

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA- BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

DEPARTEMENT GISEMENTS MINIERS ET PETROLIERS

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME :

MASTER

Présenté par :

ADDOUR Mohamed

BESSEI Belgacem

Filière : Hydrocarbures

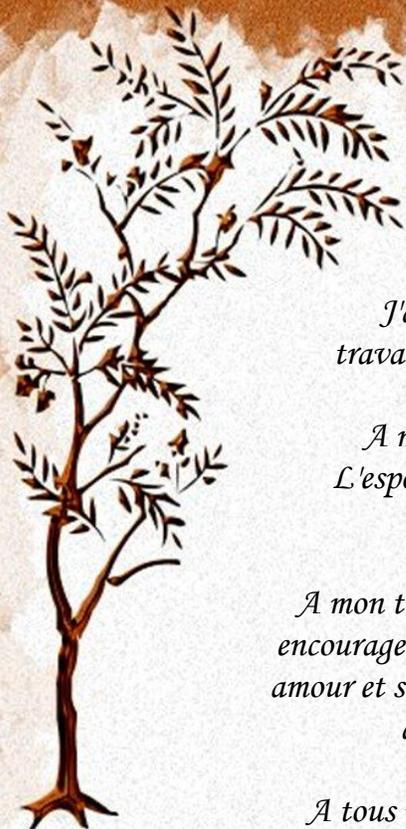
Option : Génie pétrolier : Production des Hydrocarbures

Thème

**Design et évaluation de la fracturation hydraulique dans les
réservoirs Tight gas : cas du puits TM-303**

Devant le jury :

ZERAIBI Nourredine	Professeur	UMBB	Président
BENYOUNES Khaled	MC(A)	UMBB	Rapporteur
MALEK Hacene	Ingénieur	UMBB	Examineur
SAIFI Redha	MA(A)	UMBB	Examineur
BAHNOUS Dounia	MA(A)	UMBB	Examinatrice



Dédicace

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

*A ma très chère mère qui me donne toujours
L'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier
pour moi.*

*A mon très cher père Rabi Yarhmo pour ses
encouragements, son soutien, surtout pour son
amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le
déroulement de mes études.*

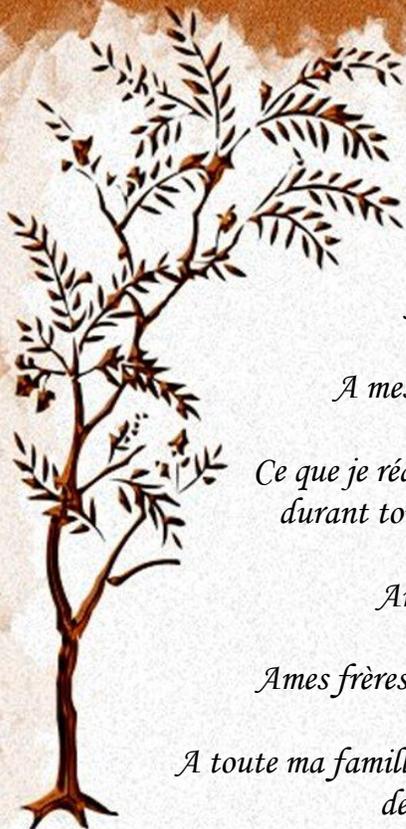
*A tous mes frères et soeurs Abd El-basset
Souhila Fatima Tarek Ben Salem Afafe Yassine
Bachire Atef.*

*Aux enfants de mes soeurs et frères.
A tous mes amis.*

A Tous ceux que j'aime et je respecte.

Belgacem





Dédicace

Je dédie ce modeste travail

*A mes très chers parents, à qui je dois
ce que je suis, tous
Ce que je réalise, merci de m'avoir soutenu et aimé
durant toutes ces années d'être si fiers de moi.*

A mes soeurs Ghania et Dalila.

A mes frères Abdelghani, Abderahmane et Kamel.

*A toute ma famille et mes amis pour leur soutien tout au long
de mon parcours universitaire.*

*Que ce travail soit l'accomplissement de vos vœux tant
allégués, et le fruit de votre soutien infailible,*

Merci d'être toujours là pour moi.

Mohamed



Remerciements

En préambule à ce mémoire nous remerciant ALLAH qui nous aide et nous donne la patience et le courage durant ces longues années d'étude.

*Nous souhaitant adresser nos remerciements les plus sincères, au **Mr. K. BENYOUNES**, qui a très volontiers accepté d'être le promoteur de ce projet. Sa grande connaissance dans le domaine, ainsi que son expérience, ont joué un rôle important dans la conception de ce travail.*

Nous exprimons nos sincères remerciements au corps professoral et administratif de la Faculté d'hydrocarbure et de la chimie, pour la richesse et la qualité de leur enseignement et qui déploient de grands efforts pour assurer à leurs étudiants une formation actualisée.

Nous adressons également nos remerciements au personnel de la division production PED en particulier :

***Mr. A. HAMMOUDI** chef département technique des puits, notre encadreur **Mr S. MAHDI** chef service de stimulation. **B. ANNANE, D. OULHACI** et **F. OURIRI** qui se sont toujours montrés à l'écoute et très disponible tout au long de la réalisation de ce mémoire, ainsi pour l'inspiration, l'aide et le temps qu'ils ont bien voulu nous consacrer et sans qui ce mémoire n'aurait jamais vu le jour.*

Nos vifs remerciements vont également aux membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à notre recherche en acceptant d'examiner notre travail Et de l'enrichir par leurs propositions.

Enfin, nous tenons également à remercier toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Merci à tous

Belgacem et Mohammed

Sommaire

Dédicaces

Remercîments

Sommaire.....i

Introduction.....1

Chapitre 1 - Présentation du bassin d’Illizi et du champ Tamadanet

1.1. Présentation générale du Bassin d’Illizi:.....	2
1.1.1. Situation géographique	2
1.1.2. Historique de découverte.....	3
1.1.3. Coupe géologique.....	4
1.1.4. Abrégé historique sur le plateau de Tinrhert.....	5
1.2. Présentation du champ Tamadanet.....	5
1.2.1. Situation géographique.....	5
1.2.2. Cadre géologique régional.....	6
1.2.3. Historique structural.....	7
1.2.4. Histoire de la mise en place des hydrocarbures.....	7
1.2.5. Stratigraphie régionale de l’Ordovicien.....	8
1.2.7. Intérêt pétrolier.....	8
1.2.8. Aspect paléogéographique.....	9
1.2.9. Commentaire sismique sur la base des cartes au toit du F3.....	10
1.2.10. Interprétation structurale toit du F6 de Tamadanet.....	10
1.3. Conclusion.....	12

Références bibliographiques

Liste des figures et tableaux

Chapitre 2 - Les réservoirs non conventionnels (Tight Gas)

2.1. Introduction.....	14
2.2. Notions de réservoir conventionnel/non conventionnel.....	14
2.2.1. Réservoir conventionnel.....	14
2.2.2. Réservoir non conventionnel.....	15
2.2.2.1. Gaz non conventionnel.....	15
2.3. Réservoir Tight gas.....	16
2.3.1. Définition.....	16

2.3.2. Répartition des Tight gas à travers le monde.....	18
2.3.3. Caractéristiques et propriétés.....	19
2.3.3.1. Porosité.....	19
2.3.3.2. Perméabilité.....	20
2.3.3.3. Relation porosité et perméabilité.....	21
2.4. Compaction des réservoirs compacts.....	21
2.4.1. Texture.....	21
2.4.2. Les processus diagénétiques.....	22
2.5. Etapes d'études des réservoirs compacts.....	23
2.5.1. Identification des ressources.....	23
2.5.2. Evaluation des réservoirs.....	23
2.5.2.1. Triangle des ressources.....	23
2.5.2.2. Estimation des réserves de Tight gas.....	24
2.5.2.3. Méthodes d'évaluation des réserves.....	24
2.5.2.4. Méthode volumétrique.....	25
2.5.2.5. Méthode de bilan matière.....	25
2.5.2.6. Méthode de courbe de déclin.....	26
2.5.2.7. Méthode de modélisation du réservoir.....	27
2.5.3. Productions des réservoirs Tight.....	27
2.6. Conclusion.....	28

Références bibliographiques

Liste des figures et tableaux

Chapitre 3 – Géomecanique et pétrophysique liées à la fracturation

3.1. Introduction.....	29
3.2. Les constantes Elastiques.....	29
3.2.1. Le coefficient de poisson	29
3.2.1.1. Le coefficient de poisson statique.....	29
3.2.1.2. Le coefficient de poisson dynamique.....	30
3.2.2. Le module d'Young.....	31
3.2.1.1. Le module d'Young statique.....	31
3.2.2.2. Le module d'Young dynamique.....	32
3.2.3. Le module de Cisaillement.....	32
3.2.4. Le module d'incompressibilité.....	33

3.2.5. La dureté de la fracture.....	34
3.2.6. Les coefficients de fragilité et de fracture.....	34
3.3. La mesure des paramètres élastiques à partir des logging acoustique.....	35
3.4. Analyse des logs dans les réservoirs Tight gas.....	36
3.4.1. Estimation de volume d'argile.....	36
3.4.2. Estimation de porosité effective.....	36
3.4.3. Estimation de la saturation.....	37
3.5. Analyse des carottes dans les réservoirs Tight gas.....	38
3.6. Les différentes contraintes principales in situ s'exerçant sur la roche.....	39
3.6.1. La contrainte principale verticale.....	39
3.6.2. La contrainte horizontale minimale.....	40
3.6.3. La contrainte horizontale maximale.....	41
3.6.4. Contraintes effectives.....	41
3.6.4.1. La constante de Biot.....	42
3.6.4.2. Estimation de la constante de Biot.....	43
3.6.5. Etat de contraintes aux abords du puits.....	43
3.7. Différents états de contrainte.....	44
3.8. Orientation de la fracture.....	45
3.8.1. Configuration de la fracture dans les puits horizontaux.....	46
3.8.1.1. Fractures transversales.....	46
3.8.1.2. Fractures longitudinal.....	47
3.9. Conclusion.....	48

Références bibliographiques

Liste des figures et tableaux

Chapitre 4 - Généralités sur la fracturation hydraulique

4.1. Introduction.....	49
4.2. Historique de la fracturation hydraulique.....	49
4.3. Objectifs et domaines d'applications de la fracturation hydraulique.....	50
4.4. Choix des puits candidats.....	51
4.5. Les données requises pour élaborer un modèle de simulation.....	52
4.6. Modèles de propagation de fracture.....	53
4.6.1 Modèle géométrique KGD.....	53
4.6.2. Modèle géométrique PKN.....	55

4.6.3. Modèle géométrique radiale.....	57
4.6.4. Modèles tridimensionnelle de propagation de la fracture.....	59
4.7. Les fluides et les additifs de fracturation.....	60
4.7.1. Propriétés d'un fluide de fracturation.....	60
4.7.2. Additifs des fluides de fracturations	62
4.8. Agents de soutènement et conductivité de fracture.....	63
4.8.1. Propriétés des agents de soutènement.....	63
4.8.2. Types d'agents de soutènement.....	63
4.8.3. Conductivité de fracture.....	63
4.9. Les problèmes liés à la fracturation hydraulique.....	65
4.10. Conclusion.....	66

Références bibliographiques

Liste des figures et tableaux

Chapitre 5 - Les Essais DataFRAC

5.1. Introduction.....	67
5.2. Types d'essais de Data Frac.....	67
5.3. Step Rate Test (essai par paliers de débit).....	68
5.3.1. Step-up Rate Test.....	68
5.3.2. Step-Down Rate Test.....	69
5.4 Test du Pump-In/Flowback.....	70
5.5. Essai d'efficacité du fluide.....	71
5.5.1. Présentation, Analyse et lecture de l'ensemble de l'essai.....	72
5.5.1.1. L'injection (pump-in).....	73
5.5.1.2. La fermeture (shut-in/fall-off).....	73
5.5.2. Extraction des paramètres à partir d'un test FET.....	73
5.5.2.1. Modèle de propagation : Méthode d'analyse Nolte et Smith.....	73
5.5.2.2. L'efficacité du fluide de traitement.....	74
5.5.2.3. Le volume du Pad.....	74
5.5.2.4. Chute de pression instantanée de fermeture(ISIP).....	75
5.5.2.5. Pression de fermeture de la fracture(FCP).....	75
5.5.2.6. Méthodes d'évaluation de la pression de fermeture(FCP).....	76
5.6. Les différentes pressions rencontrées en Data Frac.....	81
5.6.1. Pression d'initiation de la fracture (break down pressure).....	81

5.6.2. Pression mesurée au fond du puits (BHTP).....	81
5.6.3. Chute de pression Instantanée de fermeture.....	81
5.6.4. La pression nette.....	81
5.6.5. La pression de fermeture de la fracture.....	82
5.7 Conclusions.....	82

Références bibliographiques

Liste des figures et tableaux

Chapitre 6 - Design de fracturation unifié U.F.D.

6.1. Introduction.....	83
6.2. La conductivité de la fracture adimensionnelle.....	85
6.3. Nombre de Proppant.....	86
6.4. La géométrie de la fracture optimale.....	88
6.5. Design de traitement.....	90
6.6. Programme d'ajout de Proppant.....	92
6.7. Analyse économique.....	93
6.8. Conclusion.....	94

Références bibliographiques

Liste des figures et tableaux

Chapitre 7 - Etude de cas

7.1. Généralités sur le puits.....	95
7.1.1. Situation du puits dans le réservoir.....	95
7.1.2. Coordonnées géographiques.....	95
7.1.3. Etat du puits.....	96
7.1.4. Données géologique du réservoir.....	96
7.1.5. Coupe et description lithologique.....	97
7.1.6. Complétion.....	99
7.1.7. Fiche technique.....	100
7.2. Le choix du puits candidat.....	100
7.2.1. Les données de réservoir.....	100
7.2.2. Essais de puits avant la fracturation.....	101
7.2.3. Interprétation des diagaphies du puits TM-303.....	101
7.2.3.1. Paramètres pétrophysique.....	101
7.2.3.2. Résultats de l'imagerie.....	103

7.2.3.3. Considérations géomécaniques dans le design.....	103
7.2.3.4. Intervalle à perforer.....	105
7.3. Programme de fracturation hydraulique du puits TM-303.....	105
7.3.1. Méthodologie de travail- présentation FRACPRO 2015.....	107
7.3.2. Méthodologie de travail simplifiée- Design et analyse FRACPRO2015.....	108
7.4. Les tests DataFRAC.....	108
7.4.1. Test d'injectivité.....	109
7.4.2. Step Down Rate test.....	110
7.4.3. Test Minifrac.....	112
7.4.3.1. Chute de pression instantanée de fermeture (ISIP).....	112
7.4.3.2. Pression de fermeture de la fracture (FCP).....	113
7.4.4. Evaluation de la hauteur de la fracture.....	116
7.5. Redesign du modèle préliminaire.....	117
7.5.1. Conductivité de la fracture / concentration en Proppant.....	120
7.5.2. Scénario d'injection proposé par le simulateur FRACPRO 2015.....	123
7.5.3. Fluide de fracturation.....	125
7.5.3.1. Gel linéaire.....	125
7.5.3.2. Cross-linked gel.....	126
7.5.4. Les agents de soutènement (Proppant).....	127
7.5.4.1. Sintered Bauxite 16/30 HSP.....	127
7.5.4.1. Sintered Bauxite 20/40 HSP.....	128
7.6. Le traitement principal.....	129
7.7. Causes possibles du screenout prématuré.....	133
7.7.1. Existence des fissures ou une zone de grande perméabilité.....	134
7.7.2. Développement non contrôlable de la hauteur.....	135
7.7.3. Friction d'entrée.....	135
7.8. Application de la méthode UFD sur le puits TM-303.....	136
7.8.1. Design de fracturation du puits TM-303.....	136
7.8.2. Programme MATLAB.....	140
7.8.3. Comparaison entre FRACPRO et U.F.D.....	142
Conclusion.....	143
Recommandations.....	144
Références bibliographiques	
Liste des figures et tableaux	
Liste des abréviations	vii
Annexe	x

Introduction

Introduction

La croissance des besoins en énergie a amené les pétroliers, de par le monde à rechercher de nouvelles ressources inexploitées comme, les huiles extra-lourdes, l'offshore ultra profond, les gaz acides, les hydrocarbures très profondément enfouis à haute pression et haute température, souvent dans les Tight Sands complexe à produire lesquelles demandent de très grandes maitrises technologiques. (S. A Holditch, 2006).

L'Algérie a pour but de conserver sa place parmi les pays les plus producteurs et expéditeurs du gaz au monde, est en train d'exploiter ses réservoirs tight qui se présente dans plusieurs bassins (bassin d'Illizi, bassin d'Anet, bassin Bechar-Timimoune, bassin de Gassi Toul-Rhourde Nous, bassin de Reggan, bassin de Tindouf bassin de Berkine, etc.).

La stimulation est un ensemble de techniques qui permettent d'améliorer artificiellement la perméabilité de la roche. Dans les réservoirs conventionnels, un traitement chimique, par acidification, peut suffire. Mais ce type de traitement est insuffisant pour extraire les hydrocarbures qui sont restés piégés dans la roche-mère ou dans les réservoirs compacts (tight gas). L'industrie est généralement contrainte de recourir à des procédés de fracturation, dits aussi de stimulation, dont la fracturation hydraulique est une catégorie particulière, de nature mécanique (J.C. Lenoir, et C. Bataille, 2013).

Pour une bonne utilisation de ces procédés est une meilleure évaluation, un système informatique doit être utilisé pour contrôler l'opération de fracturation tout au long de sa réalisation. Des logiciels (FRACPRO, FRACADE...etc.) sont utilisées pour modéliser les géométries et d'élaborer des designs de fracturation qui permettent le bon déroulement du traitement.

En 2002, Valkó et Economides ont proposé un design de traitement par fracturation (Unified fracture design) applicable sur tous les types de réservoirs. Ce design a montré sa fiabilité à plusieurs reprises comme l'a été le cas aux Etats-Unis (S. Bhattacharya, M.J. Economides, 2006) et en Arabie saoudite (Z. Zaffar et S. Al-Nuaim, 2014).

La partie pratique de ce mémoire traite l'évaluation de la fracturation hydraulique du puits TM-303 (réservoir tight) et de l'élaboration d'un design de fracturation sur le même puits en appliquant la méthode de design de fracture unifiée ou bien U.F.D (M.J. Economides *et al*, 2002).

Chapitre

1

Présentation du bassin d'Ilizi et du champ Tamadanet

1.1.2. Historique de découverte

On dénombre 54 découvertes d'huile et 44 découvertes de gaz (qui ont donné lieu à des gisements) telles que celles de Tin Fouyé, Zarzaitine, Edjeleh, Alrar, ohanet et Stah.

Au cours de son histoire, le bassin d'Ilizi a été, pour l'essentiel, un bassin marin peu profond situé près d'une marge continentale soumise à une période d'érosion intense.

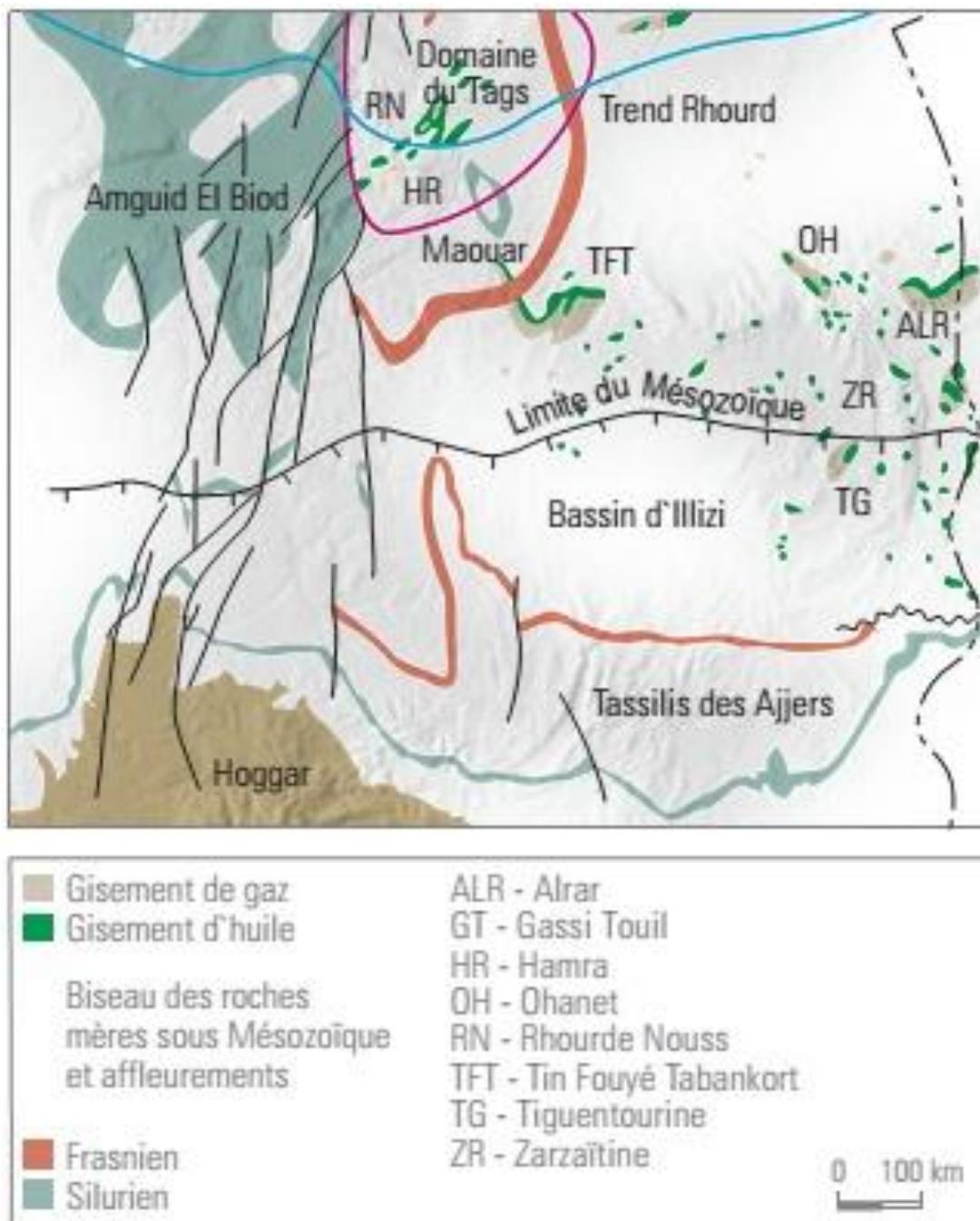


Figure 1.2 : Contexte régional du bassin d'Ilizi.

1.1.3. Coupe géologique

Ce bassin, de type polycyclique, possède une séquence mésozoïque séparée de la séquence paléozoïque par la discordance hercynienne qui comporte les plus importants systèmes pétroliers de cette région (réservoirs cambro-ordoviciens et dévoniens)

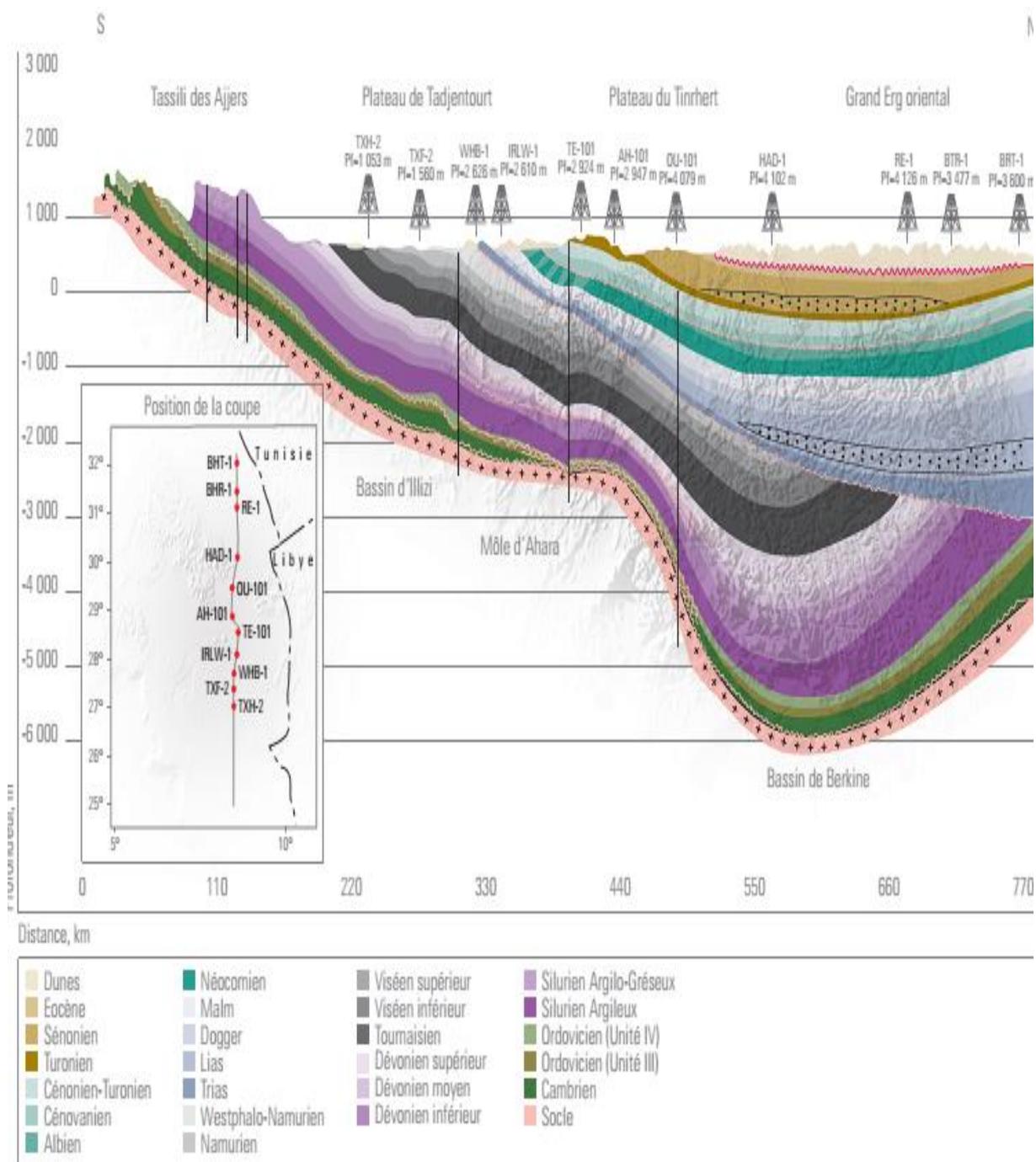


Figure 1.3 : Coupe géologique sud/nord du bassin d'Ilizi

1.1.4. Abrégé historique sur le plateau de Tinrhert :

Le plateau de Tinrhert est situé à **360 km** au Nord-Est d'Illizi.

En 1956 et 1957, le plateau de Tinrhert avait fait l'objet d'une mission gravimétrique de reconnaissance, en 1958 les premiers profils sismiques y étaient exécutés.

L'étude complétée en 1960 par un maillage de lignes sismiques réflexion et en 1962 par une campagne sismique "chute de poids" mit en évidence à l'Est une grande faille de direction NNW-SSE (dite faille d'Ohanet). Une série de structures parallèles qui sont d'Ouest en Est : Ohanet, Askarene, Gueltaet Tamadanet. Ces structures sont séparées par des ensellements peu marqués. Dans la partie Nord du champ, le puits de découverte OT101 implanté et foré en Avril 1960 sur des données sismiques et occupant une position structurale favorable a mis en évidence une importante accumulation d'huile dans le Dévonien inférieur Réservoir F6 (UNITE A)

32 puits ont été ainsi forés dont deux (02) puits secs (OT 09 et OT 129). Dans la partie sud, le puits OTS 1 foré en 1990 occupait une position de flanc et basse. Les unités A et M2 étaient aquifères, ensuite OTS 2 occupant une position favorable a donné en test de l'huile dans l'unité A.

Cette discordance est surmontée par les séries du mésozoïque 1000 m qui débutent avec un faciès grés-argileux du trias suivis des dépôts du jurassique et crétacé inférieur. Cette sédimentation s'achève par les mouvements d'âge autrichien qui ont permis la mise en place définitive d'un grand nombre de structures formées durant les principaux mouvements antérieurs, tel que les mouvements calédoniens ou hercyniens.

Les sédiments tertiaires représentés surtout par l'oligocène et le miopliocène se sont déposés durant une période assez calme sur tout le Sahara Algérien, à part quelques basculements et réajustements d'accidents.

1.2. Présentation du champ Tamadanet

1.2.1. Situation géographique

Le champ de TAMADANET est situé dans la partie orientale de la Hamada du Tinrhert, à l'extrême Nord du talus, fortement structuré de la zone de Takouazet, avant son plongement régulièrement monoclinale vers le Bassin de l'Erg Oriental.

Il est délimité de l'est par le champ d'Alrar, de sud par le champ d'In Akamil, Timedratine et Tilmas au sud-ouest, Guelta à l'ouest et DImta au nord.

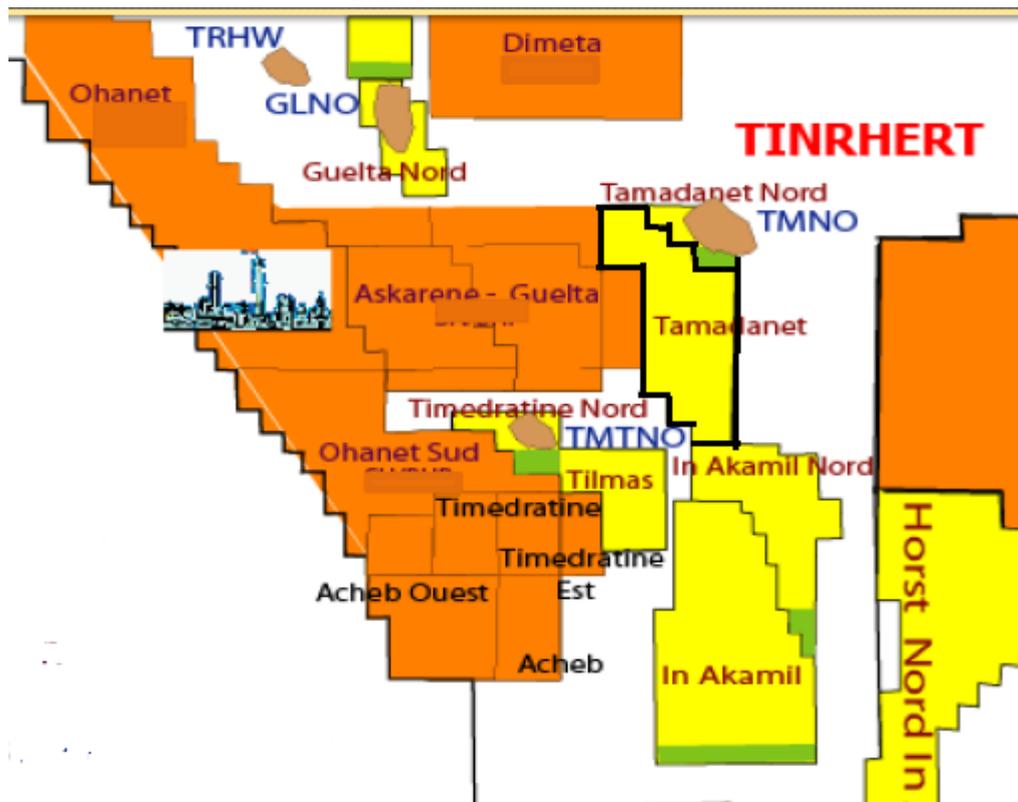


Figure 1.4 : Périmètre du champ Tamadanet

1.2.2. Cadre géologique régional

La couverture sédimentaire d'âge paléozoïque 2300 m reposant sur le socle cristallin infracambrien, présente plusieurs phases tectoniques assez connues dans le Bassin d'Ilizi.

Après la pénéplation infracambrienne du socle s'est déposé un cambro-ordovicien assez épais. Durant cette sédimentation des mouvements antellanvin faibles ont eu lieu sur les principales moles du Bassin d'ILLIZI. Ce cycle s'est terminé par la phase tectonique, suivi de l'épisode glaciaire de la fin ordovicien.

A cette phase glaciaire succède une transgression du silurien qui a permis le dépôt des argiles noires à graptolites sur l'ensemble du Sahara.

Les principales structures du Bassin sont déjà assez bien dessinées. Ensuite, on a les dépôts des réservoirs gréseux et niveaux argilo-gréseux du dévonien avec la discordance calédonienne intra-dévonien-inférieur et la discordance intra-frasnienne. Après les dépôts des derniers grès du dévonien supérieur se déposent les séries carbonifères qui s'achèvent par la phase tectonique hercynienne ayant bien marqué la fin du paléozoïque supérieur.

Cette discordance est surmontée par les séries du mésozoïque 1000 m qui débutent avec un faciès grés-argileux du trias suivis des dépôts du jurassique et crétacé inférieur. Cette sédimentation s'achève par les mouvements d'âge autrichien qui ont permis la mise en place définitive d'un grand nombre de structures formées durant les principaux mouvements antérieurs, tel que les mouvements calédoniens ou hercyniens.

Les sédiments tertiaires représentés surtout par l'oligocène et le miopliocène se sont déposés durant une période assez calme sur tout le Sahara Algérien, à part quelques basculements et réajustements d'accidents.

1.2.3. Historique structural

En résumé, la structure de Tamadanet faisant partie du Flanc Nord de la mole d'Ahara s'est esquissé dès les premiers mouvements tectoniques du cambro-ordovicien; par exemple :

- Mouvements antellanvirn,
- Mouvements taconiques

Ensuite, cette structure a continué de se former durant les mouvements calédoniens et intra-dévonien, ceci étant montré par certaines séries absentes ou condensées du dévonien-inférieur.

La structure s'accroît et s'individualise pendant l'époque hercynienne ou on note l'absence de la partie supérieure de la série de Tiguentourine (d'âge supposé fin carbonifère début permien).

Enfin la mise en place définitive de la structure s'est faite à la fin des mouvements autrichien, suivi peut être par d'insignifiants basculements et réajustements de faible ampleur durant le tertiaire.

1.2.4. Histoire de la mise en place des hydrocarbures

Le début de la génération par la roche mère de l'huile, piégée dans les réservoirs du dévonien a commencé peut être tôt à la fin du paléozoïque, comme un peu partout dans le Bassin d'Illizi et s'est poursuivi tard, durant l'époque mésozoïque et cénozoïque.

La roche mère ne serait que les argiles du gothlandien et celles du dévonien.

Du gaz fut aussi généré par la partie inférieure des argiles siluriennes et a migré dans le réservoir ordovicien.

1.2.5. Stratigraphie régional de l'Ordovicien

Ordovicien : Epaisseur moyenne 200 m

Unité IV :

Grès quartzitique, souvent compact et argile grise silto-gréseuse, nombreuses figures de glissements et graviers de quartz épars. Cette unité repose sur les unités inférieures par l'intermédiaire d'une discordance de ravinement glaciaire.

Unité III

Grès silico-argileux, compact et argile grise, silteuse avec passées de grès fin compact. Nombreuses tigillites.

Unité II

Grès siliceux, granoclassé, compact, à stratifications obliques.

Socle : roches métamorphiques et éruptives.

1.2.6. Intérêt pétrolier

Sur la structure de Tamadanet, on a 3 réservoirs qui renferment des hydrocarbures :

- Le réservoir du dévonien supérieur "F2"
- Le réservoir du dévonien inférieur "F6"
- Le réservoir du cambro-ordovicien

Le réservoir F2

C'est un complexe argilo-gréseux avec des lentilles et des nodules de grès fin siliceux ou ferrugineux et des oolithes ferrugineuses dans une argile noire feuilletée. Quelques rares bancs gréseux très minces (moins de 1 m) de qualités pétrophysiques moyennes à faibles, peuvent contenir des hydrocarbures, mais ces accumulations ne sont pas commerciales.

Le réservoir F6 : Principal objectif à Tamadanet

Ce réservoir est formé de plusieurs unités :

- Unité C3 : Ep. moy. 5 m - grès compact
- Unité C2 : Ep. moy. 9 m - argilo-gréseux à spérules sidérites

- Unité B1 : Ep. moy. 15 m - grès-argileux ferrugineux
- Unité A : Ep. moy. 25 m - grès poreux et perméable
- Unité M2 : Ep. moy. 40 m - argilo-gréseux aquifère
- Unité M1 : Ep. moy. 70 m - grès-argileux aquifère.

Du point de vue pétrolier :

- L'unité C3 est souvent compacte avec des $K_h < 5$ md et $\%moy.=12\%$. Les hauteurs utiles sont très faibles à inexistantes.
- L'unité C2 est argilo-gréseuse sans intérêt pétrolier.
- L'unité B1 présente un banc gréseux poreux de $\%moy. = 18\%$ et $K_h = 25$ md et qui semble être absent vers le Sud. (TM-103).
- L'unité A elle contient les principales réserves d'huile du champ de Tamadanet. Elle est constituée de grès (environ 25 m) avec des porosités variant entre 12 à 22% et des perméabilités élevées de 50 à 850 md.

Les autres unités inférieures du F6, M2 et M1 constituées d'une alternance de grès et argile sont aquifères.

Le réservoir ordovicien

Un seul forage a atteint l'ordovicien, TM-103. Ce dernier a montré une unité IV formée principalement de grès contenant à leur partie supérieure du gaz (test n° 2).

Cette dernière repose sur l'unité III-1 argilo-gréseuse et elle surmonte l'unité II, cambrienne (épaisseur moyenne de 20 m) entièrement gréseuse. Un test n° 1 effectué en face de ces grès de l'unité II s'est révélé sec avec des traces de gaz récupérées dans la chambre d'échantillonnage.

1.2.7. Aspect paléographique

- L'unité C3 est un faciès transgressif. Nous avons des séquences granocroissantes depuis la base du M1 jusqu'au C2. Ces séquences résultent de la pro-gradation de barres sableuses marines (présence de bioturbations et d'oolithes).
- Pour l'unité "A". Les barres gréseuses sont à stratifications obliques. Cette unité s'est déposée dans un milieu proche du littoral.

-L'unité "A" est constituée par la superposition de plusieurs barres qui peuvent présenter des hétérogénéités en granulométrie et en phénomènes dia-génétiques et dans certains cas il peut résulter d'importantes variations pétrophysiques.

-Pour l'unité "C2" et "B1". Elles présentent la séquence régressive du F6. Les faciès de l'unité C2 et B1 se sont déposés dans un environnement à influence continentale.

1.2.8. Commentaire sismique sur la base des cartes au toit du F3

En étudiant les cartes structurales au toit du F3 et à la discordance Frasnienne de PETRO-CANADA (absence d'une interprétation au toit du F6), nous remarquons que les profils sismiques ne couvrent pas la totalité de la structure.

Le maillage des profils est trop important et la densité des profils sismiques est insuffisante pour avoir une bonne fiabilité des cartes structurales.

Sur les profils, la réflexion sismique au toit du F6 ne présente pas partout une bonne continuité.

L'intersection des profils sismiques de campagnes différentes entraîne des erreurs de corrélation en valeur temps.

On notera également l'insuffisance du nombre des puits forés pour pouvoir construire la carte en iso-vitesses moyennes à partir des informations profondeur et temps sismiques déterminés en chaque puits de la zone.

L'interprétation des cartes au toit du F3 et à la discordance Frasnienne nous montre une fermeture structurale autour du forage TM-103. La faille séparant les deux structures de TAMADANET n'est pas étanche, donc les deux structures communiquent; ceci est en contradiction avec les résultats pétroliers des puits :

- TM-101 a prouvé un contact H/E à -1993 m
- TM-103 a prouvé un contact H/E à -2003 m

1.2.9. Interprétation structurale toit du F6 de TAMADANET

En se référant à cette interprétation, nous pouvons relever les points suivants :

La structure de TAMADANET Nord est isolée de la structure TAMADANET 101 par une faille prouvée par la sismique et dont le rejet est de l'ordre de 40 m. Ce rejet confirme que les deux structures sont indépendantes.

Les puits forés sur la structure de TAMADANET Nord ont mis en évidence un contact huile/eau (2003 m et la limite huile/eau prouvée par le forage TAMADANET 101 se situe vers -1993 m (contact H/E -1993 en tenant compte de Zt). Néanmoins, nous pouvons dire que les deux structures sont indépendantes et sont séparées par une faille étanche.

En étudiant la configuration structurale de TAMADANET d'après l'interprétation récente de la Division Exploration, l'isobathes -1990 (contact H/E -1993) ne ferme pas autour de TM-103 Contrairement aux cartes structurales au toit du F3 et à la discordance Frasnienne interprétées par PETRO-CANADA qui nous montrent une fermeture structurale autour de TM-103.

L'interprétation structurale au toit du F6 interprétée par la Division Exploration, remet en cause le chiffre des réserves en place du F6 estimé par PETRO-CANADA.

Néanmoins, une réinterprétation structurale avec des nouveaux profils sismiques de bonnes qualités est à envisager, ceci nous permettra de lever l'indétermination sur la configuration structurale et minimiser l'erreur sur le chiffre des réserves.

Pour pouvoir évaluer la qualité de la réflexion sismique dans les différentes formations du réservoir F6, nous avons étudié quelques profils sismiques de la région de DIMETA calés avec des VSP effectués dans différents puits forés. Nous remarquons que les quatre horizons réflecteurs principaux sont :

- La réflexion sismique au toit du F2
- La réflexion sismique au toit de la discordance Frasnienne
- La réflexion à la base de l'unité "A"
- La réflexion au toit du M1 (voire figures n°9, 10, 11, 12)

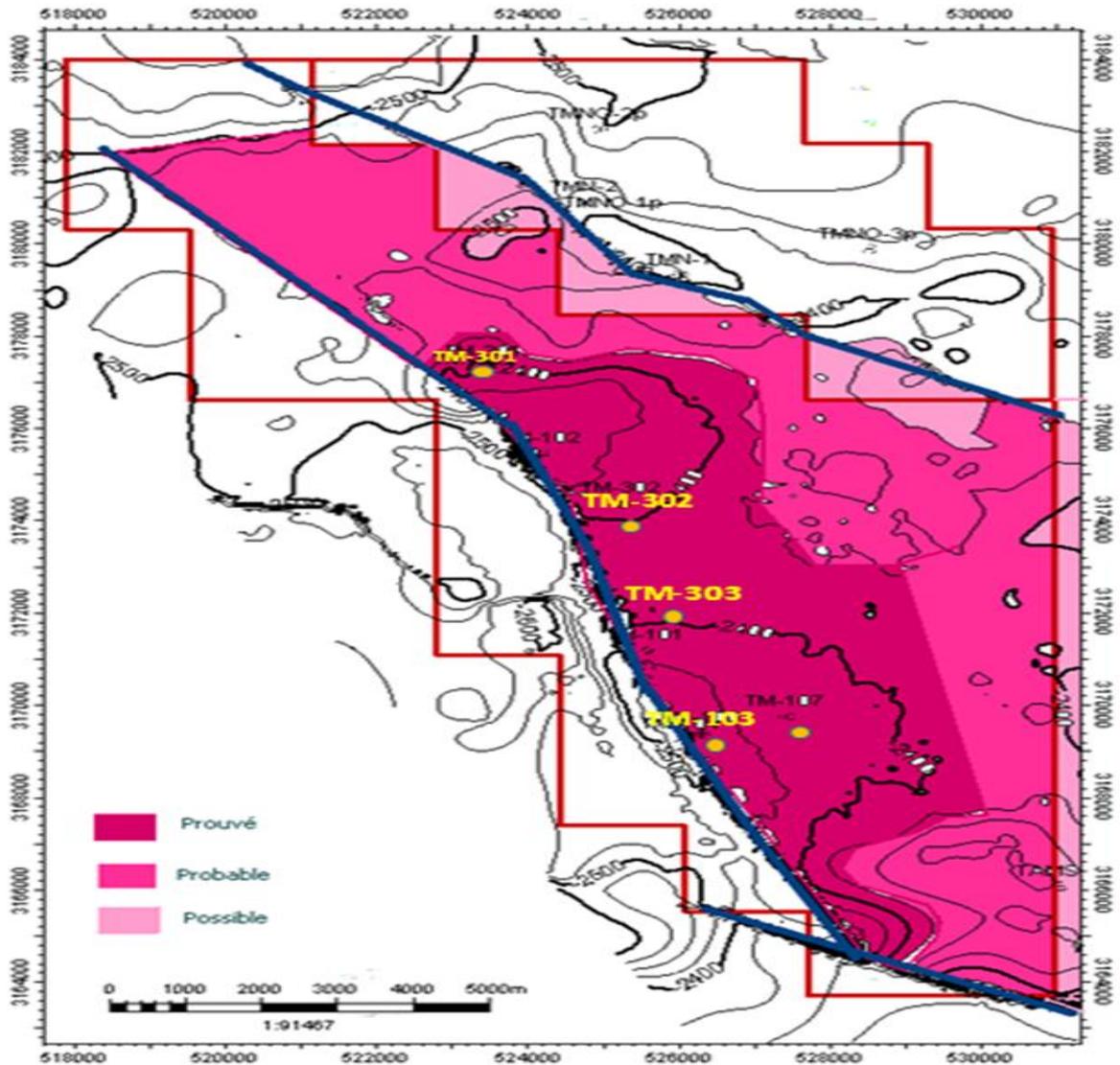


Figure 1.5 : Carte structurale au toit de l'unité IV-3 du réservoir Ordovicien

1.3. Conclusion

Les débits testés, dans l'unité IV (sous unités IV-3, IV-2 et IV-1) du réservoir ordovicien ont atteint des valeurs de:

370 000 std m³/j sur IKN,

325 000 std m³/j sur HNIA,

254 400 std m³/j sur IAK,

270 000 std m³/j sur ZR

et 167 000 std m³/j sur TM.

Ces résultats résultent d'une fracturation naturelle intense de ces sous unités réservoirs.

Néanmoins, les tests réalisés sur les unités III et II du réservoir cambro-ordovicien des gisements HNIA et TM ont donné de faibles débits de gaz sur torche. Ces réservoirs nécessitent donc une stimulation (fracturation hydraulique) pour pouvoir les produire.

Tableau 1.1 : Volume en place Prouvé P1 (Réservoir cambro-ordovicien)

Gisement	POD (jan, 2012)	Etat actuel (jan ,2015)
Horst Nord In Amenas (HNIA)	11,13	51,94
In Akamil (IAK)	9,3	29,43
In Akamil Nord (IKN)	4,17	16,67
Tamadanet (TM)	4,79	9,88
Zarzaitine (ZR)	5,6	7,68
Zemmouri (ZMR)	5,08	5,08
Total	40,07	120,68

Références bibliographiques

Mise au point sur le projet Tinrhert, PED SONATRACH.

Présentation de la direction régionale d'Ohanet, PED SONATRACH.

Présentation générale du Bassin d'Illizi, PED Sonatrach.

Rapport de géologie Tamadanet, PED SONATRACH.

Rapport de PETRO-CANADA.

Site Web :

[http:// www.SONATRACH.com](http://www.SONATRACH.com)

Chapitre 1

Présentation du bassin d'Ilizi et du champ Tamadanet

Listes des figures

Figure 1.1 : Carte de situation du bassin d'Ilizi.

Figure 1.2 : Contexte régional du bassin d'Ilizi.

Figure 1.3 : Coupe géologique sud/nord du bassin d'Ilizi

Figure 1.4 : Périmètre du champ Tamadanet

Figure 1.5 : Carte structurale au toit de l'unité IV-3 du réservoir Ordovicien

Liste des tableaux

Tableau 1.1 : Volume en place Prouvé P1 (Réservoir cambro-ordovicien)

Chapitre

2

Les réservoirs non conventionnels (Tight Gas)

2.1. Introduction

Les réservoirs de gaz compacts est le terme utilisé généralement pour se rapporter aux réservoirs de basse perméabilité qui produisent principalement le gaz naturel sec. Plusieurs des réservoirs à faible perméabilité qui ont été développés dans le passé sont gréseux, mais des quantités significatives de gaz sont également produites des formations carbonates, schistes, et houilles. En ce chapitre, la production du gaz des grès compacts est le thème prédominant. Cependant, une grande partie de la même technologie s'applique aux carbonates compacts et aux réservoirs de schiste de gaz (Holdish *et al*).

Les réservoirs de gaz compacts ont une chose commune un puits verticale foré et compléter doit être stimulé avec succès stimulé pour produire aux débits commerciaux. Normalement, un grand traitement de fracturation hydraulique est exigé pour produire le gaz économiquement. Dans quelques réservoirs compacts naturellement fracturé, des puits horizontaux et/ou les puits multi-étage peuvent être employés pour fournir la stimulation exigée pour la commercialisation (Abdelaziz *et al*).

2.2. Notions de réservoir conventionnel/non conventionnel

2.2.1. Réservoir conventionnel

Réservoirs qui sont développés et produits par les outils et les techniques traditionnels de technologie ; les caractéristiques de roche et de fluide sont très, favorables pour la production sur un à l'échelle commerciale.

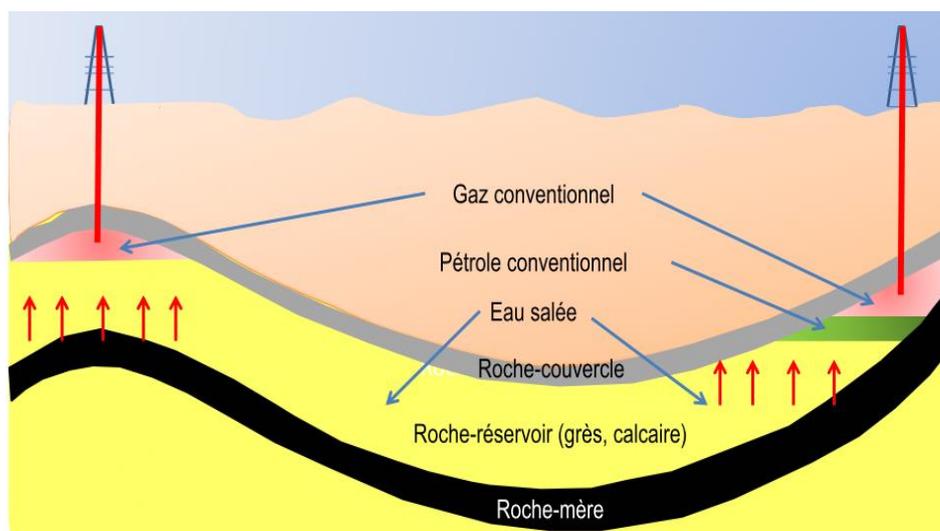


Figure.2.1 : Réservoirs d'hydrocarbures conventionnels

2.2.2. Réservoir non conventionnel

Regroupe tous les hydrocarbures dont l'accumulation n'est pas liée à la présence d'un piège et pour lesquels l'exploitation diffère des méthodes conventionnelles ; Réservoirs qui exigent des approches innovatrices et des technologies naissantes pour développer économiquement en raison des conditions défavorables ; des réservoirs peu usuels sont caractérisés par une formation très compact, une huile très lourde, ou une profondeur du réservoir plus importante (Jean-Jacques Jarrige), notamment

- les hydrocarbures liquides ou gazeux, qui seraient piégés dans une roche-mère ou un réservoir compact, dont la perméabilité est inférieure à 1 millidarcy et nécessiteraient une exploration et/ou exploitation par fracturation hydraulique ou toute autre méthode ayant pour but de modifier notablement la perméabilité ;
- les hydrocarbures gazeux qui seraient piégés dans les veines de charbon ou de houille et qui, en dehors d'une libération spontanée, ne pourraient être exploités que via une action humaine (stimulation, dépression, cavitation ou fracturation du gisement)
- Les hydrates de méthane ou tout autre gaz enfouis sous le plancher océanique, ou sous le pergélisol.

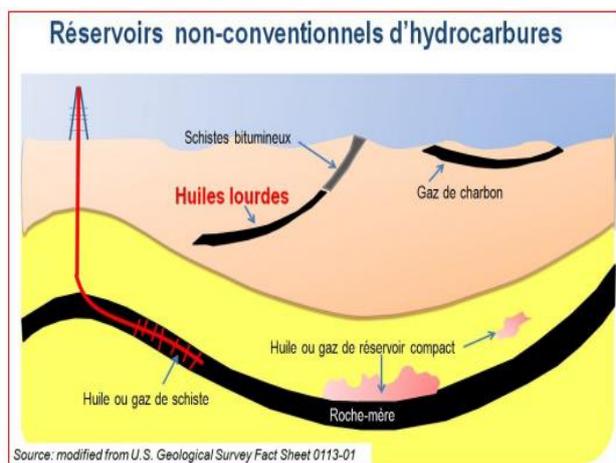


Figure 2.2.a. : Réservoirs non conventionnel

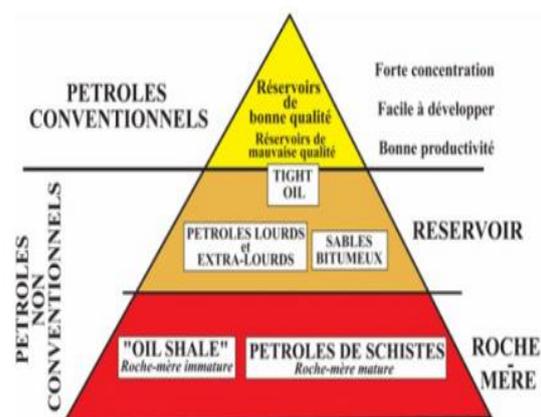


Figure 2.2.b. : Classification des réservoirs

2.2.2.1. Gaz non conventionnel

L'appellation « gaz non conventionnel » est un terme générique qui recouvre plusieurs types de ressources non renouvelables de gaz naturel :

- le gaz de roche-mère (en anglais : *shale gas*), appelé aussi gaz de schiste est du gaz qui est resté dans la roche-mère où il s'est formé ;
- le gaz de houille (en anglais : *coal bed methane*, *CBM*, ou *coal seam methane*) est une variante du précédent qui concerne le gaz resté emprisonné dans le charbon au cours de sa formation (le charbon jouant alors le rôle de roche-mère) ;
- le gaz de réservoir compact (en anglais : *tight gas*) a normalement migré dans une roche réservoir à très faible perméabilité et porosité, ces paramètres ayant pu ensuite se dégrader encore plus par des processus diagénétiques. Ce type de gaz, largement exploité, est maintenant (2013) parfois considéré comme appartenant au domaine des hydrocarbures conventionnels (Jean-jacks) ;
- le gaz de fond de bassin (en anglais : *basin centered gas*) se rapproche du gaz de réservoir compact. Il concerne des réservoirs très peu perméables, où le gaz s'est accumulé sur de très grandes surfaces dans les parties profondes des bassins sédimentaires ;
- les hydrates de méthane (en anglais : *methane hydrates*), appelés parfois « glace de méthane », représentent du méthane piégé sous les pergélisols des zones arctiques et à faible enfouissement en offshore profond. Les ressources disponibles et les méthodes de production économiques restent encore à définir, ainsi que l'impact écologique d'une telle exploitation.

C'est la combinaison de deux techniques existantes, le forage horizontal et la fracturation hydraulique, qui a permis le développement de la production de gaz non conventionnels à partir de la fin du XX^e siècle.

2.3. Réservoir tight gas

2.3.1. Définition

Les réservoirs de gaz compact représentent une partie importante des réservoirs de gaz naturel à l'échelle mondiale. Les réservoirs à gaz compacte se caractérisent généralement par une formation efficace, une perméabilité inférieure à 0,1 md (Law et Curtis) et une production à des tarifs économiques élevés à partir. Les réservoirs de gaz sec en général sont très difficiles non seulement en raison de la très faible intrinsèque perméabilité, mais aussi en

raison de plusieurs formes d'endommagement de formation différentes pouvant survenir lors du forage, de la completion, de la stimulation et des opérations production (Holditch).

Les réservoirs de gaz compacts ne transmettent généralement pas de gaz à la surface à des taux commerciaux, à moins que le puits ne soit efficacement complété et stimulé en utilisant des technologies avancées (Fairhurst).

Des accumulations importantes de gaz naturel se trouvent dans le monde entier dans le grès, les carbonates et les formations argileuses avec une perméabilité typiquement faible à très faible.

En réalité, Ces accumulations dépassent en volume par rapport à ce qui se trouve en conventionnel : Les réservoirs de gaz ayant une perméabilité plus élevée. Typiquement, la perméabilité à la roche varie d'un Fraction d'une milliérie dans des ardoises serrées jusqu'à des nanodarcies dans le schiste.

L'extraction du gaz est possible en raison de la faible viscosité inhérente du gaz naturel associée à la haute pression initiale du réservoir. Le «gaz compacte» est le terme couramment utilisé pour désigner les réservoirs à très faible perméabilité qui sont connus pour produire principalement du gaz naturel sec. Dans Les années 1970, les réservoirs de gaz ayant une perméabilité de 0,1 mD ou moins ont été définis comme compacte (Iqbal et Satter).

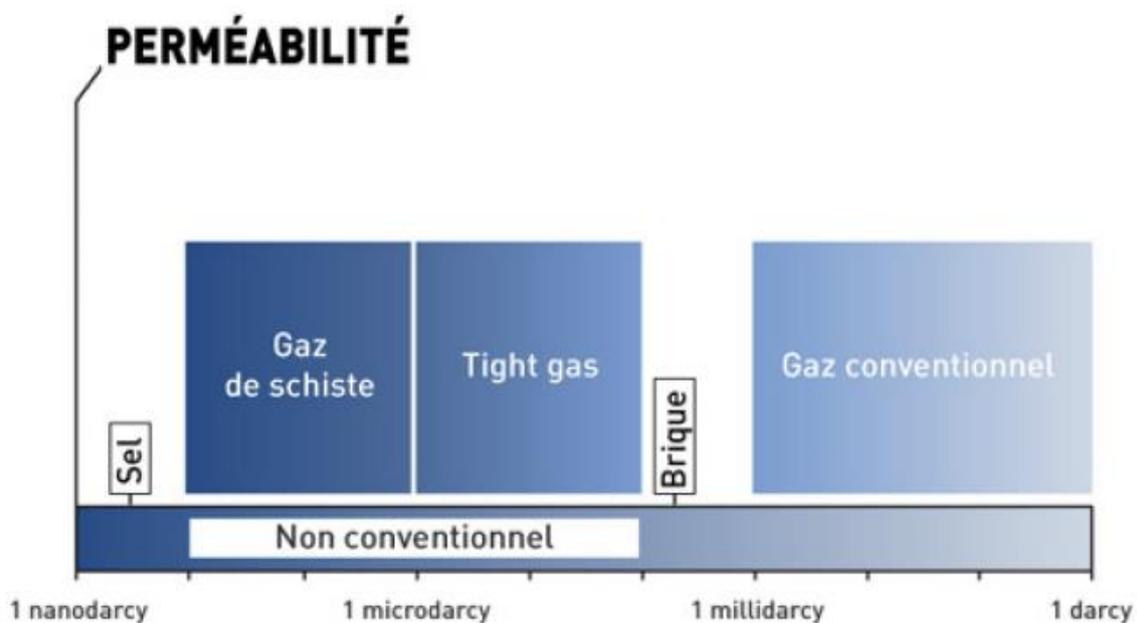


Figure.2.3 : Classification selon la perméabilité des hydrocarbures gazeux

2.3.2. Répartition des tight gas à travers le monde

Le concept de triangle de ressource est valide pour toutes les ressources naturelles en tous les bassins dans le monde, ainsi il est logique de croire que d'énormes volumes de gaz dans les réservoirs non conventionnels seront trouvés, développés, et produits en chaque bassin qui produit maintenant les volumes significatifs de gaz à partir des réservoirs conventionnels. Malheureusement, aucune organisation n'a édité une revue complète et une évaluation du volume de gaz qui pourrait être trouvé dans les réservoirs serrés autour du monde. En fait, le volume de gaz dans les réservoirs conventionnels autour du monde encore est mis à jour vers le haut à mesure que l'exploration pour le gaz naturel augmente (Masters et Grey).

Si nous employons le concept du triangle de ressource, le volume du gaz en place dans les réservoirs compacts pourrait être d'ordres de grandeur plus haut que le volume connu de gaz existant dans les réservoirs conventionnels.

En comparant le rapport des réserves de gaz conventionnelles courantes aux Etats-Unis au potentiel pour la production de gaz à partir des réservoirs compacts aux Etats-Unis, (on pourrait envisager que par la suite plus de 20.000 Tcf du gaz sera produit à partir des réservoirs compacts autour du monde, donné des conditions économiques et des améliorations appropriées de technologie.

Sans aucun doute, l'intérêt pour les réservoirs compacts de gaz autour du monde a augmenté sensiblement pendant les années 90. Dans beaucoup de pays, le gaz compacts est défini par débit et pas par perméabilité. Les activités de développement et la production du gaz des réservoirs compacts au Canada, en Australie, au Mexique, au Venezuela, en Argentine, en Indonésie, en Chine, en Russie, en Egypte, et en Arabie Saoudite se sont produites pendant la décennie passée. De grands traitements de fracturation hydraulique sont employés généralement autour du monde pour stimuler l'écoulement de gaz dans les réservoirs à basse perméabilité. Une telle activité augmentera seulement pendant les prochaines décennies.

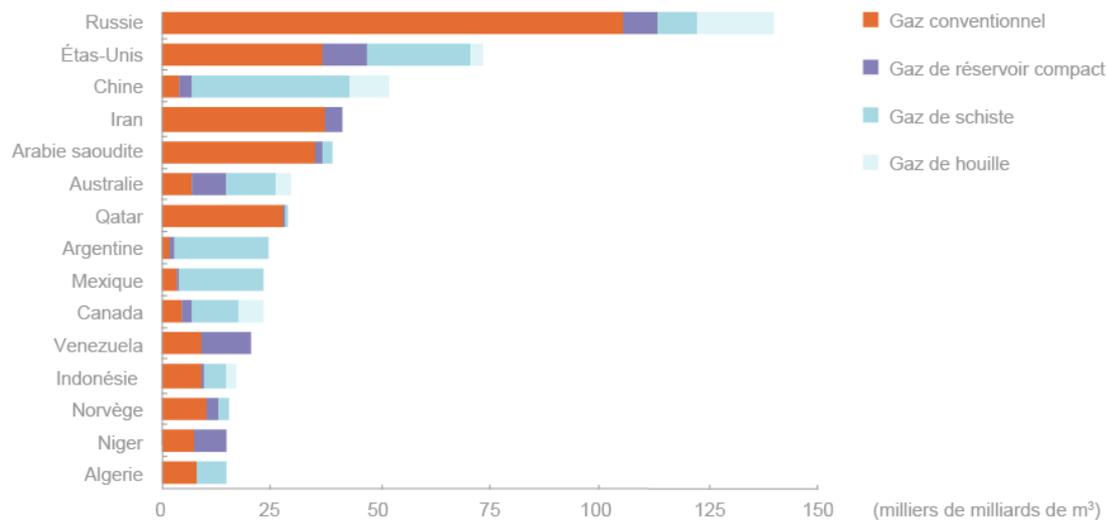


Figure.2.4 : Prévisions de production mondiale des différents types de gaz.

2.3.3. Caractéristiques et propriétés

La perméabilité de la matrice dans des formations des réservoirs compacts peut être très faible en raison du processus de dépôt, ou à cause des événements diagénétiques postérieurs au dépôt. Si le réservoir est naturellement fracturé, alors le flux de gaz est principalement contrôlé par les fractures naturelles ouvertes et intactes qui sont reliées aux abords du puits.

2.3.3.1. Porosité

La porosité d'une roche correspond au rapport entre le volume des vides qui existent dans une roche et le volume total de cette dernière. Elle est exprimée en pourcentage. Dans le cas des réservoirs *tight*, la porosité de la roche est souvent inférieure à 1% (alors que la porosité est supérieure à 10%, parfois plus dans le cas des réservoirs conventionnels).

Les roches du sous-sol en s'enfonçant au cours des temps géologiques « se compactent » sous l'effet de l'accumulation de nouvelles couches sédimentaires les surplombant. Le volume des pores dans les roches diminue alors progressivement au fur et à mesure de leur enfouissement.

2.3.3.2. Perméabilité

La perméabilité est un second paramètre important pour apprécier un réservoir géologique. Elle mesure la résistance du milieu à l'écoulement des hydrocarbures. Elle est exprimée en Darcy. La « compaction » des roches s'accompagne d'une recristallisation qui diminue fortement la connectivité des pores et donc la perméabilité. Les réservoirs *tight* présentent des perméabilités inférieures au millidarcy et ont ainsi des caractéristiques a priori défavorables à une extraction classique d'hydrocarbures. La perméabilité des différents gisements conventionnels est nettement supérieure au millidarcy, mais peut fortement varier.

Des valeurs conventionnelles de porosité et de perméabilité avaient été retenues aux États-Unis comme indicateurs du caractère conventionnel ou non d'un gisement pour l'attribution de crédits d'impôt. Selon ce critère, la notion de « *tight* » dépend toutefois directement de la nature des hydrocarbures que l'on souhaite extraire. Ainsi, un réservoir avec des caractéristiques de porosité et de perméabilité données va être tantôt considéré comme « *tight* » lorsqu'il contient du pétrole (moins facile à mettre en production) et tantôt considéré comme conventionnel s'il contient du gaz. Comme indiqué précédemment, la notion de « *tight* » reste relative et il est parfois très difficile de définir si les hydrocarbures extraits proviennent de réservoirs compacts ou de mauvais réservoirs conventionnels.

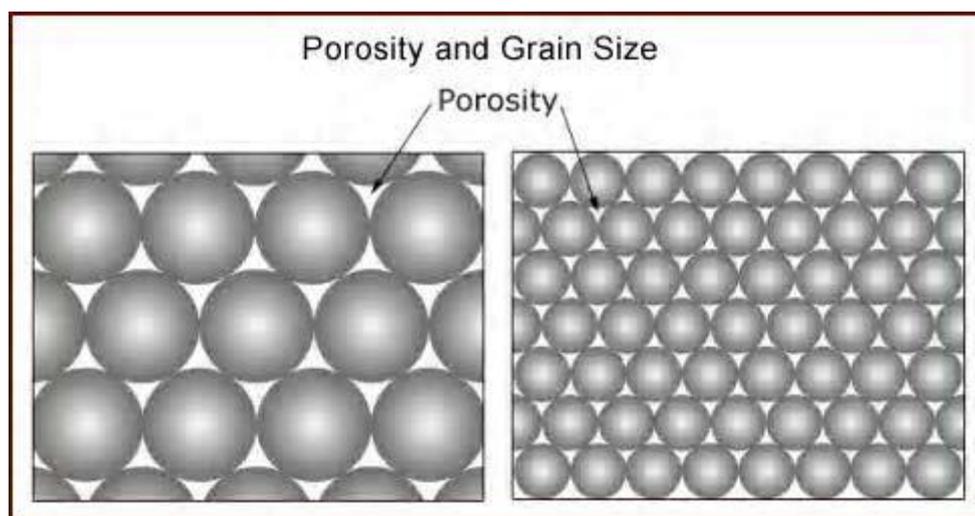


Figure.2.5 : La différence de connectivité associée à la taille des grains.

2.3.3.3. Relation porosité et perméabilité

La porosité et la perméabilité, deux paramètres suffisant pour caractériser les réservoirs. Une roche peut posséder une bonne porosité, tout en ayant les pores isolés les uns des autres, empêchant donc toute circulation (pierre ponce volcanique ou grès cimenté partiellement). Dans le cas des tight gas Réservoirs, les roches sont à la fois faiblement poreuses et peu perméables ; même les gaz, qui possède une viscosité faible, s'y déplace difficilement. Pour exploiter ces gisements, il faut alors créer des zones plus perméables, fractures ou puits, qui permettront aux hydrocarbures de circuler

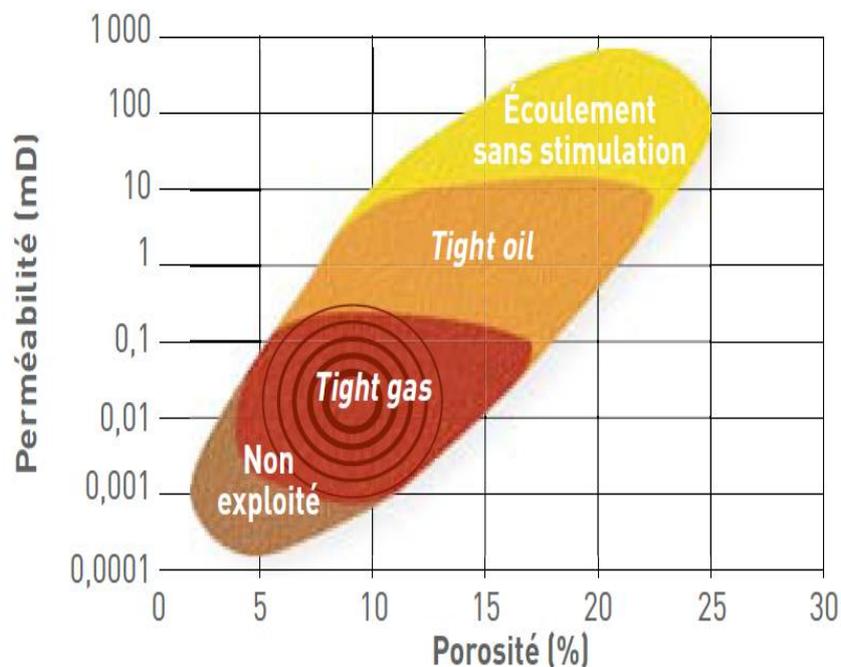


Figure.2.6 : Enveloppe de conception de la fracturation basée sur la perméabilité des carottes (Selon Total)

2.4. Compaction des réservoirs compacts

2.4.1. Texture

L'attribution texturale permet d'évaluer la taille des grains, leur classement et leur géométrie ainsi que le type de porosité. La texture est affectée non seulement par les propriétés initiales au moment du dépôt mais aussi par la vitesse et le degré de la diagenèse. La taille des grains et le granoclassement influent sur le type et la magnitude de la

porosité de la roche. En général, les formations propres à petits grains sont caractérisées par une faible connexion des pores contrairement aux dépôts grossiers dont la connectivité est très importante

2.4.2. Les processus diagénétiques

La diagenèse est l'un des facteurs majeurs qui affecte un grès après son dépôt en modifiant la minéralogie, la chimie et la texture. L'ensemble de ces processus tend à modifier la géométrie et la structure des pores favorisant ainsi l'augmentation de la tortuosité à partir de la réduction de la taille des pores. L'augmentation de la tortuosité a un impact significatif sur le changement des propriétés électriques des roches réservoirs et sur les processus de migration. La diagenèse dans les réservoirs gréseux compacts se présente sous plusieurs formes qui sont: la compaction, la cimentation par la silice et la dissolution des minéraux.

- **La compaction:**

Dans le cas des réservoirs gréseux compacts, la compaction est marquée par un réarrangement de grains, mais surtout par des contacts concavo-convexes traduisant la pression de dissolution des grains du quartz. La compaction est le premier phénomène responsable de la réduction des volumes des pores et donc de la réduction de la perméabilité.

Le degré de compaction des grès est fonctionnellement lié au volume, à la composition et à la rhéologie du matér

- **Cimentation par le quartz:**

Les ciments siliceux et les formes de 'surcroissance' sont les résultats de la pression de dissolution entre les grains du quartz, qui impliquent souvent la diffusion de la silice et sa reconcentration dans les espaces poreux, favorisant ainsi la diminution de la porosité et de la perméabilité. L'origine de la silice peut venir de la dissolution de grains du quartz ou des feldspaths.

- **Diagenèse des argiles:**

Processus conduisant à une modification de la taille et/ou de l'orientation des cristaux d'un élément figuré, d'une matrice ou d'un ciment. Pendant l'enfouissement des minéraux argileux, sous l'effet de compaction et des changements des conditions de pression et de température, ont tendance à se transformer en d'autres minéraux, tels que le chlorite et l'Illite, qui ont un impact important dans la réduction de la porosité (Figure.8d).

Contrairement aux effets catalytiques de l'argile, le revêtement des minéraux argileux peut aider à préserver la perméabilité et la porosité initiale en empêchant la 'surcroissance' des quartzs.

2.5. Etapes d'études des réservoirs compacts

2.5.1. Identification des ressources

L'industrie pétrolière conduit l'exploration de l'huile et du gaz de façon continue pour trouver de nouveaux horizons pour les réserves qui peuvent être produites économiquement.

Les activités d'exploration, principalement basées sur des études géologiques et géophysiques, commencées par les champs intérieurs relativement peu profonds sur il y a 100 ans. Avec l'avancement en technologie telle que les plates-formes drilling et en mer horizontales, la prospection pétrolière graduellement s'est déplacée en mer aux régions côtières peu profondes et finalement aux réservoirs hauturiers. Ces dernières années, des réservations peu usuelles de pétrole sont explorées vigoureusement pendant que les technologies changeantes de jeu telles que la rupture à plusieurs étages viennent à l'avant.

2.5.2. Evaluation des réservoirs

2.5.2.1. Triangle des ressources

Le concept est que toutes les ressources naturelles sont distribuées d'une façon log-normal en nature.

Plus importante est la profondeur dans le triangle de ressource de gaz, les réservoirs sont d'une qualité inférieure, ce qui signifie habituellement que la perméabilité du réservoir décroît. Ces réservoirs à basse perméabilité, cependant, sont beaucoup plus grands en taille. L'échelle du côté droit de figure.2.7 illustre des valeurs typiques de la perméabilité des formations de grès ou de carbonates de tight gas.

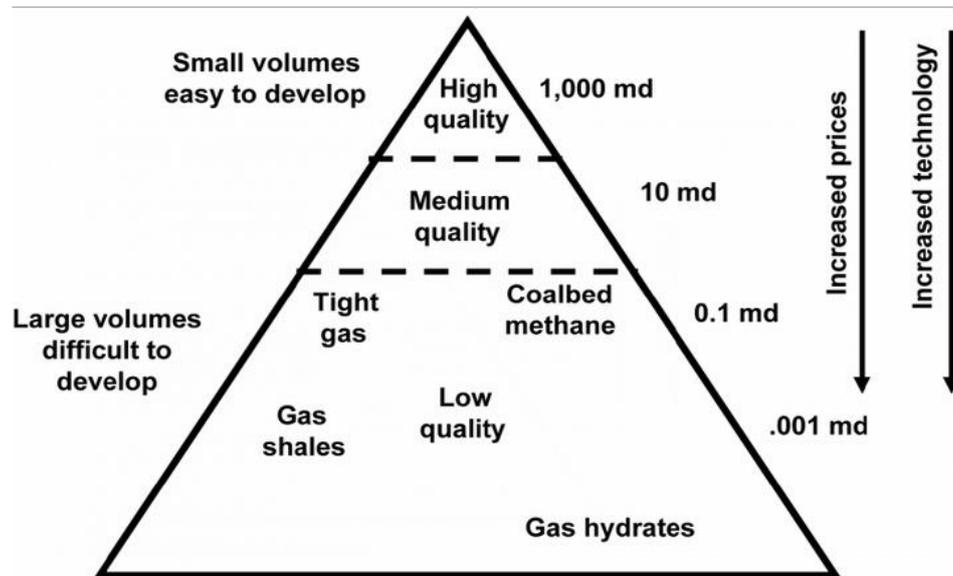


Figure.2.7 : Triangle des ressources en gaz

2.5.2.2. Estimation des réserves de tight gas

Le triangle de ressource, figure.2.7, décrit la distribution d'OGIP dans un bassin typique. Au sommet du triangle les réservoirs ayant une forte perméabilité. Ces réservoirs sont petits, et, une fois que découverts, pas moins 80 à 90% de l'OGIP peuvent être produites suivant des méthodes conventionnelles de forage et de complétion. Pendant que nous allons plus profonds dans le triangle de ressource, la perméabilité diminue, mais la taille de la ressource augmente. Des prix du gaz plus élevés et une meilleure technologie sont exigés pour produire les volumes significatifs de gaz à partir de ces réservoirs à tight gas (Masters).

L'efficacité de récupération est calculée en divisant le gaz cumulatif produit par le volume d'OGIP. Dans un réservoir à gaz compacts, l'efficacité de récupération varie plus ou moins de 10% à 50% de l'OGIP, elle est fonction de la perméabilité, de l'épaisseur nette de l'aire de drainage du gaz, de la demi-longueur effective de la fracture, de la limite économique et de la durée de vie du puits.

2.5.2.3. Méthodes d'évaluation des réserves

Les méthodes les plus communes employées pour déterminer les réserves sont la méthode volumétrique, bilan matières, courbes de déclin, et modèles du réservoir. Le tableau 7.13 présente les informations sur la façon dont ces méthodes sont employées pour évaluer des réservoirs de gaz à forte ou à faible perméabilité.

Tableau.2.1 : Méthodes d'estimation des réserves et leurs applicabilités

TABLE 7.13—RESERVE ESTIMATION METHODS		
Method	Conventional Gas Reservoir	Tight Gas Reservoir
Volumetrics	Accurate in blanket reservoirs	Used only when no wells have been drilled
Materials balance	Accurate in depletion drive reservoirs	Should never be used
Decline curves	Exponential decline usually accurate	Must use hyperbolic decline
Reservoir models	Used to simulate the field	Used to simulate individual wells

2.5.2.4. Méthode volumétrique

Les méthodes volumétriques peuvent être employées pour estimer les réserves des réservoirs à perméabilité élevée, blanket, et de réservoirs déplétion de gas drive. Dans de tels réservoirs, l'efficacité de récupération de l'aire de drainage de gaz est habituellement connue avec une certitude raisonnable ; ainsi, la méthode volumétrique peut fournir des évaluations relativement précises d'OGIP et de réserves.

Dans les réservoirs tight gas, la méthode volumétrique pourrait fournir des évaluations raisonnables d'OGIP ; cependant, les évaluations des réserves de gaz ne sont pas très fiables parce qu'il est très difficile d'estimer l'aire de drainage d'un puits donné et l'efficacité de récupération, donc cette méthode devrait seulement être employée avant le forage d'aucun puits et seulement en dernier recours. Une fois que les données de forage et de production sont disponibles, des analyses de données de production devraient être employées pour estimer ces réserves.

2.5.2.5. Méthode de bilan matière

La méthode de bilan matière devrait être employée seulement dans les réservoirs de gaz à haute perméabilité quand la production de gaz et les données précises de pression de réservoir sont disponibles. Dans les réservoirs de gaz à haute perméabilité, les puits peuvent être fermés pendant des heures ou des jours, et des évaluations précises de la pression de réservoir moyenne peuvent être mesurées ou calculées en utilisant les graphes de Horner. Si le réservoir est relié à une couche aquifère forte, ou la roche de réservoir est très compressible, des méthodes d'équilibre de matière peuvent encore être employées mais sont moins précises en raison de la complexité du problème et de la difficulté en développer un ensemble de données précis.

Dans les réservoirs de gaz compacts, des méthodes de bilan matière ne devraient jamais être employées parce qu'il est impossible d'obtenir des données précises pour décrire comment la pression de réservoir diminue pendant que le gaz est produit. Dans un réservoir de gaz compacts, un puits (ou le réservoir entier) doit être fermé pendant des mois ou des années avant qu'assez de données de pression soient rassemblées pour estimer exactement la pression de réservoir moyenne. En soi, pratiquement toutes les mesures de pression de fermeture dans les réservoirs de gaz compacts sous-estiment la valeur de la pression de réservoir moyenne. Si les données sont employées, l'évaluation d'OGIP et de la récupération finale de gaz sera très faible.

2.5.2.6. Méthode de courbe de déclin

Dans la plupart des réservoirs de gaz, la méthode d'analyse de courbe de déclin peut être employée pour estimer les réserves. Pour les réservoirs à haute perméabilité, la méthode de courbe de déclin fonctionne même avec des données à production limitée en utilisant l'équation exponentielle, qui est écrite:

$$q = q_0 e^{-at} \quad (2.1)$$

Où a est (constante) le facteur de déclin instantané ; q est le débit au temps, t ; et le q_0 est le débit initial. Quand l'équation 7.23 s'applique, un graphique de débit de gaz en fonction du logarithme du temps est une ligne droite. La ligne droite peut être extrapolée à une limite économique ou à une durée de vie fixée pour le puits pour déterminer la récupération finale de gaz. Fig. 7.28 illustre les données typiques qui peuvent être décrites en utilisant un déclin exponentiel.

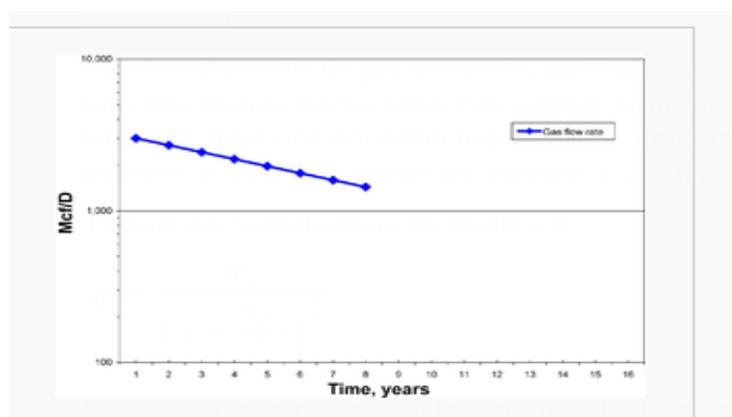


Figure.2.7 : Courbe de déclin exponentiel

Pour les réservoirs de gaz compacts, particulièrement les réservoirs posés qui ont été stimulés avec une grande fracturation hydraulique, la méthode d'analyse de courbe de déclin peut être employée, mais une équation hyperbolique doit être employée pour courber l'ajustement des données et pour extrapoler les données à une limite économique.

L'équation hyperbolique de déclin est :

$$q = \frac{q_0}{\left(1 + \frac{a_0}{2}t\right)^2} \quad (2.2)$$

Avec a , Le facteur de déclin instantané initial, ce facteur diminue avec du temps, Il est donné par:

$$a = \frac{a_0}{1 + \frac{a_0}{2}t} \quad (2.3)$$

Vers la fin de la vie du puits, le déclin devient exponentiel encore une autre fois, si le taux de déclin diminue en-dessous de 6 à 8%, le taux de déclin est considéré constant (6 à 8%) pendant la vie restante du puits.

2.5.2.7. Méthode de modélisation du réservoir

La méthode la plus précise d'estimer des réserves de gaz dans les réservoirs de gaz compacts est d'employer un modèle de réservoir, tel qu'un modèle semi-analytique ou un modèle réservoir-numérique, pour matcher avec l'historique de production du puits. Le modèle devrait être capable de simuler des réservoirs posés, une conductivité finie de fracture hydraulique, et une pression d'écoulement variable dans les tubings.

2.5.3. Productions des réservoirs tight

Durant la phase d'exploration, il est pratiquement aussi difficile d'identifier et d'apprécier les réserves en hydrocarbures d'un réservoir compact que celles d'un gisement de gaz de schiste en raison des caractéristiques des roches qui les renferment (bien que la porosité et la perméabilité des gisements de *tight* soit supérieure à celle des gisements de « schiste »). Une fois repérés, les gisements peuvent être exploités en ayant recours à des techniques particulières telles que la fracturation hydraulique et le forage horizontal (qui permet le *multifracking*). Bien qu'elles soient désormais maîtrisées, ces techniques restent coûteuses pour l'opérateur (Vially).

La fracturation hydraulique est effectuée dans des conditions similaires dans le cadre de l'exploitation d'hydrocarbures de réservoir compact et dans celui d'hydrocarbures de schiste : un fluide sous haute pression est injecté dans la couche rocheuse afin de la fissurer. La pression du puits est ensuite abaissée afin que les hydrocarbures s'écoulent hors de la roche vers le puits, sous l'effet du différentiel de pression.

Le flux de remontée des hydrocarbures de réservoir compact reste limité en raison de la faible perméabilité de la couche rocheuse. Parmi les additifs chimiques utilisés dans les opérations de préparation d'un puits, certains ont pour but d'augmenter ce flux afin d'optimiser les coûts d'exploitation du gisement.

2.6. Conclusion

Certains géologues estiment que les réserves dites non conventionnelles peuvent représenter un grand espoir pour l'avenir.

La mise en valeur des tight gas réservoirs, qui exige de faire appel aux technologies les plus pointues en est un défi lancé à toute l'industrie pétrolière dans des formations de perméabilité assez faibles.

La mise au point des technologies adaptées, comme la fracturation hydraulique ou l'acidification de la formation, permet d'améliorer la récupération en augmentant la porosité/perméabilité du réservoir et la mobilité du gaz.

Références bibliographiques

Abdul-Aziz, S., Leem, J., *et al.* (2016, August). An Integrated Workflow to the Success of Complex Tight-Gas Reservoirs Development North of India: Case Study. In *IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference*. Society of Petroleum Engineers.

Abdus. S.j Ghulam M. Iqbal., (2016) *Reservoir Engineering The Fundamentals, Simulation, and Management of Conventional and Unconventional Recoveries*. Elsevier Inc.

Ali Sharif, *Tight gas resources in Western Australia*, Western Australia Department of Mines and Petroleum, 2007.

Ben E. Law and Charles W. Spencer, 1993, "Gas in tight reservoirs-an emerging major source of energy," in David G. Howell (ed.), *The Future of Energy Gasses*, US Geological Survey, Professional Paper 1570, p.233-252.

Campbell I (2009) An overview of tight gas resources in Australia, *PESA News* 95–100.

Fairhurst DL, Indriati S, Reynolds BW (2007) Advanced technology completion strategies for marginal tight gas sand reservoirs: a production optimization case study in South Texas. *SPE* 109863.

Jean-Jacques Jarrige, *Gaz de schiste ou de roche-mère*, (2011), Société Géologique de France,

Holditch, S. A. (2006). Tight gas sands. *Journal of Petroleum Technology*, *SPE* 103356 58(06), 86-93.

Law. BE., Curtis. JB., (2002). Introduction to unconventional petroleum systems. *AAPG Bulletin* 86:1851–1852

Lee, W.J. et Holditch, S.A. (1981). Fracture Evaluation With Pressure Transient Testing in Low-Permeability Gas

Masters, J.A.(1979). Deep Basin Gas Trap, Western Canada. *AAPG Bulletin* 63 (2): 152–181.

Meeks, M. H., Susewind, K. D., & Templeman, T. L. (2006, January). Maximizing gas recovery from tight gas reservoirs in Trawick field. In *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*. Society of Petroleum Engineers. *SPE* 101221

Sabine Buis (2017) *Les hydrocarbures " NON-CONVENTIONNELS "*, IFP.

Vially, R. *Les hydrocarbures non conventionnels : évolution ou révolution? », publication IFPEN.*

World Energy Outlook on Golden Age of Gas » de l'AIE, novembre 2012.

Données de l'EIA américaine.

US geological survey fact sheet 0113-01 (modifié)

Chapitre 2

Les réservoirs non conventionnels (Tight Gaz)

Liste des figures

Figure 2.1 : Réservoirs d'hydrocarbures conventionnels.

Figure 2.2.a : Réservoirs non conventionnel.

Figure 2.2.b : Classification des réservoirs.

Figure 2.3 : Classification selon la perméabilité des hydrocarbures gazeux.

Figure 2.4 : Prévisions de production mondiale des différents types de gaz.

Figure 2.5 : La différence de connectivité associée à la taille des grains.

Figure 2.6 : Enveloppe de conception de la fracturation basée sur la perméabilité des carottes.

Figure 2.7 : Triangle des ressources en gaz.

Figure 2.8 : Courbe de déclin exponentiel.

Liste des Tableaux

Tableau 2.1 : Méthodes d'estimation des réserves et leurs applicabilités.

Chapitre

3

Géomecanique et pétrophysique liées à la fracturation

3.1. Introduction

En général, la mécanique des roches est une branche de la géomécanique où l'accent est mis sur la déformation de la roche et la rupture possible de la roche en raison des forces artificielles ou naturelles. Cela a été un sujet d'études dans différents programmes de sciences de la terre et d'ingénierie.

Dans l'industrie du pétrole et du gaz et en particulier, dans le domaine de la fracturation hydraulique, les interactions de la roche et des fluides sont devenues un sujet d'étude majeur dans lequel l'étude des fractures, la propagation et la géométrie de la force hydraulique appliquée sont étudiées.

Cela nécessite une compréhension avancée de la formation des conditions de stress in situ et du comportement des contraintes autour de la fracture car elle est générée et se propage dans la formation. La contrainte et la déformation sont des paramètres essentiels requis pour caractériser les propriétés mécaniques de la roche. Dans ce chapitre, on discutera divers concepts de la mécanique des roches et des interactions entre les contraintes induites et in situ, en particulier lors de la fracturation hydraulique.

3.2. Les constantes Elastiques

3.2.1. Le coefficient de poisson (ν)

3.2.1.1. Le coefficient de poisson statique (déterminé au laboratoire)

Le coefficient de Poisson utilisé pour déterminer la déformation du matériau dans une direction perpendiculaire à la direction de la force appliquée. Il est défini comme étant le rapport entre la déformation de la dimension latérale (changement de diamètre) et la déformation de la dimension axiale ou longitudinale.

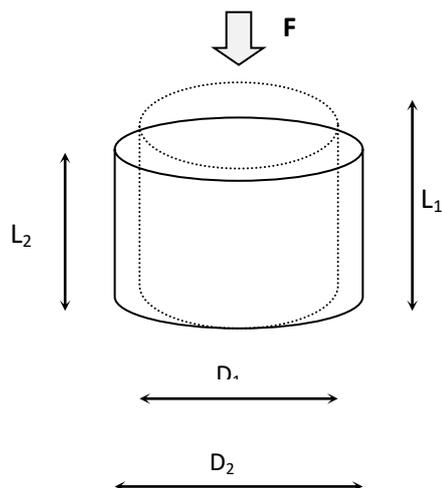


Figure.3.1 : Déformation liée à un essai de compressibilité uniaxiale.

$$\varepsilon_x = \varepsilon_{axial} = \frac{\Delta L}{L} \quad (3.1)$$

$$\varepsilon_y = \varepsilon_{latérale} = -\frac{\Delta D}{D} \quad (3.2)$$

Le coefficient de Poisson est sans dimension et varie entre 0,1 et 0,45. Un coefficient de Poisson faible entre 0,1-0,25, indique qu'on peut fracturer les roches facilement, alors qu'un coefficient de Poisson élevé entre 0,35-0,45, indique que les roches sont plus difficiles à fracture. Notez que le coefficient de Poisson change d'une couche à l'autre. Les formations les plus candidates à la fracturation hydraulique sont celles avec qui ont des coefficients de Poisson les plus faibles. En détermine le rapport de Poisson au laboratoire à partir d'un échantillon et une force de compression appliquée sur cette dernière.

$$\nu = -\frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_x} = \frac{\text{la déformation latérale } (-)}{\text{la déformation axial}(+)} \quad (3.3)$$

3.2.1.2. Le coefficient de poisson dynamique

Le coefficient de Poisson peut être également calculé en exécutant un log sonique à travers le puits de forage. Le log sonique mesure le temps de déplacement d'onde de cisaillement (P) et de compression(S), qui sont utilisés dans le calcul du rapport de Poisson en utilisant les équations.

$$v = \frac{0.5R_V^2 - 1}{R_V^2 - 1} \quad (3.4)$$

Avec : $R_V^2 = \frac{\Delta t_s}{\Delta t_p}$ (3.4)

3.2.2. Le module d'Young (E)

3.2.1.1. Le module d'Young statique

Le module de Young est défini comme le rapport entre la contrainte appliquée sur une surface et la déformation de la dimension perpendiculaire sur cette surface. Le module de Young (noté E) est donné en GPa ou en Psi

$$E = \frac{d\sigma}{d\varepsilon} \quad (3.5)$$

En fracturation hydraulique, le module de Young considéré comme la quantité de pression nécessaire pour déformer la roche. Il mesure la dureté d'une roche ; plus ce module est élevé, plus la roche est dure. Un module de Young élevé indique que la roche est fragile et aidera à maintenir les fractures ouvertes pour une meilleure production après le frac. Le module de Young varie dans les diverses formations non conventionnels. La fragilité de la roche déterminera le type de fluide de fracturation à choisir pour l'opération (Fatemeh B., Ebrahim F. et Hoss B ¹⁴).

Graphiquement le module d'Young est caractérisé par la tangente α du segment linéaire de la courbe $\sigma = f(\varepsilon)$

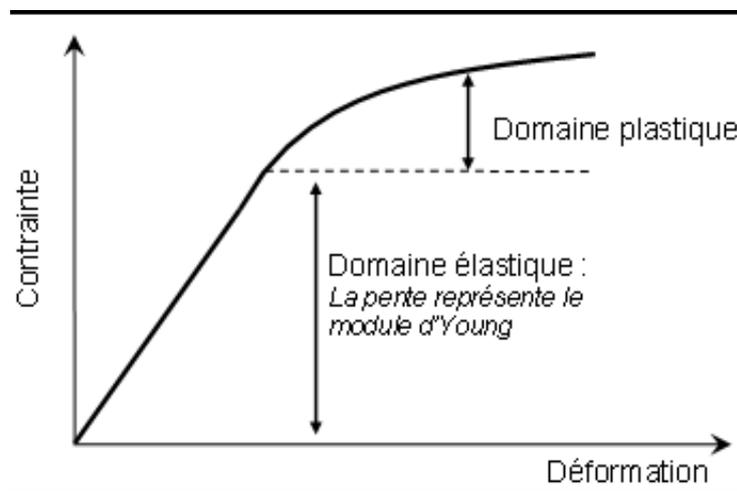


Figure.3.2 : La courbe contrainte –déformation.

3.2.2.2. Le module d'Young dynamique

Une autre méthode pour calculer le module d'Young consiste à utiliser des outils soniques spéciaux. L'équation ci-dessous peut être utilisée pour calculer le module d'Young dynamique à partir d'un log sonique.

$$G = 1.34 \times 10^{10} \times \frac{\rho_b}{\Delta t_s^2} \quad (3.6)$$

$$E_d = 2G(1 + \nu) \quad (3.7)$$

Le module d'Young dynamique ensuite doit être converti en module d'Young statique

- ✓ Corrélation de Larry Britte

$$E_{statique} = 0.835 \times E_{dynamique} - 0.424 \quad (3.8)$$

- ✓ Coloration de Morales

$$E_{statique} = (-2.21\emptyset_e 0.963) \times E_{dynamique} \quad (3.9)$$

3.2.3. Le module de Cisaillement (shear modulus) (G)

Une autre constante d'élasticité (G), caractérisant la résistance de la roche au changement de forme, appelée module de rigidité ou module de cisaillement ou encore module de Coulomb, il s'exprime comme étant le rapport entre la contrainte de cisaillement (τ) et la déformation angulaire engendrée (γ) pour un matériau élastique isotrope (voir figure. 3-3).

(Shahab D. Mohaghegh)

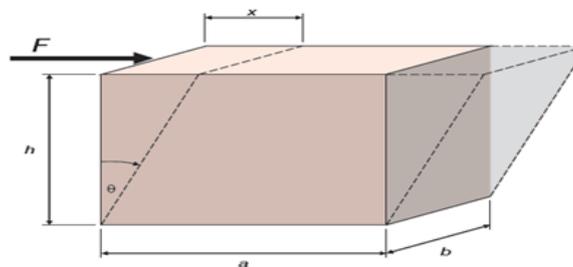


Figure.3.3 : La déformation angulaire.

$$G = \frac{\tau}{\gamma} \quad (3.10)$$

Avec :

$$\tau = \frac{F}{A} \quad (3.11)$$

$$\gamma = \frac{x}{h} = \text{tg}\theta \quad (3.12)$$

$$A = axb \quad (3.13)$$

3.2.4. Le module d'incompressibilité (K)

Le module d'incompressibilité (K_b) d'une roche mesure la résistance des roches à une compression uniforme. Le module d'incompressibilité est donc le rapport entre la pression appliquée et la déformation volumique générée, il est obtenue à l'aide d'une compression hydrostatique ($\sigma_1 = \sigma_2 = \sigma_3 = P$). (Shahab D. Mohaghegh¹³).

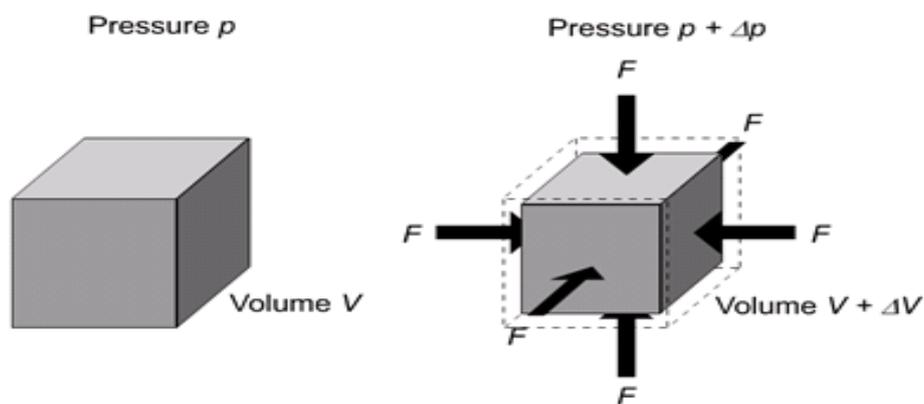


Figure.3.4: Déformation volumique

Le module d'incompressibilité K est donné par la relation suivante:

$$K_b = - \frac{(P_2 - P_1)}{(V_2 - V_1)/V_1} = \frac{V_1(P_2 - P_1)}{(V_2 - V_1)} \quad (3.14)$$

Ou on peut exprimer K_b n fonction de E et ν par la relation suivante :

$$K_b = \frac{E}{3(1-2\nu)} \quad (3.15)$$

L'inverse du module d'incompressibilité est défini comme étant le module de compressibilité de la roche :

$$C_b = \frac{1}{K} = \frac{3(1-2\nu)}{E} \quad (3.16)$$

3.2.5. La dureté de la fracture (K_{ic}) (fracture toughness)

La dureté de la fracture ou la ténacité ou encore la résistance à la fracture est un autre indicateur de la résistance de la roche en présence d'une fissure. La dureté de la fracture a donc un paramètre important dans la conception de la fracturation hydraulique. La résistance à la fracture est un paramètre essentiel dans le cas d'un fluide à faible viscosité (eau) et pour les matériaux ayant un faible module de cisaillement (G). Une faible valeur de K_{ic} indique que les matériaux subissent des fractures fragiles, alors que les valeurs élevées de K_{ic} sont un signal de ductilité. La résistance à la fracture est mesurée en laboratoire, elle varie de 1000 à 3500.

Les formations avec un faible coefficient de Poisson, une faible résistance à la fracture et un module de Young élevé sont généralement les meilleurs candidats à la fracturation hydraulique par l'eau douce. (Fateme B., Ebrahim F. et Hoss B¹⁴).

3.2.6. Les coefficients de fragilité et de fracture (Brittleness and Fracability Ratios)

Les coefficients de fragilité (Brittleness ratio) et de fracture (fracability ratio) sont très importants pour comprendre la conception de la fracturation hydraulique. Le calcul du module de Young et le coefficient de Poisson séparément ne donne pas une compréhension claire de la fragilité et du coefficient de fracture de la roche. Par conséquent, diverses équations ont été développées pour combiner les deux paramètres en une seule variable. La façon la plus simple pour trouver la fragilité d'une roche est de calculer le rapport entre le module de Young et le coefficient de Poisson. (Fateme *et al*).

$$B = \frac{E}{\nu} \quad (3.17)$$

Comme mentionné précédemment, diverses équations ont été développées pour les deux coefficients de fracture et de fragilité et les équations ci-dessous sont des

exemples sur ces coefficients développés principalement pour le schiste de Barnett (USA). Le rapport de fragilité suivant a été généré par (Rickman, *et al.*2008):

$$B = \frac{\left(\left(\frac{E_{statique}^{-1}}{7}\right) \times 100\right) + \left(\left(\frac{v-0.4}{-0.25}\right) \times 100\right)}{2} \tag{3.18}$$

Le coefficient de fracture (fracability ratio) a été généré par Goodway et al(2010). Il est défini comme le rapport entre la constante d'incompressibilité λ (premiere constante de Lamé) et le module de cisaillement ou rigidité G.

$$F = \frac{\lambda}{G} \tag{3.19}$$

3.3. La mesure des paramètres élastiques à partir des logging acoustique

Les formules pratiques employées en diagraphies sonique, pour la mesure des paramètres élastiques (Hunt, E.R. et al. 1997)

Tableau.3.1 : Récapitulatif des formules pratiques employées en diagraphies sonique pour la mesure des paramètres élastiques

Le paramètre	La formule	L'unité pratique
Le coefficient de Poisson(v)	$v = \frac{0.5(V_p/V_s)^2}{(V_p/V_s)^2 - 1} = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta t_s^2 - \Delta t_c^2}{\Delta t_s^2 - \Delta t_c^2} \right)$ (3.20)	Sans dimension
Le module de Young(E)	$E = \frac{9.K.\rho(V_s)^2}{3K + \rho(V_s)^2} = \left(\frac{\rho}{\Delta t_s^2} \right) \left(\frac{3\Delta t_s^2 - \Delta t_c^2}{\Delta t_s^2 - \Delta t_c^2} \right) . C$ (3.21)	Psi
Le module de compressibilité (K)	$K = \rho(V_c)^2 - \frac{4}{3}(V_s)^2 = \rho \left(\frac{3\Delta t_s^2 - \Delta t_c^2}{\Delta t_s^2 - \Delta t_c^2} \right) . C$ (3.22)	Psi
Le module de cisaillement (μ)	$\mu = \rho . (V_s)^2 = \frac{\rho}{\Delta t_s^2}$ (3.23)	Psi

3.4. Analyse des logs dans les réservoirs tight gas

Les logs fournissent la source de données la plus économique et la plus complète pour évaluer les réservoirs tight, Les enregistrement recommandée pour un réservoir de tight gas sont:

- Potential spontané (SP)
- Gamma ray (GR)
- Density (FDC)
- Neutron (CNL)
- Sonic (SON)
- Dual (or array) induction logs (DIL)

3.4.1. Estimation de volume d'argile (V_{sh})

Pour estimer la porosité dans Les réservoir d'hydrocarbures, l'une des premières valeurs à calculer est le volume d'argile dans la roche. Le volume de l'argile est calculé en utilisant les valeurs de (SP) ou GR. Les équations suivantes sont couramment utilisées pour calculer le volume d'argile dans une formation.

$$I_{RA} = \frac{GR - GR_{CL}}{GR_{sh} - GR_{CL}} \quad (3.24)$$

$$V_{sh} = 0.083(2^{(3.7I_{RA})} - 1.0) \quad (3.25)$$

$$V_{sh} = \frac{SP - SP_{cl}}{SP_{sh} - SP_{cl}} \quad (3.26)$$

3.4.2. Estimation de porosité effective (φ_e)

La porosité d'une roche peut être estimée par plusieurs types de digraphie, comme la diagraphie neutron, sonique et densité (Hunt, E.R. et al. 1997²³) :

$$\varphi_{DC} = \frac{(\rho_b - \rho_{ma}) - V_{sh}(\rho_{sh} - \rho_{ma})}{(\rho_f - \rho_{ma})} \quad (3.27)$$

$$\varphi_{SC} = \frac{(\Delta t - \Delta t_{ma}) - V_{sh}(\Delta t_{sh} - \Delta t_{ma})}{(\Delta t_f - \Delta t_{ma})} \quad (3.28)$$

$$\varphi_{NC} = \varphi_N - V_{sh}\varphi_{sh} \quad (3.29)$$

3.4.3. Estimation de la saturation (S_w)

Pour les réservoirs tight gas, la meilleure méthode pour estimer la valeur de la saturation en eau est le modèle à double eau (Dual Water) .

$$C_t = C_w \frac{\phi_t^m}{A} S_{wt}^n \quad (3.30)$$

$$C_w = \frac{S_{wb}}{S_{wt}} C_{wt} + \left(1 - \frac{S_{wb}}{S_{wt}}\right) C_{wt} \quad (3.31)$$

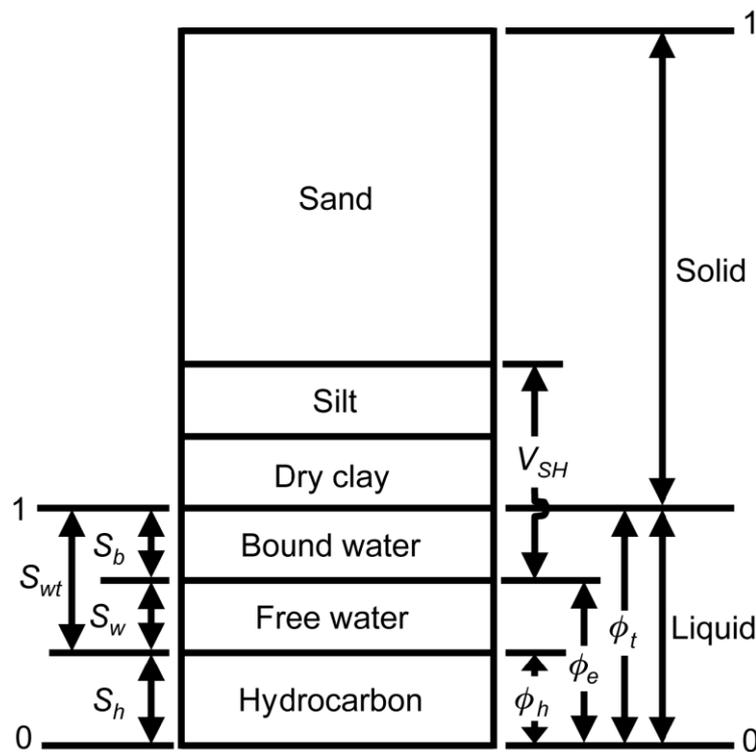


Figure 3.5 : Répartition des différentes phases dans le modèle Dual-Water.

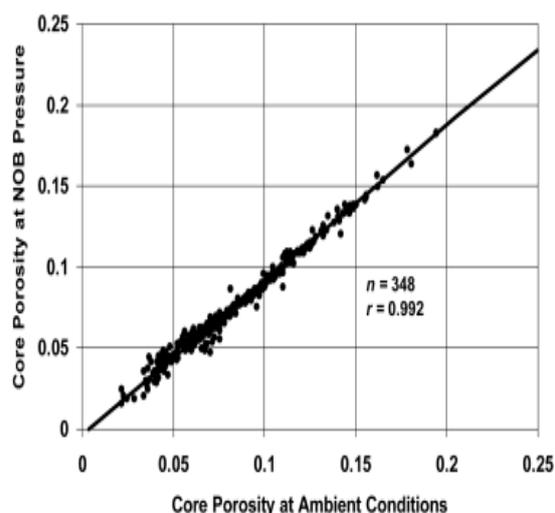
Remarque : Dans le modèle (Dual Water), il y a de l'eau libre et de l'eau liée. L'eau libre est dans les pores, et l'eau liée est associée aux argiles. Des estimations plus précises de la saturation en eau peuvent être obtenues en tenant compte du courant conduit par les argiles utilisant le modèle à double eau. (Clavier, C., Coates, G²⁴).

3.5. Analyse des carottes dans les réservoirs tight gas

L'obtention et l'analyse des carottes sont essentielles à la bonne compréhension de tout système de réservoir complexe. Pour obtenir les données nécessaires afin de déterminer les propriétés des fluides, les propriétés mécaniques et l'environnement de dépôt d'un réservoir spécifique nécessitent que les carottes soient coupées, manipulées correctement et testées en laboratoire à l'aide de méthodes de laboratoire modernes et sophistiquées. Il est primordial de mesurer les propriétés de la roche dans des conditions de réservoir restaurées. L'effet de la pression nette overburden (NOB) doit être reproduit en laboratoire pour obtenir les informations quantitatives les plus précises des carottes (Thomas, R.D. and Ward, D.C. 1972²²).

Pour fournir toutes les données nécessaires pour caractériser le réservoir, l'analyse habituelle sur une carotte consiste à déterminer :

- La densité du grain
- Porosité et perméabilité de l'échantillon
- Capacité de l'échange de cations
- Analyses de la saturation des fluides



Figures.3.6.a : Ajustement de la porosité des carottes à la pression NOB et aux conditions ambiantes.

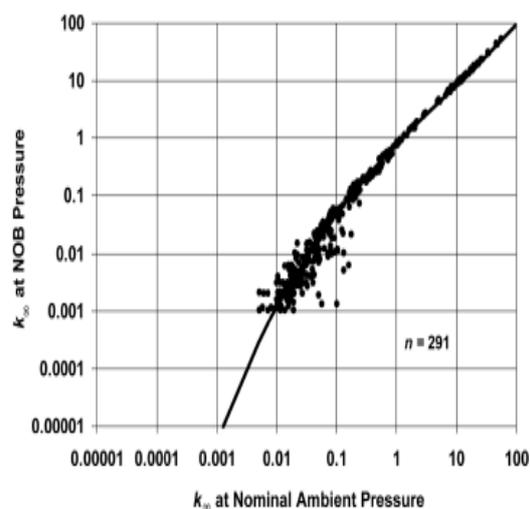


Figure.3.6.b: Perméabilité du gaz à la pression NOB et aux conditions Ambiantes.

Pour les formations tight gas, des analyses de carotte spéciales doivent être exécutées sur des échantillons bien sélectionnés pour mesurer les valeurs de :

- Perméabilité relative du gaz.
- Indice de résistivité.
- Facteur de formation.
- Pression capillaire.
- vitesse acoustique.
- Propriétés mécanique des roches.

3.6. Les différentes contraintes principales in situ s'exerçant sur la roche

La formation est soumise à trois contraintes principales orientées avec un angle droit les unes par rapport aux autres : la contrainte principale verticale (σ_v), la contrainte principale horizontale maximale ($\sigma_{H,max}$) (Aussi appelée contrainte intermédiaire) et la contrainte principale minimale ($\sigma_{h,min}$) (Gidley, *et al*⁰²).

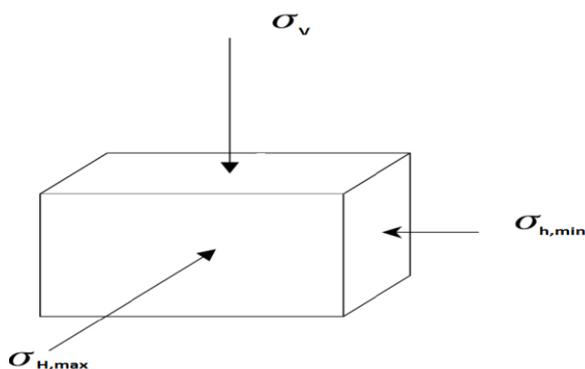


Fig3.7 Les trois principales contraintes de compression.

3.6.1. La contrainte principale verticale

La contrainte principale vertical, également appelé overburden stress est égale à l'intégrale de la masse volumique de formation des différentes couches qui

recouvrent le réservoir. Dans la pratique, cette valeur se situe entre 0,95 et 1,1 psi / ft de profondeur.

$$\sigma_V = g \int_0^{TVD} \rho_b(h) dh \quad (3.32)$$

Chaque formation se compose d'un fluide et d'une roche et chacun doit être calculé séparément. En calcule la densité moyenne de la formation en utilisant l'équation :

$$\rho_{moyenne} = \rho_{roche}(1 - \Phi) + \rho_{fluide} \Phi \quad (3.33)$$

Connaissant la densité moyenne de la formation, donc pour une formation isotrope, homogène et linéairement élastique, la contrainte verticale principale peut être calculée en utilisant l'équation ci-dessous :

$$\sigma_V = 0.05195 \times \rho_{moyenne} \times H \quad (3.34)$$

0,05195 est la conversion de ppg à psi / ft.

L'équation (13.13) peut être écrit comme suit si la masse volumique de formation moyenne est en lb / ft³:

$$\sigma_V = \frac{\rho \times TVD}{144} \quad (3.35)$$

Dans la réalité, il est très difficile d'obtenir la densité de la roche et la densité des fluides à différentes profondeurs. Pour y remédier on utilise un outil appelé DLT (density logging tool) pour mesurer la densité de la formation (Fatemeh *et al*).

3.6.2. La contrainte horizontale minimale

La contrainte horizontale minimale " σ_{min} " est supposée égale à la pression de fermeture (P_c) qui est définie comme étant la pression du fluide à laquelle une rupture existante se ferme globalement. La contrainte horizontale minimale est le résultat direct d'une overburden stress .Dans le meilleur des cas, la valeur de σ_{min} est globalement invariable dans les formations homogènes. Les réservoirs se caractérisent généralement par des variations de lithologie et de fissures normales. Ceux-ci fait que

la σ_{min} devient locale et directionnelle. Dans ce cas, le choix du Pc dépend de : l'échelle, l'orientation, et de la géométrie représentative de la rupture. La contrainte horizontale minimale ou la pression de fermeture de fracture peut être obtenue à partir soit d'un test DFIT (Diagnostic Fracture Injection Test), si on suppose que la contrainte horizontale dépend uniquement du comportement élastique de la roche (le milieu est tectoniquement stable) on peut calculer $\sigma_{h,min}$.

$$d\sigma'_h = \frac{\nu}{1-\nu} d(\sigma_V - \sigma) + \frac{E\alpha}{1-\nu} dT + \frac{Ed\varepsilon_i}{1-\nu^2} + \frac{\nu E\varepsilon_j}{1-\nu^2} \quad (3.36)$$

On utilise quasiment les simplifications suivantes

$$\sigma_{h,min} = \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right)\sigma_V \quad (3.37)$$

3.6.3. La contrainte horizontale maximale

La contrainte horizontale maximale est plus difficile à calculer. Dans le cas d'un milieu isotrope, la contrainte tectonique doit être prise en considération La contrainte horizontale maximale peut alors s'écrire comme suit :

$$\sigma_{H,max} = \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right)\sigma_V + \sigma_{tect} \quad (3.38)$$

La contrainte horizontale maximale peut aussi être déterminée à partir de la relation présentée par (Haimson et Fairhurst 1967). Ils ont montré la relation entre la grandeur du stress proche du puits (near-welbore stress) et la grandeur de la contrainte horizontal causé par la pression de claquage (breakdown pressure)

Pour un fluide pénétrant (eau mouillée), l'équation peut être utilisée pour calculer la contrainte horizontale maximale (Gidley, *et al*⁰²).

$$P_b = \frac{3 \times (\sigma_{min} - P_R) - (\sigma_{max} - P_R) + T}{(2 - \alpha \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu}\right))} + P_R \quad (3.39)$$

3.6.4. Contraintes effectives

Les contraintes et les gradients donnés par les équations précédentes sont des grandeurs absolues, mais le milieu poreux est également soutenu par les grains solides et les fluides qui s'y trouvent.

L'idée de séparer les contraintes pour chaque phase revient à (Tarzaghi) qui a postulé l'existence d'un nouveau tenseur des contraintes, le tenseur des contraintes effectives qui gouverne le comportement du squelette granulaire seul.

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

$$\sigma' = \sigma_i - P_p \tag{3.40}$$

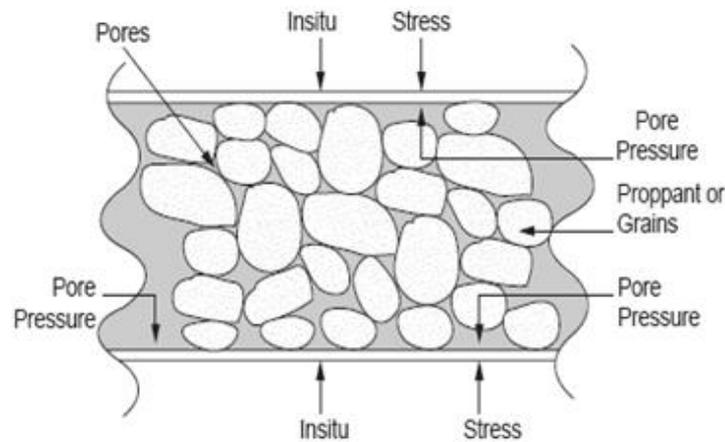


Figure.3.8 : L'action des contraintes et pression de pores sur la formation.

Plus tard, Biot introduit une constante qui traduit la réponse de la roche à la pression régnant dans ces pores

$$\sigma'_V = \sigma_V - \alpha P_p \tag{3.41}$$

3.6.4.1. La constante de Biot

La constante de Biot, également connue sous le nom de constante poroélastique, mesure l'efficacité avec laquelle le fluide transmet la pression des pores aux grains de la roche. La constante de Biot varie entre 0 et 1. Dans un cas idéal où la porosité ne change pas bien que la pression des pores et la pression de confinement changent, la constante de Biot peut être calculée en utilisant l'équation.

$$\alpha = 1 - \frac{C_{matrix}}{C_{bulk}} \tag{3.42}$$

Si les propriétés de roche sont disponibles en utilise l'équation suivante pour calculer $\sigma_{h,min}$ (Hubbert, M.K. and Willis, D.G²⁵).

$$\sigma_{h,min} = \frac{\nu}{1-\nu} \times (\sigma_V - \alpha P_p) + \alpha P_p + P_{Tectonic} \quad (3.43)$$

3.6.4.2. Estimation de la constante de Biot

Si une valeur de porosité est connue et qu'il n'y a pas d'informations sur les propriétés géomécaniques de la roche telles que le module d'incompressibilité et le coefficient de Poisson, on peut trouver une estimation approximative de la constante de Biot en utilisant l'équation (Gidley, *et al*) :

$$\alpha = 0.64 + 0.854 \times \phi \quad (3.44)$$

- ✓ Pour les calcaires : α est généralement plus faible.
- ✓ Le plus souvent on admet $\alpha = 1$

3.6.5. Etat de contraintes aux abords du puits

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

- ✓ Contrainte tangentielle " σ_θ " ;
- ✓ Contrainte radiale " σ_r " ;

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

La contrainte radiale :

$$\sigma_r = \frac{\sigma_x + \sigma_y}{2} \left(1 - \frac{a^2}{r^2}\right) + \frac{\sigma_x - \sigma_y}{2} \left(1 + 3\frac{a^4}{r^4} - \frac{4a^2}{r^2}\right) \cos 2\alpha \quad (3.45)$$

La contrainte tangentielle

$$\sigma_\theta = \frac{\sigma_x + \sigma_y}{2} \left(1 + \frac{a^2}{r^2}\right) + \frac{\sigma_x - \sigma_y}{2} \left(1 + 3\frac{a^4}{r^4}\right) \cos 2\alpha \quad (3.46)$$

Avec :

a : Rayon du puits ;

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

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

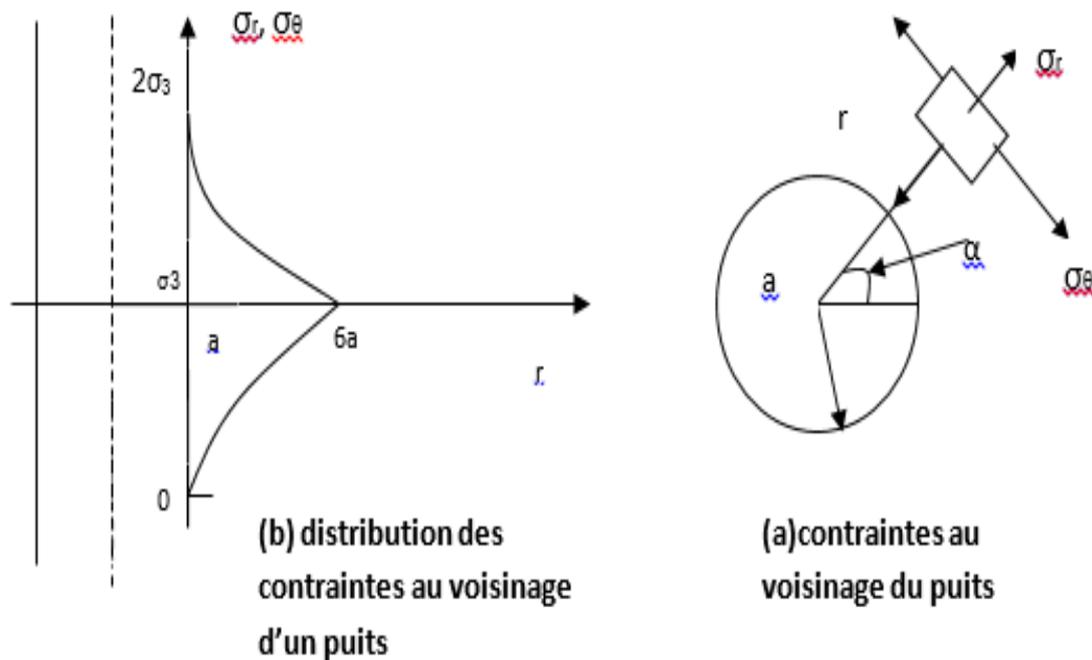
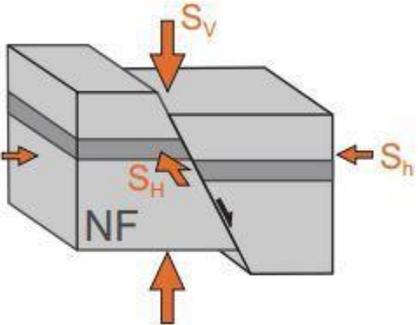
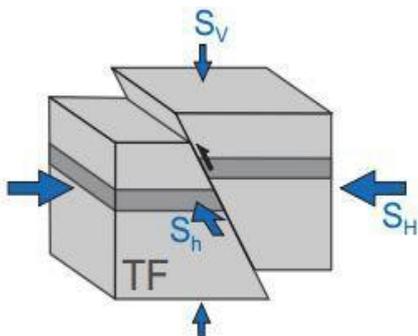
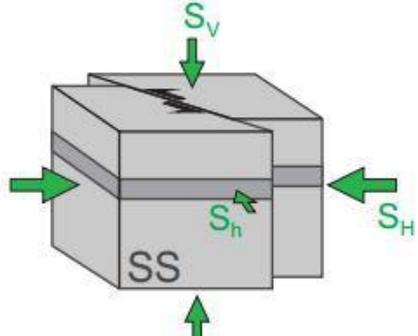


Figure.3.9 : Les contraintes effectives aux abords du puits.

3.7. Différents états de contrainte

Dans la théorie des failles classique, comme il est indiqué par (Anderson 1951), les grandeurs relatives des trois composantes principales des contraintes sont corrélées avec les trois principaux modes de faille observés dans la croûte terrestre. L'observation de l'activité sismique fournit des informations importantes décrivant l'état des contraintes avec la profondeur (Meissner et Strehlau, 1982). Le tableau 3.2 présente les principaux modes de faille qui sont corrélés avec la grandeur relative du stress vertical (σ_v) par rapport aux deux contraintes horizontales observées et aux paramètres tectoniques spécifiques.

Tableau.3.2 : Différents modes de faille et la relation entre les contraintes principales, et tectonique.

Mode de faille	la grandeur relative du stress	tectoniques	concept
Faille normale	$\sigma_{h,min} < \sigma_H, < \sigma_V$	extensionnelle	
Faille inverse	$\sigma_V < \sigma_{h,min}, < \sigma_H$	Compression	
Faille de décrochement	$\sigma_{h,min} < \sigma_V, < \sigma_H$	neutre	

3.8. Orientation de la fracture

La fracture est toujours créée et propagée (croît) perpendiculairement à la moindre contrainte principale ($\sigma_{h,min}$ ou σ_V). L'orientation de la fracture est influencée par divers facteurs tels que : L'overburden pressure, la pression des pores, les forces tectoniques, le rapport de Poisson, le module de Young, la dureté de la

fracture et la compressibilité de la roche. Il est très important de comprendre les principales contraintes agissant sur la roche dans la formation. Pour que l'opération de fracturation hydraulique réussisse, les ingénieurs, les pétrophysiciens, les géologues sont chargés de comprendre et de calculer les principales contraintes (Reynolds).

3.8.1. Configuration de la fracture dans les puits horizontaux

Il existe deux types de fractures pouvant être obtenues par fracturation hydraulique dans les puits horizontaux. La première est appelée fracture longitudinale, qui est essentiellement grosse, et la seconde appelée fracture transversale, qui est longue et étroite (Fatemeh, *et al*).

3.8.1.1. Fractures transversales

Dans presque tous les gisements non conventionnels à travers le monde, l'objectif est de créer des fractures transversales dues à des raisons physiques (les directions et les grandeurs des stress), de production et économique. Pour créer des fractures transversales, le puits doit être foré (placé) parallèlement à la contrainte horizontale minimale ou perpendiculaire à la contrainte horizontale maximale. Cela signifie que les fractures se propagent perpendiculairement à la contrainte horizontale minimale. Les directions du stress peuvent être généralement obtenues à partir d'un log de microseismic, log FMI (formation microimager log), ou on peut utiliser une carte des contraintes mondiales, gratuite et largement disponible.

La carte mondiale du stress est un outil très utile que les ingénieurs et les géologues utilisent pour comprendre différents contraintes in situ. Une carte de stress mondiale est utilisée pour comprendre la direction du stress horizontal maximal dans une région d'intérêt. Par conséquent, après avoir trouvé la région d'intérêt où la fracturation doivent être effectuées, les puits doivent être foré perpendiculairement au sens du stress sur la carte de stress mondiale pour créer des fractures transversales (perpendiculaire au stress horizontal maximum).

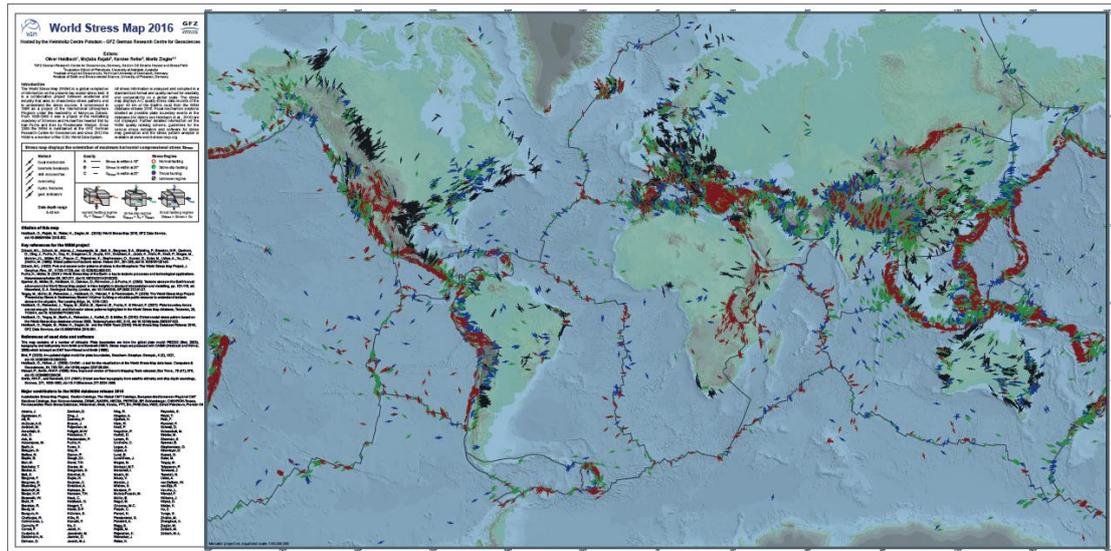


Figure.3.10 : Carte mondiale des contraintes in situ 2016.

3.8.1.2. Fractures longitudinales

Pour créer une fracture longitudinale, le puits doit être foré parallèlement à la contrainte horizontale maximale donc perpendiculaire à la contrainte horizontale minimale. Cela signifie que les fractures se propagent parallèlement à la contrainte horizontale minimale et perpendiculaire à la contrainte horizontale maximale, ce qui est exactement le contraire des fractures transversales. Les fractures longitudinales sont généralement créées à des profondeurs moins profondes. Les fractures créées dans Bakken, Eagle Ford, Marcellus, Utica et Barnett Shales, ainsi que dans de nombreux autres réservoirs de schiste, sont confirmées par des fractures transversales à partir des données microsismique.

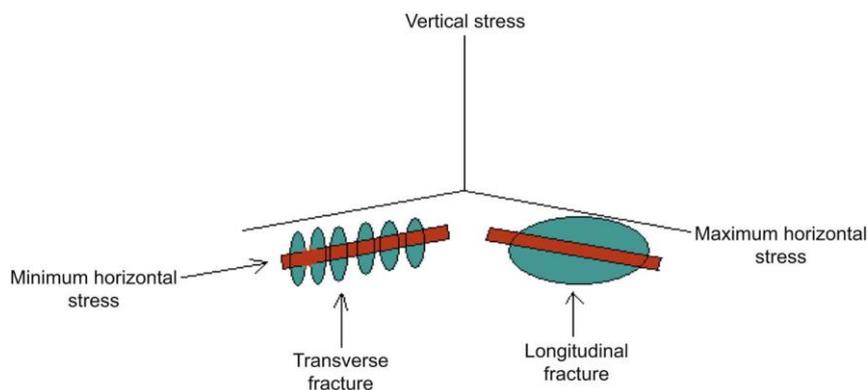


Figure.3.11 : fractures longitudinales et transversales.

3.9. Conclusion

La mécanique des roches et la géomécanique sont des disciplines scientifiques indispensables dans l'engineering de fracturation hydraulique.

Pour la fracturation hydraulique il faut déterminer avec le plus d'exactitude possible :

- Le profil de contrainte verticale.
- Le profil de contrainte horizontale.
- Le coefficient de poro-élastique (BIOT).
- Le coefficient de Poisson.
- Le module d'Young.
- La fracture toughness Et le régime de faille.

Références bibliographiques

Anderson, T.L. 1995. Fracture Mechanics. CRC Press, second edition. Boca Raton, Florida.

Ching H., Yew, Xiaowei Weng., (2015). Mechanics of Hydraulic Fracturing (2^{ème} Edition).Elsevier Inc.

Clavier, C., Coates, G., and Dumanoir, J. 1984. Theoretical and Experimental Bases for the Dual-Water Model for Interpretation of Shaly Sands. SPE J. 24 (2): 153-168. SPE-6859-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/6859-PA>.

Coordonné par Françoise Homand et Pierre Duffaut. Les Presses de l'École des Mines Paris, 2000.

David C., M.Le Ravalec-Dupin., (2007).Rock Physics and Geomechanics in the Study of Reservoirs and Repositories. He Geological Society London.

Fatemeh B., Ebrahim F. et Hoss B.,(2016). Chapitre13 : Rock Mechanical Properties and In Situ Stresses.Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs Theories, Operations, and Economic Analysis. Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier.

Gidley, J.L., Holditch, S.A., Nierode, D.E. et al. 1989. Rock Mechanics and Fracture Geometry. In Recent Advances in Hydraulic Fracturing, 12. Chap. 3, 57-63. Richardson, Texas: Monograph Series, SPE.

Hubbert, M.K. et Willis, D.G. 1957. Mechanics Of Hydraulic Fracturing, 210. Petroleum Transactions, AIME.

Hunt, E.R. et al. 1997. Fundamentals of Log Analysis. 12-part article in World Oil (June, July, September, October, November, December 1996 and March, July, September, October, November, December 1997).

J. C. Jaeger, N. G.W. Cook, et R. W. Zimmerman., (2007). Fundamentals of Rock Mechanics (4^{ème} Edition).Blackwell Publishing Ltd.

John A. Hudson., John P. Harrison Auth., (Engineering Rock Mechanics. An Introduction to the Principles

John R Harrison. John A. Hudson *FREng.* (2000). Engineering Rock Mechanics 2(1^{ère} Edition).USA: Elsevier Science Inc.

Jones, F.O. et Owens, W.W. 1980. A Laboratory Study of Low-Permeability Gas Sands. J Pet Technol 32 (9): 1631–1640. SPE-7551 PA. <http://dx.doi.org/10.2118/7551-PA>..

Mark D. Zoback., (2007). Reservoir Geomechanics. Cambridge University Press.

Manuel de Mécanique des Roches Tome 1 par le Comité français de mécanique des roches

Manuel de Mécanique des Roches Tome 2 par le Comité français de mécanique des roches
Coordonné par Françoise Homand et Pierre Duffaut. Les Presses de l'École des Mines
Paris, 2003.

Michael Berry Smith., Carl T. Montgomery., (2015). Hydraulic Fracturing.

Michael Berry Smith., Carl T. Montgomery.,(2015). Chapitre 4: Rock Stresses. Hydraulic
Fracturing, Taylor & Francis Group.

Reynolds, J.J., Scott, J.B., Popham, J.L. et al. 1961. Hydraulic Fracture--Field Test to
Determine Areal Extent and Orientation. J Pet Technol 13 (4): 371-
376. <http://dx.doi.org/10.2118/1571-G>.

Salz, L.B. 1977. Relationship Between Fracture Propagation Pressure and Pore Pressure.
Presented at the SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado,
USA, 9–12 October. SPE-6870-MS. http://dx.doi.org/10.2118/6870-MS._

Shahab D. Mohaghegh., (2017). Chapitre 6: Geomechanical Properties of Rocks. Shale
Analytics Data-Driven Analytics in Unconventional Resources. Springer International
Publishing.

Soeder, D.J. et Randolph, P.L. 1987. Porosity, Permeability, and Pore Structure of the Tight
Mesaverde Sandstone, Piceance Basin, Colorado. SPE Form Eval 2 (2): 129-136. SPE-13134-
PA. <http://dx.doi.org/10.2118/13134-PA>.

Thomas, R.D. et Ward, D.C. 1972. Effect of Overburden Pressure and Water Saturation on
Gas Permeability of Tight Sandstone Cores. J Pet Technol 24 (2): 120-124. SPE-3634-
PA. <http://dx.doi.org/10.2118/3634-PA>.

Veatch Jr., R.W. et Moschovidis, Z.A. 1986. An Overview of Recent Advances in Hydraulic
Fracturing Technology. Presented at the International Meeting on Petroleum Engineering,
Beijing, China, 17-20 March. SPE-14085-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/14085-MS>.

Chapitre 3

Géomécanique et pétrophysique liée à la fracturation hydraulique

Liste des figures

Figure 3.1 : Déformation liée à un essai de compressibilité uni axiale.

Figure 3.2 : La courbe contrainte –déformation.

Figure 3.3 : La déformation angulaire.

Figure 3.4: Déformation volumique.

Figure 3.5 : Répartition des différentes phases dans le modèle Dual-Water.

Figure 3.6.a : Ajustement de la porosité des carottes a La pression NOB et aux ambiantes.

Figure 3.6.b : Perméabilité du gaz a la pression NOB et aux conditions ambiantes.

Figure 3.7 : Les trois principales contraintes de compression.

Figure 3.8 : L'action des contraintes et pression de pores sur la formation.

Figure.3.9 : Les contraintes effectives aux abords du puits.

Figure 3.10: Carte mondiale des contraintes in situ 2016.

Figure 3.11 : longitudinales et transversales fractures.

Liste des Tableaux

Tableau 3.1 : Récapitulatif des formules pratiques employées en diagraphies sonique pour la mesure des paramètres élastiques.

Tableau 3.2 : Différents modes de faille et la relation entre les contraintes principales, et tectonique.

Chapitre

4

Généralités sur la fracturation hydraulique

4.1. Introduction

La demande mondiale en hydrocarbures augmente de plus en plus et en parallèle les réserves s'épuisent, si bien que l'opération de fracturation hydraulique devient de plus en plus nécessaire pour exploiter au maximum nos champs pétroliers.

4.2. Historique de la fracturation hydraulique

La fracturation hydraulique est utilisée dans l'industrie pétrolière depuis le début des années 1940 pour augmenter la productivité des zones pétrolifères, gazifières et aquifères, auparavant on pompait le fluide sans Proppant dans la formation. Dans les années 50 et 60, le Proppant a été introduit dans le fluide de fracturation.

Dans la fin des années 60, cette technique était établie pour l'amélioration de la production dans les réservoirs tight.

Dans les années 80, l'analyse de Minifrac (Nolte et al) et le screen-out (Paul Martin) ont été développés.

Dans les années 2000, les modèles numériques de la fracture et du réservoir ont été introduits pour l'optimisation et le design de la fracture.

80% de la production aux USA est obtenue grâce la fracturation hydraulique.

L'idée de stimuler la productivité par la fracturation hydraulique sous haute-pression aurait été lancée par la multinationale Haliburton elle-même dans les années 1940, avec une première expérimentation en 1947 au champ gazifière de Hugoton à l'Ouest de l'état du Kansas. Au préalable, une opération d'acidification pour remédier la faible productivité du puits Klepper 01 a été tentée vainement. (Gidley, J.L., Holditch, S.A., Nierode, D.E. et al)

A la fin des années 1970, d'importantes opérations de fracturation hydraulique: ont été exécutées, où plus de 500 tonnes d'agent de soutènement ont été mises en place en un seul traitement. Cependant, dans la majorité des anciens traitements, les limites technologiques

associées aux performances de l'équipement et du fluide faisaient que des quantités relativement petites d'agent de soutènement étaient mises en place.

Au milieu des années 1980, les premières études de fracturation ont révélé que l'accroissement de productivité était souvent beaucoup plus faible que prévu en raison de performances inadéquates du fluide ou de l'équipement.

A la fin des années 1980, la technologie des fluides et les performances de l'équipement se sont suffisamment améliorées pour permettre d'importants traitements de fracturation hydraulique (principalement dans les champs gaziers nord-américains)

La concurrence entre opérateurs pour mettre en place avec succès le plus grand traitement de fracturation a culminé durant cette période, de sorte que la mise en place de volumes d'agent de soutènement dépassant le demi-million de livres en un seul traitement de fracturation est devenue courante, consacrant la fracturation comme un outil utile pour l'amélioration de la productivité des puits.

4.3. Objectifs et domaines d'applications de la fracturation hydraulique

En général, les traitements par fracturation hydraulique sont utilisés pour augmenter l'indice de productivité d'un puits de production ou l'indice d'injectivité d'un puits d'injection.

Il existe plusieurs applications pour la fracturation hydraulique :

- Augmenter le débit d'huile et / ou de gaz des réservoirs à faible perméabilité.
- Augmenter le débit d'huile et / ou de gaz provenant des puits endommagés.
- Relier les fractures naturelles et / ou les pores dans une formation au puits de forage.
- Diminuer la chute de pression autour du puits pour minimiser la production de sable.
- Améliorer le placement en sable de gravier.
- Diminuer la chute de pression autour du puits pour minimiser les problèmes de dépôt d'asphalte et / ou de paraffine.
- Augmenter l'aire de drainage en contact Avec le puits de forage.
- Relient l'étendue verticale totale d'un réservoir à un puits incliné ou horizontal.

Les domaines d'application de la fracturation hydraulique sont :

- Formations de perméabilité médiocres ($5 < K < 50 \text{ md}$).
- Réservoirs de très faible perméabilité ($K < 5 \text{ md}$).
- Traverser l'endommagement autour du puits.

4.4. Choix des puits candidats

Le succès ou l'échec d'un traitement par fracture hydraulique dépend souvent de l'état ou bien la qualité du puits sélectionné pour le traitement. Choisir un excellent candidat à la stimulation assure souvent le succès de l'opération, comme un mauvais candidat entraîne un échec économique. Pour sélectionner le meilleur candidat à la stimulation, il est nécessaire de tenir compte de nombreuses variables. Les paramètres les plus cruciaux pour la fracturation hydraulique sont :

- La perméabilité de la formation, la répartition du stress in situ, la viscosité du réservoir, le facteur de skin, la pression du réservoir, la profondeur du réservoir et l'état du puits de forage (complétion).

Le facteur skin donne une idée précise sur l'état du réservoir (stimulé ou endommagé). Si le facteur skin est positif, le réservoir est endommagé et sera probablement un excellent candidat à la stimulation.

Les meilleurs puits candidats pour les réservoirs tight gas ont un volume important d'OGIP et de bonnes barrières à la croissance verticale de la fracture au-dessus et au-dessous des intervalles de hauteur utile. Ces réservoirs ont:

- une épaisseur du réservoir assez importante
- Moyenne à haute pression de réservoir
- Des barrières de contraintes in situ pour minimiser la croissance verticale de la hauteur
- Importante étendue superficielle

Les réservoirs de tightgas qui ne sont pas de bons candidats pour la fracturation hydraulique sont ceux avec:

- Un faible volume de gaz en place à cause des réservoirs minces

- Une faible pression du réservoir
- Médiocre étendue superficielle

4.5. Les données requises pour élaborer un modèle de simulation

Les données les plus cruciales pour le design d'un traitement par fracturation hydraulique (approximativement par ordre d'importance) sont :

Le profil de stress in situ, la perméabilité de la formation, les caractéristiques de perte de fluide (fluid-loss characteristics), le volume total du fluide pompé, le type et la quantité des agents de soutènement, le volume du Pad, la viscosité de fluide de fracturation, débit d'injection et module de cisaillement.

Les données utilisées pour concevoir un traitement de fracturation peuvent être obtenues à partir de plusieurs sources, telles que :

Les logs de forage, le dossier de complétion, les fichiers techniques de puits, les études géophysiques, les études géologiques, l'analyse des carottes, les essais de puits, les données de production et autres documents public. Le tableau 4.1 illustre les données typiques nécessaires à la conception d'un traitement de fracture et des sources possibles pour les données.

Tableau.4.1 : données typiques nécessaires à la conception d'un traitement de fracture

<u>Data Item and Unit</u>	<u>Sources</u>
Formation permeability, md	Cores, well tests, correlations, production data
Formation porosity, %	Cores, logs
Reservoir pressure, psi	Well tests, well files, regional data
Formation modulus, psi	Cores, logs, correlations
Formation compressibility, psi	Cores, logs, correlations
Poisson's ratio	Cores, logs, correlations
Formation depth, ft	Logs, drilling records
In-situ stress, psi	Well tests, logs, correlations
Formation temperature, °F	Logs, well tests, correlations
Fracture toughness, psi - $\sqrt{\text{in}}$	Cores, correlations
Water saturation, %	Logs, cores
Net pay thickness, ft	Logs, cores
Gross pay thickness, ft	Logs, cores, drilling records
Formation lithology	Cores, drilling records, logs, geologic records
Wellbore completion	Well files, completion prognosis
Fracture fluids	Service company information
Fracture proppants	Service company information

4.6. Modèles de propagation de fracture

En 1955, Howard et Fast ont publié le premier modèle mathématique expliquant la géométrie de propagation de la fracture.

Un modèle de propagation est indispensable pour prédire l'évolution des dimensions de la fracture et la pression de fond en fonction de temps.

Un modèle de propagation combine l'élasticité, le débit, le bilan matière (conservation de la masse)

La modélisation en 2D est basée sur certaines conceptions, il fixe la hauteur de la fracture tandis que la longueur et la largeur moyenne reste variable pour la prédiction à fin que le volume de fluide pompé soit utile. Si la surface de fracture est postulée pour se propager de manière radiale, c'est-à-dire que la hauteur n'est pas fixée, le modèle est toujours considéré comme étant 2D (les deux dimensions étant le rayon et la largeur de la fracture). Geertsma, J. and de Klerk, F)

La pression après l'arrêt de pompage est modélisée et son interprétation pourra clarifier le problème des phases suivant la propagation, rééquilibrage de la pression et auto-propagation de la fracture, la diminution de l'épaisseur jusqu'à la fermeture ou appui sur les agents de soutènement, la baisse de la pression jusqu'à la pression de réservoir.

Les modèles 2D que nous allons expliquer sont:

- modèle géométrique Kristonovich-Geertsma-Daneshy (the KGD model).
- modèle géométrique Perkins-Kern-Nordgren (the PKN model).
- modèle géométrique radiale.

4.6.1 Modèle géométrique Kristonovich-Geertsma-Daneshy (the KGD model).

Une aile de la fracture KGD est illustrée dans la Fig. 4.1 Pour ce modèle la méthode de calcul est basée sur les hypothèses suivantes:

- écoulement mono dimensionnel dans une direction.
- hauteur de la fracture constante.

- La section de la fracture dans le plan verticale est rectangulaire
- la fracture est à une condition de déformation plane dans le plan horizontal.
- d'après Barenblatt la pointe de la fracture est une pointe de forme cuspidé.

Cette hypothèse d'un bout de forme cuspidé supprime la singularité de contrainte à la pointe de la fracture qui, autrement, serait prédite par l'analyse d'élasticité. La distribution de la pression pour le débit d'un fluide visqueux (fluide newtonien) à l'intérieur de la fracture peut être écrite comme

$$p_w - p = \frac{12\mu QL}{h} \int_{f_L w}^{f_L} \frac{df_L}{dw^3} \quad (4.1)$$

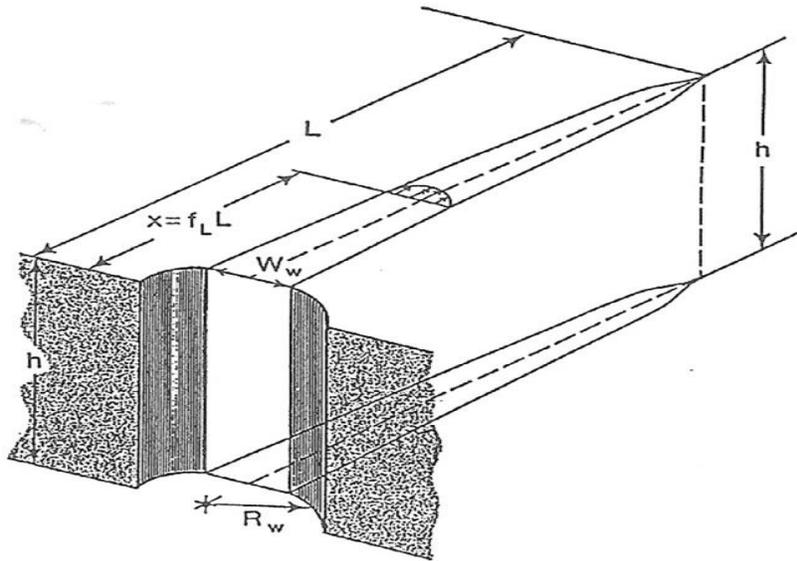


Figure.4.1 : Modèle géométrique de fracture GDK

L'équation ci-dessus a deux inconnues, p et w . La solution d'Angleterre et de Green pour une fracture plane dans un milieu élastique infini fournit une autre relation entre p et w écrite comme

$$w = \frac{4(1-\nu)L}{\pi G} \left[\int_{f_L}^1 \frac{f_2 df_2}{\sqrt{f_2^2 - f_L^2}} \int_0^{f_2} \frac{p(f_1) df_1}{\sqrt{f_2^2 - f_1^2}} - \frac{\pi}{2} \sigma_{min} \sqrt{1 - f_L^2} \right] \quad (4.2)$$

La largeur de fracture $w(t)$ et la pression de fluide $p(t)$ peuvent être obtenues en résolvant les équations (4.1) et (4.2) avec les conditions aux limites appropriées. La condition suivante proposée par Barenblatt est utilisée par Geertsma et de Klerk:

$$\left(\frac{dw}{df_L}\right)_{f_L=1} = 0 \quad (4.3)$$

En supposant que la zone sèche devant la pointe de la fracture est petite et que la forme de la partie humide de la fracture peut être considérée comme une ellipse, Geertsma et de Klerk obtiennent les solutions approximatives suivantes sans perte de fluide (no fluidleak off):

Longueur de fracture

$$L = 0.48 \left[\frac{8GQ^3}{(1-\nu)\mu} \right]^{1/6} t^{2/3} \quad (4.4)$$

Largeur maximale de la fracture

$$w_o = 1.32 \left[\frac{8(1-\nu)Q^3\mu}{G} \right]^{1/6} t^{1/3} \quad (4.5)$$

Wellbore pressure

$$p_w = \sigma_{min} + 0.96 \left[\frac{2G^3Q\mu}{(1-\nu)^3L^2} \right] \quad (4.6)$$

On remarque que la largeur de la fracture $w(t)$ augmente proportionnellement à $t^{1/3}$ et que la pression du puits $p(t)$ diminue avec l'augmentation de la longueur de la fracture et les approches du stress in situ pour une grande valeur de L .

4.6.2. Modèle géométrique Perkins-Kern-Nordgren (the PKN model)

La figure 4.2 est une géométrie d'une fracture PKN. Pour ce modèle la méthode de calcul est basée sur les hypothèses suivantes (Perkins, T.K. and Kern, L.R.) :

- hauteur de la fracture est constante
- la fracture est au niveau de la déformation plane dans le plan vertical
- la section verticale de la fracture est de forme elliptique

- la ténacité de la fracture n'a aucun effet sur La géométrie de la fracture, c'est-à-dire que la Kic du milieu de la roche est supposée nulle.

Après Nordgren, l'équation de continuité d'un fluide incompressible à l'intérieur de la fracture peut être écrite comme

$$\frac{\partial q}{\partial x} + q_{\ell} + \frac{\partial A}{\partial t} = 0 \quad (4.7)$$

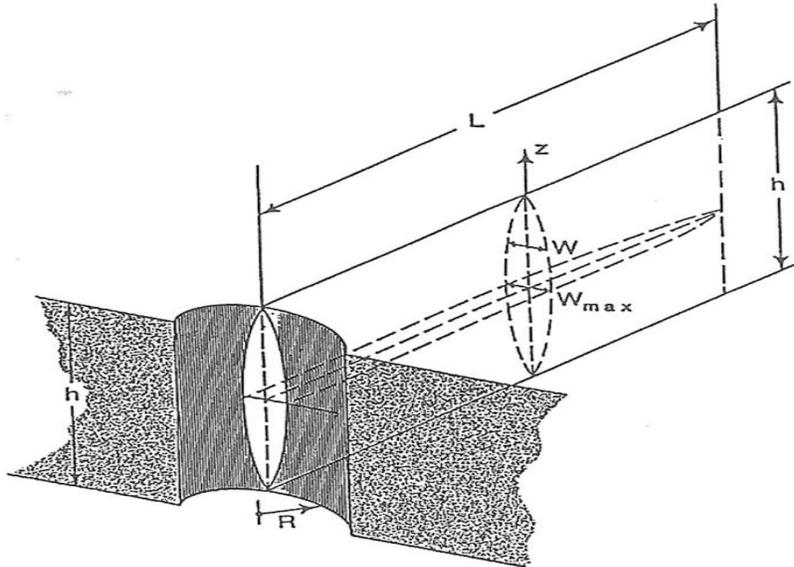


Figure.4.2 : Modèle géométrique de fracture PKN

La largeur de fracture elliptique w est directement liée à la pression nette p par équation

$$w = \frac{(1-\nu)}{G} (h^2 - 4z^2)^{1/2} p \quad (4.9)$$

La section transversale de la fracture peut être écrite comme

$$A = \int_{-h/2}^{h/2} w dz = \frac{\pi}{4} W h \quad (4.10)$$

L'équation qui lie le débit q au gradient de pression pour un écoulement laminaire du fluide newtonien dans un tube elliptique écrit comme

$$q = - \frac{\pi W^3 h}{64\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \quad (4.11)$$

Le débit de perte de fluide (Leakoff fluid) q_ℓ est exprimé comme

$$q_\ell = \frac{2c_\ell h}{\sqrt{t - \tau(x)}} \quad (4.12)$$

En substitution les équations (4.12) et (4.10) dans l'équation (4.7) on trouve

$$\frac{G}{64(1-\nu)\mu h} \frac{\partial^2 W^4}{\partial x^2} = \frac{8c_\ell}{\pi\sqrt{t-\tau(x)}} + \frac{\partial W}{\partial t} \quad (4.13)$$

La condition initiale et la condition aux limites sont respectivement

$$W(x, 0) = 0 \quad (4.14)$$

$$W(x, t) = 0, \text{ at } x \geq L(t) \quad (4.15)$$

Pour le cas (no fluid leak off)

Langueur de fracture

$$L = 0.68 \left[\frac{GQ^3}{(1-\nu)\mu h^4} \right]^{1/5} t^{4/5} \quad (4.16)$$

Largeur maximale de fracture

$$w_o = 2.5 \left[\frac{(1-\nu)\mu Q^2}{Gh} \right]^{1/5} t^{1/5} \quad (4.17)$$

Wellbore pressure

$$p_w = 2.5 \left[\frac{G^4 \mu Q^2}{(1-\nu)^4 h^6} \right]^{1/5} t^{1/5} \quad (4.18)$$

4.6.3. Modèle géométrique radiale

Si la répartition verticale du stress minimal in situ est uniforme, la fracture hydraulique devrait prendre la forme d'un cercle.

Géométriquement, une fracture circulaire est une fracture 3D, mais elle s'explique mathématiquement comme une fracture 2D similaire aux fractures à hauteur constante discutées dans la section précédente. Geertsma et de Klerk [10] ont montré que les équations qui gouvernent les deux modèles précédentes pour une hauteur constante peuvent être converties en une fracture circulaire comme suit:

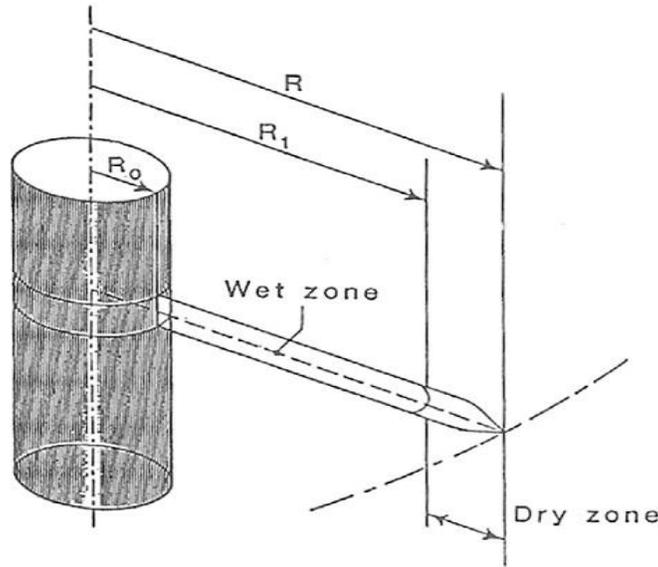


Figure.4.3 : Modèle géométrique de fracture radiale

$$p_w - p = \frac{6\mu Q}{\pi} \int_{f_{rw}}^{f_r} \frac{df_r}{f_r w^3} \quad (4.19)$$

$$w = \frac{4(1-\nu)R}{\pi G} \left[\int \frac{df_2}{\sqrt{f_2^2 - f_r^2}} \int \frac{f_1 p(f_1) df_1}{\sqrt{f_2^2 - f_1^2}} - \sigma_{min} \sqrt{1 - f_r^2} \right] \quad (4.20)$$

Les solutions approximatives pour les équations ci-dessus sont les suivantes:

Rayon de fracture

$$R = 0.548 \left[\frac{GQ^3}{\mu} \right]^{1/9} t^{4/9} \quad (4.21)$$

Largueur maximal de fracture

$$W_o = 21 \left[\frac{\mu^2 Q^3}{G^2} \right]^{1/9} t^{1/9} \quad (4.22)$$

Wellbore pressure

$$p_w = \sigma_{min} - \frac{5}{4\pi} \frac{Gw_o}{R} \ln\left(\frac{r_w}{R}\right) \quad (4.23)$$

4.6.4. Modèles tridimensionnelle de propagation de la fracture

Dans les modèles tridimensionnels tous les paramètres (longueur, largeur et la hauteur) sont variables.

Les modèles 2D ont été utilisés pendant des décennies avec un succès raisonnable. Aujourd'hui, avec la disponibilité des ordinateurs de haute puissance, le modèle pseudo-tridimensionnel (P3D) est le plus utilisé. Les modèles P3D est généralement, quasi-toujours mieux que les modèles 2D car le modèle P3D calcule la hauteur de la fracture, la largeur et la distribution de la longueur avec les données de la zone productrice et toutes les couches de roche au-dessus et en dessous de l'intervalle perforé. (Gidley, J.L., Holditch, S.A., Nierode, D.E. et al)

Le modèle P3D donne des estimations plus réalistes de la géométrie et les dimensions fracture, qui peut être conduire à un design et des dimensions plus réelles

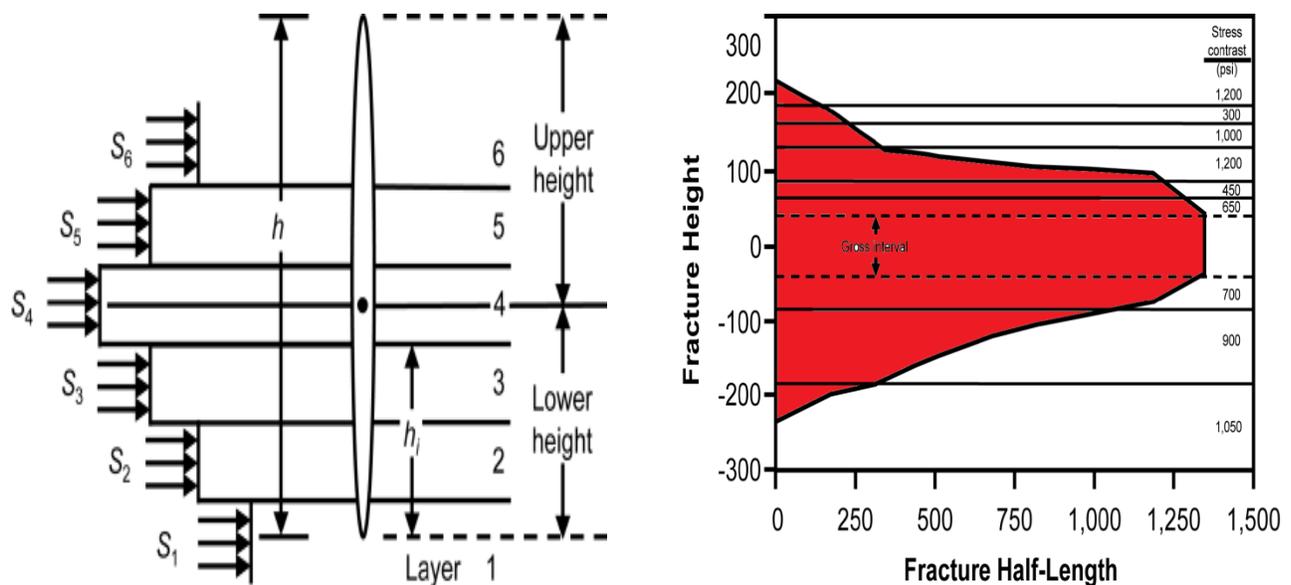


Figure.4.4 : Modèle géométrique de fracture P3D.

4.7. Les fluides et les additifs de fracturation

Les fluides de fracturation sont des fluides visqueux et élastique, pompés à une très grande pression dans le puits à une valeur supérieure à la pression de claquage de la formation (breakdown pressure) (Howard, C.C. and Fast, C.R.).

Ce fluide va créer une fracture dans la formation ; en transportant des agents de soutènement qui ont pour rôle de maintenir cette fracture ouverte.

Lors de l'opération de fracturation hydraulique, il existe plusieurs étapes de pompage de fluide, et tous ces fluides injectés sont d'abord contrôlés d'après leur PH, leur teneur en sel, leur viscosité, etc.

Les fluides de fracturation ont pour rôle :

- L'initiation de la fracture
- Le développement de la fracture.
- Le transport des agents de soutènement.

4.7.1. Propriétés d'un fluide de fracturation

Les principales familles des fluides de fracture sont :

- Fluides à base d'eau
- Fluides à base d'huile
- Fluides à base d'acide
- fluides en mousse.
- Fluides à base d'émulsion (eau + huile).

Pour la plupart des réservoirs, les fluides à base d'eau avec des additifs appropriés seront les meilleurs. Dans certains cas, la mousse générée avec du N₂ ou du CO₂ peut être utilisée pour stimuler les zones peu profondes (Howard, C.C. and Fast, C.R.).

Tableau.4.2 : Principaux fluides de fracturation et leurs utilisations

Base Fluid	Fluid Type	Main Composition	Used For
Water	Linear	Guar, HPG, HEC, CMHPG	Short fractures, low temperature
	Crosslinked	Crosslinker + Guar, HPG, CMHPG or CMHEC	Long fractures, high temperature
	Micellar	Electrolite + Surfactant	Moderate length fractures, moderate temperature
Foam	Water based	Foamer + N ₂ or CO ₂	Low-pressure formations
	Acid based	Foamer + N ₂	Low-pressure, carbonate formations
	Alcohol based	Methonal + Foamer + N ₂	Low-pressure, water-sensitive formations
Oil	Linear	Gelling agent	Short fractures, water-sensitive formations
	Crosslinked	Gelling agent + Crosslinker	Long fractures, water-sensitive formations
	Water emulsion	Water + Oil + Emulsifier	Moderate length fractures, good fluid loss control
Acid	Linear	Guar or HPG	Short fractures, carbonate formations
	Crosslinked	Crosslinker + Guar or HPG	Longer, wider fractures, carbonate formations
	Oil emulsion	Acid + Oil + Emulsifier	Moderate length fractures, carbonate formations

viscosité

Le fluide doit être suffisamment visqueux (normalement 50 à 1000 cp) pour créer une large fracture (entre 0,2 à 1,0 in) et transporter l'agent de soutènement.

Densité

Les fluides à base d'eau ont des densités proches de 8,4 ppg. Les densités de fluide à base d'huile seront de 70 à 80% de la densité des fluides à base d'eau. Les densités de fluide mousse peuvent être sensiblement inférieures à celles des fluides à base d'eau. Dans les réservoirs à basse pression, des fluides à faible densité, comme de la mousse, peuvent être utilisés pour faciliter le nettoyage des liquides.

Effacité du fluide

L'efficacité du fluide est le pourcentage de fluide qui se trouve dans La fracture à un instant t par rapport au volume total injecté au même instant.

$$\eta_e = \frac{V_{fe}}{V_i} = \frac{h_f x_f \bar{w}_e}{V_i} \quad (4.24)$$

- une faible efficacité entre (10 à 20%), le volume de fracture créé ne sera qu'une petite fraction du volume total injecté.
- Une efficacité du fluide élevée entre (80 à 90%), la fracture ne se refermera pas rapidement Après le traitement.
- une efficacité de fluide entre (40 à 60%) fournira un équilibre optimal entre la création de la fracture et la fermeture de la fracture après le traitement.

4.7.2. Additifs des fluides de fracturations

Le tableau si dessous représente les différents additives utilisées :

Tableau.4.3 : Additifs utilisés dans la fracturation hydraulique

<u>Type of Additive</u>	<u>Function Performed</u>	<u>Typical Products</u>
Biocide	Kills bacteria	Gluteraldehyde carbonate
Breaker	Reduces fluid viscosity	Acid, oxidizer, enzyme breaker
Buffer	Controls the pH	Sodium bicarbonate, fumaric acid
Clay stabilizer	Prevents clay swelling	KCl, NHCl, KCl substitutes
Diverting agent	Diverts flow of fluid	Ball sealers, rock salt, flake boric acid
Fluid loss additive	Improves fluid efficiency	Diesel, particulates, fine sand
Friction reducer	Reduces the friction	Anionic copolymer
Iron Controller	Keeps iron in solution	Acetic and citric acid
Surfactant	Lowers surface tension	Fluorocarbon, Nonionic
Gel stabilizer	Reduces thermal degradation	MEOH, sodium thiosulphate

4.8. Agents de soutènement (Proppant) et conductivité de fracture (C_f)

Une fois que les pompes sont arrêtées, la fracture commence à se fermer. et pour maintenir l'ouverture de ce drain on doit rajouter des agents de soutènement dans le fluide de fracturation.

4.8.1. Propriétés des agents de soutènement

- Une bonne granulométrie et une forme susceptible de générer une bonne conductivité.
- Une résistance mécanique aux contraintes in-situ en exploitation (résistance à la déformation et à la rupture).
- Une résistance chimique dans les conditions de fond au fil du temps (résistance à la corrosion et à l'érosion).
- Une densité compatible avec un transport optimum (sédimentation).

4.8.2. Types d'agents de soutènement

Il existe plusieurs types d'agents de soutènement utilisé pour la fracturation hydraulique. Les trois meilleurs agents utilisés dans l'industrie pétrolière sont :

- 1) Silicasand (sable de silice)
 - Utilisée pour des formations peu profondes
 - Moins cher par rapport les autres agents
- 2) Resin –Coated –Proppant(RCP) (revêtement en résine)
 - utilisé là où il faut une plus grande résistance à la compression
 - il a une densité efficace
 - plus cher que le sable
- 3) Ceramic Proppants
 - Utilisée pour des profondeurs >8000 ft
 - une grande valeur de contraintes in situ

4.8.3. Conductivité de fracture

La conductivité de la fracture est un facteur très important surtout dans les réservoirs à faible perméabilité, il définit comme le produit entre la largeur de la fracture et la perméabilité de l'agent de soutènement. (Gidley, J.L., Holditch, S.A., Nierode, D.E. et al).

$$C_f = w \times k_f \quad (4.25)$$

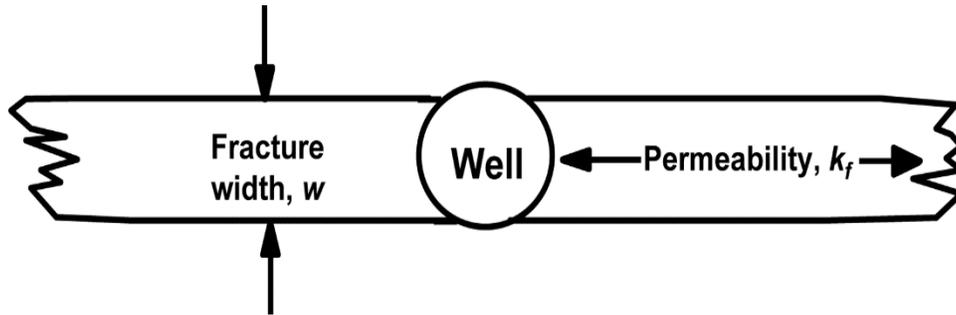


Figure.4.5 : Paramètre d'une fracture.

Pour les puits peu profonds, où le stress effectif (chapitre 3) est inférieur à 6 000 psi, le sable peut être utilisé pour créer des fractures à haute conductivité. Au fur et à mesure que le stress effectif augmente en fonction de la profondeur, des agents de soutènement plus résistants et plus coûteux doivent être utilisés pour créer une fracture à haute conductivité.

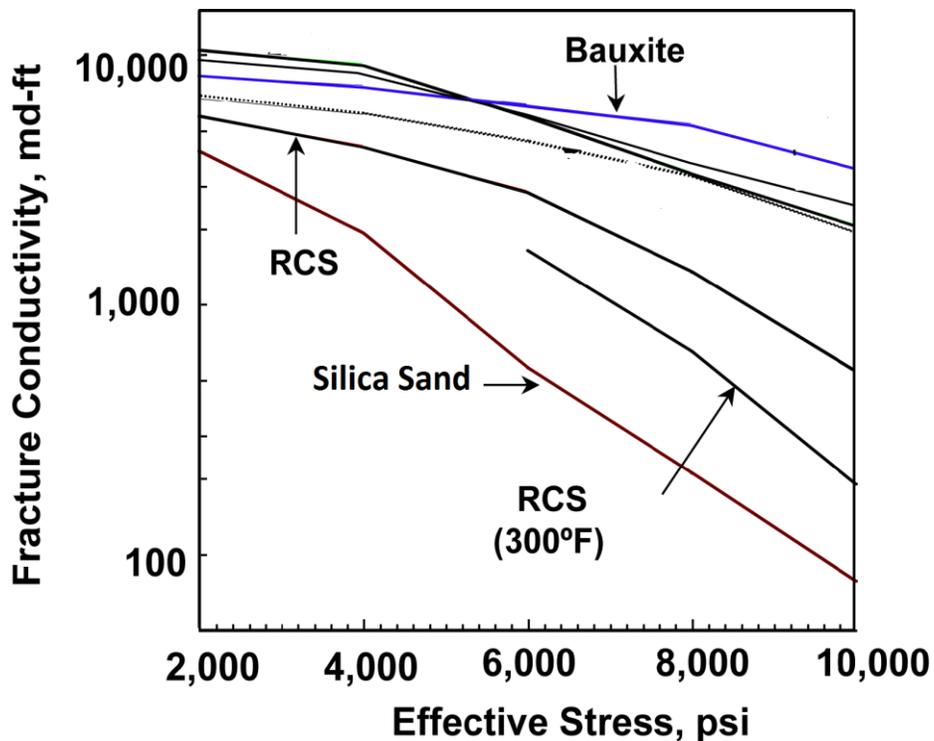


Figure.4.6 : Evaluation de la conductivité en fonction de la contrainte effective

4.9. Les problèmes liés à la fracturation hydraulique

C'est vrai que la technique de fracturation hydraulique améliore l'indice de productivité et augmente d'une façon considérable la production, mais malheureusement ce n'est pas toujours le cas. Parfois, cette technique engendre d'autres problèmes qui sont pratiquement difficiles à régler.

Parmi ces problèmes, on peut citer :

- La mauvaise cimentation : comme les fluides en général ont tendance à se diriger vers les zones à faibles contraintes, avec une mauvaise cimentation le fluide de fracturation va s'infiltrer dans la zone à faible résistance et dans ce cas, la fracture ne va pas se développer dans l'endroit souhaité.

Pour remédier à ce problème, on refait carrément la cimentation par une unité de Work over, ou bien on injecte un bouchon de Proppant pour fermer les fuites derrière le casing.

- Le colmatage : parfois la fracturation en elle-même provoque un colmatage de la formation et donc une réduction de la perméabilité

Ce colmatage est dû soit

- ✓ Au fluide de fracturation : il pourrait créer des résidus insolubles qui vont faire diminuer la perméabilité ou bien des émulsions entre le fluide de fracturation et le fluide de formation.
 - ✓ Aux agents de soutènement : les restes de Proppant laissés dans la formation peuvent créer un endommagement, aussi l'écrasement du Proppant dans la formation à cause de sa faible résistance peut causer la diminution de la conductivité.
- La tortuosité c'est l'orientation non désirée de la fracture dans la formation, elle peut être causée par :
 - ✓ distribution des contraintes par rapport aux perforations.
 - ✓ L'initiation de plusieurs fractures dans la même surface due à l'extension sur les fissures.

- Le screen-out : le Proppant bouche l'entrée de la fissure et empêche le reste du fluide de fracturation s'infiltrer dans la formation. A cause de ce bouchage, on sera obligé d'arrêter l'opération de fracturation. Le screen-out est dû à
 - ✓ la tortuosité.
 - ✓ injection d'une grande quantité du Proppant avec une quantité insuffisante du fluide de fracturation.
- Les perforations : elles jouent un rôle très important dans la fracturation hydraulique. Elles doivent être bien réparties pour éviter les problèmes suivants
 - ✓ La tortuosité qui pourrait être causée par le mauvais choix des perforations.
 - ✓ Un diamètre des perforations insuffisantes ne permettant pas le passage du Proppant

4.10. Conclusion

Tout au long de ce chapitre, on relève une multitude de difficultés qui jalonnent le procédé d'extraction, ainsi qu'un prix de revient relativement élevé. D'autre part, cette technique de fracturation hydraulique conventionnelle donne de bons résultats et améliore l'indice de productivité. De ce fait, son utilisation a augmenté considérablement durant ces dernières années

Références bibliographies

Daneshy, A.A. (1973). On the Design of Vertical Hydraulic Fractures. SPE Journal of Petroleum Technology 25 (1): 83-97. SPE-3654-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/3654-PA>.

Geertsma, J. and de Klerk, F.(1969). A Rapid Method of Predicting Width and Extent of Hydraulic Induced Fractures. J Pet Technol 21 (12): 1571-1581. SPE-2458-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/2458-PA>.

Gidley, J.L., Holditch, S.A., Nierode, D.E. et al. (1989). An Overview of Hydraulic Fracturing. In Recent Advances in Hydraulic Fracturing, 12. Chap. 1, 1-38. Richardson, Texas: Monograph Series, SPE.

Gidley, J.L., Holditch, S.A., Nierode, D.E. et al.(1989). Fracturing Fluids and Additives. In Recent Advances in Hydraulic Fracturing, 12. Chap. 7, 131. Richardson, Texas: Monograph Series, SPE.

Gidley, J.L., Holditch, S.A., Nierode, D.E. et al. (1989). Proppant Transport. In Recent Advances in Hydraulic Fracturing, 12. Chap. 10, 210. Richardson, Texas: Monograph Series, SPE

Gidley, J.L., Holditch, S.A., Nierode, D.E. et al.(1989). Two-Dimensional Fracture-Propagation Models. In Recent Advances in Hydraulic Fracturing, 12. Chap. 4, 81. Richardson, Texas: Monograph Series, SPE.

Geertsma, J. and Haafkens, R.(1979). Comparison of the theories for predicting width and extent of vertical hydraulically induced fractures. Journal of Energy Resource Technology 101 (1): 8-19.

Gidley, J.L., Holditch, S.A., Nierode, D.E. et al.(1989). Three-Dimensional Fracture-Propagation Models. In Recent Advances in Hydraulic Fracturing, 12. Chap. 5, 95. Richardson, Texas: Monograph Series, SPE

Holditch, S.A. (1979). Criteria for propping agent selection. Dallas, Texas: Norton Co.

(1957). Optimum fluid characteristics for fracture extension. In API Drilling and Production Practice, 24, 261.

Nordgren, R.P.(1972). Propagation of a Vertical Hydraulic Fracture. SPE J. 12 (4): 306-314. SPE-3009-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/3009-PA>.

Perkins, T.K. and Kern, L.R. (1961). Widths of Hydraulic Fractures. *J Pet Technol* 13 (9): 937–949. SPE-89-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/89-PA>.

Smith, M.B., Bale, A., Britt, L.K. et al. (1997). Enhanced 2D Proppant Transport Simulation: The Key To Understanding Proppant Flowback and Post-Frac Productivity. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, 5-8 October. SPE-38610-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/38610-MS>.

Veatch Jr., R.W. and Moschovidis, Z.A. (1986). An Overview of Recent Advances in Hydraulic Fracturing Technology. Presented at the International Meeting on Petroleum Engineering, Beijing, China, 17-20 March. SPE-14085-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/14085-MS>

Chapitre 4

Design de la fracturation hydraulique

Liste des figures

Figure 4.1 : Modèle géométrique de fracture GDK.

Figure 4.2 : Modèle géométrique de fracture PKN.

Figure 4.3 : Modèle géométrique de fracture radial.

Figure 4.4 : Modèle géométrique de fracture P3D.

Figure 4.5 : Paramètre d'une fracture.

Figure 4.6 : Evaluation de la conductivité en fonction de la contrainte effective.

Liste des Tableaux

Tableau 4.1 : données typiques nécessaires à la conception d'un traitement de fracture.

Tableau 4.2 : Principaux fluide de fracturation et leurs utilisations.

Tableau 4.3 : Additifs utilisés dans la fracturation hydraulique.

Chapitre

5

Les Essais DataFRAC

5.1. Introduction

Dans ce chapitre on expose les essais les plus courants au cours de la fracturation hydraulique et leurs processus d'évaluation

Un test de Minifrac est un test de diagnostic d'injection-décalage effectué sans Proppant avant un traitement principal de stimulation par fracture. L'intention est de décomposer la formation pour créer une fracture courte pendant la période d'injection, puis d'observer la fermeture du système de fracture pendant la période de fermeture qui en a résulté. Historiquement, ces tests ont été effectués immédiatement avant le traitement de fracture principal pour obtenir des paramètres de conception (à savoir: pression de fermeture de fracture, gradient de fracture, coefficient de fuite de fluide, efficacité du fluide, perméabilité de la formation et pression du réservoir).

5.2. Types d'essais de Data Frac

Le diagramme suivant est un résumé des essais Data Frac les plus couramment utilisés

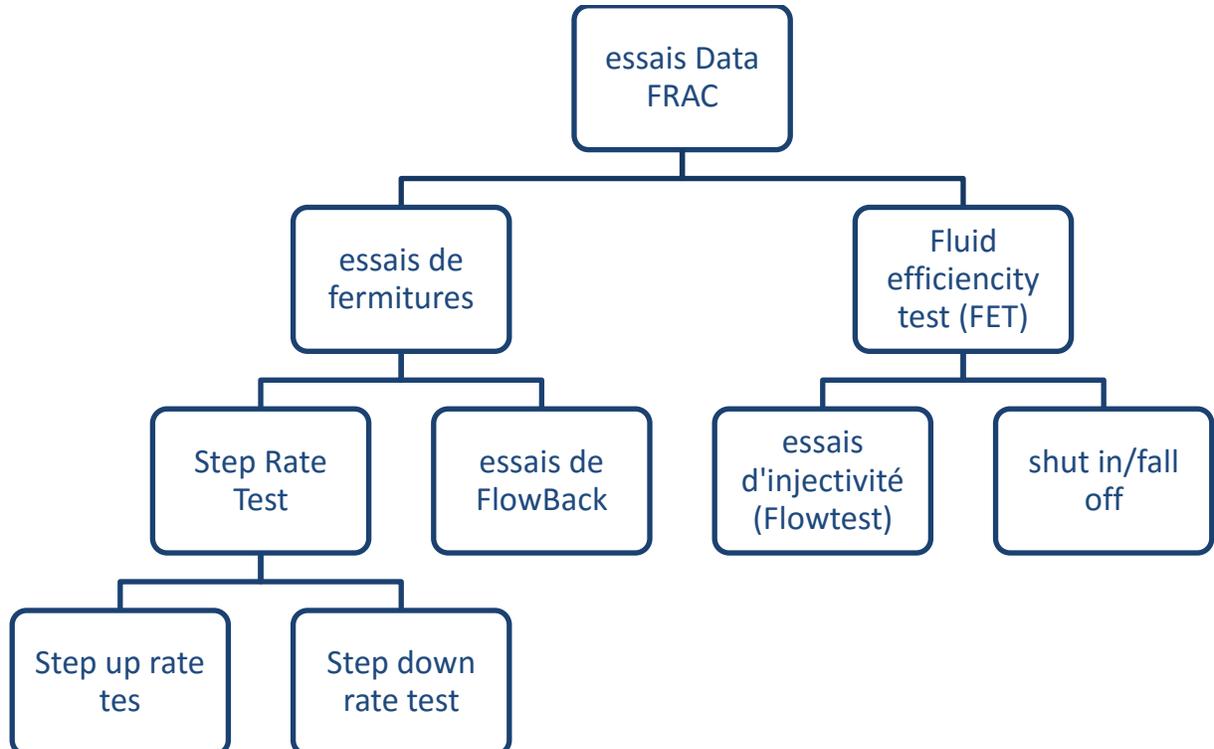


Figure.5.1 : Diagramme récapitulatif des tests Data FRAC

5.3. Step Rate Test (essai par paliers de débit) SRT

5.3.1. Step-up Rate Test (essai par paliers de débit croissants)

C'est essentiellement l'enregistrement du débit et de la pression lors du pompage, cet essai est employé pour déterminer la pression de propagation de la fracture(FPP), On obtient donc

- La pression de propagation de la fracture
- Le débit d'extension de la fracture

Déroulement de l'essai

L'essai est effectué par injection d'un fluide de traitement dans la formation Avec un rythme croissant .En effet on commence le pompage avec un faible débit, ensuite, une augmentation graduelle du débit est exécutée corrélativement a la stabilisation de la pression. Une analyse de l'évolution de la pression en fonction du débit d'injection est effectué(en temps réel ou ultérieurement) pour déterminer la pression de propagation de la fracture(FPP).

En analysant le tracé de la pression en fonction du débit on différencie deux phases d'écoulement (avant et après ouverture de la fracture), la pression d'extension est tiré du point d'intersection des deux droites qui traduisent ces deux phases d'écoulement Les figures suivantes illustrent ce passage.

Méthode d'interprétation : on trace le graphique de la pression BHTP (pression calculée au fond du puits) en fonction du débit d'injection.

$$\text{BHTP} = P_{\text{tete}} + P_{\text{hyd}} + P_{\text{fraction}} \quad (5.1)$$

Le point d'intersection des deux tangentes représente la pression de propagation de la fracture(FPP). La méthode numérique des moindres carrées ordinaire est généralement utilisée pour obtenir les tangentes.

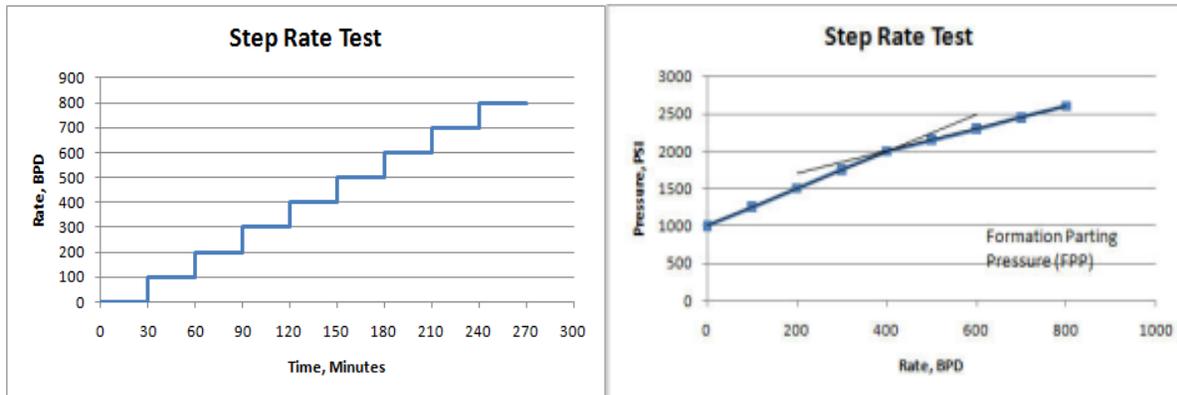


Figure.5.2: Step up rate test

Configuration des paliers :

On choisit les valeurs des débits et les temps que durent les paliers, en fonction de l'état de la couche et des conditions in situ.

- Grande perméabilité : On va travailler avec un débit de 01 BPM allant jusqu'à 10 BPM.
- Faible perméabilité : On va plutôt, travailler avec un débit de 0.5 allant jusqu'à 05BPM.
- Nombre minimal des paliers : au minimum, ce test doit comporter 06 paliers (03 palier au-dessous de la pression de propagation et 03 d'autres en dessus).
- Durée des paliers : une période de une à deux minutes par palier (01-02 mn) devrait être suffisante à l'unité de pompage pour changer et maintenir les valeurs des débits.

Respecter les valeurs des débits à injecter n'est pas le but majeur, toutefois un maintien stable de l'injection avec des débits constants pendant les paliers est par contre très recommandé.

5.3.2. Step-Down Rate Test (essai par paliers de débit décroissants)

Le test SRT à débit décroissant, détermine l'influence de la fracture sur les abords du puits. Ce test est également utile pour quantifier l'efficacité des perforations et fournir une estimation approximative du nombre de perforations propres. Par ailleurs ce test permet de statuer sur la nature des pertes de charge au fond, et dire si le phénomène est dû plus aux perforations ou à la tortuosité aux abords du puits.

La figure ci-dessous montre un test SRT a débit décroissant effectué sur un puits la courbe en bleus dévoile des pertes de charges assez importantes engendrées principalement par des perforations plus ou moins bouchés ceci est caractérisé par la forme concave de la courbe tandis que la deuxième courbe en rouge représente des pertes de charges aux abords du puits générer surtout par la tortuosité de la fracture et sa se traduit par un aspect convexe de la courbe.

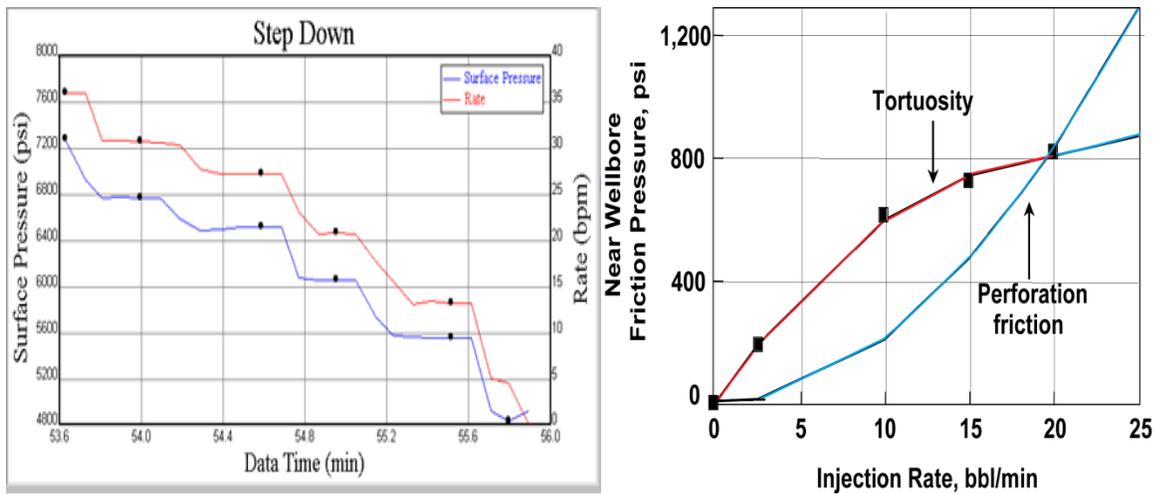


Figure.5.3: Step down rate test

5.4 Test du Pump-In/Flowback

Le test Pump-in/Flowback est utilisé pour déterminer la contrainte horizontale minimale de la formation (plus connu sous le nom de pression de fermeture de formation).

Pour effectuer ce test, un volume de fluide (2% d'eau KCl) est injecté à débit d'extension de fracture, ensuite en surveillance et on enregistre le débit du reflux jusqu'à ce que la fermeture soit détectée. Si le débit est dans la plage correcte, la pression de fermeture est indiquée par le point d'inflexion ou le changement de courbure de concave à convexe sur un tracé de pression par rapport au temps. Ce point d'inflexion est causé par la transition du régime linéaire vers le régime radial au cours de fermeture de la fracture. Ce test devrait être répété deux ou trois fois avec des débits différents pour obtenir une fermeture bien définie. Dans certains cas, la pression de fermeture pourrait changer en raison de la perte de fluide dans l'espace (leakoff-fluïd) ou de la croissance des fractures dans des régions à contraintes plus élevées. Pour obtenir une bonne

inflexion pour un puits de perméabilité élevée, l'utilisation d'un fluide plus efficace, par exemple de 40 à 70 lbm / 1, 000 gal [4,8 à 8,4 kg / m³], peut réduire le taux de perte de fluide.

Le succès du test Pump-In/Flowback dépend largement des débits utilisés, de la capacité de maintenir un débit d'écoulement constant et de la rapidité avec laquelle le puits est retourné après la mise en circulation. Le débit devrait normalement commencer de 0,25 à 0,5 bbl / min [0,04 à 0,08 m³ / min]. Les taux de débit pour les tests ultérieurs devraient ensuite être déterminés à partir du déclin de la pression de reflux à partir du premier test. (Chluder H et Frank S. Tsay).

5.5. Essai d'efficacité du fluide, (Pump-in/ Shut-in test ou fluid efficiency test FET)

Dans de nombreux cas, il est très intéressant d'inclure un FET (Abusivement appelé DataFrac ou Minifrac) dans le programme. Le but est d'obtenir des données suffisantes pour effectuer une analyse détaillée. A partir de cet essai on peut déterminer une multitude de paramètres d'autant plus importants les uns que les autres et plus au moins facilement (D.K. Poulsen) :

- Chute de pression instantanée de(ISIP).
- La pression de fermeture de la fracture (FCP).
- La pression de la couche(P_R).
- L'efficacité du fluide de traitement (η).
- La pression nette (P_{Net}).
- Les filtrations des fluides.
- le modèle de propagation de la fracture.
- La pression de propagation de la fracture (FPP).
- Les pertes de charges ($\Delta P_{friction}$).

Cet essai est interprété en deux étapes, la première se fait pendant l'injection (Pump-in), la deuxième pendant la fermeture (Shut-in).

5.5.1. Présentation, Analyse et lecture de l'ensemble de l'essai

Dès que les pompes commencent à fonctionner on enregistre une augmentation de la pression au fond du puits. Cette augmentation dure jusqu'à ce que la pression d'initiation de la fracture(FIP) soit atteinte. Ensuite la courbe de pression retombe et se stabilise pour un intervalle de temps, ceci correspond à la pression de propagation de la fracturation(FPP).

Les pompes sont arrêtées quand le volume prévu est pompé et la propagation de la fracture terminée. A cet instant la pression chute rapidement on l'appelle chute de pression instantanée de fermeture(ISIP)

$$ISIP = FPP - \Delta P_{perforation} - \Delta P_{fracture\ friction} \quad (5.2)$$

La fracture est encore ouverte pendant la chute de pression instantanée de fermeture(SIP) et les pertes continuent jusqu'à l'occlusion totale de la fracture La fermeture totale de la fracture n'est observée que lorsque la pression équivaille la contrainte minimale in situ(σ_h), on enregistre en ce point la pression de fermeture de la fracture (FCP).

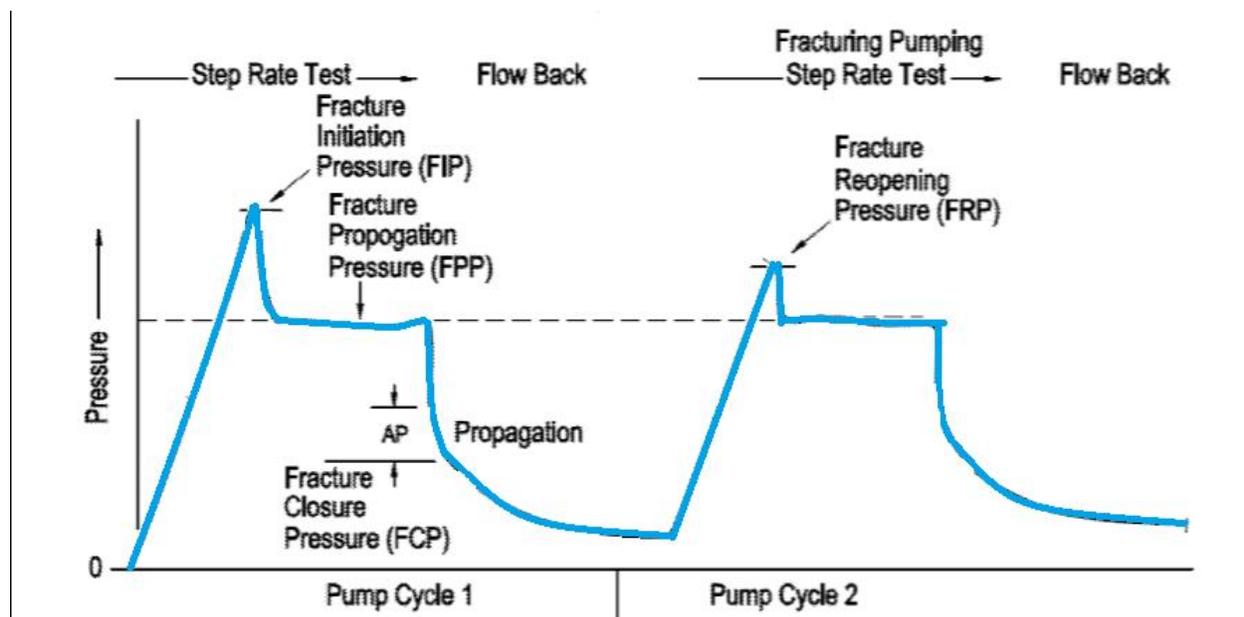


Figure.5.4 : Ensemble de l'opération Minifrac

La réouverture de la fracturation s'effectue pendant le deuxième cycle de pompage. La pression de réouverture de la fracture (FRP) est généralement inférieure la pression d'initiation de la fracture (FIP). On remarque que l'essai se fait en deux étapes : l'injection en premier temps et la fermeture ou l'arrêt de l'injection en deuxième temps. Chacune des étapes permet d'extraire des données et des paramètres bien utiles.

5.5.1.1. L'injection (Pump-in)

De cette phase on peut déterminer deux principaux paramètres (par une lecture directe du graphique obtenu) : FIP pression d'initiation de la fracture, FPP pression de propagation de la fracture, Modèle de propagation de la fracture (2D).

5.5.1.2. La fermeture (shut-in/fall-off)

De cette phase on peut déterminer plus de paramètres, les principaux sont :

La chute de pression instantanée (ISIP), L'efficacité du fluide de traitement (η). Le coefficient de filtration (C_L), La pression de fermeture de la fracture (FCP)...

5.5.2. Extraction des paramètres à partir d'un test FET

5.5.2.1. Modèle de propagation : Méthode d'analyse Nolte et Smith

Dans le but de pronostiquer le modèle de propagation de la fracture, Nolte et Smith (1981) ont établi un graphique illustrant des propagations idéales de fractures 2D, ce graphique montre l'évolution de la pression nette (P_{net}) en fonction du temps dans un papier échelle logarithmique

$$\log(P_{net}) = f(\log(t_{pump})) \quad (5.3)$$

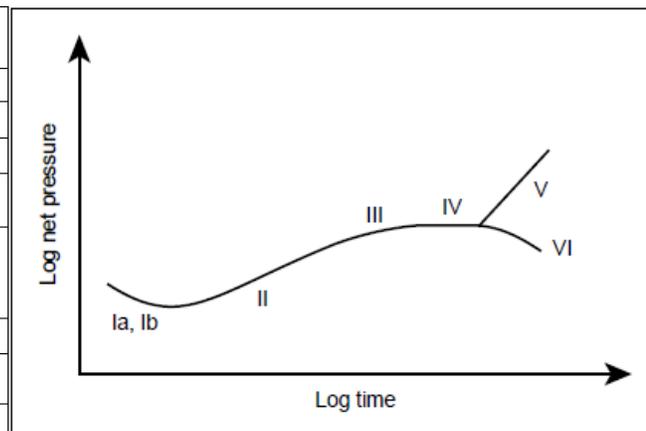
Pour chaque profil, On considère l'évolution de la pression comme une traduction de la réponse de la formation pour un modèle de propagation 2D bien précis. Bien entendu, un événement particulier est susceptible de survenir au moment du test (un Screen-out par exemple).

Au cours de l'injection et pendant l'extension de la fracture on peut avoir quatre (04) profils de pressions qui se distinguent par leurs pentes

Tableau.5.1 : Interprétations des différents profils de pression **Figure.5.5 : Evolution idéale de la pression pour les différents modèles. Analyse Nolte Smith**

Propagation Type	Log-Log Slope	Interpretation
Ia	-½ to -¾	KGD (Eq. 9-36)
Ib	-¾ to -1	Radial (Eq. 9-37)
II	¼ to ½	PKN (Eq. 9-35)
III	Reduced from II	Controlled height growth Stress-sensitive fissure
IV	0	Height growth through pinch point Fissure dilation T-shaped fracture
V	≥1	Restricted extension
VI	Negative following IV	Uncontrolled height growth

Note: $n = 0.5$



5.5.2.2. L'efficacité du fluide de traitement (FE) (C.f 4)

Pour déterminer ce paramètre il existe plusieurs formules la plus éminente est celle formulée par Nolte :

$$\eta = \frac{(1 + \frac{T_c}{T_p})^{1.5} - (\frac{T_c}{T_p})^{1.5} - 1}{(1 + \frac{T_c}{T_p})^{1.5} - (\frac{T_c}{T_p})^{1.5}} \tag{5.4}$$

5.5.2.3. Le volume du Pad

Pour calculer le volume du Pad plusieurs littératures et références existent, les suivantes sont les plus utilisées :

- Formule de Nolte :

$$\% \text{ volume de Pad} = (1 - \eta)^2 + 0.05 \tag{5.5}$$

- Formule de Kane :

$$\% \text{ volume de Pad} = (1 - \eta)^2 \quad (5.6)$$

- Formule de Shell :

$$\%(Pad + prepad) = (1 - \eta)/(1 + \eta) \quad (5.7)$$

- Volume de Pad :

$$\text{volume du Pad} = (\text{volume SLF} \cdot \%Pad)(1 - \%Pad). \quad (5.8)$$

5.5.2.4. Chute de pression instantanée de fermeture (ISIP)

On trace une droite verticale à partir du point qui correspond au temps d'arrêt des pompes. La droite tangentielle au segment de la courbe de chute de pression est extrapolée, par la suite le point d'intersection de cette dernière avec la droite verticale correspond à l'ISIP.

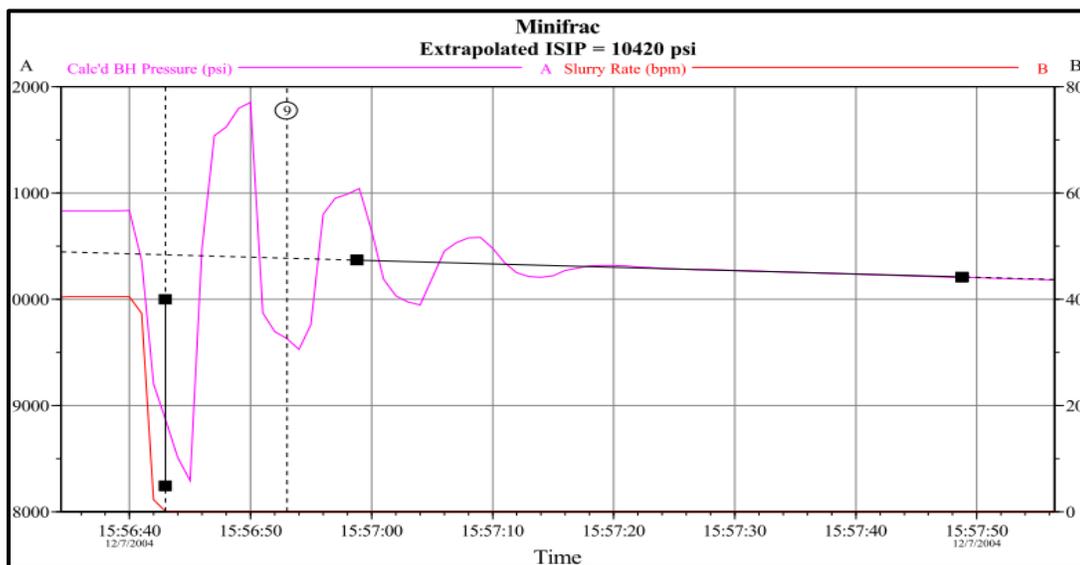


Figure.5.6 : Méthode de lecture de la pression de fermeture instantanée

5.5.2.5. Pression de fermeture de la fracture (FCP)

Avant de faire appel à quelque méthode, déjà, à partir du graphique, on peut avoir une valeur qualitative de la pression de fermeture de la fracture (FCP).

Le temps et la pression de fermeture peuvent être déterminés en examinant différents graphiques. L'interprétation de chaque plot est différente et chacun peut indiquer une pression de fermeture différente. La connaissance du terrain et l'expérience du staff, sont requises pour évaluer la bonne valeur. A défaut, il est conseillé de, prendre des valeurs moyennes en combinant celles obtenues de différentes méthodes d'interprétation. La première étape est de restreindre un intervalle de pression, en effet la pression de fermeture (FCP) est limitée par la pression de propagation de la fracture (FPP) et la pression dite, chute de pression instantanée de fermeture (ISIP) (Nolte K.G et Economides, M.J).

5.5.2.6. Méthodes d'évaluation de la pression de fermeture (FCP)

Utilisation de la première dérivée (Indicatif)

Les dérivées de pression sont utilisées comme une aide dans la détermination des segments de droite de la courbe de déclin de pression. La première dérivée donne la pente de la courbe de déclin. La dérivée seconde donne la courbure de la courbe de déclin. La figure montre une courbe typique simplifiée de chute de pression. On note que la fermeture se produit généralement quelque part dans la première hausse importante de la dérivée première.

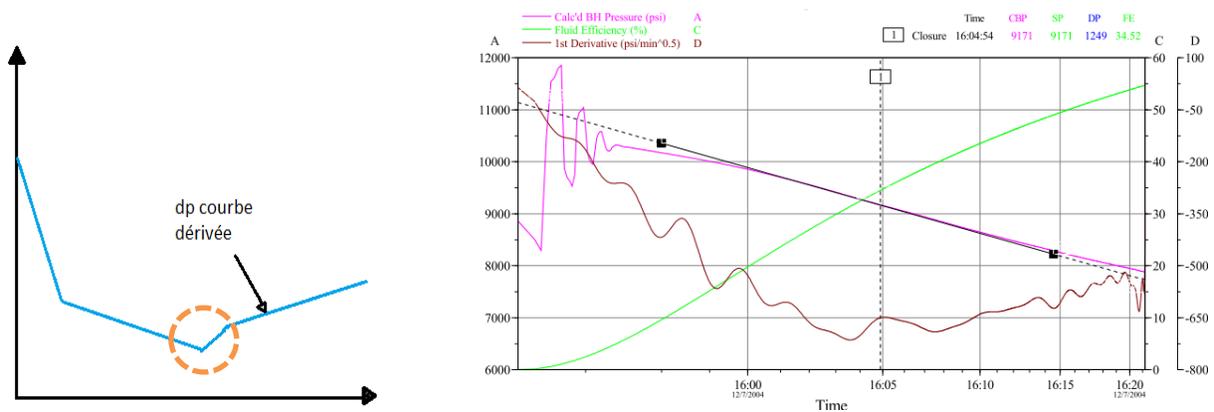


Figure.5.7 : première dérivée de la courbe de déclin de pression

Remarque

- Si la courbe de pression est concave, la pente de la dérivée première est négative
- Si la courbe de pression est convexe, la pente de la dérivée première est positive
- Si la courbe est une droite, la pente de la dérivée première est nulle

Essai Flow back (cf. 5.4)**La méthode de la racine carrée du temps (square root of time)**

La pression de fermeture peut être déterminée à partir des données du FET. On analyse le déclin de pression partir de l'arrêt des pompes en fonction de la racine carrée du temps. Il est supposé qu'au cours de la chute de pression, l'équation régissant le déclin de pression est linéaire avec la racine carrée du temps de fermeture. Les inflexions ou les changements de pente de la courbe peuvent indiquer la fermeture de la fracture. Cependant la principale difficulté avec cette technique est d'identifier la bonne ligne droite.

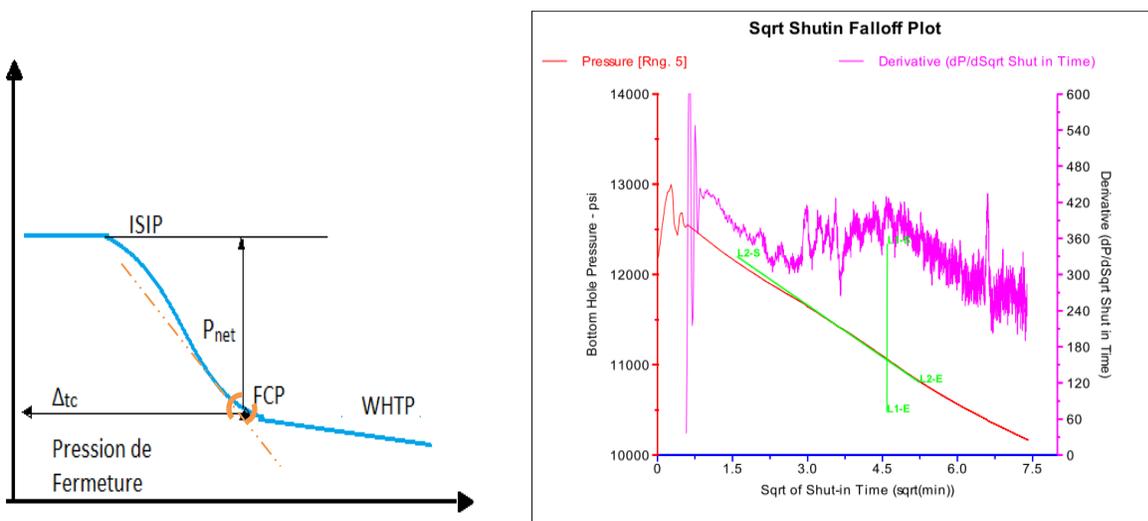


Figure.5.8 : FCP méthode square root pressure vs racine carrée du temps

La méthode de la fonction-G

La fonction-G, est un modèle mathématique sans dimensions qui traduit une combinaison du temps d'arrêt et le temps de pompage.

L'analyse du déclin de pression après fermeture peut se faire grâce la fonction-G on distingue deux cas limites pour la fonction-G sont Le cas ou $\alpha=1.0$ c'est à dire pour de faibles pertes de fluide, dans ce cas, la fracture est toujours ouverte après l'arrêt de pompage et la surface de la fracture varie presque linéairement avec le temps. L'équation pour $\alpha=0.5$ traduit des pertes de fluides élevées, toutefois la surface de la fracture varie en fonction de la racine carrée du temps après l'arrêt de l'injection(Nolte K.G et Economides, M.J).

Les calculs de base la fonction-G sont menées avec les équations ci-après. L'une des variables clés identifiés par Nolte est la différence entre une efficacité élevée (limite supérieure) et une faible efficacité (limite inférieure). Cependant on remarque de faible impact qu'ont ces deux dernières situations sur la forme qualitative des courbes.

$$g(\Delta t_D) = \frac{4}{\pi} [g(\Delta t_D) - g_0] \quad (5.9)$$

$$g(\Delta t_D) = \frac{4}{3} [(1 + \Delta t_D)^{1.5} - \Delta t_D^{1.5}] \quad \text{pour } \alpha = 1 \quad (5.10)$$

$$g(\Delta t_D) = [(1 + \Delta t_D) \sin^{-1}(1 + \Delta t_D)^{1-0.55}] \Delta t_D^{1.5} \quad \text{pour } \alpha = 1 \quad (5.11)$$

$$\Delta t_D = (1 - t_p)/t_p \quad (5.12)$$

Hypothèses liées à la fonction-G

-Hauteur constante de la fracture.

-Débit de pompage constant.

--Fonction du temps et non du volume.

-L'extension de la fracture s'estompe lorsque le pompage s'arrête.

La pression en fonction de la fonction-G

-Cas d'une efficacité élevée ($\eta > 0.2$)

$$g(\delta) = \frac{16}{3\pi} [(1 + \delta)^{1.5} - \delta^{1.5} - 1] \quad (5.13)$$

-Cas d'une faible efficacité ($\eta < 0.2$)

$$g(\delta) = \frac{4}{\pi} [(1 + \delta) \sin^{-1}(1 + \delta)^{-\frac{1}{2}} + \delta^{\frac{1}{2}} - \frac{\pi}{2}] \quad (5.14)$$

Grace à cette méthode on peut déterminer de manière très précise les valeurs de l'efficacité et du coefficient de filtration.

$$F. E. = \frac{\text{volume du fluide dans la fracture (à } T=t)}{\text{volume du fluide pompé (à } T=t)} = \frac{G_c}{2+G_c} \quad (5.15)$$

$$C_L = \frac{m\beta_s}{r_p \sqrt{t_{inj} \cdot E'}} \cdot X \quad (5.16)$$

Où : β_s Facteur géométrique

$$\beta_s = \begin{cases} (2n'+2)/(2n'+3+a) \dots\dots\dots \text{PKN} \\ 0.9 \dots\dots\dots \text{KGD} \\ 3\pi^2 / 32 = 0.92 \dots\dots\dots \text{Radial} \end{cases}$$

X : dépend du modèle 2D considéré

$$X = \begin{cases} h_f \dots\dots\dots \text{PKN} \\ 2x_f \dots\dots\dots \text{KGD} \\ 32R_f/3\pi^2 \dots\dots\dots \text{Radial} \end{cases}$$

Caractéristique géométrique de la fracture

Grace à cette méthode on peut aussi déterminer les caractéristiques géométriques de la fracture ;

La surface :

$$A = \frac{(1-\eta)V_{inj}}{2g(\Delta t_D=0)(C_L r_p \sqrt{t_{inj}}} \tag{5.17}$$

Remarque : Pour $\alpha=1$ et $\alpha=0.5$ $g(\Delta t_D = 0)$ équivaux respectivement à $4/3$ et $\pi/2$.

$$A = \begin{cases} 2x_f h_f & \dots\dots\dots \text{PKN} \\ 2x_f h_f & \dots\dots\dots \text{KGD} \\ \pi R_f^2 & \dots\dots\dots \text{Radial} \end{cases}$$

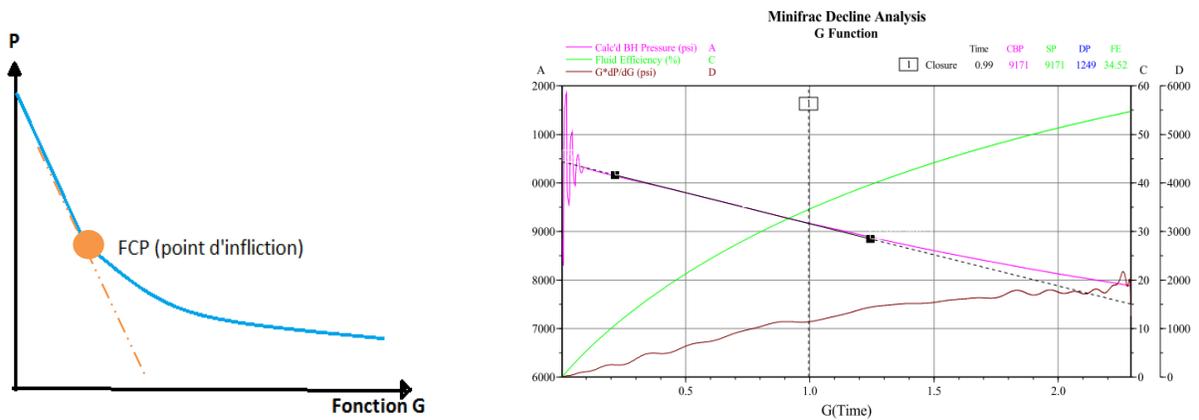


Figure.5.9 : Méthode fonction G détermination de la FCP

5.6. Les différentes pressions employées rencontrées en Data Frac

5.6.1. Pression d'initiation de la fracture (break down pressure)

Cette pression est souvent notée (P_{bd}) break down pressure. C'est la pression laquelle la matrice rocheuse d'une formation donnée se casse et rompt.

5.6.2. Pression mesurée au fond du puits (BHTP)

La pression de fond est mesurée dans deux conditions statique et dynamique.

$$BHTP_{dynamique} = P_{tête} + P_{hyd} - P_{tube} - P_{perf} - P_{NWF} \quad (5.18)$$

$$BHTP_{statique} = P_{tête} + P_{hyd} \quad (5.19)$$

5.6.3. Chute de pression Instantanée de fermeture (Instant Shut-In Pressure, ISIP)

L'ISIP (la chute de pression instantanée de fermeture) est enregistrée instantanément à l'arrêt des pompes, l'intérêt de cette mesure est qu'à ce moment toutes les frictions sont nulles cette valeur nous donne donc la BHTP_{statique} (pression de fond mesurée l'état statique). Elle permet par des soustractions d'obtenir les pertes de charges (Nolte K.G et Economides, M.J).

5.6.4 La pression nette (Net Pressure, P_{net})

La raison de calculer les valeurs des contraintes in situ et d'effectuer les tests de stress, les tests de mini fracture et les tests SRT à débit décroissante consiste à calculer la pression nette dans la fracture. La pression nette est la différence entre la pression mesurée au fond du puits (Bottom Hole Treating Pressure, BHTP) et la contrainte horizontale minimale $\sigma_{h,min}$.

$$P_{net} = BHTP - \sigma_h \quad (5.20)$$

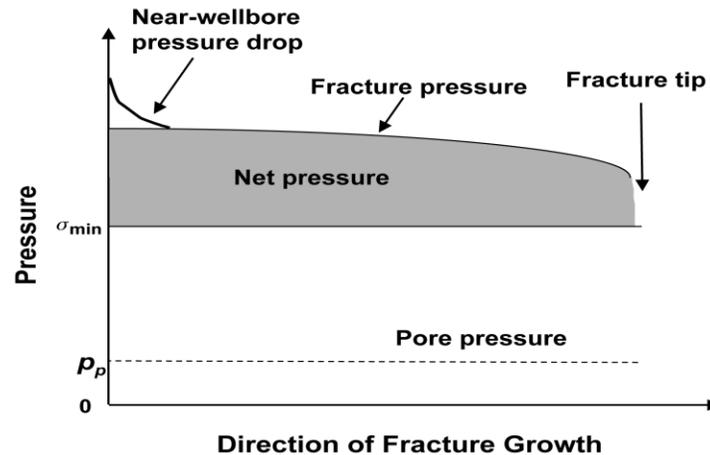


Figure.5.10 : Profil de pression dans la propagation de la fracture

5.6.5 La pression de fermeture de la fracture (FCP)

C'est la pression qui correspond le plus, à la contrainte principale horizontale minimale, c'est une "moyenne" de la valeur de la contrainte agissant perpendiculairement à la surface de fracture. D'un point de vue hydrodynamique la pression de fermeture est définie comme la pression où l'écoulement devient bilinéaire et non plus linéaire (Nolte K.G et Economides, M.J).

5.7 Conclusions

Un programme d'essai Data Frac, avant une opération de fracturation hydraulique est nécessaire pour effectuer le design du traitement principal. Le matching des données du pré-design avec celles obtenues après Data Frac, permet de corriger le modèle et d'approcher encore plus de la réalité C'est une injection de fluide seul (sans Proppant) avec principalement un enregistrement de l'évaluation de la pression et du débit durant l'injection et surtout après arrêt de cette injection. A ses débuts dans les années 1940. on se basait sur le modèle lithologique et géologique régional connu sous le nom de (Lithology Based Model. Avec les études géomécanique, géologiques, réservoir, etc.) modernes on obtient de meilleures approximations, malgré ça seul le matching des datas obtenues post Data Frac permettent de fournir un design pertinent Toutefois, sans une analyse empirique et une connaissance approfondie du terrain, on ne peut trancher sur la crédibilité des données obtenues

Références bibliographiques

Chluder H et Frank S. Tsay .(1990). Evaluation Of Fracture Parametres Using Pump-In/Flow-Back Test.90-03 PETSOC Conference paper.

D.K. Poulsen.(1997).A General Theory of Minifrac.SPE 374.

Hyok C. Tan et al.(1990). Field Application of Minifracure Analysis To Improve Fracturing Treatment Design.17463-PA SPE Journal Paper

Nolte K.G et Economides, M.J. (2000). Rservoir stimulation, third edition, chapitre 9 :Fracturing evaluation using pressure diagnostics. Wiley.

Nolte K.G.et Economides,M.J.(1989).reservoir stimulation, second edition,chapitre 7 :Fracturing Diagnosis Using Pressure. Prentice Hall,Englewood Cliffs.

Nolte K.G (1986).A General Analysis of Fracturing Pressure Decline With Application.12941-PA SPE Journal Paper-1986.

Plahn.S.V et Nolte K.G. (1995).A Quantitative Investigation of the Fracture Pump-In/Flowback Test. paper SPE 30504.

Chapitre 5

Les Essais DataFrac

Liste des figures

Figure 5.1 : Diagramme récapitulatif des tests Data FRAC.

Figure 5.2 : Step up rate test.

Figure 5.3 : Step down rate test.

Figure 5.4 : Ensemble de l'opération Minifrac.

Figure 5.5 : Evolution idéale de la pression pour les différents modèles. Analyse Nolte Smith.

Figure 5.6 : Méthode de lecture de la pression de fermeture instantanée.

Figure 5.7 : première dérivative de la courbe de déclin de pression.

Figure 5.8 : FCP méthode square root pression vs racine carrée du temps.

Figure 5.9 : Méthode fonction G détermination de la FCP.

Figure 5.10 : Profil de pression dans la propagation de la fracture.

Liste des tableaux

Tableau 5.1 : Interprétations des différents

Chapitre

6

**Design de fracturation
unifié U.F.D.**

6.1. Introduction

Unified Fracture Design (UFD) est une méthode d'optimisation de la conception des traitements par fracturation hydraulique pour maximiser la performance des puits. De nombreuses applications réussites de l'UFD ont été démontrées pour les réservoirs à faible perméabilité (réservoirs tight gas).

La quantité importante piéger dans les formations de faible perméabilité nous encourage de trouver le meilleur design pour exploiter ces ressources. Ce chapitre explique le développant d'une méthodologie de conception grâce à l'extension de l'UFD qui traite deux éléments importants :

- des réservoirs de très faible perméabilité (jusqu'aux nanodarcies).
- des fractures avec des zones de drainage fortement étendue, nécessaires à cause de la perméabilité du réservoir extrêmement faible.

Des fonctions explicites simples sont développées qui peuvent être utilisées pour un calcul efficace des dimensions optimales de la fracture et l'indice de productivité pour les grandes valeurs du nombre des agents de soutènement et une zone de drainage très étendue autour de chaque fracture.

Indice de productivité adimensionnel

La relation linéaire entre le débit et la différence de pression est écrit comme suit :

$$q = J\Delta P \quad (6.1)$$

Où J s'appelle l'indice de productivité (PI).

Pendant la durée de vie d'un puits, il est soumis à plusieurs changements dans les conditions d'écoulement, les deux paramètres les plus importantes pour modéliser l'écoulement sont le débit de production

$$q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\alpha_1 B \mu} q_D \quad (6.2)$$

La chute de pression (drawdown pressure)

$$\Delta P = \frac{\alpha_1 B q \mu}{2\pi k h} P_D \quad (6.3)$$

Tableau.6.1 : Drawdown dans les différents types d'écoulements

Flow Regime	Δp	$p_D (\approx 1/q_D)$
Transient (infinite acting reservoir)	$p_i - p_{wf}$	$p_D = -\frac{1}{2} Ei\left(-\frac{1}{4t_D}\right)$, where $t_D = \frac{kt}{\phi \mu c_t r_w^2}$
Steady state	$p_e - p_{wf}$	$p_D = \ln(r_e/r_w)$
Pseudo-steady state	$\bar{p} - p_{wf}$	$p_D = \ln(0.472r_e/r_w)$

En raison de la nature radiale de l'écoulement, la partie majeure de la chute de pression se produit au voisinage du puits, et tout dommage dans cette région augmente considérablement la perte de pression.

L'impact des dommages près du puits représenté par le facteur skin s , ajouté à la pression sans dimension dans l'expression de l'IP:

$$J = \frac{2\pi h k}{B\mu(P_D + s)} \quad (6.4)$$

Ozkan a suggéré que dans le régime d'écoulement pseudo-permanent de l'état stationnaire à n'importe quel point du réservoir (x, y) provoqué par un puits situé à (x_w, y_w) peut être donné en fonction d'une fonction d'influence alpha.

$$\bar{P} - P(x, y) = \frac{\alpha_1 B q \mu}{2\pi k h} (a[x_D, y_D, x_{wD}, y_{wD}, x_{eD}, y_{eD}] + S) \quad (6.5)$$

L'indice de productivité adimensionnel est défini comme

$$J = \frac{q}{\bar{P} - P_{wf}} = \frac{2\pi k h}{\alpha_1 B \mu} J_D \quad (6.6)$$

$$J_D = \frac{1}{a[x_D, y_D, x_{wD}, y_{wD}, x_{eD}, y_{eD}] + S} \quad (6.7)$$

Pour un puits situé au centre d'une zone de drainage circulaire, l'indice de productivité adimensionnel dans l'écoulement pseudo-permanent est écrit comme suite :

$$J_D = \frac{1}{\ln\left(\frac{0.472r_e}{r_w}\right) + S_f} \quad (6.8)$$

Dans le cas d'un puits à gaz le débit de gaz est exprimé en fonction de J_D comme

$$q_g = \frac{kh(P_R^2 - P_{wf}^2)}{1424\mu_g ZT} J_D \quad (6.9)$$

6.2. La conductivité de la fracture adimensionnelle

Nous considérons une fracture verticale complètement pénétrante dans une couche productrice d'épaisseur h , comme le montre la figure 6.1.

Notez qu'en réalité, la zone de drainage n'est ni circulaire ni rectangulaire, mais pour la plupart des formes de drainage, ces géométries sont des approximations raisonnables. L'utilisation de "re" ou "xe" n'est qu'une question de commodité. La relation entre la zone de drainage A , le rayon de drainage et la longueur du côté de drainage, x_e , est donnée par

$$A = r_e^2 \pi = x_e^2 \quad (6.10)$$

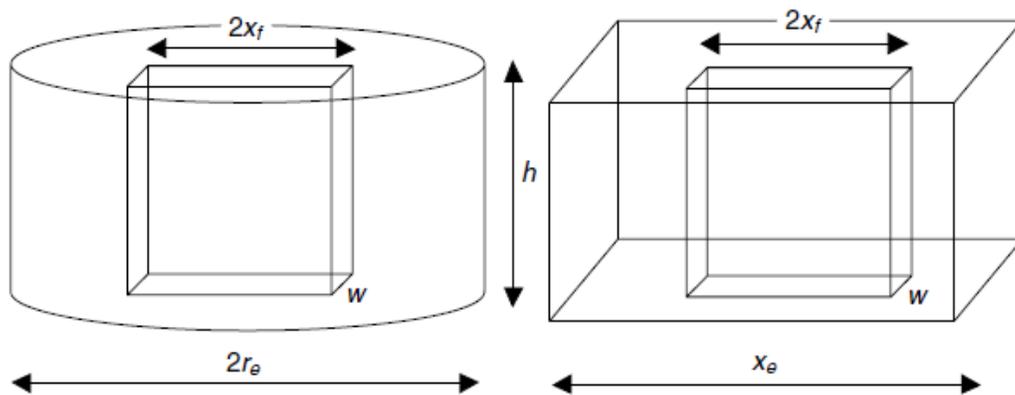


Figure.6.1 : Notation pour les performances des fractures

En définit le coefficient de pénétration I_x par

$$I_x = \frac{2x_f}{x_e} \quad (6.11)$$

Et la conductivité adimensionnel par

$$C_{fD} = \frac{k_f w}{k x_f} \quad (6.12)$$

Le terme «conductivité de fracture adimensionnel optimale» signifie que pour une masse de Proppant à injecter dans un puits avec un drain assigné dans un réservoir de perméabilité donnée, il existe une conductivité de fracture adimensionnelle spécifique à laquelle l'indice de productivité adimensionnel (J_D) est maximal.

6.3. Nombre de Proppant (N_p)

La formulation d'un problème d'optimisation consiste à exprimer la pénétration et la conductivité de la fracture adimensionnelle (par largeur) en fonction du volume soutenu.

Une fois que les propriétés du réservoir, des agents de soutènement et la quantité de ces derniers sont fixées, il faut savoir que la largeur et la longueur contribue au volume du Proppant. Ce dernier impose une contrainte sur les deux nombres adimensionnels. Cette contrainte est gérée facilement en introduisant le nombre de Proppant adimensionnel.

$$N_{prop} = I_x^2 C_{fD} \quad (6.13)$$

En Multipliant le numérateur et le dénominateur par h on obtient :

$$N_{prop} = \frac{4k_f x_f}{k x_e^2} = \frac{4k_f x_f h}{k x_e^2 h} = \frac{2k_f V_{prop}}{k V_{res}} \quad (6.14)$$

V_{prop} peut être calculé comme suit:

$$V_{prop} = \frac{M}{(1-\varphi_p)\rho_p} \quad (6.15)$$

Sous l'hypothèse d'un régime d'écoulement pseudo-permanent, Valkó et Economides ont présenté un schéma d'optimisation physique. Ils ont défini des corrélations exprimant l'indice de

productivité adimensionnel maximum réalisable et la conductivité de fracture adimensionnelle en fonctions du nombre de Proppants. Ceux-ci ont montré que pour une valeur donnée de N_{prop} , l'IP maximum est obtenu à une valeur de conductivité adimensionnelle bien définie.

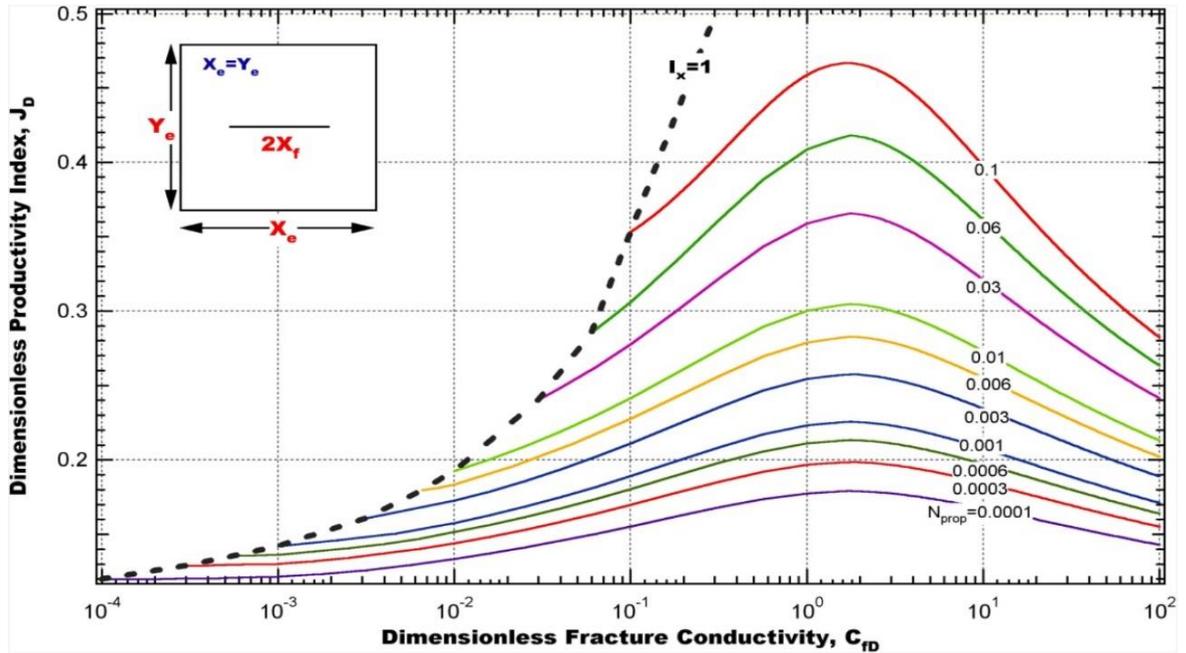


Figure.6.2 : IP adimensionnel en fonction C_{fD} avec $N_{prop} < 0.1$

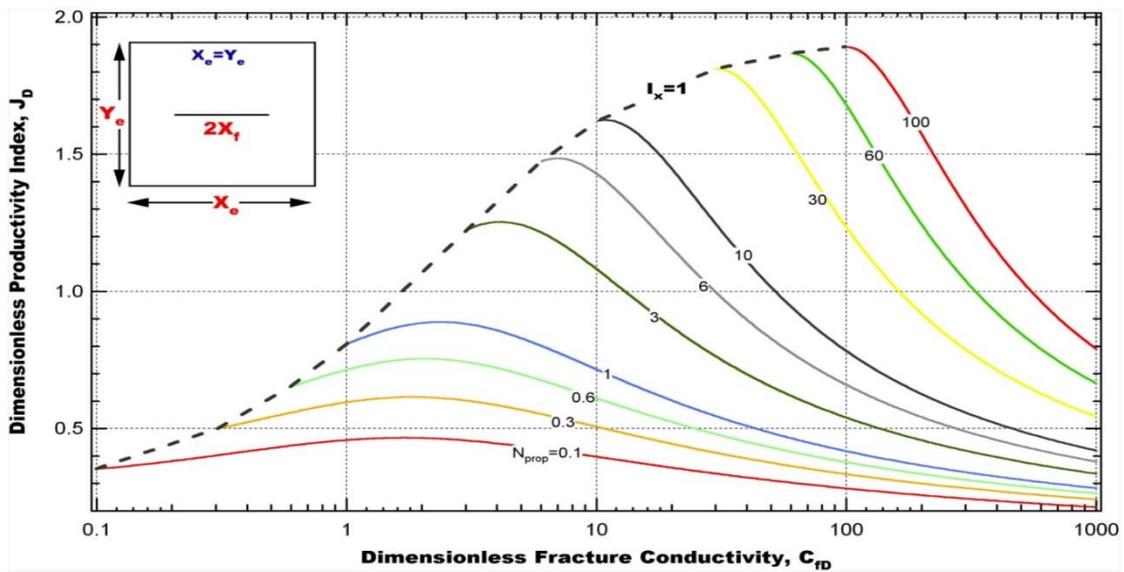


Figure.6.3 : IP adimensionnel en fonction C_{fD} avec $N_{prop} > 0.1$

6.4. La géométrie de la fracture optimale

Après avoir déterminé la conductivité adimensionnelle optimale en combinant les deux équations (6.13) et (6.14) on peut alors calculer les géométries x_f et w .

La longueur de fracture et la largeur de fracture sont calculées à partir de C_{fd} .

La demi-longueur de la fracture peut être calculée en utilisant l'équation:

$$x_{f,opt} = \sqrt{\frac{V_f k_f}{C_{fD,opt} k h}} \quad (6.16)$$

De même, la largeur optimale peut être calculée comme suit:

$$w_{opt} = \sqrt{\frac{C_{fD,opt} k V_f}{k_f h}} \quad (6.17)$$

Avec $V_f = \frac{V_p}{2}$

$$S_f = \frac{1}{J_{Dmax}} - \ln 0.472 \left(\frac{r_e}{r_w} \right) \quad (6.18)$$

$$FOI = \frac{J_{Dmax}}{J_{D,preferac}} \quad (6.19)$$

L'organigramme ci-dessous résume la démarche de calcul à suivre.

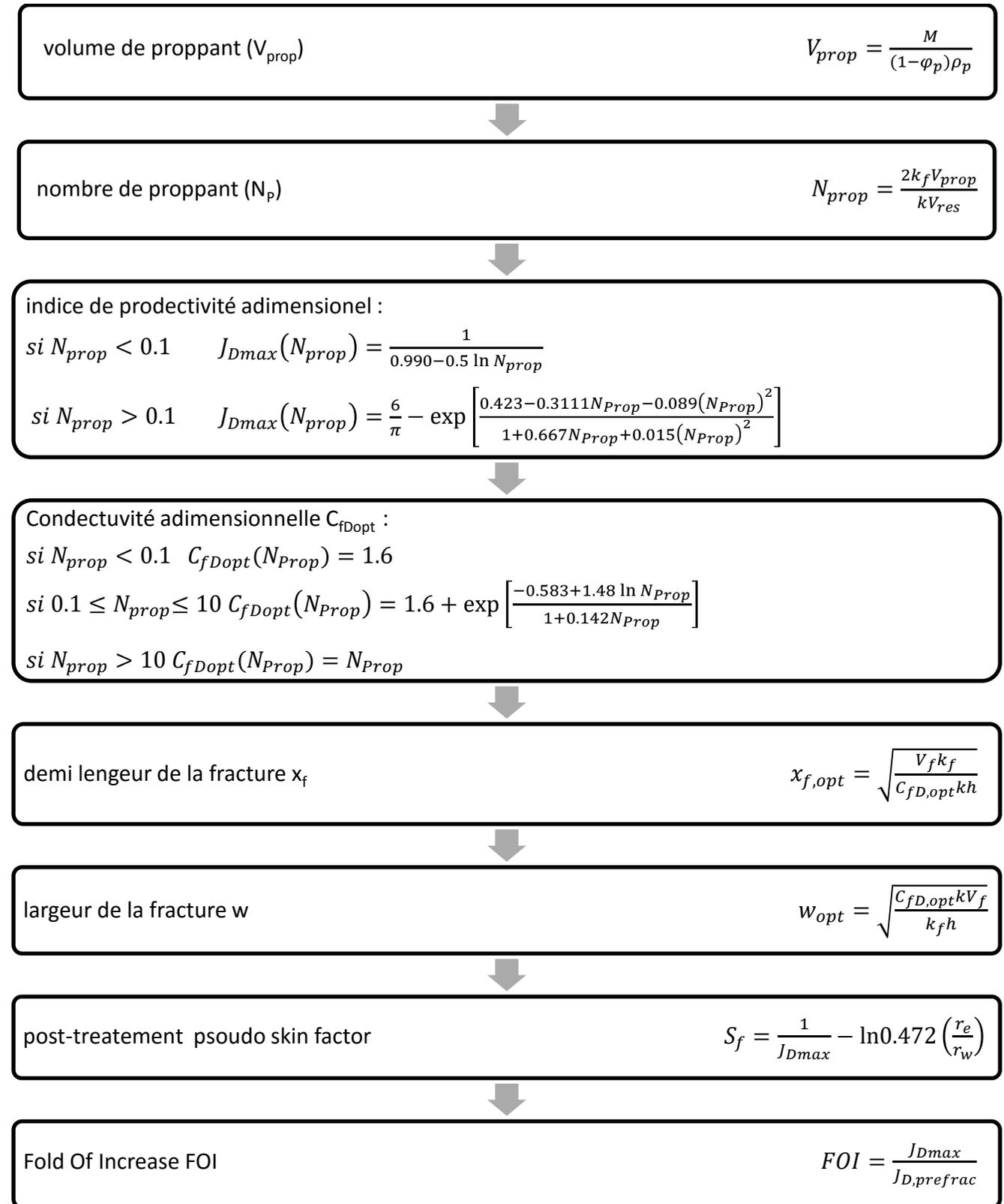


Figure.6.4 : Détermination des dimensions et post skin factor et FOI

6.5. Design de traitement

La partie la plus importante de la fracturation hydraulique est la conception du traitement des fractures. Une fois que la géométrie de fracture optimale est déterminée, la prochaine étape importante est la détermination du traitement qui produira la géométrie de fracture souhaitée. La conception du traitement comprend le volume de fluide à injecter, le temps de pompage, le programme d'ajout de Proppant et le volume de Pad (fluide sans Proppant) qui doit être injecté dans la formation.

En connaissant la longueur ciblée, la hauteur de la fracture, la largeur cible, la rhéologie des fluides pompés, le débit de pompage de l'équipement utilisé, le Leakoff et le coefficient de perte du fluide, le traitement de fracture peut être conçu. La conception du traitement par fracture implique la détermination du temps de pompage, le volume de fluide injecté, l'efficacité du fluide et le programme d'ajout du Proppant. Le temps de pompage, le volume de fluide injecté et l'efficacité du fluide de pompé sont calculés en utilisant différentes équations données dans la figure (6.5)

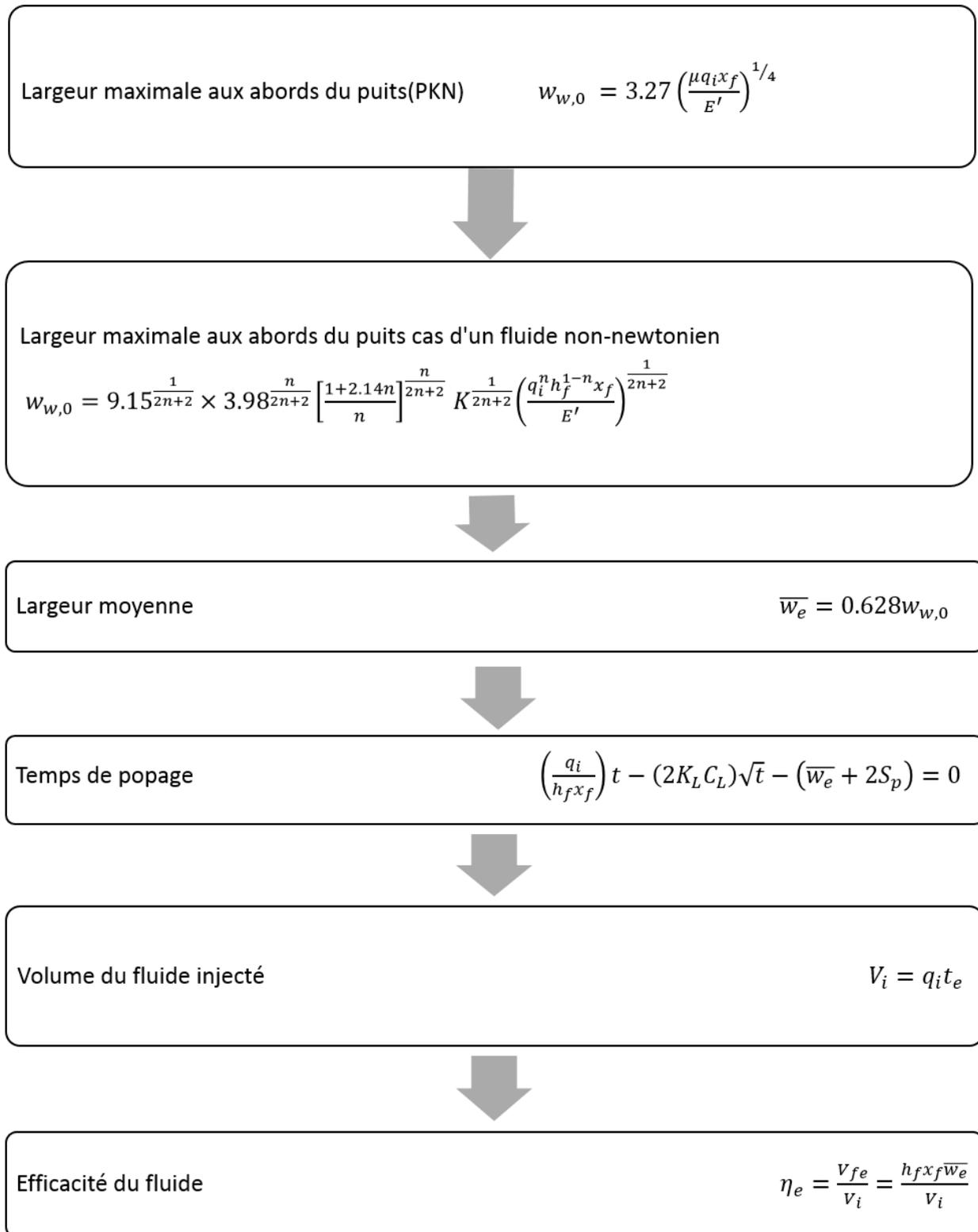


Figure.6.5 : Estimation du temps de pompage, V_i et l'efficacité du fluide

6.6. Programme d'ajout de Proppant (Proppant Schedule)

Après avoir déterminé le temps de pompage total et le volume de fluide à injecter, il faut encore un programme d'ajout de Proppant par étapes qui fournira la géométrie de fracture requise. Au début du travail, le fluide est injecté sans Proppant (pad), soit environ 30 à 60% du fluide pompé. Ce pad génère une longueur et une largeur suffisantes pour permettre le placement du Proppant. Un volume de Pad trop important ou trop petit pourrait entraîner un pontage prématuré du Proppant.

Une fois que le volume de Pad spécifié est injecté, la concentration de Proppant augmente graduellement jusqu'à ce qu'une concentration maximale soit atteinte à la fin du pompage. Étant donné que la plupart des fluides injectés sont présents près du bout de la fracture, il existe cependant une perte de fluide le long de la face de la fracture, ce qui entraîne la déshydratation des étages chargés par les agents de soudainement. La concentration de Proppant est montée étape par étape à mesure que le traitement progresse. Les étapes ultérieures sont pompées à des concentrations plus élevées car elles subissent moins de fuite de fluide en raison d'un temps d'exposition plus court et de débits de fuite réduits.

Par conséquent, lorsque le Pad est épuisé juste au moment où le pompage se termine, le premier étage de Proppant s'est terminé et une concentration finale souhaitée est atteinte. La deuxième étape de propension a subi moins de déshydratation que la première mais a concentré à la même valeur et si elle est correctement réalisée, toute la fracture est remplie d'une concentration uniforme de Proppant à la fin du pompage.

La technique de conception pour établir le programme de Proppant consiste à utiliser le bilan matière et une forme fonctionnelle prescrite comme la loi de puissance de Nolte.

Le programme de Proppant préposé par Nolte découle des exigences suivantes:

- La longueur totale créée devrait être soutenue
- À la fin du pompage, la répartition du Proppant dans la fracture devrait être uniforme
- Le programme d'ajout devrait être sous la forme d'une loi de puissance retardée avec l'exposant e et la fraction de tampon étant égale.

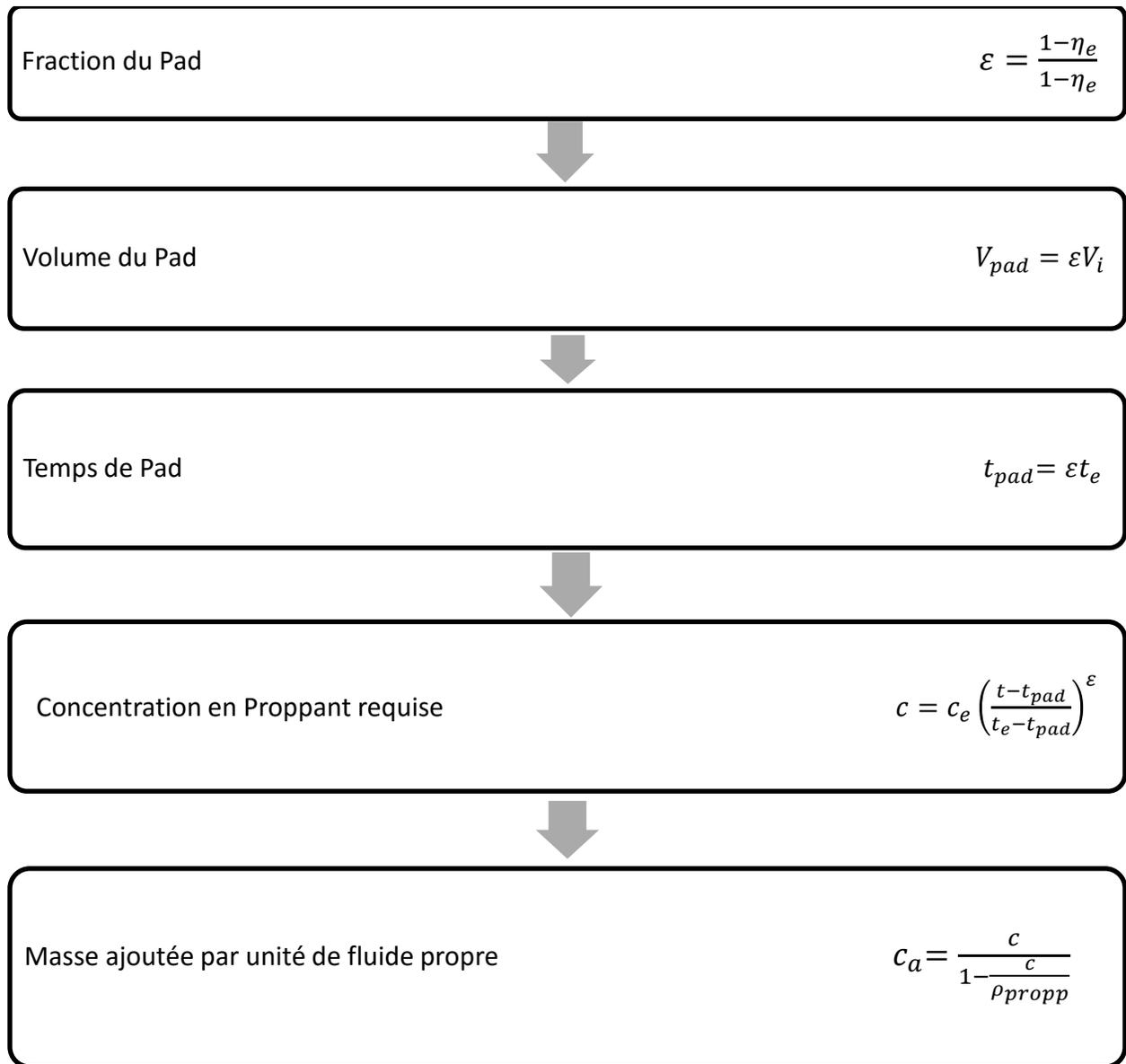


Figure.6.6 : Programme d'ajout de Proppant (proppant schedule)

6.7. Analyse économique

L'aspect économique le plus important dans l'analyse économique de la fracturation hydraulique est de déterminer si le flux de revenus généré à la valeur actuelle respective de la production accrue équilibrera le coût du traitement. De nombreux facteurs, y compris le coût du traitement, les réserves supplémentaires qui peuvent être produites dans le réservoir et le plus important, les limites économiques doivent être prises en considération.

Dans UFD, le traitement de conception conduit à la maximisation de la productivité du puits en optimisant des paramètres tels que l'indice de productivité sans dimension (J_D). Une autre approche importante est la maximisation des revenus selon un critère économique qui est la VAN. D'un point de vue économique, le principal avantage de l'accélération des débits comprend une augmentation de la valeur actualisée du revenu accéléré et de la réduction potentielle du temps requis pour qu'un puits atteigne son taux d'abandon. Cela peut entraîner un coût réduit associé au puits ou au champ, y compris la réduction des coûts d'exploitation, de liftage et autres.

Le coût du traitement de fracturation implique principalement des charges de pompage et de mélange et le coût des matériaux pour les fluides de fracturation, les additifs de fluides et les agents de soutènement. Dans certains cas, les activités associées telles que le coût du transport, les frais de transport et les matériaux tubulaires contribuent de manière significative au coût total du traitement.

6.8. Conclusion

En appliquant le concept d'UFD, le traitement de fracturation hydraulique peut être efficacement optimisé, physiquement et économiquement.

La performance d'un puits fracturé est principalement déterminée par le nombre de Proppant (c'est-à-dire par le volume de Proppant placé dans la zone productrice et par le contraste de perméabilité). Pour chaque nombre de Proppants, il existe un indice de productivité maximum unique qui est établi à la conductivité adimensionnelle de fracture optimale. À son tour, la conductivité adimensionnelle optimale de la fracture détermine la largeur et la longueur uniques offrant une performance optimale.

Références bibliographiques

Balen, R.M., Meng H.Z. and Economides, M.J.(1998). Application of the Net Present Value (NPV) in the optimization of fracture treatment design. SPE Eastern Regional Meeting, Charleston, West Virginia, 1-4 November. SPE-18541-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/18541-MS>.

Demarchos, A.S., Chomatas, A.S. and Economides, M.J.(2004). Pushing the limits in hydraulic fracture design. SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, 18-20 February. SPE-86483-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/86483-MS>.

Economides, M., Oligney, R. and Valkó, P. (2002). *Unified Fracture Design*. Orsa Press.
Economides, M.J., Demarchos, A.S., Mach, et al. 2004. Pushing the limits of hydraulic fracturing

design in Russia. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, 26-29 September. SPE-90357-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/90357-MS>.

Economides, M.J., Oligney, R.E., Valkó, P. October (2002). Applying Unified fracture Design to natural gas wells. *World oil*: 50 –62.

Gidley, J., Holditch, S., Nierode, D. et al. (1990). Recent Advances in Hydraulic Fracturing, *SPE Monograph Series* Vol. **12**.

Marongui-Porcu, M., Economides, M.J. and Holditch, S.A.(2008). Economic and Physical optimization of hydraulic fracturing. SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA, 13-15 February. SPE-111793-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/111793-MS>.

Chapitre 6

Design de fracturation unifiée (U.F.D.)

Liste des figures

Figure 6.1 : Notation pour les performances des fractures.

Figure 6.2 : IP adimensionnel en fonction C_{fD} avec $N_{prop} < 0.1$.

Figure 6.3 : IP adimensionnel en fonction C_{fD} avec $N_{prop} > 0.1$.

Figure 6.4 : Détermination des dimensions et post skin factor et FOI.

Figure 6.5 : Estimation du temps de pompage, V_i et l'efficacité du fluide.

Figure 6.6 : Programme d'ajout de Proppant (Proppant Schedule).

Liste des tableaux

Tableau 6.1 : Drawdown dans les différents types d'écoulements.

Chapitre

7

**Etude de cas : Design et
évaluation de la
fracturation du puits TM-
303**

7.1. Généralités sur le puits

7.1.1. Situation du puits dans le réservoir

Le puits Tamadanet-303 (TM-303) s'inscrit dans le cadre du développement des réservoirs cambro-ordoviciens de la structure de Tamadanet. Cette dernière fait partie des dix-sept (17) gisements du projet Tinrhert.

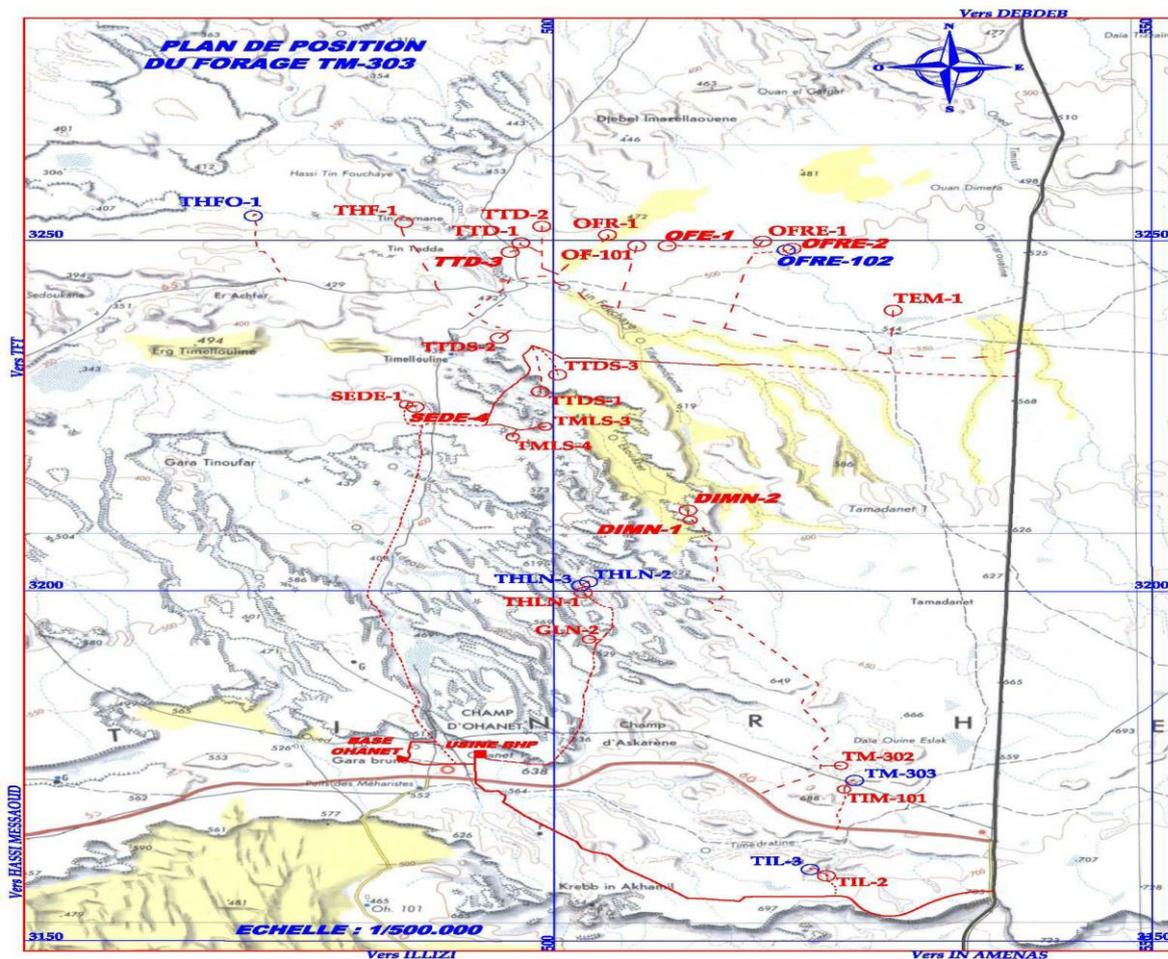


Figure 7.1 : Carte géographique indique le puits TM-303.

7.1.2. Coordonnées géographiques :

Le puits TM-303 est situé sur un terrain plat, à 2.5 km au Sud du puits TM-302 et à 1.1 km au Nord du puits TM-101. Les coordonnées du puits sont les suivantes:

$$X = 9^{\circ} 16' 12.75078''$$

$$Y = 28^{\circ} 40' 45.98745''$$

7.1.3. Etat du puits

Forage du puits

Le forage TM3.3 a débuté le 02/03/2013 et a atteint la profondeur finale de 3380m dans L'Ordovicien le 10/05/2013.

Tubage

Tableau 7.1 : tubage des phases TM-303

	Phase I	Phase II	Phase III	Phase IV	Phase V
Forage	26''	16''	12''1/4	8''1/2	6''
Profondeur	13 à 286m	1033m	2345m	3043m	3380m
Tubage	18''5/8	13''3/8	9''5/8	7''	4''1/2 liner
Cote sabot	284m	1031m	2345m	3042m	3379
Caract. Tub	68# N-80 BTC	68 (kg/m)# N-80 BTC	69.94 (kg/m)# P110 BTC	29# P110 N.VAm	13.5# P110 TEN.ER
Nbre joints	24	89	200	254	52

Afin de connaître le potentiel de l'unité IV du réservoir ordovicien, et suite aux résultats de l'interprétation des diagraphies et de l'imagerie, nous avons retenu le puits Tamadanet-303 (TM-303) pour être candidat à la fracturation hydraulique.

7.1.4. Données géologique du réservoir

Le principal réservoir est représenté par les unités IV-3 et IV-2. Il s'agit de la partie sommitale du réservoir ordovicien, composée par un ensemble argilo-gréseux, formé par des grès fins, gris clair à ciment siliceux, alternant avec des argiles noires micacées.

Les débits du gaz (12 596 m³/h et 5 883 m³/h) ont été mis en évidence respectivement dans les unités IV-3 et III-3 du réservoir ordovicien et dans le puits de délimitation TM-301, et la production (4500 m³/h et 7000 m³/h) a été obtenue dans les unités IV-3/IV-2 des puits d'exploration TM-103 et ceux d'appréciation TM-302.

La pression de gisement est de 288 kg/cm².

7.1.5. Coupe et description lithologique

Coupe lithologique

PREVISIONS GEOLOGIQUES						
AGE	PROF /NM	PROF	EPAIS	ETAGE	STRAT	LITHOLOGIE
CRETACE		50		Turonien		Argiles, dolomies et calcaire
		81		argiles a gypes		Gypes et Argiles
		181		Serie in akamil		Argiles, gypse et dolomie
		287		Taouratine		Sable et Argile
JUR		517		Zarzaïtine Sup		sable beige moyen a grossier carbonaté calcaire dolomitique
		729		Zarzaïtine Moy		
		862		Zarzaïtine Inf		
CARBONIFERE		1007		Tiguentourine		Argiles sableuse parfois dolomitique
		1089		Westphalien F		Calcaire, dolomie argileuse, argile
				Westphalien-Namurien E		Calcaire, dolomie argileuse, argile
		1477		Namurien D		Argile dolomitique, grès, calcaire
		1665		Viséen C		Argile, grès fin, calcaire, pyrite, fossile
		1883		Viséen B		Argile, grès fin, calcaire, pyrite
		2188		Tournaisien A		Argile, grès fin, fossile, dolomite, Pyrite
DEVONIEN		2362		Réservoir F2		Grès fin, argile silteuse.
				Argile		Argile foncée, grès fin, calcaire, pyrite
				Réservoir F3		Grès fin à grossier, argile, fissures
				ARGILE		Argile foncée, silteuse et micacée
		2584		Réservoir F4		
		2631		ARGILE		
		2632		Unit C3		Grès très fin et argiles indurée
				Unit C2		Grès fin à moyen et argile silteuse
				Unit C1		Grès fin avec fissure, argile sableuse
				Unit B2		
SILURIEN				Unit B1		Grès et argile sableuse indurée
				Unit A		Grès blanchâtre, argile silteuse
				Unit M2		Grès a bitume, argile foncée, pyrite
				Unit M1		Grès clair, argile feuilletée, pyrite
		2821		Silurien Argileux		Argile noire charbonneuse, grés- silteuse
	Cambro-Ordovicien		3056		Unité IV-3	
				Unité III		Grès gris - blanc passées d'argiles à tigillites
				Unité II		Grès gris - blanc moyen à grossier
Socle		3361		Socle		Roches métamorphiques vertes

Profondeur Finale (TD) @ 3380m

Figure 7.2 : coupe lithologique du puits TM-303

Description lithologique

Tableau 7.2 : description lithologique du puits TM-303(rapport fin de sondage TM-303)

Ere	Etage	Formation	Description	Epais Ep	
MESOZOIQUE	CRETACE	Turonien	Dolomie beige à blanc beige et Présence des argiles foncées, pâteuse calcaire dolomitique, jaunâtres a beiges, parfois brun rouge et argiles vert clair gréseuses et gypsifères, localement marneuses.	127	
		Série argile & gypse		100	
		Serie d'In Akamil		88	
		Taouratine sup et moy		317	
		Taouratine inf		105	
	Jurassique	Zarzaitine sup+moy	Argile bariolée prédominance brun rouge, tendre à pâteuse, silteuse parfois sableuse, de sable passant localement à des Grés, avec des passées d'argile brun foncée, gris verdâtre, pâteuse avec des intercalations de dolomie et de sable à grain de quartz.	132	
Trias	Zarzaitine inf	constituée de sable passant localement à des Grés, avec des passées d'argile brun foncée, gris verdâtre, pâteuse	162		
PALEOZOIQUE	CARBONIFERE	Tiguentourine		constitué d'argiles rouges, silteuses à sableuses, légèrement carbonatées passant à des marnes vertes. calcaires marneux, intercalés par des marnes rouges, argiles micacées avec des niveaux de Grés, intercalées par des petites dalles de calcaire gréseux, à calcaire dolomitique.	63
		Namurien - Westphalien	Westphalien –F		153
			Westphalien- Namurien-E		233
			Namurien-D		163.5
		Viséen	Viséen –C		245
			Viséen -B		238.5
			Tournaisien – A		243
	DEVONIEN	Réservoir F2		Argileux-grisieux constituée par des argiles noires finement micacées, schisteuses, pyriteuses, avec de fins passées de calcaire	39
		Série Argileuse			116
		Mur Pic Radioactif			88
		Réservoir F3			5
		Argile intermédiaire			32
		Réservoir F6	C		
			B		
			A		
	M2		58		
	M1		70		
	SILURI EN	Silurien Argileux		Argiles gris-foncéindurée, silito- gréseuse avec quelque intercalation de calcaire gris blanc dans sa partie médiane.	225
	ORDOVICIE N	Unité IV-4		La série est essentiellement gréseuse, constitués pas des degrés de gris sombre à gris claire et de gris blanc à blanc. fin à grossier siliceux à silico- quartzitique. Compact, dur, devenant par fois moyens homogène. Fine passées régulière d'argile gris à gris noire	205
		Unité IV-3			
		Unité IV-2			
		Unité IV-1			
Unité-III-3		87			
Unité-III-1					
CAMB RIEN	Unité II		23		
INFRACAMB RIEN	Socle				
	TD		3380		

7.1.6. Complétion

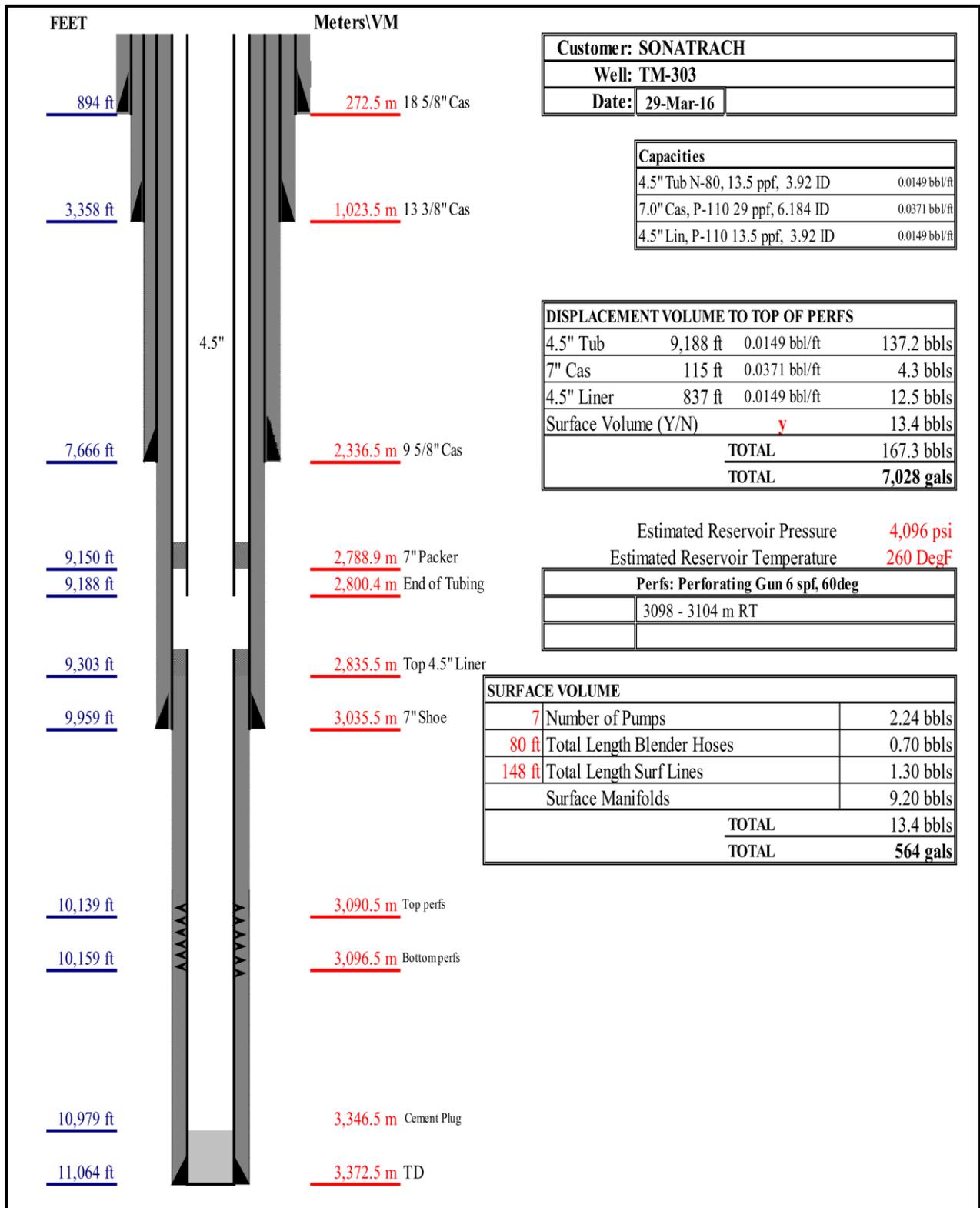


Figure 7.3 : fiche complétion du puits TM-303. (Hydraulic Fracturing Treatment TM-303

Ordovician IV-2 May 12th-13th, 2016).

7.1.7. Fiche technique

Tableau 7.3 : Fiche technique du puits TM-303. (Preliminary Designs)

Date de fin de forage	10 May 2013
Profondeur finale (m)	3380
TOC (m)	3354
Déviation	Vertical
Sabot Casing 7" (m)	3043
Poids de Casing / Grade	Casing 7" NV 29 #/ft L-80 Internal Yield: 8160 psi Collapse Resistance: 7030 psi
Tubing	4" ½ 12.6 #/ft N80 2570.81m Internal Yield: 8430 psi Collapse Resistance: 7500 psi
Liner cimenté	4.5" New VAM 13.5 #/ft P110
Type de perforation	6 spf - 60° phasing (TBC)
Les intervalles proposés Pour la perforation	IV-3 3059-3076 (7m) IV-2 3090 - 3106 (16m)

7.2. Le choix du puits candidat

7.2.1. Les données de réservoir

Le puits TAMADANET-303 (TM-303) a été choisi parmi les puits susceptibles à être candidat à la fracturation en vue des propriétés suivantes :

Tableau 7.4 : Données de réservoir et le fluide.

Paramètres	Valeurs
Epaisseur de réservoir	370 ft
Porosité moyenne	0.9
Saturation en eau	0.39
Pression de couche	4096.32 psi
Température	125 C ⁰
Densité de gaz	0.695
WGR	16

7.2.2. Essais de puits avant la fracturation

Le tableau (7.5) représente les résultats des essais de puits effectués sur le puits TM-303

Tableau 7.5 : résultats des essais du puits.

Paramètres	Résultats
Formation testée	Ordovicien
Intervalle testée	3058-3076 et 3076-3167
Porosité	0.04
Saturation en eau	0.39
La zone productrice	1.37 et 6.71
Tompon d'eau	--
Débit de gaz	12 596 m ³ /h et 5 883 m ³ /h
Débit d'huile	00 m ³ /h
Débit d'eau	00 m/jour
Pression en tête	4945
Perméabilité	1

À partir de l'analyse des tests de puits, il a été dégagé que le puits TM-303 avait une faible perméabilité d'environ 1 md. Pour améliorer la production de ce réservoir, la fracturation hydraulique a été choisie comme la meilleure solution pour la stimulation.

7.2.3. Interprétation des diagraphies du puits TM-303

7.2.3.1. Paramètre pétrophysique

D'après les diagraphies effectuées sur le puits TM-303, les interprétations sont les suivantes :

- Les intervalles proposés pour la fracturation sont IV-3 (3059-3076 m) et IV-2 (3090-3106 m).
- Le Cambro-Ordovicien est constitué d'une alternance argilo-gréseuse.
- Les unités réservoirs candidats à la fracturation sont les unités IV-3 et IV-2.

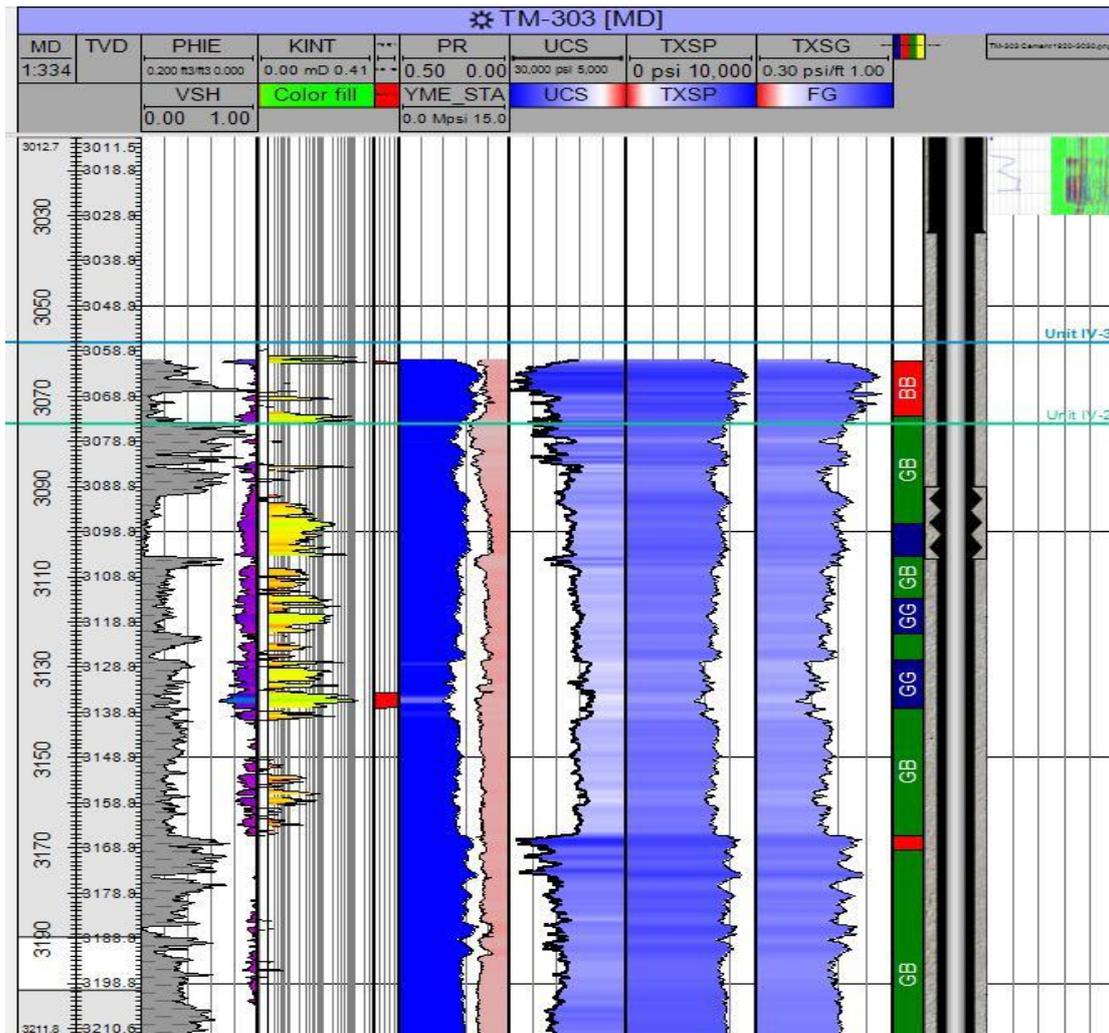


Figure 7.4 : les logs utilisés en pétrophysique.

- Les unités IV-3 et IV-2 supérieure ont montré des propriétés pétrophysique similaires : elles possèdent une porosité faible de l'ordre de 4 % et une perméabilité faible de quelques mD.

Le tableau 6.5 résume les principaux paramètres pétrophysique moyen pour les deux unités IV-3 et IV-2 Upper obtenus à partir des diagraphies du puits TM-303.

Tableau 7.6 : les principaux paramètres pétrophysique pour les deux unités

Zone Name	Top (m)	Bottom(m)	Gross(m)	Net(m)	N/G	Av ϕ	Av S_w	Av V_{sh}
Ordovicien-IV-3	3058.06	3076.04	17.98	1.37	0.076	0.041	0.328	0.159
Ordovicien-IV-2 Upper	3076.04	3167.33	91.29	6.71	0.073	0.036	0.466	0.121

7.2.3.2. Résultats de l'imagerie

Unité IV-2, intervalle 3090-3106m : cet intervalle montre la présence de sept (7) fractures à faible amplitude acoustique et quatre (4) fractures induites par le forage.

Unité IV-3, intervalle 3059-3076 : cet intervalle montre une faible densité de fractures. Une seule fracture à faible amplitude acoustique a été observée à 3076m et onze (11) fractures ont été induites par le forage.

7.2.3.3. Considérations géomécaniques dans le design de la fracturation hydraulique

Une étude géomécanique a été élaborée sur le puits TM-303 afin de déterminer les propriétés mécaniques ainsi que l'état des contraintes, particulièrement la contrainte horizontale mineure, qui servent au design de la fracturation hydraulique. Il a été mis à notre disposition les données suivantes :

- La profondeur mesurée (MD)
- Le gamma ray (GR)
- Le volume d'argile (V_{sh})
- La porosité effective (ϕ_e)
- La densité de la formation (ρ_b)
- Temps de parcours des ondes (Δt_p) et (Δt_s)
- Le caliper

Les résultats des propriétés mécaniques du puits TM-303 à savoir : Le module de Young (E), le coefficient de Poisson (ν), la résistance à la compression simple (UCS), la résistance à la traction (R_t) et l'angle de frottement inverse (Φ) sont représentés dans le tableau suivant :

Tableau 7.7: Tableau représentatif des caractéristiques mécaniques du puits TM-303

	Cote(m)	E(MPSI)	ν	UCS(Kpa)	R_t (Kpa)	ϕ (°)
Unité IV-3	3058.06-3076.4	10-11.5	0.08-0.12	130000-201000	10800-12500	22-44
Unité IV-2 Upper	3076.04-3107.3	7-10.5	0.08-0.16	82000-151000	6800-11111	22-47

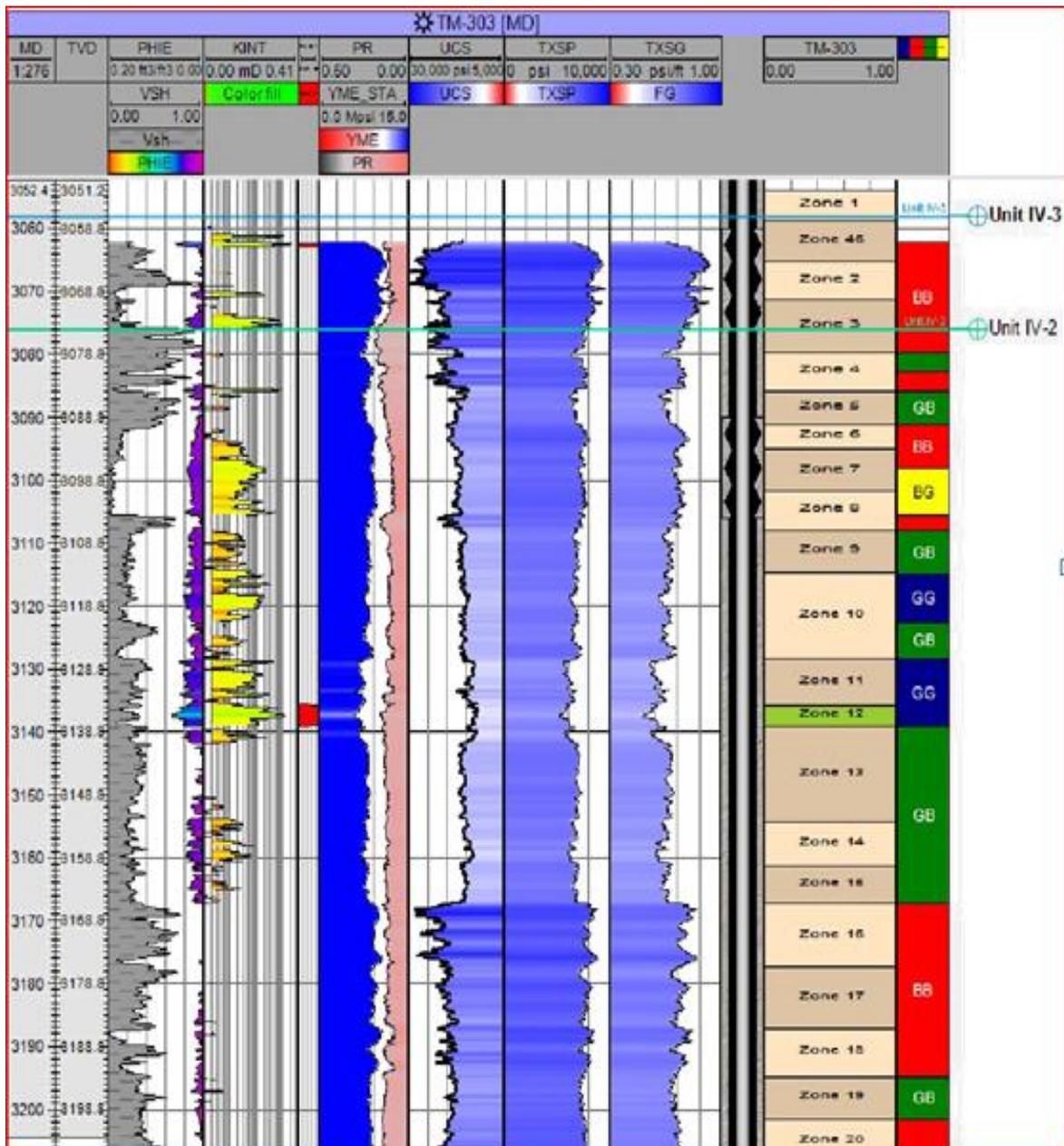


Figure 7.5 : les logs utilisés en géomécanique

Les résultats du calcul de l'état des contraintes à savoir la contrainte verticale σ_v , la contrainte horizontale majeure σ_H et la contrainte horizontale mineure σ_h sont dans le tableau suivant :

Tableau. 7.8 : Tableau représentatif des états de contraintes tout le long du puits TM-303

	Cote (m)	σ_v (PSI)	σ_H (PSI)	σ_h (PSI)
Unité IV-3	3058.06-3076.4	10000	11200-13200	7700-9200
Unité IV-2	3076.04-3107.3	10300	7300-11300	5300-8000
Upper				

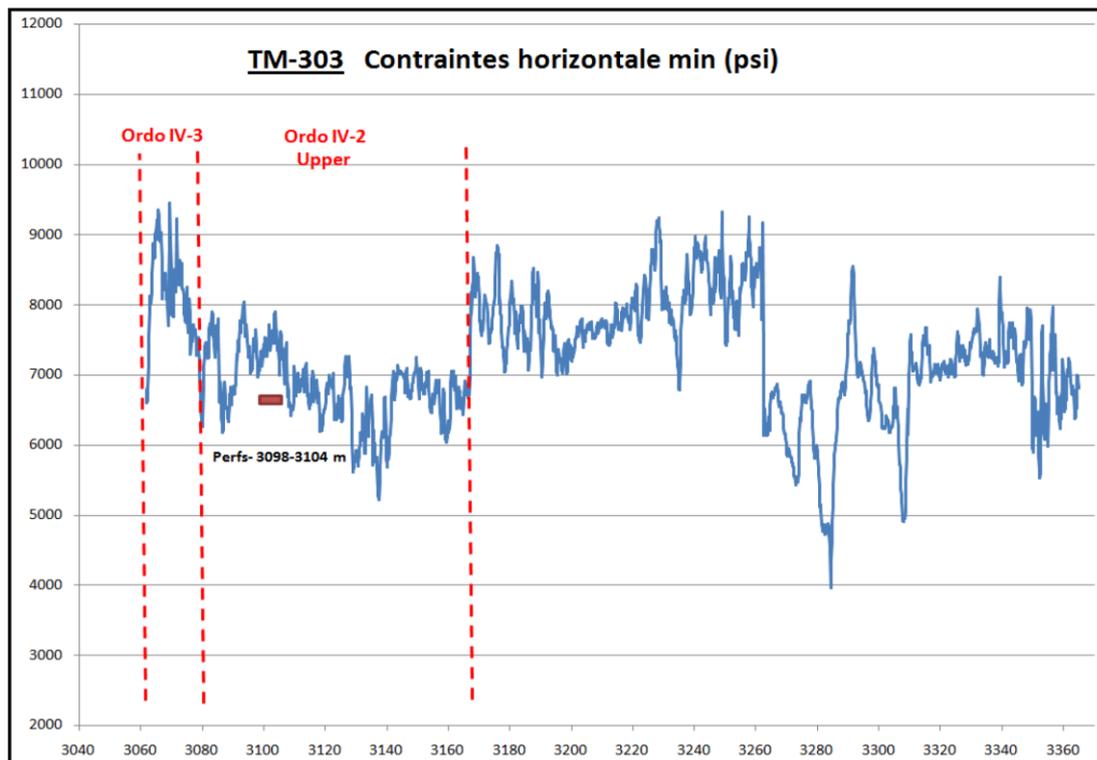


Figure 7.6: Profil de la contrainte horizontale mineure.

7.2.3.4. Intervalle à perforer

L'intervalle à perforer est 3098-3104m de l'unité IV-2 du réservoir Ordovicien.

Il a été décidé de perforer l'intervalle 3098-3104m de l'unité IV-2 du réservoir Ordovicien.

La fracturation hydraulique de l'unité IV-3 reste optionnelle.

L'étude sera revue après l'évaluation de la fracturation de l'unité IV-2.

7.3. Programme de fracturation hydraulique du puits TM-303

Le puits TM-303 a un faible débit de gaz, il a été choisi comme un puits candidat pour la fracturation hydraulique afin de stimuler sa faible perméabilité. L'objectif de cette opération est de créer des fractures dans le réservoir Ordovicien dans l'Unité IV-2 Upper (3076.04 - 3107.3).

En premier lieu, un modèle de propagation de la fracture préliminaire a été fait à partir des paramètres géomécaniques, pétrophysiques et de la complétion du puits grâce au logiciel FRACPRO.

En second lieu, on effectue des tests d'injectivité et de Minifrac avant la fracturation principale. Cela a pour but de matcher et de corriger le modèle préliminaire, de déterminer l'efficacité, la filtration du fluide, le volume de Pad, la contrainte horizontale minimale ainsi que les autres données nécessaires pour le design.

En troisième lieu, après avoir choisi le type de fluide et les agents de soutènement à utiliser ainsi que leurs volumes et les autres additifs, le traitement principal se fait avec l'ensemble des paramètres collectés.

En dernier lieu, les opérations de fracturation sont suivies d'une période de dégorgement pour nettoyer les fluides de fracturation des agents de soudainement en excès. L'acquisition des données de production doit être effectuée en cours de la production pour évaluer la capacité du débit du puits. La période de dégorgement sera finalisée par un test d'accumulation de la pression transitoire pour déterminer les propriétés de fracture et évaluer la fracturation hydraulique. Les étapes principales de l'opération sont :

- Etablissement d'un modèle préliminaire.
- Test d'injectivité et acide.
- Step Down Rate Test.
- Test Minifrac.
- Log de température.
- Matching du modèle.
- Traitement principale.
- Dégorgement des agents en excès.
- Evaluation de la production.

7.3.1. Méthodologie de travail- présentation FRACPRO 2015

La figure 6.7 représente l'écran d'accueil de FRACPRO2016 :

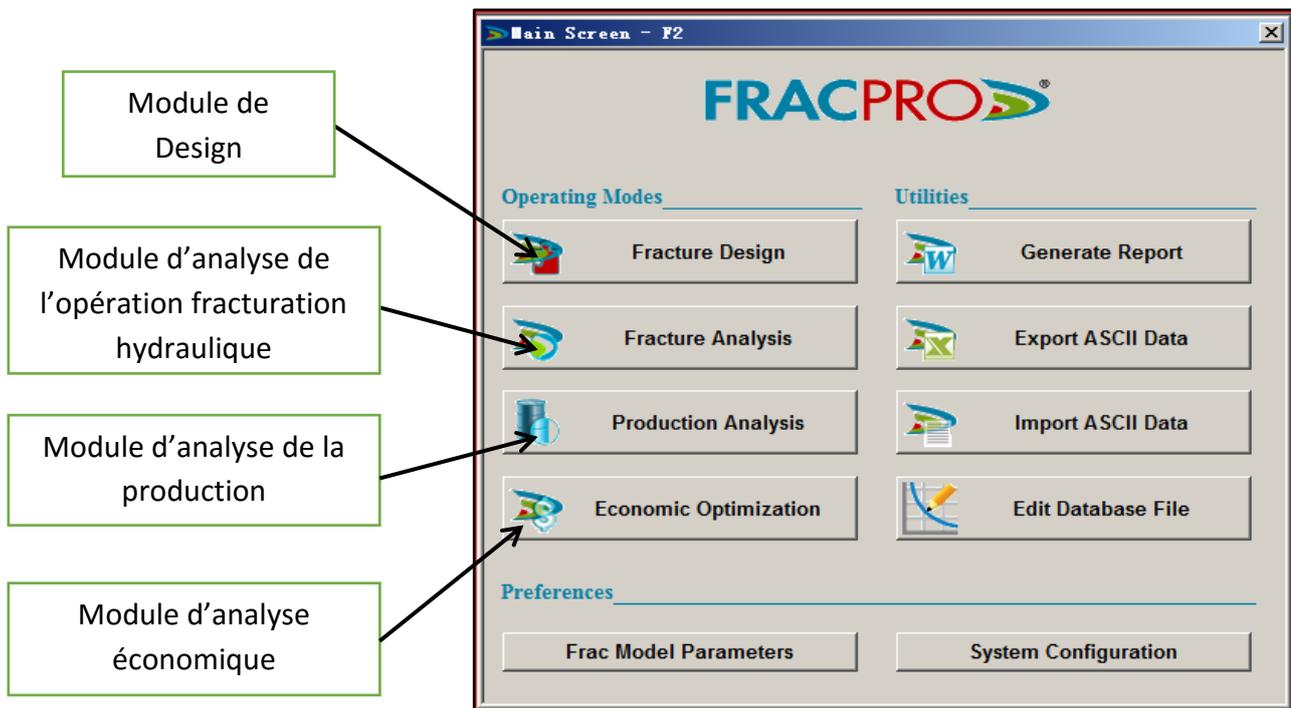


Figure7.7 : Ecran d'accueil de FRACPRO2015

Le schéma ci- dessous montre ce qu'on peut principalement faire avec le simulateur REACPRO2015 :

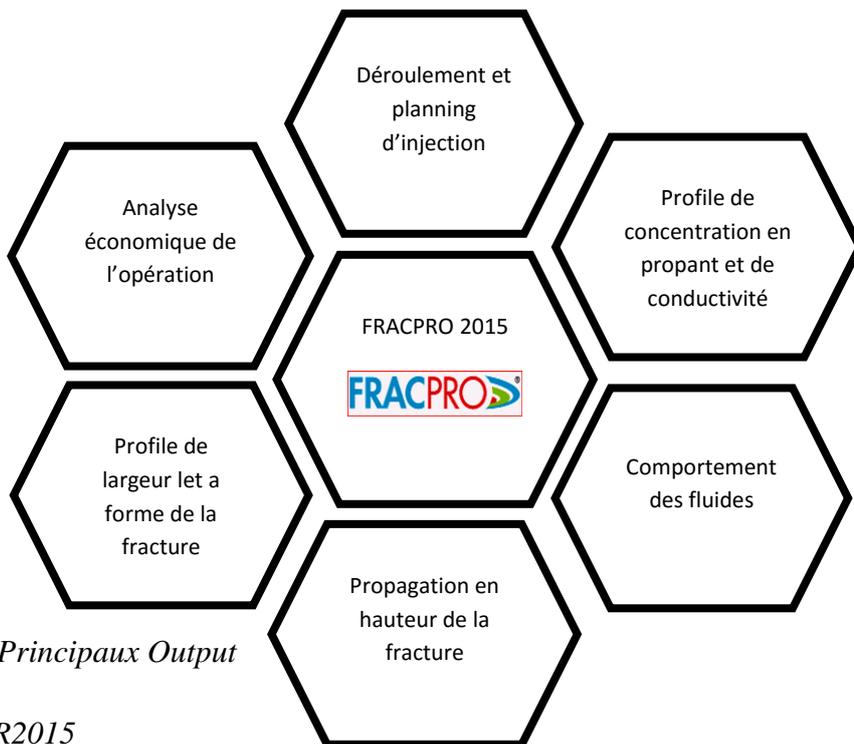


Figure7.8: Principaux Output

De FRACPR2015

7.3.2. Méthodologie de travail simplifiée- Design et analyse FRACPRO2015

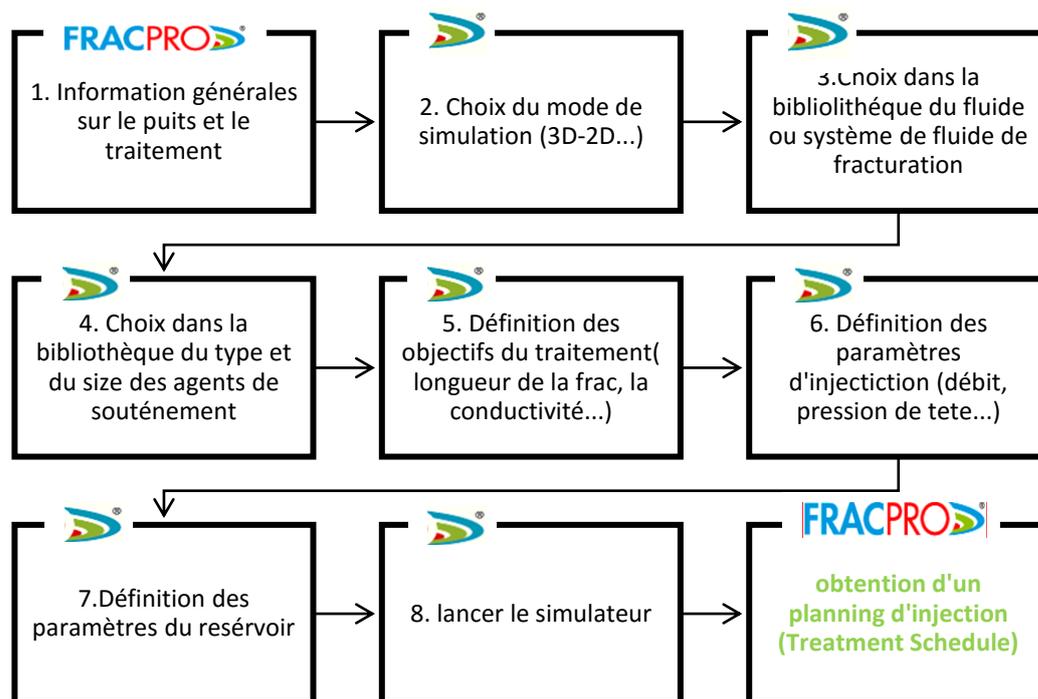


Figure 7.9 : simplification schématique des étapes suivies pour le design du traitement de fracturation hydraulique FRACPRO 2015

7.4. Les tests DataFRAC

Le 12 mai 2016, un Minifrac a été mené sur le puits TM-303 situé dans le champ de Tinrherth en Algérie. Ce test Minifrac a été effectué pour recueillir des informations pour aider à la conception et à l'exécution du traitement de fracturation principal. Ce traitement a été effectué sur l'unité ordovicienne IV-2.

Avant l'opération Minifrac, toutes les lignes du traitement ont été testées sous pression jusqu'à 11000 psi, les lignes annulaires ont été testées sous pression jusqu'à 5 000 psi, les pressions des pompes (Kickouts) ont été réglées à 9,600 psi, la valve soupape de décompression annulaire 7" a été réglée à 3 000 psi et la valve de décompression de l'espace annulaire 9^{5/8}" a été fixé à 1000 psi.

Les DataFRAC sont démarrés par le test d'injection et l'acide. Au cours du test d'injection, un débit maximal de 26,8 bpm a été établi avec une pression en tête de 5430 psi, le test d'injection a été suivi par injection de 4 000 gallons d'eau traitée à 15% d'acide HCL. Cela a été suivi d'injection de 4000 gallons d'eau traitée pour déplacer l'acide puis d'un test Step down rate test en utilisant un gel linéaire de 20 lb, Ce dernier s'est fait en 6 étapes entre 30-

25-20-15-10-5-0 . Un pré-pad de 2 357 gallons de gel linéaire de 60 lb dont le débit maximum est de 30,2 bpm a été suivi d'un agent réticulant pour le test Minifrac, Dans l'étape Minifrac le gel précédent (pré-pad et Crosslinked) a été déplacé à l'aide de 150 gallons de gel linéaire.

Ensuite les pompes ont été fermées, le déclin de la pression a été enregistré afin d'obtenir la pression de fermeture de la fracture et la pression instantanée de fermeture (ISIP).

Le déclin de pression de fermeture de Minifrac a été analysé en utilisant les méthodes G-Function et Square Root Time. La pression de fermeture de Minifrac a été établie à 5 210 psi avec une efficacité de fluide de 64,41%.

Un log température a été exécuté quatre heures après le Minifrac. Les données enregistrées du log ont montré un refroidissement clair de 3 078 à 3 120m. Ce refroidissement indique un bon confinement de la fracture dans l'unité IV-2.

7.4.1. Test d'injectivité

La procédure suivie pour effectuer le test d'injection est :

1. le test d'injection commence en remplissant le trou avec de l'eau traitée entre 2-5-10-15-20 bbl / min (étape 1), puis en continuant à pomper l'eau traitée jusqu'à ce que l'injection soit vérifiée.
2. Fermeture (étape 2).
3. Remettre les pompes en ligne et pomper 4 000 gallons de 15% d'acide HCL à 2 à 5 bpm (étape 3).
4. Déplacer l'acide avec 4 000 g d'eau traitée à 5 - 10 bpm (étape 4)
5. Charger le puits avec 7 200 gels de 30 # Gel linéaire à 5-10 bpm (étape 5).
6. Continuer à pomper et effectuer un test SDRT avec 30 # Gel linéaire (étape 6).
7. Fermeture (étape 7).

Les paramètres du débit et de pression lors du test d'injectivité sont représentés dans le tableau (7.9)

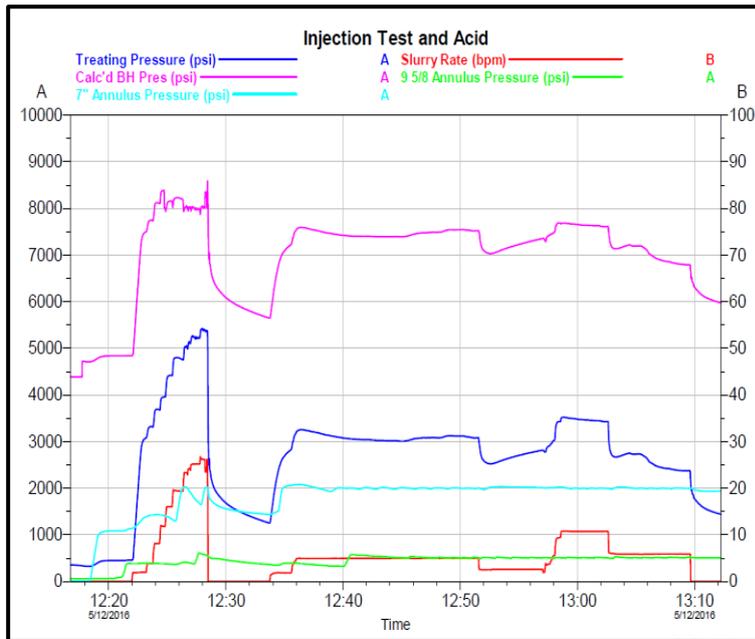


Tableau 7.9 : Les statistiques de test d'injectivité du puits TM-303	
Intervalle	3098-3104m
Intervalle de pompage	12 :16 à 13 :12
Volume totale injecté	8000 (gal)
Débit de fluide	21.6 (bbl/min)
Breakdown pressure	8611 psi
Pression de pompage	4931 psi

Figure 7.10: test d'injectivité et acide

7.4.2. Step Down Rate test

Les paramètres de débit et de pression lors du test SDRT sont représentés dans le tableau (7.10.)

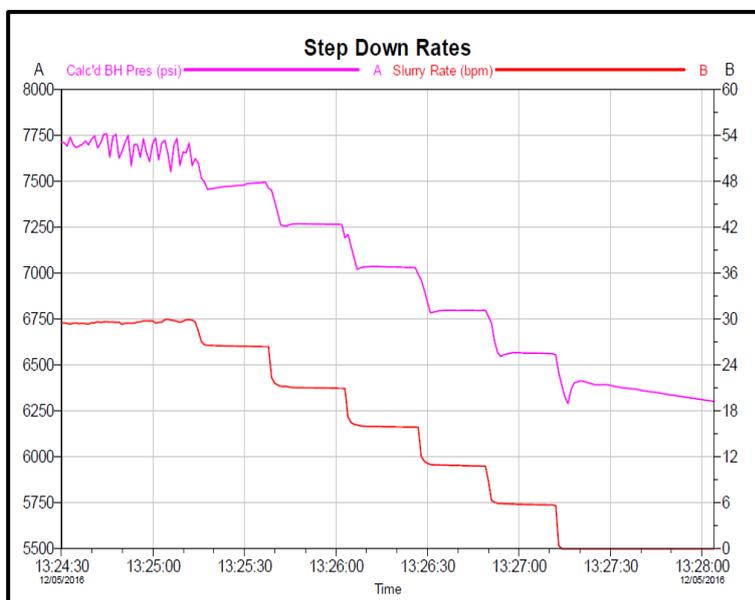


Tableau 7.10 : Les statistiques de SDRT du puits TM-303	
Intervalle	3098-3104m
Intervalle de pompage	13:25:10 à 13 :27 :10
Volume totale injecté	1500 (gal)
Débit de fluide	16.8 (bbl/min)
Pression de pompage	4931 psi

Figure 7.11: Step Rate Down

Au cours du test SDRT les valeurs des pressions de friction de chaque palier sont résumé dans le tableau suivant :

Tableau 7.11: les différents types des frictions au cours de test SRT

Step time	BHTP (psi)	Débit (bpm)	Friction des pipes (psi)	Friction d'entrée* (psi)	Friction de Perforation (psi)	Friction de NWB (psi)
13 :25 :10	7658	29.94	1282	1365	717	647
13 :25 :34	7493	26.46	1092	1169	560	609
13 :25 :56	7267	21.02	806	896	354	542
13 :26 :23	7033	15.91	559	675	203	472
13 :26 :44	6800	10.85	339	484	94	390
13 :27 :10	6563	5.73	150	310	26	283

*friction d'entrée = friction de perforation +friction de NWB.

Ce test permet de déterminer les différents types de pertes de charges au fond du puits tels que, les frictions dû aux pipes, aux perforations, à la tortuosité, pour prédire si la perte de charge est due soit aux perforations ou bien à la tortuosité aux abords du puits. À cet effet, on trace les trois courbes en fonction de la variation du débit.

La figure (7.12) montre que la courbe NWB est diminuée lentement par rapport à la courbe de perforation, donc les pertes de charges sont dominées par la tortuosité que par les perforations.

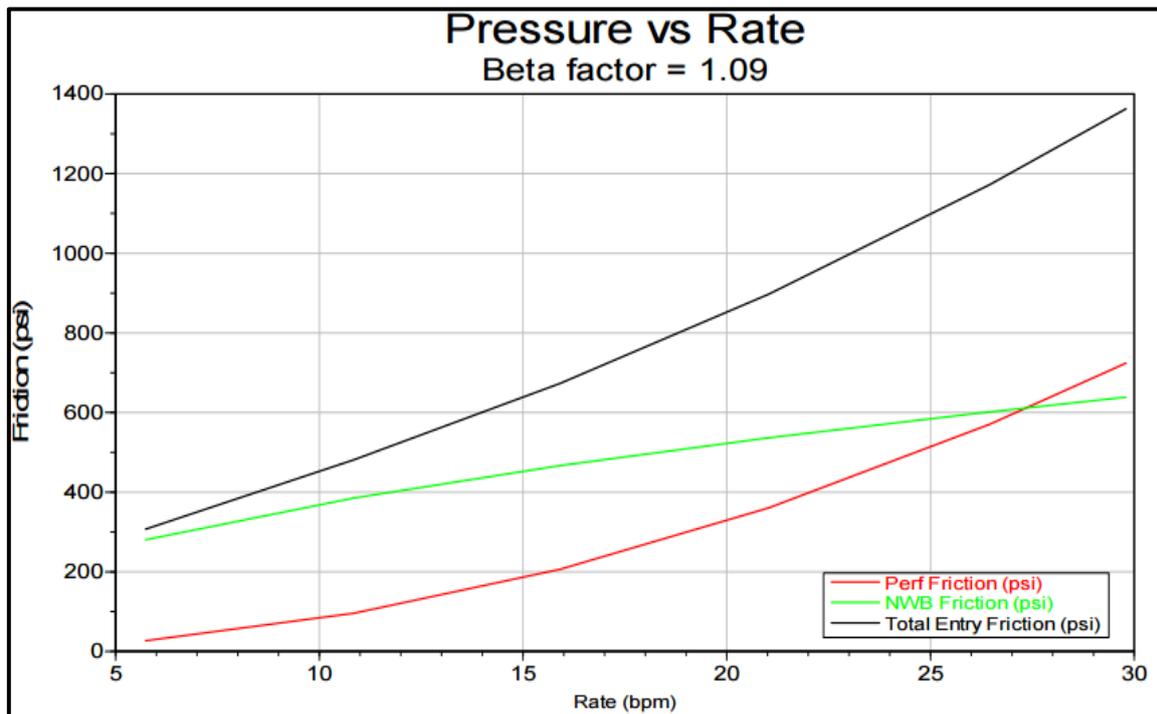


Figure 7.12 : évaluation des types de friction (tortuosité, perforation et totale)

7.4.3. Test Minifrac

1. Commencer l'injection en pompant un pré-pad de 1000 gels de 60 # de gel linéaire à 2 -30 bpm (Etape 8).
2. Suivre le pompage avec un Minifrac de 15 000 galions de Permstim à 30 bpm (étape 9).
3. déplacer le gel réticulé à l'aide de 7 100 gallons de gel linéaire 60 # (étape 10).
4. Arrêter le pompage, fermer les valves et surveiller la pression jusqu'à la fermeture de la fracture (étape 11).
5. Évaluer les résultats des tests d'injection pour déterminer la pression de fermeture de la fracture et les caractéristiques de Leakoff du fluide. Cette information devrait être utilisée avec les informations excrètes de Log de température pour concevoir le traitement principal.

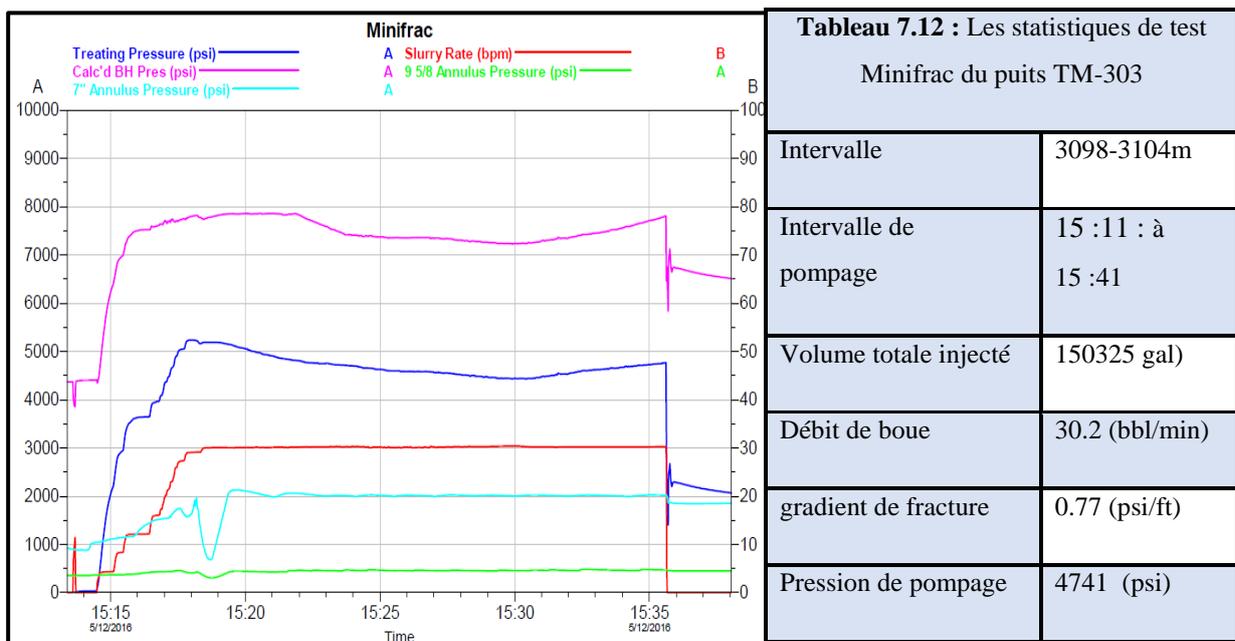


Figure 7.13 : test Minifrac.

7.4.3.1. Chute de pression instantanée de fermeture (ISIP)

On trace une droite verticale à partir du point qui correspond au temps d'arrêt des pompes. La droite tangentielle au segment de la chute de pression est extrapolée, par la suite le point d'intersection de cette dernière avec la droite verticale correspond à l'ISIP.

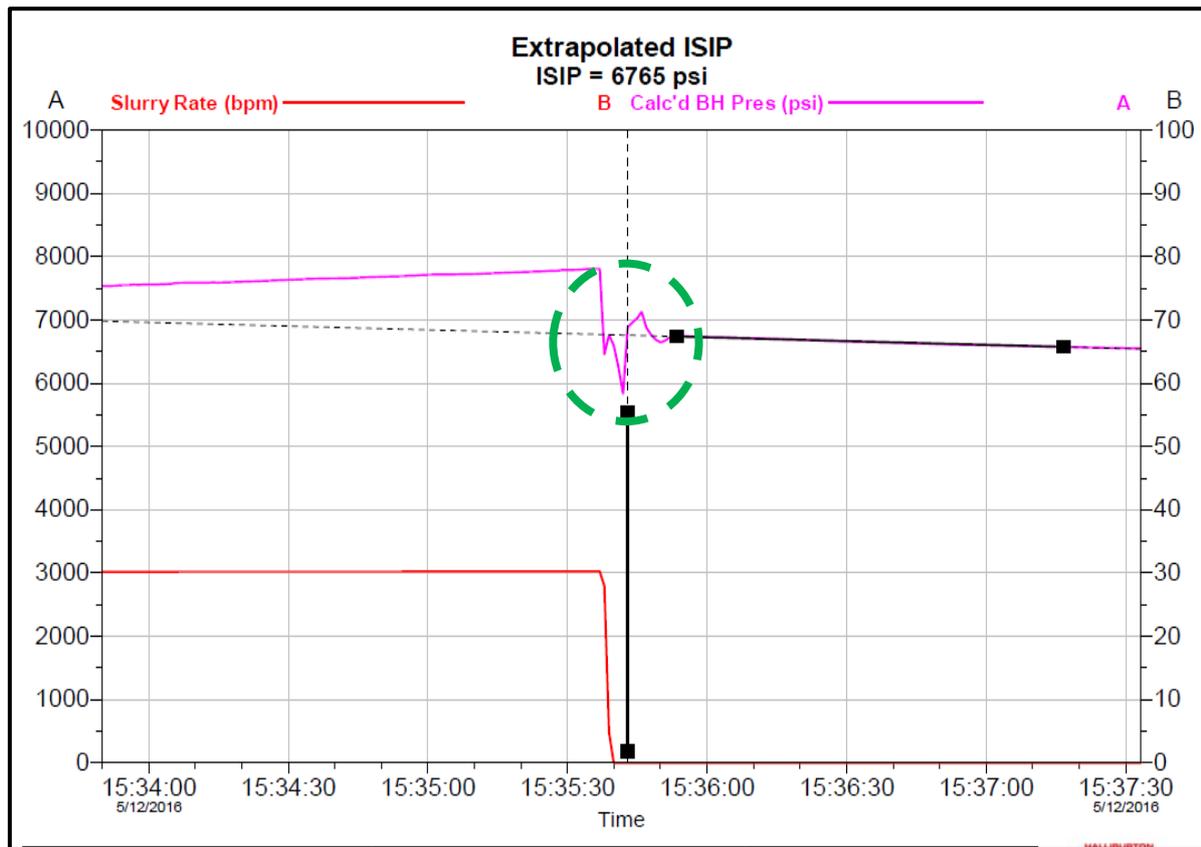


Figure 7.14 : Minifrac ISIP

Pour déterminer les pertes de charge globale, il suffit de considérer l’ISIP et la pression Just avant l’arrêt de pompage (last Pumping Pressure)

$$\Delta P_{friction} = LPP - ISIP = 7807 - 6756 = 1051 \text{ Psi}$$

L’ISIP peut être considéré comme la contrainte minimale horizontale, on remarque d’après la figure que l’ISIP (6756) est une bonne approximation de la contrainte minimale horizontale dans l’unité IV-2 Upper.

7.4.3.2. Pression de fermeture de la fracture (FCP)

Pour obtenir la pression de fermeture et les propriétés du Leakoff fluide, on procède à l’analyse de la phase de déclin en utilisant les deux méthodes G-function et square root time. Les graphes ci-dessous montrent l’analyse de la diminution de pression en fonction de la G (Time) et la racine carrée du temps. La pression de fermeture estimée était de 5210 psi, correspondante à un gradient de fracture de 0.77 psi/ft.

Dans la première méthode, des fluctuations au moment de fermeture ont empêché d’observer clairement la première dériver de la fonction G (dP/dG) alors une méthode d’évaluation de la courbe de déclin utilisant la dérivée de superposition (GdP/dG) a la remplacé.

On trace une droite tangentielle sur la fonction (GdP/dG) au point de changement de courbure (indique la fermeture de la fracture), ensuite on trace une deuxième verticale qui passe par ce point, l’intersection de cette dernière avec la courbe de pression(en vert) correspond à P_c .

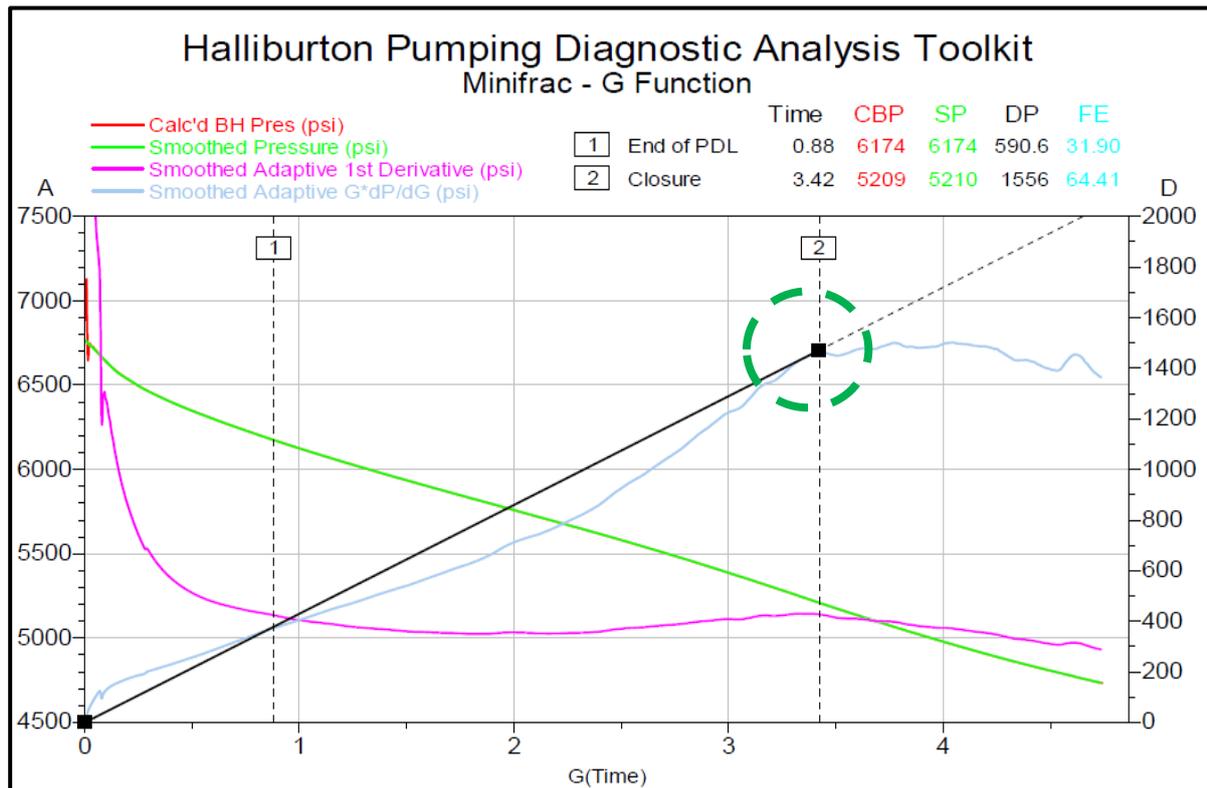


Figure 7.15 : Minifrac analyse G-FUNCTION

Les mêmes résultats ont obtenu par la deuxième fonction de l’analyse de déclin Square root.

Dont on trace une droite tangentielle sur la fonction (Square root) au point de changement de courbure (point des fluctuations), ensuite on trace une deuxième verticale qui passe par ce point, l’intersection de cette dernière avec la courbe de pression(en vers) correspond à P_c .

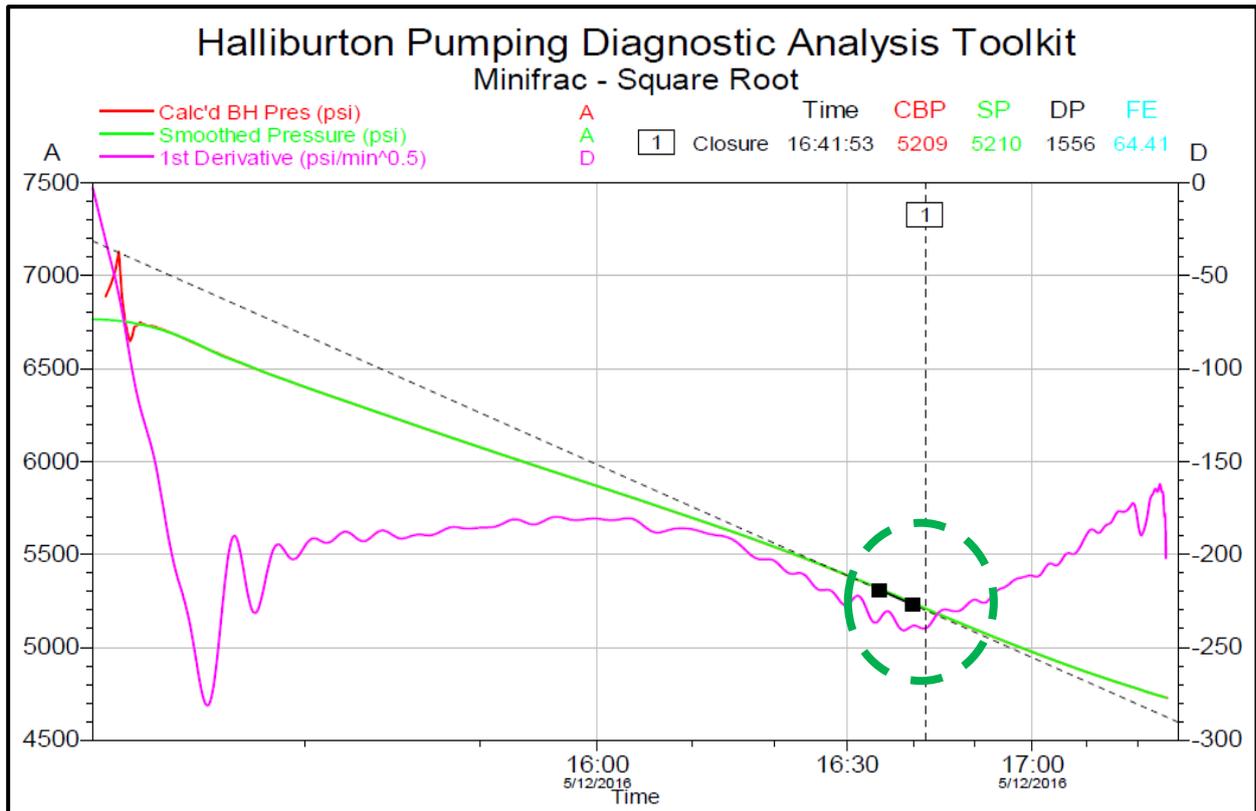


Figure 7.16 : Minifrac analyses de square root time.

le tableau tab (7.13). Résume l’analyse du test Minifrac.

Tableau 7.13 : les paramètres soutirer de teste Minifrac

		Minifrac	Analyse de Minifrac
Fluide injecté			
Volume injecté	(gal)	15032	
Débit moy d’injection	(bbl/min)	30	
Dernière pression de pompage	(Psi)	7807	
ISIP	(Psi)	6756	
Bottom hole Friction	(Psi)	1042	
Gradient de fracture	(Psi/ft)	0.77	
Gradient de fermeture	(Psi/ft)	0.51	
Pression de fermeture	Psi		5210
Efficacité du fluide	(%)		64.41

La figure (7.17) montre l'évolution de la pression nette (P_{net}) en fonction du temps dans une échelle logarithmique log-log. Le diagramme de pression nette indique que la fracture a augmentée sous diverses formes pendant la période d'injection. (Cf.5.5.2.1).

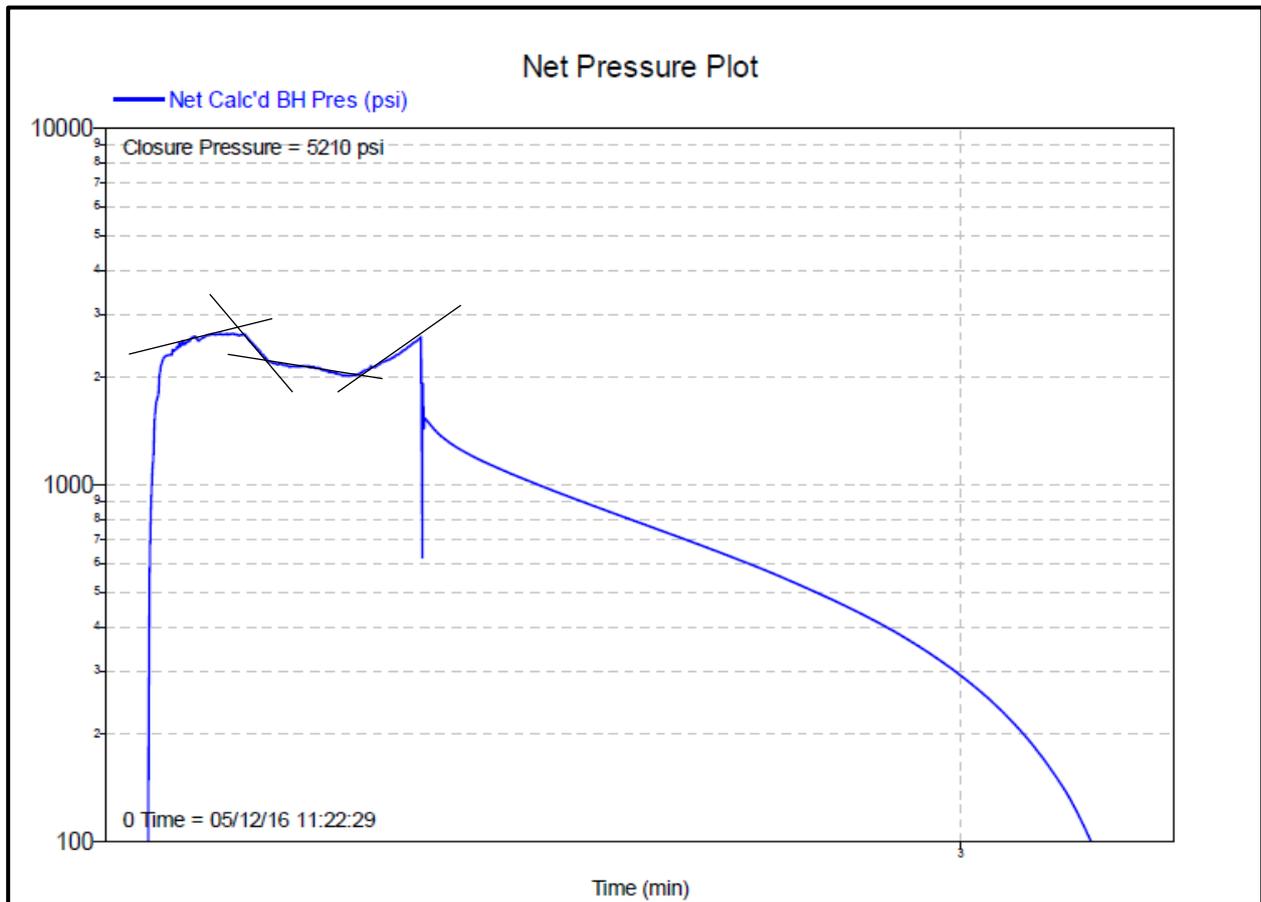


Figure 7.17 : évolution de la pression nette au cours de test Minifrac

7.4.4. Evaluation de la hauteur de la fracture

Un log température a été exécuté quatre heures après le Minifrac. Les données enregistrées du log ont montré un refroidissement clair dans la zone 3078 à 3120m. Ce refroidissement indique un bon confinement de la fracture dans l'unité IV-2.

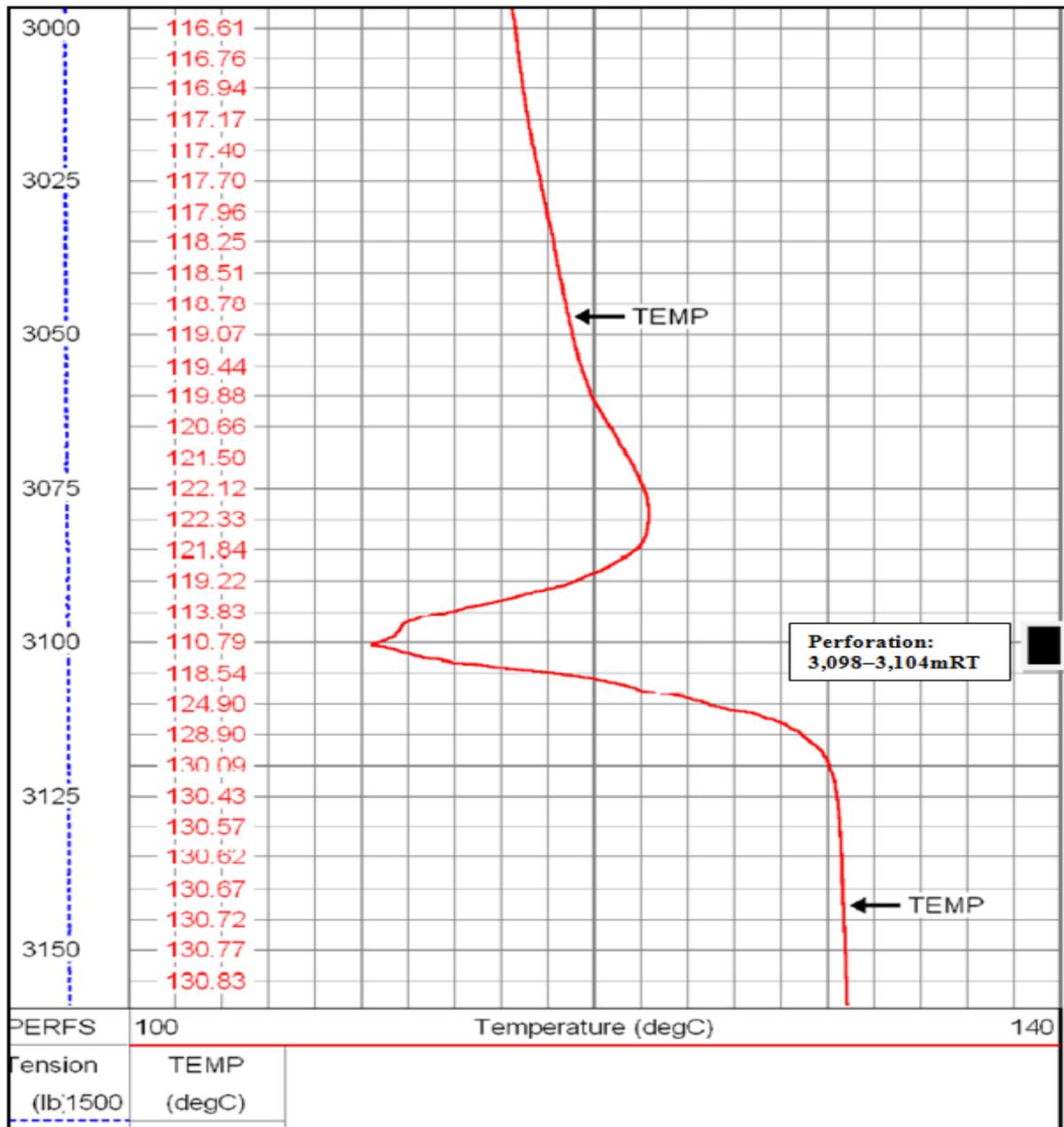


Figure 7.18 : log température.

7.5. Redesign du modèle préliminaire

Après DATAFRAC, les propriétés mécaniques de la formation (principalement le profil de contrainte) et les propriétés des fluides de fracturation (le coefficient Leakoff, le gradient de pression de friction) ont été modifiés. En utilisant les résultats de DataFRAC (l'efficacité du fluide et la pression de fermeture), la contrainte minimum in-situ a été calibrée et le coefficient Leakoff du fluide injecté a été ajusté en conséquence.

En ce qui concerne le Matching du déclin de pression réelle et l'efficacité de fluide (64%), la totale des coefficients Leakoff des fluides de fracturation a été calibrés pour correspondre à l'efficacité fluide du gel réticulé.

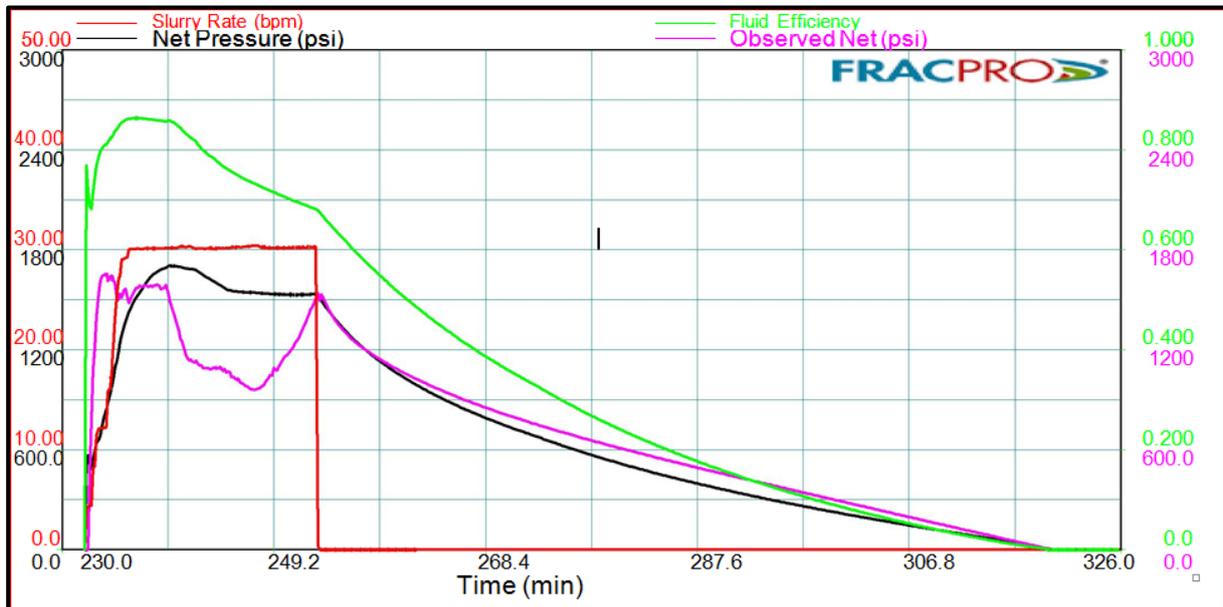


Figure 7.19 : matching de l'enregistrement de pression de Minifrac

La figure (7.20) et le tableau (7.14) montrent l'évolution des paramètres géométriques de la fracture. On constate que la tendance de la croissance est ascendante.

Tableau 7.14 : Résultats des géométries après DATAFRAC.

Description	Mètre
Langueur de la fracture	126.8 m
Hauteur de la fracture	44.2 m
Cote top de la fracture	3,076.2 m
Cote bas de la fracture	3,122.8 m
Largueur moyenne	0.26

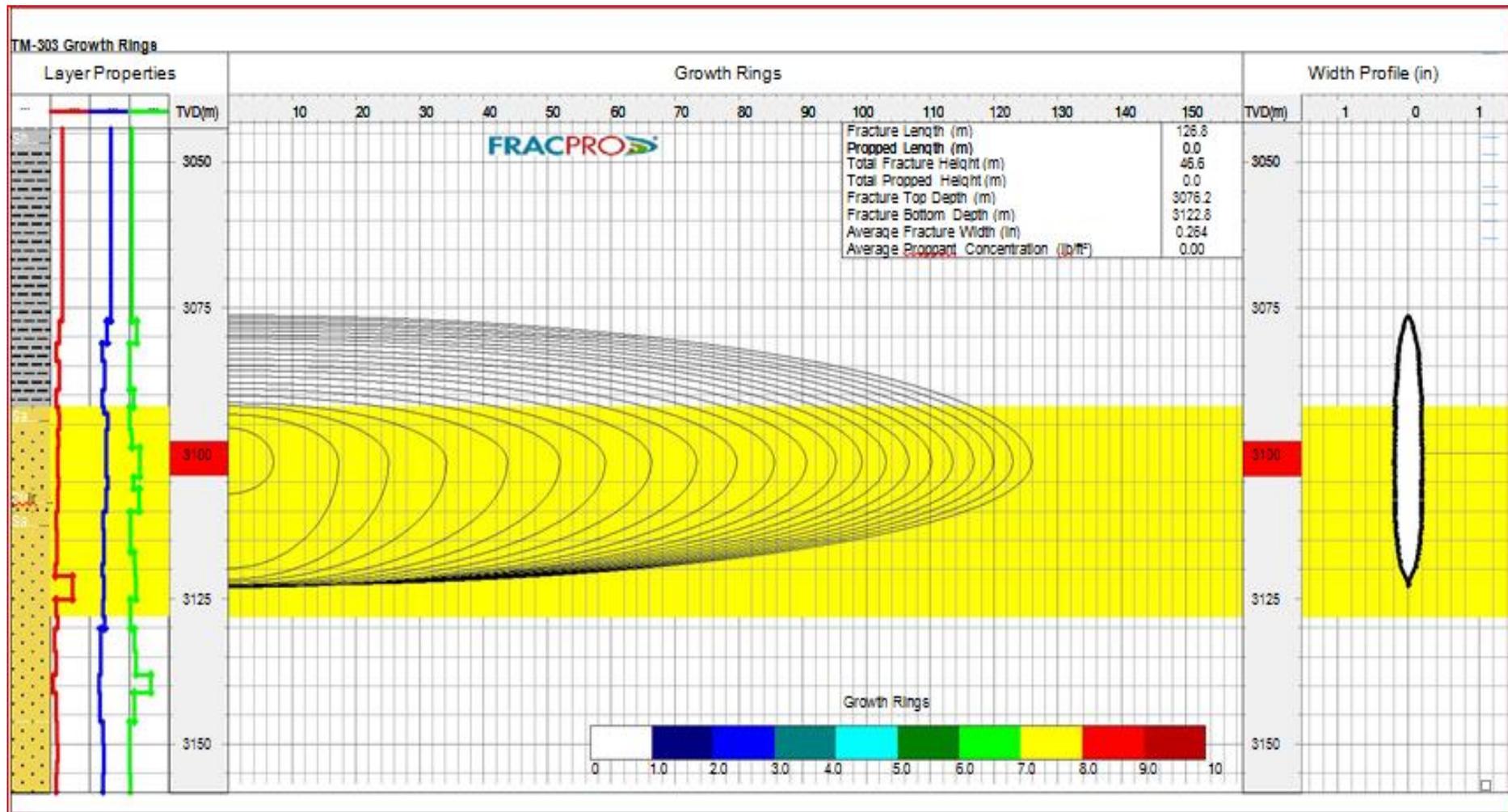


Figure 7.20 : croissance de la géométrie. Propagation dans les trois dimensions.

Le simulateur prédit la création d'une demi-longueur de 107.5 m dont 104.5 m soutenue, ce qui est convenable, en effet les Small frac, c'est-à-dire de petite fracture moins étendues, sont plus contenues.

La hauteur totale de la fracture serait de 56.4 m dont 55 m soutenus.

L'intervalle de croissance en hauteur s'étend de (3066.4 -3122.8) dont l'intervalle soutenu est (3066 -3121).

Le profil de largeur de la fracture présente un développement en T-Shape, ceci est se traduit par le chevauchement des logs des contraintes verticale et horizontale.

Tableau 7.15 : résumé des caractéristiques géométrique

Demi-Longueur de la fracture (m) Fracture Half-Length(m)	107.5	Demi-Longueur soutenue de la fracture (m) Propped Half-Length(m)	104.5
Hauteur Total de la fracture (m) Total Fracture Height (m)	56.4	Hauteur soutenue Total de la fracture (m) Total Propped Height (m)	55
Cote Top de la Fracture (m) Depth to Fracture Top (m)	3066.4	Cote Top soutenu de la Fracture (m) Depth to Propped Fracture Top (m)	3066
Cote Bas de la fracture (m) Depth to Fracture Bottom(m)	3122.8	Cote Bas soutenu de la fracture (m) Depth to Propped Fracture Bottom(m)	3121

7.5.1. Conductivité de la fracture / concentration en Proppant

La conductivité de la fracture est liée à la concentration de Proppant, ci-dessous une modélisation 2D de déposition du Proppant dans la fracture et la distribution du Proppant en lb/ft³:

Tableau 7.16 : conductivité de la fracture et concentration du Proppant

Conductivité de la fracture Avg.Conductivity (mD.ft)	260.0	Largeur moye (refermée sur le Proppant (in) Avg .frac width (Closed on prop) (in)	0.25
---	-------	--	------

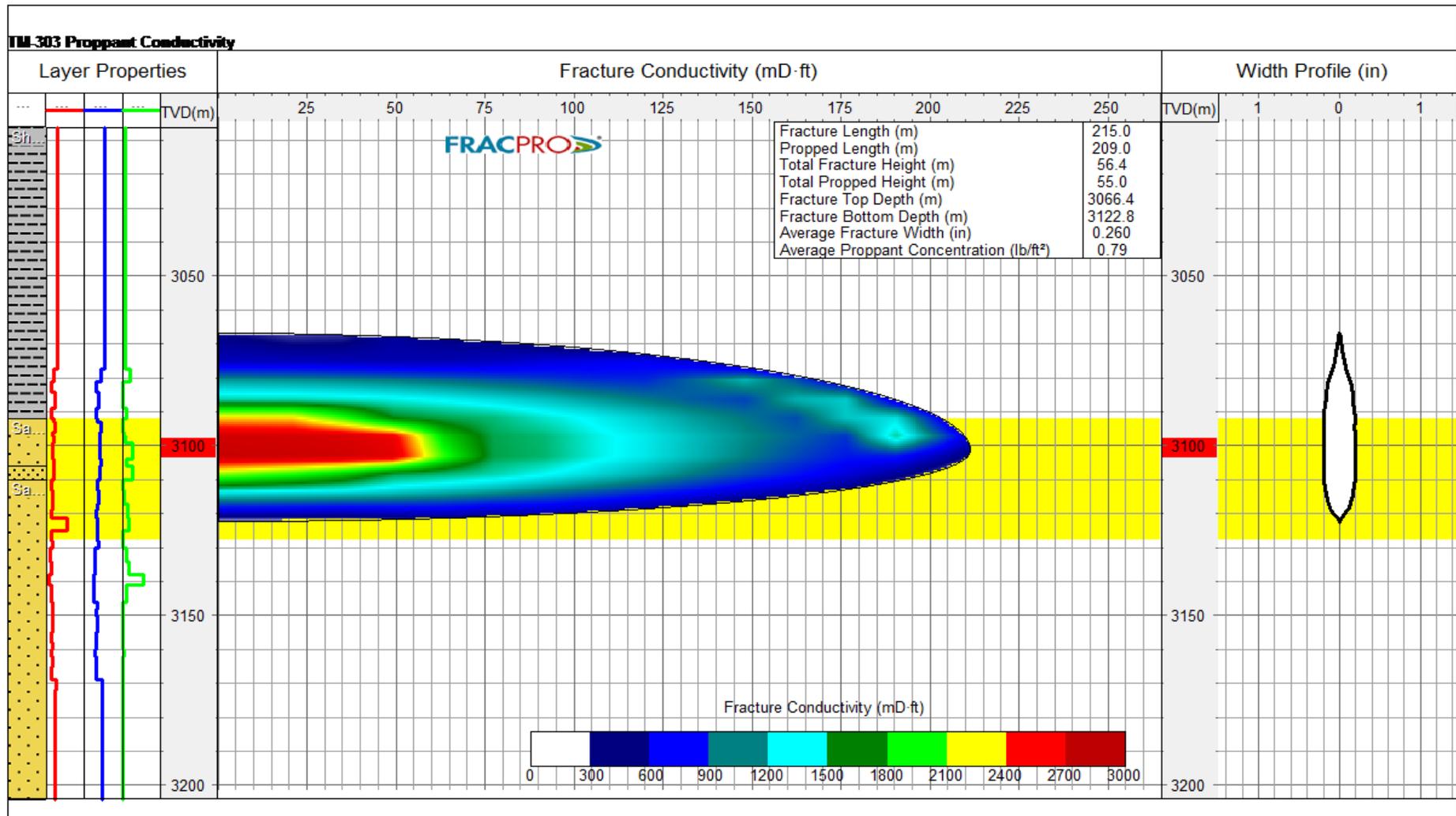


Figure 7.21 : profil de conductivité dans la fracture. Propagation en hauteur, longueur et largeur.

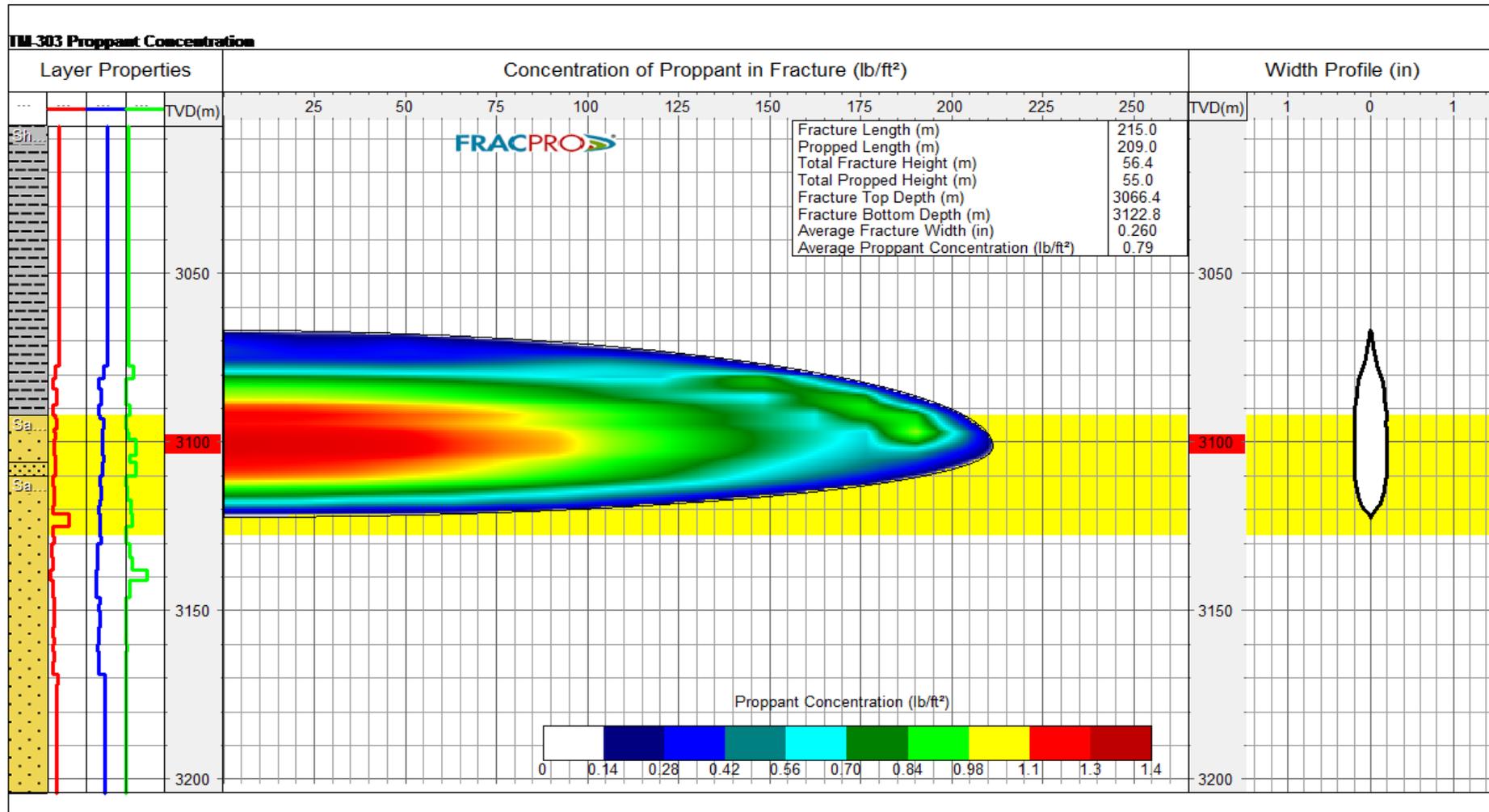


Figure 7.22 : profil de concentration du Proppant dans la fracture. Propagation en hauteur, longueur et largeur.

7.5.2. Scénario d'injection proposé par le simulateur FRACPRO 2015

Afin d'obtenir les caractéristiques géométriques citées plus haut, le simulateur a généré le mode opératoire suivant : le graphe (7.23) montre l'évolution de la concentration en Proppant (en vert) jusqu'à 8ppg, le débit (en rouge) est maintenu constant le long de l'injection à 30bpm.

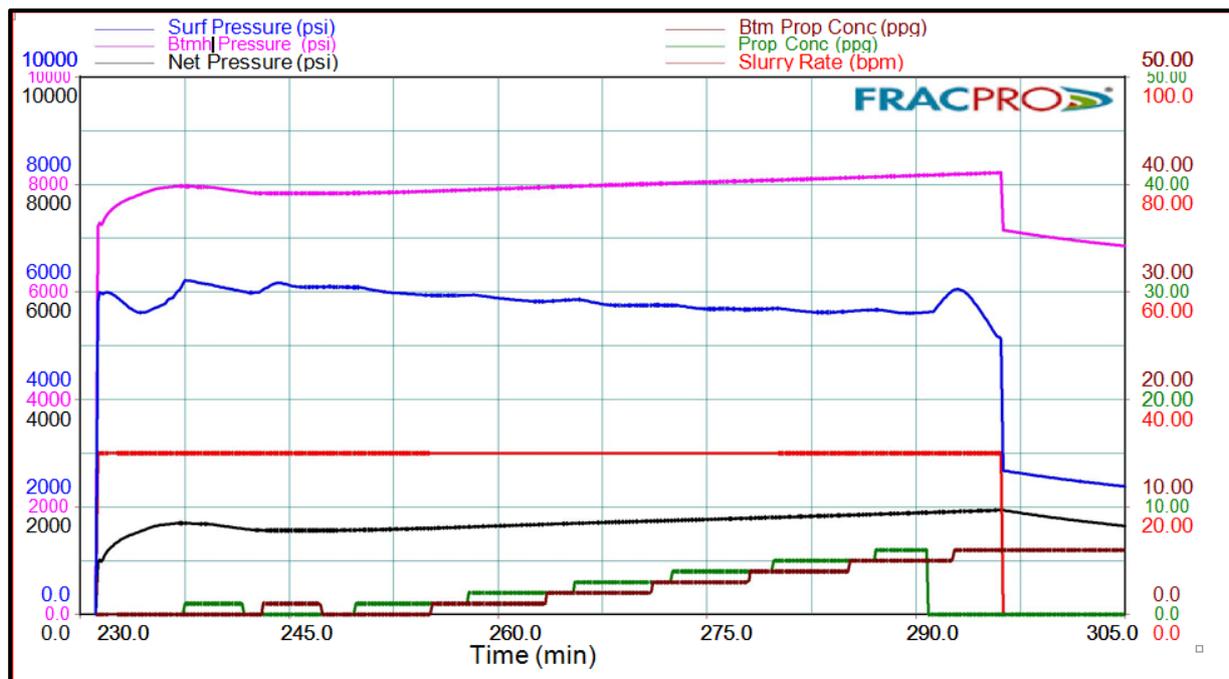


Figure 7.23 : design de traitement principale.

Le simulateur a indiqué que pour atteindre l'objectif de l'opération, on doit pomper le Proppant en 6 étapes.

La procédure suivie pour effectuer le traitement principale est :

1. Ouvrir la vanne de surface et commencer à pomper un pré-pad de 1000 gels de 60 # de gel linéaire et établir un débit d'injection de 30 bbls / min (étape 1)
2. Maintenir le débit à 30 bbls / min et pomper un pad de 7 000 galons de Permstim 60 # (étape 2)
3. Continuer l'injection de Permstim 60 # à 30 bbl./min et ajouter 100mesh dans l'étage de concentration de Proppant de 1 ppg dans 5 000 gal de liquide propre (étape 3).
4. Continuer l'injection de 10 000 gels de pad à 30 bbl. /min (étape 3).
5. Continuer l'injection de Permstim 60 # à 30 bbl. /min et ajouter 20/40 HSP dans une concentration de Proppant de 1ppg dans 10 000 gal de liquide propre (étape 4).

6. Continuer l'injection de Permstim 60 # à 30 bbl / min et ajouter 20/40 HSP dans une concentration de Proppant de 2ppg dans 9 000 gal de liquide propre (étape 5).
7. Continuer l'injection de Permstim 60 # à 30 bbl / min et ajouter 20/40 HSP dans une concentration de Proppant de 3ppg dans 8 000 gal de liquide propre (étape 6).
8. Continuer l'injection de Permstim 60 # à 30 bbl / min et ajouter 20/40 HSP dans une concentration de Proppant de 4ppg dans 8 000 gal de liquide propre (étape 7).
9. Continuer l'injection de Permstim 60 # à 30 bbl / min et ajouter 20/40 HSP dans une concentration de Proppant de 5ppg dans 8 000 gal de liquide propre (étape 8).
10. Continuer l'injection de Permstim 60 # à 30 bbl / min et ajouter 16/30 HSP dans une concentration de Proppant de 6ppg dans 5 000 gal de liquide propre (étape 9).
11. Déplacer le gel réticulé avec 6 800 gels de gel linéaire (étape 10).
12. Arrêter le pompage et fermer la vanne de surface (étape 11).
13. Surveiller le déclin de la pression.

Le scénario d'injection est illustré dans le tableau ci-dessous :

Tableau 7.17 : programme de traitement principal.

Stage	Stage Description	Fluid Type	Rate (bbl./min)	Clean Volume (gal)	Slurry Volume (gal)	Time	Prop. Conc (lb/gal)	Stage Proppant (lbs)	Proppant Type
1	Pre-Pad	60# L	2-30	3,000	3,000	4.4			-
2	Pad	60# XL	30	7,000	7,000	5.5			
3	Sand Slug	60# XL	30	5,000	5,000	4.1	1	5,000	100 Mesh
4	Pad	60# XL	30	10,000	10,000	7.9			
5	Prop 1	60# XL	30	10,000	10,392	8.2	1	10,000	20/40 ISP
6	Prop 2	60# XL	30	9,000	9,665	7.6	2	18,000	20/40 ISP
7	Prop 3	60# XL	30	8,000	8,869	7.0	3	24,000	20/40 ISP
8	Prop 4	60# XL	30	8,000	9,146	7.2	4	32,000	20/40 ISP
9	Prop 5	60# XL	30	8,000	9,424	7.4	5	40,000	20/40 ISP
10	Prop 6	60# XL	30	5,000	6,066	4.8	6	30,000	16/30 ISP
11	Displacement	60# L	30	6,800	6,800	4.9			
14	Monitor Pressure Decline								
	Total			79,800	85,362	64.1		5,000 124,000 30,000	100 mesh 20/40 HSP 16/30 HSP

7.5.3. Fluide de fracturation

Un fluide cross-linked PermStim™ est recommandé et il doit fournir les caractéristiques suivantes:

- est propre qui offre une perméabilité de Proppant élevée (Proppant back permeability)
- Ne contient pratiquement aucun résidu typique des systèmes de fluide à base de guar.
- Possède systèmes de réticulation instantanés et retardés disponibles.
- Fournit un excellent transport de Proppant
- Est applicable dans une large plage de températures, de 100 ° F (38 ° C) à 275 ° F (135 ° C).
- Améliore le nettoyage du puits, ce qui se traduit par une plus grande longueur de fracture efficace
- Accroît une perméabilité qui permet de maximiser la rentabilité du traitement par fracture
- Possède une tolérance au sel - jusqu'à 7% de KCl ou de NaCl

7.5.3.1. Gel linéaire

Le gel linéaire est utilisé pour établir le débit et pour déplacer les fluides employés dans le Minifrac et le traitement principal. Le gel linéaire est utilisé aussi pour les tests SDRT et comme gel de base pour le fluide PermStim réticulé. Ce fluide est mélangé avec de l'eau douce et contient les additifs Tab (7.18)

Tableau 7.18 : Additifs de gel linéaire

Chemical Description	Nome de l'additive	Concentration
Agent gélifiant	LGC-39	13.3 (gal/Mgal)
Biocide	BE-3S	0.15 (lb/Mgal)
Clay control	Cla Web	1.0 (gal/Mgal)
Clean up	LOSURF 300	1.0 (gal/Mgal)
Briseur de gel	VICON NF	0.5 (gal/Mgal)
Briseur de gel	SP-BREAKER	1.0 (lb/Mgal)

7.5.3.2. Cross-linked gel

Le fluide réticulé proposé est PermStim 60 #, qui contient 60 lb / Mgal de WG 39. Le gel réticulé est utilisé dans le Minifrac et dans le traitement principal pour créer une fracture large, contrôler des pertes de fluide (Leakoff) et transporter les Proppant dans la fracture créée.

Tableau 17.19 : Additifs de gel réticuler (60 # PermStim TM)

Chemical Description	Nom de l'additive	Concentration
Agent gélifiant	LGC-39	13.3 (gal/Mgal)
Biocide	BE-3S	0.15 (lb/Mgal)
Clay control	Cla Web	1.0 (gal/Mgal)
Clean up	LOSURF 300	1.0 (gal/Mgal)
Réticulant	CL-23	3.0 (gal/Mgal)
Réticulant	CL-41	0.5 (gal/Mgal)
Briseur de gel	VICON NF	0.5 (gal/Mgal)
Briseur de gel	Optiflo-III	0.5-1 (lb/Mgal)
Briseur de gel	SP-BREAKER	1.0 (lb/Mgal)



7.5.4. Les agents de soutènement (Proppant)

7.5.4.1. Sintered Bauxite 16/30 HSP (High Strength Proppant)

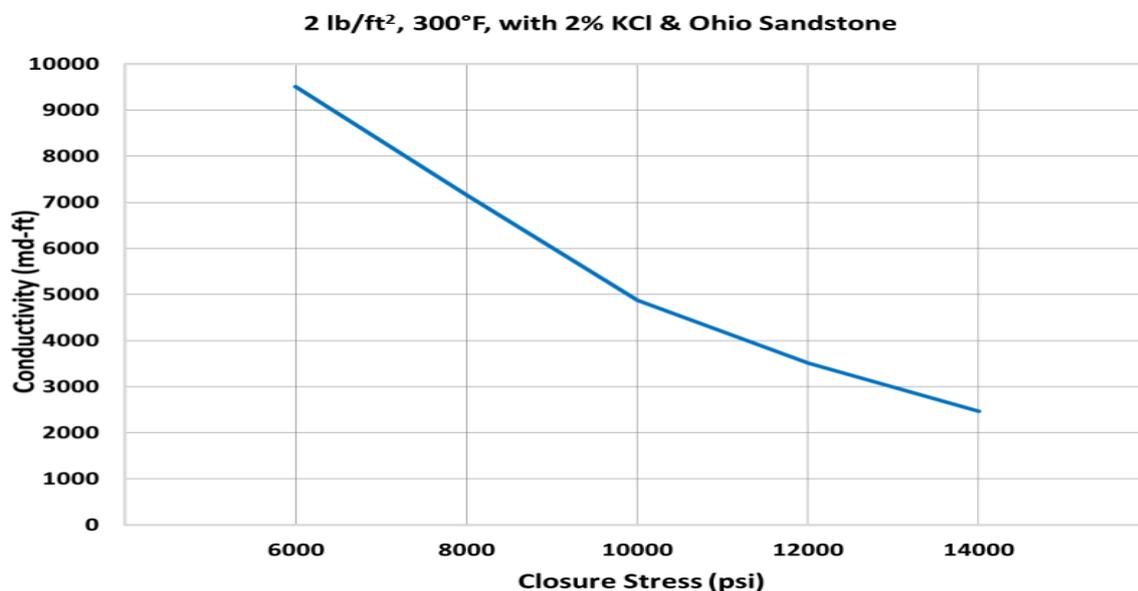


Figure 7.24: conductivité du Sintered Bauxite 16/30 en fonction de la contrainte de fermeture.

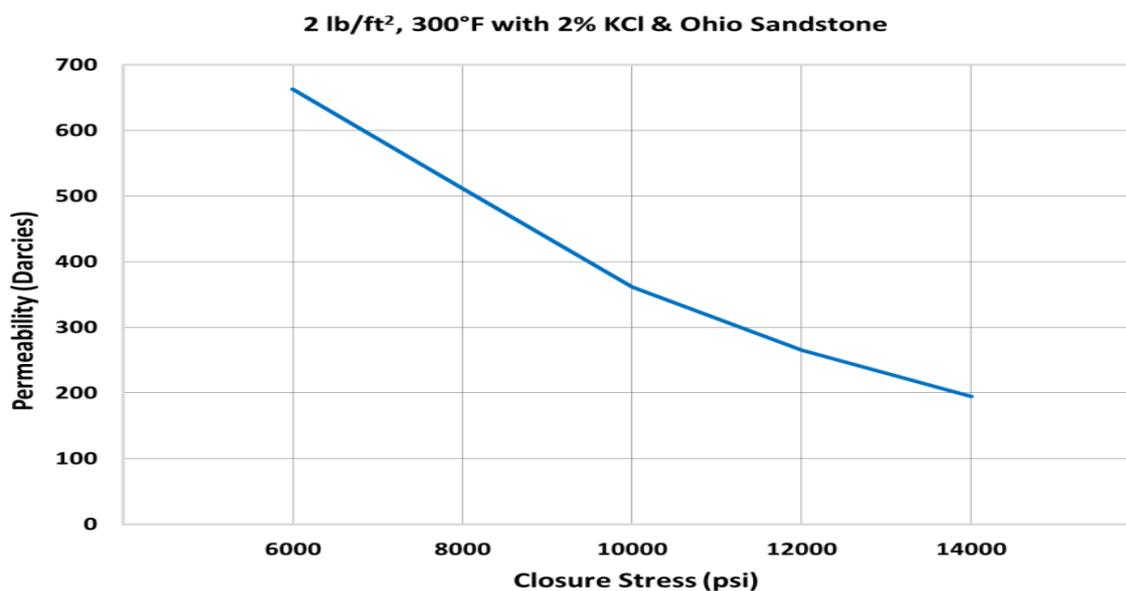


Figure 7.25: perméabilité du Sintered Bauxite 16/30 en fonction de la contrainte de fermeture.

Tableau 7.20 : propriétés physique du Sintered Bauxite 16/30.

Nom de Proppant	densité	Masse volumique apparente	Volume absolue	solubilité d'acide	Median Particule Dia.
16/30 HSP	3.5	2.04g/cc (127lb/ft ³)	0.0347gal/lb	1.9	0.95 mm

7.5.4.2. Sintered Bauxite 20/40 HSP (High Strength Proppant)

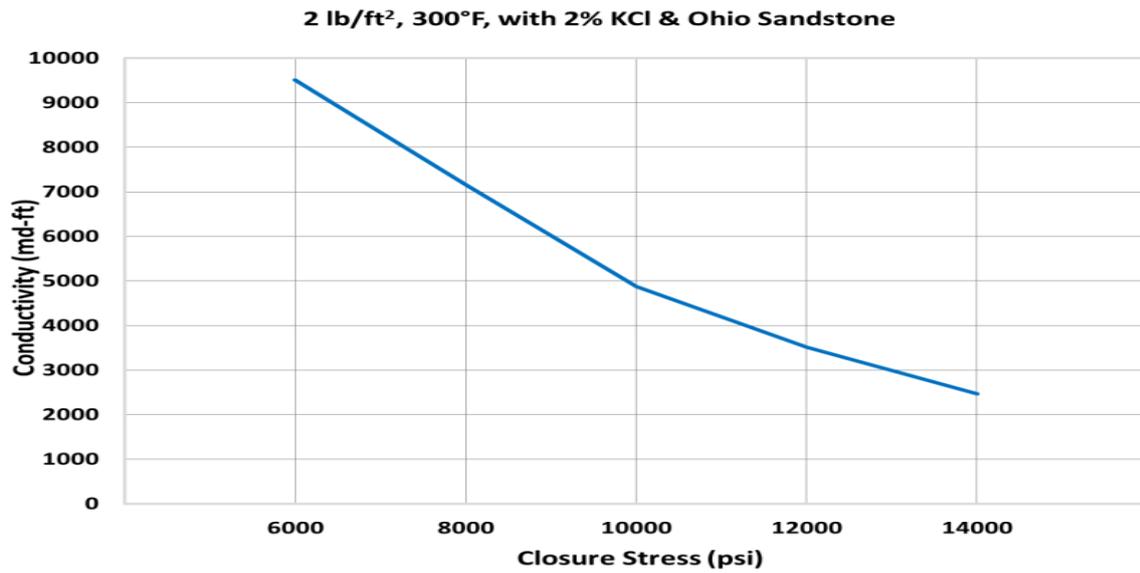


Figure 7.26 : conductivité du Sintered Bauxite20/40 en fonction de la contrainte de fermeture

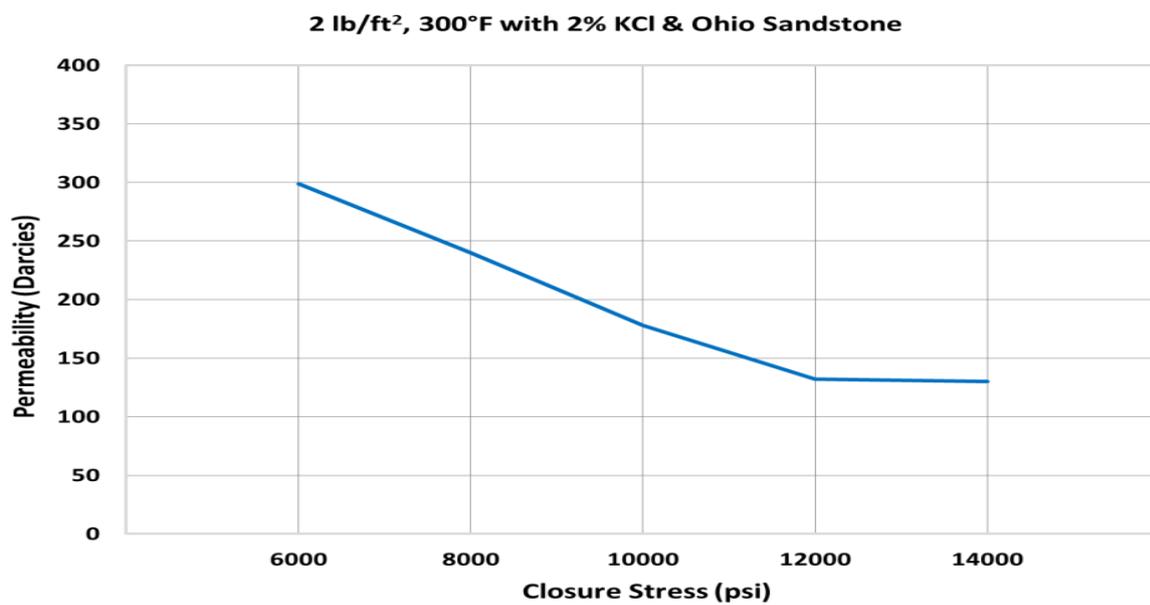


Figure 7.27 : perméabilité du Sintered Bauxite20/40 en fonction de la contrainte de fermeture

Tableau 7.21 : propriétés physique du Sintered Bauxite20/40.

Nom de Proppant	densité	Masse volumique apparente	Volume absolue	solubilité d'acide	Median Particule Dia.
20/40 HSP	3.5	2.04g/cc (127lb/ft ³)	0.0347gal/lb	1.9	0.71 mm

7.6. Le traitement principal

Le traitement principal a été effectué le 13 mai 2016. Les tableaux (7.22, 7.23, 7.24) présentent les résumés des principales données sur le traitement. Les principales parcelles de traitement sont présentées aux figures (28, 29,30 et 31).

Le traitement a commencé par un pré-tampon de gel linéaire de 60 lb pour démarrer les agents réticulant et établir un débit de traitement à 30 bpm suivis d'un premier Permstim 60 #. Crosslinked gel en premier Pad de 7 007 gallons, puis d'un Sand slug de 6 438 gels (1,0 ppg), puis un autre pad de 10 020 gels, le pad a été suivi par deux étages de Proppant de 1 et 2 ppg de fluide chargé en Proppant 20/40 HSP. Au cours de la deuxième étape de l'injection de Proppant, une augmentation de la pression s'est produite de façon spectaculaire, la décision a été prise d'arrêter l'étape de Proppant et d'aller au flush. À 38% du volume de chasse, la pression a atteint le kick-out, puis les pompes ont été arrêtées pour le screen-out.

Le traitement principal de fracturation a placé 20 155 lbs du Proppant 20/40 HSP dans la formation à une concentration maximale de 2,18 ppg. 9 285 livres de ces dernières ont été laissées aux abords du puits.

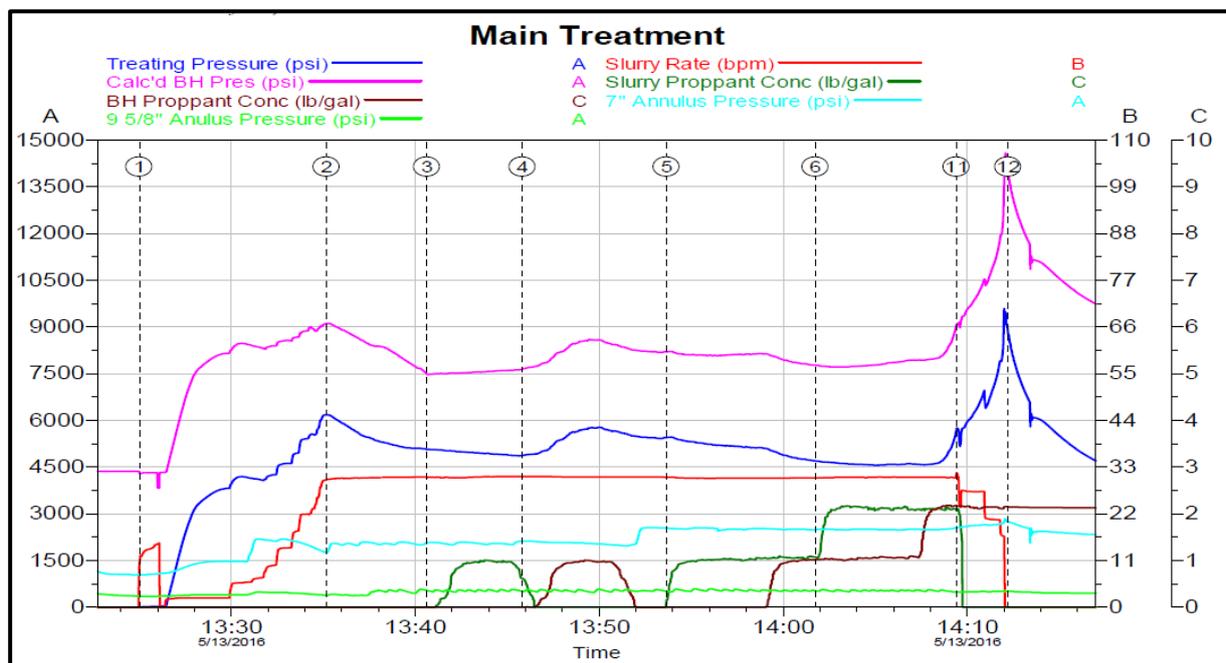


Figure 7.28 : la variation des différents paramètres au cours de traitement principale.

Le simulateur montre la création d'une demi-longueur de 78 m dont 53.5 m soutenus, ce qui est proche du résultat obtenu par le design de traitement principal, quoique l'opération a été arrêtée après deux étages seulement.

La hauteur totale de la fracture était de 56.4 m dont 34 m soutenus.

L'intervalle de croissance en hauteur s'étend de (3073 -3123) dont l'intervalle soutenu est de (3082 -3116).

Un Skin positif de 0.50 ce qui indique que le puits n'a pas été bien stimulé.

Les tableaux (7.22) (7.23) (7.24) résumant respectivement les valeurs des géométries, des pressions et des fluides après l'arrêt de pompage en raison de la survenue de screenout.

Tableau 7.22 : résumé des caractéristiques géométriques de la fracture.

Demi-Longueur de la fracture (m)	78	Demi-Longueur soutenue de la fracture (m)	53.5
Hauteur Total de la fracture (m)	50	Hauteur Total soutenue de la fracture	34
Cote Top de la Fracture (m)	3073	Cote Top soutenu de la Fracture (m)	3082
Cote Bas de la fracture (m)	3123	Cote Bas soutenu de la fracture (m)	3116
Largueur Moy.de la fracture (in)	0.07	Largueur Max. de la fracture (in)	0.10
Facteur Skin	0.50	Concentration Moye. du Proppant (lb/ft ²)	0.20

Tableau7.23 : résumé des pressions à la fin de la fracturation.

Pression de réservoir (psi)	4096	Pression de fermeture (psi)	5209
Pression nette observe (psi)	8861	Gradient de pression de f (psi/ft)	0.512
Pression de tête (psi)	4945	Moye. pression en surface (psi)	5266

Tableau7.24 : les masses des Proppants et les volumes des fluides à la fin de la fracturation.

Volume totale de fluide pompé (bbls)	1184.1	La masse totale du Proppant injecté Total (klbs)	34.4
Volume totale de Slurry pompé (bbls)	1204.0	La masse totale Proppant dans la fracture (klbs)	25.2
Volume de Pad (bbls)	263.7	Type de Proppant N°1	Sintered Bauxite 20/40
Première Type de fluide	PermSti m 60#	Type de Proppant N°2	Sintered Bauxite 16/30

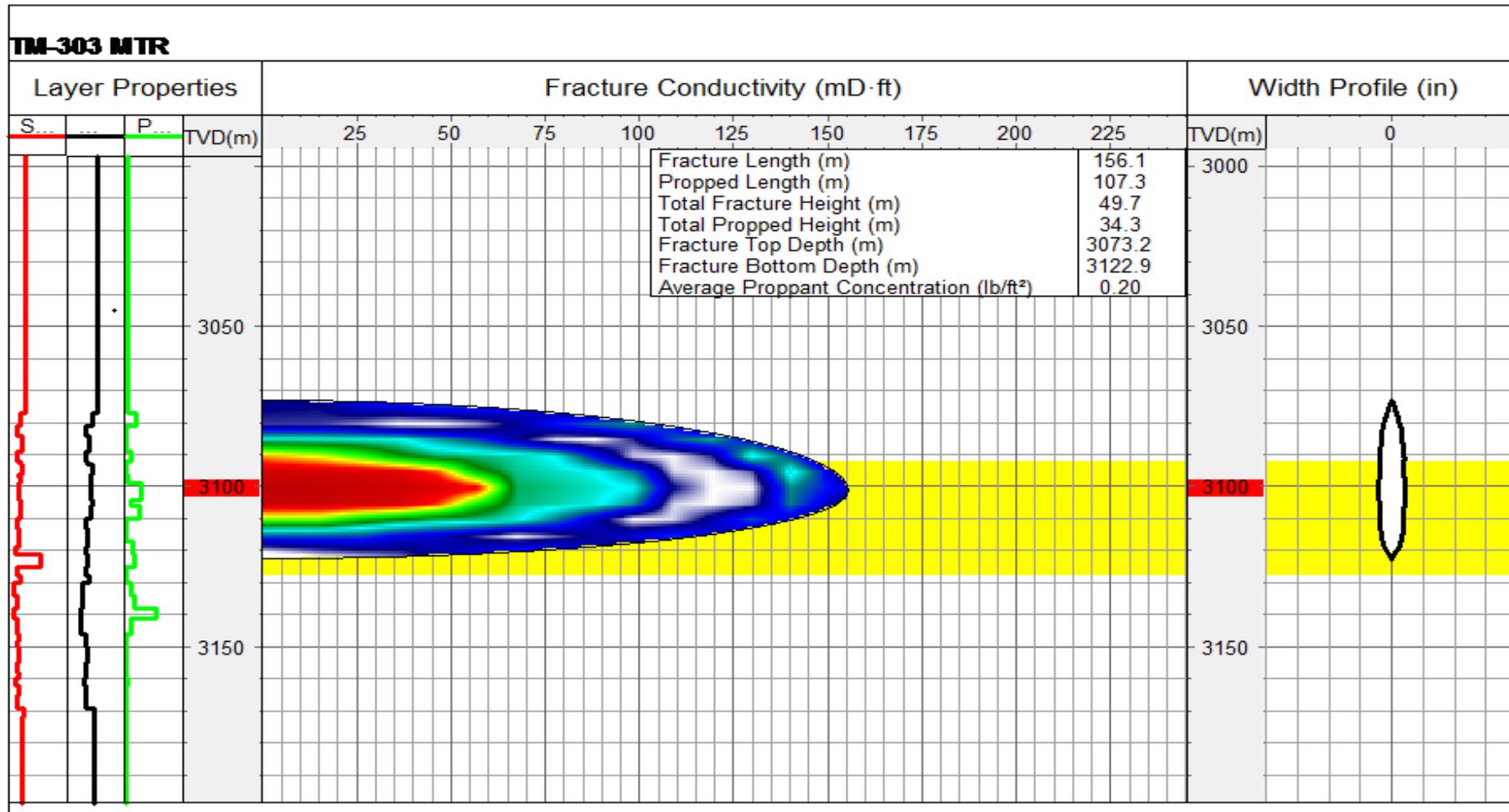


Figure 7.29 : profil de conductivité dans la fracture. Propagation en hauteur, longueur et largeur.

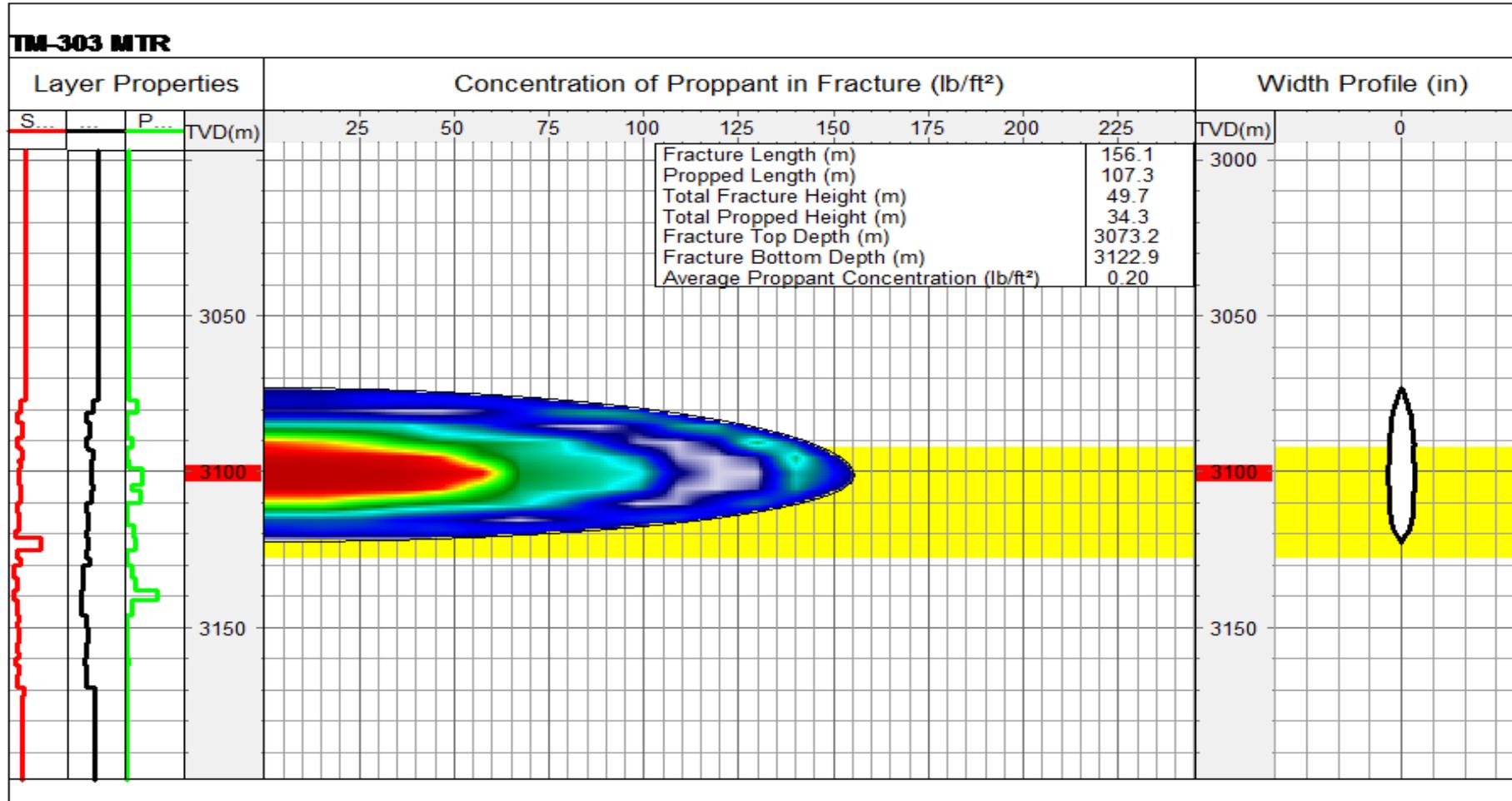


Figure 7.30 : profil de concentration du Proppant dans la fracture. Propagation en hauteur, longueur et largeur.

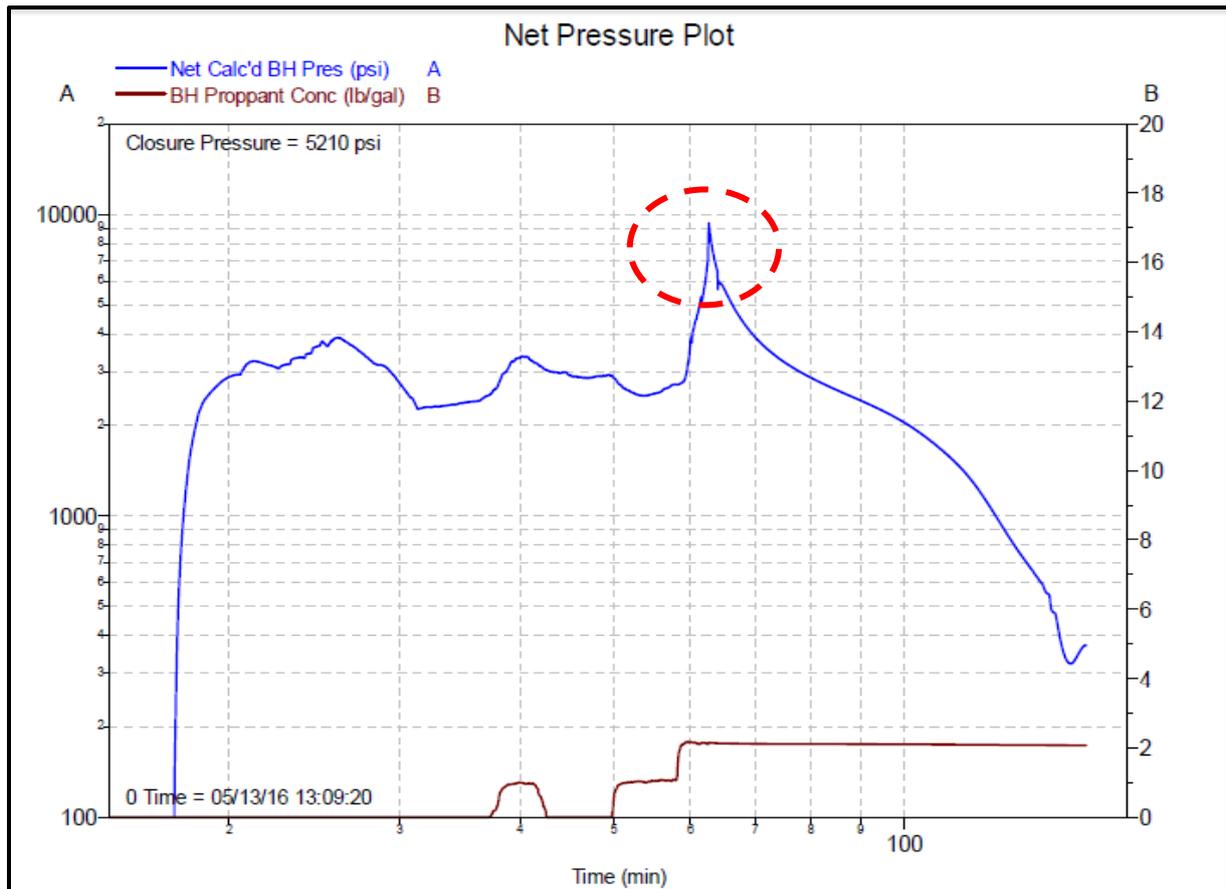


Figure 7.31 : Evolution de la pression nette au cours de traitement principal.

7.7. Causes possibles du screenout prématuré

Au cours d l'opération, un screenout est survenu avant la fin de pompage du volume conçu pour être injecté dans la 2^{ème} phase .Le Proppant total injecté été de 32050 lbs au lieu de 159000 lbs. Le Proppant resté dans la formation était de 20155 lbs.

Pour comprendre la cause d'un screen out il faudra essayer de comprendre la physique du déroulement du frac job, c'est-à-dire : la perte du fluide de frac est dû à quoi? , l'augmentation de la pression de traitement est causée par quoi? , le type de gel et Proppant utilisé était-il adéquat ? , existe-t-il des fissures naturelles dans le réservoir ?,

Dans notre cas on va analyser ce problème et essayer de trouver les causes possibles de survenue de ce screen out.

7.7.1. Existence des fissures ou une zone de grande perméabilité

Le développement de la fracture peut traverser un réseau des fissures ou une zone de grande perméabilité qui absorbe le fluide injecté pendant l'étape PAD, ainsi, la fracture n'offre pas une largeur suffisante pour le passage des grandes concentrations de Proppant. L'analyse du déclin de la fonction-G montre l'existence des fissures naturelles dans la zone fracturée.

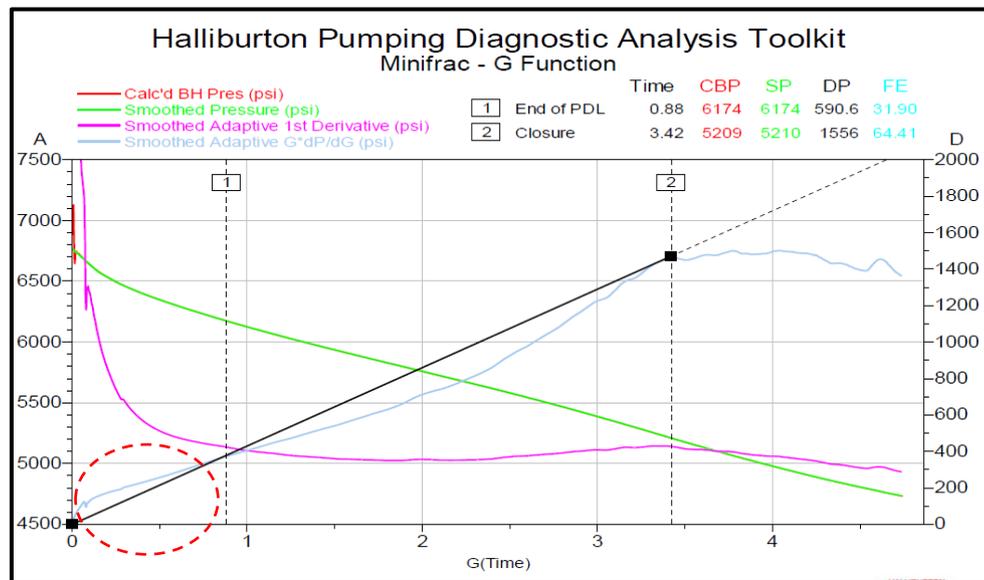


Figure 7.32 : analyse de la G-fonction

Résultats de l'imagerie région montre en outre

La présence de sept (7) fractures à faible amplitude acoustique et quatre (4) fractures induites par le forage pour Unité IV-2, intervalle 3090-3106m.

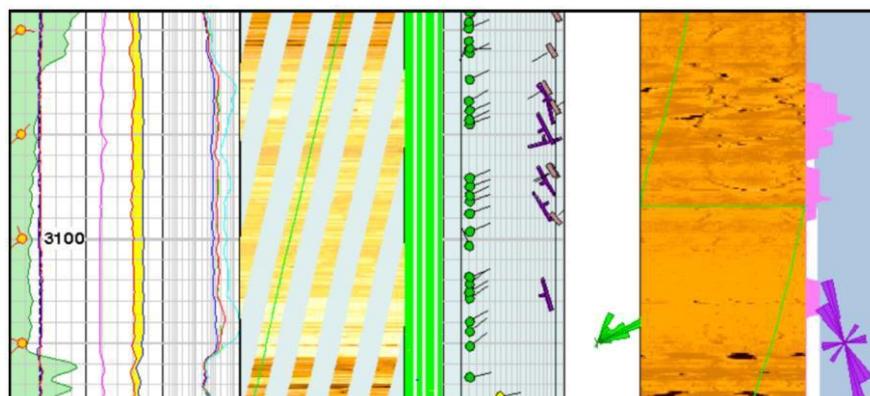


Figure 7.33 : Résultats de l'imagerie Unité IV-2.

L'imagerie montre aussi une faible densité de fractures. Une seule fracture à faible amplitude acoustique a été observée à 3076m et onze (11) fractures induites par le forage dans l'unité IV-3, intervalle 3059-3076.

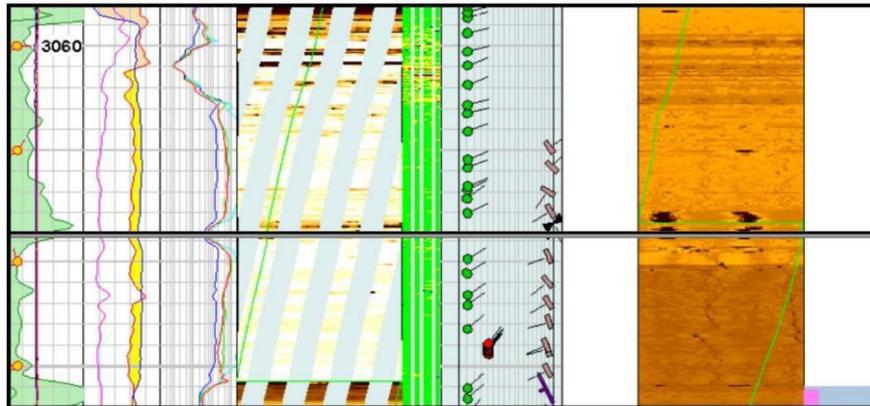


Figure 7.34 : Résultats de l'imagerie Unité IV-3.

La direction des fissures est perpendiculaire à la contrainte minimale, donc les fractures créées vont avoir presque la même orientation que les fissures naturelles existantes dans le réservoir, d'où la possibilité que ces dernières peuvent absorber le fluide de fracturation et provoquer un screenout.

7.7.2. Développement non contrôlable de la hauteur

Dans notre puits la fracture créée s'est développée de 3073 m 3122.9 m selon le simulateur calibré avec le modèle mécanique de la région. Le Thermolog a montré clairement un refroidissement dans la zone allant de 3078 m, avec le point le plus froid situé 3098 m, jusqu'à 3120m ce qui confirme le bon confinement de la zone fracturée,

La même hauteur de la fracture qui est ouverte dans le Data frac est ouverte dans le traitement principal, donc le développement de fracture est contrôlé et ne peut pas être la cause du screenout.

7.7.3. Friction d'entrée

Le test SDRT effectué sur le puits TM-303 montre que la plus grande partie de la friction proche du puits est due à la tortuosité, c'est-à-dire que les pertes de charges dues à la tortuosité sont plus dominantes par rapport aux perforations qui sont causées par la complexité géomécanique dans les réservoirs Tight en Algérie, donc on peut en déduire que la tortuosité peut être à l'origine d'un screen out.

7.8. Application de la méthode UFD sur le puits TM-303

Dans la deuxième partie de notre travail on va appliquer la méthode UFD sur notre cas d'étude, l'objectif principal est de trouver un design de fracturation par l'utilisation de cette méthode et de faire une comparaison entre les résultats du simulateur FRACPRO et ceux trouvés par la méthode UFD.

7.8.1. Design de fracturation du puits TM-303

Pour élaborer un design de fracturation, trois principales étapes doivent être suivies :

- optimiser les géométries de la fracture en ajustant la masse totale du Proppant à injecter.
- calculer le temps de pompage, volume du fluide injecté et l'efficacité du fluide.
- calculer les paramètres d'addition du Proppant (friction du Pad, volume du Pad, temps du Pad).

La masse de Proppant qui est le paramètre le plus crucial dans l'optimisation de la géométrie de fracture a été optimisée d'abord par le simulateur FRACPRO, elle est égale à 184000 lbm. Le type du Proppant utilisé dans le traitement est le Sintered Bauxite 20/40 HSP, dont les propriétés physiques sont illustrées dans le tableau (7.21).

On calcule les dimensions de la géométrie de la fracture (longueur, largeur), le facteur Skin après traitement et le FOI (Fold Of Increase) en utilisant la même masse du Proppant (184000 lbm). La figure (7.35) est un organigramme qui résume les principales étapes pour calculer les différents paramètres du design afin d'optimiser les géométries de la fracture, le skin et le FOI.

Ensuite, on détermine le temps de pompage de fluide et les paramètres d'ajout du Proppant pour acquérir la géométrie souhaitée.

Le tableau (7.25) résume toutes les données nécessaires pour calculer l'ensemble des paramètres du design de la fracturation par la méthode U.F.D. appliqué au puits TM-303

Tableau.7.25 : Données nécessaire pour le calcul UFD sur le puits TM-303

Masse totale du Proppant (lbm)	M_p	184000
Densité	d	3.5
Porosité du Proppant	φ	0.35
Perméabilité du Proppant (md)	K_f	313000
Perméabilité de la formation (md)	K	1
Epaisseur de la couche productrice (ft)	h	22
Rayon de drainage (ft)	R_e	400
Rayon du puits (ft)	R_w	0.375
Facteur de skin avant le traitement	S	0
Hauteur de la fracture (ft)	h_f	138
Module de déformation plane, psi	E'	8750
Débit d'injection (bpm)	q	30
indice de consistance (lbf/ft ²)	K'	0.07
indice d'écoulement	N	0.45
Coefficient Leakoff (ft/min ^{0.5})	C_L	0.005
Coefficient Spurt loss (gal/ft ²)	S_p	0.01
Diamètre du Proppant (mm)	\varnothing	0.9

On propose les trois organigrammes suivants :

Le premier organigramme représenté par la figure (7.35), sera utilisée pour optimiser les géométries de la fracture, facteur Skin après traitements et FOI.

Le deuxième organigramme représenté par la figure (7.36) qui sera utilisée pour calculer les largeurs moyen et maximal, temps de pompage, volume injecté et l'efficacité du fluide.

Le troisième organigramme représenté par la figure (7.35) sera destiné pour calculer la friction, volume, et le temps du pad ainsi que la concentration du Proppant requise en fonction du temps.

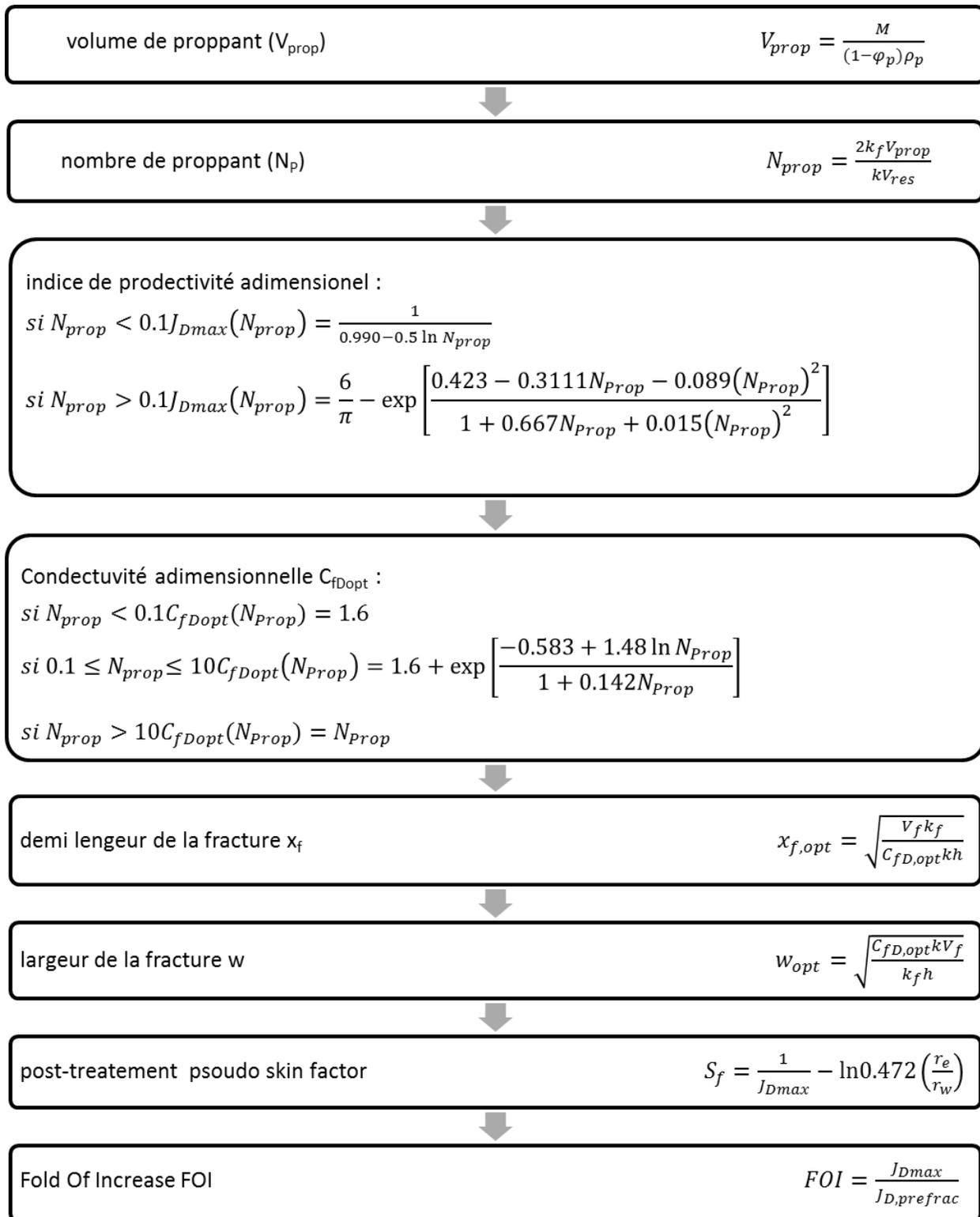


Figure.7.35 : Détermination des dimensions et post skin factor et FOI

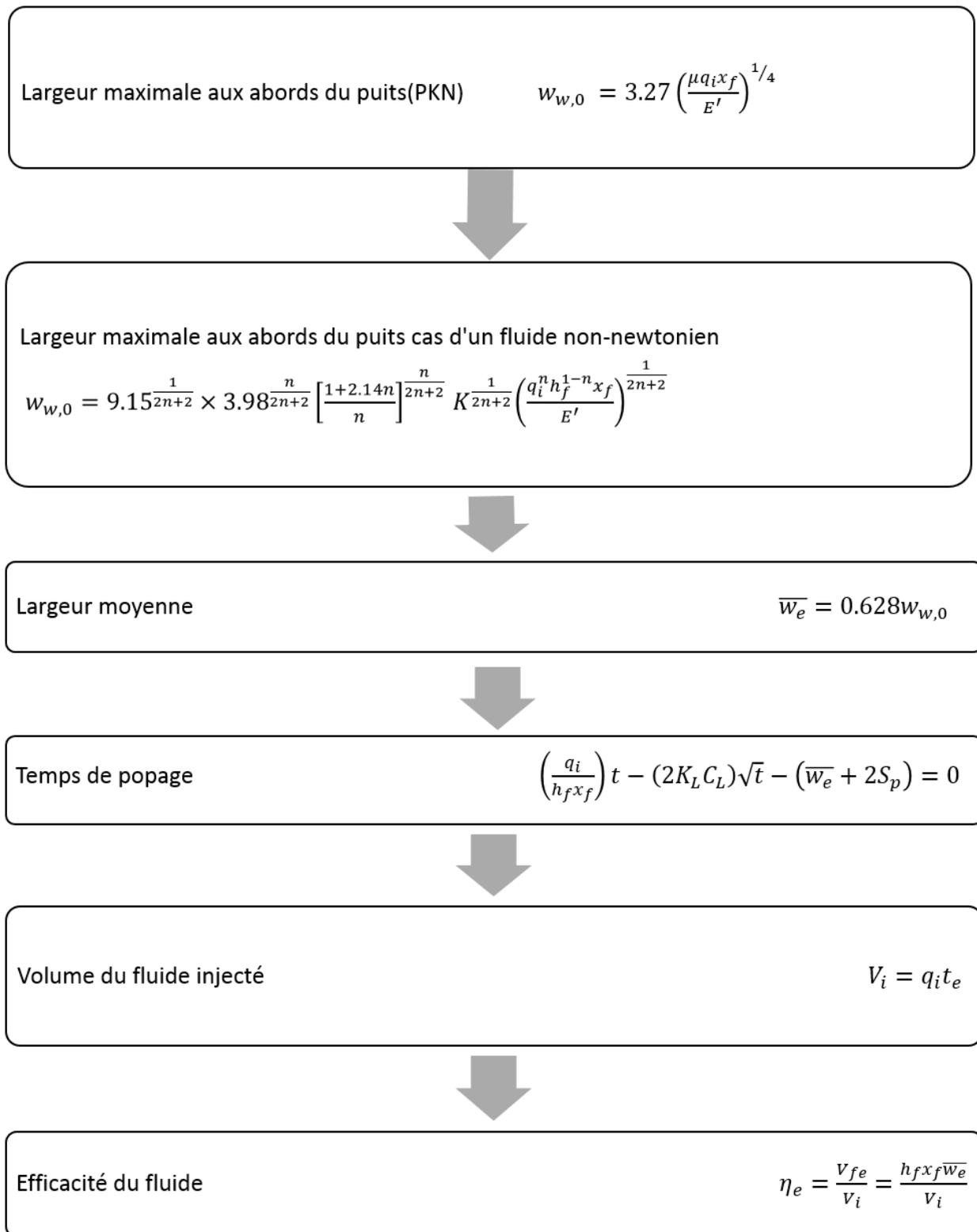


Figure.7.36 : Estimation du temps de pompage, V_i et l'efficacité du fluide

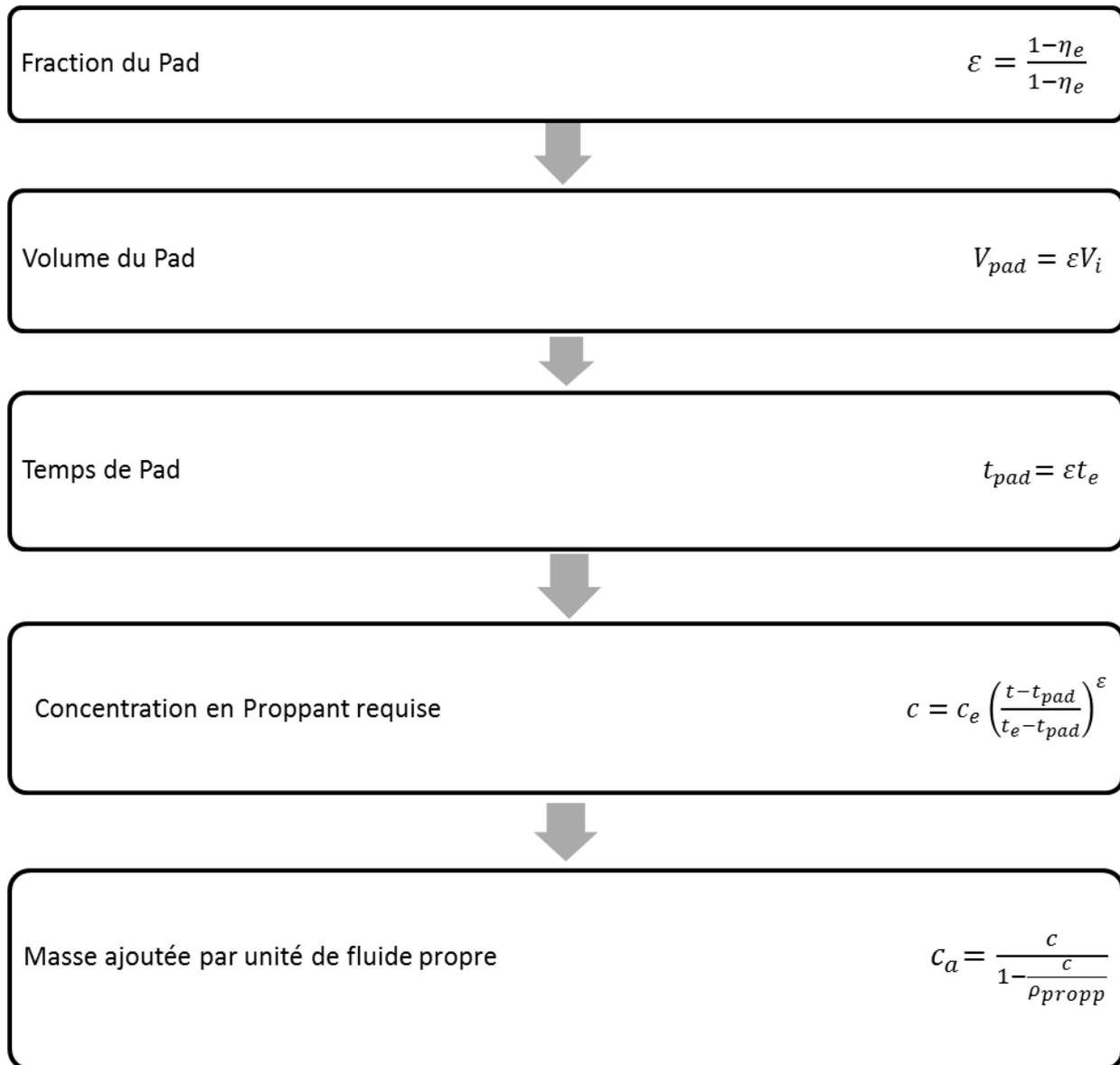


Figure.7.37 : Programme d'ajout de Proppant (Proppant Schedule)

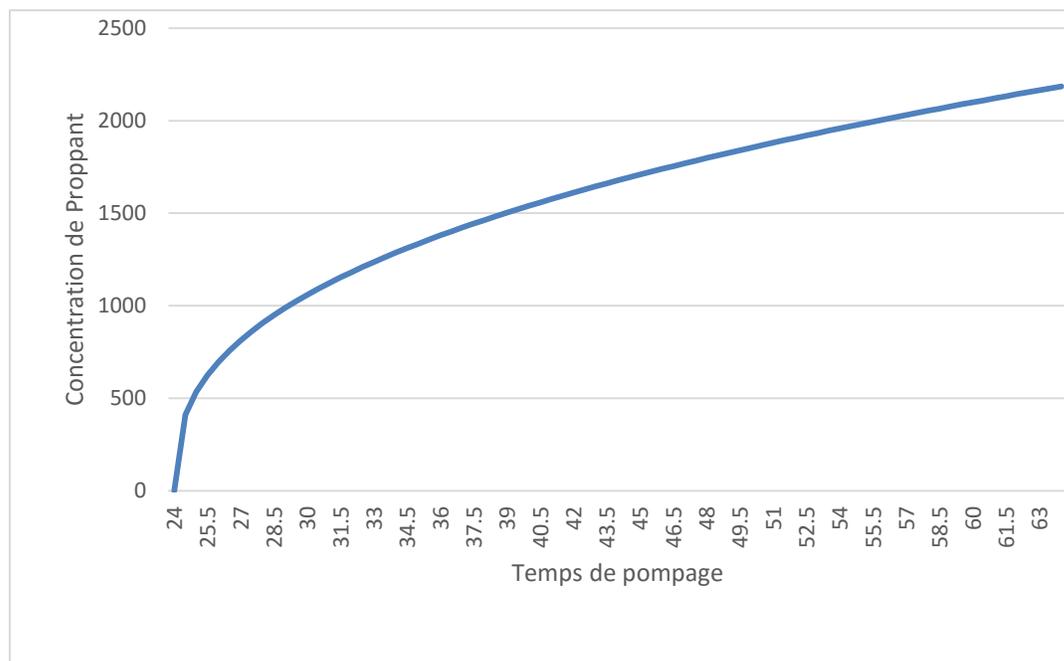
7.8.2. Programme MATLAB (ANNEXE A)

Les trois précédents organigrammes fusionnés sont écrit en langage MATLAB dans le but de calculer les différents paramètres du design de traitement.

Après avoir introduit les données nécessaires pour le design et avoir lancé le programme MATLAB, nous avons obtenu les paramètres qui sont résumés dans le tableau (7.25).

Tableau 7.26 : les résultats obtenus par la méthode U.F.D.

		U.F.D.	FRACPRO
Nombre du Proppant	N_{prop}	11.703	--
Indice de productivité adimensionnel maximal	$J_{D, max}$	1.6688	--
Conductivité adimensionnel optimal	$C_{fD, opt}$	11.703	--
Demi-longueur optimale (ft)	$X_{f, opt}$	354.4	345
Largueur soutenue optimale (inch)	$W_{f, opt}$	0.15	0.25
Facteur Skin après la fracturation	S_f	-5.697	0.5
Fold of Increase	FOI	10.38	--
Largueur maximale (inch)	$W_{w, 0}$	1.9077	--
Largueur moyenne (inch)	\bar{w}_e	1.198	--
Temps de pompage (min)	t_e	64.83	64
Volume injecté (bbl)	V_i	1945	2023
Efficacité du fluide	FE	0.44	0.64
Fraction du Pad	ε	0.38	--
Volume du Pad (bbl)	V_{pad}	743	1900
Temps du Pad (min)	T_{pad}	24.77	--
Concentration du Proppant maximum (lbm/ft ²)	C_e	2186	--

**Figure 7.38** : Concentration du Proppant vs temps de pompage

7.8.3. Comparaison entre FRACPRO et U.F.D.

- Avec une masse de 184 000 lb, le simulateur FRACPRO prédit la création d'une demi-longueur de 345 ft tandis qu'une demi-longueur de 354 ft a été obtenue en utilisant la méthode U.F.D.
- La largeur optimale calculée par U.F.D. est de 0.15 inch.
- La largeur moyenne est de 1.20 (inch), elle est supérieure à celle obtenu par le simulateur FRACPRO (0.25 inch).
- Un facteur Skin de -5.7, signifie que le puits a été bien stimulé.
- Les temps de pompages calculés par l'U.F.D. et calculer par le simulateur sont similaire (64 min)
- Le volume total du fluide injecté (Slurry volume) estimé par U.F.D est de 1945 lbm, tandis que le volume estimé par le simulateur est de 2023 lbm

D'après ces résultats obtenus concernant la comparaison entre les deux méthodes, on peut conclure que l'application de l'U.F.D nous permet d'établir un design de fracturation très efficace.

L'U.F.D a prédit un volume de fluide injecté égal à 1945 bbl qui est inférieur au volume proposé par le simulateur et un temps d'injection presque égal, les géométries de fracture qu'on peut atteindre selon l'U.F.D sont légèrement plus grandes à celle obtenue par le simulateur FRACPRO.

Conclusion et Recommandation

Conclusion

La fracturation hydraulique fut, et demeurera, un des outils, nécessaires pour améliorer la productivité de puits à faible et à moyenne perméabilité.

Nous arrivons au terme de notre travail qui consiste à analyser la fracturation hydraulique du puits TM-303, lequel a donné sur les résultats suivants :

- Une longueur de fracture totale de 156 m et une longueur soutenue de 107m pour l'unité Ordovicien IV-2 Upper.
- Une largeur moyenne de 0.07 in alors sa valeur maximum est de 0.26 in pour cette zone.
- Une hauteur totale de 50 m dont 34m soutenues.
- Un Skin de 0.50 a été obtenu qui est dû à l'écoulement non-darcien et l'écoulement multiphasique. Cette valeur positive de Skin indique que le puits n'a pas été bien stimulé.
- Une concentration moyenne de Proppant de 0.20 lb/ft³ ainsi qu'une conductivité moyenne de 260 mD.ft.
- La tortuosité est le type de friction prédominant dans le puits TM-303 ce qui a causé le screenout.
- Les dimensions des géométries obtenues après le traitement principal n'ont pas atteint celles acquise par le design.
- La méthode U.F.D. est parmi les méthodes les plus efficaces pour le design de la fracturation.

Les fracturations hydrauliques dans les formations gazifières Tight sont sujets à des screenout précoces en Algérie à cause de la complexité géomécanique, pour éviter cela il faut consacrer plus de temps au cours de l'étape de design et avoir des données de départ fiables pour augmenter les chances de succès de l'opération.

Recommandations

Pour la réussite d'une opération de fracturation, il faut prendre tout le temps nécessaire pour rassembler tous les données nécessaires à fin d'établir le design le plus précis et minimiser le pourcentage d'échec de cette opération.

Pour une éventuelle opération de fracturation hydraulique dans Le puits TM-303 on recommande

- Dans les formations tight, l'injection de Sand slug est recommandée pour diminuer les frictions.
- Une augmentation de volume du PAD pour compenser le volume perdu dans les fissures naturelles.
- Une augmentation de débit d'injection afin de diminuer le temps de déroulement de l'opération ce qui fait diminuer le volume absorber par les fracture.
- L'utilisation d'un additif de control de Leakoff (s100 sable) pour réduire les fuite dans les fissures.
- Un pompage de Sand slug avec le 100 mesh et 30 /50 Proppant pour vérifier l'existence des problèmes dans la fracture avant les phases de Proppant.
- Faire des études d'optimisation pour avoir le gain optimal en utilisant la nouvelle approche « UNIFIED FRACTURE DESIGN » qui nous permet d'avoir un meilleur compromis entre les trois paramètres caractérisant la géométrie de la fracture ; et le volume du Proppant à pomper pour avoir une meilleure conductivité.

Nous recommandons de faire appel à la technique HiWAY afin d'éviter le screenout et d'augmenter la conductivité de la fracture et sa longueur effective.

Références bibliographiques

Economides, M.J., Oligney, R.E., Valko, P.P. 2002. Unified Fracture Design, Texas: Orsa Press Alvin.

E. Detournay, R. Carbonell, “Fracture-Mechanics Analysis of the Breakdown Process in Minifracture or Leakoff Test”, Paper SPE 288076, 1997

J.W.Thompson, D.C. Church, “Design, Execution and Evaluation of Minifrac in the Field, A practical Approach and Case Study, Paper SPE 26034, 1993

J. L. Castillo, “Modified Fracture Pressure Decline Analysis Including Pressure-Dependent Leakoff”, Paper SPE 16417, 1987

G. Marett, P. Chevalier, P. Souhuite, J. Suau, “Shaly Sand Evaluation Using Gamma Ray Spectrometry”, SPWLA, 1976

K. G. Nolte, “Principles for Fracture Design Based on Pressure Analysis,” Paper SPE 10911.

M.A. Aghighi, S.S. Rahman, M.M. Rahman, “Effect of Formation Stress Distribution on Hydraulic Fracture Reorientation in Tight Gas Sands”, Paper SPE-122723, 2009.

M. J. Economides, K.G. Nolte, “Reservoir Stimulation Manual”, Chapter 9, Third Edition.

Nolte, K.G. 1986. Determination of Proppant and Fluid Schedules from Fracturing Pressure Decline, SPE-8341, SPEPE, July: 255–265.

Nordgren, R. P. 1972. Propagation of a Vertical Hydraulic Fracture, SPE-3009

Stephen A. Holditch, “Unlocking the Unconventional Oil and Gas Reservoirs-Stimulation of Tight Gas Sands”, Paper 20267, 2009.

Chapitre 7

Partie pratique

Liste des figures

Partie I – évaluation de la fracturation hydraulique du puits TM-303

Figure 7.1 : Carte géographique indique le puits TM-303.

Figure 7.2 : coupe lithologique du puits TM-303.

Figure 7.3 : fiche complétion du puits TM-303. (Hydraulic Fracturing Treatment TM-303 Ordovician IV-2 May 12th-13th, 2016).

Figure 7.4 : les logs utilisés en pétrophysique.

Figure 7.5 : les logs utilisés en géomécanique.

Figure 7.6: Profil de la contrainte horizontale mineure.

Figure 7.7 : Ecran d'accueil de FRACPRO2015.

Figure 7.8: Principaux Output De FRACPR2015

Figure 7.9 : simplification schématique des étapes suivies pour le design du traitement de fracturation hydraulique FRACPRO 2015.

Figure 7.10: test d'injectivité et acide.

Figure 7.11: Step Rate Down.

Figure 7.12 : évaluation des types de friction (tortuosité, perforation et totale).

Figure 7.13 : test Minifrac.

Figure 7.14 : Minifrac ISIP.

Figure 7.15 : Minifrac analyse G-FUNCTION.

Figure 7.16 : Minifrac analyses de square root time.

Figure 7.17 : évolution de la pression nette au cours de test Minifrac.

Figure 7.18 : log température.

Figure 7.19 : matching de l'enregistrement de pression de Minifrac .

Figure 7.20 : croissance de la géométrie. Propagation dans les trois dimensions.

Figure 7.21 : profil de conductivité dans la fracture. Propagation en hauteur, longueur et largeur.

Figure 7.22 : profil de concentration du Proppant dans la fracture. Propagation en hauteur, longueur et largeur.

Figure 7.23 : design de traitement principale.

Figure 7.24: conductivité du Sintered Bauxite 16/30 en fonction de la contrainte de fermeture.

Figure 7.25: perméabilité du Sintered Bauxite 16/30 en fonction de la contrainte de fermeture.

Figure 7.26 : conductivité du Sintered Bauxite 20/40 en fonction de la contrainte de fermeture.

Figure 7.27 : perméabilité du Sintered Bauxite 20/40 en fonction de la contrainte de fermeture.

Figure 7.28 : la variation des différents paramètres au cours de traitement principale.

Figure 7.29 : profil de conductivité dans la fracture. Propagation en hauteur, longueur et largeur.

Figure 7.30 : profil de concentration du Proppant dans la fracture. Propagation en hauteur, longueur et largeur.

Figure 7.31 : Evolution de la pression nette au cours de traitement principal.

Figure 7.32 : analyse de la G-fonction.

Figure 7.33 : Résultats de l'imagerie Unité IV-2.

Figure 7.34 : Résultats de l'imagerie Unité IV-3.

Partie II Design de la fracturation par la méthode U.F.D.

Figure.7.35 : Détermination des dimensions et post skin factor et FOI.

Figure 7.36 : Estimation du temps de pompage, V_i et l'efficacité du fluide.

Figure 7.37 : Programme d'ajout de Proppant (Proppant Schedule).

Figure 7.38 : concentration du Proppant vs temps de pompage.

Liste des tableaux

Partie I – évaluation de la fracturation hydraulique du puits TM-303

Tableau 7.1 : tubage des phases TM-303.

Tableau 7.2 : description lithologique du puits TM-303(rapport fin de sondage TM-303).

Tableau 7.3 : Fiche technique du puits TM-303. (Preliminary Designs).

Tableau 7.4 : Données de réservoir et le fluide.

Tableau 7.5 : résultats des essais du puits.

Tableau 7.6 : les principaux paramètres pétrophysique pour les deux unités.

Tableau 7.7:Tableau représentatif des caractéristiques mécaniques du puits TM-303.

Tableau 7.8 : Tableau représentatif des états de contraintes tout le long du puits TM-303.

Tableau 7.9 : Les statistiques de test d'injectivité du puits TM-303.

Tableau 7.10 : Les statistiques de SDRT du puits TM-303.

Tableau 7.11:les différents types des frictions au cours de test SRT.

Tableau 7.12 : Les statistiques de test Minifrac du puits TM-303.

Tableau 7.13 : les paramètres soutirer de teste Minifrac.

Tableau 7.14 : Résultats des géométries après DATAFRAC.

Tableau 7.15 : résumé des caractéristiques géométrique.

Tableau 7.16 : conductivité de la fracture et concentration du Proppant.

Tableau 7.17 : programme de traitement principal.

Tableau 7.18 : Additifs de gel linéaire.

Tableau 7.19 : Additifs de gel réticuler (60 # PermStim TM).

Tableau 7.20 : propriétés physique du Sintered Bauxite 16/30.

Tableau 7.21 : propriétés physique du Sintered Bauxite20/40.

Tableau 7.22 : résumé des caractéristiques géométriques de la fracture.

Tableau 7.23 : résumé des pressions à la fin de la fracturation.

Tableau 7.24 : les masses des Proppants et les volumes des fluides à la fin de la fracturation.

Partie II -Design de la fracturation par la méthode U.F.D.

Tableau 7.25 : Données nécessaire pour le calcul UFD sur le puits TM-303.

Tableau 7.26 : les résultats obtenus par la méthode U.F.D.

Liste des abréviations

- A : Surface de la section transversale d'écoulement
- BHTP_{dynamique} : Pression de fond dynamique, psi
- BHTP_{statique} : Pression de fond statique, psi
- c : Concentration en Proppant, lbm/ft³
- C_{bulk} : Compressibilité totale
- c_e : Concentration maximal en Proppant, lbm/ft³
- C_{fD} : Conductivité adimensionnel
- C_L : Coefficient de filtration, bbl/ft^{0.5}
- $C_{matrice}$: Compressibilité de la matrice
- $\Delta P_{friction}$: Pertes de charge totales, psi
- ΔP_{NWB} : Pertes de charge aux abords du puits (near wellbore frictions), psi
- $\Delta P_{perforations}$: Pertes de charges à travers les perforations, psi
- Δt_s : Temps de déplacement d'onde de cisaillement us/ft
- Δt_p : Temps de déplacement d'onde de compression us/ft
- E' : Module de déformation plane, psi
- E_d : module d'Young dynamique, psi
- E_s : module d'Young statique, psi
- FE : Efficacité du fluide (fluid efficiency)
- FOI : Fold of Increase
- FPP : Pression de propagation de la fracture (fracture propagation pressure), psi
- FRP : Pression de réouverture de la fracture (fracture reopening pressure), psi
- G : module de cisaillement, psi
- g : Accélération gravitationnelle, N/Kg
- $g(\Delta tD, \alpha)$: Fonction g de Nolte
- $g_0(\Delta tD, \alpha)$: Fonction g_0 de Nolte
- H : Profondeur, ft
- h : Hauteur de la zone d'intérêt, ft
- h_f : Hauteur de fracture, ft

ISIP : pression de la fermeture instantanée, psi
 I_x : coefficient de pénétration x-direction
 J_D : indice de productivité adimensionnel
 K : Perméabilité de la formation, mD
 L1 : Longueur totale d'échantillon, ft
 L2 : Longueur après déformation, ft
 M : masse totale du Proppant, lbm
 N_p : nombre de Proppant
 P_b : Pression d'initiation de la fracture (fracture initiation pressure), psi
 P_c : Pression de fermeture de la fracture (fracture closure pressure), psi
 P_h : Pression en tête de puits, psi
 P_{inj} : Pression d'injection ou de pompage, psi
 P_{net} : Pression nette (net pressure), psi
 P_p : Pression des pores, psi
 P_R : pression de réservoir, psi
 $P_{tectonique}$: Pression tectonique, psi
 P_w : Pression de fond (bottom hole treating pressure)
 Q : Débit de pompage lbb/min
 Re : Rayon de drainage, ft
 R_w : rayon du puits, inch
 S : Skin post-fracturation
 S_f : facteur Pseudo skin
 S_p : spurt loss, gal/ft
 S_w : saturation en eau
 T : Force de tension.
 t_e : Temps d'injection, min
 T_{pad} : Temps d'injection du pad, min
 TVD : hauteur réelle
 UFD : Unified Fracture Design
 V_f : Volume de Proppant placé dans une aile
 V_{pad} : Volume du pad, ft³

V_{sh} : volume d'argile
 X_f : Demi-longueur d'une fracture 2D,ft
 X : Longueur totale de la fracture, ft
 W_e : Largeur moyenne de la fracture, inch
 $W_{w,0}$: Largeur maximale de la fracture, inch
 α : Constante de Biot
 σ : La contrainte, psi
 σ_{max} : Contrainte horizontale maximale, psi
 σ_{min} : Contrainte horizontale minimale, psi
 σ_v : Contrainte verticale, psi
 λ : Constant incompressibilité
 ε : Déformations
 ε_x : Déformation latérale
 ε_y : Déformation axiale
 φ : Porosité
 φ_p : Porosité du Proppant
 ρ_b : La masse volumique g/cc
 ρ_{fluide} : Masse volumique de fluide ppg
 ρ_{moy} : Masse volumique moyenne ppg
 ρ_{prop} Masse volumique du Proppant, lb/ft³
 ρ_{roche} : Masse volumique de la roche ppg
 ν : Coefficient de Poisson.
 μ : Constant de rigidité
 μ : La viscosité, cp

Annexe

Annexe A : Programme de calcul sous MATLAB

```

1   % programme d'optimisation
2   % utilisation de la méthode U.F.D. POUR l'optimisation.
3   %clear all
4   %clc
5 -  |d = input(' specific gravity of proppant material: ');
6 -  Phip = input(' proppant pack porosity: ');
7 -  Kf = input(' proppant pack permeability,md: ');
8 -  K = input(' formation permeability,md: ');
9 -  h = input(' pay thickness,ft: ');
10 - Re = input(' well drainage radius,ft: ');
11 - Rw = input(' well radius,ft: ');
12 - Spre = input(' pre-treatment skin factor: ');
13 - hf = input(' fracture height,ft: ');
14 - E = input(' plane strain modulus,psi: ');
15 - Q = input(' slurry injection rate(two wings,liq+prop),bpm: ');
16 - Kr = input(' pumping fluid consistency index: ');
17 - N = input(' pumping fluid flow behavior index: ');
18 - Cl = input(' leakoff coefficient in permeable layer,ft/min^0.5: ');
19 - Sp = input(' spurt loss coefficient,gal/ft^2: ');
20 - n = input(' proppant nmass stage: ');
21 - M=zeros(1,n); Vprop=zeros(1,n); Vf=zeros(1,n); Nprop=zeros(1,n); JDmax=zeros(1,n);
22 - CfDopt=zeros(1,n); Xf=zeros(1,n); Wf=zeros(1,n); FOI=zeros(1,n); Sf=zeros(1,n);
23 - m=zeros(1,n);
24 - for i=1:n
25 -     M(i) = input(' Proppant mass for (two wings),lbm: ');
26 -     m(i) = M(i)*h/hf;
27 -     Vprop(i) = m(i)/((1-Phip)*d*62.4);
28 -     Vf(i) = Vprop(i)/2;
29 -     Nprop(i) = (2*Kf*Vprop(i))/(K*h*3.14*Re^2);
30 -     if Nprop(i) <0.1
31 -         JDmax(i) = 1/(0.990-0.5*log(Nprop(i)));
32 -         CfDopt(i) = 1.6;
33 -     end,

```

Figure A.1 : programme MATLAB 1

```

34 -     if 0.1 <= Nprop(i) <=10
35 -         JDmax(i) = 6/3.14-exp((0.423-0.311*Nprop(i)-0.089*Nprop(i)^2)/(1+0.667*Nprop(i)+0.015*Nprop(i)^2));
36 -         CfDopt(i) = 1.6+exp((-0.583+1.48*log(Nprop(i)))/(1+0.142*Nprop(i)));
37 -     end,
38 -     if Nprop(i) >10
39 -         JDmax(i) = 6/3.14-exp((0.423-0.311*Nprop(i)-0.089*Nprop(i)^2)/(1+0.667*Nprop(i)+0.015*Nprop(i)^2));
40 -         CfDopt(i) = Nprop(i);
41 -     end,
42 -         Xf(i) = (Kf*Vf(i)/(h*K*CfDopt(i)))^0.5;
43 -         Wf(i) = ((CfDopt(i)*K*Vf(i)/(Kf*h))^0.5)*12;
44 -         Sf(i) = 1/JDmax(i)-log(0.472*(Re/Rw));
45 -         JD = log(0.474*Re/Rw)+Spres;
46 -         FOI(i)=JDmax(i)*JD;
47 - end;
48 - if n==1
49 -     MWW = (9.15^(1/(2*N+2)))*(3.98^(N/(2*N+2)))*(((1+2.14*N)/N)^(N/(2*N+2)))*(Kr^(1/(2*N+2)))*(Q^N*hf^(1-N)*Xf(i)/E)^(1/(2*N+2));
50 -     AWW = 0.628*MWW;
51 -     P = [(Q*5.614583/(hf*Xf(i))) - (3*C1) - (AWW*1/12+2*Sp*0.13368)];
52 -     r = roots(P);
53 -     opos = r(r>=0);
54 -     PT = opos^2;
55 -     Vi = Q*PT;
56 -     FE = hf*Xf(i)*AWW/(Vi*12*5.614582);
57 -     e = (1-FE)/(1+FE);
58 -     Vpad = e*Vi;
59 -     Tpad = e*PT;
60 -     Ce = m(i)/(FE*Q);
61 -     intervalle = (Tpad :5: PT);
62 -     C = Ce*((intervalle - Tpad)/(PT-Tpad)).^e;
63 -     disp(['Proppant number,Nprop:', num2str(Nprop(i))]);
64 -     disp(['Dimensionless production index,JDopt:', num2str(JDmax(i))]);
65 -     disp(['Optimal dimensionless fracture conductivity,CfDopt:', num2str(CfDopt(i))]);
66 -     disp(['Optimal half length,Xf opt:',num2str(Xf(i))]);

```

Figure A.2 : Programme MATLAB 2.

```

67 - disp(['Optimal propped width,Wopt:',num2str(Wf(i))]);
68 - disp(['Post treatment pseudo skin factor,Sf:',num2str(Sf(i))]);
69 - disp(['Folds of increase of PI:',num2str(FOI(i))]);
70 - disp(['Maximum Width,inch:',num2str(MWW)]);
71 - disp(['Average width,inch:',num2str(AWW)]);
72 - disp(['Pumping time(te),min:',num2str(PT)]);
73 - disp(['volume injected(one wing),bbl:',num2str(Vi)]);
74 - disp(['Fluid Efficiency:',num2str(FE)]);
75 - disp(['Pad fraction:',num2str(e)]);
76 - disp(['Pad Volume,bbl:',num2str(Vpad)]);
77 - disp(['Pad time(tpad),min:',num2str(Tpad)]);
78 - disp(['required max proppant concentration,lbm/ft^3:',num2str(Ce)])
79 - plot(intervalle,C);
80 - plot(intervalle,C,'--rs','LineWidth',2,'MarkerEdgeColor','k','MarkerFaceColor','g','MarkerSize',10)
81 - title('Proppant concentration vs. Time')
82 - xlabel('pumping time,min')
83 - ylabel('proppant concentration, lbm/ft^3')
84 - grid
85 - else
86 - subplot(2,2,1)
87 - plot(M,FOI,'--rs','LineWidth',2,'MarkerEdgeColor','k','MarkerFaceColor','g','MarkerSize',10)
88 - title('Mass of Proppant vs. FOI')
89 - xlabel('Mass of Proppant')
90 - ylabel('Folds Of Increase of PI')
91 - grid
92 - subplot(2,2,2)
93 - plot(M,Xf,'--rs','LineWidth',2,'MarkerEdgeColor','k','MarkerFaceColor','g','MarkerSize',10)
94 - title('Mass of Proppant vs. Xf')
95 - xlabel('Mass of Proppant')
96 - ylabel('Optimal Half Lenght')
97 - grid
98 - subplot(2,2,3)
99 - plot(M,Wf,'--rs','LineWidth',2,'MarkerEdgeColor','k','MarkerFaceColor','g','MarkerSize',10)

```

Figure A.3 : Programme MATLAB 3.

```

100 - title('Mass of Proppant vs. Wf')
101 - xlabel('Mass of Proppant')
102 - ylabel('Optimal Propped Width')
103 - grid
104 - subplot(2,2,4)
105 - plot(M,Sf,'--rs','LineWidth',2,'MarkerEdgeColor','k','MarkerFaceColor','g','MarkerSize',10)
106 - title('Mass of Proppant vs. Sf')
107 - xlabel('Mass of Proppant')
108 - ylabel('Post Treatment Psoudo Skin Factor')
109 - grid
110 - end;

```

Figure A.4 : Programme MATLAB 4.

```

Command Window
specific gravity of proppant material: 3.5
proppant pack porosity: 0.35
proppant pack permeability,md: 313000
formation permeability,md: 1
pay thickness,ft: 22
well drainage radius,ft: 400
well radius,ft: 0.375
pre-treatment skin factor: 0
fracture height,ft: 138
plane strain modulus,psi: 8750
slurry injection rate(two wings,liq+prop),bpm: 30
pumping fluid consistency index: 0.07
pumping fluid flow behavior index: 0.45
leakoff coefficient in permeable layer,ft/min^0.5: 0.005
spurt loss coefficient,gal/ft^2: 0.01
proppant nmass stage: 1
Proppant mass for (two wings),lbm: 184000

```

Figure A.5 : Les inputs du Programme MATLAB.

```

Proppant number,Nprop:11.703
Dimensionless production index,JDopt:1.6688
Optimal dimensionless fracture conductivity,CfDopt:11.703
Optimal half lenght,Xf opt:354.4009
Optimal propped width,Wopt:0.15901
Post treatment psoudo skin factor,Sf:-5.6223
Folds of increase of PI:10.3893
Maximum Width,inch:1.9077
Average width,inch:1.198
Pumping time (te),min:64.8334
volume injected(one wing),bbl:1945.0025
Fluid Efficiency:0.44711
Pad fraction:0.38206
Pad Volume,bbl:743.1101
Pad time (tpad),min:24.7703
required max proppant concentration,lbm/ft^3:2186.8654
fx >> |

```

Figure A.6: Les outputs du Programme MATLAB.

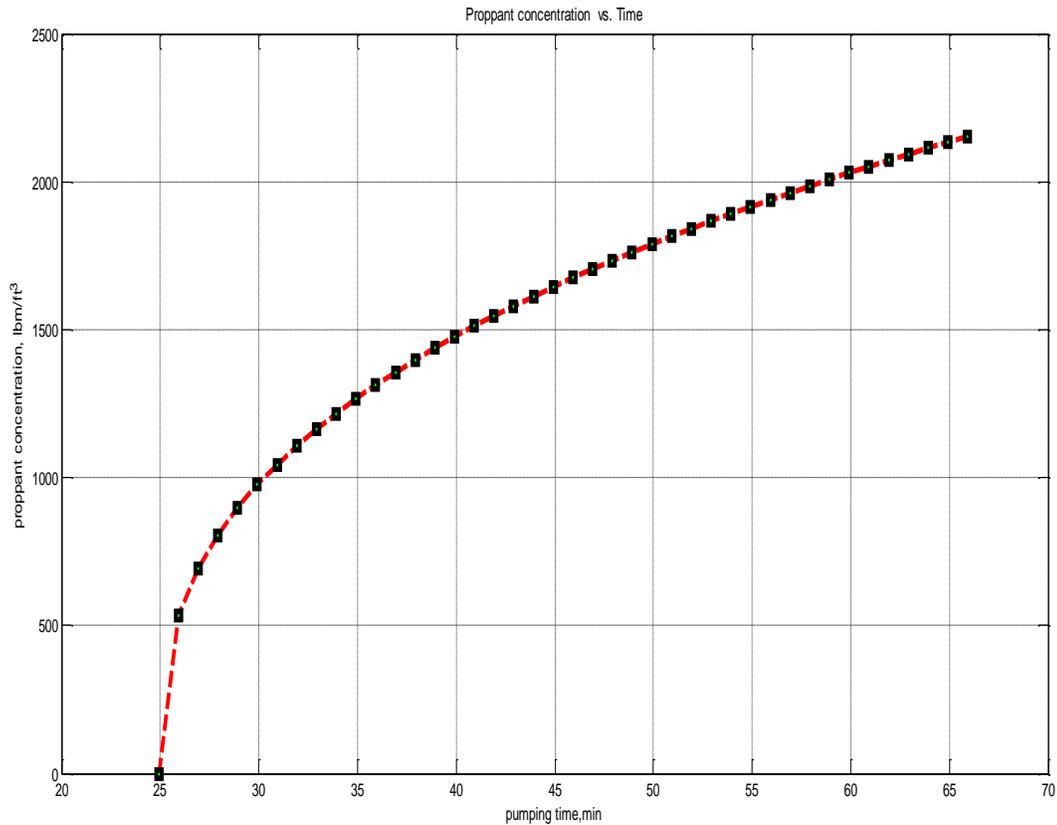


Figure A.7: Les outputs du Programme MATLAB (concentration du Proppant en fonction du temps de pompage).

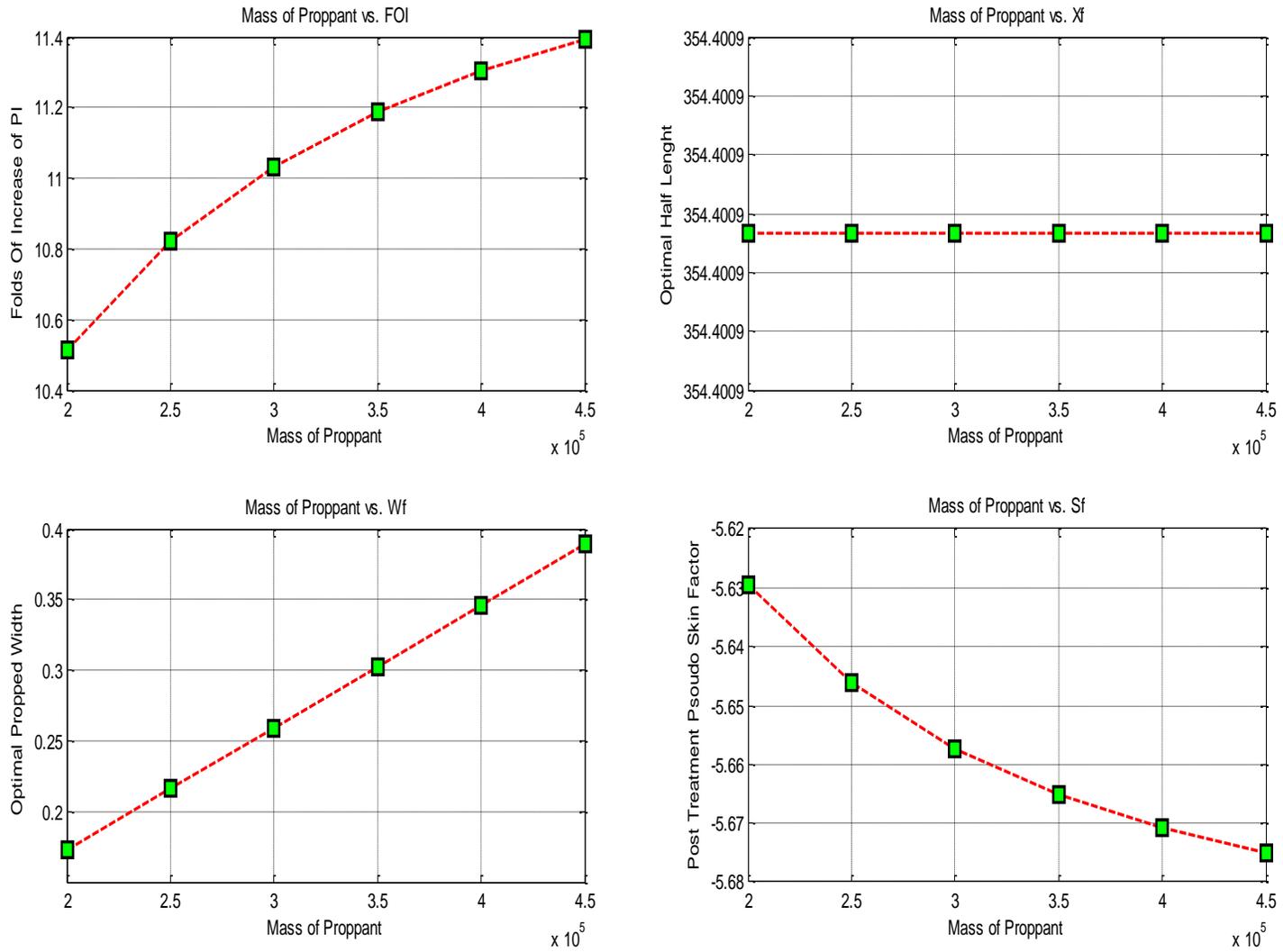


Figure A.8 : études de sensibilité des paramètres géométriques, skin, FOI