

N° Série: /2020

Université Kasdi Merbah Ouargla



*Faculté des hydrocarbures, énergies renouvelables et science de  
la terre et de l'univers*



**Département de production des hydrocarbures**

## **MEMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option: Production Académique**

Présenté Par :

**Bouguettaya Ben Salem et Zidani Benrouissa**

-THEME-

---

**Etude comparative entre la fracturation  
hydraulique vs la technique de short radius  
dans le champ de Tin Fouyé Tabankort (TFT)**

---

Soutenue publiquement le : .../.../2020 devant la commission d'examen :

Président	Kadri Ahmed Yassine	MAA	Univ. Kasdi Merbah Ouargla
Examineur	Arbaoui Mohamed Ali	MAA	Univ. Kasdi Merbah Ouargla
Encadreur	Brahmia Nabil	MCB	Univ. Kasdi Merbah Ouargla
Co-encadreur	Adjou Zakaria	Doctorant	Univ. Kasdi Merbah Ouargla

2019 / 2020



# Remerciements

Nous tenons tout d'abord à remercier ALLAH le clément de nous avoir donné la force, la chance et la patience pour terminer ce modeste travail.

Nous exprimons toute notre gratitude à **Mr Brahmia Nabil** et **Mr Adjou Zakaria** pour la confiance qui nous a témoigné en acceptant de suivre ce thème, leurs conseils, leurs sérieux et leurs disponibilités.

Nous remercions la commission d'examen, d'avoir accepté d'examiner ce travail, pour leurs soutiens et leurs observations constrictives.

Nos remerciements vont également à tout le personnel de la direction **Sonatrach TFT à AIN AMINAS** qui nous a guidés de réaliser ce travail, pour leur suivi avec patience leurs remarques qui nous ont été précieuses.

Nous tenons aussi à dire un grand merci pour tous les enseignants, sans oublier l'équipe administrative du département de production des hydrocarbures de l'université d'Ouargla qui ont participé de près ou de loin à notre formation durant notre cursus d'étude.

Enfin, nous remercions nos ami(e)s pour nous avoir soutenus et encouragés pendant toutes ces années



# *Dédicace*

Je dédie ce modeste travail à :

A mon cher père pour ses sacrifices afin de réaliser mes souhaits.

A ma chère mère pour toutes ses prières qui m'ont donné l'appui qui m'a montré.

A toute la famille Bouguettaya et mes proches

A tous mes ami(e)s avec eux j'ai passé mes meilleurs moments. A tous mes collègues de la promotion Master 2 Production académique « 2015-2020 »

A toute personne prie pour mon succès et mon bonheur.

*-Bouguettaya Ben Salem-*



# *Dédicace*

Je dédie ce modeste travail à :

A mon cher père pour ses sacrifices afin de réaliser mes souhaits.

A ma chère mère pour toutes ses prières qui m'ont donné l'appui qui m'a montré.

A toute la famille Zidani et mes proches

A tous mes ami(e)s avec eux j'ai passé mes meilleurs moments. A tous mes collègues de la promotion Master 2 Production académique « 2015-2020 »

A toute personne prie pour mon succès et mon bonheur.

*-Zidani Benrouïssa-*

# Résumé

## ملخص

أجريت الدراسة لتحسين الإنتاج بشكل ملحوظ في عدد من الآبار في حقل TFT ذات معدلات الإنتاجية المنخفضة. يعتمد هذا التقييم على: اختيار البئر المؤهل للدراسة، جمع ومعالجة جميع السجلات والبيانات الجيولوجية اللازمة بالإضافة إلى جميع الخصائص البتروفيزيائية الأساسية من أجل إجراء عملية التكسير الهيدروليكي أو تقنية نصف القطر القصير. يهدف عملنا إلى دراسة المعلمات الرئيسية عن طريق اختيار الآبار المرشحة للتكسير الهيدروليكي ونصف القطر القصير لحقل TFT، وتقييم النتائج التي تم الحصول عليها قبل وبعد تنفيذ كل عملية. بعد اختيار الآبار المرشحة، قمنا بجمع جميع السجلات والبيانات الجيولوجية اللازمة، بالإضافة إلى جميع الخصائص البتروفيزيائية الأساسية من أجل معالجة البيانات وتفسيرها لإجراء هذه العملية. النتائج التي تم الحصول عليها بعد تنفيذ كل عملية سمحت لنا باستنتاج أن تقنية نصف القطر القصير تحسن بشكل كبير من إنتاج الآبار في حقل TFT وتوضح ضرورة وأهمية استخدام هذا النوع من الحفر الموجه، حيث سمح لنا بتحسين الإنتاج في الآبار التي تم التخلي عنها والآبار التي أظهرت انخفاضاً في الإنتاجية بالإضافة إلى ارتفاع منسوب المياه.

**الكلمات المفتاحية:** نصف القطر القصير، التكسير الهيدروليكي، معدل الإنتاجية، التقييم، المرشحين، السجلات، البيانات الجيولوجية، الخصائص البتروفيزيائية، الحفر الموجه.

## Abstract

The study was carried out to significantly improve production from wells at the TFT field which have low productivity rates. This assessment is based on: select the candidate well, gather and process all the necessary logs and geological data as well as all the essential petrophysical characteristics in order to perform our hydraulic fracturing operation or the short radius technique. Our work aims to study the main parameters by choosing candidate wells for hydraulic fracturing and short radius of the TFN field, and evaluate the results obtained before and after the execution of each operation. After selecting the candidate wells, we gathered all the necessary logs and geological data, as well as all the essential petrophysical characteristics in order to process and interpret the data to perform this operation.

The results obtained after the execution of each operation allowed us to conclude that the short radius technique significantly improves the production of wells in the TFT field and shows the necessity and the importance of the use of this type of directional drilling, has allowed us to improve production in wells that have been abandoned and for those that have shown a drop in productivity as well as a rise in water level.

**Keywords:** short radius, hydraulic fracturing, productivity rate, evaluation, logs, geological data, petrophysical characteristics, directional drilling.

## **Résumé**

L'étude a été menée pour améliorer sensiblement la production des puits au champ TFT qui ont un faible taux de productivité. Cette évaluation est basée sur : sélectionner le puits candidat, Rassembler et traiter tous les logs nécessaires et les données géologiques ainsi que toutes les caractéristiques pétrophysiques essentiels afin d'effectuer notre opération de fracturation hydraulique ou la technique de short radius. Notre travail a pour objectif, d'étudier les paramètres principaux par le choix des puits candidats pour la fracturation hydraulique et short radius du champ TFN, et évaluer les résultats obtenus avant et après l'exécution de chaque opération. Après avoir sélectionné les puits candidats, on a rassemblé tous les logs nécessaires et les données géologiques, ainsi que toutes les caractéristiques pétrophysiques essentiels afin de traiter et d'interpréter les données pour exécuter cette opération.

Les résultats obtenus après l'exécution de chaque opération nous ont permis de conclure que la technique de short radius améliore sensiblement la production des puits au champ TFT et montre la nécessité et l'importance de l'utilisation de ce type de forage dirigé, cela nous a permis d'améliorer la production dans les puits qui ont été abandonnés et pour ceux qui ont montré une chute de la productivité ainsi que l'élévation de plan d'eau.

**Mots Clés :** short radius, fracturation hydraulique, taux de productivité, évaluation, logs, données géologiques, caractéristiques pétrophysiques, forage dirigé.

## Table des Matières

<b>Remerciements</b>	I
<b>Dédicaces</b>	II
<b>Résumé</b>	IV
<b>Tableau des Matières</b>	VI
<b>Liste des figures</b>	X
<b>Liste des tableaux</b>	XII
<b>Liste des abréviations</b>	XIII
<b>Introduction</b>	01

### Chapitre I :

<b>I.1- Introduction</b>	03
<b>I-2 But de la Fracturation Hydraulique</b>	03
<b>I-3 Paramètres à prendre en considérations pour une Fracturation Hydraulique</b>	03
<b>I-4 Les Informations nécessaires à tout projet de fracturation</b>	04
<b>I-5 Les contraintes sur la roche</b>	05
<b>I-6 Contraintes s'exerçant sur le réservoir</b>	06
<b>I-7 Conductivité adimensionnelle de la fracture</b>	08
<b>I-8 Perméabilité de la fracture</b>	09
<b>I-9 Déroulement d'une fracturation hydraulique</b>	09
<b>I-10 Modélisation de la fracturation hydraulique</b>	13
<b>I-11 Fluides de fracturation</b>	14
<b>I-12 Estimation de l'extension des fractures « Thermométries »</b>	14
<b>I-13 Les équipements utilisés pour la réalisation de l'opération frac</b>	15
<b>I-14 Déroulement d'un traitement principal</b>	17

### Chapitre II :

<b>II.1- Introduction</b>	18
<b>II-2 La reprises des puits en short radius</b>	18

<b>II-3 Conditions de réalisation d'un puits candidat</b>	18
<b>II-4 L'intérêt de short radius</b>	19
<b>II-5 Critères de choix d'un puits en short radius</b>	19
<b>II-6 Technique de réalisation d'un puits en short radius</b>	21
<b>II-7 Avantage des puits horizontaux en termes de productivité</b>	25
<b>II-8 Inconvénients du forage horizontal</b>	26

## **Chapitre III :**

<b>III-1 Tin Fouyé Tabankort (TFT)</b>	27
<b>III-2 Etude de cas</b>	31
<b>III-3 Etude comparative</b>	48
<b>III-4 Discussion des résultats obtenus</b>	51
<b>Conclusion</b>	58
<b>Bibliographies</b>	60



## Liste des figures

<b>Figure I.1. Les contraintes principales</b>	6
<b>Figure I.2. Direction de la fracture.</b>	7
<b>Figure I.3. Développement de la fracture.</b>	7
<b>Figure I.4. La conductivité en fonction des contraintes</b>	7
<b>Figure I.5 : Paramètres géométriques de la fracture hydraulique</b>	8
<b>Figure I.6 : Dimensionless Fracture Conductivity</b>	9
<b>Figure I.7 : High-permeability frac and pack treatment (Gulrajani et al, 1997)</b>	10
<b>Figure I.8 : Step rate test</b>	11
<b>Figure I.9 : Pump in Flow back test</b>	12
<b>Figure I.10 : Test de déclin de pression.</b>	13
<b>Figure I.11 : pompe HQ-400.</b>	15
<b>Figure I.12 : mélangeur</b>	15
<b>Figure I.13 Tree siver</b>	16
<b>Figure I.14 manifold</b>	16
<b>Figure I.15 : Équipements de fracturation hydraulique</b>	16
<b>Figure I.16 schématisation d'une opération de fracturation hydraulique..</b>	17
<b>Figure (II-1) Choix de l'azimut par rapport à l'anisotropie (Kh/Kv)</b>	21
<b>Figure (II-2) : Fraisage de fenêtre / le Système permanente de whipstock</b>	23
<b>Figure (II-3) :Retrievable Whipstock Packer</b>	23
<b>Figure (III-1) : Situation géographique de la région TFT</b>	27
<b>Figure (III-2) : Localisation de puits TFNW-9</b>	30
<b>Figure (III -3) : Analyse des données</b>	32
<b>Figure (III -4) : Géométrie (traitement principal) frac PRO</b>	33
<b>Figure (III -5) : Géométrie (mini frac) frac PRO</b>	33
<b>Figure (III -6) : Complet minfrac</b>	33
<b>Figure (III -7) : Enregistrements des diagraphiques</b>	34
<b>Figure (III -8) : Minifrac plot</b>	36
<b>Figure (III -9) : Main treatment plot.</b>	37
<b>Figure (III -10) : Enregistrement de Log thermométrie.</b>	38
<b>Figure (III -11) : FracProPt minifrac match géométrie</b>	39
<b>Figure (III -12) : Direction du drain</b>	41

<b>Figure (III -13) : Schéma d'abandon du puits TFNW- 9</b>	42
<b>Figure (III -14) : Le plan vertical du puits TFNW 09 après la reprise</b>	45
<b>Figure (III -15) : Le plan horizontal du puits TFNW09 après la reprise</b>	45
<b>Figure (III -16) : Profile finale de puits TFNW9</b>	46
<b>Figure (III -17) : Plot complet traitement principal TFT-283.</b>	48

## Liste des tableaux

<b>Tableau III-1 : Qualificatives de l'unité VI-3 et l'unité VI-2.</b>	29
<b>Tableau III-2: Etat des puits voisins</b>	35
<b>Tableau III-3: Minifrac ISIP et Minifrac Analysis</b>	37
<b>Tableau III-4: Fracture Pressure Summary.</b>	38
<b>Tableau III-5: Fracture Geometry Summary</b>	38
<b>Tableau III-6: Performance de la frac</b>	39
<b>Tableau III-7: Drilling survey</b>	43
<b>Tableau III-8: Drilling survey</b>	44
<b>Tableau III-9: Performance après mise en short radius</b>	46
<b>Tableau III-10: Le gain total de puits dans une journée de production</b>	47
<b>Tableau III-11: Production de puits TFT-283</b>	48
<b>Tableau III-12: Le cout de frac et l'opération de clean up de puits après frac</b>	49
<b>Tableau III-13: Gain journalier total du puits TFT-283 après la fracturation Hydraulique.</b>	49
<b>Tableau III-14: Production de puits TFT-453</b>	50
<b>Tableau III-15: Le gain total de puits dans une journée de production</b>	50

## Liste des abréviations et symboles

TFT: Tin Fouye Tabankourt.

Q : Le débit

Q<sub>h</sub> : débit d'huile

Q water : débit de l'eau

P<sub>tbg</sub> : tubing pressure

P<sub>csg</sub> : casing pressure

P<sub>av</sub> : average pressure

P<sub>wf</sub> : La pression de fond

P<sub>t</sub> : pression de tête

WOR : Water Oil Ratio

GOR: Gas Oil Ratio.

Ø : Porosité.

K : La perméabilité

S<sub>w</sub> : Saturation de l'eau

S<sub>o</sub> : Saturation d'huile

V<sub>sh</sub> : Volume d'argile

V<sub>sand</sub>: Volume de grés

V<sub>p</sub> : Vitesse de compression.

V<sub>s</sub> : Vitesse de cisaillement.

$\nu d$  : Coefficient de Poisson dynamique.

$\nu$  : La vitesse d'écoulement.

$\nu$  :Le coefficient de poisson /

$\Delta d$  : changement de diamètre m

d : Le diamètre m

G : Le module de cisaillement /

$\Delta L$  : Variation de la longueur m

L : La longueur m

$\sigma$  : La contrainte.

F : La force N

S : la surface de la section

E : Le module de Young /

T : Le tenseur des contraintes

PF : Pression de fracturation Psi  
 Pw : Pression d'injection en tête Psi  
 Ph : Pression hydrostatique Psi  
 $\sigma_1$  : Contrainte principale verticale  
 $\sigma_2$  : Contraintes principales horizontales intermédiaire  
 $\sigma_3$  : Contraintes principales horizontales mineure  
 $\sigma'_1$  : Contrainte effective.  
 $\sigma_I$  : Contraintes principales totales  
 $C_m$ : Compressibilité de la matrice Psi  
 $C_b$ : Compressibilité de la roche poreuse Psi  
 $\alpha$  : Constante de BIOT /  
 PP : Pression de pore psi  
 $\sigma_{ext}$  : Tectonique stress.  
 $\sigma_{min}$  : Contrainte minimal horizontal.  
 $\sigma_{max}$  : La contrainte horizontale maximale  
 $\sigma_1$  : Contrainte verticale.  
 Wf : Épaisseur de la fracture.  
 Xf : Extension de la fracture.  
 HF : La hauteur de la fracture m  
 $C_{fd}$  : Conductivité adimensionnelle de la fracture  
 $d_p$  : Diamètre de particule de proppant  
 $\phi_f$  : Porosité du lit multicouche de particules de proppant ( $\approx 0,32 - 0,38$ )  
 $K_f$  : La perméabilité à la rupture finale  
 PIFB : Pump in Flow back test  
 HP : haute pression  
 SR : Short Radius  
 $k_x = K_h$  : la perméabilité horizontale  
 $k_y = K_v$  : la perméabilité verticale  
 L : La longueur de la section verticale  
 $K_h/K_v$  : l'anisotropie  
 KOP: Kick Off Point.  
 BHA : Bottom Hole Assembly  
 Pbulle : pression de bulle

Z<sub>s</sub> : hauteur de sol  
Z<sub>t</sub> : hauteur de table  
BHT : Bottom Hole temperature  
V<sub>sh</sub> : Volume d'argile.  
R<sub>d</sub>:Rayon de drainage  
V<sub>p</sub>:Volume de pore  
B<sub>o</sub>: Facteur volumétrique d'huile  
V<sub>h en place</sub>:Volume d'huile en place  
CBL Cement Bond Log  
GR Gamma Ray  
CCL Casing Collar Locator  
GL : gas lift  
ISIP : instantaneous shut-in pressure (psi)  
Avg : average  
BH : bottom hole  
TVD: Total Vertical Depth.  
TMD : Total Measured Depth  
VS: Vertical Surface.  
MD: Measured Depth.  
R: Radius.  
WOB : weight on bit  
DLS : Dog Leg Severity  
UBD : Underbalance Drilling  
POT : pay out time



# **Introduction**

### Introduction

Après plusieurs années de production, la pression du gisement Tin Fouyé Tabankort (TFT) et les réserves en place ont considérablement chuté, La quantité des hydrocarbures restant piégés dans des niveaux plus profonds demande des études très poussées et des techniques de haute précision demeurant inexploitable. Des anomalies de production soit celles qui touchent le système de production ou celles qui diminuent les performances de réservoir. Dans ces cas on intervient par stimulation de réservoir dont la fracturation hydraulique est la plus recommandée dans le gisement de TFT.

La fracturation hydraulique qui est une fissuration massive de la roche réservoir dont le but de créer une perméabilité artificielle favorisant les écoulements infolw à l'aide d'un fluide de fracturation qui est pompé à un débit supérieur à celui qui filtre à travers les pores de la roche [19]

Au cours des dernières années, Sonatrach (Société nationale pour la recherche, la production, le transport, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures) a utilisé une nouvelle technologie de forage horizontal et multilatéral à rayon court (Short Radius). Afin d'augmenter la récupération pour les puits producteurs ou améliorer l'injectivité dans les procédés de la récupération assistée.

#### **Problématique de travail :**

La problématique traitée dans cette étude est l'impact de la reprise en short radius vs la stimulation par fracturation hydraulique au niveau du périmètre de TFT pour le cas du puits TFNW-9 dont en analysant les résultats obtenus par fracturation hydraulique (evolution Pressure, Principal traitement, Fracture Pressure and fracture geometry). Ensuite le puits est repris en short radius à cause de l'apparition d'un grand pourcentage d'eau (water coning) après la mise en production. La technique de short radius vise à augmenter la surface de contact entre le puits et le réservoir ainsi elle permet de bien suivre le trajet de drain en évitant le niveau de WOC (water Oil Contact). L'étude est suivie par une analyse techno-économique pour les deux opérations dont le but d'optimiser l'intervention la plus adéquate selon le cas des puits candidats. Une étude comparative avec les puits voisins TFT-283 et TFT-453 dans le même périmètre afin d'intégrer dans la volonté de mieux comprendre la technique de short radius à partir de l'interprétation des données des puits (logs, indice de productivité et cout d'opération) dans le but de prouver que la technique de short radius est plus efficace vs la fracturation hydraulique de point de vue productivité et cout.



## **Objectifs de travail:**

Les principaux objectifs de ce travail sont :

- Analyse et interprétation d'échec de la fracturation hydraulique pour le cas de puits TFNW-9 dans la région TFT.
- Etude de la faisabilité de short radius pour ce puits en basant sur les diagrapies faites le long de trajet du puits et le débit d'huile obtenu après la mise en production.
- Etude comparative des puits voisins dans la région de TFT afin de montrer que la technique de short radius est plus adéquate pour les réservoirs à faible épaisseur.
- Etude techno-économique pour chacune des deux opérations dans la même région.

## **Méthodologie du travail :**

Cette étude met l'accent sur quatre axes :

- Dont le premier mis en point des généralités sur la fracturation hydraulique.
- Le deuxième est consacré pour la technique de short radius.
- Le troisième représente la région d'étude : le champ Tin Fouyé Tabankort (TFT).
- En fin, une étude de cas du puits TFNW-9 dans la région TFT ce dernier qui est subis une stimulation par fracturation hydraulique puis il a été repris en short radius suivie d'une étude comparative techno-économique entre deux puits TFT-283 et TFT-453.

## **Organisation du mémoire :**

- I. Fracturation Hydraulique**
- II. Technique de Short Radius**
- III. Etude de cas (puits TFNW9) Région de TFT**



# **Chapitre I :**

Fracturation hydraulique

**I-1 Introduction**

La fracturation hydraulique (*hydraulic fracturing* ou *fracking* en anglais) est une technique de fissuration massive des formations géologiques à faible perméabilité par l'injection d'un fluide à haute pression. Elle permet entre autres d'extraire des hydrocarbures dits non conventionnels, piégés dans des roches peu poreuses et peu perméables (ex : gaz de schiste, gaz de réservoir compact, etc.).

Bien que connue par les professionnels du secteur pétrolier depuis plus de 60 ans, cette technique fait l'objet d'une médiatisation récente. Elle est controversée en raison des impacts environnementaux auxquels elle a été associée. La fracturation hydraulique est utilisée chaque année dans des dizaines de milliers de forages d'hydrocarbures dans le monde.

**I-2 But de la Fracturation Hydraulique**

Elle vise à augmenter ou rétablir la vitesse à laquelle les Hydrocarbures peuvent être produit et extraits à partir d'un réservoir souterrain, dont (c'est de plus en plus le cas) pour des réservoirs dits non-conventionnels tels que lits de charbon ou de schistes et les réservoirs compacte (Tight) n'ayant pas pu être exploités par les méthodes conventionnelles.

La fracturation hydraulique vise le plus souvent à permettre l'extraction de gaz naturel et de pétrole à partir de formations géologiques profondes (1 à 4 voire 5 km souvent). À cette profondeur, le substrat est généralement insuffisamment poreux ou perméable pour permettre au gaz naturel et/ou au pétrole de s'écouler dans le substrat jusqu'au puits à une vitesse permettant de rentabiliser le coût du puits par la vente des hydrocarbures.

La fracture d'une couche ciblée de roche renfermant des hydrocarbures fournit un chemin conducteur reliant une plus grande surface du réservoir au puits, ce qui augmente la zone prospectée par le système puits/réseau de fissures, d'où le gaz naturel et des liquides peuvent être récupérés de la formation ciblée. [1]

**I-3 Paramètres à prendre en considérations pour une Fracturation Hydraulique**

Les différents types de Fracturation Hydraulique utilisés dans le domaine pétrolier sont en fonction de plusieurs paramètres ou variables :

- Type de puits foré (Vertical ou Horizontal).
- Propriétés lithologiques du réservoir.

- Profondeur, épaisseur, température et pression du réservoir.
- Construction du puits (Type de complétion utilisé, de la cimentation mise en place et de la liaison couche trou).
- Nombre de fractures à engendrer dans le puits de forage.
- Choix du type de matériaux et de fluides de fracturation.
- Cout des opérations de fracturation et des matériaux.

Toute compagnie qui opte pour la stimulation d'un puits par fracturation hydraulique devra tenir compte de ces variables ou paramètres qui ont pour effet de déterminer et d'optimiser le type de procédé de fracturation hydraulique qui devra être utilisé. [1]

#### **I-4 Les Informations nécessaires à tout projet de fracturation**

Fracturer un puits n'entraîne pas toujours un gain en production si les informations capitales ci-dessous, nécessaires pour entreprendre un projet de fracturation, ne sont pas prises en compte. Donc pour sélectionner un puits candidat à la fracturation hydraulique et procéder au traitement adéquat, on doit analyser :

**A. Le rapport géologique :** Analyses et données sédimentologies et pétrophysiques :

- La nature de la roche.
- La Teneur en argile, sable ou carbonate.
- La présence de fracture ou de fissure.

**B. Le rapport de production du champ :** Ce rapport concerne :

- L'historique de production des puits.
- Etude de réservoir (porosité, perméabilité, saturation en eau, en gaz, en huile).
- Type de stimulation employée pour ce type de réservoir.

**C. Le rapport d'implantation et de complétion du puits :** Ce rapport contient :

**C.1. Position stratigraphique :** On utilise les cartes isobathes et isobaques pour déterminer l'interface des fluides et la possibilité de formation d'un cône d'eau ou de gaz.

**C.2. Historique de forage :** On se base sur les courbes d'avancement des fluides de forage (densité, PH, filtrat) afin de connaître la nature de la roche et les pertes éventuelles, rencontrées lors du forage.

**C.3. Diagraphie :** A partir de l'interprétation des différents enregistrements des outils de diagraphie, on aura des informations sur :

- La nature de la roche et des fluides, la porosité et l'argilosité.

- Les paramètres mécaniques de la roche.
- La saturation en fluides.
- La profondeur d'invasion de la couche par le filtrat de la boue.
- La régularité du trou (étranglement et présence de caves).

**C.4. Analyse des carottes :** Cette analyse permet d'avoir des informations sur :

- La nature de la roche.
- La porosité et la perméabilité.
- La mouillabilité.
- Teneur en fer.

**D. Le rapport de test :** Les données fournies par ce rapport sont :

- Le débit : Q.
- La pression de fond  $P_{wf}$  et pression de tête  $P_t$ .
- WOR, GOR
- L'analyse des fluides
- L'interprétation des essais de remontée de pression (Build Up). [1]

### I-5 Les contraintes sur la roche

Le concept de contrainte  $\sigma$  est défini par la manière la plus simple comme étant le rapport de la force F à la surface de la section S :  $\sigma = F/S \dots\dots\dots (I.7)$

L'objectif est de trouver un système de repère dans lequel le tenseur des contraintes s'écrit sous forme diagonale. Ce qui revient à dire que sur les facettes perpendiculaires aux axes de ce repère toutes les contraintes de cisaillement sont nulles, et nous n'aurons que des contraintes normales.

Le tenseur des contraintes T s'écrit dans le nouveau repère comme suit :

$$T = \begin{bmatrix} \sigma_1 & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_2 & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_3 \end{bmatrix} \dots\dots\dots (I.8)$$

Les contraintes normales  $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$  seront appelées contraintes principales et les orientations des axes du repère seront dits directions principales. [1]

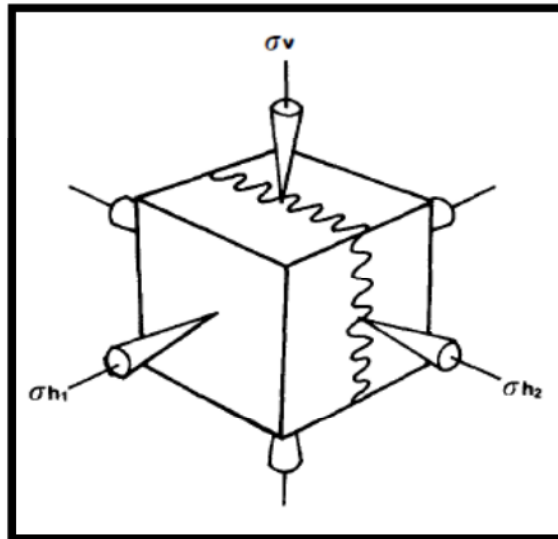


Figure I.2. Les contraintes principales [3]

**I-6 Contraintes s'exerçant sur le réservoir**

**I-6-1 Contrainte principale verticale  $\sigma_1$**

On peut l'appeler aussi la contrainte géostatique, c'est la contrainte qui est due au poids des sédiments.

**I-6-2 Contraintes principales horizontales  $\sigma_2$  et  $\sigma_3$**

Ce sont des contraintes qui ne peuvent être prévues à partir de  $\sigma_1$  et dépendent essentiellement de la tectonique du site, dans le plus souvent  $\sigma_2$  et  $\sigma_3$  sont inférieures à  $\sigma_1$  mais dans certains cas on peut trouver le contraire c'est-à-dire  $\sigma_2$  et  $\sigma_3$  sont supérieures à  $\sigma_1$  (cas d'un anticlinal très accentué). Si le réservoir est tectoniquement au repos (les contraintes sont isotrope dans le plan horizontal), on aura donc  $\sigma_2 = \sigma_3$ .

**I-6-3 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:

$$\sigma'_i = \sigma_i - \alpha P \quad (i = 1, 2, 3) \dots\dots\dots (I.9)$$

Avec: 
$$\alpha = 1 - \frac{C_m}{C_b}$$

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

- Pour les grès très perméables :  $\alpha \approx 1$
- Pour les calcaires :  $\alpha$  est généralement plus faible.

Le plus souvent on admet  $\alpha = 1$

**I-6-4 Importance des contraintes**

- Direction de la fracture

- Développement de la fracture
- La conductivité

**I-6-4-a Orientation de la fracture**

Une fracture hydraulique se propage perpendiculairement à la contrainte principale. Pour une fracture verticale, la contrainte horizontale minimale peut être estimée avec :

$$\sigma_{min} = \frac{\nu}{1-\nu} (\sigma_1 - \alpha P_p) + \alpha P_p + \sigma_{ext} \dots\dots(I.10)$$

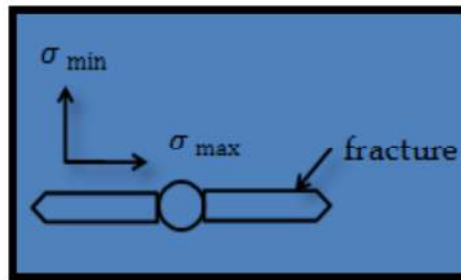


Figure I.3. Direction de la fracture [1]

**I-6-4-b Développement de la fracture**

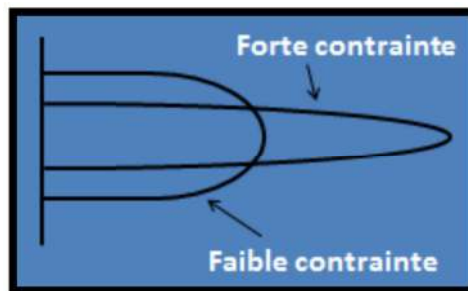


Figure I.4. Développement de la fracture [1]

**I-6-4-c La conductivité**

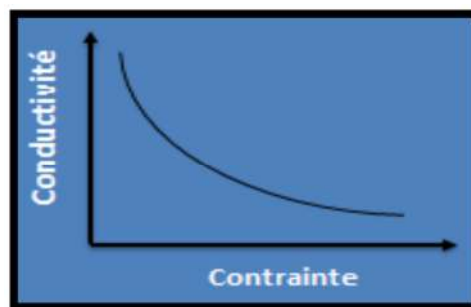


Figure I.5. La conductivité en fonction des contraintes [1]

**I-6-5 La géométrie de la fracture**

Les 03 dimensions d'une fracture hydraulique sont comme suit :

- A. **La longueur  $X_f$**  : C'est la distance entre le puits et le point situé au bout de la fracture, donc elle peut être la longueur ou la demi-longueur d'une fracture suivant que ce dernier est un ou deux ailes symétriques ;
- B. **L'épaisseur  $W_f$**  : C'est l'écartement entre les deux faces verticales de la fracture ;
- C. **La hauteur  $H_f$**  : C'est la distance suivant la verticale entre les deux points associés à une épaisseur nulle. Tout cela concerne la fracture verticale, pour ce qui est de la fracture horizontale on aura la hauteur qui remplace l'épaisseur et vice versa. [1]

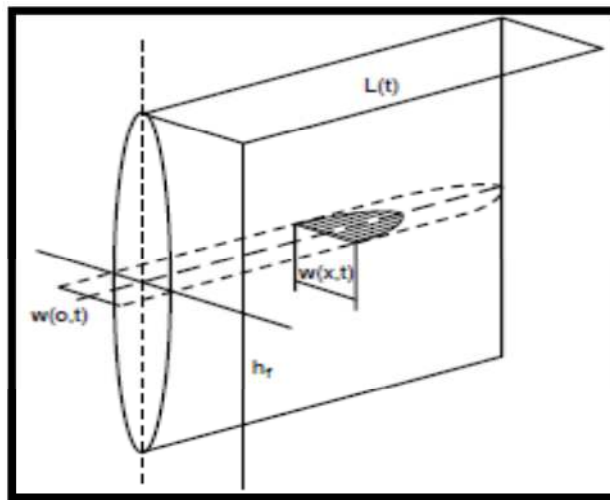


Figure I.6 : Paramètres géométriques de la fracture hydraulique [4]

**I-7 Conductivité adimensionnelle de la fracture**

La conductivité adimensionnelle de la fracture est représentée par le rapport :

$$C_{fd} = \frac{K_f \cdot W_f}{K \cdot X_f} \dots\dots\dots (I.11)$$



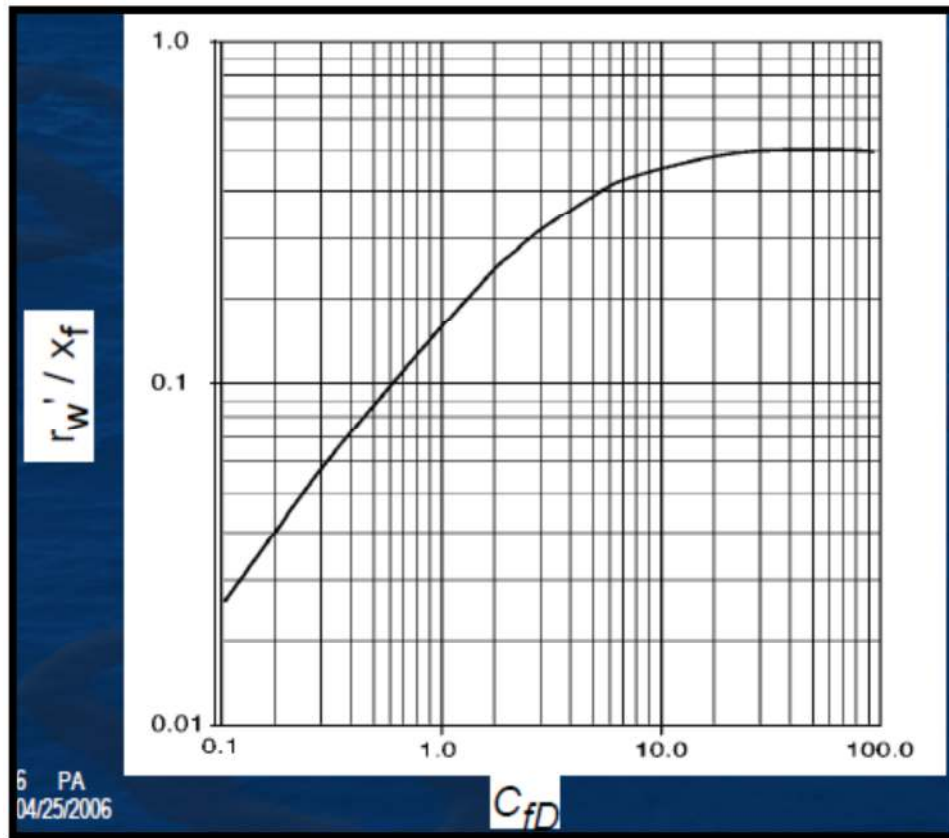


Figure I.7 : Dimensionless Fracture Conductivity [8]

**I-8 Perméabilité de la fracture**

La perméabilité à la rupture finale est strictement fonction de diamètre des particules de proppant utilisées dans le traitement :  $K_f = \frac{d_p^2 \cdot \phi_f^3}{150(1-\phi_f)^2} \dots\dots\dots (I-12)$

$d_p$  : Diamètre de particule de proppant

$\phi_f$  : Porosité du lit multicouche de particules de proppant ( $\approx 0,32 - 0,38$ ) [7]

**I-9 Déroulement d'une fracturation hydraulique**

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

**I-9-1 Test d'injectivité :**

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

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

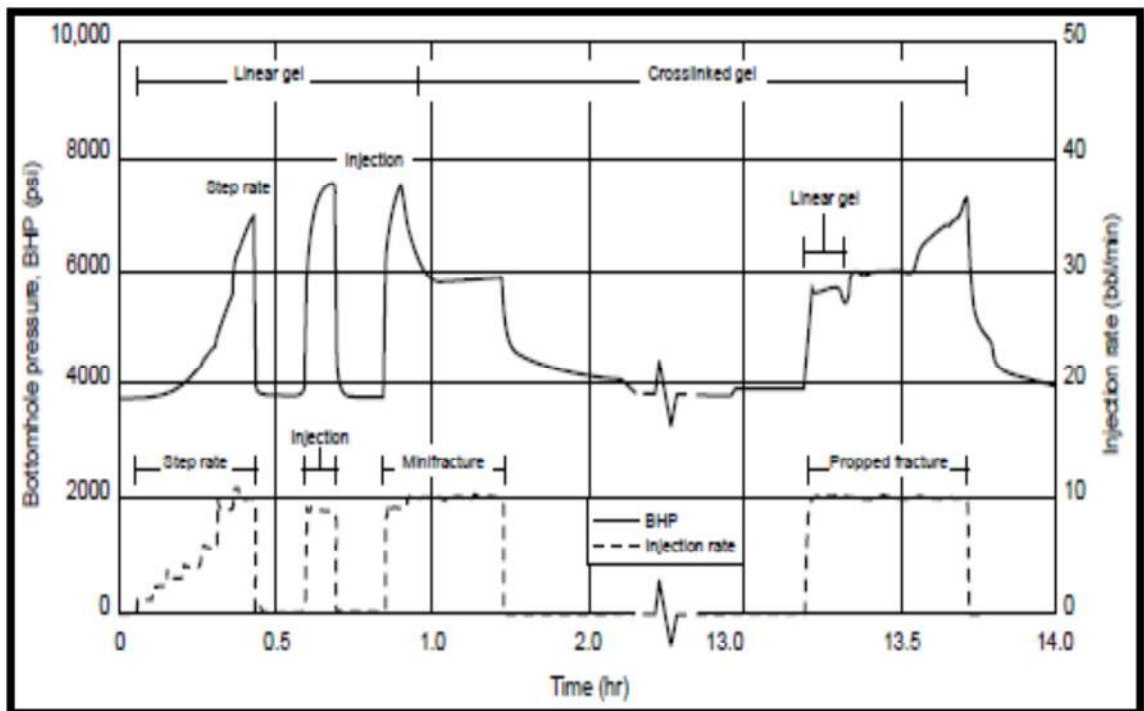
**I-9-2 Les essais Mini frac (Data FRAC) :**

Le Mini frac est un ensemble de tests consécutifs, effectués sur la formation qui Permette de créer une fracture non soutenue pendant une durée de temps suffisante

d'une manière à déterminer par leur analyse, les informations nécessaires tel que la pression de fermeture, le coefficient de filtration, l'efficacité du fluide, la géométrie de la fracture et les pertes de charges, tous ces paramètres nous permettent d'établir le programme de fracturation (traitement principal), afin de déterminer :

- Les rampes de pompage des billes (Agent de soutènement).
- Le débit et le volume du fluide injecté.

La variation de la pression et le débit d'injection en fonction du temps à l'allure suivante :



**Figure I.7. High-permeability frac and pack treatment (Gulrajani et al, 1997b).** [4]

Cette courbe représente l'évolution de la pression au cours de la fracturation. Pour élaborer notre opération de fracturation, ce test de Mini frac inclut plusieurs tests tels que :

- Break down test : première partie présente un pic qui représente la pression maximale d'initiation de la fracture
- Step rate test (Test de débit par incrément) ;
- Pump in Flow back test (Test de pompage et de retour) ;
- Test d'injection et de déclin de pression (Pump-in/Shut-in test). [9]

#### a- Step rate test :

Ce test est utilisé pour déterminer la pression d'extension de la fracture. Il consiste à injecter à faible débit le fluide de base (eau traitée), puis à augmenter progressivement ce débit, et le maintenir constante pendant un temps suffisant jusqu'à la stabilisation de la pression (de 5 à 10 min).

Cette injection doit être accompagnée d'un enregistrement continu de la pression, et on obtient une courbe de la forme suivante :

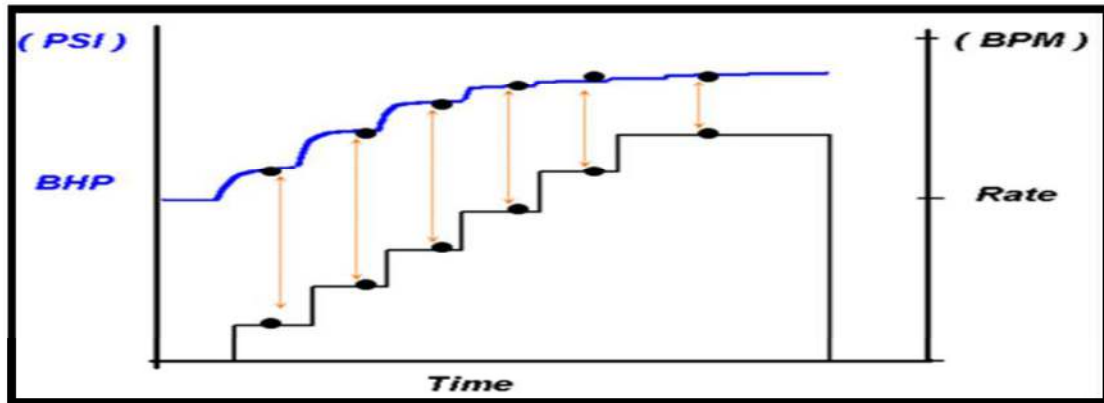


Figure I.8. Step rate test [9]

#### b- Pump in Flow back test:

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

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

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

La deuxième consiste à ouvrir le by-pass et à laisser le fluide injecté sortir (purgé le puits) à un faible et constant débit.

Le PIFB est très efficace dans les formations à faible perméabilité dans lesquels la filtration est relativement faible, l'évolution de la pression au cours de ce test s'effectue comme le montre la courbe suivante :

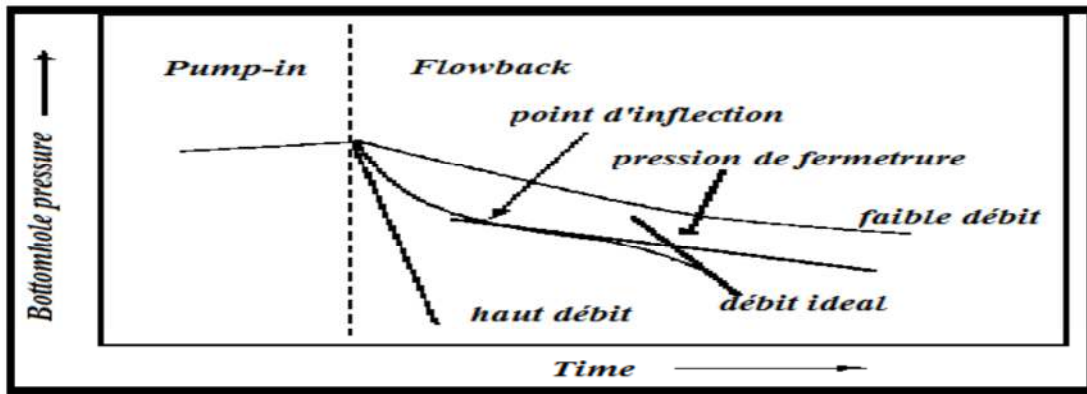


Figure I.9 Pump in Flow back test. [9]

Lorsque l'injection est arrêtée, la pression du fluide dans la formation diminue jusqu'à atteindre une valeur inférieure à la pression de fermeture, naturellement, la fracture se referme.

### c- Essai d'efficacité du fluide (Pump-in/Shut-in test):

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

- Étape Minifrac, qui permet de déterminer le modèle de propagation.
- Étape Fall-off ou chute de pression après Minifrac, qui permet de déterminer :
  - ❖ L'efficacité du fluide.
  - ❖ La filtration du fluide.
  - ❖ La géométrie de la fracture (largeur et longueur).

Il consiste en premier lieu à injecter le fluide dans la formation avec le débit du traitement principal proposé, et arrêté l'injection dans la limite de 20 à 30% du volume total proposé pour le traitement principal et fermer le puits pour entrer dans la seconde phase qui est le Fall-off, en laissant la pression au fond chuter.

La pression doit être mesurée pendant la Minifrac et après jusqu'au déclin complet de la pression. [9]

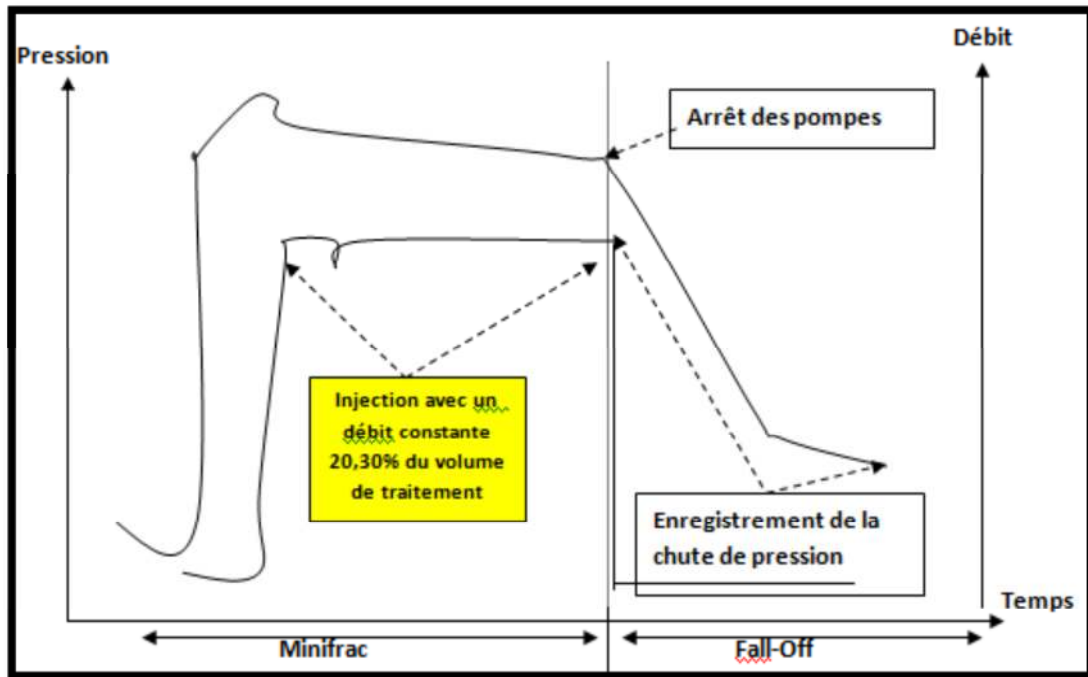


Figure I.10. Test de déclin de pression. [2]

### I-10 Modélisation de la fracturation hydraulique

Toutes les méthodes de calcul des dimensions de la fracture simplifient le phénomène réel pour le rendre abordable par calcul. En conséquence, l'intérêt de la simulation numérique n'est pas de fournir des résultats vrais, mais de permettre l'étude de leurs variations en fonction des paramètres qui conditionnent l'opération (cela pour un ensemble de données (les propriétés mécaniques et pétrophysiques de la formation, les contraintes in-situ et les caractéristiques physico-chimiques des fluides de fracturation)).

La modélisation en fracturation hydraulique est basée sur certaines conceptions, ces dernières sont nécessaires non seulement pour la détermination de la géométrie de la fracture mais aussi pour la prédiction de la performance d'écoulement à travers la fracture. La simulation permet d'estimer :

- Le schéma d'injection des agents de soutènement (taille, volume à injecter et concentration).
- La pénétration de la fracture (la demi-longueur)
- Epaisseur de la fracture, d'où la conductivité de la fracture en tout point.
- Longueur et la hauteur soutenue.
- L'efficacité du fluide (rapport entre le volume de la fracture et celui injecté).

Les dimensions finales de la fracture et sa conductivité permettent, ensuite à l'aide d'un modèle de gisement, d'estimer le gain de productivité et la rentabilité de l'opération. [9]

### **I-11 Fluides de fracturation :**

N'importe quel fluide peut être utilisé, allant de l'eau à des gels, des mousses, des gaz azote, du propane, dioxyde de carbone ou même de l'air dans certains cas. Pour les forages horizontaux visant le gaz de schistes, le fluide est préparé in situ, au moyen de camions spéciaux et de réservoirs amenés sur place. [6]

Le choix des fluides de fracturation se fait selon plusieurs critères tel que : sa disponibilité, sécurité, facilité à mélanger et utiliser, sa compatibilité avec la formation, possibilité de dégorgement et leur coût, leurs objectif principale est l'initiation et développement de la fracture et transporter les agents de soutènement au fond. [9]

Les fluides de fracturation sont pompés dans des formations souterraines pour stimuler la production de pétrole et de gaz. Pour obtenir une stimulation réussie, le fluide de fracturation doit avoir certaines propriétés physiques et chimiques. Il doit :

- être compatible avec le matériau de formation
- être compatible avec les fluides de formation
- être capable de suspendre des proppants de soutien et de les transporter profondément dans la fracture;
- être capable, grâce à sa viscosité inhérente, de développer la largeur de fracture nécessaire pour accepter les proppants ou pour permettre une pénétration acide profonde
- être un fluide efficace (c.-à-d. avoir une faible perte de fluide)
- être facile à retirer de la formation
- faible pression de frottement
- avoir une préparation du fluide : simple et facile à effectuer sur le terrain
- être stable de sorte qu'il conservera sa viscosité par le biais du traitement [7]

### **I-12 Estimation de l'extension des fractures « Thermométries »**

Les enregistrements thermométriques permettent en générale d'obtenir des indications précises sur l'extension verticale de la fracture aux abords immédiats du puits, il peut être appliqué dans les puits tubés et perforés comme dans les puits en découvert. Les enregistrements doivent être effectués à différentes époques et commencés environ deux heures après la fin du pompage.

a)-**Dans les puits tubés** : il est parfois possible de repérer l'extension verticale de la fracture avec une grande précision à condition que la cimentation soit correcte (pas de cheminement du fluide "channeling" derrière le tubage).

b)-**Dans les puits en découvert** : l'interprétation des résultats est souvent plus difficile et la hauteur de la fracture ne peut être estimée avec la même précision. [9]

### I-13 Les équipements utilisés pour la réalisation de l'opération frac

- **Mélangeur** utilisé pour mélanger le fluide proppant et les additifs
- **Bacs de stockage** : stocker l'eau et le fluide une capacité de stockage de 20 000 gal est le nombre de bacs dépend de volume de fluide prévu pour l'opération.
- **Le montain mover** : stockage des agents de soutènements.
- **Unités de pompage** : ce sont des pompes très puissantes, la pression fournie peut atteindre 20000 psi.



Figure I.11 : pompe HQ-400 [9]

Figure I.11 : mélangeur [9]

- **Manifold et conduites à haute pression** :

Le manifold HP, peut résister à des pressions atteignant 20 000 psis et un débit de 75 BPM. Le manifold joue le rôle de collecteur de mixtures.

- **Enregistreurs et capteurs** :

Des appareils de mesure sont utilisés :

Des débitmètres.

Des densimètres.

Des thermomètres.

Des pH-mètres.

Des capteurs de pressions.

- **Tree siver (welhead isolation tool):**



Permet de pomper des fluides abrasifs et corrosifs à des pressions relativement élevés ainsi que la protection de la tête de puits.



**Figure I.12 Tree siver [9]**

**Figure I.13 manifold [9]**

- **Centre de commande technique :**

C'est une salle équipée des panneaux de commande, elle permet aux opérateurs de suivre l'opération de façon continue et de surveiller le bon fonctionnement des équipements utilisés.

Acquisition et affichage des données de traitement. [9]



**Figure (I. 14) : Équipements de fracturation hydraulique [8]**



**I-14 Déroulement d'un traitement principal**

L'opération se fait en 6 phases :

Phase 1: tests sur les installations de la surface.

Phase 2 : injection de pré-pad volume.

Phase 3 : injection de pad volume.

Phase 4: placement du proppant dans les fractures.

Phase 5: chasser le fluide transportant le proppant et garder ce dernier pour maintenir les fractures ouvertes.

Phase 6: arrêt d'injection et fermeture du puits.

Phase 7: dégorgeage est mise en production du puits. [9]

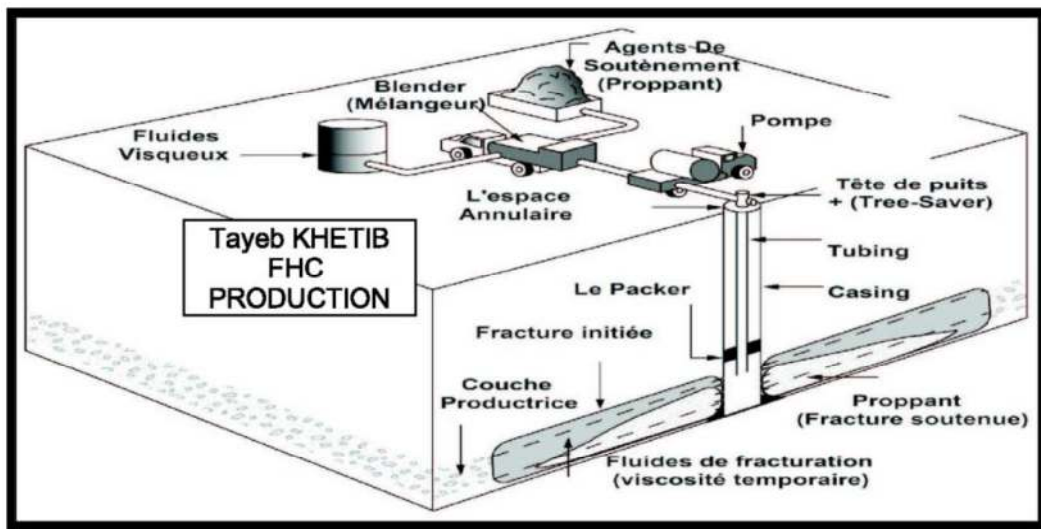


Figure I.15 schématisation d'une opération de fracturation hydraulique. [9]



# **Chapitre II :**

Technique de short radius

## **II-1 Introduction**

Cette technique s'avère une meilleure procédure pour maintenir le plateau de production et aboutir à une récupération maximale en faisant participer les nombreux puits fermés à la production.

La réalisation d'un drain horizontal dans une partie du réservoir vient par suite d'un programme détaillé. Et la remise en production d'un puits sec ou faible producteur reste toujours bénéfique malgré l'échec de quelque puits. [13]

Plusieurs facteurs peuvent déterminer la décision de forer un puits de rentrée. En général, les principales raisons pour effectuer une rentrée sont les suivantes : (1) pour produire du pétrole contourné, (2) pour optimiser la récupération, (3) pour exploiter des structures distantes, (4) pour contourner les dommages causés par la formation, (5) pour exploiter de nouvelles zones, (6) pour réduire les coûts de forage horizontal et (7) résoudre les problèmes liés à l'eau sous-jacente et/ou au gaz sus-jacent. [12]

Pour tirer le meilleur parti d'un puits de rentrée, il est nécessaire de fixer les objectifs et d'avoir une connaissance précise de la formation cible. Ensuite, une étape de planification est nécessaire, à partir du choix du point de départ, en passant par l'optimisation de l'azimut et l'inclinaison du trou de vidange, et enfin en sélectionnant le scénario d'achèvement approprié.

## **II-2 La reprises des puits en short radius**

La reprise des puits en short radius est une nouvelle technique. Elle s'applique surtout aux puits secs ou à faible production. Dans cette technique, les drains horizontaux sont forés à partir d'un puits vertical déjà existant, tubé ou sans tubage. Elle consiste à traverser horizontalement les intervalles contenant encore des hydrocarbures en évitant les zones de mauvaises caractéristiques pétrophysiques. [13]

Des études géologiques et de réservoir ont été faites et se font encor, pour les puits secs ou à faible production afin de bien choisir les puits candidats, la position idéale pour les drains cibles et l'orientation favorable à leur donner. [14]

## **II-3 Conditions de réalisation d'un puits candidat**

Les puits reconvertis en short radius doivent obéir aux conditions suivantes :

- ❖ La zone doit être non tectonique.
- ❖ Éviter le plan d'eau.
- ❖ Éviter les zones à gaz ou les rayons des puits injecteurs d'eau ou de gaz.
- ❖ Éviter les rayons de zones sèches.

- ❖ Éviter les zones à eau pour les puits situés en flanc de structures ou de zones d'injecteur d'eau.
- ❖ Éviter les zones à gaz pour les puits à fort GOR. [14]

#### II-4 L'intérêt de short radius

Les puits sont convertis en short radius pour les raisons suivantes :

- ❖ Remédier aux problèmes de percée d'eau ou de gaz.
- ❖ Optimiser le nombre des puits de développement.
- ❖ Baisser la pression d'abandon.
- ❖ Augmenter la récupération totale.
- ❖ Drainer la partie qui présente de meilleures caractéristiques pétrophysiques ( $k$ ,  $\Phi$ ,  $S_o...$ ) :
  - Zone propre du point de vue radio actif.
  - Zone poreuse et perméable.
  - Bonnes caractéristiques petrophysiques.
- ❖ Produire à débit plus élevé pour une même DP (faible draw down). [13]

#### II-5 Critères de choix d'un puits en short radius

Généralement cette sélection se fait à partir des études géologiques et tient en compte les critères suivants :

- La sélection d'un puits candidats.
- Le choix des drains à cibler.
- Le choix de l'azimuth (l'orientation à donner aux drains)

##### A- Critère de sélection d'un puits :

Pour reprendre un puits en short radius, il doit obéir aux conditions suivantes :

- ☞ Être un puits sec ou mauvais producteur.
- ☞ Être loin des puits injecteurs pour éviter les aquifère ou le gaz.
- ☞ Être dans une zone à faible GOR.
- ☞ Être dans une zone non tectonique dont le but d'éviter les couches faillées.
- ☞ Le plan d'eau doit être le plus bas possible.

##### B- Critère de choix de drain cibler :

Le choix du drain est basé généralement sur l'analyse de caractéristiques pétrophysiques qui sont :

- La porosité.
- La perméabilité K.

- La saturation en eau  $S_w$ .

Le choix de ces caractéristiques le long du réservoir se fait afin de déterminer l'intervalle le plus poreux et perméable et il doit aussi prendre en considération le plan d'eau qui peut présenter des problèmes lors de l'exploitation pour permettre d'éviter la percée.

### C- Critère de choix de l'azimut :

L'amélioration des caractéristiques pétrophysiques du réservoir correspond à une direction géographique qui sera l'azimut de forage.

Les caractéristiques pétrophysiques de la direction choisie déterminent au préalable la capacité et ainsi la durée de production d'un puits. Donc le choix de l'azimut est fonction d'un certain nombre de paramètres propres à l'intervalle de réservoir et les plus importants sont les suivantes :

- L'anisotropie ( $k_v/k_h$ ) :

Le choix de l'azimut est très important, il faut le choisir de telle façon à ce que le drain soit bien orienté par rapport à l'anisotropie sur le plan horizontal ( $k_x - k_y$ ) pour assurer un meilleur drainage et il est préférable d'orienter le drain perpendiculairement à la direction de la perméabilité horizontale maximale.

- Influence des contraintes :

Le champ de TFT est soumis à un champ de contrainte représenté par deux directions :

1. La contrainte horizontale maximale  $\sigma_{max}$ .
2. La contrainte horizontale minimale  $\sigma_{min}$ .

La perméabilité de fissuration dans la formation est contrôlée par la direction des contraintes ceci nous amène à supposer que la direction de la perméabilité de fissuration maximale soit parallèle à la direction de contrainte maximale pour faciliter la pénétration et éviter l'éboulement.

D'autres paramètres sont pris en considération pour l'orientation de drain. L'azimut est pris de telle façon à éviter :

- La zone d'eau (injection d'eau)
- la zone à gaz (les puits injecteurs de gaz, les puits à GOR élevé)
- Les barrières de perméabilité latérales (faille) [13]

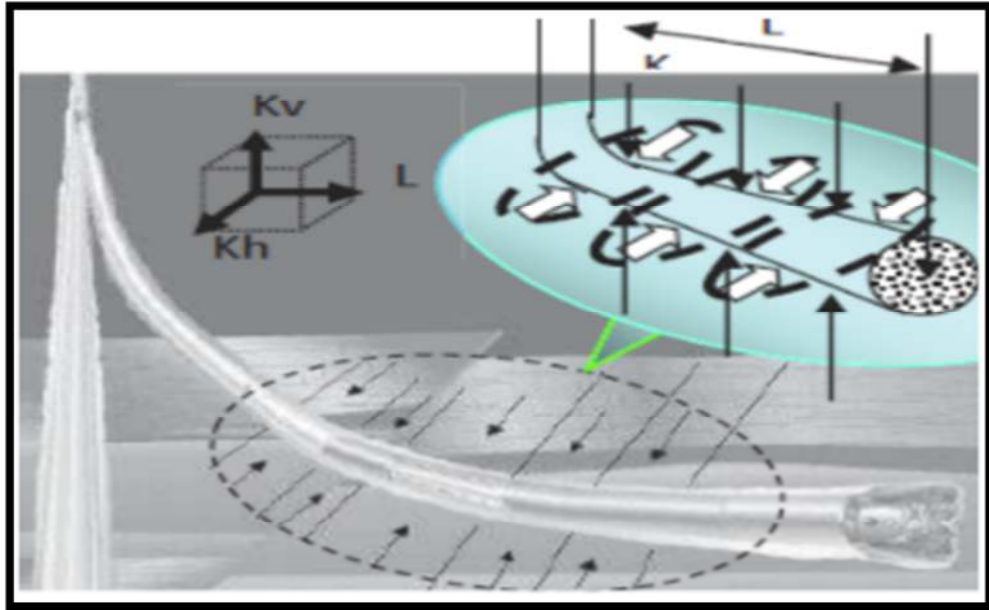


Figure (II-1) Choix de l'azimut par rapport à l'anisotropie ( $K_h/K_v$ ) [15]

## II-6 Technique de réalisation d'un puits en short radius

Actuellement, il y a pas mal de puits qui ont été repris en short radius, la technique de réalisation de ces puits commence par la sélection d'un puits candidat de convertir en short radius puis élaboration d'un programme de ce puits dès la préparation de l'ancien puits verticale jusqu'à la complétion totale.

### II-6-1 Préparation des puits candidat au short radius

Les puits qui ont été programmés pour la reprise en short radius sont des puits secs ou faibles producteurs ou fermés à cause des problèmes de production. Pour faire exploiter ces puits par la technique de short radius, on doit d'abord éliminer toute anomalie dans leur partie verticale qui peut nuire ultérieurement à la production.

Une première intervention dans ces puits consiste à une préparation systématique surtout l'état de puits. [13]

### II-6-2 Procédure de reprise d'un puits en short radius

#### II-6-2-1 Le choix du point de lancement (KOP)

Le choix du point de départ est une étape cruciale dans la réussite de la réintégration. Cela est dû au fait qu'il peut affecter les étapes restantes des opérations de forage et donc le coût. Par conséquent, afin de faire le meilleur choix, quatre points importants doivent être pris en considération:

Premièrement, la profondeur de la cible et son épaisseur doivent être connues. Deuxièmement, il est important d'éviter les formations très molles, très dures, abrasives ou stratifiées, par conséquent, le point de départ doit être choisi dans des formations

moyennes-douces ou moyennes, massives si possible. Troisièmement, en cas de coupe de fenêtre, la fenêtre ne doit pas être coupée à travers un collier de boîtier et les centralisateurs doivent être évités aussi, si possible. Enfin, une fois que tous les points ci-dessus ont été examinés, le point de départ et le taux de croissance pratique pour atteindre la cible sont choisis. [12]

### **II-6-2-2 Du casing (The Casing Exit Options)**

La préparation d'un puits pour le forage de rentrée comprend diverses opérations, allant de l'approvisionnement de la plate-forme de travail, du retrait de l'ancienne chaîne de finition et de la compression des anciennes perforations par le ciment jusqu'à la pêche des débris dans les puits et l'abattage des trous en caisson pour l'évaluation de la corrosion et de la formation.

En fonction de la conception et des conditions du puits, il existe plusieurs scénarios de rentrée possibles, allant du démarrage dans un trou ouvert ou des chenilles latérales à l'aide d'un fouet, au fraisage d'une fenêtre à travers le côté du boîtier, à la coupe d'une section complète hors du boîtier ou de la doublure.

#### **- Fraisage de fenêtre (Window Milling)**

Pour couper une fenêtre dans le boîtier, il faut régler un fouet orienté et fraiser une ouverture dans le boîtier. Une fois le fouet mis en place, la goupille de cisaillement reliant le démarreur au fouet est cisailée (figure 2.2). Ensuite, la rotation est amorcée et les pointes de carbure sur le nez du moulin de démarrage sont coupées dans la paroi du carter. Dans l'étape suivante, une fenêtre est coupée dans le boîtier à l'aide d'un foret de fraisage qui est forcé dans le boîtier et la formation par l'angle sur la face de la cravache. La fenêtre est agrandie ou polie à l'aide du moulin à fenêtre et un ou plusieurs moulins à pastèque passent directement sous les colliers de forage.

Dans le fraisage de fenêtres, une bonne liaison de ciment améliore les taux de fraisage, mais n'est pas absolument nécessaire pour une déviation réussie. En outre, en raison de la petite quantité et de la taille fine des boutures, aucune vitesse annulaire spécifique ou propriétés de boue ne sont nécessaires. Cependant, des balayages à haute viscosité peuvent être utilisés périodiquement pour nettoyer le trou si nécessaire. La figure 2.3 montre le fraisage des fenêtres à l'aide d'un Whipstock récupérable.



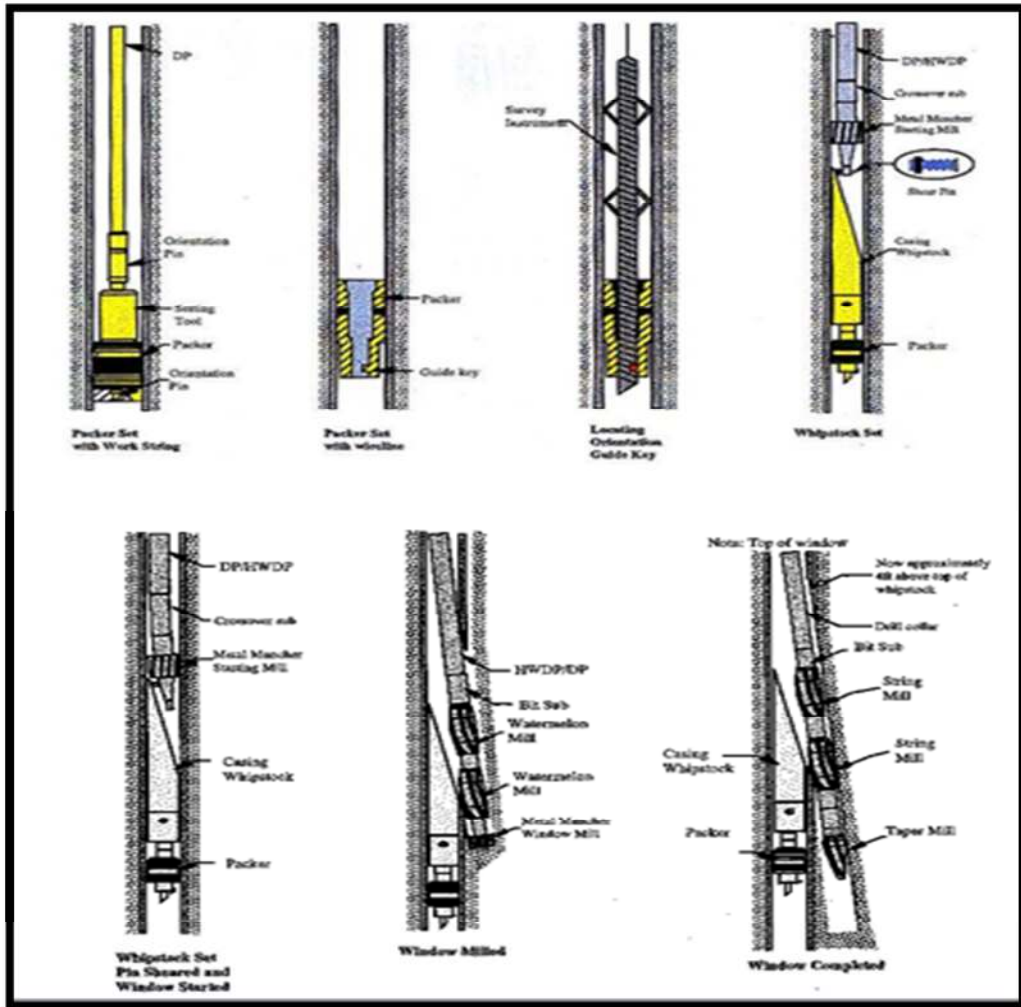


Figure (II-2) : Fraisage de fenêtre / le Système permanente de whipstock [12]

Before Casing Exit

After Casing Exit

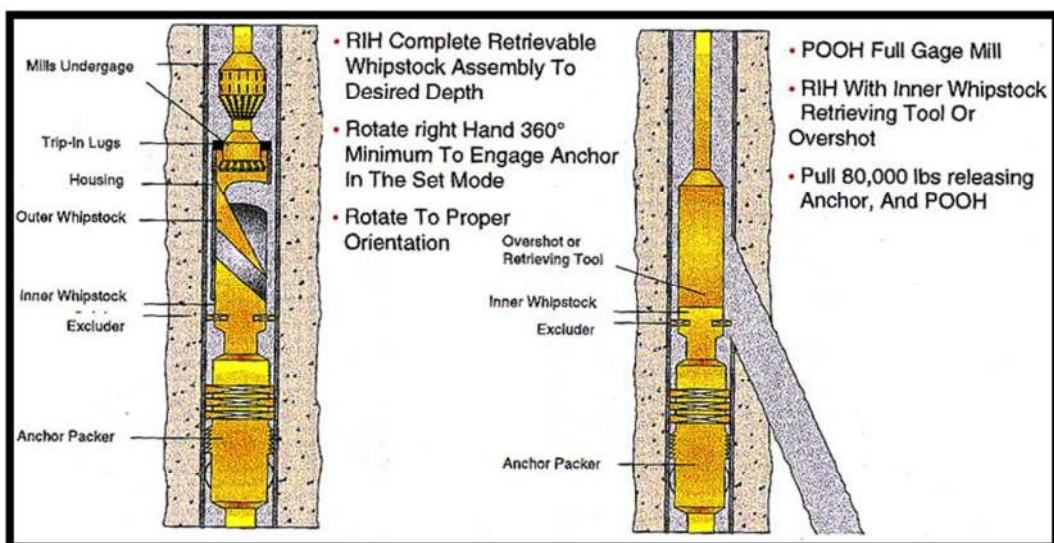


Fig.2.3 Retrievable Whipstock Packer [12]



**- Fraisage de section (Section Milling)**

Dans ce cas, la déviation du tubage commence par une inspection gyroscopique du trou existant afin de déterminer avec précision l'emplacement du tubage. Un journal de corrélation identifie la formation cible. A l'aide de ces données, la profondeur de lancement et la position de la section à usiner sont choisies. Une bille de ciment montre s'il y a du bon ciment derrière la section fraisée proposée<sup>3</sup>. En fait, il faut une consistance minimale de 70 liaisons de ciment <sup>6</sup>. Dans le cas contraire, un sous-alésoir est exécuté entre les opérations de fraisage et de réglage du bouchon pour nettoyer le mauvais ciment et agrandir le forage. Environ 60 pieds de tubage doivent être fraisés si le coup d'envoi doit être dirigé magnétiquement hors d'un puits vertical, alors que, si un gyro est utilisé la longueur de la section fraisée peut être réduite <sup>3</sup>. Le débit est un facteur critique dans l'élimination des déblais d'acier produits lors du fraisage d'une section.

La figure (2.4) montre les étapes à suivre pour le fraisage de section : Tout d'abord, un assemblage de fond spécial coupe le tubage et le ciment derrière lui à une profondeur choisie (A). Une fois la section désirée coupée (B), les lames sont rétractées et le BHA est déclenché hors du trou (C). Ensuite, un bouchon de ciment est placé à travers l'intervalle ouvert (D). Enfin, la voie de contournement est amorcée; la partie inférieure du puits d'origine est isolée de façon permanente de la voie de contournement (E).

Les bouchons de ciment peuvent être placés dans un trou ouvert ou dans un tubage. Les bouchons sont réglés pour empêcher la communication fluide entre une partie inférieure abandonnée du puits et la partie supérieure du puits. Les bouchons sont également réglés pour fournir un siège pour les outils de forage directionnels utilisés pour dévier le puits. [12]

**1. Le forage de la section incurvée (The Drilling of the Curved Section)**

Quel que soit le système utilisé, une fois l'entrée dans la formation acquise, il y a plus de choix à faire. Outre le forage à rayon moyen standard, plusieurs autres options pour les systèmes de forage de rentrée peuvent rendre les rentrées de puits plus rentables. Le forage à court rayon, le forage de tubes enroulés et les multi-latéraux sont, chacun, candidats pour l'analyse de rentabilité approfondie. Dans cette étude, seule l'option à rayon court est examinée à fond, car il s'agit de l'option la plus utilisée pour le forage de rentrée.

**1.1. Avantages du rayon court (Advantages of Short Radius)**

Comme mentionné ci-dessus, la technique à rayon court est très largement utilisée pour les rentrées et la décision d'utiliser cette technique peut être motivée par la nécessité de:

- Réduire au minimum la quantité de séquences d'images dirigées;
- Placer le lève-personnes artificiel le plus près possible de la zone de paie;
- Maximiser la longueur du latéral horizontal dans la zone de paie dans les champs avec un espacement étroit;
- Laisser les zones à problèmes de forage derrière le tubage existant. [12]

**1.2. Inconvénients du rayon court (Disadvantages of Short Radius)**

Malgré tous les avantages énumérés ci-dessus, lors du forage d'un puits à rayon court, il faut faire preuve d'une extrême prudence en raison du taux d'accumulation d'angle élevé en cause. Les puits à rayon court présentent les caractéristiques suivantes :

- La courbure du trou est si élevée que l'assemblage du trou inférieur (BHA) doit être articulé de façon à pouvoir traverser la section de construction;
- Le tube de forage de la section de construction est soumis à des contraintes au-delà de la limite d'endurance et, dans certains cas, au-delà de la limite d'élasticité du matériau, de sorte que même dans la section latérale, la rotation permise varie de limitée à presque zéro;
- La capacité de longueur horizontale est réduite en éliminant la possibilité de rotation de la chaîne de forage.

Ces conditions dictent un ensemble difficile de contraintes de conception et entraînent des profils de puits inhabituels, des composants BHA et des pratiques opérationnelles. [12]

**II-7 Avantage des puits horizontaux en termes de productivité**

Le forage des puits horizontaux peut être réalisé sur un intervalle de réservoir mince ou, épais ayant une bonne perméabilité verticale ; On peut assimiler le drainage d'un puits horizontal à un ellipsoïde piloté par l'anisotropie de perméabilité. [15]

La configuration ellipsoïdale est contrôlée par trois facteurs :

- La perméabilité horizontale :  $K_h$ .
- La perméabilité verticale :  $K_v$ .
- La longueur de la section verticale  $L$ .

## II-8 Inconvénients du forage horizontal

### II-8-1 Nettoyage de trou (hole cleaning):

Comme la garniture de forage repose sur le côté le plus bas du trou, des lits de boutures s'accumulent autour du bord du forage. Ceux-ci peuvent être très difficiles de nettoyer le trou.

### II-8-2 Forces de friction (Frictional forces) :

La puissance nécessaire pour faire tourner le train de tiges ou pour l'extraire du trou est plus élevée sur un puits horizontal que sur un puits normalement dévié ou vertical.

### II-8-3 Coûts de puits horizontaux (Horizontal Well Costs) :

Le coût du forage d'un puits horizontal dépend de nombreux facteurs, contingences et circonstances; cependant, les coûts de forage peuvent être rapprochés en trois sections du trou:

1. La section verticale.
2. La section build (s).
3. La section horizontale.

En comparaison avec les trous verticaux, les trous horizontaux auront probablement des coûts supplémentaires dans les zones suivantes. Ces coûts peuvent représenter 120% des coûts de puits verticaux.

1. Emplacement de surface et équipement de surface.
2. Casing et tubing.
3. Taux de location de gréement et location d'outils.
4. Location d'équipement BHA (à l'exclusion des outils directionnels et des moteurs)
5. Matériel de manutention de la boue et de la boue.
6. Perte de trou et pêche (ou sidetracking).
7. Le coût du forage d'un puits horizontal est donné par l'équation suivante:

**Cost \$ = Location + Casing + Mud + Tool Rental + Directional + Rig Rental + Drilling Time + Logging**



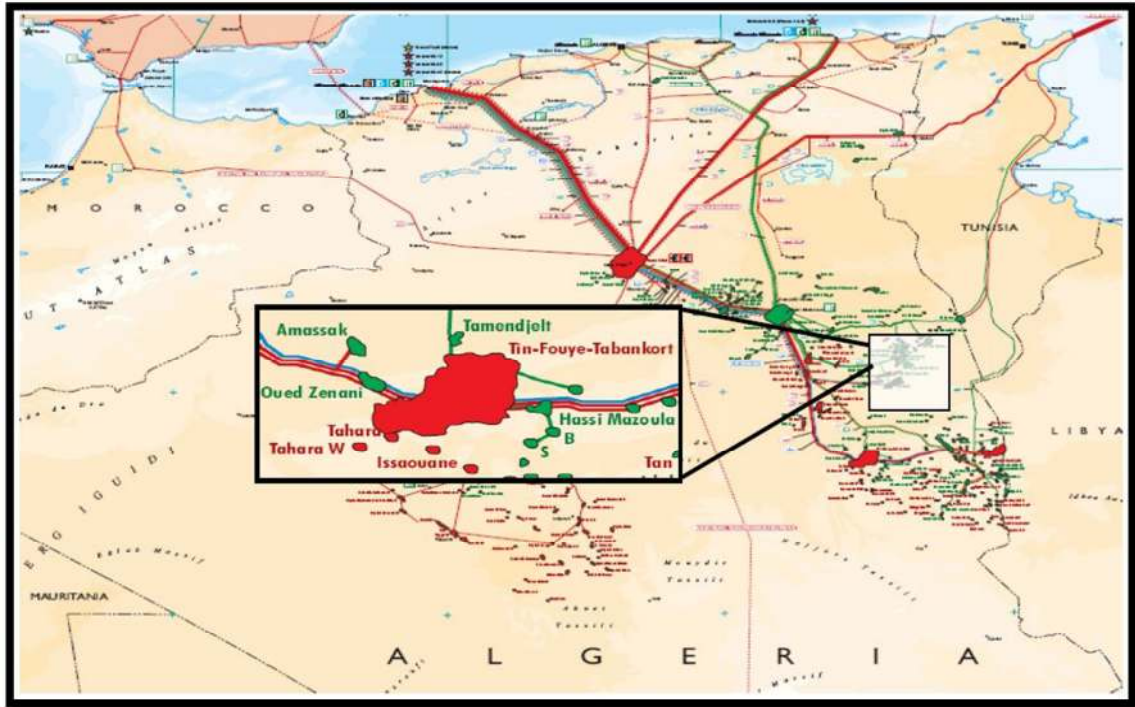
# **Chapitre III :**

Etude de cas (puit TFNW9)  
Région de TFT

**III-1 Tin Fouyé Tabankort (TFT)**

**III-1-1 Présentation de la région Tin Fouyé Tabankort (TFT)**

La Région de Tin Fouyé Tabankort est située dans la partie Nord-Ouest du bassin d 'Illizi, plus précisément à 300 km au Nord-Ouest d 'In-Amenas, à 500 km au Sud Est de Hassi Messaoud et à 1400 Km au Sud-Est d'Alger.



**Figure (III-1) : Situation géographique de la région TFT [11]**

La Région de Tin Fouyé Tabankort recouvre une aire de 4000 km<sup>2</sup>, et elle est composée de 13 périmètres (gisements) d'exploitation (Fig. III-1) :

1. Tin Fouyé Tabankort -----TF T
2. Amassak Tirarimine -----AMA
3. Tin Fouyé Ouest -----TF W
4. Tin Fouyé Tabankort 100 -----TFT 100
5. Tin Fouyé Tahankorî Est -----TFTE
6. Tamendjelt-----TAM
7. Tin Fouyé -----TFY
8. Tin Fouyé Nord -----TFN
9. DJoua -----DJW
10. Hassi Mazoula Nord -----HM Z
11. Hassi Mazoula Sud -----MZS
12. Hassi Mazoula B -----HMZB
13. Tiferline -----TFR

Les réserves d'huile en place ont été estimées à 598.52 million mètre cube. Et les réserves récupérable ont été estimé à 285.14 million mètre cube, la production cumulée au 31/12/2014 a été 231.73 million mètre cube, 38.72 % taux de récupération(RP) et 81.27 % taux de récupération (RR). La récupération secondaire par l'injection d'eau périphérique est commencée en 1981, elle est assurée en 2015 par 52 puits injecteurs d'eau (27 ouverts, 25 fermés). [18]

### **III-1-2 cadre géologique**

L'ensemble des carottes récupérés au cours des sondages sur les réservoirs dévonien et ordovicien a été étudié du point de vue de faciès comme suit :

#### **III-1-2-1 Dévonien**

La série dévonienne est marquée par la disparition des termes du dévonien moyen.

##### **a) Dévonien supérieur:**

- Le Strunien (E : 65m)

C'est un ensemble d'argile gris noir, silteuse, micacée, ou s'intercalent quelques niveaux métriques de grés brun, moyen à grossier, silico-argileux, pyriteux.

- Série Argileuse (E : 154m)

Cet intervalle est représenté par une argile gris foncée à noir silteuse, finement micacée et de silt blanc, tendre.

##### **b) Dévonien inférieur (F6)**

- L'Unité C2-II (E: 25m)

Cette unité est représentée par une intercalation de niveaux métriques de grés blancs, fin à très fins, friables, mal cimentés, intercalés par des fines passées d'argile gris foncée, silteuse, finement micacée et de silt blanc, tendre.

- L'Unité C1-III (E:15m)

C'est une superposition de niveaux de grés blancs, moyens à grossiers bien classée, siliceux, riche en dragées de quartz, séparés par des passées d'argile gris foncée, silteuse, indurée finement micacée.

#### **III-1-2-2 Ordovicien**

- L'unité IV-3 (E : 15m)

Caractérisée par la prédominance des grés généralement moyens grossiers et propres et s'observe localement par un passage entre des grés propres et des grés argileux et même des faciès argilo-gréseux.

- L'unité IV-2 (E : 24m)

Caractérisée par des faciès totalement argileux et des grés fins à très fins argileux.

- L'unité 111-3 (E : 17m) :

Caractérisée par l'homogénéité des faciès essentiellement argilo gréseux.

- L'unité 111-2 (E : 25m)

Elle est représentée par une intercalation de niveaux d'argile grise, fortement silteuse, indurée, micacée et de grés gris blanc à gris beige, silico-argileux, moyen à grossiers, sub-arrondi.

**III-1-3 Caractéristique pétrophysiques du réservoir**

Le mur des réservoirs est constitué par les séries argilo-gréseuses de l'unité IV .Les accumulations principales d'huile et de gaz appartiennent à l'unité IV-3 et IV-2, ainsi qu'aux grés C1, C2, C3 de réservoir F6 du Dévonien.

Le complexe terminal (Unité IV-3 et IV-2) qui est le réservoir principal de la région, est constitué par des dépôts mis en place sous un régime glaciaire. Il repose sur les formations antérieures par l'intermédiaire d'une surface de ravinement et se caractérise par d'importantes variations d'épaisseur et de faciès entraînant des caractéristiques pétrophysiques variables. [9]

**A) Ordovicien**

**Tableau (III-1) : Qualificatives de l'unité VI-3 et l'unité VI-2 [11]**

Unité	Hauteur totale (m)	Hauteur utile (m)	Porosité moyenne (%)	Perméabilité moyenne (md)
Unité VI-3	<b>10 à 20</b>	<b>0 à 50</b>	<b>8</b>	<b>50</b>
Unité VI-2	<b>10 à 20</b>	<b>0 à 15</b>	<b>7</b>	<b>10</b>

**Conditions Initiales :**

Pression et température du réservoir	202 kg/cm <sup>2</sup> à 80°c
Côte de référence (m/Nm)	1600
Contact gaz-huile (m/Nm)	1549
Contact huile-eau (incliné) (m/Nm)	1647, 1585

**Fluides de gisement :**

Huile saturée avec gas cap et aquifère d'eau

P<sub>bulle</sub> = P<sub>intial</sub> au GOC, R<sub>si</sub> = 150

**B) Dévonien**

Renferme 03 unités: C3 ; C2 ; C1

Hauteur totale (m)	50
Hauteur utile (m)	17
Porosité moyenne	20
Perméabilité moyenne (md)	400 à 650

**Conditions Initiales :**

Plan Huile/Eau incliné: -924 au Sud et au Nord

Pression et Température du réservoir (Kg/cm<sup>2</sup>) ...129,4 à 69°C.

**Fluides de gisement :**

Huile sous saturée avec un aquifère actif (Pbulle = 22 Kg/cm<sup>2</sup>, Rsi = 1,9)

**III-1-4 Historique de puits candidat pour l'étude**

**III-1-4-1 Situation**

**A/- Cordonnées (UTM) :**

Coordonnées géographiques :

X= 348 699,784

x = 28° 34' 3.13" N

Y= 3160 800,144

y = 7° 27' 11.35" E

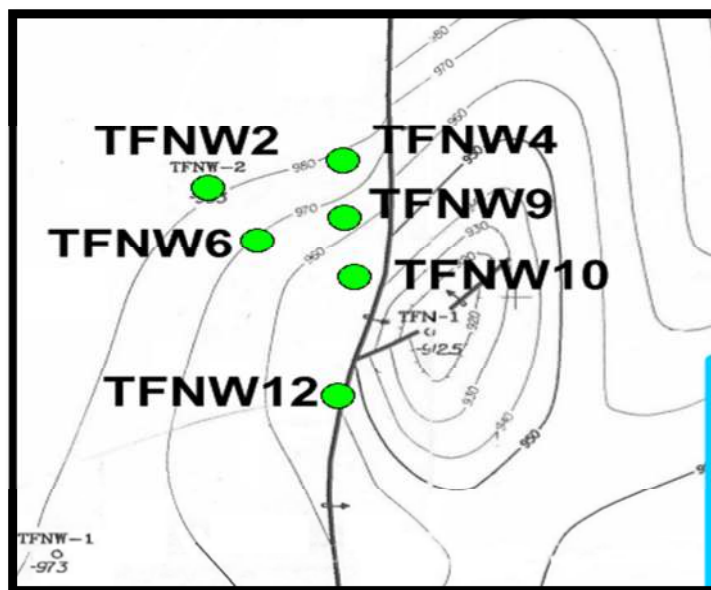
**B/- Altitude :**

Zs = 441,543 m

Zt = 446,643 m

**C/ - Localisation:**

Le sondage de TFNW-9 est situé à 800m au Sud de TFNW-4 et à 900 m Nord Est (NE) de TFNW-5.



**Figure (III-2) : Localisation de puits TFNW-9. [10]**



**III-1-4-2 Paramètres de puits**

Nom de puits : TFNW-9	Production Packer* : 1,370 mètres
Type de puits : Oil Producer	End of Tubing* : 1,381 mètres
Tubing : 2 3/8" 6.5 lbs/ft N-80	TD* : 2,120 mètres
Casing : 7" 26 lbs/ft P-110	

**III-1-4-3 Les paramètres de réservoir**

Le réservoir DEVO (C3-I) a une épaisseur de 11 m dont le toit est à 1399 m et le mur à 1410 m. La couche exploitée est de 6 m de hauteur avec une porosité de 16.93 %, et un volume d'argile de 14.2 %. La pression de réservoir est de 1340 Psi et une température de 140 F°.

**III-2 Etude De Cas****III-2-1 Cas De Puits TFNW-9****A) Introduction**

L'objectif de ce chapitre est de contribuer à l'amélioration de débit de production pour le puits TFNW-9 par la stimulation de fracturation hydraulique et la technique de Short Radius, puis une étude comparative et analyse économique pour avoir l'opération la plus efficace et la plus rentable pour la région de TFT. Les données utilisées sont obtenues au niveau de la direction de production Sonatrach à IN AMINAS région de TFT. Un stage pratique a été effectué entre 05 Mars et le 24 Mars 2020, dans la direction de production dans le cadre d'une collaboration avec l'université Kasdi Merbah Ouargla dont le planning de training est comme suit :

- Service Géologie : 06/03/2020 - 10/03/2020
- Service Technique Puits: 11/3/2020 - 24/3/2020

Des sorties de terrains ont été faites avec les ingénieurs des différents services pour assister aux opérations de fracturation hydraulique.

**B) Données utilisées :**

- Données obtenues par les tests : P<sub>csg</sub>, PFD, P<sub>t</sub>, Q<sub>h</sub> (m<sup>3</sup>/j), Q<sub>water</sub> (m<sup>3</sup>/j), P<sub>av</sub>, IP, K et le diamètre des duses.

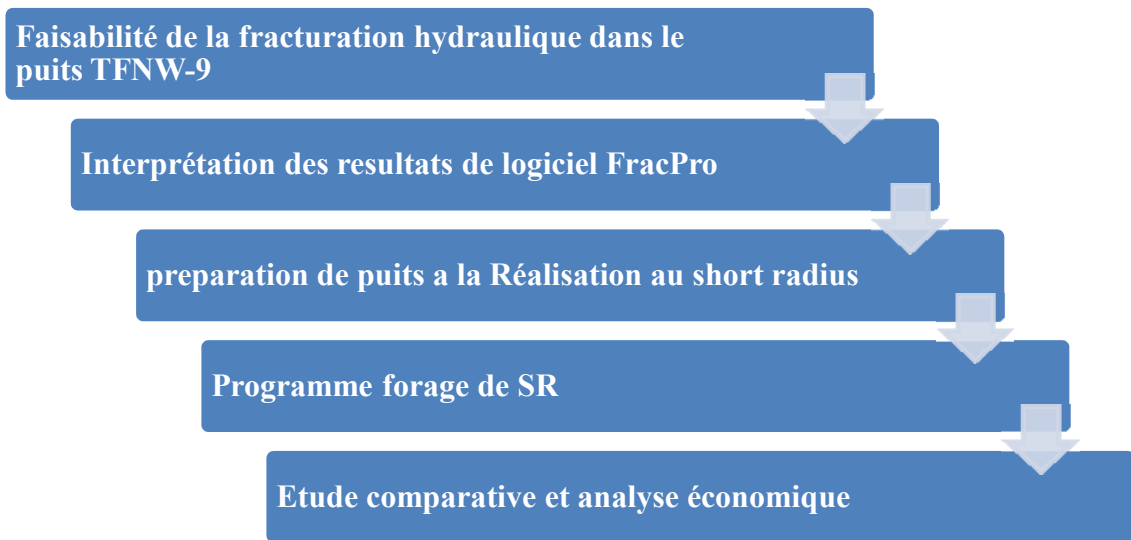
**TFNW-9** : (jaugeages (17/05/2015), DST (29/11/2015), jaugeages (18/01/2016), DST (08/02/2017), jaugeages (09/02/2017)). **TFT-283** : (jaugeages 29/01/2014, DST 11/04/2014). **TFT-453** : (jaugeages 03/06/2014, DST 26/07/2018).

- Données géologiques : profondeur, épaisseur, saturation en huile et en eau des réservoirs, La porosité moyenne, la densité, réserves en place, L'état de cimentation, L'état de perforation, Profile de contrainte.

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

### C) Plan d'analyse des données :

- Commenant par la présentation de la Faisabilité de la fracturation hydraulique dans le puits TFNW-9, et après l'interprétation des résultats de logiciel FracPro et l'échec d'opération de frac en va préparer le puits a la Réalisation au short radius. Après programme forage de SR a réalisé en passe a l'étude comparative et calcule économique pour les puits TFNW-9, TFT-283, TFT-453.



**Figure (III-3) : Analyse des données.**

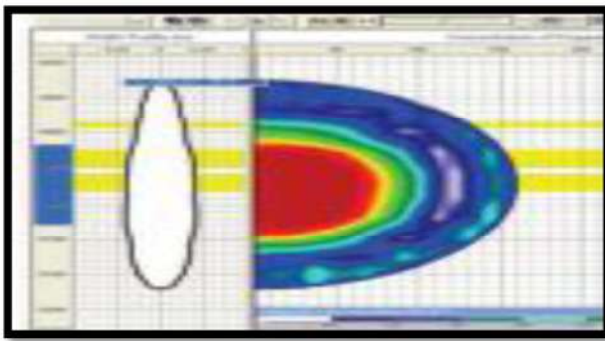
### D) Présentation de logiciel utilisé (frac pro)

Frac pro est le logiciel d'évaluation de traitement et d'élaboration de design de fracturation.

Tous les paramètres appropriés du travail sont introduite dans les unités de sorte que le traitement de l'information puisse être montré dans des formats numérique et graphique.

Le logiciel facilite l'analyse des devers pompages et les mesures des paramètres de sorte que des décisions importante puisse être prises en marche pour améliorer l'exécution global de la stimulation. Ce logiciel est développé en étroite collaboration entre l'université d'Oklahoma et les ingénieurs de **Haliburton**. [9]

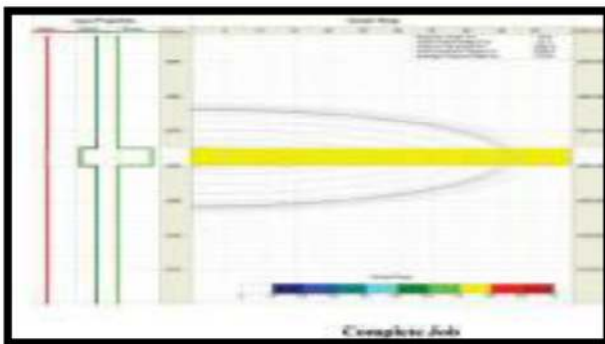
**-Ce logiciel peut fournir des données tel que :**



Dans ces fenêtres en peut apprécier:

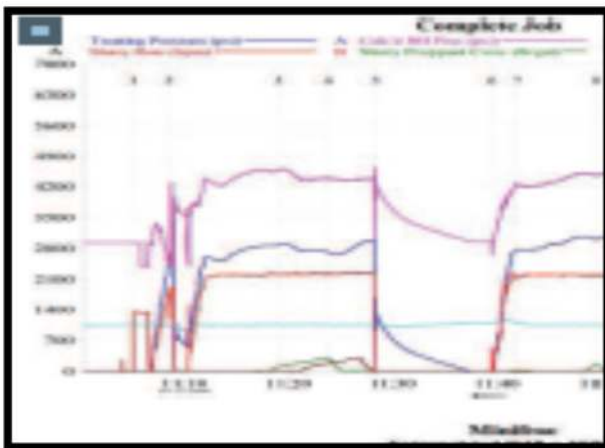
- le profil transversal de la fracture
- la largeur et la hauteur de la fracture

Figure (III-4) : Géométrie (traitement principal) frac PRO [9]



- La longueur de la fracture
- La largeur de la fracture
- Profil de conductivité
- Le model de propagation.....

Figure (III-5) : Géométrie (mini frac) frac PRO [9]



- Evolution Pression
- Concentration du propant
- Debit
- ISIP
- FCP.....

Figure (III-6) : Complet minfrac [9]

## III-2-2 Etude de candidature

### III-2-2-1 Interprétation diagraphique :

Les logs enregistrés au niveau du puits TFNW-9 sont :

Log Gamma Ray                      Logs de résistivité

Log Neutron Porosité              Log Densité

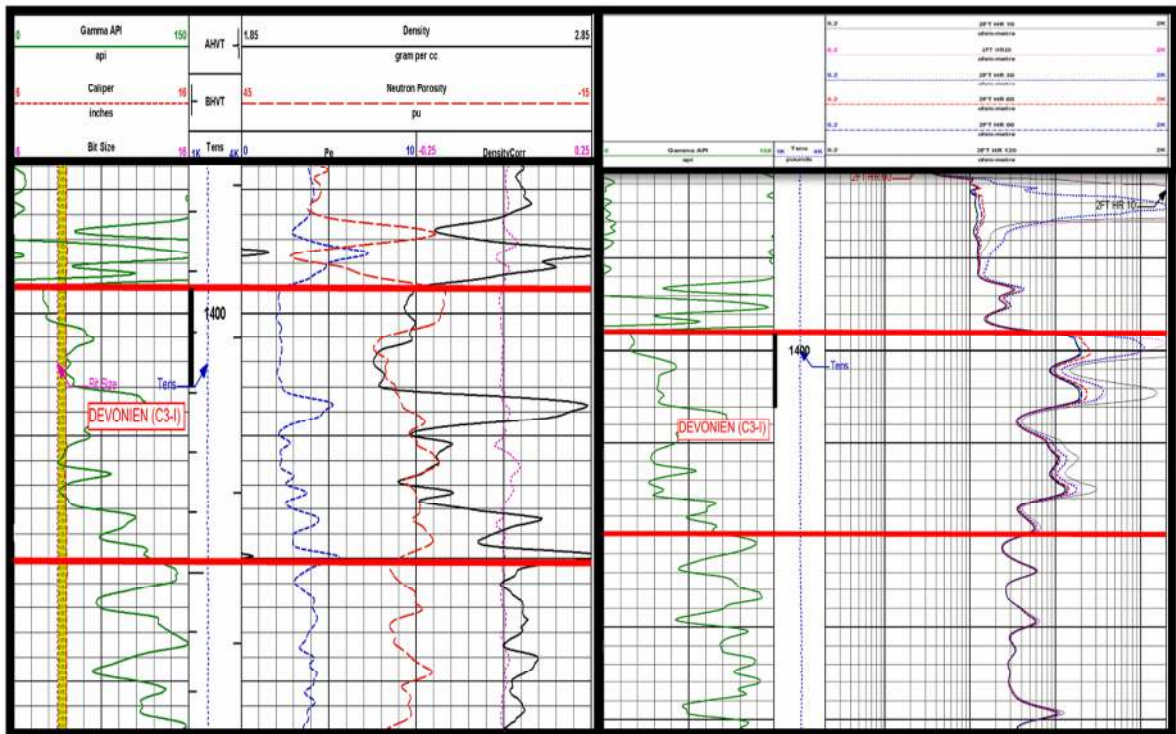


Figure (III-7) : Enregistrements des diagraphiques [11]

D'après l'interprétation des logs enregistrés au niveau de puits:

- l'intervalle (1399 m-1403 m) est imprégné en huile.
- La porosité moyenne est de l'ordre de 16%
- Le réservoir est gréseux, la densité dans cet intervalle est 2.26g/cm<sup>3</sup>
- $S_w = 20\%$

### III-2-2-2 Calcul des réserves volumétriques :

$$R_d = 500 \text{ m} \quad \varnothing = 16\%$$

$$H_{\text{utile}} = 4 \text{ m} \quad S_w = 20\%$$

$$V_p = R^2 \times \pi \times H_{\text{utile}} \times \varnothing \times B_o$$

$$S_h + S_w = 1$$

$$B_o = 1.01$$

AN :

$$V_p = 500^2 \times \pi \times 4 \times 0.16 \times 1.01 = 507\,424 \text{ m}^3$$

$$V_{\text{h en place}} = 507\,424 \times (1 - S_w) = 405\,939.2 \text{ m}^3 \text{ (2\,553\,280.75 bbl)}$$

**III-2-2-3 Etat des puits voisins :**

**Tableau III-2: Etat des puits voisins [10]**

	<b>TFNW 6</b>	<b>TFNW 4</b>	<b>TFNW 10</b>
Etat	O	O	O
Mode de Prod.	GL	GL	GL
Qo (m3/j)	21/05/2015 70.7	31/05/2015 25.1	19/05/2015 75
Qw (m3/j)	0	0	0
GOR (m3/m3)	0	0	4
Amerada (bar)	-	18/03/2010 113.78	-

Les résultats obtenus auparavant montrent que le puits présente un potentiel en hydrocarbure qui nous pousse à intervenir sur ce dernier par une action dans le but de maximiser le soutirage au niveau de la zone. Soit par :

- Fracturation hydraulique
- Short radius

**III-2-3 La fracturation hydraulique**

La Fracturation hydraulique a été choisi par rapport au short radius suite à son :

- Cout d’opération
- Les préparatrices
- Etude, Technique et réalisation

**III-2-3-1 Faisabilité de la fracturation hydraulique dans le puits TFNW-9**

- La complétion :  
Un test d’intégrité est fait pour assurer que la complétion supporte les pressions de traitement
- Les perforations : le test d’injectivité est bonne donc il est assure que la liaison couche trou est parfaitement crée (Suite à l’historique de production et le test d’injectivité réalisé, ce puits présente une bonne liaison couche-trou)  
(Mentionne le tableau –perfs size-)
- L’état de cimentation : L’enregistrement de log CBL et VDL montre qu’il y a une bonne cimentation, alors elle va empêcher la fracture de se propage derrière le casing.

- Profile de contrainte : le log Gamma Ray montre l'existence des barrières qui favorisent la propagation de la fracture dans la zone désirée.

**III-2-3-2 But**

L'objectif de ce traitement est de pénétrer dans la formation par la création d'une fracture à fin de stimuler toute la hauteur du réservoir et rétablir la liaison couche-trou en atténuant l'endommagement de la couche aux abords du puits. La réalisation de la fracturation a été confiée à la compagnie pétrolière américaine Haliburton.

**III-2-3-3 MiniFrac :**

Le Minifrac a été réalisé afin de recueillir des renseignements pour faciliter la conception et l'exécution du traitement de fracturation principale.

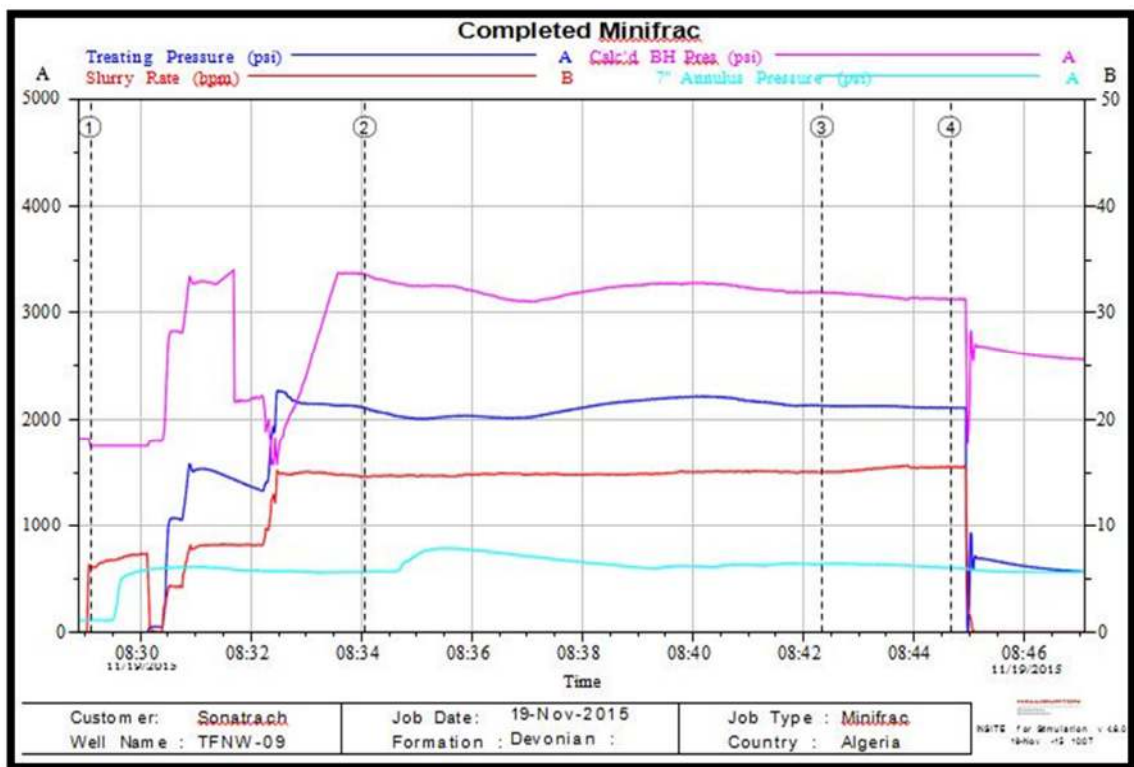


Figure (III-8) : Minifrac plot [10]



➤ Minifrac ISIP et Minifrac Analysis

Tableau III-3: Minifrac ISIP et Minifrac Analysis [10]

		Minifrac	Minifrac Analysis
Reservoir Injection Fluid:		Hybor H3400	Hybor H3400
Volume Injected:	(gal)	5,000	
Avg. Injection Rate:	(bbl/min)	15	
Last Pumping Pressure	(psi)	3,137	
ISIP <sup>(1)</sup>	(psi)	2,707	
Bottom hole Friction	(psi)	430	
Fracture Gradient:	(psi/ft)	0.59	
Closure Pressure:	(psi)		2,074
Fluid Efficiency:	(%)		52
Frac pressure	Psi	2708	

III-2-3-4 Traitement principale:

Le traitement principal a placé 35 765 lbs (26653 20/40 et 9112 16/30) de Proppant dans la formation à une concentration maximale de trou de fond de 7,96 lbs/gal. 1003 lbs ont été laissées dans le trou de forage.

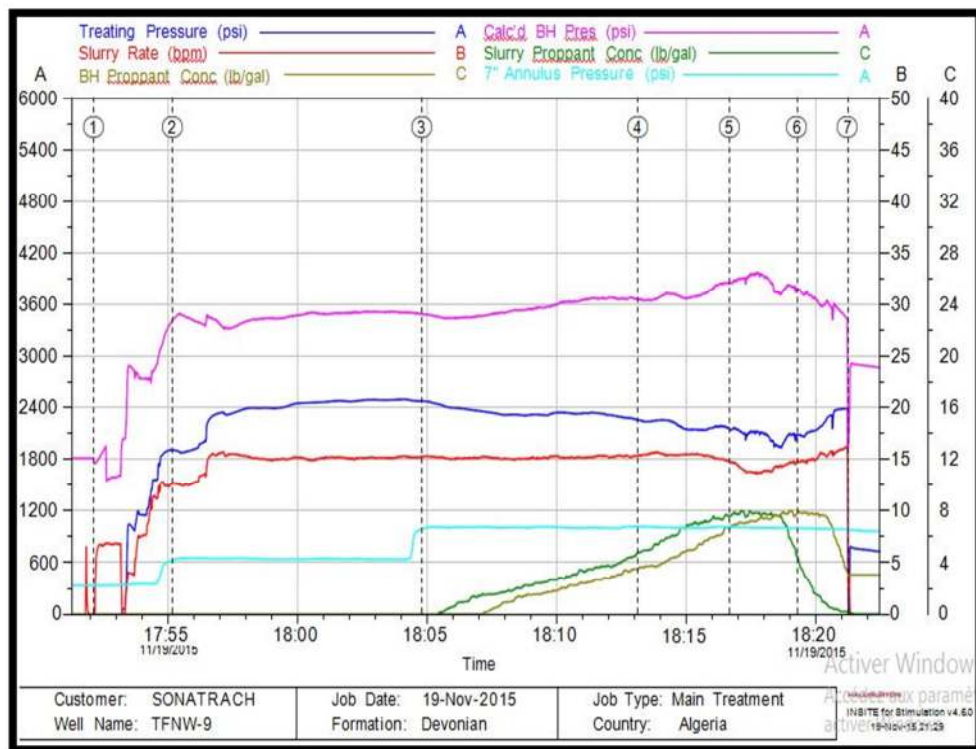


Figure (III-9) : Main treatment plot [10]

➤ **Fracture Pressure Summary**

**Tableau III-4: Fracture Pressure Summary [10]**

Model Net Pressure** (psi)	1395	BH Fracture Closure Stress (psi)	2074
Observed Net Pressure** (psi)	315	Closure Stress Gradient (psi/ft)	0.451
Hydrostatic Head*** (psi)	2331	Avg. Surface Pressure (psi)	1696
Reservoir Pressure (psi)	1340	Max. Surface Pressure (psi)	2007

\* Averages and maxima reported for Main Frac stages.

\*\* Values reported for the end of the last pumping stage (Stage 6, Main frac flush)

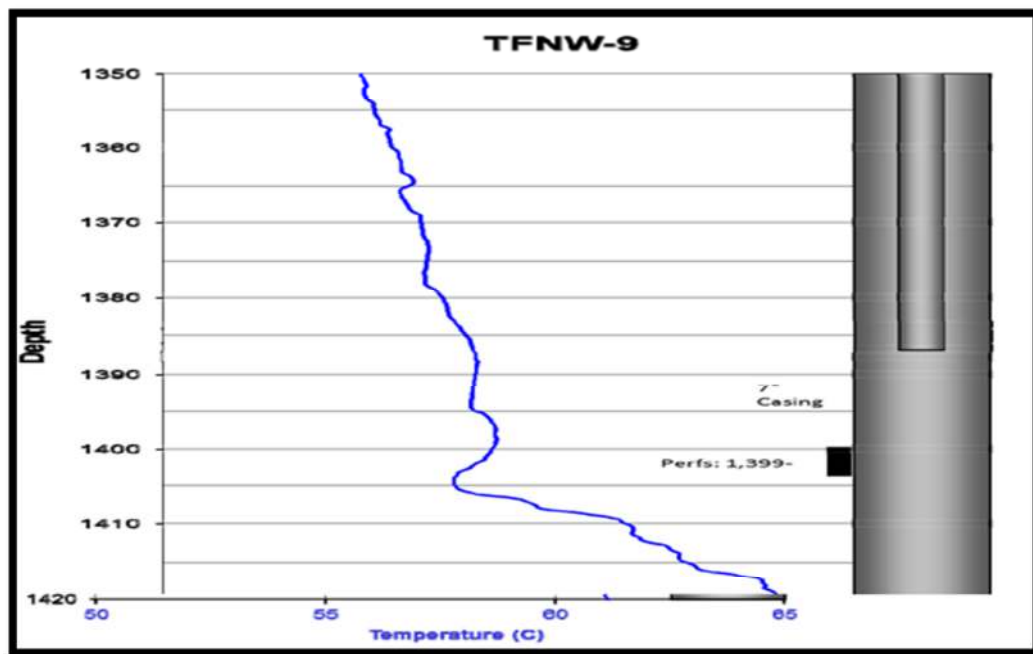
\*\*\* Value reported for clean fluid

**III-2-3-5 La géométrie de la fracture :**

**A/ La thermométrie :**

➤ **Objectif de la thermométrie :**

Est de limité la zone ou le fluide a propagé ainsi que déduire la hauteur du frac.



**Figure (III-10) : Enregistrement de Log thermométrie [10]**

**B/ Dimensionnements de la fracture :**

**Tableau III-5: Fracture Geometry Summary\* [10]**

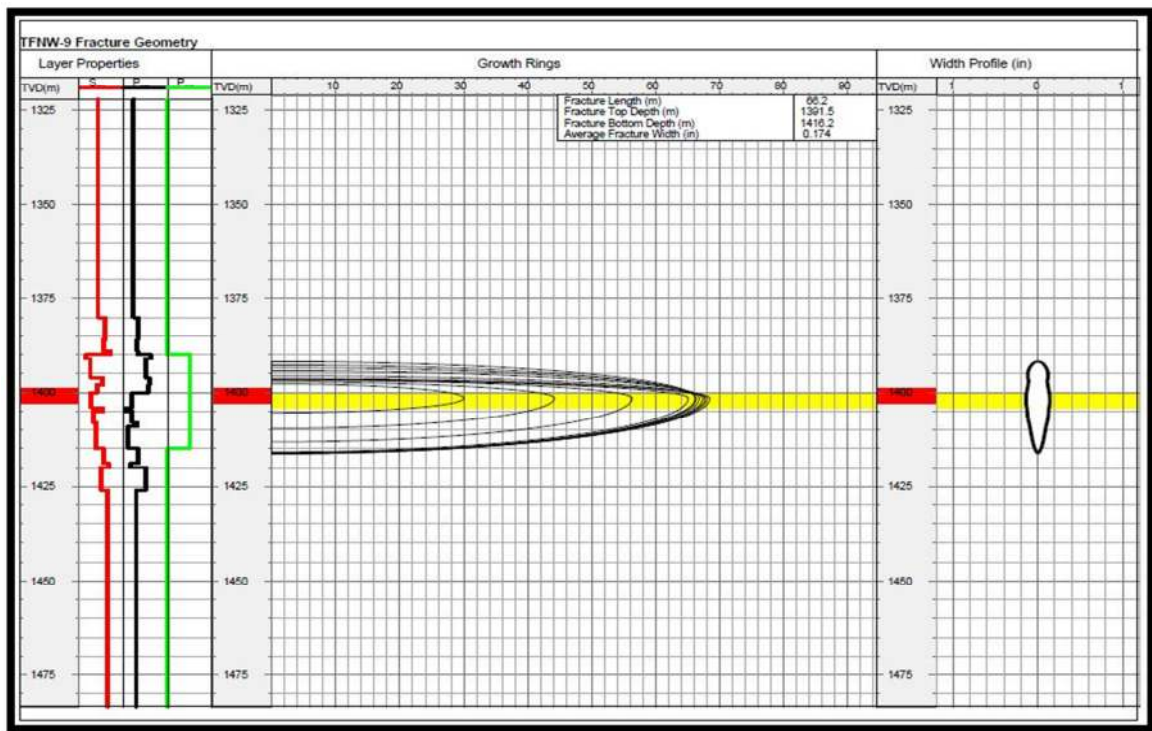
Fracture Half-Length (m)	71	Propped Half-Length (m)	64
Total Fracture Height (m)	33	Total Propped Height (m)	29
Depth to Fracture Top (m)	1386	Depth to Propped Fracture Top (m)	1387
Depth to Fracture Bottom (m)	1418	Depth to Propped Fracture Bottom (m)	1417



Equivalent Number of Multiple Fracs	1.0	Max. Fracture Width (in)	0.36
Fracture Slurry Efficiency**	0.44	Avg. Fracture Width (in)	0.24
Avg. Proppant Concentration (lb/ft <sup>3</sup> )	0.97		

\* All values reported are for the entire fracture system at a model time of 68.30 min (end of Stage 7 Shut-in after Main frac flush)

\*\* Value is reported for the end of the last pumping stage (Stage 6, Main frac flush)



**Figure (III-11) : FracProPt minifrac match géométrie [10]**

**C/ Commentaires :**

Les résultats obtenus à partir de log thermométrie et le logiciel de traitement indiquent que la fracture a propagé dans la zone désirée.

**III-2-3-6 Performance de la Frac:**

**Tableau III-6: Performance de la frac [11]**

date de test	Qh m <sup>3</sup> /j	Q water m <sup>3</sup> /j	Ptbg	Pcsg	Pav
Avant Frac (17/05/2015)	14.3	0	5.2	33	0
Après Frac (29/11/2015)	5	129	7	46	0

**III-2-3-7 Conclusion**

Dans la région de TFT les zones ciblées sont peu épaisses (de 3 à 10 m) et on ne peut pas prédire la direction des fracs, alors l'achèvement de l'opération ne veut dire pas que les fracs sont propagés dans la zone désirée et vu que le puits produisait presque de l'eau veut dire que les fractures étendue dans le revêtement de ciment jusqu'à ce qu'elle atteint le contact huile-eau et d'où l'échec d'opération

**III-2-3-8 Recommandations :**

- Faire une étude réservoir plus poussée, détecter avec exactitude l'interface eau/huile et gaz/huile.

**III-2-4 Short radius :**

Sonatrach a adopté le technique short radius pour pouvoir atteindre le meilleur drain rapidement et faire produire uniquement le voisinage du puits sec (anciens puits).

**III-2-4-1 But de l'opération**

Reprise du puits en Short radius dans la partie inférieure du réservoir dévonien unité C3-I, afin d'éviter le water coning, la zone endommagée par la fracturation hydraulique et d'augmenter les potentialités du puits actuellement fermé. [17]

**III-2-4-2 Réalisation du short radius**

L'Unité C3-I du Dévonien Inférieur rencontrée en position structurale favorable, a été perforée de 1399 à 1403m. L'unité produit actuellement, un volume d'huile estimé en déca de la productivité des réservoirs Dévonien sur l'ensemble du champ TFNW. A l'issue de ces résultats, une décision concernant le forage d'un drain horizontal a été prise pour pouvoir exploiter au mieux toutes les données afin d'améliorer la productivité du puits actuellement fermé.

**A- Objectifs**

Plusieurs options sont possibles pour le profil du drain en gardant à l'esprit que la distribution des faciès au Vertical hole peut varier latéralement et verticalement, car l'unité C3-I qui est l'objectif principale est issue d'un dépôt à système fluvial, pour mieux représenter l'hétérogénéité du réservoir; mais notre préférence se porte uniquement sur le sommet de celle-ci qui présente les niveaux les plus perméables avec une garde à l'eau importante.

Il apparaît, à priori, compte tenu du stress que l'orientation 290° est favorable pour le forage d'un drain horizontal, vers le puits TFNW-7.

## B- Direction du drain :

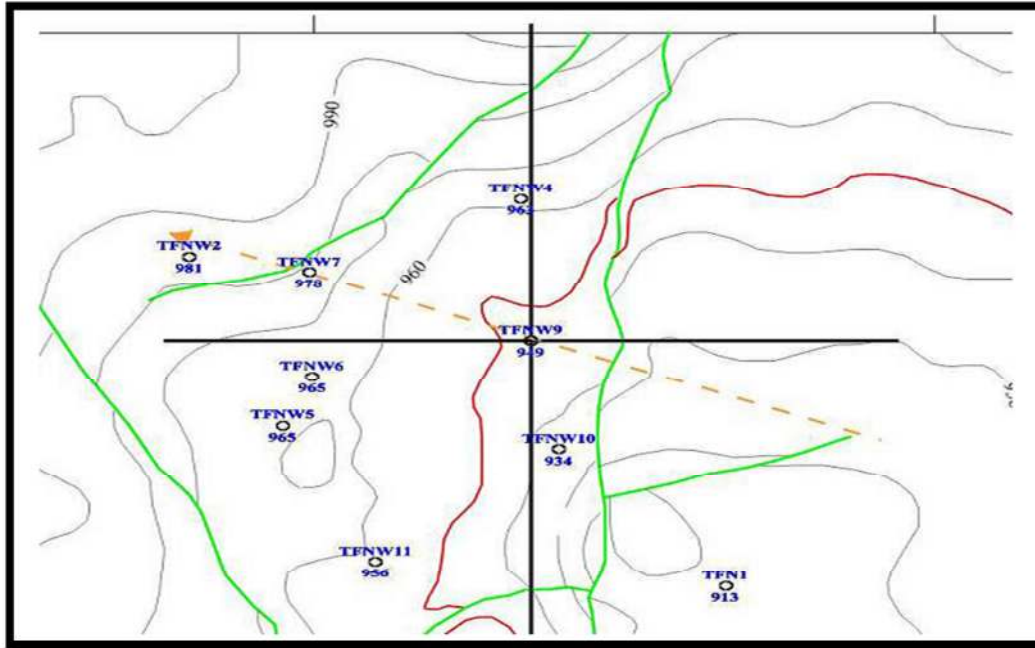


Figure (III-12) : Direction du drain [17]

## C- Problématique

Le choix de la fenêtre doit être judicieux pour éviter tous les aléas négatifs qui peuvent survenir et elle dépendrait de la coupe du tubage 7". Il est impératif d'entamer le Kick Off Point dans la **Série Argileuse Frasnienne** afin d'éviter d'éventuelles pertes de boue. Cette série présente une épaisseur assez conséquente de 203 mètres.

## III-2-4-3 Préparation du puits

- Coupé le tubage 7" à la cote 1246m soit à l'intérieur du tubage 9"5/8.
- Remonté tubage 7" en surface.
- Mise en place d'un bouchon de ciment de D 1.9 à 2.05 ou d'un bridge plug pour amorcer la déviation. [17]

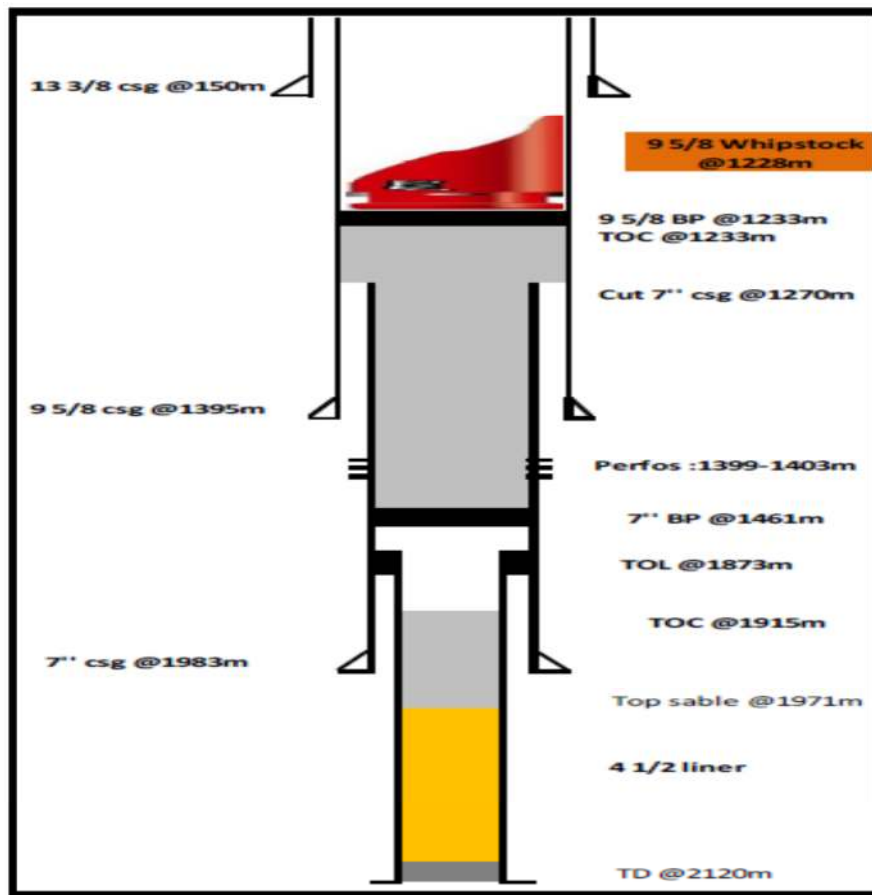


Figure (III-13) : Schéma d'abandon du puits TFNW-9 [16]

### III-2-4-4 PROGRAMME FORAGE

#### III-2-4-4-1 Phase 8<sup>1/2</sup>" X 7"

##### A) Phase 8<sup>1/2</sup>" X 7" hole sidetrack exit from Whipstock

- Top Whipstock: 1235..00m MD
- Whipstock Exit :1238 MD
- Orientation du Whipstock (azimuth 290°) 8<sup>1/2</sup>" rate hole
- Forage en 8<sup>1/2</sup>" de 1238 m à 1240 m MD

##### B) 8<sup>1/2</sup>" build up section :

Forage de 1240 m à 1500m MD (1240 à 1401.11 m TVD et 172m VS)

DLS/Azimuth: 10.59°/30m Azimuth: 290° N

Vue la densité élevée de la boue et afin d'éviter d'avoir des pertes, faire très attention à l'approche du réservoir, il faut gratter 30 à 50 cm du réservoir, surveiller avec MWD

##### C) Paramètres de forage

WOB (weight on bit): 5-15 TON

Boue : Afin d’assurer la stabilité des parois de notre puits, la traversée de la série argileuse nécessite l’utilisation d’une boue spécifique avec notamment une boue plus dense avec une rhéologie adaptée pour short radius

Type avoil

D: 1.30 -1.35

Rapport huile/eau: 90/10

**D) Tubage :**

Descente casing 7’’ au fond et cimentation jusqu’à 200 m à l’intérieur du csg 9’’<sup>5/8</sup>. [17]

➤ **suivi de forage**

**Tableau III-7: Drilling survey [16]**

N°	MD	INCLINAISON	AZIMUTH	TVD	VS
1	1202	1.34	3.01	-	Gyro
2	1228.94	6.18	328.26	1228.76	MWD
3	1290.26	20.89	300.63	1288.19	MWD
4	1347.31	37.61	289.72	1337.9	MWD
5	1398.21	56.19	286.93	1372.63	MWD
6	1442.92	72.11	287.21	1392.01	MWD
7	1472.06	80.9	289.05	1399.04	MWD
8	1491.39	85.56	289.93	1401.25	MWD

**III-2-4-4-2 Phase 6’’ Drain section**

Forage de 1500 à 1900m MD (1401.11 à 1409.6 m TVD et 400m VS)

NB : la VS au niveau de Drain et liée aux résultats de UBD au cours de forage.

DLS/Azimet: Le drain sera réalisé avec une inclinaison de 89°

La dénivelé dans la direction Ouest-Nord-Ouest (vert TFNW-7, sens du drain) est 3,7m tous les 100m, le toit de la cible sera à 1401.11m.

**A) Paramètres de forage**

WOB: 3-7 TON

Boue : le drain sera réalisé en UBD (densité d’équilibre 0.74)

Type avoil D: 0.90

Rapport huile/eau: 90/10

**Note :** Pression réservoir 113 Bars [17]

➤ suivi de forage

➤ **Tableau III-8: Drilling survey [16]**

N°	MD	INCLINAISON	AZIMUTH	TVD	VS
1	1507.37	86.44	291.69	1402.36	MWD
2	1536.74	87.26	291.38	1404.12	MWD
3	1565.60	89.37	289.55	1404.86	MWD
4	1594.60	87.41	289.52	1405.50	MWD
5	1623.60	88.53	290.35	1406.60	MWD
6	1652.70	90.44	291.10	1406.83	MWD
7	1681.10	90.89	290.05	1406.64	MWD
8	1710.81	90.17	289.49	1406.37	MWD
9	1739.75	88.58	289.48	1406.57	MWD
10	1768.30	86.66	289.45	1407.99	MWD
11	1797.40	85.34	288.79	1409.84	MWD
12	1826.40	84.40	288.57	1412.61	MWD
13	1855.10	84.75	289.27	1415.33	MWD
14	1883.90	84.52	289.88	1418.05	MWD
15	1912	85.30	290	1420.62	MWD

**III-2-4-5 Programme De Diagraphies**

- Avant la phase casing 7’’ : néant
- Après la pose casing 7’’ : GR – CBL – VDL.
- Forage du drain : utilisation du MWD avec GR [17]

**III-2-4-6 Le plan vertical et horizontal du puits TFNW 09 après la reprise :**

Voir la figure (III-11) :

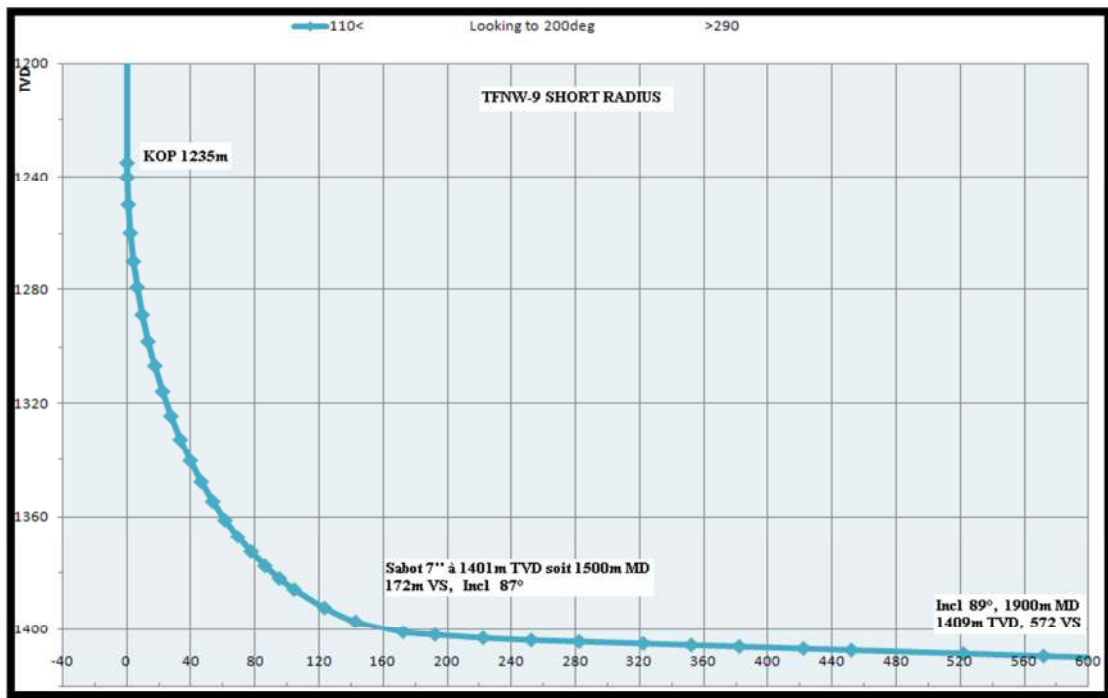


Figure (III-14) : Le plan vertical du puits TFNW 09 après la reprise [17]

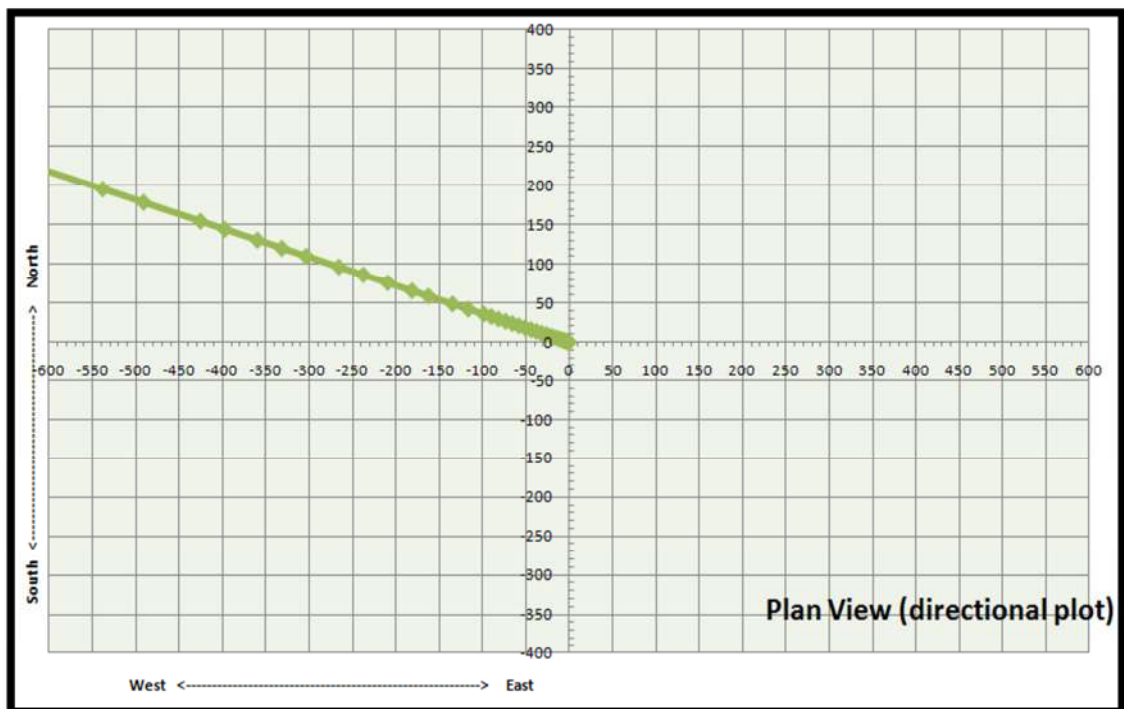


Figure (III-15) : Le plan horizontal du puits TFNW09 après la reprise [17]

III-2-4-7 Profile finale de puits TFNW9 :

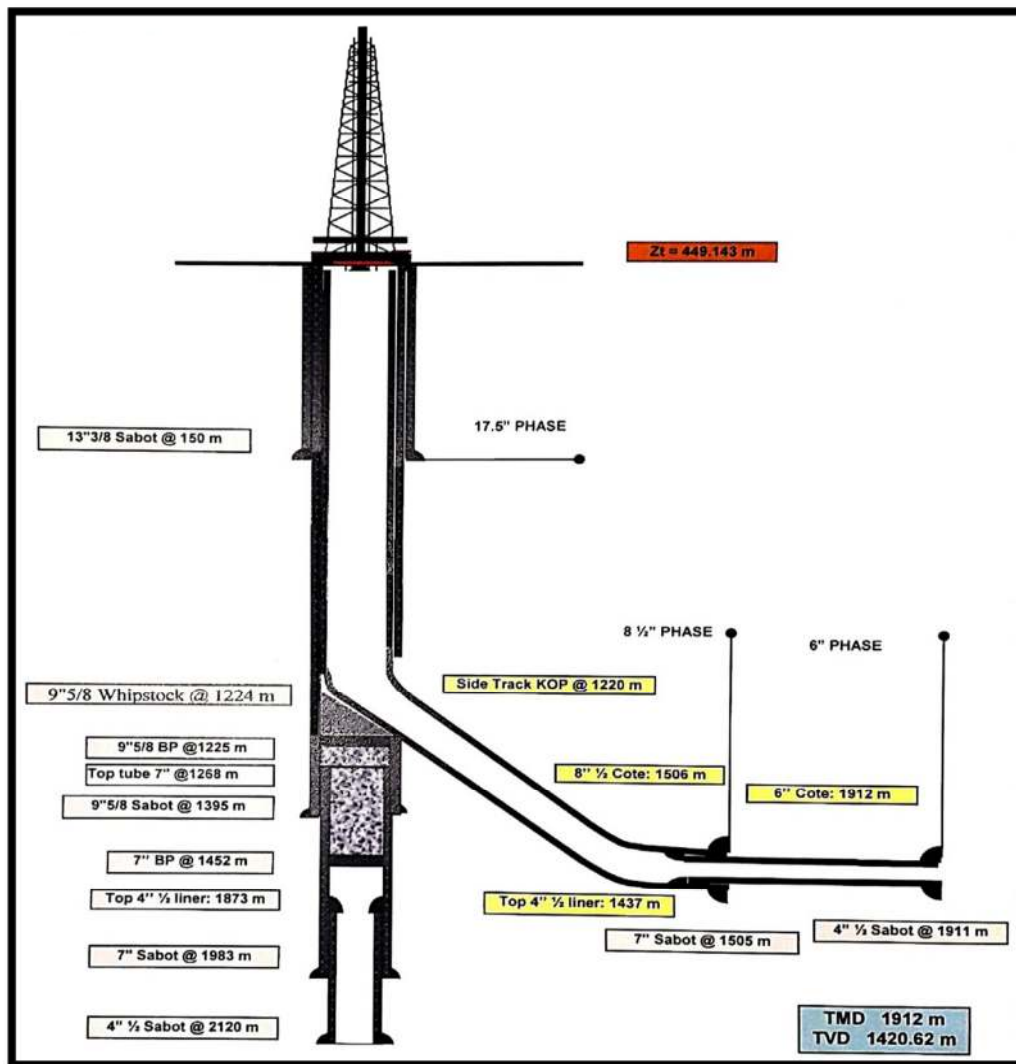


Figure (III-16) : Profile finale de puits TFNW9 [16]

III-2-4-8 Performance de l'opération short radius :

Tableau III-9: Performance après mise en short radius [18]

date de test	Qh m3/j	Q <sub>water</sub> m3/j	P <sub>tbg</sub>	P <sub>csg</sub>	P <sub>av</sub>
Avant SR 18/01/2016	3.2	96.1	8	37	0
Après SR 08/02/2017	217.7	0.2	7.5	54	0
Après SR 09/02/2017	300.8	0.3	10	53	0



**III-2-4-9 Amortissement des investissements engagés dans l’opération de short radius pour le puits TFNW-9 :**

**A) Le cout total de l’opération de short radius :**

Le cout total de cette opération est estimé de **2 316 149.9639 \$**

**B) Le gain (cash-flow)**

Le tableau en-dessous représente le gain journalier total du puits TFNW9 après l’opération de short radius :

La moyenne de prix de baril de pétrole est 75\$

- Le gain total de puits dans une journée de production

**Tableau III-10: Le gain total de puits dans une journée de production [18]**

Le produit	huile	
prix de m <sup>3</sup>	468.75	
Production avant SR /jour	3.2	
Production après SR/jour	217.7	
Gain de prdoction/jour	214.5	
	Le gain total	100 546.875 USD/J

Le tableau représente le gain total de puits dans une journée de production pour calculer le delai d’amortissement (POT).

**C) Le délai d’amortissement ou POT (Pay Out Time)**

Le délai d’amortissement =le cout total de l’opération /le gain (cash-flow)

A N :

POT= 2 316 149.9639 / 100 546.875

**POT= 23 jours**

**III-3 Etude comparative**

**III-3-1 Cas des puits TFT-283 et TFT-453 dans le même gisement**

Nous avons deux puits proches l'un de l'autre et ont les mêmes caractéristiques géologiques et au même niveau, selon le Département de Géologie de TFT.

**III-3-2 La campagne de frac Haliburton a été faite sur le puits TFT-283**

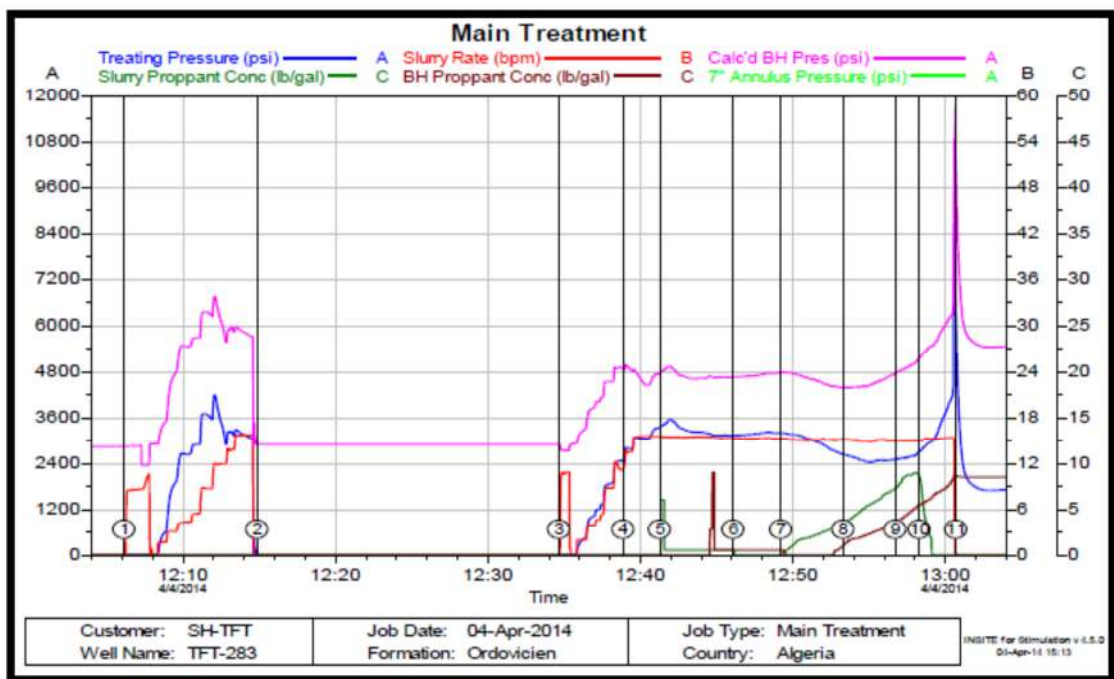
**A) La production de puits TFT-283 :**

**Tableau III-11: Production de puits TFT-283 [9]**

Date	Q huiles (m <sup>3</sup> /j)	Q gaz (m <sup>3</sup> /j)	Q eau (m <sup>3</sup> /j)	GOR (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
Avant frac 29/ 01 / 2014	6.5	2950	8.9	527
Après frac 11 / 04 /2014	7.1	2867	91.7	404

Le tableau représente la diminution de débit de production.

**B) Analyse et recommandation des résultats de frac pour TFT-283 :**



**Figure (III-17) : Plot complet traitement principal TFT-283 [9]**

➤ **Interprétation de graphe :**

Le traitement a été passé dans des conditions ordinaires, la fracture a été provoquée au niveau de la zone d'intérêt mais la récupération d'huile est faiblement améliorée.

Cela revient à la mal évaluation des réserves d'huile en place.

**C) Amortissement des investissements engagés dans l’opération de fracturation pour le puits TFT-283 :**

- **Le cout total de l’opération de frac du puits TFT-283**

**Tableau III-12: Le cout de frac et l’opération de clean up de puits après frac [9]**

Test d’intégrité du puits	1 962 \$
Opération de fracturation hydraulique	234 787 \$
Coil tubing clean out	28 456 \$
Cout total	265 205 \$

- **Le gain (cash-flow)**

Le tableau en-dessous représente le gain journalier total du puits TFT-283 après la fracturation hydraulique.

La moyenne de prix de baril de pétrole est 75\$

- Le gain total de puits dans une journée de production

**Tableau III-13: Gain journalier total du puits TFT-283 après la fracturation hydraulique. [9]**

Le produit	huile	
prix de m <sup>3</sup>	468.75	
Production avant frac /jour	6.5	
Production après frac/jour	7.1	
Gain de prdoction/jour	0.6	
	Le gain total	281.25 USD/J

Le tableau montre le gain journalier total du puits TFT-283 pour avoir le POT

- **Le délai d’amortissement ou POT (Pay Out Time)**

Le délai d’amortissement =le cout total de l’opération /le gain (cash-flow)

A N :

POT= 265 205 / 281.25

**POT= 943 jours**

**III-3-3 Opération de short radius a été faite sur le puits TFT-453**

**A) La production de puits TFT-453 :**

**Tableau III-14: Production de puits TFT-453 [18]**

Date	Q huiles (m <sup>3</sup> /j)	Q gaz (m <sup>3</sup> /j)	Q eau (m <sup>3</sup> /j)	GOR (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
Avant SR 03/06/2014	5.4	0	0	0
Après SR 26/07/2018	73.1	280	0	3.8

Le tableau représente l'augmentation de débit de production.

**Amortissement des investissements engagés dans l'opération de short radius pour le puits TFT-453 :**

- **Le cout total de l'opération de short radius :**

Le cout total de cette opération est estimé de **2 203 738.638 \$**

- **Le gain (cash-flow)**

Le tableau en-dessous représente le gain journalier total du puits TFNW9 après l'opération de short radius :

La moyenne de prix de baril de pétrole est 75\$

**Tableau III-15: Le gain total de puits dans une journée de production [18]**

Le produit	huile		
prix de m <sup>3</sup>	468.75		
Production avant SR /jour	5.4		
Production après SR/jour	73.1		
Gain de prdoction/jour	67.7		
	Le gain total	31 734.375	USD/J

Le tableau montre le gain journalier total du puits TFT-453 pour avoir le POT

- **Le délai d'amortissement ou POT (Pay Out Time)**

Le délai d'amortissement = le cout total de l'opération / le gain (cash-flow)

A N :

POT = 2 203 738.638 / 31 734.375

**POT = 69 jours**

**III-4 Discussion des résultats obtenus****Pour l'opération du frac en TFNW9 :**

L'opération de la fracturation hydraulique a été bien réalisée. Après le nettoyage, l'essai et la mise en production de puits, ce dernier débite presque que de l'eau. Cela peut s'expliquer par le fait que la fracture s'est étendue aussi dans le revêtement de ciment jusqu'à ce qu'elle atteigne le contact huile-eau et d'où l'échec d'opération.

Au lieu d'abandonner un puits qu'a des bonnes réserves suite à un échec d'opération de stimulation, il faut trouver des solutions pour les exploiter tout en évitant la zone endommagée par la fracturation hydraulique. Le processus de la Re-Entry (Short Radius) assure le by-pass de la région affectée ainsi qu'une exploitation optimale des réserves en place.

**l'opération du short radius en TFNW9 :**

La mise en short radius a été bien réalisée de fait que le débit d'huile obtenu après la mise en production du puits est remarquablement élevé.

Cette réalisation de Réentrée short radius sur le puits **TFNW9** à IN AMENAS réussie par mode agréable pour les objectifs posés initialement et toutes les études établies en programme prévisionnel de reprise :

- Le profil réel est presque confondu avec celui de la théorique ;
- Augmentation du débit de production (3.2 à 300.8 m<sup>3</sup>/j).

**Pour l'étude comparative des puits TFT-283 et TFT-453 dans le même gisement:**

Nous avons deux puits proches l'un de l'autre et ont les mêmes caractéristiques géologiques et au même niveau, selon le Département de Géologie de TFT.

- **Pour le puits TFT 283:**

Mal évaluation des réserves d'huile en place, donc il faut évaluer la quantité des réserves de la zone d'intérêt avec un rayon d'investigation de 50m avant d'opter pour une stimulation par fracturation hydraulique est indispensable; et peut être la prise en considération de l'historique de puits et l'évaluation de la portion des réserves exploitées est indispensable.

- **Pour le puits TFT 453:**

La mise en short radius a été bien réalisée de fait que le débit d'huile obtenu après la mise en production du puits est remarquablement élevé.

Malgré le taux élevé pour les puits mis en short radius, cette technique restant la plus convenable et rentable dans la majorité des réservoirs dans la région TFT, comparativement à la fracturation hydraulique dans laquelle on ne peut pas prédire la

direction des fracs qui peuvent atteindre le WOC. De plus, dans la région de TFT les zones ciblées sont peu épaisses (de 3 à 10 m) où le short radius est l'un des remèdes les plus recommandés.

une analyse économique est effectuée. Tous les critères économiques utilisés dans cette étude ont montré que les projets de short radius considérés sont viables. Toutefois, la comparaison avec les puits fracturés au large a montré que cette dernière option était légèrement meilleure. L'analyse de ces puits de short radius a confirmé la viabilité du projet de short radius et on s'attend à de meilleurs résultats à mesure que l'on acquiert plus d'expérience.

Dans l'analyse des taux de production, on a constaté que les puits verticaux fracturés compensés ont connu des baisses très marquées comparativement à ceux des puits de short radius. Pour cela, l'effet des contraintes in situ sur la stabilité du forage a été étudié. À la fin, une évaluation économique a été effectuée, tous les critères économiques sont satisfaits par les puits de short radius analysés et que de meilleurs résultats sont attendus pour le projet de puits de short radius dans le champ de TFT .



**Conclusion**

### Conclusion

D'après le travail effectué sur l'impact de la reprise des puits en Short Radius par rapport à la stimulation par fracturation hydraulique, on conclure que :

- Une étude plus détaillée en collaboration avec les autres services pour mieux apprécier le réservoir et bien choisir les puits candidats.
- Evaluer la quantité des réserves de la zone d'intérêt avec un rayon d'investigation de 500m avant d'opter pour une stimulation par fracturation hydraulique est indispensable.
- La réalisation des diagraphies nécessaires afin de mieux évaluer la zone d'intérêt.
- Dans la région de TFT les zones ciblées sont peu épaisses (de 3 à 10 m) et on ne peut pas prédire la direction des fracs, alors il faut Faire une étude réservoir plus poussée, détecter avec exactitude l'interface eau/huile et gaz/huile.
- La prise en considération de l'historique de puits et l'évaluation de la portion des réserves exploitées est indispensable.
- La mise des puits en short radius dans la région de TFT reste un remède très souhaitable et convenable avec les caractéristiques des zones ciblées (faible épaisseur, plan d'eau est proche au niveau de réservoir, présence de fissures naturelle).
- La présente étude, montre la nécessité et l'importance de l'utilisation de ce type de forage dirigé par le biais de l'utilisation de la technique Short Radius, cela nous a permet d'améliorer la production dans les puits qui ont été abandonnés et pour ceux qui ont montré une chute de la productivité ainsi que l'élévation de plan d'eau.
- Cette étude est conditionnée, d'une part par une bonne sélection des puits candidats du champ TFT en analysant toutes les données géologiques structurales et pétrophysiques de réservoir et voir même l'historique de production et les opérations d'intervention de puits en question.





# **Bibliographie**

### Bibliographies

- [1] DJABRI Chaïma, 20/09/2017. Modélisation et Optimisation des fractures hydrauliques en Offshore dans un réservoir Tight au champ Gullfaks (Norvège), Université M'HAMED BOUGARA BOUMERDES, Mémoire de fin d'études de Master.
- [2] GUERMIT Mohamed Naoufel, AZIZI Seifeddine, 28/05/2014. Amélioration de l'indice de productivité par fracturation hydraulique Application: champs de Tiguentourine cas puits TG358, Université de Ouargla, Mémoire de fin d'études de Master.
- [3] Production Operations Well Completions, Workover, and Stimulation, Thomas O. Allen and Alan P. Roberts.
- [4] Reservoir Stimulation, Third Edition Michael J. Economides, Kenneth G. Nolte
- [5] HANDBOOK OF HYDRAULIC FRACTURING, JAMES G. SPEIGHT  
CD&W Inc., Laramie, WY, USA
- [6] MASTER RESERVOIR ENGINEERING, cours de stimulation des reservoirs, année scolaire 2016-2017 Université KASDI MERBAH OUARGLA
- [7] Well stimulation unit 4, page 198
- [8] Quartz School for Well Site Supervisors, Section – 7 Introduction to Hydraulic Fracturing
- [9] BERKAI Youva, 2014. Efficience et Processus de la Technique de Fracturation Hydraulique au Champ de TFT In Amenas, Université BOUMERDES, Mémoire de fin d'études diplôme d'ingénieur d'état en exploitation.
- [10] Post Job Report for Hydraulic Fracturing Treatment TFNW-9 Devonian,  
Prepared for: Sonatrach PED, Sonatrach-DP-TFT, November 30th, 2015  
Submitted by: Mohammed Gheraissa Halliburton- Algeria.
- [11] SONATRACH DIRECTION REGIONALE TFT, Division ENGINEERING & PRODUCTION Technique Puits, Puits Candidats pour la 2eme campagne de Fracturation Hydrauliques 2015.

[12] UNIVERSITY OF OKLAHOMA GRADUATE COLLEGE, Evaluation of re-entry wells in Hassi Messaoud field, ALGERIA

a thesis submitted to the graduate faculty in partial fulfillment of the requirements for the degree of MASTER OF SCIENCE By RACHID AMOKRANE Norman, Oklahoma 2001

[13] Mr: BENACHDA slimane, 2004. Etude des performances des puits short radius dans le champ de HASSI MESSAOUD, Université BOUMERDES, Mémoire de fin d'études.

[14] Projet de Fin de Formation de Mise en Situation Professionnelle en Géologie, 2018. Présenté par : Mr BELAKEHAL Yacine. Contribution au choix des puits candidats pour re-entry en short radius dans le périmètre TFN.

[15] CHEKOUFI Said, 2018. Forage directionnel et horizontal : La Réalisation d'une Re-entry Short Radius en Slim hole Cas : Puits OMJZ-441 à Hassi Messaoud, Université de Ouargla, Mémoire de fin d'études de Master.

[16] Re-Entry Drilling Program, Well : Tinfouye-North West -9 TFNW-9 ST-1, 09/10/2016

[17] RAPPORT SHORT RADIUS, TFNW-09. Fait à TFT : AOÛT 2016 Par : N.BOUMENAKH

[18] Données de service Géologie de la région TFT

[19] BOUBEKRI Ayoub, MAHAMAT HABIB Souleymane, 23 / 06 /2013. Description de la technique de fracturation conventionnelle et de fracturation Hiway, Université de Ouargla, Mémoire de fin d'études de Master.

