

N° Série : /2018

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production professionnelle

Présenté Par :

AHED MESSAOUD Hocine – SENINA Saada

-THÈME-

Fracturation hydraulique du puits OKS32 (Haoud Berkaoui- Ouargla)

Soutenue le : 25 /06 /2018

Devant le Jury:

Président	BOUCHIREB.	MCB	Univ. Ouargla
Rapporteur	KHEBBAZ M.E	MAA	Univ. Ouargla
Examineurs	Miloudi.	MAA	Univ. Ouargla

Année universitaire : 2017/2018

Remerciement

*Je remercie le seigneur tout puissant de m'avoir accordé
volonté et patience dans l'accomplissement de ce
travail à terme.*

Dans le cadre de ce mémoire j'exprime toute ma gratitude à tous ceux qui ont manifesté de près ou de loin le soutien, la disponibilité et la collaboration pour réaliser ce travail.

Que mes vifs remerciements aillent à mon promoteur **Mr KHEBBAZ**, pour avoir accepté d'encadrer ce travail.

Je remercie l'ensemble des membres du jury pour avoir accepté de juger ce travail :

Mr BOUCHIREB-Mr MILOUDI. Pour avoir examiné ce mémoire.

Un remerciement particulier va à **Dr NAKHOUE**, **Monsieur RABII** et **ISMAIL** ingénieur de service technique des puits pour l'accueil ainsi que pour la mise à disposition de son service concernant mon travail pratique.

J'adresse également mes vifs remerciements à mes chers amis **BOUNOUARA Fethi**, **AHED MESSAOUD Djaouad**, **Hanafi**, et **Mustapha** pour leur participation dans ce travail et pour les bons moments qu'on a passés ensemble.

Sans oublier, je tiens à exprimer mes vifs remerciements à tous mes collègues, tous les membres de la promotion de master production 2018 et tous mes amis pour les sympathiques moments qu'on a passés ensemble.

Résumé

Dans le domaine pétrolier le forage demeure l'opération majeure pour l'exploitation du gisement de pétrole .La diminution du débit de la production d'un puits au cours du temps a cause de 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. Parmi ces techniques la fracturation hydraulique qui est l'objet de notre étude.

Notre travail consiste à faire l'étude d'une opération de fracturation Dont l'objectif est d'augmenter ou bien d'améliorer l'indice de productivité en augmentant la perméabilité nous avons fait une étude sur le puits OKS32 champ HAUD BERKAOUI (HBK).

Mot 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. 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 OKS32 well field HAUD BERKAOUI (HBK).

Key words: hydraulic fracturing, productivity index, damage, Haoud Berkaoui field

ملخص

في مجال النفط، لا يزال الحفر هو العملية الرئيسية لاستغلال حقل النفط، انخفاض في تدفق إنتاج البئر مع مرور الوقت بسبب انسداد المصفوفة بواسطة ترسبات المواد المعدنية والعضوية. أو انعكاس قابلية صخور الخزان يمكن أن تبحث عن حل لهذه المشكلة. من بين هذه التقنيات ، التكسير الهيدروليكي الذي هو موضوع دراستنا

يتمثل عملنا في هذا البحث في دراسة عملية التكسير التي هدفها هو زيادة و تحسين مؤشر الإنتاجية من خلال زيادة النفاذية، الدراسة التي أجريناها كانت على حق هدفها هو زيادة و تحسين مؤشر الإنتاجية من خلال زيادة النفاذ بجوض OKS32 بركاوي

الكلمات المفتاحية: الحفر ، انسداد ، التكسير الهيدروليكي، مؤشر الإنتاجية ، حقل حوض بركاوي

Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

A mon cher papa qui m'a tout donné, sans rien en retour, pour son amour paternel, son soutien inconditionnel tout au long de mes études, et pour la confiance qu'il m'a toujours témoignée

A ma très chère mère, pour ses souffrances endurées, et sa jeunesse sacrifiée pour me permettre d'être parmi les meilleurs, ma chère mère qui m'a encouragé et soutenu dans mes moments les plus difficiles

A mes deux frères que j'adore : Amine, et Fayssale.

A mes sœurs Leila et Samia que Dieu les protège

A mes chers Saada, fethi, Rabbi et Ismail qui m'ont aidé à réaliser ce travail.

A toute ma famille sans exception.

Et la promotion master professionnel production 2018

Hocine

Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

A mon cher papa qui m'a tout donné, sans rien en retour, pour son amour paternel, son soutien inconditionnel tout au long de mes études, et pour la confiance qu'il m'a toujours témoignée

A ma très chère mère, pour ses souffrances endurées, et sa jeunesse sacrifiée pour me permettre d'être parmi les meilleurs, ma chère mère qui m'a encouragé et soutenu dans mes moments les plus difficiles

A mes deux frères que j'adore : Abderahim, Boumediene

A mes sœurs Djihad et Souad que Dieu les protège

A mes chers.

A toute ma famille sans exception.

Saada

Liste de symbole et abréviation

Bg : Le facteur volumétrique de fond
BHST : Température de fond (BHST)
Cm : Compressibilité de la matrice.
Cb : Compressibilité de la roche poreuse.
CL: Coefficient de filtration ft.
dg : La densité de gaz
E : Le module de Young
F.V.F : facteur volumétrique de formation
FCD : conductivité
G : Le module de cisaillement
GF : gradient de fracturation
hf : Hauteur de la fracture.
ISIP : la pression de fermeture instantanée
IPR: In flow Performance Relationship
IP : index de productivité
LPP : la dernière pression de pompage
K : Perméabilité de la formation
Kf : Perméabilité de la fracture
m : La pente ou le gradient est constant.
Pgi : la pression de gisement initiale
PC : Pression de couche.
PF : pression de fracturation
Pw : pression d'injection en tête.
Ph : Pression hydrostatique.
Pf : Pertes de charge qui peuvent avoir deux composants
PFS : pression de fond statique
Q : débit
RE: rendement d'écoulement
S : skin
TFS : température de fond statique
TPC: Tubing performance curves.
VLP: vertical lift performance

W_f : Epaisseur de la fracture

WOC: water oil contact

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

ν : Le coefficient de poisson

μ_g : La viscosité

Σ_i : Contraintes principales totales

σ_i : Contraintes principales effectives

α : constante de BIOT

η : L'efficacité du fluide de traitement

Liste des tableaux

Numéro	Titre	Page
I.1	Les caractéristiques pétro physiques de ces trois champs	4
II.1	Fonctions du temps utilisées pour déterminer FCP	24
III.1	Opérations réalisées sur le puits OKS32	30
III.2	Jaugeage avant fracturation hydraulique	30
III.3	Evolution de la production mensuelle avant fracturation hydraulique	31
III.4	Pression et température de fond dynamiques (PFD).	35
III.5	Pression et température de fond statiques (PFS) .	35
III.6	Paramètre petro physique	37
III.7	Modulaire Dynamique formation Tester (MDT) du 25/06/2015.	38
III.8	Jaugeage	39
III.9	Evolution de la production mensuelle après fracturation hydraulique	39
III.10	Différentes valeurs de skins et leurs débits correspondant	47
IV.1	Propriété du proppant sélection	50
IV.2	Concentration du polymère en fonction de la température	51
IV.3	Composition chimique de l'eau de traitement.	51
IV.4	Composition chimique de l'eau de traitement.	52
IV.5	Composition chimique de l'eau de traitement.	52
IV.6	Résultat de la géométrie de la fracture par le simulateur	53
IV.7	Volume des fluides de traitement	55
IV.8	Evolution des pressions de surface et de fond	55
IV.9	Volume des fluides de traitement	57
IV.10	Evolution des pressions de surface et de fond	57
IV.11	Pressure Decline Analysis Summary	59
IV.12	Evolution des pressions de surface et de fond	60
IV.13	Résulta dimensionnent de la fracture	62
IV.14	Coût d'investissement de projet (capex)	63
IV.15	La durée amortissement globale de l'investissement (POT)	64

Liste des figures

Figure Numéro	Titre	Pages
I.1	Situation géographique de Haoud Berkaoui	1
I.2	Situation géographique de Haoud Berkaoui	2
I.3	Carte des principaux champs de la région de Haoud Berkaoui	4
I.4	Section stratigraphique du trias argileux-gréseux	6
II.1	Principe de la fracturation hydraulique	11
II.2	Contraintes exercé	14
II. 3	La Déformation élastique	15
II. 4	La Rigidité d'un matériau.	15
II.5	Les contraintes principales et orientation de la fracture	17
II.6	la géométrie de la fracture.	18
II.7	Illustration de la procédure du test de débit par Incrément	21
II.8	Détermination de pression de propagation de la fracture (FPP).	21
II.9	Détermination de la pression de fermeture (FCP).	22
II.10	Test de déclin de pression.	23
II.11	Illustration de la méthode de détermination de L'ISIP .	24
II.12	Illustration de la méthode de la racine carrée du temps.	25
II.13	Déclin de pression en fonction G ($\Delta T D$) .	26

II.14	Détermination de l'efficacité de fluide traitement avec (G)	27
III.1	Evolution de la production mensuelle avant fracturation hydraulique	32
III.2	Carte répartition de pression du champ BENKAHLA	33
III.3	variation de la pression du puits OKS 32 avant l'opération de fracturation hydraulique	34
III.4	Évolution de la production mensuelle	40
III.5	les différentes pertes de charges dans le système de production	41
III.6	La pression de nœud	41
III.7	Inflow Performance Relationship (IPR)	44
III.8	Corrélation pour l'écoulement vertical (VLP Matching)	45
III.9	Courbe de performance de puits OKS 32	46
III.10	Courbe de performance de puits OKS 32 pour différent valeur de skin	47
III.11	Le puits OKS32 à différents états	48
III.12	analyse de sensibilité de puits par changement diamètre de la dise	48
IV.1	Simulated Treatment Pressure	53
IV.2	Simulated Fracture Concentration	54
IV.3	Evolution des pressions de surface et de fond (test d'injectivité)	56
IV.4	Evolution des pressions de surface et de fond (mini frac)	57
IV.5	Bottom whole Pressure versus Nolte G Time	58
IV.6	. Bottom whole Pressure versus Square Root Time	59
IV.7	Evolution des pressions de surface et de fond (mini frac)	61
IV.8	Fracture Concentration Profile	62

SOMMAIRE

Résumé I

Abstract II

Liste de Symbole et Abréviation III

Liste des tableaux IV

Liste des figures V

Introduction générale générale VI

Chapitre 01 : géologie du champ de Haoud Berkaoui

I.1. Présentation de la région de Haoud Berkaoui (HBK)	1
I.1.1. situation géographique	1
I.1.2. situation géologique	2
I.2. Les champs de la région	3
I.3. Etude du champ de Haoud Berkaoui	5
I.4. Aperçu sur les trois réservoirs du champ	5
I.5. Compositions minéralogiques moyennes du réservoir	7
I.6. Propriétés des fluides de gisement	7

Chapitre 02 : théorie de fracturation hydraulique

II.1. Introduction	9
II.2. Les Endommagements	9
II.2.1 Origine des endommagements	9
II.3. Les Notions Fracturation Hydraulique	10
II.3.1 Principe de la fracturation hydraulique	10
II.3.2 But de fracturation hydraulique	11
II.3.3. Critères sur le choix des puits à fracture	12
II.3.3.1. Réservoir	12
II.3.3.2. Historique du puits	12
II.3.3.3. Economie de l'opération	13
II.4. Notions de base sur la fracturation hydraulique	13

II.4.1. Notion de contrainte	13
II.4.2. Propriétés mécaniques des roches	14
II.4.3. Géométrie de la fracture	16
II.5. Fluide de fracturation	18
II.5.1. Les additifs	19
II.5.2. Agents de soutènement (proppant)	19
II.6. Déroulement d'une opération de fracturation hydraulique	19
II.6.1. Test d'injectivité	20
II.6.2. Shadow Frac (mini frac ou data frac)	20
II.6.3. Traitement principal ou fracturation proprement dite (Main Frac)	23
II.6.4. Dégorgement de puits après le traitement	23
II.7. Analyses d'une fracturation hydraulique	23
II.7. CONCLUSION	28
<i>Chapitre 03 : analyse et modélisation de puits candidats sélectionnée OKS</i>	32
III.1. Introduction	29
III.2. Généralité et objectif du puits OKS 32	30
III.3. Opération réalisée sur le puits	30
III.4. Analyse de la production avant fracturation hydraulique	30
III.4.1. Historique de la production d'huile	32
III.4.2. Interprétation de l'évolution de la production mensuelle	33
III.5. Étude réservoir engineering	33
III.6. Interprétation pétro physique et géologique	36
III.6.1. Analyse pétro physique (Porosité et perméabilité)	36
III.6.2. Modulaire Dynamique formation Tester	37
III.7. Analyse de la production après l'opération de fracturation hydraulique	38
III.7.1. Historique de la production d'huile	38
III.7.2. Interprétation de l'évolution de la production mensuelle	39
III.8. Analyse de Performance de puits	40
III.8.1. Modélisation du puits	40
III.8.2. In flow Performance Relationship (IPR)	42
III.8.3. Tubing performance curves (TPC) (vertical lift performance (VLP))	42
III.8.4. Application du PROSPER dans l'étude du puits OKS 32	43
III.9. Conclusion	47

Chapitre 04 : design de traitement de frac et simulation par frac pro

V.1. Introduction	50
IV.2. Design de traitement de Frac et simulation par Frac pro	50
IV.2.1. Sélection de l'agent de soutènement (proppant)	51
IV.2.2. Sélection du fluide de fracturation	51
IV.3 Design de Frac en utilisant le simulateur « Frac pro »	52
IV.4. Déroulement de l'opération de traitement	54
IV.4.1. Test d'injectivité	54
IV.4.2. Data Frac (mini frac)	56
IV.4.3. Main frac	59
IV.5. Evaluation économique	63
IV.5.1. Coûts d'investissement de projet (Capex)	63
IV.5.2 Expression de délais de récupération (Pay-Out Time)	64
IV.6 Conclusion	
Conclusion générale	65
Références bibliographiques	

Introduction générale

Introduction :

L'exploitation d'un gisement d'hydrocarbure conduit inévitablement à une diminution de la production des puits .ce phénomène est provoquée soit par une déplétion naturelle ou par un endommagement de la couche productrice, particulièrement aux abords du puits.

L'endommagement peut avoir plusieurs origines et se manifeste par une réduction de la perméabilité relative à huile. Ce phénomène est le résultat du colmatage de la matrice par des dépôts de matières minérales et organiques ou d'une inversion de la mouillabilité de la roche réservoir. Des nouvelles techniques de récupération sont introduites en vue d'améliorer le potentiel ainsi les caractéristiques des puits.

Parmi les techniques les plus fréquemment utilisées, la stimulation par acidification (HCL, HF), et lavage à l'eau douce ou bien au solvant aromatique, ou par la création d'une transmissibilité artificielle (by-pass) dite fracturation hydraulique.

Notre travail est détaillé comme suit :

Le premier chapitre est une étude géologique sur le champ de Haoud Berkaoui, la théorie de fracturation hydraulique étudié en détail dans le deuxième chapitre.

Après nous avons fait une étude pratique sur le puits OKS 32 ; ainsi que le problème d'exploitation qui existe, puis une investigation réservoir sur la chute de pression est conduite pour augmenter leur variation par les techniques citées précédemment (fracturation hydraulique et l'acidification).

Le bon choix de la candidature sera justifié en faisant une étude de sensibilité par l'analyse nodale

Enfin, une étude économique est faite afin de bien opter à une bonne candidature.

Chapitre I

Géologie du champ de Haoud Berkaoui

I.1. Présentation de la région de Haoud Berkaoui (HBK) :

I.1.1. Situation géographique :

La région de Haoud Berkaoui représente une des 10 (dix) principales zones productrices d'hydrocarbures du Sahara algérien. Elle se situe à environ 800Km au sud-est de la capitale Alger, à 100km au nord-ouest de Hassi Massaoud et à 30km d'Ouargla. Elle s'étend du sud-est de Ghardaïa jusqu'au champ extrême Boukhzana près de la route de Touggourt. [1]

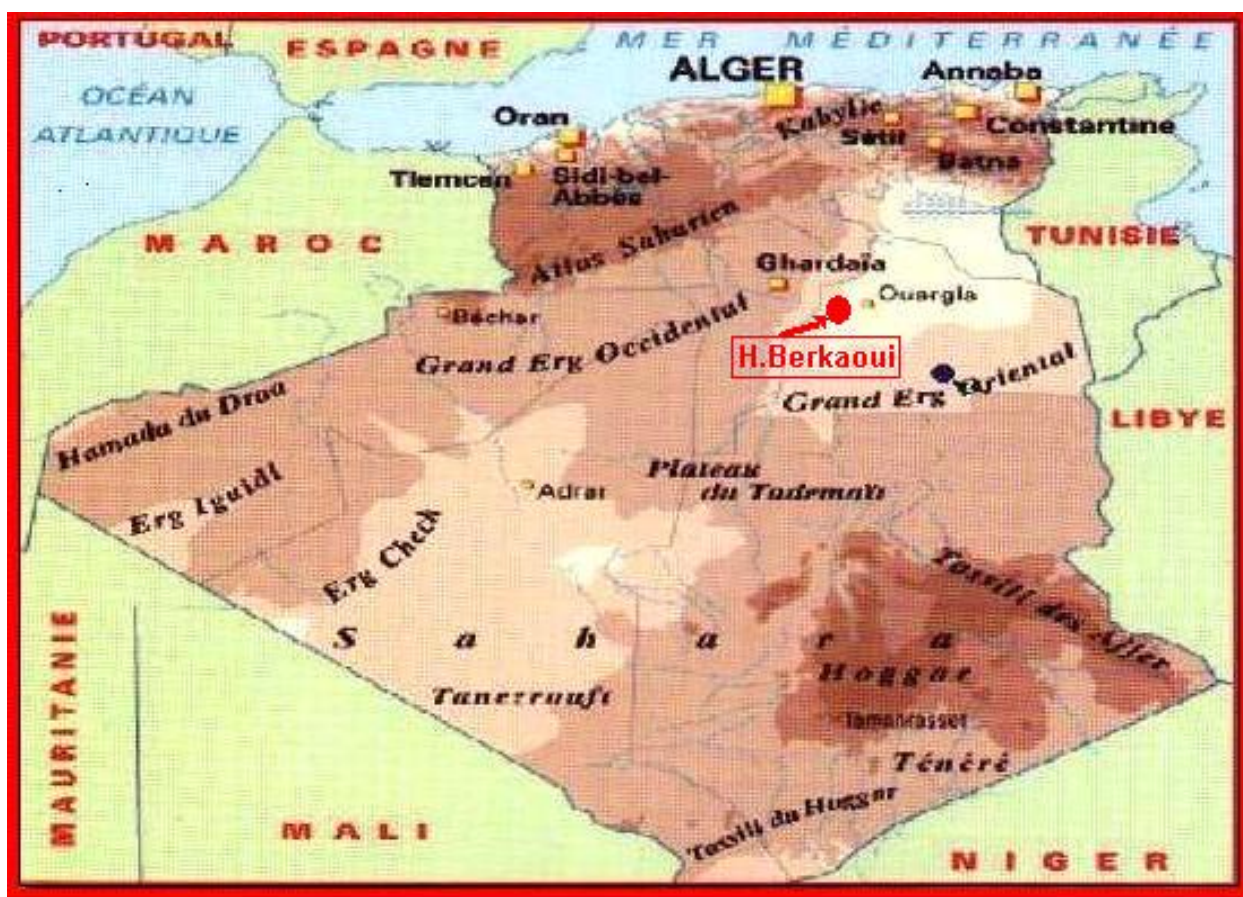


Fig. I.1. Situation géographique de Haoud Berkaoui [1]

I.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 limitée, au nord par la zone haute de Djamâa – Touggourt constituée de terrains d'âge cambrien ; Au nord-ouest le môle de Talemzane

(Hassi R'mel) ; À l'est, par la dorsale d'El-Agreb El-Gassi qui se prolonge jusqu'à Massaoud 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) (Fig. I.2). 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 400Km, sa largeur varie de 25 à 30Km au sud-ouest et de 08 à 10Km au nord-est. [2]

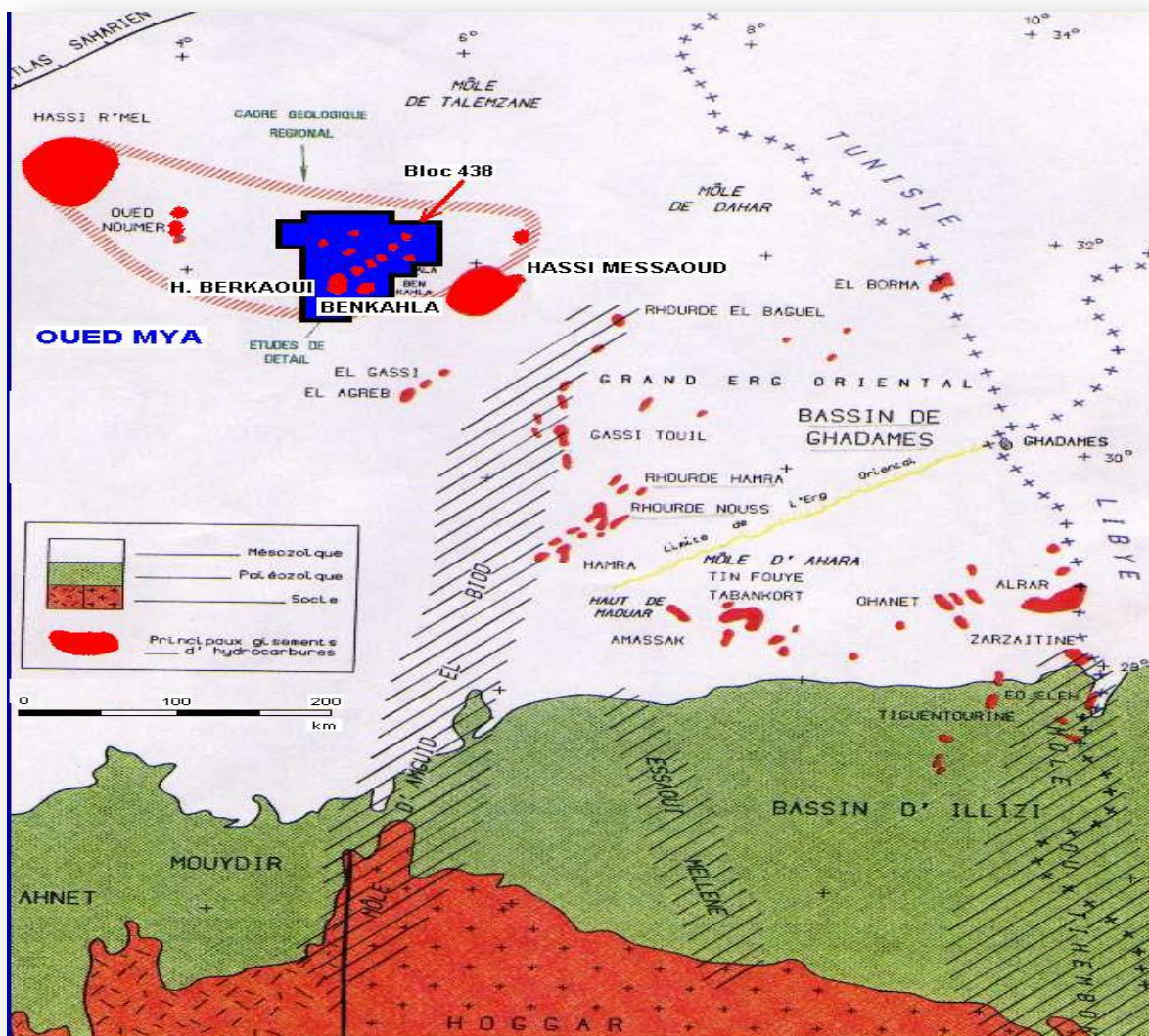


Fig. I.2. Situation géologique de Haoud Berkaoui

I.2. Les champs de la région :

Les champs de Haoud-Berkaoui sont répartis sur une superficie de 6300km², 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 220m 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 st^m d'huile. La profondeur moyenne est de 3550m.

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 certains zones). [4]

❖ **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 st^m d'huile. La profondeur moyenne est de 3550m. Ce champ produit par sa propre énergie de gisement aidée par le maintien de pression et le gaz-lift.[3]

❖ **Champ de Guellala(GLA) :**

Ce gisement est découvert le 28 octobre 1969 par le forage de GLA01. Il s'étend sur une superficie de 35km². Sa mise en production a eu lieu en 1973. La profondeur moyenne est de 3500m. Sa production est assurée comme Berkaoui et Benkahla par déplétion naturelle, le maintien de pression et le gaz-lift..[2]

❖ **Les champs périphériques : Ils sont beaucoup, on peut citer :**

- N'GOOSSA (N'GS).
- DRAA TAMRA (DRT).
- MELLALA (MEL).
- HANIET EL BAIDA (HEB).
- KEF EL AGROUB (KG).
- GUELLALA NORD-EST (GLANE). [2]

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

CARACTERISTIQUES	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 Φ (%)	8,8	9,3	9,3
Perméabilité moyenne K (md)	56,2	70,4	232
Saturation moyenne Sw(%)	32,7	32	22,3
Les réserves (m ³)	143,9.10 ⁺⁶	100.10 ⁺⁶	103,6. 10 ⁺⁶

Tableau I.1. Les caractéristiques pétro physiques de ces trois champs [5]

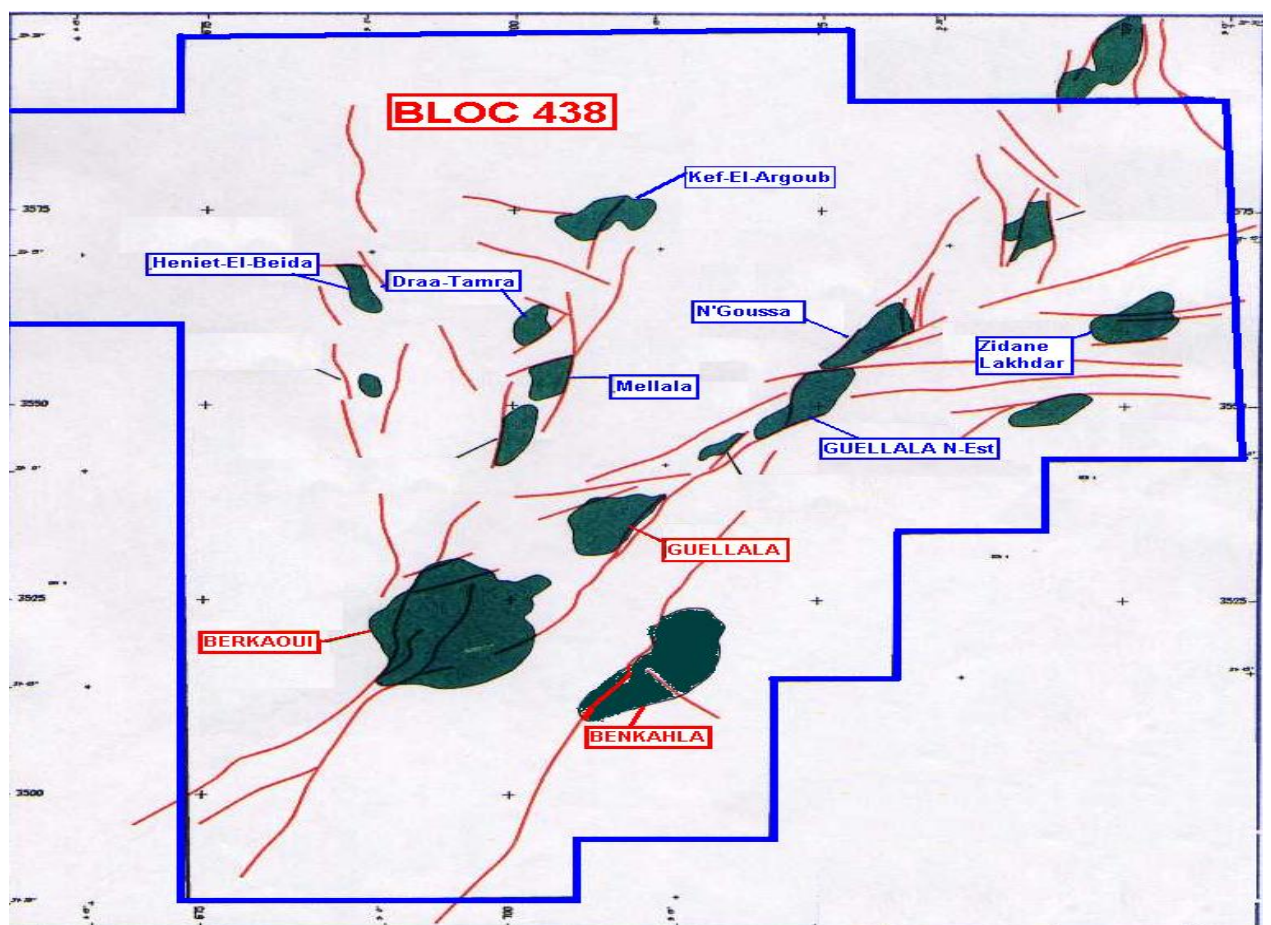


Fig. I.3. De la région de Haoud Berkaoui Carte des principaux champs

I.3. Etude du champ de Haoud Berkaoui :

I.3.1 Caractéristiques du réservoir:

On distingue deux blocs au niveau du gisement de Haoud- Berkaoui, divisés 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 (O2) sont productifs (T1 et SI), le troisième niveau (T2) est généralement compact. Les caractéristiques pétro physiques de ce champ sont mentionnés dans le tableau précédent. [1]

I.3.2 Aspect structurel:

La structure de Haoud- Berkaoui constitue la plus grande structure du bassin d'Oued- Mya. Elle a été soumise à plusieurs accidents structuraux créant un ensemble de failles dont les principales sont des failles normales subméridiennes de même direction qui définissent un hors 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 22km de long et 15km de large, avec un relief vertical de l'ordre de 300 m au- dessus du contact huile/ eau. [2]

I.4. Aperçu sur les trois réservoirs du champ : (voir fig. I-4)

Le champ de HBK est caractérisé par la présence de trois réservoirs qui sont:

I.4.1 Série inférieure :

C'est le réservoir principal du champ. Il est considéré comme hétérogène avec une variation des caractéristiques pétro physiques 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.

I.4.2. Trias argilo- gréseux T1:

Cette formation représente le réservoir secondaire de la région. Elle comprend une séquence positive constituée à la base de grés fins à moyens argilo- carbonaté, s'affinant régulièrement

vers le haut pour terminer au sommet avec des argiles dolomitiques. Ce réservoir apparaît comme une nappe gréseuse relativement continue sur tout le gisement. [1]

I.5.3. 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. Cette série présente de très mauvaises caractéristiques de réservoir. [1]

HAOUD BERKAOUI
SECTION STRATIGRAPHIQUE DU TRIAS ARGILO-GRESEUX

Age	Prof.	Etages	Strati.	Lithologie	Epaisseur
T R I A S A R G I L O G R E S E U X	3400	T-2		Altern.d'argile siteuse et de silts, passées de grés beige à cim.argilo-dolomitique	20 à 25m
	3425	T-1		Alternance d'argile et de silts passées de grés beige ciment argilo siliceux fine altercal.de grés gris-blanc.	25 à 30 m
	3460	ERUPTIF		Andesite brun-rouge à brun sombre altérée en général au sommet. Présence de nodules de carbonates.Fines intercalations de joints d'argile ferrugineuse.	0 à 75 m
	3490	SERIE INFERIEURE		Grés gris beige fin,moy à grossier.Ciment carbonaté à siliceux.Passées de films d'argile verdâtre .Présence de pyr et nodules d'argile verte ou ferrugineuse.	15 à 60 m
	3600	GOTHLANDIEN		Argile noire feuilletée pyriteuse, silt.	300 à 900m

Fig. I.4. Section stratigraphique du trias argileux-gréseux

I.5. Compositions minéralogiques moyennes du réservoir :

1-minéraux non argileux :

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

2-Minéraux argileux :

- Illite : (1 - 9) %
- Chlorite : (0 - 2)%
- I-M : (0 - 1,5) %

3-Liants et ciments :

- Quartz second : (9 - 12)%
- Calcite : (3 - 8)%[2]

🚧 Remarque : Des traces d'Halite d' Anhydrite et d'Orthoclases ont été détectées.

I.6. Propriétés des fluides de gisement :

❖ Propriétés du gaz :

- Le facteur volumétrique de fond (Bg) :
 - A la pression de bulle (Pb) = 0,00581 m³/stm³.
 - A la pression de gisement initiale (Pgi) = 0,00347 m³/stm³.
- La viscosité (μg) :
 - A la pression de bulle : 0,022 cpo.
 - A la pression de gisement initiale : 0,0419 cpo.
- La densité (dg) :
 - A la pression de bulle : 0,2030
 - A la pression de gisement initiale : 0,350

❖ Propriétés de l'huile :

- Le facteur volumétrique de fond (Bo) :
 - A la pression de bulle (Pb) : 1,59 m³/stm³
 - A la pression initiale de gisement (Pgi) : 1,46 m³/stm³
- La viscosité (μo) :
 - A la pression de bulle : 0,245 cpo

- A la pression de gisement initiale : 0,337 cpo
- La compressibilité à la pression de bulle : $2,8 \cdot 10^{-4} \text{ m}^3/\text{m}^3/\text{Kg}/\text{cm}^2$
- ❖ Propriétés de l'eau de gisement :
 - A la pression de gisement initiale :
 - La densité (à 10°C) : 1,22 g/cm³
 - La compressibilité : 0,2494 (1/Kg/cm²)
 - La viscosité (à 10°C) : 0,760 cpo
 - La pression de saturation (à 10°C) : 148 Kg/cm²
 - F.V.F (à 15,6°C) : 1,041 m³/stm³
 - A la pression atmosphérique :
 - La densité (à 20°C) : 1,264 g/cm³
 - La résistivité (à 25°C) : 0,061ohms m²/m
 - La viscosité (à 15.6°C) : 0,370 cp. [7]

Chapitre II

Théorie de fracturation hydraulique

II.1. Introduction :

Pour accroître la productivité d'un puits, en remédiant l'endommagement à proximité de la paroi du puits (Near wellbore), ou par la création d'une structure de grande conductivité dans la formation (fracture soutenue), pour cela plusieurs techniques de stimulation sont introduites.

L'une des techniques de stimulation est connue sous le nom de fracturation hydraulique, cette technique est prévue pour remédier, ou même améliorer le raccordement normal du puits avec le réservoir, afin d'augmenter la perméabilité, et par conséquent, la productivité et le débit de production dans les puits horizontaux et les puits verticaux.

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.

II.2. Les endommagements :

L'endommagement représente toutes les incrustations ça soient minérales ou organiques pouvant altérer la perméabilité naturelle par leur déposition à l'intérieur du réservoir ou en obturant les perforations voir même le tubing de production.

Cet endommagement peut-être localisé dans les différents 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. [11]

II.2.1 Origine des endommagements :

Le diagnostic de l'origine et de 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 Workover, snubbing et les opérations de forage.

Les différentes causes des endommagements sont les suivantes :

II.2.1.1. Endommagements dû à la formation :

Dans le domaine pétrolier on retrouve plusieurs types d'endommagements plus ou moins difficile à enlever par le procédé d'acidification, parmi les quel nous citerons :

- ✓ Dépôts de sel
- ✓ dépôts organiques (asphaltènes)

- ✓ dépôts des paraffines
- ✓ Dépôts des sulfates
- ✓ Migration des fines
- ✓ Gonflement des argiles [12]

II.2.1.2. Endommagement dû aux opérations sur puits (forage, WO et Snubbing) :

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

- ✓ Le colmatage de perforation
- ✓ Changement de mouillabilité
- ✓ Water Block
- ✓ Formation d'une émulsion [13]

II.2.1.3. Endommagement dû aux perforations :

La plupart des opérations de perforation 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.

II.2.1.4. Invasion du filtrat de ciment :

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

II.2.1.5. Endommagement dû à la stimulation :

Dans le cas d'une acidification, l'endommagement est causé par des réactions secondaires si l'acide utilisé n'est pas évacué à temps (très rapidement).

- ✓ Après une fracturation hydraulique, la fracture soutenue peut être bouchée partiellement par le fluide transportant les agents de soutènement (gel de frac). [12]

II.2.1.6. Endommagement dû à l'injection d'eau :

Saturation en eau aux abords du puits si le débit d'injection n'est pas bien contrôlé (water block). [15]

II.3. Les notions fracturation hydraulique :

II.3.1. Principe de la fracturation hydraulique :

On entend par fracturation hydraulique le procédé qui consiste à créer une conductivité dans une roche, à partir d'un puits par l'injection de fluide porteur d'un agent de soutènement à des pressions suffisamment élevées. Le plus souvent on dit que la fracturation hydraulique

d'un réservoir se traduit par l'ouverture d'une fracture existante (cas d'un réservoir naturellement fissuré) et très rarement par l'initiation d'une nouvelle fracture (réservoir compact).

Il est largement démontré que la fracture se développe perpendiculairement à la contrainte principale minimale en place.

Le traitement par fracturation hydraulique est appliqué généralement dans les réservoirs à faible perméabilité d'origine ou dans les formations fortement endommagées, 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.
- Des réserves en place restantes récupérables (économique).
- Du profil des contraintes (favorable).

II.3.2. But de fracturation hydraulique :

La stimulation par fracturation hydraulique est une opération consistant à créer un drain perméable dans la roche réservoir. L'objectif est de :

- Modifier certaines propriétés pétro-physiques de la roche et augmenter la productivité ou l'injectivité.
- Augmenter la vitesse de récupération grâce à l'amélioration de l'indice de productivité.
- Créer des by-pass entre le réservoir et le fond de puits donc une bonne conductivité dans laquelle le fluide s'écoule vers le fond de puits.

II.3.3. 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 cote économique de l'opération. [16]

II.3.3.1. Réservoir :**II.3.3.1.1. 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 la 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 Soutènement.

II.3.3.1.2. 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.3.3.1.3. 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.3.3.1.4. 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) [23]

II.3.3.2. Historique du puits :

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

- forage (opération de diagrapie).
- Des essais de la production (dernière remontée de pression, dernier jaugeage)
- Traitement précédents (s'il y a lieu).

- Puits voisins :
- puits producteurs.
- Puits injecteurs.
- Les puits proches fracturés : Caractéristique de chaque puits c'est-à-dire 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 / gaine 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.3.3.3. 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 du traitement exige un amortissement dans un délai raisonnable varie suivant :

- La situation géographique.
- Nature de fluide en place (huile, gaz, ...etc.) [19]

II.4. Notions 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.4.1 Notion de contrainte :

II.4.1.1. Les contraintes :

D'une façon générale, les formations sont 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 :

$$\sigma = \frac{\text{force}}{\text{surface}} \quad (\text{II.1}) [20]$$

II.4.1.2. État local des contraintes en profondeur :

Il existe deux types de contraintes

- Contraintes principales totales (Σ_i).
- Contraintes principales effectives (σ_i)

Ces contraintes sont liées entre elles par la relation suivante :

$$\sigma_i = \Sigma_i - \alpha P \quad (i = 1, 2, 3) \quad \dots\dots\dots (II.2).$$

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

[21]

Avec :

PC : Pression de couche.

Cm : Compressibilité de la matrice.

Cb : Compressibilité de la roche poreuse.

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

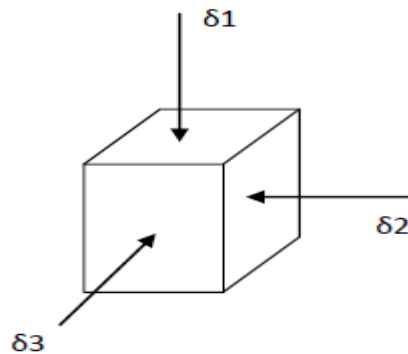


Fig. II.2 : Contraintes exercé

II.4.2. Propriétés mécaniques des roches :

Les roches sont caractérisées par :

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

II.4.2.1. 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.

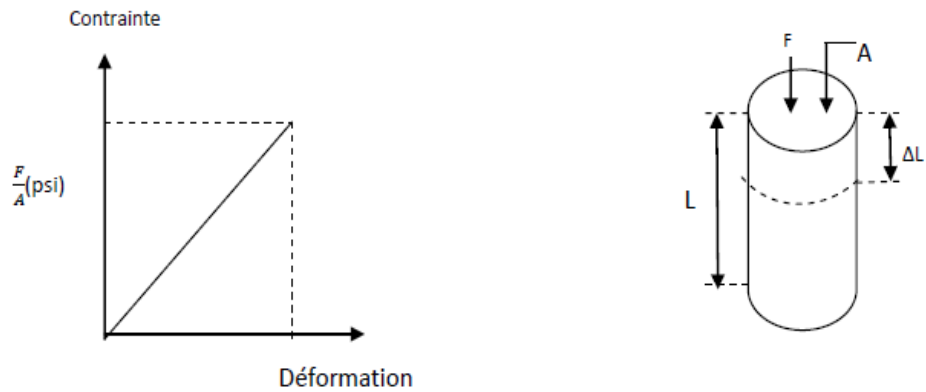


Fig. II.3. : La Déformation élastique [21]

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

$$\Sigma = \frac{\Delta L}{L} = \frac{L_2 - L_1}{L_1} \dots\dots\dots (II.4.)$$

[20]

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.

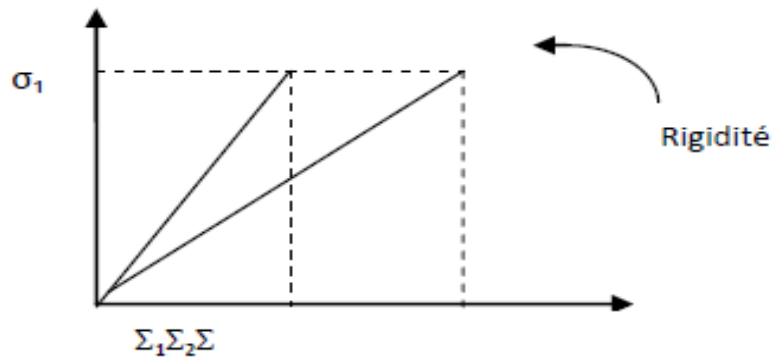


Fig. II.4. : La Rigidité d’un matériau.

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 appeler module de Young (E).

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

[20]

Le module de Young de la roche saturée en eau ou huile est en général inférieur au module de la roche sèche.[22]

II.4.2.2. 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.

$$\nu = \frac{\left(\frac{\Delta d}{d}\right)}{\left(\frac{\Delta l}{l}\right)} \dots\dots\dots(II.6).$$

[20]

II.4.2.3. Coefficient de cisaillement (G) :

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

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

[21]

E : module de Young.

ν : Coefficient de poisson.

II.4.3. Géométrie de la fracture :

II.4.3.1. Orientation de la fracture 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. [20]

II.4.3.2. 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.

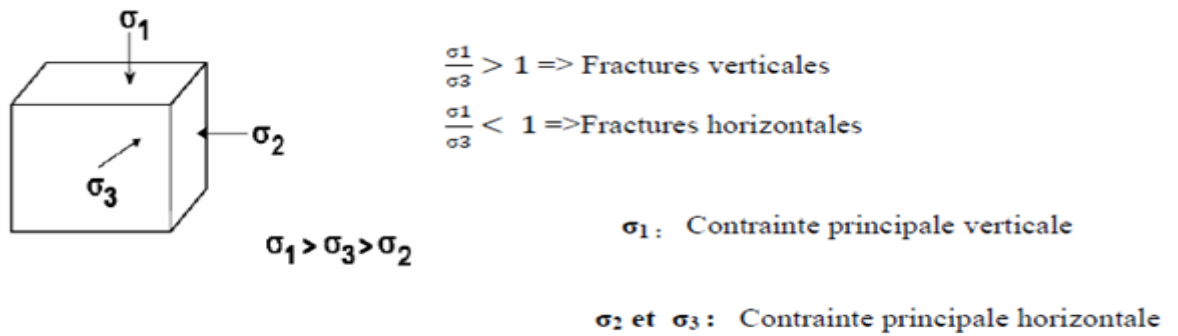


Fig. II.5. Les contraintes principales et orientation de la fracture

II.4.3.3. 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.[21]

$$PF = Pw + Ph + Pf \dots \dots \dots (II.8)$$

Avec :

Pw : pression d'injection en tête.

Ph : Pression hydrostatique.

Pf : Pertes de charge qui peuvent avoir deux composants :

- pertes de charges dans le tubing
- pertes de charges au niveau des perforations et aux abords de puits.

II.4.3.4. gradient de fracturation : GF

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

$$GF = \frac{PF}{H} \dots \dots \dots II.9$$

[21]

Avec :

PF : pression de fracturation.

H : la profondeur.

II.4.3.5. La géométrie de la fracture :

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

- soit une fracture verticale symétrique par rapport au puits.
- soit une fracture totalement asymétrique par rapport au puits
- soit partielle asymétrique

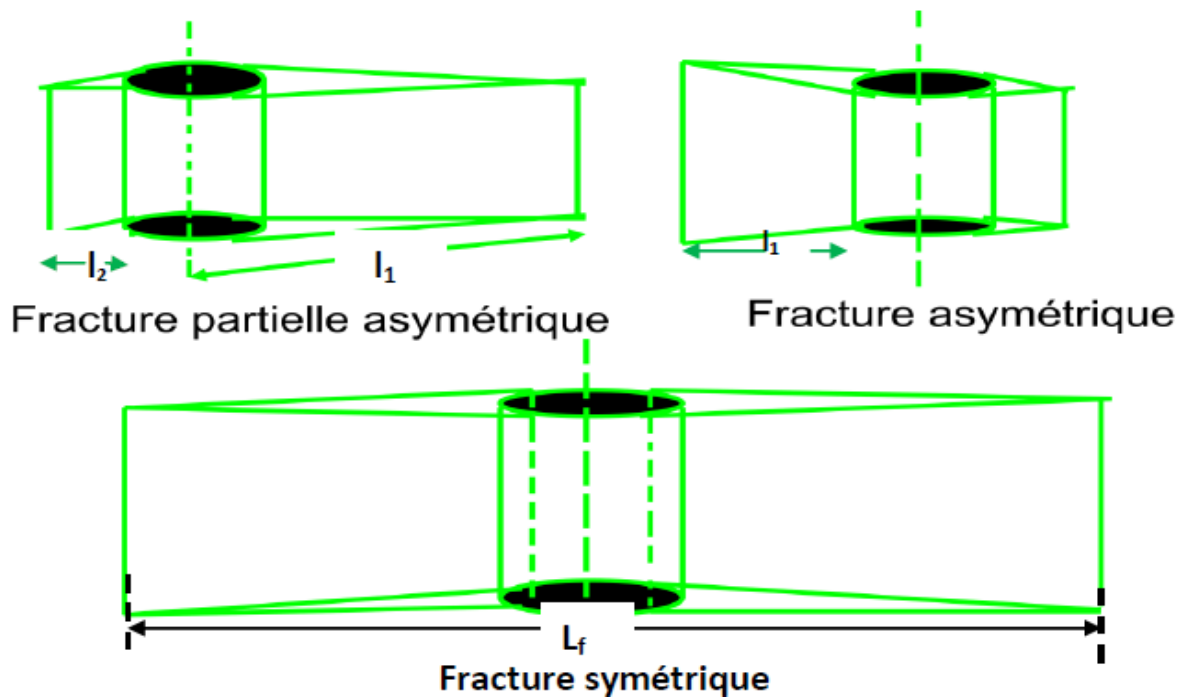


Fig. II.6 : la géométrie de la fracture.

II.5. Fluide de fracturation :

Le choix du type de fluide de fracturation se fait en fonction des propriétés du réservoir. 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.

L'eau est le fluide le plus utilisé en raison du fait qu'elle est peu coûteuse et abondante.

Les qualités principales d'un fluide de fracturation sont les suivantes:

- Forte viscosité et faible filtration pour obtenir une bonne épaisseur, une bonne Extension de fracture et assurer une bonne mise en place des agents de soutènement.
- Faible perte de charge pour limiter la puissance de pompage nécessaire lors de L'injection.
- Bonne compatibilité avec les fluides de formation, faible teneur en produits Solides insolubles pour ne pas endommager la formation
- Facilement déplaçable par les hydrocarbures en place dans le gisement, forte Viscosité (lors du dégorgement) et faible densité pour faciliter le dégorgement et la mise en production.

N.B : Ces différentes propriétés sont obtenues en ajoutant des additifs

II.5.1. 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 : augmenter le PH.
- ❖ XLW-56 :(cross linked) augmenter la viscosité.
- ❖ Breaker : - hyperme CRB (solide) travail dans haut température.
- enzyme G (liquide) travail dans haut PH. [23]

II.5.2. Agents de soutènement (proppant) :

Le sable est l'agent de soutènement le plus employé, en particulier à cause de son coût inférieur à celui des autres produits.

En effet, en ce qui concerne les agents de soutènement, la propriété la plus importante est la conductivité en condition de fond, c'est-à-dire sous contrainte, en température et en présence des fluides de gisement .La conductivité étant le produit de la perméabilité par l'épaisseur de la fracture.

Cette conductivité dépend plus particulièrement des facteurs suivants :

- Granulométrie des agents de soutènement.
- Transport des agents soutènement et remplissage de la fracture.
- Température, temps et nature des fluides de gisement. [24]

II.6. 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.6.1. 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.6.1.1. 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.6.1.2. 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.6.2. Shadow Frac (mini frac ou data frac) :

Créer une fracture non soutenue 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 charges

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 tests :

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

II.6.2.1. 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.

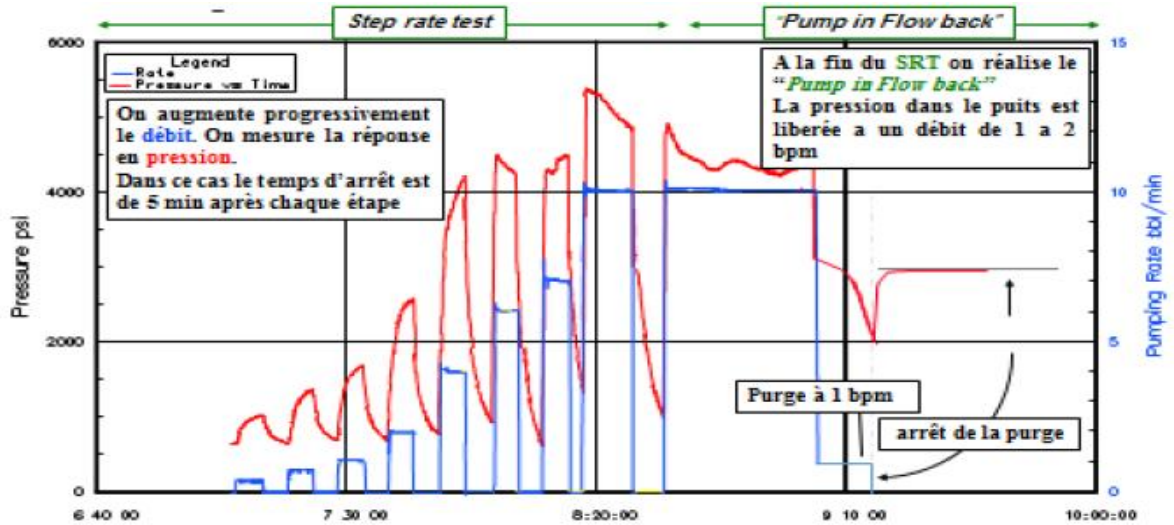


Fig. II.7. Illustration de la procédure du test de débit par Incrément

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 :

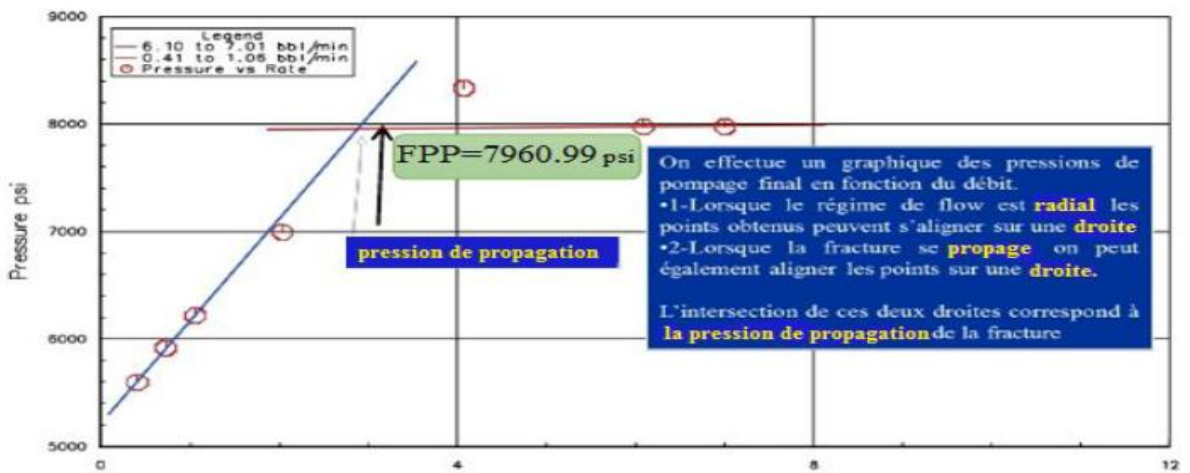


Fig. II.8. Détermination de pression de propagation de la fracture (FPP).

II.6.2.2. 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.

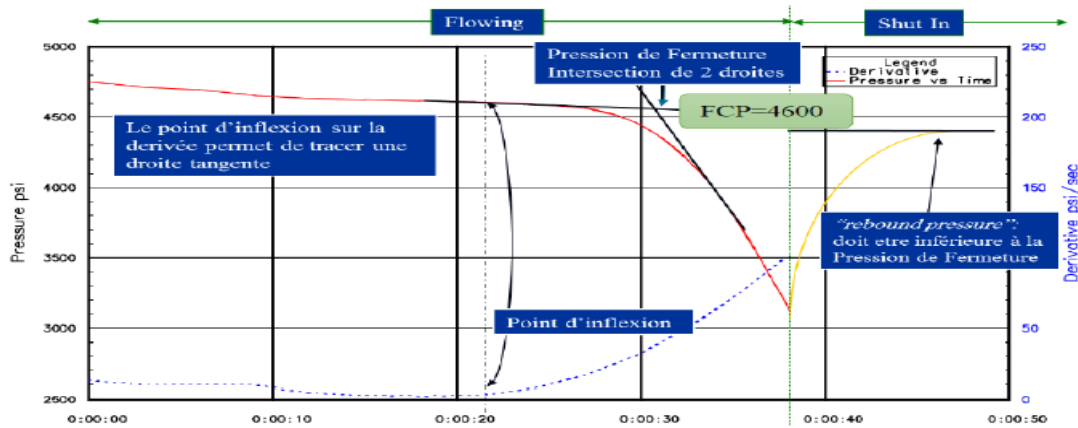


Fig. II.9. Détermination de la pression de fermeture (FCP).

II.6.2.3. 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 :

- Étape mini frac, qui permet de déterminer le modèle de propagation.
- Étape fall-off ou chute de pression après mini frac, qui permet de déterminer :
 - 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.

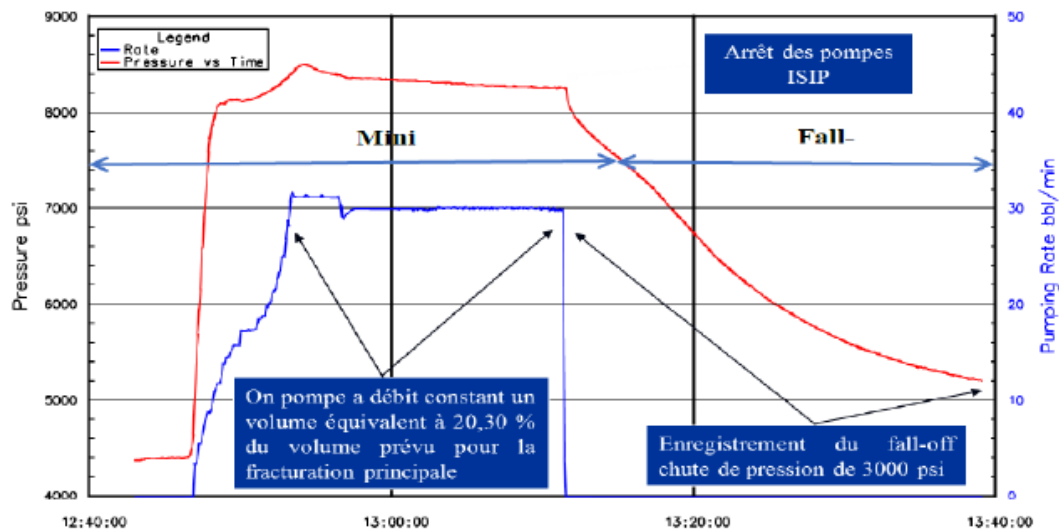


Fig. II.10. Test de déclin de pression.

II.6.3. Traitement principal ou fracturation proprement dite (Main 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 fracture 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 dégorgier.

II.6.4. Dégorgement de puits après le traitement :

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

- ✓ Certains recommandent de dégorgier 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.7. Analyses d'une fracturation hydraulique :

II.7.1. Evolution de la pression au cours de traitement :

Après l'exécution du traitement, il faut toujours évaluer et analyser les résultats, afin de définir l'efficacité du traitement, cette analyse peut être basée sur l'analyse des résultats obtenus à partir du Data FRAC pour la correction du modèle de design afin d'exécuter le travail dans les meilleures conditions, les méthodes les plus appliquées sont les suivantes :

II.7.1.1. Analyse du déclin de pression :

Il y a différentes méthodes pour la détermination de la pression de fermeture (FCP), car souvent il est très difficile de repérer le changement du gradient sur la courbe du déclin de pression, ou il y a plus d'une pression de fermeture après l'arrêt de pompage (plusieurs points d'inflexions).

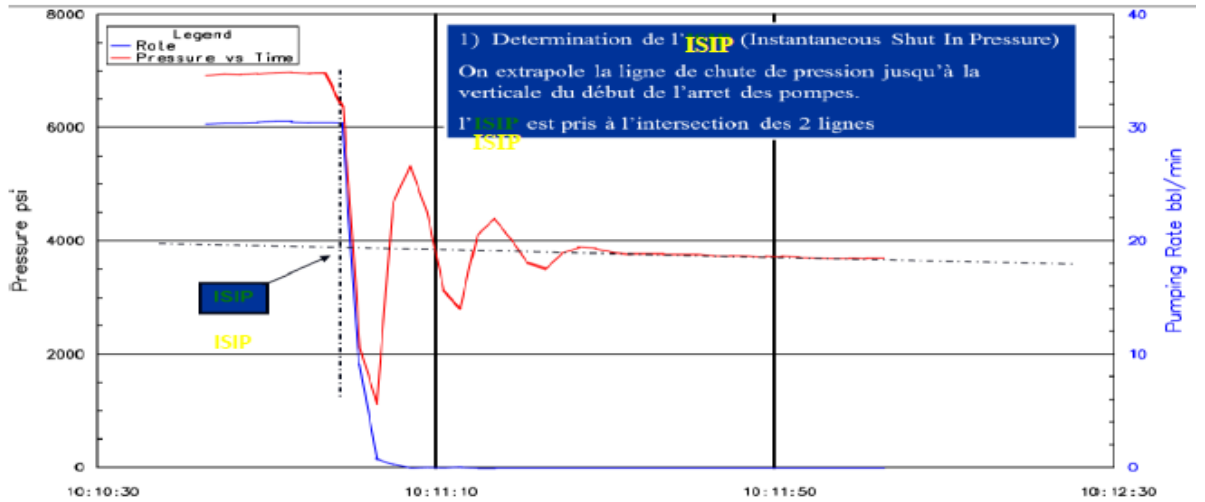


Fig. II.11. Illustration de la méthode de détermination de L'ISIP.

Afin d'aider à déterminer les pressions de fermeture sur la courbe de déclin de pression, Diverses méthodes ont été développées dans ce sens, on cite :

Description	Symbole	Equation
Temps general	T	Le temps depuis le début du pompage
Temps de pompage	t_p	Le temps de pompage
Temps d'arrêt de pompage	t_s	Le temps à partir l'ISIP
Delta Time	Δt	$t - t_p$
Square Root Time		t
Nolte Time or Dimensionless Time	Δt_D	$(t - t_p) / t_p$
G Function	$G(\Delta t_D)$	Fonction adimensionnelle

Tableau II.1. Fonctions du temps utilisées pour déterminer FCP.

A) Méthode de la racine carrée du temps (square root of time):

Dans cette méthode, on analyse le déclin de pression à partir de l'arrêt du pompage en Fonction de la racine carrée du temps.

D'une façon générale, la courbe ci-dessous montre que l'évolution du BHP est proportionnelle à la racine carrée du temps (\sqrt{t}), avant la fermeture de la fracture, on doit

Avoir le déclin de pression comme une droite.

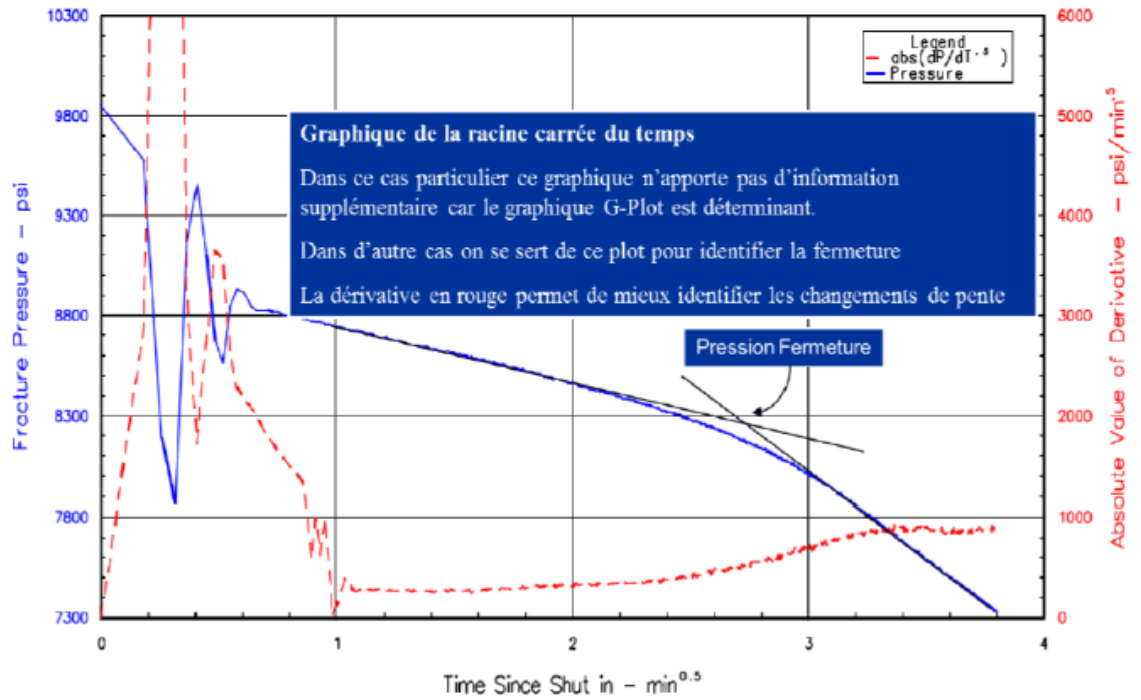


Fig. II.12. Illustration de la méthode de la racine carrée du temps.

B) Méthode de la fonction G :

Pour analyser le déclin de pression et la détermination non seulement de la pression de fermeture mais aussi la filtration du fluide et la géométrie de la fracture, Nolte a défini une relation entre la BHP et une fonction G, le développement de cette fonction adimensionnelle est basé sur les hypothèses suivantes :

- Coefficient de filtration est constant pendant la fracturation.
- Hauteur de la fracture est constante, donc, elle s'applique pour les modèles 2D.
- Débit constant.
- Pas de propagation de la fracture quand le pompage est arrêtée.

La fonction G est une fonction de temps exprimée de la manière suivante

$$\begin{cases} G(\Delta t_D) = \frac{16}{3\pi} [(1 + \Delta t_D)^{3/2} - \Delta t_D^{3/2} - 1] \\ G(\Delta t_D) = \frac{4}{\pi} [(1 + \Delta t_D) \sin^{-1}(1 + \Delta t_D)^{-1/2} - \Delta t_D^{1/2} - \frac{\pi}{2}] \dots\dots\dots(\text{II.10}) \end{cases}$$

Cette fonction G forme une relation linéaire avec la pression au cours de la fermeture de la fracture, La figure suivante montre un cas typique du déclin de pression en fonction de la fonction G et la pente de la droite obtenue est :

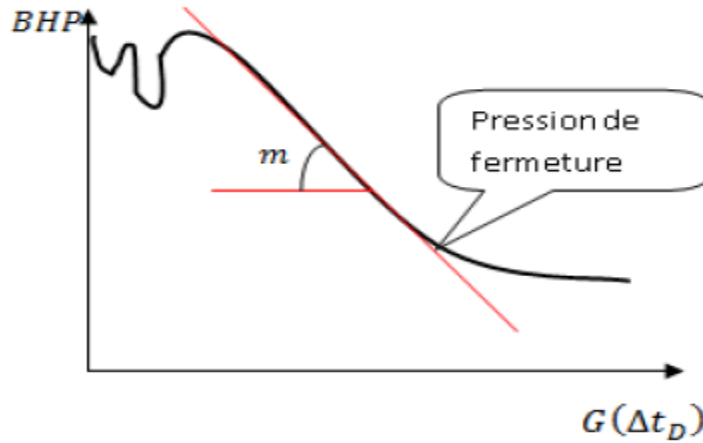


Fig. II.13. Déclin de pression en fonction G (ΔTD).

II.7.1.2. L'efficacité du fluide (η) :

L'efficacité 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. A partir de la fonction G, l'efficacité du fluide peut facilement être déterminée : [25]

$$\eta = \frac{V_f}{V_l} = \frac{v_f/v_l}{1 + v_f/v_l} = \frac{G(\Delta t_c)}{2 + G(\Delta t_c)} \dots\dots\dots(\text{II.11})$$

$$v_f/v_l = \begin{cases} (1+\Delta t_{cD})^{3/2} - \Delta t_{cD}^{3/2} - 1 \\ \frac{2}{\pi} \left[(1+\Delta t_{cD}) \sin^{-1} (1 + \Delta t_{cD})^{-1/2} + \Delta t_{cD}^{1/2} - \frac{\pi}{2} \right] \end{cases} \dots\dots\dots(\text{II.12})$$

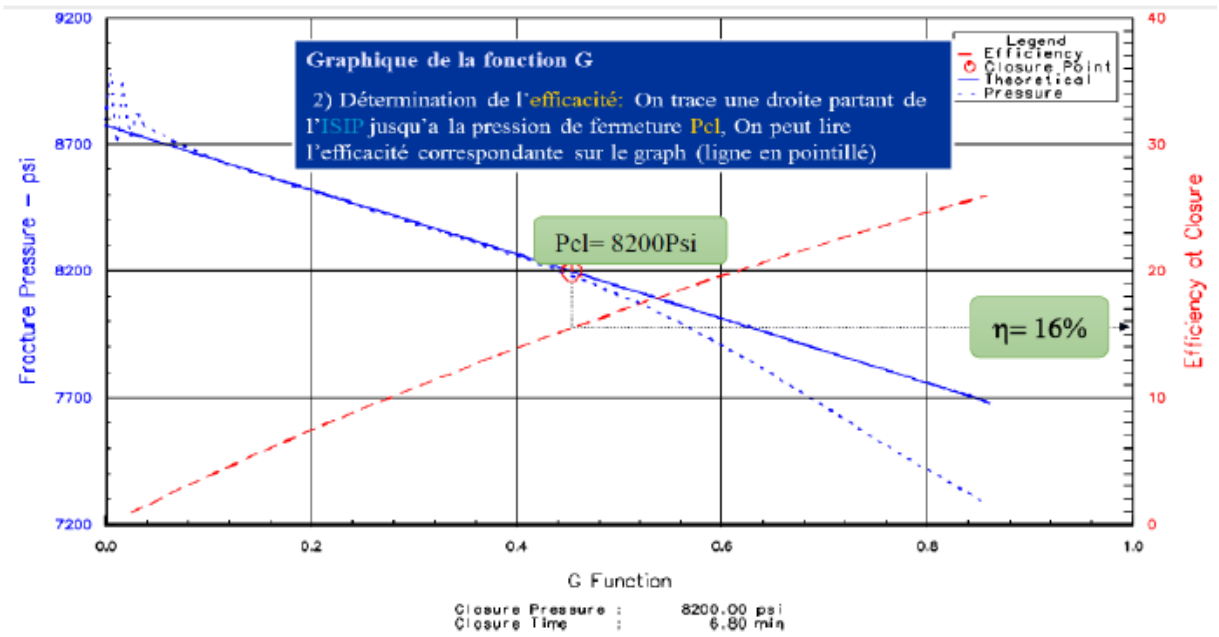


Fig. II.14. Détermination de l'efficacité du fluide Traitement avec la fonction (G).

II.7.1.3. Coefficient de filtration : [25]

Le coefficient de filtration est donné par :

$$C_l = \frac{m\beta}{r_p E' \sqrt{t_p}} X \quad \dots\dots\dots(\text{II.13}) \quad X = \begin{cases} h_f & \text{PKN} \\ x_f & \text{KGD} \\ 32/3\pi^2 R & \text{Radial} \end{cases} \quad \dots\dots\dots(\text{II.14})$$

Avec β est le rapport de la pression nette moyen à la pression nette aux abords du puits
 Exprimé comme suit :

$$\beta = \begin{cases} (n+2) / (2n+3+a) \\ 0.9 \\ 3\pi^2 / 32 \end{cases} \quad \dots\dots\dots(\text{II.15})$$

Où a dépend de la viscosité de fluide de fracturation généralement estimé à 1. Et E' le plan de contrainte de module de Young peut être déterminé par

$$E' = \frac{E}{(1 - \nu)} \quad \dots\dots\dots(\text{II.16})$$

Géométrie de la fracture :

La géométrie de la fracture pour une demi- longueur est déterminée comme suit :

$$A_{fract} = \frac{(1-\eta)V_{inj}}{2G(\Delta t_D=0)C_L r_p \sqrt{p}} \dots\dots\dots(\text{II.17})$$

Avec : $G(\Delta t_D=0) = 4/3$
 La demi-longueur de la fracture

$$A_{fract} = \begin{cases} 2x_f h_f \\ x_f h_f \\ \pi R_f^2 \end{cases} \dots\dots\dots(\text{II.18})$$

La largeur de la fracture :

$$w_f = \frac{2G(\Delta t_D=0)C_L r_p \sqrt{t_p} \eta}{1-\eta} \dots\dots\dots(\text{II.19})$$

Avec

C_L : Coefficient de filtration ft.

h_f : Hauteur de la fracture.

h : la hauteur de filtration (ft).

m : La pente ou le gradient est constant. d_p/dg

V_f, V_L : Le volume de la fracture et le volume filtré respectivement.

Δt_{cD} : Le temps de fermeture (t_c) sur le temps de pompage (t_p) et : $r_p=h / h_f$

II.8. Conclusion :

Comme nous pouvons remarquer le but de la fracturation est de créer un canal à haute perméabilité dans le réservoir afin d’augmenter l’injectivité ou la productivité donc la récupération, par conséquent une bonne participation à la production globale. Cependant les avantages sont considérables par comparaison aux inconvénients, on peut souligner ceux-ci, l’augmentation de temps de récupération grâce à l’amélioration de l’indice de productivité, la modification des certaines propriétés pétro physiques de la roche.

Chapitre III

*Analyse et modélisation de puits
candidats sélectionné OKS 32*

III.1. Introduction :

La chute de production enregistrée ces dernières années dans certains puits, nécessite un programme d'intervention efficace basé sur des études et des analyses détaillées de la situation actuelle. Parmi les solutions proposées par les services d'engineerings et d'intervention; la stimulation par fracturation hydraulique. La décision de fracturer un puits est passé par un travail collectif entre le service réservoir, géologie et intervention, pour rassembler toutes les informations nécessaires à l'étude. Ceci c'est dans le but d'assurer une bonne sélection du puits candidat à la fracturation hydraulique

III.2. Généralité et objectif du puits OKS 32 :

L'implantation du puits OKS 32 est dégagée dans le cadre de l'étude réalisée pour l'optimisation du plan de développement du champ de Benkahla. L'objectif principal TAG Série Inférieur.

Il a été foré en 06/05/2015 par l'appareil TP 184 et complété le 02/07/2015 par tubing 3"1/2 ancré vers la cote 3184.90 m et liner 4"1/2. Les intervalles de perforations sont les suivants :

- (3419.00 à 3426.00)
- (3413.50 à 3415.00)
- (3409.50 à 3411.00)
- (3407.50 à 3408.50)

Il a été mis en production le 12/11/2015 avec un débit moyen de 1.99 m³/h sur une Duse de 6.74 mm, et une pression en tête de 34.1 kg/cm² qui ne cessait de diminuer après 5 mois de production.

Le 08/05/2016 a été effectué un jaugeage, enregistrant un débit de 1.23 m³/ h avec une pression de tête 17.60 kgf/ cm² sous une Duse de 6.74 mm.

Après une opération d'acidification due le 25/05/2016 on a été enregistré une chute de débit a 0.8 m³/h avec une pression en tête 19.5 kgf/ cm² sous une Duse de 6.74 mm.

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 lamatrice pour le premier cas et d'aller au-delà de l'endommagement dans le second cas. Et pour atteindre cet objectif, on a essayé d'analyser toutes les données nécessaires des tests de mesure ainsi que l'historique des opérations effectuées sur le puits pour avoir plus de détail sur l'état réel de ce dernier.[29]

III.3. Opération réalisée sur le puits :

Le tableau ci dessous présente les dernières opérations réalisé sur le puits OKS 32 :

Puits	Date	Type Opération	Société Service
OKS 32	08-Nov-15	kick off	BJSP
OKS 32	12-Nov-15	kick off	BJSP
OKS 32	25-May-16	acidification	SLB_COPS
OKS 32	26-May-16	acidification	SLB_COPS
OKS 32	27-May-16	acidification	SLB_COPS
OKS 32	03-Jun-16	acidification	SLB-COPS
OKS 32	04-Jun-16	acidification	SLB-COPS
OKS 32	05-Jun-16	kick off	SLB-SPS

Tableau III.1. Opérations réalisé sur le puits OKS32

III.4. Analyse de la production avant fracturation hydraulique :

III.4.1. Historique de la production d'huile :

L'analyse des données de jaugeage et de production mensuelle avant l'opération de fracturation hydraulique, nous permet d'avoir une idée sur le suivi d'exploitation de puits.

Les tableaux ci dessous donnent les derniers jaugeages réalisés sur le puits OKS 32 :

Date	Pt	Duse	P _{aval}	Densité huile	Q Gas	Q huiles	Salinité eau	Salinité huile	GOR	V ₋ BSW	W cut
28/12/2015	34,1	6,74	19	0,80	452,3	1,999	0	35	226	0,006	0,05
08/05/2016	17,60	6,74	20	0,80	190,4	1,231	0	52	155	0,003	0,04
28/07/2016	19,20	6,74	17,6	0,81	112,0	0,803	0	58	140	0	0

Tableau III.2. Jaugeage avant fracturation hydraulique

Tableau III.3. Evolution de la production mensuelle avant fracturation hydraulique. [29]

Date	Temps _ Production	OIL	PERTES
01/11/2015	436.50	916.00	1.00
01/12/2015	744.00	1487.00	0.00
01/01/2016	715.50	1645.00	0.00
01/02/2016	507.25	984.00	0.00
01/03/2016	744.00	1339.00	0.00
01/04/2016	720.00	1281.00	0.00
01/05/2016	702.00	723.00	4.00
01/06/2016	350.00	352.00	2.00
01/07/2016	744.00	597.00	0.00
01/08/2016	744.00	597.00	0.00
01/09/2016	609.00	366.00	0.00
01/10/2016	269.50	531.00	1.00

Tableau III.3. Evolution de la production mensuelle avant fracturation hydraulique. [29]

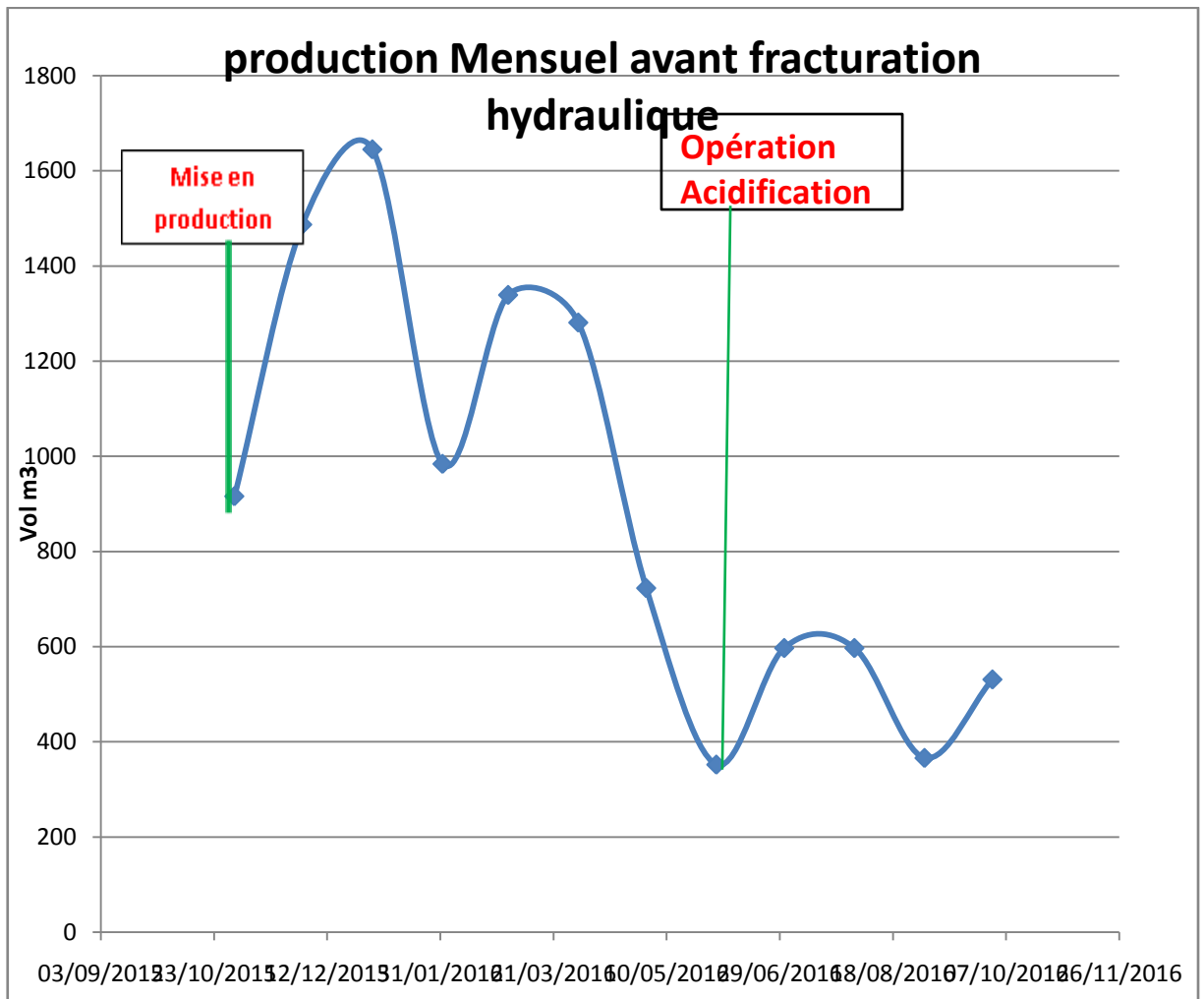


Fig. III.1. Evolution de la production mensuelle avant fracturation hydraulique [28]

III.4.2. Interprétation de l'évolution de la production mensuelle :

La variation de la production du puits OKS 32 depuis la date de mise en service au 20/11/2016 (avant fracturation hydraulique) subit sur deux phases :

- 23/10/2015 au 10/05/2016 : Enregistré une chute de la production vue la faible Perméabilité (réservoir Tight) et l'endommagement de la formation (skin positif).
- 10/05/2016 au 20/11/2016 : après le traitement matriciel par acidification on n'a enregistré aucune amélioration dans la production, Il est donc normal de la nécessité d'augmenter la productivité du réservoir par d'autre opération de stimulation (fracturation hydraulique).

III.5. Etude réservoir engineering :

III.5.1. Distribution de Pression au champ BEN KAHLA West :

Le puits OKS 32 est un puits producteur d’huile, il est situé dans le champ de Ben Kahla, ainsi que ce puits se trouve dans une zone ayant une pression de gisement moyenne 325 Kg/cm² (voir figure III.2)

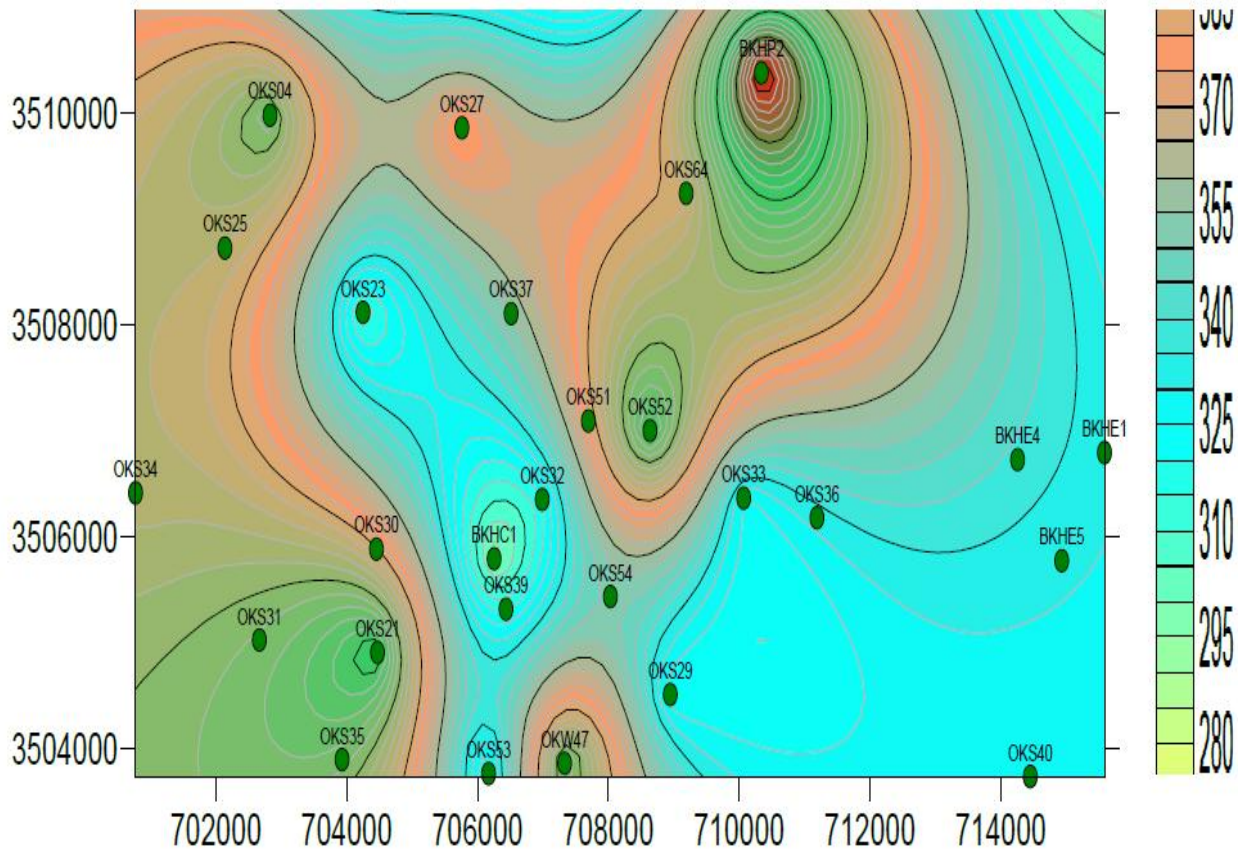


Fig. III.2. Carte répartition de pression du champ BENKAHLA. [29]

III.5.2. Variation de la pression du puits OKS 32 avant opération de fracturation :

Avec l'absence de maintien de pression de la zone considérée (Ben Kahla), la perte de pression au cours de temps est évidente. Cette perte est localisée principalement proche de wellbore, l'estimation de ces pertes se fait à travers la pression en tête et au fond dynamique. Un endommagement proche de wellbore provoque une chute de cette dernière. Ceci montre que la pression est en relation direct avec le degré d'endommagement (skin).[29]

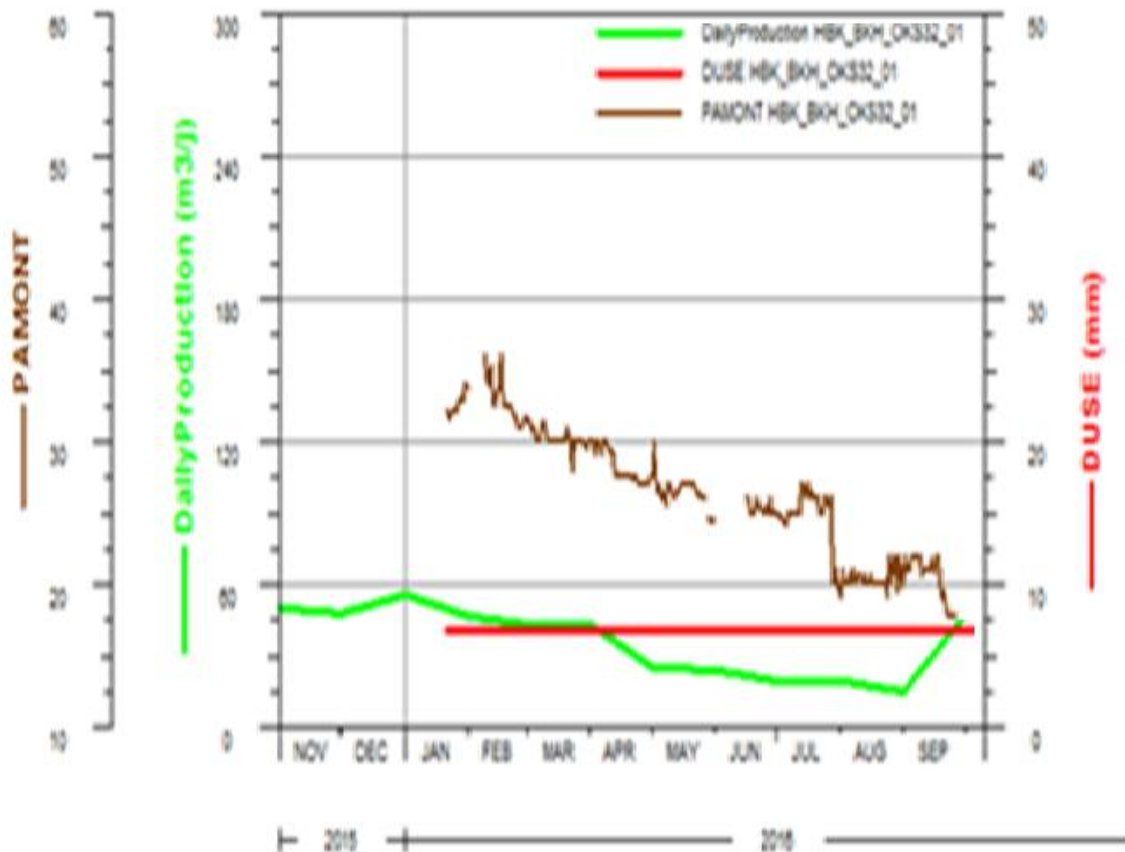


Fig. III.3. variation de la pression du puits OKS 32 avant l'opération de fracturation hydraulique

III.5.3. Analyse et interprétation du test de Build Up :

III.5.3.1. Test build up due 28/01/2016 au 09/02/2016:

Le but de cet essai de puits est de vérifier l'état des abords du puits (taux d'endommagement), de s'enquérir de l'évolution de la pression du gisement, après 79 jours de production, de déduire les caractéristiques pétro physiques de la formation dans l'aire d'influence du puits, notamment la perméabilité moyenne, d'évaluer l'Indice de Productivité (IP) du puits, de

connaître la nature des limites de la structure, et par la même avoir une idée sur l'étendue du volume de drainage.

Par ailleurs, la connaissance du skin et de l'Indice de Productivité actuel nous permettra de faire un choix adéquat pour d'éventuelles actions à entreprendre, pour maintenir, voire amélioré, la productivité du puits.[28]

Les tableaux ci dessous donnent tous les tests réalisés sur le puits OKS32 (PFD, PFS) :

Profondeur (m)	PFD (kgf/cm²)	GPD (kgf/cm²/m)	TFD (°C)	GTD (°C/100 m)
0	32,463	-	20,55	-
500	46,951	0,029	38,12	3,51
1000	65,948	0,038	50,18	2,41
1500	92,613	0,053	60,95	2,15
2000	123,539	0,062	74,84	2,78
2500	156,464	0,066	86,12	2,26
3000	189,244	0,066	94,71	1,72
3395	217,051	0,070	100,47	1,46

Tableau III.4. Pression et température de fond dynamiques (PFD). [28]

GPD moy = **0,054** kg/cm²/m, le long de la colonne de production (SAS-Fond).

GPD moy = **0,068** kg/cm²/m, (3000 @ 3395 m).

GTD moy = **2,32** C°/100m, le long de la colonne de production.

PFD = **217,05** kg/cm² @ 3395m (cote de mesure).

Soit **223,21** kg/cm² @ la cote de référence -3300m, pour un gradient de pression de 0,07.

PFD = **218,57** kg/cm² @ 3416,75m (cote Mi-perfs), pour un gradient de pression de 0,07.

Profondeur (m)	PFS (kgf/cm²)	GPS (kgf/cm²/m)	TFS (°C)	GTS (°C/100 m)
0	81,392	-	22,72	-
500	108,072	0,053	33,86	2,227
1000	143,099	0,070	46,38	2,506
1500	175,526	0,065	56,29	1,980
2000	209,422	0,068	68,93	2,528
2500	242,571	0,066	83,62	2,938
3000	276,319	0,067	91,67	1,611
3395	306,829	0,077	99,56	1,996

Tableau III.5. Pression et température de fond statiques (PFS). [28]

GPS moy = 0,067 kgf/cm²/m (Le long de toute la colonne de production).

GTS moy = 2,25 °C/100 m (Le long de toute la colonne de production).

PFS = 306,83 kgf/cm² @ 3395 m ; soit 312,72 kgf/cm² @ -3300 m (cote de référence).

Niveau statique : en surface.

III.5.3.2. Résultats de l'interprétation du test de puits :

A) Résultats sur le plot log-log :

Paramètres du modèle.

C	: 0.0623 m ³ / (kgf/cm ²).	K moy	: 5, 52 md
Skin	: +5.72	ΔP (skin total)	: 44.95 kgf/cm ² .
Pi	: 319.76 kgf/cm ² .		:

B) Résultats sur le plot semi-log :

K	: 6.7 md	P*	: 317.155 kgf/cm ² .
Skin	: +8.31	ΔP skin	: 53, 84 kgf/cm ² .

C) L'index de productivité (IP), et Rendement d'écoulement (RE) :

IP actuel = $Q_o / (PFS - PFD)$ III. 1.

IP actuel = 0.5343 [m³/j]/[kgf/cm²].

IP idéal = $Q_o / (PFS - PFD - \Delta Skin)$ III. 2.

IP idéal = 1,328 [m³/j]/ [kgf/cm²].

RE = IP actuel / IP idéal = 0,4020 III. 3.

Soit un rendement d'écoulement de 40,20%. [29]

III.5.3.3 Recommandations :

- En raison de la faible perméabilité et effet skin positif sa nécessite l'acidification du Puits.
- Et étudier la possibilité de stimuler le puits par une fracturation hydraulique

III.6. Interprétation pétro physique et géologique :

III.6.1 Analyse pétro physique (Porosité et perméabilité) :

L'interprétation des diagraphies nous montre que :

- Le TAG T2 compact argileux et sans intérêt pétrolier
- Le réservoir principal TAG série inférieur présent une épaisseur totale de 55 m

Dont 36 m est total gréseux et 9 m grés utile .Ce réservoir se subdivisé en trois partie distinctes :

- Une partie sommitale allant de 3389 à 3412.5 soit 23.5 m compact et argileuse ou les points MDT sont avérés Tight, avec un banc gréseux de 1.5 m ayant de bonnes caractéristiques pétro physique
- Une partie centrale de 3412.5a 3429 soit 16.5 m, qui présente de bonnes caractéristique pétro physique le MDT enregistré 327.97 kgf/cm² à la cote 3425 m et 327.39 kgf/cm² a 3414 m
- Une partie basale allant de 3431 à 3443m soit 12 m compact et argileux qui présente de faible caractéristique pétro physique ou les points MDT sont avéré tight.

Le tableau ci-dessous représente les paramètres pétro physique de chaque band

pay interval listing for zone : TAG SERIE INFERIEURE					
Top (m)	Bottom (m)	net (m)	PHIE (%)	sw(%)	VWcl (%)
3388.91	3391.96	0.39	14	36.5	8.8
3392.72	3393.49	0.24	8.3	60.5	9.6
3398.06	3399.58	0.46	8.4	57.9	11.3
3403.54	3412.69	1.52	10	33.1	2.7
3413.45	3429.15	6.47	11.8	37.8	7
valeur moyennes		9.08	11.4	37.6	6.5

Tableau III.6. Paramètre petro physique [28]

III.6.2. Modulaire Dynamique formation Tester :

Suite au résultat dans la majeure partie de la SI, ce réservoir peut être candidat à la fracturation hydraulique plus tard. Le contact WOC n'a pas été rencontré dans ce sondage, le mur de la série inférieur est situé à 3260m soit 64 m au-dessus du contact théorique (-3324m).

Le tableau ci-dessous représente les résultats de la Modulaire Dynamique formation Tester

N°	Profondeur (m)	Pression (kgf/cm ²)	Remarques	Formations
1	3427.5	-	Tight	TAG-SI
2	3425	327.97	Good	
3	3422	327.67	Good	
4	3417.5	-	Tight	
5	3414	327,39	Good	
6	3409.5	-	Tight	
7	3407.5	-	Tight	
8	3405.5	-	Tight	
9	3401	-	Tight	
10	3398.5	-	Tight	
11	3391	-	Tight	
12	3389	-	No seal	
13	3390	-	Tight	
14	3397	-	No seal	

Tableau III.7.Modulaire Dynamique formation Tester (MDT) du 25/06/2015.[28]

III.7. Analyse de la production après l'opération de fracturation

hydraulique :

Suite des interprétations de l'évolution de production mensuelle et de géologique et petro physique ainsi que du test Build up ; Il s'avère nécessaire d'intervenue par une opération de fracturation hydraulique qui a été effectué le 17/11/2016 par la compagnie **BJSP**.

III.7.1. Historique de la production d'huile :

Des tests de jaugeage ont été effectué après fracturation hydraulique, nous permet d'avoir une idée sur le suivi d'exploitation de puits. Le tableau ci-dessous donne les derniers jaugeages réalisés sur le puits OKS 32 :

Date	Pt	Duse	P aval	Densité	Q Gas	Q huiles	Salinité eau	Salinité huile	GOR	B S W	W cut
20/11/16	40,7	6,74	19,2	0,81	1712,7	3,461	0	947	165	0	0
20/05/17	36.9	12.7	19,2	0,81	1712,7	7.16	0	222	165	0	0

Tableau III.8.Jaugeage [28]

III.7.2. Interprétation de l'évolution de la production mensuelle :

- 20/11/2016/ au 20/05/2017 : enregistrement une amélioration dans la Production du puits montre la réussite de l'opération de fracturation hydraulique.

20/05/2017 à ce jour vue l'augmentation de la pression en tête plus 40 bar sa nécessite le changement de la Duse 6.74 avec une Duse de 12.7 mm qui permet réduire les pertes de charge et l'augmentation de la production. [28]

Date	Temps - Production	OIL	PERTES
01/11/2016	715.00	2475.00	0.00
01/12/2016	744.00	2565.00	0.00
01/01/2017	744.00	2530.00	0.00
01/02/2017	672.00	2298.00	0.00
01/03/2017	744.00	2455.00	0.00
01/04/2017	720.00	2304.00	0.00
01/05/2017	744.00	5327.00	0.00
01/06/2017	720.00	5126.00	0.00
01/07/2017	744.00	5282.00	0.00
01/08/2017	744.00	5141.00	0.00
01/09/2017	720.00	4800.00	0.00
01/10/2017	744.00	4980.00	0.00

Tableau III.9. Evolution de la production mensuelle après fracturation hydraulique. [28]

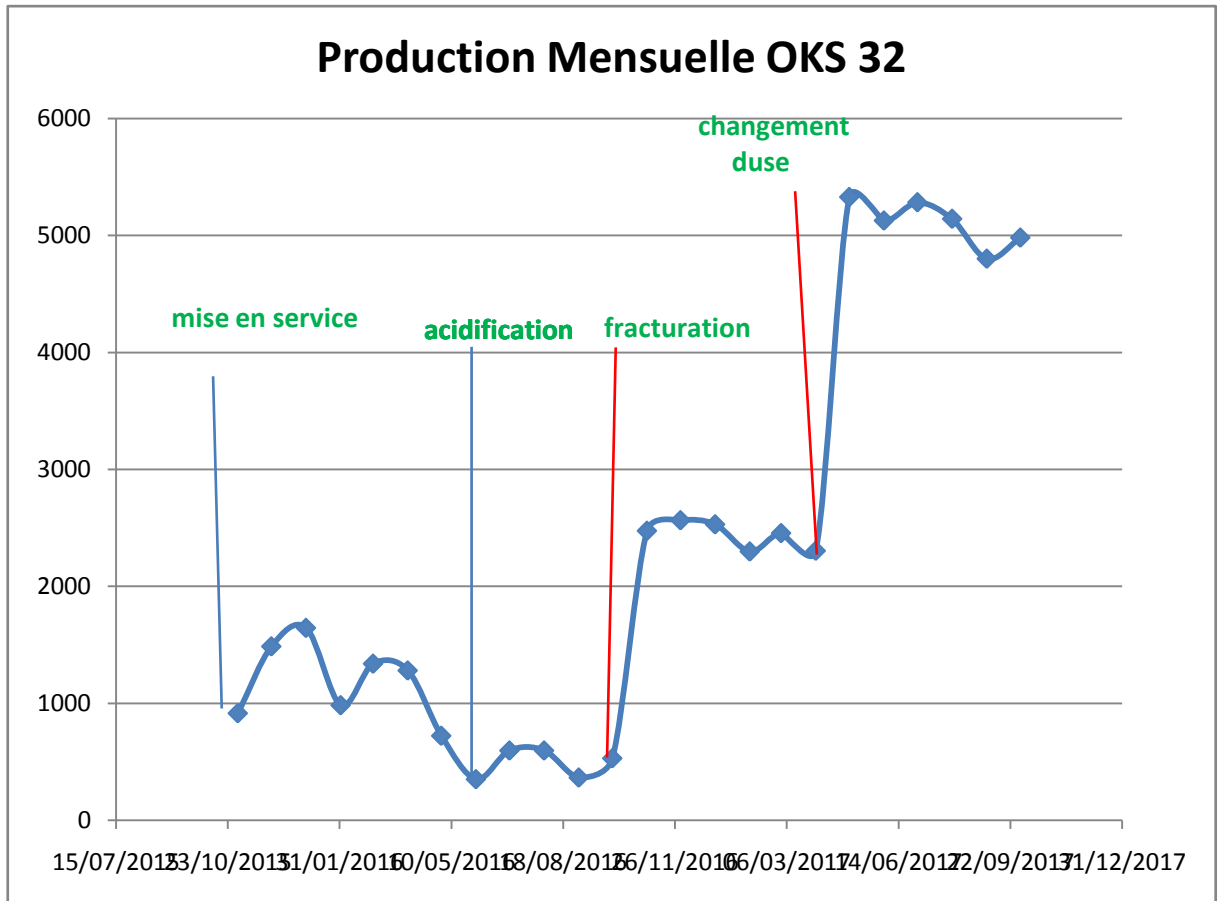


Fig. III.4. Évolution de la production mensuelle [28]

III.8. Analyse de performance de puits :

L'Analyse nodale est utilisée pour évaluer un système de production complet (commençant par la pression statique de réservoir, et finissant avec le séparateur) et prévoir le débit. C'est une technique d'optimisation qui peut être employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer la performance du puits. Elle est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz, depuis qu'elle a été introduite par Gilbert dans les années 50.

III.8.1. Modélisation du puits :

Il s'agit dans un premier temps de modéliser l'apport (IPR) du réservoir et les pertes de charge à travers le tubing de production (VLP), et dans un deuxième temps faire une étude de sensibilité en variant la valeur du skin de notre puits endommagé, afin de prévoir la performance du puits et sa candidature au traitement de fracturation hydraulique et de déterminer par la suite l'apport de ce traitement en terme de gain en production.

Lors de la production, plusieurs types de pertes de charges freinent l'écoulement du fluide du réservoir jusqu'à la surface, diminuant ainsi la production et participant à la chute de pression.

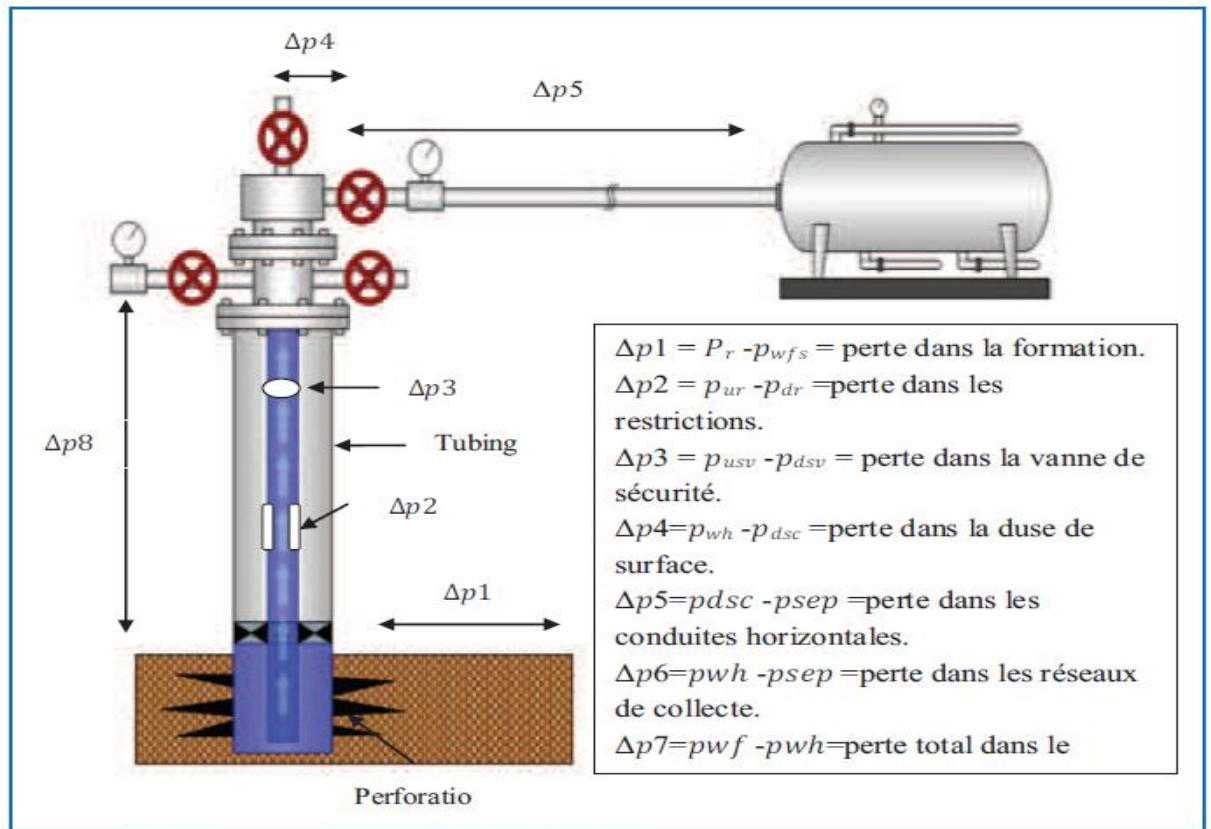


Figure III.5. les différentes pertes de charges dans le système de production

L'analyse nodale est dérivée du nœud, dans le système de production, un nœud est un point quelconque entre le réservoir et le séparateur où la pression peut être calculée en fonction de débit.

Le système de production est divisé en 2 segments :

1. L'In flow : Segment qui comprend tous les composants entre le réservoir et le nœud.
2. L'Out flow : Segment qui comprend tous les composants entre le nœud et le séparateur.

Une fois qu'on sélectionne le nœud, la pression a ce dernier est déterminée par :

In flow: $P_{\text{nœud}} = P_u - \Delta P_u$ III.4.

Out flow: $P_{\text{nœud}} = P_d - \Delta P_d$III.5.

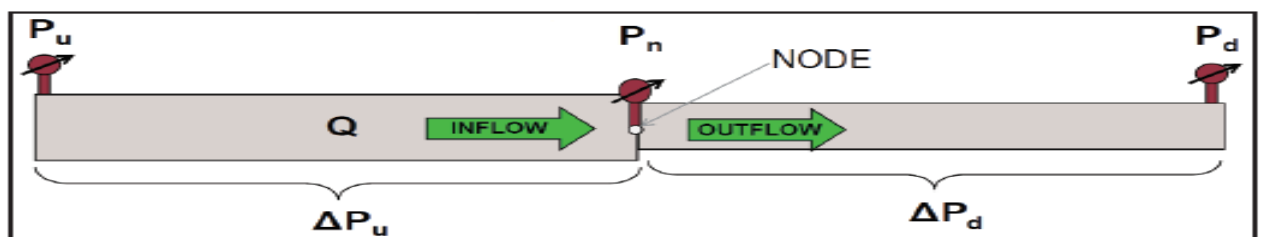


Fig. .III.6. La pression de nœud

Le point d'intersection des deux courbes In flow et Out flow sur un même graphe donne le point de fonctionnement du puits, ce point détermine la capacité de débit de système de production.

III.8.2. Inflow performance relationship (IPR):

Pour simplifier la loi de l'IPR il est nécessaire de prendre en considération le type d'écoulement.

III.8.2.1 Ecoulement monophasique dans le réservoir (équation de Darcy) :

On dit qu'un écoulement est monophasique, lorsque la pression de fond (Pwf) est Supérieure à la pression de bulle (Pb), Pwf > Pb.

Cet écoulement peut être défini par la loi de Darcy

$$Q = \frac{7,08 \times 10^{-3} \times kh(p_r - p_{wf})}{\mu_0 \beta_0 \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0,75 + s \right]} \dots \dots \dots \text{III.6.}$$

III.8.2.2. Ecoulement diphasique dans le réservoir (équation de Vogel) :

La courbe de l'IPR, pour un écoulement diphasique (liquide + gaz), est donnée par l'équation de Vogel. Cette équation est appropriée pour un gisement d'huile en présence du gaz, et où (Pr < Pb). Vogel a obtenu l'équation suivante

$$\frac{Q_0}{Q_0 (\text{max})} = 1 - 0,2 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right) - 0,8 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2 \dots \dots \dots \text{III.7.}$$

III.8.2.3. Combinaison de l'écoulement monophasique et diphasique :

L'utilisation de l'équation de Vogel donne des bons résultats dans le cas où la pression de réservoir (Pr) est inférieur à la pression de bulle Pb, (Pr < Pb), et l'équation de Darcy dans le cas où la pression de bulle est inférieur à la pression de fond dynamique Pwf > Pb.

$$q_0 = q_b + \left(\frac{IP \times p_b}{1,8} \right) \left[1 - 0,2 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right) - 0,8 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right)^2 \right]$$

$$q_b = IP(p_r - p_b) \quad \text{(III. 5)} \quad \dots \dots \dots \text{III.8}$$

III.8.3. Tubing performance curves (TPC) (vertical lift performance (VLP) :

Elle représente la capacité de tubing de ramener le fluide depuis le fond de puits jusqu'à la tête de puits, la courbe TPC exprime le débit de fluide en fonction de la pression de fond dynamique pour l'écoulement dans le tubing, le tracé de cette courbe repose principalement sur le calcul des pertes de charge dans le tubing.

Ce courbe est appelée courbe de performance du tubing (TPC). Chaque point de la courbe donne la pression requise au fond du puits P_{wf} pour produire un débit donné à la surface. Pour pouvoir alors établir cette courbe de performance de l'*Out flow*, il faut impérativement comprendre et connaître les types d'écoulement dans la conduite verticale (tubing)

III.8.3.1. L'évolution des études sur les courbes *Out flow* (VLP) :

Poettmann et Carpenter, en 1952, ont été les auteurs d'une évolution dans le domaine en établissant des corrélations plutôt que des courbes de gradient de pression. C'était là, la première approche mathématique qui a d'ailleurs, donné de bons résultats sur une marge de conditions d'écoulement plutôt importante. Les courbes de gradient de pression dessinées à partir de ces corrélations ont été largement utilisées pour le design des installations de gas-lift.

III.8.3.2. Les différentes corrélations de TPC :

- A) Corrélation de *Duns & Ros*
- B) Corrélation de *Hagedorn & Brown*
- C) Corrélation d'*Orkiszewski*
- D) Corrélation de *Beggs & Brill*

N.B : En générale les corrélations de *Orkiszewski* et *Hagedorn & Brown* sont valable pour les puits verticaux, avec ou sans water-cut, et devraient donc être considérées également comme le premier choix dans ce puits. Comme mentionné précédemment, la corrélation de *Duns & Ros* n'est pas applicable pour les puits avec water-cut, la corrélation de *Beggs & Brill* applicable pour les puits inclinés, avec ou sans water-cut, et elle est actuellement le meilleur choix disponible pour les puits déviés. Toutefois, la méthode peut également être utilisée pour les puits verticaux comme le dernier choix.

III.8.4. Application du PROSPER dans l'étude du puits OKS 32 :

On utilise le software "*Prosper*" pour établir la courbe de performance de ce puits, et pour prévoir le débit optimal. Passe par les étapes suivantes :

- Modélisation du puits en prenant comme données de bases, les résultats d'un récent *Build up* et rapport de complétion en date de l'essai.
- Le graphique ainsi obtenu est considéré comme cas de base.
- Le jeu sur la case "sensitivités" permet d'introduire plusieurs valeurs différentes de skin, ce qui permet d'avoir plusieurs courbes d'in flow différentes et donc plusieurs points de fonctionnements différents.

III.8.4.1. In flow performance relationship (IPR) (avant fracturation hydraulique) :

Champ Ben Kahla où se trouve le puits OKS32 est caractérisé par une pression de réservoir initiale supérieure à la pression de bulle ($P_r > P_b$) et ($P_b < P_{wf}$) ($P_b = 190$ bar) donc l'écoulement est monophasique ce qui justifie l'utilisation de la méthode Darcy.

Pour avoir un modèle fiable représentant l'écoulement, il est préférable d'intégrer les données PVT des effluents de ce puits, on a opté pour Black Oil Model et qui est compatible avec notre fluide de réservoir, ce qui permet de déterminer le débit maximale de puits (AOFP=4.60 Sm³/h).[29]

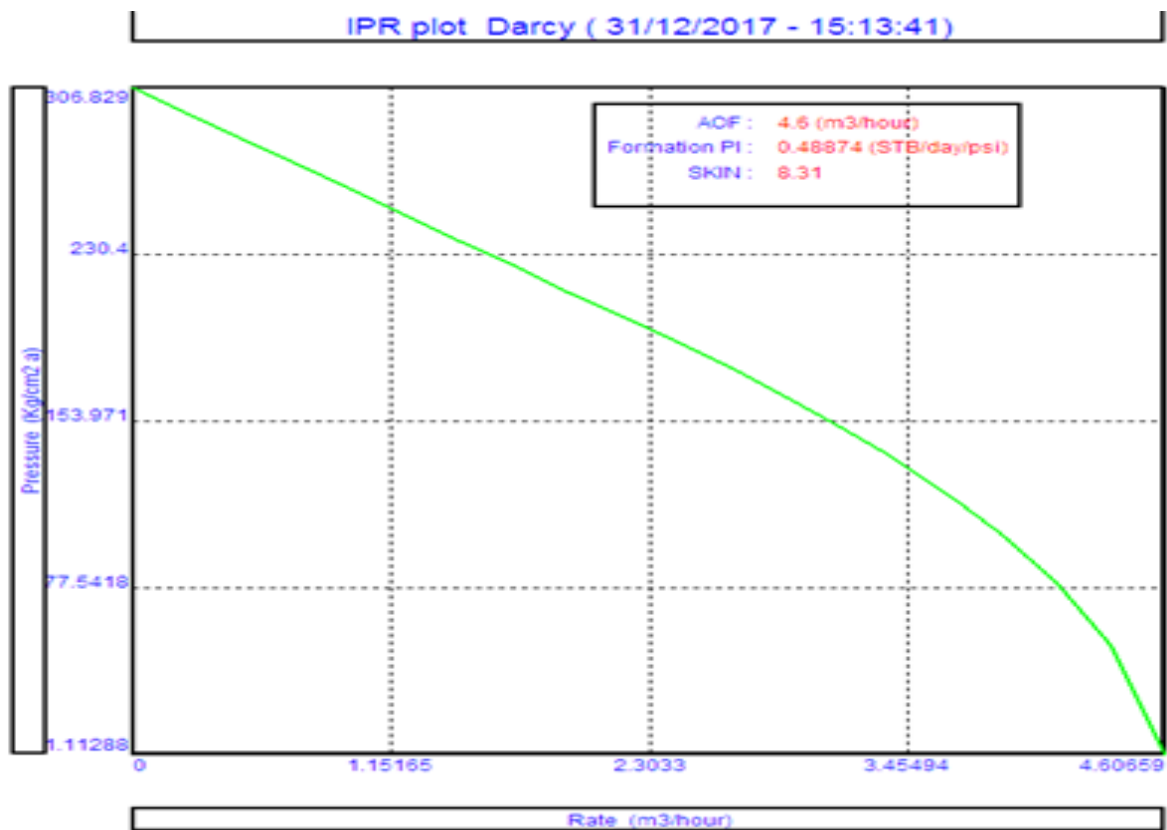


Fig. III.7.Inflow Performance Relationship (IPR)

III.8.4.2.Choix de corrélation pour l'écoulement vertical (VLP Matching) :

Pour le choix d'une meilleure corrélation convenable de ce puits on trace les courbes de chute de la pression en fonction de la profondeur par la descende de gauge dans le puits voir test Build up, Et en choisie la corrélation la plus proche à celle mesurée dans la figure indiquée ci-dessous :

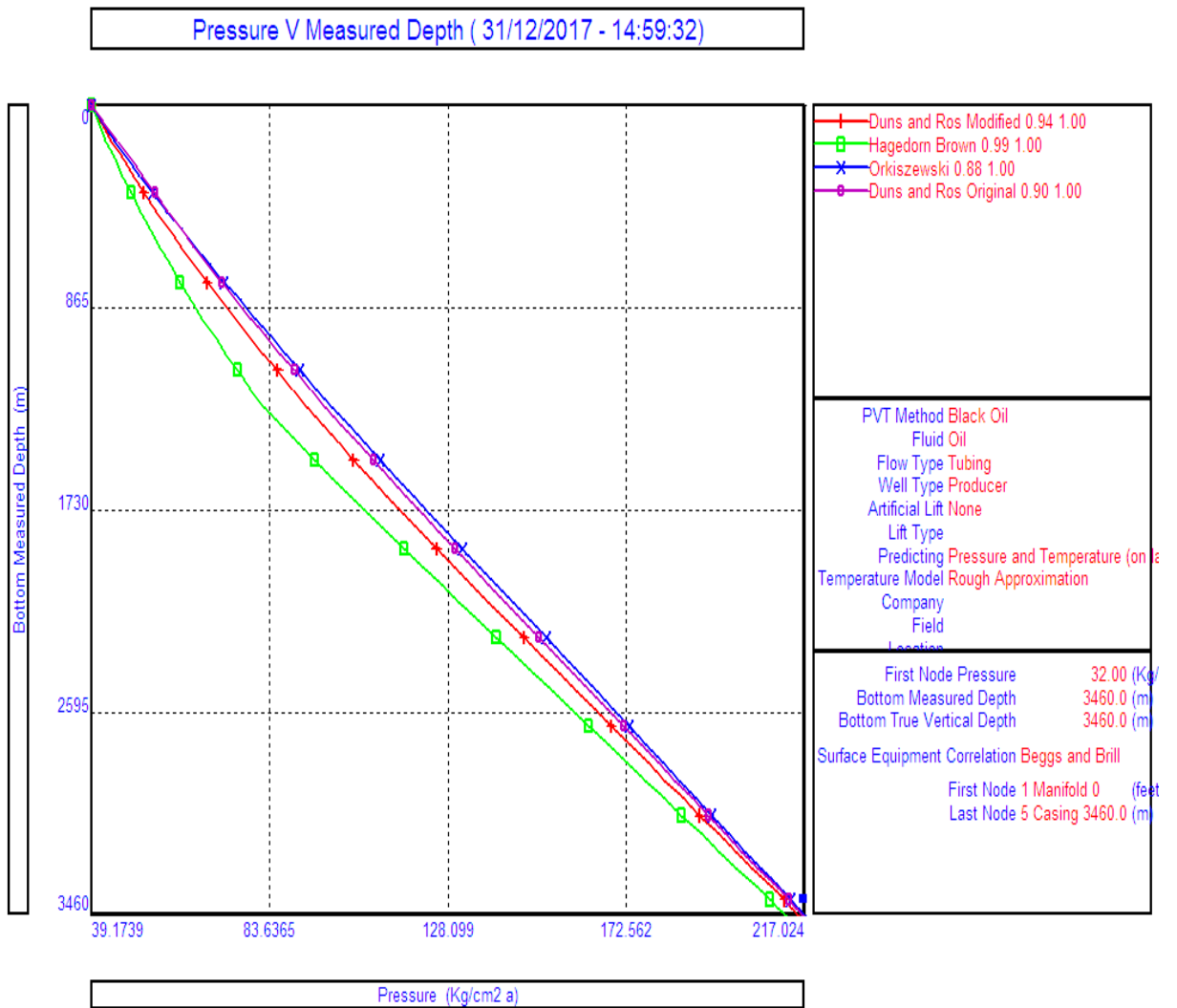


Fig. III.8. Corrélation pour l'écoulement vertical (VLP Matching)

Sur cette figure, on peut voir clairement que le point d'essai est très proche de la courbe de d'Orkiszewski, donc nous allons sélectionner cette corrélation par la suite pour le Matching du VLP. [28]

III.8.4.3. IPR/VLP avant la fracturation :

Après avoir adopté la meilleure corrélation multiphasique d'Orkiszewski l'intersection du tracé de l'IPR et VLP simulés sera présentée sur la figure suivante :

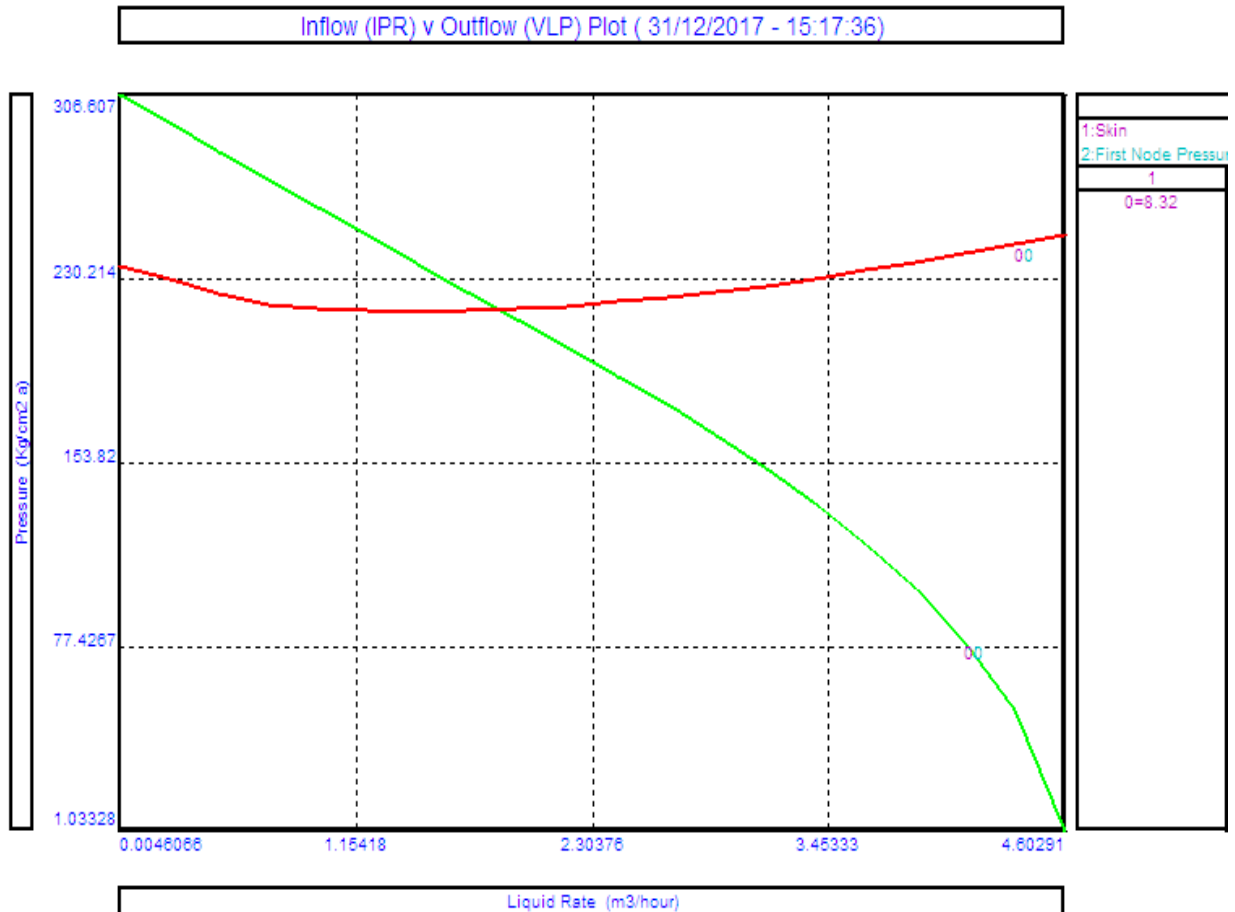


Fig. III.9. Courbe de performance de puits OKS 32[29]

Nous observons que la différence entre le débit mesuré et le débit simulé du point de fonctionnement est très petite (1.29%), en outre la différence entre la pression mesuré et la pression simulé est (1.5%)

III.8.4.4. Analyse de sensibilité de Puits (effet de Skin) :

Dans cette analyse de sensibilité, on s'intéresse à l'estimation du débit de production en fonction du changement de la valeur du degré d'endommagement (effet de skin), pour avoir une idée sur la performance de l'opération du traitement de fracturation sur le puits.

Le tableau suivant présente les différentes valeurs de skins et leurs débits d'huile correspondant [28]

SKIN	8.32	5	2	0	-1	-1.5
Débit d'huile m3/h	1.9	2	2.5	3	3.3	3.4

Tableau III.10. Différentes valeurs de skins et leurs débits correspondant

A partir du tableau III.11 ci-dessus on conclut que la diminution de la valeur du Skin provoque une augmentation de production, soit un gain de 0.5 (m3/h) pour S=2 et 1(m3/h) pour S= 0 ainsi que 1.4 (m3/h) pour S= -1.5

L’analyse nodale réalisée sur ce puits nous a permet de savoir la réponse du puits à une opération de stimulation, et par conséquent, on peut conclure que le puits en question est un puits candidat au traitement de stimulation par fracturation hydraulique.

La figure ci dessous présente les différents points de fonctionnement des courbes IPR et la courbe VLP pour les différentes valeurs du Skin choisis.

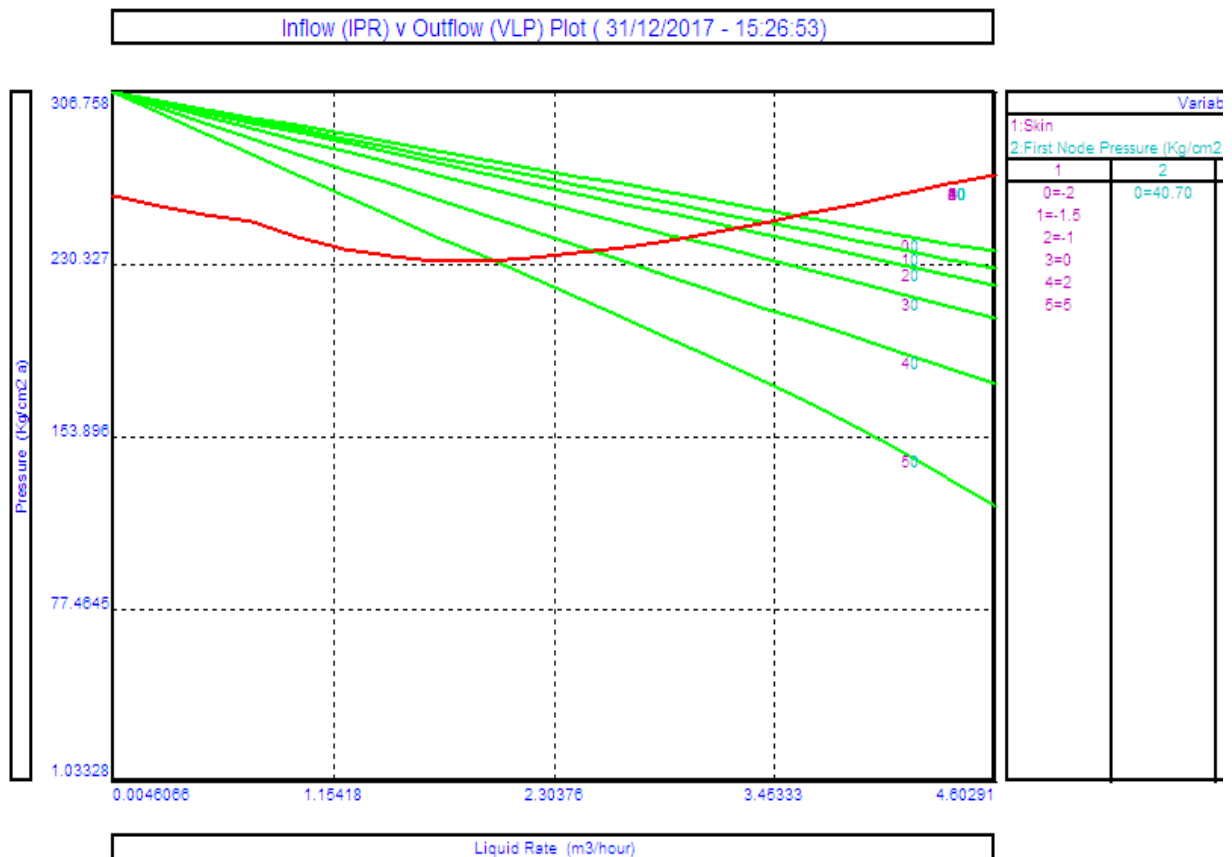


Fig. III.10. Courbe de performance de puits OKS 32 pour différent valeur de skin

III.8.4.5. Analyse de sensibilité de Puits par changement diamètre de la Duse :

Dans cette analyse de sensibilité, on s’intéresse à l’estimation du débit de production en fonction du changement de la valeur changée le diamètre de la Duse, pour avoir une idée sur la performance de l’opération du traitement de fracturation sur le puits.

Le tableau suivant présente les différents diamètres de Duse et leurs débits d'huile correspondant [28]

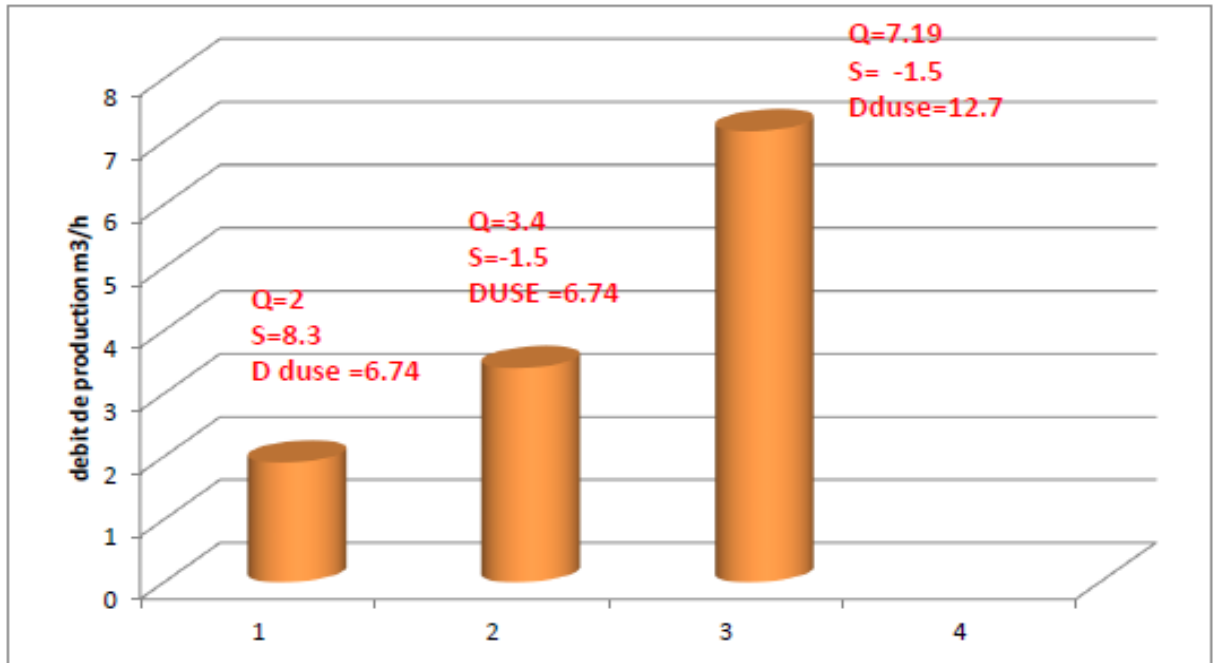


Figure III.11. Le puits OKS32 à différents états [28]

La figure ci dessous présente les différents points de fonctionnement des courbes IPR et la courbe VLP pour le différent diamètre choisis

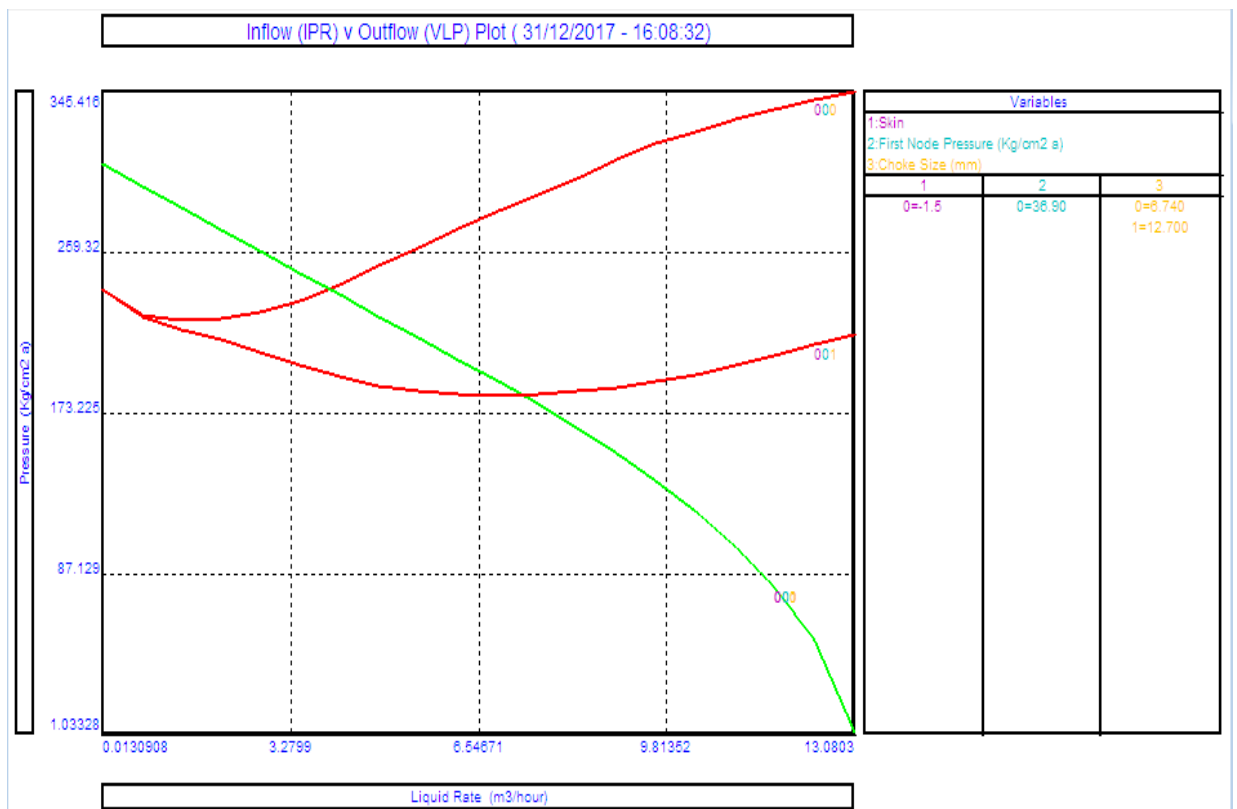


Fig. III.12. analyse de sensibilité de puits par changement diamètre de la duse [28]

III.9. Conclusion :

Les différents types d'étude montrent que le puits OKS 32 est un puits candidat, les caractéristiques pétro physiques et géologiques sont jugés favorables pour un bon déroulement de l'opération de stimulation. Ceci ouvre une opportunité pour intervenir aux bons moments. L'intervention nécessite un programme détaillé de séquence des opérations ainsi que les matériels et les produits nécessaires. Ceci fait l'objet de prochain chapitre.

Chapitre IV

*Design de traitement de Frac et
simulation par Frac pro*

IV.1. Introduction :

Une étude technique doit être élaborée dans ce chapitre, afin qu'on puisse prendre une décision techniquement fiable, cette étude technique concerne les points suivant :

- Design de traitement de Frac et simulation par Frac cade
- Déroulement de l'opération de Frac
- Evaluation de la performance par simulation

Une étude technique seule ne suffit pas de dire que l'opération de Frac est fiable, une étude économique s'avère nécessaire pour prendre une décision techniquement et Économiquement fiable et attrayante.

IV.2. Design de traitement de Frac et simulation par Frac pro :

Dans cette section, nous avons exposé d'une manière, la plus complète et claire possible, comment un traitement principal de frac est conçu (design). On présente en premier lieu les produits et les agents recommandés dans l'opération, ensuite nous présentons les techniques et les étapes du traitement et finalement les résultats de simulation par Frac pro et leurs interprétations.

IV.2.1 Sélection de l'agent de soutènement (proppant) :

Le proppant doit être sélectionné sur la base des conditions de contraintes in situ ainsi que de leur disponibilité. Les propriétés du proppant sélectionné sont indiquées dans le tableau suivant :

Mesh	12/20 angulaire	16/30 rond	20/40 rond	40/70 rond
Perméabilité (darcy)	881	191	121	45
porosité (%)	36	33	35	32
sphérique	0.8	0.8	0.8	0.8
masse volumique	96	96.6	102.7	102.7
densité API	2.65	2.62	2.65	2.65

Tableau IV.1.Propriété du proppant sélection

La conductivité du proppant est évaluée en fonction de la contrainte in-situ à partir du graphique basant sur les paramètres suivants :

Température de fond (BHST) : 100.5degC
 Contrainte in-situ sur proppant : 9507 psi
 Gradient de fracturation : 0.85 psi/ft
 Concentration plane du proppant (Cp) : 1.00 lb /ft²

IV.2.2. Sélection du fluide de fracturation :

Les fluides de fracturation doivent posséder un certain nombre de propriétés (en particulier la viscosité). Il convient donc de sélectionner le fluide, et les additifs adéquats en fonction des conditions opératoires de la technique (températures BHST).

IV.2.2.1. Concentration du fluide traitement :

Le tableau suivant montre la concentration du polymère recommandé en fonction de la température de fond (BHST), sachant que BHST = 100.5 °C [28]

Concentration du polymère (lbm/1000galUS), [kg/m ³]	Température de fluide degF [C°]								
	125 [38]	150 [52]	175 [65]	200 [79]	225 [93]	250 [107]	275 [121]	300 [135]	325 [149]
20 [2.4]	2.4								
25 [3.0]		3							
30 [3.6.]			3.6						
35 [4.2]				4.2					
40 [4.8]					4.8				
45 [5.4]						5.4			
50 [6.0]							6		

Tableau IV.2. Concentration du polymère en fonction de la température. [28]

La concentration du polymère valable pour la température de notre cas est avec chargement de 35 lbm/1000 galUS.

IV.2.2.2. Composition chimique de l'eau de traitement :

Le fluide de fracturation utilisé dans ce traitement est un fluide à base d'eau et ses additifs sont indiqués dans les tableaux ci-dessous :

- Treated water :

Treated water	par 1000 gal	total required
claytreater 3C	1 gal	8 gal
NE-118	1 gal	8 gal
Megnacide 575	0.05 gal	0.4 gal

Tableau IV.3. Composition chimique de l'eau de traitement.

- Linear Gel:

35 linear gel	par 1000 gal	total required
claytreat 3C	1 gal	14
NE-118	1gal	14
enzym G-1	0.4 gal	6
Megnacide 575	0.05 gal	0.7
42638	8.75gal	123

Tableau IV.4. Composition chimique de l'eau de traitement. [28]

- Cross-Linked Gel:

SPECTRA FRAC G 3500	per 1000 gal	total required
BF-7L	10 gal	600 gal
NE-118	1 gal	60 gal
claytreat 3C	1 gal	60 gal
High CRB	1 gal	60 gal
enzym G-1	1 gal	60 gal
Megnacide 575	0.05 gal	3.0 gal
XLFC-1B	8.75 gal	525gal
XLW-56	5 gal	300l

Tableau IV.5. Composition chimique de l'eau de traitement. [28]

IV.3. Design de frac en utilisant le simulateur « Frac pro » :

La Fracturation est une opération extrêmement complexe, qu'il est impossible de garantir la réussite de l'opération. L'utilisation de l'outil informatique donne une nouvelle vision de l'opération et révolutionne les pratiques de la fracturation hydraulique.

Le logiciel de modélisation des opérations de fracturation « Frac pro » peut fournir plusieurs designs, c'est à l'exécutant du programme de sélectionner le design plus concluant. Le design est affiché sous formes des tableaux et des graphes.

IV.3.1. Evolution des pressions de surface et de fond durant la fracturation par simulateur :

En exécutant le programme de frac ci-dessus dans le simulateur Frac pro donne les courbes d'évolution des pressions de surface et de fond, ainsi que celle du débit du slurry représentées par le graphe ci –après.

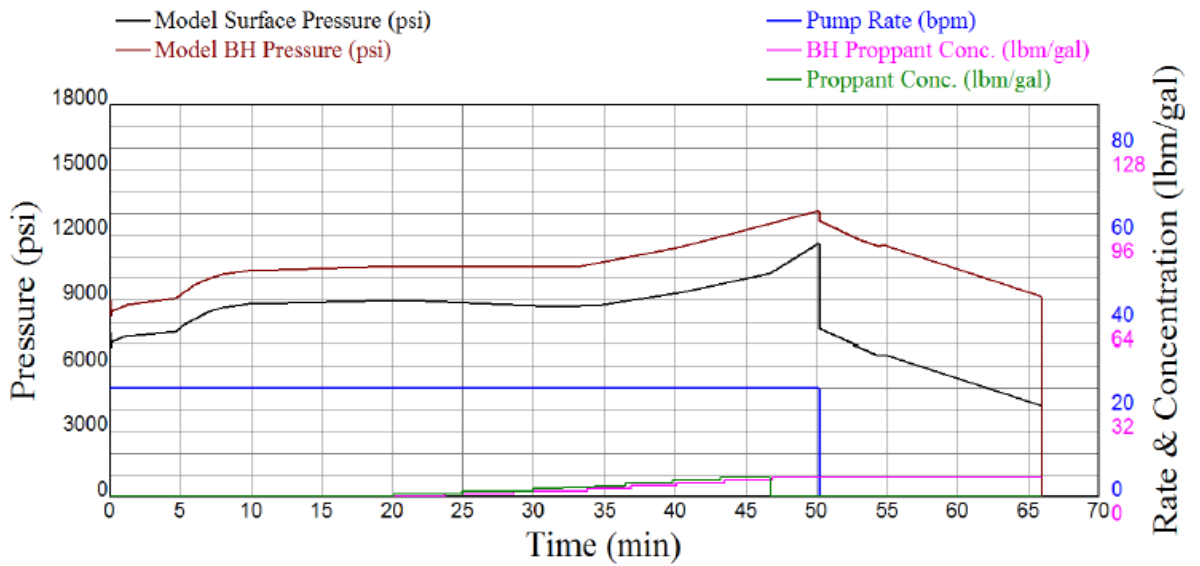


Figure IV.1. Simulated Treatment Pressure

IV.3.2. Dimensions attendues de fracture :

Le tableau suivant représente les dimensions de la fracture obtenue par le simulateur Frac pro de l'exécution du programme de design :

	TAG	SI	SI	SI	SI
<i>Propped Length, m.</i>		0	1.6	93	160
<i>Total Fracture Height, m.</i>		2.31	1.2	7.5	14
<i>Upper Frac Height (TVD)</i>		3,407	3409	3410	3414
<i>Lower Frac Height (TVD)</i>		3,409	3410	3418	3428
<i>Ave. Frac Conductivity, mD-m</i>		0	113	1982	2321
<i>Dim. Frac Conductivity</i>		0	0.35	0.1	10.07
<i>Reference Permeability, mD</i>		60	60	60	60
<i>Damage Factor Applied</i>		0.5	0.5	0.5	0.5

Tableaux IV.6. Résultat de la géométrie de la fracture par le simulateur. [28]

IV.3. 3. Profil géométrique de la première fracture :

La figure suivante représente le profil de la contrainte minimale, la largeur, la conductivité et la concentration du proppant dans la fracture simulée par le logiciel Frac pro :

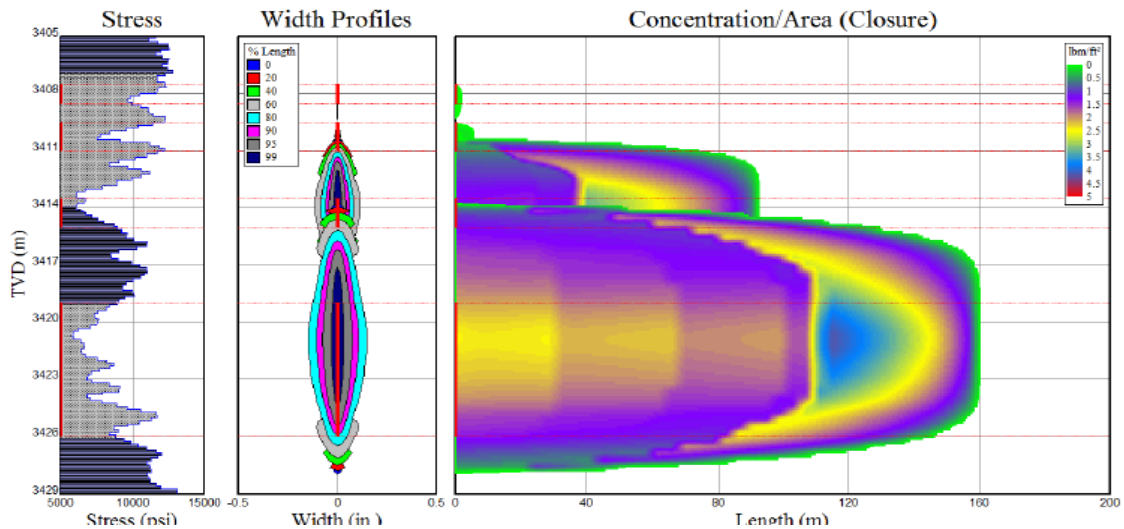


Figure IV.2. Simulated Fracture Concentration

IV.3.4. Interprétation des résultats :

Après simulation on a obtenu une fracture fortement conductrice de l'ordre de (1982-2321) md.m, largement supérieur avant fracturation (153 md.m) ce qui confirme le bon choix du proppant qui a donné une très grande conductivité à la fracture. Alors, on peut dire que cela montre le succès de la Fracturation par le simulateur, pour cette raison on peut fracturer le puits à condition que le déroulement de l'opération dans les bonnes conditions soit vérifié.

[28]

IV.4. Déroulement de l'opération de traitement :

IV.4.1. Test d'injectivité :

Après Montage et installation des équipements de l'opération de fracturation par BJSP :

1. Test de toutes les lignes à 12 000 psis pendant 10 min.
2. Test les espaces annulaire 9 5/8" et 7" à 5000 psi pendant 10 min.
3. Taré la soupape de sécurité 7" à 3390 psi,
4. Taré la soupape de sécurité 9" 5/8 à 1670 psi,
5. Réglé la pression des pompes à 11600 psi,
6. Ouvrir la vanne de la tête de puits,
7. Augmenté la pression dans l'annulaire 7" à 1000 psi et préparé pour la fixé entre 2000 et 3000 psi durant l'opération
8. Augmenté et maintenir la pression dans l'annulaire 9" 5/8 à 500 psi
9. Ouvrir la vanne manuelle du TreeSaver. WHP= 430 psi
10. Entamer le pompage avec différents rates. [28]

Opération	Type Fluide	Volume (gals)
FillWell	Treated Water	50.4
EstablishInjectivity	Treated Water	6,674
15% S3 Acid	15% HCl Acid	2.599
Acid Displacement / Injection Test	Treated water	7.127

Tableau IV.7. Volume des fluides de traitement :

IV.4.1.1. Evolution des pressions de surface et de fond durant le test injectivité :

Les courbes d'évolution des pressions de surface et de fond, ainsi que celle du débit sont représentées par le tableau et graphe ci –dessous. [28]

Time	Rate	WHP	EA 7''	EA9''5/8
Stage of filling the well is canceled car it already full				
Stage of break down and establish the rate				
	5	4589	1541	725
	10	7540	1823	731
	20	10392	2511	783
acide stage				
13:40	5	5331	2575	775
13:51	5.5	5187	2004	607
Displacement acid stage with treated water				
13.59	5.4	5263	2009	564
14:03	5.4	5298	2018	565
14:10	10	6431	2037	550
14:13	20	10568	2528	611

N.B: TP @ 6,226 psi. (Formation breaks down).@ Rate=5.2 bpm

Tableau IV.8. Evolution des pressions de surface et de fond

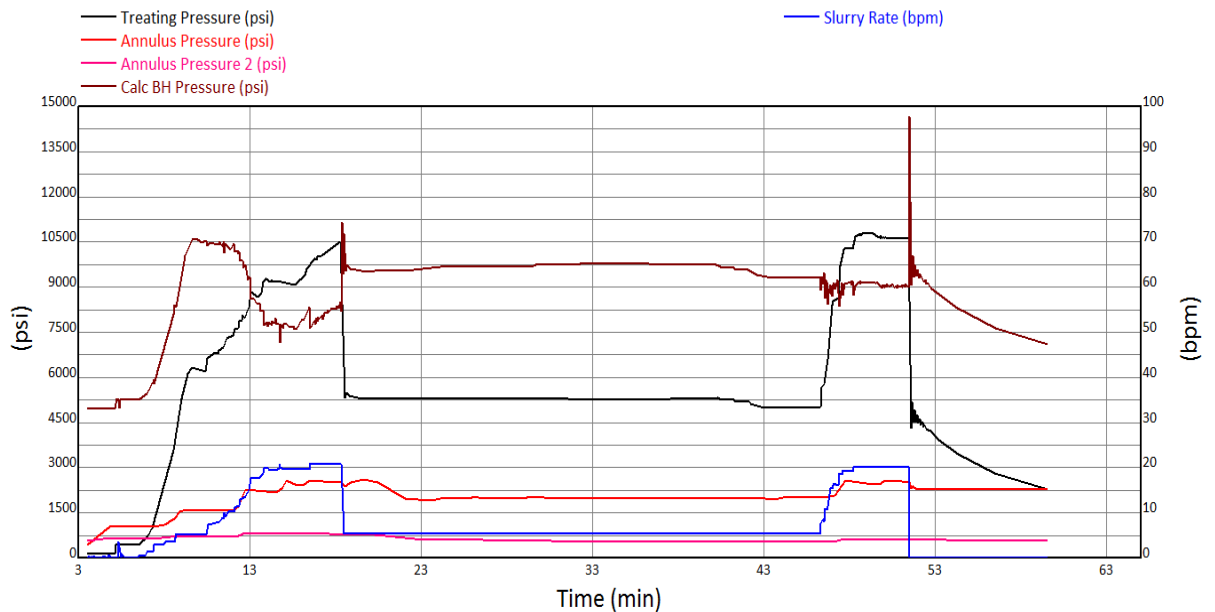


Figure IV.3. Evolution des pressions de surface et de fond (test d'injectivité)

IV.4.2. Data Frac (mini frac) :

Le test data frac ou (mini frac) a pour objectif la détermination des paramètres nécessaire pour le design définitif de la fracturation à savoir :

- ✓ la pression de fermeture instantané (Instantinuisshut in pressure : ISIP)
- ✓ la dernière pression de pompage (LastPumping Pressure : LPP)
- ✓ Les pertes de charges : Friction =LPP-ISIP
- ✓ La pression de fermeture de la fracturation (Closure Pressure CP).
- ✓ La pression Net (Net Pressure =ISIP- CP)
- ✓ L'efficacité du fluide (Fluide Efficiency : FE %).

Le test data frac est établi avec du linear gel –cross-linked,

- pompage de linear gel ;
- pompage cross –linked ;
- déplacement du cross-linked par linear gel ;
- arrêt du pompage ; suivre le déclin de pression jusqu'à 3000 psi ; [28]

Opération	Fluid Type	Volume (gals)
pre pad	35 Gel	2323
Pad	spectra frac G3500	14998
pre pad	35 Gel	3830

Tableau IV.9. Volume des fluides de traitement. [28]

IV.4.2.1. Evolution des pressions de surface et de fond durant le test mini frac :

Les courbes d'évolution des pressions de surface et de fond, ainsi que celle du débit sont représentées par le tableau et le graphe ci –après.

Time	TP (psi)	BHP (psi)	Annalus A (Psi)	Annalus B (Psi)	Rate (bpm)
Stage of pre pad injection					
14:36	1916	6641	1180	433	5
14:40	8825	9483	2080	563	15
14:41	9752	9911	2074	564	20
Stage of pad injection					
14:42	9216	10507	2548	631	20
14:46	6834	8533	2528	620	20
14:54	6816	8536	2002	536	20
14:58	6813	8527	2007	529	20
Displacement pad with linear gel					
15:00	6808	8589	1967	521	20
15:03	6843	9166	1972	508	20
15:04	Shut down (stop pumping)				

Tableau.IV.10. Evolution des pressions de surface et de fond. [28]

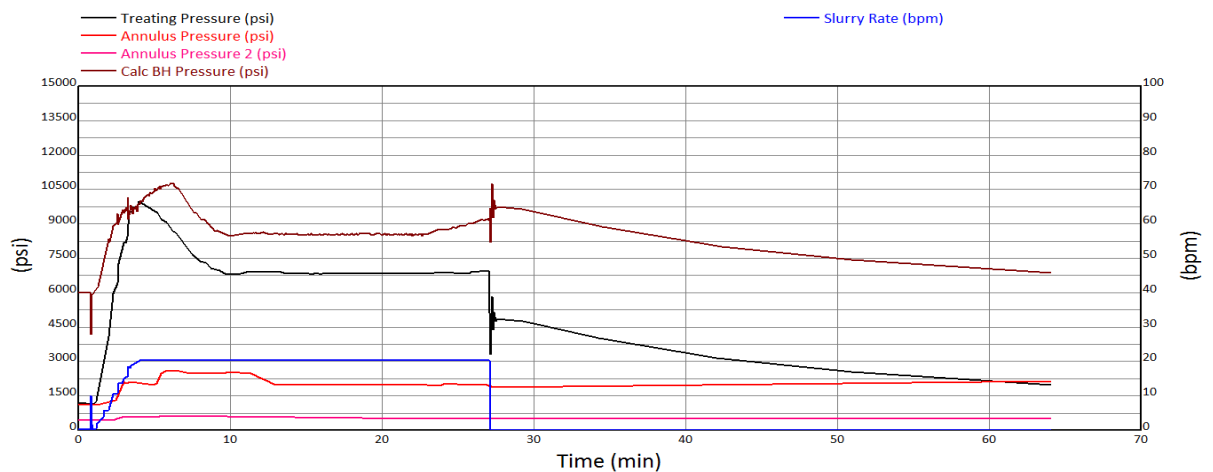


Figure IV.4. Evolution des pressions de surface et de fond (mini frac)

IV.4.2.2. Détermination la pression et le temps de fermeture Nolte G Function Plot :

Une inflexion d'un comportement linéaire sur la courbe de la pression descendante par rapport à la fonction de Nolte G indique un événement connexe de fracture et peut être considérée comme la pression à laquelle la fracture est fermée. Ainsi, la dérivée de la fonction G Nolte est utile pour identifier le comportement non-idéal fracture comme mode de naturels fractures ou fissures.

La dérivée de la fonction Nolte G suggère des fissures sont présentes et la forme générale de l'intrigue indique faible contrainte de confinement. [28]

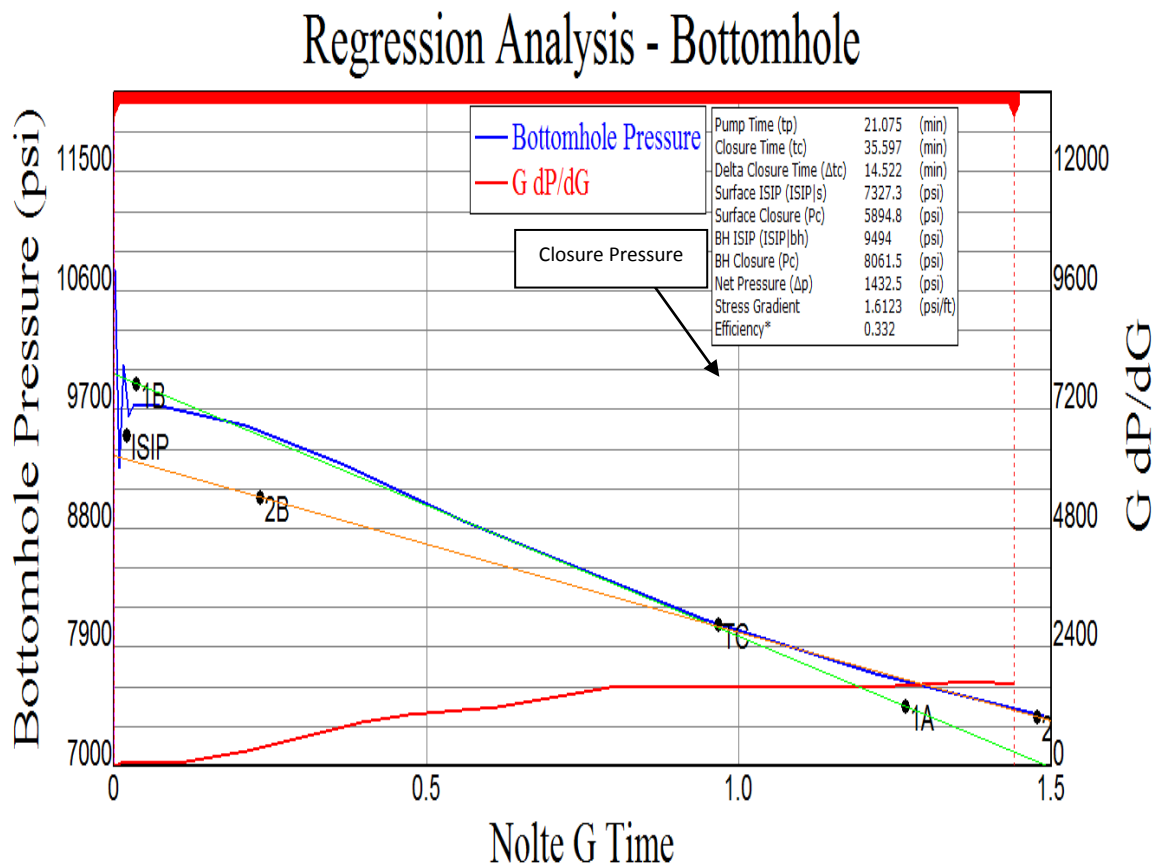


Figure IV.5. Bottom whole Pressure versus Nolte G Time

IV.4.2.3. Détermination la pression et le temps de fermeture Square Root Time Plot :

La Courbe racine carrée de temps une inflexion d'un comportement linéaire sur une courbe de la mesure de pression par rapport à la racine carrée du temps fermé aussi indique un événement connexe de fracture et peut être considérée comme la pression à laquelle la fracture est fermée. [28]

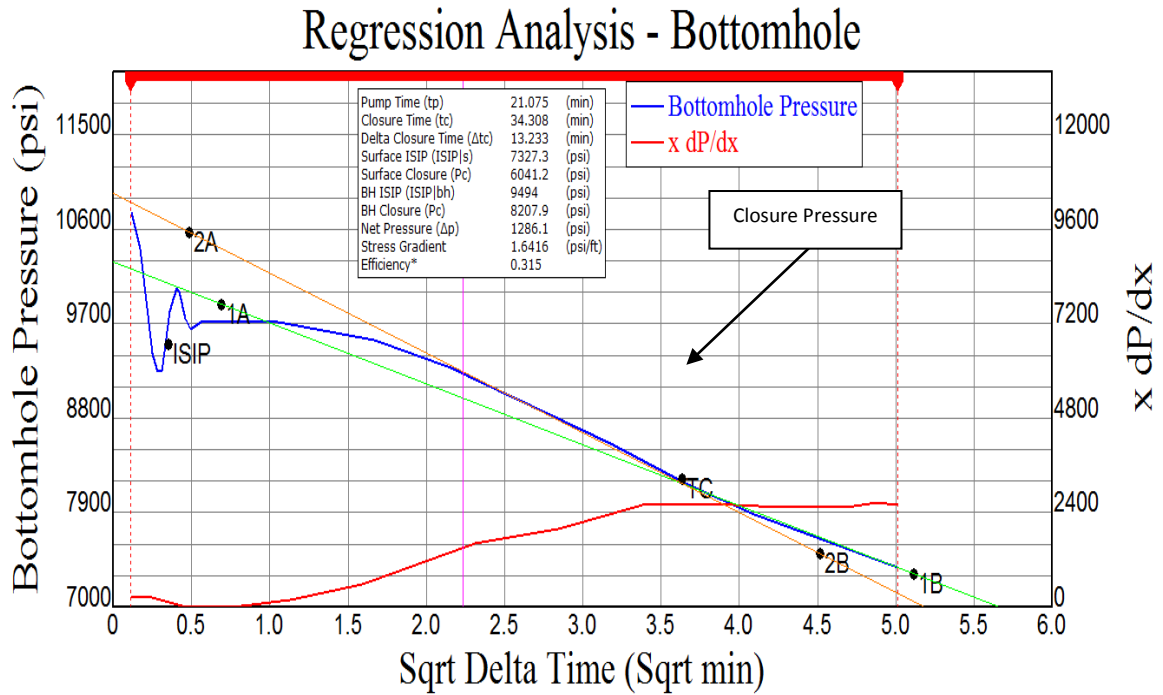


Figure IV.6. Bottom whole Pressure versus Square Root Time. [28]

Un résumé de l’analyse de baisse de pression est présenté dans le tableau suivant :

Paramètre	Nolte G	Square Root Time
Closure Pressure, psi	8061	8207.9
Net Pressure, psi	1432	1286
Fluide Efficiency, %	33.2	31.5
ISIP	9494	9494
Stress gradient	1.61	1.64

Tableau.IV.11. Pressure decline analysis summary

IV.4.3. Main frac:

Développement de la fracture par le PAD. Nécessité de soutènement : dé 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 de l’agent de soutènement qui est le proppant.

- Injection du proppant.
- Déplacement de la totalité de l’agent de soutènement par le gel linéaire.

IV.4.3.1. Evolution des pressions de surface et de fond durant le test main frac :

La courbe d'évolution des pressions sont représentées par le tableau et graphe ci –après.

Time	TP (psi)	BHP (psi)	Annalus A	Annalus B	Rate (bpm)
Stage of pre-pad injection					
12:53	2008	7002	1524	534	2.6
12:54	1658	10521	1671	559	15
Stage of pad injection					
12:56	9148	10488	2432	672	21
13:01	6572	9042	2522	622	21.2
Stage of pad with proppant concentration 1ppa (20/40)					
13:24	6939	9502	2512	449	20.7
13:30	6630	9227	2511	440	20.7
2ppa (20/40)					
13:31	6622	9296	2520	439	20.7
13:34	6495	9214	2524	728	20.7
3ppa (20/40)					
13:36	6437	9181	2512	726	20.8
13:38	6438	9272	2507	724	20.9
4ppa (20/40)					
13:40	6372	9274	2501	720	20.7
13:43	6383	9393	2502	721	20.8
5ppa (20/40)					
13:45	6425	9509	2509	723	20.8
13:47	6308	9464	2516	727	20.7
6ppa (20/40)					
13:48	6164	9408	2519	730	20.8
13:52	5959	9385	2506	733	20.8
13:54	6023	9413	2504	732	20.8
7ppa (16/30)					
13:57	6017	9473	2495	731	20.7
Flush					
14:00	6478	10005	2502	734	20.7
14:04	7206	10345	2534	743	20.7
14:05	Shut down (stop pumping)				

Tableau IV.12. Evolution des pressions de surface et de fond[28]

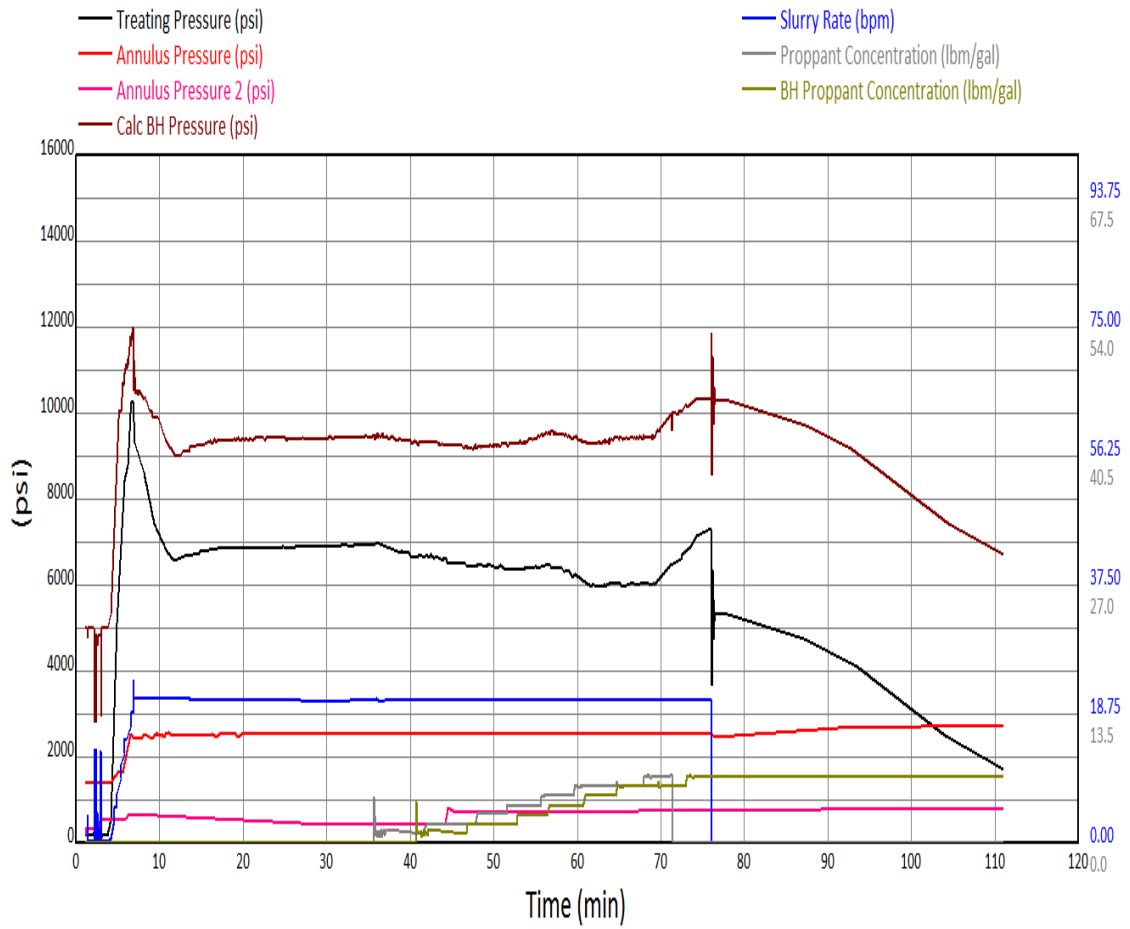


Figure IV.7. Evolution des pressions de surface et de fond (mini frac)

IV.4.3.2. Volumes pumped:

Linear Gel 35#: 139.1 bbl.

X-linked Gel 35# (pectrafrac G3500): 1333.6 bbl.

Proppant (20/40) pumped: 88.723 lbs

Proppant (20/40) information: 88.723 lbs

Proppant (16/30) pumped : 16.484 lbs

Proppant (16/30) information: 14.84 [28]

IV.4.3.3. Profil géométrique de la première fracture :

La figure suivante représente le profil de la contrainte minimale, la largeur, la conductivité et la concentration du proppant dans la fracture simulée par le logiciel Frac pro :

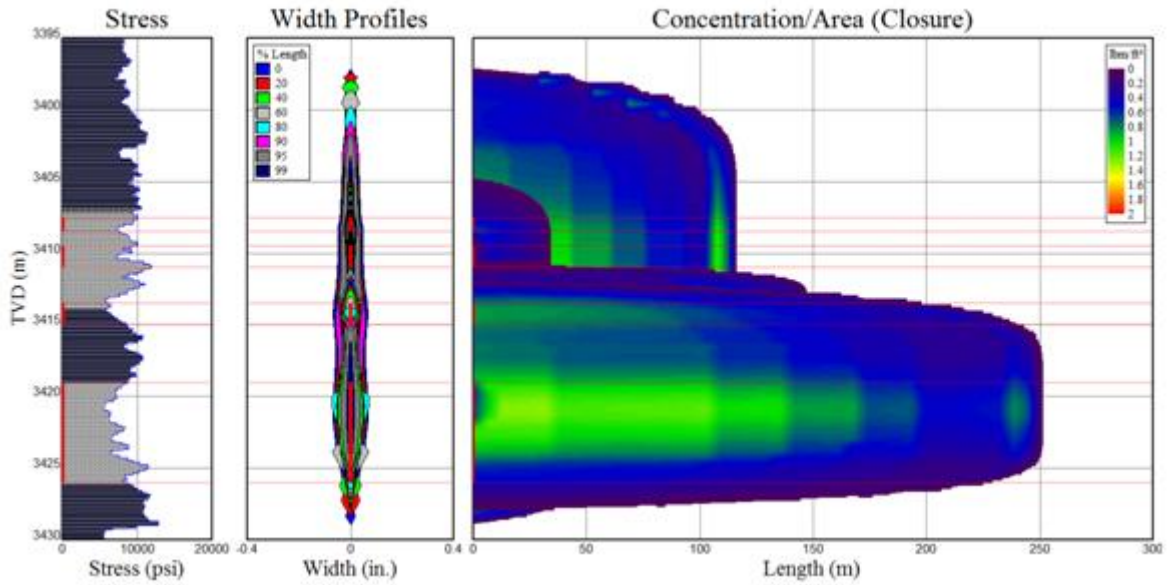


Figure IV.8. Fracture Concentration Profile

IV.4.3.4. Dimensions attendues de la première fracture :

Le tableau suivant représente les dimensions de la première fracture obtenue par le simulateur Frac CADE de l'exécution du programme de design [28]

	TAGSI	TAGSI	TAGSI	TAGSI
Propped length, m.	115	32	145	248
total propped height, m	32	7	6	16
upper frac height MD	3.397	3.405	3.411	3.412
lower frac height MD	3.429	3.412	3.417	3.428
Ave propped width in pay, inches	0.06	0.02	0.04	0.03
Ave proppant conc. in pay lbm/ft2	0.7	0.22	0.44	0.65
Ave frac conductivity, mD-m	206	121	68	1.79
Dim. Frac conductivité	4.5	1.7	2.2	5.7
référence formation perméabilité, md	5	5	5	5
damage factor applied	0.5	0.5	0.5	0.5

Table IV.13. Résultat dimensionnement de la fracture. [28]

IV.4.3.5. Interprétation des résultats :

D'après les résultats obtenus par le logiciel après simulation on a obtenu une fracture fortement conductrice de l'ordre de 2300 md.m, largement supérieur avant fracturation (153 md.m) ce qui confirme le bon choix du proppant qui a donné une très grande conductivité à la fracture. Alors, on peut dire que cela montre le succès de l'opération de fracturation. [28]

IV.5. Evaluation économique :

En vue d'apprécier la rentabilité de l'opération de Fracturation, une évaluation économique basée sur le gain en production estimé par le logiciel PROSPER, s'avère nécessaire afin d'estimer les coûts d'investissement, le bénéfice et calculer le délai de récupération (POT) de ce projet, pour nous permettre à la fin de décider s'il y a lieu ou non de poursuivre l'exécution du traitement de la fracturation. [28]

IV.5.1. Coûts d'investissement de projet (Capex) :

Pour l'estimation des coûts d'investissement de projet Frac du Puits OKS 32, nous avons pris en considération le coût de la thermométrie et l'opération de nettoyage par unité coiled tubing.

Les coûts liés à l'opération de Frac sont illustrés dans le tableau suivant : [28]

Champs	Puits	Début Opération	Fin Opération	Type Opération	Société de Service	Montant		Sous
						DA	DA	Total
BKH	OKS 32	16/10/2016	18/10/2016	FRAC	BJSP	18, 569,325.00		18, 569,325.00
		19/10/2016	20/10/2016	Nettoyage		4, 054,002.00		4, 054,002.00
		01/10/2016	01/10/2016	Thermométrie	Schlumberger	589,680.00	1, 375,920.00	1, 965,600.00
						Montant totale:		24, 588,927.00

Tableau IV.14. Cout d'investissement de projet (Capex).

Le cout d'opération fracturation hydraulique du puits OKS 32 est : 24.588 927.0 DA.

IV.5.2. Expression de délais de récupération (Pay-Out Time) :

Pour que le projet soit économiquement intéressant, il faut que le temps d'amortissement de son investissement ne doive pas dépasser un délai raisonnable (de Référence), parce que la rentabilité d'une telle technique est généralement jugée par l'évaluation du temps d'amortissement (POT).

Le Pay-Out Time d'une opération de fracturation est égal au nombre de jours de production qu'un puits traité doit livrer après traitement, pour couvrir le coût total de l'opération et la perte de production par le gain en débit réalisé suite au traitement. On peut l'exprimer par l'équation suivante : [28]

$$POT(\text{jours}) = \frac{\text{Coût en volume équivalent (bbl)} + \text{perte de production (bbl)}}{\text{Gain en production (bbl / jour)}}$$

$$POT(\text{jours}) = \frac{\text{Coût total de l'opération (\$)} + \text{perte de production (\$)}}{\text{Gain en débit (m}^3/\text{h)} \times 24 \times \text{prix net de baril} \times 6,29}$$

N.B. 1 baril = 48 USD

1 USD = 110 DA

1 m³ = 6,2893 barils (baril = 159 litres)

1m³ de brut = 6,2893*48*110 = 33207,54717 DA/m³. [28]

D'après l'étude de simulation de la fracturation à l'aide de logiciel Prosper, Le débit estimé après la fracturation Q après= 3.46 m³/h. et d'après le changement de la Duse 7.16

Le tableau ci-dessous illustre une évaluation la durée amortissement globale de l'investissement (POT) avec différent débit de production [28]

N°	Q avant frac	Q après frac	gain (m ³ /h)	gain (m ³ /j)	prix 1 m ³ brut	gain (Da/j)	perte de production (Da)	CAPEX (Da)	POT (j)
1	1.94	2	0.06	1.44	33,207.54	47,818.86	6,184,572.25	24,588,927.00	643.54
3	1.94	3.46	1.52	36.48	33,207.54	1,211,411.06	6,184,572.25	24,588,927.00	26
4	1.94	7.16	5.22	125.28	33,207.54	4,160,240.61	6,184,572.26	24,588,927.00	8

Tableau IV.15. La durée amortissement globale de l'investissement (POT). [28]

D'après les résultats de calcul économique, on remarque un gain en production très important en cas de réussite de l'opération de fracturation et un POT égale au plus tôt 8 jours et au plus tard 26 jours de production. Bien que le coût de cette opération est très élevé 24, 588,927.00 Da on va amorti notre investissement en quelques mois de production.

[28]

IV.6. Conclusion

En effet, la fracturation est une opération rentable, mais elle est très coûteuse. Un bon choix des puits candidats est recommandé. Plusieurs études sont nécessaires avant chaque opération. Finalement la productivité de puits OKS 32 s'est améliorée.

Conclusion générale

Conclusion générale et recommandations :

Nous pouvons remarquer que le but de la fracturation est de créer un canal à haute perméabilité dans le réservoir afin d'augmenter l'injectivité ou la productivité donc la récupération, par conséquent une bonne participation à la production globale.

Cependant les avantages sont considérables par comparaisons aux inconvénients, on peut souligner ceux-ci, l'augmentation de temps de récupération grâce à l'amélioration de l'indice de productivité, la modification des certaines propriétés pétro physique de la roche.

En effet la fracturation est une opération rentable mais elle est très couteuse.

Un bon choix des puits candidats est recommandé. Plusieurs études sont nécessaires avant chaque opération.

Finalement la productivité de puits OKS32 s'est améliorée ; de $1.9 \text{ m}^3/\text{h}$ jusqu'à $3\text{m}^3/\text{h}$, après les tests de jaugeage qui fait par le service engineering ; on trouve que la pression en tête de puits très élevée duquel pousser les ingénieurs de changer la duse de 6.74 mm avec une duse de 12.7 mm afin diminuer les pertes de charge et augmenter la productivité du puits qui devient $7 \text{ m}^3/\text{h}$.

Références bibliographiques

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

1. **HAFSI F.,(2015)** « étude géologique et petro physique du réservoir série inférieure de haoud berkaoui (Ouargla), sud – est algérien » mémoire de magister, Faculté des Hydrocarbures, des Energies Renouvelables, des Sciences de la Terre et de l'Univers, Département des Sciences de la terre et de l'Univers
2. **BENSACIA ., AIMENE C.,(2016)** « Contribution à l'étude de caractéristiques géologiques et pétrolières du réservoir TAG de la région de haoud berkaoui (cas du champ de berkaoui et benkahla sud) », mémoire de fin d'étude, Université de KADI MERBAH, OUERGLA.
3. **MEBROUKI A.,MEZZAR S., etOULD HABIBOULLAH M., (2013).** « étude et optimisation de gaz lift effectué dans les puits pétrolière du champ de Haoud Berkaoui », mémoire de fin d'étude, Université de KADI MERBAH.OUERGLA.
4. **TALBI F., OUASSA L., (2014).**, « Estimation de réserve de trias argilo-gréseux (série inférieure) Gisement Haoud Berkaoui Bassin d'Oued Mya », mémoire de Master, Université de KADI MERBAH, OUERGLA.
5. **AMZAL .B., (2009).**, «Analyse Géologique et Pétrophysique de la Zone Sud-Sud-est du Champ de Haoud Berkaoui», mémoire d'Ingénieur en géosciences. Boumerdes.
6. **BELARIBI S., NEHAR N., (2017).**,« apport de la diagraphie dans l'étude spatio-temporelle du réservoir TAG (cas du bassin de haoud berkaoui », mémoire de master, université de ABOU BAKR BELGAID, Tlemcen
7. **GRAVIER G F. ,(1986)** « propriétés des fluides de gisements », édition technip, 75737 Paris, France
8. **BOURDAROT G., (1964).**, « Rapports journaliers de géologie et de forage de la region de Haoud Berkaoui »
9. Le journal de l'entreprise nationale des travaux aux puits. **Revue n°71 .2000. SONATRACH**
10. **COSSE R., (1988).**, ("Le gisement, Technique d'exploitation pétrolière ", Paris.

11. **BOUAKLINE O, ELHAICHAR M (2013)** «Amélioration de l'effet de l'endommagement (skin) par l'acidification » Thèse d'ingénieur, université Boumardes , pp 2
12. **CHIBANE R (2013)** « Etude de la déposition des Asphaltènes dans la périphérie du champ de Haoud Berkaoui » IAP.
13. **BOUKHERISSA M (2008)**; «Etude de la stabilité des asphaltènes dans le pétrole brut Choix de dispersants et le mécanisme d'action», Thèse de doctorat de l'Université Paul Verlaine – Metz.
14. **Paul Verlaine – Metz.**
15. **DJELTI F (2012)** ; « contribution à l'étude des propriétés des asphaltènes » Thèse de Magister. Université du Aboubakr Belkayed .Tlemcen
16. **Comptes rendus du troisième colloque ARTFP: Pau, 23-26 septembre 1968**
17. **Association de recherche sur les techniques de forage et de production(1969),** Éditions Technip, 763 pages
18. **MICHAEL J, ECONOMIDES, KINNETH G NOLTE. (1987)** Well Stimulation Chapter 6- Hydraulic Fracturing , Schlumberger-Educational. Services
19. **Halliburton USA. (2005).** Choosing Fracturing Sand To Optimize Permeability
20. **Economides, M. J. and Nolte, K. G. (eds.) (2000).**«Reservoir Stimulation«, third edition. New York, New York: John Wiley.
21. **T.W.Engler (2011),** Ph.D, P.E, Stimulation Design, New Mexico Tech
22. **DUFFAUT P et al (2003)**Comité français de mécanique des roches ., et al Manuel mécanique des roches.Presses de l'Ecole des mines, Paris Sciences de la terre et de l'environnement
23. **LE TIRANT P, GAY L (1972)** « Association de recherche sur les techniques d'exploitation du pétrole », TECHNIP, 334 pages
24. **KHIAT M., MALLEM A (2012).**, mémoire fin d'étude « Evaluation de l'opération de multi-étage frac par l'analyse et l'interprétation des essais du puits, application aux champs HMD Ouargla, Algérie » Université KASDI MERBAH OUERGLA .
25. **RABIA M MAHDJOUBI I TEBBIBEL F., (2015)** Fracturation Hydraulique type Multi-étage « Critères de sélection et évaluation après Frac » Cas d'étude : Puits MDZ548., Université de KASDI MERBAH OUERGLA. , Département de production des hydrocarbures.

- 26. GUERMIT M ., UERMIT M N., AZIZI S.,(2014) « Amélioration de l'indice de productivité par fracturation hydraulique ». ,Application: champs de Tiguentourinecas puits TG 358,Université de KASDI MERBAH, OUERGLA.**
- 27. SONATRACH., (2016), Documentations services des puits., HAOUD BERKAOUI.**
- 28. SONATRACH., (2017), Documentations services des puits., HAOUD BERKAOUI.**