

N° Ordre...../Faculté/UMBB/2021

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie
Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme :



MASTER

Présenté par :

DALACHE Mohand Amziane

Département : Gisements miniers et pétroliers

Option : Productions des hydrocarbures

Thème :

Etude et Evaluation d'une opération de Fracturation

Hydraulique –Puits OKN 421

Champ Haoud Berkaoui (HBK)

Devant le jury

Mr. ZERAIBI Noureddine	Professeur	UMBB	Président
Mr GARECH Mourad	Professeur	UMBB	Examineur
Mr. SAIFI redah	MCA	UMBB	Examineur
Mr. BENYOUNES Khaled	Professeur	UMBB	Encadrant

Année Universitaire : 2020/2021

Remerciements

Je tiens tous d'abords à remercier Dieu le Tout puissant et miséricordieux, qui a donné la force & la patience d'accomplir ce modeste travail,

J'aimerais 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 à été enrichissante et déterminante lors de toutes les étapes de travail.

Monsieur BENYOUNES de la Faculté des hydrocarbures et de la chimie a suivi notre travail depuis le commencement, nous le remercions de nous avoir fait l'honneur de juger ce travail en qualité de rapporteur.

Toute ma gratitude, respect et sincères Remerciements pour Mr *Hacene Mallek* et Mr *Yassine Belkacem* mon amis que j'ai eu le plaisir de connaître durant mes années études ; leur contribution à ce travail, conseils, orientations, remarques et pour le temps accordé le long de cette période malgré leur occupations.

Que tous ceux qui m'ont aidés d'une manière ou d'une autre trouvent ici le témoignage de notre sympathie ;

Que tous ceux que je n'ai pu citer ici sachent que je leur grade une grande reconnaissance.

Dédicaces

A ceux qui m'inspirent de la vie, le symbole de beauté, de fierté, de sagesse et de patience ;

A ceux qui sont la source de mon inspiration et de mon courage, A qui je dois l'affection et de la reconnaissance ;

Je dédie ce modeste travail :

A ma très chère mère, sans laquelle je ne serais rien, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de se sacrifier pour moi afin que je puisse réussir dans la vie ;

A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, son sérieux et surtout pour sa simple présence pour que rien ne puisse entraver ma vie

A mon frère qui a toujours été là pour moi, pour me conseiller me soutenir et m'aider, a qui je souhaite du fond de mon cœur un magnifique avenir ;

A mes cher amis *Rachid Kesraoui, Mazigh Mahious, Arezki Brakni, Ali Harchaoui* et bien sure *Ristou* qui m'ont aidé à surpasser mes problème, et à qui je leur dois beaucoup dans ma réussite ;

A mes amis *Yassine Belkacem, Oussama Boulassel, SidAli Zaidi, Salim Siahmed* ;

A *Mr.Chabane Harchaoui* et *Mr.Achour Brakni* Pour leur conseille toute au long de ces année d'études

A toute ma famille, cet ensemble de personne qui forment comme une forteresse au fond de nous et où l'on peut se réfugier à tout moment ;

Et bien sure a moi-même.

Résumé :

Dans le domaine pétrolier, le forage demeure l'opération majeure pour l'exploitation du gisement de pétrole. La diminution de la production d'un puits au cours du temps à cause du colmatage de la matrice par des dépôts de matières minérales et organiques, ou d'une inversion de la mouillabilité de la roche réservoir, permet de rechercher une solution à ce problème par la technique de stimulation. Parmi ces techniques, on utilise la fracturation hydraulique qui est l'objet de notre étude.

Notre travail consiste à faire une étude d'une opération de fracturation hydraulique. L'objectif est d'augmenter ou bien d'améliorer l'indice de productivité en augmentant la perméabilité. On a choisi le puits OKN421 situé dans le champ de HAOUD BERKAOUI (HBK).

Mots clés : fracturation hydraulique, indice de productivité, l'endommagement, champ de Haoud Berkaoui.

Abstract:

In the oil field, drilling remains the major operation for the exploitation of the oil field. The decrease in the flow of the production of a well over time due to clogging of the matrix by deposits of mineral and organic matter or a reversal of the wettability of the reservoir rock can search for a solution to this problem using stimulation technique. Among these techniques, hydraulic fracturing is the subject of our study.

Our job is to study a fracturing operation whose objective is to increase or improve the productivity index by increasing the permeability we did a study on OKN421 well field HAOUD BERKAOUI (HBK).

Key word: hydraulic fracturing, productivity index, damage, Haoud Berkaoui field.

Table des Matières

Liste des abréviations

Liste des figures

Liste des tableaux

Introduction	18
Chapitre I : Généralité sur L'endommagement.....	20
I.1 Introduction à la stimulation	21
I.2 Les principaux types de stimulation	21
I.2.1 Les opérations de modification	21
I.2.2 Les opérations de restauration	21
I.2.3 Autres traitements	22
I.3 Les endommagements	22
I.3.1 Signification et définition de l'endommagement	22
I.3.2 Localisation de l'endommagement	22
I.3.3 L'origine de l'endommagement de la formation	24
I.3.4 Détection des endommagements	28
I.3.5 Notion de Skin (Coefficient d'endommagement)	30
Chapitre II : Généralités sur la fracturation.....	40
II.1 Définition de la fracturation	41
II.2 Principe de la fracturation hydraulique	42
II.3 Les différentes applications de la fracturation hydraulique	43
II.4 But de la fracturation hydraulique	43
II.5 Critères sur le choix des puits à fracture	43
II.5.1 Réservoir	44
II.5.2 Historique du puits	44
II.5.3 Economie de l'opération	45
II.6 Opération de base sur la fracturation hydraulique	45

II.6.1	Notion de contrainte	46
II.6.2	Propriétés mécanique des roches	47
II.7	Description d'une fracture	49
II.7.1	Orientation de la fracturation selon la profondeur	49
II.7.2	Contraintes principales et orientation de la fracture	49
II.7.3	Pression de fracturation	50
II.7.4	Gradient de fracturation GF	50
II.7.5	Valeurs du gradient de fracturation	51
II.8	Géométrie de la fracture	51
II.9	Conductivité adimensionnelle de la fracture	53
II.10	La pression d'initiation et d'extension de la fracture	53
II.11	Fluide de fracturation	54
II.11.1	Composition du fluide de Fracturation	55
II.11.2	Fluide de fracturation à base d'eau	56
II.11.3	Agent de soutènement	57
II.12	Les additifs	57
II.13	Classification des paramètres mis en jeu	58
II.13.1	Les paramètres à connaitre	58
II.13.2	Les paramètres à choisir	58
II.13.3	Les paramètres à obtenir	58
II.14	Description de l'opération	58
II.14.1	Initiation de la fracture	58
II.14.2	Développement ou extension de la fracture	59
II.14.3	Maintien de l'ouverture de la fracture	60
II.14.4	Fermeture du puits	60
II.14.5	Dégorgement et mise en production	61
II.15	Les problèmes de fracturation hydraulique	61

II.15.1	Phénomène de tortuosité	61
II.15.2	Colmatage	62
II.15.3	Screen-Out	64
II.15.4	Les perforations	67
II.15.5	Configuration de la tête du puits	67
II.16	Modèles de fracturation hydraulique	68
II.16.1	Modèle GDK	68
II.16.2	Modèle PKN	72
II.16.3	Comparaison entre le modèle GDK et PKN	75
II.16.4	Modèle radial	75
II.17	Déroulement d'une opération de fracturation hydraulique	77
II.17.1	Test d'injectivité	77
II.17.2	Shadow frac (mini frac ou data frac)	77
II.17.3	Traitement principal ou fracture proprement dite (Mini Frac)	80
II.17.4	Dégorgement de puits après le traitement	81
II.18	Les équipements de la fracturation hydraulique	81
II.19	Méthode de NOLTE et analyse du déclin	85
II.19.1	L'efficacité du fluide (η)	88
II.19.2	L'extension et la largeur de la fracture	89
II.19.3	L'analyse de déclin de pression	90
II.19.4	Procédure de l'analyse	92
II.19.5	Le volume Pad	93
II.19.6	Concentration du Propane	93
II.19.7	L'analyse de la pression pendant le traitement	94
II.19.8	Interprétation de la courbe de pression de Nolte (Log-Log)	94
Chapitre III : Etude du puits OKN-421.....		96
III.1	Présentation de la région de Haoud Berkaoui (HBK)	97

III.1.1	Situation géographique	97
III.1.2	Situation géologique	97
III.1.3	Les champs de la région	98
III.1.4	Etude du champ de Haoud Berkaoui	101
III.2	Situation & présentation du Puits OKN-421	106
III.2.1	Données de forage	106
III.2.2	Résultats Géologique	108
III.2.3	Complétion	110
III.3	Etude de faisabilité de la fracture hydraulique	112
III.3.1	Architecture & complétion du puits	113
III.3.2	Etat de Cimentation	115
III.3.3	Etat du réservoir	116
III.3.4	Résultats des tests de formation	122
III.3.5	Résultats de l'étude sismique	124
III.4	Etude Géomécanique	125
III.4.1	Etude au laboratoire	125
III.4.2	Outils Sonique	125
III.4.3	Etude géomecanique du puits OKN-421	129
III.4.4	Interprétation du modèle géomecanique	134
III.5	La phase Pré-Fracturation	136
III.5.1	But de l'opération	136
III.5.2	Perforations	136
III.5.3	Spécifications du Coiled Tubing	136
III.5.4	Calcul Prévisionnel du Bouchon de Sable	137
III.6	Déroulement de l'opération de fracturation Hydraulique	137
III.6.1	Test d'injectivité	137
III.6.2	Data Frac (Mini Frac)	138

III.6.3	Main Frac	141
III.7	Etude, interprétation des essais ‘Main Frac’	144
III.7.1	Estimation de la pression et du Gradient de fracturation (P_f ; G_f)	145
III.7.2	Estimation de la chute de pression instantanée de fermeture (ISIP)	146
III.7.3	Détermination des pertes de charge	148
III.7.4	Détermination de la puissance hydraulique requise	149
III.7.5	Détermination de la pression de fermeture (P_c)	150
III.7.6	Pression nette dans la fracture (P_{net})	160
III.7.7	Détermination du modèle de propagation de la fracture	160
III.7.8	Détermination du Coefficient de filtration (C_L)	162
III.7.9	Détermination du Volume injecté (V_{inj})	164
III.8	Approche à la Géométrie de la fracture	164
III.8.1	Estimation de la surface (A_{frac})	164
III.8.2	Estimation de la longueur de la fracture (X_f)	165
III.8.3	Estimation de la largeur de la fracture (W_f)	165
III.8.4	Estimation du volume de la fracture (V_{frac})	165
III.8.5	Estimation du volume du Pad (V_{Pad})	165
III.9	Caractéristiques de l’agent de soutènement	166
III.9.1	Perméabilité de l’agent de soutènement	166
III.9.2	Détermination de la conductivité adimensionnelle de la fracture (F_{CD})	169
III.9.3	La concentration du proppant (C_p)	169
III.9.4	La masse utile de proppant nécessaire (M_p)	170
III.9.5	Résultats des dimensions de la fracture ‘Logiciel Meyer’	171
III.9.6	Résultats des quantités de proppant ‘Logiciel Meyer’	172
III.10	Synthèse Récapitulative des résultats d’analyse ‘Main-Frac’	173
III.11	Evaluation de l’opération de Fracturation Hydraulique du Puits OKN-421	174
III.11.1	Estimation du Skin après Fracturation	175

III.11.2 Résultats de jaugeage du puits OKN-421	176
Conclusion générale	183
Bibliographie.....	185
Annexe A : Etat de Cimentation (CBL – VDL) – 1	187
Annexe B : Etat de Cimentation (CBL – VDL) -2.....	188
Annexe C : Estimation du Skin avant Fracturation par analyse de sensibilité – Logiciel Perform	189
Annexe D : Schéma des Equipement de Surface – Fracturation Hydraulique	190
Annexe E : Outil d’isolation de la tête de puits	191
(Tree Saver: Well Isolation Tool)	191
Annexe F : Schéma de Complétion après fracturation – OKN 421	193

Liste des abréviations

Paramètre	Symbole
Surface de filtration durant le pompage	(A)
Surface de filtration à la fin du pompage	(AP)
Surface de la fracture	(Afrac)
Demi-Surface de la fracture (Aileron)	(Afrac1/2)
Bottom Hole Last Pumping Pressure	(BHLPP)
Pression de fond	(BHP)
Coefficient de Compliance (Conforming Factor)	(C _f)
Coefficient de filtration	(CL)
Coût dû à l'arrêt (manque) de production	(CMP)
Diamètre moyen du proppant	(Dm)
Module de Young	(E)
Module de déformation plane	(E')
Module dynamique de Young	(Ed)
Module dynamique de Young	(Ed)
Conductivité adimensionnelle de la fracture	(FCD)
Gradient de Fracturation	(GF)
la valeur G qui correspond au point de fermeture	G(Δt_c)
Gradient hydrostatique	GR (Hyd)
Gradient de Chute de Pression de fond instantanée	GR (ISIP)
Mi- perforations	(H)
Puissance Hydraulique Requise	(HHP)
Profondeur du puits	(Hprof)
Hauteur de la fracture	(hf)
Hauteur de la zone productrice	(hp)
Indice de productivité (ou d'injectivité)	(IP)
Bottom Hole Instantaneous Shutting Pressure	ISIP (BHP)
Surface Instantaneous Shutting Pressure	ISIP (SP)
Perméabilité	(K)
Exposant du modèle rhéologique	(n)
Exposant de puissance du modèle rhéologique	(n')

Pression de fracturation	(PF)
Pression Hydrostatique	(PHyd)
Pression nette dans la fracture	(Pnet)
Débit de pompage	(Qinj)
Débit de pompage	(Qp)
Rayon du puits	(r_w)
Skin effectif	(S_f)
Surface Last Pumping Pressure	(SLPP)
Pression de traitement de surface	(STP)
Temps de l'enregistrement après shut-in	(T)
Temps de fermeture	(Tc)
Temps d'injection	(Tinj)
True Vertical Depth	(TVD)
Volume d'huile cumulé non produit dû à l'arrêt de production	($V_{cumulé}$)
Volume de la fracture	(Vfrac)
Volume de la fracture à la fin de la période de pompage	$V_f(T_p)$
Volume de la fracture à n'importe quel temps après shut-in	$V_f(\Delta t)$
Volume injecté	(Vinj)
Volume totale de fluide filtré dans la formation entre T_p et ΔT	(VLS)
Vitesse de compression (transversale)	(V_{Pad})
Vitesse de cisaillement (Shear : longitudinale)	(Vs)
Largeur de la fracture	(Wf)
Longueur de la fracture	(X_f)
Coefficient de constance de la viscosité du fluide de fracturation	(α)
Constante de paleoelasticite 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	(ΔP_{Perfo})
Perte de charge due au skin	(ΔP_s)
Pertes de charge totales	(ΔP_{Total})
Gain de débit après fracturation	(ΔQ)
Coefficient de Poisson	(ν)
	(ν_d)

Coefficient dynamique de poisson	
Allongement axiale	(ε_H)
Allongement radiale	(ε_h)
Bulk density (densité saturée)	(ρ)
Masse volumique du proppant	(ρ_p)
Porosité moyenne du proppant	(Φ_p)
Contrainte verticale	(σ_V)

Liste des Figures

Figure 1 : Localisation de colmatage.....	23
Figure 2 : Endommagement dû à l'injection d'eau	27
Figure 3 : Présentation de la chute de pression due à l'endommagement.....	30
Figure 4 : Skin de perforation	31
Figure 5 : Pénétration partielle.....	32
Figure 6 : Inclinaison du puits.....	32
Figure 7 : Influence du skin sur la perméabilité.....	34
Figure 8 : effet du skin sur la productivité.....	36
Figure 9 : Profil des pressions dans la formation.	37
Figure 10 : Skin d'épaisseur finie.	38
Figure 11 : Skin de rayon effectif.....	38
Figure 12 : Fracturation hydraulique	42
Figure 13 : Contrainte exercé.....	47
Figure 14 : La déformation élastique.....	47
Figure 15 : La rigidité d'un matériau	48
Figure 16 : Orientation de la fracture.	49
Figure 17 : Les contraintes principales et orientation de la fracture	50
Figure 18 : La géométrie de la fracture.	52
Figure 19 : Schéma de fracture verticale à une seule aile.....	53
Figure 20 : Evolution théorique de la pression de fond au cours de la fracturation hydraulique	54
Figure 21 : Initiation de la fracture.....	59
Figure 22 : Extension de la fracture en Pénétrant la couche avec le fluide pompé.....	59
Figure 23 : Maintien de la fracture ouverte avec les agents de soutènement	60
Figure 24 : Distribution du proppant sur plusieurs étapes.....	60
Figure 25 : Déplacement et chasse du proppant dans la fracture.....	61
Figure 26 : La forme idéale d'une fracture (Halliburton Institue.2010)	62
Figure 27 : Le phénomène de tortuosité d'une fracture (Halliburton Instituee.2010)	62
Figure 28 : La résistance à l'écrasement du proppant (Halliburton interne.2012)	63
Figure 29 : Chart d'estimation de rondeur et sphéricité (Krumbien and slosh 1963).....	64
Figure 30 : Les pointes chargées de proppant dans le cas du Tip Screenout.....	65

Figure 31 : Courbe de pression après l'arrêt dans le cas d'un type Screenout	65
Figure 32 : L'entassement du proppant dans le cas Near Wellbore Screenout	66
Figure 33 : Courbe de pression après l'arrêt dans le cas d'un Near Wellbore Screenout	67
Figure 34 : Représentation de propagation de la fracture suivant le modèle GDK	69
Figure 35 : Analyse spécialisée de la pression en fonction de la racine quatrième du temps ..	72
Figure 36 : Représentation de propagation de la fracturation suivant le modèle PKN	73
Figure 37 : Représentation de propagation de la fracture suivant le modèle Radial.....	76
Figure 38 : Illustration de la procédure du test de débit par incrément.....	78
Figure 39 : Détermination de pression de propagation de la fracture (FPP)	79
Figure 40 : Détermination de la pression de fermeture (FCP).....	79
Figure 41 : Test de déclin de pression	80
Figure 42 : Réservoir d'eau	82
Figure 43 : MT-102 Blender	82
Figure 44 : Mountain Mover.....	83
Figure 45 : Pump HP	83
Figure 46 : Manifold.....	84
Figure 47 : Wellhead isolation Tool.....	85
Figure 48 : La variation de la fonction G en fonction du temps adimensionnel.....	92
Figure 49 : Courbe $P_w = F(G(\Delta t_D))$	92
Figure 50 : La courbe de pressions de Nolte (log-log).....	94
Figure 51 : Situation géographique de Haoud	97
Figure 52 : Situation géologique de Haoud	98
Figure 53 : Carte des principaux champs de la région de Haoud.....	101
Figure 54 : La stratigraphie du Champ Berkaoui.....	102
Figure 55 : Section stratigraphique de Trias argileux-gréseux.	104
Figure 56 : Localisation du puits OKN-421 dans la région de Houad-Berkaoui.....	106
Figure 57 : Schéma du puits OKN-421 (au cours de la fracturation).....	113
Figure 58 : Diagraphie enregistrées du puits OKN-421	118
Figure 59 : Mesure de la pression de fond statique OKN-421	120
Figure 60 : Evolution du débit d'huile durant la période 2006-2014	123
Figure 61 : Evolution du débit d'eau produit durant la période 2006-2014.....	124
Figure 62 : Principale Etapes d'une étude Géomecanique.....	129
Figure 63 : Propriétés élastique & profil de stress du réservoir TAG	133
Figure 64 : Test d'injectivité - Puits OKN-421	138

Figure 65 : Essair de Data Frac (Mini Frac)- puits OKN-421	140
Figure 66: Traitement principal 'Main Frac' - puits OKN-421	144
Figure 67 : Analyse des données 'Main-Frac' sur Excel.....	145
Figure 68 : Détermination de l'ISIP de fond lors du Test 'Main Frac' par Excel	147
Figure 69 : Détermination de l'ISIP de surface lors du Test 'Mini -Frac' par Excel	147
Figure 70 : La méthode de la racine carrée du temps par Excel	151
Figure 71 : La méthode de la racine carrée du temps par Logiciel 'Meyer'.....	152
Figure 72 : Tracé de la pression de fond en fonction de G.....	154
Figure 73 : Tracé de la fonction-G (LB) par Excel	156
Figure 74 : La méthode de la fonction-G par le logiciel 'Meyer'	157
Figure 75 : Tracé de la pression de fond en fonction du temps d'Horner.....	158
Figure 76 : la pression de fond en fonction du temps d'Horner par Excel	159
Figure 77 : Résultats du logiciel 'Meyer' Méthode 'G-function & Sqrt'.....	160
Figure 78 : Plot de la pression nette (Log-Log)	161
Figure 79 : Calcul de la pente 'm' - Fonction-G	163
Figure 80 : Détermination de la pente 'm' par Excel	163
Figure 81 : Détermination de la perméabilité du proppant par abaque.....	167
Figure 82 : Perméabilité du proppant 'SinterBall Buaxite'	168
Figure 83 : Peméabilité du proppant en fonction de la pression de fermeture	168
Figure 84 : Profil de concentration du proppant dans la fracture.....	170
Figure 85 : Profil de conductivité de la fracture	171
Figure 86 : Concentration du proppant -Main Frac.....	172
Figure 87 : Evaluation du Skin et la conductivité adimensionnelle de la fracture.....	175
Figure 88 : Evolution du débit d'huile sur déparateur -Test de jeaugeage OKN-421	177

Liste des Tableaux

Tableau 1 : Différentes familles du fluide de fracturation.....	55
Tableau 2 : Interprétation de la courbe de pression de Nolte (Log-Log)	95
Tableau 3 : Les caractéristiques pétrophysiques des trois champs	100
Tableau 4: Cotes de Tubage & foramtions	107
Tableau 5 : Mesure de Pression (RDT du 17/062006)	108
Tableau 6 : Stratigraphie du puits OKN-421	109
Tableau 7 : Intervalles de perforations OKN-421	111
Tableau 8: Résultats des enregistrements de l'état de cimentation OKN-421	116
Tableau 9 : Résultats des tests de mesure de pression de fond statique OKN-421.....	119
Tableau 10 : Résultats des PLT (08/09/2009).....	121
Tableau 11 : Résultats de jaugeage du puits OKN-421 (2006-2014).....	122
Tableau 12 : Propriétés élastique calculées de la roche - Réservoir TAG.....	130
Tableau 13 : Rapport de situation - Essair Mini Frac OKN-421	139
Tableau 14 : Volume des fluides injectés 'injectivité & Mini Frac' OKN-421	140
Tableau 15 : Rapport de Situation - Main Frac OKN-421	141
Tableau 16 : Traitement 'Main Frac'.....	142
Tableau 17 : Etage d'injection du proppant 'Main Frac'	143
Tableau 18 : Valeur de la fonction-G	155
Tableau 19 : Résultats des dimensions de la fracture 'Logiciel Meyer'	171
Tableau 20 : Synthèse Récapitulative des résultats d'analyse 'Main-Frac'	173
Tableau 21 : Tests de jaugeage 'Avant et Après' Fracturation -OKN-421	177
Tableau 22 : Paramètre enregistrés par PLT 'Après fractuaction' Puits OKN-421	179
Tableau 23 : Résultats des PLT 'Après fracturation' - Puits OKN-421	180
Tableau 24 : Comparaison des PLT 'Avnt et Après fracturation' Puits OKN-421	181

Introduction

L'exploitation naturelle d'un gisement de pétrole c'est ramener les hydrocarbures jusqu'à la surface avec des conditions favorables, par sa déplétion naturelle. Une fois cette énergie ne répond pas aux contraintes de production, et les réserves en place sont importantes des nouvelles technique de récupération sont introduites en vue d'améliorer le potentiel ainsi que les caractéristiques des puits.

Parmi ces nouvelles techniques on'a la stimulation pour en citer l'acidification, la fracturation acide, la fracturation hydraulique, mais on se limite seulement sur la stimulation par la fracturation hydraulique qui est l'objectif de cette présente étude. Ils doivent donc, avant toute opération de fracturation procéder a une étude complète sur tous les cotés surtout sur le coté économique, car c'est une opération précieuse et couteuse.

La fracturation hydraulique est une technique qui permet de créer, d'une manière artificielle, un drain perméable par l'injection d'un fluide à haute pression porteur d'agent de soutènement dans le réservoir, elle permet entre autre d'extraire des hydrocarbures dites non conventionnels, piégés dans des roches peu poreuses et peu perméable (ex : gaz de schiste, gaz de réservoir compact, etc ...). Cette dernière consiste à améliorer l'indice de productivité en augmentant la perméabilité des roches.

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

Pour ces raison des tests d'injectivité sont effectuées avant le traitement principale 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 de fermeture.

L'étude de fracturation hydraulique est basée sur des modèles de propagation. Chaque modèle à ses suppositions et ses limites d'application, et les 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 frac, ainsi l'évaluation de l'opération.

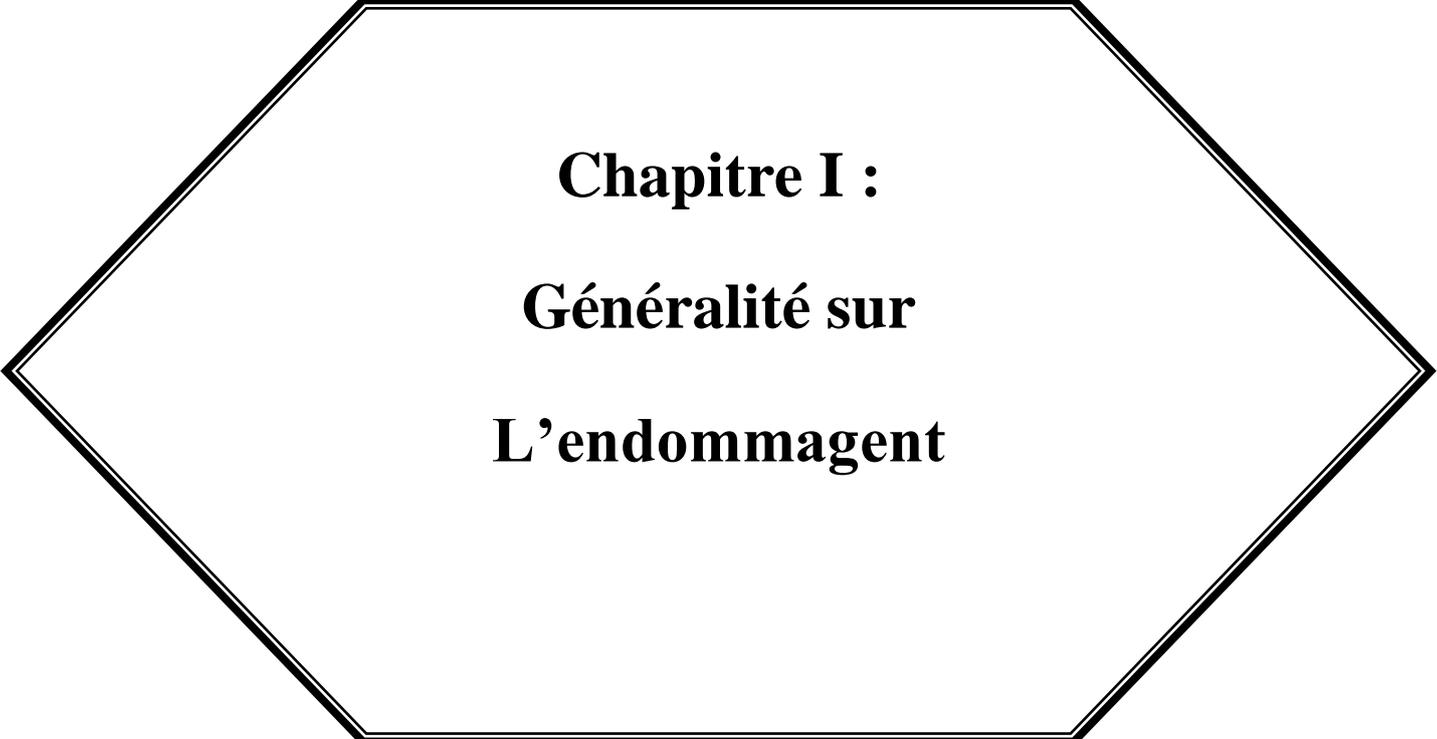
On utilise la méthode du déclin de pression développée par NOLTE, on donne l'essentiel pour cette méthode avec les développements de ses équations.

Ce travail s'articule en trois parties :

La première est de définir les principaux type de stimulation la nature de l'endommagement, son origine, sa localisation ainsi que les conséquences de l'endommagement sur la production.

La seconde décrit l'opération de la fracturation hydraulique, le déroulement, l'application, les différents tests de mini frac et les modèles de propagation. Dans cette partie, nous avons donné des généralités sur les fluides de frac, les agents de soutènement et les équipements de fracturation.

La dernière partie est consacré à l'étude de notre opération de fracturation sur le puits OKN-421 en faisant une étude de faisabilité, une étude géomécanique, une approche au design de fracturation enfin une évaluation qualitative et quantitative quand aux résultats de l'opération, cette dernière partie sera suivi d'une conclusion et recommandation.



Chapitre I :
Généralité sur
L'endommagement

Généralité sur l'endommagement

I.1 Introduction à la stimulation

Les différentes méthodes de stimulation ont pour but d'améliorer d'une façon notable la productivité ou l'injectivité d'un puits jugé insuffisant, en agissant sur le facteur principal qui est la perméabilité, en d'autre terme la stimulation est toute opération qui vise à restaurer la perméabilité aux abords du puits en éliminant l'endommagement.

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

Par ailleurs, il ne faut pas oublier que la production du puits dépend certes de l'indice de productivité mais aussi de la pression moyenne du gisement et de la contre-pression en fond de puits. Aussi, un maintien de pression, un changement de diamètre du tubing, la mise en place d'un procédé d'activation,..., peuvent être envisagés en substitution à une stimulation.

I.2 Les principaux types de stimulation

I.2.1 Les opérations de modification

- **La fracturation hydraulique** : 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 créer des canaux dans lesquels l'effluent peut s'écouler beaucoup plus facilement ce qui augmente le débit du puits et la productivité. La fracturation de la formation est obtenue par l'application d'une pression supérieure à celle exercée par les couches sus-jacentes sur la formation.

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

I.2.2 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 donc sert à :

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

I.2.3 Autres traitements

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

- Dans le cas où le problème se situe au niveau des perforations, un lavage des perforations, une reperforation (sur la même zone) ou des perforations complémentaires (augmentation de la hauteur perforée) peuvent conduire à un résultat intéressant.
- Dans le cas des fluides visqueux ou des problèmes de tensions interfaciales, 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.

I.3 Les endommagements

I.3.1 Signification et définition de l'endommagement :

L'endommagement représente toutes les incrustations qu'elles soient minérales ou organiques pouvant altérer la perméabilité naturelle par leur déposition à l'intérieur du réservoir ou en obturant les perforations voire même le tubing de production et l'installation de surface. Cet endommagement peut être localisé dans les différentes parties du cheminement de l'effluent, allant du réservoir jusqu'en surface.

On définit l'endommagement comme étant l'augmentation de la chute de pression aux abords du puits. Et définit comme étant un obstacle empêchant l'écoulement des fluides du réservoir vers le puits.

La mise en évidence d'un colmatage se fait par les constatations d'une baisse de température, de pression et de débit. Il s'exprime par la baisse de l'index de productivité et par l'effet du skin lorsque celui-ci est positif.

I.3.2 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 (Figure 1) illustre parfaitement les zones de localisation de l'endommagement tenant compte de la configuration du puits.

Au fond du puits :

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

A la paroi du puits :

- **Cake externe (zone 1) :** Le cake externe est formé des particules solides minérales ou organique déposées lors du forage sur les parois du trou (pour consolider les parois du puits et réduire l'infiltration de la boue dans la formation).

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

- **Cake interne (zone 2) :** Le cake interne est constitué par des fines particules solides provenant de la boue, du ciment et des fluides de complétions, se localise dans un 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 boue et du ciment, qui vont modifier l'environnement naturel du milieu poreux.

On peut ainsi observer :

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

Accumulations de particules :

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

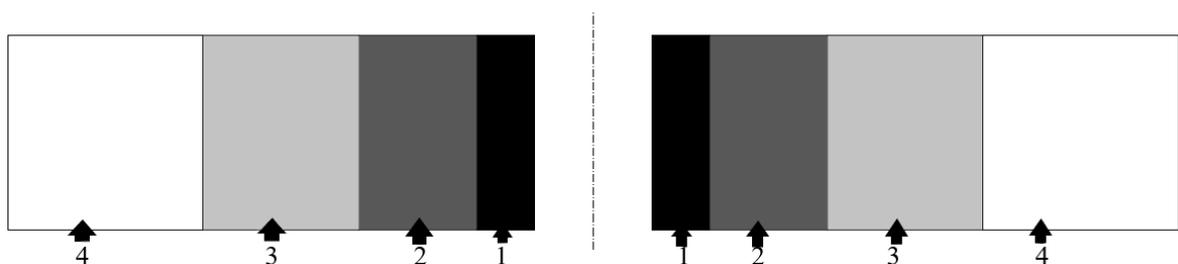


Figure 1 : Localisation de colmatage

Zone 1 : Cake « externe » tapissant les parois du puits ;

Zone 2 : Cake « interne » solides ayant pénétré dans le milieu poreux ;

Zone 3 : Zone envahie par le filtrat ;

Zone 4 : Zone vierge ou la perméabilité n'est pas affecté.

I.3.3 L'origine de l'endommagement de la formation

Le diagnostic de l'origine et du type de l'endommagement est vitale pour le choix d'un bon traitement. Plusieurs causes sont à l'origine de l'endommagement empêchant ainsi les puits de produire avec un potentiel optimum

Ces facteurs peuvent être soit apparentés à la production même, soit aux opérations Work-Over, Snubbing et les opérations de forage.

Les différentes causes de l'endommagement sont les suivantes :

I.3.3.1 Endommagement dû à la formation

Cet endommagement est la cause principale d'abaissement de la productivité des puits, il est caractérisé par deux importants paramètres, sa composition et sa localisation. La maîtrise de ces derniers représente la clef de la réussite d'un traitement par acidification ou bien par fracturation ; par le choix des fluides appropriés et les méthodes de placement.

Dans le domaine pétrolier on retrouve plusieurs types d'endommagement plus ou moins difficile à enlever par le procédé d'acidification ou frac acide, parmi lesquels nous citerons :

- **Dépôts de sel :**

Le changement de température et de pression associé à la production, engendre la précipitation de sel des fluides de formation richement salés.

Ce genre de précipitation cause un endommagement de la matrice et un bouchage des perforations voire même du tubing de production.

Les dépôts de sel, peuvent être facilement dissous par l'injection d'eau douce à travers un concentrique ; mais cette eau incompatible avec l'eau de formation peut engendrer la formation d'un autre type de dépôts, qui est le BaSO₄ (sulfates de Baryum).

- **Dépôts organique (asphaltènes) :**

Les dépôts d'asphaltènes, cause un problème de production très sérieux. Ces dépôts se localisent dans le tubing, dans les crépines, au niveau des perforations et dans la formation.

- **Dépôts des 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.

- **Dépôts des sulfates :**

Les sulfates sont des dépôts difficiles à enlever chimiquement. Ils se forment principalement à cause de l'incompatibilité entre les eaux d'injection, soit pour adoucissement des puits salés ou pour maintien de pression, et l'eau de formation. Ils peuvent être présents dans le tubing, dans les perforations et même dans la formation.

Les dépôts de sulfates les plus courants sont : $BaSO_4$, $CaSO_4$, $SrSO_4$. On peut réduire ces dépôts par l'ajout d'un anti dépôts (AD 32) ou par l'injection sous pression d'un produit nouvellement utilisé, le SulfaStim.

- **Migration des fines :**

Lors de la production, quand le débit est choisi est grand et l'écoulement est turbulent, il se produit la migration des particules fines (des argiles, des sables,...) de la formation vers les abords de puits provoquant un bouchage des perforations d'où la baisse de la productivité.

- **Gonflement des argiles :**

Le gonflement des argiles est un autre type d'endommagement. Ce dernier est dû à l'invasion du filtrat à base d'eau des forages, de Work-Over et les fluides de complétion, ce qui peut troubler l'équilibre entre l'eau de formation et les argiles, qui se gonflent et réduisent ainsi sévèrement la perméabilité.

I.3.3.2 Endommagement dû aux opérations sur puits

Pour des normes de sécurité les opérations de forage, Work-Over et parfois de Snubbing sont exécutées en tuant le puits et ceci en utilisant une boue à base d'huile qui peut provoquer un endommagement sévère :

- **Le colmatage des perforations :**

Au cours des opérations de Work-Over ou de Snubbing, un filtre cake se forme toujours dans les perforations.

- **Changement de mouillabilité :**

La mouillabilité est l'aptitude des parois à être recouverte préférentiellement d'un film d'huile ou d'eau.

Les solvants et les tensioactifs présents surtout dans le filtrat des boues à émulsion inverse, peuvent altérer la mouillabilité de la roche, la formation devient donc mouillable à l'huile ce qui diminue la perméabilité relative à l'huile.

- **Formation d'une émulsion :**

Une émulsion est le résultat d'un mélange intime entre deux fluides, non miscible ; à savoir ici :

- L'eau de filtrat de boue avec le brut de réservoir ;
- Le filtrat d'une boue à l'huile avec l'eau de réservoir.

Une émulsion est caractérisée par leur forte viscosité. Elle peut même réduire considérablement la productivité des puits qui lui est inversement proportionnelle. Elle peut être dissociée par l'injection des agents tensioactifs afin de diminuer leur tension interfaciale et de la casser.

I.3.3.3 Endommagement dû aux perforations

La plupart des opérations de perforations sont en over-balance ce qui conduit à la formation d'un filtrat de cake dans les tunnels de perforation causant ainsi un skin et une baisse de pression aux abords des puits.

Invasion du filtrat de ciment :

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

I.3.3.4 Endommagement dû à la stimulation

- **Endommagement dû à l'acidification :**

L'acidification dont le rôle premier est d'éliminer les conséquences d'un colmatage aux abords du puits (soit en attaquant la matrice proprement dite pour contourner le colmatage,

soit en détruisant les agents générant le colmatage) peut générer de nombreux problèmes tels que :

- Une attaque du ciment inter-granulaire libérant des particules fines ou des grains de sable
- Des réactions secondaires pouvant conduire à la formation de précipités ou de produits visqueux d'où bouchage des pores et augmentation de la viscosité.

- **Endommagement dû à 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 indésirable).

I.3.3.5 Endommagement dû à l'absence d'un contrôle des solides

Dans le cas où il n'y a pas de dispositif de contrôle des sables, l'accumulation des sable de fond de puits, réduisant la hauteur de communication entre le puits de la zone à produire d'où un effet de pénétration partielle (à cela se rajoute tous les problèmes d'érosion et de dépôts dans le circuit de production : tubing, tête de puits, collecte, séparateur,...).

I.3.3.6 Endommagement dû à l'injection d'eau

L'injection d'eau est nécessaire soit pour le maintien de pression ou bien pour le dessalage. Mais dans certains cas cette eau cause des problèmes dans le réservoir tels que :

- Saturation en eau aux abords du puits si le débit d'injection n'est pas bien contrôlé (water-block).
- Blocage par des dépôts de sulfates (scale) dû à l'incompatibilité de l'eau d'injection et celle de la formation.

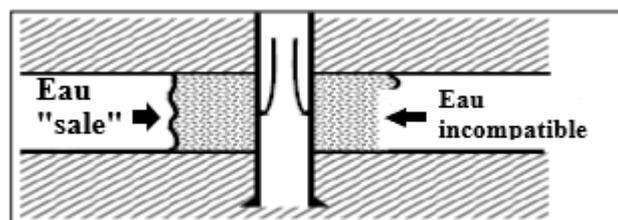


Figure 2 : Endommagement dû à l'injection d'eau

I.3.4 Détection des endommagements

Plusieurs méthodes d'usage très classiques sont disponibles dont nous retiendrons :

- Échantillonnage et analyses de laboratoire ;
- Historique complet des puits ;
- Analyse du système de production ;
- Diagraphie de production (PLT,...) ;
- Essais de puits.

I.3.4.1 Échantillonnage et analyse de laboratoire

La connaissance des caractéristiques d'un endommagement facilite non seulement sa détection mais permet d'identifier les causes exactes et par conséquent de choisir une solution appropriée. Cela ne peut mieux être réalisé que sur des échantillons suffisamment représentatifs de la roche réservoir et de ses effluents.

I.3.4.2 Historique complet du puits

L'historique d'un puits, est une source primordiale d'informations pour aider à détecter les causes d'endommagement.

I.3.4.3 Diagraphie de production (PLT,...)

Les diagraphies de production jouent un rôle très important pour la détection des endommagements. Le PLT par exemple permet de savoir la participation de chaque banc perforé à la production totale du puits, donc une bonne localisation de l'endommagement.

I.3.4.4 Les essais de puits

I.3.4.4.1 Définitions

On entend par essais de production d'un puits l'ensemble des dispositions prises pour mesurer un certain nombre de grandeurs relative aux couches traversées.

I.3.4.4.2 Principe des essais des puits

D'une façon générale, le but des essais de puits est d'obtenir des renseignements sur un puits et sur un réservoir. Pour ce faire, on fait varier le débit du puits. Cette variation de débit provoque une perturbation du régime des pressions existant dans le réservoir.

La mesure de l'évolution de la pression en fonction du temps et son interprétation fournissent des renseignements sur le réservoir et le puits.

L'évolution de la pression est interprétée en utilisant quelques lois de la mécanique des fluides.

En général, les débits sont mesurés en surface alors que la pression est enregistrée au fond du puits. Avant l'ouverture du puits, la pression initiale P_i est constante et uniforme dans le réservoir. Pendant la période de production, la pression en débit ΔP s'exprime : $\Delta P = P_i - p(t)$.

Lorsque le puits est fermé la remontée de pression ΔP s'exprime à partir de la dernière pression de débit p ($\Delta t = 0$) :

$$\Delta P = p(t) - p(\Delta t = 0) \quad (I.1)$$

La réponse en pression est analysée en fonction du temps écoulé Δt depuis le début de la période (temps d'ouverture ou de fermeture).

I.3.4.4.3 Objectif des essais

L'analyse des essais de puits permet d'obtenir des informations sur le réservoir et sur le puits. En association avec les études géologiques et géophysiques, les résultats d'essais de puits servent à construire le modèle de réservoir utilisé pour prédire le comportement du champ et la récupération, selon les conditions opérationnelles, la qualité de la communication entre le réservoir et le puits indique la possibilité d'améliorer la productivité du puits.

Les essais initiaux servent à confirmer les hypothèses d'exploitation, et à établir une première prédiction de la production. Sur les puits producteurs, des essais périodiques sont réalisés afin de confirmer la description du réservoir, et pour évaluer les besoins de traitement tels que nouvelle complétion, perforation, diagnostique, ...etc.

I.3.4.4.4 Information obtenue par les essais des puits

Chaque test de puits doit être suivi par une interprétation pour en tirer les informations nécessaires pour le Réservoir Engineering à savoir :

- La perméabilité moyenne du réservoir aux fluides mobiles.
- La productivité des puits (IP).
- Le skin.
- L'air de drainage.
- La pression moyenne du réservoir.
- Le rayon d'investigation.

- L'anisotropie des perméabilités.
- Permet de donner un jugement sur les fracturations hydrauliques et les forages horizontaux.
- L'efficacité d'écoulement.
- Les limites de réservoir.
- La détection des failles, et les distances entre les failles et le puits.
- Détection des fractures artificielles, et la détermination de la longueur et de la conductivité de la fracture détectée.
- La configuration de puits et réservoir.

I.3.5 Notion de Skin (Coefficient d'endommagement)

I.3.5.1 Définition

Le skin « S » représente le degré d'endommagement total d'un puits sans toutefois différencier l'endommagement matriciel (que l'acidification peut être une solution) de l'endommagement secondaire causé par la configuration du puits : le Pseudo-Skin. C'est un facteur sans dimension – déterminé par des essais de puits qui traduit la liaison entre le réservoir et le puits.

Le skin représente une perte de charge supplémentaire (ΔP_{Skin}) localisée aux abords du puits.

- $S > 0$ si la couche près du puits est colmatée (perte de charge additionnelle)
- $S < 0$ si la couche près du puits est améliorée.

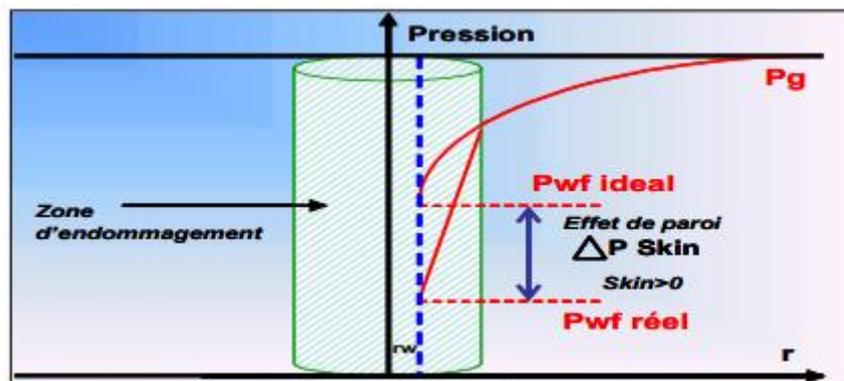


Figure 3 : Présentation de la chute de pression due à l'endommagement

I.3.5.2 Origine de skin

Par rapport aux hypothèses, les abords du puits sont perturbés par différents phénomènes tel 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 Work-Over sous l'action de la suppression entre la pression de fond de puits et la pression de gisement

- supérieure suite par exemple à une acidification des abords du trou dans ce cas les pertes de charge seront alors inférieures.

- **De perforations :**

Le modèle du puits idéal suppose que son contact avec la formation s'étend sur 360°, mais avec des perforations on conçoit fort bien que la production soit forcée à travers les seules ouvertures.

Il en résulte une perte de charge qui se traduit par le skin « S_p » appelé coefficient d'effet pariétal et qui est en fonction du nombre des perforations et de leurs réparations.

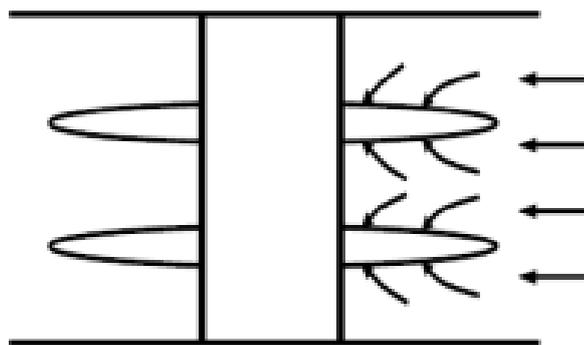


Figure 4 : Skin de perforation

- **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.

Elle contribue à l'existence d'un skin positif ' pseudo skin « S_c ») qui varie en fonction de l'épaisseur de la formation, du diamètre du puits et de la hauteur perforée.

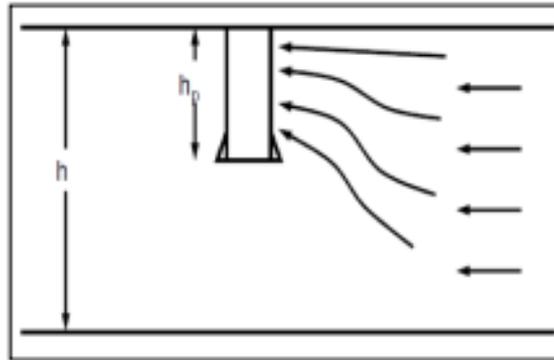


Figure 5 : Pénétration partielle

- Une inclinaison du puits :

En pratique, très souvent les puits pénètrent 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 trouvent 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.

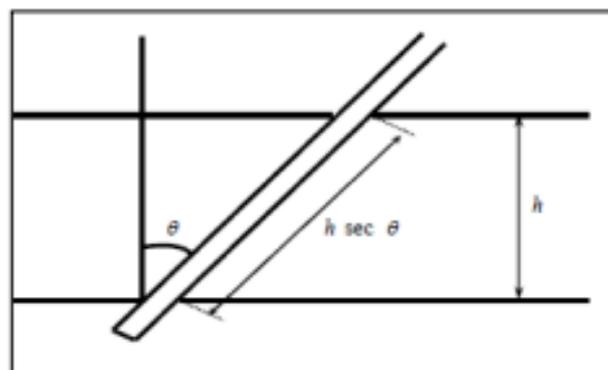


Figure 6 : Inclinaison du puits

- Endommagement globale :

Dans tous les cas, les pertes de charge additionnelles, localisées aux abords du puits (matrice), peuvent être traitées comme un skin. Donc le skin sera mesuré au cours d'un test, est une résultante de tous ces skins.

$$S = S_e + S_p + S_c \quad (I.2)$$

S_e : l'endommagement réel aux abords du puits (matrice) ;

S_p : la perte de charge due aux perforations ;

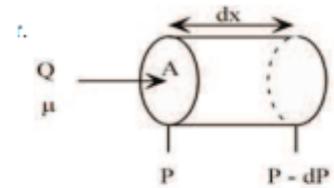
S_c : l'étranglement de l'écoulement dû à la pénétration partielle.

I.3.5.3 Effet de skin sur la perméabilité

I.3.5.3.1 Définition de la perméabilité

La perméabilité est le paramètre clé pour le producteur.

La perméabilité caractérise l'aptitude qu'a une roche à laisser s'écouler des fluides à travers ses pores.



La perméabilité (k) est le coefficient de proportionnalité qui relie le débit (Q) d'un fluide de viscosité (μ) qui passe à travers un échantillon de roche de section (A) et de longueur (dx), à la chute de pression (dP) nécessaire à son passage.

La loi de Darcy relie ces paramètres s'écrit, en négligeant l'effet de gravité, comme suit :

$$Q = A \frac{K}{\mu} \frac{dP}{dx} \quad (I.3)$$

La loi de Darcy suppose que :

- ✓ Il y a qu'un seul fluide présent (écoulement monophasique).
- ✓ Le régime d'écoulement soit laminaire.
- ✓ L'écoulement est permanent.
- ✓ Le milieu soit homogène et isotrope.
- ✓ Le fluide est incompressible.

Le rayon r_e et la perméabilité K_s de la zone endommagée sont reliés au Skin par l'expression de **Hawkins** : $r_w r_s$

$$S = \left(\frac{K}{K_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \quad (I.4)$$

S : skin ;

K : perméabilité du réservoir (zone non endommagée) ;

K_s : perméabilité de la zone endommagée ;

r_s : rayon de la zone endommagée ;

r_w : rayon du puits.

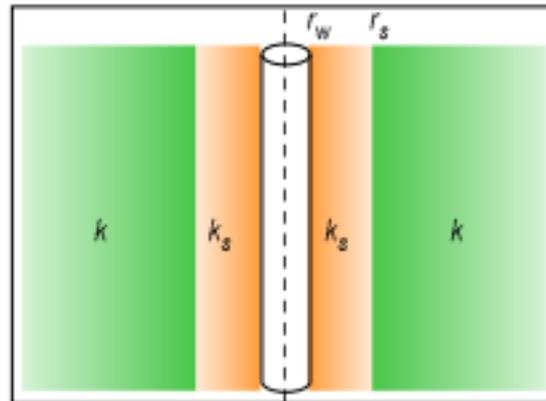


Figure 7 : Influence du skin sur la perméabilité

On voit que si :

- $S > 0$: La perméabilité de la zone voisine du puits est inférieure à celle du reste de la formation (cas d'un endommagement) ;
- $S < 0$: La perméabilité de la zone voisine du puits est supérieure à celle du reste de la formation (cas d'une amélioration par stimulation) ;
- $S = 0$: $K = K_s$ (pas d'endommagement).

I.3.5.4 Effet de l'endommagement sur la productivité

I.3.5.4.1 Sur l'indice de productivité

I.3.5.4.1.1 Notion de l'indice de productivité

L'indice de productivité (**IP**) d'un puits 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 par :

$$IP = \frac{Q}{P_G - P_f} \quad (I.5)$$

Il existe deux types d'IP :

- IP_r : productivité réelle en $(m^3/h) / (Kg/cm^3)$;
- IP_{th} : productivité théorique de même dimension.

L'indice de productivité de productivité théorique (IP_0) est donné par :

$$IP_o = \alpha \frac{hk}{\mu\beta \ln \frac{r_e}{r_w}} \quad (I.6)$$

Où :

α : coefficient dépend des unités utilisés ;

h : la hauteur de la couche productrice ;

k : la perméabilité ;

β : facteur volumétrique de fond ;

r_e : le rayon de drainage ;

r_w : le rayon de puits.

En ce qui concerne le puits réel, l'ensemble des perturbations aux abords du puits est regroupé sous la forme de terme « S » (skin factor) de la manière suivante :

$$IP_o = \alpha \frac{hk}{\mu\beta (\ln \frac{r_e}{r_w} + S)} \quad (I.7)$$

On définit le rendement d'écoulement (**Re**) comme étant le rapport entre le débit réel obtenu et le débit théorique que donnerait le puits idéal dans les mêmes conditions de fond :

$$Re = \frac{Q}{Q_o} = \frac{IP}{IP_o} = \frac{\ln \frac{r_e}{r_w}}{\ln \frac{r_e}{r_w} + S} \quad (I.8)$$

I.3.5.4.2 Sur la productivité

La connaissance de l'**IPR** (Inflow Performance Relationship) et l'équation de **Hawkins** sont essentielles pour comprendre l'effet d'endommagement (SKIN) de la formation sur la productivité du puits.

Pour un puits d'huile l'équation de l'**IPR** s'écrit :

$$q = \frac{kh(P_G - P_{wf})}{141,2\mu B_0 (\ln \frac{r_e}{r_w} + S)} \quad (I.9)$$

Où :

q : débit d'huile conditions de fond (bbl/day) ;

K : perméabilité (md) ;

h : hauteur du réservoir (ft) ;

P_G : pression de gisement (psi) ;

P_{wf} : pression de fond dynamique (psi) ;

μ : viscosité d'huile (cp) ;

B_0 : facteur volumétrique de fond (bb/STB) ;

r_e : rayon de drainage (ft) ;

r_w : rayon du puits (ft) ;

S : Skin total (sans dimension).

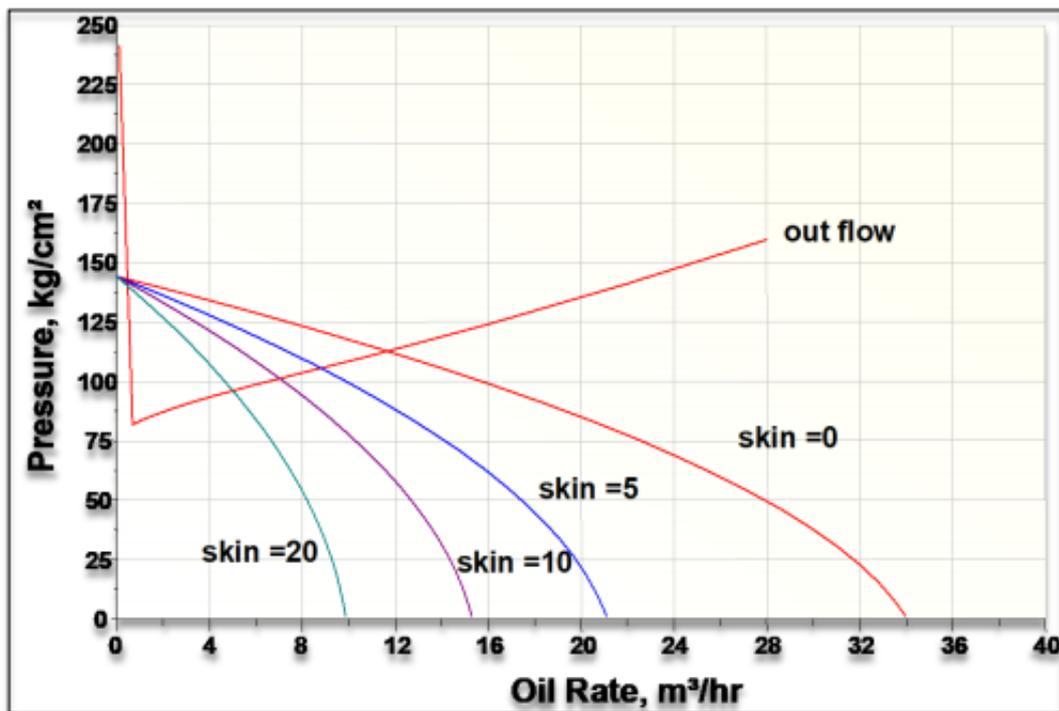


Figure 8 : effet du skin sur la productivité

I.3.5.5 Interprétation du Skin

Le skin traduit la liaison entre le réservoir et le puits. La différence de perte de charge aux abords du puits peut être interprétée de trois façons :

- Au moyen d'un skin infinitésimal ;
- A l'aide d'un skin d'épaisseur finie ;
- Par la méthode du rayon effectif ;

Par définition, la « ΔP_s » est la perte de charge supplémentaire due à l'ensemble des perturbations aux abords du puits.

I.3.5.5.1 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 :

$$\Delta P_s = P_s - P_{wf} = \frac{QB\mu}{2\pi kh} \times S \quad (I.10)$$

Cette approche suppose que la perte de charge due au skin soit localisée dans un film infiniment mince autour du puits, le profil de pression dans la formation est montré dans la figure (9).

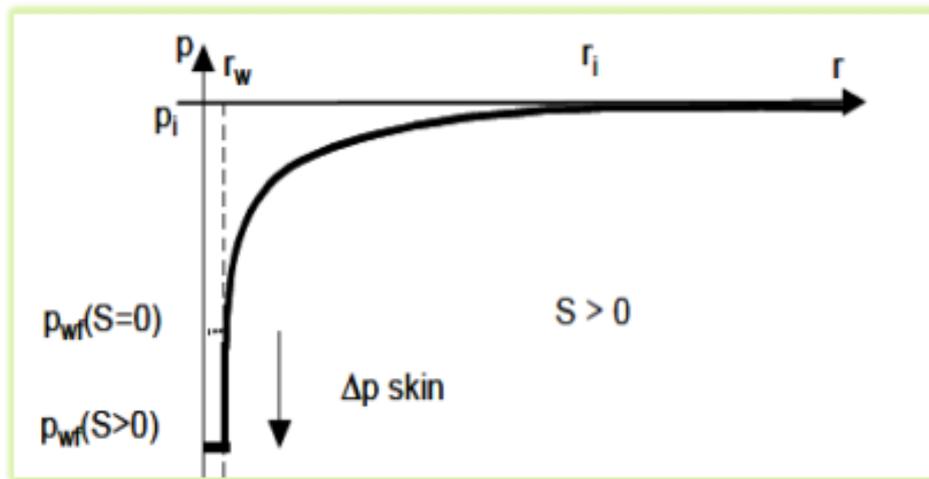


Figure 9 : Profil des pressions dans la formation.

I.3.5.5.2 Skin d'épaisseur finie :

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

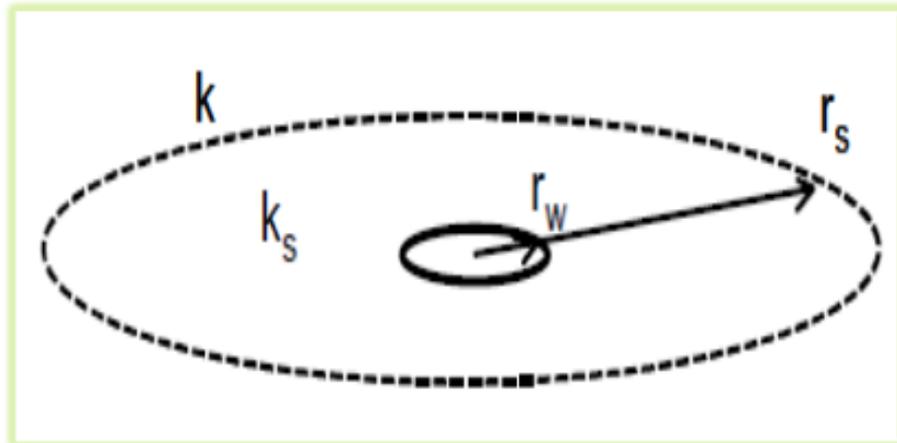


Figure 10 : Skin d'épaisseur finie.

I.3.5.5.3 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 ($S'=0$).

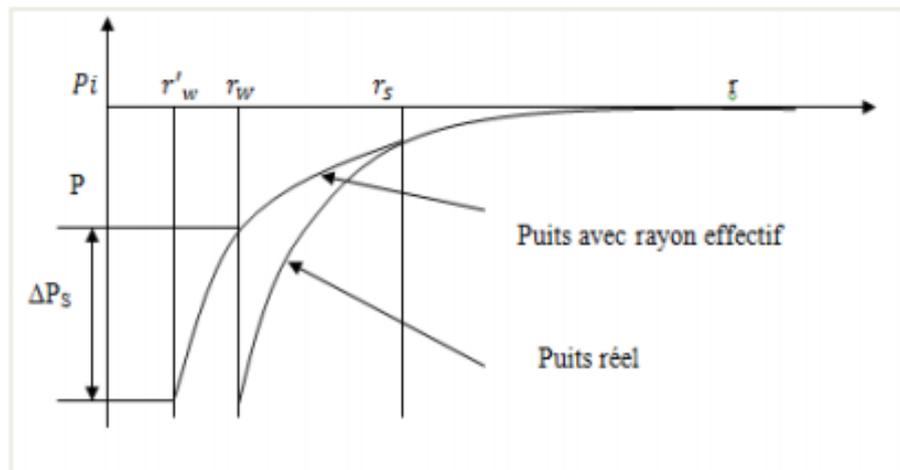


Figure 11 : Skin de rayon effectif.

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 égale à la perte de charge entre (r_s) et (r_w) dans le puits réel :

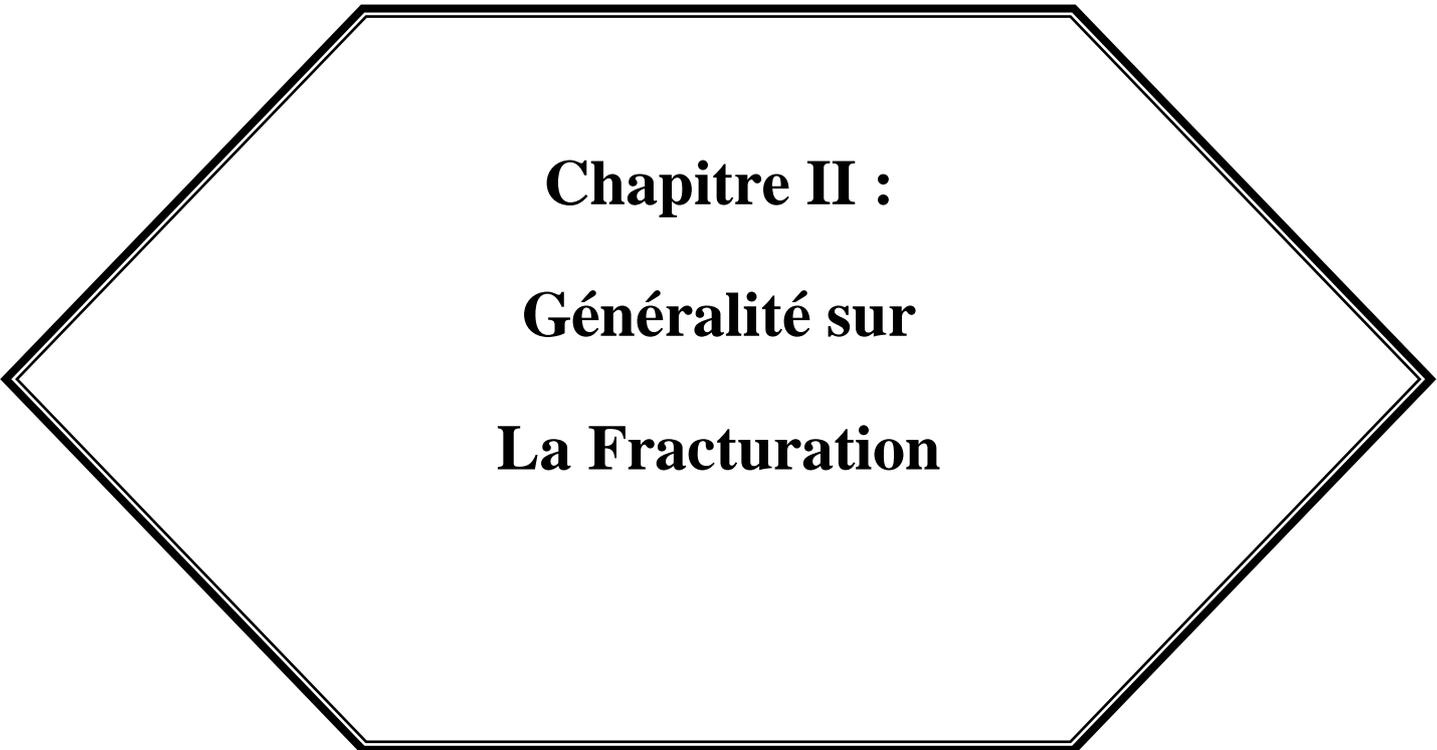
$$\Delta P(r'_w, s = 0) = \Delta P(r_w, s > 0)$$

Utilisant la loi de Darcy :

$$\frac{QB\mu}{2\pi kh} \ln \frac{r_s}{r'_w} = \frac{QB\mu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{r_s}{r_w} + s \right) \quad (I.11)$$

On obtient :

$$r'_w = r_w e^{-s} \quad (\text{I.12})$$



Chapitre II :
Généralité sur
La Fracturation

Généralité sur la fracturation

L'idée d'une rupture de la formation est clairement exprimée en 1934. Le premier emploi de la fracturation hydraulique a été réalisée en 1947 sur le puits « Klepper No. 1 » dans le gisement de gaz de Hugoton,

Cette technologie de la fracturation a été continuellement améliorée, développée et appliquée à l'industrie pétrolière et gazière. Les statistiques indiquent qu'environ 50% des puits de gaz naturel et 30% des puits de pétrole utilisent la fracturation hydraulique pour améliorer la productivité, dans une période de 15 ans de 1984 à 1999 plus de 100.000 puits ont été fracturés hydrauliquement aux États-Unis qui a été responsable d'une augmentation de plus de 7 milliards de baril d'huile et 600 milliards de pieds cubes de gaz naturel.

II.1 Définition de la fracturation

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

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

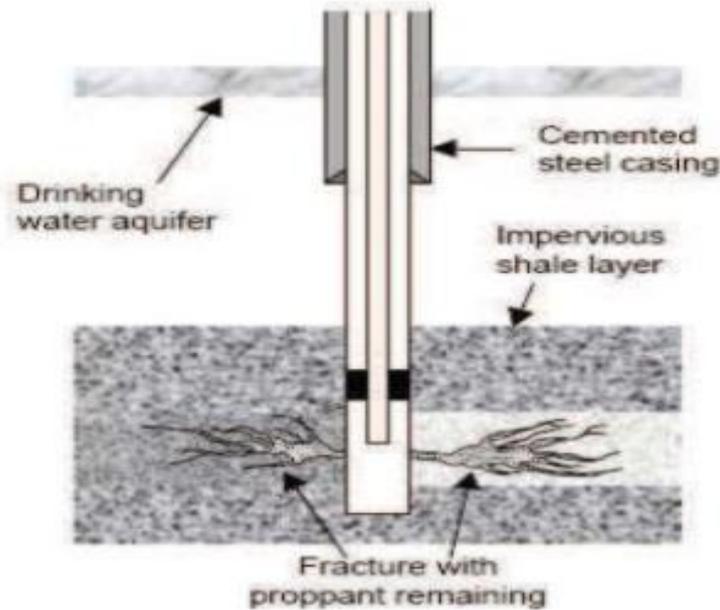


Figure 12 : Fracturation hydraulique

II.2 Principe de la fracturation hydraulique

Le principe de la fracturation hydraulique consiste à injecter un fluide plus ou moins visqueux avec une grande pression pour fracturer la roche réservoir ; et il est accompagné souvent de solide (agent de soutènement) pour maintenir la fracture ouverte et que le fluide puisse circuler plus facilement entre le réservoir et le puits (puits producteur) ou entre le puits et le réservoir (puits injecteur).

Dans le cas favorable on peut atteindre des gains de productivité ou d'injectivité se stabilisent autour de 3 à 4 (effet de décolmatage mis à part).

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, qui aura une perméabilité nettement supérieure à celle de la matrice pour le premier cas et d'aller au-delà de l'endommagement dans le second cas. Une bonne réussite d'un traitement dépend essentiellement :

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

II.3 Les différentes applications de la fracturation

hydraulique

La fracturation hydraulique trouve de nombreuses applications industrielles.

➤ Le développement des fractures horizontales dans les couches de sel. Pour la circulation d'eau entre deux puits en vue de création des cavités de stockage des hydrocarbures ;

➤ Stockage des polluants industriels, radioactifs ou chimique, dans les couches imperméables (argile, marne) du sous-sol.

Les domaines d'application possibles en futur sont :

➤ La gazéification souterraine de charbon ;

➤ La récupération de la chaleur en géothermie profonde.

II.4 But de la fracturation hydraulique

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

➤ Modification des propriétés pétro physique de la roche et l'amélioration de la productivité ou l'injectivité ;

➤ L'augmentation de la vitesse de récupération grâce en particulier à une amélioration de l'indice de productivité ;

➤ L'augmentation du temps de récupération ;

➤ Diminuer la différence de pression aux abords du puits afin d'éliminer le problème de dépôt de paraffine et d'asphaltènes.

II.5 Critères sur le choix des puits à fracture

La sélection du puits candidat est pour l'orienter par ce qu'il n'existe pas une règle à suivre.

Donc, avant de sélectionner un puits il faut rassembler et classer les informations nécessaires du gisement (réservoir – puits) et sans oublier le coté économique de l'opération.

II.5.1 Réservoir

II.5.1.1 Nature du réservoir

Le succès ou l'échec de l'opération de la fracturation hydraulique on peut l'estimer d'après la nature de la roche réservoir parce que les roches réservoirs peuvent être fracturées plus ou moins facilement mais le problème qui se pose :

Est-ce qu'on peut le soutenir par les agents de soutènement ou non ?

Par exemple le cas d'une roche dite tendre (peu consolidées) il y a l'instruction des agents de soutènements.

II.5.1.2 Interface des fluides en place

La réalisation d'une fracturation hydraulique nécessite la connaissance parfaite des interfaces des fluides en place, car il est essentiel d'éviter l'extension, par exemple le gaz et ou l'eau pour un puits à huile.

II.5.1.3 Nature des fluides en place

La compatibilité des fluides de stimulation et celles en place est très importante, car on peut rencontrer des problèmes :

- Formation des émulsions stables ;
- Formation des précipités, et des résidus de différentes natures...etc.

II.5.1.4 Perméabilité du réservoir

La connaissance plus précise de la perméabilité est essentielle dans le cas de choix du puits à fracturer. Par exemple les valeurs de la perméabilité obtenue par des mesures sur les carottes et surtout l'interprétation des essais sur puits donnent :

- L'indice de productivité IP ;
- Conductivité de la formation kh ;
- Endommagement a l'abord du puits (skin effet).

II.5.2 Historique du puits

Dans cette partie on peut citer toutes les opérations entreprise au cours du :

- Forage (opérations de diaggraphie) ;
- Des essais de la production (dernière remontée de pression, dernier jaugeage) ;

- Traitement précédents (s'il ya lieu) ;
- Puits voisin ;
- Puits producteur ;
- Puits injecteur ;
- Les puits proches fracturées : Caractéristique de chaque puits c'est-à-dite les caractéristiques de production avant et après la fracturation.
- Complétion du puits : La complétion doit adapter au traitement qui devra réaliser. La réalisation du traitement implique donc, une bonne isolation des niveaux à stimuler.

Une excellent liaison formation / graine de ciment / tubage, ainsi que l'état des équipements du puits permettent l'injection en toute sécurité, donc il est nécessaire de prévoir un coefficient de sécurité afin de faire face à toute augmentation possible de pression au cours de traitement.

II.5.3 Economie de l'opération

L'intérêt économique de la fracturation hydraulique est de l'estimation de la rentabilité du traitement qui nécessite une évaluation précise du :

- Cout de traitement proprement dit ;
- Cout des opérations préalables.

La rentabilité exige un amortissement dans un délai raisonnable varie suivant :

- La situation géographique.
- Nature de fluide en place (huile, gaz, ...etc).

II.6 Opération de base sur la fracturation

hydraulique

Les propriétés mécaniques des roches, ainsi que l'état complet des contraintes régnant à l'intérieur doivent être déterminées, pour l'évaluation de ces variables principales, on va se baser sur le concept de la mécanique des roches.

II.6.1 Notion de contrainte

II.6.1.1 Les contraintes

D'une façon générale, les formations seront soumises à différentes contraintes, qui s'associent entre elles pour maintenir ces roches en état de compression.

La contrainte σ est définie comme étant la force appliquée par unité de surface :

$$\sigma = \frac{\text{force}}{\text{surface}} \quad (\text{II.1})$$

II.6.1.2 Etat local des contraintes en profondeur

Il existe deux types de contraintes

- Contraintes principales totale (Σ_i) ;
- Contraintes principales effectives (σ_i).

Ces contraintes sont liées entre elles par la relation suivante :

$$\sigma_i = \Sigma_i - \alpha P_c \quad (i = 1, 2, 3) \quad (\text{II.2})$$

$$\alpha = 1 - \frac{C_m}{C_b} \quad (\text{II.3})$$

Avec :

P_c : Pression de couche.

C_b : Compressibilité de la roche poreuse.

C_m : Compressibilité de la matrice.

α : Constante de BIOT ($0 \leq \alpha \leq 1$), $\alpha \approx 1$.

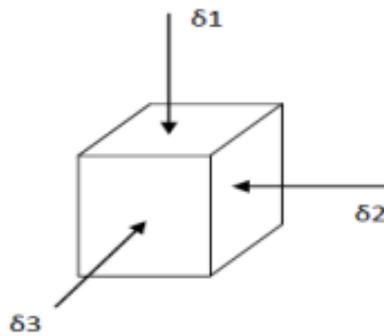


Figure 13 : Contrainte exercé

II.6.2 Propriétés mécanique des roches

Les roches sont caractérisées par :

- Le module de Young (E) ;
- Le coefficient de poisson (ν) ;
- Le module de cisaillement (G).

II.6.2.1 Module de Young (E)

Tout corps soumis à une contrainte, se déforme sous l'effet de cette contrainte jusqu'à une certaine limite (caractéristique du matériau considéré), Cette déformation est élastique c'est-à-dire que le corps testé reprend sa forme initiale lorsque la contrainte cesse. Pour des contraintes faibles, la déformation est proportionnelle à la contrainte.

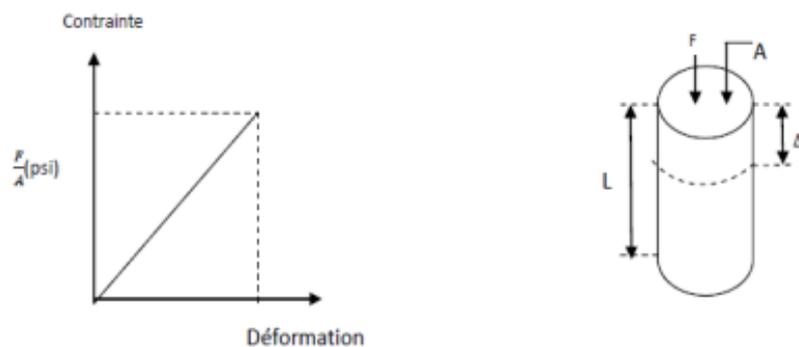


Figure 14 : La déformation élastique

La déformation est définie comme la variation d'une dimension par rapport à la longueur initiale :

$$\boldsymbol{\varepsilon} = \frac{\Delta L}{L} = \frac{L_2 - L_1}{L_1} \quad (\text{II.4})$$

On peut définir la rigidité d'un corps de la manière suivante :

Un matériau sera plus rigide qu'un autre, s'ils sont soumis à la même contrainte, il subit une déformation plus faible.

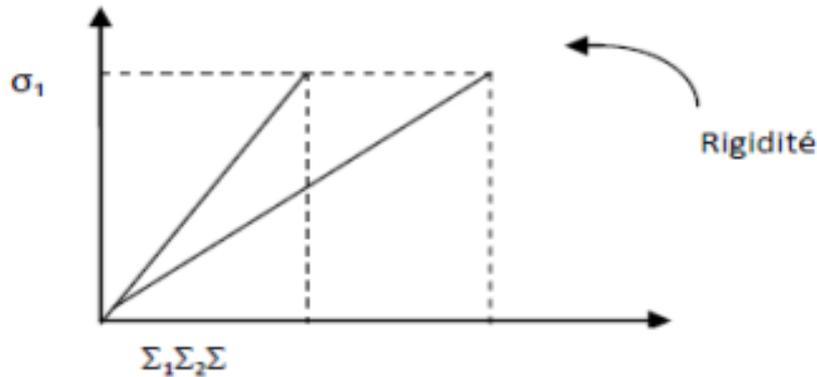


Figure 15 : La rigidité d'un matériau

La rigidité d'un matériau peut donc être caractérisée par la pente de la courbe $f(\Sigma)$. La valeur de la pente est la caractéristique du corps considéré appelé module de Young (E).

$$\mathbf{E} = \frac{\Sigma}{\sigma} \quad (\text{II.5})$$

Le module de Young de la roche saturée en eau ou huile est en générale inférieur au module de la roche sèche.

II.6.2.2 Coefficient de poisson (ν)

Coefficient sans dimension, défini comme étant le rapport entre la variation de la dimension latérale (changement de diamètre) et la variation de la dimension axiale ou longitudinale (changement de longueur), lorsque l'échantillon est soumis à une compression. Il varie pour les roches dans les limites 0.1 à 0.45.

$$\boldsymbol{\nu} = \frac{(\Delta d/d)}{(\Delta l/l)} \quad (\text{II.6})$$

II.6.2.3 Coefficient de cisaillement (G)

Il est souvent pratiqué en modélisation, le module de cisaillement est noté (G)

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \quad (\text{II.7})$$

E : module de Young.

ν : Coefficient de poisson.

II.7 Description d'une fracture

II.7.1 Orientation de la fracturation selon la profondeur

Les expériences ont montré que les fractures sont développées suivant les plans horizontaux ou verticaux. Pour des profondeurs inférieures à 600 mètres, il est possible d'obtenir les fractures dans les plans horizontaux. Pour des profondeurs supérieures à 600 mètres, le poids des sédiments fait que la fracture se développe uniquement dans les plans verticaux.



Figure 16 : Orientation de la fracture.

II.7.2 Contraintes principales et orientation de la fracture

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

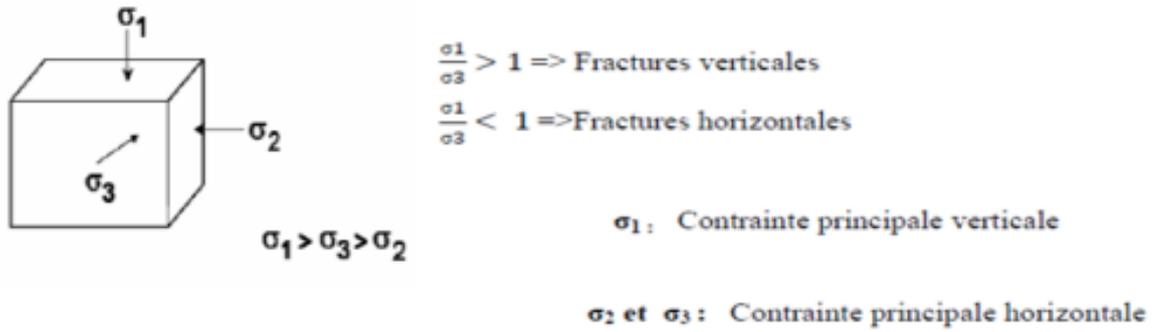


Figure 17 : Les contraintes principales et orientation de la fracture

II.7.3 Pression de fracturation

Est en fonction :

- De l'état de contrainte s'exerçant sur le réservoir ;
- Des conditions aux limites ;
- De la mobilité du fluide injecté.

$$Pf = Pw + Ph - Pf \quad (II.8)$$

Avec :

Pw : pression d'injection en tête.

Ph : Pression hydrostatique.

Pf : Pertes de charge qui peuvent avoir deux composants :

- Pertes de charge dans le tubing.
- Pertes de charge au niveau des perforations.

II.7.4 Gradient de fracturation GF

Par définition, le gradient de fracturation est égal au rapport de pression de fracturation (B) et la profondeur de la formation.

$$GF = \frac{PF}{H} \quad (II.9)$$

PF : pression de fracturation.

H : la profondeur de fracturation.

II.7.5 Valeurs du gradient de fracturation

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

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

- Le gradient de fracturation croit en générale très légèrement avec l'initiation de la fracturation.
- Il se maintient ensuite de manière constante sensiblement, par rapport au développement de la fracture s'il y a un accroissement de gradient de fracturation au cours du traitement qui est l'indice d'un débit de bourrage de la fracture.

Dans les roches communément exploitées, le gradient de fracturation varie de 0.55 psi/ft à 1 psi/ft .

On conclue généralement que le gradient de fracturation est supérieur à 1 psi/ft c'est-à-dire, supérieur à la valeur moyenne de la contrainte géostatique, on développe une fracture horizontale. Les fractures verticales étaient associées à des gradients sensiblement plus faibles.

II.8 Géométrie de la fracture

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

- Soit une fracture verticale symétrique par rapport au puits ($L_f = 2l$) ;
- Soit une fracture totalement asymétrique par rapport au puits ($l_1 = L_f, l_2 = 0$) ;
- Soit partielle asymétrique ($L_f = l_1 + l_2$).

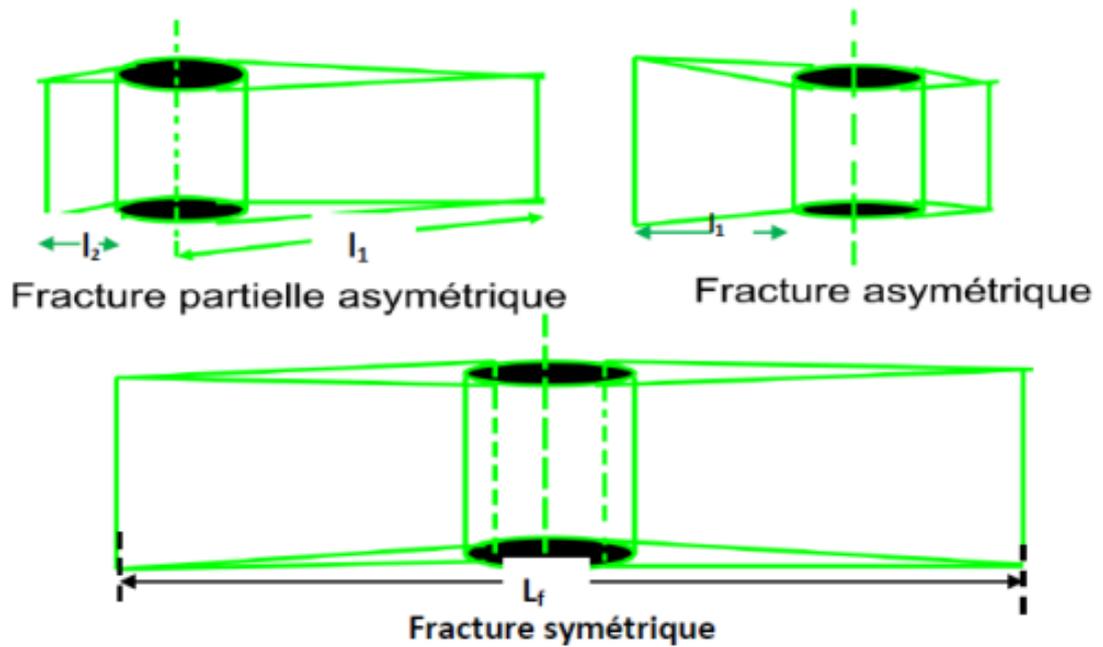


Figure 18 : La géométrie de la fracture.

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

Pour les dimensions d'une fracture :

- **La longueur de la fracture (X_f)**

C'est la distance entre le puits et le point situé au bout de la fracture, donc elle peut être la longueur ou la demi-longueur d'une fracture suivant que ce dernier est un ou deux ailes symétriques (Figure 19).

- **L'épaisseur de la fracture (W)**

C'est l'écartement entre les deux faces verticales de la fracture (Figure 19).

- **La hauteur de la fracture (H)**

C'est la distance suivant la verticale entre les deux points associés à une épaisseur nulle (Figure 19).

Tout cela concerne la fracture verticale, pour ce qui est de la fracture horizontale on aura la hauteur qui remplace l'épaisseur et la contrainte.

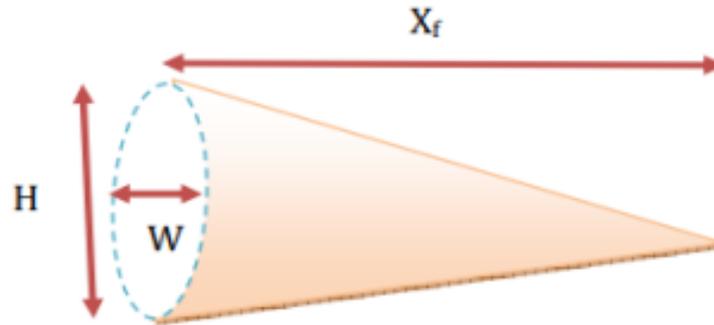


Figure 19 : Schéma de fracture verticale à une seule aile.

II.9 Conductivité adimensionnelle de la fracture

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

$$FCD = \frac{K_f W_f}{K X_f} \quad (\text{II.10})$$

Avec :

X_f : Extension de la fracture (la demi-longueur).

W_f : Epaisseur de la fracture.

K_f : La perméabilité de la fracture.

K : La perméabilité de la formation.

Pour que la fracturation soit optimale, il suffit que $2 < FCD < 10$

II.10 La pression d'initiation et d'extension de la fracture

La Figure 20 représente le profil de pression en fonction du temps pour un traitement de fracture, Elle est divisée en deux parties :

- Partie injection ;
- Partie fermeture.

La première partie représente un pic suivi d'un palier, qui correspond 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.

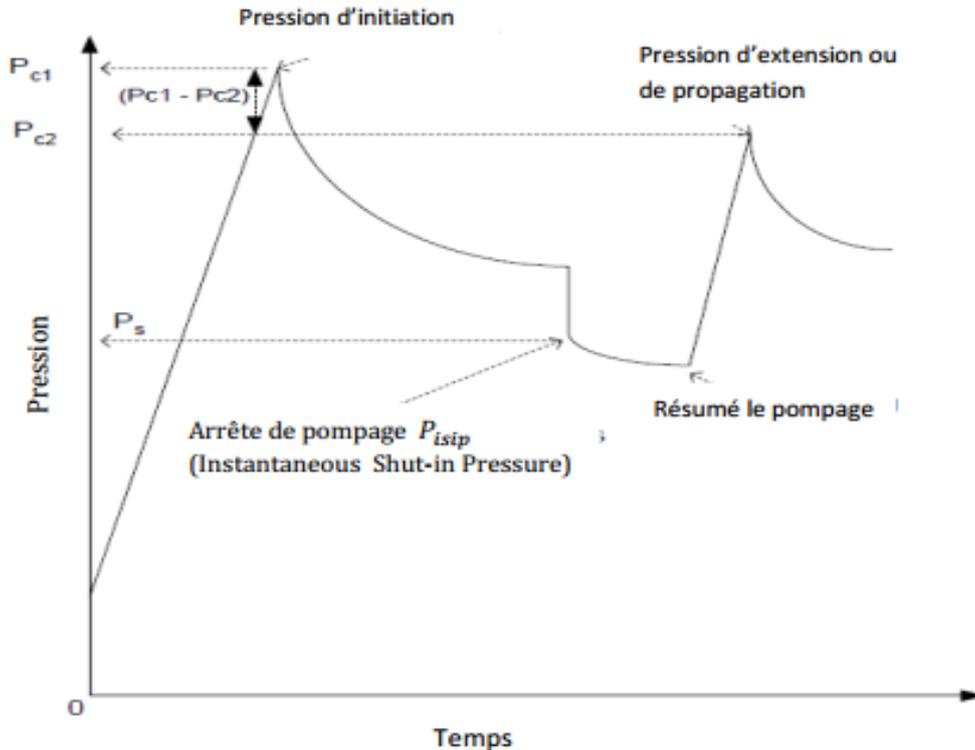


Figure 20 : Evolution théorique de la pression de fond au cours de la fracturation hydraulique

II.11 Fluide de fracturation

Le choix du type de fluide de fracturation se fait en fonction des propriétés du réservoir, le choix de son débit d'injection et de certaines modalités, contribue d'une façon essentielle aux résultats d'une fracturation hydraulique.

Généralement on utilise les fluides à base d'eau, certains réservoirs contiennent de l'argile sensible à l'eau et on utilise d'autres types de fluides tels que des gaz (le dioxyde de carbone, l'azote, le propane) et des fluides à base de pétrole.

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, il doit se dégrader afin de faciliter le dégorgement.

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

La viscosité :

Elle est déterminée expérimentalement au laboratoire. (viscosimètre)

La filtration :

La théorie et l'expérience montrent que la vitesse de filtration, sous une δP constante obéit à la loi :

$$V(t) = \frac{c}{\sqrt{t-t_0}} \quad (II.11)$$

Avec :

V (t) : Vitesse de filtration.

C : Coefficient de qualité ou de filtration.

t₀ : Instant du début de filtration.

t-t₀ : Durée de filtration.

II.11.1 Composition du fluide de Fracturation

Il existe trois grandes familles de fluides de fracturation selon différents usage et compositions :

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

Tableau 1 : Différentes familles du fluide de fracturation.

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 absolue, Guer,	Longues fractures, Les températures

		HCE, HPG	élevées
à base de mousse	L'eau a basse de mousse	Eau et mousse +N₂ ou CO₂	faible pression de formation
	acide à base de mousse	Acide et mousse +N₂	Faible pression, formation 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 gélifiant	Formation sensible à l'eau, courte fracture
à base d'huile	Fluide réticulant	Phosphate + Ester	Formation sensible à l'eau, longue fracture.
	Emulsion externe de l'eau	eau+huile+émulsifiant	Pour contrôlé le filtrat de fluide

Les produits sus cités sont utilisés pour fabriquer des fluides de fracturation : (huile brute dégazée, condensats, eau gélifiée, acide gélifiée, mousse et les émulsions), dans ce passage nous nous intéresserons qu'aux fluides à base d'eau.

II.11.2 Fluide de fracturation à base d'eau

Ils représentent la famille de fluide la plus variée. 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 longue chaînes polymériques, les unes à côté des autres, sans liaison. Un gel

réticulé est également constitué de longue chaîne 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).

II.11.3 Agent de soutènement

Fracturer c'est créer un drain perméable de part et d'autre du puits ; et c'est à l'agent de soutènement d'en assurer la perméabilité et la conserver dans les conditions d'exploitation du puits, c'est-à-dire sous contraintes et température du réservoir, et en présence des fluides du gisement.

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).

II.12 Les additifs

Des nombreux additifs sont souvent nécessaires pour l'opération de fracturation. Le choix de leur nature et de leur concentration doit être fait avec soin en fonction des paramètres de gisement et des conditions opératoires. Là encore les tests en laboratoire sont primordiaux.

En particulier, on cite les suivants :

-XLFC-1B : mixte sur bas

-NE-118 : séparé entre eau et huile sur phase.

-BF-7L : augmenté le PH.

-XLW-56 : (cross linked) augmenter la viscosité.

-Breaker :

-Hyperme CRB (solide) travail dans haut température.

-Enzyme G (liquide) travail dans haut PH.

II.13 Classification des paramètres mis en jeux

II.13.1 Les paramètres à connaitre

- Les contraintes.
- La perméabilité du terrain.
- La porosité de la formation.
- Module de Young.
- Module de Poisson.

II.13.2 Les paramètres à choisir

- Débit d'injection.
- Fluide de fracturation (viscosité, filtration).
- Agent de soutènement (type, granulométrie et concentration).

II.13.3 Les paramètres à obtenir

- Extension de la fracture X_f .
- Épaisseur W_f .
- hauteur soutenue H_f .
- Conductivité (K_f, W_f).

Avant d'entamer le frac job de n'importe quel point, il est impératif de connaitre la profile de stress (contraintes) de ce puits afin de bien cibler et contrôler la fracture. Notant que c'est la technique la plus risquée et coûteuse.

II.14 Description de l'opération

II.14.1 Initiation de la fracture

Lors de pompage du fluide dans le puits la pression augment tant que le débit de pompage est supérieur à celui qui peut filtrer dans les formations, la fracture sera initiée par les contraintes de traction, Elle sera perpendiculaire à la contrainte de compression minimale en place avant le pompage.

La fracturation de la roche intervient à une pression appelée pression d'initiation de la fracture (P_i). Nous appellerons ΔP_i l'accroissement de la pression P_i dans le puits au-delà de la pression de couche (P_c).

$$\Delta P_i = P_i - P_c \quad (II.12)$$

Ouverture de la fracture en dépassant la contrainte de compression minimale appliquée sur la roche

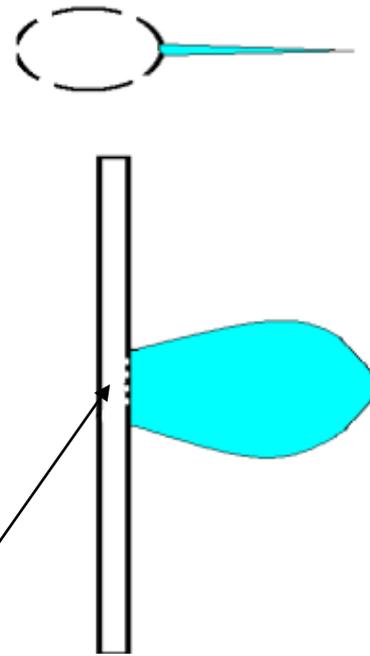


Figure 21 : Initiation de la fracture

II.14.2 Développement ou extension de la fracture

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

L'extension de la fracture s'effectue à une pression appelée pression d'extension (P_e), inférieur 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 :

$$\Delta P_e = P_e - P_c \quad (II.13)$$

Extension de la fracture en injectant le fluide de fracturation hydraulique

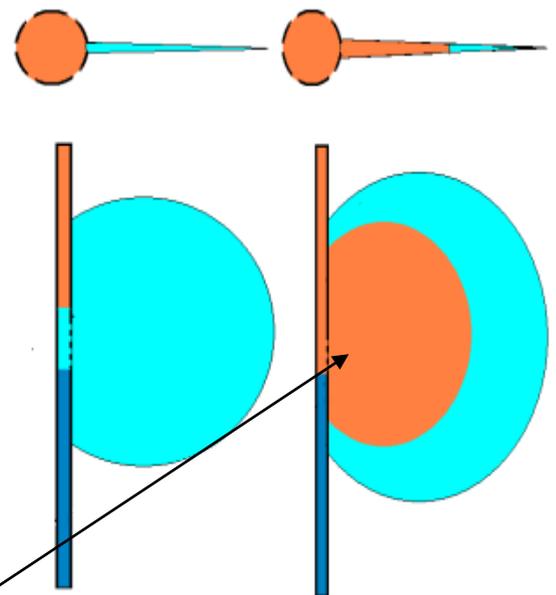


Figure 22 : Extension de la fracture en Pénétrant la couche avec le fluide pompé

II.14.3 Maintien de l'ouverture de la fracture

Dans les formations carbonatées un fluide de fracturation contenant l'acide chlorhydrique assez concentré est utilisé. Cet acide ronge irrégulièrement les parois de la fracture ce qui laisse des canaux résiduels de très haute perméabilité lorsque la fracture se ferme suite à l'arrêt du pompage ; c'est ce que l'on appelle « fracturation acide ».

Dans les formations gréseuse, des agents de soutènement présentant une très bonne perméabilité (sable, billes de verres...) sont mélangés au fluide de fracturation (de haute viscosité) et sont entraînés dans les fracture par ce fluide ; ils empêchent la fracture de se fermer quand on arrête le pompage en fin de traitement. Les agents de soutènement sont pompés lorsque la fracture atteint des dimensions géométriques (épaisseur de la fracture particulièrement) suffisantes pour les laisser passer.

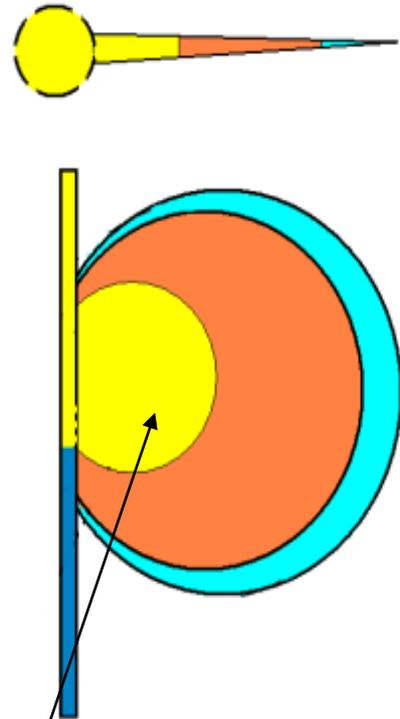


Figure 23 : Maintien de la fracture ouverte avec les agents de soutènement

Pompage des agents de soutènement dans la fracture

II.14.4 Fermeture du puits

On injectera le fluide chargé d'agents de soutènement (proppant) sur plusieurs concertations progressives pour graver la fracture.

Dès l'arrêt des pompes, la fracture se referme progressivement (plus au moins vite) sous l'effet de la filtration du fluide à travers les parois de la fracture, alors il va falloir maintenir la fracture ouverte à l'aide des agents de soutènement qui est le PROPPANT mis en place dans le réservoir. (Sable ou microbilles en céramique).

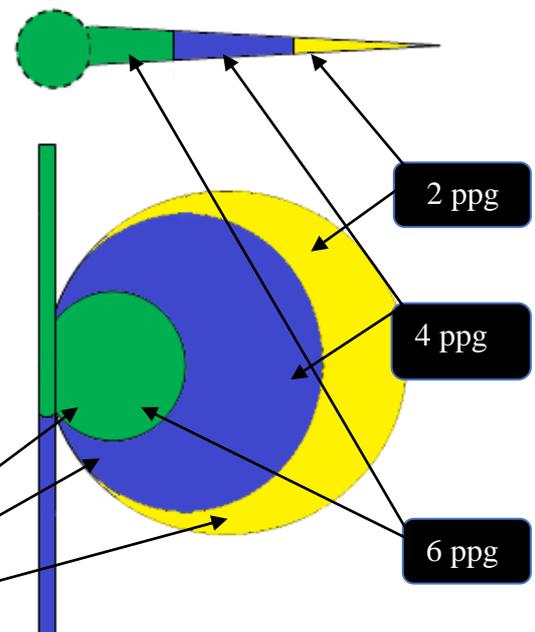


Figure 24 : Distribution du proppant sur plusieurs étapes

Distribution du proppant avec des concertations progressives

II.14.5 Dégorgement et mise en production

Il faut évacuer au mieux non seulement le fluide de traitement contenu dans la fracture résiduelle mais encore le fluide qui a filtré dans la formation. Cette étape de déplacement et chasse de la totalité de l'agent de soutènement se fait par le gel linéaire.

Donc on injecte le fluide linéaire dans la colonne, pour pousser tout simplement le reste du gel chargé en proppant dans la fracture.

Comme la pression indique que screen out d'extrémité est en train de former, il faut augmenter la pression à la surface et forcer autant que possible la pénétration du Proppant dans la fracture. Cela crée une largeur supplémentaire, ce qui signifie une capacité d'écoulement plus élevée.

Déplacements du proppant restant dans la fracture par le gel linéaire

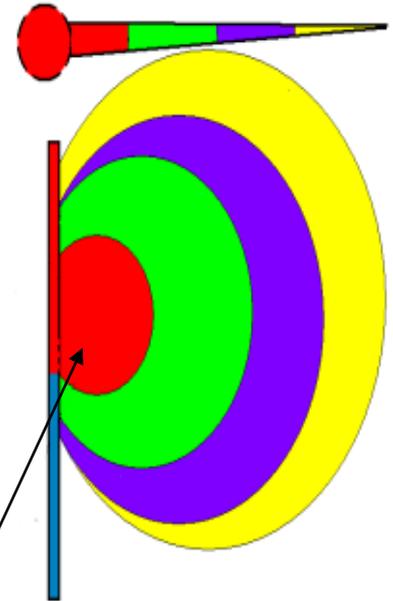


Figure 25 : Déplacement et chasse du proppant dans la fracture

Malgré le progrès qu'a connu la technique de fracturation, sa réalisation sur chantier rencontre toujours des problèmes qui peuvent faire échouer l'opération, endommagé le puits ; le naturel en place et mettre en dangers la vie des personnes en place.

II.15 Les problèmes de fracturation hydraulique

II.15.1 Phénomène de tortuosité

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

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

Les fracturation hydraulique commencent et se poursuivent perpendiculairement au principe de moindre résistance des roches donc suivant le plan de stress maximal.

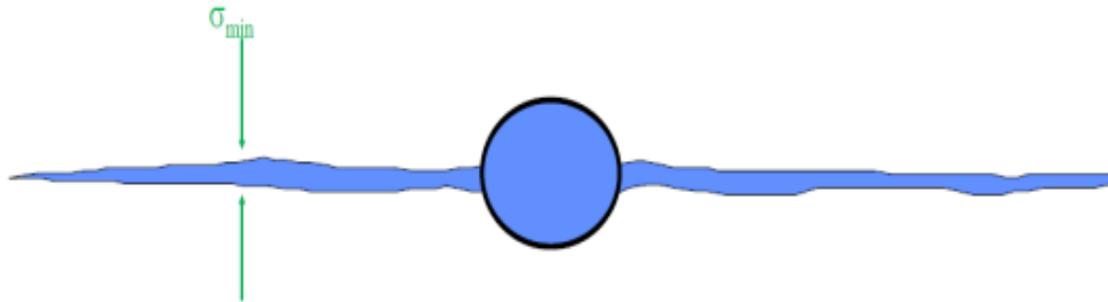


Figure 26 : La forme idéale d'une fracture (Halliburton Instituee.2010)

Dans la figure 27 Nous présentons la propagation d'une fracture atteinte du phénomène de tortuosité, la création d'un tel chemin dans le puits provoque l'augmentation de la pression de fond pendant le pompage à cause du chemin courbé que doit emprunter le fluide de fracturation et du coup sa créera une circulation et une surcharge du produit enrichi de proppant, et dans certain cas des Screen-out prématurés.

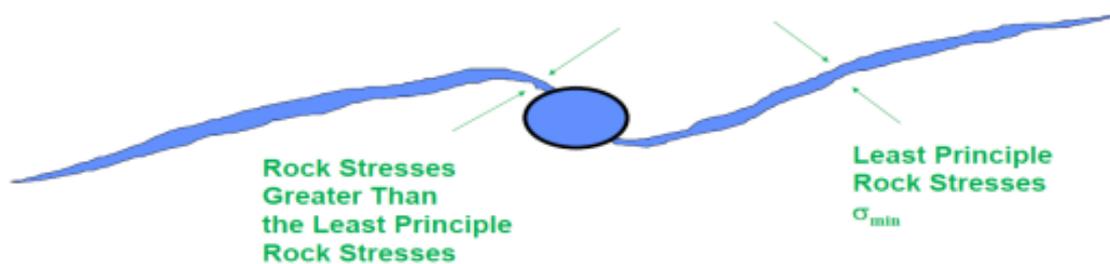


Figure 27 : Le phénomène de tortuosité d'une fracture (Halliburton Instituee.2010)

II.15.2 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 au fluide de fracturation et au proppant.

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

A – L'émulsion de la formation avec le fluide de fracturation.

B – La haute viscosité qui cause un mauvais écoulement.

C – Les résidus laissés en place après la dégradation du fluide.

-Le proppant peut influencer considérablement sur la perméabilité créée par :

A – Les restes insolubles contenus à l’origine dans le fluide, ou formés pendant la dégradation du fluide dans la fracture et dans les pores de la formation.

B – L’écrasement ou Proppant dans la formation qui est dû au mauvais choix des agents de soutènement.

C’est pour cela que le choix de l’agent de soutènement (Proppant) doit être rigoureux et se fait selon plusieurs critères : la taille, la qualité, la résistance à l’écrasement. La solubilité, le regroupement, la rondeur et la sphéricité, la capacité d’écoulement.

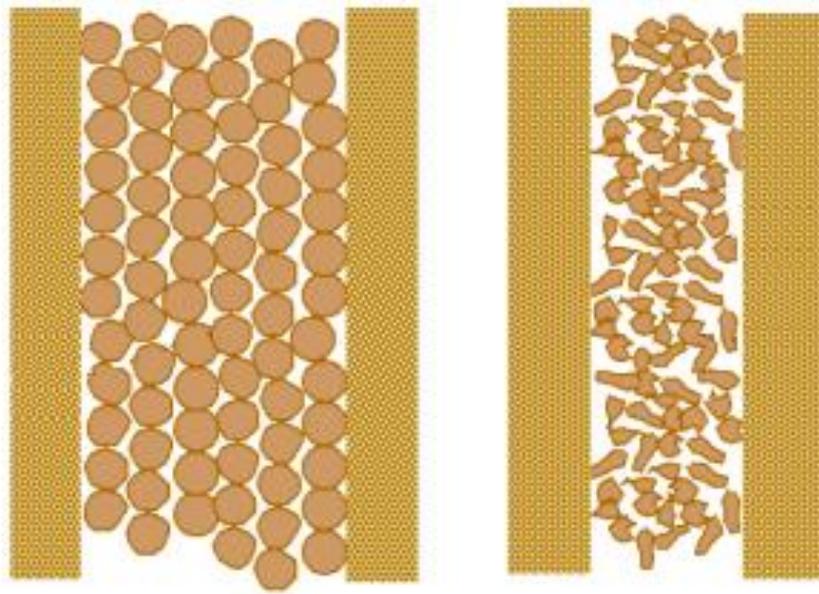


Figure 28 : La résistance à l’écrasement du proppant (Halliburton interne.2012)

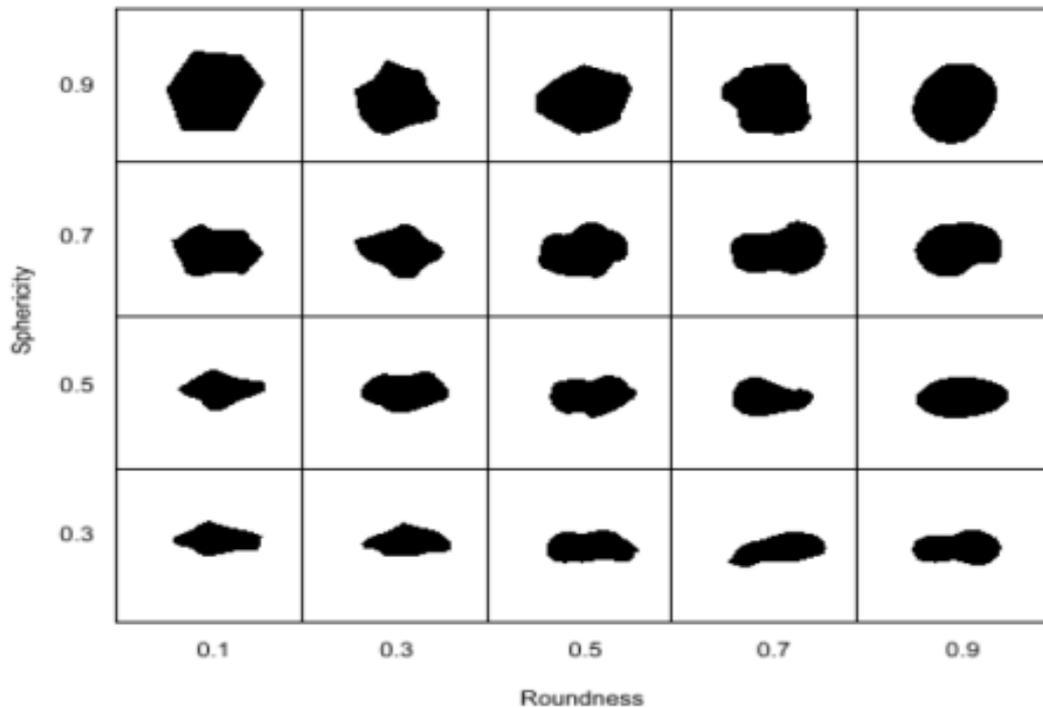


Figure 29 : Chart d'estimation de rondeur et sphéricité (Krumbein and Sloss 1963)

II.15.3 Screen-Out

Un screen-out se produit lorsque la pression de traitement atteint la pression maximale et que le travail doit être arrêté, il existe deux type de Screen-out :

- Screen-out de pointe (Tip Screenout)
- Screenout près du puits de forage (Near-Wellbore Screenout)

Les causes de Screenout sont les suivantes :

- ✓ Volume insuffisant du pad
- ✓ Perte de liquide
- ✓ Tortuosité
- ✓ Largeur de fracture insuffisante
- ✓ Type de fluide
- ✓ Multiple fracture

II.15.3.1 Tip Screenout :

Un Screenout d'extrémité de la pointe se produit lorsque le proppant a atteint les pointes de la fracture et que la fracture ne peut plus croître dans aucune direction.

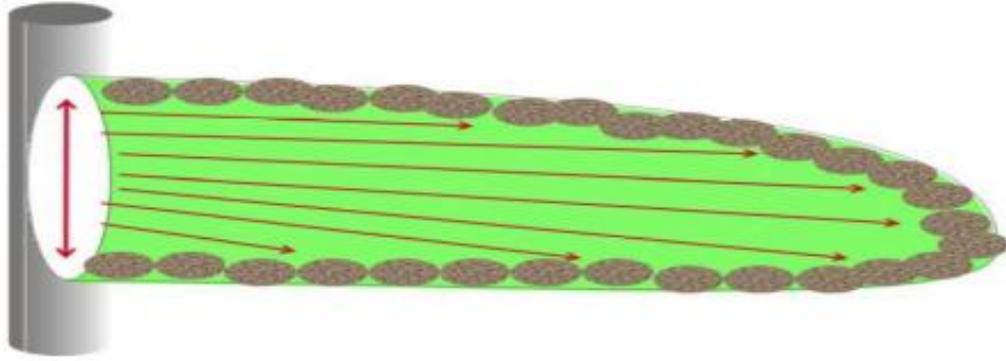


Figure 30 : Les pointes chargées de proppant dans le cas du Tip Screenout

Il faut un certain temps pour que le proppant atteigne chaque pointe de la fracture, la pression augmentera généralement lentement tout au long du travail, de plus en plus que le bout de la pointe commence à être chargé.

Un screenout de pointe peut être identifié par une fuite de pression initiale lente après l'arrêt. Cette fuite lente est causée par le grand volume de proppant présent dans la fracture. La seule fuite peut se produire, c'est de la fracture à la formation.

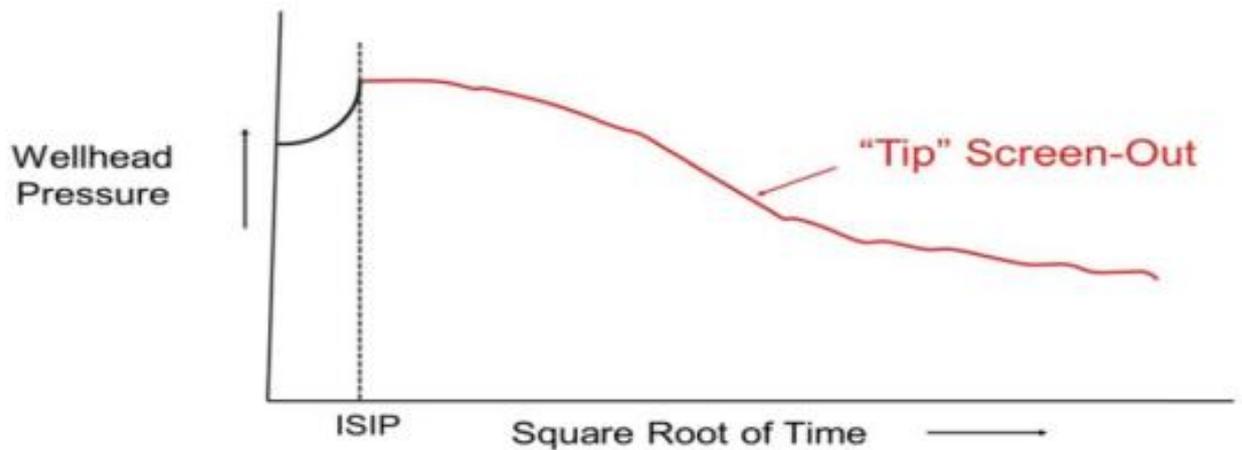


Figure 31 : Courbe de pression après l'arrêt dans le cas d'un type Screenout

II.15.3.2 Near Wellbore Screenout :

Un Screenout de bordure de puits (Near Wellbore) se produit lorsqu'un banc d'agent de soutènement empêche le fluide hydraulique d'atteindre la pointe de la fracture.



Figure 32 : L'entassement du proppant dans le cas Near Wellbore Screenout

Les causes possibles d'un Screenout près du puits (Near Wellbore) sont :

- ✓ Largeur de fracture insuffisante
- ✓ Haute tortuosité.

Ces deux facteurs feront que la fracture n'aura pas les dimensions souhaitées pour permettre au fluide conçu de circuler la région proche du puits de forage et amènera le conducteur à commencer à se détacher près des perforations, d'autre causes sont :

- ✓ Des perforations insuffisantes s'ouvrent provoquant une restriction du débit.
- ✓ Une rhéologie fluide médiocre dans le réglage excessif des proppants.

Le proppant est emballé seulement près du puits de forage, généralement cela se produira sur un court laps de temps et, par conséquent, la pression augmentera généralement très rapidement lorsque le proppant commence à s'emparer.

Un screenout proche du puits (Near Wellbore) peut être identifié par une fuite rapide de la pression initiale après l'arrêt. Cette fuite rapide est causée par le faible volume de proppant connecté dans la fracture. Ce proppant juste à côté de la face de la fracture, la fuite produira facilement grâce à ce pack de fluide à haute perméabilité.

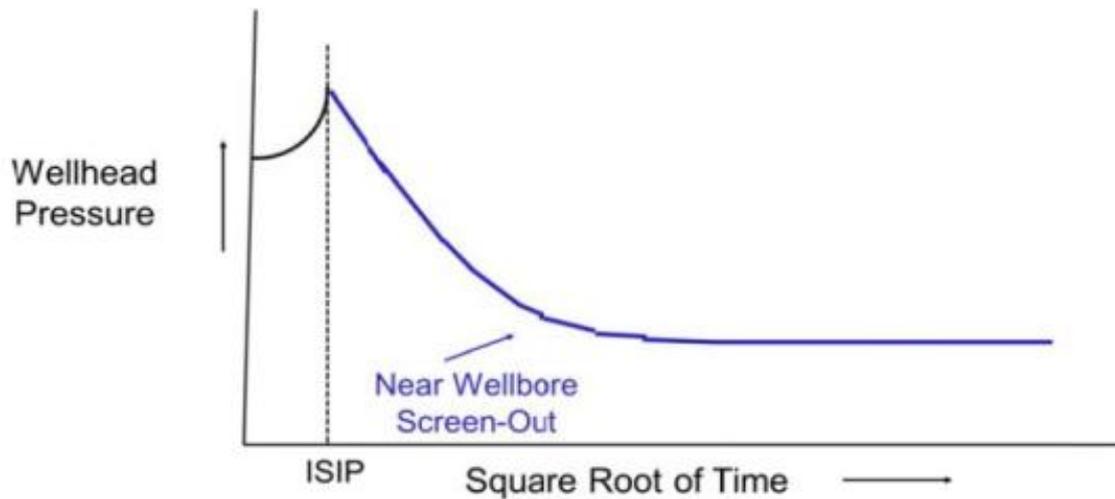


Figure 33 : Courbe de pression après l'arrêt dans le cas d'un Near Wellbore Screenout

II.15.4 Les perforations

Le type de perforation et leur densité, ainsi leurs distribution jouent un rôle très important pour la réussite de la fracturation, et pour éviter certain problèmes tels que :

Le problème de tortuosité, nécessite des perforations positionnées dans la direction de la contrainte horizontale maximale.

Le problème d'obturation, et pour y remédier, il faut faciliter le passage des bille et pour cela il est impératif que le diamètre des perforations soient plus grands.

II.15.5 Configuration de la tête du puits

En générale la série des têtes de puits producteur est de 5000 psi alors que lors de la fracturation nous dépassons facilement 5000 psi en tête, mais le problème à été résolu on mettant un équipement qui by passe la tête du puits et qui s'ancre dans le casing appelé tree saver.

Autre problème :

- Percées du gaz et d'eau dues à l'extension de la fracture vers les zones affectées par les puits injecteurs voisins.
- Communication tubing-annulaire au cours de l'opération.

II.16 Modèles 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 les premiers travaux sur la modélisation de la fracture préparée 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 :

$$W = \frac{2P_{net}h_f}{E'} \quad (\text{II.14})$$

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

$$E' = \frac{E}{1-\nu^2} \quad (\text{II.15})$$

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

$$\bar{W} = \frac{\pi}{4} W \quad (\text{II.16})$$

Le processus de sélection d'un modèle ou des paramètres qui doivent décrire le comportement du fluide et la conformité avec d'autres informations concernant le système, tout en respectant les lois essentielles et les éléments essentiels de l'interprétation des données.

II.16.1 Modèle GDK

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

La fracture est supposé 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 est basé sur les hypothèses suivantes :

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

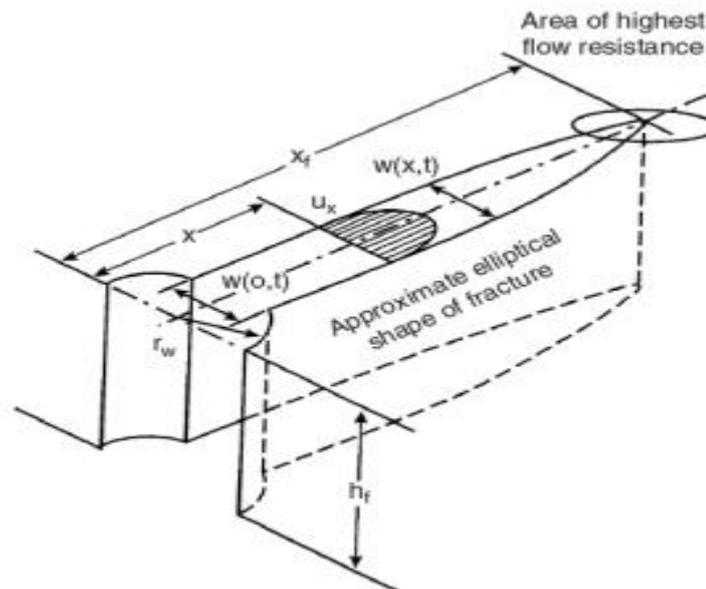


Figure 34 : Représentation de propagation de la fracture suivant le modèle GDK

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

$$W_w = \frac{4}{E'} (P_{net}L) \quad (II.17)$$

Et la pression nette donnée par l'équation suivante :

$$P_{net,w} = \left(E'^3 \frac{21q_i\mu}{64\pi h_f L^2} \right)^{\frac{1}{4}} \quad (II.18)$$

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

$$W_w = \left[\left(\frac{1}{E'} \right) \frac{84q_i \mu L^2}{\pi h_f} \right]^{\frac{1}{4}} \quad (\text{II.19})$$

Où :

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 exprimé en fonction du temps pour deux cas différents comme suit :

1^{er} Cas : Aucune filtration (où L , t , E' , q_i , h_f et μ sont en ft, min, psi bbl/min, ft et cp)

$$L(t) = 0.38(t)^{\frac{2}{3}} \left(\frac{E' q_i^3}{h_f^3 \mu} \right)^{\frac{1}{6}} \quad (\text{II.20})$$

$$W_w = 1.48(t)^{\frac{1}{3}} \left(\frac{q_i^3 \mu}{E' h_f^3} \right)^{\frac{1}{6}} \quad (\text{II.21})$$

2^{eme} Cas : Haute filtration de fluide (où L , t , q_i , h_f et C_L sont en ft, min, ft³/min, ft et ft/min^{1/2}).

$$L(t) = (t)^{\frac{1}{2}} \left(\frac{q_i}{2\pi h_f C_L} \right) \quad (\text{II.22})$$

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

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

$$W = W_{max} \left(1 - \left(\frac{x}{L} \right) \right)^{\frac{1}{2}} \quad (\text{II.23})$$

La largeur moyenne donnée par la relation suivante :

$$\bar{W} = \frac{\pi}{4} W_{max} \quad (\text{II.24})$$

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

$$W_{max} = \left(\frac{BP_{net}R}{E'} \right) \quad (\text{II.25})$$

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

On peut aussi calculer les dimensions de la fracture par l'utilisation de méthode de l'abaque :

-Détermination de K_s et $K_{\mu l}$:

$$K_s = \frac{7.48C\sqrt{t}}{S_p} \quad (\text{II.26})$$

$$K_{\mu l} = 1.43 \times 10^{-5} \times (1 - \nu) \times \left(\frac{Q}{h_f C^2} \right)^3 \times \left(\frac{\mu}{G.t} \right) \quad (\text{II.27})$$

D'où :

C : coefficient de filtration de fluide (ft/ $\sqrt{\text{min}}$),

S_p : Spurt loss (gal/ft²),

T: Temps de pompage (min),

H_f : Hauteur de la fracture (ft),

μ : Viscosité apparente de fluide (cpo),

ν : Coefficient de POISSON,

G : Module de cisaillement (psi).

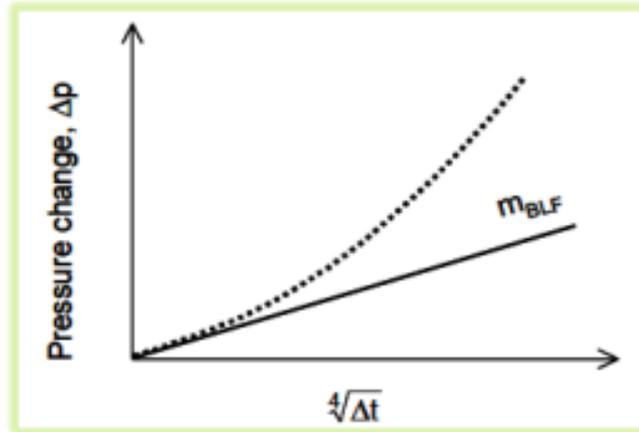


Figure 35 : Analyse spécialisée de la pression en fonction de la racine quatrième du temps

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 :

$$K_{\mu} = \frac{(12 C \sqrt{t})}{W_w} \quad (\text{II.28})$$

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

$$K_l = \frac{(C L h_f)}{5.165 Q \sqrt{t}} \quad (\text{II.29})$$

II.16.2 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 et leur 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.

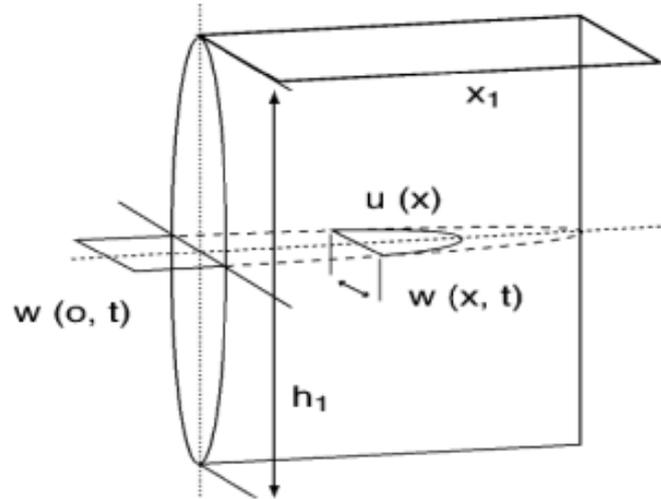


Figure 36 : Représentation de propagation de la fracturation suivant le modèle PKN

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

$$P_{net} = \left(\frac{16\mu q_i E'^3 L}{\pi h_f^4} \right)^{\frac{1}{4}} \quad (\text{II.30})$$

$$W(x) = 3 \left(\frac{\mu q_i (L-x)}{E'} \right)^{\frac{1}{4}} \quad (\text{II.31})$$

A $x = 0$ la largeur soit :

$$W_w = 0.38 \left(\frac{\mu q_i L}{E'} \right)^{\frac{1}{4}} \quad (\text{II.32})$$

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 obtenue l'équation suivante :

$$\left(\frac{\partial^2 W^4}{\partial x^2} \right) \frac{E'}{128\mu h_f} = \left(\frac{\partial W}{\partial t} \right) + \left(\frac{BC_L}{\pi(1-t_f(x))^{\frac{1}{2}}} \right) \quad (\text{II.33})$$

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

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

$$t_d = \left(\frac{64C_l^5 E' h_f}{\pi^3 \mu q_i^2} \right)^{\frac{2}{3}} t \quad (\text{II.34})$$

1^{er} Cas : Haute efficacité ($t_d < 0.01$)

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

$$L(t) = 0.39(t)^{\frac{4}{5}} \left(\frac{E' q_i^3}{h_f^4 \mu} \right)^{\frac{1}{5}} \quad (\text{II.35})$$

$$W_w = 2.18(t)^{\frac{1}{5}} \left(\frac{\mu q_i^2}{E' h_f} \right)^{\frac{1}{5}} \quad (\text{II.36})$$

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

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

$$L(t) = (t)^{\frac{1}{2}} \left(\frac{q_i}{2\pi h_f C_L} \right) \quad (\text{II.37})$$

$$W_w = 4(t)^{\frac{1}{8}} \left(\frac{q_i^2 \mu}{\pi^3 E' h_f C_L} \right)^{\frac{1}{4}} \quad (\text{II.38})$$

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

$$W = W_{max} \left(1 - \left(\frac{x}{L} \right) \right)^{\frac{1}{4}} \quad (\text{II.39})$$

Pour la largeur moyenne

$$\bar{W} = \frac{\pi}{5} W_{max} \quad (\text{II.40})$$

II.16.3 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 horizontale de contrainte) est la longueur doit être plus inférieur à la hauteur.

II.16.4 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 assumée 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.

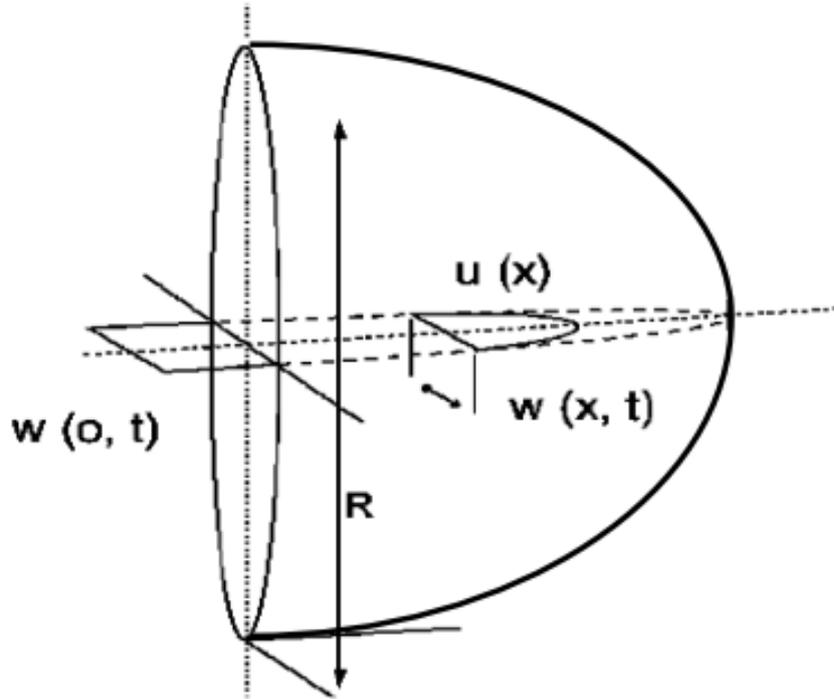


Figure 37 : Représentation de propagation de la fracture suivant le modèle Radial.

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).

$$W_w = 2.17 \left(\frac{\mu^2 q_i^3}{E'^2} \right)^{\frac{1}{9}} \quad (\text{II.41})$$

$$R = 0.52 \left(\frac{E' q_i^3}{\mu} \right)^{\frac{1}{9}} t^{4/9} \quad (\text{II.42})$$

2^{ème} Cas : haute filtration

$$R = \frac{1}{\pi} \left(\frac{q_i^2 t}{C_L^2} \right)^{\frac{1}{4}} \quad (\text{II.43})$$

II.17 Déroulement d'une opération de fracturation hydraulique

Il est nécessaire de s'assurer le bon déroulement de traitement à chaque instant comme le programme d'injection prévu. De ce fait on contrôle les différents paramètres pendant le traitement :

- La pression en tête de puits,
- Volume total du fluide injecté,
- Concentration du fluide en proppants.

Le traitement par fracturation hydraulique se déroule suivant ces étapes :

II.17.1 Test d'injectivité

Consistant à l'injection d'un fluide tel que l'eau traitée, la saumure ou le brut en régime de fracturation pour :

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

II.17.1.1 Test par palier (step rate)

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

II.17.1.2 Test à débit constant

Le test consiste à pomper du fluide (eau à 2% KCL) à débit constant jusqu'à la rupture, le débit est maintenu constant durant un temps déterminé, afin de permettre à la fracture de se propager. Le pompage est arrêté pour enregistrer la chute de pression (Fall off). Au cours du pompage.

II.17.2 Shadow frac (mini frac ou data frac)

Créer une fracturation non soutenu pendant un temps suffisant 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 permettent d'établir le programme de fracturation, c'est-à-dire déterminé :

- Les rampes de pompages de billes (agents de soutènement),
- Le débit et le volume du fluide injecté.

Le shadow frac inclut trois testes :

- 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).

II.17.2.1 Step rate test

Ce test est utilisé pour déterminer la pression d'extension de la fracture (FPP). 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.

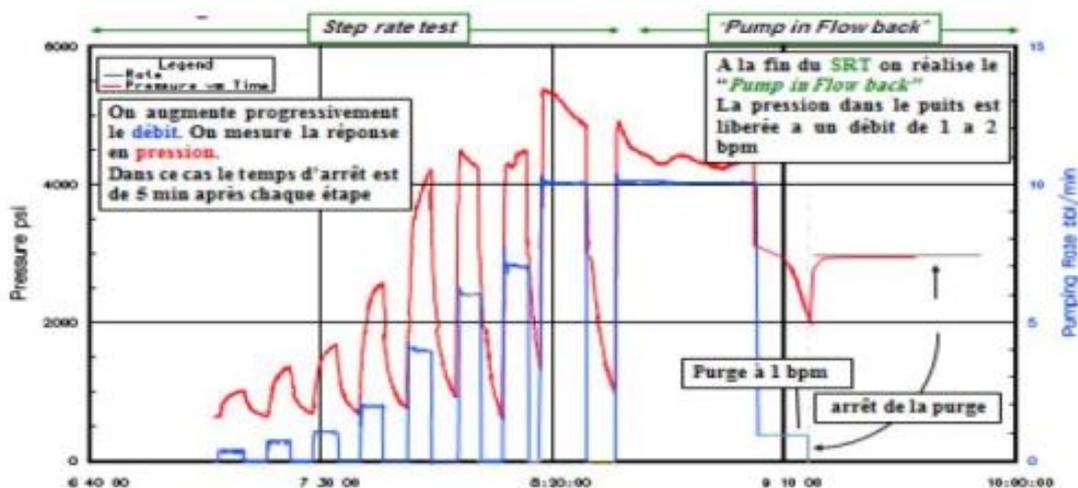


Figure 38 : Illustration de la procédure du test de débit par incrément

On trace après la courbe de pression P en fonction de Q , en rapportant les valeurs maximales atteintes pendant chaque incrément de débit, et on obtient le diagramme suivant :

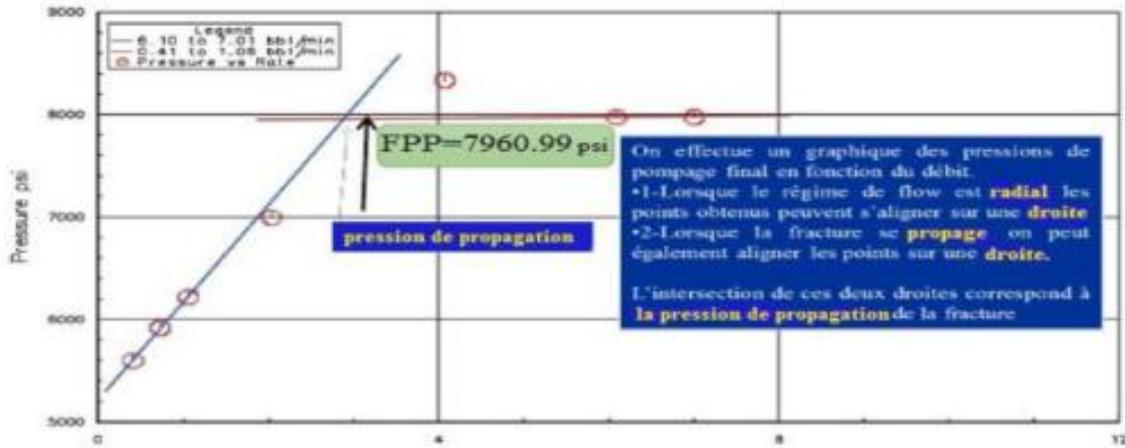


Figure 39 : Détermination de pression de propagation de la fracture (FPP)

II.17.2.2 Pump in et flow back test

C'est un test qui est utilisé pour déterminer la pression de fermeture de la fracture (FCP); il est divisé en deux étapes :

- Pump in,
- Flow back.

- **Pump in** : consiste à continuer l'injection de fluide de frac 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 cette étape s'achève avec la fermeture de puits.

- **Flow back** : consiste à ouvrir le by-pass et à laisser le fluide injecté de sortir du puits à un faible et constant débit. Puis on arrête la purge, et on détermine la pression de fermeture.

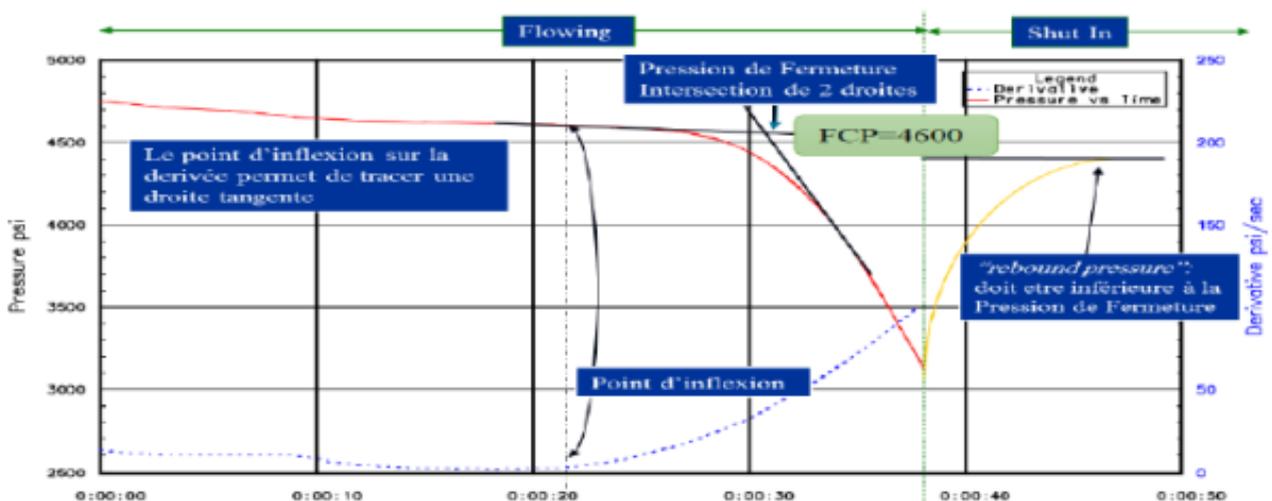


Figure 40 : Détermination de la pression de fermeture (FCP)

II.17.2.3 Pressure décline 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 :

- Etape mini frac, qui permet de déterminer le modèle de propagation,
- Etape fall-off ou chute de pression après mini frac, qui permet de déterminer :
 - L'efficacité du fluide de traitement (η),
 - La filtration du fluide,
 - La géométrie de la fracture (largeur, longueur et épaisseur).

Ce test consiste en premier lieu à injecter le fluide dans la formation avec le débit du traitement principal proposé, et le maintenir jusqu'à pomper de 10 à 15% du volume total proposé pour le traitement en question. Puis 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.

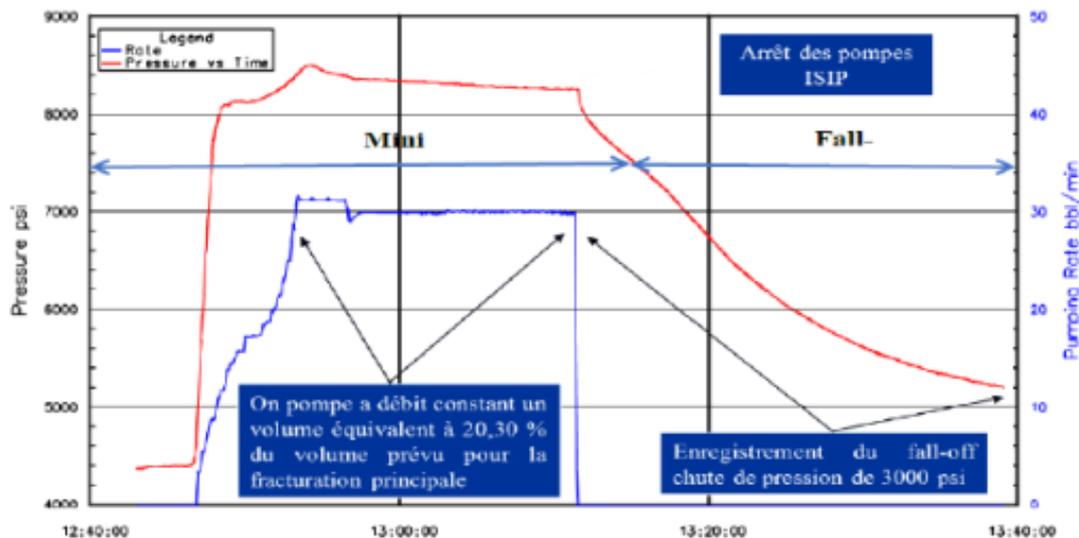


Figure 41 : Test de déclin de pression

II.17.3 Traitement principal ou fracture proprement dite (Mini Frac)

Il se subdivise 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 de puits dans le but d'initier et de développer une fracturation en lui donnant une largeur permettant le passage des billes,

- Injection du slurry (gel réticulé plus agent de soutènement),
- La chasse du slurry restant dans le tubing avec un gel linéaire facile à dégorgé.

II.17.4 Dégorgement de puits après le traitement

La durée de fermeture de puits après la fin du traitement varie suivant les opérateurs :

- Certains recommandent de dégorgé le puits 24h après la fin de traitement,
- D'autres après 8h

Le moment de dégorgement est déterminé par l'évolution de la pression en tête de puits après le traitement. L'ouverture de puits se fait lorsque la pression est stable.

II.18 Les équipements de la fracturation hydraulique

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

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

Frac tank (réservoir d'eau)

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



Figure 42 : Réservoir d'eau

Blender (mélangeur)

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



Figure 43 : MT-102 Blender

Mountain Mover

Le mountain Mover est un stocker d'agent de soutènement sa capacité peut aller jusqu'à 2500 ft³. Il est divisé en cinq chambres permettant de mettre les différents types de proppants.



Figure 44 : Mountain Mover

Pompe à haute pression :

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



Figure 45 : Pump HP

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/mn.



Figure 46 : Manifold

Appareils des mesures

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

Wellhead isolation Tool (Tree-saver ou WTT)

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

- Des pressions élevées ;
- L'effet abrasif et corrosif des fluides et des agents additifs.

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



Figure 47 : Wellhead isolation Tool

II.19 Méthode de NOLTE et analyse du déclin

L'analyse de pression, indépendante au modèle de propagation utilisé, est basée sur deux expressions de bilan matière. Pendant le pompage, le volume total 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 :

$$q_i t_p = V_f(t_p) + V_{LP} \quad (\text{II.44})$$

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

$$V_f(t_p) - V_f(\Delta t) = V_{LS} \quad (\text{II.45})$$

Où :

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 total 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,

$$\frac{A_1}{A_2} = \left(\frac{t_1}{t_2}\right)^{-1/m} \tag{II.46}$$

$$\text{Où } m = \begin{cases} 1 \text{ pour un filtrat négligable de fluide (upper bound)} \\ 2 \text{ pour un filtrat prédominant de fluide (down bound)} \end{cases}$$

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

$$PKN : 1/m < \frac{(2n'+2)}{(2n'+3)} \tag{II.47}$$

$$GDK : 1/m < \frac{(n'+1)}{(2n'+2)} \tag{II.48}$$

$$Radial : 1/m < \frac{(4n'+4)}{(3n'+6)} \tag{II.49}$$

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 :

$$q_L(t, dA) = \frac{2C_L dA}{\sqrt{t-t(A)}} \tag{II.50}$$

Et a montré que :

$$\left\{ \begin{array}{l} q_L(t, A) = \frac{2C_L A_p}{\sqrt{t_p}} \left(2 \sqrt{\frac{t}{t_p}} \left(1 - \sqrt{1 - \frac{A}{A_p}} \right) \right) \dots \dots \dots (UB) \\ q_L(t, A) = \frac{2C_L A_p}{\sqrt{t_p}} \sin^{-1} \left(\frac{A}{A_p} \right) \dots \dots \dots (LB) \end{array} \right. \tag{II.51}$$

Avec :

(UB) : Upper bound (limite supérieur) 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 :

$$t = t_p + \Delta t \quad (\text{II.52})$$

Avec :

Δt : Le temps après shut-in

En utilisant l'équation (II.46) et supposer que la surface A_p ne change pas, l'équation (II.51) devient :

$$\left\{ \begin{array}{l} q_L(\Delta t, A) = \frac{2C_L A_p}{\sqrt{t_p}} (2 (1 + \Delta t_D)^{1/2} - (\Delta t_D)^{1/2}) \dots \dots \dots (UB) \\ q_L(\Delta t, A) = \frac{2C_L A_p}{\sqrt{t_p}} \sin^{-1}(1 + \Delta t_D)^{1/2} \dots \dots \dots (LB) \end{array} \right. \quad (\text{II.53})$$

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'équation (II.51) de $t = 0$ à t_p ou $A = A_p$

$$\left\{ \begin{array}{l} V_{LP} = \int_0^{t_p} q_L = \frac{2C_L A_p}{\sqrt{t_p}} \int_0^{t_p} \left(2 \sqrt{\frac{t}{t_p}} \right) dt = 2C_L A_p \sqrt{t_p} \times 4/3 \dots \dots (UB) \\ V_{LP} = \int_0^{t_p} q_L = \frac{2C_L A_p}{\sqrt{t_p}} \int_0^{t_p} \frac{\pi}{2} dt = 2C_L A_p \sqrt{t_p} \times \pi/2 \dots \dots (LB) \end{array} \right. \quad (\text{II.54})$$

Le volume de filtrat de fluide après shut-in peut être obtenu par l'intégration de l'équation (II.53) entre $\Delta t_D = 0$ ($\Delta t = 0$) et Δt_D :

$$\left\{ \begin{array}{l} V_{LS} = 2C_L A_p \sqrt{t_p} \left(\frac{4}{3} \left[(1 + \Delta t_D)^{\frac{3}{2}} - (\Delta t_D)^{\frac{3}{2}} - 1 \right] \right) \dots \dots \dots (UB) \\ V_{LS} = 2C_L A_p \sqrt{t_p} \left(\left[(1 + \Delta t_D) \sin^{-1}(1 + \Delta t_D)^{-\frac{1}{2}} + (\Delta t_D)^{\frac{1}{2}} - \frac{\pi}{2} \right] \right) \dots (LB) \end{array} \right. \quad (II.55)$$

La surface A_p est souvent remplacée par $r_p A_f$

Avec :

$$r_p = h_p / h_f$$

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

$$\left\{ \begin{array}{l} V_f = 2C_L r_p A_f \sqrt{t_p} \left(\frac{4}{3} \left[(1 + \Delta t_{CD})^{\frac{3}{2}} - (\Delta t_{CD})^{\frac{3}{2}} - 1 \right] \right) \dots \dots \dots (UB) \\ V_f = 2C_L r_p A_f \sqrt{t_p} \left(\left[(1 + \Delta t_{CD}) \sin^{-1}(1 + \Delta t_{CD})^{-\frac{1}{2}} + (\Delta t_{CD})^{\frac{1}{2}} - \frac{\pi}{2} \right] \right) \dots (LB) \end{array} \right. \quad (II.56)$$

II.19.1 L'efficacité du fluide (η)

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

$$\eta = V_f / V_i \quad (II.57)$$

V_f : Volume de la fracture.

V_i : Volume total injecté.

Le rapport V_f/V_{LP} peut être obtenu avec les équations (II.56) et (II.54), on obtient :

$$\left\{ \begin{array}{l} V_f/V_{LP} = \left[(1 + \Delta t_{CD})^{\frac{3}{2}} - (\Delta t_{CD})^{\frac{3}{2}} - 1 \right] \dots \dots \dots (UB) \\ V_f/V_{LP} = \left[(1 + \Delta t_{CD}) \sin^{-1}(1 + \Delta t_{CD})^{-\frac{1}{2}} + (\Delta t_{CD})^{\frac{1}{2}} - \frac{\pi}{2} \right] \dots (LB) \end{array} \right. \quad (II.58)$$

II.19.2 L'extension et la largeur de la fracture

On a:

$$\begin{aligned} V_i &= q_i t_p = V_f(t_p) + V_{LP} \\ V_i &= \left(1 + \frac{V_f}{V_{LP}} \right) V_{LP} \end{aligned} \quad (II.59)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} V_i = \left(1 + \frac{V_f}{V_{LP}} \right) 2C_L r_p A_f \sqrt{t_p} \times \frac{4}{3} \dots \dots (UB) \\ V_i = \left(1 + \frac{V_f}{V_{LP}} \right) 2C_L A_p \sqrt{t_p} \times \frac{\pi}{2} \dots \dots (LB) \end{array} \right. \quad (II.60)$$

Suivant les modèles GDK et PKN on a:

$$A_f = 2h_f x_f \quad (II.61)$$

Delà :

$$\left\{ \begin{array}{l} x_f = (1 - \eta) q_i t_p / (4C_L r_p h_f \sqrt{t_p} \times \frac{4}{3}) \dots \dots (UB) \\ x_f = (1 - \eta) q_i t_p / (4C_L r_p h_f \sqrt{t_p} \times \frac{\pi}{2}) \dots \dots (LB) \end{array} \right. \quad (II.62)$$

Et on a :

$$W = V_f / A_f \quad (II.63)$$

$$\begin{cases} W_{moy} = \left(\frac{\eta}{1} - \eta\right) \left(2C_L r_p \sqrt{t_p} \times \frac{4}{3}\right) \dots \dots (UB) \\ W_{moy} = \left(\frac{\eta}{1} - \eta\right) \left(2C_L r_p \sqrt{t_p} \times \frac{\pi}{2}\right) \dots \dots (LB) \end{cases} \quad (II.64)$$

II.19.3 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 :

$$W = C_f \Delta P_f = C_f (P_w - P_c) \quad (II.65)$$

Et :

$$\begin{cases} C_f = \left(\frac{\pi\beta}{2E'}\right) h_f \text{ Pour le modèle PKN} \\ C_f = \left(\frac{\pi\beta}{2E'}\right) x_f \text{ Pour le modèle GDK} \\ C_f = \left(\frac{\pi\beta}{2E'}\right) \left(\frac{32\pi^2 R}{3}\right) \text{ Pour le modèle radial} \end{cases} \quad (II.66)$$

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 plan (tension) (psi)

Et β donné par :

$$\begin{cases} \beta = \frac{2n'+2}{2n'+3+a} \text{ Pour PKN} \\ \beta = 0.9 \text{ Pour GDK} \\ \beta = \frac{3\pi^2}{32} \text{ Pour le modèle radial} \end{cases} \quad (II.67)$$

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

a : Coefficient de dégradation généralement égal a 1

A partir du bilan matière du shut-in on a

$$-\frac{dV_f}{d\Delta t} = -A_f \left(\frac{dw}{d\Delta t} \right) q_l \quad (\text{II.68})$$

$$\begin{cases} -A_f C_f \frac{d\Delta P_f}{d\Delta t} = \frac{2C_f r_p A_f}{\sqrt{t_p}} \left[2 \left((1 + \Delta t_D)^{\frac{1}{2}} - (\Delta t_D)^{\frac{1}{2}} \right) \right] \dots (\mathbf{UB}) \\ -A_f C_f \frac{d\Delta P_f}{d\Delta t} = \frac{2C_f r_p A_f}{\sqrt{t_p}} \sin^{-1} (1 + \Delta t_D)^{-1/2} \dots \dots (\mathbf{LB}) \end{cases} \quad (\text{II.69})$$

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

$$P_w(\Delta t_D = 0) - P_w(\Delta t_D) = \frac{\pi C_L r_p \sqrt{t_p}}{2C_f} G(\Delta t_D) \text{ Pour } (\mathbf{UB}) \text{ et } (\mathbf{LB}) \quad (\text{II.70})$$

Avec :

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

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

$$\begin{cases} G(\Delta t_D) = \left(\frac{16}{3\pi} \right) \left[(1 + \Delta t_D)^{\frac{3}{2}} - (\Delta t_D)^{\frac{3}{2}} - 1 \right] \dots \dots \dots (\mathbf{UB}) \\ G(\Delta t_D) = \left(\frac{4}{\pi} \right) \left[(1 + \Delta t_D) \sin^{-1} (1 + \Delta t_D)^{-\frac{1}{2}} - (\Delta t_D)^{\frac{1}{2}} - \pi/2 \right] \dots \dots (\mathbf{LB}) \end{cases} \quad (\text{II.71})$$

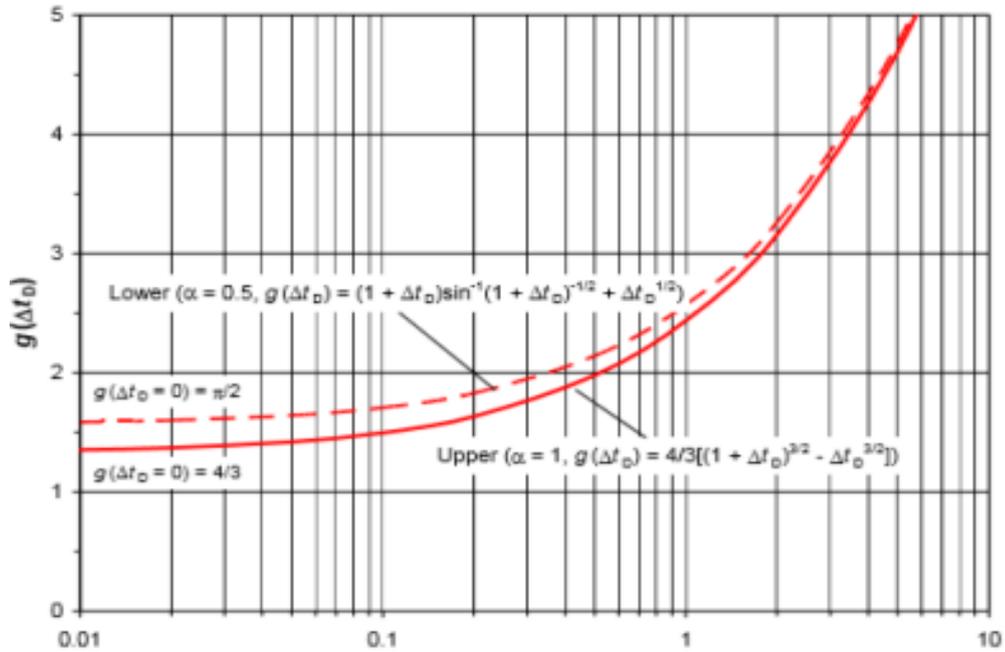


Figure 48 : La variation de la fonction G en fonction du temps adimensionnel.

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 :

$$m = \frac{\pi C_L r_p \sqrt{t_p}}{2 C_f} \quad (\text{II.72})$$

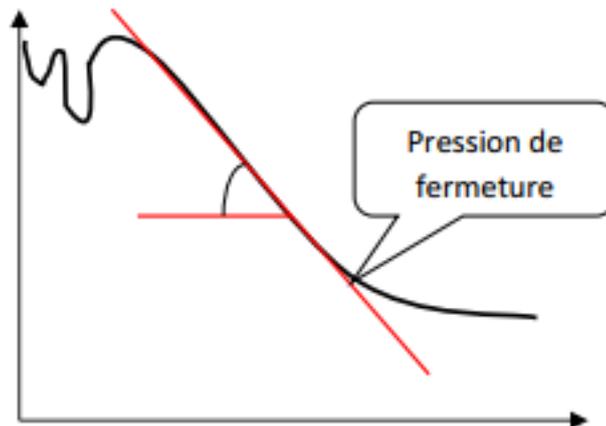


Figure 49 : Courbe $P_w = F(G(\Delta t_D))$

II.19.4 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 ddéviati on 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 (II.67), C_f de l'équation (II.66).
- On détermine le coefficient de filtration à partir de la formule de la pente (m).
- On détermine l'efficacité (η).
- On détermine la longueur et la largeur à partir de l'équation (II.62) et (II.64)
- On détermine le volume du Pad ainsi que la concentration et la masse du proppant.

II.19.5 Le volume Pad

C'est le volume utilisé pour créer la fracture :

$$\text{Pad Volume} = V_i(1 - \eta)/(1 + \eta) \quad (\text{II.73})$$

V_i : Volume injecté.

II.19.6 Concentration du Propane

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

$$C_p(t) = C_f \left(\frac{t - t_{pad}}{t_i - t_{pad}} \right)^\epsilon \quad (\text{II.74})$$

Avec :

$$\epsilon = \left(\frac{1 - \eta}{1 + \eta} \right) \quad (\text{II.75})$$

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 :

$$C_f = \frac{P_p}{V_f} \quad (\text{II.76})$$

Avec :

P_p : le poids total de proppant.

V_f : Le volume de fracture.

II.19.7 L'analyse de la pression pendant le 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 Nolte. Il a établie une courbe de pression nette en fonction du temps sur un graphe « Log-Log » :

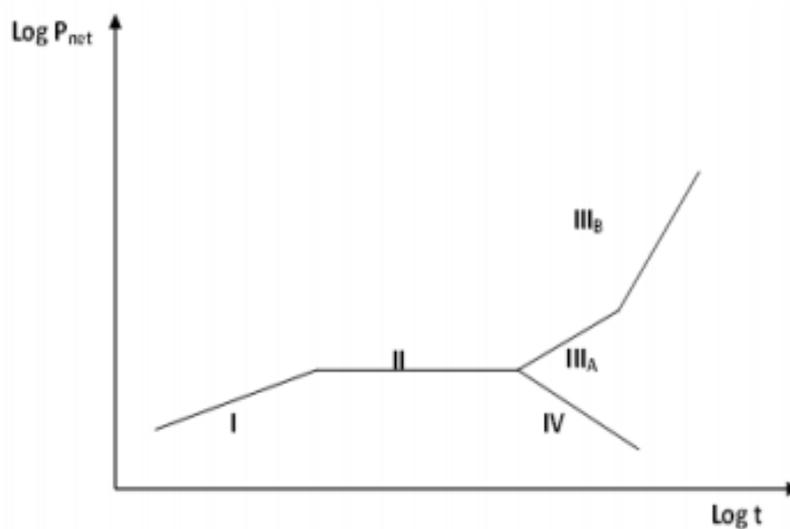


Figure 50 : La courbe de pressions de Nolte (log-log).

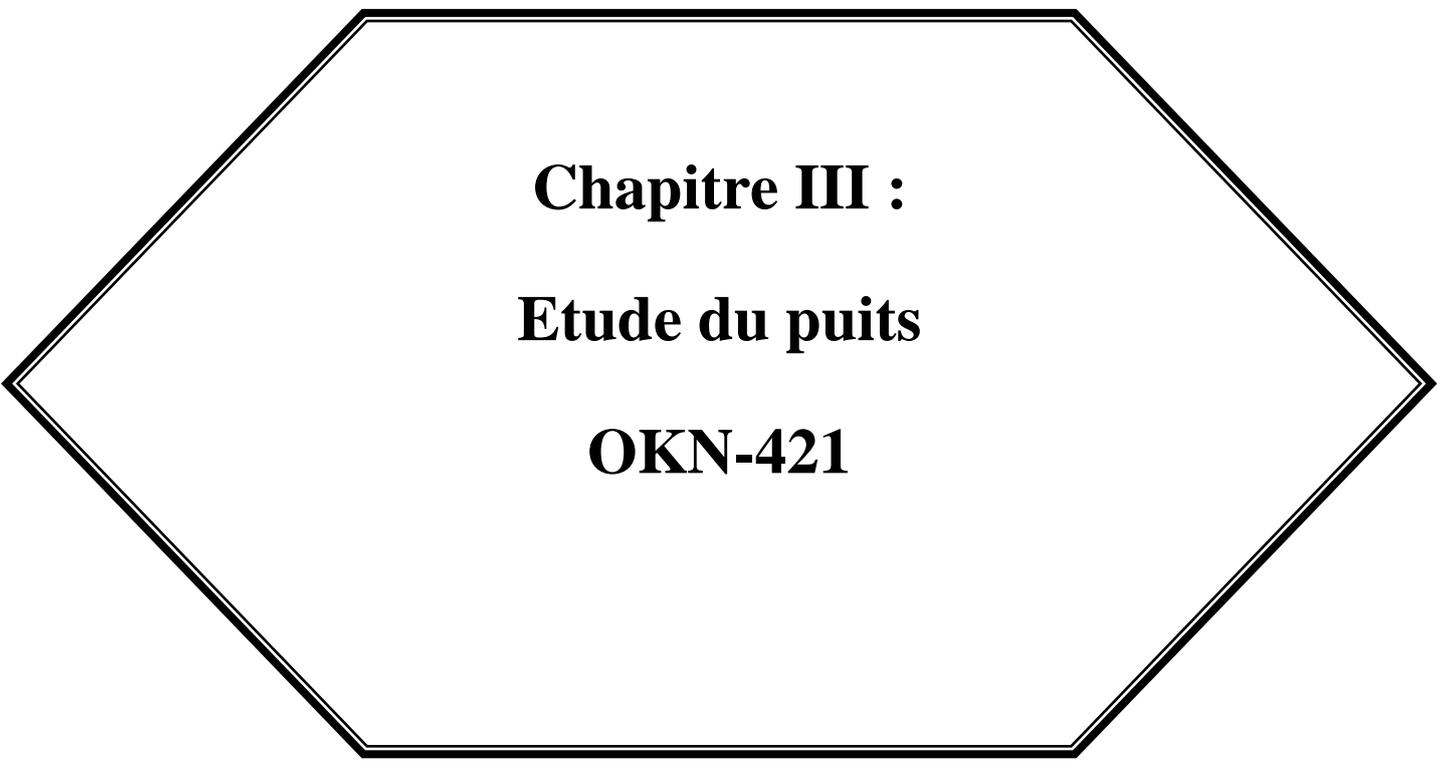
II.19.8 Interprétation de la courbe de pression de Nolte (Log-Log)

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 profile de pression qui se distingue par leurs pentes.

Tableau 2 : Interprétation de la courbe de pression de Nolte (Log-Log)

Indice de ligne	Pente approximative	Interprétation
I	1/8 à 1/4	La fracture d'étend en longueur et légèrement en hauteur
II	0	L'augmentation est régulée par une augmentation de la hauteur dans les barrières ou après ouverture de fissure 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 coté 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



Chapitre III :
Etude du puits
OKN-421

Etude du puits OKN-421

III.1 Présentation de la région de Haoud Berkaoui (HBK)

III.1.1 Situation géographique

La région de Haoud Berkaoui représente une des dix principales zones productrices d'hydrocarbures du Sahara algérien. Elle se situe à environs 800 Km au sud-est de la capitale Alger, à 100Km au nord-ouest de Hassi Messaoud et à 30 Km de Ouargla. Elle s'étend du sud-est de Ghardaïa jusqu'au champ extrême Boukhzana près de la route de Touggourt.

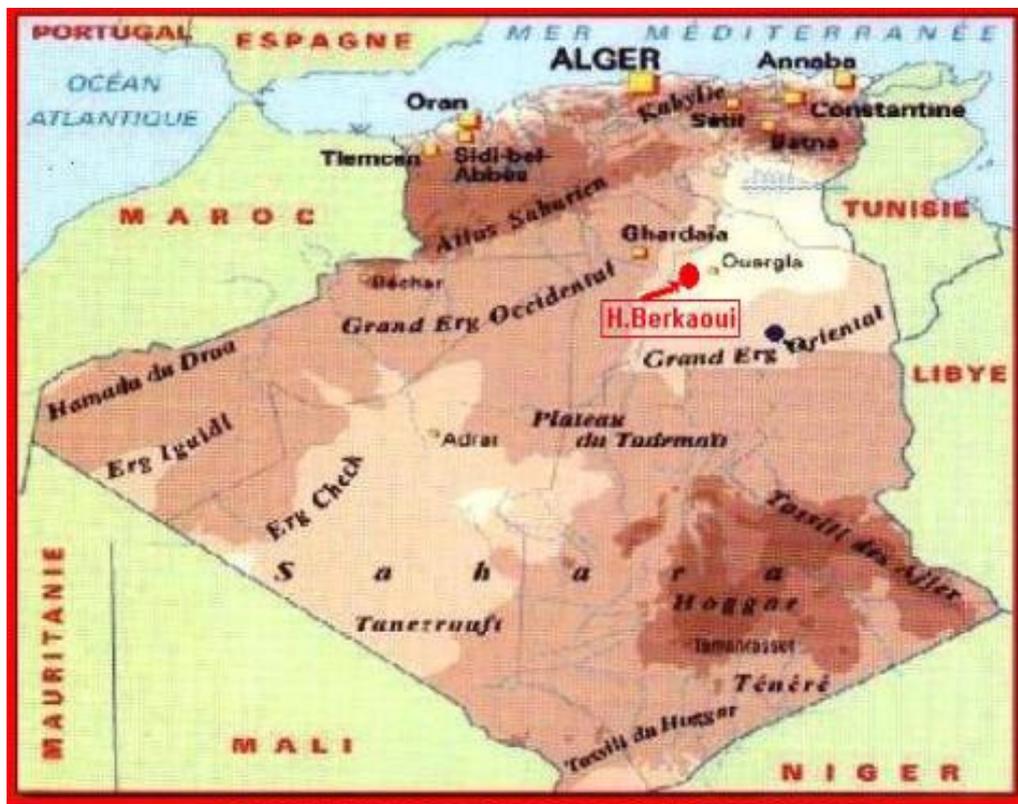


Figure 51 : Situation géographique de Haoud

III.1.2 Situation géologique

La région de Haoud Berkaoui fait partie du bassin de Oued-Mya, ce dernier se situe dans la partie nord du Sahara Algérien, il se localise exactement dans la province centrale.

Ce bassin a la configuration d'une dépression allongée d'orientation nord-est/sud-ouest acquise au cours du paléozoïque. Il est limité, au nord par la zone haute de Djamaa-

Touggourt, constituée de terrains d'âge cambrien ; Au nord-ouest le mole de Talemzane (Hassi R'mel) ; à l'est, par le dorsale d'El-Agreb El-Gassi qui se prolonge jusqu'au Messaoud au nord et au sud par la dépression de Mouydir.

La région de Haoud Berkaoui se situe au nord de la dépression d'Oued-Mya (Bloc 438) (Figure 52). Cette structure se trouve dans la partie la plus subsidence orientée nord-est/sud-ouest elle est séparée du bourrelet d'Erg Djouad par un sillon dont l'amplitude varie de 200 à 400 Km, sa largeur varie de 25 à 30 Km au sud-ouest et de 08 à 10 Km au nord-est.

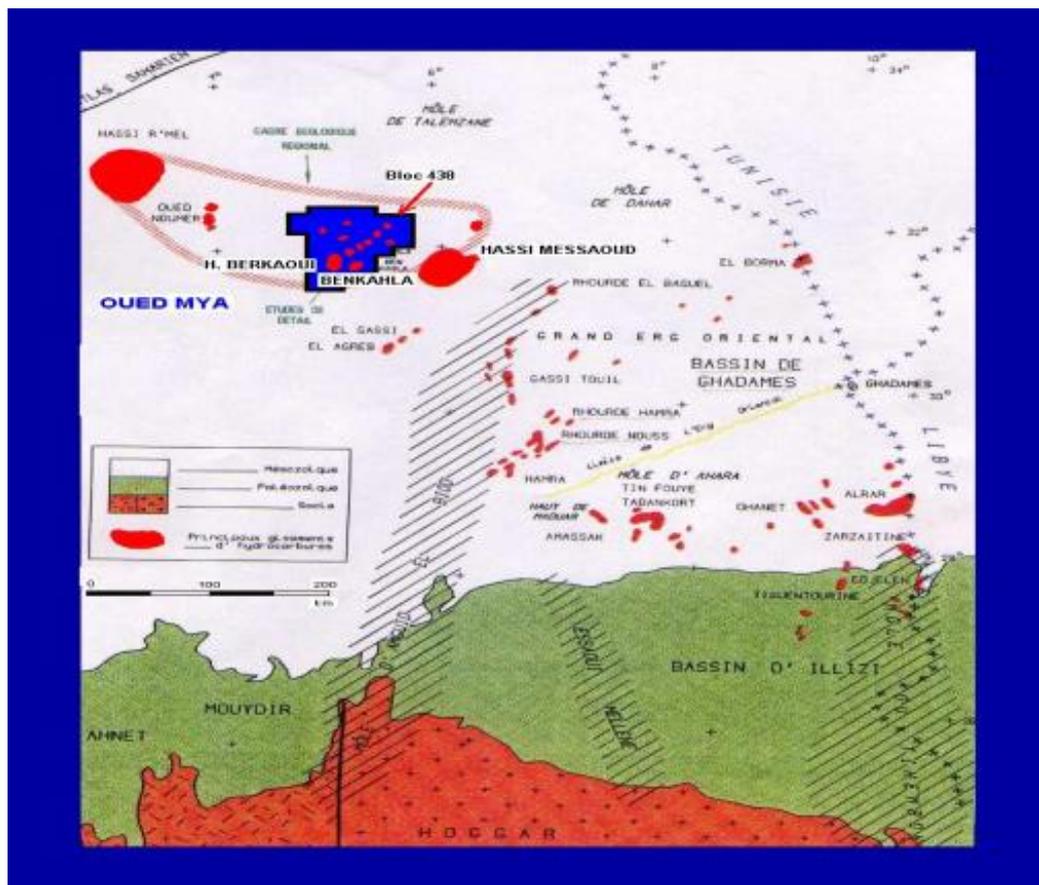


Figure 52 : Situation géologique de Haoud

III.1.3 Les champs de la région

Les champs de Haoud Berkaoui sont répartis sur une superficie de 6300 Km², dont les principaux sont :

Champ de Haoud Berkaoui (HBK)

Le gisement de Haoud Berkaoui s'étend sur une superficie de 175 Km² avec une élévation de 220 m par rapport au niveau de mer.

Ce gisement a été mis en production en janvier 1967 dont les réserves ont été de 136,4 millions stm³ d'huile. La profondeur moyenne est de 3550 m.

Actuellement le soutirage de l'huile se fait naturellement (déplétion naturelle) et artificiellement (gaz-lift), tout en citant que la pression de gisement est maintenue par l'injection d'eau (dans certain zones).

Champ de Benkahla (BKH)

Le gisement de Benkahla s'étend sur une superficie de 72 Km², élevée de 209 m par rapport le niveau de mer.

Il a été mis en production en 02 mai 1967 dont les réserves ont été d'environ 86,8 millions stm³ d'huile. La profondeur moyenne est de 3550 m. Ce champ produit par sa propre énergie de gisement aidée par le maintient de pression et le gaz-lift.

Champ de Guellala (GLA)

Ce gisement est découvert le 28 octobre 1969 par le forage de GLA01. Il s'étend sur une superficie de 35 Km². Sa mise en production a eu lieu en 1973. La profondeur moyenne est de 3500 m.

Sa production est assurée comme Berkaoui et Benkahla par déplétion naturelle, le maintient de pression et le gaz-lift.

Les champs périphériques :

Ils sont beaucoup, on peut citer :

- N'GOSSA (N'GS)
- DRAA TAMRA (DRT)
- MELLALA (MEL)
- HANIET EL BAIDA (HEB)
- KEF EL AGROUB (KG)
- GUELLALA NORD-EST (GLANE).

Les caractéristiques pétrophysiques de ces trois champs sont résumées dans le tableau ci-dessous:

Tableau 3 : Les caractéristiques pétrophysiques des trois champs

Caractéristiques	Haoud Berkaoui	Benkahla	Guellala
Profondeur moyenne (m)	3550	3300	3500
Pression initiale (Kgf/cm ²)	518	532	532,5
Pression de bulle (Kgf/cm ²)	188	180	185
Contact huile/eau initial (m)	3324	3324	3370
Porosité moyenne (%)	8.8	9.3	9.3
Perméabilité moyenne K (md)	56,2	70,4	232
Saturation moyenne S _w (%)	32,7	32	22,3
Les réserves (m ³)	143,9.10 ⁶	100.10 ⁶	103,6.10 ⁶

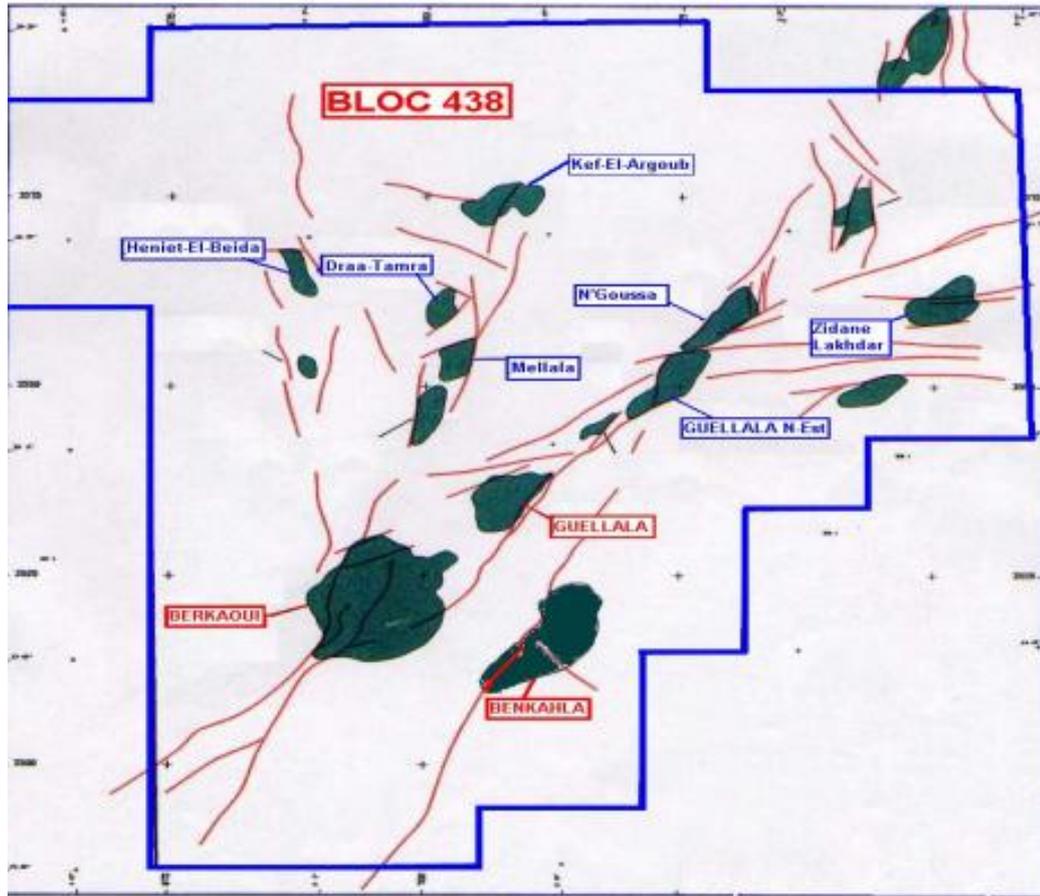


Figure 53 : Carte des principaux champs de la région de Haoud

III.1.4 Etude du champ de Haoud Berkaoui

III.1.4.1 Caractéristique de réservoir :

On distingue deux blocs au niveau du gisement de Haoud-Berkaoui, divisée par deux failles majeures d'orientation « Sud-ouest/Nord-est » (bloc des OKN à l'est et bloc des OKJ à l'ouest).

Le trias argilo-gréseux a présenté des indices importants d'hydrocarbures. Il est composé de (T2), (T1) et la série inférieure (SI) dont deux sont productifs (T1 et SI), le troisième niveau (T2) est généralement compact. Les caractéristiques pétro physiques de ce champ sont mentionnées dans le tableau précédent.

III.1.4.2 Aspect structurel

La structure de Haoud-Berkaoui constitue la plus grande structure du bassin d'Oued-Mya. Elle est soumise à plusieurs accidents structuraux créant un ensemble de failles dont les

principales sont des failles normales subméridiennes de même direction qui définissent un horst central.

Le top du trias argilo-gréseux se situe à une profondeur moyenne de 3300 à 3500m. La structure est un anticlinal orienté « Nord-sud » d'environ 22 Km de long et 15 Km de large avec un relief vertical de l'ordre de 300 m au-dessus du contact 'huile/eau ».

III.1.4.3 Stratigraphie du champ de Haoud-Berkaoui

Les résultats des interprétations des acquisitions sismiques 2D sur la structure de Haoud-Berkaoui montrent que celle-ci est un vaste anticlinal allongé dans la direction nord-sud ; elle présente deux culminations séparées par une faille majeure qui a un rejet de 150 mètre dans la partie central. Les deux culminations sont affectées par d'autres failles secondaires. La stratigraphie du champ de Haoud-Berkaoui est représentée dans la figure.

		Stratigraphie		Lithologie		
Quaternaire	Tertiaire	Mio-Pliocène			Grès et argiles	
		Sen carbo.		80	Anhydrite massive	
Mésozoïque	Crétacé	Sen anhy.		227	Anhydrite massive	
		Sen salt		203	Sel massif	
		Turonien		68	Calcaire graveleux	
		Cénomannien		153	Dolomie et marnes	
		Albien		495	Grès à intercal d'argiles sables	
		Aptien		25	Dolomie et marnes	
		Barrémien		381	Sables dolomitiques, calcaires, marnes	
		Néocomien		176	Grès à passées, argiles, anhydritiques	
		Malm		237	Argiles silteuses dolomites, calcaire, marnes	
	Jurassique	Dogger arg.		147	Anhydrites, dolomie, argile, salite	
		Dogger lag.		111	Anhydrite et dolomie, argiles, silt	
		Lias anhy.		265	Anhydrites massives, dolomie, argiles	
		Lias salif.		56	Sel massif, incolore à rose	
		Lias Hor. B		78	Argile plastique salifère	
		Lias S1+S2		251	Sel massif à passées d'argiles, marnes, anhy	
		Lias S3		242	Sel massif, incolore à rose	
		Lias argil.		64	Argile plastique salifère	
		Trias	Argil -Salif.		46	Sel incolore
			Argiles -inf.		15	Argile silteuse
			T2		25	Grès fin argile, silt
T1			27	Grès argileux		
RU			22	Andésites altérées		
Série inf.			50	Succession de séquences grès argiles		
Paléozoïque	Silurien			Argiles grès fins		
	Prof finale					

Figure 54 : La stratigraphie du Champ Berkaoui

La phase du champ de Haoud-Berakoui est d'âge triasique. Il est constitué de bas en haut par :

- La série inférieure, objectif principal ;
- La série intermédiaire, andésitique ;
- Le T1, objectif secondaire ;
- Le T2, réservoir compact ;

III.1.4.4 Aperçu sur le réservoir du champ

Le champ de HBK est caractéristique par la présence de trois réservoirs ; dont la stratigraphie est illustrée dans la figure ; qui sont :

Série inférieur (SI) :

C'est le réservoir principal du champ. Il est considéré comme hétérogène avec une variation des caractéristiques pétrophysique dans tous les sens. Il est formé d'un empilement de lentilles gréseuses, métrique à décimétrique en épaisseur, hectométrique à kilométrique en longueur. La série inférieure est constituée de grés grossiers, de grés fins à moyens et de grés très fins pour terminer par des intercalations d'argiles souvent dolomitiques.

Trias argilo-gréseux (T1) :

Cette formation représente le réservoir secondaire de la région. Elle comprend une séquence positive constitué à la base de grés fins à moyens argilo-carbonatés, s'affinant régulièrement vers le haut pour terminer au sommet avec des argiles dolomitiques. Ce réservoir apparait comme une nappe gréseuse relativement continue sur tout le gisement.

Trias argilo-gréseux (T2) :

Ce réservoir directement sus-jacent au T1 présente des indices de présence d'huile, mais étant généralement compact, il n'est exploité que dans quelques puits. Il est constitué de grés fins à très fins avec une partie argileuse au sommet, les porosités varient de 2 à 4% avec des perméabilités moyennes de 0.1 à 34 md (mili darcy). Cette série de très mauvaises caractéristiques de réservoir.

La série intermédiaire provient d'un épanchement volcanique intra-dépositionnel de la série inférieure. Son épaisseur varie de moins de 3 à 70 mètres. Le maximum d'épaisseur est observé au nord de la structure.

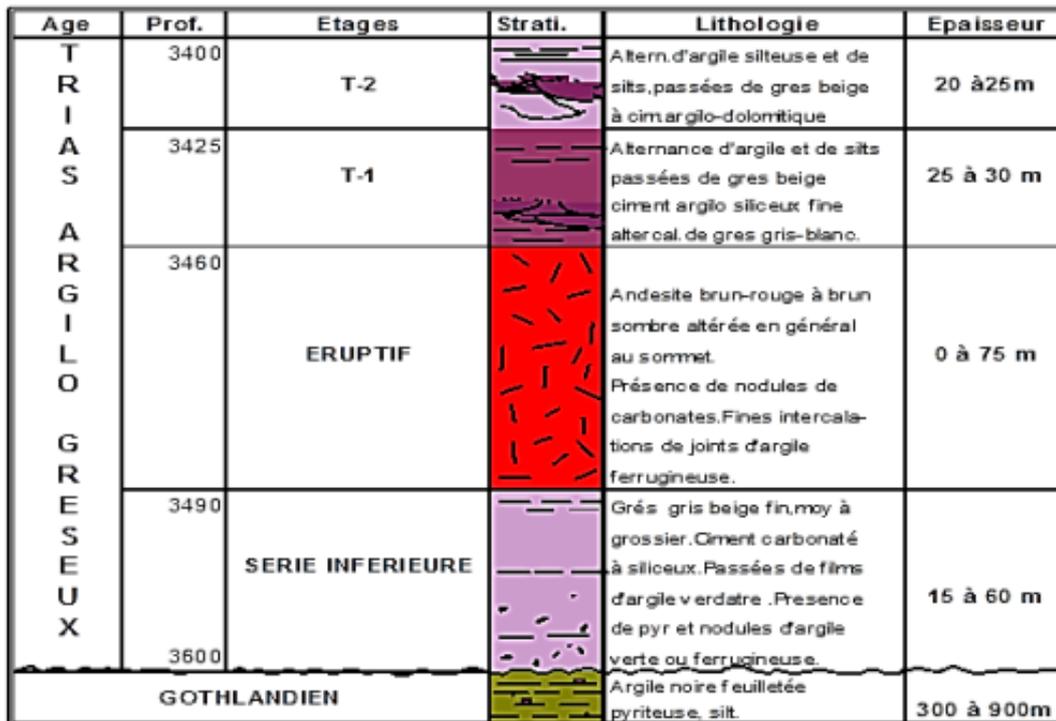


Figure 55 : Section stratigraphique de Trias argileux-gréseux.

III.1.4.5 Composition minéralogique moyenne du réservoir

➤ Minéraux non argileux :

- Quartz : (82-96) %
- Dolomite : (2-8) %
- Anhydrite : (0-1) %
- Sidérite : (0-1) %

➤ Minéraux argileux :

- Illite : (1-9) %
- Chlorite : (0-2) %
- I-M : (0-1.5) %

➤ Liants et ciment :

- Quartz second (9-12) %
- Calcite (3-8) %

III.1.4.6 Propriétés des fluides de gisement

Propriétés du gaz :

➤ Le facteur volumétrique de fond (B_g) :

A la pression de bulle (P_b) = 0,00581 m³/st.m³

A la pression de gisement initiale (P_{gi}) = 0,00347 m³/st.m³

➤ **La viscosité (μ_g) :**

A la pression de bulle : 0,022 cpo

A la pression de gisement initiale : 0,0419 cpo

➤ **La densité (d_g) :**

A la pression de bulle : 0,2030

A la pression de gisement initiale : 0,350

Propriétés de l'huile :

➤ **Le facteur volumétrique de fond (B_o) :**

A la pression de bulle (P_b) : $1,59 \text{ m}^3/\text{st.m}^3$

A la pression initiale de gisement (P_{gi}) : $1,46 \text{ m}^3/\text{st.m}^3$

➤ **La viscosité (μ_g) :**

A la pression de bulle : 0,2450 cpo

A la pression de gisement initiale : 0,337 cpo

➤ **La compressibilité à la pression de bulle :** $2,8.10^{-4} \text{ 1}/(\text{Kg}/\text{cm}^2)$

Propriétés de l'eau de gisement :

➤ **A la pression de gisement initiale :**

La densité (à 130°C) : $1,22 \text{ g}/\text{cm}^3$

La compressibilité : $0,2494 \text{ (1}/\text{Kg}/\text{cm}^2)$

La viscosité (à 103°C) : $148 \text{ Kg}/\text{cm}^2$

F.V.F (à 15,6°C) : $1,041 \text{ m}^3/\text{st.m}^3$

➤ **A la pression atmosphérique :**

La densité (à 20°C) : $1,264 \text{ g}/\text{cm}^3$

La résistivité (à 25°C) : $0,061 \text{ ohms m}^2/\text{m}$

La viscosité (à 15,6°C) : 0,37 cpo

PH (à 20°C) : 3,2

III.2 Situation & présentation du Puits OKN-421

Le puits OKN-421 est situé à 1200 m au sud-est de l'OKN-42. Il a été implanté comme puits producteur dans la série inférieur, pour mieux définir la structure de l'extension du réservoir triasique dans cette partie du gisement.

Coordonnées UTM (Universal Transverse Mercator) :

(X=697169.05 ; Y=3516042.63)

Élévation :

$Z_s(\text{sol}) = 226.50 \text{ m}$; $Z_t(\text{table}) = 234.30 \text{ m}$

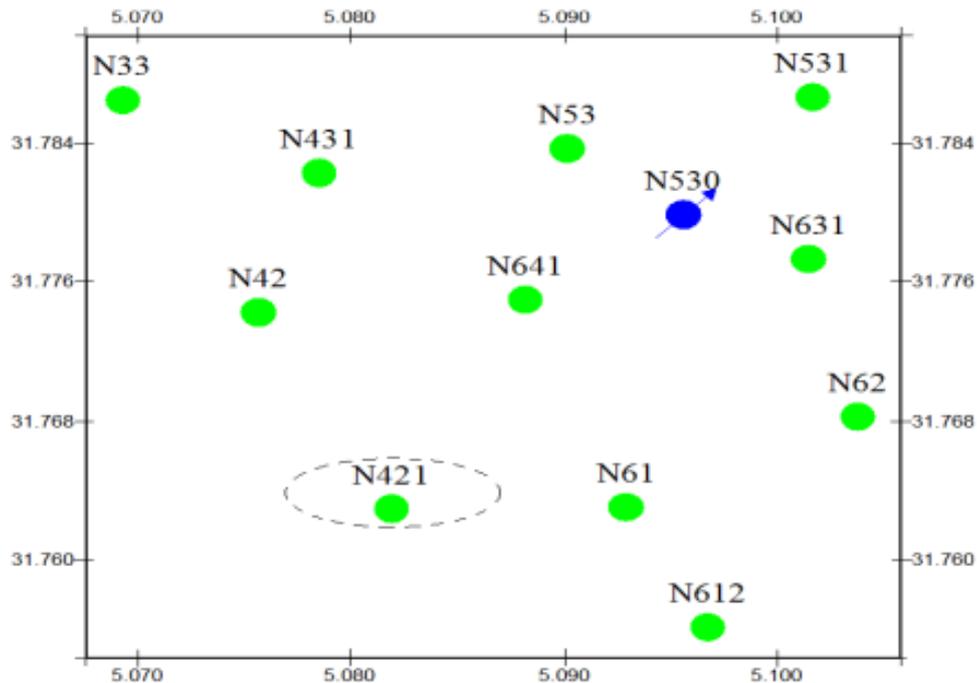


Figure 56 : Localisation du puits OKN-421 dans la région de Houad-Berkaoui.

III.2.1 Données de forage

III.2.1.1 Données générales

Appareil	TP 184 (OW/840)
Désignation du puits	OKN-421
Date début forage	24/04/2006
Date fin de forage :	23/06/2006
Etage atteint	Gothlandien @ 3570 m fond sondeur (3570 m Cote électrique).
Distance de la base de vie	13 Km
Champ	HBK
Cordonnée UTM	(697169,48 ; 3516086,31)
Coordonnée Géographiques	5 4 54,79 E ; 31 45 56,62 N
Type (Objectif)	Puits producteur d'huile (PPH)
Réservoir	Triacé Argileux gréseux (TAG)

III.2.1.2 Cotes de tubage & formations

Tableau 4: Cotes de Tubage & formations

Tubage	Ct-Driller (m)	Ct-Logger (m)	Formation
18"5/8	297	297	Sénonien Anhydritique
13"3/8	837	835.5	Cénomanién
9"5/8	2513	2513	Lias Anhydritique
7"	3440	3440	Argiles T.A.G :T1
4"1/2	3570	3570	Gothlandien
Tete Liner	3323	3323	
Profondeur Finale	3570m	3570m	Gothlandien

III.2.1.3 Forage du réservoir

Le réservoir a été traversé avec une boue à l'huile type « *Invermul* » de densité 1.47.

Mesures de la pression (RDT)

La mesure de la pression de gisement ; (du 17/06/2006) ; a été réalisée sur 5 points au niveau de la série inférieure (TAG-SI). La pression du gisement est de l'ordre de 253 Kgf/cm² au sommet (3485 m) et 195 Kgf/cm² à la base (3506 m).

Tableau 5 : Mesure de Pression (RDT du 17/062006)

Test	Depth (m)	Mud Pressure (psi)		Formation Pressure (psi)		Remarks
		Before	After	(psi)	(Kg/cm ²)	
1	3475.5	7445.14	7445.5	54.43	-	Sec
2	3480.5	7458.5	7458.48	3570.82	251	Good Test
3	3485	7467.16	7467.52	3598.89	253	Good Test
4	3448.5	7474.77	7474.56	3620.86	254.6	Good Test
5	3505	7509.64	7509.38	2778.19	195.37	Good Test
6	3506	7511.85	7511.71	2779.68	195	Good Test

III.2.2 Résultats Géologique

Stratigraphie du puits OKN-421 :

Tableau 6 : Stratigraphie du puits OKN-421

ERE	Système	Formation		Top (m)			Epais (m)
				Prévis	Réels		
				VD	MD	LogDepth	
Cénozoïque	Néogène	Milo-Pliocène		Surf	Surf	7.64	
Mésozoïque	Crétacé	Sénonien	Carbonaté	109	Absence de surveillance Géologique	105	
			Anhydritique	267		252.5	
			Salifère	515		488	
		Turonien		714		687	
		Cénomanién		788		764	
		Albien		962		916	
		Aptien		1434		1407	
		Barrémien		1460		1433	
		Néocomien		1837		1839	1827
	Jurassique	Malm		2001	1996	1999	
		Dogger	Argileux	2257	2256	2225	
			Lagunaire	2387	2373	2372.5	
		Lias	Anhydritique	2505	2486	2481	
			Salifère	2771	2746	2747	
			Horizon B	2826	2802	2801	
			Salifère S1+S2	2851	2830	2831	
			Salifère S3	3096	3071	3069	
Argileux	3334	3320	3320.5				

			Supérieur				
	Trias	Salifère S4		3387	3463	3364	
		Argiles Inférieurs		3439	3408	3410	
		Série Supérieure	T2		3450	3420	3421
			T1		3467	3435	3435.5
		Série Intermédiaire	R.Eruptives		3492		3468
		Série Inférieure		3500		3474	
Paléozoïque	Silurien	Gothlandien Argileux		3535		3510	
		Profondeur Finale		3585		3569	

III.2.3 Complétion

III.2.3.1 Equipement de surface

Top cap	4" x 5000
Vanne de curage	4" x 5000
Croix	4" x 4" x 5000
2 Vannes latérales	4" x 5000
2 Vannes maitresses	4" x 5000
Porte Duse	3" x 5000 (Réglable)
Adaptateur	7 ^{1/16} x 4" x 5000
Tubing Head	11" x 7 ^{1/16} x 5000
2 Vannes latérales CSG	4" x 5000

III.2.3.2 Equipement de fond

Tubing de production	4" ½ Vam ; P110-13.5 lbs/ft
Landing Nipple 4"1/2 –X N Vam	3309.59 m (Spe)
Packer de Production WFT, type U pack 83FAB	3320.18 m (Spe)
Réduction 5" x 4" ½ N Vam	3320.72 m (Spe)
Landing Nipple 4"1/2 – RN Vam	3321.93m (Spe)
Tete de liner	3322.80 m (Spe)
Anneau de ciment	3547.80 m (Spe)
Sabot Liner 4"1/2 N.VAM 13.5 # P110	3568.40m

III.2.3.3 Perforations

Tableau 7 : Intervalles de perforations OKN-421

N° banc	Intervalles perforés (m)	Hauteur (m)
1	3480.00 à 3482.00	2
2	3484.00 à 3486.00	2
3	3487.50 à 3491.00	3.5
4	3504.00 à 3507.00	3
Hauteur totale perforée		10.5

Caractéristique des charges :

Charges type: DEEP STAR 2" 1/8, EH = 0.338 in, PEN = 31.113 in ; Phasing = 0° ;
Densité de tir : 04 SPF. (Shoot per foot).

Suivant un processus séquentiel enchainé, toute opération de fracturation hydraulique doit se réaliser suivant plusieurs étapes :

- Etude de faisabilité de l'opération ;
- Etude géomécanique ; Analyse et détermination de la zone à fracturer (Zone cible) ;
- Design de la fracturation ;
- Pré-job Frac ;
- Data Frac ;
- Thermométrie ;
- Main Frac ;
- Clean out;
- Kick off test et remise en état de production ;
- Evaluation ; test Post-Frac.

Dans cette partie, on traitera en détail l'opération de fracturation hydraulique du puits OKN-421, et l'ensemble des études préalables à réalisation suivante l'ordre chronologique.

III.3 Etude de faisabilité de la fracture hydraulique

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

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

- 1-L'architecture du puits & complétion ;
- 2-L'état de cimentation du puits (CBL & VDL + Imagerie) ;
- 3-L'élan du réservoir & interprétation des diagraphies ((Plan d'eau ; fluide indésirables) ;
- 4- Résultats des tests de formation (jaugeage avant fracturation ; DST, teste potentiels) ;
- 5-Résultats de l'interprétation sismique (Présence de failles proche du puits...).

Packer de production	3320.2
Sabot Liner 4"1/2	3568.8
TD (Fond du puits)	3569.8

Analyse :

L'étendu du réservoir « TAG » est de l'ordre de 36 m (3474 m – 3510 m), ce qui laisse les zones cibles à fracturer suffisamment loin du Top-Liner et du sabot de tubage 7" (situé à 3440m) ; et assurer ainsi l'intégrité du puits durant l'opération de stimulation (zones fragiles) ;

La position du packer est à 3320m, juste 2m au-dessus du Top-Liner ; chose qui ne va pas fausser l'estimation des volumes injectés de fluide de fracturation et du proppant calculés lors de la phase design ; de plus, ca facilitera le passage des « BHA Wireline & Coiled Tubing » à travers le tubing de complétion et le Top-Liner ;

Le « *Botton des perforation* » se trouve à la cote de 3507 m, suffisamment loin du fond du puits (environ 60m), ce qui minimise les risques d'un « *Screen-Out prématuré* » (augmentation rapide et brusque de la pression de traitement en surface qui va atteindre les limites mécanique supérieure en terme de pompage) lors de la fracturation ; d'autre part ; ça permettra la descente de la sonde de diagraphie pour le « *logging* » de thermométrie (au droit du réservoir et dans les zones adjacentes dans le but de voir la zone qui a absorbé durant le pompage), lors de l'opération de fracturation (pour une décente de la sonde en sécurité ; il est recommandé d'avoir une distance de 10 m séparant le fond du puits et le « *Bottom perforation* ») ;

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

Tête de Puits : Le puits OKN-42 est équipé d'une « *Tubing Head* » 11" x 7"^{1/16} x 5000 psi ; il est impératif de tenir compte des caractéristique mécanique et de la série de la tête de puits en terme de pression de service (3000, 50000, 10000) psi ; Si la pression de traitement lors du « *frac job* » dépasse celle de la tête de puits, cela nécessitera de faire appel à un éléments externe (Tree saver – isolation tool caractérisé généralement par une pression de service maximale de l'ordre de 15000 psi).

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

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

Nuance du tubing : Le tubing de complétion du puits OKN-421 est de type 4^{1/2} Vam ; P110-13.5 lbs/ft. Il est impératif de réaliser une étude (*Tubing movement*) sur les tubing dans la complétion avant les opérations de fracturation hydraulique, dans le but de vérifier et de s'assurer que ce dernier va résister aux pressions exercées lors des dites opération 'pompage) ; et ne va pas s'altérer (*Collapse & Burst*). Aussi, il ne faut pas oublier d'y tenir compte lors du redémarrage du puits (surveiller et faire attention aux pressions dans les annulaires).

III.3.2 Etat de Cimentation

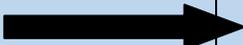
La cimentation est un paramètre important dont il faut tenir compte avant toute opération de stimulation, la cimentation garantit l'isolation des formations géologiques traversées par un puits pétrolier et ce, de manière permanente et pérenne, les lectures de l'outil (CBL – VDL) révèle l'état de la cimentation,

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

- Au droit du réservoir ;
- Au-dessus du réservoir ;
- Au-dessous du réservoir ;

Les résultats des enregistrements observés sur le puits OKN-421 sont illustrés dans le tableau

Tableau 8: Résultats des enregistrements de l'état de cimentation OKN-421

Tubage	Position Sabot (m)	Intervalles (m)	Lecture CBL 0-100 mv (moyenne)	Observation / Evaluation de la qualité de cimentation
9"5/8	2513	2490-2500	15	Bonne
		2500-2510	10	Très bonne
		2510-2515	20	Bonne
		2515-2525	15	Bonne
		2525-2550	15	Bonne
7"	3440	3200-3300	10	Très bonne
		3300-3320	5	Très bonne
		3320-3350	30	Bonne à moyenne
		3350-3420	40	Moyenne
4"1/2 (Réservoir) 	3222	3420-3455	40	Moyenne-Acceptable
		3455-3470	25	Bonne à moyenne
		3470-3510	5	Très bonne
		3510-3525	5	Très bonne
		3525-3550	20	Bonne

III.3.3 Elan du réservoir

III.3.3.1 Résultats de Diagraphie

Réservoir : (Tag T1) (3435.5 – 3468) m

Epaisseur grés Totale	13 m
Hauteur grés utile	6 m
Porosité utile moyenne (logs)	12.08 %
Teneur en argile moyenne (V_{sh})	12.75 %
Saturation (S_w) moyenne	22.05 %

Réservoir (TAG Série Inférieur) (3474 – 3510) m

Epaisseur grés Totale	36 m
Hauteur grés utile	15 m
Porosité utile moyenne (logs)	10.98 %
Teneur en argile moyenne (V_{sh})	6.47 %
Saturation (S_w) moyenne	24.31%

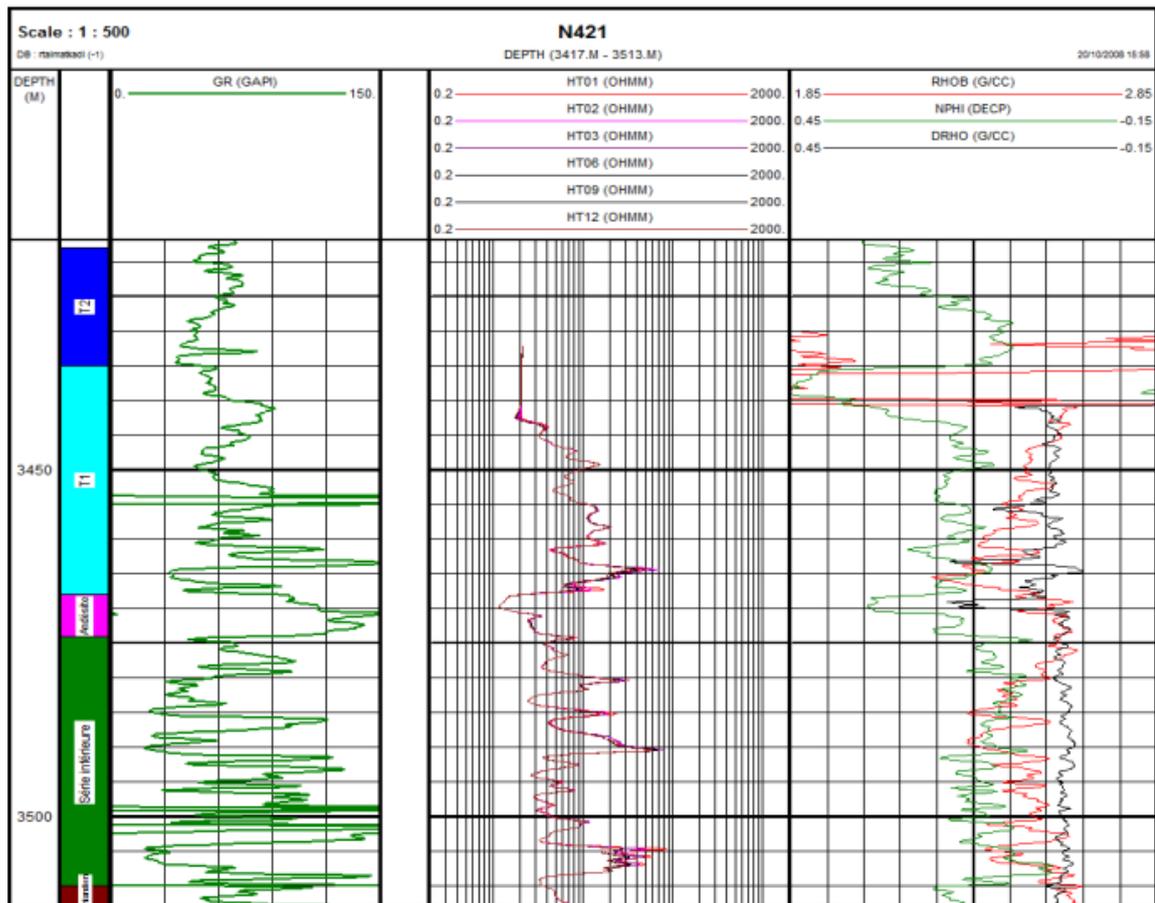


Figure 58 : Diagraphie enregistrées du puits OKN-421

III.3.3.2 Paramètre du réservoir (TAG SI)

Série : TAG SI	Valeur	Remarques
Perméabilité	50 md	(Régionale)
Pression du Réservoir	3392 psi	
Température du Réservoir	103°C	
Porosité	11 %	
Initiale Water Saturation	24.31 %	
Skin Initial (avant fracturation)	+4.9	(*estimé)

III.3.3.3 Analyse de l'état du Réservoir

➤ TAG (Série Inférieure) :

L'interprétation des diagraphies et la description des carottes montrent que la série inférieure du Trias Argileux Gréseux possède de bonnes caractéristiques pétrophysiques et une épaisseur utile de 15m. La hauteur totale de la série inférieure est de 36 m, elle avoisine celle des puits voisins N-62 = 39m, N-641 = 40m, N-630 = 38.5m, N-631 = 42.5m, N-611 = 37m et N-731 = 38 m ;

Il est à noter également que la pression de gisement du réservoir série-inférieure est de l'ordre de 253 kg/cm² au sommet et 195 kg/cm² à la base (RDT du 17/06/06).

La valeur positive de skin (avant fracturation) estimée à la base du déclin enregistré du rythme de production, indique que le réservoir subit un endommagement.

➤ **TAG (T1) :**

Il présente une épaisseur très importante de 33 m, dont 06 m de grés utile, la partie gréseuse se caractérise par deux parties distinctes, l'une au sommet compact et sans intérêt et l'autre à la base représentée par des grés ayant de bonne qualité pétro physique.

Les conditions du trou (pose de bouchons de ciment au niveau de grés T1) n'ont pas permis l'enregistrement de pression (RDT) en face (T1). Le contact huile / eau n'a pas été rencontré.

III.3.3.4 Profil de pression de fond statique du réservoir

Les résultats des tests de mesure de pression de fond statique sont illustrés dans le tableau et représentés sur le graphe :

Tableau 9 : Résultats des tests de mesure de pression de fond statique OKN-421

Date du test (journée)	Réservoir – mesure de pression	Type du test de pression	Pression du réservoir à la cote de mesure (kgf/cm ³)	Pression du réservoir à la cote de référence @ - 3100 m (kgf/cm ²)
21/08/2009	Silurien Série inférieur	PFS	185.83	177.19
27/09/2012	Silurien Série inférieur	PFS	175.62	166.6
06/10/2012	Silurien Série inférieur	PFS	178.68	166.98
16/07/2014	Silurien Série inférieur	PFS	181.45	172.2

22/08/2015	Silurien Série inférieur	PFS	194.86	186.98
------------	--------------------------	-----	--------	--------

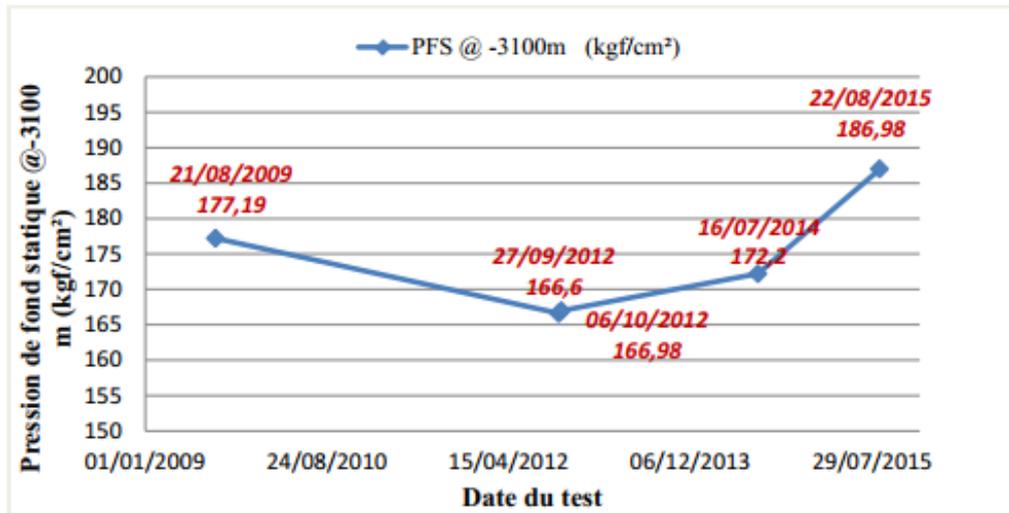


Figure 59 : Mesure de la pression de fond statique OKN-421

Interprétation :

Un déclin de la pression de fond statique a été enregistré durant la période (2009-2012) un maintien de pression a été assuré durant les trois dernières années (2012*2015) par le programme d’injection dans des puits injecteur avoisinants (OKNi61 et Ni611) :

III.3.3.5 Présence d’eau & de fluide indésirable

Avant l’opération de fracturation, le puits produisant de l’huile accompagnée d’eau, chose confirmant que le puits a traversé une zone de production d’eau (plan d’eau local).

Les PLT réalisées en 2009 (avant Frac) montre clairement que la production d’eau provenant de l’intervalle basal (3504.00m à 3507.00m).

Pour éviter de toucher la zone à eau l’opération de fracturation ; son isolation paraissait indispensable ;

Tableau 10 : Résultats des PLT (08/09/2009)

Réservoir	Bancs	Perforation (m)	Q oil (m ³ /h)	Q water (m ³ /h)	Q gas (m ³ /h)	Taux Part Oil (%)
TAG SI	N°1	3480.00 à 3482.00	0.029	0	4.74	1.12
	N°2	3484.00 à 3486.00	0.120	0	19.30	4.63
	N°3	3487.50 à 3491.00	2.150	0	352.85	83.05
	N°4	3504.00 à 3507.00	0.290	0.37	47.29	11.20
	Total			2.589	0.37	424.19

Interprétation :

Une lecture des résultats obtenus dans le tableau ci-dessus, nous permettent d'observer :

- Le banc de perforation N°3 est le principal producteur d'huile, avec un taux de participation de l'ordre de 83.05 %.
- La présence considérable d'eau au banc N°4 : 56% de sa production ;

Recommandations :

Vu les résultats suscités, et pour avoir un gain optimum de l'opération de stimulation, la proposition suivante paraît très recommandée :

➤ Isolation systémique du banc N°4 du fait qu'il constitue l'intervalle qui produit de l'eau ; cette opération peut avoir lieu soit (plusieurs propositions) :

1-Squeeze des perforations (ciment) : Isolation définitive de l'intervalle produisant de l'eau par cimentation (peut probable vu que la zone contribue à la production d'huile aussi) ;

2-Pose de bouchon de sable ;

3-Pose de bridge Plug : ce dernier peut ne pas résister aux pressions de pompage et désancrer pendant le déroulement de l'opération de fracturation hydraulique.

4-Pose d'un bridge Plug récupérable + bouchon de sable (semble être la meilleure solution mais nécessite beaucoup de temps en terme de préparation) ;

III.3.4 Résultats des tests de formation

L'historique de la production d'huile issu des résultats de jaugeages sur le puits OKN-421 est représenté dans le Tableau :

Tableau 11 : Résultats de jaugeage du puits OKN-421 (2006-2014)

Date de jaugeage	Diamètre de Duse (mm)	Débit d'huile (m ³ /h)	Débit d'huile 15°C (m ³ /h)	Débit eau (m ³ /h)	Water Cut (%)	Débit de gaz injecté (m ³ /J)	GLR total (m ³ /m ³)	GLR formation (m ³ /m ³)
30/08/2006	12.7	3.948	3.886	0.009	0.23	0	139	139
18/09/2006	12.7	3.417	3.374	0	0	0	136	136
18/11/2006	12.7	2.9	2.869	0	0	0	128	128
05/07/2007	12.7	2.233	2.194	0	0	0	67	67
16/07/2007	9.15	1.899	1.861	0.003	0.08	0	80	80
19/03/2008	14	1.922	1.897	0	0	267	241	100
19/11/2008	14	3.156	3.128	0	0	280	195	106
04/08/2009	12.7	2.933	2.872	0	0	185	185	121
06/09/2009	9.12	1.63	1.6	0.003	0.15	0	140	140
15/12/2009	12.7	2.563	5.552	0.003	0.15	171	230	163
13/05/2010	12.7	2.567	2.533	0	0	203	205	124
06/11/2010	12.7	2.56	2.535	0	0	204	230	149
23/04/2011	12.7	2.217	2.196	0	0	218	248	149
11/06/2012	12.7	2.574	2.527	0	0	171	180	113
25/12/2012	12.7	1.556	1.555	0.001	0.08	165	152	46
23/05/2013	12.7	2.217	2.191	0	0	216	235	136
30/10/2013	12.7	2.498	2.471	0.002	0.08	216	267	180

20/03/2014	12.7	2.703	2.677	0.013	0.49	171	163	100
11/08/2014	12.7	2.733	2.701	0	0	219	290	209
07/12/2014	12.7	2.433	2.431	0	0	216	266	178

Interprétation :

Tenant compte de la divergence des conditions d’exploitation et de surface lors de ces tests de jaugeage durant la période (2006-2014) ; on peut se prononcer ‘d’une manière préliminaire’ sur un déclin du le production d’huile après sa mise en production (2006) ; ce qui a nécessité la mise en place d’un réseau de gaz lift (2008) pour maintenir le rythme initial de production ; la valeur du dernier jaugeage enregistré avant sa mise en candidature pour une éventuelle opération de fracturation hydraulique était de 2.43 m³/h (15°C et Duse de 12.7 mm). Les résultats de jaugeage de l’huile et de l’eau sont représentées respectivement dans les graphes suivant.

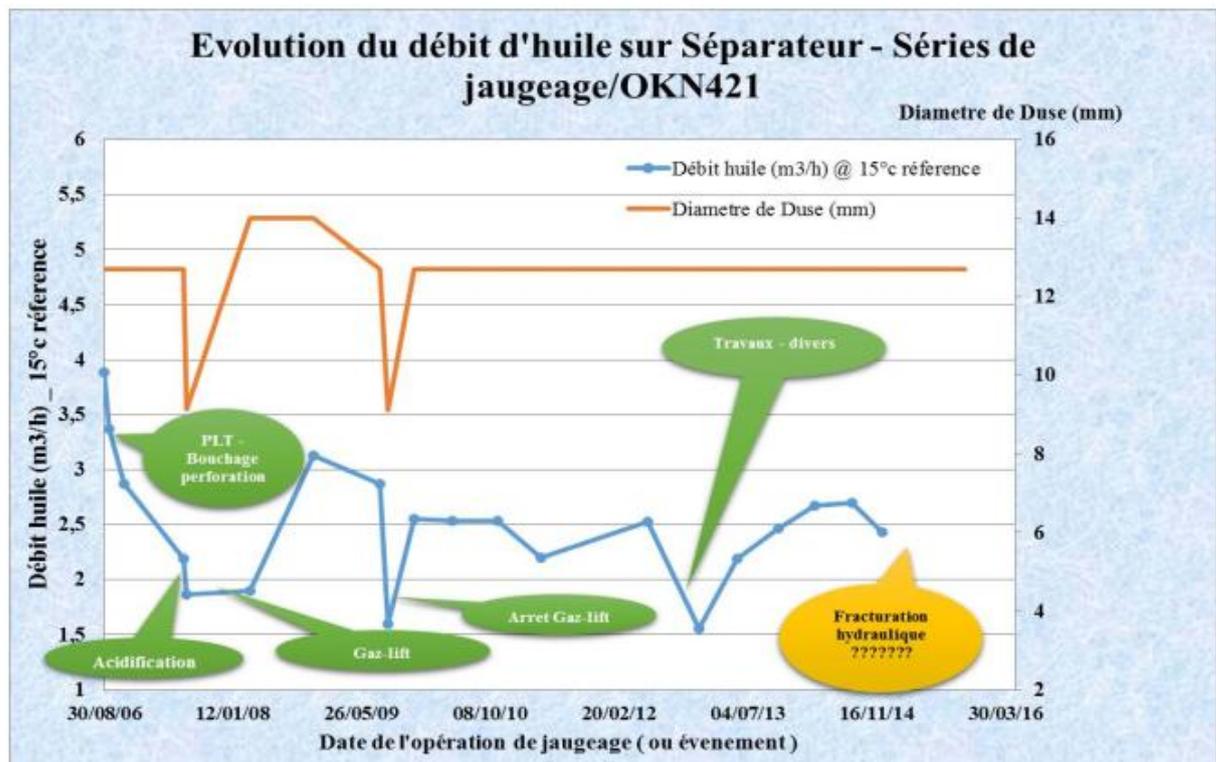


Figure 60 : Evolution du débit d'huile durant la période 2006-2014

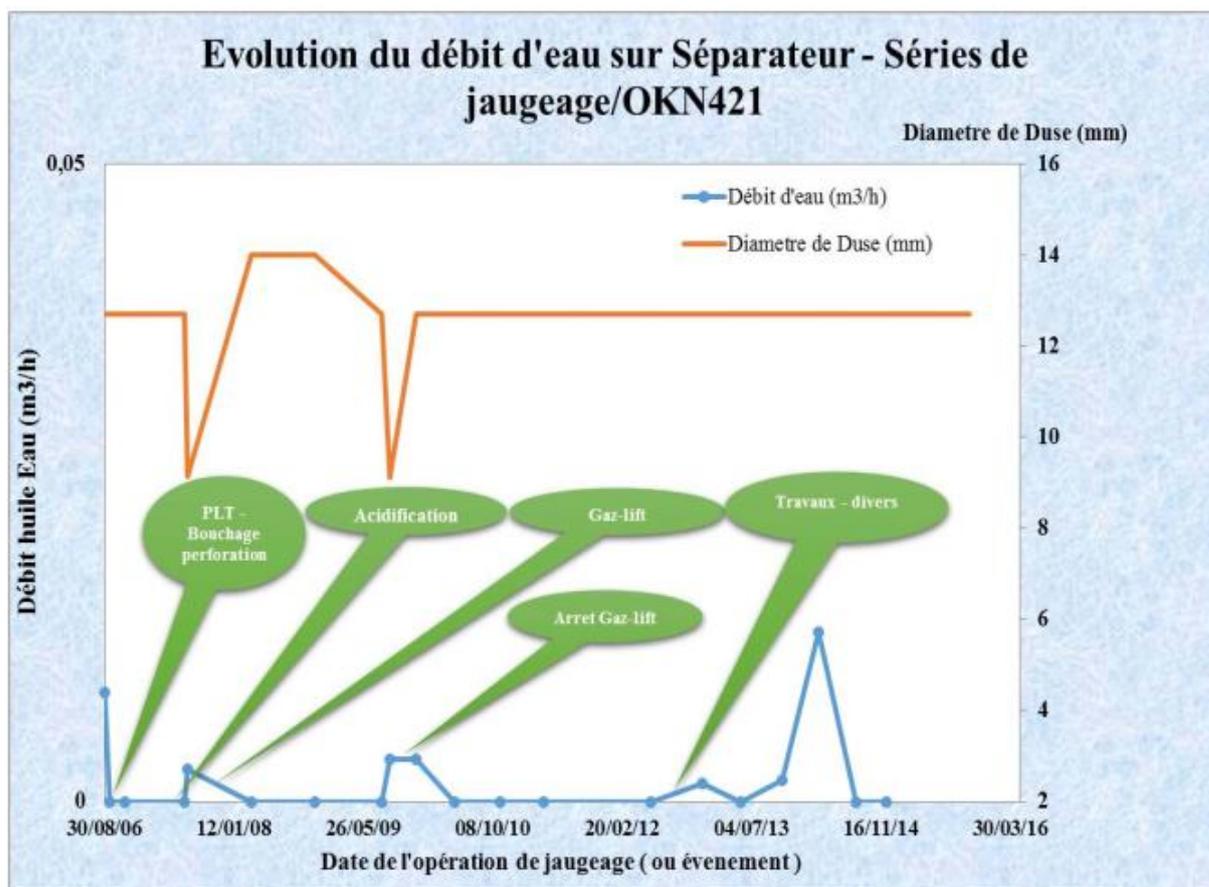


Figure 61 : Evolution du débit d'eau produit durant la période 2006-2014

III.3.5 Résultats de l'étude sismique

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

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

Pour notre cas d'étude ; on ne dispose pas de données sismique qui feront objet de discussion pour se prononcer quant à un facteur favorisant ou défavorisant l'étude de faisabilité pour cet aspect (interprétation sismique) ; cependant, des conclusions en relation

avec l'évaluation finale de l'opération, selon les résultats du test post fracturation, peuvent être tirées.

III.4 Etude Géomécanique

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

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

En vue de déterminer la zone à minimum stress, on dispose de deux méthodes : une étude laboratoire, et une étude à l'aide des diagraphies soniques.

III.4.1 Etude au laboratoire

Cette étude est désignée sous le nom de « *Testing Under Extrem Conditions* ». Elle consiste à l'isolation d'un échantillon de carotte en le mettant sous les conditions de réservoir. Différentes pressions sont alors appliquées à l'échantillon et à mesure, jusqu'à la fracture. La pression de cassure est alors mesurée.

Les techniques les plus souvent utilisées sont les essais de compression simple (Uni-axial) et les essais triaxiaux.

L'étude au laboratoire a pour but de :

-Déterminer les paramètres élastiques dynamiques et statiques de la roche (module de *Young* et coefficient de *Poisson*...)

-Déterminer la résistance de la roche à la compression (UCS) par les essais de compression sans confinement.

III.4.2 Outils Sonique

Ils nous permettent d'obtenir des informations sur l'orientation et les contraintes auxquelles sont soumises les roches, et de mesurer l'anisotropie et les propriétés mécaniques

des roches. Pour l'étude géomécanique on utilise les *Logs* sonique (déterminer coefficient de *Poisson* et *Lame*) ;

Les outils utilisés généralement sont (le *Sonic scanner* et le *dipôle sonic imager*).

III.4.2.1 Mesure dynamique (acoustiques)

Des équations mathématiques sont utilisées pour le calcul des paramètres élastiques à partir des mesures soniques et des densités, les équations (*Gasmann.1951*) utilisées sont :

Les équations (*Gasmann.1951*) :

$$E_d = \rho(V_p)^2(3V_p^2 - 4V_s^2)/(V_p^2 - V_s^2) \quad (\text{III.1})$$

$$v_d = V_p^2 - 2V_s^2/2(V_p^2 - V_s^2) \quad (\text{III.2})$$

$$\sigma_h - \alpha p = \frac{v}{1-v}(\sigma_v - \alpha p) + \frac{E}{1-v^2}\varepsilon_h + \frac{E v}{1-v^2}\varepsilon_H \quad (\text{III.3})$$

$$\sigma_H - \alpha p = \frac{v}{1-v}(\sigma_v - \alpha p) + \frac{E}{1-v^2}\varepsilon_H + \frac{E v}{1-v^2}\varepsilon_h \quad (\text{III.4})$$

$$P(\text{pression de pore}) = TVD \times \text{Gradient Hydrostatique} \quad (\text{III.5})$$

$$\sigma_v = TVD \times \text{Gradient lithostatique} \quad (\text{III.6})$$

Avec :

E_d : module dynamique de Young ;

V_d : Coefficient dynamique de poisson ;

P : Bulk density (densité saturée) ;

V_p : Vitesse de Compression (transversal) ;

V_s : Vitesse de cisaillement (Shear ; Longitudinale) ;

α : Constante de paleoélastique de Biot ; $\alpha = 1$ dans les condition de rupture ;

σ_v : Contrainte verticale ;

TVD : True Vertical Depth

ε_h : Allongement radiale ;

ε_H : Allongement Axiale ;

Les ondes ‘DTC et DTS’ :

Les seuls outils qui répondent 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 (onde P) et des ondes de cisaillement (onde S). L’outil sonique mesure la vitesse de propagation caractéristique des ondes P et S.

Dans les formations gréseuses, les ondes de compression DTC et les ondes de cisaillement DTS dépendent de la matrice, la porosité et la minéralogie des grains, le type de fluide contenu et le degré de consolidation.

Les propriétés élastiques peuvent être calculées à partir des données soniques DTC et DTS en les combinant avec la densité de la formation.

III.4.2.2 Mesures statiques

A partir des mesures élastiques et de densité, les propriétés élastiques de la roche peuvent être calculées en utilisant les équations de (*Gasmann, 1951*) précitées en haut. Ces équations sont valides pour des faibles fréquences de mesures acoustiques au laboratoire ou du *Logging*.

Les propriétés élastiques obtenues par ces équations sont surestimées et sont nommées « dynamiques » car la roche montre un comportement plus rigide (non drainé).

Les propriétés dynamiques étant non représentatives, leur conversion du régime dynamique au régime statique est essentielle. Pour réaliser cette conversion des dizaines de modèles existent dans la littérature (*Militzer et Stoll, 1973 ; Lacy, 1997 ; Chang et al, 2005*).

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 variantes de la statique comme suit :

$$Static = (A \times Dynamic^\alpha) + B \quad (III.7)$$

Où :

Static : La propriété élastique statique ;

Dynamic : La propriété élastique dynamique correspondante.

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

Module de Young statique :

Pour le passage du Module de Young dynamique au module de Young statique,

Plusieurs équations sont disponibles dans la littérature.

Néanmoins, les équations les utilisées en Algérie sont : *l'équation de Morales* et quelques équation propres aux sociétés de services.

Il est à noter que la différence entre les deux modules de Young statique et dynamique est plus importante dans les grés que dans les carbonates.

L'équation de Morales :

$$\text{Log}(E_s) = 2.137 + 0.6612 \log (E_d) \quad (\text{III.8})$$

Autres équation :

$$E_s = (0.8 - \Phi_a)E_d \quad (\text{III.9})$$

Où :

E_d : Module de *Young* dynamique (Gpsi) ;

E_s : Module de *Young* statique (Gpsi) ;

Φ_a : porosité moyenne ;

Coefficient de Poisson statique :

Le coefficient de poisson peut être calculé par l'équation de *Gassmann (1951)* où il est nommé dynamique, ou par tests sur carotte nommé ainsi statique. Souvent le coefficient de *Poisson* dynamique est considéré par défaut égal au coefficient de poisson statique comme en témoignent de nombreux tests sur la roche (*Burshtein, 1968*).

Les principales étapes d'une étude géomécanique sont représentées dans la figure suivante :

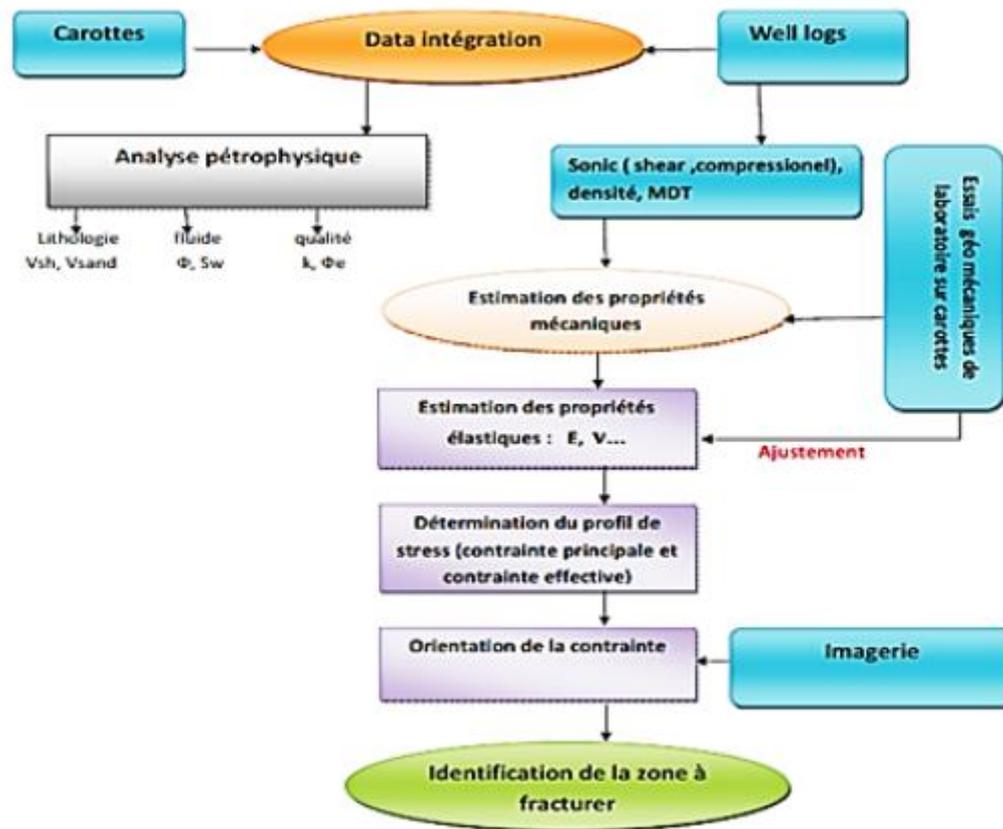


Figure 62 : Principales étapes d'une étude Géomécanique.

III.4.3 Etude géomécanique du puits OKN-421

Les propriétés géomécaniques du réservoir ont été calculées à base des données soniques DTC et DTS en les combinant avec les données de la densité. Pour générer le profil de stress, des données de pression du réservoir sont nécessaires, généralement elles sont obtenues à partir du MDT, RDT, ou bien à partir des mesures de pression en cours de tests potentiels. Dans notre exemple d'étude, pour le puits OKN-421 ; le résultat de mesure de pression ont été réalisés avec l'outil RDT.

L'estimation des paramètres géomécaniques cités auparavant (module de Young, coefficient de poisson, les contraintes de la formation, la pression de pore), a été réalisée sur « Excel » en utilisant les formules présentées précédemment.

Un résumé des résultats relatif aux principaux paramètres calculés est illustré dans le Tableau suivant (juste une plage de données d'enregistrement qui a été représentée) ;

Tableau 12 : Propriétés élastique calculées de la roche - Réservoir TAG

Profondeur (m)	Coefficient de poisson	Module Young (GPa)	Pression Pore (KPa)	Contrainte horiz Min (KPa)	Pression pore (KPa)	Contrainte horiz Min (Psi)
3465.8944	0.179487	25.1772890	31193.0492	36116.9537	4524.1681	5238.3199
3469.8568	0.312683	18.6137713	31228.7108	33051.1549	4529.3404	4793.6635
3470.0092	0.318303	18.9033635	31230.0824	33887.1507	4529.5393	4914.9144
3472.1428	0.310494	26.0973503	31249.2848	46154.8822	4532.3244	6694.1980
3473.9716	0.179487	28.2713602	31265.7440	40543.6913	4534.7116	5880.3637
3474.1240	0.179487	27.8560612	31267.1156	39948.5638	4534.9105	5794.0478
3475.9528	0.179487	42.1179690	31283.5748	60391.7719	4537.2977	8759.0837
3476.1052	0.179487	43.7708670	31284.8464	62760.5032	4537.4967	9102.6390
3477.9340	0.179487	33.3308428	31301.4056	47796.1265	4539.8839	6932.2403
3478.0864	0.179487	34.8941782	31302.7772	50037.4296	4540.0828	7257.3137
3479.9152	0.179487	47.2787372	31319.2364	67787.4843	4542.4700	9831.7408
3480.0676	0.179487	43.3057345	31320.6080	62093.4979	4542.6689	9005.8981
3481.4392	0.179487	35.3192085	31332.9524	50649.2542	4544.4593	7346.0513
3481.8964	0.179487	31.4158450	31337.0672	45054.5014	4545.0561	6534.6013
3482.0488	0.179487	31.9311459	31338.4388	45792.7179	4545.2551	6641.6705
3483.8776	0.179487	32.2922227	31354.8980	46309.4566	4547.6423	6716.6171
3484.0300	0.179487	31.7300181	31356.2696	45504.3942	45477.841 2	6599.8527
3485.8588	0.325773	30.9568386	31372.7288	56186.4561	4550.2284	8149.1544
3486.0112	0.319332	35.5030283	31374.1004	63725.1796	4550.4274	9242.5535
3487.99240	0.179487	26.3391465	31391.9312	37780.1951	4553.0135	5479.5526

3488.1448	0.179487	26.1071059	31393.3028	37448.0670	4553.2124	5431.3815
3489.9736	0.179487	27.8753231	31409.7620	39982.2680	4555.5996	5798.9362
3490.1260	0.179487	30.4576757	31411.1336	43683.1826	4555.7986	6335.7083
3491.9548	0.318849	19.6935141	31427.5928	35338.2918	4558.1858	5125.3846
3492.1072	0.179487	24.3209080	31428.9644	34884.3701	4558.3847	5059.5488
3493.9360	0.323791	20.1534916	31445.4236	36470.4048	4560.7719	5289.5836
3494.0084	0.179487	27.702831	31446.7952	41163.7370	4560.9708	5970.2937
3495.9172	0.179487	24.9181404	31463.2544	35741.4819	4563.3580	5183.8623
3496.0696	0.179487	25.9848390	31464.6260	37271.8185	4563.5570	5406.8188
3497.8984	0.320149	23.2334378	31481.0852	41775.3329	4565.9442	6058.9982
3498.0508	0.179487	33.6968013	31482.4568	48320.3563	4566.1431	7008.2733
3499.8796	0.179487	33.7237581	31498.9160	48361.5522	4568.5303	7014.2483
3500.0320	0.179487	369043882	31500.2876	52919.2081	4568.7293	7675.2802
3501.8608	0.324772	36.1616579	31516.7468	65512.9107	4571.1165	9501.8419
3502.0132	0.324600	35.0147737	31518.1184	63417.6017	4571.3154	9197.9431
3503.9944	0.179487	25.8384637	31535.9492	37059.7747	4573.9015	5375.0645
3504.9008	0.179487	26735570	31544.1788	38330.2793	4575.0951	5559.3356
3505.9756	0.179487	32.2922653	31553.7800	46312.6045	4576.4877	6717.0736
3506.1280	0.179487	32.7970089	31555.1516	47035.8632	4576.6866	6821.9734
3507.9568	0.179487	57.2278123	31571.6108	82045.7807	4579.0738	11899.7313
3508.1092	0.179487	59.9868797	31572.9824	85999.9191	4579.2727	12473.2305
3509.7856	0.306631	38.2357795	31588.0700	67164.9879	4581.4610	9741.4554
3509.9380	0.298924	43.0285789	31589.4416	74608.5923	4581.6599	10821.0586

3510.0904	0.294824	41.1954351	31590.8132	70944.5566	4581.8589	10289.6353
3511.9192	0.300726	27.0811339	31607.2724	47111.3196	458.2461	6832.9174
3512.0716	0.299500	29.1891716	31608.6440	50671.7414	4584.4450	7349.3128
3513.9004	0.30112	28.6608806	31625.1032	49891.1265	4586.8322	7236.0942
3514.0528	0.296921	31.1727237	31626.4748	53880.1411	4587.0312	7814.6517
3514.9672	0.303690	35.8784659	31634.7044	62715.3916	4588.2248	9096.0962

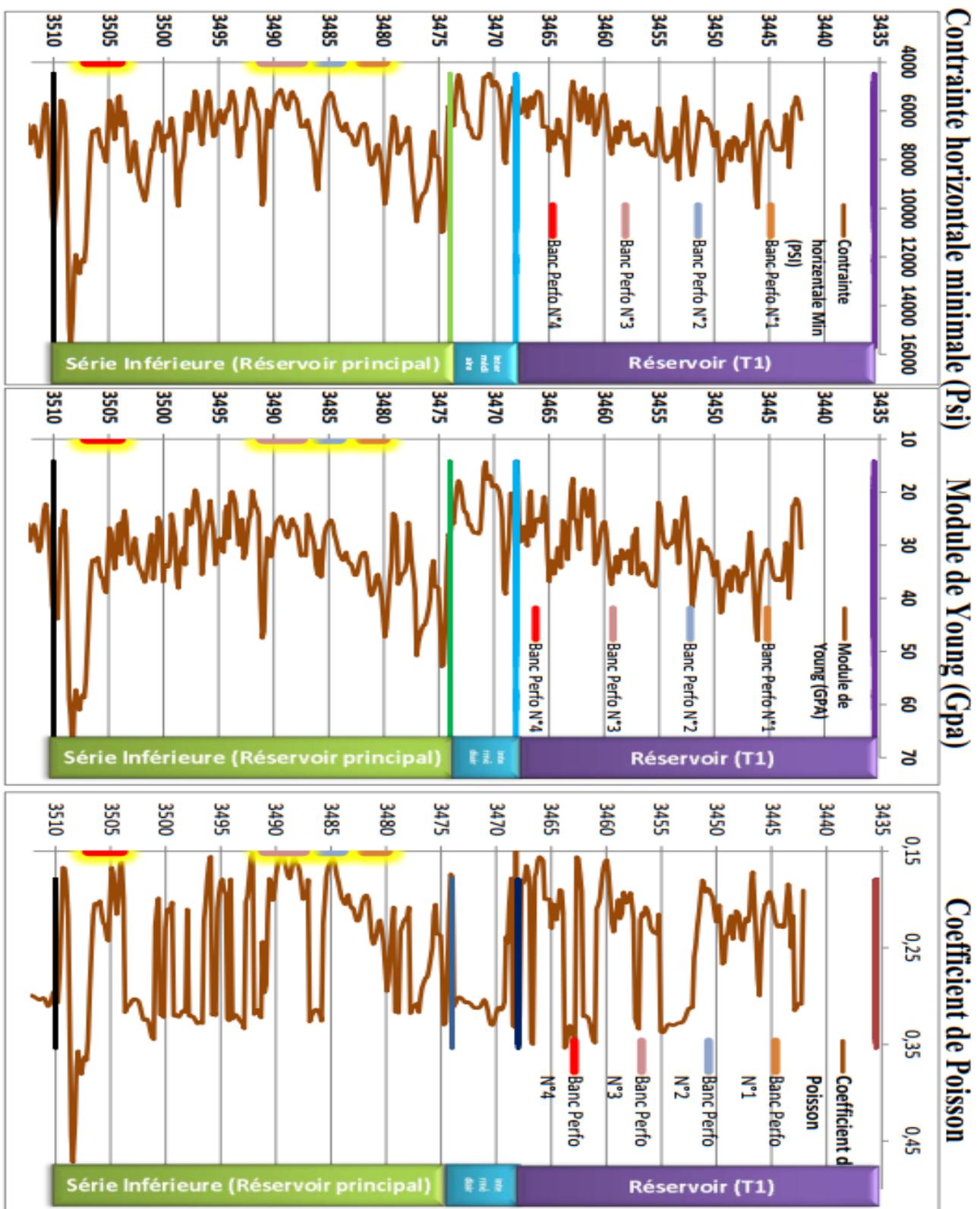


Figure 63 : Propriétés élastique & profil de stress du réservoir TAG

III.4.4 Interprétation du modèle géomécanique

L'allure du profil de contrainte nous montre que les zones à minimum stress sont dispersées, cela est dû à la variation des caractéristiques des formations traversées.

Pour rappeller, le réservoir objet de notre opération de stimulation se situe entre les cotes 3474m et 3510m ; l'allure du profil de stress montre clairement l'existence de deux barrières de stress maximales aux Top et Bottom du réservoir objet de notre opération de fracturation hydraulique, chose qui va nous permettre de bien confiner la propagation de la fracture engendrée dans ce dernier.

De plus, l'analyse des profils de stress nous donne une valeur moyenne du gradient de fracturation d'une valeur de : 0.8 psi/ft qui va correspondre à une pression de traitement maximale en surface de l'ordre de 9200 psi.

Sachant que les pompes de fracturation peuvent atteindre des pressions de service maximales de l'ordre de 12800 psi, ceci va donc nous laisser une marge de sécurité en terme de pression pour la bonne exécution de notre opération de fracturation hydraulique en faisant très attention aux pertes de charge dues aux frictions et aux phénomènes de tortuosité.

Opportunité de la fracturation hydraulique du puits OKN-421

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

- **Date de début de Forage** : 24/04/2006.
- **Date de fin de Forage** : 23/06/2006.
- **Fluide produit** : Puits producteur Huile Série inférieur TAG. Réservoir foré avec Boue Huile $d = 1.47$.
- **Information sur le puits** : Cote du fond du puits : 3570 m (CE). $PG = 253 \text{ Kg/cm}^2$ au sommet (3548 m) et le 195 Kg/cm^2 à la base (3506 m).
- **Mise en service** : le 26/08/2006 avec un débit de $Q = 3.9 \text{ m}^3/\text{h}$.
- **Opération** :
 - **PLT** : le 20/09/2006 confirmant le bouchage du Banc inférieur (3504 à 3507 m).

Acidification : le 08/07/2007 : sans améliorer conséquente du potentiel (confirmé par PLT du 08/09/2009) avec déclin de pression.

Mise sous Gas-Lift : en 2008 ; suite à une baisse de pression de la zone sud Est des puits OKN ;

Workover : Du 01/06 au 14/07/2015 : changement de complétion fuyarde.

- **Tubage et Cimentation :** Tubage 4”1/2 – LCP 4”1/2 avec une bonne cimentation entre les cotes 3475 m à 3547.4 m (intervalle couvrant la série inférieure).

- **Epaisseur de la zone à l’intérêt pétrolier :** Le réservoir couvre une bonne épaisseur de *net pay* utile d’une hauteur de 15 m

- **Conclusion :**

Le puits OKN-421 a été mise en service ; le 26/08/2006 ; avec un débit d’huile de 3.9 m³/h. Le débit a chuté suite à un déclin de la pression de la zone Sud Est des OKN ; ce qui a nécessité sa mise sous Gaz Lift « GLS » en 2008. IL a été acidifié le 08/07/2007, suite à un bouchage du banc inférieur (3504 m à 3507 m) indiqué par le PLT du 20/09/2006, mais sans amélioration conséquente du potentiel du puits, comme le montre le PLT du 08/09/2009.

Cependant, ce puits a été jugé comme un bon candidat pour une opération de stimulation par fracturation hydraulique, sachant qu’il présente une bonne épaisseur utile de 15 m. A cet effet, une reprise en Workover a eu lieu du 01/06 au 14/07/2015, pour changer la complétion fuyard, en vue de l’éventuelle exécution de l’opération de fracturation hydraulique.

Cependant, les recommandations qui suivent sont impératives avant la réalisation de l’opération de fracturation :

- Faire une investigation approfondie sur la présence de fluides indésirables (comme un plan d’eau) près du réservoir à traiter. A savoir que pour notre cas (Pole centre Est), le contact eau théorique régionale se trouve à la profondeur 3558 m.

- Le Phasing 0 degré n’est pas adapté pour une fracturation hydraulique, il était plus recommander de reperforer l’intervalle (3480 m – 3486 m). Avec un phasing de 60° dans le but de diminuer l’ampleur des pertes de charge causées par le phénomène de la tortuosité.

- Isoler les perforations du niveau inférieur (banc N°4) avant l’exécution de l’opération de fracturation par un bouchon de sable et un bridge récupérable.

III.5 La phase Pré-Fracturation

Le puits OKN-421 est candidat pour une fracturation hydraulique. A cet effet une opération de pose d'un bouchon de sable, faite par un Coiled Tubing à la cote 3495 m a été prévue pour isoler la partie inférieure de perforations avant la fracturation du niveau supérieur.

III.5.1 But de l'opération

Une pose d'un bouchon de sable jusqu'à la cote 3495 m, a été prévue pour permettre une isolation des perforations de la partie inférieure ;

III.5.2 Perforations

Perforation initiales (Over balance) : (du 25 et 26/08/2008)

N°	Intervalle perforés (m)	Hauteur (m)
1	3480.00 à 3482.00	2
2	3484.00 à 3486.00	2
3	3487.50 à 3491.00	3.5
4	3504.00 à 3507.00	3
Hauteur totale perforée		10.5

III.5.3 Spécifications du Coiled Tubing

Tubing Grade	HS 80	
	Non-SI Units	SI Units
Nominal OD	1.5"	38.1 mm
Nominal Wall Thickness	0.125"	3.2 mm
Nominal ID	1.25"	31.8 mm
Nominal Weight	1.84 lbs/ft	2.74 kg/m
Ultimate Pipe Tensile Load	47,500 lbs	22,040 kg
Pipe Tensile Yield Load	43,200 lbs	19,590 kg
80% Pipe Tensile Yield Load	34,560 lbs	15,672 kg
Internal Yield Pressure	12,400 psi	85.495 MPa
Hydro Test Pressure	11,200 psi	77.22 MPa
Internal Volume	1.52 bbl/ 1000 ft	0.793 m ³ / 1000 m
External Displacement (closed end)	2.19 bbl/ 1000 ft	1.142 m ³ / 1000 m

III.5.4 Calcul Prévisionnel du Bouchon de Sable

Top Plug m	Bottom Plug m	Height m	ID in	Sand 20/40 Kg/m	Quantity of Sand Kg	Sand / Fluid kg/m ³	Slurry m ³
3495	3547.80	52.8	3.92	13.32	703.29	240	2.93

III.6 Déroulement de l'opération de fracturation Hydraulique

L'opération de fracturation du puits OKN-421 a été réalisée le 07/09/2015, et les résultats de Data-Frac obtenus ont permis d'établir un design du traitement principale (fracturation), qui a été exécuté le jour même.

III.6.1 Test d'injectivité

Préparation nécessaire pour le déroulement du Test :

- Un « pré-job » safety meeting pour revoir les procédures et les consignes globales ;
- Rig up – installation du Tree Saver
- Test des lignes de traitement à 12.500 psi pendant 10 mn (Enregistrement d'une perte de pression 8%) ---- Négatif
 - Un deuxième test de pression @ 12.500 psi pendant 10 mn (Enregistrement d'une perte de pression de 6%) ---- Positif
 - Test de pression des lignes de surface @ 5.400 psi
 - Test de tarage de la (PRV) Pressure relief Valve de la ligne principale @ 10.500 psi.
 - Test de la 7" PRV – tarage @ 3.500 psi
 - Test de la 9" PRV – tarage @ 1.500 psi
 - Safety Meeting

Opération :

- Pressurisation de l'annulaire A (4"1/2 x 7") à 3161 psi (Purge @ 1486 psi)
- Pressurisation de l'annulaire B (7" x 9"5/8) à 1109 psi. (Purge @ 514 psi)

- Ouverture de la vanne hydraulique du 'Tree Saver', *Well Head Pressure* = 150 psi
 - Remplissage du puits (fixer la Tree Saver)
 - Début du pompage de l'eau traité pour le remplissage des annulaires
 - Début de pompage de l'eau traité pour le remplissage du puits
 - Break down injectivity
 - Arrêt des pompes ; le volume de l'eau traité est de l'équivalent de 120 bbl
- La figure représente l'enregistrement du test d'injectivité, obtenue par le logiciel 'Meyer'

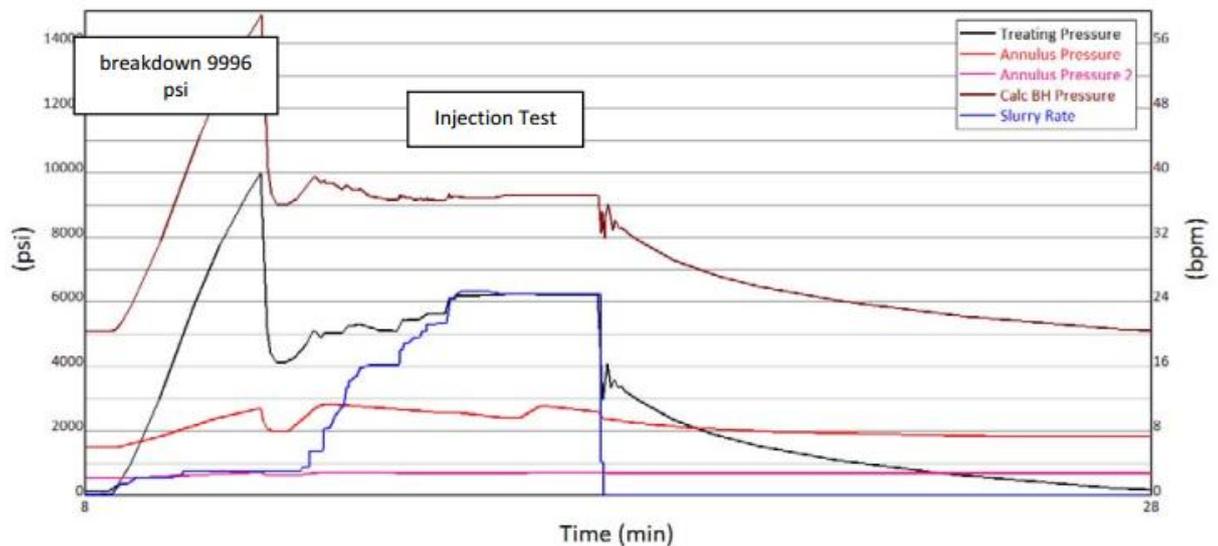


Figure 64 : Test d'injectivité - Puits OKN-421

Interprétation :

L'injectivité a été établie avec de l'eau traité à un débit de 25 bpm ; avec une pression de fon enregistré de l'ordre de 9996 psi ;

La valeur **ISIP** (instantaneous shut-in pressure) est de l'ordre de 8535 psi. Ce qui correspond à un gradient de fracturation de 0.74 psi/ft.

La perte de charge totale par friction au fon, avec un débit de pompage par l'eau traitée de 25 bpm, est de l'ordre de 740 psi.

III.6.2 Data Frac (Mini Frac)

La 'Mini-Frac' a été réalisée en pompant du Spectra Frac Gel 3500, chassé avec un gel linéaire 35# l'opération a commencé à 12h00 ; le tableau résume l'évolution des paramètres (débit de pompage pression et volume des fluides) ;

Tableau 13 : Rapport de situation - Essair Mini Frac OKN-421

Temps	Débit de Pompage (bpm)	Pression surface (psi)	Pression de fond (psi)	Pression Annulaire A (psi)	Pression Annulaire B (psi)	Type de fluide injecté et volume
12 :00	1.9	450	5600	2007	730	35#Linear Gel
12 :02	25	6051	9492	2400	780	
12 :03						42.2 bbl.LG pumped
12 :03						Start pumping Cross-linked Gel
12 :07	25	5526	9204	2542	879	Spectra Frac G3500 Cross-linked Gel
12 :09	25	5020	8858	2774	814	170 bbl. Cross-linked Gel pumped
12 :14	25	4800	8630	2572	860	286 bbl. Cross-linked Gel pumped
12 :14						Flush
12 :16	25	4682	8500	2574	886	60 bbl. LG pumped
12 :29	25	4800	8799	2565	902	150bbl .LG pumped
12 :20	Arrêt des pompes, Shut down – Enregistrement ‘ISIP’					173bbl LG pumped

Le tableau suivant résume les traitements d’injectivité & Mini Frac en terme de volume des fluides utilisés, Durant chaque phase;

Tableau 14 : Volume des fluides injectés 'injectivité & Mini Frac' OKN-421

Phase/Test	Type de Fluides	Volume (gals)	Volume (bbl)
Remplissage du puits – injectivité	L'eau traitée	5216	120
Pré-Pad	Gel Linéaire 35#	1772	42
Mini Frac	Gel réticulé Spectra Frac G 3500	12012	286
Mini Frac – déplacement (Flush)	Gel Linéaire 35#	7262	173

L'enregistrement 'Mini Frac' du Logiciel 'Meyer' est représenté dans la figure suivante

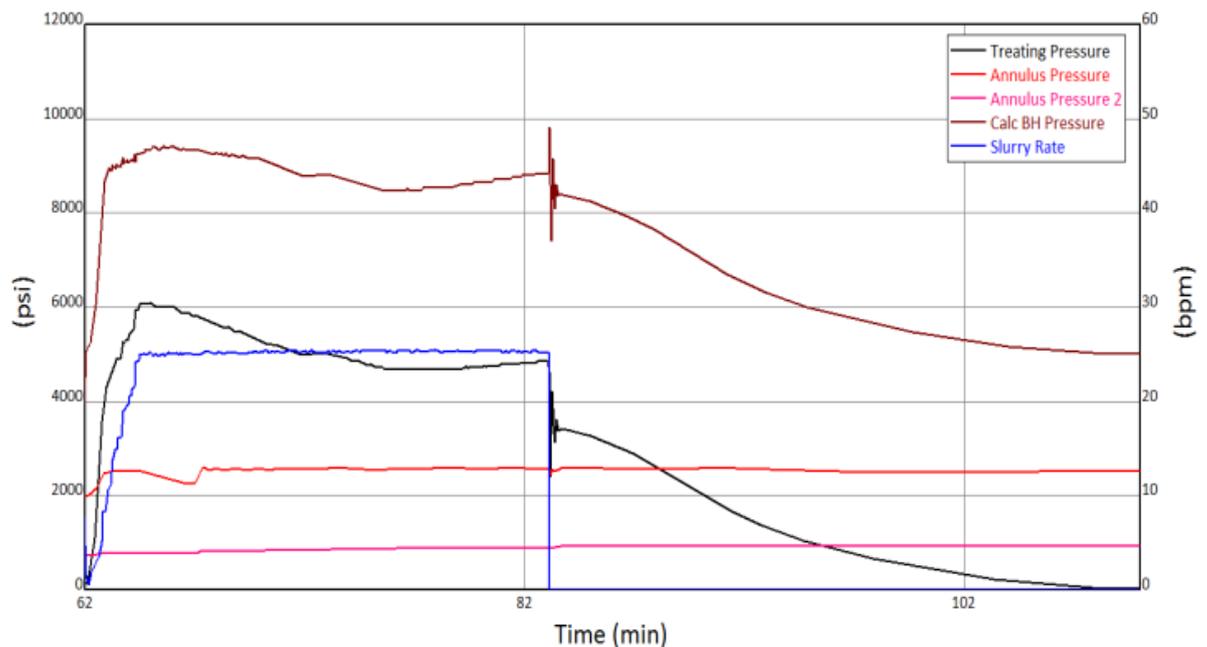


Figure 65 : Essai de Data Frac (Mini Frac)- puits OKN-421

Interprétation :

La valeur ISIP (instantaneous shut-in pressure) est de l'ordre de 8416 psi. Ce qui correspond à un gradient de fracturation de 0.73 psi/ft.

La perte de charge totale par friction au fond avec un débit de pompage de 25 bpm du gel linéaire est de l'ordre de 434 psi.

III.6.3 Main Frac

La réalisation de la fracture a eu lieu à l'analyse des données obtenues après la mini frac, pour permettre de caler le modèle de fracture, en utilisant des valeurs de l'ISIP, pression nette, pression de fermeture, et l'efficacité du fluide. La hauteur prédite par le modèle simulé ou confirmée par le log de thermométrie est une donnée essentielle pour s'approcher au design de la fracture, en se basant sur l'étude proposée au préalable.

Voici un résumé de la procédure 'Main Frac' :

-Safety meeting

-Ouverture des vannes de tete de puits ; Observation de la pression des annulaires :

Annulaire A @ 2560 psi : Purge @ 1500 psi

Annulaire B @ 950 psi : Purge @ 500 psi

WHP @ 220 psi.

-Commencer le pompage du pré-Pad

-Il est à noter que le remplissage du puits a nécessité un volume de 41.6 bbl (Gel Linéaire 35#).

Le tableau suivant résume l'évolution des principaux paramètre enregistrés (débit de pompage, concentration de proppant, pression & volumes des fluides injectés) lors du traitement principal ; (Rapport de situation)

L'enregistrement 'Main Frac' du logiciel 'Meyer' est représenté dans la figure.

Tableau 15 : Rapport de Situation - Main Frac OKN-421

Temps	Débit de pompage (bpm)	Pression surface (psi)	Pression de fond (psi)	Pression Annulaire A (psi)	Pression Annulaire B (psi)	Type et volume de fluide injecté (bbl)
15 :12	13	4313	8687	2000	786	Linear Gel
15 :14						41.6 bbl LG
15 :16	20	4762	8593	1819	763	Cross-linked Gel
15 :21	20.9	4571	8538	2051	806	146.3 bbl XL Gel

15 :24	20.9					25.6 bbl. 2 PPA 20/40 Bauxite
15 :26	20.8	4282	8673	2080	852	40.5 bbl 4 PPA 20/40 Bauxite
15 :27	20.9	3992	8599	2078	899	43.5 bbl 6 PPA 20/40 Bauxite
15 :20	20.9	3532	8423	2002	613	45.9 bbl 8 PPA 20/40 Bauxite
15 :32	20.8	3045	8813	2077	899	70.6 bbl 10 PPA 20/40 Bauxite
15 :34	20.8	3199	8757	2063	917	Flush LG
15 :41	21	4574	8970	2090	943	155 bbl LG Flush
15 :43	Arrêt des pompes – Observation de déclin de pression					172.4 bbl LG Flush

Le tableau résume le traitement principale 'Main Frac » en terme de volume des fluides injectés ;

Tableau 16 : Traitement 'Main Frac'

Étapes du Test principal	Type de fluide	Volume (gals)	Volume (bbl)
Pré-Pad	35# Gel linéaire	1747	42
Pad	Spectra Frac G*3500	6145	146
Fluide de proppant	Spectra G*3500	8820	210
Déplacement (volume de chasse)	35#Gel linéaire	7142	172
Masse du proppant	Type de proppant	Masse (lbs)	
Masse proppant en surface	SinterBall 20-40	53138	
Masse proppant dans la formation	SinterBall 20-40	52499	

Un résumé des étages d'injection du proppant est détaillé dans ce tableau :

Tableau 17 : Etage d'injection du proppant 'Main Frac'

Traitement principal – Etape de l'opération						
Etage	Description	Proppant (ppa)	Volume (gal)	Volume (bbl)	Volume cumulé (bbl)	Débit (bpm)
1	35#Gel linéaire Pré -Pad	0.00	1747.00	42.00	42.00	20.00
2	SFG3500 X/L Pad (réticulé)	0.00	6145.00	146.00	188.00	20.00
3	SFG3500 +1 ppa 20/40 sinterball	0.95	1050.00	25.00	213.00	19.40
4	SFG3500 +2 ppa 20/40 sinterball	1.98	1009.00	24.00	237.00	18.80
5	SFG3500 +4 ppa 20/40 sinterball	3.99	1502.00	36.00	273.00	17.70
6	SFG3500 +6 ppa 20/40 sinterball	5.96	1526.00	36.00	309.00	16.70
7	SFG3500 +8 ppa 20/40 sinterball	8.00	1524.00	36.00	345.00	15.80
8	SFG3500 +10 ppa 20/40 sinterball	10.34	2209.00	53.00	398.00	14.90
9	35#Gel linéaire - Déplacement	0.00	7241.00	172.00	570.00	20.00

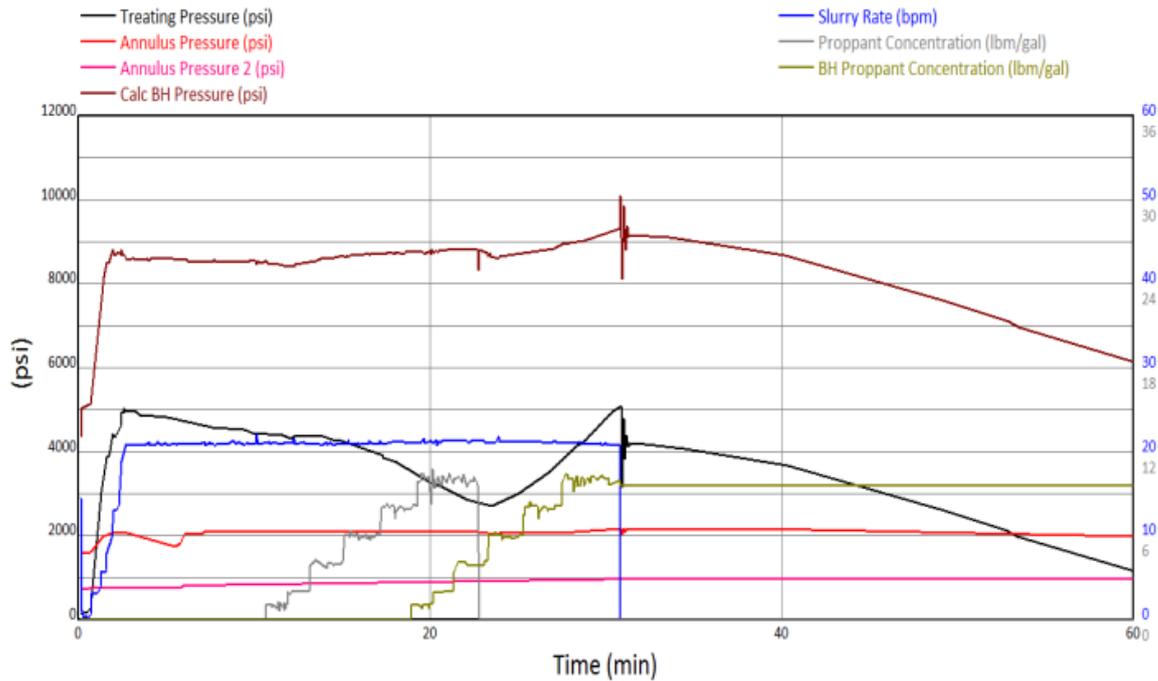


Figure 66: Traitement principal 'Main Frac' - puits OKN-421

Interprétation :

La valeur ISIP (instantaneous shut-in pressure) enregistrée lors du traitement principal est de l'ordre de 9173 psi, ce qui correspond à une augmentation de 757 psi par rapport à la valeur de l'ISIP de la mini Frac ;

III.7 Etude et interprétation des essais 'Main Frac'

Les données de déclin de pression de l'essai 'Main Frac' peuvent faire l'objet d'analyse pour déterminer numériquement la pression instantanée de fermeture, la pression de fermeture de fracture, la pression nette, l'efficacité de fluide et son coefficient de filtration.

Dans cette partie ; on considère les données de travail suivantes :

Paramètres (Puits OKN-421)	Valeur (Data)	unité	Conversion (calculée)
Profondeur du puits (H_{prof})	3570	m	1171259 ft
Mi-perforation	3485.5	m	11435.37 ft
Hauteur de la zone productrice (h_p)	15	m	49.21259843 ft

Hauteur de la fracture (h_f)	12	m	39.37007874 ft
Débit de pompage (Q_p)	25	bpm	1500 bph
Temps de pompage (T_p)	21.24	mn	1274.4 sec
Module de Young (E)	6000000	psi	
Coefficient de Poisson (ν)	0.2		
Exposant du modèle rhéologique (n)	0.45		

III.7.1 Estimation de la pression et du Gradient de fracturation (P_f ; G_f)

La pression maximale atteinte lors de la remontée de pression durant l'enregistrement (Phase de Pompage) correspond à la pression de fracturation (Analyse des données par Excel ou Logiciel Graphique),

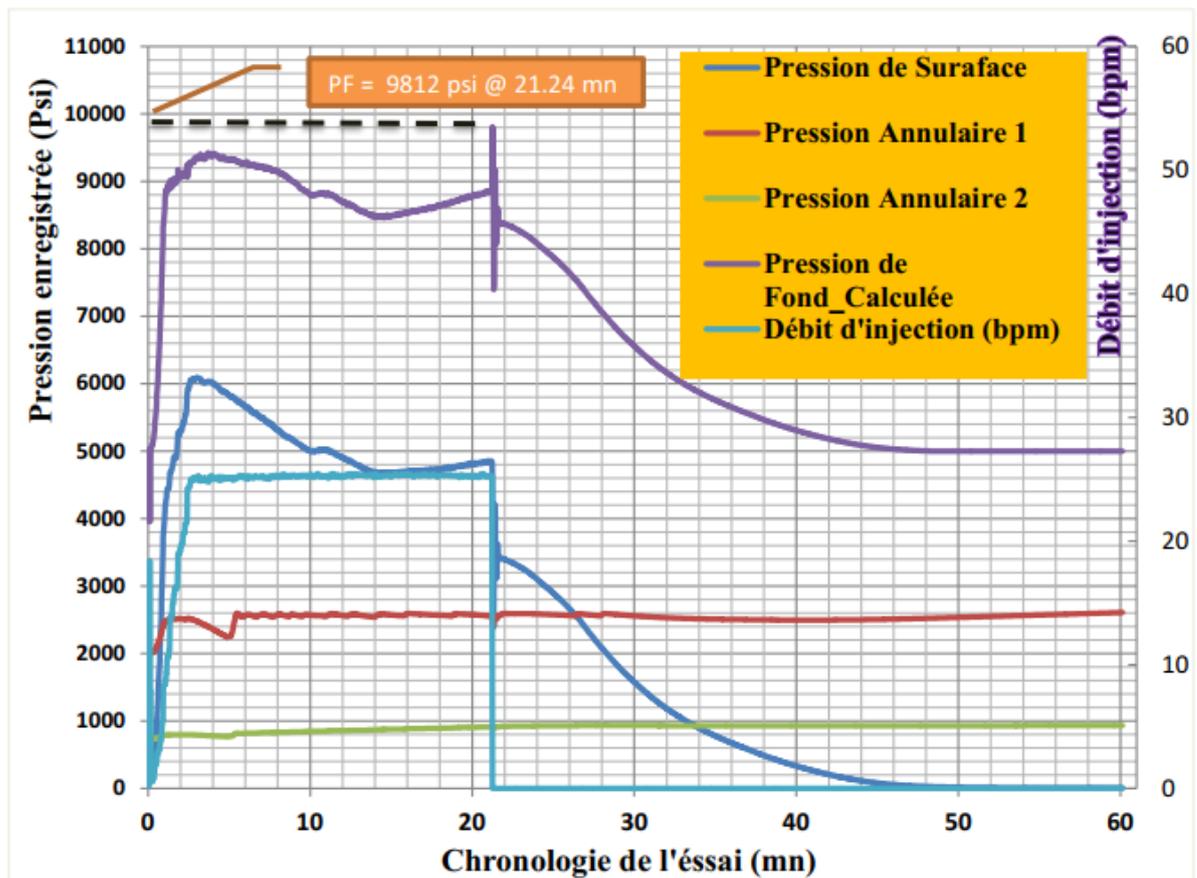


Figure 67 : Analyse des données 'Main-Frac' sur Excel

La valeur maximale de l'enregistrement de fond déterminée par Excel est de l'ordre de 9812.14 psi, ce qui correspond à la valeur de la pression de fracturation (P_F) ;

Le gradient de fracturation peut être estimé par :

$$G_F = \frac{P_F}{H} = \frac{9812.14}{(3485.5/0.3048)} = 0.85805 \text{ psi/ft}$$

La profondeur à Mi-perforation (H) est donnée telle que : $H = 3485.5 \text{ m} = 11435.4 \text{ ft}$

Récapitulatif des résultats de calcul :

Pression de Fracturation (P_F)	9812.140625	psi
Profondeur Mi-perforation (H)	11435.4	ft
Gradient de Fracturation (G_F)	0.858052062	psi/ft

III.7.2 Estimation de la chute de pression instantanée de fermeture (ISIP)

L'ISIP (la chute de pression instantanée de fermeture) est enregistré instantanément à l'arrêt des pompes, l'intérêt de cette mesure est qu'à ce moment toutes les frictions (frottements) sont nulles ; Cette valeur nous donne donc la BHTP (Bottom Hole Treating Pressure) statique (pression de fond mesurée à l'état statique). A partir de la courbe marquant l'évolution de la pression de fond (Bottom Hole Pressure) après shut-in en fonction du temps, on peut déterminer la pression instantanée de fermeture ISIP pour cela on trace une droite verticale à partir du point correspondant au temps d'arrêt d'injection du fluide. Ensuite la droite de chute de pression stabilisée et extrapolé, le point d'intersection de deux droites correspond à l'ISIP de fon (BHP).

Le Graph obtenu par Excel ; permet une estimation très proche de la valeur 'ISIP de fond' donnée par le logiciel de traitement ;

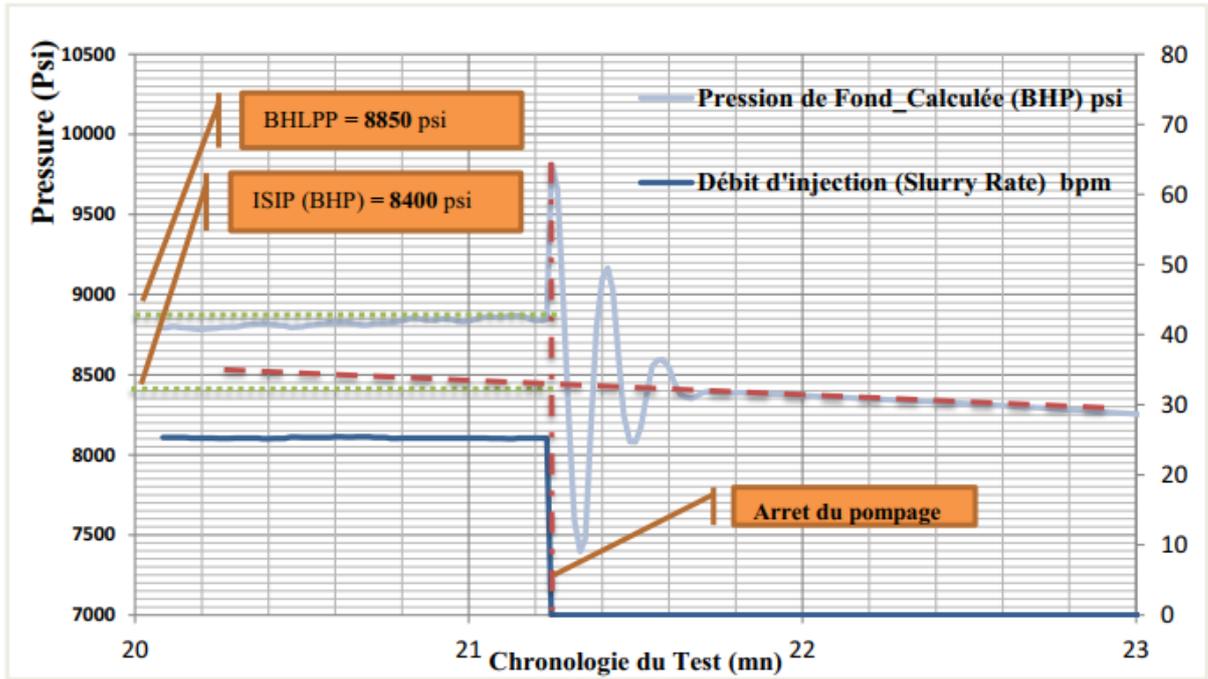


Figure 68 : Détermination de l'ISIP de fond lors du Test 'Main Frac' par Excel

De même ; par la méthode énoncée précédemment ; la valeur de l'ISIP de surface via ce Graph

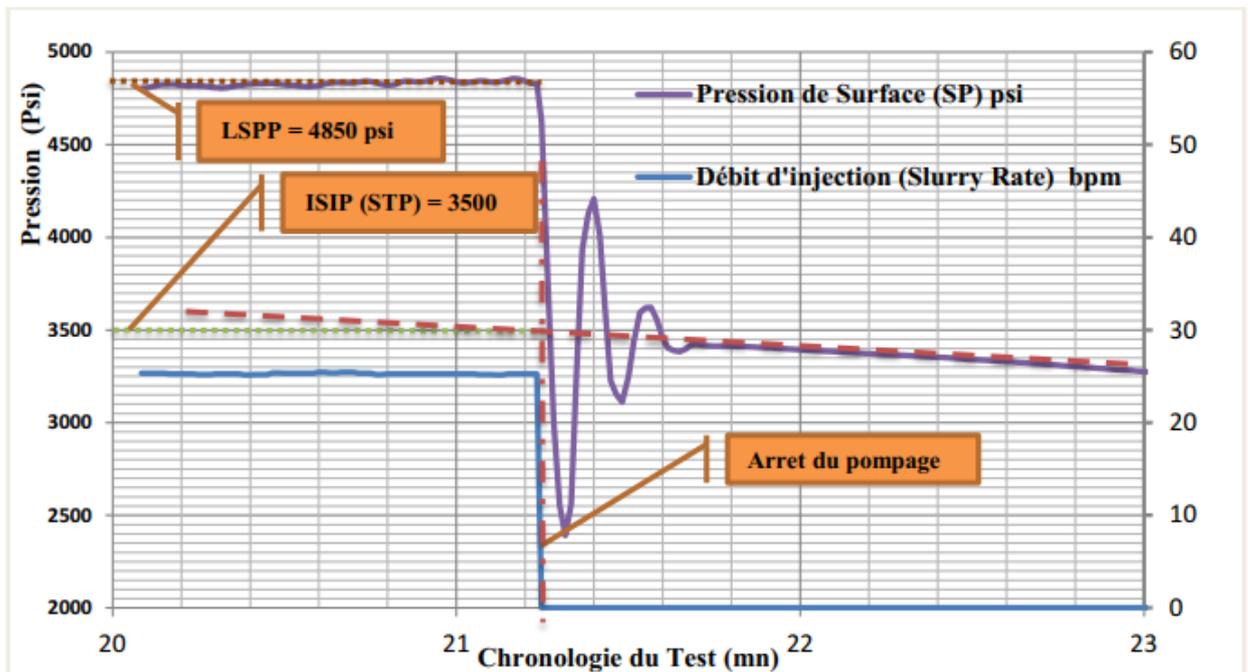


Figure 69 : Détermination de l'ISIP de surface lors du Test 'Mini -Frac' par Excel

III.7.3 Détermination des pertes de charge

A partir des résultats des graphes précédents ; une estimation des pertes de charge peut être déduit par les équations explicitées ci-dessous ;

A/ Détermination des pertes de charge aux abords du puits (ΔP_{NWB})

Les pertes de charge aux abords du puits sont les résultats de plusieurs processus : le forage, les dépôts de sédiment le long de la production du puits, les contraintes in situ, les perforations, la tortuosité

$$\Delta P_{NWB} = BHLPP - ISIP (BHP)$$

Avec :

BHLPP : Bottom Hole Last Pumping Pressure (Dernière pression de fond pompé) (psi)

ISIP (BHP) : Bottom Hole Instantaneous Shut-in Pressur (Chute de pression instantanée de fond) (psi)

A partir des courbes obtenues, on peut estimer la perte de charge aux abords du puits :

$$\Delta P_{NWB} = BHLPP - ISIP (BHP) = 8850 - 8400 = 450 \text{psi}$$

B/Détermination des pertes de charge totales (ΔP_{Total})

$$\Delta P_{Total} = SLPP - ISIP (SP)$$

Avec :

SLPP : Surface Last pumping pressure (Dernière pression de surface pompée) (psi).

ISIP (SP) : Surface instantaneous Shut-in Pressure (Chute de pression instantanée de surface) (psi).

$$\Delta P_{Total} = SLPP - ISIP (SP) = 4850 - 3500 = 1350 \text{psi}$$

C/Détermination des pertes de charge par friction (ΔP_{Fric})

$$\Delta P_{Total} = \Delta P_{NWB} + \Delta P_{Fric}$$

Donc :

$$\Delta P_{Total} = \Delta P_{NWB} + \Delta P_{Fric} = 1350 - 450 = 900 \text{psi}$$

D/Gradient de chute de pression de fond instantané GR (ISIP)

$$GR (ISIP) = \frac{ISIP(BHP)}{H} = \frac{8400}{(3485.5/0.3048)} = 0.73456$$

Récapitulatif des résultats de calcul :

ISIP (BHP) de fond	8400	psi
ISIP (SP) de Surface	3500	psi
Surface Last Pumping Pressure (SLPP)	4850	psi
Bottom Hole Last Pumping Pressure (BHLPP)	8850	psi
Perte de charge aux abords du puits (ΔP_{NWB})	450	psi
Perte de charge totale (ΔP_{Total})	1350	psi
Perte de charge par friction (ΔP_{Fric})	900	psi
Gradient ISIP GR (ISIP)	0.73456	psi/ft

III.7.4 Détermination de la puissance hydraulique requise

La puissance hydraulique des pompes est donnée par la formule suivante :

$$STP = BHP + \Delta P_{NWB} + \Delta P_{Fric} + \Delta P_{Perfo} - P_{Hyd}$$

Donc à partir de la pression de traitement en surface (STP), on peut estimer la valeur de la puissance hydraulique nécessaire des pompes HHP (Hydraulique Horse Power) comme suit :

Données	Valeur	Unité	Conversion	
Gradient ISIP GR (ISIP)	0.73456	psi/ft	734.563	psi/100ft
Mi-perforation (H)	3485.5	m	11435.367	ft
Débit de pompage (Q_p)	25	bpm	1500	bhp
Gradient hydrostatique GR (Hyd)	0.44	psi/ft	440	psi/1000ft
perte de charge aux abords du puits (ΔP_{NWB})	450	psi		

Perte de charge par friction (ΔP_{Fric})	900	psi	
Perte de charge Perforation/fracture (ΔP_{Perfo})	500	psi	Valeur estimée

Paramètre à calculer	Formule de Calcul	Résultat final
Pression de fond (BHP) « stat »	$BHP = GR (ISIP) \times H$	8400 psi
Pression hydrostatique (P_{HYD})	$P_{\text{HYD}} = GR(H_{\text{Hyd}}) \times H$	5031.6 psi
Pression de traitement de surface (STP)	$STP = BHP + \Delta P_{\text{NWB}} + \Delta P_{\text{Fric}} + \Delta P_{\text{Perfo}} - P_{\text{Hyd}}$	5218.4 psi
Puissance Hydraulique Requise (HHP)	$HHP = \frac{Q_p (bpm) \times STP (psi)}{40.8}$	3197.5 HP

Donc ; la puissance hydraulique des pompes (HHP) requise en surface est de l'ordre de 3200 HP ;

III.7.5 Détermination de la pression de fermeture (P_c)

Le calcul de la pression de fermeture de la fracture est essentiel, en effet, cette valeur correspond à la contrainte principale horizontale minimale (σ_h). La valeur de (σ_h) est une donnée indispensable pour déterminer les paramètres caractéristiques de la fracture.

Pour cela ; plusieurs méthode de calcul sont utilisées :

- La méthode de la racine carrée du temps (Square Root of Time) ;
- La méthode de la fonction-G (G-function) ;
- La méthode d'Horner (Horner's Method) ;

III.7.5.1 La méthode de la racine carrée du temps (Square Root of Time)

La pression de fermeture de la fracture peut être déterminée à partir de l'analyse du déclin de pression à partir de l'arrêt des pompes en fonction de la racine carrée du temps. Il est supposé qu'au cours de la chute de pression, l'équation régissant le déclin de pression est

linéaire avec la racine carrée du temps de fermeture. Les inflexions ou les changements de pente de la courbe peuvent indiquer la fermeture de la fracture. Cependant, La principale difficulté avec cette technique est d'identifier la bonne ligne droite ;

Pour notre cas d'étude ; on trace le graphe ($BHP=f(\sqrt{(T-T_p)})$) en exploitant les données de Fall-off sur Excel :

Avec :

T_p : le temps de pompage, d'après l'enregistrement du logiciel « Meyer » ; $T_p = 21.24$ mn

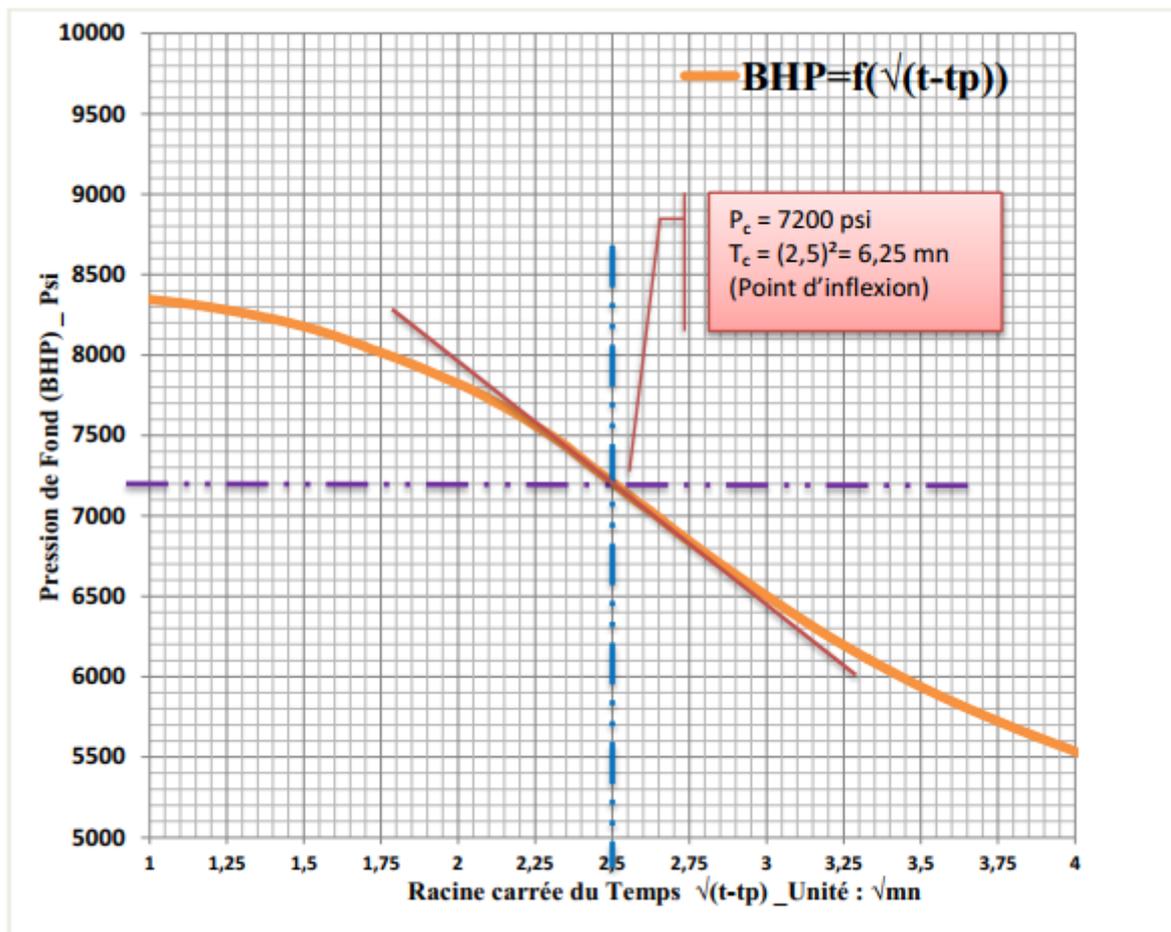


Figure 70 : La méthode de la racine carrée du temps par Excel

D'après les résultats de la courbe ; la pression de fermeture (P_c) est de l'ordre de 7200 psi, correspondant à un temps de fermeture (T_c) de 6.25 mn ;

L'efficacité du fluide est donnée par la formule ci-dessous de Nolte en fonction du temps de fermeture ' T_c ' et le temps de pompage ' T_p ' :

$$\eta = \frac{(1 + \frac{T_c}{T_p})^{3/2} - (\frac{T_c}{T_p})^{3/2} - 1}{(1 + \frac{T_c}{T_p})^{3/2} - (\frac{T_c}{T_p})^{3/2}}$$

A.N :

$$\eta = \frac{(1 + \frac{6.25}{21.24})^{3/2} - (\frac{6.25}{21.24})^{3/2} - 1}{(1 + \frac{6.25}{21.24})^{3/2} - (\frac{6.25}{21.24})^{3/2}} = 0.2383 = 23.83\%$$

Le gradient de fermeture (G_c) de la fracture est ainsi calculé comme étant :

$$G_c = \frac{P_c}{H} = \frac{7200}{(3485.5/0.3048)} = 0.629 \text{ psi/ft}$$

La courbe du Graphe est obtenue par le Logiciel 'Meyer' ; Elle représente le Traitement des données encours de fracturation par la méthode 'Sqrt' ;

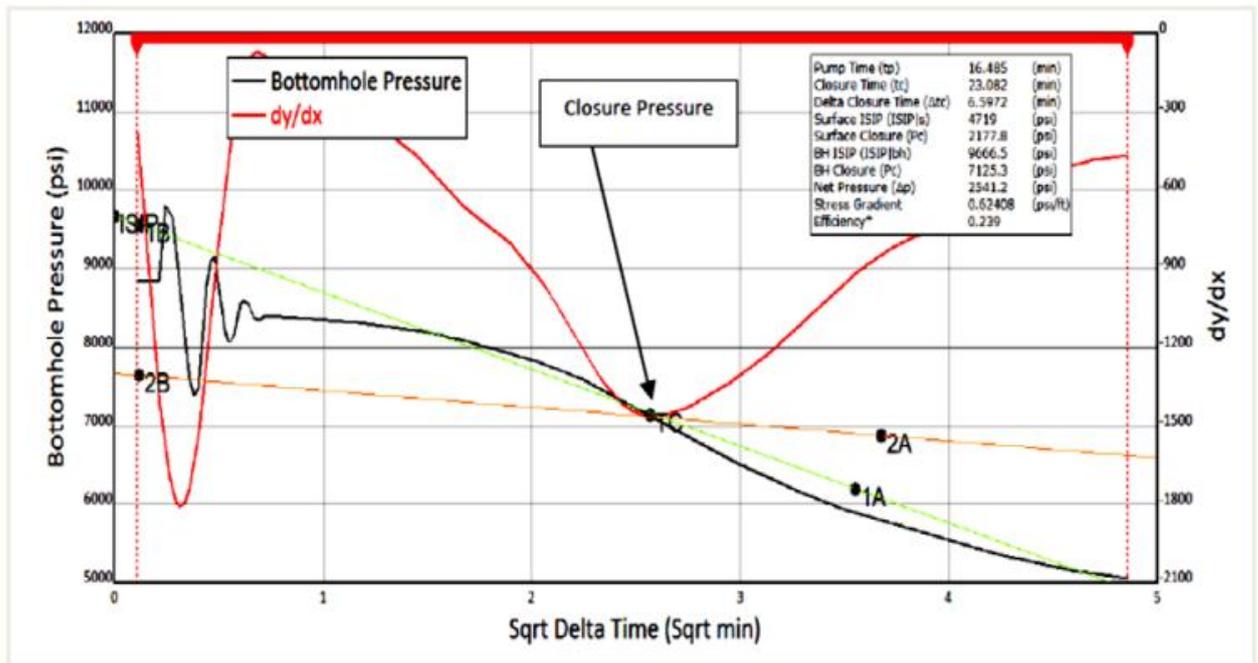


Figure 71 : La méthode de la racine carrée du temps par Logiciel 'Meyer'

Récapitulatif des résultats de calcul

Méthode : Square Root of Time		
Pression de Fermeture de la fracture	7200	psi

(P _c)		
Temps de Fermeture (T _c)	6.25	mn
Efficacité de Fluide (η)	0.2383	
Gradient de fermeture (G _c)	0.629	psi/ft

III.7.5.2 La méthode de la fonction-G ‘G-Function methode’

Hypothèses liées à la fonction-G

- Hauteur constante de la fracture.
- Débit de pompage constant.
- Fonction du temps et non du volume.
- l’extension de la fracture s’estompe lorsque le pompage s’arrête.

La fonction-G, est un modèle mathématique sans dimension qui traduit une relation de combinaison du temps d’arrêt et du temps de pompage, l’équation (II.71) traduisent Analytiquement la fonction-G.

L’analyse du déclin de pression après fermeture peut se faire grâce à la fonction-G, on distingue deux cas limites pour la fonction-G qui sont : Pour le cas de faible perte de fluide (Upper Bound), la fracture est toujours ouverte après l’arrêt et la surface de la fracture varie « approximativement’ linéairement avec le temps. L’équation Lower Bound traduit des pertes de fluide élevées, toutefois la surface de la fracture varie en fonction de la racine carrée du temps après l’arrêt de l’injection.

Les calculs de base de la fonction-G sont menés avec les équations ci-dessus. L’une des variable clés identifiés par Nolte est la différence entre une efficacité élevée (Limite supérieur) est une faible efficacité (Limite inférieur). Cependant on remarque le faible impact qu’ont ces deux dernières situations sur la forme qualitative des courbes.

On admet ; la règle suivante pour le choix du modèle de calcul de la fonction G :

Pour une efficacité du fluide élevée : $\eta \gg \gg \gg 0.2$	-----	Upper Bound
Pour une efficacité du fluide faible : $\eta \leq 0.2$	-----	Lower Bound

NB :

-L'injection (Pump-in) : De cette phase on peut déterminer les paramètres suivants : pression d'initiation de la fracture, pression de propagation de la fracture et le modèle de propagation de la fracture.

-La fermeture (shut-in/fall-off) : Cette phase on peut déterminer les paramètres suivant l'ISIP, l'efficacité fluide de traitement (η), le coefficient de filtration (C_L) et la pression de fermeture de la fracture (P_c).

Le schéma de la figure ; nous montre clairement l'obtention de la pression de fermeture (P_c) par la méthode 'G-fonction' à partir du point d'inflexion du graphe sur Excel ;

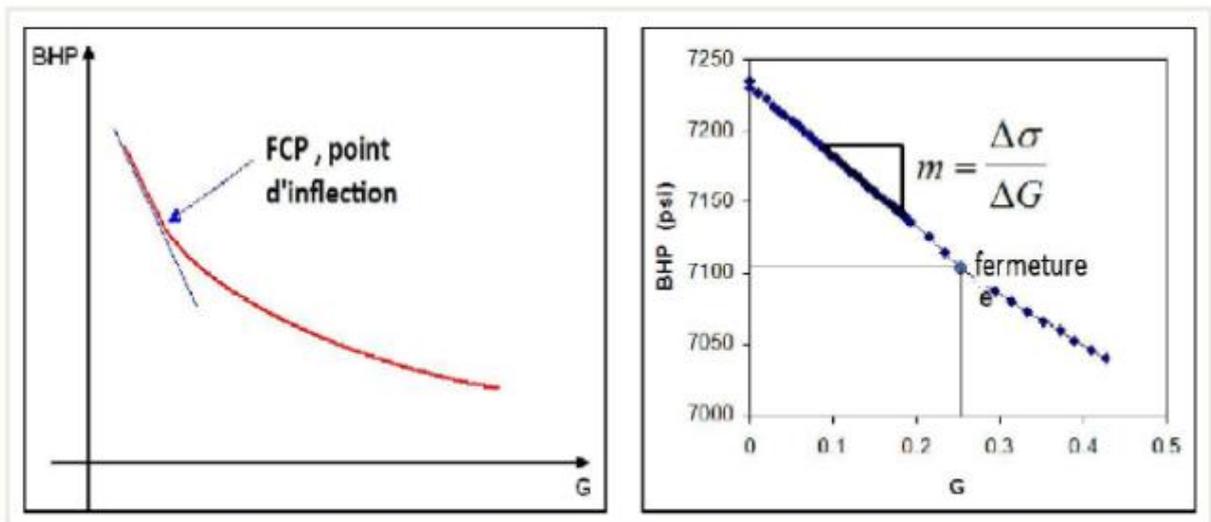


Figure 72 : Tracé de la pression de fond en fonction de G

Pour le choix du modèle de calcul ; on réfère à la valeur de l'efficacité du fluide ; déjà estimé d'après les résultats de la méthode 'Square Root Of Time' ;

On constate que l'efficacité estimée du fluide est faible ($\eta=0.23$ – valeur très proche de la limite de la borne inférieure -0.2), donc la détermination de (P_c) se fera par l'utilisation de $G(\Delta t_D)$ (Borne inférieure – Lower Bound).

Le tableau résume les valeurs de pression de fond (BHP) après shut-in, et les valeurs de la fonction G correspondantes 'une partie des résultats) :

Tableau 18 : Valeur de la fonction-G

$\Delta T = T - T_p$	G(ΔT) UB	G(ΔT) LB	BHP
0	0	0	9812.14
0.017395	0.00263015	0.002081778	9659.01
0.552101	0.07560548	0.06182737	8386.34
1.152099	0.15970715	0.12433185	8329.48
1.5	0.19034455	0.159126895	8287.86
2.932998	0.34532241	0.294305244	8041.27
3.2518	0.37766793	0.322925755	7978.1
4.234298	0.47353242	0.4084025711	7770.58
6.002098	0.63417592	0.553622273	7281.34
6.351799	0.66445143	0.581218213	7177.81
<u>6.4505</u>	0.67291659	<u>0.588946067</u>	<u>7148.05</u>
6.466598	0.67429399	0.590203973	7142.94
6.802101	0.70279656	0.616263859	7052.39
8.452095	0.083777255	0.740392563	6623.99
10.351799	0.98398644	0.876037839	6231.75
24.135299	1.86166756	1.707757478	5043.9
28.202301	2.08081587	1.918611342	4999.12

Le tracé du graphe de la fonction-G (Lower Bound LB) est représenté dans le graph ; obtenue par Excel ; du quel on tire le point d'inflexion caractérisant le changement de la pente, et al valeur G correspondante ;

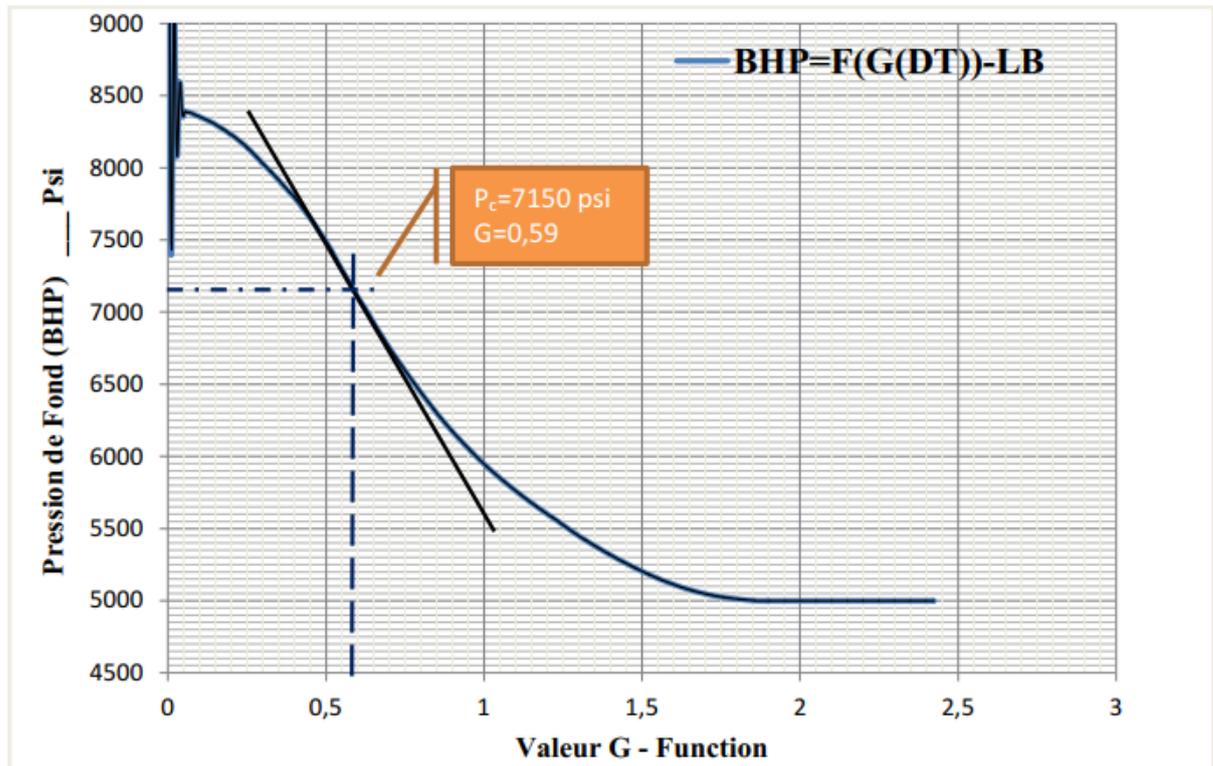


Figure 73 : Tracé de la fonction-G (LB) par Excel

Interprétation :

D’après la courbe, la valeur G qui correspond au point de fermeture est $G(\Delta T_c)=0.59$, en faisant une projection sur l’axe des pressions du graphe obtenu ; on trouve : $P_c = 7150$ psi ; (Exactement 7148.05 psi comme pression de fermeture et $G = 0.5889$ d’après l’enregistrement Data Excel) ;

L’efficacité du fluide est estimée par le modèle de la fonction-G comme suit :

$$\eta = \frac{G(\Delta T_c)}{G(\Delta T_c) + 2}$$

$$\eta = \frac{G(\Delta T_c)}{G(\Delta T_c) + 2} = \frac{0.5889}{0.5889 + 2} = 0.2274 = 22.74\%$$

Cette valeur confirme le résultat obtenue par la méthode de la racine carrée du temps pour l’efficacité du fluide en question ;

Le gradient de fermeture de la fracture est ainsi calculé comme étant :

$$G_c = \frac{P_c}{H} = \frac{7150}{(3485.5/0.3048)} = 0.625 \text{ psi/ft}$$

La courbe obtenue par le logiciel 'Meyer' ; Elle représente le traitement des données encours de facturation par la méthode 'G-Fonction' ; on constate la correspondance relative de la courbe obtenue par le logiciel et cette résultant du traitement des données numériques :

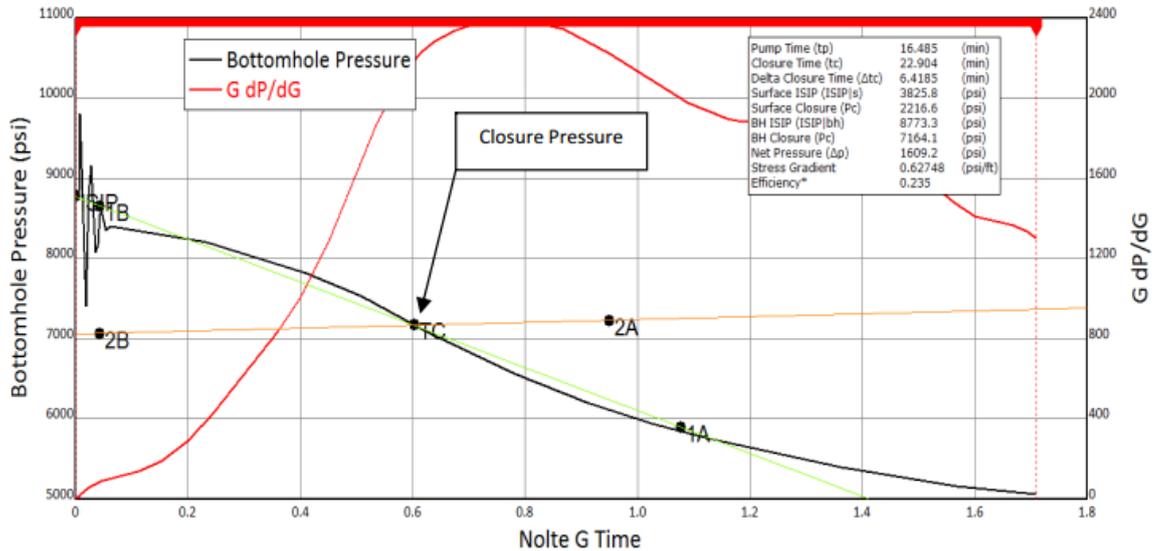


Figure 74 : La méthode de la fonction-G par le logiciel 'Meyer'

Récapitulatif des résultats de calcul

Méthode : G-Function		
pression de fermeture de la fracture (P _c)	7150	psi
Temps de fermeture (T _c)	6.45	mn
Efficacité du fluide	0.2274	
Gradient de fermeture (G _c)	0.625	psi/ft

III.7.5.3 La méthode d'HORNER

Cette méthode prend sa naissance de la théorie des essais du puits, elle est utilisée pour la détermination de la pression de fermeture de la fracture ; pour tracer le plot d'HORNER, on trace la pression de fond BHP en fonction du temps (temps d'HORNER)

Avec : $T_{HORNER} = \log_{10}\left(\frac{\Delta t + T_p}{\Delta T}\right)$ tq : $\Delta T = T - T_p$

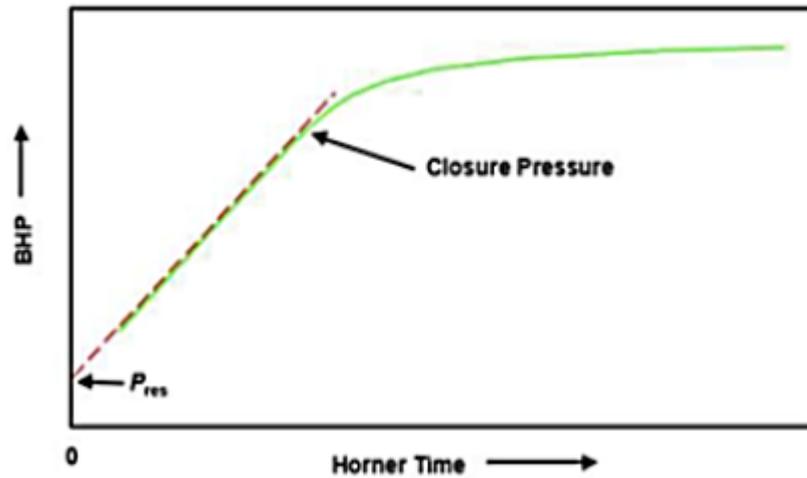


Figure 75 : Tracé de la pression de fond en fonction du temps d'Horner.

La théorie **HORNER** suppose que la pression de fermeture (P_c) correspond au point d'inflexion de la droite qui signifie le changement de type d'écoulement d'un écoulement pseudo-radial (la fracture est supposée fermée) à un écoulement non pseudo-radial (la fracture est ouverte).

L'extension de cette droite avec l'axe des ordonnées représente une estimation proche de la pression du réservoir. Le tracé de la pression de fond en fonction du temps d'Horner ; obtenue par Excel ; est représenté dans le Graph ;

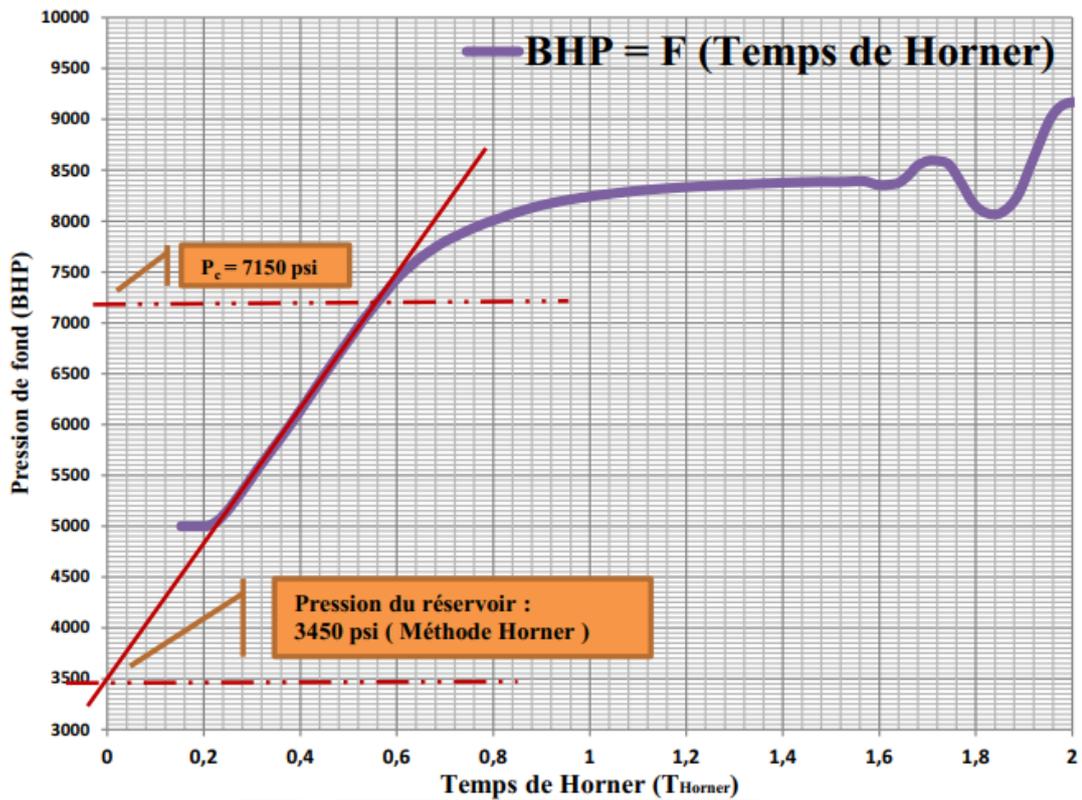


Figure 76 : la pression de fond en fonction du temps d'Horner par Excel

Interprétation :

La pression de fermeture de la fracture est de l'ordre de 7150 psi ; ce qui confirme les résultats trouvés par les méthodes : 'G-Function & Sqrt' ;

La pression du réservoir est estimé à 3450 psi, confirmé par les data de réservoirs (Valeur Donnée : 3492 psi) ;

Les résultats du logiciel 'Meyer' concernant l'analyse du déclin de pression sont illustré dans la figure :

Parameter	Nolte G	Square Root Time
<i>Closure Pressure, psi</i>	7,164	7,125
<i>Closure Gradient, psi/ft.</i>	0.62	0.62
<i>Net Pressure, psi</i>	1609	2500
<i>Time to Closure, minutes</i>	6.4	6.5
<i>Fluid Efficiency, %</i>	22	23

Figure 77 : Résultats du logiciel 'Meyer' Méthode 'G-function & Sqrt'

III.7.6 Pression nette dans la fracture (P_{net})

La pression nette est la surpression ou la pression en plus qui est supérieur à la pression de fermeture de la fracture et qui maintient la fracture ouverte.

Autrement dit, la pression nette est la surpression requise au-dessus la contrainte principale minimale pour maintenir la fracture ouverte.

Des valeurs plus basses ou plus grandes indiquent des conditions anormales in situ.

$$P_{net} = ISIP (BHP) - P_c$$

$$P_{net} = 8400 - 7200 = 1200 \text{ Psi (Résultat pour la méthode Sqrt)}$$

$$P_{net} == 8400 - 7150 = 1250 \text{ Psi (Résultat pour la méthode G - Fonction)}$$

III.7.7 Détermination du modèle de propagation de la fracture

La détermination du modèle géométrique de propagation de la fracture peut être relativement délicat, même en ayant recours à des logiciels de simulation aussi performant soient-ils, de trouver et tracer les bonnes pentes qui caractérisent un modèle donné.

En se basant sur le Modèle de Nolte. On trace sur Excel la courbe de pression nette en fonction du temps sur un graphique (Log-Log) ; obtenu à la fin de 'Data frac' :

Pour faciliter l'interprétation du plot, on se restreint au signe algébrique de la pente (positif, négatif ou nul).

D'après l'analyse de la courbe représenté par Excel :

On constate une pente positive au départ (Modèle PKN) ; suivie d'une stabilisation relativement nulle, un intervalle de pente moyenne (Modèle KGD) puis une reprise de la pente en signe positif (Modèle PKN) caractérisant l'avant le break down ;

Donc, le modèle de propagation de la fracture à la fin du pompage est le **modèle PKN**.

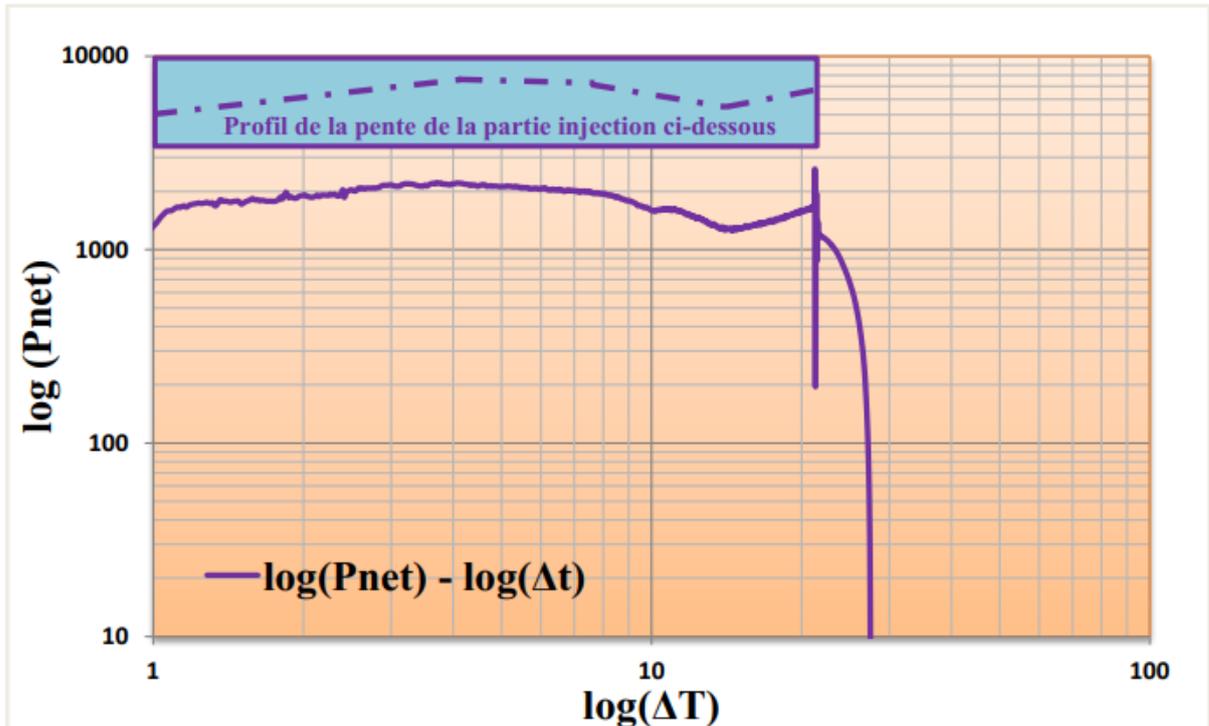


Figure 78 : Plot de la pression nette (Log-Log)

Détermination du module de déformation plane (E') :

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

Avec :

E : Module d'Young (psi)

ν : coefficient de Poisson.

Données :

$$E = 6 \times 10^6 \text{ psi} \quad \nu = 0.2$$

$$E' = \frac{E}{(1 - \nu^2)} = \frac{6000000}{1 - 0.2^2} = 6250000 \text{ psi}$$

Détermination du Coefficient de Compliance (Conforming factor) C_f :

$$C_f = \frac{\pi\beta}{2E'}X$$

Avec : $X=h_f$ (Modèle PKN)

-Facteur géométrique (β) : Ce facteur reflète l'effet de courant du fluide et la viscosité pendant la fermeture.

$$\beta = \frac{2n' + 2}{2n' + 3 + \alpha} = \frac{2 \times 0.45 + 2}{2 \times 0.45 + 3 + 1} = 0.59184$$

α : Coefficient qui décrit la constance de la viscosité du fluide de fracturation, pour une viscosité constante ($\alpha=1$), sinon $\alpha < 1$. Généralement on prend $\alpha = 1$.

N' : Exposant dans le modèle rhéologique de la loi de puissance. ($n'=0.45$)

$$C_f = \frac{\pi\beta}{2E'}hf = \frac{\pi \times 0.59184}{2 \times 6.25 \times 10^6} \times 39.37 = 5.856 \times 10^{-6} \text{ ft/psi}$$

III.7.8 Détermination du Coefficient de filtration (C_L)

Au cours du pompage du fluide, un certain pourcentage de ce volume s'infiltré dans la formation comme un fluide 'Leak off », il représente la variable dominante dans le design

Le coefficient de filtration (C_L) est donnée par al formule (II.72)

Avec :

$$T_p=21.24 \text{ mn} = 1274.4 \text{ sec}$$

$$R_p= (49.21/39.37) = 1.25$$

Calcul de la pente (m) :

A partir du Graph de la fonction G, on peut déterminer la valeur de la pente comme suit :

$$m = tg(\varphi) = \frac{\Delta(BHP)}{\Delta(G)}$$

On prenant deux points de la zone assimilée à la droite de pente 'm' d'après les data présentés précédemment :

$$m = \frac{|7281.34 - 7052.39|}{|0.5536 - 0.6162|} = 3664.3$$

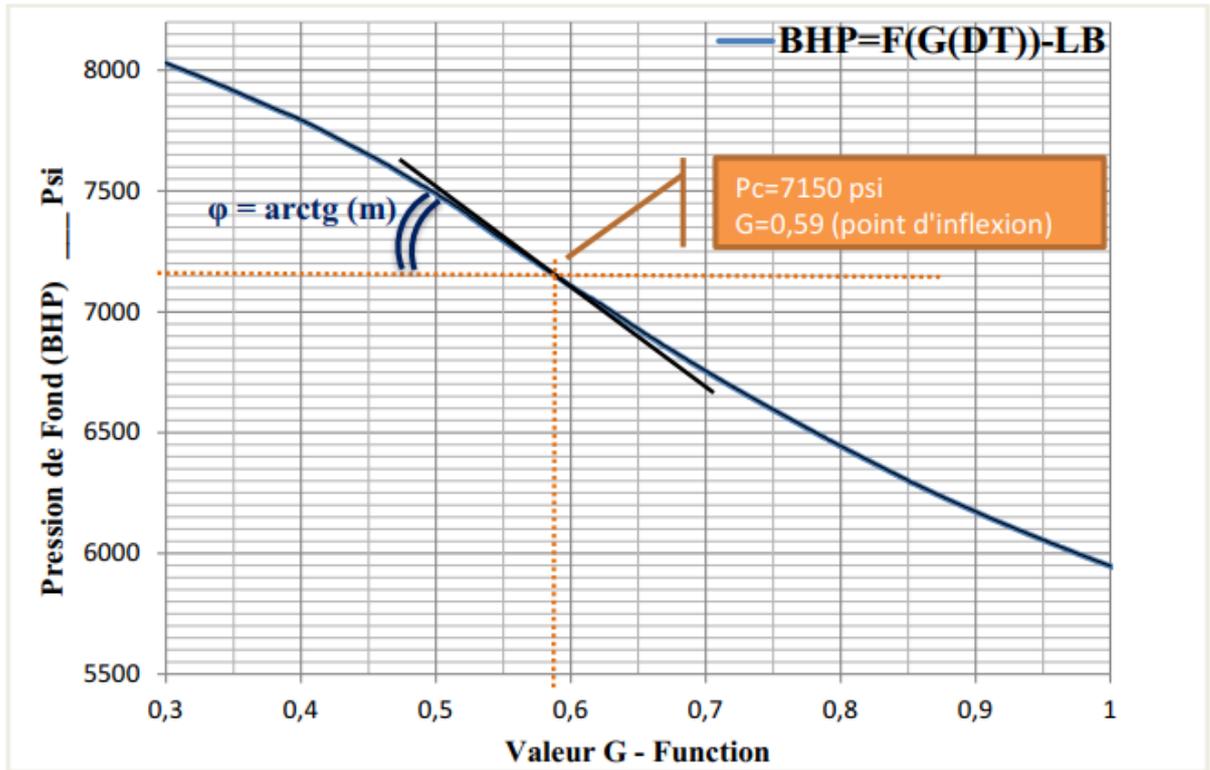


Figure 79 : Calcul de la pente 'm' - Fonction-G

Une meilleure approximation de la pente 'm' peut être obtenue par Excel (régression linéaire sur l'intervalle considéré) on trouve $m = 3639.8$

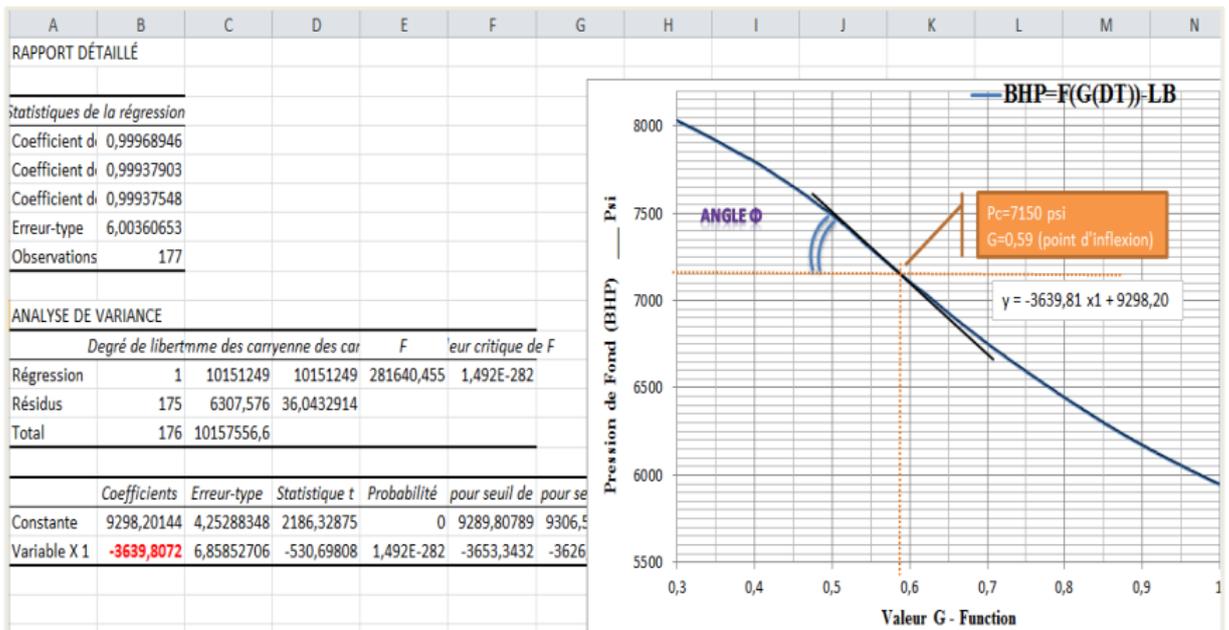


Figure 80 : Détermination de la pente 'm' par Excel

$$C_L = \frac{2mC_f}{\pi r_p \sqrt{t_p}} = \frac{2 * 3639.8 * 5856.10^{-6}}{\pi * \sqrt{21.41} * 1.25} = 0.00235 \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$$

Interprétation :

$C_L < 0.001 \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$, donc : le réservoir présente une bonne perméabilité ;

III.7.9 Détermination du Volume injecté (V_{inj})

$$V_{inj} = Q_{inj} \cdot T_P$$

$$V_{inj} = 25 * 21.24 = 531 \text{ bbl} = 2981.35 \text{ cuft}$$

III.8 Approche à la Géométrie de la fracture

III.8.1 Estimation de la surface (A_{frac})

Pour un seul aileron de la fracture considéré (demi surface ; $A_{frac \ 1/2}$) :

$$A_{frac \ 1/2} = \frac{(1 - \eta)V_{inj}}{2G(\Delta T_D = 0)C_L K_L r_p \sqrt{T_{inj}}}$$

Avec :

-Modèle géométrique considéré : PKN

- K_L : coefficient dépendant de l'efficacité du fluide, calculé comme étant :

$$K_L = \frac{1}{2} \left(\frac{8}{3} \eta + \pi(1 - \eta) \right)$$

$$K_L = \frac{1}{2} \left(\frac{8}{3} (0.2383) + \pi(1 - 0.2383) \right) = 1.51422$$

$$G(\Delta T_D = 0) = \begin{cases} \frac{\pi}{2} (\text{limite inférieure} - \text{Lower Bound}) \\ \frac{4}{3} (\text{limite supérieure} - \text{Upper Bound}) \end{cases}$$

On a pris la valeur η de la Sqrt méthode

Pour le présent cas d'étude ; on a une faible filtration donc :

$$A_{frac \ 1/2} = \frac{(1 - 0.2383) * 2981.35}{2 * \frac{\pi}{2} * 1.5142 * 0.00235 * 1.25 * \sqrt{21.24}} = 35181.3 \text{ ft}^2$$

La surface totale de la fracture

$$A_{frac} = 2 \cdot A_{frac \frac{1}{2}}$$

$$A_{frac} = 2 \cdot 35181 = 70362.6 \text{ ft}^2$$

III.8.2 Estimation de la longueur de la fracture (X_f)

$$X_f = \frac{A_{frac \frac{1}{2}}}{2 \cdot h_f}$$

$$\text{On a : } X_f = 70362.6 / (4 \cdot 39.37) = 446.80 \text{ ft} = 136.18 \text{ m}$$

III.8.3 Estimation de la largeur de la fracture (W_f)

La largeur de la fracture est donnée par la formule suivante :

$$W_f = \frac{2G(\Delta T_D = 0)C_L K_L r_p \sqrt{T_{inj}} \eta}{(1 - \eta)}$$

Avec :

Modèle géométrique considéré PKN

$$G(\Delta T_D = 0) = \pi/2$$

$$W_f = \frac{2 \cdot \frac{\pi}{2} \cdot 0.00235 \cdot 1.5142 \cdot 1.25 \cdot \sqrt{21.24} \cdot 0.2383}{(1 - 0.2383)} = 0.02 \text{ ft} = 0.2 \text{ inches}$$

III.8.4 Estimation du volume de la fracture (V_{frac})

$$\eta = \frac{V_{frac}}{V_{inj}}$$

$$V_{frac} = \eta \cdot V_{inj} = 0.2383 \cdot 2981.35 = 710.35 \text{ cuft}$$

III.8.5 Estimation du volume du Pad (V_{Pad})

$$V_{Pad} = \frac{(1 - \eta)}{(1 + \eta)} V_{inj}$$

$$V_{Pad} = \frac{(1 - 0.2383)}{(1 + 0.2383)} \cdot 2981.35 = 1835.01 \text{ cuft} = 326.65 \text{ bbl}$$

III.9 Caractéristiques de l'agent de soutènement

La sélection du proppant dépend essentiellement de la conductivité souhaitée pour un débit désiré, elle est aussi basée d'autre part, sur la contrainte in-situ, le diamètre des perforations, la disponibilité et le coût résultant.

La procédure de caractérisation de l'agent de soutènement :

-Par utilisation de l'abaque, on détermine la perméabilité de l'agent de soutènement en fonction de la pression de fermeture (P_c) déjà estimée ;

-On calcule la conductivité adimensionnelle de la fracture ;

-On détermine la concentration de l'agent de soutènement dans la fracture ;

-On détermine la masse du proppant nécessaire pour l'opération.

III.9.1 Perméabilité de l'agent de soutènement

Première Approche :

Pour une pression de fermeture de la fracture de l'ordre de : $P_c = 7150$ psi ; et d'après la courbe 'semi-Log' représentée ci-dessous, pour un agent de soutènement de haute résistance (HSP), on estime la perméabilité du proppant à l'ordre de 330 Darcy, cependant ce résultat reste à confirmer en relation avec la gamme du proppant utilisée :

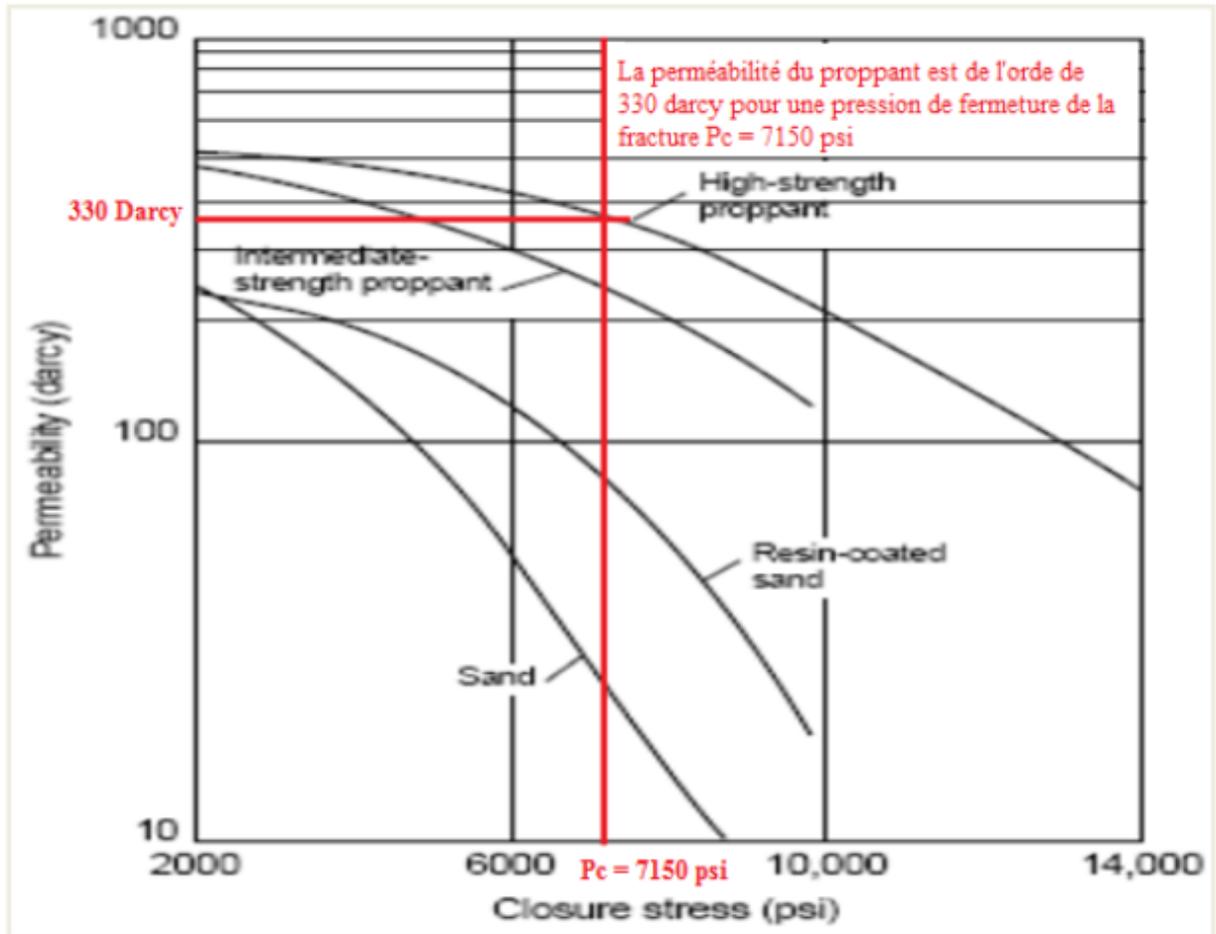


Figure 81 : Détermination de la perméabilité du proppant par abaque.

Deuxième Approche :

En optant pour une gamme de proppant de haute résistance de type 'SinterBall Bauxite' ; on détermine la perméabilité de l'agent de soutènement en utilisant la courbe représenté dans la fiche d'emploi :

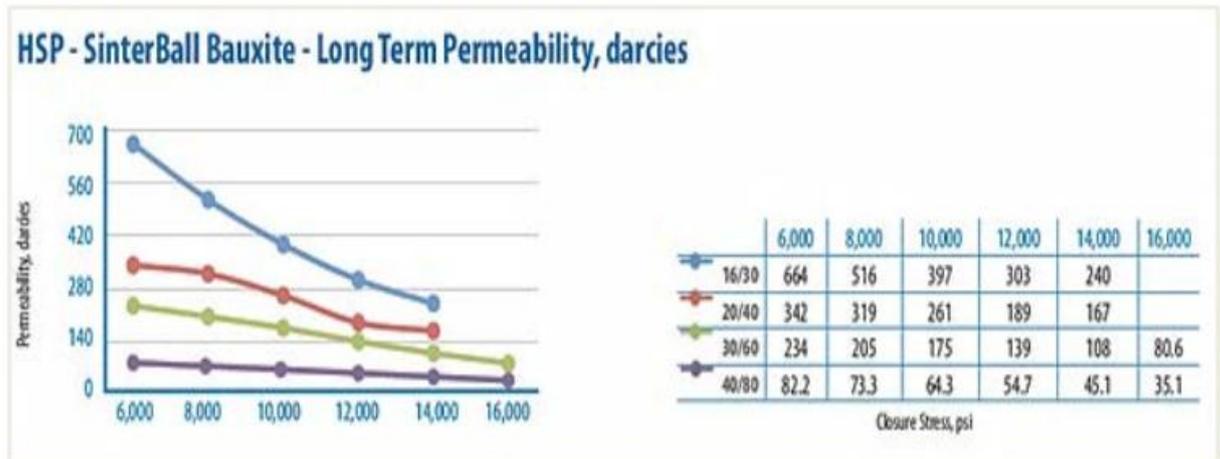


Figure 82 : Perméabilité du proppant 'SinterBall Bauxite'.

Une représentation des data (Par Excel) permet une approche à la perméabilité du proppant 'Type 20/40' pour la pression de fermeture de la fracture donnée :

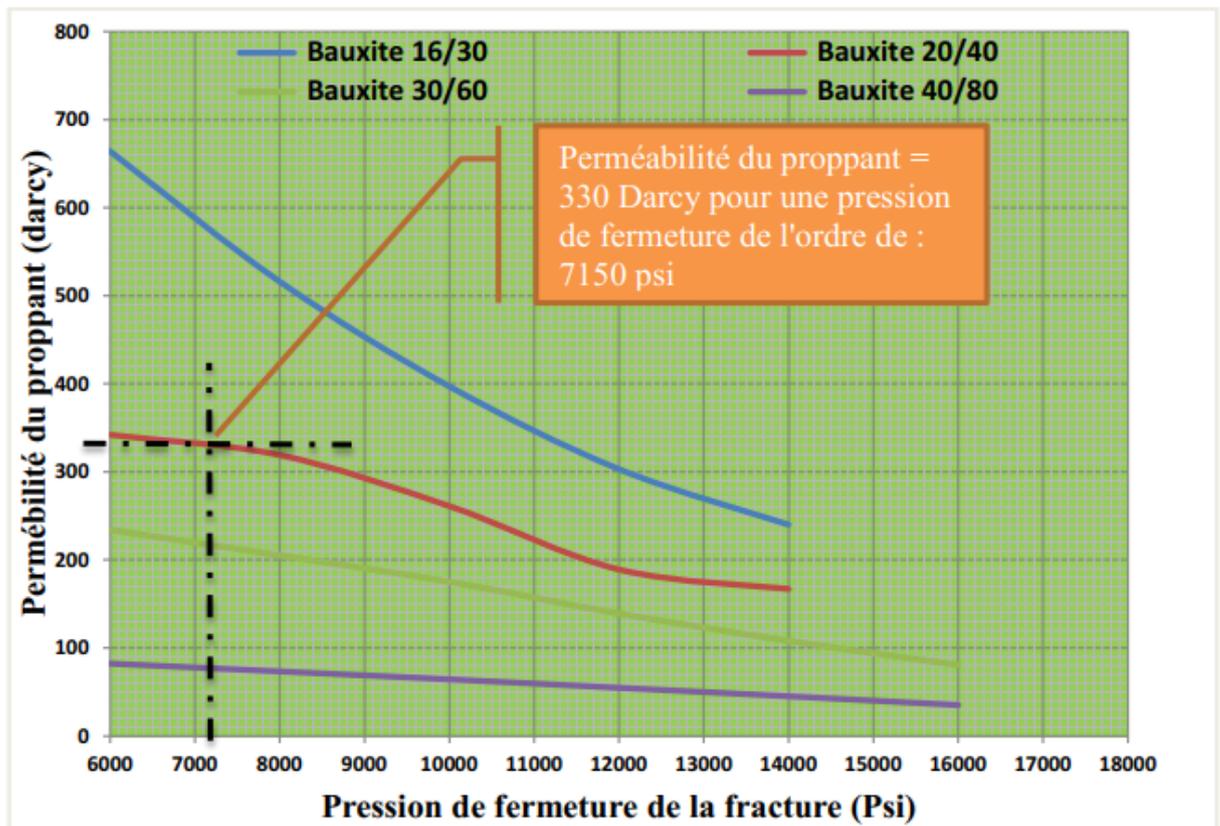


Figure 83 : Perméabilité du proppant en fonction de la pression de fermeture

On constate que pour une pression de fermeture de la fracture de l'ordre de : $P_c = 7150$ psi ; et pour un agent de soutènement de haute résistance (HSP) de type 'SinterBall-Bauxite 20/40' ; on estime la perméabilité du proppant à l'ordre de 330 Darcy, ce qui confirme l'exactitude et la fiabilité des résultats de la première approche ;

Pour les étapes qui suivent, les propriétés du proppant sélectionné sont résumées dans le tableau ci-joint :

Gamme	HSP – Sinterball Bauxite
Granulométrie	20/40
Densité	3.61
Masse volumique	169 lb/cuft
Porosité moyenne	42%
Diamètre moyen	0.7 mm

III.9.2 Détermination de la conductivité adimensionnelle de la fracture (F_{CD})

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

K_f : perméabilité de l'agent de soutènement :

K : perméabilité de la formation (pour notre cas, k est estimé à 50 md)

W_f : largeur de la fracture

X_f : longueur de la fracture

$$F_{CD} = \frac{330 * 0.02}{0.05 * 446.8} = 0.3$$

III.9.3 La concentration du proppant (C_p)

$$C_p = \frac{(1 - \phi_p) \rho_p \cdot W_f}{12}$$

W_f : Largeur de la fracture (inches).

$$C_p = \frac{(1 - 0.42) * 169 * 0.2}{12} = 1.63 \text{ lbm/ft}^2$$

III.9.4 La masse utile de proppant nécessaire (M_p)

$$M_p = C_p \cdot A$$

$$M_p = 1.63 \cdot 35181.3 = 57474.5 \text{ lb}$$

Les résultats du logiciel ‘Meyer’ concernant le profil de la conductivité de la fracture et l’analyse des dimensions de la fracture ‘Post-Frac Analysis’ sont comme suit :

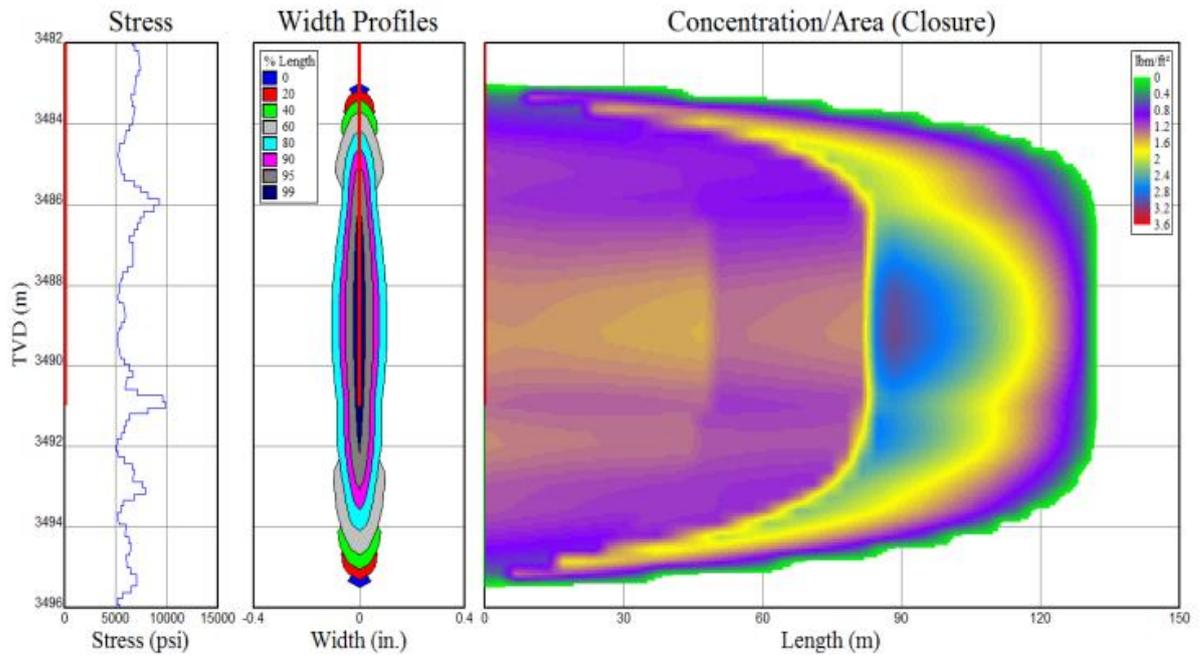


Figure 84 : Profil de concentration du proppant dans la fracture.

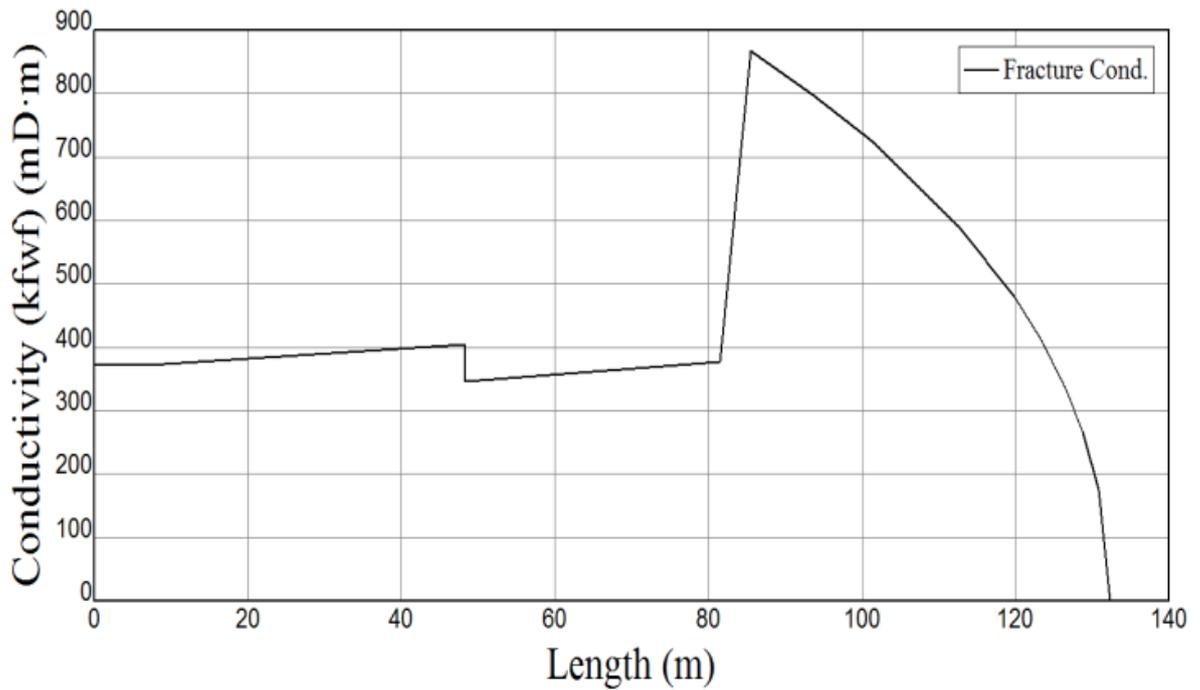


Figure 85 : Profil de conductivité de la fracture

III.9.5 Résultats des dimensions de la fracture ‘Logiciel Meyer’

Tableau 19 : Résultats des dimensions de la fracture 'Logiciel Meyer'

Fracture Dimensional Results	TAG SI
Propped length, m	133
Total Proped Height, m	13
Upper Frac Height, m MD	3.483
Lower Frac Height, m MD	3.496
Avec. Propped Width (well) inches	0.16
Avec. Propped Width in Pay	0.35
Ave. Proppant Conc. In Pay, lbm/ft ²	1.7
Ave. Frac Conductivité, mD –m	148
Dim. Frac Conductivité	0.4

Reference Foramtion Permeability, mD	50
Damage Factor Applied	0.5

III.9.6 Résultats des quantités de proppant ‘Logiciel Meyer’

<i>Proppant Description</i> (by stage)	<i>Type</i>	<i>Mesh Size</i>	<i>Proppant Pumped (lbm)</i>
3 1ppa	Bauxite	20/40	1077
4 2ppa	Bauxite	20/40	2037
5 4ppa	Bauxite	20/40	6122
6 6ppa	Bauxite	20/40	9236
7 8ppa	Bauxite	20/40	12423
8 10ppa	Bauxite	20/40	22242
Total Proppant			53138

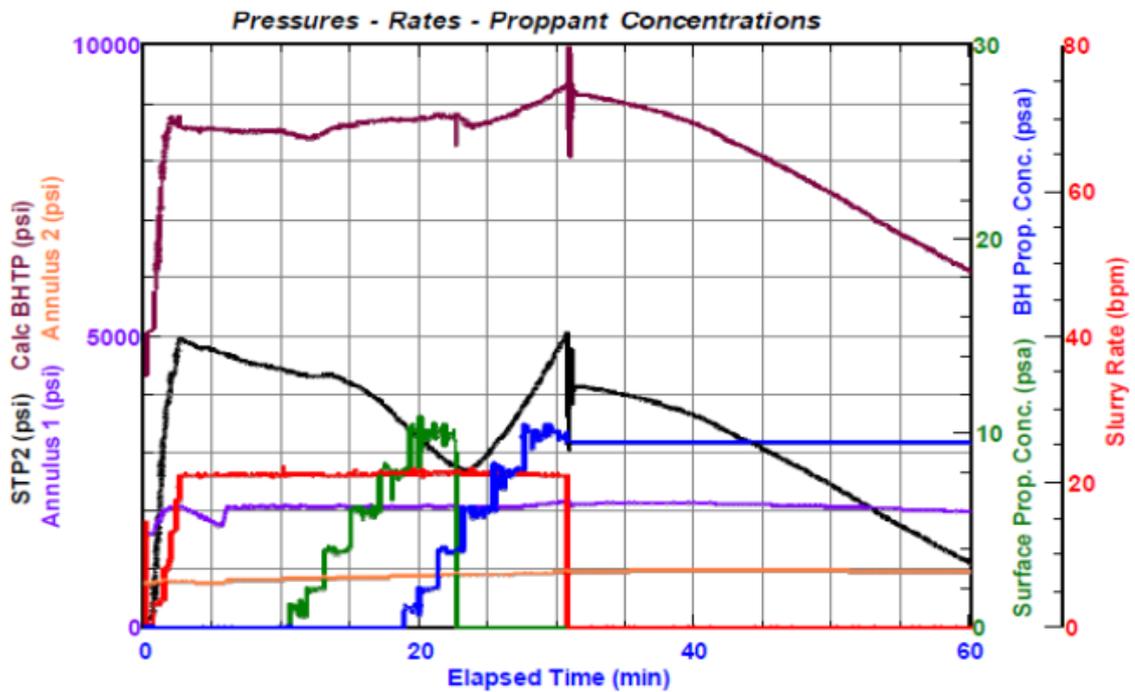


Figure 86 : Concentration du proppant -Main Frac

III.10 Synthèse Récapitulative des résultats d'analyse 'Main-Frac'

Tableau 20 : Synthèse Récapitulative des résultats d'analyse 'Main-Frac'

Paramètres	Symbole	Valeur Calculée	Valeur Logiciel	Unité
Gradient de pression & perte de charge				
ISIP de fond	ISIP (BHP)	8400	8416	psi
ISIP de surface	ISIP (SP)	3500	3477	Psi
Surface Last Pumping Pressure	(SLPP)	4850	4862	Psi
Bottol Hole Last Pumping pressure	(BHLPP)	8850	8850	Psi
Perte de charge totals	(ΔP_{NWB})	450	433	Psi
Perte de charge par friction	(ΔP_{Fric})	900	951	Psi
Gradient ISIP	GR (ISIP)	0.73456	0.73600	Psi/ft
Puissance Hydraulique Requise des pompes (HHP)				
Pression Hydrostatique	(P_{HYD})	5031.6	5024	Psi
Pression de traitement de surface	(STP)	5218	5074	Psi
Puissance Hydraulique Requise	(HHP)	3197.6	2954	HP
Analyse de Déclin de pression				
A/Méthode de la Racine carrée du temps				
Pression de fermeture de la fracture	(P_c)	7200	7125	Psi
Temps de fermeture	(T_c)	6.25	6.50	mn

Efficacité de la fracture	(η)	0.2383	0.2390	
Gradient de fracture	(G_c)	0.629	0.620	Psi/ft
Pression nette	(P_{net})	1200	2500	psi
B/Méthode de Fonction-G				
Pression de fermeture de la fracture	(P_c)	7150	7164	Psi
Temps de Fermeture	(T_c)	6.25	6.40	mn
Efficacité de la fracture	(η)	0.2274	0.2250	
Gradient de fermeture	(G_c)	0.625	0.627	Psi/ft
Pression nette	(P_{net})	1200	1609	Psi
Dimensionnement du Modèle Géométrique de la Fracture				
Coefficient de filtration	(C_L)	0.00235	0.002	ft/(min) 1/2
Volume du Pad nécessaire	(V_{Pad})	326.6	356	bbl
Longueur de la fracture	X_f	136.2	133	m
Largeur de la fracture	(W_f)	0.2	0.16	inches
Conductivité adimensionnelle	F_{CD}	0.3	0.4	
La concentration du proppant	(C_p)	1.63	1.7	lbm/ft ²
Masse utile du proppant	(M_p)	57574.5	53138	lbm

III.11 Evaluation de l'opération de Fracturation

Hydraulique du Puits OKN-421

Introduction

Après remise en état de production du puits OKN-421, une étude d'évaluation présente un aspect primordial pour se prononcer sur l'apport quantitatif et qualitatif résultant de la dite

opération, en concordance avec l'ensemble des frais engagé pour sa réalisation ; et estimer ainsi la rentabilité de l'opération.

III.11.1 Estimation du Skin après Fracturation

Première Approche : Par Abaque

D'après l'abaque représenté dans le Graphe ; on détermine la valeur du skin en fonction de la conductivité adimensionnelle de la fracture.

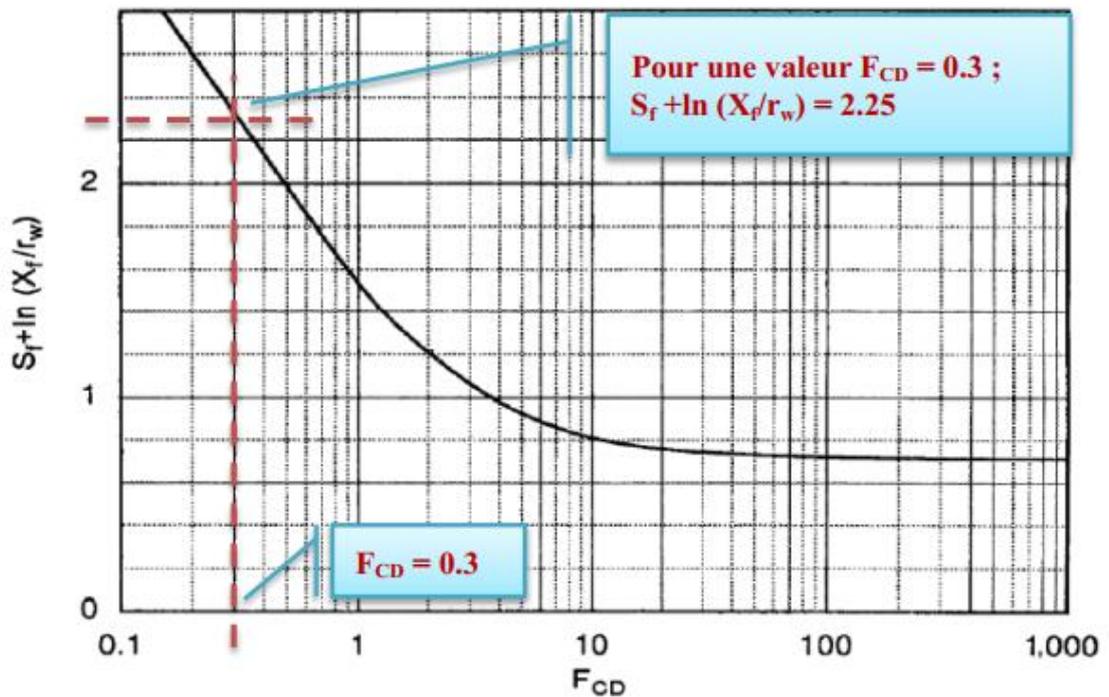


Figure 87 : Evaluation du Skin et la conductivité adimensionnelle de la fracture.

D'après l'abaque :

$$S_f + \ln\left(\frac{X_f}{r_w}\right) = 2.15$$

D'où la détermination du skin effectif S_f d'après cette formule :

Paramètre connus	Valeur	Unité	Conversion
Conductivité adimensionnelle (F_{CD})	0.30		
Longueur de la fracture (X_f)	446.80	ft	136.18 m
Rayon du puits (r_w)	3	inches	0.0762 m

Facteur Skin effectif (Abaque)	2.25
Résultats	
Skin Effectif (S_f)	-5.24

Deuxième Approche : Par Corrélation

$$f(F_{CD}) = \frac{1.65 - 0.328 U + 0.116U^2}{1 + 0.18U + 0.064U^2 + 0.005U^3}$$

Avec $U = \ln (F_{CD})$

Résultats			
Facteur Skin effectif		$f(F_{CD})$	2.56
Skin Effectif		(S_f)	-4.93

Interprétation : Un skin négatif confirme que la formation a bénéficié de la stimulation par fracturation hydraulique ;

III.11.2 Résultats de jaugeage du puits OKN-421

Afin d'établir un rapport d'évaluation concernant l'apport quantitatif résultant de la fracturation hydraulique ; il est recommandé de comparer les résultats de jaugeage précédent l'opération sus citée en se référant à l'historique du puits, à ceux d'un jaugeage 'Post-Frac'.

Le tableau 11 est un récapitulatif des tests de jaugeage opérés sur puits OKN-421.

Le graph représente l'évolution du débit d'huile obtenue par les tests de jaugeage sur séparateur ; avec une étiquette d'événement marquant pour le puits OKN-421 ;

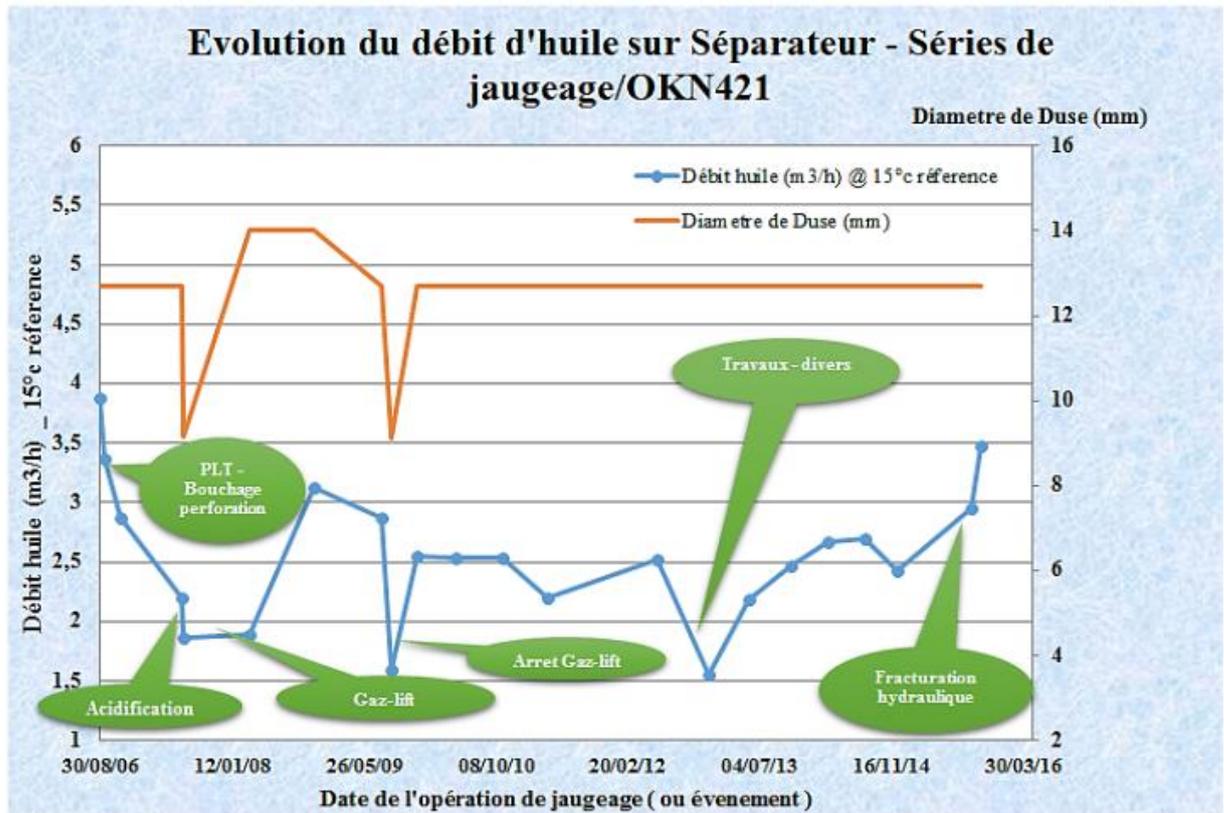


Figure 88 : Evolution du débit d'huile sur déparateur -Test de jaugeage OKN-421

III.11.2.1 Evaluation quantitative de l'opération de jaugeage

Pour permettre une évaluation objective de l'opération ; on procède à une comparaison des résultats de jaugeages avant et après fracturation avec des paramètres d'exploitation communs.

Tableau 21 : Tests de jaugeage 'Avant et Après' Fracturation -OKN-421

Jaugeage avant et après fracturation du puits OKN-421		
Dates du test	Avant fracturation 07/12/2014	Après Fracturation 23/10/2015
Complétion	3''1/2 x 1'' 660 (GLS)	4''1/2 x 2'' 7/8 (GLS)
Diamètre de la Duse	12.7 mm	12.7mm
Débit d'huile (m ³ /h)	2.433	3.54
Débit d'huile à 15°C (m ³ /h)	2.431	3.477

GLR total (m³/m³)		266	181
GLR Formation (m³/m³)		178	131
Débit de gaz (m³/j)	Injection	216	173
	Récupération	647.6	627.8

Interprétation :

D'une première analyse du résultat obtenu, il est possible de se prononcer sur une éventuelle amélioration relative du débit consenti par le jaugeage "post-Frac" ; cependant, il faut tenir compte du changement des complétions (3''1/2 x 1''660 (GLS) avant fracturation - 4''1/2 x 2''7/8 (GLS) après fracturation).

III.11.2.2 Résultats de l'opération 'PLT' post-Frac

Le puits OKN421 a fait l'objet d'une opération de fracturation hydraulique le mois de septembre de l'année 2015, auparavant, un workover en vue de changer la complétion fuyarde (sécuriser l'annulaire A) a été effectuée en prévision de l'opération sus citée.

Actuellement, le puits est complété par un tubing 4''1/2 avec un concentrique 2''7/8 chemisé. Toujours en prévision de la fracturation, le puits a été reperforé le 03/09/2015 sur l'intervalle 3480 @ 3486m (Phasing 60).

Ce présent PLT a été enregistré le 18/11/2015 ; dans le but d'évaluer l'apport de l'opération de fracturation, de l'analyse des différentes lectures, on constate ce qui suit :

Paramètres du puits pendant l'enregistrement :

Pression en tête : 24.50 kgf/cm².

Pression Pipe : 22 kgf/cm²

Pression Amont Gaz : 136 Kg/cm²

Pression Aval Gaz : 90 Kg/cm²

Débit Gaz Injecté : 6819 m³/j.

Paramètre enregistrés :

Paramètre enregistré aux stations (3560/3470)m (au-dessus des perforations) :

Paramètre enregistrés	Pressure	Température	Densité	Spinner
	kgf/cm ²	°C	g/cc	rps
@3460 m	150.29	98.65	0.61	7.08
@ 3470 m	150.12	98.70	0.59	6.48

Paramètre enregistré aux stations (zone d'intérêt) :

Tableau 22 : Paramètre enregistrés par PLT 'Après fracturation' Puits OKN-421

Perforation (m)	Stations (m)	Pression (Kgf/cm ²)	Temp. °C	Densité g/cc	Wter Holdup %	Spinner (RPS)
	3470.00	150.12	9865	0.60	0.00	6.48
3480.00 @3482.00						
	3483.00	150.71	98.77	0.60	0.01	4.63
3484.00 @3486.00						
	3487.00	150.82	98.58	0.60	0.38	1.00
3487.50 @3491.00						
	3500.00	151.96	99.26	1.09	0.95	0.60
3504.00 @3507.00						
	3520	154.17	99.72	1.13	1.00	0.00

Interprétation :

- D'après les résultats de l'enregistrement "Spinner", la production vient principalement des trois premiers bancs (n°: 1, 2 et 3).

-Les outils de densité ainsi que du "water hold up" indique la présence dans le puits de :

--L'eau salée saturée au fond à partir de 3505 m et qui couvre une partie d'une du dernier banc (n°:4) avec une densité moyenne de 1.13 g/cc.

--Une eau salée entre la cote de 3492 m et 3505 m (densité moyenne de 1.09 g/cc).

-La densité moyenne enregistrée à la station de 3470 m est de 0.6 g/cc, le water hold up indique 0 % ce qui implique que la production est anhydre, ceci est dû :

- La durée insuffisante des stations PLT pour permettre l'enregistrement des débits d'eau.

- Phénomène de "Crossflow" : niveau débitant dans un autre (à exclure comme hypothèse, vu la structure plus au moins homogène du réservoir TAG).

Participation des intervalles par phase (Cond.Réservoir) :

Banc	Perforation (m)	Q t (m ³ /h)	Taux (%)	Q oil (m ³ /h)	Q W (m ³ /h)	Q Gas (m ³ /h)
N°1	3480.00 @ 3482.00	2.31	28.87	1.90	0.00	0.41
N°2	3484.00 @ 3486.00	3.16	39.54	2.63	0.00	0.54
N°3	3487.00 @ 3491.00	2.04	25.54	1.70	0.00	0.34
N°4	3504.00 @ 3507.00	0.48	6.05	0.22	0.00	0.04
Total		7.99	100	6.45	0.22	1.33

Participation des intervalles par phase (Cond.Surf) :

Tableau 23 : Résultats des PLT 'Après fracturation' - Puits OKN-421

Banc	Perforation (m)	Q t (m ³ /h)	Taux (%)	Q W (m ³ /h)	Taux (%)	Q Gas (m ³ /h)
N°1	3480.00 @ 3482.00	1.29	29.38	0.00	0.00	213.50
N°2	3484.00 @ 3486.00	1.79	40.77	0.00	0.00	294.87
N°3	3487.00 @ 3491.00	1.16	26.41	1.70	0.00	190.63
N°4	3504.00 @ 3507.00	0.15	3.42	0.22	100	25.55

Total	4.39	100	0.22	100	724.55
--------------	-------------	------------	-------------	------------	---------------

Interprétation :

Le débit total obtenu de l'interprétation de ce "PLT" est de 4.39 m³/h, le banc N°2 est le principal contributeur à la production du puits avec un taux de 41 %, suivi du banc N°1 avec un taux de 29.38 % et enfin le banc N°3 avec une participation de 26.42 %, quant au dernier banc, sa participation est inférieure à 4 %.

La production est anhydre en surface, le débit d'eau de 0.21 m³/h produit par le dernier banc n'a pas été constaté en surface (à vérifier la durée des stations PLT), le water hold up indique 0 % eau au-dessus des perforations (stations @ 3470 m).

Le débit du puits avant la fracturation était de 2.43 m³/h (jaugeage du 07/12/2014), on remarque un gain de débit de 1.96 m³/h, tenant compte du changement de complétions, : pour le jaugage de 2014 (avant frac), le puits était complété avec un tubing 3''1/2 x 1''660 (GLS), or qu'actuellement, le puits fonctionne toujours en GLS mais avec une complétion de 4''1/2 x 2''7/8 chemisée, un autre changement opéré sur le puits est la re-perforation de l'intervalle supérieur (3480 @ 3486 m).

III.11.2.3 Analyse comparative des résultats de 'PLT' avant et après fracturation

L'analyse des résultats de cette interprétation nous permet de déduire que la fracturation s'est orienté vers l'intervalle re-perforé, le tableau comparatif des résultats de l'actuel PLT et celui qui le précède datant du 08/09/2009 confirme cette hypothèse.

Tableau 24 : Comparaison des PLT 'Avnt et Après fracturation' Puits OKN-421

Banc	PLT du 08/09/2009					PLT du 18/11/2015				
	$\Phi_{duse} = 9.12$					$\Phi_{duse} = 12.7$				
	QH (m ³ /h)	Taux (%)	Q E (m ³ /h)	Taux (%)	PFD (Bars)	Q H (m ³ /h)	Taux (%)	Q E (m ³ /h)	Taux (%)	PFD (Bars)
N°1	0.02	1.12	0.00	0.00	147	1.29	29.38	0.00	0.00	151.6
N°2	0.12	4.65	0.00	0.00	147	1.79	40.77	0.00	0.00	151.8

N°3	2.15	83.33	0.00	0.00	147.3	1.16	26.52	0.00	0.00	152.1
N°4	0.29	11.24	0.37	100	148.3	0.15	3.42	0.22	100	154.7
	2.58	100	0.037	100		4.39	100	0.22	100	

Interprétation :

Du tableau ci-dessus, on constate le changement dans les taux de contribution des intervalles perforés, lors du PLT de 2009, la production provenait principalement du banc N°3, à présent, elle provient principalement du banc reperforé (N°1 et 2) avec un taux de 70.15 %, de toute évidence, ce changement est dû à la fracturation hydraulique.

Toujours en comparaison avec l'enregistrement de 2009, la pression de fond dynamique a augmenté de 5 kgf/cm² en moyenne, probablement l'effet du maintien de pression par les injecteurs voisins (OKNi61 et Ni611) qui commence à se faire sentir.

Recommandation :

Faire des jaugeages périodiques pour suivre l'évolution du *Water cut*, vu que l'effet du maintien de pression commence à se manifester, et voire la nécessité de duser le puits au besoin.

Conclusion générale

La problématique à laquelle nous avons essayé de porter solution dans ce travail est relative à l'étude complète de l'opération de stimulation par fracturation hydraulique du puits OKN421. Pour cela, une analyse de la faisabilité a été mise en évidence de l'existence d'un endommagement dans le réservoir. Une étude géomécanique du réservoir à traiter s'avère nécessaire pour un choix judicieux de la meilleure zone d'initiation de la fracture.

L'élaboration du design de fracturation à partir des corrélations empiriques par le biais du tableur Excel a permis de se rapprocher d'une façon très appréciable des résultats obtenus par les logiciels et les simulateurs de la société de service qui a exécuté l'opération.

L'analyse du déroulement des différentes phases d'études et des opérations entreprises lors de la stimulation du puits objet de notre étude nous permet de faire ressortir les conclusions suivantes :

- Le choix de la zone d'initiation de la fracture dépend des propriétés mécaniques et de la distribution des contraintes dans la formation à traiter. Ceci est déterminant pour le choix des intervalles à perforer, et donnera une idée sur le sens de la propagation de la fracture engendrée, et les pressions de services exercées pendant l'opération de stimulation.

- L'approche du design de la fracture par la méthode de Nolte, basée sur les bilans de matières, lors de l'analyse du déclin de pression après l'arrêt du pompage, paraît bien se rapprocher des résultats du simulateur, étant donné que les relations empiriques constituent les hypothèses fondatrices des simulateurs. Cependant, le recours à l'utilisation de ces derniers semble plus judicieux vue leurs résultats qui se rapprochent le plus de la réalité.

- La fracturation hydraulique du puits OKN421 a permis la restauration du débit de production d'huile initial avec un gain relatif de 1.96 m³/h, confirmé par les résultats du PLT et une réorientation de la participation des différentes zones perforées dans leurs taux de production.

Recommandations :

Pour le bon déroulement d'une opération de stimulation par fracturation hydraulique, certaines recommandations sont à prendre en considération à savoir :

- Descendre un log de température juste après le ‘*breakdown test*’ ou le ‘*data frac*’ pour avoir une idée sur la zone du réservoir qui a absorbé les fluides injectés. Cette opération devient très recommandée dans le cas de présence d’un fluide indésirable près du réservoir à stimuler, dans le cas d’une position assez proche du sabot du casing, ou celui de la présence d’une mauvaise cimentation. Pour notre puits, ceci nous permettra de savoir si la zone basale, productrice d’eau a été touchée ou pas par la propagation de la fracture.

- Les résultats du PLT ne font pas paraître une production d’eau dans le niveau n° 04, chose qui n’est pas normale car il y a production d’eau en surface. Cela nous laisse supposer que le temps d’enregistrement des stations de mesure par palier avec l’outil PLT n’a pas été suffisant pour capter cette production d’eau. Il serait donc préférable d’augmenter le temps de mesure par palier dans les futurs PLT.

- Faire des jaugeages périodiques pour suivre l’évolution du *Water cut*, vu que l’effet du maintien de pression commence à se manifester dans la zone, et voir la nécessité de duser le puits au besoin.

Bibliographie

- [1] M. B. Smith, NSI Technologies, Inc. J. W. Shlyapobersky, † Shell E&P Technology Co. 'Basics of Hydraulic Fracturing'. *Fracturing Stimulation book. Section 5.*
- [2] Well Production Services for OFS 'Intro to Fracturing'; Schlumberger
- [3] Fracture Design Considerations and Components of Surface Treating Pressure, 'BJ Company Guide'.
- [4] Asia-Pacific Region Frac Manual; 'Section 1 to 22', 'BJ Company Guide'.
- [5] R. D. Barree & Associates LLC; 'Input Data for Frac Design Models'.
- [6] Thomas W. Engler, Ph.D, P.E. 'Stimulation Design'; New Mexico Tech. 2011.
- [7] Michael Economides, Roland Olygny & Peter Valko 'Unified Fracture Design'.
- [8] Société canadienne des Gaz non conventionnés 'Introduction à la Fracturation hydraulique'.
- [9] Sintex International & North America 'Proppant technical Data'.
- [10] Nouridine Ouabed 'Fracturation hydraulique dans un réservoir compact à gaz'; Journées d'étude 'Tight & shale Reservoirs'- Institut Algérien de Pétrole – 17 ; 18 septembre 2013 '.
- [11] Tayeb Khetib; 'Etude de la Stimulation d'un puits par fracturation Hydraulique'; Mémoire de fin d'études en vue de l'obtention du diplôme d'ingénieur en production du pétrole et du gaz – Faculté des Hydrocarbures & de la chimie (Promotion juin 2013).
- [12] AHMED Mahmoud; OULD VEDHILI Mohamed Mahmoud. 'EVALUATION D'UNE FRACTURATION HYDRAULIQUE - Puits OKN-612 A HBK' Mémoire de fin d'études en vue de l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en exploitation, Option : production du pétrole et du gaz. Faculté des Hydrocarbures & de la chimie (Promotion juin 2010).
- [13] Irzi Djaffar; Slimi Youcef ; 'Analyse d'une fracturation hydraulique – puits OKN61' Mémoire de fin d'études en vue de l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en gisements pétroliers. Faculté des Hydrocarbures & de la chimie (Promotion juin 2011).

[14] Melle LASBEUR Nadia ; “ *Étude géomécanique et stimulation par fracturation Hydraulique des réservoirs compacts* ” ;Rapport d’induction “Mémoire d’induction- Division Exploration – SH”

[15] M.Serhane Hassen; “ *Well Testing: Analyse des phénomènes des pseudo-skins dans le Flanc Est de Haoud Berkaoui (HBK)* ”; Projet professionnel de fin de formation pour l’obtention du diplôme d’ingénieur spécialisé en FORAGE – PRODUCTION.

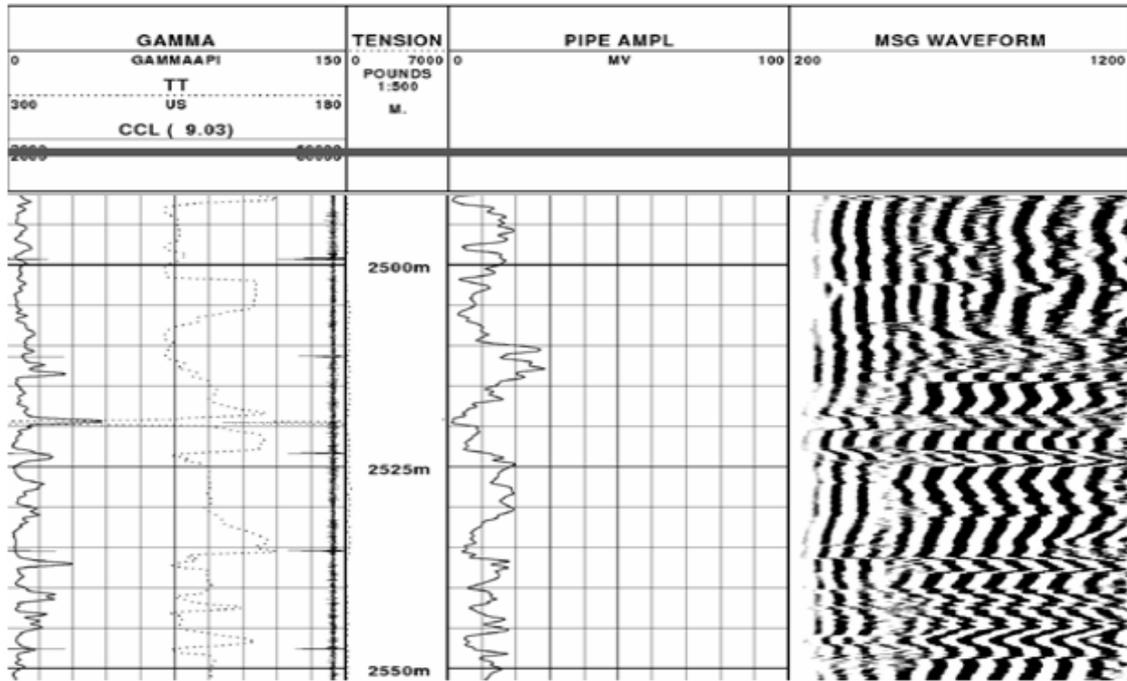
[16] M.Ait Mouhoub Smail; “ *Cours de Stimulation des reservoirs & traitement matriciel* ”- Institut Algérien de Pétrole.

[17] M.Saidi Safouane; “ *Nodal Analysis Production Optimization* ”- Institut Algérien de Pétrole.

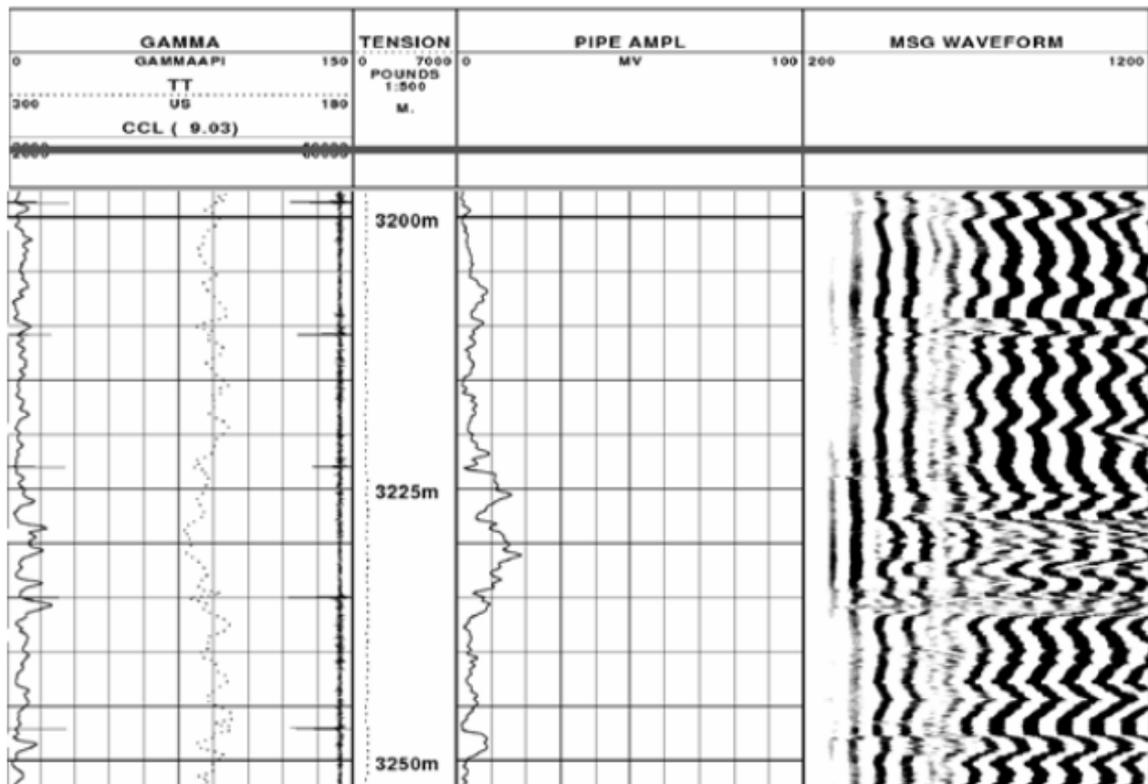
[18] Mdme Alliouat ; “ *Cours de Mécanique des roches* ”- Institut Algérien de Pétrole.

Annexe A : Etat de Cimentation (CBL – VDL) – 1

Casing 9^{5/8}” (@2513 m)

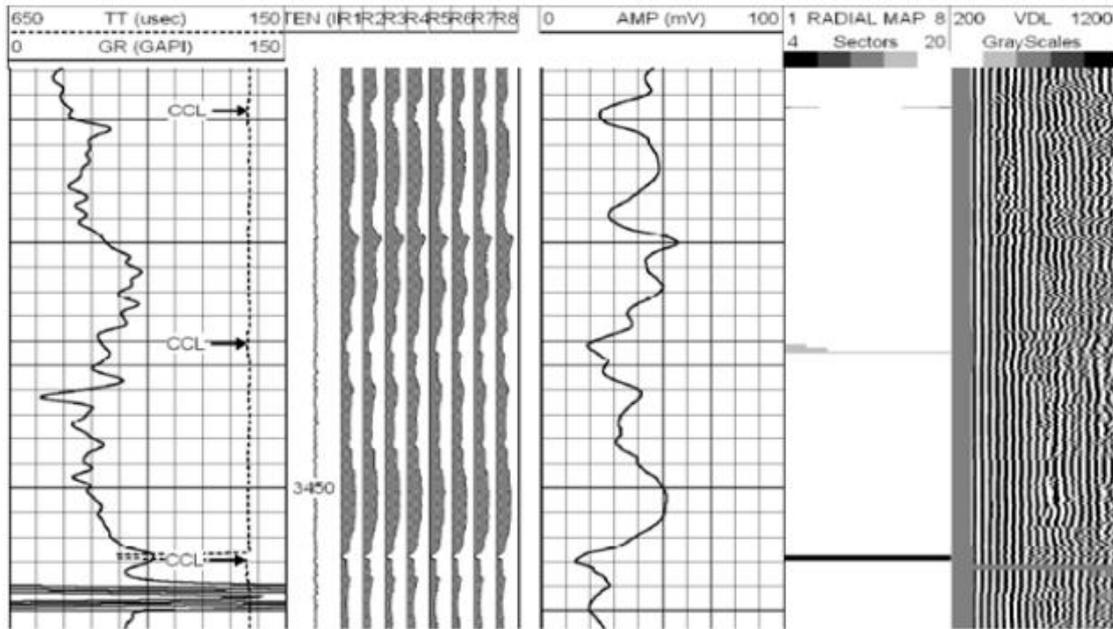


Top Liner (@ 3222.8 m)

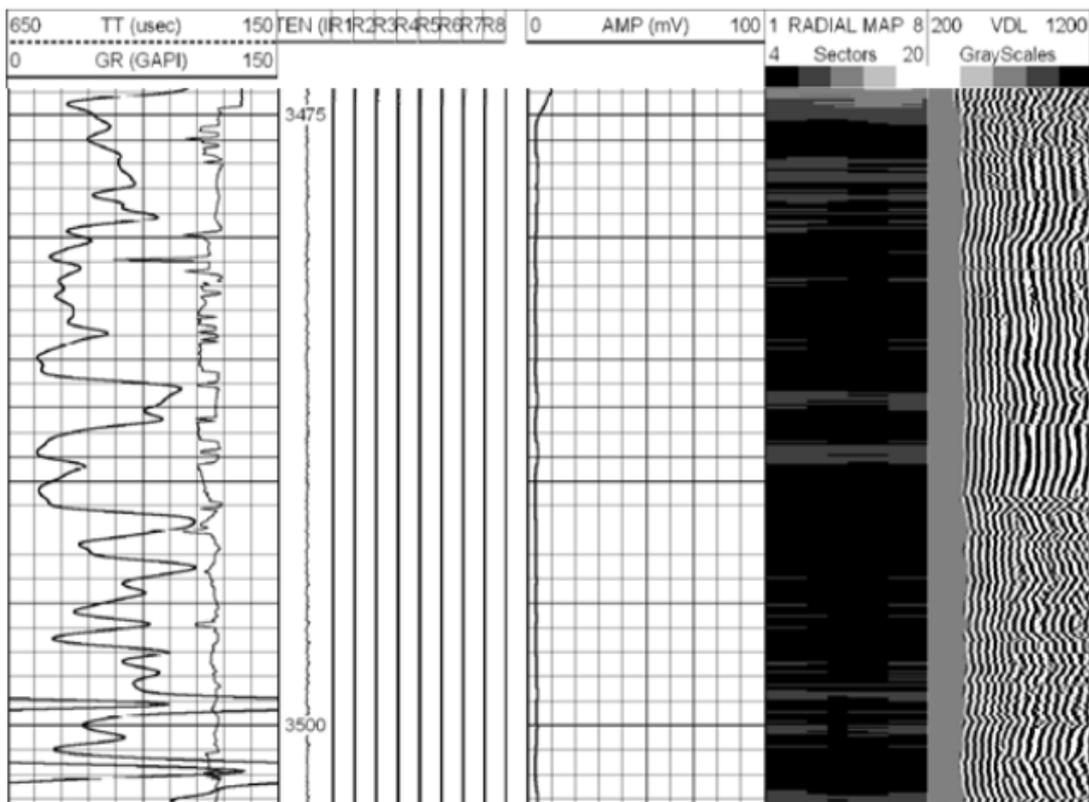


Annexe B : Etat de Cimentation (CBL – VDL) -2

Casing 7'' (@ 3440 m)



Réservoir (TAG SI) 3574 -3510 m



Annexe C : Estimation du Skin avant Fracturation par analyse de sensibilité – Logiciel Perform

Well PERFORMANCE Analysis - D:\MSP_IAP\DATA\OKN 421 - SKIN AVANT FRAC\PUITS OKN 421 EXP.pf4 - [System Report]

File Edit Input View Options Window Help

Reservoir Data

Reservoir IPR Type: Darcy
Correction for Vogel below bubble point used.

Reservoir Pressure	3392.0	psia	Reservoir Skin
Reservoir Temp	103.0	°C	Turbulence Factor
Avg Reservoir Perm	5.0000	md	Wellbore Radius
Reservoir Thickness	15.0	m	Reservoir Radius

Well PERFORMANCE Analysis - D:\MSP_IAP\DATA\OKN 421 - SKIN AVANT FRAC\PUITS OKN 421 EXP.pf4 - [Solution Point Report]

File Edit Input View Options Window Help

IHS Energy Group
Well PERFORMANCE Analysis, Version 4.50
Well: OKN421 EXP

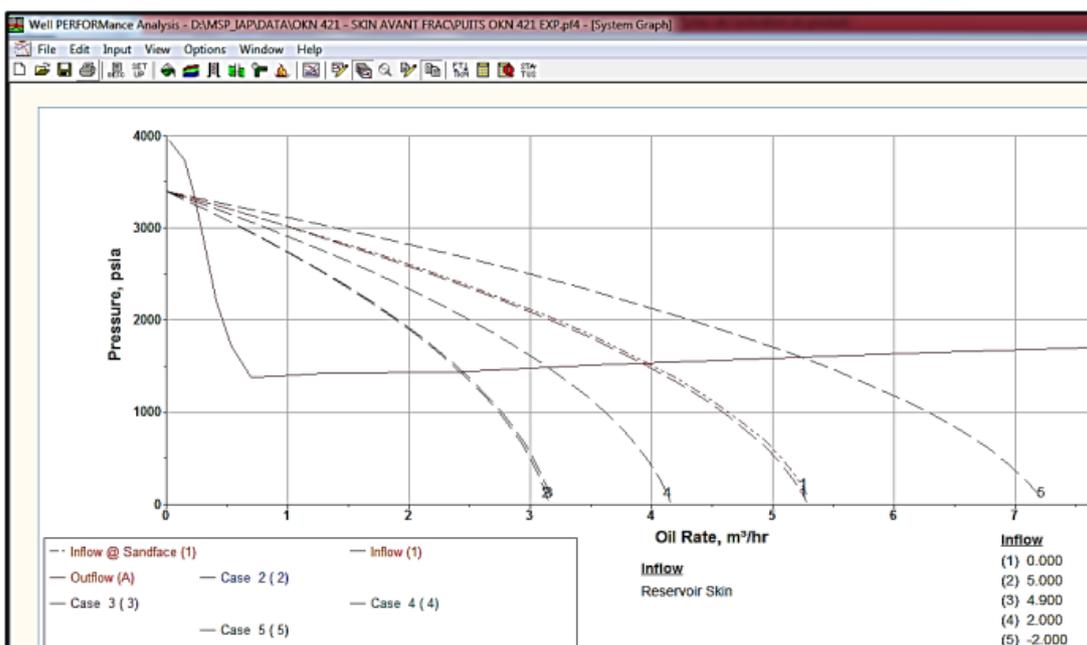
SOLUTION POINTS

Solution Point Flow Rates [m³/hr]

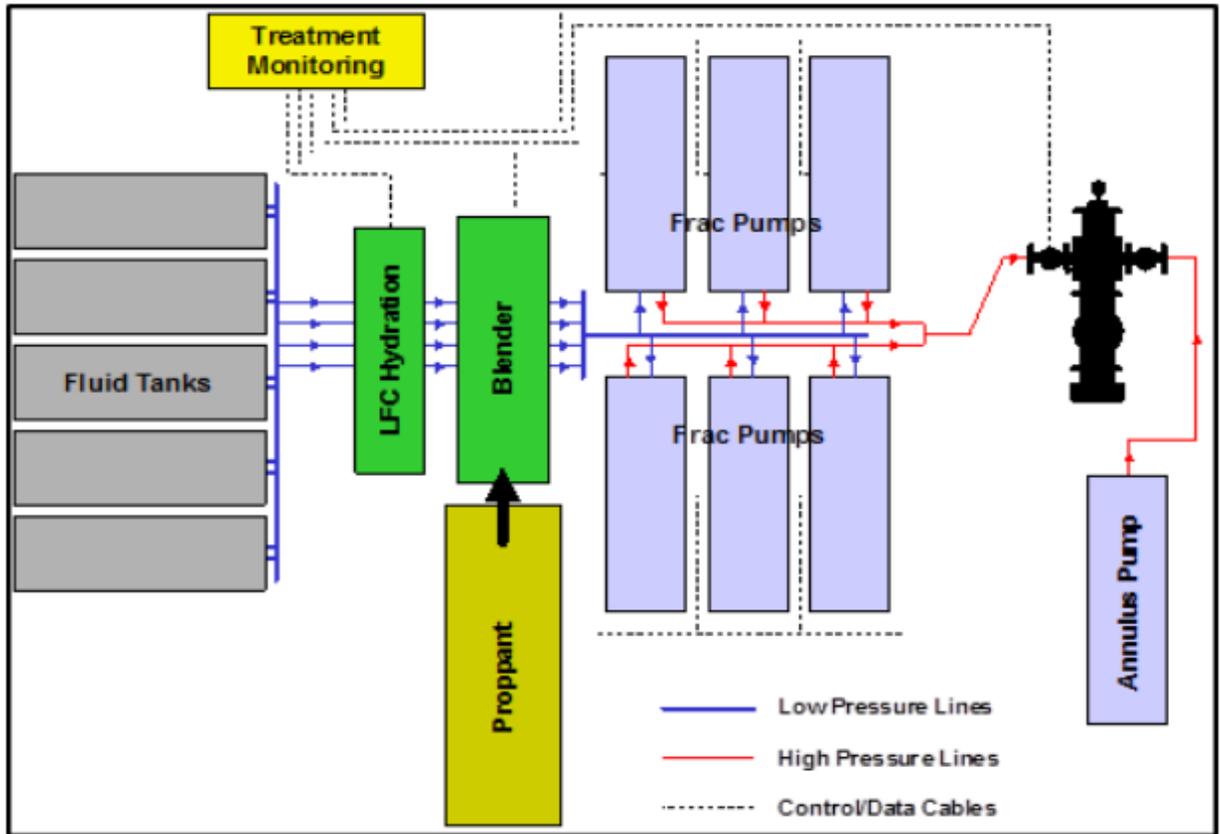
(A)

	Reservoir Skin	
(1) 0.000	3.92	
(2) 5.000	2.42	
(3) 4.900	2.44	
(4) 2.000	3.14	
(5) -2.000	5.23	

Solution Point Pressures [psia]

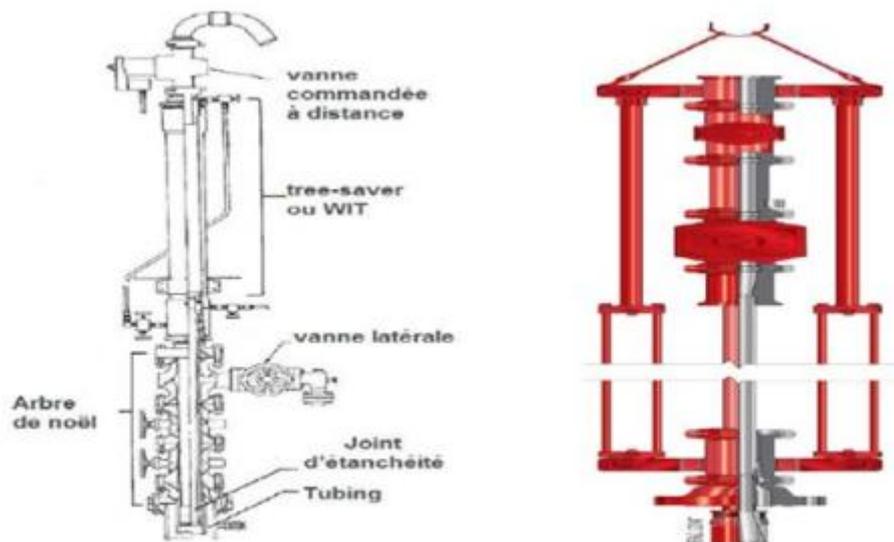


Annexe D : Schéma des Equipement de Surface – Fracturation Hydraulique



Annexe E : Outil d'isolation de la tête de puits (Tree Saver: Well Isolation Tool)

Définition: 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 due la marge élevée des pressions de traitement et à minimiser l'effet abrasif et corrosif des fluides, proppant et des additifs sur la tête de puits.



Design & configuration du Tree-Saver (WIT)



Mécanisme d'étanchéité du piston d'ancrage du Tree Saver (assuré par les joints élastomères)



Montage de l'installation sur la tête de puits Avant l'opération de Fracturation

Annexe F : Schéma de Complétion après fracturation – OKN 421

