

MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR
ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE



Université
« Kasdi Merbah » Ouargla
Faculté des Hydrocarbures et des énergies renouvelable
et Sciences de la Terre et l'Univers
Département de production des Hydrocarbures

MÉMOIRE DE FIN D'ÉTUDE

En vue de l'obtention du diplôme de Master
Option : Production.

Présenté Par :

- BOURAS Achour
- KETTAL Nasrine

Thème :

**Etude de candidature et analyse par simulation
de la technique « Multistage Hydraulic Fracturing
» des puits horizontaux dans le champ de Hassi-
Messaoud, cas de puits OMJZ-21.**

Soutenue publiquement le 22/05/2016

Devant le jury :

Président :	BRAHMIA Nabil	Univ. OUARGLA
Rapporteur :	ALI ZERROUKI Ahmed	Univ. OUARGLA
Examineur :	REBAI Sarah	Univ. OUARGLA

Année universitaire: 2015 - 2016



Remerciement

En premier lieu, louange à notre DIEU le tout puissant de nous avoir aidé à achever ce modeste travail.

En arrivant à se jour, nous remercions chaleureusement nos chers parents, ceux que nous ne pouvons jamais leur rendre ce qu'ils ont fait pour nous, ceux qui ont su nous conduire vers le bon chemin et la bonne éducation.

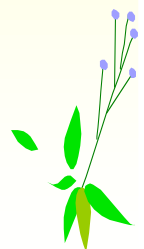
Nous tenons à exprimer notre profonde gratitude à notre promoteur Mr. ALI ZERROUKI Ahmed et les ingénieurs AIT MOUHOUB Smail ingénieur réservoir Sontrache, Tayeb KHETIB ingénieur frac Schlumberger, BOUMAILI Abderrahman chef du département Techniques puits Sonatrach, qui nous ont orientés et soutenus durant l'élaboration de ce travail. Sans leur conviction et ténacité jamais ce dernier n'aurait abouti.

Nous présentons nos chaleureux remerciements aux enseignants de notre département qui nous ont aidés tout le long de notre cursus universitaire, ainsi tout nos amis.

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



*Achour
&
Nasrine*



DEDICACE

J'ai toujours pensé faire où offrir quelque chose à mes parents en signe de reconnaissance pour tout ce qu'ils ont consenti comme efforts, rien que pour me voir réussir, et voilà, l'occasion est venue.

A ceux qui m'ont donné la vie, symbole de beauté, et de fierté, de sagesse et de patience.

A ceux qui sont la source de mon inspiration et de mon courage, à qui je dois de l'amour et de la reconnaissance.

Je dédie ce modeste travail.

- © *A mes chers parents Louiza & Bouallem.*
- © *A mon cher frère **Mouhamed** et chères sœurs **Dalila, Sabrina, Naima, Samia**, mon cousin **Amar** et mes nièces **Sarah** et **Inass**.*
- © *A mes cousins et toute la famille **BOURAS** et ceux que j'aime.*
- © *A Mr **BOUMALI Abderrahmane** chef du département Technique puits SH, Mr **AIT MOUHOU B Smail** Ingénieur réservoir Sonatrach, & **Tayeb KHETIB** Ingénieur frac Schlumberger.*
- © *A mes enseignants Mr **Atlili Med Elhadi**-Université Ouargla & Mme **MOULOUE Aicha**-Université Boumerdes.*
- © *A mes amis(e) **Mohamed Bouras, Hichame, Juba, Ahmed, Chamso, Ghilas, Hakim, LAAOUAD Redouane**.*
- © *A tous le **groupe Well Testing** département Tech Production Sonatrach*
- © *A tous mes Amis(e) de l'université d'Ouargla.*
- © *A mon binôme **KETTAL Nasrine** et toutes sa famille.*

Achour

DEDICACE

J'ai toujours pensé faire ou offrir quelque chose à mes parents en signe de reconnaissance pour tout ce qu'ils ont consenti comme efforts, rien que pour me voir réussir, et voilà, l'occasion est venue.

A ceux qui m'ont donnée la vie, symbole de beauté, de fierté, de sagesse et de patience.

A ceux qui sont la source de mon inspiration et de mon courage, à qui je dois de l'amour et de la reconnaissance.

Je dédie ce modeste travail.

- ☉ *A mes chers parents Hassina & Messaoud.*
- ☉ *A mes chers frères **Abdou, Amine et Aziz** et chère sœur **Chahrazed**.*
- ☉ *A mes cousins et toute la famille **kettal et Mouffok**,*
- ☉ *A Mr **Hani Redjal** Ingénieur réservoir SH H BK, **BOUMALI Abderrahmane** chef du département Technique puits SH, Mr **AIT MOUHOUB Smail** Ingénieur réservoir Sonatrach, & **Tayeb KHETIB** Ingénieur frac Schlumberger.*
- ☉ *A mes enseignants Mr **Chetti Jamel Dine** & Mme **Benmiloud**.
Université Ouargla*
- ☉ *A mes amis(e) **toutes celles et ceux** que j'aime et qui sont toujours dans mon cœur, malgré la distance.*
- ☉ *A tous mes Amis(e) de l'université d'Ouargla.*
- ☉ *A mon binôme **Bouras Achour** et toutes sa famille.*
- ☉ *Sans oublier l'école qui m'a toujours soutenue, **UGEL Ouargla**, ma chère équipe **Ahlam Attamimi**.*

Nesrine

Résumé

Notre travail a pour objectif, la sélection d'un puits horizontal candidat au traitement de stimulation par Multi-Stage Frac et l'analyse de simulation à travers un logiciel approprié. La sélection est faite selon des critères bien déterminés en tenant compte de certains paramètres pétro physiques de réservoir ainsi que le profil géométrique de puits.

Après avoir sélectionné le puits candidat, on a rassemblé toutes les données géologiques et les caractéristiques pétro physiques essentielles de ce dernier a fin de faire un bon design de l'opération de fracturation hydraulique. En effet le choix de produits de stimulation et les conditions opératoires jouent un rôle important dans le succès de l'opération. Ce volet est largement discuté.

Les résultats obtenus se sont avéré que l'application de cette technique de fracturation améliore sensiblement la production et donne une grande capacité à l'opérateur à maîtriser le puits ainsi qu'ouvre des opportunités au service d'engineering à optimiser les coûts des opérations puisque-il consiste à effectuer plusieurs fracturations à des endroits bien choisis le long de drain horizontal.

Mots Clés : Fracturation hydraulique, Multistage frac, fluides de fracturation, agents de soutènements, puits horizontaux.

Abstract :

Our work aims to the selection of a candidate horizontal well for a stimulation treatment by Multi-Stage Frac and the simulation analysis through suitable software. The selection is made according to well-defined criteria taking account of some reservoir petrophysical parameters and wells geometric profile.

After selecting the candidate well, we collected all its geological data and its basic petrophysical characteristics in order to prepare a good design of the hydraulic fracturing operation. Indeed the choice of the stimulation products and the process conditions play an important role in the success of the operation. This section is widely discussed.

The results have proved that the application of this fracturing technique significantly improves production and provides a high capacity for the operator to master the well and opened up opportunities in the engineering department to optimize the costs of the

operations since -it is to perform several fractures in well-chosen locations along a horizontal drain.

Keywords: hydraulic fracturing, Multi-stage frac, fracturing fluids, retaining agents, horizontal wells.

ملخص:

يهدف عملنا, لاختيار بئر أفقي مرشح للعلاج بالتحفيز عن طريق التكسير متعدد- المراحل وتحليل المحاكاة من خلال البرمجيات المناسبة. يتم اختيار وفقا لمعايير محددة مع مراعاة بعض العوامل البتروفيزيائية للخران و البيانات الهندسية للبئر.

بعد اختيار البئر المرشح, تم جمع كل المعطيات الجيولوجية و الخصائص البتروفيزيائية الأساسية للبئر للقيام بالتصميم الجيد لعملية التكسير الهيدروليكي. في الواقع, اختيار سوائل التحفيز والشروط العملية تلعب دورا هاما في نجاح العملية. تمت مناقشة هذا الحيز على نطاق واسع.

أثبتت النتائج أن تطبيق هذه التقنية "التكسير" تحسن بشكل ملحوظ الإنتاج ويوفر قدرة عالية على المشغل للتحكم في البئر جيدا وفتح فرص في قسم الهندسة لتحسين تكاليف العمليات, بما أنها تتمثل في عدة كسور في مواقع مختارة بعناية على طول المصرف الأفقي.

الكلمات الأساسية : التكسير الهيدروليكي, التكسير متعددة المراحل, لسوائل التكسير, مساعد الدعامة, الآبار الأفقية.

Liste figures

Figure I.1. Localisation du champ de hassi messaoud.....	4
Figure II.1. Profil d'un puits horizontal.....	9
Figure II.2. Plan Vertical d'un puits horizontal.....	10
Figure II.3. Plan horizontal d'un puits horizontal.....	10
Figure II.4. Taux de succes des puits horizontaux.....	11
Figure II.5. Types de puits horizontaux.....	12
Figure III.1. Principe de la fracturation hydraulique.....	15
Figure iii.2. Courbes q en fonction de δp pour differents categories de puits.....	16
Figure III.3. Modele des contraintes.....	17
Figure III.4. Deformation elastique.....	17
Figure III.5. Rigidite d'un materiau.....	18
Figure III.6. Deformation sous l'essai uni axial.....	18
Figure III.7. Geometrie de la fracture.....	20
Figure III.8. Illustration de la procedure du test de debit par increment.....	23
Figure III.9. Determination de pression de propagation de la fracture (fpp).....	23
Figure III.10. Determination de la pression de fermeture (fcp).....	24
Figure III.11. Test de declin de pression.....	25
Figure III.12. Illustration de la methode de determination de l'isip.....	26
Figure III.13. Illustration de la methode de la racine carree du temps.....	27
Figure III.14. Declin de pression en fonction $g(\delta t_d)$	28
Figure III.15. Determination de l'efficacite du fluide de traitement avec la fonction (g).....	30
Figure III.16. Courbe de nolte et smith.....	31
Figure IV.1. Production mensuelle des quatre puits selectionnes.....	35
Figure IV.2. pression de gisement des quatre puits selectionnes.....	36
Figure IV.3. Production avec des arrets de puits omjz-21.....	37
Figure IV.4. Inflow performance curve (ipr).....	44
Figure IV.5. Choix de la correlation de l'ecoulement Vertical (Vlp).....	45
Figure IV.6. Courbe ipr-Vlp du puits.....	45
Figure IV.7. Influence de skin sur la performance de puits.....	46
Figure V.1. Endroits de placement de la completion stage-frac.....	54
Figure V.2. Permeabilite du proppant sous les contraintes.....	56
Figure V.3. Evolution des pressions de surface et de fond et du debit.....	60
Figure V.4. Profil geometrique de la premiere fracture.....	61
Figure V.5. Completion falcon systeme.....	64
Figure V.6. Schema de la completion du puits omjz-21.....	66
Figure V.7. Systeme de simulation de la stage-frac.....	68
Figure V.8. Calage du model de puits omjz-21 a l'etat actuel.....	69
Figure V.9. Donnees necessaires pour le modele hydraulic fracture.....	70
Figure V.10. Courbe de performance de puits omjz-21 apres stage-frac.....	71

Liste Tableau

Tableau III.1. Choix de Proppant basé sur la pression de fermeture.....	21
Tableau III.2. Fonctions du temps utilisées pour déterminer FCP.....	26
Tableau III.3. Interprétation de la courbe de pression de Nolte et Smith	31
Tableau IV.1. Caractéristiques des quatre puits restants de la sélection	35
Tableau IV.2. Quatre arrêts de longue durée	37
Tableau IV.3. Données de mesure des pressions.....	38
Tableau IV.4. Résultats d'interprétation de test Build-Up.....	39
Tableau IV.5. Drains traversés par la partie réservoir.....	41
Tableau IV.6. Propriétés pétrophysique du réservoir et de la zone d'intérêt.....	41
Tableau VI.7. Données PVT.....	43
Tableau VI.8. Données de réservoir.....	43
Tableau VI.9. Données de Well test.....	44
Tableau IV.10. Différentes valeurs de skins et leurs débits correspondant.....	46
Tableau V.1. Intervalles et cotes des fractures du puits OMJZ-21.....	52
Tableau V.2. Intervalles et cotes des Sleeves et Packers.....	53
Tableau V.3. Propriétés du proppant recommandé.....	55
Tableau V.4. Concentration du polymère en fonction de la température.....	56
Tableau V.5. Programme d'injection du traitement Data Frac et essai d'injectivité.....	58
Tableau V.6. Programme d'injection du traitement principal de la première fracture.	59
Tableau V.7. Résultats de design de la première fracture.....	60
Tableau V.8. Programme d'injection du traitement principal de la deuxième fracture.....	62
Tableau V.9. Programme d'injection du traitement principal de la troisième fracture.	63
Tableau V.10. Résultats donnés par la simulation.....	71
Tableau V.11. Coûts liés à l'opération de Stage-Frac.....	72
Tableau V.12. Résultats de calcul économique.....	73
Tableau V.13. Analyse des risques du projet Stage-Frac.....	74

Liste des Annexe

- Annexe n°1 : Situation géologique du champ de Hassi Messouad
- Annexe n°2 : Zones et numérotation des puits
- Annexe n°3 : Coupe stratigraphique du champ de Hassi Messaoud
- Annexe n°4 : Coupage par drains du cambrien de Hassi Messaoud
- Annexe n°5 : Positionnement de puits OMJZ-21
- Annexe n°6 : Debit de gaz et de l'eau de puits OMJZ-21
- Annexe n°7 : Absence d'eau autour de puits OMJZ-21
- Annexe n°8 : Débit de l'huile et de l'eau de puits OMJZ-21
- Annexe n°9 : Distribution de pression de gisement autour de puits OMJZ-21
- Annexe n°10 : EVOLUTION DE PRESSION DE FOND DE PUITES OMJZ-21
- Annexe n°11 : Graphe de la pression et sa dérivée de puits OMJZ-21
- Annexe n°12 : Perméabilité autour de puits
- Annexe n°13 : Log composite Gamma Ray, Résistivité, porosité et saturation
- Annexe n°14 : Distribution des fissures et des failles le long de drain horizontal
- Annexe n°15 : Ellipse De Plasticite
- Annexe n°16 : Résultats de découpage diagraphiques G-R.
- Annexe n°17 : Intervalles de stage frac sélectionnés en MD.
- Annexe n°18 : Composition du fluide de fracturation recommandé.
- Annexe n°19 : Viscosité de fluide en fonction de la température.
- Annexe n°20 : Interface presentant les applications du logiciel frac cade.
- Annexe n°21 : Résultats de design de la deuxième fracture.
- Annexe n°22 : Profil géométrique de la deuxième fracture.
- Annexe n°23 : Résultats du design de la troisième fracture
- Annexe n°24 : Totale falcon stage by Are.
- Annexe n°25 : falcon Instalation by market.
- Annexe n°26 : Montage des équipements de fracturation de surface
- Annexe n°27 : Caractéristiques des puits voisins de puits candidats OMJZ 21
- Annexe n°28 : Corrélacion entre les puits producteurs en Intermittence
- Annexe n°29 : équipement de surface « falcon système »
- Annexe n°30 : Complétion de puits OMJZ-21

NOMENCLATURE

A_f	Surface de la fracture	ft ²
AOFP	Absolute Open Flow Potential	m ³ /h
B_0	Facteur volumétrique	m ³ /stm ³
<i>BHFP</i>	Bottom hole flowing pressure	psi
C	Compressibilité	Psi ⁻¹
C_L	Coefficient de filtration	ft/min ^{-1/2}
C_p	Concentration en proppant	(ppg)
C_p	Concentration des agents de soutènements	lb/ft ²
E	Module de Young	psi
F_{cd}	Conductivité adimensionnelle	
G	Module de cisaillement	Psi
G_f	Gradient de fracturation	Psi/ft
GLR	Rapport débit gaz par rapport au liquide	scf/stb
GOR	Rapport débit gaz par rapport à l'huile	scf/stb
H_f	Hauteur de la fracture	ft (m)
IP	Indice de productivité	m ³ /h.psi
<i>IPR</i>	Inflow Performance Relationship	
<i>ISIP</i>	Chute de pression instantanée de fermeture	Psi
K	Perméabilité	mD
K	Perméabilité du réservoir	mD
K_f	Perméabilité de la fracture	mD
<i>KH</i>	Conductivité	md.ft
P_c	Pression de fermeture de la fracture	Psi
P_{ext}	Pression d'extension de la fracture	Psi
P_g	Pression de gisement	psi
P_{WF}	Pression de fond du puits	psi
P_{Wh}	Pression de tête de puits	psi
P_{net}	Pression nette dans la fracture	Psi
Q_i	Débit d'injection	bbbl/min
r_w	Rayon du puits réel	ft
S	Skin	

S_o	Saturation en huile	%
S_w	Saturation en eau	%
T	Contrainte tangentielle	Psi
t_p	Temps de pompage	min
V_f	Volume de la fracture	ft ³
V_i	Volume total injecté	bbbl
VLP	Vertical lift Performance	
V_{pad}	Volume du PAD	ft ³
WC	Water Cut	
W_f	Largeur de la fracture	ft (m)
X_f	Demi-longueur de la fracture	ft (m)
ε	Déformation	%
Σ	Contrainte	Psi
ρ	Densité	g/cm ³
η	Efficacité du fluide	%
σ_{eff}	Contrainte effective	Psi
σ_h	Contraint principale horizontale minimale	Psi
ν	Coefficient de poisson	
μ	Viscosité	cp

Table des Matières

Remerciement	I
Dédicace	II
Résumé	III
Liste des figures - Liste des tableaux	VI
Notions et symboles	XI
Liste des abréviations	XII
Introduction général	1
Chapitre I : Description géologique du champ de Hassi Messaoud	3
I.1. Aperçus historique du champ de Hassi Messaoud	3
I.2. Situation géographique	3
I.3. Cadre géologique	4
I.4. Zones et numérotation des puits	5
I.5. Série stratigraphique	5
I.6. Description et caractéristique du réservoir	6
I.6.1. Drain et subdivisions de réservoir	6
I.6.2. Caractéristique du réservoir	6
Chapitre II : Théories des puits horizontaux	8
II.1. Définition d'un puits horizontal	8
II.2. Principaux facteurs incitatifs des puits horizontaux	10
II.3. Classification des puits horizontaux	11
II.3.1. Ultra short radius	11
II.3.2. Short radius	12
II.3.3. Medium radius	12
II.3.4. Long radius	12
II.4. Problèmes d'exploitation des puits horizontaux	13
Chapitre III : Généralité sur la fracturation hydraulique des puits horizontaux...	14
III.1. Historique et développement de la fracturation hydraulique à HMD	14
III.2. Principe et objectifs de la fracturation hydraulique	15
III.3. Notions de base sur la fracturation hydraulique	16
III.3.1. Contraintes	16
III.3.2. Propriétés mécaniques des roches	18
III.3.3. Géométrie de la fracture	19
III.3.4. Fluides de fracturation (PAD)	20
III.3.5. Agents de soutènement (Propping agent)	21
III.4. Déroulement d'une opération de fracturation hydraulique	21
III.4.1. Test d'injectivité	21
III.4.1.1. Test par palier (step rate)	22
III.4.1.2. Test à débit constant	22
III.4.2. Essais Mini frac (DataFrac, Shadow Frac)	22
III.4.2.1. Step rate test	22
III.4.2.2. Pump in et flow back test	24
III.4.2.3. Pressure décline test	24

III.4.3. Traitement ou fracturation proprement dite (Main Frac)	25
III.4.3.1. Injection du Pad	25
III.4.3.2. Injection du slurry	25
III.4.3.3. Chasse du slurry	25
III.4.4. Analyses d'une fracturation hydraulique	25
III.4.4.1. Analyse du déclin de pression	26
III.4.4.2. Analyse de Nolte et Smith	30
III.5. Technique Multi-Stage Fracturing des puits horizontaux à HMD	31
III.5.1. Critères de sélection des puits candidats au Stage-Frac	32
III.5.2. Equipements et complétion de la Stage-Frac	32
Chapitre IV : Sélection d'un puits candidat au Multistage Frac	33
IV.1. Sélection du puits candidat	33
IV.1.1. Caractéristiques générales des quatre puits sélectionnés	34
IV.2. Généralité et objectif	36
IV.3. Analyse de la production	37
IV.4. Etude réservoir engineering	38
IV.4.1. Distribution de Pression	38
IV.4.2. Analyse et interprétation du test de Build Up par Saphir	38
IV.4.2.1. Résultats des paramètres estimés par saphir	39
IV.5. Interprétation pétrophysique et géologique	40
IV.5.1. Analyse pétrophysique	40
IV.5.1.1. Porosité et perméabilité	41
IV.5.2. Renseignement géologique	41
IV.5.2.1. Fissures et failles	42
IV.6. Analyse de Performance de puits	42
IV.6.1. Modélisation du puits	42
IV.6.1.1. Inflow Performance Relationship (IPR)	42
IV.6.1.2. Choix de corrélation pour l'écoulement vertical (VLP Matching)	44
IV.6.1.3. Courbe de performance de puits (IPR-VLP)	45
IV.6.2. Analyse de sensibilité de Puits (effet de Skin)	46
Chapitre V : Design et Simulation de traitement de Stage-Frac du puits OMJZ-21.....	47
V.1. Choix des zones à fracturer	47
V.1.1. Objectif de l'opération	47
V.1.2. Sélection des zones propres	48
V.1.2.1. Données de log composite traité	48
V.1.2.2. Interprétations Elans	48
V.1.2.3. Profil de contrainte (stress profile)	48
V.1.3. Emplacement des composants de la complétion	49
V.1.3.1. Emplacement des Sleeves de fracturation	49
V.1.3.2. Emplacement des Sleeves de production	49
V.1.3.3. Emplacement des Packers	50
V.2. Design de traitement de Stage-Frac et simulation par Frac CADE	50
V.2.1. Sélection de l'agent de soutènement	52
V.2.2. Sélection du fluide de fracturation	53

V.2.3. Design de Stage-frac en utilisant le simulateur Frac CADE	54
V.2.4. Design du traitement Data Frac	54
V.2.4.1 Test d'injectivité (Break down test)	54
V.2.4.2 Step rate test (SRT)	54
V.2.4.3. Injection de calibration et le déclin de pression (Pump-in, Shut-in test)	54
V.2.5. Design du traitement principal de Stage-Frac	55
V.2.5.1. Design de la première fracture (4000 m)	56
V.2.5.2. Design de la deuxième fracture (3835 m)	58
V.2.5.3. Design de la troisième fracture (3675 m)	59
V.3. Design de la complétion Stag-Frac	60
V.3.1. Le but de la complétion Open hole	60
V.3.2. Les offres de schlumberger pour multi stage stimulation (MSS).....	61
V.3.2.1. Open hole, non cimenté	61
V.3.2.2. Cased hole, cimenté	61
V.3.3.La composition de train de fracturation de système falcon	61
V.3.4. l'utilisation de falcon système dans le monde	62
V.3.5.La completion de puits OMJZ-21	62
V.4. Déroulement de l'opération de Stage-Frac	63
V.5. Evaluation de l'opération de Stage-Frac	65
V.5.1. Evaluation de la performance par simulation	65
V.5.1.1. Calage du système pour l'état actuel	65
V.5.1.2. Cas de la fracturation hydraulique	66
V.5.2. Evaluation économique	68
V.5.2.1. Coûts d'investissement de projet (Capex)	69
V.5.2.2. Expression de délais de récupération (Pay-Out Time)	69
V.5.2.3. Analyse des risques	70
Conclusion générale	72

INTRODUCTION GENERALE

Les hydrocarbures, c'est-à-dire, le gaz naturel et le pétrole demeurent la source d'énergie la plus utilisée, ils couvriront au début de ce siècle entre 50 et 75 % de la consommation mondiale. Cette énergie est récupérée à travers l'exploitation des puits verticaux et horizontaux dans un champ pétrolier.

Le but principal de forage horizontal est d'augmenter le contact puits-réservoir et d'améliorer la production en dirigeant le drain le long d'une trajectoire prédéterminée pour atteindre une cible désignée. Ce type de forage a été introduit sur le champ de Hassi Messaoud, afin d'augmenter la production par le drainage des endroits peu ou pas balayés, tout particulièrement, l'exploitation des périphéries des zones, les interzones et le réservoir R2, à cause de leurs faibles caractéristiques pétrophysiques.

Par ailleurs, la première mise en production de ce champ se fait grâce à l'énergie naturelle du gisement. Au fil des années, la chute de production de certains puits horizontaux est remarquable. Cet abaissement est généralement dû au bouchage des perforations, venue de gaz ou d'eau et d'autres anomalies pétrophysiques, comme la faible perméabilité. Ceci incitera les services opérationnels de réservoir à pratiquer la récupération assistée. Parmi les nouvelles techniques de récupération, celle dite « Multistage Hydraulic Fracturing ». En effet, cette opération consiste à créer après rupture de la roche et d'une manière artificielle un drain hautement perméable, s'étendant le plus loin possible dans la formation afin de faciliter l'écoulement des hydrocarbures vers les abords de puits, et remédier aux différents problèmes d'exploitations à l'instar de venue de gaz ou d'eau.

Effectivement, un meilleur taux de récupération passe par un bon choix de puits à fracturer, et un design adéquat, on tient en compte de toutes les données nécessaires du puits considéré.

L'utilisation de l'outil numérique par des simulations de l'opération peut ouvrir au service d'engineering la possibilité d'évaluer le gain de production et de faire plusieurs scénarios avant l'opération.

Dans ce travail, nous ne cherchons pas à être exhaustif, mais à apporter, à travers un plan de travail utile, une poussée technologique significative et soulever les points essentiels de l'étude pour atteindre une meilleure récupération des réserves. Dans ce cadre, notre démarche est attachée à l'étude de candidature et l'analyse par simulation de la technique

« Multistage Hydraulic Fracturing » des puits horizontaux dans le champ de Hassi-Messaoud, cas de puits OMJZ-21.

La présente étude s'articule autour des éléments et chapitres suivants :

- Le premier chapitre est consacré à la description géologique et stratigraphique du champ de Hassi Messaoud, ainsi que les caractéristique pétrophysique de réservoir de ce champ.
- Le second chapitre traite la théorie des puits horizontaux, Il porte tout d'abord sur une classification et application de ces derniers, ensuite on a décrit la participation des horizontaux dans la production globale, tout en analysant les problèmes d'exploitation rencontrés dans ce champ.
- On décrit au niveau du troisième chapitre la théorie de la fracturation hydraulique pour les puits horizontaux et notamment la technique de « Multi-Stage Fracturing »
- La quatrième partie montre la méthode de sélection de puits candidat de même qu'une analyse de toutes les données nécessaire à l'étude a été faite.
- Le dernier chapitre présente le design de traitement considéré et les résultats numériques de simulation obtenus à partir des softwares appropriés.

Enfin, cette étude s'achève par une conclusion générale et des recommandations où on souligne l'intérêt de notre étude et la nécessité de rechercher et développer de nouvelles techniques de récupération.

Chapitre: I

Déscription géologique du champ de Hassi Messaoud

CHAPITRE I : DESCRIPTION GEOLOGIQUE DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD.

Introduction :

Le champ de Hassi Messaoud représente l'un des champs les plus complexes au monde. Durant l'histoire géologique, ce champ a subi d'une part une évolution tectonique intense caractérisée par des phases compressives et distensives. D'autres parts, par la transformation diagénétique dans le réservoir lors de son enfouissement au cours du temps géologique, jusqu'à ce que le gisement a pris forme tel que représentée par la configuration actuelle. Ces évènements peuvent quelques fois améliorer les caractéristiques pétrophysiques (création des fissures naturelle), comme ils peuvent les réduire (diminution de la porosité par bouchage des pores). Donc la connaissance de la lithologie de ce champ, est une étape cruciale qui sert énormément lors des interventions aux puits au cours de production.

I.1. Aperçus historique du champ de Hassi Messaoud :

Le gisement de Hassi Messaoud fut découvert par deux compagnies distinctes, CFPA au niveau de la partie Nord et SN-REPAL au niveau de la partie sud du champ. Le champ de Hassi Messaoud a été découvert le 16 janvier 1956 par la SN-REPAL, qui a amorcé le premier forage MD1, ce forage découvrait à 3338 m de profondeur, des grès du cambrien productif d'huile.

En Mai 1957 à sept kilomètres Nord-ouest de MD1, la CFPA confirmait l'existence d'un gisement par le forage Om1. Les forages qui étaient alors de dix puits par an n'ont cessé de se multiplier depuis 1967 et surtout après la nationalisation des hydrocarbures le 24 février 1971, pour arriver à ce jour au nombre important de puits forés d'environ 1800 puits.

I.2. Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud est un important gisement d'hydrocarbure. Il contribue par plus de 50% de la production Algérienne. Il se situe à 850 km Sud –Sud-est d'Alger, à 350 km de la frontière tunisienne et à 80km à l'Est de Ouargla. Sa localisation est

En coordonnées Lambert Sud Algérie est la suivante :

- De 790.000 à 840.000 Est.
- De 110.000 à 150.000 Nord.

En coordonnées géographiques :

- Au Nord par la latitude 3215.
- Au Sud par la latitude 3130.
- A l'Ouest par la longitude 540.
- A l'Est par la longitude 635.

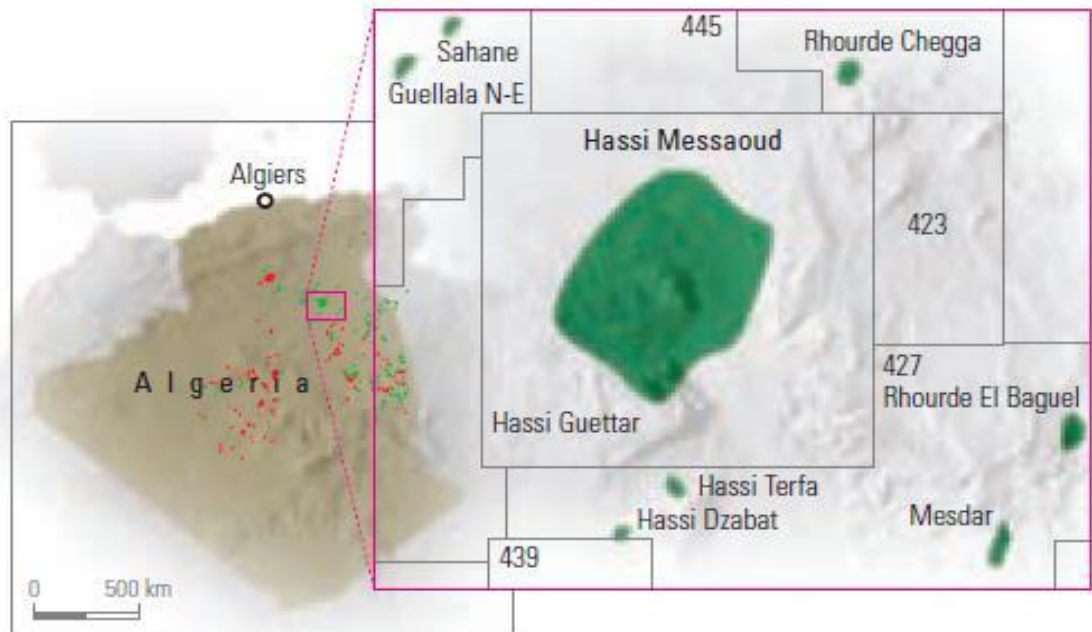


FIGURE I.1. LOCALISATION DU CHAMP DE HASSI MESSAOU D [1]

I.3. Cadre géologique

La structure de Hassi Messaoud correspond au prolongement vers le Nord du mole d'Amguid-El Biod, elle occupe la partie centrale de province triasique,

Ce gisement est limité, voire l'annexe n°1 [1] :

- Au Nord, par la structure Djemaa-Touggourt.
- Au Sud, par le haut-fond d'Amguid-El Biod.
- A l'Est, par les dépressions de Dahar et de Ghadamès.
- A l'Ouest, par la dépression d'Oued Mya.

1.4. Zones et numérotation des puits :

L'évolution des pressions des puits en fonction de la production a permis de subdiviser le gisement de Hassi Messaoud en 25 zones, dites de production, d'extension variable. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et non pas avec ceux des zones avoisinantes. A chacune un comportement propre du point de vue pression de gisement. Les puits d'une même zone drainent conjointement une quantité d'huile en place bien établie. Toutefois il est important de souligner que le facteur de pression ne peut être le seul critère de caractérisation des zones (Annexe n°2).

Le champ de Hassi Messaoud est divisé en deux parties distinctes : la zone Nord et la zone sud, chacune ayant sa propre numérotation établie par les premières sociétés détectrices du champ.

Champ Nord : comporte une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique, exemple : Omn 43

O : Majuscule, permis d'Ouargla.

m : Minuscule, carreau de 1600 km².

n : Minuscule, carré de 100 km².

4 : Abscisse, et **3** : ordonnée.

Champ Sud : Elle est principalement chronologiquement complétée par une numérotation géographique basée sur des abscisses et des ordonnées d'intervalle égale à 1,250 km et harmonisée avec les coordonnées Lambert, Exemple : Md10 (33)-(15)

Il est important de noter que la subdivision actuelle n'est pas satisfaisante car une même zone peut être divisée en sous zones. (Ex : 1a, 1b, 1c) [2].

1.5. Series stratigraphiques :

Sur la dorsale de Hassi Messaoud une bonne partie de la série stratigraphique est absente.

Ce sont les dépôts du Paléozoïque reposant sur un socle granitique, qui ont été érodés au centre de la structure au cours de la phase Hercynienne.

De ce fait les dépôts mésozoïques reposent en discordance sur le Cambro-ordovicien.

En allant vers la périphérie du champ, la série devient plus complète.

La couverture du gisement est assurée par le complexe Argilo gréseux et Salifère du Trias discordant sur la surface d'érosion du Cambro-ordovicien.

L'Annexe n°3 montre la stratigraphie du champ.

I.6. Description et caractéristique du réservoir [31]:

I.6.1. Drain et subdivisions de réservoir :

Les grès de Hassi-Messaoud ont été subdivisés au début de la reconnaissance du gisement en quatre Zones : Ri, Ra, R2 et R3. (Annexe n°4 [3]).

I.6.2. Caractéristique du réservoir :

Le réservoir est situé sous la discordance hercynienne, il est protégé par une importante couverture argilo-salifère du trias.

L'eau du gisement est salée saturée en sels divers dissous (360-370 g/l) et a une masse volumique de 1,21 g/cm², sa viscosité est de 0,45 cp. Le contact huile/eau se trouvait à l'origine à 3380 m (Sw=100%) il a envahi partiellement une bonne partie du R2. L'aquifère n'est pas actif.

Les grès de Hassi Messaoud sont constitués essentiellement de grès anisométrique, seule la zone Ra d'une centaine de mètres présente les meilleures caractéristiques pétrophysiques, elle est la plus productive du réservoir Cambrien situé environ de 3300 m à 3500 m de profondeur. Les caractéristiques de la roche réservoir varient largement selon leur classement, leur degré de quartzification et leur teneur en argile, on peut citer :

- L'hétérogénéité est très importante sur une verticale et sur un plan ;
- La porosité est faible de 5 à 10 % ;
- La perméabilité est très faible de moyenne 1 –2 md ;
- L'huile est légère, elle présente une densité moyenne en surface de 0,8 (45 °API), permettant ainsi d'augmenter le taux de récupération par injection de gaz ;
- La viscosité d'huile est d'environ 0.2 cp ;
- Le facteur volumétrique de fond Bo est de m³ /stdm³ et le Bg est de 0.0005

m³ /stdm³ ;

- La compressibilité totale moyenne sur l'huile (huile + eau +roche) est égale à $3,63.10^{-4} \text{ (kg/cm}^2\text{)}^{-1}$
- La saturation en huile est de 80% à 90% maximum
- La pression de gisement est variable de 120 à 400 kg/cm^2 ;
- La pression de bulle est de 140 à 200 kg/cm^2 ;
- La température est de l'ordre de 118°C ;
- Les puits présentent des G.O.R. d'une moyenne de 219 m^3/m^3 (sauf pour les puits en percée où le G.O.R peut dépasser 1000 m^3/m^3 et plus)
- L'épaisseur de la zone productive peut atteindre 120 m mais peut également être nulle.
- Cote de référence est de 3200 m.

Conclusion

Du point de vue caractérisation du réservoir, le gisement de Hassi-Messaoud est défini dans une trilogie parfaite :

- Hétérogène sur une verticale et sur un plan ;
- Anisotrope par la présence de silts ;
- Discontinu par l'écoulement des fluides.

Ces facteurs (hétérogénéité, discontinuité et anisotropie) vont provoquer une diminution de la récupération par rapport à un milieu homogène idéal, et vont entraîner une difficulté d'interpolation des valeurs des paramètres au puits.

Chapitre: II

Théories des puits horizontaux

CHAPITRE II : Théories des puits horizontaux

Introduction

Le premier puits horizontal (le puits Hz-1) a été foré sur le champ de Hassi Messaoud en 1993. C'était le deuxième puits horizontal foré en Algérie, le premier étant le puits HRZ-1 sur le champ gazier de Hassi R'mel. Le puits était prévu pour exploiter le réservoir R2 dans la zone 13. En tant que projet pilote, ce puits pilote de 6 pouces a fait l'objet d'un carottage et de diagraphies. Après évaluation, la décision a été prise de boucher le trou vertical et de continuer le tronçon horizontal. Un système de forage avec moteur de fond et des enregistrements diagraphiques en temps réel ont été utilisés pour la première fois. Suite au succès du puits Hz-1, un programme de développement a été lancé en 1997 pour continuer à développer le champ avec des puits horizontaux et inclinés. À la fin de 2005, plus de 130 puits avaient été forés et complétés. Maintenant plus de 280 puits horizontaux ont été forés sur le champ [3].

II.1. Définition d'un puits horizontal

Typiquement, les puits horizontaux sont forés verticalement de la surface à une profondeur prédéterminée et puis horizontalement à une longueur additionnelle, s'étendant de centaines aux milliers de pieds (figure II.1). Forer une section horizontale dans un réservoir permet d'augmenter la zone de contact entre le puits et la roche imprégnée d'hydrocarbures et donc, d'accroître la productivité du puits. En effet, un puits n'est en contact avec le réservoir que sur l'épaisseur de ce dernier (de quelques mètres à quelques dizaines de mètres au plus, alors qu'un drain horizontal bénéficie de l'extension latérale de la formation et peut se mesurer en centaines de mètres voire des kilomètres). [31]

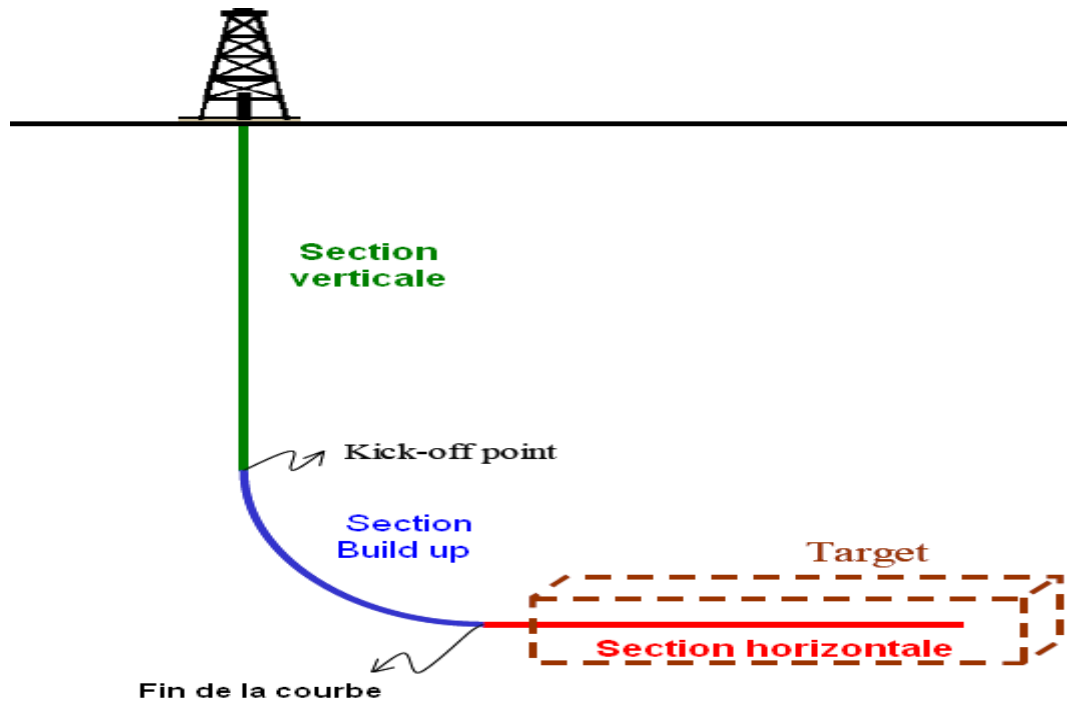


FIGURE II.1. PROFIL D'UN PUITS HORIZONTAL

La trajectoire théorique d'un puits horizontal est composée de deux plans :

- Un plan vertical dans lequel on trouve la profondeur et le déplacement
- Un plan horizontal qui représente la direction du puits par rapport au nord.

Le plan vertical : comporte en général

- Une partie verticale,
- Une partie courbe (build up) à partir de l'amorce de la déviation où l'inclinaison est augmentée en suivant un gradient d'inclinaison donné jusqu'à atteindre 90 degrés qui est la cible (Target)
- Une partie horizontale en direction de l'azimut.

Le profil théorique vertical est défini par 4 paramètres :

TVD : la profondeur verticale de l'objectif (Target),

U ou VS : le déplacement horizontal total,

KOP : la cote de l'amorce de la déviation.

BUR : le gradient d'inclinaison de la déviation.

Ce dernier paramètre peut être remplacé par le rayon de courbure R proportionnel à l'inverse du gradient d'inclinaison.[5]

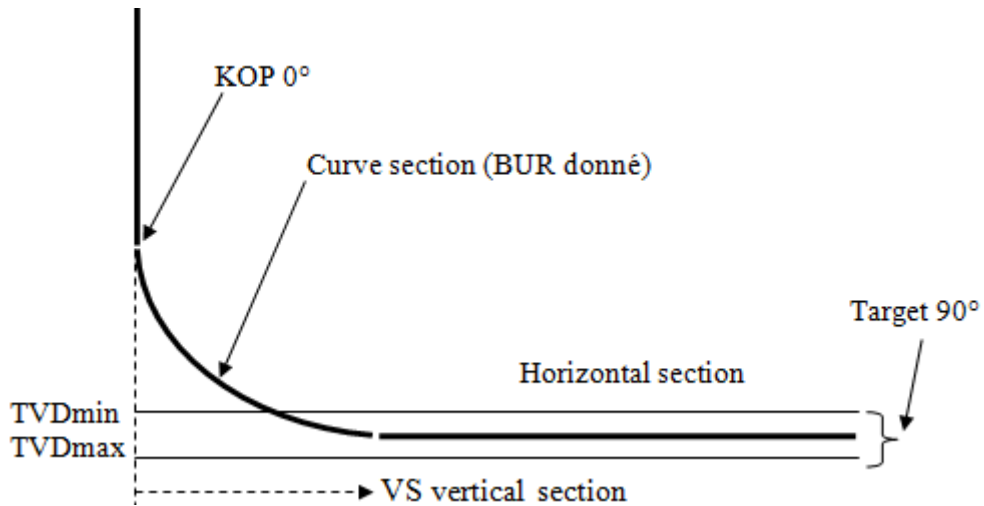


FIGURE II.2. PLAN VERTICAL D'UN PUITTS HORIZONTAL [5]

Le plan horizontal :

Dans ce plan on représente la position du puits dans un plan horizontal par rapport au nord en indiquant l'azimut de ce dernier, par exemple un puits qui a un déplacement horizontal de 600m dans un azimut de 45° sera présenté comme suite :

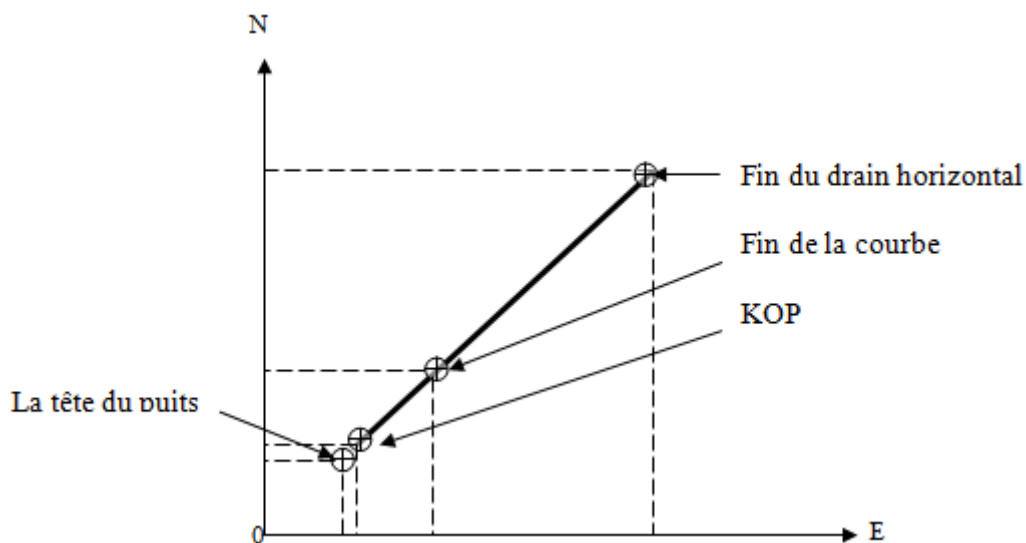


FIGURE II.3. PLAN HORIZONTAL D'UN PUITTS HORIZONTAL [5]

II.2. Principaux facteurs incitatifs des puits horizontaux :

Avant les applications de puits horizontaux, des centaines de puits conventionnels ont été des échecs en termes de développement de champ en raison de l'hétérogénéité du réservoir en dehors des zones productives. La figure ci-après montre qu'en moyenne un puits sur dix était improductif.

Taux de succès, %

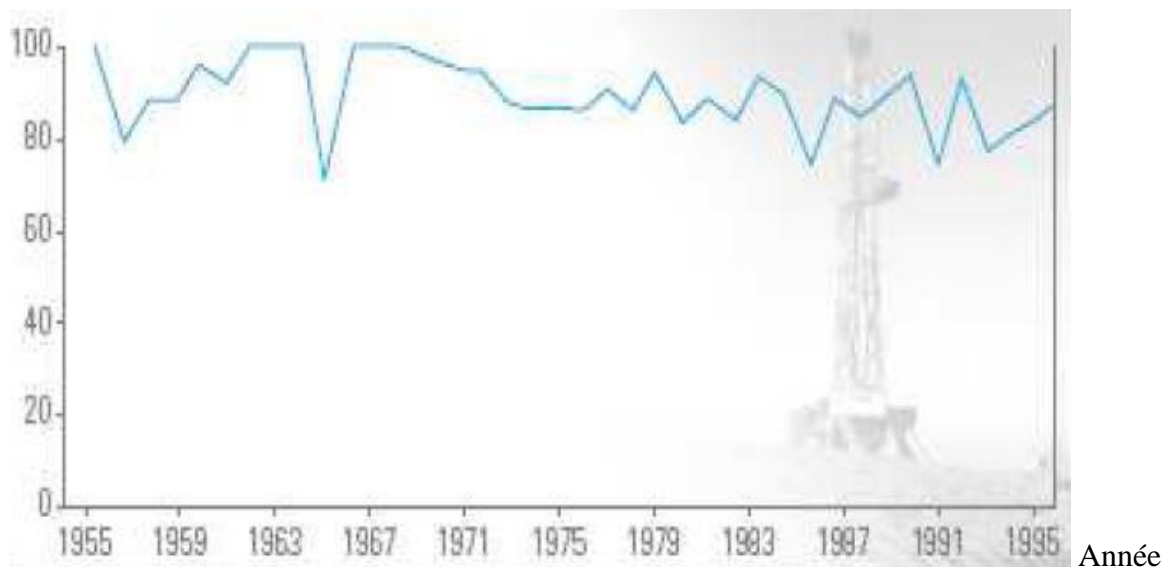


FIGURE II.4. TAUX DE SUCCES DES PUIITS HORIZONTALS [4].

La plupart des puits non exploités se situent dans des zones extérieures, qui sont extrêmement hétérogènes et présentent une faible perméabilité. Les puits conventionnels ne représentaient pas le bon choix, et passer en horizontal devait contribuer à surmonter l'hétérogénéité latérale du réservoir et à intercepter les zones qui ont les meilleures caractéristiques du réservoir et des fractures naturelles.

Un autre avantage à forer des sections horizontales, est de développer le réservoir secondaire R2, qui contient plus de 30 % des réserves en place (OOIP) [4].

II.3. Classification des puits horizontaux :

Typiquement, les puits horizontaux sont forés verticalement de la surface à une profondeur prédéterminée, c'est la section verticale, et déviés à partir d'un point appelé «kick off point » avec un rayon de courbure R qui diffère d'un type à un autre, puis dirigés horizontalement dans le réservoir, c'est le drain.

Les puits horizontaux sont subdivisés en plusieurs catégories qui sont [5]:

II.3.1. Ultra short radius :

Ces puits ont une longueur de drain inférieure à 200 ft, avec un build up rate de 45 à 60°/ft, un rayon de tubing de 1,25 à 2,5 pouce et un rayon de courbure de 1 à 2 ft. En raison de sa petite longueur et petit diamètre, il est complété comme slotted liner pré perforé ou gravel packed. Dans ce type de puits on ne peut pas faire l'échantillonnage ou le logging.

II.3.2. Short radius :

Ce type a un rayon de tubing de 4 ¾ à 6 pouces et un rayon de courbure compris entre 20 et 40 ft. La longueur du drain varie entre 250 et 450ft et son build up rate entre 2 et 5°/ft.

Il est complété comme open hole ou avec slotted liner. Dans ce cas l'échantillonnage et le logging ne sont pas réalisables. Le Short Radius consiste à donner une nouvelle vie à des anciens puits dont la production a considérablement baissé, par une ouverture dans la paroi du puits, un nouveau forage repart dans une autre direction vers une zone non drainée. Cette technique permet une réduction des coûts (plate-forme, génie civil et équipements de production déjà existants), l'exécution du forage est alors plus rapide.

II.3.3. Medium radius :

La longueur du drain de ce puits varie entre 500 et 3000 ft avec un rayon de courbure de 300 à 700 ft respectivement et un build up rate de 8 à 20°/100 ft. Son rayon de déviation nous facilite la descente du casing et nous donne la possibilité d'intervenir sur le fond. Tous les types de complétion sont possibles. Le logging, l'échantillonnage et la stimulation peuvent aussi avoir lieu.

II.3.4. Long radius :

Ce type de puits à un rayon de courbure de 1000 à 3000 ft avec une longueur du drain de 1000 à 4000 ft et un build up rate de 1 à 6°/100ft. Tous les types de complétion ainsi le logging, l'échantillonnage et la stimulation sont réalisables. Ils permettent l'utilisation de toutes les procédures de forage conventionnel. Dans ce genre de puits, le forage avec des équipements standards et pour des puits sans restriction de diamètres est possible.

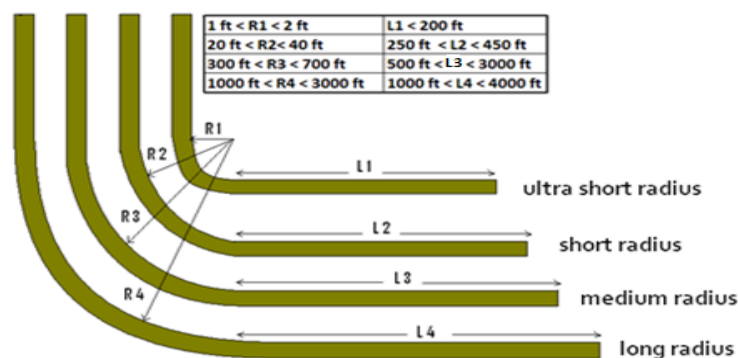


FIGURE II.5. TYPES DE PUIITS HORIZONTAUX

II.4. Problèmes d'exploitation des puits horizontaux

Les principaux problèmes d'exploitation du champ de Hassi Messaoud sont :

- Difficulté de nettoyage des puits en open Hole.
- Impossibilité de blocage de venue d'eau ou gaz pour les puits équipés en LPP.
- Augmentation des fréquences des nettoyages (CTU et SNB) pour les puits en open hole.
- Difficulté d'instrumentation dans le drain Horizontal (repêchage de poissons).
- Eboulement des trous (Md358, Md105...etc.).
- Difficulté de réalisation des PLT dans les puits en open Hole.
- Dessalage inefficace des puits salés (drain horizontal)
- Design & exécution des stimulations (nécessitant des volumes considérables et des méthodes de placement inexistantes)
- Les dépôts de sel, asphaltènes et sulfate de baryum
- Corrosion de la collecte

Le gisement de Hassi-Messaoud atteint un degré d'exploitation élevé mais non encore définitive. Un vaste programme de développement est tracé pour soutirer encore plus de pétrole. [31]

Conclusion

A Hassi Messaoud, les performances actuelles des puits horizontaux sont particulièrement décevantes. Et la Sonatrach, soucieuse de la rentabilité de ces puits, avait décidé en Mars 2004 de tester la technologie de stimulation des puits horizontaux, et la société de service Schlumberger s'était confié la tâche de fracturation hydraulique du puits OMZ-801 qui enregistrait ainsi le record d'être le troisième puits horizontal à être fracturé sur le continent africain. Pour plusieurs raisons d'ordre technique, ce puits été mis en production en 2008. Et les polémiques liés à l'application de cette technologie comme moyen d'amélioration des performances des puits horizontaux de Hassi Messaoud se font sentir.

Chapitre: III

Généralité sur la fracturation hydraulique des puits horizontaux

CHAPITRE III : GENERALITE SUR LA FRACTURATION HYDRAULIQUE DES PUIITS HORIZONTAUX

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 [10].

III.1. Historique et développement de la fracturation hydraulique à HMD

A Hassi Messaoud, la fracturation hydraulique est une technique de stimulation relativement ancienne, elle a été introduite en Algérie en 1960 (OM6) ; cependant, ce n'est qu'au début des années 1990 qu'elle a été appliquée régulièrement dans le champ de Hassi Messaoud, pour que l'on comptabilise, en septembre 2014, 478 traitement a été effectué sur 391 puits (producteur et injecteur).

En 1994 Sonatrach a engagé une compagne de micro fracturation afin d'établir un profil de contrainte pour permettre de prévoir l'évolution de la fracture et de préparer le puits à la fracturation hydraulique.

$$\sigma_h = 6163.1 + 1312.2 E - 74.416 S_o \quad (\text{III.1})$$

A partir de 1999, la technique de la fracturation hydraulique a été renforcée par l'introduction des nouvelles techniques telles que :

- **Divertafrac/Settlefrac (1999)** : Utilisée pour limiter la propagation de la fracture vers le bas.
- **Stimtube TM (1999)**: Afin de créer des petites fractures et forcer la fracture à s'amorcer dans l'intervalle désiré.
- **Propslug** : permet de remplir les petites fractures, pour éviter le screen-out prématuré ; et d'éroder les perforations.

En octobre 2001, le traitement est amélioré avec l'utilisation du coiled tubing (Coilfrac™), surtout dans le cas d'une communication dans la compléition.

- **Hiway fracturing** : en 2012, l'introduction de la technique Hiway sur le puits (OMN651), elle consiste à créer des voies ouvertes à l'intérieur de la fracturation, ce qui permet d'augmenter d'une façon significative la conductivité, tout en réduisant le volume des agents de soutènement.

En 2008, la première opération exécutée de Multi-stage fracturing sur le puits horizontal (OMOZ801).

Actuellement, à Hassi Messaoud en compte 05 puits horizontaux fracturés par la nouvelle technique (Multi-stage frac) qui sont : OMOZ 801, MDZ 492, MDZ 548, OMKZ 202, ainsi le puits OMNZ 273. [31]

III.2. Principe et objectifs de la fracturation hydraulique [31]

La fracturation consiste à l'injection d'un fluide de traitement à une pression supérieure à la pression de fracturation de la formation, ouvrant ainsi des canaux de très forte perméabilité, dans lesquels l'effluent peut s'écouler beaucoup plus facilement, ce qui augmente le débit de puits et la productivité [11].

A la fin de l'injection, lorsqu'on relâche la pression, la fracture ouverte par le fluide tend à se refermer. Afin d'éviter que la fracture créée ne se referme, un matériau granulaire d'origine naturel ou synthétique, appelé Proppant ou Agent de soutènement, est ajouté au fluide de fracturation durant le pompage.

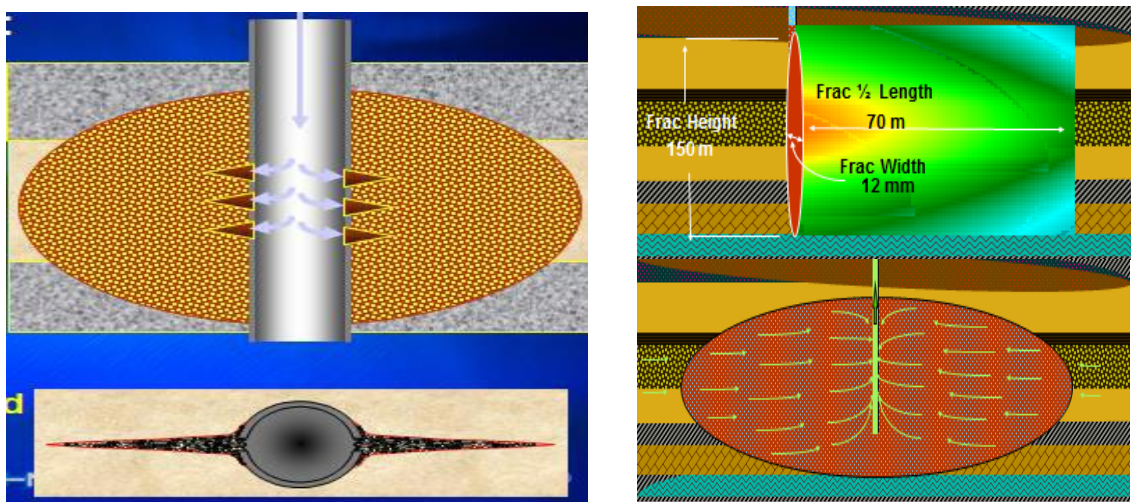


FIGURE III.1. PRINCIPE DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE [31]

L'index de productivité du puits augmentera alors à cause de la diminution du rabattement de la pression et l'augmentation du débit et le gain est défini :

$$Gain = \frac{I_p(ap)}{I_p(av)} \quad (III.2)$$

L'index de productivité d'un puits avec un skin (S) peut être exprimé :

$$I_p = \frac{2\pi Kh}{\mu B_0 (\ln(r_s/r_w) + S)} \quad (III.3)$$

Sachant que :

$$Q = I_p \Delta P \quad (III.4)$$

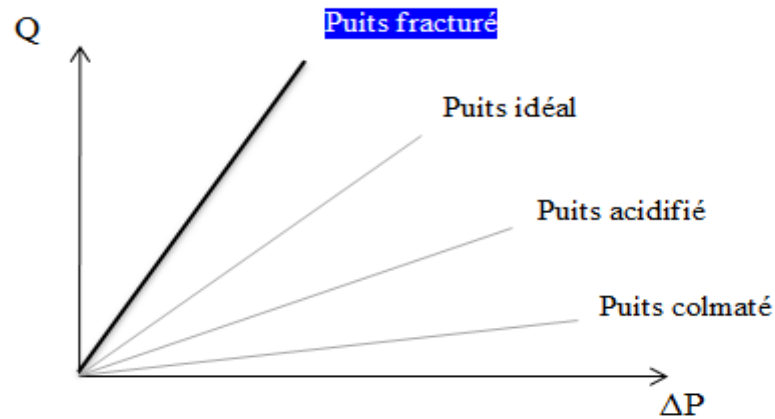


FIGURE III.2. COURBES Q EN FONCTION DE ΔP POUR DIFFERENTS CATEGORIES DE PUITTS

III.3. Notions de base sur la fracturation hydraulique [31] :

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.

III.3.1. Contraintes

D'une façon générale, les formations sont soumises à différentes contraintes, qui s'associent entre elles pour maintenir ces roches en états de compression, on cite ;

- Contraintes principales totales (Σi). (Figure III.3).
- Contraintes principales effectives (σi).

Ces contraintes sont liées entre eux par la relation suivante :

$$\sigma_i = \Sigma_i - \alpha P \quad (i = 1,2,3) \quad (\text{III.5})$$

Et

$$\alpha = 1 - \frac{c_m}{c_b} \quad (\text{III.6})$$

Avec:

P : Pression de couche.

C_m : Compressibilité de la matrice.

C_b : Compressibilité de la roche poreuse.

$\alpha \sim 1$

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

$$\sigma = \frac{\text{Force}}{\text{Surface}} \quad (\text{III.7})$$

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

$$\varepsilon = \frac{\Delta L}{L} = \frac{L_2 - L_1}{L_1} \quad (\text{III.8})$$

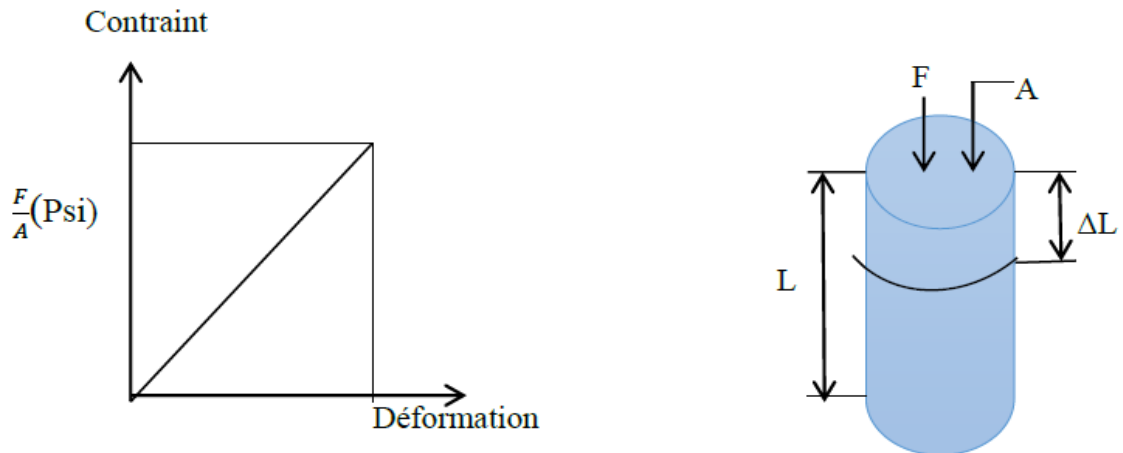


FIGURE III.4. DEFORMATION ELASTIQUE.

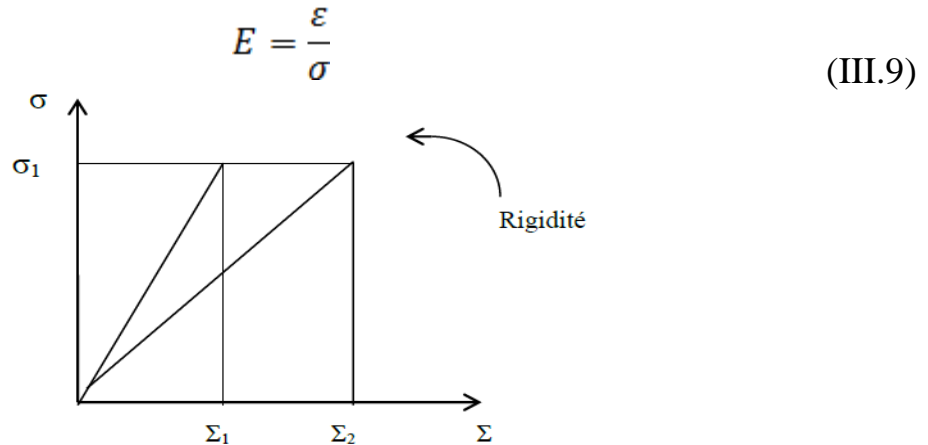
III.3.2. Propriétés mécaniques des roches [31]

Les roches sont caractérisées par leurs constantes d'élasticités :

- Module de Young (E).
- Coefficient de poisson (ν).
- Module de cisaillement (G).

Module de Young (E)

La rigidité d'un matériau est appelée module de Young noté (E), il est caractérisé par la pente de la courbe $\sigma = F(\varepsilon)$. Quand le module de Young augmente, la largeur de la fracture diminue, par contre la longueur augmente.

**FIGURE III.5. RIGIDITE D'UN MATERIAU.****Coefficient de Poisson (v) :**

Le coefficient de Poisson est donné par la relation :

$$v = \frac{-\varepsilon_2}{\varepsilon_1} \quad (III.10)$$

Avec :

La déformation axiale :

$$\varepsilon_1 = \frac{L_1 - L_2}{L_1} \quad (III.11)$$

La déformation latérale (diamétrale) :

$$\varepsilon_2 = \frac{D_1 - D_2}{D_1} \quad (III.12)$$

Il varie pour les roches dans les limites de 0.1 à 0.45.

Module de cisaillement (G) :

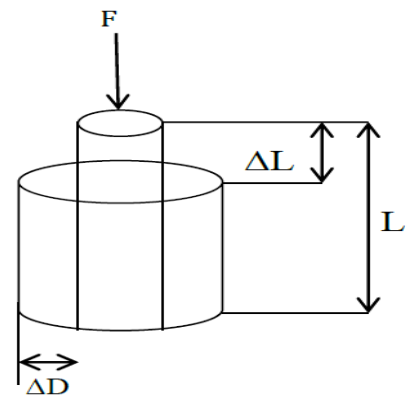
Est déterminé d'après la formule suivante :

$$G = \frac{E}{2(1+v)} \quad (III.13)$$

Avec :

E : Module de Young.

v : Coefficient de Poisson.

**FIGURE III.6. DEFORMATION SOUS L'ESSAI UNI AXIAL**

Compressibilité (Cb) :

Si la roche est isotrope, le coefficient de compressibilité est défini par :

$$C_b = \frac{3(1 - 2\nu)}{E} \quad (\text{III.14})$$

Cb varie dans des grandes limites suivant la consolidation de la roche.

III.3.3. Géométrie de la fracture

La fracture est un volume géométrique dans la formation, ayant une longueur (X_f), une largeur moyenne (W_f) et une hauteur (h_f), le rendement d'une opération de fracturation est en fonction de ces trois dimensions.

Longueur de la fracture (Xf)

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

Epaisseur de la fracture (Wf)

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

Hauteur de la fracture (Hf)

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

Pour la fracture horizontale, on aura la hauteur qui remplace l'épaisseur et le contraire.

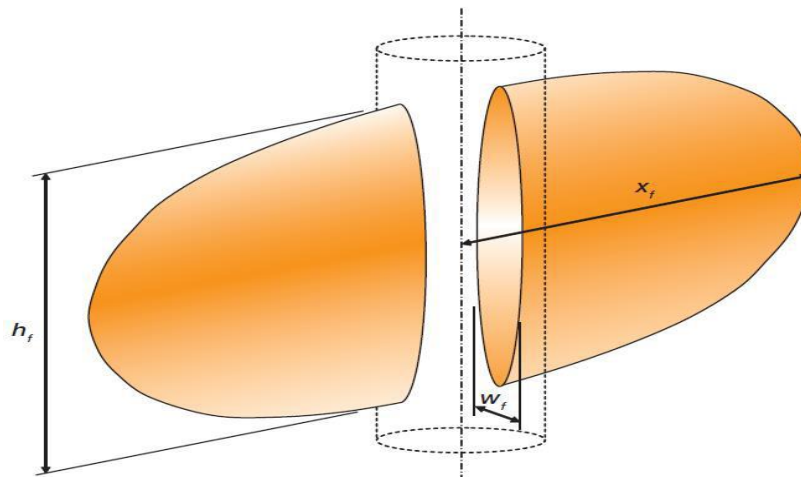


FIGURE III.7. GEOMETRIE DE LA FRACTURE [10]

III.3.4. Fluides de fracturation (PAD) [31]

Le fluide utilisé a plusieurs rôles à remplir au cours de l'opération de fracturation :

- Il doit ouvrir et développer la fracture. Pour cela, il faut que ce fluide ait :
 - Une viscosité élevée pour obtenir une largeur suffisante de la fracture pour la pénétration des agents de soutènement ;
 - Un filtrat le plus faible possible, c'est-à-dire le volume de liquide n'ayant pas filtré, soit le plus important possible.
- Il doit également transporter les agents de soutènement de la surface jusqu'au fond de la fracture.

Parmi les fluides de fracturation les plus communément utilisés à HMD sont :

HYBOR # 35 : est le gel utilisé par Halliburton, ce gel a l'avantage de contrôler sa réticulation, la réduction des pertes de charges et minimise la dégradation du cisaillement dans le fluide. Ce fluide est recommandé pour les formations très consolidées (compactes) et profondes. Il donne une grande viscosité apparente dans la formation et il présente moins de résidus dans la formation.

YF 135 HTD: est le gel utilisé par Dowell Schlumberger, Ce gel a de faible concentration en polymère ainsi qu'un design économique du fluide :

- Système de Borate pour le nettoyage et amélioration de la conductivité de la fracture.
- Facilité de mixage et amélioration de contrôle.
- Bonnes caractéristiques rhéologiques pour la propagation de la fracture et transport du proppant.
- Moins de puissance hydraulique requise.

Spectra Frac G3500 (Gel utilisé par BJSP).

III.3.5. Agents de soutènement (Propping agent)

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

- Etre assez résistant pour maintenir la fracture ouverte.

- Etre distribuées d'une manière à permettre l'écoulement des fluides vers le puits de production.

Les agents de soutènement les plus utilisés actuellement à HMD, se sont en général des billes de céramiques calibrées, de sable ou de bauxite, de granulométrie de 16/30, 20/40 et leur perméabilité variant entre 100 et 800 Darcy. [34]

Sintered Bauxite 20/40 : est l'agent de soutènement utilisé par Halliburton.

ISP (Intermediat Strength Proppant) : est l'agent de soutènement utilisé par Dowell Schlumberger.

Sinterball Bauxite : est l'agent de soutènement utilisé par BJSP à HMD.

Tableau III.1. Choix de Proppant basé sur la pression de fermeture

Contrainte de fermeture	Temperature	Agent de soutènement
≤ 6000 psi	--	sable
$\geq 6000. 1200 \leq$	≤ 250 °F	RCS (Resin-coated sand)
$\geq 6000. 1200 \leq$	≥ 250 °F	ISP(Intermediat Strength Proppant)
≥ 1200 psi	--	HSB(heigh Strength Bauxite)

III.4. Déroulement d'une opération de fracturation hydraulique [32]

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

III.4.1. Test d'injectivité

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

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

Ce test se déroule en deux étapes :

III.4.1.1. 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.

III.4.1.2. Test à débit constant

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

III.4.2. Essais Mini frac (DataFrac, Shadow Frac)

Le Minifrac est un ensemble de tests consécutifs, effectués sur la formation permettant par leurs analyses, de fournir les informations nécessaires sur les conditions régnautes au fond du puits, pour élaborer le design de notre opération de fracturation, et de savoir où ira l'agent de soutènement.

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).

III.4.2.1. Step rate test

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

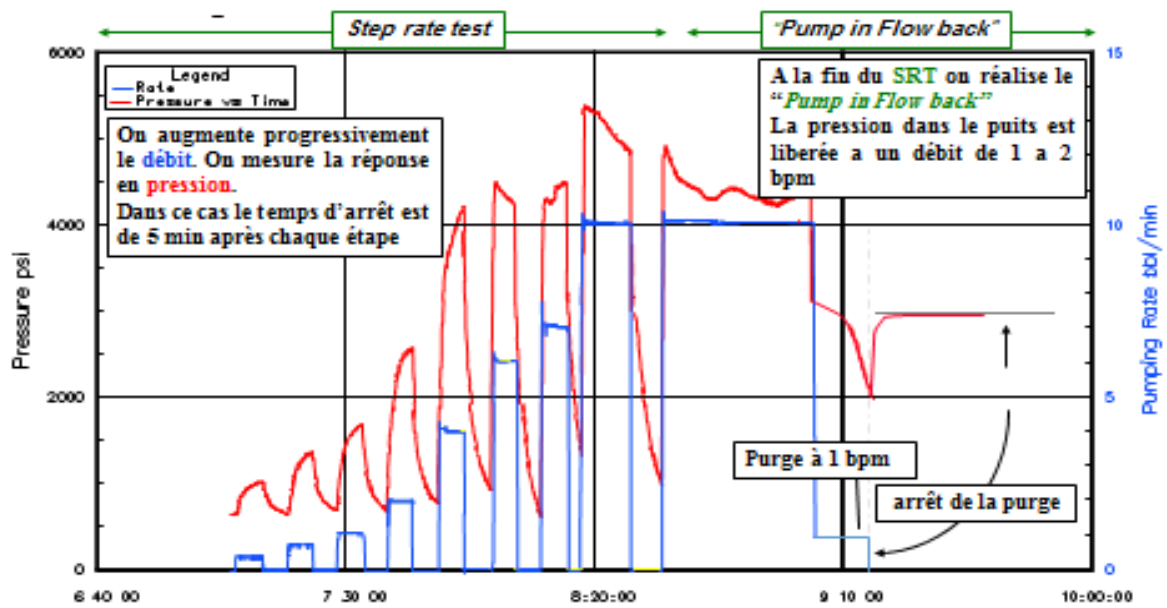


FIGURE III.8. ILLUSTRATION DE LA PROCEDURE DU TEST DE DEBIT PAR INCREMENT

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

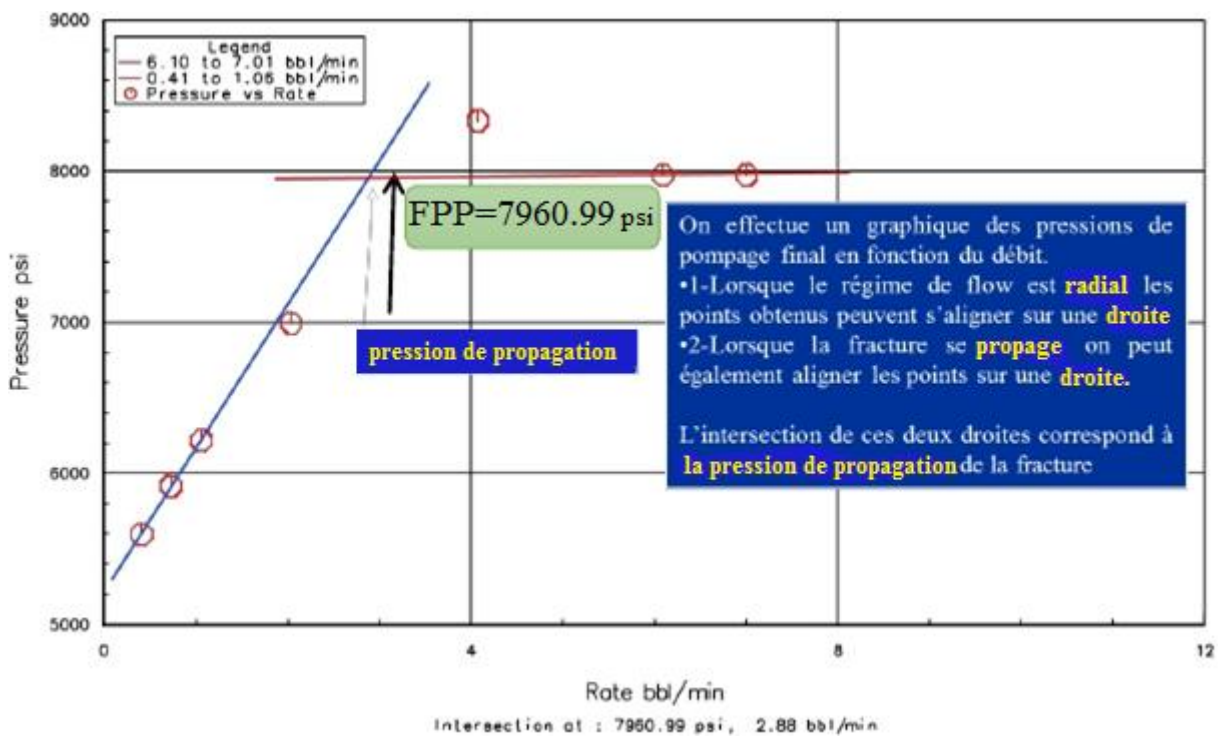


FIGURE III.9. DETERMINATION DE PRESSION DE PROPAGATION DE LA FRACTURE (FPP) [31].

III.4.2.2. Pump in et Flow back test

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

- Pump in.
- Flow back.

Pump in : consiste à continuer l'injection de fluide de frac avec le débit du dernier incrément du step rate test, et le maintenir pendant un temps suffisant pour injecter un certain volume compris entre 50 à 150 bbl, puis cette étape s'achève avec la fermeture de puits.

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

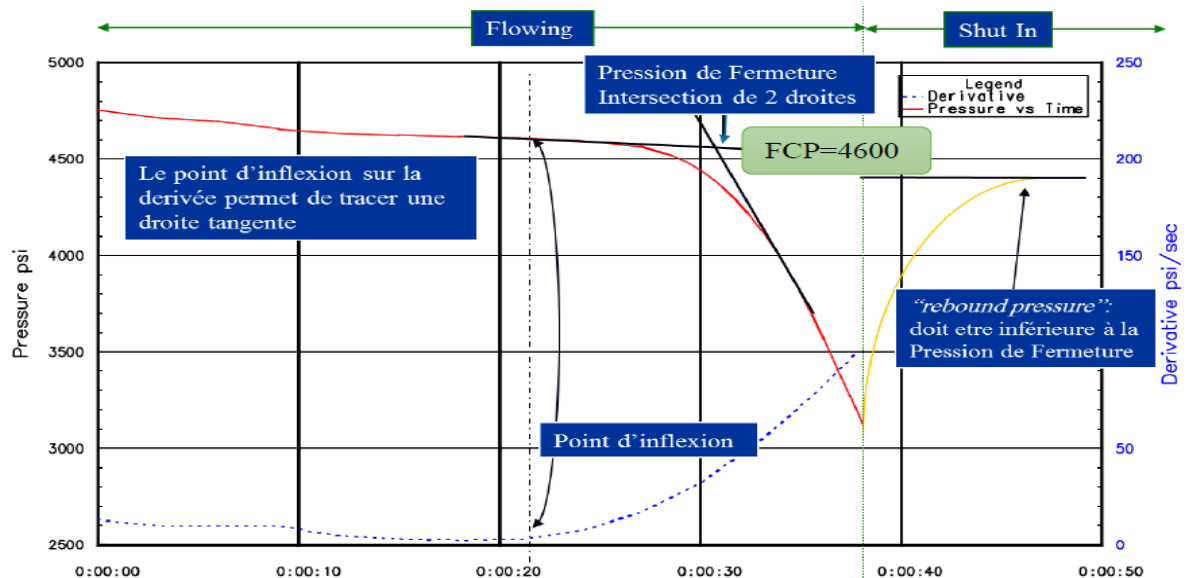


FIGURE III.10. DETERMINATION DE LA PRESSION DE FERMETURE (FCP).

III.4.2.3. Pressure decline test

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

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

- L'efficacité du fluide de traitement (η).
- La filtration du fluide.
- La géométrie de la fracture (largeur, longueur et épaisseur).

Ce test consiste en premier lieu à injecter le fluide dans la formation avec le débit du traitement principal proposé, et le maintenir jusqu'à pomper de 10 à 15% du volume total proposé pour le traitement en question. Puis arrêter l'injection et fermer le puits pour entrer dans la seconde phase qui est le fall-off, en laissant la pression au fond chuter.

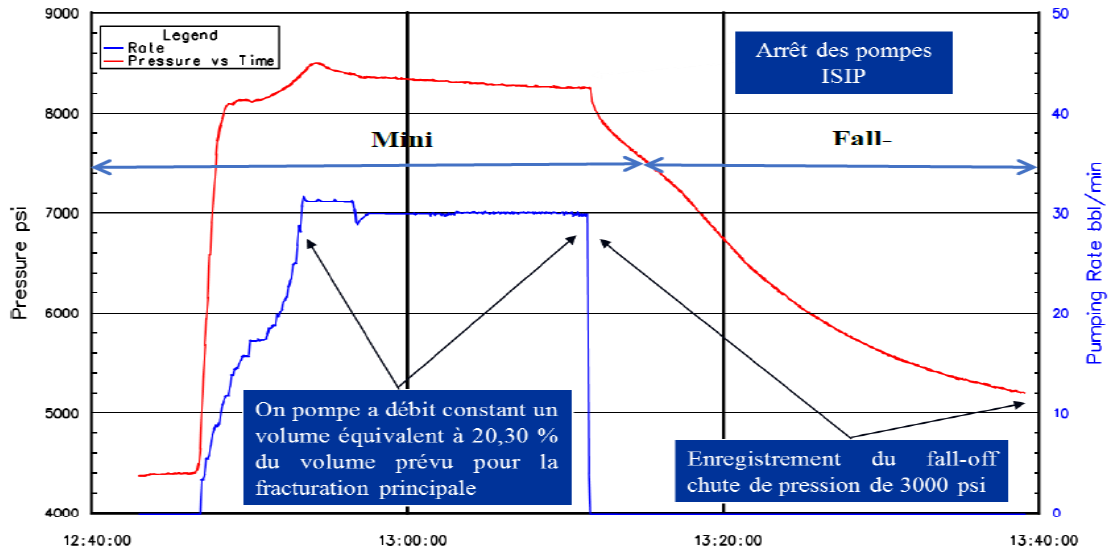


FIGURE III.11. TEST DE DECLIN DE PRESSION [32].

III.4.3. Traitement ou fracturation proprement dite (Main Frac) :

Il se divise en trois étapes :

III.4.3.1. Injection d'un Pad :

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

III.4.3.2. Injection du slurry :

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

III.4.3.3. Chasse du slurry :

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

III.4.4. Analyses d'une fracturation hydraulique :

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 :

III.4.4.1. 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).

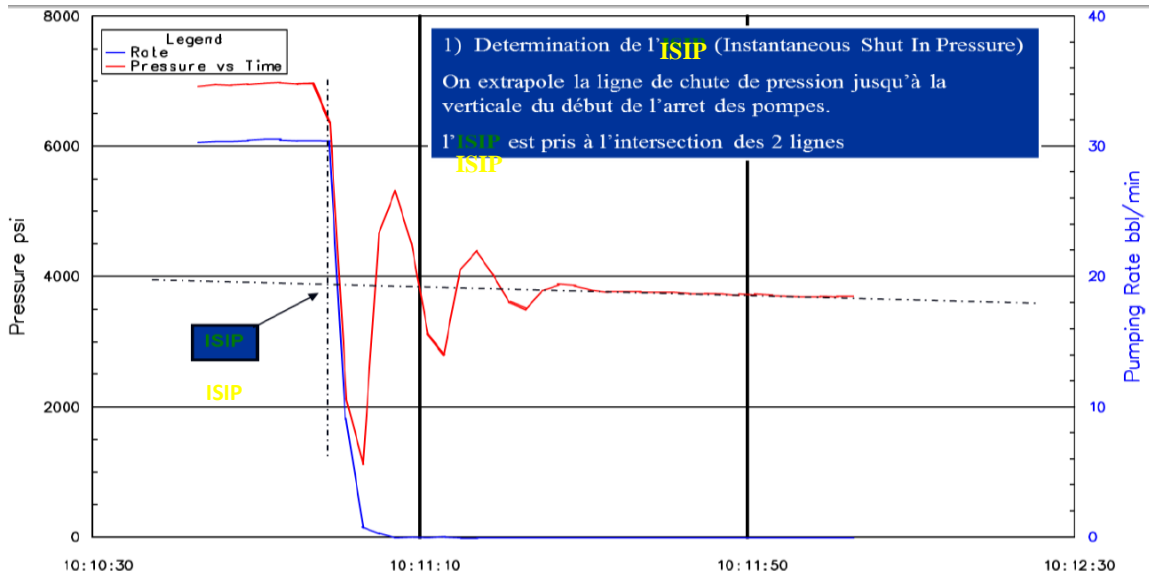


FIGURE III.12. ILLUSTRATION DE LA METHODE DE DETERMINATION DE L'ISIP.

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 :

Tableau III.2. Fonctions du temps utilisées pour déterminer FCP.

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

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.

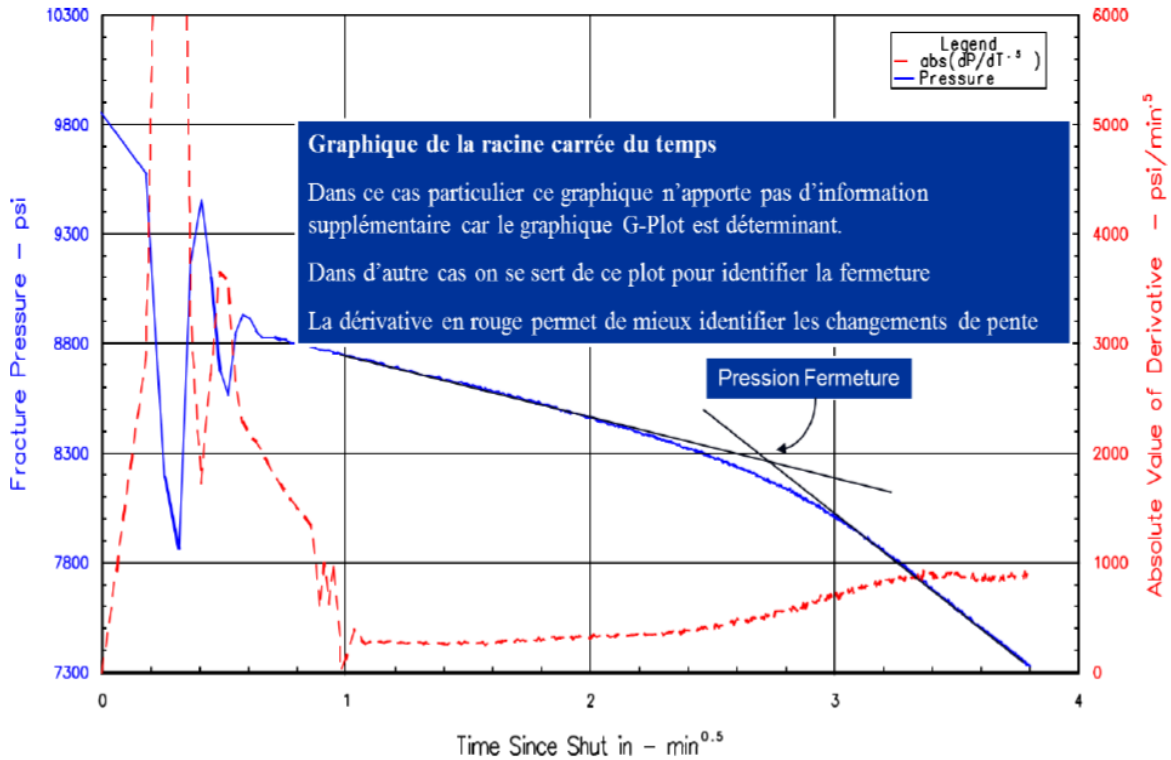


FIGURE III.13. ILLUSTRATION DE LA METHODE DE LA RACINE CARREE DU TEMPS.

Méthode de la fonction G [33] :

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 :

$$\begin{cases} G(\Delta t_D) = \frac{16}{3\pi} [(1 + \Delta t_D)^{3/2} - \Delta t_D^{3/2} - 1] & \text{(III.15)} \\ G(\Delta t_D) = \frac{4}{\pi} [(1 + \Delta t_D) \sin^{-1}(1 + \Delta t_D)^{-1/2} - \Delta t_D^{1/2} - \frac{\pi}{2}] & \text{(III.16)} \end{cases}$$

UB : limite supérieure (upper bound), soit le fluide de fracturation à une très haute filtration.

LB : limite inférieure (lower bound), soit le fluide de fracturation à une filtration négligeable.

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 :

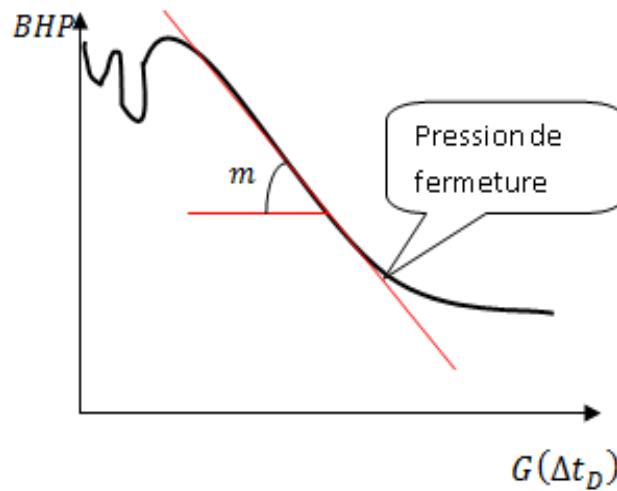


FIGURE III.14. DECLIN DE PRESSION EN FONCTION $G(\Delta T_D)$.

- **L'efficacité du fluide (η)** [31]

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 :

$$\eta = \frac{V_f}{V_l} = \frac{v_f/v_l}{1 + v_f/v_l} = \frac{G(\Delta t_c)}{2 + G(\Delta t_c)} \quad \text{(III.17)}$$

$$v_f/v_l = \begin{cases} (1 + \Delta t_{cD})^{3/2} - \Delta t_{cD}^{3/2} - 1 & \text{(III.18)} \\ \frac{2}{\pi} [(1 + \Delta t_{cD}) \sin^{-1}(1 + \Delta t_{cD})^{-1/2} + \Delta t_{cD}^{1/2} - \frac{\pi}{2}] & \text{(III.19)} \end{cases}$$

- **Coefficient de filtration** [33]

Le coefficient de filtration est donné par :

$$C_L = \frac{m\beta}{r_p E' \sqrt{t_p}} X \quad (\text{III.20})$$

Où :

$$X = \begin{cases} h_f & PKN \\ x_f & KGD \\ 32/3\pi^2 R & RAdial \end{cases} \quad (\text{III.21})$$

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

$$\beta = \begin{cases} (n' + 2) / (2n' + 3 + a) \\ 0.9 \\ 3\pi^2 / 32 \end{cases} \quad (\text{III.22})$$

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 :

$$E' = \frac{E}{(1 - \nu)} \quad (\text{III.23})$$

Géométrie de la fracture [33]

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

$$A_{fract} = \frac{(1-\eta)V_{inj}}{2G(\Delta t_D=0)C_L r_p \sqrt{p}} \quad (\text{III.20})$$

Avec : $G(\Delta t_D=0) = 4/3$

La demi-longueur de la fracture :

$$A_{fract} = \begin{cases} 2x_f h_f \\ x_f h_f \\ \pi R_f^2 \end{cases} \quad (\text{III.21})$$

La largeur de la fracture :

$$w_f = \frac{2G(\Delta t_D=0)C_L r_p \sqrt{t_p} \eta}{1-\eta} \quad (\text{III.22})$$

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 : $r_p = h / h_f$

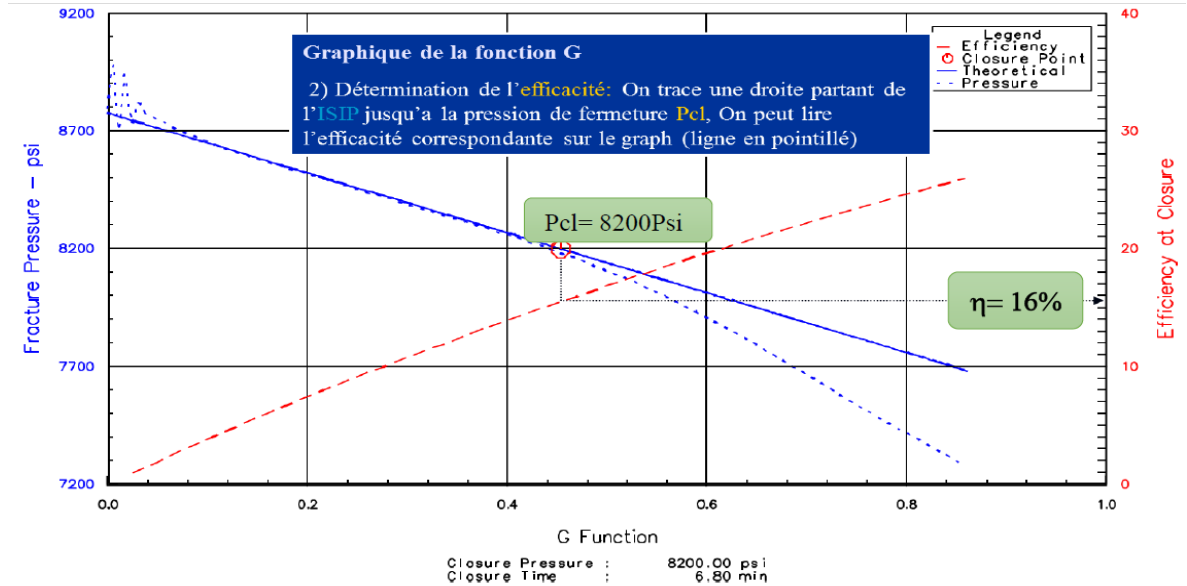


FIGURE III.15. DETERMINATION DE L'EFFICACITE DU FLUIDE DE TRAITEMENT AVEC LA FONCTION (G).

III.4.4.2. Analyse de Nolte et Smith

Nolte et Smith ont établi une méthode pour analyser la réponse de pression de la formation pendant le pompage afin d'interpréter la géométrie de la fracture étant produite. En se basant sur les modèles 2-D de propagation (PKN et GDK) et le modèle radial, cette méthode analyse la réponse attendue de la pression de formation au cours de la propagation de la fracture, puis elle prédit la réponse de la pression lorsque certains types de comportement ont lieu.

Nolte et Smith ont établi par la suite une courbe de pression nette en fonction du temps sur un graphique Log-Log, leurs résultats d'analyse sont représentés dans le tableau III.3 associé à la figure suivante : [10]

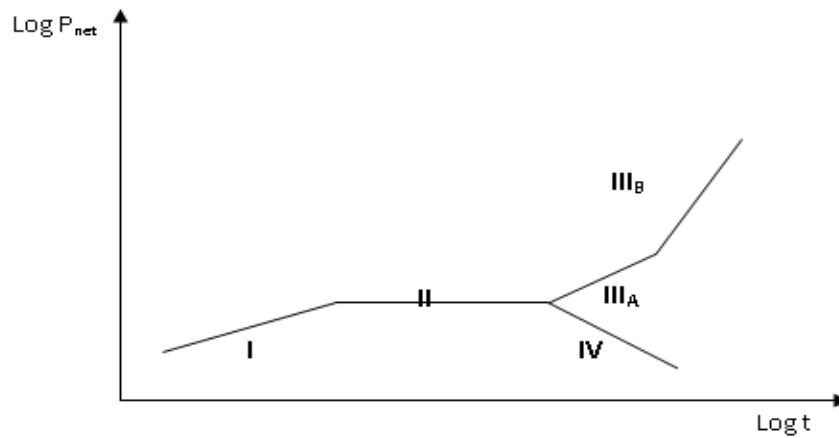


FIGURE III.16. COURBE DE NOLTE ET SMITH [10].

Tableau III.3. Interprétation de la courbe de pression de Nolte et Smith [10].

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

III.5. Technique « Multi-stage Fracturing » des puits horizontaux à HMD

Durant ces dernières années, nous avons constaté l'augmentation du nombre des puits horizontaux est ça due à la production importante obtenue par le puits horizontal mais malheureusement, elle se maintienne pas à long terme, due aux différents problèmes d'exploitation cités au chapitre II. Ces problèmes d'exploitation nous mène à chercher des solutions qui s'adaptent et qui résoudre tous ces problèmes.

En 2008 une nouvelle technique celle de « Multi-stage Fracturing » a été introduite dans le champ de HMD sur le puits OMOZ-801, afin de contrôler les venues d'eau ou de gaz, maintenir la stabilité des parois de trou et stimulé la zone désirée.

Cette technique est basée sur la descente d'une complétion spéciale pour la stimulation des puits horizontaux en open hole soit pour les réservoirs carbonaté ou gréseux, elle est équipée des Packers gonflables (puits horizontaux en open hole) ou ancrable (puits verticaux en LCP) avec des sleeves placés aux niveaux des zones d'intérêt qui s'ouvrent avec des balles de différents diamètres ou bien par shifting tools.

Les packers fournissent d'excellente étanchéité et performance d'isolement à des pressions différentielles jusqu'à 10000 Psi, et à des températures de fond de 380 °F, dans une variété de fluides, y compris, huile, gaz, condensat, H₂S et CO₂. [12]

III.5.1. Critères de sélection des puits candidats au Stage Frac

Les critères suivants ont été adoptés par la Sonatrach pour le choix des puits horizontaux candidats à la fracturation hydraulique par cette technique :

- Complétion en open hole.
- Seuls les puits sans percée de gaz et sans production d'eau sont considérés.
- Production moyenne pour une meilleure compensation, tout en encourageant moins de risques.
- Azimut devrait être aux alentours de +/- 15° par rapport au NO/SE.

L'angle de déviation par la longueur de section horizontal (Dogleg severity) devrait être moins de 26°/ 30m.

- Bonne garde à l'eau (WOC), et éloignement des zones en injection (gaz, eau).
- Le puits à une bonne pression de réservoir pour faciliter le dégorgement et nettoyage après le traitement.
- L'épaisseur des drains soit importante. [13], [14]

III.5.2. Equipements et complétion de la Stage-Frac

L'opération de Stage-Frac commence par l'insertion d'un liner dans le puits, le liner est segmenté avec les joints en caoutchouc appelés les Packers, capable de soutenir à une pression et température différentielles de 10000 Psi et 400°F, entre chaque paire de Packer il y a une ou plusieurs sleeve, chaque sleeve inclut deux dispositifs, une ouverture et un diamètre spécifique.

L'ouverture, une fois le port est ouverte, l'ouverture permet au fluide de frac de s'écouler dans l'espace annulaire entre le liner et la formation. En outre, le diamètre interne de chaque port est plus petit que son voisin, avec le plus petit diamètre à l'extrémité du liner.

Une fois que le liner est entièrement en place, le fluide de frac est pompé dans le puits après que la circulation est réalisé le Packer se gonfle assurant une étanchéité, ils peuvent augmenter en taille jusqu'à 40% et sera conforme aux irrégularités du trou.

Une petite bille est alors insérée dans le fluide de frac et est pompée le long du liner jusqu'à ce qu'elle se pose dans le dernier port. Pendant que la pression monte contre le siège de la boule, la porte adjacent s'ouvre et le fluide de frac commence à s'écouler dans cette " stage " ou segment du puits. Quand le segment inférieur du puits est fracturé, l'équipage injectera une bille, qui ouvrira le prochain port. Le processus sera répété jusqu'à ce que le puits soit entièrement stimulé. [15]

Conclusion :

La technique de fracturation Multi stage pour les puits horizontaux est très compliquée .les résultats de cette opération ne sont pas garantis, en effet, pour avoir une bonne performance de l'opération, Il est important de donner le temps nécessaire pour l'établissement d'un design de fracturation hydraulique, afin d'envisager toutes les variantes possibles, et pour minimiser le pourcentage d'échec, sachant que mondialement le taux de réussite n'est pas élevé.

Chapitre: IV

Sélection d'un puits candidat au Multistage Frac

CHAPITRE IV : SELECTION D'UN PUIITS CANDIDAT AU MULTISTAGE FRAC.

Introduction :

La chute de production enregistrée ces dernières années dans certains puits horizontaux, 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'engineering et d'opérations; la stimulation par fracturation hydraulique. La décision de fracturer un puits est passé par un travail collectif entre le service réservoir, géologie et stimulation, 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.

IV.1. Sélection du puits candidat

Notre sélection d'un puits candidat à la fracturation hydraulique est passée par des étapes, selon les caractéristiques du réservoir et des problèmes d'exploitation bien déterminés. En totalité, on a 287 puits horizontaux répartis sur différentes zones de production. La première étape consiste à prendre les puits complétés en open hole, tout en éliminant les puits déjà fracturés ou bien en attente de fracturation, en cours d'étude, abandonnés et les puits convertis en short radius. Ensuite parmi ces derniers puits (276 puits). Une classification a été faite entre les puits ouverts et les puits fermés. Cette étape réduit le nombre de puits total à 70 puits.

Le filtrage va pas tenir compte les puits ayant des problèmes d'exploitations à l'instar de coning de gaz ou d'eau. C'est pour cette raison qu'on a éliminé 25 puits ayant ces problèmes. Donc dans cette deuxième étape, il nous reste que 44 puits. Le potentiel de production est un paramètre indispensable à analyser. En effet, une diminution brutale de débit de production ($\leq 3\text{m}^3/\text{h}$) par rapport à un bon état de production, favorise un classement de ces puits parmi les puits candidats. Cette tendance permet de diminuer le chiffre à 28 puits. Par conséquent, cette troisième étape considère seulement les puits ayant un débit d'huile inférieur ou égal à $3\text{m}^3/\text{h}$.

On a procédé au dernier stade à une comparaison du potentiel de production entre les puits, voir l'entourage de chaque puits (existence de puits injecteurs) ainsi que les caractéristiques de réservoir (Pression de gisement, perméabilité,...etc.). On a choisi que quatre puits, dont trois sont ouverts et un fermé. [3] [34]

IV.1. 1. Caractéristiques générales des quatre puits sélectionnés [3] :

Parmi les quatre puits, on trouve trois puits qui sont situés dans la zone centrale (HZN) et un puits dans la zone 4. Tous ces puits sont des puits producteurs d'huile, ouverts sauf le puits OMJZ 21 qui produit par intermittence, c'est-à-dire de façon discontinue (tableau IV.1).

Tableau IV.1. Caractéristiques des quatre puits restants de la sélection [3].

ESSAIS										JAUJEGE			
PUITS	Test	DATE	PG kg/cm ²	PFD	DEBIT (m ³ /h)	IP	HKL	HKL(Hw *Kyz)	SKIN	DEBIT JAUG (m ³ /h)	GOR	Eau/Rec (m ³ /h)	OBSERVATION
OMKZ7555B	DST	22/01/2011	348.1	294.44	16.47	.595	609	1370	-.13	1.65	116	0	BAIN DE PIED
	BUILD UP	18/02/2013	204.52	145.65	2	.064	-	56.7	-6.46				
OMJZ843	DST	06/10/2000	280.71	221.34	10.87	.263	230	--		1.78	886	0	
	BUILD UP	23/11/2011	170	56	3.26	.037	-	62.8	2.83				
OMJZ632	DST	29/10/2011	109.82	358.43	15.16	.491	315	315	-.83	2.82	148	0.938	GAZ LIFT
	BUILD UP												
OMJZ21	DST	21/10/2011	322.68	265.98	8.58	.218	130	444	-.83	2.66	100	0	PRODUCTION
	PFS	27/02/2013	250.34	--									PAR (+ gaz lift)
	BUILD UP	16/03/2014	253	197.86	2.4	.62	184	88.3	2.13				INTERMITTENCE

L'analyse de production mensuelle de chacun de ces puits, montre que la diminution de débit de production est notable, notamment pour le puits OMJZ-21. Leur pression de gisement enregistré au cours de dernier build-up est acceptable de point de vue opérationnel par rapport aux autres puits. La figure suivante montre l'évolution de production mensuelle et la pression de gisement pour chaque puits.

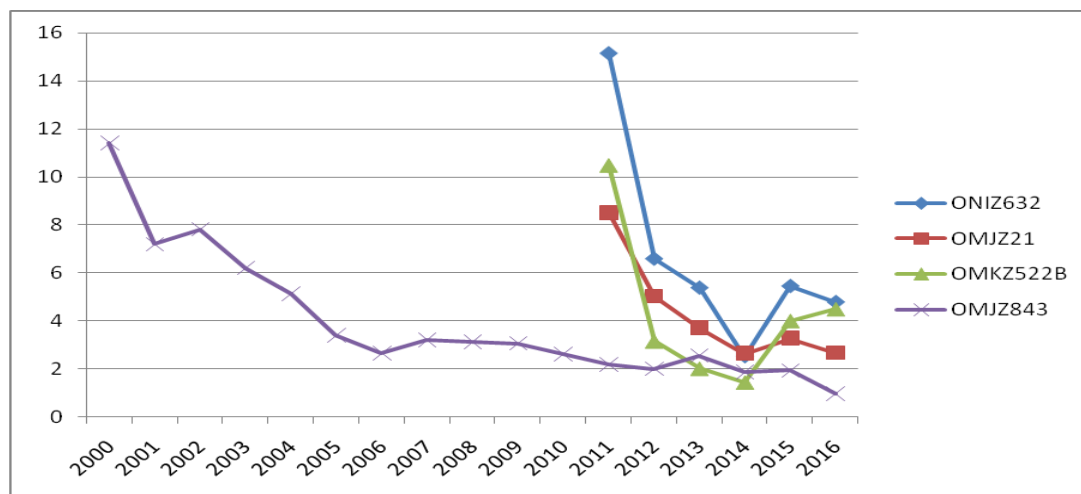


FIGURE IV.1. PRODUCTION MENSUELLE DES QUATRE PUITS SELECTIONNES.

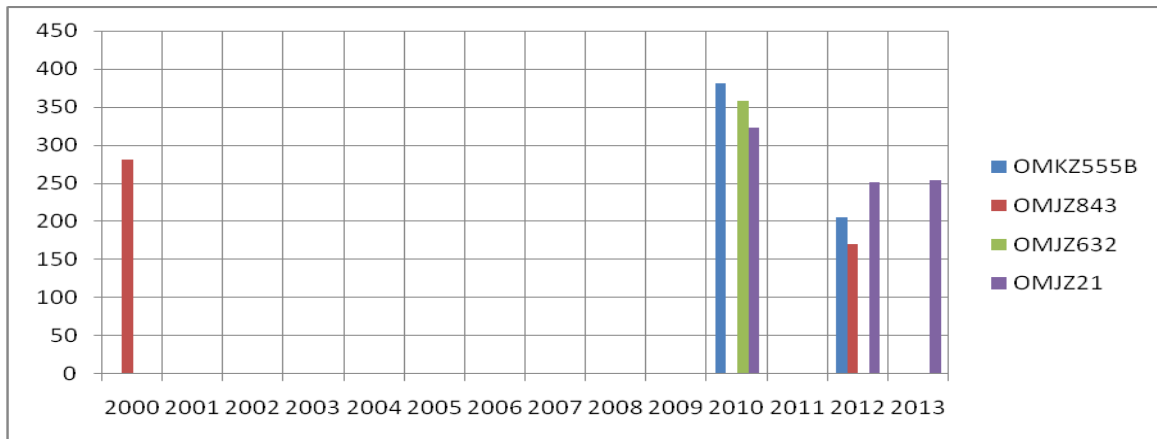


FIGURE IV.2.PRESSION DE GISEMENT DES QUATRE PUIITS SELECTIONNES

Pour ne pas pénaliser la production, on a opté le puits OMJZ-21 comme étant un meilleur puits candidat au Stage-Frac.

IV.2. Généralité et objectif [3]:

Le puits OMJZ-21 est un puits horizontal producteur d'huile, il est situé dans la zone HZN, qui est la zone centrale du champs de Hassi-Messaoud (Annexe n°5), ainsi que cette zone se trouve dans une région ayant une pression de gisement moyenne (voir figure IV.2), il a été foré en 2011 par l'appareil NDIL F21 et complété le 30/ 10 /2011 en 4"1/2 ancré vers la cote 3081,44 m. Le réservoir était foré selon un drain horizontal laissé en open hole avec un déplacement total 849 m, azimuth 310° N et une inclinaison de 85,90°.

Il donna lors du DST un débit de 8,58 m³/h sur une duse de 9,53 mm, et une pression en tête de 71,71 kg/cm². Il a été mis en production le 04/ 01 /2012 avec un débit moyen de 6,15 m³/h qui ne cessait de diminuer après 3 mois de production. Actuellement le puits selon le dernier jaugeage qui a été effectué le 18/02/2016, enregistrant un débit de 2.66 m³/ h avec un GOR de 1606 et une pression de tête 45.5 kgf/ Cm² sous une Duse de 9 mm, le montage d'un CCE 1''660 le 30/05/2014 pour l'injection de gaz lift, tel que la pression de tête d'après le dernier jaugeage effectué avant l'injection de gaz lift le 08/03/2015 était de 13.2 bars avec un débit de 1.69 m³/h et un GOR de 100.

Notre objectif principal est de faire produire le puits de façon continue et avec un débit moyen de l'ordre 8 m³/h. 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.

IV.3. Analyse de la production

Après la mise en production le 04/ 01 /2012, le puits a enregistré plusieurs arrêts au cours de production. Ces arrêts sont généralement à cause de trois raisons principales :

- Une chute de débit ($Q=0$), dans ce cas la fermeture de puits est nécessaire pour qu'on donne au puits une période pour l'accumulation des réserves d'hydrocarbure en place. C'est pour ce motif le puits produit en intermittence.
- Une opération de nettoyage de puits qui dure parfois 2 mois.
- Une intervention sur puits avec le wireline pour une mesure de pression.

La figure suivante montre les arrêts de longue période et le tableau qui suit indique la période de chaque arrêt.



FIGURE IV.3. PRODUCTION AVEC DES ARRETS DE PUIITS OMJZ-21.

Tableau IV.2. Quatre arrêts de longue durée [3]

Fermeture		Réouverture		Nature des arrêts
Date	heure	Date	heure	
19/09/2012	09:10	07/11/2012	15:20	Passage puits sur collecte
28/12/2012	08:00	10/02/2013	16:00	Passage sur collecte après nettoyage
07/07/2013	09:20	25/10/2013	15:35	Recouverture sur collecte
12/05/2014	09:45	22/07/2014	12:00	Passage puits sur collecte

De point de vue de nature des fluides en place, on remarque une absence totale de l'eau au cours de toute la période de production. Ceci peut être dû au manque de l'eau dans la zone elle-même (Annexe n°8). on constate une diminution appréciable de débit du gaz notamment dans la première année de production jusqu'au début d'injection de gaz lift (Annexe n°6,7).

IV.4. Etude réservoir engineering

IV.4.1. Distribution de Pression

Le puits OMJZ-21 est situé dans une zone à moyenne pression. Cette pression selon des responsables opérationnels reste suffisante pour une opération de fracturation hydraulique (Annexe n°9). En effet, une faible pression de gisement pose un problème majeur lors de l'opération et particulièrement le dégorgeement de puits. Donc le champ de pression de gisement dans la zone à fracturer est un paramètre critique pour le succès de l'opération.

Avec l'absence de maintien de pression de la zone considérée, 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).

La figure (Annexe n°10) montre cette tendance, on a représenté la pression de pipe puisque tout simplement il influe sur le système de production.

Les valeurs numériques des pressions sont citées dans le tableau suivant.

Tableau IV.3. Données de mesure des pressions. [3]

Essais					Jaugeage			
Puits	Test	Date	PG	PFD	Date	Diam duse	Pres.tete	Pres.pipe
			(kg/cm ²)	(kg/cm ²)			(kg/cm ²)	(kg/cm ²)
OMJZ21	DST	21/10/2011	322.68	265.98	19/10/2011	9.53	71.71	10
	PFS	27/02/2013	250.34	--	14/01/2012	9.53	49.8	25.6
	SBU	16/03/2014	253	197.86	19/05/2012	9.53	31	18

IV.4.2. Analyse et interprétation du test Build Up par Saphir

Afin d'obtenir tous les paramètres désirés et pour évaluer la bonne candidature de puits au traitement de fracturation hydraulique, il a été recommandé d'analyser et interpréter le dernier test Build up (16/03/2014) du puits à l'aide du software Saphir.

D'après les données de production et les données de dernier test Build-Up de puits OMJZ-21, il faut en premier lieu tracer la courbe de la pression et leur dérivative en fonction du temps dans l'échelle logarithmique log-log (Annexe n°11). [16], [17]

IV.4.2.1. Résultats des paramètres estimés par saphir :

Le tableau suivant présente les résultats de l'analyse de well test.

Tableau IV.4. Résultats d'interprétation de test Build-Up. [34]

Model Option	Standard Model	
Well	Horizontal	
Reservoir	Two porosity Slab	
Boundary	Infinite	
Main Model Parameters	TMatch	23.4 [hr]-1
	PMatch	0.386 [kg/cm ²]-1
	C	0.0637 m ³ cm ² /kg
	Total Skin	4.79
	k.h, total	184 md.m
	k, average	3.38 md
	Pi	236.679 kg/cm ²
Model Parameters Well & Wellbore parameters (OMJZ21)	C	0.0637 m ³ cm ² /kg
	Skin	2.13
	Geometrical Skin	2.66
	Anisotropy Skin	-0.217
	well length	141.981 m
Reservoir & Boundary parameters	Zw	50.7889 m
	h	54.4 m
	Pi	236.679 kg/cm ²
	k.h	184 md.m
	k	3.38 md
Derived & Secondary Parameters	kz/kr	0.0652
	Delta P (Total Skin)	12.4116 kg/cm ²
	Delta P (Skin)	5.51754 kg/cm ²
	Delta P (Geometrical Skin)	6.89402 kg/cm ²
	Delta P Ratio (Total Skin)	0.363455 Fraction

Commentaires

À l'issue de l'interprétation de la dérivée de la pression donnée par le test (Figure IV.10), le modèle réservoir conforme au puits OMJZ-21 est de type double porosité (slab) et infini.

Les régimes d'écoulements linéaire, radial et le pseudo radial sont observés avec l'apparition d'écoulement sphérique.

Le log-log du Saphir montre ainsi que ce puits se trouve dans un système de double porosité (Two porosity Slab), c.-à-d. le puits est alimenté d'abord par les fissures

naturelles, après, on a une zone de transition là où la matrice commence à alimenter les fissures jusqu'à la contribution de tous le système (fissure et matrice) et à la fin la réponse atteint la limite qui est représenté ici par un latte radial flow (pente 0).

Le tableau IV.4 récapitulatif des résultats du test par Saphir montre que ce puits possède un skin total positif = **4,79**, perméabilité est égale à **3.38** m.d (assez faible), un **KH = 184** md.m, et un indice de productivité **IP=0.0618m³/h/kg/cm²** (faible).

Conclusion :

Vu la faible perméabilité, le faible indice de productivité, le degré d'endommagement élevé, et en tenant compte de l'interprétation de la dérivée de la pression nous pouvons conclure que l'opération de Multi-Stage Frac est recommandée pour ce type de puits, afin de rétablir le potentiel de production initial du puits (8m³ /h).

IV.5. Interprétation pétrophysique et géologique :

L'interprétation vise l'évaluation des formations du point de vue pétrophysique et géologique. Elle est :

Qualitative, quand il s'agit de se prononcer rapidement sur :

- l'existence de zones perméables
- l'existence d'hydrocarbures ou d'eau
- L'évaluation des pendages, de fractures et de fissures

Quantitative, dans le but d'une évaluation précise

- De la nature des formations
- Des paramètres pétrophysiques
 - Porosité
 - Saturation en eau et donc en huile
 - Perméabilité

Pour cela on doit tout d'abord disposer des logs acquis dans le sondage ainsi que de toutes les données susceptibles de parfaire cette tâche, qui – parfois – est des plus ardues.

IV.5.1. Analyse pétrophysique

Selon le profil de puits OMJZ-21, la partie réservoir traverse plusieurs drains, le découpage de ces derniers est montré dans le tableau suivant

Tableau IV.5. Drains traversés par la partie réservoir [3]

Drain	Toit Mur mètres	Epaisseur (m)
D5 MD	3422 --- 3665	243
TVD	3362 --- 3386	24
D4 MD	3665 --- 4177	512
TVD	3386 --- 3423	37
D3 MD	4177 --- 4274	97
TVD	3423 --- 3429,8	6,8

IV.5.1.1. Porosité et perméabilité :

De point général, le puits OMJZ-21 est localisé dans une zone à faible perméabilité. La figure (Annexe n°12) montre cette constatations. Au niveau de puits, l'écart de perméabilité entre les drains est remarquable. En effet le log de Gamma ray montre l'existence des bandes argileuse notamment dans l'intervalle (3400-3600) m. la perméabilité et la saturation en huile dans ce type de structure est généralement faible. Par contre la porosité s'agrandi (Annexe n°13).

Du Point de vue stimulation on évitera de fracturer ces zones puisque ce sont des zones friables et la fracture ne se propage pas. Et l'interprétation des élans issues des différentes opérations électriques donnent les propriétés pétrophysiques suivantes (tableau IV.6).

Tableau IV.6. Propriétés pétrophysique du réservoir et de la zone d'intérêt [34]

Zone/interval Data	Net Reservoir		Zone d'intérêt			
	Porosité Moyenne	Volume moyenne d'argile	Porosité moyenne	Volume moyenne d'argile	Perméabilité moyenne	Saturation en eau moyenne
D5	0.084	0.040	0.08	0.04	8	0.22
D4	0.059	0.057	0.06	0.06	2	0.07

IV.5.2. Renseignement géologique

Après avoir connaître la lithologie et les caractéristiques pétrophysiques, on s'intéresse dans cette partie à la nature et la localisation des fissures et failles dans le réservoir.

IV.5.2.1. Fissures et failles :

Le rapport d'analyse d'imagerie CAST-V réalisé en 2011 a noté 436 fissures avec une moyenne de densité d'une fracture par 1.91 mètre, dont :

- 24 sont ouvertes et 372 partiellement ouvertes.
- 7 sont fermées.
- 25 mixtes

Par contre aucune faille n'a été enregistrée dans 835 m de longueur, alors que des changements de niveau insignifiants sont catégorisés comme étant des micros failles (13 micro failles) (voir Annexe n°14).

IV.6. Analyse de Performance de 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.

IV.6.1. Modélisation du puits :

Dans cette partie on s'intéresse à préparer un modèle pour notre puits comme suit :

- Construction d'un modèle physique IPR.
- Le choix de la corrélation pour l'écoulement verticale (VLP Matching).
- Analyse Nodale (IPR & VLP).

Le modèle du puits OMJZ21 sera établi à partir des données Build Up qui est considéré comme le dernier test réalisé présentant des nouvelles mesures pour le puits.

IV.6.1.1. Inflow Performance Relationship (IPR)

La zone HZN où se trouve le puits OMJZ21, proche de la zone 04 de champs de HMD est caractérisé par une pression de réservoir initiale supérieure à la pression de bulle ($P_r > P_b$) et ($P_b < P_{wf}$) donc l'écoulement est monophasique ce qui justifie l'utilisation de la méthode Darcy [18].

Pour tracer la courbe (IPR) on a besoin des données de PVT et de réservoir.

Données PVT :

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.

Les données de PVT de puits sont les suivant (tableau VI.7).

Tableau VI.7. Données PVT [34]

GOR de Solution R_s (Sm ³ /Sm ³)	190,036
Densité de l'huile ρ_o (°API)	45
Densité de gas ρ_g (s.g)	0,836
Température du réservoir (°C)	118
Pression de bulle (Kg/cm ²)	155
Viscosité de l'huile (cp)	0,245
Facteur volumétrique de fond B_o (rb/stb)	1,715
Salinité de l'eau (ppm)	350000
H ₂ S	0%
CO ₂	0%
N ₂	0%

Données de réservoir

Les principales caractéristiques de réservoir sont indiquées dans le tableau suivant

Tableau VI.8. Données de réservoir [34]

P_G	253 Kg /cm ²
T_G	118 °C
WATER CUT	0
GOR TOTAL	100 Sm ³ /Sm ³
K	3.38 md
H	54 m
A	140 acres
R_w	3 inch
Skin	2.13

A partir de ces données nous pourrions tracer la courbes de performances de réservoir (IPR) pour le puits et cela en se basant sur l'équation de Darcy, ce qui permet de déterminer le débit maximale de puits (AOFP=17.7 Sm³/h).

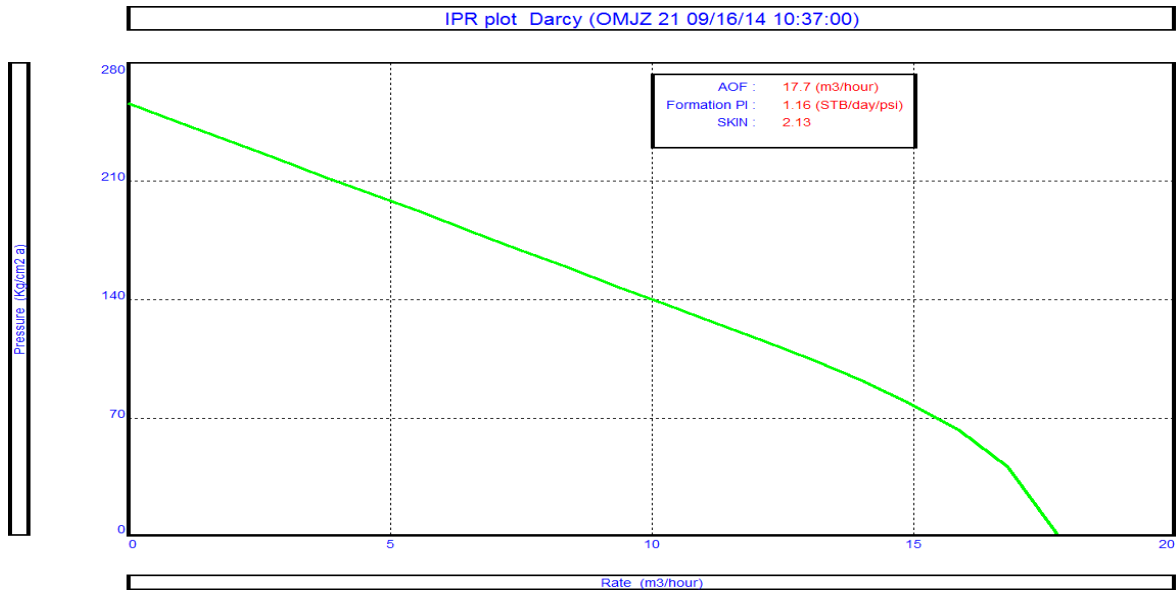


FIGURE VI.4. INFLOW PERFORMANCE CURVE (IPR)

IV.6.1.2. Choix de corrélation pour l'écoulement vertical (VLP Matching)

De nombreuses corrélations ont été établies sur les écoulements diphasiques dans le tubing. Le travail consiste à choisir une corrélation qui donne des résultats proches de ceux mesurés.

Données de test de jaugeage (Build Up) :

Tableau VI.9. Données de Well test. [34]

Pression de tête de puits	25	(kg/cm ²)
Temperature de tête de puits	37.8	(°C)
Water cut	0	(%)
Débit de liquid	2,4	(Sm ³ /h)
Profondeur de la jauge	2946	(m)
Pression de la jauge	197,86	(kg/cm ²)
Pression de réservoir	253	(kg/cm ²)
GOR Total	100	(Sm ³ / Sm ³)
GOR libre	0	(Sm ³ / Sm ³)

l'exploitation des données de puits dans le calage des corrélations de l'écoulement (corrélation matching), nous a permis d'obtenir les résultats représentés dans la figure suivante.

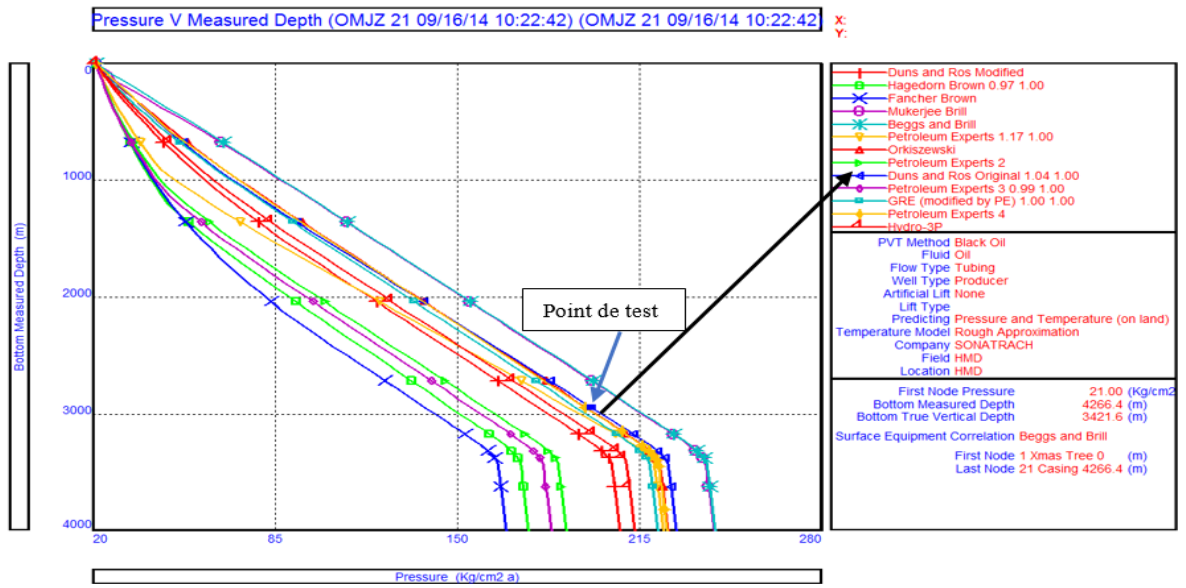


FIGURE VI.5. CHOIX DE LA CORRELATION DE L'ÉCOULEMENT VERTICAL (VLP)

Sur cette figure, on peut voir clairement que le point d'essai est très proche de la courbe de **Duns et Ros ORIGINAL 1.04 1.00**. Donc nous allons sélectionner cette corrélation par la suite pour le matching du VLP.

IV.6.1.3. Courbe de performance de puits (IPR-VLP)

Après avoir adopté la meilleure corrélation multiphasique de Duns et Ros ORIGINAL 1.04 1.00, l'intersection du tracé de l'IPR et VLP simulés sera présentée sur la figure suivante.

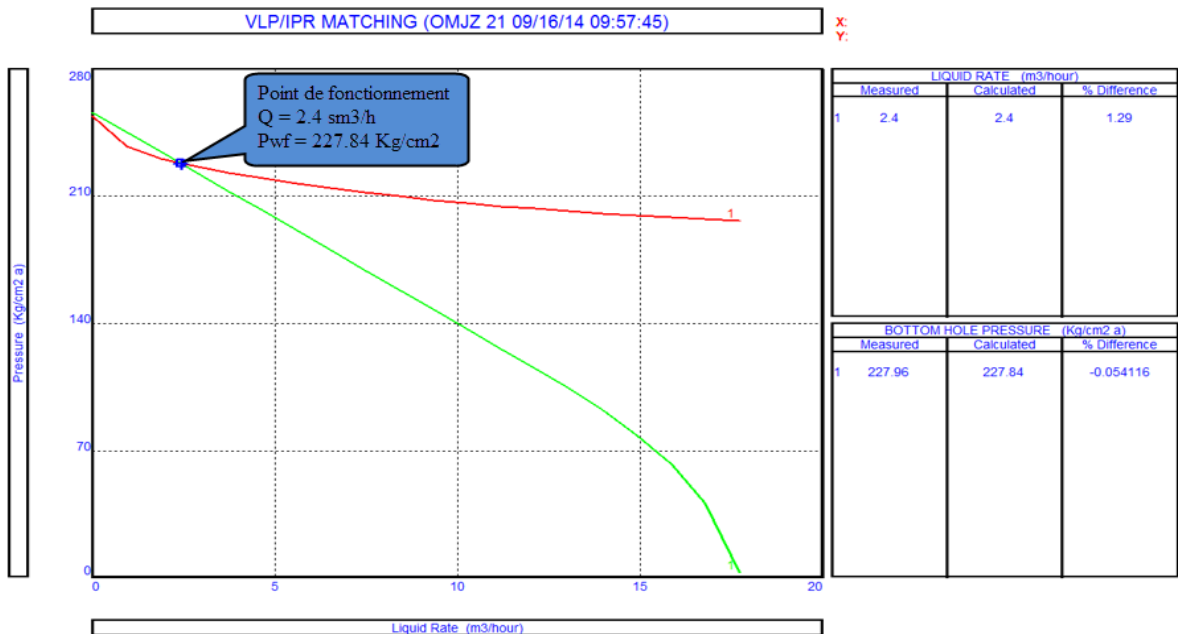


FIGURE VI.6. COURBE IPR-VLP DU PUIT

Nous observons sur la figure VI.5 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 mesurée et la pression simulée est presque nulle (-0.0541%).

IV.6.2. 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 [19].

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

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

Skin	2.13	0	-2	-3	-4
Production d'huile (sm3/h)	2.4	3.5	5.75	7.89	11.55
Gain (sm3/h)		1.1	3.35	5.49	9.15
Pression de fond dynamique PFD (kg/cm ²)	229.62	224.87	217.12	211.5	204.62

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

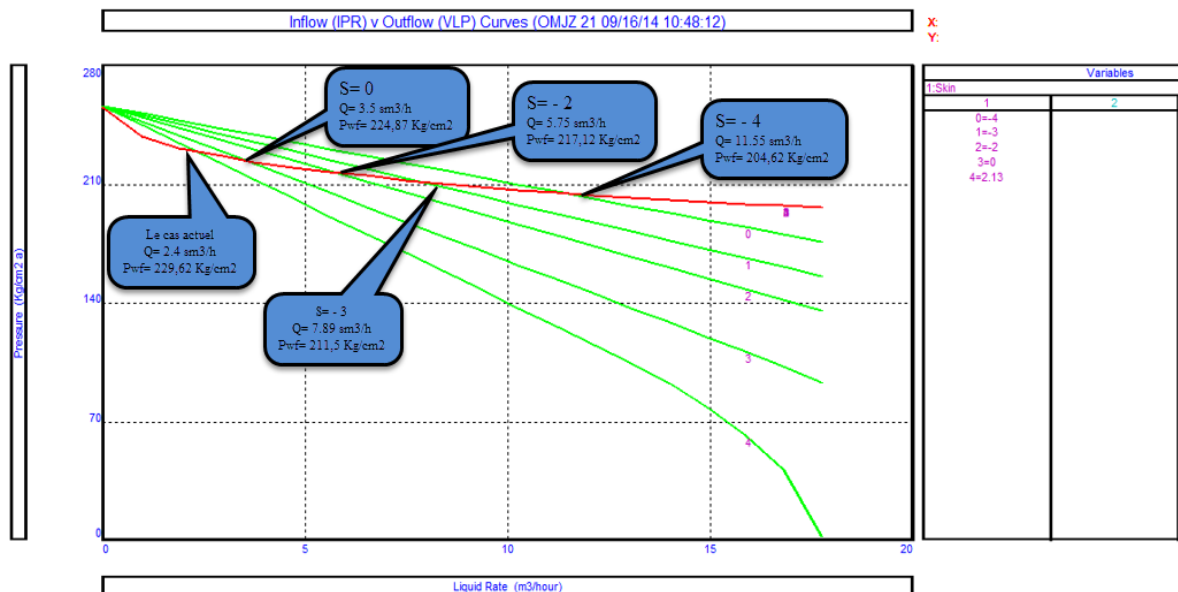


FIGURE IV.7. INFLUENCE DE SKIN SUR LA PERFORMANCE DE PUIITS.

A partir du tableau IV.10 ci-dessus on conclut que la diminution de la valeur du Skin provoque une augmentation de production, soit un gain de 1.1 (Sm^3/h) pour $S=0$, 3.35 (Sm^3/h) pour $S= -2$, 5.49 (Sm^3/h) pour $S= -3$ et un gain considérable de 9.15 (Sm^3/h) pour $S= -4$.

L'analyse nodale réalisée sur ce puits nous a permis 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.

Conclusion

Les différents types d'étude montrent que le puits OMJZ-21 est un puits candidat, les caractéristiques pétrophysiques et géologiques sont jugées favorables pour un bon déroulement de l'opération de stimulation. L'estimation de production après l'opération prouve que le gain de production est intéressant. Et Comme le puits produit en intermittence, 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: V

Design et Simulation de traitement de Stage-Frac du puits OMJZ-21

CHAPITRE V : DESIGN ET SIMULATION DE TRAITEMENT DE STAGE-FRAC DU PUIITS OMJZ-21

Introduction

Notre objectif dans chapitre est d'étudier le puits horizontal (OMJZ-21) choisi comme candidat potentiel au Stag-Frac dans le chapitre précédent. Une étude technique doit être élaborée dans cette partie, afin qu'on puisse prendre une décision techniquement fiable, cette étude technique concerne les points suivant :

- Choix des zones à fracturer
- Design de traitement de Stage-Frac et simulation par Frac cade
- Design de la complétion Stag-Frac
- Déroulement de l'opération de Stage-Frac
- Evaluation de la performance par simulation

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

V.1. Choix des zones à fracturer

Une fois que le puits candidat OMJZ-21 a été sélectionné, nous allons faire dans cette section, la sélection des zones à fracturer après avoir déterminer les zones d'intérêts (productrices), et choisir les endroits de placement des Sleeve de fracturation, de production (cotes des Fractures) et les endroit d'ancrage des Packers.

V.1.1. Objectif de l'opération

L'objectif principal de l'opération de la fracturation sur ce puits est de stimuler avec fracturation hydraulique **03 intervalles** sélectionnés dans le drain horizontal qui est en open hole (**D4**) pour augmenter la productivité de puits.

Il est attendu que les fractures créés avec une demi-longueur de 65 m environ, le long de la section horizontale traverseront toutes les couches de drain D4 et permettront la communication verticale entre les drains D5, D4 et D3 de Cambrien ainsi, pour faire intercepter toute fissure naturelle qu'il trouve perpendiculairement et fournissant la communication directe au puits.

V.1.2. Sélection des zones propres

Les intervalles de fracturation ont été choisis selon des critères de sélections bien déterminées, en tenant compte de les données de log composite traités, l'interprétation élans (Gamma Ray, résistivité, densité, porosité) et le profil de contrainte, calculé à partir de ces logs.

V.1.2.1. Données de log composite traité

La sélection des intervalles à fracturer selon le log composite est basée sur la présence ou l'absence de fissures ouvertes naturels conductrices qui sont signalés dans le rapport d'analyse d'imagerie CAST-V présenté dans le chapitre IV.

V.1.2.2. Interprétations Elans

A partir de l'interprétation des fichiers Elans (GR, résistivité, neutron, porosité...) issues des différentes opérations électriques, on a pu déterminer les différentes zones à fracturer qui présentent des paramètres pétrophysiques bons et aussi jouer un rôle important pour isoler les zones délicates à savoir water cut élevé, venue d'eau ou de Gaz.

Un découpage est fait en utilisant des valeurs faibles de Gamma Ray (éliminer les zones argileuses), et différentes valeurs de seuil qui sont 40% à VCL, 4% de porosité et de 60% de saturation en eau a été utilisé pour déterminer 26 zones propres. [34]

Les résultats de ce découpage sont résumés dans le tableau (Annexe n°16)

V.1.2.3. Profil de contrainte (stress profile)

Un autre découpage, Sur la base de l'analyse du profil de contrainte, la hauteur utile de chaque couche et le potentiel pétrolier important de chaque zone d'intérêt a été effectué.

En ce qui concerne ce profil de contrainte, la tendance générale montre que la contrainte dans le drain D5 est moins par rapport au D4 et que les fractures s'initient sur la direction de l'azimut des contraintes maximale (σ_{max}) et dans les endroits à faible valeur de contrainte in-situ horizontale moyennes de 26 zones d'intérêts sélectionnées précédemment.

V.1.3. Emplacement des composants de la complétion

Nous allons faire la sélection des endroits d'emplacement des composants principaux de la complétion Stage-Frac du puits : Sleeves de fracturation, de production et Packers.

V.1.3.1. Emplacement des Sleeves de fracturation

Sur la base de la meilleure combinaison des critères de sélection citée ci-dessus, on recommande de fracturer le puits dans **trois intervalles** le long du drain **D4**.

- Premier traitement (4000 m), doit être moyennement faible pour éviter l'extension de la fracture dans la zone d'eau théorique en D3 (Plan d'eau théorique à la cote 3464m TVD).
- Deuxième (3835 m), plus de traitement doit être lancé dans cette zone de D4 pour créer des dimensions de la fracture suffisante et augmenter la zone de drainage.
- Le dernier traitement (3675 m) doit être aussi important, mais la hauteur de la fracture ne devrait pas atteindre le sabot de tubage "7".

Le tableau V.1, ci-après résume les intervalles et les cotes des fractures du puits OMJZ-21.

Tableau V.1. Intervalles et cotes des fractures du puits OMJZ-21

Profondeur	Intervalle	Fracture	Intervalle	Fracture	Intervalle	Fracture
	Frac N°1	N°1	Frac N°2	N°2	Frac N°3	N°3
TVD (m)	3408 – 3412	3410	3396 – 3399	3397	3385 – 3389	3386
MD (m)	3970 – 4029	4000	3826 - 3860	3835	3665 - 3718	3675

V.1.3.2. Emplacement des Sleeves de production :

Nous avons laissé **deux zones** l'une dans le D4 (4150m, 4118m), et l'autre dans le D5 (3525, 3556m) produire naturellement à travers leurs 04 sleeve de production ouvertes, pour améliorer la communication de puits au réservoir et avoir une production uniforme.

La fracturation hydraulique est fortement déconseillée dans le drain D3 pour éviter le risque de percée d'eau (breakthrough of water) au puits, puisque la distance de fond de puits (3430m en TVD) au plan d'eau théorique WOC (3464m en TVD) est d'environ **34 m**.

La figure(Annexe n°17) montre les 03 intervalles de stage frac sélectionnés en MD.

V.1.3.3. Emplacement des Packers

Les Packers doivent être ancrés dans des endroits consolidés pour avoir un meilleur placement et une bonne intégrité avec les parois du puits, pour cela on a utilisé le log Caliper. Donc on recommande d'ancrer les Packers dans les cotes indiquées dans le tableau V.2.

Le tableau ci-dessous montre les intervalles, cotes des Sleeves (fracturation, production) et les cotes des Packers de la complétion Stage-Frac à installer dans le puits OMJZ-21.

Tableau V.2. Intervalles et cotes des Sleeves et Packers.

Description	Intervalles		Cotes	
	MD (m)	TVD (m)	MD (m)	TVD (m)
Open hole packer 6			3445	3366
Sleev de production 2			3525, 3556	3370, 3372
Open hole packer 5			3600	3378
Sleeve de fracturation 2	3665 - 3718	3385 – 3389	3675	3386
Open hole packer 4			3750	3391
Sleeve de fracturation 1	3826 - 3860	3396 – 3399	3835	3397
Open hole packer 3			3910	3403
Vane de frac hydraulique 1	3970 – 4029	3408 – 3412	4000	3410
Open hole packer 2			4090	3416
Sleev de production 1			4118, 4150	3418, 3420
Open hole packer 1			4210	3425

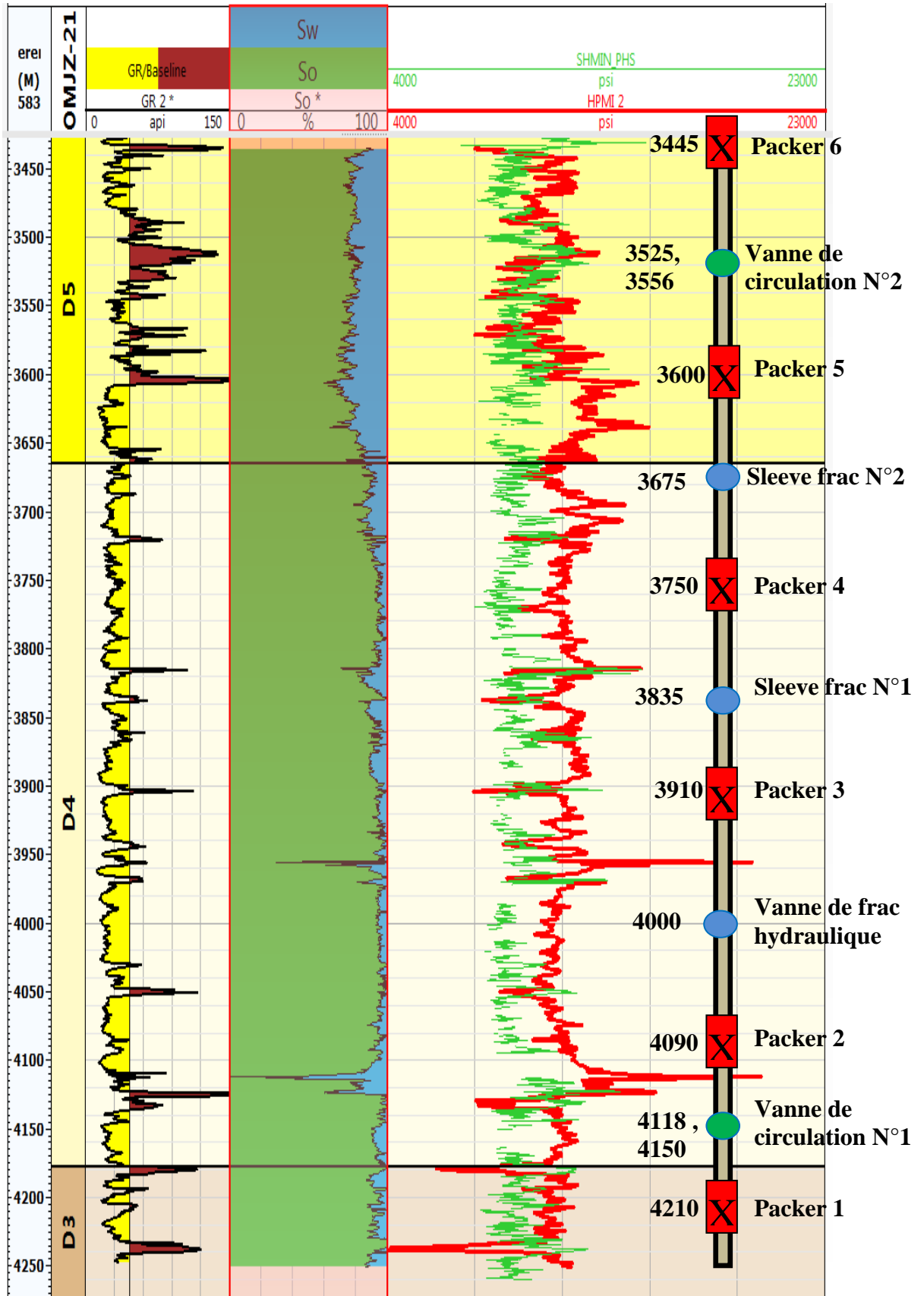


FIGURE V.1. ENDROITS DE PLACEMENT DE LA COMPLETION STAGE-FRAC

V.2. Design de traitement de Stage-Frac et simulation par Frac CADE :

Dans cette section, nous avons exposé d'une manière, la plus complète et claire possible, comment un traitement principal de stage-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 CADE et leurs interprétations.

V.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 :

Tableau V.3. Propriétés du proppant recommandé.

Nom et Mesh size	20/40 HSP Sinterball
Diamètre moyen	0,025 in
Spécifique gravité	3,61
Masse volumique : ρ_p	169 lb/ft ³
Porosité moyenne : ϕ_p	42 %
Perméabilité	250 D

La perméabilité du proppant K_f est évaluée en fonction de la contrainte in-situ à partir du graphique fourni par Schlumberger en se basant sur les paramètres suivants [20] :

Température de fond (BHST) : 118 degC

Contrainte in-situ sur proppant : 9418 psi

Gradient de fracturation = 0.84 psi/ft

Concentration plane du proppant (C_p) : 1.00 lb /ft²

Module de Young moyen : 8.708E + 06 psi

Le proppant sélectionné sous les contraintes in-situ est représenté dans la figure suivante :

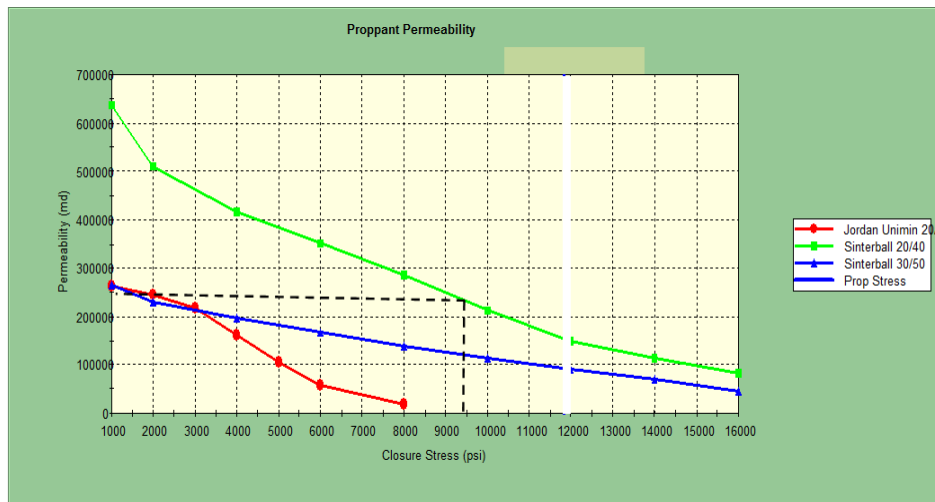


FIGURE V.2. PERMEABILITE DU PROPPANT SOUS LES CONTRAINTES. [23]

En utilisant le graphique ci-dessus, on obtient une perméabilité in situ de la fracture avoisinant de 250 D.

V.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).

Le fluide de fracturation utilisé dans ce traitement (YF135.1HTD) est un fluide à base d’eau, ses additifs sont indiqués dans le tableau (Annexe 18)

➤ **Justification du choix de WF135**

Le tableau suivant montre la concentration du polymère **J580** recommandé en fonction de la température de fond (BHST), sachant que BHST = 118 degC

Tableau V.4. Concentration du polymère en fonction de la température

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			

La concentration du polymère J580 valable pour la température de notre cas est avec chargement de 35lbm/1000galUS.

La figure (voire l'annexe n°19) représente la viscosité de WF135 en fonction de la température du mélange- eau avec des chargements équivalents du polymère J580.

V.2.3. Design de Stage-Frac en utilisant le simulateur Frac CADE

La Stage-Frac 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 CADE** » est développé par les ingénieurs de Schlumberger (voire l'interface présentant les applications du logiciel frac CADE dans la figure Annexe n°20), 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 [21].

V.2.4. Design du traitement Data Frac

Avant de passer à la réalisation du traitement Data Frac réel, on doit procéder à l'exécution d'un traitement sur le simulateur, afin d'obtenir la réponse de pression acquise par le simulateur, cette réponse de pression correspond à une géométrie appropriée de la fracture créée. Les essais suivants sont recommandés lors de la réalisation d'un traitement de Data Frac :

V.2.4.1 Test d'injectivité (Break down test)

Un Test d'injectivité sera effectué avec de l'eau traitée, l'analyse du déclin de pression donnera la première estimation de la pression de fermeture (P_c) et de confirmer la capacité d'injecter des fluides au même débit de fracturation.

V.2.4.2 Step rate test (SRT)

Le débit d'injection de l'eau traitée sera augmenté par des étapes à partir du plus petit débit (de 0 bbl/min) jusqu'à la valeur max du débit de fracturation (20 bbl/min), l'analyse de ce test permet de déterminer la pression et le débit de propagation (P_p, Q_p), la pression de fermeture (P_c) est estimée à la pression du réservoir.

V.2.4.3. Injection de calibration et le déclin de pression (Pump-in, Shut-in test) :

Un volume recommandé de PAD de **14.000** gallons de cross-linked **YF135HTD** sera injecté dans la formation à **20 bpm**, sous le programme d'injection représenté dans le tableau V.5 ci-dessous.

Les résultats obtenus à partir de ce test permettent d'obtenir : l'efficacité du fluide de fracturation, confirmation de la pression de fermeture, gradient de fracturation et l'identification de tout comportement non idéal.

Les propriétés mécaniques de la formation seront également calibrées en effectuant un match de pression de ce test, cela permettra un design du traitement principal optimisé. Le tableau V.5 ci-dessous présente le programme d'injection recommandé, pour le design du traitement Data FRAC, cette proposition prend en considération les résultats obtenus des puits voisins déjà fracturés (OMI-813, OMNZ-273) et les conditions techniques de pompage [20], [22].

Tableau V.5. Programme d'injection du traitement Data Frac et essai d'injectivité.

Nom du Stage	Type de fluide	Débit (bpm)	Volume (gal)	Volume (bbl)
Fill up	Treated water	0-10	8	190.4
BD/SRT	Treated water	0-10/20	8	190.4
Shut down				
PrePAD	WF130	0-20	1	23.8
PAD	YF135HTD	20	14	333.3
Flush	WF130	20	8,341	198.6
Shut down				

V.2.5. Design du traitement principal de Stage-Frac

Le design est basé sur les résultats obtenus de puits voisin fracturé en 2011 (OMI-813) :

- La pression de fermeture la plus élevée de 9418 psi sera employée comme référence.
- Le gradient de fracturation égale à 0.84 psi/ft.
- L'efficacité de fluide de fracturation égale à 38%.
- Le volume de Pad égale à environ 40%.

Pour la masse du proppant, on fait varier ce volume dans le programme de pompage et on exécute ce dernier dans le logiciel Frac CADE. Le programme choisi est le programme qui nous donne d'excellents résultats pour la géométrie de la fracture avec une haute conductivité et ne pas avoir des problèmes (Screen-out, colmatage et l'augmentation de la pression indésirable).

V.2.5.1. Design de la première fracture (4000 m)

Pour le traitement principal du premier Stage-Frac, la première rampe consiste à injecter un volume de pad de **18000** gallons de concentration (**35lbm/mgal**) avec **67 000** livres de proppant de concentration de 1 à 6 PPA, de granulométrie **20/40 HSP** et un volume de 23 000 gallons de fluide propre avec un débit d'injection de 20 bbl/min, Ceci correspond à un Pad de 43.9 % (fluide propre) et de 56.1 % de slurry. A la fin un gel linéaire WF135 de **9009** gallons est utilisé pour la chasse.

a) Programme de pompage

La proposition du programme d'injection le plus fiable fournie pour l'exécution sur le logiciel Frac CADE, afin d'atteindre une demi-longueur de fracture (X_f) de 66.5 m avec une conductivité moyenne ($K_f * W$) de 1368md.ft est indiqué dans le tableau V.6 ci-dessous

Tableau V.6. Programme d'injection du traitement principal de la première fracture.
[28]

Programme de pompage Stage #1- 67,000 lbs 20/40 HSP (1^{er} Sleeve (4000 m))							
Nom d'étape	Débit de pomp (bbl/min)	Nom de fluide	Volume de fluide (gal)	Type de Proppant et mesh	Conc du proppant (ppa)	Masse Prop (lb)	Volume du gel (bbl)
PAD	20	YF135HTD	18000	-	-	-	428.6
1.0 PPA	20	YF135HTD	6000	20/40 HSP	1.0	6000	147.6
2.0 PPA	20	YF135HTD	5000	20/40 HSP	2.0	10000	126.9
3.0 PPA	20	YF135HTD	4000	20/40 HSP	3.0	12000	104.7
4.0 PPA	20	YF135HTD	3000	20/40 HSP	4.0	12000	80.9
5.0 PPA	20	YF135HTD	3000	20/40 HSP	5.0	15000	83.3
6.0 PPA	20	YF135HTD	2000	20/40 HSP	6.0	12000	57.1
Flush	20	WF135	9009	-	-	-	214.51
Total :			50009			67000	1243.5

b) Résultats obtenus par le logiciel

➤ Evolution des pressions de surface et de fond durant la fracturation.

En exécutant le programme du premier stage-frac tableau V.6 ci-dessus dans le simulateur Frac CADE 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 [23].

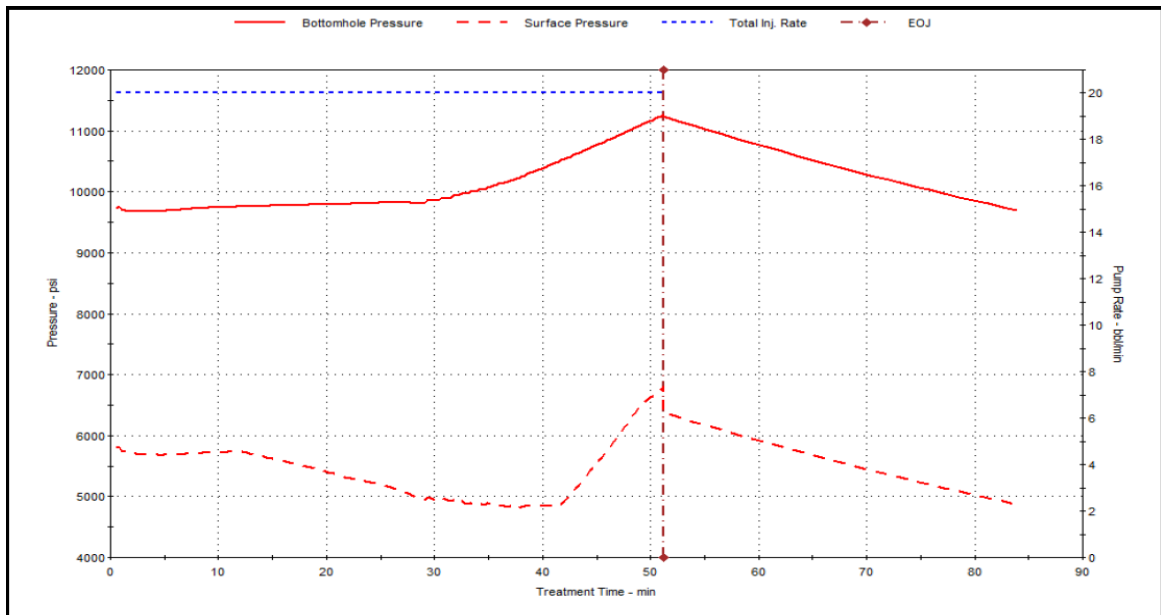


FIGURE V.3. EVOLUTION DES PRESSIONS DE SURFACE ET DE FOND ET DU DEBIT. [23]

➤ *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 :

Tableau V.7. Résultats de design de la première fracture.

Paramètres	Résultats
Demi-longueur de fracture maximale	67.3 m
Demi-longueur de fracture soutenue par le proppant	66.5 m
Largeur de fracture soutenue par le proppant	0.165 in
Largeur moyenne de Frac soutenue par le proppant	0.157 in
Hauteur de la fracture	36.5 m
Pression nette	2369 psi
Efficacité de fluide η	28.9 %
Conductivité effective de fracture	1368 md.ft
Conductivité adimensionnelle de fracture (FCD)	16.3
Pression maximale à la surface	6823 psi
Hauteur supérieure de la fracture	3.410 m
Hauteur inférieur de la fracture	3.446 m

➤ **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 CADE :

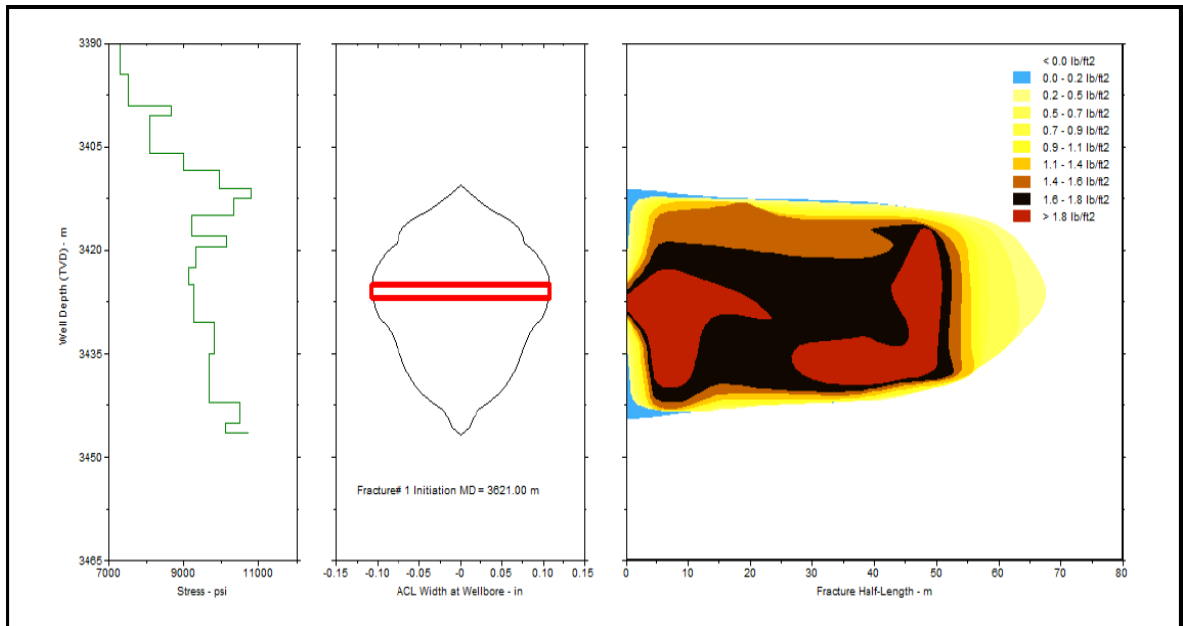


FIGURE V.4. PROFIL GEOMETRIQUE DE LA PREMIERE FRACTURE. [23]

Sur cette figure, on voit qu'on a un maximum de conductivité à la paroi du puits, cela conforte le choix des concentrations du proppant et les volumes du gel. On peut également constater le profil elliptique de la fracture.

c) Interprétation des résultats

D'après les résultats obtenus par le logiciel après simulation on a obtenu une fracture fortement conductrice de l'ordre de 1368 md.ft, 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 première fracturation à condition que le déroulement de l'opération dans les bonnes conditions soit vérifié.

V.2.5.2. Design de la deuxième fracture (3835 m)

Le deuxième stage est conçu avec le même programme d'injection que le premier, sauf pour la quantité du gel linéaire WF135 utilisée pour la chasse (8670 gal).

Le tableau ci-dessous montre le design de la deuxième stage-frac :

Tableau V.8. Programme d'injection du traitement principal de la deuxième fracture. [23]

Programme de pompage Stage #2- 67,000 lbs 20/40 HSP (2^{ème} Sleeve (3835 m))							
Nom d'étape	Débit de pomp (bbl/min)	Nom de fluide	Volume de fluide (gal)	Type de Proppant et mesh	Conc du proppant (ppa)	Masse Prop (lb)	Volume du gel (bbl)
PAD	20	YF135HTD	18000	-	-	-	428.6
1.0 PPA	20	YF135HTD	6000	20/40 HSP	1.0	6000	147.6
2.0 PPA	20	YF135HTD	5000	20/40 HSP	2.0	10000	126.9
3.0 PPA	20	YF135HTD	4000	20/40 HSP	3.0	12000	104.7
4.0 PPA	20	YF135HTD	3000	20/40 HSP	4.0	12000	80.9
5.0 PPA	20	YF135HTD	3000	20/40 HSP	5.0	15000	83.3
6.0 PPA	20	YF135HTD	2000	20/40 HSP	6.0	12000	57.1
Flush	20	WF135	8670	-	-	-	206.4
Total :			49670			67000	1235.4

Le tableau (Annexe n°21) résume les principaux résultats de la simulation de fracturation du deuxième stage-frac.

La figure (Annexe n°22) représente le profil de la contrainte minimale, la largeur, la conductivité et la concentration du proppant dans la deuxième fracture simulée par le logiciel Frac CADE.

V.2.5.3. Design de la troisième fracture (3675 m)

La dernière étape est conçue avec la même manière que pour les deux premiers, sauf pour la quantité du gel linéaire WF135 utilisée pour la chasse (8341 gal)

Le tableau ci-après montre le design de la troisième stage-frac :

Tableau V.9. Programme d'injection du traitement principal de la troisième fracture. [23]

Programme de pompage Stage #3- 67,000 lbs 20/40 HSP (3ème Sleeve (3675 m))							
Nom d'étape	Débit de pomp (bbl/min)	Nom de fluide	Volume de fluide (gal)	Type de Proppant et mesh	Conc du proppant (ppa)	Masse Prop (lb)	Volume du gel (bbl)
PAD	20	YF135HTD	18000	-	-	-	428.6
1.0 PPA	20	YF135HTD	6000	20/40 HSP	1.0	6000	147.6
2.0 PPA	20	YF135HTD	5000	20/40 HSP	2.0	10000	126.9
3.0 PPA	20	YF135HTD	4000	20/40 HSP	3.0	12000	104.7
4.0 PPA	20	YF135HTD	3000	20/40 HSP	4.0	12000	80.9
5.0 PPA	20	YF135HTD	3000	20/40 HSP	5.0	15000	83.3
6.0 PPA	20	YF135HTD	2000	20/40 HSP	6.0	12000	57.1
Flush	20	WF135	8341	-	-	-	198.6
Total :			49341			67000	1227.6

En exécutant ce programme sous le Frac CADE on obtient les résultats de la géométrie de la fracture, la conductivité et la concentration du proppant représentés dans l'annexe 23.

V.3. Design de la complétion Stag-Frac :

V.3.1. *Le but de la complétion Open hole* [24] :

- Un meilleur contact du réservoir
- Réduire le temps et les risque d'achèvement global de la completion pour but de minimiser les interventions
- On utilise ce système pour but :
 - Exécuter dans le trou sans problèmes opérationnels.
 - 'fixer' la complétion correctement.
 - L'isolement efficace de chaque étage.
 - Il permet le nettoyage maximum de puits et l'écoulement d'hydrocarbures après le frac.
- Optimiser l'économie de puits

V.3.2. Les offres de schlumberger pour multi stage stimulation (MSS) [25] :

V.3.2.1. Open hole, non cimenté :

- **Falcon : Ball Drop System (système de chute de balle)**
 - Mécanique ou Packer gonflable
 - Jusqu'à 30 étapes
 - option de siège à Multiple bille

V.3.2.2. Cased hole, cimenté :

- **nZone, nZone BDV :**
 - Aucun changement dans les méthodes de cimentation
 - Nombre illimités des étage.
 - longue Horizontal
- **KickStart :**
 - Aucun changement dans la cimentation
 - fracturation à grande vitesse.
- **Plug and Perf:**
 - Application à HPHT
 - isolement à long terme
 - fracturation rapide

Dans notre cas on a étudié un puits en open hole, donc notre choix sera effectivement falcon system.

V.3.3. La composition de train de fracturation de système falcon :

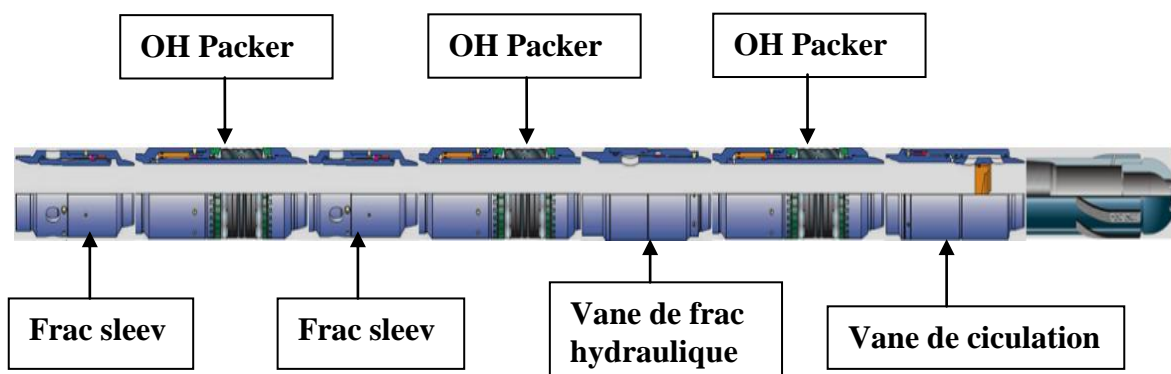


FIGURE.V.5. COMPLETION FALCON SYSTEME [25]

- **Vane de circulation** : ce situe à la tête de train pour fair circuler le fon de puits, une fois la bille est en place pour isoler le liner.
- **Open Hole packer** : utilisé pour isoler les zones à stimuler dans la fracturation en open hole. Il résiste à 10000psi et à 300°F (149°C).
- **Vane de fracturation hydraulique** : c'est un outil activé par l'augmentation de pression utilisé pour stimuler la première zone, elle est situé entre la vanne de circulation et le premier OH packer elle résiste à 10000psi et à 300°F (149°C).
- **Sleev de fracturation** : activé par la chute de bille, il est installé entre deux Open Hole isolation packer, il est utilisé pour stimuler la zone adjacente après la vanne de fac hydraulique.

V.3.4. l'utilisation de falcon système dans le monde :

La technique falcon système de schlumberger est exécuté dans plusieurs pays dans le monde (USA, Russie, Chine, Mexique, Canada...) à environs 2000 fracturing stage. Le taux de réussite est de 100%. On trouve dans la figure Annexe n°24, Annexe n°25, la répartition de l'utilisation de la technique à travers le monde [24]

V.3.5. La completion de puits OMJZ-21 :

Dans le design de la complétion "Multi-Stage Frac", on a utilisé les données techniques des équipements de la société de service Schlumberger, et cela sur la base de l'étude réalisée précédemment et l'expérience considérable de la société avec ces technologies.

Le Puits OMJZ-21 est destiné à avoir trois zones à fracturer hydrauliquement et deux autres zones vont être produites d'une manière naturelle. Par conséquent, quatre Sleeves de production seront installés à travers ces deux zones, 2 Sleeve de fracturation et la vanne de fracturation hydraulique.

L'isolation des segments sera assuré par 06 Packers de type "ResPack" en open hole, de haute performance qui peuvent positivement mis en appliquant une pression différentielle (jusqu'à 10000 psi) dans le tubing par rapport à l'annulaire après la fermeture de l'écoulement à travers la vanne de circulation. Le schéma de la complétion du puits proposée et les principaux éléments constituant cette dernière sont présentés dans la figure (V.6) suivantes.

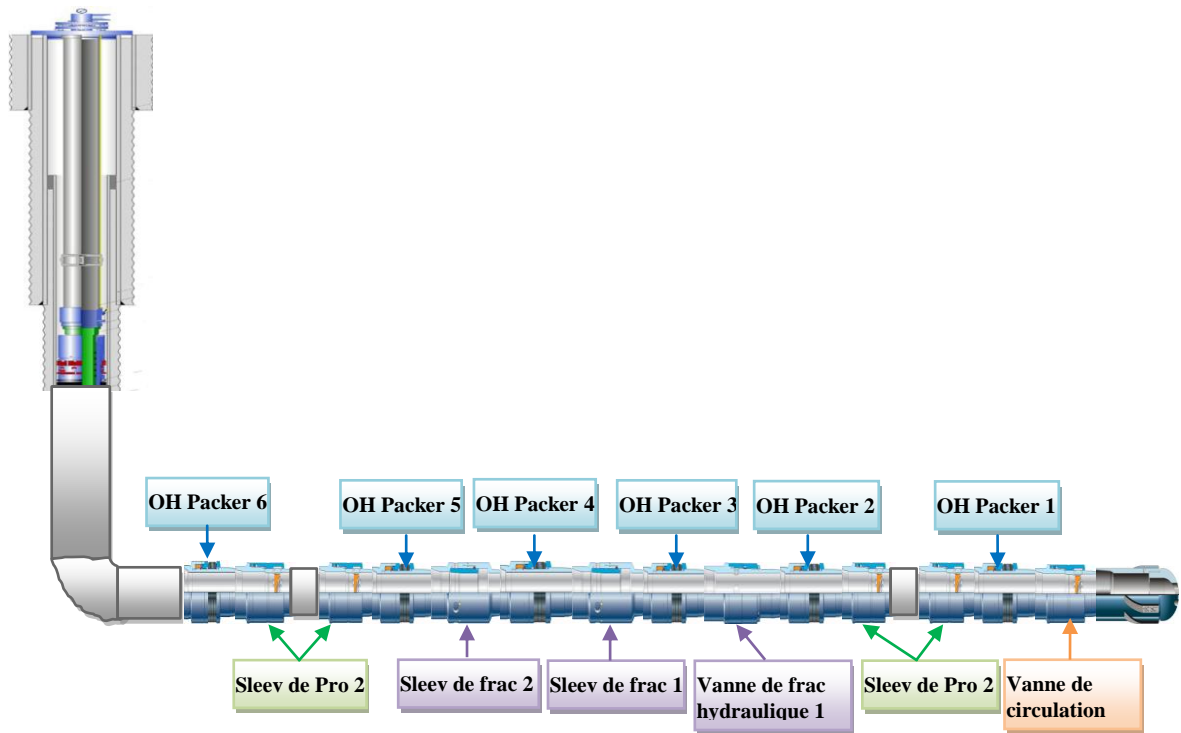


FIGURE .V.6. SCHEMA DE LA COMPLETION DU PUITZ OMJZ-21

V.4. Déroulement de l'opération de Stage-Frac :

Après l'installation et la mise en place des équipements de la complétion Stage-Frac par une opération de Workover, on préparera le puits pour la fracturation hydraulique par des opérations de contrôle et nettoyage, afin de déterminer l'état de trou de puits, d'éventuelles anomalies dans la complétion (poisson, collapse, déboitement,...). Les équipements de surface cités dans l'Annexe n°26, L'opération de fracturation du puits omjz-21 se déroulera de la manière suivante [26] [27]

1. Montage des équipements de fracturation de surface (annexe n°26, Annexe n°29).
2. Montage de l'ensemble des équipements du coiled Tubing de pompage de fluides et d'Azote et des citernes des produits.
3. Montage de l'ensemble des équipements CTU, remplissage des lignes de traitements, suivi d'un test en pression à 5000 PSI à l'eau traitée pendant 15 minutes.
4. Ouverture de puits sur torche et descente CTU avec CoilSweep en circulation avec de l'eau traité à faible débit pour nettoyage jusqu'au fond (TD : 4270m-md) et évacuation des fluides de nettoyage sur torche à l'azote tout en remontant le CTU au jour.

5. Montage de l'ensemble des équipements de frac, suivi d'un test en pression des lignes à 10 000 psi pendant 15 minutes. Procéder à l'essai de rupture avec du gel linéaire. Effectuer le drift test pour la boule de taille maximale et le traitement du fer pendant le rig up.
6. Dans le Prejob Safety Meeting on affecte les personnes qui vont aider le superviseur extérieur pour le chargement de la boule, et demander à tous de garder le silence sur la radio pendant la chute de la bille.
7. Ouvrir la tête de puits et faire descendre 3 bille de différents diamètre pour ouvrir les deux premiers sleeve de production(4118, 4150) et la 3^{ème} pour ouvrir la vanne de fracturation hydraulique (4000m) et l'ouvrir avec l'augmentation de pression d'injection, et commencer le pompage du Pre-Pad avec environ 1000 gallons de gel linéaire jusqu'à atteindre un débit de 20 bpm, puis passer au pompage d'environ 14000 gallons de Pad. Chasser jusqu'à la côte de **4000 m** par environ 9009 **gallons (214,50 barils)** de gel linéaire.
8. Arrêter le pompage et attendre **3000 psi** de chute de pression.
9. Analyser les données et redimensionner le traitement ci-dessous si nécessaire.
10. Commencer la fracturation hydraulique en pompant suivant le design redimensionné (s'il y a lieu à le redimensionner) à l'issue de la Data-Frac jusqu'au dernier stage. Un design préliminaire est montré dans le tableau V.8 ci-dessus.
11. Charger la boule pour la fracturation N°2 dans 3 "Tee (6 sur le schéma de la coulisse 3) et la pomper avec le flush de la première fracturation.
12. une fois assuré que la 4^{ème} bille est en place dans la sleeve de fracturation N°1 (3835m-md) et que la sleeve est ouverte, Commencer la fracturation hydraulique en pompant suivant le design redimensionné (s'il y a lieu à le redimensionner) à l'issue de la Data-Frac jusqu'au dernier stage. Un design préliminaire est montré dans le tableau V.10 ci-dessus.
13. Charger la boule pour la fracturation N°3 dans 3 "Tee (6 sur le schéma de la coulisse 3) et la pomper avec le flush de la deuxième fracturation.
14. une fois assuré que la 5^{ème} bille est en place dans la sleeve de fracturation N°3 (3675m-md) et que la sleeve est ouverte, commencer la fracturation hydraulique en pompant suivant le design redimensionné (s'il y a lieu à le redimensionner) à l'issue de la Data Frac jusqu'au dernier stage. Un design préliminaire est montré dans le tableau V.12 ci-dessus
15. Après le pompage du flush de la troisième fracturation on fait chuter deux billes pour ouvrir les deux sleeve de production (3525, 3556m-md) arrêter le pompage, attendre la fermeture de la fracture et monitoring la chute de pression.

16. Attendre une chute de pression de 5000 psi, fermer le puits et purger les lignes de surface.
17. Démonter les équipements de fracturation.
18. Laisser le puits produire et la récupération des billes remontés à force de la pression de fond dynamique.
19. Remise du puits en production et évaluation après stabilisation par un jaugeage.

V.5. Evaluation de l'opération de Stage-Frac

V.5.1. Evaluation de la performance par simulation

On a utilisé le logiciel **PIPESIM** pour établir la courbe de performance de puits, et pour estimer le débit de production par simulation sur les résultats prévus de design par Frac Cade.

V.5.1.1. Calage du système pour l'état actuel

Pour trouver la corrélation et le calage du modèle qui caractérise l'état de notre puits omjz-21, on utilise les données de dernier test Build Up 16/03/2014 et le jaugeage de 18/02/2016.

Après avoir choisi la corrélation pour le calcul de tubing (Beggs and Brill revised) qui convient mieux à notre système de point de vue pression de fond dynamique et en termes de production, on doit caler notre système pour l'état actuel.

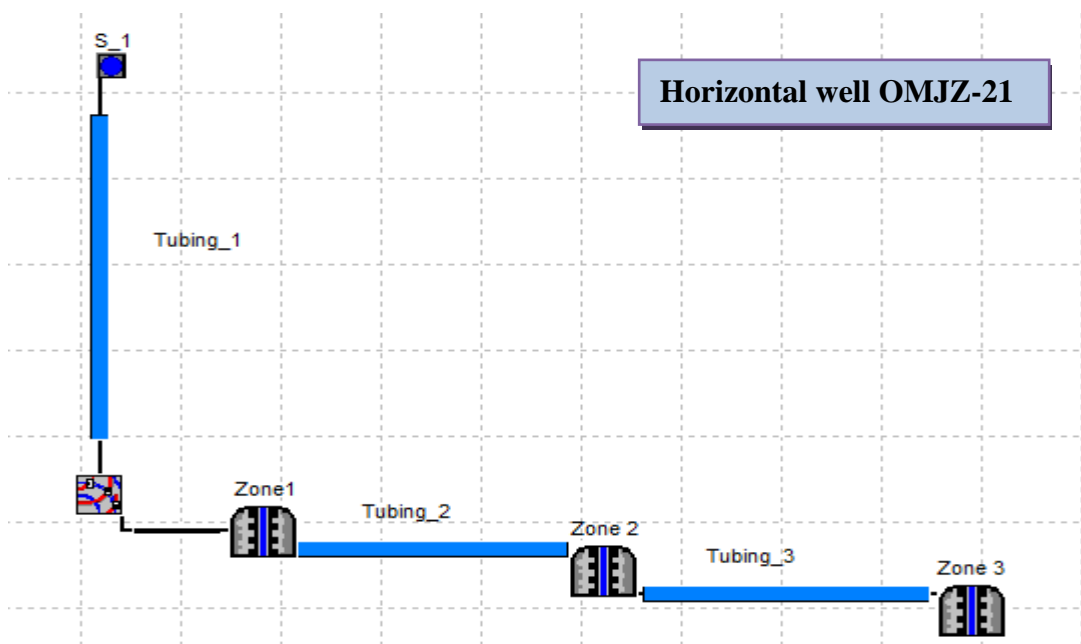


FIGURE V.7. SYSTEME DE SIMULATION DE LA STAGE-FRAC [28]

- **Génération de l'IPR**

Pour la génération de l'IPR par le logiciel PIPESIM on a utilisé le modèle **Pseudo Steady State**. La courbe de performance de ce puits, est représentée sur la figure V.8 suivante [28].

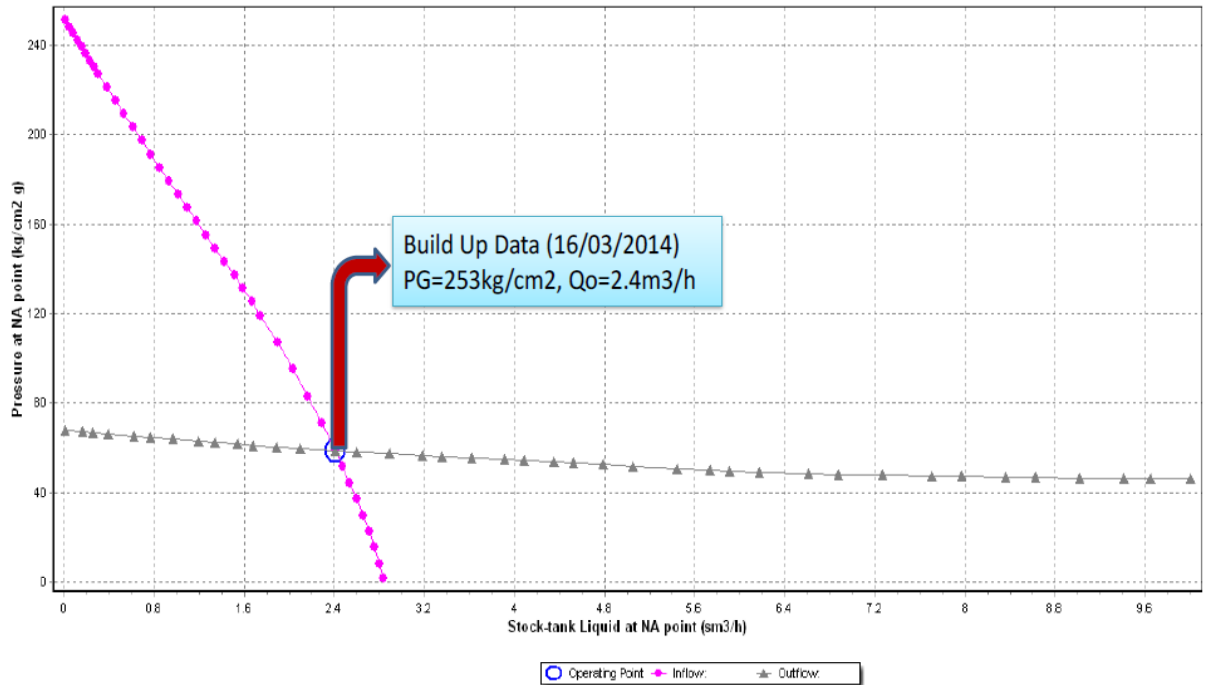


FIGURE V.8. CALAGE DU MODEL DE Puits OMJZ-21 A L'ETAT ACTUEL. [28]

Le model établi montre le même point de fonctionnement présentant les mêmes valeurs en termes de débit $Q_o=2.4m^3/h$ donnée par le dernier test de Build Up.

Une fois que notre système est calé à l'état actuel, on passe à l'étude de Stage-Frac.

V.5.1.2. Cas de la fracturation hydraulique

Les paramètres des fractures tirées à partir de résultats de la simulation réalisée par **Frac CADE**, seront insérés dans le logiciel **PIPESIM** pour estimer le débit après l'opération et voir le gain en production possible.

- **Génération de l'IPR**

Pour la génération de l'IPR on a utilisé le modèle « **Hydraulic Fracture** », ce modèle nous donne la possibilité d'introduire les paramètres de la géométrie des fractures simulées dans notre calcul. Les paramètres essentiels demandés par le logiciel pour simuler la fracturation sont :

-Paramètres de la fracturation :

- La demi-longueur de la fracture $X_f=66.5$ m
- La Largeur de la fracture $W_f=0.165$ in
- La Conductivité de la fracture $K_f*W_f=1368$ md.ft
- La Conductivité adimensionnelle $F_{CD}=16.3$

-Données de réservoir

- La perméabilité de réservoir $K_r=0.226$ md
- La hauteur de réservoir $h=37$ m
- Le rayon de drainage de réservoir $R_{eh}=600$ m

Ces données nous permettent de calculer la perméabilité de la fracture K_f :

$$K_f = \frac{F_{CD} \times K_r \times X_f}{W_f} = \frac{16.3 \times 0.226 \times 66.5 \times 39.37}{0.165} = 58452 \text{ md} \quad (\text{V.1})$$

The screenshot shows a software interface with the following fields and values:

- Reservoir Data:** Static Pressure: 253 (bara), Temperature: 116 (C)
- IPR Model:** Model Type: Hydraulic Fracture (dropdown menu)
- Basis of IPR Calculation:** Liquid (dropdown menu)
- Reservoir Parameters:**
 - Reservoir Permeability: 0,226 (md)
 - Reservoir Thickness: 37 (m)
 - Reservoir Radius: 600 (m)
- Fracture Parameters:**
 - Fracture Half Length: 66,5 (m)
 - Fracture Permeability: 58452 (md)
 - Fracture Width: 0,165 (inches)

FIGURE V.9. DONNEES NECESSAIRES POUR LE MODELE HYDRAULIC FRACTURE. [23]

Le PIPESIM permet de générer la courbe de performance de puits après fracturation.

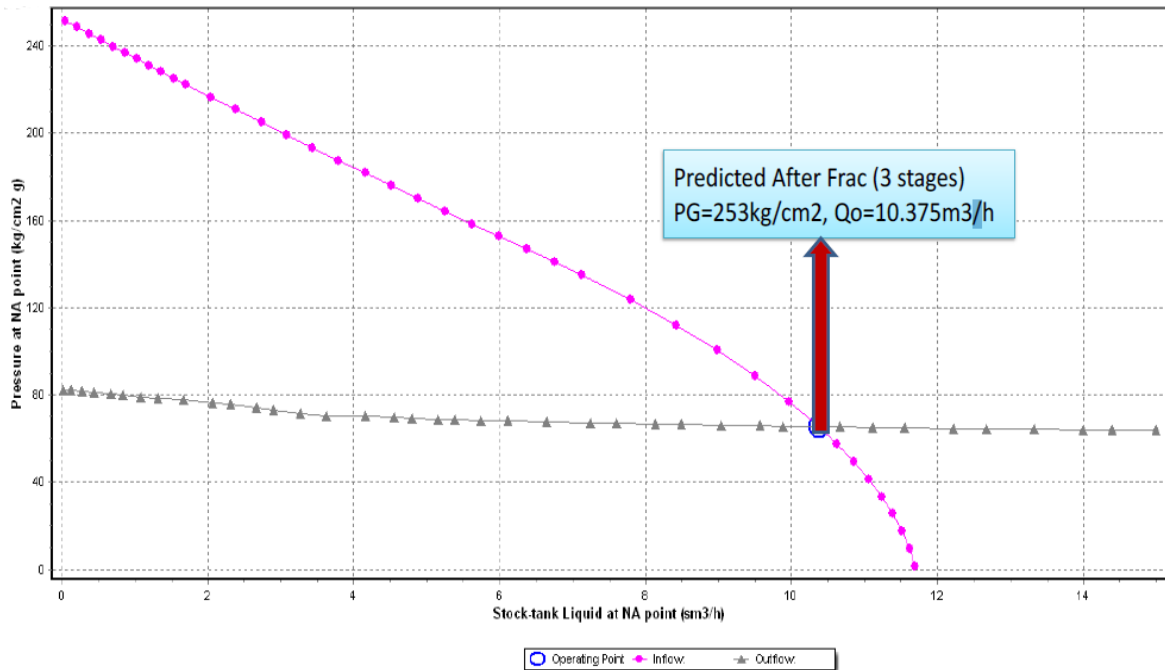


FIGURE V.10. COURBE DE PERFORMANCE DE PUIITS OMJZ-21 APRES STAGE-FRAC. [28]

Les résultats obtenus par le logiciel sont :

Tableau V.10. Résultats donnés par la simulation.

Q_o avant la frac (m^3/h)	2.4
Q_o après la frac (m^3/h)	10.37
Gain en production (m^3/h)	7.97 (332%)

Le débit estimé suite à la simulation est très important est égale à $Q_{\text{après}} = 10.37 m^3/h$ soit un gain de $\Delta Q = 7.97 m^3/h$ qui correspond à une amélioration de 332 % du débit initial du puits dans son état horizontal avec $Q_{\text{avant}} = 2.4 m^3/h$

Ce gain en débit va être le point de départ à l'étude économique du puits OMJZ-21.

V.5.2. Evaluation économique :

En vue d'apprécier la rentabilité de l'opération de Stage-Frac, une évaluation économique basée sur le gain en production estimé par le logiciel PIPESIM, 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.

V.5.2.1. Coûts d'investissement de projet (Capex) :

Pour l'estimation des coûts d'investissement de projet Stage-Frac du Puit omjz-21, nous avons utilisé les informations concernant les projets Stage-Frac récemment réalisés dans la région et qui sont semblables à celui de notre étude.

Les coûts liés à l'opération de Stage-Frac sont illustrés dans le tableau suivant :

Tableau V.11. Coûts liés à l'opération de Stage-Frac

N°	Activité	Montant (US\$)
1	Fracturation hydraulique	1200000
2	Workover	900000
3	Complétion	1000000
4	Nettoyage après la fracturation + démarrage	300000
	Coût total de l'opération = 3400000 (US\$)	

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).

V.5.2.2. Expression de délais de récupération (Pay-Out Time) :

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 :

$$POT(\text{jours}) = \frac{\text{Coût en volume équivalent (bbl)} + \text{perte de production (bbl)}}{\text{Gain en production (bbl / jour)}} \quad (\text{V.2})$$

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

Où :

- . Gain en débit (m³/h) = débit après la fracturation — débit avant la fracturation.
- . Perte de production (US\$) = Q₀ (m³/h) * 24 * Durée de l'opération (jours) * prix de m³.
- . Prix net (US\$) = prix de vente moyen — Coût de revient.

- **Calcul de délai de récupération de projet Stage-Frac.**

- Débit avant la fracturation selon le dernier jaugeage (16/02/2014) $Q_{\text{avant}} = 2.4 \text{ m}^3/\text{h}$.
- D'après l'étude de simulation de la fracturation à l'aide de logiciel PIPESIM, Le débit estimé après la fracturation $Q_{\text{après}} = 10.37 \text{ m}^3/\text{h}$.
- Le coût total de l'opération de Sage-Frac est de l'ordre de 3400000 US\$.
- L'opération de Stage-Frac va exiger au minimum un arrêt de 50 jours.

Le tableau suivant illustre l'ensemble des résultats concernant le projet Stage-Frac, avec différents valeurs du prix de baril :

Tableau V.12. Résultats de calcul économique.

Gain (m ³ /h)	Gain (bbl/jour)	Gain (US\$/jour)	Perte de production (US\$)	CAPEX (US\$)	Prix du baril (US\$)	POT (jours)
7.97	1203.15	48126	724608	3400000	40	85
7.97	1203.15	60157	905760	3400000	50	71
7.97	1203.15	72189	1086912	3400000	60	62
7.97	1203.15	84220	1268064	3400000	70	55
7.97	1203.15	96252	1449216	3400000	80	50
7.97	1203.15	108283	1630368	3400000	90	46

D'après les résultats de calcul économique, on remarque un gain en production très important **1203,15** (bbl/jour) et un POT égale au plus tôt **46 jours** et au plus tard **85 jours** de production. Bien que le coût de cette opération est très élevé 3400000 (US\$) on va amorti notre investissement en quelques moins de production.

V.5.2.3. Analyse des risques

Elle consiste à envisager l'état où les coûts estimatifs sur lesquels les calculs ont été basés ne refléteront pas la réalité pour différentes raisons, qui signifie un plus long temps de récupération. Nous prendrons le cas d'un coût total de l'opération égal à une fois et de moitié du coût estimé et d'un bénéfice équivalent à la moitié du bénéfice calculé par la simulation. Les résultats sont récapitulés dans le tableau suivant :

Tableau V.13. Analyse des risques du projet Stage-Frac

Cas de risque	CAPEX (US\$)	Gain (bbl/jour)	POT (jours)	
			90 (US\$/bbl)	40 (US\$/bbl)
1- Résultats prévus de calcul.	3400000	1203.15	46	85
2-CAPEX est 1.5 plus grand que le CAPEX prévu	5100000	1203.15	62	121
3- Le bénéfice est la moitié du bénéfice prévu	3400000	601.57	93	171
4- CAPEX est de 1,5 plus grande que celui attendu et le profit est seulement la moitié de celui attendu	5100000	601.57	124	242

Dans le tableau ci-dessus de l'analyse des risques, nous pouvons remarquer que le temps minimum de récupération est au premier cas de **46** jours. Au contraire, le temps maximum de récupération est de **242** jours et on le prévoit au dernier cas avec un prix de baril de 40 US\$.

Conclusion

A partir de ces investigations de design de Stage-Frac, de l'analyse de performance de puits et l'évaluation économique on a pu faire une prévision sur les résultats de l'opération de Stage-Frac. Et si l'exécution de l'opération est efficace et se déroule dans les meilleurs conditions on obtiendra des bons résultats et un gain en production très considérables.

Conclusion générale

La présente étude, montre la nécessité et l'importance de l'utilisation de la technique de fracturation hydraulique dite « Multistage Hydraulic Fracturing » pour les puits horizontaux en trou ouvert. Ceci est dans le but d'augmenter la productivité du puits, et remédier les problèmes d'exploitation, notamment les venues d'eau ou de gaz, instabilité des parois de trou et la difficulté de stimuler les zones désirées. En effet ces problèmes manifestent de façon considérable dans le champ de Hassi Messaoud, et diminue la production totale de ce dernier. Comme la technique exige une descente d'une complétion permanente, ce qui donne plus de solidité, de stabilité au puits à stimuler et ouvre une flexibilité de localiser les points d'initiation des fractures, endroit de placement des Sleeves de production, ce qui influe largement sur la géométrie finale de ces fractures.

La réussite de cette technique est conditionnée, d'une part par une bonne sélection d'un puits candidat en analysant toutes les données géologiques et pétrophysiques de réservoir, et voir même l'historique de production et les opérations d'intervention de puits en question, et d'autre part, par un design adéquat tout en utilisant les moyens de complétion nécessaires et les produits (fluides) qui assurent plus d'efficacité à l'opération. Donc le travail est multidisciplinaire entre les services d'engineering et d'opérations afin d'améliorer la performance des puits stimulés.

La simulation numérique de l'opération donne plus de choix à l'opérateur, présente des scénarios de propagation des fractures et prévoit approximativement le gain en production. Par conséquent l'optimisation de la technique.

Nous soulignons à travers cette étude la difficulté de l'exécution de cette nouvelle technique de stimulation pour les puits horizontaux sur le champ de Hassi Messaoud. Ce qui nécessite un savoir-faire de cette dernière et une communication parfaite au cours de déroulement de l'opération.

Finalement, l'application de Multi stage frac dans les gisements de Hassi Messaoud améliore le potentiel des puits stimulés, mais cette technique reste toujours très précieuse et couteuse, c'est pour cela on recommande ce qui suit :

- La mise en place d'une procédure de sélection des puits horizontaux candidats au stage-frac.

- Prévoir un test d'injectivité et traitement Data Frac pour chaque stage à cause de l'anisotropie et l'hétérogénéité de la formation.
- Adopter la technique du Micro sismiques pour surveiller l'orientation et la géométrie des fractures en temps réel au cours de traitement de Stage-Frac.
- Prévoir les diagraphies de production FSI/ PLT avant l'opération de frac, notamment dans les puits avec venue d'eau, percée de gaz ou de water cut afin de déterminer les zones à fracturer ainsi que les zones à isoler.
- Utiliser la fermeture au fond dans les tests de puits candidats au stage-frac avant et après fracturation afin de diminuer l'effet de la capacité sur la fracture.

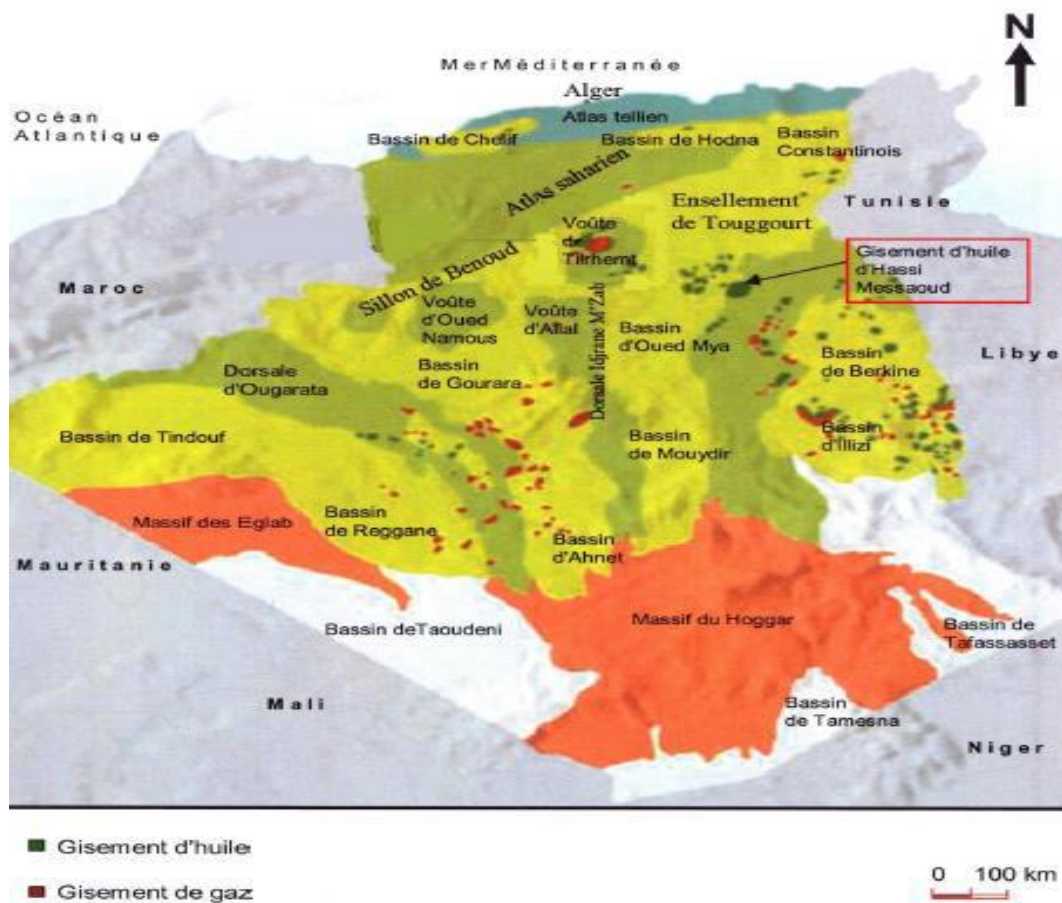
Bibliographie :

- [1] Zeroug S. Bounoua N, et Lounissi R . 2007. Algeria WEC 2007 / Petroleum Geology of Algeria ; Sonatrach et Schlumberger, p 108.
- [2] Yahiaoui, L . 2010. Analyse complexe et évaluation des programmes des puits en short radius et horizontaux à Hassi Messaoud aspect géologique et application dans la partie sud, mémoire de magister. Université de Boumerdès, p 8.
- [3] Base de données 2014. « Data bank », Division production IRARA, Hassi Messouad.
- [4] Khelil,R. Septembre 2013. « Forage dirigé », Direction régionale de Hassi-Messouad.
- [5] Szezuka, J. 3, Juin 2005. «Forage dirigé Ingénierie et méthodes ». Edition 3.
- [06] Bourdet, D. «Interprétation des essais de puits », ENSPM.99.
- [07] Bourdarot, G.1996. « Essai des puits : Méthodes d'interprétation », IFP, Editions Technip.
- [08] Daviau, F.1986.« Interprétation des essais de puits, les méthodes nouvelles », IFP. Edition Technip.
- [9] Direction régionale de Hassi-Messaoud, département réservoir/EP/HMD, Avril 2012. Evaluation des puits Horizontaux.
- [10] Michael J. Economides (University of Houston) et Tony Martin (BJ Services), 2007 « Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production». ET Publishing, Houston.
- [11] Michael J. Economides et Kenneth G.Nolte,1989 «Reservoir stimulation». Second and Third edition, United State of America .
- [12] Rocky Allen.S, 27-30 June 2007 « An Efficient Horizontal Open Hole Multi-Stage Fracturing and completion System » International Oil Conference and Exhibition in Mexico, Veracruz, Mexico.
- [13] Achi.B, 18-19 November 2008. «First multi-stage hydraulic fracturing of a horizontal well in Hassi Messaoud oilfield ». 8ème journées scientifiques et techniques Sonatrach, , Algiers, Algeria.
- [14] Olubiyi Olaoye.A, 7-9 December 2009, « Successful Multi-Stage Hydraulic Fracturing of Openhole Horizontal Wells in Hassi Messaoud oilfield ». International Petroleum Technology Conference, ,Doha, Qatar.
- [15] Schlumberger, « Introduction to Reservoir Stimulation ». Kellyville Training Center.
- [16] 2007. « Reservoir treatment section 3, Hydraulic fracturing, ENSPM formation ».
- [17] ZERZAR, A, 2003. « Interpretation of multiple hydraulically fractured horizontal wells », mémoire de master, University of Oklahoma Graduate College.
- [18] Dale Beggs, H. 2003. « Production Optimization Using Nodal Analysis », OGCI and Petroskills Publications Tulsa, Oklahoma,
- [19] Golan Michael, Curtis H.Whitson book . Edition 1995«Well Performance »,.
- [20] 2011 « Hydraulic fracture treatment, Post frac report OMI-813 »,
- [21] Schlumberger, January 1996. « Data FRAC Guide »,
- [22] Halliburton, November 2014 « Multistage Fracturing Treatment OMNZ-273 »,
- [23] Frac CADE Schlumberger, « Modélisation des Opération de Fracturation ».
- [24] Jason Baihly , schlumberger Jan. 23rd, 2013 « Multistage Stimulation Technology Overview »Multistage Stimulation Product Line Manager
- [25] Schlumberger « Falcon System ».
- [26] Polygalova Nadezhda, April 2011 « Best Practice -Ball Dropping Procedure for StageFRACJobs in Russia » Field Engineer, WPS Pyt-Yakh,
- [27] Aitmouhoub, S. Février 2014 « Programme de fracturation hydraulique type Multi-Stage OMNZ-273 »,
- [28] PIPESIM Schlumberger, « Optimisation de la production ».

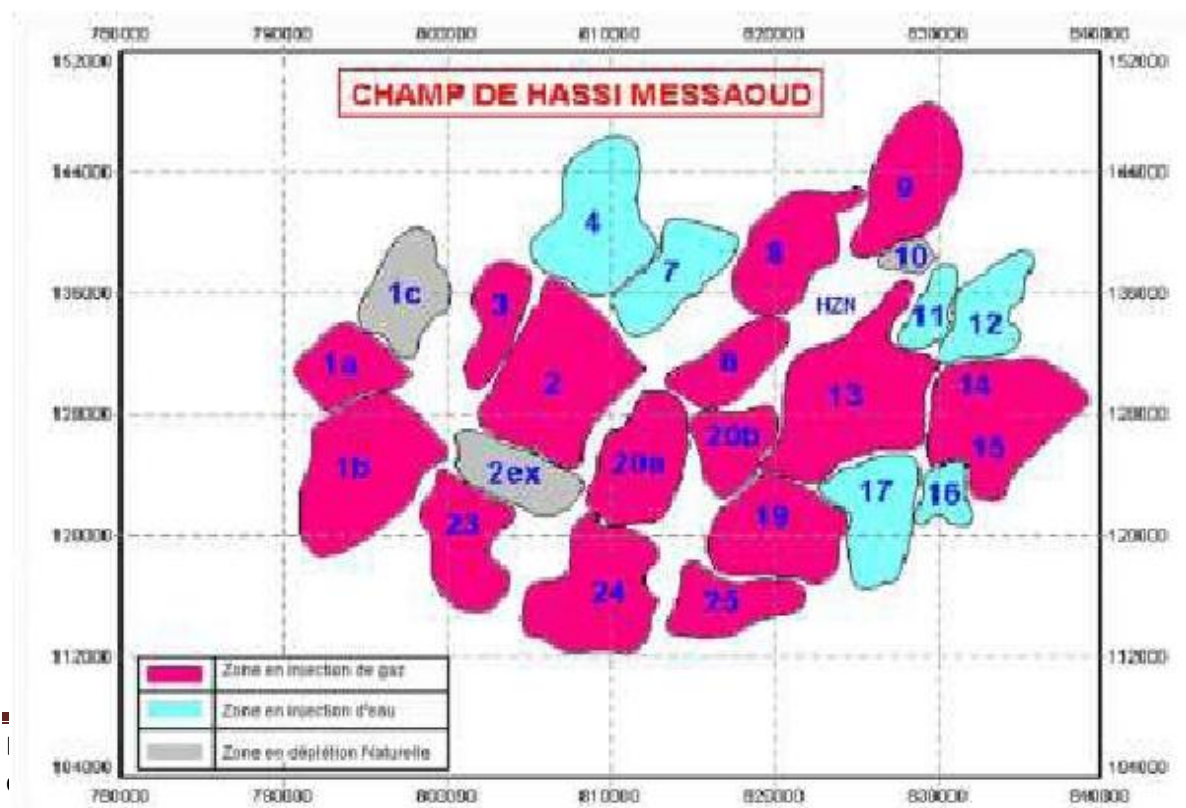
- [29] « formulaire du producteur ».
- [30] « Production et opérations » vol.1 page 158.
- [31] *Chenini F.* 2015 « Etude et évaluation de la fracturation hydraulique type multi-stage frac au champ de Hassi-messaoud cas du puits mdz548 » mémoire fin d'études, IAP Hassi massoud.
- [32] GUERMIT M., AZIZI S. 2014. « Amélioration de l'indice de productivité par fracturation hydraulique Application: champs de Tiguentourine cas puits TG 358 » mémoire de Master, Université Ouargla
- [33] *Ahmed S. Abou-Sayed* « Reservoir Stimulation »
- [34] Données de l'Archive Sonatrach.

Annexe

Annexe n°1 : Situation géologique du champ de Hassi Messaoud [1].



Annexe n°2 : Zones et numérotation des puits.

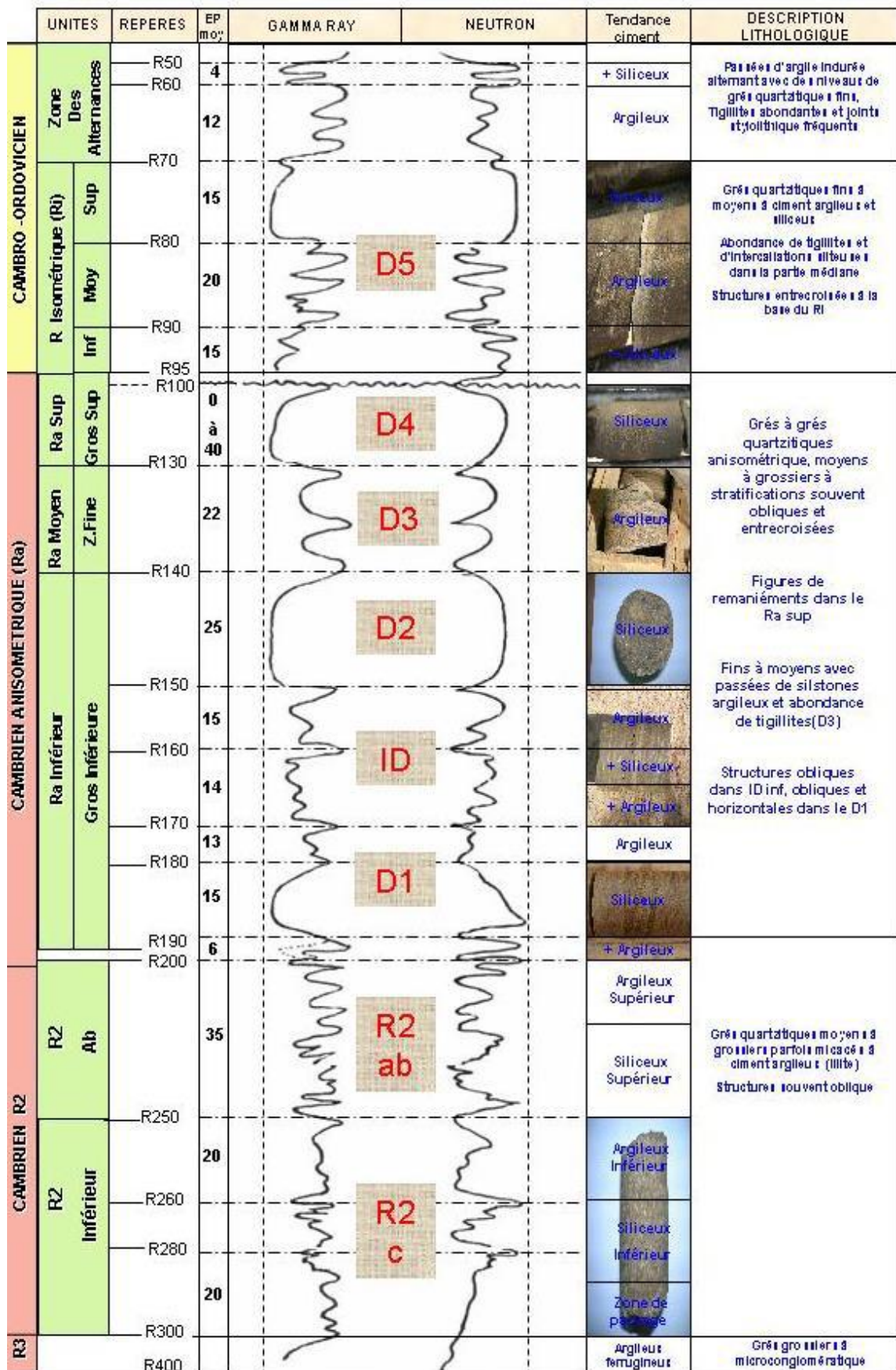


Annexe n°3. Coupe stratigraphique du champ de Hassi Messaoud.

ERE	SYST	ETAGES	Ep moy	DESCRIPTION	
CENO-ZOIQUE	NEOGENE	MIO-PLIOCENE <i>discordance alpine</i>	240	Sable, calcaire, mame sableuse	
		EOCENE	120	Sable, calcaire à silex	
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN			
		CARBONATE	107	Calcaire, dolomie, anhydrite	
		ANHYDRITIQUE	219	Anhydrite, mame, dolomie	
		SALIFERE	140	Sel massif et traces d'anhydrite	
		TURONIEN	90	Calcaire crayeux avec quelques niveaux argileux	
		CE NOMANIEN	145	Anhydrite, mame, dolomie	
		ALBIEN	350	Grès, sable avec intercalations d'argile silteuse	
		APTIEN	25	Dolomie cristalline avec niveau argileux, calcaire	
		BARREMIEN	200	Argile, grès, dolomie	
		NEOCOMIEN	100	Argile, mame, dolomie, grès	
	JURASSIQUE	MALM	225	Argile, mame, calcaire, grès et traces d'anhydrite	
		DOGGER	ARGILEUX	105	Argile silteuse, mame dolomitique avec fines passées de grès
			LAGUNAIRE	210	Anhydrite, mame dolomitique, mame grise
		LIAS	L.D 1	65	Dolomie, anhydrite, argile
			L.S 1	90	Alternances sel, anhydrite et argile
			L.D 2	55	Anhydrite et dolomie cristalline
			L.S 2	60	Alternances sel et argile
			L.D 3	30	Alternances de dolomie et de mame
	TRIAS	SALIFERE	TS 1	46	Alternances de sel, anhydrite et de dolomie
			TS 2	189	Sel massif à intercalations d'anhydrite et argile gypsifère
			TS 3	202	Sel massif et traces d'argile
		ARGILEUX	113	Argile rouge dolomitique ou silteuse injectée de sel et d'anhydrite	
GRESEUX		35	Grès, argile		
ERUPTIF <i>discordance hercynienne</i>		0-92	Andésites altérées		
PALEOZOIQUE		ORDOVICIEN	QUARTZITES D'EL HAMRA	75	Quartzites fins avec traces de lignites
	GRES D'EL ATCHANE		25	Grès fins à ciment argileux, bitumineux	
	ARGILES D'EL GASSI		50	Argiles schisteuses, vertes ou noires, glauconieuses à graptolites	
	ZONE DES ALTERNANCES		20	Alternance de grès et argile. Présence de lignites	
	CAMBRIEN	R1	50	Grès isométriques, fins, silteux	
		Ra	120	Grès à grès quartzitiques anisométriques à niveaux de silt	
		R2	100	Grès moyens à grossiers à ciment argileux illitique	
		R3	300	Grès grossier à ciment argileux, argile silteuse	
	INFRA-CAMBRIEN	45	Grès argileux rouges		
	S O C L E				Granite porphyroïde rose

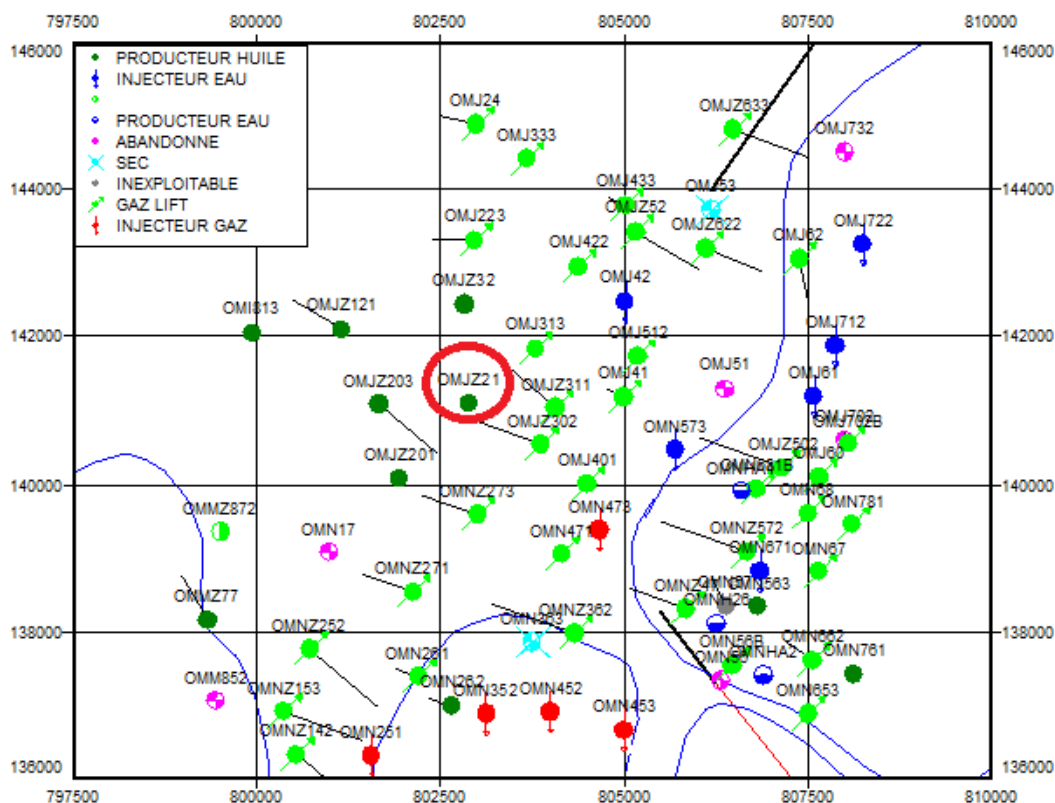
Etude de candidature et analyse de simulation de la technique « Multistage Hydraulic Fracturing » des puits horizontaux dans le champ de Hassi-Messaoud, cas de puits OMJZ-21

Annexe n°4. Coupage par drains du cambrien de Hassi Messaoud [3].

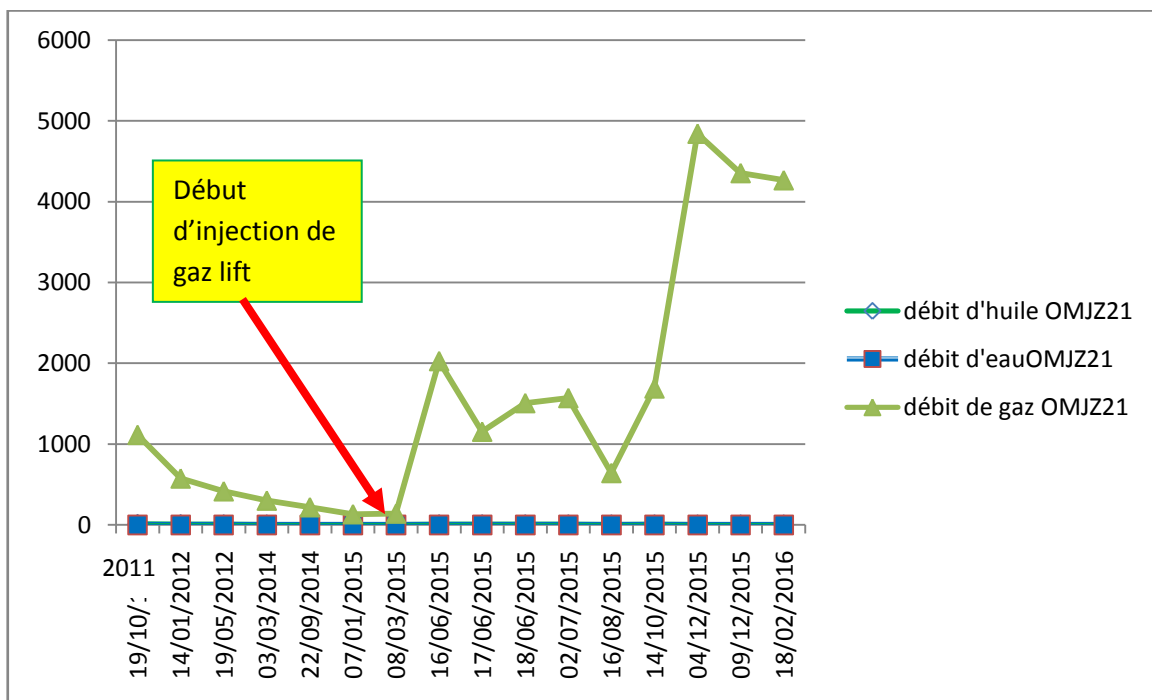


Etude de candidature et analyse de simulation de la technique « Multistage Hydraulic Fracturing » des puits horizontaux dans le champ de Hassi-Messaoud, cas de puits OMJZ-21

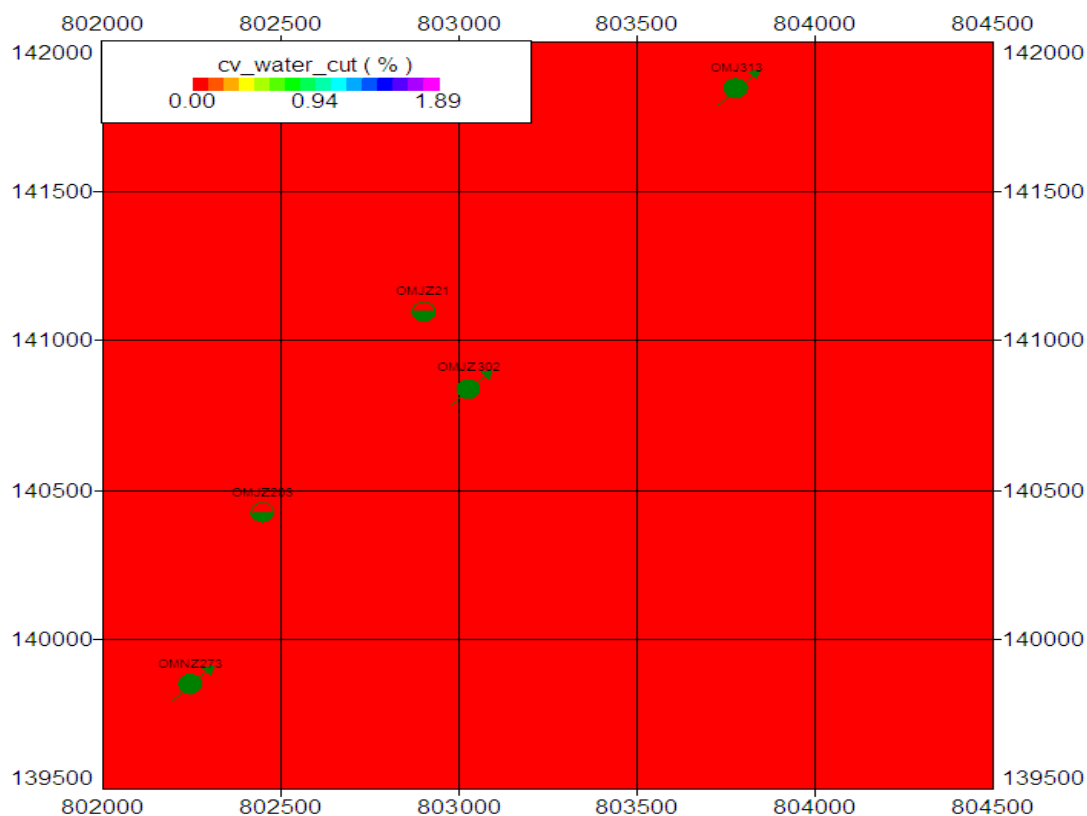
Annexe n°5: POSITIONNEMENT DE PUIITS OMJZ-21



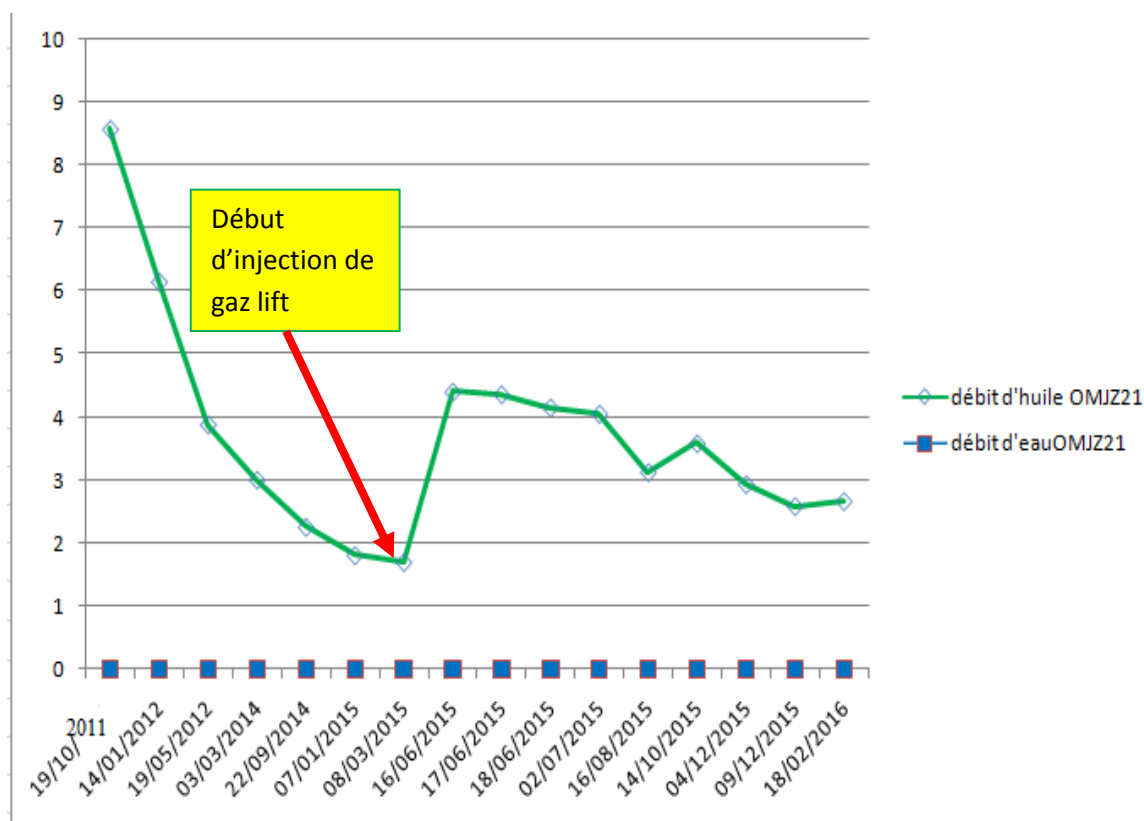
Annexe n°6 : DEBIT DE GAZ ET DE L'EAU DE PUIITS OMJZ-21



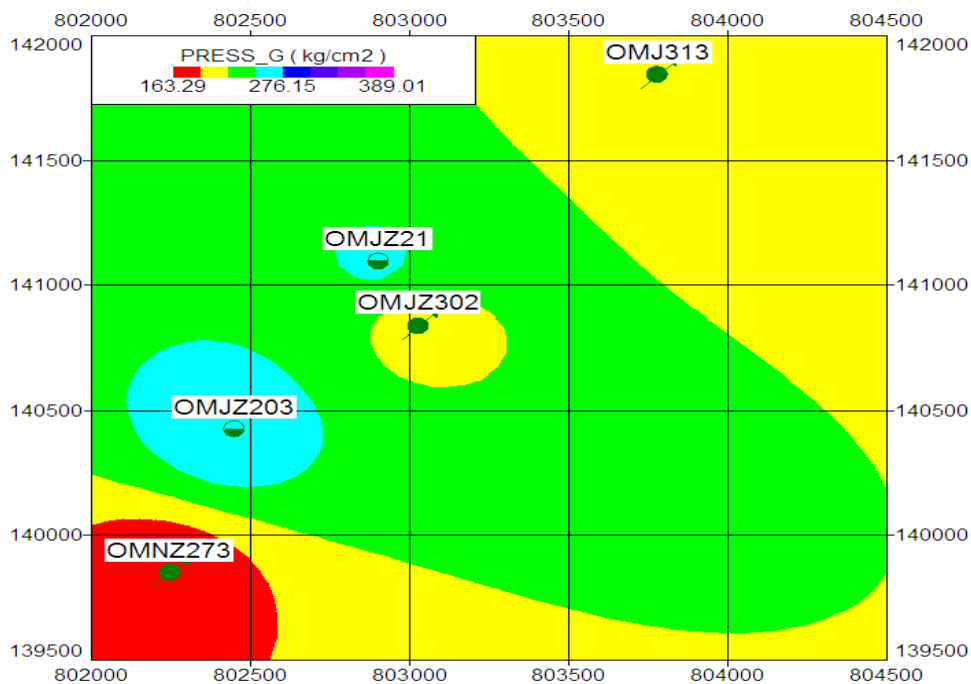
Annexe n°7 : Absence d'eau autour de puits OMJZ-21



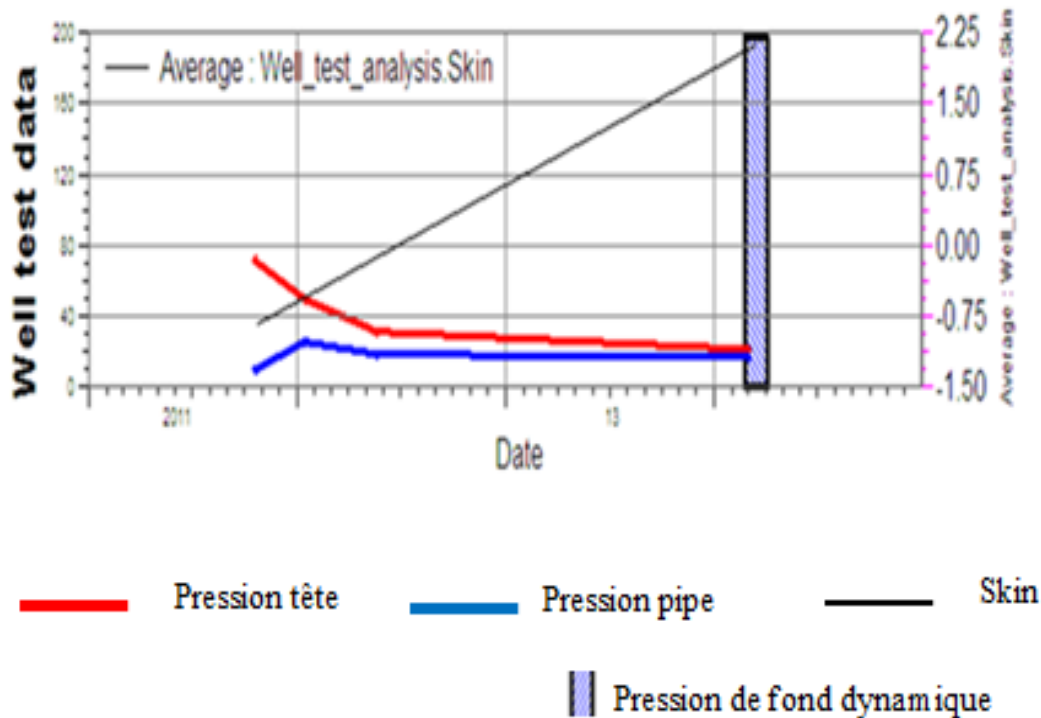
Annexe n°8 : Débit de l'huile et de l'eau de puits OMJZ-21



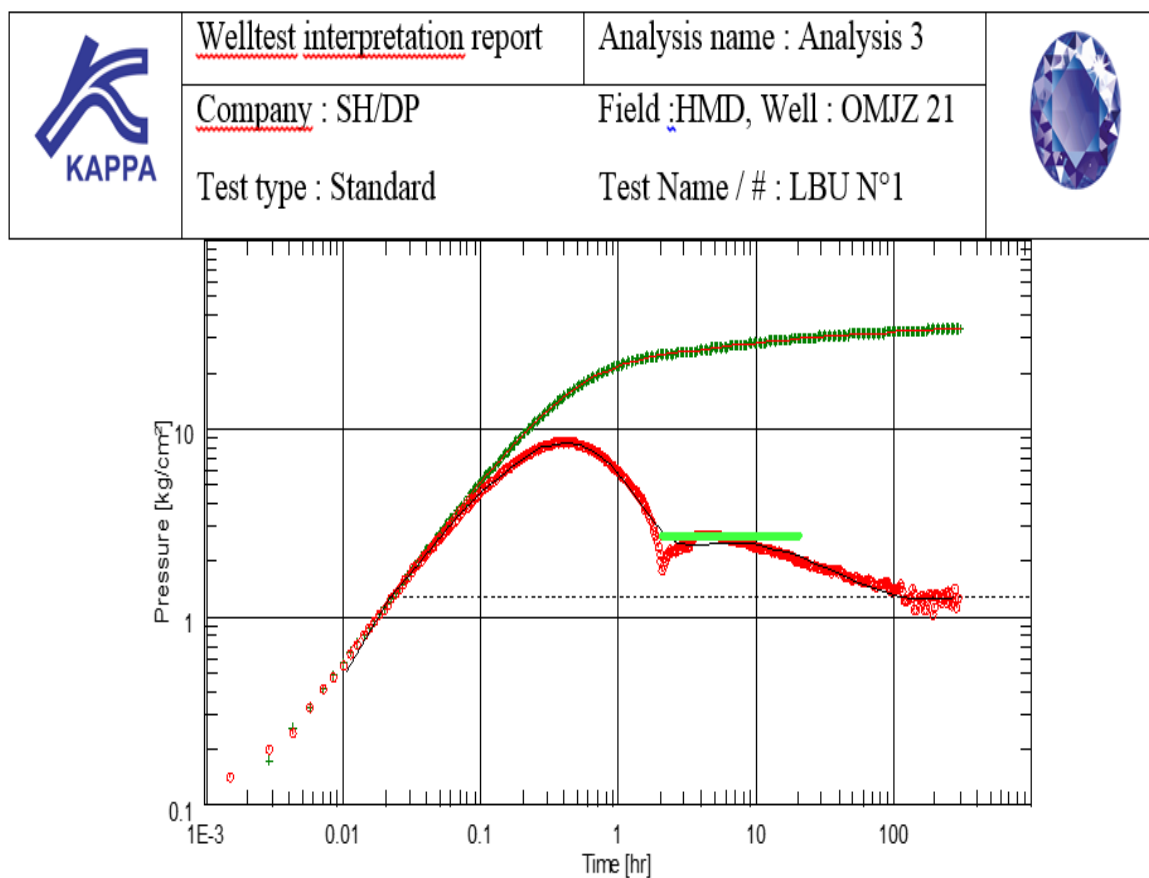
Annexe n°9 : Distribution de pression de gisement autour de puits OMJZ-21



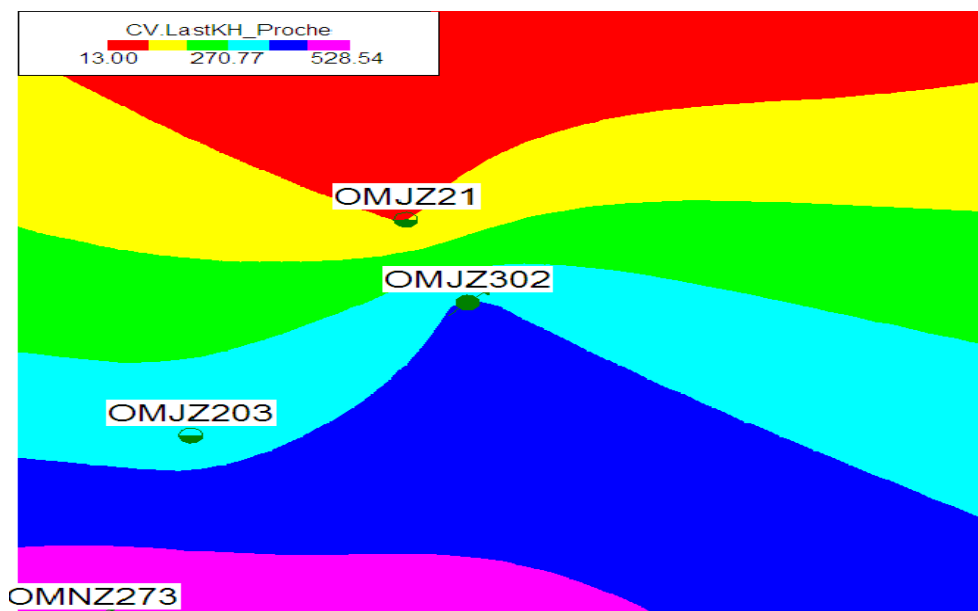
Annexe n°10 : EVOLUTION DE PRESSION DE FOND DE Puits OMJZ-21



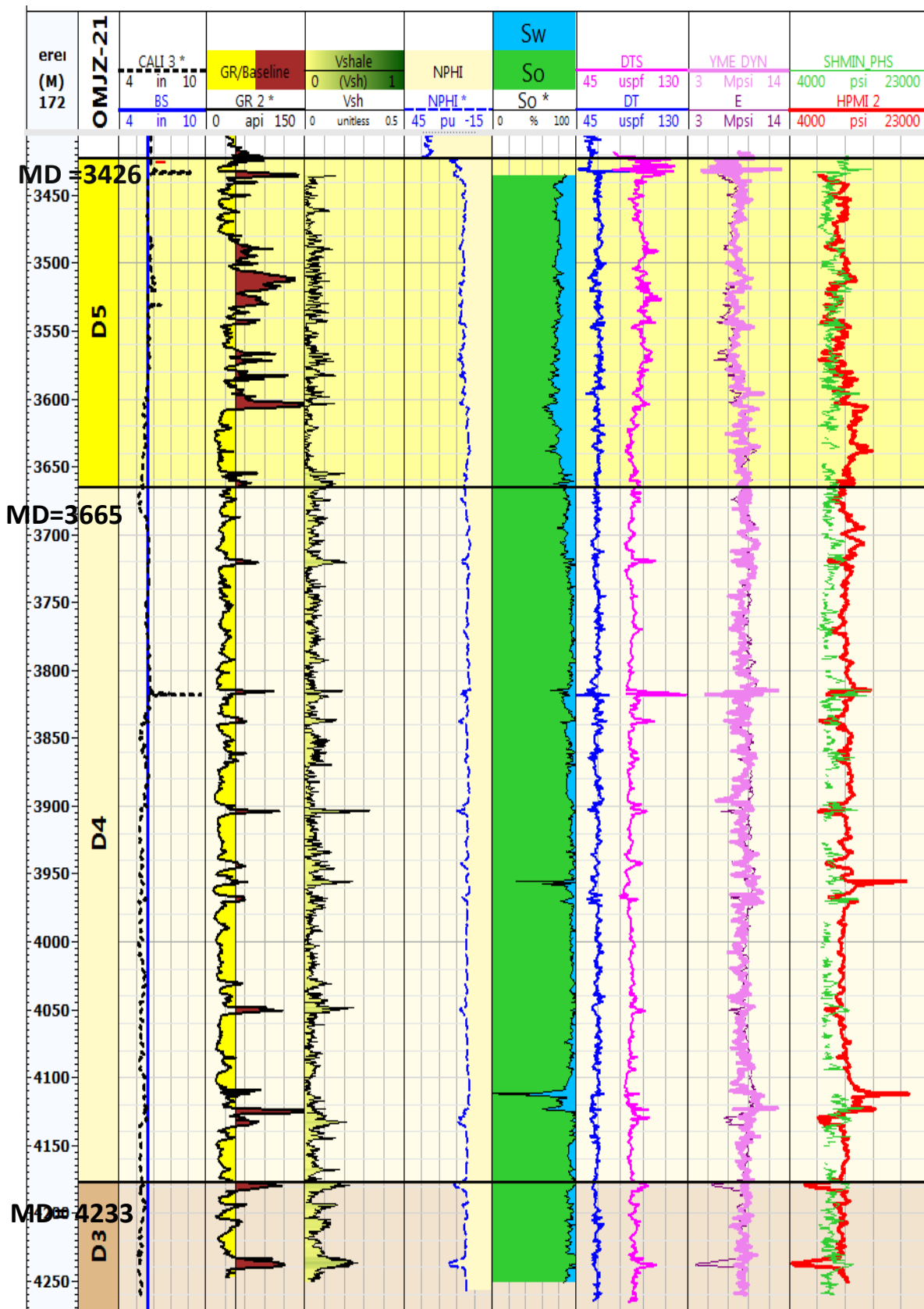
Annexe n°11 : Graphe de la pression et sa dérivée de puits OMJZ-21



Annexe n°12 : Perméabilité autour de puits



Annexe n°13 : Log composite Gamma Ray, Résistivité, porosité et saturation

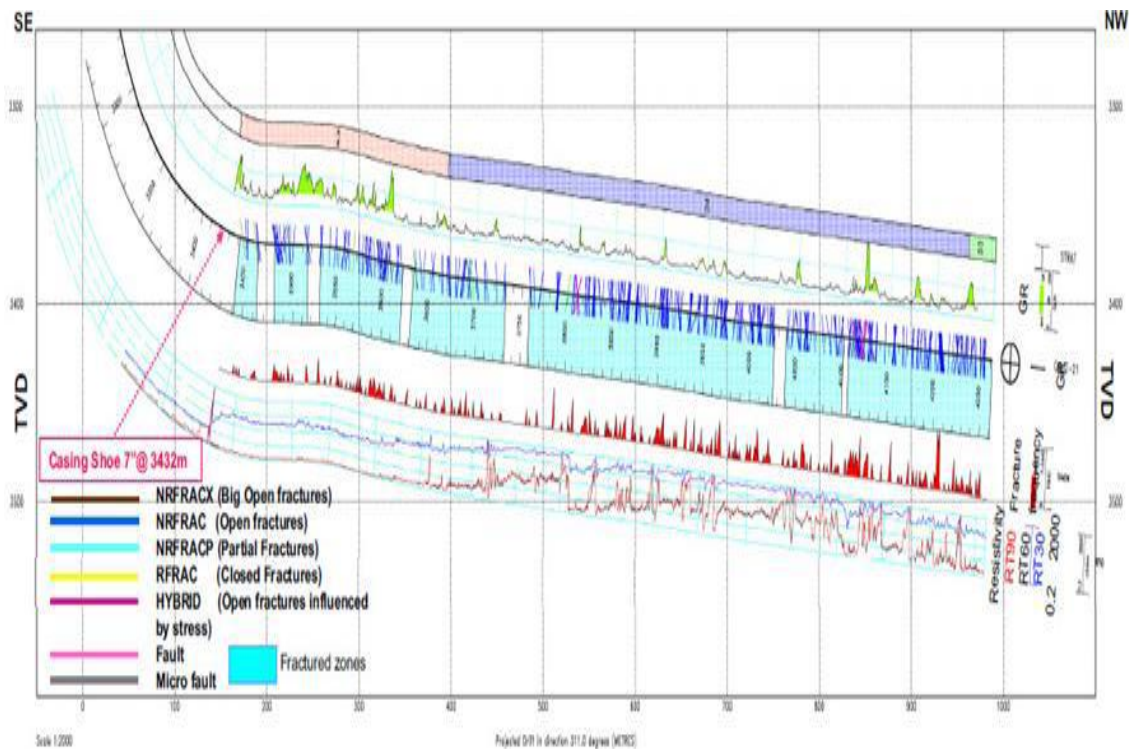


Etude de candidature et analyse de simulation de la technique « Multistage Hydraulic Fracturing » des puits horizontaux dans le champ de Hassi-Messaoud, cas de puits OMJZ-21

Les composant de log composite:

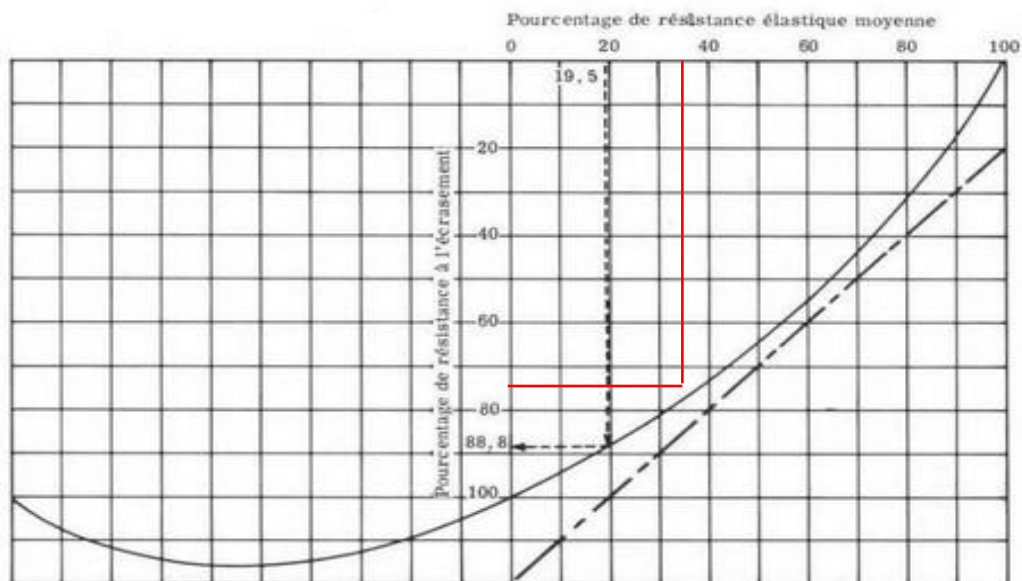
1. **Caliper** : mesure Le diamètre du puits.
2. **Gama ray** : C'est une mesure de la radioactivité naturelle des formations traversées par un sondage. Cette diagraphie est utile pour la détection des minéraux radioactifs existants dans les formations à savoir: U, Th, K. Ce sont des éléments associés surtout aux argiles, et de ce fait, le gamma ray reflétera surtout l'argilosité.
3. **VSH** : pour mesure de volume des argiles.
4. **Porosité neutron**: La première application des outils neutrons est la détermination de la porosité.
5. S_o : Saturation en huile.
6. S_w : saturation en eau.
7. **Data sonic** : Le sonic est utilisé pour déterminer les porosités ds formations et de ce fait, on mesure le temps de transit **Erreur ! Signet non défini.**t à travers les roches des ondes élastiques longitudinales sur une distance x fixée à 1". **Erreur ! Signet non défini.**t est exprimé en $\mu\text{s}/\text{pied}$ et représente le temps que met une onde pour traverser un pied de formation (inverse de la vitesse de propagation). Il a été établi que le **Erreur ! Signet non défini.**t est en relation avec la lithologie et la porosité de la roche.
8. **Module de young** : représente la variation de module de young dans la formation .
9. **Stresse profile** : représente les variations de contraintes en fonction de la profondeur

Annexe n°14 : Distribution des fissures et des failles le long de drain horizontal



Annexe n°15 : ELLIPSE DE PLASTICITE [29]

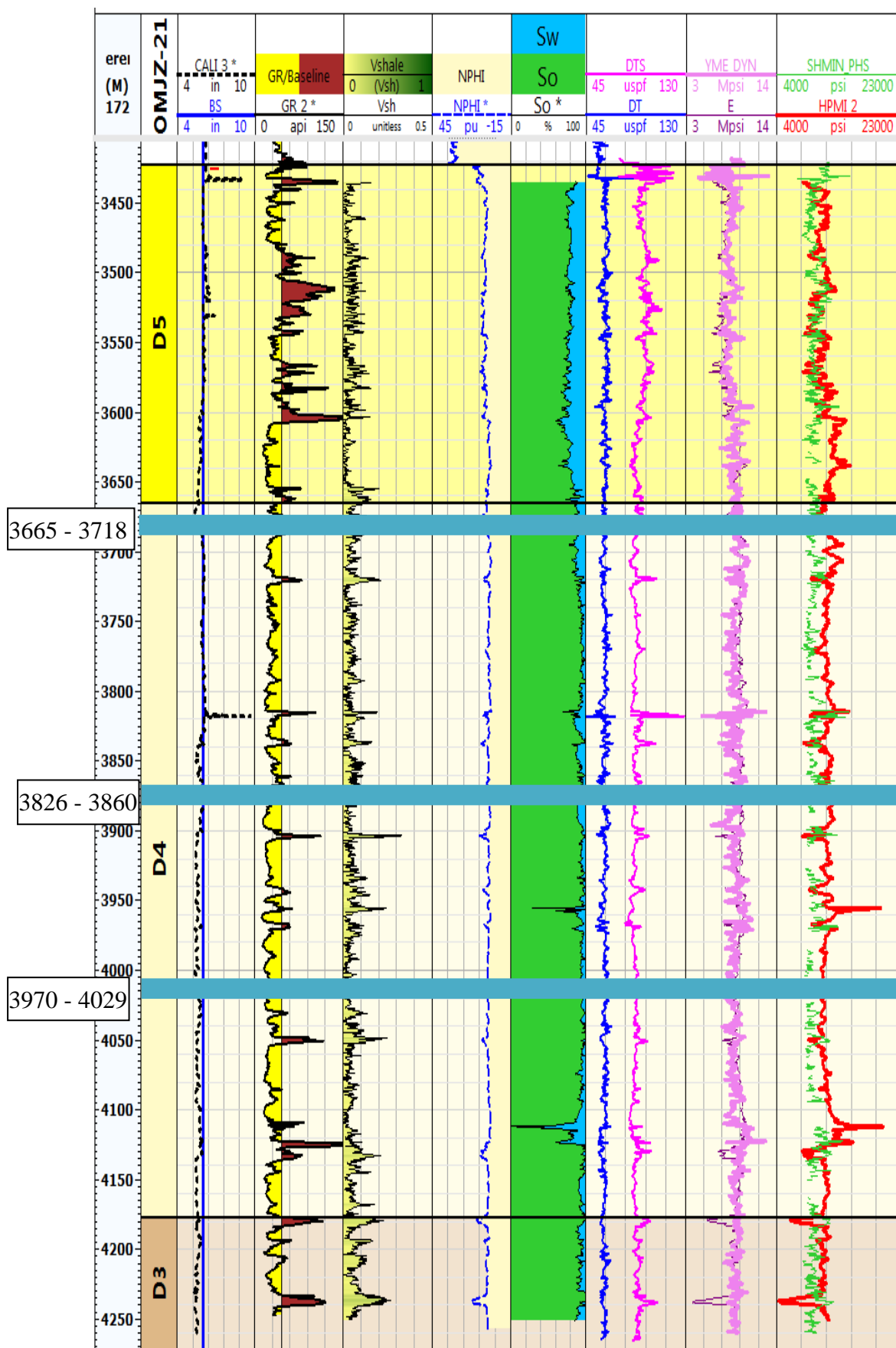
ELLIPSE DE PLASTICITÉ
 d'après HOLMQUIST et NADAL
 A. P. I. drilling and production practice 1939
 (théorie de Von MISES)



Annexe n°16 : Résultats de découpage diagraphiques G-R.

Drains	Cut-Off (m)	Epaisseur (m)	Stresse (psi)	Porosité (%)	Saturation (%)
D5	3442 - 3449	5	10573.67	9.21	78.04
	3452 - 3458	6	11048.54	8.33	77.20
	3463 - 3479	16	10244.95	9.56	79.17
	3502 - 3504	2	10222.56	8.20	74.76
	3533 - 3541	8	9293.04	10.71	80.99
	3545 - 3565	20	10224.56	9.58	76.42
	3575 - 3578	3	9928.87	10.06	74.82
	3586 - 3596	10	10718.68	8.57	75.24
	3608 - 3654	46	12163.94	6.46	77.43
	3656 - 3660	4	12318.65	5.20	86.38
D4	3665 - 3718	53	12200.98	5.63	88.11
	3723 - 3814	91	12372.73	5.59	94.41
	3826 - 3860	29	11931.49	6.59	92.50
	3867 - 3902	35	12464.81	5.61	91.70
	3906 - 3940	34	12338.48	5.56	95.09
	3959 - 3966	7	12958.38	4.48	90.18
	3970 - 4029	59	12020.82	6.25	95.13
	4033 - 4047	14	11830.05	6.18	97.51
	4053 - 4071	18	11816.30	6.59	95.69
	4075 - 4116	41	12657.55	5.25	87.64
	4115 - 4122	7	13043.45	4.32	80.28
	4139 - 4176	37	12120.11	5.69	94.52
D3	4184 - 4193	9	11964.28	6.10	91.28
	4198 - 4204	6	11984.24	5.89	95.60
	4241 - 4251	10	11685.18	6.32	89.17

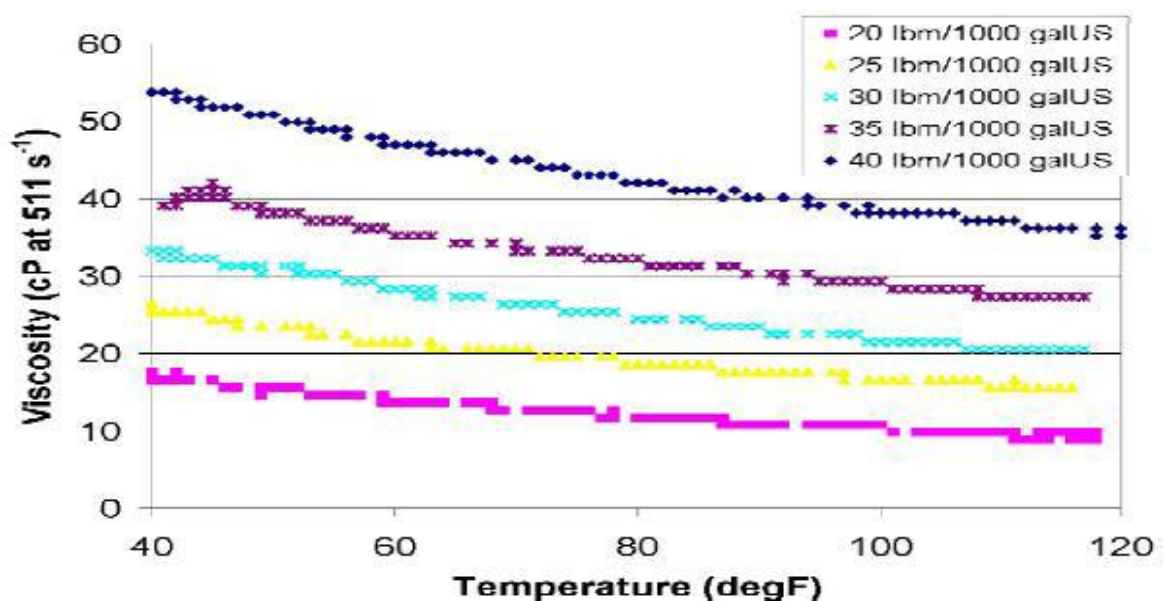
Annexe n°17 : Intervalles de stage frac sélectionnés en MD.



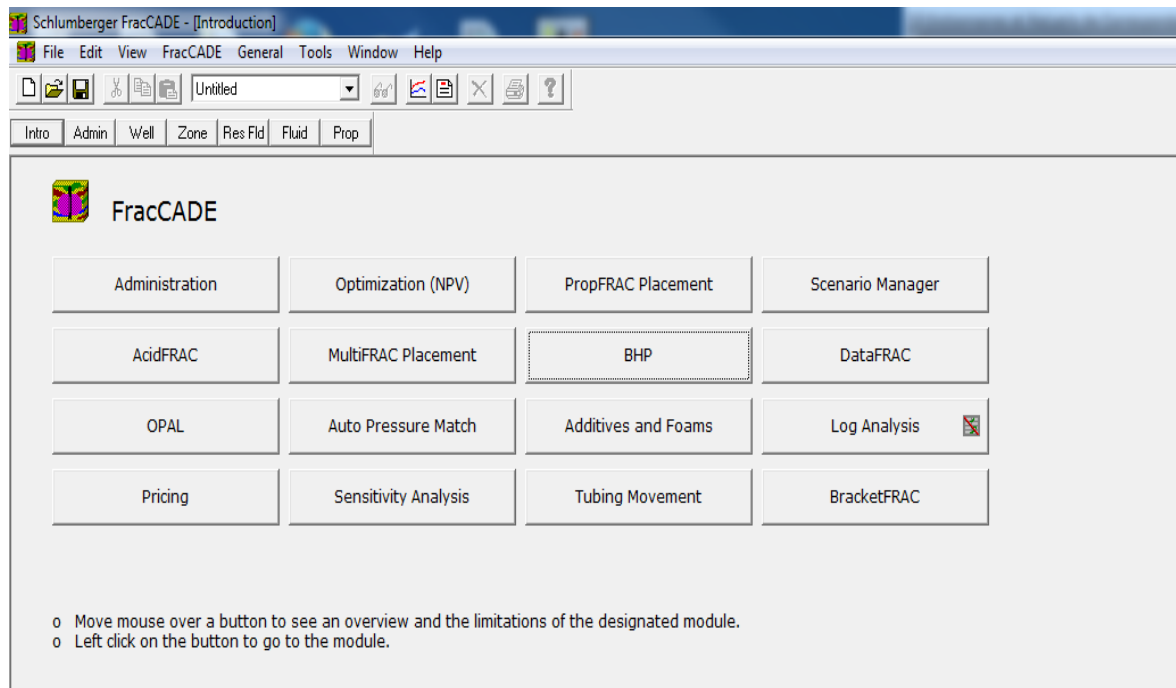
Annexe n°18 : Composition du fluide de fracturation recommandé.

Composition de YF135.1HTD : gel linéaire (WF135) + solution Crosslinker + Briseur		
Composition du gel linéaire (WF135)		
Code de l'additif	Fonction	Concentration
Eau		1000 gal
M275	Bactéricide	0.50 lb/mgal
J583	Surfactant	2.00 gal/mgal
J580	Polymère	35.00 lb/mgal
J495	Cleanflow (aide à casser)	2.00 gal/mgal
Composition de Solution crosslinker		
L010	Crosslinker	5.00 lb/mgal
U028	Activateur	5.00 gal/mgal
J480	Agent retardateur	15.00 lb/mgal
J450	Stabilisateur	1.00 gal/mgal
Composition de Briseur		
J481	Briseur	0.50 lb/mgal
J490	Briseur	3.00 lb/mgal

Annexe n°19 : Viscosité de fluide en fonction de la température.

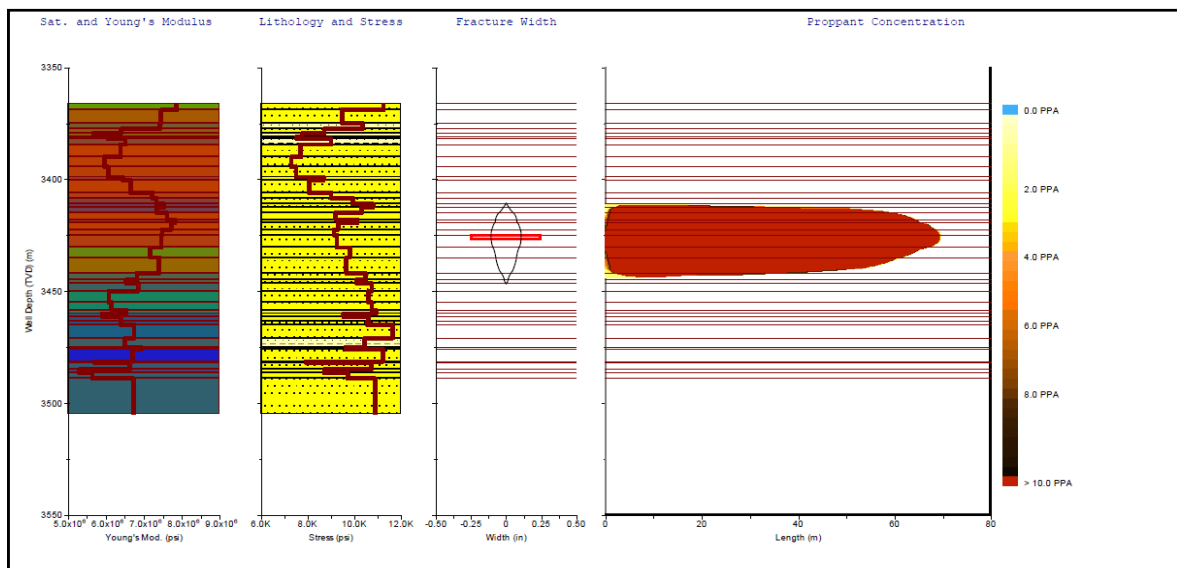


Annexe n°20 : INTERFACE PRESENTANT LES APPLICATIONS DU LOGICIEL FRAC CADE.



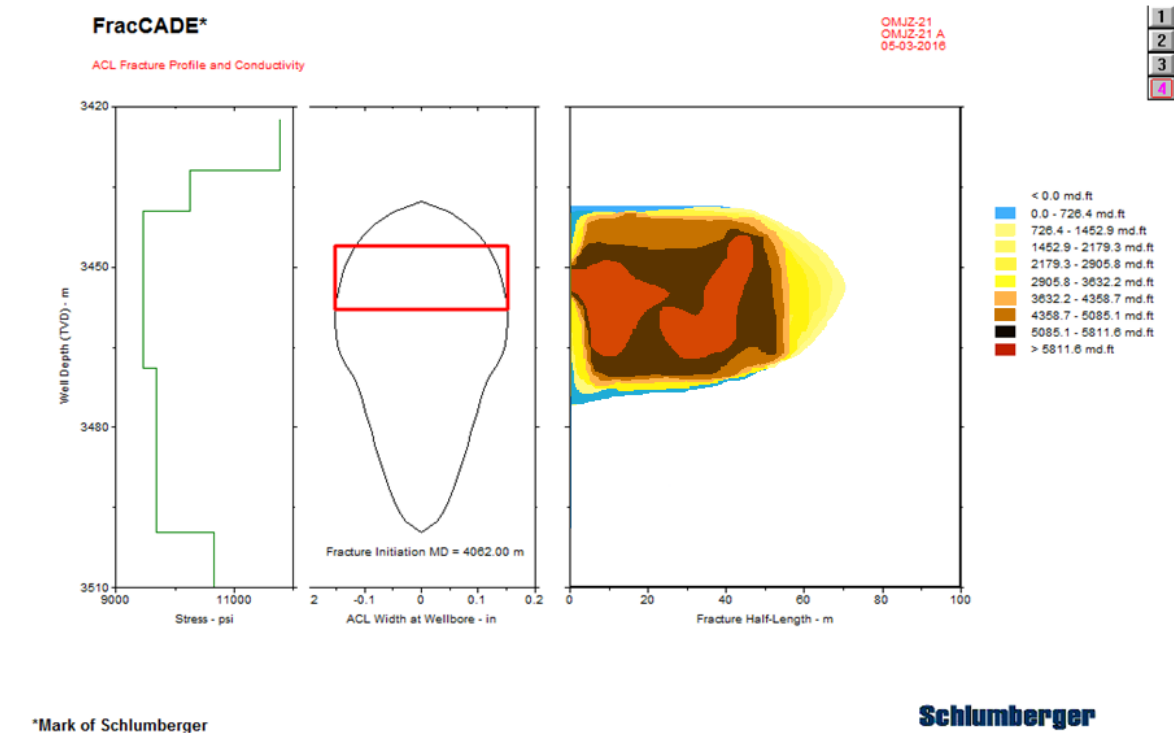
Annexe n°21 : Résultats de design de la deuxième fracture.

Paramètres	Résultats
Demi-longueur de fracture maximale	69 m
Demi-longueur de fracture soutenue par le proppant	67 m
Largeur de fracture soutenue par le proppant	0.178 in
Largeur moyenne de Frac soutenue par le proppant	0.163 in
Hauteur de la fracture	37.5 m
Pression nette	2369 psi
Efficacité de fluide η	28.9 %
Conductivité effective de fracture	1388 md.ft
Conductivité adimensionnelle de fracture (FCD)	16.4
Pression maximale à la surface	6883 psi
Hauteur supérieure de la fracture	3.514 m
Hauteur inférieur de la fracture	3.543 m

Annexe n°22 : Profil géométrique de la deuxième fracture.**Annexe n°23: Résultats du design de la troisième fracture**

Etude de candidature et analyse de simulation de la technique « Multistage Hydraulic Fracturing » des puits horizontaux dans le champ de Hassi-Messaoud, cas de puits OMJZ-21

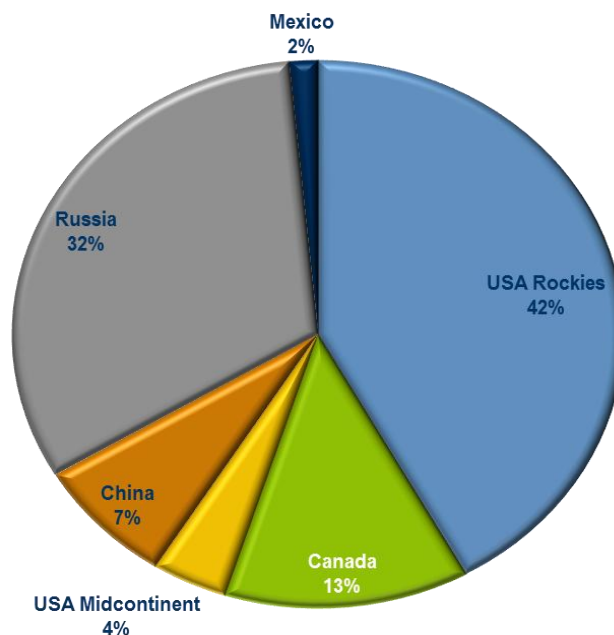
Paramètres	Résultats
Demi-longueur de fracture maximale	67.3 m
Demi-longueur de fracture soutenue par le proppant	66.5 m
Largeur de fracture soutenue par le proppant	0.165 in
Largeur moyenne de Frac soutenue par le proppant	0.157 in
Hauteur de la fracture	33.5 m
Pression nette	2299 psi
Efficacité de fluide η	27.9 %
Conductivité effective de fracture	1345 md.ft
Conductivité adimensionnelle de fracture (FCD)	16.2
Pression maximale à la surface	6791 psi
Hauteur supérieure de la fracture	3.330 m
Hauteur inférieur de la fracture	3.395 m



Annexe n°24 : Totale falcon stage by Are.

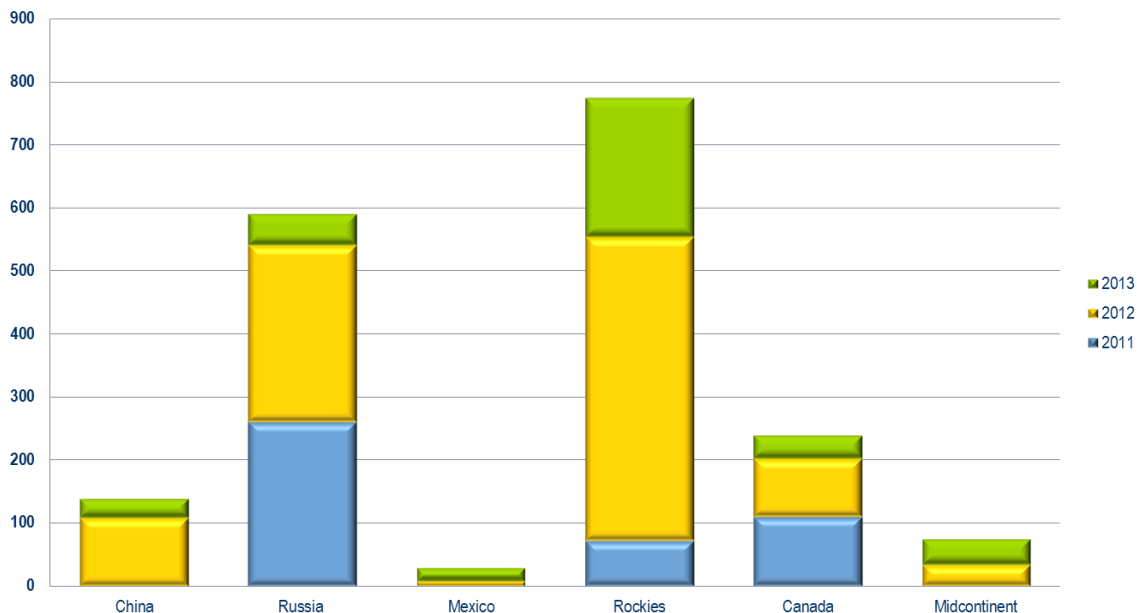
Etude de candidature et analyse de simulation de la technique « Multistage Hydraulic Fracturing » des puits horizontaux dans le champ de Hassi-Messaoud, cas de puits OMJZ-21

Total Falcon Stages by Area (~2,000 Stages)

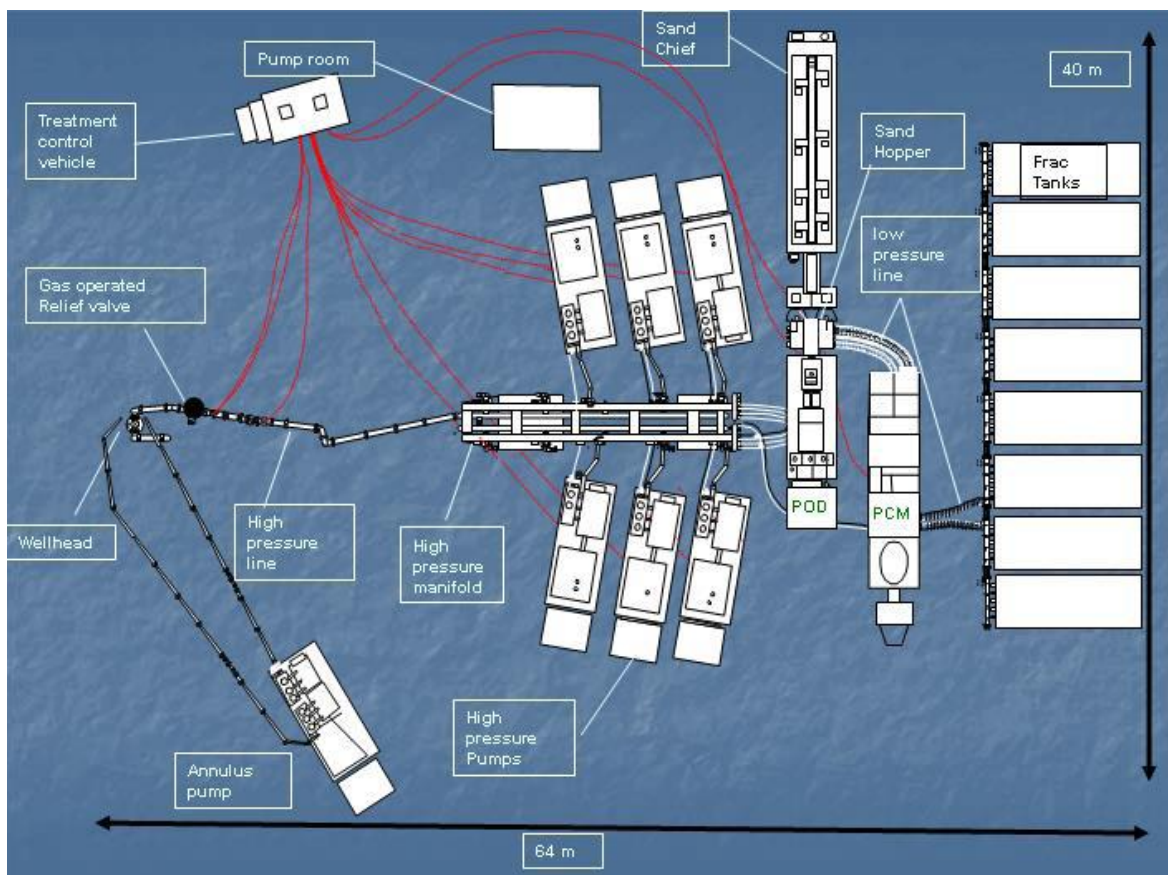


Annexe n°25 : falcon Instalation by market.

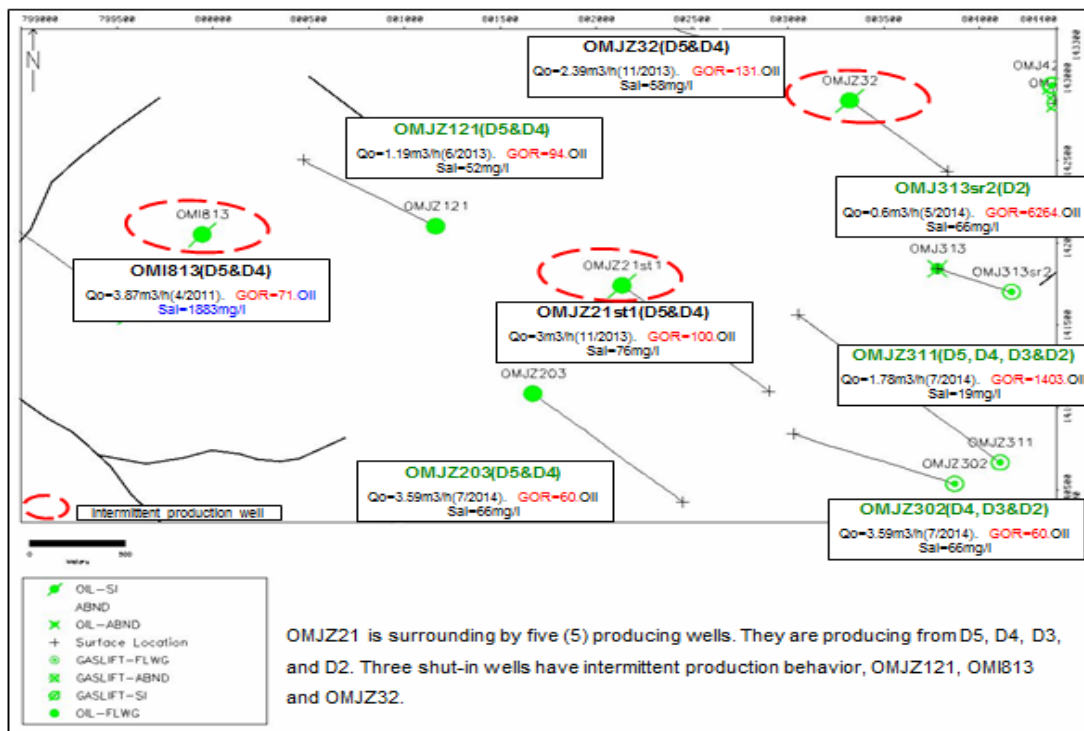
Falcon Installations by Market (~2,000 Stages)



Annexe n°26: Montage des équipements de fracturation de surface

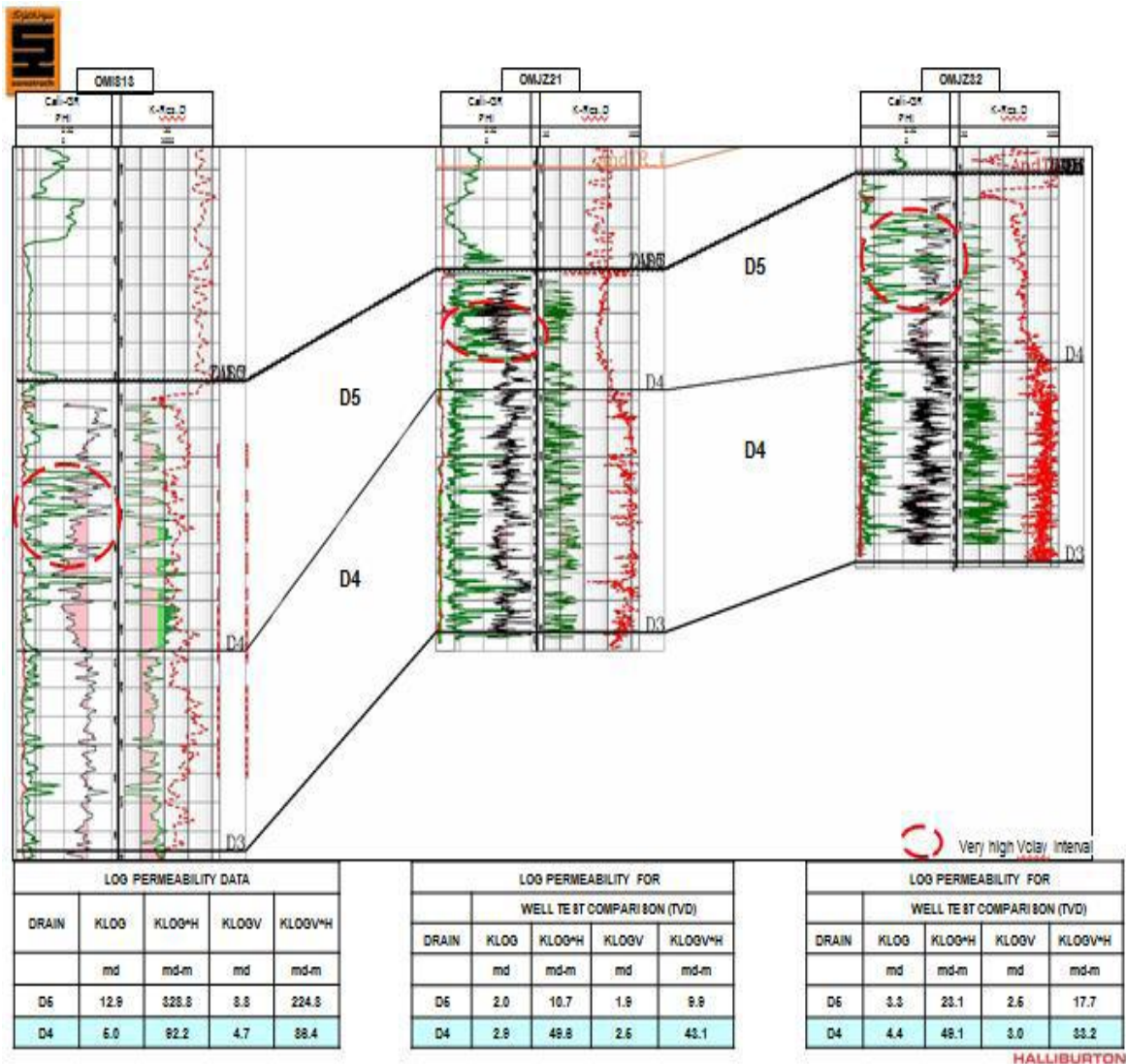


Annexe n°27: Caractéristiques des puits voisins de puits candidats OMJZ 21

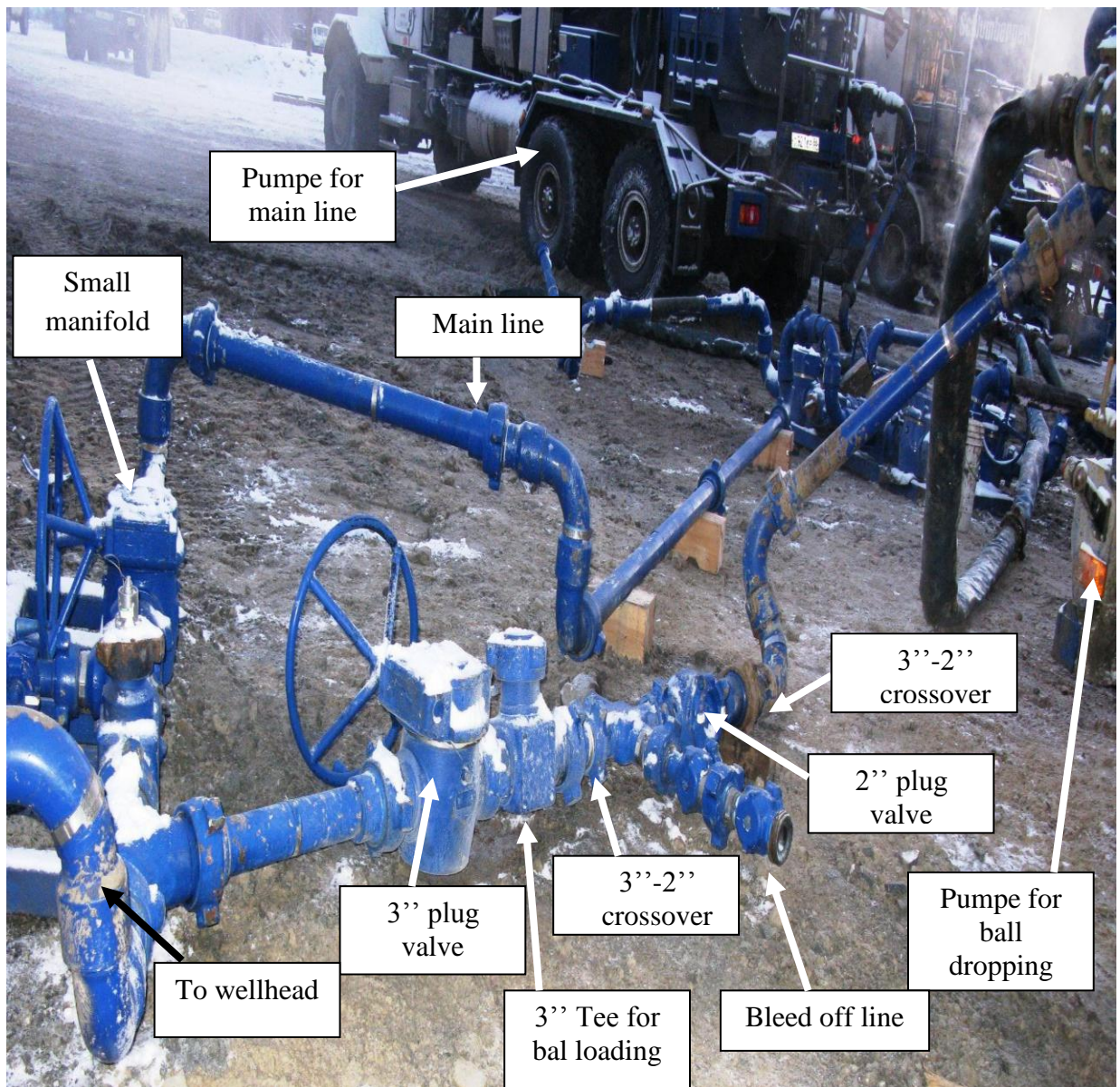


Etude de candidature et analyse de simulation de la technique « Multistage Hydraulic Fracturing » des puits horizontaux dans le champ de Hassi-Messaoud, cas de puits OMJZ-21

Annexe n°28: Corrélation entre les puits producteurs en Intermittence



Annexe n°29 : équipement de surface « falcon système »



Annexe n°30: Complétion de puits OMJZ-21

