N° Ordre ……./Faculté/UMBB/2017.

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES

Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :

TAZAMOUCHT MERIEM

MOHAMMED BEN KADA HAFSA

Filière : Hydrocarbures

Option : Génie pétrolier : Production des hydrocarbures

Thème :

Corrélation et intégration des données géomécaniques statiques et dynamiques dans le design des fracturations hydrauliques au champ Hassi Terfa

---

Devant le jury :

ZIRAIBI Noureddine	**Président**	**UMBB**	**Professeur**
BENYOUNES Khaled	**Maitre de conférences A**	**UMBB**	**Rapporteur**
SAIFI Redha	**Maitre Assistant A**	**UMBB**	**Examinateur**
BAHNOUS Dounia	**Maitre Assistante A**	**UMBB**	**Examinateur**
MALLEK Hassen	**Ingénieur**	**IAP**	**Examinateur**

Année Universitaire : 2016/2017

DEDICACE

A cœur vaillant rien d'impossible, A conscience tranquille tout est accessible

Je dédie cette Thèse …

A mes très chers parents, à ma grande mère, à qui je dois

Ce que je suis, tous

Ce que je réalise, merci de m'avoir soutenu et aimé durant

Toutes ces années d'être si fiers de moi.

A mes précieuses sœurs : Kheira, Kawtar, Nadjlaâ, mes deux frères Mohamed et El Hadj Amar ainsi ma tante

Soumia et son marie Foudhil Djamel.

A l'âme de mon grand-père ''Miloud''et ma grand-mére''Houria''. Et à tous les membres de ma famille et toute personne qui porte le nom Mohammed Ben Kada.

Mes chères amies,

Vous êtes pour moi des sœurs et des amies sur qui je peux compter. En témoignage de l'amitié qui nous uni et des souvenirs de tous les moments que nous avons passé ensemble. Je vous dédie ce travail

En particulier :

Mes très chères amies

Yamina,Hadia,Kawtar,Khalida,Ikram,Fatima,Imen,Nouara,Rym,Chérifa,Houda, Fella, Katia, Bassma et Nawal.

A mon binôme qui compte beaucoup pour moi ''Tazamoucht Meriem '' et toute sa famille.

Hafsa

Dédicace :

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

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

Ma très chère mère « Keltoum », le symbole de bonté par excellence et l'exemple du dévouement, qui m'a soutenu et donné toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi, tu es toujours mon refuge ainsi la voie de la raison de mes pensées.

Je dédie également ce travail à la mémoire de mon cher père « AbdelDjebar » que Dieu ait son âme et l'accueille en Son Vaste Paradis.

Ma précieuse sœur « Narimen » le bijou que le bon dieu m'a offert.

Mes dédicaces s'adressent également à mon grand père « Redjam », et ma grand-mère « Fatima ».

Mes très chères tantes Zahira, Samia, Nadia, Nawel, leurs enfants et maris.

Mes oncles Lamri, Nabil, Tarek, Sofiene, leurs enfants et femmes.

Tous les membres de la famille Tazamoucht et Bendemagh.

Toute personne qui occupe une place dans mon cœur.

Aussi, je dédie ce travail à toutes mes chères amies sur tout: Nour, Imene, Fella, Hadia, Yamina, Ismehene, Fatima, Ikram, Nouara, Kaouther, Houda, Khalida, Rym et cherifa

A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mon binôme

M^{ed} BenKada Hafsa,et toute sa famille.

Meriem

REMERCIEMENTS

*Tout d'abord, nous tenons à remercier **Allah**, le clément et le miséricordieux de nous avoir donné la force et la patience de mener à bien ce modeste travail.*

*Nous voudrons exprimer nos vifs remerciements à notre encadreur à SONATRACH-HMD : Mr. **ACHI BRAHIM** pour sa disponibilité, son sérieux et ses conseils judicieux durant toute la période du projet.*

*Nous remercions chaleureusement notre promoteur : Mr. **BENYOUNES KHALED** pour son aide, ses encouragements et ses conseils judicieux.*

*Également nous adressons un grand merci à Mr. **RIGHI YOUCEF**, Mr. **MERIOUMA ABDELOUAHEB** et Mr. **BENAMEUR MOHAMED** qui ont beaucoup aidé à la réalisation de ce travail dans des bonnes conditions.*

Nous adressons aussi nos sincères remerciements à l'ensemble des enseignants de l'INH qui ont contribué à notre formation, et toute l'équipe de service fracturation hydraulique à Halliburton et BJSP.

*Nous n'oublierons pas de remercier Mr. **KOUIDRI ABDELAZIZ** et Mr. **ABBASSI BOUSSAAD** et toute l'équipe de service technique puits-HBK.*

En définitive, nous remercions toute personne qui a participé de prés ou de loin, de façon directe ou indirecte, à la réussite de ce travail pour lequel nous avons tant consacré en y mettant aussi tout notre cœur.

Merci

SOMMAIRE

Page

Nomenclature

Liste des figures

Liste des tableaux

Résumé

Abstract

Introduction…….. 01

Chapitre I : Généralités sur le champ

I.1 Situation géographique générale…….. 02

I.2 Situation géographique et géologique du champ de Hassi Terfa……. 02

I.2.1 Situation géographique du champ de Hassi Terfa…… 02

I.2.2 Situation géologique du champ Hassi Terfa……. 02

I .3 Historique de l'exploration…… 03

I .4 Structure dans le cadre local……... 03

I .5 Comparaison entre les différentes caractéristiques du champ de Hassi Messaoud et Hassi Terfa…… 04

I .6 Colonne lithologique type de la région de Hassi Terfa…….. 05

Chapitre II : Généralités sur la géomécaique

Introduction……... 06

II.1 Principes de base…… 06

II .1.1 Contrainte…….. 06

II .1.2 Déformation……... 06

II .1.3 Relation entre contraintes et déformations…… 07

II .1.4 Déformation et comportement élastique…… 07

II .1.5 Comportement des corps réels……... 08

II.1.6 Notion de la mécanique de la rupture……. 09

II.1.7 Paramètres élastiques…….. 09

II.1.7. 1 Le module d'Young E…… 09

II.1.7. 2 Le coefficient de poisson ν…… 10

II.1.7.3 Le module de cisaillement ou de rigidité (G)…….. 11

II.1.7. 4 Le module d'élasticité volumique ou module d'incompressibilité K…… 11

II.1.8 Cercle de Mohr (critère de rupture)…… 12

Chapitre III : Géomécanique expérimentale

Introduction……. 14

III.1 Missions du laboratoire mécanique des roches…… 14

III.2 Les domaines d'activité du laboratoire MDR……. 14

III.3 Equipements disponibles et opérationnels…….. 15

III.4 Les essais de base…… 15

III.4.1 Essai de traction indirecte (ou essai Brésilien)……. 16

III.4.2 Essai de compression uniaxiale (simple)…….. 17

III.4.3 Essai de compression triaxiale (isotrope ou déviatorique)…… 18

III.4.4 Essai sonique…… 19

III.4.5 Scratch test…… 20

Chapitre IV : Propriétés géomécanique dynamiques

Introduction……. 23

IV.1 Diagraphie acoustique et de densité……. 23

IV.1. 1 Diagraphie Sonique…….. 23

IV.1. 1.1 Objectifs…… 24

IV.1.1.2 Différents types d'ondes…… 24

IV.1. 2 Diagraphie de densité……. 27

IV.2 Théorie de la propagation des ondes élastiques…… 28

IV.2. 1 Indice de continuité……. 28

IV.2. 2 Degré de fissuration……. 28

IV.2. 3 Paramètres mécaniques des roches…….. 29

Chapitre V : Fracturation hydraulique

Introduction……. 30

V.1 Définition…….. 30

V.2 Objectifs…… 30

V.3 Importance de la géomécanique dans la fracturation hydraulique…… 31

V.4 Notions mécaniques des roches liées à la fracturation hydraulique…….. 31

V.4.1 Contraintes in-situ…….. 31

V.4.2 Les contraintes principales horizontales σ_H et σ_h……. 32

V.4.3 Contraintes s'exerçant sur le réservoir…… 33

V.4.3.1 Contraintes effectives…….. 33

V.4.3.2 Etat de contraintes aux abords du puits…… 34

V.5 Modèles de propagation de la fracture…….. 35

V.5.1 Modèles de fracture 2D…….. 35

V.5.1.1 Modèle PKN (Perkins, Kern et Nordgren)…….. 35

V.5.1.2 Modèle KGD (Geerstma, Kristianovitch et Klerk)……. 36

V.5.1.3 Modèle radial…… 37

V.5. 2 Modèles de fracture pseudo-3D et 3D…….. 38

V.6 Pression de fracturation……. 38

V.6.1 Test d'injectivité (shadow frac)……. 38

V.6.2 Essais minifrac…… 39

Chapitre VI : Etude de faisabilité de la fracturation hydraulique

Introduction……. 41

VI.1 Architecture du puits et sa complétion……. 41

VI.2 Etat de cimentation du puits (CBL, VDL et Imagerie)…… 44

VI.3 Elan du réservoir…….. 45

VI.3.1 Résultats de diagraphies…… 45

VI.3.2 Paramètres du réservoir (TAG Quartzite el Hamra) : (Puits HTF10)…….. 45

VI.3.3 Analyse de l'état du réservoir…… 46

VI.4 Résultats des tests de formations……. 46

VI.5 Résultats de l'étude sismique…… 48

Chapitre VII : Partie Pratique

Introduction……. 52

VII.1 Corrélations entre les données statiques et les données pétrophysiques……. 52

VII.1.1 Contrôle de qualité…….. 52

VII.1.2 Relation fondamentale……. 52

VII.1.3 Corrélation finale……. 53

VII.1.4 Validation indirecte du profil de contrainte théorique par thermométrie……. 54

VII.2 Software Techlog…… 54

VII.3 Discussion des résultats…….. 56

VII.4 Corrélation entre les données statiques et les données dynamiques…… 59

VII.4.1 Corrélation du module d'Young……. 59

VII.4.2 Corrélation du coefficient de Poisson…….. 60

VII.4.3 Corrélation du profil des contraintes…… 61

VII.5 Software MEYER…… 62

VII.6 Software FracPro…… 63

VII.7 Différents modèles de propagation des fractures…… 64

VII.7.1 Simulation avec la Corrélation entre les données statiques et les données pétrophysiques……. 66

VII.7.1.1 Utilisation des résultats obtenus par l'équation (4)…….. 66

VII.7.1.2 Utilisation des résultats obtenus par l'équation (5)…….. 68

VII.7.2 Simulation avec la Corrélation entre les données statiques et les données dynamiques…….. 70

VII.7.3 Simulation avec la Corrélation entre les données statiques et les données pétrophysiques……. 71

VII.7.3.1 Utilisation des résultats obtenus par l'équation (4)……... 71

VII.7.3.2 Utilisation des résultats obtenus par l'équation (5)……. 74

VII.7.4 Simulation avec la Corrélation entre les données statiques et les données dynamiques…….. 76

Conclusions et recommandations..... 79

Annexe

BIBLIOGRAPHIE

NOMENCLATURE

$\boldsymbol{UCS, \sigma_c}$	Résistance à la compression
$\boldsymbol{\sigma_t}$	Résistance à la traction indirecte
$\boldsymbol{\tau}$	Contrainte de cisaillement
$\boldsymbol{\varepsilon}$	Déformation
$\boldsymbol{E, YME}$	Module d'Young
$\boldsymbol{\nu, PR}$	Coefficient de poisson
$\boldsymbol{\Delta L}$	Variation de longueur
$\boldsymbol{\Delta d}$	Variation de diamètre
$\boldsymbol{\Delta t}$	Temps de parcours des ondes acoustiques
$\boldsymbol{\emptyset_e}$	Porosité effective
$\boldsymbol{V_{sh}}$	Teneur en argile
$\boldsymbol{S_o}$	Saturation en huile
$\boldsymbol{\sigma_{h-min}, HPMI}$	Contrainte horizontale minimale

LISTE DES FIGURES

Page

Figure I-1 : Situation géologique du champ de Hassi Terfa……. 03

Figure II-1 : Types de déformation……... 07

Figure II-2 : Comportement élastique……... 08

Figure II-3 : Comportement des corps réels…….. 09

Figure II-4 : Les différents modes de ruptures …… 09

Figure II-5 : Comportement d'un matériau sous contrainte…….. 10

Figure II-6 : La déformation angulaire…….. 11

Figure II-7 : cercle de Mohr en 2D……... 12

Figure II-8 : Enveloppe de rupture selon Mohr……. 12

Figure II-9 : Rotation des axes sous l'effet des efforts extérieurs……. 13

Figure III-1 : Principe de l'essai Brésilien…… 17

Figure III-2: Différentes phases de chargement uniaxial…….. 18

Figure III-3 : Comportement de la roche en compression triaxiale…….. 19

Figure III-4 : Représentation schématique du principe de coupe…….. 21

Figure III-5 : Equipement de scratch …… 22

Figure III-6 : Superposition du log UCS et la photo de carotte…… 22

Figure IV-1 : Principe de fonctionnement de la sonde sonique…… 24

Figure IV-2:Types et propagation des ondes ……... 25

Figure IV-3:L'outil litho-densité…….. 27

Figure V-1 : Représentation schématique des contraintes in situ cas typique…… 32

Figure V-2 : Évolution des contraintes avec la profondeur…… 33

Figure V-3 : L'action des contraintes et pression de pores sur la formation…….. 34

Figure V-4 : Les contraintes effectives aux parois du puits…… 34

Figure V-5: Configuration de model PKN……... 36

Figure V-6: Configuration de model GDK…….. 36

Figure V-7: Configuration du model radial……. 37

Figure V-8 : L'évolution de la pression de fond au cours d'une fracturation……. 39

Figure VI-1 : Schéma du puits HTF10 (candidat à la fracturation hydraulique)…….. 42

Figure VI-2 : Résultats des enregistrements de l'état de cimentation du puits HTF13….. 45

Figure VI-3 : Evolution du débit d'huile sur séparateur/HTF10…… 47

Figure VI-4 : Carte des failles présentes dans le champ Hassi Terfa……. 48

Figure VII-1 : Différentes fenêtres du Techlog…… 55
Figure VII-2 : Différents logs du puits HTF13 réalisés par le logiciel Techlog……... 57
Figure VII-3 : Différents logs du puits HTF16 réalisés par le logiciel Techlog……... 58
Figure VII-4 : Relation entre le module d'Young statique et dynamique/HTF10…… 59
Figure VII-5 : Relation entre le module d'Young statique et dynamique/HTF25…… 60
Figure VII-6 : Relation entre le coefficient de poisson statique et dynamiqueHTF10 / HTF25…… 61
Figure VII-7 : Log des profils de contraintes HTF13/HTF16……... 62
Figure VII-8 : Relation entre les différents modules de FracPro…….. 63
Figure VII-9 : Organigramme récapulatif des démarches à suivre…… 65
Figure VII-10 : Résultats de MainFrac du simulateur Meyer/HTF13…… 66
Figure VII-11 : Données réelles du MainFrac/HTF13…….. 66
Figure VII-12 : Géométrie de la fracture (résultats du Meyer)/HTF13…… 67
Figure VII-13 : Géométrie réelle de la fracture/HTF13…… 67
Figure VII-14 : Résultats de MainFrac du simulateur Meyer/HTF13……... 68
Figure VII-15 : Géométrie de la fracture (résultats du Meyer)/HTF13…… 69
Figure VII-16 : Résultats de MainFrac du simulateur Meyer/HTF13……... 70
Figure VII-17 : Géométrie de la fracture (résultats du Meyer)/HTF13…… 70
Figure VII-18 : Résultats de MainFrac du simulateur Meyer/HTF10……... 71
Figure VII-19 : Résultats de MainFrac du simulateur FracPro/HTF10…… 72
Figure VII-20 : Géométrie de la fracture (résultats du Meyer)/HTF10…… 73
Figure VII-21 : Géométrie de la fracture (résultats du FracPro)/HTF10…….. 73
Figure VII-22 : Résultats de MainFrac du simulateur Meyer/HTF10……... 74
Figure VII-23 : Résultats de MainFrac du simulateur FracPro/HTF10…… 74
Figure VII-24 : Géométrie de la fracture (résultats du Meyer)/HTF10…… 75
Figure VII-25 : Géométrie de la fracture (résultats du FracPro)/HTF10…….. 75
Figure VII-26 : Résultats de MainFrac du simulateur Meyer/HTF10……... 76
Figure VII-27 : Résultats de MainFrac du simulateur FracPro/HTF10…… 76
Figure VII-28 : Géométrie de la fracture (résultats du Meyer)/HTF10…… 77
Figure VII-29 : Géométrie de la fracture (résultats du FracPro)/HTF10…….. 77

LISTE DES TABLEAUX

Page

Tableau I-1 : Caractéristiques des deux champs……. 04

Tableau II-1 : Valeurs de coefficient de poisson pour certaines roches……..… 10

Tableau III-1 : Valeur de résistances à la traction indirecte ……..…… 16

Tableau III-2 : Valeurs de résistance à la compression des roches…… 17

Tableau III-3 : Les caractéristiques techniques de l'équipement scratch…….…….. 21

Tableau IV-1 : L'état d'altération de la roche…….…… 28

Tableau IV-2 : Classification selon le degré de fissuration …….…….. 29

Tableau IV-3 : Paramètres géomécaniques dynamiques …….……. 29

Tableau IV-4 : Relations entre module d'Young statique et dynamique…….. 29

Tableau V-1 : Notation des contraintes……... 32

Tableau V-2 : Comparaison entre le modèle PKN et KGD…… 37

Tableau VI-1 : Equipement de complétion du puits HTF10…….……. 41

Tableau VI-2 : Caractéristiques moyennes du réservoir……. 45

Tableau VI-3 : Caractéristiques du réservoir HTF10……. 45

Tableau VI-4 : Résultats de jaugeage du puits HTF10 (2011-2017)……. 46

Tableau VI-5 : Propriétés élastiques de la roche réservoir QH/HTF10……. 49

RESUME

Les réservoirs compacts sont généralement des formations rocheuses gréseuses ou calcaires très profondément enfouies à haute pression et haute température qui ont la particularité d'avoir une faible porosité, mais surtout une perméabilité extrêmement faible, se mesurant en micro voire même en nano-Darcy. En d'autres mots, les pores de la formation dans la quelle ses hydrocarbures sont piégés ont : ou bien une distribution irrégulière, ou sont mal connectés par des capillaires très étroits, faisant ainsi baisser la perméabilité et la capacité des fluides de se déplacer à travers la roche.

Cette dégradation des paramètres pétrophysiques (porosité et perméabilité), s'explique par l'action intense des processus diagénitiques.

En Algérie, le réservoir de Quartzite de Hamra est un bon exemple de réservoirs compacts. Cette couche productrice dans le champ de Hassi Terfa fait l'objet d'étude de cette thèse.

Les réserves initiales prouvées au niveau de ce champ sont estimées à 13,68Mm^3, et la production cumulée jusqu'en 2017 est de 1,85Mm^3.

Conformément aux résultats des réserves en place, le réservoir de Quartzite de Hamra est qualifié d'un potentiel très prometteur. Néanmoins, le facteur de récupération est assez faible (environ 7%) vu que les paramètres pétrophysiques sont faibles.

Face à ce problème, (la recherche de réseau de fissuration pour l'implantation des puits) la fracturation apparait comme la solution la plus rentable qui peut assurer un drainage efficace des réserves. En l'absence des fissures naturelles, on fait recours à la stimulation par fracturation induite en vue d'améliorer la productivité des puits.

En l'absence d'une formulation théorique des caractéristiques mécaniques du réservoir Ordovicien (QH) de Hassi Terfa, la corrélation déjà élaborée pour Hassi Messaoud (1995) a été utilisé afin de déterminer la contrainte horizontale minimale. Cette corrélation est en fonction des données du champ de Hassi Terfa (les enregistrements des diagraphies telle la porosité effective, la teneur en argile, la saturation en huile).

La fracturation hydraulique est une activité méconnue dans le champ de Hassi Terfa, et sa réalisation reste incontrôlée.

7 puits ont été fracturés sur ce champ, cependant la stimulation de 5 puits s'est avérée stérile, le phénomène de « Screen-Out prématuré» croit en ampleur. L'une des majeures causes est la présence de fortes contraintes qui jouent le rôle d'un obstacle à la réussite de l'opération de stimulation.

De nouvelles approches ont été établies suivant deux méthodes, pour l'élaboration du profil de contraintes :

- *Corrélation entre les paramètres géomécaniques statiques et pétrophysiques :*
  Cette corrélation est inspirée à partir de celle de Hassi Messaoud, en utilisant les données propres au champ de Hassi Terfa.
- *Corrélation entre les paramètres géomécaniques statiques et dynamiques :*
  A partir des diagraphies soniques et de densité, les paramètres géomécaniques dynamiques peuvent être calculés à partir des vitesses des ondes P et S (formule de Jaeger et Cook 1979). Les paramètres géomécaniques statiques seront calculés à partir des paramètres dynamiques en utilisant des équations intermédiaires.

L'utilisation d'un logiciel de simulation de fracturation hydraulique, permet de valider les résultats trouvés, qui seront comparés aux résultats réels.

Les différentes fractures simulées par des simulateurs distincts, ont des géométries plutôt semblables, (il faut noter que, pour les réservoirs compacts il est souhaitable d'avoir une demi-longueur la plus grande possible).

Les fractures générées par les nouvelles approches paraissent les plus proches de la réalité (fournissent une demi-longueur importante, estiment correctement les pressions de fermetures, d'où le risque de bourrage sera minime), chose qui n'est guère vérifiée dans le cas où la corrélation de Hassi Messaoud est utilisée.

En vue d'améliorer le résultat des opérations de fracturations hydraulique et de le rendre efficace, il est souhaitable de procéder au moins à un essai de microfracturation sur un puits qui possède des mesures statiques et dynamiques disponibles afin d'établir des corrélations directes entre les contraintes et les données pétrophysiques ou soniques.

ABSTRACT

Tight reservoirs are generally sandstone or carbonate rock formations that are deeply buried at high pressure and high temperature, which have the characteristic of having a low porosity, and especially an extremely low permeability, being measured in micro-Darcy. In other words, the pores of the formation in which its hydrocarbons are trapped have either: an irregular distribution, or are poorly connected by very narrow capillaries, thereby reducing the permeability and the ability of the fluids to move through the rock.

This degradation of the petrophysical parameters (porosity and permeability) is explained by the intense action of the diagenetic processes.

In Algeria, the Quartzite Hamra reservoir is a good example of tight reservoirs. This productive layer in the field of Hassi Terfa is the subject of this thesis.

Proved initial reserves at this field are estimated at 13.68 Mm^3, and cumulative production up to 2017 is about 1.85 Mm^3.

According to the results of the reserves in place, the Quartzite Hamra reservoir has a very promising potential. But, the recovery factor is quite low (about 7%) as petrophysical parameters are low.

In front of this problem (fracture network research for well implantation), fracturing appears to be the best solution that can ensure effective drainage of reserves. In the absence of natural cracks, induced fracturing stimulation is used to improve well productivity.

In the absence of a theoretical formulation of the mechanical characteristics of Hassi Terfa's reservoir (QH), the correlation already developed for Hassi Messaoud (1995) was used to determine the minimum horizontal stress. This correlation is based on data of the Hassi Terfa field (from logs such as: effective porosity, clay volume, oil saturation).

Hydraulic fracturing is an unknown activity in the field of Hassi Terfa, and its realization remains uncontrolled.

7 wells were fractured in this field, however the stimulation of 5 wells proved negative, and the phenomenon of "Screen-Out premature" increase. One of the major causes is the presence of strong stress which prevents the success of the operation.

New approaches have been developed in two ways to develop the stress profile:

- *Correlation between static and petrophysical geomechanical parameters:*

This correlation is inspired from that of Hassi Messaoud, using data specific to the field of Hassi Terfa.

- *Correlation between static and dynamic geomechanical parameters:*

From the sonic and density logs, the dynamic geomechanical parameters can be calculated from the velocities of the P and S waves (Jaeger and Cook 1979 formula). Static geomechanical parameters will be calculated from the dynamic parameters using other equations.

The use of software for hydraulic fracturing could validate the results already found, which will be compared to the actual results.

The different fractures simulated by separate simulators have rather similar geometries (it should be noted that for tight reservoirs it is desirable to have half-length as long as possible).

The fractures generated by the new approaches appear to be the closest to reality (provide an important half-length, estimate correctly the closure pressure, hence the risk of Screen-Out premature will be minimal), that is not verified in the case where the Hassi Messaoud correlation is used.

In order to improve the performance of the hydraulic fracturing operations and to make it efficient, it is desirable to carry out at least one microfracturing test on a well that has available static and dynamic measurements in order to establish direct correlations between stress and petrophysical or sonic data.

INTRODUCTION

Avec la déplétion des grands réservoirs conventionnels, l'industrie pétrolière s'attaque dorénavant à des gisements de plus en plus complexes. Le développement des réservoirs compacts, ayant de très faibles porosités et perméabilités, se heurte à des challenges multiples. La fracturation hydraulique est le moyen de choix pour rendre rentable l'exploitation de tels gisements. Non seulement, les propriétés pétrophysiques sont médiocres, celles-ci sont généralement accompagnées de paramètres géomécaniques assez élevés.

En Algérie, à l'exception de quelques accumulations, le réservoir de Quartzite de Hamra est un bon exemple de réservoirs compacts. La récupération des hydrocarbures dans les gisements où cette couche est exploitée reste extrêmement faible malgré le potentiel estimé des réserves en place.

Le champ de Hassi Terfa qui se situe à la périphérie de Hassi Messaoud a été récemment mis en production. Il se caractérise par une forte compaction, où le recours à la stimulation par fracturation hydraulique est quasi-systématique notamment dans les zones sans fissuration naturelle. La mise en œuvre d'une telle technique se base sur la connaissance des propriétés mécaniques et des contraintes géostatiques qui y règnent.

En l'absence d'études propres à ce champ, la corrélation de contrainte in-situ de Hassi Messaoud, établie en 1995, est alors utilisée de facto lors des études sur les puits de tous les champs périphérique. Avec le temps, les résultats de ces interventions couteuses se trouvent malheureusement très en dessous des attentes. Les paramètres mécaniques établis par la corrélation sont alors pointées du doigt. La recherche d'une nouvelle corrélation bien adaptée au gisement en question devient nécessaire.

Dans cette thèse, s'est servi des mesures mécaniques de laboratoire récemment acquises sur le champ. Le premier objectif étant de trouver une corrélation entre données géomécaniques statistique et dynamique pour recalculer le profil de contrainte. Le deuxième but de cette étude est d'expliquer le taux d'échec assez élevé des fracturations hydraulique sur le champ en rapport avec les données géomécaniques utilisées.

A l'aide du logiciel TechLog, des comparaisons ont été faites entre les propriétés mécaniques établies avec la nouvelle corrélation avec celles obtenues avec la corrélation de Hassi Messaoud. Par la suite, deux simulateurs commerciaux différents de fracturations hydrauliques ont été utilisés pour évaluer l'impact des données géomécaniques sur la propagation et la géométrie finale des fractures et par conséquent sur l'effet de la stimulation sur la productivité des puits.

I .1 Situation géographique générale

Le champ de **HASSI MESSAOUD** est situé à **700Km** au Sud Est d'Alger, à **350Km** de la frontière tunisienne et à **80 Km** à l'Est de Ouargla.

Il a une superficie de **2000Km²**, à une altitude de **142m**.

Le climat y est désertique avec des températures allant de **0°C** à **47°C** en moyenne.

En automne et au printemps la région est soumise à des vents de sables avec une vitesse pouvant atteindre les **100Km/h**.

Sa localisation en coordonnées Lambert sud Algérie :

X= 790.000 - 840.000 Est.

Y= 110.000 - 150.000 Nord.

I .2 Situation géographique et géologique du champ de Hassi Terfa

I .2.1 Situation géographique du champ de Hassi Terfa

Le champ de Hassi Terfa est un champ périphérique de Hassi Messaoud. Il correspond à une structure satellite qui s'étend vers le sud, se trouvant dans le bloc **n° 427** et occupant globalement la partie de transition du permis de Hassi-Dzabat et le champ de Hassi Messaoud.

Il est limité par :

- Les parallèles 31° et 32° Nord.

et

- Les méridiens 6° et 7° Est.

I .2.2 Situation géologique du champ Hassi Terfa

La structure de Hassi Terfa est située dans la province triasique, au sud du gisement de Hassi Messaoud sur la bordure de trend El Gassi- El Agreb-Hassi Messaoud.

Le champ de Hassi Terfa est limité par:

- Le champ de Hassi Messaoud vers le Nord et le Nord-Est.
- Structure anticlinale de Hassi D'zabat, vers l'Ouest.
- A l'Est est situé le champ de Mesdar.
- Au Sud on a le champ d'El Gassi.

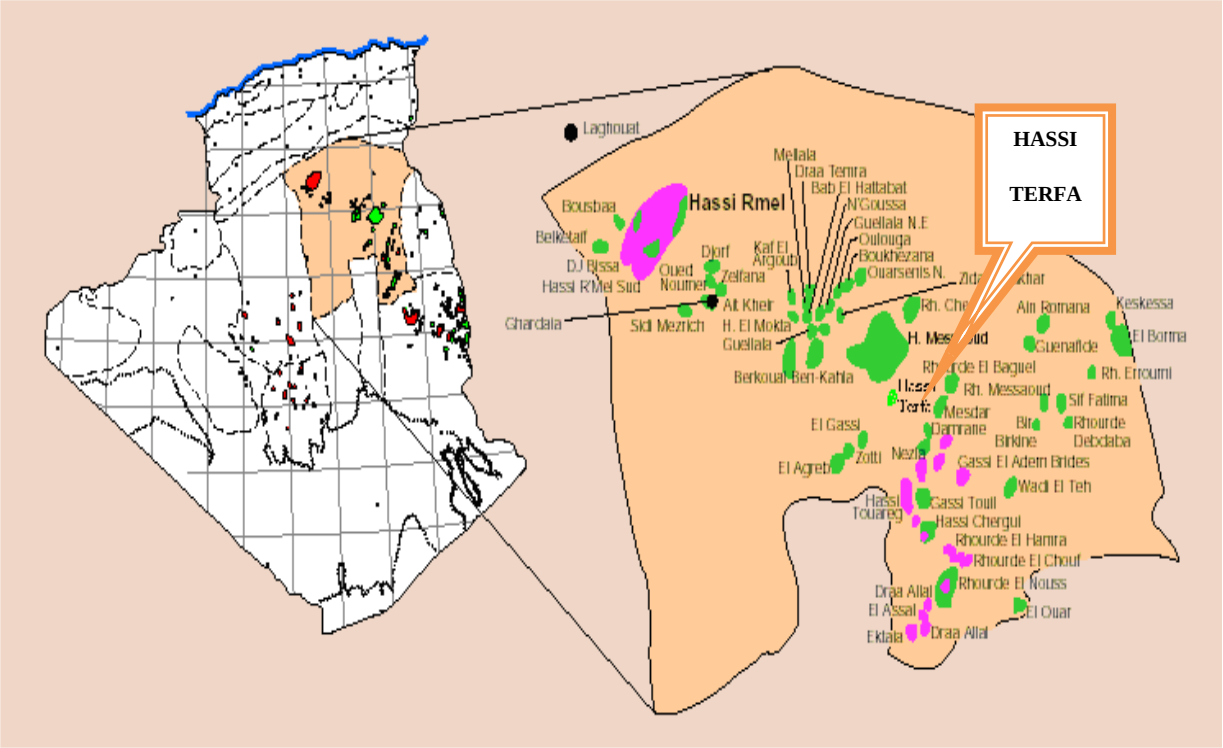


Figure I-1 : Situation géologique du champ de Hassi Terfa.

I .3 Historique de l'exploration

Hassi Terfa est une structure récemment découverte. Elle est en phase d'exploitation avec quelques puits de production.

Le premier puits (HTF-1) a été foré en septembre 1999, situé entre les gisements de Hassi Messaoud, El Agreb Zotti et, El Gassi qui sont productifs d'huile dans le Cambrien.

L'objectif primaire de ce puits était l'évaluation du Cambrien (Ri et Ra). Les Quartzites de Hamra constituaient un objectif secondaire.

Le forage des réservoirs Ri et Ra se sont avérés aquifères, par contre les Quartzites de Hamra se sont avérés à huile.

I .4 Structure dans le cadre local

La structure de Hassi Terfa appartient au prolongement septentrional de l'axe d'El Agreb-Hassi Messaoud, dans lequel s'insèrent des différents plis anticlinaux d'orientation NE-SW, recoupés parfois par des failles subméridiennes, de moindre ampleur.

L'image structurale actuelle est le résultat d'une tectonique polyphasée, ayant affecté la région depuis l'orogenèse panafricaine; la phase hercynienne est la plus importante le long du trend El Agreb-Hassi Messaoud et ses structures associées.

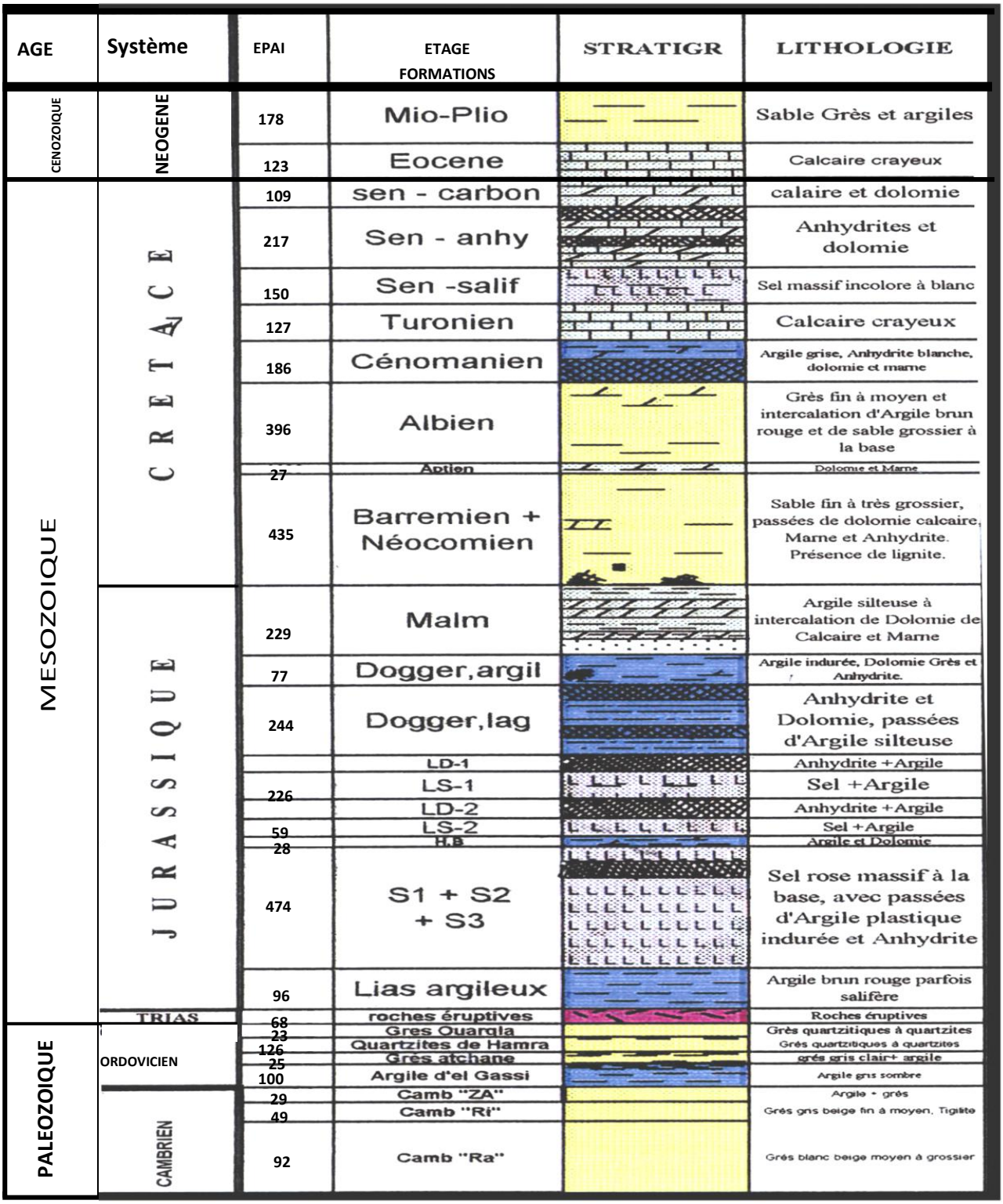
L'individualisation des structures s'est effectuée durant le Paléozoïque. Les mouvements tectoniques d'âge Jurassique voire même Actuel, ont également un impact non négligeable sur le schéma structural final où on peut distinguer localement des horsts et des mini grabens.
Le gisement de Hassi Terfa a une forme anticlinale allongée, orientée NE-SW, avec fermeture contre faille à l'ouest. Elle est bordée par des failles majeures et secondaires de même direction.

I .5 Comparaison entre les différentes caractéristiques du champ de Hassi Messaoud et Hassi Terfa

Tableau I-1 : caractéristiques des deux champs.

Caractéristiques	Hassi Messaoud	Hassi Terfa
Roche réservoir	Cambrien	Ordovicien
Découpage	Plusieurs drains	Un seul drain plus au moins homogène
Mise en production	1958 (MD1)	1999 (HTF1)
P_G (Psi) moyenne	3980	6540
T_G (°C) moyenne	118	115
Propriétés pétrophysiques	Moyennes à médiocres	Médiocres (Tight reservoir)
Propriétés mécaniques	YME: 5,2 à 12 Mpsi ; σ_{min}: 8000 à 12000 psi	YME : 6 à 14 Mpsi ; σ_{min}: 8000 à 15000 psi
Etudes géomécaniques	Corrélation disponible depuis 1995	Inexistante
Activité de la fracturation	Routine	Difficile

I .6 Colonne lithologique type de la région Hassi Terfa



Introduction

L'objectif de la mécanique des roches est de caractériser le comportement des roches à l'aide de paramètres quantifiables, notamment le champ de contraintes, les paramètres d'élasticité et de plasticité. Un nombre important de ces paramètres est utilisé couramment pour préciser l'état physique dans lequel se trouve la roche.

L'étude de ces paramètres physiques des roches aide à mieux comprendre les phénomènes géomécaniques et hydrodynamiques de ces roches. Les développements théoriques de ces phénomènes sont basés sur l'analyse des champs de déplacements, déformations et contraintes. La démarche suivie consiste à étudier les déformations de ces roches sous des contraintes réelles.

Dans ce chapitre, on essaie de donner quelques définitions, principes et relations des propriétés mécaniques mesurées dans le laboratoire mécanique des roches.

II.1 Principe de base

II .1.1 Contrainte

La contrainte est une propriété ponctuelle des efforts de cohésion dans un solide qui permettent à la matière à résister aux sollicitations appliquées.

La contrainte est un tenseur et représente le rapport de la force sur la surface :

$$\boldsymbol{p = \frac{\Delta F}{\Delta A} = \frac{dF}{dA}} \textbf{ Quand } \boldsymbol{\lim_{\Delta A \to 0} \Delta A}$$

Il existe deux types de contraintes :

- Contrainte normale :$\sigma = \lim_{\Delta A \to 0}(\frac{\Delta N}{\Delta A})$.
- Contrainte de cisaillement (tangentielle) :$\tau = \lim_{\Delta A \to 0}(\frac{\Delta S}{\Delta A})$.

II .1.2 Déformation

Les déformations sont des déplacements par unité de longueur causées par les contraintes.

Lorsqu'on soumet un échantillon à une contrainte, celui-ci se déforme de différentes façons. Il existe trois principaux types de déformations (voir figure II-1), ils sont définis comme suit :

- La déformation élastique est une déformation réversible des matériaux.
- La déformation plastique et le fluage sont des déformations irréversibles des matériaux.
- La déformation visqueuse dépend de la durée d'application de la contrainte et se fait à vitesse constante. Après suppression de la contrainte, le système conserve son état final.
- La rupture est la formation d'un plan de fracture permanent dans le matériau.

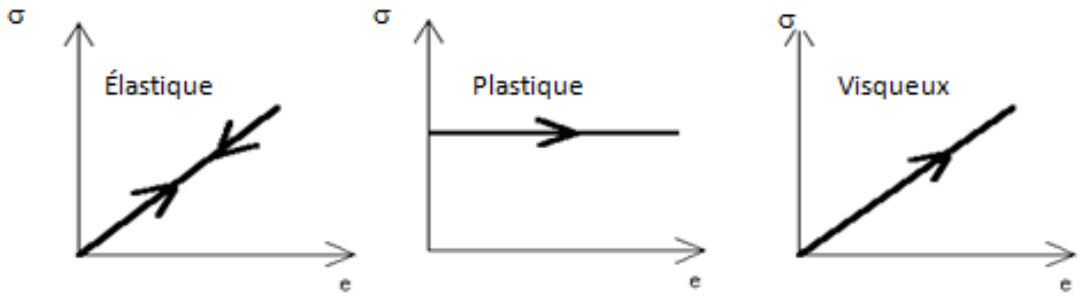


Figure II-1 : Types de déformation.

NB : *Dans les corps visqueux la valeur de la déformation dépend de la durée d'application de la sollicitation (contrainte).*

II .1.3 Relation entre contraintes et déformations

La relation entre les contraintes et déformations montre le comportement d'un matériau soumis à des sollicitations, et définie par des courbes intrinsèques qui décrivent le modèle du matériau utilisé (contraintes/déformations).

Dans le domaine élastique, les courbes intrinsèques reliant les contraintes et les déformations sont linéaire, autrement dit, le matériau présente des déformations qui sont proportionnelles à la variation des contraintes sous la forme suivante :

$$\sigma = E * \varepsilon$$

Cependant, l'évolution des courbes intrinsèques dans leur majeure partie sont généralement non linéaires. Les matériaux à comportement non linéaire doivent se caractériser par des modules variables de contraintes de déformation. La plus simple formulation de ce modèle est de remplacer les contraintes élastiques dans les relations linéaires des contraintes-déformation par des modules tangents fonction des invariants de contraintes ou de déformations.

II .1.4 Déformation et comportement élastique

Par définition, la déformation est toute action qui change la forme, la dimension et la localisation d'un corps d'un état initial à un état final, ces deux états relatifs à deux temps différents où la différence de la contrainte appliquée décrit une condition à un temps donné.

Le comportement élastique d'une roche est caractérisé par :

- Déformation réversible de la roche.
- Relation linéaire entre contrainte et déformation.

- Matériaux élastiques accumulent une déformation qu'ils restituent une fois la contrainte est relâchée.

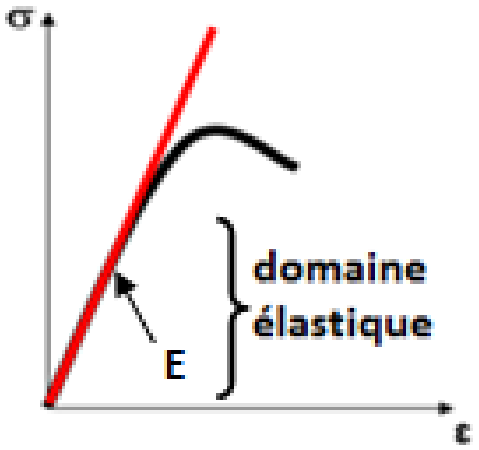


Figure II-2 : Comportement élastique.

II .1.5 Comportement des corps réels

Les corps réels (comme les roches) ne sont jamais parfaitement élastiques, plastiques ou visqueux. Dans le cas général, ils combinent les propriétés des 3 types fondamentaux. Le passage du comportement élastique au comportement plastique s'appelle le durcissement, dans ce cas les roches subissent des modifications irréversibles dans leurs structures. La déformation de la roche peut rester ductile mais s'accroître au cours du temps, bien que la valeur de la contrainte reste constante: c'est le fluage. Dans d'autres cas et à une contrainte donnée, une rupture peut s'apparaitre, la roche devient fragile et se casse.

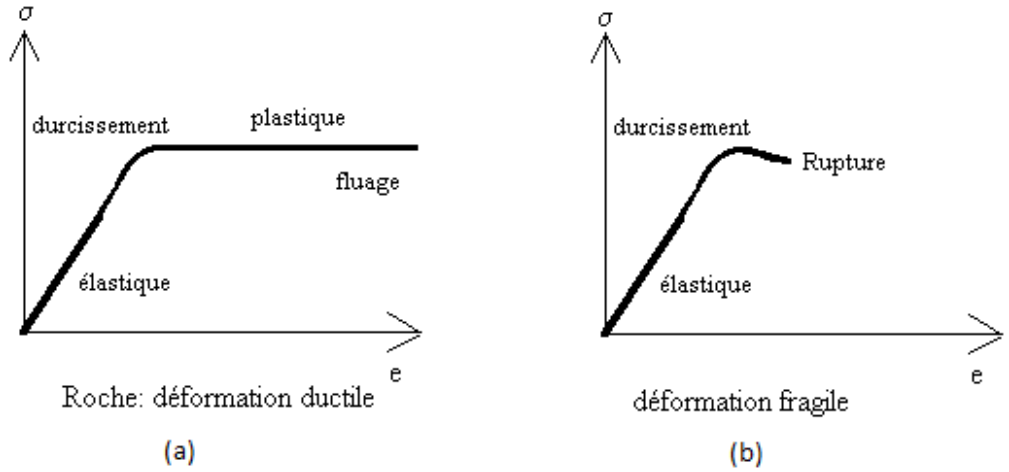


Figure II-3 : Comportement des corps réels.

II .1.6 Notion de la mécanique de la rupture

La mécanique de la rupture est une philosophie de conception visant à développer un critère de ruines, prenant en considération les fissures existant en sein de la roche, pour cela on doit prendre en considération les contraintes et les déformations au voisinage du front de la fissure, pour les trois modes de fissuration.

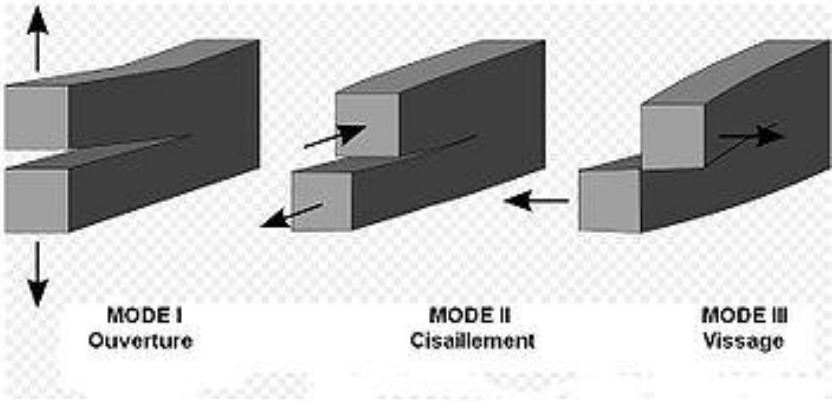


Figure II-4 : Les différents modes de ruptures.

II .1.7 Paramètres élastiques

II .1.7.1 Le module d'Young E

Les roches à haute résistance tendent également à avoir un grand module de Young, dépendant du type de roche et d'autres facteurs.

Le module d'Young est une propriété intrinsèque de la matière, il est exprimé dans un domaine bien défini comme le rapport de la contrainte normale sur la déformation normale.

$$E = \Delta\sigma axi / \Delta\varepsilon axi$$

Cette relation montre, d'une part, la dimension du module de Young est celle d'une contrainte (en Pa, mais techniquement E est exprimé en GPa) et, d'autre part, sa valeur est nécessairement positive (une compression génère un rétrécissement, ce dernier étant nécessairement de même signe que la contrainte).

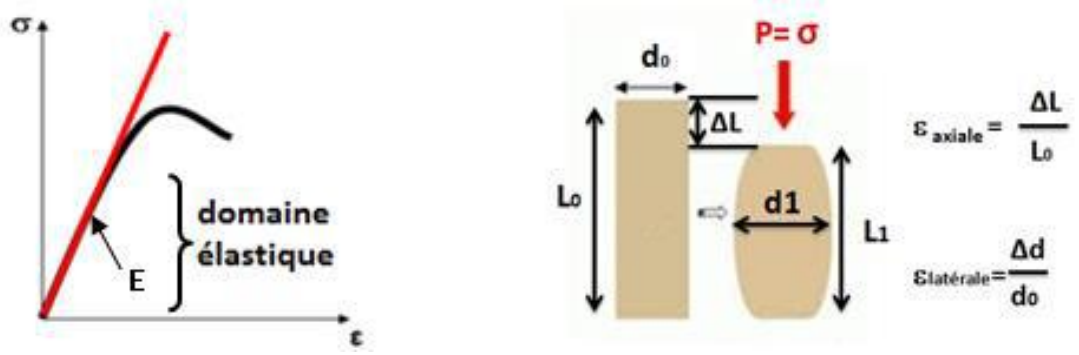


Figure II-5 : Comportement d'un matériau sous contrainte.

II .1.7. 2 Le coefficient de poisson *ν*

Le coefficient de Poisson défini le changement géométrique dans les directions orthogonales à la direction de la contrainte appliquée.

$$\nu = - \varepsilon latérale / \varepsilon axiale$$

Le coefficient de Poisson est sans dimension et le signe négatif pour le rendre positif.

Physiquement un coefficient de Poisson négatif n'a pas de sens, donc il est compris entre $0 < \nu < 1/2$, alors que pour la plupart des roches se situe entre $0.1 < \nu < 0.35$.

Tableau II-1 : Valeurs de coefficient de poisson pour certaines roches

Types de roches	ν
Grés	0 ,15 à 0,25
Calcites	0,20 à 0 ,30
Marnes	0,40 à 0,45
Sels	0,30 à 0,40

NB : *Le module d' Young et le coefficient de Poisson peuvent être déterminés expérimentalement à partir de la courbe contrainte-déformation.*

II .1.7.3 Le module de cisaillement ou de rigidité (G)

G est le module de cisaillement ou de rigidité, il représente la relation entre la déformation et la contrainte de cisaillement. Ce module est exprimé en GPa et calculer en fonction du module d'Young E et du coefficient de Poisson ν suivant la relation :

$$\mathbf{G = \frac{E}{2(1+\vartheta)}}$$

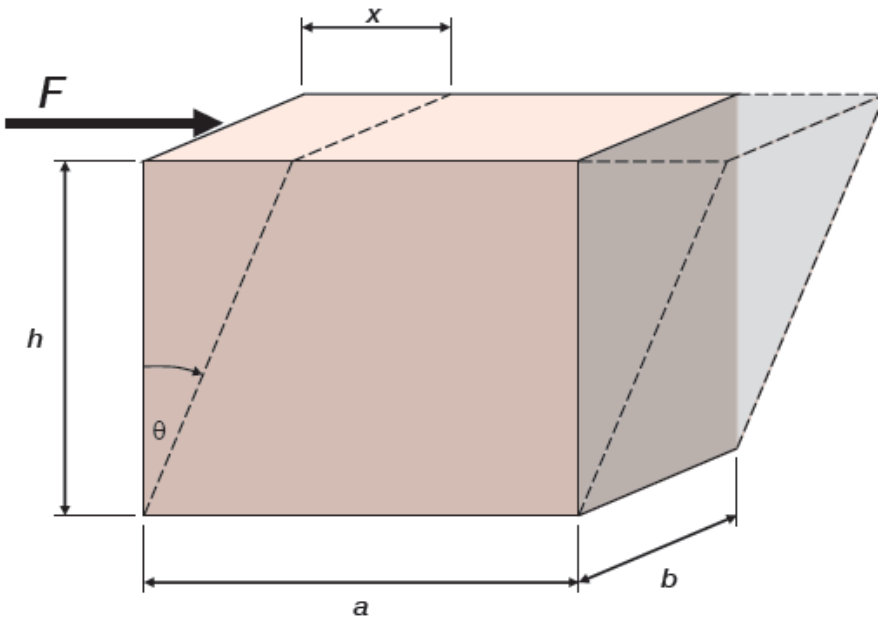


Figure II-6 : La déformation angulaire.

II .1.7.4 Le module d'élasticité volumique ou module d'incompressibilité K

L'application d'une contrainte hydrostatique P dans les trois axes orthogonaux entraîne un changement de volume ΔV, expérimentalement il est défini par le module d'incompressibilité K **:**

$$\mathbf{K = \frac{CONTRAINTE\ VOLUMIQUE}{DEFORMATION\ VOLMIQUE} = \frac{\frac{F}{A}}{\frac{\Delta V}{V}} = \frac{P}{\frac{\Delta V}{V}}}$$

Ce module est exprimé en GPa et calculé en fonction du module d'Young E et du coefficient de Poisson ν suivant la relation :

$$\mathbf{K = \frac{1}{3}\frac{E}{(1-2\vartheta)}}$$

$\frac{1}{K}$: est appelé module de compressibilité (en Psi-1).

II .1.8 Cercle de Mohr (critère de rupture)

A partir d'une série de tests triaxiaux, les contraintes de rupture (σrup) sont obtenues pour différentes contraintes latérales (σ3 ou Pc) représentant au moins trois paliers de confinement sur des échantillons verticaux prélevés à la même profondeur.

Pour chaque essai porté à un certain palier de confinement, on obtient la contrainte de rupture (σrup). Ces résultats seront représentés sur un cercle, en portant Pc et σrup sur l'axe des X qui correspond aux contraintes normales, ensuite il nous sera aisé de calculer les contraintes de cisaillement portées sur l'axe orthogonal Y à l'aide de l'équation du cercle suivante :

$(x-x0)^2 + (y-y0)^2 = R^2$, comme figuré sur le schéma ci-après :

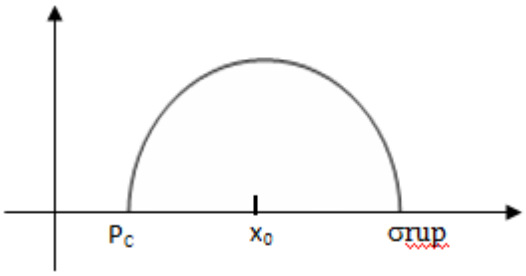


Figure II-7 : cercle de Mohr en 2D.

Avec : $R = (\sigma rup - Pc)/2$, $x_0 = R + Pc = (\sigma rup + PC)/2$ et $y_0 = 0$.

En tout point x compris entre PC et σrup, on calcule la contrainte de cisaillement y par :

$y = [R^2 - (x-x_0)^2]^{1/2}$.

À titre d'exemple, pour trois différents paliers de confinement :

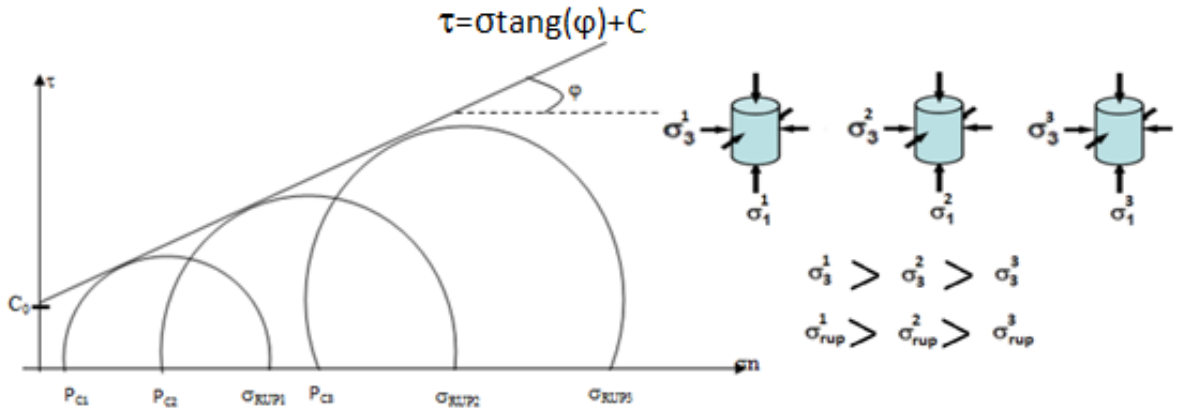


Figure II-8 : Enveloppe de rupture selon Mohr.

On définit la courbe intrinsèque qui est la tangente aux cercles comme une enveloppe de rupture obéissant à la relation :

$$\tau = \sigma \tan(\phi) + C$$

Cette enveloppe permet d'estimer la cohésion **C** (intersection de l'enveloppe de rupture avec l'axe des Y) et l'angle de frottement interne (pente de l'enveloppe de rupture **ϕ**). Le cercle est appelé cercle de Mohr, c'est une représentation en deux dimensions des états de contrainte en un point du matériau et il est construit à partir de la connaissance des efforts extérieurs auxquels le matériau est soumis.

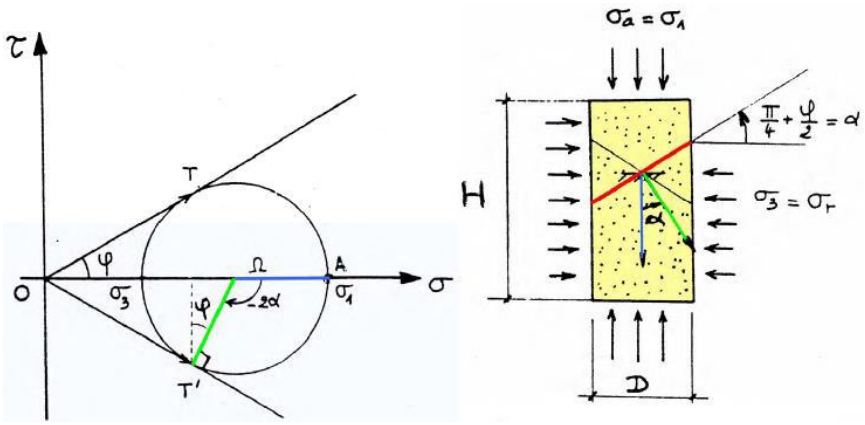


Figure II-9 : Rotation des axes sous l'effet des efforts extérieurs.

Introduction

La réalisation d'un projet pétrolier que ce soit en exploration ou en développement comporte le plus souvent une phase d'essai au laboratoire. Le laboratoire de mécanique des roches de la Division Technologies & Développement, sis à la carothèque centrale à Hassi Messaoud est l'un des acteurs importants dans ces différents projets, notamment pour les modélisations rattachées au forage et à la fracturation hydraulique, il est donc de plus en plus sollicité par différents clients.

En effet, depuis sa création en 1997, le laboratoire de mécanique des roches traite différents problèmes par la réalisation de différents essais sur des échantillons de carottes. Pour réaliser ces essais, le laboratoire de mécanique des roches dispose de plusieurs équipements nouveaux, modernes et innovants.

III.1 Missions du laboratoire mécanique des roches

Le laboratoire de mécanique des roches a pour mission principale de fournir des paramètres géomécaniques à des fins de modélisations de puits, principalement pour le forage et la fracturation hydraulique.

Le laboratoire MDR est en mesure de réaliser cinq types d'essais :

- Essai de scratch.
- Essai sonique (conditions de surface et de fond).
- Essai Brésilien.
- Essai de compression simple.
- Essai triaxial (avec ou sans drainage).

III .2 Les domaines d'activité du laboratoire MDR

Les domaines d'activité du laboratoire MDR sont :

- **Forage :**

Les propriétés mécaniques sont utilisées pour l'estimation de la densité de boue de forage afin de résoudre les problèmes de la stabilité des parois du puits et l'estimation des contraintes en place.

- **Fracturation hydraulique**

Ces paramètres mécaniques sont utilisés comme des inputs pour le design de l'opération de la fracturation hydraulique afin d'estimer l'étendu des fractures induites et les pressions au cours de l'opération.

- **Diagraphies (Logging)**

Ces propriétés ont pour rôle de calibrer et valider les enregistrements soniques du chantier (logging).

- **Réservoir Engineering et la production**

Dans ce domaine, les essais géomécaniques et les paramètres mécaniques contribuent à la prédiction des venues de sable (complétion), variation des perméabilités sous contraintes, suivre la compaction et la subsidence des réservoirs, l'injection des fluides et l'évolution des pressions durant les différentes phases de développement du réservoir.

III .3 Equipements disponibles et opérationnels

Actuellement, les équipements disponibles au laboratoire de mécanique des roches sont les suivants :

- Equipement Scratcher.
- Banc d'essai sonique.
- Equipement Brésilien.
- Banc d'essai triaxiale (essai compression simple et triaxial).

III .4 Les essais de base

Les essais de base mettent en jeu cinq types de sollicitations :

- Essai de traction indirect (ou essai Brésilien).
- Essai de compression uniaxiale (simple).
- Essai de compression triaxiale (isotrope et déviatorique).
- Essai sonique.
- Scratch test.

Il faut noter qu'avant d'étudier n'importe quel essai mécanique ; il est nécessaire d'effectuer un bon échantillonnage qui tient compte d'un ensemble de facteurs tel que la profondeur, la nature de la roche, la présence de discontinuité.

En général les échantillons à tester sont confectionnés à partir de gosses carottes en respectant les normes éditées par la SIMR (Société Internationale de Mécanique des Roches) et L'AFNOR.

III .4.1. Essai de traction indirecte (ou essai Brésilien)

La réalisation d'essai de traction directe se heurte au problème classique du collage des têtes d'éprouvettes sur le dispositif intermédiaire de la machine d'essai. La résistance maximale à la traction peut-être limitée par celle de l'interface colle-éprouvette, ce qui est le cas pour les roches de résistance à la traction supérieure à 15MPa.

C'est pourquoi un essai de traction indirecte, l'essai Brésilien, a été emprunté au domaine du béton. L'éprouvette d'élancement (Hauteur/diamètre) minimal égale à un, subit une compression suivant deux génératrices opposées. Cette compression s'exerce par l'intermédiaire de pièces métalliques ou en interposant un carton d'épaisseur millimétriques, pour gommer les irrégularités éventuelles des génératrices du cylindre. La vitesse de mise en charge recommandée par la SIMR est de 200 N/s. la résistance à la traction est calculée par :

$$\boldsymbol{\sigma_t = \frac{2P}{\pi DL}} \quad \text{Avec :}$$

- σ_t : résistance à la traction.
- P : effort à la rupture.
- D : diamètre de l'éprouvette.
- L : longueur de l'éprouvette.

L'état de contrainte au centre de l'éprouvette, au moment de la rupture est représentée par une contrainte de compression verticale σ_y égale à :

$$\boldsymbol{\sigma_y = \frac{6P}{\pi DL}}$$

Tableau III-1 : Valeur de résistances à la traction indirecte.

Types de roches	Résistance à la traction indirecte
Grés consolidés	30 à 50
Calcaires tendres	10 à 15
Calcaires durs	100 à 150

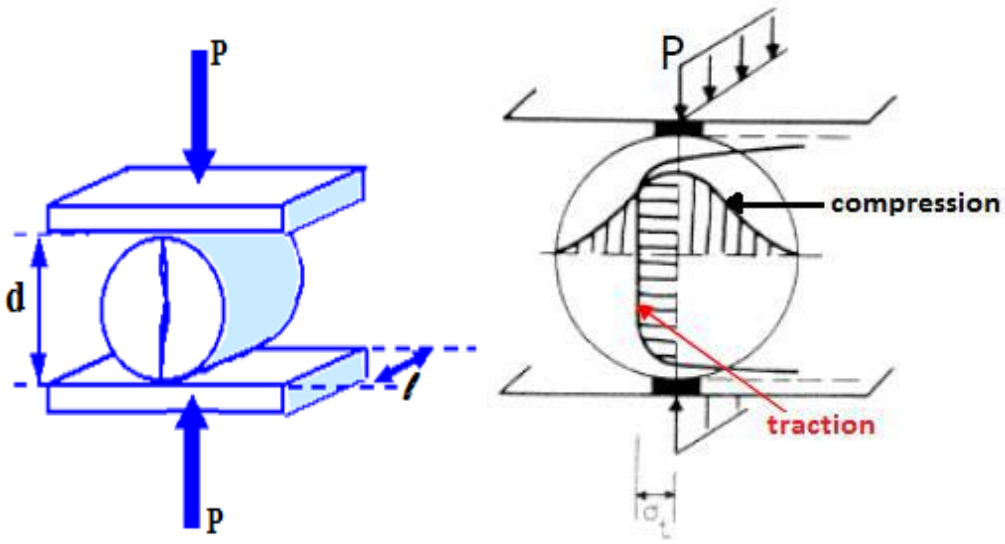


Figure III-1 : Principe de l'essai Brésilien.

III .4.2 Essai de compression uniaxiale (simple)

C'est l'essai le plus communément réalisé. Il est effectué sur éprouvettes cylindriques d'élancement L/D (L : hauteur, D : diamètre) compris entre 2 et 2,5.

On appelle résistance à la compression notée σ_c la contrainte maximale supportée par l'échantillon lors d'un essai à chargement monotone croissant. Cette valeur constitue une première information très utile et parfois suffisante sur les performances mécaniques escomptées de la roche. L'étendue des valeurs des résistances est grossièrement comprise entre 1 et 200MPa.

Les valeurs inférieures à 5MPa correspondent à des roches qualifiées de <<très tendres>>, des valeurs supérieures à 100MPa caractérisent des roches dites << très résistantes>>.

Le rapport entre la résistance à la compression uniaxiale et la résistance à la traction donne un indice de fragilité, qui est une caractéristique importante de comportement. Ce rapport varie usuellement entre 5 (roche peu fragile) et 30 (roche très fragile).

Tableau III-2 : Valeurs de résistance à la compression des roches.

Types de roches	Résistance à la compression
marnes	25 à 50
Calcaires tendres	100 à 200
Grés peu consolidés	300 à 400
Grés consolidés	600 à 700
Grés très consolidés	>1000
Calcaires durs et très consolidés	1500 à 2000

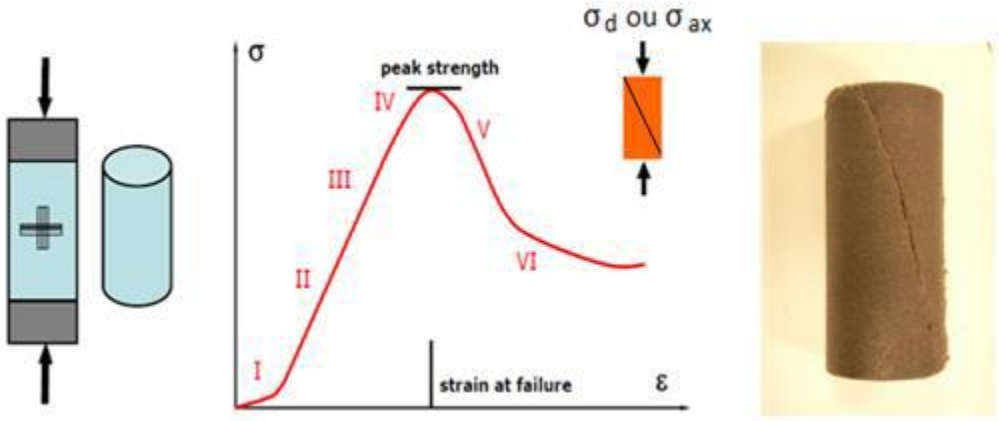


Figure III-2: Différentes phases de chargement uniaxial.

Phase I : La roche est chargée et en liaison avec la déformation, les microfissures existantes dans l'échantillon se ferment, entraînant une non-linéarité initiale de la courbe (contrainte-déformation), c'est la phase de serrage ou fermeture des microfissures.

Phase II : La roche se comporte linéairement élastique avec une courbe contrainte-déformation linéaire, axialement et radialement, c'est la phase élastique.

Phase III : La roche se comporte presque élastique. La courbe de contrainte-déformation axiale est quasi linéaire et elle est presque réversible, c'est la phase élasto-plastique.

Phase IV : La roche subit une accélération rapide de la microfissuration et de l'augmentation du volume avec des déformations irréversibles, c'est la phase plastique.

Phase V : La roche a dépassé la contrainte de pic (la résistance à la compression simple) mais est encore intacte, même si la structure interne est fortement perturbée. L'échantillon subit un radoucissement des déformations (rupture).

Phase VI : La roche se rompt en plusieurs blocs plutôt qu'en une structure intacte.

NB : *L'essai de compression simple permet de mesurer la résistance à la compression simple (UCS) et les propriétés mécaniques statiques (le module d'Young et le Coefficient de Poisson).*

III .4.3 Essai de compression triaxiale (isotrope ou déviatorique)

Cet essai est réalisé sur des éprouvettes identiques à celle de l'essai de compression uniaxiale, mais le dispositif expérimental limite souvent l'élancement aux environ de 2. Il s'agit d'un essai triaxial de révolution ou $\sigma_2 = \sigma_3 = P_c$ (P_c: pression de confinement). L'éprouvette est placée dans une jaquette étanche et souple, pour les roches tendres, plus rigide pour les roches raides.

L'essai est conduit en imposant d'abord un chargement hydrostatique$\sigma_1 = \sigma_2 = \sigma_3 = P_c$, puis la contrainte axiale est augmentée en respectant une consigne de vitesse de mise en charge constante, ou de vitesse de déformation constante, jusqu'au maximum qui correspond à la résistance à la compression triaxiale.

A partir des valeurs des résistances à la traction, à la compression uniaxiale et à la compression triaxiale, sous plusieurs confinements il est possible de déterminer un critère de rupture.

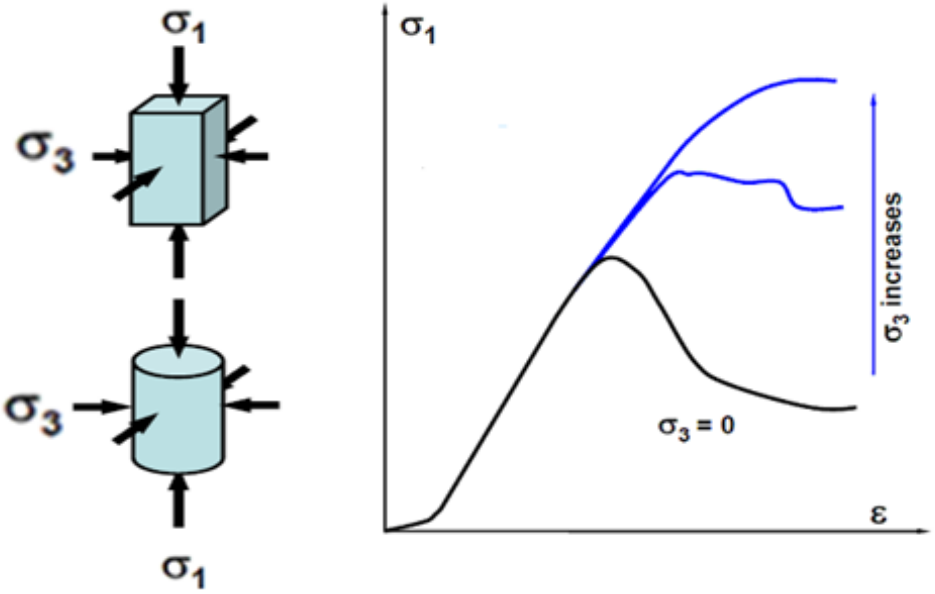


Figure III-3 : Comportement de la roche en compression triaxiale.

NB : *L'essai triaxial permet de mesurer la contrainte de rupture et les propriétés mécaniques statiques (le module d'Young et le Coefficient de Poisson), ainsi que l'angle de frottement interne et la cohésion (cas du cercle de Mohr).*

III .4.4 Essai sonique

Les ondes soniques de compression (P) et de cisaillement (S) créent certaines déformations élastiques au cours de leur déplacement le long d'un matériau (roche), et cela permettrait d'étudier le comportement du matériau vis-à-vis de la propagation de ces ondes.

La propagation des ondes soniques dans les roches a fait l'objet de plusieurs projets de recherche, ces derniers en se basant sur l'équation fondamentale de la dynamique ont abouti à développer des équations (Jaeger et Cook, 1979) reliant les paramètres mécaniques élastiques aux vitesses des ondes soniques dépendant du temps de vol (temps de transmission) :

$$\mathbf{E_d = \rho V_s^2 \frac{3V_p^2 - 4V_s^2}{V_p^2 - V_s^2}}$$

$$\mathbf{\vartheta_d = \frac{0,5\left(\frac{V_p^2}{V_s^2}\right) - 1}{\left(\frac{V_p^2}{V_s^2}\right) - 1}}$$

Vp et Vs représentent successivement la vitesse de l'onde de compression et de cisaillement. Cependant, ces vitesses sont calculées en fonction des temps de parcourt des ondes soniques.

Notons que ces modules sont appelés les modules élastiques dynamiques ou les paramètres mécaniques dynamiques (module d'Young dynamique et coefficient de Poisson dynamique) et ils sont toujours supérieurs à ceux calculés statistiquement (paramètres mécaniques statiques).

Le rapport des deux modules $\frac{E_s}{E_d}$ est généralement compris entre 0.8 et 0.9.

***NB** : L'essai sonique est réalisé sur des échantillons normalisés prélevés dans le sens vertical de la carotte et soumis à des conditions de surface ou de réservoir.*

III .4.5 Scratch test

L'essai de scratch est destiné le plus souvent à estimer rapidement, simplement et en continu la résistance à la compression simple.

Le test consiste à tracer une rainure sur la surface de l'échantillon à une faible profondeur de coupe (d) fixe et une vitesse constante tout le long de l'essai. L'essai est réalisé à l'aide d'un couteau en diamant synthétique possédant une largeur W et une inclinaison d'un angle θ, comme montrer sur la figure.

Le couteau se déplace avec une vitesse constante V durant tout l'essai. Le déplacement du couteau le long d'une carotte de roche génère des forces normales (F_n^c) et tangentielles (F_t^c) qui sont mesurées à l'échelle centimétrique et sur les quelles est basé le modèle de coupe de l'interaction couteau_roche.

Les forces normales et tangentielles sont mesurées en continu le long de la carotte et pour chaque profondeur de coupe.

Le test est réalisé en plusieurs passes en augmentant la profondeur de coupe.

L'énergie spécifique intrinsèque (ε) associée au processus de coupe représente la résistance à la compression simple (UCS), cette dernière a une relation avec la force tangentielle et la surface de contact couteau_roche (Wd).

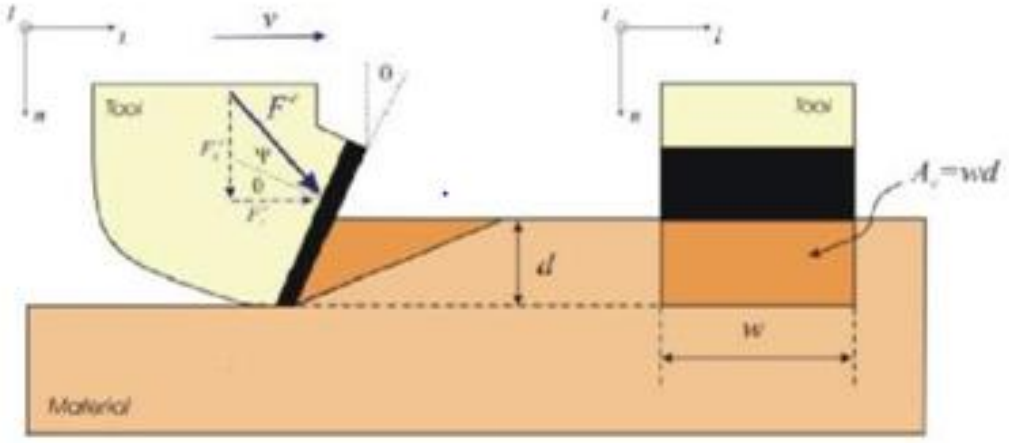


Figure III –4 : Représentation schématique du principe de coupe.

L'équipement scratcher se compose principalement d'un bâti, un capteur de force, un moteur et un système d'acquisition de données. Ce dispositif permet de mesurer un profil continu de la résistance à la compression simple (UCS) avec une grande précision, sur des carottes de roches allant jusqu'à 1m de longueur et un diamètre qui varie entre 2 et $4^{1/2}$ pouces.
Le tableau suivant résume les caractéristiques techniques de l'équipement :

Tableau III-3 : les caractéristiques techniques de l'équipement scratch.

Paramètre	θ	W	V	D	L	F_n^c F_t^c	Résolution	UCS	précision
	°	mm	mm/s	mm	mm	N	N	MPa	Mpa
Valeur	15	10	5_40	0.1_2	200_1040	0_3500	< 1	1_300	0.1

Une fois les forces mesurées, elles seront envoyées vers l'ordinateur à l'aide d'un système d'acquisition qui est doté d'une carte mémoire. Ces données seront exploitées et analysées par la suite sur un logiciel afin d'obtenir un profil continu de la résistance à la compression simple.
Cet équipement est doté aussi d'une caméra placée devant le capteur de force, son rôle est de photographier la rainure crée par le couteau lors de son déplacement le long de la carotte, afin de bien consolider l'analyse des données.

Le scratcher contient également un câble de sécurité permettant d'arrêter rapidement la machine une fois un danger est survenu, et cela afin de protéger la machine et l'utilisateur.

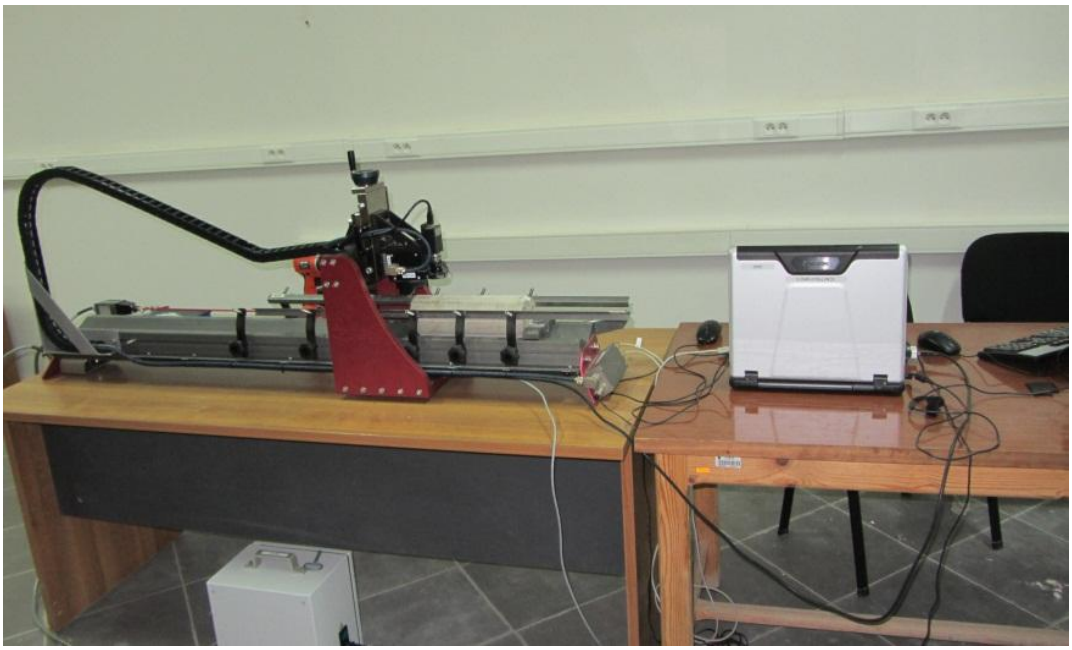


Figure III-5 : Equipement de scratch.

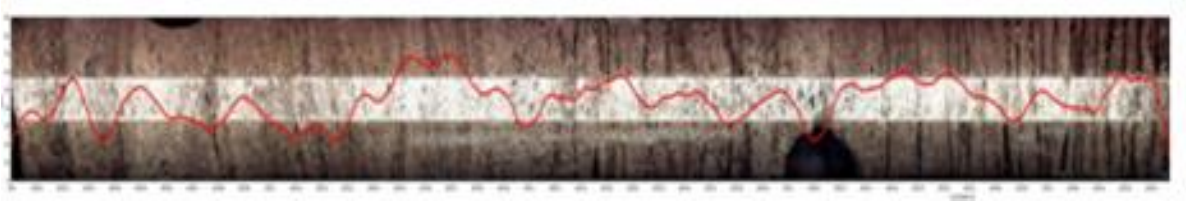


Figure III-6 : Superposition du log UCS et la photo de carotte.

Introduction

Les mesures des vitesses acoustiques sont fondées sur la propagation des vibrations acoustiques dans la formation.

Les mesures acoustiques effectuées sur les carottes ont été réalisé dans le but de développer l'analyse de la porosité et la perméabilité en relation avec les mesures in Situ, et la caractérisation de la fissuration de la matrice.

L'étude des ondes acoustiques (P et S) nous permet d'évaluer certaines propriétés élastiques telles que le module de cisaillement, le module de compressibilité, le coefficient de poisson et le module d'Young et certaines propriétés anélastiques comme: atténuation et le facteur de qualité.

IV.1 Diagraphie acoustique et de densité

Les diagraphies sont des enregistrements continus des paramètres physiques. La mesure se présente sous forme d'une courbe qui montre les variations du paramètre physique en fonction de la profondeur. Ces diagraphies peuvent être naturelles ou provoquées. Les outils utilisés peuvent être centrés dans le puits ou appliqués contre la paroi du trou. Les outils ont des profondeurs d'investigation et des pouvoirs de résolution très variables. Ces mesures diagraphiques sont obtenues à l'aide de sondes constituées de détecteurs, récepteurs ou électrodes chargés de recueillir des signaux par des émetteurs après transmission dans la formation.

IV .1.1 Diagraphie Sonique

Les outils acoustiques émettent des ondes de compression dans le puits. Ces dernières se propagent dans la boue et dans la formation, tout en subissant un certains nombre de conversions.

La différence des temps d'arrivée à différents récepteurs situés plus loin sur le corps de la sonde permet de fournir la vitesse de propagation de l'onde acoustique de compression ($\boldsymbol{V_p}$).

L'enregistrement complet du train d'ondes permet de détecter également les ondes de cisaillement et d'en mesurer la vitesse de propagation dans la formation ($\boldsymbol{V_s}$).

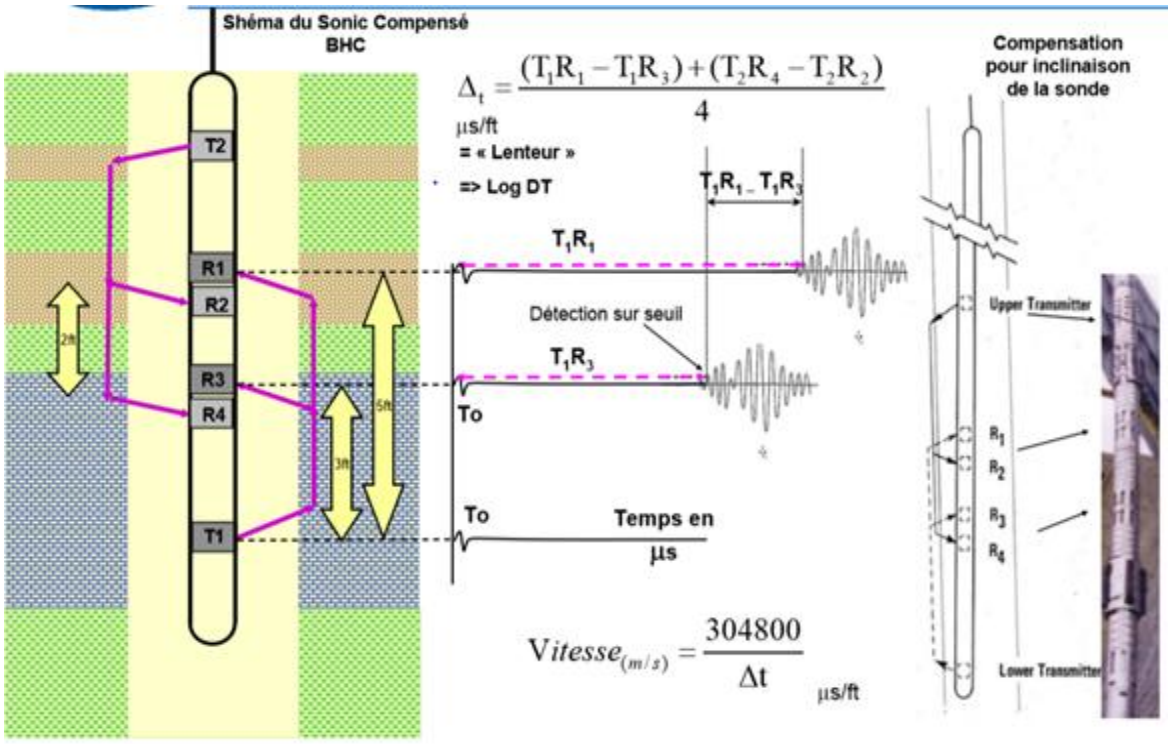


Figure IV-1 : Principe de fonctionnement de la sonde sonique.

IV.1. 1.1 Objectifs

Mesurer les vitesses de propagation des différentes ondes se propageant dans la formation par l'intermédiaire de la lenteur Δt qui est son inverse, et en déduire les informations sur la roche, sa porosité, ses caractéristiques mécaniques et les fluides qu'elle contient.

IV.1.1.2 Différents types d'ondes

On distingue quatre types d'ondes, qui forment deux familles :

- Les ondes de volume **(P et S).**
- Les ondes de surface **(Rayleigh et Love).**

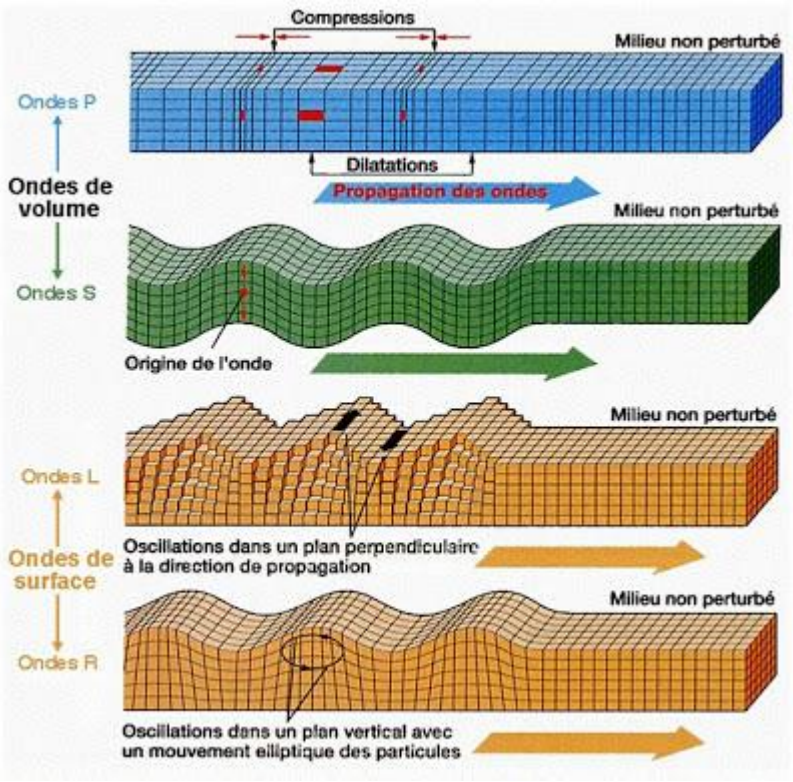


Figure IV-2:Types et propagation des ondes.

- **Les ondes de volume**
  - **Les ondes P, longitudinale, de compression**

Ce sont les plus rapides, et se caractérisent par des mouvements des particules parallèles à la direction de propagation, elles se propagent dans tous les milieux (fluide, solide), c'est une déformation volumique.

Leur vitesse est donnée par la formule suivante :

$$\mathbf{V_p = \sqrt{\frac{\lambda+2\mu}{\rho}}} \text{ ..... (CORDIER 1983).}$$

$\boldsymbol{\lambda}$: Constante de Lamé.

$\boldsymbol{\mu}$: Coefficient de cisaillement.

$\boldsymbol{\rho}$: Densité du milieu.

  - **Les ondes S, transversales, de cisaillement**

Elles sont moins rapides que les ondes **P**, et se caractérisent par des mouvements des particules perpendiculaires à la direction de propagation, elles ne se propagent pas dans les fluides car $\boldsymbol{\mu = 0}$.

C'est un phénomène de distorsion du terrain sans variation du volume.

On distingue deux types : S_H et S_V

$\boldsymbol{S_V}$: C'est la composante verticale.

$\boldsymbol{S_H}$: C'est la composante horizontale.

On peut avoir aussi une conversion d'ondes **P** en $\boldsymbol{S_V}$ et inversement mais la $\boldsymbol{S_H}$ ne se convertie pas.

Leur vitesse est donnée par :

$$\mathbf{V_S = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}}} \text{..... (CORDIER 1983).}$$

- **Résultat et intérêt des vitesses**

Les formules précédentes expriment une grande relation entre les vitesses et les autres paramètres des roches, donc la mesure des vitesses est très importantes par ce qu'elles sont étroitement liées à :

- La nature des fluides présents dans la roche (hydrocarbures ou eau….).
- La texture (la taille, forme des grains et des pores), nature de contacts entre grains (ciment), la répartition et la connexion entre les pores.
- La structure (homogénéité ou hétérogénéité, présence de laminassions, fracture, pendage des couches et des fractures).
- La température et la pression.

D'après ces résultats on peut considérer la vitesse comme une base de la réalisation d'une étude sur les propriétés mécaniques des roches.

- **Les ondes de surface**

Ce sont les ondes qui se propagent à la surface d'un milieu élastique et on distingue deux types :

- **Les ondes de Love**

Ce sont des ondes transversales **S** polarisées horizontalement, étant perpendiculaire à la direction de propagation et résultent de l'interférence entre les ondes $\boldsymbol{S_H}$.

$$\mathbf{V_{S1} \leq V_L \leq V_{S2}}$$

- **Les ondes de Rayleigh**

Elles se propagent dans le milieu homogène, et non homogène, avec un mouvement des particules elliptiques dans le plan vertical à la direction de propagation, elles sont causées par les interférences entre **P** et **S**.

IV .1.2 Diagraphie de densité

L'énergie de rayons gamma issus d'une source radioactive située dans l'outil est atténuée suite à des collisions avec les électrons de la formation.

Deux détecteurs situés dans un patin fortement appliqué contre la paroi du puits permettent de mesurer les rayons gamma ayant interagis avec la formation.

A partir de la quantité des rayons gamma reçus, une densité électronique $\boldsymbol{\rho_{el}}$ de la formation est calculée et convertie ensuite en une densité de la formation $\boldsymbol{\rho_b}$.

$$\rho_{el} = \rho_b * {}^{2Z}/_{A}$$

$$\rho_b = 1.0704 * \rho_{el} - 0.1883$$

(**Z**: numéro atomique, **A** : masse atomique, **Z/A** : proche de 1)

L'effet de mud cake est compensé par les mesures des comptes sur les deux détecteurs.

Pour le contrôle de qualité du log de densité, la correction de densité $\Delta\boldsymbol{\rho_b}$ qui lui a été appliquée et aussi présentée sur le log.

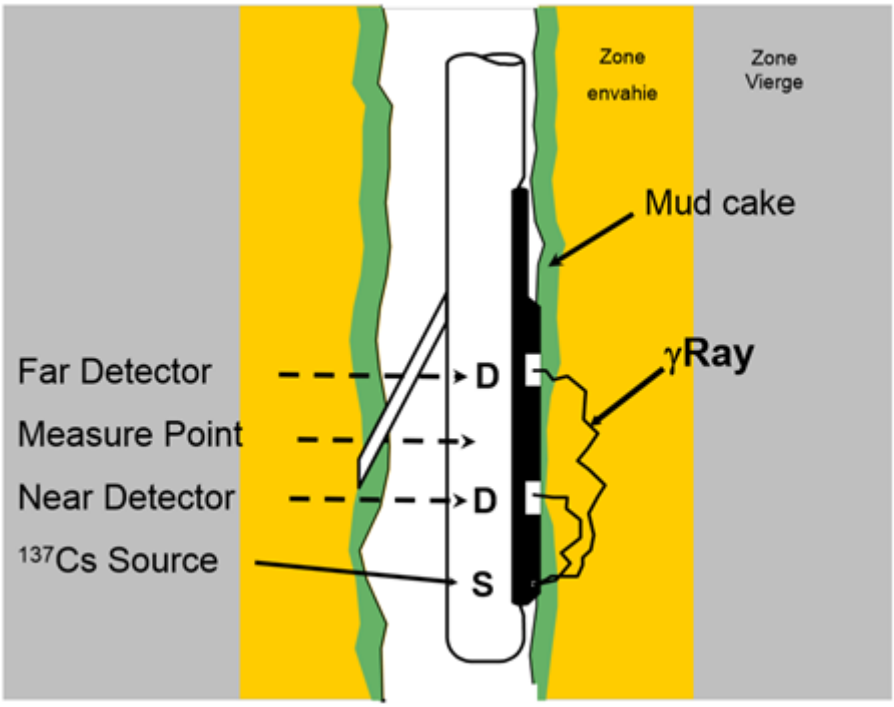


Figure IV-3:L'outil litho-densité

IV .2 Théorie de la propagation des ondes élastiques

Les mesures des vitesses de propagation des ondes sismiques longitudinales permettent de caractériser quantitativement l'état d'altération des échantillons à tester et leur degré de fissuration.

IV .2.1 Indice de continuité

La notion d'indice de continuité $\boldsymbol{I_c}$ qui est défini comme suit :

$$\boldsymbol{I_c}(\%) = \mathbf{100} * \frac{\boldsymbol{V_p}}{\boldsymbol{V_p^*}} \text{..... (PIERRE BEREST, 1999).}$$

$\boldsymbol{V_p^*}$: La vitesse des ondes longitudinales théorique.

$\boldsymbol{V_p}$: La vitesse des ondes longitudinales mesurée.

Le tableau suivant indique l'état d'altération de la roche :

Tableau IV-1 : l'état d'altération de la roche.

$\boldsymbol{I_C}(\%)$	**Qualité**	**Altération**
95-100	Très bonne	Aucune ou légère altération
90-95	Bonne	
75-90	Moyenne	Altération le long des fractures
50-75	Médiocre	Altération légère mais généralisé
25-50	Mauvaise	Altération moyenne à forte généralisée
25	Très mauvaise	Altération profonde généralisée

IV .2. 2 Degré de fissuration

Le degré de fissuration peut être calculé à partir de l'indice de continuité et la porosité en utilisant les deux formules :

$$\boldsymbol{DF} = \frac{\mathbf{100} - \boldsymbol{I_c}}{\mathbf{100}} \text{..... Pour } \emptyset < 5\%.$$

$$\boldsymbol{DF} = \frac{\mathbf{100} - \boldsymbol{I_c} - \mathbf{1{,}4}\,\emptyset}{\mathbf{100} - \mathbf{1{,}4}\,\emptyset} \text{..... Pour } \emptyset \geq \mathbf{5}\%.$$

Avec :

$\emptyset$: Porosité utile de la roche.

Tableau IV-2 : Classification selon le degré de fissuration.

Degré de fissuration	Très fort	fort	moyenne	faible	Très faible
DF	>80	75	50	25	<10

IV .2. 3 Paramètres mécaniques des roches

L'enregistrement sonique et l'analyse de formes d'ondes fournis les moyens d'obtenir des mesures continues des vitesses de compression et de cisaillement.

Ces données, en liaison avec la mesure de la densité apparente (globale), nous permettent d'obtenir les mesures in situ et ensuite le calcul des propriétés mécaniques de la roche.

Les relations entre les modules élastiques, en termes de vitesse des ondes élastiques, et la densité apparente (globale) sont présentées dans le tableau suivant :

Tableau IV-3 : paramètres géomécaniques dynamiques.

Paramètres élastiques dynamique	**Formule mathématique**
Module de' Young dynamique E_d	$\rho V_s^2 \frac{3V_p^2 - 4V_s^2}{V_p^2 - V_s^2}$
Coefficient de poisson dynamique ν_d	$\frac{0{,}5\left(\frac{V_p^2}{V_s^2}\right) - 1}{\left(\frac{V_p^2}{V_s^2}\right) - 1}$
Module de cisaillement G_d	$\rho V_p^2 \text{-} \frac{4}{3} V_s^2$
Module d'incompressibilité K_d	ρV_s^2

- **Relation entre les paramètres élastiques dynamiques et statiques :**

$$\mathbf{E_s = aE_d + b}$$

a et **b** sont des constantes qui varient en fonction de la nature des roches.

Tableau IV-4 : relations entre module d'Young statique et dynamique.

Nature de roche	**Equation**	**Référence**
métamorphique	$\boldsymbol{E_s = 1.263E_d - 29.5}$	King (1983)
Sédimentaire	$\boldsymbol{E_s = 0.74E_d - 0.82}$	Eissa and Kazi (1988)
calcaire	$\boldsymbol{E_s = 0.541E_d + 12.852}$	Ameen et Al (2009)

Introduction

La rupture hydraulique a été, et demeurera, un des outils primaires de technologie pour améliorer bien la productivité des puits en créant artificiellement un drain de conductivité très élevée par rapport à celle du réservoir, ceci de part et d'autre part du puits jusqu'à une certaine distance de celui-ci. Sa spécificité fait, que malgré récents développements, son emploi est assez variable selon les gisements d'hydrocarbures. Dans son application la plus courante, on admet qu'une multiplication par trois de l'index de productivité est un résultat très correct.

La fracturation hydraulique à Hassi Terfa est considérée comme une option pour la réactivation des puits.

V.1 Définition

La fracturation hydraulique est un procédé au moyen du quel un agent fluide ou gazeux sert à exercer une pression susceptible d'engendrer la création de fissures ou d'élargir des fissures existantes dans les roches pétrolifères souterraines.

V.2 Objectifs

L'objectif principal d'une fracturation hydraulique est de créer une nouvelle capacité de production d'un réservoir en ouvrant de nouveaux canaux sous forme d'une fracture à très haute perméabilité, maintenue ouverte au moyen d'agents de soutènements.

Autres applications de la fracturation hydraulique :

La fracturation hydraulique trouve de nombreuses applications industrielles :

- Le développement des fractures horizontales dans les couches de sel pour la circulation d'eau entre deux puits en vue de créer des cavités pour le stockage des hydrocarbures.
- Stockage des polluants industriels, radioactifs ou chimiques, dans les couches imperméables (argile, marnes) du sous sol.
- Exploitation minières de certains gisements.
- Des fracturations hydrauliques sont pratiquées dans les veines de charbon ou leurs épontes, permettent de produire le méthane de la couche en avant du front d'exploitation.
- Connecter plusieurs réservoirs d'hydrocarbures lenticulaires entre eux.

V.3 Importance de la géomécanique dans la fracturation hydraulique

La connaissance du profil des contraintes in situ dans un réservoir est primordiale pour :

- Contrôler l'orientation de la fracture en terme d'inclinaison et d'azimut, qu'elle soit verticale ou horizontale.
- Déterminer la pression d'injection des fluides de fracturation, d'où le choix des pompes et des équipements de surface.
- Contrôler la géométrie de la fracture (W).

V.4 Notions mécaniques des roches liées à la fracturation hydraulique

V.4. 1 Contraintes in situ

On distingue trois principales contraintes orientées en angle droit les unes par rapport aux autres. Au-delà de 600m, et dans la majorité des cas, la contrainte principale verticale σ_v est souvent la plus grande des trois. Elle peut être quantifiées par intégration du density log en partant de la surface jusqu'au point de mesure.

$$\boldsymbol{\sigma_v = g\int_0^{CM} \rho_b(h)dh}$$

Les deux autres contraintes (la contrainte principale horizontale maximale et la principale minimale) sont orientées en angle droit l'une par rapport à l'autre. La contrainte horizontale principale maximale est aussi appelée la contrainte intermédiaire.

En effet sous les chaines de montagnes, la contrainte verticale peut ne pas être la contrainte maximale. Incontestablement à cause des contraintes tectoniques σ_{tec}.

La fracturation se dirige dans la direction de la plus faible résistance, c'est-à-dire la fracture se propage perpendiculairement à la contrainte minimale.

L'amplitude des contraintes en fonction de la profondeur montre qu'à partir d'une certaine profondeur, la contrainte horizontale devient plus faible que la contrainte verticale. Les contraintes principales sont notées σ avec $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$. σ_v est la contrainte principale verticale, ou contrainte géostatique ou encore poids des terres.

$$\boldsymbol{\sigma_v = \bar{\rho}H}$$

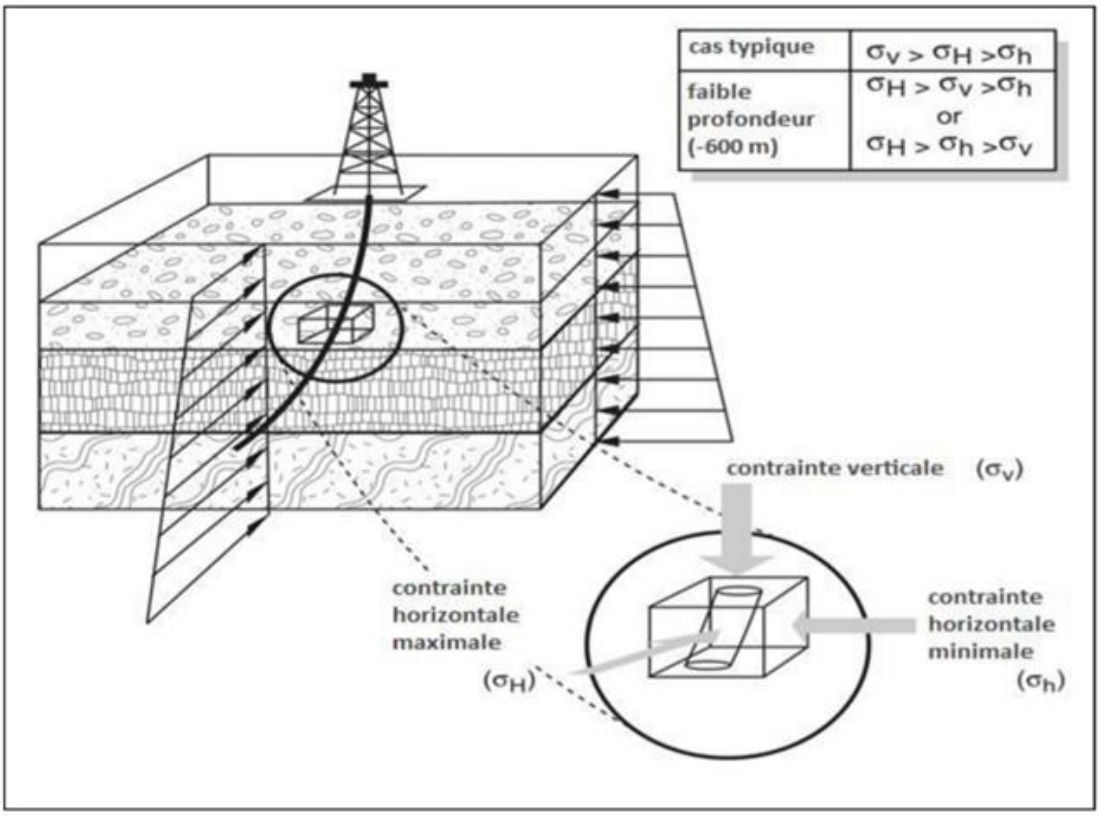


Figure V -1 : Représentation schématique des contraintes in situ cas typique.

Tableau V -1 : Notation des contraintes.

Contrainte	Notation française	Notation américaine	
Contrainte verticale principale	σ_1	σ_v	S_v
Contrainte horizontale principale maximale	σ_2	σ_H	S_H
Contrainte horizontale principale minimale	σ_3	σ_h	S_h

V.4. 2 Les contraintes principales horizontales σ_H et σ_h

Elles résultent en grande partie des conditions géologiques et tectoniques in situ :

- Elles varient en fonction de l'activité tectonique locale.
- Elles se valent si le réservoir est tectoniquement stable.

- Dans certains cas spécifiques elles acquirent des valeurs supérieurs à celles de σ_v : anticlinaux très accentués par exemple.

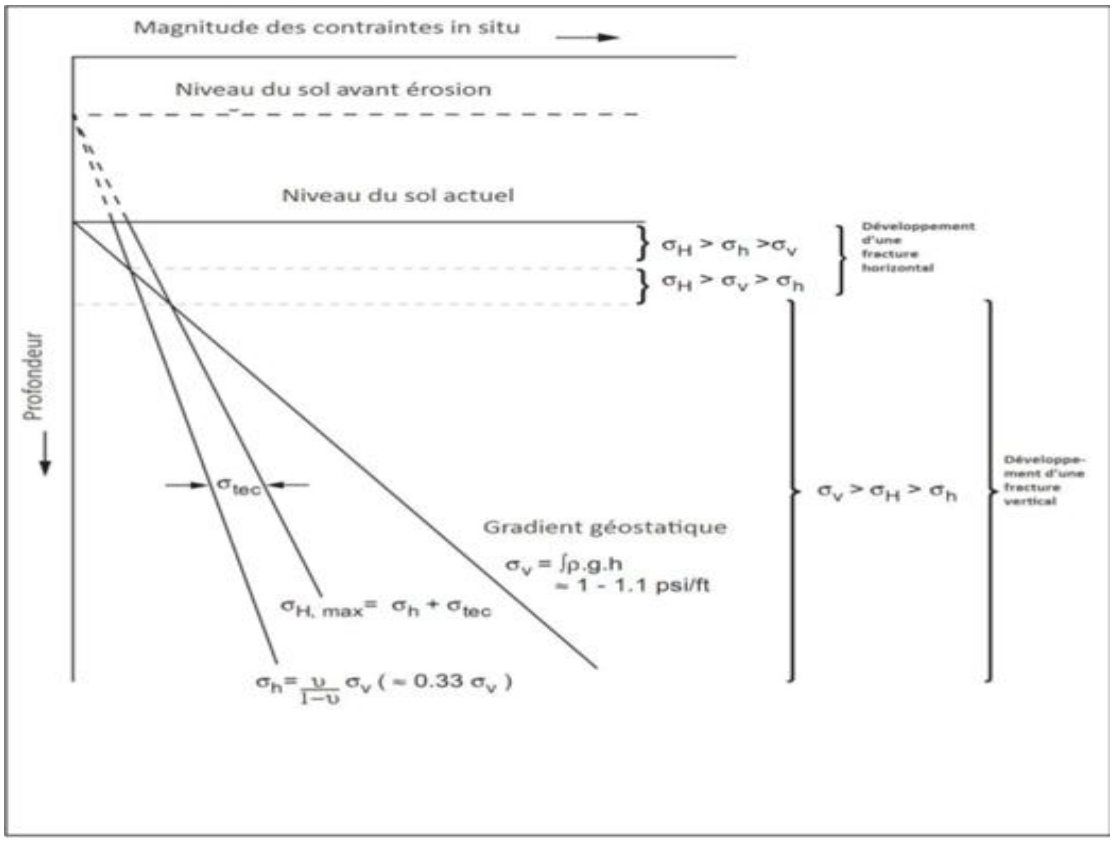


Figure V -2 : Évolution des contraintes avec la profondeur.

V.4. 3 Contraintes s'exerçant sur le réservoir

V.4. 3.1 Contraintes effectives

Dans un milieu poreux, saturé par un fluide à la pression P, les contraintes principales effectives s'exerçant sur la roche sont reliées aux contraintes principales totales par la relation :

$$\boldsymbol{\sigma_i' = \sigma_i - \alpha P \ \ (i = 1, 2, 3)}$$

Avec:

σ_i' : Contrainte effective.

σ_i: Contrainte totale.

P : Pression de pore ou pression de couche.

α : Constante de Biot ou constante poroélastique.

En générale $0.85 < \alpha \leq 1$ et on à :

- Pour les grés très perméables :$\alpha \approx 1$.

- Pour les calcaires : α est généralement plus faible.

  Le plus souvent on admet α = 1

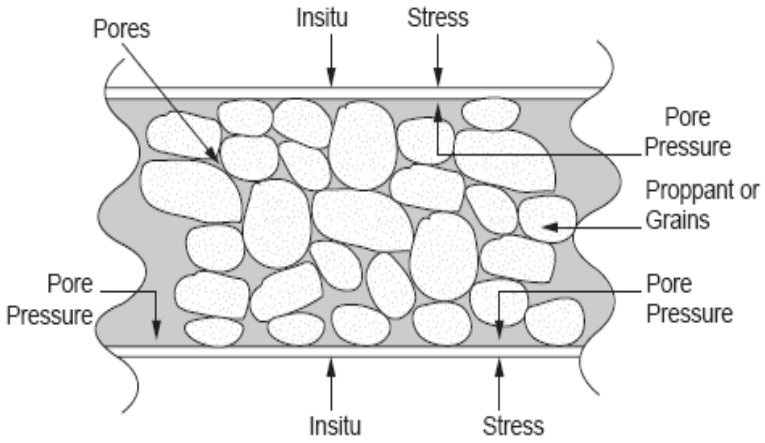


Figure V -3 : L'action des contraintes et pression de pores sur la formation.

La figure ci-dessus explique la répartition des contraintes et de pression de pores.

Seule la fracturation hydraulique est susceptible de fournir une estimation, généralement par excès, de l'une des contraintes principale s'exerçant sur le réservoir :

- La contrainte verticale peut être évaluée si la fracture est horizontale.
- La plus petite contrainte est déterminée si la fracture est verticale.
- La plus grande contrainte demeure indéterminée.

Nous verrons que les fractures induites par la fracturation hydraulique des réservoirs sont presque toujours verticales.

V.4. 3.2 Etat de contraintes aux abords du puits

Une fois le forage est réalisé dans la formation qui était initialement en état d'équilibre, une perturbation dans le champ de lignes de forces cause une nouvelle orientation des efforts lointains (contrainte in –situ) au voisinage du trou, et donne naissance à une nouvelle notion des contraintes qui sont :

- Contrainte tangentielle ''σ_θ ''.
- Contrainte radiale ''σ_r ''.

Nous écrivons les équations qui déterminent la valeur de ces contraintes en coordonnées polaires :

$$\sigma_r = \frac{\sigma_2 + \sigma_3}{2}\left(1 - \frac{a^2}{r^2}\right) + \frac{\sigma_2 - \sigma_3}{2}\left(1 + 3\frac{a^4}{r^4} - 4\frac{a^4}{r^2}\right) cos2\alpha$$

$$\sigma_\theta = \frac{\sigma_2 + \sigma_3}{2}\left(1 + \frac{a^2}{r^2}\right) - \frac{\sigma_2 - \sigma_3}{2}\left(1 + 3\frac{a^4}{r^4}\right)cos2\alpha$$

Où :

a : Rayon du puits

r: Distance d'un point quelconque du milieu poreux à l'axe du puits –

α: Angle que fait le rayon vecteur du point avec la direction de la plus grande contrainte principale horizontale.

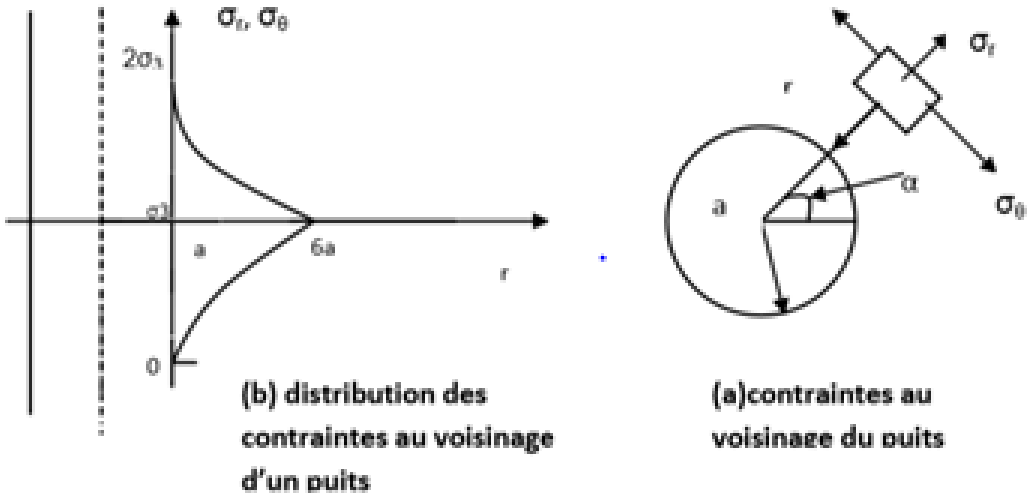


Figure V -4 : Les contraintes effectives aux parois du puits.

V.5 Modèles de propagation de la fracture

V.5. 1 Modèles de fracture 2D

On distingue trois modèles principales dans cette catégorie :

V.5. 1.1 Modèle PKN (Perkins, Kern et Nordgren)

Quant la fracture est confinée entre deux couches barrières, la méthode PKN prévoit une fracture qui se développe en forme elliptique aux abords du puits suivant un plan plus ou moins verticale. La longueur de la fracture est nettement plus importante que la hauteur. La pression de propagation de la fracture décroit au fur et à mesure que la fracture s'élonge.

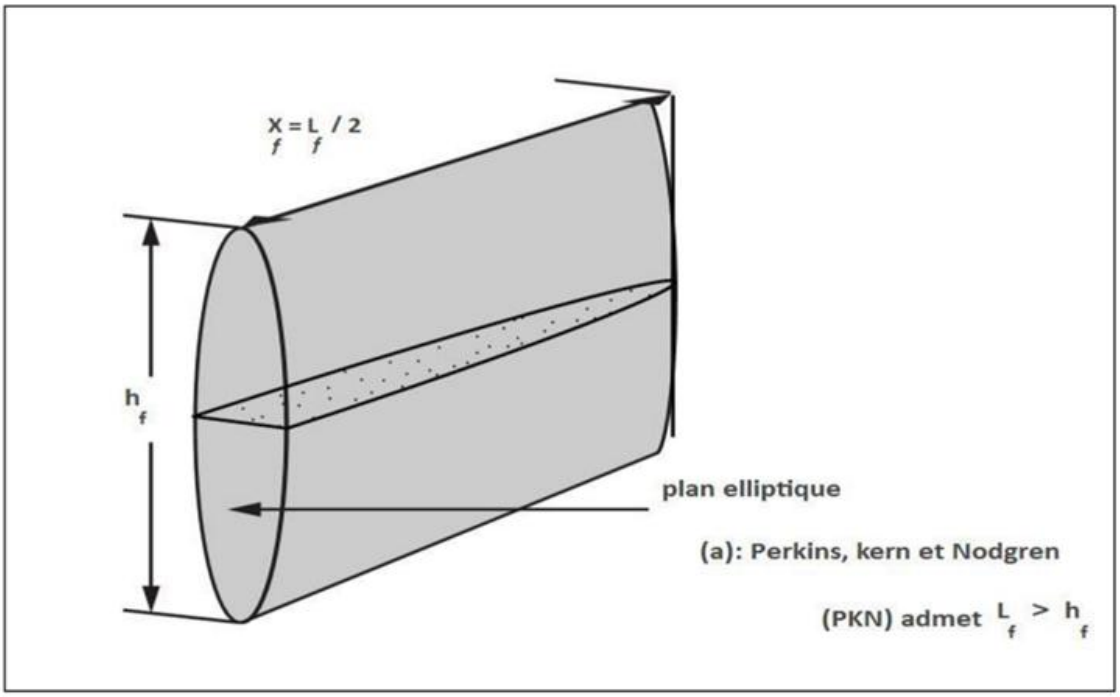


Figure V-5: Configuration de model PKN.

V.5.1.2 Modèle KGD (Geerstma, Kristianovitch et Klerk)

Ce modèle est développé à la base par Kristianovitch et Zeltov (1955) pour un fluide newtonien amélioré plus tard par Geerstma et De Klerk (1969). Ce modèle admet que :

- La section est rectangulaire au paroi du puits.
- Contrairement au modèle PKN, la hauteur est supérieure à la longueur ($h_f > x_f$).

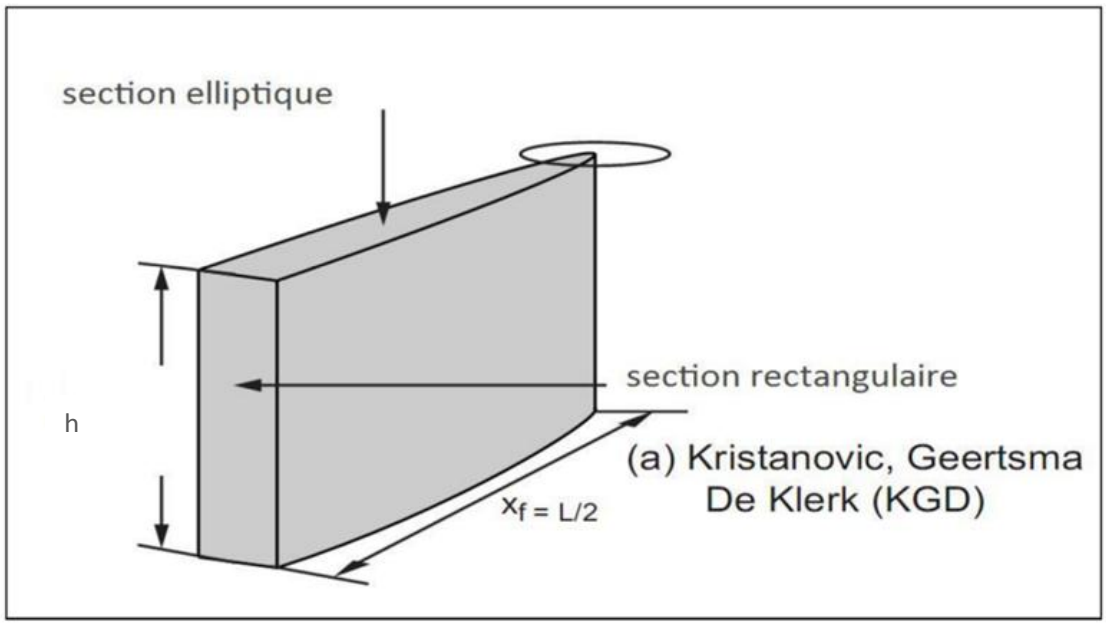


Figure V-6: Configuration de model GDK.

La solution la plus simple disponible lorsque la hauteur de la fracture est supérieure à sa longueur. Un glissement peut se produire à la limite supérieure et inférieure pour donner une forme rectangulaire à la section de la fracture.

V.5.1.3 Modèle radial

Dans ce cas, la hauteur de la fracture est égale à sa largeur, les deux méthodes PK et GK ont examiné les fractures radiales qui se développent en milieu ouvert à partir d'une source ponctuelle.

Ce modèle est applicable quand il n'y a pas d'obstacles qui freinent la croissance en hauteur ou dans le cas d'une fracture horizontale.

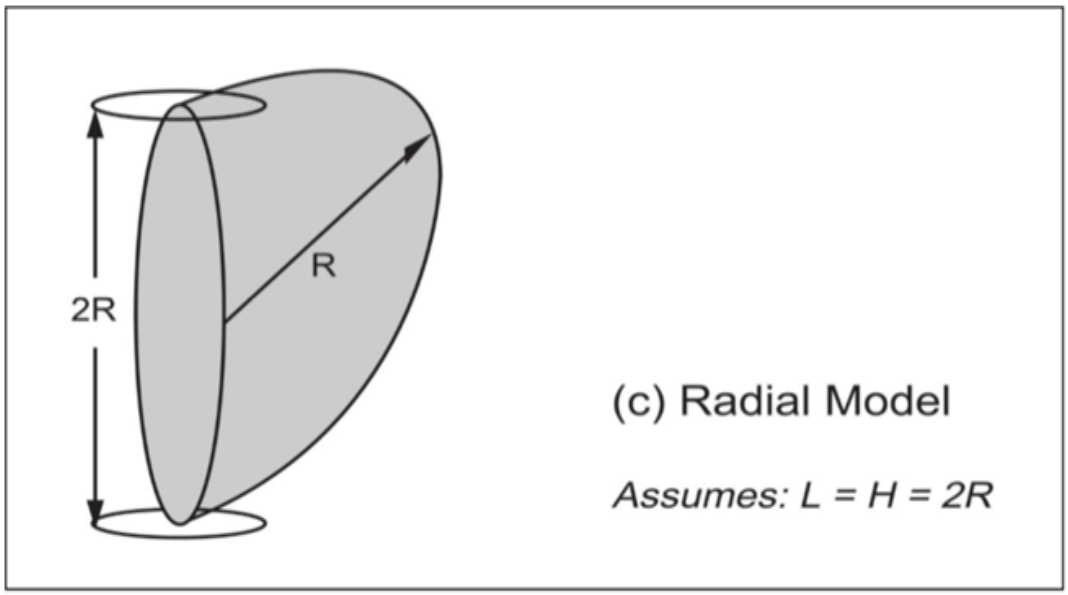


Figure V-7: Configuration du model radial

Tableau V-2 : Comparaison entre le modèle PKN et KGD.

	PKN	**GDK**
Géométrie de la fracture	Section verticale elliptique	Section verticale rectangulaire
Relations largeur, longueur et pression	-Largeur proportionnelle à la hauteur de fracture -Pression de fracturation proportionnelle à la longueur	-largeur proportionnelle à la longueur de fracture -pression de fracturation inversement proportionnelle à la largeur

V.5.2 Modèles de fracture 3D et pseudo-3D

Les modèles 2D examinés dans la section précédentes sont obtenues grâce à des hypothèses empiriques. Bien que leur précision soit limitée, ils sont utiles pour la conception de la croissance des fractures hydrauliques. La puissance de l'informatique moderne permet de passer d'un traitement de design basique à un traitement de modèles plus complexes de 3D ou P3D, qui sont résolus numériquement. L'inconvénient majeur des modèles 2D est l'obligation de spécifier la hauteur de fracture. Il n'est pas toujours évident, à partir de données de diagraphie d'affirmer la constance de la hauteur, par exemple. En effet, la hauteur varie généralement entre le puits et le bout de la fracture en fonction de l'évolution de la pression. Il existe deux éminentes hypothèses pseudo-tridimensionnelles P3D : modèle en bosse (ou elliptique) et modèle à base cellulaire.

V.6 Pression de fracturation

La connaissance de la pression de fracturation revêt une importance particulière .Dans le domaine de modélisation, c'est la valeur de référence, qui est aisément mesurable.

Dans le domaine pratique, elle est essentielle pour ce que touche à la réalisation de l'opération, en particulier, la puissance hydraulique à mobiliser ainsi que les équipements de fond et de surface à prévoir. Cette valeur de pression peut être évaluée de différentes façons :

- Par le calcul, surtout pour les cas des fractures verticales, si l'on connait plusieurs valeurs caractéristiques de la formation comme R_t, R_c, ν et certaines contraintes de fond.
- Grâce à une bonne connaissance préalable du gradient de fracturation « G_F », sachant qu'à la profondeur « H » considérée, la pression de fracturation est donnée par la formule suivante :

$$\mathbf{P_F = G_F \times H}$$

- Par une fracturation réalisée en injectant un volume réduit, dite mini – frac.

Nous citons dans ce qui suit les différents tests de fracturation réalisés avant le traitement final :

V.6.1 Le test d'injectivité (shadow frac)

Le test Consiste à injecter un fluide comme l'eau traité, saumure ou brute en régime de fracturation pour :

- Vérifier si la formation absorbe le fluide.
- Déterminer le gradient de fracturation.

Le test d'injectivité se fait avec un fluide considéré non filtrant de façon à ne pas modifier la pression des pores.

V.6.2 Les essais minifrac

L'essais le plus important sur l'endroit à fracturer avant le traitement final ou principal est connu sous le nom de « minifrac » ou appelé aussi « essais d'étalonnage de la fracturation ». Il existe trois types de test minifrac qui peuvent nous fournir un tas d'information d'une grande importance telles que : la pression de fracturation, la pression de fermeture de la fracture, la pression nette, les frottements au niveau des perforations et aux abords du puits, le coefficient de filtration et l'efficacité du fluide de fracturation. Ces informations obtenues à partir de la création d'une fracture non soutenue pendant une durée de temps suffisant, nous permettent d'établir le programme de traitement final de fracturation. La courbe obtenue à partir d'un test de minifrac marque la variation de la pression en fonction du temps, l'allure indiquée sur le graphe ci-après.

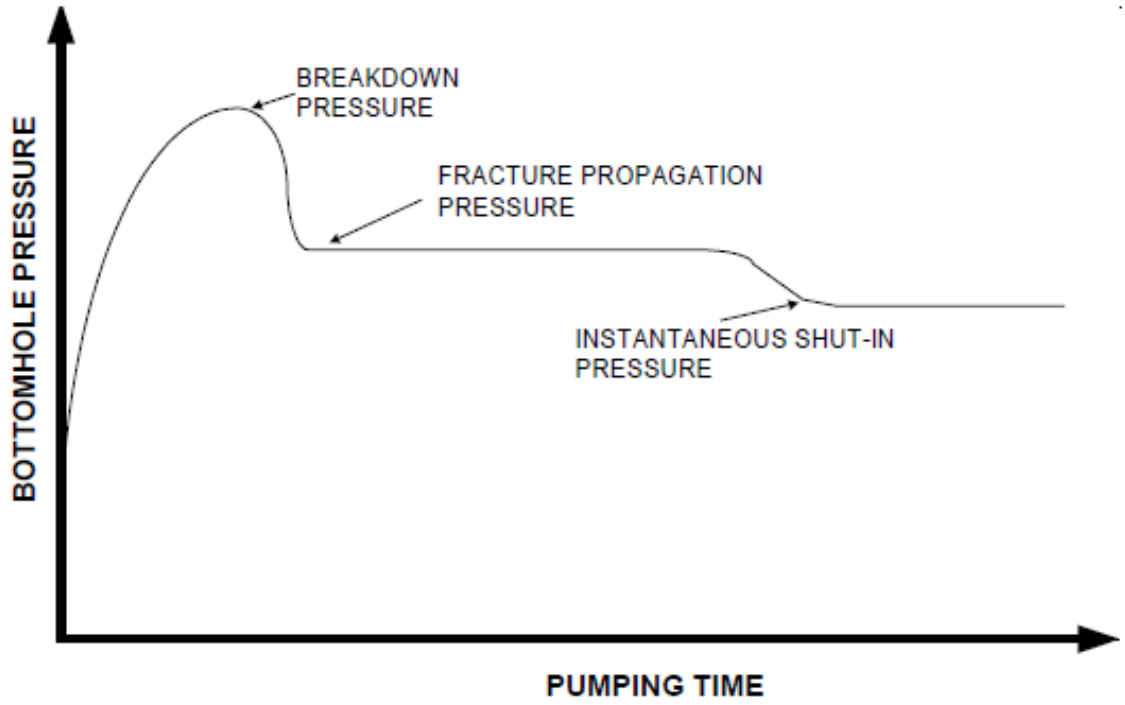


Figure V-8 : L'évolution de la pression de fond au cours d'une fracturation.

En analysant correctement cette courbe, on remarque qu'il est encore plus simple d'estimer :

- Une pression d'initiation de la fracture (breakdown Pressure) qui correspond à une valeur maximale compte tenu qu'il faut vaincre la contrainte supplémentaire due à la perturbation du champ des lignes de force crée par le puits qui a été foré.

- Une pression de propagation enregistrée pendant quelque minutes, elle oscille toujours légèrement en plus ou en moins .En fait, toutes choses égales, une légère augmentation en cours de pompage est le résultat des pertes de charge résultant de l'injection de fluide à une distance de plus en plus loin dans la fracture.
- La pression instantanée d'arrêt de pompage (instantaneous shut in pressure), la différence entre la pression de propagation et la pression d'arrêt de pompage donne la valeur totale des pertes de charge.
- Une pression de fermeture de la fracture (closure pressure), qui représente approximativement la valeur de la contrainte horizontale minimale in –situ.

Introduction

Cette étude consiste à vérifier si le puits est un bon candidat pour une éventuelle opération de stimulation par fracturation hydraulique, Ceci va nous permettre de décider au préalable de la faisabilité (ou non) de l'opération de fracturation.

Une étude de faisabilité de la fracturation hydraulique consiste à analyser l'ensemble des données relatives à/aux :

- L'architecture du puits et sa complétion.
- L'état de cimentation du puits (CBL, VDL et Imagerie).
- L'Elan du réservoir et l'interprétation des diagraphies (plan d'eau, fluides indésirables, communication par channeling).
- Résultats des tests de formations (jaugeage avant fracturation, DST, tests potentiels…).
- Résultats de l'interprétation sismique (Présence de failles proches du puits…).

Cette analyse est effectuée sur un puits choisi comme candidat à la fracturation hydraulique afin de juger de réaliser cette opération ou pas ? Ce puits est HTF10.

VI.1 Architecture du puits et sa complétion

Le tableau suivant résume les principales informations sur la complétion d'un puits candidat à la fracturation hydraulique (HTF10) :

Tableau VI-1 : équipement de complétion du puits HTF10.

Elément, Equipement	Côte (m)
Top Liner $4^{1/2''}$	3241
Sabot de tubage 7''	3289,5
Packer de production	3236,56
Sabot Liner $4^{1/2''}$	3471
TD (fond du puits)	3472

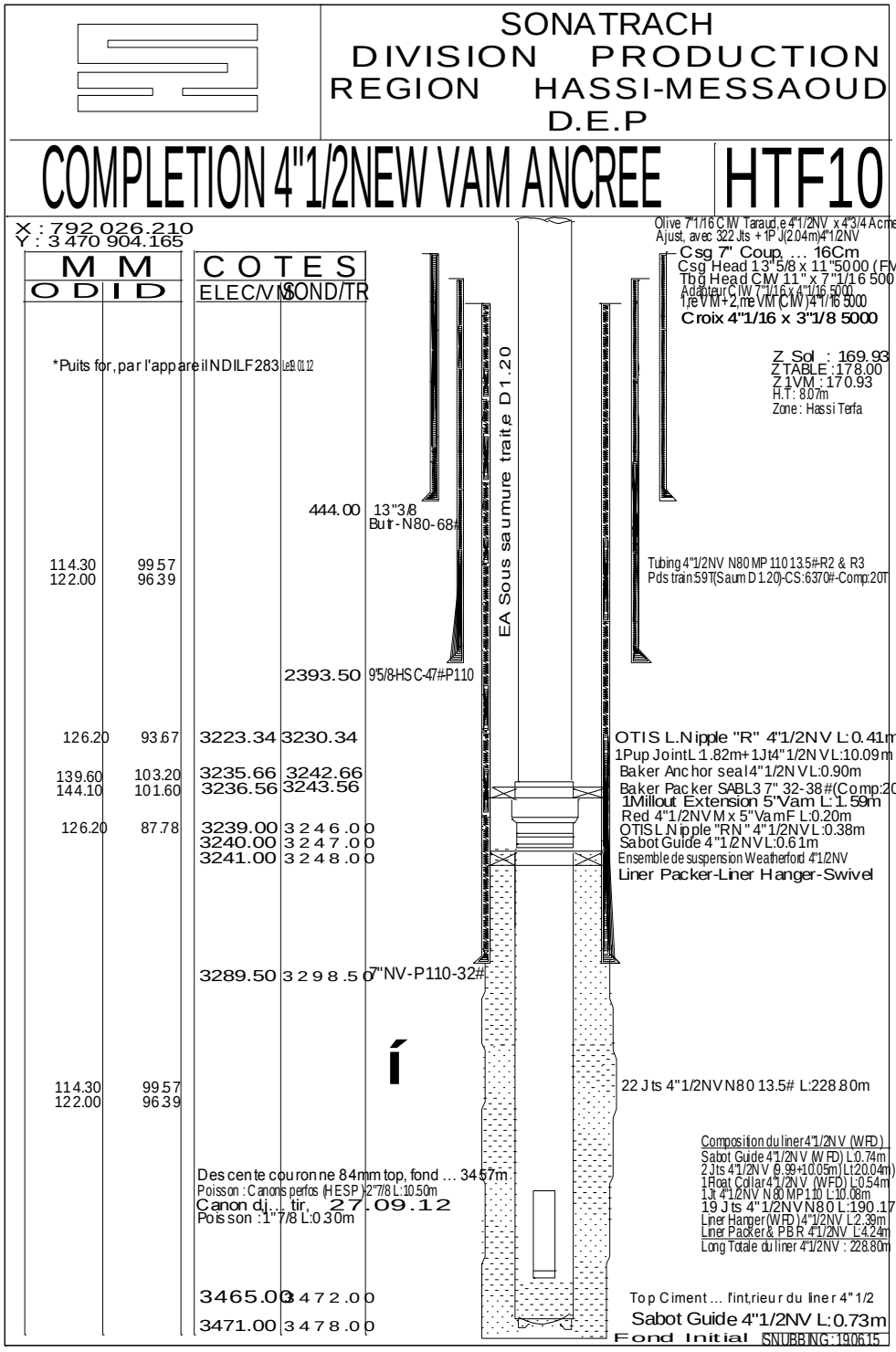


Figure VI-1 : Schéma du puits HTF10 (candidat à la fracturation hydraulique).

Source : service Mesure et Contrôle puits-DP HMD.

➢ **Analyse**

L'étendu du réservoir QH est de l'ordre de 110m (3330m-3436m), ce qui laisse les zones cibles à fracturer suffisamment loin du Top-Liner et du Sabot de tubage 7'' (situé à 3289,5m) ; et assurer ainsi l'intégrité du puits durant l'opération de stimulation (zones fragiles).

La position du packer est à 3236,56m, juste 5m au-dessus du Top-Liner, chose qui ne va pas fausser l'estimation des volumes injectés de fluides de fracturation et du proppant calculés lors de la phase de design, de plus, ca facilitera le passage des BHA de WireLine et Coiled-Tubing à travers le tubing de complétion et le Top-Liner.

Le « Bottom des perforations » se trouve à la cote de 3435m, suffisamment loin du fond du puits (environ 40m), ce qui minimise les risques d'un « Screen Out prématuré » (augmentation rapide et brusque de la pression de traitement en surface qui va atteindre les limites mécaniques supérieures en terme de pompage) lors de la fracturation, d'autre part ca permettra la descente de la sonde de diagraphie pour le 'logging' de thermométrie (au droit du réservoir et dans les zones adjacentes dans le but de voir la zone qui a absorbé durant le pompage), lors de l'opération de fracturation (pour une descente de la sonde de sécurité, il est recommandé d'avoir une distance de 10m séparant le fond du puits et le « Bottom des perforations »).

NB : *il est impératif de tenir en compte de la distance séparant la zone à fracturer (zones perforées) du fond du puits lors du design de la fracturation, pour éviter un sous-dimensionnement relatif à l'estimation des quantités du proppant et des fluides injectés.*

- **Tête de puits**

Le puits HTF10 est équipé d'une « Tubing Head »$11^{"} \times 7^{1/16"} \times 5000psi$, il est impératif de tenir compte des caractéristiques mécaniques et de la série de la tête de puits en terme de pression de service (3000, 5000, 10000psi), cela nécessitera de faire appel à un élément externe (Tree saver-isolation tool caractérisé généralement par une pression de service maximale de l'ordre de 15000psi).

Une tête de fracturation peut être utilisée pour éviter l'érosion des éléments de la tête de production lors du pompage du proppant, ainsi que lors du nettoyage et démarrage du puits (Kick off test).

- **Limites mécaniques du packer (pression, température)**

Il est impératif de vérifier la différentielle en termes de pression maximale de service (ΔP_{max}) du packer de production, descendu avec la complétion du puits, pour garantir une bonne étanchiéte pendant le « Frac-job » et éviter toute communication avec l'espace annulaire (désancrage accidentel du packer).

- **Nuance du tubing**

Le tubing de complétion du puits HTF10 est du Type : $4^{1/2''}$ NV , P110-13,5lbs/ft, Il est impératif de réaliser une étude (Tubing mouvement) sur les tubings utilisés dans la complétion avant les opérations de fracturation hydraulique, dans le but de vérifier et de s'assurer que ce dernier va résister aux pressions exercées lors des opérations de pompage, et ne va pas s'altérer (Collapse et Burst), Aussi, il ne faut pas oublier d'y tenir compte lors du redémarrage du puits (surveiller et faire attention aux pressions dans les annulaires).

VI.2 État de cimentation du puits (CBL, VDL et Imagerie)

La cimentation est un paramètre important dont il faut tenir compte avant toute opération de stimulation, la cimentation garantit l'isolation des formations géologiques traversées par un puits pétrolier et ce, de manière permanente et pérenne, les lectures de l'outil (CBL-VDL) révèle l'état de la cimentation.

La vérification de l'état de cimentation, se fait :

- Au droit du réservoir.
- Au-dessus du réservoir.
- Au-dessous du réservoir.

Les résultats des enregistrements observés sur le puits HTF10 sont illustrés dans le tableau suivant :

Tubage	Position (m)	Intervalles(m)	Observation /Evaluation de la qualité de cimentation
Sabot Tbg $9^{5/8"}$	2393,5	2315-2001	Bonne
		2342-2315	Mauvaise à moyenne
		2355-2342	Bonne
		2898-2355	Mauvaise
Sabot Tbg $7"$	3289,5	2775-2725	Moyenne
		2870-2775	Moyenne
		3300-2870	Mauvaise
		3312-3300	Très bonne
Top-Liner $4^{1/2"}$	3241	3315-3235	Moyenne
Réservoir		3480-3315	Bonne

Figure VI-2 : Résultats des enregistrements de l'état de cimentation du puits HTF13.

Source : Service Géologie-DP HMD.

VI.3 Elan du réservoir

VI.3.1. Résultats de diagraphies

Tableau VI-2 : caractéristiques moyennes du réservoir.

Epaisseur QH Totale	110m
Hauteur QH utile	63m
Porosité utile moyenne (logs)	7,87%
Teneur en argile moyenne V_{sh}	13,28%
Saturation en eau moyenne S_w	42%

VI.3.2. Paramètres du réservoir (TAG Quartzite el Hamra) : (Puits HTF10)

Tableau VI-3 : Caractéristiques du réservoir HTF10.

Perméabilité	0,001 mD
porosité	9%
Pression du Réservoir	446,66 Kg/cm^2
Température du réservoir	110 °C
Skin initial	-1,34

VI.3.3 Analyse de l'état du réservoir

L'interprétation des diagraphies montre que les QH possèdent de faible caractéristiques pétrophysiques voire même médiocres qui est attribuable à un caractère compact, avec une épaisseur utile de 63m, La hauteur totale de QH est de 110m.

On conclue donc que le réservoir ordovicien (QH) du puits HTF10 est un «Tight réservoir». Il est à noter également que la pression de gisement du réservoir QH est de l'ordre de 446,66 Kg/cm^2 (DST du 05/ 01 /2012).

La valeur négative de skin estimé à la base du déclin enregistré du rythme de production, indique que le réservoir est stimulé.

VI.4 Résultats des tests de formations

Avant l'opération de fracturation, le puits produisait de l'huile, ce ci est montré par la série de jaugeages effectués le long de la vie du puits :

Tableau VI-4 : Résultats de jaugeage du puits HTF10 (2011-2017).

Source : service Mesure et Contrôle puits-DP HMD.

Date	$\emptyset_{duse}$ (mm)	Q_o (m^3/h)	Q_g (m^3/h)	GOR	P_{tete} (Kg/cm^2)	P_{pipe} (Kg/cm^2)	P_{sep} (Kg/cm^2)	T_o °C	Q_o (l/h)
30/12/2011	9,53	14,14	2980	205	140,6	10	5	34	0
08/10/2012	10	12,59	2072,68	165	97	39	4,59	32	0
28/11/2012	10	10,34	2095,05	203	91,5	40	3,87	21	0
21/01/2013	10	9,92	1503,98	152	88	29	4,28	24	0
18/02/2013	10	5,56	644,06	116	40	32,8	4,28	22	0
21/03/2013	10	9,71	1565,21	161	82,5	38,8	4,59	25	0
14/07/2013	10	7,84	1304,63	166	61	33,5	4,59	36	0
28/09/2013	10	7,08	1254,35	177	56	30	4,08	33	0
24/11/2013	10	5,92	774,01	131	58	43	5,4	30	0
01/03/2014	10	6,32	834,50	132	57	29,8	4,28	28	0
26/06/2014	10	6,68	1083,05	162	56,6	29	4,69	34	0
17/12/2014	10	6,36	786,73	124	47	27,5	4,28	22	0
18/02/2015	10	6,36	782,61	123	46,5	31	4,28	22	0
01/08/2015	10	7,22	990,53	137	49,7	30,3	-	30	0
30/09/2015	10	7,46	1017,45	136	51,4	29,2	-	37,7	0
10/12/2015	10	6,33	1065,23	168	46,2	26	4,08	26	0
21/01/2016	10	7,69	721,18	94	51,2	32,6	32,94	24	0
14/03/2016	10	6,31	1087,07	172	47,8	31	5,3	30	0

18/05/2016	10	6,30	1035,27	164	48,2	29,9	4,59	31	0
25/06/2016	10	5,51	713,78	130	44	24	5,3	32	0
10/07/2016	10	6,30	518,81	82	46,6	35,4	35,79	35	0
18/10/2016	10	5,83	818,20	140	44,5	31,5	-	32	0
31/10/2016	10	6,24	915,42	147	44,4	9,9	9,99	24	0
20/12/2016	10	6,74	1082,15	161	48,7	32	5,3	24	0
07/01/2017	10	6,8	1088,29	160	46	33	4,28	15	0
18/02/2017	10	6,75	979,00	133	41,4	11,2	-	17	0
04/05/2017	10	6,7	1101,71	164	42	11	4,08	30	0

- **Interprétation**

Tenant compte de la divergence des conditions d'exploitation et de surface lors de ces tests de jaugeage durant la période (2011-2017), on peut se prononcer d'une manière préliminaire sur un déclin de la production d'huile après sa mise en production (2011).

La valeur du dernier jaugeage enregistré avant sa mise en candidature pour une éventuelle opération de fracturation hydraulique était de 6,7 m^3/h (30 °C et une duse de diamètre $\emptyset_{duse} = 10mm$), Les résultats de jaugeage sont représentés dans le graphe suivant :

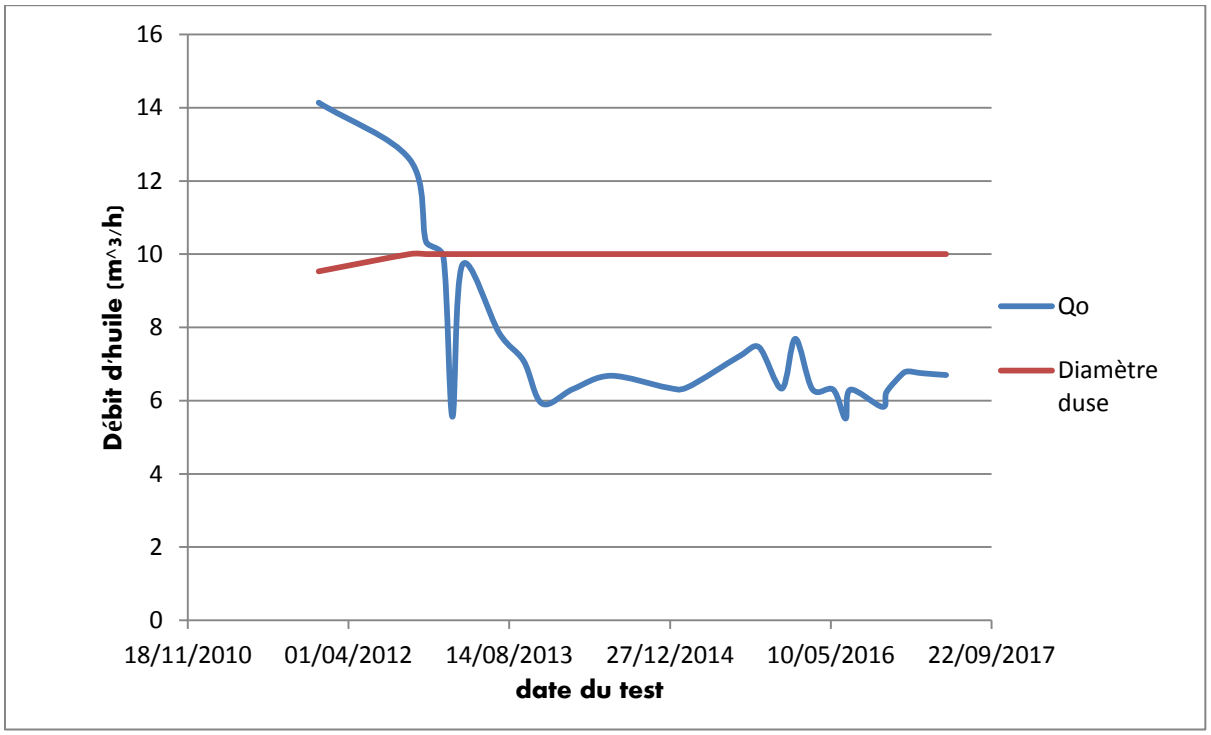


Figure VI-3 : Evolution du débit d'huile sur séparateur/HTF10.

VI.5 Résultats de l'étude sismique

Le recours à des études poussées techniquement en qualité d'imagerie sismiques, de plus en plus développées, a pris une dimension cruciale, en effet concernant le domaine de la fracturation hydraulique, la mise en évidence de la présence de failles majeures ou mineures interceptant la fracture initiée avec un probable plan d'eau (fluide indésirable) est une cause directe pour une production probable d'eau en surface qui va tuer le puits (puits inondé), Pour ce faire, ce paramètre présente un aspect primordiale pour discuter de la faisabilité (ou non) de la réalisation de l'opération de fracturation.

D'autre part, les études sismiques peuvent montrer l'existence des fissures naturelles ainsi que leur localisation et leurs densités dans le but de les intercepter par la fracture engendrée, spécialement pour les réservoirs dits « Tight réservoirs ».

Pour notre cas d'étude, on ne dispose pas de données sismiques qui feront objet de discussion pour se prononcer quant à un facteur favorisant ou défavorisant l'étude de faisabilité pour cet aspect (interprétation sismique), Cependant, des conclusions en relation avec l'évaluation finale de l'opération, selon les résultats du test post-frac, peuvent être tirées.

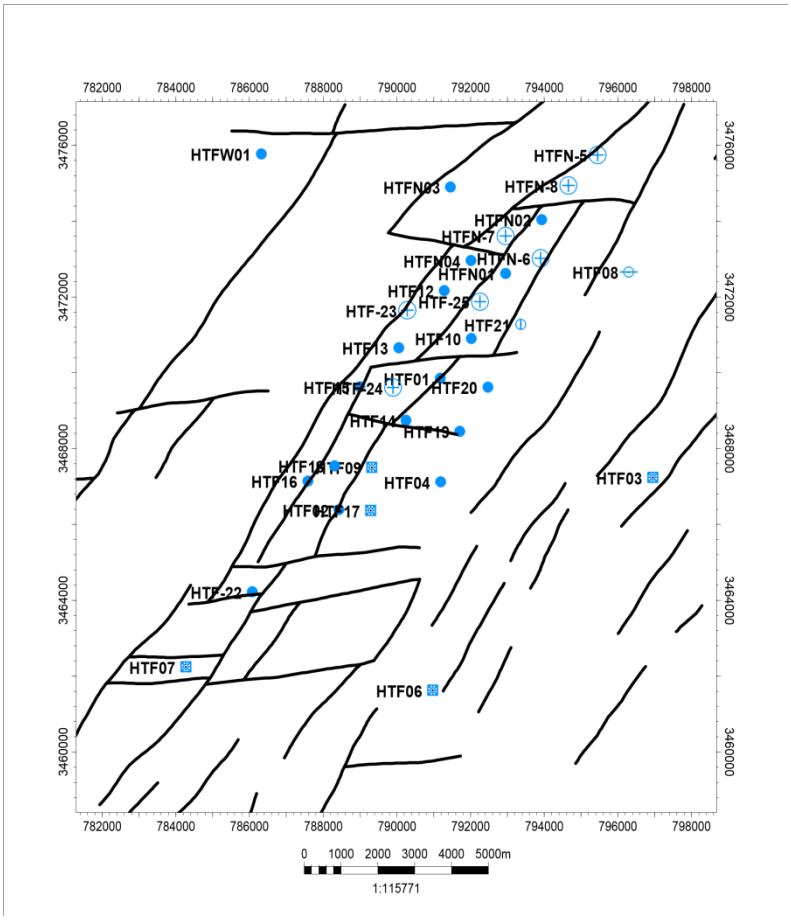


Figure VI-4 : Carte des failles présentes dans le champ Hassi Terfa.

- **Etude géomécanique sur le puits HTF10**

La géomécanique est une discipline quantitative, Comme d'autres branches de la mécanique, elle implique de mesurer, d'estimer la contrainte et d'examiner la façon dont les matériaux réagissent à cette contrainte.

Dans notre cas, l'étude géomécanique a pour but la mise en place d'un profil de stress pour la détermination des zones de minimum stress qui sont cruciales au bon déroulement du procédé de la fracturation dans la mesure où cette zone va définir la région la plus favorable à l'initiation de la fracturation ainsi que la direction de propagation de la fracture qui est perpendiculaire à la direction du minimum stress,

En vue de déterminer la zone à minimum stress, on dispose de deux méthodes : une étude au laboratoire, et une étude à l'aide des diagraphies soniques. Un résumé des résultats relatifs aux principaux paramètres calculés est illustré dans le tableau suivant :

Tableau VI-5 : Propriétés élastiques de la roche réservoir QH/HTF10.

	Etude au laboratoire			**Diagraphie sonique**		
profondeur	**YME**	**ν**	σ_{hmin}	**YME**	**ν**	σ_{hmin}
m	**Mpsi**		**Psi**	**Mpsi**		**Psi**
3335,43	6,97	0,00	11703,61	9,56	0,00	13739,12
3338,63	6,80	0,22	9795,96	6,15	0,22	7767,61
3340,46	6,87	0,08	9985,21	9,67	0,08	12271,48
3343,20	6,92	0,07	15244,78	9,95	0,07	17819,21
3345,18	6,80	0,14	10572,55	9,02	0,14	12144,83
3347,92	6,11	0,12	7453,68	8,71	0,12	9549,21
3348,38	6,31	0,15	7879,79	8,35	0,15	9249,78
3348,99	6,84	0,13	10832,85	8,09	0,13	11193,50
3350,21	6,58	0,13	11779,92	8,29	0,13	12726,73
3353,87	6,11	0,16	9415,54	7,42	0,16	9899,11
3357,83	5,92	0,17	8864,20	7,48	0,17	9657,32
3359,51	6,22	0,18	9115,96	7,55	0,18	9606,09
3363,93	5,71	0,17	9255,38	7,46	0,17	10312,91
3367,58	5,75	0,17	9313,15	7,21	0,17	9994,08
3369,26	5,93	0,16	8842,42	7,49	0,16	9642,72
3376,57	5,60	0,18	7449,57	7,08	0,18	8172,11
3377,34	5,52	0,15	7297,69	7,66	0,15	8843,71
3379,47	5,63	0,13	9191,83	8,73	0,13	11944,44
3381,30	6,13	0,13	8173,63	8,29	0,13	9710,21
3384,50	5,96	0,19	7932,31	6,32	0,19	7231,27
3386,18	5,95	0,15	9864,49	8,45	0,15	11836,07

3388,61	5,78	0,13	8468,60	8,55	0,13	10794,11
3391,51	6,05	0,12	7146,59	8,81	0,12	9435,37
3395,32	6,08	0,15	9380,22	8,30	0,15	10989,34
3396,08	5,99	0,17	8972,19	7,20	0,17	9318,44
3396,69	5,91	0,14	9115,62	8,51	0,14	11220,53
3398,67	5,95	0,15	10045,27	8,44	0,15	12012,50
3399,13	5,90	0,15	8423,53	8,10	0,15	10021,28
3401,26	5,87	0,23	6837,33	5,65	0,23	5414,43
3403,55	5,05	0,12	11108,38	9,31	0,12	15335,34
3404,62	5,24	0,15	11623,98	7,15	0,15	12895,40
3406,14	6,14	0,18	7130,79	7,20	0,18	7292,43
3407,21	6,25	0,16	8063,09	8,32	0,16	9482,42
3408,58	5,36	0,12	11289,21	8,47	0,12	14065,22
3409,49	5,40	0,18	10459,72	6,92	0,18	11241,63
3410,10	5,88	0,20	10474,06	6,73	0,20	10383,68
3411,32	6,39	0,16	7854,89	8,25	0,16	9008,75
3412,39	5,60	0,15	11283,35	8,63	0,15	13939,01
3413,61	5,97	0,15	12395,99	7,96	0,15	13728,17
3414,37	6,22	0,15	10879,11	8,37	0,15	12393,20
3416,35	5,87	0,16	8237,10	7,55	0,16	9198,37
3416,66	5,84	0,16	7964,34	8,19	0,16	9766,20
3418,18	5,86	0,11	8375,55	7,91	0,11	9786,54
3419,25	5,66	0,10	9207,75	9,59	0,10	12986,80
3420,62	5,96	0,14	10157,07	8,37	0,14	12014,68
3423,51	6,14	0,13	9019,89	8,04	0,13	10235,97
3424,43	5,53	0,13	7374,04	8,76	0,13	10291,46
3434,49	6,07	0,14	8688,62	8,37	0,14	10396,94
3434,79	6,06	0,14	9740,19	9,28	0,14	12612,20
3435,10	6,62	0,10	12153,54	8,86	0,10	13760,52
3436,62	6,60	0,16	11498,54	9,24	0,16	13606,33

- **Opportunité de la fracturation hydraulique du puits HTF10**

Il est important de bien connaitre l'historique des opérations réalisées sur un puits avant de se prononcer sur l'opportunité de la réalisation d'une éventuelle opération de fracturation hydraulique :

- Date de début de forage : 14/11/2011.
- Date de fin de forage : 06/01/2012.

- Fluides produits : Puits producteur d'huile- QH, Réservoir foré avec une boue à huile avec une densité de d=1,46.
- Informations sur le puits : cote du fond du puits : 3472m, $P_G = 446{,}66\ Kg/cm^2$.
- Mise en service : le 19/01/ 2012 avec un débit d'huile de $Q_o = 14{,}14\ m^3/h$.
- Opérations :
  - DST : 05/01/2012
  - Snubbing : 27/05/2015 à 13/06/2015
  - Wireline : 22/02/2017
  - Nettoyage fond : 01/05/2017
- Tubage et Cimentation : Tubage $4^{1/2"}$(LCP) avec une bonne cimentation.
- Epaisseur de la zone à intérêt pétrolier : le réservoir couvre une bonne épaisseur de 'net pay ' utile d'une hauteur de 63m.

➢ **Conclusion**

Le puits HTF10 a été mis en service 19/01 /2012 avec un débit d'huile de 14,14 m^3/h, Le débit a chuté suite à un déclin de la pression, davantage le caractère compact du réservoir QH du puits HTF10 ne permet pas sa mise en production par des techniques classiques, il faudra alors stimuler la roche encaissante afin de créer des zones plus perméables, augmentant ainsi la mobilité des hydrocarbures et améliorant la performance globale de ces réservoirs, (Un bon puits producteur est un bon puits candidat à la fracturation hydraulique).

D'après l'interprétation des résultats de diagraphie, du DST ainsi que de la qualité de la cimentation du puits HTF10, le réservoir parait donc être un bon candidat pour l'une des méthodes de stimulation, qui est la fracturation hydraulique.

Selon le profil des contraintes, l'initiation de la fracture aura lieu à la cote 3376m où la contrainte est minimale suivant l'intervalle des perforations.

La fracture a une tendance à se propager suivant la même direction des fissures naturelles existantes dans le réservoir.

➢ **Recommandations**

Le découpage (layering) du réservoir en plusieurs drains est primordial (en se basant sur la méthode FZI qui fait partie de l'étude de Flow Unit Characterization Factors).

Un PLT avant l'opération de fracturation hydraulique est nécessaire, afin de voir la contribution de chaque banc en terme de (Q_o,Q_g, Q_w) dans la perspective d'éviter de fracturer dans une zone qui contient de l'eau ou du gaz.

Introduction

Dans ce chapitre, nous allons voir l'importance de l'étude géomécanique, afin de déterminer la contrainte horizontale minimale, cette dernière est un paramètre important pour la réussite de l'opération de fracturation hydraulique. Pour cela, on estime cette contrainte en utilisant plusieurs méthodes, interprétation des diagraphies (sonique et densité), les essais au laboratoire, la corrélation de Hassi Messaoud.

VII .1 Corrélations entre les données statiques et les données pétrophysiques

VII .1.1 Contrôle de qualité

A partir des essais au laboratoire du CRD-HMD sur des carottes des puits qui ont fait l'objet d'une étude géomécanique tels que :

- Les essais de compression simple UCS pour calculer le module d'Young et le coefficient de Poisson statiques.
- Les essais soniques pour déterminer les vitesses de propagation des ondes acoustiques (P et S) afin de déduire le module d'Young et le coefficient de Poisson dynamiques (selon les formules de Jeager et Cook 1979).

Des corrélations ont été établies entre les différents paramètres dynamiques et statiques.

En parallèle, un traitement de données des diagraphies enregistrées en Open Hole est réalisé dans le but d'avoir une compatibilité avec les résultats obtenus à partir des essais au laboratoire du CRD-HMD.

Les données exploitées des diagraphies sont principalement : la profondeur comme référence, la saturation en huile S_o la porosité utile $\emptyset_e$, la teneur en argile V_{sh}, obtenus à partir des diagraphies de résistivité, porosité Neutron-Densité et GR respectivement, davantage la contrainte horizontale minimale notée (HPMI) et le module d'Young statique noté (YME).

Dans cette étude, la corrélation de Hassi Messaoud (1995) présente une corrélation-type pour l'établissement de la corrélation de Hassi Terfa.

VII .1.2 Relation fondamentale

Cette relation consiste à relier le module d'Young statique obtenu à partir des essais au laboratoire à la porosité utile et la teneur en argile. Elle est obtenue par une régression multilinéaire.

Au final, le module d'Young s'exprime comme suit :

$$\mathbf{E_s = 7,80 - 0,2104 * \emptyset_e - 0,0084 * V_{sh}} \quad \text{.....(1)}$$

Avec un coefficient de corrélation : $R^2 = 0{,}90$

E_s: $[MPsi]$, $\emptyset_e$: [%], V_{sh}: [%].

Qualitativement cette relation est logique. Les signes négatifs reflètent le fait que la raideur du Quartzite de Hamra QH, diminue si la porosité ou la teneur en argile augmente.

Ce résultat a été établi à partir des essais au laboratoire sur le puits **HTF10** situé au N-E de la partie centrale du champ HTF. La méthode a été appliquée encore une fois sur un deuxième puits nouvellement foré **HTF25** qui possède des enregistrements de diagraphies de bonne qualité et un jeu complet de mesures des essais au laboratoire. La même régression multilinéaire est effectuée pour avoir la relation suivante :

$$\mathbf{E_s = 7,15 - 0,1353 * \emptyset_e - 0,0205 * V_{sh}} \text{ ……..(2)}$$

Avec un coefficient de corrélation : $R^2 = 0{,}44$

E_s: $[MPsi]$, $\emptyset_e$: [%], V_{sh}: [%].

Puisque la structure de QH est mécaniquement cohérente, non composite et uniforme, il est préférable d'utiliser comme référence la première corrélation du module d'Young (éq1) pour le calcul de $\sigma_{h,min}$ vu que le coefficient de corrélation est proche de 1.

VII .1.3 Corrélation finale

L'hypothèse de cohérence mécanique globale impose de rechercher une relation unique entre contrainte et caractéristiques pétrophysiques valide sur l'ensemble du champ de **HTF**.

La relation établie est la suivante :

$$\mathbf{\sigma_{h,min(HTF)} = 6163,1 - 1312,2 * E_s - 74,416 * S_o} \text{……(3)}$$

On remplace l'équation (1) dans (3), pour obtenir :

$$\mathbf{\sigma_{h,min(HTF)} = 16398,26 - 276,08 * \emptyset_e - 11,02 * V_{sh} - 74,416 * S_o} \text{ ……(4)}$$

$\sigma_{h,min}$: $[Psi]$, $\emptyset_e$: [%], V_{sh}: [%] , S_o: [%].

Cette relation est propre au champ **HTF**.

Les résultats délivrés par la relation ci-dessus seront comparés avec les résultats obtenus à partir de la corrélation de **HMD**, exprimée comme suit :

$$\mathbf{\sigma_{h,min(HMD)} = 22723 - 560,60 * \emptyset_e - 130,43 * V_{sh} - 74,416 * S_o} \text{ ……..(5)}$$

$\sigma_{h,min}$: $[Psi]$, $\emptyset_e$: [%], V_{sh}: [%] , S_o: [%].

Les résultats trouvés sont classés dans le tabulateur Excel, (voir annexe : A3, A4).

VII .1.4 Validation indirecte du profil de contrainte théorique par thermométrie après Mini-frac

Chaque fracturation hydraulique est précédée d'une injection de gel préparatoire (essai de mini-frac), qui permet de fixer un certain nombre de paramètres avant le traitement principal comme : les pressions de fond et de surface, la pression de fermeture et l'efficacité du gel.

L'enregistrement de la température de fond quelques heures après la fin de pompage est indispensable.

En rapprochant la courbe de refroidissement du profil de contrainte, on peut constater si la fracture se situe dans une vallée de contrainte ou pas.

Ce travail est fait sur deux puits déjà fracturés **HTF13** et **HTF16**. La connaissance de la pression de fermeture dans ces puits et l'enregistrement de la température de fond peut valider la corrélation trouvée pour le champ de **HTF** (éq4).

Pour ce faire, préparer sur une feuille Excel les étapes suivantes (voir annexe : A1, A2, A5, A6, A7, A8) :

- Recueillir les données des diagraphies enregistrées en Open hole pour chaque puits (HPMI, YME, S_o , V_{sh}, $\emptyset_e$).
- Vérifier la qualité des données.
- Calculer les valeurs de $\sigma_{h,min}$ en fonction de la profondeur pour chaque puits en utilisant la corrélation de **HTF** (éq4) et celle de **HMD** (éq5).
- Tracer sur le même graphique : HPMI,$\sigma_{h,\min\,(HTF)}$, $\sigma_{h,\min\,(HMD)}$ et la variation de la température en fonction de la profondeur.
- Placer la pression de fermeture à la profondeur ou le refroidissement est maximal.

Pour examiner la différence entre les différentes courbes, le logiciel **Techlog** offre une interface de visualisation graphique adéquate à ce genre de courbes.

VII .2 Software Techlog

Techlog est un logiciel crée par la compagnie Techsia le 03/03/2002 à Montpellier-France. En 2009 la compagnie Schlumberger acquiert la compagnie Techsia munie de son logiciel. **Techlog** est développé dans le but d'analyser les paramètres pétrophysiques des roches réservoirs. Avec le temps plusieurs modules sont développés.

Techlog est une plateforme qui rassemble toute les informations d'un puits faisant l'objet d'une étude.

- Différents modules intégrés dans le logiciel **Techlog** :
  - ✓ 3D Petrophysics.
  - ✓ Geomecanics.
  - ✓ Well Bore Imager (WBI).
  - ✓ Core systems.
  - ✓ Conventional log analysis.
  - ✓ Saturation Height Modelling (SHM).
- Différentes fenêtres du logiciel **Techlog** :
  - ✓ Fenêtre principale.
  - ✓ Fenêtre Dock qui comporte :
    - Project Browser.
    - Output Window.
    - Proprieties Window.
    - Zonation Window.
  - ✓ Fenêtre de WorkSpace Manager.

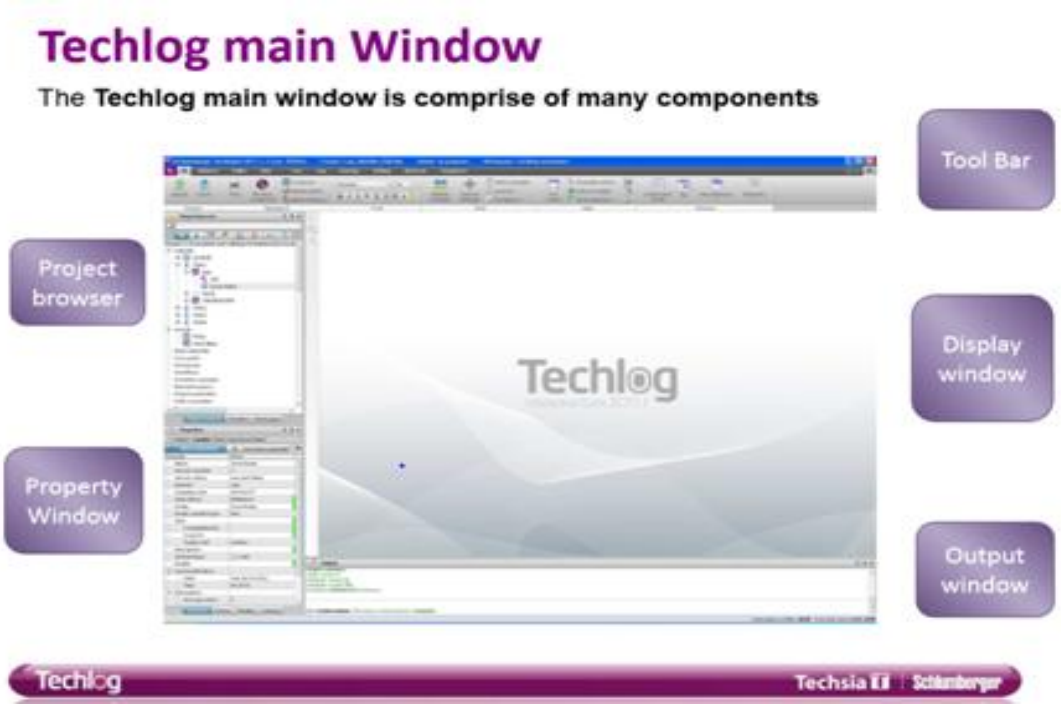


Figure VII-1 : Différentes fenêtres du Techlog.

- Type de fichiers que le logiciel **Techlog** peut traiter :
  - ✓ Format DLIS, LAS, TXT, XML.
  - ✓ Image telle que PNG et TIFF.
  - ✓ CSV SpreadSheet.
  - ✓ Well Identification Solver.

N.B : *l'outil principal utilisé dans notre étude est le* ***« logView ».*** *Cet outil permet de présenter graphiquement les variables lancées dans le Project Browser.*

Parfois pour bien interpréter les résultats, il est préférable de tracer en parallèle avec le profil des contraintes les enregistrements du GR pour assurer le calage, du caliper et du temps de propagation des ondes (P et S) pour détecter le phénomène de Washout (pénétration de filtrat de boue dans la formation aux abords du puits), qui peut faussé les résultats.

VII .3 Discussion des résultats

- **Puits HTF13**

D'après la représentation des différents profils de contraintes en fonction de la profondeur, on remarque que les courbes ont la même allure générale avec un certain décalage horizontale (shift).

On observe que la pression de fermeture est superposée sur le profil de contrainte établi par la corrélation de **HTF** dans une vallée de contrainte, ce qui est vérifié par le log de thermométrie, ou on observe un refroidissement maximal.

A partir des autres logs on peut conclure :

- QH est un réservoir propre (GR faible).
- Le log des vitesses de propagation des ondes (P et S) sont de bonne qualité :
  - Le log de DTC est pratiquement stable le long du réservoir.
  - Le log de DTS répond selon la formation (suit l'allure du GR).
- Le log du caliper est de bonne qualité et montre la stabilité des parois du puits, ainsi confirme l'absence du phénomène de washout.

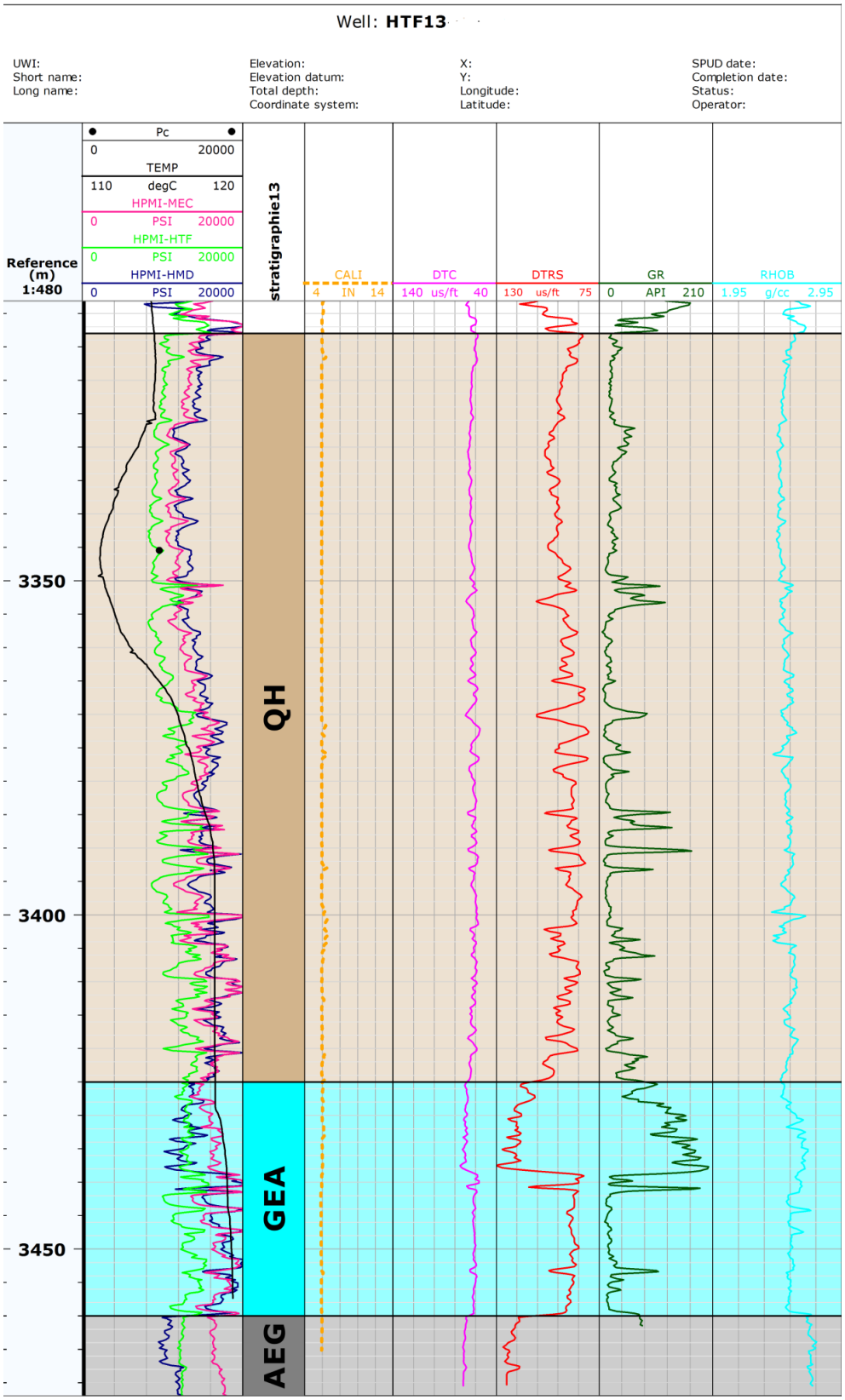


Figure VII-2 : Différents logs du puits HTF13 réalisés par le logiciel Techlog.

- **Puits HTF16**

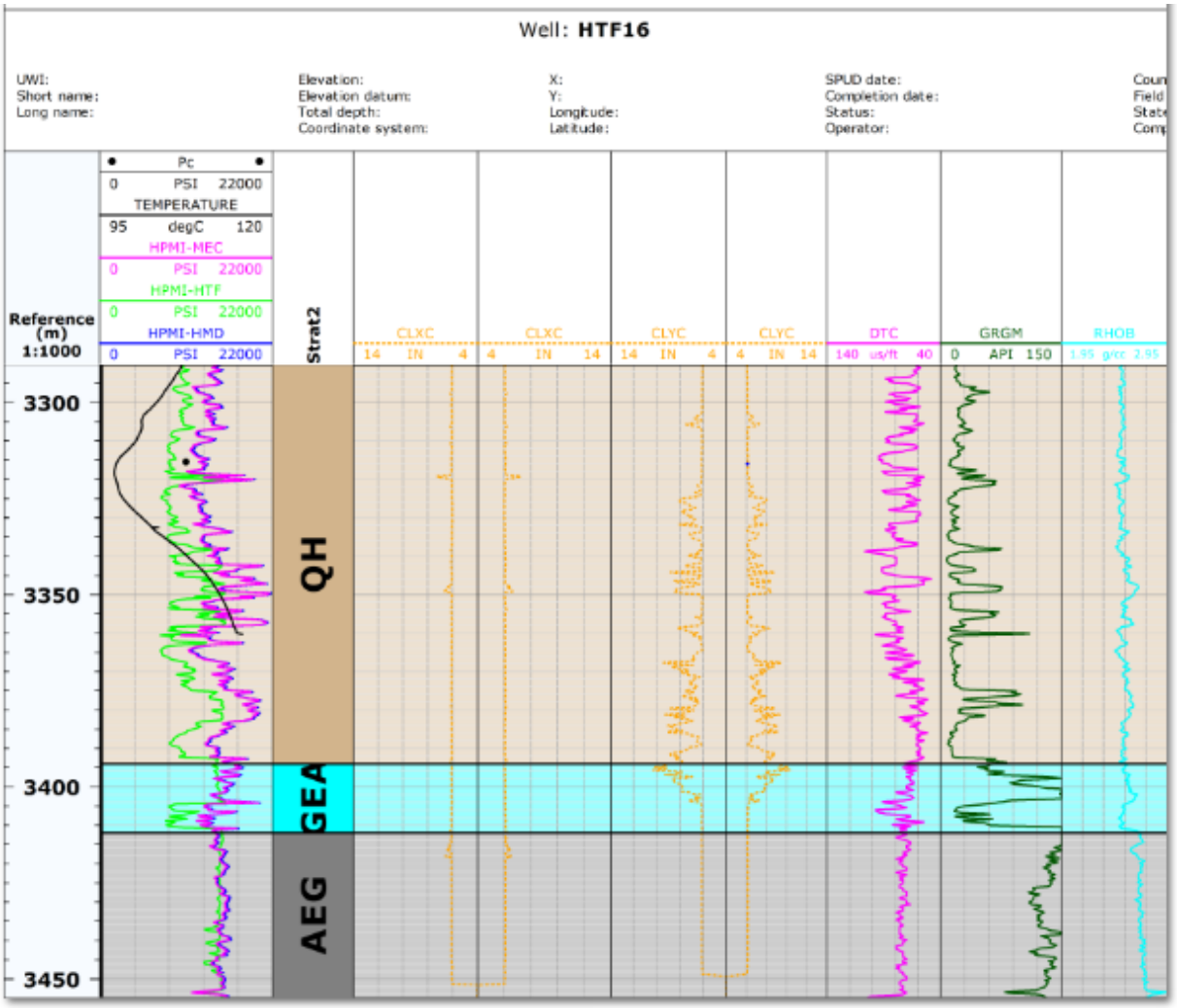


Figure VII-3 : Différents logs du puits HTF16 réalisés par le logiciel Techlog.

Contrairement au puits **HTF13**, la pression de fermeture dans le puits **HTF16** est séparée du profil de contrainte calculé à partir de la corrélation de **HTF** ainsi que les autres profils, malgré qu'on est placé dans la zone ou le refroidissement est maximal et les contraintes sont minimales.

A partir des autres logs on peut conclure :

- QH est un réservoir plus au moins propre (GR faible à moyen).
- Le log de vitesse (DTC varie d'une façon considérable) fournit des résultats moins fiables.
- Le log du caliper montre une altération importante du diamètre du trou, chose qui favorise le risque de Washout. Ce phénomène abime la qualité de résultats et c'est le cas du puits **HTF16** (porosité et teneur en argile).

VII .4 Corrélation entre les données statiques et les données dynamiques

La plupart du temps les essais au laboratoire ne sont pas réalisés, car le nombre de puits à carotter est limité (environ 1 puits carotté sur 6 puits) et le nombre des puits candidats aux études géomécaniques est très restreint, (aspect économique).

Pour remédier à ce genre de problème, il est commode de trouver un lien fiable entre les mesures dynamiques et statiques, pour assurer un passage vers les paramètres statiques à partir des paramètres dynamiques, dans le cas ou l'étude géomécanique au laboratoire n'est pas accessible.

VII .4.1 Module d'Young

D'abord, on trace un nuage de point qui montre la variation du module d'Young statique en fonction du module d'Young dynamique obtenus par les essais au laboratoire. Le nuage de point reproduit clairement une ligne. (Voir annexe : A13, A14).

Une régression linéaire est effectuée entre le module d'Young statiques et dynamiques afin de donner :

- Pour **HTF10**

$$\mathbf{E_s = 0,954 * E_d - 0,607} \quad \text{..... (6)}$$

Avec un coefficient de corrélation: $R^2 = 0{,}95$

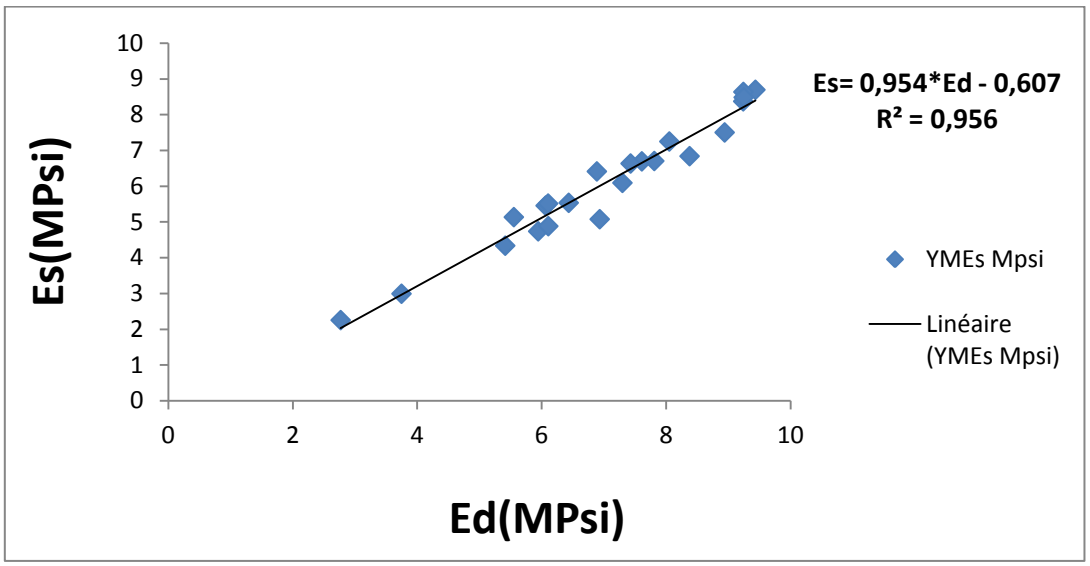


Figure VII-4 : Relation entre le module d'Young statique et dynamique/HTF10.

- Pour **HTF25**

$$\mathbf{E_s = 0,922 * E_d - 0,825} \quad \text{..... (7)}$$

Avec un coefficient de corrélation: $R^2 = 0{,}81$.

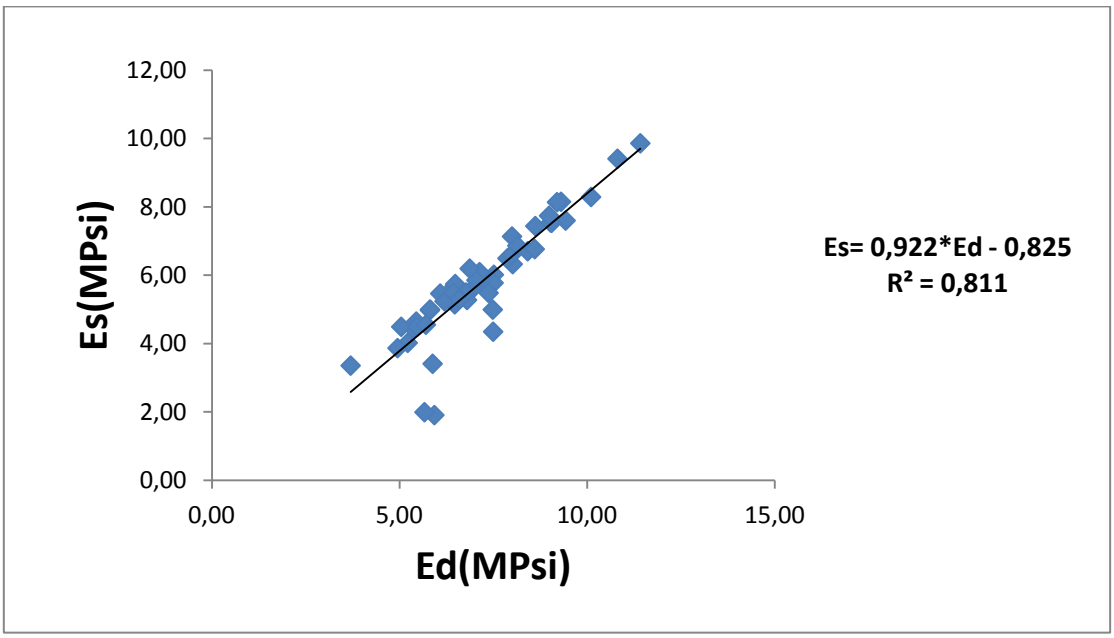


Figure VII-5 : Relation entre le module d'Young statique et dynamique/HTF25.

VII .4.2 Coefficient de Poisson

Un ensemble de régression multilinéaire est réalisé entre les mesures dynamiques (et quelques autres paramètres) et statiques du coefficient de Poisson, mais malheureusement aucune combinaison n'est valide. Le nuage de point qui représente $\nu_s = f(\nu_d)$ est de plus en plus dispersé. (Voir annexe : A13, A14).

Ce ci est du probablement à l'anisotropie de la formation ainsi que la diversité des lithologies, la présence des fissures naturelles, et l'importance de la pression des pores.

- ν_s varie entre (0,08 et 0,27).
- ν_d varie entre (0,09 et 0,36).

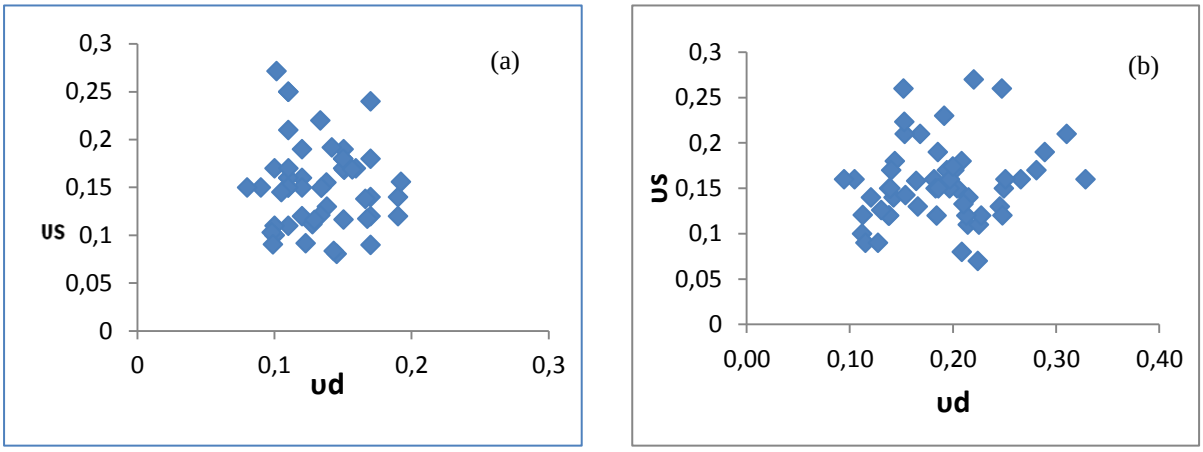


Figure VII-6 : Relation entre le coefficient de poisson statique et dynamique HTF10(a) / HTF25(b).

VII .4.3 Profil des contraintes

Le même travail pour le calcul des contraintes ($\sigma_{h,\min\,(HTF)}$) est refait sur les puits **HTF13** et **HTF16**, mais cette fois-ci on calcule d'abord le module d'Young dynamique (à partir des vitesses des ondes P et S) ensuite on passe au module d'Young statique par l'intermédiaire de l'une des équations citées ci-dessus, et enfin on calcule des contraintes.

On remplace l'équation (6) dans l'équation (3), afin d'obtenir :

$$\boldsymbol{\sigma_{h,min} = 6959,6 - 1251,8 * E_d - 74,416 * S_o} \ldots\ldots\ldots\ldots (8)$$

Les résultats (Voir annexe : A9, A10, A11, A12) sont représentés dans un même graphique sur le logiciel **Techlog**, accompagné du profil de la variation de la température et la pression de fermeture.

- **Interprétation**
  - **Puits HTF13 :**

L'allure du profil de contraintes calculées en utilisant l'équation (8) est similaire au profil de contraintes calculées à partir de l'équation (4).

Ce ci montre la fiabilité des résultats obtenus à partir des essais soniques (dynamiques) de bonne qualité. Bien que les mesures statiques restent les plus proches de la réalité.

  - **Puits HTF16 :**

L'allure du profil de contraintes calculées à partir de l'équation (8) est totalement différente de celle du profil de contraintes calculées à partir de l'équation (4).

Ce ci montre que les mesures statiques restent les plus proches de la réalité.

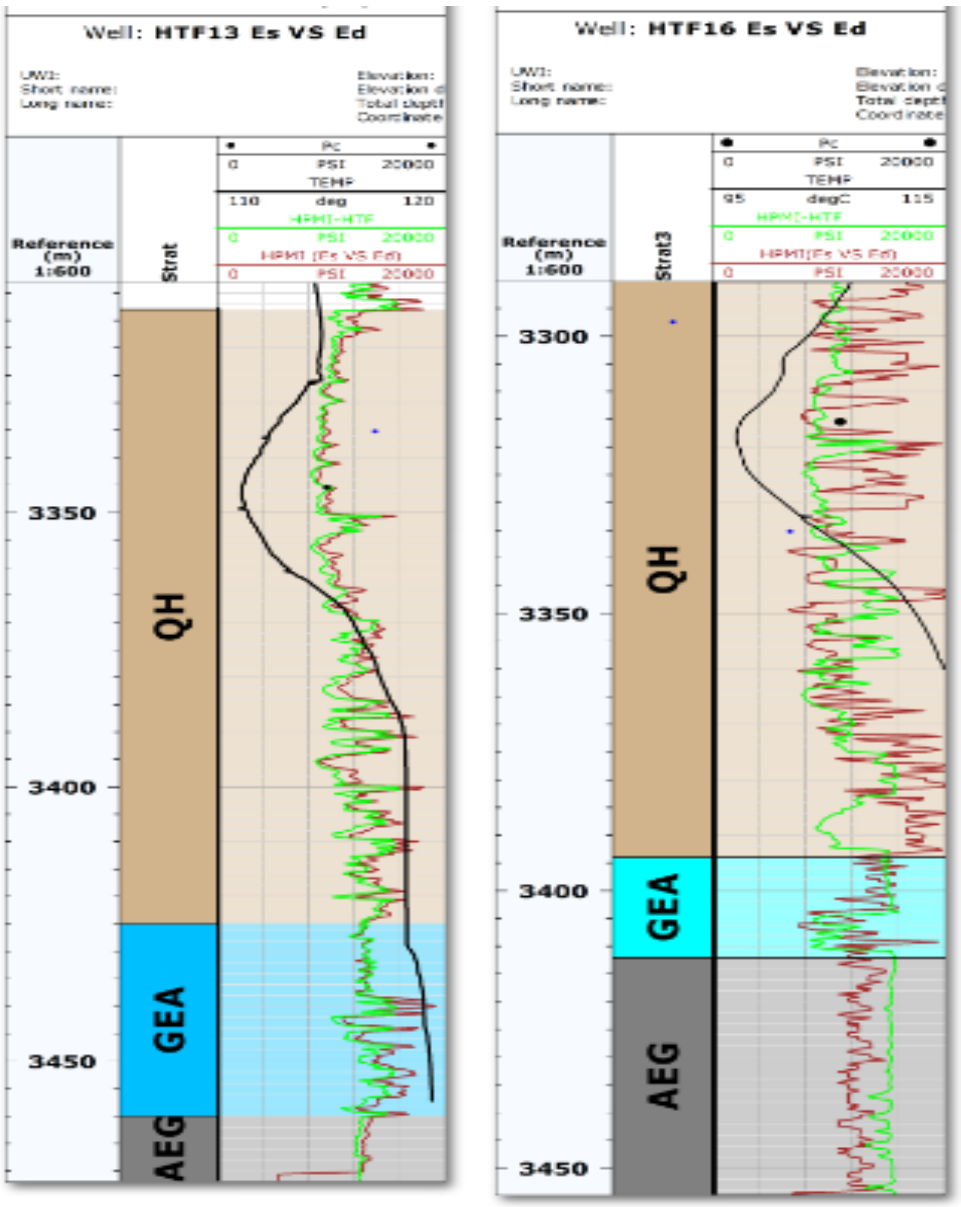


Figure VII-7 : Log des profils de contraintes HTF13/HTF16.

VII .5 Software MEYER

Meyer est un puissant simulateur de fracturation hydraulique. Il fournit une suite de programme : Design, analyse et surveillance de l'opération.

Meyer renferme plusieurs modules tels que : MFrac, MView, MinFrac, MProd, MNpv, MFast, MPwri, Mlite, MWell, MShale, MACQ, MDBE.

Meyer est développé exclusivement au profit de la compagnie Baker Hughes.

Le module utilisé dans cette étude est le **« MFrac ».** C'est un simulateur d'évaluation du design d'un traitement principal, il englobe plusieurs options telle que : la géométrie de la fracture en 3D.

MFrac est une machine calculatrice en temps réel, qui peut traiter jusqu'à 1000 valeurs, performante et très flexible.

VII .6 Software FracPro

FracPro est simulateur dédié spécialement aux ingénieurs de la fracturation hydraulique.

Il renferme plusieurs outils de design et d'analyse. Il a été développé au sein de l'Institut de Recherche du Gaz (GRI), puis commercialiser dans le monde pour des applications dans les réservoirs d'huile, de gaz, et les réservoirs géothermiques.

FracPro est développé exclusivement au profit de la compagnie Halliburton.

FracPro recèle quatre modules, qui sont :

- Fracture Design
- Fracture Analysis
- Production Analysis
- Economic Analysis

➢ **Relation entre les différents modules**

Elle est représentée par le schéma ci-dessous.

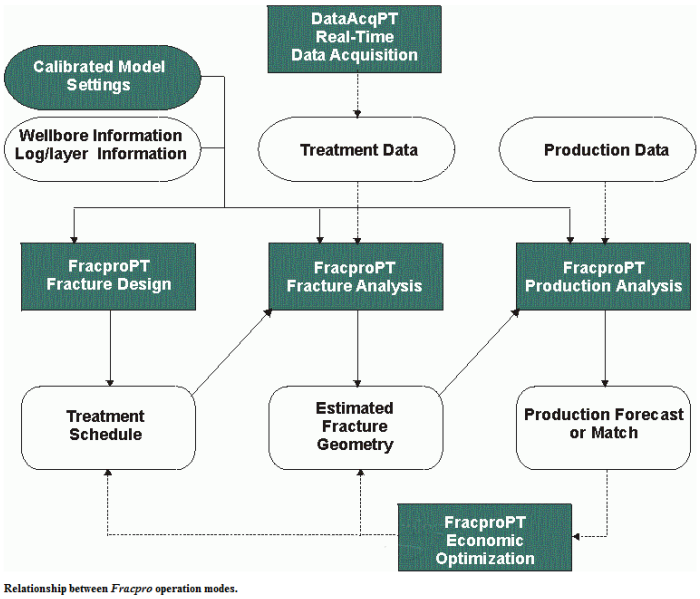


Figure VII-8 : Relation entre les différents modules de FracPro.

Le module utilisé dans cette étude est « **Fracture Design** ». Ce module génère un programme de traitement par fracturation hydraulique afin d'atteindre les dimensions requises de la fracture.

Fracture Design est facile à manipuler, rapide, flexible et peut traiter jusqu'à 100 valeurs.

Les entrées (Input) des deux simulateurs sont :

- Caractéristiques de la complétion (diamètres des casings et tubing).
- Top et Bottom du réservoir, côtes des perforations, des sabots et du packer.
- Pression et température de réservoir.
- Paramètres pétrophysiques (porosité, perméabilité).
- Paramètres géomécaniques (module d'Young, coefficient de poisson, contrainte horizontale minimale).

VII .7 Différents modèles de propagation des fractures

Cette partie traite un puits déjà fracturé **HTF13**, et un autre puits candidat à la fracturation hydraulique **HTF10**.

Pour le puits **HTF13** les données réelles existes (Rapport de l'opération de fracturation hydraulique : Pression de traitement en surface, géométrie de la fracture), ces données seront comparées aux résultats simulés à partir du logiciel « **Meyer** », voir l'organigramme en dessous :

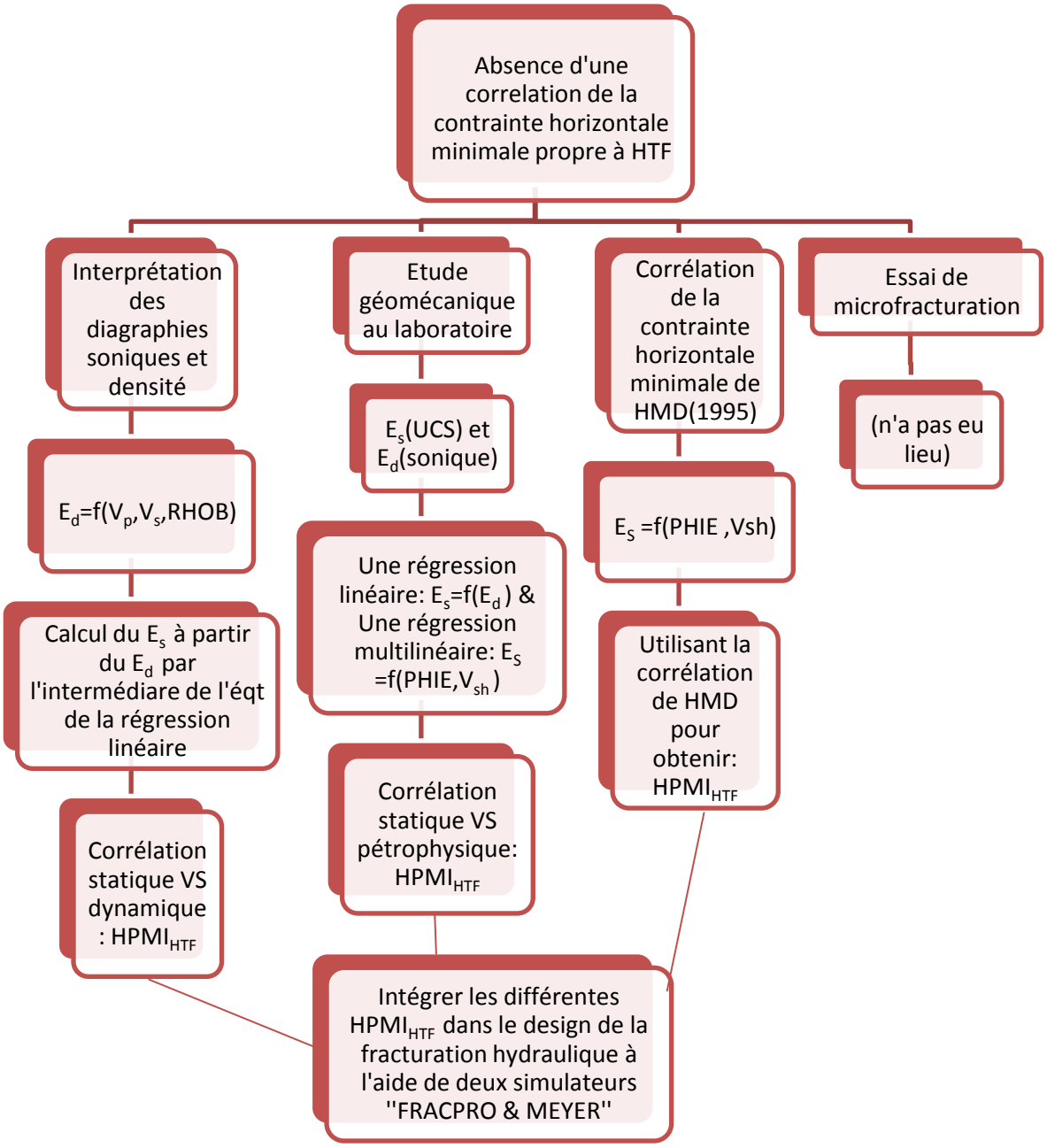


Figure VII-9 : Organigramme récapulatif des démarches à suivre.

VII .7.1 Simulation avec la Corrélation entre les données statiques et les données pétrophysiques

On introduit les données nécessaires citées précédemment dans le simulateur afin de générer les courbes suivantes :

VII .7.1.1 Utilisation des résultats obtenus par l'équation (4)

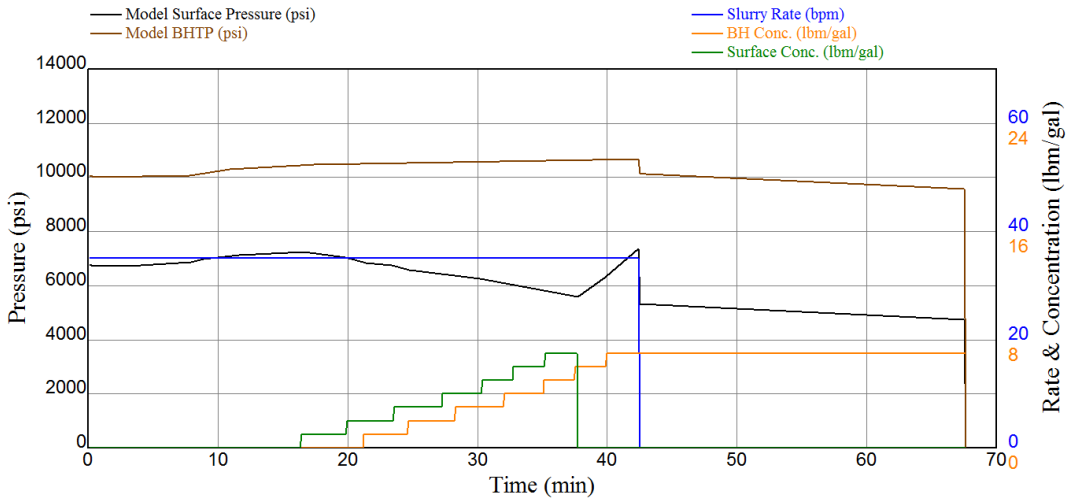


Figure VII-10 : Résultats de MainFrac du simulateur Meyer/HTF13.

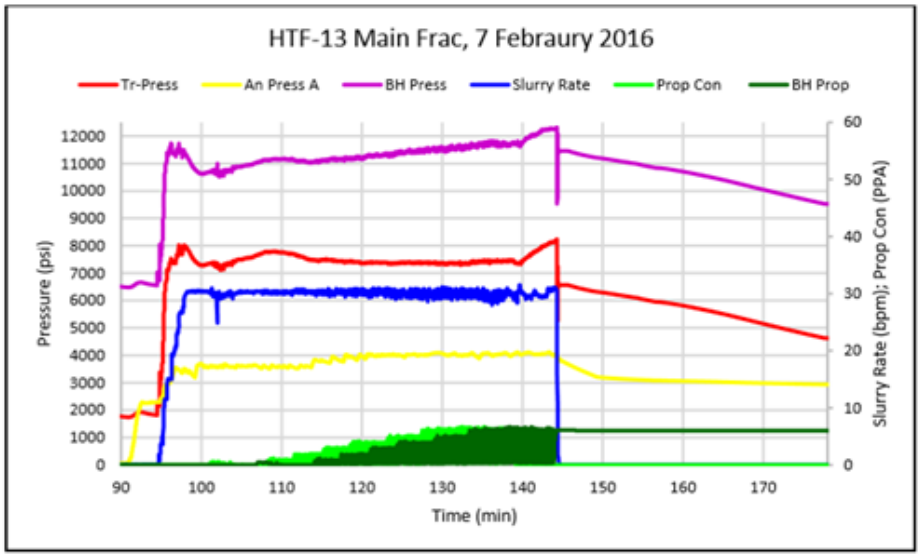


Figure VII-11 : Données réelles du MainFrac/HTF13.

- **Interprétation de la variation de pression en fonction du temps**

On remarque que pour un design analogue (débit, agent de soutènement) les deux courbes ont la même allure générale, avec une légère diminution de la pression de traitement en surface

dans le cas des résultats simulés (350psi). Ceci est dû à la négligence des pertes par frottements (quoi que cette erreur qui est estimée à 4,35% reste acceptable).

- **Géométrie de la fracture**

Les géométries de la fracture simulée et réelle sont présentées ci-dessous :

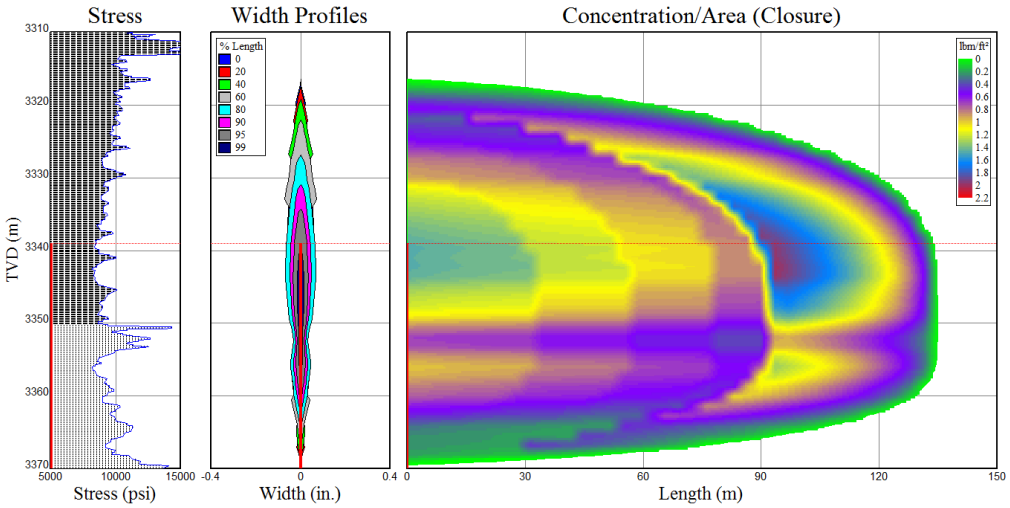


Figure VII-12 : Géométrie de la fracture (résultats du Meyer)/HTF13.

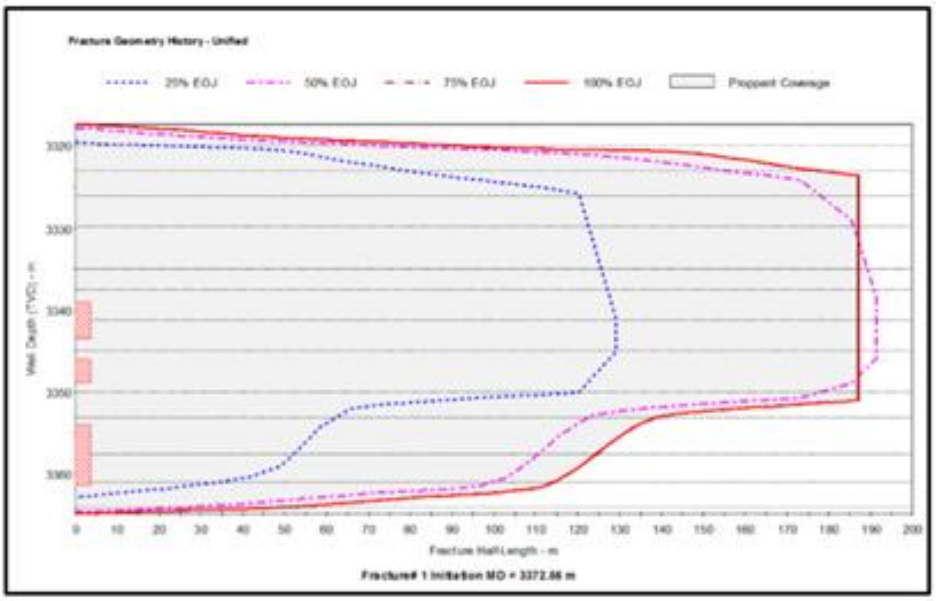


Figure VII-13 : Géométrie réelle de la fracture/HTF13.

- **Discussion des résultats**

Etat	Réel	Simulé
Propped Length, (m)	186,6	134
Total Propped Height, (m).	47,4	43
Ave. Propped Width, (inches)	0,05	0,021

Cette différence entre les résultats réels et les résultats obtenus par la simulation est due forcément au type de la fracturation hydraulique réalisée (conventionnelle ou HiWay/Condactor), car l'opération réelle s'est déroulée avec HiWay (nouvelle technique de fracturation hydraulique inventée par Halliburton sous le nom de « Condactor », puis développée par Schlumberger, cette technique est adaptée à ce genre de réservoir « Tight reservoir », et permet d'augmenter la conductivité du réservoir, avoir un écoulement stable et une demi-longueur plus importante, ainsi la diminution de la perte de pression le long de la fracture), et la simulation est faite pour une fracturation hydraulique conventionnelle.

VII .7.1.2 Utilisation des résultats obtenus par l'équation (5)

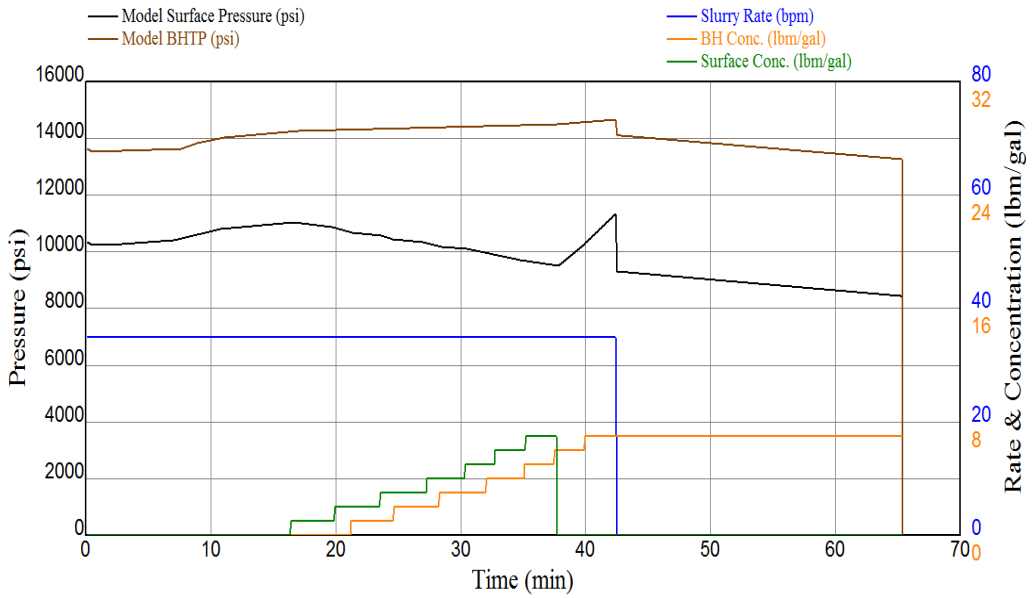


Figure VII-14 : Résultats de MainFrac du simulateur Meyer/HTF13.

➢ **Interprétation de la variation de pression en fonction du temps**

Comparons ces résultats avec les résultats réels (FigVII-10), on déduit que les résultats obtenus par la corrélation de **HMD** sont erronés.

L'augmentation de la pression de traitement en surface est énorme (3000psi), et le taux d'erreur est intolérable (37%).

➢ **Géométrie de la fracture**

La géométrie de la fracture simulée est présentée ci-dessous :

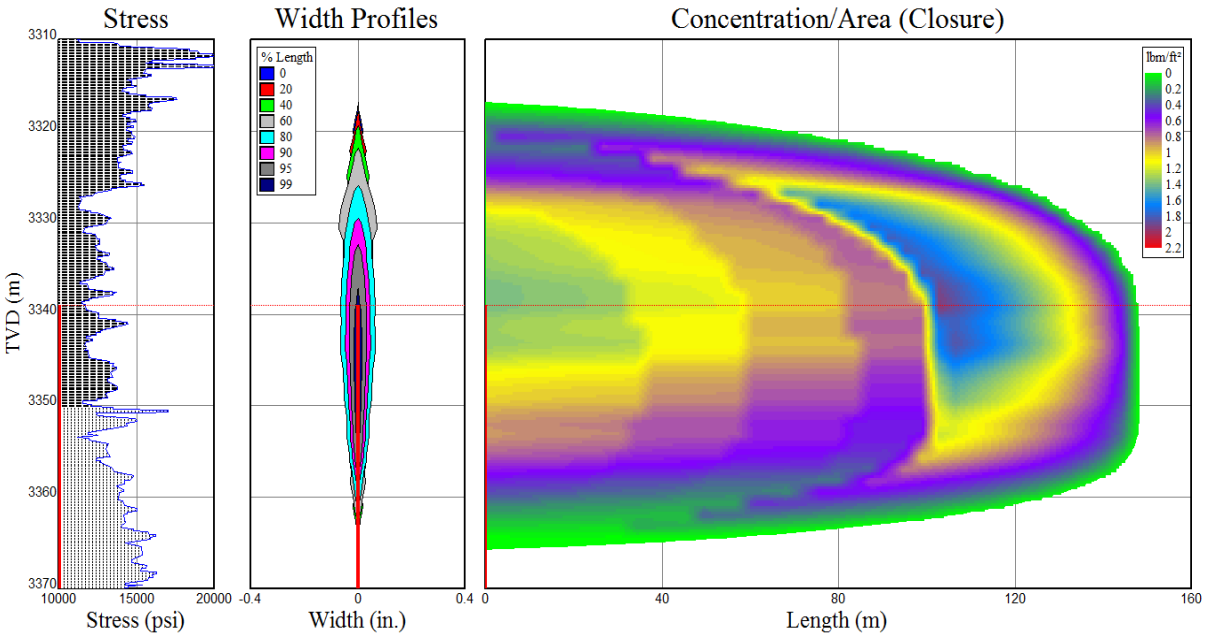


Figure VII-15 : Géométrie de la fracture (résultats du Meyer)/HTF13.

➢ **Discussion des résultats**

Etat	***Réel***	***Simulé***
Propped Length, (m)	186,6	148
Total Propped Height, (m).	47,4	40
Ave. Propped Width, (inches)	0,05	0,017

L'écart entre les résultats réels et simulés est dû probablement à l'amplification des erreurs.

VII .7.2 Simulation avec la Corrélation entre les données statiques et les données dynamiques

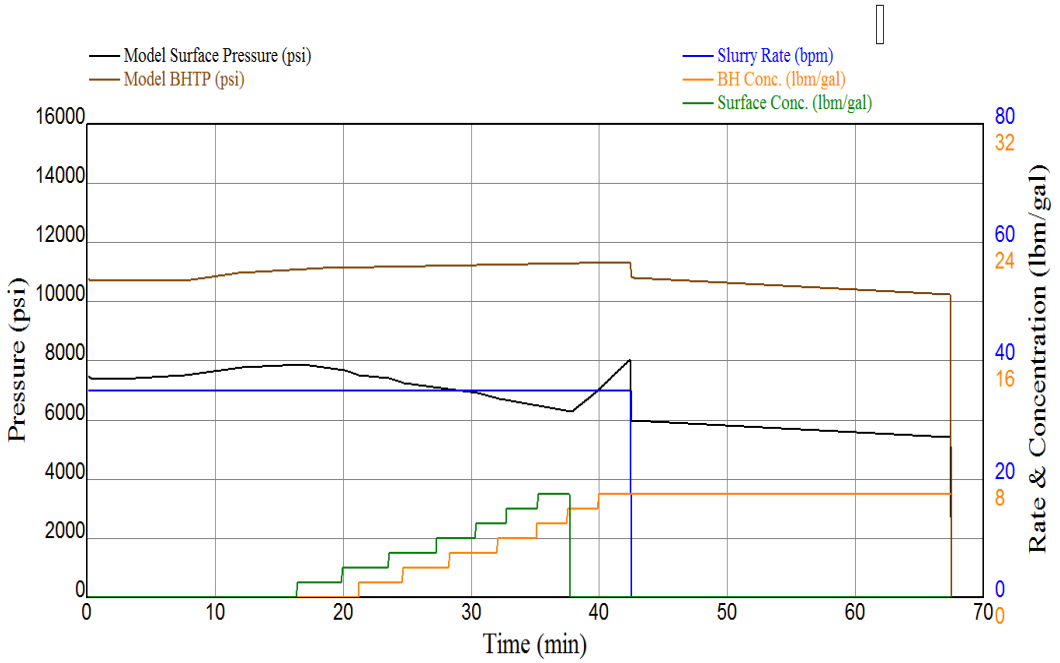


Figure VII-16 : Résultats de MainFrac du simulateur Meyer/HTF13.

- **Interprétation de la variation de pression en fonction du temps**

Comparons ces résultats avec les résultats réels (FigVII-12), on déduit que les résultats obtenus par les données soniques sont corrects car les courbes sont approximativement confondues.

- **Géométrie de la fracture**

La géométrie de la fracture simulée est présentée ci-dessous :

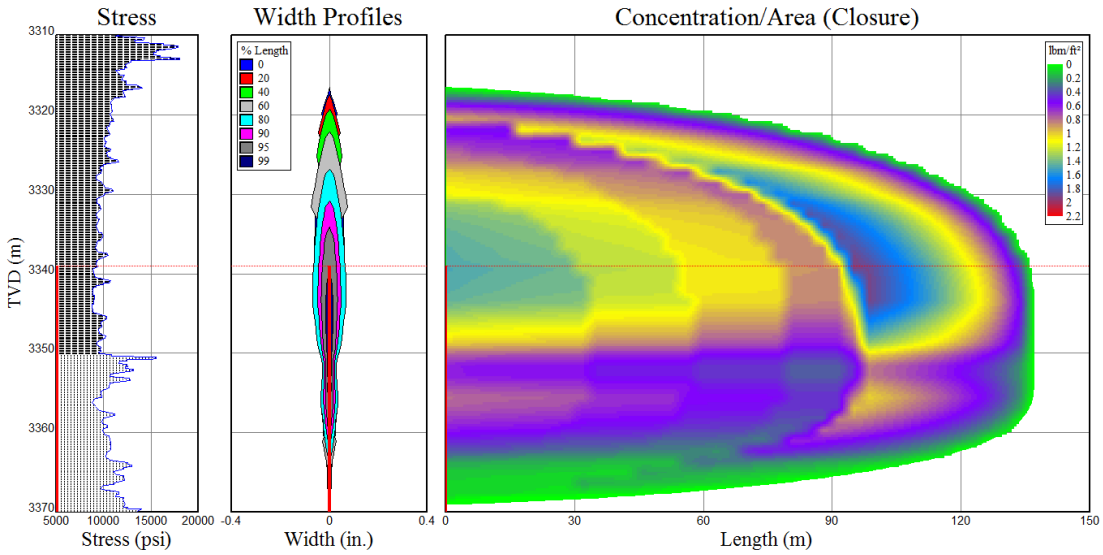


Figure VII-17 : Géométrie de la fracture (résultats du Meyer)/HTF13.

➢ **Discussion des résultats**

Etat	*Réel*	*Simulé*
Propped Length, (m)	186,6	137
Total Propped Height, (m).	47,4	43
Ave. Propped Width, (inches)	0,05	0,018

Les résultats du simulateur sont proches des résultats réels. La différence entre les résultats réels et les résultats obtenus par la simulation est due forcément au type de la fracturation hydraulique réalisée (conventionnelle ou HiWay/Condactor).

***NB** : Pour le Puits **HTF10** (candidat à la fracturation hydraulique) une comparaison sera faite entre les résultats des deux simulateurs « **Meyer** » et « **FracPro** ».*

VII .7.3 Simulation avec la Corrélation entre les données statiques et les données pétrophysiques

On introduit les données nécessaires citées précédemment dans les deux simulateurs afin de générer les courbes suivantes :

VII .7.3.1 Utilisation des résultats obtenus par l'équation (4)

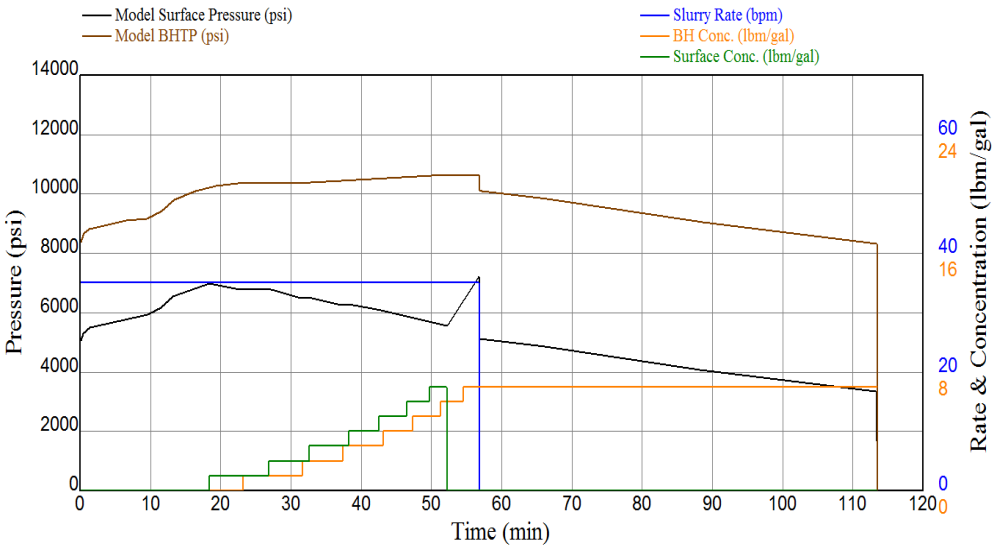


Figure VII-18 : Résultats de MainFrac du simulateur Meyer/HTF10.

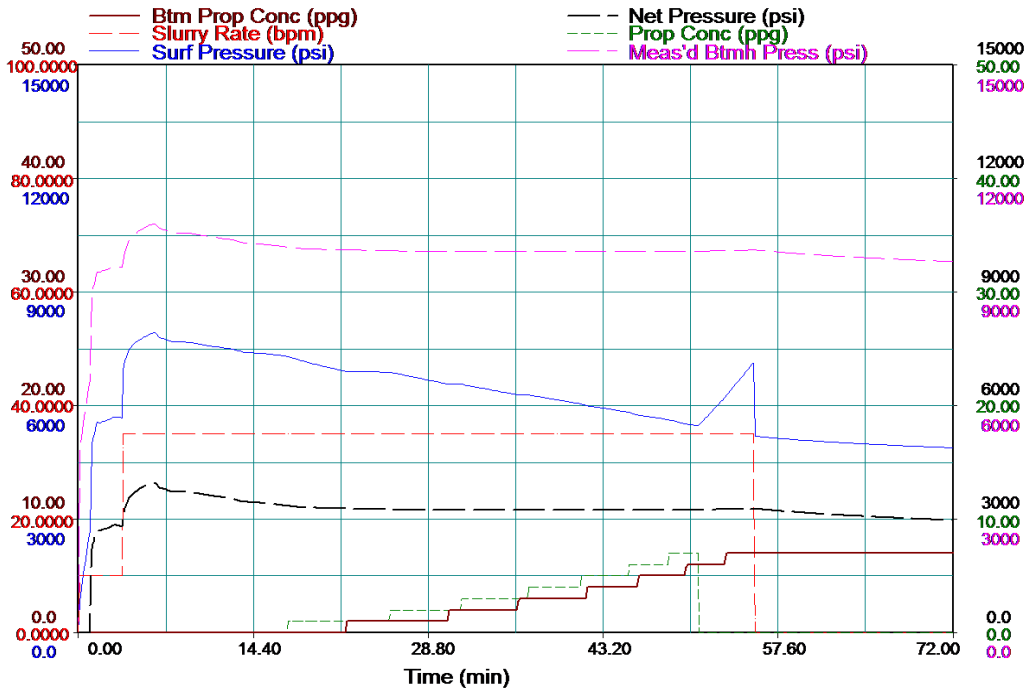


Figure VII-19 : Résultats de MainFrac du simulateur FracPro/HTF10.

- **Interprétation de la variation de pression en fonction du temps**

On remarque que pour un design analogue (débit, agent de soutènement) les deux courbes ont la même allure générale, avec une légère diminution de la pression de traitement en surface dans le cas des résultats simulés avec « **Meyer** » (100psi). Ceci est dû probablement à la capacité de traitement (les données disponibles sur ce puits sont limitées à 50 valeurs et comme le simulateur « **FracPro** » peut traiter jusqu'à 100valeurs il est sans doute le plus précis, en revanche le simulateur « **Meyer** » qui traite jusqu'à 1000valeurs fournit des résultats moins précis, quoi que cette erreur qui est estimée à 1,66% reste acceptable).

- **Géométrie de la fracture**

Les géométries de la fracture simulées avec les deux simulateurs sont présentées ci-dessous :

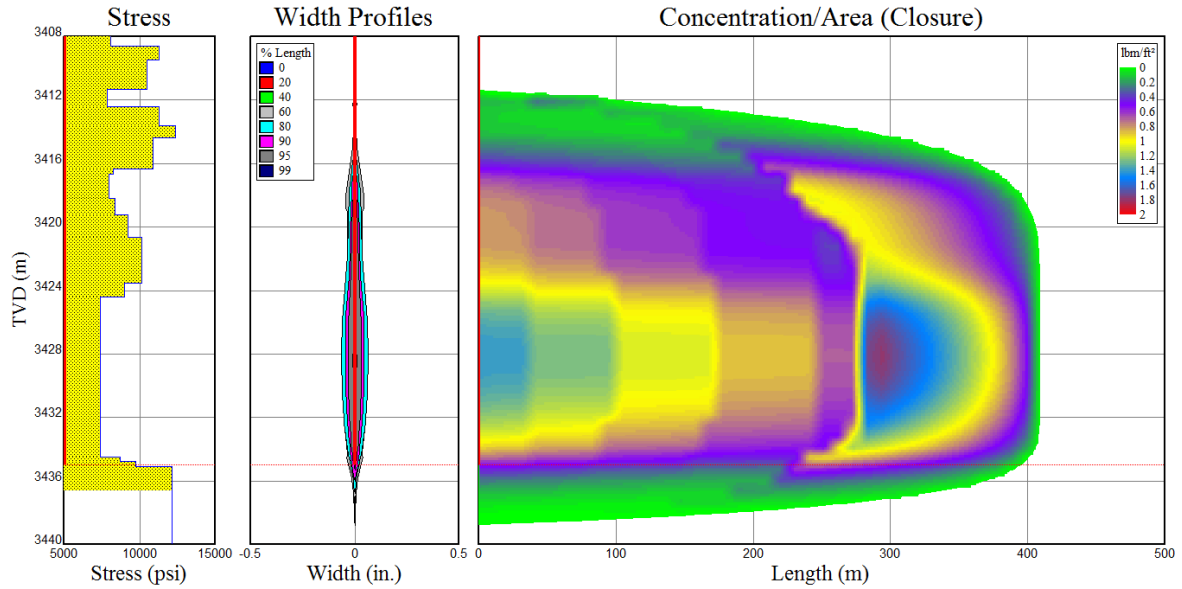


Figure VII-20 : Géométrie de la fracture (résultats du Meyer)/HTF10.

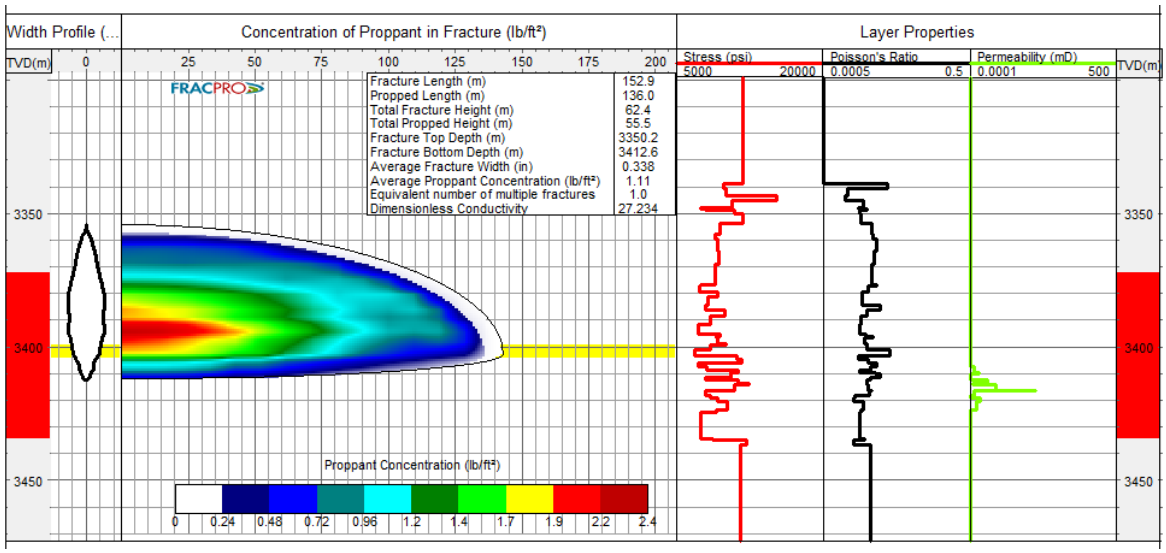


Figure VII-21 : Géométrie de la fracture (résultats du FracPro)/HTF10.

- **Discussion des résultats**

Software	***Meyer***	***FracPro***
Propped Length, (m)	409	136
Total propped Height, (m)	23	55,5
Ave proppant conc (lb/ft^2)	0,25	1,11

On remarque une grande différence entre les deux résultats. Chose est claire que pour ce type de réservoir il est souhaitable d'avoir une demi-longueur importante (exemple : 136m fournit

par « **FracPro** ») mais pas abusive aussi (exemple : 409m fournit par « **Meyer** », on observe aussi sur le profil de contraintes que la fracture générée par le simulateur a cassée et traversée les barrières, chose qui est indésirable).

VII .7.3.2 Utilisation des résultats obtenus par l'équation (5)

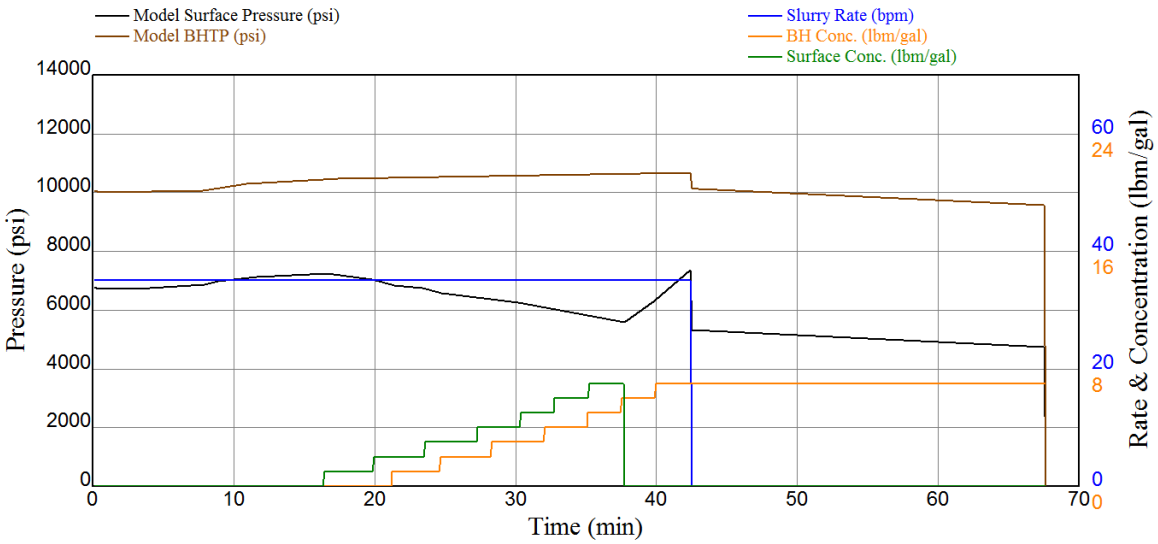


Figure VII-22 : Résultats de MainFrac du simulateur Meyer/HTF10.

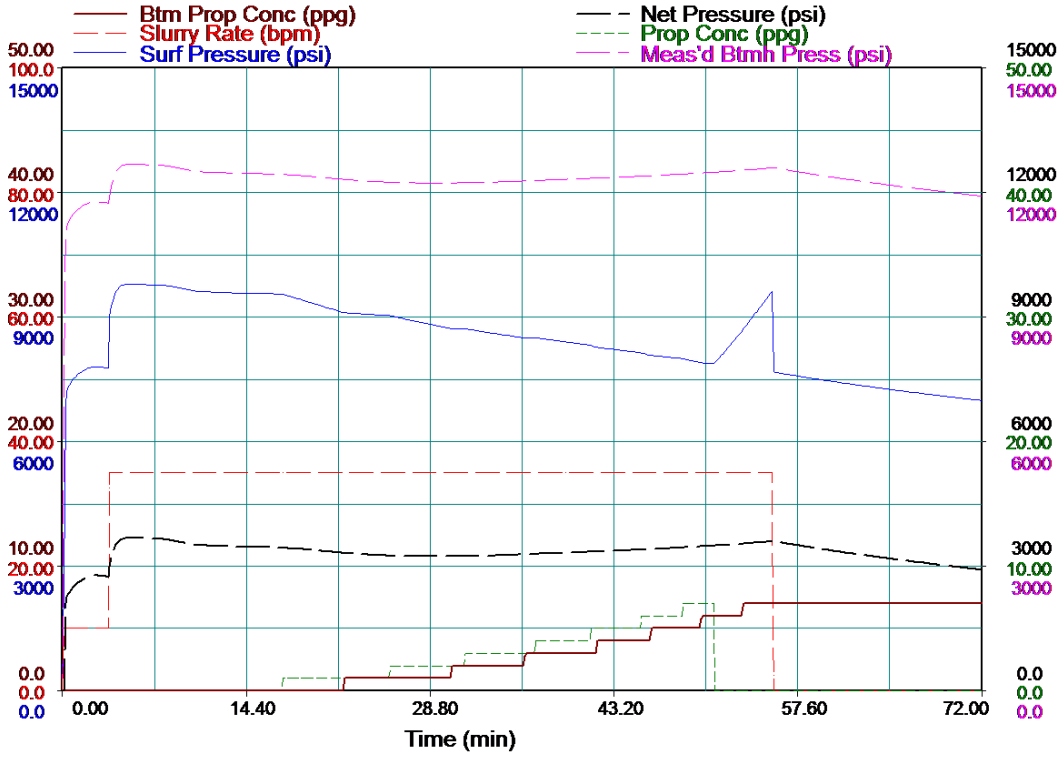


Figure VII-23 : Résultats de MainFrac du simulateur FracPro/HTF10.

➢ **Interprétation de la variation de pression en fonction du temps**

On remarque que pour un design analogue (débit, agent de soutènement) les deux courbes n'ont pas la même allure générale, avec une diminution importante de la pression de traitement en surface dans le cas des résultats simulés avec « **Meyer** » (2500psi). Cette remarque vérifie que les résultats obtenus par la corrélation de **HMD** sont incorrects, et cette corrélation ne peut pas être appliquée sur le champ de **HTF.**

➢ **Géométrie de la fracture**

Les géométries de la fracture simulées avec les deux simulateurs sont présentées ci-dessous :

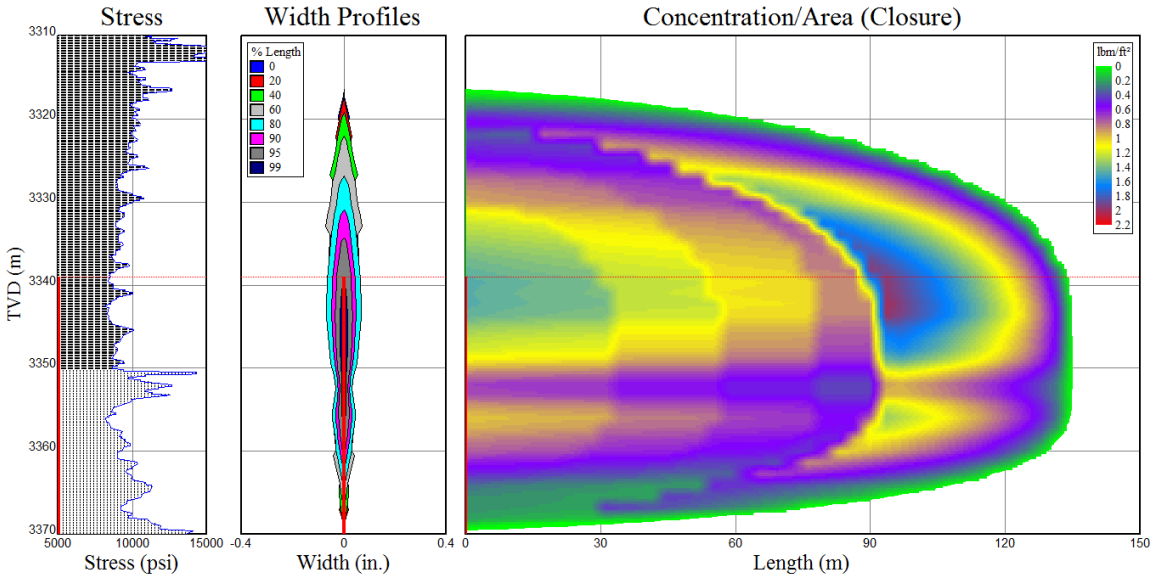


Figure VII-24 : Géométrie de la fracture (résultats du Meyer)/HTF10.

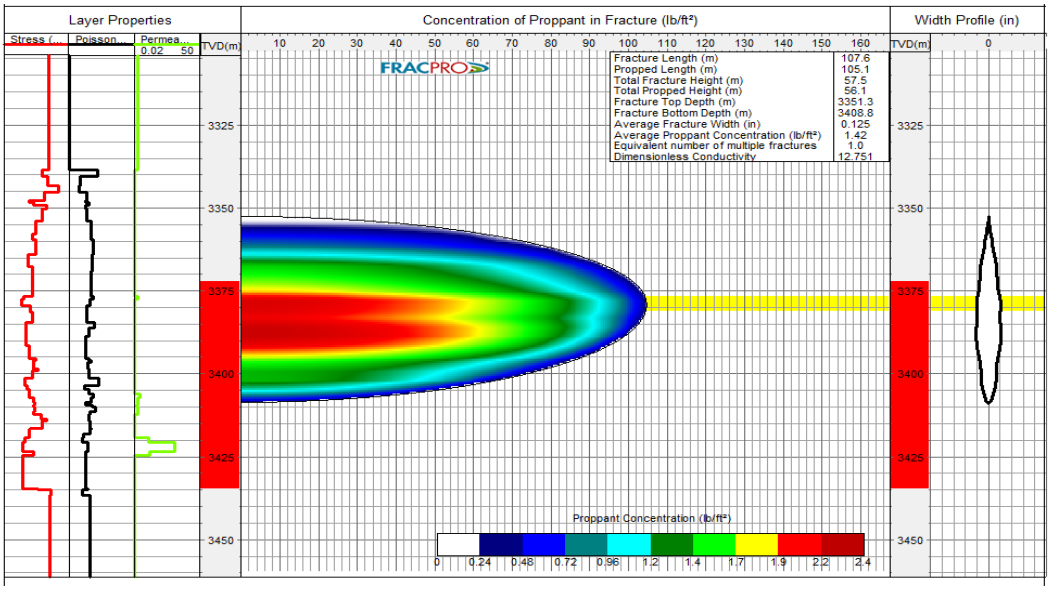


Figure VII-25 : Géométrie de la fracture (résultats du FracPro)/HTF10.

➢ **Discussion des résultats :**

Software	*Meyer*	*FracPro*
Propped Length, (m)	134	105,1
Total propped Height, (m)	43	56,1
Ave proppant conc (lb/ft^2)	0,26	1,42

On remarque que la fracture simulée par « **Meyer** » est plus grande en longueur, moyenne en hauteur et faible en termes de concentration des agents de soutènement par rapport à celle simulée par « **FracPro** »

VII .7.4 Simulation avec la Corrélation entre les données statiques et les données dynamiques

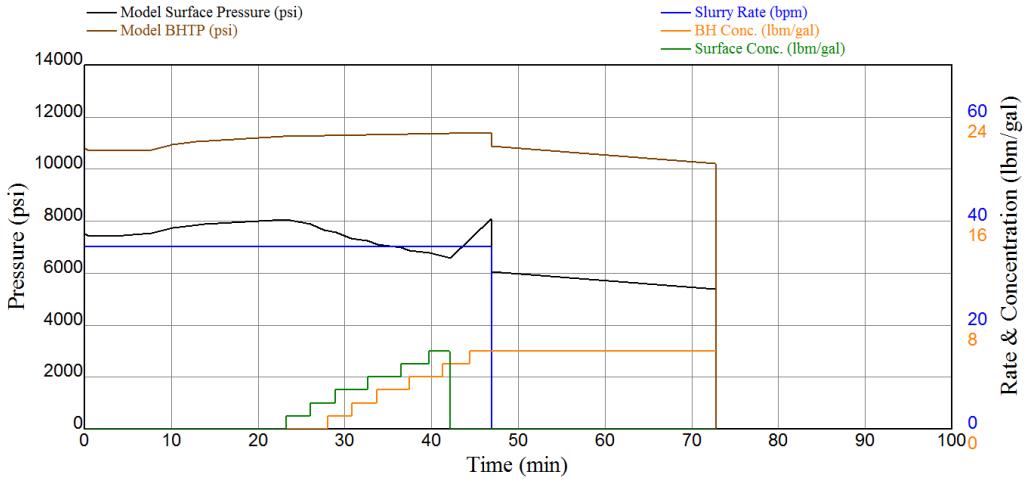


Figure VII-26 : Résultats de MainFrac du simulateur Meyer/HTF10.

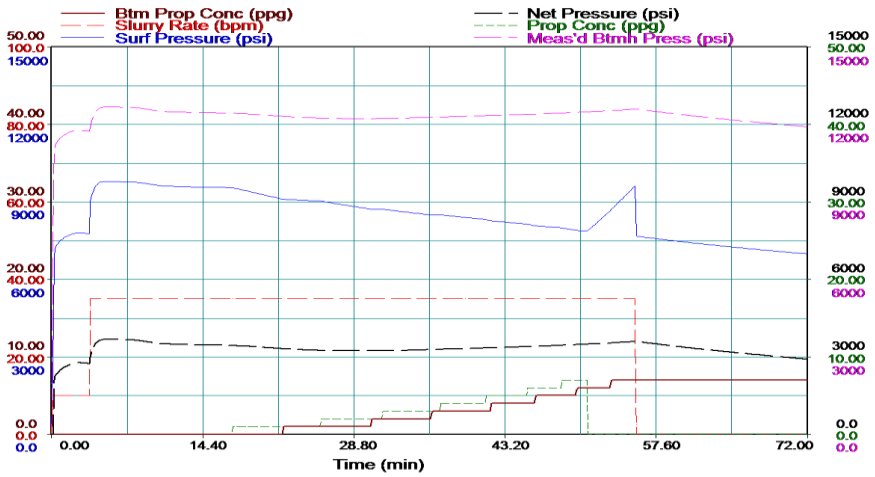


Figure VII-27 : Résultats de MainFrac du simulateur FracPro/HTF10.

➢ **Interprétation de la variation de pression en fonction du temps**

On remarque que pour un design analogue (débit, agent de soutènement) les deux courbes ont la même allure générale, avec une diminution considérable de la pression de traitement en surface dans le cas des résultats simulés avec « **Meyer** » (2000psi). Ceci est dû probablement à la capacité de traitement cité précédemment.

➢ ***Géométrie de la fracture***

Les géométries de la fracture simulées avec les deux simulateurs sont présentées ci-dessous :

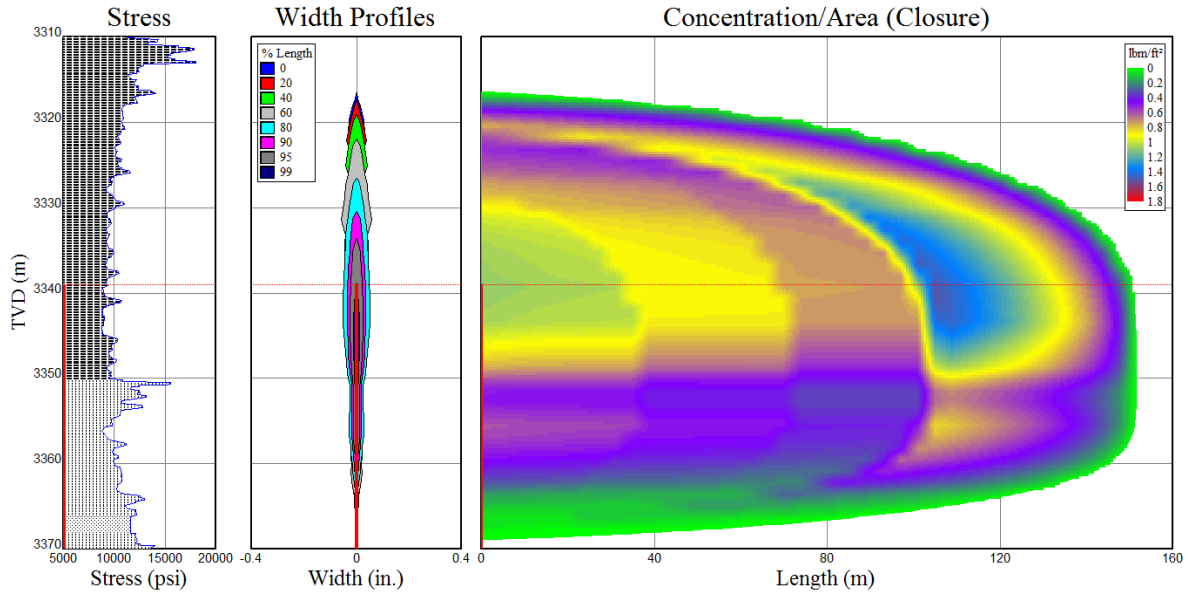


Figure VII-28 : Géométrie de la fracture (résultats du Meyer)/HTF10.

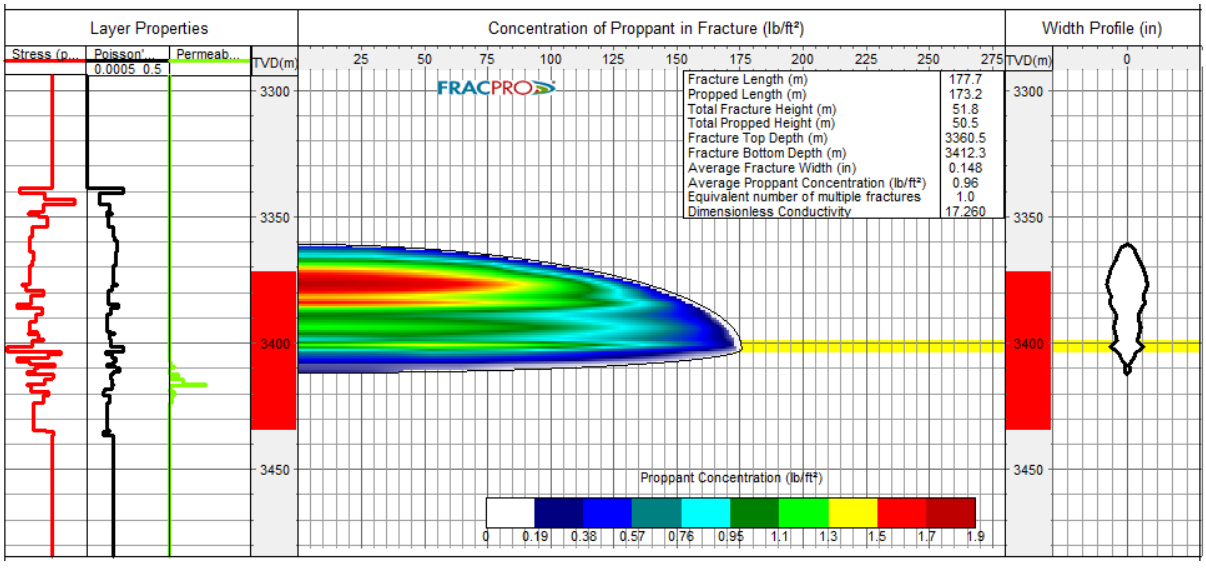


Figure VII-29 : Géométrie de la fracture (résultats du FracPro)/HTF10.

- **Discussion des résultats**

Software	*Meyer*	*FracPro*
Propped Length, (m)	121	173,2
Total propped Height, (m)	50	50,5
Ave proppant conc (lb/ft^2)	0,68	0,96

On remarque que la fracture simulée par « **FracPro** » est plus grande en longueur (ce qui est recommandé pour les « Tight reservoir »), ainsi qu'en concentration des agents de soutènement. Les deux géométries se confinent dans la partie inférieure vu que les contraintes sont importantes.

- **Conclusion**
  - « **FracPro** » est adapté dans le cas des études où le volume de données est limité, en revanche « **Meye**r » est beaucoup mieux dans le cas des études où le volume de données est abondant.
  - L'application de l'équation (5) (la corrélation de HMD (1995)) sur le champ de HTF fournit indéfiniment des résultats erronés.
  - L'application de l'équation (4) où (8) fournit des résultats appréciables, le seul critère de choix entre les deux reste la disponibilité des données.

CONCLUSION

La fracturation hydraulique a été, et demeurera, un des outils nécessaire pour améliorer bien la productivité des puits à faible ou à moyenne perméabilité. Le rôle de la géomécanique reste incontournable quant à l'élaboration d'un design d'une fracture. L 'élaboration d'un profil de contrainte à travers une étude géomécanique est très complexe, car il fait appel aux interprétations de diagraphies.

La récupération d'huile dans le champ de Hassi Terfa reste très faible et ce malgré les compagnes de fracturation hydraulique menées sur plusieurs puits. Le taux d'échec élevé des stimulations sur ce champ complexe est principalement lié aux données géomécaniques utilisées dans les modèles de propagation des fractures. Les divers problèmes de screen outs prématurés, des échecs de breakdown,…etc en témoignent.

L'objectif principal de cette étude est de revoir les approches des données géomécaniques utilisées à ce jour en vue d'améliorer les résultats de la fracturation hydraulique. Cela est réalisé par l'établissement des profils de contrainte horizontale minimale similaire à celle de Hassi Messaoud. On a également comparé les valeurs locales de contrainte minimale obtenues avec la corrélation de Hassi Messaoud et celle de Hassi Terfa avec la mesure de pression de fermeture des mini-fractures dans les puits fracturés.

L'évaluation des états de contraintes et des caractéristiques mécaniques des roches nécessite la collecte d'un maximum d'informations à partir des diagraphies sonique, Gamma Ray, porosité neutron et de densité ainsi que des tests de laboratoire.

A la lumière des résultats obtenus lors de cette thèse, on peut avancer les conclusions suivantes:

- *La corrélation de Hassi Messaoud s'est avérée inapplicable sur le champ de Hassi Terfa conduisant à des données géomécaniques erronées. Cela est dû à la nature compacte du gisement, à son âge stratigraphique et à sa position relative.*
- *Deux corrélations géomécaniques ont été développées. L'une liant le module d'Young à la porosité effective et taux d'argile et l'autre liant la contrainte aux propriétés pétrophysiques.*
- *En l'absence de mesures de microfracturation, le calage des profils de contrainte des nouvelles corrélations a été fait grâce aux données de pression de fermeture enregistrées lors des shadow-fracs.*

- *Les relations trouvées entre les paramètres dynamiques et statiques servent à déterminer le profil de contrainte dans le cas où les études géomécaniques ne sont pas accessibles.*
- *La modélisation de la propagation des fractures par deux simulateurs différents a donné des résultats meilleurs avec des géométries plus modestes en se servant de la nouvelle corrélation du champ Cela explique bien le taux faible de réussite des jobs de fracturation sur le champ.*

RECOMMANDATION

Une nouvelle approche et de nouvelles corrélations géomécaniques ont été proposées pour le bon design des facturations hydrauliques au champ de Hassi Terfa. Les simulations de propagation des fractures par modèles 2D et 3D ont donné des résultats beaucoup plus réalistes en comparaison avec les designs réalisés avec les corrélations de Hassi Messaoud.

Toutefois, afin d'avoir des corrélations plus faibles valides sur toutes les parties du champ et d'améliorer davantage les résultats de fracturation et minimiser les risques y associés, on recommande ce qui suit :

- *Acquérir des données de microfracturation sur au moins un puits du champ. Cela permettrait d'avoir des corrélations directes entre la contrainte et données pétrophysiques ou soniques.*
- *Utiliser toutes les mesures statiques disponibles et les informations utiles de toutes les fracturations réalisées sur le champ.*
- *Intégrer les données de forage telles que les leakoff tests, les côtes de perte sévères de boue.*
- *Prendre des mesures de breakout sur les nouveaux sondages afin de pouvoir déterminer l'orientation de la contrainte minimale et d'avoir une idée sur le contraste des contraintes horizontales.*
- *Réaliser un log de densité depuis la surface pour déterminer avec certitude la contrainte verticale (overburden).*
- *Faire des modélisations géomécaniques en 3D en intégrant les données sismiques avec toutes les failles identifiées.*
- *Revoir la stratégie de perforation sur le champ. Ainsi beaucoup de problèmes rencontrés ont pour cause le fait que le réservoir est perforé sur pratiquement toute la hauteur et que de multiples fractures verticales sont créées en cours de pompage.*

Annexe (A1) : Données pétrophysiques et résultats des études géomécaniques sur le puits HTF13.

DEPTH	HPMI-MEC	VSH	PHIE	SO	YMEs-HTF	YMEs-HMD	HPMI-HMD	HPMI-HTF	Closure pressure
m	Psi	%	%	%	Mpsi	Mpsi	Psi	Psi	psi
3313,02	20128,07	12	1,17	0	7,46	10,93	20509,05	15949,84	9617
3313,17	15672,43	6,86	1,70	58	7,39	11,21	16492,81	11485,11	
3313,32	14712,48	4,75	1,79	72	7,39	11,38	15662,22	10427,81	
3313,48	14556,74	4,41	1,82	75	7,38	11,40	15475,81	10211,70	
3313,63	14517,59	4,36	1,63	77	7,42	11,48	15455,72	10129,54	
3313,78	14753,00	4,58	1,58	75	7,43	11,48	15616,41	10302,00	
3313,93	15189,52	5,54	1,70	68	7,40	11,34	15937,65	10772,32	
3314,09	15124,53	7,18	2,02	65	7,32	11,03	15762,53	10886,11	
3314,24	14454,87	8,40	2,27	70	7,26	10,80	15130,16	10472,77	
3314,39	13681,49	8,72	2,27	77	7,25	10,77	14520,05	9900,50	

Annexe (A2) : Données pétrophysiques et résultats des études géomécaniques sur le puits HTF16.

DEPTH	HPMI-MEC	PHIE	SO	VSH	YME-HTF	YME-HMD	HPMI-HTF	HPMI-HMD	Closure pressure
m	PSI	%	%	%	Mpsi	Mpsi	PSI	PSI	Psi
3290,16	15420,42	4,57	53	3,44	6,81	10,30	11114,92	15694,34	11013
3290,32	15063,76	5,04	56	2,33	6,72	10,21	10771,34	15347,44	
3290,47	14864,03	5,39	57	1,84	6,65	10,11	10620,72	15155,54	
3290,62	14732,72	5,51	57	1,96	6,63	10,04	10544,08	15027,41	
3290,77	14528,02	5,58	59	2,43	6,61	9,97	10416,37	14824,64	
3290,93	14334,66	5,63	60	3,22	6,59	9,87	10334,18	14633,18	
3291,08	14303,65	5,63	59	4,04	6,58	9,78	10402,47	14602,97	
3291,23	14581,53	5,42	55	4,76	6,62	9,81	10699,35	14875,90	
3291,38	15047,92	5,10	51	5,10	6,69	9,91	11106,15	15335,28	
3291,54	15426,80	4,89	48	4,96	6,73	10,01	11401,79	15708,87	

Annexe (A3) : Données pétrophysiques et résultats des études géomécaniques sur le puits HTF10.

DEPTH	HPMI-MEC	SO	PHIE	VSH	YME-HTF10	YME-HMD	HPMI-HTF	HPMI-HMD
m	Psi	%	%	%	Mpsi	Mpsi	Psi	Psi
3335,36	14785,82	48	3,35	15,84	6,97	9,60	11703,61	15159,67
3338,61	13511,90	71	4,40	8,82	6,80	9,84	9795,96	13785,03
3340,44	13287,82	69	4,38	1,14	6,87	10,62	9985,21	14896,76
3343,16	17158,33	0	3,11	27,18	6,92	8,58	15244,78	17416,07
3345,16	13999,97	60	4,30	11,48	6,80	9,62	10572,55	14272,93
3347,88	10459,98	90	7,83	5,75	6,11	8,67	7453,68	10811,83
3348,30	11267,09	88	6,88	5,07	6,31	9,15	7879,79	11595,87
3349,04	12287,60	57	4,21	9,44	6,84	9,86	10832,85	14803,11
3350,15	13455,57	40	4,85	24,60	6,58	8,08	11779,92	13751,95
3353,92	11924,24	63	7,66	10,20	6,11	8,30	9415,54	12293,55

Annexe (A4) : Données pétrophysiques et résultats des études géomécaniques sur le puits HTF25.

DEPTH	HPMI-MEC	SO	PHIE	VSH	YME-HTF25	YME-HMD	HPMI-HTF	HPMI-HMD
m	Psi	%	%	%	Mpsi	Mpsi	Mpsi	Mpsi
3329,94	10304,07	99	4,28	17,48	6,21	9,04	6878,34	10580,21
3330,55	10265,68	95	2,20	29,48	6,25	8,74	7231,80	10501,59
3332,84	11791,62	95	3,62	11,69	6,42	9,90	7490,44	12047,83
3334,36	11486,30	91	3,00	19,16	6,35	9,42	7707,55	11733,49
3339,39	9606,76	92	5,94	19,37	5,95	8,13	7066,33	9924,00
3340,46	10595,75	81	7,13	12,99	5,92	8,25	7881,62	10936,66
3341,07	11344,85	74	7,00	11,53	5,97	8,45	8423,35	11681,59
3343,35	10577,92	76	8,37	10,40	5,81	7,97	8103,10	10946,20
3345,03	10006,77	76	8,50	13,79	5,72	7,58	7940,65	10380,77
3347,47	11177,32	79	5,94	14,71	6,05	8,59	8151,76	11491,31

Annexe (A5) : Résultats des diagraphies dans le puits HTF13.

DEPT	Vp	Vs	Ed	Nud	GR	CALI	RHOB
M	Km/S	Km/S	Mpsi		API	IN	g/cc
3313,02	5,20	3,56	10,09	0,06	22,51	6,00	2,59
3313,18	5,26	3,63	10,32	0,05	20,25	5,97	2,58
3313,33	5,27	3,65	10,34	0,04	21,80	5,97	2,58
3313,48	5,27	3,64	10,36	0,04	21,34	5,95	2,58
3313,63	5,24	3,62	10,26	0,04	18,46	5,96	2,59
3313,79	5,17	3,59	10,01	0,04	20,32	5,96	2,59
3313,94	5,08	3,56	9,68	0,02	28,82	5,96	2,59
3314,09	5,06	3,55	9,58	0,02	33,38	5,96	2,59
3314,24	5,07	3,56	9,59	0,01	33,78	5,97	2,58
3314,40	5,08	3,56	9,57	0,02	30,48	5,98	2,56

Annexe (A6) : Résultats des diagraphies dans le puits HTF16.

DEPT	Vp	Vs	Ed	Nud	RHOB
M	Km/S	Km/S	Mpsi		g/cc
3290,16	5,00	3,40	9,13	0,07	2,54
3290,32	5,00	3,40	9,08	0,07	2,53
3290,47	5,00	3,40	9,05	0,07	2,52
3290,62	5,00	3,40	9,05	0,07	2,52
3290,77	5,00	3,40	9,04	0,07	2,52
3290,93	5,26	3,70	10,09	0,01	2,51
3291,08	5,26	3,70	10,06	0,01	2,51
3291,23	5,26	3,70	10,07	0,01	2,51
3291,38	5,26	3,70	10,11	0,01	2,52
3291,54	5,00	3,40	9,12	0,07	2,54

Annexe (A7) : Résultats des diagraphies dans le puits HTF10.

DEPTH	Vp	Vs	Ed	Nud	GR	RHOB
m	Km/S	Km/S	Mpsi		API	g/cc
3335,43	5,06	3,62	9,56	0,00	648,38	2,58
3338,63	4,29	2,63	6,15	0,22	114,64	2,56
3340,46	5,10	3,49	9,67	0,08	151,60	2,58
3343,20	5,12	3,52	9,95	0,07	128,05	2,63
3345,18	4,96	3,27	9,02	0,14	144,52	2,60
3347,92	4,98	3,32	8,71	0,12	279,73	2,48
3348,38	4,89	3,19	8,35	0,15	192,08	2,51
3348,99	4,76	3,16	8,09	0,13	120,63	2,53
3350,21	4,77	3,17	8,29	0,13	143,38	2,57
3353,87	4,63	2,99	7,42	0,16	36,70	2,50

Annexe (A8) : Résultats des diagraphies dans le puits HTF25.

DEPT	Vp	Vs	Ed	Nud	RHOB
m	Km/S	Km/S	Mpsi		g/cc
3329,94	5,42	3,88	10,74	0,02	2,5218
3330,48	5,21	3,64	10,04	0,06	2,551
3332,88	5,37	3,83	10,68	0,03	2,5524
3334,37	5,39	3,84	10,76	0,02	2,5568
3339,35	5,06	3,47	9,21	0,09	2,4944
3340,45	5,00	3,40	8,96	0,11	2,498
3341,05	5,00	3,40	8,99	0,11	2,5014
3343,30	4,91	3,30	8,51	0,13	2,4785
3345,02	4,87	3,25	8,30	0,13	2,4697
3347,55	5,03	3,44	9,14	0,10	2,5115

Annexe (A09) : résultats de la corrélation de données statique vs dynamique pour le puits HTF13.

DEPTH	Ed	YMEs (Es VS Ed)	HPMI (Es VS Ed)	HPMI-HTF	closure pressure
m	Mpsi	Mpsi	Psi	Psi	psi
3308,15	7,16	6,22	14325,63	13691,25	9617
3308,30	7,05	6,11	14185,83	13644,87	
3308,45	6,72	5,80	13779,68	12630,80	
3308,60	6,32	5,42	13272,59	11616,49	
3308,76	6,49	5,58	13488,85	11702,72	
3308,91	7,25	6,31	14443,74	11913,06	
3309,06	7,68	6,72	14976,92	12026,67	
3309,21	7,62	6,66	14903,55	12885,49	
3309,37	7,43	6,48	14665,28	13695,78	
3309,52	7,31	6,37	12891,58	12266,93	

Annexe (A10) : résultats de la corrélation de données statique vs dynamique pour le puits HTF16.

DEPTH	Ed	YMEs (Es VS Ed)	HPMI (Es VS Ed)	HPMI-HTF	closure pressure
m	Mpsi	Mpsi	Psi	Psi	psi
3290,16	9,13	8,10	16715,55	11114,92	11013
3290,32	9,08	8,06	16660,77	10771,34	
3290,47	9,05	8,02	16617,07	10620,72	
3290,62	9,05	8,02	16616,58	10544,08	
3290,77	9,04	8,02	16610,38	10416,37	
3290,93	10,09	9,02	17927,95	10334,18	
3291,08	10,06	8,99	17884,47	10402,47	
3291,23	10,07	9,00	17901,91	10699,35	
3291,38	10,11	9,04	17947,76	11106,15	
3291,54	9,12	8,09	16703,56	11401,79	

Annexe (A11) : résultats de la corrélation de données statique vs dynamique pour le puits HTF10.

DEPTH	Ed	YMEs (Es VS Ed)	HPMI (Es VS Ed)	HPMI-HTF
m	Mpsi	Mpsi	Psi	Psi
3335,43	9,56	8,52	13739,12	11703,61
3338,63	6,15	5,26	7767,61	9795,96
3340,46	9,67	8,61	12271,48	9985,21
3343,20	9,95	8,88	17819,21	15244,78
3345,18	9,02	8,00	12144,83	10572,55
3347,92	8,71	7,70	9549,21	7453,68
3348,38	8,35	7,36	9249,78	7879,79
3348,99	8,09	7,11	11193,50	10832,85
3350,21	8,29	7,30	12726,73	11779,92
3353,87	7,42	6,47	9899,11	9415,54

Annexe (A12) : résultats de la corrélation de données statique vs dynamique pour le puits HTF25.

DEPTH	Ed	YMEs (Es VS Ed)	HPMI (Es VS Ed)	HPMI-HTF
m	Mpsi	Mpsi	Psi	Psi
3329,94	10,74	9,64	11373,74	6878,34
3330,48	10,04	8,97	10799,31	7231,80
3332,88	10,68	9,58	11633,57	7490,44
3334,37	10,76	9,66	12042,13	7707,55
3339,35	9,21	8,18	9995,69	7066,33
3340,45	8,96	7,94	10527,44	7881,62
3341,05	8,99	7,97	11046,38	8423,35
3343,30	8,51	7,51	10333,82	8103,10
3345,02	8,30	7,31	10024,57	7940,65
3347,55	9,14	8,12	10867,78	8151,76

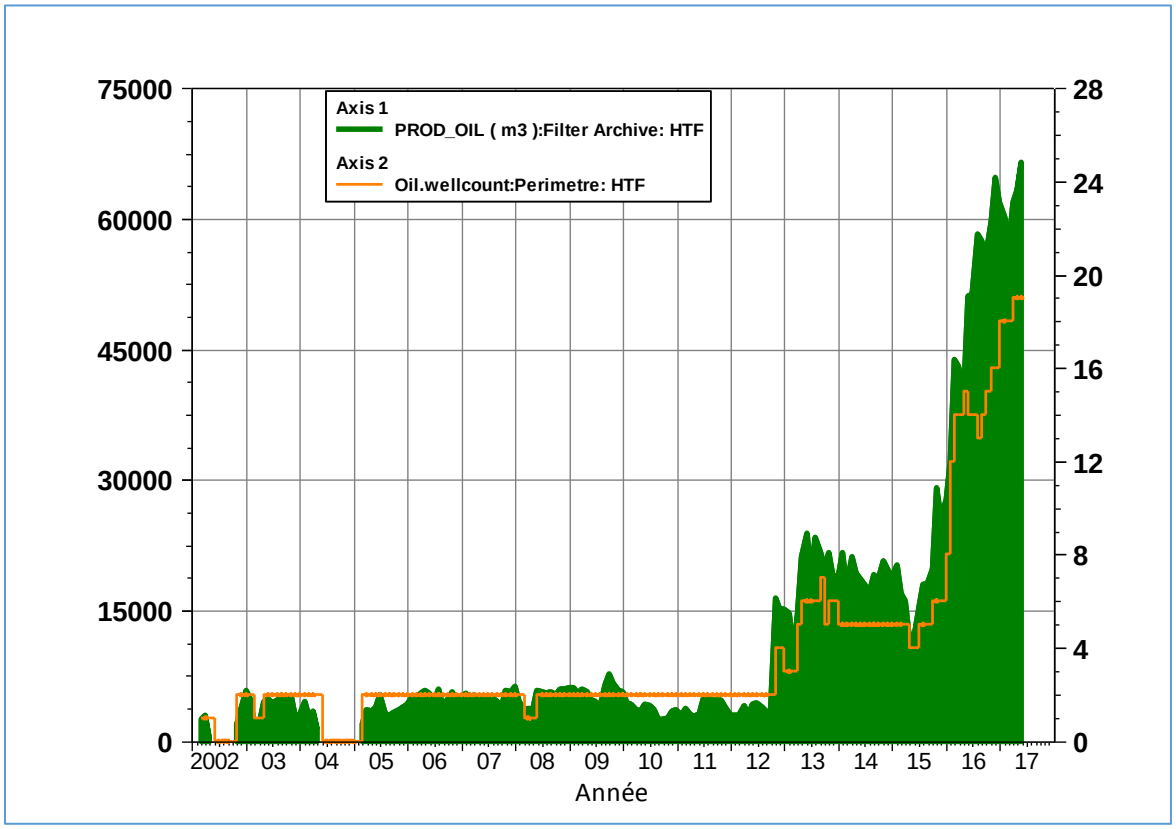
Annexe (A13) : Résultats de l'étude géomécanique effectuée au laboratoire sur le puits HTF10.

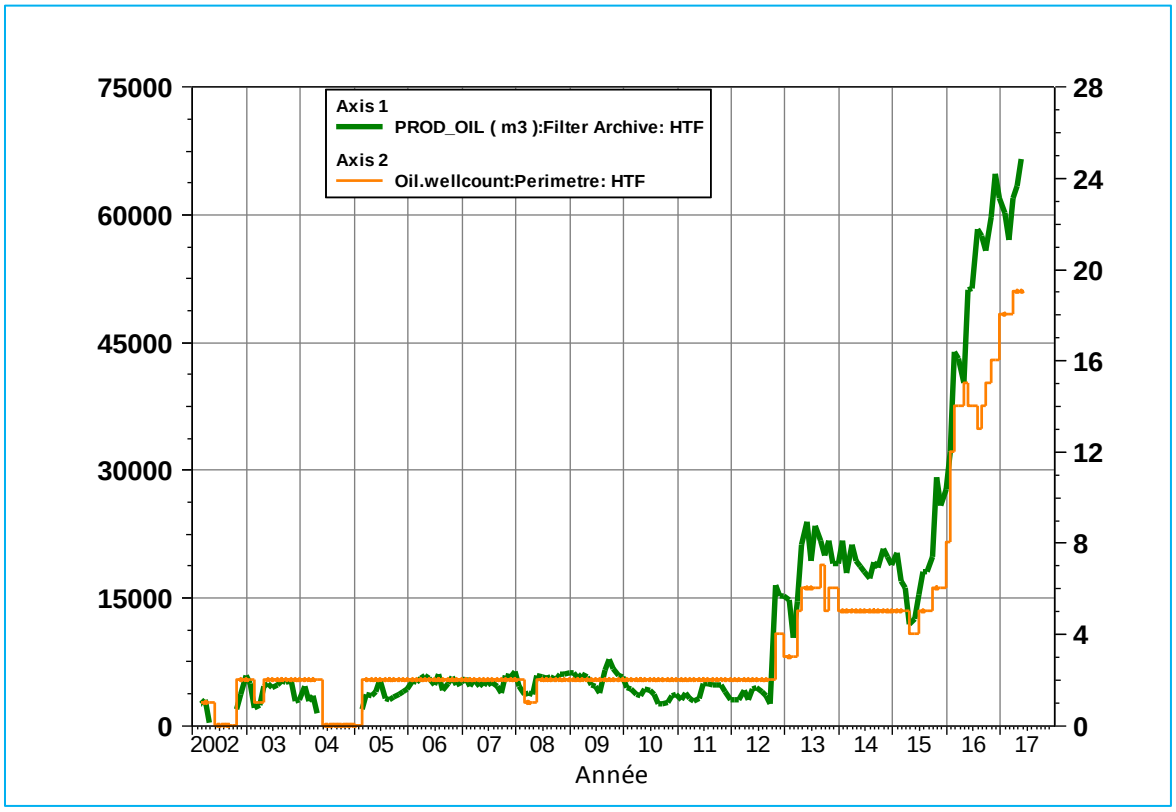
DEPTH (m)	Es(MPsi)	Ed(MPsi)	υs	υd
3403,59	2,25	2,77	0,16	0,36
3404,6	7,50	8,94	0,08	0,23
3406,12	6,69	7,61	0,12	0,24
3407,19	5,45	6,06	0,13	0,31
3408,6	4,74	5,94	0,12	0,26
3409,53	6,63	7,43	0,14	0,24
3410,12	6,84	8,38	0,12	0,25
3411,35	4,88	6,11	0,18	0,29
3412,3	6,41	6,89	0,15	0,21
3413,65	7,25	8,05	0,11	0,26

Annexe (A14) : Résultats de l'étude géomécanique effectuée au laboratoire sur le puits HTF25.

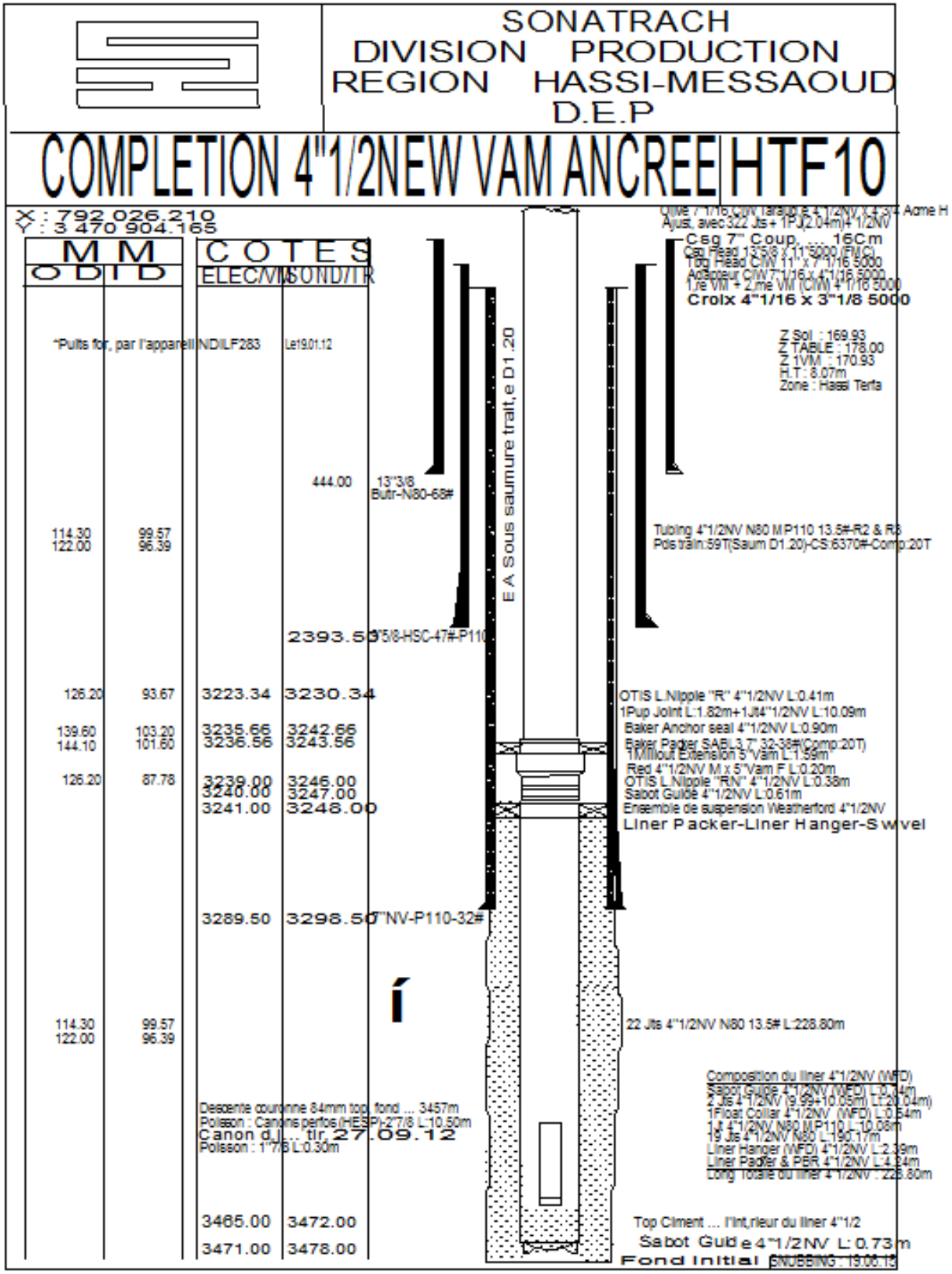
DEPTH (m)	Es(MPsi)	Ed(MPsi)	υs	υd
3329,94	8,15	9,31	0,12	0,14
3330,48	6,71	8,42	0,18	0,14
3332,88	8,14	9,20	0,14	0,14
3334,37	8,30	10,11	0,13	0,17
3339,35	9,87	11,42	0,1	0,11
3340,45	6,33	8,02	0,17	0,14
3341,05	5,81	7,10	0,17	0,20
3343,30	5,70	7,04	0,27	0,22
3345,02	4,35	7,50	0,11	0,21
3347,55	5,41	6,77	0,11	0,22

Annexe(A15) : Historique de production de champ Hassi Terfa (2002_2017).

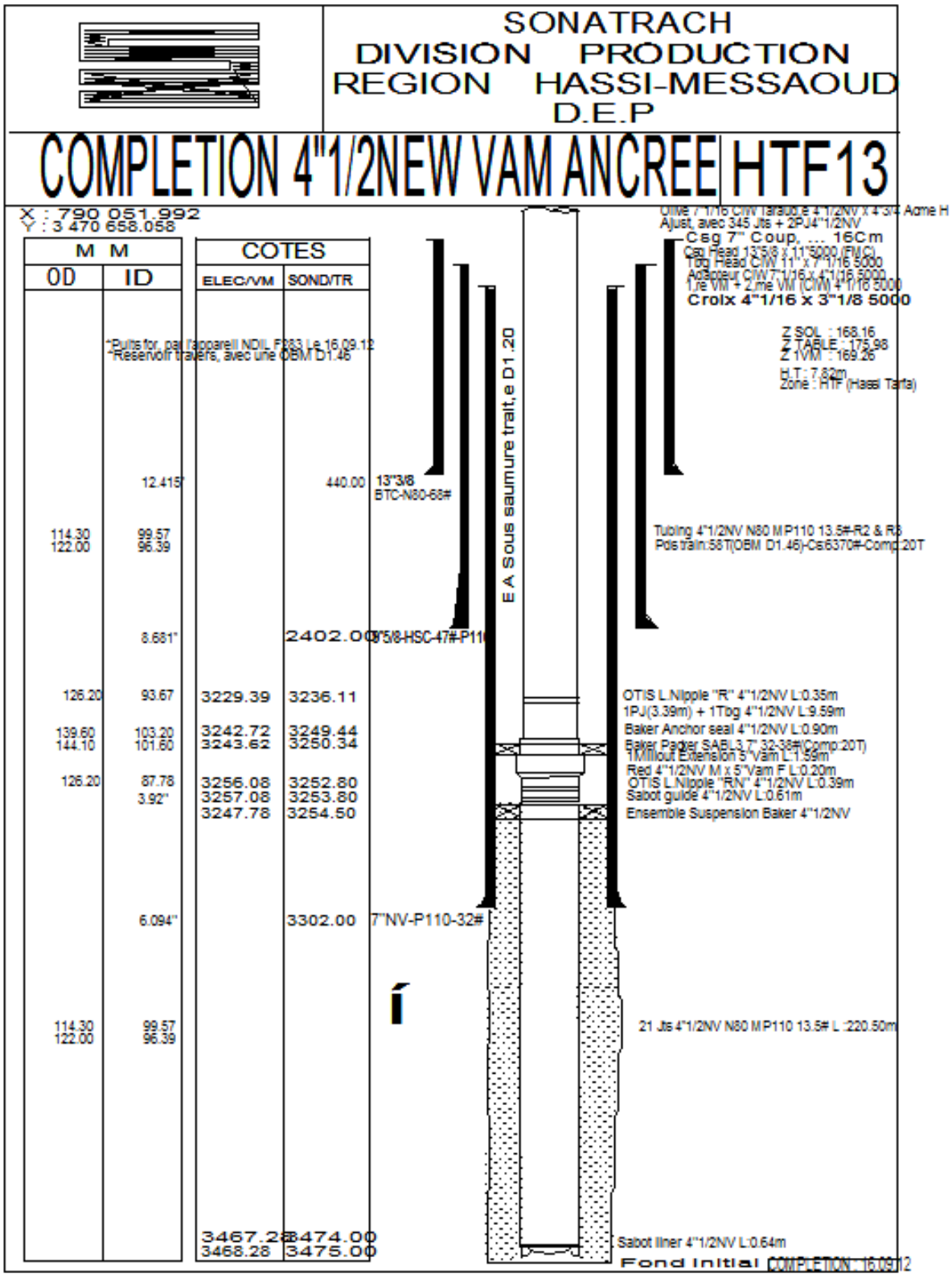




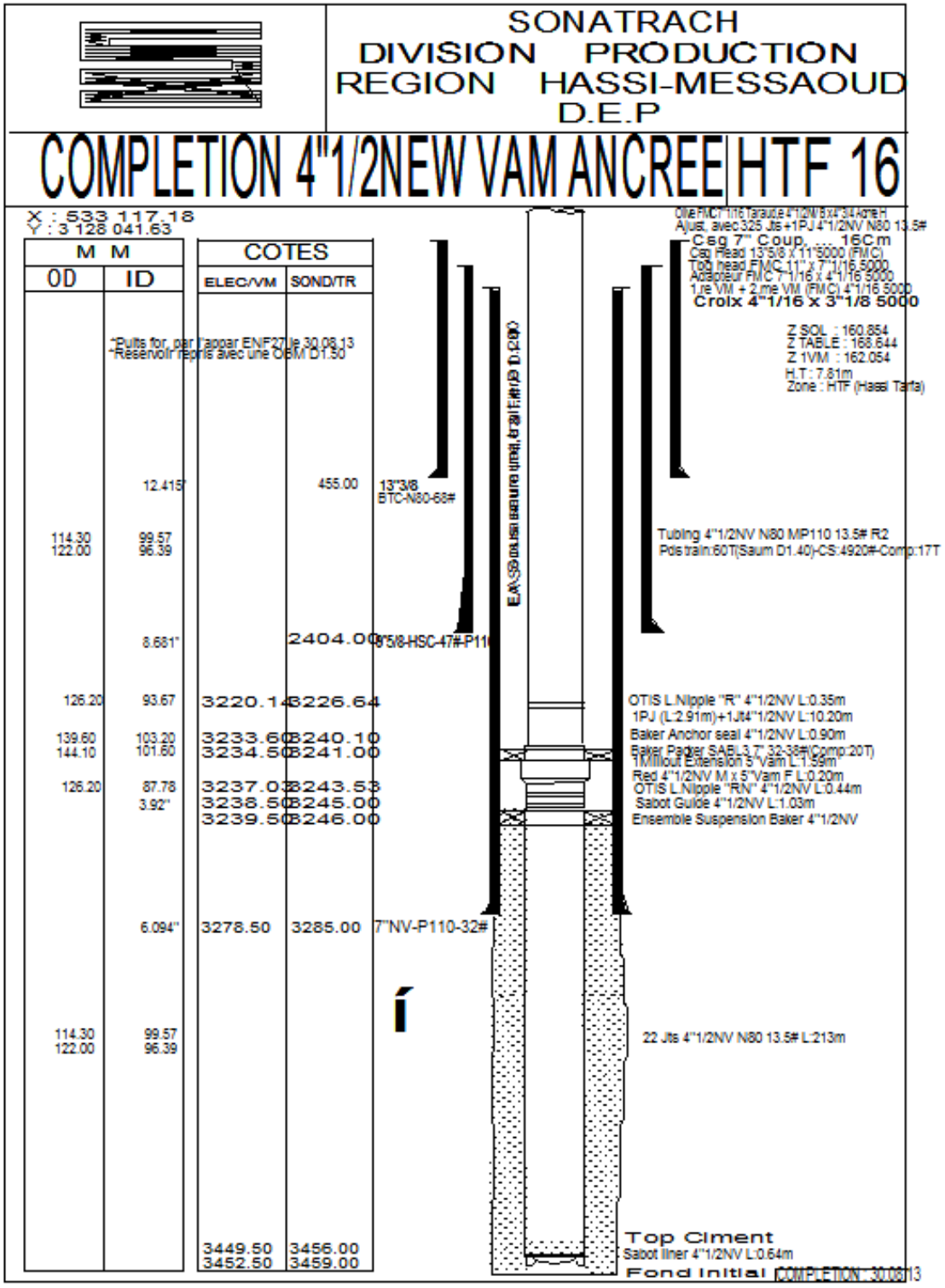
Annexe (A16) : Fiche technique du puits HTF10.



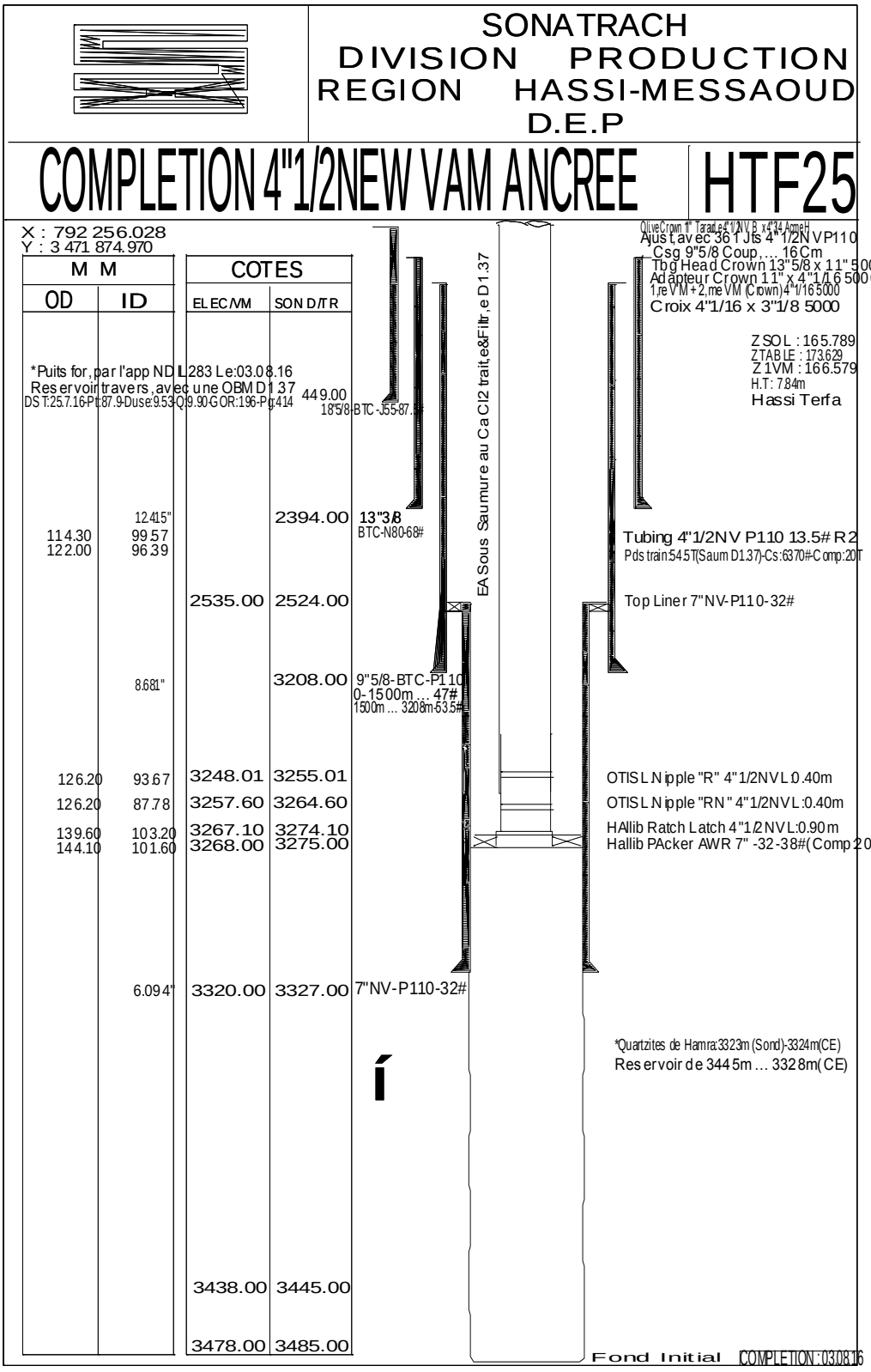
Annexe (A17) : Fiche Technique du puits HTF13.



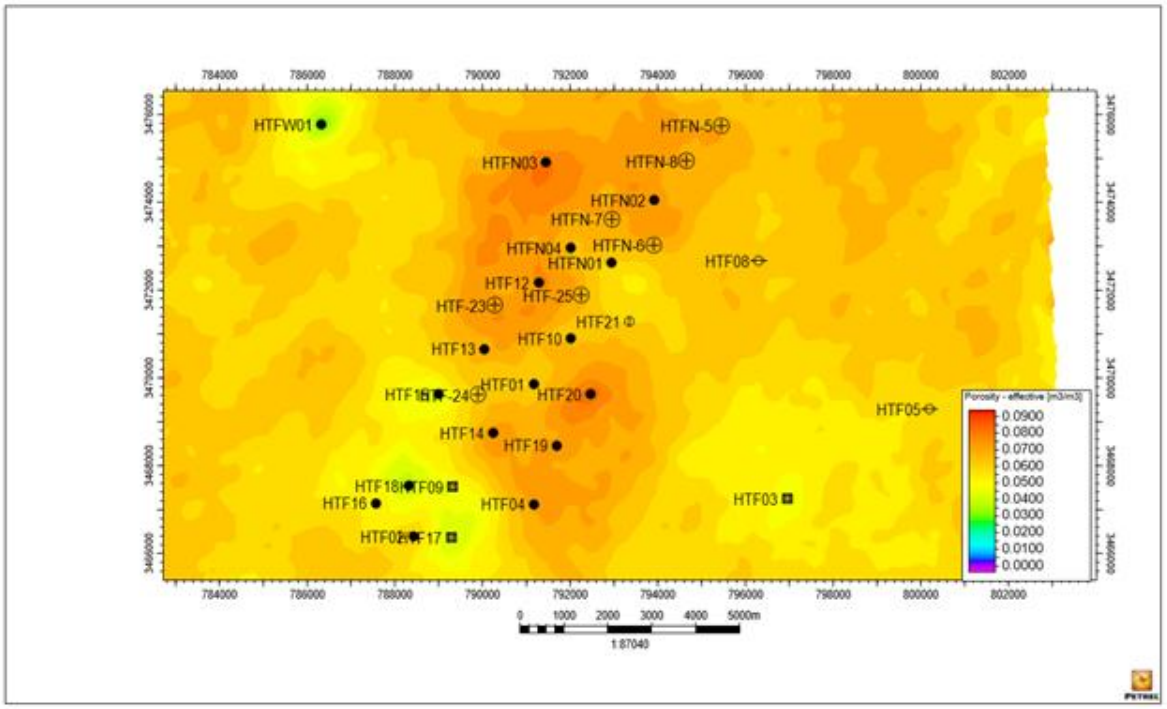
Annexe (A18) : Fiche technique du puits HTF16.



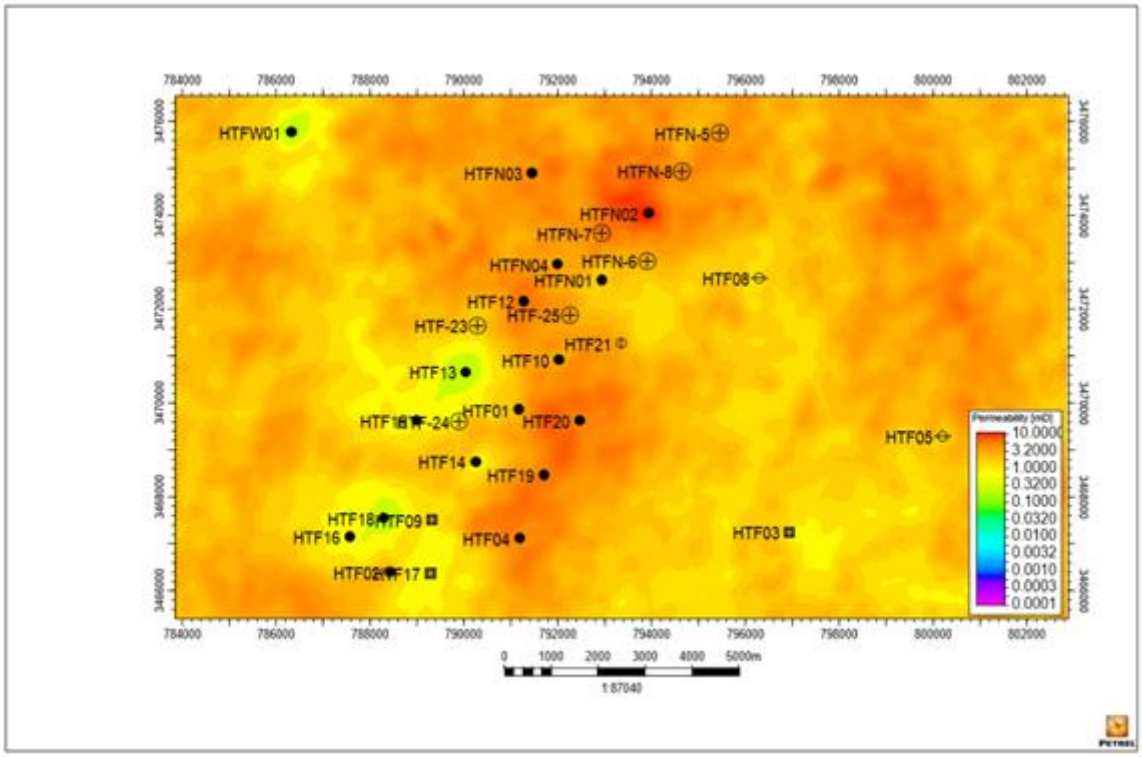
Annexe (A19): Fiche technique du puits HTF25.



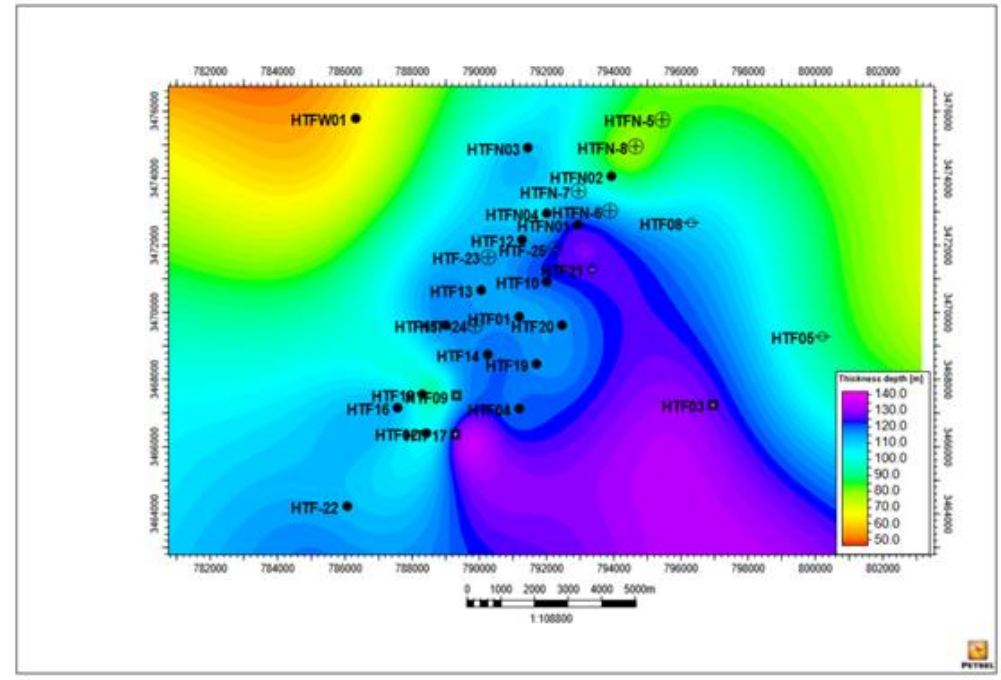
Annexe (A20) : Distribution de la porosité de Quartzite de Hamra.



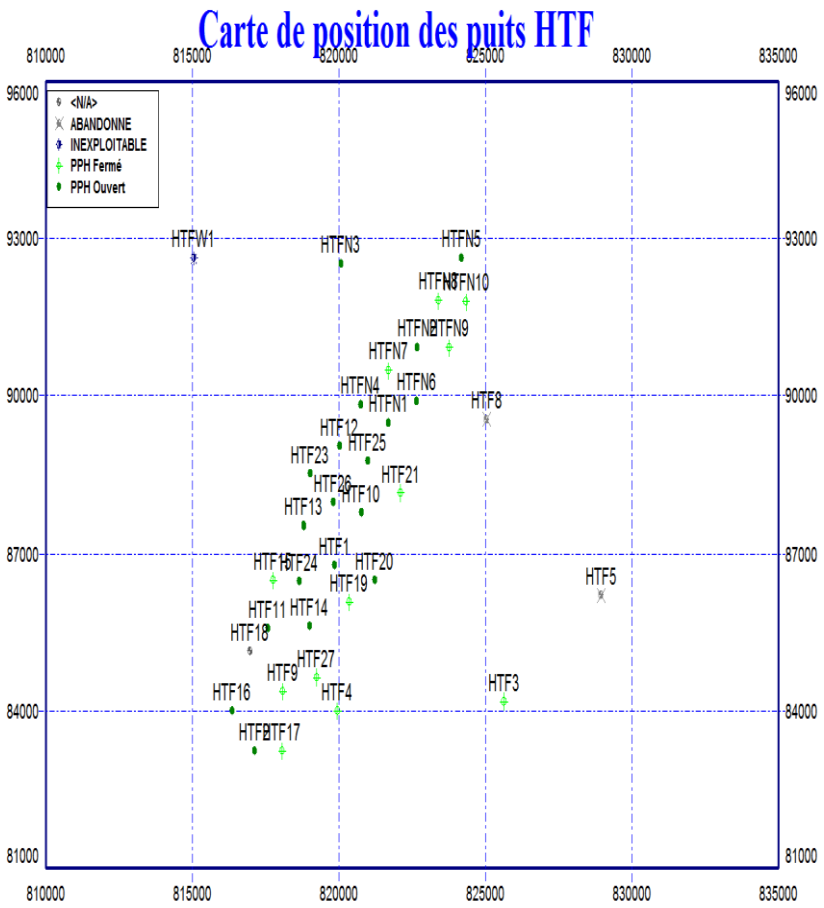
Annexe (A21) : Distribution de la perméabilité de Quartzite de Hamra.



Annexe (A22) : Carte isopaque de Quartzite de Hamra.



Annexe (A23) : Carte de position des puits HTF.



Annexe (A24) : Etat des puits dans le champ HTF.

N°	Puits	Statu	Zone	Date Fin Forage	Etat	GOR	Débit Huile (m^3/h)	Débit gaz (m^3/h)	Cum liq (m^3)
1	HTF1	PRODUCTEUR HUILE	HZP	09/02/2000	Ouvert	158	1	280	421529
2	HTF10	PRODUCTEUR HUILE	HZP	19/01/2012	Ouvert	164	6	1078	209223
3	HTF11	PRODUCTEUR HUILE	HZP	08/04/2012	Ouvert	167	4	726	140788
4	HTF12	PRODUCTEUR HUILE	HZP	12/06/2012	Ouvert	175	5	895	188300
5	HTF13	PRODUCTEUR HUILE	HZP	16/09/2012	Ouvert	35	4	149	22076
6	HTF14	PRODUCTEUR HUILE	HZP	01/12/2012	Ouvert	157	6	943	166904
7	HTF15	PRODUCTEUR HUILE	HZP	09/06/2013	Fermé	128	0	83	2464
8	HTF16	PRODUCTEUR HUILE	HZP	31/08/2013	Ouvert	168	1	245	4304
9	HTF17	PRODUCTEUR HUILE	HZP	12/12/2013	Fermé				
10	HTF19	PRODUCTEUR HUILE	HZP	29/12/2014	Fermé				
11	HTF2	PRODUCTEUR HUILE	HZP	27/03/2001	Ouvert	249	0	150	4751
12	HTF20	PRODUCTEUR HUILE	HZP	23/03/2015	Ouvert	153	2	424	15270
13	HTF21	PRODUCTEUR HUILE	HZP	13/06/2015	Fermé				
14	HTF22	PRODUCTEUR HUILE	HZP	15/02/2016	Fermé				
15	HTF23	PRODUCTEUR HUILE	HZP	15/02/2016	Ouvert	174	8	1537	7865
16	HTF24	PRODUCTEUR HUILE	HZP	27/04/2016	Ouvert	172	3	686	2967
17	HTF25	PRODUCTEUR HUILE	HZP	27/07/2016	Ouvert	162	4	764	3511
18	HTF26	PRODUCTEUR HUILE	HZP	12/11/2016	Ouvert	175	9	1722	7321
19	HTF27	PRODUCTEUR HUILE	HZP		Fermé				
20	HTF3	PRODUCTEUR HUILE	HZP	13/12/2001	Fermé				
21	HTF4	PRODUCTEUR HUILE	HZP		Fermé				

22	HTF6	PRODUCTEUR HUILE	HZP	13/04/2007	Fermé				
23	HTF7	PRODUCTEUR HUILE	HZP	22/06/2007	Fermé				
24	HTF9	PRODUCTEUR HUILE	HZP	05/11/2011	Fermé				
25	HTFN1	PRODUCTEUR HUILE	HZP	16/12/2000	Ouvert	111	1	110	161718
26	HTFN10	PRODUCTEUR HUILE	HZP		Fermé				
27	HTFN2	PRODUCTEUR HUILE	HZP	05/11/2015	Ouvert	126	7	899	5431
28	HTFN3	PRODUCTEUR HUILE	HZP	23/02/2014	Ouvert	1064	1	1450	2536
29	HTFN4	PRODUCTEUR HUILE	HZP	07/07/2014	Ouvert	153	9	1528	70134
30	HTFN5	PRODUCTEUR HUILE	HZP	09/11/2015	Ouvert	106	3	422	18870
31	HTFN6	PRODUCTEUR HUILE	HZP	10/06/2016	Ouvert	132	6	835	4686
32	HTFN7	PRODUCTEUR HUILE	HZP	04/11/2016	Fermé				
33	HTFN8	PRODUCTEUR HUILE	HZP	08/02/2017	Fermé				
34	HTFN9	PRODUCTEUR HUILE	HZP	18/05/2017	Fermé				

Annexe (A25) : Historique de facturation dans le champ HTF.

	Mise en prod	Qo	Frac
HTF1	2000	2.79	
HTF2	2001	0.68	
HTF4	DST 2006	1.03	Inj nulle après pré-fra acide 07/05/2017. Breakdown test en 18/05/2017 révélé comm.
HTF9	DST 2011	Non éruptif	
HTF10	2011	6.7	Kh=328 traité au reformat
HTF11	2012	4.61	Kh=227 traité au reformat
HTF12	2012	5.14	Kh=260 traité au reformat
HTF13	2012	4.37	traité au reformat fracturé Feb en 2016. Pc=9617psi, Eff=37%, Pnet=1330psi (Q=35bpm). 71410lb at 6 ppa de 20/40 et 30/50
HTF14	2012	6.33	Kh=146 traité au reformat
HTF15	2013	3.77	Kh=16.9 traité reformat Bouchon de sable. Inj test : 10200 psi at 2 bpm Breakdown test: @3.5 bpm, pompes atteignent le kick-out
HTF16	2013	1.46	Kh=18 Bouchon de sable Datafrac: fracturé Apr en 2016: prop 49263 (20/40+30/50)
HTF17	2013		Non éruptif
HTF18	2014	1.05	Kh=2.28
HTF19	2014	1.28	Kh=7.56

BIBLIOGRAPHIE

1. Djebbar Tiab and Erle C.Donaldson: Petrophysics : theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties (Second Edition).
2. LASBEUR Nadia, mémoire d'induction (division exploration) : Etude géomécanique et stimulation par fracturation hydraulique des réserves compacts : Quartzite de Hamra (ELAS-1), Dévonien Inférieur (GEH-1); 2014.
3. Amy Fox, Canadian Discovery, Paige Snelling, Jon McKenna, Chris Neale, Carl Neuhaus, MicroSeismic, Inc.; Jennifer Miskimmins – Barree and Associates: Geomechanical Principles for Unconventional Reservoirs; MicroSeismic.
4. Presentation de Geomecanics International: Rock Deformation, Compressive and Tensile Rock Failure, Fracture Pressure, Hydraulic Fracturing, Compaction and Normal Faulting.
5. Ali Reza Najibi, Mohammad Ghafoori, Gholam Reza Lashkaripour, Mohammad Reza Asef: Journal of Petroleum Science and Engineering; 24 December 2014.
6. SEHIB Lounis, mémoire d'induction (INSTITUT ALGERIEN DU PETROLE) : Etude, Design et Evaluation d'une Opération de Stimulation par Fracturation Hydraulique Cas d'étude : Puits OKN 421 / Champ de Haoud Berkaoui; 2016.
7. R. Belhaouas, A. Benani and D. Despax : Amélioration des Procédures de Fracturation Hydraulique à Hassi Messaoud (WEC1995).
8. Tayeb Khetib, mémoire de fin d'étude : Fracturation Hydraulique.
9. Peter Valko and Michael J.Economides: Hydraulic Fracture Mechanics; 1997.
10. Siavash Ashoori, Mohammad Abdideh and Milad Yahagh: Investigation of hydraulic fracturing operation and fracture propagation simulation in reservoir rock; Geomechanics and Geoengineering: An International Journal; 2014.
11. Mark D. Zoback: Reservoir Geomechanics; 2007.
12. John J. Zhang and Laurence R. Bentley: Factors determining Poisson's ratio; 2005.
13. Michael. J. Economides Kenneth G. Nolte: Reservoir Stimulation (second Edition); 1989.
14. T.D. VAN GOLF-RACHT: fundamentals of fractured reservoir engineering; 1982.
15. Muriel Gasc-Barbier,rapport de synthèse: Comportement mécanique des roches : du laboratoire `a l'ouvrage ; 2011.

16. Wang Fei, Bian Huiyuan, Yu Jun, Zhang Yonghao: Correlation of Dynamic and Static Elastic Parameters of Rock; 2016.
17. Cours de Baker Hughes: Correlation of Dynamic and Static Elastic Parameters of Rock, Correlation of Dynamic and Static Elastic Parameters of Rock, Correlation of Dynamic and Static Elastic Parameters of Rock, Correlation of Dynamic and Static Elastic Parameters of Rock, Correlation of Dynamic and Static Elastic Parameters of Rock.
18. G. Schei, SPE, SINTEF Petroleum Research; E. Fjær, SPE, SINTEF Petroleum Research; E. Detournay, University of Minnesota; C.J. Kenter, SPE, Shell; G.F. Fuh, SPE, Conoco; F. Zausa, SPE, Eni Agip: The Scratch Test: An Attractive Technique for Determining Strength and Elastic Properties of Sedimentary Rocks; SPE 63255.
19. M. Koceir, Sonatrach-PED, and D. Tiab, U. of Oklahoma: Influence of Stress and Lithology on Hydraulic Fracturing in Hassi Messaoud Reservoir, Algeria; SPE62608.
20. SAIB Kamel, mémoire d'induction (Division Technologies et Développement): CARACTERISATION GEOMECANIQUE DES ROCHES RESERVOIRS ETUDE DE CAS ; 2015.