

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA BOUMERDES

Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de fin d'études
En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Filière : Hydrocarbure.

Spécialité : Génie Pétrolier.

Option : Production des hydrocarbures.

Thème

**EVALUATION D'UNE OPERATION DE
FRACTURATION HYDRAULIQUE
PUITS TML03 TFT**

Réalisé par :

FLITI Fethi

Devant le jury :

Pr.Zeraibi Noureddine

UMBB

Président

M. Saifi Reda

UMBB

Encadrant

Pr. Benyounès Khaled

UMBB

Examineur

M. GARECHE Mourad

UMBB

Examineur

Année universitaire 2019/ 2020

Avant **Propos**

La recherche et l'exploitation des richesses naturelles sont les premières nécessités pour le développement d'un pays. Les hydrocarbures en particulier, le pétrole brut et le gaz sont actuellement les richesses souterraines qui participent en grande partie au développement de l'Algérie et qui représentent la forme d'énergie la plus économique et la plus attrayante dans le monde entier.

Ces deux faits poussent la politique d'exploitation des champs à chercher et appliquer toutes les techniques d'exploitation découvertes à travers le monde pour pouvoir améliorer la production en vue d'une meilleure récupération des réserves qui gisent sous le sol du pays avec les moyens les plus économiques.

Remerciements

Au premier temps, je tiens à remercier le dieu, qui m'a donné la force et le courage pour continuer ce modeste travail.

J'aimerai bien exprimer ma plus profonde gratitude à tous ceux qui, de près ou de loin ont contribué à l'élaboration de ce travail. Leur aide fort appréciable a été enrichissante et déterminante lors de toutes les étapes de travail.

Je tiens à remercier mon consultant M.R.Saifi pour ses conseils, orientations. Je le remercie vivement pour ses remarques et pour le temps qu'il m'a accordé le long de cette période malgré ses occupations.

J'adresse aussi mes sincères remerciements à l'ensemble des enseignants de l'INHC qui ont contribué à ma formation en particulier :

- ✦ M.Nait Ammar.
- ✦ M. Zeraibi.
- ✦ M. BENYOUNESS.
- ✦ M.GARECHE.

Sans oublier toute l'équipe du département Production pour leurs encouragements.

J'adresse également mes plus chaleureux remerciements au personnel du « EXPLORATION IAP Boumerdas » en particulier :

M.hacène Mallek qui a contribué avec beaucoup de patience et de manière significative à l'élaboration de cette étude.

Je tiens aussi à remercier vivement :

- ✦ M.Harrachif Mohammed.
- ✦ M.Zine el abeddine Hennader.

Enfin, tous mes remerciements vont à ma famille et à tous mes amis de l'INHC qui ont été nombreux à m'aider et qui m'ont porté un soutien moral.

Dédicace

Je dédie ce mémoire à :

- ***Mes chers parents.***
- *A mes frères.*
- *A ma grand-mère.*
- *A mes chères oncles et tantes .*
- *A toute la famille FLITI et KHALFI.*
- *A mes très chères amis « Rabah, Zine el abeddine, Sofiane, Ayoub, Abdihakim, Riadh, Redhouane, Ali, hanni, Maamar» .*
- *A tous mes professeurs.*
- *A tous les membres de ma promotion.*

Résumé :

Mon travail consiste à faire l'étude d'une opération de fracturation dont l'objectif est d'améliorer l'indice de productivité. J'ai pris comme exemple le cas du puits TML3 champ <Tin Fouyé Tabankort(TFT)>.

Une étude d'analyse complète d'une éventuelle opération de stimulation par fracturation hydraulique doit cerner plusieurs points :

1.La détection de l'endommagement.

2.Etude de la faisabilité de l'opération de fracturation hydraulique qui nécessite un modèle géomécanique fiable basé sur les résultats des diagraphies soniques ou des échantillons étudiés au laboratoire,et l'interprétation de profil de stress régnant et les propriétés géomécaniques de la roche; chose qui garantira l'élaboration d'un design préliminaire de la fracture présentant une approche très appréciable au design réel (lors de l'opération) et un bon dimensionnement des installations & équipements de surface .

ملخص :

يتمثل عملي في دراسة عملية تكسير هدفها تحسين مؤشر الإنتاجية, أخذت على سبيل المثال حالة البئر دراسة تحليلية كاملة لعملية تحفيز محتملة بالتكسير يجب أن تمر بالمراحل التالية:

1.تحديد الضرر.

2.دراسة احتمال نجاح عملية التكسير التي تتطلب نموذج جيوميكانيكي موثوق به على أساس النتائج الصوتية و دراسة العينات في المختبر وتحليل بيان القوى والخصائص الجيوميكانيكية للصخرة مما يضمن وضع تصميم أولي للتكسير ممثلا منهج موثوق للتصميم الفعلي(أثناء العملية) و وضع أبعاد لآلات السطح

Abstract:

My work consists in studying a fracturing operation whose objective is to improve the productivity index. I took the case of **TML3** well as an example.

A complete analysis study of a possible stimulation operation by hydraulic fracturing must identify several points:

1.Damage detection.

2.Feasibility study of the hydraulic fracturing operation, which requires a reliable geomechanical model based on the results of sonic logs or samples studies in the laboratory, and the interpretation of the prevailing stress profile and the geomechanical properties of the rock, which will ensure the elaboration of a preliminary design of the fracture presenting a very appreciable approach to the actual design (during the operation) and a good dimensioning of the surface facilities and equipment.

Liste des figures.

Liste des tableaux.

Liste des abréviations.

INTRODUCTION GENERALE.....	1
----------------------------	---

Chapitre I : Présentation de la Région d'étude Tin Fouyé Tabankort(TFT)

I .1. Situation géographique de la région TFT.....	2
I .2. Situation géologique de la région TFT.....	2
I.3. Historique de la région de TFT.....	3
I.4 .Aspect stratigraphique.....	4
I.5. Aspect structural.....	5
I.6. Aspect pétrolier.....	6
I.6.1. Roches mères et genèse des hydrocarbures.....	6
I.6.2. Roches réservoirs.....	7
I.6.3. Roches couvertures.....	7
I.7. Aspect tectonique.....	8
I.8. Caractéristiques lithostratigraphiques.....	8
I.9. Caractéristiques pétrophysiques des principaux réservoirs.....	9

Chapitre II : Endommagement de la Formation & Notions sur le Skin

II.1. INTRODUCTION.....	11
II. 2.SIGNIFICATION ET DEFINITION DE L'ENDOMMAGEMENT.....	11
II.3. LOCALISATION DE L'ENDOMMAGEMENT.....	11
II.3.1. Au fond du puits.....	11
II.3.2. A la paroi du puits	11
II.3.3. Aux abords des puits.....	12
II.3.4. Accumulations de particules.....	12
II.4. Description des endommagements de formation.....	12
II.4.1. Migration des fines.....	13
II.4.2. Argiles gonflantes.....	13
II.4.3. scale.....	13
II.4.4. Dépôts organiques.....	13

II.4.5. Dépôts mixtes.....	14
II.4.6. Émulsions	14
II.4.7. Bactéries..	14
II.4.8. Blocs d'eau.....	14
II.4.9. Fluides de forage à base d'huile.....	15
II.5. Origines des endommagements de formation.....	15
II.5.1. Forage.....	15
II.5.2. La cimentation.....	16
II.5.3. Perforation	16
II.5.4. Gravel pack.....	17
II.5.5. Workover.....	17
II.5.6. La fracturation.....	17
II.5.7. l'injection d'eau.....	17
II.6. Identification du laboratoire et sélection du traitement	17
II.6.1. Identification des dommages	17
II.6.2. Exemples pour la Sélection du traitement.....	18
II.7. Skin d'endommagement.....	19
II.7.1. Notion de skin	19
II.7.2. Définition	19
II.7.2.1. Skin infinitésimal.....	20
II.7.2.2. Skin d'épaisseur finie.....	20
II.7.2.3. Rayon effectif.....	21
II.8. EFFET DE L'ENDOMMAGEMENT SUR LA PRODUCTIVITE.....	21
II.8.1. Sur l'index de productivité	21
II.8.2. Sur la productivité.....	22

Chapitre III : Généralité sur la mécanique de roches

III.1. INTRODUCTION.....	24
III.2. Les contraintes exercées.....	24
III.3. La déformation.....	26

III.4. Comportement des roches.....	26
III.4.1. Coefficient de Poisson	26
III.4.2. Module de Young.....	27
III.4.2.1 Elastique vs plastique.....	28
III.4.2.2. Vitesses soniques longitudinale et transversale.....	28
III.4.2.3. Propriétés dynamiques et statique des roches.....	29
III.4.3 . Le module de rigidité.....	31
III.4.4. Le module d'incompressibilité (K).....	31
III.4.5. Le module de déformation plane.....	32
III.4.6. Les relations entre les quatre constantes élastiques.....	32
III.4.7. Autres propriétés mécaniques de roche.....	33
III.4.7.1. La résistance à la traction (Rt).....	33
III.4.7.2. La résistance à la compression simple (Rc).....	33
III.5. L'orientation de la fracture.....	33
III.5.1. L'action de forces extérieures.....	34
III.5.2. Influence d'orientation du puits.....	34
III.6. Le Gradient de Fracturation.....	34
III.7. COURBE INTRINSEQUE DE RUPTURE ET LA THEORIE DE MOHR.....	34
III.8. LE CRITERE DE MOHR-COULOMB.....	35

Chapitre IV : Généralités sur l'Opération de Fracturation Hydraulique

IV.1.Introduction au Concept et différents types de stimulation.....	37
IV.1.1. Les opérations de modification.....	37
IV.1.2. Les opérations de restauration.....	37
IV.2.Concept et domaines d'application de la Fracturation Hydraulique.....	39
IV.2.1. Principe, Applications et Objectifs.....	39
IV.2.2. Bref Aperçu sur l'Histoire de la Fracturation Hydraulique.....	40
IV.2.3.Shlumberger < high way>fracturing technique.....	40
IV.3. Aperçu sur les critères de sélection d'un puits candidat à la Fracturation Hydraulique.....	41
IV.3.1. Informations relatives au réservoir.....	41
IV.3.1.1. Nature du réservoir.....	41
IV.3.1.2. Les contacts WOC et GOC.....	41
IV.3.1.3. Nature du fluide en place.....	41
IV.3.1.4. Perméabilité du réservoir.....	41
IV.3.1.5. Épaisseur du réservoir.....	41

IV.3.2. Informations relatives au puits.....	41
IV.3.2.1. Historique du puits.....	41
IV.3.2.2. État des perforations.....	42
IV.3.2.3. État de la cimentation.....	42
IV.3.3. L'aspect économique.....	42
IV .4.Description du Processus de La Fracturation Hydraulique.....	42
IV.4.1. Pression d'initiation et d'extension d'une fracture.....	42
IV.4.2. Description détaillée de la Courbe Schématique de la Fracturation Hydraulique..	43
IV.4.2.1. Initiation de la fracture.....	43
IV.4.2.2.Extension de la fracture.....	44
IV.4.2.3. Maintien de l'ouverture de la fracture.....	45
IV.4.2.4. La fermeture du puits.....	45
IV.4.2.5. Le dégorgement et la mise en production du puits.....	45
IV.4.3. Fluides de Fracturation.....	45
IV.4.4. Agents de soutènement.....	46
IV.5.Etapes de réalisation de l'opération.....	46
IV.5.1. Test d'injectivité.....	46
IV.5.2. Data Frac (ou : Mini frac)	46
IV.5.3. Logging de thermométrie.....	47
IV.5.4. Le Traitement lui-même (Main frac).....	47
IV .6.Théorie des Essais & Tests liés à la fracturation hydraulique.....	48
IV.6.1. StepRate Test (Test de débit par incrément)	48
IV.6.2. Pump in /Flow back Test.....	49
IV.6.3.Pressure Decline Test.....	50
IV.7. Conductivité adimensionnelle de la fracture.....	51
IV.8. MODELES DE FRACTURATION HYDRAULIQUE.....	51
IV.8.1. Modèle GDK.....	52
IV.8.2. Modèle PKN.....	55
IV.8.3. Comparaison entre le modèle GDK et PKN.....	57
IV.8.4. Modèle radial.....	57
IV.9.METHODE DE NOLTE ET ANALYSE DU DECLIN.....	58
IV.9.1. L'efficacité du fluide (η).....	61
IV.9.2. L'extension et la largeur de la fracture	61
IV.9.3. L'analyse de déclin de pression.....	62
IV.9.4. Procédure de l'analyse.....	64

IV.9.5. Le volume Pad.....	64
IV.9.6. Concentration du Proppant.....	64
IV.9.7. Square root.....	65
IV-9.7.1. Théorie.....	65
IV-9.7.2. Équation.....	66
IV-9.7.3. Pression vs. Racine carrée du temps.....	66
IV-9.7.4. Test d'efficacité fluide.....	67
IV.9.8. L'analyse de la pression au cours du traitement.....	67
IV.10. Aperçu Général sur les Equipements de la Fracturation Hydraulique.....	69
IV.10.1. Réservoir d'eau (Frac tank)	70
IV.10.2. Unité d'hydratation (Hydration Unit)	70
IV.10.3. Mélangeur (Blender)	71
IV.10.4. Pompe à haute pression (HighPressure Pump)	71
IV.10.5. Mountain Mover.....	72
IV.10.6. Manifold.....	72
IV.10.7. Enregistreurs et capteurs.....	73
IV.10.8. Outil d'isolation de la tête de puits (Tree Saver : WIT)	73
IV.10.9. La cabine de contrôle.....	74
IV.11. Les problèmes rencontrés lors de la Fracturation Hydraulique.....	74
IV.11.1. L'effet de la tortuosité	74
IV.11.2. Colmatage.....	75
IV.11.3. Bourrage prématuré (Premature Screen Out)	75

Chapitre V : Fluides de Fracturation

V.1. Introduction.....	76
V.1.1. Le fluide idéal.....	76
V.2. Composition du fluide de Fracturation.....	77
V.3. Types.....	77
V.4. Additifs.....	78
V.5. Filtration du fluide de fracturation.....	81
V.5.1. Fluides de filtration contrôlés par la viscosité.....	82
V.5.2. Fluides de filtration contrôlés par compressibilité.....	82
V.5.3. Fluides de filtration contrôlés par la formation d'un cake.....	83
V.5.4. Le coefficient de filtration totale	84
V.5.5. L'efficacité du Fluide de Fracturation.....	84

V.6.Agents de Soutènement.....	85
V.6.1.Conductivité de la fracture.....	85
V.6.2.Nature des agents de soutènement.....	86
V.6.3.Propriété physique de l'agent de soutènement.....	87
V.6.4. Principaux agents de soutènements.....	90
V.6.5. Comportement dans le temps.....	90
V.6.6. Mise en place des soutènements.....	91
V.6.7.Transport des agents de soutènement.....	91
V.6.8. Caractéristiques requises de l'Agent de Soutènement.....	91

ChapitreVI : Etude pratique du puits TML3

VI .1. Présentation de puit TML3.....	92
VI .1.1.Historique de puits.....	92
VI.1.2.Situation du puits TML3.....	92
VI.1.3. Propriétés de la complétion.....	93
VI.1.4.Propriétés des réservoirs.....	93
VI.1.5.Well General logs.....	94
VI.1.6.PREPARATION DU PUIT POUR LA FRACTURATION (PHASE PRE-FRAC). 95	
VI.2.DEROULEMENT DE FRACTURATION HYDRAULIQUE (PHASE FRAC).....	95
VI.2.1.Préparations nécessaires.....	95
VI.2.2. Etude, interprétation des Essais Mini frac(DataFRAC*).....	95
VI.2.3.Déroulement de la mini frac.....	96
VI.3.Step Rate Test (SRT)	98
VI.4.ANALYSE DU DECLIN DE PRESSION PAR LA METHODE DE NOLTE.....	99
VI.4.1.Estimation de la chute de pression instantanée de fermeture (ISIP).....	99
VI.4.2.Détermination des pertes de charge.....	100
VI.4.3.Détermination de la puissance hydraulique requise.....	100
VI.4.4.Estimation de la pression et du Gradient de fracturation (PF ; GF).....	101
VI.4.5.Détermination de la pression de fermeture (PC)	102
VI.4.6.Calcul de l'efficacité de fluide η.....	104
VI.4.7.La pression nette dans la fracture (Pnet)	104
VI.5.Square root(2ème méthode)	104
VI.5.1.Détermination de la pression de fermeture (PC)	105
VI.5.2.L efficacité.....	106
VI.5.3.Pression nette.....	106

VI.6. Détermination du modèle de propagation de la fracture.....	106
VI.7. Approche à la Géométrie de la fracture.....	108
VI.7.1. Calcule du module de déformation plane E'	108
VI.7.2. Calcul de la complaine de la fracture c_f	108
VI.7.3. Calcule le volume injecté dans la formation.....	109
VI.7.4. Détermination du Coefficient de filtration (CL)	109
VI.7.5. Calcul du volume de PAD.....	109
VI.7.6. Calcul de la surface de fracture A_f	110
VI.7.7. Calcul de la longueur de fracture x_f	110
VI.7.8. Calcul du volume de fracture V_f	110
VI.7.9. Calcul de la largeur de fracture W	110
VI.8. Synthèse Récapitulative des résultats d'analyse 'Mini Frac'	111

ChapitreVII:Évaluation de l'Opération de Fracturation Hydraulique du Puits TML3

VII.1. Procédure de sélection des agents de soutènements.....	112
VII.1.1. 1 ^{er} proppant.....	113
VII.1.2.2 -ème proppant.....	115
VII.2. Les volumes pompées.....	117
VII.3. Main FRAC.....	118
VII.3.1. Operational Sequence.....	118
VII.3.2. Main traitement pressure Match.....	119
VII.4. Estimation du Skin après Fracturation.....	120
VII.4.1. Calcul de skin post frac.....	120
VII.5. Résumé de l'exécution.....	123
VII.5.1. Leçon tirée.....	123
VII.5.2. Conclusion et recommandations.....	123
Conclusion Générale	124
Bibiographie	
Annexes	

Paramètre	Symbole
Surface de filtration durant le pompage	(A)
Surface de filtration à la fin du pompage	(AP)
Surface de la fracture	(A _f)
Bottom Hole Last Pumping Pressure	(BHLPP)
Pression de fond	(BHP)
Coefficient de Compliance (Conforming Factor)	(C _f)
Coefficient de filtration	(C _i)
Module de Young	(E)
Module de déformation plane	(E')
Module dynamique de Young	(E _d)
Conductivité adimensionnelle de la fracture	(FCD)
Gradient de Fracturation	(GF)
la valeur G qui correspond au point de fermeture	G(ΔT _c)
Gradient hydrostatique	G _h
Gradient de Chute de Pression de fond instantanée	(G _{isip})
Mi- perforations	(H)
Puissance Hydraulique Requise	(HHP)
Hauteur de la fracture	(H _f)
Hauteur de la zone productrice	(H _p)
Indice de productivité	(IP)
Bottom Hole Instantaneous Shutting Pressure	ISIP(fond)
Perméabilité	(K)
Exposant du modèle rhéologique	(n)
Exposant de puissance du modèle rhéologique	(n')
Pression de fracturation	(P _f)
Pression Hydrostatique	(P _h)
Pression nette dans la fracture	(P _{net})
Débit de pompage	(Q _{pomp})
Rayon du puits	(R _w)
Skin effectif	(S _{eff})

Temps de l'enregistrement après shut-in	(Δt)
Temps de fermeture	(t_c)
Volume injecté	(V_{inj})
Largeur de la fracture	(W)
Longueur de la fracture	(X_f)
Constante poroelastique de Biot	(α)
Facteur géométrique	(β)
Pertes de charge par frictions	(ΔP_{Fric})
Pertes de charge aux abords du puits	(ΔP_{nwb})
Pertes de charges Perforations/fracture	$(\Delta P_{perf/frac})$
Perte de charge due au skin	(ΔP_s)
Pertes de charge totales	(ΔP_{tot})
Gain de débit après fracturation	(ΔQ)
Coefficient de Poisson	(ν)
Coefficient dynamique de poisson	(ν_d)
Masse volumique du proppant	(ρ_p)
Porosité moyenne du proppant	(Φ_p)
Contrainte verticale	(σ_v)
La déformation axiale	(ε_a)
La résistance à la traction	(R_t)
La résistance à la compression simple	(R_c)
l'angle de frottement interne	$(\varnothing)$
Spurt loss	(S_p)
Viscosité apparente du fluide	(μ)
Le volume de la fracture à la fin de la période de pompage.	$V_f(t_p)$
Le volume de la fracture à n'importe quel temps après shut-in.	$V_f(\Delta t)$
Le volume totale de fluide filtré dans la formation entre le temps de shut-in t_p et Δt	(V_{Ls})

Chapitre III

Tableau III.1: Valeurs de résistances à la traction de certaines roches.....	33
---	----

Chapitre IV

Tableau IV.1: Interprétation de la courbe de pressions de Nolté (Log-Log).....	68
---	----

Chapitre VI

Tableau VI .1: TML-03 Propriétés de la complétion.....	93
Tableau VI. 2: Propriétés générales de formation de TML03.....	93
Tableau VI .3: Pression de réservoir.....	94
Tableau VI .4: Acid –Breakdown/DataFRAC* as Measured Pump Schedule.....	96
Tableau VI .5: step rate test input.....	98
Tableau VI .6: tableau de valeurs de G fonction.....	102
Tableau VI .7: (BHP sqrt (t)).....	105
Tableau VI .8: (Log Pnet Log Δt)	107
Tableau VI .9: DataFRAC* Summary Table.....	111

Chapitre VII

Tableau VII.1: Designed Fracturing Treatment Schedule HiWAY.....	117
Tableau VII.2 : Executed Fracturing Treatment Schedule HiWAY*.....	117
Tableau VII.3: Main fracture treatement results.....	119

Chapitre I

Figure I.01: Situation géographique de la région de Tin fouyé Tabankort.....	02
Figure I.02: Situation géographique de la région de Tin fouyé Tabankort.....	03
Figure I.03: Carte stratigraphique de la région de Tin fouyé Tabankort.....	05
Figure I.04: Aperçu structurel de la région de Tin fouyé Tabankort.....	06

Chapitre II

Figure II .1: Localisation de colmatage.....	12
Figure II.2: Blocs d'eau.....	15
Figure II.3: Profil des pressions dans la formation.....	20
Figure II. 4: Skin d'épaisseur finie.....	20
Figure II. 5: Estimation de rayon effective.....	21

Chapitre III

Figure.III.1: Un bloc de matériau soumis à une force F.....	24
Figure III.2 : Distribution des contraintes.....	25
Figure III.3 : Déformation produite par l'application de la force F.....	26
Fig.III.4: Application de la forceF produit également une déformation dans la direction y.....	27
Figure III.5 : Comportement des matériaux soumis à des efforts. (Djeddi.Mk, 2016).....	28
Figure III.6 : La déformation angulaire.....	31
Figure III.7 : Test hydrostatique.....	32
Figure III.8 : Critère de rupture de Mohr-Coulomb.....	36

Chapitre IV

Figure IV.1 : Schématisation des courbes $Q=f(\Delta P)$ pour différentes catégories de puits.....	38
Figure IV.2 : Principaux Remèdes face à l'endommagement.....	38
Figure IV.3: Première activité commerciale de Fracturation Hydraulique (Oklahoma 1949).....	40
Figure IV.4 : Courbe schématique de l'évolution de la pression lors de la fracturation Hydraulique.....	43
Figure IV.5 : Evolution théorique de la pression de fond lors de la Frac.Hydraulique.....	44
Figure IV.6 : Initiation et Extension de la fracture.....	44
Figure IV.7 : Fermeture de la fracture & Dégorgement.....	45
Figure IV.8 : Log de thermométrie Post-Mini Frac.....	47

Figure IV.9 : courbe de Step Rate Test.....	48
Figure IV.10 : Évolution de la pression en fonction du débit - Step Rate Test.....	49
Figure IV.11 : Courbe du Pump in / Flow back Test.....	50
Figure IV.12 : pressure déclin test.....	51
Figure IV.13 : Modèle GDK de fracture.....	53
Figure IV.14 : Modèle PKN de fracture.....	55
Figure IV.15: Modèle radial de fracture.....	58
Figure IV.16 : Courbe $P_w = F(G(\Delta t_D))$	64
Figure IV.17 : Le flux linéaire à l'intérieur d'une fracture.....	66
Figure IV.18 : Courbe de déclin de pression vs square root time.....	66
Figure IV.19 : Courbe de pression vs square root time.....	67
Figure IV.20 : La Courbe de pressions de Nolte (log-log)	68
Figure IV.21 : Equipement de surface.....	69
Figure IV.22 : Réservoir d'eau (Frac Tank)	70
Figure IV.23 : Unité d'hydratation.....	70
Figure IV.24 : Mélanger (Blender).....	71
Figure IV.25 : Pompes à hautes pression (en parallèle)	71
Figure IV.26: Mountain Mover.....	72
Figure IV.27 : Le Manifold.....	72
Figure IV.28 : Montage du "Tree Saver".....	73
Figure IV.29 : Piston d'ancrage & Mécanisme d'étanchéité du "Tree-saver".....	73
Figure IV.30: Configuration et design du "Tree-saver".....	74
Figure IV.31 : Évolution de la pression pendant le pompage.....	76

Chapitre V

Figure V.1: Différentes familles du fluide de fracturation.....	77
Figure V.2: Composition volumétrique d'un fluide de fracturation.....	81
Figure V.3 : Courbe de filtration du fluide formant un cake sur la formation.....	84
Figure V.4 : Différents types d'agents de soutènement.....	86
Figure V.5 : Différentes granulométries de l'agent de soutènement.....	87
Figure V.6: Comparaison des forces des différents types des agents de soutènement.....	89

Chapitre VI

Figure VI.1: Plan de position de puits TML3 dans le champ TFT(document sonatrach).....	92
Figure VI.2: Logs Zoning (LGzones).....	94
Figure VI.3 : Graphiques DataFRAC*.....	97
Figure VI.4: Step up rate test.....	98
Figure VI.5: instantaneous shut_in pressure.....	99
Figure VI.6 : pression de fond en fonction de G fonction(UB).....	103
Figure VI.7: BHP VS Time.....	103
Figure VI.8: pressure vs square root time.....	105
Figure VI.9 : courbe de pression de Nolte LOG LOG.....	107

Chapitre VII

Figure VII.1: abaque pour déterminer kf (interProp20/40).....	113
Figure VII.2: abaque pour déterminer kf (interProp16/30).....	115
Figure VII.3 : Main fracture treatment pressure Match.....	119
Figure VII.4 : abaque pour déterminer facteur de skin.....	121
Figure VII.5: historique de la production.....	123

INTRODUCTION

De nos jours, Les plus grands gisements pétroliers au monde, qui ont été découvert au 20 ieme siècles connaissent une détérioration remarquable et graduelle du rythme de production, Ce constat étant le résultat d'une politique d'exploitation inadaptée d'une part ; ou bien d'une dégradation des propriétés matricielles des horizons producteurs d'autre part , prouvée par les tests de formations, d'échantillonnage et d'analyse des paramètres de production en surface; ce qui donne ainsi naissance à l'hypothèse d'un endommagement de la formation.

Des nouvelles techniques de récupération sont introduites en vue d'améliorer le potentiel ainsi les caractéristiques des puits.

Les opérations de stimulations les plus fréquentes dans le domaine pétrolier sont : les opérations d'acidification et celles de fracturation hydraulique, ces dernières ont pris une dimension cruciale ces dernières années ; Alors qu'elles étaient réservées pour les réservoirs de nature compact, elles sont aujourd'hui mises en place pour "By passer" les zones d'endommagements critiques.

Dans le cadre de mon projet de mise en situation professionnelle au sein de la Division Production de TFT (Tin Fouyé Tabankort), j'ai été confronté à l'étude et la réalisation d'une opération de stimulation par fracturation hydraulique sur le puits TML3 qui sera le thème de mon projet de fin d'étude.

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

Pour ces raisons, des tests d'injectivité sont effectuées avant le traitement proprement dit (fracturation hydraulique) pour établir un bon programme de fracturation, mais le test le plus important est le test de mini frac.

En 1979, NOLTE a présenté une analyse complète du mécanisme de déclin de pression. Il s'agit donc d'une analyse de la pression dans la phase où elle est comprise entre la chute instantanée de la pression et la pression de fermeture.

L'étude de fracturation hydraulique (ex : puits TML3 TFT) est basée sur des modèles de propagation. Chaque modèle a ses suppositions et ses limites d'application, et la fracture se propage selon une géométrie qui dépend de la nature et les propriétés de roche.

On tient comme but à déterminer, l'explication de la procédure de fracturation hydraulique d'une manière général, et la prédiction de la géométrie de fracture au cours d'un test de mini fac, ainsi l'évaluation de l'opération.

On utilise la méthode du déclin de pression développée par NOLTE, on donne l'essentiel pour cette méthode avec les développements de ses équations.

**Chapitre I : Présentation de la Région
d'étude Tin Fouyé Tabankort(TFT)**

Chapitre I : Présentation de la Région d'étude Tin Fouyé Tabankort(TFT) :

I.1. Situation géographique de la région TFT :

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

Il est délimité par les coordonnées UTM suivantes :

X1: 310 000	X2: 40 000
Y1: 3 110 000	Y2: 3 190 000

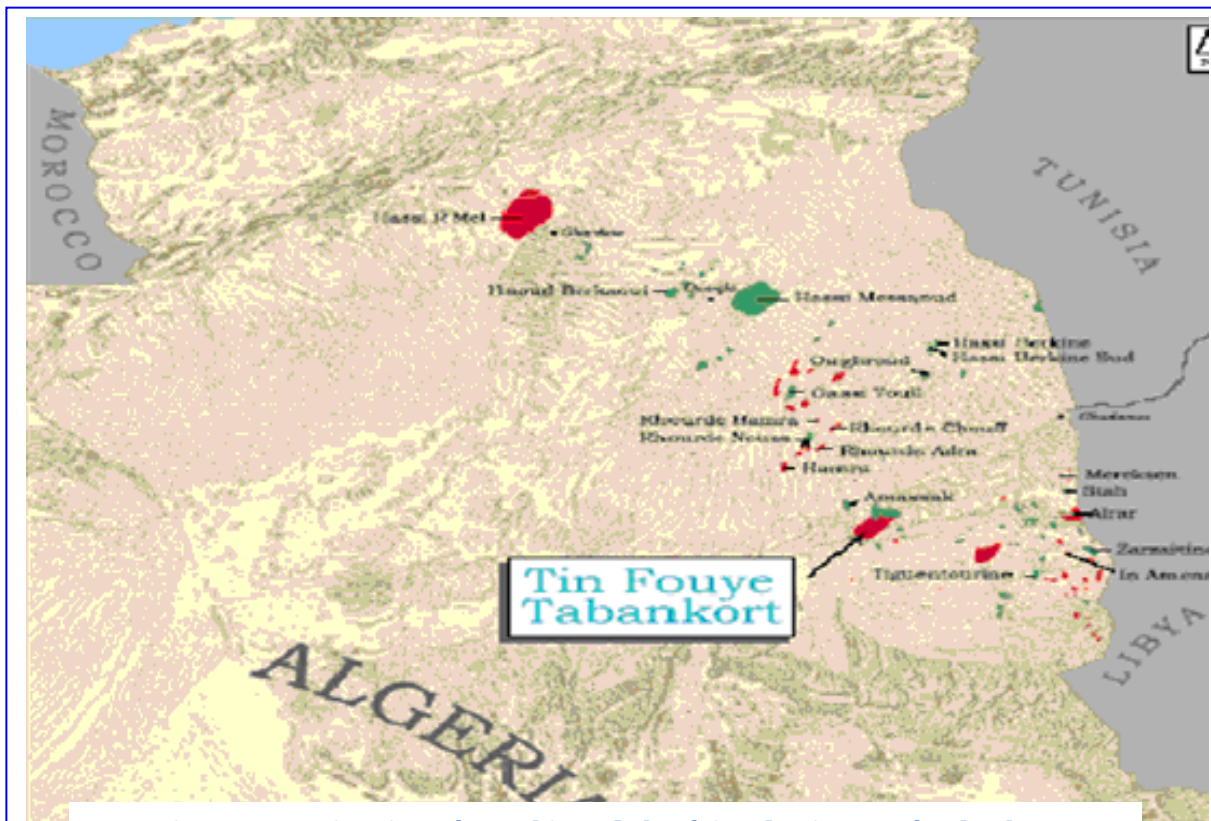
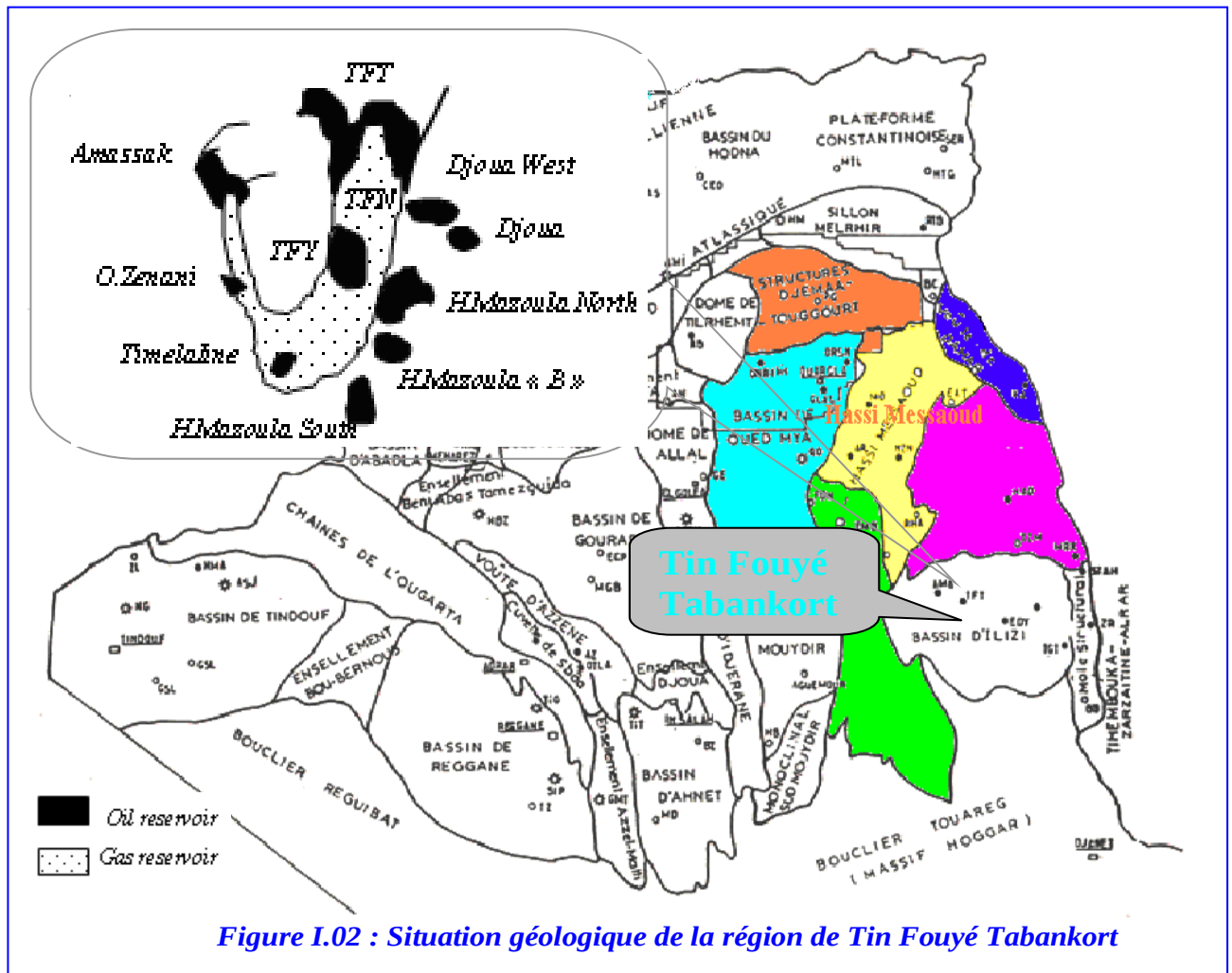


Figure I.01 : Situation géographique de la région de Tin Fouyé Tabankort.

I.2. Situation géologique de la région TFT :

La région ouest de TFT gaz occupe la partie centrale de bassin d'Illizi, avec une superficie 393.59 Km² Il est limité par plusieurs réservoirs, voir la figure (I.02) :

- Au Nord-Ouest par le réservoir de TFT huile.
- A l'est par le réservoir principal du gaz TFT gaz.
- Au sud le réservoir d'In Amenas.



I.3. Historique de la région de TFT :

Le gas-cap de Tin Fouyé Tabankort a été découvert en 1961 par le sondage TFE-1. L'huile n'a été rencontrée qu'en 1965 dans le forage TFEZ et la production a débutée en mai 1967 avec un pic de 13 500m³/j atteint en 1976. Un maintien de pression par injection d'eau à la périphérie a été mis en œuvre en 1980. Il a permis de stabiliser la pression, de remonter la production au niveau de 11000m³/j et de maintenir le GOR à des valeurs acceptables.

Le premier gisement de pétrole du bassin d'Illizi a été découvert à Edjeleh en 1956 par les français. Depuis de nombreux autres gisements de pétrole et de gaz ont été trouvés. Les plus importants se rencontrent à la partie supérieure de l'Ordovicien et dans les réservoirs F6, F4, F3. Les principaux gisements du bassin de Zarzaïtine, Tin Fouyé Tabankort-Amassak, Edjleh, Tin fouyé, Stah, Mereksen et Irlalène.

I.4 .Aspect stratigraphique :

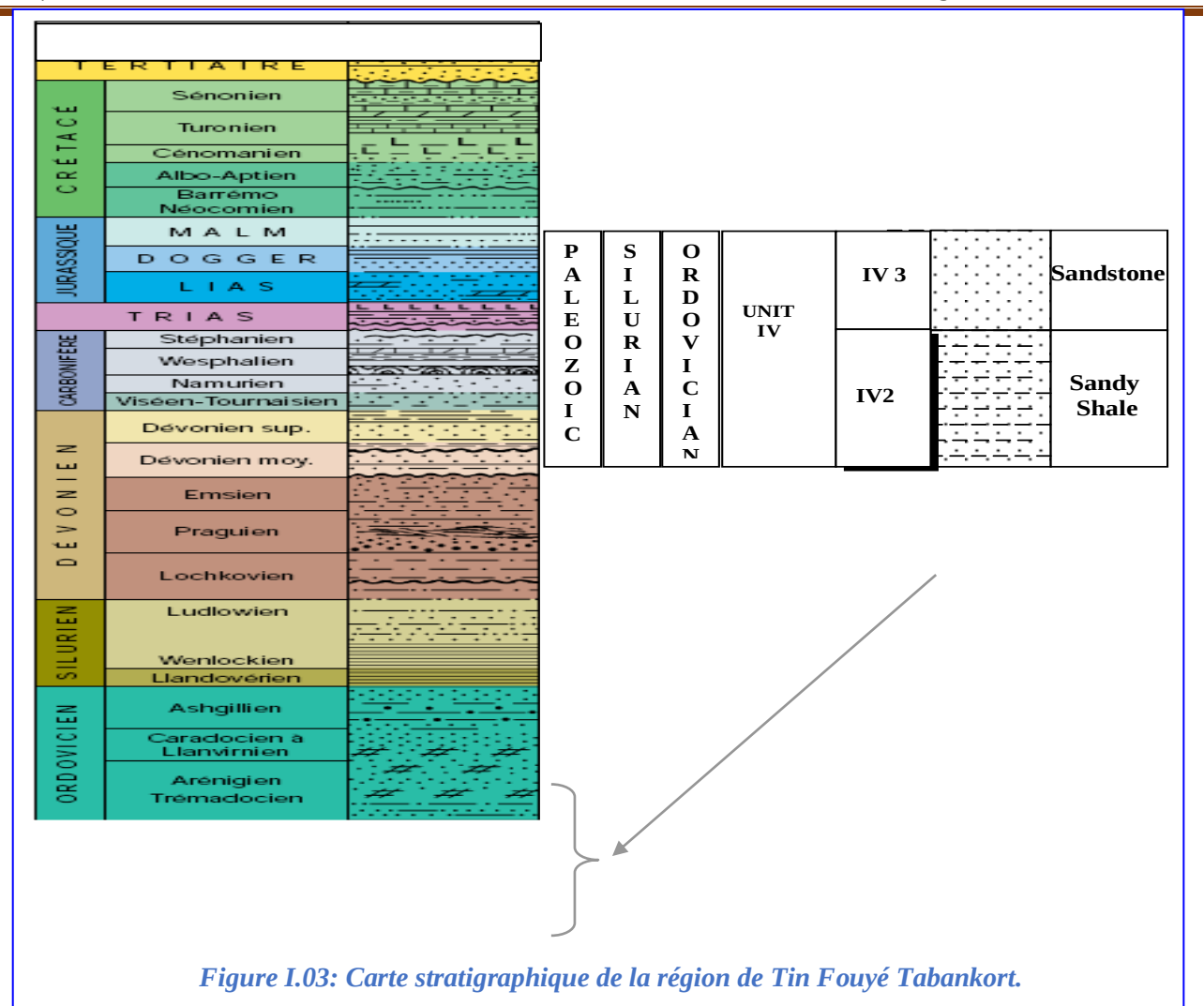
La colonne stratigraphique type et les coupes géologiques des bassins d'Ilizi et de Gadames sont reproduites sur la figure (I.03), sur laquelle est tracés les coupes stratigraphiques de gisement TFT gas cap, la série stratigraphique depuis le cambrien jusqu'au crétacé supérieur sont représentés avec certains niveaux de troncation par érosion.

La base sur laquelle se sont déposés les sédiments est constituée par une plate-forme au sud, séparé par une zone élevée orientée dans la direction Est-Ouest (môle d'Ahara). La série paléozoïque se complète progressivement en direction du Nord pour se terminer par les argiles de Tiguentourine de la période permo-carbonifère. Du point de vue lithologique, la série est constituée de grès et d'argiles, à l'exception des marnes et des calcaires du namurien supérieur et de westphalien. Les épaisseurs des couches s'accroissent vers le nord et vers l'Ouest. L'écorché géologique à la discordance Hercynienne montre une disposition en auréole des différentes formations paléozoïques autour d'un triangle dont les sommets ne sont constitués approximativement par les structures de dôme à Collenias.

A l'intérieur subsiste la formation paléozoïque la plus récente (argile Teguentourine), quand on s'éloigne de ce triangle, les formations paléozoïques les plus récentes disparaissent successivement par suite du relèvement des couches et de leur érosion lors de la phase Hercynienne.

A partir de la latitude 27 ° 50' N apparaissent les formations argilo sableuses continental de la moitié inférieure du Mésozoïque ; les séries supérieures, carbonatées et marine, du céno-manien, au Sénonien, débutent à partir de la Hamada de Inrhert. Dans le bassin de Guedamès, deux épisodes salifères s'intercalent dans cette série au niveau du Trias et la base du Sénonien.

Une série sableuse d'âge mio-pliocène recouvre, localement au sud et en affleurements continus au nord, les formations terminales du Mésozoïque.



I.5. Aspect structural:

Le Sud du bassin d'Illizi est divisé en une succession de dépressions ou de sillons par une série d'axes majeurs qui sont d'Ouest en Est :

- L'axe d'Amguid El Biod qui forme la bordure occidentale du bassin et qui le sépare du bassin de Mouydir à l'Ouest .
- L'axe de Tan-Elak .
- L'axe de Ta-Elak .
- L'axe d'Essaoui-Mellène .
- L'axe de Fadnoum .
- L'axe de Tihemboka.

Les directions de tous ces axes sont proches de la direction Nord-Sud. Ils sont bordés de failles importantes qui sont dues au re-jeu de failles profonde du socle, qui sont le prolongement de failles très anciennes qui affectent le socle du Hoggar sur des centaines de Kilomètres et le divisent en plusieurs compartiments. Ces failles majeures accompagnées de faisceaux de failles secondaires, ont joué au cours des temps géologiques lors des phases tectoniques successives et elles ont affecté la couverture sédimentaire du bassin. Axes et faille pénètrent profondément à l'intérieur du bassin d'Illizi dont la partie centrale est beaucoup moins structurée.

Dans la partie Nord-Ouest du bassin d'Illizi se trouve le vaste **anticlinorium de Tin Fouyé Tabankort** bordé à l'Ouest par la faille majeure Maouar-Tin Tayart. Enfin, la Hamada du Tinrherth se trouve à l'aplomb d'un ancien môle, celui d'Ahara, orienter approximativement dans la direction Est-Ouest, qui sépare le bassin d'Illizi de celui de Ghadamès, assez faiblement structuré.

En fonction des directions des failles et de celles des efforts tectoniques, il y a eu des phases de compression, de distension ou de décrochement. La plupart des structures anticlinales de la région sont en relation avec des failles ; quelques-unes d'entre elles sont dues à la mise en place de laccolites intrusives de dolomite.

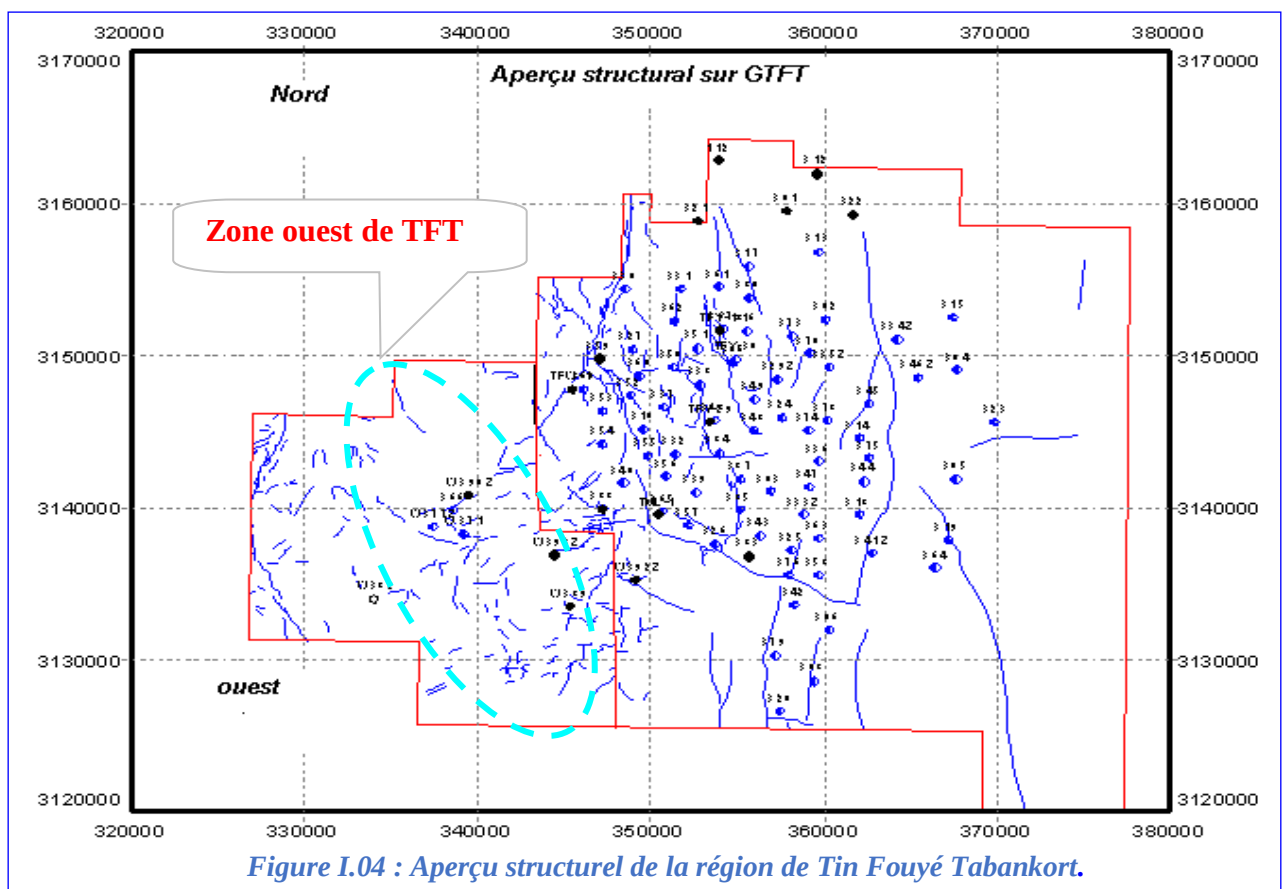


Figure I.04 : Aperçu structural de la région de Tin Fouyé Tabankort.

I.6. Aspect pétrolier :

Le bassin d'Illizi est une riche province pétrolière qui a déjà été abondamment explorée alors le bassin de Ghadamès, d'accès difficile par suite de la présence de dunes, n'a été que faiblement exploré jusqu'à ce jour.

I.6.1. Roches mères et genèse des hydrocarbures :

les principales roches mères sont les argiles du Gothlandien, dont l'épaisseur varie de 250 à 300m, les argiles de l'Ordovicien, du Dévonien et du Carbonifère ont également des caractéristiques de roche mères.

Cette source est représentée par les argiles noires, carbonatées radioactives, très riche en matière organique de nature amorphe, la présence de tasmaniens confirme l'origine marine de cette matière et donc son apport pétrolier.

I.6.2. Roches réservoirs : Les réservoirs à hydrocarbures sont du type gréseux ou sableux, qui peuvent être subdivisées en cinq groupes :

- Les grés cambriens (absents sur le mont d'Ahara).
- Les grés et grés quartzitiques de l'Ordovicien .
- Les grés de réservoir Dévono-Gothlandien F6 et des réservoirs Dévonien F5, F4, F3 et F2, ayant chacun une extension latérale différente .
- Les niveaux gréseux du Carbonifère .
- Les sables et grés du Trias dans le bassin de ghadamès.

Au dessus, la série Mésozoïque ne présente pas de couvertures étanches qui permettraient de donner un intérêt pétrolier aux nombreux niveaux de sables et de grés qu'elle renferme.

D'une manière générale, la qualité des réservoirs du Paléozoïque s'améliore en remontant dans la série stratigraphique. Les grés Cambrien et ordoviciens ont des porosités de l'ordre de 5 à 8% ; ceux du Dévonien, du Carbonifère et du Trias ont des porosités pouvant atteindre 25% et des perméabilités généralement bonnes à excellentes. Dans le bassin d'Illizi, la profondeur des réservoirs varie de quelques centaines de mètres à 3500m. Ces objectifs deviennent plus profonds dans le bassin de Ghadamès.

○ ***Ordovicien unité IV-3 : 1956 m – 1973m :***

L'unité IV-3 constitue le niveau producteur principale dans la zone centrale avec des bonnes caractéristiques pétrophysiques avec des réserves en place importante, par contre ce niveau présente des caractéristiques médiocres dans la zone Ouest de gisement TFT gaz.

Il est constitué essentiellement de grés et des traces d'argiles dont l'épaisseur varie de quelques dizaines de mètres.

○ ***Ordovicien Unité IV-2 : 1973 m – 2120m :***

L'unité IV-2 constitue la principale couche productrice dans la zone Ouest avec des caractéristiques pétrophysiques de plus en plus bonnes contrairement à la zone centrale.

Il est constitué essentiellement de grés et des traces d'argiles dont l'épaisseur atteint 65m dans certains points.

I.6.3.Roches couvertures :

Les couvertures des réservoirs sont toujours constituées par des argiles, à l'exception de la couverture salifère des grés triasiques dans le bassin de Ghadamès.

Ainsi la province pétrolifère de TFT Gaz est couverte par une couche d'argile d'épaisseur variable.

I.7. Aspect tectonique :

L'assise paléozoïque du bassin se caractérise par un anticlinorium en forme de T dont la barre horizontale, de direction Est-Ouest, se prolonge en Tunisie. Cet anticlinorium comprend les éléments suivants :

- Voute de Tilrhemt et haut-fond de Talemzane .
- Système de structures de Djemaa-Touggourt.
- Système de dislocations d'El Agreb-Messaoud.
- Voûte de Dahar.

Entre ces dépressions se trouvent les dépressions d'Oued Mya et de Ghadamès.

I.8. Caractéristiques lithostratigraphiques :

La figure de la colonne stratigraphique montre le type de la province Triasique et des coupes géologiques décrivant l'évolution du bassin après la phase orogénique hercynienne.

- **Précambrien :** Il est généralement représenté par des granites et localement par des rhyolites.
- **Paléozoïque :** Qu'est subdivisé en :
 - **Cambrien :** Il est surtout composé de grés fins à grossiers, de microconglomérats et de conglomérats, il produit de pétrole à Hassi Méssaoud et Rhourde El Baguel.
 - **Ordovicien :** Constitué d'alternances et de formations gréseuses et argileuse, il n'est productif qu'en de rares endroits du bassin Triasique.
 - **Gothlandien :** En générale, il est représenté par des argiles noires à graphites dont la base, fortement radioactive, constitue un excellent repère pour les corrélations par diagraphies. La partie supérieure de cette formation peut renfermer des bancs gréseux qui se sont avérés producteurs de pétrole dans la dépression d'Oued Mya. On considère que les argiles Gothlandiennes constituent la roche mère principale du bassin Triasique.
 - **Dévonien :** Il est composé principalement de grés et son étendue est très limitée dans le bassin Triasique. Il n'est présent que dans l'extrême Sud-Est (dépression de Ghadamès).
 - **Carbonifère :** Constitué de sédiments marins, son étendue est très limitée. On le rencontre que dans la dépression de Ghadamès et à l'extrême Nord-Ouest du bassin ou une découverte de pétrole a été faite dans le biseau du Moscovien sur la structure de Bordj Nili.
- **Mésozoïque :**
 - **Trias :** Transgressif et discordant sur les termes du Paléozoïque, le Trias est représenté par des sédiments continentaux (grés, argiles) entrecoupés de coulées d'andésite, et des sédiments lagunaires (sel, anhydrite) servent d'excellente couverture aux réservoirs de Trias détritique qui partout présent et qui produit du pétrole et du gaz.

- **Crétacé** : On le trouve sur toute l'étendue du bassin, sa partie inférieure comporte des faciès continentaux tendit que sa partie supérieure est composée essentiellement de carbonates, de sédiments allogènes et argileux d'origine marine littorale, et de dépôts lagunaire (anhydrite, sel).
- 1. **Cénomanién** : Composé essentiellement d'une alternance d'argile, de calcaire et de gypse.
- 2. **Albien** : Il est représenté par de grés fins, friable, à passées d'argile plastique dont la côte est cernée entre 188 et 244m et c'est un réservoir aquifère.
- 3. **Aptien** : Il est constitué de marne et grés argilo- carbonatés et qui va de 244m jusqu'à 288m.
- 4. **Barrémien** : Il est composé de sables fins à grossiers, à ciment argileux.
- 5. **Néocomien** : Le niveau est constitué de grés fins à moyens, parfois à gros grains à passées de calcaire gréseux et qui va de 509m jusqu'à 699m.
- **Jurassique** : Largement développé dans la province Triasique, il est composé de sédiments lagunaires et marins. Il débute par un banc dolomitique caractéristique et présent sur tout le bassin.
 1. **Dogger (680m – 780m)** : Il est constitué de sable et d'argile, avec des niveaux de grés et son épaisseur moyenne est de l'ordre de 100m.
 2. **Lias (780m – 875m)** : Il est constitué principalement d'argile et de grés avec des passées de sable avec une épaisseur de 95m.

- **Cénozoïque** :

Le Cénozoïque est en général représenté par des dépôts détritiques du Mio-Pliocène et en de rares endroits, par des dépôts marins de l'Eocène.

I.9. Caractéristiques pétrophysiques des principaux réservoirs :

- **Cambrien** : L'ensemble des réservoirs du cambrien est constitué à la base de grés grossiers à micro conglomératiques avec des passées de conglomérats très fissurés. La granulométrie diminue de bas en haut et la teneur en argile augmente vers le haut (60 à 75% puis de 90 à 95%) ainsi on distingue plusieurs parties dans le Cambrien en allant de grés grossiers en haut au grés fins en bas.

La porosité maximale de tous ces réservoirs est de l'ordre de 15 à 20% et la perméabilité varie de 10mD à 1D dans les zones fissurées.

- **Ordovicien** : Les réservoirs gréseux Ordoviciens sont d'importances minimales dans le bassin. Les seuls qui aient fourni des productions appréciables à ce jour sont les grés d'oued Saret à Ben Kahla et la dalle de M'Kratta à Oulougga.

- **Dévonien** : Aucun sondage foré dans le bassin Triasique n'a encore rencontré d'accumulation commerciale d'hydrocarbures dans le Dévonien.
- **Carbonifère** : Le seul réservoir produisant des hydrocarbures est constitué de grés fins à moyens du Westphalien, sur la structure de Bordj Nili. La porosité est de l'ordre de 20% et la perméabilité atteint 1D.
- **Trias série inférieure** : La série inférieure est de loin le réservoir le plus important du bassin, il est constitué d'alternances de roches gréseuses et argileuses. La teneur en grés augmente vers la base où l'on rencontre souvent des conglomérats. Les grés sont généralement fins à moyens et l'on y observe d'innombrables fissures remplies de sel, d'anhydrites, de calcite et du bitume. La porosité est de l'ordre de 15 à 20% et la perméabilité de l'ordre de 500 à 1000mD.

Le ciment de réservoir est constitué généralement d'argile, de dolomie et d'anhydrite, ce réservoir repose en discordance sur les différents horizons Paléozoïques et il est recouvert d'épanchements effusifs. Il est productif dans la dépression de Oued Mya et El Borma.

Chapitre II : Endommagement de la Formation & Notions sur le Skin

II : Endommagement de la Formation & Notions sur le Skin :

II.1. INTRODUCTION:

Les endommagements causés à la formation réduisent la capacité de production ou d'injection du puits, et l'élimination des endommagements est l'un des principaux objectifs des ingénieurs pétroliers.

Il est important de noter que tous les types d'endommagements aux formations ne nécessitent pas un traitement d'élimination. Certains types d'endommagements seront nettoyés pendant la production, et d'autres peuvent être éliminés par des changements dans les pratiques d'exploitation.

Dans ce chapitre nous passerons en revue la nature d'endommagement, son origine, sa localisation ainsi que les conséquences de l'endommagement sur la production, en se basant sur les lois d'écoulement à travers les milieux poreux.

II. 2.SIGNIFICATION ET DEFINITION DE L'ENDOMMAGEMENT :

Les termes "endommagements de formation" et "dommages d'effet de skin" ont été appliqués pour décrire de nombreuses dégradations de la productivité des puits (Krueger, 1986 ; Porter, 1989). Les dommages peuvent être tout ce qui entrave l'écoulement normal des fluides à la surface ; ils peuvent se trouver dans la formation, les perforations, le système de levage, les tubulaires ou les restrictions le long du trajet d'écoulement.

II.3. LOCALISATION DE L'ENDOMMAGEMENT :

L'endommagement est défini comme étant un obstacle empêchant l'écoulement des fluides du réservoir vers le puits, le schéma ci-dessous (Fig II.1) illustre parfaitement les zones de localisation de l'endommagement tenant compte de la configuration du puits.

II.3.1. Au fond du puits :

Généralement, on trouve des dépôts constitués par des sédiments d'origine diverses (particules issues de la formation, produits de corrosion des équipements) ou des précipités (sels, paraffines, asphaltènes...).

II.3. 2. A la paroi du puits :

- **Cake externe (zone 1) :** Le cake externe est formé de particules solides minérales ou organiques déposées lors du forage sur la paroi du trou, consolide la paroi du puits, réduit l'infiltration de la boue dans la formation.

Son élimination se fait mécaniquement par grattage ou chimiquement par lavage aux solvants ou aux acides.

II.3.3. Aux abords des puits :

- **Le cake interne (zone 2) :** Le cake interne est constitué par de fines particules solides provenant de la boue, du ciment et des fluides de complétions, se localise dans une très mince couronne aux abords immédiats du puits et bloque les pores, rendant le milieu peu perméable.

La zone envahie (zone 3) : Au-delà du cake interne se trouve la zone envahie par les filtrats de la boue et du ciment, qui vont modifier l'environnement naturel du milieu poreux. On peut ainsi observer :

- Changement de mouillabilité .
- Formation d'émulsions .
- Gonflement et /ou délitage des argiles .
- Précipitations diverses (minérales et parfois organiques) en cas d'incompatibilité d'un filtrat avec les fluides en place.

II.3.4. Accumulations de particules :

Divers types de particules organiques résultant des modifications des conditions thermodynamiques liées à la production, peuvent être la cause de colmatage du réservoir.

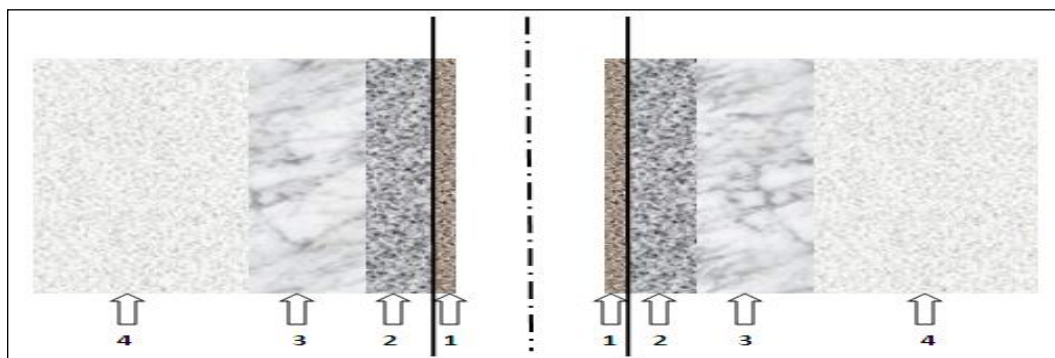


Fig.II.1 : Localisation de colmatage

II.4. Description des endommagements de formation :

Les dommages à la formation sont généralement classés selon le mécanisme de leur création comme étant naturels ou induits. Les dommages naturels sont ceux qui se produisent principalement à la suite de la production du fluide du réservoir. Les dommages induits sont le résultat d'une opération externe qui a été effectuée sur le puits.

Les endommagements naturels comprennent :

- Migration des fines.
- Argiles gonflantes.
- Les dépôts organiques tels que les paraffines ou les asphaltènes.
- Les dépôts mixtes organiques/inorganiques.
- Émulsions.

Les dommages-intérêts induits comprennent :

- Le colmatage par des particules entraînées telles que des solides ou des polymères dans les fluides injectés.
- Les changements de mouillabilité causés par les fluides injectés ou les fluides de forage à base d'huile.
- Les réactions acides.
- Sous-produits acides.
- Les précipitations de fer.
- Les boues catalysées par le fer.
- Bactéries.
- Blocs d'eau.
- L'incompatibilité avec les fluides de forage.

II.4.1. Migration des fines :

La migration des particules dans le fluide produit peut provoquer des dommages à la formation. Les particules peuvent traverser les gorges des pores dans la région proche du puits de forage et réduire la productivité du puits.

II.4.2. Argiles gonflantes :

Les argiles peuvent changer de volume (en fonction de la salinité du fluide qui circule dans la formation). Les changements de perméabilité de la formation résultant de l'altération de l'argile sont dus à la quantité, à l'emplacement et au type de minéraux argileux présents dans la formation.

Les argiles gonflantes les plus courantes sont la smectite et les mélanges de smectite. La smectite gonfle en absorbant l'eau dans sa structure. Elle peut augmenter son volume jusqu'à 600 %.

II.4.3.scale :

Est la précipitation des minéraux a cause de perte de solubilité. Les plus courantes sont le carbonate de calcium, le sulfate de calcium et le sulfate de baryum.

II.4.4.Dépôts organiques :

Les dépôts organiques sont des hydrocarbures lourds qui sont généralement situés dans les tubes, les perforations ou la formation). Bien que les mécanismes de formation des dépôts organiques soient nombreux et complexes (Houchin et Hudson, 1986), le principal mécanisme est un changement de température ou de pression dans le système d'écoulement.

- Paraffines :

Contrairement aux asphaltènes, la précipitation des paraffines est favorable quand il y a une baisse de pression et de température durant la production. Ils sont plus probables de se déposer dans le tubing.

- **Asphaltènes** : Les précipitations d'asphaltènes peuvent être influencées par la chute de pression.

II.4.5. Dépôts mixtes :

Les dépôts mixtes organique/inorganique sont un mélange de composés organiques et soit des scales, soit des fines et des argiles.

II.4.6. Émulsions :

Les émulsions sont des combinaisons de deux ou plusieurs fluides non miscibles (y compris des gaz) qui ne se dispersent pas moléculairement l'un dans l'autre. Les émulsions sont composées d'une phase externe (également appelée non dispersée ou continue) et d'une phase interne (également appelée dispersée ou discontinue).

II.4.7. Bactéries :

Les bactéries peuvent constituer un problème grave dans les opérations de production en raison de ce qu'elles consomment et de leurs sous-produits. Les bactéries peuvent se développer dans de nombreux environnements et conditions différents : des températures allant de 12°F à plus de 250°F [-11° à >120°C], des valeurs de pH allant de 1 à 11, des salinités de 30% et des pressions de 25 000 psi.

Les bactéries les plus gênantes dans le champ pétrolier sont les bactéries sulfato-réductrices, les agents de formation de boue, les bactéries oxydant le fer et les bactéries qui attaquent les polymères dans les fluides de fracturation et les fluides de récupération secondaire.

Les bactéries réductrices de sulfate sont celles qui causent le plus de problèmes dans un réservoir. Les bactéries réductrices de sulfate réduisent le sulfate ou le sulfite dans l'eau en sulfure et produisent du sulfure d'hydrogène (H₂S) comme sous-produit.

II.4.8. Blocs d'eau :

L'eau peut provoquer un blocage dans les roches peu perméables (FigII -2) (Keelan et Koepf, 1977). Les blocs d'eau sont un cas particulier de problèmes de perméabilité relative. Dans un bloc d'eau, l'eau occupe généralement les espaces d'écoulement (soit les pores, soit les fractures naturelles) qui sont généralement utilisés par les hydrocarbures pour s'écouler vers le puits.

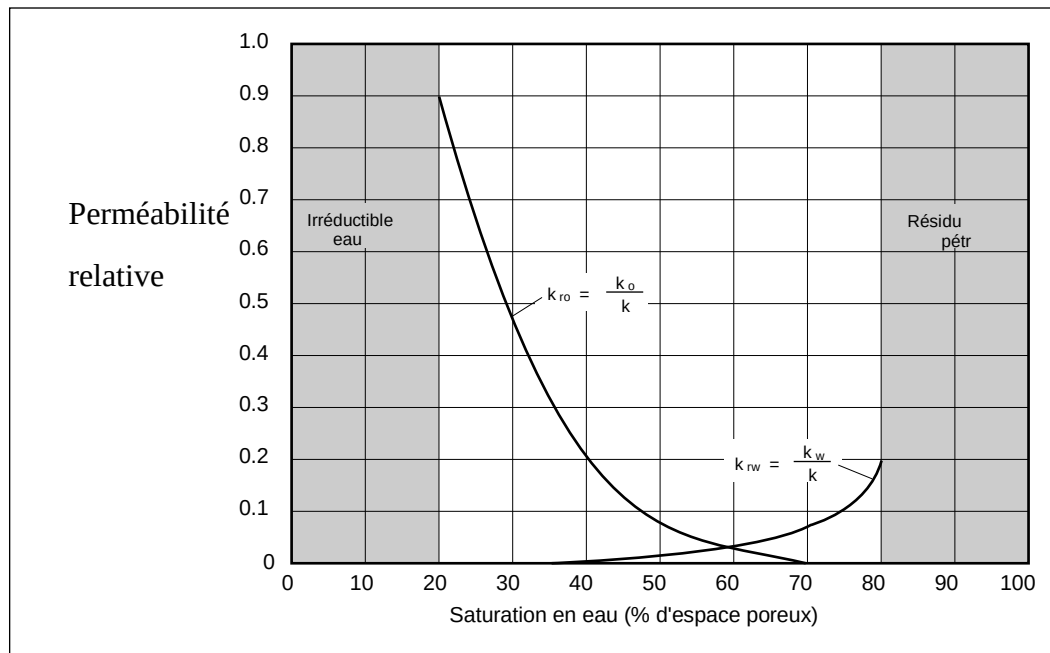


Figure II.2 : Blocs d'eau : l'augmentation de la saturation en eau de 20% à 35% diminue la perméabilité relative au pétrole de 90% à 30%, respectivement (Keelan et Koepf, 1977). k_o = perméabilité effective au pétrole, k_{ro} = perméabilité relative au pétrole, k_w = perméabilité effective à l'eau, k_{rw} = perméabilité relative à l'eau.

II.4.9. Fluides de forage à base d'huile :

La boue à base de pétrole (OBM) est le fluide de forage de choix pour le pouvoir lubrifiant requis dans de nombreux puits très déviés et pour les formations extrêmement sensibles à la boue à base d'eau (WBM). La plupart des OBM, et en particulier celles dont la densité est supérieure à 14 lbm/gal, contiennent suffisamment de solides pour créer des émulsions stabilisées par le limon lorsqu'elles sont mélangées à des saumures ou des acides de haute salinité. Ces émulsions sont visqueuses et résistent à la rupture. Certaines de ces émulsions se sont révélées stables pendant plusieurs mois, tant en laboratoire qu'au puits de forage. Les dommages causés par ces émulsions peuvent être si graves que l'on peut passer à côté de toute une zone de paiement.

Par exemple, dans un puits du Texas du Sud, l'émulsion OBM a créé des dommages si graves que presque aucun débit du puits n'a pu être mesuré. Lorsque les dommages ont été supprimés, le puits a été testé à plus de 12 MMscf/D.

II.5. Origines des endommagements de formation :

Cette section décrit les origines des dommages causés aux formations :

II.5.1. Forage :

Invasion des boues solides :

Les boues solides peuvent remplir progressivement la porosité de la roche réservoir.

Ces processus dommageables sont généralement limités aux quelques premiers centimètres autour du puits de forage (une valeur moyenne de 3 pouces est couramment utilisée), mais la réduction de perméabilité qui en résulte peut atteindre 90 %. L'invasion de la roche de formation par les solides du fluide de forage est favorisée par :

- Grande taille des pores de la roche de formation (Brownsonet *al.*, 1980).
- Présence de fissures et de fractures naturelles dans le réservoir.
- La petite taille des particules des composants solides du fluide de forage (la taille initiale des particules des agents de pondération et des dispositifs anti-circulation est généralement grossière mais peut être fragmentée par le trépan) (Abrams, 1977).
- Un faible taux de forage entraînant la destruction du cake de boue (augmentation de la perte de boue) et un long temps de contact entre la formation et la boue.
- Un taux élevé de circulation des fluides de forage (érosions de boue).
- Une forte densité de fluide de forage provoquant une forte pression de déséquilibre (Givens, 1976).

Invasion du filtrat de fluide de forage :

Pour des raisons économiques, les puits doivent être forés le plus rapidement possible. Pour augmenter le taux de pénétration, il est tentant de réduire le contrôle de la perte de fluide dans la boue. Avant de prendre cette décision, il faut connaître l'effet du filtrat et de tous les solides associés.

La phase liquide d'un fluide de forage contient également de nombreux composés potentiellement nocifs. Comme l'invasion du filtrat peut être profonde.

II.5.2. La cimentation :

Lavages :

L'élimination des boues de forage, bien que nécessaire pour améliorer l'adhérence du ciment, aggrave généralement les dommages causés à la formation, soit par une perte accrue de fluide, soit par des problèmes d'incompatibilité avec les lavages et les écarteurs de ciment.

Invasion du filtrat de ciment :

Durant la cimentation du liner, le filtrat de ciment peut envahir la matrice causant ainsi un endommagement.

II.5.3. Perforation :

Les conditions dans lesquelles les perforations seront réalisées (tir en surpression avant équipement, tir en dépression après équipement, nature du fluide dans le puits au moment du tir) et la méthode de nettoyage éventuellement mis en œuvre auront une grande influence sur le degré de colmatage des perforations proprement dites. En particulier l'endommagement sera d'autant plus grave si l'on perce en présence d'un fluide contenant des solides et en surpression du fait de l'invasion des solides.

II.5.4. Gravel pack :

Il est presque universellement vrai que les amas de gravier se détériorent avec le temps, entraînant une réduction progressive des performances du puits.

II.5.5. Workover :

Les saumures de travail (en particulier les saumures à haute densité) nécessitent généralement des inhibiteurs pour contrôler la corrosion. Ces produits peuvent contribuer aux problèmes de blocage de l'émulsion par la modification de la mouillabilité des minéraux de formation et favorisent parfois la précipitation du fer dans le réservoir (Potter, 1984).

II.5.6. La fracturation :

Le risque majeur est un développement vertical de la fracture qui mettrait le puits en communication avec une zone contenant un fluide que l'on ne souhaite pas produire (à noter ici encore l'importance d'avoir une cimentation étanche pour ne pas initier une fracture dans une zone indésirée).

II.5.7. L'injection d'eau :

L'injection d'eau va abaisser la température, ce qui peut favoriser la formation :

- De précipité ou de dépôts (paraffine, asphaltènes, ...) suite à la baisse des seuils de solubilité.
- D'émulsion.

II.6. Identification du laboratoire et sélection du traitement :

Les objectifs des expériences en laboratoire sont d'identifier les dommages potentiels et de faciliter la sélection du fluide de traitement et de la conception optimale.

II.6.1. Identification des dommages :

- **Analyse de base :**

L'analyse détaillée des carottes de formation est nécessaire pour concevoir le traitement d'élimination des dommages.

- **Minéralogie des formations :**

La connaissance de la pétrographie de la formation est essentielle pour comprendre quelle sera la réponse de la roche (matériau de formation) à tout fluide. Les techniques d'analyse utilisées pour caractériser la minéralogie sont la diffraction des rayons X (XRD), le MEB et l'analyse par sections minces.

- **Analyse des fluides de formation :**

L'analyse de la formation de saumure et d'huile peut aider à déterminer les types de dommages qui peuvent être présents.

- **Pétrole :**

L'analyse et les tests de l'huile produite peuvent également aider à concevoir des traitements de stimulation. L'utilisation de fluides de traitement incompatibles avec l'huile produite peut entraîner la formation d'émulsions et de boues qui donneront ensuite une réponse inacceptable au traitement de stimulation. L'huile peut contenir des paraffines et des asphaltènes qui peuvent interagir avec le fluide de traitement. La quantité des différentes fractions d'asphaltènes et de paraffines et leur rapport entre elles sont utilisées pour évaluer la possibilité de dommages causés par les précipitations organiques.

II.6.2. Exemples pour la Sélection du traitement :

- **Dépôts organiques :**

Des tests de solubilité à la température et à la pression peuvent être effectués pour évaluer le solvant le plus efficace pour éliminer le dépôt de bouchage. En règle générale, les dépôts de paraffine, d'asphaltènes et de goudron sont solubles dans des solvants aromatiques tels que le xylène ou le toluène ; cependant, la plupart des dépôts sont des dépôts combinés et peuvent nécessiter un traitement combiné d'un solvant organique avec un acide et d'autres agents tensioactifs pour améliorer la mouillabilité du dépôt et renforcer la capacité de dissolution du fluide de traitement sélectionné. D'autres solvants, tels que les solvants mutuels et les alcools, peuvent également faciliter l'élimination d'un dépôt organique.

- **Bave bactérienne :**

La boue bactérienne est également éliminée par traitement aux solvants. Ces dépôts sont solubles dans l'eau contenant des agents oxydants tels que l'hypochlorite de sodium. Si nécessaire, des tests de solubilité peuvent être effectués pour évaluer l'efficacité de l'agent oxydant. Les tests doivent être effectués en utilisant si possible des conditions simulées de fond de trou.

- **Traitement de la compatibilité fluide-formation :**

- **Tests de prévention des émulsions :**

Avant de procéder à un traitement de stimulation, il faut déterminer la compatibilité du fluide de traitement avec l'huile produite. Des matériaux siliceux fins, du fer ferrique ou les deux peuvent être ajoutés pour évaluer les mécanismes de stabilité de l'émulsion. Ces interactions de fluides peuvent produire des problèmes d'émulsion en fond de trou. La quantité d'additifs utilisés pour contrôler la stabilité de l'émulsion et la formation de boues doit être établie. Les additifs tels que les inhibiteurs de corrosion, les tensioactifs et les solvants mutuels doivent également être inclus dans la formulation acide souhaitée pour les tests de compatibilité. Les concentrations de ces additifs sont établies par des essais de débit à cœur, la métallurgie et les conditions du puits qui se produisent pendant le traitement.

II.7.Skin d'endommagement :

II.7.1.Notion de skin :

Par rapport aux hypothèses, les abords du puits sont perturbés par différents phénomènes tels que :

- **Du "colmatage" :**

La perméabilité aux abords du trou peut être différente de la perméabilité naturelle du réservoir. En particulier, elle peut être :

- Inférieure suite à un colmatage initié par exemple par la filtration du fluide de forage, de complétion ou de Workover sous l'action de la surpression entre la pression en fond de puits et la pression de gisement.
- Supérieure suite par exemple à une acidification des abords du trou dans ce cas-là les pertes de charge seront alors inférieures.

- **Des perforations :**

En considérant que l'on a perforé la couche à produire sur toute sa hauteur, et que les perforations sont idéales les pertes de charge lorsque l'on produit une couche à travers des perforations seront, par rapport à celles que l'on aurait si l'on produisait directement à travers le trou foré supérieures, égales ou inférieures selon :

- La "géométrie" de perforation (pénétration des perforations dans la formation, nombre de perforations par pied, nombre de direction de tir, diamètre des perforations, ...).
- L'anisotropie du réservoir (rapport de la perméabilité verticale sur la perméabilité horizontale).

- **Une pénétration partielle :**

La hauteur d'écoulement aux abords du puits - dans le cas d'une liaison couche-trou de type "trou cuvelé, cimenté, perforé" sera donc plus faible que dans le gisement proprement dit, ce qui implique qu'il y aura un resserrement des veines fluides dans le plan vertical et donc des pertes de charge supplémentaires.

- **Une inclinaison du puits :**

En pratique, très souvent le puits pénètre la couche à produire non pas perpendiculairement mais selon une déviation qui peut être importante. La surface de contact entre le puits et la formation est donc plus importante et, en conséquence les pertes de charge s'en trouveront diminuées. Toutefois cet effet est généralement assez faible et sera d'autant plus faible que le rapport entre la perméabilité verticale et la perméabilité horizontale est faible.

II.7.2. Définition :

Par définition, le ΔP_{skin} est le ΔP supplémentaire dû à l'ensemble des perturbations aux abords du puits.

II.7.2.1. Skin infinitésimal :

Van Everdingen et Hurst (Van Everdingen & Hurst, 1949) ont introduit la notion de skin en définissant la chute de pression induite par l'endommagement (Δp_s) de la manière suivante :

$$\Delta P_{skin} = P_s - P_{wf} = \frac{q \cdot B \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot H} \times S$$

q Est le débit entre le puits et la formation, k la perméabilité initiale de la formation, μ est la viscosité, h la hauteur de puits dans lequel l'écoulement se produit et S le skin.

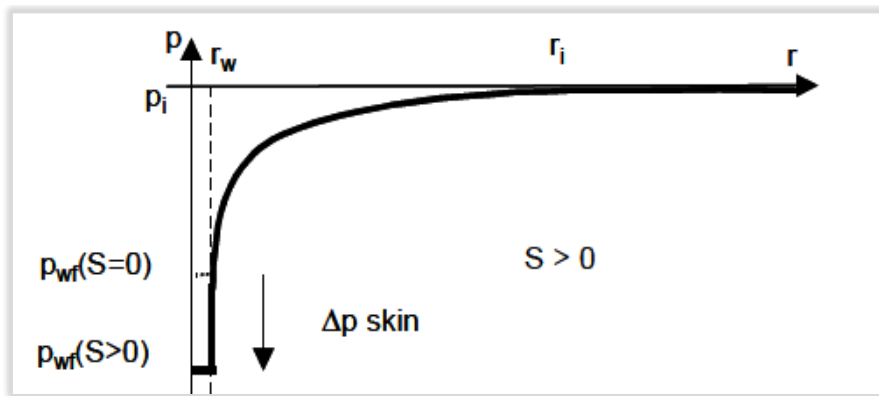


Fig.II.3 : Profil des pressions dans la formation

II.7.2.2. Skin d'épaisseur finie :

Une autre présentation consiste à supposer les pertes de charges localisées dans une zone de rayon r_s et de perméabilité k_s autour du puits.

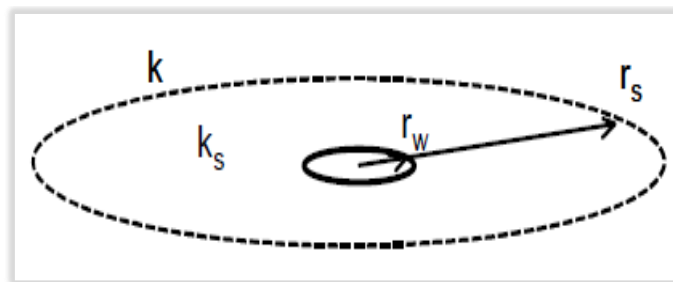


Fig. II. 4 : Skin d'épaisseur finie

La différence de perte de charge entre le réservoir réel et un réservoir qui serait uniforme jusqu'au puits s'exprime à de la loi de Darcy par :

$$\Delta P_s = \frac{qB\mu}{2\pi k_s h} \ln \frac{r_s}{r_w} - \frac{qB\mu}{2\pi kh} \ln \frac{r_s}{r_w}$$

Le skin est exprimé :

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w}$$

II.7.2.3. Rayon effectif :

La méthode de rayon effectif consiste à remplacer le puits réel de rayon r_w et de skin S par un Puits fictif de rayon r'_w et de skin nul.

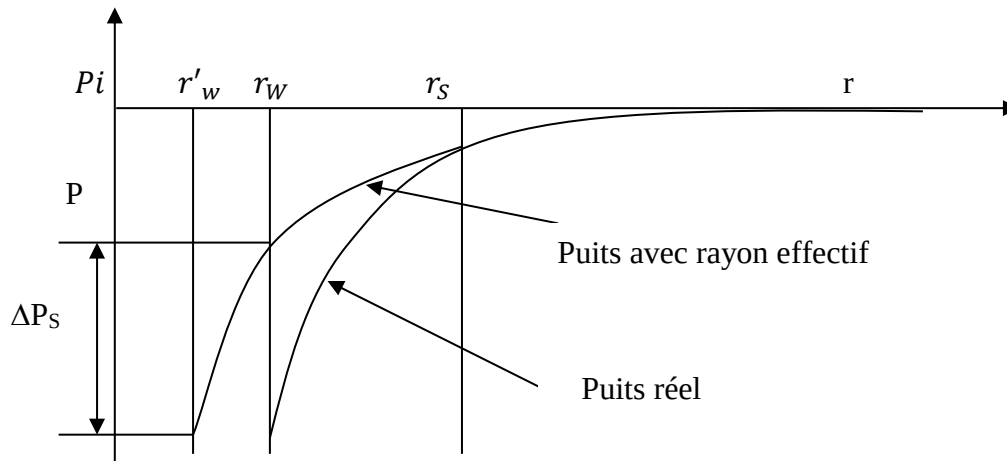


Fig. II 5 : Estimation de rayon effective

Le rayon r'_w est déterminé de façon à ce que la perte de charge entre r_s et r'_w dans le puits fictif soit égal à la perte de charge entre r_s et r_w dans le puits réel :

$$\Delta P (r'_w, s = 0) = \Delta P (r_w, s > 0)$$

Utilisant la loi de DARCY :

$$\frac{q \cdot B \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \ln \frac{r_s}{r'_w} = \frac{q \cdot B \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot k} \left(\ln \frac{r_s}{r_w} + s \right)$$

On obtient :

$$r'_w = r_w e^{-s}$$

II.8. EFFET DE L'ENDOMMAGEMENT SUR LA PRODUCTIVITE :

II.8. 1. Sur l'index de productivité :

L'index de productivité (ou d'injectivité) d'un puits qui est défini comme le débit associé à une dépression entre le fond du puits et le gisement, c'est un potentiel du puits et s'exprime pour un cas d'un liquide dans un écoulement radial circulaire, régime permanent :

$$IP = \frac{Q}{PG - Pf}$$

L'**IP** d'un puits en production diminue durant sa production, ceci s'explique par :

- Turbulence pour un débit important.
- L'existence du gaz libre.
- Viscosité importante (n'est pas le cas de HMD).
- Compressibilité de la roche réduit la perméabilité K .

On distingue les index de productivité :

Avant stimulation :

$$IP_{avant} = \frac{Q_{avant}}{pfs - pfd + \Delta Ps_v}$$

Après stimulation :

$$IP_{après} = \frac{Q_{après}(estimer)}{pfs - pfd}$$

Le rendement d'écoulement soit :

$$R_e = \frac{IP_{avant}}{IP_{après}}$$

On remarque que la productivité d'un puits (IP) est fonction de la perméabilité et la conductivité (KH).

En effet, une diminution ou une augmentation de K engendrera directement une diminution ou une augmentation de l' IP . Et une diminution de ΔPs engendre une amélioration de la perméabilité. La productivité d'un puits est fonction du KH , elle est donc réduite lorsqu'un réservoir à une faible épaisseur utile ou / et de faible perméabilité ; d'où l'idée de stimulation de réservoir en vue d'améliorer la productivité.

Si un réservoir présent : $S > 0$ Alors ΔPs est élevé, K réduit, IP faible d'où chute de débit de production, dans ce cas le puits doit être restauré par stimulation.

II.8.2. Sur la productivité :

La connaissance de l'**IPR** et l'équation de **Hawkins** sont essentielles pour comprendre l'effet de l'endommagement de la formation sur la productivité du puits.

Pour un puits d'huile L'équation d'**IPR** :

$$q = \frac{kh(P_G - P_{fw})}{141.2B\mu(\ln \frac{R_e}{r_w} + S)}$$

q : Débit d'huile conditions de fond (bbl/j) .

K : Perméabilité (md) .

h : Hauteur du réservoir (ft) .

μ : Viscosité d'huile (cp) .

P_G : Pression de gisement (psi) .

P_{fw} : Pression de fond dynamique (psi) .

R_e : Rayon de drainage (ft) .

r_w : Rayon du puits (ft) .

S : Skin total.

Lorsque le skin S augmente le débit q diminue.

Chapitre III : Généralité sur la mécanique de roches

III. Généralité sur la mécanique de roches :

III.1.INTRODUCTION :

L'Académie nationale des sciences définit la mécanique des roches comme "la science théorique et appliquée du comportement mécanique des roches ; c'est cette branche de la mécanique qui s'intéresse à la réponse de la roche aux champs de force de son environnement physique". À partir de cette définition, on peut facilement comprendre l'importance de la mécanique des roches dans plusieurs aspects de l'industrie du pétrole et du gaz comme la fracturation hydraulique.

III.2. Les contraintes exercées :

Prendre en considération la situation illustrée dans la figure (**fig.III-1.**), dans laquelle un bloc de matériau de surface A dans le plan perpendiculaire à la ligne d'action de la force F. Par conséquent, le stress, σ , est donnée par :

$$\sigma = \frac{F}{A}$$

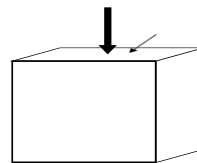


Fig.III-1 : Un bloc de matériau soumis à une force F.

Notez que ceci est très similaire à la formule de calcul de la pression. Le stress et la pression ont les mêmes unités et sont essentiellement la même chose - l'énergie stockée. La principale différence entre les deux est : dans les liquides et les gaz, les fluides s'écoulent jusqu'à ce que le stress (ou pression) soit le même dans toutes les directions (à savoir un équilibre a été atteint).

Cependant, les solides ne peuvent pas se déformer de telle manière, de sorte que ces matériaux auront toujours un plan dans lequel les contraintes sont maximales. Elles auront également un plan perpendiculaire à cette face où les contraintes sont minimales.

Le stress est une propriété de tenseur - il ne peut être entièrement définie par une grandeur et une zone à travers laquelle il agit.

Sur chaque facette, on peut constater que l'effort appliquée engendre :

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

Le schéma ci-dessous indique la distribution des contraintes dans un système (x, y, z) (Fig.III-2

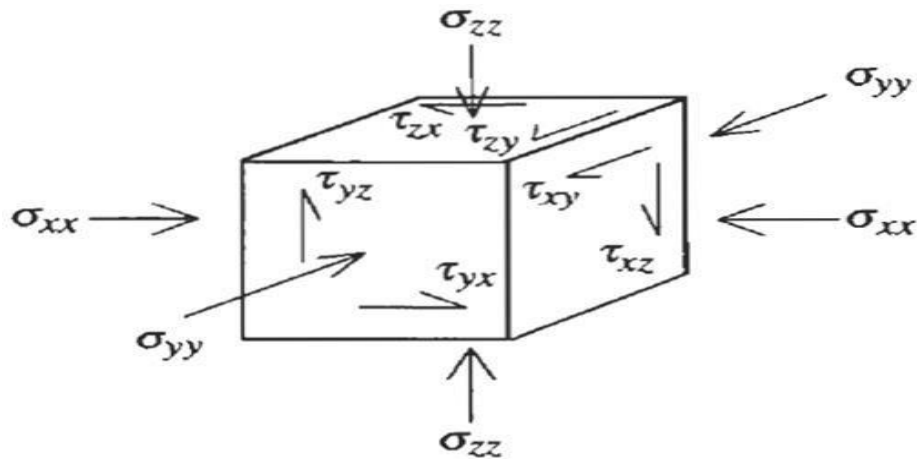


Fig.III-2 : Distribution des contraintes.

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

σ_{ij} est la contrainte perpendiculaire au plan i suivant la direction j .

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

T est appelé tenseur des contraintes d'ordre 2.

On peut montrer en utilisant les équations d'équilibre des moments que le tenseur T est Symétrique, en d'autres termes :

$$\sigma_{ij} = \sigma_{ji}$$

Donc le tenseur des contraintes T s'écrit :

$$T = \begin{bmatrix} \sigma_{XX} & \tau_{XY} & \tau_{XZ} \\ & \sigma_{YY} & \tau_{YZ} \\ \text{sym} & & \sigma_{ZZ} \end{bmatrix}$$

III.3. La déformation :

La déformation est une mesure de la quantité de matériau qui a été déformé lorsqu'une contrainte est appliquée sur lui. La Figure (**Fig.III-3.**) illustre la manière dont laquelle le bloc de matériau est comprimé par la force F :

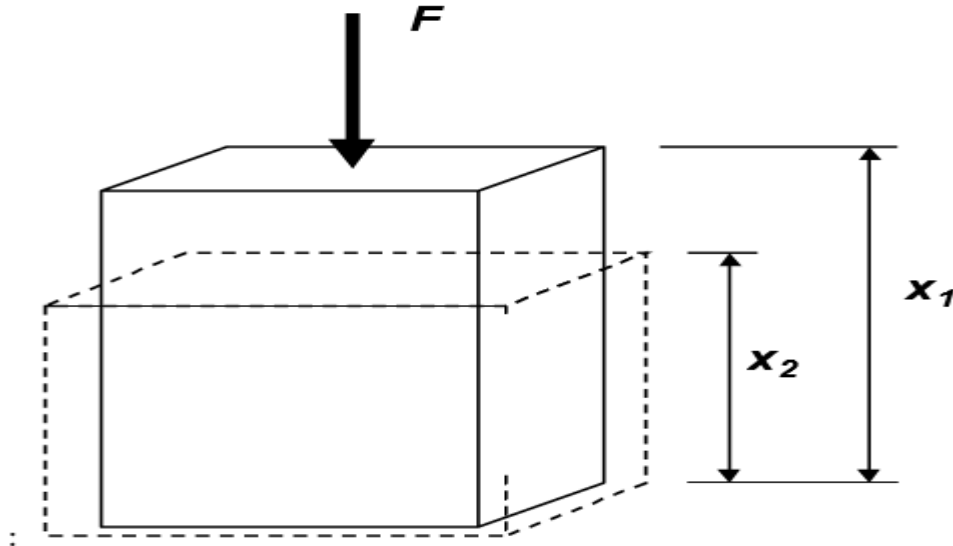


Fig.III-3 : Déformation produite par l'application de la force F .

La déformation ϵ est défini par :

$$\epsilon = \frac{x_1 - x_2}{x_1}$$

Donc la déformation (Strain) est adimensionnelle.

A noter que le Strain (déformation) est définie dans le même sens que la force appliquée F et perpendiculaire au plan dans lequel sont les actes de stress.

III.4. Comportement des roches :

Quand un échantillon de roche ou un élément de la terre, est soumis à une charge, il se déforme; afin de déterminer la relation (SS^*) entre le stress et la déformation, diverses théories ont été développées pour décrire une procédure simplifiée, La relation la plus simple est la théorie d'élasticité.

(SS^*) : (Stress-Strain).

III.4.1. Coefficient de Poisson :

Le coefficient de Poisson ' ν ' représente la tendance du matériel pour transférer sa déformabilité perpendiculairement au chargement, ceci est illustré par la figure (**Fig.III-4.**)

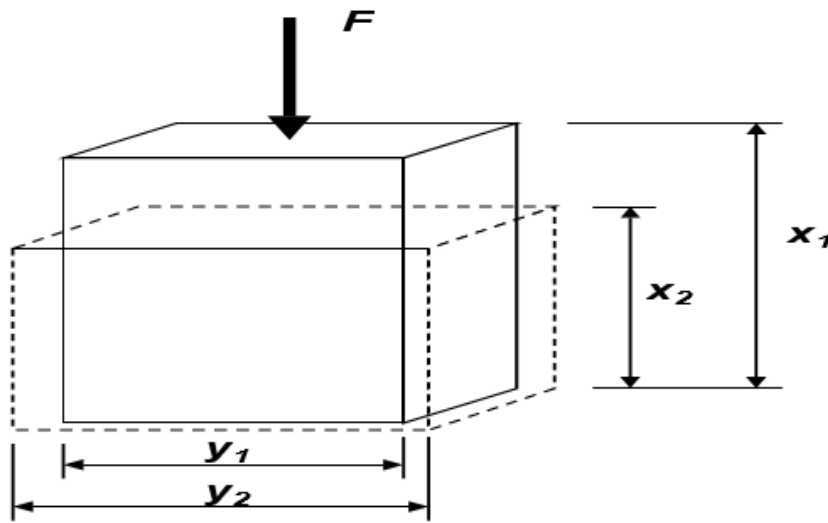


Fig.III-4 : Application de la force F produit également une déformation dans la direction y

La déformation dans la direction x (axiale) est donnée par :

$$\epsilon_a = \frac{x_1 - x_2}{x_1}$$

La déformation dans la direction y (latérale) est donnée par :

$$\epsilon_l = \frac{y_1 - y_2}{y_1}$$

Le coefficient de Poisson est défini par l'équation :

$$\nu = - \frac{\epsilon_l}{\epsilon_a}$$

Le coefficient de Poisson est un facteur important dans la détermination du gradient de contrainte de la formation, mais il est moins important dans la définition des dimensions de la fracture, même s'il a un certain effet. Les valeurs typiques pour 'ν' des roches sont comprises entre 0,1 et 0,35.

III.4.2. Module de Young :

Le module de Young, E, (le module d'élasticité) est défini par la loi de Hook comme suit :

$$E = \frac{\sigma_a}{\epsilon_a}$$

ϵ_a : La déformation axiale.

σ_a : Contrainte uniaxial appliquée sur l'échantillon.

Le module de Young 'E' est le rapport de la contrainte sur la déformation. Comme la déformation est adimensionnelle, 'E' a les mêmes unités que le stress. Le module de

Young est une mesure de combien un matériau se déforme de manière élastique lorsqu'une charge est appliquée sur lui. Ceci est un autre terme pour la dureté.

Dans la fracturation, nous pouvons penser au module de Young en tant que mesure de la quantité d'un matériau (roche) qui peut se déformer de manière élastique lorsqu'une pression est appliquée. Comme la pression est stock d'énergie, 'E' est également une mesure de la quantité d'énergie qu'il faut pour faire de la déformation de la roche.

III.4.2.1 Elastique vs plastique :

La déformation élastique est réversible, si la force (la pression ou le stress) est enlevée, le matériau retourne à sa taille et sa forme d'origine. Si une telle force est appliquée sur un matériau qui passe au-delà de sa limite élastique le matériau commence à se déformer plastiquement. Ceci est illustré par la figure (fig.III-5.).

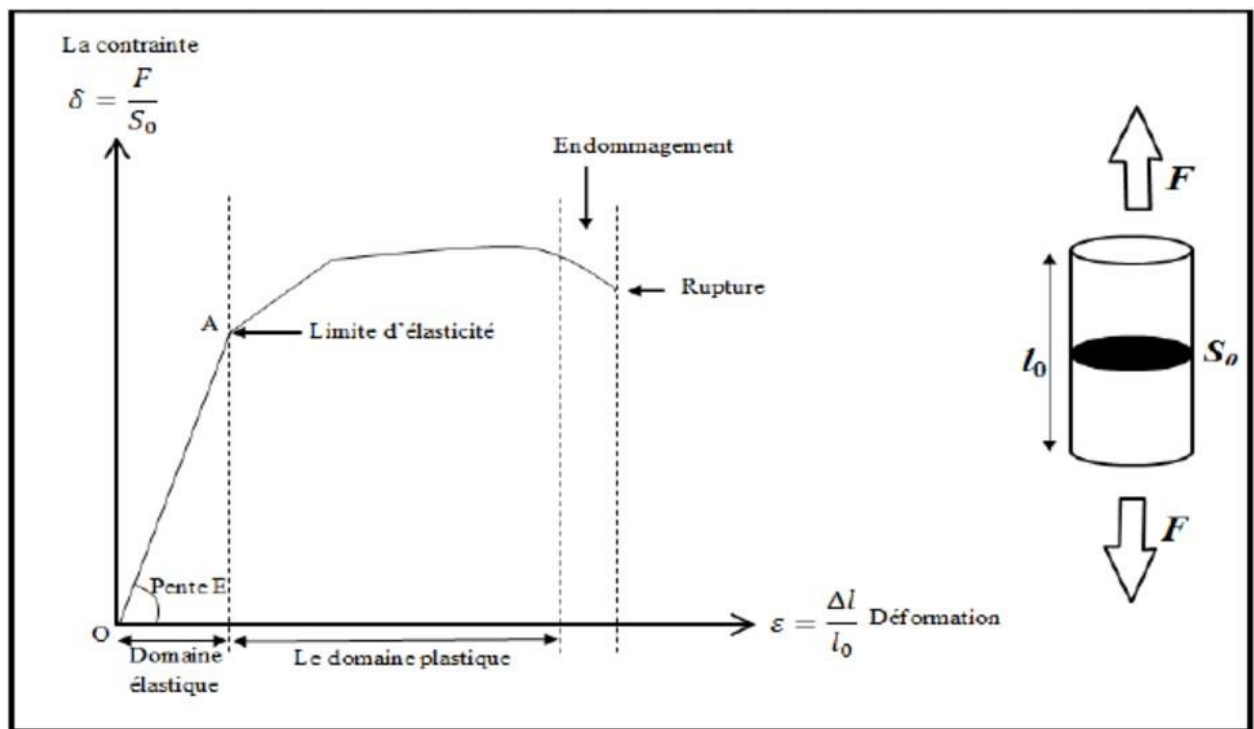


Fig.III-5 : Comportement des matériaux soumis à des efforts. (Djeddi.Mk, 2016).

III.4.2.2. Vitesses soniques longitudinale et transversale :

La vitesse des ondes longitudinales (ou compression) dans un milieu élastique est liée au module de Young dynamique et au coefficient de Poisson par la relation :

$$V_c = \sqrt{\frac{E}{\rho (1+\nu)(1-2\nu)}}$$

La vitesse des ondes transversales (ou de cisaillement) s'exprime par la relation :

$$V_s = \sqrt{\frac{E}{2\rho(1+2\nu)}}$$

La vitesse V_c varie :

- 1 500-2 000 m/s pour les roches tendres.
- 4 000-5 000 m/s pour les grès et calcaires très consolidés. Ces vitesses sont déduites de l'interprétation des logs soniques.

A partir des mesures de V_c et V_s , on déduit les valeurs du module de Young dynamique et du coefficient de Poisson.

$$E_d = \frac{\rho V_s^2 (3V_c^2 - 4V_s^2)}{V_c^2 - V_s^2} = 2\mu(1 + \nu_d)$$

$$\mu_d = G_d = \rho V_s^2 = \frac{\rho}{t_s^2} a$$

$$\nu_d = \frac{V_c^2 - 2V_s^2}{2(V_c^2 - V_s^2)} = \frac{\frac{1}{2}\left(\frac{t_s}{t_c}\right)^2 - 1}{\left(\frac{t_s}{t_c}\right)^2 - 1}$$

$$K_d = \rho \left(\frac{1}{t_c^2} - \frac{4}{3t_s^2} \right) a$$

Où :

ρ = masse volumique, (g/cm^3) ;

ν_d = Coefficient de Poisson dynamique ;

$G_d = \mu_d$: module de cisaillement dynamique, en psi ;

E_d : Module de Young dynamique, en psi ;

K_d : Module en bloc dynamique, en psi ;

t_c : Temps de passage de l'onde longitudinale, en $\mu\text{sec/ft}$;

t_s : Temps de passage de l'onde transversale, en $\mu\text{sec/ft}$;

a : facteur de conversion = $1,34 \cdot 10^{10}$;

V_c : vitesse de l'onde de compression .

V_s : vitesse de l'onde de cisaillement.

III.4.2.3. Propriétés dynamiques et statique des roches :

Les valeurs des constantes élastiques obtenues par des techniques dynamiques sont en général plus élevées que ceux obtenus par des méthodes statiques. Cette différence est maintenant considérée comme étant due principalement à l'amplitude de la déformation, avec les mesures dynamiques de très faible amplitude représentant le réel.

Le seul outil qui répond aux propriétés élastiques de la formation est le sonique. Les deux types d'ondes d'intérêt pour l'estimation des constantes élastiques d'un milieu sont des ondes de compression (ondes P) et des ondes de cisaillement (ondes S). L'outil sonique mesure la vitesse de propagation caractéristique des ondes P et S.

La propagation des ondes est un phénomène de petite souche avec une grande vitesse

de déformation. Les formations rocheuses apparaissent plus rigides, en réponse à une onde élastique par rapport à un test mécanique des roches au laboratoire, où les souches beaucoup plus importantes sont appliquées à une vitesse de déformation inférieure.

La différence entre le coefficient de Poisson statique et dynamique n'est pas grande, à condition qu'aucun tassement ne se soit produit lors de l'essai en laboratoire. Ainsi, les valeurs déterminées pour le coefficient de Poisson sont habituellement valides.

Si le compactage se produit, un modèle purement élastique n'est plus valide. Les données pour le module de Young devraient être revues.

Dans un milieu isotrope, seules les deux constantes élastiques du module de cisaillement 'G' et le rapport de Poisson 'ν' sont indépendantes. Elles sont liées à la vitesse de propagation d'une onde P (Vp) et celle d'une onde S (Vs) par :

$$G = \rho_b \mu_s^2$$

$$\nu = \frac{2\mu_s^2 - \mu_p^2}{2(\mu_s^2 - \mu_p^2)}$$

ρ désigne la masse volumique d'un échantillon de roche.

La vitesse de propagation peut être remplacée par le temps Δt, que prend une onde pour parcourir une distance fixe d (par exemple, entre une source et un récepteur).

$$G = \rho_b \frac{d^2}{\Delta t_s^2}$$

$$\nu = \frac{\frac{1}{2} \left(\frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} \right)^2 - 1}{\left(\frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} \right)^2 - 1}$$

Δts et Δtc sont les temps de trajet des ondes S et des ondes P, respectivement, le module de Young 'E' est lié aux deux constantes par :

$$E = 2G (1 + \nu)$$

Plusieurs corrélations sont utilisées pour estimer les propriétés élastiques statiques à partir des propriétés d'élasticité dynamique. Les corrélations ont été établies en comparant les propriétés élastiques statiques aux propriétés élastiques dynamiques. La plupart des corrélations sont une variante de la statique comme suit :

$$\text{Statique} = (A * \text{Dynamique}^\alpha) + B$$

Statique : est la propriété élastique.

Dynamique : est la propriété élastique dynamique correspondante.

Les constantes A, B et α sont déterminées ; α est généralement affecté d'une valeur de 1.

III.4.3 : Le module de rigidité :

Le module de rigidité est similaire au module de Young, sauf qu'il se réfère au matériau qui est en cisaillement plutôt qu'en compression ou en torsion. Il définit la quantité d'énergie nécessaire pour déformer élastiquement un matériau en cisaillement (**Fig.III-6.**) :

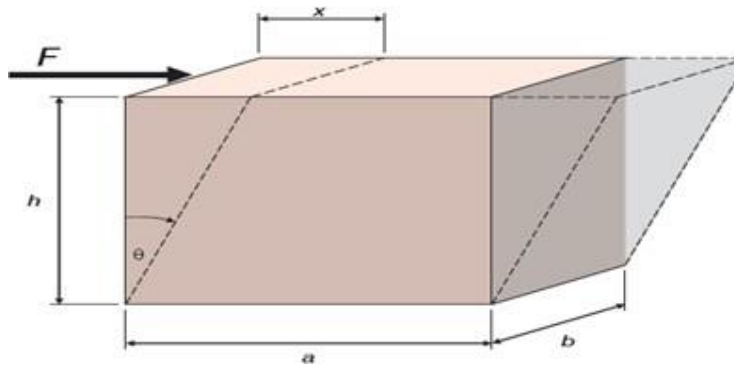


Fig.III-6 : La déformation angulaire

Il s'exprime comme étant le rapport entre la contrainte de cisaillement (τ) et la déformation angulaire engendrée (γ) :

$$G = \tau / \gamma$$

$$\text{Avec : } \tau = \frac{F}{A} \quad , \quad \gamma = \frac{x}{h} = \tan \theta$$

III.4.4. Le module d'incompressibilité (K):

Le module d'incompressibilité K, qui est le coefficient de proportionnalité entre la contrainte moyenne σ_m et la déformation volumétrique ε_v lors d'un test hydrostatique. Dans un tel essai, toutes les trois contraintes normales sont égales et, par conséquent, toutes les directions sont principales (**Fig.III-7.**).

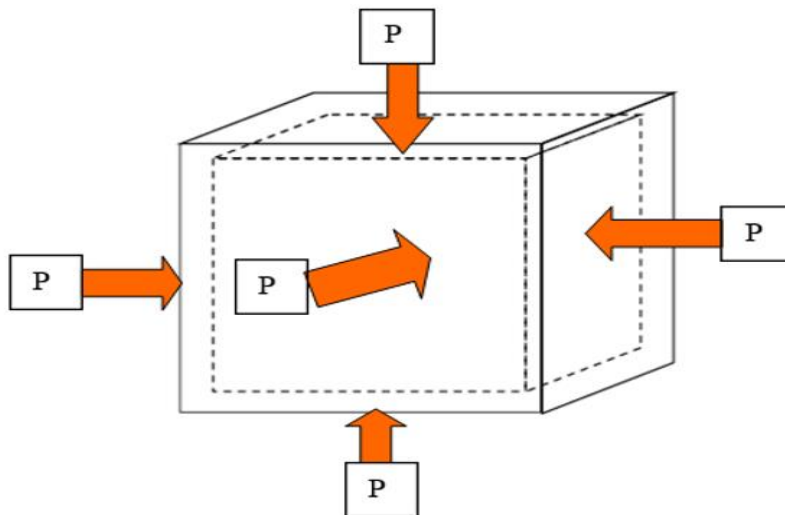


Fig. III.7 : Test hydrostatique

Le module d'incompressibilité est défini par :

$$K = \sigma_m / \varepsilon_v = E / 3(1 - 2\nu)$$

$$\text{Avec : } \sigma_x = \sigma_y = \sigma_z = P \quad \text{et} \quad \varepsilon_x = \varepsilon_y = \varepsilon_z \quad \varepsilon_v = \varepsilon_x + \varepsilon_y + \varepsilon_z$$

III.4.5. Le module de déformation plane :

Tous les plans x-y restent parallèles, spécifiés $\varepsilon_z = 0$, avec la contrainte supplémentaire que

$$\sigma_y = 0$$

$$E' = \sigma_x / \varepsilon_x$$

$$E' = E / (1 - \nu^2) = 2G / (1 - \nu)$$

E' est le module de déformation plane utilisé dans les calculs de la largeur de la fracture pour les modèles en 2D.

III.4.6. Les relations entre les quatre constantes élastiques :

Les quatre principales constantes élastiques (le module de Young, module de rigidité, module d'incompressibilité et le coefficient de Poisson) sont tous liés les uns aux autres. Si deux de ces propriétés des matériaux sont connus, les deux autres peuvent être déduites:

$$K = E / 3(1 - 2\nu)$$

$$G = E / 2(1 + \nu)$$

Par conséquent, si le module de Young et le coefficient de Poisson sont connus, le module de rigidité et le module d'incompressibilité peuvent être déduites. Ainsi, les simulateurs de fracture ne nécessitent que l'entrée de ' E ' et ' ν '.

III.4.7. Autres propriétés mécaniques de roche :

III.4.7.1. La résistance à la traction (R_t):

Nous définissons la résistance à la traction comme étant la contrainte maximale que peut supporter un échantillon juste avant sa rupture.

La résistance des roches à la traction est généralement beaucoup plus faible que celle de compression.

L'estimation de la résistance à la traction peut être déterminée au laboratoire par (**Tab.III-1.**):

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

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

Tab.III-1. Valeurs de résistances à la traction de certaines roches.

III.4.7.2. La résistance à la compression simple (R_c):

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

$$R_c = \frac{P_{max}}{S}$$

R_c : Résistance à la compression.

S : Section transversale.

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

III.5. L'orientation de la fracture :

Dans un régime du stress à trois dimensions, une fracture se propage de manière à éviter le plus grand effort. Cela signifie que la fracture se propage parallèlement à la plus grande contrainte principale et perpendiculaire au plan de la contrainte principale minimale. Ceci est un principe fondamental, donc la clé pour comprendre l'orientation de fracture est de comprendre le régime de stress lui-même.

Une autre conséquence de ce phénomène est que dans des formations où le σ_v et σ_H sont à peu près égales, il peut être très difficile de prédire l'orientation de la fracture.

III.5.1. L'action de forces extérieures :

Telles que la tectonique et le volcanisme, peut également affecter de manière significative l'orientation de la fracture. Les contraintes supplémentaires imposées par le mouvement de la croûte terrestre, qui ne modifie généralement pas la contrainte verticale, mais peuvent modifier de manière significative les contraintes horizontales.

III.5.2. Influence d'orientation du puits :

Le forage d'un puits peut modifier considérablement le régime de stress dans la zone autour du puits. Le rayon qui est affecté par cette modification dépend du module de Young de la formation. Formations durs (E haut) ont tendance à transmettre le stress plus facilement que les formations tendres (qui déforment pour réduire le stress). Par conséquent, les formations dures sont plus touchées que les formations tendres.

III.6. Le Gradient de Fracturation :

Le gradient de fracturation - ou frac gradient- est une mesure de combien la pression qu'il faut pour faire une fracture à la formation. Elle est généralement exprimée comme un gradient de pression (psi /ft ou bar /m) de telle sorte que des formations similaires dans différents puits à différentes profondeurs peuvent être plus facilement comparés. Le gradient de fracturation est une quantité très importante, car il est le contributeur le plus important à la pression de traitement de fond, qui à son tour contribue à définir la pression de traitement de surface, ainsi la charge sur l'achèvement et la sélection de proppant.

Economides et Nolte ont défini le gradient de fracturation tout simplement comme la pression de breakdown P_{bd} , divisé par le TVD (true value of depth).

La meilleure façon d'obtenir le gradient de fracturation d'une formation :

- Est de faire un test minifrac et mesurer la réponse réelle de formation. Il y a beaucoup d'influences sur la formation que ne représentent pas nos équations, comme l'effet Tectonique.
- La deuxième meilleure façon d'obtenir le gradient de fracturation consiste à examiner les données pour les puits de compensation. Assurez-vous que vous êtes à la recherche de données à partir de la même formation. Comparer leurs valeurs pour le rapport de Poisson et la pression de réservoir. Si ces valeurs sont similaires (à condition qu'ils proviennent de la même formation), le gradient de fracturation sera probablement aussi bien similaire.

III.7. COURBE INTRINSEQUE DE RUPTURE ET LA THEORIE DE MOHR:

Elle suppose que, pour un état de contrainte $\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$, la contrainte intermédiaire n'intervient pas dans la rupture. Contrairement aux théories développées

pour les métaux, elle permet de décrire la dissymétrie entre les résistances en traction et en compression. Elle est basée sur l'hypothèse que parmi les plans ayant la même contrainte normale, le plus faible est celui dont la contrainte tangentielle est maximale. En conséquence, le critère de Mohr s'exprime par une relation de la forme :

$$\tau = f(\sigma)$$

La rupture se produira lorsque ce cercle sera tangent à la courbe de Mohr. C'est le cercle de rupture.

III.8. LE CRITERE DE MOHR-COULOMB :

On admet souvent pour simplifier, en Mécanique des Roches, que l'enveloppe de Mohr est une droite et l'on définit ainsi le critère de Mohr-Coulomb qui s'écrit :

$$\tau = C + \mu\sigma \quad (a)$$

C : désignant la résistance intrinsèque au cisaillement du matériau, encore appelée cohésion.

μ : Le coefficient de frottement interne du matériau.

Considérons les contraintes principales extrêmes σ_1 et σ_3 . En fonction de ces valeurs, le critère de Mohr-Coulomb s'écrit :

$$\sigma_1 \left(\sqrt{1 + \mu^2} - \mu \right) - \sigma_3 \left(\sqrt{1 + \mu^2} + \mu \right) = 2C \quad (b)$$

Il existe ainsi deux plans de rupture possibles. Introduisons l'angle de frottement interne ϕ du matériau, défini par :

$$\mu = \tan \phi. \quad (c)$$

Les normales aux deux plans de rupture font l'angle $\frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2}$ avec la direction de la contrainte principale majeure σ_3 . Ces plans passent par l'axe de la contrainte principale intermédiaire σ_2 peut déduire de la relation (b) l'expression du critère en fonction des résistances à la compression R_C et à la traction R_T :

En compression : $\sigma_1 = \sigma_c$, $\sigma_3 = 0$ est :

$$\sigma_c \left(\sqrt{1 + \mu^2} - \mu \right) = 2C \quad (d)$$

En traction : $\sigma_1 = 0$, $\sigma_3 = -\sigma_t$

$$\sigma_t \left(\sqrt{1 + \mu^2} + \mu \right) = 2C \quad (e)$$

On en déduit le rapport :

$$\frac{\sigma_c}{\sigma_t} = \frac{(1 + \mu^2) + \mu}{(1 + \mu^2) - \mu} \quad (f)$$

La relation (64) peut être écrite : $\frac{\sigma_1}{\sigma_c} - \frac{\sigma_3}{\sigma_t} = 1 \quad (g)$

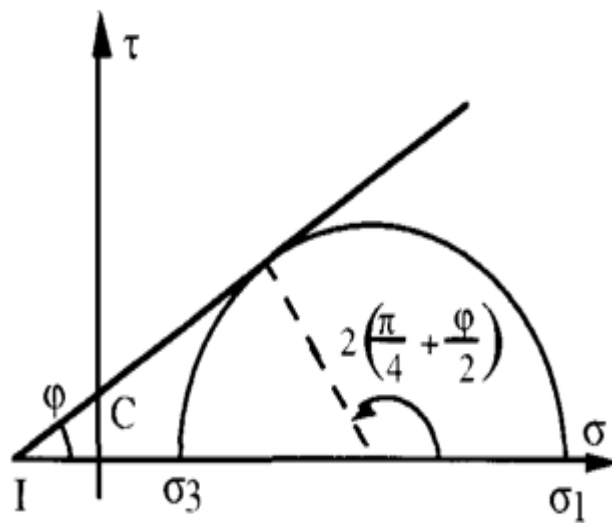


Fig.III-8 : Critère de rupture de Mohr-Coulomb

Chapitre IV : Généralités sur l'Opération de Fracturation Hydraulique

.IV : Généralités sur l'Opération de Fracturation Hydraulique :

IV.1.Introduction au Concept et différents types de stimulation :

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

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

IV.1.1. Les opérations de modification :

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

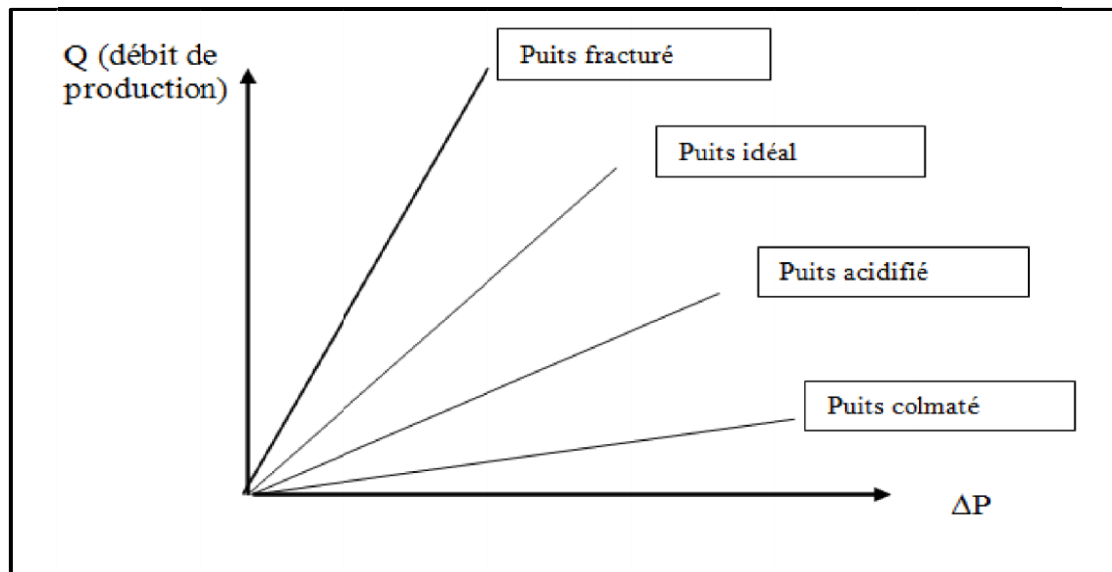
2. Fracturation acide : Dans la fracturation à l’acide, le fluide du traitement est un acide injecté à grand débit afin de créer des fractures dans la formation, L’acide remplissant les fractures réagit avec les parois en éliminant ainsi un certain volume de roche (cas des formations carbonatées).

IV.1.2. Les opérations de restauration :

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

L’acide sert à :

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



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

N.B :

L'insuffisance de productivité peut provenir d'autres facteurs (Figure IV.2) :

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

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

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

(Figure IV.2) : Principaux Remèdes face à l'endommagement

IV.2. Concept et domaines d'application de la Fracturation Hydraulique :

IV.2.1. Principe, Applications et Objectifs :

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

Ce procédé s'applique au cas où le débit d'un puits est insuffisant, non pas à cause d'un problème de colmatage local, mais parce que la perméabilité naturelle de la matrice est faible (quelques dizaines de milli darcys pour les gisements d'huile, encore moins pour les gisements de gaz).

Le principe de la fracturation hydraulique consiste à injecter un fluide plus ou moins visqueux avec une grande pression pour fracturer la roche réservoir ; ce dernier est accompagné souvent de solides (agents de soutènement) pour maintenir la fracture ouverte et permettre ainsi au fluide de circuler plus facilement entre le réservoir et le puits (puits producteur) ou entre le puits et le réservoir (puits injecteur).

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

- Le développement des fractures horizontales dans les couches de sel. Pour la circulation d'eau entre deux puits en vue de création des cavités de stockage des hydrocarbures.
- Stockage des polluants industriels, radioactifs ou chimique, dans les couches imperméables (argiles, marnes) du sous-sol.
- Exploitation minière de certains gisements.

Les domaines d'application possibles au futur sont :

- La gazéification souterraine de charbon.
- La récupération de la chaleur en géothermie profonde.

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

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

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

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

Depuis son introduction dans l'industrie pétrolière aux USA en 1947, la stimulation des réservoirs par fracturation hydraulique a pris une importance primordiale. Son emploi s'est rapidement généralisé aux réservoirs les plus divers : gréseux, calcaires, dolomitiques, à des profondeurs atteignant aujourd'hui plus de 5000m. Le phénomène de diminution de productivité a été tout d'abord analysé dans le cadre des travaux d'acidification des puits depuis environ une centaine d'années. L'idée d'une rupture de la formation est clairement exprimée en 1934. La première opération destinée spécifiquement à casser la formation a été réalisée en 1947 à l'état de l'Oklahoma aux Etats-Unis (Figure IV.3), et les fluides injectés étaient essentiellement des hydrocarbures. Le développement de la fracturation hydraulique dans sa conception actuelle date de début des années 1950. L'activité de fracturation hydraulique, en Algérie a été entamée dans le champ de Haoud Berkaoui depuis 1993.



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

IV.2.3. Shlumberger < high way> fracturing technique:

Contrairement aux techniques classiques de stimulation des puits, la technique <highway> utilise des fibres artificielles et un pompage pulsé pour créer des canaux stables et ouverts dans les fractures. La fracturation des canaux permet un retour plus rapide des fluides et des polymères, ce qui améliore le nettoyage et augmente la demi-longueur de la fracture.

La technique <highway> modifie fondamentalement la façon dont le proppant de la fracture génère la conductivité. La technique des canaux, crée des voies ouvertes à l'intérieur de la fracture, ce qui permet aux hydrocarbures de s'écouler dans les canaux stables plutôt que dans le proppant. Cela optimise la connectivité entre le réservoir et le puit, ce qui se traduit par une conductivité infinie de la fracture.

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

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

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

IV.3.1. Informations relatives au réservoir :

IV.3.1.1. Nature du réservoir :

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

IV.3.1.2. Les contacts WOC et GOC :

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

IV.3.1.3. Nature du fluide en place :

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

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

IV.3.1.4. Perméabilité du réservoir :

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

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

IV.3.1.5. Épaisseur du réservoir :

La hauteur de la fracture développée est généralement limitée par deux couches peu ou pas perméables.

IV.3.2. Informations relatives au puits :

IV.3.2.1. Historique du puits :

Les informations relatives à/au :

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

IV.3.2.2. État des perforations :

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

IV.3.2.3. État de la cimentation :

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

- D'obtenir la protection contre les fluides indésirables et éviter l'acheminement préférentiel(*channeling*) des fluides derrière le tubage.
- De mieux contrôler l'extension éventuelle de la fracture.

IV.3.3. L'aspect économique :

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

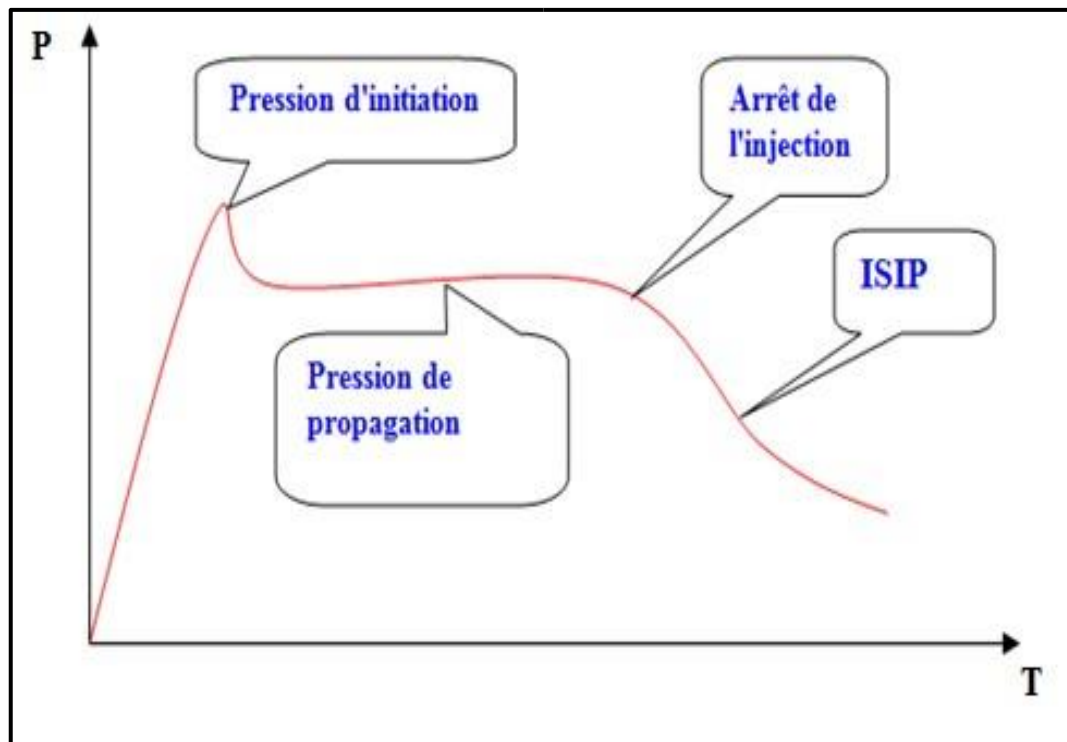
- Du coût de l'opération proprement dite.
- Du coût des opérations préalables, parfois très importantes, pour le conditionnement du puits (Re-complétion) .
- De la probabilité du succès de la stimulation.

IV .4.Description du Processus de La Fracturation Hydraulique :

IV.4.1. Pression d'initiation et d'extension d'une fracture :

La (*Figure IV.4*) représente une courbe schématique de l'évolution de la pression encourue de fracturation. Elle est divisée en deux parties :

- Partie injection.
- Partie fermeture.



(Figure IV.4) : Courbe schématique de l'évolution de la pression lors de la fracturation hydraulique .

La première partie représente un pic et un palier, qui correspondent au point d'amorce de la fracture et de sa propagation.

La deuxième partie commence par une brusque chute de pression suivie par une stabilité. Ces dernières correspondent respectivement à :

- L'Instantaneous Shut in Pressure (ISIP), due à l'arrêt des pompes.
- La Période de fermeture de la fracture.

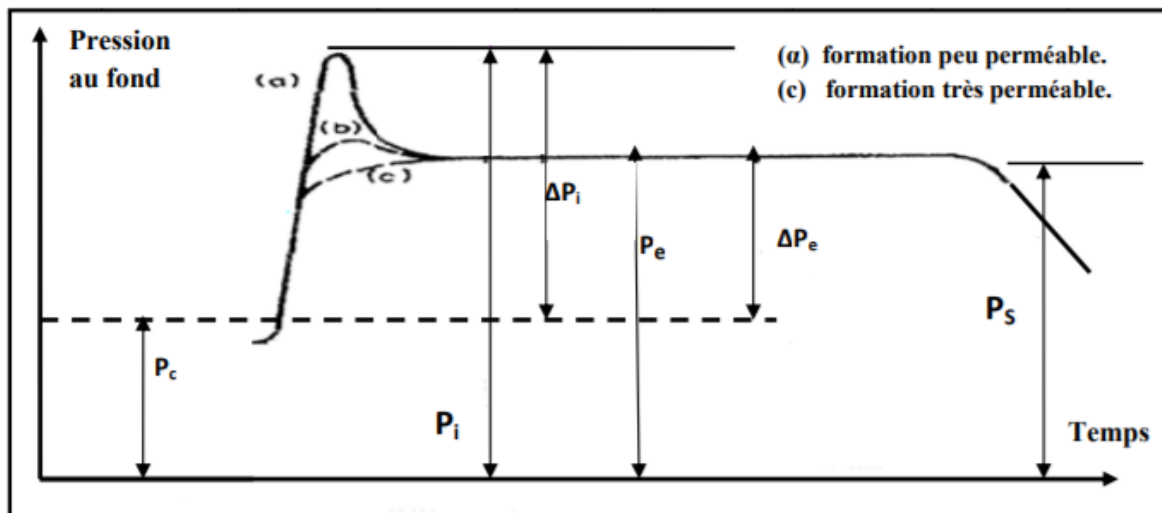
IV.4.2. Description détaillée de la Courbe Schématique de la Fracturation Hydraulique :

On peut distinguer cinq phases principales décrites ci- après :

IV.4.2.1. Initiation de la fracture :

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

$$\Delta P_i = P_i - P_c$$



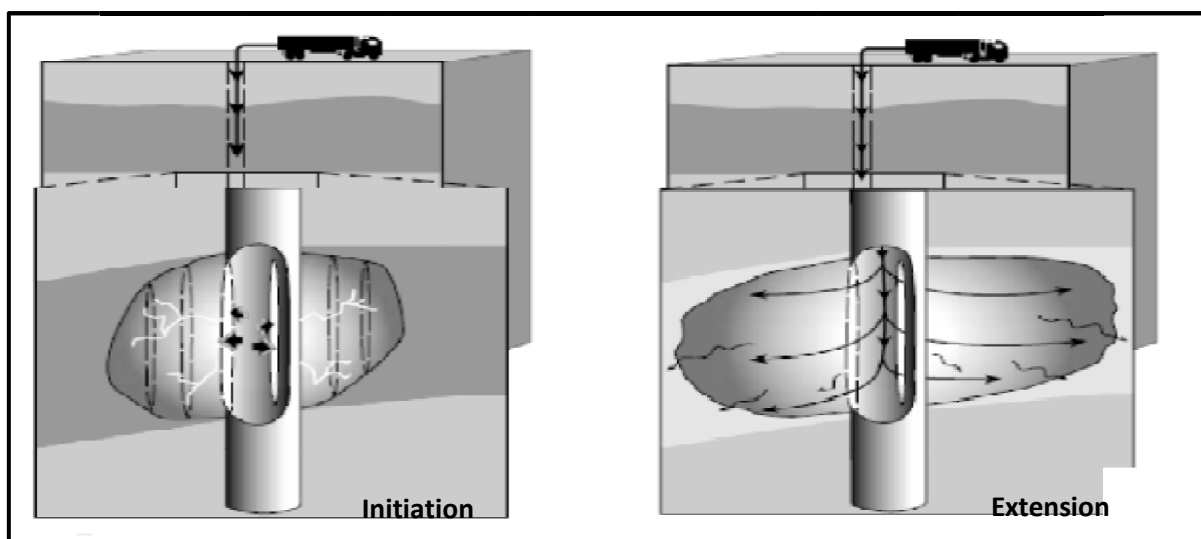
(Figure IV.5) : Evolution théorique de la pression de fond lors de la Frac. Hydraulique.

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

IV.4.2.2. Extension de la fracture :

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

En continuant à pomper, la fracture s'étend de plus en plus tant que le débit de pompage est supérieur au débit de filtration à travers les faces de la fracture (Figure IV.6).



(Figure IV.6) : Initiation et Extension de la fracture

IV.4.2.3. Maintien de l'ouverture de la fracture :

1. Dans les formations carbonatées : on utilise un fluide de fracturation contenant de l'acide chlorhydrique assez concentré, cet acide ronge irrégulièrement les parois de la formation, on l'appelle fracturation acide.

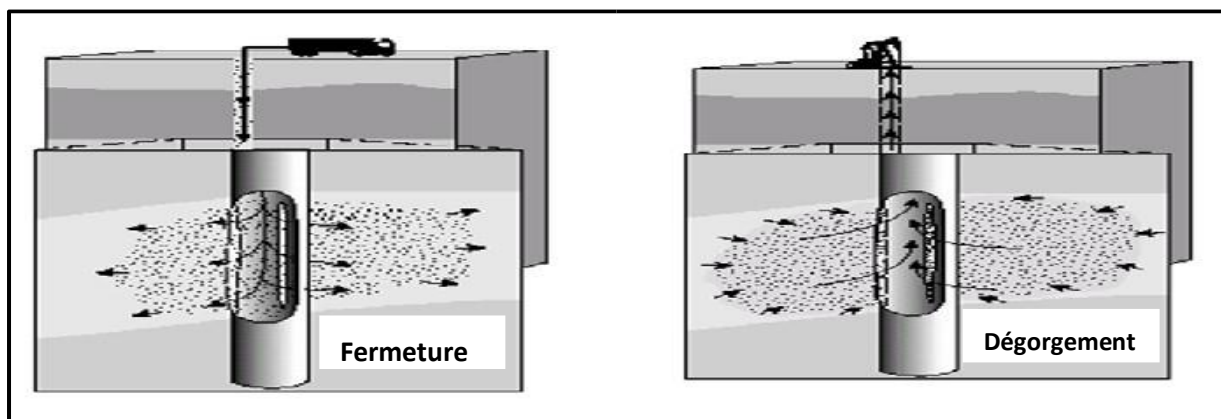
2. Dans la formation gréseuse : des agents de soutènement présentant une très bonne perméabilité (sable, billes de verre) sont mélangés au fluide de fracturation (généralement un fluide à haut viscosité) et sont entraînés dans la fracture par ce fluide. Les agents de soutènement empêchent la fracture de se renfermer quand on arrête le pompage en fin de traitement, les agents de soutènement ne doivent commencer à être pompé que lorsque la fracture a atteint des dimensions géométriques (épaisseur de fracture particulièrement) suffisantes pour laisser passer ces derniers.

IV.4.2.4. La fermeture du puits :

Cela permet à l'excédent de pression de se résorber par filtration du fluide de fracturation à travers des parois de la fracture. Elle est essentielle pour les traitements des agents de soutènement de manière à permettre à ces derniers d'être bloqués en place avant que le puits ne soit dégorgé.

IV.4.2.5. Le dégorgement et la mise en production du puits :

Il faut au mieux, non seulement dégorger le fluide de traitement contenu dans la fracturation résiduelle, mais encore le fluide qui s'est filtré dans la formation (*Figure IV.7*).



(Figure IV.7) : Fermeture de la fracture & Dégorgement

IV.4.3. Fluides de Fracturation :

Le choix du fluide, sa fabrication sur chantier, le choix de son débit d'injection et de certaines modalités, contribuent d'une façon essentielle aux résultats d'une fracturation hydraulique. Un fluide de fracturation doit avoir les propriétés suivantes :

- Avoir des pertes de charges minimales dans le tubing.
- Une bonne qualité de transport des billes.
- Avoir une filtration faible.

- Après la fermeture de la fracture, il doit se dégrader afin de faciliter le dégorgement.
- Être aussi économique que possible.

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

IV.4.4. Agents de soutènement :

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

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

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

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

IV.5. Etapes de réalisation de l'opération :

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

IV.5.1. Test d'injectivité :

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

- Vérifier si la formation absorbe le fluide (d'où le nom du Test d'injectivité).
- Déterminer le gradient de fracturation.

IV.5.2. Data Frac (ou : Mini frac) :

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

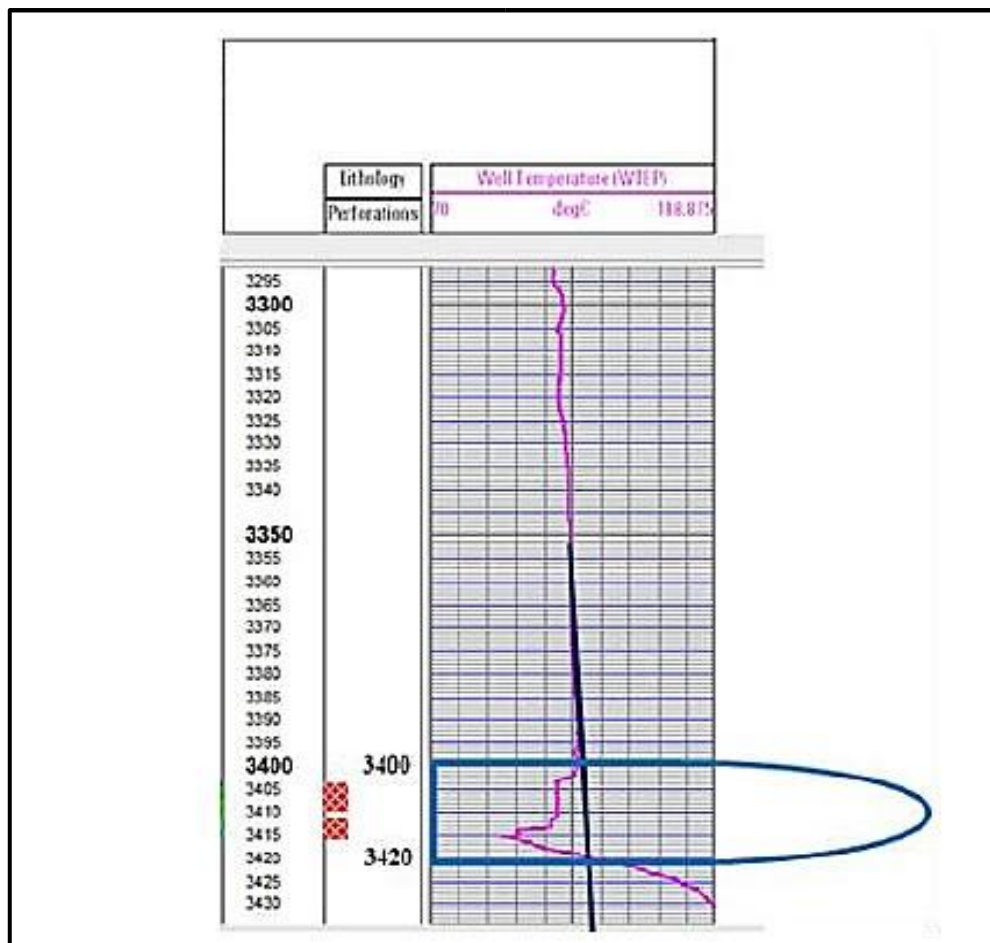
- La pression de fermeture.
- Le coefficient de filtration.
- L'efficacité du fluide.
- La géométrie de la fracture.
- Les pertes de charge.

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

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

IV.5.3. Logging de thermométrie :

Après quelques heures de la fin de la "Mini frac", une sonde est descendue dans le puits pour permettre l'enregistrement de la thermométrie ; afin de déterminer la hauteur de la fracturation au niveau du réservoir et plus précisément au niveau des perforations en évaluant la hauteur de la zone de refroidissement (*Figure IV.8*).



(Figure IV.8) : Log de thermométrie Post-Mini Frac

IV.5.4. Le Traitement lui-même (Main frac) :

Il se divise en trois étapes :

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

IV .6.Théorie des Essais & Tests liés à la fracturation hydraulique :

Le ‘‘Shadow Frac’’ est un ensemble de tests consécutifs, effectués sur la formation permettant, par leur analyse, de fournir les informations nécessaires sur les conditions régnant au fond du puits, afin d’élaborer ; dans les meilleures conditions ; le design de notre opération de fracturation.

Il inclut trois tests :

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

IV.6.1. StepRate Test (Test de débit par incrément) :

Ce test est utilisé pour déterminer la pression d’extension de la fracture. Il consiste d’abord à injecter à faible débit le fluide de base (eau traitée), puis à augmenter progressivement ce débit par incrément, et le maintenir pendant un temps suffisant jusqu’à la stabilisation de la pression (5 à 10 min). Tout cela doit être accompagné d’un enregistrement continu de la pression, et on obtient une courbe de la forme de la (Figure IV.9).

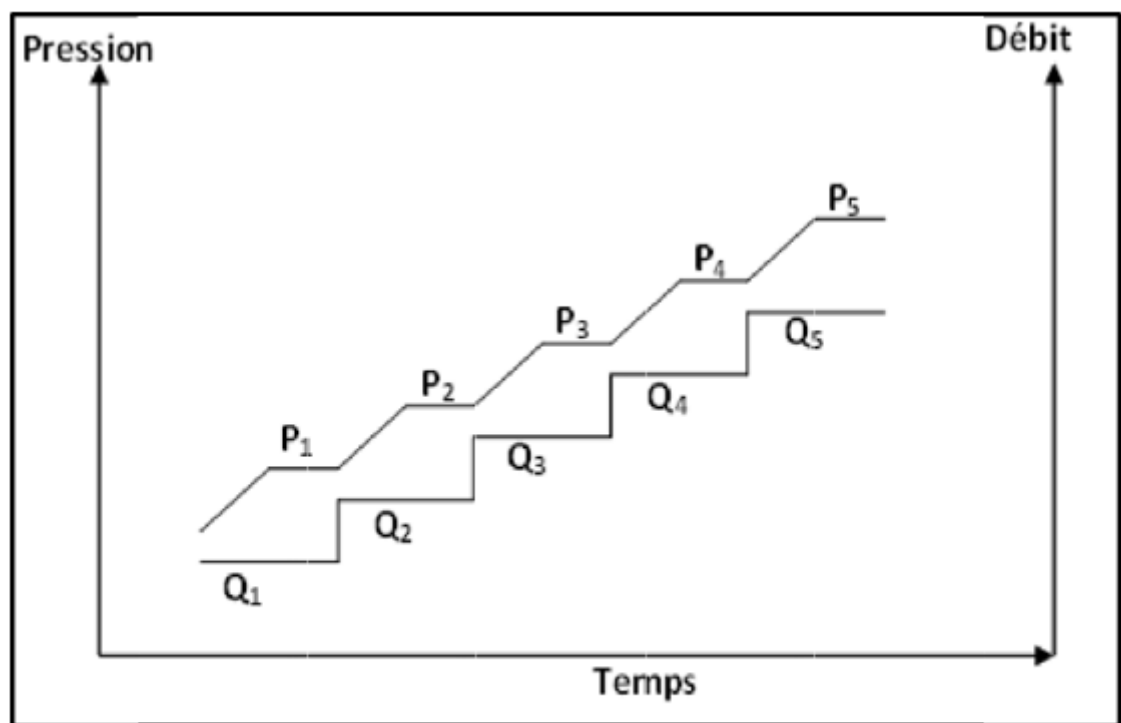
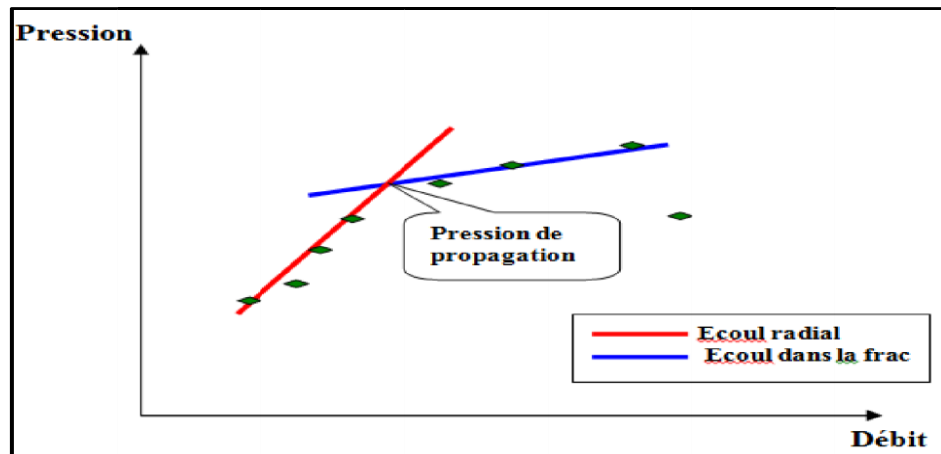


Figure IV.9. Courbe de step Rate Test

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

Au début, l'écoulement commence par être radiale dans la matrice, puis, avec l'augmentation de la pression, la fracture sera amorcée, et on aura un écoulement dans la fracture. C'est ce qui explique le changement brusque des pentes. Ainsi on peut déterminer la pression de propagation (*Figure IV.10*).



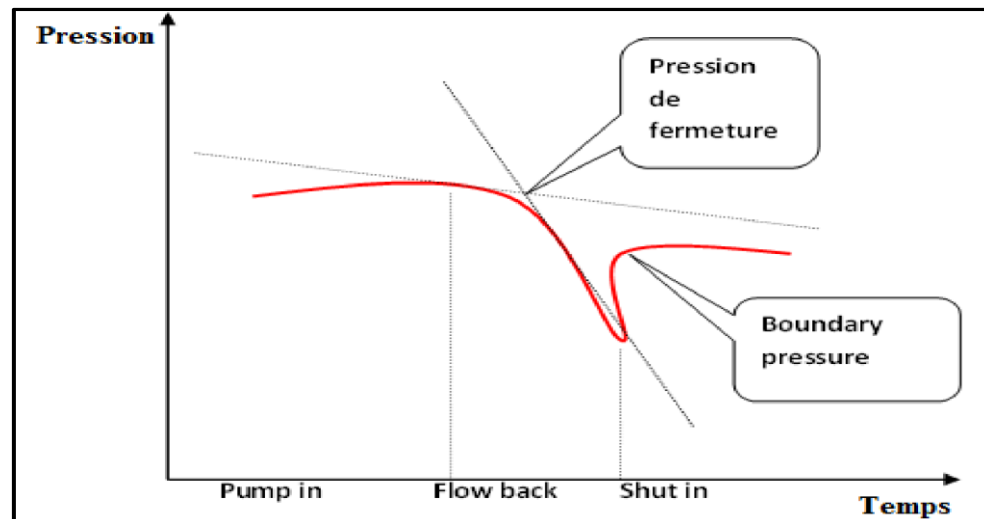
(Figure IV.10) : Évolution de la pression en fonction du débit - Step Rate Test

IV.6.2. Pump in /Flow back Test :

C'est un test qui est utilisé pour déterminer la pression de fermeture de la fracture ; il vient directement après le Step rate test, nécessitant l'utilisation du même fluide que celui du test précédent (*Figure IV.11*).

Il est divisé en deux étapes :

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



(Figure IV.11) : Courbe du Pump in / Flow back Test

La première étape consiste à continuer l'injection avec le débit du dernier incrément du Step Rate Test, et le maintenir pendant un temps suffisant pour injecter un certain volume compris entre 50 à 150 bbl, puis à fermer le puits. Ainsi cette étape s'achève.

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

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

IV.6.3. Pressure Decline Test :

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

- Étape "Mini Frac", qui permet de déterminer le modèle de propagation.
- Étape "Fall Off" ou chute de pression après "Mini Frac" qui permet de déterminer :
 1. L'efficacité du fluide.
 2. La filtration du fluide.
 3. La géométrie de la fracture (largeur et longueur).

Il consiste en premier lieu à injecter le fluide dans la formation avec le débit du traitement principal proposé, et le maintenir jusqu'à pomper 10 à 15% du volume total proposé pour le traitement en question. Puis à arrêter l'injection et fermer le puits pour entrer dans la seconde phase qui est le *Fall-Off*, en laissant la pression au fond chuter (Figure IV.12).

La pression doit être mesurée pendant la *Mini-Frac* et après jusqu'au déclin complet de la pression.

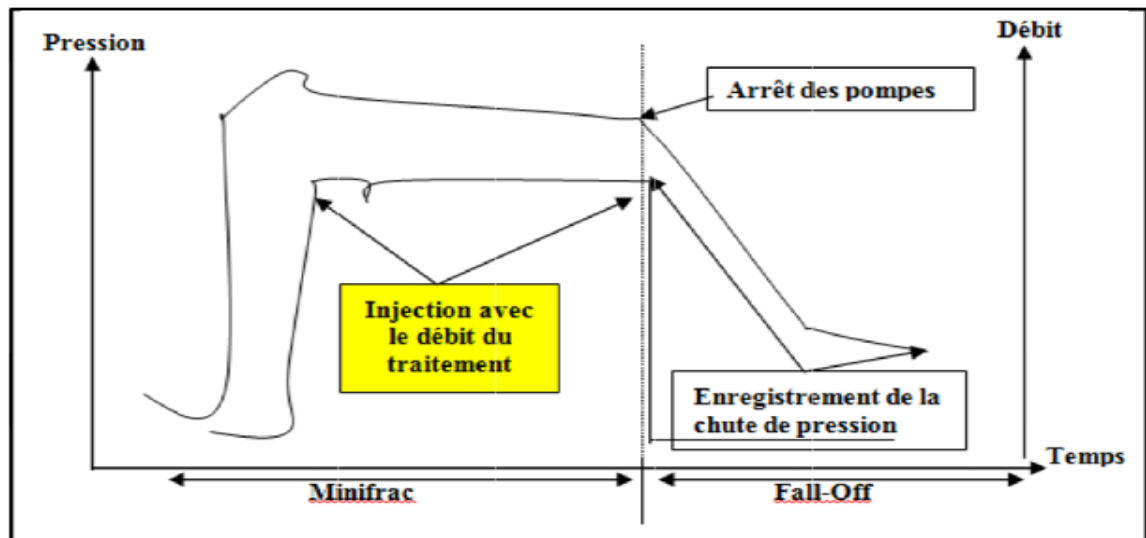


Figure IV.12. Pressure Declin Test

IV.7. Conductivité adimensionnelle de la fracture :

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

$$F_{CD} = \frac{K_f \cdot W_f}{K \cdot X_f}$$

K_f : perméabilité de l'agent de soutènement.

K : perméabilité de la formation.

W_f : largeur de la fracture.

X_f : longueur de la fracture.

$C_f = K_f \cdot W_f$: Conductivité de fracture.

IV.8. MODELES DE FRACTURATION HYDRAULIQUE :

Le modèle choisi pour décrire certains processus physiques, a une influence majeure sur la géométrie finale de la fracture.

Un modèle de propagation est indispensable pour relier le débit d'injection, temps de traitement et la filtration du fluide avec les dimensions de la fracture.

La modélisation de la géométrie de la fracture est basée sur certaines Conceptions ; ces derniers sont nécessaires non seulement pour la modélisation de la géométrie mais aussi pour la prédiction de la performance d'écoulement à travers la fracture.

Plusieurs études " modèles analytiques " ont été proposées pour approcher et décrire le problème de propagation de la fracture.

Parmi des premiers travaux sur la modélisation de la fracture a été préparé par SNEDDON et ELLIOT, Ils ont montré que pour une fracture de hauteur fixe et infinie la largeur maximale et la pression nette peuvent être indiquées comme :

$$W = \frac{2P_{net}h_f}{E'} \quad (01)$$

Avec : E' est le module de déformation plane donné par :

$$E' = \frac{E}{1-\nu^2} \quad (02)$$

Ils ont supposé que la forme de la fracture est elliptique, donc la largeur moyenne est indiquée comme :

$$\bar{W} = \frac{\pi}{4} W \quad (03)$$

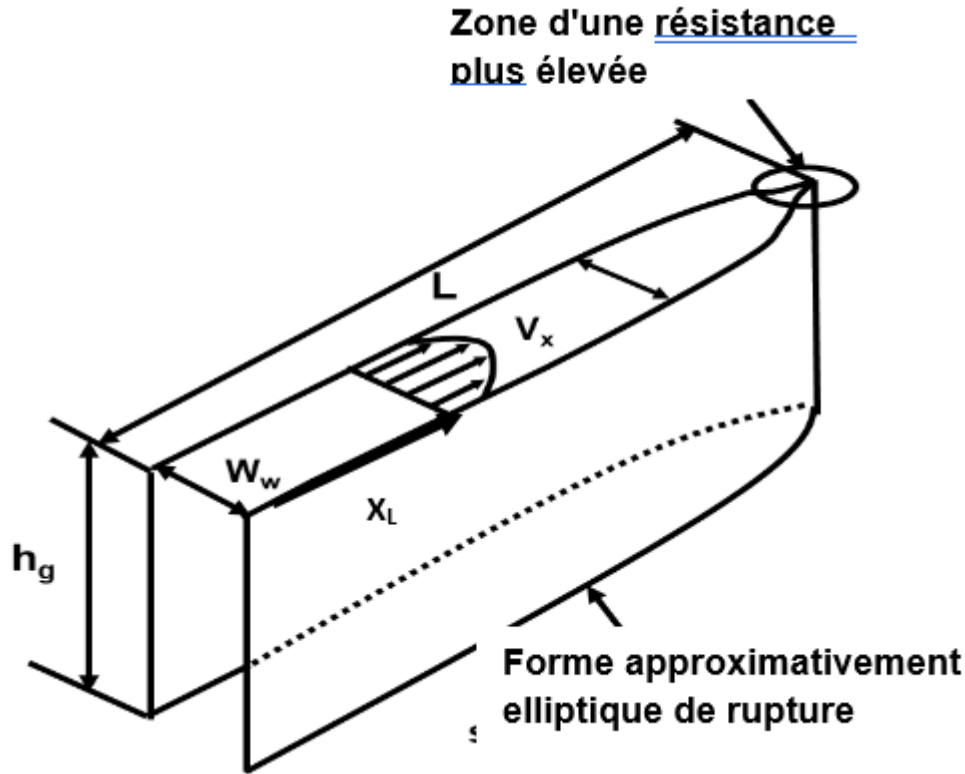
IV.8.1. Modèle GDK:

Le problème est traité à deux dimension dans le plan horizontal (x, y).

La fracture est supposée limitée par deux plans horizontaux distants d'une hauteur H constante dans le temps, ceci revient à supposer un glissement parfait le long de ces plans (interface couche – épontes) et donner à la fracture une section rectangulaire dans le plan vertical.

Le modèle GDK basé sur les hypothèses suivantes :

- Ecoulement mono dimensionnel dans une direction.
- Hauteur de la fracture constante le long de la longueur.
- Hauteur de la fracture constante dans le temps.
- La section de la fracture dans le plan vertical est rectangulaire.
- La fracture a une section elliptique dans le plan horizontal.

(Figure IV.13) : *Modèle GDK de fracture*

GEERTSMA et DE KLERK ont incorporé la filtration de fluide au travail de KHRISTIANOVICH et de ZHELTOV et ont développé les relations suivantes :

$$W_w = \frac{4}{E'} (P_{net} L) \quad (04)$$

Et la pression nette donnée par l'équation suivante :

$$P_{net,w} = \left(E'^3 \frac{21q_i \mu}{64\pi h_f L^2} \right)^{1/4} \quad (05)$$

On remplace la valeur de la pression dans l'équation précédant :

$$W_w = \left[\left(\frac{1}{E'} \right) \frac{84q_i \mu L^2}{\pi h_f} \right]^{1/4} \quad (06)$$

Ou:

W_w : Largeur de fracture.

P_{net} : Pression nette.

q_i : Débit d'injection.

L : Longueur de fracture.

h_f : Hauteur de fracture.

La longueur et la largeur peut être exprimée en fonction du temps pour deux cas différents comme suit :

- ❖ **1^{er} CAS: Aucune filtration** (ou, L, T, E', q_i, h_f et μ sont en ft , min , $psi, bbl / min$, ft et cp)

$$L(t) = 0.38(t)^{2/3} \left(\frac{E' q_i^3}{h_f^3 \mu} \right)^{1/6} \quad (07)$$

$$w_w = 1.48(t)^{1/3} \left(\frac{q_i^3 \mu}{E' h_f^3} \right)^{1/6} \quad (08)$$

- ❖ **2^{eme} CAS : Haute filtration** de fluide (où L, t, q_i, h_f et C_L sont en ft , min , ft^3/min , ft et $ft/min^{1/2}$)

$$L(t) = (t)^{1/2} \left(\frac{q_i}{2\pi h_f C_L} \right) \quad (09)$$

Dans le 2^{eme} cas pas d'équation explicite pour la largeur a été fournie par GEERTSMA AND de KLERK.

Pour n'importe quel point à une distance X du puits les équations suivantes sont une approximation pour le modèle de GDK :

$$W = W_{max} \left(1 - \left(\frac{x}{L} \right) \right)^{1/2} \quad (10)$$

La largeur moyenne donnée par la relation suivante :

$$\bar{W} = \frac{\pi}{4} W_{max} \quad (11)$$

La largeur maximale de la fracture radiale peut être exprimée par l'équation :

$$W_{max} = \left(\frac{8P_{net}R}{E'} \right) \quad (12)$$

Avec : R est le rayon de fracture radiale (ft).

On peut aussi calculé les dimensions de la fracture par l'utilisation de méthode de l'abaque(**Annexe A**) :

- **Détermination de Ks et K μ l :**

$$K_S = \frac{7,48.C\sqrt{t}}{S_p} \quad (13)$$

$$K_{\mu l} = 1.43 \times 10^{-5} \times (1 - \nu) \times \left(\frac{Q}{h_f.C^2} \right)^3 \times \left(\frac{\mu}{G.t} \right) \quad (14)$$

D'où :

C : Coefficient de filtration de fluide ($ft/\sqrt{min}$).

S_p: Spurt loss (gal/ft^2).

t : Temps de pompage (min).

h_f : Hauteur de la fracture (ft) .

μ : Viscosité apparente du fluide (cpo).

ν : Coefficient de POISSON.

G : Module de cisaillement (psi).

D'après l'abaque (**Annexe A**) on peut déterminer K_μ et K_l .

- on obtient les valeurs de K_μ et K_l par la projection du point d'intersection des deux courbes précédentes.

- On remplace le k_μ par sa valeur et on tire le W_w dans la formule suivante :

$$K_\mu = \frac{(12.c.\sqrt{t})}{W_w} \quad (15)$$

- On remplace K_l par sa valeur et on tire L dans la formule suivante :

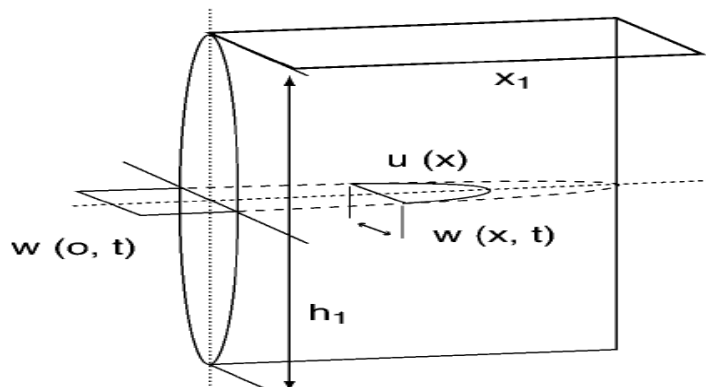
$$K_l = \frac{(c.L.h_f)}{5.615.Q.\sqrt{t}} \quad (16)$$

IV.8.2. Modèle PKN:

Ce modèle est en premier lieu développé par PERKINS KERN NORDGREN puis modifié par d'autres, le modèle PKN néglige l'effet de tip de la fracture et la mécanique de rupture et basé sur le flux de fluide et leurs gradients de pression.

D'autres hypothèses du modèle PKN sont que la hauteur de la fracture verticale est constante et ne dépasse pas la zone productrice, La section transversale de la fracture est supposée être elliptique et L'écoulement dans la fracture est monodimensionnel et dirigé suivant L .

La figure suivante présente une représentation schématique d'une fracture par le modèle PKN.



(Figure IV.14) : Modèle PKN de fracture

PERKINS et KERN ont développé les expressions suivantes pour la pression nette et la largeur:

$$P_{net} = \left(\frac{16\mu q_i E' L^3}{\pi h_f^4} \right)^{1/4} \quad (17)$$

$$w(x) = 3 \left(\frac{\mu q_i (L-x)}{E'} \right)^{1/4} \quad (18)$$

A $x = 0$ la largeur soit :

$$w_w = 0.38 \left(\frac{\mu q_i L}{E'} \right)^{1/4} \quad (19)$$

Dans cette équation le débit q_i , la largeur L , la viscosité μ et le module de déformation plane E' sont exprimés en bbl/min, pouces, centipoise et psi, respectivement.

NORDGREN obtient l'équation suivante :

$$\left(\frac{\partial^2 W^4}{\partial x^2} \right) \frac{E'}{128\mu h_f} = \left(\frac{\partial W}{\partial t} \right) + \left(\frac{8C_L}{\pi(t-t_f(x))^{1/2}} \right) \quad (20)$$

Où t_f est le temps de l'ouverture de fracture et de l'exposition initiale de fluide.

NORDGREN définit le temps adimensionnel et résout numériquement cette équation pour obtenir l'approximation pour deux cas.

$$t_d = \left(\frac{64C_L^5 E' h_f}{\pi^3 \mu q_i^2} \right)^{2/3} t \quad (21)$$

❖ **1^{er} CAS: Haute efficacité ($t_d < 2.2$)**

Dans ce cas l'efficacité de fluide approché à 1 ($\eta \approx 1$) ; la longueur et la largeur de fracture sont données par:

$$L(t) = 0.39(t)^{4/5} \left(\frac{E' q_i^3}{h_f^4 \mu} \right)^{1/5} \quad (22)$$

$$W_w = 2.18(t)^{1/5} \left(\frac{\mu q_i^2}{E' h_f} \right)^{1/5} \quad (23)$$

2^{ème} CAS : Haute filtration ($t_d > 1$).

Dans ce cas l'efficacité de fluide approché à 0 ($\eta \approx 0$); la longueur et la largeur de fracture sont données par:

$$L(t) = (t)^{1/2} \left(\frac{q_i}{2\pi h_f C_L} \right) \quad (24)$$

$$W_w = 4(t)^{1/8} \left(\frac{q_i^2 \mu}{\pi^3 E' h_f C_L} \right)^{1/4} \quad (25)$$

Pour n'importe quel point à une distance X du puits la largeur de fracture donnée par :

$$W = W_{max} \left(1 - \left(\frac{x}{L} \right) \right)^{1/4} \quad (26)$$

Pour la largeur moyenne :

$$\bar{W} = \frac{\pi}{5} W_{max} \quad (27)$$

IV.8.3. Comparaison entre le modèle GDK et PKN:

Contrairement au modèle PKN, la propagation de la fracture dans le modèle GDK diminue avec le temps, d'ailleurs si on compare, dans le cas d'une grande pénétration de fluide, les largeurs de la fracture, pour des faibles valeurs de longueurs, le modèle GDK est le plus valable que le PKN. Alors que pour des grandes valeurs de longueur, c'est l'inverse qui est juste.

Le contraste de PKN/GDK peut donc paraître plus grand pour des petites et grandes valeurs de L/h. Ce résultat n'est plus étonnant depuis que la géométrie de PKN (section plane et verticale des contraintes) est seulement validée pour des hauteurs beaucoup plus petites que les longueurs. D'ailleurs, le domaine de validité de la géométrie de GDK (section plane et horizontale de contrainte) est la longueur doit être plus inférieure à la hauteur.

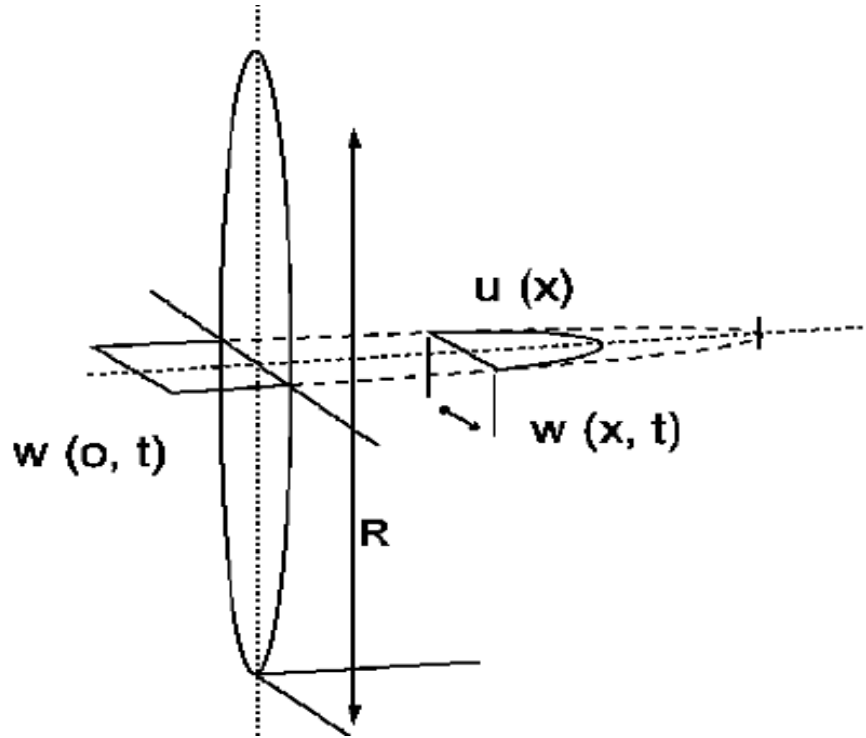
IV.8.4. Modèle radial:

Le modèle radial est caractérisé par un profil circulaire dans le plan vertical avec une section elliptique.

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

La méthode de calcul est basée sur les hypothèses suivantes :

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

(Figure IV.15) : *Modèle radial de fracture*

GEERTSMA et DE KLERK ont développé les équations pour une fracture radiale. L'approximation de largeur et de rayon pour différents cas sont résumée ci-dessous :

❖ **1^{ER} CAS: Aucune filtration :** (où W_w , t , E' , q_i , R , et μ sont exprimés en pouces, min, psi, bbl/min, ft et cp).

$$❖ W_w = 2,17 \left(\frac{\mu^2 q_i^3}{E'^2} \right)^{1/9} \quad (28)$$

$$❖ R = 0,52 \left(\frac{E' q_i^3}{\mu} \right)^{1/9} t^{4/9} \quad (29)$$

❖ **2^{EME} CAS : haute filtration :**

$$❖ R = \frac{1}{\pi} \left(\frac{q_i^2 t}{C_L^2} \right)^{1/4} \quad (30)$$

IV.9.METHODE DE NOLTE ET ANALYSE DU DECLIN :

L'analyse de pression, indépendante au modèle de propagation utilisé, est basée sur deux expressions de bilan matière. Pendant le pompage, le volume totale injecté, $q_i t_p$, doit être égal au volume de la fracture créée V_f plus le volume filtré dans la formation pendant le pompage, V_{Lp} , c'est-à-dire :

$$q_i t_p = V_f(t_p) + V_{Lp} \quad (31)$$

Après shut-in le volume de la fracture à n'importe quel temps donné, Δt est :

$$V_f(t_p) - V_f(\Delta t) = V_{Ls} \quad (32)$$

Ou :

t_p : Temps de pompage .

Δt : Temps de fermeture .

$V_f(t_p)$: Le volume de la fracture à la fin de la période de pompage.

$V_f(\Delta t)$: Le volume de la fracture à n'importe quel temps après shut-in.

V_{Ls} : Le volume totale de fluide filtré dans la formation entre le temps de shut-in t_p et Δt .

En développement de NOLTE le rapport de surface est en fonction de rapport du temps,

$$\frac{A_1}{A_2} = \left(\frac{t_1}{t_2}\right)^{-1/m} \quad (33)$$

$$\text{Ou } m = \begin{cases} 1 & \text{pour un filtrat négligeable de fluide (upper bound).} \\ 2 & \text{pour un filtrat prédominant de fluide (down bound).} \end{cases}$$

Pour la limite supérieure (upper bound) l'exposant réel (m) pour les trois modèles de propagation est :

$$\text{PKN: } 1/m < \frac{(2n'+2)}{(2n'+3)} \quad (34)$$

$$\text{GDK: } 1/m < \frac{(n'+1)}{(2n'+2)} \quad (35)$$

$$\text{Radial : } 1/m < \frac{(4n'+4)}{(3n'+6)} \quad (36)$$

Avec n' : Exposant dans le modèle rhéologique de puissance.

NOLTE a démontré que durant le pompage, le débit de filtration par l'accroissement de surface est égal à :

$$q_L(t, dA) = \frac{2C_L dA}{\sqrt{t-t(A)}} \quad (37)$$

Et a montré que :

$$\left\{ \begin{array}{l} q_L(t, A) = \frac{2C_L A_p}{\sqrt{t_p}} \left(2 \sqrt{\frac{t}{t_p}} \left(1 - \sqrt{1 - \frac{A}{A_p}} \right) \right) \dots\dots\dots (\text{UB}) \\ q_L(t, A) = \frac{2C_L A_p}{\sqrt{t_p}} \sin^{-1} \left(\frac{A}{A_p} \right) \dots\dots\dots (\text{LB}) \end{array} \right. \quad (38)$$

Avec :

(UB) : Upper bound (limite supérieure) qui correspond à une filtration négligeable.

(LB) : Lower bound (limite inférieure) qui correspond à une filtration prédominante.

C_L : Coefficient de filtration (ft/min^{1/2}).

A_p : Surface de filtration à la fin du pompage (ft²).

A : Surface de filtration durant le pompage (ft²).

Pendant le shut-in le temps t peut être remplacé par la somme :

$$t = t_p + \Delta t \quad (39)$$

Avec :

Δt : Le temps après shut in

En utilisant l'Eq 33 et supposer que la surface A_p ne change pas, l'Eq 38 devient :

$$\begin{cases} q_L(\Delta t, A_p) = \frac{2C_L A_p}{\sqrt{t_p}} (2(1 + \Delta t_D)^{1/2} - (\Delta t_D)^{1/2}) \dots \dots \dots \text{(UB)} \\ q_L(\Delta t, A_p) = \frac{2C_L A_p}{\sqrt{t_p}} \sin^{-1}(1 + \Delta t_D)^{1/2} \dots \dots \dots \text{(LB)} \end{cases} \quad (40)$$

Avec

Δt_D : Temps adimensionnel

$$\Delta t_D = \Delta t / t_p$$

Le volume total de filtrat de fluide pendant le pompage peut être obtenu par l'intégration de L'EQ 38 de $t = 0$ à t_p ou $A = A_p$

$$\begin{cases} V_{Lp} = \int_0^{t_p} q_L = \frac{2C_L A_p}{\sqrt{t_p}} \int_0^{t_p} 2 \sqrt{t/t_p} dt = 2C_L A_p \sqrt{t_p} * 4/3 \dots \dots \dots \text{(UB)} \\ V_{Lp} = \int_0^{t_p} q_L = \frac{2C_L A_p}{\sqrt{t_p}} \int_0^{t_p} \pi/2 dt = 2C_L A_p \sqrt{t_p} * \pi/2 \dots \dots \dots \text{(LB)} \end{cases} \quad (41)$$

Le volume de filtrat de fluide après shut-in peut être obtenu par l'intégration de L'EQ 40 entre $\Delta t_D = 0$ ($\Delta t = 0$) et Δt_D :

$$\begin{cases} V_{Ls} = 2C_L A_p \sqrt{t_p} \left(4/3 \left[(1 + \Delta t_D)^{3/2} - (\Delta t_D)^{3/2} - 1 \right] \right) \dots \dots \dots \text{(UB)} \\ V_{Ls} = 2C_L A_p \sqrt{t_p} \left(\left[(1 + \Delta t_D) \sin^{-1}(1 + \Delta t_D)^{-1/2} + (\Delta t_D)^{1/2} - \pi/2 \right] \right) \dots \text{(LB)} \end{cases} \quad (42)$$

La surface A_p est souvent remplacée par $r_p A_f$

Avec :

$$r_p = h_p / h_f \quad (43)$$

h_p : Hauteur perméable.

h_f : Hauteur de la fracture.

A_f : Surface de la fracture.

Au moment de fermeture de la fracture Δt_c , on aura le volume filtré V_{Ls} après l'arrêt des pompes égal au volume de la fracture V_f , delà on aura :

$$\left\{ \begin{array}{l} V_f = 2C_L r_p A_f \sqrt{t_p} \left(\frac{4}{3} \left[(1 + \Delta t_{cD})^{3/2} - (\Delta t_{cD})^{3/2} - 1 \right] \right) \dots\dots\dots (UB) \\ V_f = 2C_L r_p A_f \sqrt{t_p} \left(\left[(1 + \Delta t_{cD}) \sin^{-1}(1 + \Delta t_{cD})^{-1/2} + (\Delta t_{cD})^{1/2} - \pi/2 \right] \right) \dots (LB) \end{array} \right. \quad (44)$$

IV.9.1. L'efficacité du fluide (η):

L'efficacité (η) est le rapport :

$$\eta = V_f / V_i \quad (45)$$

V_f : Volume de la fracture.

V_i : Volume total injecté.

$$\eta = (V_f / V_{Lp}) / (1 + V_f / V_{Lp}) \quad (46)$$

Le rapport V_f / V_{Lp} peut alors être obtenu comme suit :

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{V_f}{V_{Lp}} = \left[(1 + \Delta t_{cD})^{3/2} - (\Delta t_{cD})^{3/2} - 1 \right] \dots\dots\dots (UB) \\ \frac{V_f}{V_{Lp}} = \left[(1 + \Delta t_{cD}) \sin^{-1}(1 + \Delta t_{cD})^{-1/2} + (\Delta t_{cD})^{1/2} - \pi/2 \right] / (\pi/2) \dots\dots (LB) \end{array} \right. \quad (47)$$

IV.9.2. L'extension et la largeur de la fracture :

On a:

$$V_i = q_i t_p = V_f(t_p) + V_{lp}$$

$$V_i = (1 + V_f / V_{lp}) V_{lp}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} V_i = \left(1 + \frac{V_f}{V_{lp}} \right) 2C_L r_p A_f \sqrt{t_p} * \frac{4}{3} \dots\dots\dots (UB) \\ V_i = \left(1 + \frac{V_f}{V_{lp}} \right) 2C_L A_p \sqrt{t_p} * \pi/2 \dots\dots\dots (LB) \end{array} \right. \quad (48)$$

Suivant les modèles GDK et PKN on a:

$$A_f = 2h_f x_f \quad (49)$$

Delà :

$$\left\{ \begin{array}{l} x_f = (1 - \eta) q_i t_p / (4C_L r_p h_f \sqrt{t_p} * 4/3) \dots\dots\dots (UB) \\ x_f = (1 - \eta) q_i t_p / (4C_L r_p h_f \sqrt{t_p} * \pi/2) \dots\dots\dots (LB) \end{array} \right. \quad (50)$$

Et on a :

$$W = V_f / A_f \text{ Alors :}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} W_{moy} = \left(\frac{\eta}{1 - \eta} \right) (2C_L r_p \sqrt{t_p} * 4/3) \dots\dots\dots (UB). \\ W_{moy} = \left(\frac{\eta}{1 - \eta} \right) (2C_L r_p \sqrt{t_p} * \pi/2) \dots\dots\dots (LB) \end{array} \right. \quad (51)$$

IV.9.3. L'analyse de déclin de pression:

NOLTE exprima la relation entre la largeur de la fracture moyenne W_{moy} et la pression nette dans la fracture par l'équation suivante:

$$W = c_f \Delta p_f = c_f (p_w - p_c) \quad (52)$$

Et :

$$\left\{ \begin{array}{l} c_f = \frac{\pi \beta}{2E'} h_f \text{ Pour le modèle PKN.} \\ c_f = \frac{\pi \beta}{2E'} x_f \text{ Pour le modèle GDK.} \\ c_f = \frac{\pi \beta}{2E'} \left(\frac{32}{3} \pi^2 R \right) \text{ Pour le modèle radial .} \end{array} \right. \quad (53)$$

Où :

W : Largeur (ft).

Δp_f : Pression net dans la fracture (psi).

p_w : Pression de traitement au fond (psi).

p_c : Pression de fermeture de la fracture (psi).

c_f : Conformité de fracture (ft/psi).

E' : module de déformation plane (tension) (psi).

Et β donné par :

$\beta = (2n' + 2)/(2n' + 3 + a)$ Pour PKN.

$\beta = 0.9$ Pour GDK.

$\beta = 3\pi^2/32$ Pour le modèle radial.

Avec n' : Exposant dans le modèle rhéologique de puissance.

a : Coefficient de dégradation généralement égal à 1.

A partir le bilan matière après shut-in on a :

$$-\frac{dV_f}{d\Delta t} = -A_f \frac{dw}{d\Delta t} q_L \quad (55)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} -A_f C_f \frac{d\Delta P_f}{d\Delta t} = \frac{2C_f r_p A_f}{\sqrt{t_p}} \left[2((1 + \Delta t_D)^{1/2} - (\Delta t_D)^{1/2}) \right] \dots\dots\dots (UB) \\ -A_f C_f \frac{d\Delta P_f}{d\Delta t} = \frac{2C_f r_p A_f}{\sqrt{t_p}} \sin^{-1}(1 + \Delta t_D)^{-1/2} \dots\dots\dots (LB) \end{array} \right. \quad (56)$$

En l'intégrant cette équation entre $\Delta t_D = 0$ et Δt_D , avec $P_c = \text{Cte}$ (Pression de fermeture) :

$$P_w(\Delta t_D = 0) - P_w(\Delta t_D) = \frac{\pi C_L r_p \sqrt{t_p}}{2C_f} G(\Delta t_D) \text{ Pour (UB) et (LB)} \quad (57)$$

Avec :

$P_w(\Delta t_D)$: La pression après le shut in.

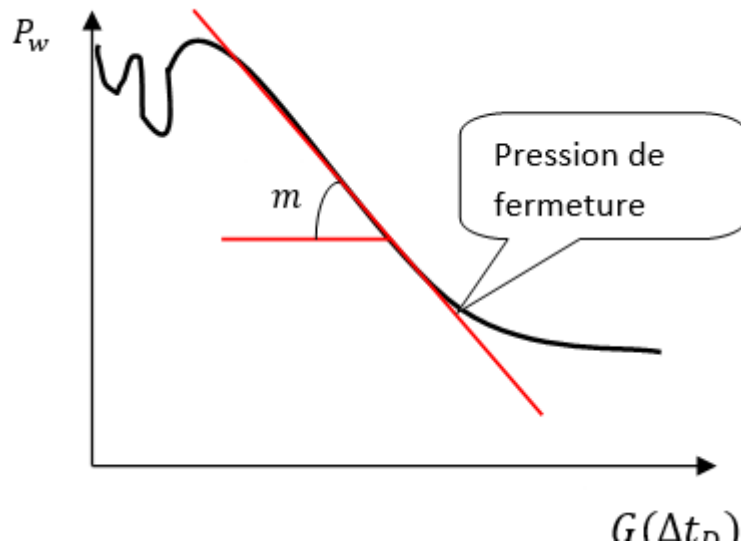
$P_w(\Delta t_D = 0)$: La pression de traitement au fond qui correspond au début de la fermeture.

Ou :

$$\left\{ \begin{array}{l} G(\Delta t_D) = \frac{16}{3\pi} \left[(1 + \Delta t_D)^{3/2} - (\Delta t_D)^{3/2} - 1 \right] \dots\dots\dots (UB) \\ G(\Delta t_D) = \frac{4}{\pi} \left[(1 + \Delta t_D) \sin^{-1}(1 + \Delta t_D)^{-1/2} - (\Delta t_D)^{1/2} - \frac{\pi}{2} \right] \dots\dots\dots (LB) \end{array} \right. \quad (58)$$

Cette fonction (G) forme une relation linéaire avec la pression au cours de la fermeture de la fracture, delà, la pente de la droite obtenue est :

$$m = \frac{\pi C_L r_p \sqrt{t_p}}{2C_f}$$



(Figure IV.16) : Courbe $P_w = F(G(\Delta t_D))$

IV.9.4. Procédure de l'analyse:

- Après le shut in, on dessine la courbe $P_w = F(G(\Delta t_D))$.
- En dessinant la tangente (Voir dessin), le point de déviation de la courbe représente le point de fermeture de la fracture.
- A partir de la droite on déduit la pente (m).
- Suivant le mode de filtration, on travail soit avec les formules (UB) ou (LB).
- On choisit un modèle de propagation, et on détermine : (β) de (l'Équation 54), (c_f) de (l'Équation 53).
- On détermine le coefficient de filtration à partir de la formule de la pente (m).
- On détermine l'efficacité (η).
- Et en fin on détermine la longueur et la largeur à partir de (l'Équation 50) et (l'Équation 51).

IV.9.5. Le volume Pad:

C'est le volume utilisé pour créer la fracture :

$$Pad\ volume = V_i(1-\eta)/(1+\eta) \quad (59)$$

V_i : Volume injecté.

IV.9.6. Concentration du Proppant :

La concentration des agents de soutènement dans le fluide $C_p(t)$ est déterminée comme suit :

$$c_p(t) = c_f \left(\frac{t-t_{pad}}{t_i-t_{pad}} \right)^\epsilon \quad (60)$$

Avec

$$\epsilon = \left(1 - \frac{\eta}{1 + \eta} \right) \quad (61)$$

Où :

c_f : Concentration finale dans la fracture.

t_i : Temps d'injection.

t_{pad} : Temps du Pad.

La concentration finale dans la fracture donnée par la relation suivante :

$$c_f = \frac{P_p}{V_f} \quad (62)$$

Avec :

P_p : Le poids total de proppant .

V_f : Le volume de fracture.

IV.9.7. Square root :

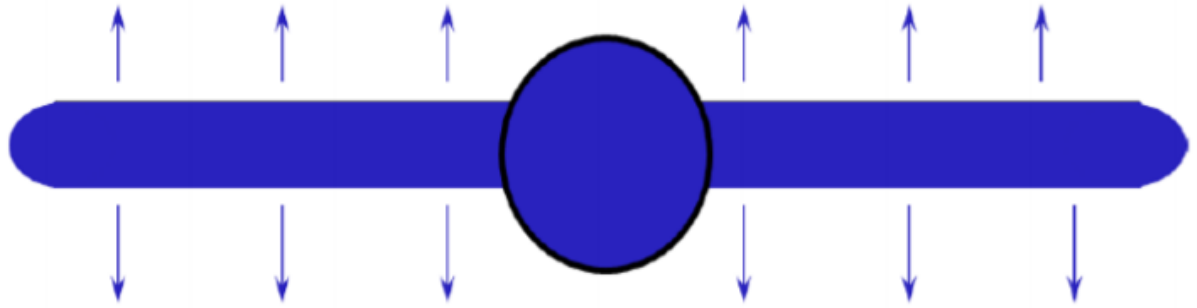
Pression par rapport au temps racine carré (square root time) :

A fin de déterminer la pression de fermeture en utilisant le tracé de la racine carrée (square root), il est important d'utiliser certaines lignes directrices clés de la théorie des fuites.

IV-9.7.1.Théorie :

Après l'arrêt du pompage d'un minifrac, nous supposons que la fuite de pression du fluide de l'intérieur de la fracture dans la formation est contrôlée par un flux linéaire. Lorsque la fracture est ouverte, il existe une conductivité infinie à l'intérieur de celle-ci ; par conséquent, la seule baisse de pression est dans la formation

L'image suivante montre le flux linéaire qui est en réalité une conductivité infinie (Fig.IV-17). Dans ce régime d'écoulement, il y a une chute de pression nette qui est entraîné par la fuite de la fracture à la formation.



(Figure IV.17) Le flux linéaire à l'intérieur d'une fracture

IV-9.7.2. Équation : Le flux linéaire montrera une chute de pression directement proportionnelle à la racine carrée du temps. Les équations suivantes définissent ce régime d'écoulement :

$$P_D \approx (\pi t_{Dxf})^{1/2} \text{ where } t_{Dxf} = \frac{0.000264kt}{\phi \mu c_t x_f^2}$$

IV-9.7.3. Pression vs. Racine carrée du temps :

La première estimation de la pression de fermeture qui est traditionnellement utilisée se produit lorsque la courbe de déclin (chute de pression) s'écarte d'une ligne droite (Fig.IV-18). Cependant, cette estimation n'est pas précise et la prédiction du segment exact de l'intrigue où une ligne droite s'est produite n'est pas pratique en raison du fait que vous pouvez choisir plusieurs segments de droite avec écart. Toutefois, ces écarts ne correspondent pas à la fermeture.

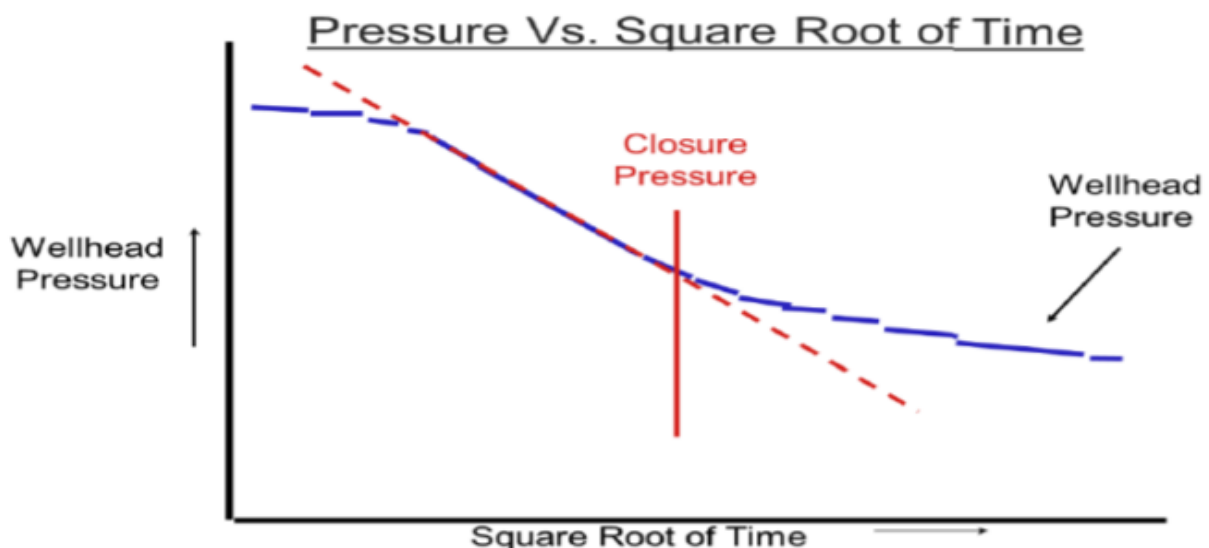


Figure IV.18 .courbe de déclin de pression vs square root time.

La différence entre l'ISIP et la pression de fermeture est la pression nette. Des pressions nettes supérieures à 1000 psi pour un minifrac sont rares. Si la pression nette est considérablement supérieure à 1000 psi, la pression de fermeture sélectionnée peut être la pression du réservoir.

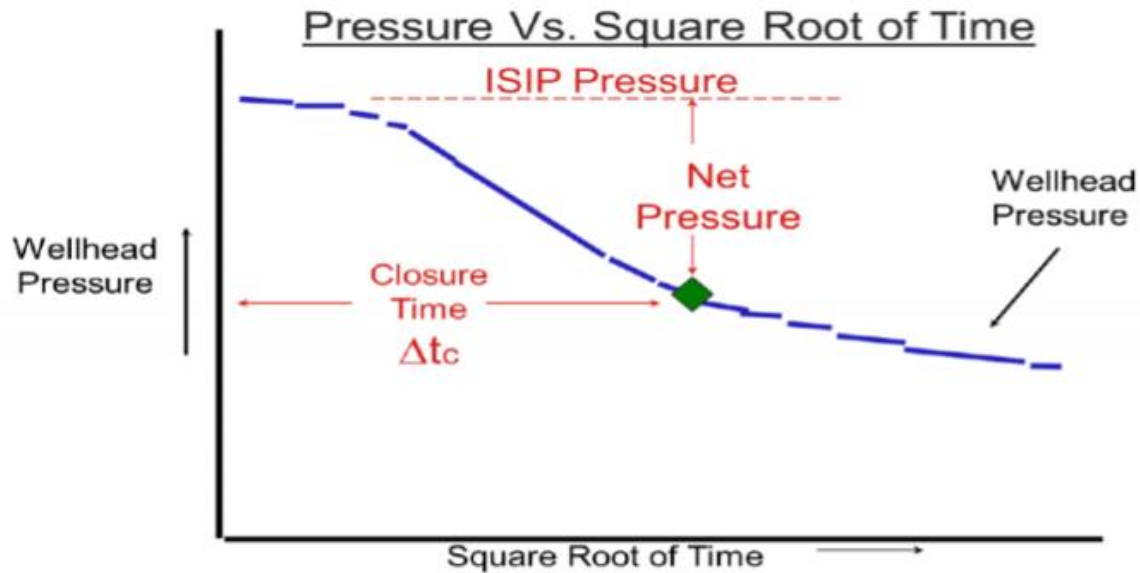


Figure IV-19 courbe de pression Vs Square root time

IV-9.7.4. Test d'efficacité fluide :

$$F.E. = \frac{\left(1 + \frac{T_c}{T_p}\right)^{15} - \left(\frac{T_c}{T_p}\right)^{15} - 1}{\left(1 + \frac{T_c}{T_p}\right)^{15} - \left(\frac{T_c}{T_p}\right)^{15}}$$

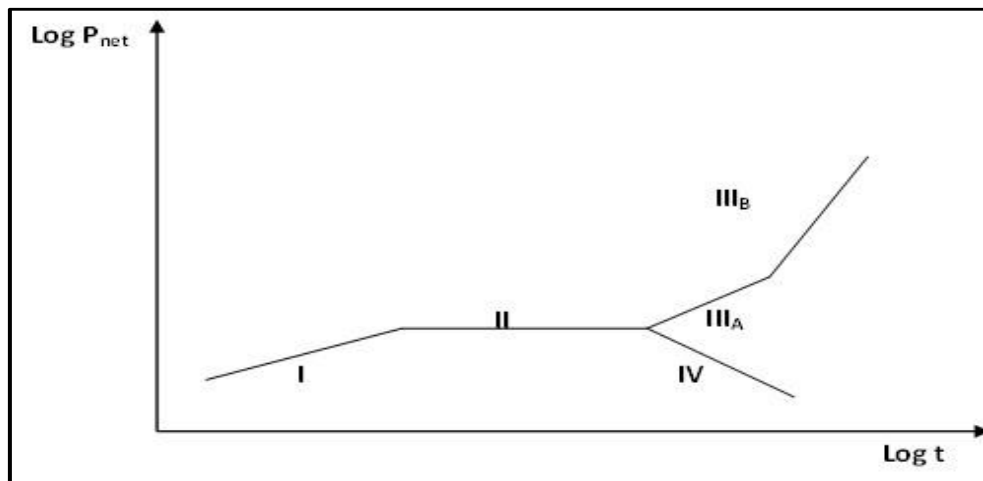
Où :

T_c = temps de fermeture (minutes)

T_p = temps d'injection (minutes)

IV.9.8. L'analyse de la pression au cours du traitement :

Le changement de la pression durant l'injection, représente l'outil majeur pour déterminer le comportement de la fracture au fond, en se basant sur le modèle de Nolté. Il a établi une courbe de pression nette en fonction du temps sur un graphe "Log-Log" (Figure IV.20):



(Figure IV.20) : La Courbe de pressions de Nolté (log-log)

Interprétation de la courbe de pressions de Nolté (Log-Log) :

Pour chaque profil. On considère l'évolution de la pression comme une traduction de la réponse de la formation pour un modèle de propagation bien précis.

Bien entendu, un évènement particulier est susceptible de survenir au moment du test (screen Out par exemple). Au cours de l'injection et pendant l'extension de la fracture, on peut avoir plusieurs profiles de pressions qui se distinguent par leurs pentes (voir la (Figure IV.16) et le (Tableau IV.1)) :

Indice de ligne	Pente approximative	Interprétation
I	1/8 à 1/4	La fracture s'étend en longueur et légèrement en hauteur.
II	0	L'augmentation est régulée par une augmentation de hauteur dans les barrières ou par ouverture de fissures naturelles.
III _A	1	Restriction de l'extension et augmentation de la largeur (W). (sur les deux cotés actifs)
III _B	2	Restriction de l'extension (sur un seul côté actifs)
IV	Négatif	Augmentation de la hauteur dans une autre zone de faible contrainte. -risque de Screen Out- Les deux modèles KGD et Radial peuvent être considérés

(Tableau IV.1) : Interprétation de la courbe de pressions de Nolté (Log-Log)

IV.10.Aperçu Général sur les Equipements de la Fracturation Hydraulique:

Le succès d'une opération technique dépend primordialement des équipements appropriés indispensables et d'un personnel hautement qualifié. L'opération de stimulation par fracturation hydraulique n'échappera pas à cette règle.

Dans cette partie on représentera les équipements nécessaires pour effectuer l'opération sus citée, en mettant l'accent sur l'utilité de chaque équipement dans le dispositif d'exécution. Il existe plusieurs équipements de surface(*Figure IV.21*), les plus essentiels sont :

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

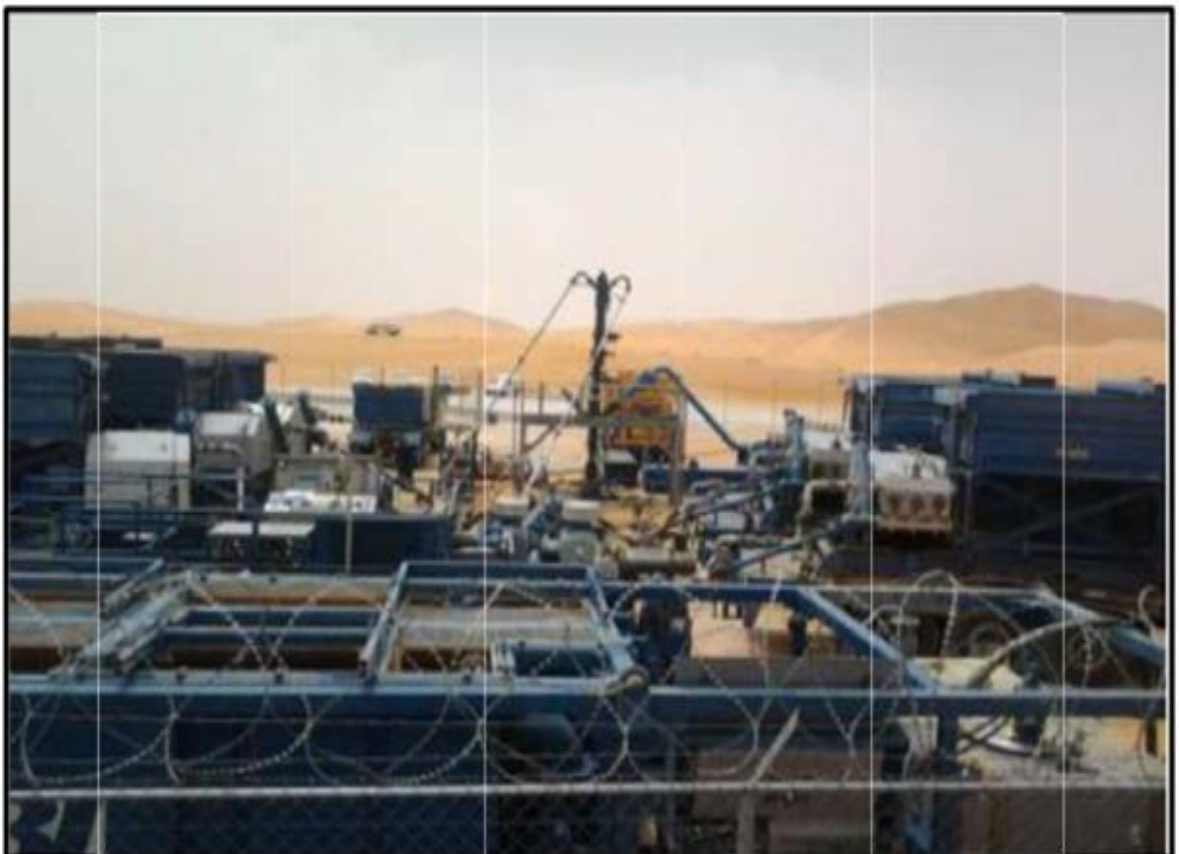


Figure IV.21 Equipement de surface

IV.10.1.Réservoir d'eau (Frac tank) :

Le réservoir de stockage d'eau a une capacité est de 20000 gallons(*Figure IV.22*), le nombre de réservoirs pendant l'opération dépend du volume d'eau nécessaire pour l'opération. Cette eau sert à préparer le gel.



(Figure IV.22) : Réservoir d'eau (Frac Tank)

IV.10.2.Unité d'hydratation (Hydration Unit) :

C'est l'unité de la préparation du gel (hydratation de l'agent gélifiant)(*Figure IV.23*).



Figure IV.23 Unité d'hydratation

IV.10.3.Mélangeur (Blender) :

Cet appareil sert à mélanger et à envoyer vers la pompe à haute pression tout ce qui est nécessaire pour le fluide de fracturation (liquides, proppant, additifs). Il est conçu de deux compartiments ; l'un pour les composés solides, et l'autre les additifs liquides. Un dispositif est installé pour assurer le contrôle des concentrations des additifs(*Figure IV.24*).



(Figure IV.24) : Mélangeur (Blender)

IV.10.4.Pompe à haute pression (HighPressure Pump) :

Conçue pour le pompage de fluide de fracturation à haute pression, la pompe (HP) Peut atteindre jusqu'à 20000 Psi, elle fournit la charge de refoulement au fluide pompé, elle est contrôlée à partir de la cabine de contrôle.

Les pompes à haute pression sont en parallèle au manifold principal via des vannes résistant aux pressions élevées(*Figure IV.25*).



(Figure IV.25) : Pompes à hautes pression (en parallèle)

IV.10.5.Mountain Mover :

Le ‘*Mountain Mover*’ est l’emplacement prévu pour le stockage d’agent de soutènement, sa capacité peut aller jusqu’à 2500 ft³. Il est divisé en cinq (5) chambres permettant de mettre les différents types de proppant (*Figure IV.26*).

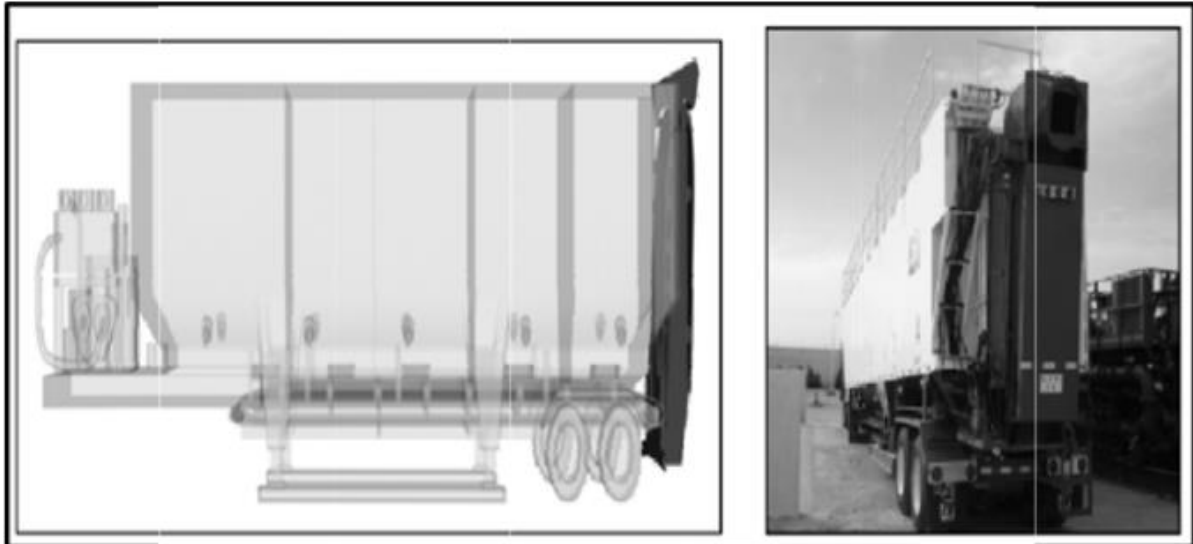


Figure IV.26. Mountain Mover

IV.10.6.Manifold :

Un manifold est un ensemble de vannes qui collecte des mixtures et peut résister à des pressions de 20000 Psi pour un débit **de 75 bbl/min**. Le manifold joue le rôle de collecteur de mixtures. Il est constitué de deux lignes : une ligne d’aspiration des pompes **LP** (*low pressure*) et une ligne de refoulement des pompes **HP** (*hight pressure*)(*Figure IV.27*).



Figure IV.27 : Le Manifold

IV.10.7.Enregistreurs et capteurs :

Plusieurs appareils de mesure et enregistreurs sont utilisés tels que :

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

IV.10.8.Outil d'isolation de la tête de puits(Tree Saver : WIT) :

C'est un dispositif qui assure la résistance de la tête de puits à des pressions très élevées. Il sert à protéger la tête de puits des éclatements vue la marge élevée des pressions de traitement, et minimiser l'effet abrasif et corrosif des fluides, proppant et des additifs sur le tête de puits(Figure IV.28).



Figure IV.28 : Montage du "Tree Saver"

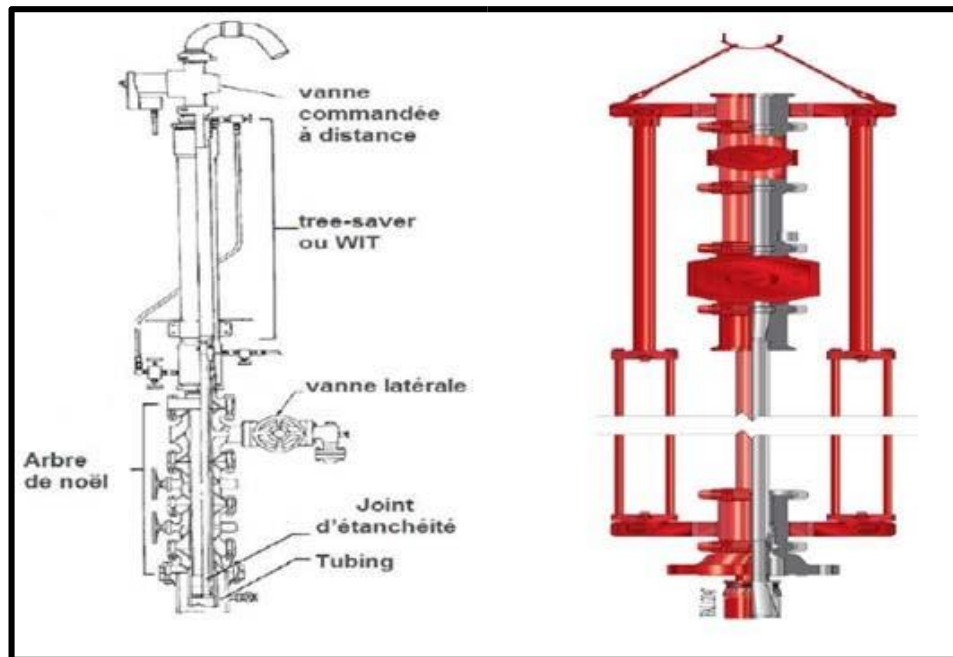
L'accordement de cet outil se fait sans tuer le puits. Son piston est introduit à travers la vanne de curage pour aller se loger dans la "tubing head" ; l'étanchéité est assurée par une Garniture en matière plastique (caoutchouc) très résistante (Figure IV.29).



(Figure IV.29) : Piston d'ancrage & Mécanisme d'étanchéité du "Tree-saver"

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

- Protéger la tête de puits des hautes pressions.
- Préserver la tête de puits de l'effet abrasif et corrosif des fluides et des agents injectés.



(Figure IV.30): Configuration et design du “Tree-saver”

IV.10.9.La cabine de contrôle :

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

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

IV.11.Les problèmes rencontrés lors de la Fracturation Hydraulique:

IV.11.1.L'effet de la tortuosité :

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

impossible de placer les agents de soutènement, et relativement de créer et développer la fracture.

Cet effet peut être causé soit :

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

IV.11.2.Colmatage :

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

- Soit aux fluides de fracturation.
- Soit aux agents de soutènement.

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

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

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

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

IV.11.3.Bourrage prématuré (Premature Screen Out) :

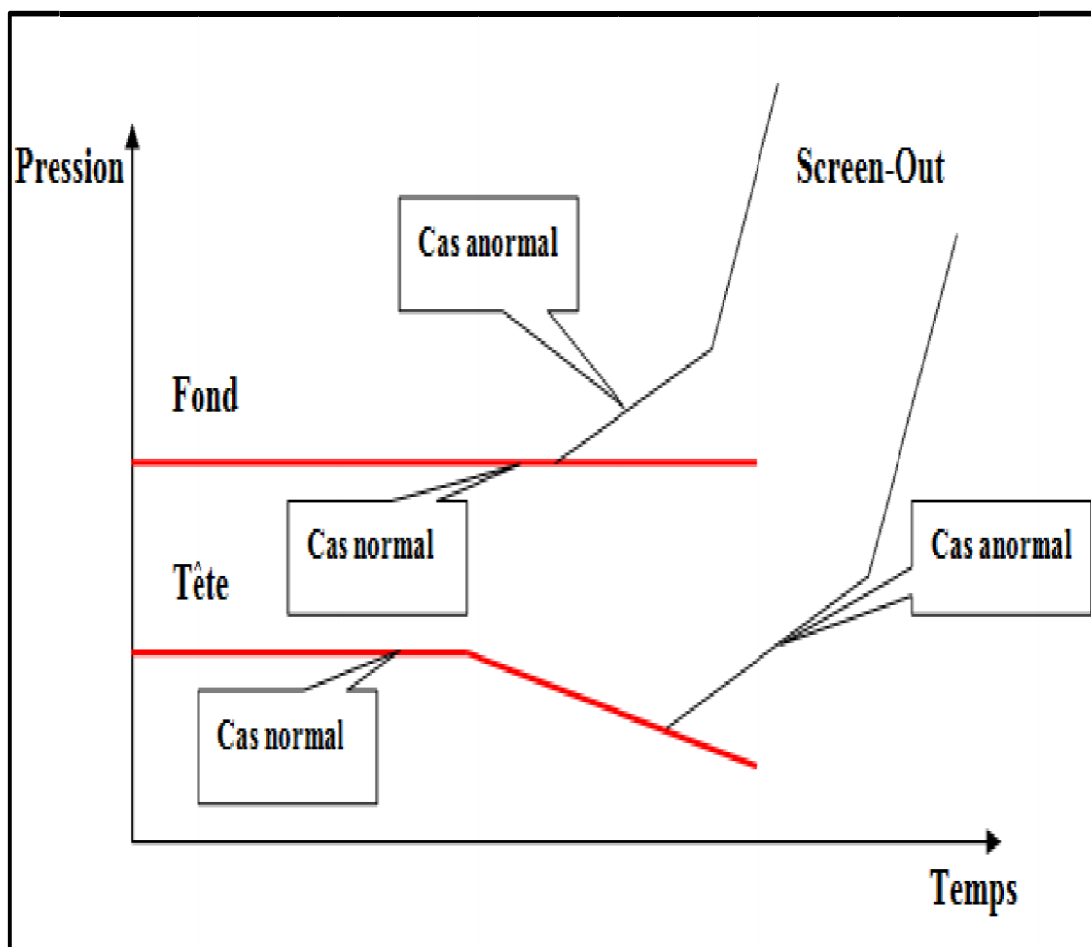
La tortuosité cause une restriction du chemin de fluide entre les perforations et la fracture principale. Donc il y aura une difficulté pour pomper une concentration modérée de proppant dans la fracture. Une petite concentration peut passer par ces chemins où les grains du proppant vont se déposer sur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

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

Screen-Out :

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

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



(Figure IV.31) : Evolution de la pression pendant le pompage

Chapitre V

Fluides de Fracturation

V.Fluides de Fracturation :

V.1. Introduction:

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

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

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

V.1.1. Le fluide idéal:

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

- Un Bon transport des agents de soutènement (voir même : ne pas favoriser la sédimentation de ce dernier en cas d'arrêt imprévu).
- Être propre en tant que fluide de base (ne présente pas une source de pollution) .
- Facilité de pompage.
- Compatibilité avec les formations du réservoir .
- Dégorgement facile .
- Sécurité .
- Faible frottement pour limiter la puissance de pompage lors de l'injection.
- Adaptés aux températures rencontrées lors de l'opération à réaliser.

- Être aussi économique que possible.

Ces différentes propriétés sont obtenues en ajoutant des additifs au fluide de base, Le fluide de base le plus classique est l'eau dont on augmente la viscosité en fabriquant un gel linéaire ou réticulé.

V.2. Composition du fluide de Fracturation :

Il existe trois grandes familles de fluides de fracturation selon différents usages et compositions (*Figure V.1*) :

- Fluide à base d'eau.
- Fluide à base de mousse.
- Fluide à base d'huile.

fluide de base	type de fluide	composition principale	Utilisé Pour
à base d'eau	fluide linéaire	L'eau gélifiée, HEC, HPG	courte fracture, faible température
	fluide Réticulé	éditeur absolu, Guer, HCE, HPG	Longues fractures, Les Températures élevées
à base de mousse	L'eau a basé de mousse	eau et mousse +N2 or CO2	faible pression de formation
	acide a base de mousse	Acide et mousse + N2	faible pression, Formations sensibles à l'eau
	alcool à base de mousse	Méthanol et mousse + N2	faible pression de formation avec les problèmes d'eau
	fluide linéaire	huile, huile gélifiée	Formations sensibles à l'eau, courte fracture
à base d'huile	Fluide réticulé	phosphate + Ester	Formations sensibles à l'eau, longues fractures
	Émulsions externes de l'eau	eau + huile + émulsifiant	Pour contrôlé le filtrat de fluide

(Figure V.1) : Différentes familles du fluide de fracturation

N.B :

Les produits sus cités sont utilisés pour fabriquer des fluides de fracturation : (huile brute dégazée, condensats, eau gélifiée, acide gélifiée, mousse et les émulsions).

V.3. Types :

a)Fluides de Fracturation à base d'eau :

En raison de leur faible coût, de leur haute performance et de leur facilité de manipulation, les fluides à base d'eau sont les fluides de fracturation les plus utilisés.

On distingue deux catégories principales distinctes :

- Gels linéaires.
- Gels réticulés.

Ces deux gels peuvent être gélifiés par le même polymère, mais l'arrangement des molécules polymériques est différent selon le fluide considéré. Dans le gel linéaire, ce dernier est constitué de longues chaînes polymériques, les unes à côté des autres, sans liaison. Un gel réticulé est également constitué de longues chaînes polymériques mais cette fois, de fortes liaisons, dues à un agent réticulant, existent entre les chaînes polymériques, créant ainsi une viscosité beaucoup plus grande (de 10 à 3000 Cp).

b) Fluides de Fracturation à base d'huile :

Les huiles lourdes ont été utilisées à l'origine comme fluides de fracturation, principalement parce que ces fluides étaient perçus comme moins dommageables pour une formation contenant des hydrocarbures que les fluides à base d'eau. Leur viscosité inhérente les rend également plus attrayants que l'eau (Howard et Fast, 1970). Les fluides à base d'huile sont coûteux à utiliser et difficiles à manipuler sur le plan opérationnel. C'est pourquoi ils ne sont plus utilisés que dans les formations connues pour être extrêmement sensibles à l'eau.

V.4. Additifs:

Un fluide de fracturation n'est généralement pas simplement un matériau liquide et viscosifiant, comme l'eau et le polymère HPG ou le diesel et le polymère d'ester phosphate d'aluminium. Divers additifs sont utilisés pour briser le fluide une fois le travail terminé, contrôler la perte de fluide, minimiser les dommages causés par la formation, ajuster le pH, contrôler les bactéries ou améliorer la stabilité à haute température. Lors de l'utilisation de plusieurs additifs, il faut veiller à ce qu'un additif n'interfère pas avec la fonction d'un autre additif.

Citant en particulier :

Les agents gélifiants :

Qui permettent d'augmenter la viscosité de fluide de base et de réduire sa filtration ainsi que son coefficient de friction ; ce sont généralement des solubles dans le fluide de base ; mais dans le cas où le gélifiant utilisé présente une faible vitesse d'hydratation ou quand le puits est à faible profondeur le gel doit être préparé en avance pour permettre son hydratation avant qu'il arrive au niveau du réservoir ; autrement il est possible de préparer en continu.

Réticulant :

Qui permettent d'augmenter la viscosité du gel en transformant la structure linéaire des polymères en structure réticulée à trois dimensions.

L'un des réticulants les plus simples, l'ion borate, est utilisé pour produire des gels très visqueux avec du guar et du HPG qui peuvent être stables au-dessus de 300°F. À un pH supérieur à 8, les ions borate et le guar forment un gel extrêmement visqueux en quelques secondes. En général, la réticulation des borates est réversible ; les réticulations se forment puis se brisent, pour ensuite se reformer (Deuel et Neukorn, 1949). Si le polymère n'est pas dégradé thermiquement, ce comportement réversible continue à s'adapter aux changements de taux de cisaillement ou de température.

Garantir une performance optimale des réticulants :

La composition des fluides réticulés est soigneusement optimisée pour obtenir les performances souhaitées (rhéologie et transport des proppants, stabilité thermique, taux de réticulation, nettoyage, etc.). De nombreux facteurs influençant les performances doivent être pris en compte lors de la sélection d'un candidat fluide de fracturation et surveillés pendant la préparation sur site. Pour obtenir la meilleure performance possible d'un fluide réticulé, les questions suivantes doivent être abordées :

1. Concentration des réticulants:

Chaque composition de fluide a une plage optimale de concentration de réticulant dictée par le type de polymère, la concentration de polymère et le pH du fluide. Si la concentration de réticulant est trop faible, le taux de réticulation sera plus lent et le développement de la viscosité sera plus faible que prévu. Si la concentration de réticulant dépasse la plage optimale, le taux de réticulation sera plus rapide que prévu et la viscosité finale peut être beaucoup plus faible en raison de la synérèse. La synérèse est la précipitation du polymère à partir d'une solution causée par l'effondrement du réseau de polymère. Dans les cas les plus graves, on peut observer de l'"eau libre" dans les conditions ambiantes d'échantillonnage. Cependant, la détection de la synérèse dans les fluides à réticulation retardée nécessite généralement de chauffer le fluide à la température prévue en fond de trou pour faire réagir complètement tout le réticulant..

2. Contrôle du pH :

Tous les fluides réticulés ont une plage de pH spécifique pour une performance optimale. Si ce pH n'est pas maintenu, le taux de réticulation et la stabilité thermique souhaités ne peuvent être obtenus. Pour minimiser la variation du pH du fluide réticulé, des tampons sont inclus avec le fluide réticulé. Cependant, une contamination importante du fluide de fracturation peut submerger ces tampons et compromettre les performances du fluide réticulé. Un contrôle approprié du pH est essentiel pour la performance du fluide réticulé et doit être surveillé avec diligence.

Les réducteurs des frictions :

Destinés à réduire les pertes de charge dues au pompage à débit élevé dans les tubulaires. On trouve les polymères à faible concentration pour les fluides de base d'eau, et des additifs liquides pour les fluides à base d'huile.

Réducteurs de filtrat :

Destinés à diminuer la filtration du fluide à travers les faces de la fracture et, par voie de conséquence, à augmenter d'autant les dimensions géométriques de celle-ci.

Les réducteurs de filtrat étant en fait des produits colmatant généralement insolubles, il importe que les concentrations recommandées ne soient pas dépassées. Malgré leur utilisation, les réducteurs de filtrat ne garantissent pas une absence totale de filtration à travers les faces de la fracture, loin de là. On estime que la moitié du fluide est susceptible de filtrer et que jusqu'à 80% du volume totale peut être ainsi « perdu » dans la formation dans certains cas.

Les briseurs de gel (*breaker*) :

Pour provoquer la destruction du gel de fracturation resté pendant un certain temps de séjour dans la couche. Des fluides à viscosité relativement élevée sont utilisés pour transporter le proppant dans la fracture. Laisser un fluide à haute viscosité dans la fracture réduirait la perméabilité du paquet de proppant au pétrole et au gaz, limitant ainsi l'efficacité du traitement de la fracture (Penny, 1987 ; Brannon et Pulsinelli, 1992). Des brise-gels sont utilisés pour réduire la viscosité du fluide mélangé à l'agent de soutènement. Les briseurs réduisent la viscosité en scindant le polymère en petits fragments de poids moléculaire. Il a été estimé que la perte de fluide pendant le traitement et la fermeture augmente la concentration de polymère dans la fracture après fermeture de 5 à 7 fois (Penny, 1987) jusqu'à 20 fois (Hawkins, 1988) plus que la concentration en surface. L'augmentation de la concentration en polymère entraîne une augmentation importante de la viscosité. Par exemple, la viscosité d'un fluide de guar non rompu contenant du polymère à 400 lbm/100 gal (gel de 40 lbm/1000 gal concentré 10 fois en raison de la perte de fluide lors de la fermeture de la fracture) a été estimée à plus de 1000 poises (Pope *et al.*, 1994). Des efforts importants ont été consacrés à la conception de brise-flots pour résoudre ce problème. Idéalement, un brise-gel placé dans le fluide à la surface devrait avoir un effet minimal sur le gel jusqu'à ce que le pompage cesse (et que la fracture se referme) et devrait ensuite réagir rapidement avec le gel. La viscosité du gel et le poids moléculaire du polymère devraient être considérablement réduits pour permettre un nettoyage rapide du sac de sable (Almond *et al.*, 1984 ; Gall et Raible, 1985).

Les bactéricides :

Sont ajoutés aux fluides de fracturation aqueux contenant le polymère pour empêcher la perte de viscosité causée par la dégradation bactérienne du polymère. Non seulement les bactéries ruinent le gel en réduisant le poids moléculaire du polymère, mais certaines peuvent rendre les fluides du réservoir acides.

Les stabilisateurs:

Sont utilisés pour empêcher la dégradation des gels de polysaccharides à des températures supérieures à 200°F (Thomas et Elbel, 1979). Les stabilisateurs les plus courants sont le méthanol et le thiosulfate de sodium ($\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_3$). Le méthanol est plus dangereux à manipuler et est utilisé à raison de 5 à 10 % du volume du fluide. Le mécanisme de ces stabilisateurs n'est pas entièrement compris. On pense qu'ils agissent comme des piègeurs d'oxygène et empêchent la dégradation rapide du gel causée par l'oxygène dissous.

les agents tensioactifs:

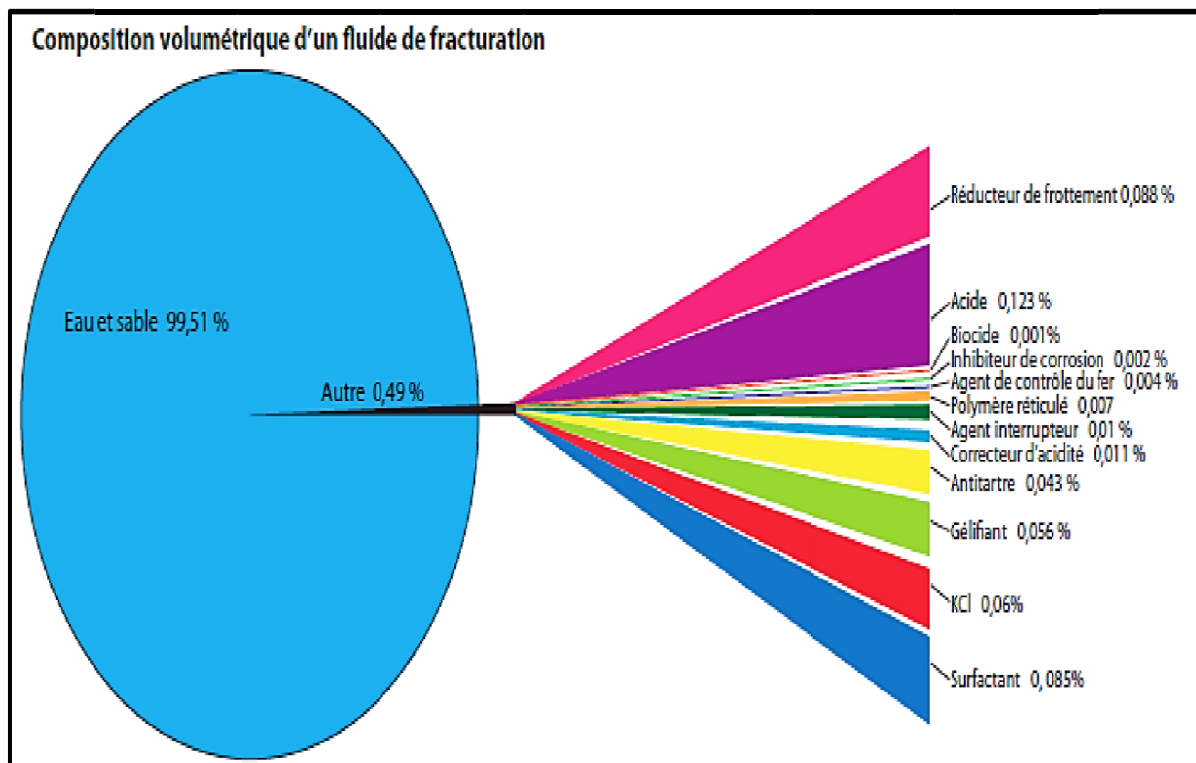
Parfois nécessaires pour faciliter le reflux du fluide de fracturation hors de la formation après le traitement. Un agent tensioactif, ou surfactant, est un matériau qui, à faible concentration, s'adsorbe à l'interface entre deux substances non miscibles. Les substances non miscibles peuvent être deux liquides, tels que l'huile et l'eau, un liquide et un gaz, ou un liquide et un solide. L'agent de surface intervient dans l'interface et réduit la quantité d'énergie nécessaire pour élargir l'interface (Rosen, 1972).

Additifs de perte de fluides :

Un bon contrôle de la perte de fluides est essentiel pour un traitement efficace des fractures. Plusieurs types de matériaux sont utilisés pour contrôler la perte de fluides, mais l'efficacité des différents types dépend du type de problème de perte de fluides : perte dans une matrice à faible ou haute perméabilité ou perte dans des micro fractures.

N.B :

Dans le cas d'une fracturation acide, les différents additifs cités précédemment pour les traitements d'acidification sont utilisés.



(Figure V.2) : Composition volumétrique d'un fluide de fracturation

V.5.Filtration du fluide de fracturation :

On distingue habituellement trois catégories de fluides de fracturation :

- Les fluides dont la filtration est contrôlée par la viscosité, tels que les huiles de viscosité élevée.
- Les fluides de même nature que celui du réservoir, où la filtration est limitée par la compressibilité.
- Les fluides dont la filtration est contrôlée par la formation d'un dépôt (ou cake) aux parois de la fracture, tels que les gels avec réducteurs de filtrat.

La vitesse de filtration au temps $V(t)$ en un point donné de la fracture, s'exprime par la relation :

$$V(t) = \frac{C}{\sqrt{t - t_0}}$$

Avec :

$V(t)$: Vitesse de filtration.

C : Coefficient de qualité ou de filtration.

t_0 : Instant du début de filtration.

$t - t_0$: Durée de filtration.

V.5.1. Fluides de filtration contrôlés par la viscosité :

La viscosité de ces fluides est considérablement plus grande que celle du fluide de la couche. Toute la perte de charge est localisée aux parois de la fracture. La filtration est contrôlée par la viscosité.

$$C_v = 2.24 \times 10^{-3} \left(\frac{(k \cdot \Phi \cdot \Delta P)}{Z} \right)^{0.5}$$

Avec :

C_v : constante de filtration du fluide, en (cm/ $\sqrt{s}$).

K : perméabilité de la formation (md).

Φ : porosité.

Z : viscosité du fluide (poises).

ΔP : perte de charge entre la fracture et la couche (bar).

A cette catégorie, se rattachent les fluides très visqueux (dispersion d'eau dans l'huile) utilisés dans le procédé "Super Frac".

V.5.2. Fluides de filtration contrôlés par compressibilité :

A cette catégorie, se rattachent particulièrement les fluides de même nature que celui du réservoir : brut, gasoil..., la filtration est essentiellement contrôlée par la compressibilité.

$$C_c = 1,78 \cdot 10^{-3} \sqrt{\left(\frac{(k \cdot B \cdot \Phi)}{Z} \right)} \cdot \Delta P$$

Avec :

C_c : Constante de filtration (cm/ $\sqrt{s}$).

B : Compressibilité moyenne du fluide du réservoir (bar⁻¹).

K : Perméabilité de la formation (md).

Φ : Porosité.

Z : Viscosité du fluide (poises).

$\Delta P = P_f - P_c$: perte de charge entre la fracture et la couche.

NB :

Ces fluides sont peu efficaces et nécessitent des débits très importants pour la fracturation hydraulique.

V.5.3. Fluides de filtration contrôlés par la formation d'un cake :

La filtration en fonction du temps dépend surtout de la perméabilité du cake. Cette classe d'agents forme un cake sur la surface filtrante. À partir de l'application de la Loi de Darcy, la loi de comportement serait :

$$C_w = \Psi \cdot \sqrt{\frac{(k \cdot \Delta P)}{Z}}$$

Avec :

K : perméabilité du cake.

Z : viscosité du filtrat.

ΔP : perte de charge entre la fracture et la couche.

Ψ : Constante .

Si l'on porte graphiquement les valeurs expérimentales du volume filtré en fonction de la racine carrée du temps, on obtient une courbe où l'on distingue au départ, une période transitoire correspondant à la formation du cake ensuite, une relation linéaire entre le volume filtré et la racine carrée du temps.

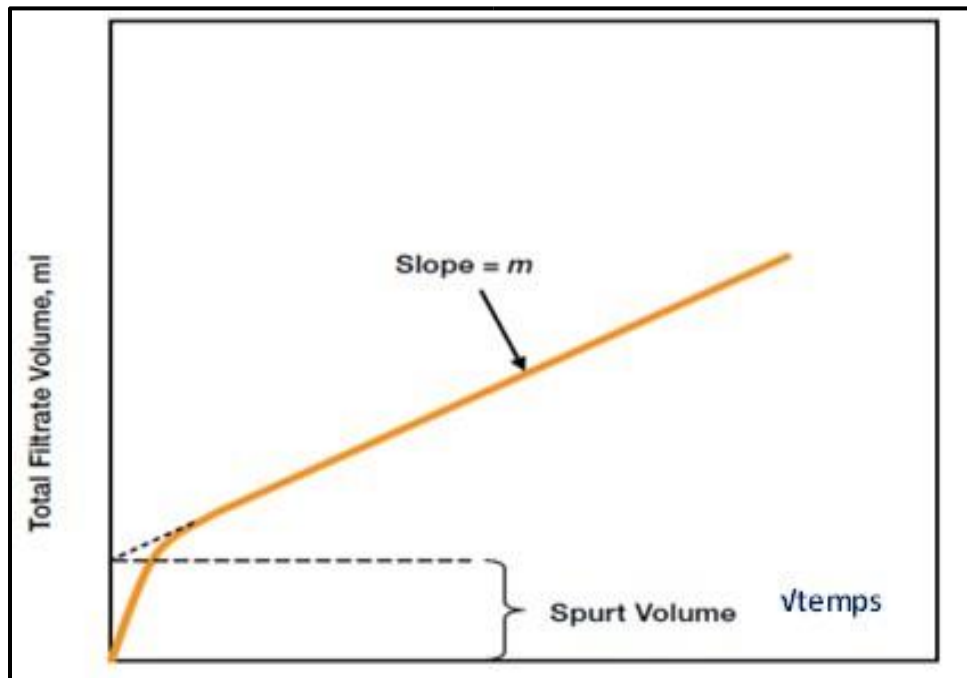
En prolongeant la droite de pente ' m ' vers l'axe des ordonnées (*Figure V.3*), on obtient une certaine valeur appelée filtration instantanée ou '*Spurt loss*'. Il est alors possible d'estimer le volume filtré cumulé ' V ' à l'instant ' t ' par la formule :

$$V = S_p + V(t^{1/2})$$

La relation entre m et C est :

$$C_w = \frac{m}{2S}$$

S : surface de filtration)



(Figure V.3) : Courbe de filtration du fluide formant un cake sur la formation

V.5.4. Le coefficient de filtration totale :

Le coefficient de filtration totale est donné par la relation suivante :

$$C_t = \frac{1}{\frac{1}{C_v} + \frac{1}{C_w} + \frac{1}{C_c}}$$

Le coefficient de filtration dépend la perméabilité du réservoir, on admet que :

- Pour les réservoirs de faible perméabilité, $C_t \leq 0,001 ft / \sqrt{min}$.
- Pour les réservoirs de forte perméabilité, $C_t > 0,001 ft / \sqrt{min}$.

V. 5.5. L'efficacité du Fluide de Fracturation :

L'efficacité est définie comme étant le volume de la fracture divisé par le volume total pompé. L'efficacité dépend de débit, de la viscosité du fluide de fracturation, des caractéristiques de filtration de la roche.

Plus le débit augmente, plus le temps de pompage et la filtration totale sont diminués, la longueur augmente et par conséquent l'efficacité augmente.

Viscosité de fluide : plus le fluide de fracturation est visqueux, plus les pertes de charge dans la fracture sont élevées et donc :

- La pression augmente ce qui implique l'augmentation de l'ouverture de la fracture.
- La filtration diminue ce qui donne l'accroissement de l'efficacité.

L'efficacité (η) est le rapport :

$$\eta = V_f / V_i$$

volume de la fracture.

V_i : Volume total injecté.

V.6.Agents de Soutènement :

Les agents de soutènements sont utilisés pour maintenir les parois de la fracture écartées afin de créer un chemin conducteur vers le puits après l'arrêt du pompage et la fuite du fluide de fracturation. Le placement de la concentration et du type de l agents de soutènements appropriés dans la fracture est essentiel au succès d'un traitement de fracturation hydraulique.

V .6.1.Conductivité de la fracture :

La concentration et le type du proppant conditionnent la réussite du traitement par fracturation hydraulique. Indépendamment des résidus de fluide, la concentration du proppant et sa résistance à la destruction détermine la conductivité de la fracture.

Les facteurs affectants la conductivité sont :

- Les propriétés du proppant (la taille, la résistance, l'arrondissement et la teneur en particules fines).
- La contrainte de fermeture.
- Les résidus du polymère.
- Le débit de production.
- L'encastrement.
- L'épaisseur de la fracture résultante.

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

- D'être assez résistants pour maintenir la fracture ouverte.
- D'être distribués d'une manière permettant l'écoulement des fluides vers le puits de production.

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

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

V.6.2.Nature des agents de soutènement :

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

- **Agents de soutènement élasto-fragiles :**

Ce sont :

Les sables.

Les billes de verre (haute résistance).

- **Agent de soutènement élasto-plastiques :**

Ce sont :

Les coquilles de noix (de moins en moins employées).

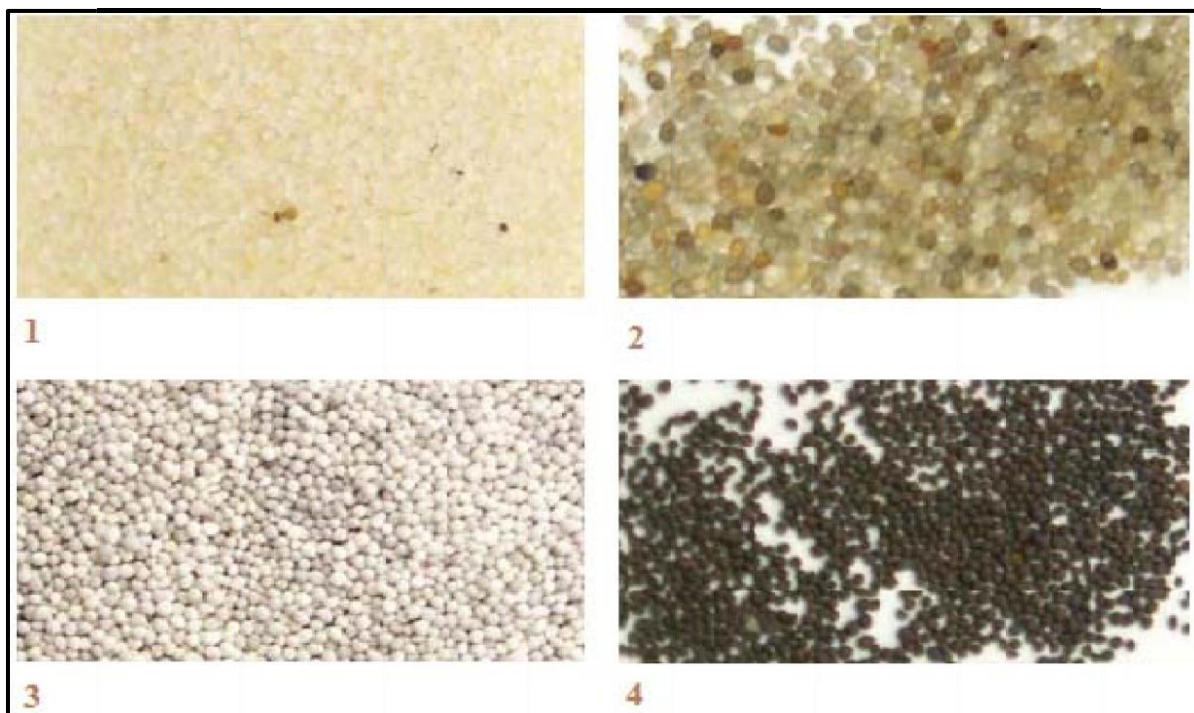
Certains polymères (difficilement utilisables au-delà de 80-100°C).

Les billes d'aluminium (pratiquement abandonnées).

Les billes d'acier (qui pourraient être envisagées avec l'utilisation des fluides très visqueux).

Les agents de soutènement utilisés actuellement :

Ce sont en général des billes de céramiques calibrés, de sable ou de bauxite, de granulométrie de 12/20, 20/40, 30/60 et leur perméabilité variante entre 100 et 800 Darcy.



(Figure V.4) : Différents types d'agents de soutènement

1 : Frac Sand ; 2 : Resin Coated Sand ; 3 : Intermediate Strength proppant ; 4 : High Strength proppant (Bauxite)



(Figure V.5) : Différentes granulométries de l'agent de soutènement

A. Bauxite:

Est l'agent de soutènement utilisé à Hassi-Messaoud par Halliburton. Son nom commercial est le **Super Prop 20/40**, il est l'agent le plus dense de tous les agents utilisés avec une densité de 3.5 à 3.

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

B. ISP (Intermediat Strength Proppant):

Est l'agent de soutènement utilisé par Dowell. Il est fabriqué à partir de la céramique fondue encapsulé par de la résine de densité 2.7 à 3.3. La faible densité représente le matériau brut pour fabriquer le proppant.

L'ISP est utilisé pour des contraintes (pression de fermeture) de 6000 psi à 10000 psi et de 10000 à 12000 psi considéré comme limite d'écrasement de proppant.

V.6.3. Propriété physique de l'agent de soutènement :

- La résistance de l'agent de soutènement.
- La dimension et la distribution de grains.
- Quantité des impuretés.
- Rondeur et sphéricité.
- La densité de l'agent de soutènement.

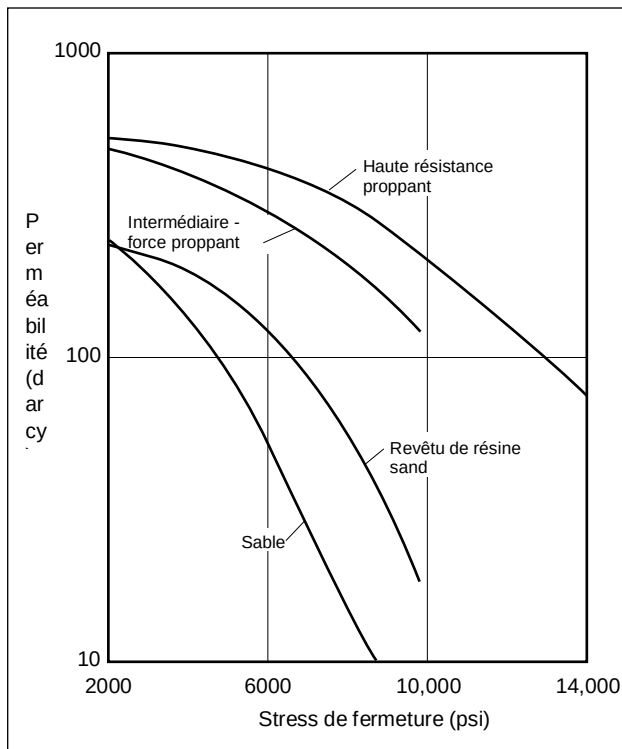
Pour ouvrir et propager une fracture hydraulique, il faut surmonter les contraintes in situ. Une fois le puits mis en production, le stress agit pour fermer la fracture et confiner le proppant. Si la résistance du proppant est insuffisante, la contrainte de fermeture écrase le proppant, créant des fines qui réduisent la perméabilité et la conductivité du pack de proppant. Les proppants peuvent être produits à partir de divers matériaux et dans des gammes de tailles variées pour répondre aux exigences de conductivité de la conception de la fracture.

Les comparaisons de résistance sont présentées à la **figure V.6**. Les directives générales suivantes peuvent être utilisées pour sélectionner les accessoires en fonction de leur résistance et de leur coût :

- Les contraintes de fermeture du sable sont inférieures à 6000 psi.
- Le proppant enrobé de résine (RCP) - contraintes de fermeture inférieures à 8000 psi.
- Des contraintes de fermeture de force intermédiaire (ISP) supérieures à 5 000 psi mais inférieures à 10.000 psi.
- Des contraintes de fermeture de l'obturateur très fortes à des pressions supérieures à 10 000 psi.

Le type et la taille de l'agent de soutènement doivent être déterminés en comparant les avantages économiques par rapport au coût.

Les agents de soutènement dont la taille des grains est plus importante fournissent un pack plus perméable car la perméabilité augmente avec le carré du diamètre du grain ; toutefois, leur utilisation doit être évaluée en fonction de la formation qui est soutenue et des difficultés accrues qui se produisent dans le transport et la mise en place des proppants. Formations sales, ou ceux qui sont soumis à des amendes de migration importantes, sont de mauvais candidats pour les grands agents de soutènement. Les amendes ont tendance à envahir le paquet de proppants, provoquant un colmatage partiel et une réduction rapide de la perméabilité. Dans ces cas, les petits agents de soutènement, qui résistent à l'invasion des amendes, sont plus adaptés. Bien que les petits proppants offrent une conductivité initiale moindre, la conductivité moyenne sur la durée de vie du puits est plus élevée et fait plus que compenser la productivité initiale élevée fournie par les grands agents de soutènement (qui est généralement suivie d'un déclin rapide de la production).



FigureV.6: Comparaison des forces des différents types des agents de soutènement.

Les grains de grande taille peuvent être moins efficaces dans les puits plus profonds en raison d'une plus grande susceptibilité à l'écrasement résultant de contraintes de fermeture plus élevées (à mesure que la taille des grains augmente, leur résistance diminue). Les grands agents de soutènement ont plus de problèmes de placement. Les problèmes de placement sont doubles : une fracture plus large est nécessaire pour les gros grains, et le taux de sédimentation des particules augmente avec la taille. Si la distribution de la taille des grains est telle que la gamme de mailles contient un pourcentage élevé de grains plus petits, la perméabilité et donc la conductivité des proppants sont réduites à peu près à celles d'un paquet de grains plus petits.

La rondeur et la sphéricité d'un grain de proppant peuvent avoir un effet significatif sur la conductivité de la fracture.

La rondeur du grain est une mesure de la netteté relative des coins du grain, ou de la courbure du grain. La sphéricité de la particule est une mesure de la proximité de la particule ou du grain proppant par rapport à la forme d'une sphère. Si les grains sont ronds et de taille à peu près identique, les contraintes exercées sur l'agent de soutien sont réparties plus uniformément, ce qui entraîne des charges plus élevées avant que la rupture du grain ne se produise. Les grains angulaires se rompent lorsque les contraintes de fermeture sont plus faibles, ce qui produit des fines qui réduisent la conductivité de la fracture.

La densité des proppants a une influence sur le transport des agents de soutènement car le taux de sédimentation augmente de façon linéaire avec la densité. Par conséquent, les agents de soutènement à haute densité sont plus difficiles à suspendre dans le fluide de fracturation et à transporter jusqu'au sommet de la fracture. La mise en place peut être améliorée de deux façons : en utilisant des fluides à haute viscosité pour réduire la sédimentation ou en augmentant

le débit d'injection pour réduire le temps de traitement et le temps de suspension nécessaire. De plus, les proppants à haute densité nécessitent une plus grande masse de matériau pour remplir un volume de fracture donné.

V.6.4. Principaux agents de soutènements :

De nombreux matériaux ont été essayés sur champs, pour mémoriser citons : la grenaille d'aluminium, les coquilles de noix, les billes de verre, des polymères type rilsan, des billes d'acier.

Pour des raisons diverses (densité, fluage, tenue médiocre en température, dissolution, colmatage après casse), ils ont été plus ou moins rapidement abandonnés.

Le compromis nécessaire entre les propriétés idéales et l'aspect pratique a conduit à retenir essentiellement les catégories suivantes :

A. Le sable :

Matériau de type élasto-fragile très populaire, aillant un bon rapport qualité/prix à une densité $2,65 \text{ g/cm}^3$. Il est très employé pour des contraintes de fond faible à moyenne n'excédant pas 400 à 500 bars. On distingue :

A.1.Le sable d'Ottawa: Il est caractérisé par une haute pureté, ou clarté, un haut degré de fines, une sphéricité, ainsi qu'une solubilité basse dans l'acide. Le sable d'Ottawa est disponible en dimensions de 12 à 70 mesh.

A.2.Le sable de Brady : Il est plus sombre que le sable d'Ottawa, ce sable sont poly-cristallin, le sable de Brady est plus anguleux et contient plus d'impudicité que le sable d'Ottawa, on le trouve en dimensions de 8/12 à 20/40 mesh.

B. Les agents intermédiaires :

Matériaux de type élasto - plastique, de meilleure résistance aux contraintes (500 à 1000 bar) mais de densité plus élevée que le sable ($d= 3.2$). Ce sont des bauxites frittées et certains oxydes de zirconium. Ils représentent une très bonne solution de compromis quand les conditions ne sont pas extrêmes. C'est entre autres le cas de la carbolite qui présente par ailleurs une réponse positive à la diagraphie Gamma Ray.

C. Soutènement de haute résistance (bauxites) :

Ils sont de même type que les précédents : bauxites et oxydes de zirconium, mais de caractéristique « haute de gamme » avec des contraintes admissibles de 1000bar, la contrepartie en est d'une part une densité important ($d=3.7$) et d'autre part un cout très élevé.

V.6.5. Comportement dans le temps :

La tenue de soutènement confrontée dans le temps et en conditions d'exploitation fond à un certain nombre de facteurs, est à estimer le mieux possible à défaut de pouvoir la connaître avec exactitude. On retiendra essentiellement que la perméabilité d'une fracture, toutes choses égales par ailleurs :

- Croit avec la granulométrie du soutènement.
- Décroit avec la contrainte exercée.

- Décroit avec la température, la modification des propriétés provoquant un tassement plus élevé.
- Décroit avec le temps ; la nature de l'eau susceptible d'être produite, et donc de rentrer en contact avec le soutènement.

Il va de soi que plusieurs de ces actions sont conjuguées. Dans la pratique, le choix d'un matériau est parfois fait en privilégiant tel ou tel paramètre qui apparaît prédominant.

V.6.6. Mise en place des soutènements :

Il existe deux techniques différentes pour la mise en place des agents de soutènement. L'une dite « méthode des piliers ». Le soutènement est injecté en volumes partiels successifs séparés par des bouchons de fluide de frac. La fracture est prévue de rester ouverte entre les piliers de soutènement lors de l'exploitation. L'autre méthode, dite de « bourrage multicouche », qui consiste en une injection continue de soutènement une fois celle-ci commencée, avec augmentation progressive du diamètre du matériau injecté et de sa concentration.

V.6.7. Transport des agents de soutènement :

La capacité de transport de l'agent de soutènement dépend de :

- La viscosité du fluide de transport, d'où le recours à des gels éventuellement réticulés.
- La densité de l'agent de soutènement.

Le remplissage dépend aussi de la concentration de ces agents dans le fluide à injecter, la concentration est exprimée en rapport du poids d'agent de soutènement et du volume de liquide et pas de mélange.

V.6.8. Caractéristiques requises de l'Agent de Soutènement :

Pour satisfaire ces exigences, les agents de soutènement doivent avoir :

- 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).

En ce qui concerne les agents de soutènement, la propriété la plus importante est la conductivité en condition de fond, c'est-à-dire sous contrainte, en température et en présence des fluides de gisement. Le transport est la répartition de l'agent de soutènement dans la fracture sont aussi des paramètres très importants. Notons qu'il peut y avoir contraction entre certaines propriétés requises ; ainsi, des billes d'acier qui offrent une excellente résistance à la compression sont trop lourdes pour être transportées correctement.

ChapitreVI

Etude pratique du puits TML3

VI : Etude pratique du puits TML3 :

VI .1. Présentation de puit TML3 :

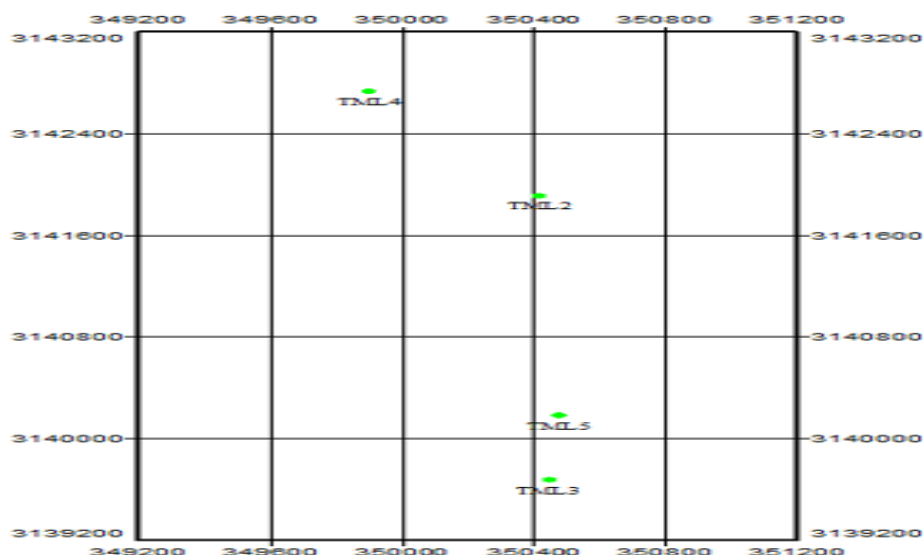
VI .1.1.Historique de puits :

Le puits TML-3 est situé dans le champ pétrolier TFT "Tin Foye Tabankort". Le puits a été foré en mars 2007 , complété par un tubage N80 EU de 2 7/8" 6,5 #/ft, dans un tubage P110 de 7" 29 #/ft, jusqu'à une profondeur de 1398 m équipé de 2 mandrins de gas lift à 445 m et 878 m de profondeur. La tête de puits est de la série SteamFlo ayant une pression de travail de 2000 psi.

Le puits produit à partir du réservoir du Dévonien, l'unité C3-I ayant une hauteur brute de 25 m et une hauteur nette de 19 m. Les propriétés pétrophysiques montrent une porosité moyenne de 14,5 % et une teneur en argile de 9,82 %.

Le profil de contrainte a été calculé sur la base du logarithme des rayons gamma (GR) et a été ajusté en fonction des données recueillies dans le puits de TML-5 qui a été fracturé en 2011. Les performances du DataFRAC* à ce puits ont donné un FG de 0,69 psi/ft et une efficacité de fluide de 40%.La pression nette était faible et avait une valeur de 323 psi.

VI.1.2.Situation du puits TML3 :



(fig VI.1) Plan de position de puits TML3 dans le champ TFT(document sonatrach)

a) Coordonnées d'implantation (U.T.M) :

X : 350451,27

Zs : 478,597m

Y : 3139672,77

Zt : 483,697m

b) Localisation :

Le sondage TML3 a été implanté à 510 m au Sud du puits de TML5 et à 2100 m au sud du puits TML 2.

VI.1.3. Propriétés de la complétion :

Well Depth	1,398 m
Deviation	Vertical
Casing OD	7 in
Tubing Weight / Grade	6.5 ppf / N80
Perforation interval	1,323 – 1,346 m

Tableau VI .1 – TML-03 Propriétés de la complétion**VI.1.4. Propriétés des réservoirs :****a) Informations générales sur le réservoir :**

Le gradient de fracturation dans cette zone devrait être de 0,69 psi/ft, en se basant sur le traitement de fracturation du puits TML-5 situé à proximité et réalisé précédemment. Les propriétés mécaniques de base de la formation du puits TML-03 sont énumérées dans le tableau ci-dessous :

Type de puits	Production
Nom de la formation	Dévonien
Type de roche	Grès
Module de Young	1 - 3 Mpsi
Ratio de Poisson	0.20- 0.35
Porosité moyenne	14.5 %
Perméabilité moyenne	1 mD
Pression moyenne du réservoir	1 220 psi
Température du fond de la perforation à mi-chemin	69 degC

Tableau VI .2 – Propriétés générales de formation de TML03

b)PRESSION DE RESERVOIRE :

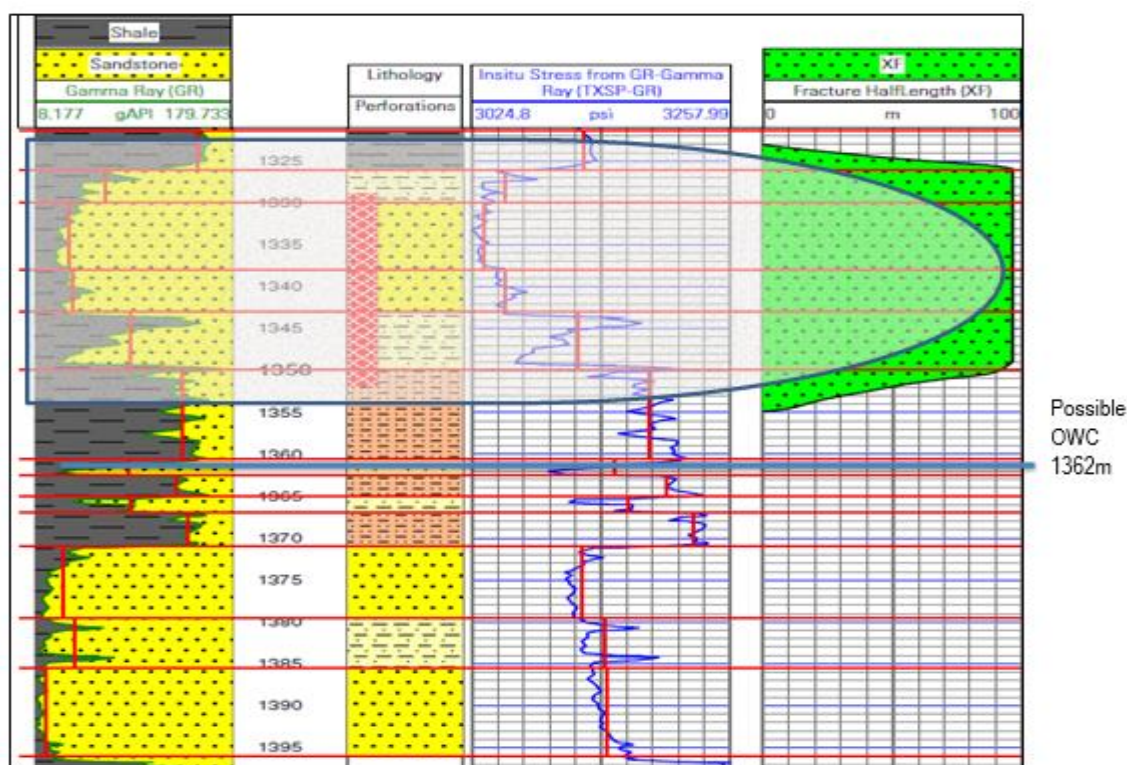
PUITS	DATE	TYPE	PRES bar	Cote m
TML1	23/06/1994	PDRP72H	106.62	1260
TML1	11/12/1995	PS24H	106.93	1260
TML1	30/12/2001	PS24H	107.23	1260
TML1	01/04/2010	PS24H	107.7	1260
TML2	02/03/2010	PS8H	105.95	1328
TML3	12/04/2010	RP72H	83.6	1313

Tableau VI .3 –Pression de réservoir**VI.1.5.Well General logs :**

Le gamma ray le long de l'intervalle d'intérêt a été utilisé pour construire le modèle de fracture et construire le design, le profil de contrainte est présenté dans le log ci-dessous.

La moyenne de ces propriétés a été calculée par zone à l'aide du logiciel LGZones* et exportée vers le logiciel FracCADE*.

Le rayon gamma a été principalement utilisé pour différencier les formations de "Shale" et de "Sandstone".

**(fig VI.2) Logs Zoning (LGzones)**

La hauteur de la fracture hydraulique simulée est de 1323m à 1354m.

VI.1.6. PREPARATION DU PUITS POUR LA FRACTURATION (PHASE PRE-FRAC) :

Essais préalables sur le puits :

Ces opérations, bien qu'optionnelles, présentent cependant un très grand intérêt. L'interprétation des essais de puits fournit des informations sur le (kh) actuel du puits et l'état de déplétion (cas des anciens puits).

a. Contrôle du puits :

On opère un contrôle du puits au câble (wire line) afin de localiser le top sédiment, et d'éventuelles anomalies dans la complétion (poisson, collapse, déboitement, ...).

b. Nettoyage du puits :

Le nettoyage du tubing à d'acide chlorhydrique (HCl), additionné d'un tensio-actif puissant, est souhaitable.

c. Thermométrie :

Avant l'opération de fracturation, on réalise toujours une thermométrie dite de référence, afin de comparer son profil à celui qui sera enregistré après la fracturation. La thermométrie est donc l'outil qui nous renseigne sur la hauteur de la fracture, si elle a lieu.

VI.2. DEROULEMENT DE FRACTURATION HYDRAULIQUE (PHASE FRAC) :

L'opération de fracturation du puits TML3 a été réalisée en deux jours, et les résultats obtenus sur la deuxième jour phase (DataFRAC*) ont permis d'établir un design du traitement principal (fracturation), qui a été exécuté plus tard le même jour.

VI.2.1. Préparations nécessaires :

Le 19 octobre 2014(1^{er} jour) :

- Mobilisez 3 frac tanks dans le lieu et les mettre en place.
- Commencez à remplir les frac tanks.
- Mobiliser le matériel de fracturation pour le localiser et commencer à repérer les pompes PODStreak, les missiles et les pompes triplex.
- Mobiliser chemicals trailer et le proppant trailer sur place.
- Mobiliser le SuperPOD et une remorque chimique pour le travail HIWAY.

VI.2.2. Etude, interprétation des Essais Mini frac(DataFRAC*) :

La mini frac a été réalisée en pompant le gel linéaire WF125 jusqu'à atteindre le taux cible de 15 bpm, puis le gel réticulé YF125HTD a été pompé pour essayer d'ouvrir la fracture et créer la géométrie ; le volume total de PAD était de 173 bbls et le **pré-PAD(13,5bbl)**. La baisse de pression a ensuite été interprétée pour obtenir une estimation de la pression de fermeture.

Lors de design du TML-3, les volumes ainsi que le taux de pompage ont été choisis selon la nouvelle redesign du puits TML5 qui a été pompé avec succès et sans aucun incident.

As Measured Pump Schedule										
Step #	Step Name	Slurry Volume (bbl)	Slurry Rate (bbl/min)	Pump Time (min)	Fluid Name	Fluid Volume (gal)	Proppant Name	Max Prop Conc (PPA)	Prop Conc (PPA)	Prop Mass (lb)
1	Pre-PAD	13.5	14.9	6.3	WF125	567	-	0.0	0.0	0
2	PAD	173.5	15.1	18.6	YF125HTD	7278	-	0.0	0.0	0
3	FLUSH	20	15	25.0	WF125	840	-	0.0	0.0	0

Tableau VI.4 – Acid –Breakdown/DataFRAC* as Measured Pump Schedule

VI.2.3.Déroulement de la mini frac :

Le 20 octobre 2014(2ème jours) :

06:15 Réunion préalable au voyage sur la base TFT.

06:15 L'équipe du Frac est partie vers la destination.

06:50 L'équipe du Frac arrive sur place.

07:00 Commencer à installer les pompes triplex, le SuperPOD, les lignes de traitement, la ligne annulaire.

07:30 L'escorte arrive sur place.

07:40 Commencez à monter le tree saver.

09:20 tester la pompe annulaire jusqu'à 5 000 psi.

09:40 Réglez le pop offs dans l'annulaire a 1800 psi.

10:15 Commencez à amorcer les pompes triplex.

10:30 Commencez à tester la pression des principales lignes de traitement jusqu'à 10 000 psi. Le test de pression était bon.

10:45 Commencer à mélanger le gel linéaire WF125 DANS LES FRAC TANKS POUR LE DataFRAC*.

DataFRAC*:

10:50 Mise en place de FracCAT pour le DataFRAC*.

11:10 Réunion de sécurité et d'affectation avant le travail.

11:20 Augmentation de la pression annulaire à 500 psi.

11:23 Ouvrez la tête de puits et remplissez le puits avec le SuperPOD.

11:24 Début de la phase de **pré-PAD** avec le gel linéaire WF125 en utilisant les pompes triplex jusqu'à 15 bpm. Le volume total de gel linéaire WF125 pompé était de 13,5 bbls

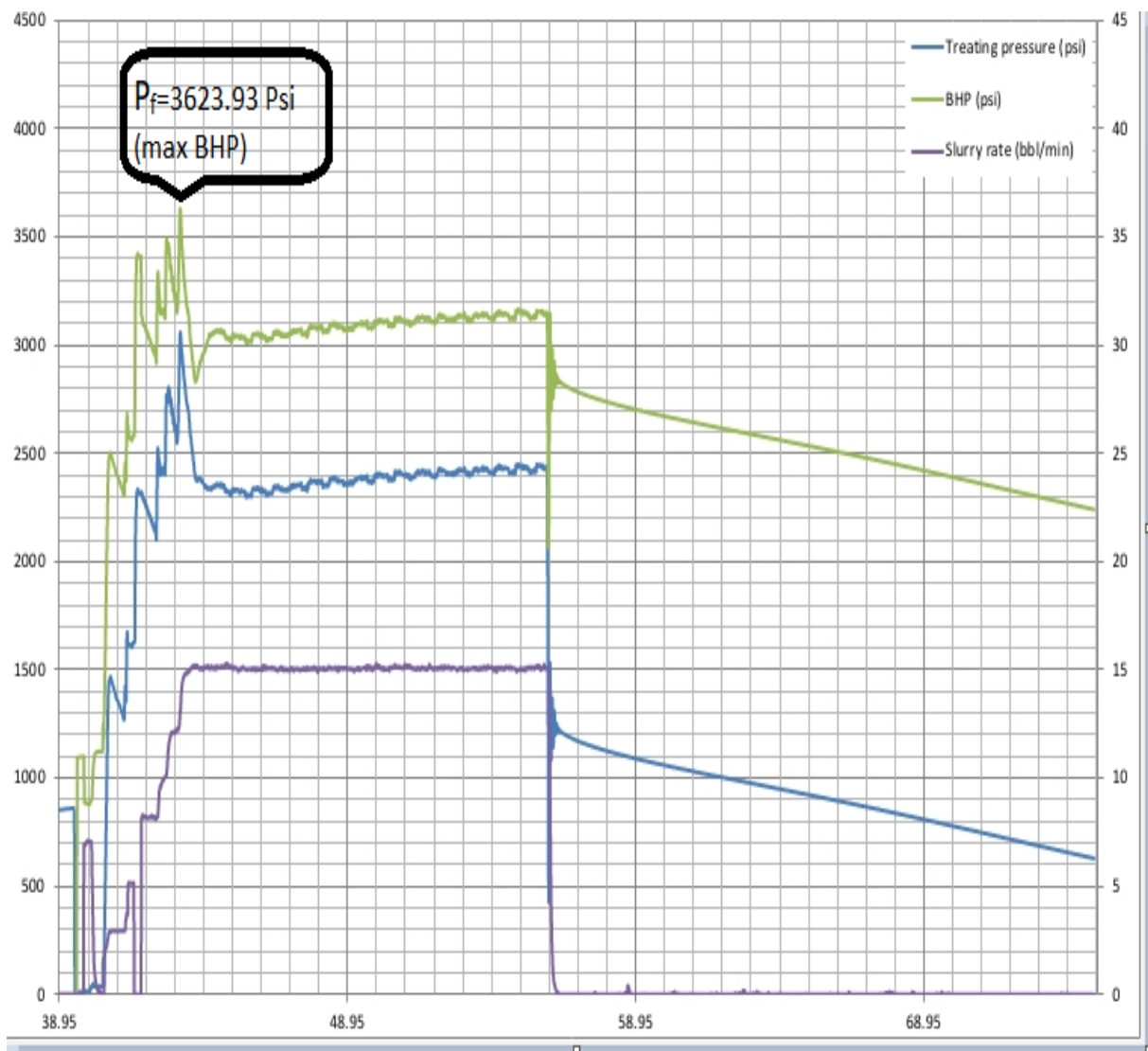
11:27 Début de la phase **PAD** Avec le gel réticulé YF125HTD à 15 bpm. Le total de gel réticulé YF125HTD pompé était de 173,5 bbls.

11:35 Début de la phase **FLUSH** avec le gel linéaire WF125 a 15 bpm. La quantité totale de gel linéaire WF125 pompée était de 20 bbls .

11:38 Enregistrer et surveiller le déclin de pression.

11:45 Commencez à effectuer l'analyse DataFRAC* pour avoir une indication de la géométrie de la fracture. Continuez à remplir d'eau la fracturation principale.

DataFRAC* a été réalisé afin d'obtenir la pression de fermeture , les propriétés de fuite du réservoir et l'estimation du modèle de propagation de la fracture (PKN, KGD...). Le logiciel de simulation Schlumberger (FracCADE*) a été calibré en utilisant les propriétés de formation obtenues pour optimiser le < pumping schedule > de la fracturation.



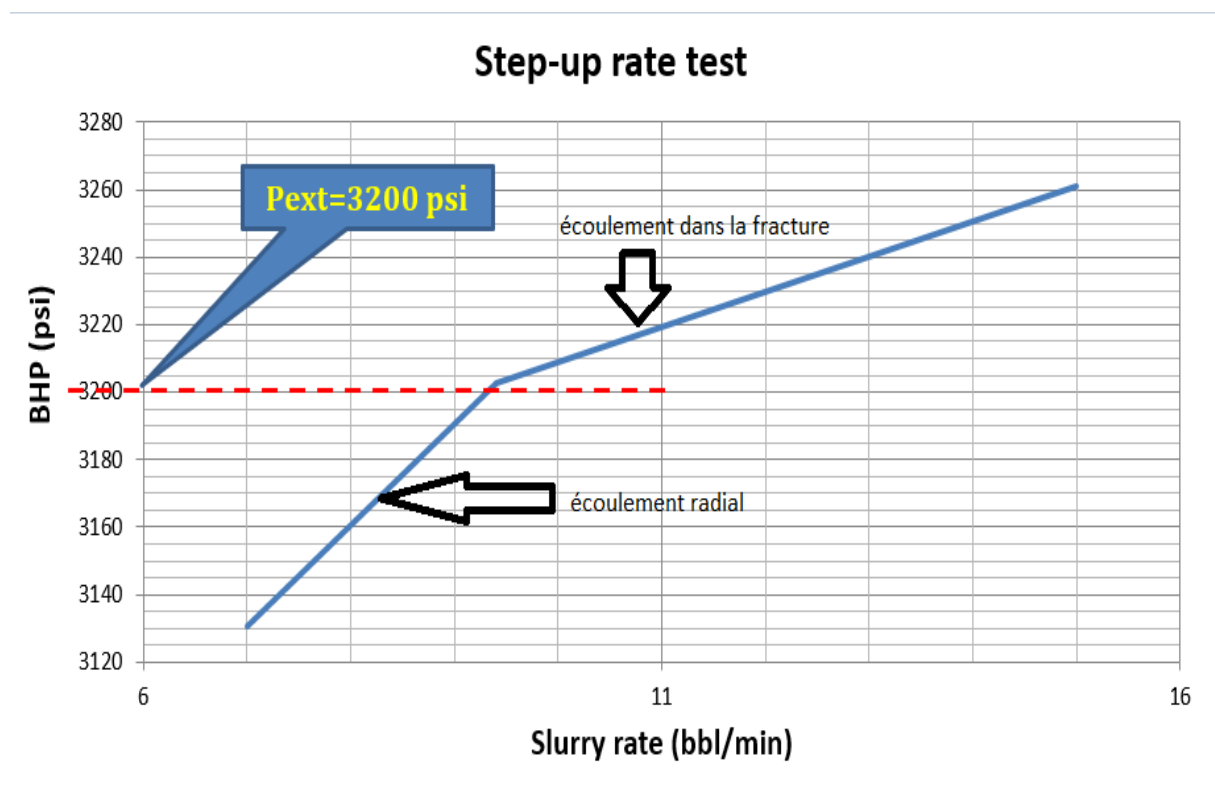
(fig VI.3) - Graphiques DataFRAC*

VI.3.Step Rate Test (SRT):

Ce test est mené uniquement pour estimer la pression de propagation de la fracture :

TIME	Q	P
41,7833	7	3130,54
42,4	9,40623	3202,49
42,33	15	3261

Tableau VI .5 –step rate test input



(fig VI.4) Step up rate test

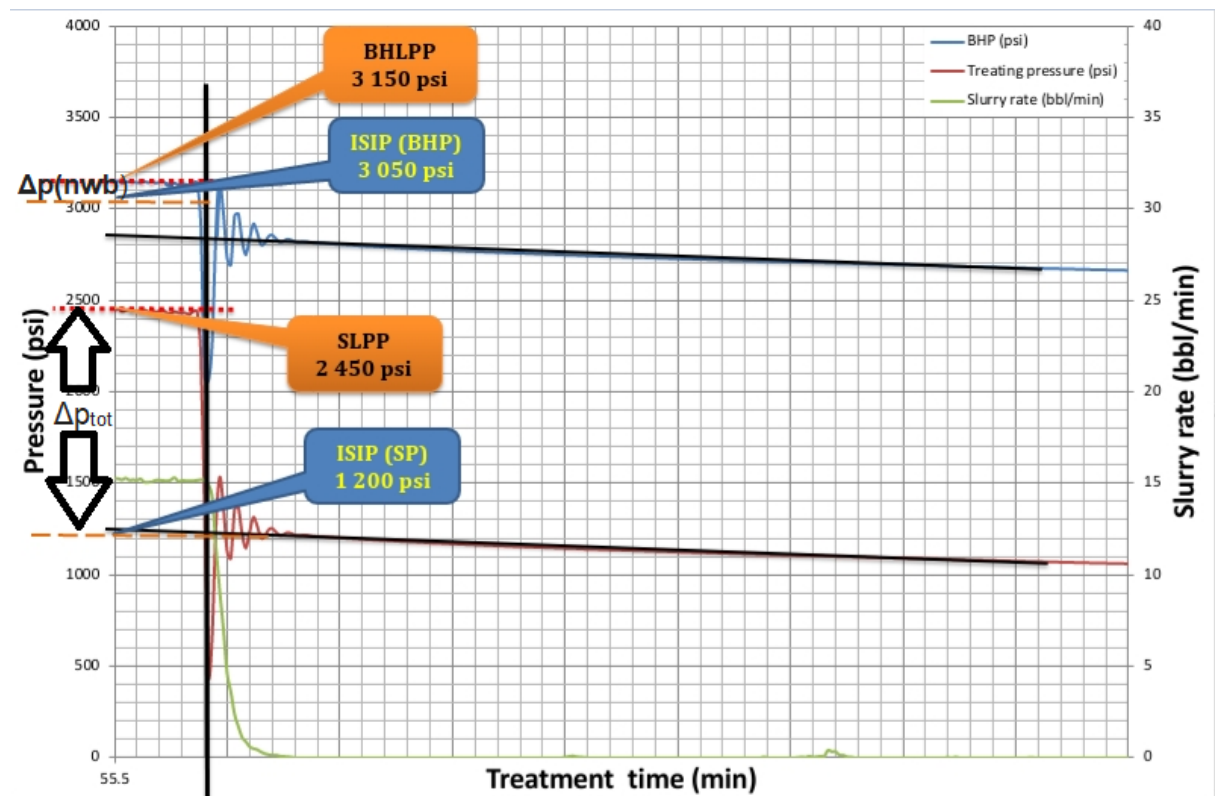
Au début, l'écoulement est de type radiale dans la matrice puis avec l'augmentation de la pression la fracture sera amorcée et on aura un écoulement dans la fracture, c'est ce qui explique le changement brusque de la pente, donc le point de changement de la pente correspond la pression de propagation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

$$P_{ext} = 3200 \text{ psi}$$

VI.4.ANALYSE DU DECLIN DE PRESSION PAR LA METHODE DE NOLTE :

VI.4.1.Estimation de la chute de pression instantanée de fermeture (ISIP):

A partir de la courbe qui marqué l'évolution de la variation de la pression de fond (P_w) après chu-in en fonction du temps, on peut calculer la pression instantanée de fermeture.



(fig VI.5) instantaneous shut_in pressure

Donc la pression instantanée de fermeture :

$$P_{ISI} = 3050 \text{ psi}$$

On peut aussi calculer le GISIP.

$$H = 1334.5 \text{ m} = \frac{1334.5}{0.3048} \text{ ft} = 4378.28084 \text{ ft}$$

$$G_{isip} = \frac{P_{isip}}{H} = \frac{3050}{4378.28084}$$

$$G_{isip} = 0.69662 \text{ psi/ft}$$

VI.4.2.Détermination des pertes de charge :**a)Perte de charge au fond :**

$$\Delta p(\text{nwb}) = \text{BHLPP} - \text{ISIP}_{\text{fond}}$$

$$\Delta p(\text{nwb}) = 3150 - 3050$$

$$\Delta P(\text{nwb}) = 100 \text{ psi}$$

b)Perte de charge totale :

$$\Delta p_{\text{tot}} = \text{SLPP} - \text{ISIP}$$

$$\Delta p_{\text{tot}} = 2450 - 1200$$

$$\Delta P_{\text{tot}} = 1250 \text{ psi}$$

c)Perte de charge par friction :

$$\Delta p_{\text{fric}} = \Delta p_{\text{tot}} - \Delta p(\text{nwb})$$

$$\Delta p_{\text{fric}} = 1250 - 100$$

$$\Delta P_{\text{fric}} = 1150 \text{ psi}$$

VI.4.3.Détermination de la puissance hydraulique requise :

$$\text{ISIP}_{\text{fond}} = 3050 \text{ psi}$$

a)Pression hydrostatique :

$$P_h = \rho \cdot g \cdot H$$

$$P_h = 0,36544 \cdot 4378,28084$$

$$P_h = 1600 \text{ psi}$$

b)Pression de pompage :

$$P_p = \text{ISIP}_{\text{fond}} + \Delta p_{(\text{perfo/frac})} + \Delta p_{(\text{tot})} - P_h$$

$$P_p = 3050 + 500 + 1250 - 1600$$

$$P_p = 3200 \text{ psi}$$

c)Hydraulique horse power:

$$HHP = \frac{P_p \cdot Q_p}{40,8}$$

$$HHP = \frac{3200 \cdot 15}{40,8}$$

$$HHP = 1176,5 \text{ HP} = 877,6 \text{ KW}$$

$$1 \text{ HHP} = 0,746 \text{ KW}$$

VI.4.4.Estimation de la pression et du Gradient de fracturation (PF ; GF) :

La pression de fracturation correspond au max des pression de fond enregistres au cours de mini frac donc :

$$P_f = 3623.93 \text{ Psi}$$

$$G_{\text{frac}} = \frac{P_f}{H} = \frac{3623.93}{4378.28084}$$

$$G_{\text{frac}} = 0.82770 \text{ psi/ft}$$

Les données nécessaires :

$$E = 3.10^6 \text{ psi}$$

$$v = 0,25$$

$$t_p = 13.8 \text{ min}$$

$$h_f = 75.45931 \text{ ft}$$

$$h_p = 75.45931 \text{ ft}$$

$$n' = 0.8$$

$$q_i = 15 \text{ bpm}$$

❖ Après le shut-in, on dessine la courbe $P_w = F(G(\Delta t_D))$.

On a:

$$\left\{ \begin{array}{l} G(\Delta t_D) = \frac{16}{3\pi} \left[(1 + \Delta t_D)^{3/2} - (\Delta t_D)^{3/2} - 1 \right] \dots\dots\dots (\text{UB}) \\ G(\Delta t_D) = \frac{4}{\pi} \left[(1 + \Delta t_D) \sin^{-1}(1 + \Delta t_D)^{-1/2} - (\Delta t_D)^{1/2} - \frac{\pi}{2} \right] \dots\dots\dots (\text{LB}) \end{array} \right.$$

Ou : $\Delta t_D = \frac{t-t_p}{t_p}$

Δt : Temps après shut-in

Le choix de upper bound ou lower bound dépend de mode de filtration .Dans ce cas on a low leak off ($\alpha=1$) donc on va utiliser la formule(UB).(pour le cas $\alpha=0.5$ on a high leak off (UB)).

Les valeurs de pression de fond après shut-in, et de fonction de G (upper bound)données dans le tableau suivant:

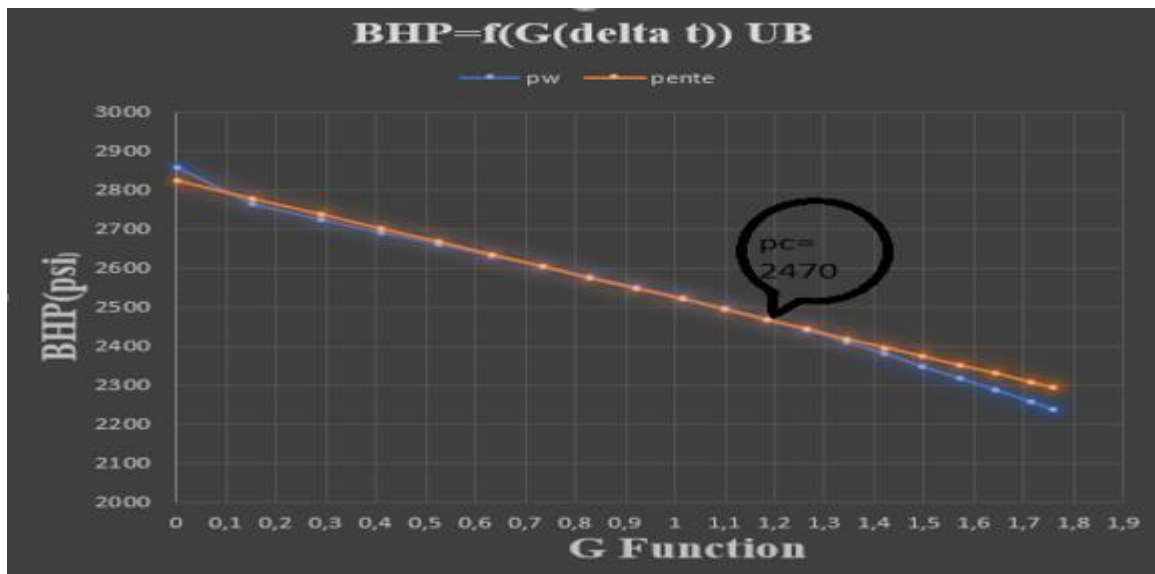
t	delta t	delta t _d	P _w	G(delta t _d)
56,2	0	0	2859,98	0
57,2	1	0,072463768	2766,42	0,154715628
58,2	2	0,144927536	2724,37	0,288455349
59,2	3	0,217391304	2690,32	0,410585867
60,2	4	0,289855072	2660,28	0,524334858
61,2	5	0,362318841	2631,67	0,631504141
62,2	6	0,434782609	2605,349	0,733267218
63,2	7	0,507246377	2578,455	0,830455556
64,2	8	0,579710145	2551,562	0,923691074
65,2	9	0,652173913	2524,382	1,013457034
66,2	10	0,724637681	2497,203	1,1001398
67,2	11	0,797101449	2468,592	1,184055193
68,2	12	0,869565217	2439,696	1,265466011
69,2	13	0,942028986	2409,656	1,344594167
70,2	14	1,014492754	2379,329	1,421629366
71,2	15	1,086956522	2349,002	1,496735498
72,2	16	1,15942029	2318,389	1,570055442
73,2	17	1,231884058	2287,776	1,641714755
74,2	18	1,304347826	2257,164	1,711824546
74,85	18,65	1,351449275	2237,709	1,756612292

Tableau VI .6–tableau de valeurs de G fonction

VI.4.5.Détermination de la pression de fermeture (PC) :

- Après le shut in, on dessine la courbe $P_w = F(G(\Delta t_D))$.
- En dessinant la tangente (Voir dessin), le point de déviation de la courbe représente le point de fermeture de la fracture.

Évolution de pression de fond en fonction de $G(\Delta t_D)$ pour upper bound.

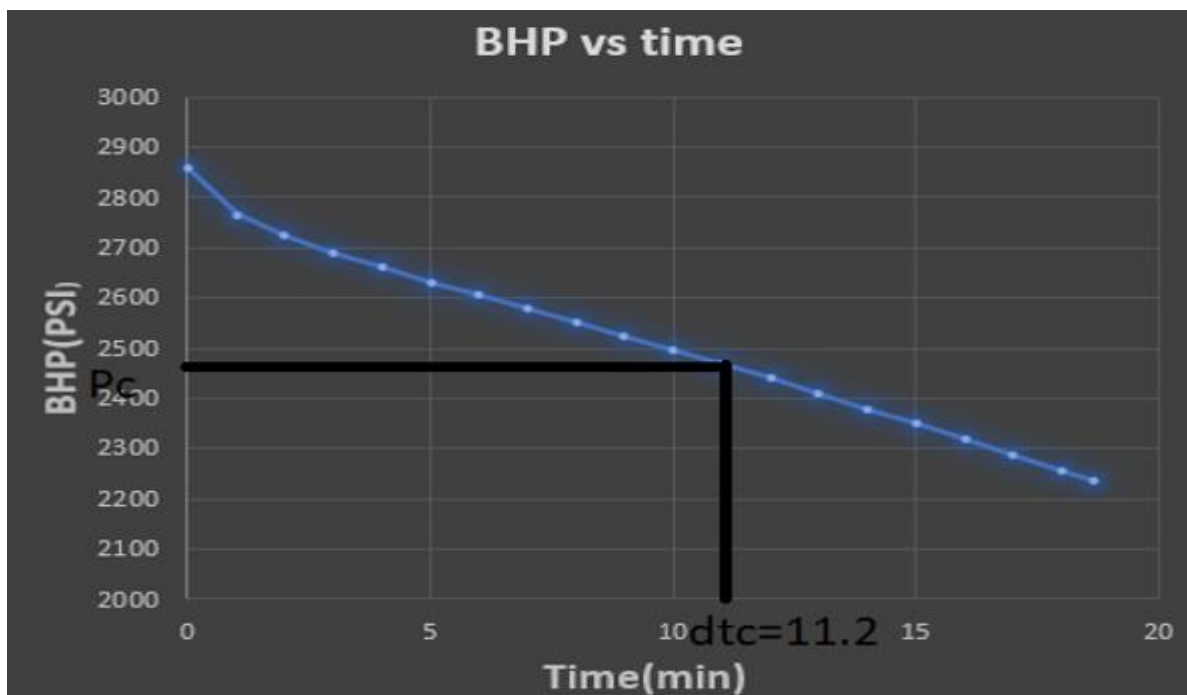


(fig VI.6) pression de fond en fonction de G fonction(UB)

Donc D'après le courbe

$$P_c = 2470 \text{ psi}$$

On peut aussi estimer le temps de fermeture de fracture après shut-in a partir de courbe
Suivant sachant que $P_c = 2470$ Psi.



(fig VI.7) BHP VS Time

Donc :

$$\Delta t_c = 11,2 \text{ min}$$

$$G(\Delta t_{CD}) = 1.2005$$

$$\text{Le gradient de fermeture} = \frac{P_c}{H} = \frac{2470}{4378,28084} = 0,5641 \text{ Psi/ft.}$$

$$m_1 = \frac{2470 - 2859.98}{0.8116 - 0} = 320.77 \text{ Psi}$$

VI.4.6.Calcul de l'efficacité de fluide η :

$$\eta = \frac{G(\Delta t_{CD})}{2 + G(\Delta t_{CD})}$$

AN

$$\eta = \frac{1,2005}{2 + 1,2005}$$

$$\eta = 0,375$$

VI.4.7.La pression nette dans la fracture (P_{net}) :

$$\Delta P_{net} = P_{ISIP} - P_c$$

AN:

$$\Delta P_{net} = 3050 - 2470 = 580 \text{ psi}$$

$$\Delta P_{net} = 580 \text{ psi}$$

VI.5.Square root(2ème méthode) :

Pression par rapport au racine carré de temps (square root time) :

Dans cette méthode on analyse le déclin de pression à partir de l'arrêt du pompage en fonction de la racine carré du temps.

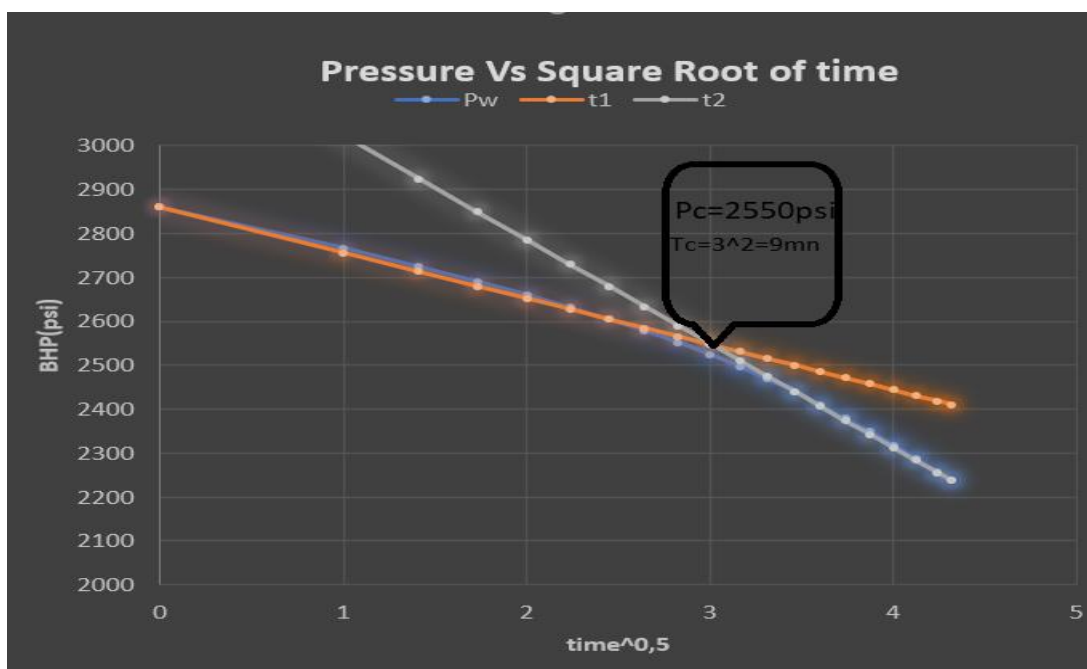
D'une façon générale, la courbe ci-dessous montre que l'évolution du BHP est proportionnelle à la racine carré du temps ($\sqrt{t}$), avant la fermeture, on doit avoir le déclin de pression comme une droite.

t	sqrt t	P _w
0	0	2859,98
1	1	2766,42
2	1,41421356	2724,37
3	1,73205081	2690,32
4	2	2660,28
5	2,23606798	2631,67
6	2,44948974	2605,349
7	2,64575131	2578,455
8	2,82842712	2551,562
9	3	2524,382
10	3,16227766	2497,203
11	3,31662479	2468,592
12	3,46410162	2439,696
13	3,60555128	2409,656
14	3,74165739	2379,329
15	3,87298335	2349,002
16	4	2318,389
17	4,12310563	2287,776
18	4,24264069	2257,164
18,65	4,31856458	2237,709

Tableau VI .7 – (BHP sqrt (t))

VI.5.1.Détermination de la pression de fermeture (PC) :

On trace la courbe et l'intersection des deux tangentes donne la pression de fermeture :



(fig VI.8) pressure vs square root time

t1 :la tangente de la première partie.

t2 :la tangente de la deuxième partie.

Donc :

$$\mathbf{P_c = 2550 \text{ psi}}$$

$$\mathbf{T_c = 9 \text{ min}}$$

VI.5.2.L efficacité :

$$\eta = \left(\frac{\left(\frac{1+TC}{TP} \right)^{1,5} - \left(\left(\frac{TC}{TP} \right)^{1,5} - 1 \right)}{\left(\frac{1+TC}{TP} \right)^{1,5} - \left(\frac{TC}{TP} \right)^{1,5}} \right)$$

Tc=9 min.

Tp=13,8 min.

$$\mathbf{\eta = 0,37381}$$

Gradient de fermeture :

$$\text{Le gradient de fermeture} = \frac{P_c}{H} = \frac{2550}{4378,28084}$$

$$\mathbf{\text{Gradient de fermeture} = 0,58242 \text{ psi/ft}}$$

VI.5.3.Pression nette :

$$P_{\text{net}} = P_{\text{isip}} - P_c$$

$$P_{\text{net}} = 3050 - 2550$$

$$\mathbf{P_{\text{net}} = 500 \text{ psi}}$$

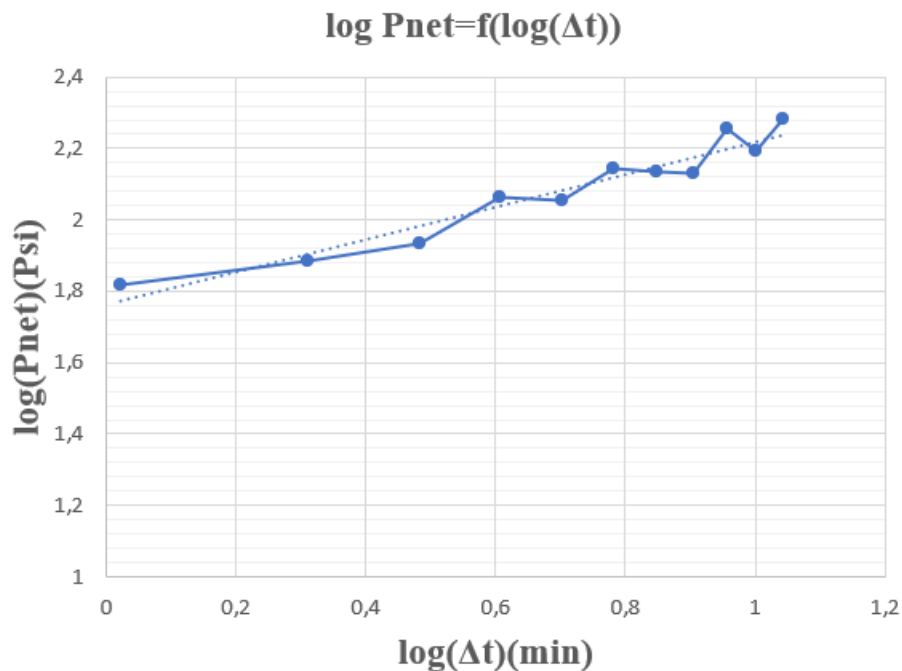
VI.6.Détermination du modèle de propagation de la fracture :

Pour déterminer le modèle il faut tracer la courbe de pression de Nolte (Log-Log) Au cours de l'injection et pendant l'extension de la fracture.

Tableau des valeurs représentés dans le graphe :

t	Pw	LOG Δt	LOG Pnet
45	3029,15	0,0211893	1,81888541
46	3039,62	0,31175386	1,88292279
47	3049,44	0,48429984	1,93545688
48	3078,49	0,60745502	2,06160325
49	3076,99	0,70329138	2,05591322
50	3101,95	0,78175537	2,14207646
51	3099,33	0,84818912	2,1337943
52	3098,27	0,90579588	2,1303981
53	3143,26	0,95664858	2,25529663
54	3119,52	1,00216606	2,19387561
55	3154,81	1,04336228	2,28230483

Tableau VI .8 (Log Pnet Log Δt)



(fig VI.9)courbe de pression de Nolte LOG LOG

D'après le graphe on a la pente :

$$a = 0,4$$

D'après le Tableau IV.1 on remarque que nous avons le cas d'une fracture qui s'étend en longueur et légèrement en hauteur .

IL s'agit de modèle **PNK**.

VI.7.Approche à la Géométrie de la fracture :

VI.7.1. Calcule du module de déformation plane E' :

$$E' = \frac{E}{(1-\nu^2)}$$

AN:

$$E' = \frac{3.10^6}{(1-0,25^2)}$$

$$E' = 3.2.10^6 \text{ psi}$$

VI.7.2. Calcul de la complaine de la fracture c_f :

Pour le calcul de c_f on doit connaitre la valeur β (qui reflète l'effet de courant du fluide et viscosité pendant la fermeture).

$$\beta = \frac{2n' + 2}{2n' + 3 + a}$$

Avec $a = 1$ (constante de viscosité dans la fracture).

$$n' = 0.8$$

AN :

$$\beta = \frac{2.0,8 + 2}{2.0,8 + 3 + 1}$$

$$\beta = 0,64285$$

Une fois la valeur de β est calculée, on peut calculer le c_f

$$c_f = \frac{\pi\beta h_f}{2E'}$$

AN:

$$c_f = \frac{3,14 . 0,64285 . 75,45931}{2 . 3,2.10^6}$$

$$c_f = 2,38121 . 10^{-5} \text{ ft/psi}$$

VI.7.3. Calcule le volume injecté dans la formation :

$$V_i = q_i t_p$$

AN:

$$V_i = 13,8.15$$

$$V_i = 207 \text{ bbl} = 207.5,6146 \text{ cuft} = 1162,2222 \text{ cuft}$$

POUR UPPER BOUND (FORTE FILTRATION) model PKN :

VI.7.4. Détermination du Coefficient de filtration (CL) :

On a la pente de la courbe m_1 donnée par:

$$m_1 = \frac{\pi C_l r_p \sqrt{t_p}}{2c_f}$$

Alors :

$$C_l = \frac{2m_1 c_f}{\pi r_p \sqrt{t_p}}$$

$$\text{Avec } r_p = \frac{h_p}{h_f} = \frac{23}{23} = 1$$

$$C_L = \frac{2.320,77.2,38121.10^{-5}}{3,14.(1)\sqrt{13,8}}$$

$$C_L = 1,3096.10^{-3} \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$$

VI.7.5. Calcul du volume de PAD :

$$V_{pad} = \frac{(1 - \eta)}{(1 + \eta)} V_i$$

AN

$$V_{pad} = \frac{(1 - 0,3738)}{(1 + 0,3738)} * 207$$

$$V_{pad} = 94,3503 \text{ bbl} = 1652,63 \text{ ft}^3$$

VI.7.6. Calcul de la surface de fracture A_f :

La surface de la fracture donnée par la relation suivante

$$A_f = \frac{V_i (1-\eta)}{3 C l_{rp} \sqrt{t_p}}$$

$$A_f = 49864,49871 \text{ ft}^2$$

VI.7.7. Calcul de la longueur de fracture x_f :

La longueur de fracture donnée par la relation suivante (modèle PKN) :

$$x_f = \frac{A_f}{2 h f}$$

AN

$$x_f = \frac{49864,49871}{2 * 75,45931759}$$

$$x_f = 319,4932493 \text{ ft}$$

VI.7.8. Calcul du volume de fracture V_f :

$$V_f = \eta V_i$$

$$V_f = 0,37381 * 1162,2222$$

$$V_f = 434,4576 \text{ ft}^3$$

VI.7.9. Calcul de la largeur de fracture W :

On a

$$W = \frac{\eta V_i}{A_f}$$

$$W = 0,006 \text{ ft}$$

VI .8.Synthèse Récapitulative des résultats d'analyse "Mini Frac" :

DataFRAC* Summary Table:

Linear fluid volume and type	WF125 – 33.5	bbl
Cross-linked fluid volume and type	YF125HTD – 173.5	bbl
Rate	15	bpm
ISIP Surface	1200	psi
ISIP Bottom hole	3050	psi
Average treating pressure	2024	psi
Maximum treating pressure	2951	psi
Total friction	1250	psi
Closure pressure	2470	psi
Net Pressure	580	psi
Efficiency	37.38	%
Fracture Gradient	0.82	Psi/ft

Tableau VI .9 – DataFRAC* Summary Table

**Chapitre VII : Évaluation de
l'Opération de Fracturation
Hydraulique du Puits TML3**

VII.Évaluation de l'Opération de Fracturation Hydraulique du Puits TML3 :

Le traitement de la fracture principale du HiWAY a été effectué le même jour, le 20 octobre. Le travail a été exécuté en toute sécurité et comme prévu avec un total de 46 369 lb de 20/40 ISP de 1 à 5 PPA et 16/30 ISP à 6 PPA et Tail in et à 6 PPA au fond du trou.

VII.1. Procédure de sélection des agents de soutènements :

La sélection des agents de soutènement est principalement gouvernée par la conductivité souhaitée pour un débit désiré, en relation avec la perméabilité et la concentration des agents de soutènement dans la fracture. et sur la base des conditions de contraintes in situ ainsi que de leur disponibilité. La conductivité du proppant est évaluée en fonction de la contrainte in-situ à partir du graphique.

La procédure de choix est la suivante :

- On estime une longueur de fracture.
- On détermine la pression à la contrainte de fermeture σ_{min} (psi) qui est :

$$\sigma_{min} = P_c .$$

Avec

P_c : La pression de fermeture.

- Par l'utilisation de l'abaque on détermine la perméabilité de l'agent de soutènement.
- On calcul la conductivité adimensionnelle de fracture qui donnée par :

$$Fcd = \frac{K_p.W}{K.X_f}$$

- La concentration de l'agent de soutènement dans la fracture serait :

$$Cp = \frac{W_w(1 - \Phi_p) \cdot \rho_p}{12}$$

Φ_p : Porosité de l'agent de soutènement.

ρ_p : Masse spécifique de l'agent de soutènement.

- la masse de proppant nécessaire :

$$m = Cp.A_f$$

Avec A_f : la surface de la fracture.

VII.1.1. 1^{er} proppant :

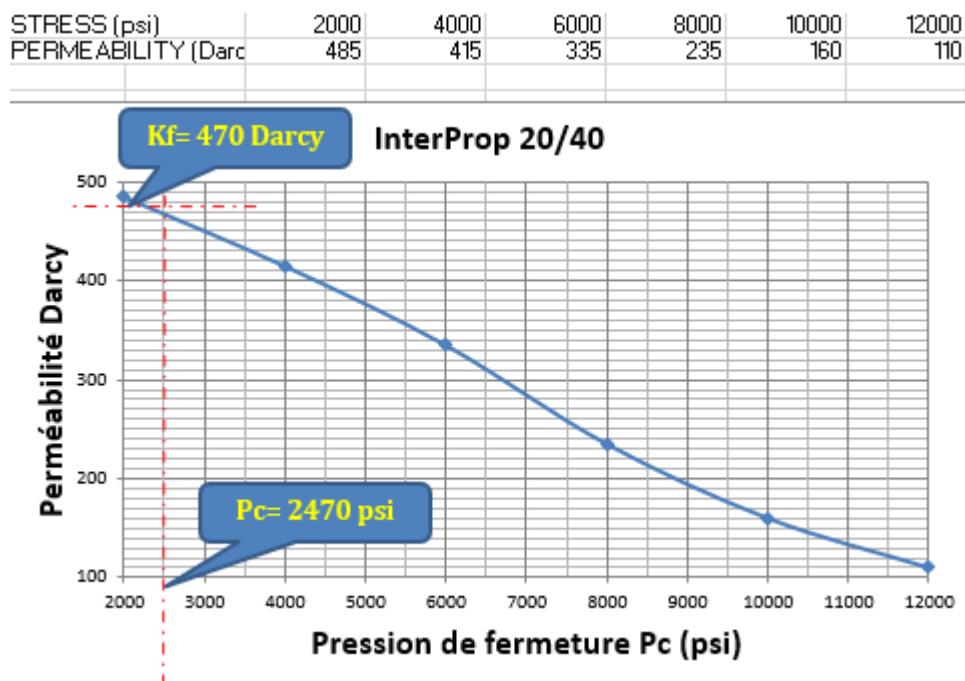
Les données nécessaires :

Data :			
Type Proppant	InterProp 20/40		
Mesh size	20/40		
Densité	3,18		
Masse volumique	117,00	lb/cft	

a) Calcul de la perméabilité de la fracture :

$$P_c = \sigma_{min} = 2470 \text{ psi.}$$

On utilise la figure suivante pour déterminer la perméabilité :



(figure VII.1) abaque pour déterminer k_f (interProp20/40)

$$K_f = 470 \text{ darcy}$$

Les données (suite) :

	Valeur	Unité	Conversion d'unité	
Perméabilité de la fracture (Kf)	470,00	darcy	470000	mDar
Perméabilité de la formation (K)	10,00	mDar		
Extension de la Fracture (Xf)	319,49325	ft		
Largeur de la fracture (Wf)	0,00608	ft	0,07296	"
Porosité Moyenne	0,374			
Diamètre Moyen	0,026	'		

b) Calcul la conductivité adimensionnelle de fracture :

$$Fcd = \frac{Kf \cdot w}{K \cdot Xf}$$

$$Fcd = \frac{470 \cdot 0,00608}{0,01 \cdot 319,49325}$$

$$Fcd = 0,89$$

c) La concentration de l'agent de soutènement :

$$Cp = \frac{W_w (1 - \Phi_p) \cdot \rho_p}{12}$$

$$Cp = \frac{0,07296 (1 - 0,374) \cdot 117}{12}$$

$$Cp = 0,45 \text{ lb/ft}^2$$

d) La masse nécessaire pour l'opération :

$$m = Cp \cdot A_f = Cp \cdot 2 \cdot x_f h_f$$

$$m = 21470,94 \text{ lb}$$

VII.1.2.2 -ème proppant :

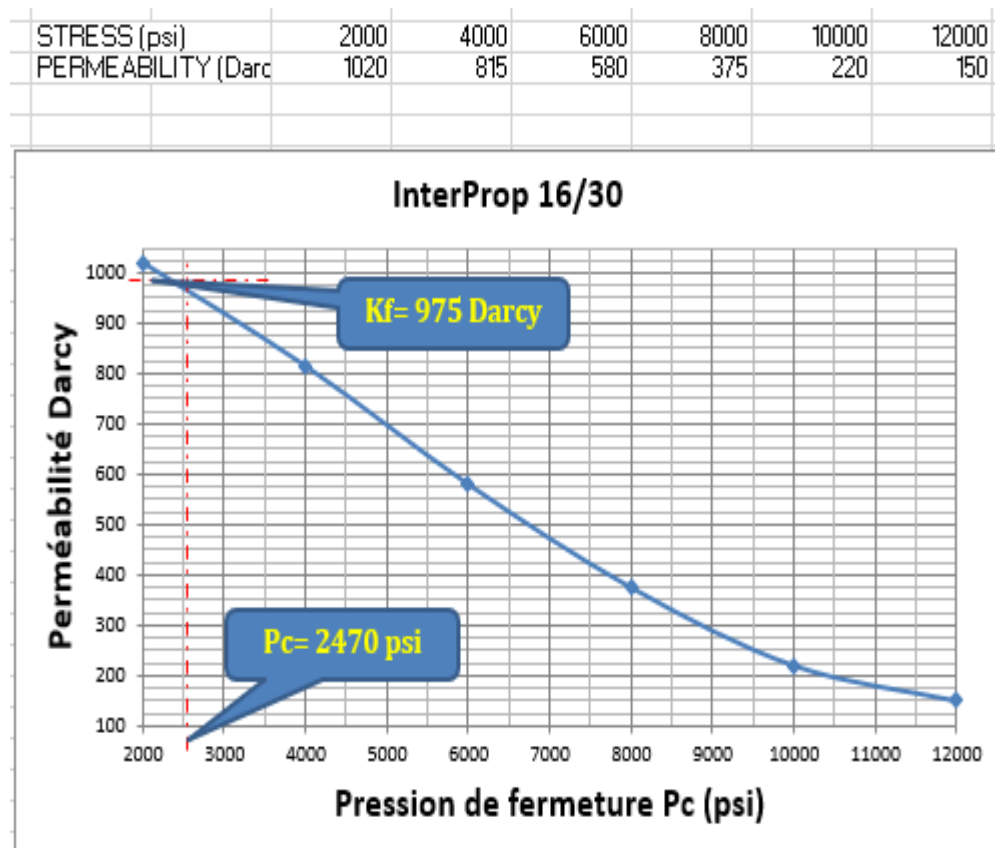
Les données nécessaire :

Data :			
Type Proppant	InterProp 16/30		
Mesh size	16/30		
Densité	3,29		
Masse volumique	117,00	lb/cft	

a) Calcul a perméabilité de la fracture :

$$P_c = \sigma_{min} = 2470 \text{ psi.}$$

On utilise la figure suivante pour déterminer la perméabilité :



(figure VII.2) abaque pour déterminer k_f (interProp16/30)

$$K_f = 975 \text{ darcy}$$

Les données (suite) :

	Valeur	Unité	Conversion d'unité	
Perméabilité de la fracture (Kf)	975,00	darcy	975000	mDar
Perméabilité de la formation (K)	50,00	mDar		
Extension de la Fracture (Xf)	319,49325	ft		
Largeur de la fracture (Wf)	0,00608	ft	0,07296	"
Porosité Moyenne	0,397	□		
Diametre Moyen	0,033	'		

b) Calcul la conductivité adimensionnelle de fracture :

$$Fcd = \frac{Kf \cdot w}{K \cdot Xf}$$

$$Fcd = \frac{975 \cdot 0,00608}{0,005 \cdot 319,49325}$$

$$Fcd = 0,37$$

c) La concentration de l'agent de soutènement :

$$Cp = \frac{W_w(1 - \Phi_p) \cdot \rho_p}{12}$$

$$Cp = \frac{0,07296(1 - 0,397)117}{12}$$

$$Cp = 0,42 \text{ lb/ft}^2$$

d) La masse nécessaire pour l'opération :

$$m = Cp \cdot A_f = Cp \cdot 2 \cdot x_f h_f$$

$$m = 20039,544 \text{ lb}$$

VII.2.Les volumes pompés :

L'originale design a été conservée après le DataFRAC* et son analyse en raison des volumes sûrs que le concepteur a choisis en fonction du traitement du puits TML-5 situé à proximité.). Le logiciel de simulation Schlumberger (FracCADE*) a été calibré en utilisant les propriétés de formation obtenues pour optimiser le < pumping schedule > de la fracturation.

Design Pump Schedule								
Stg #	Step Name	Pump Rate (bbl/min)	Fluid Name	Step Fluid Volume (gal)	Gel Conc. (lb/mgal)	Prop. Type and Mesh	Prop. Mass. (lb)	Prop. Conc. (PPA)
1	PAD	15	YF125HTD	12,000	25.0	-	-	0.0
2	1.0 PPA	15	YF125HTD	2,062	25.0	20/40 ISP	1,012	1.0
3	2.0 PPA	15	YF125HTD	3,242	25.0	20/40 ISP	3,125	2.0
4	3.0 PPA	15	YF125HTD	3,787	25.0	20/40 ISP	5,377	3.0
5	4.0 PPA	15	YF125HTD	4,317	25.0	20/40 ISP	8,030	4.0
6	5.0 PPA	15	YF125HTD	4,834	25.0	20/40 ISP	11,044	5.0
7	6.0 PPA	15	YF125HTD	6,117	25.0	16/30 ISP	16,543	6.0
8	Tail In	15	YF125HTD	263	25.0	16/30 ISP	1,581	6.0
9	FLUSH	15	WF125	6,943	25.0	-	-	0.0

Table VII.1 –Designed Fracturing Treatment Schedule HiWAY

As Measured Pump Schedule										
Step #	Step Name	Slurry Volume (bbl)	Slurry Rate (bbl/min)	Pump Time (min)	Fluid Name	Fluid Volume (gal)	Proppant Name	Max Prop Conc (PPA)	Prop Conc (PPA)	Prop Mass (lb)
1	Pre-PAD	11.5	14.9	0.8	WF125	483	-	0.0	0.0	0
2	PAD	274.2	14.9	19.5	YF125HTD	12045	-	0.0	0.0	0
3	1.0 PPA	49.9	15.0	3.3	YF125HTD	2033	20/40 ISP	1.0	1.0	979
4	2.0 PPA	79.6	15.0	5.3	YF125HTD	3189	20/40 ISP	2.1	2.0	3167
5	3.0 PPA	94.3	15.0	6.3	YF125HTD	3705	20/40 ISP	3.0	3.0	5327
6	4.0 PPA	109.0	15.0	7.2	YF125HTD	4218	20/40 ISP	4.2	4.0	8203
7	5.0 PPA	123.6	15.0	8.2	YF125HTD	4613	20/40 ISP	5.1	5.0	10972
8	6.0 PPA	159.0	15.0	10.6	YF125HTD	5655	16/30 ISP	5.9	6.0	14332
9	Tail In	23.8	15.0	1.6	YF125HTD	805	16/30 ISP	5.9	6.0	3389
10	Flush	21.4	15.0	1.5	WF125	898	-	0.0	0.0	0

Table VII.2 – Executed Fracturing Treatment Schedule HiWAY*

Photo of Broken Gels YF125LG:



VII.3.Main FRAC:

VII.3.1.Operational Sequence le 20 octobre 2014 :

12:15 : Commencer à mélanger le gel linéaire WF125 dans les 3 frac tanks.

13:30 : Charger les produits chimiques nécessaires pour la frac principale.

14:15 : expliquer les rôles des procédures de travail.

14:25 : Augmentation de la pression de l'annulaire A jusqu'à 1 000 psi.

14:27 : Commencer à pomper la phase de **pré-PAD** avec le gel linéaire WF125 progressivement jusqu'à 15 bpm. La quantité totale de gel linéaire WF125 pompée était de 11,5 bbls.

14:47 : Début du pompage de la phase **PAD** avec le gel linéaire YF125HTD à 15 bpm. Le total de gel réticulé YF125HTD pompé était de 274,2 bbls.

14:50 : Début du pompage d'un **stade** de **PPA** avec le gel réticulé YF125HTD à 15 bpm. Le total de gel réticulé YF125HTD pompé était de 49,9 bbls. Le total de proppant 20/40 ISP pompé était de 979 lbs.

14:53 : Début du pompage de la phase **2 PPA** avec le gel réticulé YF125HTD à 15 bpm. Le total de gel réticulé YF125HTD pompé était de 79,6 bbls. Le total de proppant 20/40 ISP pompé était de 3 167 lbs.

14:59 : Début du pompage du **stade 3 PPA** avec le gel réticulé YF125HTD à 15 bpm. Le total de gel réticulé YF125HTD pompé était de 94,3 bbls. Le total de proppant 20/40 ISP pompé était de 5 327 lbs.

15:05 : Commencer à pomper le **stade 4 PPA** avec le gel réticulé YF125HTD à 15 bpm. Le total de gel réticulé YF125HTD pompé était de 109,9 bbls. Le total de proppant 20/40 ISP pompé était de 8 203 lbs.

15:13 : Commencer à pomper le **stade 5 PPA** avec le gel réticulé YF125HTD à 15 bpm. Le total de gel réticulé YF125HTD pompé était de 123,6 bbls. Le total de proppant 20/40 ISP pompé était de 10 972 lbs .

15:19 : Début du pompage du stade **6 PPA** avec le gel réticulé YF125HTD à 15 bpm. Le total de gel réticulé YF125HTD pompé était de 159 bbls. Le total de proppant 16/30 ISP pompé était de 14 332 lbs.

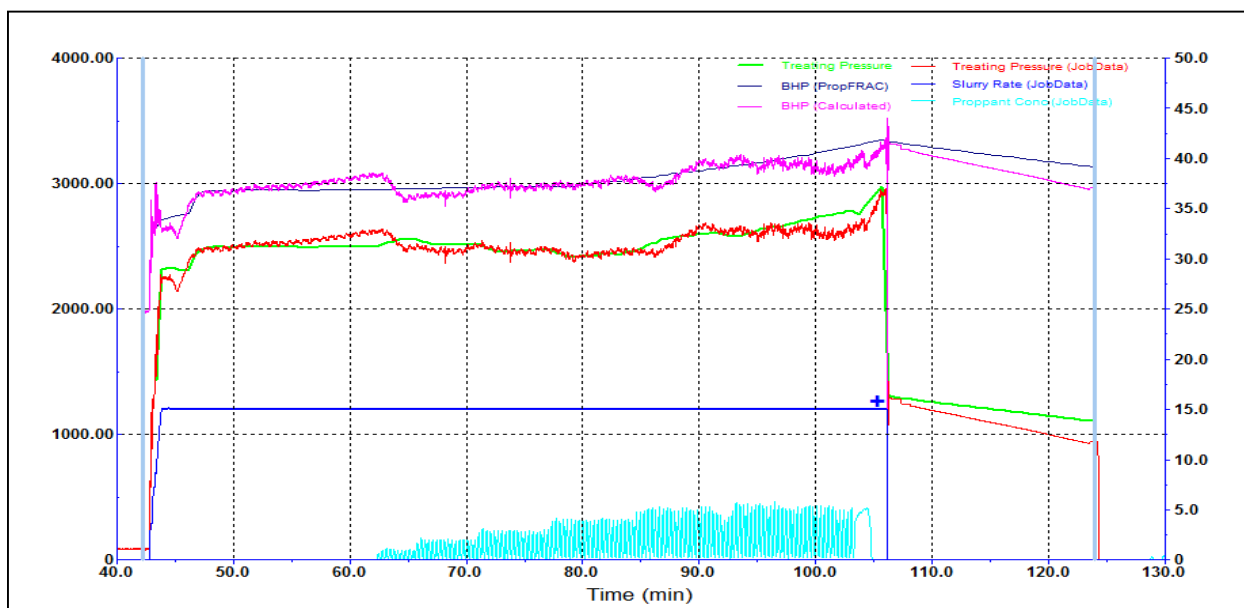
15:29 : Commencez à pomper Tail a 6 PPA avec le gel réticulé YF125HTD à 15 bpm. Le total de gel réticulé YF125HTD pompé était de 23,8 bbls. Le total de proppant 16/30 ISP pompé était de 3 389 lbs

15:31 : Commencez à pomper le stade **FLUSH** avec le gel linéaire WF125 progressivement à 15 bpm. Le total de gel linéaire WF125 pompé était de 21,4 bbls.

15:32 : Enregistrer et surveiller la baisse de pression.

VII.3.2.Main traitement pressure Match :

La pression de traitement obtenue pendant le travail a été évaluée avec la pression simulée dans le logiciel FracCADE*.



(figure VII.3) – Main fracture treatment pressure Match

Post Frac simulated results	
Propped Fracture half length	81.0 m
Height at well	32.1 m
Average propped width	0.107 in
Net pressure	1004 psi

Table VII.3 –Main fracture traitement results

VII.4.Estimation du Skin après Fracturation :

Les procédures d'évaluation des fractures après traitement qui ont trouvé la plus large utilisation générale pour obtenir des estimations des dimensions et des propriétés du réservoir et de la fracture sont les essais de puits. Dans notre cas, on s'intéresse au régime d'écoulement pseudoradiale.

Régime d'écoulement pseudoradial :

Tous les puits fracturés verticalement (quelle que soit la valeur de la CfD) peuvent présenter un comportement d'écoulement pseudoradial à des moments tardifs avant que les effets des limites ne soient observés.

La pression aux abords du puit d'un puit fracture verticalement pendant le régime d'écoulement pseudoradiale est :

$$p_{wD} = \frac{1}{2} \left[\ln t_{Dr'} + 0.8091 \right]$$

Le temps adimensionnel est :

$$t_{Dr'} = \frac{0.000264kt}{\phi \mu c_t r_w'^2}$$

Et le rayon effectif du puits est de :

$$r_w' = r_w e^{-s}$$

VII.4.1.Calcul de skin post frac :

Perméabilité effective de la fracture :

$K_{eff} = 286168024 \text{ md}$

Conductivité de la fracture :

$C_{frac} = K_{eff} \cdot w = 28618024 \cdot 0,006$

$$C_{frac} = 1739832 \text{ md} \cdot \text{ft}$$

Calcul de Fcd :

$K = 10 \text{ md} = 0,01 \text{ darcy}$.

$X_f = 319,49324 \text{ ft}$.

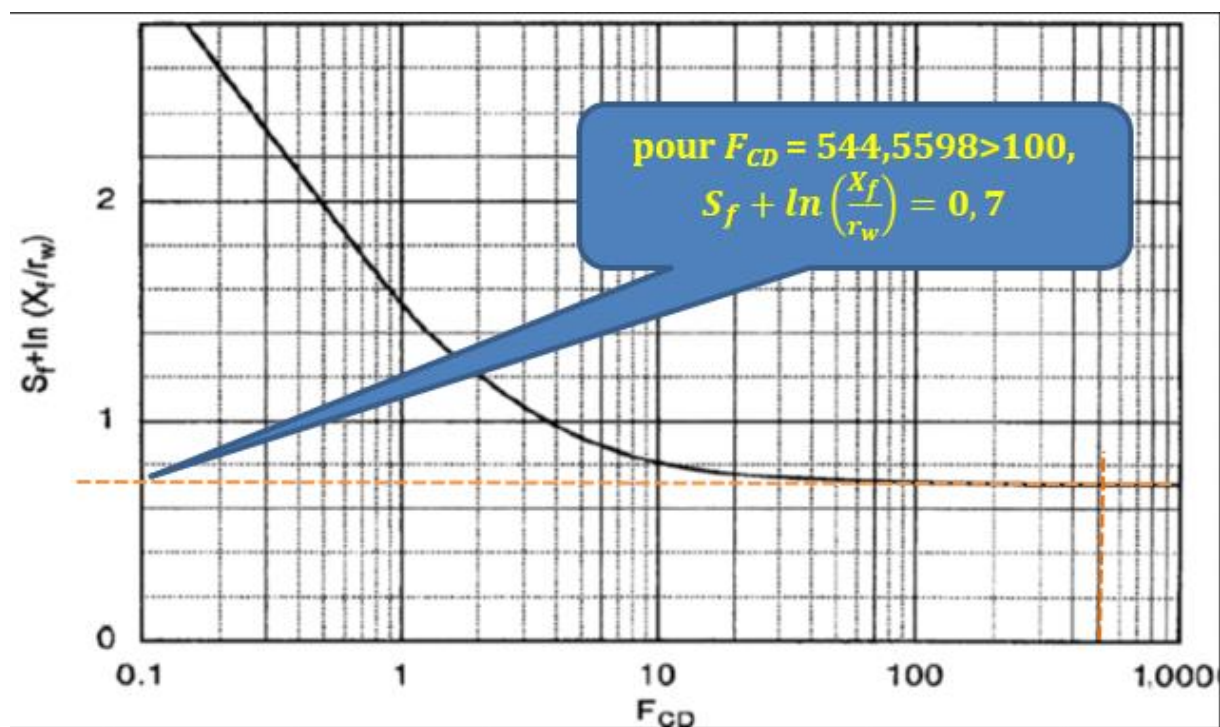
$$F_{CD} = \frac{K_f \cdot W_f}{K \cdot X_f}$$

$$F_{CD} = \frac{286168024 \cdot 0,006}{10.319,49324}$$

$$F_{cd} = 544,55987$$

a) 1^{er} méthode(abaque) :

On utilise l abaque suivante afin de calculer le skin :



(figure VII.4) abaque pour déterminer facteur de skin

On a R_w est connu $R_w = 0,1778$ m.

$$S_f + \ln\left(\frac{X_f}{r_w}\right) = 0,7$$

$$S_f = 0,7 - \ln\left(\frac{97,38154}{0,1778}\right)$$

$$S_f = -5,61$$

b)2 -ème méthode(corrélation) :

Au lieu d'abaque on utilise la corrélation suivante afin d'avoir la valeur de facteur.

$$S_f + \ln\left(\frac{X_f}{r_w}\right)$$

$$f(C_{fd}) = \frac{1.65 - 0.328u + 0.116u^2}{1 + 0.18u + 0.064u^2 + 0.005u^3}$$

$$\text{where } u = \ln C_{fd}$$

$$f = \ln(2) \text{ for } C_{fd} > 1000$$

AN

$$U = \ln(544,55987) = 6,29997$$

$$F(C_{fd}) = \frac{1,65 - 0,328 * 6,29997 + 0,116 * 6,29997^2}{1 + 0,18 * 6,29997 + 0,064 * 6,29997^2 + 0,005 * 6,29997^3}$$

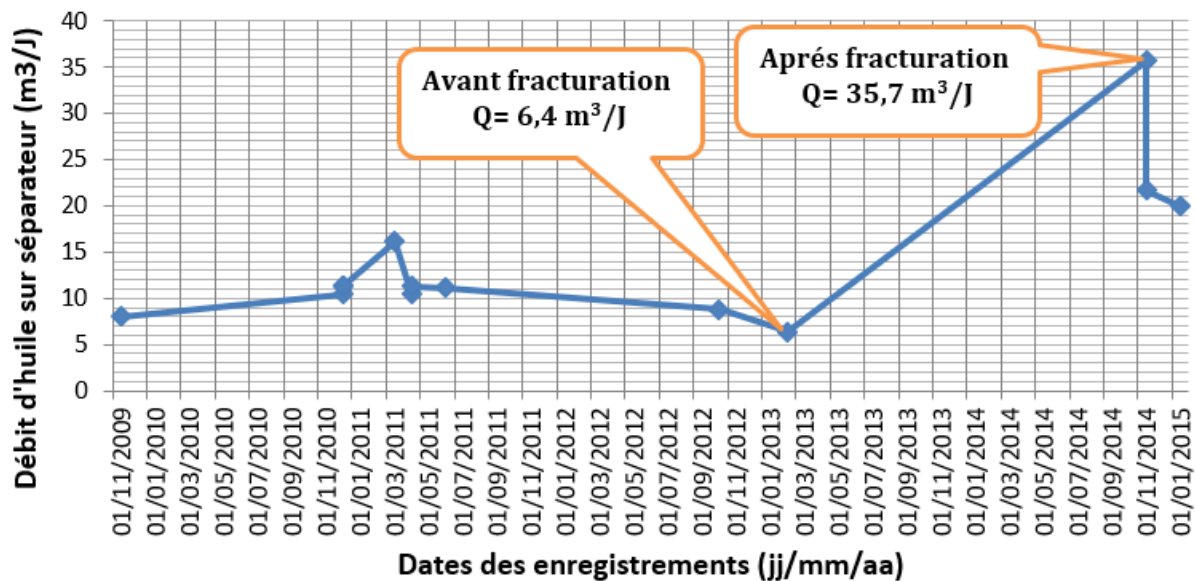
$$F(C_{fd}) = 0,7$$

$$S_f + \ln\left(\frac{X_f}{r_w}\right) = 0,7$$

$$S_f = 0,7 - \ln\left(\frac{97,38154}{0,1778}\right)$$

$$S_f(\text{corrélation}) = -5,61$$

Le skin négative veut dire une amélioration qui manifeste par l'augmentation de débit de production présenté dans la figure suivante :



(figure VII.5) historique de la production

Gain de débit après fracturation :

$$\Delta Q = 29,3 \text{ m}^3/\text{J}$$

VII.5. Résumé de l'exécution :

Lors de la conception du TML-3, les volumes des étages ainsi que le taux de pompage ont été choisis selon la nouvelle conception du TML-5 qui a été pompée avec succès et sans aucun incident de SQ. Après le DataFRAC*, la conception a été conservée et le pompage a été effectué comme convenu initialement avec le client.

Le traitement de la fracture principale du HiWAY a été effectué le même jour, le 20 octobre. Le travail a été exécuté en toute sécurité et comme prévu avec un total de 46 369 lb de 20/40 ISP de 1 à 5 PPA et 16/30 ISP à 6 PPA et Tail in et à 6 PPA au fond du trou.

VII.5.1. Leçon tirée :

- L'exécution du traitement HiWAY avec la fibre XE208 à basse température n'a révélé aucun problème opérationnel.
- La consistance du système de fluides était parfaite pendant le travail. Le fluide s'est complètement décomposé 1 heure après le traitement.

VII.5.2. Conclusion et recommandations :

- Le travail a été exécuté en toute sécurité, sans aucun incident de HSE .
- Le travail a été effectué comme prévu. Tout le proppant prévu a été pompé et placé avec succès.
- Assurer un bon nettoyage du puits après le traitement principal afin de réduire autant que possible les dommages causés à l'ensemble des proppants.

Conclusion générale

De nos jours le pétrole joue un rôle géopolitique et économique très important, avec l'augmentation de la demande internationale due à l'apparition des nouvelles puissances économiques et d'autres facteurs, il est devenu plus qu'obligatoire de récupérer le taux maximal.

Nous sommes tentés de penser que la fracturation hydraulique est une solution pour les formations compactes, ou bien pour les puits sévèrement endommagés lors du forage. Mais à bien réfléchir, compte tenu des échecs obtenus après fracturation, et sachant que cette intervention est un investissement coûteux, l'idée de fracturer même les bons puits pour améliorer leur productivité paraît donc très sensée.

Pour augmenter l'indice de productivité de puits « TML3 », nous devons drainer le réservoir par une fracture afin de créer un banc perméable qui augmentera la conductivité et la circulation des fluides en place.

La fracturation conventionnelle est une technique très ancienne mais encore efficace, la preuve, elle vient d'être réalisée à la fin de cette année 2015. Mais si elle se heurte de nos jours à une concurrente redoutable et plus efficace qu'elle, ceci signifie que le progrès scientifique est presque à son comble et que l'on doit se féliciter. La technique de fracturation <highway> augmente considérablement la conductivité de la fracture tout en réduisant la consommation d'eau et de proppant (20% plus de productivité, 40% moins de proppant, 25% moins d'eau). Cela signifie une production plus élevée à court et long terme et une logistique plus simple.

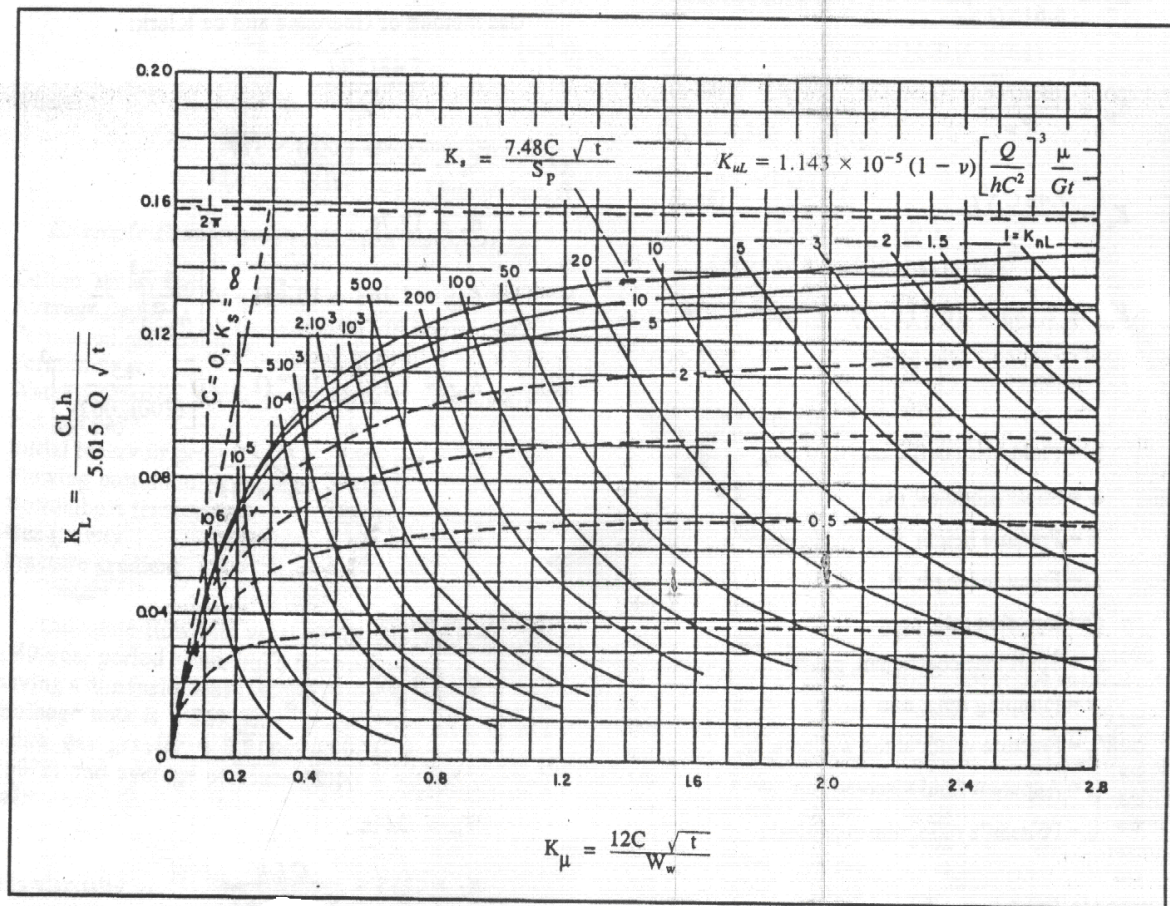
Enfin, il est important de se donner le temps pour la récolte des paramètres et des données nécessaires pour établir un design optimum de fracturation hydraulique, afin d'envisager toutes les variantes possibles et de concevoir plusieurs modèles avec le simulateur, et par là même minimiser le pourcentage d'échec, sachant que mondialement le taux de réussite n'est pas élevé. De plus, ce travail n'est pas celui d'un seul ingénieur, mais celui d'une équipe pluridisciplinaire (réservoir, géologie, géophysique, production,...).

Bibliographie

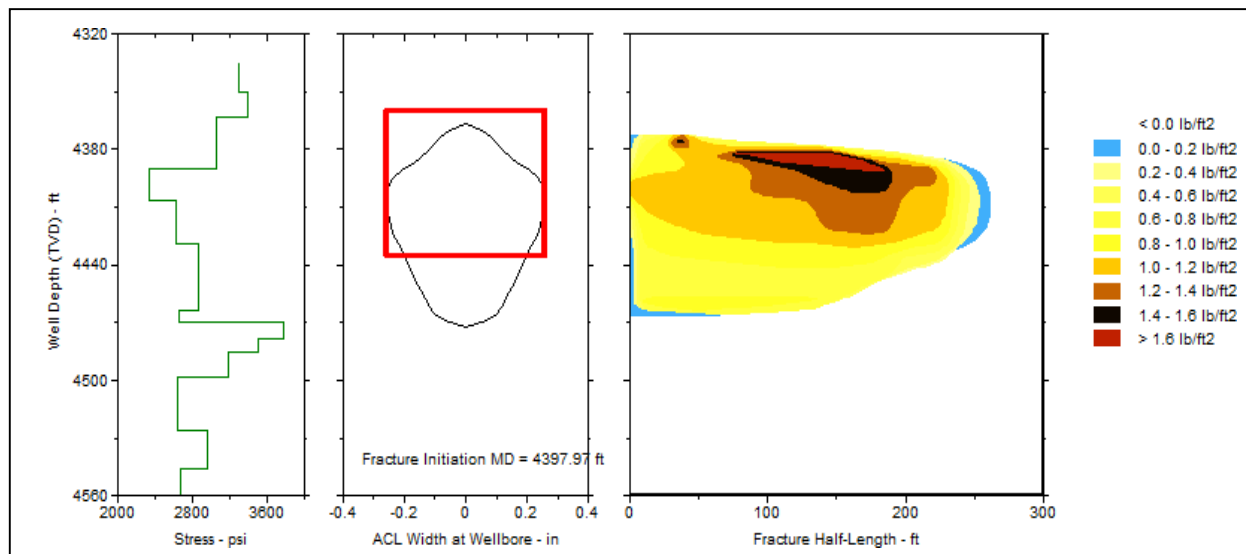
- Michael J. Economides and Curtis Boney Reservoir Stimulation in Petroleum Production.
- M. C. Thiercelin and J.-C. Roegiers Formation Characterization: Rock Mechanics.
- M. B. Smith and J. W. Shlyapobersky Basics of Hydraulic Fracturing.
- Mark G. Mack and Norman R. Warpinski Mechanics of Hydraulic Fracturing.
- Janet Gulbis and Richard M. Hodge Fracturing Fluid Chemistry and Proppants.
- Jack Elbel and Larry Britt Fracture Treatment Design.
- J. E. Brown, R. W. Thrasher and L. A. Behrmann Fracturing Operations.
- B. D. Poe, Jr., and Michael J. Economides Post-Treatment Evaluation and Fractured Well Performance.
- Donald G. Hill, Olivier M. Liétard, Bernard M. Piot and George E. King Formation Damage: Origin, Diagnosis and Treatment Strategy.
- M. J. Economides, K.G. Nolte, “Reservoir Stimulation Manual”, Chapter 9, Third Edition.
- K. G. Nolte, “Principles for Fracture Design Based on Pressure Analysis,” Paper SPE 10911.
- 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.
- Detournay, R. Carbonell, “Fracture-Mechanics Analysis of the Breakdown Process in Minifracture or Leakoff Test”, Paper SPE 288076, 1997.
- G. Marett, P. Chevalier, P. Souhuite, J. Suau, “Shaly Sand Evaluation Using Gamma Ray Spectrometry”, SPWLA, 1976.

- 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.
- Stephen A. Holditch, “Unlocking the Unconventional Oil and Gas Reservoirs-Stimulation of Tight Gas Sands”, Paper 20267, 2009.
- Manuel de mécanique de roches, tome 1.
- Denis PERRIN, Endommagement de la liaison couche trou (2006 ENSPM Formation Industries).
- Manuel de Fracturation Hydraulique (Éditions Technip), 1972.
- Michael. J. Economides Kenneth. G. Nolte, « réservoir stimulation », Third Edition.
- Rapport de fracturation hydraulique du puits TML03,SHLUMBERGER en 2014.
- Department of pétroleum eingineering.Hariot-Watt University, « hydraulic fracturing».

A) Abaque de détermination K_{μ} et K_I :



B) Graphe de distribution des proppants de la fracture :



C) Fiche technique du puits TML3 :



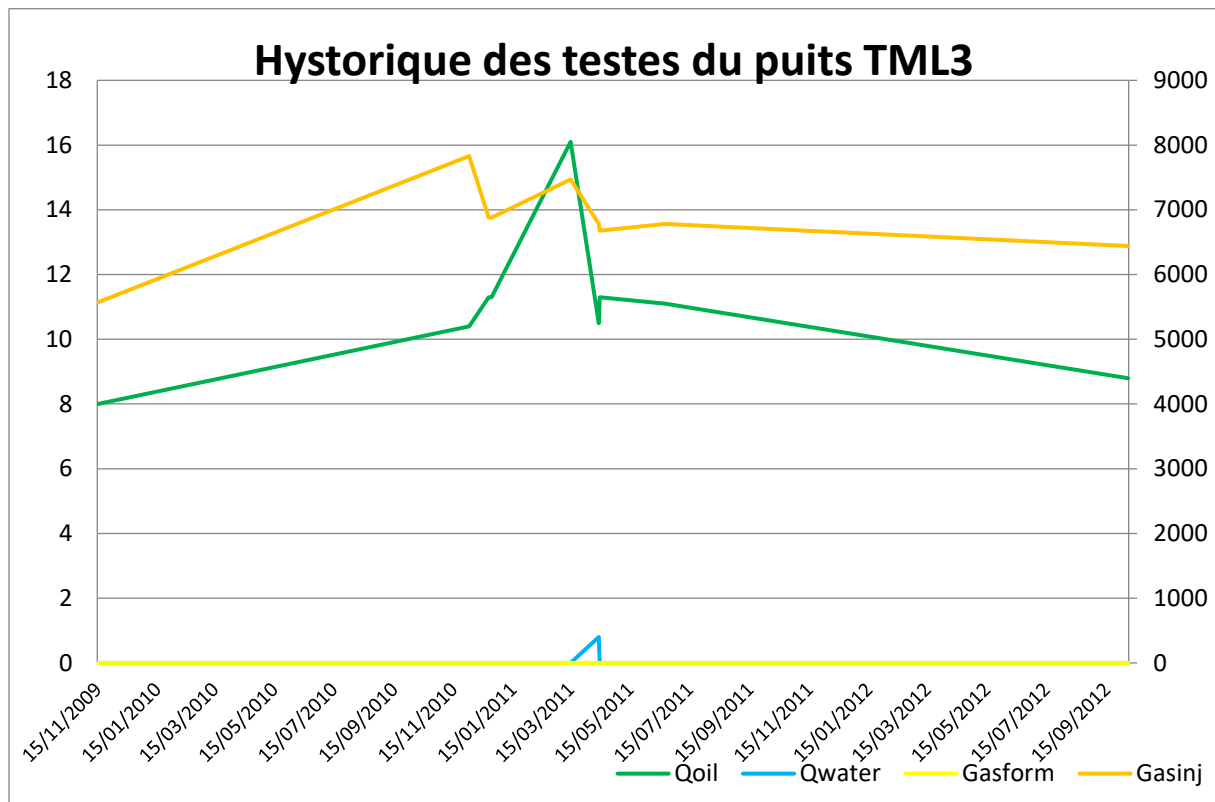
SH / DP / T. F. T

EQUIPEMENT DU PUITS

FOLIO N° : 01

CHAMP : TML		PUITS : TML-3		X : 350451,27		Y : 3139672,77	
Centre : TFY		COMPLETION : Simple parGL		RESERVOIR : dévonien			
		TYPE DE PUITS : Producteur d'huile		TYPE DE PROD : Gaz lift			
TETE D'ERUPTION							
MARQUE : Streamflo		TYPE : CS		Race Sup : B12A		SUSPENSION TBG	
PRESSION DE SERVICE : 2000				Attache Tbg : Olive			
EMBASE : 11"3000		REDUCTION : 11"2000 * 11" 3000		OLIVE : 7"1/16			
VANNES		SAS		MAITRESSE		Lat-TBG	
MARQUE		Streamflo		Streamflo		Streamflo	
NOMBRE		1		2		2	
DIAM ET SERIE		2"9/16 5000		2"9/16 5000		2"1/16 5000	
						Neant	
						ETANCHEITE S/TBG	
COLONNE DE TUBINGS							
N°	DESIGNATION	NBRE	TYPE	DIAM	LONG	COTE PRD	OBSERVATIONS
1	Sabot	1	EU	2"7/8	0,44	1301,53	Tbg crt biseauté
2	Siege	1	"XN"	2"7/8	0,19	1301,09	Ois "NO GO" Dint=56 mm
3	Manchon	1	EU	2"7/8	0,13	1300,90	6,50 Lbs/ft N80 Dint=62 mm
4	Tubing court	1	EU	2"7/8	1,96	1300,77	
5	Reduction	1	EU	2"7/8	0,22	1298,81	2"7/8 EUM*3"1/2EUM
6	Reduction	1	VAM		0,28	1298,59	4"1/2VAMF*5"1/2VAMM
7	Packer	1	MHR	7"	1,81	1298,31	MHR
8	Ratch latch		Halliburton	2"7/8	0,35	1296,50	
9	Tubing long	1	VAM	4"1/2	8,76	1296,15	
10	Reduction	1			0,35	1287,39	4"1/2VAMM*2"7/8EUM
11	Manchon	1	EU	2"7/8	0,13	1287,04	
12	Tubing long	1	EU	2"7/8	9,50	1286,91	6,50 Lbs/ft N80 Dint=62 mm
13	Siege	1	X	2"7/8	0,16	1277,41	
14	Manchon	1	EU	2"7/8	0,13	1277,25	
15	Tubing	43	EU	2"7/8	399,07	1277,12	6,50 Lbs/ft N80 Dint=62 mm
16	Mandrin	1	EU	2"7/8	2,09	878,05	Weatherford
17	Tubings	44	EU	2"7/8	350,56	875,96	6,50 Lbs/ft N80 Dint=62 mm
18	Mandrin	1	EU	2"7/8	2,09	525,40	Weatherford
19	Tubings	47	EU	2"7/8	523,31		6,50 Lbs/ft N80 Dint=62 mm
20	Olive	1	EU	2"7/8	0,33		6" OD * 2"7/8 EU
TOTAL COLONNE				1301,86			
PERFORATIONS DE PRODUCTION							
Niveau perforé	Hauteur	Type de perfos	Diam	Densité	Calage	Nbre de coups tirés	
1323 à 1346		Millinium	4"	13	CCL		
OBSERVATIONS :							
Poids colonne de tubings au MD=20 tonnes							
Appareil TP 179 Cabot 1200							
Boue densité 1,06 V=65							

ANNULE LE FOLIO N°	
Début Complet	15/03/2007
Fin Complet :	16/03/2007
Mise à jour le :	20/03/2007

D)historique des testes du puits TML3 :**E)Evolution des pressions du puits TML3 :**