

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production

Présenté Par :

RABIA Mahdi, MAHDJOUBI Ismail, TEBIBEL Faouzi

-THEME-

Fracturation Hydraulique type Multi-stage « Critères de sélection et évaluation après Frac » Cas d'étude : Puits MDZ548

Soutenue le : 06 / 06 / 2015 devant la commission d'examen

Jury:

Président:	Mme. DAOUI Hafsa	MAA	Univ. Ouargla
Encadreur:	Mr. HAMZIOUI Louanes	MCA	Univ. Ouargla
Examineurs:	Mr. ATLILI Med Elhadi		Univ. Ouargla
	Mr. KHABAZ	MAB	

Remerciement

Nos remerciements s'adressent premièrement et avant tout au Dieu tout puissant, qui nous a aidés à réaliser ce travail, et pour sa grâce tout au long de notre vie professionnelle et personnelle.

*Nous exprimons toute notre gratitude à **Monsieur ATLILI Mohamed El Hadi**, pour l'effort fourni, les conseils prodigués, sa patience et sa persévérance dans le suivi.*

*Nous tenons à remercier vivement notre enseignant encadreur: **M^r HAMZIOUI Louanes** pour ses conseils, orientations et sa disponibilité le long de l'élaboration de ce travail. Ainsi que le président de jury **Mme. DAOUI Hafsa** et l'examineur de notre projet **Mr. KHABAZ***

Nous adressons aussi nos sincères remerciements à l'ensemble des enseignants de L'UNIVERSITE DE KASDI MERBAH qui ont contribué à notre formation.

Nous tenons à remercier tous les ingénieurs qui travaillent au sein de DEP:

Mr. KACI Yacine,

Mr. KHERRAZE Djamel,

Mr. ELAMRANI Lakhdar

Mme. Fayza

Sans oublier Mr. RIGHI Youcef, ainsi que tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail.

Dédicace

*Au nom d'Allah, le Tout Miséricordieux, le Très Miséricordieux
Tout d'abord nous tenons à remercier le tout puissant de nous avoir donnés le
courage et la patience pour arriver à ce stade afin de réaliser ce modeste
travail que nous dédions à :*

*Mes chers Parents : Abdelkarim et Louiza, à qui je dois toute la réussite dans
ma vie.*

*A mes chers frères et Sœurs,
A mes chers amis et mes collègues de ce travail Ismail et Faouzi*

RABIA Mahdi

*Mes chers Parents : Mohamed Laid et Saliha qui m'ont tout donné, et à qui
je dois toute réussite.*

*A mes chers frères: Abdallah, Dr Houcine, Abelbasset.
A ma grande-mère : Lalia qui ma parfumé toujours Avec ses belles prières.
A mes chères Sœurs.*

*A toute ma grande famille MAHDJOUBI
A mes précieux Amis : Anes, Arafat, Idrisse, Wahid, Walid, Bouki.
A mes chers collègues : Faouzi et Mahdi.*

MAHDJOUBI Ismail

*Mes chers Parents : Fayçal et Nora, à qui je dois toute la réussite dans
ma vie.*

*A mes chers frères et Sœurs : Islam, Riyad et Nessrine,
A tout mes amis : Radja, Sid Ahmed et ELWAKED
A mes chers collègues : Mahdi et Ismail.*

TEBIBEL Faouzi

Sommaire

Remerciement.....	I
Dédicace	II
Sommaire.....	III
Liste des figures.....	IV
Liste des tableaux	VI
Liste des abréviations	VI
Introduction Générale	1
<i>Chapitre I : Généralités sur les puits horizontaux et la fracturation hydraulique</i>	
I.1. Introduction.....	2
I.2. Les problèmes majeurs des puits horizontaux dans le champ de HMD	2
I.3. Généralité sur la fracturation hydraulique.....	5
<i>Chapitre II : La technique de fracturation hydraulique type Multi-Stage</i>	
II.1. Technique «Multi-stage Fracturing » des puits horizontaux à HMD	11
II.2. Déroulement d'une fracturation hydraulique type Multi-stage	11
II.3. Analyse d'une fracturation hydraulique.....	14
II.4. Equipements de la complétion FracPoint	15
II.5. Critères de sélection des puits candidats au Stage Frac	15
<i>Chapitre III : Sélection d'un puits candidat au Multi-Stage frac</i>	15
III.1. Introduction	19
III.2. Généralités et objectif du puits mdz548	20
III.3. Historique de production du puits	20
III.4. Critères de sélection du puits MDZ548.....	21
III.5. Analyse et interprétation du test BuildUp par Saphir.....	23
III.6. Estimation du Skin lors de la chute de débit par le simulateur PIPESIM	23
III.7. Choix des zones à fracturer	26
III.8. Design et dimensionnement des fractures	29
<i>Chapitre IV : Evaluation des données jaugeage avant et après l'opération Multi-Stage</i>	
IV.1. Données Jaugeage avant l'opération de fracturation.....	32
IV.2. Données Jaugeage après l'opération de fracturation	33
IV.3. Historique de Jaugeage du puits MDZ548	34
Conclusion générale	35
<i>Annexe</i>	
Références bibliographiques	
Résumé	

Liste des figures

Chapitre I :

Figure I.1: Profil d'un puits horizontal.....	2
Figure I.2: Modèle des contraintes	6
Figure I.3: Déformation élastique.....	7
Figure I.4: Géométrie de la fracture	8
Figure I.5: Unité de pompage (1800)	9
Figure I.6: Blender.....	9
Figure I.7: Unité d'hydratation.	9
Figure I.8: Cabinet de suivi de l'opération	10
Figure I.9: Outil d'isolation du puits	10

Chapitre II:

Figure II.1: Graphe du test d'injectivité et MiniFrac pour le puits MDZ548.....	13
Figure II.2: Courbe de pression de propagation en fonction du temps.....	14
Figure II.3: Complétion multi-stage (FracPoint) de BJSP	16
Figure II.4: Nombres d'installations du système de complétion FracPoint	17

Chapitre III:

Figure III.1. La position des puits dans le champ de Hassi Messaoud.....	19
Figure III.2: Model du puits MDZ548 par le logiciel PIPESIM	24
Figure III.3: Les courbes IPR/VLP du puits MDZ548 en 2007	24
Figure III.4: Les courbes IPR/VLP du puits MDZ548 en 2014	25
Figure III.5: Graph de pression en fonction de profondeur du premier point de fracturation..	29
Figure III.6: Valeurs des pressions de fond et de surface lors de pompage	30
Figure III.7: Concentration de l'agent de soutènement prévu dans la fracture n°1	31

Chapitre IV:

Figure IV.1: Courbe de débit du puits MDZ548 avant et après l'opération multi-stage Frac..	34
--	----

Liste des tableaux

Chapitre II:

Tableau II.1 : Résultats d'analyse de la courbe de la figure II.2.	15
---	----

Chapitre III:

Tableau III.1: Quelques interventions sur le puits MDZ548.....	20
Tableau III.2: Résultats du test BU par Saphir	23
Tableau III.3: Les intervalles des fractures naturelles dans le réservoir.	26
Tableau III.4: Les intervalles possibles pour initier une fracture	27
Tableau III.5: Les intervalles propres pour initier une fracture.....	28
Tableau III.6: Intervalles et cotes des fractures du puits MDZ548	28
Tableau III.7: Tableau comparatif des résultats du logiciel Meyer et les résultats de l'analyse manuel	30

Chapitre IV:

Tableau IV.1: Historique de l'opération Jaugeage du puits MDZ548 avant la fracturation	32
Tableau IV.2: Historique de l'opération Jaugeage du puits MDZ548 après la fracturation	33

Liste des abréviations

Σ_i	Contraintes principales totales	Psi
σ_i	Contraintes principales effectives	Psi
P	Pression de couche	psi
C_m	Compressibilité de la matrice	Psi ⁻¹
C_b	Compressibilité de la roche poreuse	Psi ⁻¹
E	Module de Young	Psi
Y	Coefficient de poisson	
G	Module de cisaillement	Psi ⁻¹
E	La déformation	%
F	La force	N
A	La section	ft ²
L	Longueur	ft
D	Diamètre	ft
H_f	Hauteur de la fracture	ft (m)
X_f	Longueur de la fracture	ft (m)
W_f	Largeur de la fracture	ft (m)
V_f	Volume de la fracture	ft ³
Q	Débit	m ³ /h
η	Efficacité du fluide	%
C_L	Coefficient de filtration	ft/min ^{-1/2}
GOR	Rapport débit gaz par rapport à l'huile	scf/stb
WL	Wire Line	
WC	Water Cut	%
K	Perméabilité	mD
IP	Indice de productivité	m ³ cm ² /h kgf
LCP	Liner Cimenté Perforé	
LPP	Liner Prés perforé	
CTU	Coild Tubing	
SNB	Snubing	
PLT	Production Logging Tool	
P_g	Pression de gisement	psi
KH	Conductivité	md.ft
S	Skin	
GR	Rayon Gama	
Sw	Saturation en eau	%
MD	Profondeur Mesurée	m
ISIP	chute de pression lors d'arrêt des pompes	
STP	Pression de Traitement en Surface	psi
BHTP	Pression de Traitement au fond du puits	psi
Sleeve	Communication entre l'intérieur et l'extérieur de la complétion	
OpenHole	Puits ouvert c'est-à-dire sans complétion du puits	
Screenout	Déviation de la direction de la fracture	
Proppant	Agent de soutènement - maintient la fracture ouverte -	

Introduction Générale

Le forage horizontal est devenu une méthode indispensable pour augmenter le contact puits-réservoir et 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 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 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 utilisés celle dite « Multi-stage Hydraulic Fracturing ». En effet cette opération consiste à créer un drain hautement perméable, s'étendant le plus loin possible dans la formation afin de faciliter l'écoulement des hydrocarbures vers les abords du puits.

Notre travail sera divisé en 4 chapitres:

Le premier 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 théorie de la fracturation hydraulique pour les puits horizontaux.

On décrit au niveau du deuxième chapitre la technique de fracturation hydraulique type Multi-Stage.

Le troisième chapitre montre la méthode de sélection d'un puits candidat au « Multi-Stage Fracturing » de même qu'une analyse de toutes les données nécessaires à l'étude a été faite.

Le quatrième et dernier chapitre présente l'évaluation des données Jaugeage avant et après l'opération de « Multi-Stage Fracturing »

Enfin, cette étude s'achèvera 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 :

GENERALITE SUR LES PUIITS HORIZONTALAUX ET LA FRACTURATION HYDRAULIQUE

***GENERALITE SUR LES PUIITS HORIZONTALAUX ET LA FRACTURATION
HYDRAULIQUE***

I.1. Introduction :

Le forage horizontal ou dirigé est l'un des techniques de forage les plus utilisées ces dernières années du fait de sa direction, qui permet d'augmenter le contact puits-réservoir. Cet avantage n'exclut pas le fait que les puits horizontaux en open hole présente plusieurs problèmes, parmi ces derniers nous pouvons citer le problème des dépôts de sable, ce qui résulte une diminution de débit de production. Nous avons comme solution pour stimuler ce genre de puits, l'utilisation de la technique de fracturation hydraulique.

I.2. Les problèmes majeurs des puits horizontaux dans le champ de HMD

I.2.1. Définition:

On désigne sous le nom de forage dirigé, la technique consistant à dévier un forage suivant un programme établi à l'avance de façon à atteindre une cible de fond, située à une certaine distance horizontale de la verticale passant par le centre de la table de rotation. On appelle puits horizontal tous puits se terminant par un drain ayant une inclinaison comprise entre 80° et 100°.

I.2.2. Généralités sur les puits horizontaux :

Le premier puits horizontal (le puits Hz-1) a été foré sur le champ de Hassi-Messaoud en 1993. Suite au succès de ce dernier, 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 [1].

Typiquement, les puits horizontaux sont forés verticalement de la surface à une profondeur prédéterminée et puis horizontalement à une longueur additionnelle, s'étendant de centaine aux milliers de pieds (figure I.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.

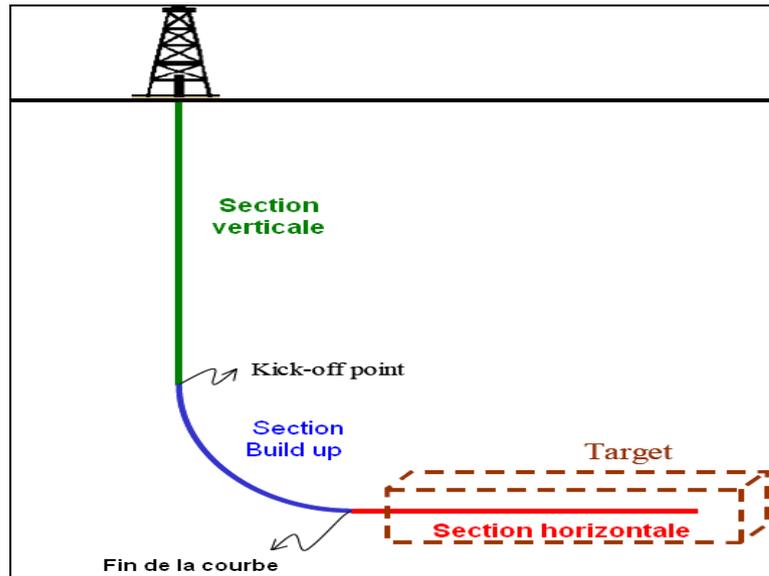


Figure I.1. Profil d'un puits horizontal

I.2.3. Classification des puits horizontaux :

Les puits horizontaux sont subdivisés en plusieurs catégories qui sont [2]:

- Ultra short radius
- Short radius
- Medium radius
- Long radius
- Puits multilatéraux
- Puits inclinés.

I.2.4. Applications des puits horizontaux :

a- Réservoirs fracturés :

Les réservoirs fracturés sont parmi les meilleurs candidats au développement par le forage horizontal. Les fractures de ces réservoirs étant sub-verticales, le meilleur moyen d'en intercepter le plus grand nombre est de forer un puits horizontal perpendiculairement à leur direction principale.

b- Réservoirs multicouches :

Dans la plupart des réservoirs multicouches un puits horizontal peut remplacer plusieurs puits verticaux ou déviés.

c- Contrôle de sable :

Un drain horizontal foré dans un tel réservoir permet de réduire la vitesse d'écoulement à la paroi du puits et en conséquence la production de sable.

d- Coning du gaz et de l'eau :

Les puits horizontaux aident énormément la production de tels réservoirs en augmentant la distance entre le drain et le contact huile/eau, et aussi en améliorent la

productivité en dispersant le soutirage donc qui fait que la vitesse d'écoulement soit faible. Et le même principe pour la venue de gaz.

e- Réservoirs à faible perméabilité :

Le forage horizontal dans de tels réservoirs est une alternative à la fracturation hydraulique. Le drain horizontal se comporte comme une fracture avec plusieurs avantages, car il est plus facile de forer un long drain horizontal plutôt que de créer une fracture équivalente.

I.2.5. Les problèmes liés à l'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,
- 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 et exécution des stimulations (nécessitant des volumes considérables et des méthodes de placement inexistante),
- Les dépôts de sel, d'asphaltènes et de sulfate de baryum,
- Corrosion de la collecte.

I.2.6. Les solutions proposées :

Les solutions utilisées pour ce genre de problèmes est l'application des techniques de stimulation. Parmi ces dernières nous avons deux techniques :

- L'acidification, qui est peu utilisée pour ce type de puits à cause des équipements qui ne peuvent pas résistés à la grande pression appliquée lors du traitement qui nécessite des grands volumes d'acide.
- La fracturation hydraulique type Multi-stage qui est la plus appliquée ces derniers temps. Parmi ces avantages, on peut citer :
 - ➔ Permet la production des zones sélectionnées,
 - ➔ Évité les problèmes prévus (conning d'eau, percé de gaz ou d'eau),
 - ➔ Faire relier les fissures entre eux pour augmenter le taux de production,
 - ➔ Maintenir le potentiel des puits.

I.3. Généralité sur la fracturation hydraulique

I.3.1. Historique de la fracturation hydraulique à HMD :

A Hassi-Messaoud, la fracturation hydraulique est une technique de stimulation relativement ancienne, et 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 traitements effectués sur 391 puits (producteur et injecteur).

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

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

- **Divertafrac/Settlefrac (1999)**
- **SimtubeTM (1999)**
- **Propslug**
- **Hiwayfracturing**

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, OMNZ 273, et OMKZ 202, ainsi que le puits MDZ657 qui est en cours de préparation.

I.3.2. Principe et objectifs de la fracturation hydraulique :

La fracturation consiste en l'injection d'un fluide de traitement à une pression supérieur à la pression de fracturation de la formation, ouvrant ainsi des canaux à très fort perméabilité, dans lesquels l'effluent peut s'écouler beaucoup plus facilement, ce qui augmente le débit de puits et la productivité [3].

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 ainsi créée ne se referme, des matériaux granulaires d'origine naturel ou synthétique, appelé Proppant ou Agent de soutènement sont ajoutés au fluide de fracturation durant le pompage.

I.3.3. Notions de base sur la fracturation hydraulique :

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

I.3.3.1. Les contraintes :

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

- Contraintes principales totales (Σ_i). (Figure II.1).
- Contraintes principales effectives (σ_i).

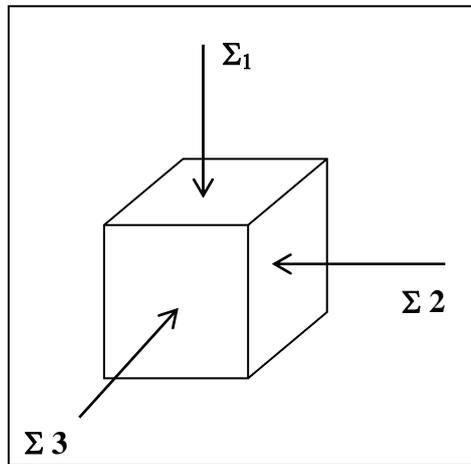


Figure I.2. Modèle des contraintes

Ces contraintes sont liées entre eux par la relation suivante :

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

Et

$$\alpha = 1 - \frac{C_m}{C_b}$$

Avec :

P : Pression de couche.

C_m : Compressibilité de la matrice.

C_b : Compressibilité de la roche poreuse.

$\alpha \approx 1$

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

$$\sigma = \frac{F}{S} \dots\dots\dots(I.2)$$

Dont : F= Force [Newton]
S= Surface [m²]

I.3.3.2. Propriétés mécaniques des roches :

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 $\sigma = F(\epsilon)$. Quand le module de Young augmente, la largeur de la fracture diminue, par contre la longueur augmente.

$$E = \frac{\sigma}{\epsilon} \dots\dots\dots(I.3)$$

✚ Coefficient de Poisson (ν)

Le coefficient de Poisson est donné par la relation :

$$\nu = \frac{-\epsilon_2}{\epsilon_1} \dots\dots\dots(I.4)$$

Avec :

La déformation axiale : $\epsilon_1 = \frac{L_1 - L_2}{L_1} \dots\dots\dots(I.5)$

La déformation latérale (diamétrale) : $\epsilon_2 = \frac{D_1 - D_2}{D_1} \dots\dots\dots(I.6)$

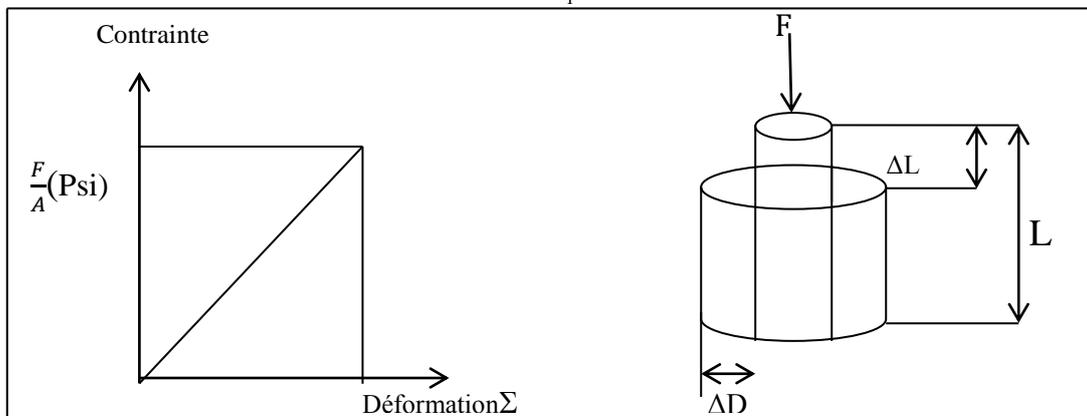


Figure I.3. Déformation élastique.

Le Coefficient de Poisson varie pour les roches dans les limites de 0.1 à 0.45.

✚ Module de cisaillement (G)

Est déterminé d'après la formule suivante :

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

Avec :

E : Module de YOUNG.

ν : Coefficient de POISSON.

I.3.3.3. 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 (X_f) :

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

✚ Epaisseur de la fracture (W_f) :

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

✚ Hauteur de la fracture (H_f) :

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.

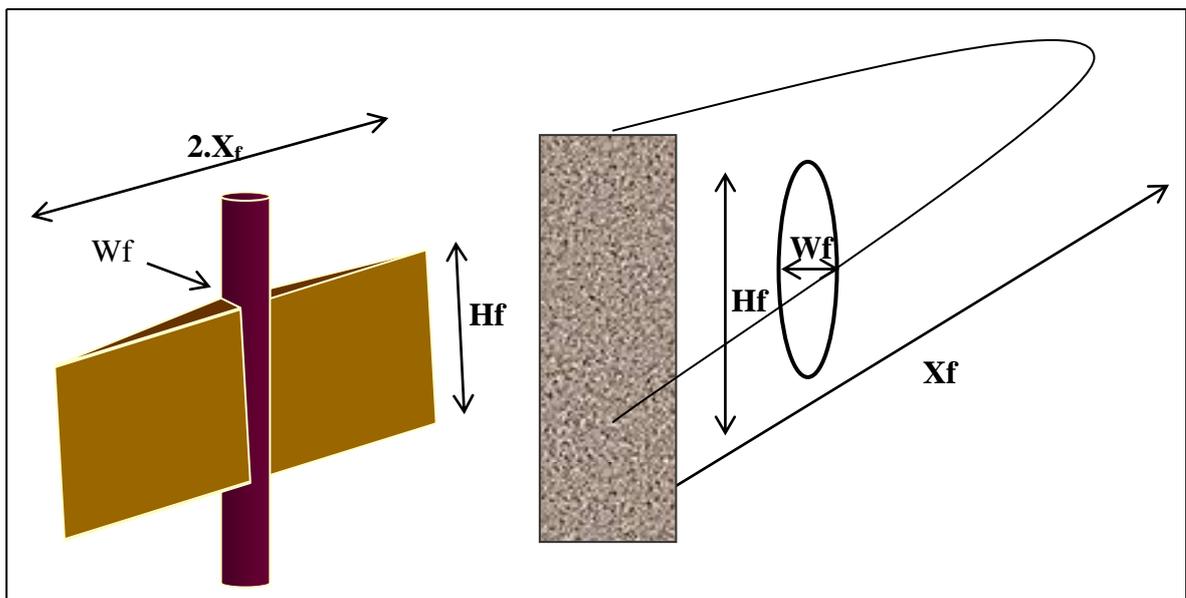


Figure I.4. Géométrie de la fracture

I.3.4. Les équipements nécessaire pour une fracturation hydraulique :

a- Des unités de pompages (1800 HP):

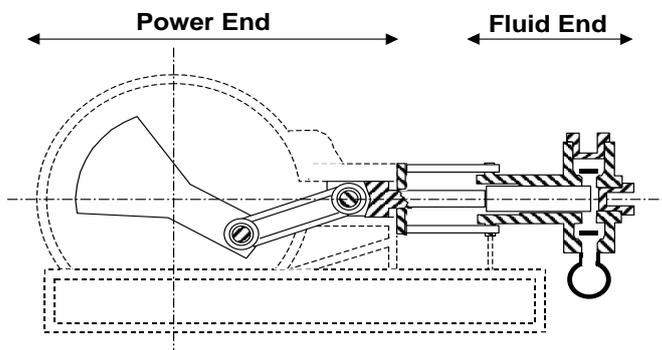


Figure I.5. Unité de pompage (1800)

Cette unité de pompage permet de pomper le fluide de traitement à des pressions très importantes. Le schéma ci-dessus explique son principe de fonctionnement.

b- Blender :

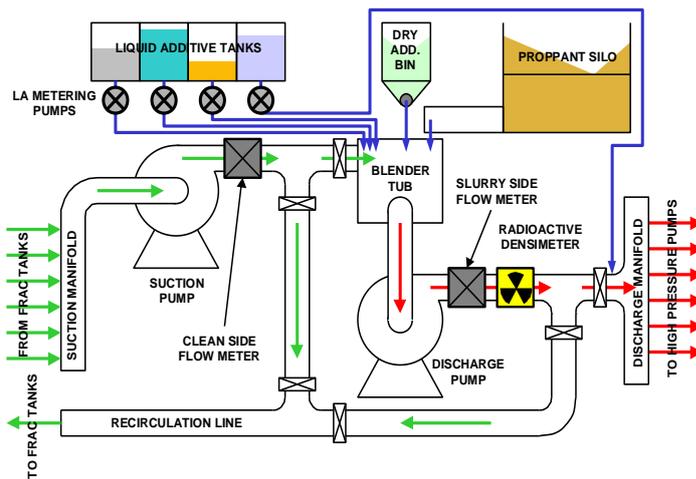


Figure I.6. Le mélangeur

Le Blender permet de mélanger les agents de soutènement avec de l'eau et les additifs. Le schéma ci-dessus montre le chemin du fluide de traitement dans le mélangeur (Blender).

c- Unité d'Hydratation du LFC :

Le LFC est un mélange de polymère à base d'huile, on le mélange avec de l'eau en utilisant l'unité d'hydratation, ceci pour mieux préparer notre gel.



Figure I.7. Unité d'Hydratation

d- Cabinet pour le monitoring du traitement :



Figure I.8. Cabinet pour le suivi de l'opération

Nécessaire pour le suivi et l'enregistrement des données lors du traitement.

e- Treesaver (outil d'isolation du puits):

C'est un équipement qui permet de pomper le fluide de traitement à une pression de traitement de surface supérieur à celle du puits.

Dès que le "Treesaver" est connecté à la tête du puits, le test de pression est fait.

La prochaine étape est de fermer les vannes du "Frac Lines" et ouvrir la "Master Valve" du tête du puits. Une fois ouverte, le "Stringer" est descendu dans le "Master Cylinder" par l'injection du fluide à travers les "Vannes hydrauliques".

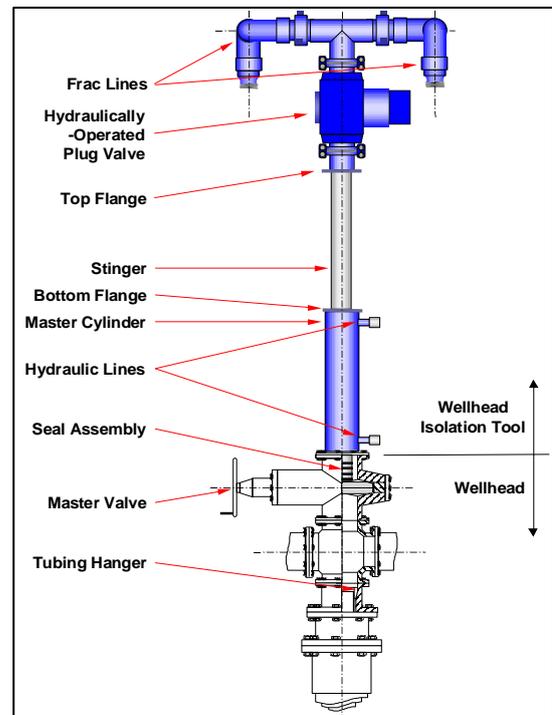


Figure I.9. Outil d'isolation du puits

En plus de tous les équipements cités ci-dessus, il y a aussi d'autres équipements comme : les citernes d'eau, Lab Van, les bacs de stockage de Proppant, des débitmètres, des manomètres et les lignes de traitement haute pression.

Chapitre II :

LA TECHNIQUE DE FRACTURATION HYDRAULIQUE TYPE MULTI-STAGE

LA TECHNIQUE DE FRACTURATION HYDRAULIQUE TYPE MULTI-STAGE

II.1. Technique «Multi-stage Fracturing » des puits horizontaux à HMD :

Durant ces dernières années, nous avons constaté l'augmentation du nombre des puits horizontaux, cela est dû à la production importante que produit le puits horizontal mais malheureusement ne se maintient pas à long terme, cela est dû aussi aux différents problèmes d'exploitation cités au chapitre I. Ces problèmes d'exploitation nous mènent à chercher des solutions qui s'adaptent et qui résolvent 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 stimuler la zone désirée.

Cette technique basée sur la descente d'une compléation spéciale pour la stimulation des puits horizontaux en open hole soit pour les réservoirs carbonaté ou gréseux, elle est équipée des Packers gonflable (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 [4].

II.2. Déroulement d'une fracturation hydraulique type Multi-stage :

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

II.2.1. 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 :

- **Test par palier (step rate)** : évolution de la pression de propagation.
- **Test à débit constant** : déterminer les zones d'absorption de fluide.

II.2.2. Essais Mini frac (Data Frac, 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 régnantes 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 deux tests :

- Step rate test (Test de débit par incrément).
- Pressure decline test (Test de déclin de pression).

II.2.2.1. 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.

On trace après, la courbe de pression P en fonction de Q, en rapportant les valeurs maximales atteintes pendant chaque incrément de débit. Ceci permet de dessiner deux courbes et l'intersection entre eux nous donne la pression d'extension de la fracture après la projection sur l'échelle de pression.

II.2.2.2. Test de déclin de pression :

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 (C_L).
 - 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 10 à 15% du volume total proposé pour le traitement en question. Puis à arrêter l'injection et fermer le puits pour entrer dans la seconde phase qui est le fall-off, en laissant la pression au fond chuter.

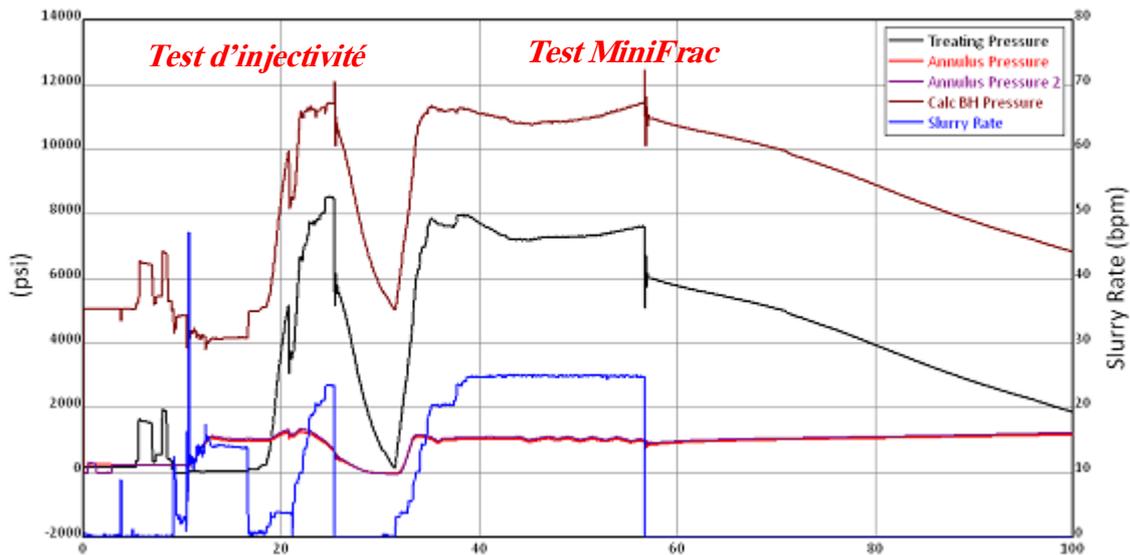


Figure II.1. Graphe du test d'injectivité et MiniFrac pour le puits MDZ548

II.2.3. Le traitement principale :

Il se divise en trois étapes :

II.2.3.1. 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.

II.2.3.2. 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.

II.2.3.3. Chasse du slurry :

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

II.3. Analyse d'une fracturation hydraulique :

Après l'exécution du traitement, il faut toujours évaluer et analyser les résultats, afin de définir le design optimal pour l'exécution du traitement principale.

Les méthodes les plus appliquées sont les suivantes :

II.3.1. Analyse du déclin de pression :

Après l'analyse de la courbe enregistrée lors du MiniFrac (Figure II.1), nous pouvons obtenir les paramètres suivants :

- **Break down Pressure :** c'est la pression requit pour initier la fracture, donc, il faut qu'elle dépasse la contrainte minimale du trou.
- **Pression de propagation :** c'est la pression nécessaire pour que la fracture se propage.
- **Pression de fermeture :** c'est la pression nécessaire pour maintenir la fracture ouverte. Elle est presque égale à la contrainte horizontale minimale.
- **L'efficacité du fluide :** le volume de la fracture divisé par le volume total pompé. On peut la déterminée par la méthode de Fonction G de Nolte.
- **Coefficient de filtration :** nous pouvons le calculer par une simple relation : volume total pompé(%) = Coefficient de filtration(%) + Efficacité du fluide(%)

II.3.2. Analyse de Nolte et Smith :

Cette méthode analyse la réponse attendue de la pression de formation au cours de la propagation de la fracture.

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

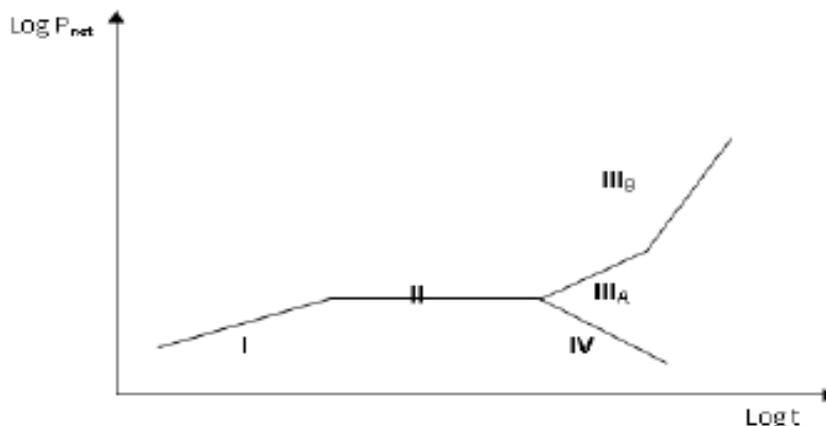


Figure II.2. Courbe de pression de propagation en fonction du temps

Tableau II.1.Résultats d’analyse de la courbe de la figure II.2

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 ouvertures de fissure naturelles.
III _A	1	Restriction de l’extension et augmentation de largeur (W)
III _B	2	Restriction de l’extension (sur un seul coté actifs)
IV	Négatif	Augmentation de la hauteur dans une autre zone de faible contrainte. (risque de screenout)

II.4.Equipements de la complétion FracPoint :

La complétion FracPoint de Baker Hughes est désignée pour traiter plusieurs fractures dans des puits horizontaux en open hole. Le système dispose de plusieurs sièges à billes de différents diamètres qui permet, lors du traitement des fractures, de pomper séquentiellement sans arrêter les pompes. Ceci est atteint par le placement des billes à leurs correspondant sièges pour isoler les intervalles et ouvrir les Frac sleeve en même temps.

La complétion spéciale FracPoint contient 6 outils principaux, sont :

- a- Ball seat sub,
- b- Pressure activated Frac sleeve (P-sleeve),
- c- Fracpoint open hole short radius packer,
- d- Ball activated Frac sleeve,
- e- Liner hunger Packer,
- f- Wellbore Isolation Valve.

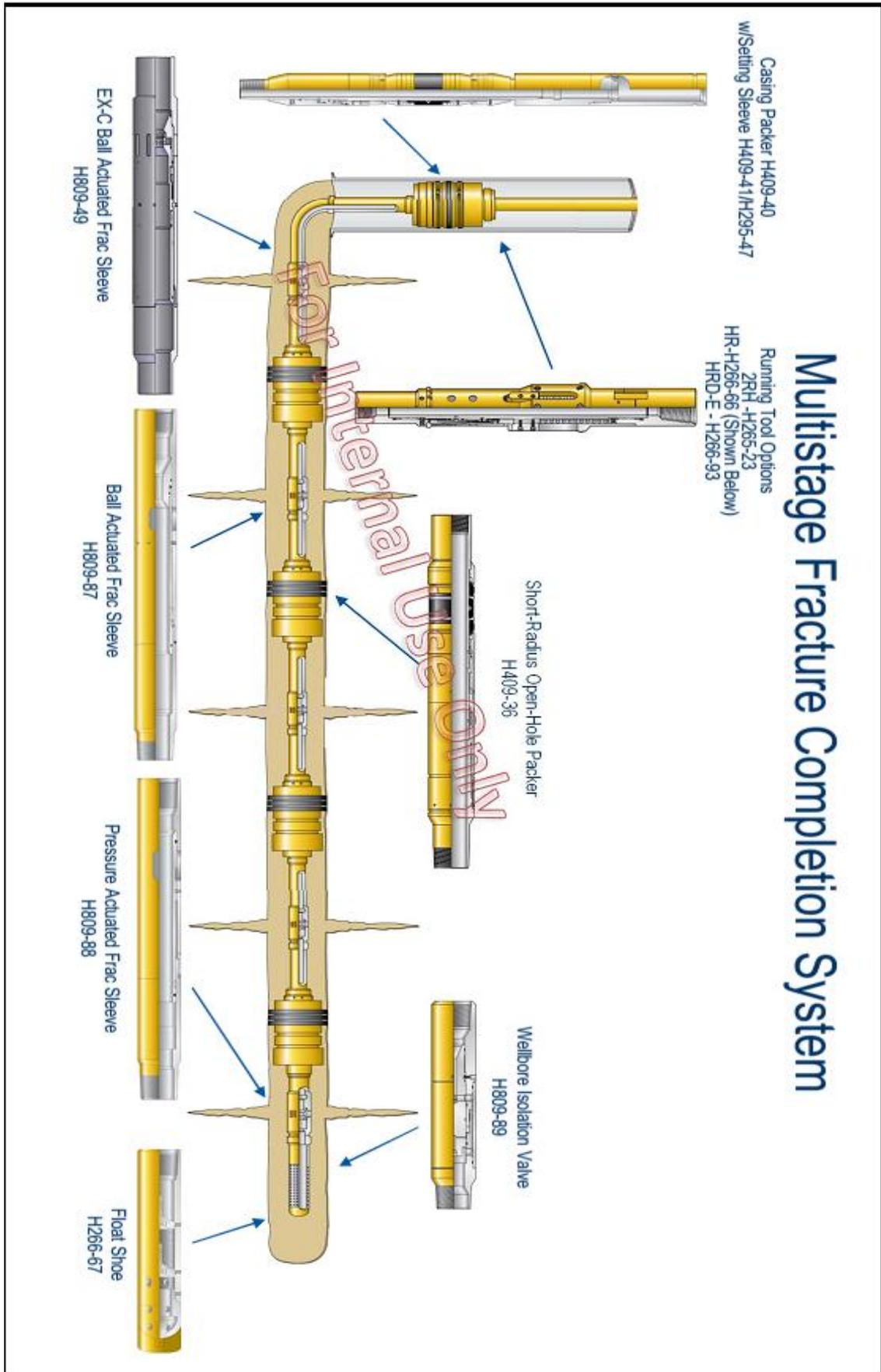


Figure III.3. Complétion multi-stage(FracPoint)

Le système est descendu dans le puits par l’outil HRD E (outil guide) avec toutes les sleeves en position fermée. Une fois dans la profondeur désirée, on déplace la boue dans la section horizontale pour que les packers se gonflent et assure l’isolement.

La particularité de ce système est l’option d’utiliser l’outil « re-closable Frac sleeves », qui permet aux opérateurs d’ouvrir ou fermer les sleeves dans n’importe quel moment au futur, ceci permet de bien contrôler nos zones pendant toute la durée de l’exploitation du puits.

La complétion FracPoint a été utilisée dans plusieurs pays comme : USA, Canada, la Russie, le Mexique et la Chine.

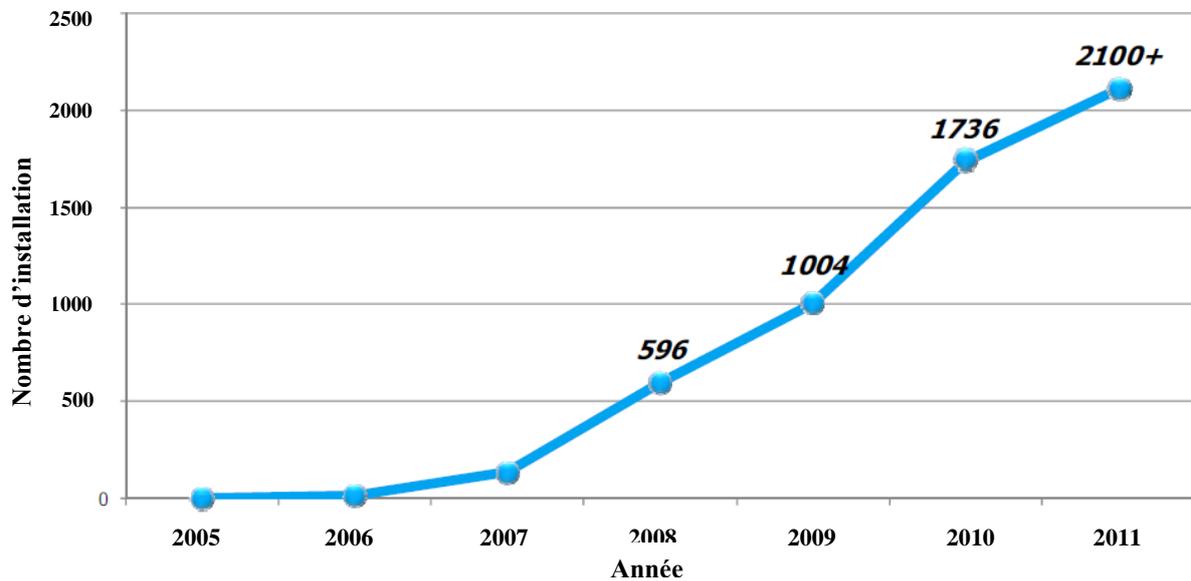


Figure II.4. Nombres d’installations du système de complétion FracPoint

II.5. 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 [5], [6] :

- ⇒ Complétion en open hole (puits ouvert).
- ⇒ 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 13°/ 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.

Chapitre III :

***SELECTION D'UN PUIITS CANDIDATAU MULTI-STAGE FRAC
PUIITS : MDZ548***

SELECTION D'UN PUIITS CANDIDAT AU MULTI-STAGE FRAC PUIITS : MDZ548

III.1. Introduction :

Des informations sur un total de cinq puits ont été fournies par Sonatrach pour la sélection d'un meilleur candidat pour un projet de fracture multiple dans un puits horizontal en open hole (c'est-à-dire puits ouvert - sans complétion -).

Les cinq puits analysés étaient les suivants:

MDZ-548, OMJZ-843, OMLZ-632, OMNZ-273, OMOZ-543.

La position des puits ci-dessus dans le champ de Hassi Messaoud est illustrée ci-dessous.

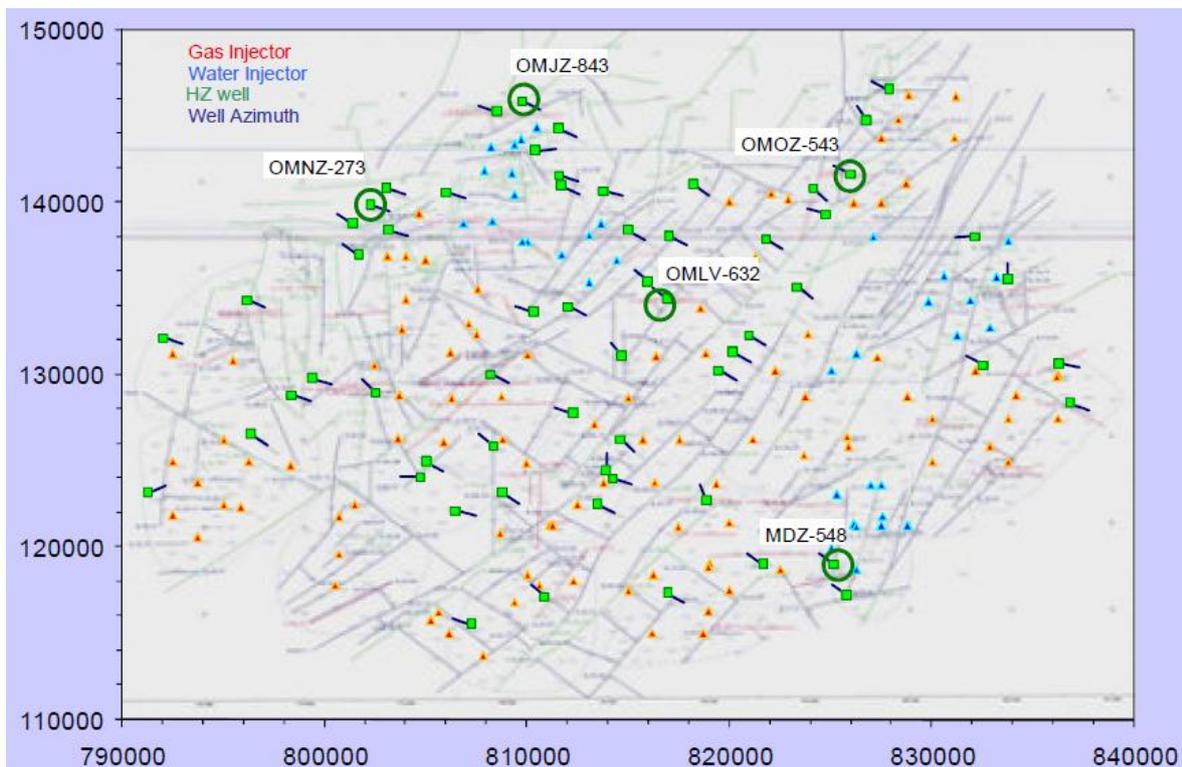


Figure III.1. La position des puits dans le champ de Hassi Messaoud

Remarque : Les données de ces puits et leurs propriétés de réservoir sont démontrées dans l'annexe.

Après l'analyse des cinq puits cités ci-dessus, nous avons opté sur le puits MDZ548 qui est jugé candidat pour une fracture multiple à cause des problèmes trouvés dans les autres puits qui ne nous permet pas d'initier une fracture et qui ont un angle de déviation supérieur à 13°/30m et aussi :

- Les puits OMLZ632 et OMJZ843 : Manque de données de production récentes, surtout le puits OMLZ632 qui a été fermer en 2005.

- Le puits OMOZ543 qui a des bonnes propriétés de réservoir mais son Azimut n'est pas favorable pour descendre et atteindre le fond de puits.
- Le puits OMNZ273 qui a des propriétés qui ne sont pas jugées bonnes.

En résumé, l'analyse a permis de classer les puits candidats fournis par Sonatrach comme suite :

1. MDZ-548
2. OMLZ-632
3. OMJZ-843
4. OMOZ-543
5. OMNZ-273

Les paragraphes qui suivent démontrent en détail le processus de sélection du puits MDZ548.

III.2. Généralités et objectif du puits mdz548 :

Le puits MDZ548 est un puits horizontal producteur d'huile, il est situé dans la zone 17 du périmètre centrale. Ayant pour coordonnées $X=825163,99$ et $Y=119033$. Il a été foré et complété en Juin 2003 avec un tubing 4''^{1/2}. La section horizontale forée est de l'ordre de 1117 m, avec une inclinaison de $88,25^\circ$. Sa mise en production s'est faite juste après avec un débit d'environ $8 \text{ m}^3/\text{h}$ et cela jusqu'à la fin de l'année 2003. Après il a connu une chute de potentiel afin de stabiliser autour de $5 \text{ m}^3/\text{h}$ pour les quatre années qui suivent. De 2008 jusqu'à Mars 2014 le puits produit avec un débit moyen de $3,2 \text{ m}^3/\text{h}$ et un GOR de $250 \text{ stm}^3/\text{stm}^3$ maintenu par des nettoyages au CTU et des grattages contrôlés au WL.

Le puits MDZ548 a été proposé pour une fracturation hydraulique type **FracPoint**, pour but d'augmenter son potentiel. Pour cela le puits a été équipé par une complétion spéciale.

III.3. Historique de production du puits :

L'historique de production de ce puits est vraiment très chargé, il a été le point de plusieurs opérations depuis sa mise en production en 2003. Des opérations comme Jaugeage, Nettoyage et Logging ont été les plus fréquentes. Le tableau suivant présente quelques opérations effectuées sur ce puits :

Tableau III.1. Quelques interventions sur le puits MDZ548

Opération	Date	Détail Opérations
Logging	18/04/2003	CBL/VDL/GR/CCL
Clean Out	31/08/2012	Nettoyage sur torsh
Clean Out	18/06/2013	Nettoyage sur torsh
Grattage Contrôle	10/08/2013	Piste ensablée.
Grattage Contrôle	24/12/2013	/

L'essai de puits faite en 2007 à donner une pression de gisement $P_g=234,5\text{kgf/cm}^2$

Le cumule de production pour le 17/12/2013 est : $391\ 323,84\ \text{m}^3/\text{h}$.

III.4. Critères de sélection du puits MDZ548 :

La première des choses à vérifier est l'historique de production de ce puits c'est à dire l'analyse des données des opérations de Jaugeage qui nous permet d'avoir une idée sur l'état du puits (Débit, Pression tête). Pour notre cas, nous avons remarqué une chute très importante de débit d'huile, ce qui nous a ouvert la porte des suggestions que le puits nécessite une stimulation.

Pour ce genre de puits on évite d'utiliser une stimulation par acide, car, elle nécessite des volumes très importants d'acides, ce qui n'est pas réalisable; d'un coté, le manque des équipements qui résiste à cette pression (Coiled Tubing), de l'autre coté, la grande possibilité d'endommager le réservoir, qui est en open hole. Donc on a opté pour la fracturation hydraulique un-conventionnel(Multi-stage), car la fracturation hydraulique conventionnelle prend beaucoup de temps et peut causer des perturbations dans le réservoir, donc peut le ré-endommager, sachant que nous avons plusieurs zones à fracturer. Par contre, la fracturation Multi-stage (FracPoint de BJSP) permet de fracturer toutes les zones désirées en quelques jours seulement avec une seule complétion c'est à dire on évite de manœuvrer chaque fois pour fracturer. Les paragraphes qui viennent expliquent en détail notre sélection.

Retournant aux critères mentionnés dans le chapitre précédent, notre puits croise avec plusieurs de ces critères :

- 1- La complétion du puits qui est en Open Hole (Voir la fiche Technique dans l'annexe).
- 2- D'après les données de Data Bank(DB) de Sonatrach, nous avons constatés qu'il n'y a ni percé de gaz ni production d'eau, malgré que dans le rapport géologique du puits, il est noté qu'il y a un plan d'eau mais il est loin de notre zone visé. Parlant des puits

injecteurs, dans toute la zone 17, il n'y a aucun puits injecteur de gaz, par contre, nous avons trouvé le puits MD18 qui est un injecteur d'eau mais, il est éloigné d'environ 1200m.

- 3- L'angle de déviation du puits MDZ548 est de moyen de $8^{\circ}/30\text{m}$ - d'après la Data Survey dans le Data Bank - ce qui est clairement inférieur à $13^{\circ}/30\text{m}$ -. Concernant l'interface huile/eau, huile/gaz nous avons bien clarifié ci-dessus que nous n'avons pas ce genre de problème, donc on a une bonne garde à l'eau.
- 4- D'après le Data Bank, le dernier essai de puits pour avoir la pression de gisement a été faite en 2007 ($P_g = 234,5 \text{ kgf/cm}^2$) donc il y a un manque de donnée pour l'année 2014, ce qui nous donne droit à estimer la valeur de la pression de gisement. Après l'analyse de la chute de pression des puits voisins, nous pouvons conclure que la P_g est d'environ $P_g = 200 \text{ kgf/cm}^2$, ce qui est bien pour un bon dégorgement après traitement.
- 5- Passant maintenant à un autre aspect très important, celui de l'épaisseur des drains (réservoir) traversés par la trajectoire du puits. D'après le rapport géologique, notre puits traverse quatre(4) drains, ce sont :
 - D5 : Bon caractéristiques pétrophysique dans sa partie inférieure : 3432–3560m MD.
 - D3 : Moyen (Présence d'argile et de silt) : 3560-3740m MD (**Mesured Depth**).
 - D2 : Très bon comme réservoir : 3740-4087m MD.
 - ID : Moyen dans sa partie inférieure (Présence d'argile et de silt) 4087- 4545m MD.

III.5. Analyse et interprétation du test BuildUp par Saphir :

Afin d'obtenir tous les paramètres désirés et pour assurer la bonne candidature du puits au traitement de fracturation hydraulique, il a été recommandé d'analyser et interpréter le dernier test BuildUp (18/03/2007) du puits à l'aide du software Saphir.

Les résultats obtenus par le logiciel Saphir sont démontrés dans le tableau suivant :

Tableau III.2. Résultats du test BU par Saphir

Paramètres	Valeur
Pression de gisement « Pg » (kgf/cm ²)	234,5
Water Cut « WC »	0
Conductivité « KH » (mD.m)	75
Skin	-1,16
K (mD)	/
IP (m ³ cm ² /h kgf)	0,067

III.5.1. Commentaire :

Nous voyons dès le début le manque de la valeur de la perméabilité. Puisque l'étude de cette dernière n'est pas notre objectif, nous voulons seulement justifier sa faible valeur, donc nous prenons sa valeur du test BU faite en 2003 (K=1,06mD). Les autres paramètres montrent aussi que nous avons des faibles valeurs d'indice de productivité IP et de conductivité KH. Le facteur d'endommagement (Skin) est négatif, avec un débit de production de « 6,52 m³/h ». Après 6 ans de production nous avons remarqué une chute de débit jusqu'à « Q_h=3,53 m³/h ». On a fait un nettoyage mais, sans résultat important, ce qui nous a mené à supposer que notre puits est endommagé (Skin augmenté).

III.6. Estimation du Skin lors de la chute de débit par le simulateur PIPESIM :

Le logiciel PIPESIM offre des grandes et différentes possibilités pour la modélisation du système de production du réservoir jusqu'au surface. Les applications les plus fréquentes utilisées par ce logiciel : le design du puits, l'optimisation du puits, mesure de skin, estimation de débits après opération [7].

Pour notre cas, nous voulons estimer la valeur du skin juste avant l'opération de fracturation en utilisant ce logiciel.

Tandis qu'on n'a pas une valeur de skin récente, puisque le dernier test DST est fait en 2007, nous avons été obligés de créer un model PIPESIM avec les résultats du test faite en 2007, puis estimer la valeur du skin en 2014 en utilisant les données Jaugeage disponible.

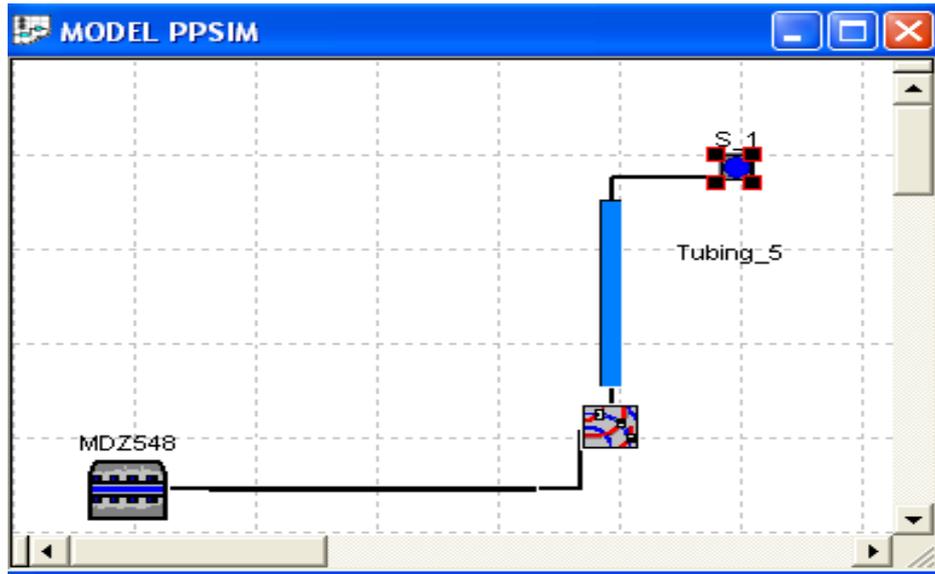


Figure III.2. Model du puits MDZ548 par le logiciel PIPESIM

La figure ci-dessus montre l'interface de Pipesim où nous avons introduit nos données de réservoir et de la colonne de production du puits MDZ548.

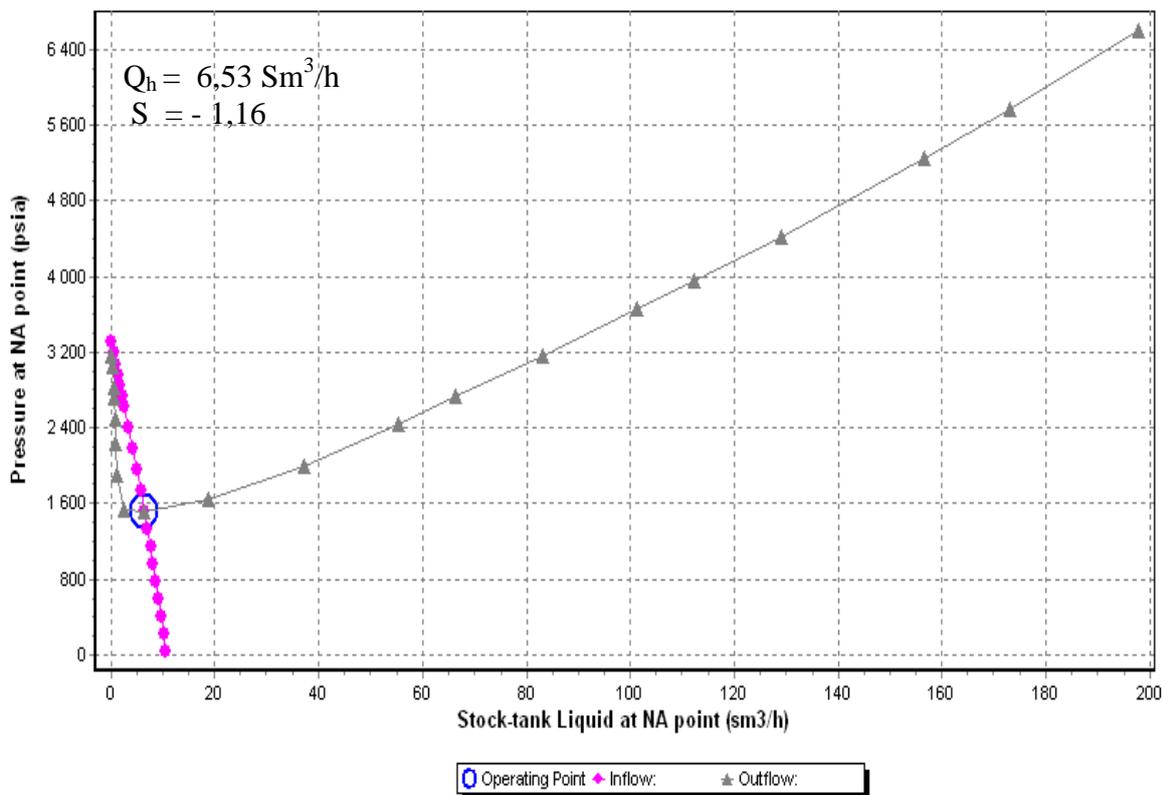


Figure III.3. Les courbes IPR/VLP du puits MDZ548 en 2007

La figure ci-dessus présente le modèle Pipesim créé en 2007. L'intersection entre les deux courbes est le point de fonctionnement (c'est-à-dire la meilleure valeur de débit)

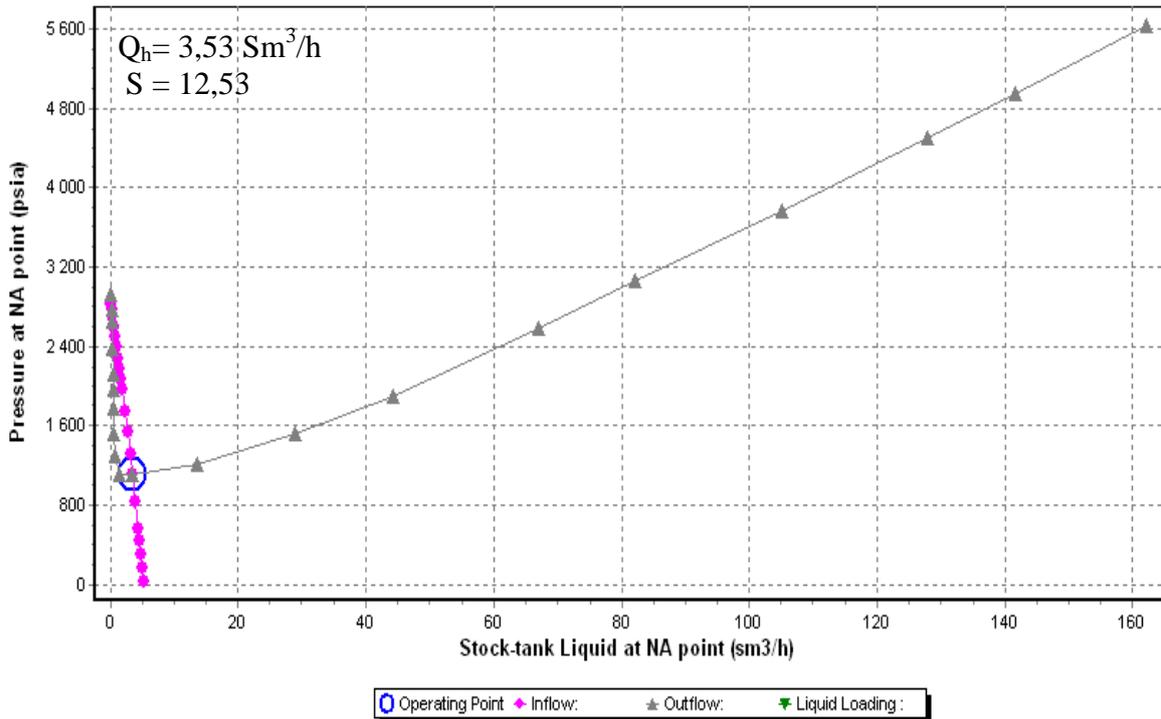


Figure III.4. Les courbes IPR/VLP du puits MDZ548 en 2014

Le modèle PipeSim que nous avons estimé en 2014, nous a donné une valeur de Skin égale à 12,53 supérieure à celle de 2007, ce qui signifie que le puits est endommagé.

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.

III.7. Choix des zones à fracturer :

Les intervalles de fracturation ont été choisis selon des critères de sélections bien déterminées, en tenant compte des données de log composite traités, l'interprétation élans (Gamma Ray, résistivité, saturation eau, porosité ...etc) et le profil de contrainte.

- 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 naturelles qui sont signalés dans le rapport d'analyse d'imagerie DSI (Schlumberger). Les intervalles où ce trouve les fractures naturelles sont démontrées dans le tableau suivant :

Tableau III.3. Les intervalles des fractures naturelles dans le réservoir

Intervalles (m)	Epaisseur (m)	Drain
3440 – 3448	8	D5
3610 – 3612	2	D5
3848 – 3850	2	D3
3988 – 3990	2	D2
4088 – 4090	2	D2
4120 – 4135	15	ID
4223 – 4250	27	ID
4405 – 4415	10	ID

- Interprétations Elans :

A partir de l'interprétation des élans (GR, résistivité, porosité, S_w ...) issues des différentes opérations électriques, on a pu déterminer les différentes zones à fracturer qui présentent des bons paramètres pétrophysiques et aussi jouer un rôle important pour isoler les zones délicates à savoir le water cut - % de l'eau par rapport au liquide - élevé, venue d'eau ou de Gaz. Le tableau suivant présent les intervalles que nous avons jugés bons – après l'analyse des logs de résistivité, neutron, S_w et GR - pour initier une fracture :

Tableau III.4. Les intervalles possibles pour initier une fracture

Intervalles MD (m)	Epaisseur (m)	Drain
3500– 3562	62	D5
3566 – 3569	3	D3
3603 – 3609	6	
3616 – 3620	4	
3628 – 3630	2	
3799 – 3806	7	D2
3809 – 3848	39	
3850 – 3855	5	
3860– 3873	9	
3883 – 3960	77	
3972 – 3985	13	
4021 – 4034	13	
4060 – 4086	26	
4132 – 4147	15	ID
4172 – 4177	5	
4180 – 4202	22	
4212 – 4252	40	
4285 – 4302	17	

L'utilisation des données de log composite traité avec l'interprétation des élans, nous a permis d'éliminer des zones qui ne sont pas jugées intéressantes pour initier une fracture. Les zones éliminées sont colorées en jaune dans le tableau III.4.

- **Profil de contrainte :**

La réévaluation des résultats du tableau III.4 avec les résultats de l'analyse des contraintes de la roche en combinaison avec le log de saturation d'huile, volume d'argile et le module de Young, démontrées dans l'annexe(Fig.anx.7), on a pu minimiser les intervalles propres qui présentent des bonnes caractéristiques pétrophysiques. Le tableau III.5 présente les résultats de notre analyse :

Tableau III.5. Les intervalles propres pour initier une fracture

Intervalles propres (m)	Epaisseur(m)
3503 - 3508 MOYEN	5
3520,8 - 3522 BON	1,2
3525 – 3528 TRES BON	3
3839,4 – 3841 BON	1,6
3883 – 3890 TRES BON	7
3896 – 3901,7 BON	5,7
3903,5 – 3907 BON	3,5
3919 – 3922 BON	3
3956 – 3960 BON	4
4022,4 – 4024,3 MOYEN	1,9
4026 – 4032 TRES BON	6
4186 – 4188 TRES BON	2

Les significations ; Moyen, Bon, Très bon, concernent les propriétés du réservoir dans l'intervalle sélectionné.

D'après le tableau ci-dessus nous avons choisis les intervalles 3525m – 3528m et 4186m – 4188m, qui malgré leurs faibles épaisseurs, présentent d'excellentes caractéristiques pétrophysiques par rapport aux autres, et aussi les intervalles 4026 m – 4032 m et 3883 m – 3890 m qui sont des très bons drains avec une bonne épaisseur.

Le tableau III.6 ci-dessous, résume les intervalles et les cotes des fractures du puits MDZ548 que nous avons choisis.

Tableau III.6. Intervalles et cote a fracturés dans le puits (MDZ548)

Profondeur	Intervalle Frac N°1 (mètre)	Frac N°1 (mètre)	Intervalle Frac N°2	Frac N°2	Intervalle Frac N°3	Frac N°3	Intervalle Frac N°4	Frac N°4
MD (m)	De 3525 à 3528	3525	De 3883 à 3890	3886	De 4026 à 4032	4030	De 4186 à 4188	4187

Les résultats de ce tableau montrent que les points choisis dans notre étude sont presque convenable aux points choisis par sonatrach démontrés dans **Tab.Anx3(Annexe)**.

III.8. Design et dimensionnement des fractures :

Ceci est faite par le logiciel Meyer destiner au design des fractures et qui permet de prévoir le comportement et l'emplacement de fluide de traitement dans la fracture créée. Les principales entrées de ce simulateur sont :

- Le gradient de contrainte,
- Le module de Young (Young's modulus),
- Le rapport de Poisson (Poisson's ratio),
- Le coefficient de filtration totale (Total leak off coefficient).

Dans cette partie nous aborderons seulement le premier point de fracturation (4160 m) et nous comparons nos résultats obtenus par analyse manuel avec les résultats obtenus par le logiciel Meyer.

III.8.1. Point de fracturation n°1 (4160 m) :

En utilisant les données de pression et de débit (*Fig.Anx.8*) dans le logiciel Excel, nous avons pu dessiner leurs courbes en fonction de temps de pompage :

La perturbation de pression à la 15:57 min, c'est à cause de l'arrêt de pompage.

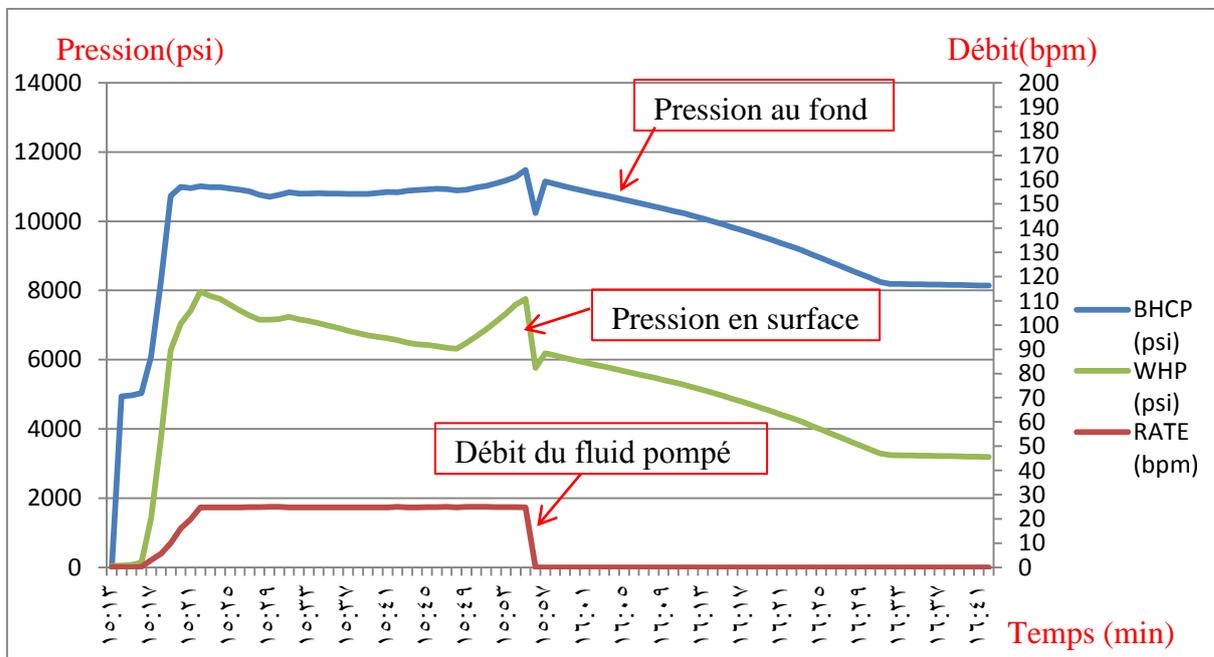


Figure III.5. Graphe de pression en fonction de profondeur du premier point de fracturation

Nous avons pu avoir les valeurs du tableau III.7 après l'analyse des données de la *fig.Anx.8*, ainsi d'après les courbes qui sont présentées dans la figure suivante :

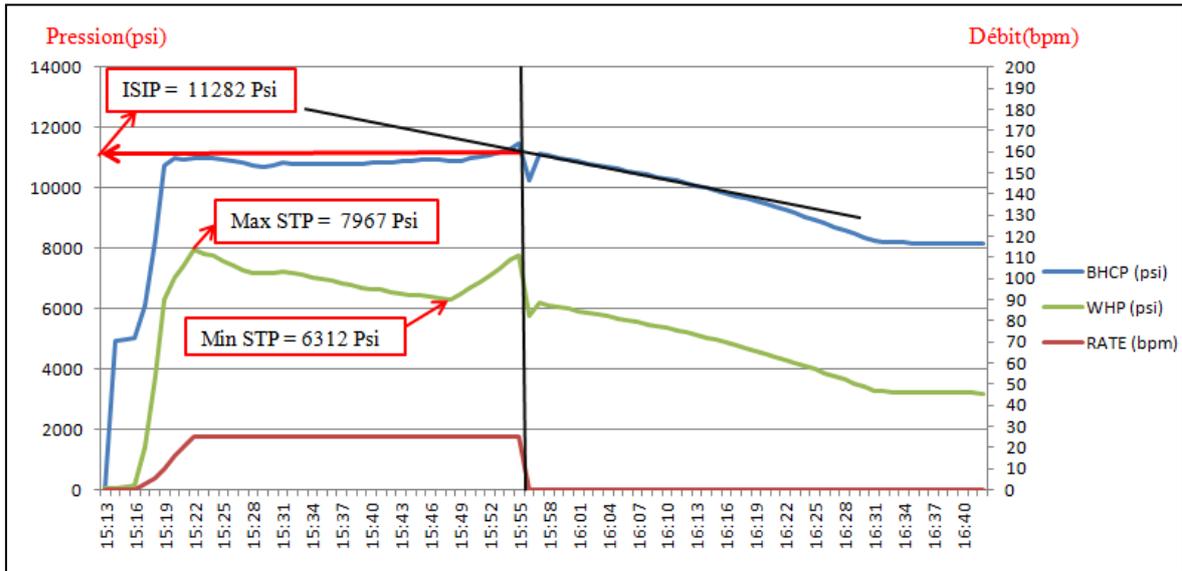


Figure III.6. Valeurs des pressions de fond et de surface lors de pompage

Le tableau suivant présente une comparaison entre les valeurs que nous avons pu avoir après l'analyse et l'interprétation manuelle des données de pression et les valeurs estimés par le logiciel Meyer.

Tableau III.7. Tableau comparatif des résultats du logiciel Meyer et les résultats de l'analyse manuel

	Logiciel MEYER	Calcul manuel
Pression de fermeture instantanée (psi)	11218	11282
Pression de traitement minimal en surface (psi)	6301,7	6312
Pression de traitement maximal en surface (psi)	7988,75	7967
Pression de traitement moyenne en surface (psi)	7004,06	6948
Pression de traitement moyenne au fond du puits (psi)	10918,88	10849
Débit moyen du fluide pompé (bpm)	24,84	24,75

Nous pouvons systématiquement conclure que les résultats des deux méthodes sont proches, ce qui nous permet même sans utilisation du logiciel, d'estimer les valeurs cités dans le tableau ci-dessus, par analyse manuelle des données de pression.

Le logiciel Meyer peut aussi nous donner une image 2D concernant la distribution et la concentration des agents de soutènement (Proppant). Pour la première fracture créée, ce dernier nous a donnés l'image suivante [8]:

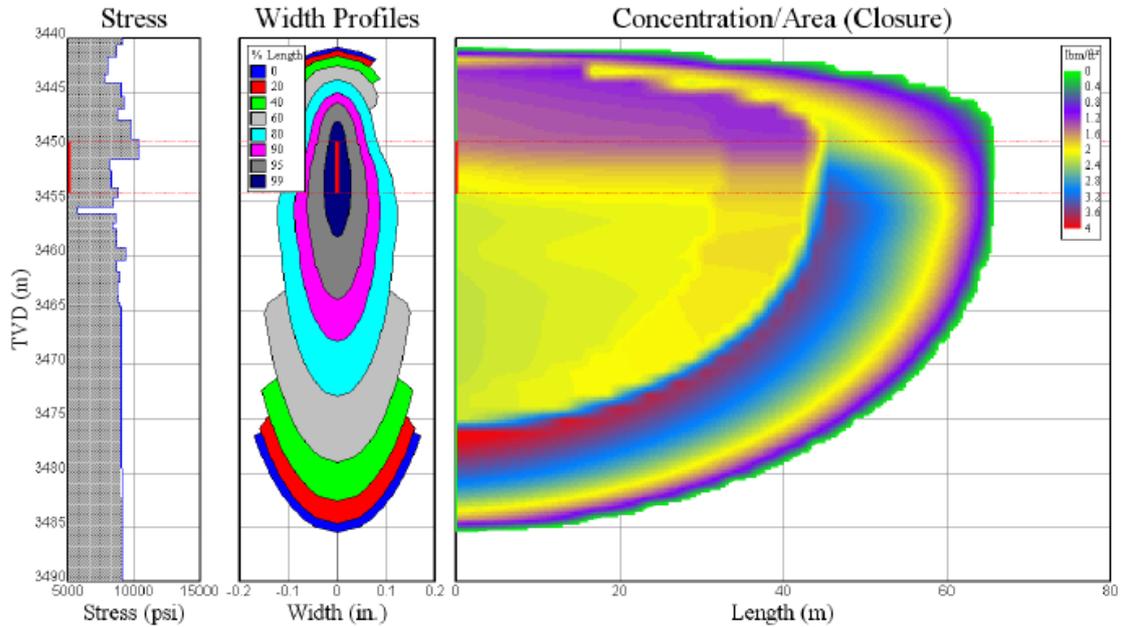


Figure III.7. Concentration de l'agent de soutènement prévu dans la fracture de la zone n°1

La concentration de l'agent de soutènement dans la fracture de la zone n°1 est présentée dans la **Figure III.7** ci-dessus.

D'après la **Figure III.7** : on remarque que la concentration maximale des agents de soutènements est au centre et au dessous de la fracture.

Chapitre IV :

***EVALUATION DES DONNEES JAUGEAGE AVANT ET APRES
L'OPERATION MULTI-STAGE***

EVALUATION DES DONNEES JAUGEAGE AVANT ET APRES L'OPERATION MULTI-STAGE

IV.1. Données Jaugeage avant l'opération de fracturation :

Tableau IV.1. Historique de l'opération Jaugeage du puits MDZ548 avant la fracturation

Date Mesure	Diamètre Duse (mm)	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			Température Huile (°C)
		Huile	Gaz		Pression Tête	Pression Pipe	Pression Séparateur	
13/08/2003	12.7	7.11	794.33	110	49.2	14.4	5.4	31
17/08/2003	15.87	9.29	1771.4	181	44.3	14.4	5.3	38
01/12/2003	15.87	5.53	1254.7	214	39.7	11.2	3.4	33
23/04/2004	15.87	6.13	1453.6	227	36.5	11.3	4	33
27/08/2004	15.87	5.91	1363.2	231	35.6	12.3	4.28	31
06/02/2005	15.87	5.41	1268.4	235	35.15	13.36	5.74	29
09/05/2005	15.87	5.53	1530.8	277	34.2	12.2	4.28	29
01/10/2005	15.87	5.07	1237.8	244	31.2	12	5	29
07/04/2006	15.87	5.09	1185.2	233	32.8	12	4.69	24
18/09/2006	15.87	5.89	1610.9	273	26	12	4.08	30
06/02/2007	15.87	5.35	1364.8	255	28	13.2	4.89	24
15/06/2007	15.87	5.1	1384.8	272	26	13	4.08	36
23/11/2007	15.87	4.75	1066.3	224	25	13.8	4.69	26
14/03/2008	15.87	2.38	524.62	221	20	12.1	4.28	25
23/08/2012	15.87	0.98	293.98	299	29.3	13.1	4.28	31
24/09/2012	15.87	4.11	1079.2	263	25.5	12.8	4.59	38
28/11/2012	15.87	4.56	1192.0	262	23.8	11.5	--	28
07/01/2013	15.87	3.57	878.56	246	18.9	11.2	3.67	23
06/05/2013	15.87	3.38	1453.7	430	20.8	12.5	3.16	28
21/06/2013	15	4.12	1146.9	279	23.5	12.5	4.69	36
06/09/2013	15	3.53	1131.3	320	18.2	10.8	6.02	35

IV.1.1. Commentaire :

Nous avons divisé le tableau ci-dessus en deux(2) périodes qui présentent deux états de production différentes. La première, de 08/2003 jusqu'à 06/2007, où le débit de production a été moyennement bon. Par contre, nous voyons que dès le 11/2007 le débit a commencé à chuter jusqu'à ce qu'il se stabilise à un débit moyen faible de 3,3 m³/h en 2013.

Nous pouvons justifier cette chute de débit par un endommagement dans la matrice, qui donc nécessite une stimulation pour la restaurer à son état initial (Par Acidification ou Fracturation hydraulique conventionnel ou un-conventionnel « multi-stage »).

IV.2. Données Jaugeage après l'opération de fracturation :

Tableau IV.2. Historique de l'opération Jaugeage du puits MDZ548 après la

Date Mesure	Diam Duse (mm)	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			Température Huile (°C)	Débit Eau (l/h) Récupérée
		Huile	Gaz		Pression Tête	Pression Pipe	PressionS éparateur		
12/04/2014	16	6.3	1107.79	176	23.9	10.5	4.28	32	400
21/04/2014	16	6.11	1617.90	265	24	10	4.38	31	184
16/05/2014	16	5.12	1577.59	308	27	11	4.18	31	0
09/08/2014	16	5.56	1367.52	246	21.1	11.4	--	37	0
08/10/2014	16	5	1051.36	210	20.6	11.7	12.03	30	0
29/11/2014	16	5.74	1465.78	255	21.4	12.3	12.24	29	0
26/02/2015	16	5.43	1901.00	350	24.3	12.9	12.95	20	0

Après le choix et l'exécution de la fracturation hydraulique multi-stage (Complétion FracPoint), il est temps donc à évaluer les résultats obtenus après cette opération.

Les données Jaugeage que nous avons pu avoir montrent que le débit a augmenté et a repris sa valeur initiale, malgré que les estimations en été plus optimistes pour un débit supérieur que celui obtenu, sachant que le puits produit maintenant par deux sleeves seulement, ce qui nous permettra de dire que l'opération a été faite avec succès. L'eau récupérée au mois d'Avril, juste après l'opération, n'est pas survenue à cause d'un problème de percé ou venue d'un plan d'eau, mais il est négligeable, puisqu'il est l'eau utilisé lors du traitement de la fracturation [9].

IV.3. Historique de Jaugeage du puits MDZ548 :

La courbe suivante résume les opérations de Jaugeage faite au puits MDZ548 :

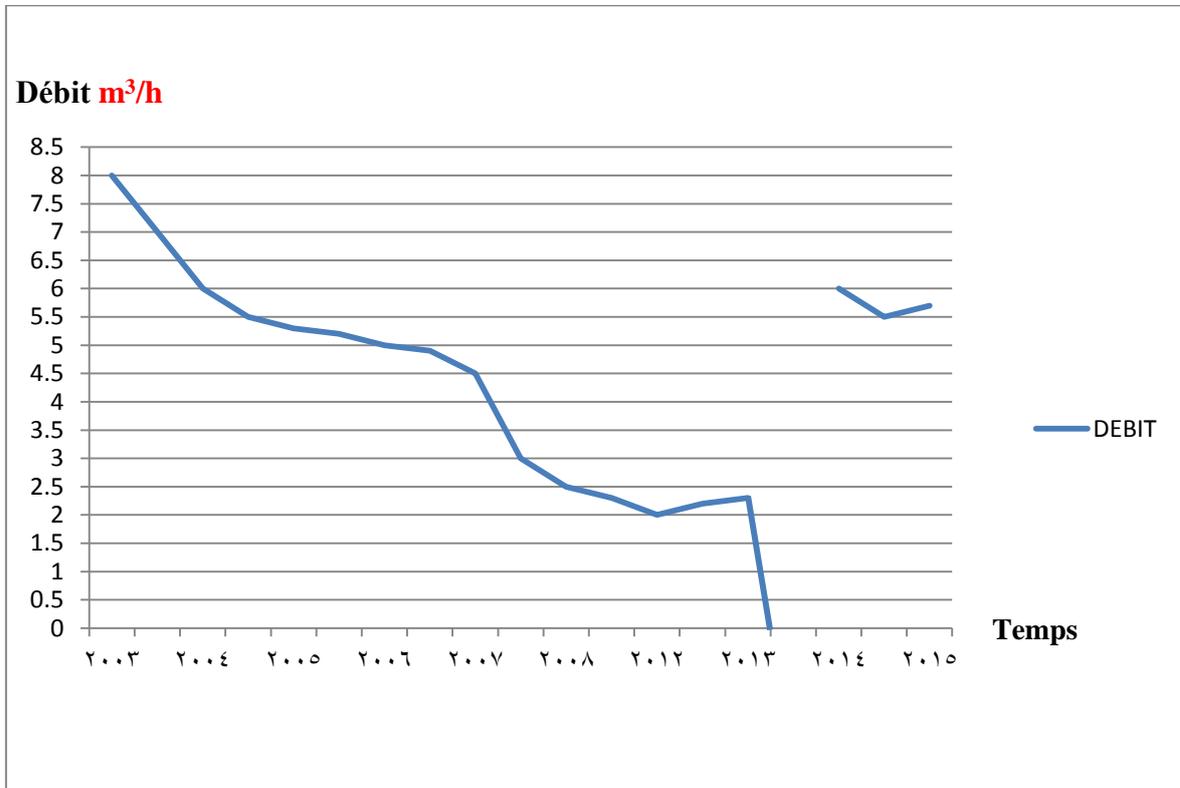


Figure IV.1. Courbe de débit du puits MDZ548 avant et après l'opération multi-stage Frac

La figure ci-dessus présente la variation du débit de production du puits MDZ548 en fonction du temps dès le début de sa production jusqu'à maintenant. Nous voyons que le débit était en décroissant continu au bout du temps jusqu'à fin 2013, puis a repris sa valeur moyenne en Avril 2014, après l'exécution de l'opération Multi-stage fracturing.

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 c'est dans le but d'augmenter la productivité de puits, et remédier les problèmes d'exploitation qui manifestent de façon considérable dans le champ de Hassi-Messaoud et diminue la production totale de ce dernier. Et 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, 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 de l'opération.

D'après l'analyse et l'interprétation du puits MDZ548 avant et après l'opération de Multi Stage Frac on conclue que cette opération est réalisée avec succès résultant une amélioration de la perméabilité qui a permis d'obtenir un gain de production important.

Finalement, l'application de la complétion 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'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.

Annexe



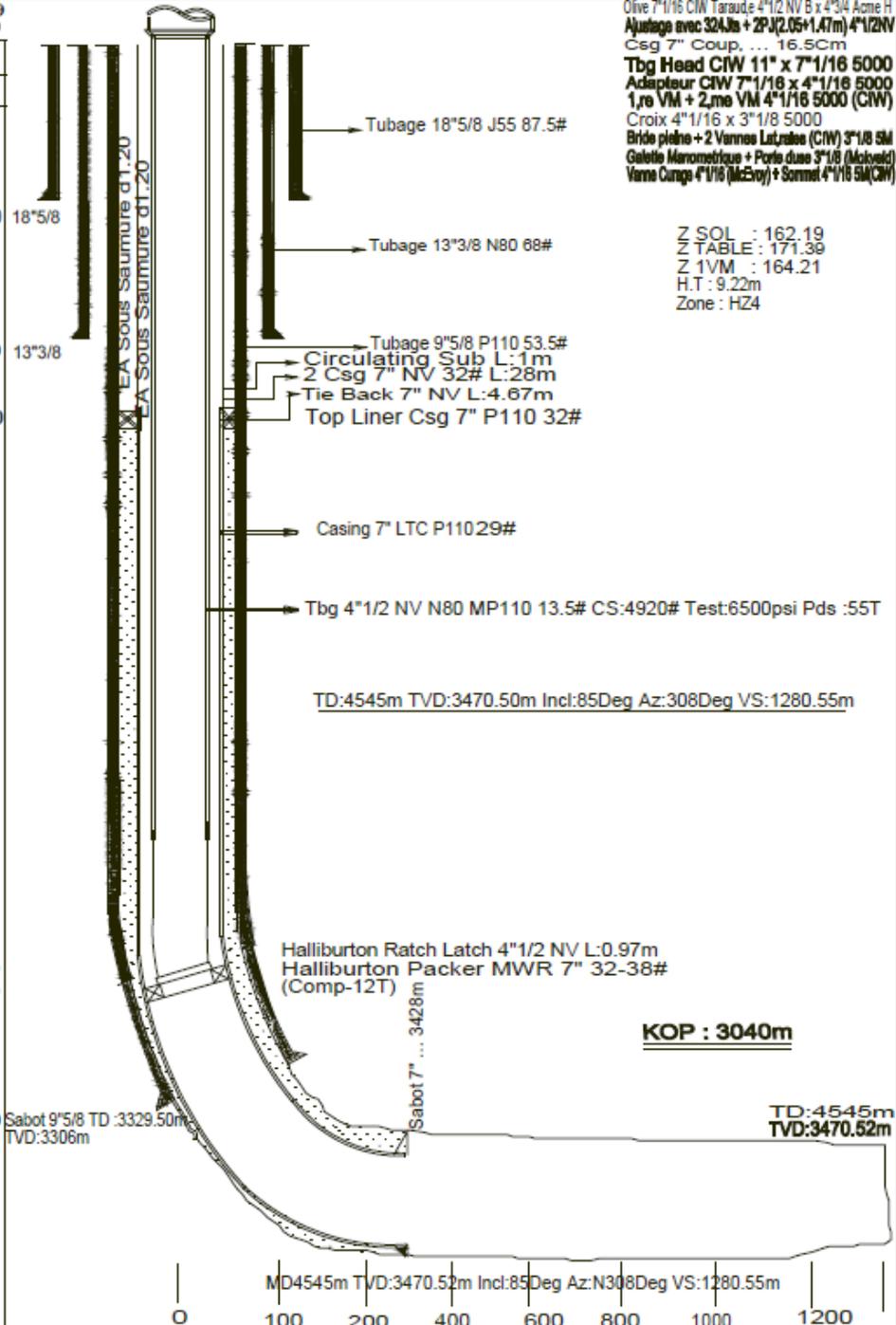
SONATRACH
 DIVISION PRODUCTION
 REGION HASSI-MESSAOUD
 D.E.P

COMPLETION 4"1/2 NEW VAM ANCRE

MDZ548

X : 825 163.99
 Y : 119 033.00

COTES	
ELEC/VM	SOND/TR
	494.00
	2331.00
	3052.00
3095.30	3097.10
3096.20	3098.00
3329.50	



Olive 7"1/16 CIW Taraude 4"1/2 NV 8 x 4"3/4 Acme H
 Ajutage avec 324.Mn + 2PJ(2.05+1.47m) 4"1/2 NV
 Csg 7" Coup. ... 16.5Cm
 Tbg Head CIW 11" x 7"1/16 5000
 Adaptateur CIW 7"1/16 x 4"1/16 5000
 1,ra VM + 2,ra VM 4"1/16 5000 (CIW)
 Croix 4"1/16 x 3"1/8 5000
 Bride pleine + 2 Vannes Latérales (CIW) 3"1/8 5M
 Gallette Manométrique + Porte duse 3"1/8 (Molvelid)
 Vanne Courge 4"1/16 (McEvoy) + Sommet 4"1/16 5M(CIW)

Z SOL : 162.19
 Z TABLE : 171.39
 Z 1VM : 164.21
 H.T : 9.22m
 Zone : HZ4

TD:4545m TVD:3470.50m Incl:85Deg Az:308Deg VS:1280.55m

Halliburton Ratch Latch 4"1/2 NV L:0.97m
 Halliburton Packer MWR 7" 32-38#
 (Comp-12T)

KOP : 3040m

Sabot 9"5/8 TD :3329.50m
 TVD:3306m

Sabot 7" ... 3428m

TD:4545m
 TVD:3470.52m

MD4545m TVD:3470.52m Incl:85Deg Az:N308Deg VS:1280.55m

COMPLETION : 3.6.03

Fig.Anx 1 : Fiche Technique du puits MDZ548

Les équipements de fond de frac-points:

Les principaux équipements de la complétion Frac-Point sont :

1- Well bore isolation valve (sliding sleeve):

Est un tube de diamètre 4½" contient des trous de circulation; il est situé après le sabot, utilisé pour:

- ⇒ Circulation de l'huile pour short radius open hole packer à base huile.
- ⇒ Circulation de l'eau pour short radius open hole packer à base eau.

Cet outil est descendu ouvert, et se ferme par le lancement d'une boule en plastique à l'intérieur de la complétion.

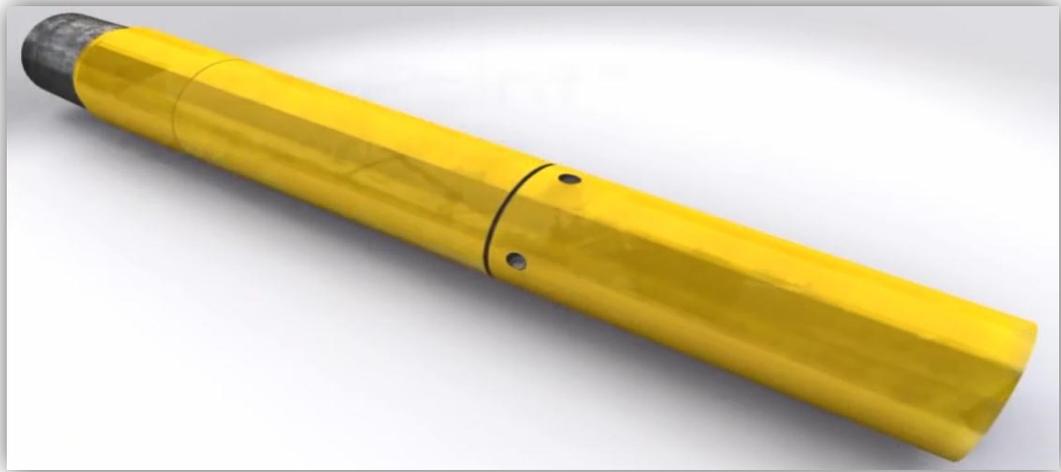


Figure.Anx.2. Well bore isolation valve (sliding-sleeve)

2- Pressure activated Frac sleeve (P-sleeve):

Est un tube de diamètre 4½" et sa surface est 14,46 in², situé entre les deux short radius open hole packer, descendu fermé et il s'ouvre par le lancement d'une boule en plastique à l'intérieur de la complétion. Peut être fermé après l'opération de fracturation hydraulique si nécessaire (Par laquelle nous pouvons maîtriser la production).



Fig.Anx. 3: Pressure activated frac-sleeve.

3- Short radius open hole packer (packer water or oil swelable):

C'est un outil de séparation entre les zones que nous voulons fracturer, varie leur longueur de 3 à 5 mètres, cet outil à deux types :

- a- Short radius open hole packer a base huile.
- b- Short radius open hole packer à base eau.

Il est gonfler dans une période de 48 heures ou plus, et leur diamètre extérieur diffère en fonction du diamètre du puits.

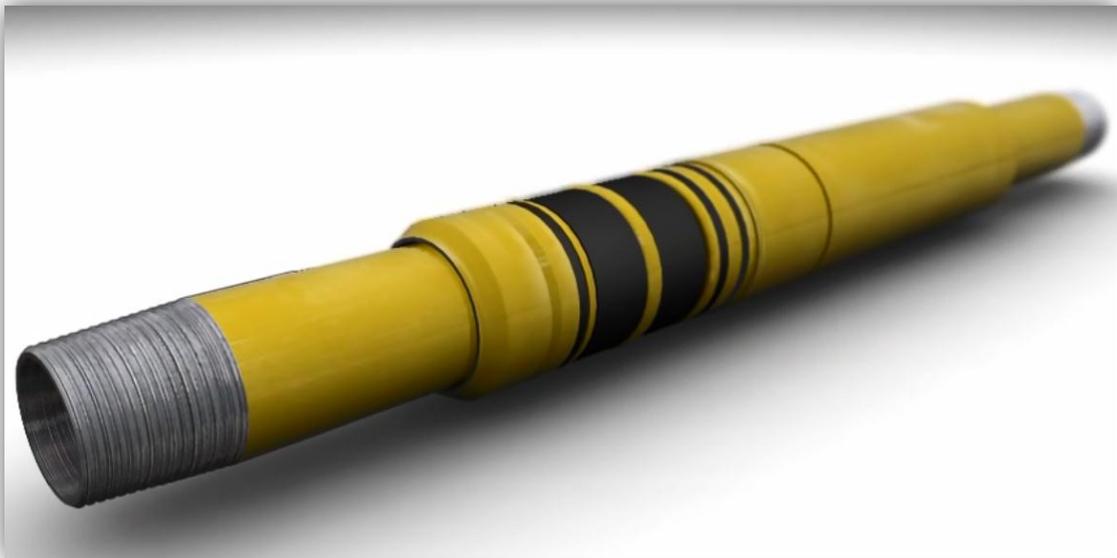


Fig.Anx. 4: Short radius open hole packer.

4- Ball activated frac-sleeves :

Ce sont des boules de diamètre différent. Le diamètre se diffère par changement de diamètre des sleeves. Elles sont utilisées pour ouvrir ou fermer les sleeves. Après l'opération de fracturation hydraulique, les boules montent par la pression de réservoir, si ce n'est pas le cas, au fur et à mesure de temps elles se fondent à cause de la température et la pression exercées sur elles.



Fig.Anx. 5: Ball activated frac-sleeves.

5- Liner hanger packer:

Utilisé pour suspendre l'équipement de la complétion frac-point



Fig.Anx. 6: Liner hanger packer.

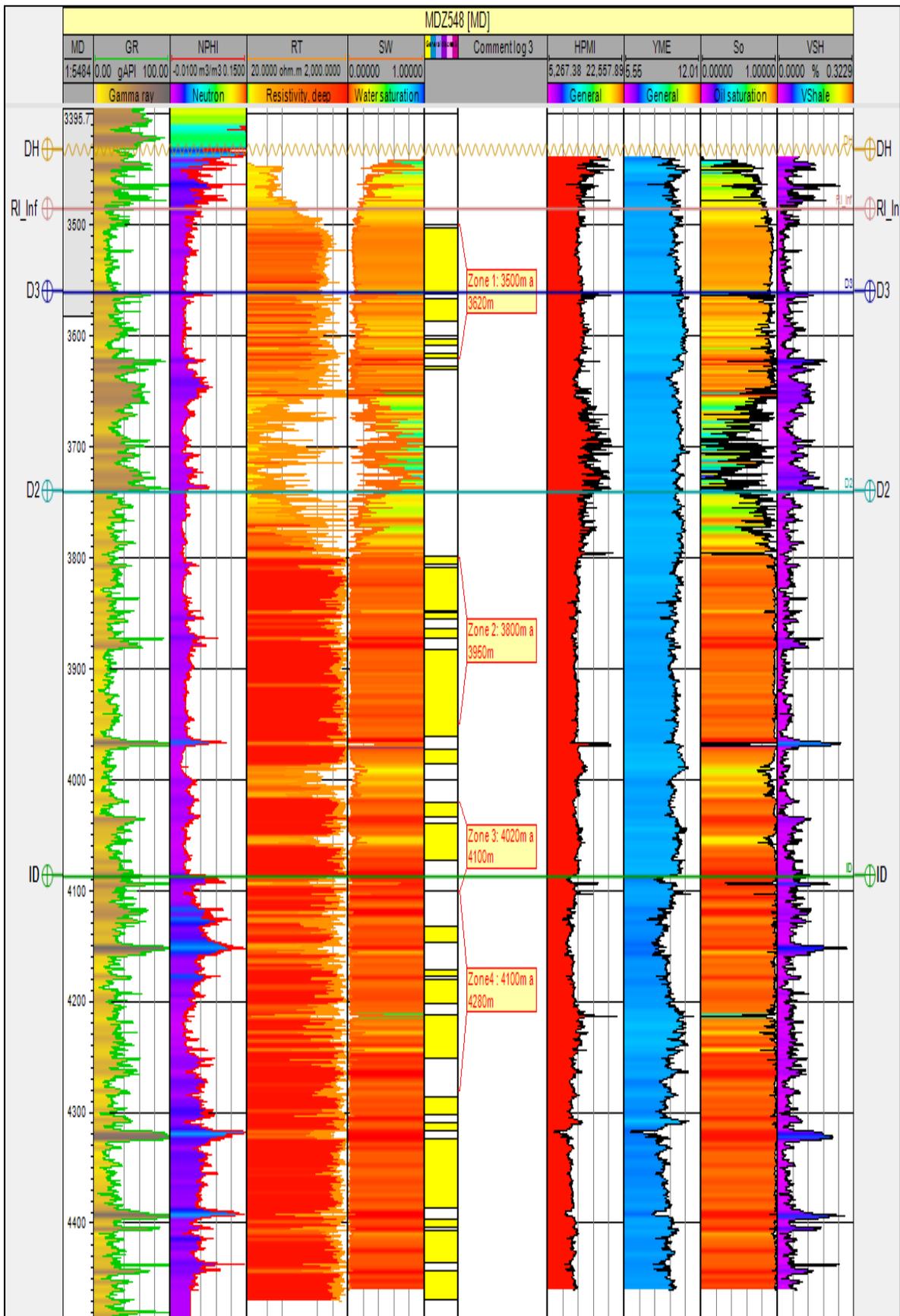


Fig.anx 7 : Résultats des logs de Diagraphie

Tabl.Anx 1 : Résumé des propriétés des réservoirs des puits candidats

	<i>MDZ548</i>	<i>OMJZ843</i>	<i>OMLZ632</i>	<i>OMNZ273</i>	<i>OMOZ543</i>
Currentreservoir pressure	fair	fair	?	good	Fair
k h (high = good)	poor	poor	poor	poor	Good
Skin (positive=good candidate)	fair	poor	fair	fair	Good
current prod rate (high=good)	fair	fair	poor	poor	Good
flowing BHP (high=good)	poor	poor	poor	good	Fair
flowing WHP (high=good)	fair	good	poor	fair	Fair
well location(structure, high=good)	fair	fair	fair	fair	Good
distance to water below	fair	good	good	fair	Good

Tabl.Anx 2 : Données des puits candidats

Puits	Distance from WC	Dist. from Injectors	Drain	Azimuth	Max DLS (deg/30m)	Best Prod (m3/h)	Last Jug Qo (m3/h)	GOR	InitlPg (kg/cm2)	CurrPg (kg/cm2)	KH-bu
MDZ548	50.48	752.82	D3 - D2	310.00	8.60	9.29	5.89	273		202.00	96/75
<i>OMJZ843</i>	<i>77.00</i>	<i>1,084.45</i>	<i>D4 - D1</i>	<i>119.56</i>	<i>17.45</i>	<i>11.30</i>	<i>2.19</i>	<i>1,341</i>	<i>280.71</i>		<i>189/230</i>
<i>OMLZ632</i>	<i>93.10</i>	<i>1,190.96</i>	<i>RA</i>	<i>330.85</i>	<i>15.84</i>		<i>2.81</i>	<i>29</i>	<i>238.10</i>	<i>203.40</i>	<i>41/27</i>
<i>OMNZ273</i>	<i>45.50</i>	<i>1,693.21</i>	<i>D4 - D1</i>	<i>109.27</i>	<i>13.95</i>	<i>10.11</i>	<i>4.81</i>	<i>839</i>	<i>335.64</i>	<i>269.61</i>	<i>528/49</i>
<i>OMOZ543</i>	<i>96.73</i>	<i>1,343.11</i>	<i>ID - R2</i>	<i>317.81</i>	<i>13.46</i>	<i>9.43</i>	<i>5.15</i>	<i>197</i>	<i>181.00</i>		<i>1360/1850</i>

Tabl.Anx 3 : Intervalles et côte a fracturés dans le puits (MDZ548) étudié par Sonatrach

Profondeur	Intervalle Frac N°1 (mètre)	Frac N°1 (mètre)	Intervalle Frac N°2	Frac N°2	Intervalle Frac N°3	Frac N°3	Intervalle Frac N°4	Frac N°4
MD (m)	De 3500 à 3620	3525	De 3800 à 3960	3859	De 4020 à 4100	4060	De 4280 à 4100	4160

Time Tot	Wellhead 2 psi	Annulus 1 psi	Annulus 2 psi	Calc BHTP psi	Slurry Rat bpm	WH Density psa	WH Sand ToBH lbm	Sand To Slurry lbm	To Slurry bbl
15:13:26	44	1046	1079	0	0.2	0.00	0	0	0.0
15:14:25	50	1035	1097	4942	0.1	0.00	0	0	0.2
15:15:25	73	1049	1105	4968	0.0	0.00	0	0	0.6
15:16:25	139	1060	1116	5029	0.2	0.00	0	0	1.3
15:17:25	1419	1153	1214	6096	3.0	0.00	0	0	2.7
15:18:25	3747	1312	1389	8288	5.6	0.00	0	0	5.8
15:19:25	6278	1456	1551	10735	10.0	0.00	0	0	13.9
15:20:25	7035	1432	1534	10991	16.1	0.00	0	0	28.1
15:21:25	7414	1349	1428	10959	19.8	0.00	0	0	47.4
15:22:25	7967	1222	1313	11006	24.8	0.00	0	0	70.5
15:23:25	7834	1061	1125	10983	24.8	0.00	0	0	95.3
15:24:25	7750	992	1059	10979	24.8	0.00	0	0	120.1
15:25:25	7588	1016	1077	10944	24.8	0.00	0	0	144.9
15:26:25	7423	1045	1113	10912	24.8	0.00	0	0	169.7
15:27:25	7279	940	997	10858	24.9	0.00	0	0	194.6
15:28:25	7156	985	1047	10762	24.9	0.00	0	0	219.6
15:29:25	7151	973	1034	10706	25.0	0.00	0	0	244.5
15:30:25	7173	996	1059	10761	25.0	0.00	0	0	269.4
15:31:25	7234	977	1039	10832	24.8	1.00	823	2	294.2
15:32:25	7161	1018	1081	10799	24.8	1.02	1831	3	319.0
15:33:25	7122	962	1023	10802	24.7	0.95	2841	4	343.7
15:34:25	7050	1014	1074	10806	24.8	2.00	4481	5	368.5
15:35:25	6977	950	1012	10794	24.8	2.01	6438	6	393.3
15:36:25	6917	1002	1070	10794	24.8	1.99	8384	7	418.1
15:37:25	6831	955	1010	10788	24.8	2.99	10820	8	442.8
15:38:25	6769	1003	1057	10791	24.8	3.00	13661	10	467.6
15:39:25	6705	987	1046	10793	24.8	2.99	16499	441	492.4
15:40:25	6655	956	1000	10819	24.8	4.00	19618	1467	517.3
15:41:25	6622	1020	1072	10847	24.8	4.00	23299	2462	542.1
15:42:25	6561	968	1026	10834	25.0	4.01	26985	3779	566.9
15:43:25	6495	973	1019	10884	24.8	4.75	30713	5726	591.7
15:44:25	6445	1005	1061	10896	24.7	5.00	35180	7695	616.6
15:45:25	6424	967	1020	10919	24.9	4.98	39654	9826	641.4
15:46:25	6389	1005	1059	10934	24.9	5.08	44140	12725	666.3
15:47:25	6340	985	1038	10931	25.0	5.00	48629	15581	691.2
15:48:25	6312	981	1033	10893	24.7	0.00	50717	18418	716.1
15:49:25	6481	986	1040	10906	25.0	0.00	50717	22128	741.0
15:50:25	6673	1004	1056	10975	25.0	0.00	50717	25757	766.1
15:51:25	6881	993	1040	11020	25.0	0.00	50717	29566	791.2
15:52:25	7096	967	1016	11094	24.9	0.00	50717	33794	816.1
15:53:25	7331	1017	1077	11176	24.9	0.00	50717	38283	841.0
15:54:25	7592	1029	1085	11281	24.9	0.00	50717	42691	865.9
15:55:25	7754	1000	1056	11479	24.8	0.00	50717	47200	890.8
15:56:25	5759	982	881	10233	0.0	0.00	50717	50717	912.5
15:57:25	6198	919	961	11151	0.0	0.00	50717	50717	912.5
15:58:25	6124	932	978	11075	0.0	0.00	50717	50717	912.5
15:59:25	6051	954	998	11001	0.0	0.00	50717	50717	912.5
16:00:25	5982	970	1015	10934	0.0	0.00	50717	50717	912.5
16:01:25	5918	984	1030	10868	0.0	0.00	50717	50717	912.5
16:02:25	5858	996	1042	10808	0.0	0.00	50717	50717	912.5

Time Tot	Wellhead 2 psi	Annulus 1 psi	Annulus 2 psi	Calc BHTP psi	Slurry Rat bpm	WH Density psa	WH Sand lbm	ToBH Sand lbm	To Slurry bbl
16:03:25	5799	1007	1054	10750	0.0	0.00	50717	50717	912.5
16:04:25	5738	1017	1064	10688	0.0	0.00	50717	50717	912.5
16:05:25	5673	1026	1073	10624	0.0	0.00	50717	50717	912.5
16:06:25	5609	1035	1082	10561	0.0	0.00	50717	50717	912.5
16:07:25	5544	1043	1091	10495	0.0	0.00	50717	50717	912.5
16:08:25	5481	1052	1100	10432	0.0	0.00	50717	50717	912.5
16:09:25	5413	1061	1109	10364	0.0	0.00	50717	50717	912.5
16:10:25	5343	1069	1117	10293	0.0	0.00	50717	50717	912.5
16:11:25	5279	1078	1129	10231	0.0	0.00	50717	50717	912.5
16:12:25	5203	1086	1137	10153	0.0	0.00	50717	50717	912.5
16:13:25	5126	1094	1145	10079	0.0	0.00	50717	50717	912.5
16:14:25	5043	1102	1154	9994	0.0	0.00	50717	50717	912.5
16:15:25	4959	1110	1162	9910	0.0	0.00	50717	50717	912.5
16:16:25	4871	1118	1170	9824	0.0	0.00	50717	50717	912.5
16:17:25	4784	1126	1180	9735	0.0	0.00	50717	50717	912.5
16:18:25	4695	1134	1188	9645	0.0	0.00	50717	50717	912.5
16:19:25	4603	1142	1197	9556	0.0	0.00	50717	50717	912.5
16:20:25	4506	1150	1205	9459	0.0	0.00	50717	50717	912.5
16:21:25	4410	1157	1213	9362	0.0	0.00	50717	50717	912.5
16:22:25	4312	1165	1221	9263	0.0	0.00	50717	50717	912.5
16:23:25	4210	1172	1228	9164	0.0	0.00	50717	50717	912.5
16:24:25	4094	1178	1235	9048	0.0	0.00	50717	50717	912.5
16:25:25	3981	1184	1242	8935	0.0	0.00	50717	50717	912.5
16:26:25	3865	1191	1249	8818	0.0	0.00	50717	50717	912.5
16:27:25	3750	1197	1256	8704	0.0	0.00	50717	50717	912.5
16:28:25	3634	1203	1261	8588	0.0	0.00	50717	50717	912.5
16:29:25	3518	1208	1268	8472	0.0	0.00	50717	50717	912.5
16:30:25	3405	1214	1275	8359	0.0	0.00	50717	50717	912.5
16:31:25	3290	1220	1281	8244	0.0	0.00	50717	50717	912.5
16:32:25	3244	1226	1287	8192	0.0	0.00	50717	50717	912.5
16:33:25	3239	1232	1293	8187	0.0	0.00	50717	50717	912.5
16:34:25	3233	1238	1301	8182	0.0	0.00	50717	50717	912.5
16:35:25	3228	1248	1311	8176	0.0	0.00	50717	50717	912.5
16:36:25	3223	1256	1319	8171	0.0	0.00	50717	50717	912.5
16:37:25	3218	1264	1329	8166	0.0	0.00	50717	50717	912.5
16:38:25	3213	1271	1338	8161	0.0	0.00	50717	50717	912.5
16:39:25	3207	1279	1345	8156	0.0	0.00	50717	50717	912.5
16:40:25	3202	1286	1352	8150	0.0	0.00	50717	50717	912.5
16:41:25	3196	1293	1359	8145	0.0	0.00	50717	50717	912.5
16:42:25	3191	1299	1367	8139	0.0	0.00	50717	50717	912.5

Fig.Anx 8. Données de pression en fonction du temps lors du

Références bibliographiques

- [1] Base de données « Data bank », Division production IRARA, Hassi Messouad 2015.
- [2] J. Szezuka, «Forage dirigé Ingénierie et méthodes ». Edition 3.3, Juin 2005.
- [3] Michael J. Economides et Kenneth G.Nolte, «Reservoir stimulation». Second and Third edition, United State of America, 1989.
- [4] S. Rocky Allen, « An Efficient Horizontal Open Hole Multi-Stage Fracturing and completion System » International Oil Conference and Exhibition in Mexico, 27-30 June 2007, Veracruz, Mexico.
- [5] B. Achi, «First multi-stage hydraulic fracturing of a horizontal well in Hassi Messaoud oilfield ». 8ème journées scientifiques et techniques Sonatrach, 18-19 November 2008, Algiers, Algeria.
- [6] A. Olubiyi Olaoye, « Successful Multi-Stage Hydraulic Fracturing of Openhole Horizontal Wells in Hassi Messaoud oilfield ».International Petroleum Technology Conference, 7-9 December 2009, Doha, Qatar.
- [7] PIPESIM Schlumberger, « Optimisation de la production ».
- [8] RIGHI Youcef, Hydraulic Fracture Treatment Multi-Stage Frac Point Completion Post Job Report MDZ -548 Hassi Messaoud Field.
- [9] Yazid, « Programme de fracturation hydraulique type Multi-Stage MDZ 548 », Février 2014.

الملخص :

يهدف عملنا لدراسة المعايير الرئيسية لاختيار البئر الأفقي المرشح لإجراء عملية الكسر الصخري متعدد المراحل وتقييم النتائج قبل وبعد تنفيذ العملية. بعد اختيار البئر المرشح تم جمع كافة المعلومات الجيولوجية اللازمة وكافة الميزات البيتروفيزيائية الأساسية لاختيار المكان المثالي حيث سنبداً الكسر الصخري. النتائج التي تم الحصول عليها بعد تنفيذ العملية سمحت لنا بالاستنتاج أن هذه التقنية تساعد بشكل كبير على تحسين إنتاج الآبار الأفقية وتخفيض تكاليف العمليات مقارنة بالكسر الصخري العادي.

المفردات الأساسية :

بئر أفقي ، الكسر متعدد المراحل ، اكمال البئر ، البرنامج المحاكاة (بايب سيم).

Résumé :

Notre travail a pour objectif, d'étudier les critères principaux pour le choix d'un puits horizontal candidat au traitement de stimulation par Multi-Stage Frac, et évaluer les résultats obtenus avant et après l'exécution de l'opération. Après avoir sélectionné le puits candidat, on a rassemblé tous les logs nécessaires et les données géologiques, ainsi que toutes les caractéristiques pétrophysiques essentiels afin de bien choisir l'emplacement idéal des endroits où on va initier nos fractures. Les résultats obtenus après l'exécution de l'opération nous ont permis de conclure que cette technique améliore sensiblement la production des puits horizontaux et permet d'optimiser les coûts des opérations puisqu'il consiste d'effectuer plusieurs fracturations à des endroits bien choisis.

Mots-clés: Puits horizontaux, Multi-Stage Frac, Agents de soutènements, PipeSim, Complétion.