

N° Série : ...../2022

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

**Département de Production des Hydrocarbures**

**MÉMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option : Production Professionnel**

Présenté Par :

**GHERBI Abdenour**

**ATMANE Rahma**

**ZEHOUANI Fatima Zohra**

-THEME-

---

**ETUDE ET EVALUATION DES ESSAIS AUX PUITTS ( MD-746, HTFN9, HTF14 )  
DANS LE CHAMP DE HASSI MESSAOUD**

---

Soutenue le : 06 / 06 / 2022 devant la commission d'examen

**Jury :**

|               |                        |     |               |
|---------------|------------------------|-----|---------------|
| President :   | Mr. . BOUCHIREB Ouahab | MCB | Univ. Ouargla |
| Examinateur : | Mr TOUAHRI Abdeldjebar | MCB | Univ. Ouargla |
| Encadreur :   | Mr. BRAHMIA Nabil      | MCB | Univ. Ouargla |

Année Universitaire 2021/2022



## *DEDICACE*

*Au nom de DIEU, le tout miséricordieux Je  
dédie ce modeste travail*

*A ma mère, Ma raison de vivre, qui m'a  
accompagné durant les moments les plus rudes  
de ce long parcours de mon éducation.*

*A mon père, En signe d'amour, de  
reconnaissance et de gratitude, celui qui a  
sacrifié sa vie afin de me voir grandir et réussir  
dans la vie.*

*A mes chères sœurs et chers frères et leurs  
familles, Aucun mot, aucun signe ne pourront  
décrire votre implication dans mon  
épanouissement.*

*A mon chat « BICHO »*

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

*A tous mes amis, En témoignage de l'amitié  
sincère et du soutien inébranlable que vous  
m'avez apporté notamment mes chères collègues  
de travail : Abdnoure, Romaïssa.*

*Et ceux et celles qui m'aident dans mon travail.*

*Rahma ATMANE*





## *DEDICACE*

*Quoi que de plus que de pouvoir partager les meilleurs moments de sa vie avec les êtres qu'on aime.*

*Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail à :*

*L'âme de Ma mère : maman chérie qui m'a tout donné je t'aimerais toujours merci pour toutes vos prières et tous vos messages de soutien dans mes moments les plus difficiles ...رحمة الله عليك...*

*Mon père : À mon soutien dans ce monde et à ceux qui ont travaillé dur dans mon chemin et m'ont appris le sens de la lutte et m'ont conduit vers ce que je suis, mon honorable père, que Dieu le garde pour moi.*

*A mes chers frères : OMAR, MAHDI, KHAYRO, YUCEF, MAROUANE et TAREK et mon petit Mohamed ISLAM que Dieu les protège et prolonge leur vie.*

*A ma copine : ma chérie Marwa Habes*

*A mes adorables amies RAHMA ET ABDENOUR*

*A mes enseignants de l'Université de KASDI MERBAH Ouargla*

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

*Zehouani Fatima Zohra*





## DEDICACE

J'ai dédié ce travail à :

l'âme de mon très cher père, llah yrahmo  
j'aurais aimé que tu sois avec nous dans nos

A ma mère, <sup>joies</sup> Rabi yahfedhha  
Tu es tout pour moi

A mes frères, qui m'a toujours soutenu.  
ma sœur qui se sont mariés récemment rabi

yhanniha  
A mon trinôme qui, malgré leur  
traumatisme et leur détresse, a fait ce  
travail.

Chers enseignants, je tiens à vous remercier  
pour vos grands efforts  
Et tous ceux qui ont cru en moi

Abdenour Gherbi







## Remerciements


*Avant tout, on remercie Dieu le Tout-puissant,  
de nous avoir donné la force, la patience et la  
volonté pour accomplir ce travail*

*À Notre encadreur Dr BRAHMIA Nabil qui a  
su nous guider dans le choix de sujet et  
d'élaborer notre travail de recherche.*

*Ainsi que tous nos enseignants de l'université  
KASDI MERBAH OUARGLA, pour tout le  
savoir qu'ils nous ont donné.*

*Notre profond remerciement pour les membres  
du jury Mr. . BOUCHIREB Ouahab et Mr  
TOUAHRI Abdeldjebar qui ont accepté  
d'évaluer ce travail. Chaleureux remerciement  
pour toutes nos familles qui nous soutiennent  
durant la réalisation de ce travail.*

*On remercie aussi Mr LAHLOH Messaoud et  
Mlle DAOUDI Hanan pour nous aider à  
terminer ce travail.*



## RESUME

### Résumé :

Le but de ce travail est l'optimisation de la production des puits pétroliers (MD-746, HTF-N9, HTF-14 champs Hassi Messaoud) qui ont connu diminution remarquable de débit d'huile (MD746=11.17 m<sup>3</sup>/h , HTFN-9= 14.08 m<sup>3</sup>/h ,HTF-14=6.86m<sup>3</sup> /h ). Les tests aux puits effectués par l'entreprise Sonatrach Direction Engineering & Production Département Techniques de Puits dans la période 2015/2021 ont été analysés et interprétés par le logiciel Saphir les résultats obtenus montrent que les puits MD-746 et HTF-N9 sont endommagés par un Skin positive égale MD-746 (S= 0.84) et HTF-N9 (S=2.82) ainsi l'analyse de l'opération du mini fracturation montre que la fracturation hydraulique sera efficace uniquement dans le puitsHTF-N9 ,Le travail réalisé montre l'importance des tests au puits dans l'évaluation de production, détermination des anomalies et constituent un outil d'aides à la décision aux ingénieurs.

**Mots clés :** Logiciel Saphir, test (DST, BU, PFS), Skin d'endommagement, Mini Frac.

### Abstract:

The purpose of this work is the optimization of the production of oil wells (MD-746, HTF-N9, HTF14 Hassi Messaoud fields) which have experienced a remarkable decrease in oil flow rate (MD746=11.17 m<sup>3</sup>/h , HTFN-9= 14.08 m<sup>3</sup>/h ,HTF-14=6.86m<sup>3</sup> /h ). The well tests carried out by the company Sonatrach Direction Engineering & Production Department Techniques of Well in the period 2015/2021 were analyzed and interpreted by the software Saphir the results obtained show that the wells MD-746 and HTF-N9 are damaged by a positive Skin equal MD-746 (S = 0.84) and HTF-N9 (S = 2.82) so the analysis of the operation of the mini fracturing shows that hydraulic fracturing will be effective only in the well HTF-N9,The work done shows the importance of well testing in the evaluation of production, determination of anomalies and constitute a decision support tool for engineers.

**Key words:** Saphir software, test (DST,BU, PFS), Damage Skin ,Mini Frac .

### ملخص:

الغرض من هذا العمل هو دراسة امكانية تحسين إنتاج آبار النفط (HTF14 ، HTF-N9 ، MD-746) حقل حاسي مسعود التي شهدت انخفاضا ملحوظا في تدفق النفط ( MD746=11.17 m<sup>3</sup>/h , HTFN-9= 14.08 m<sup>3</sup>/h ,HTF-14=6.86m<sup>3</sup> /h ) تم تحليل وتفسير اختبارات الآبار التي أجرتها شركة Sonatrach Direction Engineering & Production Well Technical Department في الفترة 2021/2015 بواسطة برنامج Saphir. وأظهرت النتائج التي تم الحصول عليها أن الآبار MD-746 و HTF-N9 تضررت بفعل عامل الضرر الايجابي يساوي MD-746 (S = 0.84) HTFN9S=2.82 وبالتالي يوضح تحليل عملية التكسير المصغر أن التكسير الهيدروليكي لن يكون فعالا إلا في بئر HTF-N9 ، يُظهر العمل الذي تم تنفيذه أهمية اختبارات البئر في تقييم الإنتاج وتحديد الحالات الشاذة ويشكل أداة اتخاذ القرار للمهندسين .

**الكلمات المفتاحية:** برنامج Saphir ، اختبار (DST) ، BU ، PFS ، الضرر ، Mini Frac .

# Sommaire

Dédicaces

Remerciement

Résumé

Sommaire

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste des abréviations

|  |    |
|--|----|
| Introduction Générale .....  | 1  |
| I CHAPITRE I : Les tests aux puits .....                                     | 3  |
| I.1 Introduction : .....   | 4  |
| I.2 Principe des essais de puits : .....                                     | 4  |
| I.3 L'objectif d'un essai de puits .....                                     | 4  |
| I.3.1 L'objectif de l'essai de puits selon le type de puits: .....           | 5  |
| I.4 Les différents Types de l'essai de puits : .....                         | 5  |
| I.4.1 Test en débit (Draw-down test): .....                                  | 6  |
| I.4.2 Test de remonté de pression (Build-up test) : (Fig I.3).....           | 6  |
| I.4.3 Test de puits d'injection .....  | 7  |
| I.4.4 Test d'interférence et d'impulsion : .....                             | 8  |
| I.4.4.1 Application pratique des tests d'interférence et d'impulsion : ..... | 8  |
| I.4.5 Le Drill Stem Test (DST): .....  | 8  |
| I.4.5.1 Procédure d'un DST .....   | 9  |
| I.4.5.2 Les équipements du fond de DST .....                                 | 9  |
| I.4.5.3 Types des DST : .....  | 12 |
| II CHAPITRE II : Facteur de Skin .....                                       | 13 |
| II.1 Introduction : .....  | 14 |
| II.2 Définition : .....  | 14 |
| II.3 Skin d'endommagement : .....  | 15 |
| II.4 Skin infinitésimal : .....  | 15 |
| II.5 Skin d'épaisseur finie .....  | 16 |

## SOMMAIRE.....

---

---

|           |  |    |
|-----------|--|----|
| II.6      | Rayon effectif : .....                                   | 17 |
| II.7      | Les différentes origines de pseudo-skin : .....          | 17 |
| II.7.1    | Skin de perforation : .....                              | 17 |
| II.7.2    | Skin dû à la pénétration partielle : .....               | 18 |
| II.7.3    | Skin d'inclinaison (Skin de déviation) : .....           | 19 |
| III       | CHAPITRE III: Test Mini Frac .....                       | 20 |
| III.1     | Introduction .....                                       | 21 |
| III.2     | Les tests de Fracturation Hydraulique : .....            | 21 |
| III.2.1   | Test d'injectivité .....                                 | 22 |
| III.2.2   | Thermométrie .....                                       | 22 |
| III.2.3   | Le test de mini frac .....                               | 22 |
| III.2.3.1 | Step rate test (Test de débit par incrément).....        | 23 |
| III.2.3.2 | Pump In Flow back test (PIFB).....                       | 24 |
| III.2.3.3 | Pressure Decline Test (test de déclin de pression) ..... | 26 |
| III.2.3.4 | La courbe de G fonction : .....                          | 32 |
| III.2.3.5 | La pression de fermeture (Pc) : .....                    | 32 |
| III.2.3.6 | Analyse des pressions au cours du traitement : .....     | 33 |
| III.2.3.7 | Design de mini-frac .....                                | 33 |
| IV        | CHAPITRE IV: Etude de cas .....                          | 35 |
| IV.1      | Champ de Hassi Messaoud : .....                          | 36 |
| IV.2      | Description et utilisation du logiciel Saphir : .....    | 39 |
| IV.3      | Discussion des résultats: .....                          | 41 |
| IV.3.1    | Le puits MDZ-746 : .....                                 | 41 |
| IV.3.1.1  | DST du 08/01/2020 au 14/01/2020 : .....                  | 41 |
| IV.3.1.2  | PFS du 27/11/2020 : .....                                | 46 |
| IV.3.2    | Le puits HTFN9 : .....                                   | 48 |
| IV.3.2.1  | DST du 23 au 28/04/2017 : .....                          | 49 |
| IV.3.2.2  | Fracturation hydraulique du 26/04 à 02/05/2021 : .....   | 51 |
| IV.3.3    | Le puit HTF-14 : .....                                   | 61 |
| IV.3.3.1  | BUILD UP 25/11 jusqu'à 06/12/2015 .....                  | 61 |
| IV.3.3.2  | Fracturation hydraulique 22/25 aout 2021: .....          | 62 |
| IV.3.3.3  | Build Up 15/10/2021 jusqu'à 23/10/2021 : .....           | 71 |
| V         | CONCLUSION.....  | 73 |

Liste des annexes



## Liste des figures :

|   |           |
|---|-----------|
| Figure I-1 Principe des essais de puits .....   | 4         |
| Figure I-2 Draw-down test.....  | 6         |
| Figure I-3 Build up test.....   | 7         |
| Figure I-4 Les équipements du fond de DST .....   | 10        |
| <b>Les étapes de démarrage de DST: (Fig I-5 ).....</b>  | <b>11</b> |
| Figure I-6 Les étapes de démarrage de .....   | 11        |
| Figure I-7 Fin DST.....   | 12        |
| Figure I-8 Types des DST .....  | 12        |
| Figure II-1 Effet de skin à proximité du puits.....   | 14        |
| Figure II-2 Profil des pressions dans la formation.....   | 16        |
| Figure II-3 Skin d'épaisseur finie .....  | 16        |
| Figure II-4 Skin de Rayon effectif.....   | 17        |
| Figure II-5 Skin de perforation .....   | 18        |
| Figure II-6 Effet de pénétration partielle .....  | 18        |
| Figure II-7 Skin d'inclinaison.....   | 19        |
| Figure III-1 La fracture relie la formation au trou du puits; au-delà de la zone endommagée .....                           | 23        |
| Figure III-2 Teste Step rate .....  | 24        |
| Figure III-3 Variation de la pression en fonction du débit pendant le SRT et estimation de la pression de propagation ..... | 24        |
| Figure III-4 Pression nette de rupture(NFP) par rapport la complexité du réseau de fractures .....                          | 25        |
| Figure III-5 Profil de pression typique du mini-frac (avec flowback).....   | 26        |
| Figure III-6 Test de déclin de pression. ....   | 27        |
| Figure III-7 Illustration de la méthode de la racine carrée du temps .....  | 29        |
| Figure III-8 Normal Leak-off.....   | 30        |
| Figure III-9 Pressure Dependent Leak-off.....   | 30        |
| Figure III-10 Fracture Tip Extension .....  | 31        |
| Figure III-11 Transverse Fracture Storage /Fracture Height Recession .....  | 31        |
| Figure III-12 Courbe de G- Function.....  | 32        |
| Figure III-13 La pression de fermeture à base de shut-in test.....  | 32        |
| Figure III-14 Propagation de pression. ....   | 33        |
| Figure IV-1 Situation géographique du champ de Hassi Messaoud (WEC 2007) .....  | 37        |
| Figure IV-2 Description du logiciel Saphir .....  | 39        |

LISTE DES FIGURES .....

|  |    |
|--|----|
| Figure IV-3 : Capture les courbes d'interprétation par l'outil de Saphir (DST).....                      | 40 |
| Figure IV-4 Plan d'analyse des données.....  | 40 |
| Figure IV-5 la position de puits MD746 avec ces puits voisins .....                                      | 41 |
| Figure IV-6 Lecture DATA DST avec l'ordinateur .....   | 42 |
| Figure IV-7 History Plot (ouvertures et fermetures) du puits MD-746.....                                 | 43 |
| Figure IV-8 Log- Log Plot de puits MD-746.....   | 44 |
| Figure IV-10 Horner Plot de puits MD-746 .....   | 45 |
| Figure IV-12 Semi-Log Plot de puits MD-746.....  | 46 |
| Figure IV-13 Raw Data du Puits (Pression en Fonction du Temps) et Gradient Statique de puits MD-746..... | 47 |
| Figure IV-14 Historique de production MD 746 .....   | 48 |
| Figure IV-15 la position de puits HTFN-9 avec ces puits voisins .....                                    | 48 |
| Figure IV-16 History Plot (ouvertures et fermetures) du puits HTFN-9 .....                               | 50 |
| Figure IV-17 Log-Log Plot(A) , Horner Plo(B) du puits HTFN 9 .....                                       | 50 |
| Figure IV-19 Journal de température post-DataFRAC.....   | 51 |
| Figure IV-20 Breakdown-Injection / Naphta-Xylene .....   | 53 |
| Figure IV-21 Step Rate Test Plot.....  | 54 |
| Figure IV-22 Traitement Data frac test du puits HTFN-9 .....   | 55 |
| Figure IV-23 Match Plot de pression Data Frac .....  | 56 |
| Figure IV-24 G-Function du puits HTFN-.....  | 57 |
| Figure IV-25 La géométrie de frac de Data Frac .....   | 57 |
| Figure IV-26 MainFRAC Treatment Plot.....  | 59 |
| Figure IV-27 Historique de production HTFN9 .....  | 60 |
| Figure IV-28 Position de puits HTFN-9 avec ces puits voisins.....  | 61 |
| Figure IV-29 Log-Log Plot de Build up HTF-14 .....   | 61 |
| Figure IV-30 Enregistrement de température .....   | 62 |
| Figure IV-31 Breakdown-Injection HTF14 .....   | 63 |
| Figure IV-32 Data frac test du puits HTF14.....  | 65 |
| Figure IV-33 ISIP de Mini Frac .....   | 66 |
| Figure IV-34 A) Square Root MiniFrac , B)G-fonction de MiniFrac .....                                    | 67 |
| Figure IV-35 Minifrac Match FracProPT .....  | 68 |
| Figure IV-36 la géométrie de la fracture.....  | 68 |
| Figure IV-37 Traitement principale .....   | 70 |
| Figure IV-38 Log-Log Plot Build Up HTF-14 .....  | 72 |
| Figure IV-39 Historique de production HTF 14 .....   | 72 |

## Liste des tableaux

|  |    |
|--|----|
| Tableau III-1 Fonctions du temps utilisées pour déterminer FCP ..... | 28 |
| Tableau IV-1 DATA DST du puits MD-7461 .....                         | 42 |
| Tableau IV-2 Jaugeage 12/01/2020 du DST de puits MD-746 .....        | 44 |
| Tableau IV-3 Data P et T de PFS du puits MD-746 .....                | 47 |
| Tableau IV-4 Jaugeage DST 26/04/2017 du puits HTFN-9 .....           | 49 |
| Tableau IV-5 Breakdown/Injection Stage des pompes mesurées .....     | 52 |
| Tableau IV-6 Données du data frac test du puits HTFN-9 .....         | 54 |
| Tableau IV-7 Résultats d'analyse Data frac du puits HTFN-9 .....     | 58 |
| Tableau IV-8 Données du data frac test du puits HTF14 .....          | 65 |
| Tableau IV-9 Résultats d'analyse Data frac du puits HTF14 .....      | 69 |
| Tableau IV-10 DATA de BU : .....                                     | 71 |

## SYMBOLES ABRÉVIATIONS.....

### Symboles – Abréviations

|   |   |
|---|---|
| <b>A</b> : Surface                                    | <b>T</b> : La température.  |
| <b>Bo</b> : Facture volumétrique.                     | <b>t</b> : Le temps.  |
| <b>BU</b> : Build up.                                 | <b>WBS</b> : Well bore Storage.   |
| <b>DST</b> : Drill Stem Test.                         | <b><math>\phi</math></b> La porosité.                                   |
| <b>GOR</b> : Gaz Oil Ratio.                           | <b><math>\mu</math></b> : La viscosité cinématique.                     |
| <b>h</b> : Epaisseur.                                 | <b><math>\omega</math></b> : Capacité des fissur                        |
| <b>IP</b> : Indice de productivité.                   | <b><math>\emptyset</math></b> : Diamètre de duse.                       |
| <b>K</b> : Perméabilité.                              | <b><math>\lambda</math></b> : Coefficient d'échange entre deux couches. |
| <b>Ks</b> : Perméabilité de la zone endommagée.       | <b><math>\Phi</math></b> : Angle de perforation.                        |
| <b>r'w</b> : Rayon du puits effectif.                 | <b>Swb</b> : Skin de l'effet de well bore.                              |
| <b>S</b> : Coefficient de Skin.                       | <b>L</b> : Distance ou longueur d'un drain horizontal.                  |
| <b>S'</b> : Skin dû à l'écart de darcy.               | <b>L<sub>perf</sub></b> : Longueur des perforation                      |
| <b>Sani</b> : Skin d'anisotropie de perméabilité.     | <b>P</b> : Pression.  |
| <b>Sdp</b> : Skin double porosité.                    | <b>P<sub>b</sub></b> : Pression de bulle.                               |
| <b>Sf</b> : Skin dû à la fracturation hydraulique.    | <b>P<sub>i</sub></b> : Pression initiale.                               |
| <b>Sg</b> : Saturation en gaz.                        | <b>PLT</b> : Production Logging Tool.                                   |
| <b>SL</b> : Skin résultant de l'effet des couches.    | <b>P<sub>tête</sub></b> : Pression de tête.                             |
| <b>Sm</b> : Skin de matrice.                          | <b>PVT</b> : Pression volume température.                               |
| <b>Sm</b> : Skin multiphasique.                       | <b>P<sub>wf</sub></b> : Pression dans le fond du puits.                 |
| <b>So</b> : Saturation d'huile.                       | <b>Q</b> : Débit.   |
| <b>Sp</b> : Skin de perforation.                      | <b>Q<sub>g</sub></b> : Débit de gaz.                                    |
| <b>Spp</b> : Skin de pénétration partielle.           | <b>Q<sub>o</sub></b> : Débit d'huile.                                   |
| <b>St</b> : Skin total.                               | <b>Q<sub>w</sub></b> : Débit d'eau.                                     |
| <b>Sth</b> : Skin horizontal.                         | <b>r<sub>s</sub></b> : rayon d'endommagement.                           |
| <b>SV</b> : Skin de l'effet de convergence verticale. | <b>rw</b> : rayon du puits  |
| <b>Sw</b> : Saturation de l'eau.                      |   |

**HZP** : Hors zone périphérique  
**QH** : Quartzites hamra  
**ISIP** : Instantaneous Shut-In Pressure  
**PAD**: Linéaire gel  
**PrePad**: Crosslinked Gel  
**LPP** : Last pumping presseur  
**CBL**: Ciment band logging  
**bbbl** :Baril  
**bpm** : Baril par minute  
**PPA** :Pad par additifs  
**Pg** : Pression de gisement (psi)  
**Pf** : Pression de fond (psi)  
**PFD** : Pression de fond dynamique (psi)  
**PFS** : Pression de fond statique (psi).  
**H** : Hauteur(m)  
**hf** : Hauteur de la fracture.  
 **$\eta$** : L'efficacité du fluide de traitement  
**Gf** : Gradient de fracture (psi/ft).  
**X<sub>L</sub>** : Longueur de fracture (m).  
**W<sub>f</sub>** : Largeur de fracture (m).  
**t - t<sub>o</sub>** : Durée de filtration (min).  
**T** : Temps de pompage (min)  
**Q** : Débit d'injection (bpm).  
**P<sub>net</sub>** : La pression nette dans la fracture (Psi).  
**V<sub>pad</sub>** : Volume de pad (bbbl).



## **Introduction Générale**

Le pétrole et le gaz jouent un rôle très important et capital dans l'industrie de plusieurs pays dont leur économie s'appuie principalement sur l'exploitation et la commercialisation de ces sources d'énergie [01].

Dans le domaine de la production des hydrocarbures beaucoup des techniques sont utilisées, donc le producteur doit connaître les conditions des puits producteurs et injecteurs pour avoir la meilleure performance du réservoir, beaucoup d'informations obtenues à partir de l'essai de puits. Les données des tests aux puits ont constitué par leur application des progrès considérables dans le monde. Les tests aux puits fournissent des informations sur les réservoirs et sur les puits. S'ajoute aux données petros-physiques et géologiques qui sont utilisés conjointement pour construire un model réservoir capable de prévoir les performances du champ pour divers scénarios de développement [02].

Cette étude est basée sur trois puits producteurs d'huile marquée par une chute de production remarquable (MD746=11.17 m<sup>3</sup>/h, HTFN-9= 14.08 m<sup>3</sup>/h, HTF-14=6.86m<sup>3</sup> /h). les puits se trouvent dans le champ Hassi Messaoud. Le logiciel Saphir constitue l'outil d'interprétation des données dans ce mémoire. Il existe des tests en trou ouvert et en trou tubé. Chaque type de ces tests possède des avantages et inconvénients. Comme, il existe des différents trains de tests. Ils se diffèrent entre eux par la technique de construction et leurs principes de fonctionnement. Mais, ils ont le même objectif d'avoir des ouvertures (débit) et des fermetures (build up)/ L'évaluation de l'opération de mini fracturation serve à juger l'efficacité de l'opération de fracturation hydraulique, opération couteuse sur le puits.

Le gisement du champ d'Hassi-Messaoud a connu des problèmes influençant la productivité ou l'injectivité des puits. Certains de ces problèmes est liés au Skin d'endommagement. Dans le cadre de ce travail on s'intéresse plus particulièrement à l'étude et évaluation de Skin à partir de l'interprétation des tests de puits pour trouver des solutions à ces problème.

- **Problématique de la recherche**

L'effet du Skin qui par conséquent est une perte de charge supplémentaire entraine une diminution de l'index de productivité et/ou d'injectivité et cause plusieurs phénomènes tels que : les dépôts de sel, colmatages asphaltés...etc. Ce travail s'intègre dans la volonté de mieux comprendre la valeur de Skin à partir de l'interprétation des essais de puits en vue de trouver une solution à cette perte de charge, ainsi que la fracturation hydraulique vise à

augmenter (ou rétablir) la perméabilité, et par conséquent, la productivité et le débit de production.

- **Objectifs de la recherche**

- Détecter l'endommagement ainsi que son origine en utilisant le logiciel Saphir pour l'interprétation des différents tests (Build Up, DST, Fall Off...).
- Analyse et interprétation des données par le logiciel Saphir pour détecter la présence du Skin.
- Étudier les solutions prises pour remédier à la chute de pression et de débit, tel que l'acidification et la fracturation hydraulique... etc.
- Discuter des résultats de tests Mini Frac pour confirmer à continuer l'opération du Fracturation hydraulique sur les formations géologiques peu perméables.

- **Méthodologie du travail**

- Définition des tests de puits (DST, Build Up, Draw down, Fall Off...) dans le gisement de Hassi-Messaoud.
- Définition du paramètre d'endommagement (Skin d'endommagement) et en propose des solutions prises pour remédier à chute de pression et de débit et en définir le design de stimulation fracturation hydraulique (Analyse Mini Frac).

- **Organisation du mémoire**

Le mémoire commence par une introduction, problématique et objectifs du travail par la suite nous avons : **Chapitre I** : Les tests aux puits

**Chapitre II** : Facteur Skin

**Chapitre III** : Mini fracturation

**Chapitre VI** : Etude de cas

Enfin la conclusion qui rappelle les résultats obtenue à partir de cette étude.

# **CHAPITRE I :**

# **Les tests aux puits**

## I.1 Introduction :

Les essais de puits est une opération en surface au fond affectant un ou plusieurs puits consistant à faire varier le débit d'un puits et à enregistrer les changements de pression au fond du puits correspondant aux débits en surface et exigent un équipement lourd et un personnel fortement qualifié

## I.2 Principe des essais de puits :

Le principe de base de l'essai de puits est de créer une perturbation (fermeture, ouverture ou changement du débit) dans le système (réservoir + fluide) et enregistrer la réponse transitoire de pression du puits, c'est l'interprétation qui fait l'identification du système de la manière suivante (Fig I .1 ) : [03]



Figure I-1 Principe des essais de puits

## I.3 L'objectif d'un essai de puits

Un puits dans un réservoir représente un système qui peut être caractérisé en exécutant un essai de puits. Le système est composé du puits, du réservoir et des limites, L'objectif d'un essai de puits, (en ce qui concerne l'analyse), est d'estimer les paramètres (tels que le **kh**, le **skin**, etc.) caractérisant chaque partie du système en établissant un modèle puits/réservoir/limites [04]

- Un réservoir soumis à des conditions de production telles que l'ouverture de puits, le changement de la taille de duse, la fermeture ou l'injection, sera soumis à des changements de pression au niveau du puits producteur. Les débits (enregistrés à la surface) et les changements de pression (enregistrée au fond du niveau du puits producteur), seront utilisés pour l'analyse [01].
- Les résultats d'analyse, associés à d'autres sources des informations, seront utilisés pour contribuer à obtiennent des paramètres tels que **kh**, **skin**, **Pg** etc.

Le produit perméabilité épaisseur « **kh** » indique le potentielle du puits (la capacité du fluide à se déplacer du réservoir vers le puits sur toute l'épaisseur du réservoir)

La qualité de l'interface entre le puits et le réservoir (skin) indique la possibilité d'améliorer la productivité du puits [01].

### **I.3.1 L'objectif de l'essai de puits selon le type de puits:**

✓ **Essai de puits d'exploration :**

- Pour connaître la nature du fluide en place
- Pour avoir une idée sur le régime de pression d'écoulement
- Pour obtenir une description des caractéristiques du réservoir à proximité du puits
- Pour obtenir une valeur de l'indice de productivité et du skin [04]

✓ **Essai de puits de développement :**

- Pour obtenir des échantillons des fluides de réservoir pour l'analyse PVT
- Pour établir les divers régimes d'écoulement descriptifs de la configuration du drainage dans le réservoir
- Pour obtenir une description des caractéristiques du réservoir du puits ( $kh$ ,  $p^*$ ) sur un plus grand rayon
- Pour obtenir une valeur de l'indice de productivité, du skin
- pour surveiller les paramètres d'origine[04]

### **I.4 Les différents Types de l'essai de puits :**

Les tests de puits peuvent être classés selon plusieurs critères [06]

**Selon la chronologie de test :** les tests initiaux (Drill Stem Test), tests potentiels, et tests périodiques.

**Selon le nombre de puits rentrant dans le test :** les tests à un seul puits (Build Up ; Draw Down ; Fall off), et les tests à plusieurs puits (Test d'interférence ; Pulse Test)

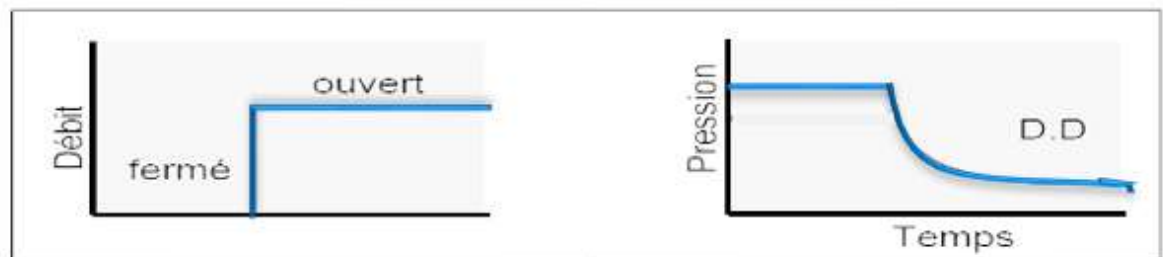
**Selon le type de puits :** Les tests des puits producteurs (Build Up ; Draw Down) et des tests des puits injecteurs (Injectivity Test ; Fall Off).



**Selon le mode de test** : En fermant le puits (Build Up ; Fall Off), en ouvrant le puits (Draw Down), en plusieurs fermetures et ouvertures successives (DST ; Interférence Test ; Pulse Test).

#### I.4.1 Test en débit (Draw-down test):

Un test Draw-down est simplement une série de mesures de pression au fond du trou effectuées pendant une période d'écoulement à débit de production constant. Habituellement, le puits est fermé avant le test d'écoulement pendant une période de temps suffisante pour permettre à la pression de s'égaliser dans toute la formation, c'est-à-dire d'atteindre la pression statique. Un schéma du débit idéal et de l'historique de la pression est illustré par la figure I.2. Les objectifs fondamentaux des tests Draw-down sont d'obtenir la perméabilité moyenne,  $k$ , de la roche réservoir dans la zone de drainage du puits et d'évaluer le degré de dommage ou de stimulation induit à proximité du puits de forage par les pratiques de forage et de complétion. D'autres objectifs sont de déterminer le volume poreux et de détecter les inhomogénéités du réservoir au sein de la zone de drainage du puits (Fig I.2). [06]



*Figure I-2 Draw-down test*

#### I.4.2 Test de remonté de pression (Build-up test) : Fig.I.3)

L'utilisation des données de Buildup a fourni à l'ingénieur de réservoir un outil supplémentaire utile dans la détermination du comportement du réservoir. L'analyse de Buildup test décrit l'accumulation de pression dans le puits de forage avec le temps après la fermeture d'un puits. L'un des principaux objectifs de cette analyse est de déterminer la pression statique du réservoir sans attendre des semaines ou des mois que la pression dans l'ensemble du réservoir se stabilise. Étant donné que l'accumulation de pression dans le puits de forage suivra généralement une tendance définie, il a été possible d'étendre l'analyse de Buildup pour déterminer :

- La perméabilité effective du réservoir ;

- L'étendue des endommagements de perméabilité autour du puits de forage.
- La présence de failles et dans une certaine mesure la distance aux failles ;
- Toute interférence entre puits producteurs.
- Les limites du réservoir où il n'y a pas de forte poussée d'eau ou où l'aquifère ne dépasse pas le réservoir d'hydrocarbures [07].



*Figure I-3 Build up test*

### Les avantages de test Build-up

Ce test est préférable par rapport à d'autres tests pour les raisons suivantes:

- Le contrôle de débit (puits fermé  $Q = 0$ ) ;
- La durée de l'effet de capacité peut être réduite ou éliminée en introduisant une vanne de
- fermeture au fond ;
- Le test peut être utilisé dans certains puits qui fonctionnent avec des moyens artificiels

(Pompage) [07].

### Les inconvénients de test Build-up

- Perte de production à la fermeture du puits ;
- Nécessite un débit constant pendant la période qui précède la fermeture

### I.4.3 Test de puits d'injection

Le test d'injectivité est un test de transitoire de pression lors de l'injection dans un puits. Les essais de puits d'injection et l'analyse associée sont fondamentalement simples, tant que le rapport de mobilité entre le fluide injecté et le fluide de réservoir est égal à l'unité. Les objectifs des essais d'injection sont similaires à ceux des essais de production, à savoir la détermination de : la perméabilité ; le skin ; la pression moyenne ; l'hétérogénéité du réservoir; le suivi du front[08] .

#### **I.4.4 Test d'interférence et d'impulsion :**

Les tests d'interférence et d'impulsion, également connus sous le nom de tests à puits multiples, impliquent plus d'un puits. Ces types de tests peuvent être utilisés pour obtenir une description adéquate du réservoir pour des systèmes homogènes (à la fois isotropes et anisotropes) et hétérogènes. Des solutions numériques doivent être utilisées pour analyser les données transitoires de pression provenant de systèmes hétérogènes. En même temps, c'est l'un des tests les plus importants et les plus utiles pour comprendre le comportement d'un puits lors d'une crue d'eau et de projets de récupération assistée du pétrole [08].

##### **I.4.4.1 Application pratique des tests d'interférence et d'impulsion :**

- **Tests d'interférence :**

-La modification du débit sur une longue durée dans un puits crée une interférence de pression dans un puits d'observation qui peut être analysé pour les propriétés du réservoir tel que la transmissif et la capacité de stockage.

- La technique d'analyse est simple en utilisant la correspondance des courbes de type (courbe du type exponentielle intégrale)

- **Test d'impulsion :**

-Un essai par pulse fournit des données équivalentes en utilisant des pulses de courte durée (avec des changements de pression observés plus faibles). Les paramètres suivants, tels que la diffusivité hydraulique, la transmissibilité et le stockage dans la formation, peuvent être estimés.

- Les valeurs du test d'impulsion sont beaucoup moins affectées par les conditions limites telles que les failles et les aquifères que les valeurs du test d'interférence.

- La technique d'analyse est plus compliquée et nécessite généralement un ordinateur.

#### **I.4.5 Le Drill Stem Test (DST):**

Le test Drill-Stem (DST) est l'une des techniques de complétion les plus importantes. C'est un type de complétion temporaire qui est utilisé pour évaluer la formation et inspecter les propriétés d'un réservoir.

La mesure des propriétés du réservoir par le DST peut être délivrée directement ou indirectement. Les mesures directes signifient que les données sont enregistrées lorsque

l'assemblage de l'outil était dans le trou. Ces mesures comprennent la pression statique du réservoir, la mesure du débit, l'épuisement du réservoir s'il a eu lieu pendant le test et l'obtention d'un échantillon de récupération des fluides de formation.

Cependant, la mesure indirecte ou les mesures empiriques sont les paramètres qui résultent de l'utilisation d'équations et comprennent, surtout, l'indice de productivité (PI), la perméabilité effective de la formation à l'écoulement du fluide, la transmissibilité de la formation, le facteur de Skin, le rayon de drainage du test d'investigation et la détection des anomalies du réservoir (telles que les barrières, les contacts fluides, les changements de perméabilité ou les zones stratifiées). [09]

Les fonctions DST primaires, qu'elles soient menées dans un trou ouvert ou les puits en castrer (cased wells), doivent :

Isolez la zone cible.

Contrôler le débit du puits.

Transporter le fluide à la surface.

Acquérir des données de fond de trou.

#### **I.4.5.1 Procédure d'un DST**

- ✓ Préparation : Le superviseur doit faire un rig visite pour savoir la situation et prendre les paramètres (densité, viscosité de la boue, poids du casing.)
- ✓ Le contacte : Contacter la société de services, la sécurité DP pour test du BOP, la société de services la veille.
- ✓ Réalisation d'un DST
- ✓ Le jour de l'ouverture : (1ere ouverture)
- ✓ Ouverture pour DST
- ✓ Fermer le puit pour Build up.
- ✓ Jour de la circulation

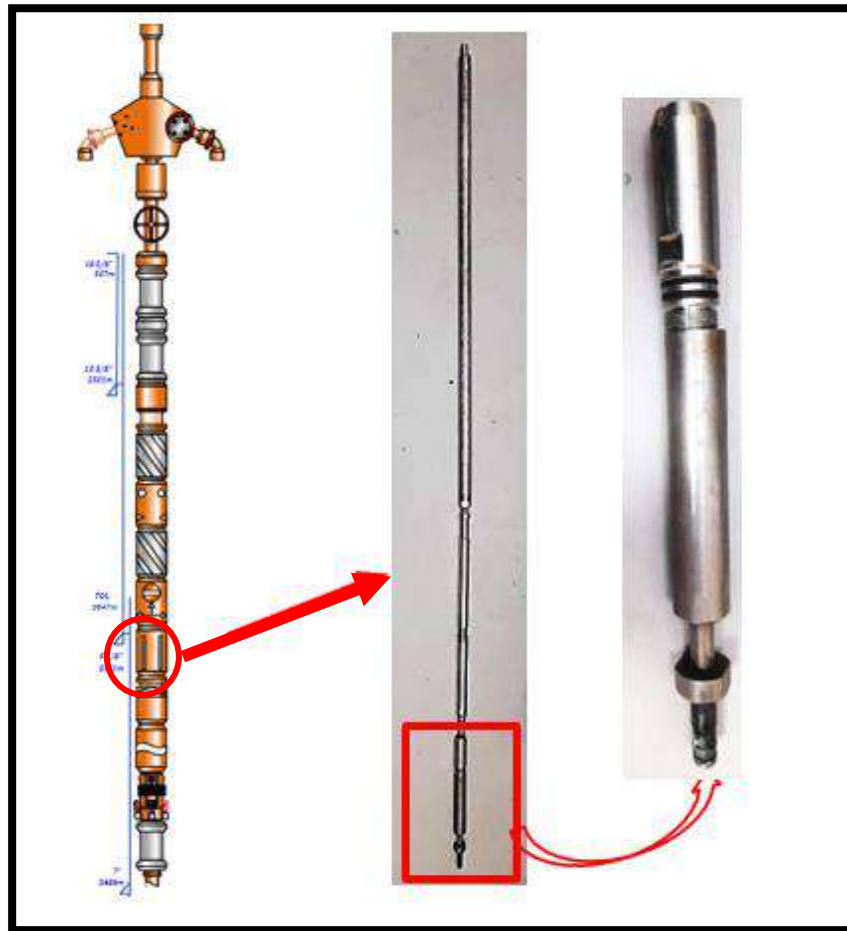
#### **I.4.5.2 Les équipements du fond de DST**

Les trois équipements de base pour un essai DST comprennent une ficelle (tubulure ou tige de forage), un emballeur et une soupape Fig I.4).

La chaîne canalise le flux vers la surface.

Le Packer est un élément en caoutchouc pour isoler la zone à tester.

La vanne permet de contrôler le puits près du réservoir. [09]



*Figure I-4 Les équipements du fond de DST*

Les capteurs de pression basés sur des jauges de contrainte (aussi appelées jauges de déformation) : utilisent un élément sensible à la pression sur lequel des jauges de contrainte en métal sont collées ou bien des jauges à couche mince sont appliquées par pulvérisation. Cet élément de mesure peut être un diaphragme ou, pour les film métres métalliques, des corps de dosage de type cylindre peuvent également être utilisés. Les grands avantages de cette conception monolithique sont une rigidité améliorée et la possibilité de mesurer les pressions les plus élevées jusqu'à 15 000 bars. La connexion électrique se fait normalement via un pont de Wheatstone qui permet une bonne amplification du signal et des résultats de mesure précis et constants. Voir notre offre de capteurs de pression à jauges de contrainte.

#### **Les Types de jauges:**

- Les capteurs de pression absolue
- Les capteurs de pression manométrique - ou capteurs de pression relative
- Les capteurs de pression manométriques étanches



- Les capteurs de pression différentielle
- Capteurs de pression de HBM
  - **Avantage :**
    - Simplicité du test, l'équipement de surface peut être réduit au maximum,
    - Rapidité de mise en oeuvre et temps opérationnel réduit,
    - Permet d'éviter les problèmes de mauvaise cimentation derrière le tubage, donc une très bonne fiabilité concernant l'identification de l'effluent contenu dans le niveau testé,
    - Ne perturbe pas l'avancement du programme de forage,
    - Peut éviter, en fin de trou, la descente d'un tubage non justifié (puits sec) [01].
  - **Inconvénients :**
    - Risque d'un coincement toujours important, ajouté à une instrumentation plus délicate qu'entrou tubé,
    - Etanchéité parfois problématique du packer si le trou n'est pas bien calibré,
    - Information, obtenues au cours de ce genre de test, très limitées (cela est dû aux faibles débits imposés lors de ce type de DST). Type de test non adapté pour les réservoirs non consolidés [01],

#### Les étapes de démarrage de DST: Fig I 5

- L/L perforé « sous-équilibre »
- RIH DST avec vanne du testeur fermée, remplissage de la tubulure avec coussin.
- Set packer.
- Ouvrir la vanne du testeur (CM fermé) [09]

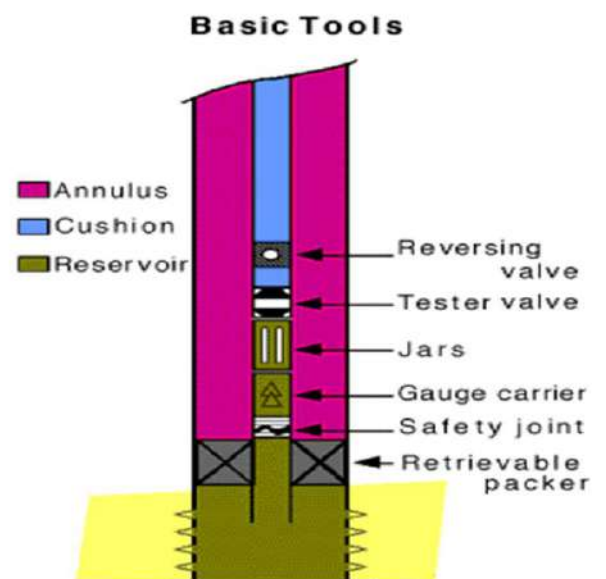


Figure I-5 Les étapes de démarrage de DST

- **Les étapes générales pour mettre fin à un DST sont les suivantes :** (Fig I.6)
- Ouvrir la soupape de circulation inverse et « Reverse out » (vidange des hydrocarbures de la conduite de forage ou de la tubulure).
  - Fermer la vanne de circulation inverse.
  - Ouvrir la vanne du testeur.
  - Pomper la boue dans la chaîne d'essai pour tuer l'intervalle testé.
  - Détachez l'emballeur.
  - Sortir la ficelle du trou (POOH)

Principe Reverse Circulating

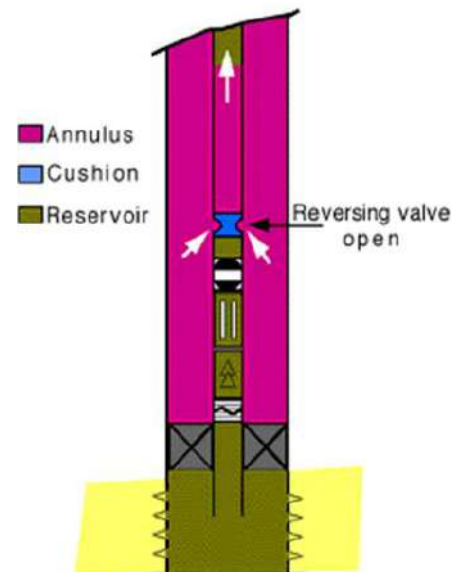


Figure I-6 Fin DST

### I.4.5.3 Types des DST :

Les types de test DST représentés sur la figure suivante ( Fig I.7) :

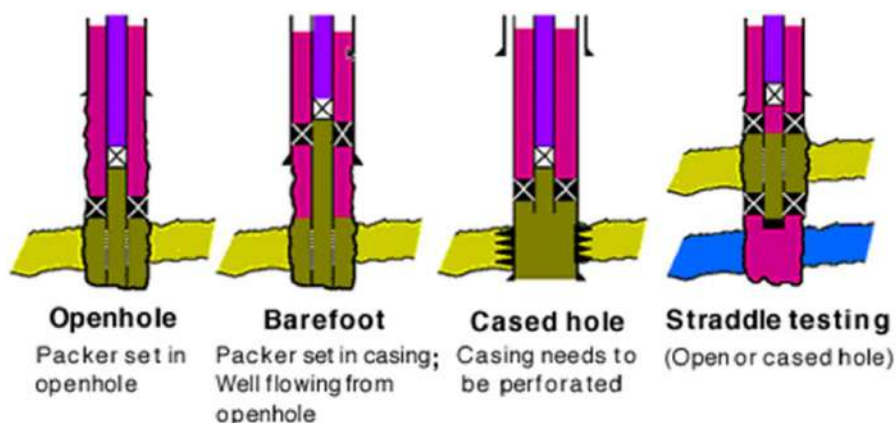


Figure I-7 Types des DST

# **CHAPITRE II :**

# **Facteur de Skin**

## II.1 Introduction :

Il n'est pas rare que des matériaux tels que des filtrats de boue, ciment ou des particules d'argile pénètrent dans la formation pendant les opérations de forage, de complétion ou de workover et réduisent la perméabilité autour du puits de forage. Cet effet est communément appelé "endommagement du puits de forage" et la région de perméabilité altérée est appelée "zone de skin". Cette zone peut s'étendre de quelques centimètres à plusieurs mètres du puits de forage (FigII-1). De nombreux autres puits sont stimulés par acidification ou fracturation, ce qui a pour effet d'augmenter la perméabilité à proximité du puits de forage. Ainsi, la perméabilité près du puits de forage est toujours différente de la perméabilité loin du puits où la formation n'a pas été affectée par le forage ou la stimulation [05].

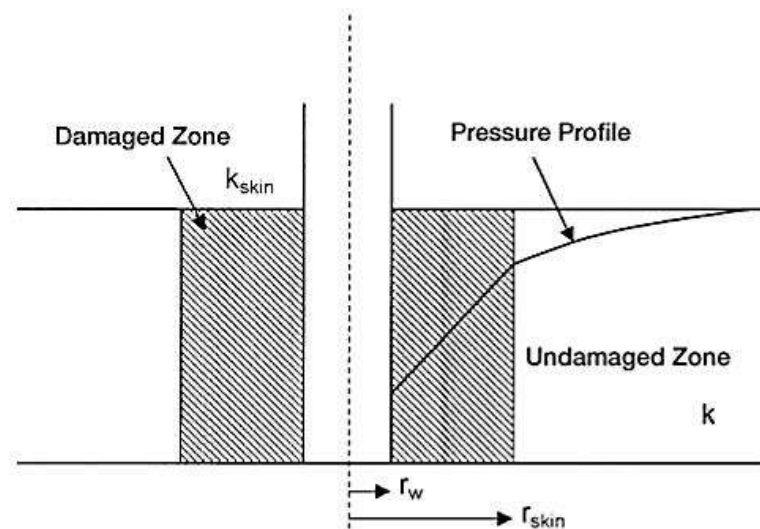


Figure II-1 Effet de skin à proximité du puits

## II.2 Définition :

Le Skin est une perte de charge supplémentaire localisée aux abords du puits, qui traduit la liaison entre le réservoir et le puits.

Le Skin est un facteur sans dimension déterminé par des essais de puits. Il représente le degré d'endommagement total d'un puits [10]

Il peut être calculé par la sommation des Skins comme suit :

$$S_t = S + S_p + S_{pp} + S_d + S_{th} + S_f + S_{ani} + S_L + S_m + S_{rc} + S' + S_{géo}. \quad (1)$$

$$S_t = S + \sum \text{pseudo-Skin}$$

**St**: Skin total. **S** : Coefficient de Skin. **Sp** : Skin de perforation. **Spp** : Skin de pénétration partielle. **Sd** : Skin double porosité. **Sth**: Skin horizontal. **Sani** : Skin d'anisotropie de perméabilité. **Sf** : Skin dû à la fracturation hydraulique. **S'** : Skin dû à l'écart de darcy.

**Sg** : Saturation en gaz. **SL** : Skin résultant de l'effet des couches. **Src** : Skin de matrice.

**Sm** : Skin multiphasique.

Il existe plusieurs types de Skin tel que :

### II.3 Skin d'endommagement :

Le skin dû aux endommagements est une mesure de la quantité des endommagements, ou de l'amélioration de la formation près du puits de forage. Les endommagements peuvent être causés par les fluides de forage, la migration des fines, la pénétration, etc. et entraînent une réduction de la perméabilité près du puits de forage et un skin positif. L'ampleur de l'effet skin positif est généralement de 0 à 50, mais peut atteindre 200. L'amélioration peut être réalisée par acidification ou fracturation, et se traduit par une perméabilité effective accrue près du puits de forage et un skin négatif. L'ampleur de l'effet skin négatif est généralement de 0 à -5. Dans certains cas, elle peut être aussi faible que -6 ou -7, ce qui implique généralement la présence d'hétérogénéités du réservoir tel que des fractures naturelles ou des contrastes de perméabilité de la formation, plutôt que des effets de stimulation des opérations de complétion du puits. [11]

### II.4 Skin infinitésimal :

La perte de charge supplémentaire du skin est définie comme :

$$\Delta P_{\text{skin}} = P_s - P_{\text{wf}} = \frac{q \cdot B \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h} * S \quad (2)$$

**Ps** : pression de séparation

**Pwf** : Pression dans le fond du puits.

**μ** : La viscosité cinématique.

**q**:Débit de huile

**K .h** : Potentielle

Dans l'approche d'Hurst et Van Everdingen , la perte de charge due au skin est localisée dans un film infiniment mince autour du puits( Fig II-2). [11]

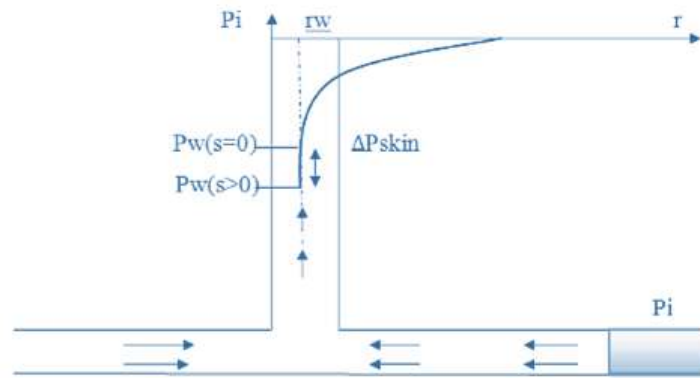


Figure II-2 Profil des pressions dans la formation

### II.5 Skin d'épaisseur finie

Une autre présentation consiste à supposer que les pertes de charges sont localisées dans une zone de rayon  $r_s$  et de perméabilité  $K_s$  autour du puits (Fig II-3).

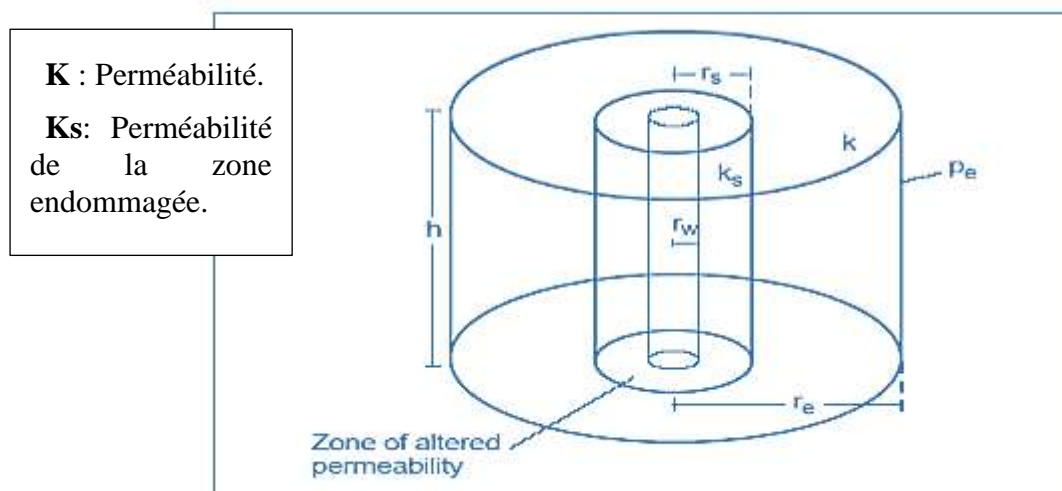


Figure II-3 Skin d'épaisseur finie

Quand la zone compressible a quitté cette zone, l'écoulement peut y être considéré comme pseudo-permanent. Il est régi par la loi de Darcy. La différence de perte de charge entre le réservoir réel et un réservoir qui serait uniforme jusqu'au puits s'exprime par la loi de Darcy comme suit :

$$\Delta p_s = p_{w,s} - p_{w,s=0} = \frac{qB\mu}{2\pi \cdot k_s \cdot h} \ln \frac{r_s}{r_w} - \frac{qB\mu}{2\pi \cdot k \cdot h} \ln \frac{r_s}{r_w} \quad (3)$$

**P<sub>w,s</sub>** : pression du puit dans la surface

**r<sub>s</sub>** : rayon d'endommagement.

$r_w$  : rayon du puits

En exprimant  $\Delta P_s$  à l'aide de l'équation précédente, on obtient :

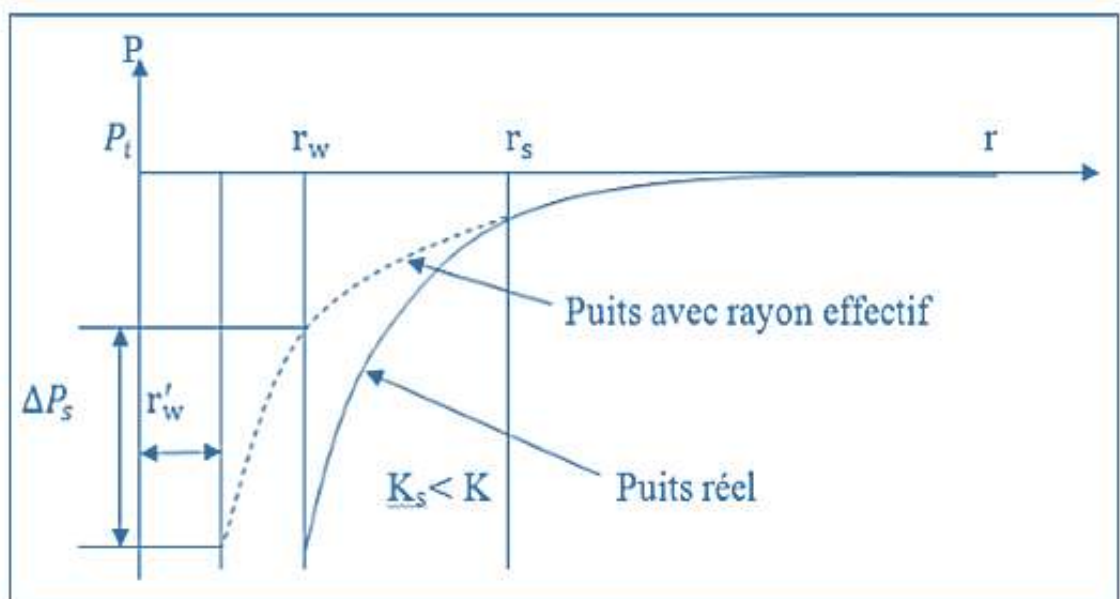
$$S = \left( \frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \quad (4)$$

$K$  : Perméabilité.

$K_s$ : Perméabilité de la zone endommagée.

## II.6 Rayon effectif :

La méthode de rayon effectif consiste à remplacer le puits réel de rayon  $r_w$  et de skin  $S$  par un puits effectif de rayon  $r'_w$  et de Skin nul. Le rayon  $r'_w$  est déterminé de façon à ce que la perte de charge entre  $r_s$  et  $r'_w$  dans le puits effectif soit égale à la perte de charge entre  $r_s$  et  $r_w$  dans le puits réel (Fig II- 4) [12]



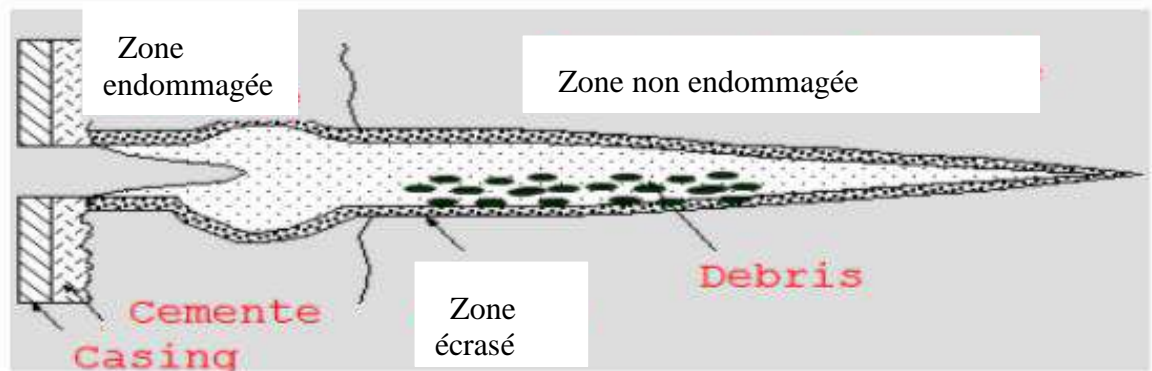
*Figure II-4 Skin de Rayon effectif.*

## II.7 Les différentes origines de pseudo-skin :

### II.7.1 Skin de perforation :

Lorsque le puits produit avec un débit  $Q$ , la production au niveau du réservoir est forcée à travers les seules ouvertures c'est-à-dire les perforations. La restriction de l'écoulement provoque une perte de charge qui se traduit par le skin [13]

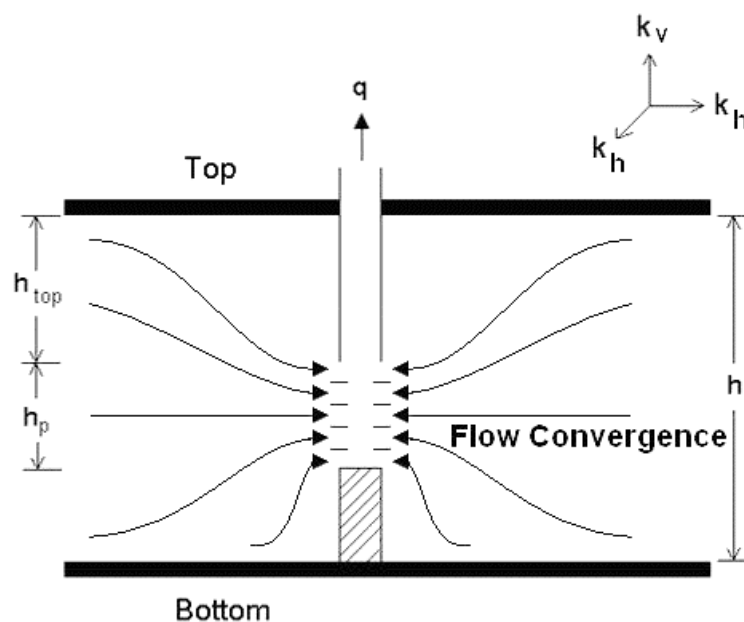
Remarque : le poinçonnement du réservoir par l'opération de perforation nous donne un skin négatif  $< 0$  ( Fig II-5).



*Figure II-5 Skin de perforation*

### II.7.2 Skin dû à la pénétration partielle :

Dans le cas de puits partiellement pénétrés, une limitation de l'écoulement peut se produire en raison de la restriction de la zone de perforation accessible à l'écoulement du fluide. Lorsque les lignes d'écoulement convergent pour s'insérer dans la zone effectivement perforée, comme le montre le schéma suivant, le fluide en écoulement subit une chute de pression supplémentaire. Cette chute de pression peut être représentée comme un facteur skin dû à la pénétration partielle (spp). En tenant compte du skin dû à la pénétration partielle, le système devient effectivement équivalent à un système radial pur (Fig II-6). [14]



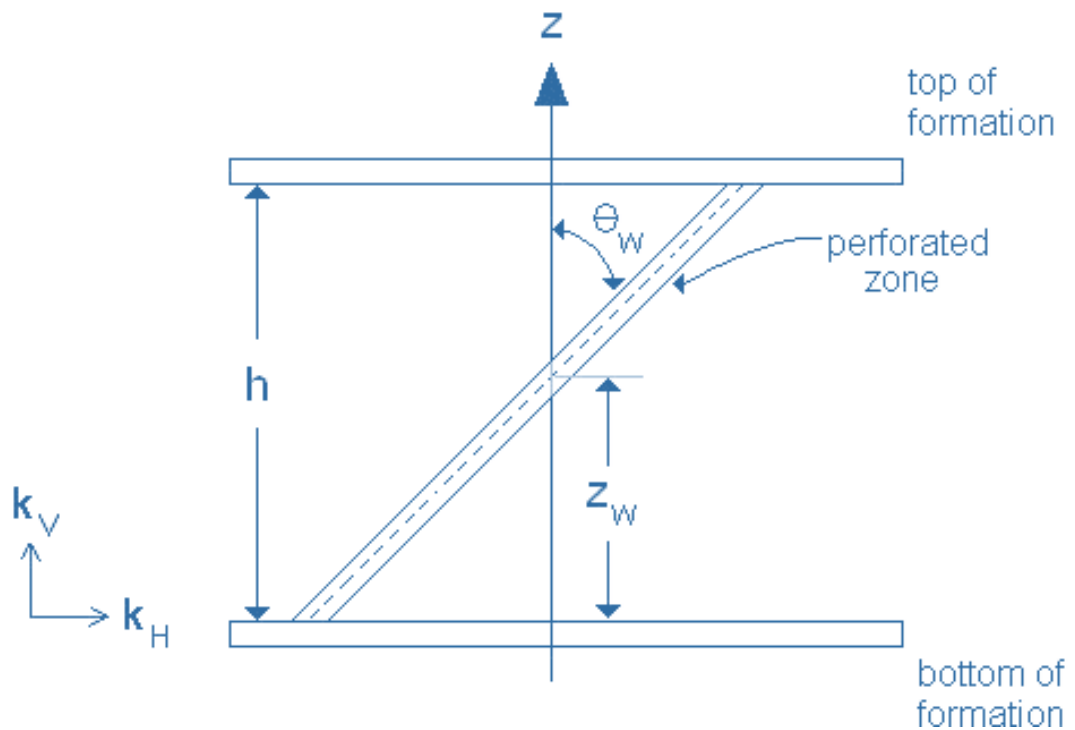
*Figure II-6 Effet de pénétration partielle*



### II.7.3 Skin d'inclinaison (Skin de déviation) :

Dans de nombreux cas, les puits ne pénètrent pas dans une formation perpendiculaire sur le plan du fond. Lorsque l'angle d'inclinaison à travers la formation est important ( $> 10^\circ$ ), une réduction de la chute de pression peut se produire en raison de l'angle d'inclinaison. Cette chute de pression est définie comme skin due à l'inclinaison. Des exemples de cette situation peuvent être (Fig II- 7) [14]:

- Un puits vertical qui pénètre dans une formation plongeante.
- Un puits à forage directionnel qui pénètre dans une formation horizontale (voir la figure ci-dessous).



*Figure II-7 Skin d'inclinaison*

# **CHAPITRE III:**

## **Test Mini Frac**

---

### III.1 Introduction

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

Ce procédé s'applique au cas où le débit d'un puits est insuffisant non pas à cause d'un problème du colmatage, mais parce que la perméabilité naturelle de la matrice est faible (quelques dizaines de milli-darcys pour les gisements d'huile, encore moins pour les gisements de gaz)

Le principe de la fracturation hydraulique consiste à injecter un fluide plus ou moins visqueux avec une grande pression pour fissurer la roche réservoir ; et il est accompagné souvent de solide (agents de soutènement) pour maintenir la fracture ouverte et que le fluide puisse circuler plus facilement entre le réservoir et le puits (puits producteur) ou entre le puits et le réservoir (puits injecteur) [15].

La fracturation hydraulique concerne les formations gréseuses à faible perméabilité. Avant de sélectionner un puits il faut rassembler et classer les informations nécessaires du gisement (réservoir – puits) sans oublier le cout économique de l'opération [17].

Une bonne réussite d'un traitement dépend essentiellement :

- Du choix du puits candidat (complétion).
- Des réserves en place restantes récupérables (économique).
- Du profil des contraintes (favorable).
- De la situation par rapport au puits voisin (gaz et eau) [15].

### III.2 Les tests de Fracturation Hydraulique :

Les différents tests de fracturation nous permettent d'estimer un certain nombre de paramètres très importants concernant la fracturation hydraulique telle que la pression de fermeture, le coefficient de filtration de fluide de fracturation, l'efficacité de l'opération.

L'estimation précise de ces paramètres, nous conduit vers une estimation raisonnable de la géométrie de la fracture ainsi avoir une grande chance de succès et de l'optimisation de traitement du puits [16].

### III.2.1 Test d'injectivité

Il consiste à injecter un fluide tel que : " l'eau traitée, la saumure ou le brut" en régime de fracturation en vue de :

- Vérifier si la formation absorbe le fluide (d'où le nom du test d'injectivité).
- Déterminer le gradient de fracturation

Par définition, le gradient de fracturation est égal au rapport de pression de fracturation et la profondeur de la formation [16].

$$GF = \frac{pf}{h} \quad pf : \text{pression de fracturation.}$$

$h$  : La profondeur de la fracturation.

### III.2.2 Thermométrie

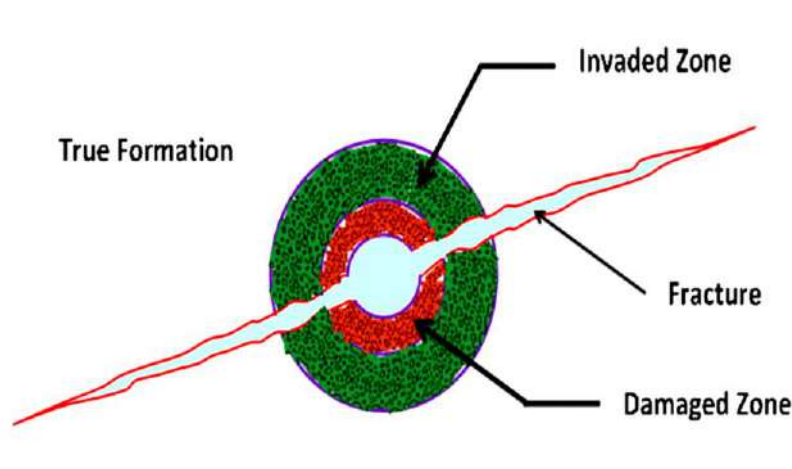
Avant l'exécution de l'opération de fracturation, on enregistre une thermométrie dite de référence, afin de comparer son profil à celui qui sera enregistré après le test de cassure (break down test). La thermométrie est donc l'outil qui nous informe de la hauteur de la rupture, si elle a lieu [15].

### III.2.3 Le test de mini frac

Le Mini frac est un ensemble de tests consécutifs effectués sur la formation qui permet d'amorcer et créer une **fracture non soutenue** pendant une durée de temps suffisante de manière à permettre par leurs analyses, de fournir les informations nécessaires sur les conditions régnantes au fond du puits, pour élaborer le design de notre opération de fracturation tel que :

- La pression de fermeture de la fracture.
- L'Instantaneous Shunt In Pressure (ISIP).
- La pression nette (P net) et le gradient de fracturation.
- Le coefficient de filtration
- L'efficacité du fluide
- La géométrie de la fracture, le modèle de propagation [17].

• Un test de Mini Frac est capable de fournir de meilleurs résultats qu'un test en chambre fermée effectué sur une formation où l'afflux de liquide est fortement limité par les dommages de formation (Fig III-1) [18].



*Figure III-1 La fracture relie la formation au trou du puits; au-delà de la zone endommagée*

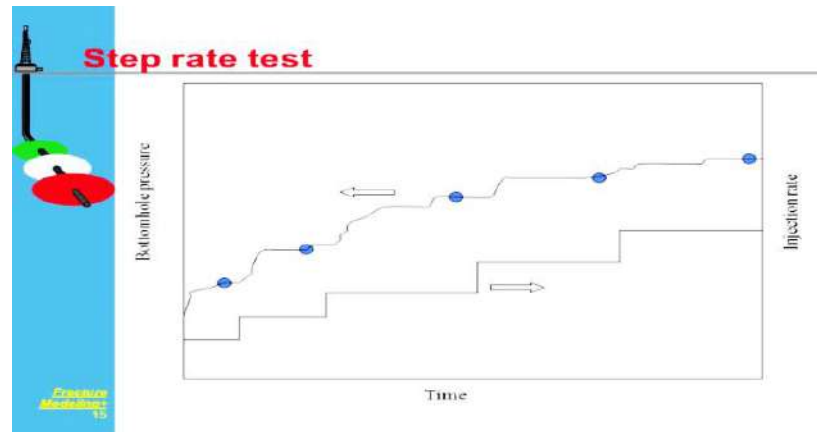
Pour élaborer notre opération de fracturation, ce test d'inclut plusieurs tests tels que:

- a) Step rate test (Test de débit par incrément).
- b) Pump in Flow back test (Test de pompage et de retour).
- c) Pressure décline test.

#### **III.2.3.1 Step rate test (Test de débit par incrément).**

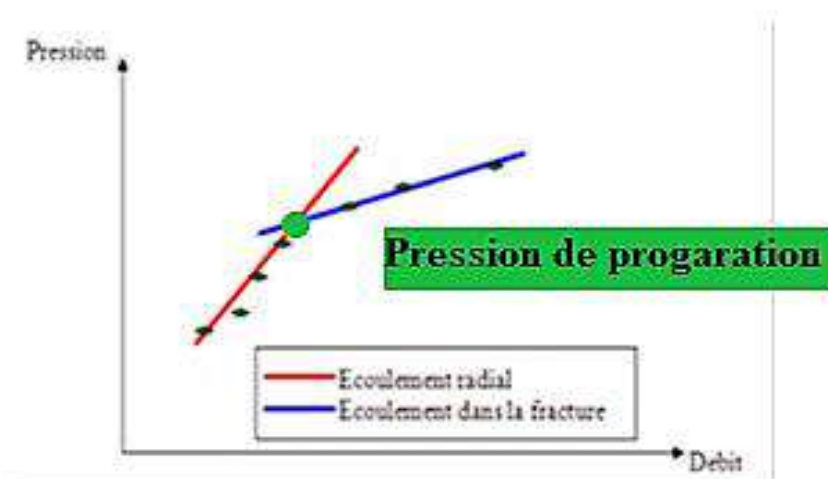
Ce test est utilisé pour déterminer la pression d'extension de la fracture (FPP). Il consiste d'abord à injecter à faible débit le fluide de base (eau traitée), puis à augmenter progressivement ce débit par incrément, et le maintenir pendant un temps suffisant jusqu'à la stabilisation de la pression (5 à 10 min). Tout cela doit être accompagné d'un enregistrement continu de la pression (Fig III-2)

Le SRT peut nous donner un débit d'injection admissible pour le traitement finale avec un fluide comparable ou il nous permet d'estimer la puissance hydraulique nécessaire. [17].



**Figure III-2 Teste Step rate**

On trace après la courbe pression de fond en fonction de  $Q$ , en rapportant les valeurs maximales atteintes pendant chaque incrément de débit, et on obtient (Fig III-3):



**Figure III-3 Variation de la pression en fonction du débit pendant le SRT et estimation de la pression de propagation**

### III.2.3.2 Pump In Flow back test (PIFB)

C'est un test qui est utilisé pour déterminer la pression de fermeture de la fracture ( $P_c$ ), il vient directement après le Step Rate Test, nécessitant l'utilisation du même fluide que celui du test précédent, il est divisé en deux étapes :

- ❖ L'étape pump in.
- ❖ L'étape flow back

La première consiste à continuer l'injection avec le débit du dernier incrément du step rate test, et le maintenir pendant un temps suffisant pour injecter un certain volume compris entre 50 à 150 bbl, puis à fermer le puits [18].

La deuxième étape (analyse avant fermeture) constitue l'étape essentielle du flow Back Test qui consiste à ouvrir le by-pass et à laisser le retour du fluide injecté dans le puits initialement (purgé le puits) à un faible et constant débit environ 1/6 à 1/4 du dernier débit d'injection.

a) Les paramètres suivants sont déterminés à partir de l'analyse avant fermeture:

➤ *Pression de fermeture de la fracture (pc) :*

$P_c = \text{Minimum Horizontal Stress}$

➤ *Méthode de détermination pression de fermeture de la fracture (FCP) :*

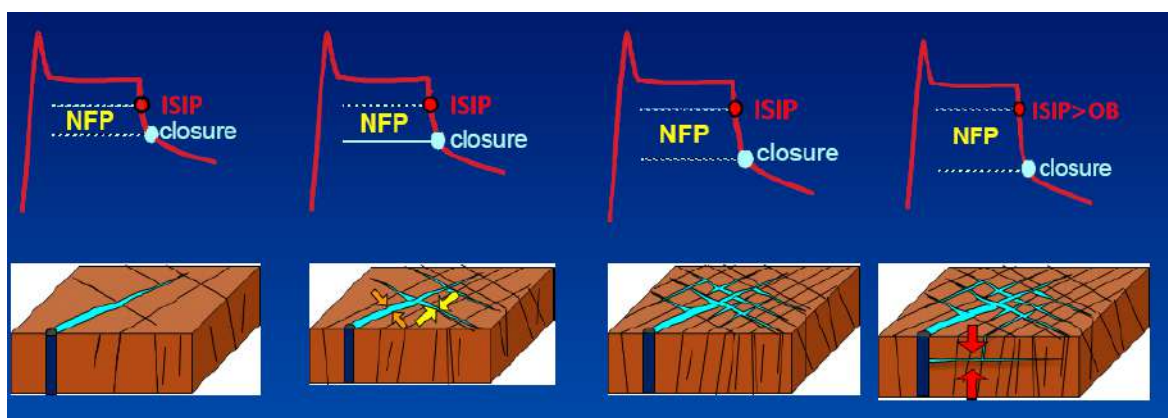
1. Tracé de fonction G
2. Tracé de la racine carrée
3. Tracé diagnostique du journal

➤ *Pression instantanée de fermeture (ISIP)/pression de propagation :*

$\text{ISIP} = \text{Final Bottomhole Injection Pressure} - \text{Friction Component}$

➤ *Net Fracture Pressure ( $\Delta p_{net}$ ) :*

$\Delta p_{net} = \text{ISIP} - P_c$



*Figure III-4 Pression nette de rupture (NFP) par rapport la complexité du réseau de fractures*

➤ **Gradient de fracture :**

Gradient de fracture = ISIP / profondeur de la formation

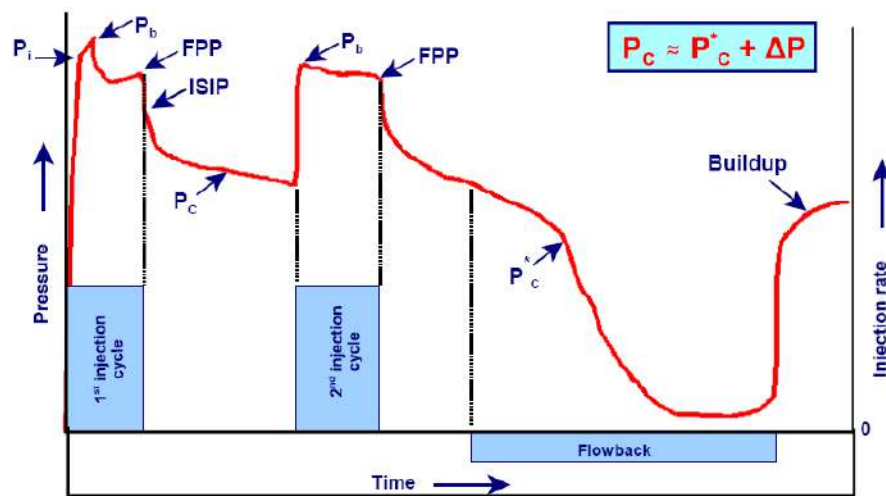
➤ **Efficacité de fluide :**

Le rapport entre le volume stocké à l'intérieur de la fracture et le liquide injecté total

**NB :** le test de PIFB est utilisé pour confirmer les résultats d'ISIP.

**b) Pourquoi un flowback après mini frac est nécessaire ? (Fig III-5)**

- Dans le cas d'une « extension de l'extrémité de la fracture », la fermeture de la fracture n'est pas observée.
- Par conséquent, une pression de fermeture ne peut pas être estimée
- Une période de fall-off trop longue est nécessaire pour observer la fermeture de la fracture
- Flowback du puits après la période de fall-off induit la fermeture de la fracture et, par conséquent, permettre une estimation de la pression de fermeture ( $P_c$ ) [19].



*Figure III-5 Profil de pression typique du mini-frac (avec flowback)*

### III.2.3.3 Pressure Decline Test (test de déclin de pression)

Ce test consiste à créer une mini-fracture dans la formation avec le même fluide que celui proposé pour le traitement principal. Il se divise en deux étapes [16] :

- Étape Minifrac, qui permet de déterminer le modèle de propagation.
- Étape Fall-off ou chute de pression après Mini frac. (Analyse après la fermeture)



L'enregistrement de la pression doit se faire dans les deux phases en vue d'obtenir, après l'analyse de la courbe, les informations suivantes :

- L'efficacité du fluide :

Ce paramètre est obtenu de la partie fall-off de la courbe de pression pour une géométrie voulue, le fluide utilisé doit être similaire à celui du traitement final.

$$\eta = \frac{v_f}{v_i} = \frac{v_i - v_{Lp}}{v_i} = 1 - \frac{v_{Lp}}{v_i} \quad (6)$$

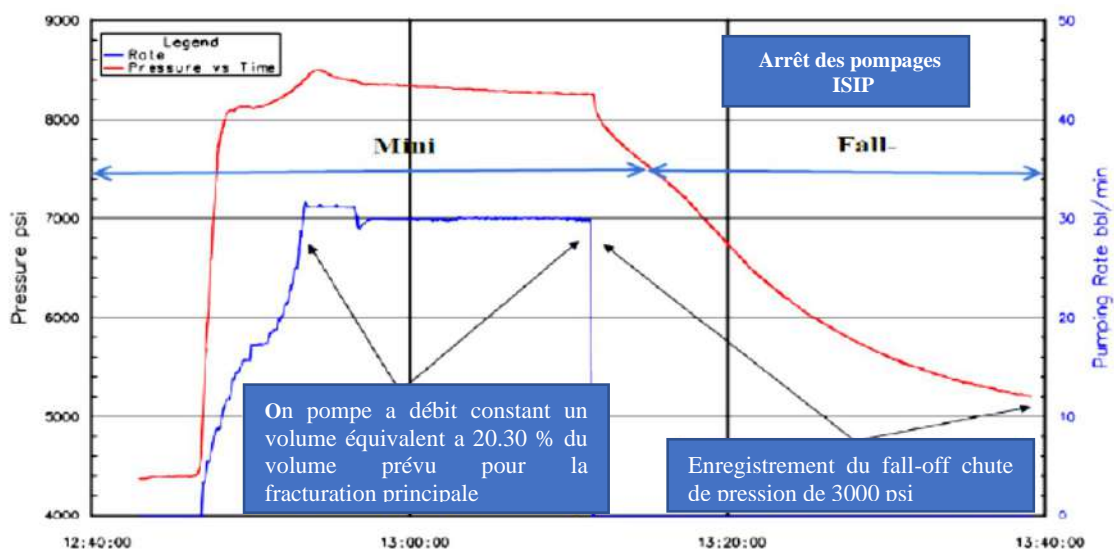
**V<sub>f</sub>** : Volume de la fracture.

**V<sub>i</sub>** : Volume total du fluide injecté dans la fracture.

**V<sub>Lp</sub>** : Volume du fluide filtré.

- La filtration du fluide ;
- La géométrie de la fracture (largeur et longueur) ;
- La pression de fermeture P<sub>c</sub>

Il y a différentes méthodes pour la détermination de la pression de fermeture (FCP), car souvent il est très difficile de repérer le changement du gradient sur la courbe du déclin de pression, où il y a plus d'une pression de fermeture après l'arrêt de pompage (Fig III-6). (plusieurs points d'inflexion)



*Figure III-6 Test de déclin de pression.*

Il consiste en premier lieu à injecter le fluide dans la formation avec le débit du traitement principal proposé, et le maintenir jusqu'à pomper 20 à 30% du volume total proposé pour le traitement principal. Puis à arrêter l'injection et fermer le puits pour entrer dans la seconde phase qui est le Fall-off, en laissant la pression au fond chuter. La pression doit être mesurée pendant la Mini frac et après jusqu'au déclin complet de la pression [19].

Afin d'aider à déterminer les pressions de fermeture sur la courbe de déclin de pression, Diverses méthodes ont été développées dans ce sens, on cite :

**Tableau III-1 Fonctions du temps utilisées pour déterminer FCP**

| Description                      | Symbole         | Equation                            |
|----------------------------------|-----------------|-------------------------------------|
| Temps général                    | T               | Le temps depuis le début du pompage |
| Temps de pompage                 | Tp              | Le temps de pompage                 |
| Temps d'arrêt de pompage         | Ts              | Le temps à partir l'ISIP            |
| Delta Time                       | $\Delta t$      | $t - t_p$                           |
| Square Root Time                 |                 | T                                   |
| Nolte Time or Dimensionless Time | $\Delta t D$    | $(t - t_p) / t_p$                   |
| G Function                       | $G(\Delta t D)$ | Fonction adimensionnelle            |

**a) Méthode de la racine carrée du temps (square root of time):**

Dans cette méthode, on analyse le déclin de pression à partir de l'arrêt du pompage en fonction de la racine carrée du temps. D'une façon générale, la courbe ci-dessous montre que l'évolution du BHP est proportionnelle à la racine carrée du temps ( $\sqrt{t}$ ), avant la fermeture de la fracture, on doit Avoir le déclin de pression comme une droite [19].

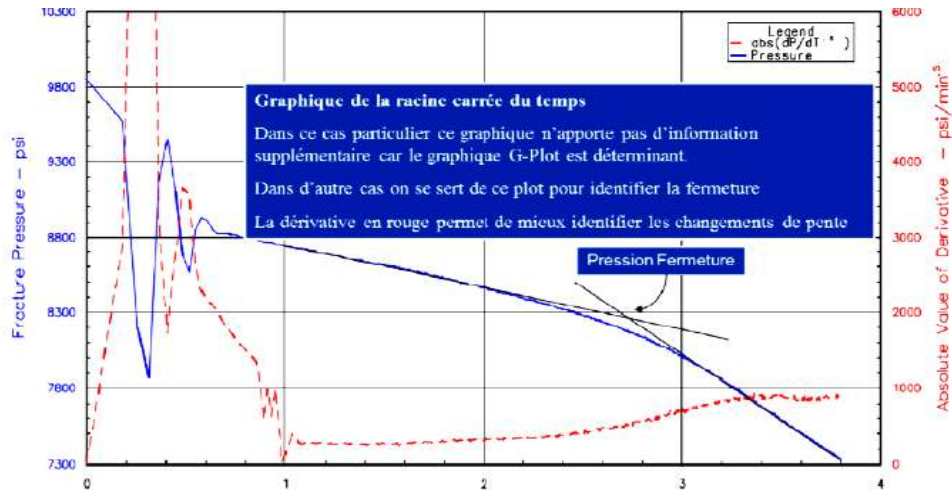


Figure III-7 Illustration de la méthode de la racine carrée du temps

**b) Méthode de la fonction G :**

Pour analyser le déclin de pression et la détermination non seulement de la pression de fermeture mais aussi la filtration du fluide et la géométrie de la fracture, Nolte a défini une relation entre la BHP et une fonction G, le développement de cette fonction adimensionnelle est basé sur les hypothèses suivantes [20] :

- a. Filtration normale (Normal Leak off)
- b. filtration liée à la pression (Pressure Dependent Leak off (PDL))
- c. filtration de l'extension de l'extrémité de la fracture (Fracture Tip Extension)
- d. Récession de stockage/hauteur de rupture transversale (Transverse Fracture)

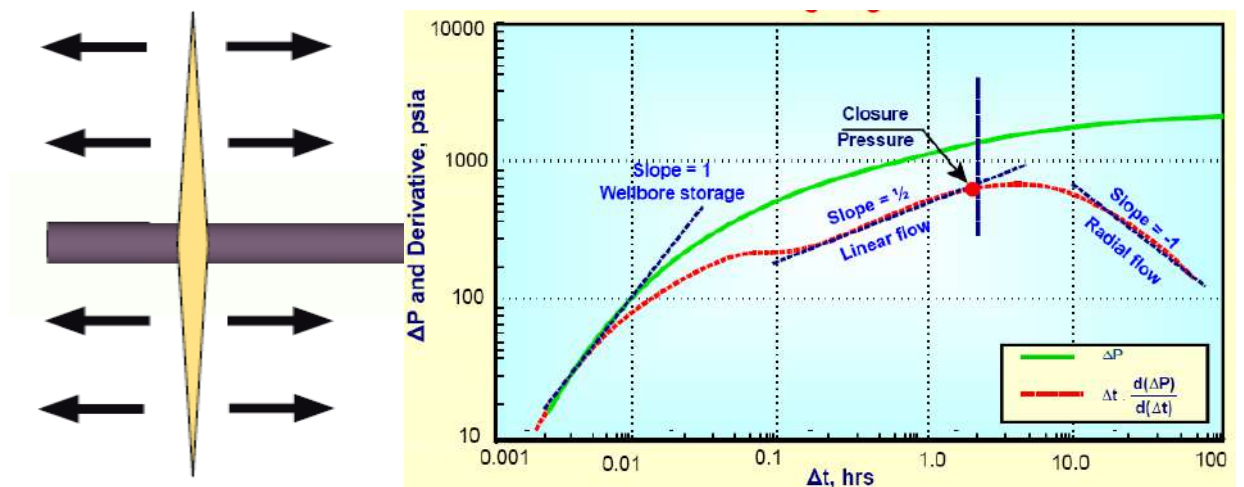
**Storage/Fracture Height Recession)**

La fonction G est une fonction de temps exprimée de la manière suivante :

$$\left\{ \begin{array}{l} G(\Delta t_D) = \frac{16}{3\pi} [(1 + \Delta t_D)^{3/2} - \Delta t_D^{3/2} - 1] \end{array} \right. \quad (7)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} G(\Delta t_D) = \frac{4}{\pi} [(1 + \Delta t_D) \sin^{-1}(1 + \Delta t_D)^{-1/2} - \Delta t_D^{1/2} - \frac{\pi}{2}] \end{array} \right. \quad (8)$$

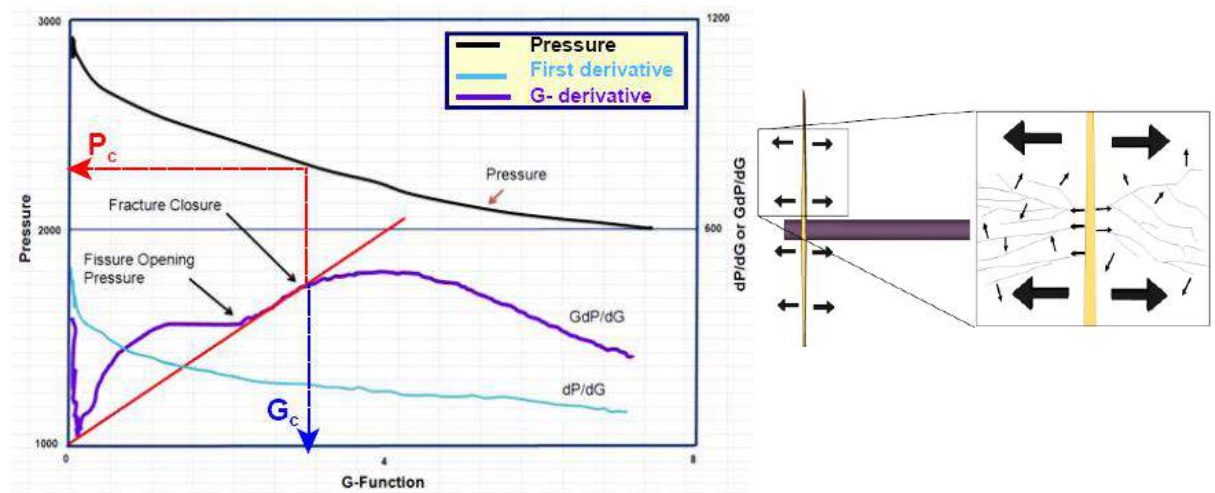
**Normal Leak off** (Fig III-8): Se produit lorsque la zone Pc de fracture est constante pendant l'arrêt et que la filtration se produit à travers une matrice rocheuse homogène [20].



*Figure III-8 Normal Leak-off*

**Pressure Dependent Leak off (PDL)** (Fig III-9):

Lorsque des fractures secondaires existent dans la formation et recouperont la fracture principale [19].



*Figure III-9 Pressure Dependent Leak-off*

**Fracture Tip Extension :**

Se produit lorsqu'une fracture continue de croître même après l'arrêt de l'injection et puits est fermé. C'est un phénomène qui se produit dans les réservoirs à très faible perméabilité,

comme l'énergie qui normalement, elle serait libérée par fuite et transférée aux extrémités de la fracture (FigIII-10)[20].

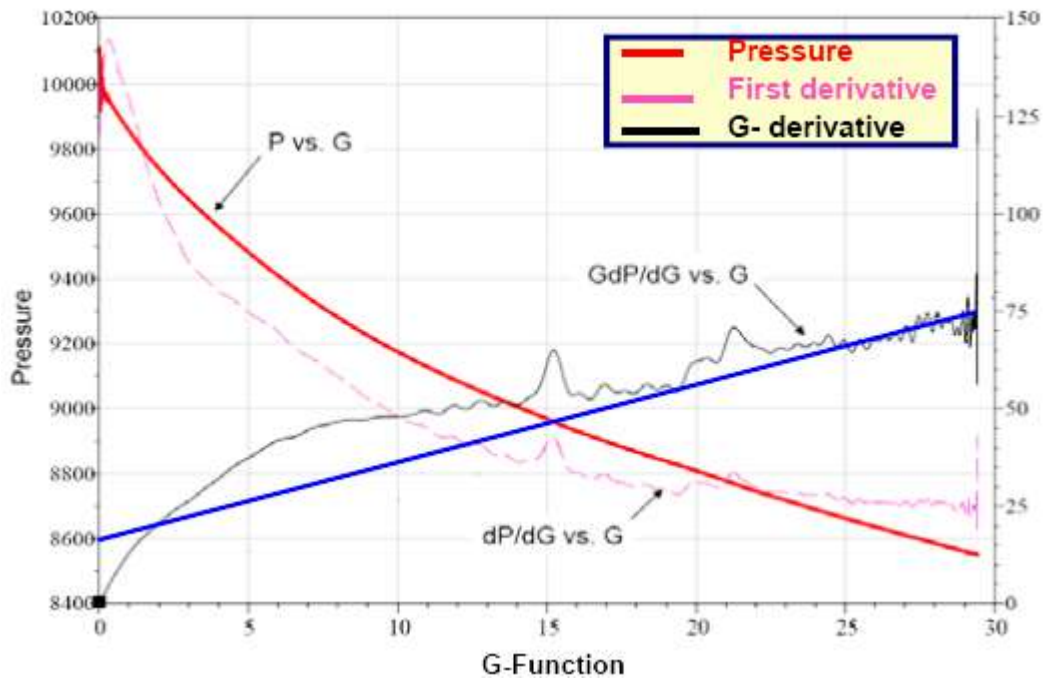


Figure III-10 Fracture Tip Extension

**Transverse Fracture Storage/Fracture Height Recession :**

Est indiqué lorsque le dérivé G Function  $G \frac{dP}{dG}$  tombe en dessous d'une ligne droite qui extrapole à travers les données de filtration normale, et présente une tendance concave à la hausse (Fig III-11) [19].

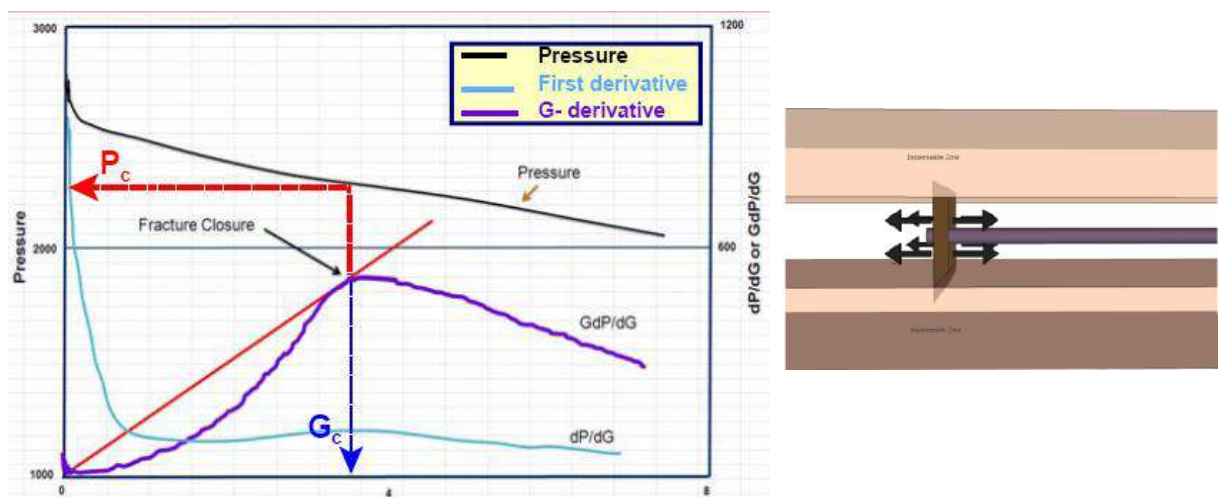


Figure III-11 Transverse Fracture Storage /Fracture Height Recession

### III.2.3.4 La courbe de G fonction :

Deux caractéristiques sont visibles sur la courbe de fonction G

1. La valeur  $G \frac{dP}{dG}$  dérivée de la fonction G est inférieure à une ligne droite extrapolée à travers les données de filtration normales.
2. Le dérivé G Function  $G \frac{dP}{dG}$  présente une tendance à la hausse concave.
3. Le premier dérivé  $\frac{dP}{dG}$  présente également une tendance à la hausse concave [19].

Cette fonction G forme une relation linéaire avec la pression au cours de la fermeture de la fracture, la figure suivante montre un cas typique du déclin de pression en fonction de la fonction G et la pente de la droite obtenue est (FigIII-12):

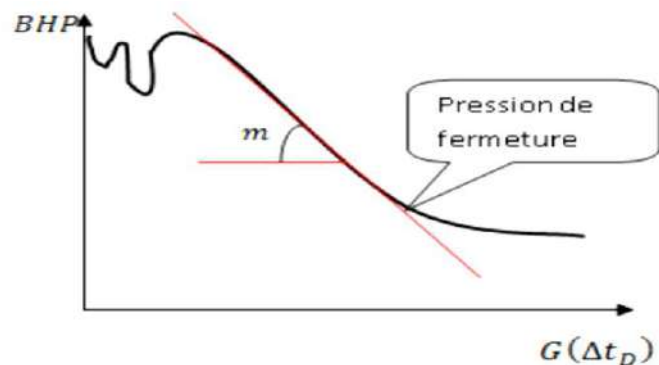


Figure III-12 Courbe de G- Function

### III.2.3.5 La pression de fermeture (Pc) :

La pression de fermeture  $P_c$  est obtenue à partir d'un plot de pression en fonction de la racine carrée du temps. Le point d'inflexion de la courbe correspond à la pression de fermeture de la fracture (FigIII-13).

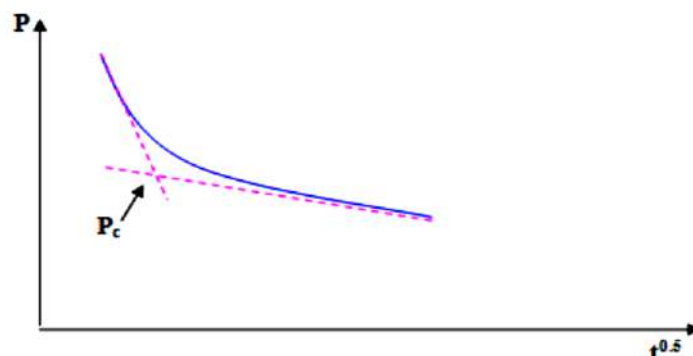


Figure III-13 La pression de fermeture à base de shut-in test

### III.2.3.6 Analyse des pressions au cours du traitement :

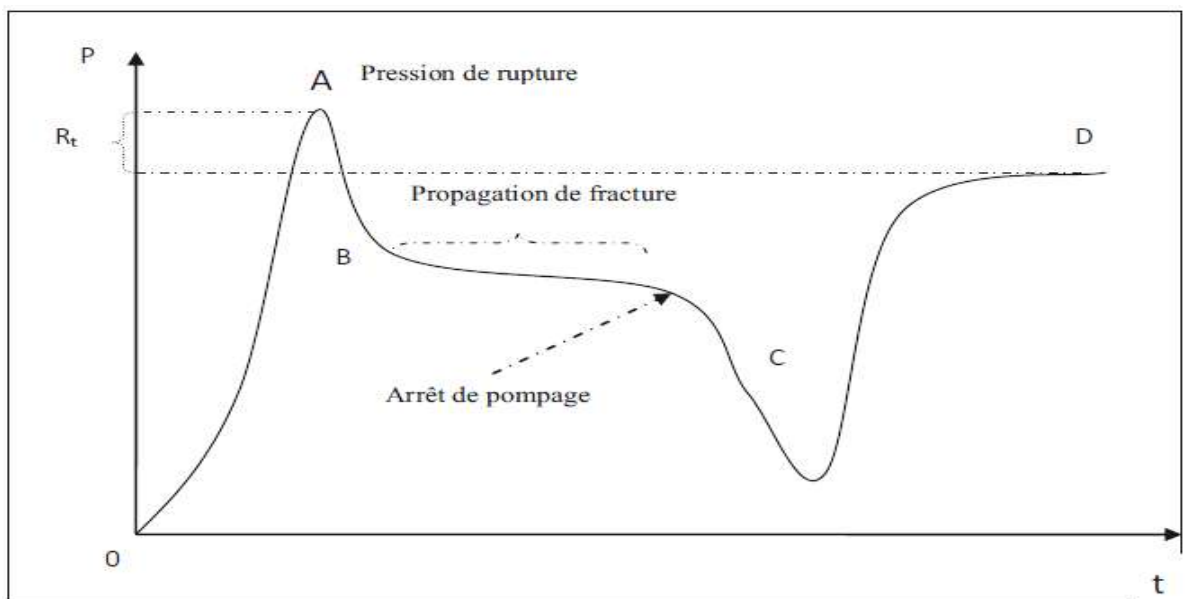
La **Figure 14** représente une courbe schématique de l'évolution de la pression en cours de fracturation. Elle est divisée en deux parties [18]:

- Partie injection.
- Partie fermeture.

La première partie présente un pic suivi d'un palier, qui correspond au point d'amorce de la fracture et de sa propagation.

La deuxième partie commence par une brusque chute de pression suivie par une stabilité. Ces dernières correspondent respectivement à :

- L'Instantaneous Shut In Pressure (ISIP), due à l'arrêt des pompes.
- La période de fermeture de la fracture.



*Figure III-14 Propagation de pression.*

### III.2.3.7 Design de mini-frac

Période d'injection de courte durée, suivie d'une période de retrait prolongée [19].

- Eau couramment utilisée pour l'injection.
- Vitesse/durée d'injection optimale : 1 à 2 bpm (1 500 à 3 000 b)
- Injection de 2 à 3 minutes (après le remplissage du trou de puits) suffisamment pour briser la formation, tout en minimisant la croissance des fractures et le temps de fermeture

- Durée des retombées contrôlée par la perméabilité (k) et les propriétés de la roche :
- au moins 2 jours pour  $k > 0,001$  md (1000 nanodarcies)
- au moins 2 semaines pour  $k < 0,001$  md (1000 nanodarcies)[21]

### **Impact de la température ambiante sur le DFIT**

Changement de température ambiante entre le jour et la nuit sur 50° F (10°C) peut produire des données de pression mesurées cycliques mesurées à la surface, ce qui rend l'analyse DFIT difficile, et les résultats ne sont pas fiables. Cela peut se produire dans trois scénarios :

- Compensation thermique de l'enregistreur de pression
- Dilatation/contraction thermique des fluides dans le trou de forage
- L'utilisation de tubes capillaires pour connecter l'enregistreur de pression à la tête de puits est discutable [20].



# **CHAPITRE IV:**

## **Etude de cas**

### IV.1 Champ de Hassi Messaoud :

Le gisement géant de pétrole léger de Hassi Messaoud a été découvert en 1956 par le puits MD1 foré à travers les réservoirs dans les grès cambro-ordoviciens à une profondeur de 3 337m. En mai 1957 et à 7 km au Nord - nord-ouest de MD1, le forage OM1 foré par la C.F.P.A confirmait l'existence d'une quantité très importante d'huile dans les grès du Cambrien. Le gisement fut donc couvert par deux concessions distinctes :

- Au Nord la C.F.P.A. (Compagnie Française de Pétrole d'Algérie).
- Au sud la SN.REPAL. (Société Nationale de Recherche Pétrolière en Algérie).

Le réservoir de Hassi Messaoud est un épais grès couvrant une superficie d'environ 2 500 km<sup>2</sup>. C'est un anticlinal aplati avec une séquence de horsts et de grabens contenus par des failles orientées dans une direction subméridienne. Les failles sont généralement orientées SSW à NNE et traversent tout le réservoir cambro-ordovicien. L'environnement de dépôt est fluvial en bas à marin en haut. Le réservoir est caractérisé par des inter lits de limon d'épaisseur centimétrique avec une extension latérale d'un mètre à un kilomètre. Le réservoir est naturellement fracturé en raison de l'activité tectonique. Dans certaines parties, les fractures sont ouvertes, ce qui améliore bien la productivité. Dans d'autres zones, les fractures sont colmatées avec des matériaux tels que le schiste, la silice, l'anhydrite, la pyrite et le bitume.

Le champ de Hassi-Messaoud se situe au Nord-est du Sahara Algérien à 85Km du chef-lieu d'Ouargla, à 850 Km au Sud-est d'Alger et à 350 Km de la frontière Algéro-tunisienne. La superficie du champ atteint 2500 Km<sup>2</sup>, il est limité au Nord par Touggourt, au Sud par Gassi-Touil, à l'Ouest par Ouargla et à l'Est par El Bourma .Sa localisation en coordonnées Lambert est la suivante :

X= 790,000 – 840,000 Est.

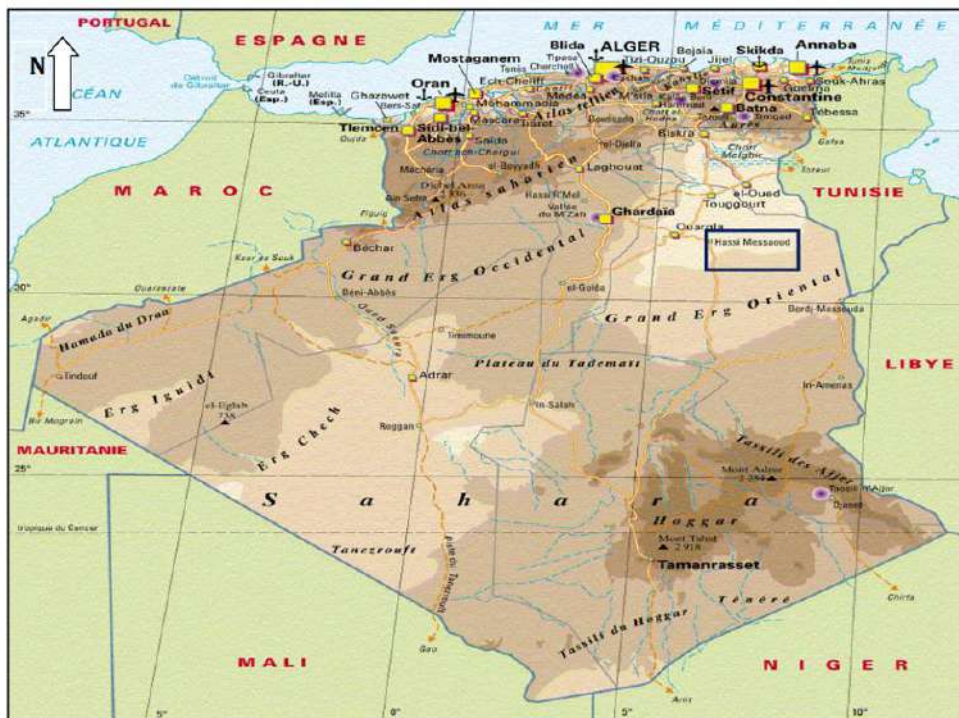
Y= 110,000 – 150,000 Nord.

Le champ de Hassi Messaoud c'est le plus grand gisement d'Algérie occupe la partie centrale de la province triasique à l'Est de la dépression d'Oued Mya dans le district IV qui, par sa superficie et ses réserves, est la plus grande province pétrogazeifere.

Il est limité géologiquement :

- A l'Ouest par la dépression d'Oued Mya.
- Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.

- Au Nord par la structure Djammâa-Touggourt.
- A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Berkine



**Figure IV-1** Situation géographique du champ de Hassi Messaoud

- **Propriétés du réservoir :**

Les valeurs de perméabilité et de porosité de la matrice varient de 0,1 mD à plus de 100 mD. Les porosités sont comprises entre 4% et 12%. Leur distribution est caractérisée par une grande hétérogénéité.

- Propriétés des fluides et conditions initiales :

Contact huile/eau : -3 380 m. Niveau de référence : -3 200 m. Température : 120°C

Pression du réservoir : 482 kg/cm<sup>2</sup>. Pression de bulle : varie de 200 kg/cm<sup>2</sup> à l'ouest à 140 kg/cm<sup>2</sup> à l'est. Pression de miscibilité : 245 à 270 kg/cm<sup>2</sup>

- Production de fluides :

Le champ produit actuellement 22 x 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> d'huile légère par an. La production de pétrole du champ provient principalement du réservoir de Ra ; le taux de récupération du champ est de l'ordre de 14 %.

Le gaz associé produit avec les approvisionnements en pétrole, après traitement, est de 2 x 106 tonnes de GPL par an et 0,6 x 106 tonnes de gaz à condensat par an.

□ Caractéristiques des fluides et de la roche :

- Huile légère
- Densité moyenne en surface :  $\rho_o = 0.8$  (API = 45.4)
- La pression du gisement variable :  $P_g = 120$  à  $400 \text{ Kg/cm}^2$
- Température du gisement est de :  $T = 118^\circ\text{c}$
- Le GOR de dissolution est variable :  $R_s = 100$  à  $5000 \text{ m}^3/\text{m}^3$
- La porosité moyenne est de :  $\Phi = 5$  à  $10\%$
- La perméabilité est très variable :  $K = 0$  à  $1 \text{ Darcy}$
- La viscosité :  $\mu_o = 0.2 \text{ Cp}$
- Le facteur volumétrique du fond moyen :  $B_o = 1.7 \text{ m}^3/\text{m}$

Les essais du puits permettent d'obtenir des informations sur le réservoir et sur le puits. , les résultats d'essai de puits servent à construire le modèle de réservoir qui est utilisé pour prédire le comportement du champ et la récupération selon les conditions opérationnelles.

Notre étude sur les puits : MD-746, HTF-14, HTFN-9 a montré que la pénétration partielle est le facteur le plus influençant.

□ Cette étude pour connaître l'état de puits et du réservoir pour donner une vision claire sur l'existence des failles, et les caractéristiques pétro physiques du réservoir. La connaissance de ces paramètres permet de faire des prévisions de la production et de prendre de bonnes décisions pour le développement d'un gisement

□ Notre évaluation se base sur le logiciel Saphir, La réponse du Well Test interprétée par le plot fait avec ce logiciel, avec ses différents résultats de S, K,  $\mu_o$ ,  $P_g$  ...etc.

Données utilisées :

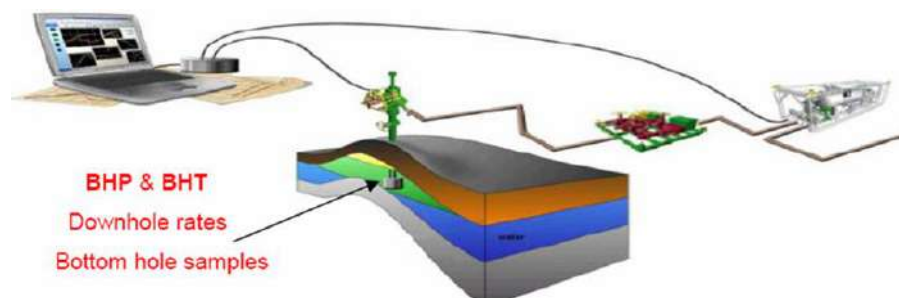
- Données obtenues par les tests du puits : MD-746 (DST 2020), HTFN-9(DST 2017, Frac 2010), HTF-14(DST BU Frac) sont  $P_g$ , PFD,  $P_t$ , Q, IP, K et le diamètre des duses ...
- Données des jaugeages : diamètre des duses,  $Q_h$ ,  $Q_g$ , GOR,  $P_t$ ,  $P_p$ ,  $P_s$ ,  $T_h$ , Q d'eau
- Donnée d'analyse Mini Frac (Pfrac, ISIP,  $P_c$  ....)
- Enregistrements de la variation de pression en fonction du temps et des gradients de pressions

- Les données PVT : viscosité  $\mu$ , compressibilité  $ct$ , ... etc.

**NB :** Ces données sont prise du Data banque de l'entreprise Sonatrach.

## IV.2 Description et utilisation du logiciel Saphir :

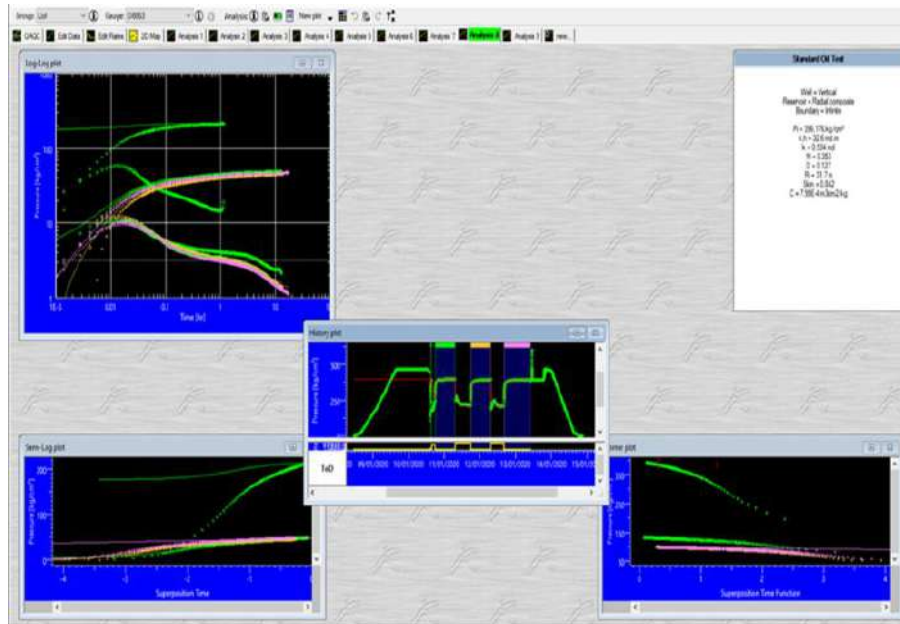
Saphir est un outil d'interprétation des essais de puits basé principalement sur la méthode de dérivée de la pression et le match des données mesurées au modèle en tenant compte de l'historique détaillé de la production. On y trouve en plus de l'analytique, la partie numérique qui traite des problèmes non linéaires et est employée pour générer des géométries complexes irréalisables par l'analytique. Saphir a une gamme complète de différentes fonctionnalités. D'autres dispositifs d'édition permettent des corrections de tendance et l'analyse de la pression. Un module du contrôle de qualité (QA/QC) permet, par l'analyse différentielle des mesures multiples, Après la génération du modèle, la régression non-linéaire est utilisée pour optimiser les paramètres du modèle. Ceci peut être automatique ou manuelle en commandant la liste des paramètres. Des intervalles de confiance sont affichés à la fin de la régression des courbes supplémentaires spécialisées peuvent être générées pour spécifier les régimes d'écoulement, parmi ces courbes il y a MDH et Horner.



*Figure IV-2 Description du logiciel Saphir*

L'interprétation sur ce logiciel est réalisée de la façon suivante :

- Entrer les enregistrements du test de puits ( $\Phi$ ,  $ct$ ,  $h$ ,  $q$ ,  $\mu$ ...etc.) déterminés à la pression moyenne du réservoir.
- Le modèle qui correspond au test est choisi en fonction de la géologie de la zone (fissure, faille...etc.) qui entoure le puits.
- Dans les interprétations du test de puits deux types de courbes sont utilisée. Tracer la courbe log-log de toutes les données sur test pour identifier les régimes de débit et sélectionner le modèle du réservoir le plus approprié avec la courbe de dérivée.



**Figure IV-3 : Capture les courbes d'interprétation par l'outil de Saphir (DST)**

### Plan d'analyse des données:

Les données ont été analysées selon le plan proposé dans la fig IV-4



**Figure IV-4 Plan d'analyse des données**

### IV.3 Discussion des résultats:

#### IV.3.1 Le puits MDZ-746 :

Le puits MD-746 est proposé pour un forage vertical statut producteur huile suite aux bons résultats des deux puits verticaux MD-705 et MD-718, il est situé à l'Est de MD-705 . Cette structure est représentée par un compartiment individualisé avec le MD-714 délimité par deux failles.

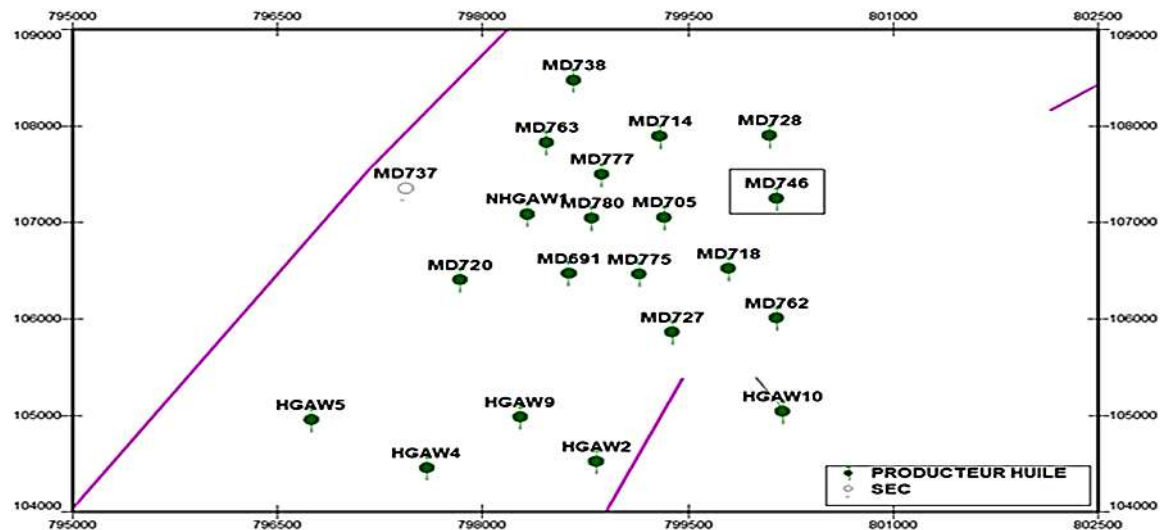


Figure IV-5 la position de puits MD746 avec ces puits voisins

#### Complétion :

MD746 est un puits producteur de huile foré en Décembre 2019 et complété par :

Tubing : 4"½ ancré ; Packer type frac à 0.5 m au dessus du Top Liner.

Réservoir : Recouvert d'un Liner Cimenté à Perforé 4"1/2 ; Top Liner à 3447m(CS),

Traversant les drains D5 et D4.

#### IV.3.1.1 DST du 08/01/2020 au 14/01/2020 :

Au cours de cet essai, la pression et la température sont-elles enregistrées toutes les cinq secondes pendant cinq jours au niveau du puits (Tableau IV1) à l'aide de Gauge (FigureIV 6) .Ce dernier est un instrument composé à la fois d'un élément sensible à la pression et température pour déterminer la pression réelle appliquée au capteur et de certains composants pour convertir cette information en un signal de sortie:





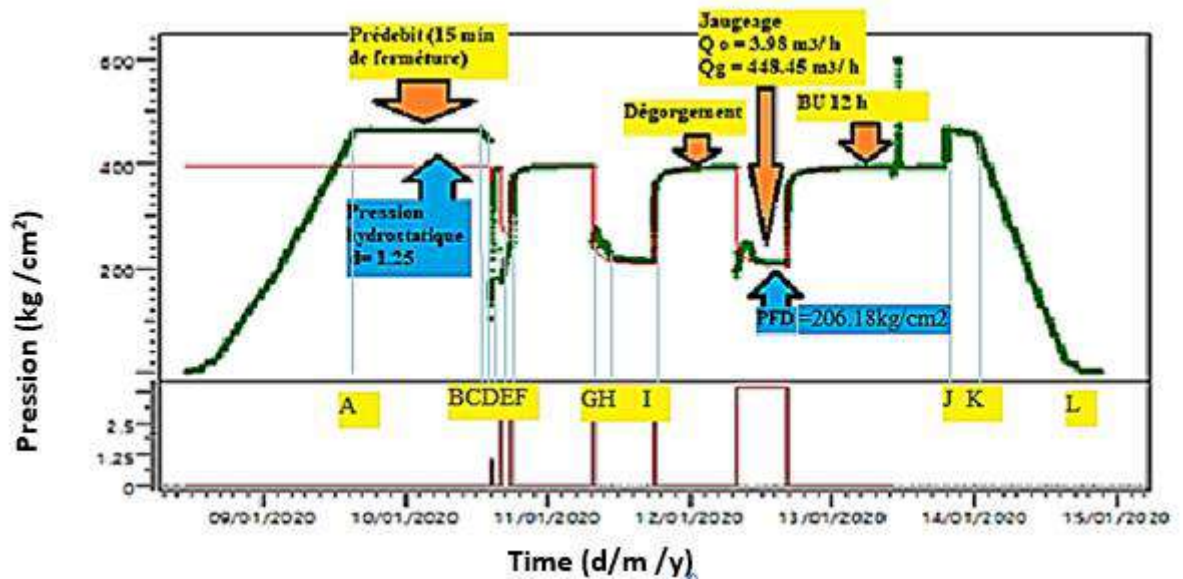
*Figure IV-6 Lecture DATA DST avec l'ordinateur*

**Tableau IV-1 DATA DST du puits MD-7461**

| <b>D/M/Y</b> | <b>Time</b> | <b>Delta (hour)</b> | <b>Pressure (Psi)</b> | <b>Temperature (c°)</b> |
|--------------|-------------|---------------------|-----------------------|-------------------------|
| 08-01-2020   | 10:59:00    | 0.000000            | 14.075                | 12.842                  |
| 08-01-2020   | 10:59:05    | 0.001389            | 14.050                | 12.845                  |
| 09-01-2020   | 00:00:00    | 13.016667           | 2237.852              | 54.969                  |
| 09-01-2020   | 00:00:05    | 13.018056           | 2237.862              | 54.976                  |
| 10-01-2020   | 00:00:00    | 37.016667           | 6591.810              | 114.038                 |
| 10-01-2020   | 00:00:05    | 37.018056           | 6591.846              | 114.038                 |
| 11-01-2020   | 00:00:00    | 61.016667           | 5597.349              | 115.015                 |
| 11-01-2020   | 00:00:05    | 61.018056           | 5597.348              | 115.015                 |
| 12-01-2020   | 00:00:00    | 85.016667           | 5545.322              | 115.563                 |
| 12-01-2020   | 00:00:05    | 85.018056           | 5545.340              | 115.562                 |

Après la récupération de toute la garniture les enregistreurs ont été récupérés aussi, un peu plus tard et à l'aide d'un lecteur et un logiciel spécial (Saphir) les données enregistrées ont été transmises à l'ordinateur qui nous a donné les graphes .





*Figure IV-7 History Plot (ouvertures et fermetures) du puits MD-746*

Nous permet de différencier les différentes étapes de test. Le plus important est la courbe de pression qui nous donne plus de renseignement sur le réservoir. pression se fait comme suit :

**A** : la fin de descente de train de test.

**B** : l'ancrage du packer.

**C** : première ouverture de PCT pour le pré-débit

**D** : fermeture de PCT pour la pression vierge.

**E** : ouverture PCT pour débit.

**F-G** : passage sur duse 1/2 réglable puis fixe avec passage sur séparateur.

**H** : fermeture de puits pour build up.

**I** : début de circulation inverse (éclatement des disques).

**J** : désancrage du packer.

**L** : la fin de remonté

**A-B** : montage de flow head.

**B-C** : plusieurs opérations ont été effectuées :

Fin Montage équipement de surface

Test ligne de surface (Manifold

Test équipement de surface (Flow head Safety meeting)

**C-D** : le temps de pré-débit.

**D-E** : la période d'enregistrement de la pression vierge.

**E-F** : passage sur duse réglable 3/8.

**G-H** : passage sur duse fixe 5/8 avec le passage sur séparateur.

**H-I** : augmentation de pression (build up).

**I-J** : la période de circulation inverse.

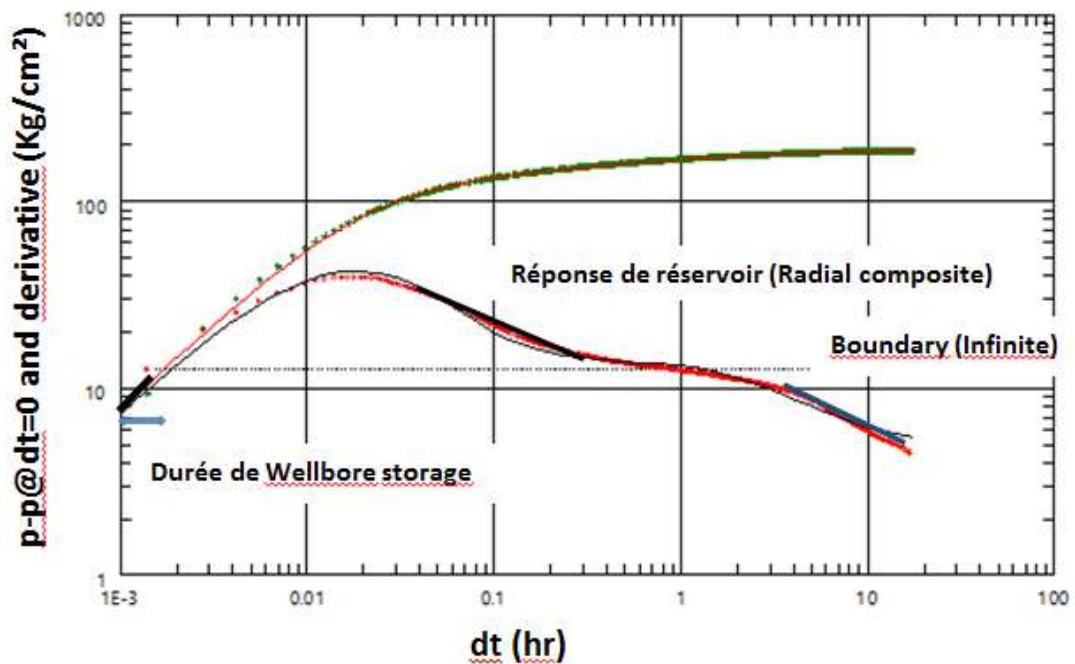
**K** : début de la remonté.

Le site est en cours de restauration. Avec une pression prévue supérieure à la pression de bulle, on s'attend à avoir un GOR normal (GOR de dissolution), donc pas de risque de venues

de gaz au cours du forage. Pour ce qui est des venues d'eau, elles sont improbables sauf s'il y a présence de fissures ouvertes.

**Tableau IV-2 Jaugeage 12/01/2020 du DST de puits MD-746**

| Pt (kgf/cm <sup>2</sup> ) | Duse (mm) | Débit huile (m <sup>3</sup> /h) | GOR (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> ) | Salinité huile (mg/l) |
|---------------------------|-----------|---------------------------------|---------------------------------------|-----------------------|
| 20.04                     | 9.53      | 3.98                            | 115                                   | 60                    |



**Figure IV-8 Log-Log Plot de puits MD-746**

Afin d'utiliser la méthode d'Horner, on doit tout d'abord tracer un graphe à l'échelle semi-logarithmique qui exprime la variation de la pression de fond en fonction de  $(\Delta t + t_p)/\Delta t$

Ensuite, on calcule les différents paramètres.

- A partir de la courbe de Horner (A) , on choisit la partie linéaire pour calculer
  - la pente m:

$$m = 21.5 \times \frac{Q\mu B_0}{kh} \quad (\text{U métrique}) \quad (9)$$

$$m = 162.6 \times \frac{Q\mu}{kh} \quad (\text{U.S}) \quad (10)$$

**m = 0.353**

- Calcul de la perméabilité :

D'après les équations (9) et (10) on peut déterminer K une fois h connue. La perméabilité est donnée par l'équation suivant :

$$k = 21.5 \times \frac{Q\mu B0}{mh} \quad (\text{U métrique}) \quad (11)$$

$$k=21.5 \times \frac{Q\mu B0}{mh} \quad (\text{U.S}) \quad (12)$$

k= 1.64 md

Remarque :

D'après les résultats on remarque que perméabilité de ce puits est très faible.

➤ Calcul de skin :

A partir de la courbe de Horner (Fig IV-9), on cherche la pression qui correspond à puis on calcul la valeur de skin par la formule suivante :

$$S = 1.15 \left[ \frac{P_{1h} - P_{wf}}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu c r w^2} + 3.1 \right] \quad (\text{U métrique}) \quad (13)$$

$$S=1.15 \left[ \frac{P_{1h} - P_{wf}}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu c r w^2} + 3.32 \right] \quad (\text{U.S}) \quad (14)$$

S= 15.4

Note : La valeur du Skin positive est due au problème de colmatage causé par les dépôts de sel

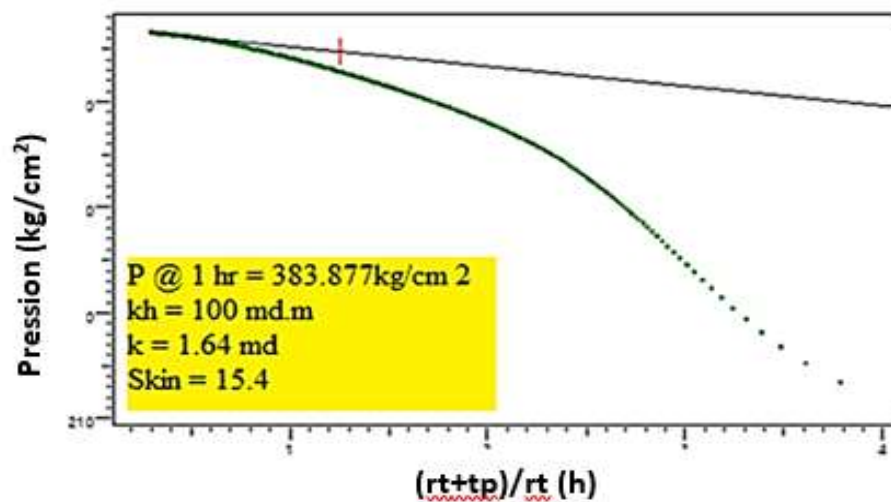
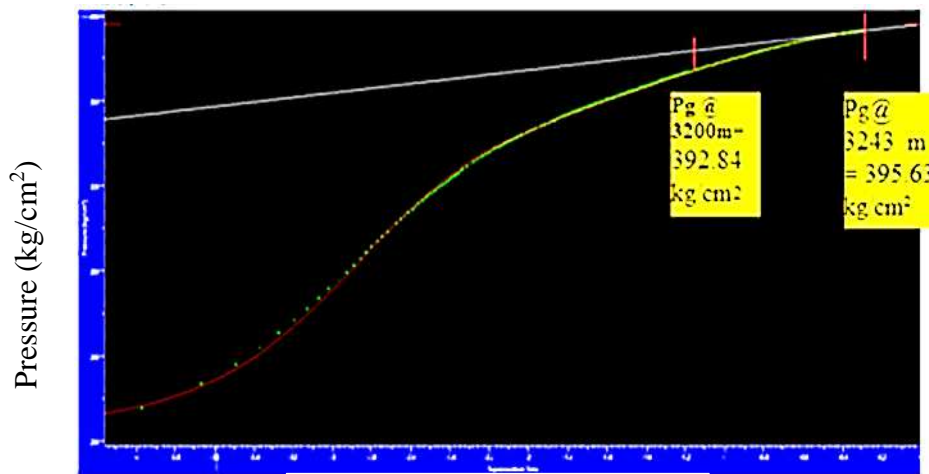


Figure IV-9 Horner Plot de puits MD-746

A partir de la courbe de Semi-Log (Fig IV-10), on choisit la partie linéaire pour ces résultats :

$P_g @ - 3243 \text{ m} = 395.63 \text{ kg/cm}^2$  ,

$P_g @ - 3200 \text{ m} = 392.84 \text{ kg/cm}^2$  .



*Figure IV-10 Semi-Log Plot de puits MD-746*

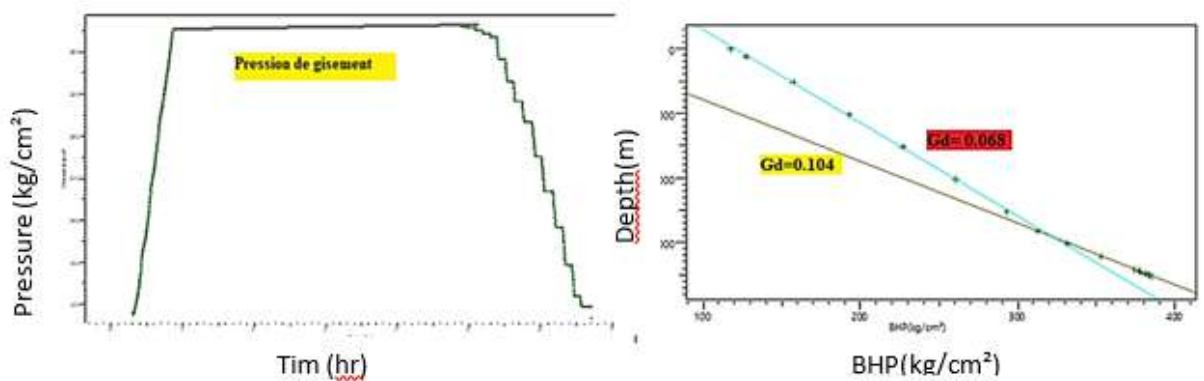
#### IV.3.1.2 PFS du 27/11/2020 :

Programmation de PFS est un enregistrement " step time 5 secondes". Le mesure PFS sur les puits listés dans le programme ci-dessous :

- Faire une relevée de Pression en Tête avant la mesure.
- Contrôle du tubing et du fond.
- Descente deux enregistreurs électroniques.
- Enregistrement de la PFS pendant 4 heures vers la côte indiquée dans le tableau.
- Enregistrement des paliers de 5mn au cours de la remontée à des niveaux : Profondeur réelle d'enregistrement du fond -10m ; 20m ; 40m ; 70m ; 130m ; 300m ; 500m ; 700m ; 1000 ; 1500m ; 2000m ; 2500m ; 3000m ; 3400m et la tête du puits.
- A travers ce test est la pression et la température sont enregistrées niveau du puits (Tableau V 3) .

**Tableau IV-3 Data P et T de PFS du puits MD-746**

| d/m/y      | Time       | Delta (hour) | Pressure | Temperature |
|------------|------------|--------------|----------|-------------|
| 27/11/2020 | 09 :30 :00 | 0 .000000    | 1.48291  | 10.6847     |
| 27/11/2020 | 09 :30 :05 | 0.001389     | 1.52685  | 10.7248     |
| 27/11/2020 | 09 :30 :10 | 0.002778     | 1.62646  | 10.7708     |
| 27/11/2020 | 09 :30 :15 | 0.04167      | 1.80762  | 10.8134     |
| 27/11/2020 | 09 :30 :20 | 0.005556     | 1.85156  | 10.8472     |



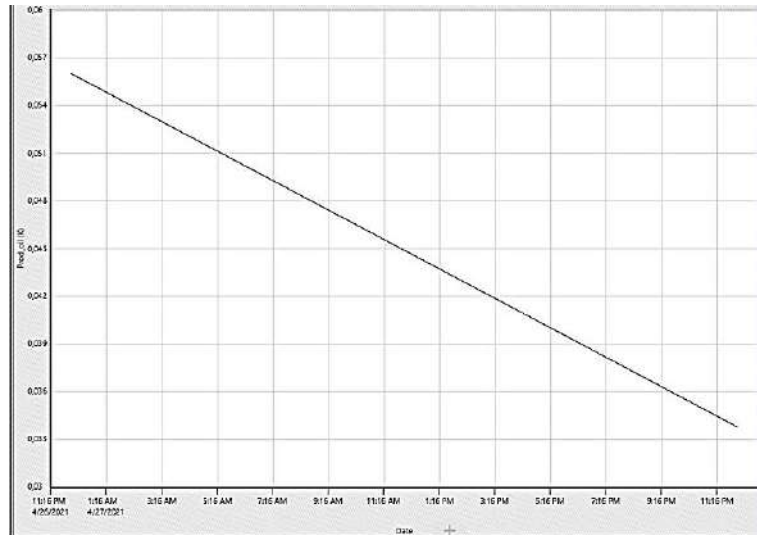
**Figure IV-11 Raw Data du Puits (Pression en Fonction du Temps) et Gradient Statique de puits MD-746**

L'interprétation de PFS du 27/11/2020 nous a donné les résultats suivants :

- La pression de gisement est à l'ordre de 369kg/cm<sup>2</sup> à 3200m.
- La colonne de production contient deux fluides, de l'huile avec un gradient de 0.068kg/cm<sup>2</sup>/m, et de l'eau avec un gradient de 0.104 kg/cm<sup>2</sup>/m.
- L'interface huile-eau se situé à 2923.03m.

Après plusieurs opérations spéciales (tel que le nettoyage, l'acidification et la fracturation hydrauliques) effectués dans le puits MD746, sans résultats remarquables dans le gain de production de puits, alors le puits est actuellement neutralisé (sous boue) vu une opération de Work-over pour le reprendre en Short Radius dans le D5 .

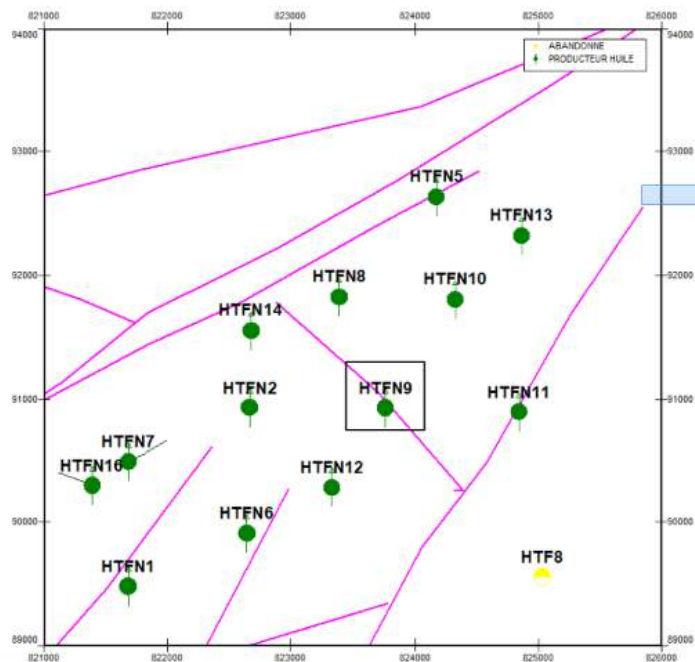
La figure 12 représente le historique de production de puits MD746 après toute les opérations



*Figure IV-12 Historique de production MD 746*

### IV.3.2 Le puits HTFN9 :

Le puits HTF-N9 est proposé pour un forage vertical en 18/05/2017, statut producteur huile suite aux bons résultats des deux puits verticaux HTF-N12 et HTF-N10.



*Figure IV-13 la position de puits HTFN-9 avec ces puits voisins*

**Complétion:**

\* Tubing : 4"½ ancré      Packer vers 3314 m (CE)      Réservoir : Open hole.

**IV.3.2.1 DST du 23 au 28/04/2017 :**

Le premier DST réalisé en 28/04/2017 à l'AC à 3437,5 m.

**Chronologie du test :**

|                   |                                     |       |
|-------------------|-------------------------------------|-------|
| Date 24/04/2017 : | 1 ère Ouverture                     | 14:36 |
| -                 | Boue en surface                     | 14:54 |
| -                 | Trace d'huile en surface en surface | 15:00 |
|                   | 1 er Fermeture                      | 18:00 |
| Date 25/04/2017   |                                     |       |
|                   | 2 ème Ouverture                     | 7:42  |
| -                 | Passage sur duse fixe               | 10:24 |
| -                 | Passage sur separateur              | 12:19 |
| -                 | Débit de comptage                   | 12:45 |
| -                 | Fin de comptage                     | 14:40 |
|                   | 2 ème Fermeture                     | 14:58 |
| Date 26/04/2017 : | Jaugeage De 12:45 à 14:40           |       |

L'analyse des données de jaugeage et de production mensuelle avant l'opération de fracturation hydraulique, permet d'avoir une idée sur le suivi d'exploitation de puits.

**Tableau IV-4 Jaugeage DST 26/04/2017 du puits HTFN-9**

| <i>Pt (kgf/cm<sup>2</sup>)</i> | <i>Duse (mm)</i> | <i>Débit huile (m<sup>3</sup>/h)</i> | <i>GOR (m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>)</i> | <i>Salinité huile (mg/l)</i> |
|--------------------------------|------------------|--------------------------------------|--|------------------------------|
| 142                            | 9.53             | 15.63                                | 56.32                                    | 50                           |

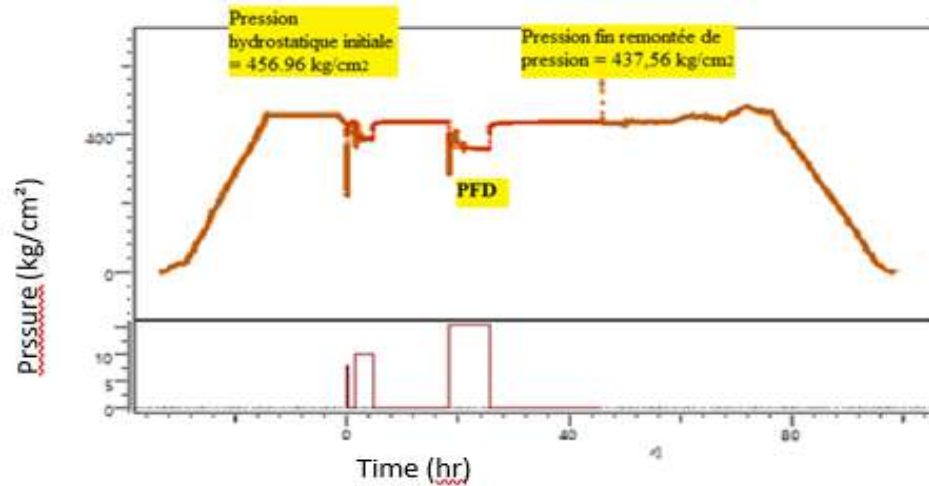


Figure IV-14 History Plot (ouvertures et fermetures) du puits HTFN-9

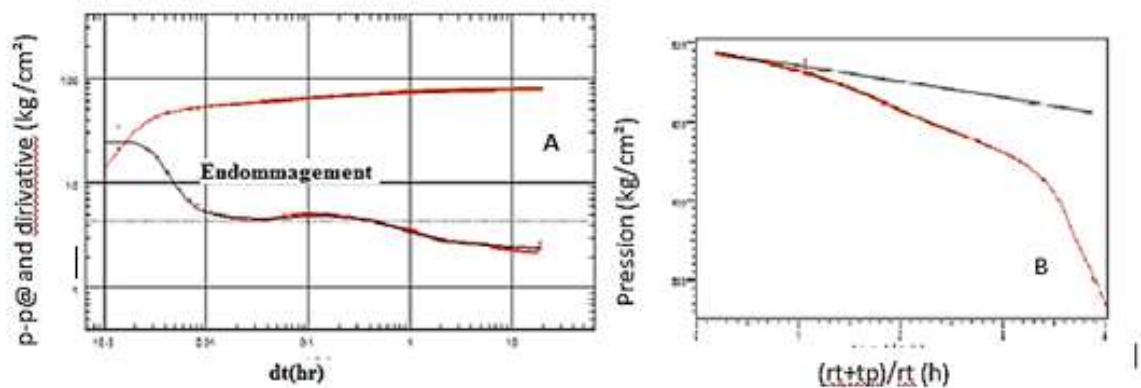


Figure IV-15 Log-Log Plot(A) , Horner Plot(B) du puits HTFN 9

D'après la Figure 15 et 16(A), on trouve les résultats suivants :

$P_g @ - 3115.56 \text{ m} = 438.33 \text{ kg/cm}^2$ ,  $P_{fd} @ - 3115.56 \text{ m} = 359.82 \text{ kg/cm}^2$ ,

$P_g @ - 3280 \text{ m} = 449.02 \text{ kg/cm}^2$ ,  $IP = 0.199 \text{ m}^3/\text{h}/\text{kg/cm}^2$

Les résultats d'interprétation de courbe Horner figure 15 (B) :

$HK = 288 \text{ m.mD}$ ,  $Skin = 2.82$ ,  $K = 3.13 \text{ md}$

**NB** : Ce puits est endommagé par skin positive égal 2.82.

A partir de ces résultats, on conclut que l'augmentation de la valeur du Skin provoque une diminution de production.



Après plusieurs opérations effectués dans le puits HTFN-9 ce qui montre une diminution du débit jusqu'à une valeur  $Q = 1.55 \text{ m}^3/\text{h}$ . Alors HTFN-9 a été choisi comme candidat pour le traitement par fracturation hydraulique afin d'accroître son potentiel de production

#### IV.3.2.2 Fracturation hydraulique du 26/04 à 02/05/2021 :

L'opération de fracturation se déroule en quelques jours, le test d'injectivité et shadow frac (Data frac) dans les premiers jours et les résultats obtenus permettent d'établir un design du traitement principal (Main frac) qui sera exécuté.

##### IV.3.2.2.1 Enregistrement de température de puits HTF-N9 :

Un relevé de température a été effectué après l'injection de Data Frac afin d'estimer la hauteur de rupture. La transmission montre une propagation de la fracture de 3360m à 3450 m (Fig IV-16).

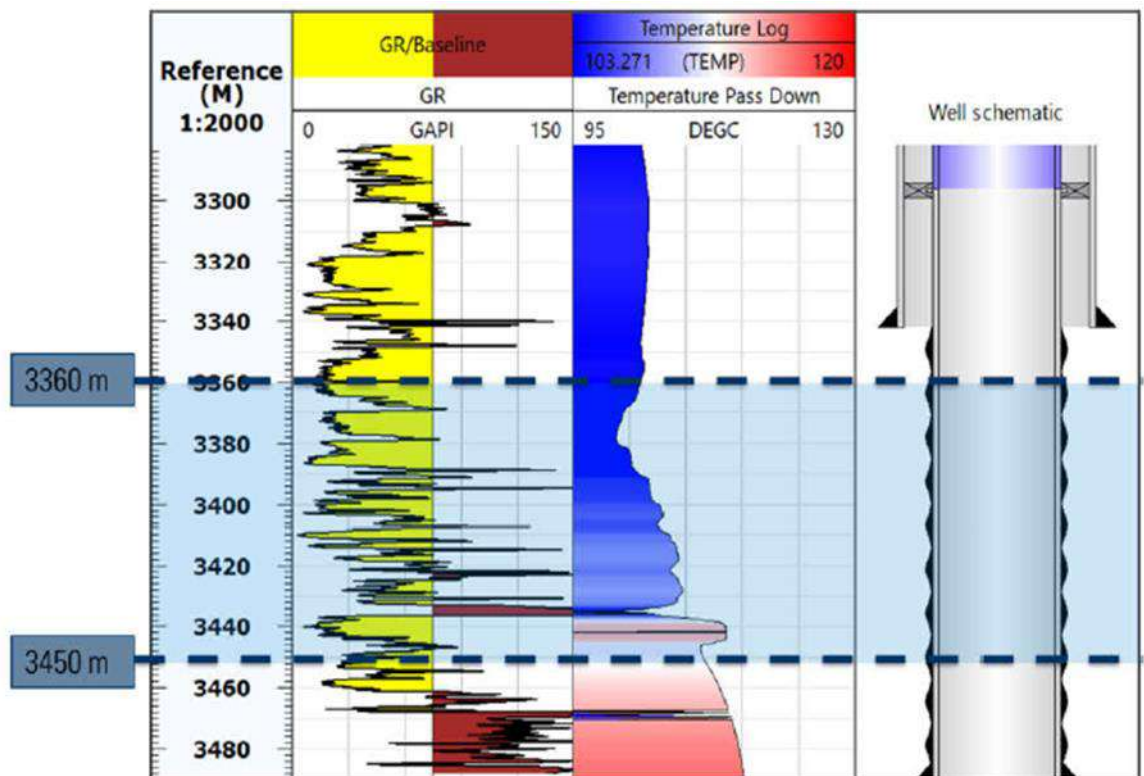


Figure IV-16 Journal de température post-DataFRAC

##### IV.3.2.2.2 Test d'injectivité (Break down test) 29/04/2021 :

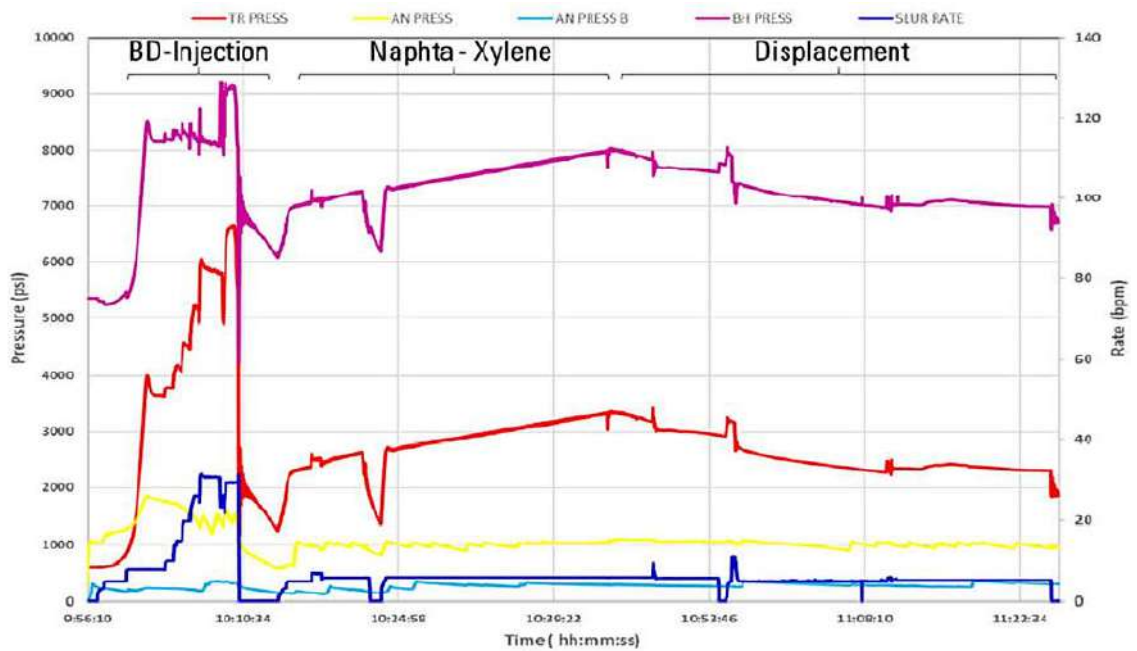
Après le montage et installation des équipements de l'opération de fracturation par Schlumberger : 1. Test de toutes les lignes à 12000 psi.

2. Test les espaces annulaire A et B à 5000 psi pendant.
3. Taré la soupape de sécurité A à 3300 psi,
4. Taré la soupape de sécurité B à 1300 psi,
5. Réglé la pression des pompes à 12000 psi,
6. Ouvrir la vanne de la tête de puits,
7. Augmenté la pression dans l'annulaire A à 1000 psi et préparé pour la fixé entre 2000 et 3000 psi durant l'opération
8. Augmenté et maintenir la pression dans l'annulaire B à 200 psi
9. Ouvrir la vanne manuelle du TreeSaver. WHP= 613 psi
10. Entamer le pompage avec différents rates.

Le tableau ci-dessous représente les stages de test d'injectivité avec les types et les volumes des fluides utilisés (Tableau IV) listés pendant un jour. Qui permet de tracer la courbe de pression en fonction de temps pendant le pompage de fluide (Figure IV 17)

**Tableau IV-5 Breakdown/Injection Stage des pompes mesurées**

| Step | Step Name               | Slurry Volume (bbl) | Slurry Rate (bbl /min) | Pump Time (min) | Fluid Name    | Fuid Volume (gal) |
|------|-------------------------|---------------------|------------------------|-----------------|---------------|-------------------|
| 1    | Well Fill Up-Break Down | 201.3               | 22.0                   | 13.5            | Treated Water | 8456              |
| 2    | Naphta-Xylene           | 175.6               | 6.1                    | 29.7            | Naphta-Xylene | 7373              |
| 3    | Displacement            | 218.5               | 5.5                    | 40.2            | Treated Water | 9177              |
| 4    | Step Rate Test          | 131.8               | 21.8                   | 8.2             | Treated Water | 5534              |



*Figure IV-17 Breakdown-Injection / Naphta-Xylene*

Cette Figure IV 17 monté le déroulement de test d'injectivité comme suite :

**La phase 1** : correspond à un petit test d'injectivité avec de l'eau traitée pour voir la chute de pression (break down). Ce test est positif à 3 960 psi de la pression de surface avec un débit de 5 bpm.

**La phase 2** : on arrête le pompage de l'eau traitée et on passe au pompage de l'acide (Naphta-Xylene) pour éliminer les obstacles, ainsi que dépôts minéraux.

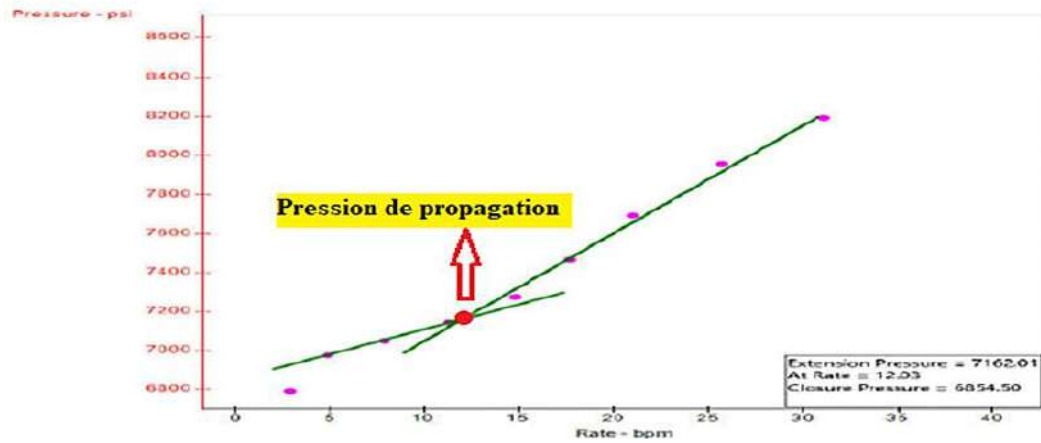
**La phase 3** : Après le pompage de l'acide, on pompe l'eau traitée (Over flush) pour nettoyer le tube et pousser tout l'acide dans le réservoir (il ne faut pas laisser l'acide à l'intérieur du tube pour éviter la corrosion de tubage). Cette étape est très importante pour la protection du tubage.

Total des volumes injectés : (Injectivité tests)

- o Total Treated Water: 551.6 bbl = 87.7 m<sup>3</sup>
- o Naphta-Xylene 175.6 bbl = 27.9 m<sup>3</sup>
- o Total Non-Corrosive/abrasive fluide: 551.6 bbl = 87.7 m<sup>3</sup>
- o Total Dangereuse fluide: 175.6 bbl= 27.9 m<sup>3</sup>

➤ **Step Rate Test :**

Le test du taux par étapes a été effectué en pompant aux taux suivants : 0 – 3 – 5 – 8 – 11 – 15 – 18 – 21 – 25 bpm jusqu’à ce que atteignant 30 bpm, puis les pompes ont été arrêtées et le déclin record.



**Figure IV-18 Step Rate Test Plot**

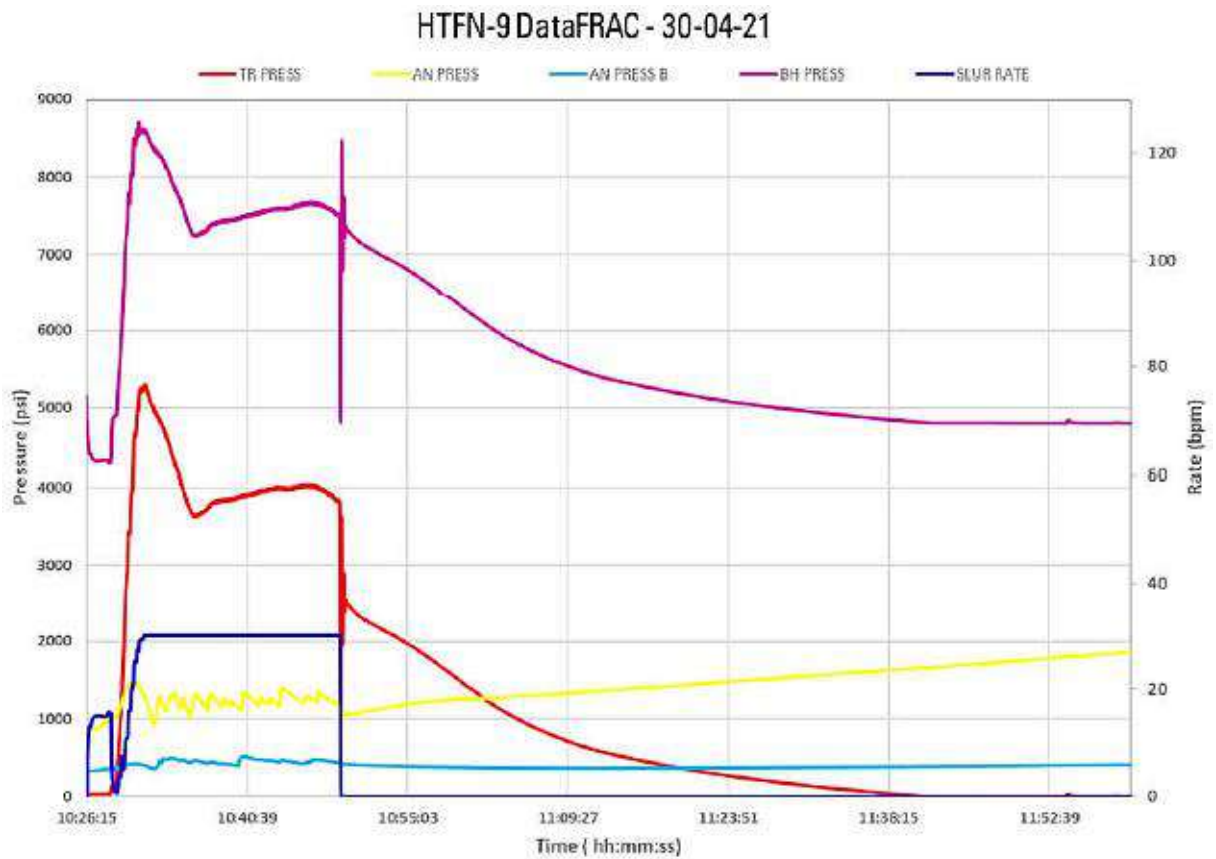
La pression d’extension de l’analyse Step Rate Test est 7 162 psi à rate de 12,0 bpm, la limite supérieure de la fermeture est estimé à 6 854 psi, ce qui correspond à un gradient de 0,61psi/ft.

**IV.3.2.2.3 Data Frac (Mini Frac) 30/04/2021 :**

Le déroulement du Data Frac est représenté sur (Figure19), et les données du test sont reportées dans le (Tableau 6).

**Tableau IV-6 Données du data frac test du puits HTFN-9**

| Step | Step Name      | Slurry Volume (bbl) | Slurry Rate (bbl /min) | Pump Time (min) | Fluid Name      | Fluid Volume (gal) |
|------|----------------|---------------------|------------------------|-----------------|-----------------|--------------------|
| 1    | <b>Pre-Pad</b> | <b>66.5</b>         | <b>17.5</b>            | <b>4.9</b>      | <b>WF135</b>    | <b>2779</b>        |
| 2    | <b>Pad</b>     | <b>357.1</b>        | <b>30.0</b>            | <b>11.9</b>     | <b>YF135HTD</b> | <b>15000</b>       |
| 3    | <b>Flush</b>   | <b>178.9</b>        | <b>30.0</b>            | <b>6.0</b>      | <b>WF135</b>    | <b>7535</b>        |



**Figure IV-19 Traitement Data frac test du puits HTFN-9**

La Figure 19 présente les phases de traitement Data Frac comme suite :

**La phase 1** : On injecte du PréPad avec un débit maximum de 30 bpm, en causant une augmentation de la pression de surface et la pression du fond de puits (Bottom Hole Pressure). Nous observons une chute de pression. Cette chute signifie que la fracture est ouverte.

**La phase 2** : Après la cassure de la formation on injecte 15000 gal du Pad pour développer la fracture. La stabilisation de la pression veut dire que la formation absorbe le gel et que la fracture se propage le plus loin.

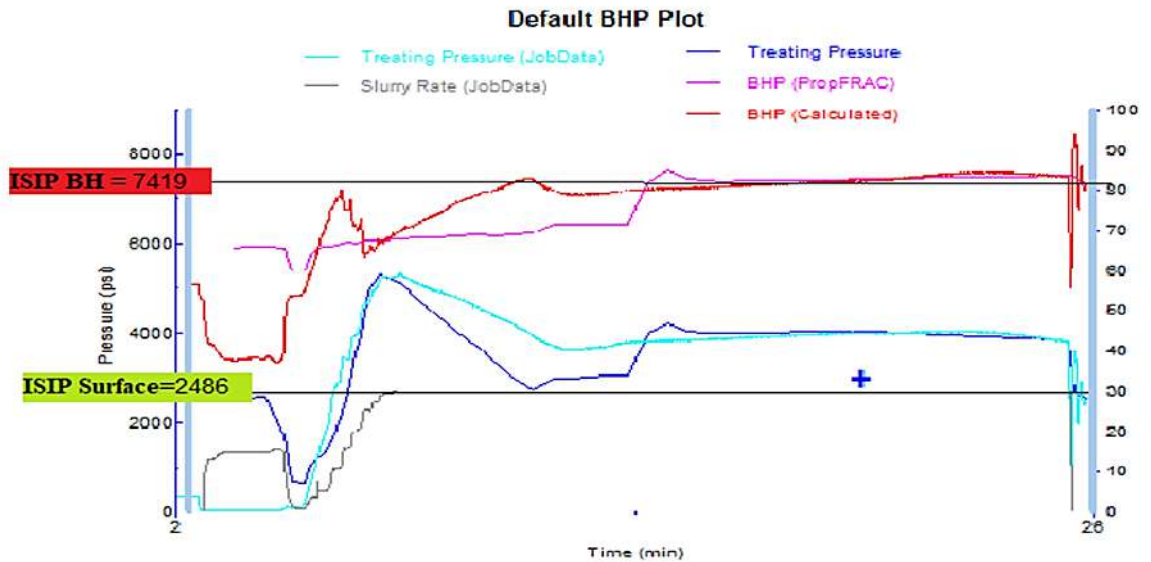
**La phase 3** : On pompe 178.9 bbl du Flush pour chasser le mélange précédent (slurry) dans la formation.

**La phase 4** : L'arrêt de pompage (débit = 0) et la surveillance de déclin de pression pour déterminer ( la pression de fermeture (Psi), l'efficacité de fluide (%) ainsi que pression nette (Psi)) .

Total des volumes injectés : (Data frac)

- o Total Linear Gel WF135: 245.4 bbl = 39.0 m<sup>3</sup>
- o Total Crosslinked Gel YF135HTD: 357.1 bbl = 56.8 m<sup>3</sup>
- o Total Non-Corrosive/abrasive fluid: 602.5 bbl = 95.8 m<sup>3</sup>

Pour correspondre au ISIP du modèle utilisé dans la simulation, le profil de contrainte a été modifié Leak-off totale, les coefficients pour le fluide de fracturation YF135HTD qui a été utilisé pour étalonner le déclin pour correspondre au fluide.



*Figure IV-20 Match Plot de pression Data Frac*

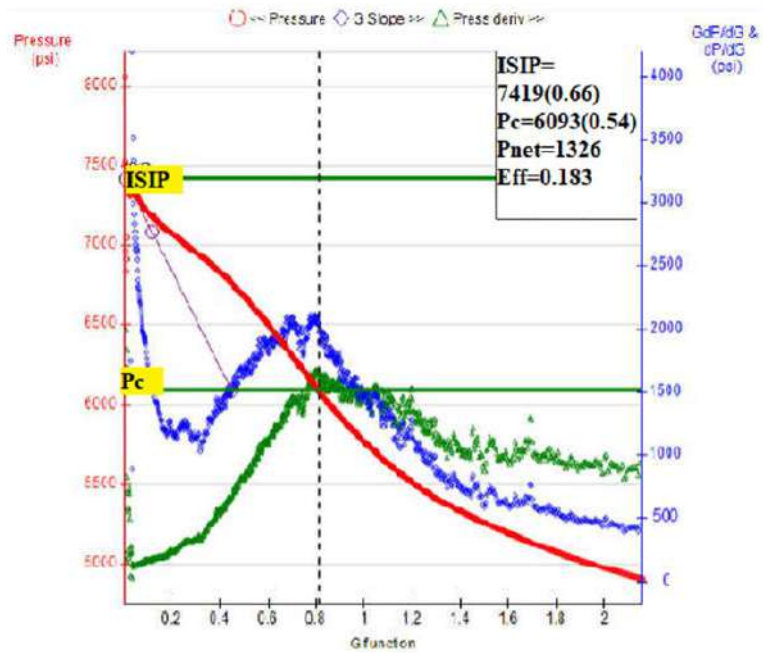


Figure IV-21 G-Function du puits HTFN-

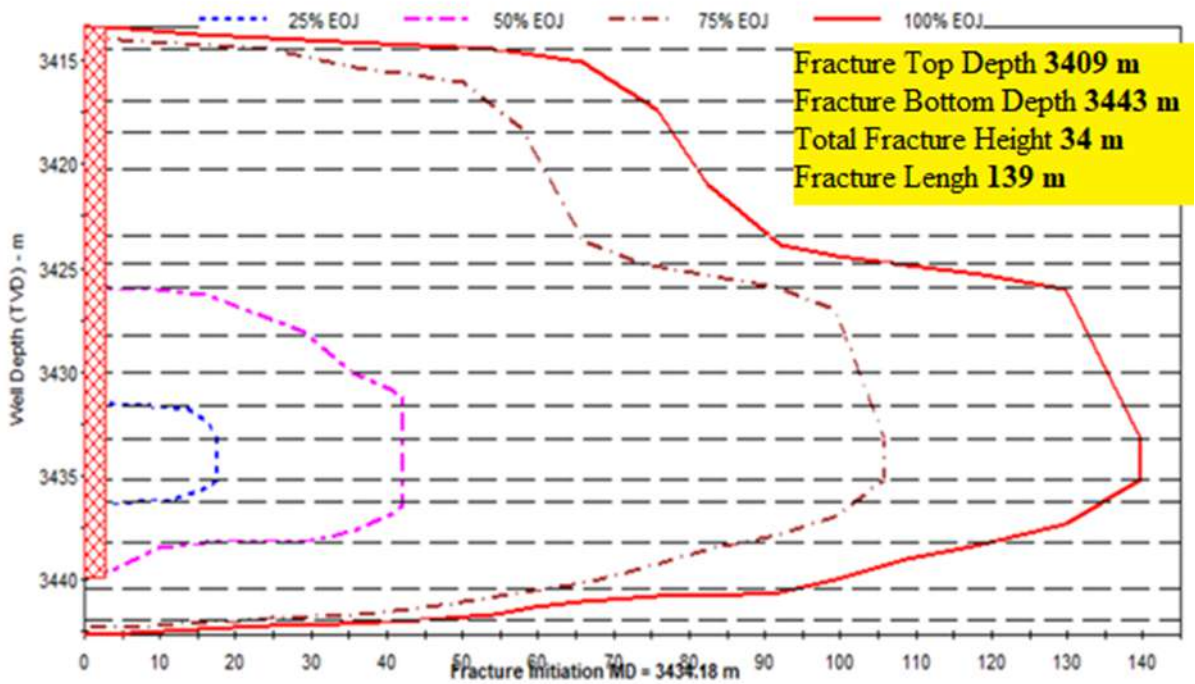


Figure IV-22 La géométrie de frac de Data Frac



Les résultats d'analyse de mini frac sont résumé dans le tableau suivants IV 7

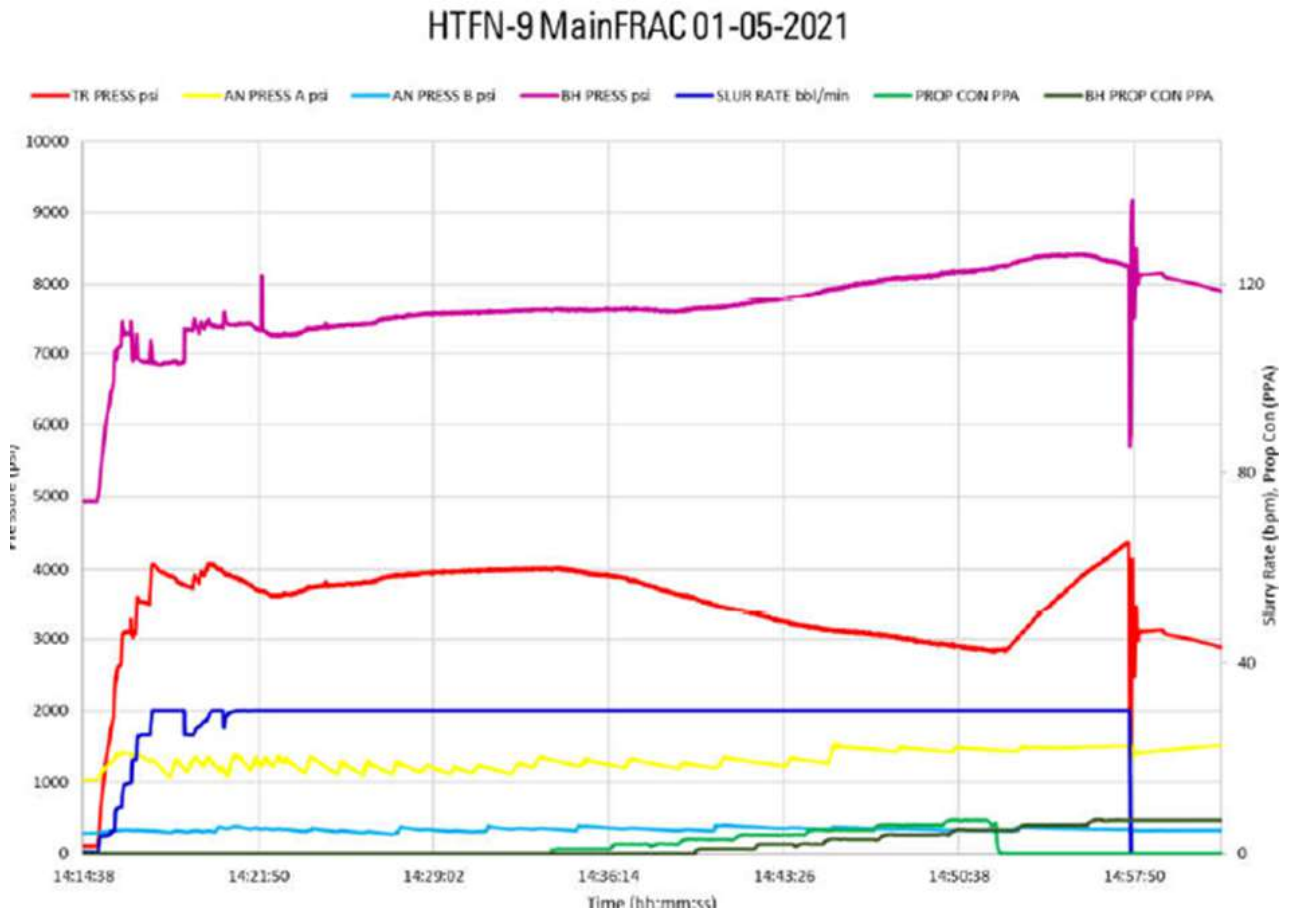
**Tableau IV-7 Résultats d'analyse Data frac du puits HTFN-9**

| <b>Courbe Match Mini Frac (Fig 20)</b> | <b>Courbe G-Function (Fig 21)</b> | <b>Pnet=BH ISIP – Pc</b> | <b>Eff= Vfracture /Vinjecté</b> | <b>S ISIP=BH ISIP - Ph</b> | <b>Mesurer</b>   | <b>Tot frect= LPP-S ISIP</b> | <b>(Fig 22) La géométrie de frac</b> | <b>(Fig 22) La géométrie de frac</b>   | <b>(Fig 22) La géométrie de frac</b> | <b>(Fig 22) La géométrie de frac</b> |
|--|-----------------------------------|--------------------------|---------------------------------|----------------------------|------------------|------------------------------|--------------------------------------|--|--------------------------------------|--------------------------------------|
| <b>BH ISIP (psi)</b>                   | <b>Pc (psi)</b>                   | <b>P net (psi)</b>       | <b>Efficiency (%)</b>           | <b>S ISIP (psi)</b>        | <b>LPP (psi)</b> | <b>Totale frection (psi)</b> | <b>Depth to Top of the Frac (m)</b>  | <b>Depth to Bottom of the Frac (m)</b> | <b>Tot fract heigh Wf (m)</b>        | <b>Frac Lengh XL (m)</b>             |
| 7419                                   | 6093                              | 1326                     | 18.3                            | 2486                       | 6019             | 3533                         | 3409                                 | 3443                                   | 34                                   | 139                                  |



***IV.3.2.2.4 Main Job (Traitement principal) 01/05/2021 :***

A la base des analyses de mini-frac, l'ingénieur de fracturation va réaliser le design du traitement lui-même avec entré du propane (sable) dans la formation a des différentes étapes de pompage c'est-à-dire a des différentes concentrations des agents de soutènement.

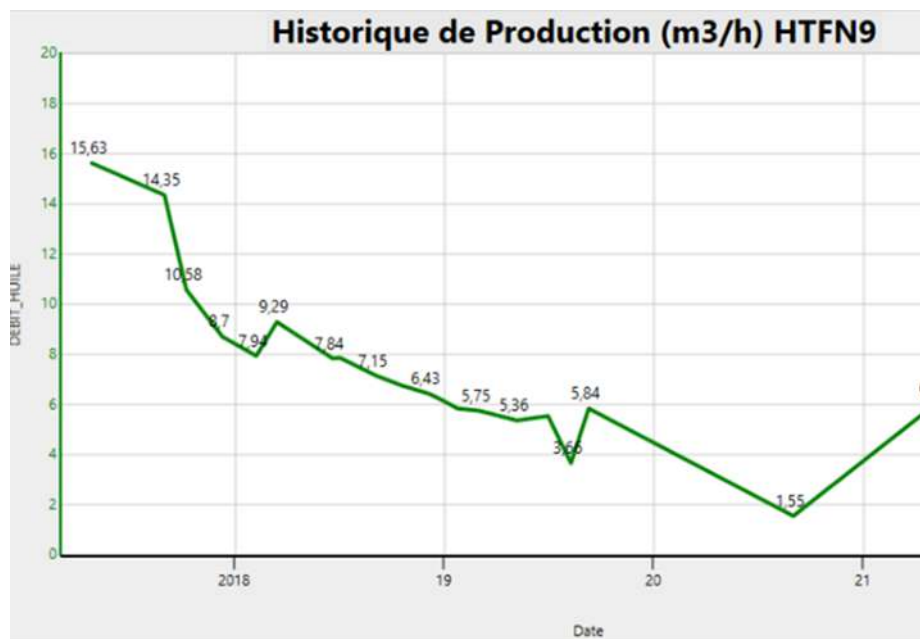


***Figure IV-23 MainFRAC Treatment Plot***

Le principal traitement de fracturation effectué le 1er mai 2021 a commencé par une phase de pré-DAP qui a augmenté le taux jusqu'à 25 bpm. avec gel linéaire WF135 pompant 72,9 bbls, suivi de l'étage PAD composé de 476,2 bbls de gel réticulé YF135HTD et l'augmentation de la vitesse à 30 bpm. Dans l'ordre, les étages d'étayage ont été échelonnés de 1 APP à 2 APP avec 30/50 HSP, de 3 PPA à 7 PPA avec 20/40 HSP. Enfin, le puits a été rincé avec 167,5 bbls de gel linéaire WF135 y compris une sous flush de 5 bbls.

La quantité totale d'agent de soutènement pompé pendant ce traitement était de 78 804 livres, l'agent de soutènement total placé dans la formation est de 75 923 lb à une concentration maximale de 7 PPA.

D'après le résultat de FCD (conductivité de fracture)  $FCD=5.6 > 1.6$  on a une bonne conductivité avec amélioration de production  $Q = 6.07 \text{ m}^3/\text{h}$



*Figure IV-24 Historique de production HTFN9*

**IV.3.3 Le puits HTF-14 :**

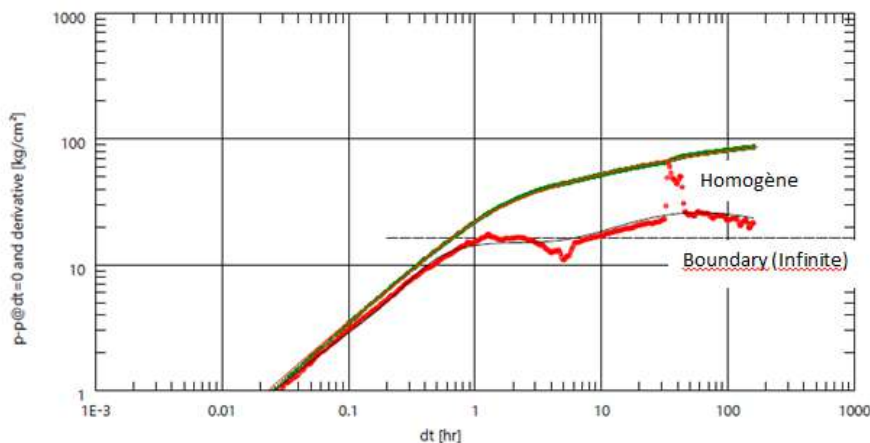
HTF14 est un puits producteur huile foré le 01/12/2012, dans la zone HZP/HTF, traversant le Quartzites El Hamra, elle a commencé avec un débit de 8,84 m<sup>3</sup>/h et est actuellement fermée en raison d'un débit nul. Une opération de traitement matriciel a été effectuée pour faciliter le démarrage du puits, mais sans résultat, une opération de fracturation hydraulique est nécessaire pour contourner les dommages et remettre le puits en production.



*Figure IV-25 Position de puits HTFN-9 avec ces puits voisins.*

**IV.3.3.1 BUILD UP 25/11 jusqu'à 06/12/2015**

Le Bu réalisé en 2015 indique un débit d'huile de 1.98 m<sup>3</sup>/h, GOR de 104, WC 0% et une pression de renouvellement de 190.07kg/cm<sup>2</sup>, PI 0.0094 et une perméabilité de 0.587md avec un skin de 10.8 l'interprétation de cette accumulation a montré que le modèle de réservoir est homogène avec limite infinie la figure 26 résume les résultats de cet essai.



*Figure IV-26 Log-Log Plot de Build up HTF-14*

**IV.3.3.2 Fracturation hydraulique 22/25 aout 2021:**

L'opération de fracturation se déroule en quelque jours, les premier jours on fait le test d'injectivité et shadow frac (Data frac) 22/23 AOUT et les résultats obtenus permettent d'établir un design du traitement principal (Main frac) 25aout qui va exécuter.

**IV.3.3.2.1 Thermométrie :**

Un relevé de température a été effectué quatre heures après le Minifrac. Le log montre un refroidissement de 3 265 m RT vers le bas à 3 405 m RT avec un refroidissement principal dans la partie inférieure de 3 325 m RT 3 405 m RT

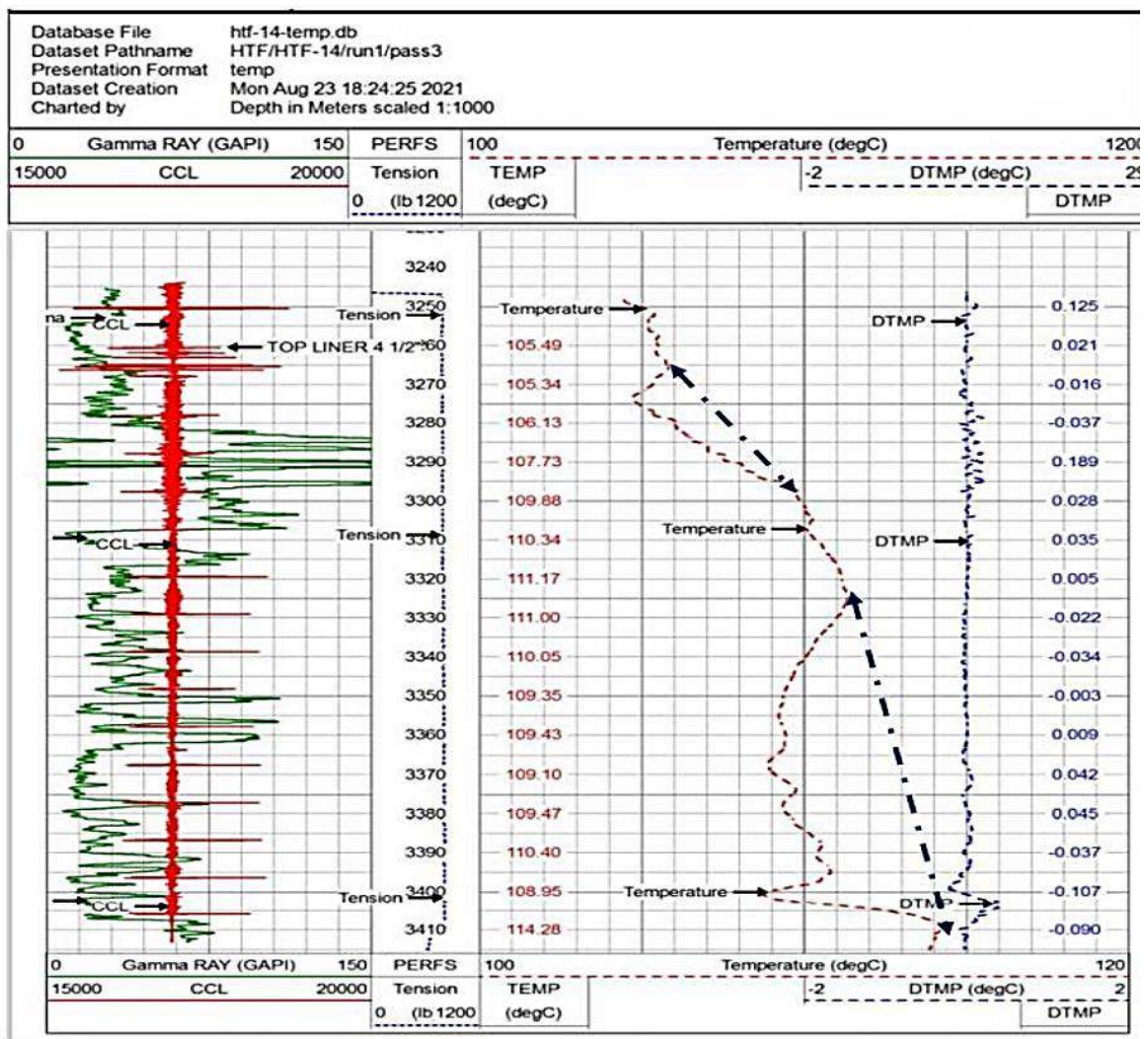
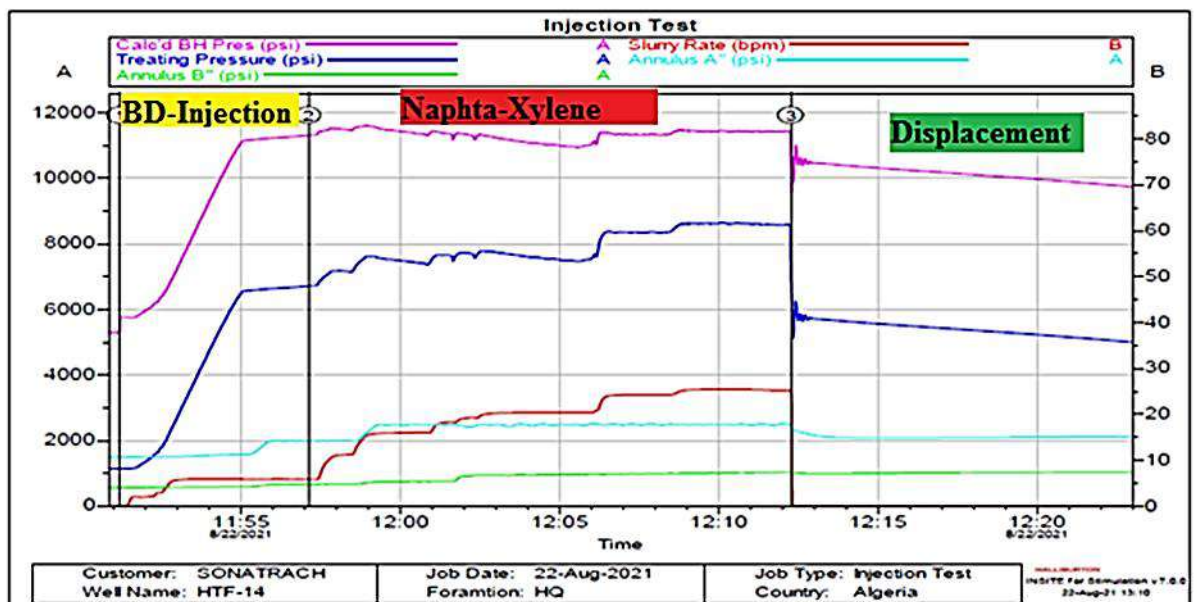


Figure IV-27 Enregistrement de température

**IV.3.3.2.2 Test d'injectivité (breakdown injection) 22/23aout 2021 :**

Le 22 et 23 août, un test Breakdown/Injection L'essai de décomposition et d'injection a été effectué pour accorder un taux minimal à travers les perforations et avoir une estimation de l'état de contrainte in situ à l'aide de la décomposition. Après le Montage et installation des équipements de l'opération de fracturation par HALIBURTON :

1. Test de toutes les lignes à 11 000 psi .
2. Test les espaces annulaire (AetB) 9 5/8" et 13 3/8" à 5000 psi.
3. Taré la soupape de sécurité 13 3/8" à 3500 psi,
4. Taré la soupape de sécurité 9"5/8 à 1500 psi,
5. Réglé la pression des pompes à 9500 psi,
6. Ouvrir la vanne de la tête de puits,
7. Augmenté la pression dans l'annulaire 13 3/8" à 500-1 000 psi et maintenir cette pression à fond
8. Augmenté et maintenir la pression dans l'annulaire 9"5/8 à 1000 psi
9. Ouvrir la vanne manuelle du TreeSaver. WHP= 450 psi
10. Entamer le pompage avec différents rates.



**Figure IV-28 Breakdown-Injection HTF14**

---

Cette Figure 28 montre les stades des essais d'injection avec les types et volumes de fluides utilisés :

Corresponds à un petit test d'injectivité avec de l'eau traitée pour voir la chute de pression (break down). En vérifiant la pression de la tête de puits observée à 1 111 lb/po<sup>2</sup>. Puis commencer l'injection d'eau traitée avec un débit minimum de 2 bpm en utilisant des pompes à haute pression

- Remplir les puits avec de l'eau traitée pour homogénéiser la colonne hydrostatique.
- Effectuer un test de dégradation avec de l'eau traitée à 1-10 bpm jusqu'à ce que la dégradation se produise.
- Passer à 27 m<sup>3</sup> de mélange naphta/xylène (50/50) à faible débit puis déplacer le mélange avec de l'eau traitée.
- Une fois que le volume requis du mélange naphta/xylène est injecté, passer à l'eau traitée puis augmenter progressivement le taux d'injection jusqu'à atteindre le taux de pompage maximal conçu pour le minifrac. Chaque débit d'injection doit être maintenu pendant une période suffisante (1 minute) jusqu'à ce que la pression d'injection soit stable.

**Notes :** Le débit du mini-frac peut être modifié après analyse des résultats du test d'injectivité et en combinant les données du profil d'effort.

Total des volumes injectés : (Injectivité tests) :

- Treated Water 3% NH<sub>4</sub>CL= 39.02m<sup>3</sup> = 10304gal
- 27 m<sup>3</sup>=7132.65 gal de Naphtha/Xylene Mixture (50/50).

#### ***IV.3.3.2.3 Data Frac (mini frac) 22/23aout 2021:***

Le test Data FRAC a été effectué 22/23aout2021. Le déroulement du Data Frac est représenté sur Figure 29, et les données du test sont reportées dans le Tableau 8



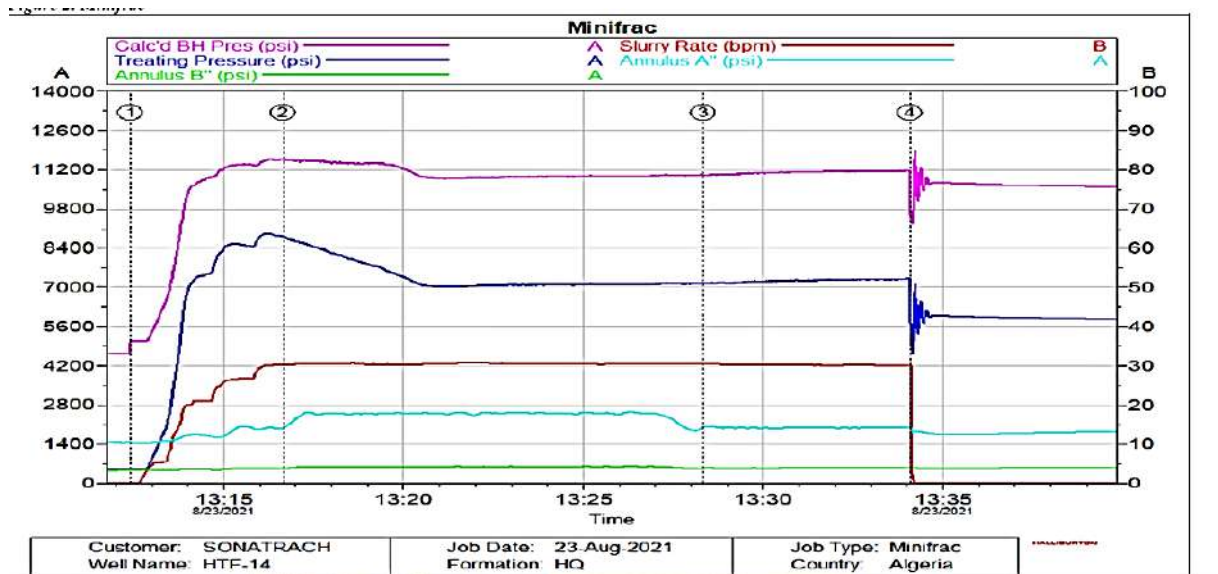


Figure IV-29 Data frac test du puits HTF14

Tableau IV-8 Données du data frac test du puits HTF14

|          | Fluid description | Planned Volume (gal) | Actual Volume (gal) | Slurry Rate         |      | Surface Press.  |      |
|----------|-------------------|----------------------|---------------------|---------------------|------|-----------------|------|
|          |                   |                      |                     | Avg / Max (bbl/min) |      | Avg / Max (psi) |      |
| Pre- Pad | Linear Gel 35#    | 1000                 | 3357                | 30.4                | 20.1 | 6366            | 8928 |
| Pad      | Hybor H 35#       | 15000                | 14970               | 30.7                | 30.5 | 7392            | 8800 |
| Flush    | Linear Gel 35#    | 7319                 | 7364                | 30.5                | 30.3 | 7236            | 7313 |

**La phase 1 :** Le Minifrac a été démarré en vérifiant la pression de la tête de puits enregistrée à 450 psi, suivie par l’injection de la phase Pre-pad à l’aide de pompes à haute pression où la vitesse de traitement a été augmentée progressivement et stabilisée à 30 bpm, un total de 357 gallons de gel linéaire de 35# ont été pompés pendant le pré-lancement, en causant une augmentation de la pression de surface et la pression du fond de puits (bottom hole pressure). Nous observons une chute de pression. Cette chute signifie que la fracture est ouverte.

**La phase 2 :** Le pompage a ensuite été effectué avec la phase Pad de 14970 gals Hybor H3.5415 Cross-linked Gel pour développer la fracture. La stabilisation de la pression veut dire que la formation absorbe le gel et que la fracture se propage le plus loin.

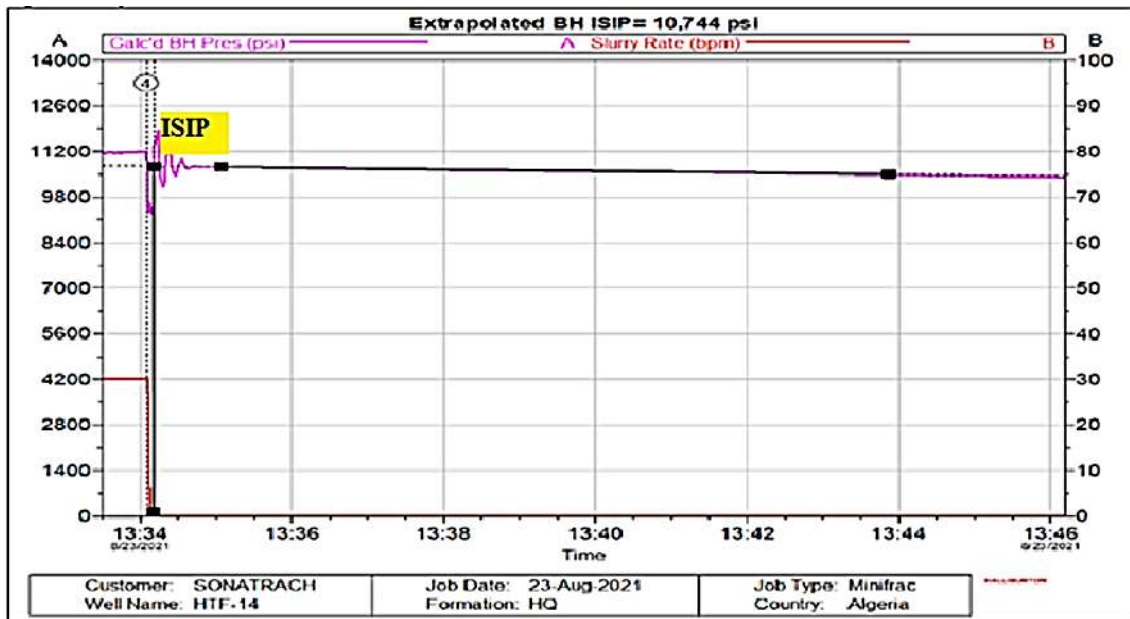
**La phase 3 :** Le Minifrac a été déplacé avec 7 364 gals de gel linéaire 35#. À la fin du déplacement, les pompes ont été arrêtées (débit = 0) et la baisse de pression a été surveillée pour obtenir l'ISIP de Minifrac, la pression de fermeture, la pression nette et l'efficacité du fluide. Minifrac a également montré un frottement total des trous de fond de 434 psi.

Volume de Fluide injectées DATAFRAC :

35#Linear gel (pre-pad) = 3357gal=12,71 m3

Crosslinked gel (pad) HYBOR.H3.5410 =14970 gal=56,67m 3

35#Linear gel (flush)= 7364 gal=27.88m3



*Figure IV-30 ISIP de Mini Frac*

La baisse de pression d'arrêt du Mini frac a été analysée à l'aide des méthodes G-Function et Square Root (Fig 31). La pression de fermeture du Mini frac a été choisie à 8 462 psi avec un rendement de fluide correspondant de 62, 29 %.



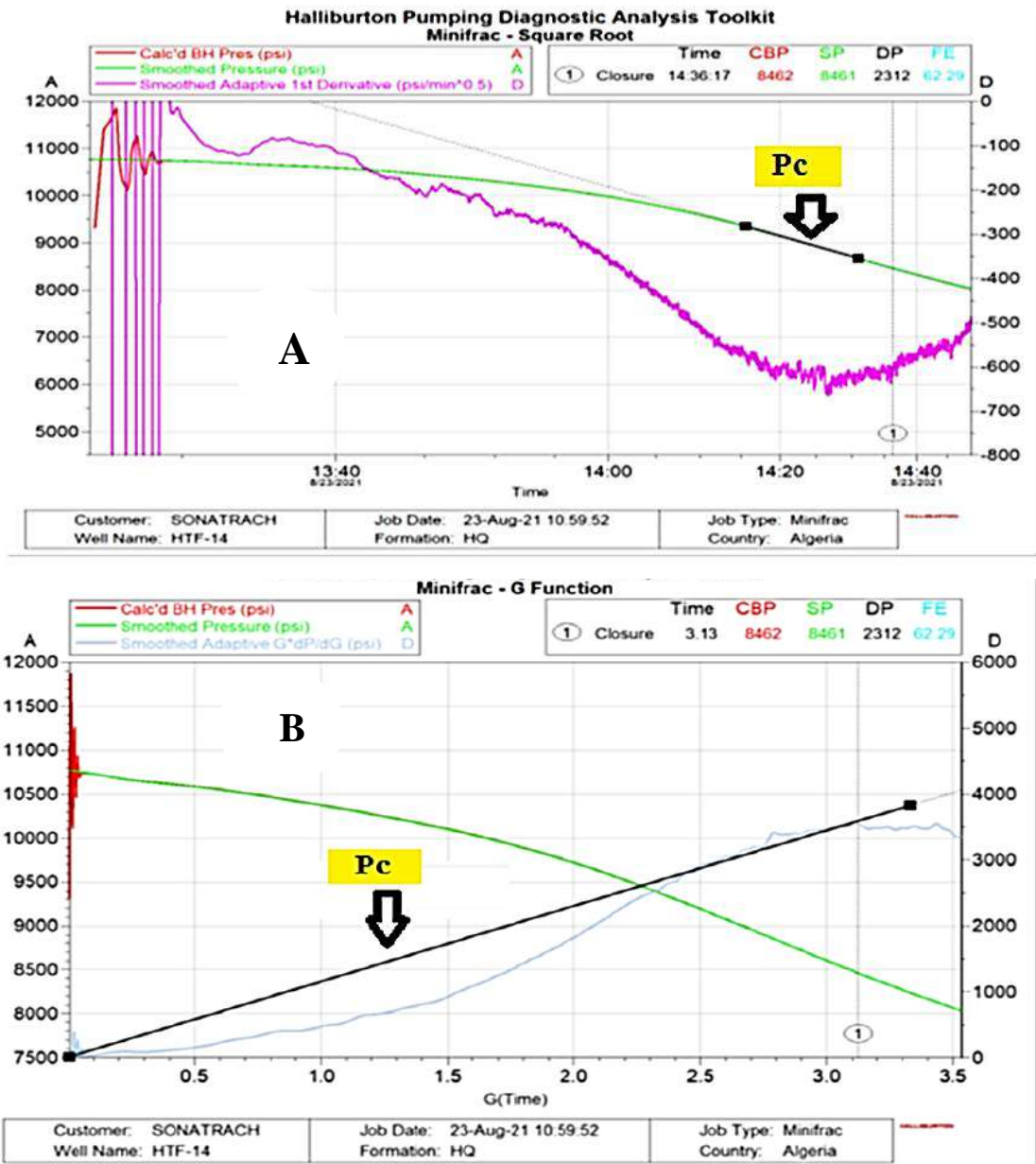


Figure IV-31 A) Square Root MiniFrac , B)G-function de MiniFrac

Les données recueillies par le Minifrac ont ensuite été modélisées à l'aide du simulateur de conception de la fracture FracProPT. La correspondance du modèle FracProPT a ensuite été utilisée pour aider à concevoir le traitement principal. Le Minifrac Match FracProPT est affiché dans le figures 32. L'ampleur du profil de contrainte a été modifiée de façon à ce que la contrainte au point d'amorçage de la rupture soit égale à la pression de fermeture de la rupture selon l'analyse de la baisse de pression d'arrêt.

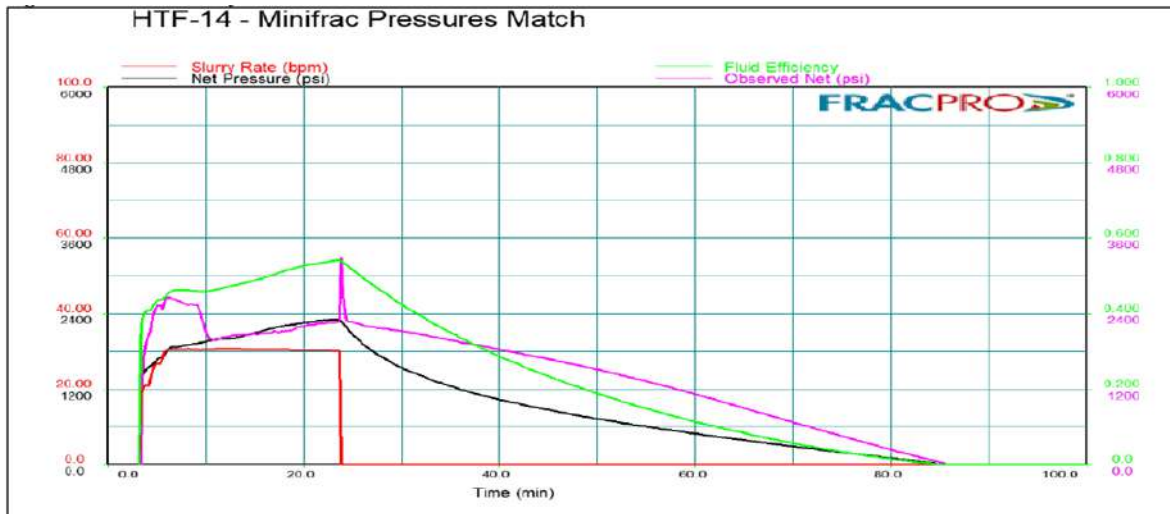


Figure IV-32 Minifrac Match FracProPT

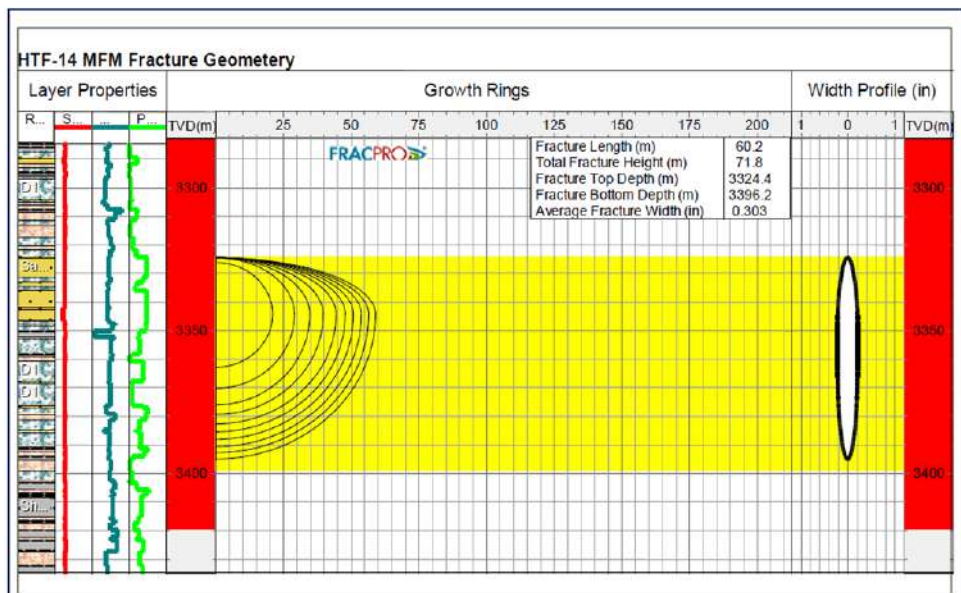


Figure IV-33 la géométrie de la fracture

Les résultats d’analyse de mini frac sont résumé dans le tableau IV 9

**Tableau IV-9 Résultats d’analyse Data frac du puits HTF14**

| <b>Courbe Match Mini Frac (Fig 32)</b> | <b>Courbe G-Function (Fig B 31)</b> | <b>Pnet=BH ISIP – Pc</b> | <b>Eff= Vfracture /Vinjecté</b> | <b>S ISIP=BH ISIP - Ph</b> | <b>Mesurer</b>   | <b>Tot frect= LPP-S ISIP</b> | <b>(Fig 33) La géométrie de frac</b> | <b>(Fig 33) La géométrie de frac</b>   | <b>(Fig 33) La géométrie de frac</b> | <b>(Fig 33) La géométrie de frac</b> |
|--|-------------------------------------|--------------------------|---------------------------------|----------------------------|------------------|------------------------------|--------------------------------------|--|--------------------------------------|--------------------------------------|
| <b>BH ISIP (psi)</b>                   | <b>Pc (psi)</b>                     | <b>P net (psi)</b>       | <b>Efficiency (%)</b>           | <b>S ISIP (psi)</b>        | <b>LPP (psi)</b> | <b>Totale frection (psi)</b> | <b>Depth to Top of the Frac (m)</b>  | <b>Depth to Bottom of the Frac (m)</b> | <b>Tot fract heigh Wf (m)</b>        | <b>Frac Lengh XL (m)</b>             |
| 10744                                  | 8462                                | 2282                     | 62.29                           | 10282.1                    | 11178            | 8959                         | 3324.4                               | 3396.2                                 | 71.8                                 | 60.2                                 |

**IV.3.3.2.4 MAIN FRAC :**

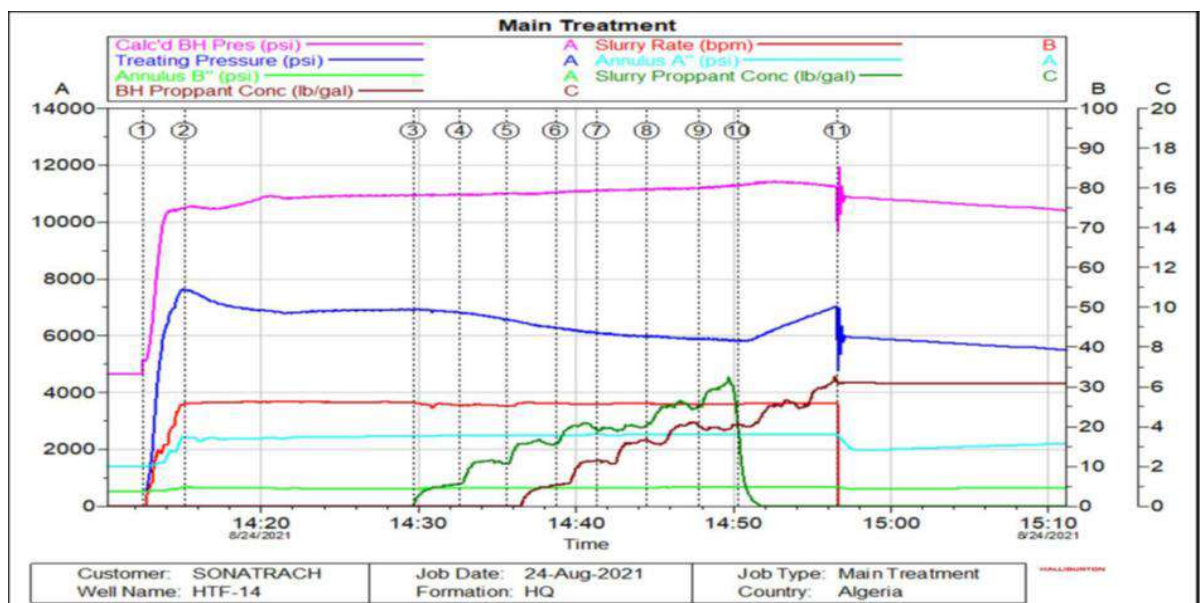
Le traitement type se subdivise en trois étapes distinctes.

- Développement de la fracture par le PAD. Nécessité de soutènement : dès l'arrêt des pompes, la fracture se referme progressivement (plus au moins vite) sous l'effet de la filtration du fluide à travers les parois de la fracture, alors il va falloir maintenir la fracture ouverte à l'aide des agents de soutènement qui est le proppant.

- Injection du proppant qui est agent de soutènement.

- Déplacement ou chasse de la totalité de l'agent de soutènement par le gel linéaire.

Le traitement principal a été effectué le 25 août 2021, Les principales parcelles de traitement sont présentées dans la figure 34



**Figure IV-34 Traitement principale**

Le traitement principal a commencé en vérifiant la pression de la tête du puits à 432 psi. Puis commencer à pomper le Pre-pad à l'aide de pompes HP avec un taux minimum de 5 bpm puis l'a porté à 25 bpm, un volume total de 1598 gals Hybor H 35# Gel linéaire a été pompé avant de démarrer les réticuleurs et d'établir le taux de traitement. L'étape de pré-lancement a été suivie par une étape de Hybor H3.5415 Pad de 15991 gals puis six étapes de fluide chargés d'étauçons Le traitement principal a été déplacé à la complétion avec 6862 gals du gel linéaire de 35# Le principal traitement de fracturation a placé 68 800 lbs (33 070 lbs30/50 HSP, 35 730 lbs 20/40 HSP) dans la formation à une concentration maximale dans le trou de

fond de 6,52 ppg. Environ 3 254lbs de 20/40 HSP ont été laissées à l'intérieur du trou de forage.

le FCD(conductivité de fracture)=1.26 < 1.6 montre que l'opération de fracturation hydraulique n'est pas réussite

#### IV.3.3.3 Build Up 15/10/2021 jusqu'à 23/10/2021 :

Le Bu réalisé en 2021 indique un débit d'huile de 1.47 m<sup>3</sup>/h, GOR de 109.07, WC 0% et une pression de renouvellement de 186.47kg/cm<sup>2</sup>, IP= 0.0099 et une perméabilité de 0.132md avec un skin négative égale -2.97 l'interprétation de cette Accumulation a montré que le modèle de réservoir est homogène avec limite infinie

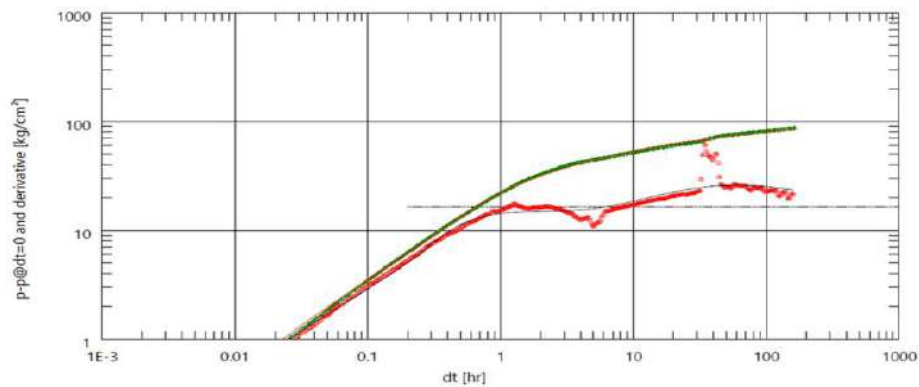
#Client : Sonatrach #Well : HTF-14

#Test : Build Up #Date : Du 15-Oct-2021 Au 23-Oct-2021

#Measuring Point: 3265.55 m #Downhole Gauge : PPS#90346, Jauge Inferieure Bhp0,

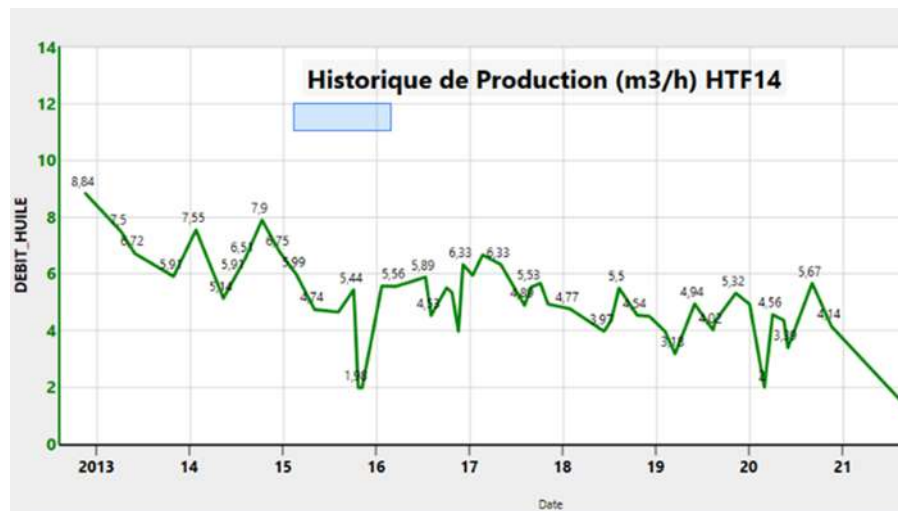
#### Tableau IV-10DATA de BU :

| Date       | Time     | Bhp0[(psi<br>a)] | Bht0[(°C)] |
|------------|----------|------------------|------------|
| 2021/10/15 | 08:36:00 | 14.898           | 22.194     |
| 2021/10/15 | 08:36:05 | 14.899           | 22.194     |
| 2021/10/16 | 00:00:00 | 2532.88          | 117.217    |
| 2021/10/16 | 00:00:05 | 2532.89          | 117.217    |
| 2021/10/17 | 00:00:00 | 3423.93          | 116.752    |
| 2021/10/17 | 00:00:05 | 3423.95          | 116.752    |
| 2021/10/18 | 00:00:00 | 3625.04          | 116.685    |
| 2021/10/18 | 00:00:05 | 3625.05          | 116.685    |
| 2021/10/19 | 00:00:00 | 3734.84          | 116.703    |
| 2021/10/19 | 00:00:05 | 3734.84          | 116.703    |
| 2021/10/20 | 00:00:00 | 3785.45          | 116.692    |
| 2021/10/20 | 00:00:05 | 3785.45          | 116.692    |



**Figure IV-35 Log-Log Plot Build Up HTF-14**

une évaluation à partir de l’analyse (Figure35) et en prenant en considération les résultats du test BU2021 qui viennent comme appuie pour confirmer que le drain est un mauvaise conducteur qui ramène un débit de  $Q=1.98\text{m}^3/\text{h}$  à  $1.47\text{m}^3/\text{h}$ .



**Figure IV-36 Historique de production HTF 14**

### CONCLUSION

A la fin de cette étude, il faut donner quelques instructions concernant les opérations effectuées pour une meilleure sécurité :

- L'interprétation des essais de puits DST et BU représente une étape très importante pour avoir les différents paramètres de production et de réservoir ainsi pour déterminer le problème de production, et aussi pour proposer des solutions.
- Le test de mini frac nous permet de confirmer de continuer l'opération de fracturation hydraulique ou pas qui donnent plusieurs paramètres tels que (pc ,ISIP ,efficacité de fluide ,la géométrie de la fracture ...).
- D'après le calcul et l'interprétation, le Skin est le facteur le plus important dans la plus part des puits visés par notre recherche.

D'après notre discussion des données et l'interprétation des résultats des essais au puits ont conclusion que :

- Le gisement d'Hassi Tarfa présente une perméabilité de grandeur aux réseaux de fractures bien développés dans le champ.
- La réponse de test DST sur les puits MD-746 et HTF-N9 montre que ces puits endommagés par Skin positive effectué sur sa productivité.
- Après l'interprétation des résultats des tests sur le puits MD-746, on peut déterminer la bonne simulation pour résoudre le problème de l'endommagement tel que le nettoyage ou l'acidification, la fracturation... ect.
- Le puits HTF-N9 a été choisi comme candidat pour le traitement par fracturation hydraulique afin d'accroître son potentiel de production.
- Les puits candidats au traitement matriciel doivent être faire un test de jaugeage et build-up avant et après l'opération pour une meilleure évaluation des traitements.
- Pour le puits HTF14 la réponse de well test BUILD UP 2021 un skin négative d'autre part la productivité est toujours faible et diminuer même après l'opération de fracturation hydraulique



## Bibliographies

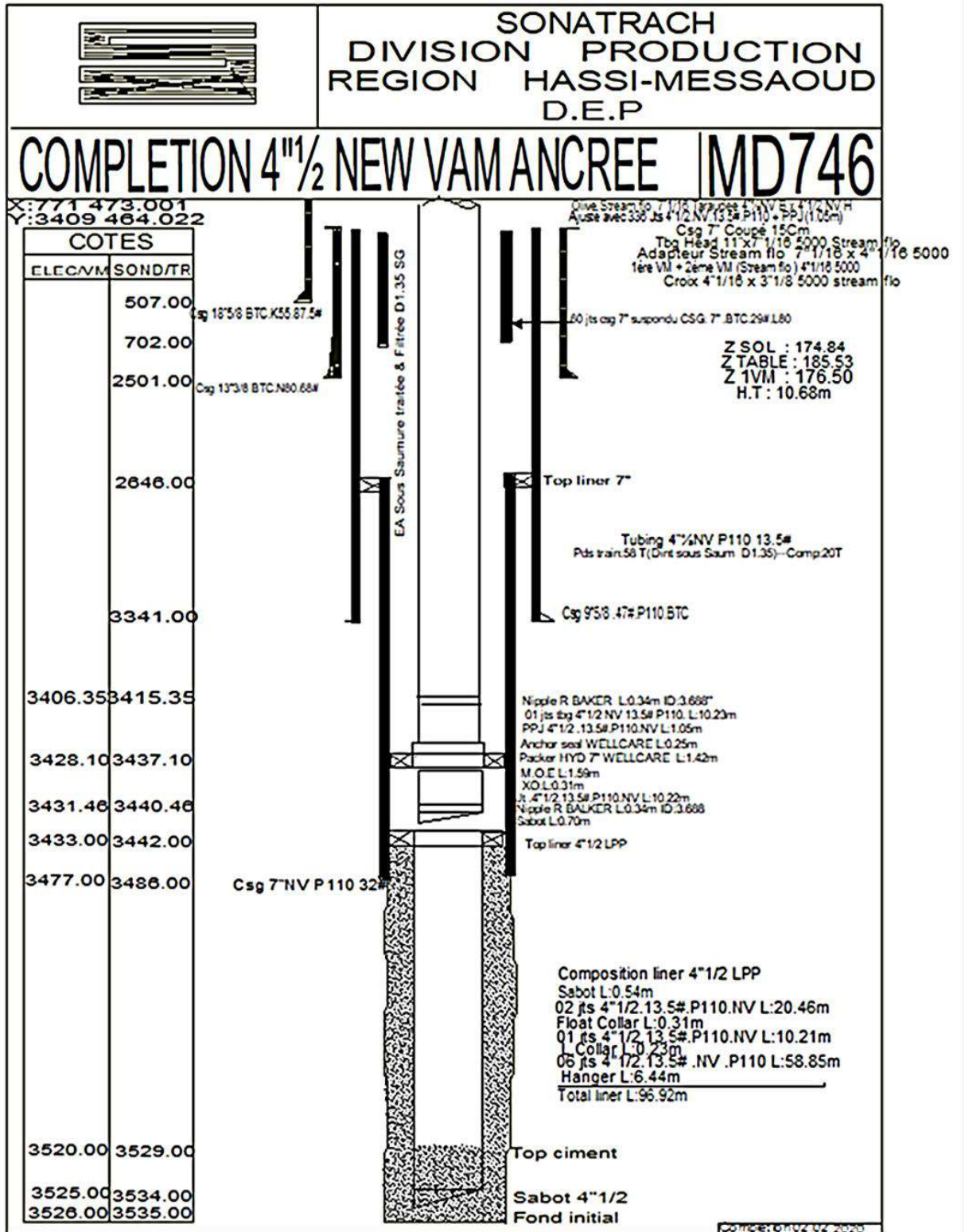
- [01] Etude Technique Des Essais De Puits Sur Le Champs De Hassi Messaoud (Application Sur Puits Wrdc-1) \_ Bouziane Abdelghani Bennaceur Khaled mémoire de Master 2016/2017
- [02]. Estimation De La Hauteur Utile Par La Plt Et Les Essais Des Puits Djedid Mohammed Abdesselam , Djerourou Nedjmeddine mémoire de Master 2020
- [03] A.Haouali, 2010. Cours Des Essais De Puits Well Testing, Iap Boumerdes
- [04] Reservoir Engineering Drilling & Completion for Reservoir Studies Boumerdès – 17 - 21 Mai 2015 – Aissa Bachir
- [05] Chebaiki Mohamed Rafik, Moati Seifeddin Analyse Des Phenomenes Des Pseudo-Skins Dans Le Flanc Est De (Hbk)
- [06] Tarek Ahmed ,Paul D. McKinney. Advanced Reservoir Engineering, Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier ISBN:0-7506-7733-3
- [07] L'utilisation De L'analyse Nodale Pour Le Choix Des Puits Candidats Au Traitement Matriciel Bakelli Baba Hammou Hadj Mahammed Slimane 2012/2013
- [08] C. B. Ammann (1960). Case Histories of Analyses of Characteristics Of Reservoir Rock From Drill-Stem Tests. Society Of Petroleum Engineers. Doi:10.2118/1336-G
- [09]: Habhouba Elhafed, Benmoussa Amor, 15 Octobre 2001. Essai De Puits : Analyse Des Phenomenes Des Pseudo-Skins Dans Le Champ De Hassi-Messaoud, Enspm Formation Industrie.
- [10] "Unsteady-State Pressure Distribution Created by A Directionally Drilled Well", H. Cinco, F.G. Miller and H.J. Ramey, Jr., Jpt (November 1975).
- [11] Conception DST.31/05/2019 Schlumberger
- [12] Siagh Chafia, Hamidani Chafiq ÉtuDe Et Evaluation De Skin A Partir D'une Interpretation De Tests De Puits Dans Le Champ Hmd
- [13] Deghiche Bilal, Guerar Abd Elmounaim ÉtuDe De L'endommagement De La Couche Reservoir Cas De Puits Onrs-2
- [14] "Numerical Simulations Of The Combined Effects Of Wellbore Damage And Partial Penetration", R.M. Saidikowski, Paper Spe 8204 Presented At 1979 Aftce, Las Vegas, Nv, September 23 - 26.



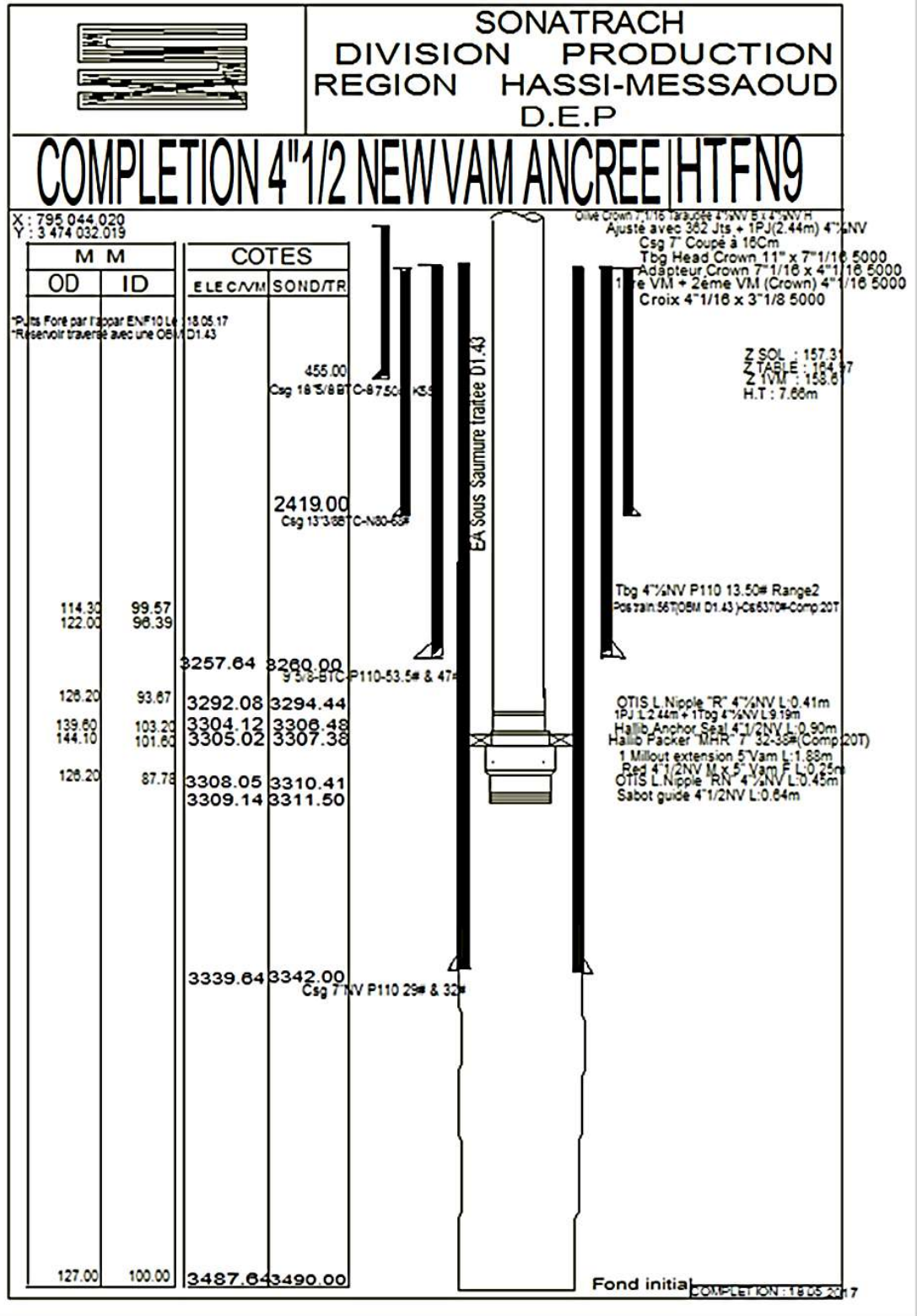
- [15] "Unsteady-State Pressure Distribution Created by A Directionally Drilled Well", H. Nomenclature Cinco, F.G. Miller and H.J. Ramey, Jr., Jpt (November 1975).  
Nomenclature
- [16] Themeevaluation De L'operation De Fracturation Hydraulique Au Niveau Du Champ Hmd (Puits Htfn-11) 2019 /2020
- [17] Themeamelioration De L'indice De Productivite Par Fracturation Hydraulique Application : Champs De Tiguentourine Cas Puits Tg 358 Guermit Mohamed Naoufel, Azizi Seifeddine 28 / 05 / 2014 Nomenclature
- [18] Amelioration D'indice De Productivite Par Fracturation Hydraulique Application Champ Hassi Messaoud (Puits Md296) Laggoun Yassine Zidi Abdellatif Benglia Kamal
- [18] Etude De La Rentabilite De La Fracturation Par La Methode Hiway Par Rapport La Methode Conventiionnelle A Tft-In Aminas Tilioua Kahina, Ouargli Fatiha, Guemouni Choubalia
- [19] Applications of Mini Fracs Dfit - Diagnostic Fracture Injection Test By: Saad Ibrahim, P. Eng
- [20] Mini-Frac (Dfit)Analysis for Unconventional Reservoirs Using F.A.S.T. Welltest™

# Annex

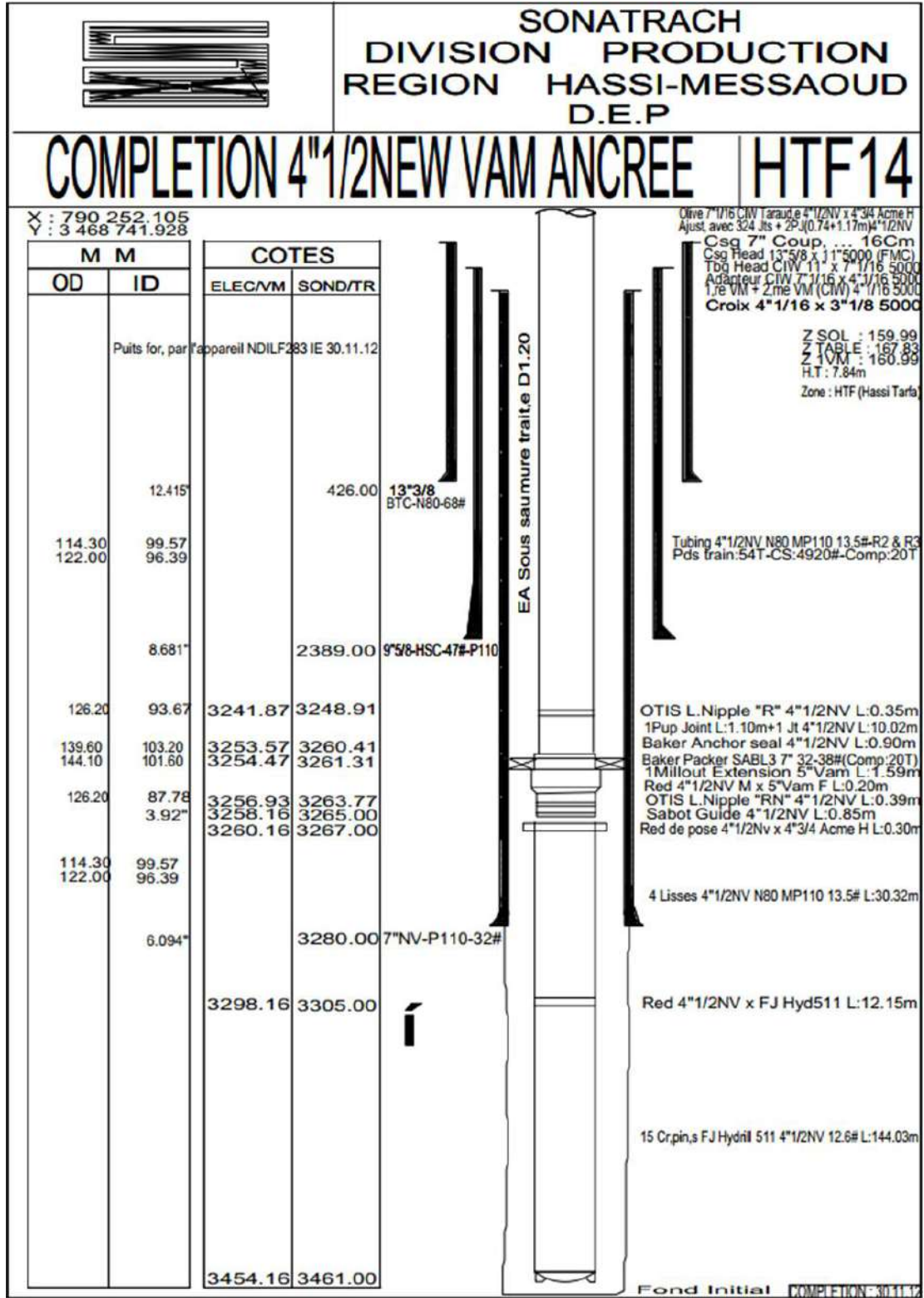
Annex 1 shema de puits MD-746



Annex 2 schéma de puits HTF-N9

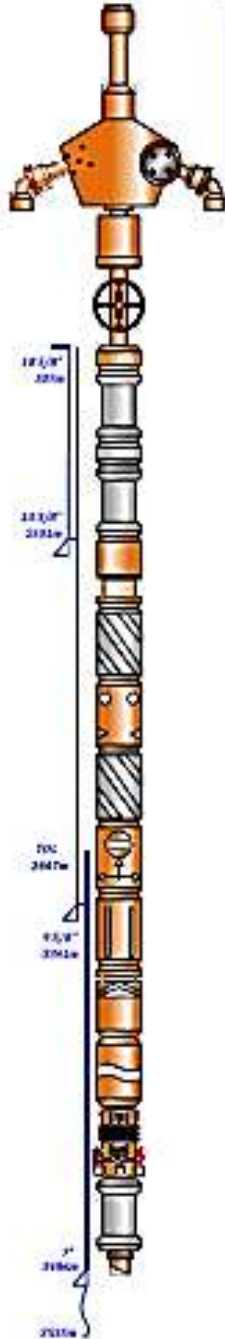


Annex 3 schéma de puits HTF-14





Annex 4 Schéma DST de puits MD-746





**DIRECTION WL/WF  
SERVICE DST**

CLIENT: SH-DP  
CHAMP: IND  
PUITS: MD746  
RIG: TFW202



DOWNHOLE TEST STRING DIAGRAM

TEST N° 01

DATE: 02.01.2020

| Description  | O.D.<br>Inches | I.D.<br>Inches | Threads       | Lengths<br>Meters | Depths to bottom<br>Meters |
|--|----------------|----------------|---------------|-------------------|----------------------------|
| Flowhead   | 5.50           | 3.1/8          | 3 1/2" IF Pcs |                   | -1.30                      |
| E-Over   |                |                |               | 0.50              | -1.30                      |
| DP 5 in 1/2<br>30 Stands                               | 5.50           | 4.70           | 5 1/2" IF Box | 2497.57           | 2496.27                    |
| E-Over   |                |                |               | 1.00              | 2497.27                    |
| DP 4 in<br>25 Stands + 0.25 Single<br>(Au Open)        | 3.50           | 2.70           | 3 1/2" IF Box | 797.04            | 3294.31                    |
| Stand Head on top joint                                | 5.03           | 2.32           | 3 1/2" IF Box |                   | 1.32m Stand                |
|  |                |                |               | 6.70              | 3300.41                    |
| DC 4 in<br>33 Stands                                   | 4.75           | 2.25           | 3 1/2" IF Box | 83.42             | 3300.43                    |
| DST Valve  | 5.03           | 2.20           | 3 1/2" IF Box | 1.70              | 3301.81                    |
| DC 4 in<br>33 Stands                                   | 4.75           | 2.25           | 3 1/2" IF Box | 26.03             | 3407.94                    |
| J-APD Isolation valve<br>(Isolation Pressure Operated) | 5.03           | 2.25           | 3 1/2" IF Box | 7.70              | 3403.77                    |
|  |                |                |               |                   | Ball-valve depth           |
|  |                |                |               |                   | 3415.72                    |
| Gauge Carrier<br>of 6000psi gauge                      | 5.00           | 2.25           | 3 1/2" IF Box | 2.50              | 3417.72                    |
|  |                |                |               |                   | Gauges depth               |
|  |                |                |               |                   | 3418.22                    |
| Hydraulic Jar  | 5.00           | 2.25           | 3 1/2" IF Box | 3.70              | 3421.32                    |
| Safety Joint   | 5.00           | 2.25           | 3 1/2" IF Box | 1.80              | 3423.32                    |
| 7 in. Partriew Packer                                  | 6.63           | 2.25           | 3 1/2" IF Box | 2.60              | 3423.85                    |
|  |                |                |               |                   | Setting depth              |
|  |                |                |               |                   | 3424.92                    |
| DP 3 in 1/2<br>32 Single                               | 3.50           | 2.70           | 3 1/2" IF Box | 9.50              | 3434.52                    |
| 6 in. Partriew Packer                                  | 7.00           | 2.44           | 2 7/8" IF Box | 0.50              | 3435.03                    |
|  |                |                |               |                   | 6" Open Hole               |
|  |                |                |               |                   | 3535                       |

|                     |         |    |                   |         |   |
|---------------------|---------|----|-------------------|---------|---|
| Cote d'ouvrage      | 3423.85 | m  | Maat Packer       | 22.81   | m |
| Distance de la boue | 1.35    | ft | Vin Packer        | 23.10   | m |
| Plombée de la boue  | .31     | ft | Cote ball-valve   | 3409.77 | m |
| Total Drill Pipe    | 3294.61 | m  | Cote Enregistreur | 3417.72 | m |
| Fond Drill Collars  | 306.43  | m  | Cousson d'essai   | 3400.03 | m |

Temps d'essai : 3400m, soit traie DST + DC 4 3/4 in. + 20 DP 3 1/2 in. + 17 DP 5 in 1/2.

**Annex 6 Completion de puits HTF-N9**

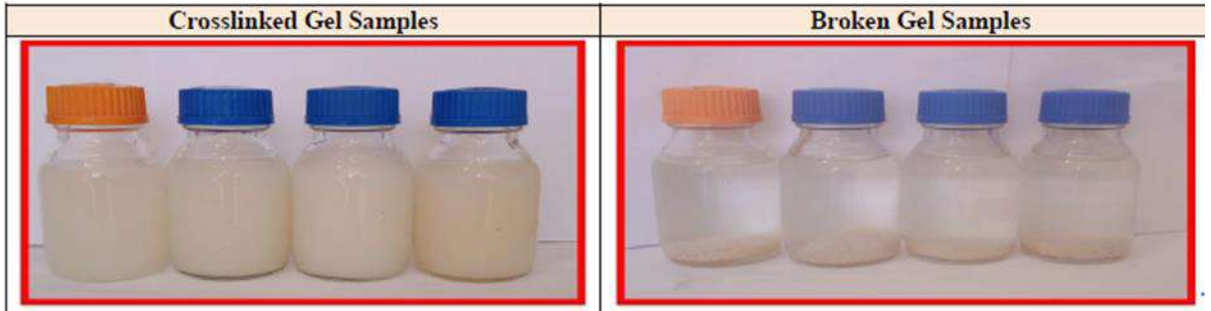
|                        |   |
|------------------------|---|
| End of drilling        | 2017  |
| Initial Well Depth (m) | 3490  |
| Deviation              | Vertical  |
| Casing 7"              | 7" NV P110 29# 8.32#<br>to 3342 m<br>Internal Yield: 11,220 psi<br>Collapse Resistance 8,530 psi  |
| Tubing                 | 4" ½ NV P110 13.5"<br>3296.16 m<br>Internal Yield: 12,410<br>Collapse Resistance: 10,690  |
| Slotted Liner          | 4" ½ P110 13.5#<br>TOL @ 3297 m<br>Internal Yield: 12410 psi<br>Collapse Resistance: 10690 psi  |
| Packer                 | PKR Elect 7" WellCare @3296.16 m  |
| Slotted interval       | 3342.0-3486.0m  |
| Note:                  | <ul style="list-style-type: none"><li>- The Packer's rating = 10,000 psi</li><li>- Annulus Fluid Density = 1.4</li><li>- No packer in the slotted liner completion.</li><li>- MASP in annulus A = 2300 psi. with 11 k psi trip wellhead pressure.</li><li>- Schlumberger highly recommends perforating the slotted liner in the target zone to facilitate the proppant passage.</li></ul> |

**Annex 7 Echantillon des fluides de Data Frac puits HTF-N9**

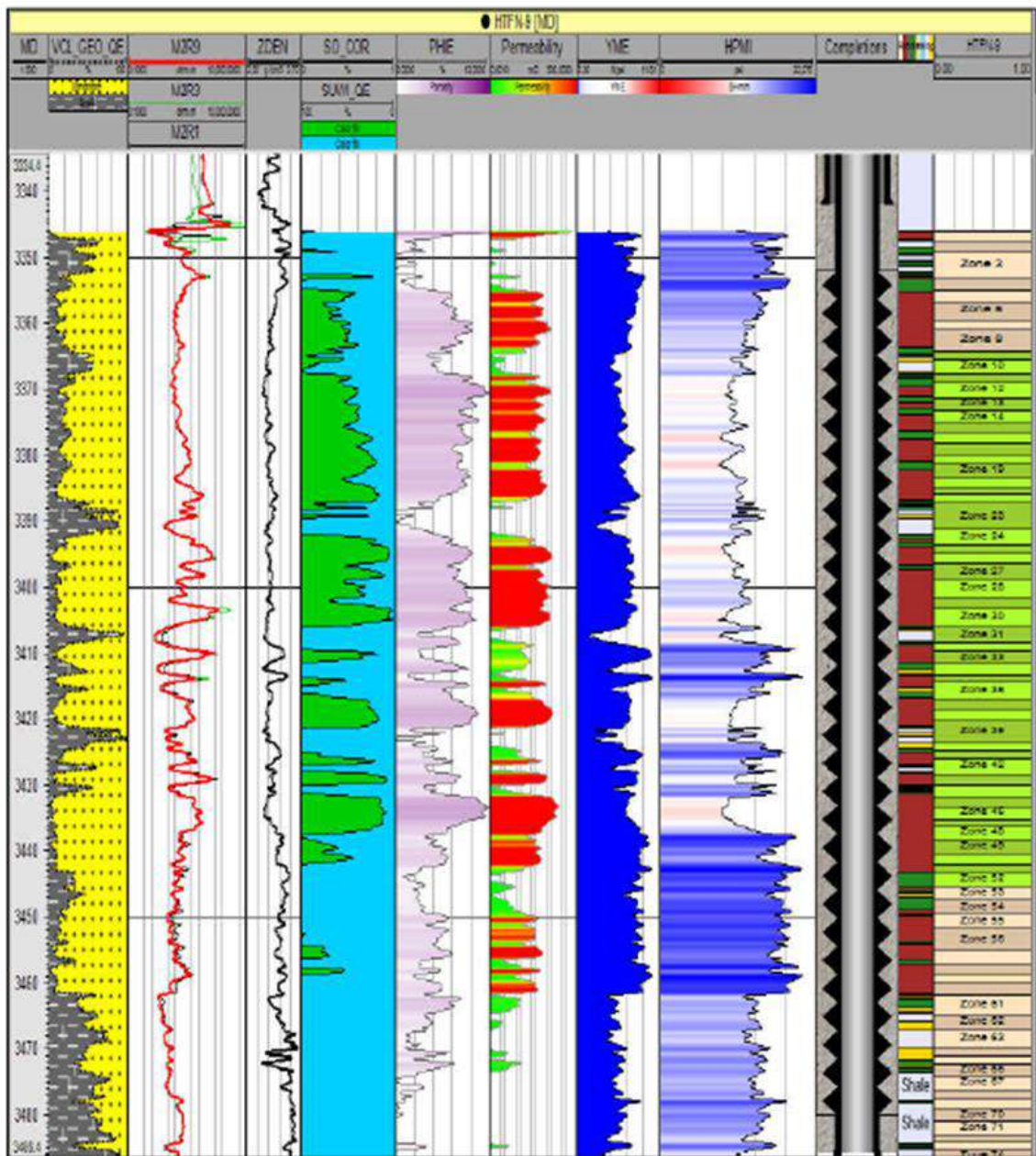
**Annex 88 Completion de puits HTF-14**

|   |  |
|---|--|
| Completion  |  |
| <p>Tubing de production 4"1/2 NVP110 13.5#</p> <p>Packer Baker sable 3 7"32-38#<br/>à 3261.31m (TR)</p> <p>Baker anchor seal 4"1/2 NV<br/>à 3260.41m(TR)</p>  |  |
| <p>Slotted Liner 4"1/2</p> <p>Longueur total du liner 144<br/>à 3267.00m (TR)</p> <p>Sabot guide liner 4"1/2<br/>à 3461.00m (TR)</p>  |  |
| <p>Casing 7" ( Sabot 7")<br/>à 3280.00 m (TR)</p>   |  |
| Casing cementing  |  |
| CBL/VDL DU 9"5/8 DU 2012  | CBL/VDL DU 7" DU 2012  |
| <p>1- Simple casing 9"5/8</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 2400 - 2041: Very good cementing.</li> <li>• 2041 – 1680: good to average</li> <li>• 1680 - 1050 : average</li> <li>• 1050- 850 : good</li> <li>• 850- 300 : average</li> <li>• 300- 161 : free pipe</li> </ul> <p>3- LD2</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 2599m - 2658m : good cementing</li> </ul> | <p>1- Simple casing (3443m - 3356m)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 3286 --2399 m: the log shows good cementing</li> </ul> <p>2- Double casing (7in - 9in5/8)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 2399 – 2325: the log shows good cementing</li> <li>• 2325– 2275: average cementing</li> <li>• 2275-2175 free pipe (TOP cement @2275 m).</li> </ul> |

**Annex 9 Echantillon des fluides de Data Frac puits HTF-14**

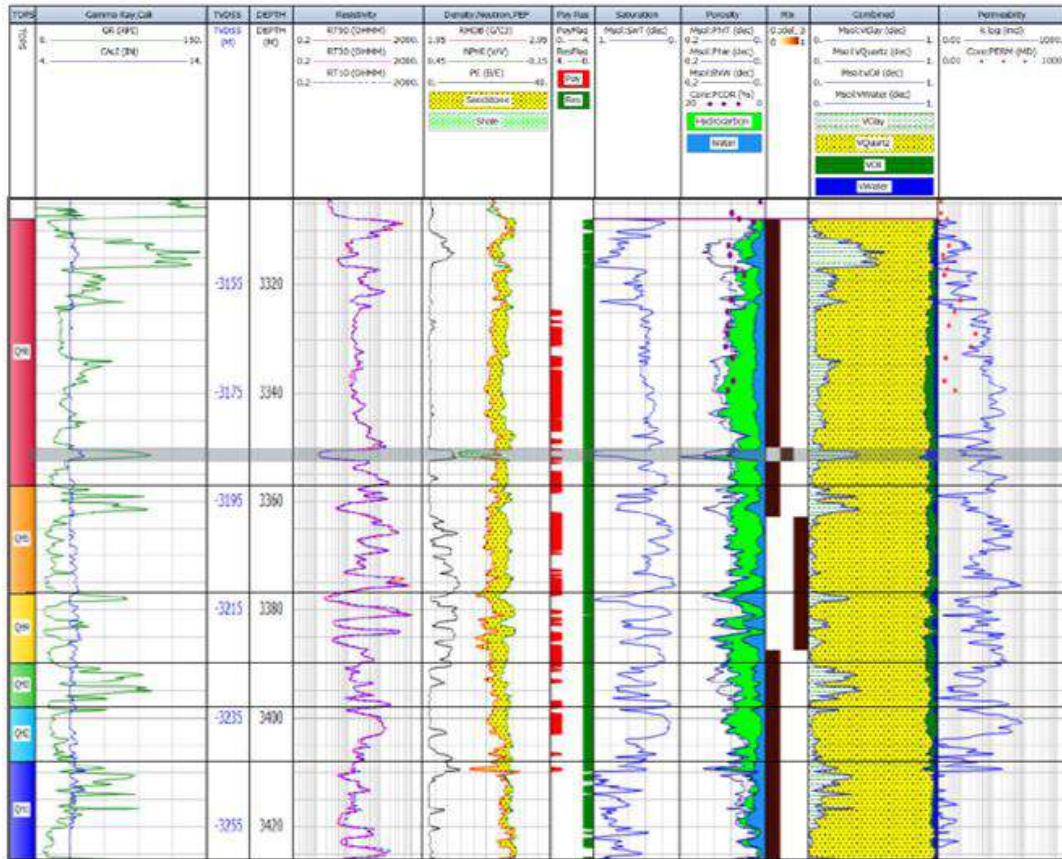


**Annex 10 HTF-N9 Petro physical Logging**





**Annex 11 HTF14 Petro physical Logging**



**Annex 12 Composition des fluides de Data Frac**

**Table II-3: Fluid Composition**

| Chemical Description       | Concentration | Treated Water | Linear Base Gel | HYBOR H3.5415 <sup>(1)</sup> |
|----------------------------|---------------|---------------|-----------------|------------------------------|
| WG-11                      | (lbs/Mgal)    |               | 35              | 35                           |
| BE-3S                      | (lbs/Mgal)    |               | 0.15            | 0.15                         |
| BA-20                      | (gal/Mgal)    |               | 0.1             | 0.1                          |
| CLAWEB                     | (gal/Mgal)    | 0.7           | 0.7             | 0.7                          |
| LOSURF-300                 | (gal/Mgal)    | 1.0           | 1.0             | 1.0                          |
| GEL-STAL                   | (gal/Mgal)    |               | 0.0             | 3.0                          |
| CL-28M                     | (gal/Mgal)    |               |                 | 3.0                          |
| CL-31                      | (gal/Mgal)    |               |                 | 2.2                          |
| MO-67 <sup>(2)</sup>       | (gal/Mgal)    |               |                 | 2.4                          |
| VICON NF                   | (gal/Mgal)    |               | 0.0             | 0.6 – 1.0                    |
| SP-Breaker <sup>(3)</sup>  | (lb/Mgal)     |               | 1.0             |                              |
| OPTIFLO III <sup>(4)</sup> | (lb/Mgl)      |               |                 | 0.5 – 2.5                    |

- (1) Hybor H3.5410 contains 35 lbs of WG-11 gelling agent per 1,000 gals of water.
- (2) Actual MO-67 concentration is determined on location prior and during the treatment.
- (3) SP-Breaker is only used during displacement of the Main Treatment.
- (4) OPTIFLO III is only used during the proppant laden stages of the main treatment.

*Annex 13 Volume des fluides Data Frac HTF-N9*

| Test Date              | Bottle | Origin    | Proppant | J218    | B210    | J475    | Break Time @95 degC |
|------------------------|--------|-----------|----------|---------|---------|---------|---------------------|
|                        |        |           | Type     | lb/Mgal | lb/Mgal | lb/Mgal |                     |
| April 30 <sup>th</sup> |        | Data Frac |          |         |         |         |                     |
| 1                      | PAD    | YF135HTD  | ---      | --      | 0.4     | --      | 3h                  |
| May 01 <sup>th</sup>   |        | Main Frac |          |         |         |         |                     |
| 1                      | PAD    | YF135HTD  | ---      | --      | 0.4     | --      | 3 h                 |
| 2                      | 1 PPA  | YF135HTD  | 30/50HSP | --      | 0.4     | --      | 2.5 h               |
| 3                      | 2 PPA  | YF135HTD  | 30/50HSP | --      | 1.2     | --      | 2.5 h               |
| 4                      | 3 PPA  | YF135HTD  | 20/40HSP | --      | 1.3     | --      | 2.5 h               |
| 5                      | 4 PPA  | YF135HTD  | 20/40HSP | 0.3     | --      | 4.0     | 2.5 h               |
| 6                      | 5 PPA  | YF135HTD  | 20/40HSP | 0.5     | --      | 10.0    | 2 h                 |
| 7                      | 6 PPA  | YF135HTD  | 20/40HSP | 0.8     | --      | 10.0    | 2 h                 |
| 8                      | 7 PPA  | YF135HTD  | 20/40HSP | 0.8     | --      | 12.0    | 3 h                 |
| 9                      | FLUSH  | WF135     | ---      | 3.0     |         |         |                     |

*Annex 14 Volume des fluides DataFrac HTF-14*

**Table II-4: Fluid Volume Summary**

| Stage Description:    | Treated Water (gals)     | 35# Linear Base Gel (gal)   | HYBOR H3.5410 (gal)                          | Volumes (m <sup>3</sup> ) |
|-----------------------|--------------------------|-----------------------------|--|---------------------------|
| Injection Test        | 10,304                   |                             |  | 39.02                     |
| <b>MINIFRAC:</b>      |                          |                             |  |                           |
| Pre-Pad               |                          | 3,357                       |  | 12.71                     |
| Pad                   |                          |                             | 14,970                                       | 56.67                     |
| Displacement          |                          | 7,364                       |  | 27.88                     |
| <b>MAIN TREATMENT</b> |                          |                             |  |                           |
| Pre-pad               |                          | 1,598                       |  | 6.05                      |
| Pad                   |                          |                             | 15,991                                       | 60.53                     |
| Proppant Fluid 1      |                          |                             | 3,028  | 11.46                     |
| Proppant Fluid 2      |                          |                             | 2,999  | 11.35                     |
| Proppant Fluid 3      |                          |                             | 3,010  | 11.39                     |
| Proppant Fluid 4      |                          |                             | 2,480  | 9.39                      |
| Proppant Fluid 4      |                          |                             | 2,995  | 11.34                     |
| Proppant Fluid 5      |                          |                             | 2,989  | 11.31                     |
| Proppant Fluid 6      |                          |                             | 2,162  | 8.18                      |
| Displacement          |                          | 6,862                       |  | 25.98                     |
| <b>TOTALS</b>         | 39 (m3)<br>10,304 (gals) | 72.61 (m3)<br>19,181 (gals) | 191.63 (m3)<br>50,624 (gals m <sup>3</sup> ) | 303.26 (m3)               |

