



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

N° Série : ...../2023

Université Kasdi Merbah Ouargla

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

**MÉMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option : Production Professionnelle**

Présenté Par :

**OUARGLI Ahmed Haidar - SMAILI Abderrezzak - OMRANI Med Abdellatif.**

-THEME-

**Interprétation de DATA FRAC par Well Test dans le champ Hassi Messaoud**

Soutenue le : 10 / 06 / 2023 devant la commission d'examen

**Jury :**

Président:	Mr. Dada Saada.	Dr	Univ. Ouargla
Examineur :	Mme. Chikh Sabrina.	Dr	Univ. Ouargla
Encadreur :	Mr. Mehasouel Ammar.	Dr	Univ. Ouargla
Co-encoder:	Mr. Atlili Med Elhadi	Prof associé	Univ. Ouargla
Invité :	Mr. Annou ahmed	Dr	Univ. Ouargla

**Année Universitaire :2022/2023**

## **Remerciements :**

Nous tenons à remercier tout d'abord **Allah** de nous avoir donné la force pour réaliser ce modeste travail.

Deuxièmement, Nous remercions nos promoteurs **Mr. Mehassouel Ammar** et **Atili Med Elhadi** de nous avoir encadrés, suivis et orientés.

Un grand merci à l'ensemble des membres du jury pour avoir accepté de juger ce travail :

**Mr.Dada Saada & Mme.Chikh Sabrina**

Pour avoir examiné ce mémoire.

Nous tenons également à remercier

**Mr. Meriouma Abderraouf** chef service au service « Well Test »

**Mr.Djelaili Abdelbaki** et **Boufaghes Mouhcene**

Ingénieurs de production au service « Well Test », de nous avoir orienté et aidé avec tous ce qu'ont .

Enfin nos remerciements vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'aboutissement de ce travail.

## ملخص:

يقدم هذا العمل تفسيرًا لبيانات عملية التكسير الهيدروليكي بهدف تحسين الخصائص البتروفيزيائية للخزانات التي يمكن من خلالها زيادة أو تحسين مؤشر الإنتاجية.

مهمتنا هي تفسير عملية التصدع عن طريق زيادة النفاذية، وقد قمنا بدراسة على بئر HDZ4 في حقل حاسي مسعود. قبل إجراء التكسير الهيدروليكي، يتم استخدام برامج التصميم لنمذجة انتشار الكسر وكذلك أبعاده لضمان التشغيل السلس للعملية، ويتم تنفيذ كل هذا في عملنا في خدمة اختبار البئر في سوناطراك إيرارا حاسي مسعود.

**كلمات مفتاحية:** التكسير الهيدروليكي، مؤشر الإنتاجية، التفسير، النفاذية، اختبار البئر.

## Résumé

Le présent travail apporte une interprétation de données sur l'opération de fracturation hydraulique visant à améliorer les caractéristiques pétro-physiques des réservoirs d'où d'augmenter ou bien d'améliorer l'indice de productivité.

Notre travail consiste à faire l'interprétation de l'opération de fracturation en augmentant la perméabilité. Nous avons fait une étude sur le puits HDZ4 champ HASSI MESSAOUD. Avant d'exécuter la fracturation hydraulique les programmes de design sont utilisés pour modéliser la propagation de la fracture ainsi que ses dimensions afin d'assurer le bon déroulement de l'opération tout s'est effectué dans notre travail au service well test en SH-DP-HMD.IRARA.

## **Mot Clés :**

Fracturation hydraulique, l'indice de productivité, l'interprétation, la perméabilité, well test.

## Abstract :

This work provides an interpretation of data on the hydraulic fracturing operation aimed at improving the petro-physical characteristics of the well from which to increase or improve the productivity index.

Our job is to interpret the fracturing operation by increasing the permeability. We have done a study on the HDZ4 well in the HASSI MESSAOUD field.

Before performing the hydraulic fracturing, the design programs are used to model the propagation of the fracture as well as its dimensions in order to ensure the smooth running of the operation, all of this is carried out in our work at the well test service in SH-DP-HMD.IRARA.

**Key words:** Hydraulic fracturing, productivity index, interpretation, permeability, well test.

## **Table des Matières :**

Remerciements .....	
Listes des figures .....	
Liste des tableaux .....	
Liste des abréviations .....	
1 Introduction général .....	1
<b>CHAPITRE I : Description de champ de Hassi Messaoud &amp; compagnie &amp; service « well test ».....</b>	<b>2</b>
1 Introduction .....	2
2 Situation géographique .....	2
3 Situation géologique .....	3
4 Historique de la découverte .....	4
5 Zones et numérotation des puits .....	5
6 Présentation de la sonatrach .....	6
7 Service essai de puits (Well Test) .....	7
<b>CHAPITRE II : Généralités sur l'opération de fracturation hydraulique .....</b>	<b>8</b>
1 Introduction au Concept et différents types de stimulation .....	8
1.1 Les opérations de modification .....	8
1.2 Les opérations de restauration .....	8
2 Concept et domaines d'application de la Fracturation Hydraulique .....	10
2.1 Principe, Applications et Objectifs .....	10
2.2 Bref Aperçu sur l'Histoire de la Fracturation Hydraulique .....	11
3 Aperçu sur les critères de sélection d'un puits candidat à la Fracturation Hydraulique .....	12
3.1 Informations relatives au réservoir .....	12
3.2 Informations relatives au puits .....	13
3.3 L'aspect économique .....	14
4 Description du Processus de La Fracturation Hydraulique .....	14
4.1 Pression d'initiation et d'extension d'une fracture .....	14
4.2 Description détaillée de la Courbe Schématique de la Fracturation Hydraulique .....	15
4.3 Agents de soutènement .....	17
5 Etapes de réalisation de l'opération .....	17
5.1 Test d'injectivité .....	17
5.2 Data Frac (ou : Mini frac) .....	17
5.3 Logging de thermométrie .....	18
5.4 Le Traitement lui-même (Main frac) .....	19
6 Théorie des Essais & Tests liés à la fracturation hydraulique .....	19
6.1 Test de débit par incrément ( Step rate test) .....	19

6.2	Test de pompage et de retour ( Pump in / Flow back test) .....	21
6.3	P Test de déclin de pression (Pressure decline test) .....	22
7	Aperçu Général sur les Equipements de la Fracturation Hydraulique .....	22
7.1	Réservoir d'eau (Frac tank) .....	23
7.2	Unité d'hydratation (Hydration Unit) .....	24
7.3	Mélangeur (Blender) .....	24
7.4	Mountain Mover .....	26
7.5	Manifold .....	26
7.6	Enregistreurs et capteurs .....	27
7.7	Outil d'isolation de la tête de puits (Tree Saver : WIT) .....	27
7.8	La cabine de contrôle .....	28
8	Les problèmes rencontrés lors de la Fracturation Hydraulique.....	29
8.1	L'effet de la tortuosité .....	29
8.2	Le colmatage .....	29
8.3	Bourrage prématuré (Premature Screen Out) .....	30
9	Fluides de Fracturation .....	30
<b>CHAPITRE III : L'interprétation de « data frac » par well test de puits HDZ 4 « Hassi Messaoud ».....</b>		<b>33</b>
1	Vue d'ensemble .....	33
2	État actuel .....	33
3	Objectif .....	33
4	Donnée de puits .....	34
4.1	Position de puits .....	34
4.2	Complétion et état de cimentation .....	34
4.2.1	Etat de la cimentation des tubages .....	35
4.2.2	Fiche technique de puits .....	35
4.3	Renseignements géologiques .....	35
4.4	Test de pression .....	35
4.5	Test de production .....	37
4.6	Puits voisins .....	37
4.7	Historique des opérations .....	39
4.8	Profil des contraintes .....	39
4.9	Discussion et recommandations .....	41
5	Programme de fracturation .....	42
5.1	Informations utiles .....	42
5.2	Enveloppe de pression .....	43
5.3	Préparation de puits .....	43
5.4	Test d'injectivité .....	43
5.5	Shadow frac .....	44

5.6	Main Frac.....	44
6	Détermination la pression et le temps de fermeture Nolte G Function Plot .....	46
7	Détermination la pression et le temps de fermeture Square Root Time Plot .....	47
	Conclusion .....	48
	Conclusion Générale .....	49
	Annexe .....	50
	Bibliographie .....	51

## Listes des figures :

Figure I.1 : Situation géographique de champ HMD.

Figure I.2 : Répartition des zones pétrolifères et gazifières.

Figure I.3 : La structure de champ HMD

Figure I.4 : Zones de production

Figure I.5 : Zones et numérotation des puits

Figure II.1 : Schématisation des courbes  $Q=f(\Delta P)$  pour différentes catégories de puits

Figure II.2 : Principaux Remèdes face à l'endommagement

Figure II.3 : Première activité commerciale de Fracturation Hydraulique (Oklahoma 1949)

Figure II.4 : Courbe schématique de l'évolution de la pression lors de la fracturation hydraulique

Figure II.5 : Evolution théorique de la pression de fond lors de la Fracturation .Hydraulique.

Figure II.6 : Initiation et Extension de la fracture

Figure II.7 : Fermeture de la fracture & Dégorgement

Figure II.8 : Log de thermométrie Post-Mini Frac

Figure II.9 : Courbe de Step Rate

Figure II.10 : Évolution de la pression en fonction du débit - Step Rate Test

Figure II.11 : Courbe du Pump in / Flow back Test

Figure II.12 : Pressure decline test

Figure II.13 : Equipement de surface.

Figure II.14 : Réservoir d'eau (Frac Tank)(Figure II.15) : Unité d'hydratation

Figure II.16 : Mélangeur (Blender)

Figure II.17 : Pompes à hautes pression (en parallèle)

Figure II.18 : Mantain mover

Figure II.19 : Le Manifold

Figure II.20 : Montage du "Tree Saver"

Figure II.21 : Piston d'ancrage & Mécanisme d'étanchéité du "Tree-saver"

Figure II.22 : Configuration et design du "Tree-saver"

Figure II.23 : Evolution de la pression pendant le pompage

Figure II.24 : La composition de fluide de fracuration

Figure III.1 : la position du puits en relation avec les puits voisins.

Figure III.2 : la Fiche technique de puits.

Figure III.3 : Renseignements géologiques.

Figure III.4 : Profil des contraintes .

Figure III.5 :Traitement de DATA -Mini Frac - .

Figure III.6 : La fonction Nolte G time.

Figure III.7 : Fonction square root time

### **Liste des tableaux :**

Tableau III.1 : Résultat du control cimentation.

Tableau III.2 : les mesures de pression.

Tableau III.3 : Résultat du DST.

Tableau III.4 : les puits voisins de HDZ4 .

Tableau III.5 : les puits voisins fracturés de HDZ4 .

Tableau III.6 : Historique des opérations .

Tableau III.7 : Informations utiles sur le programme de fracturation.

Tableau III.8 : Informations utiles sur la pression.

Tableau III.9 : Fluide de fracturation .

Tableau III.10 : Les volumes pompés.

Tableau III.11 :Tableau de pressions.



## Liste des abréviations :

DP :division production.

SH :SONATRACH

HMD :Hassi Messaoud

GNL : Gaz Naturel Liquéfié

GPL : Gaz de pétrole Liquéfié

WOC :Water Oil Contact

GOC :Gas Oil Contact

P :Pression

Pi: Pression initial

Pc : Pression de couche

Pe : Pression équivalent

Q :Débit

HP :High pressure

Ft :Feet

LP :Low Pressure

BHTP :Pression de fond

DST :Drill Stem Test

ISIP :Instantaneous Shut in Pressure.



## **1 Introduction général :**

Lorsqu'un gisement d'hydrocarbures est exploité, il est inévitable que la production des puits diminue avec le temps. Cet événement est attribué soit à l'épuisement naturel des ressources, soit aux dommages causés à la couche productrice, principalement aux bords du puits.

Les endommagements qui surviennent aux puits peuvent provenir de plusieurs sources et sont identifiés par une diminution de la perméabilité relative du pétrole. Cette diminution est causée par l'accumulation de particules minérales et organiques qui obstruent la matrice. Pour valoriser le potentiel et les qualités des puits, de nouvelles méthodes de récupération sont introduites.

Pour stimuler la production de pétrole et de gaz, certaines des techniques couramment utilisées comprennent l'acidification à l'aide de HCl ou de HF, le lavage à l'eau douce ou au solvant aromatique et la fracturation hydraulique, également connue sous le nom de création d'un by-pass de transmissibilité artificielle.

Notre travail est détaillé comme suit :

Le premier chapitre est une étude géologique sur le champ de Hassi Messaoud et l'entreprise SONATRACH et le service 'Well Test'.

Le deuxième chapitre est la théorie de la fracturation hydraulique étudiée en détail avec ses équipements de travail, le choix de fluide de fracturation et le déroulement d'opération.

Le troisième chapitre on a étudié l'interprétation de DATA FRAC de puits HDZ4 par le service « well test » par la compagnie SH-DP-HMD.

## **CHAPITRE I :**

### **Description de champ de Hassi Messaoud & compagnie & service « well test »**

#### **1 Introduction :**

Le gisement d'Hassi Messaoud, situé dans le bassin de Berkine, est le plus grand gisement de pétrole en Algérie et de tout le continent africain. Il fut découvert la même année que le gisement de gaz d'Hassi R'Mel, son équivalent pour le gaz (principal gisement de gaz d'Afrique). Tous deux contribuèrent à la détermination de la France pour le maintien de sa présence en Algérie.

Les réserves estimées du gisement sont de l'ordre de 9 Gbbl d'un pétrole de très bonne qualité, en ne tablant que sur un taux de récupération d'environ 20 % du pétrole supposé en place, chiffre que la société d'exploitation SONATRACH compte dépasser. Cependant, entre 4 et 5 Gbbl ont déjà été extraits. Ce gisement représenterait donc à lui seul près du tiers de la dotation initiale du pays.

La production du gisement atteint 550 kbbbl/j dans les années 1970, elle déclina jusque 300 kbbbl/j en 1989 et est remontée à environ 350 kbbbl/j. SONATRACH compte l'augmenter jusqu'à quelque 700 kbbbl/j vers 2012. Des ambitions qui ne seront pas atteintes, la production continue sa chute<sup>1</sup>.

À l'instar d'Hassi R'mel pour le gaz, Hassi Messaoud centralise la production de pétrole du pays. Il est le point de départ de plusieurs oléoducs alimentant les raffineries et les terminaux d'exportation sur la côte, et fait transiter la production d'autres gisements du pays. [1]

#### **2 SITUATION GÉOGRAPHIQUE :**

Le champ de Hassi Messaoud est considéré comme l'un des plus grands gisements dans le monde. Il fait partie d'un ensemble de structures formant la partie Nord de la province Triasique, et se situe à environ 850 km au Sud-Sud-Est d'Alger, à 280 km au Sud-Est du gisement de gaz-condensat de Hassi R'Mel et à 350 km à l'Ouest de la frontière tunisienne. Il a pour coordonnées Lambert :

X = [ 790.000 - 840.000 ] Est

Y = [ 110.000 - 150.000 ] Nord

La concession sur laquelle se trouve Hassi Messaoud, dont la superficie est de l'ordre de 2200 km<sup>2</sup>, avait été octroyée le 1<sup>er</sup> Novembre 1961, à l'association SN.REPAL - C.F.P.A. [1]

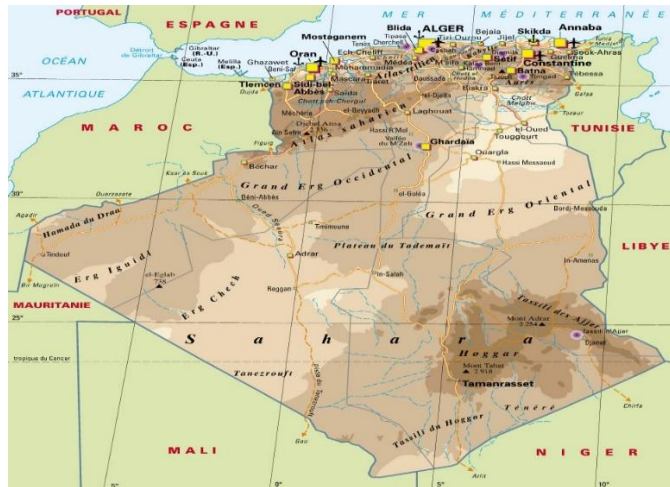


Figure I.1 : Situation géographique de champ HMD.

### 3 SITUATION GÉOLOGIQUE :

Par rapport aux gisements, le champ de Hassi Messaoud est limité:

- au Nord-Ouest par les gisements de Ouargla (Guellela, Ben Kahla et Haoud Berkaoui),
- au Sud-Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb,
- au Sud-Est par les gisements Rhourde El Baguel et Mesdar.

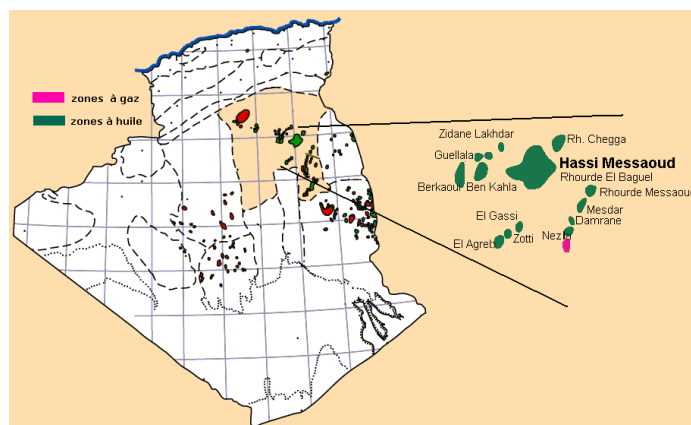


Figure I.2 : Répartition des zones pétrolières et gazifères

Le môle de Hassi Messaoud est le résultat d'une histoire paléotectonique assez compliquée, c'est le prolongement de la dorsale d'Amguid El Biod de plus de 800 km de long. Sa

structure fait partie d'un ensemble de structures formant la province triasique Nord orientale.

Géologiquement, il est limité :

- à l'Ouest par la dépression d'Oued Mya,
- au Sud par le môle d'Amguid El Biod,
- au Nord par la structure Djammâa-Touggourt,
- à l'Est par les hauts-fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadames.

[1]

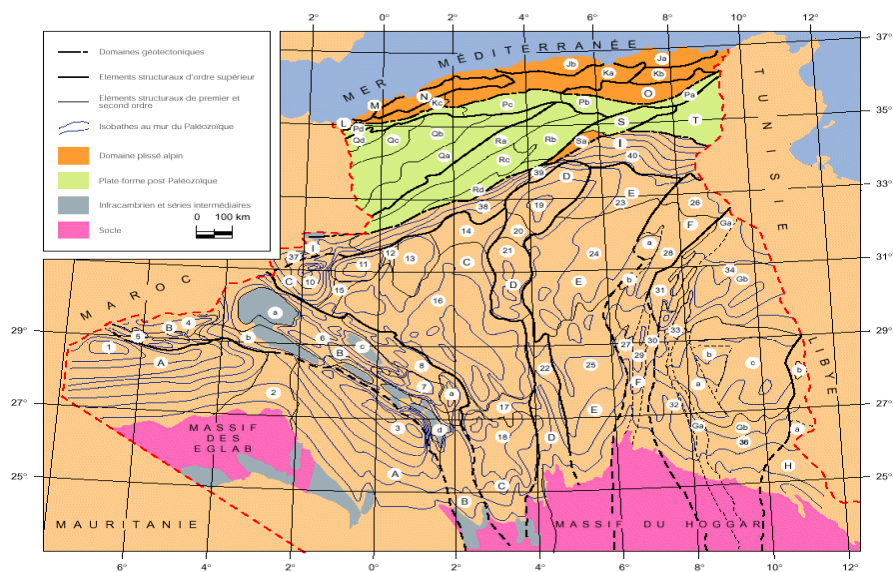


Figure I.3 : La structure de champ HMD

#### 4 HISTORIQUE DE LA DÉCOUVERTE :

Après la mise en évidence par la sismique réfraction de la structure de Hassi Messaoud comme étant un vaste dôme structural, la société "SN REPAL" implante le 16 Janvier 1956, le premier puits Md1, pas loin du puits chamelier de Hassi Messaoud. Le 15 juin de la même année, ce forage a recoupé des grès cambriens à 3338m comme étant producteurs d'huile.

En mai 1957, la société "CFPA" réalise un puits Om1 à environ 7Km au Nord-Nord-Ouest du puits Md1, ce forage confirmait l'existence d'huile dans les grès du Cambrien.

Par la suite, le champ de Hassi Messaoud fut divisé en deux concessions distinctes :

C.F.P.A pour le champ Nord. SN.REPAL pour le champ Sud.

La mise en production avait commencé en 1958 avec 20 puits d'exploitation.

Dés lors, les forages se sont développés et multipliés sans cesse, jusqu'à arriver à plus de 950 puits.

Après plusieurs années de production, la pression du gisement a énormément chuté ce qui a incité à utiliser les méthodes de récupération secondaire (injection de gaz, d'eau, fracturation, acidification, etc...). [1]

## 5 ZONES ET Numérotation DES PUIITS :

L'évolution des pressions des puits en fonction de la production a permis de subdiviser le gisement de Hassi Messaoud en 25 zones dites de production, d'extension variable. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et non pas avec ceux des zones avoisinantes, et se comportant de la même manière du point de vue pression de gisement. Les puits d'une même zone drainent conjointement une quantité d'huile en place bien établie. Toutefois il est important de souligner que le facteur de pression ne peut être le seul critère de caractérisation des zones. [1]

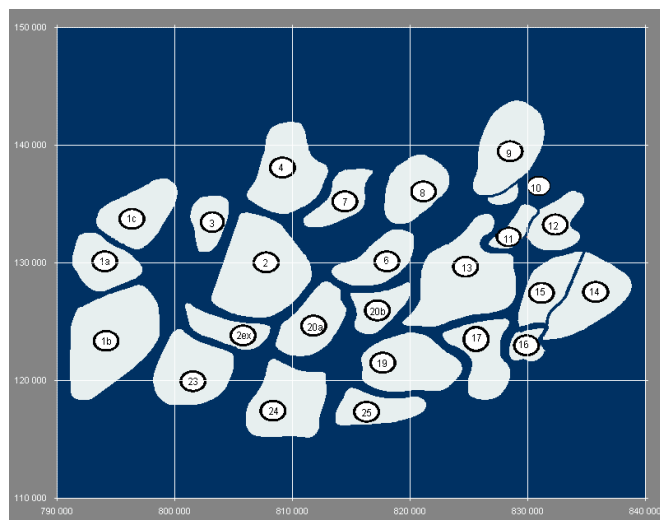


Figure I.4 : Zones de production

Le champ de Hassi Messaoud est divisé en deux parties distinctes : le champ Nord (ex CFPA) et le champ Sud (ex SN REPAL), chacun ayant sa propre numérotation.

- **Champ Nord** : comporte une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique, exemple Omn 43.

O : majuscule, permis de Ouargla

m : minuscule, carreau de 1600 km<sup>2</sup>

n : minuscule, carré de 100 km<sup>2</sup>

4 : abscisse, et 3 : ordonnée

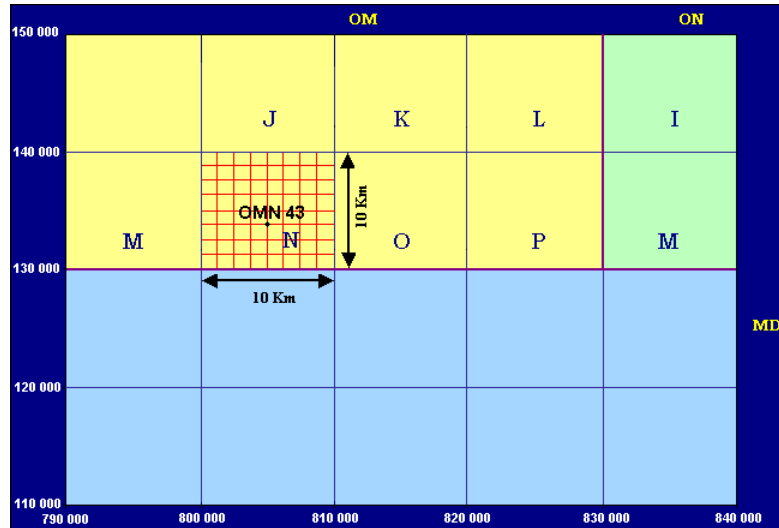


Figure I.5 : Zones et numérotation des puits

- **Champ Sud** : Elle est principalement chronologique complétée par une numérotation géographique basée sur des abscisses et des ordonnées d'intervalle égale à 1,250 km et harmonisée avec les coordonnées Lambert.

Ex: Md10 (33) – 15

## 6 PRESENTATION DE LA SONATRACH :

SONATRACH est la compagnie algérienne de recherche, d'exploitation, de transport par canalisation, de transformation et de commercialisation des hydrocarbures et de leurs dérivés. Elle intervient également dans d'autres secteurs tels que la génération électrique, les énergies nouvelles et renouvelables et le dessalement d'eau de mer. Elle exerce ses métiers en Algérie et partout dans le monde où des opportunités se présentent.

SONATRACH est la première entreprise du continent africain. Elle est classée 12ème parmi les compagnies pétrolières mondiales, 2ème exportateur de GNL et de GPL et 3ème exportateur de gaz naturel. Sa production globale (tous produits confondus) est de 230 millions de tep en 2006. Ses activités constituent environ 30% du PNB de l'Algérie. [1]



## **7 Service essai de puits (Well Test) :**

Ce service assure la réalisation des différents tests des puits au cours et après le forage, et permet d'avoir un certain nombre des renseignements tels que :

- La capacité de puits
- La pression du gisement.
- L'air et le rayon de drainage.
- Les paramètres pétrophysiques du réservoir.
- La limite et hétérogénéité.

### **\*Les tâches du service :**

- Programmation des puits pour test
- Suivi des différents tests des puits
- L'interprétation et l'analyse des résultats de test,
- Elaboration des prévisions annuelles de production
- L'explication des écarts mensuels, bimensuels annuels entre le taux prévu et réalisé. [1]

# CHAPITRE II : Généralités sur l'opération de fracturation hydraulique

## 1 Introduction au Concept et différents types de stimulation :

La stimulation désigne toute opération qui a pour but d'améliorer la productivité ou l'injectivité d'un puits, en agissant sur le facteur principal qui est bien la perméabilité d'autres termes ; la stimulation est toute opération qui vise à restaurer la perméabilité aux abords du puits en éliminant l'endommagement.

Avant d'entreprendre un traitement de stimulation, il est primordial de bien localiser la nature du problème afin de choisir le type de traitement qui peut effectivement remédier à la situation sans porter préjudice à la formation. [2]

### 1.1 Les opérations de modification :

**La Fracturation hydraulique :** Elle consiste à l'injection d'un fluide de traitement à une pression supérieure à la pression de fracturation de la formation, grâce auquel on crée des cassures ou fissures au sein de la formation, ouvrant ainsi des canaux à très forte perméabilité, dans lesquels l'effluent peut s'écouler beaucoup plus facilement, ce qui augmente le débit du puits et la productivité.

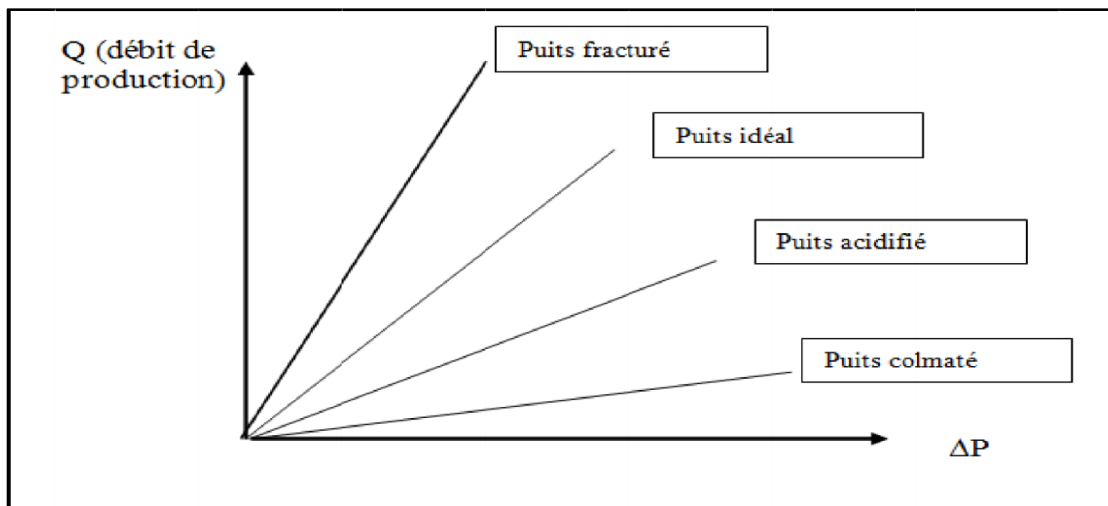
**Fracturation acide :** Dans la fracturation à l'acide, le fluide du traitement est un acide injecté à grand débit afin de créer des fractures dans la formation, L'acide remplissant les fractures réagit avec les parois en éliminant ainsi un certain volume de roche (cas des formations carbonatées).

### 1.2 Les opérations de restauration :

**L'acidification :** Elle consiste à injecter un volume d'acide contenant des additifs chimiques avec une pression d'injection inférieure à la pression de génération d'une fracture.

L'acide sert à :

- Dissoudre certaines particules obturant les pores de formation.
- Solubiliser certains composés de la roche elle-même.
- Modifier l'état physico-chimique.



**Figure II.1 : Schématisation des courbes  $Q=f(\Delta P)$  pour différentes catégories de puits**

➤ L'insuffisance de productivité peut provenir d'autres facteurs :

1. Dans le cas où le problème se situe au niveau des perforations, un lavage des perforations, une perforation (sur la même zone) ou des perforations complémentaires (augmentation de la hauteur perforée) peuvent conduire à un résultat intéressant.

PROBLÈME	REMEDE RECOMMANDÉ
<b>Endommagement :</b> - Dû aux solides du fluide de forage et/ou aux argiles (gonflement/dispersion) - Dû à des dépôts de minéraux - Dû à des paraffines, asphaltènes, sludges. - Dû à une inversion de mouillabilité	<b>Traitement de matrice :</b> - Acidification - Solvants appropriés (s'ils existent) - Solvants aromatiques - Solvants mutuels ou surfactants
<b>Perméabilité naturelle faible</b>	<b>Fracturation hydraulique (traitement profond)</b>
Venue de sable	Contrôle des sables
Huile très visqueuse	<b>Méthodes thermiques :</b> - Injection de vapeur
	<b>Autres remèdes :</b> - Reperforation. - Nettoyage des perforations. - Dégorgement - lavage à l'acide.

2. Dans le cas des fluides visqueux ou des problèmes de tensions inter-faciales, des injections de produits chimiques sont aussi à considérer, on peut aussi recourir à des techniques telles que l'injection de vapeur ou la combustion in situ. [2]

**Figure II.2 : Principaux Remèdes face à l'endommagement.**

## **2 Concept et domaines d'application de la Fracturation Hydraulique :**

### **2.1 Principe, Applications et Objectifs :**

La 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 de colmatage local, 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 fracturer la roche réservoir ; ce dernier est accompagné souvent de solides (agents de soutènement) pour maintenir la fracture ouverte et permettre ainsi au fluide de circuler plus facilement entre le réservoir et le puits (puits producteur) ou entre le puits et le réservoir (puits injecteur).

La fracturation hydraulique a plusieurs applications, parmi ces applications les plus importantes :

- Le développement des fractures horizontales dans les couches de sel. Pour la circulation d'eau entre deux puits en vue de création des cavités de stockage des hydrocarbures.
- Stockage des polluants industriels, radioactifs ou chimique, dans les couches imperméables (argiles, marnes) du sous-sol.
- Exploitation minière de certains gisements. Les domaines d'application possibles au futur sont :
  - La gazéification souterraine de charbon.
  - La récupération de la chaleur en géothermie profonde.

Le traitement par fracturation hydraulique est appliqué généralement dans les réservoirs à faible perméabilité d'origine ou dans les formations fortement endommagées, où la production reste toujours faible. Il est donc normal de vouloir augmenter la productivité du réservoir, par la création d'une liaison "formation- puits". La fracturation hydraulique consiste donc, à créer artificiellement un drain à haute perméabilité s'étendant de part et d'autre du puits sur une certaine distance ( $X_f$ ).

En conclusion, et par approche relative à son application dans le domaine pétrolier, les buts du traitement par fracturation sont comme suit :

- L'amélioration de la productivité ou l'injectivité.
- L'augmentation de la vitesse de récupération grâce à une amélioration significative de l'indice de productivité.
- Diminuer la différence de pression aux abords du puits afin d'éliminer le problème de dépôt de paraffines et d'asphaltènes. [2]

## 2.2 Bref Aperçu sur l'Histoire de la Fracturation Hydraulique :

Depuis son introduction dans l'industrie pétrolière aux USA en 1947, la stimulation des réservoirs par fracturation hydraulique a pris une importance primordiale. Son emploi s'est rapidement généralisé aux réservoirs les plus divers : gréseux, calcaires, dolomitiques, à des profondeurs atteignant aujourd'hui plus de 5000m. Le phénomène de diminution de productivité a été tout d'abord analysé dans le cadre des travaux d'acidification des puits depuis environ une centaine d'années. L'idée d'une rupture de la formation est clairement exprimée en 1934. La première opération destinée spécifiquement à casser la formation a été réalisée en 1947 à l'état de l'Oklahoma aux Etats-Unis, et les fluides injectés étaient essentiellement des hydrocarbures. Le développement de la fracturation hydraulique dans sa conception actuelle date de début des années 1950. L'activité de fracturation hydraulique, en Algérie a été entamée dans le champ de Haoud Berkaoui depuis 1993. [2]



**Figure II.3: Première activité commerciale de Fracturation Hydraulique (Oklahoma 1949)**

### **3 Aperçu sur les critères de sélection d'un puits candidat à la Fracturation Hydraulique :**

La sélection des puits candidats à la fracturation n'est pas toujours une tâche aisée, car il n'existe pas de règles strictes. Pour orienter ce choix, il est indispensable de rassembler, évaluer et classer les informations nécessaires relatives :

- Au réservoir.
- Au puits considéré.
- A l'aspect économique de l'opération.

#### **3.1 Informations relatives au réservoir :**

##### **3.1.1 Nature du réservoir :**

Toutes les roches réservoirs peuvent être fracturées plus ou moins facilement, (suivant la profondeur). On rencontre cependant des difficultés particulières pour le soutènement des fractures notamment dans les roches mal consolidées (par exemple).

##### **3.1.2. Les contacts WOC et GOC :**

La réalisation d'une fracturation hydraulique nécessite la connaissance parfaite des interfaces des fluides en place, car il est essentiel d'éviter l'extension des fractures vers les fluides indésirables.

##### **3.1.3. Nature du fluide en place :**

Avant tout traitement de stimulation, il convient de s'assurer de la compatibilité des fluides en place avec les fluides de stimulation afin d'éviter la formation :

- Des émulsions stables.
- Des précipités et des résidus de différentes natures.

##### **3.1.4. Perméabilité du réservoir :**

Il est indispensable d'avoir une connaissance aussi précise que possible des données de perméabilité du réservoir, aussi bien dans l'aire de drainage, qu'aux abords immédiats du puits. Les valeurs de la perméabilité seront obtenues par des mesures sur carottes et par l'interprétation des essais de puits qui donneront :

- L'indice de productivité.
- La conductivité de la formation.
- L'endommagement aux abords du puits (Effet du skin).

### **3.1.5. Épaisseur du réservoir :**

La hauteur de la fracture développée est généralement limitée par deux couches peu ou pas perméables. La (**Figure II.4**) représente une courbe de l'évolution de la pression en cours de l'opération fracturation. Elle est divisée en deux parties :

- Partie injection.
- Partie fermeture.

## **3.2 Informations relatives au puits :**

### **3.2.1. Historique du puits :**

Les informations relatives au :

- Forage.
- Complétion.
- Essais et diagraphies antérieures.
- Traitements et interventions.

### **3.2.2. État des perforations :**

Le type de perforation et leur densité sont des facteurs importants à considérer lors de l'opération en question.

### **3.2.3. État de la cimentation :**

Le contrôle de l'état de cimentation de la colonne de production du puits constitue la première opération à exécuter, il est nécessaire de vérifier l'isolation parfaite des niveaux à stimuler (adhérence du ciment à la formation) afin :

- D'obtenir la protection contre les fluides indésirables et éviter l'acheminement préférentiel des fluides derrière le tubage.
- De mieux contrôler l'extension éventuelle de la fracture. [2]

### 3.3 L'aspect économique :

L'estimation de la rentabilité de l'opération nécessite une évaluation aussi précise que possible :

- Du coût de l'opération proprement dite.
- Du coût des opérations préalables, parfois très importantes, pour le conditionnement du puits (Re-complétion) .
- De la probabilité du succès de la stimulation. [2]

## 4 Description du Processus de La Fracturation Hydraulique :

### 4.1 Pression d'initiation et d'extension d'une fracture :

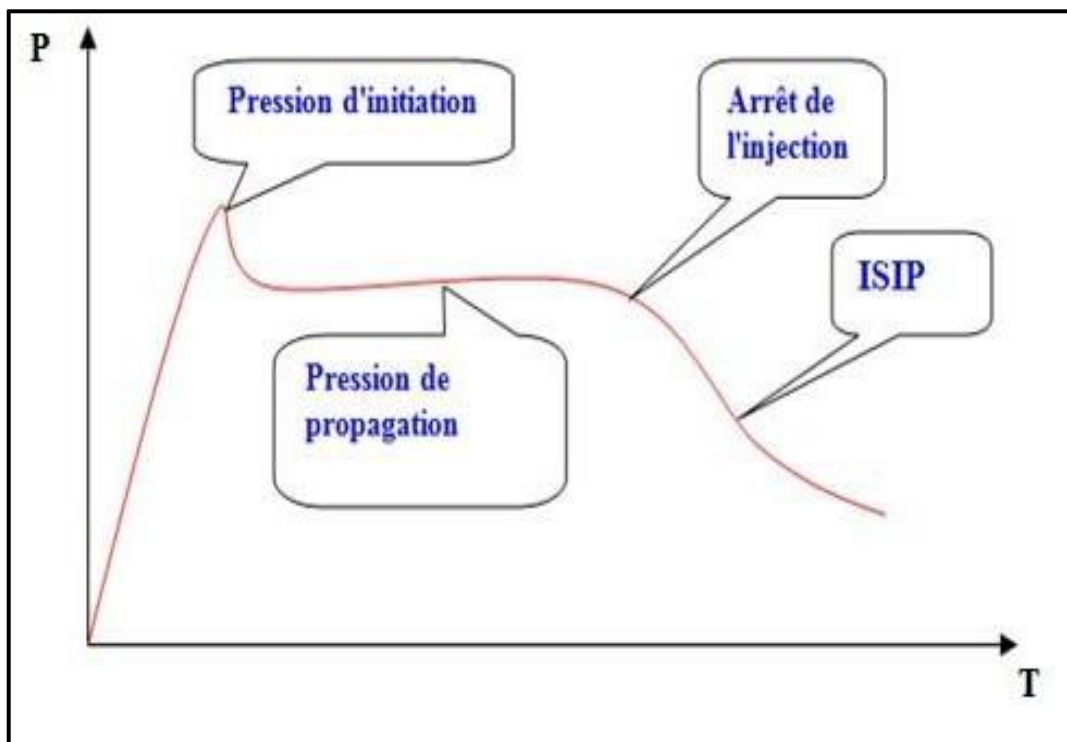


Figure II.4 : Courbe schématique de l'évolution de la pression lors de la fracturation hydraulique .



La première partie représente un pic et un palier, qui correspondent 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. [2]

#### 4.2 Description détaillée de la Courbe Schématique de la Fracturation Hydraulique :

On peut distinguer cinq phases principales décrites ci- après :

##### 4.2.1. Initiation de la fracture :

La fracturation hydraulique consiste à injecter, à un débit approprié, un fluide plus ou moins visqueux, de manière à créer au droit de la formation productrice une pression croissant à mesure que l'injection se poursuit. La fracturation de la roche à la paroi du puits intervient à une pression appelée pression d'initiation de la fracture ( $P_i$ ). Si ( $P_c$ ) désigne la pression de la couche (ou la pression du gisement); nous appellerons ( $\Delta P_i$ ) l'accroissement de la pression ( $P_i$ ) dans le puits au-delà de la pression de couche ( $P_c$ ). [3]

$$\Delta P_i = P_i - P_c$$

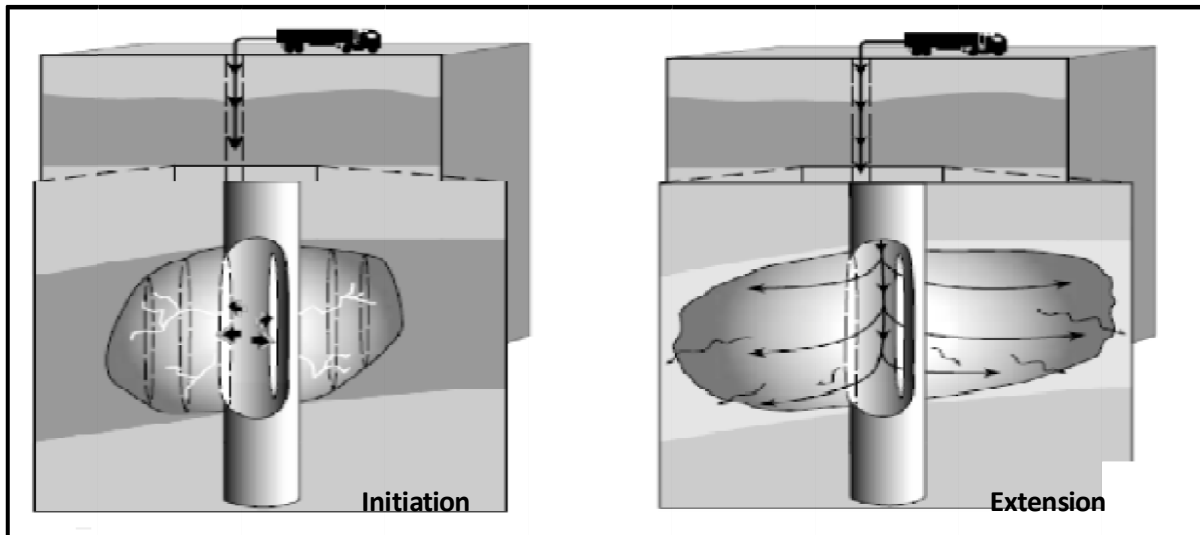
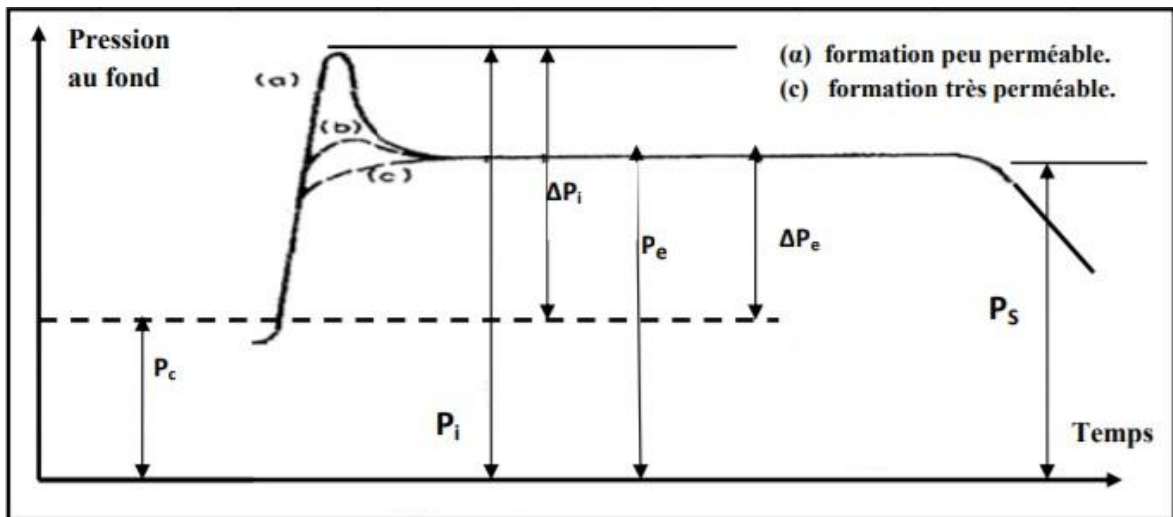


Figure II.6 : Initiation et Extension de la fracture.



**Figure II.5 : Evolution théorique de la pression de fond lors de la Frac.Hydraulique.**

La pression d'initiation de la fracture est généralement plus faible lorsque la perméabilité de la roche atteint quelques dizaines de milli darcys. La courbe (P-T) présente un maximum d'autant moins accusé que la perméabilité est élevée : à la limite on montre que la courbe pourrait ne pas présenter de maximum dans le cas de formations suffisamment perméables. [4]

#### 4.2.2. Extension de la fracture :

Lorsque la pression de fluide dans la fracture diminue et tend vers la pression de gisement, l'extension de la fracture s'effectue à une pression appelée d'extension ( $P_e$ ), inférieure ou égale à la pression d'initiation. Nous désignerons par  $\Delta P_e$ , l'accroissement de la pression ( $P_e$ ) dans le puits au-delà de la pression de couche :

En continuant à pomper, la fracture s'étend de plus en plus tant que le débit de pompage est supérieur au débit de filtration à travers les faces de la fracture.

Certaines modalités, contribuent d'une façon essentielle aux résultats d'une fracturation hydraulique. Un fluide de fracturation doit avoir les propriétés suivantes :

- Avoir des pertes de charges minimales dans le tubing.
- Une bonne qualité de transport des billes.
- Avoir une filtration faible.
- Après la fermeture de la fracture, il doit se dégrader afin de faciliter le dégorgement. [5]

- Être aussi économique que possible.

#### **4.3 Agents de soutènement :**

Le succès d'une fracturation dépend essentiellement de la viscosité et de la filtration du fluide.

Le rôle principal du proppant est de maintenir la fracture ouverte après l'arrêt du pompage. Le choix du proppant est basé sur l'optimisation de la conductivité en fonction du prix et du bénéfice.

Un proppant qui assure une forte perméabilité n'est pas toujours le choix optimum, il faut prendre en considération le volume de la fracture, la conductivité désirée ainsi le coût du traitement.

Les agents de soutènement doivent avoir une résistance suffisante à la contrainte de Fermeture et assurer une épaisseur uniforme de la fracture, tels que :

- **La contrainte sur le proppant :** la contrainte effective de fermeture sur le proppant est égale à la contrainte minimale plus la contrainte causée par la largeur du pack moins la pression des pores dans le proppant pack.
- **La largeur maintenue par le proppant :** le proppant empêche la fermeture de la fracture et crée une conductivité à travers la fracture. [5]

#### **5 Etapes de réalisation de l'opération :**

Le déroulement d'un traitement de fracturation hydraulique est comme suit :

##### **5.1 Test d'injectivité :**

Il consiste à injecter un fluide tel que : " l'eau traitée, la saumure " 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.

##### **5.2 Data Frac (ou : Mini frac) :**

Permet d'amorcer et créer une fracture non soutenue pendant une durée de temps suffisante de manière à déterminer :

- La pression de fermeture.

- L'efficacité du fluide.
- Les pertes de charge.
- Le coefficient de filtration.
- La géométrie de la fracture.

Tous ces paramètres nous permettent d'établir le programme de fracturation, c'est-à-dire, Déterminer :

- L'agent de soutènement.
- Le débit et le volume du fluide injecté. [6]

### 5.3 Logging de thermométrie :

Après quelques heures de la fin de l'opération de "Mini frac", une sonde sera descendue dans le puits permet de l'enregistrement de la thermométrie, afin de déterminer la hauteur de la fracturation au niveau du réservoir. [7]

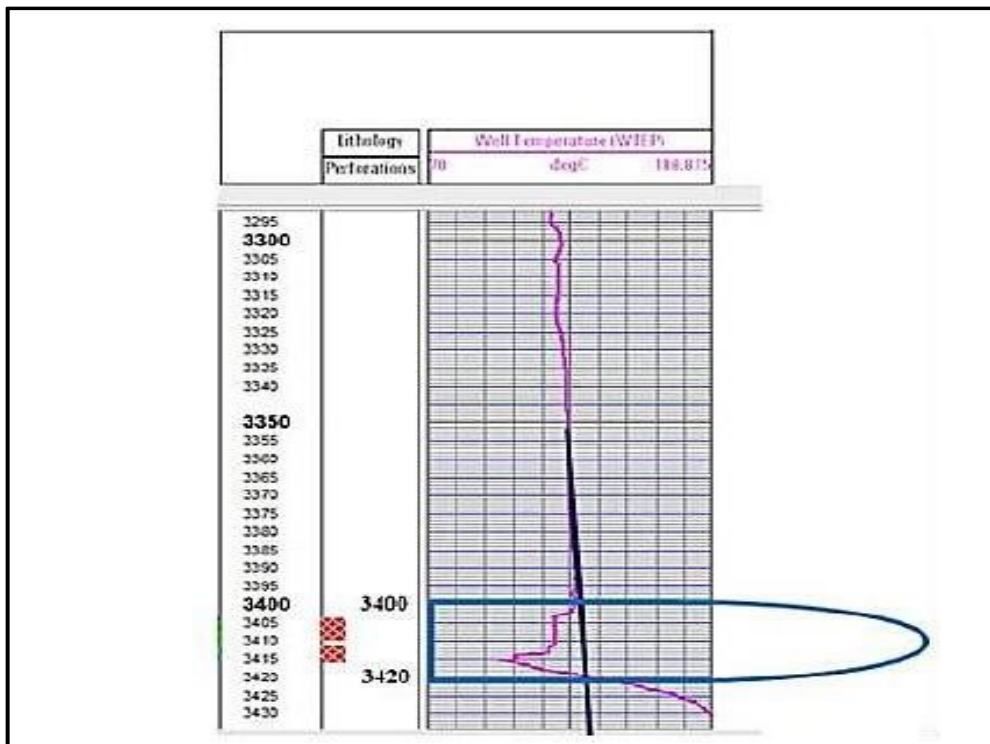


Figure II.8 : Log de thermométrie Post-Mini Frac

#### **5.4 Le Traitement lui-même (Main frac) :**

Il se divise en trois étapes :

- Injection d'un "Pad" : c'est un fluide de fracturation généralement du gel réticulé non chargé en agent de soutènement, injecté en tête dans le but d'amorcer et de développer une fracture en lui donnant une largeur telle qu'elle permette le passage des billes.
- Injection du Slurry (gel réticulé + bauxite).
- La chasse du Slurry restant dans le tubing avec un gel linéaire facile à dégorger.

[8]

#### **6 Théorie des Essais & Tests liés à la fracturation hydraulique :**

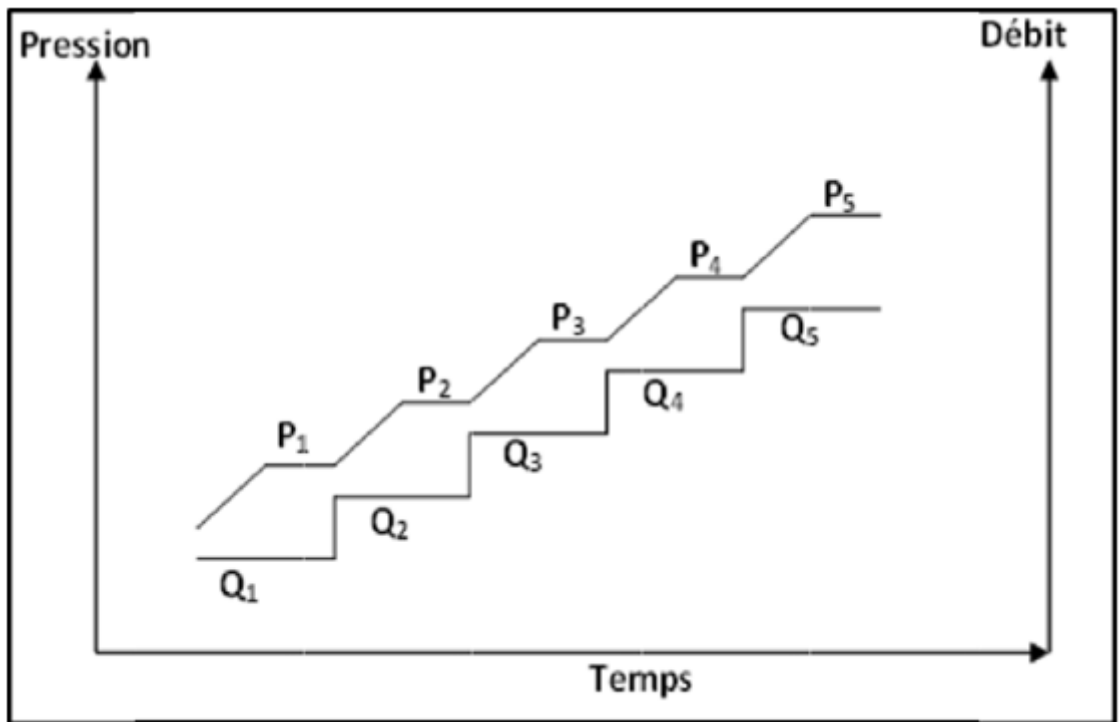
Le « Shadow Frac » est un ensemble des tests consécutifs, effectués sur la formation permettant de donner des informations sur les conditions de fond du puits, afin de déterminer ; dans les meilleures conditions ; le design de l'opération de fracturation.

Il comprend trois tests :

- Test de débit par incrément ( Step rate test)
- Test de pompage et de retour ( Pump in / Flow back test)
- Test de déclin de pression (Pressure decline test)

##### **6.1 Test de débit par incrément ( Step rate test)**

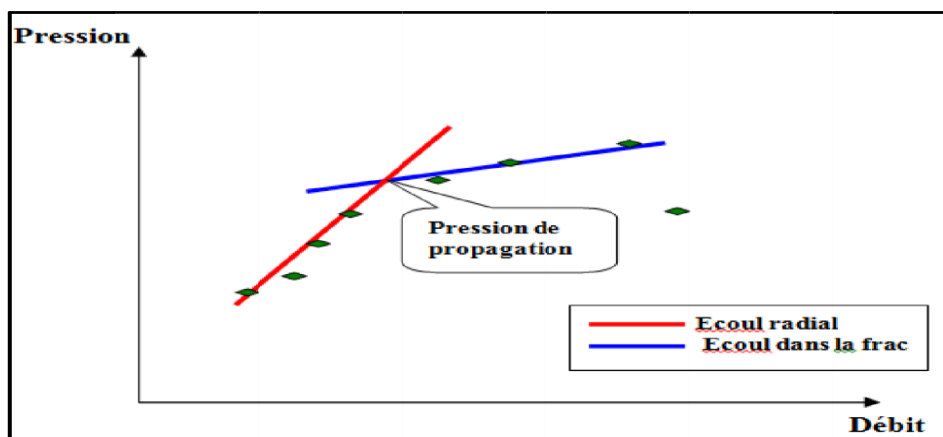
Ce test est utilisé pour déterminer la pression d'extension de la fracture. Il consiste d'abord à injecter à faible débit le fluide de base (eau traitée), puis à augmenter progressivement ce débit par incrément, et le maintenir pendant un temps suffisant jusqu'à la stabilisation de la pression (5 à 10 min). Tout cela doit être accompagné d'un enregistrement continu de la pression, et on obtient une courbe de la forme de la figure ci-dessous. [8]



**Figure II.9 : Courbe de Step Rate**

On trace après la courbe P en fonction de Q, en rapportant les valeurs maximales atteintes pendant chaque incrément de débit, et on obtient la courbe de la figure suivante qui nous permet d'estimer la pression de propagation de la fracture telle que représenté ci-après :

Au début, l'écoulement commence par être radiale dans la matrice, puis, avec l'augmentation de la pression, la fracture sera amorcée, et on aura un écoulement dans la fracture. C'est ce qui explique le changement brusque des pentes. Ainsi on peut déterminer la pression de propagation .



**Figure II.10 : Évolution de la pression en fonction du débit - Step Rate Test**

## 6.2 Test de pompage et de retour ( Pump in / Flow back test) :

C'est un test qui est utilisé pour déterminer la pression de fermeture de la fracture ; 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.

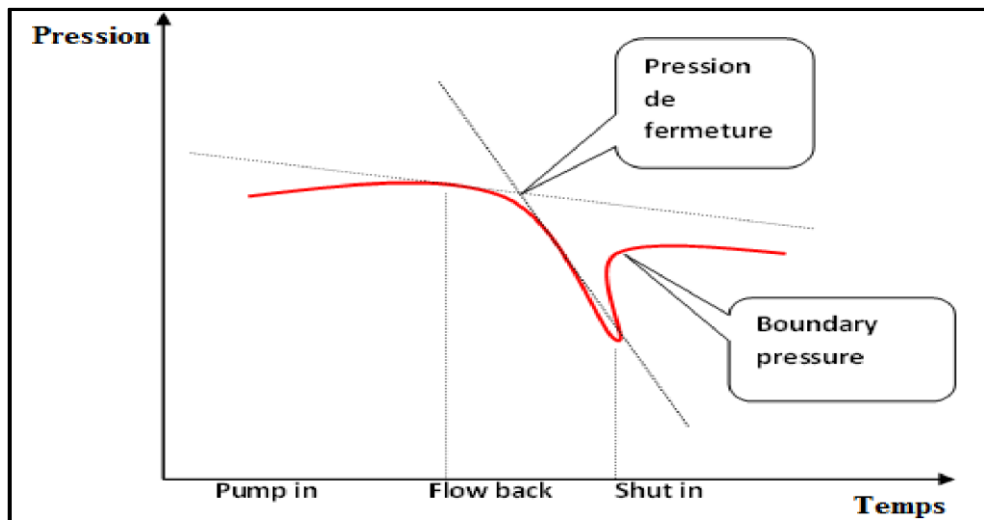


Figure II.11 : Courbe du Pump in / Flow back Test

La première étape 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. Ainsi cette étape s'achève.

La deuxième étape consiste à ouvrir le by-pass et à laisser le fluide injecté sortir du puits à un faible et constant débit. Puis on arrête la purge, et on détermine la 'Rebound pressure'.

L'évolution de la pression au cours de ce test s'effectue comme le montre la courbe de la (Figure II.11). Lorsque l'injection est arrêtée, la pression du fluide dans la formation diminue jusqu'à atteindre une valeur inférieure à la pression de fermeture, naturellement, la fracture se referme. Ainsi, l'écoulement du fluide change d'un écoulement à partir du puits vers la fracture à un écoulement provenant de la matrice vers le puits. C'est ce qui explique le changement brusque de la pente dans la partie flow back. [9]

### 6.3 Test de déclin de pression (Pressure decline test) :

Ce test consiste à créer une mini-fracture dans la formation, avec le même fluide que celui proposé pour le traitement principal. Il est divisé en deux étapes :

\*Étape1 "Mini Frac", qui permet de déterminer le modèle de propagation.

\*Étape2 "Fall Off" ou chute de pression après " Mini Frac " qui permet de déterminer :

- L'efficacité du fluide.
- La filtration du fluide.
- La géométrie de la fracture (longueur et largeur).

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 10 à 15% du volume total proposé pour le traitement en question. 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. [10]

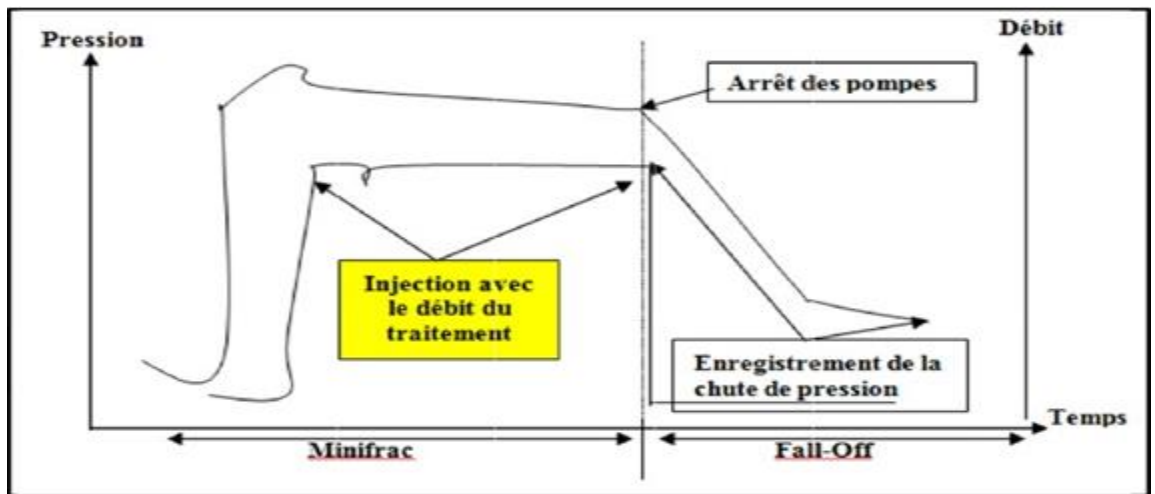


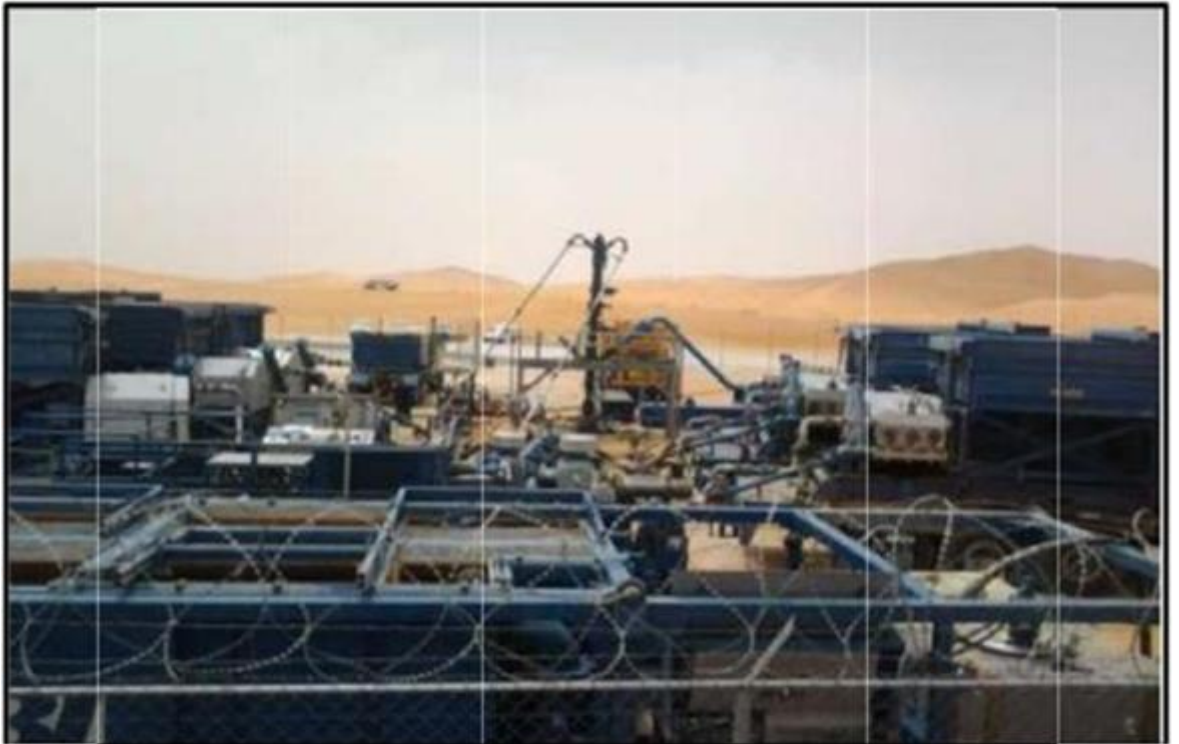
Figure II.12 :Pressure decline test

## 7 Aperçu Général sur les Equipements de la Fracturation Hydraulique :

Le succès d'une opération technique dépend essentiellement des équipements appropriés indispensables et d'un personnel hautement qualifié. Dans cette partie on représentera les équipements nécessaires pour effectuer l'opération sus citée, en mettant l'accent sur l'utilité de chaque équipement dans le dispositif d'exécution. Les équipements de surface sont :



- Réservoir d'eau (Frac tank).
- Unité d'hydratation (Hydration unit).
- Mélangeur (Blender).
- Réservoir de stockage d'agent de soutènement (Mountain Mover).
- Pompe à haute pression (High pressure pumps).
- Manifold de haute pression.
- Enregistreurs et Capteurs.
- Outil d'isolation de la tête de puits (Tree-Saver ; WIT : Well Isolation Tool).
- Commandes de la cabine de contrôle.



**Figure II.13 :Equipement de surface**

### **7.1 Réservoir d'eau (Frac tank) :**

Le réservoir de stockage d'eau a une capacité est de 20000 gallons, le nombre de réservoirs pendant l'opération dépend du volume d'eau nécessaire pour l'opération. cette eau destinée à préparer le gel.



**Figure II.14 : Réservoir d'eau (Frac Tank)**

### **7.2 Unité d'hydratation (Hydration Unit) :**

C'est l'unité de la préparation du gel (hydratation de l'agent gélifiant).



**Figure II.15 : Unité d'hydratation**

### **7.3 Mélangeur (Blender) :**

Cet appareil à but de mélanger et envoyer vers la pompe à haute pression tout ce qui est nécessaire pour le fluide de fracturation (liquides, proppant, additifs). Il est conçu de deux compartiments ; l'un pour les composés solides, et l'autre les additifs liquides. Un dispositif est installé pour assurer le contrôle des concentrations des additifs.



**Figure II.16 : Mélangeur (Blender)**

Pompe à haute pression (High Pressure Pump) :

C'est pour le pompage de fluide de fracturation à haute pression, la pompe (HP) Peut atteindre jusqu'à 20000 Psi, elle fournit la charge de refoulement au fluide pompé, elle est contrôlée à partir de la cabine de contrôle. Les pompes à haute pression sont en parallèle au manifold principal via des vannes résistant aux pressions élevées.



**Figure II.17 : Pompes à hautes pressions (en parallèle)**

#### 7.4 Mountain Mover :

Le ‘‘Mountain Mover’’ est l’emplacement prévu pour le stockage d’agent de soutènement, sa capacité peut aller jusqu’à 2500 ft<sup>3</sup>. Il est divisé en cinq chambres permettant de mettre les différents types de Proppant .

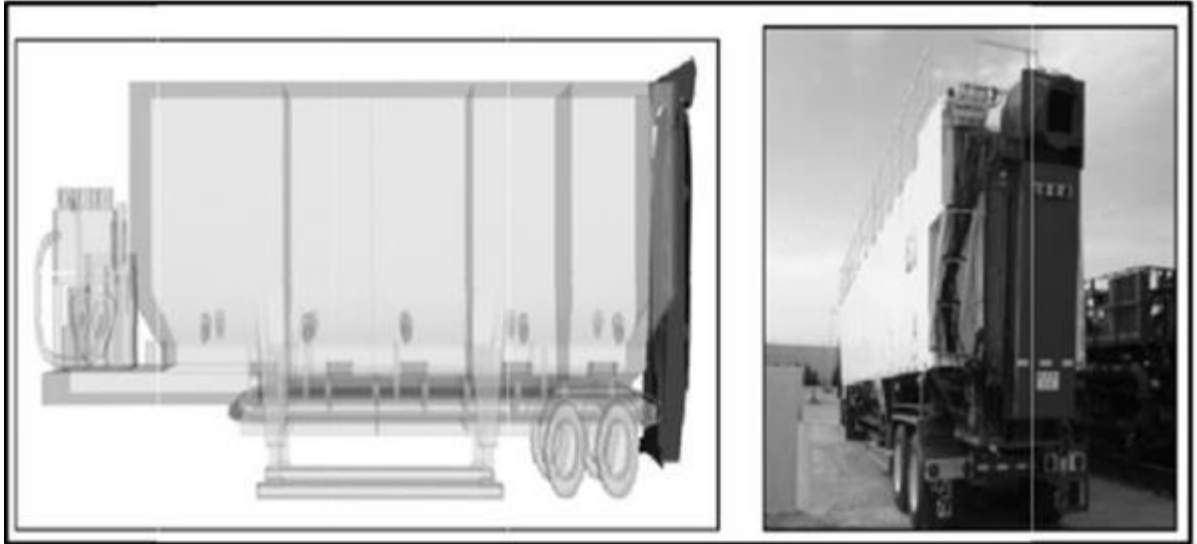


Figure II.18 : Mountain mover

#### 7.5 Manifold :

Un manifold est un ensemble de vannes qui collecte des mixtures et peut résister à des pressions de 20000 Psi pour un débit de **75 bbl/min**. Le manifold joue le rôle de collecteur de mixtures. Il est constitué de deux lignes : une ligne d’aspiration des pompes **LP** (low pressure) et une ligne de refoulement des pompes **HP** (high pressure).



Figure II.19. : Le Manifold

## 7.6 Enregistreurs et capteurs :

Plusieurs appareils de mesure et enregistreurs sont utilisés tels que :

- Des débitmètres.
- Des capteurs de pressions.
- Des densimètres.
- Des thermomètres.
- Des pH-mètres.

## 7.7 Outil d'isolation de la tête de puits (Tree Saver : WIT) :

C'est un dispositif qui assure la résistance de la tête de puits à des pressions très élevées.

Il sert à protéger la tête de puits des éclatements vue la marge élevée des pressions de traitement, et minimiser l'effet abrasif et corrosif des fluides, proppant et des additifs sur le tête de puits.



**Figure II.20 : Montage du 'Tree Saver'**

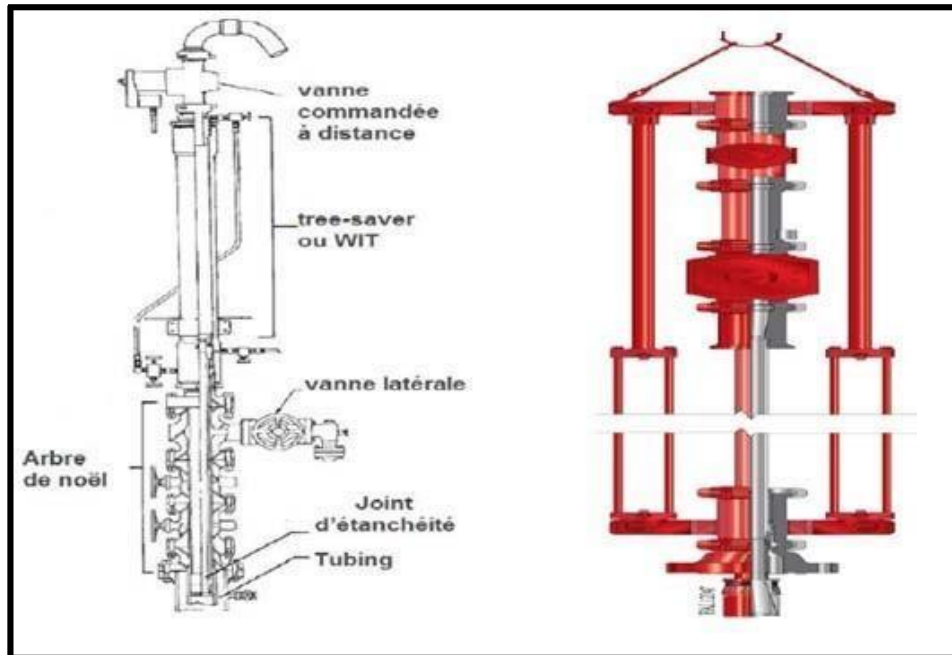
L'accordement de cet outil se fait sans tuer le puits, donc son piston est introduit à travers la vanne de curage pour aller se loger dans la tête de puits ; l'étanchéité est assurée par une garniture en matière plastique (caoutchouc) cette matière très résistante .



**(Figure II.21) : Piston d'ancrage & Mécanisme d'étanchéité de 'Tree-saver'**

En effet grâce au la , on assure un ‘by passe’ de la tête de puits. Cet outil a deux rôles principaux :

- Premièrement, Protéger la tête de puits des hautes pressions.
- Deuxièmes, Préserver la tête de puits contre l’effet d’abrasion et corrosion des fluides et des fluides injectés.



**Figure II.22 : Configuration et design du ‘Tree-saver’**

### 7.8 La cabine de contrôle :

Les opérateurs doivent surveiller à partir de la cabine de contrôle les paramètres suivants :

- La pression de tête STP (well head).
- La pression de fond BHTP.
- La pression des annulaires 1 et 2 .
- Le volume pompé.
- Le débit injecté (Slurry Rate).
- La situation des pompes et leur manipulation (Frac Man). [10]

## **8 Les problèmes rencontrés lors de la Fracturation Hydraulique:**

### **8.1 L'effet de la tortuosité :**

On parle de la tortuosité aux limites des perforations. Généralement, les connections entre les perforations et la fracture sont droites, lisses et larges ; mais des fois, il y'aura des restrictions de ces connections et par conséquent une réduction du débit. Elle représente la cause majeure d'un bourrage prématuré (Screen Out), dans certaines formations, c'est presque impossible de placer les agents de soutènement, et relativement de créer et développer la fracture.

Cet effet peut être causé soit par :

- une mauvaise cimentation.
- la distribution des contraintes par rapport aux perforations.

### **8.2 Le colmatage :**

Un traitement par fracturation conçu pour améliorer la productivité d'un réservoir, peut être une source de colmatage de la formation. Cela est dû soit aux :

- fluides de fracturation.
- Agents de soutènement.

Le fluide de fracturation peut causer l'endommagement de la formation et/ou de la conductivité de la fracture, par :

- La formation d'émulsion avec le fluide de formation.
- La haute viscosité qui cause un mauvais dégorgement.
- Les résidus laissés en place après dégradation du fluide.

Les agents de soutènement peuvent influencer sur la perméabilité restaurée, cela est dû essentiellement :

- Aux restes insolubles contenus à l'origine dans le fluide, ou formés pendant la dégradation du fluide dans la fracture et dans les pores de la formation.
- A l'écrasement du Proppant dans la formation à cause du mauvais choix des agents de soutènement.

### 8.3 Bourrage prématuré (Premature Screen Out) :

La tortuosité cause une restriction du chemin de fluide entre les perforations et la fracture principale. Donc il y aura une difficulté pour pomper une concentration modérée de proppant dans la fracture. Une petite concentration peut passer par ces chemins où les grains du proppant vont se déposer sur les canaux d'écoulement et causer un bouchage ou un bourrage prématuré. Cette situation peut aussi se produire lorsqu'on pompe une grande concentration du proppant dans la fracture.

La meilleure façon pour éviter le bourrage est la corrélation entre le forage, la perforation et la mesure appropriée des contraintes et leur orientation.

#### Screen-Out :

L'augmentation de la pression, à partir du moment où les billes de proppant arrivent au fond, est due aux différents Screen-Out dont on cite :

- Tip Screen-Out.
- Médium Screen-Out.
- Screen out à l'entrée.

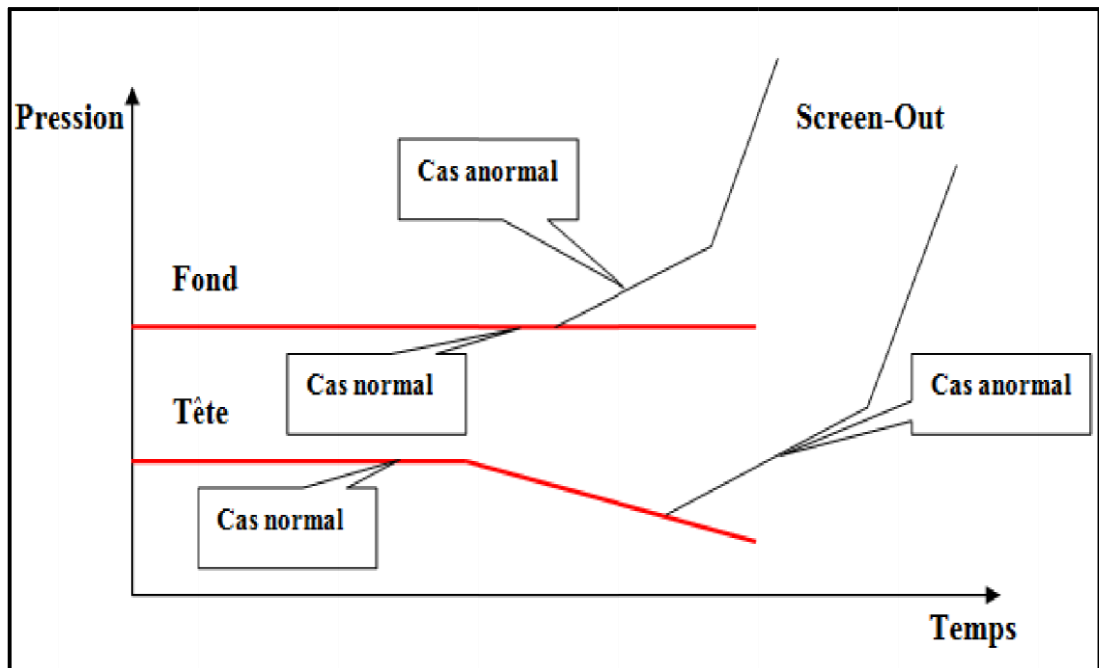


Figure II.23 : Evolution de la pression pendant le pompage

## 9 Fluides de Fracturation :

Le fluide de fracturation est un élément essentiel du traitement de fracturation



hydraulique. Ses principales fonctions sont d'ouvrir la fracture et transporter l'agent de soutènement sur toute la longueur de la fracture. Comme les réservoirs à stimuler varient considérablement en termes de température, de perméabilité, de composition des roches et de pression des pores, de nombreux types de fluides différents ont été développés pour fournir les propriétés décrites.

L'eau a l'avantage d'être un fluide moins cher, facilement disponible et transportable, ne posant pas de problèmes de sécurité (pollution, incendie, explosion.etc.), assez facilement traitable avec des additifs. Sa densité relativement élevée (par rapport à un brut dégazé) permet de limiter la puissance de pompage mais pour la même raison, le dégorgement peut être difficile si la pression de gisement est faible et par ailleurs, l'augmentation de la saturation en eau par filtration réduit la perméabilité relative à l'huile. Il est important de faire attention à la quantité de l'eau (teneur en chlorures, bicarbonate de soude, fer, solides insolubles, bactéries).

Dans une moindre mesure, on utilise aussi des fluides de fracturation à base d'huile (huile brute, huiles gélifiées, émulsions). Ils ont l'avantage d'une meilleure compatibilité avec les fluides de formation, d'une bonne stabilité, d'une bonne capacité de transport des gels et d'une densité faible favorisent le dégorgement. Au contraire leurs coûts est élevé, ils posent des problèmes de sécurité d'emploi, ils nécessitent une puissance de pompage plus élevée. [8]

#### **Le fluide idéal:**

Le fluide de fracturation est choisi tenant compte de plusieurs critères tels que : sa disponibilité, sa sécurité, sa facilité à mélanger et utiliser, sa compatibilité avec la formation, possibilité de dégorgement et le coût : pour que les traitements de fracturation hydraulique soient efficaces, les fluides doivent avoir d'autres propriétés. Les propriétés visqueuses du fluide sont généralement considérées comme les plus importantes En plus de présenter une viscosité adéquate dans la fracture, ils doivent être :

- Un Bon transport des agents de soutènement .
- Dégorgement facile .
- Facilité de pompage.
- Sécurité .
- Être propre en tant que fluide de base et pas une source de pollution.
- Compatible avec les formations du réservoir .
- Faible frottement pour limiter la puissance de pompage lors de l'injection.
- Adaptés aux températures élevés rencontrées lors de l'opération à réaliser. [11]

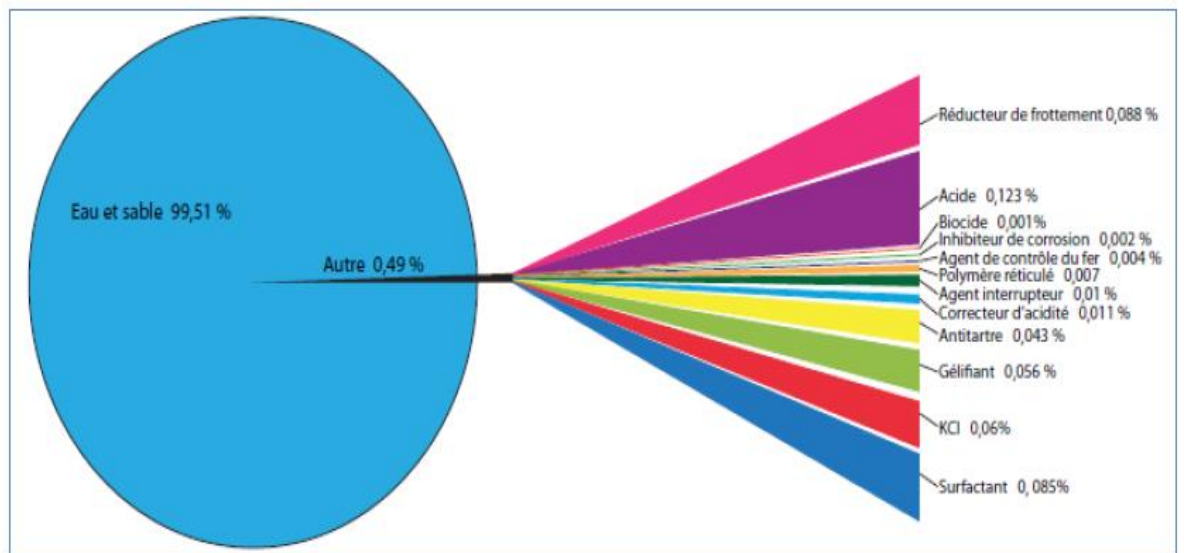


Figure II.24 : La composition de fluide de fracuration

### **CHAPITRE III :**

#### **L'interprétation de « data frac » par well test de puits HDZ 4 « Hassi Messaoud »**

##### **1 Vue d'ensemble :**

HDZ4, un puits producteur d'huile, non raccordé, seulement l'installation de surface existe au niveau de puits.

Le Puits est foré en Janvier 2006, l'objectif principal de forage est les Quartzites d'El-Hamra, et le

Secondaire c'est le cambrien. Le DST du 14/01/2006 dans les QH a donné les résultats suivant :  $Q_0=4.12\text{m}^3/\text{h}$ ,  $P_t=9.14\text{kg}/\text{cm}^2$ ,  $P_g=455\text{kg}/\text{cm}^2$ ,  $P_{fd}=70.75\text{kg}/\text{cm}^2$ . Le cambrien n'est pas testé (probablement présence d'eau), actuellement il est isolé par un bouchon de ciment.

Le puits était laissé en kill string jusqu'à Mars 2007, là où il a été re-complété avec un tubing 4''1/2 ancré et le réservoir est recouvert avec un liner mixte ou la crépine est en face du réservoir QH.

Le puits n'a jamais été objectif d'une intervention à l'exception de deux contrôles Wire-Line ou ils ont topé à la cote 2200m correspond au décantation de la boue selon l'analyse des échantillons.

##### **2 État actuel :**

**Production cumulée :** 0 m<sup>3</sup>

**P<sub>g</sub>** = 455KG/cm<sup>2</sup>, (DST 14/01/2006)

**État :** N'a jamais produit.

##### **3 Objectif :**

L'objectif principale est de récupérer le potentiel de puits, prouvé par le DST. Ce potentiel ne peut être restaurer que par une opération de fracturation hydraulique.

Et dans le cadre de la préparation à l'opération de fracturation et pour vérifier la possibilité de casser la roche, un test de Break Down et d'injectivité s'impose après avoir assuré le fond du puits et tester l'intégrité de la complétion.

#### 4 Donnée de puits :

##### 4.1 Position de puits :

Le puits HDZ4 est implanté dans la partie centrale de trend principale de périmètre Hassi D'Zabata une distance de 515m à l'Est du puits HDZ21, à 540m au Nord-Ouest du puits HDZ22 et à 840m au Nord du puits HDZ14, et ayant pour coordonnées :

X : 783930.68

Y : 345358.99

La carte suivante représente la position du puits en relation avec les puits voisins.

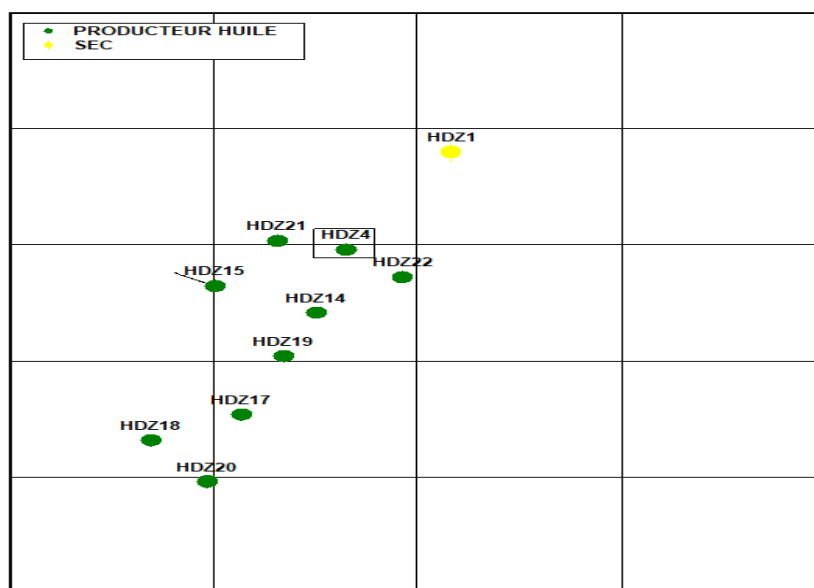


Figure III.1 : la position du puits en relation avec les puits voisins.

##### 4.2 Complétion et état de cimentation :

tubing de production 4"1/2 NV, 13.5#N80, Ancrée

Halliburton L. Nipple 'BR' 4"1/2NV L :0.4m à 2938.16m (TR)

Halliburton L. Nipple 'BRN' 4"1/2NV L :0.44m à 2948.87m (TR)

Baker Packer 83 FAB 47 7" 32-38# à 2960.50m (TR)

Liner Mixte 4"1/2 NV, 13.5#N80

Top LCP à 2961.00m (TR)

Fin LCP/Top LPP à 3190.17m (TR)

Fond à 3382.50m (TR)

Casing 7"NV, P110, 32#

Sabot 7" à 3069,00 m (TR).

#### 4.2.1 Etat de la cimentation des tubages:

**Tableau III.1 : Résultat du control cimentation.**

Résultats du control cimentation du 7'' du 30/12/2005	3070m-2600m bonne cimentation
--	-------------------------------

#### 4.2.2 Fiche technique de puits :

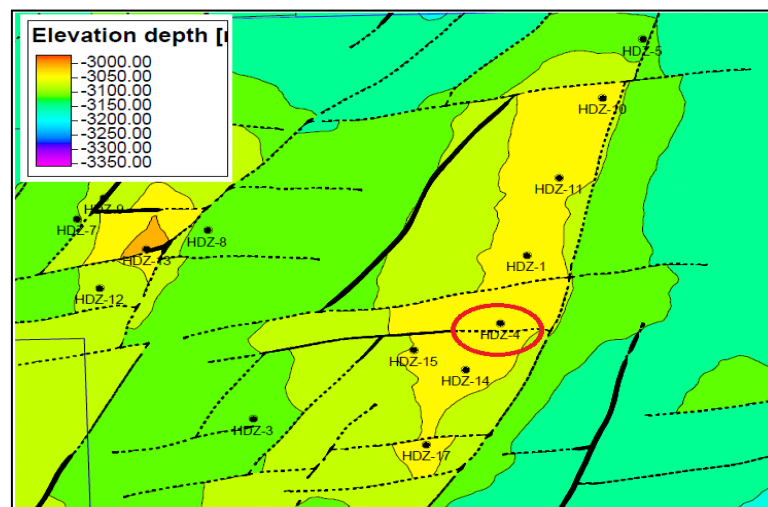
Voir (annexe 1).

#### 4.3 Renseignements géologiques :

##### Commentaire structural :

Le forage HDZ4 est située seul dans son compartiment qui est limité par une faille majeure à l'Est et d'une faille secondaire de direction Est-Ouest au Nord et à l'ouest une faille de direction NE-SW parallèle à la faille principale.

La carte en isobathe au toit des QH montre que le puits HDZ4 occupe une position structurale intermédiaire, même position avec des puits voisins HDZ1, HDZ14 et HDZ15.



**Figure.III.3 : Renseignements géologiques.**

#### 4.4 Test de pression :

Le tableau suivant représente les mesures de pression effectuées sur le puits HDZ4 :

**Tableau III.2 : les mesures de pression.**

Type de Test	Date	Pression (kg/cm <sup>2</sup> )			Débit (m <sup>3</sup> /h)	Index Prod. I nj.	HK	Skin	Duse	Obs
		Gisement	Fond Dyn.	Tete						
DST	14/01/2006	455	70.75	9.14	Huile 4.12	0.011	15.2	-1.79	19.05	Reservoir QH, Pg et Pfd @2915m

L'interprétation du DST (2019) a permis de déterminer les paramètres suivant :

**Tableau III.3 : Résultat du DST.**

<b>Date DST</b>	<b>21/06/2019</b>
<b>Reservoir</b>	<b>Two porosity PSS</b>
<b>Boundary</b>	<b>infini</b>
<b>Pg à 2915m</b>	<b>455kg/cm<sup>2</sup></b>
<b>KH (md.m)</b>	<b>15.2 md.m (K=0.123md)</b>
<b>Skin</b>	<b>-1.79</b>
<b>IP</b>	<b>0,011m<sup>3</sup>/h/kg/cm<sup>2</sup></b>

#### 4.5 Test de production :

N'a jamais produit

#### 4.6 Puits voisins :

Le tableau suivant qui représente les puits voisins de HDZ4 sur un rayon de 1500m :

**Tableau III.4 : les puits voisins de HDZ4 .**

Puits	Status	Zone	Fracture	Rayon	Dernier Test			Dernier Jaugeage					
					Type	Date	PG (kg/cm <sup>2</sup> )	Date	Débit (m <sup>3</sup> /h)	Gor	Eau/rec (m <sup>3</sup> /h)	Wcut (%)	OBS
<b>HDZ14</b>	PPH	HZP	---	839	SBU	13/03/18	393.81	02/11/22	4.38	174	0	0	Ouve
<b>HDZ15</b>	PPH	HZP		1071	DST	14/03/21	423.66	N'a jamais produit					Ferm
<b>HDZ17</b>	PPH	HZP	---	2265	PFS	13/07/2016	442	01/11/22	4.52	298	0.38	7.5	Ouve
<b>HDZ22</b>	PPH	HZP		540	DST	13/09/21	358	26/09/22	9.3	106	0	0	Ouve
<b>HDZ21</b>	PPH	HZP		515	DST	05/08/22	374.41	23/12/21	5.86	46	0.4	6.4	WO
<b>HDZ19</b>	PPH	HZP		1442	DST	02/03/18	406.85	28/06/22	4.1	153	0	0	Ouve

**Puits voisins fracturés :**

**Tableau III.5 : les puits voisins fracturés de HDZ4 .**

<b>Puits</b> <b>Description</b>	<b>HDZ21</b>
Distance (m)	515
Direction	Ouest
Date	16/08/2021
type	conventionnel
Quantité de sable (K lbs)	75.68
Q av (m3/h)	0
Q ap (m3/h)	7.15
Fg	1.03
Pression de fermeture (psi)	9497
Pression Net (psi)	1683
Efficacité (%)	30.62
Q pompage (bpm)	25
Top frac (m)/ formation	3250m/QH
Bottom frac (m)/ formation	3345m/QH



#### 4.7 Historique des opérations :

Le tableau suivant résume l'ensemble des opérations réalisées sur le puits :

**Tableau III.6 : Historique des opérations .**

<b>Date Début</b>	<b>Date Fin</b>	<b>Opérations</b>	<b>Sous/opérations</b>
03/05/2021	03/05/2021	WIRELINE	Contrôle avec calibre 50mm topé à 2210 m, l'échantillon remis au surface montre qu'il s'agit de la boue
12/11/2019	12/11/2019	WIRELINE	Contrôle avec 44mm, topé à 2200m
01/03/2007	13/03/2007	WORKOVER	-----
16/01/2006	20/01/2006	COMPLETION	-----

#### 4.8 Profil des contraintes :

Le profil de contrainte est réalisé à partir de la corrélation de HMD suite au non disponibilité des data sonique.

Le profil de contrainte de HDZ4 réalisé à partir des datas sonique est projeté sur les mêmes graphes.

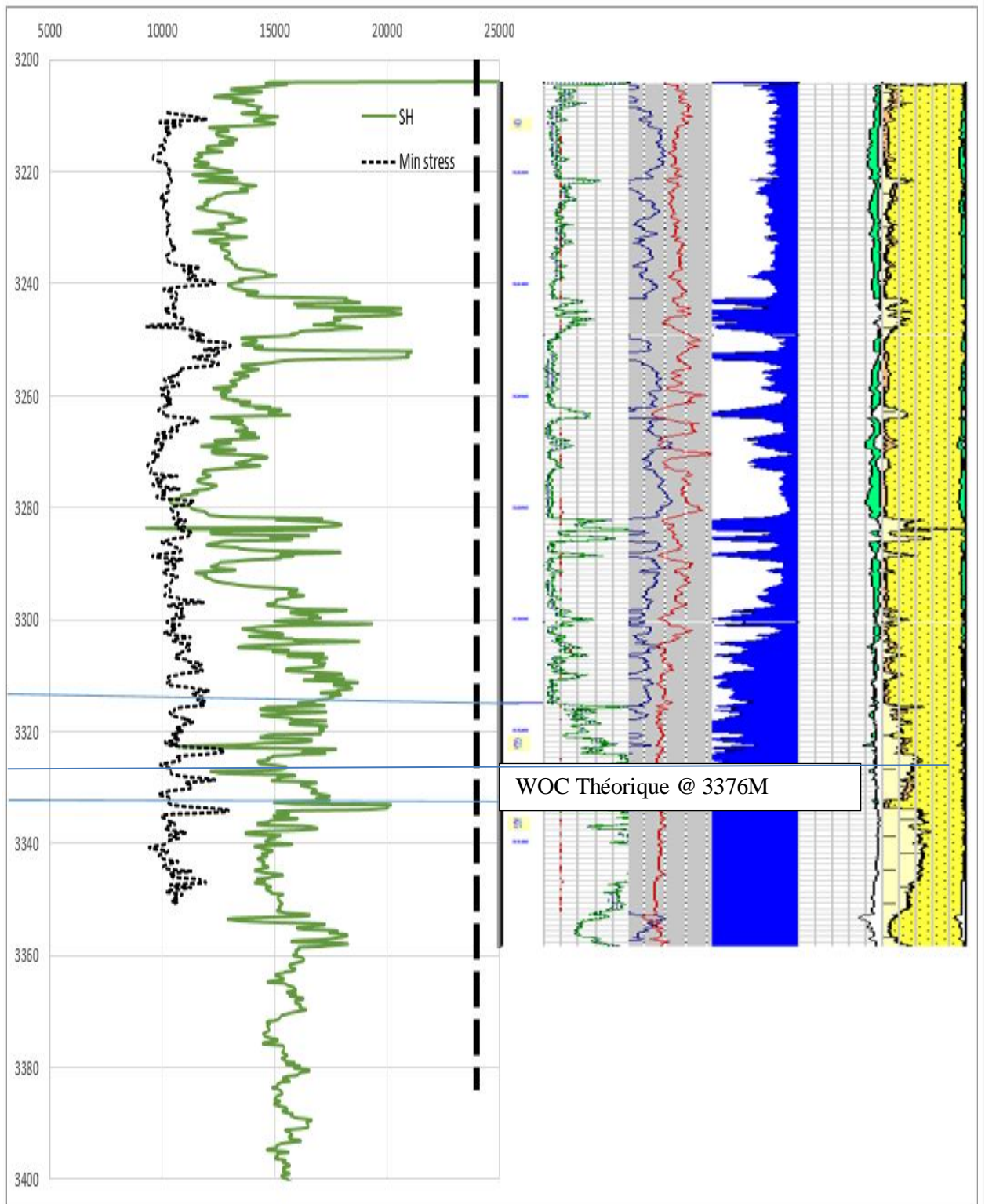


Figure III.4 : Profil des contraintes .

#### **4.9 Discussion et recommandations :**

- **De point de vue complétion :**

Les caractéristiques mécaniques de la complétion sont moyennes pour cela un test de break down et d'injectivité est nécessaire pour tester la possibilité de réaliser l'opération.

L'état de cimentation du casing 7'' est favorable pour la réalisation de l'opération

Pas d'information sur l'état de cimentation de liner mixte, d'où un température log est recommandé après le test d'injectivité.

- **De point de vue réservoir :**

Le puits est implanté dans une zone où la densité des puits est moyenne.

Le puits est foré sur une hauteur utile respectable (60m).

Les propriétés petro-physiques du réservoir au niveau du puits sont faible selon l'interprétation Elan.

Le plan d'eau théorique est estimé à la cote 3376m,

- **De point de vue test de pression :**

L'évolution de la pression de gisement dans le secteur montre que le HDZ14 et le HDZ21 ont le même aspect hydrodynamique, alors que le HDZ15 comporte différemment.

Le HDZ4 se trouve dans la même agglomération de HDZ14 et HDZ21

La pression de gisement dans le secteur est estimée autour du 375kg/cm<sup>2</sup>, selon la dernière mesure sur HDZ21

Le DST effectué sur le HDZ4 a signalé un skin négatif malgré que le Draw Down est important qui est de l'ordre de 384kg/cm<sup>2</sup>.

Selon le DST de 2006, le réservoir est déclaré à double porosité infini avec une perméabilité faible de 0.123md.

- **De point de vue voisinage :**

Sur un rayon de 2500m et parmi les voisins produisent avec des bons débits entre le 4m<sup>3</sup>/h et 9m<sup>3</sup>/h à l'exception de HDZ15 qui n'a rien produit malgré son conversion en SR.

La production d'eau de gisement est visible sur quelque puits de secteur spécialement ceux qui ont été objectif d'une intervention matriciel ou fracturation hydraulique.

Pas de maintien de pression dans la région ni par injection d'eau ni par injection de gaz mais malgré ça, la chute de pression de gisement est modérée.

Une fracturation hydraulique a réussi de reprendre la production du puits HDZ21 avec un gain

de 07m<sup>3</sup>/h.

Un Break Down effectuer sur le HDZ17 a permis de gagner 09m<sup>3</sup>/h d'huile. Et en parallèle une injectivité nulle était enregistrée sur le HDZ15.

- **De point de vue profil de contrainte :**

Le profil de contrainte de HDZ21 est calculé à partir des data sonique, de point de vue allure il ressemble à celui de HDZ4, calculé à partir de la corrélation de HMD.

L'interprétation qualitatif du profil de stress du puits HDZ4 montre que le top du QH possède un stress faible par rapport à la partie basale qui va aider à contenir la frac a la partie supérieure et qui est caractérisée par des propriétés petro-physiques meilleurs par rapport au reste de réservoir.

Dans la zone d'intérêt au niveau de HDZ21, les valeurs de Young varient entre 7Mpsi et 9Mpsi et les valeurs de Poison varient entre 0.12 et 0.2

Selon le puits voisin HDZ21 le stress minimal varie entre 9500psi et 12000psi

## **5 Programme de fracturation :**

### **5.1 Informations utiles :**

**Tableau III.7 : Informations utiles sur le programme de fracturation.**

<b>Tubing de production 4''1/2 13.5# N80</b>	<b>Écrasemen t (psi)</b>	<b>Eclateme nt (psi)</b>	<b>80% écrasement (psi)</b>	<b>80% éclatemen t (psi)</b>
	<b>8540</b>	<b>9020</b>	<b>6832</b>	<b>7216</b>
<b>Packer Baker. 83FAB47 7''32- 38#</b>	<b>P. Diff = 7500 psi</b>			
<b>Densité de fluide de complétion</b>	<b>Saumure d=1.20</b>			

## 5.2 Enveloppe de pression :

**Tableau III.8: Informations utiles sur la pression.**

<b>Etape</b>	<b>Pression dans A1 (psi)</b>	<b>Max. Pression de pompage admissible (psi)</b>
<b>Injectivité test et data frac</b>	<b>3000</b>	<b>9500</b>
<b>Main frac</b>	<b>3000</b>	<b>9500-8000</b>

## 5.3 Préparation de puits :

\*- Nettoyage à l'eau Traitée et au Tube Clean.

\*- Remplissage du puits à l'eau traitée  $\text{NH}_4\text{Cl}$  3%

\*- Un test des espaces annulaire en vue de fracturation hydraulique :

EA1 (7'' X 4'' 1/2) @ 3500 psi

EA2 (9'' 5/8 X 7'') @ 1200 psi

## 5.4 Test d'injectivité

Break Down et injectivité test avec le minimum des équipements de fracturation.

Fluide : eau traitée 3%

\*- Procéder au remplissage de puits avec de l'eau traitée pour homogénéiser la colonne hydrostatique.

\*- Effectuer un breakdown test avec eau traitée à 1-10 bmp jusqu'à l'apparition de breakdown.

\*- Augmenter le débit d'injection progressivement jusqu'à atteindre le maximum débit de pompage designé pour la mini frac. Chaque débit d'injection doit être maintenue pour une période suffisante (1 minute) qui permette la stabilité de pression d'injection.

Arrêtez le pompage, fermez les vannes de surface.

## Suite des actions

### 5.5 Shadow frac :

**Fluide de frac** : Selon compagnie de service

Après préparation du gel, assurer la bonne qualité et vérifier le temps de réticulation en fonction de volume de puits et le débit de pompage.

Une fois tout est prêt procéder au pompage :

**Tableau III.9 : Fluide de frac .**

<b>Etape</b>	<b>Volume (Gals)</b>	<b>Débit (bpm)</b>
<b>Gel linéaire (pre-pad)</b>	<b>1000</b>	<b>0-25</b>
<b>Gel réticulé (pad)</b>	<b>20000 (ajustable en fonction de l'évolution de la pression)</b>	<b>25</b>
<b>Gel linéaire (flush)</b>	<b>6558 + volume des lignes de surface</b>	<b>25</b>
<b>Arrêt de pompage et enregistrement de déclin de pression</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

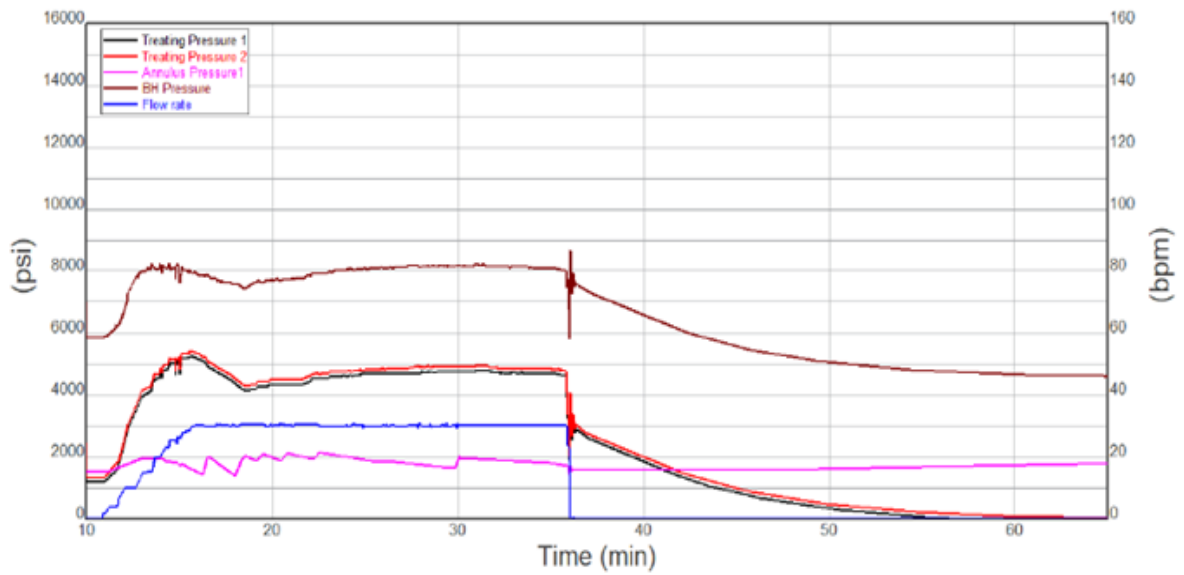
### Fermeture :

A l'arrêt de pompage fermer les vannes de surface et continuer l'enregistrement des pressions jusqu'à la détection et la confirmation de la pression de fermeture de la formation.

### 5.6 Main Frac

**Objectif** : la partie supérieure du Quartzites de Hamra qui correspond à l'intervalle 3204m-3280m

- Une fracturation hydraulique de grand taille de l'ordre de 120k de proppant HSP 30/50 et HSP 20/40 à une concentration moyenne 06 PPA à faible débit de l'ordre de 20 à 25bpm.
- La taille du frac et le design de pompage seront ajustés après l'analyse de la mini frac et les résultats de la température log.



**Figure III.5 :Traitement de DATA -Mini Frac - .**

La pression de fermeture instantanée en fond de trou (ISIP) est de 7 625 psi. Cela correspond à une fracture gradient de 0,70 psi/pied. La dernière pression de pompage BH était de 8 055 psi

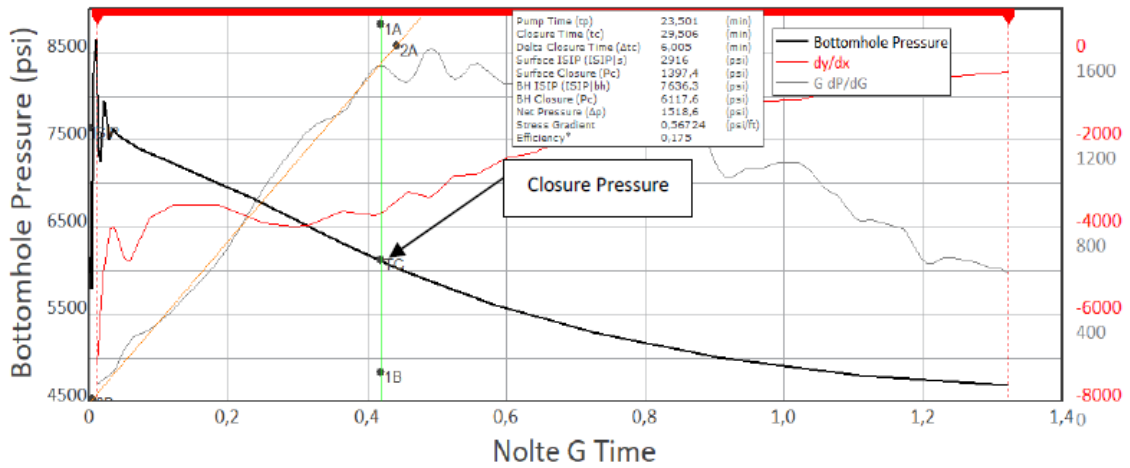
Le frottement total estimé au fond du trou avec de l'eau traitée à un débit de pompe de 30 bpm était de 430 psi. La pression de fermeture instantanée de surface (ISIP) est de 3 048 psi. La dernière pression de surface de pompage était 4 809 psi.

Le frottement total estimé avec un gel linéaire 35 # à un débit de pompe de 30 bpm était de 1 761 psi.

Frottement du tube : frottement total – frottement total au fond du trou = 1 331 psi

**Tableau III.10 : Les volumes pompés.**

Operation	Fluid Type	Volume (gals)
Pre-Pad	35# Gel	3,570
Mini Frac Pad	Spectra Frac G® 3500	18,354
Mini Frac Displacement	35# Gel	6,979



**Figure III.6: La fonction Nolte G time.**

La fonction Nolte G Time indique que la pression de fermeture de fond est de 6 117,6 psi, correspondant à un gradient de pression de fermeture de fracture de 0,56 psi/ft. Comportement de baisse de pression comme la récession de hauteur de fracture.

#### **6 Détermination la pression et le temps de fermeture Nolte G Function Plot :**

Une inflexion d'un comportement linéaire sur la courbe de la pression descendante par rapport à la fonction de Nolte G indique un événement connexe de fracture et peut être considérée comme la pression à laquelle la fracture est fermée. Ainsi, la dérivée de la fonction G Nolte est utile pour identifier le comportement non-idéal fracture comme mode de naturels fractures ou fissures. La dérivée de la fonction Nolte G suggère des fissures sont présentes et la forme générale de l'intrigue indique faible contrainte de confinement.



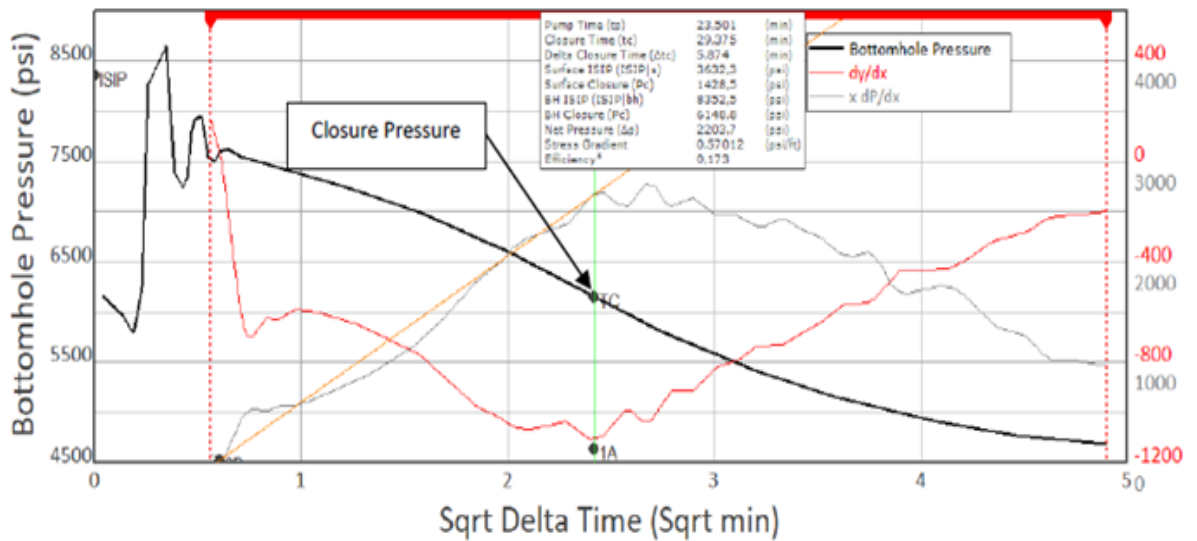


Figure III.7: Fonction square root time

Le graphique Square Root Time suggère une pression de fermeture de fracture plus élevée de 6 148,8 psi, correspondant à un gradient de fermeture de 0,57 psi/ft.

### 7 Détermination la pression et le temps de fermeture Square Root Time Plot :

La Courbe racine carrée de temps une inflexion d'un comportement linéaire sur une courbe de la mesure de pression par rapport à la racine carrée du temps fermé aussi indique un événement connexe de fracture et peut être considérée comme la pression à laquelle la fracture est fermée.

Tableau III.11 :Tableau de pressions.

Parameter	Nolte G	Square Root Time
Closure Pressure, psi	<b>6,117.6</b>	<b>6,148.8</b>
Closure Gradient, psi/ft.	0.56	0.57
Net Pressure, psi	1518.6	2203.7
Time to Closure, minutes	6.00	5.87
Fluid Efficiency, %	17.5%	17.3%

## Résultats finales de l'opération :

Main results		Analysis 1	
Company SHDP Well HD24		Field HMD Test Name / # Mini Frac	
Test date / time	15/05/2023		
Formation interval	Quartile el Hamra		
Perforated interval			
Gauge type / #	ELECTRONIC		
Gauge depth			
Analyzed by	D/ELALI Abdelbaqi Ingénieur production		
Analysis date / time	20/05/2023		
TEST TYPE	Standard		
Porosity Phi (%)	6		
Well Radius rw	0.25 ft		
Pay Zone h	100 ft		
Form. compr.	3E-6 psi-1		
Water Salt (ppm)	10000		
So	0.88		
Sw	0.12		
Reservoir T	120 °C		
Reservoir P	6456.93 psig		
Fluid type	Oil		
Volume Factor B	0.937073 B/STB		
Viscosity	0.635053 cp		
Total Compr. ct	6.87658E-6 psi-1		
Main Model Parameters			
TMatch	25400 [hr]-1		
PMatch	0.0151 [psia]-1		
C	4.79E-5 m3cm2/kg		
k, total	1160 md.ft		
k, average	11.6 md		
Pi	8659 psig		
Derived & Secondary Parameters			
Rinv	157 ft		
Test. Vol.	0.082248 MMB		
Minifrac results			
Pump time	8.3333E-4 hr		
Pump volume	0.0247549 STB		
Closure time	0.0763795 hr		
Closure pressure	6132.46 psig		
ISIP	8379.31 psig		
Closure G-value	25.3593		
Fracture efficiency	0.926899		
G-Function slope	73.9045 psig		
Storage ratio	0.808669		
Start linear flow	N/A hr		
End linear flow	N/A hr		
Start radial flow	0.58813 hr		
Reservoir initial pressure	4505.89 psig		
Radial flow slope	1306.7 psig		
Far field mobility	0.0102547 md/cp		

### Conclusion :

En effet, la fracturation hydraulique est une opération rentable mais elle est la dernière solution de stimulation parce qu'elle est très coûteuse.

Une bonne maîtrise de DATA-FRAC par « well test » elle nous donne une opération de fracturation efficace.

### **Conclusion Générale :**

Dans la présente étude, les résultats d'une fracturation hydraulique effectuée à HMD au niveau du puits HDZ4 ont été atteints.

On peut conclure que :

- Le procédé de la fracturation hydraulique est applicable en cas où la stimulation le débit d'un puits est insuffisant non pas à cause d'un problème de colmatage mais parce que la perméabilité naturelle de la matrice est faible.

Suite à l'interprétation des résultats des Data-Frac par logiciel « Kappa » au service « well test » on a constaté que :

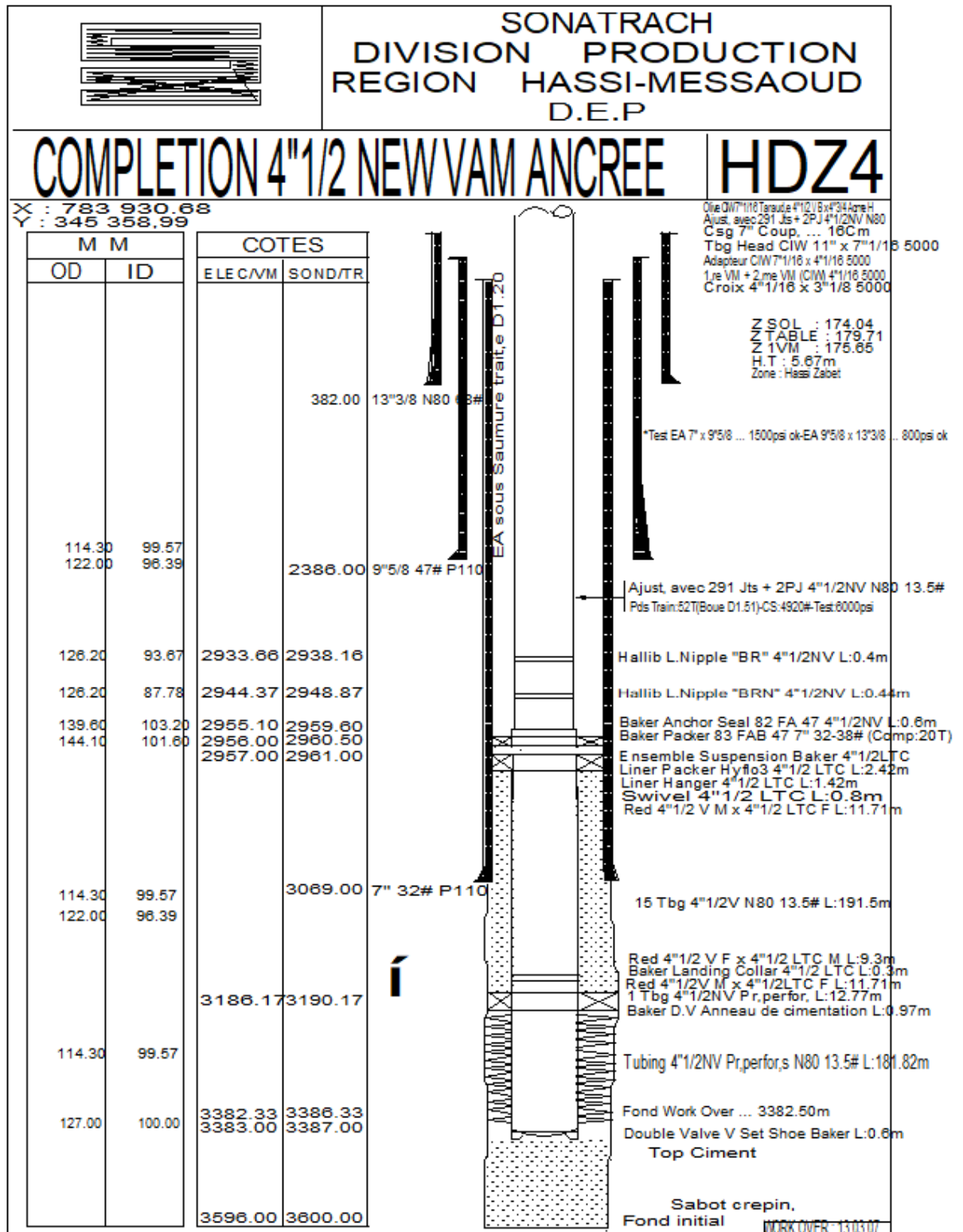
- Le puits HDZ4 est un bon candidat à la fracturation hydraulique.
- Finalement la productivité de puits HDZ4 s'est améliorée .

En effet, la fracturation est une opération rentable, mais elle est très coûteuse.

Un bon choix des puits candidats est recommandé. Plusieurs études sont nécessaires avant cette opération.

**Annexe :**

**Annexe (1) :Fiche Technique de complétion de puits HDZ4 :**



## **Bibliographie :**

- [1] M. C. Thiercelin and J.-C. Roegiers Formation Characterization: Rock Mechanics.
- [2] Michael J. Economides and Curtis Boney Reservoir Stimulation in Petroleum Production.
- [3] M. B. Smith and J. W. Shlyapobersky Basics of Hydraulic Fracturing.
- [4] Mark G. Mack and Norman R. Warpinski Mechanics of Hydraulic Fracturing.
- [5] Janet Gulbis and Richard M. Hodge Fracturing Fluid Chemistry and Proppants.
- [6] Jack Elbel and Larry Britt Fracture Treatment Design.
- [7] J. E. Brown, R. W. Thrasher and L. A. Behrmann Fracturing Operations.
- [8] B. D. Poe, Jr., and Michael J. Economides Post-Treatment Evaluation and Fractured Well Performance. .
- [9] J.W.Thompson, D.C. Church, “Design, Execution and Evaluation of Minifrac in the Field, A practical Approach and Case Study, Paper SPE 26034, 1993.
- [10] J. L. Castillo, “Modified Fracture Pressure Decline Analysis Including Pressure- Dependent Leakoff”, Paper SPE 16417, 1987.
- [11] Detournay, R. Carbonell, “Fracture-Mechanics Analysis of the Breakdown Process in Minifracture or Leakoff Test”, Paper SPE 288076, 1997.