

N° Série :/2024

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des Hydrocarbures, Energies Renouvelables et Sciences de la Terre et de l'Univers

Département de Production des Hydrocarbures

Thèse

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Professionnelle

Présentée Par :

Bouzidi Bouchera, Boussoufa Ferdous

-THEME-

*Etude et évaluation de la fracturation hydraulique
multi-étage « Multi stage frac »
Etude de cas: OMGZ-60 au champ de Hassi- Messaoud*

Soutenue le : 09/06/2024

Président :	MCA	Mme. Boufades Djamila
Examineur :	MAA	M. Sid Rouhou Hadj Mohamed
Rapporteur :	MAA	M. Frouhat Rachid

Année Universitaire 2023/2024

Dédicace

Il n'y a pas de chose plus belle que celle de pouvoir partager les meilleurs moments de votre vie avec ceux que vous aimez et respectes,

nous remercions le bon Dieu de nous avoir fait atteindre ce but.

À la fin de mes études, nous sommes très contents de dédier ce travail à :

Nos chers parents, pour leurs encouragements, leur soutien indéfectible qui nous ont énormément aidés à réaliser nos objectifs

Nos chers frères, chacun en son nom

Nos proches

Notre honorable famille

À la fin, nous prions Dieu Tout-puissant de vous protéger, de vous accorder la réussite et de vous accorder ce que vous souhaitez.

Remerciements

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 FROUHAT Rachid, pour l'effort fourni, les conseils prodigués, sa patience et sa persévérance dans le suivi.

Ensuite, nous exprimons nos sincères remerciements aux membres du jury : BOUFADES Djamila et SID ROUHOU Hadj Mohamed, pour leurs précieux commentaires et leurs suggestions perspicaces.

Notre appréciation et gratitude à Monsieur BAHEDDI et aux ingénieurs de service nouvelles techniques, division EP dans la région de Sonatrach IRARA.

Dans les dernières lignes, je remercie, d'une façon particulière, nos chers parents, nos frères et sœurs pour leur aide moral et matériel et pour leur motivation dans le but de réussir cette thèse de fin d'études.

الملخص

التكسير الهيدروليكي متعدد المراحل في الآبار الأفقية هو طريقة فعالة لتحسين استخلاص النفط والغاز في المكامن الضيقة التي كان من الصعب استغلالها سابقاً. هدفنا هو اختيار بئر أفقي (OMGZ-60) كمرشح للتكسير الهيدروليكي متعدد المراحل، ثم إجراء تقييم جيوميكانيكي وبتروفيزيائي، وأخيراً تحليل المحاكاة باستخدام برنامج متخصص لتصميم عملية التكسير متعدد المراحل بفعالية. أثبتت النتائج أن العملية كانت ناجحة من الناحية التقنية باستخدام نوع " Plug & Perf"، مع تحسن متوقع في الإنتاج.

الكلمات المفتاحية: التكسير الهيدروليكي، التكسير متعدد المراحل، البئر الأفقي، سوائل التكسير، المواد المساعدة.

Résumé

La fracturation hydraulique multi-étage dans les puits horizontaux est une méthode efficace pour améliorer la récupération du pétrole et du gaz dans des réservoirs "tight" auparavant difficiles à exploiter. Notre travail a pour objectif de sélectionner un puits horizontal (OMGZ-60) candidat à la fracturation hydraulique multi-étage, puis de réaliser une évaluation géomécanique et pétrophysique, et enfin d'analyser la simulation à l'aide d'un logiciel spécifique pour concevoir efficacement le processus de fracturation multi-étage. Les résultats ont prouvé que l'opération est techniquement réussie en utilisant le type «Plug & Perf», avec une amélioration attendue de la production.

Mots Clés: Fracturation hydraulique, Multi-étage frac, puits horizontal, fluides de fracturation, proppant.

Abstract

Multi-stage hydraulic fracturing in horizontal wells is an effective method for improving the recovery of oil and gas in tight reservoirs that were previously difficult to exploit. Our objective is to select a horizontal well (OMGZ-60) as a candidate for multi-stage hydraulic fracturing, then conducts a geomechanical and petrophysical evaluation, and finally analyze the simulation using specific software to effectively design the multi-stage fracturing process. The results proved that the operation was technically successful using the "Plug and Perf" type, with an expected improvement in production.

Keywords: Hydraulic fracturing, Multi-stage frac, horizontal well, fracturing fluids, proppant.

Table des matières

Dédicace	I
Remerciements	II
Résumé	III
Table des matières	IV
Liste des figures	VI
Liste des tableaux	VII
Symboles et Abréviations.....	VIII
Introduction général	10
Chapitre I. GENERALITE SUR LA FRACTURATION HYDRAULIQUE	
I.1. Introduction	13
I.2. Définition de la fracturation hydraulique	13
I.3. Histoire de la fracturation hydraulique	14
I.4. Objectifs de la fracturation hydraulique	15
I.5. Facteur d'amélioration de la productivité.....	15
I.6. Opération principal de la fracturation hydraulique	16
I.7. L'acquisition des données	17
I.7.1. Contraintes in situ	18
I.8. Sélection du candidat	20
I.9. Fluides et additifs de fracturation.....	21
I.9.1. Objectifs des fluides de fracturation	21
I.9.2. Type des fluides de fracturation	22
I.9.3. Caractéristiques des fluides de fracturation.....	22
I.10. Agent de soutènement (proppant)	23
I.10.1. Type d'agent de soutènement.....	23
I.11. Pressions dans la fracturation hydraulique	24
I.12. Paramètres mécaniques des roches pour conception de fracturation hydraulique.....	27
I.12.1. Le module de Young	27
I.12.2. Coefficient de Poisson.....	28
I.12.3. Nombre de dureté Brinell (BHN)	29
I.12.4. Résistance à la traction	29
I.13. Conclusion	29
Chapitre II. EQUIPEMENT DE LA FRACTURATION ET TECHNIQUE MULTI-ETAGE	
II.1. Introduction	31
II.2. Les principaux équipements de la fracturation hydraulique.....	31
II.2.1. Unité de pompage.....	31
II.2.2. Le Frac Tank	31
II.2.3. Unité d'hydratation	31
II.2.4. Le mélangeur ou Blender	32
II.2.5. Surveillance du traitement (Treatment Monitoring)	32
II.2.6. Manifold	32
II.2.7. Le Tree-Saver ou WIT (Wellhead Isolation Tool).....	32
II.2.8. Stockage et manipulation du proppant	33

II.3. Fracturation multi-étagé des puits horizontaux	33
II.3.1. Méthode du Plug-and-perf	34
II.3.2. Méthode du Sliding sleeve	34
II.3.3. Comparaison entre les Différentes méthodes du Multi-étages fracturation	35
II.4. Déroulement de la fracturation hydraulique multi-étages	35
II.4.1. Test diagnostique d'injection de fractures DFIT	35
II.4.2. Mini-tests de fracturation	36
II.4.3. Tests de fréquence par paliers (Step rate test)	37
II.4.4. Pump in et Flow back test	38
II.5. Opération principal de fracturation hydraulique.....	38
II.5.1. Injection d'un Pad	38
II.5.2. Injection du slurry	38
II.5.3. Chasse du slurry (Flush).....	39
II.6. Analyse d'une fracturation hydraulique	39
II.6.1. Analyse du déclin de pression	39
II.6.2. Analyse du G-fonction	39
II.6.3. Analyse de Nolte et Smith.....	40
II.7. Conclusion	41
Chapitre III. ETUDE DE CAS PUIITS OMGZ-60	
III.1. Introduction	43
III.2. Aperçus historique du champ de Hassi Messaoud	43
III.3. Description et caractéristique du réservoir champs HMD	44
III.3.1. Drain et subdivisons de réservoir :	44
III.3.2. Caractéristique du réservoir :	44
III.4. Etude de puits OMGZ-60	45
III.4.1. Choix de puits	45
III.4.2. Situation géographique	46
III.4.3. Objectif	46
III.4.4. Etat du puits	46
III.4.5. Etude préliminaire.....	47
III.4.6. Le type d'outil d'isolation.....	48
III.4.7. Choix des zones à fracturer	49
III.4.8. Evaluation et analyse de l'opération Multi-étages frac	50
III.4.8.1. Stage 2 (4189.2 – 4191.2 m)	50
III.4.8.1.1 Test Break-Down et d'injectivité	50
III.4.8.1.2 Design du traitement Data Frac	50
III.4.8.1.3 Traitement principal de fracturation (Main Frac)	50
III.4.9. Comparaison du comportement de pression entre les différents étages.....	55
III.5. Conclusion.....	56
Conclusion générale	57
Recommandations	58
Références bibliographiques	59
Annexes	60

Liste des figures

Figure I.1. Une Fracturation hydraulique précoce réalisée en 1949.	14
Figure I.2. Facteurs d'amélioration de la productivité résultant des traitements de fracturation hydraulique.	16
Figure I.3. La fracturation hydraulique.	17
Figure I.4. Les différents tests et analyses impliqués dans la conception et l'analyse des traitements de fracturation hydraulique.	18
Figure I.5. L'orientation de la fracture est contrôlée par le champ de contraintes in situ.	19
Figure I.6. Fracture verticale longitudinale.	19
Figure I.7. Fracture verticale transversale.	20
Figure I.8. Les types des fluides de fracturation.	22
Figure I.9. Grains de sable brady (Blot, M.A et al, 1985).	23
Figure I.10. Guide de sélection des agents de soutènement.	24
Figure I.11. Module de Young en fonction du temps de trajet acoustique.	27
Figure II.1. Une unité de pompage d'une puissance de 2700HHP.	31
Figure II.2. Un schéma générique d'un mélangeur de fracturation.	32
Figure II.3. Well head isolation Tool.	33
Figure II.4. Schéma du puits d'une méthode du Plug & perf.	34
Figure II.5. Schéma du puits d'une méthode du sliding sleeve.	35
Figure II.6. Exemple de graphique de travail mini-frac.	37
Figure II.7. Diagramme croisé pression-débit typique d'un step rate test.	37
Figure II.8. Le test de pompage et Flow back.	38
Figure II.9. Evolution de la pression BHP en fonction du temps G.	40
Figure II.10. Nolte –Smith analyses pressure réponse.	41
Figure III.1. Localisation du champ de Hassi Messaoud.	44
Figure III.2. Position du puits OMGZ-60.	46
Figure III.3. Schéma représentatif du puits OMGZ-60.	47
Figure III.4. Copper head Plug.	48
Figure III.5. Résultats des logs de Diagraphie du puits OMGZ-60.	49
Figure III.6. Test Break-down et d'injectivité Stage 2 du puits OMGZ-60.	51
Figure III.7. Evolution de data frac du puits OMGZ-60.	52
Figure III.8. Data Frac plot du puits OMGZ-60.	52
Figure III.9. Plot G-fonction.	53
Figure III.10. L'évolution de la pression au cours de traitement principal du puits OMGZ-60.	54
Figure III.11. Comportement typique de la pression de surface d'un traitement de différent stage du puits OMGZ-60.	55

Liste des tableaux

Tableau II.1. Comparaison entre les Différentes méthodes du Multi-étage.....	35
Tableau II.2. Analyse de Nolte-smith Mode de réponse à la pression (en référence à la figure 11).....	41
Tableau III.1. Coordonnées du puits OMGZ-60.	46
Tableau III.2. Paramètres géomécaniques.....	48
Tableau III.3. Etat de contraintes.	48
Tableau III.4. Les intervalles de perforation dans le puits OMGZ-60.....	50
Tableau III.5. Programme du traitement test break-down et d'injectivité du puits OMGZ-60.	50
Tableau III.6. Programme d'injection du traitement test Data Frac du puits OMGZ-60.....	51
Tableau III.7. Etapes du traitement principal du 2eme stage.	54
Tableau III.8. Les quantités de sable pompées dans la formation pour chaque étage.....	55

Symboles et Abréviations

Symbole	Unité	Nom
FCD	-	La conductivité adimensionnelle de la fracture
RCP	-	Resin-coated proppant
BHN	-	Nombre de dureté Brinell
HHP	-	Hydraulic horse power
HH	-	Hydrostatic head
MSHLE	-	Multi stage hydraulic fracturing
KCL	-	Chlorure de potassium
PNP	-	Plug-and-perforate
PKN	-	Perkins and kern, Nordgren
KGD	-	Kritianovitch and Zheltov
DFIT	-	Diagnostic fracture injection test
TVD	-	True vertical depth
MD	-	Measured depth
CT	-	Coiled tubing
BPM	-	Baril par minute
bbbl	-	Baril
PPA	[lb/gal]	Pound par gallon
FEP	[Psi]	The fracture extension pressure
ISIP	[Psi]	Instant shut-in pressure
FCP	[Psi]	Fracture closure pressure
σ	[Psi]	Stress
σ_v	[Psi]	Vertical stress
$\sigma_{h,min}$	[Psi]	Minimum horizontal stress
$\sigma_{h,max}$	[Psi]	Maximum horizontal stress
F	[Psi]	Force
ϵ	-	Strain
ϵ_y	-	Radial strain
ϵ_x	-	Axial strain
δx	-	Change in direction
E	[Psi]	Young's modulus
ν	-	Poisson's modulus
T	[min]	Shut- in time
tp	[min]	Total pumping time
tinj	[min]	Injection time of calculating slurry concentration
P	[Psi]	Pressure
P1	[Psi]	In let pressure
P2	[Psi]	Out let pressure
ΔP_h	[Psi]	Hydrostatic pressure drop
Psi	[Psi]	Surface injection pressure
ΔP_f	[Psi]	Frictional pressure drop
Pbd	[Psi]	Formation breakdown pressure
Gc	-	The G-function time at fracture closure
Gdp/dG	-	G-function derivative
w	[ft]	Fracture width.

xf	[ft]	Fracture half-length
hf	[ft]	Fracture length
rf	[ft]	The radius of the fracture
Af	[ft ³]	Fracture area
α	-	Leak off factor
η	-	Fluid efficiency
μ	[cp]	Fluid viscosity
ρ	[g/cm ³]	Density of fluid
W	[ft]	Average fracture width
FCD	-	Dimensionless fracture conductivity
kf	[Md]	Fracture permeability
k	[Md]	Formation permeability
KL	-	Fluid loss multiplier
Ct	[psi]	Pressure pumping
CL	-	Fluid filtration
Cp	[Ppg]	Proppant concentration
Φp	-	Proppant porosity
d	[In]	Pipe innerdiameter
D	[In]	Tubing diameter
L	[Ft]	Tubing length
q	[bbl/min]	Injection rate
Q	[bbls/day]	Oil flow rate
Ving	[bpm]	Injection fluid volume

Introduction général

Afin de maintenir des taux de production élevés, la stimulation des puits a été introduite dans l'industrie pétrolière pour éliminer l'effet d'endommagement autour du puits et donc améliorer la perméabilité, permettant une meilleure circulation des hydrocarbures.

La fracturation hydraulique est un type de stimulation de puits qui est devenue une étape essentielle dans la complétion des puits. Elle consiste essentiellement à pomper du sable, de l'eau et des produits chimiques spécifiques à un débit et une pression très élevés pour fracturer la roche et libérer les hydrocarbures. Cependant, les techniques de fracturation conventionnelles n'étaient pas toujours efficaces, en particulier dans les réservoirs compacts. C'est pourquoi la fracturation multi-étage est apparue comme une solution plus efficace pour améliorer la production de pétrole et de gaz naturel dans ces formations rocheuses difficiles.

La fracturation hydraulique multi-étages est généralement appliquée aux puits horizontaux. Bien que les puits horizontaux offrent un avantage significatif en forant de longues distances à travers la formation rocheuse cible, maximisant ainsi le contact avec les réserves potentielles de pétrole et de gaz, cela peut ne pas suffire. L'étanchéité de la roche peut encore entraver l'écoulement des hydrocarbures, c'est là que la fracturation multi-étage entre en jeu.

La fracturation multi-étage est une technique plus avancée qui permet de fracturer la roche à plusieurs points le long du puits de forage. Cela augmente la surface du réservoir en contact avec le puits, par conséquent, la production du puits.

Cette technique présente plusieurs avantages. Elle améliore la productivité des puits en permettant une exploitation plus complète des formations géologiques et maximise le contact avec le réservoir de pétrole ou de gaz. Cela réduit le nombre de puits nécessaires, diminuant ainsi l'empreinte environnementale et les coûts de construction et d'entretien. De plus, cette technique optimise la production et réduit les risques de fuites ou d'autres incidents grâce à un meilleur contrôle du processus de fracturation.

Cependant, cette méthode a aussi des inconvénients. Elle nécessite de grandes quantités d'eau, ce qui peut poser des problèmes dans les régions où cette ressource est limitée. Les produits chimiques utilisés peuvent contaminer les aquifères, présentant des risques pour la santé et l'environnement. De plus, l'injection à haute pression peut induire des séismes de faible magnitude. Les coûts initiaux sont élevés et les communautés locales peuvent s'opposer à cette pratique en raison de ses impacts environnementaux et sociaux.

Le travail présenté dans ce mémoire se concentre sur la stimulation de puits OMGZ-60 à Hassi Messaoud à l'aide d'une technique appelée fracturation hydraulique multi-étage. Afin de mieux positionner le sujet de cette étude, le premier chapitre de cet essai pose les bases de la fracturation hydraulique, ainsi que des notions de mécanique des roches.

Le deuxième chapitre décrit les différents équipements utilisés pour la fracturation hydraulique, et la technique multi-étage, ses types, ses traitements et ses opérations principales.

Dans le troisième chapitre, se rapporte une présentation de la zone d'étude HMD ainsi qu'une description et des caractéristiques des réservoirs. L'étude de cas de puits OMGZ-60, l'évaluation de l'opération de fracturation hydraulique multi-étage sont abordées dans le dernier de ce chapitre.

Chapitre I.
GENERALITE SUR LA
FRACTURATION HYDRAULIQUE

I.1. Introduction

Il existe de nombreux types différents de traitements de stimulation de puits, allant des petits lavages à l'acide pour ouvrir les perforations aux traitements massifs de fracturation hydraulique à états, où de grands volumes de fluides et de quantités d'agent de soutènement peuvent être pompés.

La fracturation hydraulique est devenue un élément essentiel de la production de pétrole et de gaz naturel, en particulier du pétrole et du gaz naturel qui seraient autrement piégés dans des formations à faible perméabilité (schiste) (Agarwal et al. 1979). Le procédé améliore significativement la récupération du réservoir en stimulant le mouvement du pétrole et du gaz naturel. Depuis la fin des années 1940, plus d'un million de puits ont été fracturés hydrauliquement aux États-Unis, et plus de 2 millions l'ont été à l'échelle mondiale. Lorsqu'elle est utilisée conjointement avec le forage horizontal, une technologie de forage avancée, la fracturation hydraulique a permis de développer de vastes ressources non conventionnelles. [01]

I.2. Définition de la fracturation hydraulique

La fracturation hydraulique est un processus qui consiste à injecter un liquide sous haute pression dans un puits de forage en vue de fracturer ou fissurer le roc et de permettre aux hydrocarbures de s'écouler, et donc améliorer la productivité d'un puits. Il peut également être utilisé pour restaurer les effets de skin dus à des endommagements proches du puits de forage. [02]

La fracturation hydraulique est une activité d'ingénierie coûteuse et complexe, qui nécessite essentiellement la compréhension des principes fondamentaux de : [03]

- Géologie des réservoirs et ingénierie des réservoirs,
- Écoulement de fluide dans des milieux poreux,
- Mécanique des roches,
- Mécanique de la fracture des roches,
- Rhéologie des fluides et mécanique des fluides,
- Transport de solides, et problèmes liés à la chimie des gels.

I.3. Histoire de la fracturation hydraulique

La fracturation hydraulique est apparue en 1949 dans l'industrie pétrolière et gazière américaine. Initialement, le fluide injecté était du pétrole brut ou du kérosène. L'eau a commencé à être utilisée comme fluide de fracturation en 1953 (Montgomery & Smith, 2010). Depuis lors, la fracturation hydraulique a été réalisée environ 2,5 millions de fois dans le monde (Montgomery & Smith, 2010). Elle a été appliquée aux veines de charbon en Australie dans les années 1970 (APLNG, 2013b).

L'utilisation de la fracturation hydraulique dans le secteur du gaz non conventionnel a connu une croissance rapide après 2000, en raison des progrès technologiques et des changements sur les marchés de l'énergie. Il n'existe pas de données fiables sur le nombre de traitements de fracturation hydraulique effectués par an. Un bon indicateur provient de l'utilisation de produits de soutènement, notamment le sable, le sable enrobé de résine et la céramique. La production de ces produits aux États-Unis est passée d'environ 1,4 million de tonnes en 1999 à plus de 9 millions de tonnes en 2009 (Beckwith, 2010). De même, on estime que la valeur économique de l'industrie de la fracturation hydraulique est passée de près de 3 milliards de dollars américains (USD) en 1999 à près de 13 milliards d'USD en 2007 (Beckwith, 2010).

La grande majorité des fracturations hydrauliques se produisent aux États-Unis et au Canada, représentant environ 85 % de l'utilisation mondiale (Beckwith, 2010). L'ampleur de la fracturation en Australie ne reflète pas nécessairement la situation aux États-Unis, en raison de la géologie différente des deux pays. [04]



Figure I.1. Une Fracturation hydraulique précoce réalisée en 1949. [04]

I.4. Objectifs de la fracturation hydraulique

Les opérations de la fracturation hydraulique peuvent être effectuées sur un puits pour une (ou plusieurs) des raisons suivantes :

- Contourner les endommagements en fond de puits et ramener le puits à sa productivité « naturelle ».
- Prolonger un chemin conducteur en profondeur dans une formation et ainsi accroître la productivité au-delà du niveau naturel.
- Modifier l'écoulement des fluides dans la formation. [05]

I.5. Facteur d'amélioration de la productivité

Pour un puits et un rayon de drainage donnés, le facteur d'amélioration de la productivité (qui est l'indice de productivité du puits fracturé divisé par l'indice de productivité du puits non fracturé) dépend exclusivement de la longueur de fracture sans dimension et de la conductivité de fracture sans dimension. La longueur de fracture sans dimension est définie comme suit :

$$L_D = \frac{L}{r_e} \quad \text{I-1}$$

Et la conductivité de fracture sans dimension est définie comme :

$$F_{CD} = \frac{k_f w}{k L} \quad \text{I-2}$$

Avec :

- r_e = rayon de drainage (m)
- k_f = perméabilité de la fracture (mD)
- w = largeur de la fracture (m)
- L = longueur de la fracture (m)
- k = perméabilité de la formation (mD)

L'amélioration de la productivité d'un puits fracturé verticalement de manière hydraulique peut être prédite par une relation développée par Prats pour des conditions d'état stationnaire, (**La figure I-2**). À partir de cette figure, on peut tirer les conclusions suivantes :

1. Le facteur d'amélioration de la productivité augmente avec l'augmentation de la longueur de la fracture.
2. Cependant, l'amélioration maximale est déjà obtenue à une conductivité de fracture sans dimension d'environ 15. Au-delà, aucune amélioration supplémentaire n'est possible.

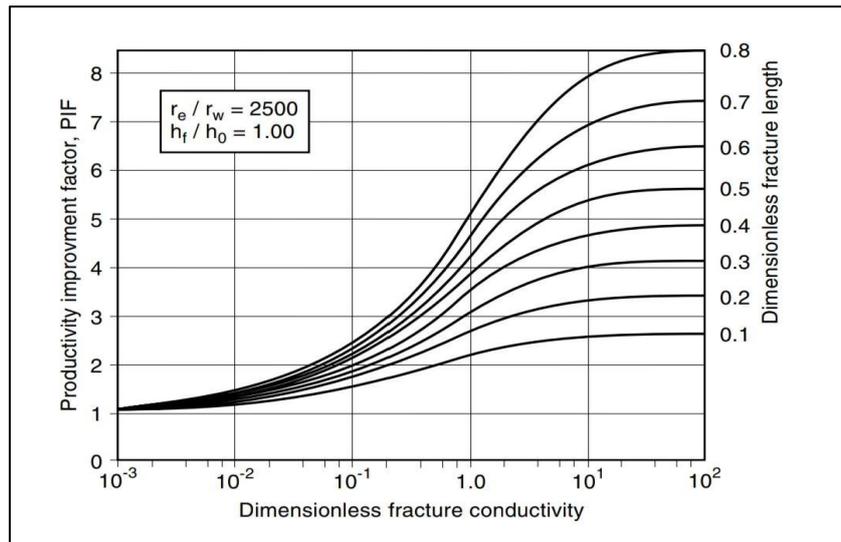


Figure I.2. Facteurs d'amélioration de la productivité résultant des traitements de fracturation hydraulique. [06]

Ces deux conclusions sont valables pour tous les rapports entre le rayon de forage et le rayon de drainage. Elles ont une importance capitale pour la conception des traitements de fracturation hydraulique. Dans la plupart des cas pratiques, la longueur de fracture est choisie en fonction de critères économiques (par exemple, coûts de fracturation par rapport à la production accélérée) et la conductivité adimensionnelle de la fracture est choisie pour être d'au moins quinze ($FCD \geq 15$). En pratique, cela conduit à la recommandation de fractures pénétrantes profondes dans les réservoirs à faible perméabilité, mais comme l'amélioration progressive de la productivité du puits diminue avec la longueur (car la conductivité adimensionnelle de la fracture diminue avec la longueur), un équilibre entre les caractéristiques de la fracture et les propriétés du réservoir doit être atteint, pour optimiser la délivrabilité du puits. Pour les formations à haute perméabilité, une fracture longue n'est pas recommandée. Ici, des fractures courtes mais larges sont nécessaires pour atteindre la conductivité de fracture nécessaire. [06]

I.6. Opération principal de la fracturation hydraulique

En fracturation hydraulique, un fluide propre, appelé "pad", est pompé pour initier la fracture et établir la propagation. Il est suivi d'un fluide visqueux mélangé à un agent de soutènement ("slurry"), qui étend davantage la fracture. L'agent de soutènement, transporté par le fluide de fracturation, est placé à l'intérieur de la fracture pour l'empêcher de se refermer complètement après le traitement. Le fluide de fracturation subit une dégradation chimique pour retrouver une viscosité plus faible et s'écoule hors du puits, offrant un

cheminement hautement conducteur pour les fluides du réservoir. La fracturation hydraulique peut être appliquée dans presque toutes les formations, bien que la fracturation acide (sans agent de soutènement) soit couramment utilisée dans les réservoirs de carbonate. [06]

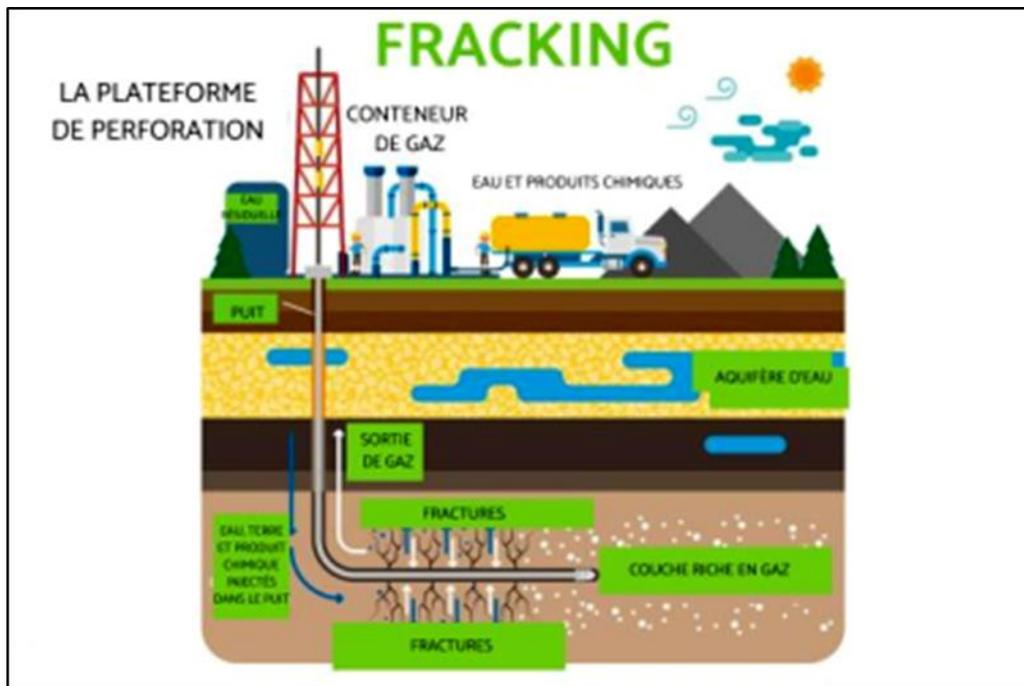


Figure I.3. La fracturation hydraulique. [07]

I.7. L'acquisition des données

Des mesures sur le terrain sont nécessaires pour obtenir des informations sur la contrainte minimale in situ, sa direction et sa magnitude, ainsi que sur la hauteur et la direction de la fracture après le traitement de fracturation hydraulique. À cette fin, des tests d'injection sont effectués, des diagraphies peuvent être utilisées et des mesures sur carottes peuvent être analysées.

Il est généralement admis que le paramètre le plus important qui détermine le degré de confinement de la fracture est la différence de contrainte in situ entre les couches de roches encaissantes et la zone de production. Par conséquent, la connaissance de l'état de contrainte dans le réservoir et dans les formations environnantes est essentielle pour simuler les conditions in situ et évaluer le potentiel de croissance de la hauteur de la fracture. De plus, la détermination de l'état de contrainte in situ en profondeur permet d'avoir un aperçu des pressions de traitement attendues, ainsi que de l'azimut de la fracture. Les principales procédures d'essai et analyses impliqués dans la conception et l'analyse des traitements de fracturation hydraulique sont présentées dans la figure suivante : [06]

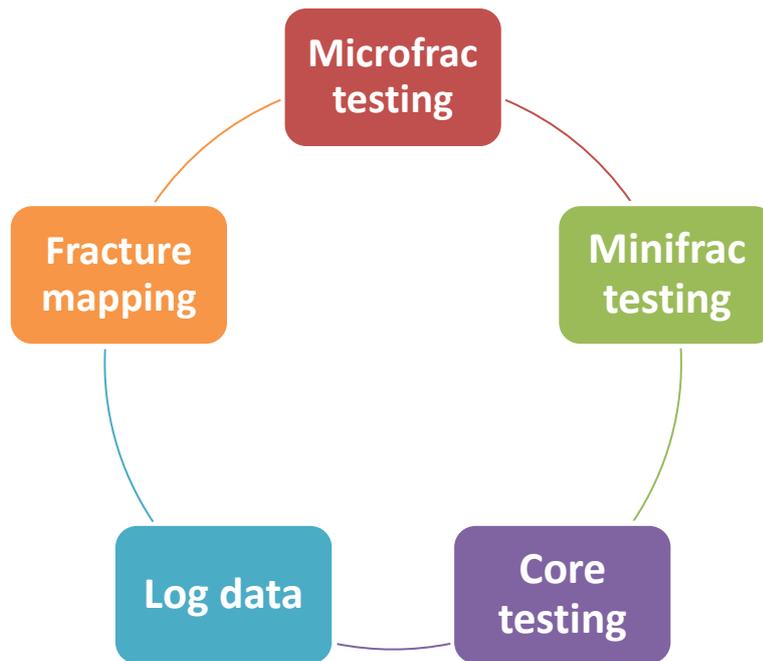


Figure I.4. Les différents tests et analyses impliqués dans la conception et l'analyse des traitements de fracturation hydraulique.

I.7.1. Contraintes in situ

Les contraintes in situ, telles qu'elles affectent la fracturation hydraulique, sont les contraintes locales dans une masse rocheuse donnée à une profondeur. Les trois composantes principales de l'état de contrainte local, qui sont généralement compressives, anisotropes et non homogènes, résultent du poids de la roche sus-jacente (surcharge), de l'histoire d'enfouissement, de la pression interstitielle, de la température, des propriétés de la roche, de la diagenèse, de la tectonique et de la relaxation viscoélastique. De plus, le forage, la production et la fracturation peuvent également modifier certains de ces paramètres, modifiant ainsi le champ de contraintes local.

Pour la plupart des bassins sédimentaires, les trois contraintes principales seront différentes, la contrainte principale verticale, σ_1 , qui est égale au poids de la surcharge, étant la plus grande, et deux contraintes horizontales inégales, σ_2 étant la contrainte horizontale intermédiaire et σ_3 étant la contrainte horizontale minimale (**voir Figure I-5**). La composante de contrainte verticale ou maximale peut généralement être obtenue par l'intégration d'un log de densité. Si un tel log n'est pas disponible, en règle générale, un gradient de contrainte de 1,0 psi/ft est généralement une bonne approximation pour cette composante de contrainte. Pour la grandeur et l'orientation des contraintes horizontales in situ, des mesures réelles sont nécessaires pour fournir une description quantitative précise.

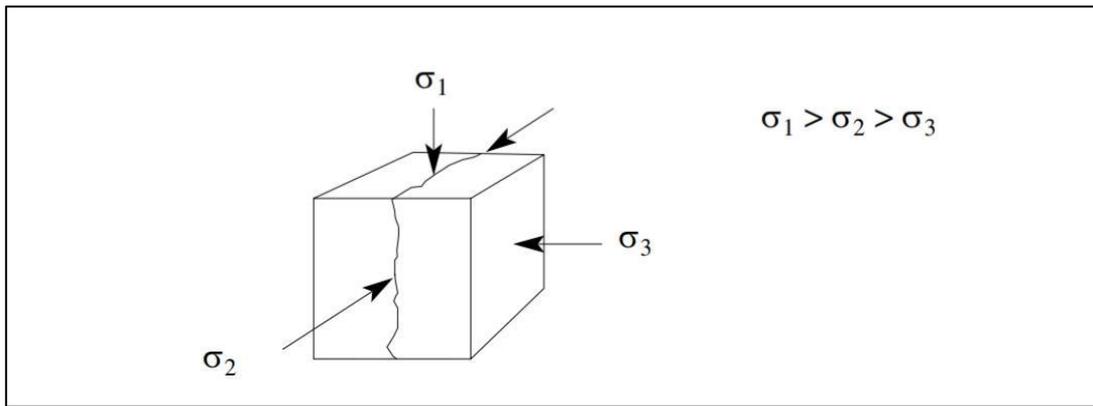


Figure I.5. L'orientation de la fracture est contrôlée par le champ de contraintes in situ. [06]

Les contraintes in situ contrôlent l'orientation de la fracture (verticale ou horizontale et l'azimut du plan de fracture), la croissance et le confinement en hauteur, les pressions de traitement de surface, le broyage et l'encastrement des agents de soutènement. Les fractures sont généralement planes et orientées perpendiculairement à la contrainte minimale in situ (**Figure I-5**). Pour les puits horizontaux, s'ils sont forés perpendiculairement à la contrainte horizontale minimale, la fracture créée sera longitudinale (**Figure I-6**). Si le puits horizontal est foré parallèlement à la contrainte horizontale minimale, on s'attend à ce que les fractures créées soient perpendiculaires au puits horizontal, et des fractures transversales seront créées (**Figure I-7**). Pour les puits horizontaux et les puits (fortement) déviés forés dans une direction intermédiaire par rapport à la direction des contraintes horizontales in situ, une géométrie de fracture non plane peut être créée près du puits. [06]

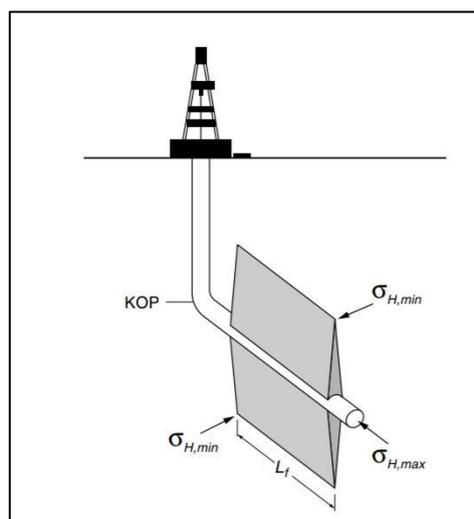


Figure I.6. Fracture verticale longitudinale. [06]

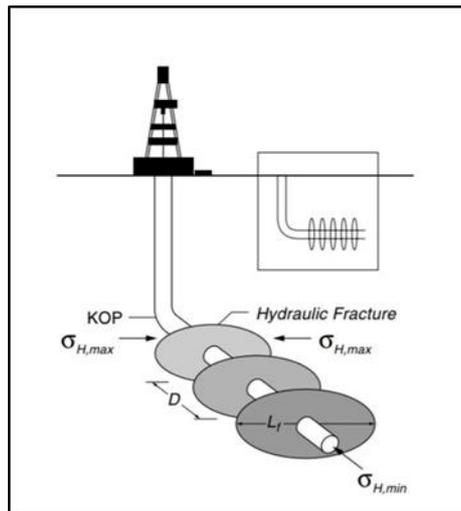


Figure I.7. Fracture verticale transversale. [06]

I.8. Sélection du candidat

Pour tirer le meilleur parti des dépenses de stimulation, une procédure de sélection adéquate des candidats et des traitements est d'une importance primordiale. Dans cette section, la procédure pour parvenir à une sélection appropriée des candidats et du type de traitement le plus applicable est discuté en détail.

Les exigences de base pour un traitement de stimulation réussi sont simples :

- Le réservoir doit contenir des volumes adéquats d'hydrocarbures mobiles.
- La pression du réservoir doit être suffisamment élevée pour initier et maintenir l'écoulement des hydrocarbures vers le puits.
- Le système de production (tubing, conduites d'écoulement, séparateurs, etc.) doit pouvoir supporter la production supplémentaire.
- Une conception, une exécution et une supervision professionnelles du traitement sont d'une importance primordiale.

Les exigences du puits et du réservoir seront dictées par des contraintes économiques, mais les exigences minimales pour des traitements de fracturation réussis peuvent être traduites par les règles empiriques suivantes :

- Saturation en hydrocarbures : 30 % ou plus
- Taux d'eau : 50 % ou moins
- Épaisseur brute du réservoir : 10 m ou plus. Cette exigence n'est pas applicable aux puits horizontaux, où des fractures transversales sont attendues.
- Perméabilité : Gaz inférieur à 10 mD, Pétrole inférieur à 50 mD*

*Le skinfrac peut également être appliqué à des perméabilités plus élevées.

- Pression du réservoir :
 - 1) Gaz : au moins deux fois la pression d'abandon
 - 2) Pétrole : pas plus de 80% d'épuisement
- Système de la production : Production actuelle ne dépassant pas 80% de la capacité maximale des installations

Il est important de souligner que les valeurs de coupure ci-dessus ne sont pas des critères rigides, mais simplement des lignes directrices pour une première sélection de puits candidats. En général, il devrait y avoir une indication claire de gains de production substantiels (dans le réservoir), à condition que le traitement soit planifié et exécuté de manière optimale. Après ce premier criblage, une évaluation plus approfondie des performances du puits est nécessaire, pour évaluer davantage son aptitude à un traitement de stimulation. [06]

I.9. Fluides et additifs de fracturation

I.9.1. Objectifs des fluides de fracturation

Les fluides de fracturation ont pour objectif principal :

- De transmettre la pression de la surface vers le fond du puits afin d'initier une fracture.
- D'étendre hydrauliquement (ou propager) la fracture dans la formation.
- De transporter et de distribuer les agents de soutènement le long de la fracture.
- Dans la fracturation à l'acide, de créer des canaux d'écoulement irrégulièrement gravés (voir "Stimulation Field Guidelines, Part III").

Le choix des fluides pour un traitement de fracturation peut avoir une influence significative sur la longueur finale de la fracture maintenue ouverte et sur sa conductivité. Les fluides qui se répandent rapidement dans la formation ne permettront pas d'étendre la fracture à la longueur souhaitée et risquent de provoquer un "colmatage" prématuré. De plus, si une quantité importante de résidus du fluide de fracturation gélifié reste dans le lit d'agents de soutènement ou sous forme de gâteau de filtration à la surface de la fracture, la conductivité de la fracture et les performances de production peuvent être bien inférieures à la valeur prévue. [06]

I.9.2. Type des fluides de fracturation

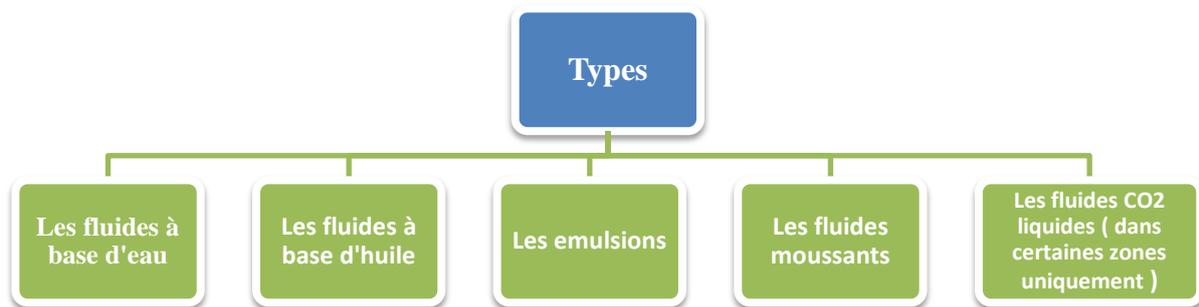


Figure I.8. Les types des fluides de fracturation.

I.9.3. Caractéristiques des fluides de fracturation

Les fluides de fracturation doivent, en principe, posséder les propriétés suivantes :

- Les pertes de charge dans les tubulures doivent être faibles afin de minimiser les besoins en puissance.
- La perte de fluide vers la formation doit être aussi faible que possible, c'est-à-dire qu'il doit s'agir d'un fluide efficace (l'efficacité du fluide est la fraction de fluide perdue dans la formation par rapport à la quantité totale de fluide pompée).
- Ils doivent avoir une capacité de transport optimale pour acheminer l'agent de soutènement.
- Ils doivent avoir une viscosité optimale pour créer une pénétration maximale de la fracture dans la zone de drainage du puits, tout en assurant une largeur suffisante pour le placement de l'agent de soutènement.
- Après rupture, ils doivent idéalement être sans résidu afin d'éviter d'endommager la fracture maintenue ouverte.
- Ils doivent être compatibles avec les fluides et les roches du réservoir à la température et à la pression in situ, afin d'éviter une réduction des performances globales.
- Ils doivent être de préférence constitués de fluides facilement disponibles.
- Ils ne doivent pas présenter de danger pour le personnel et/ou l'environnement.
- Leurs coûts de préparation doivent être aussi bas que possible.

Les exigences ci-dessus sont contradictoires dans une certaine mesure, car les 1ère et 5ème propriétés nécessiteraient une faible viscosité, alors que les 2ème et 4ème impliqueraient une viscosité élevée. Par conséquent, le système de fluides pour un traitement doit être

soigneusement choisi et des tests en laboratoire conséquents sont généralement nécessaires pour quantifier le comportement du fluide de fracturation dans les conditions in situ. [06]

I.10. Agent de soutènement (proppant)

Le but d'agent de soutènement est de maintenir les parois d'une fracture créée hydrauliquement écartées, afin de conserver un chemin conducteur vers le puits de forage après l'arrêt du pompage. La fracture supportée doit avoir une conductivité suffisamment élevée pour éliminer la majeure partie du chemin d'écoulement radial existant autour d'un puits non fracturé, et permettre un écoulement linéaire du réservoir vers la fracture.

Pour la conception d'un traitement de fracturation hydraulique, il est important de choisir le bon proppant. Par exemple, si du sable est utilisé et qu'il se broie dans la fracture, la productivité du puits peut être perdue. Cependant, si dans ce cas, un proppant autre que le sable est utilisé, il y a une augmentation des coûts, qui doit être mise en balance avec l'économie attendue du traitement.

Les agents de soutènement actuellement utilisés par l'industrie sont le sable, les agents de soutènement à résistance intermédiaire (matériau céramique) et les agents de soutènement à haute résistance (par exemple, la bauxite frittée). Tous ces agents de soutènement peuvent être revêtus d'une résine. [06]



Figure I.9. Grains de sable brady (Blot, M.A et al, 1985). [04]

I.10.1. Type d'agent de soutènement

La sélection du type et de la taille du proppant dépend de deux critères :

- la résistance du proppant (écrasement),
- la taille du proppant.

Ces deux critères doivent permettre d'obtenir une conductivité de fracture sans dimension de 15 ou plus, c'est-à-dire...

$$F_{CD} = \frac{k_f w}{kL} \geq 15 \quad \text{I-3}$$

Cette condition doit être maintenue pendant une période prolongée ; l'écrasement, l'enfoncement, la production de retour du proppant, etc. ne doivent pas avoir d'effet notable sur la conductivité de la fracture.

En fonction de la contrainte de fermeture, un agent de soutien peut être sélectionné, allant de sable Brady bon marché, polycristallin et relativement faible, à la bauxite frittée coûteuse et résistante. (La figure I-10) montre un guide de sélection simple pour la sélection d'un proppant, en fonction de la contrainte de fermeture de fracture. Lorsque des problèmes sont attendus avec la production de retour de proppant, l'utilisation de RCP peut être envisagée, ou des additifs spéciaux (par exemple, PropNet ou FlexSand). [06]

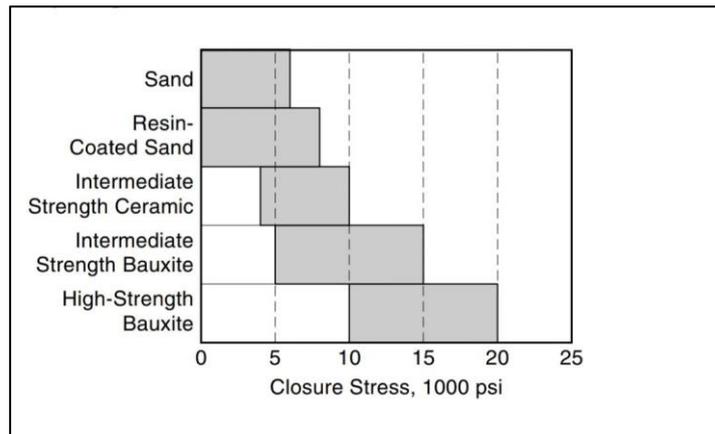


Figure I.10. Guide de sélection des agents de soutènement. [06]

I.11. Pressions dans la fracturation hydraulique

Dans le domaine de la fracturation hydraulique, il est courant de se référer à un grand nombre de pressions différentes rencontrées au cours des opérations et des analyses. Chacune a son propre nom (ou plus généralement plusieurs noms communs) qui se réfèrent soit à l'endroit où la pression est mesurée, soit à l'effet de la pression : [08]

a) Pression d'injection P_{inj}

Egalement appelée pression de tête de puits (WHP), pression de traitement de surface (STP) ou simplement pression de traitement, il s'agit de la pression à la tête de puits, contre laquelle les pompes de fracturation doivent agir.

b) Pression hydrostatique Ph

Egalement appelée HH, pression hydrostatique ph ou tête de fluide, il s'agit de la pression exercée par le fluide du puits de forage en raison de sa profondeur et de sa densité.

c) Pression de frottement du tubage P frottement du tubage

Egalement appelée de friction du tubing ou pression de frottement dans le puits, il s'agit de la perte de pression due aux effets de frottement dans le puits lors de l'injection du fluide.

d) Pression de fond de puits BHP

Egalement appelée pression de l'opération en fond de puits (BHTP) ou pression d'injection du fond de puits (BHP).il s'agit de la pression en fond de puits, dans le puits de forage, au centre de l'intervalle à traiter.

BHTP peut être calculée comme suit à partir des données de surface :

❖ Pression de friction de la perforation ΔP_{pf}

Il s'agit de la pression perdue lorsque le fluide de fracturation traverse la zone d'écoulement restreint des perforations. La pression de friction de la perforation peut être calculée comme suit :

$$\Delta P_{pf} = 0.2369 \frac{q^2 \rho_s}{N_{perf}^2 D_p^2 C_d} \quad \text{I-4}$$

Où ρ est la densité de la boue (ppg), q est le débit total (bpm), N_{perf} est le nombre de perforations (de sorte que q/N_{perf} est le débit par perforation) et D_p est le diamètre des perforations (pouces) et C_d est le coefficient de décharge.

❖ Pression de tortuosité

Également connue sous le nom de tortuosité, il s'agit de la pression perdue par le fluide de fracturation lorsqu'il traverse une région où l'écoulement est restreint entre les perforations et la ou les fractures principales.

❖ Frottement à proximité du puits (NWBF)

Il s'agit de la perte de pression totale due aux effets près du puits, égale à la somme de la pression de frottement des perforations et de la pression de tortuosité.

❖ Pression d'arrêt instantanée ISIP

Il s'agit de la pression d'injection au fond du trou immédiatement après l'arrêt des pompes, de sorte que les effets de toutes les pertes de pression dues au frottement des fluides (frottement P_{pipe} , ΔP_{pf} et ΔP_{tort}) sont tombés à zéro.

❖ **Pression de fermeture P_c**

C'est la pression exercée par la formation sur le proppant .C'est aussi la pression minimale requise à l'intérieur de la fracture pour la maintenir ouverte .Pour une seule couche , P_c est généralement égal à la contrainte horizontale minimale ,en tenant compte des effets de la pression interstitielle , sinon , P_c est le résultat d'un processus naturel de moyennage impliquant toutes les couches .Pour les formations nettement multicouches ,il est possible d'observer plus d'une pression de fermeture .,il est possible d'observer plus d'une pression de fermeture .

❖ **Pression d'extension P_{ext}**

Également connue sous le nom de pression d'extension de la fracture. Il s'agit de la pression requise à l'intérieur de la fracture afin de faire croître cette dernière.

Par définition, $P_{ext} > P_c$ car la fracture doit être maintenue ouverte avant de pouvoir gagner en longueur, hauteur et largeur. La pression d'extension n'est pas une constante et varie en fonction de la géométrie de la fracture.

❖ **Pression du fluide de fracturation**

Bien qu'elle soit utilisée dans diverses situations, la pression du fluide de fracturation est, à proprement parler, la pression du fluide de fracturation à l'intérieur du corps principal de la fracture, après avoir traversé les perforations et les éventuelles tortuosités.

❖ **Pression nette P_{net}**

Elle représente l'excès de pression du fluide de fracturation à l'intérieur de la fracture, par rapport à la pression nécessaire pour maintenir simplement la fracture ouverte. En d'autres termes, il s'agit de l'énergie du fluide de fracturation disponible pour la propagation de la fracture et la production de largeur et peut être calculée comme suit :

$$P_{net} = P_f - P_c \quad \text{I-5}$$

$$P_{net} = P_{iw} - \Delta p_{pf} - \Delta p_{tort} - P_c \quad \text{I-6}$$

La pression nette définit également la largeur de la fracture. La largeur maximale est définie comme suit :

$$W_{max} = \frac{2P_{net}d(1-\nu^2)}{E} \quad \text{I-7}$$

Où ν est le coefficient de Poisson, E est le module de Young et d est la dimension minimale de l'ellipse, de sorte que pour une fracture avec un bon confinement de la hauteur, $d = hf$. Le terme $E/(1-\nu^2)$ est souvent abrégé en E' , le module de déformation plan. [04]

I.12. Paramètres mécaniques des roches pour conception de fracturation hydraulique

I.12.1. Le module de Young

Le module de Young décrit la rigidité élastique de la formation. C'est un paramètre important dans la conception des fractures hydrauliques, qui peut influencer considérablement les dimensions de la fracture et le programme de pompage. Des valeurs plus élevées du module de Young donnent des fractures plus étroites et par conséquent des charges de proppant plus faibles dans le programme de traitement. La valeur du module de Young doit être déterminée en laboratoire, à partir d'échantillons prélevés horizontalement de l'axe de la carotte (pour un plan de fracture vertical) dans des carottes extraites à la profondeur du traitement de fracture. Une limite supérieure du module élastique (dynamique) peut également être obtenue à partir du temps de parcours sonore et d'autres paramètres du réservoir par :

$$E_d = \frac{2.16 \times 10^8 (1-2\nu)(1+\nu)[165(1-\phi) + \phi \rho_f]}{(1-\nu)(\Delta t_c)^2} \quad \text{I-8}$$

Où :

- ϕ est la porosité du réservoir
- ν est le coefficient de Poisson
- ρ_f est la densité du fluide de réservoir (lb/ft³)
- Δt_c est le temps de trajet acoustique (onde de compression) (μ s/ft)

(La figure I-11) montre la relation entre le temps de trajet acoustique et le module de Young. Malheureusement, des tests en laboratoire ont montré qu'il existe souvent un large écart entre ces modules dynamiques (dérivés des diagraphies) et statiques, mesurés dans des cadres de charge, les modules dynamiques étant généralement jusqu'à deux fois plus élevés.[06]

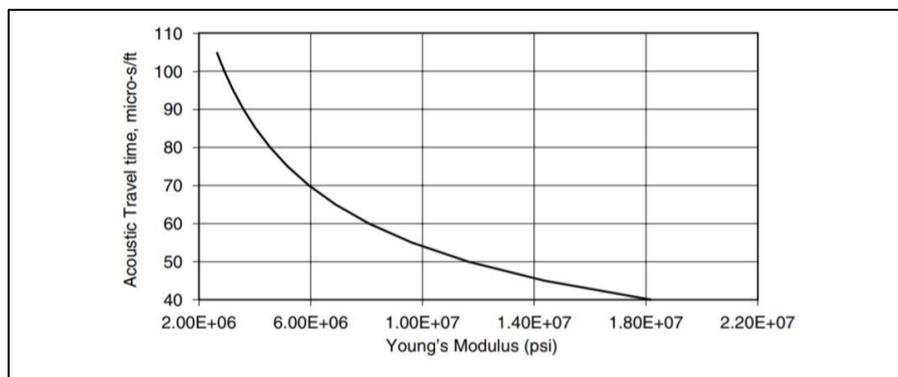


Figure I.11. Module de Young en fonction du temps de trajet acoustique. [06]

Une méthode alternative consiste à calculer le module de Young à partir du nombre de dureté Brinell (BHN) de la roche du réservoir, en utilisant une relation empirique. Cette relation se lit comme suit, pour les valeurs BHN dérivées avec un pénétrateur à bille de 3,5 mm :

$$E = 69.50BHN + 5.49 \times 10^9 \text{ Pa, avec BHN en Pa,} \quad \text{I-9}$$

Ou

$$E = (0.695BHN + 5.6) \times 10^9 \text{ Pa, avec BHN en } \frac{\text{Kg}}{\text{mm}^2} \quad \text{I-10}$$

Il convient de souligner que le calcul du module de Young à partir de diagraphies soniques en trou libre ou à partir du nombre de dureté Brinell donne une dispersion considérable. Les mesures directes des propriétés élastiques sont donc préférées.

Parfois, le module de cisaillement, G, est disponible à la place du module de Young, E. Pour un solide linéaire, élastique, isotrope et homogène, le module de cisaillement et le module élastique sont liés par : [06]

$$G = E/[2(1 + \nu)] \quad \text{I-11}$$

I.12.2. Coefficient de Poisson

C'est le rapport entre la déformation perpendiculaire à la contrainte appliquée et la déformation le long de l'axe de la contrainte appliquée. Il est utilisé pour déterminer les pressions d'initiation et de propagation de la fracture, la contrainte horizontale minimale et les dimensions de la fracture.

La valeur du coefficient de Poisson est généralement déterminée à partir d'échantillons de carotte prélevés dans l'intervalle à traiter (lorsque le module élastique est déterminé), mais elle peut également être obtenue à partir de diagraphies soniques (bien que cela soit moins fiable). La valeur dynamique du coefficient de Poisson peut être obtenue à partir de :

$$V_d = \frac{1/2(\Delta t_s/\Delta t_c)^2 - 1}{(\Delta t_s/\Delta t_c)^2 - 1} \quad \text{I-12}$$

Où :

- Δt_c est le temps de trajet de l'onde de compression ($\mu\text{s}/\text{ft}$)
- Δt_s est le temps de trajet de l'onde de cisaillement ($\mu\text{s}/\text{ft}$)

En général, un coefficient de Poisson compris entre 0,2 et 0,3 est raisonnable pour une roche de réservoir, et généralement acceptable pour la plupart des besoins de conception. [06]

I.12.3. Nombre de dureté Brinell (BHN)

Le nombre de dureté Brinell (BHN), qui est une mesure de la dureté de la roche, est utilisé pour calculer l'enfoncement du proppant dans la paroi de la fracture. Si aucune valeur du module de Young n'est disponible, le BHN sera utilisé pour calculer le module de Young. [06]

I.12.4. Résistance à la traction

La résistance à la traction de la formation est utilisée pour calculer la pression d'initiation de la fracture et peut être obtenue à partir d'échantillons de carotte. Si aucune donnée expérimentale n'est disponible, une valeur typique de 200 psi est recommandée. [06]

I.13. Conclusion

Bien que son utilisation soit répandue dans le monde entier, la fracturation hydraulique d'un puits n'est pas sans risque. Un traitement de fracturation peut échouer en raison d'une communication involontaire avec des zones d'eau ou de gaz voisines. De plus, des défaillances mécaniques peuvent survenir, notamment des fuites de packer, de fuites de tubage ou de revêtement, ou une communication des fluides de fracturation derrière un revêtement mal cimenté.

D'autres causes d'échec incluent l'incapacité de terminer le traitement en raison d'une pression de traitement élevée ou d'un mauvais transport des agents de soutènement (colmatage). L'incompatibilité du fluide de fracturation et des additifs avec la roche du réservoir ou les fluides peut entraîner de graves dommages au réservoir.

Lors de la sélection des candidats pour le traitement par fracturation hydraulique, une procédure de sélection rigoureuse des candidats et des traitements est donc primordiale, afin d'éviter l'un des problèmes.

Chapitre II.
EQUIPEMENT DE LA FRACTURATION
ET TECHNIQUE MULTI-ETAGE

II.1. Introduction

L'assemblage de l'équipement de surface de manière sûre, organisée et efficace est extrêmement important pour le succès d'un traitement de fracturation. Une planification minutieuse du prétraitement est essentielle au processus organisationnel de coordination du branchement de l'équipement. Une inspection de l'emplacement avant le traitement permet de faire des diagrammes pour optimiser l'utilisation de l'espace disponible. [05]

II.2. Les principaux équipements de la fracturation hydraulique

II.2.1. Unité de pompage

L'unité de pompage permet de pomper le fluide de traitement à haute pression. Doivent être placées suffisamment près du mélangeur pour que les pompes de refoulement du mélangeur puissent facilement alimenter les collecteurs (manifold) d'aspiration des pompes avec une hauteur d'aspiration nette positive suffisamment élevée. Sur les traitements de grande envergure comportant de nombreuses pompes, manifold peut être utilisée pour consolider le raccordement. [05]



Figure II.1. Une unité de pompage d'une puissance de 2700HHP. [08]

II.2.2. Le Frac Tank

Sont de grands réservoirs sur remorque, conçus pour contenir plusieurs centaines de barils d'eau (Slickwater), utilisée comme fluide de base pour les traitements de fracturation à base d'eau (eau de nappe). [11]

II.2.3. Unité d'hydratation

L'unité d'hydratation principalement utilisé pour la préparation des fluides de fracturation (gel linéaire et réticulé). Une étape cruciale avant le pompage, on mélange la poudre de gel avec de l'eau traitée et des additifs.

II.2.4. Le mélangeur ou Blender

Le mélangeur (Blender) est le cœur de l'opération de fracturation. Bien que l'équipement de mélange moderne soit souvent hautement automatisé, l'opérateur du mélangeur (ou l'assistant mélangeur) conserve l'un des postes les plus critiques sur n'importe quel site. [12]

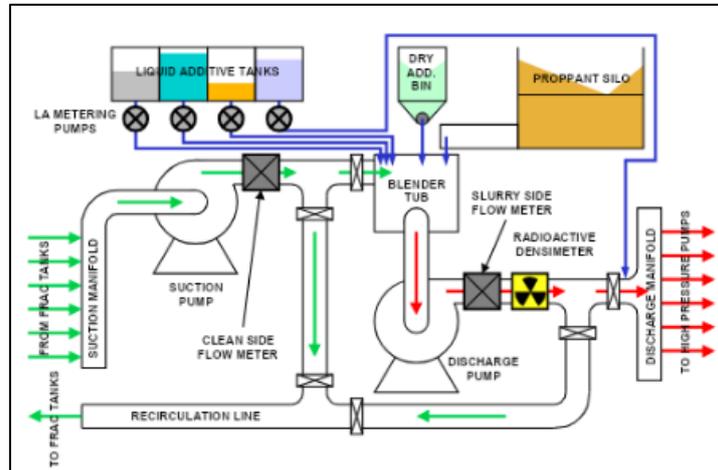


Figure II.2. Un schéma générique d'un mélangeur de fracturation. [12]

II.2.5. Surveillance du traitement (Treatment Monitoring)

L'endroit où ces données sont affichées et enregistrées est le centre de surveillance du traitement, qui est généralement une camionnette ou un conteneur. La plupart des installations modernes de contrôle du traitement ont également la capacité de transmettre les données de traitement en temps réel à un ordinateur de contrôle des données à distance spécialement conçu à cet effet. [12]

II.2.6. Manifold

Manifold se compose de :

- Deux conduites basse pression (entrée des pompes) pour transporter les fluides de fracturation du mélangeur vers les pompes.
- Deux conduites haute pression (sortie des pompes) pour transporter les fluides de fracturation des pompes dans le puits.

II.2.7. Le Tree-Saver ou WIT (Wellhead Isolation Tool)

L'outil d'isolation de la tête de puits (WIT), souvent appelé "TreeSaver", est un dispositif qui permet de pomper les traitements à une STP supérieure à la pression nominale maximale de la tête de puits, ce qui permet de pomper des traitements à des taux beaucoup plus élevés que ce qui serait normalement possible. [12]

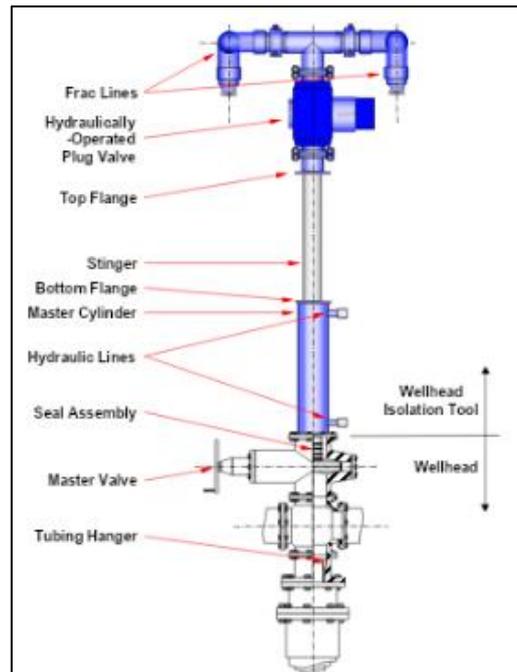


Figure II.3. Well head isolation Tool. [12]

II.2.8. Stockage et manipulation du proppant

Ces unités sont placées directement au-dessus du mélangeur. Le proppant doit être stocké sur place, prêt à l'emploi. Il doit rester propre et sec, et être livré au mélangeur rapidement et sans à-coups. [12]

II.3. Fracturation multi-étagé des puits horizontaux

L'utilisation de la technologie du forage horizontal dans les opérations de production d'hydrocarbures s'est progressivement intensifiée au cours des cinq dernières années.

La tendance au forage horizontal s'accroît afin d'améliorer la production en augmentant la zone de contact avec l'intervalle de production et d'exposer une plus grande quantité de roches réservoirs au puits de forage.

L'objectif ultime d'augmentation de la production a conduit à explorer de nouvelles techniques pour stimuler les réservoirs non conventionnels de manière efficace et économique. Il existe différentes méthodes concernant les complétions horizontales de fracturation multi-étagée qui se sont révélées être les plus efficaces dans ces types de formations : le Plug-and-perf, le coiled tubing et les complétions à sliding sleeve, et il peut être difficile de déterminer la méthode qui offre la plus grande valeur ajoutée. Chaque méthode de complétion présente des avantages et des inconvénients.

Chapitre II Equipement de la fracturation et technique multi-étage

L'objectif de la stimulation des fractures est de réaliser le meilleur traitement de stimulation du réservoir qui permettra d'obtenir le maximum de récupération économique d'hydrocarbures en un minimum de temps. [13]

II.3.1. Méthode du Plug and perf

La technique du Plug and Perf (PNP) est la plus courante dans les complétions de multi-étages. Cette méthode d'abord par descendre le tubage de production est cimenté, et les pistolets de perforation pour créer des Perforation dans le tubage et le ciment pour permettant l'accès à la roche réservoir. Après ces perforations, injecter un fluide à une pression suffisamment élevée pour provoquer une fissure dans la roche. Chaque étape de fracturation est ensuite isolée en plaçant des bouchons (Plug) entre chaque deux intervalles de production. À la fin du traitement, les bouchons sont retirés par fraisage, permettant ainsi un accès total au puits et une production combinée de toutes les zones.

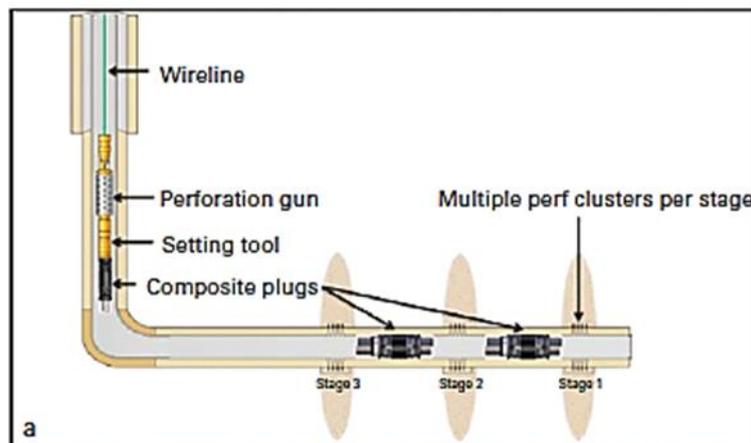


Figure II.4. Schéma du puits d'une méthode du Plug & perf. [09]

II.3.2. Méthode du Sliding sleeve

Sliding sleeve est également connu sous le nom de manchon de fracturation. Sliding sleeve est une alternative au Plug and perf, et est utilisé pour stimuler les puits horizontaux multi-étages par le biais de trous/ports. Cette méthode est actionnée par un déflecteur à billes. Lorsque la bille atterrit sur le déflecteur, le manchon intérieur s'ouvre et s'active. Ce type de fracturation comporte généralement une ouverture (cluster) par étape. La technologie multiport est également disponible pour imiter le Plug and perf avec plusieurs clusters. Le plus grand avantage du Sliding sleeve est le temps. Comme il n'est pas nécessaire d'envoyer des composites du bouchon (Plug) et pistolets de perforation, en fond de puits, il permet de gagner énormément de temps, ce qui équivaut à économiser de l'argent. Le système peut être cimenté ou non cimenté. [10]

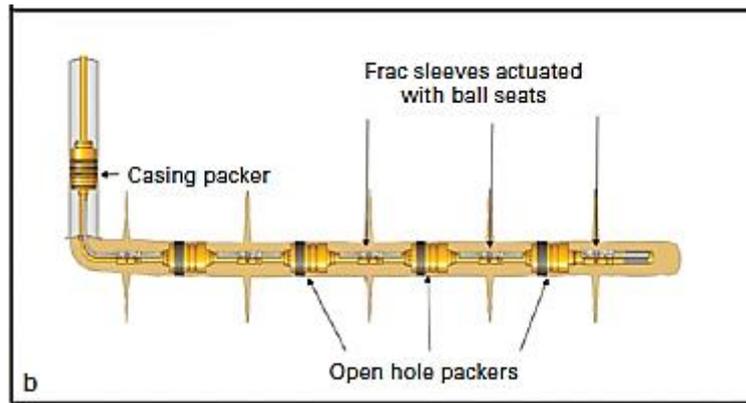


Figure II.5. Schéma du puits d'une méthode du sliding sleeve. [09]

II.3.3. Comparaison entre les Différentes méthodes du Multi-étage

Le tableau suivant présente les points forts de ces deux méthodes :

Tableau II.1. Comparaison entre les Différentes méthodes du Multi-étage.

méthode du Plug & perf	méthode du Sliding sleeve
<ul style="list-style-type: none"> • Facilité de complétion du puits • La bonne cimentation du tubage garantit meilleure isolation entre les stages. • Nous pouvons placer un nombre illimité d'étapes. • Une bonne cimentation supporte le tubing afin de résister aux contraintes (stresses) de formation. • Nous pouvons perforer le réservoir à n'importe quelle profondeur. • Réduction du coût des équipements. 	<ul style="list-style-type: none"> • Elle est recommandée pour les réservoirs fissurés. • Elle est beaucoup plus recommandée dans les zones moins stressées. • Pas besoin d'intervention par CT ou Wireline. • Retour (flow back) immédiat. • La production de débris est moindre par rapport aux méthodes Plug-and-perf, car il n'est pas nécessaire de fraiser les bouchons (Plug). • Les Sliding sleeves permettent des transitions de scène plus rapides car ils peuvent être ouverts ou fermés depuis la surface, sans qu'il soit nécessaire de faire plusieurs allers-retours dans le puits.

II.4. Déroulement de la fracturation hydraulique multi-étage

II.4.1. Test diagnostique d'injection de fractures DFIT

Test diagnostique d'injection de fractures DFIT est la technique la plus couramment utilisée dans les réservoirs de schiste non conventionnels pour déterminer diverses complétions et propriétés de réservoir pour une conception de fracture optimale. L'idée est de créer une petite fracture en pompant 10-100 BBL d'eau à 2-10 bpm et de surveiller la chute de pression pendant une période de temps spécifique. DFIT est généralement effectuée quelques

Chapitre II Equipement de la fracturation et technique multi-étage

semaines avant le début d'un travail de fracturation en fonction de la perméabilité de la formation.

Le temps de fermeture après le pompage de la DFIT dépend de la perméabilité de la formation et du temps de pompage, qui se traduit à son tour par le temps nécessaire pour atteindre le débit pseudoradial. Après le pompage du test DFIT, il faut laisser suffisamment de temps de surveillance pour atteindre le débit pseudoradial afin de déterminer diverses propriétés du réservoir.

Parmi les propriétés des complétions qui peuvent être obtenues à partir de la DFIT :

- ✓ figurent la pression de fermeture instantanée (ISIP),
- ✓ le gradient de fracture,
- ✓ la pression d'extension nette,
- ✓ le mécanisme de fuite du fluide (leak-off),
- ✓ le temps de fermeture,
- ✓ la pression de fermeture (minimum horizontal stress),
- ✓ l'approximation de la contrainte horizontale maximale,
- ✓ l'anisotropie,
- ✓ l'efficacité des fluides,
- ✓ la perméabilité effective, [10]

II.4.2. Mini-tests de fracturation

L'objectif du mini-frac est de fournir les meilleures informations possibles sur la formation, avant le pompage du traitement réel. Chaque fois que la qualité des informations disponibles pour un candidat à la fracturation est médiocre, un mini-frac doit être planifié. Cela inclut la plupart des puits, car il n'est pas habituel de disposer de données détaillées sur la mécanique des roches et les fuites pour une formation (et pour les formations non productives entourant la zone d'intérêt). La seule fois où un mini-frac ne doit pas être pompé, c'est lorsqu'il existe des données fiables provenant de puits décalés qui ont été fracturés.

Le mini-frac est conçu pour être aussi proche que possible du traitement réel, sans pomper aucun proppant. Le mini-frac doit être pompé en utilisant le fluide de traitement anticipé, au débit anticipé. Il doit également être d'un volume suffisant. Un mini-frac bien planifié et exécuté peut fournir des données sur la géométrie des fractures, les propriétés mécaniques de la roche et les fuites de fluides - des informations essentielles pour la réussite du traitement proprement dit. [12]

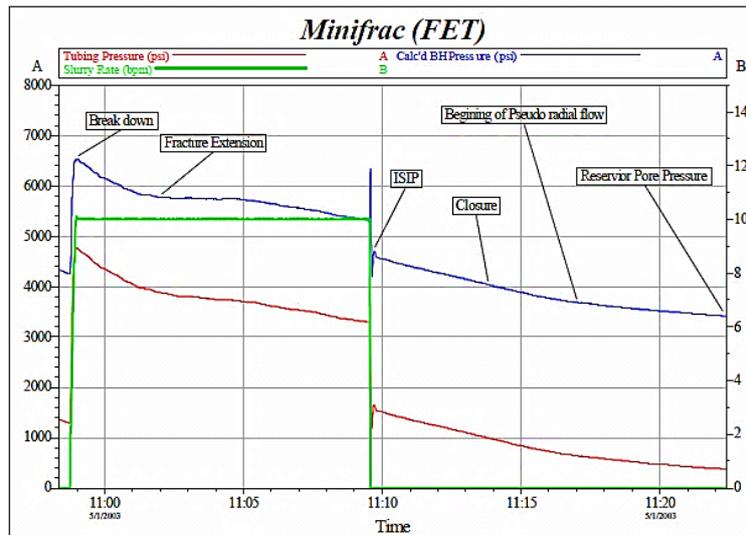


Figure II.6. Exemple de graphique de travail mini-frac.

II.4.3. Tests de fréquence par paliers (Step rate test)

Les Step rate tests sont généralement effectués avant un traitement de fracturation hydraulique, dans le cadre du processus de conception de la fracturation. Avec le mini-frac, ils sont souvent appelés tests d'étalonnage, car ils sont utilisés pour ajuster le modèle de fracturation à la réponse réelle de la formation en termes de pression. L'un est utilisé pour déterminer la pression d'extension des fractures, tandis que l'autre est utilisé pour déterminer la friction près du puits de forage (Step-Down). Ces deux tests peuvent s'avérer extrêmement utiles lors de la conception du traitement. [12]

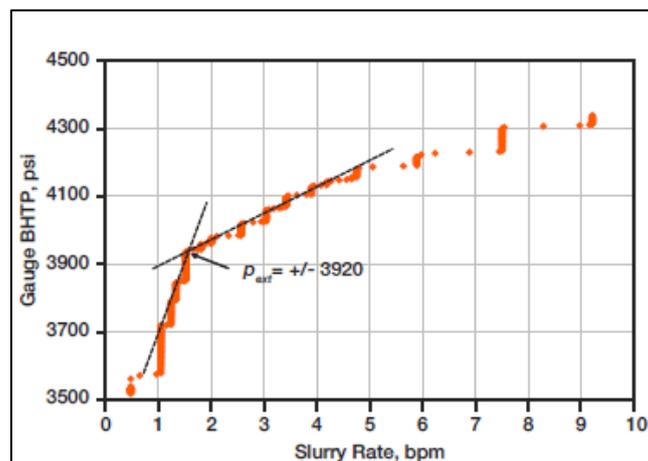


Figure II.7. Diagramme croisé pression-débit typique d'un step rate test. [08]

II.4.4. Pump in et Flow back test

Pompage court suivi d'une période d'arrêt (Flow back). L'objectif est d'obtenir suffisamment de données pour réaliser une analyse mini-frac détaillée du puits, le débit et le fluide sont les mêmes que pour le traitement principal, les Paramètres obtenus :

- ✓ pression de fermeture (FCP)
- ✓ efficacité du fluide
- ✓ pression nette
- ✓ paramètres de fuite
- ✓ Validation de la conception

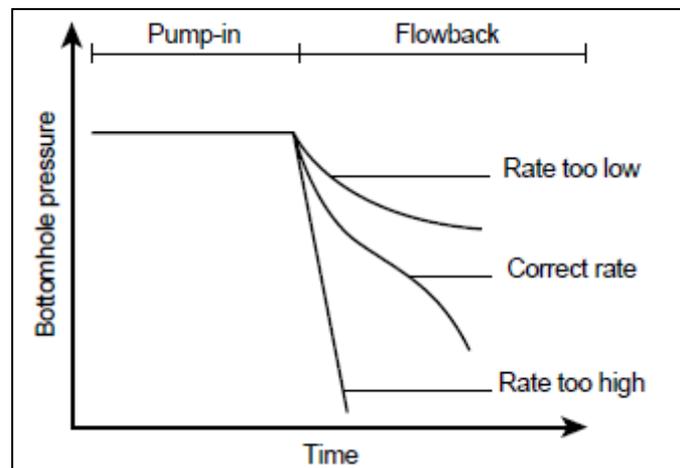


Figure II.8. Le test de pompage et Flow back. [05]

II.5. Opération principale de fracturation hydraulique

L'opération de fracturation se déroule normalement selon les étapes suivantes :

II.5.1. Injection d'un Pad

Est un fluide très visqueux utilisé pour initier des fractures dans les formations lors de la fracturation hydraulique. Il est pompé dans la formation à un débit supérieur au débit de fuite (leak-off) pour créer et propager la fracture. Il s'agit généralement d'un gel réticulé, avec des débits de pompage allant de 10 à 25 (BPM).

II.5.2. Injection du slurry

Est un fluide visqueux mélangé à du sable ou à un agent de soutènement (proppant) et gel réticulé, utilisé immédiatement après d'un Pad dans les opérations de fracturation hydraulique. Il permet de poursuivre la croissance de la longueur et de la largeur des fractures.

II.5.3. Chasse du slurry (Flush)

Après avoir pompé le programme de pompage prévu, le proppant est coupé et le puits est rincé. Le rinçage signifie que l'eau et les produits chimiques sont uniquement pompés en fond de puits pour nettoyer l'intérieur du tubage de production du sable jusqu'à ce que tout le proppant restant dans le tubage ait été enlevé / rincé dans la formation. Le volume de rinçage peut être calculé en fonction de la taille, de la qualité, du poids et de la perforation du fond du tubage. [10]

II.6. Analyse d'une fracturation hydraulique

Après les opérations de fracturation hydraulique il est essentiel d'évaluer et d'analyser les résultats pour mesurer l'efficacité du traitement principal. Les méthodes les plus utilisées sont les suivantes :

II.6.1. Analyse du déclin de pression

Dès que les pompes s'arrêtent, la pression commence à diminuer. Au départ, la pression nette reste positive et la fracture peut encore se propager. Cependant, dès que l'apport de fluide dans la fracture s'arrête, le volume de la fracture commence à diminuer, car du fluide continue de pénétrer dans la formation. À mesure que le volume de fluide dans la fracture (et donc le volume de la fracture elle-même) diminue, la largeur de la fracture diminue également jusqu'à ce que le volume de fluide dans la fracture soit nul - la fracture s'est refermée. Le temps nécessaire à la fermeture de la fracture définit la vitesse à laquelle la fuite se produit, tandis que la pression à laquelle la fracture se ferme (et la différence entre la pression de traitement et la pression de fermeture) nous indique à quel point il sera difficile de produire la fracture requise. [12]

II.6.2. Analyse du G-function

La fonction G (axe-X) en fonction de la pression BHP (axe-Y) peut être tracée pour déterminer diverses propriétés de la fracture et de la formation telles que la fermeture de la fracture, l'efficacité du fluide, la perméabilité effective et le mécanisme de fuite. La fonction G suppose une hauteur de fracture constante, un débit de pompage constant et l'arrêt de la propagation de la fracture à l'arrêt du pompage. [10]

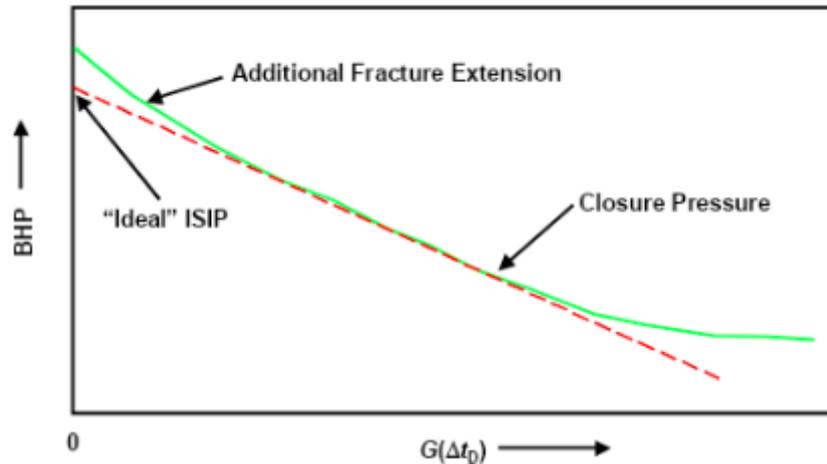


Figure II.9. Evolution de la pression BHP en fonction du temps G. [10]

$$G(\Delta t_D) = \frac{4}{\pi} (g(\Delta t_D) - g_0)$$

$$g(\Delta t_D) = \frac{4}{3} ((1 + \Delta t_D)^{1/2} - \Delta t_D)^{1/2}; \text{ pour } \alpha = 1$$

$$g(\Delta t_D) = (1 + \Delta t_D) \sin^{-1}((1 + \Delta t_D)^{-1/2}) + \Delta t_D^{1/2}; \text{ pour } \alpha = 0.5$$

$$\Delta t_D = \frac{(t - t_p)}{t_p}$$

$$g_0 = \frac{4}{3} \text{ pour } \alpha = 1$$

$$g_0 = \frac{\pi}{2} \text{ pour } \alpha = 0.5$$

- t = temps d'arrêt, minutes
- t_p = temps total de pompage, minutes

Une valeur α de 1,0 correspond à des formations étanches avec une faible fuite de fluide, tandis qu'une valeur α de 0,5 correspond à des formations à haute perméabilité avec une forte fuite. [10]

II.6.3. Analyse de Nolte et Smith

Nolte et Smith (1981) ont introduit une méthode d'analyse de la réponse à la pression d'une formation pendant le pompage, afin d'interpréter la géométrie des fractures produites. Basée sur la géométrie de fracture 2-D de Perkins et Kern-Nordgren (PKN) (Perkins et Kern, 1961, et Nordgren, 1972), Khristianovich et Zheltov (1955) et Geertsma et de Klerk (1969) (KGD), ainsi que sur des modèles de radial, la méthode analyse la réponse de pression attendue de la formation pendant la propagation de la fracture, puis prédit la réponse de pression lorsque certains types de comportement se produisent. [08]

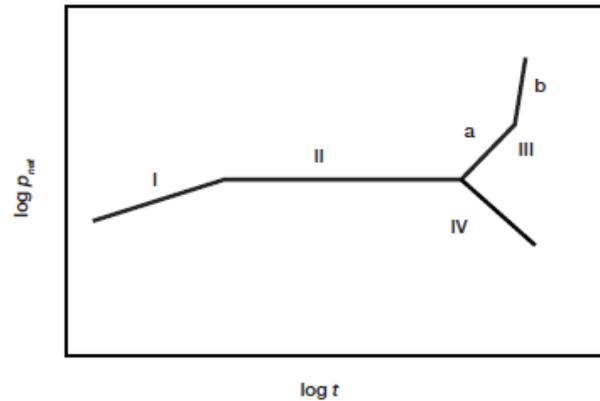


Figure II.10. Nolte –Smith analyses pressure réponse. [08]

Nolte et Smith ont ensuite défini la réponse à la pression d'autres comportements pendant la fracturation, dont les résultats sont illustrés à la Tableau 2:

Tableau II.2. Analyse de Nolte-smith Mode de réponse à la pression (en référence à la figure 10). [08]

Indice de ligne	Interprétation
I	Propagation avec une géométrie de fracture PKN . Le gradient est égal à e pour une rhéologie constante du fluide de fracturation.
II	Représente la croissance en hauteur en plus de la croissance en longueur, ou l'augmentation de la perte de liquide, ou les deux. peut également s'expliquer par un changement dans la relation entre P_{net} et W_f .
III _A	Cela signifie que P_{net} est maintenant directement proportionnel au temps (et aussi au taux, qui est généralement constant par rapport au temps). Ce comportement est généralement associé à une croissance supplémentaire de W_f , par exemple lors d'une projection de pointe.
III _B	Pente > 2 . Screenout, généralement un événement proche du puits de forage avec une augmentation très rapide de la pression.
IV	Pente négative, croissance rapide en hauteur, potentiellement KGD ou géométrie de fracture radiale.

II.7. Conclusion

La technologie de fracturation hydraulique Multi-étages est l'une des technologies utilisées pour améliorer la production des réservoirs «Tights». La mise en œuvre réussie de la Fracturation multi-étagée nécessite une planification complète, notamment en ce qui concerne la sélection des matériaux, les méthodes de complétion et le choix des équipements approprié.

Chapitre III.
ETUDE DE CAS PUIITS OMGZ-60

III.1. Introduction

La récupération des hydrocarbures des réservoirs compacts dans le champ de Hassi Messaoud a toujours été un défi difficile, ce qui nécessite des opérations de stimulation, telles que la fracturation hydraulique multi-étage, pour maximiser la productivité.

Notre objectif dans ce chapitre est d'étudier et d'évaluer opérationnellement la stimulation de le puits horizontal (OMGZ-60) choisi comme candidat potentiel à la fracturation multi-étage adéquate avec la technique de Plug and perf qui peuvent être perforés, fracturés puis isolés à l'aide d'un Copper Head Plug. Cette étude comprend les étapes suivantes :

- a- Choix des zones à fracturer.
- b- Design du traitement de stage-frac et simulation par dès les logiciels Frac CAD.
- c- Design de la complétion Stage-Frac.
- d- Déroulement de l'opération de Stage-Frac.
- e- Evaluation de la performance par simulation.

III.2. Aperçus historique du champ de Hassi Messaoud

➤ 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 géographique :
- 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.

➤ Cadre géologique:

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique, (vaste formation évaporitique du trias); il est limité (**voir annexe n°1**) :

- Au Nord par les structures de Djamâa-Touggourt.
- A l'Ouest par la dépression d'Oued Mya.
- Au Sud par le fond d'Amguid et d'El Biod.

- A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourd-El-Baguel et la dépression de Ghadamès.



Figure III.1. Localisation du champ de Hassi Messaoud.

III.3. Description et caractéristique du réservoir champs HMD

III.3.1. 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, (**Voir annexe n°2**).

III.3.2. Caractéristique du réservoir :

1. Le réservoir est situé sous la discordance hercynienne, il est protégé par une importante couverture argilo-salifère du trias.
2. L'eau du gisement est salée saturée en sels divers dissous (360-370 g/l) et à une masse volumique de 1,21 g/cm³, 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.
3. L'aquifère n'est pas actif.

4. 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,
5. 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/cm² ;
 - La pression de bulle est de 140 à 200 kg/cm² ;
 - La température est de l'ordre de 118°C ;
 - Les puits présentent des G.O.R. d'une moyenne de 219 m³/m³ (sauf pour les puits en percée où le G.O.R peut dépasser 1000 m³/m³ et plus)
 - L'épaisseur de la zone productive peut atteindre 120 m mais peut également être nulle ;
 - Cote de référence est de 3200 m ;

III.4. Etude de puits OMGZ-60

III.4.1. Choix de puits

Le puits OMGZ-60 est un puits de développement dévié dans les réservoirs cambrien "Hassi Messaoud", il a été foré le 12/03/2023 « Profondeur de 4370m», pour objectif principal, d'atteindre la couche de ID &D2. Ce puits a été foré dans une zone connue par ses

faibles caractéristiques petro physiques en vue d'améliorer sa perméabilité par la fracturation hydraulique multi-stages.

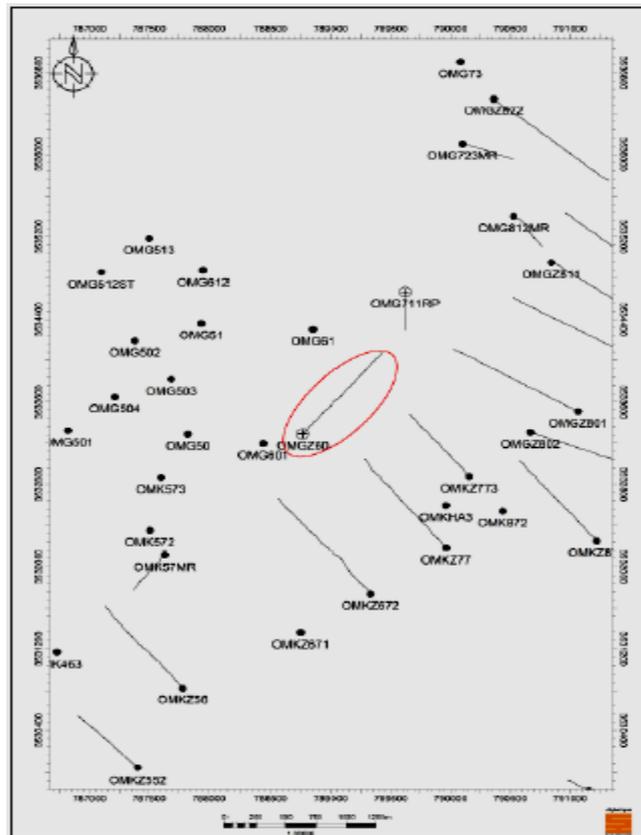


Figure III.2. Position du puits OMGZ-60. [13]

III.4.2. Situation géographique

Les coordonnées du puits sont les suivantes :

Tableau III.1. Coordonnées du puits OMGZ-60. [13]

Coordonnées UTM		Zs (m)	Zt (m)
X	788768,991 m	169,929	178,579
Y	3533288,962 m		

III.4.3. Objectif

L'objectif principal de l'opération de fracturation hydraulique "Plug & Perf" sur ce puits est de stimuler 8 intervalles sélectionnés en Rigless dans le drain horizontal (3504 ,49 m-4370 m en MD) dans le Réservoir cambrien "Hassi Messaoud", (Voir l'annexe n°3).

III.4.4. Etat du puits

- **Données de sondage**
 - ✓ Début forage : 07-10-2022
 - ✓ Fin sondage : 13-05-2023

- **Données de complétion du puits**

- ✓ Puits horizontal.
- ✓ KOP 01 à 3100m.
- ✓ LP = 3504.49 m.
- ✓ TD= 4370m (MD).
- ✓ TD =3418 m (TVD).

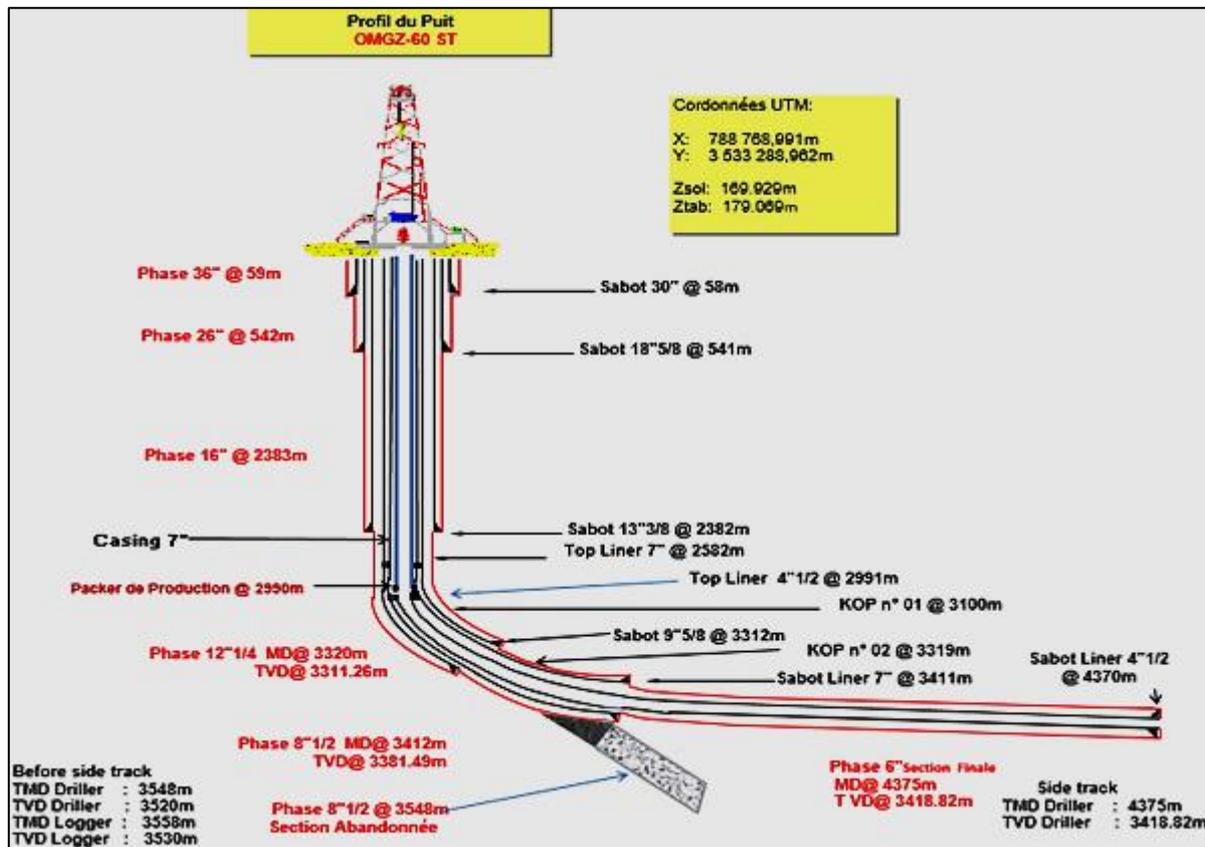


Figure III.3. Schéma représentatif du puits OMGZ-60. [13]

III.4.5. Etude préliminaire

- **Paramètres géomécaniques**

Le modèle mécanique comprend les propriétés mécaniques de la roche ainsi que son état de contraintes en se basant sur l'enchaînement qui s'en suit :

a) Données des logs

- ✓ Porosité Effective ($\Phi_e = 7-8\%$)
- ✓ Volume d'Argile (Vsh)
- ✓ Densité de la formation (Matrix) (ρ_b)
- ✓ Temps de parcours des ondes P (ΔTCO)
- ✓ Temps de parcours des ondes S (ΔTSM)
- ✓ Trajectoire du puits (Azim N35° et VS 1000m)

b) Paramètres mécaniques et état de contrainte

Le tableau au-dessous représente les paramètres mécaniques moyens du réservoir :

Tableau III.2. Paramètres géomécaniques. [13]

	Cote (m)	Module de Young (Gpa)	Coefficient de poisson	UCS (Mpa)	Résistance à la traction	Angle de friction (°)
Cambrien ID & D2	3504 ,49 - 4370	55	0.15	100-120	5% UCS	35-40

Les résultats du calcul de l'état de contrainte à savoir la contrainte verticale, la contrainte horizontale majeure et la contrainte horizontale mineure sont dans le tableau suivant :

Tableau III.3. Etat de contraintes. [13]

	Cote (m)	σ_V (psi/ft)	σ_h Max (psi/ft)	σ_h Min (psi/ft)
Cambrien ID et D2	3504 ,49 -4370	1.05	1.24 – 1.42	0.8 -1.1

Les contraintes sont calées à l'aide du log du caliper et les résultats de l'imagerie et les résultats des tests de laboratoire sur carottes ce qui va nous donner le profil de la contrainte horizontal mineure.

III.4.6. Le type d'outil d'isolation

L'outil d'isolation entre les stages qui a été utilisé dans le puits OMGZ-60 est un Plug de type Copper Head de la société de service Schlumberger.

C'est un Plug fabriqué à partir d'un matériau en aluminium non dégradable et résiste aux hautes pressions différentielles (15000 psi) et températures (177°). Sa conception lui permet d'être facilement fraisé à l'aide d'un Coiled tubing ou d'un Snubbing après utilisation.

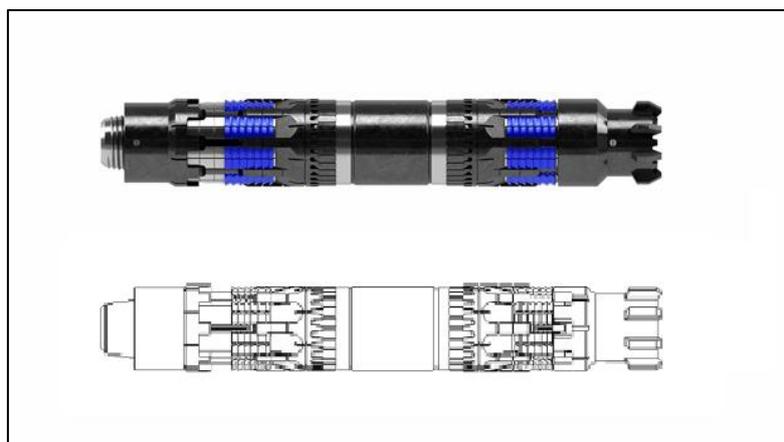


Figure III.4. Copper head Plug. [14]

Le tableau suivant présent les intervalles déterminés d'après l'analyse des logs :

Tableau III.4. Les intervalles de perforation dans le puits OMGZ-60. [13]

Stages	Perforations		Stress Gradient (Psi/ft)
	Top MD (m)	Bottom MD (m)	
1	4298.3	4300.3	0.87
2	4189.2	4191.2	0.85
3	4096.8	4098.8	0.85
4	4028.2	4030.2	0.9
5	3900.4	3902.4	0.87
6	3800.4	3802.4	0.85
7	3663.9	3665.9	0.8
8	3518	3520	0.82

III.4.8. Evaluation et analyse de l'opération Multi-étages frac

III.4.8.1. Stage 2 (4189.2 – 4191.2 m)

III.4.8.1.1. Test Break-Down et d'injectivité

Le test d'injection et Break down effectué le 23 Août 2023 a débuté par le pompage d'eau traitée à un débit minimum de 1.5 bpm jusqu'à atteindre la rupture, après le pompage de 337.3 bbl, un arrêt a eu lieu 20 minutes plus tard.

Tableau III.5. Programme du traitement test break-down et d'injectivité du puits OMGZ-60. [13]

Comme mesuré Programme de pompage						
Etape	Nom de l'étape	Volume du slurry (bbl)	Débit du slurry (bbl/min)	Temps de pompage (min)	Nom du fluide	Moyenne Pression de traitement (psi)
1	BDT/MFO	120.0	10.0	18.7	Treated water	7752
2	Acid	48.6	4.9	9.9	HCL 15	10739
3	Flush	337.3	10.7	37.4	Treated Water	10659

Le déroulement du traitement test break-down et d'injectivité du puits est comme indiqué (voir l'annexe n°4).

A partir de cet enregistrement on a obtenu les graphes suivants :

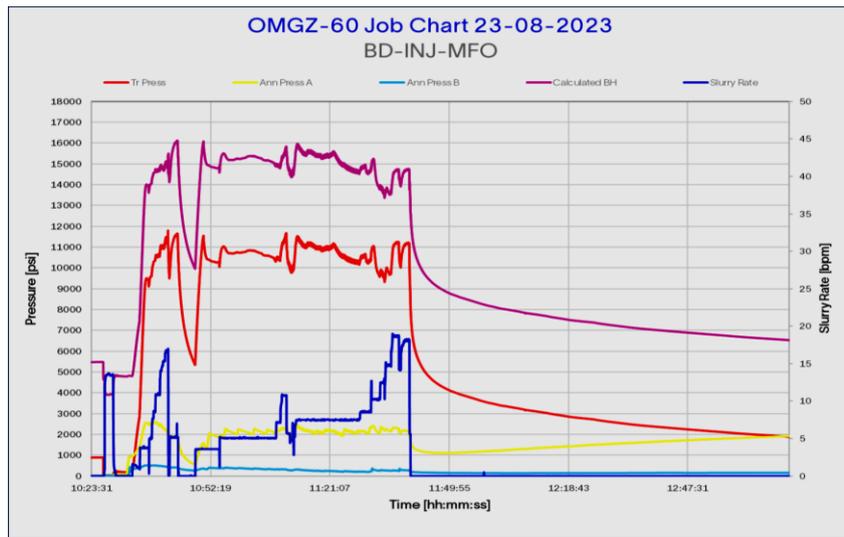


Figure III.6. Test Break-down et d’injectivité Stage 2 du puits OMGZ-60[13].

- **Interprétation des résultats**

Afin de déterminer l’ISIP, on a tracé une droite verticale à partir du point correspondant au temps d’arrêt d’injection du fluide. Ensuite la droite de chute de pression stabilisée est extrapolée le point d’intersection des deux droites correspond à l’ISIP.

L’ISIP de la surface a été observé à 7950psi, le LPP (Last pumping pressure) était de 11182psi en surface. Frottement total en surface était de 3232 psi à 25 bpm avec de l’eau traitée.

III.4.8.1.2. Design du traitement Data Frac

Le Data FRAC a été réalisé le 23 Août Aout 2023, commencé par le pompage de l’étape Pre-PAD avec le gel linéaire WF135 pompant 109.9 bbl avec un débit a été augmenté progressivement jusqu’à 25bpm, suivi de l’étape PAD avec cross-linked YF135FLEXD où 422.6 bbl ont été pompés enfin le puits a été rincé par le pompage 217 bbl de gel linéaire WF135 que les pompes ont été arrêtés et la baisse dépression a été surveillée et enregistrée (voir l’annexe n°5, l’annexe n°6).

Tableau III.6. Programme d’injection du traitement test Data Frac du puits OMGZ-60. [13]

Comme mesuré Programme de pompage						
Etape	Nom de l’étape	Volume du slurry (bbl)	Débit du slurry (bbl/min)	Temps de pompage (min)	Nom du fluide	Moyenne Pression de traitement (psi)
1	Pre Pad	109.9	11.8	12.4	WF135	9247
2	Pad	422.6	24.7	17.5	YF135FlexD	10956
3	Flush	217	26.2	8.9	WF135	11069

A partir de cet enregistrement on a obtenu le graphe suivant :

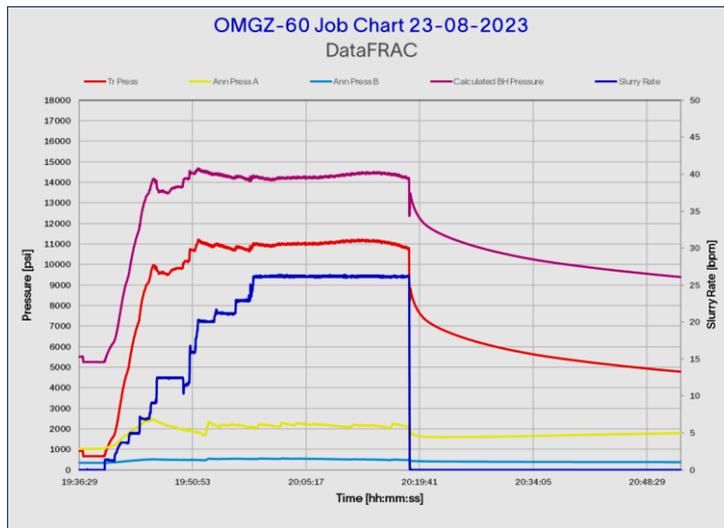


Figure III.7. Evolution de data frac du puits OMGZ-60. [13]

- **Interprétation:**

L'ISIP de la surface a été observé à 8540 psi, la LPP (Last pumping pressure) était de 10800 psi à la surface, le frottement total à la surface était de 2260 psi à 25 bpm avec le X-linked gel. (Voir l'annexe n°7).

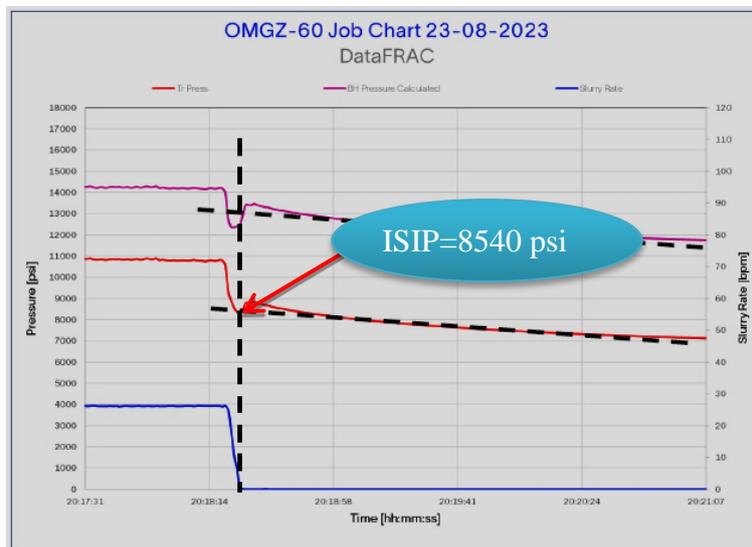


Figure III.8. Data Frac plot du puits OMGZ-60. [13]

III.4.8.1.3. Analyse du déclin de pression

La pression de fermeture peut être déterminée avec de nombreuses méthodes, dans notre cas, nous allons utiliser méthode Nolte G-fonction.

❖ Détermination la pression de fermeture par (Méthode de la fonction G) :

Le graphe (Méthode de la fonction-G) c'est un graphe de pression en fonction de temps, il est utilisé pour analyser le déclin de pression afin de déterminer la pression et le temps de fermeture. Cette valeur va être utilisée par un simulateur pour calculer la valeur de filtration de fluide qui va être utilisé dans le design de frac, (**Voir la figure III.9**).

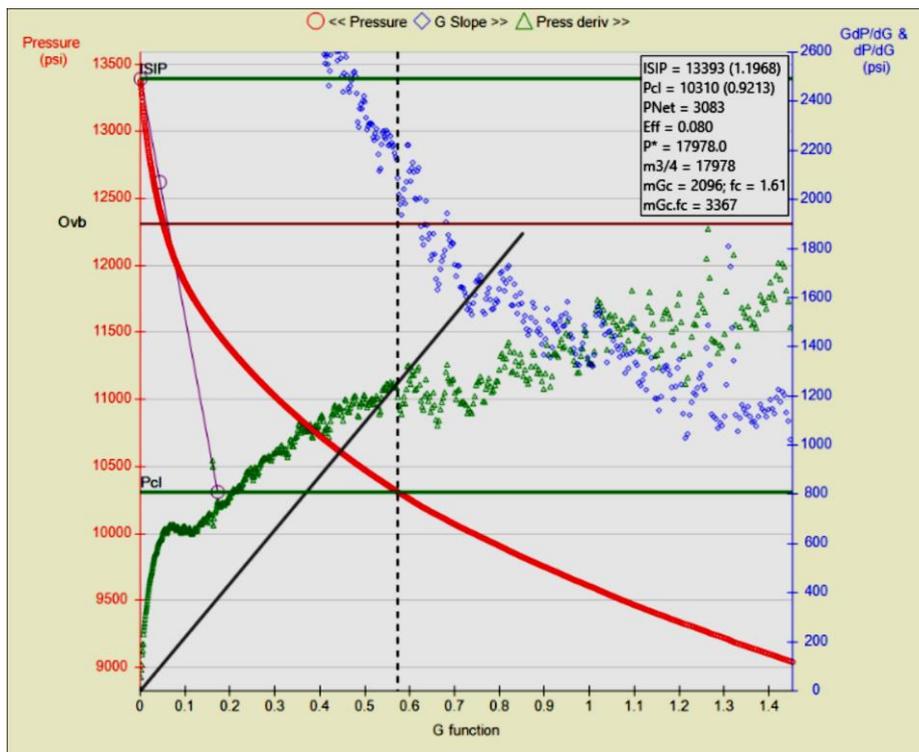


Figure III.9. Plot G-function. [13]

- **Interprétation:**

La pression de fermeture de la baisse d'étalonnage a été relevée de la méthode de la fonction G à 10310 psi correspondant à un gradient de fracturation de 0.92 psi/ft et à une pression nette de 3083 psi, l'efficacité a été calculée à 8.0 % avec Cross-linked gel.

III.4.8.1.4. Traitement principal de fracturation (Main Frac)

Les paramètres obtenus de Data FRAC telles que la pression de fermeture P_c , P ISIP, P net et l'efficacité ont aidé à ajuster le Design de frac afin d'avoir un traitement convenable.

Le principal traitement de fracturation effectué le 24 Août 2023 a commencé par une phase de Pré-Pad qui a augmenté la vitesse jusqu'à 25bpm avec le gel linéaire WF135 pompant

110.9 bbl, suivi de la phase de PAD consistant en 523.8 bbl de cross-linked gel YF135FLEXD.

La quantité totale d'agent de soutènement pompé pendant ce traitement était de 83347 lb, alors que l'agent de soutènement total placé dans la formation est de 69988 lb à une concentration maximale d'agent de soutènement de fond de 7 PPA.

A partir de cet enregistrement, nous avons obtenu le graphique suivant :

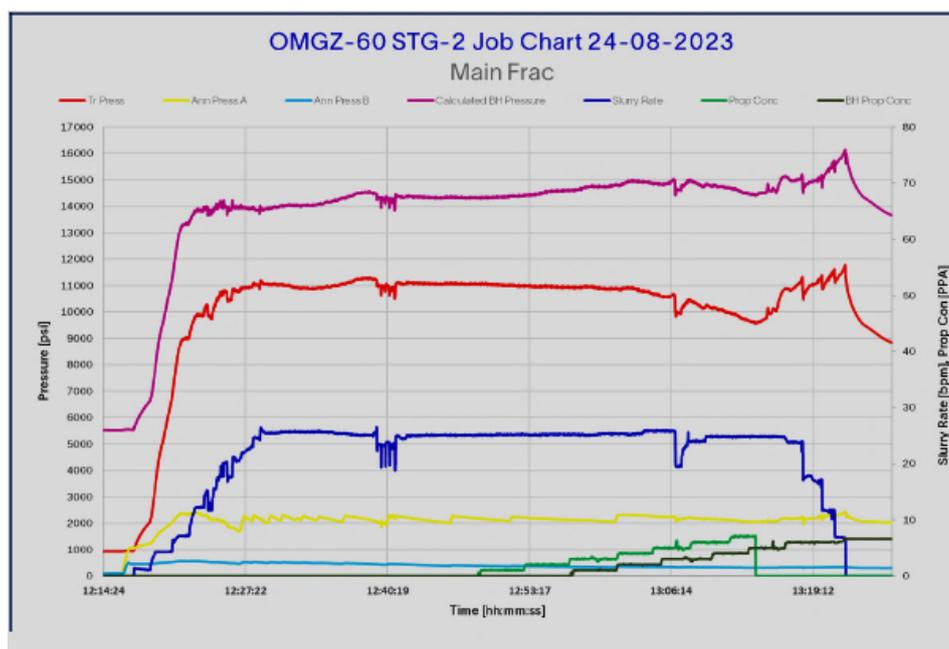


Figure III.10. L'évolution de la pression au cours de traitement principal du puits OMGZ-60. [13]

Le traitement principal avec les suivants :

Tableau III.7. Etapes du traitement principal du 2^{ème} stage. [13]

Etape	Nom de l'étape	Volume du slurry (bbl)	Débit du slurry (bbl/min)	Temps de pompage (min)	Nom du fluide	Volume de fluide (gal)	Pression moyenne de traitement (psi)
1	PrePaD	110.9	15.2	10.8	WF135	4641	9704
2	PaD	523.8	25.1	20.9	YF135FLEXD	21998	11041
3	1.0 PPA	102.0	25.2	4.1	YF135FLEXD	4111	11024
4	2.0PPA	103.7	25.2	4.1	YF135FLEXD	4008	10960
5	3.0PPA	58.0	25.2	2.3	YF135FLEXD	2154	10942
6	3.0 PPA	52.7	25.3	2.1	YF135FLEXD	2002	10891
7	4.0PPA	81.6	25.4	3.2	YF135FLEXD	3006	10850
8	5.0PPA	84.1	24.5	3.5	YF135FLEXD	3006	10474
9	Flush	158.3	21.3	8.4	WF135	6648	10590

III.4.8.2. Comparaison du comportement de pression entre les différents étages

Illustré par le graphe suivant :

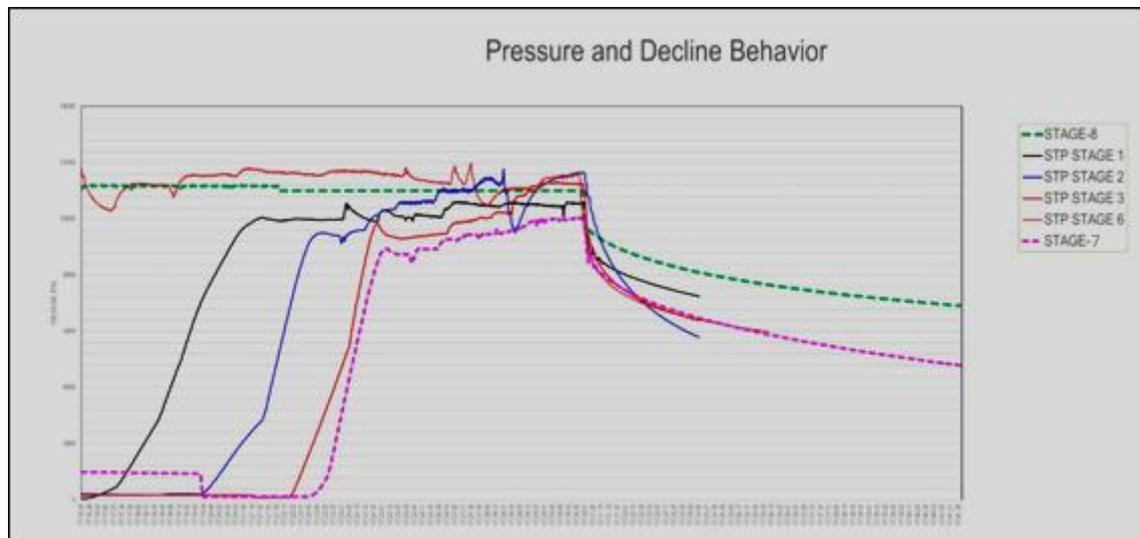


Figure III.11. Comportement typique de la pression de surface d'un traitement de différent stage du puits OMGZ-60. [13]

- **Interprétation**

Les courbes de pression de la surface pour chaque étage ont presque la même forme, et on remarque également que les valeurs de pression (breakdown, ISIP ...) sont proches, indiquant un comportement similaire des différents étages vers la fracturation, surtout que tous les étages sont dans le même niveau de réservoir.

Tableau III.8. Les quantités de sable pompées dans la formation pour chaque étage. [13]

N=Stage	Intervalles de Perforation (m)	Quantité de sable (lbs)
STAGE 1	4298.3-4300.3	87000
STAGE 2	4189.2-4191.2	69988
STAGE 3	4096.8-4098.8	60971
STAGE 4	4028.2-4030.2	-
STAGE 5	3900.4-3902.4	-
STAGE 6	3800.4-3802.4	44161
STAGE 7	3663.9-3665.9	40850
STAGE 8	3518-3520	52161

Le tableau résume les quantités totales de sable pompées dans la formation pour chaque étage, à l'exception des stages 4 et 5. Pour ces deux étapes, le fluide de fracturation a continué à être injecté, mais aucune fracturation de roches n'a été observée. Au contraire, la pression de pompage a continué à augmenter jusqu'à atteindre le maximum autorisé en surface (11800 psi), indiquant que la porosité à ces zones était extrêmement faible. Par conséquent, il n'a pas été possible de pomper le sable.

III.5. Conclusion

D'après notre étude sur " la fracturation multi-stage " type Plug and perf, à base de ces études, concernant le design de stage fac, analyse de performance de puits et évaluation opérationnelle on peut dire que l'opération a été techniquement réussie.

Conclusion générale

Les réservoirs « Tights », avec leur faible perméabilité, nécessitent des technologies avancées pour extraire le pétrole et le gaz. Le forage horizontal augmente la surface de contact avec la roche réservoir, tandis que la fracturation multi-stages crée des fractures multiples afin d'améliorer la perméabilité de la roche, pour maximiser la récupération d'hydrocarbures dans des réservoirs. Ensemble, ces techniques permettent d'exploiter économiquement des ressources auparavant inaccessibles.

Notre cas d'étude c'est le puits OMGZ-60 qui fait partie du projet d'exploitation des zones Tight et à faible caractéristiques pétro physiques dans le champ de Hassi Messaoud à travers l'utilisation de la technologie de la fracturation hydraulique multi étage dans les puits horizontaux. C'est un puits horizontal foré en parallèle à la direction de la contrainte minimale (Sh min) N35° et une VS de 1000 m dans le réservoir Cambrien, suivi par descente d'une complétion cimentée adéquate pour la technique de frac Plug And Perf, ensuite une évaluation géomécanique et pétrophysiques a été faite afin de déterminer le nombre et les cotes des différents stages à fracturer, ce qui a permis de choisir huit 08 stages sur le long du drain, les stages ont été fracturés avec succès opérationnellement mais l'évaluation économique de production n'est pas finie car le puits est actuellement en cours de démarrage et mise en production après frac.

Recommandations

L'utilisation de la fracturation multi-étage dans les réservoirs « Tight » améliore la productivité des puits. Bien que cette technique soit rentable, elle est très coûteuse et prend beaucoup de temps, C'est pourquoi il est important de suivre les recommandations suivantes :

- La fracturation multi -étage dans les puits horizontaux nécessite le forage de puits dans la direction SH min afin d'avoir une meilleure efficacité de frac.
- Utiliser une complétion du type liner cimenté pour obtenir une meilleure isolation entre les stages de la fracturation « coté d'annulaire »
- La technique "Plug and perf" offre plus de flexibilité dans le choix des zones de fracturation par rapport à la technique "Sliding sleeves" car dans cette dernière les cotes de frac doivent être prédéfinies avant la descente du liner.
- La fracturation hydraulique des puits horizontaux dans les réservoirs du Hassi Messaoud nécessite des pressions de pompage très élevée (12000 psi), il est donc important de prévoir des complétions et des équipements de fond adéquats pour résister aux hautes pressions.
- Les critères de choix des zones ciblées pour multi-stage frac doivent considérer les contraintes pétrophysiques, géomécaniques et les limitations de complétion afin de cibler les meilleures zones pour la production.

Références bibliographiques

- [01]: SEPTAR Impact Team. Stimulation Field Guidelines: Part V - Operational Aspects. June 2002.
- [02]: Turtiak, Merry. Fracturation hydraulique et santé publique: Ce que l'on sait, ce que l'on peut en inférer et comment avancer. Public Health Conference, Canadian Public Health Association, 29 May 2014.
- [03]: Hossain, Mofazzal. Hydraulic Fracturing. Curtin University, 2010.
- [04]: Guenaoui, A. S. Etude expérimentale des facteurs affectant la perméabilité des agents de soutènement en fracturation hydraulique dans un réservoir pétrolier. Thèse de doctorat, Université Kasdi Merbah Ouargla, Faculté des Hydrocarbures, Energies Renouvelables et Sciences de la Terre et de l'Univers, Département de Production des Hydrocarbures, Ouargla, Algérie, 2022.
- [05]: Economides, Michael J., and Kenneth G. Nolte. Reservoir Stimulation. Edited by Michael J. Economides and Kenneth Nolte, 3rd ed., John Wiley & Sons, 2000.
- [06]: SEPTAR Stimulation Team. Stimulation Field Guidelines: Part II (Revision) - Hydraulic Fracturing. November 2000.
- [07]: Bordino, Josefina. "Fracking ou fracturation hydraulique: Définition, avantages et inconvénients." projetecolo.com, 13 Dec. 2021, <https://www.projetecolo.com/fracking-ou-fracturation-hydraulique-definition-avantages-et-inconvenients-439.html>.
- [08]: Economides, Michael J. Modern Fracturing: Enhancing Natural Gas Production. 2007. Fracturing. John Wiley & Sons, 2016.
- [09]: Zoback, Mark D., and Arjun H. Kohli. Unconventional Reservoir Geomechanics: Shale Gas, Tight Oil, and Induced Seismicity. Cambridge University Press, 2019.
- [10]: Belyadi, Hoss, et al. Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs: Theories,
- [11]: Speight, James G. Handbook of Hydraulic Fracturing: Speight/Handbook of Hydraulic Fracturing. John Wiley & Sons, 2016.
- [12]: Martin, Tony. Hydraulic Fracturing Manual Version 1.0. BJ Services Company, June 2005.
- [13]: Base de données « Data bank », Division production IRARA, Hassi Messouad, 2024.
- [14]: Bobby, Graham. Copperhead Bridge Plug Operations Manual. Schlumberger, 2017.

Annexes

Annexe n°1:

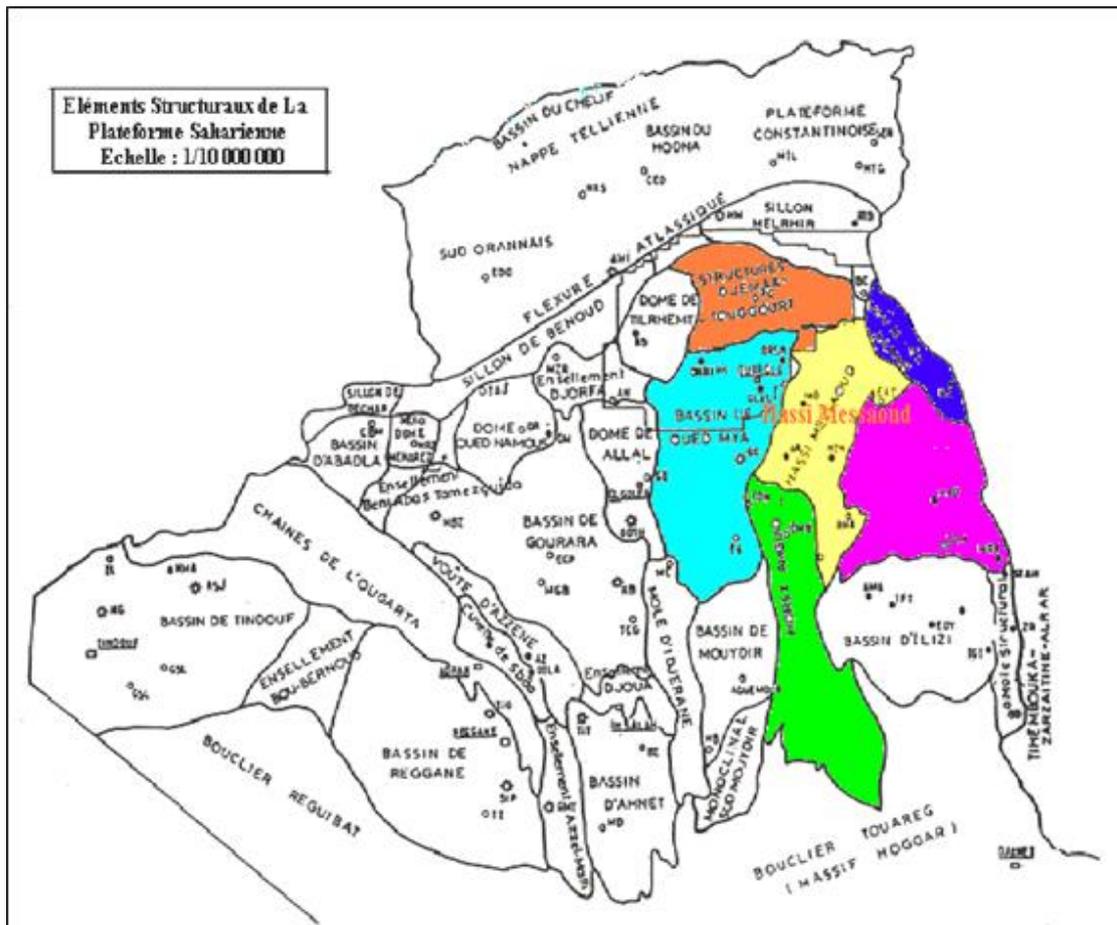


Figure.Anx. 1. Situation géologique du champ de HassiMessoud.

Annexe n°2:

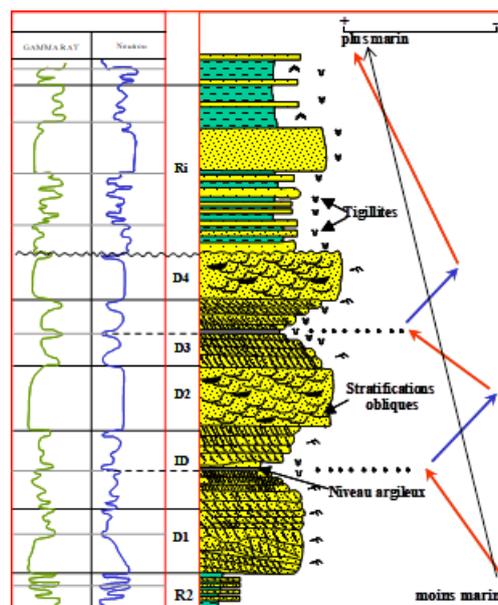


Figure.Anx. 2 Coupage par drains du cambrien de Hassi Messaoud.

Annexe n°3:

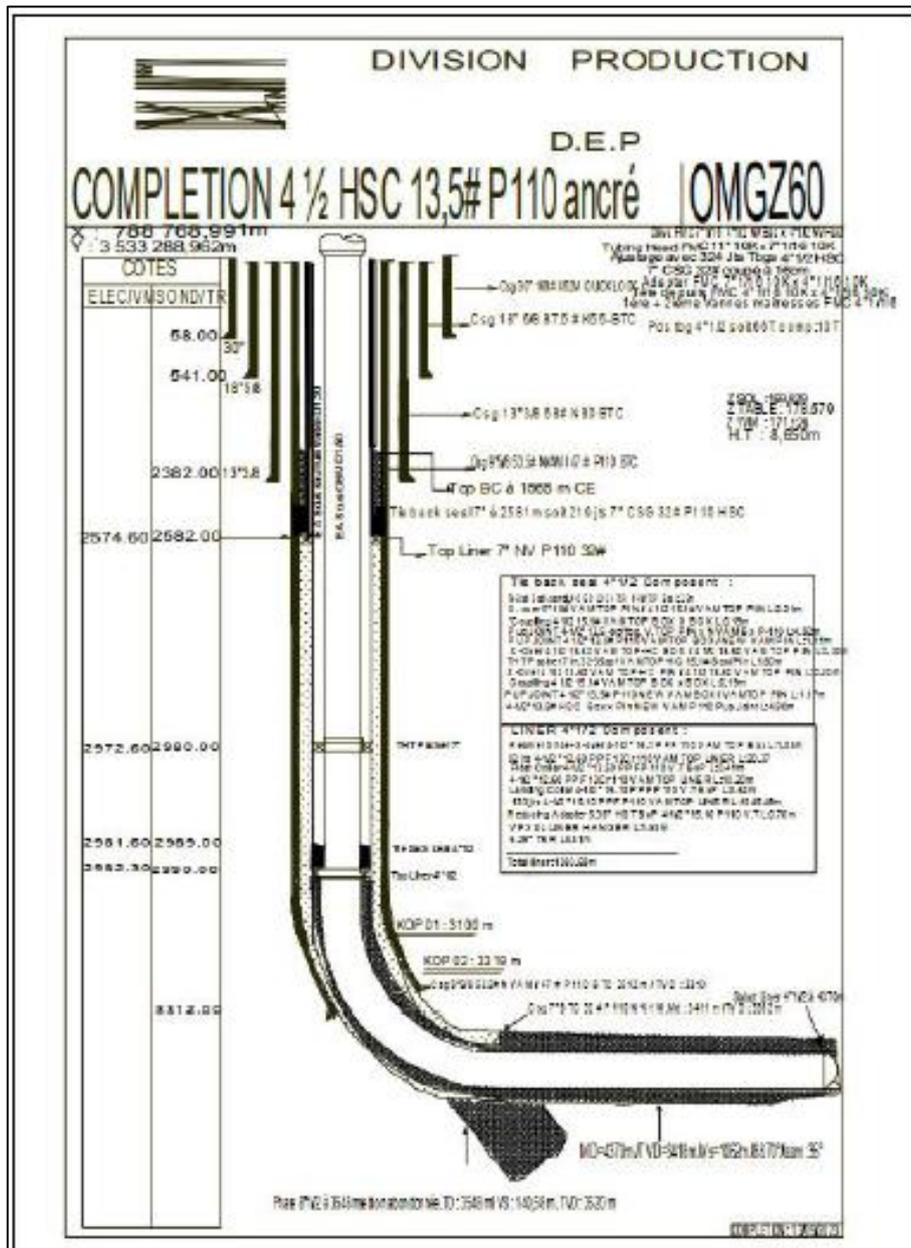


Figure.Anx. 3Fiche Technique du puits OMGZ-60.

Annexe n°4:

Déroulement d'opération (Test Break Down et d'injectivité) :

L'injection a été réalisée le 23 août comme suit :

10:30: Début du pompage de l'étape de Breakdown au débit minimum de 1,5 bpm, aucune Breakdown observée à la surface.

10:35: Début de l'augmentation progressive du taux de 1,5 37-10 à 15bpm.

10:50: Passage à l'étape de l'acide en utilisant 15% de HCL.

11:00: Passage à la phase de Flush avec de l'eau traitée.

11:30: Arrêt brutal après le pompage de 337,3 barils d'eau traitée.

13:30: Démarrage du mélange de gel et de l'AQ/CQ.

Annexe n°6:

Tableau.Anx. 6 Composition de WF135.

Formulation de WF135		
Code produit	Fonction additive	Concentration par 100 gal
Water	Field Mixing Water	1000 gal
M275	Bactericide	05 IB
J580	Guar Gelling Agent	35 IB
L071	Clay Stabilizer	2 gal
F112	Surfactant	1 gal

Annexe n°7:

Déroulement d'opération (Test DataFrac) :

Le traitement de données a été effectué le 23 août comme suit :

9:30 : Début du pompage du PrePad avec WF135 et augmentation de débit jusqu'à 25 bpm.

19:50 : Début du pompage du PAD avec YF135FLEXD.

20:10 : Sélection pour Flush avec le WF135.

20:18 : Arrêt des pompes après Over-Flush réussie de 223,1 bbl.

21:00 : Enregistrement de la décline et démarrage de l'analyse DataFRAC.