

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES
FACULTE DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE
DEPARTEMENT TRANSPORT ET EQUIPEMENTS
DES HYDROCARBURES



Mémoire de fin d'étude en vue de l'obtention du diplôme :
MASTER

Domaine : Sciences et technologies.

Filière : Hydrocarbures.

Spécialité : Génie pétrolier

Option : Production des Hydrocarbures.

Thème

**Etude de la stimulation par la fracturation hydraulique
dans les gaz compact, application au puits IA-128 à
In Adaoui dans la région Ohanet**

Réalisé par :

- ✓ BAHLOULI Oussama
- ✓ AZREUG Lazhar

Promoteur :

Dr. HADJADJ Ahmed

Encadré par :

Mr. GENDOUZI Mustapha

Remerciements

En premier lieu, nous tenons à remercier notre DIEU, notre créateur pour nous avoir la force et la puissance pour accomplir ce modeste travail.

Nous adressons nos vifs remerciements à Mr : HADJADJ Ahmed, nous a orienté durant l'élaboration de ce travail et nos encadreurs Mrs. Mustafa et Samir.

Nous remercions le chef de Division KADA Rabah et le cadre supérieur Mr : BAHLOULI Abdelkader pour ses orientations précieuses.

Nous remercions aussi Mrs : HAMMOUDI Abdelmalek, BOUARFETINE Djilali,

Nous présentons mes chaleureux remerciements aux enseignants du département Gisement miniers et Pétrolier de Boumerdès, pour leurs aides et orientations durant notre formation en particulier.

Nos derniers remerciements, vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour l'aboutissement de ce travail.

BAHLOULI Oussama et AZREUG Lazhar

DEDICACE

Je dédie particulièrement et en premier lieu ce mémoire à un grand homme, qui m'a montré les sommets à atteindre, qui a partagé mes rêves, et qui a fait de moi ce que je suis, mon cher père.

A une femme d'exception, qui depuis le jour où je suis né, n'a jamais cessé de m'aimer, de me soigner, de consoler mes peurs et de prendre soin de moi. De son amour set née ma personnalité, ma tendre mère.

A mes frères Samado, Nasro, Ismaïl, et à ma sœur, qui m'ont rempli le cœur de souvenir de partage et de rire, et la tête de bons principes.

A ceux qui ont doublé mes joies, et réduit mes peines, qui me connaissent très bien, et qui m'aiment quand même, mes amis : Ilyes, Oussama, Chakib, Mohamed, Sofiane, Imene, Bachir, Samir, Fouad, Dalil, Djamel, Tayeb, Abdelouahab, Fethi, Kada, Yasmine, Warda.

Ainsi tous mes amis de classe : Dris, Nadir, Ramadane, Nouno, Rahim, Samado, Oussama.

OUSSAMA

Dédicace

J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

À ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

À mon cher père, pour ses encouragements.

À ceux que j'aime et je respecte infiniment

Le jour est venu pour leur dire Merci...

Mon très cher frère : Mohamed qui m'a beaucoup soutenu durant tout mon cursus universitaires et sa femme

Mes chers frères : Younes et Ilias que Dieu les protège

Mes chères sœurs

Mes très chers grand-père et grand-mère que Dieu les garde pour nous

Tous les candidats de groupe : MAPH11

Lazhar

Table des matières

Liste des figures.....	
Liste des tableaux.....	
Liste des abréviations.....	
Introduction générale.....	1

Chapitre I

Etude bibliographique

I.1. Introduction.....	3
I.2. Fracturation hydraulique.....	3

Chapitre II

Présentation de la direction régionale d'Ohanet

II.1. Situation géographique	8
II.2. Création et développement de la région.....	8
II.3. Caractéristiques techniques des périmètres.....	12
II.3.1. Caractéristiques techniques des périmètres d'huile.....	12
II.3.2. Caractéristiques techniques des périmètres de gaz.....	13
II.4. Situation Géologique	14
II.4.1. Evolution structurale.....	14
II.4.2. Stratigraphie de la région.....	14
II.4.3. Caractéristique du réservoir Ordovicien.....	16
II.4.4. Propriétés et qualité du réservoir.....	17

Chapitre III

Notions des paramètres pétro-physiques et géo-mécaniques

III.1. Introduction	20
III.2. Rappel des paramètres pétro-physiques de la roche.....	20
III.2.1. Porosité (Φ).....	20
III.2.1.1. Porosité absolue.....	21
III.2.1.2. Porosité effective.....	21
III.2.2. Saturation	21
III.2.2.1. Définition.....	21
III.2.2.2. Type de saturation.....	22
III.2.2.2.1. Saturation en huile résiduelle.....	22
III.2.2.2.2. Saturation d'huile critique.....	22

Table des matières

III.2.2.2.3. Saturation de gaz critique.....	22
III.2.2.2.4. Saturation en eau critique.....	23
III.2.3. Perméabilité.....	23
III.2.3.1. Définition.....	23
III.2.3.2. Type de perméabilité.....	23
III.2.3.2.1. Perméabilité absolue (Intrinsèque).....	23
III.2.3.2.2. Perméabilité effective.....	23
III.2.3.2.3. Perméabilité relative.....	24
III.2.4. Tension interfaciale.....	24
III.2.5. Mouillabilité et angle de contact.....	24
III.3. Notion géo-mécanique.....	25
III.3.1. Propriétés intrinsèques de la roche.....	25
III.3.1.1. Propriétés élasto-plastique.....	25
III.3.1.1.1. Module de Young E.....	25
III.3.1.1.2. Coefficient de Poisson ν	27
III.3.1.1.3. Module de cisaillement.....	28
III.3.1.1.4. Module en bloc (Bulk Modulus).....	29
III.3.1.1.5. Compressibilité.....	29
III.3.1.1.6. Coefficient de Biot.....	29
III.3.1.1.7. Coefficient de pression de pore.....	30
III.3.1.2. Propriétés mécaniques de la roche.....	30
III.3.1.2.1. Résistance en compression simple.....	30
III.3.1.2.2. Résistance à la traction.....	31
III.3.2. Propriétés extrinsèques de la roche.....	33
III.3.2.1. Notion de contrainte.....	33
III.3.2.2. Contraintes totales verticales et horizontales.....	36
III.3.2.2.1. Contrainte principale verticale.....	36
III.3.2.2.2. Contraintes principales horizontales σ_2 et σ_3	36
III.3.2.3. Contraintes effectives.....	37
III.3.2.4. Contraintes effectives aux parois du puits.....	39
Chapitre IV	
Stimulation	
IV.1. Notion de stimulation	41
IV.2. But.....	41
IV.3. Principaux types de stimulation.....	42

Table des matières

IV.3.1. Opérations de modification.....	42
IV.3.1.1. Fracturation hydraulique.....	42
IV.3.1.2. Fracturation à l'acide.....	42
IV.3.2. Opérations de restauration.....	43
IV.3.2.1. Acidification.....	43
IV.3.3. Autres traitements.....	43

Chapitre V

Généralités sur la fracturation hydraulique

V.1. Introduction	44
V.2. Historique.....	44
V.3. Définition de la fracturation hydraulique.....	45
V.4. Equipements de surface.....	47
V.4.1. Réservoir d'eau dédié à la fracturation (Frac tank).....	47
V.4.2. Mélangeur (Blender).....	48
V.4.3. Mountain Mover.....	48
V.4.4. Pompe à haute pression.....	49
V.4.5. Manifold.....	49
V.4.6. Appareils des mesures.....	50
V.4.7. Well head isolation Tool.....	50
V.5. Principe de la fracturation hydraulique.....	51
V.6. Domaine d'application.....	52
V.7. But de la fracturation hydraulique.....	52
V.8. Procédé de fracturation hydraulique.....	53
V.9. Description de la fracture.....	54
V.9.1. Géométrie et dimension d'une fracture.....	54
V.9.2. Forme et orientation de la fracture.....	55
V.9.2.1. Forme de la fracture.....	55
V.9.2.2. L'orientation des fractures.....	56
V.9.2.2.1. Orientation de la fracture induite dans un réservoir perméable.....	56
V.9.2.2.2. Orientation des fractures au voisinage du puits selon les contraintes.	56
V.9.2.2.3. Orientation des fractures selon le gradient de frac.....	57
V.9.2.2.4. Orientation de la fracture selon la profondeur.....	57
V.9.3. Extension des fractures verticales.....	57
V.9.4. Modèles de propagation de la fracture.....	58

Table des matières

V.9.4.1. Modèles 2D.....	59
V.9.4.1.1. Modèle de Greetzma-deKlerk « GDK ».....	59
V.9.4.1.2. Modèle de Perkins et Kern « PKN ».....	60
V.9.4.1.3. Modèle radiale.....	60
V.9.4.2. Modèles 3D.....	61
V.9.5. Prédiction de la géométrie de la fracture.....	62
V.9.6. Pressions.....	63
V.10. Déroulement d'une fracturation hydraulique.....	67
V.10.1. Test d'injectivité.....	67
V.10.1.1. Test par pallier.....	68
V.10.1.2. Test à débit constant.....	68
V.10.2. Essais Mini frac.....	68
V.10.3. Traitement ou fracturation proprement dite (Main frac).....	73
V.10.3.1. Injection d'un Pad.....	73
V.10.3.2. Injection du slurry.....	73
V.10.3.3. Chasse du slurry.....	73
V.10.4. Estimation de l'extension des fractures.....	73
V.10.4.1. Thermométries et diagraphies de production.....	73
V.10.4.2. Traceurs radioactifs.....	74
V.10.4.3. Enregistrement de logs soniques.....	74
V.11. Problèmes de la fracturation hydraulique.....	74
V.11.1. Phénomène de tortuosité.....	75
V.11.2. Colmatage.....	75
V.11.3. Fluide de fracturation.....	75
V.11.4. Agents de soutènement.....	76
V.11.5. Screen-Out.....	76
V.12. Fluides de fracturation.....	76
V.12.1. Rôle du fluide de fracturation.....	76
V.12.2. Qualités requises du fluide de fracturation.....	76
V.12.3. Composition de fluide de fracturation.....	77
V.12.3.1. Fluide à base d'eau.....	77
V.12.3.2. Fluide à base d'huile.....	79
V.12.4. Types et compositions de fluide de fracturation.....	79
V.12.5. Additifs aux fluides de fracturation.....	79
V.13. Agents de soutènements (Proppant).....	81

Table des matières

V.13.1. Nature des agents de soutènement.....	81
V.13.2. Principaux agents de soutènement.....	82
V.13.2.1. Sable (LSP).....	83
V.13.2.2. Agents de soutènement intermédiaire (ISP).....	83
V.13.2.3. Agents de soutènement de haute résistance (HSP).....	84
Chapitre VI	
Etude de cas du puits IA-128	
VI.1. Introduction.....	85
VI.2. Situation du puits IA-128.....	85
VI.3. Objectif.....	85
VI.4. Historique du puits IA-128.....	85
VI.4.1. Historique de forage.....	85
VI.4.2. Profil du puits.....	88
VI.4.3. Complétion du puits.....	89
VI.4.3.1. Equipements de surface.....	89
VI.4.3.2. Equipements de fond.....	89
VI.4.3.3. Garniture de liner.....	90
VI.4.3.4. Test de complétion.....	90
VI.4.4. Historique de production.....	91
VI.5. Etude de la candidature de l'unité IV-3 à la fracturation hydraulique.....	93
VI.5.1. Aspect réservoir.....	93
VI.5.2. Aspect intégrité du puits IA-128.....	95
VI.5.3. Aspect géo-mécanique.....	95
VI.6. Mise en place de bouchon de sable.....	97
VI.7. Description de l'opération.....	98
VI.8. Déroulement de la fracturation hydraulique.....	98
VI.8.1. Test d'injectivité.....	98
VI.8.2. Mini frac (Data frac).....	102
VI.8.3. Traitement principal.....	110
VI.8.4. Clean out et Kick off.....	116
VI.9. Evaluation de l'opération de fracturation.....	116
VI.9.1. Evaluation économique.....	116
VI.9.2. Gan de productivité.....	116
VI.9.3. Calcul de gain.....	117

Table des matières

VI.9.4. Amortissement des investissements en gagés dans l'opération..... 117

Conclusion générale..... 118

Recommandation..... 119

Annexes.....

Liste des abréviations

TSCF : Trillions of Standard Cubic Feet.

NG : Nitroglycérine.

HOWCO : Halliburton Oil Well Cimentation Compagnie.

USD : United State Dollars.

RSC : Contrat de services à risque

FVF : Facteur volumétrique de fond.

UCS : Uniaxial Compression Strength

WIT : Well head isolation tool (tree-saver).

HP : haute pression

WHP : Well Head Pressure.

STP : Surface Treating Pressure.

BHTP : Bottom Hole Treating Pressure.

ISIP : Instantaneous Shut-In Pressure.

SRT : Step Rate Test.

PIFB : Pump In Flow Back Test.

HPG : Hydroxyle Propyle de Guar.

LSP : Low Strength Proppant.

ISP : Intermediate Strength Proppant.

HSP : High Strength Proppant.

TVD : True Vertical Depth.

TMD : True Measurement Depth.

DST : Drill Stem Test.

MDT : Modular Formation Dynamic Test.

MPLT : Memory Production Logging Tools.

TCC : Tech Commande Center.

LGC : Liquide Gel Concentration.

Soc : Saturation d'huile critique

Sgc : Saturation de gaz critique

Swc : Saturation en eau critique

Liste des figures et des tableaux

Liste des figures

Chapitre II

Figure II.1 : Carte de localisation de la région d'Ohanet.	9
Figure II.2 : Périmètres d'Ohanet.	10
Figure II.3 : Complexe de Gaz.	10

Chapitre III

Figure III.1 : Dimension de porosité de roche tight et loose.	21
Figure III.2 : Angle de contact.	24
Figure III.3 : Déformation axiale.	25
Figure III.4 : Courbe contrainte – déformation.	26
Figure III.5 : Effet d'une compression simple.	27
Figure III.6 : Sollicitation de cisaillement.	28
Figure III.7 : Résistance à la compression simple.	31
Figure III.8 : Essai de traction directe.	32
Figure III.9 : Essai de traction par fendage (brésilien).	32
Figure III.10 : Compression uniaxiale.	33
Figure III.11 : Représentation de la compression, traction et du cisaillement.	34
Figure III.12 : Distribution des contraintes.	35
Figure III.13 : Contraintes principales.	37
Figure III.14 : Représentation des régimes de failles selon l'état de contrainte.	37
Figure III.15 : Action des contraintes et pression de pores sur la formation.	38
Figure III.16 : Contraintes effectives aux parois du puits.	39

Chapitre IV

Figure IV.1 : Effet de stimulation (Elimination de l'endommagement).	41
Figure IV.2 : Schéma de différents puits $Q = f(\Delta p)$.	42
Figure IV.3 : Opérations de stimulation par modification.	43

Chapitre V

Figure V.1 : Schéma de la fracturation hydraulique.	45
Figure V.2 : Types de fracturation hydraulique.	46
Figure V.3 : Equipements de la fracturation hydraulique.	47
Figure V.4 : Réservoir d'eau.	48
Figure V.5 : MT-102 blender.	48
Figure V.6 : Mountain Mover.	49
Figure V.7 : Pompe HP.	49

Liste des figures et des tableaux

Figure V.8 : Manifold.	50
Figure V.9 : Tree-saver.	51
Figure V.10 : Dimensions de la fracture.	55
Figure V.11 : Formes de la fracture.	56
Figure V.12 : Schéma d'un puits fracturé.	56
Figure V.13 : Représentation des contraintes principales.	57
Figure V.14 : Forme et l'orientation de la fracture.	57
Figure V.15 : Trois modèles 2D de la fracture.	59
Figure V.16 : Représentation de propagation de fracture suivant le modèle GDK.	59
Figure V.17 : Représentation de propagation de fracture suivant le modèle PKN.	60
Figure V.18 : Représentation de propagation de fracture suivant le modèle Radial.	61
Figure V.19 : Largeur et la hauteur d'un modèle P3D.	62
Figure V.20 : Log-log interprétations plot pour différents modèles de propagation de fracture.	62
Figure V.21 : Pressions de la fracturation.	65
Figure V.22 : Evolution de la pression pendant la fracturation.	66
Figure V.23 : Evolution de la pression de fond au cours d'une fracturation.	69
Figure V.24 : Courbe du Step Rate Test.	70
Figure V.25 : Test par pallier (Step Rate Test).	71
Figure V.26 : Test de pompage et de dégorgeement (Pump in flow back test).	72
Figure V.27 : Pression de fermeture à base de shut-in test.	73
Figure V.28 : Phénomène de tortuosité.	75
Figure V.29 : Gel linéaire.	78
Figure V.30 : Gel réticulé.	78
Figure V.31 : Différents types de proppants.	82
Figure V.32 : Différentes granulométries des agents de soutènements.	83
Figure V.33 : Sélection des Proppants en fonction de la perméabilité et la pression de fermeture.	84
Figure V.34 : Sélection des Proppant basée de la pression de fermeture.	84
Chapitre VI	
Figure VI.1 : Carte topographique de la localisation du puits IA-128.	85
Figure VI.2 : Profil de puits.	88
Figure VI.3 : Historique de production avant la fracturation.	91
Figure VI.4 : Interprétation des diagraphies.	94

Liste des figures et des tableaux

Figure VI.5 : Profil de la contrainte horizontale mineure du réservoir Ordovicien.	96
Figure VI.6 : Evolution de la contrainte horizontale mineure dans l'unité IV-3.	96
Figure VI.7 : Test en pression.	100
Figure VI.8 : Test d'injectivité.	101
Figure VI.9 : Step down rate.	101
Figure VI.10 : Evolution des frictions en fonction du débit.	102
Figure VI.11 : MiniFrac.	103
Figure VI.12 : Minifrac ISIP.	104
Figure VI.13 : Graphe d'analyse par la méthode de Square Root.	105
Figure VI.14 : Graphe d'analyse par la méthode de G fonction.	105
Figure VI.15 : Minifrac Net Pressure.	106
Figure VI.16 : Log température.	107
Figure VI.17 : FracproPT Minifrac Match.	108
Figure VI.18 : Géométrie FracproPT Minifrac Match.	108
Figure VI.19 : Conception de traitement principal FracproPT.	109
Figure VI.20 : FracproPT Main Treatment Design Proppant Conductivity.	109
Figure VI.21 : FracproPT Main Treatment Design Proppant Concentration.	110
Figure VI.22 : Main frac.	112
Figure VI.23 : Evolution de la Net pressure.	112
Figure VI.24 : FracproPT Main Traitement Review.	113
Figure VI.25 : Conductivité de proppant dans le traitement principal.	113
Figure VI.26 : Concentration de proppant dans Main frac.	114
Figure VI.27 : Historique de production avant et après la fracturation.	117

Liste des tableaux

Chapitre II

Tableau II.1 : Caractéristiques des périmètres d'huile.	12
Tableau II.2 : Caractéristiques des périmètres de gaz.	13
Tableau II.3 : Stratigraphie de la région.	15
Tableau II.4 : Caractéristiques du réservoir Ordovicien.	18
Tableau II.5 : Caractéristiques des fluides d'Ohanet Ordovicien.	19
Tableau II.6 : Volume d'hydrocarbures en place.	19

Chapitre III

Tableau III.1 : Valeurs du module de Young pour certaines roches.	26
Tableau III.2 : Valeurs du coefficient de poisson pour certaines roches.	28

Liste des figures et des tableaux

Tableau III.3 : Valeurs de résistance à la compression des roches.	31
Tableau III.4 : Valeurs de résistances à la traction des certaines roches.	33
Chapitre V	
Tableau V.1 : Détermination de la géométrie de la fracture à partir du plot log-log.	63
Tableau V.2 : Type de fluide de fracturation.	79
Chapitre VI	
Tableau VI.1 : Phases de forage.	86
Tableau VI.2 : Profondeurs des réservoirs.	86
Tableau VI.3 : Résultats d'interprétations de build up d'unité IV-3	86
Tableau VI.4 : Résultats des Tests.	87
Tableau VI.5 : Equipements de surface.	89
Tableau VI.6 : Equipements de fond.	89
Tableau VI.7 : Garniture de liner.	90
Tableau VI.8 : Perforation de production du puits IA-128.	90
Tableau VI.9 : Contribution des unités productrices d'Ordovicien.	92
Tableau VI.10 : Résultats de Well Testing de puits.	92
Tableau VI.11 : Caractéristiques petro-physiques de l'unité IV-3.	93
Tableau VI.12 : Caractéristiques des équipements de fond.	95
Tableau VI.13 : Etat de cimentation.	95
Tableau VI.14 : Paramètres géo-mécaniques de l'unité IV-3.	97
Tableau VI.15 : Résultats de dernières opérations réalisées avant le frac.	97
Tableau VI.16 : Chronologie de l'opération.	98
Tableau VI.17 : Résumé du test d'injectivité.	99
Tableau VI.18 : Résumé de Step down test.	100
Tableau VI.19 : Résumé de de l'opération de Minifrac.	102
Tableau VI.20 : ISIP et analyse de Minifrac.	104
Tableau VI.21 : Résumé des étapes de pompages (débit, volume, pression).	111
Tableau VI.22 : Résultats de FracproPT pour le traitement principal.	114
Tableau VI.23 : Résumé de l'opération de la fracturation hydraulique.	115
Tableau VI.24 : Comparaison entre la production avant et après la fracturation.	116

Introduction

générale

Introduction générale

Le gaz naturel représente une source d'énergie sûre, plus au moins abondante et économique. On y a recours depuis de nombreuses années déjà en Amérique du Nord, où il sert à chauffer les maisons et édifices et à faire la cuisson, ainsi que de source énergétique fiable pour la production d'électricité. Autrefois, les efforts de l'industrie pétrolière et gazière à l'échelle du pays étaient surtout axés sur l'exploration et le développement des gisements de gaz naturel de type classique. Plus récemment, avec l'épuisement de ces ressources, ces efforts sont mis plutôt sur la mise en valeur des ressources de gaz non conventionnelles.

L'appellation « gaz non conventionnels » recouvre principalement trois types de ressources gazières : les gaz de schiste (Shale gas), le gaz compact (Tight gas) et le gaz de charbon (Coal bed methane). Ce n'est pas leur nature chimique qui les distingue du « gaz conventionnel » (il s'agit dans tous les cas du gaz naturel), mais des caractéristiques de la roche qui les contient.

Les gaz compacts et les gaz de schiste sont piégés dans des roches de très faibles perméabilités, elles sont ultra-compactes qui interdisent, ou limitent, très fortement la circulation du gaz.

Le gaz naturel provenant de ces nouvelles sources n'est pas distinguable du gaz naturel classique. La mise en valeur de ces ressources de gaz non conventionnelles s'avère plus coûteuse et exige le recours à des technologies spéciales et des techniques de stimulation conçues pour remédier aux problèmes qu'on peut rencontrer lors de la production d'un puits pétrolier. Elles ont pour but de restaurer ou d'améliorer les caractéristiques naturelles du réservoir ou de les modifier. Parmi les nombreuses méthodes de stimulation, nous citons : le traitement matriciel et la fracturation hydraulique qui est une des principales technologies mise au point en vue de rentabiliser la production du gaz provenant de ces nouveaux réservoirs.

La fracturation hydraulique est une opération qui consiste à créer après rupture de la roche et d'une manière artificielle un drain hautement perméable, s'étendant le plus loin possible dans la formation par l'injection d'un fluide plus ou moins visqueux porteur d'agents de soutènement sous une pression, qui soit supérieure à la pression de fracturation, d'une manière à faciliter l'écoulement des hydrocarbures vers le puits.

Introduction générale

Notons que, ce procédé s'applique dans le cas où le débit d'un puits est insuffisant, non pas à cause d'un problème de colmatage, mais parce que la perméabilité naturelle de la matrice est faible. Cette dernière est suffisamment consolidée, à fin d'avoir un contraste de conductivité suffisant entre fracture et la formation.

La mise en œuvre d'une fracturation hydraulique est basée sur la connaissance des propriétés mécaniques et des contraintes régnant dans le gisement pétrolier. L'étude est basée sur des modèles de propagation, chaque modèle a ses suppositions et ses limites d'application, et la fracture se propage selon une géométrie qui dépend de la nature et les propriétés de la roche.

Dans notre présente étude on va se limiter seulement à la stimulation par fracturation hydraulique dans les réservoirs compacts. Il convient donc, avant toute opération de fracturation de procéder à une étude complète sur tous les côtés surtout du côté économique.

La réussite d'une telle opération dépend énormément des paramètres choisis et des décisions prises afin d'éviter toute échec ou toute dépense supplémentaire et avoir un bon rendement de l'opération.

Ce mémoire est structuré en six chapitres :

Une étude bibliographique sur la fracturation hydraulique a été abordée dans le premier chapitre. Le second chapitre est consacré à la présentation de la direction régionale d'Ohanet du point de vue géologique, géographique et pétro-physique. Dans le troisième chapitre, nous avons donné des notions sur les paramètres pétro-physiques et géo-mécanique. Le quatrième chapitre décrit la stimulation des réservoirs. Dans le cinquième chapitre nous avons donné des généralités sur la fracturation hydraulique, la géométrie de la fracture, le déroulement de l'opération. Le fluide de fracturation, les agents de soutènement et les équipements de surface sont inclus également dans ce chapitre. Le dernier chapitre est consacré à la présentation, l'explication de la procédure de la fracturation hydraulique, l'interprétation des résultats, la prédiction de la géométrie de la fracture et l'évaluation de l'opération qui a été faite au puits IA128.

Enfin, nous terminerons notre travail par une conclusion et des recommandations.

Chapitre I

Etude bibliographique

I.1. Introduction

En 2006, SPE [1] a honoré neuf pionniers de l'industrie de la fracturation hydraulique comme des légendes de la fracturation hydraulique. **Claude E. Cooke Jr., Francis E. Dollarhide, Jacques L. Elbel, C. Robert Rapide, Robert R. Hannah, Larry J. Harrington, Thomas K. Perkins, Mike Prats et H.K. van Poolen** ont été reconnus comme contributeurs au développement des nouvelles technologies et de contribuer à l'avancement du domaine par leur rôles en tant que chercheurs, consultants, formateurs, et des auteurs d'articles dans des journaux spécialisées.

I.2. Fracturation hydraulique

Depuis que la Stanolind Oil [1] a introduit la fracturation hydraulique en 1949, environ 2,5 millions de traitements par fracturation ont été effectués partout dans le monde. Certains croient qu'environ 60% de tous les puits percés aujourd'hui sont fracturé. La stimulation par fracturation hydraulique a augmenté non seulement le taux de production, mais elle est créditée avec l'ajout aux réserves de 9 milliards de baril de pétrole et plus de 700 TSCF (Trillions of Standard Cubic Feet) de gaz ajouté depuis 1949 aux réserves américaines seule.

En outre, grâce à l'accélération de la production, la valeur actuelle nette des réserves a augmenté, la fracturation hydraulique peut être attribuée aux années 1860, lorsque le liquide (et plus tard, solidifié) de nitroglycérine (NG) était utilisé pour stimuler des puits en Pennsylvanie, New York, Kentucky et la Virginie occidentale. L'objet de l'utilisation du produit NG était de briser la formation pétrolifère pour accroître la quantité de fluide puis la récupération du pétrole.

Dans les années 1930, l'idée d'injecter un fluide non explosif (acide) dans le sol pour stimuler un puits a commencé d'être jugé. Le phénomène "séparation de pression" a été reconnu dans les opérations acidification comme un moyen efficace. En 1947, la Stanolind Oil a mené la première fracturation expérimentale dans la région d'Hugoton situé dans le sud-ouest du Kansas. Le traitement utilisé est le Napalm (Essence gélifiée) et le sable de l'Arkansas.

En Mars 1949, Halliburton a mené deux premières fracturations commerciales dans le comté de Stephens, Oklahoma, et celui d'Archer, Texas, afin de créer une fracture qui ne serait pas fermée complètement en raison de l'acide. Cela laisserait un flux dans le puits et améliorerait la productivité. Ce phénomène a été confirmé dans le domaine d'injection d'eau.

Mais ce ne fut que la Floyd Farris de Stanolind Oil and Gas Corporation (Amoco) qui a réalisé une étude approfondie pour établir une relation entre la performance observée et les pressions de traitement qui engendre l'éclatement de la formation au cours de l'acidification, l'injection d'eau, et squeeze cimentation qui est devenu bien maîtrisé. Ainsi, Farris a conçu l'idée de la fracturation hydraulique d'une formation pour améliorer la production des puits de pétrole et de gaz.

Comme dit précédemment la première stimulation par fracturation a été réalisée dans le champ à gazier d'Hugoton dans le comté de Grant, Kansas, en 1947 par la Stanolind Oil. Un total de 1000 gal d'acides naphthénique et d'huile-palmier (Napalm) est injecté, suivie par un pompage du briseur de gel, afin de stimuler la production de la formation du calcaire à 2400 ft. En 1948, le processus Hydrafrac a été introduit plus largement dans l'industrie dans un document écrit par J.B.Clark de Stanolind Oil [1]. Un brevet a été publié en 1949, avec une licence exclusive accordée à Halliburton Oil Well Cimentation Compagnie (HOWCO) pour pomper le nouveau processus Hydrafrac [1].

HOWCO [1] a effectué les deux premières fracturations commerciales à Stephens County, Oklahoma, dont l'un a coûté 900 USD, et l'autre a coûté 1.000 USD à Archer County, Texas le 17 Mars 1949, en utilisant le pétrole brut ou un mélange de brut et de l'essence, plus 100 à 150 LBM de sable. Dans la première année, 332 puits ont été traités avec une augmentation de la production moyenne de 75%.

Les traitements ont atteint plus de 3000 puits durant un mois pendant l'année 1950. Dans le monde, la première fracturation a été réalisée en Octobre 1968, par Pan American Petroleum Corporation (plus tard Amoco, maintenant BP). Durant 2008, plus de 50.000 opérations de fracturation ont été réalisées dans le monde entier à un coût avoisinant 10.000 USD.

Fluides et Proppants [2]

Juste après les premières utilisations, le fluide de traitement moyen des fractures est composé d'environ 750 gal de fluide et 400 lbm de sable. Aujourd'hui, les fluides de traitement moyen utilisent d'environ 60.000 gal de fluide et 100.000 lbm des agents dont les plus importants dépassent le 1 million de gallons de fluide et 5 millions lbm de proppants.

Les premières fracturations étaient réalisées avec un brut gélifiée, plus tard, le kérosène gélifié a été utilisé. A la fin de l'année 1952, une grande partie des traitements de fracturation ont été effectués avec des huiles brutes. Ces fluides étaient peu coûteux, permettant de plus grands volumes à moindre coût, leurs plus faibles viscosités présentent moins de friction que la viscosité d'origine du gel. Ainsi, les débits d'injection pourraient être obtenus à des pressions de traitement plus faibles, pour transporter le sable, cependant, des débits plus élevés étaient nécessaires pour compenser la faible viscosité du fluide.

Avec l'avènement de l'eau comme fluide de fracturation en 1953, un certain nombre de gélifiants ont été développés, et le brevet du Guar a été déposé par Loyd Kern et Arco le 16 Octobre 1962 [4]. L'un des légendes de la fracturation hydraulique, Tom Perkins [5], a été propriétaire du premier brevet le 29 Décembre 1964 sur un briseur du gel de Borate. Agents tensio-actifs ont été ajoutés pour minimiser les émulsions avec les fluides de formation et le chlorure de potassium a été ajoutée afin de minimiser l'effet sur les argiles, Plus tard, des agents stabilisateurs d'argile ont été développés tel que le chlorure potassium, permettant l'utilisation de l'eau dans un plus grand nombre de formations. D'autres innovations, telles que les mousses et l'addition d'alcool, ont également amélioré l'utilisation de l'eau dans plusieurs formations, les fluides aqueuses tels que l'acide, l'eau, et les saumures sont utilisés maintenant comme base fluide dans environ 96% des fluides de fracturation en utilisant un agent de soutènement.

Au début des années 1970, une importante innovation a été introduite dans les fluides de fracturation en utilisant des agents réticulant à base de métal pour améliorer la viscosité des fluides gélifiées à base d'eau dans les puits à température élevée.

Il est intéressant de noter que la chimie utilisée dans le développement des fluides a été empruntée de l'industrie des explosifs plastiques. De plus en plus les traitements de fracturation ont impliqué des puits à haute température, des stabilisateurs de gel ont été mis au point, la première utilisation a été d'environ 5% de méthanol, par la suite, les stabilisateurs chimiques ont été développés pour qu'ils puissent être utilisés seuls ou avec le méthanol.

L'amélioration des agents réticulant et gélifiants ont donné lieu à des systèmes qui permettent au fluide d'atteindre le fond du puits à une température élevée avant la réticulation, ce qui minimise ainsi les effets de cisaillement dans le tube. Les agents gélifiants tel que l'Ultraclean basés sur les tensio-actifs et des systèmes de briseurs encapsulés qui s'activent lors de la fermeture de la fracture, ont été développés pour minimiser les dommages de conductivité de fracture.

Proppants (les agents de soutènement) [3]

Le premier traitement de fracturation a été utilisé dans une rivière de sable filtré (proppant). D'autres ont utilisé le sable de construction tamisé à travers un écran de fenêtre. Il a été constaté qu'il existe plusieurs tailles de sable, grand et petit, mais, dès le début, le sable (20/40) a été le plus populaire et le plus utilisé (actuellement environ 85% du sable). Nombreux agents de soutènement ont été évalués tout au long des années, y compris des granules en plastique, l'acier, des pastilles d'aluminium, perles de verre de à haute résistance, écrou arrondi des coquillages, des sables revêtus de résine, frittées de la bauxite, de zirconium fondu, ...etc.

La concentration de sable (lbm / gal) est restée faible jusqu'au milieu des années 1960, lorsque les fluides visqueux tel que le gel réticulé à base d'eau et l'huile visqueux ont été introduits. Alors des agents de soutènement de grande taille étaient recommandés.

Les équipements de pompage et de mixage

La puissance hydraulique HP utilisé est passée d'une moyenne d'environ 75 HP à plus de 1500 HP. Il y a des cas où, plus de 15.000 HP disponibles, et 10.000 HP a été effectivement utilisés, Certains des premières installations des pompes industriels ont réalisé des pompes commandées à distance alimentés par les moteurs d'avions Allison

utilisés pendant la Seconde Guerre mondiale, les premières opérations ont été effectués à un débit de 2 à 3 (bbl/min), ceci a augmenté rapidement jusqu'au début des années 1960, à 20 (bbl/min). Puis en 1976, Othar Kiel a commencé d'utiliser un débit de fracturation élevé pour provoquer ce qu'il appelle les fractures "dendritiques". Aujourd'hui, dans les réservoirs non conventionnels de gaz de schiste, les idées de Kiel sont utilisées où les débits de la pompe sont plus de 100 bbl /min, et les pressions de surface sont parfois moins de 100 psi.

La conception du traitement de la fracture

Les premières fracturations ont été conçus en utilisant des diagrammes et des abaques complexes, plus des calculs pour déterminer la taille appropriée, qui était généralement proche de 800 gal de fluide, avec le sable à des concentrations de 0,5 à 0,75 (lbm/gal). Cette méthode a été largement employé jusqu'au milieu des années 1960, lorsque les programmes ont été développés sur des ordinateurs simples. Les premiers programmes étaient basés sur le travail développé par Khristianovic et Zheltov (1955) [4], Perkins et Kern (1961) et Geertsma et de Klerk (1969) [2] sur l'efficacité de fluide et la forme des fractures d'un système en deux dimensions. Ces programmes ont été amélioré dans leur capacité de prédiction de la hauteur de fracture. Comme les capacités informatiques ont augmenté, la gestion de fracturation a évolué en incluant des programmes qui permettent de prédire la géométrie de la fracture et les propriétés de flux en trois dimensions.

L'un des pionniers de la fracturation hydraulique, H.K. van Poolen [3], a réalisé un travail réalisé sur un modèle électrolytique pour déterminer la longueur effective de la fracture et la capacité de débit qui pourrait d'augmenter la production à partir des puits avec différents rayons de drainage, et plusieurs modèles mathématiques sont développés pour la stimulation. De nos jours, Il y a des modèles qui peuvent prévoir la production à partir de l'écoulement multiphasique et turbulent vers la fracture en utilisant n'importe quels agents de soutènement existants.

Chapitre II

Présentation de la direction régionale
d'Ohanet

II.1. Situation géographique

La Région d'Ohanet est située à 1500 km au Sud-Est d'Alger, à 700 km au Sud-Est de Ouargla sur le plateau de Tinhert et à 360 km au Nord-Est d'Illizi dont elle relève administrativement et elle est à 120 km au Nord-Ouest d'In- Aménas.

La superficie moyenne est de 16272 Km² dont :

- 15386 Km² pour les périmètres d'huile.
- 886 Km² pour les périmètres de Gaz.

Le climat, de type Saharien, se caractérise par de fortes variations de températures.

II.2. Création et développement de la région

La Direction Régionale d'Ohanet a été créée le 01 Juillet 1977 suite à la décentralisation de l'ancien district d'In-Amenas avec un centre principal de traitement et de stockage d'huile dans le périmètre d'Ohanet Nord ainsi que 7 centres satellites.

La Production d'huile provient de 08 périmètres en exploitation :

- Ohanet Nord.
- Askarene.
- Guelta.
- Timedratine.
- Timedratine Est.
- Acheb.
- Acheb West.
- Edeyen.

En juillet 2000, dans le cadre du plan de développement de la région, Sonatrach a signé un contrat de services à risque (RSC) avec BHP Billiton pour le développement et l'exploitation des gisements de gaz pour une durée de 08 ans.

Ce Contrat prévoit :

Le développement de trois gisements de gaz à condensât (non exploités) :

- 1) Ohanet (Ordovicien).
- 2) Dimeta Ouest (Dévonien F6).

3) In Adaoui (Dévonien F6).

Et un gisement partiellement dépleté : Ohanet Gas-Cap (Dévonien F6).

Ainsi que la construction d'une usine de traitement du gaz d'une capacité de 20 millions m³/j.

Le complexe est situé dans le périmètre Ohanet Nord, il traite le gaz brut provenant des trois périmètres : Ohanet Nord, Ohanet Sud, Dimeta Ouest.

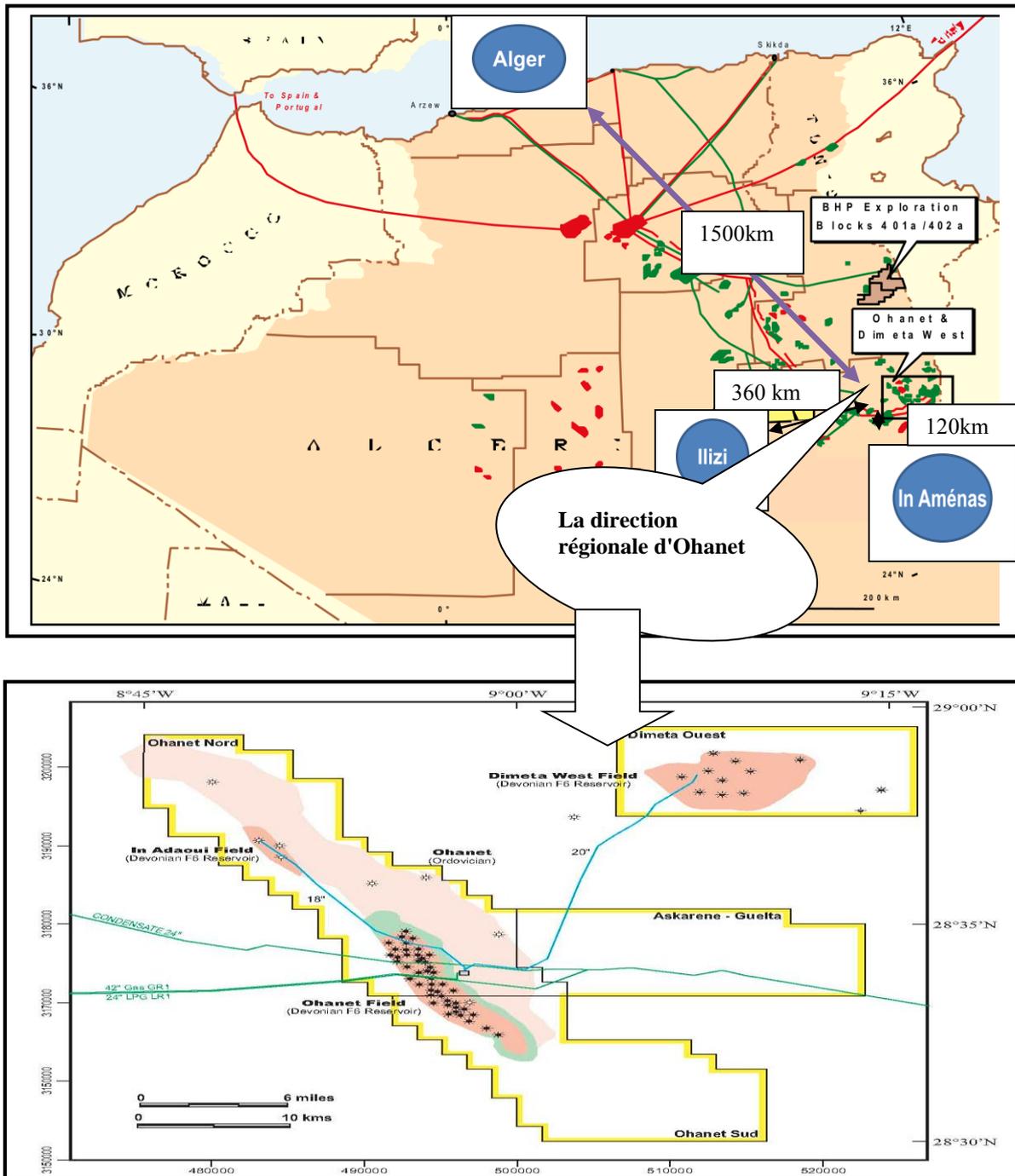


Figure II.1 : Carte de localisation de la région d'Ohanet

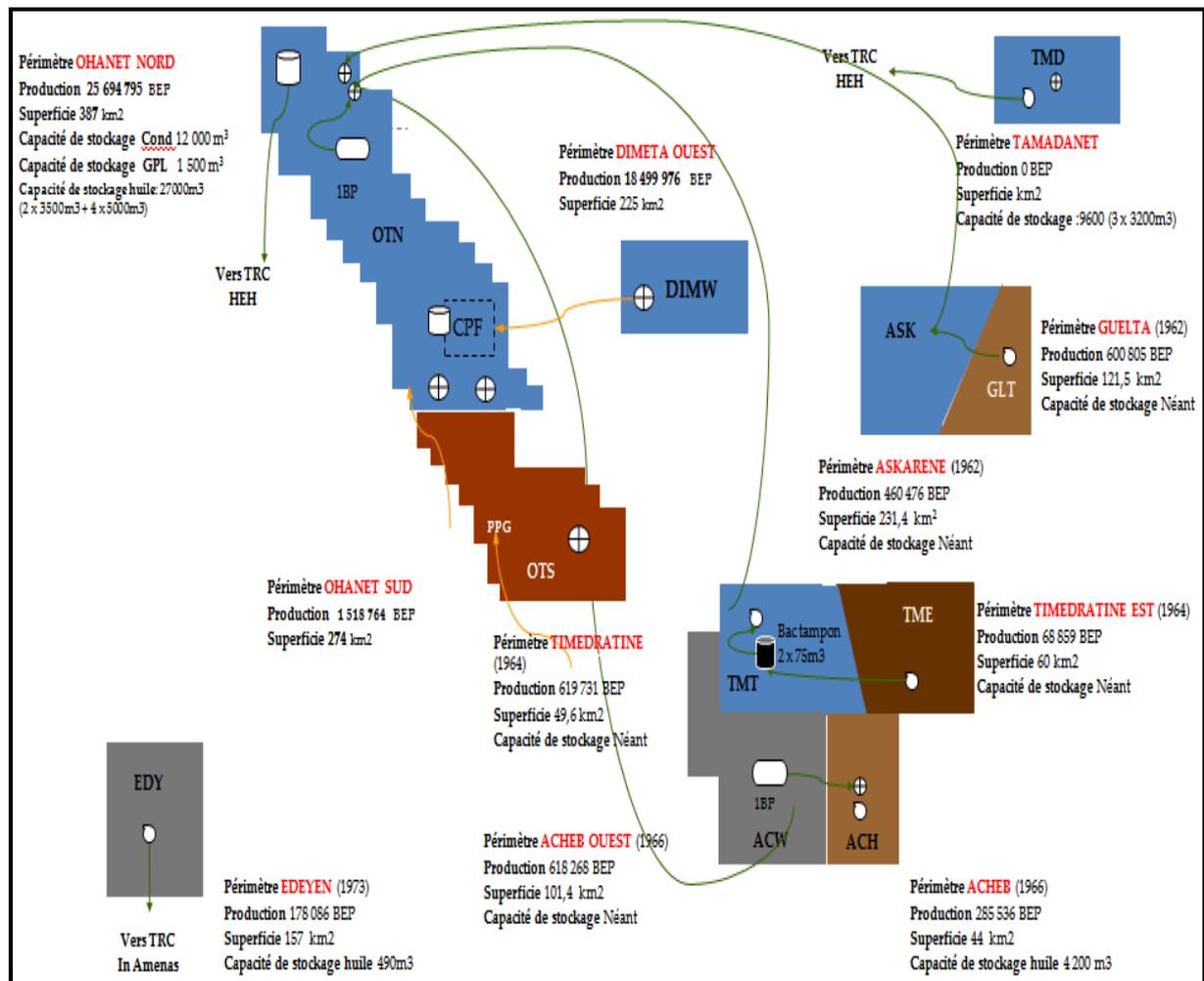


Figure II.2 : Périmètres d'Ohanet



Figure II.3 : Complexe de Gaz

Un déclin de production très sensible est enregistré sur l'ensemble des 4 réservoirs du projet depuis 2009 et notamment à partir de 2011, date de la fin de phase contractuelle

Selon les prévisions, en fin 2012 la quantité de gaz humide n'excédera pas les 10 Millions SM³/J, ce qui représente la moitié de la capacité de traitement de l'usine.

Pour assurer un maintien de plateau de production, à partir de 2012, un développement supplémentaire de l'Ordovicien est nécessaire dans l'immédiat par le Forage des 40 puits ainsi que le projet « Tinhert ».

- 07 puits forés, complétés et raccordés (IA 128, IA 129, IA 134, IA 135, IA 138, IA 150 et OT 144).
- 08 puits forés et complétés (IA 130, IA 131, IA 132, IA 133, IA 136, IA 137, IA 139 et IA 149).
- 03 puits en cours de forage : IA-142 (ENTP-207), IA 164 (ENTP-212) & IA-153 (ENTP-211).
- 05 puits implantés et attente forage (IA 141, IA 143, IA 153, IA 156 et IA 159).
- 18 puits restant dans le projet, prévus pour implantations et forages.

Le projet Tinhert pour la région Ohanet comprend 09 Périmètres : Dimeta Nord, Guelta Nord, Sedoukhane Est, Tahala Nord, Tilmas, Tamadanet, Temellouline Sud, Tamadanet Nord et Timedratine Nord.

Ce projet est pris en charge par PED et ENC.

Situation actuelle des puits forés par périmètre :

- 03 puits à DIMN.
- 04 puits à GLN dont 01 est en cours.
- 03 puits à SEDE.
- 03 puits à THLN.
- 02 puits à TIL.
- 05 puits à TMD.
- 04 puits à TMLS dont 01 est en cours.
- 03 puits à TMN.
- 02 puits à TMT N. Soit au total : 29 puits forés.

II.3. Caractéristiques techniques des périmètres

II.3.1. Caractéristiques techniques des périmètres d'huile

Périmètres Caractéristiques	Ohanet Nord + Ohanet Sud	Timedratine + Timedratine Est	Acheb + Acheb Ouest + KREBB	Askarène	Guelta	Edeyen
Nombre de puits forés	47	31	16	13	12	07
Réservoirs exploités	F6 : R2 + R3 + R4	F6 : A + M2	F6 : Unité III	F6 : R3	F6 : R5 + R6	F6 : Unité II + III
Régimes de drainage	Water Drive très actif + Gaz dissous et Gaz CAP	Water Drive très actif + Expansion Gaz dissous + Gaz CAP		Water Drive très actif		
Profondeur moyenne en (m)	2350	2500	2290	2440	2725	1700
Dimensions du gisement (km²)	90	90	60	45	20	50
Porosité en (%)	19	18	17.5	18 à 20	13.6 à 18.6	14.9
Perméabilités en (md)	41.0	100 à 1000	500	20 à 1000	7 à 302	230
Pression de gisement initiale en (kgf/cm²)	222.9	220	217.5	230.3	251.5	172.2
Date de découverte	1960	1962	1960	1962		1964
Date de mise en production	1961	1965				1970

Tableau II.1 : Caractéristiques des périmètres d'huile

II.3.2. Caractéristiques techniques des périmètres de gaz

Caractéristiques	PERIMETRES			
	Dimeta-Ouest	In- Adaoui	Ohanet (Gaz-Cap)	Ohanet Ordovicien
Nombre de Puits Forés	14	02	10	45
Réservoirs	Dévonien F6			Ordovicien
Profondeur moyenne en (m)	2665	2382	2380	2729
Dimension du gisement	34 km ²	--	18 km x 4 km	--
Porosité en (%)	13	16	16	8
Perméabilité en (md)	200	250	<100	< 10 md
Pression du gisement initiale en (kg/cm ²)	255	234	223	258
Date de découverte	1979	1960		
Date de mise en production	2003		1961	2003

Tableau II.2 : Caractéristiques des périmètres de gaz

II.4. Situation Géologique

II.4.1. Evolution structurale

La région d'In Adaoui – Ohanet, est caractérisée par des réseaux de failles à caractère inverse, sur lesquelles sont accrochées la plupart des structures à hydrocarbures.

La région d'Ohanet est fortement structurée et faillée. Ceci est marqué par la présence des structures accrochées aux failles. Ces failles ont un caractère inverse et elles sont orientées Nord-Ouest – Sud-Est.

La culmination d'Ohanet – In-Adaoui est la plus importante structure anticlinale.

La structure d'Ohanet – In-Adaoui correspond à un vaste anticlinal allongé de direction NW-SE limité à l'ouest par un grand accident d'une longueur de 50 km et une largeur de 8 à 10 km. La fermeture totale est supérieure à 200 m.

La fermeture structurale vers l'Est et vers le Sud inexistante indiquant peut être une plus large extension du champ.

L'âge de cette structuration est Hercynien.

II.4.2. Stratigraphie de la région

La stratigraphie du champ d'Ohanet est caractérisée par des dépôts Paléozoïques et mésozoïques, le socle métamorphique à une profondeur environs de la cote 2930m.

Dépôts	AGE	FORMATION	
MESOZOIQUE	CRETACE		Turonien Cénomanién
			Albo-Vraconién (Série In Akamil)
		CRETACE INFERIEUR	Albién/Aptién (Taouratine Sup)
			Barrémién+Néocomién (Taouratine Moy)
		JURASSIQUE SUPERIEUR	Malm (Taouratine inf.)
		JURASSIQUE MOYEN	Dogger argileux (Zarzaitine Sup)
		JURASSIQUE INFERIEUR	Dogger + Lias (Zarzaitine Moy)
	TRIAS	TRIAS	Keuper (Zarzaitine Inf.)
	CARBONIFERE	TIGUENTOURINE	Westphalién F
			Westphalién E
			Namurién D
			Viséen C
			Viséen B
Tournaisién			
PALEOZOIQUE	DEVONIEN	SILURIEN	Strunién F2
			Série Argileuse
		FG	C B
			A
	M		
	DEVONIEN	Gothlandién argileux	
	COMBRO - ORDOVICIEN	Unité IV-3	
Unité IV-2			
Unité III-3			
SOCLE METAMORPHIQUE			

Tableau II.3 : Stratigraphie de la région

II.4.3. Caractéristique du réservoir Ordovicien

➤ Réservoir Ordovicien

L'Ordovicien est constitué par l'unité IV-3 et l'unité IV-2 appelée complexe terminal.

L'unité IV ou complexe terminal est le dernier dépôt glaciaire. Elle se repose en discordance sur l'unité III-3, sauf à IAK-1 où l'unité IV repose directement sur le socle. Le sommet de l'unité IV est constitué d'un banc gréseux avec parfois des intercalations argileuses ou argileux-gréseuses. Ce banc gréseux appelé unité IV-3 ou dalle terminale est le réservoir principal. La couverture est assurée par les argiles à graptolites du Silurien.

L'épaisseur de l'unité IV est maximum à IAK, ceci montre que le creusement est lié à l'intensité du ravinement glaciaire et les mouvements tectoniques le long de l'accident du Fadnoun.

• Unité IV-3

Cette unité a été traversée par les forages IN-ADAOUÏ – OHANET, d'une épaisseur variable de 0 à 25 m est constituée par des grès fins à moyens homogènes avec des intercalations argileuses. Les caractéristiques pétrophysiques sont moyennes à bonnes. Ces grès ont une extension limitée. Ils diminuent d'épaisseur en allant d'Ohanet vers In-Adaoui.

Le forage OTB-1 a montré que vers le Sud se développe un faciès argilo-gréseux défavorable et vers l'Est de GLT-104 l'épaisseur des grès de l'unité IV se réduit.

• Unité IV-2

Cette unité est caractérisée par un grand changement de faciès. Il est difficile de prévoir d'un puits à une autre la distribution des corps gréseux de cette unité. En fait sur une courte distance, nous pouvons passer d'un faciès argileux ou argilo-gréseux à un faciès gréseux. Ceci est dû à l'ampleur du ravinement glaciaire et du matériel détritique transporté par le glacier.

La base de l'unité IV-2 dans la plus part des cas n'est pas difficile à reconnaître, car elle est constituée par des conglomérats ou des argiles à grains de quartz reposant

sur un ensemble argilo-gréseux à Tigillites de l'unité III-3 ou Argile-Gréseux Supérieur (AGS).

Dans certains cas le faciès de l'unité IV-2 est constitué par des grés fins à très le plus souvent à rides à stratifications obliques. Il peut être micro conglomératique à slumps. Dans d'autres cas le faciès de l'unité IV-2 est plus argileux. Cette argile est noire à gris-noire micacée à grains de quartz ou micro conglomératique.

Vers l'Est (OTN-1, GLT-104) tous les grés de l'unité IV ne présentent que de faibles caractéristiques pétrophysiques.

Cette dégradation importante semble être due à une silification plus poussée.

- **Unité III-3 ou Argilo-Gréseux Supérieur (AGS)**

Cette unité transgressive dans la région de Tinrhert. Elle s'est déposée partout dans le bassin d'Illizi, mais elle est absente dans certains endroits à cause des ravinelements glaciaires.

Le caractère marin de cette unité permet de bien la suivre et la corrélérer à l'aide des diagraphies. Nous avons subdivisé cette unité en quatre niveaux A, B, C, D. L'absence de l'un de ces niveaux donne l'idée sur l'importance du ravinement glaciaire.

L'unité III-3 est constituée par des grés beiges siliceux souvent argilo-siliceux et quelque fois à ciment calcaire.

II.4.4. Propriétés et qualité du réservoir

Les propriétés et qualités des réservoirs Ordovicien sont :

➤ **Ohanet Ordovicien**

L'Ordovicien d'Ohanet est un réservoir de condensat gazeux pauvre en liquides et qui se situe à environ 2900m TVD.

La pression initiale du réservoir était 251,6 bars. Le développement du champ a commencé en Octobre 2003.

Le réservoir Ordovicien est considéré comme un gisement Tight Gaz, connu régionalement par son hétérogénéité et sa complexité géologique.

L'ensemble des puits produisent par fracturation hydraulique.

A présent, un total de 16 puits à gaz. En janvier 2013, le cumul de gaz produit de l'ordovicien d'Ohanet était de 18.3109 Sm³ cela a induit la baisse de la pression moyenne du gisement jusqu'à 120 bars.

Le tableau ci-dessous présente les principales caractéristiques du réservoir Ordovicien :

Profondeur moyenne (m)	2729
Porosité moyenne (%)	8
Perméabilité (md)	<10 md
Saturation en eau (%)	16
Volumes en place prouvés (10⁹ m³)	264,6
Volumes récupérables (10⁹ m³)	145
Richesse en condensat (Sm³/10⁶ Sm³)	79
Richesse en G.P.L (Sm³/ 10⁶Sm³)	127
Hauteur utile (m)	30
Pression initiale (bar)	235.2
Pression actuelle (bar)	Ordovicien IV-3 : 100 Ordovicien IV-2 : 220

Tableau II.4 : Caractéristiques du réservoir Ordovicien

➤ **Contacts des fluides**

Condition initiale du gisement Ordovicien d'Ohanet :

- Pression de gisement : 251 kg/cm².
- Température de gisement : 109 °C.
- Cote de référence : -2250 m/NM.
- Profondeur moyenne : 2880 m.

➤ **Caractéristiques des fluides**

Le tableau qui suit résume les caractéristiques des fluides d'Ohanet Ordovicien à l'état initial :

Pression Initiale (bars)	251,6
Viscosité du gaz (cp)	0.02
FVF (m³/m³)	0.005
Température réservoir (°c)	96
Viscosité de l'eau (Cp)	0.48

Tableau II.5 : Caractéristiques des fluides d'Ohanet Ordovicien

➤ **Volume d'hydrocarbures en place**

Les volumes et les réserves estimés initialement en place sont :

Champs	Réservoir	Produit	RESERVES INITIALES		
			Prouvées	Récupérées	Taux de récupération (%)
Ohanet	Ordovicien	Gaz (Milliard m ³)	264,600	145,5	55
Ohanet	Ordovicien	Condensat (Million Tonne)	24,850	13,67	55
Ohanet	Ordovicien	GPL (Million Tonne)	18,550	10,20	55

Tableau II.6 : Volume d'hydrocarbures en place

Chapitre III

Notion des paramètres pétro-physique et
géo-mécaniques

III.1. Introduction

Au fur et à mesure que les champs pétroliers et gaziers dans le monde entier s'épuisent, l'état de contrainte de leur réservoir et de leur ouverture change. Cela peut poser d'importants problèmes aux ingénieurs réservoirs et de productions, par exemple, la compaction du réservoir pendant la production a nécessité quelque-uns des projets correctifs les plus onéreux du secteur. Au fur et à mesure que l'état de contrainte s'intensifié avec la déplétion, des phénomènes de production de sable et de solide peuvent apparaître, provoquant ainsi l'éboulement du puits. Pour réduire ces problèmes les producteurs commencent à s'appuyer sur la géo-mécanique pour trouver des solutions adéquates.

L'académie nationale de science définit la géo-mécanique comme « la science théorique et appliquée des comportements mécaniques des roches, c'est la branche de mécanique concernée par la réponse de la roche contre les forces existantes dans le champ de son environnement ».

D'après cette définition, l'importance de la géo-mécanique dans plusieurs aspects de l'industrie pétrolière devient plus facile à comprendre.

III.2. Rappel des paramètres pétro-physiques de la roche [6]

III.2.1. Porosité (Φ)

Elle correspond au volume total occupé par les vides de la roche (V_p) divisé par le volume total de la roche (V_t), elle s'exprime le plus souvent en pourcentage mais on peut la trouver sous forme de fraction.

$$\Phi = \frac{V_p}{V_t} \times 100 = \frac{V_t - V_s}{V_t} \times 100 \quad (\text{III.1})$$

Φ : Porosité [%] ;

V_t : Volume total (ou apparent) de l'échantillon [m³] ;

V_p : Volume des vides (des pores) entre les grains solides [m³] ;

V_s : Volume réel des grains [m³].

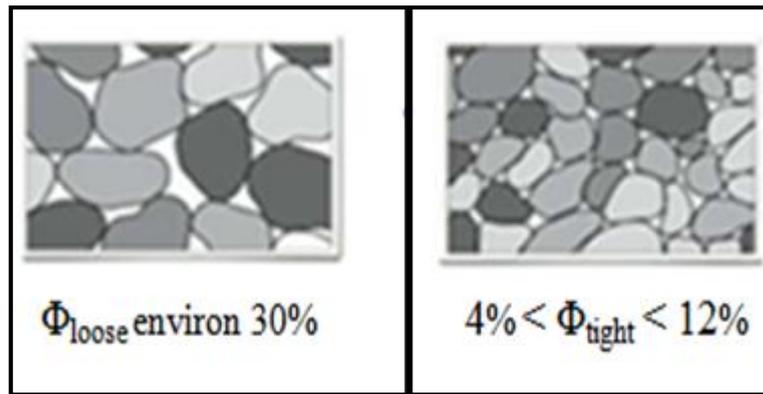


Figure III.1 : Dimension de porosité de roche tight et loose

III.2.1.1. Porosité absolue

Elle est définie comme le rapport entre le volume total des pores et le volume total de la roche, une roche peut avoir une porosité absolue importante et une conductivité très faible à cause de manque des pores interconnectés.

III.2.1.2. Porosité effective

La porosité effective est le pourcentage entre le volume des pores interconnectés et le volume total de la roche.

$$\Phi = \frac{V_{\text{pore-interconnecté}}}{V_t} \times 100 \quad (\text{III.2})$$

La porosité effective est la valeur utilisée dans tout calcul de génie réservoir (estimation des réserves...), car elle représente les pores interconnectés qui contient les fluides d'hydrocarbures.

III.2.2. Saturation

III.2.2.1. Définition

Elle est définie comme la fraction du volume des pores occupés par un fluide particulier (huile, gaz, eau). Cette propriété est définie mathématiquement comme suit :

$$S = \frac{V_{\text{fluide}}}{V_p} \quad (\text{III.3})$$

En appliquant cette relation pour chaque fluide, on trouve :

Saturation d'huile

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \quad (\text{III.4})$$

Saturation de gaz

$$S_g = \frac{V_g}{V_p} \quad (\text{III.5})$$

Saturation d'eau

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad (\text{III.6})$$

$$\text{On a : } S_o + S_g + S_w = 1. \quad (\text{III.7})$$

III.2.2.2. Type de saturation

On distingue plusieurs types saturation particulière.

III.2.2.2.1. Saturation en huile résiduelle

Au cours du processus de déplacement du système pétrole brut à partir du support poreux par l'eau ou par injection de gaz (ou d'empiétement), il y aura une certaine quantité d'huile resté qui est quantitativement caractérisé par une valeur de saturation qui est supérieure à la saturation d'huile critique. Cette valeur de saturation est appelée la saturation en huile résiduelle, la saturation résiduelle à long terme est généralement associée à la phase non mouillante lorsqu'il est déplacé par une phase mouillante.

III.2.2.2.2. Saturation d'huile critique (Soc)

Pour la phase huileuse à l'écoulement, la saturation de l'huile doit être supérieure à une certaine valeur, qui est appelée saturation d'huile critique. À cette saturation en particulier, l'huile reste dans les pores et, à toutes fins pratiques, ne coule pas.

III.2.2.2.3. Saturation de gaz critique (Sgc)

Comme la pression du réservoir chute sous la pression de point de bulle, Le gaz se dégage de la phase huileuse et par conséquent la saturation de gaz augmente avec la chute de pression du réservoir. La phase gazeuse reste immobile jusqu'à ce que sa saturation dépasse une certaine saturation, appelée saturation en gaz critique au-dessus duquel le gaz commence à se déplacer.

III.2.2.2.4. Saturation en eau critique (Swc)

La saturation critique de l'eau, la saturation en eau connate, et la saturation en eau irréductible sont largement utilisés de manière interchangeable pour définir la saturation en eau maximale à laquelle la phase aqueuse reste immobile.

III.2.3. Perméabilité

III.2.3.1. Définition

La perméabilité caractérise la capacité d'un milieu poreux à laisser circuler à travers lui des fluides (liquides ou gaz), quand il y a une différence de pression entre ses deux faces.

Elle dépend tant des propriétés du milieu que de celles des fluides mis en jeu.

III.2.3.2. Type de perméabilité

On distingue trois catégories de perméabilité :

III.2.3.2.1. Perméabilité absolue (intrinsèque)

C'est la perméabilité mesurée avec un seul fluide présent, tel que la perméabilité à l'air ou la perméabilité à l'eau.

III.2.3.2.2. Perméabilité effective

Elle exprime la propriété d'un milieu à être traversé par un fluide en présence d'autres fluides non miscibles entre eux. Ainsi, la coexistence de deux fluides non miscibles (1) et (2) dans les mêmes régions d'un milieu poreux entraîne l'écoulement simultané de ces deux fluides lorsque ce milieu est soumis à une perte de charge ou une différence de pression. Il convient d'écrire pour chacune des deux phases.

La loi de Darcy dite "généralisée" pour un écoulement linéaire :

$$Q_1 = \frac{s}{\mu} \times \frac{\Delta P}{\Delta x} \times K_1 \quad (\text{III.8})$$

$$Q_2 = \frac{s}{\mu} \times \frac{\Delta P}{\Delta x} \times K_2 \quad (\text{III.9})$$

K_1 et K_2 représentent alors les perméabilités effectives respectivement au fluide (1) et au fluide (2). Elles dépendent non seulement du milieu poreux lui-même, mais des pourcentages (saturation) respectifs des différents fluides présents dans les pores.

III.2.3.2.3. Perméabilité relative

Elle exprime le rapport de la perméabilité effective à la perméabilité intrinsèque. Cette perméabilité varie entre 0 et 1. On l'exprime généralement en pourcentage (%). Elle est fonction de la saturation.

III.2.4. Tension interfaciale

Lorsque deux fluides non miscibles sont mis en contact, il apparaît une surface de séparation appelée "interface". En assimilant cette interface à une membrane élastique tendue, on peut définir la tension interfaciale comme étant la force par unité de longueur qu'il faudrait exercer perpendiculairement à une coupure pratiquée dans cette membrane pour maintenir les deux parties de la membrane en place. Cette tension résulte des attractions moléculaires particulières qui se manifestent à l'interface, d'une part entre celles d'un même fluide, d'autre part entre celles de deux fluides en contact. Elle varie avec la température.

Nous donnons quelques valeurs de ces tensions (issues de la littérature) pour certains couples de fluides particuliers, à la température 25°C :

- Tension interfaciale eau/air : environ $72 \cdot 10^{-3}$ (N/m).
- Tension interfaciale mercure/vide : environ $470 \cdot 10^{-3}$ (N/m).
- Tension interfaciale eau/pétrole brut : environ $30 \cdot 10^{-3}$ (N/m).

III.2.5. Mouillabilité et angle de contact

La mouillabilité d'une surface solide peut être définie qualitativement comme étant l'aptitude de cette surface à être recouverte préférentiellement par l'un des fluides présents.

La notion de mouillabilité est directement liée à la notion d'angle de contact.

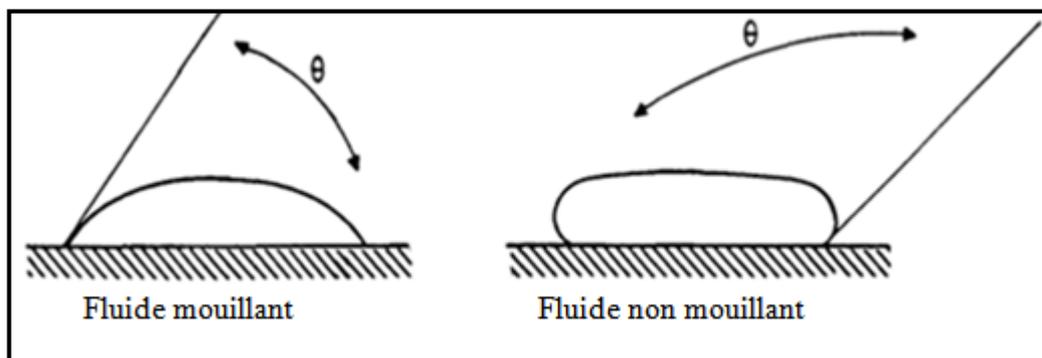


Figure III.2 : Angle de contact

III.3. Notion géo-mécanique

Avant de procéder à l'élaboration d'une étude géo-mécanique, il est nécessaire voir important d'évaluer ou de mesurer les propriétés intrinsèque et extrinsèque de la roche.

III.3.1. Propriétés intrinsèques de la roche

III.3.1.1. Propriétés élasto-plastique [7]

III.3.1.1.1. Module de Young E

Le module de Young ou module d'élasticité est défini par la pente de la courbe qui relie la contrainte de traction (ou de compression) et la déformation ; déterminée dans les conditions de contrainte et pression de formation donné par la formule suivante :

$$E = \frac{\sigma_a}{\varepsilon_a} \quad (\text{III.10})$$

$$\varepsilon_a = \frac{\Delta L}{L} \quad (\text{III.11})$$

$$\sigma_a = \frac{F}{S} \quad (\text{III.12})$$

ε_a : Déformation axiale.

σ_a : Contrainte axiale.

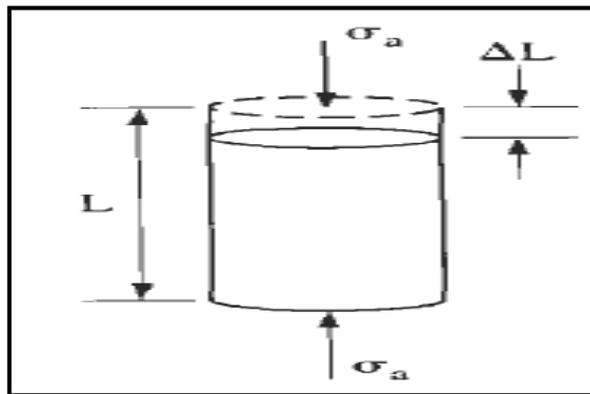


Figure III.3 : Déformation axiale

Le module d'un matériau est une mesure de la rigidité du matériau.

Si le module est grand, le matériau est rigide. Dans la fracturation hydraulique, une raideur de Roche se traduira par plus de fractures étroites. Si le module est

Chapitre III Notion des paramètres pétro-physiques et géo-mécaniques

faible, les fractures seront plus larges. Le module d'une roche est une fonction de la lithologie, la porosité, du type de fluide, et d'autres variables.

Le module de Young dépend aussi de l'élasticité, de la viscosité et de la rigidité de la roche, aussi bien que de la température, temps, pression de pore et l'anisotropie.

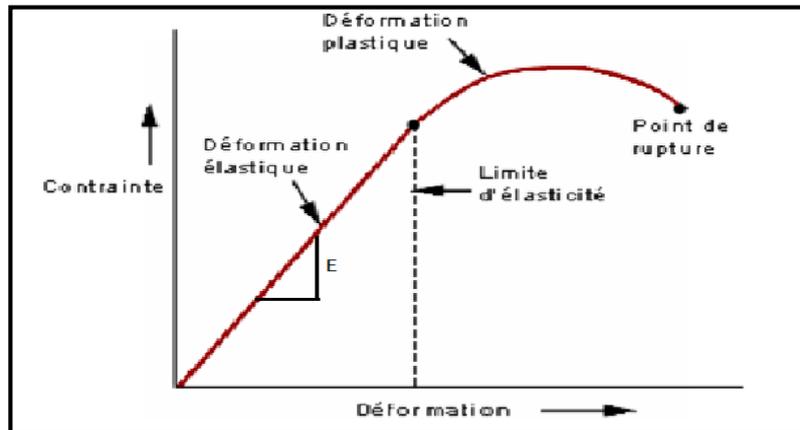


Figure III.4 : Courbe contrainte – déformation

Le module de Young varie d'une roche à une autre suivant plusieurs paramètres tels que la consolidation de la roche et les fluides en place.

Ce tableau représente quelques valeurs du module de Young pour quelques types de roches.

Type de roche	E (bars)
Sable peu consolidés	10 000 à 50 000
Grès très argileux	50 000 à 100 000
Marnes, calcaires tendres	60 000 à 100 000
Grès consolidés	200 000 à 300 000
Grès très consolidés	300 000 à 500 000
Calcaires durs et très durs	500 000 à 1 000 000

Tableau III.1 : Valeurs du module de Young pour certaines roches

En effet, ce coefficient caractérise la raideur de la matière. A contrainte égale, un matériau ayant un module d'élasticité élevé subira une déformation plus faible qu'un matériau ayant un module d'élasticité petit.

Chapitre III Notion des paramètres pétro-physiques et géo-mécaniques

Le module de Young d'une roche saturée en eau ou en huile est généralement inférieur au module de la roche sèche.

Il existe par contre, pour les roches sédimentaires consolidées, une corrélation assez étroite entre le module d'élasticité et la résistance à la compression simple :

- Pour les grés :

$$E = 260R_c + 50000 \text{ (bars)} \quad (\text{III.13})$$

- Pour les calcaires :

$$E = 400R_c + 100000 \text{ (bars)} \quad (\text{III.14})$$

III.3.1.1.2. Coefficient de Poisson ν

Le coefficient de Poisson permet de caractériser la contraction de la matière perpendiculairement à la direction de l'effort appliqué. Il représente la variation de la déformation latérale par rapport à la déformation axiale suivant l'expression :

$$\nu = -\frac{\varepsilon_l}{\varepsilon_a} = -\frac{\Delta D/D}{\Delta L/L} \quad (\text{III.15})$$

Avec :

ε_a : Déformation axiale.

ε_l : Déformation latérale.

$$\varepsilon_a = \frac{L_1 - L_2}{L_1} \quad (\text{III.16})$$

$$\varepsilon_l = \frac{D_1 - D_2}{D_1} \quad (\text{III.17})$$

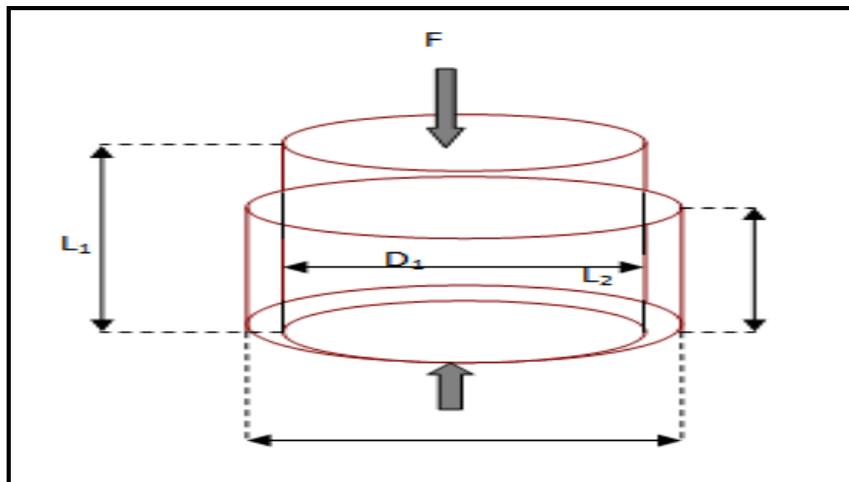


Figure III .5 : Effet d'une compression simple

Chapitre III Notion des paramètres pétro-physiques et géo-mécaniques

Le tableau suivant représente quelques valeurs de coefficient de poisson pour certaines roches.

Type de roche	ν
Grés	0.15 à 0.25
Calcaires	0.25 à 0.30
Marnes	0.40 à 0.45
Sels	0.30 à 0.40

Tableau III.2 : Valeurs du coefficient de poisson pour certaines roches

III.3.1.1.3. Module de cisaillement

La déformation produite par les tensions τ résultant d'un couple de forces tangentielles est le cisaillement pur. Elle se traduit par une déformation angulaire dont l'angle γ est proportionnel à τ ; c'est le second aspect de la loi de HOOKE :

$$\tau = G \times \gamma \quad (\text{III.18})$$

Donc Le module de cisaillement définit le cisaillement élastique consécutif à l'application d'une sollicitation de cisaillement. Il varie sensiblement comme E en fonction de la température et le type de la roche.

On peut aussi exprimer G par la relation suivante :

$$K = E / 2(1 + \nu) \quad (\text{III.19})$$

Tel que :

G : Module de cisaillement.

E : Module de Young.

ν : Coefficient de poisson.

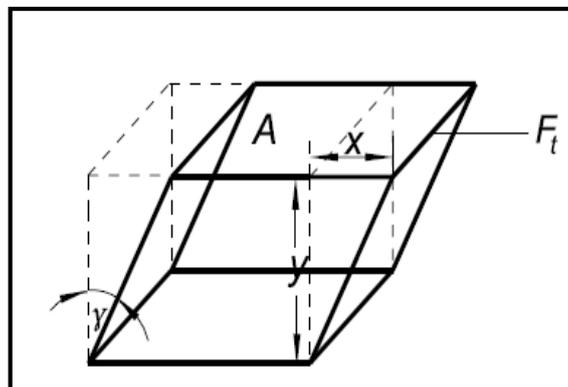


Figure III.6 : Sollicitation de cisaillement

III.3.1.1.4. Module en bloc (Bulk Modulus)

Le module en bloc (K) qui est obtenu en utilisant un essai hydrostatique $\sigma_1 = \sigma_2 = \sigma_3 = P$, est le rapport de la pression hydrostatique appliquée à la déformation volumétrique produite.

On peut montrer que le module en bloc est lié au module de Young et au coefficient de Poisson comme suit :

$$K = \frac{E}{3(1-2\nu)} \quad (\text{III.20})$$

III.3.1.1.5. Compressibilité

La compressibilité (β) est définie comme inverse du module en bloc, K

$$\beta = \frac{1}{K} = \frac{3}{3\lambda + 2\mu} \quad (\text{III.21})$$

En fonction du module de Young (E), et le coefficient de Poisson (ν), la compressibilité peut être exprimé par l'expression suivante :

$$\beta = \frac{3(1-2\nu)}{E} \quad (\text{III.22})$$

Il existe trois types de compressibilité :

- Compressibilité en bloc.
- Compressibilité de matrice de roche.
- Compressibilité du volume des pores.

Elles sont définies en fonction des changements dans le volume en bloc, de grains de roche solide, et le volume des pores par rapport à la pression, respectivement.

III.3.1.1.6. Coefficient de Biot

Biot a introduit le paramètre α dans la limite de pression de pore pour expliquer le processus couplé de diffusion/déformation et a présenté la loi modifiée de contrainte effective :

$$\sigma_{eff} = \sigma - \alpha P_p \quad (\text{III.23})$$

α : Constante de BIOT avec $0 \leq \alpha \leq 1$;

$$\alpha = 1 - \frac{\beta_m}{\beta_b} \quad (\text{III.24})$$

Avec :

β_m : Compressibilité de la matrice.

β_b : Compressibilité de la roche poreuse.

α : Est en général peu différent de 1 pour les roches sédimentaires : $0.85 \leq \alpha \leq 1$.

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

III.3.1.1.7. Coefficient de pression de pore (B)

Le coefficient de pression du pore de Skempton (B) est obtenu par un essai de pression hydrostatique non drainés, C'est le rapport d'un changement de pression du fluide de pore à la variation de la pression de confinement externe :

$$B = \frac{\Delta P_p}{\Delta P_c} \quad (\text{III.25})$$

À faibles pressions de confinement, en général, $B = 1$, tandis qu'à forte pression de confinement, de manière générale, $B < 1$

III.3.1.2. Propriétés mécaniques de la roche [8]

III.3.1.2.1. Résistance en compression simple (R_c ou bien UCS) « uniaxial compression strength » [9]

C'est la résistance à la rupture en compression, sous une contrainte de confinement nulle : $\sigma_2 = \sigma_3 = 0$. L'estimation de la résistance à la compression peut être déterminée au laboratoire par un essai de compression simple.

La résistance à la compression est donnée comme suite :

$$R_c = \frac{P_{\max}}{S} \quad (\text{III.26})$$

Où :

R_c : Résistance à la compression.

S : Section transversale.

P_{\max} : Charge maximale appliquée à la rupture.

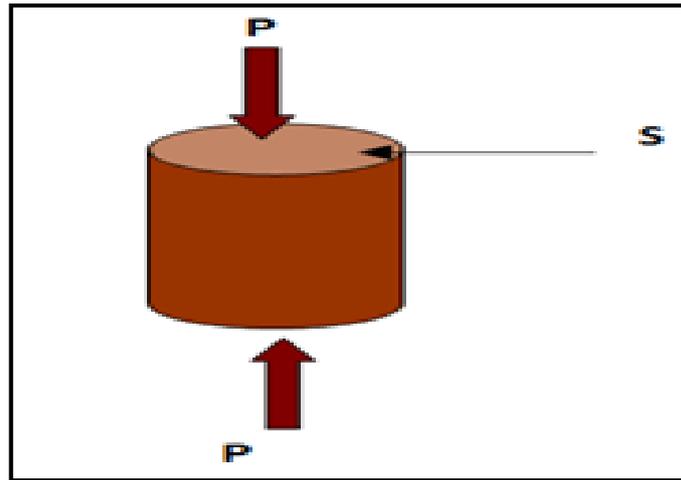


Figure III.7 : Résistance à la compression simple

Du fait de la structure des roches, toujours plus ou moins fissurées, la résistance en compression simple est relativement dispersée. Cette dispersion s'atténue avec l'accroissement de la contrainte de confinement.

Le tableau ci-dessous indique différentes valeurs de R_c des différents types des roches suivants leur complexité (voir tableau (III.3)).

Type de roche	R_c (bars)
Marnes	25 à 50
Calcaires tendres	100 à 200
Grès peu consolidés	300 à 400
Grès consolidés	600 à 700
Grès très consolidés	> 1000
Calcaires dures et très consolidés	1500 à 2000

Tableau III.3 : Valeurs de résistance à la compression des roches

III.3.1.2.2. Résistance à la traction (R_t)

La résistance à la traction est la contrainte maximale que peut supporter un échantillon juste avant sa rupture.

Elle peut être exprimée par la relation suivante :

$$R_t = \frac{R_c}{12} \quad (\text{III.27})$$

Chapitre III Notion des paramètres pétro-physiques et géo-mécaniques

L'estimation de la résistance à la traction peut être déterminé au laboratoire par :

- L'essai de traction direct
- L'essai de compression diamétral (essai brésilien) ou le plan de rupture est imposé.

Les valeurs obtenues par l'essai brésilien sont généralement toujours supérieures à celle déduite du véritable essai de traction simple, parce que dans cette dernière le plan de rupture n'est pas imposé et les fissures sont sollicitées pour amener la rupture sous un effort faible.

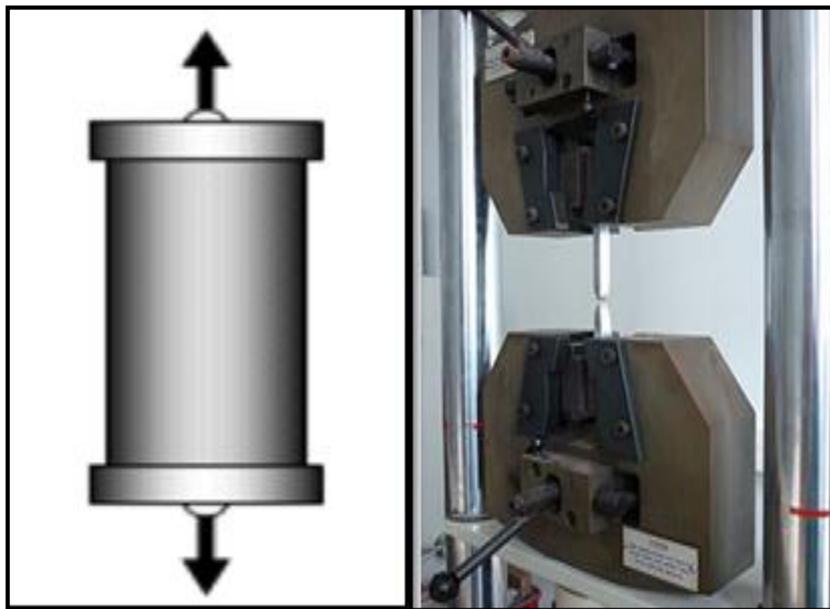


Figure III.8 : Essai de traction directe

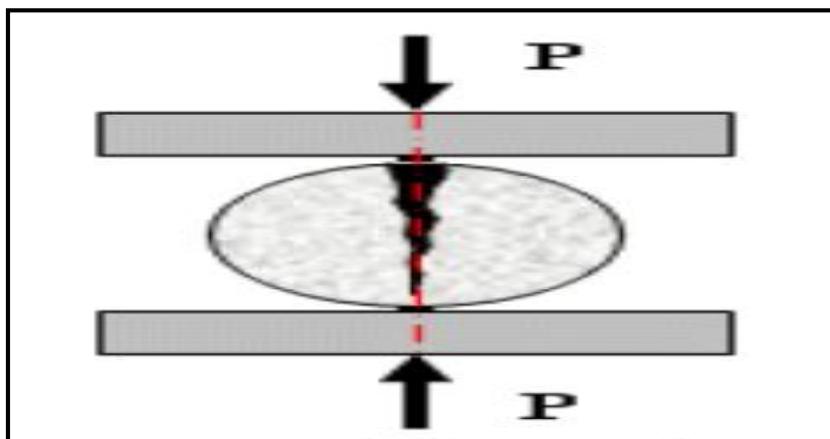


Figure III.9 : Essai de traction par fendage (brésilien)

Type de roche	R_T (bars)	
	Essai brésilien	Essai traction
Grès consolidés	30 à 50	3 à 10
Calcaires tendres	10 à 15	Négligeable
Calcaires durs	100 à 150	15 à 30

Tableau III.4 : Valeurs de résistances à la traction des certaines roches.

III.3.2. Propriétés extrinsèques de la roche [10]

Elles sont les contraintes qui s'exercent sur le réservoir, il est nécessaire de les déterminer pour savoir les forces qui agissent sur la roche de l'extérieur.

III.3.2.1. Notion de contrainte

Considérons un élément en équilibre représenté sur la figure. III.10 soumis à une force F , le concept de contrainte σ est défini comme étant le rapport entre la force F et la surface de section S , sur laquelle la force est appliquée.

$$\sigma = \frac{F}{S} \tag{III.28}$$

La contrainte sera donc une force par unité de surface.

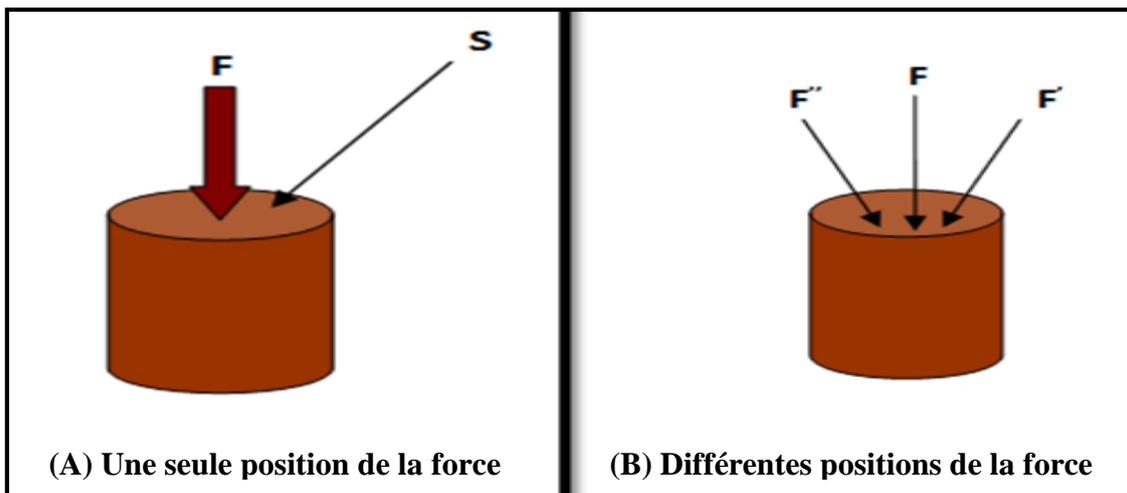


Figure III.10 : Compression uniaxiale

La contrainte est un vecteur dont l'orientation peut être quelconque par rapport à l'élément de surface (figure III.11 (A))

Si la surface est normale à l'élément on a trois cas qui se présentent comme le montre la figure. III.11 (B)

- Compression ou traction selon le sens dans lequel est appliquée la force.

- Cisaillement dans le cas où la force est tangentielle à l'élément.

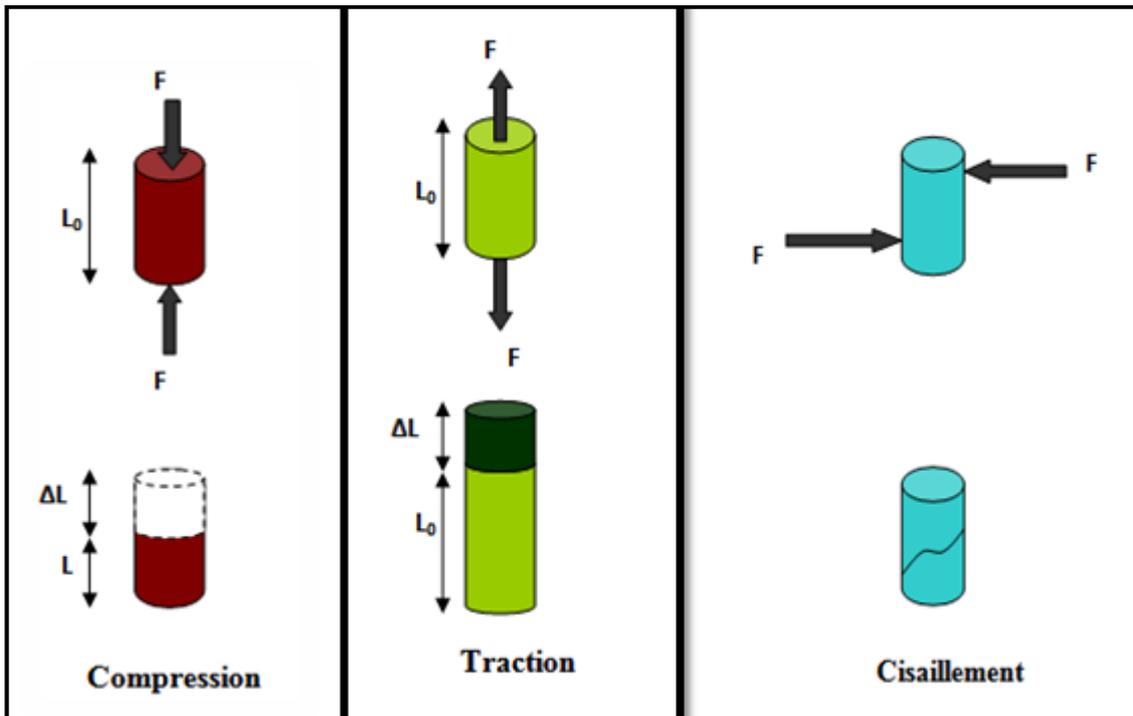


Figure III.11 : Représentation de la compression, traction et du cisaillement

Pour mieux représenter ces états de contraintes on considère un élément cubique soumis à un chargement quelconque, sur chaque facette, on peut constater que l'effort appliquée engendre :

- Une contrainte normale à la facette.
- Deux contraintes de cisaillement parallèle à la facette.

La figure ci-dessous indique la distribution de ces contraintes dans un système (X, Y, Z) .

De ce fait sur un cube on peut recenser 9 composantes de contraintes, sous une forme matricielle écrit comme suit :

$$\sigma = \begin{pmatrix} \sigma_{XX} & \tau_{XY} & \tau_{XZ} \\ \tau_{YX} & \sigma_{YY} & \sigma_{YZ} \\ \tau_{ZX} & \tau_{ZY} & \sigma_{ZZ} \end{pmatrix}$$

σ : est appelé tenseur de contrainte d'ordre 2.

La notation τ_{XY} représente la contrainte de cisaillement dans la direction Y dans le plans X .

Chapitre III Notion des paramètres pétro-physiques et géo-mécaniques

Par convention on note : $\sigma_{XX} = \sigma_X$; $\sigma_{YY} = \sigma_Y$ et $\sigma_{ZZ} = \sigma_Z$.

Si le corps est en équilibre : $\tau_{XY} = \tau_{YX}$; $\tau_{XZ} = \tau_{ZX}$ et $\tau_{YZ} = \tau_{ZY}$.

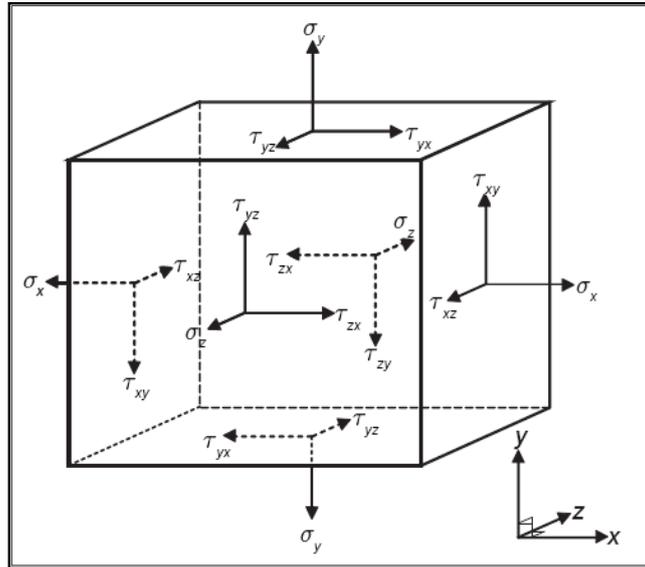


Figure III.12 : Distribution des contraintes

Donc le tenseur est symétrique :

$$\sigma = \begin{pmatrix} \sigma_{XX} & \tau_{XY} & \tau_{XZ} \\ \tau_{XY} & \sigma_{YY} & \sigma_{YZ} \\ \tau_{XZ} & \sigma_{YZ} & \sigma_{ZZ} \end{pmatrix}$$

Dans le calcul matriciel il est plus commode d'exprimer le tenseur de contraintes comme suit :

$$\sigma = \begin{pmatrix} \sigma_1 & \tau_{12} & \tau_{13} \\ \tau_{21} & \sigma_2 & \sigma_{23} \\ \tau_{31} & \sigma_{32} & \sigma_3 \end{pmatrix}$$

Par convention on prend :

- Contraintes de cisaillement comme nulles ;
- Contraintes normales : σ_1 , σ_2 et σ_3 auront leurs valeurs maximales, qu'on appelle contraintes principales.

III.3.2.2. Contraintes totales verticales et horizontales

III.3.2.2.1. Contrainte principale verticale « overburden stress »

La contrainte principale verticale ou contrainte géostatique σ_1 est la contrainte due au poids des sédiments .Et donnée par la relation suivante :

$$\sigma_1 = \int_0^H \rho(H).g.d(H) \quad (\text{III.29})$$

Où :

$\rho(H)$: Densité de roche à une profondeur (H) donnée.

g : Gravité.

III.3.2.2.2. Contraintes principales horizontales σ_2 et σ_3 (avec $\sigma_2 > \sigma_3$)

Elles ne peuvent pas être prévues à partir de σ_1 et dépendent essentiellement de la tectonique :

- ❖ Les contraintes σ_2 et σ_3 peuvent être différentes suivant l'importance et l'orientation des phénomènes tectoniques ;
- ❖ Les contraintes σ_2 et σ_3 sont égales si le réservoir est tectoniquement au repos (isotropie des contraintes dans le plan horizontal) ;
- ❖ Le plus souvent σ_2 et σ_3 sont inférieur à σ_1 : la pression de fracturation verticale fournit alors une valeur légèrement par excès de la plus petite contrainte horizontale.
- ❖ Dans certains cas particuliers σ_3 et σ_2 peuvent être supérieures à σ_1 : anticlinaux très accentués par exemple.

NB : La contrainte verticale étant une contrainte principale mais pas nécessairement la contrainte majeure

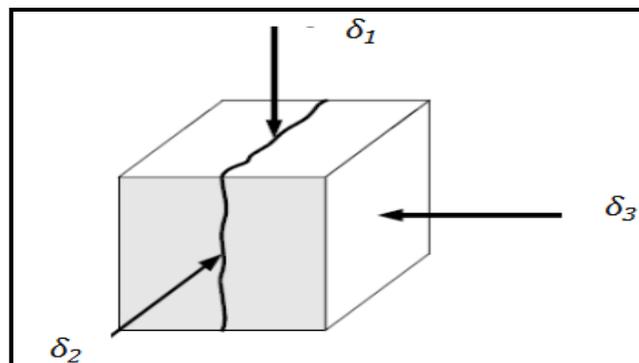


Figure III.13 : Contraintes principales

Chapitre III Notion des paramètres pétro-physiques et géo-mécaniques

La figure ci-dessous représente les régimes de faille en fonction des valeurs des contraintes :

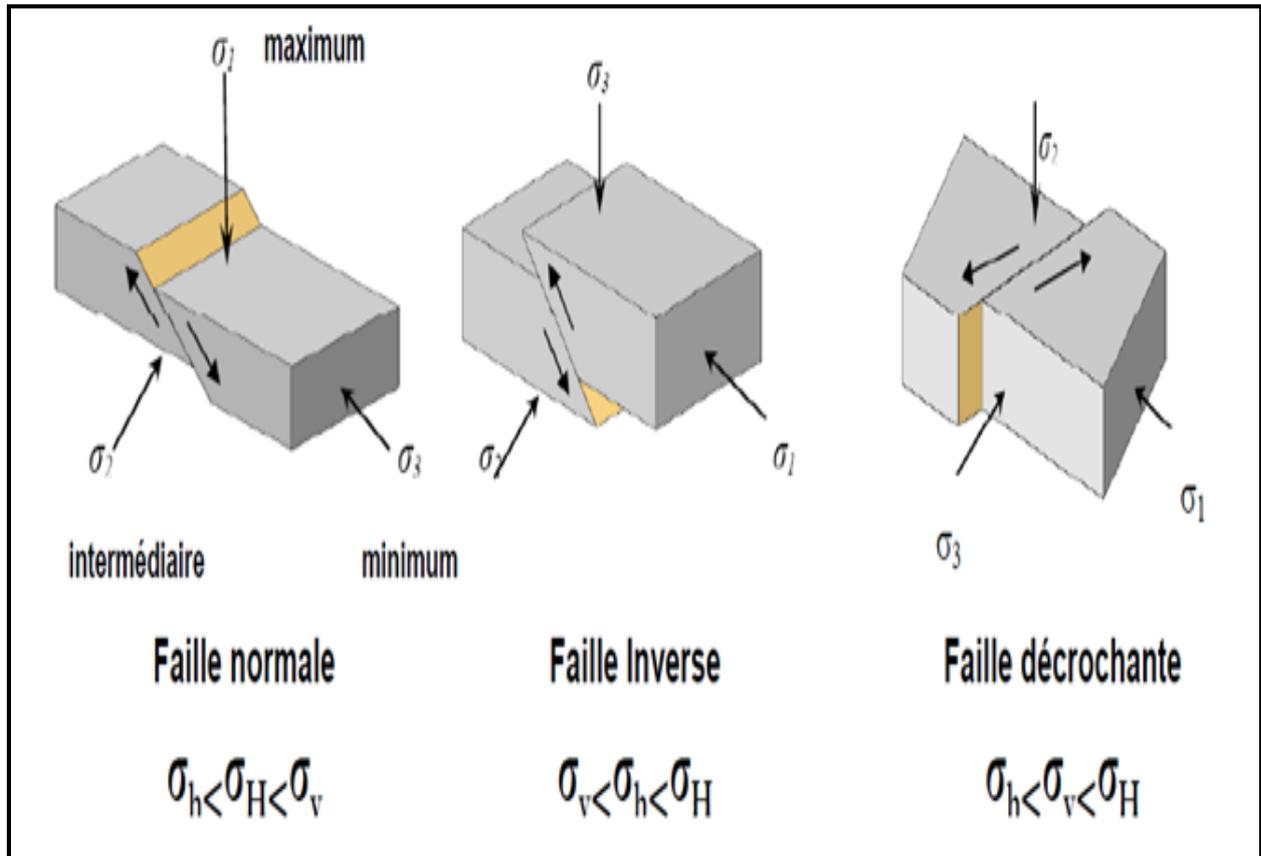


Figure III.14 : Représentation des régimes de failles selon l'état de contrainte

III.3.2.3. Contraintes effectives

Jusqu'à présent on a considéré que la roche était sèche et compact mais dans un milieu poreux saturé par un fluide, Les contraintes totales et effectives sont reliées par la relation suivante :

$$\sigma'_i = \sigma_i - \alpha P_p \text{ avec : } i = 1, 2, 3 \quad (\text{III.30})$$

Où :

σ'_i : Contrainte effective.

σ_i : Contrainte totale.

P_p : Pression de pore.

α : Constante de Biot ou constante poro-élastique.

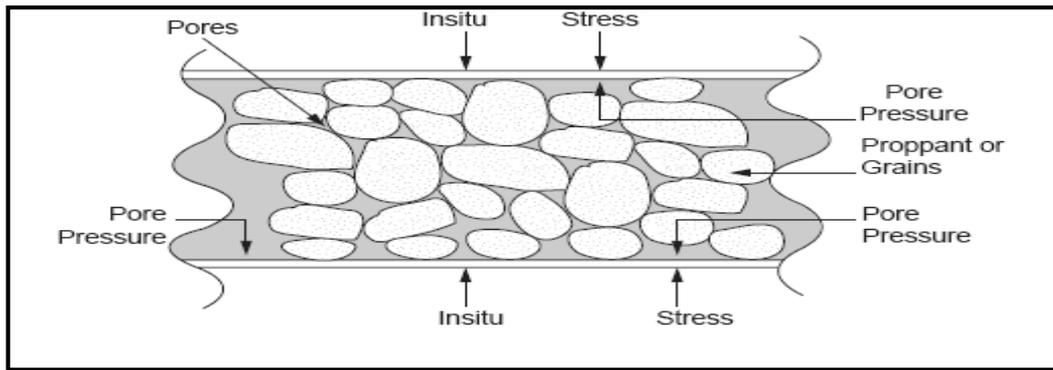


Figure III.15 : Action des contraintes et pression de pores sur la formation

Dans un réservoir tectoniquement au repos on observe que les contraintes effectives verticales σ_1 et horizontales σ_3 sont reliées par la relation suivante :

$$\sigma_3 \approx 0.25 \text{ à } 0.33 \sigma_1 \quad (\text{III.31})$$

Notons parfois que de nombreux auteurs cherchent à relier des contraintes σ_1 et σ_3 par la relation

$$\frac{\sigma_3}{\sigma_1} = \frac{\nu}{1 - \nu} \quad (\text{III.32})$$

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

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

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

Les fractures horizontales ne peuvent apparaître qu'à des faibles profondeurs (quelques centaines de mètre). Les observations sur le champ confirment d'ailleurs que, très souvent même à des faibles profondeurs de 500 à 400 mètres, les fractures se propagent verticalement dans les formations de marnes et de sels, on observe des fractures horizontales à des profondeurs relativement grandes jusqu'à 1500mètres.

III.3.2.4. Contraintes effectives aux parois du puits

Si la roche réservoir est assimilable à un milieu élastique, les contraintes effectives σ_r et σ_θ aux parois du puits s'exprime en fonction de σ_1 , σ_2 et σ_3 par les relations :

$$\sigma_r = \frac{\sigma_2 + \sigma_3}{2} \left(1 - \frac{a^2}{r^2} \right) + \frac{\sigma_2 - \sigma_3}{2} \left(1 + \frac{a^4}{r^4} - \frac{4a^2}{r^2} \right) \cos 2\alpha \quad (\text{III.33})$$

$$\sigma_\theta = \frac{\sigma_2 + \sigma_3}{2} \left(1 - \frac{a^2}{r^2} \right) - \frac{\sigma_2 - \sigma_3}{2} \left(1 + \frac{3a^4}{r^4} \right) \cos 2\alpha \quad (\text{III.34})$$

La figure ci-dessous indique la répartition des contraintes effectives aux parois du puits :

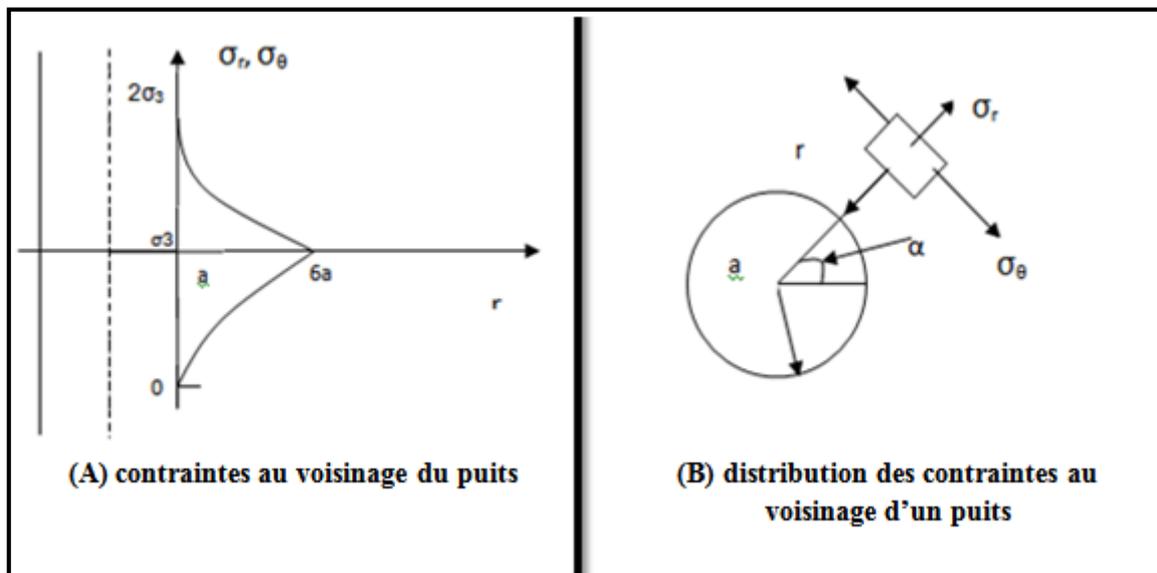


Figure III.16 : Contraintes effectives aux parois du puits

Où :

a : Rayon du puits.

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

α : Angle que fait le rayon vecteur du point avec la direction de la plus grandes contraintes principale horizontale σ_2 .

σ_θ : Contrainte tangentielle.

σ_r : Contrainte radiale.

La contrainte tangentielle σ_θ est maximale aux parois du puits pour $\alpha = 90^\circ$, c'est-à-dire dans la direction de la plus petite contrainte σ_3 :

$$\sigma_{\theta_{\max}} = 3\sigma_2 - \sigma_3 \quad (\text{III.35})$$

Chapitre III Notion des paramètres pétro-physiques et géo-mécaniques

Cette contrainte σ_3 est minimale dans la direction perpendiculaire, c'est à dire suivant σ_2

$$\sigma_{\theta_{\min}} = 3\sigma_3 - \sigma_2 \quad (\text{III.36})$$

On peut prévoir que la fracture verticale s'initiera dans la direction σ_2 , soit la direction perpendiculaire à la plus petite contrainte σ_3 .

La contrainte radiale σ_r à la paroi du puits est toujours nulle.

Dans le cas particulier d'un état de contraintes isotrope dans le plan : $\sigma_2 = \sigma_3$ on obtient :

$$\sigma_{\theta} = \sigma_3 \left(1 + \frac{a^2}{r^2} \right) \quad (\text{III.37})$$

$$\sigma_r = \sigma_3 \left(1 - \frac{a^2}{r^2} \right) \quad (\text{III.38})$$

À la paroi on a :

$$\sigma_{\theta} = 2\sigma_3 \quad (\text{III.39})$$

$$\sigma_r = 0$$

A une distance du puits supérieur trois à quatre fois le rayon, l'état de contraintes est peu perturbé par la présence du trou.

Nous verrons que les contraintes effectives aux parois du puits déterminent l'orientation de la fracture au voisinage du puits, mais cette orientation peut changer en fonction de l'état de contraintes s'exerçant sur la formation. Le changement éventuel d'orientation de la fracture paraît d'autant plus possible que l'orientation principale s'exerçant sur la formation.

Chapitre VI

Stimulation

IV.1. Notion de stimulation [11]

On entend par stimulation toute opération qui a pour but d'améliorer d'une façon considérable la productivité ou l'injectivité d'un puits, en agissant sur le facteur principal qui est la perméabilité, en d'autre terme la stimulation est toute opération qui vise à restaurer la perméabilité aux abords du puits en éliminant l'endommagement.

Avant d'entreprendre un traitement de stimulation, il est primordial de bien localiser la nature du problème de manière à choisir le type de traitement qui peut effectivement remédier à la situation.

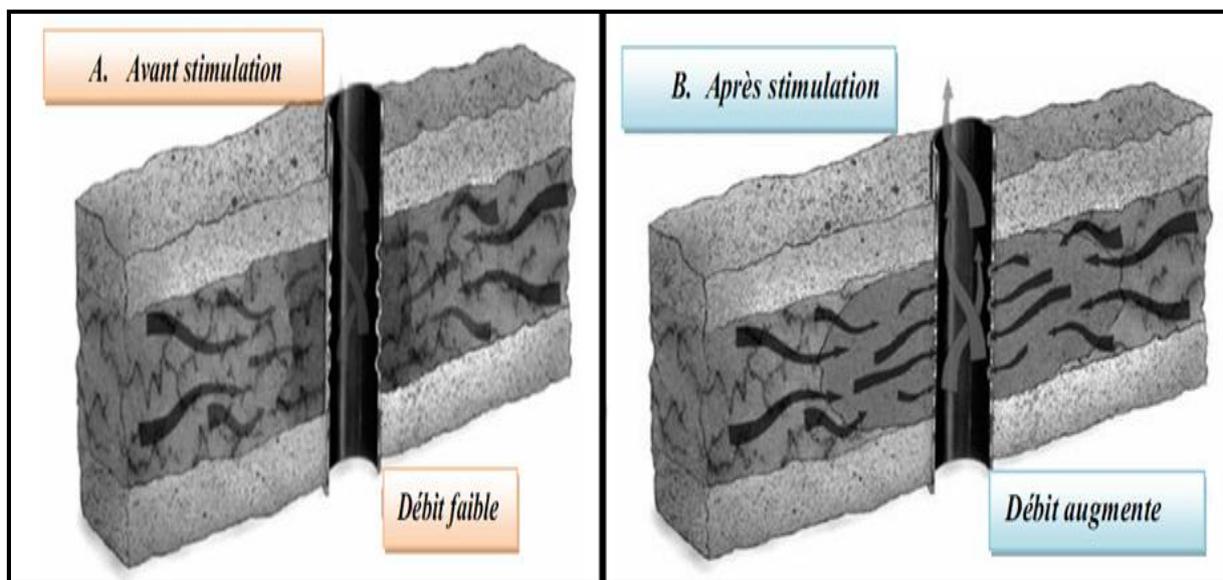


Figure IV.1 : Effet de stimulation (Elimination de l'endommagement)

Généralement les techniques appliquées sont soit :

- Traitement mécanique (fracturation hydraulique) ou [$P_{inj} >$ pression de fracturation de la roche].
- Traitement chimique (acidification, lavage aux solvants, injection de produits chimiques) ou [$P_{inj} <$ pression de fracturation de la roche].

IV.2. But

L'objectif principal de la stimulation est d'améliorer la productivité d'un puits, en remédiant l'endommagement à proximité de la paroi du puits ou par la création d'une structure de grande conductivité dans la formation.

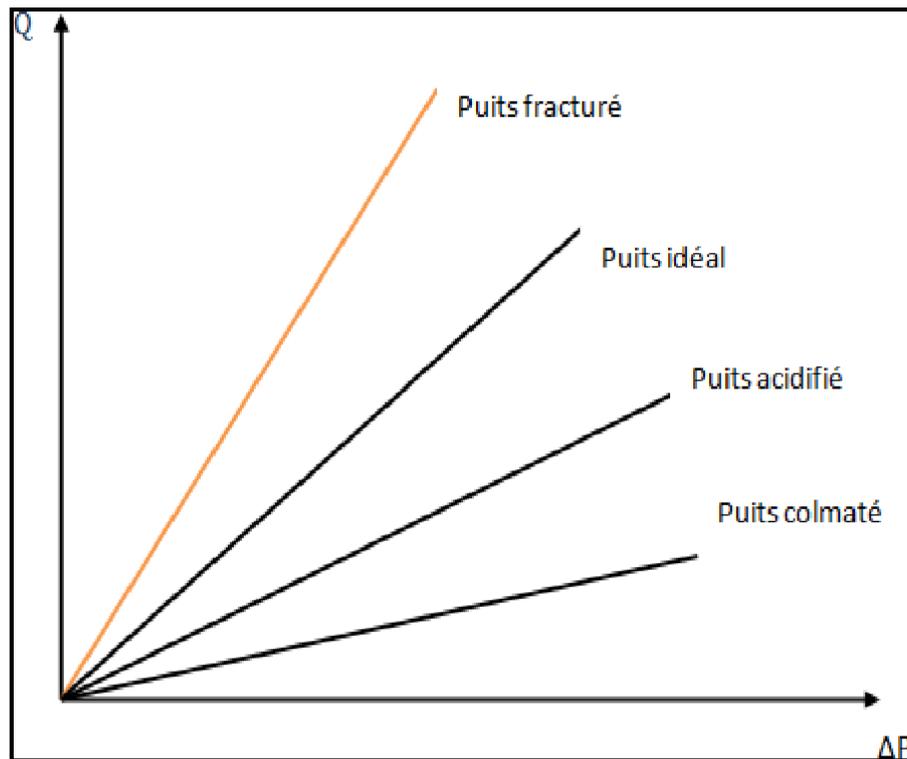


Figure IV.2 : Schéma de différents puits $Q = f(\Delta P)$

D'après ce graphique, il est clair que la fracturation hydraulique reste la meilleure méthode de stimulation pour une bonne amélioration de la productivité.

IV.3. Principaux types de stimulation

IV.3.1. Opérations de modification

IV.3.1.1. Fracturation hydraulique

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

IV.3.1.2. Fracturation à l'acide

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

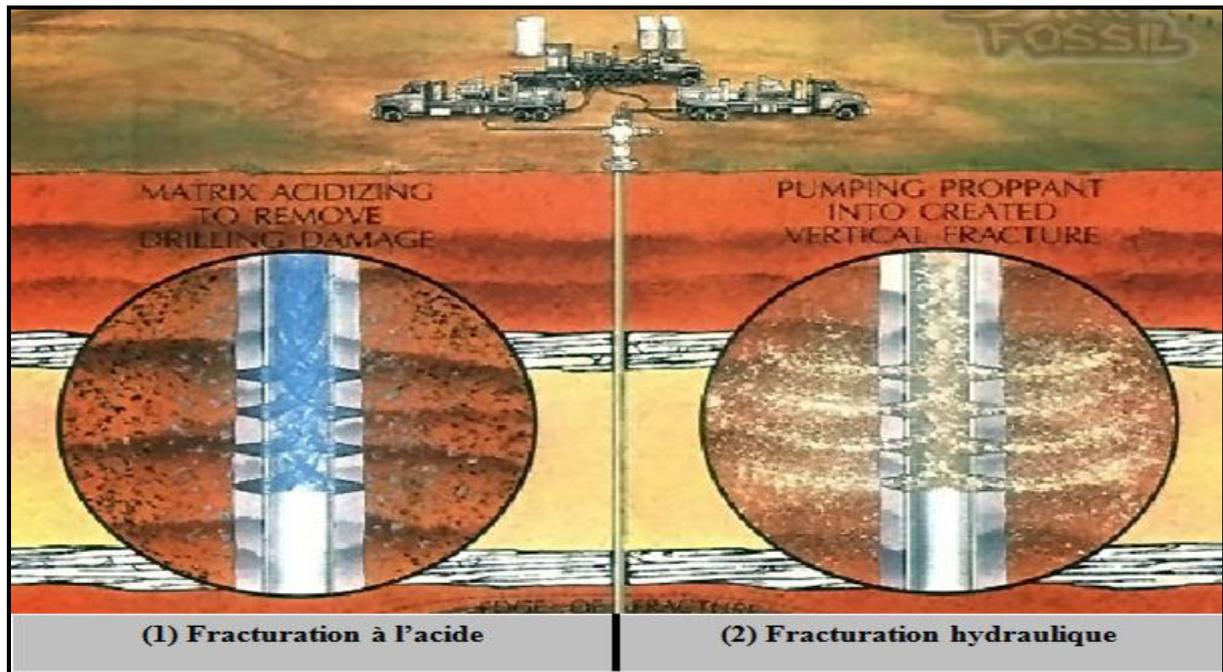


Figure IV.3 : Opérations de stimulation par modification

IV.3.2. Opérations de restauration

IV.3.2.1. Acidification

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

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

IV.3.3. Autres traitements

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

- Dans le cas où le problème se situe au niveau des perforations, un lavage des perforations, une reperforation (sur la même zone) ou des perforations complémentaires (augmentation de la hauteur perforée) peuvent conduire à un résultat intéressant.
- Dans le cas des fluides visqueux ou des problèmes de tensions inter faciales, des injections de produits chimiques sont aussi à considérer, on peut aussi recourir à des techniques telles que l'injection de vapeur ou la combustion in situ.

Chapitre V

Généralité sur la fracturation hydraulique

V.1. Introduction

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

Ce procédé s'applique au cas où le débit d'un puits est insuffisant non pas à cause d'un problème de colmatage, mais parce que la perméabilité naturelle de la matrice est faible (quelques dizaines de milli-darcys pour les gisements d'huile, encore moins pour les gisements de gaz), cette méthode de stimulation facilite l'écoulement entre le réservoir et le puits (puits producteur) ou entre le puits et le réservoir (puits injecteur).

La fracturation hydraulique ne convient qu'aux formations suffisamment consolidées (grès calcaire) par opposition aux formations plastiques (argiles, sables très peu consolidés).

Dans les cas favorables on peut en atteindre des gains de productivité ou d'injectivité se stabilisent autour de 3 à 4 (effet de dé colmatage mis à part).

V.2. Historique [12]

Depuis son introduction dans l'industrie pétrolière aux USA en 1947, la stimulation des réservoirs par fracturation hydraulique a pris une importance sans cesse plus grande. Son emploi s'est rapidement généralisé aux réservoirs les plus divers : gréseux, calcaire, dolomitiques, à des profondeurs atteignant au jour d'huile plus de 5000 m.

Le phénomène de chute de productivité tout d'abord a été analysé dans le cadre des travaux d'acidification des puits depuis environ une centaine d'années.

L'idée de création d'un drain perméable dans la formation est clairement exprimée en 1934.

La première opération destinée spécifiquement à fracturer la formation a été réalisée en 1947 et les fluides injectés étaient essentiellement des hydrocarbures. Le développement de la fracturation hydraulique dans sa conception actuelle date de début des années 1950.

L'activité de fracturation hydraulique, en Algérie a été commencée dans le champ de Haoud-Berkaoui depuis 1993, par ailleurs, en 2003 l'association BHP Biliton a

commencé son projet d'exploitation de gaz condensat dans la région d'OHANET avec 12 puits fracture. Actuellement, la méthode de stimulation la plus utilisée dans cette région est la fracturation hydraulique (X puits fractures et Y puits destine à la fracturation).

V.3. Définition de la fracturation hydraulique [13]

La fracturation hydraulique consiste a créé une fracture dans la couche désirée en pompant le fluide approprié à un débit supérieur au régime matriciel, ce dernier est souvent accompagné de solides agents de soutènement pour maintenir la fracture ouverte. La pression engendrée par le fluide injectée est supérieure à l'une des contraintes existantes au point considère. La roche se fond et une fracture se développe perpendiculairement à la contrainte minimum existant au point considère. Une étude de distribution des contraintes existantes dans la formation permet de déterminer l'orientation (verticale ou horizontale) de la fracture.

Le principal usage de ces techniques est la « stimulation » de la vitesse et de l'ampleur du drainage de gaz ou de pétrole par un puits, dans des « réservoirs » rocheux faiblement perméables.

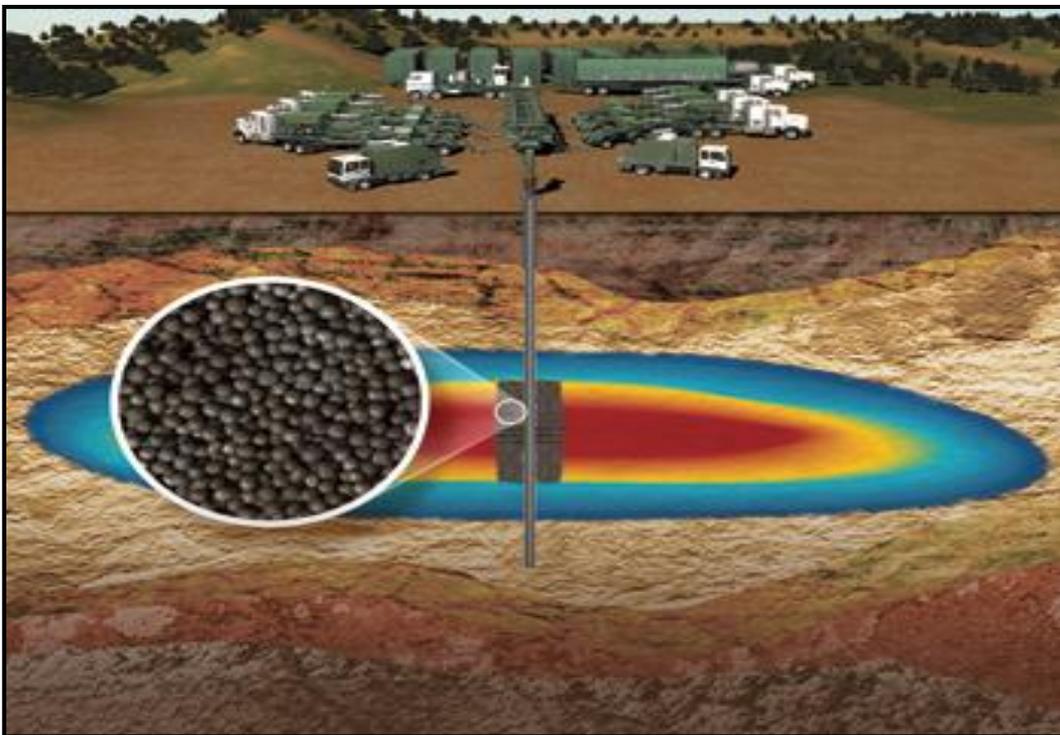


Figure V.1 : Schéma de la fracturation hydraulique

Il existe plusieurs types de fracturation hydraulique parmi lesquelles :

- ✓ Fracturation conventionnel (la plus utilisée).
- ✓ Fracturation hydraulique HiWAY (Schlumberger)

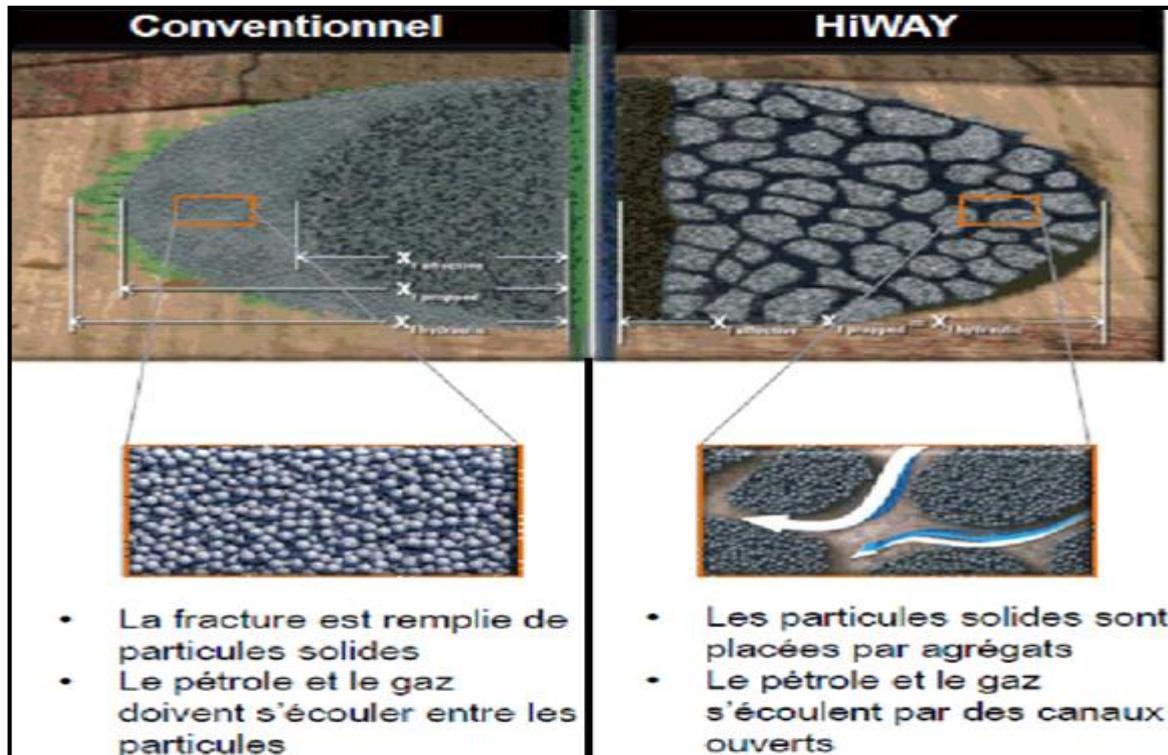


Figure V.2 : Types de fracturation hydraulique

Le type de fracturation hydraulique utilisé est fonction de plusieurs variables : (succès)

- Type de puits foré (vertical ou horizontal)
- Propriétés lithologiques du réservoir potentiel
- Profondeur, épaisseur, température et pression propres au réservoir
- Construction du puits – type de ciment et de coffrage utilisé dans le puits de forage
- Nombre de fractures à engendrer dans le puits de forage
- Choix de type de matériaux et de fluides de fracturation
- Coût des opérations de fracturation et des matériaux.

Le succès d'une opération technique telle qu'est soit n'est réalisable que par les équipements appropriés indispensables et un personnel hautement qualifié. L'opération de stimulation par fracturation est un traitement très coûteux demandant un personnel et des équipements nécessaires, de ce fait, elle n'échappera pas à la règle.

V.4. Equipements de surface

Il existe un nombre important d'équipements parmi eux on a :

- Frac tank (réservoir d'eau)
- Blender (mélangeur)
- Mountain Mover (réservoir de stockage d'agent de soutènement)
- High pressure pumps (pompe à haute pression)
- Manifold de haute pression
- Enregistreurs et Capteurs
- Well head isolation tool (tree-saver WIT).

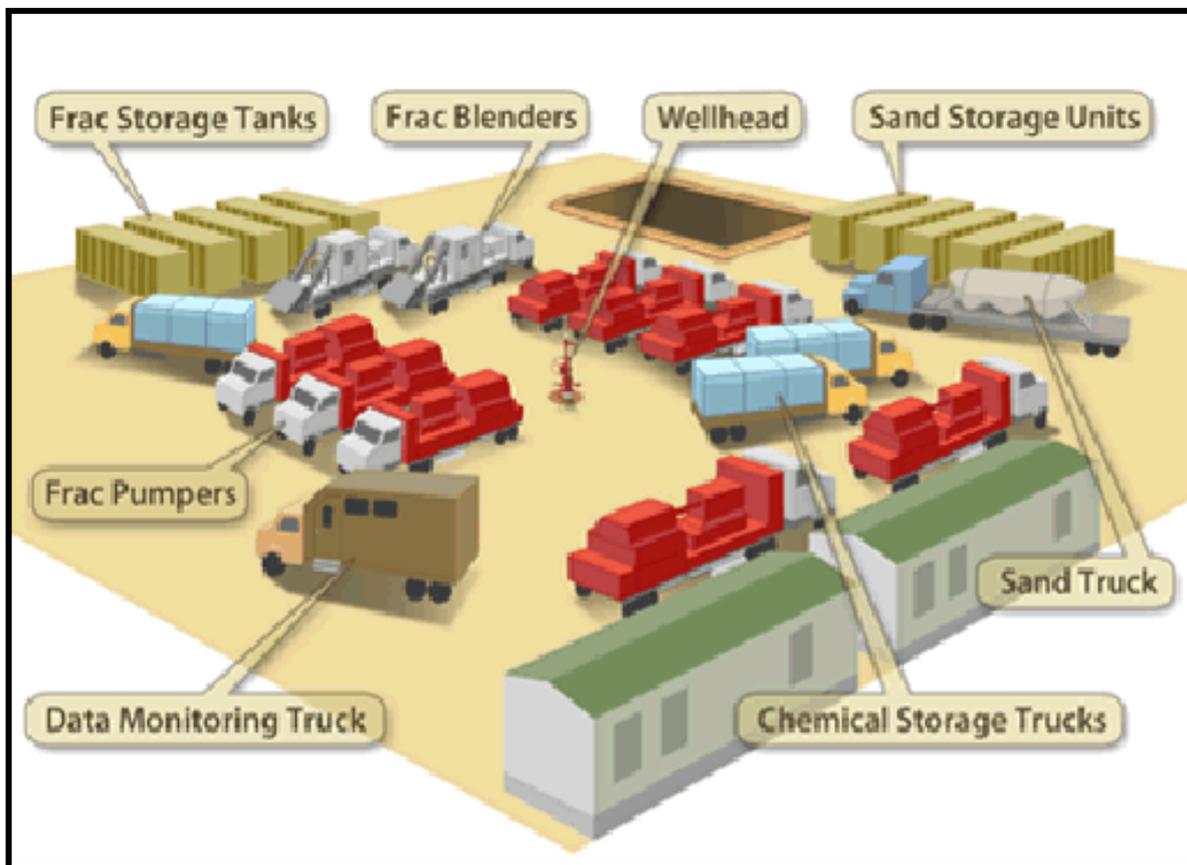


Figure V.3 : Equipements de la fracturation hydraulique

V.4.1. Réservoir d'eau dédié à la fracturation (Frac tank)

C'est un réservoir de stockage d'eau sa capacité est de 20000 gallons, le nombre de réservoir pendant l'opération dépend de volumes d'eau nécessaires pour l'opération. Cette eau sert à préparer le gel.



Figure V.4 : Réservoir d'eau

V.4.2. Mélangeur (Blender)

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



Figure V.5 : MT-102 blender

V.4.3. Mountain Mover

Le Mountain Mover est un stockeur d'agent de soutènements, sa capacité peut aller jusqu'à 2500 ft³. Il est divisé en cinq (5) chambres permettant de mettre les différents types de proppants.



Figure V.6 : Mountain Mover

V.4.4. Pompe à haute pression

C'est un appareil de pompage de fluide de fracturation à haute pression et peut atteindre 20000 Psi.



Figure V.7 : Pompe HP

V.4.5. Manifold

Un manifold est un ensemble de vannes qui collecte des mélanges et peut résister à des pressions de 20000 Psi pour un débit de 75 bbl/mn.



Figure V.8 : Manifold

V.4.6. Appareils des mesures

- Débitmètre : appareil servant à mesurer le débit d'un fluide
- Densimètre : elle sert à la mesure de la densité d'un fluide
- Manomètre : il donne la mesure de la pression
- Thermomètre : pour mesurer ou capter le degré de la température
- PH-mètre : pour mesurer l'acidité, la basicité ou la neutralité d'un corps.

V.4.7. Well head isolation Tool (Tree-saver ou WIT)

C'est un dispositif qui permet à la tête de puits de résister à des pressions élevées. Il est utilisé pour éviter le changement de la tête de puits qui ne peut pas supporter des pressions critiques. Il sert à protéger la tête des puits à :

- Des pressions élevées ;
- Effet abrasif et corrosif des fluides et des agents additifs.

L'accordement de cet outil se fait sans tuer le puits. Son piston est introduit à travers la vanne de curage pour aller se loger dans le tubing head, l'étanchéité est assurée par une garniture en matière plastique (caoutchouc).

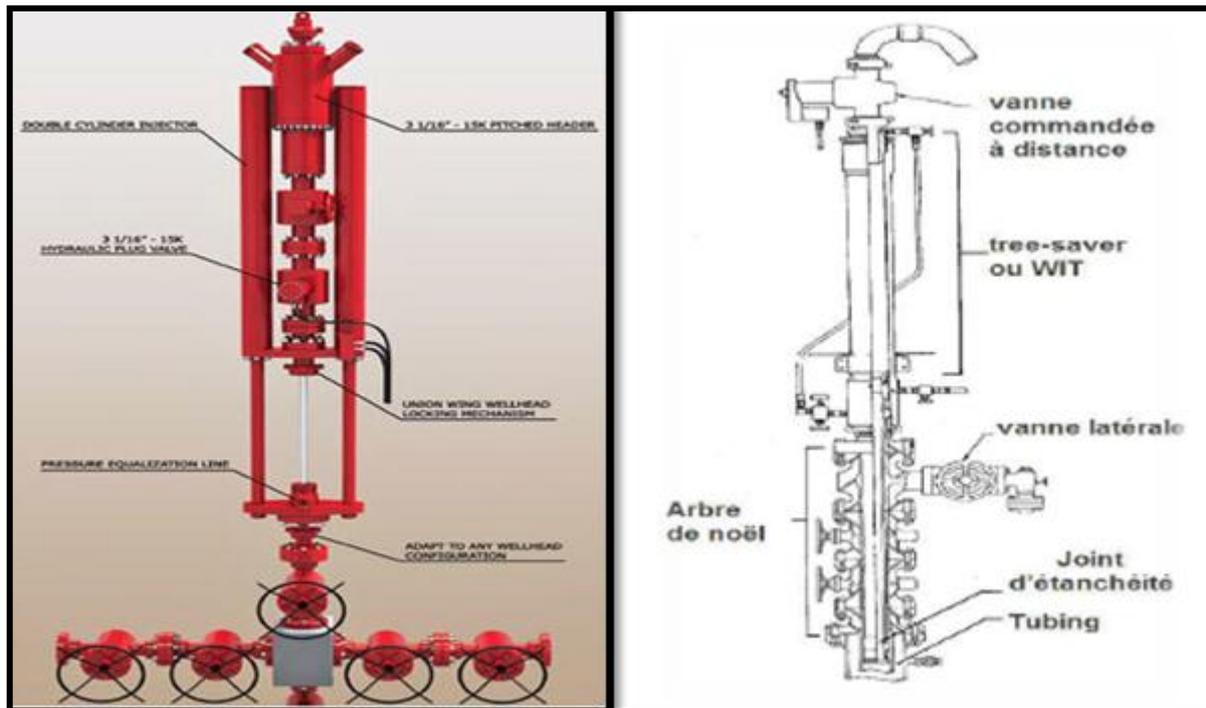


Figure V.9 : Tree-saver

V.5. Principe de la fracturation hydraulique

Le plus souvent on dit que la fracturation hydraulique d'un réservoir se traduit par l'ouverture d'une fracture existante (cas d'un réservoir naturellement fissuré) et très rarement par l'initiation d'une nouvelle fracture (réservoir compact). Il est largement démontré que la fracture se développe perpendiculairement à la contrainte principale minimale en place.

Le traitement par fracturation hydraulique est appliqué généralement dans les réservoirs à faible perméabilité d'origine ou dans les formations fortement endommagées, ou la production reste toujours faible. Il est donc normal de vouloir augmenter la productivité du réservoir, par la création d'une liaison formation puits, qui aura une perméabilité nettement supérieure à celle de la matrice pour le premier cas et d'aller au-delà de l'endommagement dans le second cas. Une bonne réussite d'un traitement dépend essentiellement :

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

V.6. Domaine d'application

Le processus de la fracturation hydraulique est appliqué essentiellement :

Dans la majorité des formations de perméabilité naturellement médiocre, comme l'ordre de 10mD pour l'huile et 1mD pour le gaz. Ces valeurs sont à moduler en fonction d'autres paramètres, comme la viscosité de l'huile par exemple. Dans des cas extrêmes, des réservoirs très médiocres peuvent être concernés 10mD et moins, la fracturation sera alors très profond, c'est à dire plusieurs centaines de mètres de part et d'autre du puits pour drainer valablement ce qui ne peut être que de gaz à ce niveau de perméabilité, c'est ce que l'on appelle : **massive frac (MF)**.

Dans certains cas, ça peut être la traversée d'un endommagement du type blocage complet autour d'un puits dans une couche pourtant assez perméable mais que le traitement conventionnel n'arrive pas à résorber c'est le **skin by-pass**.

Dans quelques cas spécifiques, la fracturation hydraulique peut permettre une productivité valable dans des réservoirs qui réagissent mal à une acidification matricielle, à cause des argiles dispersées ou de structure mais qui sont cependant perméables.

V.7. But de la fracturation hydraulique

La fracturation hydraulique est une opération qui consiste à créer un drain perméable dans la roche. Alors les buts du traitement par fracturation sont comme suit:

- ✓ Modification des propriétés pétro-physiques de la roche et l'amélioration de la productivité ou l'injectivité.
- ✓ L'augmentation de la vitesse de récupération grâce en particulier à une amélioration de l'indice de productivité.
- ✓ L'augmentation du temps de récupération.
- ✓ Diminuer la différence de pression aux abords du puits afin d'éliminer le problème de dépôt de paraffine et d'asphaltine et de minimiser la production du sable.
- ✓ L'élimination d'un colmatage aux abords du puits et la restauration de la perméabilité initiale de la couche.

- ✓ Créer des by-pass entre le réservoir et le fond de puits donc une bonne conductivité dans laquelle le fluide s'écoule vers le fond de puits.

V.8. Procédé de fracturation hydraulique

Une fois le puits foré et le coffrage installé jusqu'à la profondeur cible, des trous ou des perforations sont percées dans la colonne de production afin de créer des points d'entrée permettant au fluide de fracturation et à l'agent de soutènement en suspension de pénétrer dans une ou plusieurs zones d'hydrocarbures ciblées. Le nombre et l'orientation des perforations sont déterminés à l'avance et conçus de façon à leur permettre de croiser tout réseau de fractures naturel que peut receler le réservoir (plus tard, ces mêmes perforations vont permettre au gaz de pénétrer dans le puits).

L'équipement utilisé aux fins de fracturation hydraulique est alors installé à la surface et relié au puits de forage en vue de procéder à traitement par fracturation. Ce procédé peut être décomposé en plusieurs étapes successives :

➤ Rupture de la roche réservoir (initialisation de la fracture)

En pompant dans le puits un fluide à un débit supérieur à ce qui peut être filtré dans la formation, on monte en pression dans le puits. On génère ainsi des contraintes de traction qui vont initier une fracture de la roche perpendiculairement à la contrainte horizontale minimale en place.

➤ Développement de la fracture

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

➤ Maintien l'ouverture de la fracture

Il faut distinguer deux cas :

Dans les formations carbonatées, on utilise un fluide de fracturation contenant de l'acide chlorhydrique assez concentré ; cet acide ronge irrégulièrement les parois de la fracture ce qui laisse des canaux résiduels de très haute perméabilité lorsque la fracture se referme suite à l'arrêt du pompage ; c'est ce que l'on appelle la fracturation acide (acide-frac) ;

Dans les formations gréseuses, des agents de soutènements présentant une très bonne perméabilité (sable, bille de verre ...) sont mélangés au fluide de fracturation et sont entraînés dans la fracture par ce fluide ; ils empêchent la fracture de se refermer quand on arrête le pompage en fin de traitement ; les agents de soutènement ne doivent commencer à être pompés que lorsque la fracture atteint des dimensions géométriques suffisantes pour les laisser passer.

➤ **Fermeture du puits**

Cela permet à l'excédent de pression de se résorber par filtration du fluide de fracturation à travers les parois de la fracture. Elle est essentielle pour les fracturations avec agent de soutènement de manière à permettre que ceux-ci soient bloqué en place avant que le puits ne soit dégorgé.

➤ **Dégorgement et mise en production du puits**

Il faut évacuer au mieux non seulement le fluide de traitement contenu dans la fracture résiduelle mais aussi encore le fluide qui a filtré dans la formation.

V.9. Description de la fracture

V.9.1. Géométrie et dimension d'une fracture

Dans le cas d'une fracture verticale, on admet généralement soit :

- Une fracture verticale symétrique par rapport au puits.
- Une fracture totalement asymétrique par rapport au puits.
- Une fracture partiellement asymétrique.

Dans le cas d'une fracture horizontale, la géométrie radiale circulaire ne présente évidemment qu'une grossière approximativement, il existe toujours un développement préférentiel à l'échelle du champ.

Le rendement d'une opération de fracturation est en fait fonction des trois dimensions de la fracture soutenue.

La longueur ou l'extension X_f

Qui représente la distance entre le puits et le point situé au bout de la fracture, elle peut être la longueur ou la demi-longueur d'une fracture suivant que cette dernière y une ou deux ailes symétriques.

La hauteur H_f

C'est la distance suivant la verticale entre les deux points associés à une épaisseur nulle.

L'épaisseur W_f

C'est l'écartement entre les deux faces verticales de la fracture.

Celles-ci dépendent elles-mêmes de divers paramètres dont certains sont imposés, comme les caractéristiques du réservoir (K, E, ν), et d'autres sont libres comme Q, ν, μ, c (du fluide de frac) et la complétion du puits.

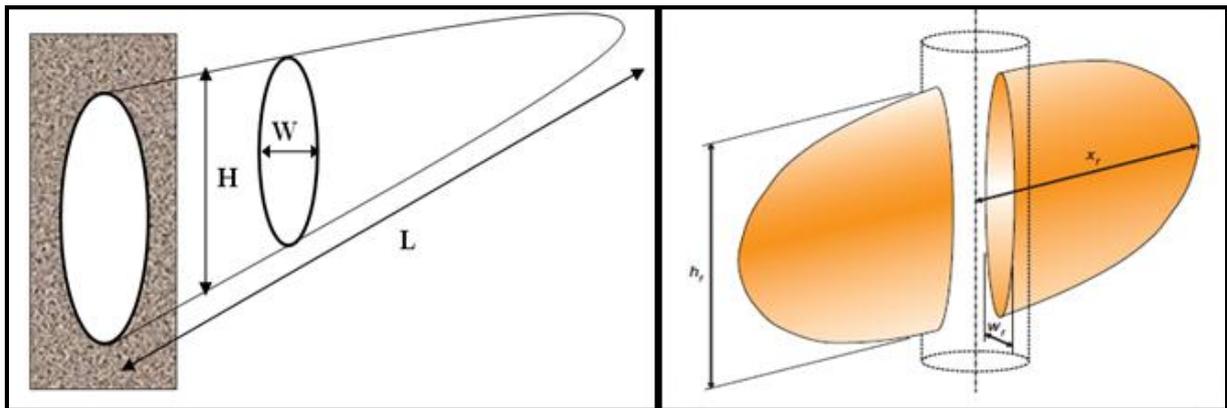


Figure 5.10 : Dimensions de la fracture

V.9.2. Forme et orientation de la fracture**V.9.2.1. Forme de la fracture**

Il est possible d'obtenir selon l'état des contraintes effectives :

- ✓ Des fractures « horizontales », essentiellement à faible profondeur (<600m) ou plus profondément dans des cas très spécifiques (dôme de sel). Ces fractures sont représentées de façon simple comme ayant une symétrie de révolution par rapport aux puits. Une épaisseur de fracture est associée à un rayon, (une épaisseur nulle correspondant à l'extension maximum).
- ✓ Des fractures « verticales » au-delà d'environ 600m, elles sont en réalité plus ou moins asymétriques par rapport aux puits. En fait, pour des besoins de modélisation on les représente soit totalement développées d'un seul côté, soit ayant une pénétration symétrique par rapport au puits.

Dans le cas d'une fracture verticale, on admet généralement :

- Soit une fracture verticale symétrique par rapport au puits ($L_f = L_2$).

- Soit une fracture totalement asymétrique par rapport au puits ($L_1 = L_f, L_2 = 0$).
- Soit partielle asymétrique ($L_f = L_1 + L_2$).

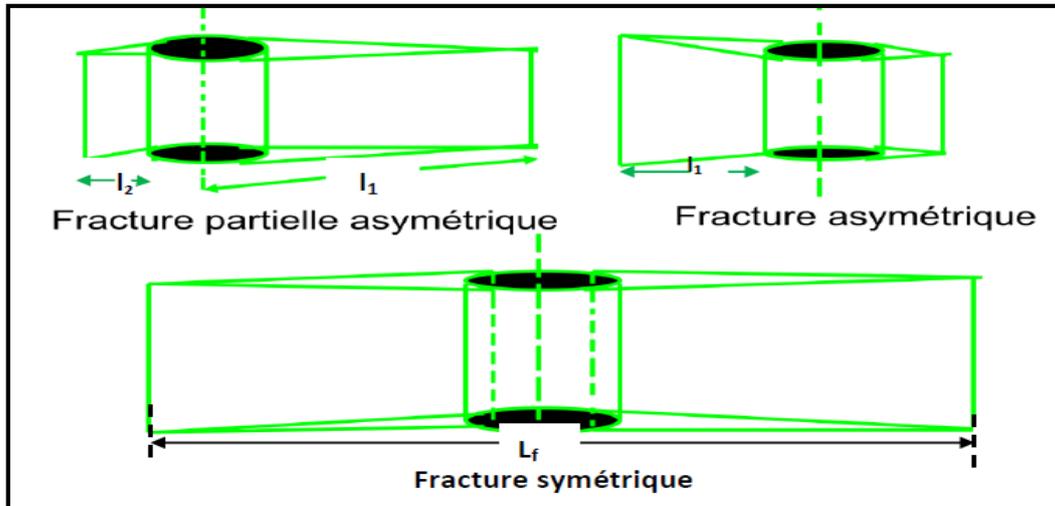


Figure 5.11 : Formes de la fracture

V.9.2.2. Orientation des fractures

V.9.2.2.1. Orientation de la fracture induite dans un réservoir perméable

Les études expérimentales montrent que la fracture se développe presque toujours dans la direction perpendiculaire à la plus petite contrainte s'exerçant sur le réservoir.

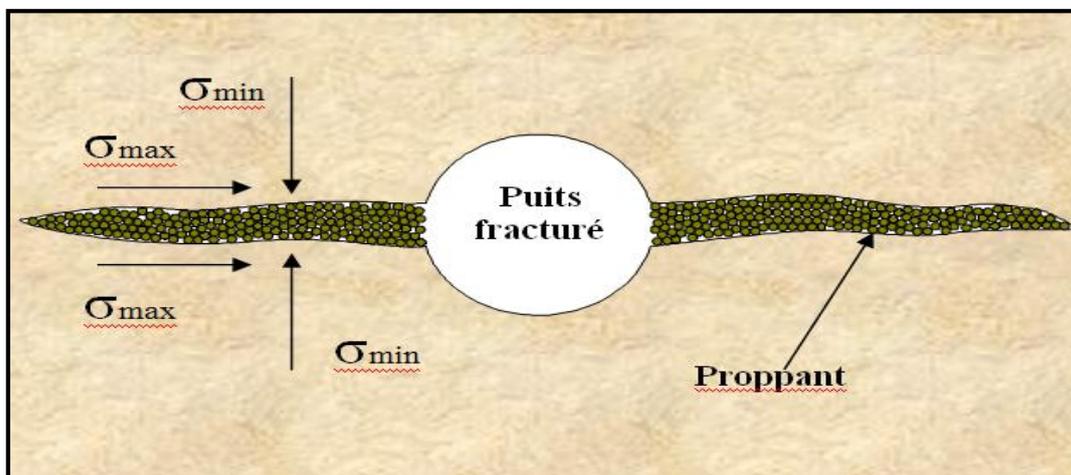


Figure 5.12 : Schéma d'un puits fracturé

V.9.2.2.2. Orientation des fractures au voisinage du puits selon les contraintes

Aux profondeurs supérieures à 1000 m (ou l'on peut négliger la résistance à la traction de la roche vis-à-vis des contraintes appliquées) l'orientation théorique des fractures serait définie très approximativement par les relations.

$\sigma_1 / \sigma_3 > 1.5 \text{ à } 1.6 \longrightarrow$ fracturation verticale.

$\sigma_1 / \sigma_3 \leq 1.5 \text{ à } 1.6 \longrightarrow$ fracturation horizontale.

Avec :

σ_1 : Contrainte principale verticale

σ_2 et σ_3 : Contrainte principale horizontale

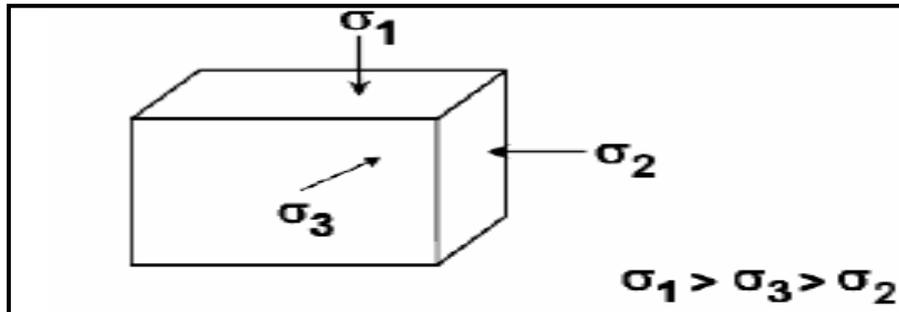


Figure V.13 : Représentation des contraintes principales

V.9.2.2.3. Orientation des fractures selon le gradient de frac

On a longtemps admis les règles empiriques suivant reliant le gradient de fracturation et l'orientation de la fracture.

Gradient < 0.160 bar /m \longrightarrow fracture verticale.

Gradient < 0.230 bar/m \longrightarrow fracturation horizontale.

V.9.2.2.4. Orientation de la fracture selon la profondeur

- A faible profondeur, moins de 600m, la fracture se développe généralement dans un plan horizontal.
- Aux profondeurs plus importantes, et en particulier au-delà de 1000m, la fracture se développe généralement dans un plan vertical. Dans les modèles, elle est supposée soit symétrique par rapport au puits, soit développée d'un seul côté du puits.

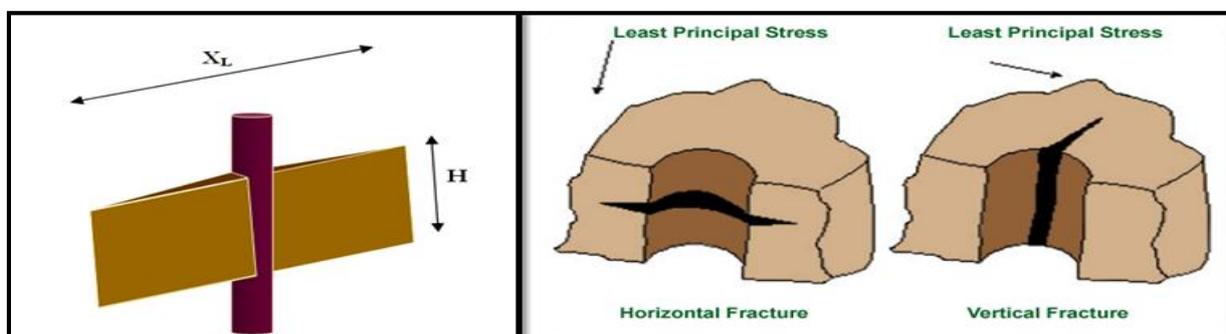


Figure V.14 : Forme et l'orientation de la fracture

V.9.3. Extension des fractures verticales

Il est essentiel au cours d'une opération de fracturation hydraulique de maintenir l'extension vertical (hauteur) de la fracture dans l'horizon choisi pour être stimulé, il est important d'éviter que la fracture s'étende vers le haut dans une zone à gaz ou vers le bas dans une zone aquifère.

Il est possible de rencontrer des horizons qui sont protégés par des barrières naturelles existant de part et d'autre de cet horizon ceci empêche toutes extensions indésirables ou on contrôle de la fracture.

Ces barrières peuvent être :

- Roches plus dures.
- Roches imperméables.
- Roches de marnes ou intercalation argileuse plus au moins épaisse (plastique).

L'efficacité de ces barrières dépendra essentiellement de leurs épaisseurs.

V.9.4. Modèles de propagation de la fracture

Ce domaine est très spécialisé. Des modèles bi et très dimensionnels, numériques et analytiques, sont actuellement proposés à partir d'hypothèses simplificatrices en vue de donner des ordres de grandeur appréciables et proches de la réalité.

Pour l'élaboration d'un design de fracturation hydraulique on a besoin des paramètres suivants :

a. Paramètres géo mécaniques

- ✓ Module de Young ;
- ✓ Coefficient de poisson ;
- ✓ Contrainte horizontale minimale ;
- ✓ Pression des pores P_p .

b. Paramètres pétro physiques

- ✓ Perméabilité K ;
- ✓ Porosité effective ;
- ✓ Degrés de saturation.

c. Paramètres de complétion

d. Géométrie et distribution des perforations

V.9.4.1. Modèles 2D

On distingue trois modèles 2D :

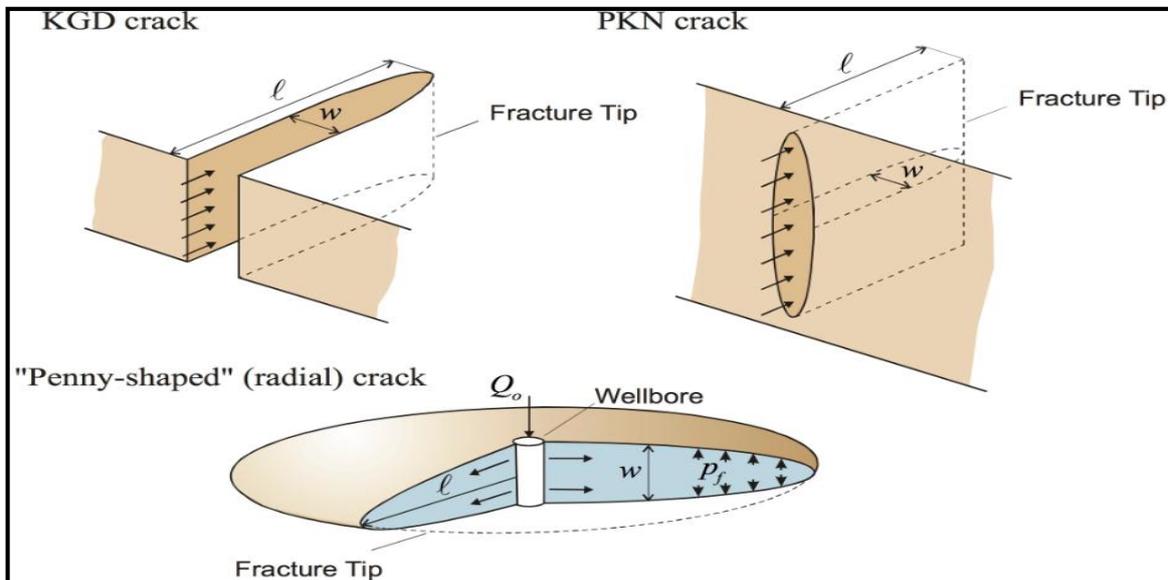


Figure V.15 : Trois modèles 2D de la fracture

V.9.4.1.1. Modèle de Greetsma-deKlerk « GDK » ($X_f > H_f$)

Ce modèle propose que la fracture se propage sous une forme rectangulaire suivant une direction perpendiculaire à la contrainte horizontale minimale, il est très utile lorsque les contraintes des barrières naturelles sur la zone perméable sont très grandes et la formation présente un décroissement de la pression durant le pompage. Ces auteurs supposent aussi que la fissure possède la même épaisseur en n'importe quelle distance du puits indépendamment de sa position verticale, et elle a une hauteur fixe.

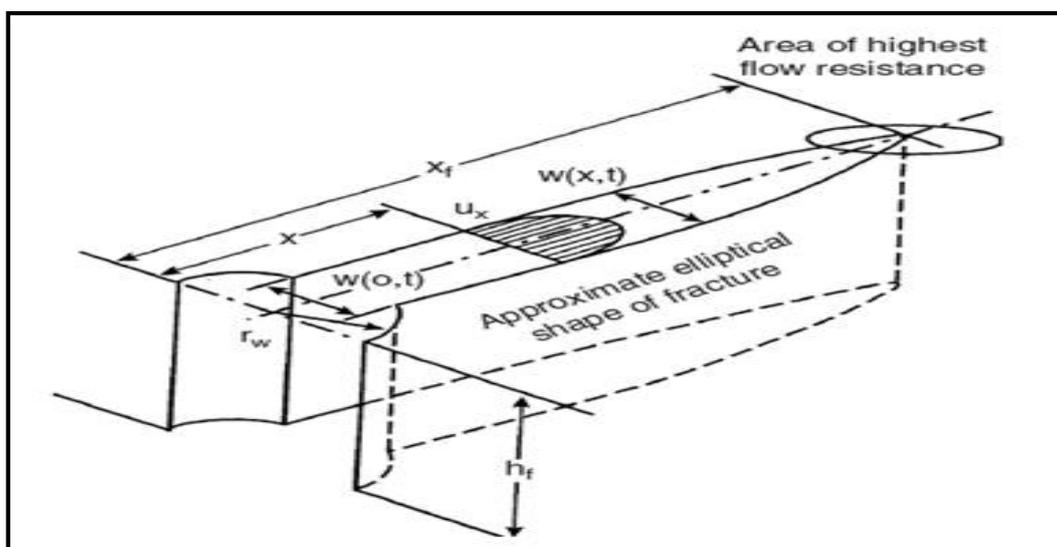


Figure V.16 : Représentation de propagation de la fracture suivant le modèle GDK

V.9.4.1.2. Modèle de Perkins et Kern « PKN » ($X_f < H_f$)

Perkins et Kern suppose comme pour le cas du modèle « GDK » que la fracture à une hauteur fixe et se propage dans la direction normale à la contrainte horizontale minimale, il est très utile lorsque les contraintes des barrières sur la zone perméable sont grandes et la pression présente un accroissement pendant le pompage. Le plan de référence pour ce modèle est vertical et l'épaisseur de la fracture varie selon ce plan (suivant la hauteur de la fracture) qui est perpendiculaire à la direction de propagation. Dans ce cas la section est supposée elliptique.

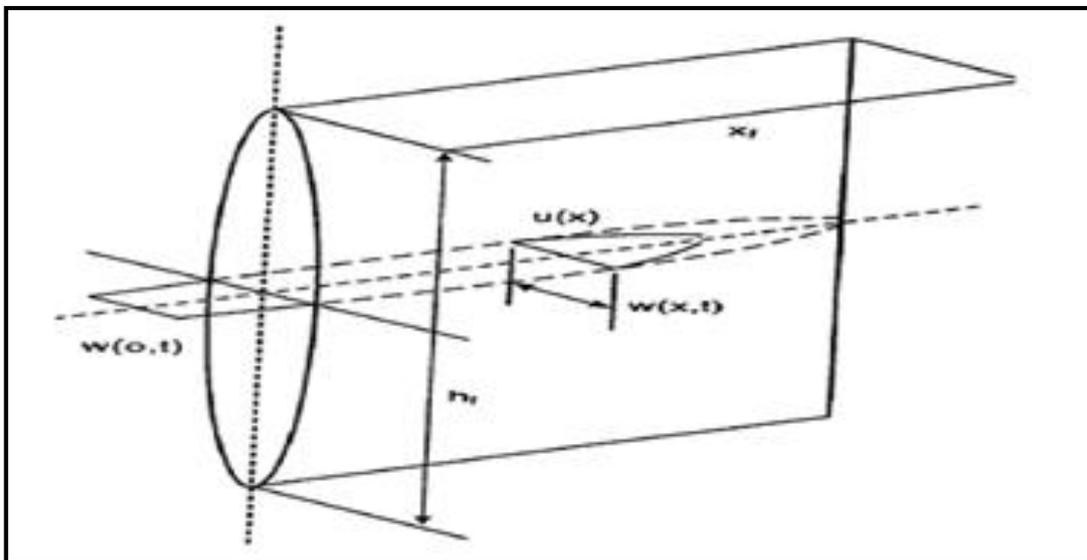


Figure V.17 : Représentation de propagation de la fracture suivant le modèle PKN

V.9.4.1.3. Modèle radiale ($H_f = 2X_f = 2R_f$)

Il est utilisé lorsque la zone perméable est petite et présente seulement des faibles intercalations des barrières. Dans ce cas une faible hauteur de formation est perforée, ainsi la fracture est assumée de s'initialiser d'un point et se développée radialement.

La méthode de calcul est basée sur les hypothèses suivantes :

- ✓ La hauteur de la fracture varie suivant la longueur ;
- ✓ La section verticale est supposée elliptique ;
- ✓ La fracture se développe radialement.

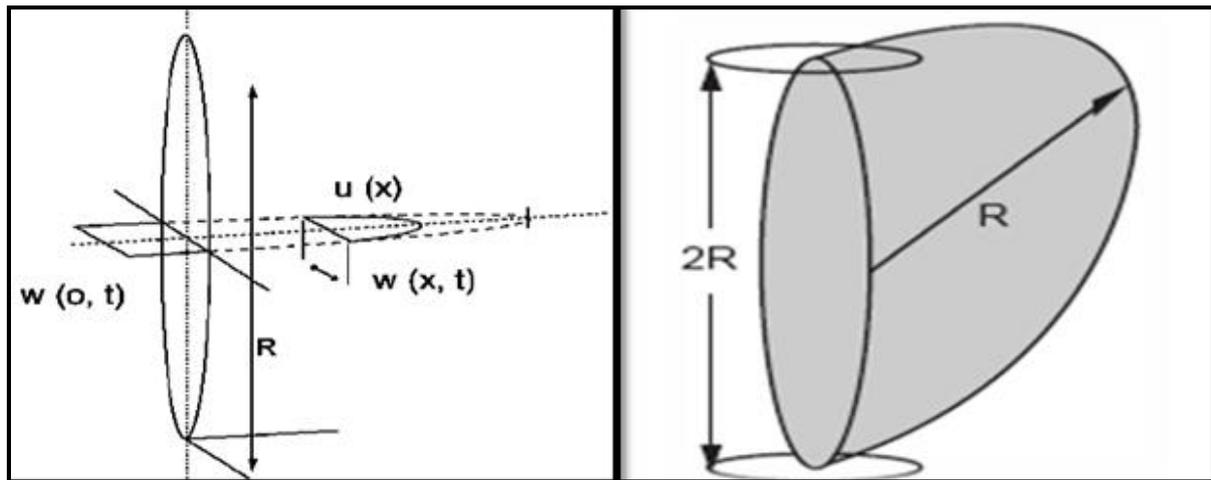


Figure V.18 : Représentation de propagation de la fracture suivant le modèle Radial

V.9.4.2. Modèles 3D

Les modèles 2D ont été utilisés pendant des décennies avec un succès raisonnable. Aujourd'hui, avec des ordinateurs à hautes performances, les modèles pseudo-tridimensionnel (P3D) sont utilisés par la plupart des ingénieurs design Frac. Les modèles P3D sont meilleurs que les modèles 2D pour la plupart des situations, car le modèle P3D calcule la hauteur de la fracture, la largeur et la distribution de longueur avec les données de la zone nette et toutes les couches au-dessus et en dessous de l'intervalle perforé.

Clifton fournit une explication détaillée sur l'utilisation de la théorie 3D de propagation de fracture dans la dérivation des équations des modèles de programmation 3D, y compris les modèles de P3D.

Ces modèles fournissent des estimations plus réalistes sur la géométrie, dimensions de la fracture, ce qui conduit à des conceptions meilleures et des puits bien optimisés. Les modèles P3D sont utilisés pour estimer la forme de la fracture hydraulique ainsi que ses dimensions.

La clé de toute modélisation, y compris les modèles 3D ou P3D, est d'avoir des données complètes et précises qui décrivent les couches de la formation à fracturer, ainsi que les couches au-dessus et en dessous de la zone d'intérêt. Dans la plupart des cas, ces données doivent contenir des informations sur les 5 à 25 couches, qui peuvent influencer la propagation du frac. Il est préférable d'introduire les données de la

majorité des couches possibles et permettre au modèle de déterminer la croissance de la hauteur de la fracture en fonction du point d'initiation de la fracture dans le modèle.

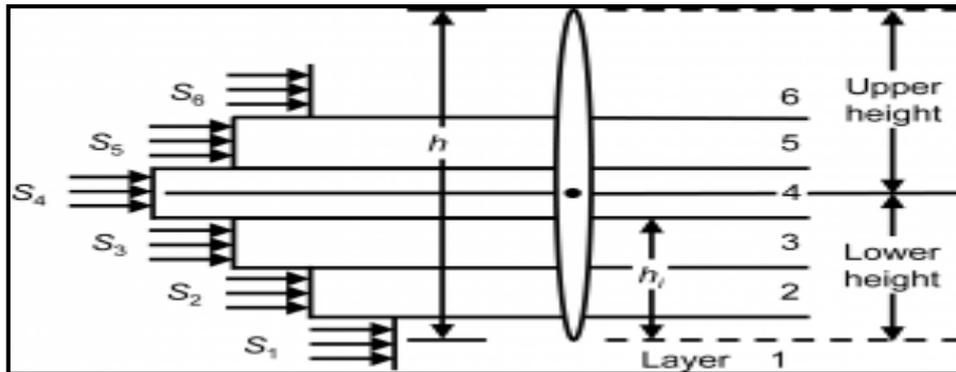


Figure V.19 : largeur et la hauteur d'un modèle P3D

V.9.5. Prédiction de la géométrie de la fracture [11]

NOLT SMITH en 1981, a développé une méthode pour analyser la réponse de la pression durant le pompage dans une formation afin d'interpréter la géométrie de la fracture créée en basant sur les modèles 2D.

On assume que la pression nette est en fonction du temps telle que :

$$P_{nette}(t) = t^a \tag{V.1}$$

$$\log(P_{nette}) = a \log(t) + cte \tag{V.2}$$

Donc, on plote le $\text{Log}(p_{nette})$ en fonction de $\text{log}(t)$. la figure suivante montre que le signe de « a » nous indique le modèle de propagation de la fracture telle que :

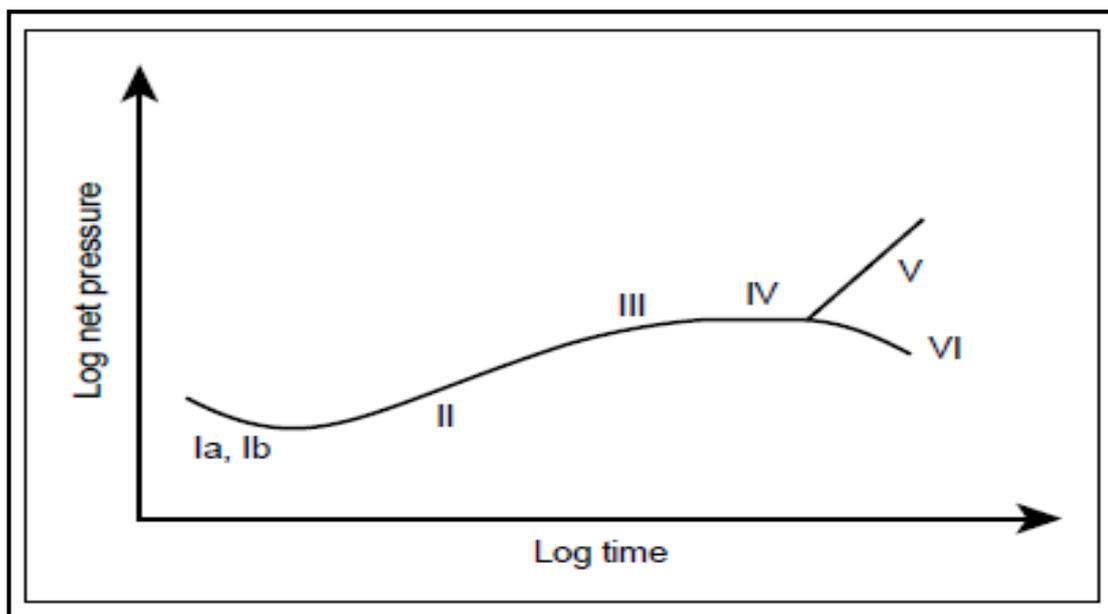


Figure V.20 : Log-log interprétations plot pour différents modèles de propagation de fracture

Le tableau suivant explique l'interprétation de la pente :

Type de propagation	Log-log pente	Interprétation de la pente
Ia	$-1/6 < a < -1/5$	Modèle de propagation KGD
Ib	$-1/8 < a < -1/5$	Modèle de propagation RADIAL
II	$1/6 < a < 1/4$	Modèle de propagation PKN
III	$0 < a < 1$	Augmentation contrôlable en hauteur \geq
IV	$a = 0$	Augmentation en hauteur à travers un point étroit
V	$a \geq 1$	Augmentation en largeur due à un screen out
VI	$a < 0$	Augmentation incontrôlable en hauteur

Tableau V.1 : Détermination de la géométrie de la fracture à partir du plot log-log

V.9.6. Pressions

Pour bien comprendre les pressions, NOLT SMITH 1981, à base sur l'analyse de gradient de la pression de traitement de fond durant l'opération de la fracturation, dans un plot où la pression est en fonction de temps $P = f(t)$. Le gradient est exprimé par l'énergie ou le travail devise par le temps.

La pression est une énergie emmagasinée dans un volume de fluide donc pour créer et assurer la propagation utile d'une fracture il faut transférer de l'énergie à la formation.

Les différents types de pression sont :

- **Pression de surface STP (surface treating pressure)**

C'est la pression de tête de puits ou la pression d'injection.

- **Pression hydrostatique P_H (hydrostatique pressure)**

Elle est due au poids de l'effluent dans la colonne de production, elle est en fonction de la densité de fluide et de la profondeur verticale. Elle est donnée par la formule suivant :

$$P_H = H.d / 10.2 \quad (V.3)$$

Elle est difficile à calculer dans un système dynamique, un puits dévié et dans la présence de différentes densités.

- **Breakdown pressure P_{bd}**

C'est la pression observée dans le puits quand la formation est fracturée pour la première fois.

- **Pertes de charge totale ΔP_{Totale} (totale friction pressure)**

C'est la résistance de fluide injecté dans le tubing, perforation et aux abords de puits, elle s'exprime par la formule suivante :

$$\Delta P_{Totale} = \Delta P_{Tubing} + \Delta P_{perforation} + \Delta P_{nwb} \quad (V.4)$$

$$\Delta P_{Totale} = \Delta P_{Tubing} + \Delta P_{entry} \quad (V.5)$$

$$\Delta P_{entry} = \Delta P_{perforation} + \Delta P_{nwb} \quad (V.6)$$

$$\Delta P_{entry} = KQ^b \quad (V.7)$$

- **Pertes de charge due au frottement dans le tubing ΔP_{tubing} (tubing friction pressure)**

C'est la résistance de fluide injecté dans le tubing, elle croit avec l'augmentation du débit.

- **Pertes de charge due aux perforations $\Delta P_{perforation}$ (perforation friction pressure)**

C'est la chute de pression due à la restriction aux niveaux des perforations.

Elle est donnée par l'expression suivante :

$$\Delta P_{perforation} = K_{perforation} \cdot Q^2 \quad (V.8)$$

- **Pertes de charge due aux frottements aux abords du puits ΔP_{nwb} (near wellbore friction pressure)**

C'est la somme des pertes de charge due à la tortuosité. Elle est donnée par l'expression suivante :

$$\Delta P_{nwb} = K_{nwb} \cdot Q^{0.5} \quad (V.9)$$

Il est recommandé d'utiliser sand slug pour diminuer les pertes de charge aux fonds du puits (ΔP_{entry})

Entry friction est déterminé à partir de step down rate.

- **Pression de traitement de fond BHTP (Bottom Hole treating pressure)**

C'est la pression de la formation traitée, elle est calculée au centre de l'intervalle des perforations, à ce moment on considère que le fluide n'a pas encore pénétré dans la formation. Elle est donnée par la formule suivante :

$$BHTP = STP + P_{Hydrostatique} - \Delta P_{Tubing} \quad (V.10)$$

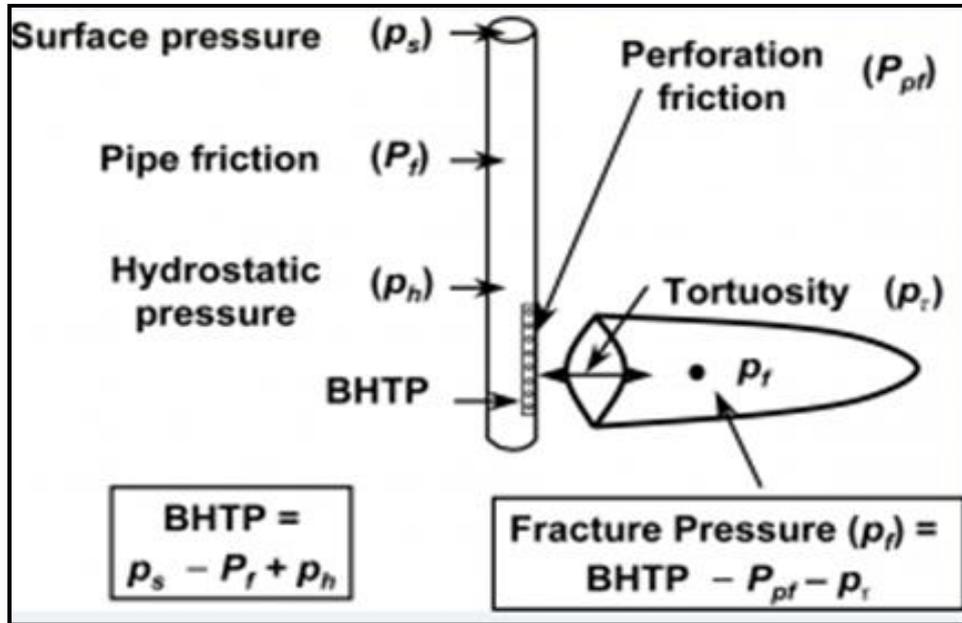


Figure V.21 : Pressions de la fracturation

- **Instantaneous Shut-In Pressure (ISIP)**

C'est la pression enregistrée lors de l'arrêt de pompage (shut in).

$$ISIP = LPP - \Delta P_{entry} \quad (V.11)$$

- **Pression de fermeture P_c (closure pressure)**

C'est la pression de fermeture de la fracture, elle est déterminée à partir du test Minifrac en examinant le déclin de la pression après arrêt de pompage. Elle correspond à la contrainte minimale in situ ($P_c \approx \sigma_{min}$).

- **Pression d'extension $P_{extension}$ (extension pressure)**

C'est la pression de propagation de la fracture. Dans les formations tendres, elle est plus grande que la pression de fermeture car l'énergie est absorbée par la déformation plastique des lèvres de la fracture, par contre dans les formations dures, elle égale presque à la pression de fermeture. La pression d'extension est déterminée à partir du Step rate test.

- **Pression nette P_{nette} (net pressure)**

C'est l'énergie emmagasinée dans le fluide de fracturation qui permet la propagation de la fracture et la production de l'épaisseur. Elle est utilisée pour analyser la géométrie de la fracture. Elle est définie comme la différence entre la pression de fluide dans la fracture et la pression de fermeture :

$$P_{nette} = BHTP - \Delta P_{entry} - P_c \tag{V.12}$$

$$P_{nette} = STP + P_{Hydrostatique} - \Delta P_{Tubing} - \Delta P_{entry} - P_c \tag{V.13}$$

$$P_{nette} = STP + P_{Hydrostatique} - \Delta P_{Totale} - P_c \tag{V.14}$$

Pression nette multiplié par le temps nous donne la quantité d'énergie nécessaire à l'importe quel moment pour propager la fracture, donc elle doit être suffisamment grande pour créer une contrainte dans la fracture et contre balancer les contraintes existantes dans la formation et elle définit aussi la largeur de la fracture. la détermination de la pression nette n'est pas assez simple car elle varie selon la géométrie de la fracture.

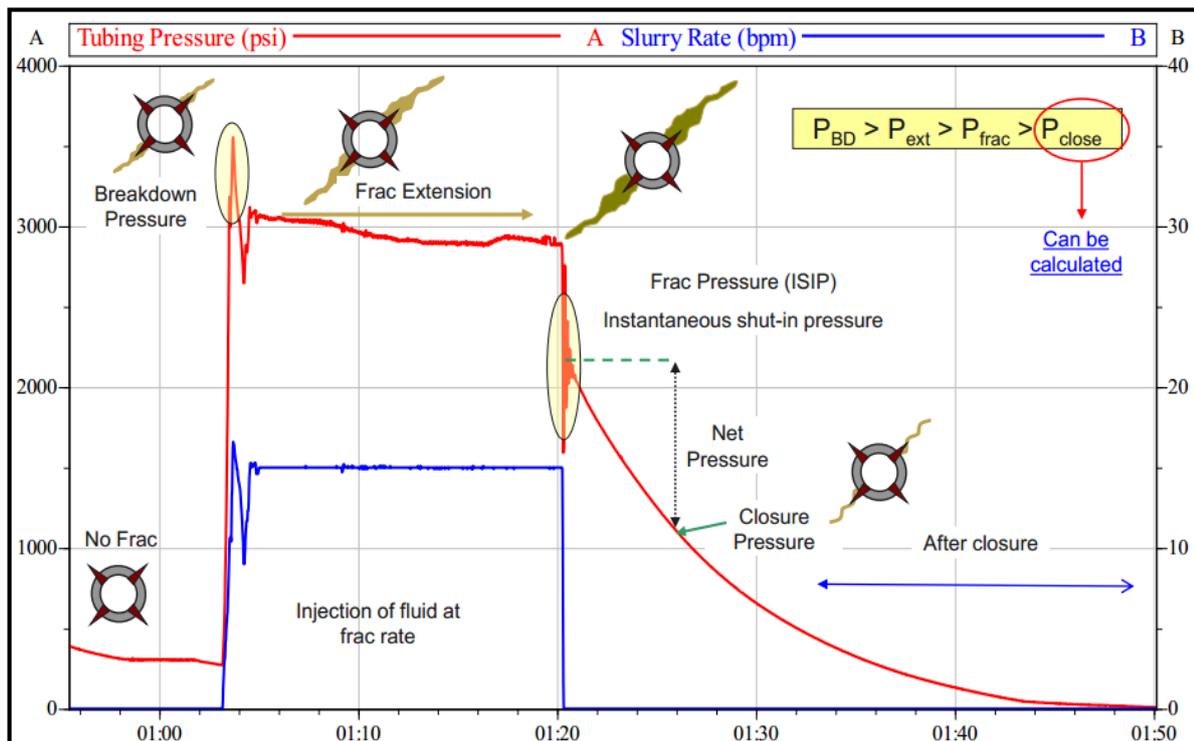


Figure V.22 : Evolution de la pression pendant la fracturation

- Gradient de fracturation GF

Par définition le gradient de fracturation est égale au rapport entre la pression de fracturation au niveau de la couche et la profondeur de la formation.

$$GF = PF / H \quad (V.15)$$

Avec :

GF : gradient de fracturation

PF : pression de la fracturation au niveau de la couche [psi].

H : la profondeur [ft].

Il est recommandé pour évaluer le gradient de fracturation en psi/ft.

En effet $1\text{psi/ft} = 0.23\text{ bar/m}$; représente approximativement le gradient de la contrainte géostatique due au poids de la terre.

Le gradient de fracturation croit en générale très légèrement avec l'initiation de la fracturation.

Il se maintient ensuite de manière constante sensiblement, par rapport au développement de la fracture s'il y'a un accroissement de gradient de fracturation au cours du traitement qui est l'indice d'un débit de bourrage de la fracture.

- **Conductivité adimensionnelle de la fracture F_{CD}**

La conductivité de la fracture est définie par l'équation suivante :

$$F_{CD} = \frac{K_f W_f}{K X_f} \quad (V.16)$$

D'où

X_f : Extension de la fracture [ft].

W_f : Épaisseur de la fracture [ft].

K : La perméabilité de la formation [md].

K_f : La perméabilité de la fracture [md].

Et pour que la fracture soit optimisée, il faut que $2 < F_{CD} < 10$.

V.10. Déroulement d'une fracturation hydraulique

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

V.10.1. Test d'injectivité

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

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

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

Ce test se déroule en deux étapes :

V.10.1.1. Test par palier (Step rate)

Il consiste à injecter du fluide dans le puits à des débits croissants par paliers de durée égales et cela jusqu'à la rupture de la roche, après frac le débit est maintenu constant afin de déterminer l'évolution de la pression de propagation ainsi que le profil d'injection.

Le profil d'injection est évalué grâce au débitmètre du PLT, ce dernier est maintenu en position stationnaire au fond du puits après être assuré de la détermination de la pression de rupture, de l'allure de la pression de propagation ainsi que du profil d'injection, le pompage est arrêté afin d'enregistrer la chute de pression (Fall off).

V.10.1.2. Test à débit constant

Le test consiste à pomper du fluide (eau à 2% KCl) à débit constant jusqu'à la rupture, le débit est maintenu constant durant un temps déterminé afin de permettre à la fracture de se propager. Le pompage est arrêté pour enregistrer la chute de pression (Fall off). Au cours du pompage, des passes de PLT sont effectuées afin de déterminer les zones d'absorption de fluide, ce test est répété à des débits différents afin de s'assurer de l'évaluation de la hauteur de la fracture.

Afin de déterminer le profil d'injectivité et la zone d'extension de la fracture, une ou plusieurs thermométries sont effectuées après la fin du Fall-off.

La pression pour laquelle le Fall-off dévié permet de connaître la contrainte horizontale minimale qui correspond à la pression de fermeture de la fracture.

V.10.2. Essais Mini frac

Les essais Mini frac est un ensemble de tests consécutifs, effectués sur la formation, permettant, par leurs analyses, de fournir les informations nécessaires sur les conditions régnantes au fond du puits, pour élaborer le design de notre opération de fracturation, et de savoir où ira l'agent de soutènement. Donc il consiste à fracturer à blanc avant l'opération de placement des billes de proppant.

Le volume de fluide utilisé lors de l'essai à blanc, ainsi que la pression de fond doivent être supérieurs ou égaux au volume utilisé et aux pressions enregistrées lors du traitement.

L'évolution de la pression de fond permet de déterminer la manière avec laquelle se propager la fracture.

Alors l'essai Minifrac permet d'amorcer et créer une fracture non soutenue pendant une durée de temps suffisante de manière à déterminer :

- La pression de fermeture.
- Le coefficient de filtration.
- Déterminer l'efficacité du fluide.
- La géométrie de la fracture.
- Les pertes de charge.
- Essayer de trouver une corrélation de l'extension de la fracture donnée par les logs de température (thermométrie) avec celle déduite de la réponse de pression de fond.

La courbe obtenue à partir d'un test de Minifrac marque la variation de la pression en fonction du temps, l'allure indiquée sur le graphe ci-après.

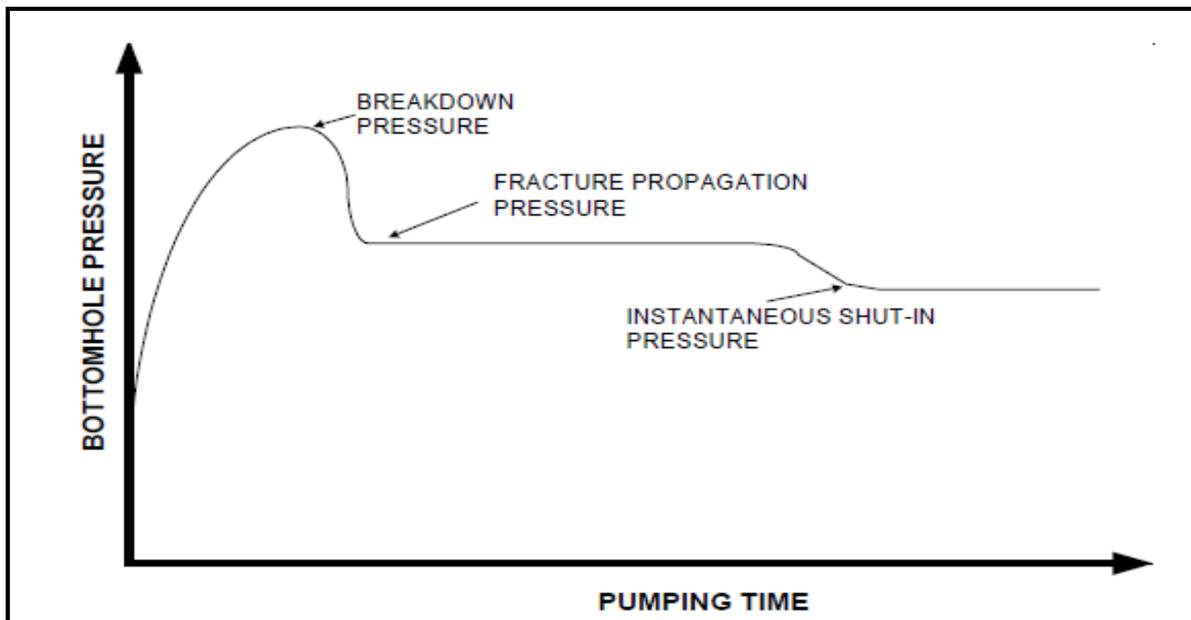


Figure V.23 : Evolution de la pression de fond au cours d'une fracturation

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

- Une pression d'initiation de la fracture (breakdown Pressure) qui correspond à une valeur maximale compte tenu qu'il faut vaincre la contrainte supplémentaire due à la perturbation du champ des lignes de force créée par le puits qui a été foré.
- Une pression de propagation enregistrée pendant quelques minutes, elle oscille toujours légèrement en plus ou en moins. En fait, toutes choses égales, une légère augmentation en cours de pompage est le résultat des pertes de charge résultant de l'injection de fluide à une distance de plus en plus loin dans la fracture.
- La pression instantanée d'arrêt de pompage (instantaneous shut-in pressure), la différence entre la pression de propagation et la pression d'arrêt de pompage donne la valeur totale des pertes de charge.
- Une pression de fermeture de la fracture (closure pressure), qui représente approximativement la valeur de la contrainte horizontale minimale in-situ. La réalisation de l'essai min-frac se fait par trois étapes :
 - Step rate test (Test de débit par incrément).
 - Pump in / Flow test (Test de pompage et de retour).
 - Pressure decline test (Test de déclin de pression).

➤ **Step rate test (SRT)**

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

Tout cela doit être accompagné d'un enregistrement continu de la pression, et on obtient une courbe de la forme suivante :

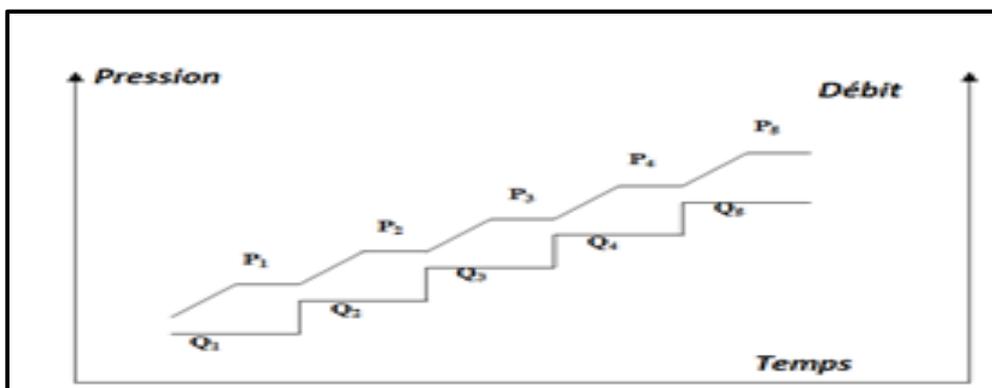


Figure V.24 : Courbe du Step Rate Test

On trace après la courbe P en fonction de Q, en rapportant les valeurs maximales atteintes pendant chaque incrément de débit, et on obtient le graphe ci-dessous.

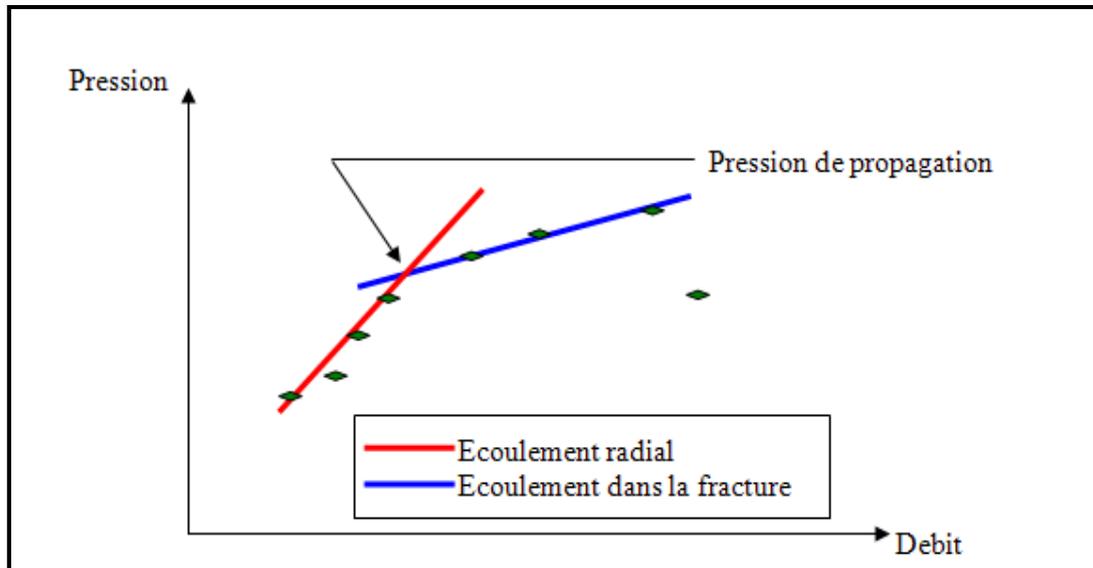


Figure V.25 : Test par palier (Step Rate Test)

Au début, l'écoulement est de type radial dans la matrice puis avec l'augmentation de la pression la fracture sera amorcée et on aura un écoulement dans la fracture, c'est ce qui explique le changement brusque de la pente, donc le point de changement de la pente correspond à la pression de propagation de la fracture et de même le débit de fracturation maximale de la formation.

➤ Pump In Flow back test (PIFB)

La méthode la plus fiable pour la détermination de la pression de fermeture (P_c) est la combinaison du Step Rate Test et le Flow Back Test. Ce test vient directement après le Step Rate Test, nécessitant l'utilisation du même fluide que celui du test précédent, il consiste à continuer, comme première étape, l'injection avec le débit du dernier accroissement du Step Rate Test et le maintenir pendant un temps suffisant jusqu'à avoir injecté un volume compris entre 50 à 150 bbl, puis à fermer le puits. La deuxième étape constitue l'étape essentielle du flow Back Test qui consiste à ouvrir le by-pass et à laisser le retour du fluide injecté dans le puits initialement (purger) pendant une période bien déterminée, cela se fait à un faible et constant débit environs 1/6 à 1/4 du dernier débit d'injection.

Le PIFB est très efficace dans les formations à faible perméabilité dans lesquels la filtration est relativement faible.

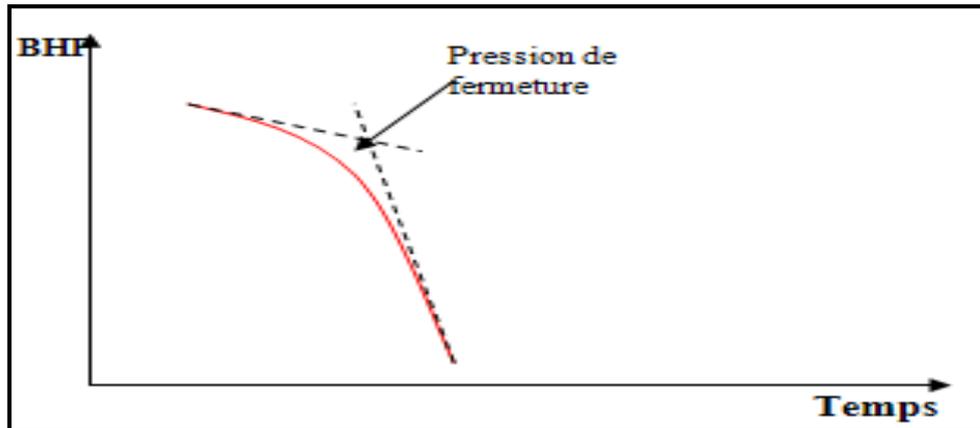


Figure V.26 : Test de pompage et de dégorgement (Pump in flow back test)

La restriction au voisinage du puits doit forcer la pression de fond à être inférieure à la pression de fermeture pendant le flow back, si ce dernier ne continue pas longtemps au-delà du point d'inflexion, la stabilité de la pression répondeuse peut fournir une meilleure estimation de la pression de fermeture.

➤ Pressure decline test

Ce test consiste à créer une mini-fracture dans la formation avec le même fluide que celui proposé pour le traitement principal. En premier lieu, le fluide est injecté dans la formation avec le débit du traitement principale proposé et le maintenir jusqu'à pomper 10 à 15% du volume totale pour le traitement final, puis on arrête le pompage et on ferme le puits pour entrer dans la seconde phase qui est le Fall-Off (chute de pression).

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

- L'efficacité du fluide ;
- La filtration du fluide ;
- La géométrie de la fracture (largeur et longueur) ;
- La pression de la fermeture P_c qui est obtenue à partir d'un plot de pression en fonction de la racine carrée du temps. Le point d'inflexion de la courbe correspond à la pression de fermeture de la fracture.

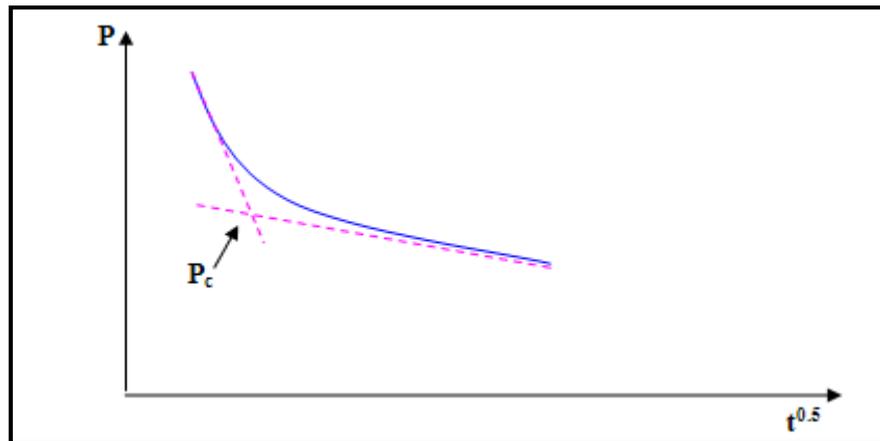


Figure V.27 : Pression de fermeture à base de shut-in test

V.10.3. Le traitement ou fracturation proprement dite (Main frac)

Il se divise en trois étapes :

V.10.3.1. Injection du Pad

Le Pad c'est un fluide de fracturation généralement du gel réticulé très visqueux non chargé en agent de soutènement, injecté en tête dont le but est d'amorcer et de développer une fracture en lui donnant une largeur telle qu'elle permette le passage des billes.

V.10.3.2. Injection du slurry

Le slurry est un mélange de gel réticulé et l'agent de soutènement (proppant) avec des additifs (breakers et retardateurs), ce mélange est utilisé pour maintenir la fracture.

V.10.3.3. Chasse du slurry

Dans cette étape, on chasse le slurry par un gel linéaire facile à évacuer lors du dégorgement.

V.10.4. Estimation de l'extension des fractures

L'estimation de l'extension des fractures se fait par plusieurs techniques sont :

V.10.4.1. Thermométries et diagraphies de production

a) Thermométries (Température Log)

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.

1) 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).

2) 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.

a) Débitmètres

La débitmétrie n'est pas très couramment utilisée pour localiser les fractures induites par la fracturation hydraulique. Toutefois, son emploi après un test d'injectivité permet de compléter les informations données par les enregistrements thermométriques.

b) Diamètreur (caliper)

Le Diamètreur est indispensable dans les puits en découvert pour interpréter le diamètre continu. Ainsi de fournir des indications utiles dans les puits tubés, s'il y a rupture, obstruction, éclatement, ...du tubage.

V.10.4.2. Traceurs radioactifs

L'utilisation d'un traceur avec soutènement permet de déterminer l'orientation verticale ou horizontale de la fracture et de contrôler son extension verticale, par comparaison avec un enregistrement de référence.

V.10.4.3. Enregistrement des logs soniques

Le log sonique permet d'enregistrer l'amplitude de l'onde de cisaillement avant et après la stimulation, cela conduit à déceler par comparaison, la présence d'une fracture induite et son extension lorsqu'elle est verticale.

V.11. Problèmes de la fracturation hydraulique

Malgré le progrès qu'a connu la technique de fracturation, sa réalisation sur chantier rencontre toujours des problèmes, dont on cite :

V.11.1. Phénomène de tortuosité

L'existence de la tortuosité aux abords du puits, est due essentiellement à la courbure du au chemin initié des abords du puits jusqu'au bout de la fracture. Il peut être causé soit :

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

La création d'un tel chemin dans le puits provoque l'augmentation de la pression de fond pendant le pompage et dans certain cas des Screen-out prématurés.

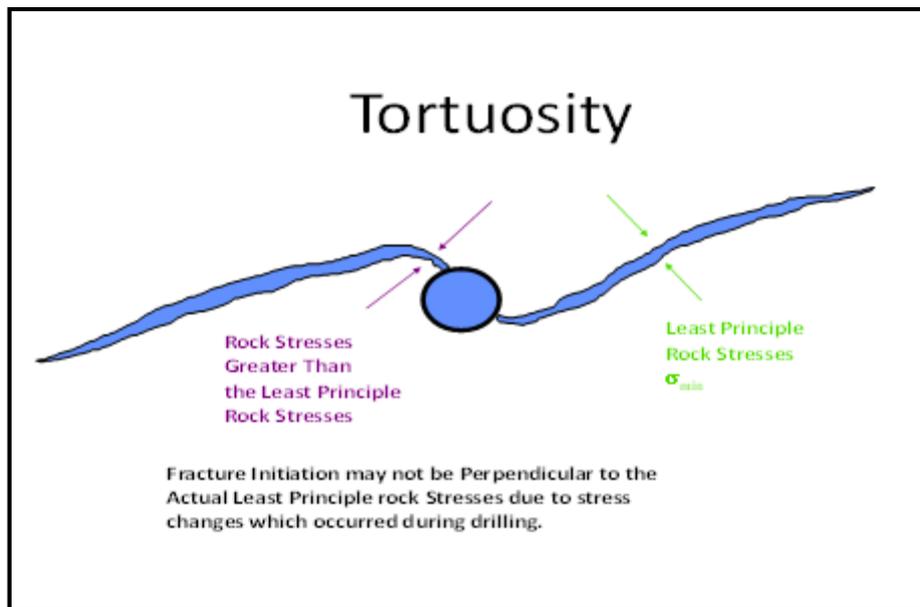


Figure V.28 : Phénomène de tortuosité

V.11.2. Colmatage

Un traitement par fracturation Hydraulique peut améliorer la productivité d'un réservoir, comme ça peut être une source de colmatage de la formation. Cela est dû au:

- Fluide de fracturation.
- Agents de soutènement.

V.11.3. Fluide de fracturation [14]

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

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

V.11.4. Agents de soutènement

Les facteurs qui peuvent influencer considérablement sur la perméabilité créée par le Proppant sont :

- Les restes insolubles contenus à l'origine dans le fluide, ou formés pendant la dégradation du fluide dans la fracture et dans les pores de la formation.
- L'écrasement du proppant dans la formation qui est dû au mauvais choix des agents de soutènement.

V.11.5. Screen-Out

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

- Tip Screen-Out.
- Medium Screen-Out.
- Screen-Out à l'entrée.

V.12. Fluides de fracturation

Les fluides de fracturation sont des fluides injectés sous fortes pressions dans une formation géologique, afin de broyer des roches dures et peu perméables, dans le but de libérer les hydrocarbures (gaz, huile) qu'elles emprisonnent.

Le fluide de fracturation est choisi suivant plusieurs critères tel que sa disponibilité, sécurité facilitée à mélanger et utiliser, sa compatibilité avec la formation, possibilité de dégorgement et leur coût.

V.12.1. Rôle du fluide de fracturation

Les rôles de bases de fluide de fracturation sont :

- Initiation et développement de la fracture.
- Transport des agents de soutènements dans toute celle-ci.

V.12.2. Qualités requises du fluide de fracturation

- Une filtration aussi basse que possible « tout ce qui filtre étant perdu pour la fracture »

- Une viscosité suffisamment élevée, ce paramètre favorisant une grande largeur « w » et une extension importante, assure un bon transport et placement des agents de soutènement.
- Etre propre en tant que fluide de base (bonne compatibilité avec les fluides de formation, faible teneur en produits solubles).
- Doit être facilement pompé (faible perte de charge)
- Doit faciliter le dégorgement
- Ne pas être dangereux
- Ne pas être polluant
- Etre économiquement que possible

V.12.3. Composition de fluide de fracturation

V.12.3.1. Fluide à base d'eau

Parmi les fluides de fracturation, on distingue ceux à base d'eau qui sont les fluides les plus utilisés dans la majorité des traitements des fracturations hydrauliques, ils présentent un avantage car :

Ils sont économiquement disponibles et ne posent pas des problèmes de sécurité ils sont aussi faciles à traiter et mélanger avec les additifs.

On distingue deux catégories principales de gels :

1. Gels linéaires.
2. Gels réticulés.

a) Gel linéaire :

L'importance est de transporter des agents de soutènement, de diminuer la filtration de fluide de fracturation et d'atteindre une longueur suffisante pour atteindre ces paramètres. On ajoute aux fluides de fracturation un polymère qui peut être soit :

- La gamme de Guar.
- Des polysaccharides dérivés de la gamme de Guar.
- Des dérivés de Cellulose.
- Des polymères synthétiques.
- La gamme de Xanthane et dans certain cas les polyacryliques.

Ces polymères présentent un inconvénient plus ou moins important c'est qu'ils laissent un résidu non dégradant se comportant comme une couche colmatant les deux faces de la fracture :

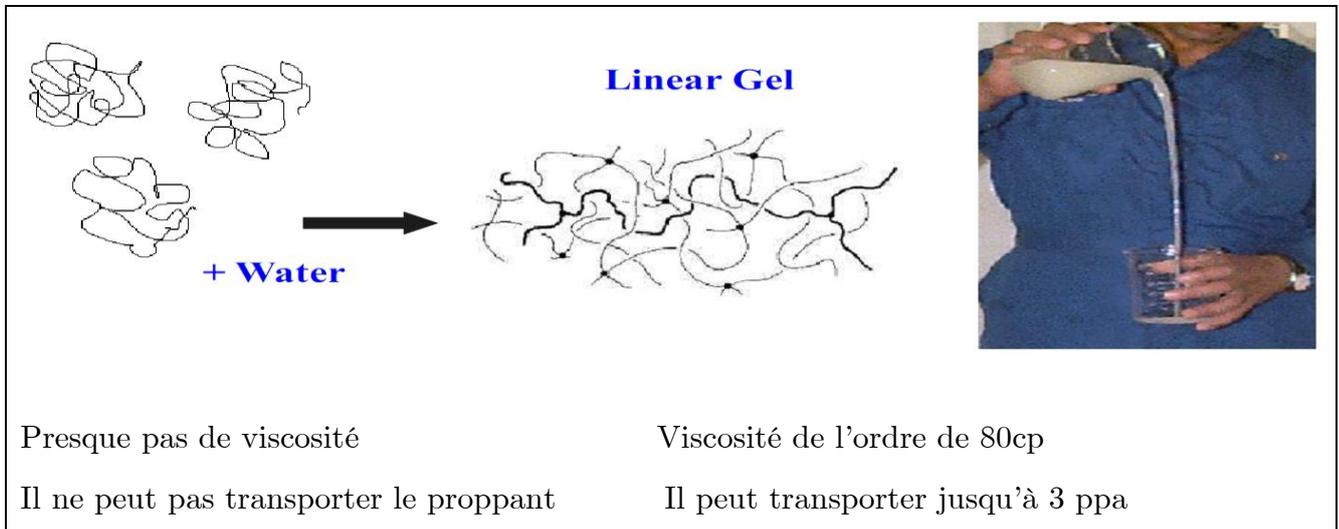


Figure V.29 : Gel linéaire

b) Gel réticulé

En général, le gel réticulé est composé d'un agent réticulant ajouté à un gel linéaire en tête du puits.

Les gels réticulés sont des gels à viscosité forte, ils éliminent plusieurs problèmes apparaissant lors de l'utilisation d'un gel linière dans les formations profondes à haut température, il glisse d'une façon meilleure sur les parois du tubing, ainsi dans la fracture mais l'inconvénient majeur est leur mise en œuvre qui est très délicates compte tenu de leur sensibilité par rapport à l'environnement.

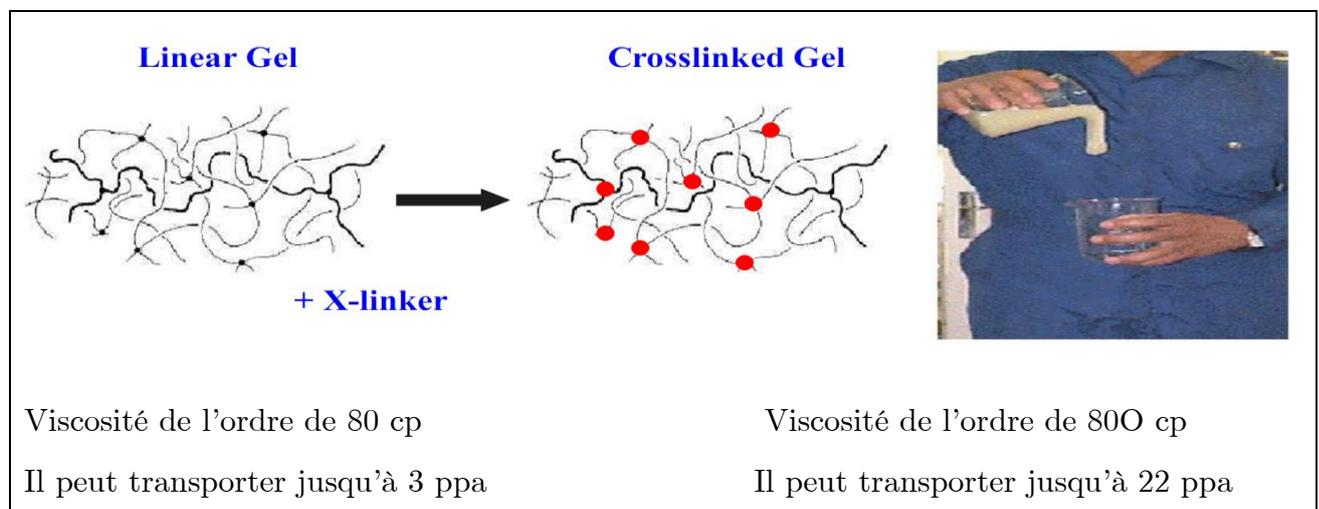


Figure V.30 : Gel réticulé

V.12.3.2. Fluide à base d'huile

Les fluides de fracturation à base d'huile sont formés à partir de brute, huile gélifiée émulsion..., Ils ont l'avantage de meilleure compatibilité avec le fluide de gisement, de l'absence des résidus solide et d'une bonne capacité de transport, plus d'une densité qui favorise le transport. Par ailleurs leurs préparations et contrôle de qualité demandent plus de prévention par rapport au fluide à base d'eau ainsi que leur coût qui est très élevé.

V.12.4. Types et compositions de fluide de fracturation

Fluide de base	Type de fluide	Composition principale	Utilise pour
A base d'eau	Fluide linière	L'eau gélifiée, HEC, HPG	Courte fracture, faible température
	Fluide réticulé	Editeur absolu, Guer, HCE, HPG	Longue fracture, température élevée
A base d'huile	Fluide linière	Huile, huile gélifiée	Formation sensible a l'eau, courte fracture
	Fluide réticulé	Phosphate + Ester	Formation sensible a l'eau, longue fracture
	Emulsion externe de l'eau	Eau +huile +émulsifiant	Pour contrôler le filtrat de fluide

Tableau V.2 : Type de fluide de fracturation

V.12.5. Additifs aux fluides de fracturation

- Réducteur de filtrat

Il augmente l'efficacité des fluides en réduisant le filtrat de fluide dans la formation se sont généralement des de faible masse moléculaire

- Réducteur de friction

Pour réduire les pertes de charges et économiser l'énergie, on utilise des réducteurs de friction (polymères, tensio-actifs)

- Anti-moussant

La masse peut créer un désamorçage au cours de la pénétration du gel et en raison de certains additifs (eau de mer tensio-actif) de la mousse peut se former, celle-ci doit être éliminée pour éviter le risque de désamorçage des pompes

- Réticulant Cross linker

Cet additif a pour but de créer des liaisons entre les chaînes polymériques.

- Activateur

Cet additif est ajouté à la sortie du blender (mélangeur), il permet par modification de PH d'accélérer le phénomène de réticulation.

- Tensio-actifs

Ils sont utilisés dans les fluides à base d'eau et dans l'acide pour faciliter le dégorgeement de ces fluides et éviter ainsi de laisser une matrice trop fortement saturée à l'eau. Dans cette catégorie on inclut les agents désémulsifiants qui évitent l'apparition d'émulsions qui peuvent se former entre l'eau du fluide de fracturation et l'huile de formation.

- Stabilisateur d'argile (Clayfixe)

L'injection à grand débit une grande quantité d'eau peut déstabiliser une matrice contenant de l'argile entraînant le gonflement ou la migration de plaquette argileuse.

- Bactéricide

Dans certaines locations isolées, l'eau utilisé pour la fabrication du gel peut être plus ou moins saumâtre, il est donc nécessaire de la purifier avant l'injection dans la formation pour se faire, on utilise des bactéricides dont le rôle est de détruire tout micro-organisme qui pourrait modifier les propriétés du gel ou engendrer un développement bactérien dans la formation.

- Briseur du gel

Une haute viscosité est nécessaire au moment de l'injection mais faciliter le dégorgeement il faut que celui-ci perde sa viscosité après l'injection, on doit incorporer au gel un briseur qui permet de casser les chaînes polymériques, la concentration du briseur dépend de la température de fond et la durée du gel.

- Autres additifs

En fonction des cas rencontrés, il sera au besoin nécessaire d'utiliser les additifs suivants : les inhibiteurs de corrosion qui réduisent la formation de corrosion sur les tubes et les équipements de surface, stabilisateurs de viscosité à haute température, agents de contrôle du PH, les agents de diversion afin de réaliser une distribution uniforme du fluide dans l'intervalle de traitement (fracture multiple) ...etc.

V.13. Agents de soutènements (Proppant) [15]

Après avoir créé la fracture, nous devons la maintenir ouverte par les agents de soutènements qui vont assurer la perméabilité afin d'augmenter la capacité d'écoulement et la conserver dans les conditions d'exploitation du puits le plus longtemps possible, c'est à dire sous les contraintes, température du réservoir et en présence des fluides du gisement.

Ce qui a été dit plus haut impose aux agents de soutènement :

- a. De posséder un certain nombre de qualités propres.
- b. De pouvoir être transporté convenablement car seules les parties soutenues participent à la conductivité de fracture.

Le succès d'une fracturation hydraulique dépend bien souvent des agents de soutènement qui doivent satisfaire à double conditions :

- Etre assez résistant pour maintenir la fracture ouverte.
- Etre distribués d'une manière à permettre l'écoulement des fluides vers le puits de production.

Le comportement des agents de soutènement dans la fracture dépend des caractéristiques liées

- Aux matériaux utilisés (type d'agent).
- A la roche constituant les lèvres de la fracture (roche tendre où dure...)
- A l'état des contraintes régnant dans le réservoir.

V.13.1. Nature des agents de soutènement

Il existe une grande variété d'agents de soutènement utilisés pour la fracturation hydraulique. On peut les classer en deux groupes qui présentent des caractéristiques mécaniques très différentes.

- Agents de soutènement élastiques-fragiles (rupture fragile), Ce sont :
 - Les sables.
 - Les billes de verre (haute résistance).
- Agent de soutènement élasto-plastique, Ce sont :
 - Les coquilles de noix (de moins en moins employées).
 - Certains polymères (difficilement utilisables au-delà de 80-100°C).
 - Les billes d'aluminium (pratiquement abandonnées).
 - Les billes d'acier (qui pourraient être envisagées avec l'utilisation des fluides très visqueux).

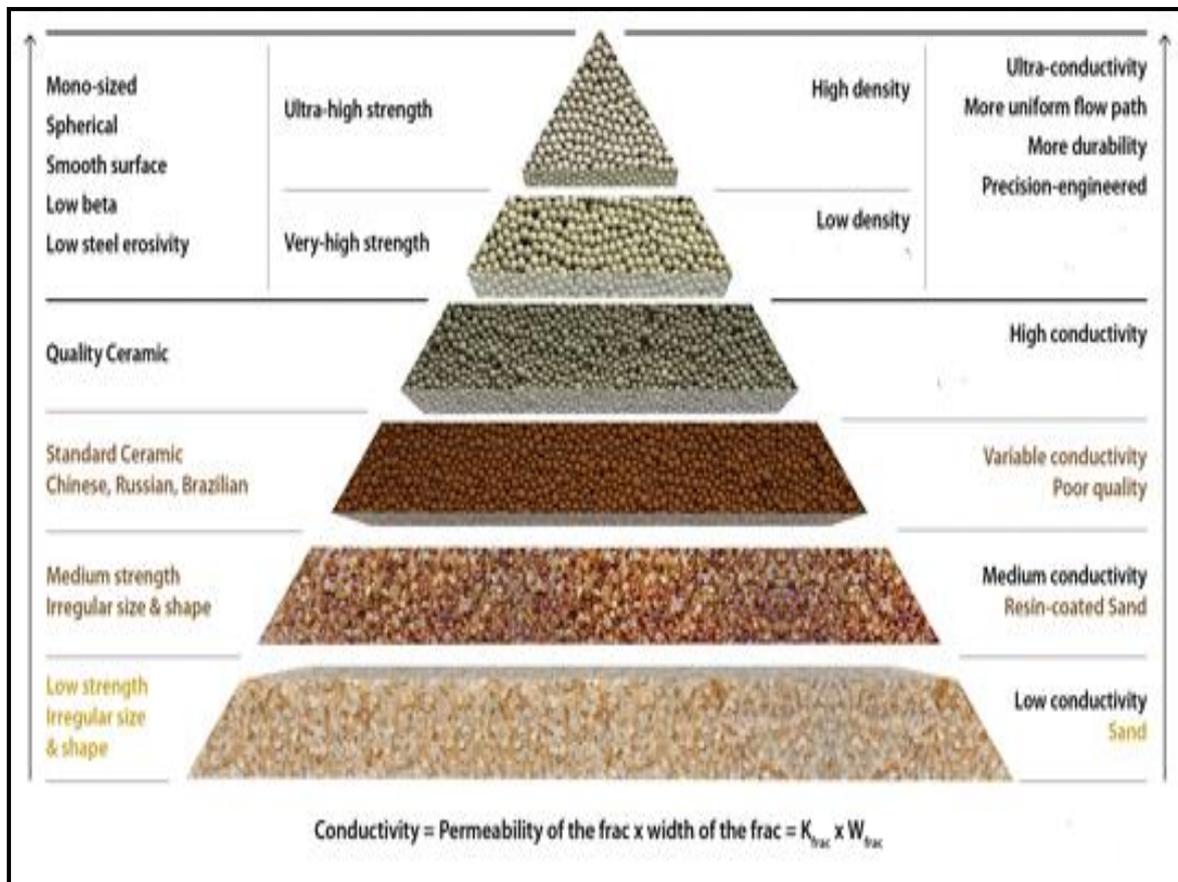


Figure V.31 : Différents types de proppants

V.13.2. Principaux agents de soutènement

Ce sont on général des billes de céramiques calibrés, de sable ou de bauxite, de granulométrie de 8/12, 12/20, 16/30, 20/40, 40/70 et leur perméabilité variant entre 100 et 800 et même jusqu'à 1000 Darcy.



Figure V.32 : Différentes granulométries des agents de soutènements

De nombreux matériaux ont été essayés sur champ. Citons : les billes d'aluminium, les coquilles de noix, les billes d'acier, les billes de verre, des polymères de type rilsan. Pour des raisons diverses (densités, tenue médiocre en température, dissolution, colmatage après casse), ils ont été plus au moins rapidement abandonnés.

Le compromis nécessaire entre les propriétés idéales et l'aspect pratique a conduit à retenir essentiellement les trois catégories suivantes. Cette classification est basée sur la résistance de l'agent ; basse, moyenne et haute résistivité :

V.13.2.1. Sable (LSP: Low Strength Proppant)

Matériau de type élasto-fragile très populaire et le plus utilisé puisqu'il est naturel, aillant un bon rapport qualité/prix à une densité $2,65 \text{ g/cm}^3$. Il est très employé pour des contraintes de fond faible à moyenne n'excédant pas 5000 à 8000 Psi. On distingue :

- a) **Sable d'Ottawa** : Il est caractérisé par une haute pureté, une sphéricité, ainsi qu'une solubilité basse dans l'acide. Le sable d'Ottawa est disponible en dimensions de 12 à 70 mesh.
- b) **Sable de Brady** : Il est plus sombre que le sable d'Ottawa, ce sable est poly-cristallin, le sable de Brady est plus anguleux et contient plus d'impudicité que le sable d'Ottawa, on le trouve en dimensions de 8/12 à 20/40 mesh.

V.13.2.2. Agents de soutènement intermédiaire (Ceramic Proppant or ISP)

Matériau de type élasto-plastique, de meilleure résistance aux contraintes (8000 à 12000 Psi) mais de densité plus élevée que le sable ($d=2.7$ à 3.3). Ce sont des Bauxites frittées allégées et certains oxydes de Zirconium. Ils représentent une très bonne solution de compromis quand les conditions ne sont pas extrêmes.

V.13.2.3. Agents de soutènement de haute résistance (HSP ou HSB)

Ils sont du même type que les précédents : Bauxites et Oxydes de Zirconium, mais de caractéristiques « haute de gamme » avec des contraintes admissibles de 12000 Psi, une densité importante ($d=3.4$ à 3.7) et un coût très élevé.

La Bauxite est produite à partir d'un minerai (Oxyde d'aluminium « Al_2O_3 »). Le minerai est sous forme de poudre fine où elle est placée dans des pastilles (Boulettes) et est filtrée à des températures au-dessous du point de fusion de la bauxite.

Les pressions de fermeture pour les différents types d'agents de soutènement sont illustrées à la figure....

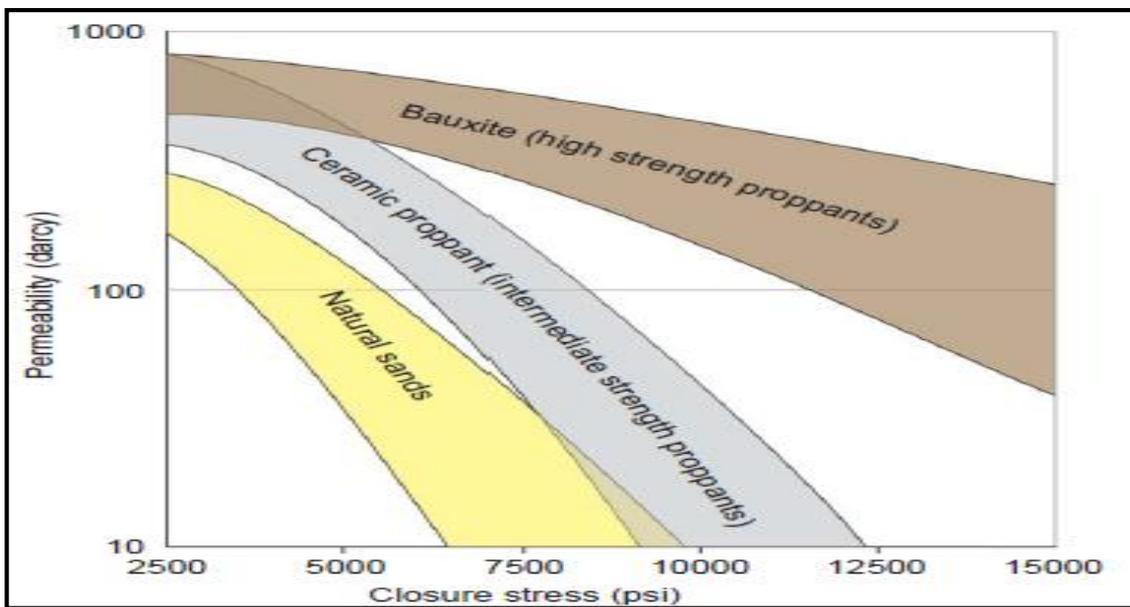


Figure V.33 : Sélection des Proppants en fonction de la perméabilité et la pression de fermeture

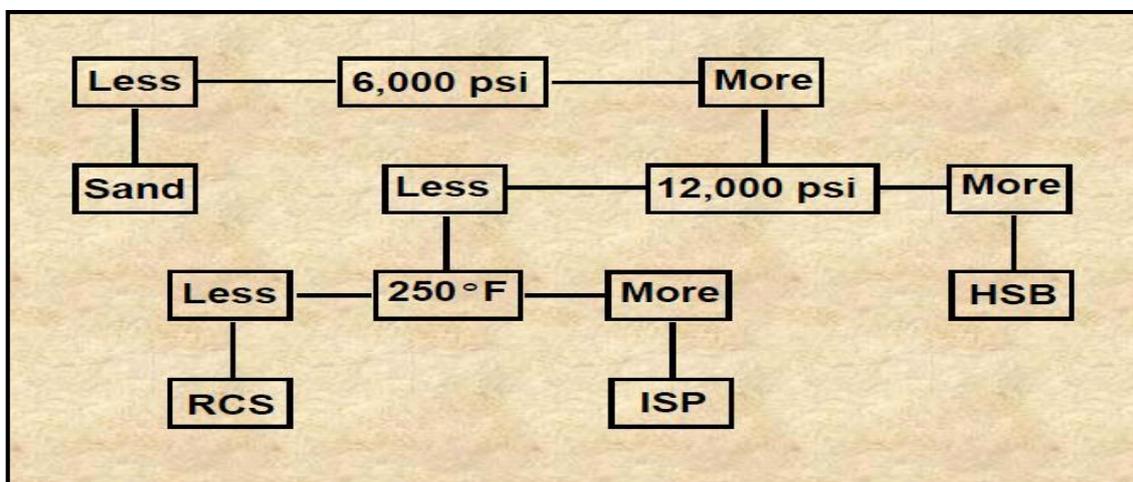


Figure V.34 : Sélection des Proppants basée sur la pression de fermeture

Chapitre VI

Etude de cas du puits IA-128

VI.1. Introduction

Le puits IA-128 est prévu comme producteur de gaz dans le réservoir Ordovicien. Il fait partie d'un programme de forage de développement complémentaire du gisement d'Ohanet réservoir ordovicien. Il est implanté au sommet de la structure d'Ohanet à proximité des puits IA-111 et IA-18. Il atteindra la profondeur 2930 m après avoir traversé les Unités IV-3 et IV-2 et fera l'objet d'une éventuelle opération de fracturation hydraulique.

VI.2. Situation du puits IA-128

Le puits IA 128, est un puits producteur de gaz dans le réservoir Ordovicien. Il est implanté au sommet de la structure d'Ohanet à proximité des puits IA-111.

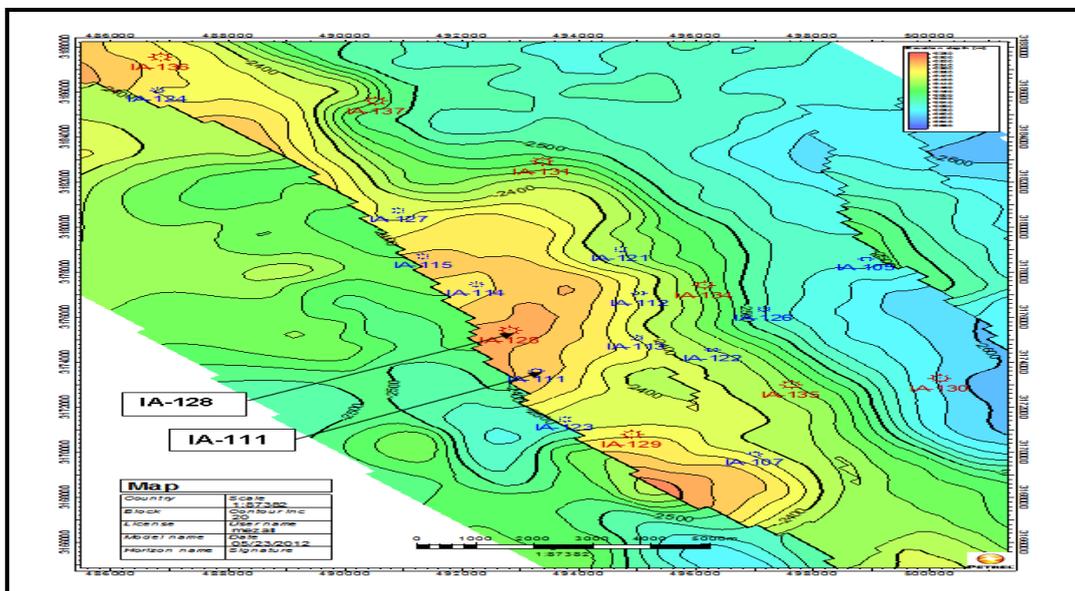


Figure VI.1 : Carte topographique de la localisation du puits IA-128

VI.3. Objectif

Optimiser la production de gaz du gisement d'Ohanet à travers la prospection des unités IV-3 et IV-2 « Ordovicien ».

VI.4. Historique du puits IA-128

VI.4.1. Historique de forage

Le puits IA-128 a été mis en forage le 13 octobre 2012 par l'appareil TP 207 (ENTP), ce puits a pour but d'atteindre l'Ordovicien IV-3 et IV-2. Il est prévu comme

producteur de gaz dans le réservoir Ordovicien. Il a atteint le socle métamorphique à 2938m.

Le programme de forage et de cimentation est déroulé en cinq phases :

Phase	Casing	Profondeur (m)	Description de phase
Phase 26''	(18 ^{5/8} '')	50	Tubage guide
Phase 17'' ½	(13 ^{3/8} '')	430	Tubage de surface
Phase 12'' ¼	(9 ^{5/8} '')	2090	Tubage intermédiaire
Phase 8'' ½	(7'')	2727	Tubage de production

Tableau VI.1 : Phases de forage

L'étude géologique réalisée pendant le forage du puits IA128 a montré quatre zones productives contenant du gaz, du condensat et de l'huile.

Réservoir	TOP depth (m) TVD	Bottom depth (m) TVD
Dévonien F2	2090	2172
Dévonien F6	2172	2505
Ordovicien unité IV-3	2733	2760
Ordovicien unité IV-2	2760	2868

Tableau VI.2 : Profondeurs des réservoirs

Après avoir traversé l'unité IV-3 de l'ordovicien, la société de service Schlumberger a réalisé un DST de cette unité, les résultats d'interprétation du build up sont mentionnés dans le tableau V.3.

Model Paramètres		
Well & Wellbore parameters (Tested well)		
C	0.0199	bb/psi
Skin	10	--
Reservoir & Boundary paramètres		
Pi	102.743	bar
k.h	3650	md.ft
K	27.8	md

Tableau VI.3 : Résultats d'interprétations de build up d'unité IV-3

D'après l'analyse de ces résultats, le réservoir est considéré comme un réservoir hétérogène.

Quand le forage a arrivé au mur de l'unité IV-2, on a testé les 2 deux unités de l'ordovicien IV-3 et IV-2 jumelé.

Les résultats de DST des zones productrices sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Opération	Réservoir	Duse 32/64				OBSERVATION
		Q g (m3/j)	Q c (m3/j)	WHP (bar)	Ps (bar)	
DST 1	Dévonien F2	112625	56,28	118.24	188	Complété en 41/2 perforé et mis en production
DST 2	Ordovicien IV-3	159556.2	12	57.5	102.75	
DST 3	Ordovicien IV-3et IV-2	157300	26 ,88	86.2	186	
MDT 1	Dévonien F6	MDT				Les résultats obtenus ne sont pas présentatifs pour l'exploitation.
MDT 2						

Tableau VI.4 : Résultats des Tests

D'après l'interprétation des résultats de build up de DST 3 des deux unités IV-3 et IV-2 jumelé (voir l'annexe 1), ils ont conclu qu'il existe un cross flow entre les deux unités en mode Shut in et que chacune des unités possède ses propres caractéristiques (pression, perméabilité...).

VI.4.2. Profil du puits

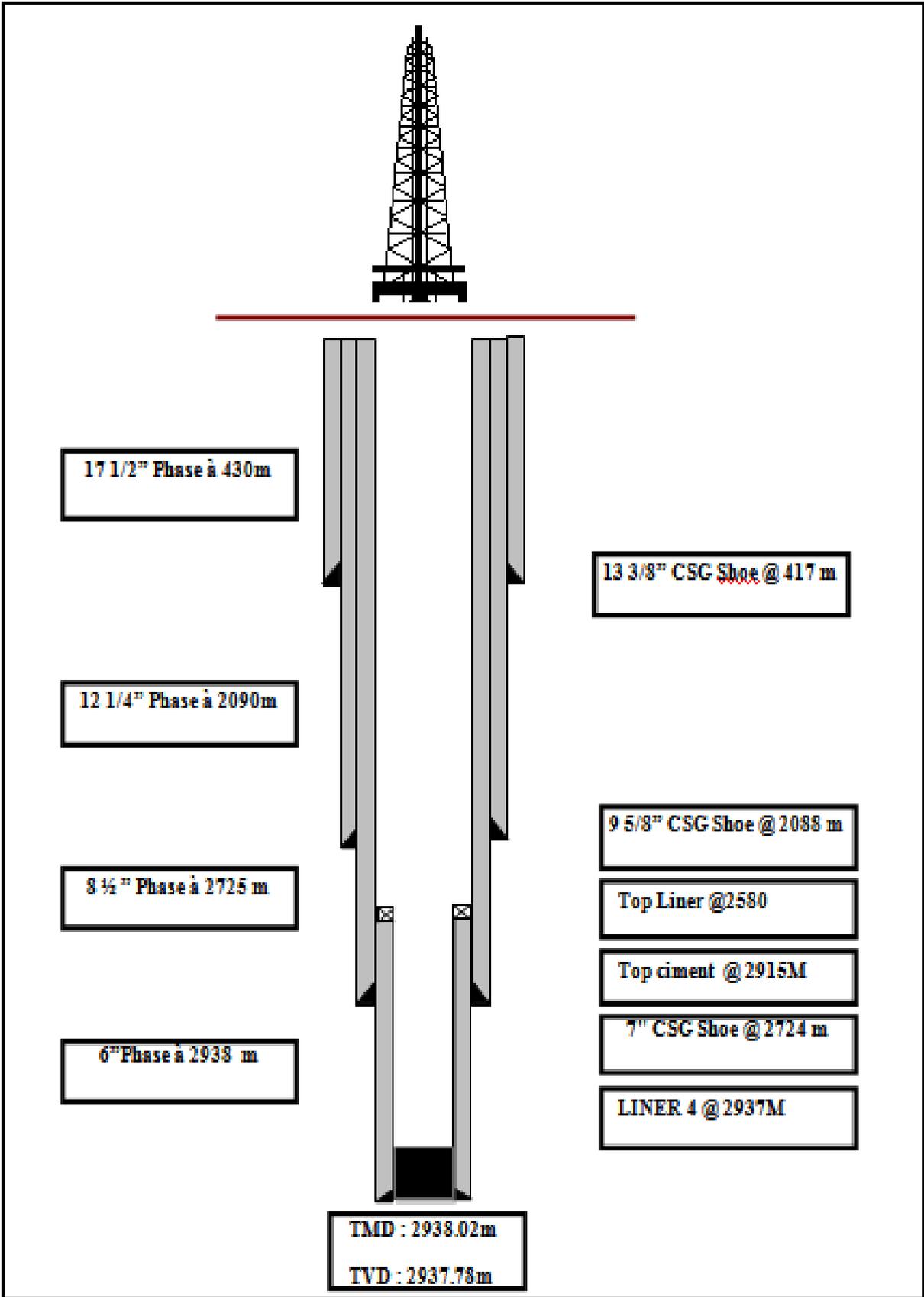


Figure VI.2 : Profil de puits

VI.4.3. La complétion du puits

VI.4.3.1. Equipements de surface

Tête du puits série 5000 Psi		
Désignation	Constructeur	Dimension
Top cap	FMC	4''1/16
Vanne de curage	FMC	4''1/16
Croix de circulation	FMC	4''1/16 X 3''1/8
02 vannes Latérales	FMC	3''1/8
01 porte duse	FMC	3''1/8
02 vannes maitresses	FMC	4''1/16
Adapteur	FMC	7''1/16 X 4''1/16
Tubing head	FMC	11'' X 7''1/16
02 vannes latérales CSG	FMC	2''1/16

Tableau VI.5 : Equipements de surface

VI.4.3.2. Equipements de fond (garniture de tubing 4''1/2 NVAM 13.5 lb/ft - N80)

Désignation	Constructeur	Longueur (m)	C/sond. (m)
HTR	---	7.65	
Olive 4''1/2	FMC	0.59	8.24
255 Tubing 4''1/2	Vallourec	2340.31	2348.55
01 siège	OTIS	0.35	2340.66
20 tubings 4''1/2	Vallourec	184.49	2525.15
Ratch latch	HALLIBURTON	0.75	2525.9
Packer Hyd	HALLIBURTON	1.81	2527.71
01 tubing 5''	Vallourec	1.73	2529.44
Réduction 5'' X 4''1/2	---	0.20	2529.64
01 Siege	OTIS	0.36	2530
01 tubing 4''1/2	Vallourec	9.22	2539.22

Tableau VI.6 : Equipements de fond

VI.4.3.3. Garniture de liner (4''1/2 13.5 # p110 NVAM)

Désignation	C/Sond. (m)
Tête liner 4''1/2	2584
Landing collar 4''1/2	2915.3
Float collar 4''1/2	2925.8
Sabot 4''1/2	2936.26

Tableau VI.7 : Garniture du liner**VI.4.3.4. Test de complétion**

- Ancrage et pose tubing sur olive.
- Test EA 7'' X 4''1/2 à 2000 Psi.
- Test tête de puits à 3000 Psi.

A l'issu des résultats de DST, le puits est perforé en 31/03/2014 par 07 séries de perforations de production dans les unités IV-3, IV-2 :

Unités	Séries	Intervalles	Epaisseurs
IV-3	7	2735 - 2766,5	31.5 m
IV-2	6	2798 - 2803	5 m
	5	2847 - 2873	26 m
	4	2881 - 2888	7 m
	3	2894- 2896	2 m
	2	2904 - 2907	3 m
	1	2914 - 2924	10 m

Tableau VI.8 : Perforation du puits IA-128

VI.4.4. Historique de production

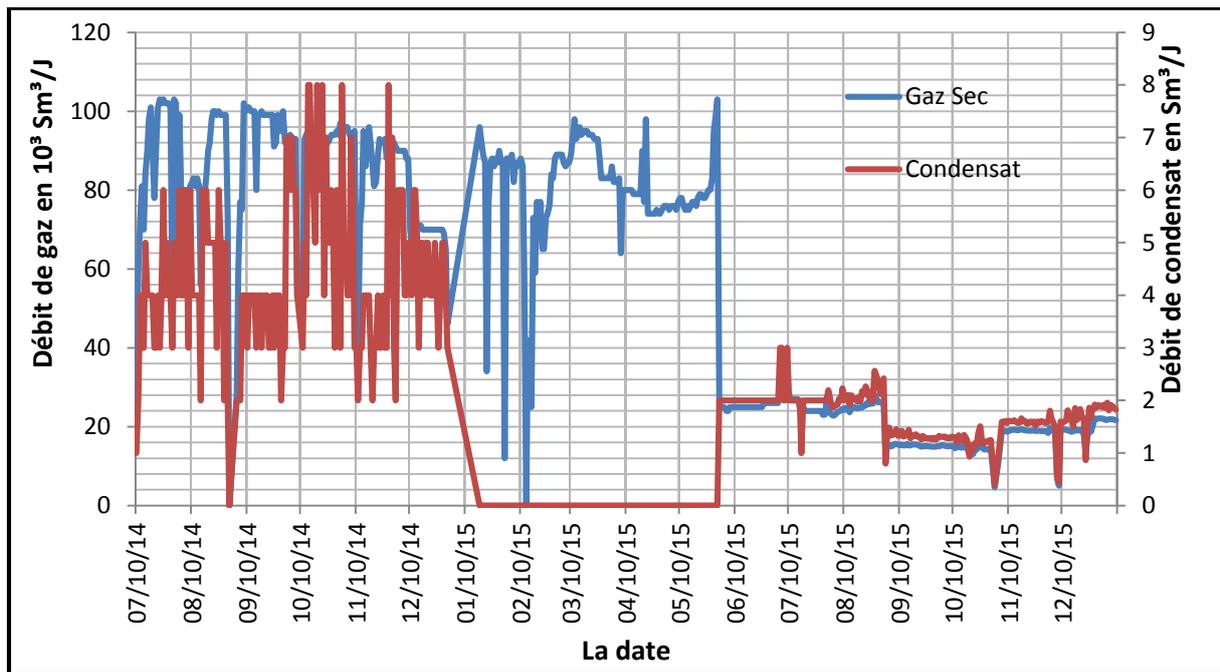


Figure VI.3 : Historique de production avant la fracturation

Une opération de clean-out a été effectuée dans le but de nettoyer le fond du puits, après, ce dernier est subit à un kick off afin de démarrer le puits.

Le puits est mis en production depuis le 10/07/2014 avec un débit de gaz de 122000 m³/j, puis il a subi plusieurs perturbations résulte un déclin de la productivité, qui est causé par :

- L'égalisation de pression de la ligne représentant la cause principale de ces perturbations durant la période du 10/07/2014 au 04/01/2015, date de mise en service de la ligne de banalisation avec le boosting en marche.
- Le phénomène de liquid loading (l'accumulation du condensat au fond du Puits).

Pour résoudre ce problème, le puits a été dégorgé pour évacuer le condensat formé au fond du Puits. Cette solution a apporté ses fruits, en effet le débit de gaz a augmenté à 103000 m³/j (test en 18/01/2015).

Un enregistrement MPLT (Memory Production Logging Tools) a été programmé dans le but de connaître :

- La pression et la température de chaque unité.
- La participation de chaque unité dans la production totale du puits et de confirmer l'existence du phénomène « cross flow ».

Les résultats d'interprétations sont représentés dans le tableau suivant :

	Intervalle (m)	Hauteur utile (m)	Débit Gaz (M ³ /J)	Contribution (%)
UNITE IV-3	2735-2766.5	31.5	20 761	18
UNITE IV-2	2798-2903	43	92 575	82

Tableau VI.9 : Contribution des unités productrices d'Ordovicien

D'après l'analyse de ces résultats, on a constaté que :

- La production journalière est de 113 337.06 m³ de gaz.
- La production totale de gaz provient principalement de l'unité IV-2 (82% de la production totale de gaz).
- Dans le puits IA-128 l'unité IV-2 participe plus que l'unité IV-3 dans la production totale en gaz.

La production du puits a continué de baisser jusqu'à atteindre 26000 Sm³/j (test du 01/06/2015).

L'hypothèse suggérée concernant cette chute de production était un colmatage aux abords des perforations, donc ils ont opté pour une opération d'acid wash (lavage à l'acide) avec l'unité Coiled Tubing dans le but de nettoyer les perforations mais cette technique n'a pas donné de résultat, et par conséquent pas d'amélioration dans le débit du puits.

Les résultats De Well Testing (Jaugeage) effectué sur le puits IA-128 sont récapitulés dans le tableau ci-dessous :

Date	WHP (bar)	Duse %	Q_{condensat} (sm³/j)	Q_{gaz} (sm³/j)	Q_{eau}
28 /04/2014	62	100	20.4	137000	0
18/07/2014	49	80	14	122000	0
03/02/2015	48	40	8.09	51780	0
15/04/2015	48	60	0	30 410	0

Tableau VI.10 : Résultats de Well Testing de puits

Après l'échec de plusieurs tentatives de traitements et de nettoyages du puits dans le but d'améliorer la production, la meilleure alternative est de procéder à la fracturation hydraulique.

VI.5. Etude de candidature de l'unité IV-3 à la fracturation hydraulique

VI.5.1. Aspect réservoir

Le réservoir Ordovicien Unité IV-3 « de 2732 à 2770 m » est caractérisé par une épaisseur de 38m, compacte, constitué des Grés, Gris clair, parfois blanchâtre, transparent à translucide, moyennement dur à très dur, quartzitique, fin à moyen, sub-arrondi à sub-anguleux, localement argileux, ciment siliceux et des argiles, grise à grise foncée, noire, indurée, silteuse, parfois feuilletée, avec traces de Pyrite.

Les paramètres pétro-physiques	
Nature de réservoir	Compact (tight)
Nature du fluide en place	Gaz
H_{total} (m)	38
$H_{\text{perforé}}$ (m)	31.5
$\Phi_{\text{u moy}}$ (%)	5.8
$k.h_{\text{total}}$ (md.ft)	167
K_{moy} (md)	1.34
$S_{\text{w moy}}$ (%)	22.35
V_{sh} (%)	11.15
Skin	10
Température de fond estimé	219 °F
Pression de fond estimé	2850 psi

Tableau VI.11 : Caractéristiques petro-physiques de l'unité IV-3

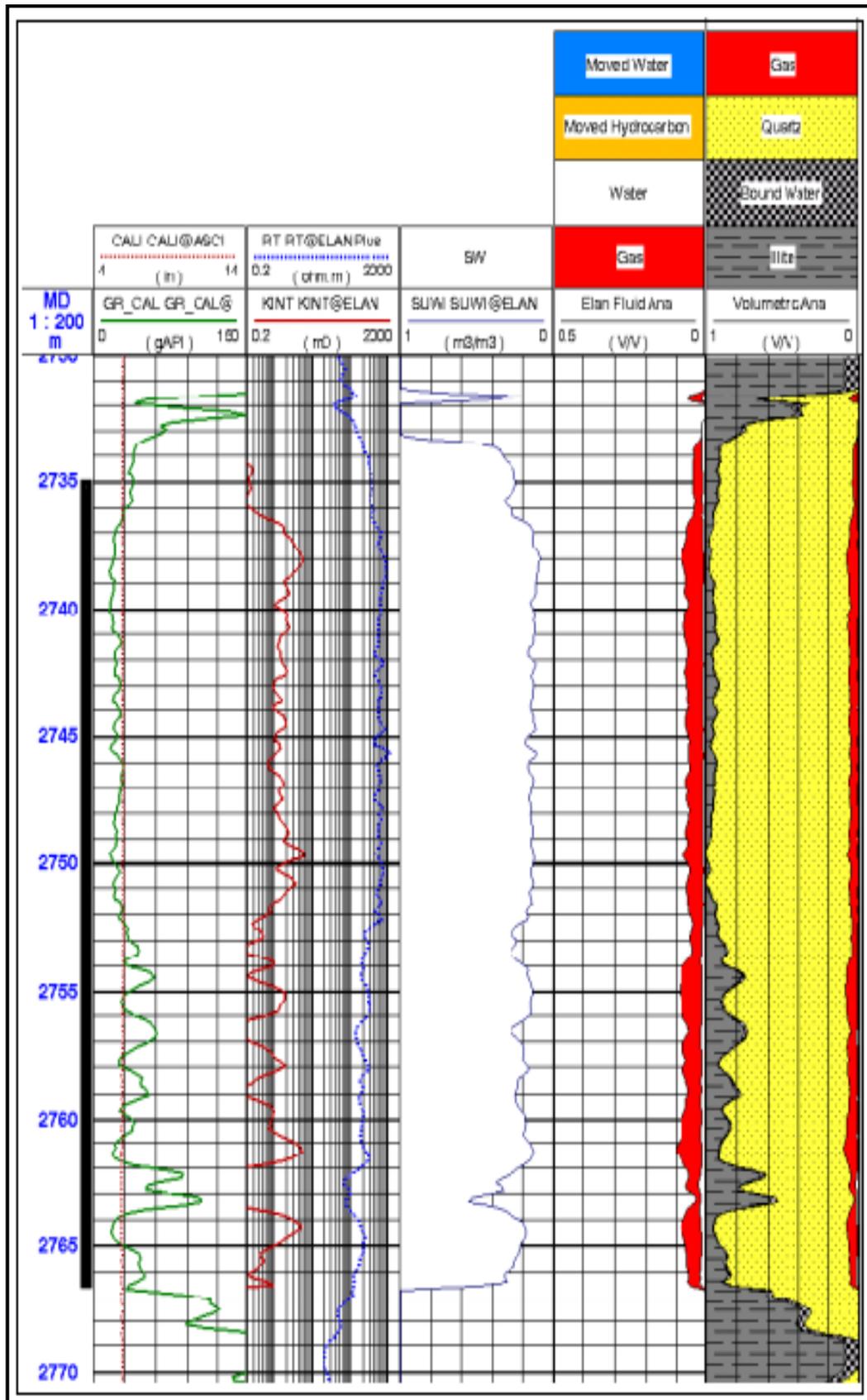


Figure VI.4 : Interprétation des diagraphies

VI.5.2. Aspect intégrité du puits IA-128

Le puits est équipé par un tubage et un tubing de très grande rigidité dont les caractéristiques sont :

Date fin de forage	16/03/2013
Production Tubing	4.5", 13.5 lbs/ft, N-80, 3.92" ID
Liner	4.5", 13.5 lbs/ft, P-110, 3.92" ID
La cote du Packer (hydraulique)	2227.7 meters RT
Tubage	7" 29 lbs/ft P-110

Tableau VI.12 : Caractéristiques des équipements de fond

Les résultats d'interprétation des logs de cimentation (CBL, VDL, CCL) sont représentés dans le tableau suivant :

Tubages	Cotes sondeur	Cotes logging	Etat des cimentations
9" 5/8	2090	2088	Moyenne à mauvaise. Top Ciment à 465m
7"	2724	2724.5	Moyenne à bonne, Top Ciment à 2247m
Tête liner	2580	2579	Bonne cimentation. Top Ciment à 2698m

Tableau VI.13 : Etat de cimentation

VI.5.3. Aspect géo-mécanique

La fracture se propage perpendiculairement à la contrainte minimale existante au point considéré ; une étude géo mécanique a été réalisée sur le puits IA-128 afin de déterminer les propriétés mécaniques (voir le tableau V.14) ainsi que l'état de contrainte et particulièrement la contrainte horizontale mineure qui serviront au design de la fracturation hydraulique.

Le profil de la contrainte horizontale mineure de l'Ordovicien pour le puits IA-128 est représenté dans la figure suivante :

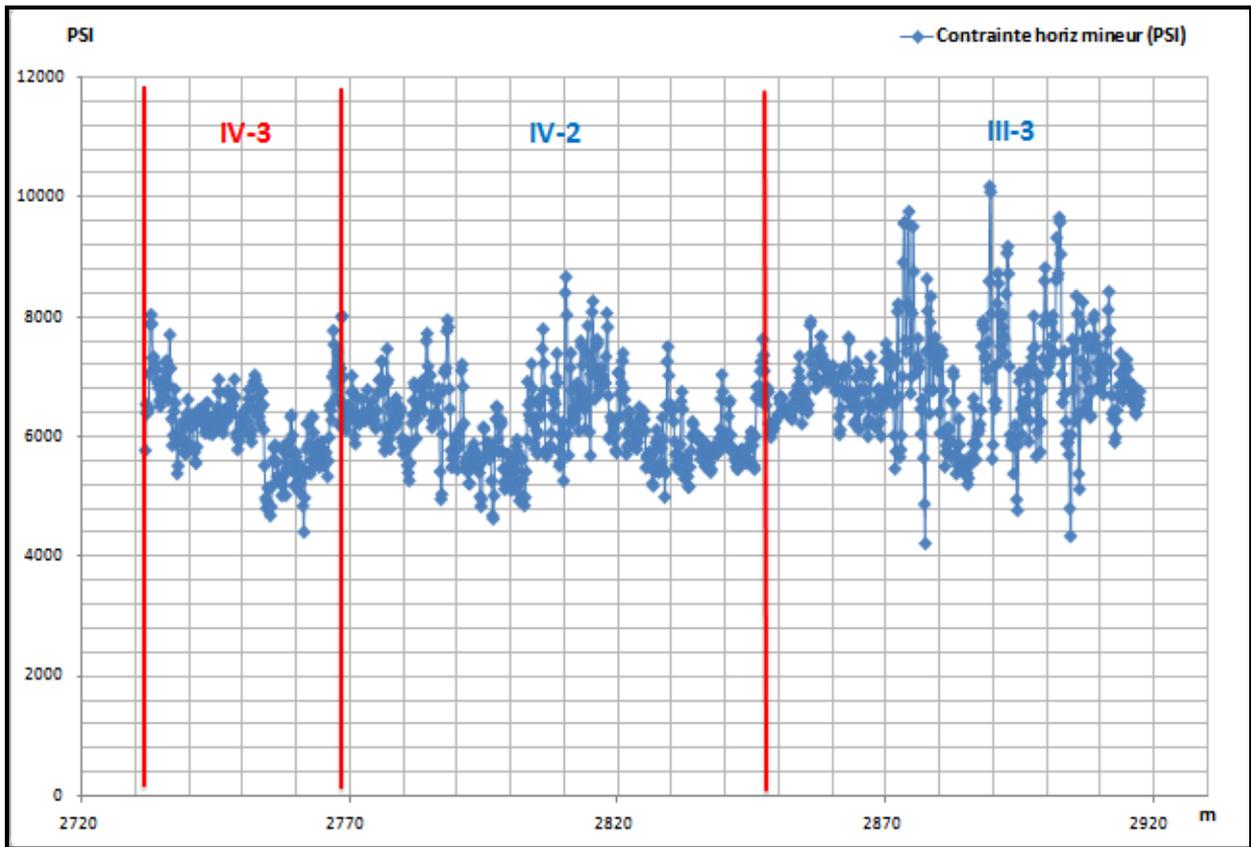


Figure VI.5 : Profil de la contrainte horizontale mineure du réservoir Ordovicien

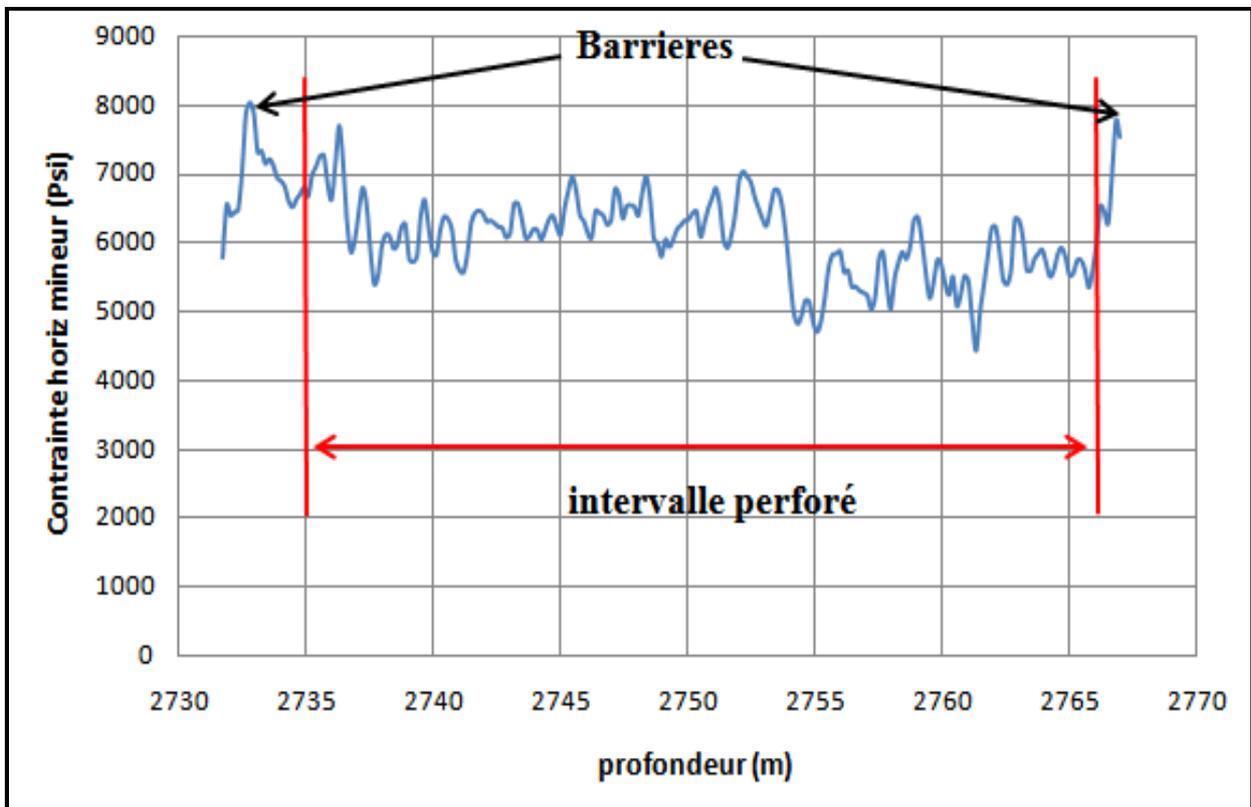


Figure VI.6 : Evolution de la contrainte horizontale mineure dans l'unité IV-3

L'intervalle de l'unité IV-3 (m)	Coefficient de Poisson moyen (%)	Module de Young moyen (GPa)	Pression de pore moyenne (Psi)	Contrainte horizontale mineure moyenne (Psi)
2732 à 2770	11.87	53.55	3411.49	6195.72

Tableau VI.14 : Paramètres géo-mécaniques de l'unité IV-3

Après la sélection du puits comme étant candidat au frac, un programme «Fracturing proposal » a été établi pour estimer la composition et le volume du gel réticulant (voir l'annexe 5), les agents de soutènement, la géométrie et l'orientation de la fracture...etc. Il a été recommandé de faire un bouchon de sable afin d'isoler l'unité IV-2 et fracturer l'unité IV-3.

VI.6. Mise en place de bouchon de sable

Le bouchon de sable a été mis en place le 13 janvier 2016 par la société de service HALLIBURTON, un Coiled Tubing est descendu dans le puits en injectant de l'eau traitée avec un débit minimum au fond jusqu'à la neutralisation du puits, après avoir confirmé que le puits est neutralisé, Sand slurry est pompé avec un débit de 1.2 bpm et de 2.5 ppg de concentration de 20/40 Brady sand pour couvrir une hauteur de 130 m à l'intérieur de liner 4^{1/2}, les résultats finals sont dans le tableau V.15.

PERFORATED INTERVALS							
Zone	Top (m)	Btm (m)	Interval (m)	Gun Description	Date	Comment	
Ordovician IV-3	2735,0	2766,5	31,5	2" 7/8 HSD 6spf - 60° phasing Gun (2906 PJO) HMX	31/03/2014	Open	
Ordovician IV-2	2798,0	2803,0	5,0	"	"	Isolated by Sand Plug	
Ordovician IV-2	2847,0	2873,0	26,0	"	"	Isolated by Sand Plug	
"	2881,0	2888,0	7,0	"	"	Isolated by Sand Plug	
"	2894,0	2896,0	2,0	"	"	Isolated by Sand Plug	
"	2904,0	2907,0	3,0	"	"	Isolated by Sand Plug	
Note	1 All depths are referenced to RT					Spud Date:	14/10/2012
	2 All depths to be checked according to CCL, and to be shifted if required					Reached TD:	16/03/2013
	3 Items highlighted to be checked					Completed:	07/05/2013
	4 Last HUD 2915 m according to GR CCL log 03/04/2014					Perforated:	31/03/2014
	5 Last HUD 2910,65 m according to expro slickline 09/04/2015					Fraced:	No
	6 Sand Plug set @ 2780 m (RT) by Halliburton Coiled Tubing on 14/01/2016 to isolate VI-2 unit and Frac the VI-3 unit ,						
	7 Slickline ENSP tagged Top Sand Plug set @ 2764m (THF) (2771,65m RT) on 16/01/2016 (8m above previous depth 2780m)						

Tableau VI.15 : Résultats de dernières opérations réalisées avant le frac

VI.7. Description de l'opération

L'opération de fracturation hydraulique de puits IA-128 a été réalisée en 04 jours par la société de service HALLIBURTON. Le tableau V.16 résume la chronologie de l'opération.

La date	Les opérations effectuées
21/01/2016	Montage des équipements de surface (Rig up) et remplissage des bacs d'eau voire l'annexe 2 Test d'installation.
22/01/2016	Test en pression. Test d'injectivité. Mini frac. Thermométrie.
23/01/2016	Test en pression. Traitement principale. Démontage d'installation de surface.
24/01/2016	Clean-out et Kick off.

Tableau VI.16 : Chronologie de l'opération

VI.8. Déroulement de la fracturation hydraulique

VI.8.1. Test d'injectivité

Avant de commencer le test d'injectivité, un test en pression est réalisé afin de vérifier la sécurité des installations de surface (figure V.5) :

- ✓ Test des lignes à 11000 psi, (3% chute de pression).
- ✓ Test de ligne d'espace annulaire à 5000 psi, (2% chute de pression).
- ✓ Réglage de soupape de sécurité de EA1 à 3500psi « pop off ».
- ✓ Réglage de soupape de sécurité de EA2 à 1800psi.
- ✓ Ouverture de Tree Saver Valve WHP=1561psi.

Le test d'injectivité est effectué par l'injection du 7852 gal de l'eau traitée dans la formation afin de confirmer la liaison Couche-Trou et d'apprécier le débit maximum de fracturation (Figure V.6), cette injection est suivie par le pompage de 9255 gal de gel linéaire pour estimer les frictions dans la phase du débit descendant (step down rate).

Description de l'étape	Type de fluide	Volume pompé (gal)	Débit de pompage (bbl/min)	Pression de surface (psi)	Pression de fond (psi)	Pression de EA1 (psi)	Pression de EA2 (psi)
Test d'injectivité/ breakdown	Eau traitée	7852	4	1573	5360	1046	446
			3.4	797	4522	397	450
			4	35	3775	956	430
			2	189	4040	897	420
			15	774	3390	1005	500
Remplissage de puits	Gel linéaire	7490	31	1287	3160	974	460
			31.4	1554	4181	984	446
Step Down Rates	Gel linéaire	1765	31	4120	7432	1982	586
			25	1024	4300	933	440
			15	427	4228	971	450
			5	264	4062	980	444
Arrêt de pompage							

Tableau VI.17 : Résumé du test d'injectivité

Les résultats du Step down rate test sont représentés dans le tableau V.18 :

L'opération	Pression (psi)	Débit (bpm)	Friction du tubing (psi)	Friction à l'entrée des perfos	Friction des perfos	Friction aux abords du puits
Step down rate test	4302	30.67	773	376	27	349
	4293	25.83	603	339	19	320
	4270	20.95	433	301	13	288
	4224	15.05	269	251	07	244
	4144	9.76	171	199	3	197
	4026	4.67	108	137	1	136

Tableau VI.18 : Résumé de Step down test

L'analyse des résultats du graphe V.7 nous a permis de trouver les résultats suivant :

- $\beta = 0,68$.
- $\Delta P_{tubing} = 774$ psi.
- $\Delta P_{entry} = 451$ psi.

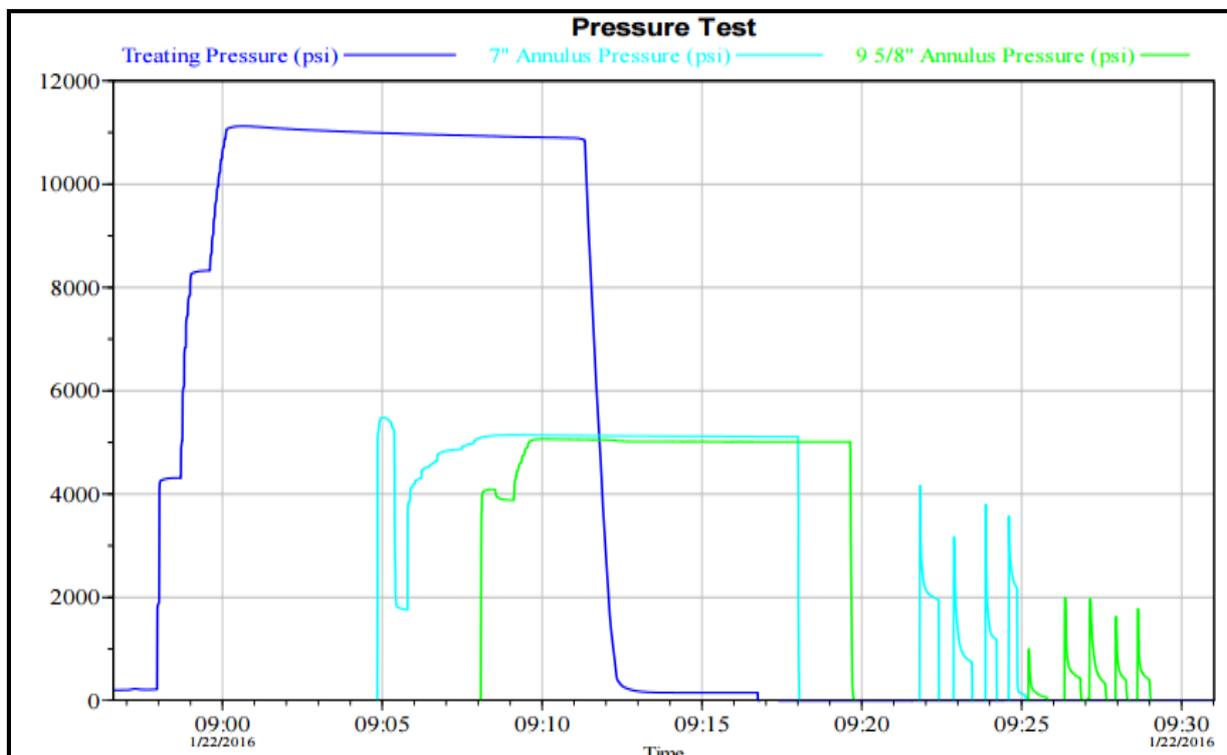


Figure VI.7 : Test en pression

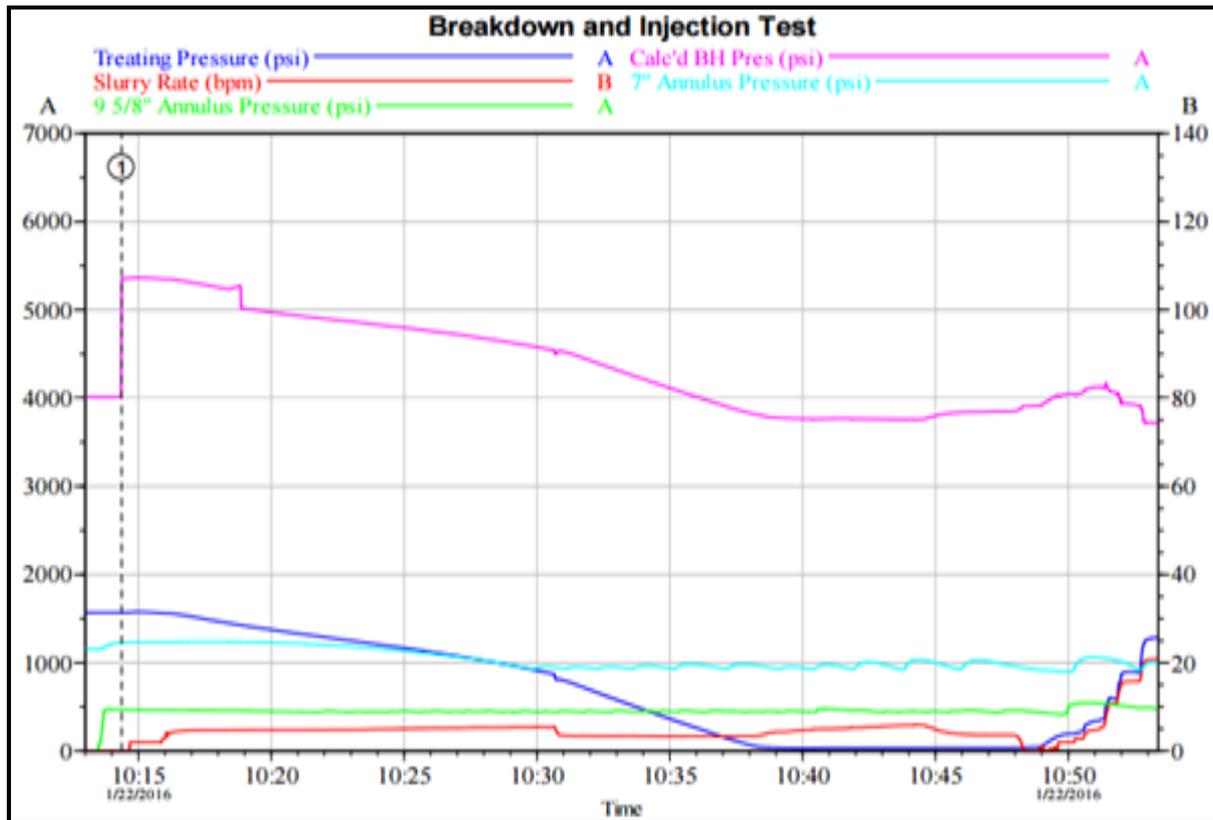


Figure VI.8 : Test d'injectivité

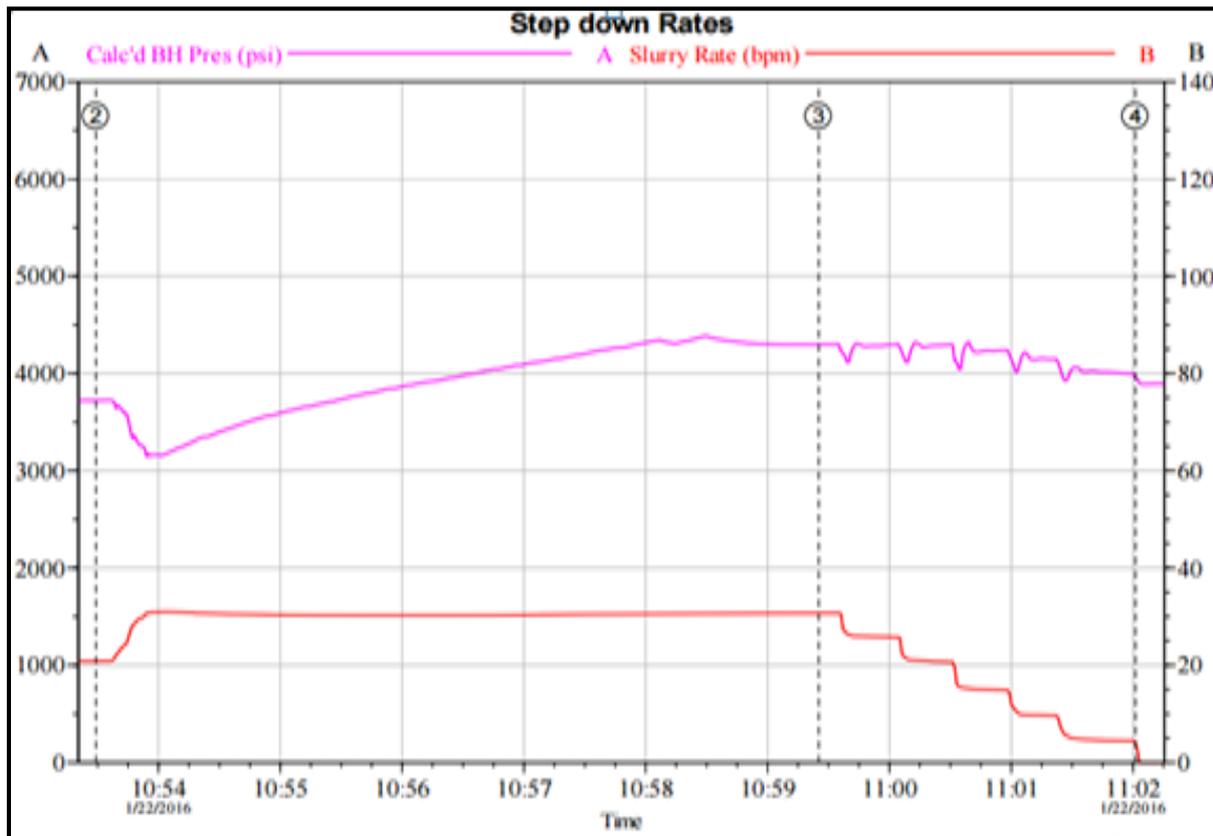


Figure VI.9 : Step down rate

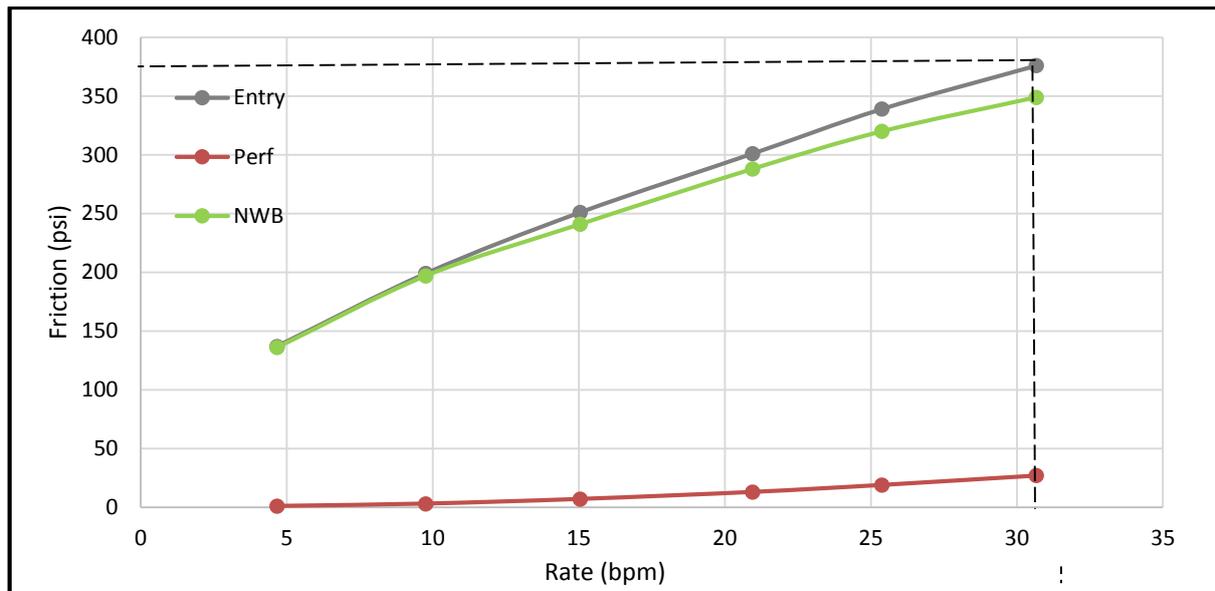


Figure VI.10: Evolution des frictions en fonction du débit

VI.8.2. Mini frac (Data frac)

Ce test a pour objectif d’extraire les paramètres nécessaires pour le traitement principal, Ils ont commencé par le remplissage de puits en injectant un volume de 3233 gal de gel linéaire suivi par le pompage de 15037 gal de gel réticulant, enfin 6190 gal de gel linéaire est pompés pour le déplacement de gel réticulant. (Tableau V.19 et Figure V.11).

Description de l'étape	Type de fluide	Volume pompé (gal)	Débit de pompage (bbl/min)	Pression de surface (psi)	Pression de fond (psi)	Pression de EA1 (psi)	Pression de EA2 (psi)
Remplissage de puits	Gel linéaire	7852	5.2	10	3692	1312	397
			30	1062	4475	1300	484
Minifrac	Gel réticulant	7490	30	1128	4522	1173	456
			30.4	1255	4387	1150	458
			30.6	1308	4438	1061	567
Déplacement (flush)	Gel linéaire	1765	31.6	1386	4512	11039	463
Arrêt de pompage et analyse de déclin							

Tableau VI.19 : Résumé de de l'opération de Minifrac

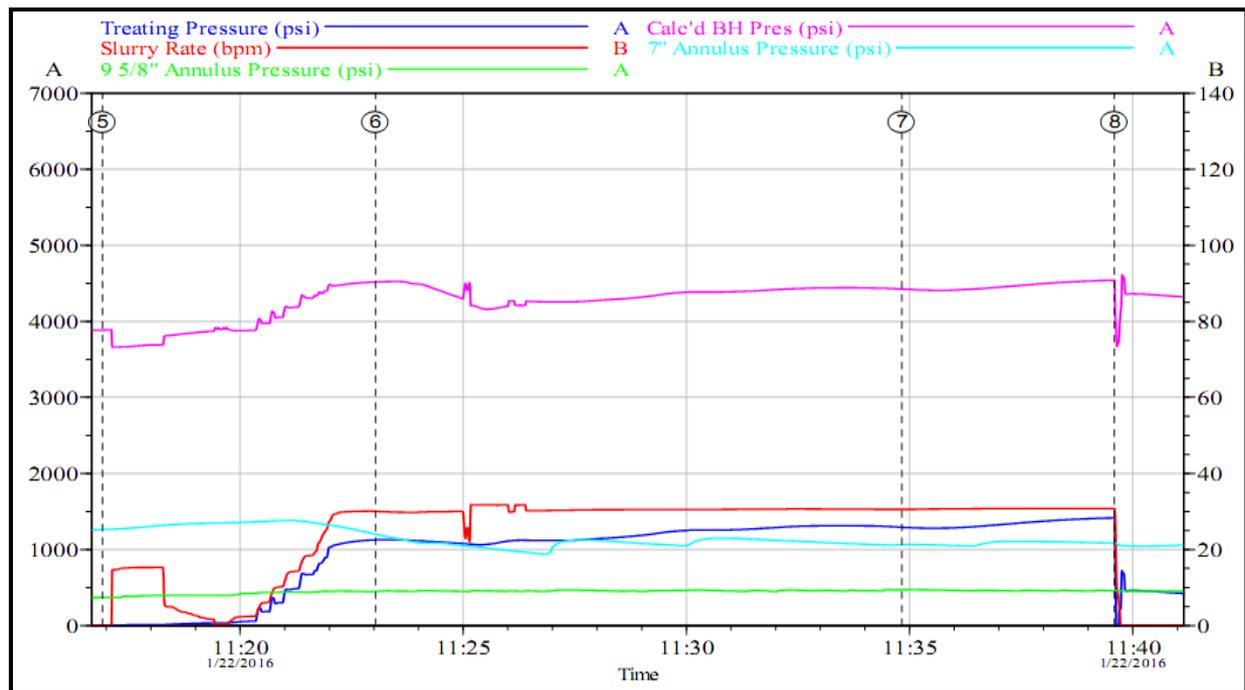


Figure VI.11 : MiniFrac

Analyse de déclin

Les données recueillies à partir de Minifrac permettent à l'aide du simulateur de conception de fracture correspondance FracproPT a ensuite utilisé pour aider à concevoir le traitement principal FracproPT.

Logiciel de simulation FracproPT

FracproPT est le logiciel de modélisation de conception de fracture la plus largement utilisée dans le monde (voir l'annexe 4). Cet outil puissant a la souplesse nécessaire pour gérer l'énorme variabilité des réservoirs, l'équipement de fracturation, les matériaux et les procédures.

Le logiciel peut effectivement modéliser tout type de travail de stimulation de pression, y compris les puits d'accès limité, plusieurs intervalles perforés et la fracturation des puits horizontaux. Il comprend des données pour la formation de perméabilité et de l'analyse de la pression du réservoir. Avec FracproPT, vous pouvez effectivement modéliser la croissance de la fracture dans toute formation : le carbonate, le grès et même le charbon.

Une analyse du déclin de pression est effectuée à l'issue de Minifrac, les résultats sont présentés dans le tableau V.20 :

	Unité	Minifrac	Analyse Minifrac
Fluide d'injection dans réservoir		Hybor H3.540	Hybor H3.540
Volume injecté	(gal)	15037	
Débit d'injection	(bbl/min)	30.4	
La dernière pression de pompage	(psi)	4541	
ISIP	(psi)	4381	
Friction au fond du puits	(psi)	161	
Gradient de fracturation	(psi/ft)	0.48	
Gradient de fermeture	(psi)	0.44	
Pression de fermeture (closure pressure)	(psi)		3915
L'efficacité du fluide (Efficiency)	(%)		51.89

Tableau VI.20 : ISIP et analyse de Minifrac

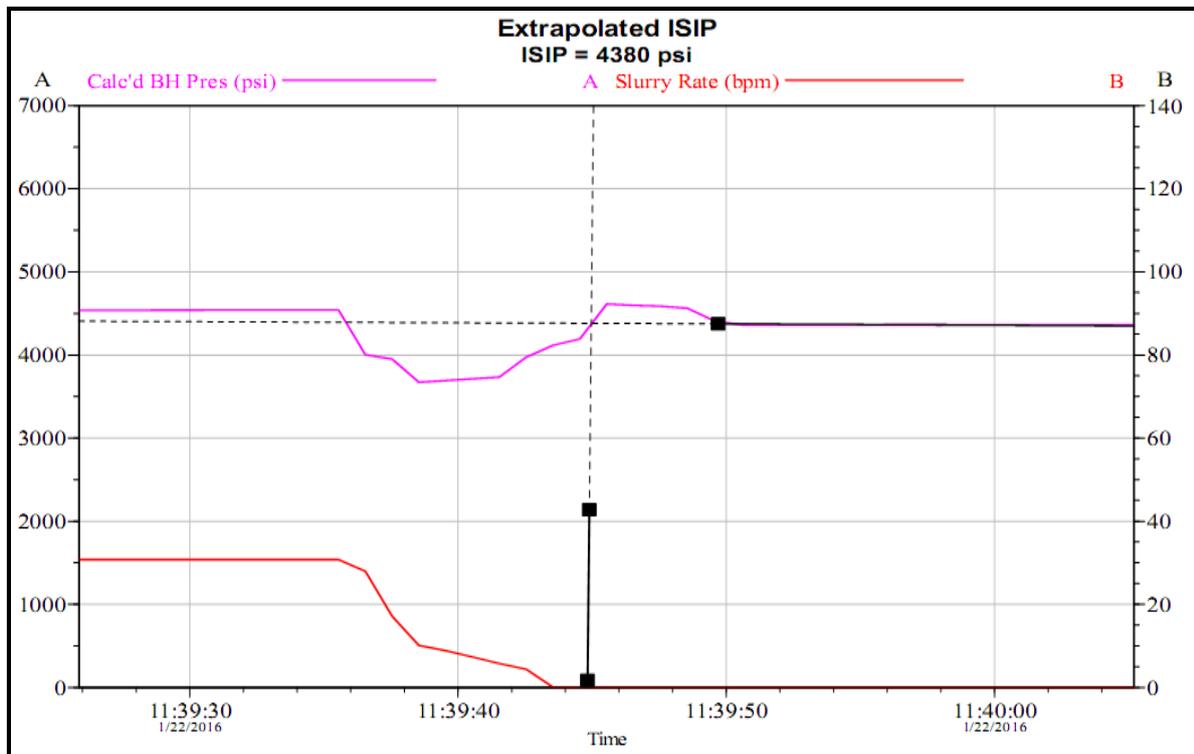


Figure VI.12 : Minifrac ISIP

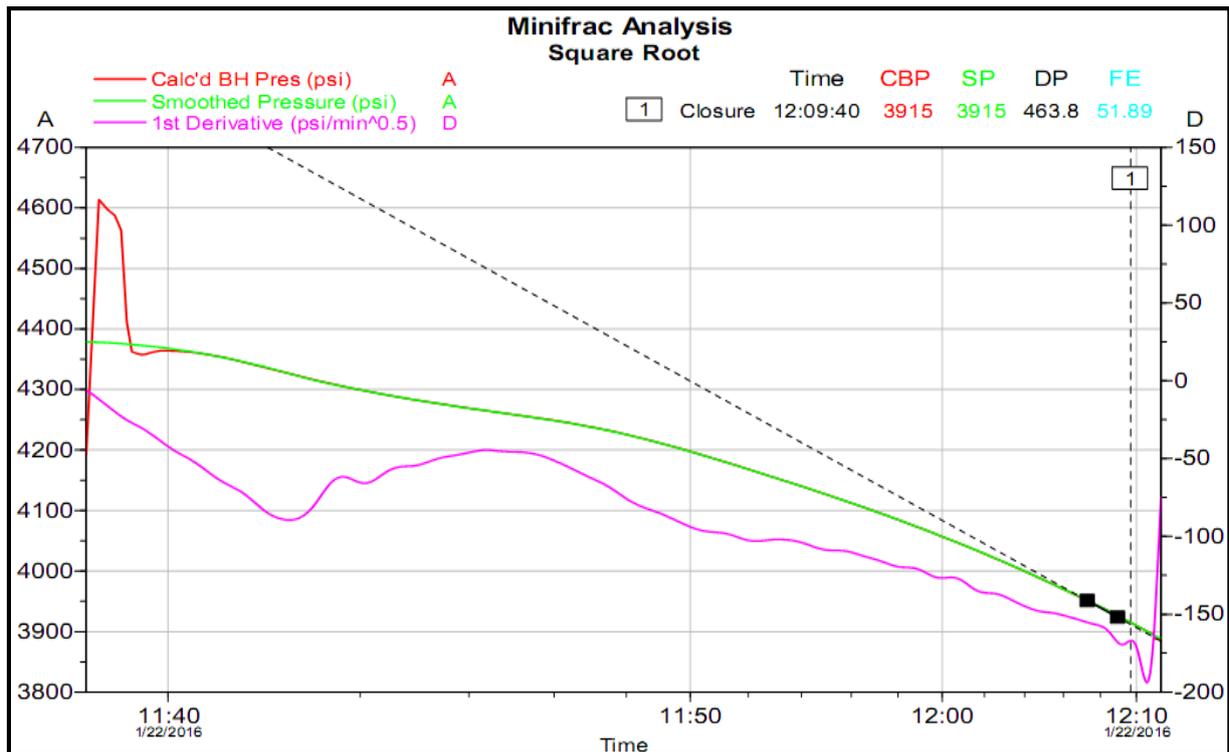


Figure VI.13 : Graphe d'analyse par la méthode de Square Root

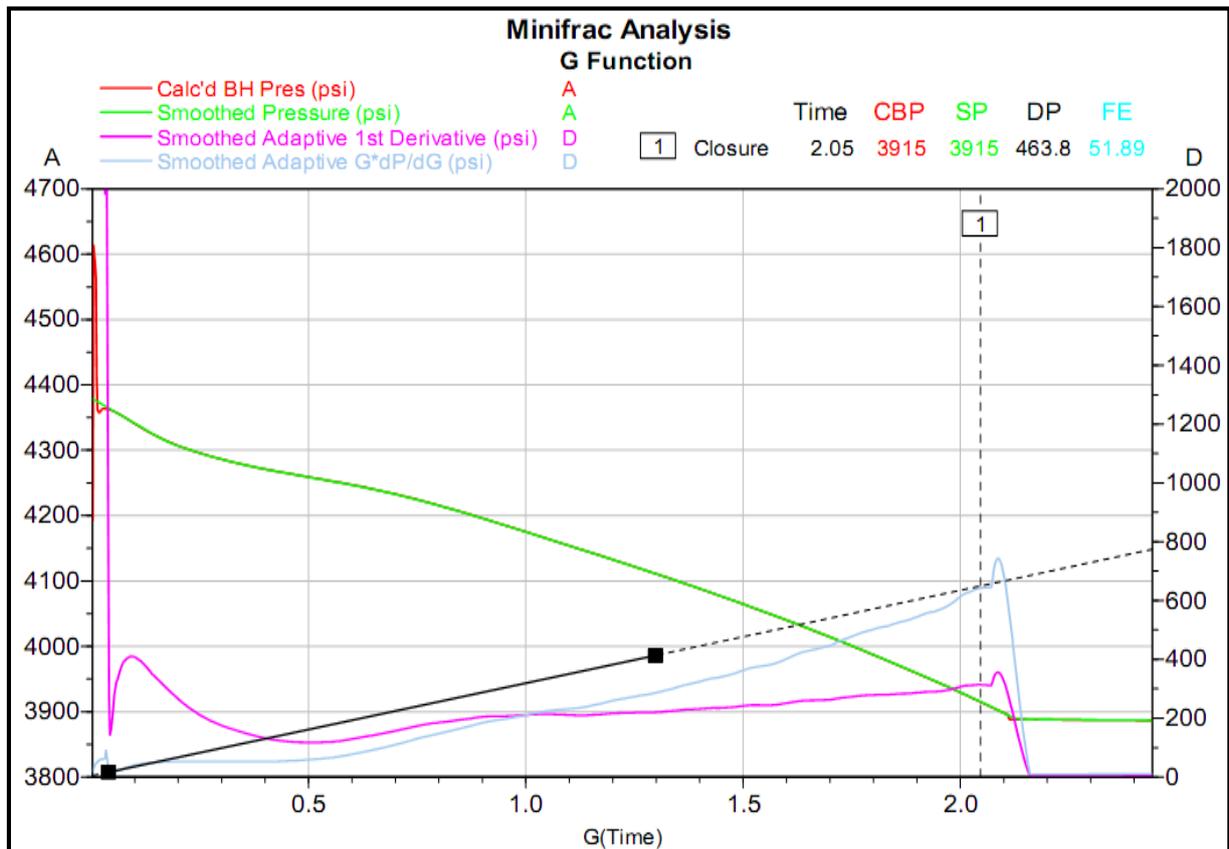


Figure VI.14 : Graphe d'analyse par la méthode de G function

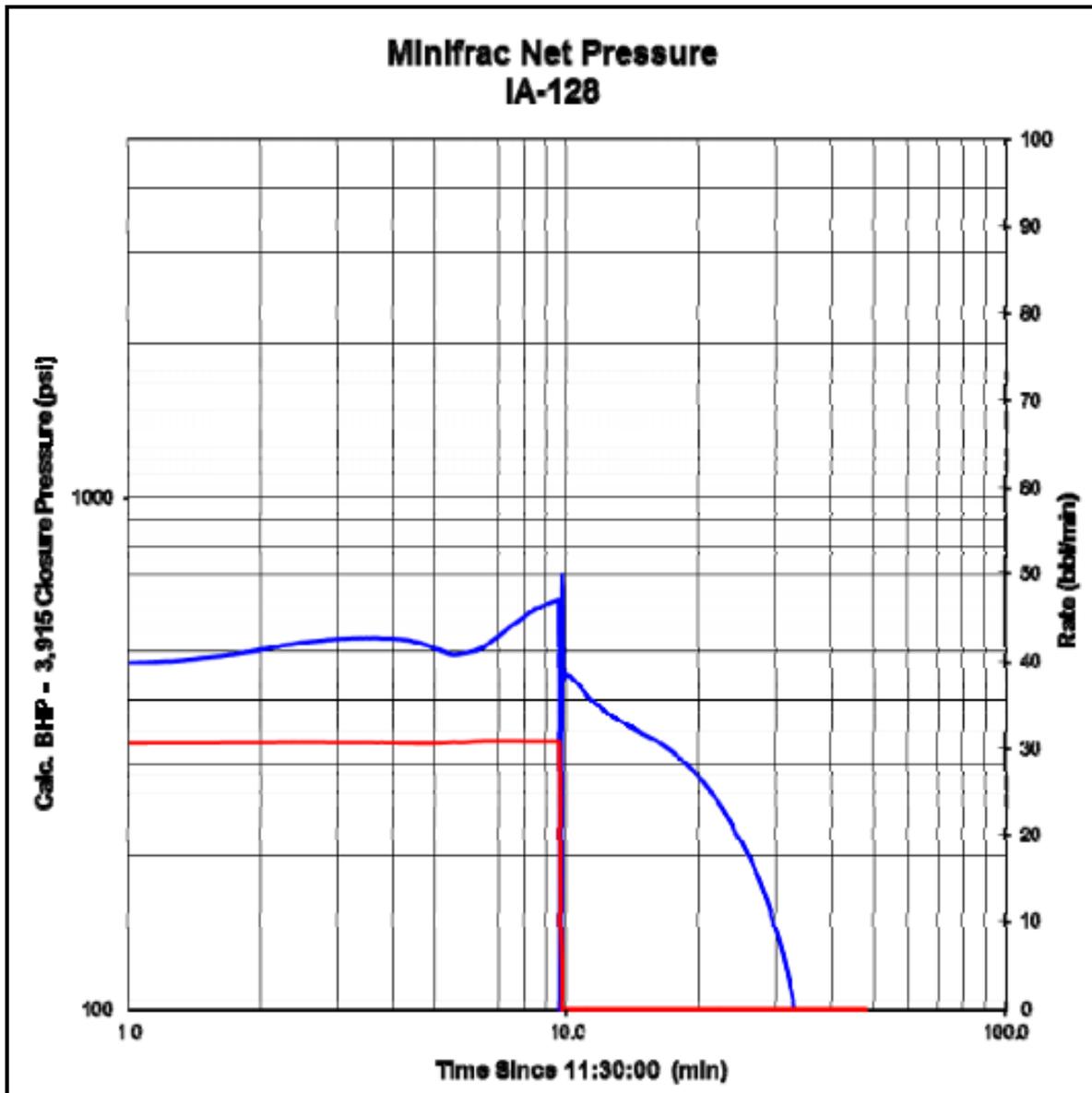


Figure VI.15 : Minifrac Net Pressure

Température Log

L'enregistrement de la température se fait généralement en 4 heures après l'arrêt de pompage Data Frac, Le thermo log a pour but de déterminer l'initiation (localisation) de la fracturation dans le réservoir ce qui nous permet d'obtenir la hauteur de la fracture H_f .

Ces renseignements décident s'il y a lieu ou non de poursuivre et dans quelles conditions le traitement du puits par fracturation hydraulique.

Le graphe (figure V.16) montre une zone froide claire de 2735 m au 2767 m dans laquelle une fracture est bien confinée dans la zone voulu.

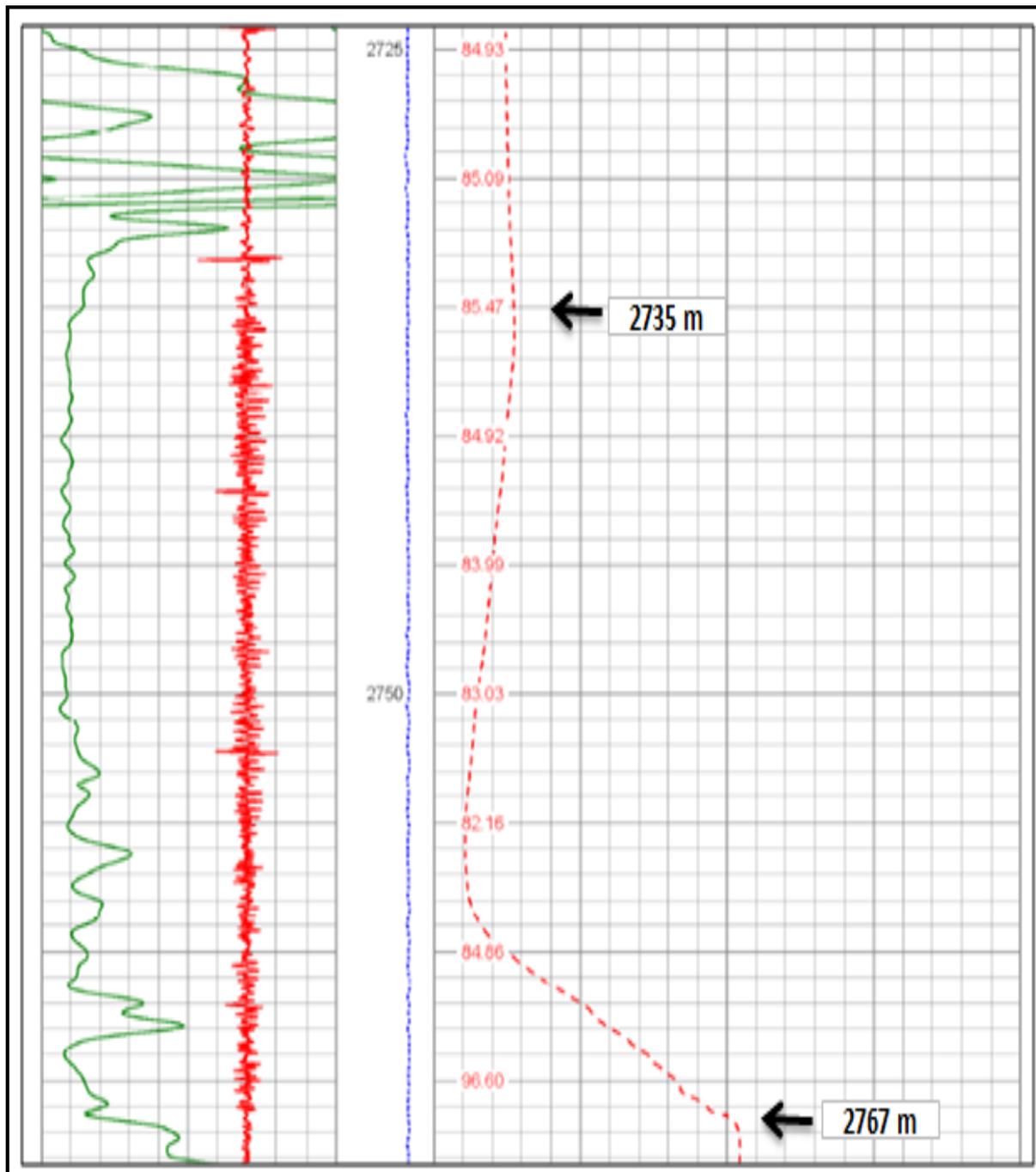


Figure VI.16 : Log température

Matching

Les paramètres de réservoir, l'analyse de déclin, profil de contraintes et données du Minifrac sont utilisés pour l'obtention du Minifrac match. Le profil des contraintes est ajusté pour qu'il soit égal à la pression de fermeture au point d'initiation de la fracture à partir de l'analyse de déclin de pression (Figure V.13 et V.12).

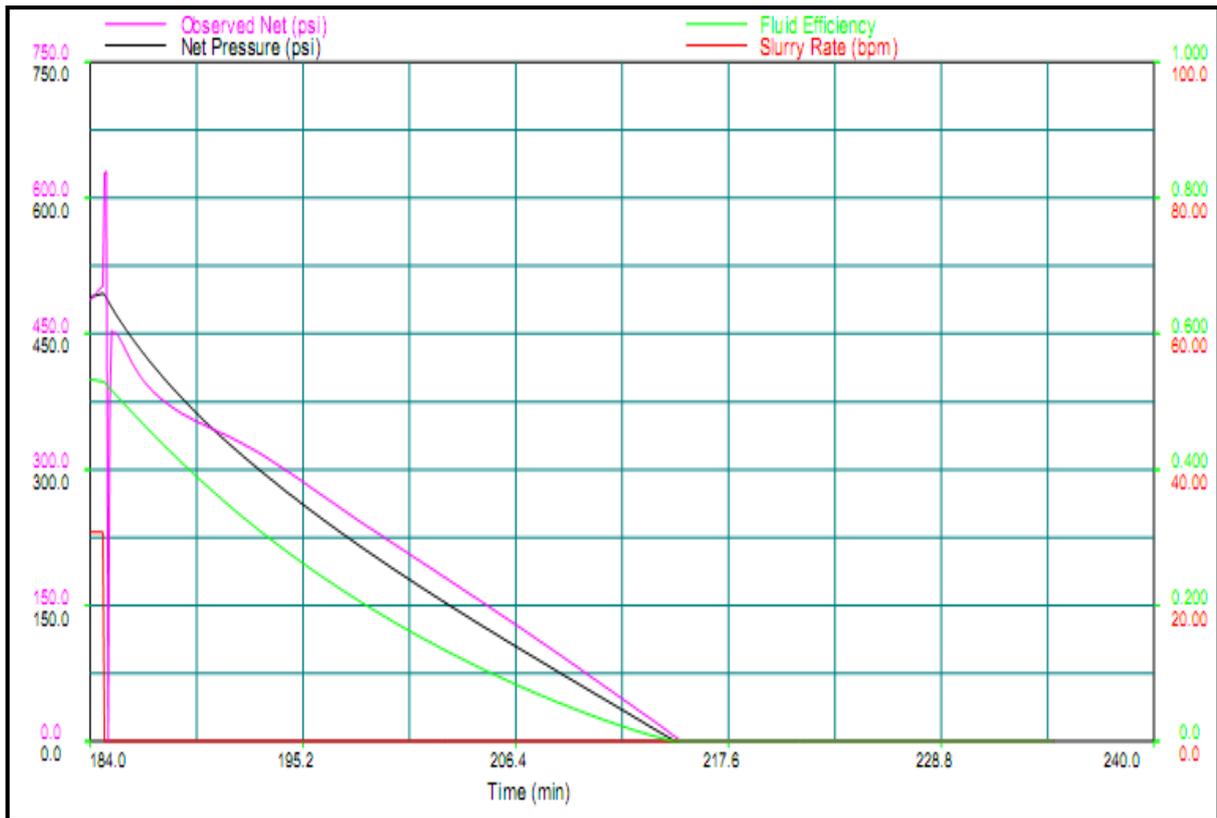


Figure VI.17 : FracproPT Minifrac Match

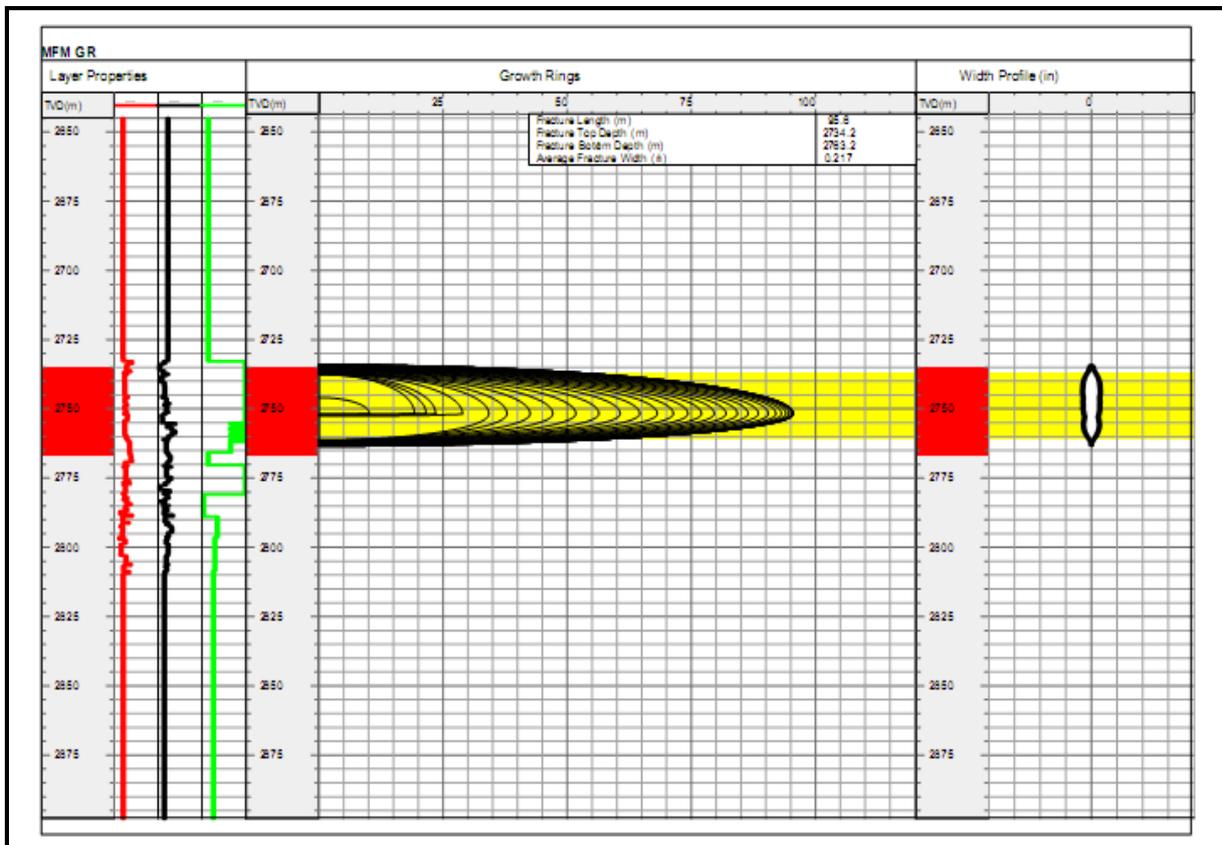


Figure VI.18 : Géométrie FracproPT Minifrac Match

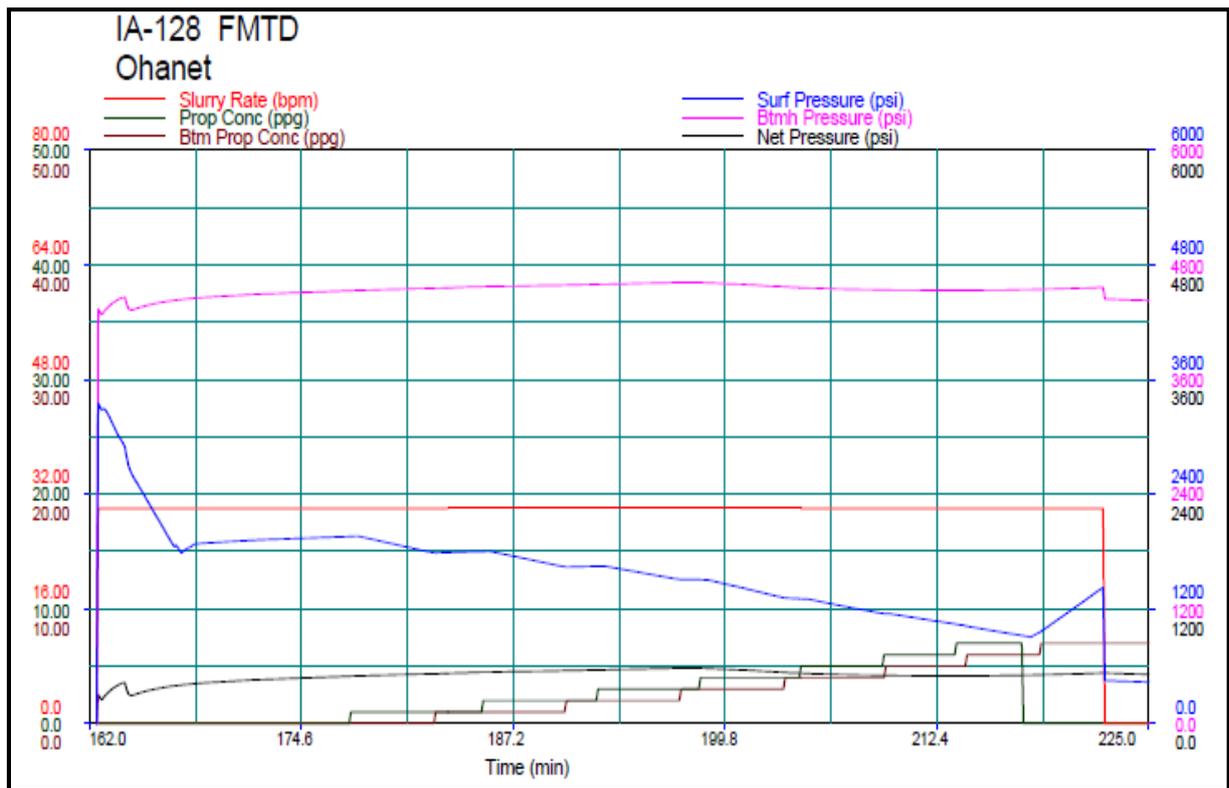


Figure VI.19 : Conception de traitement principal FracproPT

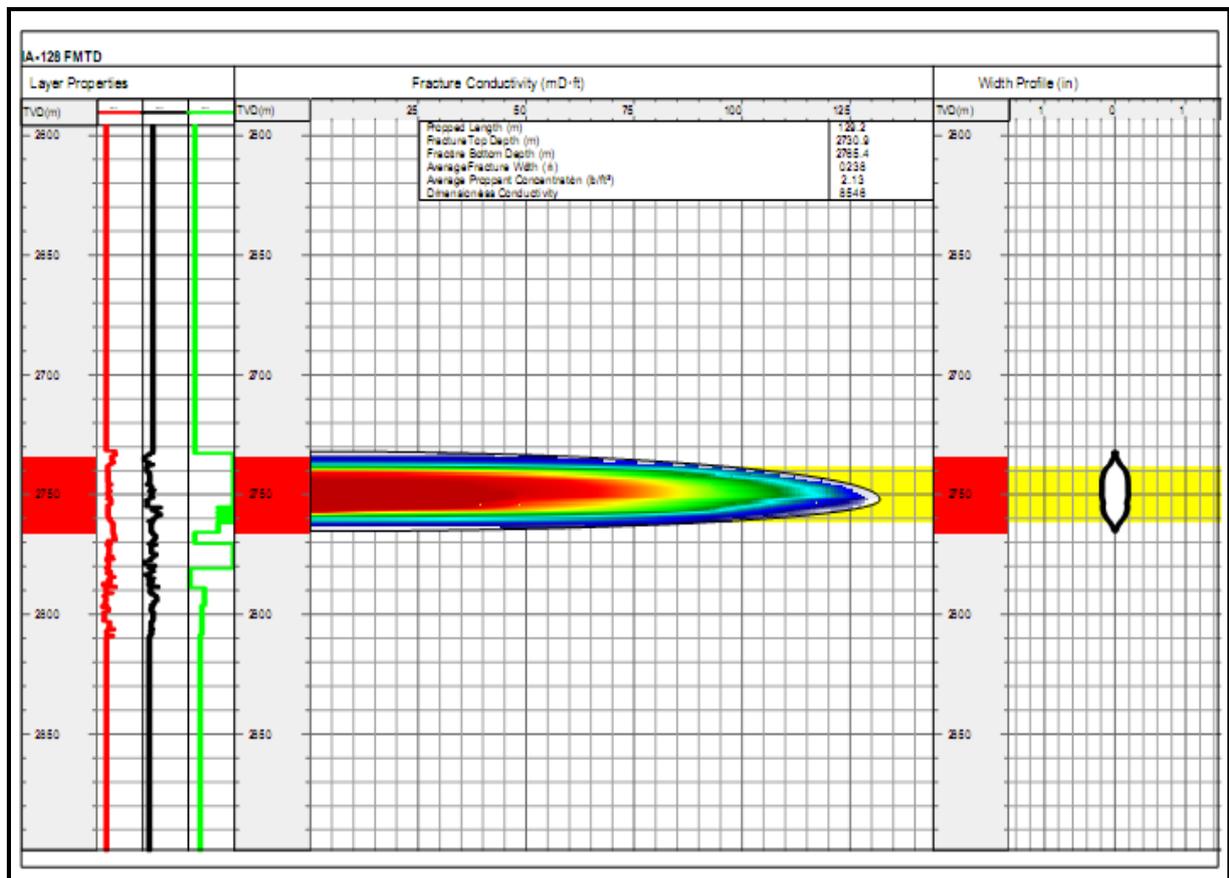


Figure VI.20 : FracproPT Main Treatment Design Proppant Conductivity

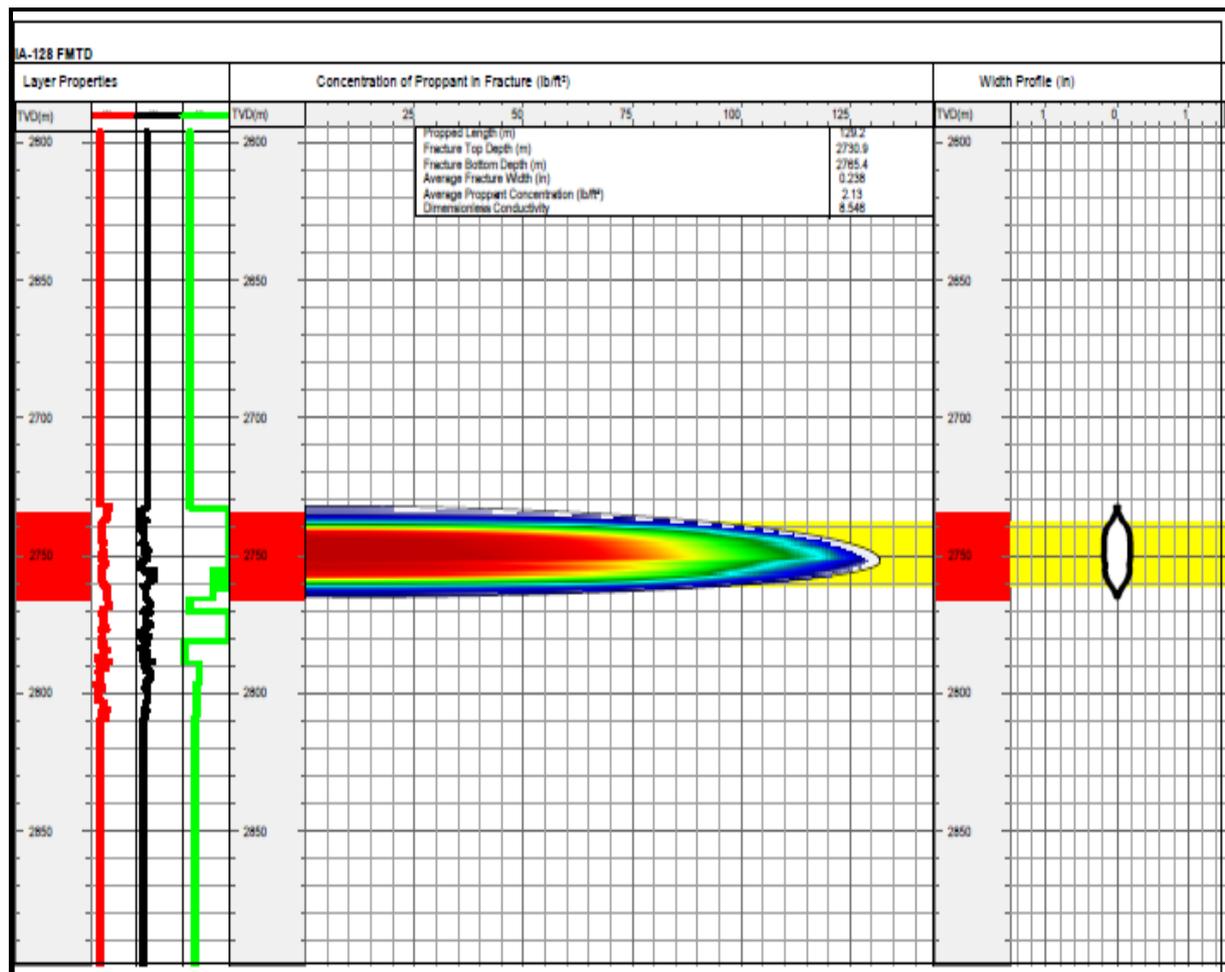


Figure VI.21 : FracproPT Main Treatment Design Proppant Concentration

VI.8.3. Traitement principal

Dans chaque opération de commencement d'injection, il faut tester la ligne de base à des pressions bien déterminées afin de vérifier l'intégrité des installations de base :

- Test des lignes de traitement à 11000 psi (test positif).
- Test des lignes des espaces annulaires à 5000 psi (test positif).
- Réglage de soupape de sécurité de EA1 à 3572 psi (test positif).
- Réglage de soupape de sécurité de EA2 à 1827 psi (test positif).

Pour le traitement principal, ils ont entamé l'opération par le remplissage du puits en pompant un volume de 4087 gal de gel linéaire pour stabiliser le débit à 30 bpm, ensuite 17848 gal de gel réticulé ont été injectés suivi par le pompage de 51276 gal de slurry, enfin 6103 gal de gel linéaire est pompés pour le déplacement de slurry.

Description de l'étape/ Type de fluide	Volume pompé (gal)	Concentration de proppant moyenne (lb/gal)/type de proppant		Débit de pompage (bbl/min)	Pression de surface (psi)	Pression de fond (psi)	Pression de EA1 (psi)	Pression de EA2 (psi)
Pre-pad (Gel linéaire)	4087	0		2			919	605
				8.9	18	3881	946	595
Pad (Gel réticulant)	17848	0		30	1070	4209	991	450
				30.4	1267	4409	998	457
				30.4	1362	4503	993	457
Slurry 1	9806	0.95	(20/40)ISP	30.1	1374	4522	953	454
Slurry 2	8509	1.88	(20/40)ISP	30.1	1351	4788	944	459
Slurry 3	7776	2.90	(20/40)ISP	30	1355	5018	971	459
Slurry 4	7485	4.03	(20/40)ISP	30.1	1157	5062	949	500
Slurry 5	6204	5.03	(20/40)ISP	30.1	991	5129	934	463
Slurry 6	5839	5.89	(20/40)ISP	30.1	851	5190	956	400
Slurry 7	5657	7.59	(16/30)ISP	30.1	784	5254	946	450
Flush (Pre-pad)	6103	0		30.1	625	5295	952	458
				30	518	5289	957	455
Arrêt de pompage.								

Tableau VI.21 : Résumé des étapes de pompages (débit, volume, pression)

La simulation du design du traitement principal prévoit qu'il n'y aura pas un screen out et le volume de déplacement peut être totalement pompé (figure V.19), La conductivité moyenne du proppant est illustrée dans (figure V.20), la concentration moyenne du proppant (figure V.21),

Les données du traitement principal sont utilisées comme entrées dans le design (traitement principal) pour l'ajuster (Figure V.24).

Le calage est basé sur l'ajustement de la perméabilité de la zone utile et les multiples paramètres de fractures pour caler le leak-off, le coefficient de tip effet à l'ISIP et la pression de fermeture.

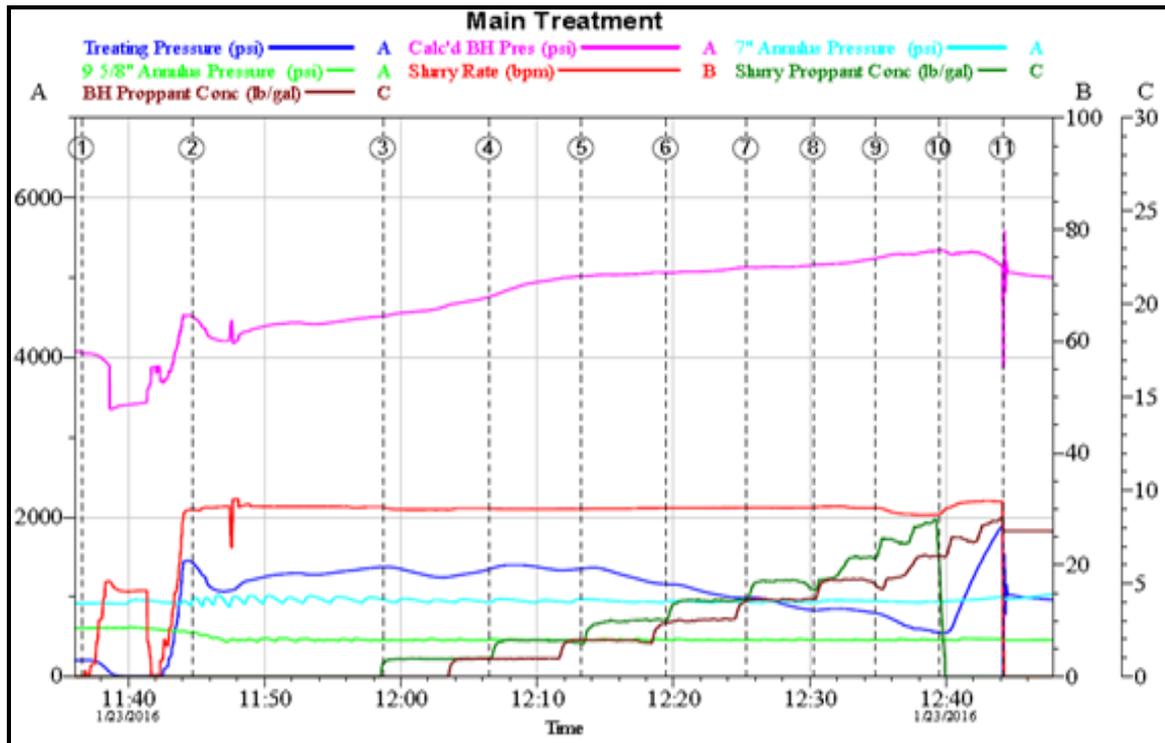


Figure VI.22 : Main frac

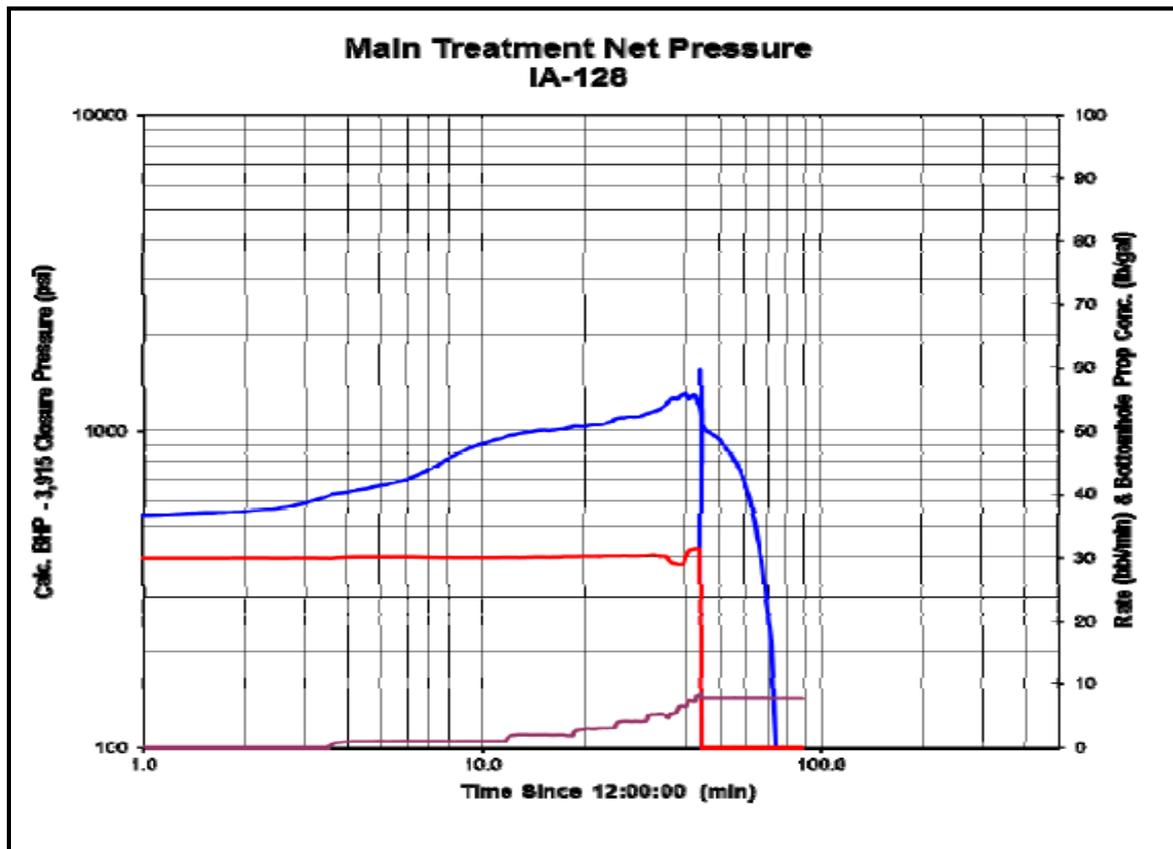


Figure VI.23 : Evolution de la Net pressure

La conductivité moyenne du proppant est affichée dans la figure (V.25).

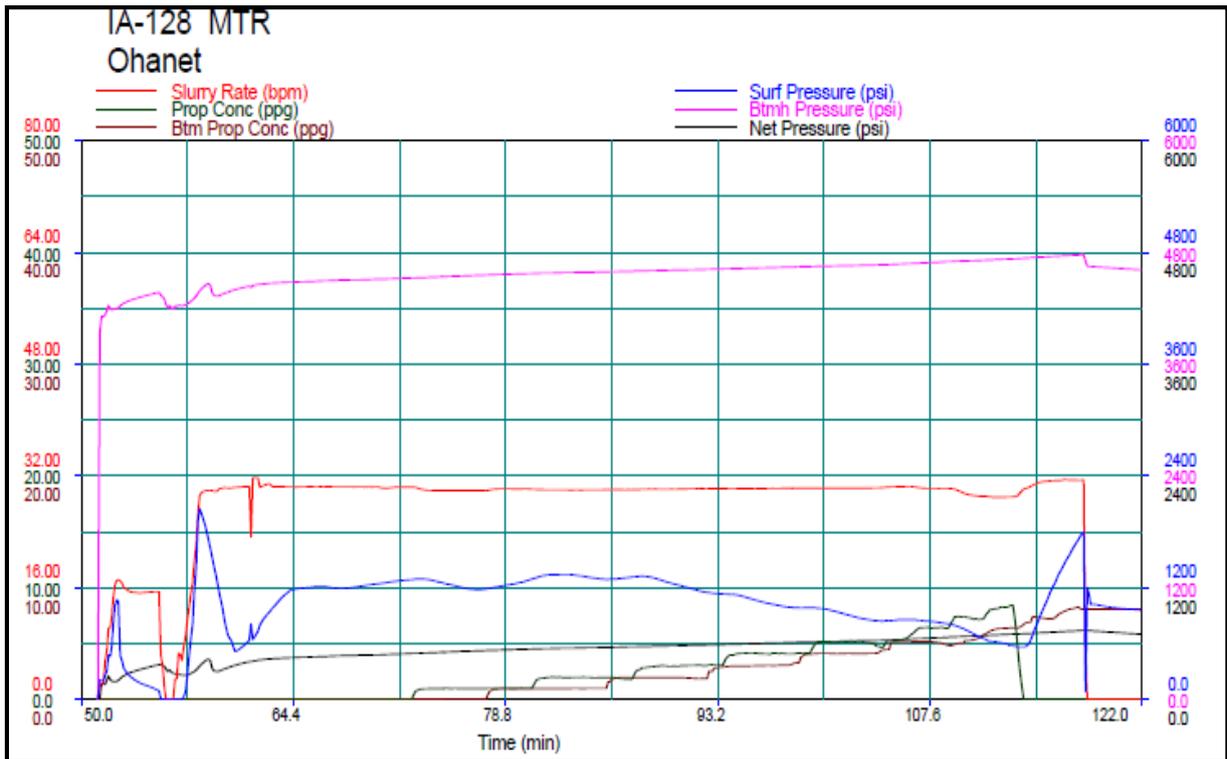


Figure VI.24 : FracproPT Main Treatment Review

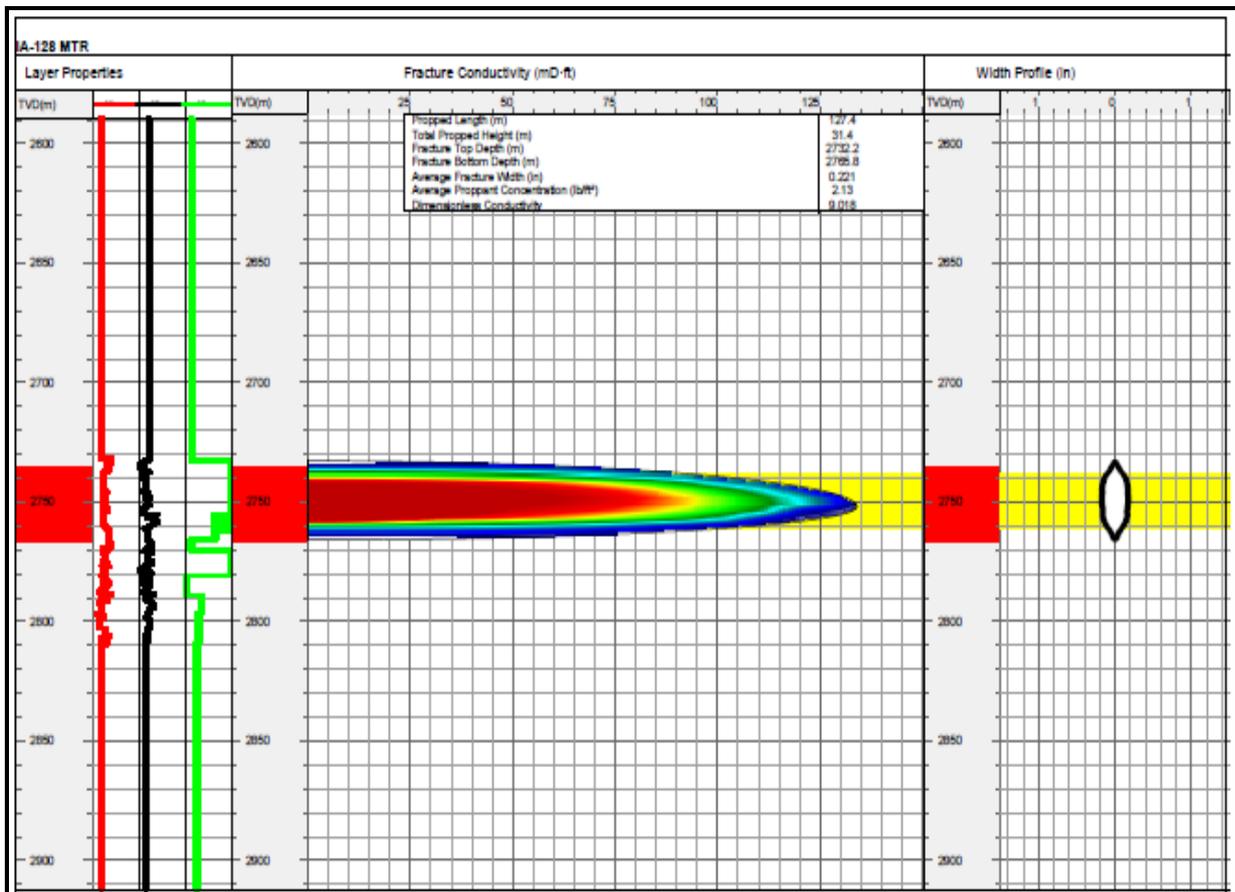


Figure VI.25 : Conductivité de proppant dans le traitement principal

La concentration moyenne de proppant est représentée dans la figure (V.26).

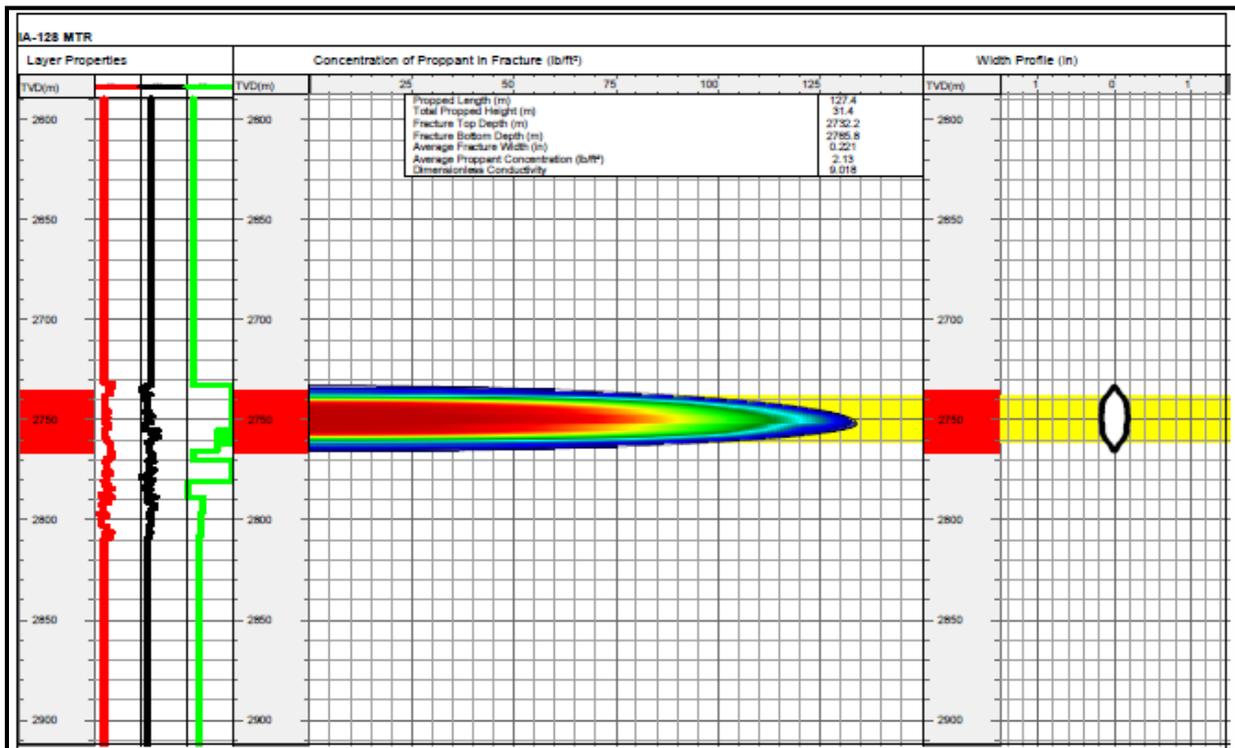


Figure VI.26 : Concentration de proppant dans Main frac

Géométrie et conductivité de la fracture			
Demi-longueur de fracture (m)	136	Demi-longueur réelle de fracture(m)	127
La hauteur totale de la fracture (m)	34	La hauteur totale réelle de la fracture (m)	31
Côte top fracture (m)	2732	Côte réel top fracture (m)	2734
Côte bottom fracture (m)	2766	Côte réel bottom fracture (m)	2766
Nombre équivalent de frac multiple	1	Largeur moyenne de fracture (in)	0.22
Concentration moyenne de proppant (lb/ft ²)	2.13	Conductivité moyenne de proppant (md.ft)	3908.4
Les pressions de la fracture			
Net pressure simulé (psi)	733	Pression de fermeture (psi)	3915
Net pressure observé (psi)	1153	Gradient de fermeture du frac (psi/ft)	0.434
Pression de réservoir (psi)	2850	Pression de surface moyenne (psi)	1028

Tableau VI.22 : Résultats de FracproPT pour le traitement principal

Les opérations sont résumées dans le tableau suivant :

Description de l'état	Description de fluide	Volume de fluide prévu (gal)	Volume de fluide pompé (gal)
Test d'injectivité			
Breakdown injection	Eau traité	8000	7852
Remplissage de puits	Gel linéaire 35#	6700	7490
Step Down Rates	Gel linéaire 35#	2500	1765
Minifrac			
Remplissage de puits	Gel linéaire 35#	1000	3233
Minifrac	Hybor H3.5420	15000	15037
Déplacement (flush)	Gel linéaire 35#	6178	6190
Mainfrac			
Pre-pad	Gel linéaire 35#	1000	4087
Pad	Hybor H3.5420	18000	17848
Slurry 1	Pad+Prop (20/40 ISP)	9855	9806
Slurry 2	Pad+Prop (20/40 ISP)	8598	8509
Slurry 3	Pad+Prop (20/40 ISP)	7785	7776
Slurry 4	Pad+Prop (20/40 ISP)	7472	7485
Slurry 5	Pad+Prop (20/40 ISP)	6172	6204
Slurry 6	Pad+Prop (20/40 ISP)	5731	5839
Slurry 7	Pad+Prop (16/30 ISP)	5277	5657
Déplacement (Flush)	Gel linéaire 35#	6078	6089
<p>Volumes totaux de proppant pompé (20/40 ISP - 16/20 ISP) : 160 100 lbs.</p> <ul style="list-style-type: none"> • 157 100 lbs dans la formation (126,278 de 20/40 ISP & 30,722 de 16/30 ISP). • 3000 lbs restent dans le tubing (16/20 ISP). 			

Tableau VI.23 : Résumé de l'opération de la fracturation hydraulique

VI.8.4. Clean out et Kick off

Après avoir terminé la fracturation hydraulique, il est nécessaire de nettoyer le fond du puits de proppant et du bouchon de sable afin d'assurer un clean up complet du puits, pour cela l'unité Coiled tubing «1^{3/4} » (voir l'annexe 3) a effectué cette opération en 2 étapes :

- 1^{ère} étape : Le CT est descendu dans le trou en pompant de l'eau traitée et de la mousse pour nettoyer le sable et le proppant restés jusqu'à la côte TD, à partir de cette profondeur 2 m³ de gel Pill est injecté pour permettre une bonne évacuation du sable et du proppant.
- 2^{ème} étape : Le CT est descendu dans le trou en pompant de l'azote N₂ afin de lifter les fluides pompés et démarrer le puits (kick-off).

VI.9. Evaluation de l'opération de fracturation

Après la stabilisation du puits, on a observé un gain en production de 293.6 (1000 Sm³/day) de gaz, en plus, on a obtenu une fracture fortement conductrice de l'ordre de 3908.4 md.ft très largement supérieur avant fracturation (167 md.ft) ce qui confirme le bon choix du proppant qui a donné une très grande conductivité à la fracture. Alors, on peut dire que cela montre le succès de l'opération de la fracturation hydraulique.

VI.9.1. Evaluation économique

La rentabilité est un critère décisif pour choisir l'investissement. Dans l'évaluation des couts de cette opération, on peut considérer le cout lié à la fracturation hydraulique et le cout qui englobe les autres services et activités suscités par cette opération.

VI.9.2. Gan de productivité

Les différents débits obtenus après l'opération sont indiqué dans le tableau V.24:

	Débit de gaz (1000 Sm ³ /J) à WHP= 54bar	Date
Avant la fracturation	30,4	15/04/2015
Après la fracturation	324	18/03/2016

Tableau VI.24 : Comparaison entre la production avant et après la fracturation

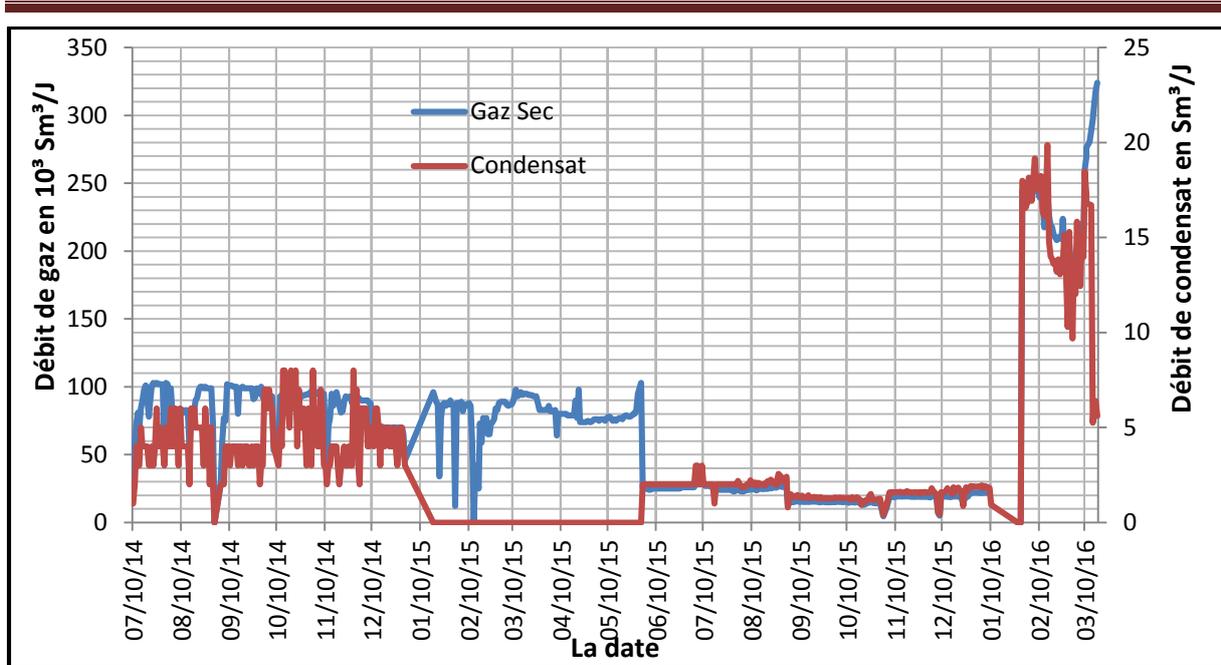


Figure VI.27 : Historique de production avant et après la fracturation

VI.9.3. Calcul de gain

$$Gain = \frac{Q \text{ après la fracturation}}{Q \text{ avant la fracturation}}$$

$$Gain = \frac{324 \times 10^3}{30.4 \times 10^3}$$

$$Gain = 10.66$$

Donc la production du puits est augmentée avec un gain de 10.66

Calcul de ΔQ :

$$\Delta Q = \text{la production après} - \text{la production avant}$$

$$Gain \text{ en production} = (324 - 30.4) \times 10^3 = 293.6 (1000 \text{ Sm}^3 / J)$$

VI.9.4. Amortissement des investissements en gagés dans l’opération

$$\text{Coût total de l'opération} = 525000 \$$$

Avec, $1 \text{ Sm}^3 = 7.43337 \text{ BEP}$ (Baril Equivalent Pétrole) et $1 \text{ Baril} = 37 \$$ Donc ;

$$Gain \text{ en production} = 293.6 \times 7.43337 = 2182.44 (\text{Baril} / J)$$

$$Gain \text{ total} = 2182.44 \times 37 = 80750.18 (\$ / J)$$

Calcul de délai d’amortissement du puits :

$$\text{Le délai d'amortissement} = \frac{\text{Coût total de l'opération}}{\text{Gain total}} = \frac{525000}{80750.18} = 6.50 (J)$$

Donc ; Le délai d’amortissement = 6 Jours et 12 heures

Conclusion et Recommandation

Conclusion générale

Le réservoir Ordovicien dans la région d'Ohanet présente des paramètres pétro-physiques médiocres notamment la perméabilité de la roche réservoir qui est relativement très faible car c'est une formation compacte (Tight gas).

Dans cette présente étude, et suite à l'utilisation de la fracturation hydraulique sur le niveau du puits IA-128, on a pu conclure ce qui suit :

- Le gain important en débit et en conductivité montre la nécessité d'utilisation de cette technique de stimulation dans ce type des réservoirs.
- Le puits IA-128 est un puits candidat à la fracturation hydraulique
- L'opération de frac était rentable et on a récupéré l'argent investi juste pendant 06 jours et 12 heures de production.
- La conception et la modélisation utilisé par le logiciel FracproPT, nous a permis de prévoir la géométrie et les dimensions de la fracture suivant les volumes des fluides injectés.

En effet, la fracturation hydraulique est souvent une opération rentable malgré qu'elle soit très précieuse et coûteuse, c'est pour cela que le choix des puits candidats est indispensable pour l'établissement d'une conception de la fracturation hydraulique. De plus, on a remarqué que ce travail n'est pas celui d'un seul ingénieur, mais celui d'une équipe pluridisciplinaire (réservoir, géologie, production...).

Conclusion et recommandation

Recommandation

Suite à notre présente étude et afin de réussir une bonne opération de fracturation hydraulique, il est recommandé de :

- Injecter préalablement quelques mètres cubes d'acide pour nettoyer les abords immédiats des puits réduisant ainsi les frictions.
- Préparer à l'avance et en quantité suffisante les différents produits.
- Bien contrôler la concentration du proppant durant le pompage.
- Eviter le maximum la chasse total (Over flush) qui conduit à un échec inévitable de l'opération durant le traitement principale.
- Utiliser le sable (Sand slug) afin de réduire les frottements aux abords des puits et les filtrations en augmentant ainsi l'efficacité du fluide.
- Mesurer les pressions du fond (BHP) par l'utilisation des enregistrements aux fonds particulièrement pendant l'arrêt de pompage (Shadow frac) et avoir plus d'exactitude dans l'analyse des résultats et processus du redesign.
- Réaliser un test après frac, utilisant les essais aux puits afin de mieux évaluer les résultats de la stimulation (IP, Kh, Skin, ...).

Références bibliographiques

Références Bibliographiques

- [1] Hydraulic Fracturing: History of an Enduring Technology, Montgomery, Carl T, and Smith Michael B. Journal of Petroleum Technology (JPT) Online, 2010.
- [2] Geerstma, J. and de Klerk, F. A Rapid Method of Predicting Width and Extent of Hydraulically Induced Fractures. J. Pet. Tech. 21 (12):1571–1581, 1969.
- [3] Van Poolen, H.K., Tinsley, J.M., and Saunders, C.D. Hydraulic Fracturing Flow Capacity vs. Well Productivity. Trans., AIME 213: 91–95. SPE-890-G, 1958.
- [4] Khristianovic, S.A. and Zheltov, Y.P. Formation of Vertical Fractures by Means of Highly Viscous Liquid. Page 6132 present the 4th World Petroleum Congress, Rome, 6–15, Juin 1955.
- [5] Perkins, T.K. and Kern, L.R. Widths of Hydraulic Fractures. J. Pet. Tech., 13 (9): 937–949. SPE-89-PA. DOI: 10.2118/89-PA, 1961.
- [6] TAREK AHMED, Reservoir engineering handbook (Fourth edition), 2006.
- [7] Antoine Iskandar, Caractérisation de l'espace poreux de roches sédimentaires par l'étude d'équilibres capillaires, 1990.
- [8] Propriétés mécaniques des matériaux et modèles non linéaire Phillippe Bouillard, Mai 2004.
- [9] Essai de compression simple secteur Géotechnologie, Hydrogéologique, Prospection Géophysique. Phillippe Bouillard, Février 2007.
- [10] John Fuller The business of petroleum rock mechanics, Data & Consulting Services, London 2008.
- [11] Ahmed S. Abou-Sayed, Michael J. Economides, Kenneth G. Nolte Reservoir Stimulation third edition, ADVANTEK International, 2000.
- [12] Société Canadienne des Gaz Non Conventionnels (SCGNC), Introduction à la fracturation hydraulique, 2010.
- [13] SA Smith, Manuel of Hydraulic Fracturing for well stimulation and geologic studies, 1989.
- [14] IFP training, Basic hydraulic fracturing, 2015.
- [15] Stimulation I student workbook, Halliburton Energy Institute, March 2005.
- [16] FracproPT Version Documentation Pinacles technologies Technologies, September 2007.

Annexes



Annexes

Annexe 1 : Les graphes de DST obtenues à partir du logiciel Saphir

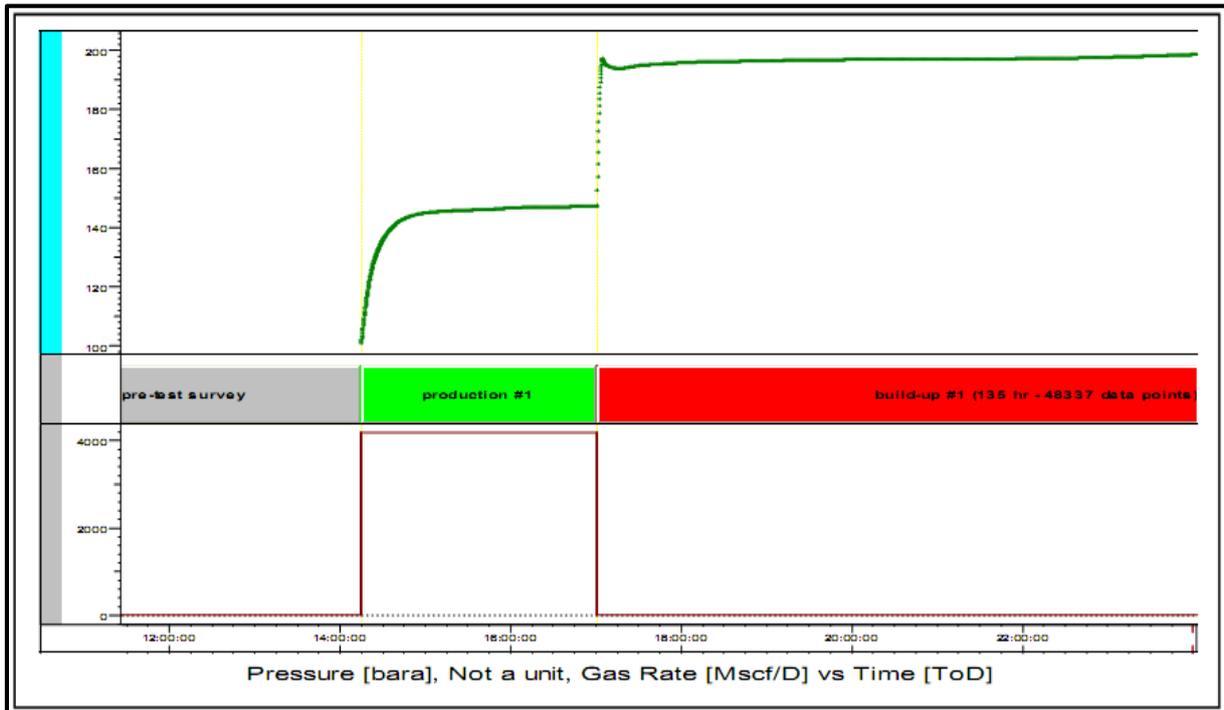


Figure A1.1 : Build Up Test (Test DST)

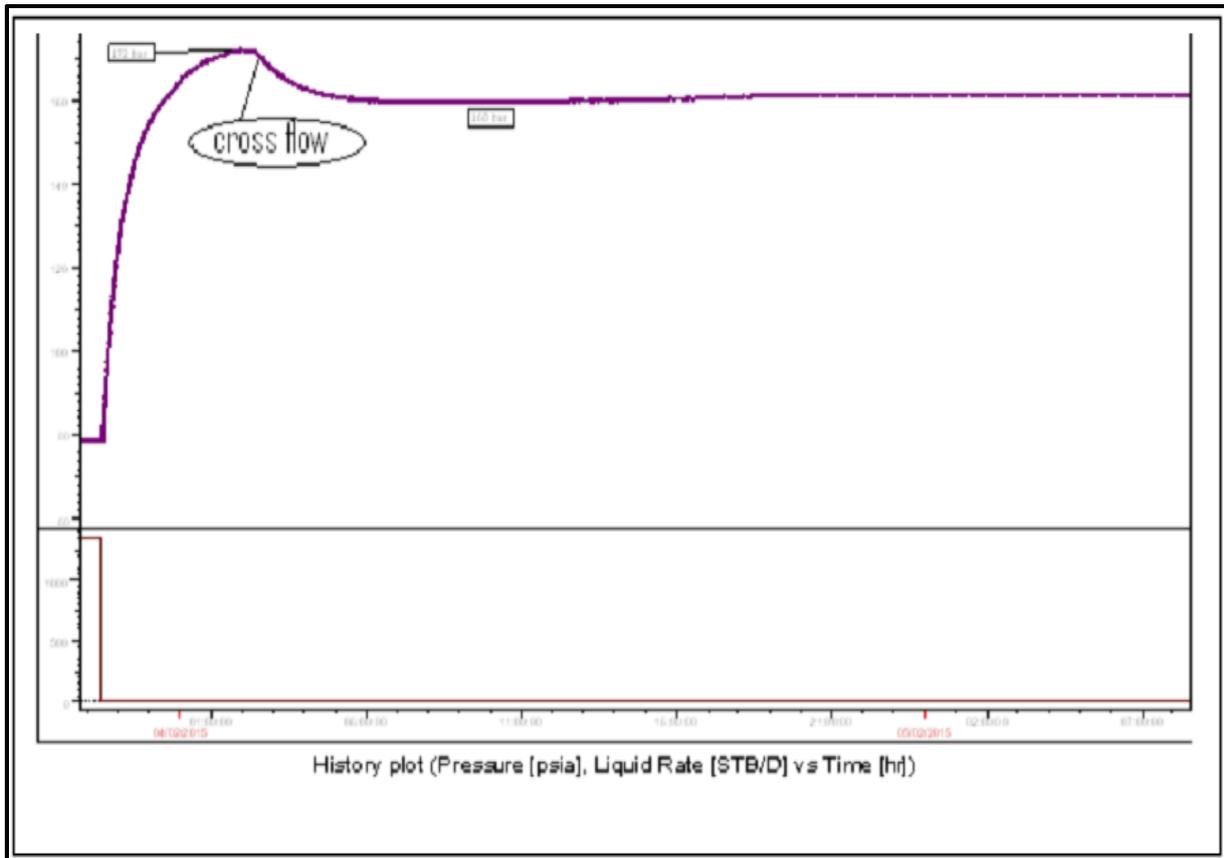


Figure A1.2 : Build Up Test (cross flow)

Annexes

Annexe 2 : Montage des équipements de fracturation (Rig up)

Quantité	Description
1	Twin HT-400 pumping unit
2	HT-2000 pumping units
3	HQ-2000 pumping units
1	4.5" Wellhead Isolation Tool
1	Slurry Processor
1	Gel Pro LGC pre blender and hydration tank
1	Suction/discharge manifold center
1	Tech Command Center
2	Annulus pressure relief valves
1	Annulus Pumping Unit (2 pumps)
6	FracTank (500 bbl)

Tableau A2.1 : Quantité des différentes unités de la fracturation

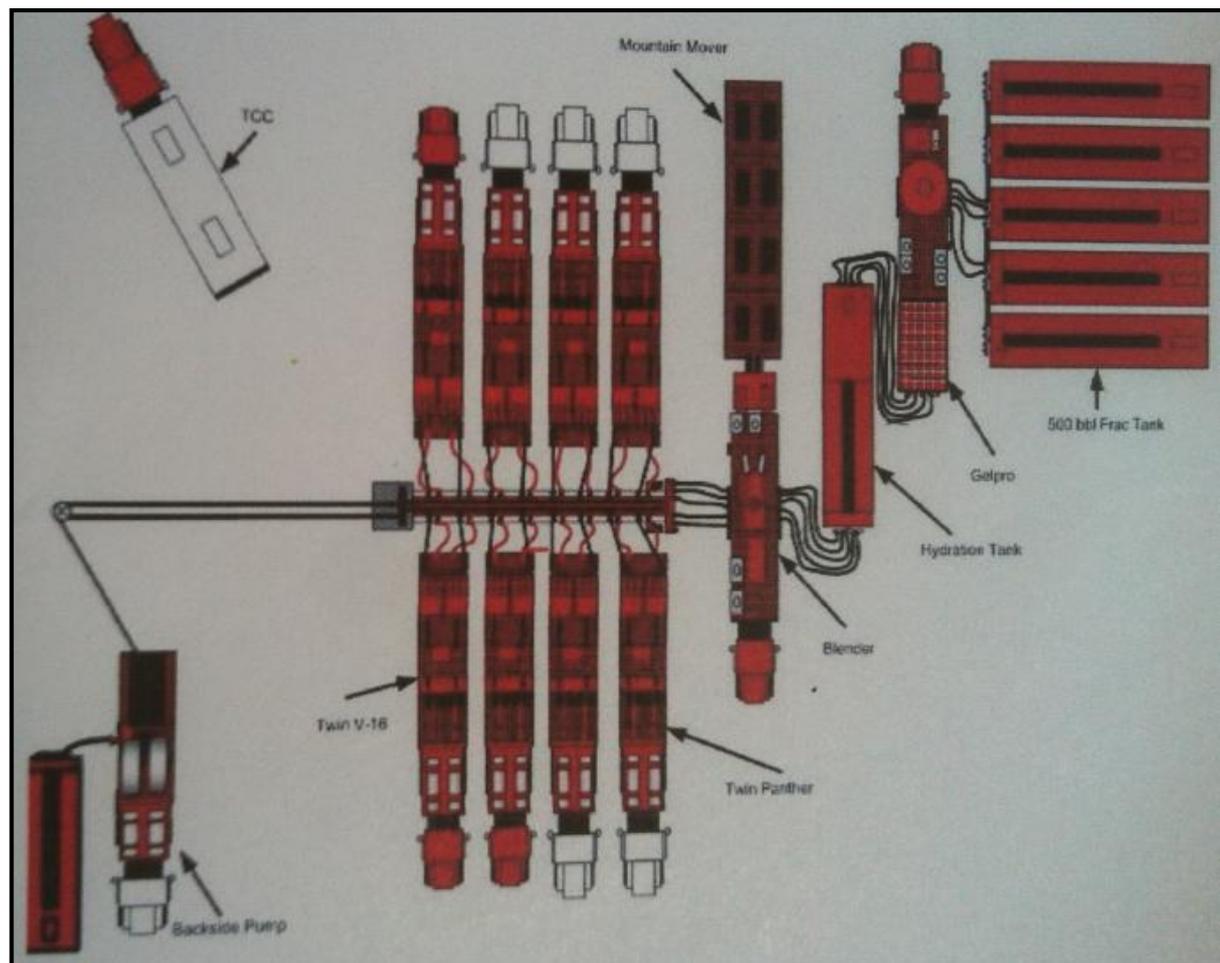


Figure A2.1 : Equipements de fracturation

Annexe 3 : Unités de Coiled Tubing

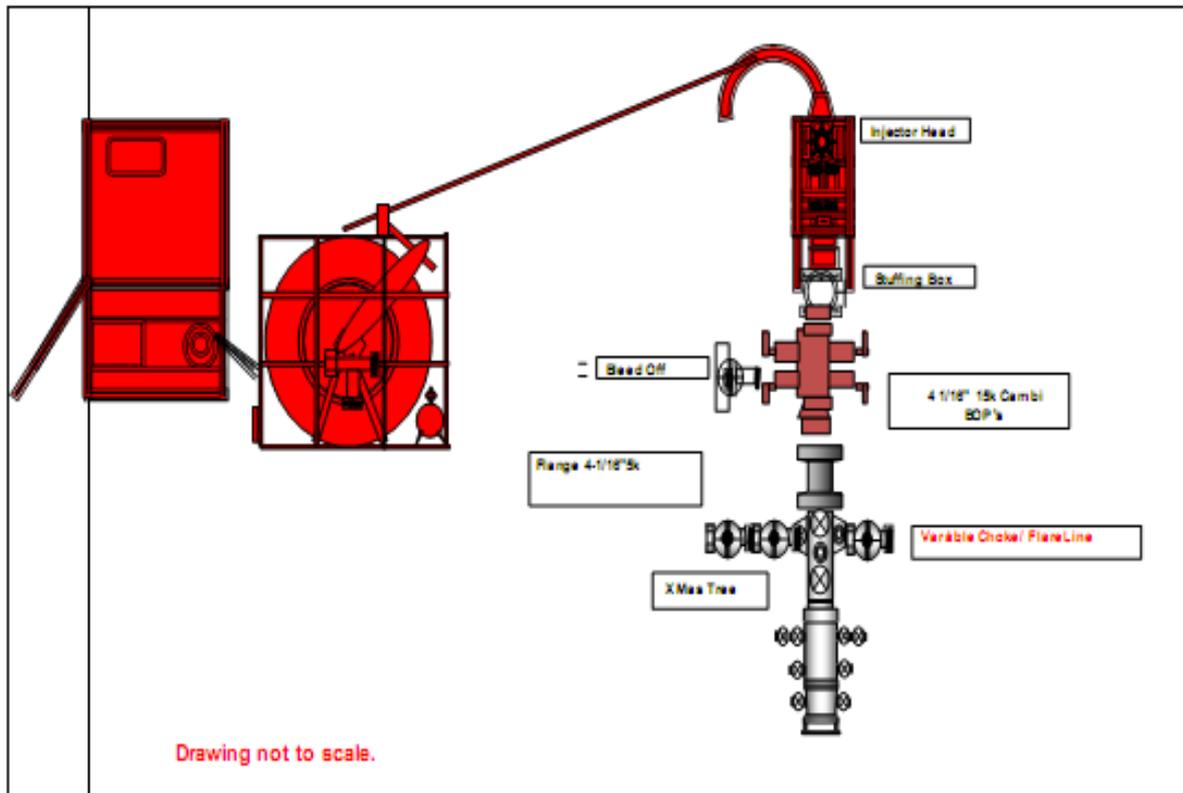


Figure A3.1 : Schéma d'installation de Coiled Tubing

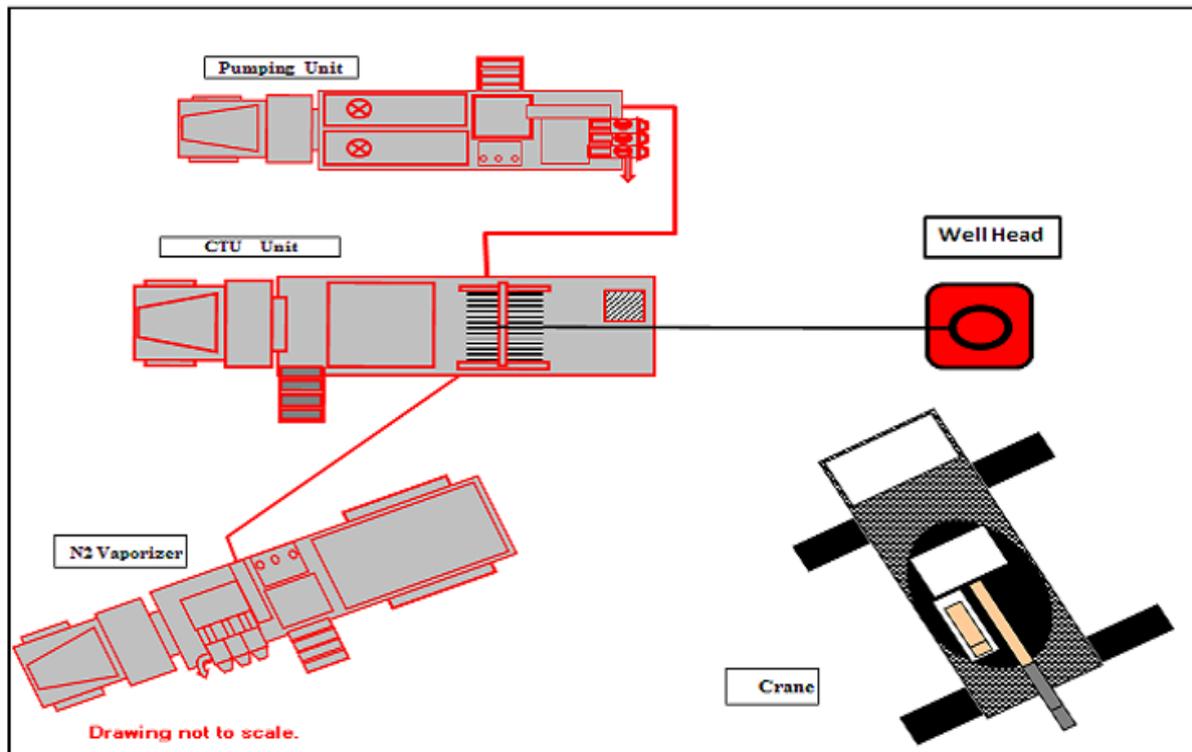


Figure A3.2 : Schéma d'installation des unités Coiled Tubing au cours d'opération de Kick-

Annexes

Annexe 4 : Logiciel FracproPT

Présentation du logiciel FracproPT [17]

Le FracproPT est un logiciel de simulation spécifiquement conçu pour fournir aux ingénieurs les outils les plus complets pour la conception et l'analyse de la fracturation hydraulique. Plus qu'un simple modèle de fracturation hydraulique, l'utilisation pratique des données de traitement réel est le thème central qui sépare FracproPT que les produits concurrents. L'utilisation de données réelles offre aux ingénieurs la bonne compréhension de la réponse de leur puits, avec des procédures qui reflètent la réalité de ce qui se passe dans le réservoir, avant, pendant et après les traitements de la fracturation.

FracproPT a été développé pour Gas Research Institute's (GRI) Gas Supply Program. Il est utilisé dans une grande application commerciale sur le gaz, le pétrole et géothermiques réservoirs dans le monde entier. Le modèle de fracture 3D-paramètres (qui ne doit pas être confondue avec la soi-disant modèles pseudo-3D) représente de manière adéquate le niveau de complexité et de la réalité de la fracturation hydraulique.

FracproPT a été développé pour mettre en œuvre la connaissance acquise lors de l'observation des traitements de fracturation réels, ainsi que les résultats obtenus à partir des modèles bien mesurées de laboratoire. Il utilise des paramètres et des coefficients déterminés à partir de ces sources pour résoudre de manière fiable et efficace les dimensions de la fracture, le placement des agents de soutènements (proppant), et la pression nette de fracturation. De plus amples détails sur l'approche générale peut être trouvée dans FracproPT Description technique et Références sections d'aide.

Fonctionnement du logiciel FracproPT

Il existe quatre modes de fonctionnement sur l'écran principal fournissant la conception de traitement des fractures et la fonction d'analyse couplée avec la simulation réservoir. Ce mode est décrit en détail dans leur section respective dans l'aide.

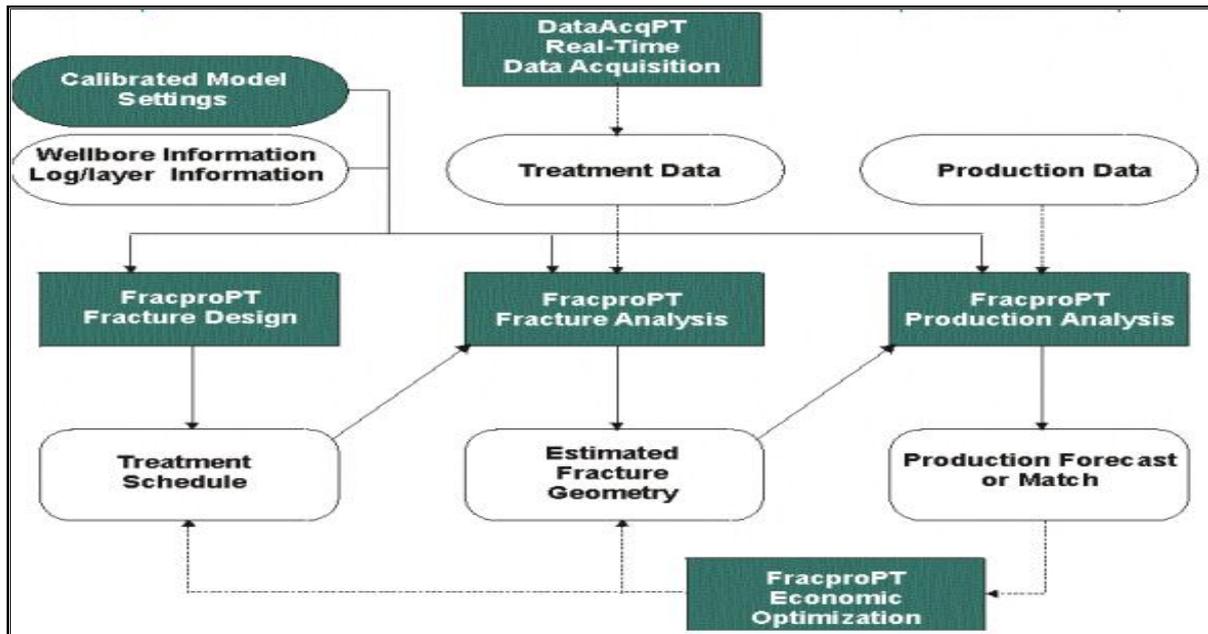


Figure A4.1 : Fonctionnement du logiciel FracproPT

Mode de conception de fracture

Ce mode génère un programme de conception du traitement. L'utilisateur entre la conductivité adimensionnelle souhaitée et peut évaluer la demi-longueur pour une fracture économique et optimale. Le FracproPT aide l'utilisateur dans la sélection des agents de soutènement et le fluide de fracturation et génère un programme de traitement proposé pour atteindre la longueur et la conductivité désirées.

Mode d'analyse de fracture

Ce mode permet la conception détaillée de pré-frac, données réelles, et l'histoire de pression nette étalonné. L'analyse réelle de données peut être soit en temps réel ou post-frac avec les données précédemment réels. Ce mode permet d'estimer la géométrie de la fracture créée, déterminer la contrainte de fermeture en utilisant l'analyse de Minifrac, et l'analyse de tortuosité aux abords du puits pour déterminer le potentiel screen-out prématuré.

Mode d'analyse de la production

Ce mode est utilisé pour prédire le comportement de la production des puits fracturé ou non-fracturé. Dans ce mode, le FracproPT passe le profil de concentration du proppant déterminée à partir de ce fracture propagation et les modèles de transport d'agent de soutènement au réservoir simulateur où l'effet sur la productivité et est

Annexes

modélisée. Cela est essentiel pour évaluer le succès des traitements antérieurs et de l'économie pertinente de futurs traitements.

Mode d'optimisation économique

Ce mode connecte le mode d'analyse de fracture de FracproPT avec son mode d'analyse de la production dans une boucle d'optimisation du traitement de taille. Ce mode est utilisé pour à peu près l'étendue, puis déterminer avec précision, la taille économiquement optimale de traitement.

Manipulation du logiciel FracproPT pour le puits IA-128

1. Données à introduire

A. Données de complétion

The screenshot displays the 'Wellbore Configuration - F7' software window. It features a tabbed interface with 'Casing' selected. Below the tabs is a table with 16 rows and 9 columns: Length (m), Top MD (m), Bot MD (m), Casing, OD (in), Weight (lb/ft), ID (in), and Grade. The first two rows are populated with data: Row 1 has Length 2,082.9, Top MD 0.0, Bot MD 2,082.9, Casing 'Cemented Casing', OD 9.625, Weight 47.00, ID 8.681, and Grade 'N-80'. Row 2 has Length 2,724.0, Top MD 0.0, Bot MD 2,724.0, Casing 'Cemented Casing', OD 7.000, Weight 29.00, ID 6.184, and Grade 'P-110'. Rows 3 through 16 have Length 0.0, Top MD 0.0, Bot MD 0.0, Casing blank, OD 0.000, Weight 0.00, ID 0.000, and Grade blank. Below the table are several control panels. The 'Injection Is Down' panel has radio buttons for 'Tubing' (selected), 'Annulus', 'Casing', and 'Tubing & Annulus'. The 'Frac String' panel has radio buttons for 'Frac String Partly Full' and 'Frac String Full' (selected). It includes input fields for 'Frac String Volume' (150.0 bbls), 'Total Frac String Vol' (150.0 bbls), and 'Flush Volume to' (0.0 m) Above Top Perf (150.0 bbls). The 'MD for Well Transit Time' panel has an input field for 'MD for Well Transit Time' (2,735.0 m) and checkboxes for 'Use Bottomhole' (checked) and 'Use Pilot Survey' (unchecked). On the right side, there are buttons for '1D Schematic View', '2D Schematic View', and 'Next'. At the bottom left, there is a 'Compute' button and a dropdown menu set to 'Length'.

	Length (m)	Top MD (m)	Bot MD (m)	Casing	OD (in)	Weight (lb/ft)	ID (in)	Grade
1	2,082.9	0.0	2,082.9	Cemented Casing	9.625	47.00	8.681	N-80
2	2,724.0	0.0	2,724.0	Cemented Casing	7.000	29.00	6.184	P-110
3	0.0	0.0	0.0		0.000	0.00	0.000	
4	0.0	0.0	0.0		0.000	0.00	0.000	
5	0.0	0.0	0.0		0.000	0.00	0.000	
6	0.0	0.0	0.0		0.000	0.00	0.000	
7	0.0	0.0	0.0		0.000	0.00	0.000	
8	0.0	0.0	0.0		0.000	0.00	0.000	
9	0.0	0.0	0.0		0.000	0.00	0.000	
10	0.0	0.0	0.0		0.000	0.00	0.000	
11	0.0	0.0	0.0		0.000	0.00	0.000	
12	0.0	0.0	0.0		0.000	0.00	0.000	
13	0.0	0.0	0.0		0.000	0.00	0.000	
14	0.0	0.0	0.0		0.000	0.00	0.000	
15	0.0	0.0	0.0		0.000	0.00	0.000	
16	0.0	0.0	0.0		0.000	0.00	0.000	

Figure A4.2 : Introduction des données de complétion

Annexes

B. Données du tubulaire

Length (m)	Top MD (m)	Bot MD (m)	Surf Line/Tubing	OD (in)	Weight (lb/ft)	ID (in)	Grade
11.8	-11.8	0.0	Surface Line	3.000	94.00	19.124	Unspec
2,547.5	0.0	2,547.5	Tubing	4.500	13.50	3.920	N-80
351.0	2,579.0	2,930.0	Tubing	4.500	13.50	3.920	P-110
0.0	0.0	0.0		0.000	0.00	0.000	
0.0	0.0	0.0		0.000	0.00	0.000	
0.0	0.0	0.0		0.000	0.00	0.000	
0.0	0.0	0.0		0.000	0.00	0.000	
0.0	0.0	0.0		0.000	0.00	0.000	
0.0	0.0	0.0		0.000	0.00	0.000	
0.0	0.0	0.0		0.000	0.00	0.000	
0.0	0.0	0.0		0.000	0.00	0.000	
0.0	0.0	0.0		0.000	0.00	0.000	
0.0	0.0	0.0		0.000	0.00	0.000	
0.0	0.0	0.0		0.000	0.00	0.000	
0.0	0.0	0.0		0.000	0.00	0.000	
0.0	0.0	0.0		0.000	0.00	0.000	

Injection Is Down: Tubing, Annulus, Casing, Tubing & Annulus
 Frac String Partly Full Frac String Volume: 150.0 (bbls)
 Frac String Full Total Frac String Vol: 150.0 (bbls)
 Flush Volume to: 0.0 (m) Above Top Perf 150.0 (bbls)

Compute: Length MD for Well Transit Time: 2.735.0 (m)
 Use Bottomhole Use Pilot Survey

Figure A4.3 : Introduction des données du tubulaire

C. Données de perforation

Use	Top MD (m)	Bot MD (m)	Top TVD (m)	Bot TVD (m)	Diameter (in)	Number of Perfs
<input checked="" type="checkbox"/>	2,735.0	2,766.5	2,735.0	2,766.5	0.420	500
<input type="checkbox"/>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000	0
<input type="checkbox"/>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000	0
<input type="checkbox"/>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000	0
<input type="checkbox"/>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000	0
<input type="checkbox"/>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000	0
<input type="checkbox"/>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000	0
<input type="checkbox"/>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000	0
<input type="checkbox"/>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000	0
<input type="checkbox"/>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000	0
<input type="checkbox"/>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000	0
<input type="checkbox"/>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000	0
<input type="checkbox"/>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000	0
<input type="checkbox"/>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000	0
<input type="checkbox"/>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000	0
<input type="checkbox"/>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.000	0

Injection Is Down: Tubing, Annulus, Casing, Tubing & Annulus
 Frac String Partly Full Frac String Volume: 150.0 (bbls)
 Frac String Full Total Frac String Vol: 150.0 (bbls)
 Flush Volume to: 0.0 (m) Above Top Perf 150.0 (bbls)

Compute: Length MD for Well Transit Time: 2.735.0 (m)
 Use Bottomhole Use Pilot Survey

Figure A4.4 : Introduction des données de perforation

Annexes

D. Direction du flow

Wellbore Configuration - F7

Drilled Hole | Casing | Surface Line/Tubing | Perf Intervals | Path Summary | Directional Survey

Segment	Type	Length (m)	MD (m)	TVD (m)	Deviat (deg)	Ann OD (in)	Ann ID (in)	Pipe ID (in)	Open Hole
1	Tubing	11.8	0.0	0.0	0.00	0.000	0.000	19.124	<input type="checkbox"/>
2	Tubing	2,547.5	2,547.5	2,547.5	0.00	0.000	0.000	3.920	<input type="checkbox"/>
3	Casing	31.5	2,579.0	2,579.0	0.00	0.000	0.000	6.184	<input type="checkbox"/>
4	Tubing	156.0	2,735.0	2,735.0	0.00	0.000	0.000	3.920	<input type="checkbox"/>
5		0.0	0.0	0.0	0.00	0.000	0.000	0.000	<input type="checkbox"/>
6		0.0	0.0	0.0	0.00	0.000	0.000	0.000	<input type="checkbox"/>
7		0.0	0.0	0.0	0.00	0.000	0.000	0.000	<input type="checkbox"/>
8		0.0	0.0	0.0	0.00	0.000	0.000	0.000	<input type="checkbox"/>
9		0.0	0.0	0.0	0.00	0.000	0.000	0.000	<input type="checkbox"/>
10		0.0	0.0	0.0	0.00	0.000	0.000	0.000	<input type="checkbox"/>
11		0.0	0.0	0.0	0.00	0.000	0.000	0.000	<input type="checkbox"/>
12		0.0	0.0	0.0	0.00	0.000	0.000	0.000	<input type="checkbox"/>
13		0.0	0.0	0.0	0.00	0.000	0.000	0.000	<input type="checkbox"/>

Injection Is Down

Tubing
 Annulus
 Casing
 Tubing & Annulus

Frac String Partly Full Frac String Volume: 150.0 (bbbls)
 Frac String Full Total Frac String Vol: 150.0 (bbbls)
 Flush Volume to: 0.0 (m) Above Top Perf: 150.0 (bbbls)

1D Schematic View
2D Schematic View

Compute Length MD for Well Transit Time: 2,735.0 (m)
 Use Bottomhole Use Pilot Survey

Next

Figure A4.5 : Introduction des données du trou

E. Données de la géomécanique et données pétrophysiques

Layers | Rock Properties | Additional Properties | Rock Library | Stress Perturbation

Reservoir Data-Entry Options
 Lithology-Based General Multi-Scale General Single Scale

Depth TVD (m)	Depth MD (m)	Layer Height (m)	Rock Type	Stress (psi)	Stress Gradient (psi/ft)	Young's Modulus (psi)	Poisson's Ratio	Fracture Toughness (psi in ^{3/2})	Composite Layering Effect	Est Ht/Len Growth	Pore Fluid Permeability (mD)	Leakoff Coefficient (ft/min ^{1/2})	Pay Zone
8	2,737.2	2,737.2	0.6 Sandstone	4,202	0.468	1.30E+06	0.145	1,000.0	35.00	0.21	1.2600E+00	4.9998E-03	<input type="checkbox"/>
9	2,737.7	2,737.7	0.4 Sandstone	3,915	0.436	1.17E+06	0.121	1,000.0	35.00	0.21	1.2600E+00	4.9998E-03	<input type="checkbox"/>
10	2,738.1	2,738.1	2.3 Sandstone	3,862	0.430	1.23E+06	0.089	1,000.0	1.00	1.00	1.2600E+00	4.9998E-03	<input checked="" type="checkbox"/>
11	2,740.4	2,740.4	0.7 Sandstone	3,915	0.435	1.24E+06	0.114	1,000.0	1.00	1.00	1.5600E+00	5.5632E-03	<input checked="" type="checkbox"/>
12	2,741.2	2,741.2	0.5 Sandstone	3,915	0.435	1.20E+06	0.114	1,000.0	1.00	1.00	1.5600E+00	5.5632E-03	<input checked="" type="checkbox"/>
13	2,741.6	2,741.6	3.0 Sandstone	3,915	0.435	1.29E+06	0.117	1,000.0	1.00	1.00	1.5600E+00	5.5632E-03	<input checked="" type="checkbox"/>
14	2,744.6	2,744.6	0.8 Sandstone	3,927	0.436	1.27E+06	0.115	1,000.0	1.00	1.00	1.5600E+00	5.5632E-03	<input checked="" type="checkbox"/>
15	2,745.4	2,745.4	0.6 Sandstone	4,395	0.488	1.37E+06	0.097	1,000.0	1.00	1.00	1.5600E+00	5.5632E-03	<input checked="" type="checkbox"/>
16	2,746.1	2,746.1	1.8 Sandstone	3,970	0.441	1.31E+06	0.133	1,000.0	1.00	1.00	1.5600E+00	5.5632E-03	<input checked="" type="checkbox"/>
17	2,747.8	2,747.8	0.5 Sandstone	4,120	0.457	1.32E+06	0.159	1,000.0	1.00	1.00	1.5600E+00	5.5632E-03	<input checked="" type="checkbox"/>
18	2,748.3	2,748.3	0.6 Sandstone	4,256	0.472	1.36E+06	0.117	1,000.0	1.00	1.00	1.5600E+00	5.5632E-03	<input checked="" type="checkbox"/>
19	2,748.8	2,748.8	1.2 Sandstone	3,915	0.434	1.19E+06	0.141	1,000.0	1.00	1.00	1.5600E+00	5.5632E-03	<input checked="" type="checkbox"/>
20	2,750.0	2,750.0	1.0 Sandstone	3,993	0.442	1.32E+06	0.133	1,000.0	1.00	1.00	1.5600E+00	5.5632E-03	<input checked="" type="checkbox"/>
21	2,751.0	2,751.0	0.4 Sandstone	4,248	0.471	1.29E+06	0.150	1,000.0	1.00	1.00	1.5600E+00	5.5632E-03	<input checked="" type="checkbox"/>
22	2,751.4	2,751.4	0.6 Sandstone	3,915	0.434	1.43E+06	0.118	1,000.0	1.00	1.00	5.3600E-01	3.2610E-03	<input checked="" type="checkbox"/>
23	2,752.1	2,752.1	1.3 Sandstone	4,397	0.487	1.39E+06	0.091	1,000.0	1.00	1.00	5.3600E-01	3.2610E-03	<input checked="" type="checkbox"/>
24	2,753.3	2,753.3	0.8 Sandstone	4,334	0.480	1.02E+06	0.096	1,000.0	1.00	1.00	5.3600E-01	3.2610E-03	<input checked="" type="checkbox"/>
25	2,754.2	2,754.2	0.9 Sandstone	3,915	0.433	9.84E+05	0.090	1,000.0	1.00	1.00	5.3600E-01	3.2610E-03	<input checked="" type="checkbox"/>
26	2,755.1	2,755.1	0.6 Sandstone	3,915	0.433	1.09E+06	0.222	1,000.0	1.00	1.00	5.2000E-02	1.0157E-03	<input checked="" type="checkbox"/>
27	2,755.7	2,755.7	1.2 Sandstone	3,915	0.433	1.04E+06	0.146	1,000.0	1.00	1.00	5.2000E-01	3.2119E-03	<input checked="" type="checkbox"/>
28	2,756.9	2,756.9	0.9 Sandstone	3,915	0.433	1.20E+06	0.188	1,000.0	1.00	1.00	5.2000E-02	1.0157E-03	<input checked="" type="checkbox"/>
29	2,757.8	2,757.8	1.2 Sandstone	3,915	0.433	1.08E+06	0.222	1,000.0	1.00	1.00	5.2000E-01	3.2119E-03	<input checked="" type="checkbox"/>
30	2,759.0	2,759.0	0.6 Sandstone	3,931	0.434	1.06E+06	0.186	1,000.0	1.00	1.00	5.2000E-02	1.0157E-03	<input checked="" type="checkbox"/>
31	2,759.6	2,759.6	1.2 Sandstone	4,200	0.464	9.65E+05	0.156	1,000.0	1.00	1.00	5.2000E-01	3.2119E-03	<input checked="" type="checkbox"/>

Figure A4.6 : Introduction des données pétrophysique et données de la géomécanique

2. Choix du fluide et du proppant

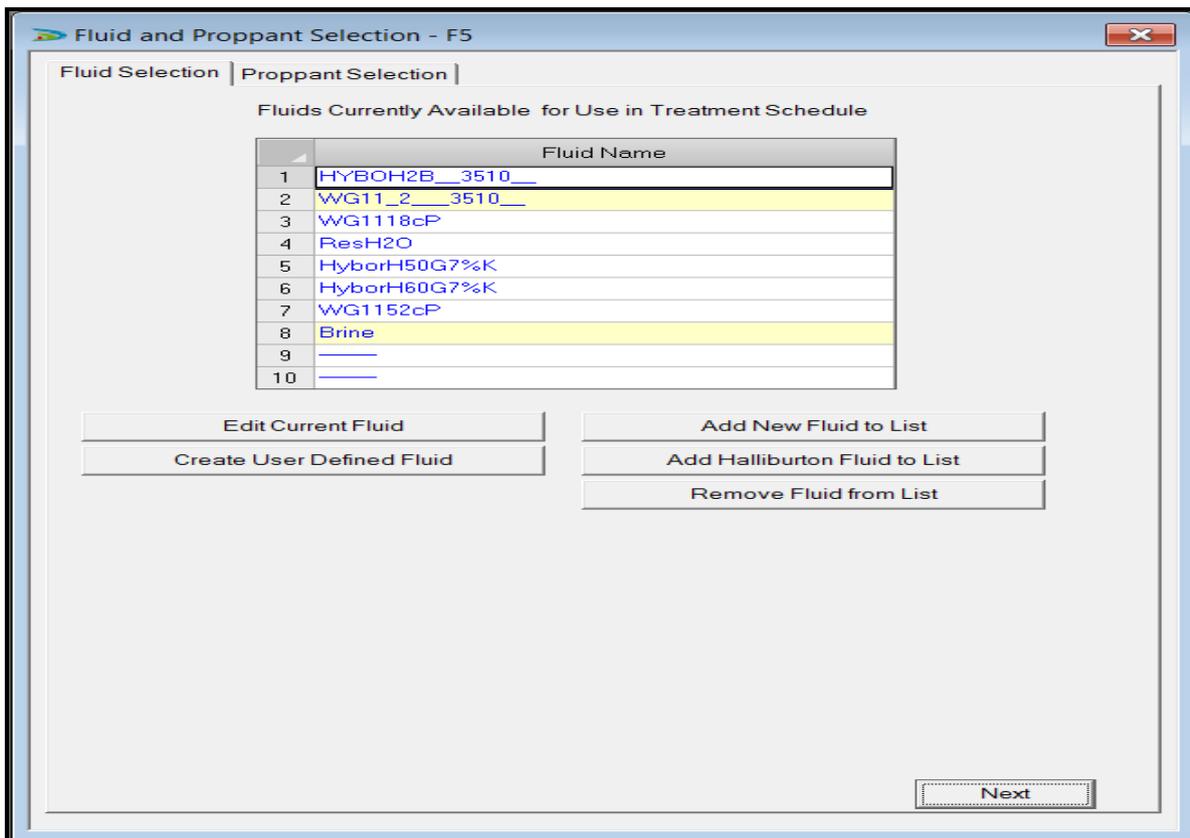


Figure A4.7 : Choix du fluide de fracturation

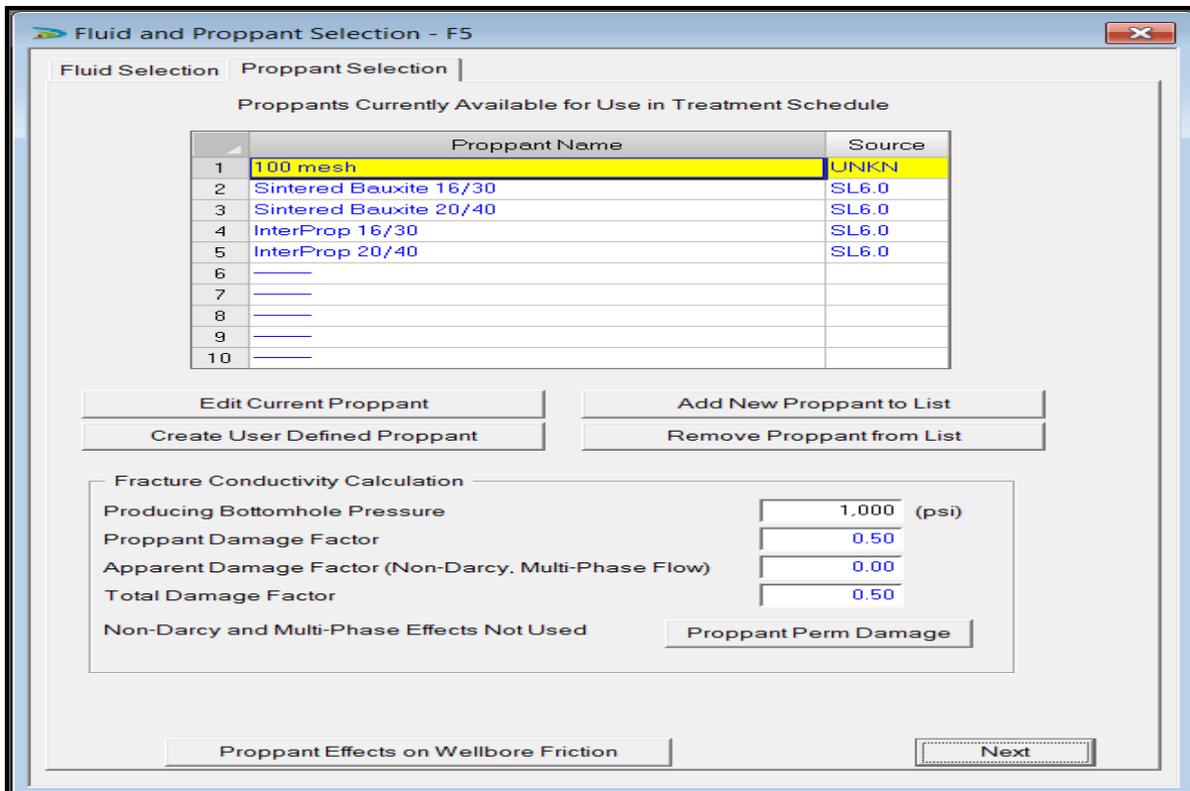


Figure A4.8 : Choix du proppant

3. Résultats du logiciel

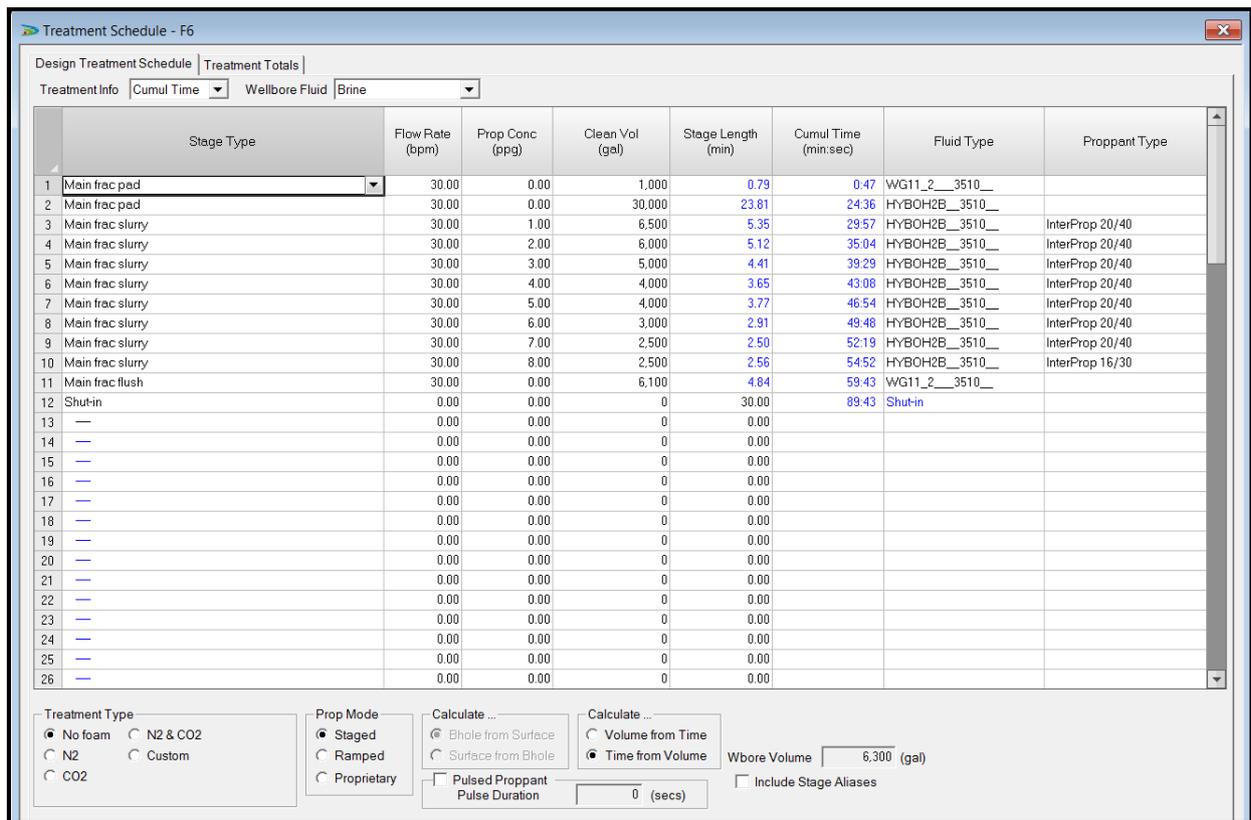


Figure A4.9 : Résultats du logiciel pour le design du traitement

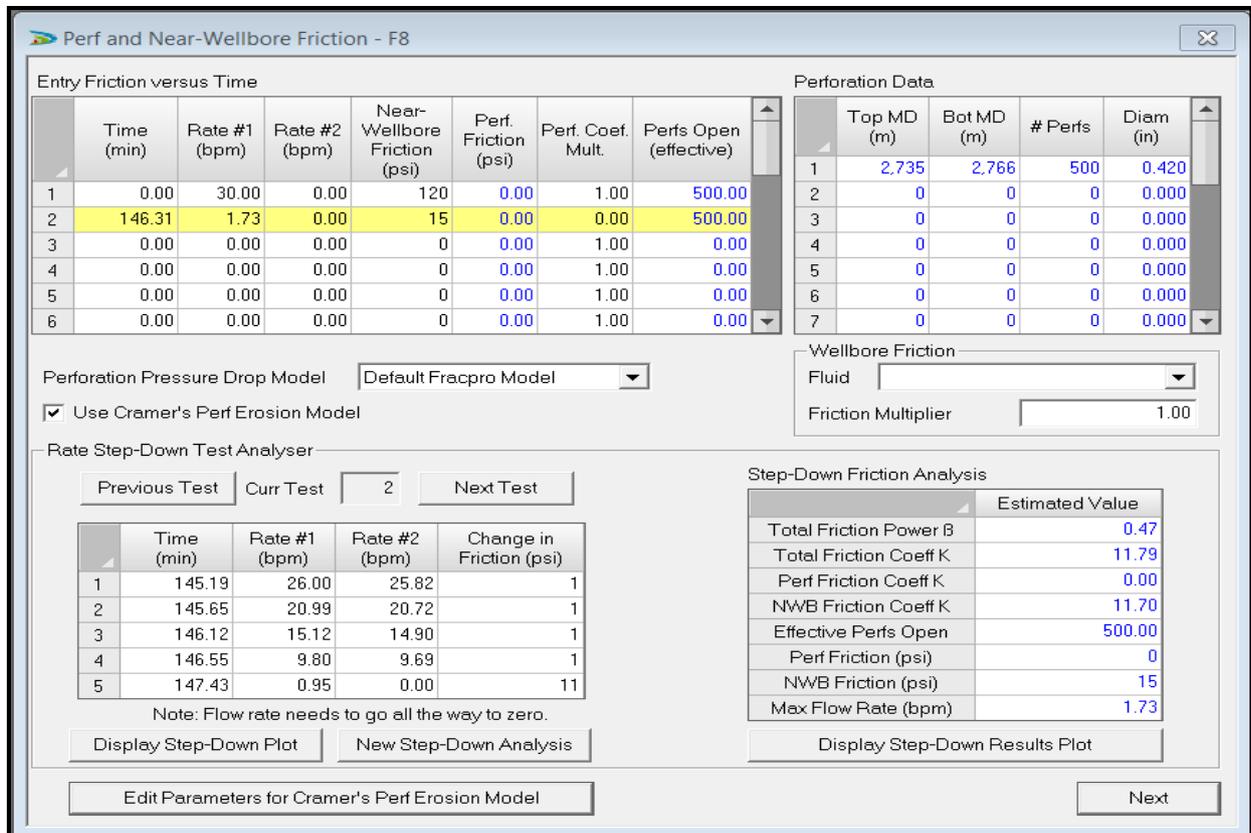


Figure A4.10 : Détermination des frictions aux abords des puits (après Step Down Rate)

4. Les graphes obtenus après Minifrac

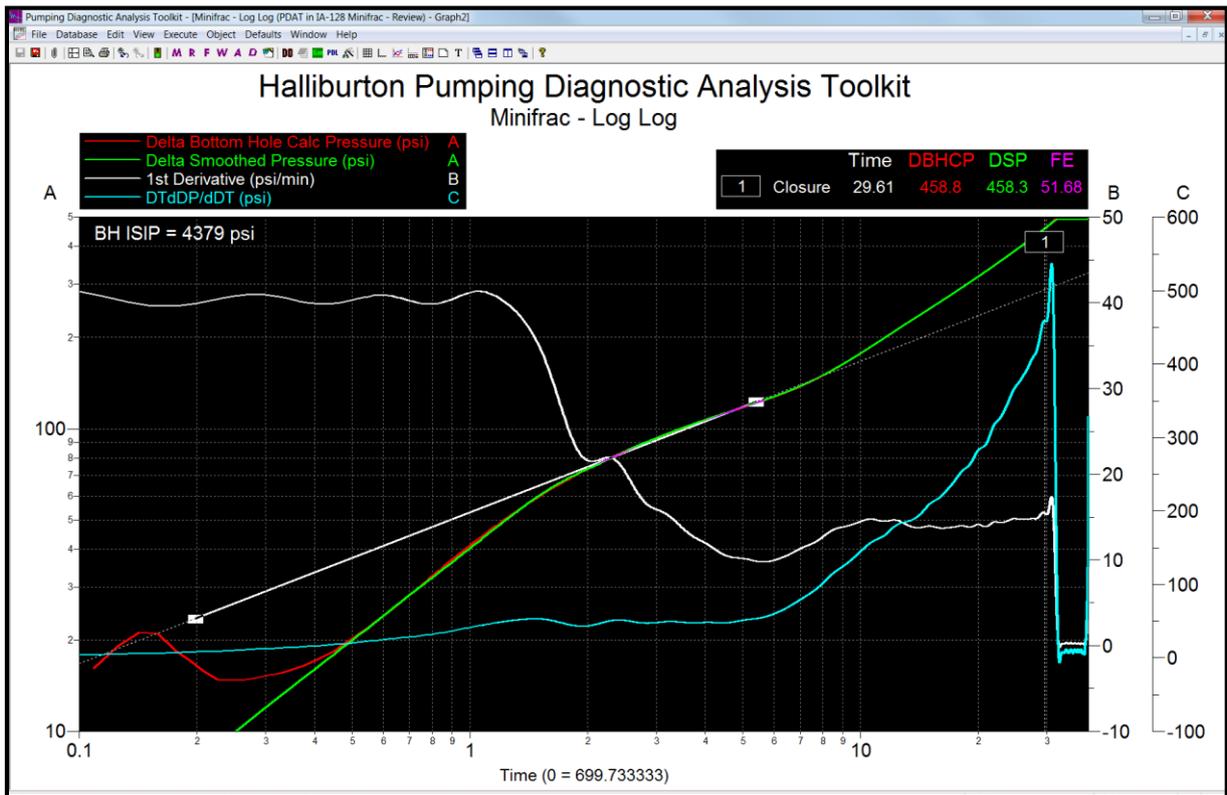


Figure A4.11 : Graphe du Log-Log d'après l'analyse du Minifrac

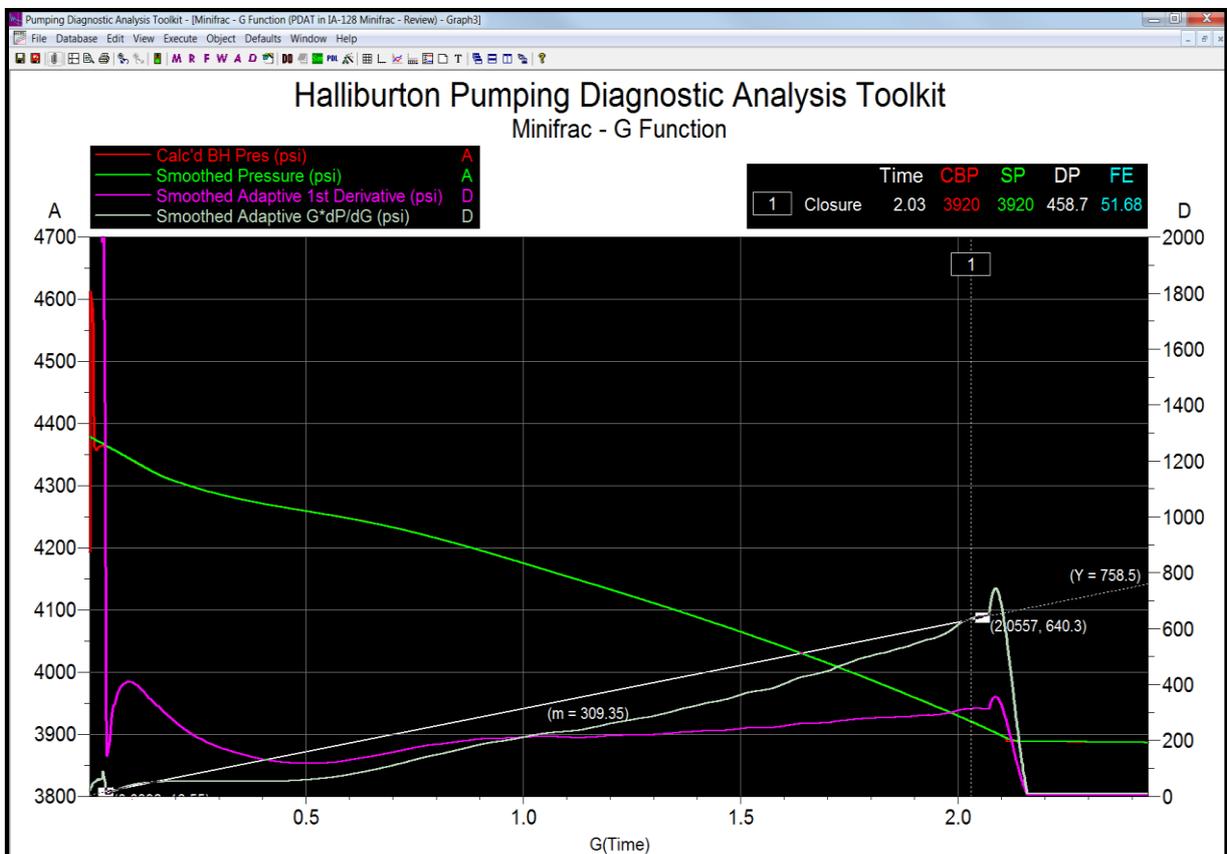


Figure A4.12 : Graphe du G-Fonction d'après l'analyse du Minifrac

Annexes

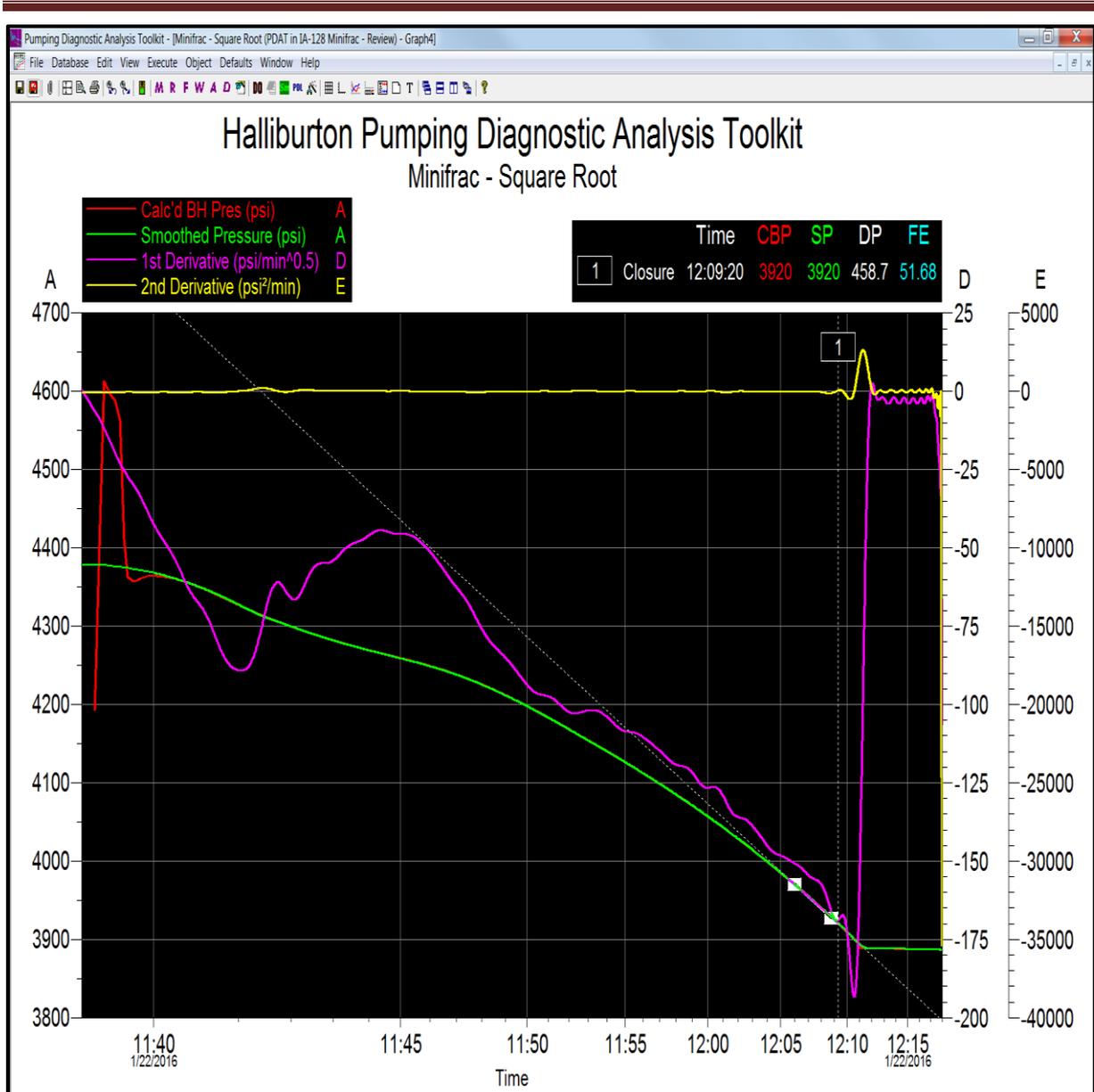


Figure A4.13 : Graphe du Square Root d'après l'analyse du Minifrac

Annexes

Annexe 5 : Composition de fluide de fracturation

Description chimique	Concentration	Eau traité	Gel linéaire	HYBOR H3.5420
LGC-V	(gal/Mgal)		8.75	8.75
BE-3S	(lb/Mgal)	0.15	0.15	0.15
FE-1A	(gal/Mgal)	0.1	0.1	0.1
Losurf	(gal/Mgal)	2.0	2.0	2.0
Gel Sat	(gal/Mgal)			3-0
CL-28M	(gal/Mgal)			3-0
K-38	(gal/Mgal)			4
MO-67	(gal/Mgal)			1.4
VICON NF	(gal/Mgal)		1.0	1.0 – 5.0
OPTIFLO-III	(lb/Mgal)			1 -3
SP-BREAKER	(lb/Mgal)		1.0	

Tableau A5.1 : Composition de fluide de fracturation