide et le débit d'injection.

III.14 Conductivité des fractures :

$$F_{cd} = \frac{K_f \cdot w_f}{k \cdot x_f} \tag{III.2}$$

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

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

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

III.15 Mécanisme de dissolution des carbonates avec l'acide :

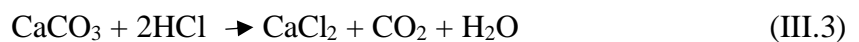
L'acide augmente en effet la perméabilité de ces fractures plusieurs milliers de fois. En outre, la réaction du HCl avec les formations carbonatées est très rapide, surtout à des hautes températures. Cela signifie que l'acide ne sera pas capable de pénétrer en profondeur suivant la fracture, ce qui peut influencer sur le résultat des traitements de fracturation à l'acide.

Le remède pour cela repose sur l'utilisation des polymères, sans agents de réticulation (Cross Linker), qui peuvent être utilisés pour réduire la vitesse de réaction de l'acide avec les carbonates et donc implique un bon traitement. Le système est constitué par le mélange d'agents tensio-actifs spécifiques avec l'HCl. En fonction des exigences de l'emploi, les concentrations en acide peuvent varier de 5 à 28% en poids du HCl.

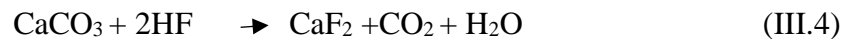
L'analyse moléculaire de la dissolution est décrite par les équations suivantes, on distingue deux cas [14] :

✓ **1er cas** : réaction de l'HCl avec la calcite comme représenté dans l'équation.

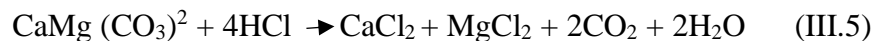
Suivante :



Ou bien avec l'acide HF :



✓ **2ème cas** : réaction de l'HCl avec la dolomite comme le montre l'équation suivante :



On remarque ainsi que les sous-produits de la réaction sont : CaCl_2 , MgCl_2 , CO_2 et H_2O .

Le CaCl_2 qui est produit sous forme d'acide rentre de même en réaction avec l'agent tensio-actif institué pour former un gel visqueux. Cette augmentation de la viscosité se poursuivra ce qui contribuera à réduire encore davantage la fuite du fluide.

En général, l'agent tensio-actif viscoélastique ne fonctionne pas lui-même sans additifs, cependant, un inhibiteur de corrosion est encore nécessaire pour protéger la colonne de production.

Remarque :

Les acides utilisent :

✓ Les acides organiques tels que : L'acide acétique (CH_3COOH), L'acide formique (HCOOH).

✓ L'acide chlorhydrique (HCl) : est l'acide le plus utilisable pour la fracturation à l'acide. Les concentrations de cet acide peuvent varier entre 3% et 35%, mais généralement entre 15% et 28% pour le traitement de la matrice.

III.16 Les équipements de traitement :

- ✓ Tête de puits et FRAC Tree .
- ✓ Ligne haute pression pour le test et le retour du puits .
- ✓ Séparateur de sable pour la ligne de retour (Flowback).
- ✓ Tanks pour le fluide Retour.
- ✓ Réchauffeur des lignes haute pression.
- ✓ Unités de pompage haute pression sur camion
- ✓ Blenders – Mixeurs.
- ✓ Centre de commande de l'opération de fracturation.
- ✓ Réservoir de décantation fluides de retour du puits.
- ✓ Réchauffeur des lignes haute pression de gaz.

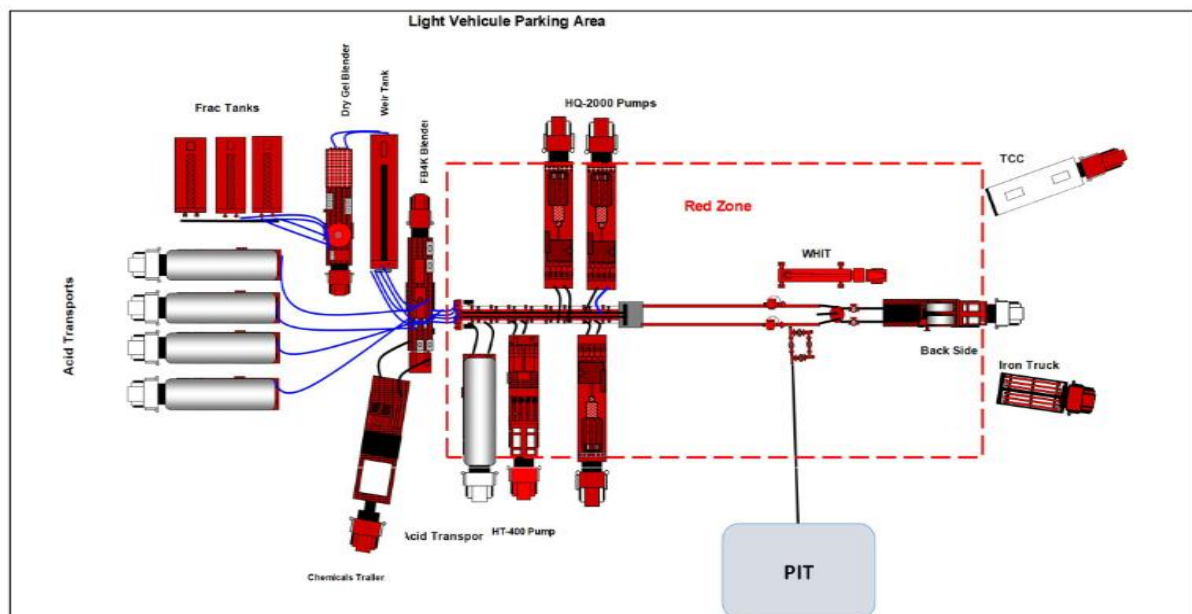


Figure III. 4: schéma sur l'emplacement des équipements de frac acide.

Chapitre IV :

**Evaluation de l'opération de fracturation a
l'acide**

(Étude des puits HRXX1, HRXX2 et HRXX3).

IV.1 Présentation de la région Hassi R'mel :**IV.1.1.Situation géologique :**

Le gisement de Hassi R'mel sud, est situé sur le périmètre Mégadyne, au sud du grand champ gazier de Hassi R'mel et au sud-est de Djebel Bissa entre les coordonnées suivantes :

(X = 535 000 - 555 000 E), (Y = 205 000 - 225 000 N) [12].

IV.1.2.Cadre géologique :

Le champ de Hassi R'mel sud correspond au prolongement structural du périclinal sud du vaste dôme de champ de Hassi R'mel. Cette zone sud est tectoniquement très complexe, elle présente un réseau de failles normales d'une quinzaine de kilomètres, la configuration structurale complexe associée aux caractères fortement hétérogènes des grés de la série inférieure peut donner une suite logique aux questions qui se posent concernant la géométrie du réservoir et l'accumulation d'huile dans ce secteur [12].

IV.1.3.Présentation des secteurs de Hassi R'mel :

Hassi R'mel comprend trois principaux secteurs :

1. Secteur nord :

- Le module 3.
- L'unité de dépropaniser.
- Une station de compression.

2. Secteur centre :

Il comprend les unités suivantes :

- Modules 0 ,1 et 4.
- CSTF (centre de stockage transfert facilites).
- CTH (centre de traitement de l'huile).
- L'unité de la phase B.

3. Secteur sud :

Il comprend les unités suivantes :

- Le module 2.
- Une station de compression.
- Djebel Bessa.
- HR sud.

Chapitre IV :

IV.1.4. Description Stratigraphique :

La stratigraphie de Hassi R'mel sud est similaire de celle rencontrée dans le champ de Hassi R'mel, mais le Trias argilo gréseux (T.A.G) présente des variations d'épaisseur et de faciès du nord vers le sud du champ. Le champ sud est caractérisé par les dépôts paléozoïques et mésozoïques. Ces derniers reposent en discordance sur les formations cambro-ordoviciennes. Dans la région sud, le Trias se résume par un seul niveau gréseux déposé directement sur la série inférieure.

Le réservoir Lias Carbonaté LD2 de Hassi R'mel est un niveau Dolomitique qui se caractérise par une extension régionale, son épaisseur varie de 6 à 12 m au Nord et de 3 à 4 m au sud. Sa pression est estimée à 315 Bars et une profondeur moyenne de 2100m [11].

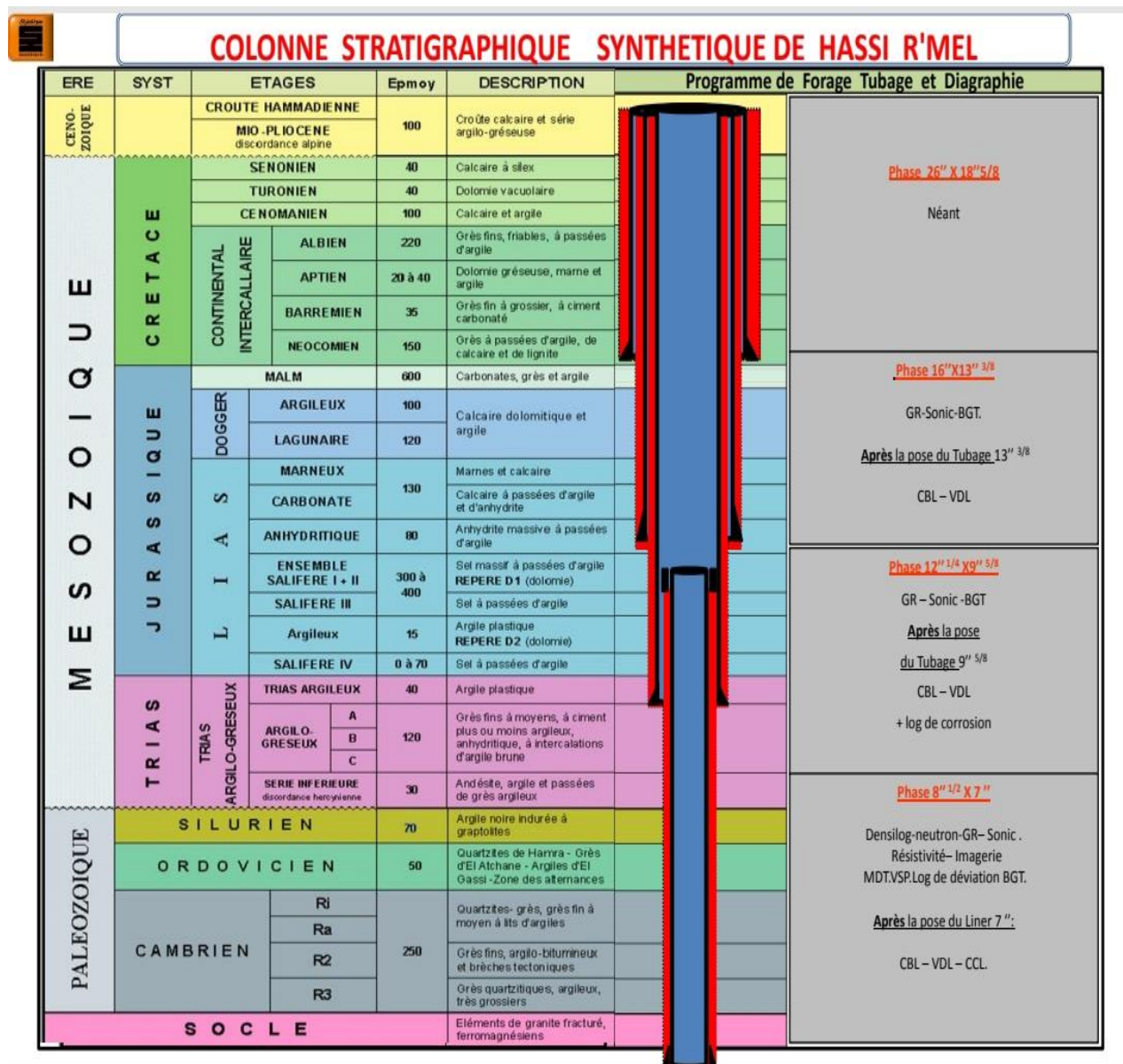


Figure IV. 1: colonne stratigraphique synthétique de Hassi R'mel [11].

IV.2 Descriptions de réservoir LD2 :**IV.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.

IV.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 a gris beige pour les dolomies et de couleur verdâtre pour les argiles. C'est une formation compacte et dure [6].

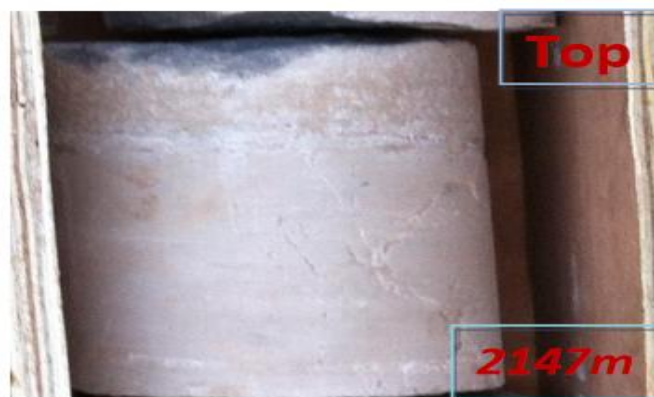


Figure IV. 2: Echantillon de carotte montrant les dolomies du D2 de couleur grise [6].



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

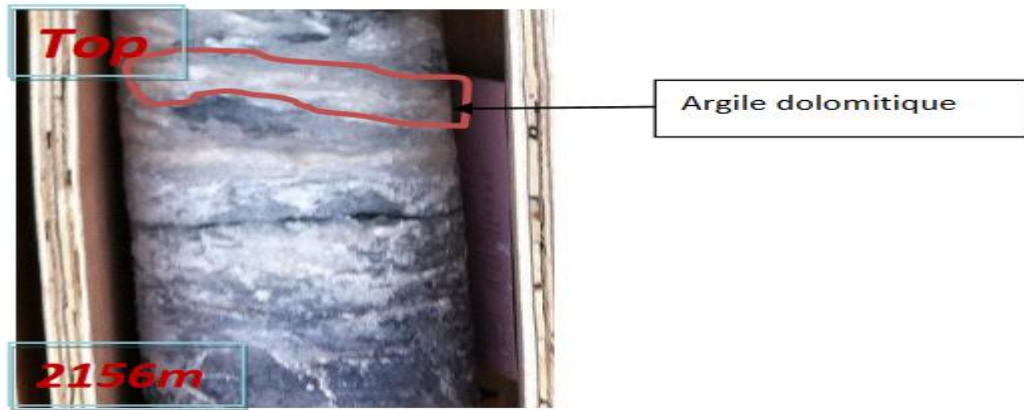


Figure IV. 4: Echantillon de carotte montrant les dolomies du LD2 intercalé par des argiles dolomitique brun clair [6].



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

IV.2.3. Les structures :

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



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

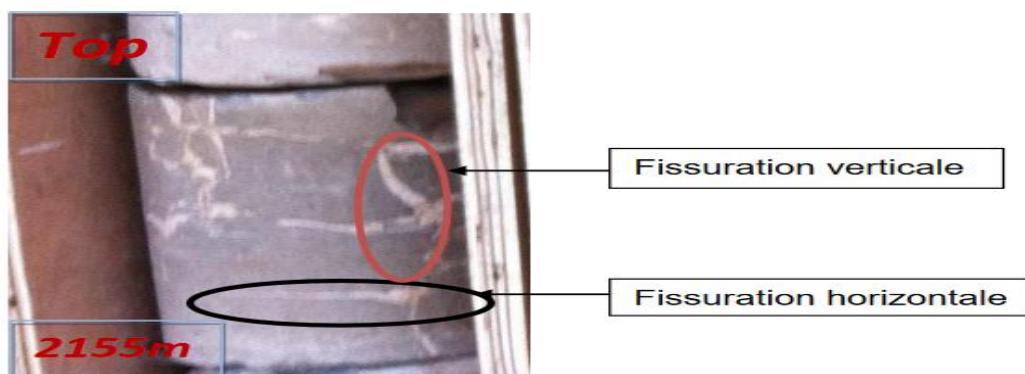


Figure IV. 7: Echantillon de carotte montrant des fissures horizontales et verticales colmatées par de la calcite [6].

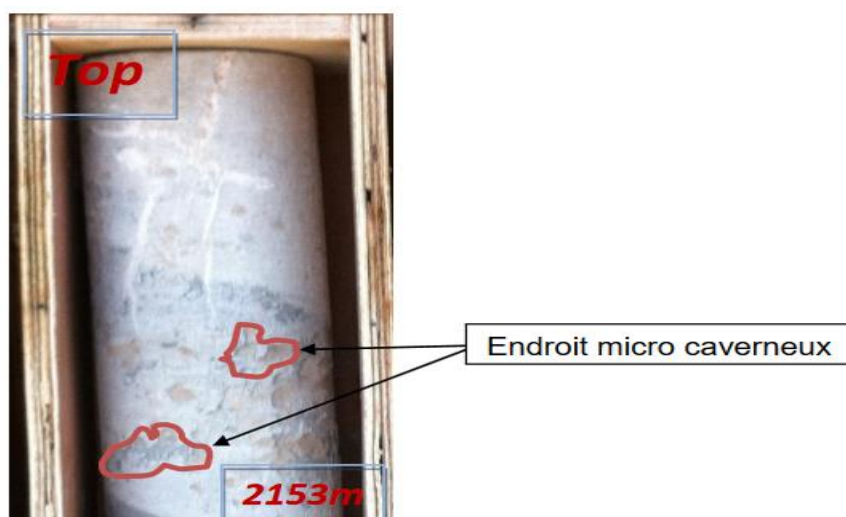


Figure IV. 8: Echantillon de carotte montrant un calcaire gris beige, micro caverneux par endroit (Présence de fissures sub-verticales colmatées par de la calcite) [6].

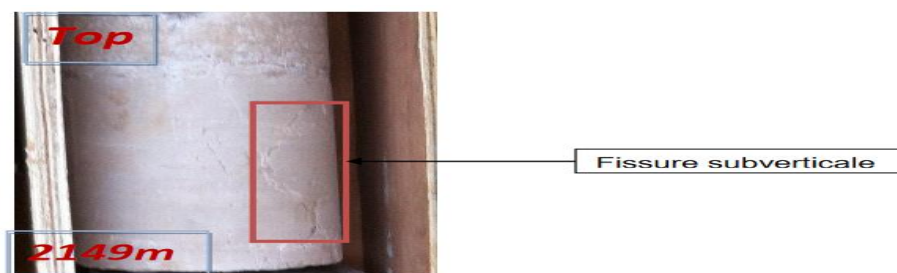


Figure IV. 9: Echantillon de carotte montrant la présence de fissure subvertie cale [6].

IV.3 Critères de choix des puits HRXX1, HRXX2 et HRXX3 :

Les critères ci-dessous ont été vérifiés, ce qui confirme que la fracturation acide est la solution optimale pour ce réservoir LD-2 :

A- La solubilité >85 %:

La solubilité de l'acide chlorhydrique est une mesure de la quantité de matière qui sera dissoute. Plus ce nombre est élevé, plus les chances d'obtenir une conductivité appropriée sont bonnes.

Les résultats des essais de solubilité de la MEVD-1 étaient supérieurs à 85 %, comme l'indique le tableau ci-dessous [11] :

Tableau IV. 1: Résultats des essais de solubilité de la MEVD-1[11].

Echantillon	Echantillon (carotté)	Profondeur (m)	15 % HCl Solubilité (%)
17	C1	2128.95	100%
18	C1	2129.06	99%
19	C1	2129.3	100%
20	C1	2129.6	87%
21	C1	2130.94	89%
22	C1	2130.08	96%
23	C1	2130.33	85%
24	C1	2132.09	69%
25	C1	2132.37	94%

B- Hétérogénéité :

Une bonne fracture différentielle résulte habituellement d'une hétérogénéité dans la roche dont la solubilité varie légèrement. L'essai d'attaque à l'acide requis n'a pas été effectué pour ce puits afin de confirmer l'hétérogénéité en raison de l'absence de carottes de formation [11].

C- Contrainte de fermeture < 8000 psi :

Des contraintes de fermeture de <8000 Psi sont également de meilleurs candidats pour cette procédure. La conductivité de toute fracture diminue avec une contrainte de fermeture accrue. La magnitude dépend de la dureté de la formation.

La géo mécanique n'a pas été calculée pour ce puits en raison d'aucune disponibilité des données brutes. Mais après l'analyse des puits stimulés par le décalage, tous ont confirmé une pression de fermeture inférieure à 8000 Psi qui correspondait aux critères de fracturation acide. [11].

D- Perméabilité (Pour huile $K \leq 10$ md, pour le gaz $K \leq 1$ md) :

Non fourni, mais selon les puits décalés, la perméabilité devrait être inférieure à 10md.

Traitement acidifiant de la fracture L'objectif est de créer une fracture conductrice d'une longueur suffisante (plusieurs centaines de pieds) pour permettre un drainage plus efficace du réservoir. Il est conduit en ouvrant la formation et en créant une conductivité gravée, en contournant la région de dommages et en reliant le puits à la formation avec un canal très conducteur et en augmentant la zone d'entrée.

Les paramètres fondamentaux d'un traitement de fracturation acide reposent sur un contrôle approprié de la réactivité qui comprend les types d'acides, les agents de viscosité et les émulsifiants. En outre, les additifs de perte de fluide concernant l'acide visqueux & incorporer des solides.

Enfin, la technique de placement pour la génération de conductivité. [11].

IV.4 L'historique de production des puits :**A- Puits RHXX1 :**

Le 15/04/2014, le puits a été foré puis perforé le 2/12/2015. Le 15/07/2022, HALLIBURTON faire un bouchon de sable a 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, le même société faire une perforation Canon 3^{1/8} Power jet Nova dans l'intervalle (2124, 5-2134,5 m).

De 15 au 18/10/2022 SCHLUMBERGER faire une Tube clean CTU 1^{3/4}. Le 20/01/2023 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 21/01/2023 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 2/3/2023, 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).

B- Puits HRXX2 :

La période de forage de puits entre 11/04/2022 et 16/12/2022. Ce puits a été perforé le 24/01/2022, et les débits de production du gaz et condensat sont 290254 m³ et 3244 m³.

C- Puits HRXX3 :

La période de 19/08/2022 à 21/11/2022 représente la durée de forage et le 07/10/2022 une opération de Kick-off a été programmé. Le 22/12/2022 c'est la date de perforation de ce puits et le 23/12/2022 la date de THERMOMETRIE, le débit de ce puits reste toujours nul même après l'opération[11].

IV.5 Déroulement de l'opération :

II.5.1. Puits HR XX1 :

HR-XX1 est un puits de gaz, situé dans le champ Hassi R'mel. Ciblage de réservoir de carbonate. Le puits est complété par une tubulure (N.VAM -18#- C85-13 % Cr) et ligne de production de 7" forée à 2 335 m TVD.

L'objectif principal des puits HRXX1, HRXX2 et HRXX3 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.

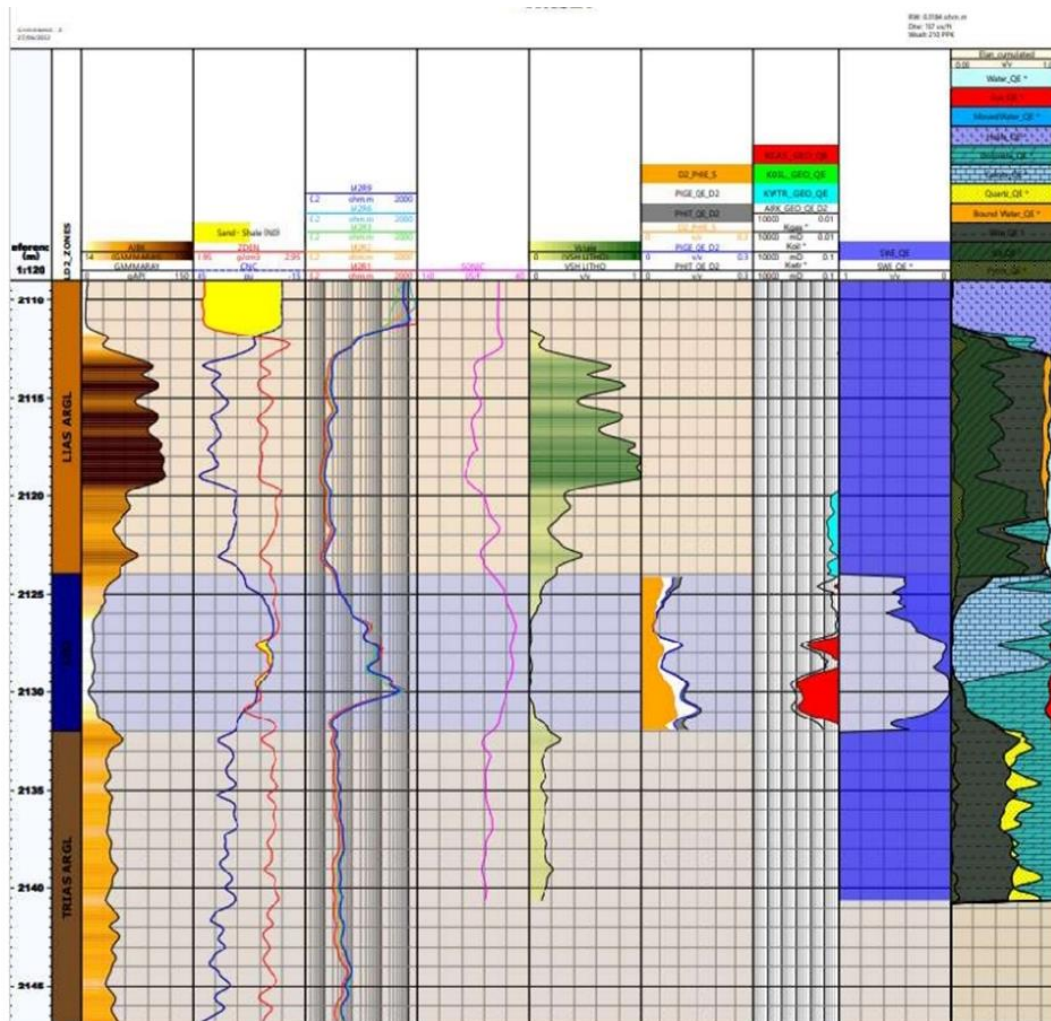


Figure IV. 10: Le petro-physique de puits HRXX1 [11].

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 a été préparé à partir des données disponibles à ce jour en utilisant la minéralogie, la solubilité et les résultats de MDT 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 crée 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].

IV.5.1.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.

II.5.2. 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.

Chapitre IV :

- ✓ 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 (étape6).
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 linéaire25# (étape8).
15. Arrêter le pompage et fermer les vannes de terre et surveiller la baisse de pression (Étape9).
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. Fermer [11].

II.5.3. Systèmes de fluides et mélange sur site AQ/CQ :

A- Système de fluides :

Un gel boraté réticulé retardé Hybor H 25# est recommandé et fournit les caractéristiques suivantes :

- ✓ Faible perte de liquide.
- ✓ Le cake filtre d'un fluide réticulé de borate par rapport à d'autres types de fluides réticulés a montré de bien meilleures capacités de nettoyage.
- ✓ Il a été démontré que les fluides hybor améliorent la conductivité d'autre fluide réticulée en raison de la réduction des dommages causés par la formation et d'un nettoyant propane.
- ✓ Hybor fournit une viscosité plus élevée à partir de moins de charge de gel.
- ✓ La haute viscosité et une charge en gel plus faible sont évidemment un avantage et assure un meilleur contrôle des pertes de fluide, un meilleur transport de l'agent de soutènement et une meilleure largeur développement avec moins de dommages que d'autres systèmes de fluides avec la même viscosité des fluides.
- ✓ Les compositions des fluides ci-dessous sont basées sur l'eau du champ. Avant la finalisation des concentrations d'additifs, un essai sur le terrain sera évalué avec l'emplacement mélangeant l'eau qui sera utilisée au travail.
- ✓ Des essais en laboratoire seront également effectués sur place avant le traitement. et pendant le traitement pour confirmer la liaison croisée et le tampon de PH concentrations [11].

B- Gel linéaire :

Le fluide réticulé proposé est Hybor 25# qui contient 25 # de WG-11. Le gel réticulé est utilisé dans le Minifrac et dans le traitement principal pour créer la largeur de fracture, contrôler les fuites et transporter le proppant dans la fracture créée.

✓ Additifs à gel linéaire :

Agent gélifiant, WG-11 :25 lb/Mgal.

Clay Control, CLAWEB: 0, 7 gal/Mgal.

Tampon de pH bas BA-20 :0,2 gal/Mgal.

Nettoyage de l'additif DCA-32025 : 1,0 gal/Mgal.

Disjoncteur (1) SP Disjoncteur : 1,0 lb/mg.

Disjoncteur Vicon-NF 0,0 gal/Mgal.

Biocide (2) BE-3S 0.15 lb/Mgal [11].

C- Gel réticulé retardé :

✓ Le gel réticulé contient les éléments suivants :

Agent gélifiant, WG-11 :25 lb/Mgal.

Réticulateur, CL-28M : 2,2 gal/Mgal.

Cross-Linker, CL-31: 1, 0 gal/Mgal.

Clay Control, CLAWEB: 0, 7 gal/Mgal.

Nettoyage de l'additif, LOSURF 300: 1,0 gal/Mgal.

Biocide, BE-3S: 0, 15 lb/mg.

Tampon à pH élevé, MO-67 :1,5 gal/Mgal.

Gel stabilisateur, Stal L : 0,0 gal/Mgal.

Tampon de pH bas, BA-20 : 0,2 gal/Mgal.

Disjoncteur, Vicon-NF : 0,0 gal/Mgal.

Disjoncteur SP, Disjoncteur 1,0 gal/Mgal.

Disjoncteur SP, dilué Disjoncteur : 0,5-1,0 gal/Mgal.

D- Descriptions des produits chimiques Hybor-H :

WG-11 : Agent gélifiant (Guar).

CL-28M : Réticulateur retardé de la source boratée.

CL-31 : Réticulateur instantané.

Cla-Web : Agent de contrôle en argile.

DCA-32025 : surfactant d'émulsion non ionique.

BE-3S : Biocide testé spécifiquement pour utilisation dans l'eau.

MO-67 : Tampon à pH élevé.

Gel sta L : stabilisateur de gel.

BA-20 : Tampon à pH bas.

OPTIFLO-III : Disjoncteur solide à libération différée.

VICON NF : Disjoncteur à oxydation liquide.

SP BREAKER : Disjoncteur oxydant solide pour des températures supérieures à 120 F.

Disjoncteur SP dilué : Disjoncteur oxydant liquide pour des températures supérieures à 120F.

Tableau IV. 2: Programme de pompage durant l'opération de frac [11].

Étapes	Description	Type de fluide	Débit bpm	Volume de nettoyages gal	Tempe des étapes 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

II.5.4. Test de pression :

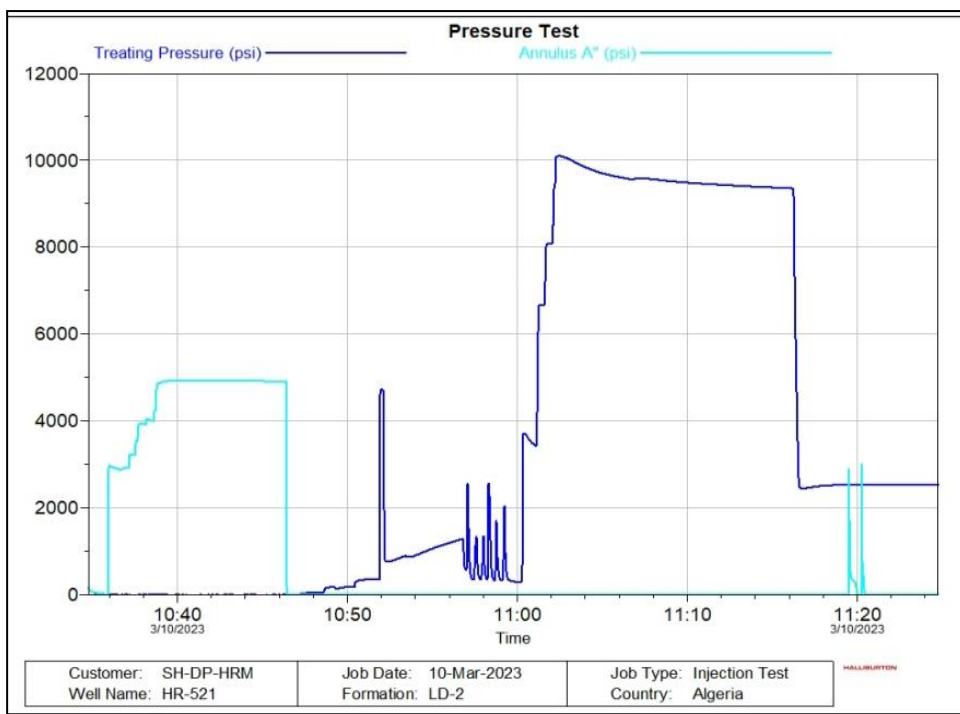


Figure IV. 11: Test de pression [11].

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

II.5.5. Test d'injectivité :

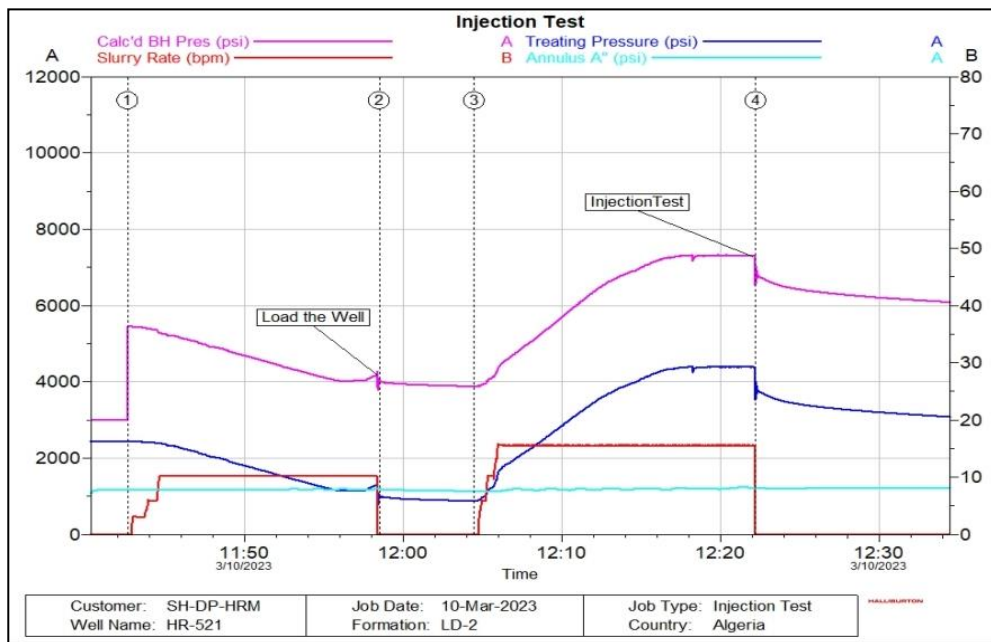


Figure IV. 12: test d'injectivité [11].

II.5.6. ISIP du trou de fond extrapolé = 6 802 psi :

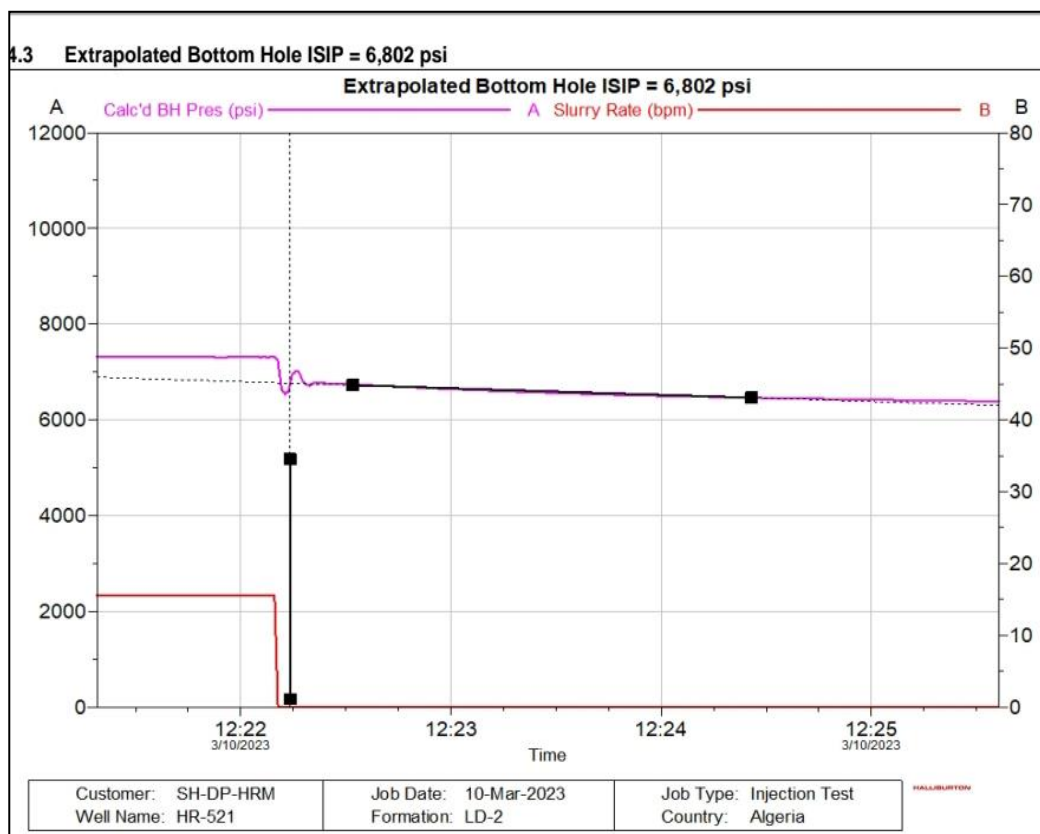


Figure IV. 13 : ISIP du trou de fond extrapolé = 6 802 psi [11].

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).

$$\Delta p_{net} = ISIP - \text{Closure Pressure} \tag{VI.1}$$

A- Mini Frac _ Fonction G :

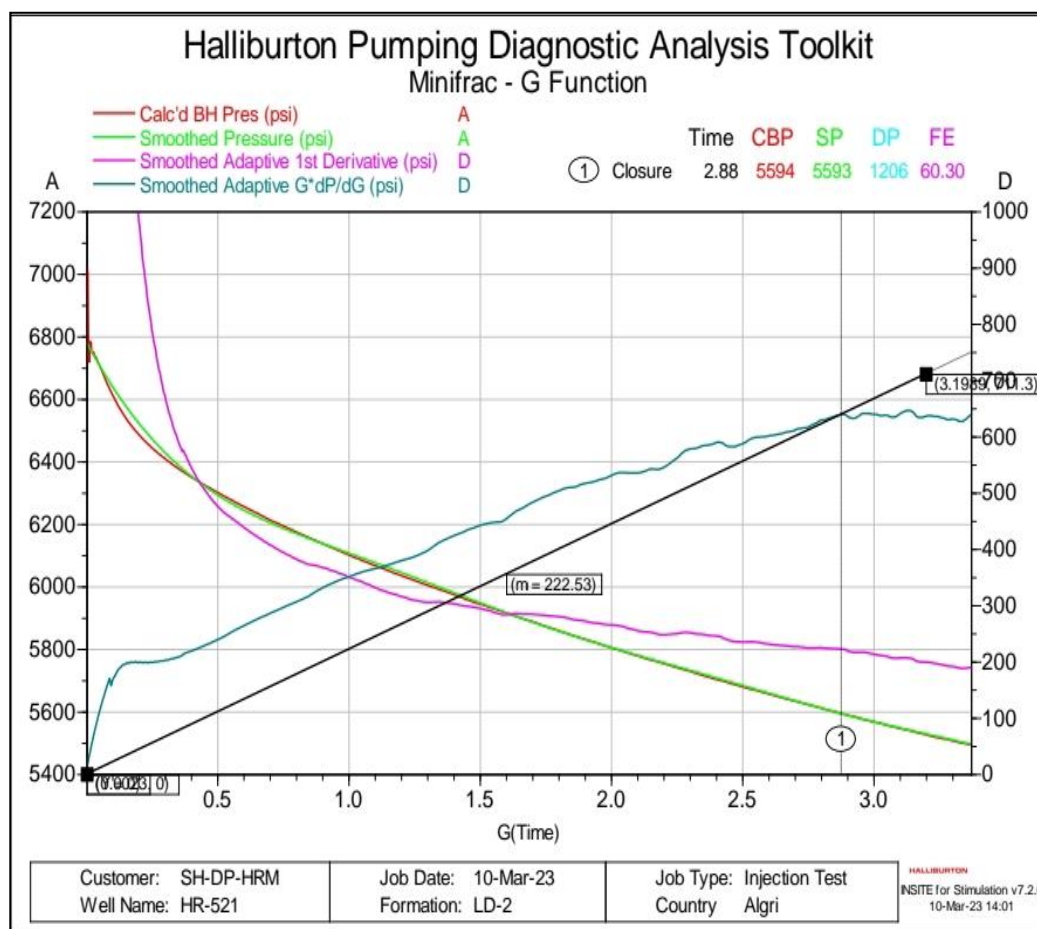


Figure IV. 14: Mini Frac _ Fonction G [11].

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.

II.5.7. Net Pressure :

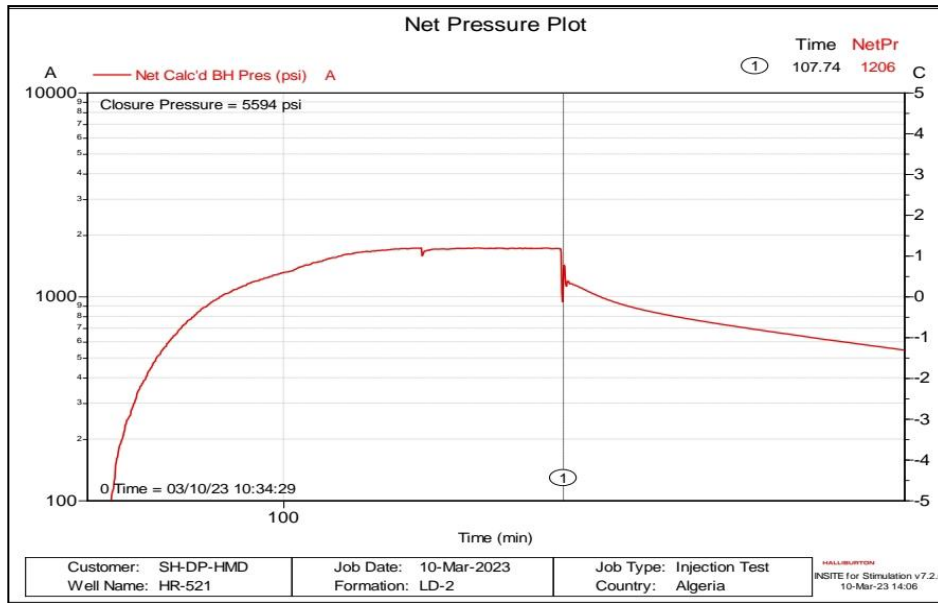


Figure IV. 15: Net Pression [11].

II.5.8. log des températures :

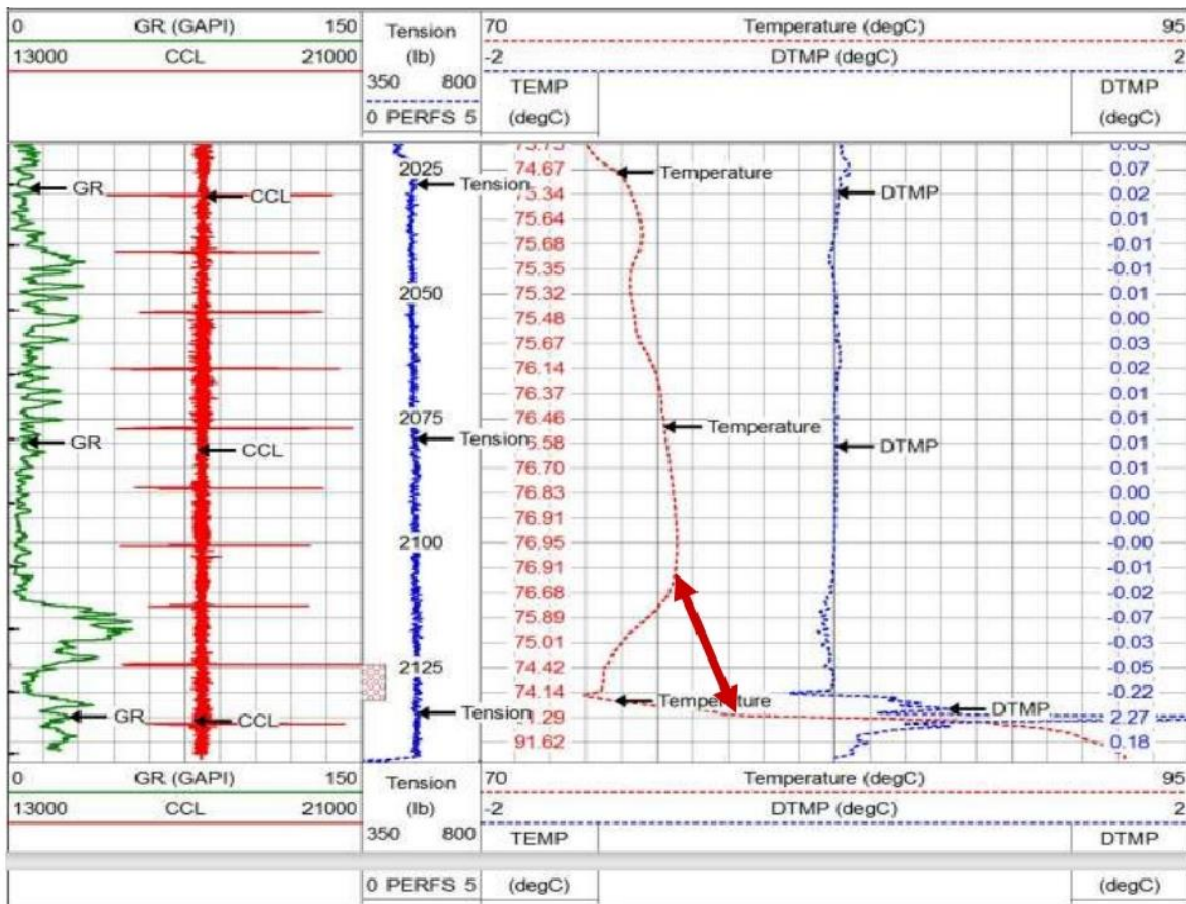


Figure IV. 16: log des températures [11].

II.5.9. Test d'injection et conception du traitement principal :

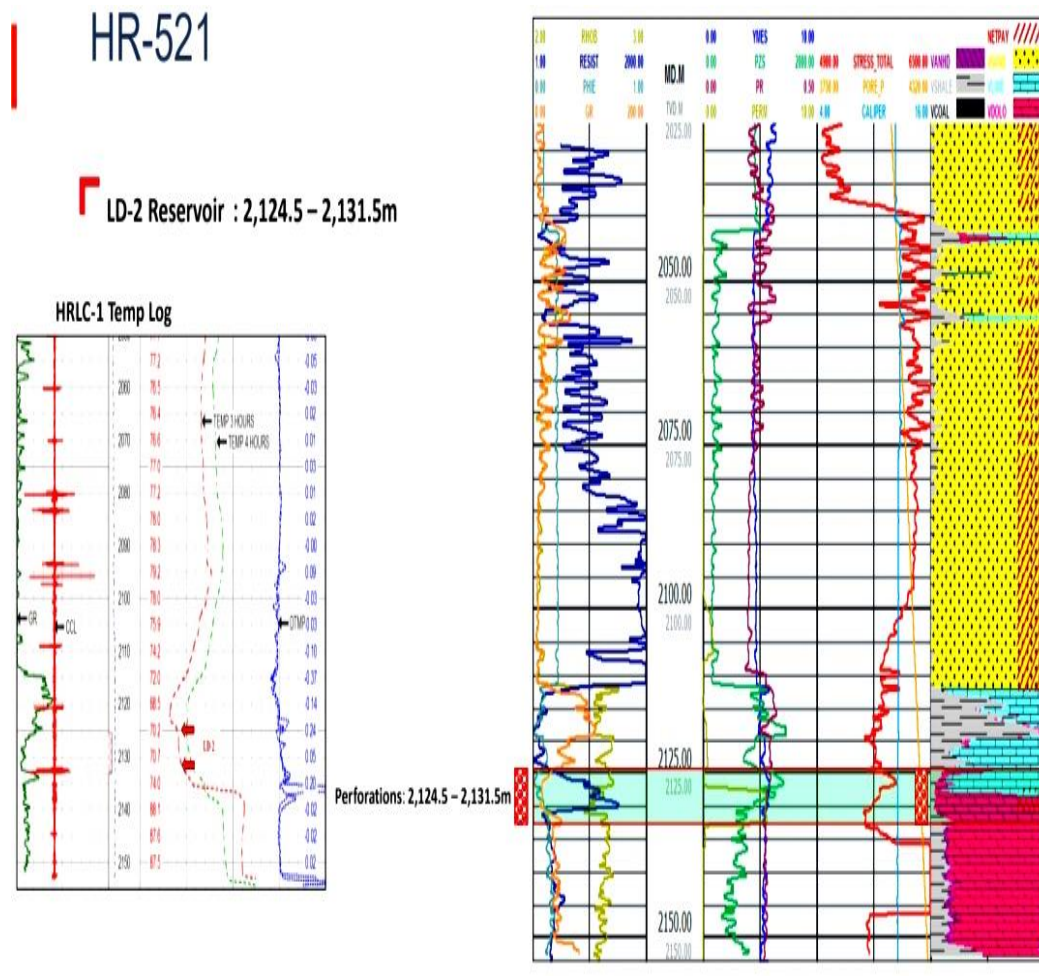


Figure IV. 17: log de température après le test d'injection [11].

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.

II.5.10.. 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.
- ✓ Pour la géométrie des autres puits (voir l'annexe).

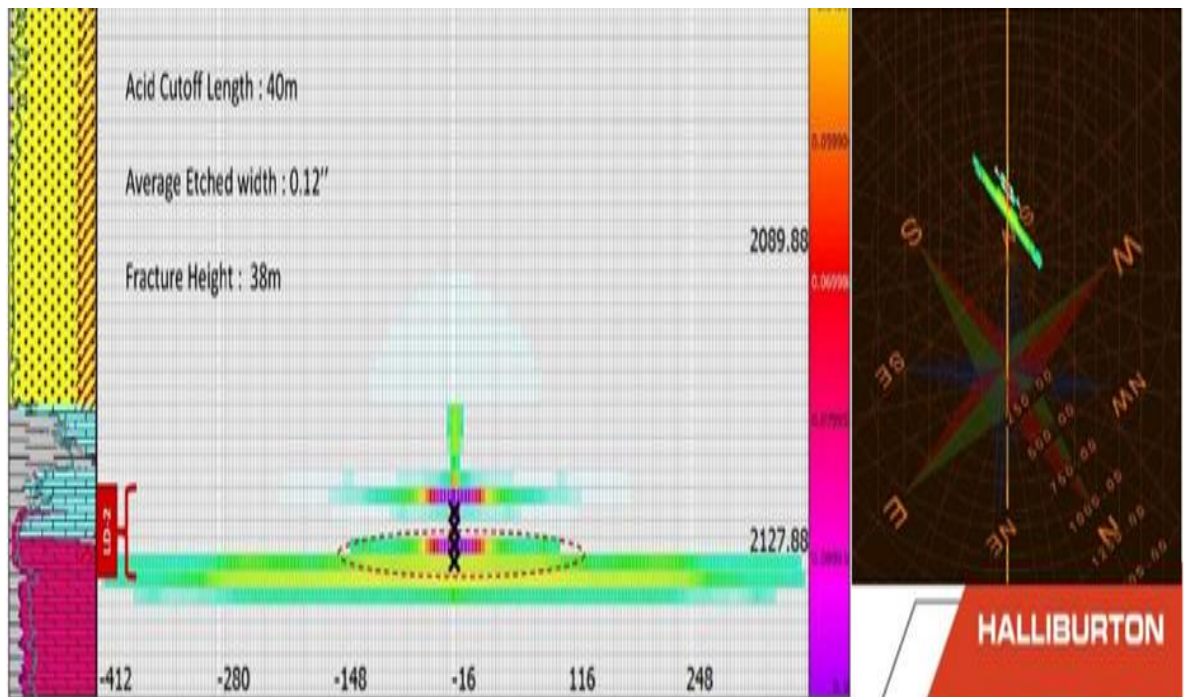


Figure IV. 18: La géométrie de fracture acidifiée.

IV.6 Evaluation de l'opération :

- ✓ la fracturation acide dans les puits HRXX1 et HRXX2 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.
- ✓ L'opération fracturation acide n'a pas fonctionné dans le puits HRXX3.
- ✓ Pour les puits HRXX2, HRXX3 et HRXX1 on utilise la même technique et la comparaison entre les résultats se résume dans les tableaux suivants :

a. Puits HRXX1 :

Tableau IV. 3: Test potentiel avant le traitement par fracturation à l'acide [11].

Paramètres / Duses (in)	REG	REG	REG	REG
Date du test	11/14/2022	11/15/2022	11/16/2022	11/17/2022
Débit Gaz (stm ³ /j)	74486	74486	74486	74586
Débit Huile/Condensat (m ³ /j)	1265	1260	1365	1275
G O R (m ³ /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).

b. Le puits HRXX2 :

Tableau IV. 4: Test potentiel avant la fracturation a l'acide [11].

Paramètres / Duses (in)	24/64	32/64	40/64	52/64
Date du test	1/29/2023	1/30/2023	1/31/2023	2/1/2023
Débit Gaz (stm ³ /j)	207804	242164	260,277	290,254
Débit Huile/Condensat (m ³ /j)	9.36	36.47	38.01	32.44
G O R (m ³ /m ³)	22201	6640	6848	8948

Tableau IV. 5: Test potentiel après la fracturation a l'acide [11].

Paramètres / Duses (in)	32/64	40/64	52/64	72/64
Date du test	3/10/2023	3/10/2023	3/10/2023	3/10/2023
Pression Tête (psi)	2182	1983	1611	981
Température Tête (°F)	118	126	131	127
Pression de ligne (psi)	614	633	640	634
Température Ligne (°F)	86	99	108	108
Pression Séparation (Psi)	610	630	630	630
Débit Gaz (stm3/j)	329160	456104	650305	684471
Débit Huile/Condensat (m3/j)	58.14	60.70	57.92	64.96
G O R (m3/m ³)	5662	7514	11228	10538
Richesse Apparente (g/m ³)	144.13	96.09	64.39	70.23
Richesse (g/m ³)	166.16	118.12	86.42	92.26
W O R (m3/m ³)	0.00	0.02	0.02	0.16
Richesse Apparente (g/m ³)	32.93	110.54	106.61	81.92

D'après les tableaux a précédemment on observe que :

Le débit de gaz :

- Avant la fracturation a l'acide 290254 (stm3/j).
- Après la fracturation a l'acide 684471 (stm3/j).

Débit d'huile/Condensat :

- Avant la fracturation a l'acide 3244 (m3/j).
- Après la fracturation a l'acide 6496 (m3/j).

c. Le puits HRXX3 :

On remarque que le débit nul avant et après frac à l'acide par conséquence l'absence des tests d'injectivité.

IV.7 Etude économique (Payout des opérations) :

➤ **Le puits HRXX2 :**

Le payout d'une opération est égal au nombre de jours de production qu'un puits traité doit livrer après traitement, pour couvrir le coût de l'opération par le gain net réalisé suite au traitement, les prix de base de gaz et condensat sur lequel on a calculé le payout sont 2,59 \$/m³ pour le gaz et 76 \$/baril pour le condensat, d'après les statistiques de février 2020.

Pour calculer les coûts des opérations on prendre en considération toutes les opérations de préparation au traitement d'acidification :

Coûts total de l'opération : 365950\$

Le débit de gaz :

- ✓ Avant la fracturation a l'acide 290,254 (stm3/j).
- ✓ Après la fracturation a l'acide 684,471 (stm3/j).

Débit d'huile/Condensat :

- ✓ Avant la fracturation a l'acide 32.44 (m3/j).
- ✓ Après la fracturation a l'acide 64.96 (m3/j).

Le cout opérationnelle estimer par 50 000 000 ,00 da 5 milliards = 365950 \$.

Le gain de débit de condensat est :

$$64.96-32.44= 32,52.$$

Prix de condensat en Algérie :

- Pour 1 baril = 0,159 m³ est 76\$.
- 1 m³ = 477,987\$.

On a : $32,52*477,987= 15544,1372.$

$$\frac{365950}{15544,1372}= 23j12h.$$

Donc en 23jrs 12h on peut récupérer le coût total de l'opération.

Conclusion Générale

D'après cette étude on conclut que le succès du traitement d'une formation carbonatée par la fracturation à l'acide, dépend de l'efficacité du design du traitement sélectionné.

La sélection d'un tel traitement nécessite la compréhension de l'influence des facteurs sur le déroulement du processus ainsi que sur les résultats désirés.

Parmi les facteurs qui indiquent la réussite du traitement il y a la conductivité de la fracture, la géométrie de la fracture ainsi la distance de pénétration de l'acide. Ces facteurs sont influencés par plusieurs paramètres comme le type d'acide et les propriétés physiques et minéralogiques de la formation candidatent.

La conductivité d'une fracturation à l'acide est non seulement affectée par la taille de la fracture développée, mais aussi par d'autres propriétés du fluide telles que la vitesse d'injection de l'acide, et son temps de contact avec la roche carbonatée. Cette étude montre également que ça peut avoir des fractures moins développées, mais plus conductrices cette analyse fournit une base pour une application plus économique en réalisant des fractures courtes mais plus conductrices.

L'application de la chimie des réactions acide-carbonates montre que l'acide chlorhydrique est le plus adéquat pour le traitement des formations carbonatées et que la conductivité augmente avec la croissance de la concentration d'acide et du temps de pompage. La conductivité de la fracture dépend aussi de la propriété élastique de la formation comme le module de YOUNG. Plus ce dernier est faible, plus les formations ne sont très sensibles.

D'après les tableaux des tests potentiels et l'historique de puits HRXX1 et HRXX2 les gains des débits de gaz/condensat respectivement sont 175075 (stm³/j) et 397469 (stm³/j). D'après les résultats obtenus on peut confirmer le succès de l'opération et la généralisation de cette technique sur tout le champ pour améliorer la productivité des réservoirs.

Recommandations

Pour le bon déroulement d'une opération de stimulation par fracturation à l'acide dans le champ de HRM, certaines recommandations sont à prendre en compte en sachant :

- ✓ Descendre un log de température juste après le « test de potentiels » ou le « frac daté » pour avoir une idée de la zone du réservoir qui a absorbé les fluides injectés. Cette opération devient très recommandée dans le cas de présence d'un liquide indésirable près du réservoir à stimuler, dans le cas d'une position plutôt proche de la chaussure de tubage ou la présence d'un mauvais ciment.
- ✓ La méthode de fracturation du conducteur est recommandée au niveau du champ de Hassi R'mel, d'après la satisfaction visuelle de toutes les conditions nécessaires et de nombreux avantages, qui sont obtenus (très haute conductivité).
- ✓ Sur la base de ces résultats, l'utilisation de cette technique pourrait faire face à une augmentation rapide au sein du marché algérien, nous recommandons donc l'application de la fracturation à l'acide dans les formations carbonate fortement sollicitées étanches / gaz de schiste, en considérant également qu'il est possible des interventions de fracturation sur des puits plus anciens.
- ✓ Afin d'augmenter la productivité avec la fracturation à l'acide, nous avons dû forer des puits étroitement espacés en forme de cellule et on fait le frac acide périodique.
- ✓ Regroupe la production des puits de LD2 dans un manifold liée au boosting pour aspirer le maximum de condensat.

References bibliographies

- [1] Michael. ECONOMIDES, A.Daniel .Hill, Christine EHLING, Petroleum production systems, Prentice Hall, England Wood Cliffs New Jersey 07632.
- [2] YANN HAUTEVELLA "cours de géologie sur les roches carbonatées" université de Nancy
- [3] BOUREZG MOHAMED "étude géologique de quelque roches industrielle" thèse de doctorat de l'université de Constantine. (2013)
- [4] Article du professeur Charli dans le cite scientifique <https://www.futura-sciences.com/> (Aout 2003).
- [5] J.A.KNOX, H.E.RIPLEY, 1997, Fracture acidizing in carbonate rock, JCPT 79-04-07. The journal of Canadian petroleum. Montréal.
- [6] AIT SLIMANI Mohamed, BEGGACHE Mahrez, caractérisation sédimentologie et petro physique du niveau dolomitique D2 de Hassi R'mel
- [7] Mr. AHMED HIDOUD superviseur de stimulation "Equipement de frac" cour IAP (2008)
- [8] BOUREZG MOHAMED "étude géologique de quelque roches industrielle" thèse de doctorat de l'université de Constantine. (2013)
- [9] Article dans le cite scientifique http://geo.univbatna2.dz/sites/default/files/geo/files/chapitre_2_proprietes_des_roches.pdf
- [10] Mr.Zobiri Yousef "Généralité sur l'endommagement", cours IAP/HMD
- [11] Sonatrach Hassi R'mel division production, permis d'exploitation de champ sud (2000).
- [12] BOUGDAH Issam, SAOUDI Jaber Modélisation et analyse de performances de production des puits de gisement de HASSI R'MEL (cas de champ sud - 2018 -) UKM, Ouargla
- [13] LARBI SIHAM et BEN SGHIR CHAHINAZ "étude d'endommagement de la roche réservoir par le fluide de forage et le traitement à l'acide" thèse de master 2 d'université d'Ouargla. (2014).
- [14] Mr. KERROUCHE Mohamed, Etude de l'analyse de la sensibilité d'une fracturation à l'acide par les modèles 2D (PKN et GDK) dans les formations carbonatées : Effet de la rhéologie et des dimensions de la fracture sur la productivité, UMBB 2015 / 2016.
- [15] GUELFEN KARIM, AZZOUZ MOHAMED TAHAR, BRAMKI ALLA EDDINE, Stimulation par la fracturation à l'acide chlorhydrique dans le puits OKM-1 à SIDI NADJI, Univ. Ouargla 2019.

Annex

1. Schéma de puits HRXX1 :

- ✓ 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

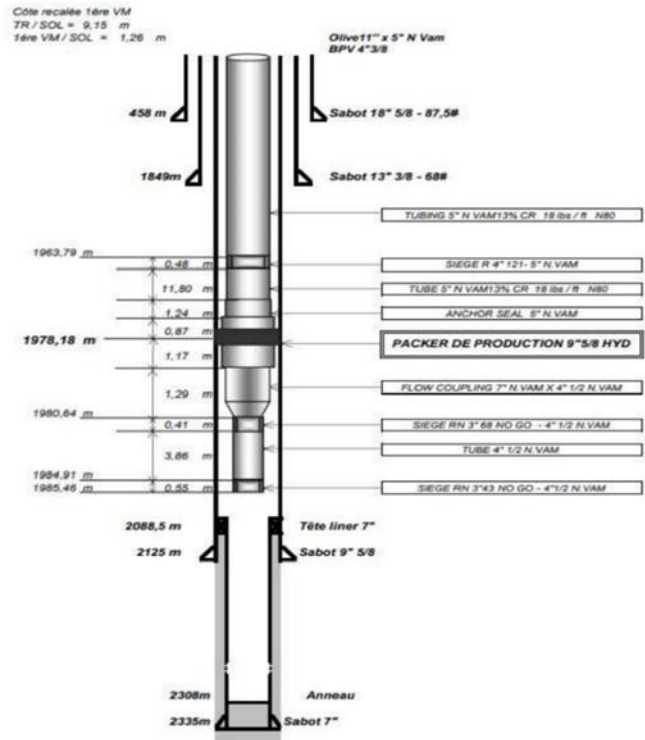


Figure 1: Schéma de puits HRXX1 [11].

2. Historique de puits HRXX1 :

Tableau 1 : Perforation [11].

N :	Le niveau perforé	Date de perforation	Top	Bottom	Observation
1	A	12/02/2015	2187.5	2190	2 7/8 dynawell 6SPF, 60 deg phasing
4	D2	16/09/2022	2131.5	2131.5	Canon 3'' 3/8 powerjet Nova (SPS)

Tableau 2 : Niveau isolés [11].

N :	Niveau isolés	Date de plug	Côté du plug	Type de plug
3	A+B+C	20/7/2022	2141	Bouchon de sable+ bouchon de ciment

Tableau 3 : Reperforations et perforations complémentaires [11].

N :	Niveau perforé	Date de perforation	Top	Bottom	Observation
2	A	21/02/2020	2184	2184	2''7/8 DP3 ,6SPF,60deg phasing

Tableau 4 : historiques de puits HRXX1

Date.	Volume Allouée de Gaz produit [e3m3]	P.T [Bar]	P.L [Bar]	Observation
12/1/2022	0	0.00	0.00	PUITS FERME : Fermé indisponible
12/9/2022	0	0.00	0.00	PUITS FERME : Fermé indisponible
12/9/2022 15:50	68.559	65.00	53.00	Rouverte a 15:50H
1/19/2023	198.327	44.00	42.00	
1/20/2023	74.455	44.00	42.00	
1/20/2023 9:00	0	0.00	0.00	Fermeture puits pour raccordement HRXX1 à 09:00H : Puits fermé
1/20/2023 17:00	57.578	44.00	42.00	Rouverte à 17:00H
1/21/2023	198.069	44.00	42.00	
1/22/2023	198.415	44.00	42.00	

1/23/2023	198.062	44.00	42.00	
1/24/2023	197.989	44.00	42.00	
1/25/2023	197.273	44.00	42.00	
1/26/2023	196.879	44.00	42.00	
1/27/2023	197.614	44.00	42.00	
1/28/2023	197.05	44.00	42.00	
1/29/2023	197.57	44.00	42.00	
1/30/2023	197.281	44.00	42.00	
1/31/2023	195.777	43.00	42.00	
2/1/2023	92.891	43.00	42.00	
2/1/2023 11:25	0	0.00	0.00	Optimisation Trunklines N6 a 11:25H : Travaux sur collecteur
2/1/2023 11:40	100.714	43.00	42.00	Reouvert a 11:40H
2/2/2023	52.088	43.00	42.00	
2/2/2023 6:20	0	0.00	0.00	PUITS FERME a 06:20H : Déclenchement puits
2/2/2023 9:20	119.9	43.00	42.00	Reouvert a 09:20H
2/3/2023	194.2	43.00	42.00	
3/7/2023	114.915	40.00	39.00	
3/8/2023	0	0.00	0.00	Opération Acid-Frac : Trav. coiled tubing
3/9/2023	0	0.00	0.00	Opération Acid-Frac : Trav. coiled tubing
3/10/2023	0	0.00	0.00	Opération Acid-Frac : Trav. coiled tubing
3/11/2023	0	0.00	0.00	Opération Acid-Frac : Trav. coiled tubing
3/12/2023	0	0.00	0.00	Opération Acid-Frac : Trav. coiled tubing

3/13/2023	0	0.00	0.00	Opération Acid-Frac : Trav. coiled tubing
3/14/2023	0	0.00	0.00	PUITS FERME : Dégorgement Puits
3/15/2023	0	0.00	0.00	PUITS FERME : Dégorgement Puits
3/16/2023	0	0.00	0.00	PUITS FERME : Dégorgement Puits
3/17/2023	0	0.00	0.00	PUITS FERME : Dégorgement Puits
3/17/2023 11:00	31.501	128.00	40.00	Reouvert a 11:00H
3/18/2023	250.826	128.00	40.00	
4/20/2023	249.557	41.00	39.00	
4/21/2023	249.179	41.00	39.00	
4/22/2023	248.591	41.00	39.00	
4/23/2023	248.794	41.00	39.00	
4/24/2023	252.553	41.00	39.00	
4/25/2023	255.729	41.00	39.00	
4/26/2023	253.581	41.00	39.00	
4/27/2023	249.08	41.00	39.00	
4/28/2023	254.141	39.00	38.00	

3. Log temperature :

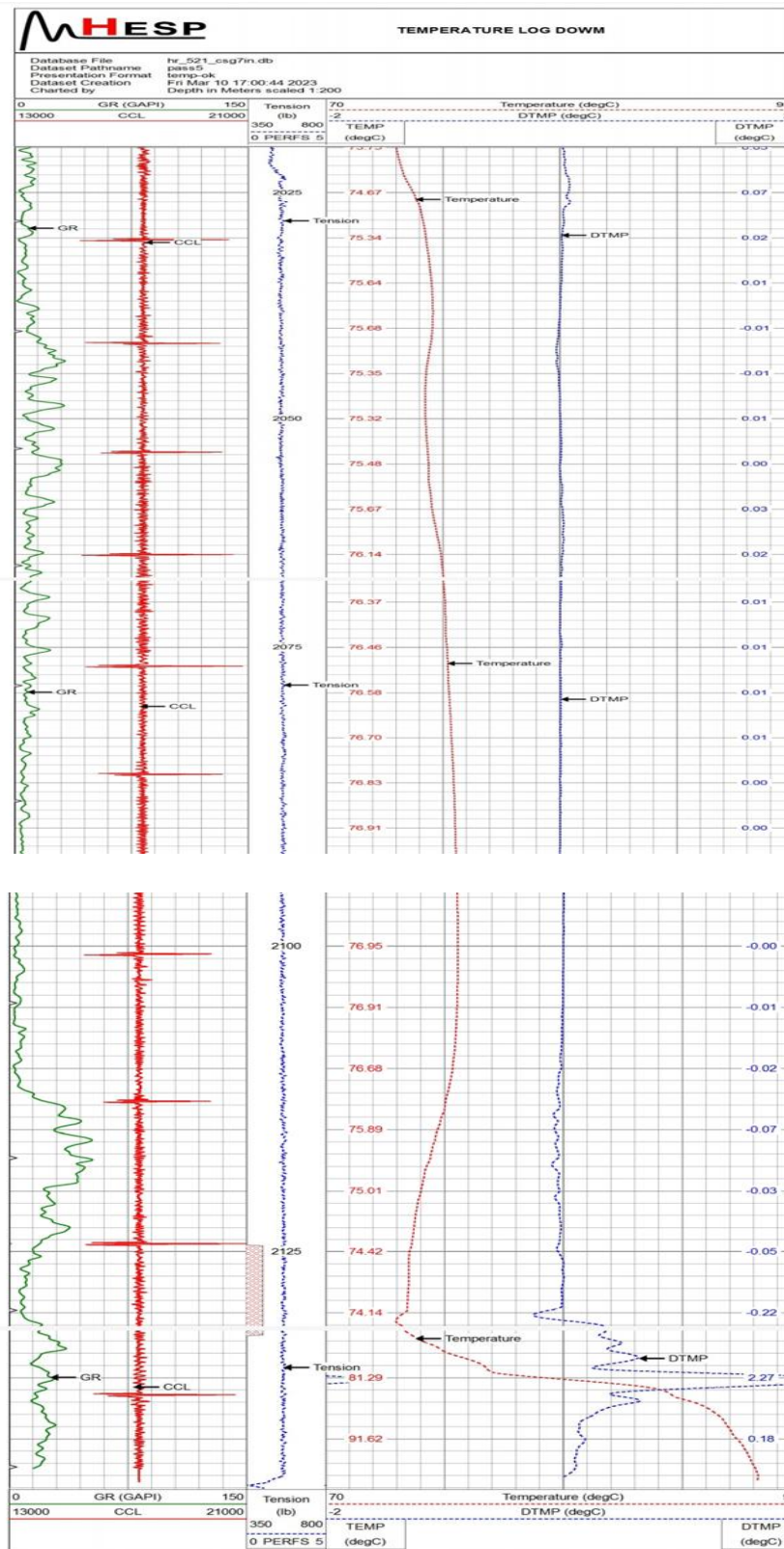


Figure 2: log de temperature

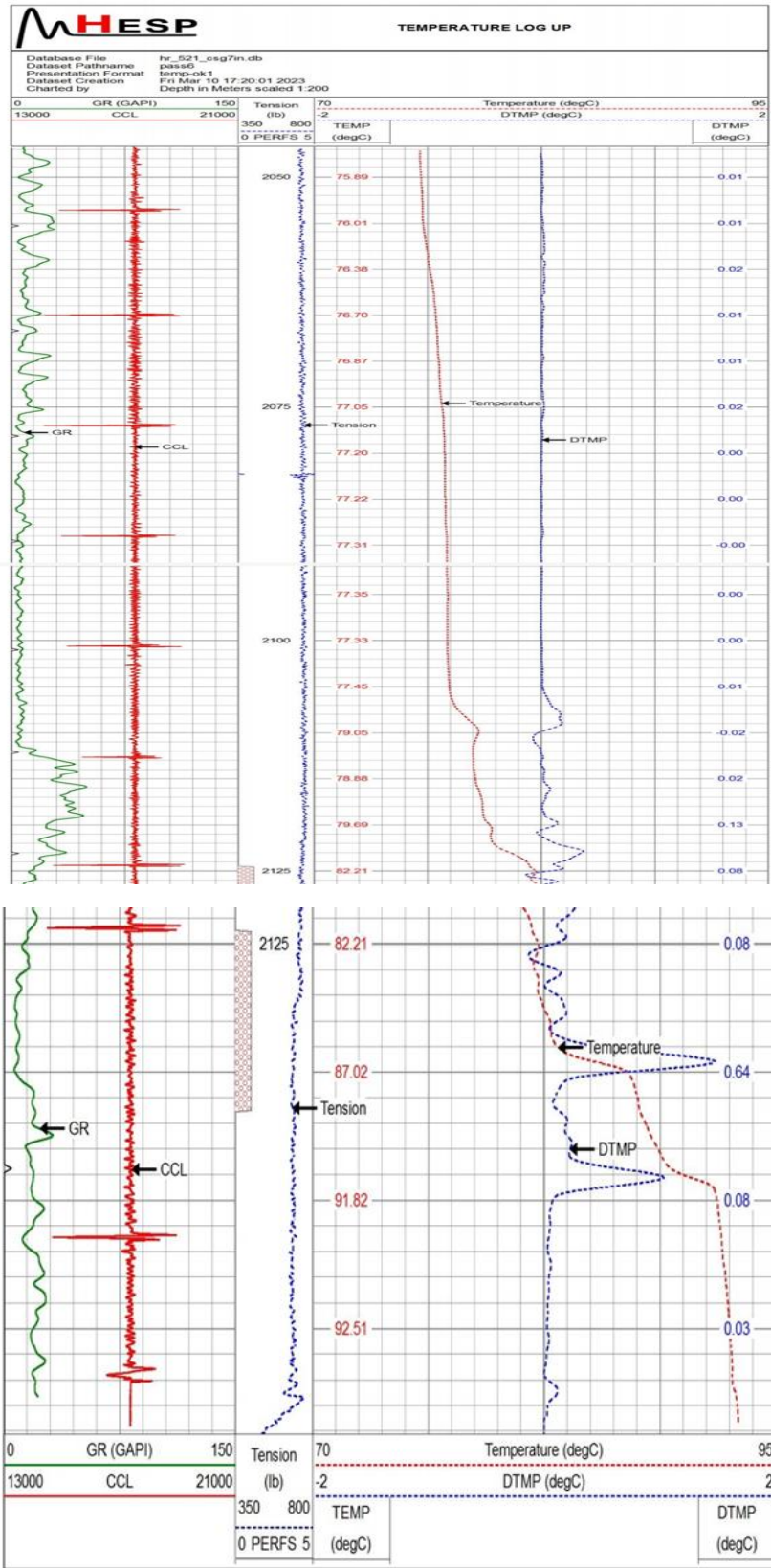


Figure 3 : log de température.

4. Schéma de frac

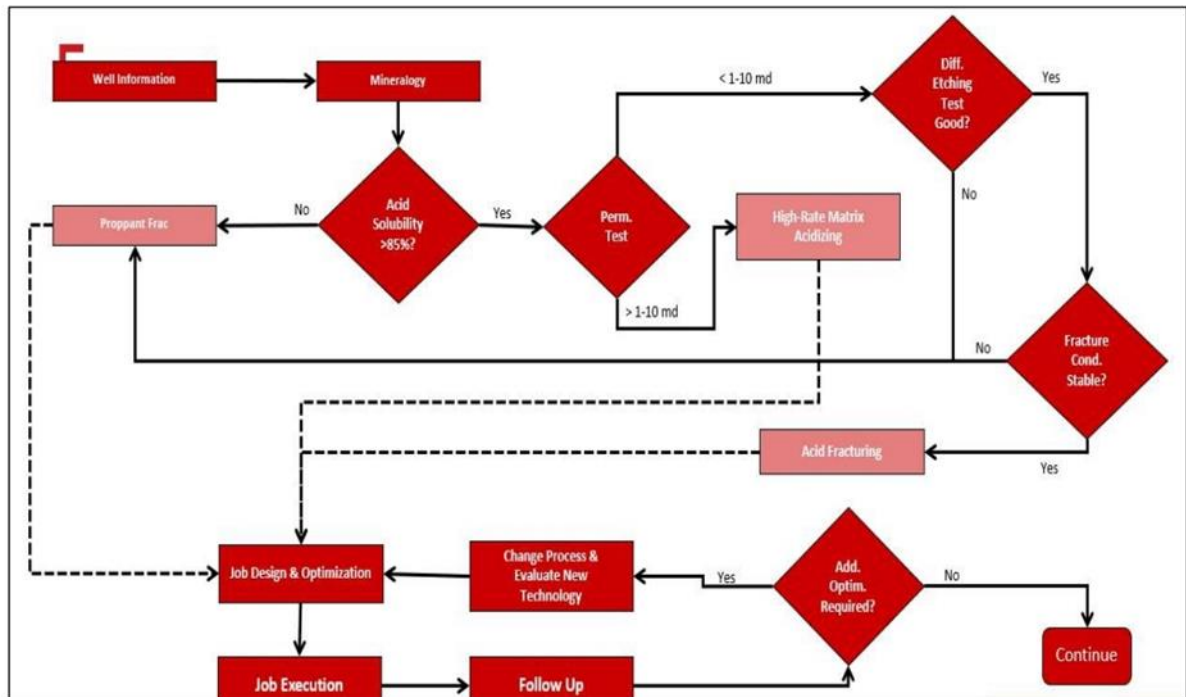


Figure 4 : Schéma de frac acide

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



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

6. Gohfer 3d

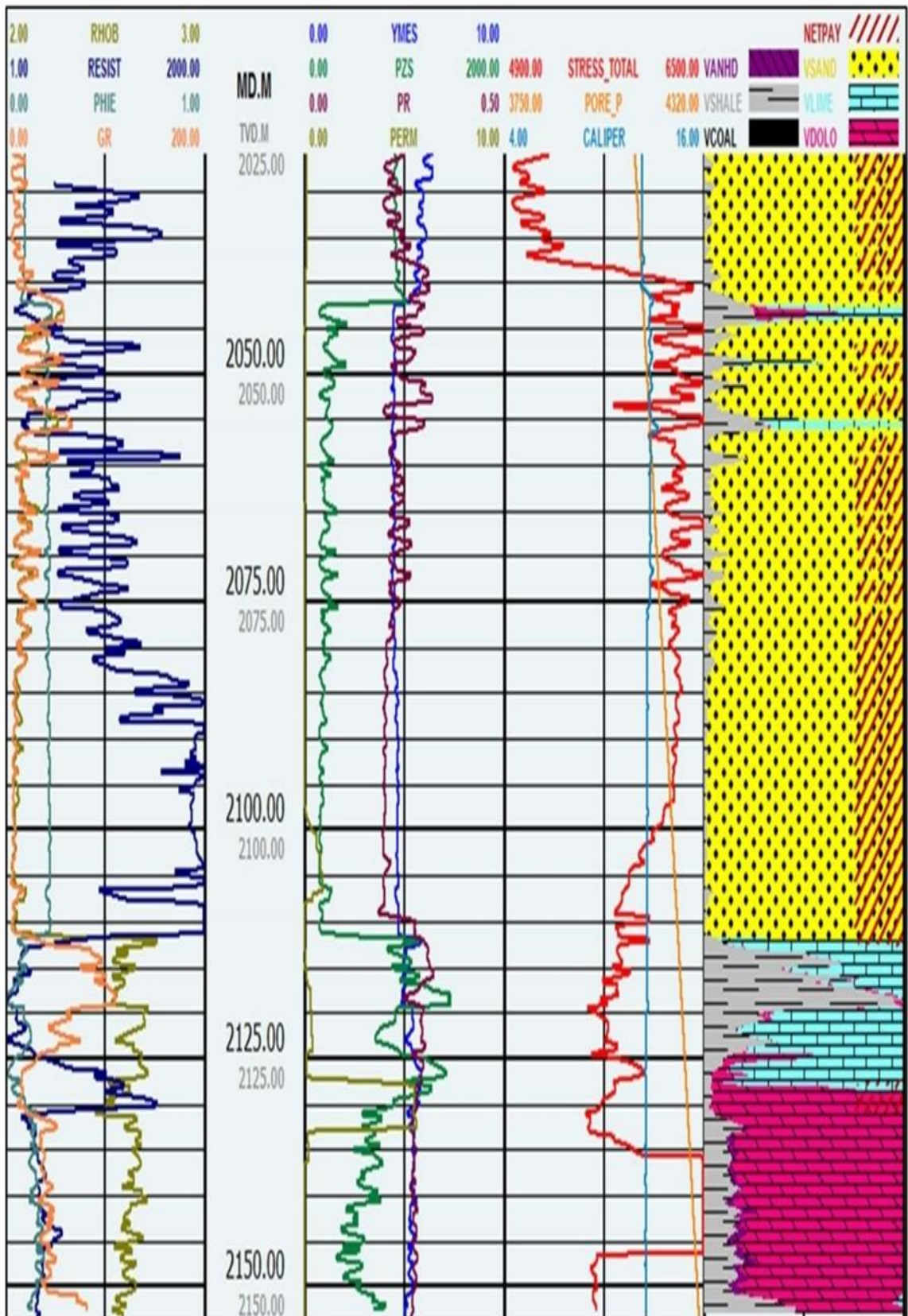


Figure 6: Gohfer 3d.

7. Test de pression et mettre en place PRV :

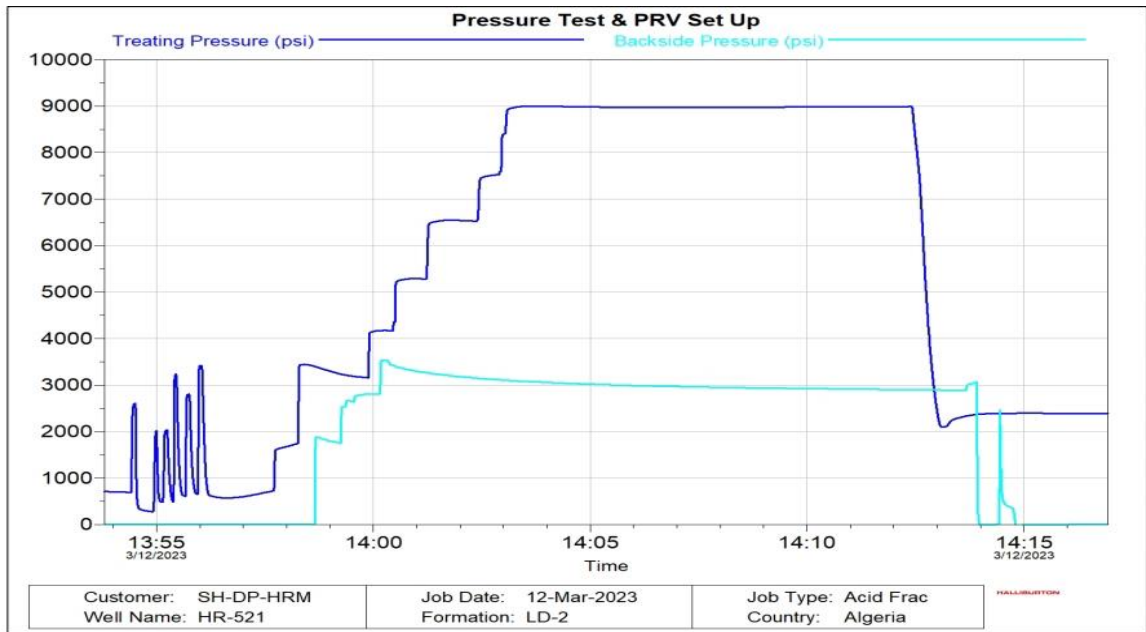


Figure 7 : Test de pression et mettre en place PRV.

8. Traitement de l'acide, phase 1 :

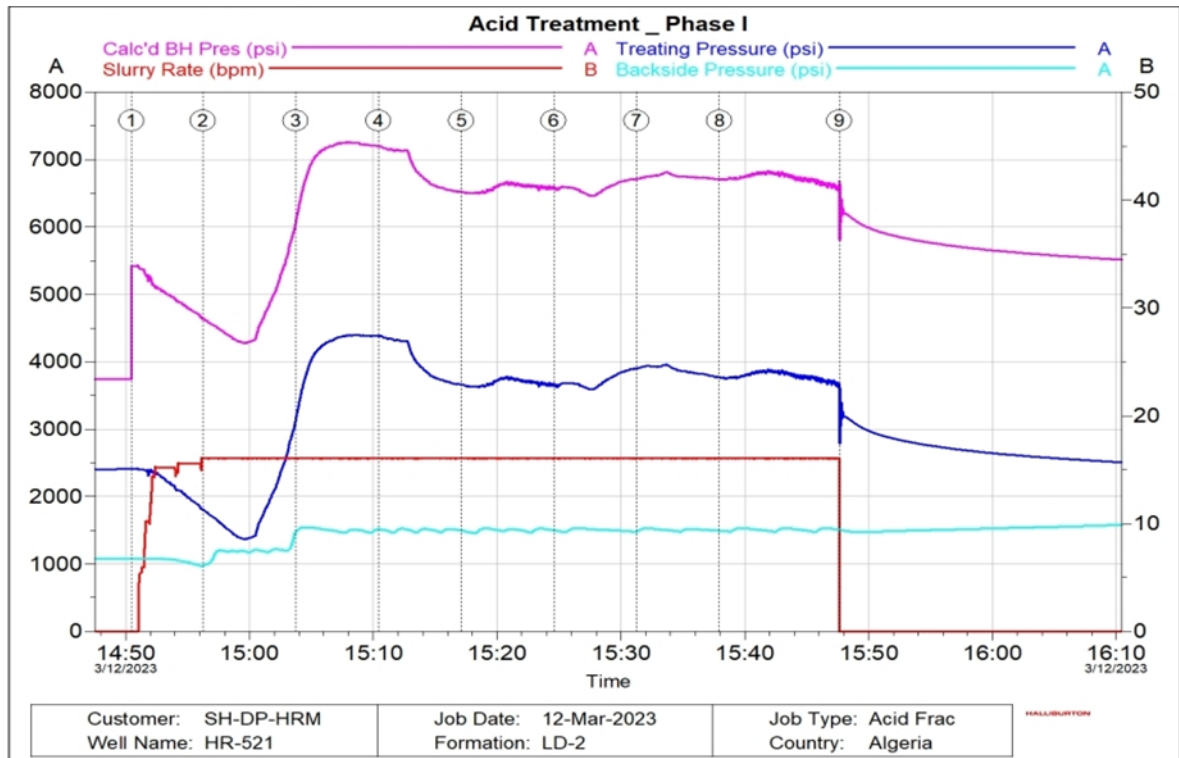


Figure 8 : Traitement par acide, phase 1.

9. Traitement de l'acide, phase 2 :

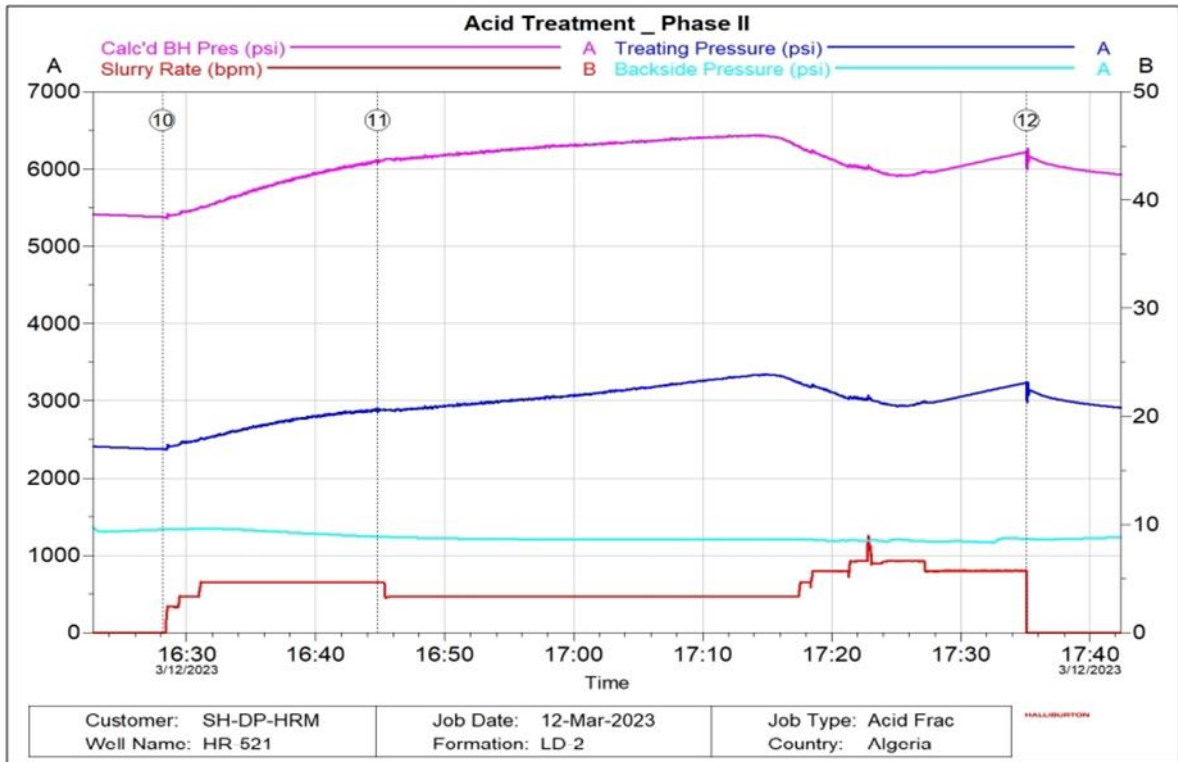


Figure9 : Traitement par acide, phase 2.

10. Pression net Plot :

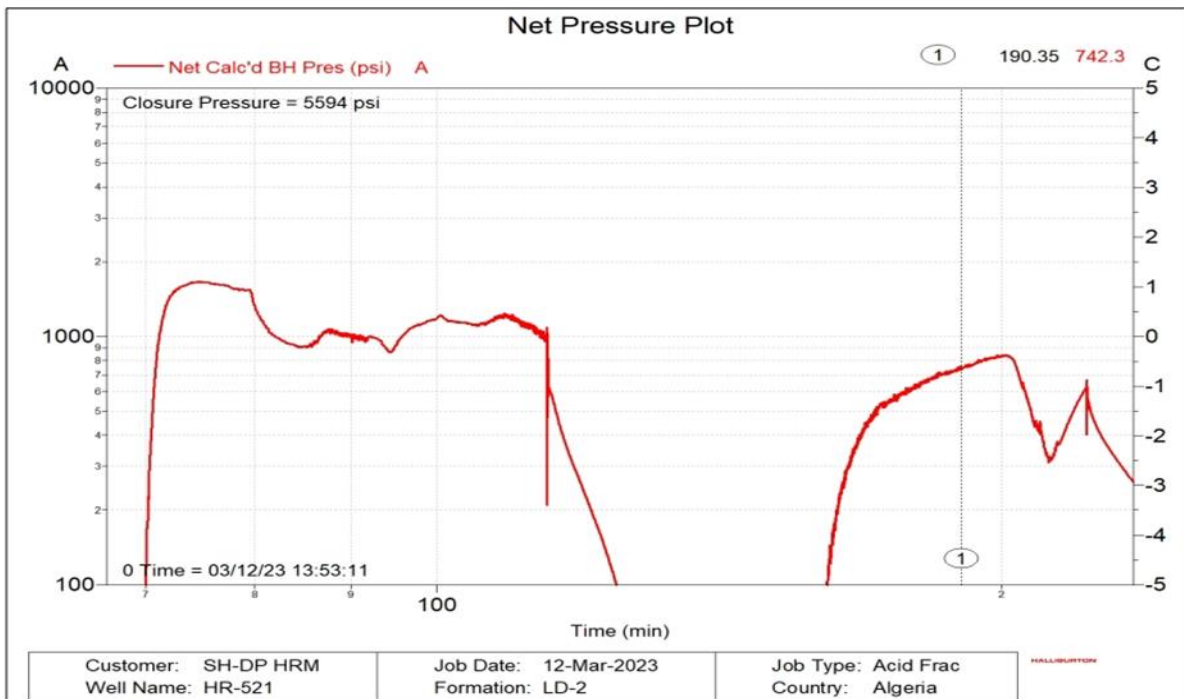


Figure10 : Diagramme de pression net.

11. La géométrie des autre puits :

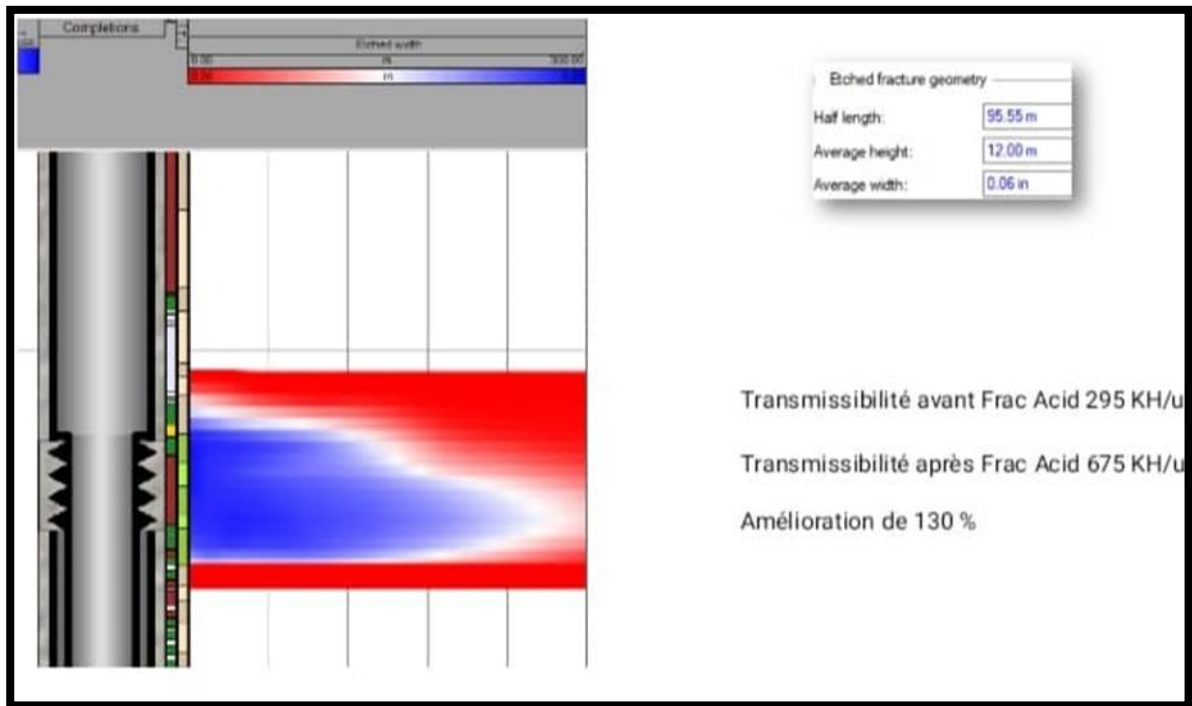


Figure11 : la géométrie de frac.

12. Résultat de simulation pour le puits HRXX2 :

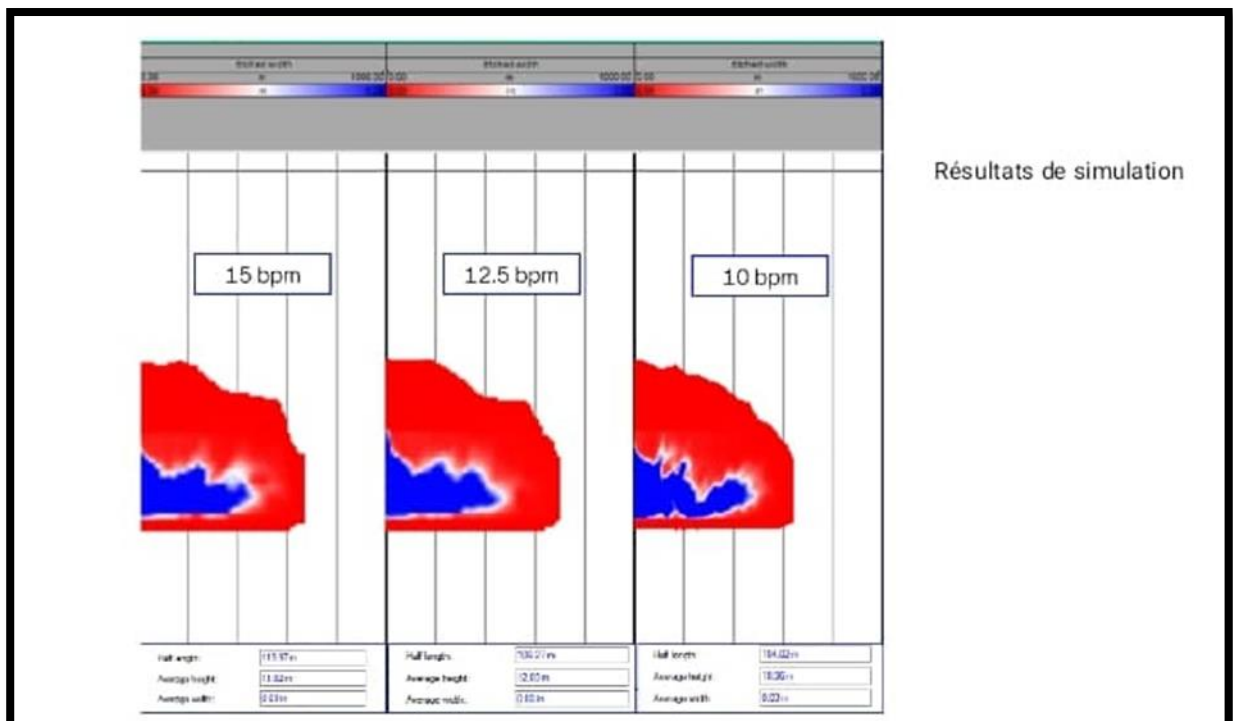


Figure12 : Résultat de simulation.