

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université KASDI-MERBAH Ouargla
Faculté des hydrocarbures et des énergies renouvelables et de la science de
la terre et l'univers
Département de Géologie



Mémoire de Master

En vue de l'obtention du diplôme de master en géologie des hydrocarbures

Spécialité : La Géologie Des Hydrocarbures

Présenté par :

Madani Akram Ramzi Gheribi Seyf Eddine Dine Oussama

Thème :

**ÉVALUATION DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE DANS LA
RÉGION DU HAOUD BERKAOUI (PUIITS OKJ31 OKI27 OKS31
OKN721)**

Soutenu publiquement le : 25/05/2025

Devant le jury composé de :

Belksier Mohamed Salah	Prof	Présidente	UKM Ouargla.
Laouini Hamza	MCB	Examineur	UKM Ouargla.
Draoui Abdelmalek	MCA	Rapporteur	UKM Ouargla.

Année universitaire : 2024/2025



اهداء

قال تعالى: (قل اعملوا فسيرى الله عملكم ورسوله والمؤمنون)
إلهي لا يطيب الليل إلا بشكرك ولا يطيب النهار إلا بطاعتك..
ولا تطيب اللحظات إلا بذكرك.. ولا تطيب الآخرة إلا بعفوك
ولا تطيب الجنة إلا برؤيتك الله جل جلاله
إلى من بلغ الرسالة وأدى الأمانة.. ونصح الأمة.. إلى نبي الرحمة ونور العالمين
سيدنا محمد صلى الله عليه وسلم
إلى من كلله الله بالهيبة والوقار.. إلى من علمني العطاء بدون انتظار.. إلى من
أحمل أسمه بكل افتخار.
والدي العزيز
إلى ملاكي في الحياة.. إلى معنى الحب وإلى معنى الحنان والتفاني.. إلى بسمه
الحياة وسر الوجود
إلى من كان دعائها سر نجاحي وحنانها بلسم جراحي إلى أغلى الحبايب
أمي الحبيبة إلى من كانت ضحكتهم تريح قلبي ونجاهم هو نجاحي ومن اعتبرهم ابنائي إخوتي واخواتي
باء، علاء، ياسر، صبرينال ولينة
إلى الذي كانت كلماته نجوم اهتدي بها اليوم وغدا وإلى الابد ارجو من الله ان يرحمه ويجعل مثواه الجنة
والى جدي العزيز حمة
والى من لا تفارق ذكره بالي...جدي الغالي بابا جلول
إلى من كان دعاءهما ينير طريقي ويفتح دروبي فاطمتاي العزيزتان جدتاي
فاطمة قامة وفاطمة شيباني
إلى من ساندوني وكانوا بجانبني دائماً خالاتي واخوالي، اعمامي وعماتي
وإلى كل من ساهم في هذا الإنجاز وكل من كان سنداً لي في سنوات الدراسة إلى من أضاف إلى حياتي
الرونق والجمال
زملائي واصدقائي وأحبائي
إلى منارة العلم والعلماء إلى الصرح الشامخ الجامعة
إلى الذين حملوا أقدس رسالة في الحياة إلى الذين مهدوا لنا
طريق العلم والمعرفة.. أساتذتنا الأفاضل
الطالب مداني أكرم رمزي

اهداء

الحمد لله أولاً وآخراً، ظاهراً وباطناً،
الحمد لله الذي بنعمته تتم
الصالحات،
وبتوفيقة أقطف اليوم ثمرة جهدي، بتخرجي في تخصص
جيولوجيا المحروقات.
إلى من كانوا بعد الله سبب هذا النجاح إلى أمي الغالية نبغ الحنان والدعاء الصادق، وإلى أبي العزيز من
علمني الثبات والصبر، جزاكما الله عني خير الجزاء، وبارك في أعماركما.

وإلى كل من ساندني، بكلمة، بدعوة، بابتسامة أو دعم، أسأل الله أن يجعل ذلك في موازين حسناتكم، وأن يوفقني لأردّ لكم جميلكم بما يرضيه عني.
هذا الإنجاز لكم، وبدعائكم تم.
الطالب غريبي سيف الدين

اهداء

بسم الله الرحمن الرحيم
الحمد لله الذي بنعمته تتمّ الصالحات، وبتوفيقه تنال الغايات، والصلاة والسلام على خير خلقه، سيدنا محمد صلى الله عليه وسلم.
إلى من كان دعاؤهم سرّاً ناجحي، وسندهم زادي في طريق العلم...
إلى والديّ العزيزين، رمز العطاء والبذل، وكل الامتنان لا يوفيكما حقكما.
إلى إخوتي وأخواتي، من شاركوني لحظات التعب والفرح، ووقفوا إلى جانبي.
إلى أساتذتي الكرام، خاصة الأستاذ المشرف [دراوي عبد المالك]، شكراً لتوجيهاتكم النبيلة ودعمكم المتواصل.
إلى أصدقائي وزملائي، من كانت صداقتهم نوراً في مسيرتي، أقول: أنتم جزء من هذا الإنجاز.
إلى كل من آمن بي، ودفعني لأتقدم ولو بكلمة طيبة...
أهديكم ثمرة جهدي وتعب سنواتي، راجياً من الله أن يجعلها بداية خير لمستقبل مشرق.
الطالب دين اسامة

كلمة شكر وتقدير

بسم الله الرحمن الرحيم

الحمد لله الذي بنعمته تتم الصالحات، والصلاة والسلام على أشرف المرسلين، سيدنا محمد وعلى آله وصحبه أجمعين.

نتقدم بأسمى عبارات الشكر والامتنان إلى أستاذنا المشرف الدكتور دراوي عبد المالك على التوجيهات السديدة، والمتابعة الدقيقة، والملاحظات العلمية القيمة التي كانت سندًا كبيرًا لنا طيلة مراحل إعداد هذه المذكرة. فله منا كل التقدير والعرفان على جهوده المباركة وتفانيه في المرافقة والتأطير. كما نتوجه بجزيل الشكر والامتنان إلى كافة الأساتذة الذين درسونا خلال مسيرتي الجامعية، وإلى جميع عمال وإطارات DP/Haoud Berkaoui على تعاونهم الكريم، وتوفيرهم للمعلومات والدعم التقني الذي كان له دور محوري في إنجاز هذا العمل.

ولا يفوتنا أن أخص بالشكر كل من ساهم من قريب أو من بعيد في إنجاح هذه المذكرة، سواء بالنصح أو بالمساعدة أو بالدعاء، جزاهم الله عنا كل خير، وجعل ذلك في ميزان حسناتهم. راجين من الله العليّ القدير أن يوفقنا في عملنا، وأن يكتب له القبول والنفع. والله ولي التوفيق.

كلمة شكر وإمتنان

بكل فخر واعتزاز، أتقدّم بأسمى عبارات الشكر والعرفان لكل من كانت له يد في تعليمي وتكويني، منذ نعومة أظفاري وحتى هذا اليوم الذي أقطف فيه ثمار جهدي ومجهوداتهم النبيلة.

أبدأ شكري من البدايات، إلى أستاذتي في مرحلة التمهيدي "خضرة شهيبي"، التي كانت أول من فتحت لي باب العلم بحنان الأم ورقة المعلمة.

ولا أنسى فضل أستاذتي في المرحلة التحضيرية "زبيدة إبيدير"، التي غرست فيّ أولى بذور المعرفة والانضباط.

ثم أتوجه بخالص الشكر والامتنان إلى أستاذتي في المرحلة الابتدائية السيد "حمدي عمر"، الذي علّمني بأسلوبه المتفاني حبّ الدراسة والانضباط، وكان قدوة في الصبر والإخلاص.

كما أخص بالشكر والتقدير كل أستاذتي في المرحلة المتوسطة الذين لم ييخلوا عليّ بعلمهم وتوجيهاتهم، فكانوا نوراً أضاء طريقي.

وفي المرحلة الثانوية، أتقدم ببالغ الامتنان لأستاذة العلوم "عرفة هناء" التي كانت مثلاً في التفاني والعطاء، ولكل أستاذتي الذين رافقوني خلال هذه المرحلة الحساسة والمهمة من حياتي.

وفي رحاب الجامعة، حيث نضجت ملامح المعرفة والتخصص، أتقدم بجزيل الشكر والعرفان لكل أستاذتي، الذين لم يدّخروا جهداً في سبيل توجيهي، وفتح آفاق البحث أمامي، فلکم مني كل التقدير.

ولا يسعني في هذا المقام إلا أن أترحم بكل خضوع على روح أستاذتي في مادة الرياضيات "بابا حمّو عبد الناصر"، الذي ترك في نفسي أثراً لا يُنسى، وذكره ستظل محفورة في وجداني، لما كان يتميز به من علم وخلق وتфан.

لكم جميعاً، يا من علمتموني حرفاً، أو زرعتُم فيّ فضيلة، أرفع قلّمي اليوم شكراً، وأدعوا الله أن يجزيكم عني خير الجزاء مع تحيات ابنكم البار مداني أكرم رمزي.

Sommaire

Titre	Page
Dédicace	I
Remerciements	IV
Sommaire	VI
Liste des tableaux	IX
Liste des figures	XI
Liste des abréviations	XII
Introduction général	1
Chapitre I :Présentation du champ de Haoud Berkaoui	
Introduction	3
I.1. Présentation de la région de Haoud Berkaoui (HBK)	4
I.1.1. Situation géographique	4
I.1.2 Situation géologique	4
I.2. Les champs de la région	5
I.3. Etude du champ de Haoud Berkaoui	7
I.3.1 Caractéristiques du réservoir	7
I.3.2 Aspect structurel :	7
I.4. Aperçu sur les trois réservoirs du champ	8
I.4.1 Série inférieure	8
I.4.2. Trias argilo- gréseux T1	8
I.4.3. Trias argilo- gréseux T2	8
I.5. Les caractéristiques pétro physiques des réservoirs de Haoud Berkaoui	10
I.6. Historique de l'exploitation pétrolière dans la région de Haoud Berkaoui	11
Conclusion	12
Chapitre II:Généralités sur la fracturation hydraulique	
Introduction	14
1. Définition et principe de base de la fracturation hydraulique	15
1.1 Définition	15
1.2 Principe de base :	15
1.3 Objectifs principaux	15
2. Historique et évolution de la fracturation hydraulique dans le monde et en Algérie	16
2.1 Dans le monde	16

2.2 En Algérie	16
3. Types de fracturation hydraulique	17
3.1 Fracturation hydraulique conventionnelle (Poppée)	17
3.2 Fracturation acide	17
3.3 Fracturation hydraulique non Poppée (ou fracturation par impulsion)	17
3.4 Fracturation hydraulique à grand volume ("massive fracturing")	17
3.5 Fracturation multi-étagée (Multi-Stage Fracturing)	17
4. Fluide de fracturation et proppants	18
4.1 Fluide de fracturation	18
4.2 Proppants	18
5. Outils de monitoring de la fracturation hydraulique :	19
5.1 Monitoring de surface :	19
5.2 Monitoring en fond de puits (Downhole)	19
5.3 Sismique passive (microsismique)	20
5.4 Imagerie et diagraphies post-fracturation	20
6. Les équipements utilisés pour la réalisation de l'opération frac	20
6.1. Mélangeur	20
6.2. Bacs de stockage	20
6.3. Le montain mover	21
6.4. Unités de pompage	21
6.5. Manifold et conduites à haute pression	22
6.6. Enregistreurs et capteurs	22
6.7. Tree siver (welhead isolation tool)	23
6.8. Centre de commande technique	23
7. Déroulement d'une fracturation hydraulique	23
7-1. Test d'injectivité	23
7-2. Shadow frac (Data Frac ou Mini frac)	24
7-3. Le traitement lui-même (main frac)	24
Conclusion	25
Chapitre III : Évaluation de la fracturation hydraulique des puits OKJ31, OKN721, OKI27 et OKS31	
Introduction	28
1- DEROULEMENT DES OPERATIONS ET RESULTATS OBTENUS	29

Puits OKJ31	29
Le puits OKN721	36
2- DEROULEMENT DES OPERATIONS ET RESULTATS OBTENUS	37
Puits OKN721	37
Le puits OKi27	43
3- DEROULEMENT DES OPERATIONS ET RESULTATS OBTENUS	44
Puits Oki27	44
Le puits OKS31	49
4- DEROULEMENT DES OPERATIONS ET RESULTATS OBTENUS :	50
Puits OKS31	50
Conclusion	59
Conclusion générale	61
Références bibliographiques	63

Liste Des Tableaux

N°	Titre	Page
ChapitreI		
Tableau I.1	Les caractéristiques pétro physiques des réservoirs de Haoud Berkaoui	10
TableauI.2	Historique de l'exploitation pétrolière dans la région de Haoud Berkaoui	11
TableauI.3	Développement et stimulation	11
Chapitre II		
Tableau II.1	Historique et évolution de la fracturation hydraulique dans le monde	16
Tableau II.2	Historique et évolution de la fracturation hydraulique dans l'Algérie	16
Tableau II.3	Types de fluides de fracturation	18
Tableau II.4	Types de proppants	19
ChapitreIII		
Tableau III.1	Les opérations réalisées après frac	34
Tableau III.2	Les opérations réalisées après frac	35
Tableau III.3	Les opérations réalisées après frac	42
Tableau III.4	Jaugeage sur séparateur mobile (résultats	42
Tableau III.5	Les opérations réalisées après frac	49
Tableau III.6	Les opérations réalisées après frac	53
Tableau III.7	Injection d'eau (résultats)	54
Tableau III.8	Évolution des paramètres d'injection d'eau après frac de puit OKS31	55
Tableau III.9	Récapitulatif de la fracturation hydraulique	56
Tableau III.10	Coût global de l'investissement et taux par opération par puit	57

Liste Des Figures

N°	Titre	Page
ChapitreI		
Figure I.1	Situation géographique de Haoud Berkaoui	4
Figure I.2	Situation géologique de Haoud Berkaoui	5
Figure I.3	La région de Haoud Berkaoui Carte des principaux champs	8
Figure I.4	Section stratigraphique du trias argileux-gréseux	10
ChapitreII		
Figure II.1	Mélangeur (BLENDER).	20
Figure II.2	Réservoir d'eau (FRAC TANK).	21
Figure II.3	Le montain mover	21
Figure II.4	Pompe triplex	22
Figure II.5	Manifold	22
Figure II.6	Tree siver	23
Figure II.7	Cabine de contrôle	23
ChapitreIII		
Figure III.1	Equipements Utilisés	28
Figure III.2	Résultat de Mini Frac de puit OKJ31	30
Figure III.3	Résultat de Main Frac de puit OKJ31	31
Figure III.4	L'analyse diagnostique du pompage (Mini frac-G-FONCTION) de puit OKJ31	32
Figure III.5	L'analyse diagnostic du pompage (Mini frac-square Root) de puit OKJ31	33
Figure III.6	Résultat de thermométrie de puit OKJ31	34
Figure III.7	Évolution de la pression après frac de puit OKJ31	35
Figure III.8	Résultat de Mini frac de puit OKN721	38
Figure III.9	Résultat de Main Frac de puit OKN721	38
Figure III.10	L'analyse diagnostic du pompage (Mini frac-G-FONCTION) de puit OKN721	40
Figure III.11	L'analyse diagnostic de pompage (Mini frac-square Root) de puit OKN721	40
Figure III.12	Thermométrie post- mini Frac du puits OKN721	41

Figure III.13	Évolution de la pression après frac de puit OKN721	42
Figure III.14	Évolution de la pression après frac de puit OKN721	45
Figure III.15	Résultat de Main Frac de puit OKI27	46
Figure III.16	L'analyse diagnostic de pompage (Mini frac-G-FONCTION) de puit OKI27	47
Figure III.17	L'analyse diagnostic de pompage (Mini frac-square Root) de puit OKI27	47
Figure III.18	Thermométrie post- mini Frac du puits Oki27	48
Figure III.19	Résultat de test d'injection de puit OKS31	51
Figure III.20	Résultat de l'injection de l'acide de puit OKS31	52
Figure III.21	Résultat de Main Frac de puit OKS31	53
Figure III.22	Évolution des paramètres d'injection d'eau après frac de puit OKS31	54
Figure III.23	La cercle relatif des coûts par puit	57

Liste Des Abréviation

Psi : Pounds per square inch – Livres par pouce carré

Bpm : Barrels per minute – Barils par minute

m³/h : Cubic meters per hour – Mètres cubes par heure

bbt/j : Barrels per day – Barils par jour

DA : Dinar Algérien

°C : Degrés Celsius

GLR: Gas to Liquid Ratio – Rapport gaz/liquid

WC: Water Cut – Tener en eau (%)

Ppg : Pounds per gallon – Livres par gallon

T/j : Tonnes par jour

Md : Millidarcy – Unité de perméabilité

m : Mètre

Km : Kilomètre

Kg : Kilogramme

J : Joule

WHP : Well Head Pressure – Pression en tête de puits

TAG : Trias Argilo-Gréseux

σ_{hmin} : Contrainte horizontale minimale – utilisée en fracturation hydraulique

PTA : Pressure Transient Analysis – Analyse transitoire de pression

RTA : Rate Transient Analysis – Analyse transitoire de débit

HBK : Haoud Berkaoui

BKH : Benkahla

GLA : Guellala

Km² : Kilomètre carré

Sw : Water Saturation – Saturation en eau

SI : Série Inférieure

T1 : Trias Argilo-Gréseux niveau 1

T2 : Trias Argilo-Gréseux niveau 2

% : Pourcentage

DTS : Distributed Temperature Sensing – Mesure de température distribuée

DAS : Distributed Acoustic Sensing – Mesure acoustique distribuée

mm : Millimètre

DP : Direction de Production ou Differential Pressure – selon le contexte

bbls : Barrels – Unité de volume (1 bbl $\approx$ 159 litres)

psig: Pounds per square inch gauge – Pression relative

Gal : Gallon – Unité de volume (1 gal $\approx$ 3,785 litres)

lb/gal : Pounds per gallon – Densité de fluide

DegC : Degrees Celsius – Température en degrés Celsius

GAPI : Gamma API Unit – Unité standardisée de mesure gamma

lb : Pound – Livre (1 lb = 0,4536 kg)

LSPD (m/min) : Linear Speed – Vitesse linéaire en mètres par minute

CCL : Casing Collar Locator – Localisateur de colliers de tubage

GR : Gamma Ray – Log gamma

Bar : Unité de pression (1 bar = 100 000 pascals)

Kgf/cm² : Kilogramme-force par centimètre carré – Unité de pression

Introduction Générale

Introduction Générale

Face à la croissance continue de la demande énergétique mondiale et à la diminution progressive des réserves facilement exploitables, l'industrie pétrolière est contrainte de recourir à des techniques de récupération avancées afin de maximiser la production des gisements. Parmi ces techniques, la fracturation hydraulique occupe une place centrale, en particulier dans les réservoirs présentant une faible perméabilité, où l'écoulement naturel des hydrocarbures est limité.

En Algérie, la société nationale Sonatrach œuvre depuis plusieurs décennies à l'amélioration des performances de ses champs pétroliers, notamment dans le bassin de Berkine. Le champ de Haoud Berkaoui, situé dans cette région, représente un cas typique où la fracturation hydraulique est employée pour stimuler les puits et améliorer leur rendement. Compte tenu de ses caractéristiques géologiques spécifiques, ce champ constitue un excellent terrain d'étude pour évaluer l'efficacité de cette technique.

Le présent mémoire, intitulé « L'évaluation de la fracturation hydraulique dans le champ de Haoud Berkaoui », s'inscrit dans cette perspective. Il a pour objectif principal de mesurer l'impact réel des opérations de fracturation sur la performance des puits, en s'appuyant sur des données de terrain, des analyses techniques et des retours d'expérience. Il s'agit d'identifier les paramètres clés qui influencent la réussite des opérations, d'évaluer les résultats obtenus et de proposer, le cas échéant, des pistes d'optimisation.

Ce travail est structuré en trois chapitres. Le premier chapitre présente les principes fondamentaux de la fracturation hydraulique, ses objectifs et ses limites. Le second chapitre est consacré à la présentation géologique et pétro physique du champ de Haoud Berkaoui. Enfin, le troisième chapitre porte sur l'analyse des opérations de fracturation réalisées dans ce champ, les résultats observés, et les recommandations pour une meilleure efficacité des interventions futures.

Chapitre I :
Présentation du champ de
Haoud Berkaoui

Introduction

Le développement et l'exploitation des ressources pétrolières en Algérie ont toujours représenté un enjeu économique et stratégique majeur. Parmi les nombreux champs en activité, celui de Haoud Berkaoui, situé dans le bassin de Berkine, constitue un exemple concret de la complexité et de la richesse du sous-sol saharien. Ce champ, bien que moins médiatisé que les géants comme Hassi Messaoud, joue un rôle important dans le maillage énergétique du pays.

Ce premier chapitre a pour objectif de présenter en détail le champ de Haoud Berkaoui, en mettant l'accent sur sa localisation, son historique, sa géologie, ses infrastructures et les contraintes auxquelles il fait face. Une telle présentation est essentielle pour comprendre les conditions spécifiques dans lesquelles se déroule la fracturation hydraulique dans cette région, sujet central de ce mémoire.

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

I.1.1. Situation géographique :

La région de Haoud Berkaoui représente une des 10 (dix) principales zones productrices d'hydrocarbures du Sahara algérien. Elle se situe à environ 800Km au sud-est de la capitale Alger, à 100km au nord-ouest de Hassi Messaoud et à 30km d'Ouargla. Elle s'étend du sud est de Ghardaïa jusqu'au champ extrême Boukhzana près de la route de Touggourt. [8]

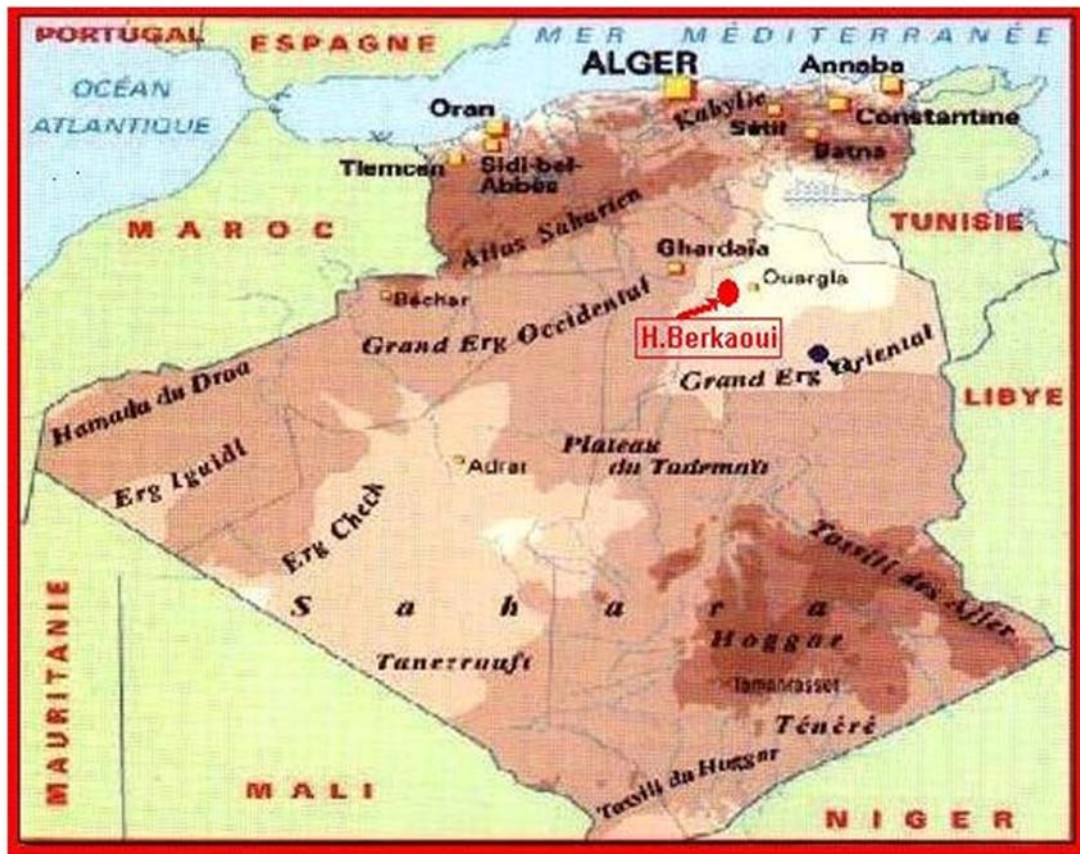


Figure. I.1. Situation géographique de Haoud Berkaoui. [8]

I.1.2 Situation géologique :

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

Ce bassin a la configuration d'une dépression allongée d'orientation nord-est/sud-ouest acquise au cours du paléozoïque. Il est limité, au nord par la zone haute de Djamâa Touggourt constituée de terrains d'âge cambrien ; Au nord-ouest le môle de Talemzane (Hassi R'mel) ; À l'est, par la dorsale d'El-Agreb El-Gassi qui se prolonge jusqu'à Messaoud au nord et au sud par la dépression de Mouydir.

La région de Haoud- Berkaoui se situe au nord de la dépression d'Oued-Mya (Bloc 438) (Fig. I.2).

Cette structure se trouve dans la partie la plus subsidence orientée nord-est/sud-ouest, elle est séparée du bourrelet d'Erg Djouad par un sillon dont l'amplitude varie de 200 à 400Km, sa largeur varie de 25 à 30Km au sud-ouest et de 08 à 10Km au nord-est. [8]

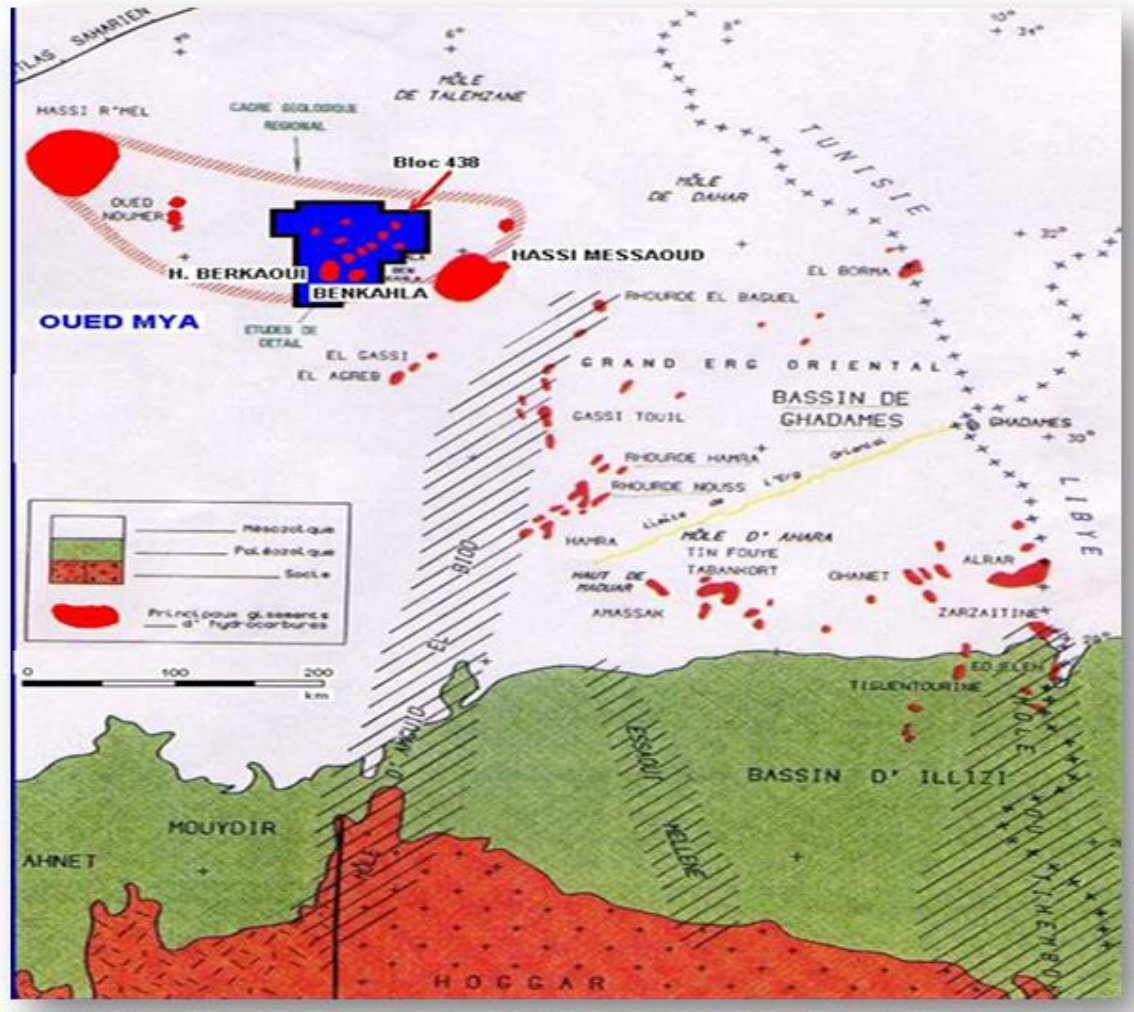


Figure. I.2. Situation géologique de Haoud Berkaoui [8]

I.2. Les champs de la région :

Les champs de Haoud-Berkaoui sont répartis sur une superficie de 6300km², dont les Principaux sont :

❖ Champ de Haoud Berkaoui (HBK) :

Le gisement de Haoud-Berkaoui s'étend sur une superficie de 175 Km² avec une élévation de 220m par rapport au niveau de mer. [8]

Ce gisement a été mis en production en janvier 1967 dont les réserves ont été de 136,4 millions stm³ d'huile. La profondeur moyenne est de 3550m. [8]

Actuellement le soutirage de l'huile se fait naturellement (déplétion naturelle) et artificiellement (gaz-lift), tout en citant que la pression de gisement est maintenue par l'injection d'eau (dans certains zones). [8]

❖ **Champ de Benkahla (BKH) :**

Le gisement de Benkahla s'étend sur une superficie de 72 Km², élevée de 209 m par rapport le niveau de mer. [8]

Il a été mis en production en 02 mai 1967 dont les réserves ont été d'environ 86,8 millions stn³ d'huile. La profondeur moyenne est de 3550m. Ce champ produit par sa propre énergie de gisement aidée par le maintien de pression et le gaz-lift. [8]

❖ **Champ de Guellala (GLA) :**

Ce gisement est découvert le 28 octobre 1969 par le forage de GLA01. Il s'étend sur une superficie de 35km². Sa mise en production a eu lieu en 1973. La profondeur moyenne est de 3500m. Sa production est assurée comme Berkaoui et Benkahla par déplétion naturelle, le maintien de pression et le gaz-lift. [8]

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

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

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

Tableau I.1. Les caractéristiques pétro physiques de ces trois champs (8)

CARACTERISTIQUES	HAOUD BERKAOUI	BENKAHLA	GUELLALA
Profondeur moyenne (m)	3550	3300	3500
Pression initiale (kgf/cm ²)	518	532	532,5
Pression de bulle (kgf/cm ²)	188	180	185
Contact huile/eau initial (m)	3324	3324	3370
Porosité moyenne Φ (%)	8,8	9,3	9,3
Perméabilité moyenne K (md)	56,2	70,4	232
Saturation moyenne Sw(%)	32,7	32	22,3
Les réserves (m ³)	143,9.10 ⁺⁶	100.10 ⁺⁶	103,6. 10 ⁺⁶

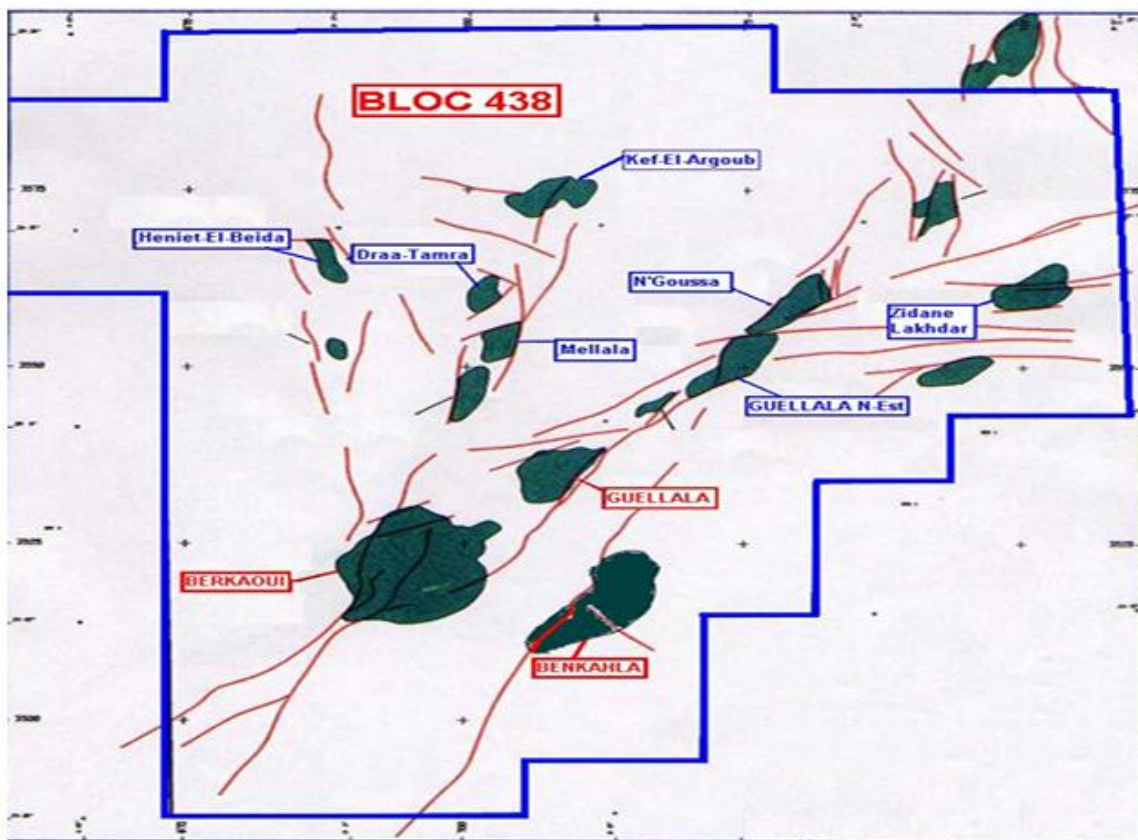


Figure. I.3. Carte des principaux champs De la région Haoud Berkaoui. [8]

I.3. Etude du champ de Haoud Berkaoui :

I.3.1 Caractéristiques du réservoir :

On distingue deux blocs au niveau du gisement de Haoud- Berkaoui, divisés par deux failles majeures d'orientation sud- ouest /nord- est (bloc des OKN à l'Est et bloc des OKJ à l'Ouest). Le trias argilo-gréseux a présenté des indices importants d'hydrocarbures. Il est composé de T2, T1 et la série inférieure (SI) dont deux (02) sont productifs (T1 et SI), le troisième niveau (T2) est généralement compact. Les caractéristiques pétro physiques de ce champ sont mentionnées dans le tableau précédent. [8]

I.3.2 Aspect structurel :

La structure de Haoud- Berkaoui constitue la plus grande structure du bassin d'Oued-Mya.

Elle a été soumise à plusieurs accidents structuraux créant un ensemble de failles dont les Principales sont des failles normales subméridiennes de même direction qui définissent un hors central.

Le top du trias argilo-gréseux se situe à une profondeur moyenne de 3300 à 3500m. La structure est un anticlinal orienté nord-sud d'environ 22km de long et 15km de large, avec un relief vertical de l'ordre de 300 m au- dessus du contact huile/ eau. [8]

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

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

I.4.1 Série inférieure :

C'est le réservoir principal du champ. Il est considéré comme hétérogène avec une variation des caractéristiques pétro physiques dans tous les sens. Il est formé d'un empilement de lentilles gréseuses, métrique à décimétrique en épaisseur, hectométrique à kilométrique en longueur. La série inférieure est constituée de grés grossiers, de grés fins à moyens et de grés très fins pour terminer par des intercalations d'argiles souvent dolomitiques. [8]

I.4.2. Trias argilo- gréseux T1 :

Cette formation représente le réservoir secondaire de la région. Elle comprend une séquence positive constituée à la base de grés fins à moyens argilo- carbonaté, s'affinant régulièrement vers le haut pour terminer au sommet avec des argiles dolomitiques. Ce réservoir apparaît comme une nappe gréseuse relativement continue sur tout le gisement. [8]

I.4.3. Trias argilo- gréseux T2 :

Ce réservoir directement sus- jacent au T1 présente des indices de présence d'huile, mais étant généralement compact, il n'est exploité que dans quelques puits. Il est constitué de grés fins à très fins avec une partie argileuse au sommet, les porosités varient de 2 à 4% avec des perméabilités moyennes de 0.1 à 34 md. Cette série présente de très mauvaises caractéristiques de réservoir. [8]

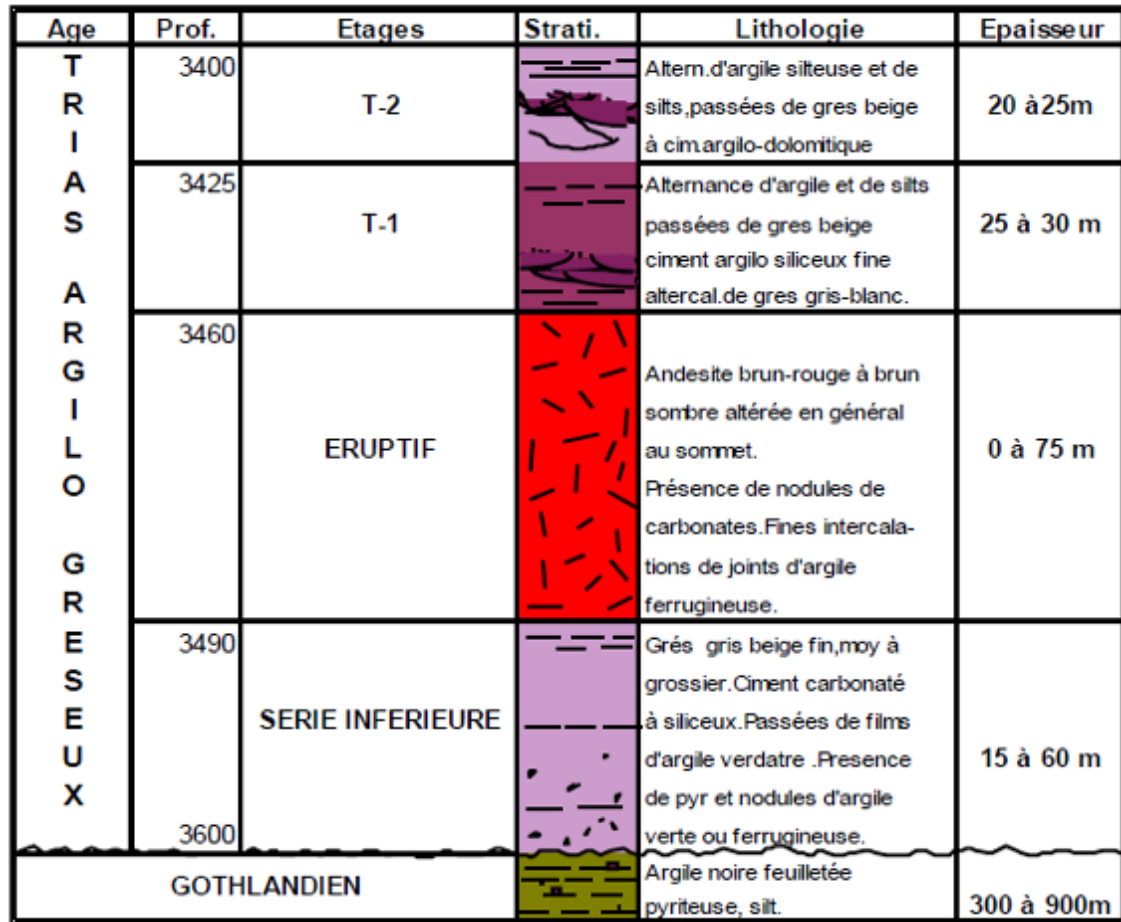


Figure. I.4. Section stratigraphique du trias argileux-gréseux. [8]

1.5. Les caractéristiques pétro physiques des réservoirs de Haoud Berkaoui [8] :

Tableau I.1. Les caractéristiques pétro physiques des réservoirs de Haoud Berkaoui

Réservoir	Profondeur Moyenne (m)	Épaisseur Moyenne (m)	Porosité Moyenne (%)	Perméabilité Moyenne (md)	Saturation en eau Moyenne (%)	Remarque
Série Inférieure (SI)	3550	47	8,8	56,2	32,7	Réservoir principal, hétérogène, constitué grès granulométrique variable avec intercalation

						d'argiles dolomitiques
Trias Argilo-Gréseux T1	3425	30	Non spécifiée	Non spécifiée	Non spécifiée	Réservoir secondaire, constitué de grès fins moyens argilo-carbonatés, s'affinant vers le haut avec des argiles dolomitiques
Trias Argilo-Gréseux T2	3400	20–25	2–4	0,1–34	Non spécifiée	Réservoir compact, exploité dans quelques puits, constitué de grès fins très fins avec une part argileuse au sommet.

I.6. Historique de l'exploitation pétrolière dans la région de Haoud Berkaoui [10] :

Tableau I.2. Historique de l'exploitation pétrolière dans la région de Haoud Berkaoui

Période	Événements clés
1965–1970	Découverte des champs (Haoud Berkaoui, Benkahla, Guellala), début de production.
1971–1980	Mise en service des premiers centres de production, extension des installations.

1981–1990	Début de l'injection d'eau, traitement du gaz associé, renforcement des capacités.
1991–2000	Mise en service d'unités de récupération, de dessalage, et nouvelles découvertes.
2001– aujourd'hui	Modernisation des installations, gestion environnementale (traitement des eaux, réduction du torchage).

Développement et stimulation [10] :

Tableau I.3. Développement et stimulation

Période	Activités de développement et stimulation principales
1965–1975	Découverte des champs et mise en production initiale. Forages verticaux classiques.
1976–1985	Extensions des champs, augmentation du nombre de puits. Premiers essais d'acidification.
1986–1995	Démarrage de l'injection d'eau à grande échelle. Début des stimulations mécaniques simples.
1996–2005	Introduction progressive de la fracturation hydraulique sur puits sélectionnés.
2006–2015	Optimisation de la fracturation hydraulique. Modélisation géomécanique et choix ciblés.
2016– aujourd'hui	Déploiement généralisé de la stimulation hydraulique. Utilisation de technologies avancées de monitoring (microsismique, fibre optique).

Situation actuelle :

Aujourd'hui, le champ de Haoud Berkaoui continue d'être exploité par Sonatrach, avec l'appui de technologies modernes de surveillance, de diagraphies avancées et de simulations de réservoir. Les campagnes de fracturation sont régulièrement mises en œuvre pour améliorer ou maintenir le niveau de production, en particulier dans les puits matures ou peu performants. [10]

Conclusion :

L'analyse géologique, stratigraphique, lithologique et pétro physique du champ de Haoud Berkaoui permet de mieux comprendre les conditions dans lesquelles les opérations de

fracturation hydraulique sont mises en œuvre. Ce champ, situé dans le bassin de Berkine, repose sur une structure géologique complexe mais bien connue, dominée par des réservoirs gréseux de l'Ordovicien à faible perméabilité.

Les propriétés pétro physiques, marquées par une porosité modérée et une très faible perméabilité, rendent indispensable le recours à des techniques de stimulation, notamment la fracturation hydraulique. De plus, les propriétés mécaniques favorables des formations cibles, telles que leur rigidité et leur résistance à la compression, assurent une bonne propagation des fractures lorsque les paramètres opérationnels sont correctement maîtrisés.

Ce socle géologique et pétro physique constitue donc un élément fondamental pour concevoir des programmes de fracturation efficaces. Les éléments abordés dans ce chapitre serviront de base pour analyser, dans le chapitre suivant, les opérations de fracturation réalisées dans le champ de Haoud Berkaoui, en vue d'évaluer leur impact réel sur la productivité des puits.

Chapitre II : Généralités sur la fracturation hydraulique

Introduction

Dans un contexte où l'exploitation des réservoirs pétroliers devient de plus en plus complexe en raison de la baisse naturelle de la production et de la faible perméabilité de nombreuses formations, les techniques de stimulation jouent un rôle crucial pour maintenir, voire améliorer, la rentabilité des puits. Parmi ces techniques, la fracturation hydraulique s'est imposée comme une méthode incontournable pour améliorer la connectivité des réservoirs et augmenter les débits de production.

La fracturation hydraulique consiste à injecter un fluide sous haute pression dans la formation rocheuse afin d'y créer des fractures artificielles. Ces fractures, maintenues ouvertes par un agent de soutènement (proppant), permettent aux hydrocarbures piégés dans les pores de s'écouler plus facilement vers le puits. Cette technique est particulièrement adaptée aux réservoirs dits « tight », comme ceux du champ de Haoud Berkaoui, caractérisés par une faible perméabilité naturelle.

Ce chapitre a pour objectif de présenter les principes fondamentaux de la fracturation hydraulique, ses composantes techniques, ses mécanismes physiques, ainsi que les différents types de fracturation et les paramètres influençant leur efficacité. Il abordera également les enjeux économiques, techniques et environnementaux associés à cette technologie, afin de fournir une base théorique solide à l'analyse des cas pratiques abordés dans le chapitre suivant.

1. Définition et principe de base de la fracturation hydraulique

1.1 Définition

La fracturation hydraulique est une réserve de pétrole ou de gaz. Elle consiste à injecter un fluide sous vide dans le réservoir, sous pression accrue, ce qui provoque de multiples fractures, simples ou complexes. Ces fissures améliorent le fonctionnement du toit et facilitent la migration des hydrocarbures vers le puits de production.

Cette technologie est le principal système d'exploitation des formations géologiques perméables, telles que les grandes structures denses, l'écume ou certains types de carbonates, ou d'hydrocarbures présents à leur surface sans leur manucure naturelle. [9]

1.2 Principe de base :

Le principe de la fracturation hydraulique repose sur les étapes suivantes :

1. Injection de fluide sous haute pression dans la zone cible du réservoir à travers une complétion bien isolée (généralement avec un packer ou une manchette).
2. Lorsque la pression du fluide dépasse la contrainte minimale horizontale ($\sigma_h \min$) de la roche, celle-ci se fracture suivant une direction perpendiculaire à cette contrainte.
3. Les fractures s'ouvrent progressivement et sont maintenues ouvertes par l'injection simultanée d'un agent de soutènement appelé proppant (généralement du sable calibré ou des billes en céramique).
4. Après l'opération, le fluide est récupéré partiellement, tandis que le proppant reste en place dans les fractures, maintenant leur ouverture et facilitant l'écoulement du pétrole ou du gaz vers le puits. [9]

1.3 Objectifs principaux

Augmenter la surface de drainage du puits.

Contourner les barrières naturelles (argiles, couches compactes).

Améliorer la productivité dans les réservoirs à faible perméabilité.

Stimuler les puits matures ou en déclin. [9]

2. Historique et évolution de la fracturation hydraulique dans le monde et en Algérie

2.1 Dans le monde : [9]

Tableau II-1 Historique et évolution de la fracturation hydraulique dans le monde

Période	Événement / Évolution majeure	Zone géographique / Impact
1947	Première fracturation hydraulique réalisée à Duncan, Oklahoma (États-Unis)	Début de la technologie
Années 1950–70	Déploiement industriel aux États-Unis dans les réservoirs conventionnels	Amérique du Nord
Années 1980	Premiers tests sur réservoirs non conventionnels (shale gas)	Texas (Barnett Shale)
Années 2000	Boom du gaz de schiste aux États-Unis, fracturation horizontale	États-Unis, Canada
2010–2020	Extension de la technique à d'autres pays (Chine, Argentine, Russie)	Impact mondial, controverses environnementales
Depuis 2020	Innovations dans les fluides de fracturation et le monitoring (IA, microsismique)	Transition vers des pratiques plus durables

2.2 En Algérie : [10]

Tableau II-2 Historique et évolution de la fracturation hydraulique dans l'Algérie

Période	Événement / Évolution majeure	Impact / Zone concernée
Années 1980	Premiers essais de fracturation sur puits conventionnels	Champs du Sud (Hassi Messaoud)
Années 1990	Intégration progressive dans les campagnes de stimulation	Optimisation de la productivité
Années 2000	Fracturation plus régulière sur réservoirs à faible perméabilité	Haoud Berkaoui, El Borma, Rhourde Nouss

Années 2010	Études de faisabilité pour les formations non conventionnelles (shale gas)	Bassin d'Illizi, Ahnet
Depuis 2015	Collaboration avec des partenaires étrangers pour projets pilotes	Exploration du potentiel non conventionnel
Depuis 2020	Fracturation optimisée avec suivi géomécanique et environnemental renforcé	Orientation vers une approche durable

3. Types de fracturation hydraulique

La fracturation hydraulique peut être classée selon plusieurs critères, notamment le type de fluide utilisé, le mode d'injection, ou encore la géométrie des fractures créées. Le choix du type de fracturation dépend des caractéristiques du réservoir (perméabilité, pression, profondeur), des objectifs de stimulation, et des contraintes économiques. [9]

3.1 Fracturation hydraulique conventionnelle (Poppée)

Principe : utilisation d'un fluide porteur (eau + additifs) contenant un proppant (sable ou billes) pour créer et maintenir les fractures ouvertes.

Avantages : amélioration durable de la perméabilité ; largement utilisée dans les réservoirs tight.

Application : très répandue dans les gisements à faible perméabilité comme ceux de Haoud Berkaoui.

3.2 Fracturation acide

Principe : injection d'un fluide acide (souvent HCl dilué) pour dissoudre partiellement la roche, en particulier les carbonates, et créer des canaux de circulation.

Utilisation : dans les formations carbonatées (calcaires, dolomies).

Remarque : peu efficace dans les grès.

3.3 Fracturation hydraulique non Poppée (ou fracturation par impulsion)

Principe : création de micro fractures par des impulsions de pression sans injection de proppant.

Objectif : stimulation temporaire ou pour formations très fines.

Limite : fractures se referment rapidement sans proppant.

3.4 Fracturation hydraulique à grand volume ("massive fracturing")

Principe : injection de très grands volumes de fluide et de proppant, souvent en forage horizontal, pour créer des réseaux de fractures étendus.

Application : courante dans l'exploitation du gaz de schiste ou des réservoirs très tight.

Avantage : augmente fortement la surface de drainage.

3.5 Fracturation multi-étagée (Multi-Stage Fracturing)

Principe : division d'un forage horizontal en plusieurs segments (stages), chacun étant fracturé séparément.

Avantage : couverture plus large du réservoir ; efficacité accrue ; technologie avancée utilisée notamment avec les outils de complétion intelligents. [9]

4. Fluide de fracturation et proppants

La réussite d'une opération de fracturation hydraulique dépend fortement du choix du fluide injecté et du matériau utilisé pour maintenir les fractures ouvertes. Ces deux éléments doivent être adaptés aux caractéristiques du réservoir et aux objectifs de stimulation. [9]

4.1 Fluide de fracturation

Le fluide de fracturation est injecté sous haute pression pour initier et propager les fractures dans la formation. Il doit également transporter le proppant jusqu'à la fracture. Il se compose généralement de trois éléments : une phase liquide, des additifs chimiques, et parfois du gaz. [9]

Types de fluides de fracturation [9] :

Tableau II-3 Types de fluides de fracturation

Type de fluide	Description	Avantages	Inconvénients
Eau claire (slickwater)	Eau + agents de friction	Peu coûteux, faible viscosité, adaptée aux shale gas	Faible capacité de transport de proppant
Fluide gélifié	Eau + polymères (ex. guar)	Bonne portance du proppant	Peut laisser des résidus dans le réservoir
Fracturation acide	Acide (souvent HCl)	Dissout la roche (surtout carbonates)	Moins efficace dans les grès
Mousse	Eau + gaz (azote, CO ₂)	Réduit la quantité de liquide, limite les dommages	Moins stable, plus coûteuse
Hydrocarbures liquides	Naphta, diesel	Pour réservoirs sensibles à l'eau	Risques de sécurité, coût élevé

Additifs courants :

Réducteurs de friction.

Agents gélifiants.

Agents de nettoyage.

Biocides (éviter la croissance microbienne).

Agents de dégradation (pour liquéfier le gel après injection). [9]

4.2 Proppants :

Les proppants sont des matériaux solides, injectés avec le fluide de fracturation, et qui restent piégés dans les fractures pour empêcher leur fermeture une fois la pression relâchée. Leur choix dépend des contraintes de fermeture, de la taille des fractures et de la profondeur du réservoir. [9]

Types de proppants [9] :

Tableau II.4 Types de proppants

Type de proppant	Description	Avantages	Inconvénients
Sable naturel (silice)	Le plus utilisé (0,1–1 mm)	Économique, disponible	Moins résistant à haute pression
Sable résiné	Sable recouvert de résine	Réduction de l'écrasement, bonne stabilité chimique	Plus coûteux que le sable brut
Céramique	Billes synthétiques (bauxite, alumine)	Très résistantes, idéales pour les grandes profondeurs	Très coûteux
Proppants ultra-légers	Matériaux synthétiques très légers	Bon transport avec fluide léger	Moins utilisés dans les réservoirs profonds

5. Outils de monitoring de la fracturation hydraulique :

Le monitoring (ou surveillance) des opérations de fracturation hydraulique est essentiel pour garantir la sécurité, optimiser les performances et évaluer l'efficacité de la stimulation. Il permet de suivre, en temps réel ou en post-traitement, la création et la propagation des fractures, ainsi que l'évolution des paramètres du puits et du réservoir. [10]

5.1 Monitoring de surface :

Capteurs de pression et débit : mesurent la pression de pompe, le débit de fluide injecté et les variations de pression en surface.

Analyse des données en temps réel : logiciel de surveillance pour ajuster les paramètres (pression, débit, concentration de proppant).

Vannes de sécurité et instrumentation : assurent un contrôle strict de l'opération et préviennent les fuites ou surpressions.

5.2 Monitoring en fond de puits (Downhole) :

Capteurs de pression/température permanents : installés dans le puits pour enregistrer les variations pendant et après la fracturation.

Fibre optique (DTS/DFO) : utilisée pour mesurer la température (DTS – Distributed Temperature Sensing) ou l'acoustique (DAS – Distributed Acoustic Sensing) en continu, le long du puits.

Outils de traçage : injection de marqueurs chimiques ou isotopiques pour suivre le fluide et vérifier la connectivité entre la fracture et le puits.

5.3 Sismique passive (microsismique)

Principe : enregistre les microséismes générés par la propagation des fractures.

Utilisation : permet de cartographier en 3D la géométrie des fractures (longueur, hauteur, orientation).

Installation : capteurs (géophones) placés en surface ou dans des puits voisins.

Avantage : technique non invasive et très précise.

5.4 Imagerie et diagraphies post-fracturation

Diagraphies ultrasoniques et acoustiques : permettent d'imager les fractures après stimulation.

Logs de production et de pression : évaluent l'effet de la fracturation sur la performance du puits (débit, pression de fond, etc.).

Tests de puits (PTA/RTA) : analytiques ou numériques, ils servent à estimer la perméabilité effective après stimulation.

6. Les équipements utilisés pour la réalisation de l'opération frac :

➤ **6.1. Mélangeur** : Cet équipement est utilisé afin d'agiter le fluide proppant ainsi que les additifs de manière homogène. [7]



Figure II.1 : Mélangeur (BLENDER). [7]

➤ **6.2. Bacs de stockage** : La capacité de stockage de cet équipement est de 20 000 gallons, et le nombre de bacs requis dépendra du volume de fluide nécessaire pour l'opération, incluant l'eau et le fluide proppant. [7]



Figure II.2 : Réservoir d'eau (FRAC TANK). [7]

➤ **6.3. Le montain mover** : Ce dispositif permet de stocker les agents de soutènement.



Figure II.3: Le montain mover. [7]

➤ **6.4. Unités de pompage :** Les pompes utilisées ici sont extrêmement puissantes, capable de fournir une pression allant jusqu'à 20 000psi. (7)



Figure II.4 : Pompe triplex. (7)

➤ **6.5. Manifold et conduites à haute pression :**

Le manifold HP a la capacité de supporter des pressions allant jusqu'à 20 000psi ainsi qu'un débit de 75 BPM. Ce dispositif joue le rôle de collecteur de mélanges. [7]



Figure II.5: Manifold. [7]

➤ **6.6. Enregistreurs et capteurs :** Des appareils de mesure sont utilisés :

- Des débitmètres.
- Des densimètres.
- Des thermomètres.
- Des pH-mètres.
- Des capteurs de pressions.[7]

➤ 6.7. Tree siver (welhead isolation tool):

Cet équipement est capable de pomper des fluides abrasifs et corrosifs à des pressions relativement élevées, et sert également à protéger la tête de puits. [7]

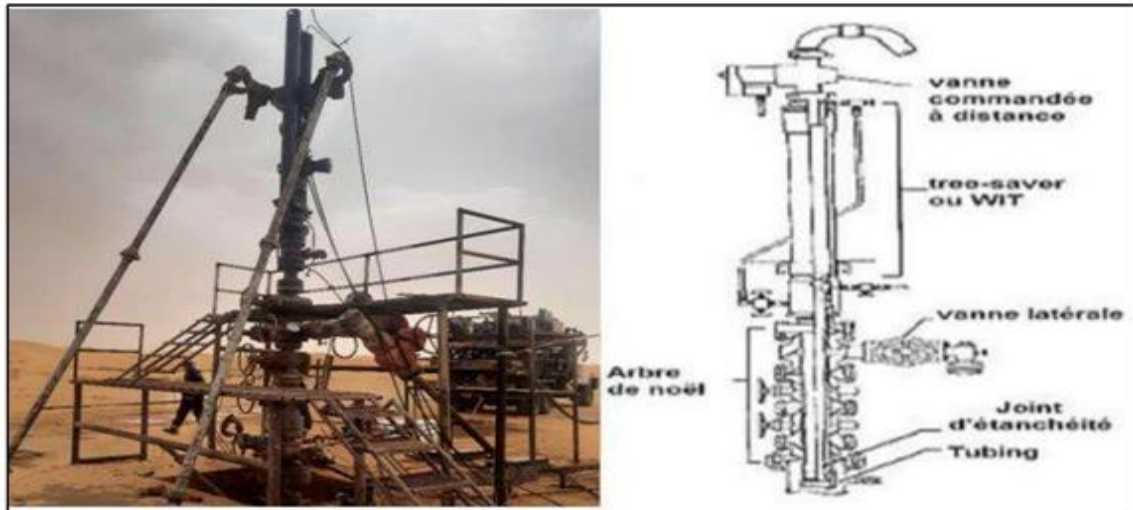


Figure II.6 : Tree siver. [7]

➤ 6.8. Centre de commande technique :

Il s'agit d'une salle équipée de panneaux de commande permettant aux opérateurs de suivre l'opération en continu et de surveiller le bon fonctionnement des équipements utilisés. Cette salle permet également l'acquisition et l'affichage des données de traitement. [7]



Figure II.7: Cabine de contrôle.[7]

7. Déroulement d'une fracturation hydraulique

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

7-1. Test d'injectivité

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

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

7-2. Shadow frac (Data Frac ou Mini frac) :

Permet d'amorcer et créer une fracture non soutenue pendant une durée de temps

Suffisante de manière à déterminer :

Mémoire de fin d'étude

Notions de la mécanique des roches liées à la fracturation hydraulique

- La pression de fermeture.
- Le coefficient de filtration.
- L'efficacité du fluide.
- La géométrie de la fracture.
- Les pertes de charge.

Tous ces paramètres nous permettent d'établir le programme de fracturation, c'est à dire

Déterminer :

- Les rampes de pompage des billes (Agent de soutènement).
- Le débit et le volume du fluide injecté.

7-3. Le traitement lui-même (main frac) :

Il se divise en trois étapes :

1. Injection d'un "Pad" : c'est un fluide de fracturation généralement du gel réticulé non Chargé en agent de soutènement, injecté en tête dans le but d'amorcer et de développer une fracture en lui donnant une largeur telle qu'elle permette le passage des billes.
2. Injection du slurry (gel réticulé + bauxite).
3. La chasse du slurry restant dans le tubing avec un gel linéaire facile à dégorger.

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les bases fondamentales de la fracturation hydraulique, une technique aujourd'hui incontournable pour améliorer la productivité des réservoirs à faible perméabilité. Après avoir défini le principe et retracé son évolution historique, tant à l'échelle mondiale qu'en Algérie, nous avons détaillé les principaux types de fracturation en fonction des objectifs, des formations cibles et des technologies disponibles.

Le choix du fluide de fracturation et du proppant est un élément déterminant pour la réussite de l'opération, tout comme la mise en œuvre d'un système de monitoring performant. Ce dernier permet non seulement d'assurer la sécurité de l'opération, mais aussi de mieux comprendre la propagation des fractures et d'évaluer l'efficacité de la stimulation.

Les connaissances développées dans ce chapitre serviront de base pour aborder, dans le chapitre suivant, l'application concrète de la fracturation hydraulique dans le champ de Haoud Berkaoui, à travers une étude technique et une évaluation de ses résultats sur les réservoirs cibles.

Chapitre III :
Évaluation de la fracturation
hydraulique des puits (OKJ31, OKN721
OKI27 et OKS31)

Introduction

Après avoir présenté les fondements théoriques et techniques de la fracturation hydraulique dans le chapitre précédent, ce troisième chapitre est consacré à l'évaluation la fracturation effectuée au niveau de la région HAOUD BERKAOUI, du 03 au 20 mai 2023, s'inscrit dans le cadre de la reprise des puits fermés à savoir OKJ31, OKN721 et Oki27 afin d'améliorer la production d'huile ainsi que l'augmentation de l'injectivité du puits OKS31 pour assurer le maintien de pression des puits PPH avoisinants. Le design et les opérations sur chantier sont réalisés en collaboration entre DP/HBK, PED et la société de service HALLIBURTON

L'objectif principal est d'évaluer l'efficacité des opérations de fracturation hydraulique réalisées sur ces puits, en s'appuyant sur des données de terrain avant et après stimulation. Cette évaluation portera notamment sur les paramètres opérationnels (pression, débit, volumes injectés).

Equipements Utilisés : [1]

HYDRAULIC FRACTURE TREATMENT

Requirements:-

Qty	Item
6	1800 HP pumping units
1	Annulus Pump
1	Blender
1	Hydration Unit
1	Treatment Recording Van
1	Lab Van
1	Sand King
1	Set of 3" x 15K HP treating lines and Acc.
2	Cranes
1	Treesaver x 3-1/2 inch connection
5	Frac Tank x 500 bbls
1	HYDRAULIC FRACTURE TREATMENT
1	All necessary flow meters, pressure transducers etc + cables
1	Centrifugal Transfer Pump
4	Citerns for water transport
1	Acid Transport

Figure III.1 :Equipements Utilisés

Le puits OKJ31

Frac Daily Report, 15 May 2023

Well : OKJ-31

Field : Berkaoui

Réservoir : TAG T1

Perfs :

3334,5-3337,5 m

3339,4-3343,2 m

Opération : Main Frac

Service company : Haliburton

Superviser : CHIKH-AMER Rabah. [3]

1- DEROULEMENT DES OPERATIONS ET RESULTATS OBTENUS :**Puits OKJ31****Le premier jour de l'opération (le 14/05/2023) : Test d'injectivité et Mini-Frac.**

À 7h00, l'ensemble des équipements étaient en place et prêts pour le travail. À 8h30, les équipements ont été amorcés, et des tests de pression ont été effectués sur les lignes de surface. Le tubage annulaire 2" 4"1/2x7" a été testé à 5000 psi, et la ligne 2" annulaire 7"x9"5/8 B à 3000 psi. Le seuil de rupture (set pop off) a été fixé à 3300 psi pour A et 1300 psi pour B. La pression sur la ligne principale a été testée à 12 000 psi, et les unités de pompage ont été réglées pour une pression de déclenchement de 10 000 psi.

À 14h40, une réunion de sécurité a été tenue. Vers 15h00, le puits a été ouvert sous pression : la pression de tête de puits (WHP) était de 1138 psi, la pression de l'annulaire B était de 0 psi, et celle de l'annulaire A de 148 psi. La pression sur A a atteint 1200 psi et celle sur B, 300 psi. À 15h05, un mini test de fracture hydraulique a été réalisé avec la pompe LG à un débit de 3 bpm, puis augmenté à 20 bpm, pour atteindre une pression de 1138 psi.

À 15h31, l'opération est passée en mode flash avec la pompe LG 30# à un débit de 20 bpm, atteignant une pression de 5825 psi. À 15h37, l'opération a été arrêtée et la surveillance de la baisse de pression a commencé. À 17h45, cette surveillance a été arrêtée, les puits A et B ont été purgés jusqu'à 0 psi, puis le puits a été fermé. Ensuite, la préparation a commencé pour l'enregistrement de la température avec l'installation du câble WL.

À 18h30, le job de mesure de température a été annulé pour le lendemain en raison d'une forte tempête de sable.

NB : La mesure de température (Temp Log) a été reprogrammée pour le 15/05/2023 à 05h00.[1]

Résultats de l'opération de fracturation du puits le 14/05/2023 : [5]

Mini frac :

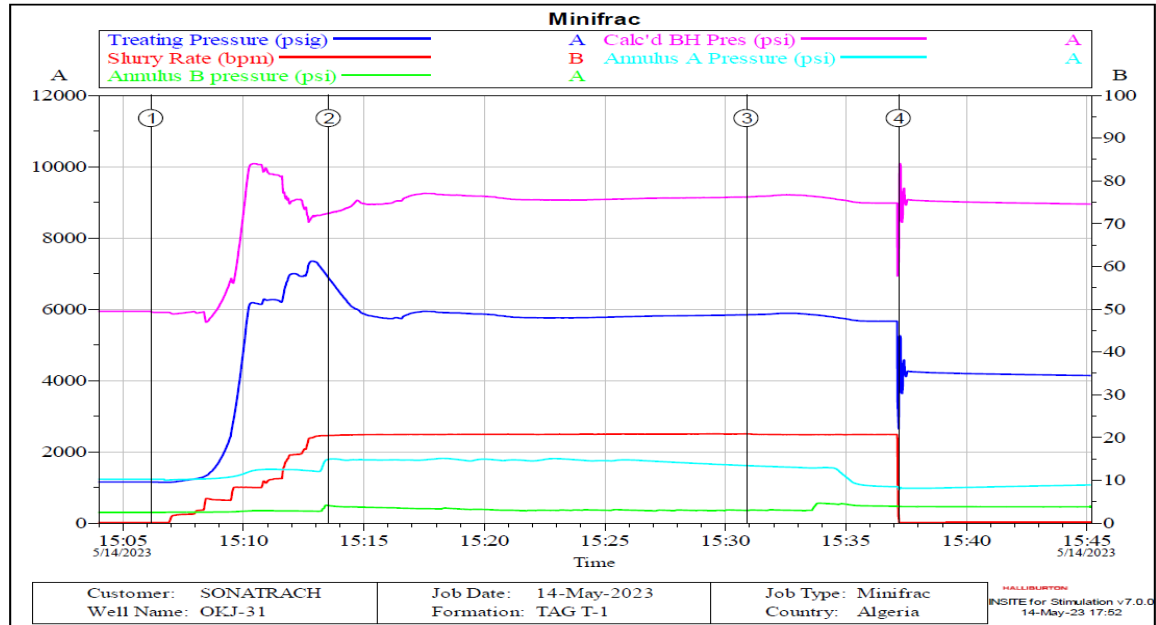


Figure III.2: Résultat de Mini Frac de puit OKJ31

Objectif : Tester la réponse de la formation à une injection de fluide à faible volume, pour évaluer la pression de fracture et la perméabilité.

Observations :

Pression de traitement (Treating Pressure) : montée rapide jusqu'à environ 5800 psi, ce qui indique l'atteinte de la pression de fracture.

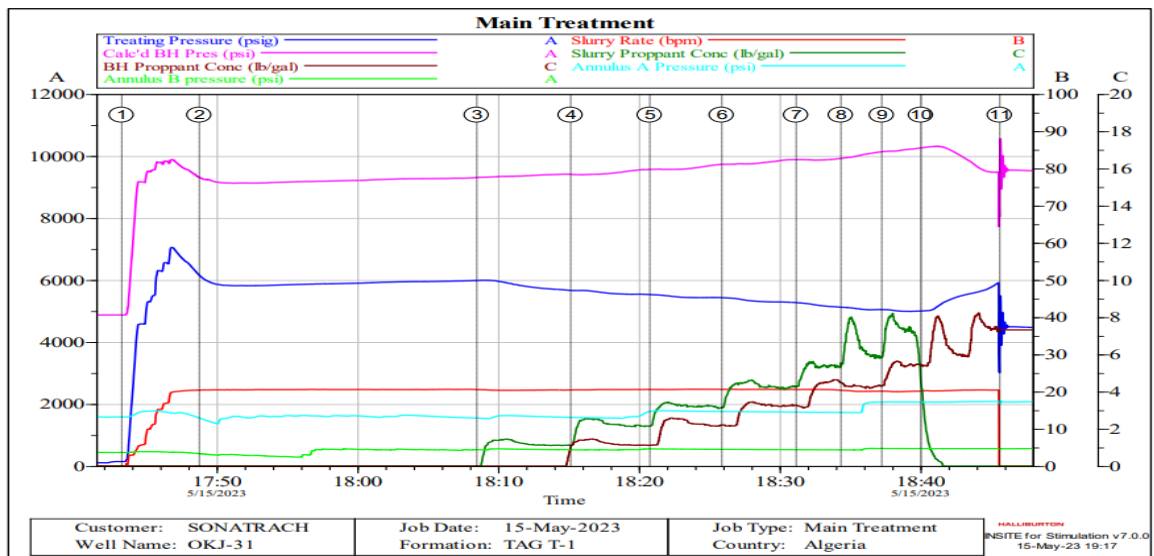
Débit de fluide (Slurry Rate) : stable à environ 20 bpm (barils par minute), utilisé pour initier la fracturation.

Chute de pression nette après l'arrêt de l'injection : nette baisse rapide, typique d'un test de mini-fracturation, utilisée pour calculer la pression de fermeture et la perméabilité.

Pressions des annulaires A et B : faibles, ce qui montre que la pression principale est concentrée dans la zone de traitement et qu'il n'y a pas de fuite significative vers les annulus.

Le mini frac a permis de déterminer efficacement la pression de fracture ($T_p \approx 5825$ psi) et a montré un bon confinement de la fracture.

:

Main Frac : [5]**Figure III.3: Résultat de Main Frac de puit OKJ31**

Objectif : Effectuer la fracturation principale avec injection de fluide et de sable pour créer une fracture durable dans la formation.

Observations :

Débit de fluide (Slurry Rate) : commence autour de 8 bpm puis augmente par paliers. Cela reflète une injection progressive pour éviter une surcharge de pression.

Pression de traitement (Treating Pressure) : monte au-dessus de 6000 psi, puis reste relativement stable, ce qui est bon signe d'une propagation maîtrisée de la fracture.

Concentration de sable (Sand Concentration) : augmente graduellement pour assurer un bon soutènement de la fracture (évite qu'elle se referme).

Tendances globales : la réponse du puits est stable, sans pics anormaux ni chutes brutales, ce qui montre un bon contrôle de l'opération.

La fracturation principale a été menée avec succès. L'injection de fluide et de sable a été bien contrôlée, sans signes de fuite ni de surpression. La stabilité des courbes montre une bonne communication avec la formation et une injection efficace.

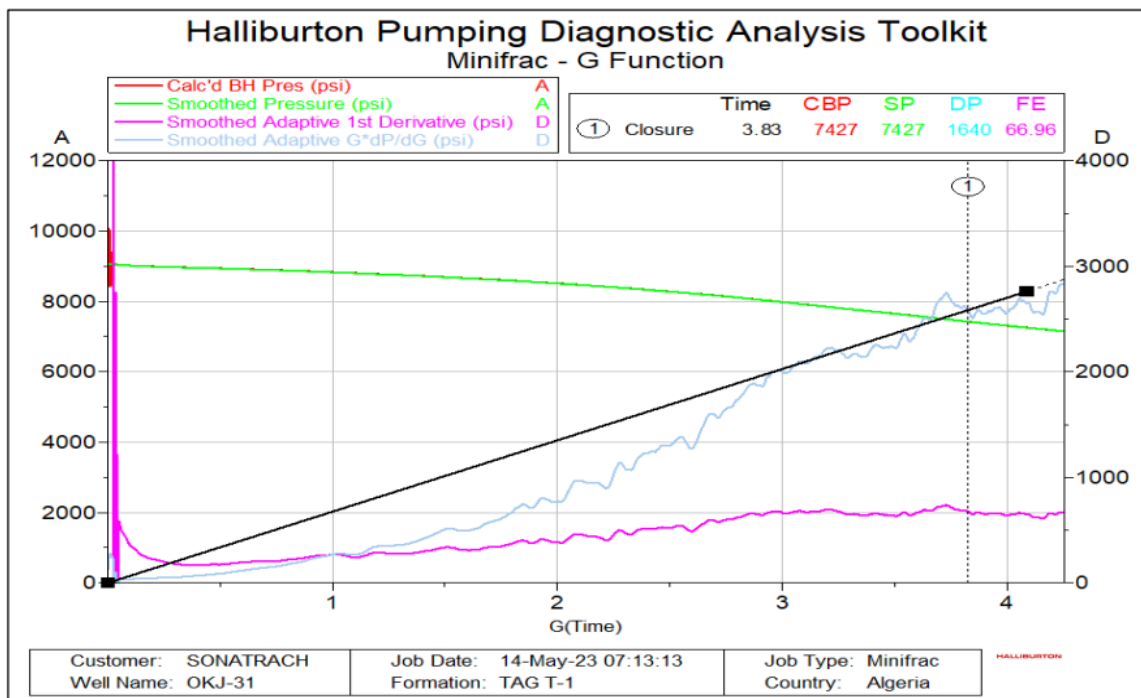
G-Fonction [5]

Figure III.3: L'analyse diagnostique du pompage (Mini frac-G-FONCTION) de puit OKJ31

But : Déterminer la pression de fermeture (closure pressure) à partir de l'évolution de la pression après l'arrêt du pompage.

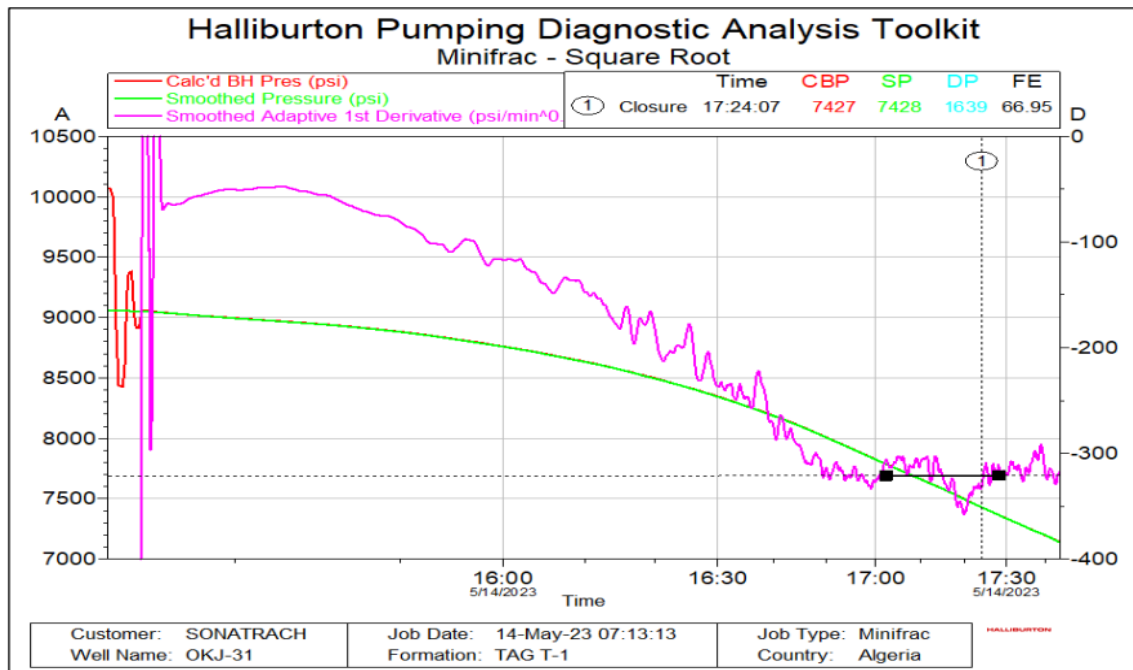
Analyse :

Pression de fond calculée (Calc'd BHT Pres) en vert : elle diminue progressivement, indiquant le relâchement de la pression après le shut-in.

Pression de fermeture (Closure) : identifiée autour de 7427 psi sur la base de l'intersection des dérivées lissées (courbes mauve et bleue) et de la pente G.

La courbe verte suit une décroissance relativement stable, ce qui indique une bonne réponse du réservoir sans comportement anormal (comme des fissures multiples ou des fuites).

La pression de fermeture est clairement identifiable à environ 7427 psi, ce qui est un indicateur clé pour le dimensionnement de la fracturation principale.

Analysis Square Root : [5]**Figure III.5: L'analyse diagnostic du pompage (Mini frac-square Root) de puit OKJ31**

But : Confirmer la pression de fermeture et évaluer la nature du fluide et des pertes.

Analyse :

L'axe Y montre la pression de fond mesurée, et l'axe X représente la racine carrée du temps.

On observe une transition nette dans la pente de la pression (courbe rose), ce qui confirme aussi le moment de la fermeture de fracture.

La pente linéaire avant fermeture indique un bon comportement radial de fuite de fluide.

Après la fermeture, la pression décroît plus lentement, ce qui est typique d'une fermeture de fracture complète avec perte réduite.

Ce graphique confirme également une pression de fermeture d'environ 7427 psi, et l'analyse montre une fermeture franche, sans perte excessive, ce qui est favorable pour la suite de la fracturation principale.

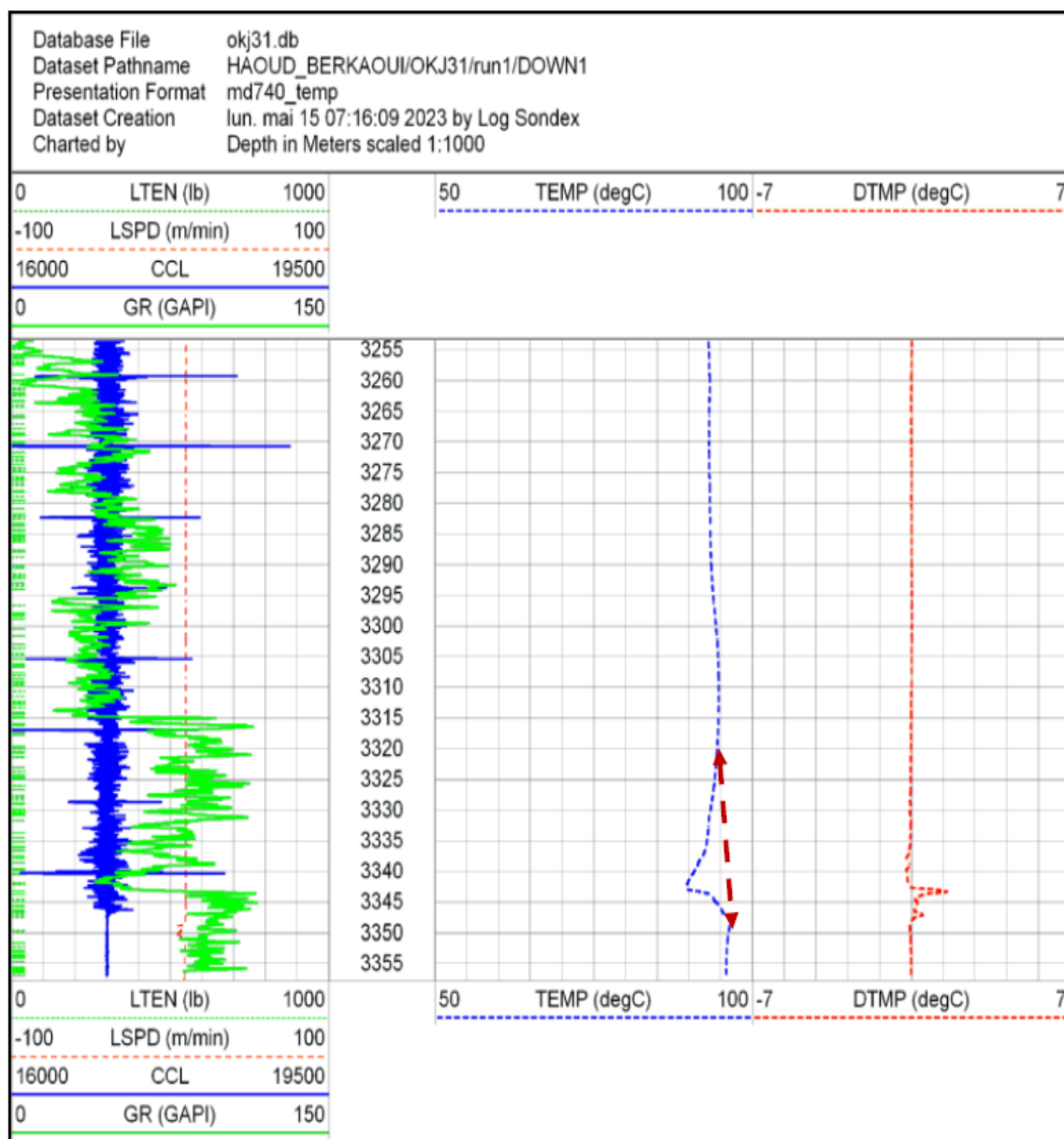


Figure III.6: Résultat de thermométrie de puit OKJ31

Conclusion :

La lecture température montre un refroidissement global de 3 320 m vers le bas à 3 348 m où un refroidissement principal est en avant des intervalles de perfs.

La signature du log de température indique une fracture confinée couvrant la zone d'intérêt.

Les opérations réalisées après frac : [1]

Tableau III.1. Les opérations réalisées après frac

Operations réalisées	Date
Nettoyage post frac	16 au 18/05/2023

Evolution de la pression Amont après Frac : [2]

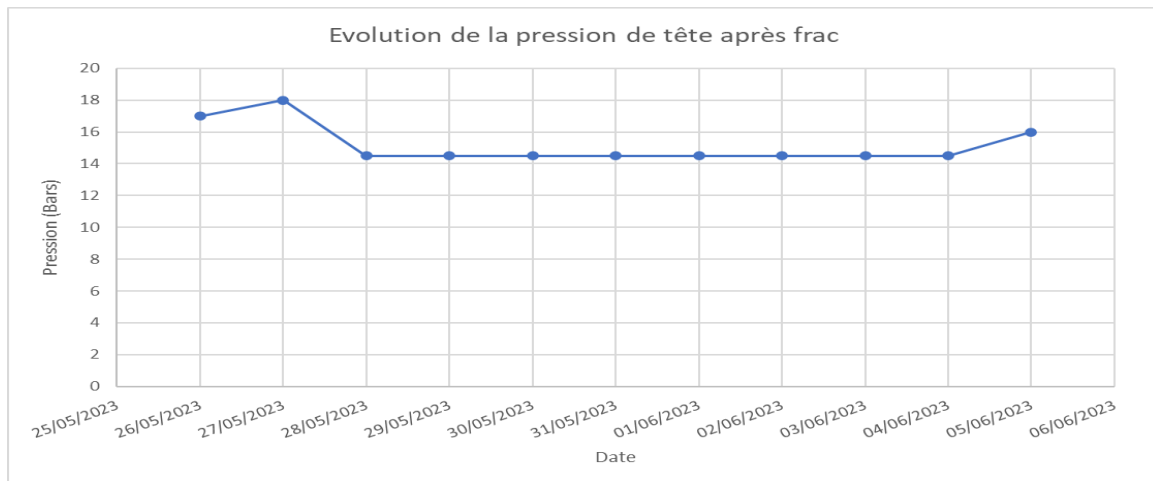


Figure III.7: Évolution de la pression après frac de puit OKJ31

La fracturation a permis une augmentation initiale de la pression, suivie d'une phase d'équilibrage.

La remontée en fin de période est positive, elle indique que le puits commence à mieux répondre après stabilisation.

Jaugeage sur séparateur mobile (résultats) : [2]

Tableau III.2. Les opérations réalisées après frac

Historique des Jaugeage avant et après Frac						
Date	Pt (bar)	Pp (bar)	Duse (mm)	Qoil (m³/h)	GLR (m³/m³)	WC (%)
Puits fermé						
Après Frac du 14 au 15/05/2023						
31/05/2023	14,17	09,00	12,7	2,60	194	1,18

Après la fracturation, le puits montre une production d'huile modérée (2,6 m³/h) avec très peu d'eau (1,18 % WC) et un faible GLR. Cela indique une relance réussie du puits avec une bonne qualité de fluide produit, ce qui est positif sur le plan opérationnel. [2]

Calcul de l'amortissement :

Résultats du jaugeage après Frac (voir le tableau)

$Q_o = 2,60 \text{ m}^3/\text{h}$, Jaugeage du 31/05/2023)

Le Gain en production après l'opération de fracturation est :

Gain (Q_o) = $2,60 \text{ m}^3/\text{h} = 392,49 \text{ bbl/jour}$

Prix du baril (estimé) = 73,59 \$/bbl (14/06/2023)

Cours du change \$/DA = 135,98

Coûts de l'opération = 23 532 782,37 DA = 173 060,61 \$

L'Amortissement = (Coût de l'opération / gain en débit (bbl/jours) * prix du baril)

$$= (173\,060,61 \$ / (392,49 * 73,59))$$

$$= \underline{\underline{6 \text{ jours. [1]}}}$$

Le puits OKN721

- Frac Daily Report, 09 May 2023
- Well: OKN-721
- Field: Berkaoui
- Réservoir TAG T1
- Perfs :3,478.5- 3,486.5 m
- Operation: Main Frac
- Service company: Haliburton
- Supervisor : CHIKH-AMER Rabah.(3)

2- DEROULEMENT DES OPERATIONS ET RESULTATS OBTENUS :

Puits OKN721

Main-Frac le 09/05/2023 :

Le 09 mai 2023, sur le site du puits OKN721, tout l'équipement était prêt dès 7h00, avec les produits de soutènement (proppant) et les produits chimiques chargés. À 9h30, un test de pression a été effectué sur les lignes de surface : la ligne de 2" annulus 4"×1"/2×7" a été testée à 5000 psi, et la ligne 2" annulus 7"×9"5/8 à 3000 psi. Les dispositifs de sécurité (pop off) ont été réglés à 3300 psi pour la ligne A et à 1300 psi pour la ligne B. La ligne principale a été testée à 10 000 psi, avec une mise en sécurité des unités de pompage à 9000 psi. À 10h45, une réunion de sécurité a eu lieu. À 11h00, le puits a été ouvert avec une pression de tubage (WHP) de 1356 psi ; l'annulus 9"5/8 était à 30 psi, l'annulus 7" à 110 psi. La pression a été augmentée jusqu'à 500 psi sur la ligne B et 1500 psi sur la ligne A. À 11h10, le Frac principal a commencé avec le pompage de LG 30# à un débit de 0-20 bpm, avec une pression de traitement (Tp) comprise entre 1049 et 8200 psi. À 11h18, le pompage a basculé vers le fluide PAD Hybor G 30# (14 000 gal) à un débit constant de 20 bpm, avec une pression de 7262 psi. Ensuite, différentes concentrations de sable 20/40 ont été injectées : à 11h34, de 1 à 4 ppg à 20 bpm (Tp = 6906 psi), à 11h42 de 4 à 6 ppg à 20 bpm (Tp = 6183 psi), et à 11h49, 6 ppg à 20 bpm (Tp = 6049 psi). À 11h54, l'opération est passée au rinçage avec LG 30# à 20 bpm, avec une pression comprise entre 6094 et 6300 psi. Enfin, à 12h00, l'opération a été arrêtée et, à 13h30, les lignes annulus A et B ont été purgées à 0 psi, suivies du démontage de l'équipement (1)

Résultats de l'opération de fracturation du puits du 08 au 09/05/2023 :

Mini frac [5] :

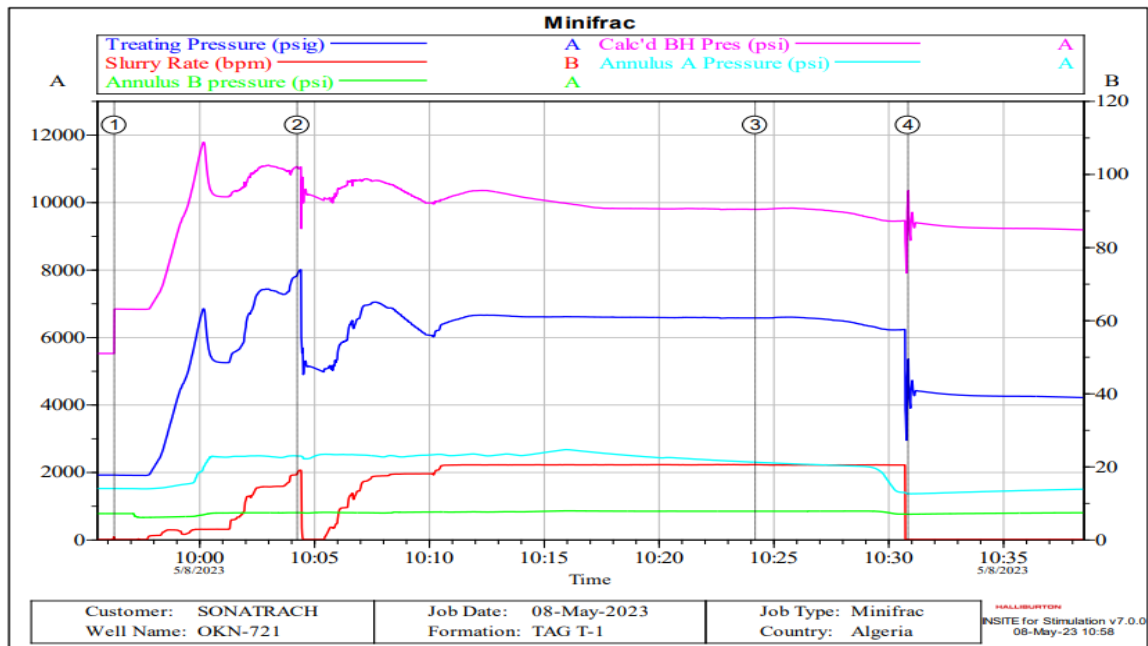


Figure III.8: Résultat de Mini frac de puit OKN721

Le graphique montre une augmentation rapide de la pression de traitement (jusqu'à ~11 000 psi), ce qui est typique lors d'un test Mini Frac. Le débit de slurry est modeste (~6 bpm) avec un bon contrôle de la pression. Les pressions dans les annulus A et B restent basses, ce qui indique une bonne intégrité mécanique du tubage.

Main Frac [5] :

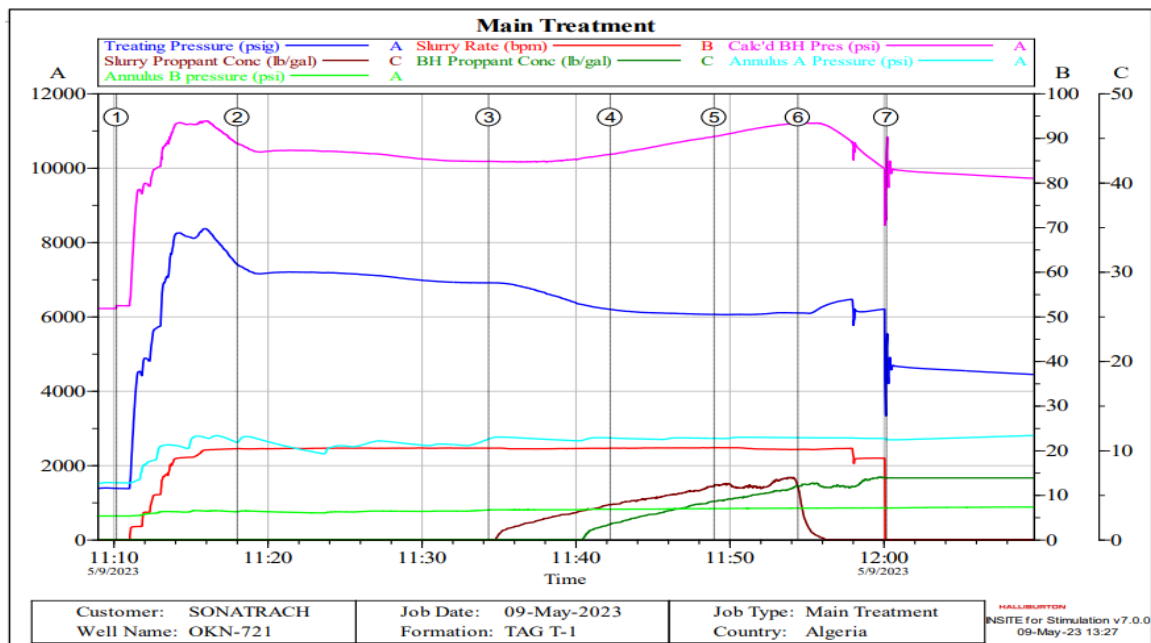


Figure III.9: Résultat de Main Frac de puit OKN721

Le traitement principal débute vers 11 :10 avec une montée rapide de la pression de traitement à environ 10 800 psi, maintenue relativement stable. Le débit de pompage atteint 20 bpm. On note une augmentation graduelle de la concentration de proppant (jusqu'à 6 ppg de sable 20/40), ce qui favorise le maintien de la fracture ouverte.

La stabilité des pressions indique un bon contact avec la formation, sans perte de fluide excessive ni écran prématuré.

G-Fonction : [5]

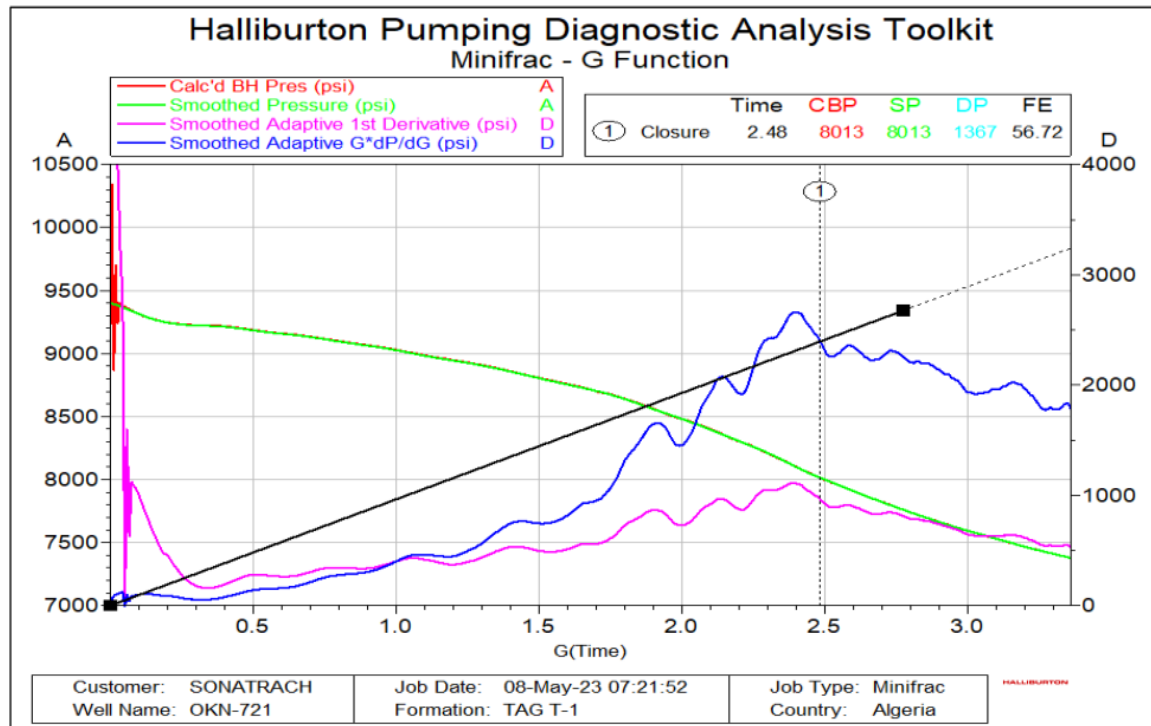


Figure III.10: L'analyse diagnostic du pompage (Mini frac-G-FONCTION) de puit OKN721

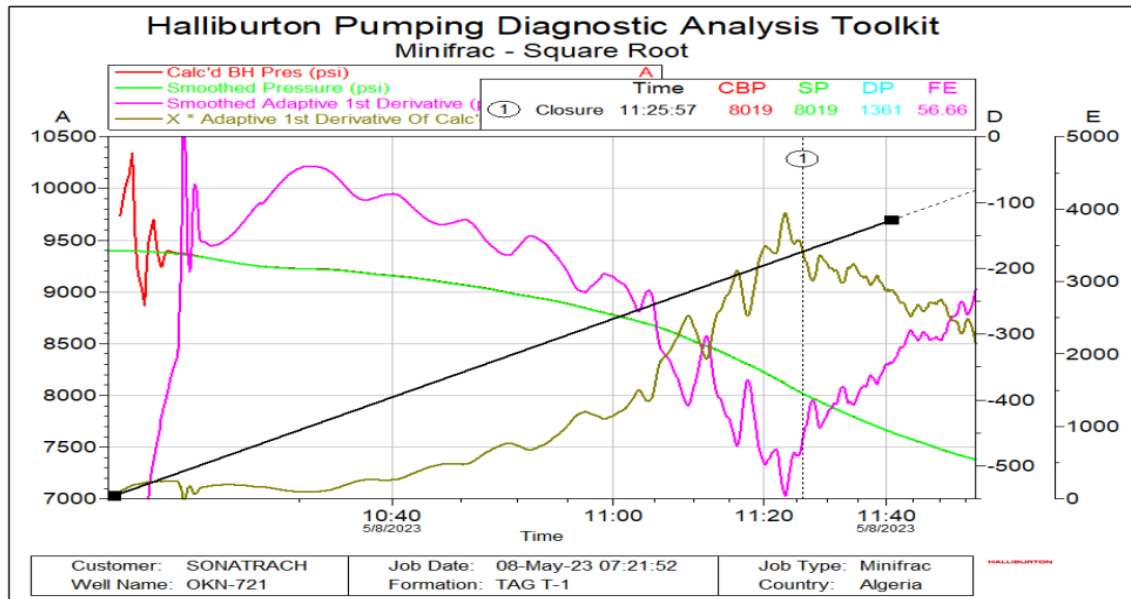
Analysis Square Root : [5]

Figure III.11: L'analyse diagnostique de pompage (Mini frac-square Root) de puit OKN721

Ces deux graphiques servent à identifier la fermeture de la fracture (fracture closure). Sur le G-Fonction, la fermeture est observée à G-Time = 2.48, pression de fermeture (CBP) = 8013 psi.

Sur le Square Root, la fermeture est confirmée vers 11 :25 :57 à une pression similaire (CBP = 8019 psi). Les dérivées montrent un comportement classique de fracture bien confinée.

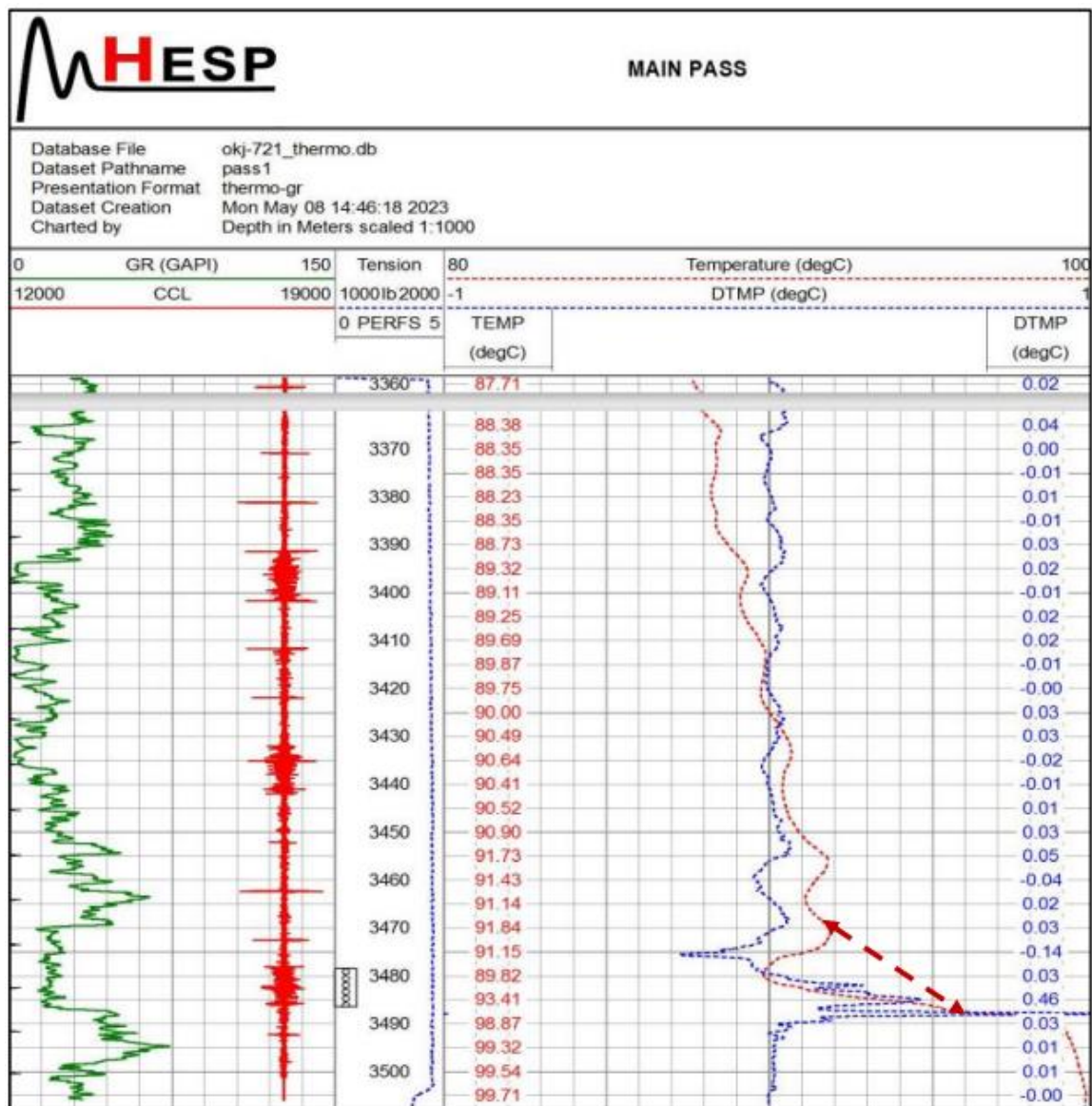
Thermométrie du puits :

Figure III.12: Thermométrie post- mini Frac du puits OKN721 [5]

Le log thermique montre une anomalie de température dans l'intervalle entre 3450 m et 3485 m (zone de chute de température), ce qui indique la zone effectivement fracturée. Cette baisse thermique est le résultat de l'injection de fluide plus froid, confirmant la zone de communication hydraulique avec la formation.

Conclusion :

La lecture température montre un refroidissement de 3468m vers 3488 m, donc refroidissement principal devant l'intervalle de perforation.

Les opérations réalisées après frac [1] :

Tableau III.3: Les opérations réalisées après frac

Operations réalisées	Date
Kick off	10 - 11/05/2023
Nettoyage post frac	13 -16 -22 et 23/05/2023

Evolution de la pression Amont après Frac [2] :

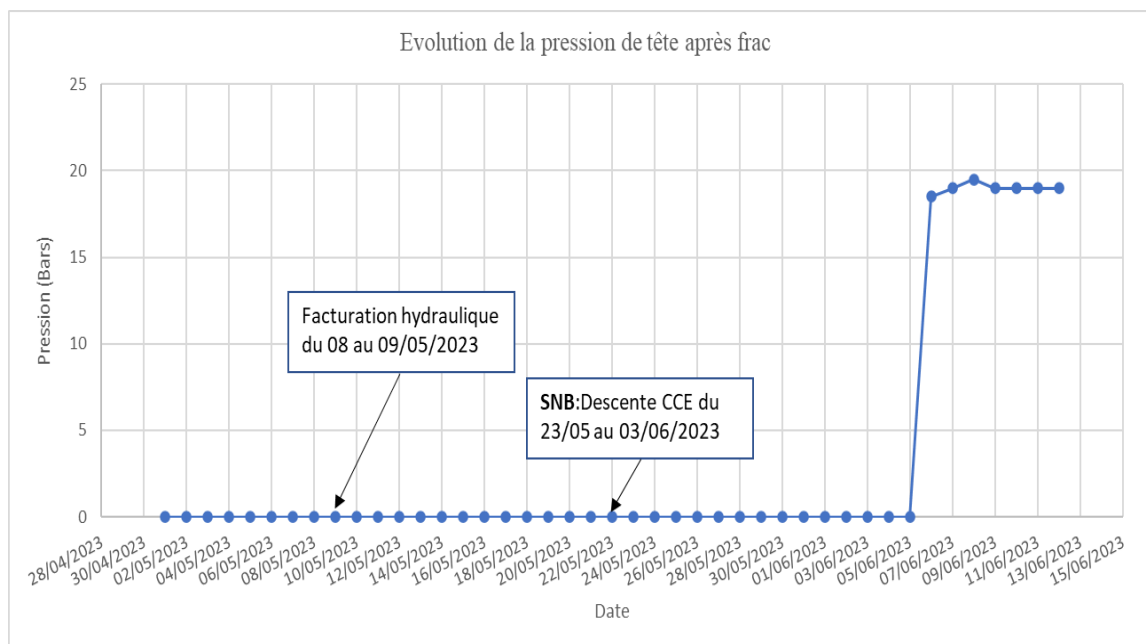


Figure III.12: Évolution de la pression après frac de puit OKN721

La fracturation hydraulique a préparé le réservoir, mais l'effet sur la pression n'a été visible qu'après les opérations de CCE.

La montée brutale et stable de la pression après le 06 juin confirme une amélioration de la connectivité du puits avec le réservoir, signe que la stimulation a été techniquement réussie.

Jaugeage sur séparateur mobile (résultats) (2) :

Tableau III.4: Jaugeage sur séparateur mobile (résultats)

Historique des Jaugeage avant et après Frac						
Date	Pt (bar)	Pp (bar)	Duse (mm)	Qoil (m ³ /h)	GLR (m ³ /m ³)	WC (%)
Puits fermé						
Après Frac du 08 au 09/05/2023						
06/06/2023	18,70	17,70	12,70	1,22	352	3,75

Résultat positif de la fracturation : le puits, initialement fermé, a été mis en production avec un débit d'huile mesurable et stable, une faible teneur en eau, et peu de gaz.

Le comportement fluide confirme l'ouverture d'une fracture efficace et bien connectée à la zone drainée.

Calcul de l'amortissement [1] :

Résultats du jaugeage après Frac (voir le tableau)

$Q_o = 1,219 \text{ m}^3/\text{h}$, Jaugeage du 06/06/2023)

Le Gain en production après l'opération de fracturation est :

Gain (Q_o) = $1,219 \text{ m}^3/\text{h} = 184,02 \text{ bbl/jour}$

Prix du baril (estimé) = 73,59 \$/bbl

Cours du change \$/DA = 135,98

Couts de l'opération = 26 497 438,03 DA = 194 862,76 \$

L'Amortissement = (Cout de l'opération / gain en débit (bbl/jours) * prix du baril)

= $(194\,862,76 \$ / (184,02 * 73,59))$

= **14 jours.**

Le puits OKi27

Frac Daily Report, 17 May 2023

Well: OKI-27

Field: Berkaoui

Réservoir : TAG T1

Perfs :

3457 3463 m

3466 3475 m

Operation: Mini Frac & Temp Log

Service company: Haliburton

Supervisor : CHIKH-AMER Rabah. (3)

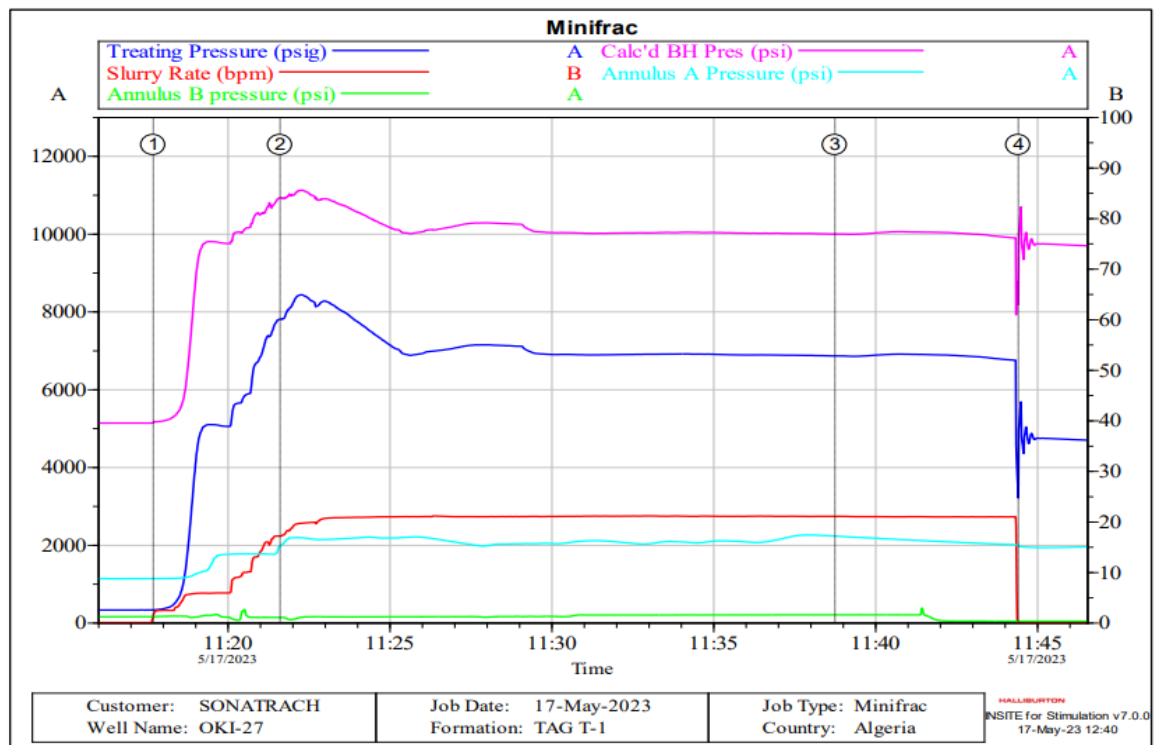
3- DEROULEMENT DES OPERATIONS ET RESULTATS OBTENUS :**Puits Oki27****Le premier jour de l'opération (le 17/05/2023) : Mini-Frac.**

Le 17 mai 2023, les opérations de mini-fracturation ont débuté sur le puits OKI-27. À 7h00, l'équipe était sur site et tout le matériel était prêt. Les lignes de surface ont été mises sous pression pour les tests : l'annulus 2" 4"1/2 x 7" A a été testé à 5000 psi, et l'annulus 2" 7"x9"5/8 B à 3000 psi. Les soupapes de sécurité (pop-off) ont été réglées à 3300 psi pour A et 1000 psi pour B. La ligne principale a été testée à 12 000 psi, et les unités de pompage ont été préparées avec une pression de déclenchement à 10 000 psi.

À 10h45, une réunion de sécurité a eu lieu. Ensuite, à 11h02, le puits a été ouvert avec une pression en tête (WHP) de 325 psi, et les pressions dans les annuli 9"5/8 B et 7" A étaient à 0 psi. La pression a ensuite été montée à 1200 psi pour A et 300 psi pour B.

À 11h15, le mini-frac a été lancé avec le pompage de LG à un débit initial de 3 bpm, jusqu'à un débit maximum de 20 bpm. La pression de traitement (Tp) enregistrée allait de 325 à 7795 psi. À 11h21, le fluide a été changé pour un PAD de 15 000 gallons de gel Hybor G xlinké, à un débit de 20 bpm, avec une pression entre 8300 et 6900 psi. Puis à 11h38, le pompage a continué avec du LG 30# à un débit de 20 bpm et une pression de 6855 psi.

À 11h44, l'opération a été arrêtée, et le déclin de la pression a été surveillé jusqu'à 14h00, moment où le puits a été fermé et les lignes A et B purgées à 0 psi. Finalement, à 15h30, une mesure de température a été réalisée à l'aide du câble (wireline). (1)

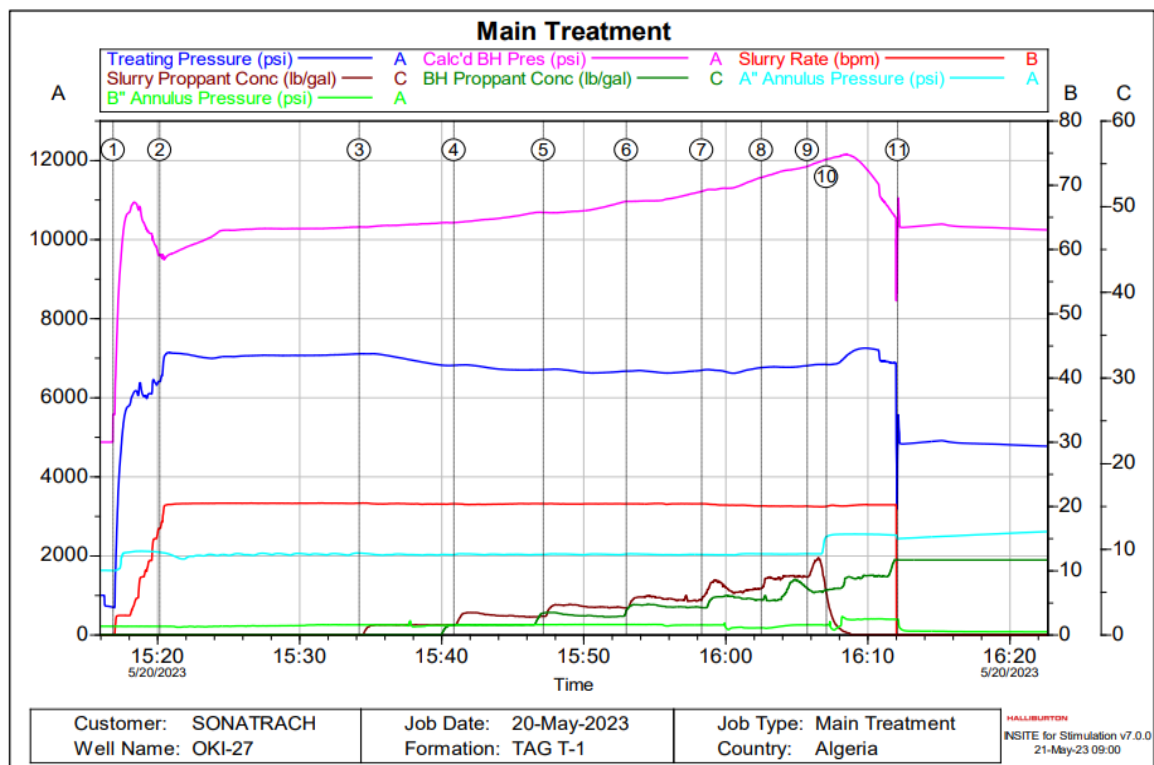
Résultats de l'opération de fracturation du puits le 17 et 20/05/2023 :**Mini frac [5] :****Figure III.14: Évolution de la pression après frac de puit OKN721**

La pression de traitement atteint environ 11 500 psi, puis se stabilise légèrement en dessous après le pic initial.

Le débit de la boue (slurry rate) atteint environ 13 bpm.

Pression d'annulaire A et B restent faibles, indiquant une bonne étanchéité dans le système.

Le comportement de la pression indique une fracture ouverte suivie d'un relâchement progressif de pression (fermeture de fracture)

Main Frac [5] :**Figure III.14: Résultat de Main Frac de puit OKI27**

Pression de traitement stable autour de 11 000 psi pendant l'injection principale.

Débit de boue plus élevé (~40 bpm), injection soutenue sur une période plus longue.

Concentration de proppant augmente progressivement, indiquant une injection efficace dans la fracture.

Plusieurs étapes (repérées par des chiffres 1 à 7) montrent différentes séquences d'injection.

Observation :

Bon contrôle de la pression et du débit.

Comportement typique d'un traitement réussi avec peu d'instabilité.

G-Fonction [5] :

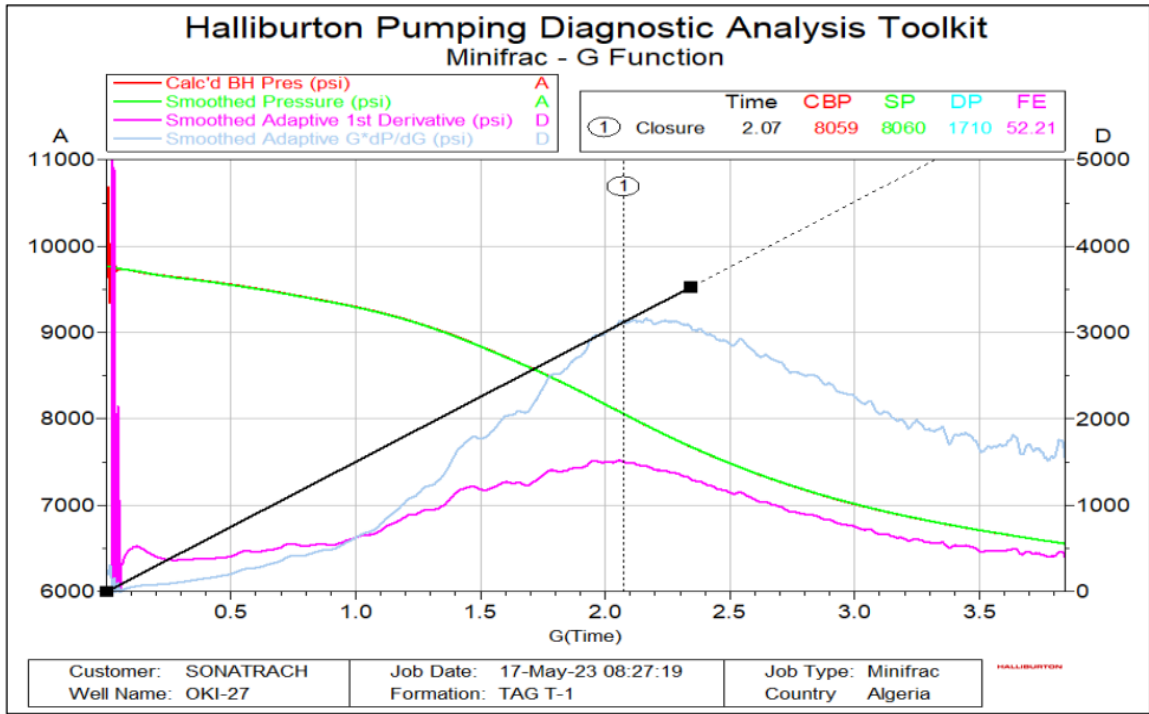


Figure III.16: L'analyse diagnostic de pompage (Mini frac-G-FONCTION) de puit OKI27

Analysis Square Root : [5]

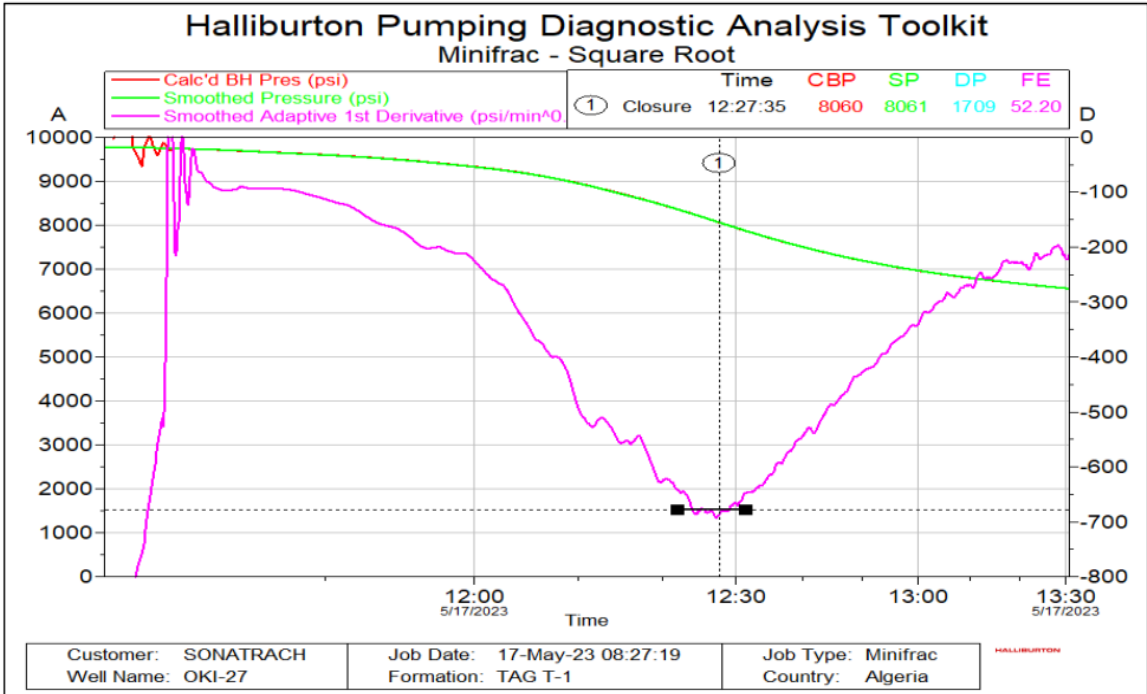


Figure III.17: L'analyse diagnostic de pompage (Mini frac-square Root) de puit OKI27

G-Fonction Closure Time : 2.48 (G-time), correspondant à une pression de 8013 psi.

Square Root Analysis : Fermeture détectée à 11 :25 :57 avec pression de 8019 psi.

Les deux méthodes indiquent une pression de fermeture (P_f) cohérente (~ 8015 psi).

Thermométrie du puits :

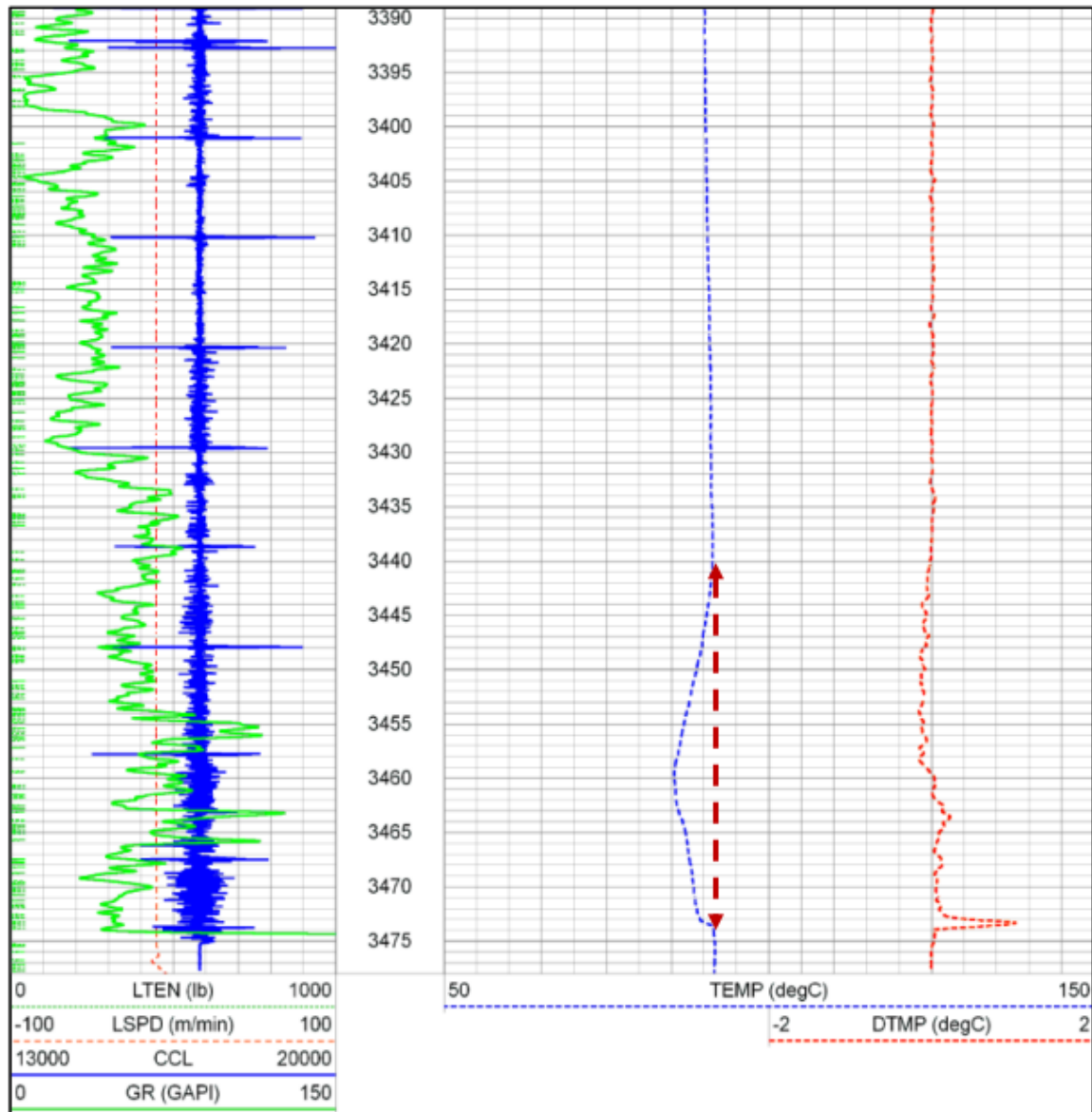


Figure III.18: Thermométrie post- mini Frac du puits Oki27 [5]

Température normale autour de 89–91 °C.

Anomalie thermique détectée vers 3470–3490 m (chute de température visible avec flèche rouge).

Cette baisse de température indique l'emplacement probable de la fracture ou de la zone d'injection : perte de chaleur due à l'injection de fluide froid dans la formation.

Conclusion :

La lecture température montre un refroidissement de 3440m vers 3475 m, donc le refroidissement principal est en face de l'intervalle de perforation. (1)

Les opérations réalisées après frac [1] :**Tableau III.5: Les opérations réalisées après frac**

Operations réalisées	Date
Kick off	27/05/2023
Nettoyage post frac	06/06/2023

Evolution de la pression Amont après Frac : Démarrage négatif

Calcul de l'amortissement : Le puits n'est pas démarré

Le puits OKS31

DAILY REPORT, 05 May, 2023

Well: OKS-31

Target Reservoir: SI

Perfs: 3460 - 3462.8 m

3465.4-3468.5 m

3474.7 3481.5 m

Field: BENKAHLA

Operation: Main Frac.

Service Company: Haliburton

Supervisor CHIKH-AMER Rabah. (3)

4- DEROULEMENT DES OPERATIONS ET RESULTATS OBTENUS :**Puits OKS31****Le premier jour de l'opération (le 04/05/2023) : Test d'injectivité et injection acid.**

Le 4 mai 2023, les opérations ont commencé à 7h00 sur le site du puits oks31. Les travaux ont débuté par la mise en route des équipements et un test de pression de la ligne principale à 12 000 psi. À 8h00, tous les équipements de pompage ont été configurés avec des seuils d'arrêt à 10 000 psi. Un test de pression des lignes de surface a été réalisé : 4500 psi pour les lignes b (9 5/8") et a (7"). Les soupapes de décharge prv ont été réglées à 3300 psi pour la colonne de 7" et à 1000 psi pour celle de 9 5/8".

À 9h50, une réunion de sécurité a été tenue. À 10h05, le puits a été ouvert avec une pression en tête (whp) de 350 psi. Les pressions enregistrées étaient de 0 psi pour l'annulaire 9 5/8, 0 psi pour l'annulaire b, et 700 psi pour l'annulaire a. La pression a ensuite été augmentée à 400 psi pour b et 1200 psi pour a.

À 10h12, l'injection a démarré avec un débit de 5 à 15 bpm, et une pression de traitement (tp) variant de 3500 à 9500 psi. À 10h27, les opérations ont été arrêtées pour la préparation de l'acide. À 10h35, l'injection d'acide hcl à 15 % a commencé à un débit de 1,6 bpm, avec une pression de 3200 psi.

L'injection d'acide a été interrompue à 11h00 en raison d'un problème de pompe. Le problème a été résolu à 11h20 et l'injection d'acide hcl 15 % a repris à un débit de 5 bpm, avec une pression de 4800 psi. À 11h40, l'acide a été déplacé dans le puits à un débit de 10 bpm, atteignant une pression de 6700 psi. À 11h48, le débit a été réduit à 5 bpm (tp = 5300 psi), puis à 3 bpm à 11h52 (tp = 4800 psi).

À 12h05, l'acide a été déplacé dans la formation avec de l'eau traitée à un débit de 10 à 15 bpm, atteignant une pression de 8000 psi. Enfin, à 12h12, un test d'injection a été réalisé à des débits allant de 5 à 3 puis à 1,5 bpm, avec une pression comprise entre 5800 et 4200 psi. Les opérations ont été clôturées à 12h30. (1)

Résultats de l'opération de fracturation du puits le 14/05/2023 :

Injection Test [5] :

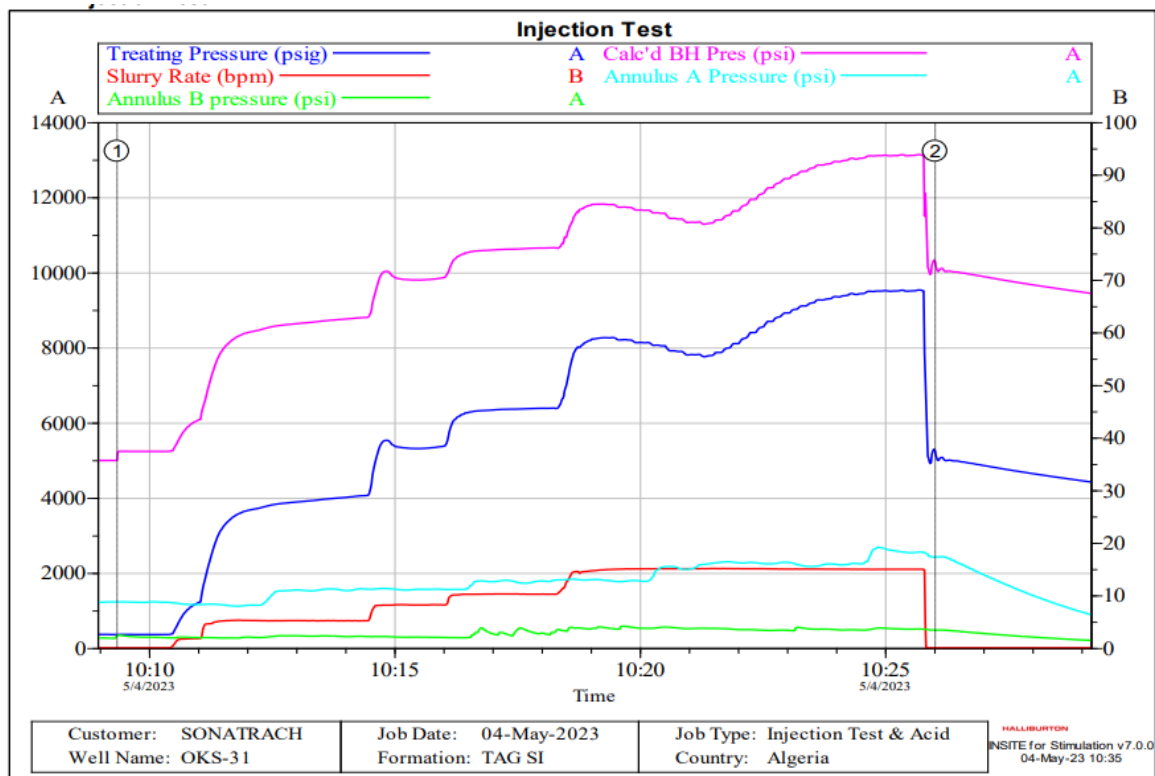


Figure III.19: Résultat de test d'injection de puit OKS31

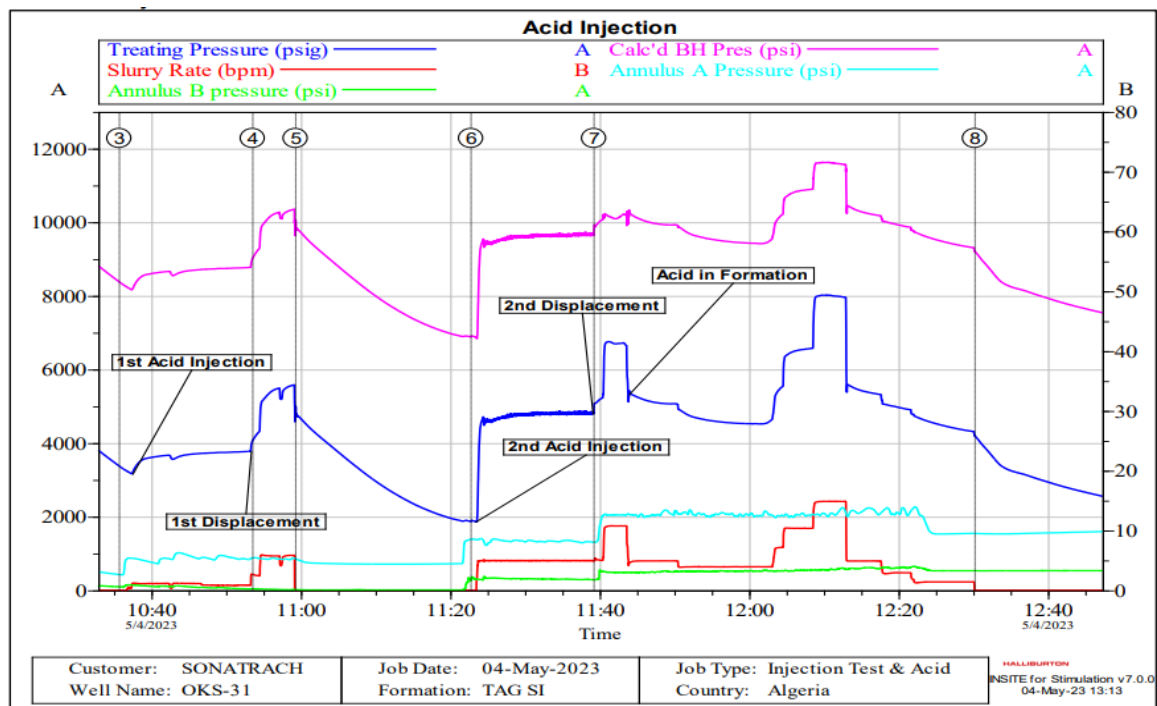
Objectif : Évaluer la capacité du réservoir à accepter le fluide sous pression avant stimulation.

Observations :

Le test d'injection montre une montée progressive de la pression de traitement (Treating Pressure) et du débit (Slurry Rate) jusqu'à environ 9500 psi, avec des débits atteignant jusqu'à 15 bpm.

La pression de l'annulus B reste faible, suggérant une bonne étanchéité.

Le test démontre que la formation peut supporter une pression élevée avant rupture

Acid injection [5] :**Figure III.20: Résultat de l'injection de l'acide de puit OKS31**

But : Nettoyer et réactiver la zone cible, améliorer la perméabilité avant le traitement principal.

Détails :

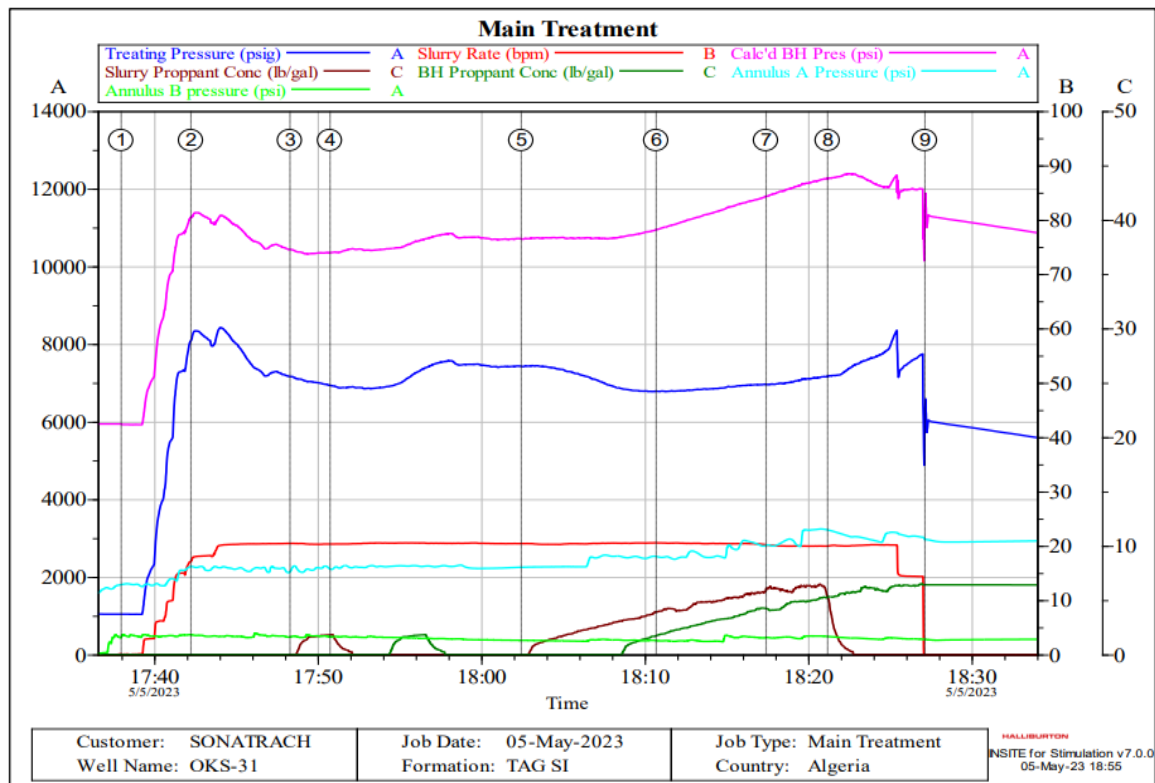
Deux injections acides HCl à 15 % ont été réalisées avec des pressions de traitement allant de 3200 à 6700 psi.

La pression augmente progressivement durant l'injection, avec des débits variant de 1,6 bpm à 10 bpm.

Des périodes de déplacement ont suivi l'injection pour pousser l'acide dans la formation.

Interprétation :

L'acide a été bien injecté, avec une réponse de pression progressive, ce qui indique une bonne communication avec la formation et peu de dommages initiaux

Main Frac [5] :**Figure III.21: Résultat de Main Frac de puit OKS31**

Objectif : Créer des fractures dans la formation pour améliorer la perméabilité et l'injectivité.

Résultats :

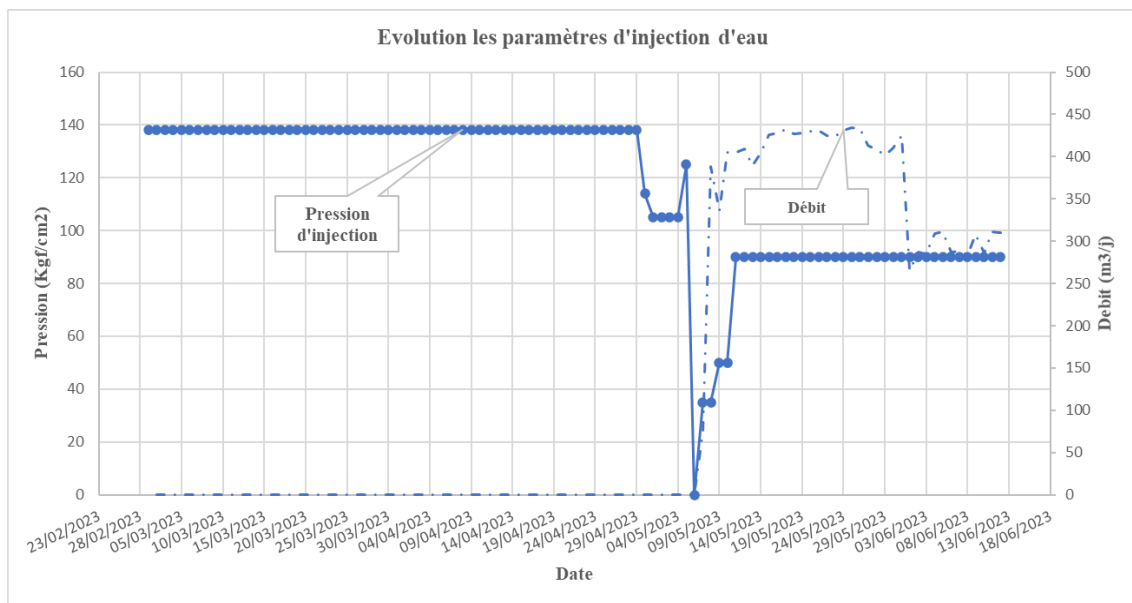
La pression de traitement atteint jusqu'à 12 000 psi avec des débits allant jusqu'à 100 bpm.

La concentration de proppant (sable) est augmentée progressivement, indiquant une fracturation efficace.

Le comportement de la pression est typique d'une fracturation réussie : montée initiale, stabilisation, puis chute à l'arrêt.

Les opérations réalisées après frac [1] :**Tableau III.6: Les opérations réalisées après frac**

Operations réalisées	Date
Nettoyage post frac	07/05/2023

Evolution des paramètres d'injection d'eau après Frac [2] :**Figure III.22: Évolution des paramètres d'injection d'eau après frac de puit OKS31**

La fracturation a significativement amélioré l'injectivité du puits : la même quantité (voire plus) d'eau est injectée avec une pression bien plus basse.

Indication d'un bon développement de fractures dans la formation cible.

Cette amélioration suggère que le réservoir accepte désormais plus d'eau avec moins d'effort, ce qui est l'objectif principal de la stimulation.

Injection d'eau (résultats) [2] :**Tableau III.7. Injection d'eau (résultats)**

Historique de l'injection d'eau avant et après Frac		
Date	P d'injection	Débit d'injection
01/05/2023	105	0
Après Frac du 04 au 05/05/2023		
12/5/2023	90	409

La fracturation a permis une amélioration nette de l'injectivité du puits.

Tableau III.8. Évolution des paramètres d'injection d'eau après frac de puit OKS31

Puits	Début	Fin Opération	Type Opération	Société de Service	Montant		Sous
	Opération					DA	DV
OKS 31	04/05/2023	05/05/2023	FRAC	HALLIBURTON	5 118 080,00	11 746 713,00	16 864 793,00
	06/05/2023	07/05/2023	Nettoyage				
Sous Total							16 864 793,00
OKN 721	08/05/2023	09/05/2023	FRAC	HALLIBURTON	5 706 340,00	9 843 565,00	15 549 905,00
	10/05/2023	11/05/2023	Nettoyage		784 000,00	1 176 000,00	1 960 000,00
	13/05/2023	23/05/2023	Nettoyage	NESR	1 044 514,00	5 913 869,00	6 958 383,00
	08/05/2023	08/05/2023	Thermométrie	HESP	2 029 150,03		2 029 150,03
Sous Total							26 497 438,03
OKJ 31	14/05/2023	15/03/2023	FRAC	HALLIBURTON	5 019 380,00	15 667 032,00	20 686 412,00
	18/05/2023	18/05/2023	Nettoyage		392 000,00	588 000,00	980 000,00
	14/05/2023	14/05/2023	Thermométrie	Baker		1 866 370,37	1 866 370,37
Sous Total							23 532 782,37
OKi 27	18/05/2023	20/05/2023	FRAC	HALLIBURTON	6 514 600,00	8 995 510,00	15 510 110,00
	27/05 et 06/06/23		Nettoyage		400 000	3 483 870	3 883 870,00
	17/05/2023	17/05/2023	Thermométrie	Baker		1 878 191,12	1 878 191,12
Sous Total							21 272 171,12
Total							88 167 184,52

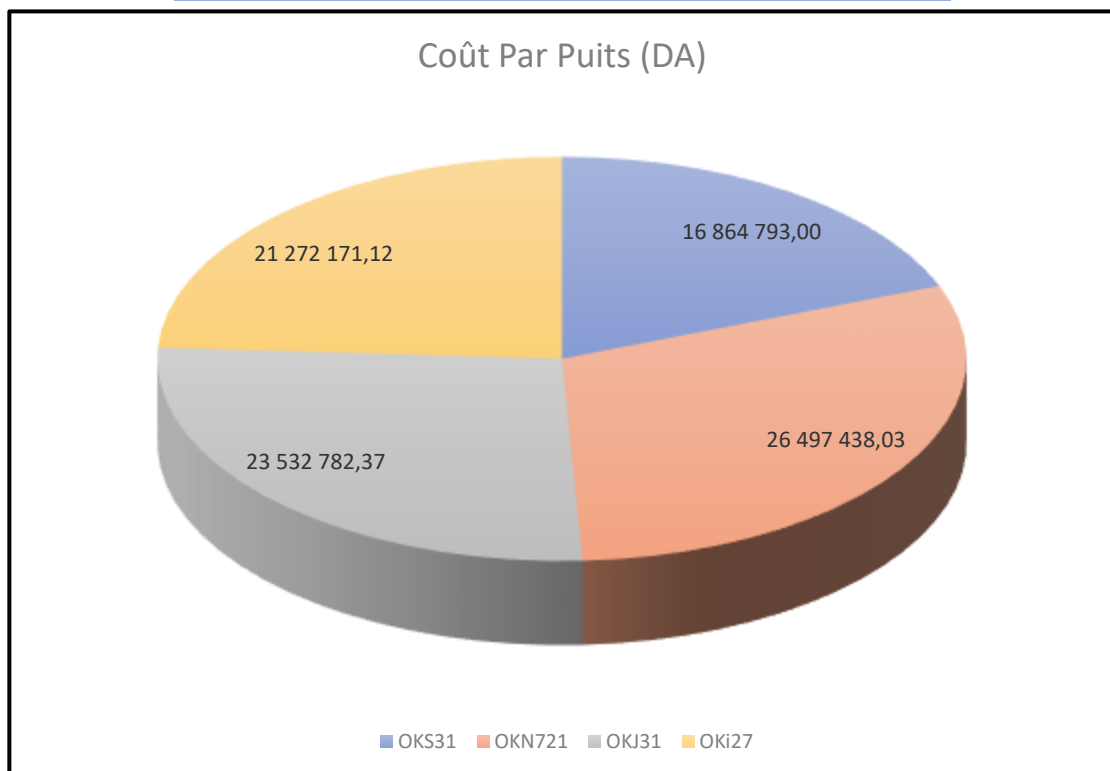
Récapitulatif de la fracturation hydraulique : [1]

Tableau III.9. Récapitulatif de la fracturation hydraulique

Puits	Date opération	Coût (DA)	Coût (\$)	Fracturation hydraulique		Gain			Calcul
				Q avant (m ³ /h)	Q Après (m ³ /h)	m ³ /h	bbl/j	T/j	Amortissement (J)
OKS31	05/05/2023	16864793	124024,07	L'injectivité nulle	P=90 bars, Q _{inj} = 409 m ³ /j)	---	---	---	---
OKN721	08/05/2023	26497438,03	194862,76	Fermé	1,2	1,219	184,02	23,70	14
OKJ31	14/05/2023	23532782,37	173060,61	Fermé	2,6	2,6	392,50	50,54	6
OKi27	18/05/2023	21272171,12	156436,03	Fermé	En cours de démarrage	---	---	---	---
TOTAL		88167184,52	648383,47			3,82	576,52	74,24	15

Evaluation de la fracturation : [1]**Cout global de l'investissement et taux par opération par puits : [1]****Tableau III.10. Coût global de l'investissement et taux par opération par puit**

Puits	Coût (DA)	Taux (%)
OKS31	16 864 793,00	19,13
OKN721	26 497 438,03	30,05
OKJ31	23 532 782,37	26,69
OKi27	21 272 171,12	24,13
TOTAL	88 167 184,52	100,00

**Figure III.23. La cercle relatif des coûts par puit**

Succès technique : Tous les puits traités ont montré une nette amélioration en perméabilité ou injectivité.

Succès économique : Le gain total est estimé à 576,5 bbl/j, soit ~74 T/j, avec un retour sur investissement en 15 jours en moyenne.

OKS31, initialement non productif, est devenu un injecteur fonctionnel, ce qui valide pleinement l'opération.

OKJ31 est le meilleur candidat en termes de gain rapide et rentable.

Calcul d'amortissement total de la campagne de fracturation :

Le gain global en production de la campagne de la fracturation hydraulique, est de l'ordre de **3,819 m³/h** (Soit **74,24 T/J**). Le coût total de la campagne est de **88 167 184,52 DA**.

$$\text{Gain } (\Delta Q) = 3,819 \text{ m}^3/\text{h} = 576,51 \text{ bbl/jour}$$

$$\text{Prix du baril} = 73,59 \text{ \$/bbl du 14/06/23}$$

$$\text{Taux de change \$/DA} = 135,98$$

$$\text{Coûts de l'opération} = 88\,167\,184,52 \text{ DA} = 648\,383,47 \text{ \$}$$

$$\text{Amortissement d'investissement} = (\text{Coût de l'opération} / \text{gain en débit} * \text{prix du baril})$$

$$= (648\,383,47) \$ / (576,51 * 73,59)$$

$$= \underline{\underline{15 \text{ Jours. [1]}}}$$

Conclusion

Les opérations de fracturation hydraulique menées sur les quatre puits (OKS31, OKN721, OKJ31 et OKI27) dans la région de Haoud Berkaoui ont permis de constater une nette amélioration de la productivité des puits, avec un gain global estimé à 3,819 m³/h, soit 74,24 tonnes/jour.

L'analyse des débits avant et après fracturation montre une performance particulièrement notable pour les puits OKN721 et OKJ31, avec des gains respectifs de 1,2 m³/h et 2,6 m³/h, traduits en 184,02 bbl/j et 392,50 bbl/j. Le puits OKS31, bien qu'injectivement nul au départ, a également démontré une reprise de production après l'opération. Le puits OKI27 était en cours de démarrage au moment de l'évaluation.

Le coût total de la campagne s'élève à 88 167 184,52 DA (environ 648 383,47 \$), avec un amortissement calculé sur la base du prix du baril à 73,59 \$ et du gain global. Le point de retour sur investissement est atteint en 15 jours, ce qui reflète une rentabilité excellente et rapide de l'opération.

Ces résultats démontrent l'efficacité technique et économique de la fracturation hydraulique dans cette région, et justifient son déploiement élargi sur d'autres puits présentant un potentiel similaire. Toutefois, un suivi de la performance à long terme est recommandé pour confirmer la durabilité des gains obtenus.

Conclusion Générale

Conclusion générale

Ce mémoire a permis de mettre en lumière l'importance stratégique de la fracturation hydraulique comme méthode de stimulation dans les réservoirs à faible perméabilité, en particulier dans le champ de Haoud Berkaoui. À travers une analyse approfondie des caractéristiques géologiques, pétro physiques et mécaniques des formations ciblées, ainsi que de l'historique d'exploitation du champ, nous avons établi un cadre technique solide justifiant le recours à cette technologie.

La mise en œuvre de la fracturation hydraulique sur quatre puits a démontré des résultats probants : un gain global de production de 3,819 m³/h, soit 74,24 tonnes/jour, a été observé à partir du quinzième jour suivant les opérations. Cette amélioration notable confirme l'efficacité de la technique et sa pertinence dans le contexte du champ de Haoud Berkaoui.

De plus, l'analyse économique a révélé un retour sur investissement très rapide, avec un amortissement atteint en seulement 15 jours, témoignant de la rentabilité de l'opération malgré les coûts initiaux relativement élevés.

En somme, ce travail confirme que la fracturation hydraulique, lorsqu'elle est correctement planifiée et adaptée aux spécificités du gisement, constitue une solution efficace pour prolonger la vie des réservoirs matures, améliorer la récupération des hydrocarbures, et optimiser les performances économiques des champs exploités.

Il reste toutefois essentiel d'accompagner cette technologie par une gestion rigoureuse des impacts environnementaux et par un suivi technique post-opérationnel, afin de garantir sa durabilité et son acceptabilité à long terme.

Bibliographie

Bibliographie

Documents internes / Haoud Berkaoui (DP/HBK)

- [1]. Sonatrach, "Rapports d'opération de stimulation hydraulique – puits OKS31, OKN721, OKJ31 et OKI27", DP/Haoud Berkaoui, 2023.
- [2]. Sonatrach, "Fiches techniques des réservoirs de Haoud Berkaoui", Département Réservoirs, 2023.
- [3]. Sonatrach, "Historique de production et interventions sur les puits", DP/HBK, 2023.
Société de Service – Halliburton
- [4]. Halliburton. Hydraulic Fracturing: Field Reference Manual. Halliburton Energy Services.
- [5]. Halliburton Algeria, "Programmes de stimulation – Haoud Berkaoui", Rapports internes, 2023.
- [6]. Halliburton, "FracAdvisor™ Software Documentation".

Mémoires universitaires

- [7] BELAHBIB Mohammed, Fouad ELBAR Khaled, KHERACHI Abdennacer (2022.2023). AMELIORATION DE L'INDICE DE PRODUCTIVITE PAR FRACTURATION HYDRAULIQUE (PUITS OKS43 CHAMP HAOUD BERKAOUI. Mémoire de Master, Université Kasdi Merbah Ouargla.
- [8]. M. MESSAI MOHAMMED Abdelkamel, M. SAHLIKhaled (2015.2016). Etude de la stimulation de puits par fracturation hydraulique (cas du puits OKS64, région Berkaoui). Mémoire de fin d'études, Université Kasdi Merbah Ouargla.

Sites web

- [9]. www.halliburton.com (https://www.halliburton.com/) – Accès aux ressources techniques et catalogues de services.
- [10]. www.sonatrach.dz (https://www.sonatrach.dz/) – Informations générales et communiqués techniques.

Résumé

Ce mémoire porte sur l'évaluation de la fracturation hydraulique appliquée aux réservoirs à faible perméabilité du champ de Haoud Berkaoui, situé dans le bassin de Berkine (Algérie). À travers l'analyse des données des puits OKJ31, OKN721, OKI27 et OKS31, cette étude met en évidence l'impact de la fracturation sur la productivité et l'injectivité des réservoirs. Les résultats démontrent une amélioration significative des performances des puits traités, avec un retour sur investissement rapide (15 jours en moyenne). Ce travail souligne l'importance d'une approche géologique rigoureuse pour optimiser les opérations de stimulation, tout en intégrant des pratiques durables de gestion environnementale.

Mots clés : Haoud Berkaoui, bassin de Berkine, fracturation hydraulique, réservoirs, perméabilité.

Abstract

This dissertation focuses on evaluating the efficiency of hydraulic fracturation in enhancing the performance of low-permeability reservoirs in the Haoud Berkaoui field, located in the Berkine Basin (Algeria). Based on data analysis from wells OKJ31, OKN721, OKI27, and OKS31, the study highlights significant improvements in well productivity and injectivity after stimulation. The results demonstrate a rapid return on investment (average of 15 days). This research emphasizes the necessity of a thorough geological approach to optimize stimulation operations while integrating sustainable environmental management practices.

Key words : Haoud Berkaoui, Berkine basin, hydraulic fracturation, reservoirs, permeability.

ملخص

تتمحور هذه المذكرة حول تقييم فعالية التكسير الهيدروليكي في تحسين مردود المكامن ضعيفة النفاذية بحقل حوض بركاوي في حوض بركين (الجزائر). استندت الدراسة إلى تحليل معطيات الآبار OKJ31 ، OKN721 ، OKI27 وOKS31، حيث أظهرت النتائج تحسناً ملحوظاً في إنتاجية وضخ المياه في الآبار المعالجة، مع تحقيق مردودية اقتصادية سريعة (متوسط 15 يوماً). يؤكد هذا العمل على ضرورة دمج دراسة جيولوجية دقيقة ضمن برامج التحفيز، مع مراعاة الأبعاد البيئية لضمان استدامة العمليات. الكلمات المفتاحية : حوض بركاوي , حوض بركين, التكسير الهيدروليكي, المكامن, النفاذية.