

N° Série: /2021

Université KASDI MERHBAH OUARGLA



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

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production

Présenté Par :

DAHMANI Abderrahman, ZEROUAL Sabri, DAOUD Amine

-THEME-

**PROPOSITION D'UN DESIGN DE FRACTURATION HYDRAULIQUE APPLIQUÉE
DANS LE CHAMP DE HASSI MESSAOUD**

Soutenu le : Juin 2021

Devant le Jury :

Président :	CHETTI Djamel	Univ. Ouargla
Examineur :	KHABBEZ Mohamed El-Ghali	Univ. Ouargla
Encadreur :	LEBTAHI Hamid	Univ. Ouargla
Co-Encadreur :	GUENAOUI Ali Seyfeddine	Univ. Ouargla

Année Universitaire 2020/2021

REMERCIEMENTS :

Nous remercions **ALLAH** le tout puissant de nous avoir donné le courage, la volonté et la patience de mener à terme le présent travail.

Nous présentons notre gratitude à M. LEBTAHI Hamid pour avoir accepté la direction de ce travail de fin de cycle malgré ses diverses occupations.

Nos plus vifs remerciements s'adressent aussi à M. GUENAOUI Ali Seyf-Eddine pour son suivi et ses orientations.

Nos remerciements s'adresse également au :

- Président de jury :M. CHETTI Djamel.
- Examineurs :M. KHABBEZ Mohamed El-Ghali.

D'avoir accepté d'examiner et d'évaluer notre travail.

Enfin, du point de vue personnel, nos chaleureux remerciements vont à tous nos camarades qui nous ont apporté leur support moral et intellectuel tout au long de l'année universitaire.

DAHMANI Abderrahmane

ZEROUAL Sabri

et DAOUD Amine

SOMMAIRE :

LISTE DES FIGURES:	I
LISTE DES TABLEAUX:	II
ABREVIATIONS :	III
REMERCIEMENTS :	
RESUME:	1
INTRODUCTION GENERALE:	2
CHAPITRE 1 : PRESENTATION DE CHAMP HASSI MESSAOUD.	3
1.1 CADRE REGIONAL :	3
1.2 SITUATION GEOGRAPHIQUE :	3
1.3 CONTEXTE GEOLOGIQUE	4
1.4 HISTORIQUE DU CHAMP :	5
1.5 DESCRIPTION DU RESERVOIR:	6
1.6 STRATIGRAPHIE DU CHAMP :	8
1.7 STRUCTURE DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD :	9
1.8 TECTONIQUE DU CHAMP DE HASSI-MESSAOUD	9
1.9 ZONATION DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD	10
1.10 CARACTERISTIQUES PETRO PHYSIQUES MOYENNE DU RESERVOIR	11
CHAPITRE 2 :	12
CHAPITRE 2 : GENERALITES SUR L'ENDOMMAGEMENT.	13
2.1 INTRODUCTION A LA STIMULATION	13
2.1.1 <i>Les principaux types de stimulation:</i>	13
2.2 LES ENDOMMAGEMENTS :	14
2.2.1 <i>Signification et définition de l'endommagement :</i>	14
2.2.2 <i>Localisation de l'endommagement :</i>	14
2.2.2.1 Au fond du puits :	15
2.2.2.2 A la paroi du puits :	15
2.2.2.3 Aux abords des puits :	15
2.2.2.4 Accumulations des particules:	15
2.2.3 <i>L'origine de l'endommagement de la formation :</i>	15
2.2.3.1 Endommagement dû à la formation:	16
2.2.3.1.1 Dépôts de sel:	16
2.2.3.1.2 Dépôts organiques (asphaltènes):	16

2.2.3.1.3	Dépôts des paraffines :	17
2.2.3.1.4	Dépôts des sulfates:	17
2.2.3.1.5	Migration des fines :	17
2.2.3.1.6	Gonflement des argiles:	17
2.2.3.2	Endommagement dû aux opérations sur puits :	17
2.2.3.3	Endommagement dû aux perforations:	18
2.2.3.4	Invasion du filtrat de ciment:	18
2.2.3.5	Endommagement dû à la stimulation:	18
2.2.3.6	Endommagement dû à l'absence d'un contrôle des solides :	18
2.2.3.7	Endommagement dû à l'injection d'eau :	19
2.2.4	Détection des endommagements :	19
2.2.5	Skin d'endommagement :	19
2.2.5.1	Définition :	19
2.2.5.2	Notion de skin :	20
2.2.6	Effet de l'endommagement sur la perméabilité :	21
2.2.7	Effet de l'endommagement sur la productivité :	22
2.2.7.1	Sur l'index de productivité:	22
2.2.7.2	Sur la productivité :	23
2.2.7.3	L'effet de skin sur débit:	24

CHAPITRE 3 : GENERALITES SUR LA FRACTURATION..... 25

3.1	DEFINITION DE LA FRACTURATION :	25
3.2	PRINCIPE DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE.....	25
3.3	LES DIFFERENTES APPLICATIONS DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE	26
3.4	BUT DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE :	26
3.5	NOTIONS DE BASE SUR LA FRACTURATION HYDRAULIQUE	26
3.5.1	Les contraintes :	26
3.5.2	Propriétés mécaniques des roches :	27
3.6	DESCRIPTION D'UNE FRACTURE :	28
3.6.1	Forme et orientation de la fracture :	28
3.6.2	Conductivité adimensionnelle de la fracture :	28
3.6.3	Géométrie de la fracture :	29
3.6.4	La pression d'initiation et d'extension de la fracture :	30
3.6.5	Fluide de fracturation :	30
3.6.6	Agent de soutènement :	31
3.7	LES ADDITIFS :	31
3.8	CLASSIFICATION DES PARAMETRES MIS EN JEU :	32
3.9	DESCRIPTION DE L'OPERATION :	32
3.10	GRADIENT DE FRACTURATION :	33
3.10.1	Pression de fracturation :	33
3.10.2	Gradient de fracturation GF:	34
3.10.3	Valeurs du gradient de fracturation :	34
3.11	MODELES DE PROPAGATION DE LA FRACTURE :	34

3.12	DEROULEMENT D'UNE FRACTURATION HYDRAULIQUE :	36
3.12.1	<i>Test d'injectivité:</i>	36
3.12.2	<i>Shadow Frac (Mini-frac):</i>	36
3.12.3	<i>Le traitement lui-même :</i>	36
3.13	LES EQUIPEMENTS DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE :	37
CHAPITRE 4 : PARTIE EXPERIMENTALE.D.....		39
INTERPRETATION DU TEST DST DU PUIITS « RNZ129 ».....		40
INTRODUCTION :.....		41
4.1	DONNEES D'INTERPRETATIONS :	41
4.2	DONNEES DE TEST SUR SEPARATEUR :	42
4.3	INTERPRETATION ET ANALYSE :.....	42
4.4	INTERPRETATION DES RESULTATS :.....	43
4.5	MODELISATION ET OPTIMISATION DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE :	44
4.5.1	<i>Modélisation de la fracturation hydraulique par FracCADE :</i>	44
4.5.2	<i>Optimisation des paramètres de la fracturation hydraulique :</i>	60
4.6	RESULTATS DE MODELISATION ET OPTIMISATION DES PARAMETRES DE FRAC :	72
4.7	LES INDICS DU SUCCES DU PROCESSUS DE FRACTURATION :	72
CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS.....		73
<i>BIBLIOGRAPHIE.</i>		

LISTE DES FIGURES :

CHAPITRE 1 :

FIGURE 1 - 1: SITUATION GEOGRAPHIQUE DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD.....	4
FIGURE 1 - 2: CONTEXTE GEOLOGIQUE DE CHAMP DU HMD.....	5
FIGURE 1 - 3: BLOC DIAGRAMME DE L'ECORCHE GEOLOGIQUE SOUS LA DISCORDANCE HERCYNIEENNE.....	7
FIGURE 1 - 4: COLONNE LITHO-STRATIGRAPHIQUE DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD.....	8
FIGURE 1 - 5: L'ANTICLINAL D'HASSI MESSAOUD.	9
FIGURE 1 - 6: CARTE TECTONIQUE DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD.....	10
FIGURE 1 - 7: CARTE DES ZONES DU CHAMP PETROLIER DE HASSI-MESSAOUD.....	11

CHAPITRE 2 :

FIGURE 2 - 1: LOCALISATION DE COLMATAGE.....	14
FIGURE 2 - 2: DEPOTS DE SEL.....	16
FIGURE 2 - 3: ASPHALTENES.....	17
FIGURE 2 - 4: ENDOMMAGEMENT DU A L'INJECTION D'EAU.....	19
FIGURE 2 - 5: PRESENTATION DE LA CHUTE DE PRESSION DUE A L'ENDOMMAGEMENT.....	20
FIGURE 2 - 6: SKIN DES PERFORATIONS.....	20
FIGURE 2 - 7: PENETRATION PARTIELLE.....	21
FIGURE 2 - 8: INCLINAISON DU PUIITS.....	21
FIGURE 2 - 9: INFLUENCE DU SKIN SUR LA PERMEABILITE.....	22
FIGURE 2 - 10: EFFET DE SKIN SUR DEBIT.....	24

CHAPITRE 3 :

FIGURE 3 - 1: LA FRACTURATION HYDRAULIQUE.....	25
FIGURE 3 - 2: MODELE DES CONTRAINTES.....	27
FIGURE 3 - 3: ORIENTATION DE LA FRACTURE.....	28
FIGURE 3 - 4: SCHEMA DE FRACTURE VERTICALE A UNE SEULE AILE.....	29
FIGURE 3 - 5: L'EVOLUTION DE LA PRESSION AU COURS D'UNE FRACTURATION.....	30
FIGURE 3 - 6: REPRESENTATION DE PROPAGATION DE LA FRACTURE SUIVANT LE MODELE GDK.....	35
FIGURE 3 - 7: REPRESENTATION DE PROPAGATION DE LA FRACTURE SUIVANT LE MODELE PKN.....	35
FIGURE 3 - 8: REPRESENTATION DE PROPAGATION DE LA FRACTURE SUIVANT LE MODELE RADIAL.....	36
FIGURE 3 - 9: RESERVOIR D'EAU.....	37
FIGURE 3 - 10: RESERVOIR D'EAU.....	38
FIGURE 3 - 11: MOUNTAIN MOVER.....	38
FIGURE 3 - 12: PUMP HP.....	39
FIGURE 3 - 13: MANIFOLD.....	39
FIGURE 3 - 14: WELLHEAD ISOLATION TOOL.....	40

CHAPITRE 4 :

FIGURE 4 - 1: CARTE DE POSITIONNEMENT.....	41
--	----

FIGURE 4 - 2: COURBE LOG-LOG REPRESENTATIVE DE LE DERIVATIVE DE PRESSION EN FONCTION DU TEMPS « CALCULEE ET OBSERVEE » DST (RNZ129).....	43
FIGURE 4 - 3: LOG GAMMA RAY.	45
FIGURE 4 - 4: PROFIL STRESS SV.....	49
FIGURE 4 - 5: INTERVALLES OU LA CONTRAINTE VERTICALE SONT MINIMUMS.	50
FIGURE 4 - 6: COMPLETION DU PUITZ RNZ129.	51
FIGURE 4 - 7: LOGS DE (BIT), (CAL1W), (CAL2W) DANS L'INTERVALLE 1.....	52
FIGURE 4 - 8: ETAT DU PUITZ ZONE 1.....	53
FIGURE 4 - 9: DIRECTION DES PERFORATIONS ZONE 1.....	53
FIGURE 4 - 10: LOGS DE (BIT), (CAL1W), (CAL2W) DANS L'INTERVALLE 2.....	55
FIGURE 4 - 11: ETAT DU PUITZ ZONE 2	56
FIGURE 4 - 12: DIRECTION DES PERFORATIONS ZONE 2.	56
FIGURE 4 - 13: ETAT DU PUITZ ZONE 3.....	57
FIGURE 4 - 14: DIRECTION DES PERFORATIONS ZONE 3.	57
FIGURE 4 - 15: PROPAGATION DU PROPPANTS ET FRAC.....	59
FIGURE 4 - 16: PLOT DU TEST D'INJECTION.....	61
FIGURE 4 - 17: ENREGISTREMENT DES PRESSIONS PENDANT L'OPERATION DE DATAFRAC.	63
FIGURE 4 - 18: DETERMINATION DE L'ISIP, DATAFRAC RNZ129.....	64
FIGURE 4 - 19: DETERMINATION DE LA Pc PAR LA FONCTION-G.....	65
FIGURE 4 - 20: DETERMINATION LE TEMPS DE FERMETURE, DATAFRAC RNZ129.....	66
FIGURE 4 - 21: GEOMETRIE DU FRAC APRES DATAFRAC.....	67
FIGURE 4 - 22: ENREGISTREMENT DES PRESSIONS PENDANT L'OPERATION DE MAINFRAC.	70
FIGURE 4 - 23: GEOMETRIE DU FRAC ET PROPPANTS APRES MAINFRAC.	70

LISTE DES TABLEAUX

CHAPITRE 1 :

TABLEAU 1-1: CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES MOYENNE DU RESERVOIR.	11
---	----

CHAPITRE 4 :

TABLEAU 4-1: REPRESENTATIF DES DONNEES PETROPHYSIQUE PVT UTILISEES.	42
TABLEAU 4-2: REPRESENTATIF DES PERFORMANCES SUR DUSE.....	42
TABLEAU 4-3: RESULTATS D'INTERPRETATION (RNZ129).	43
TABLEAU 4-4: PROPRIETES MECANIQUES DE PUIITS RNZ1 44	44
TABLEAU 4-5: DONNEES DENSITES ET DE PROFONDEUR DE PUIITS RNZ129.	46
TABLEAU 4-6: RESULTATS DE LA CONTRAINTE VERTICALE.....	47
TABLEAU 4-7: RESULTATS DE GRADIENT DE CONTRAINTE VERTICALE.....	48
TABLEAU 4-8: DONNEES (DEPTH, BIT, CAL1W, CAL2W) DU PUIITS RNZ129.....	51
TABLEAU 4-9 : QUANTITEE DE PROPPANTS INJECTES 58	58
TABLEAU 4-10: PROPAGATION ET GEOMETRIE DE FRACTURE.	59
TABLEAU 4-11: VALEURS DE (Tf, ΔP_{NET} , P _{MAX} , KH, FCD) 59	59
TABLEAU 4-12: PROGRAMME DE TEST D'INJECTION.	60
TABLEAU 4-13: PROGRAMME DE POMPAGE EXECUTE, DATAFRAC RNZ129.....	62
TABLEAU 4-14: TEMPS DE FERMETURE.	66
TABLEAU 4-15: GEOMETRIE DU FRAC.....	67
TABLEAU 4-16: PROGRAMME DE POMPAGE REDESIGNE, MAINFRAC RNZ129.	68
TABLEAU 4-17: PROGRAMME DE POMPAGE EXECUTE, MAINFRAC RNZ129.....	69
TABLEAU 4-18: GEOMETRIE DU FRAC ET PROPPANTS.	71
TABLEAU 4-19: VALEURS DE (KH, FCD).	71
TABLEAU 4-20: PARAMETRES DE FRAC.	72

Abréviations :

AIE	Agence Internationale de l'Energie.
API	American Petroleum Institute.
CRD	Centre de Recherche et développement
P	Pression moyenne du réservoir
S	Skin
T	Température
K	Perméabilité
H	Epaisseur
C	Constante d'écoulement
K_f	perméabilité de fracture
Ø_f	porosité de fracture.
K_m	perméabilité de matrice
σ	Contrainte
F	Force normal
A	Surface
P_G	Pression de gisement
ε	Déformation
ΔL	Allongement
L₁	Longueur initial
L₂	Longueur final
SS	Stress-Strain
ε₁	Déformation axiale
ε₂	Déformation latérale
V	Coefficient de Poisson
E	Module de Young
B_g	Facteur volumique du gaz
F_{cd}	Facteur de conductivité adimensionnelle
GOR	Gaz Oil ratio
G	La gravité

P_t	Pression en tête
W (frac)	Largeur de frac
X (frac)	Demi-longueur de frac
H (frac)	Hauteur de frac
X (proppants)	Demi-longueur de propagation du proppants
W(proppants)	Largeur de frac
H (proppants)	Hauteur de propagation du proppants
T_f	Temps de fermeture
σ_a	Contrainte axial appliquée sur l'échantillon.
G	Coefficient de cisaillement
σ_1	contrainte verticale «overburden stress»
σ_2	contrainte horizontale maximum « SH»
σ_3	contrainte horizontale minimum « Sh»
S_v	Stress verticale
Plog	Log densité
IP	l'index de la productivité.
C_m	Compressibilité de la matrice.
C_b	Compressibilité de la roche poreuse
K_f	La perméabilité de la fracture.
P_{max}	Pression surface maximale
ΔP_{net}	Différence de pression nette
μ	Viscosité d'huile
X_f	Extension de la fracture (la demi-longueur).
k_s	perméabilité de la zone endommagée
W_f	Épaisseur de la fracture.
S_p	Skin des perforations
P_{fd}	Pression de fond dynamique
R_e	Rayon de drainage
B_o	Facteur volumétrique
r_w	Rayon du puits
r_s :	Rayon de la zone endommagée ;

V(t)	Vitesse de filtration.
C	Coefficient de qualité ou de filtration
P_w	pression d'injection en tête.
Ph	Pression hydrostatique.
Pf	pression de fracturation
Gf	Gradient de fracturation
Z_{depth}	Profondeur Z

Résumé :

La fracturation hydraulique (hydraulic fracturing ou fracking) est une technique de stimulation des formations géologiques à faible perméabilité par l'injection d'un fluide à haute pression. Elle permet d'extraire des hydrocarbures des réservoirs conventionnel endommagé ou non conventionnels tel que le gaz de schiste et le tight gas ou les hydrocarbure sont piégés dans des roches peu poreuses et peu perméables.

Dans cette présente étude, les données ont été traitées par différents logiciels, principalement par *FracCADE* dans l'élaboration du design de la fracturation appliquée au puits *RNZ129* situé dans le champ de *Hassi Messaoud*. La fracturation réalisée a permis d'améliorer la conductivité conformément aux prévisions.

En effet, la conductivité initiale de la roche matricielle est passée de 203.455 md.m à 2427,0 md.m après fracturation. Cela correspond à une conductivité sans dimension $Fcd = 23,7$.

Mots clés: Fracturation, *FracCADE*, perméabilité, conductivité, roche matricielle.

Abstract:

Hydraulic fracturing (fracking) is a technique for low permeability geological formations by injecting a high-pressure fluid. It allows, among other things, to extract conventional hydrocarbons from damaged reservoirs and unconventional hydrocarbons trapped in rocks with low porosity and low permeability. In this present study, the data was processed by different software, mainly by *FracCADE* in the development of the design of the fracturing applied to the *RNZ129* well located in the *Hassi Messaoud* field. The fracturing performed improved the conductivity as expected. In fact, the initial conductivity of the matrix rock went from 203.455 md.m to 2427.0 md.m after fracturing. This corresponds to a dimensionless conductivity $Fcd = 23,7$.

Keywords: Fracturing, *FracCADE*, permeability, conductivity, matrix rock.

المخلص :

التكسير الهيدروليكي (fracking) هو تقنية تكسير التكوينات الجيولوجية منخفضة النفاذية عن طريق حقن مائع عالي الضغط. يسمح ، من بين أمور أخرى ، باستخراج ما يسمى بالهيدروكربونات غير التقليدية المحاصرة في الصخور ذات المسامية المنخفضة والنفاذية المنخفضة.

في هذه الدراسة ، تمت معالجة البيانات بواسطة برمجيات مختلفة ، بشكل رئيسي بواسطة *FracCADE* في تطوير تصميم التكسير المطبق على البئر *RNZ129* الموجود في حقل حاسي مسعود. أدى التكسير إلى تحسين التوصيل كما هو متوقع.

في الواقع ، انتقلت الموصلية الأولية لصخور المصفوفة من 203.455 md.m إلى 2427.0 md.m بعد التكسير. هذا يتوافق مع الموصلية عديمة الأبعاد $Fcd = 23.7$. الكلمات المفتاحية: التكسير ، الشجار ، النفاذية ، الموصلية ، صخور المصفوفة.

Introduction générale :

L'exploitation naturelle d'un gisement de pétrole, consiste à ramener les hydrocarbures du fond jusqu'à la surface grâce à sa déplétion naturelle. Une fois cette énergie ne répond pas aux contraintes de la production, et les réserves en place sont importantes, des nouvelles techniques de stimulation sont introduites pour remédier aux problèmes que peut rencontrer la production d'un puits pétrolier. Elles ont pour but de restaurer et d'améliorer les caractéristiques du réservoir naturelles ou modifier par un endommagement. **(1)**

Parmi les nombreuses méthodes de stimulation, nous citons l'acidification, la fracturation acide ou la fracturation hydraulique. Mais ce mémoire se limite sur la stimulation par la fracturation hydraulique. Avant toute opération de fracturation il faut procéder à une étude sur tous les aspects économiques, vu ces coûts élevés.

BUT DU TRAVAIL OU ÉTUDES :

L'objectif de ce travail consiste à l'élaboration d'un design performant en utilisant les tests d'injection, les DataFrac et la modélisation par FracCad, FracPro et SAPHIR appliqué dans le champ de Hassi Messaoud afin d'augmenter ou rétablir la perméabilité d'un réservoir.

Ce mémoire est constitué de :

Le premier chapitre décrit le contexte de l'étude à travers une synthèse bibliographique sur le champ pétrolier d'Hassi-Messaoud.

Le second chapitre définit les principaux types de stimulation, la nature d'endommagement, son origine, sa localisation ainsi que ses conséquences sur la production.

Le troisième chapitre, décrit l'opération de la fracturation hydraulique, le déroulement, l'application, les différents tests de mini frac et les modèles de propagation. Dans ce chapitre, nous avons donné des généralités sur les fluides de frac, les agents de soutènement et les équipements de fracturation.

Le dernier chapitre est consacré à une partie expérimentale plus détaillée afin de présenter un design d'une fracturation hydraulique réalisé sur un puits de développement **Puits RNZ129**.

Chapitre I : Présentation de champ Hassi Messaoud.

1.1 Cadre régional :

La région de Hassi Messaoud est localisée dans la partie centrale du Sahara algérien, connue pour ses puits productifs d'huile principalement dans les réservoirs cambriens. Le champ de Hassi-Messaoud représente l'un des champs les plus complexes au monde. Durant l'histoire géologique, ce champ a subi d'une part une évolution tectonique intense caractérisée par des phases compressives distinctives. D'autre part, par la transformation diagenétique dans le réservoir, lors de son enfouissement au cours des temps géologiques, jusqu'à ce que le gisement a pris la forme ou la configuration actuelle. **(2)**

1.2 Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud est le plus grand gisement d'huile d'Algérie, et se situe à environ **850 km** au Sud-Est d'Alger, à **280 km** au Sud-Est du gisement du gaz de Hassi R'Mel et à **350 km** à l'Ouest de la frontière Tunisienne (**Figure 1-1**), Il s'étend sur une superficie de **2500 Km²**. Il a pour coordonnées Lambert (LSA) :

X = [790.000 - 840.000] Est

Y = [110.000 - 150.000] Nord

Il est limité :

- Au Nord-Ouest par les gisements d'Ouargla [Gellala, Ben Kahla et Haoud Berkaoui].
- Au Sud-Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb.
- Au Sud-Est par les gisements ; Rhourde El Baguel et Mesdar. **(3)**

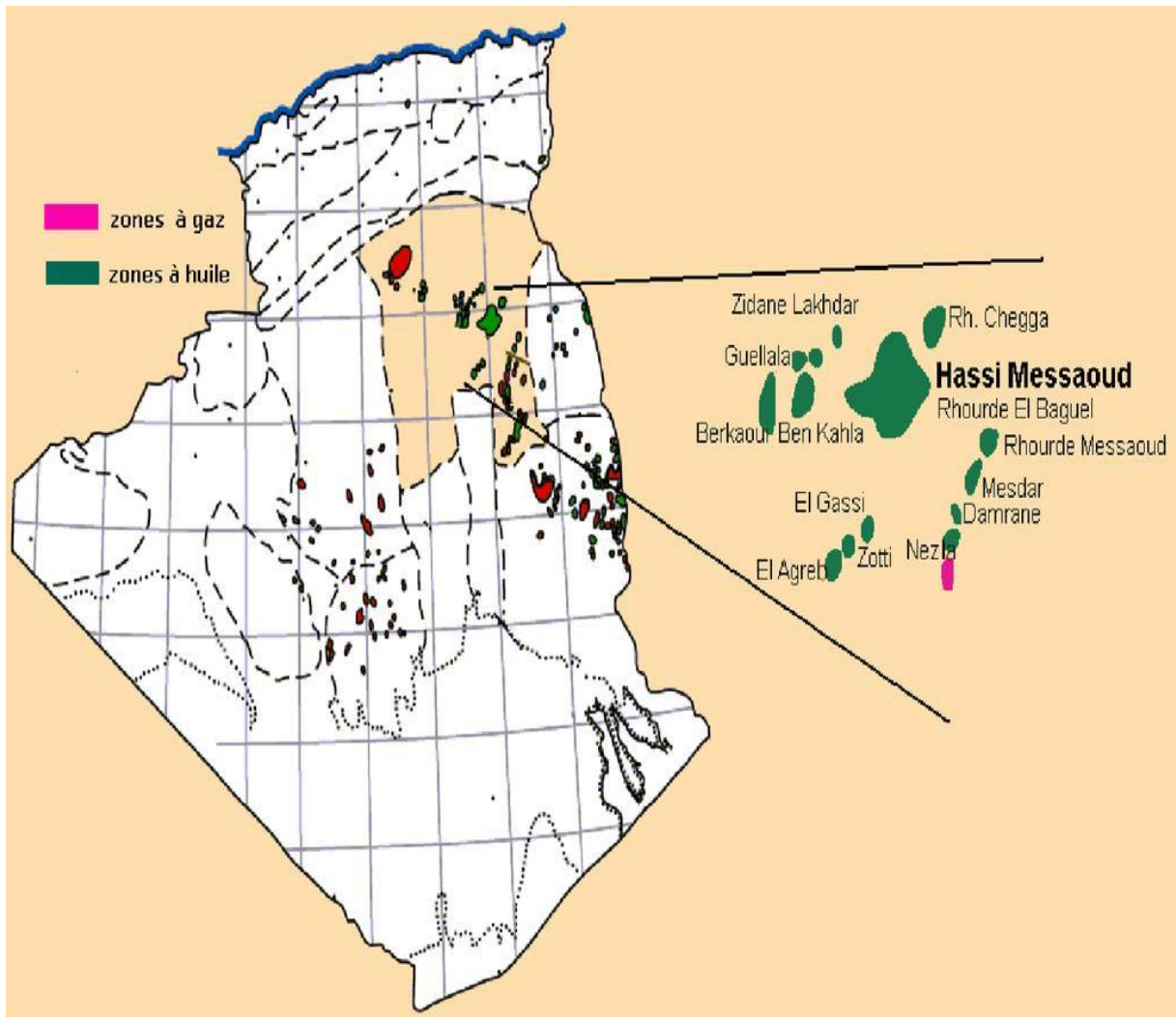


Figure 1 - 1: Situation géographique du champ de Hassi Messaoud. **(1)**

1.3 Contexte géologique

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. Par sa Superficie et ses réserves, qui est connue par ses puits productifs d'huile principalement dans les réservoirs cambriens **(Figure 1-2)**. **(1)**

Géologiquement, il est limité :

- A l'Ouest par la dépression d'Oued Mya.
- Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.
- Au Nord par la structure Djammâa-Touggourt.
- A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadamès.

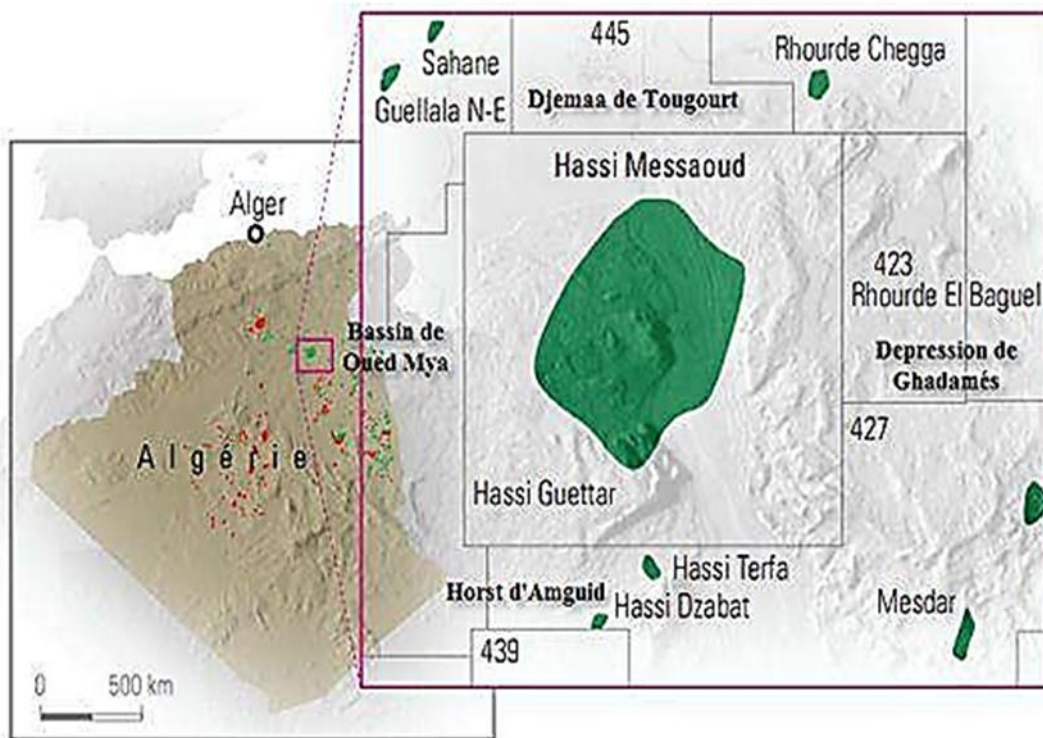


Figure 1 - 2: Contexte géologique de champ du HMD. (1)

1.4 Historique du champ :

Le gisement de Hassi Messaoud fut découvert le 16 Janvier 1956 par la société nationale de la recherche pétrolière en Algérie (SN REPAL). Le premier sondage Messaoud 1 (Md1) a rencontré une accumulation d'huile dans le réservoir Cambrien Ra à 3338 m de profondeur.

En 1957, la compagnie française du pétrole en Algérie (C.F.P.A) à la suite de l'obtention de la partie septentrionale du champ confirmait ce résultat par le forage OM1 situé à environ 7 Km au Nord - Nord-Ouest du puits MD1. Le champ de Hassi Messaoud a été divisé en deux concessions distinctes attribuées à la C.F.P.A pour la partie Nord et, la partie Sud à la SN.REPAL à laquelle revient la paternité de la découverte.

La mise en production avait commencé en 1958 avec 20 puits d'exploitation Depuis la découverte du gisement de Hassi Messaoud plusieurs travaux lui ont été et lui sont encore consacrés.

En 1960, Millot et al ont étudié l'évolution des grés cambro-ordoviciens du Sahara central. En 1963, A.Tillous et J.Malenfer ont détaillé les aspects stratigraphiques, structuraux et de réservoir Dans la même année, Montadert apporta les premières réflexions d'ordre sédimentologiques applicables aux réservoirs de Hassi Messaoud. En 1970, A.Balduchi et G.Pommer ont précisé la structure de Hassi Messaoud en la plaçant dans un contexte régional. En 1971, S.Beuf et al.ont établi une synthèse de l'évolution sédimentologique et paléogéographique du Paléozoïque inférieur du sahara. En 1972,

J.Gautier, D.Massa et al ont étudié la fracturation du réservoir du champ, retraçant ainsi les grandes phases tectoniques qui ont affecté la région.

En 1979, L' IFP a réalisé plusieurs travaux qui ont abouti à la délimitation dans le champ de Hassi Messaoud de 25 zones productives.

Il existe également des rapports internes de la SONATRACH. On peut citer l'étude réalisée par R. Kerdali et N.Hadibi sur les Quartzites de Hamra en Novembre 1996. **(2)**

Le champ pétrolier de Hassi Messaoud était l'objectif de plusieurs études d'investigation et de caractérisation à savoir :

- L'influence de la mise en place des intrusions intra-cambriennes sur les qualités réservoirs dans le secteur Sud-Ouest du champ de Hassi Messaoud réalisé par O. Bendjeda en 1998.
- L'étude sédimentologique et diagénétique du Cambrien du secteur Nord-Est de Hassi Messaoud faite par A.Mostefai en 2007.

1.5 Description du réservoir:

Le gisement de Hassi Messaoud est à une profondeur qui varie entre 3100 et 3380 m. Son épaisseur va jusqu'à 200 m, il comprend trois réservoirs gréseux d'âge Cambrien, reposants directement sur le socle granitique. Il est représenté par une série gréseuse dont l'érosion post paléozoïque affecte une partie dans le centre du champ. Il se subdivise de haut en bas de : (Figure 1-3)

- **Ri** : Zone isométrique dont l'épaisseur est de 45 m essentiellement quartzite à grains fins et à tigillites. Elle correspond au drain D5.
- **Ra** : Zone anisométrique dont l'épaisseur moyenne est de 120 m environ, composée de grès à ciment silico-argileux de grains moyens à grossiers. Elle est subdivisée en drains respectivement de bas en haut : D1, ID, D2, D3, D4.
- **R2** : Série gréseuse à ciment argileux, d'une épaisseur moyenne de 80 m.
- **R3**: D'une hauteur d'environ 300 m, c'est une série gréseuse très grossière à microconglomérique, très argileuse reposant sur le socle granitique qui a été rencontré à une profondeur inférieure à 4000 m, c'est un granite porphyroïde rose. Il se divise en deux sous niveaux ; le R4c et le R4ab. **(3)**

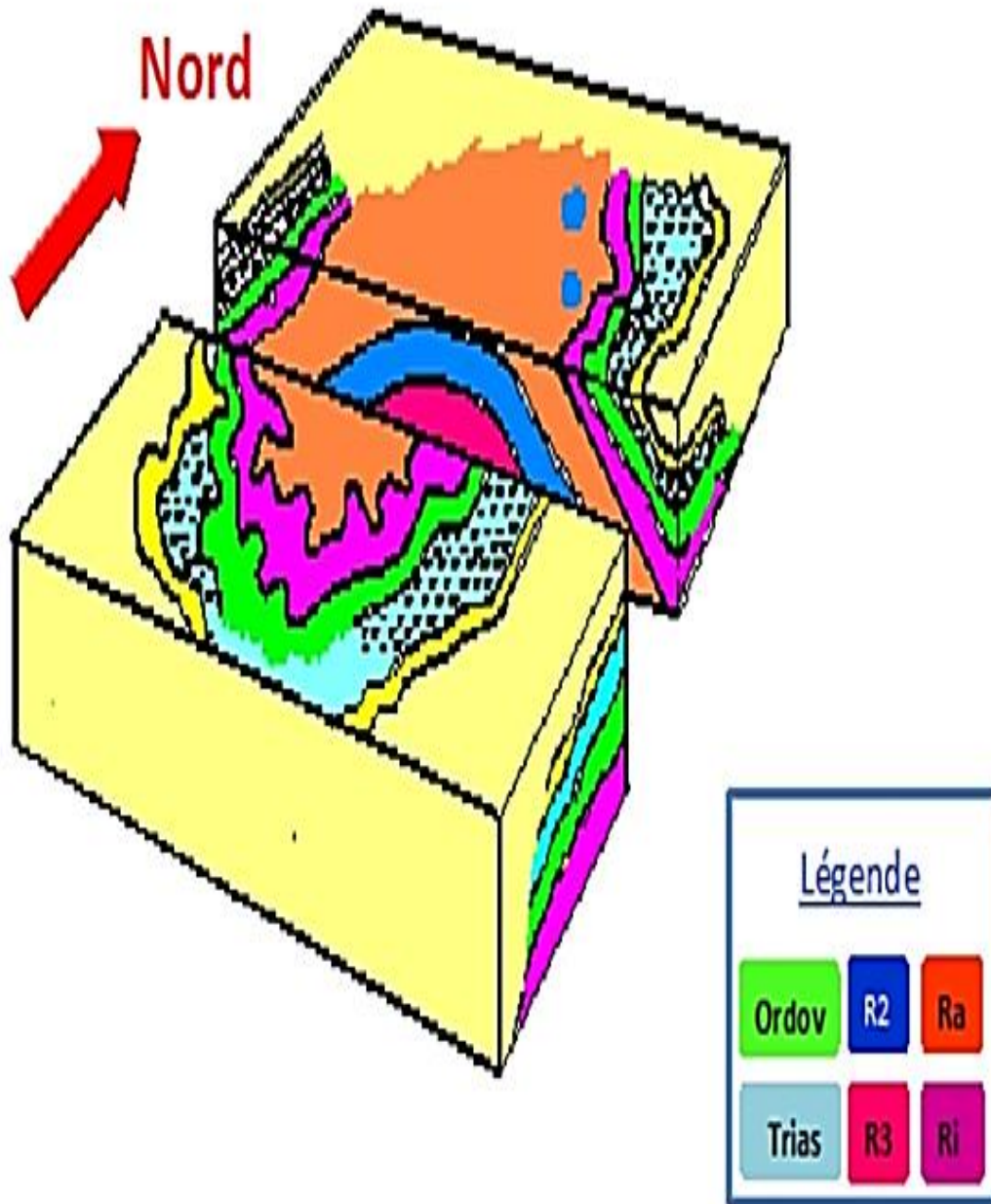


Figure 1 - 3: Bloc diagramme de l'écorche géologique sous la discordance hercynienne.

1.6 Stratigraphie du champ :

ERE	SYST	ETAGES	Ep moy	DESCRIPTION		
CENO-ZOIQUE	NEOGENE	MIO-PLIOCENE <i>discordance alpine</i>	240	Sable, calcaire, marne sableuse		
		EOCENE	120	Sable, calcaire à silex		
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN				
		CARBONATE	107	Calcaire, dolomie, anhydrite		
		ANHYDRITIQUE	219	Anhydrite, marne, dolomie		
		SALIFERE	140	Sel massif et traces d'anhydrite		
		TURONIEN	90	Calcaire crayeux avec quelques niveaux argileux		
		CENOMANIEN	145	Anhydrite, marne, dolomie		
		ALBIEN	350	Grés, sable avec intercalations d'argile silteuse		
		APTIEN	25	Dolomie cristalline avec niveau argileux, calcaire		
		BARREMIEN	280	Argile, grés, dolomie		
		NEOCOMIEN	180	Argile, marne, dolomie, grés		
	JURASSIQUE	MALM	225	Argile, marne, calcaire, grés et traces d'anhydrite		
		DOGGER	ARGILEUX	105	Argile silteuse, marne dolomitique avec fines passées de grés	
			LAGUNAIRE	210	Anhydrite, marne dolomitique, marne grise	
		L I A S	L.D 1	65	Dolomie, anhydrite, argile	
			L.S 1	90	Alternances sel, anhydrite et argile	
			L.D 2	55	Anhydrite et dolomie cristalline	
			L.S 2	60	Alternances sel et argile	
			L.D 3	30	Alternances de dolomie et de marne	
		TRIASSIQUE	SALIFERE	TS 1	46	Alternances de sel, d'anhydrite et de dolomie
				TS 2	189	Sel massif à intercalations d'anhydrite et argile gypsifère
	TS 3			202	Sel massif et traces d'argile	
	ARGILEUX		113	Argile rouge dolomitique ou silteuse injectée de sel et d'anhydrite		
	GRESEUX		35	Grés, argile		
	ERUPTIF <i>discordance hercynienne</i>		0.92	Andésites altérées		
	PALEOZOIQUE		ORDOVICIEN	QUARTZITES D'EL HAMRA	75	Quartzites fines avec traces de tigillites
		GRES D'EL ATCHANE		25	Grés fins à ciment argileux, bitumineux	
		ARGILES D'EL GASSI		50	Argiles schisteuses, vertes ou noires, glauconieuses à graptolithes	
ZONE DES ALTERNANCES		20		Alternance de grés et argile. Présence de tigillites		
CAMBRIEN		R1	50	Grés isométriques, fins, silteux		
		Ra	120	Grés à grés quartzitiques anisométriques à niveaux de silts		
		R2	100	Grés moyens à grossiers à ciment argileux illitique		
		R3	300	Grés grossier à ciment argileux, argile silteuse		
		INFRA-CAMBRIEN	45	Grés argileux rouges		
S O C L E				Granite porphyroïde rose		

Figure 1 - 4: Colonne litho-stratigraphique du champ de Hassi Messaoud. (3)

1.7 Structure du Champ de Hassi Messaoud :

La structure du champ pétrolier de Hassi Messaoud se développe en un vaste anticlinal subcirculaire de **45 Km** de diamètre et de direction NNE_SSW. L'image structurale de Hassi- Messaoud est fortement complexe à analyser et difficile à cerner du fait de ses dimensions et des phénomènes tectoniques et surtout l'interférence entre sa structure proprement dite et l'érosion hercynienne qui se superpose aux conditions de dépôts des grés Cambro-ordovicien (**Figure 1-5**). (1)

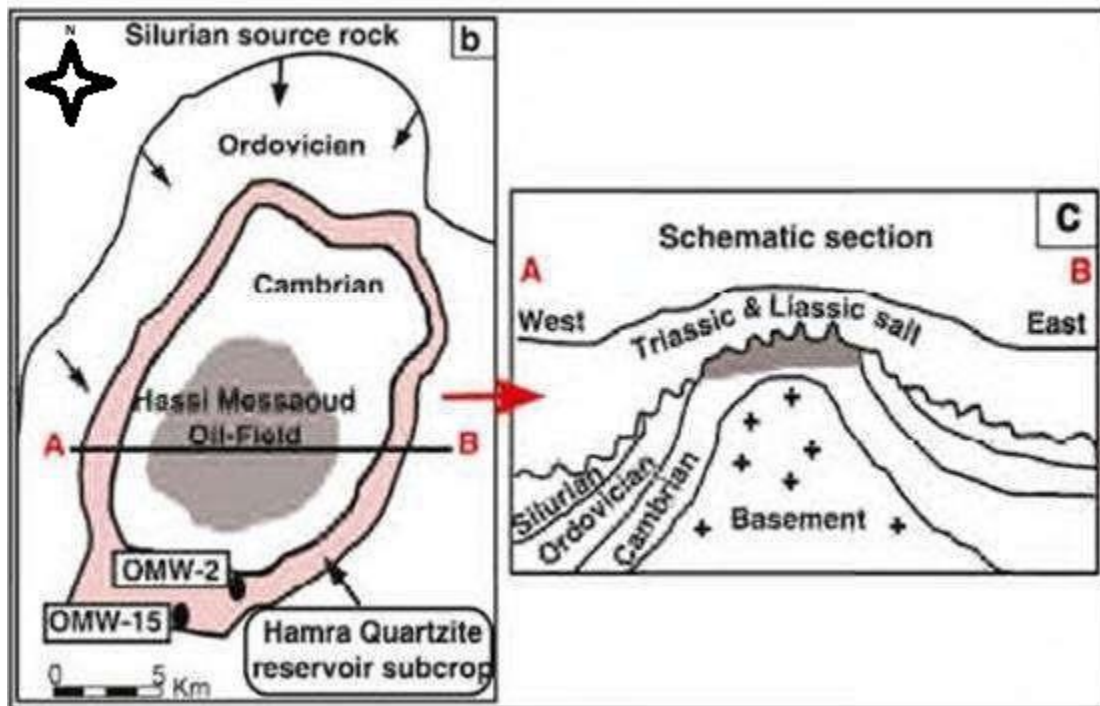


Figure 1 - 5: L'anticlinal d'Hassi-Messaoud. (1)

1.8 Tectonique du champ de Hassi-Messaoud

La structure du champ de Hassi Messaoud se présente comme un vaste dôme anticlinal aplati, de direction générale Nord-Est – Sud-Ouest. Les accidents affectant le réservoir sont de deux types (**Figure 1-6**) :

- Les failles de directions subméridiennes Nord-Nord-Est – Sud-Sud-Ouest ainsi que d'autres failles qui leurs sont perpendiculaires de direction Nord-Ouest – Sud-Est, ceci fait ressortir le caractère tectonique en Horst et Graben.
- Les cassures sans rejets qui ont eu un grand effet sur la fracturation du réservoir.

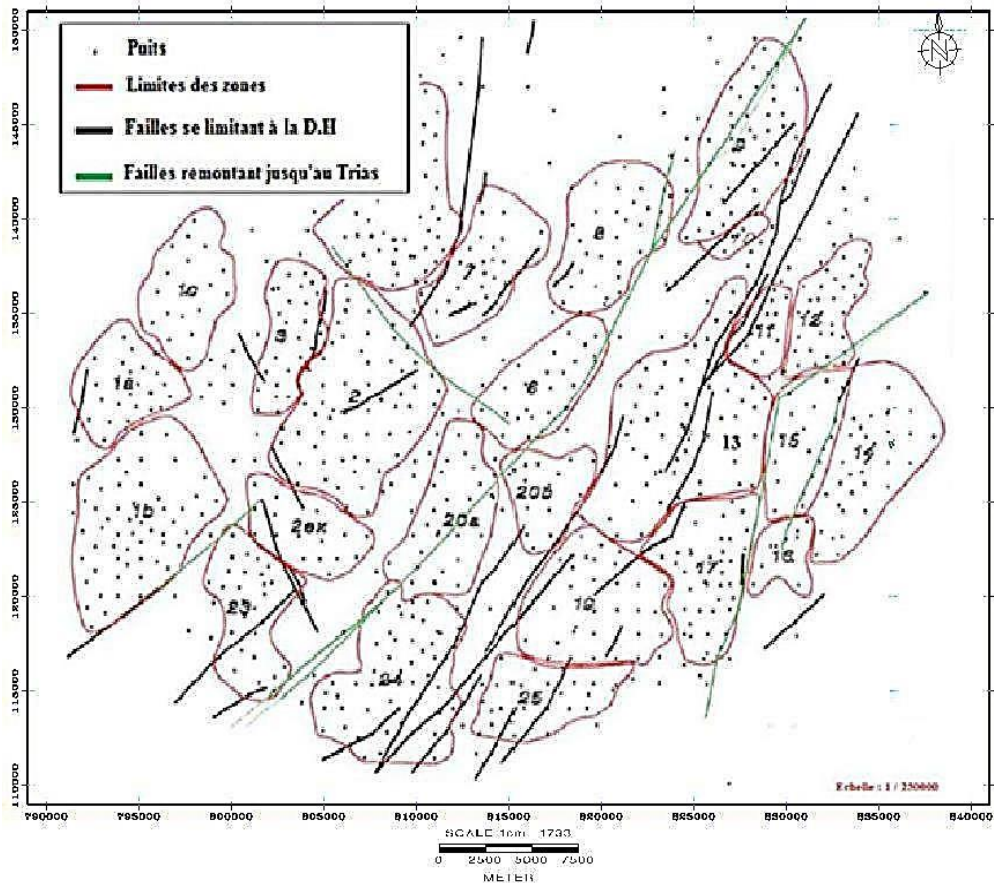


Figure 1 - 6: Carte tectonique du champ de HASSI MESSAOUD. (4)

1.9 Zonation du Champ de Hassi Messaoud

L'évolution des pressions des puits en fonction la production a permet de subdiviser le gisement de Hassi Messaoud en 25 zones, dites de production. Ces zones (**Figure 1-7**) sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communicant entre eux et non pas avec ceux des zones avoisinantes, elles ont chacune un comportement propre du point de vue pression de gisement. Il est à noter, toutefois que dynamiquement les échanges de fluides ne sont pas nuls mais fortement limités par la présence des failles ou tout simplement par la détérioration de la perméabilité constituant de ce fait des barrières. Les puits d'une même zone drainent conjointement une quantité d'huile en place bien établie. Toutefois il est important de souligner que le facteur de pression ne peut être le seul critère de caractérisation des zones. (2)

Il faut noter que la subdivision actuelle n'est pas satisfaisante car une même zone peut être subdivisée en sous zones.

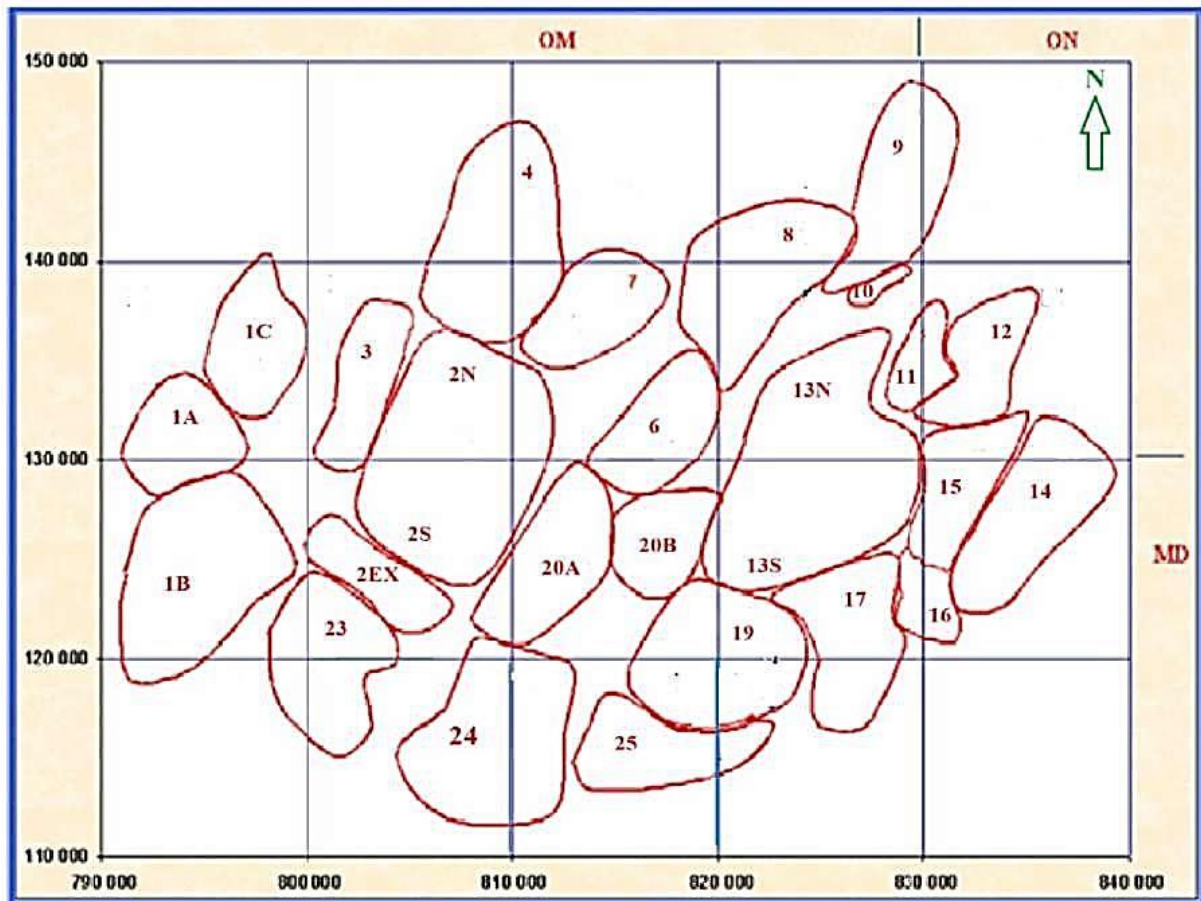


Figure 1 - 7: Carte des zones du champ pétrolier d'Hassi-Messaoud. (5)

1.10 Caractéristiques pétrophysiques moyennes du réservoir

Les caractéristiques pétrophysiques moyennes du réservoir sont indiquées dans le tableau suivant :

Tableau 1-1: Caractéristiques pétro physiques moyenne du réservoir. (22)

Réservoir	Kmin	Kmoy	Kmx (md)	Φ min (%)	Φ moy (%)	Φ max (%)	Swi (%)	Vsh moy
Ri	0.3	1	2	6	7	8	17	15
Ra	2	15	100	6	8	10	10	7
R2	1	2.5	7	-	10	-	17	20
R3		<1			0,11		0,17	30

Ci-dessous, les caractéristiques moyennes des fluides présents au niveau du réservoir de Hassi Messaoud.

Les caractéristiques des huiles :

- L'huile est légère de densité 0,8 (API = 45.4).
- La pression de gisement est variable : 400 à 160 kg/cm².
- La température est de l'ordre de 118°C.
- Le GOR est de 219 m³/m³ sauf pour les puits en percée de gaz où le GOR peut atteindre 800 m³/m³ et plus (cas d'Oml 63 et Oml 633).
- La porosité est faible en moyenne: 5 à 10%.
- La perméabilité est assez faible : 2 md à 100 md.
- La viscosité est de 0,2 cp.
- Le facteur de volume est de 1,7.
- Un point de bulle de 160 kg/cm²

Les caractéristiques de gaz associés :

- Viscosité de gaz est 0.02 cp.
- La compressibilité est de 0.8 bar⁻¹.

Chapitre 2 : Généralités sur l'endommagement.

2.1. Introduction à la stimulation

On entend par stimulation toute opération qui a pour but d'améliorer d'une façon considérable la productivité ou l'injectivité d'un puits, en agissant sur le facteur principal qui est la perméabilité, en d'autres termes la stimulation est toute opération qui vise à restaurer la perméabilité aux abords du puits en éliminant l'endommagement.

Avant d'entreprendre un traitement de stimulation, il est primordial de bien localiser la nature du problème de manière à choisir le type de traitement qui peut effectivement remédier à la situation (6)

Les techniques généralement appliquées sont soit :

- traitement mécanique (fracturation hydraulique).
- les traitements chimiques (acidification, injection de solvant).
- ou une combinaison des deux méthodes.

2.1.1. Les principaux types de stimulation:

A. Les opérations de modification de la structure géologique :

- La fracturation hydraulique : Elle consiste à l'injection d'un fluide de traitement à une pression supérieure à la pression de fracturation de la formation, grâce auquel on crée des cassures ou fissures dans la formation, ouvrant ainsi des canaux à très forte perméabilité, dans lesquels l'effluent peut s'écouler beaucoup plus facilement, ce qui augmente le débit du puits et la productivité.
- Fracturation acide : Dans la fracturation à l'acide, le fluide du traitement est un acides injecté à grand débit afin de créer des fractures dans la formation L'acide remplissant les fractures réagit avec les parois en éliminant ainsi un certain volume de roche.

B. Les opérations de restauration :

- L'acidification : Elle consiste à injecter un volume d'acide contenant des additifs chimiques avec une pression d'injection inférieure à la pression de génération d'une fracture. L'acide donc sert à :

- ✓ Dissoudre certaines particules obturant les pores de formation ;
- ✓ Solubiliser certain composés de la roche elle-même ;
- ✓ Modifier l'état physico-chimique.

C. Autres traitements :

L'insuffisance de la productivité peut provenir d'autres facteurs :

- Dans le cas où le problème se situe au niveau des perforations, un lavage des perforations, une reperforation (sur la même zone) ou des perforations complémentaires (augmentation de la hauteur perforée) peuvent conduire à un résultat intéressant.
- Dans le cas des fluides visqueux ou des problèmes de tensions interfaciales, des injections de produits chimiques sont aussi à considérer. On peut aussi recourir à des techniques telles que l'injection de vapeur ou la combustion in situ.

2.2. Les endommagements :

2.2.1. Signification et définition de l'endommagement :

L'endommagement représente toutes les incrustations que ça soient minérales ou organiques pouvant altérer la perméabilité naturelle par leur déposition à l'intérieur du réservoir ou en obturant les perforations voir même le tubing de production. Cet endommagement peut être localisé dans les différents parties du cheminement de l'effluent, allant du réservoir jusqu'en surface. (7)

On définit l'endommagement comme étant l'augmentation de la chute de pression aux abords du puits. Et définit comme étant un obstacle empêchant l'écoulement des fluides du réservoir vers le puits.

La mise en évidence d'un colmatage se fait par la constatation d'une baisse de température, de pression et de débit. Il s'exprime par la baisse de l'index de productivité et par l'effet de skin lorsque celui-ci est positif.

2.2.2. Localisation de l'endommagement :

L'endommagement est défini comme étant un obstacle empêchant l'écoulement des fluides du réservoir vers le puits, le schéma ci-dessous (**Figure 2-1**) illustre parfaitement les zones de localisation de l'endommagement tenant compte de la configuration du puits. (7)

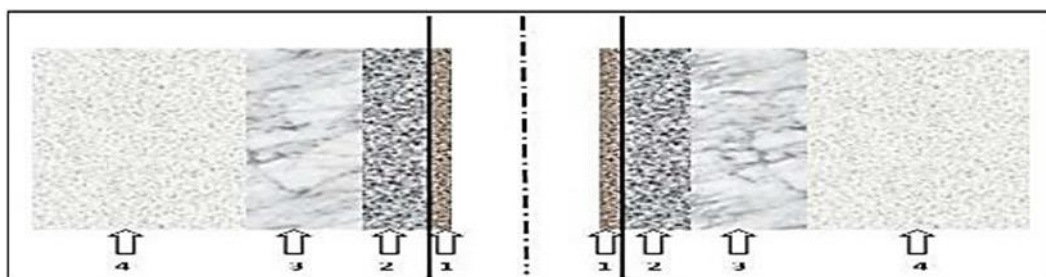


Figure 2 - 1: Localisation de colmatage du zone 1 à 4. (7)

Zone 1 : cake « externe » tapissant les parois du puits ;

Zone 2 : cake « interne » solides ayant pénétré dans le milieu poreux ;

Zone 3 : zone envahie par le filtrat ;

Zone 4 : zone vierge ou la perméabilité n'est pas affecté.

2.2.2.1. Au fond du puits : (8)

Généralement, on trouve des dépôts constitués par des sédiments d'origine diverses (particules issues de la formation, produits de corrosion des équipements) ou des précipités (sels, paraffines, asphaltènes...).

2.2.2.2. A la paroi du puits : (8)

- **Cake externe (zone 1):** Le cake externe est formé de particules solides minérales ou organiques déposées lors du forage sur la paroi du trou, consolide la paroi du puits, réduit l'infiltration de la boue dans la formation.

Son élimination se fait mécaniquement par grattage ou chimiquement par lavage aux solvants ou aux acides.

2.2.2.3. Aux abords des puits : (8)

- **Le cake interne (zone 2):** Le cake interne est constitué par des fines particules solides provenant de la boue, du ciment et des fluides de complétions, se localise dans une très mince couronne aux abords immédiats du puits et bloque les pores, rendant le milieu peu perméable.
- **La zone envahie (zone 3):** Au-delà du cake interne se trouve la zone envahie par les filtrats de la boue et du ciment, qui vont modifier l'environnement naturel du milieu poreux. On peut ainsi observer :
 - ✓ Changement de mouillabilité ;
 - ✓ Formation d'émulsions ;
 - ✓ Gonflement et /ou délitage des argiles ;
 - ✓ Précipitations diverses (minérales et parfois organiques) en cas d'incompatibilité d'un filtrat avec les fluides en place.

2.2.2.4. Accumulations des particules:

Divers types de particules organiques résultant des modifications des conditions thermodynamiques liées à la production, peuvent être la cause de colmatage du réservoir.

2.2.3. L'origine de l'endommagement de la formation :

Le diagnostic de l'origine et du type de l'endommagement est vital pour le choix d'un bon traitement. Plusieurs causes sont à l'origine de l'endommagement empêchant ainsi les puits de produire avec un potentiel optimum.

Ces facteurs peuvent être soit apparentés à la production même, soit aux opérations Work-Over, Snubbing et les opérations de forage.

Les différentes causes de l'endommagement sont les suivantes :

2.2.3.1. Endommagement dû à la formation:

Cet endommagement est la cause principale d'abaissement de la productivité des puits, il est caractérisé par deux importants paramètres, sa composition et sa localisation. La maîtrise de ces derniers représente la clef de la réussite d'un traitement par acidification ou bien par fracturation, par le choix des fluides appropriés et les méthodes de placement. **(8)**

Dans le domaine pétrolier on retrouve plusieurs types d'endommagement plus ou moins difficile à enlever par le procédé d'acidification ou frac acide, parmi lesquels nous citerons. **(9)**

2.2.3.1.1. Dépôts de sel:

Le changement de température et de pression associé à la production, engendre la précipitation de sel des fluides de formation richement salés.

Ce genre de précipitation cause un endommagement de la matrice et un bouchage des perforations voire même du tubing de production.

Les dépôts de sel, peuvent être facilement dissous par l'injection d'eau douce à travers un concentrique, mais cette eau incompatible avec l'eau de formation peut engendrer la formation d'un autre type de dépôts, qui est le BaSO₄ (Sulfates de Baryum).



Figure 2 - 2: Dépôts de sel. (10)

2.2.3.1.2. Dépôts organiques (asphaltènes):

Les dépôts d'asphaltènes, cause un problème de production très sérieux. Ces dépôts se localisent dans le tubing, dans les crépines, au niveau des perforations et dans la formation.



Figure 2 - 3: Asphaltènes. (10)

2.2.3.1.3. Dépôts des paraffines :

Contrairement aux asphaltènes, la précipitation des paraffines est favorable quand il y a une baisse de pression et de température durant la production. Ils sont plus probables de se déposer dans le tubing.

2.2.3.1.4. Dépôts des sulfates:

C'est le problème le plus rencontré dans le champ de HASSI MESSAOUD. Les sulfates sont des dépôts difficiles à enlever chimiquement. Ils se forment principalement à cause de l'incompatibilité entre les eaux d'injection, soit pour adoucissement des puits salés ou pour maintien de pression, et l'eau de formation. Ils peuvent être présents dans le tubing, dans les perforations et même dans la formation.

Les dépôts de sulfates les plus courants sont: $BaSO_4$, $CaSO_4$, $SrSO_4$. On peut réduire ces dépôts par l'ajout d'un anti dépôt (AD 32) ou par l'injection sous pression d'un produit nouvellement utilisé, le SulfaStim.

2.2.3.1.5. Migration des fines :

Lors de la production, quand le débit choisi est grand et l'écoulement est turbulent, il se produit la migration des particules fines (des argiles, des sables...) de la formation vers les abords de puits provoquant un bouchage des perforations d'où la baisse de la productivité.

2.2.3.1.6. Gonflement des argiles:

Le gonflement des argiles est un autre type d'endommagement. Ce dernier est dû à l'invasion du filtrat à base d'eau des forages, de Work-Over et les fluides de complétion, ce qui peut troubler l'équilibre entre l'eau de formation et les argiles, qui se gonflent et réduisent ainsi sévèrement la perméabilité. (9)

2.2.3.2. Endommagement dû aux opérations sur puits :

Pour des normes de sécurité les opérations de forage, work-over et parfois de Snubbing sont exécutées en tuant le puits et ceci en utilisant une boue à base d'huile qui peut provoquer un endommagement sévère. (7)

- **Le colmatage des perforations :**

Au cours des opérations de work-over ou de snubbing, un filtre cake se forme toujours dans les perforations.

- **Changement de mouillabilité:**

La mouillabilité est l'aptitude des parois à être recouverte préférentiellement d'un film d'huile ou d'eau.

Les solvants et les tensioactifs présents surtout dans le filtrat des boues à émulsion inverse, peuvent altérer la mouillabilité de la roche, la formation devient donc mouillable à l'huile ce qui diminue la perméabilité relative à l'huile.

- **Formation d'une émulsion:**

Une émulsion est le résultat d'un mélange intime entre deux fluides non miscibles, à savoir ici

- L'eau de filtrat de boue avec le brut de réservoir;
- Le filtrat d'une boue à l'huile avec l'eau de réservoir.

Une émulsion est caractérisée par leur forte viscosité. Elle peut même réduire considérablement la productivité des puits qui lui est inversement proportionnelle. Elle peut être dissociée par l'injection des agents tensioactifs afin de diminuer leur tension interfaciale et de la casser.

2.2.3.3. Endommagement dû aux perforations:

La plupart des opérations de perforation sont en over-balance ce qui conduit à la formation d'un filtrat de cake dans les tunnels de perforation causant ainsi un skin et une baisse de pression aux abords des puits. **(11)**

2.2.3.4. Invasion du filtrat de ciment:

Durant la cimentation du liner, le filtrat de ciment peut envahir la matrice causant ainsi un endommagement. **(11)**

2.2.3.5. Endommagement dû à la stimulation:

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

Après une fracturation hydraulique, la fracture soutenue peut être bouchée partiellement par le fluide transportant les agents de soutènement (gel de frac). **(11)**

2.2.3.6. Endommagement dû à l'absence d'un contrôle des solides :

Dans le cas où il n'y a pas de dispositif de contrôle des sables, l'accumulation de sable en fond de puits, réduisant la hauteur de communication entre le puits et la zone à produire d'où un effet de pénétration partielle (à cela se rajoute tous les problèmes d'érosion et de dépôts dans le circuit de production : tubing, tête de puits, collecte, séparateurs, ...).

2.2.3.7. Endommagement dû à l'injection d'eau :

L'injection d'eau va abaisser la température, ce qui peut favoriser la formation :

- de précipité ou de dépôts (paraffine, asphaltènes, ...) suite à la baisse des seuils de solubilité,
- d'émulsion.

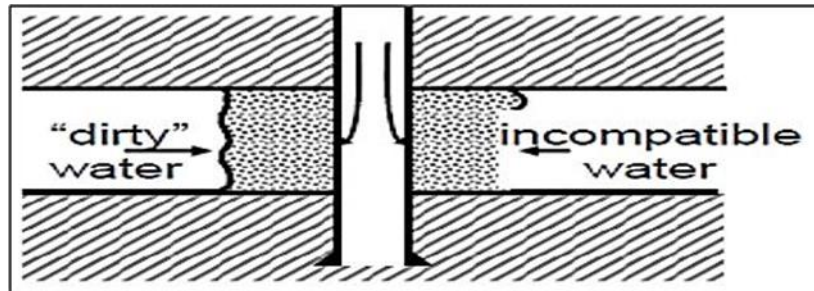


Figure 2 - 4: Endommagement dû à l'injection d'eau. (8)

2.2.4. Détection des endommagements :

Plusieurs méthodes d'usage très classique sont disponibles dont nous retiendrons: (7)

- ✓ Echantillonnage et analyses de laboratoire,
- ✓ Historique complet des puits,
- ✓ Analyse du système de production,
- ✓ Diagraphie de production (PLT ...),
- ✓ Essais de puits.

2.2.5. Skin d'endommagement :

2.2.5.1. Définition :

Le skin « S » représente le degré d'endommagement total d'un puits sans toutefois différencier l'endommagement matriciel (que l'acidification peut être une solution) de l'endommagement secondaire causé par la configuration du puits : le Pseudo-Skin. C'est un facteur sans dimension - déterminé par des essais de puits- qui traduit la liaison entre le réservoir et le puits.

Le skin représente une perte de charge supplémentaire (ΔP_{skin}) localisée aux abords du puits.

- $S > 0$ si la couche près du puits est colmatée (perte de charge additionnelle)
- $S < 0$ si la couche près du puits est améliorée.

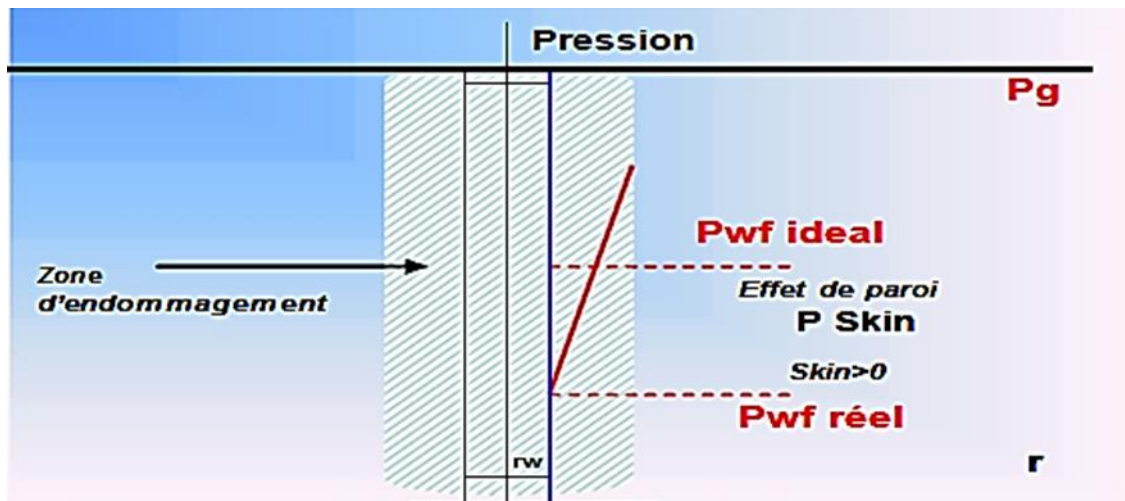


Figure 2 - 5: Présentation de la chute de pression due à l'endommagement.(12)

2.2.5.2. Notion de skin :

Par rapport aux hypothèses, les abords du puits sont perturbés par différents phénomènes tels que : (9)

- **Du "colmatage" :** La perméabilité aux abords du trou peut être différente de la perméabilité naturelle du réservoir. En particulier, elle peut être :
 - ✓ Inférieure suite à un colmatage initié par exemple par la filtration du fluide de forage, de complétion ou de Work-over sous l'action de la surpression entre la pression en fond de puits et la pression de gisement.
 - ✓ supérieure suite par exemple à une acidification des abords du trou dans ce cas les pertes de charge seront alors inférieures.
- **des perforations :** Le modèle du puits idéal suppose que son contact avec la formation s'étend sur 360°, mais avec des perforations on conçoit fort bien que la production soit forcée à travers les seules ouvertures.

Il en résulte une perte de charge qui se traduit par le skin " S_p " appelé coefficient d'effet pariétal et qui est en fonction du nombre des perforations et de leurs répartitions.

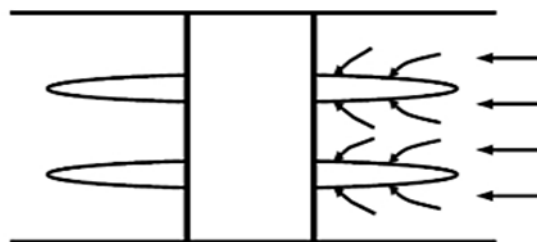


Figure 2 - 6: Skin des perforations. (8)

une pénétration partielle : La hauteur d'écoulement aux abords du puits, dans le cas d'une liaison couche-trou de type "trou cuvelé, cimenté, perforé" sera donc plus faible que dans le gisement proprement dit, ce qui implique qu'il y aura un

resserrement des veines fluides dans le plan vertical et donc des pertes de charge supplémentaires.

Elle contribue à l'existence d'un skin positif (pseudo skin "Sc") qui varie en fonction de l'épaisseur de la formation, du diamètre du puits et de la hauteur perforée.

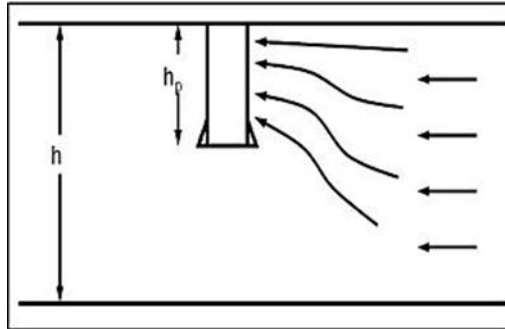


Figure 2 - 7: pénétration partielle. (8)

- **une inclinaison du puits :**

En pratique, très souvent le puits pénètre la couche à produire non pas perpendiculairement mais selon une déviation qui peut être importante. La surface de contact entre le puits et la formation est donc plus importante et, en conséquence les pertes de charge s'en trouveront diminuées. Toutefois cet effet est généralement assez faible et sera d'autant plus faible que le rapport entre la perméabilité verticale et la perméabilité horizontale est faible.

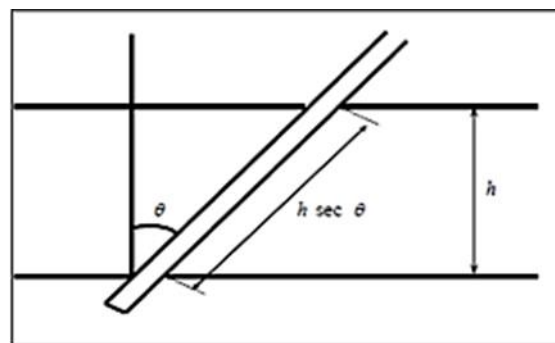


Figure 2 - 8: Inclinaison du puits. (8)

2.2.6. Effet de l'endommagement sur la perméabilité :

Le rayon r_s et la perméabilité k_s de la zone endommagée sont reliés au Skin par l'expression de **Hawkins** :

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \quad \text{Équation 2-1. (6)}$$

S : skin ;

K : perméabilité du réservoir ;

ks : perméabilité de la zone endommagée ;

rs : rayon de la zone endommagée ;

rw: rayon du puits.

On voit que si :

- **S > 0** : La perméabilité de la zone voisine du puits est inférieure à celle du reste de la formation (cas d'un endommagement) ;
- **S < 0** : La perméabilité de la zone voisine du puits est supérieure à celle du reste de la formation (cas d'une amélioration par stimulation) ;
- **S = 0** : **k = ks** (pas d'endommagement).

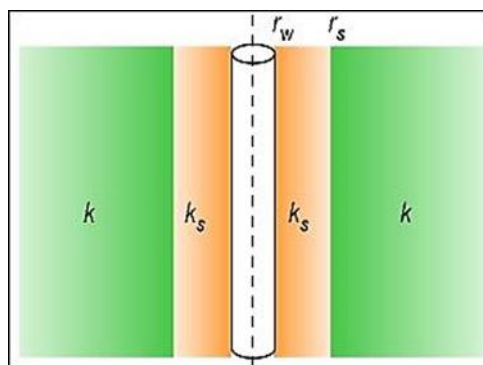


Figure 2 - 9: Influence du skin sur la perméabilité.(8)

2.2.7. Effet de l'endommagement sur la productivité

2.2.7.1. Sur l'index de productivité:

L'index de productivité (ou d'injectivité) d'un puits qui est défini comme le débit associé à une dépression entre le fond du puits et le gisement, c'est un potentiel du puits et s'exprime pour un cas d'un liquide dans un écoulement radial circulaire, régime permanent :

$$IP = \frac{Q}{PG-PF} \quad \text{équation 2-2 (7)}$$

L'IP d'un puits en production diminue durant sa production, ceci s'explique par :

- Turbulence pour un débit important ;
- L'existence du gaz libre ;
- Viscosité importante (n'est pas le cas de HMD) ;
- Compressibilité de la roche réduit la perméabilité k.

On distingue les index de productivité :

1) Avant stimulation :

$$IP_{\text{avant}} = \frac{Q_{\text{avant}}}{p_{\text{fs}} - p_{\text{fd}} + \Delta P_{\text{sv}}}$$

(8) Équation 2-3.

2) Après stimulation :

$$IP_{\text{après}} = \frac{Q_{\text{après}}(\text{estimer})}{p_{\text{fs}} - p_{\text{fd}}}$$

(9) Équation 2-4.

Le rendement d'écoulement soit :

$$R_e = \frac{IP_{\text{avant}}}{IP_{\text{après}}}$$

Équation 2-5.

On remarque que la productivité d'un puits (IP) est fonction de la perméabilité et la conductivité (kH).

En effet, une diminution ou une augmentation de k engendrera directement une diminution ou une augmentation de l'IP. Et une diminution de ΔP_s engendre une amélioration de la perméabilité. La productivité d'un puits est fonction du kH, elle est donc réduite lorsqu'un réservoir à une faible épaisseur utile ou / et de faible perméabilité ; d'où l'idée de stimulation de réservoir en vue d'améliorer la productivité.

Si un réservoir présente : $S > 0$ Alors ΔP_s est élevé, k réduit, IP faible d'où chute de débit de production, dans ce cas le puits doit être restauré par stimulation.

2.2.7.2. Sur la productivité :

La connaissance de l'IPR et l'équation de Hawkins sont essentielles pour comprendre l'effet de l'endommagement de la formation sur la productivité du puits. Pour un puits d'huile l'équation d'IPR :

$$q = \frac{kh(P_G - P_{fw})}{141.2B_o\mu(\ln \frac{R_e}{r_w} + S)}$$

Équation 2-6. (11)

Q: Débit d'huile conditions de fond (bbl/j) ;

k: Perméabilité (md) ;

h: Hauteur du réservoir (ft) ;

μ : Viscosité d'huile (cp) ;

PG: Pression de gisement (psi) ;

P_{fd}: Pression de fond dynamique (psi) ;

R_e: Rayon de drainage (ft) ;

r_w : Rayon du puits (ft) ;

S: Skin total ;

B_o : Facteur volumétrique (bbl/ST)

2.2.7.3. L'effet de skin sur débit:

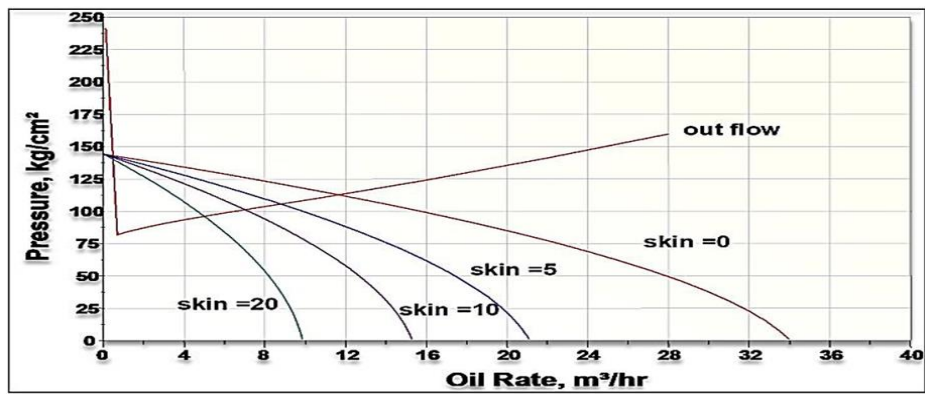


Figure 2 - 10: effet de skin sur débit. (7)

Chapitre 3 : Généralités sur la fracturation.

3.1. Définition de la fracturation :

Une fracturation hydraulique est une opération qui consiste à créer, après rupture de la roche, un drain perméable s'étendant le plus loin possible dans la formation de manière à faciliter l'écoulement vers le fond du puits.

Ce procédé s'applique au cas où le débit d'un puits est insuffisant non pas à cause d'un problème de colmatage, mais parce que la perméabilité naturelle de la matrice est faible (quelques dizaines de milli-darcys pour les gisements d'huile, encore moins pour les gisements de gaz. **(13)**)

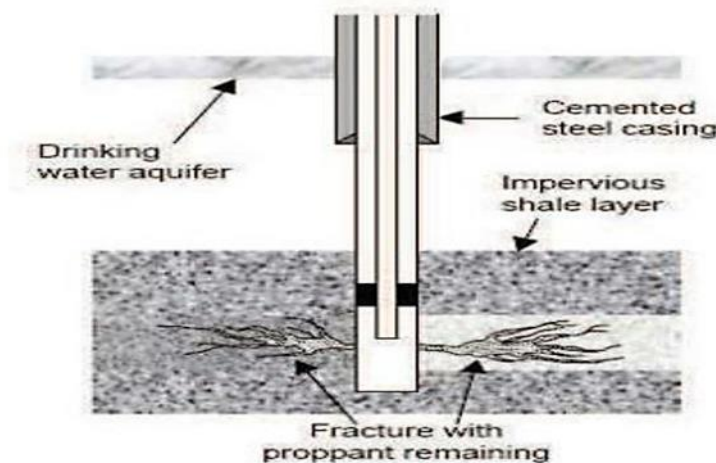


Figure 3 - 1: La fracturation Hydraulique.

3.2. Principe de la fracturation hydraulique

Le principe de la fracturation hydraulique consiste à injecter un fluide plus ou moins visqueux avec une grande pression pour fissurer la roche réservoir ; et il est accompagné souvent de solide (agents de soutènement) pour maintenir la fracture ouverte et que le fluide puisse circuler plus facilement entre le réservoir et le puits (puits producteur) ou entre le puits et le réservoir (puits injecteur).

La fracturation hydraulique ne convient qu'aux formations suffisamment consolidées (grès calcaire) par opposition aux formations plastiques (argiles, sables très peu consolidés).

Dans les cas favorables on peut en atteindre des gains de productivité ou d'injectivité se stabilisent autour de 3 à 4 (effet de décolmatage mis à part). **(13)**

Le traitement par fracturation hydraulique est appliqué généralement dans les réservoirs à faible perméabilité d'origine ou dans les formations fortement endommagées, où la production reste toujours faible. Il est donc normal de vouloir

augmenter la productivité du réservoir, par la création d'une liaison formation puits, qui aura une perméabilité nettement supérieure à celle de la matrice pour le premier cas et d'aller au-delà de l'endommagement dans le second cas. Une bonne réussite d'un traitement dépend essentiellement :

- Du choix du puits candidat (complétion).
- Des réserves en places restantes récupérables (économique).
- Du profil des contraintes (favorable).
- De la situation par rapport au puits voisin (gaz et eau).

3.3. Les différentes applications de la fracturation hydraulique

La fracturation hydraulique trouve de nombreuses applications industrielles.

- Le développement des fractures horizontales dans les couches de sel .Pour la circulation d'eau entre deux puits en vue de création des cavités de stockage des hydrocarbures.

- Stockage des polluants industriels, radioactifs ou chimiques, dans les couches imperméables (argiles, marnes) du sous-sol.

- Exploitation minière de certains gisements

- Des fracturations hydrauliques sont pratiquées dans les veines de charbon ou leurs épontes, permettent de produire le méthane de la couche en avant du front d'exploitation.

Les domaines d'application possibles dans le futur sont :

- la gazéification souterraine de charbon.
- la récupération de la chaleur en géothermie profonde. **(6)**

3.4. But de la fracturation hydraulique :

La fracturation hydraulique est une opération qui consiste à créer un drain perméable dans la roche. Alors les buts du traitement par fracturation sont comme suit :

- Modification des propriétés pétrophysiques de la roche et l'amélioration de la productivité ou l'injectivité.
- L'augmentation de la vitesse de récupération grâce en particulier à une amélioration de l'indice de productivité.
- L'augmentation du temps de récupération.
- Diminuer la différence de pression aux abords du puits afin d'éliminer le problème de dépôt de paraffine et d'asphaltène.

3.5. Notions de base sur la fracturation hydraulique

3.5.1. Les contraintes :

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

- ✓ Contraintes principales totales (σ_i). (Figure 3-2).
- ✓ Contraintes principales effectives (σ_i).

Ces contraintes sont liées entre eux par la relation suivante :

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

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

Équation 3-1.

Avec :

P : Pression de couche.

C_m : Compressibilité de la matrice.

C_b : Compressibilité de la roche poreuse. $\alpha \approx 1$

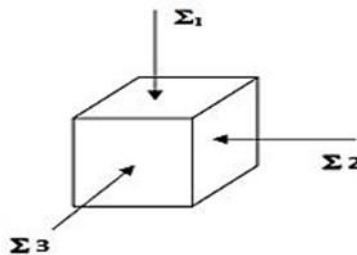


Figure 3 - 2: Modèle des contraintes. (21)

3.5.2. Propriétés mécaniques des roches : (21)

Les roches sont caractérisées par :

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

a) Module de Young (E):

La rigidité d'un matériau est appelée module de Young noté (E), il est caractérisé par la pente de la courbe $\sigma = F(\epsilon)$. Quand le module de Young augmente, la largeur de la fracture diminue, par contre la longueur augmente. (21)

b) Coefficient de Poisson (ν) :

Coefficient sans dimension, défini comme étant le rapport entre la variation de la dimension latérale (changement de diamètre) et la variation de la dimension axiale ou

longitudinale (changement de longueur), lorsque l'échantillon est soumis à une compression. (21)

$$\nu = \frac{\Delta d/d}{\Delta l/l}$$

Équation 3-2.

c) **Coefficient de cisaillement (G) :**

Il est souvent pratique en modélisation d'utiliser le module de cisaillement noté (G). (21)

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)}$$

Équation 3-3.

Avec :

E : module de Young.

ν : Coefficient de poisson.

3.6. Description d'une fracture :

3.6.1. Forme et orientation de la fracture :

Les expériences sur champ montrent que les fracturations hydrauliques, sont développées suivant des plans horizontaux ou verticaux. Pour des profondeurs inférieures à 600 m, il est possible d'obtenir des fractures dans les plans horizontaux. Pour des profondeurs supérieures à 600 m, le poids des sédiments fait que la fracture se développe uniquement dans les plans verticaux, et c'est le cas qui existe à Hassi Messaoud. (6)

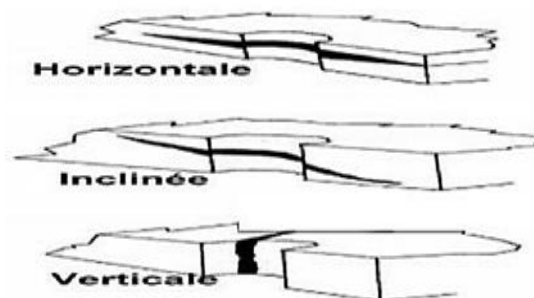


Figure 3 - 3: Orientation de la fracture.

3.6.2. Conductivité adimensionnelle de la fracture :

La conductivité adimensionnelle de la fracture est représentée par le rapport :

$$F_{CD} = K_f \cdot W_f / K \cdot X_f \quad \text{Équation 3-4.}$$

Avec :

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

W_f: Épaisseur de la fracture.

K_f: La perméabilité de la fracture.

K: La perméabilité de la formation.

Pour que la fracturation soit optimale, il suffit que $2 < F_{CD} < 10$

3.6.3. Géométrie de la fracture :

Le rendement d'une opération de fracturation est en fonction de trois dimensions suivantes:

a) La longueur de la fracture (X_f) :

C'est la distance entre le puits et le point situé au bout de la fracture, donc elle peut être la longueur ou la demi-longueur d'une fracture suivant que ce dernier est un ou deux ailes symétriques (**figure 3-4**).

b) L'épaisseur de la fracture (W) :

C'est l'écartement entre les deux faces verticales de la fracture (**figure 3-4**).

c) La hauteur de la fracture (H) :

C'est la distance suivant la verticale entre les deux points associés à une épaisseur nulle (**figure 3-4**).

Tout cela concerne la fracture verticale, pour ce qui est de la fracture horizontale on aura la hauteur qui remplace l'épaisseur et le contraire.

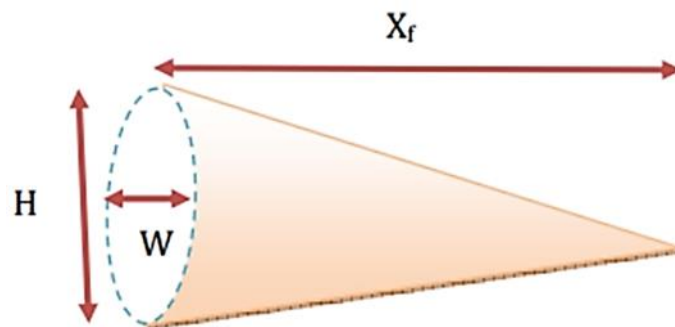


Figure 3 - 4: Schéma de fracture verticale à une seule aile.

3.6.4. La pression d'initiation et d'extension de la fracture :

La (Figure 3-5) représente une courbe schématique de l'évolution de la pression au cours de fracturation. Elle est divisée en deux parties :

- Partie injection.
- Partie fermeture.

La première partie présente un pic suivi d'un palier, qui correspond au point d'amorce de la fracture et de sa propagation .

La deuxième partie commence par une brusque chute de pression suivie par une stabilité. Ces dernières correspondent respectivement à :

- L'Instantaneous Shut In Pressure (ISIP), due à l'arrêt des pompes.
- La période de fermeture de la fracture.

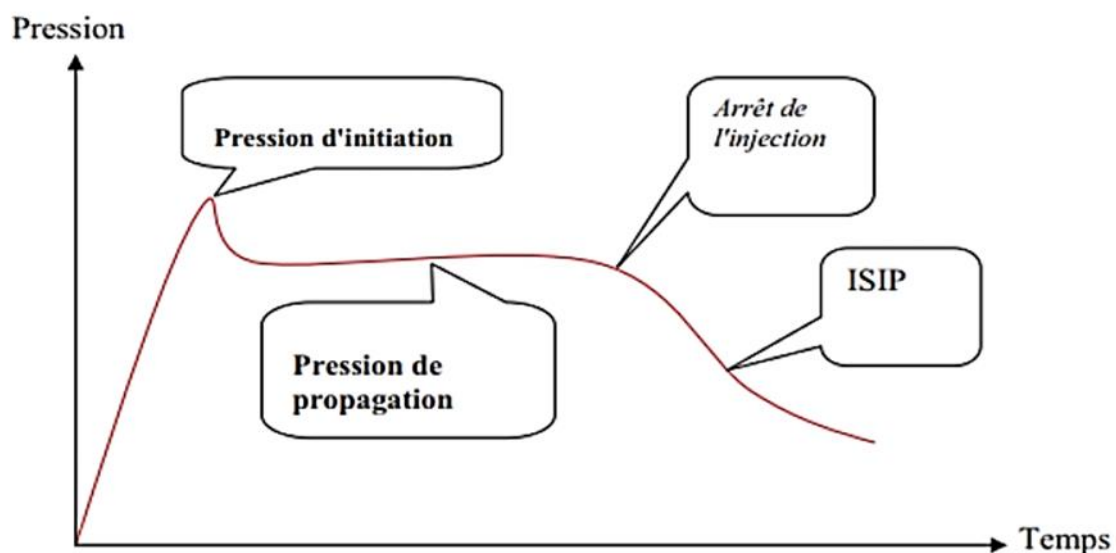


Figure 3 - 5: L'évolution de la pression au cours d'une fracturation.

3.6.5. Fluide de fracturation :

Le choix du fluide, sa préparation sur chantier, le choix de son débit d'injection et de certaines modalités, contribue d'une façon essentielle aux résultats d'une fracturation hydraulique.

Un fluide de fracturation doit avoir les propriétés suivantes :

- Avoir des pertes de charges minimales dans le tubing.
- Une bonne qualité de transport des billes.
- Avoir une filtration faible.
- Après la fermeture de la fracture, il doit se dégrader afin de faciliter le dégorgement.

Le succès d'une fracturation dépend essentiellement de la viscosité et de la filtration.

- a) **La viscosité** : Elle est déterminée expérimentalement au laboratoire. (viscosimètre).
- b) **La filtration** : La théorie et l'expérience montrent que la vitesse de filtration, sous une δP constante obéit à la loi :

$$V(t) = \frac{c}{\sqrt{t-t_0}} \quad \text{Équation 3-5.}$$

Avec :

V (t) : Vitesse de filtration.

C : Coefficient de qualité ou de filtration.

to : Instant du début de filtration.

t - to : Durée de filtration.

3.6.6. Agent de soutènement :

Fracturer c'est créer un drain perméable de part et d'autre du puits ; et c'est à l'agent de soutènement d'en assurer la perméabilité et la conserver dans les conditions d'exploitation du puits, c'est à dire sous contraintes et température du réservoir, et en présence des fluides du gisement.

Pour satisfaire ces exigences, les agents de soutènement doivent avoir :

- ✓ Une bonne granulométrie et une forme susceptible de générer une bonne conductivité.
- ✓ Une résistance mécanique aux contraintes in-situ en exploitation (résistance à la déformation et à la rupture).
- ✓ Une résistance chimique dans les conditions de fond au fil du temps (résistance à la corrosion et à l'érosion).
- ✓ Une densité compatible avec un transport optimum (sédimentation). **(6)**

3.7. Les additifs :

Des nombreux additifs sont souvent nécessaires pour l'opération de fracturation. Le choix de leur nature et de leur concentration doit être fait avec soin en fonction des Paramètres de gisement et des conditions opératoires. Là encore les tests en laboratoire sont primordiaux.

En particulier, on cite les suivants :

- XLFC-1B : mixte sur bas
- NE-118 : séparé entre eau et huile sur phase.
- BF-7L : augmenté le PH.
- XLW-56 :(cross linked) augmenter la viscosité.
- Breaker :
 - hyperme CRB (solide) travail dans haut température.
 - enzyme G (liquide) travail dans haut PH. **(14)**

3.8. Classification des paramètres mis en jeu :

a) Les paramètres à connaître :

- Les contraintes.
- La perméabilité du terrain.
- La porosité de la formation.
- Module de Young.
- Module de Poisson.

b) Les paramètres à choisir :

- Débit d'injection.
- Fluide de fracturation (viscosité, filtration).
- Agent de soutènement (type, granulométrie et concentration).

c) Les paramètres à obtenir

- Extension de la fracture X_f .
- Épaisseur W_f .
- Hauteur soutenue H_f .
- Conductivité ($K_f.W_f$).

Avant d'entamer le frac job de n'importe quel puits, il est impératif de connaître le profil de stress (contraintes) de ce puits afin de bien cibler et contrôler la fracture. Notant que c'est la technique la plus risquée et coûteuse.

3.9. Description de l'opération :

On peut distinguer cinq phases principales décrites ci-après :

a) Initiation de la fracture :

En pompant dans le puits un fluide à un débit supérieur à ce qui peut être filtré dans la formation, on monte en pression dans le puits, on génère ainsi des contraintes de traction qui vont initier une fracture de la roche perpendiculairement à la contrainte de compression minimum en place avant pompage.

b) Développement ou extension de la fracture :

En continuant à pomper, la fracture s'étend de plus en plus tant que le débit de pompage est supérieur au débit de filtration à travers les faces de la fracture.

c) Maintien de l'ouverture de la fracture

Il faut distinguer deux cas :

- **Dans les formations carbonatées** on utilise un fluide de fracturation contenant l'acide chlorhydrique assez concentré. Cet acide range irrégulièrement les parois de la fracture ce qui laisse des canaux résiduels de très haute perméabilité lorsque la fracture se ferme suite à l'arrêt du pompage ; c'est ce que l'on appelle "fracturation acide" (acide frac).
- **Dans les formations gréseuses**, des agents de soutènement présentant une très bonne perméabilité (sable, billes de verres...) sont mélangés au fluide de fracturation (généralement un fluide de haute viscosité) et sont entraînés dans la fracture par ce fluide ; ils empêchent la fracture de se fermer quand on arrête le pompage en fin de traitement. Les agents de soutènement ne doivent commencer à être pompés que lorsque la fracture a atteint des dimensions géométriques (épaisseur de la fracture particulièrement) suffisantes pour les laisser passer.

d) Fermeture du puits :

Cela permet à l'excédent de pression de se résorber par filtration de fluide de fracturation à travers les parois de la fracture. Elle est essentielle pour les fracturations avec les agents de soutènement de manière à permettre que ceux-ci soient bloqués en place avant que le puits ne soit dégorgé.

e) Dégorgement et mise en production :

Il faut évacuer au mieux non seulement le fluide de traitement contenu dans la fracture résiduelle mais encore le fluide qui a filtré dans la formation.

3.10. Gradient de fracturation :

3.10.1 Pression de fracturation :

En fonction :

- De l'état de contrainte s'exerçant sur le réservoir,
- Des conditions aux limites,
- De la mobilité du fluide injecté.

$$P_f = P_w + P_h - P_f \quad \text{Équation 3-6.}$$

Avec :

P_w: pression d'injection en tête.

P_h : Pression hydrostatique.

P_f : Pertes de charge qui peuvent avoir deux composants :

- ✓ pertes de charges dans le tubing.
- ✓ pertes de charges au niveau des perforations.

3.10.2 Gradient de fracturation GF :

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

$$GF = \frac{PF}{H} \quad \text{Équation 3-7.}$$

PF : pression de fracturation.

H : la profondeur de fracturation.

3.10.3 Valeurs du gradient de fracturation :

Il est recommandé d'évaluer le gradient de fracturation en psi/ft.

En effet 1psi/ft = 0.23 bar/m ; représente approximativement le gradient de la contrainte géostatique due au poids de la terre.

- Le gradient de fracturation croit en générale très légèrement avec l'initiation de la fracturation.

- Il se maintient ensuite de manière constante sensiblement, par rapport au développement de la fracture s'il y a un accroissement de gradient de fracturation au cours du traitement qui est l'indice d'un débit de bourrage de la fracture.

Dans les roches communément exploitées, le gradient de fracturation varie de 0.55psi/ft à 1psi/ft.

On conclue généralement que le gradient de fracturation est supérieur à 1psi/ft c'est-à-dire, supérieur à la valeur moyenne de la contrainte géostatique, on développe une fracture horizontale. Les fractures verticales étaient associées à des gradients sensiblement plus faibles. **(15)**

3.11. Modèles de propagation de la fracture :

Ce domaine est très spécialisé. Des modèles bi et très dimensionnels, numériques et analytiques, sont actuellement proposés à partir d'hypothèses simplificatrice en vue de donner des ordres de grandeur appréciables et proches de la réalité. **(21)**

❖ Modèle de Greetzma-deKlerk « GDK » :

Ce modèle propose que la fracture se propage sous une forme rectangulaire suivant une direction perpendiculaire à la contrainte horizontale minimale, il est très utile lorsque les contraintes des barrières naturelles sur la zone perméable sont très grandes et la formation présente un décroissement de la pression durant le pompage. Ces auteurs supposent aussi que la fissure possède la même épaisseur en n'importe quelle distance du puits indépendamment de sa position verticale, et elle à une hauteur fixe. **(21)**

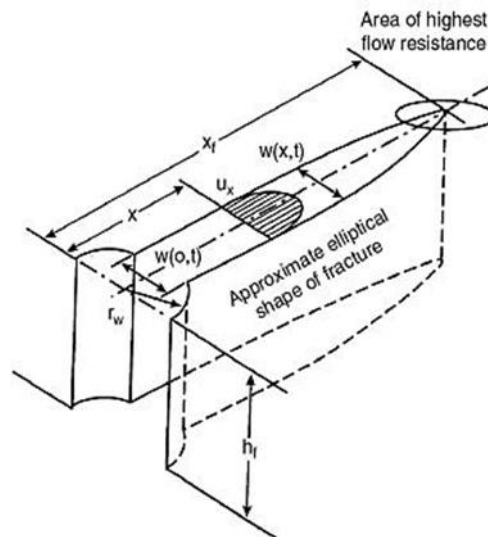


Figure 3 - 6: Représentation de propagation de la fracture suivant le modèle GDK. (16)

❖ **Modèle de Perkins et Kern « PKN » :**

Perkins et Kern suppose comme pour le cas du modèle « GDK » que la fracture à une hauteur fixe et se propage dans la direction normale à la contrainte horizontale minimale, il est très utile lorsque les contraintes des barrières sur la zone perméable sont grandes et la pression présente un accroissement pendant le pompage. Le plan de référence pour ce modèle est vertical et l'épaisseur de la fracture varie selon ce plan (suivant la hauteur de la fracture) qui est perpendiculaire à la direction de propagation. Dans ce cas la section est supposée elliptique. (21)

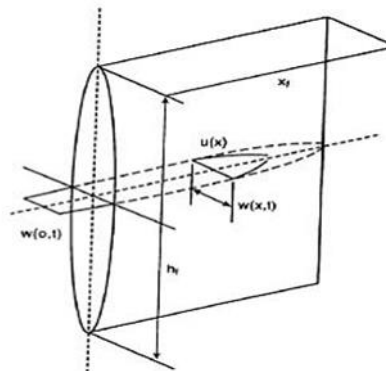


Figure 3 - 7: Représentation de propagation de la fracture suivant le modèle PKN. (16)

❖ **Modèle radiale :**

Il est utilisé lorsque la zone perméable est petite et présente seulement des faibles intercalations des barrières. Dans ce cas une faible hauteur de formation est perforée, ainsi la fracture est assumée de s'initialiser d'un point et se développé radialement.

La méthode de calcul est basée sur les hypothèses suivantes : (21)

- ✓ La hauteur de la fracture varie suivant la longueur ;
- ✓ La section verticale est supposée elliptique ;
- ✓ La fracture se développe radialement.

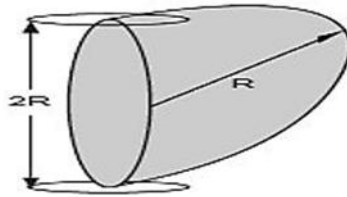


Figure 3 - 8: Représentation de propagation de la fracture suivant le modèle Radial. **(16)**

3.12. Déroulement d'une fracturation hydraulique : (21)

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

3.12.1 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).

3.12.2 Shadow Frac (Mini-frac):

Permet d'amorcer et créer une fracture non soutenue pendant une durée de temps suffisante de manière à déterminer :

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

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

- ✓ La concentration maximale du sable l'on peut injection durant le traitement main-Frac "le frac principal" (agent de soutènement).
- ✓ Le débit et le volume du fluide injecté.

3.12.3 Le traitement lui-même :

Il se divise en trois étapes :

- a) 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.
- b) Injection du slurry (gel réticulé + bauxite).
- c) La chasse du slurry restant dans le tubing avec un gel linéaire facile à dégorgier.

3.13. Les équipements de la fracturation hydraulique : (21)

Il existe un nombre important d'équipements parmi eux on a :

- Frac tank (réservoir d'eau)
- Blender (mélangeur)
- Mountain Mover (réservoir de stockage d'agent de soutènement)
- High pressure pumps (pompe à haute pression)
- Manifold de haute pression
- Enregistreurs et Capteurs
- Wellhead isolation tool (tree-saver WIT).

❖ Frac tank (réservoir d'eau)

C'est un réservoir de stockage d'eau sa capacité est de 20000 gallons, le nombre de réservoir pendant l'opération dépend de volumes d'eau nécessaires pour l'opération. Cette eau sert à préparer le gel.



Figure 3 - 9: Réservoir d'eau. (17)

❖ Blender (mélangeur)

Cet appareil sert à mélanger et à envoyer vers la pompe haute pression tout ce qui est nécessaire pour le fluide de fracturation (liquides, propants, additifs). Il comporte deux compartiments, l'un pour les composés solides et l'autre les additifs liquides. Un dispositif est installé pour le contrôle des concentrations des additifs.



Figure 3 - 10: Réservoir d'eau. (18)

❖ Mountain Mover

Le Mountain Mover est un stockeur d'agent de soutènements, sa capacité peut aller jusqu'à 2500 ft. Il est divisé en cinq(5) chambres permettant de mettre les différents types de proppants.



Figure 3 - 11: Mountain Mover. (19)

❖ Pompe à haute pression

C'est un appareil de pompage de fluide de fracturation à haute pression et peut atteindre 20000 Psi.



Figure 3 - 12: Pump HP. (19)

❖ Manifold

Un manifold est un ensemble de vannes qui collecte des mixtures et peut résister à des pressions de 20000 Psi pour un débit de 75 bbl/mn.



Figure 3 - 13: Manifold. (19)

❖ Appareils des mesures :

- Débitmètre : appareil servant à mesurer le débit d'un fluide
- Densimètre : elle sert à la mesure de la densité d'un fluide
- Manomètre : il donne la mesure de la pression
- Thermomètre : pour mesurer ou capter le degré de la température
- PH-mètre : pour mesurer l'acidité, la basicité ou la neutralité d'un corps.

❖ Wellhead isolation Tool (Tree-saver ou WIT)

C'est un dispositif qui permet à la tête de puits de résister à des pressions élevées. Il est utilisé pour éviter le changement de la tête de puits qui ne peut pas supporter des pressions critiques. Il sert à protéger la tête des puits à :

Généralités sur la fracturation

- ✓ Des pressions élevées ;
- ✓ L'effet abrasif et corrosif des fluides et des agents additifs.

L'accordement de cet outil se fait sans tuer le puits. Son piston est introduit à travers la vanne de curage pour aller se loger dans le tubing Head, l'étanchéité est assurée par une garniture en matière plastique (caoutchouc).



Figure 3 - 14: Wellhead isolation Tool. (20)

CONCLUSION:

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

Chapitre 4 : Partie Expérimentale.

L'objectif de cette étude est de déterminer les caractéristiques dynamiques à savoir la pression initiale du réservoir, la conductivité Kh, Skin, modèle du réservoir et les limites du réservoir dans le but d'améliorer la conductivité. (23)

Introduction :

Le puits RNZ129 est un puits de développement dévié dans les réservoirs ordoviciens, il a été foré le 28 septembre 2015, pour objectif principal, d'atteindre la couche de QH. Ce puits sera exploité comme producteur de gaz à condensat, sa position est indiquée sur la (Figure 4-1). (23)

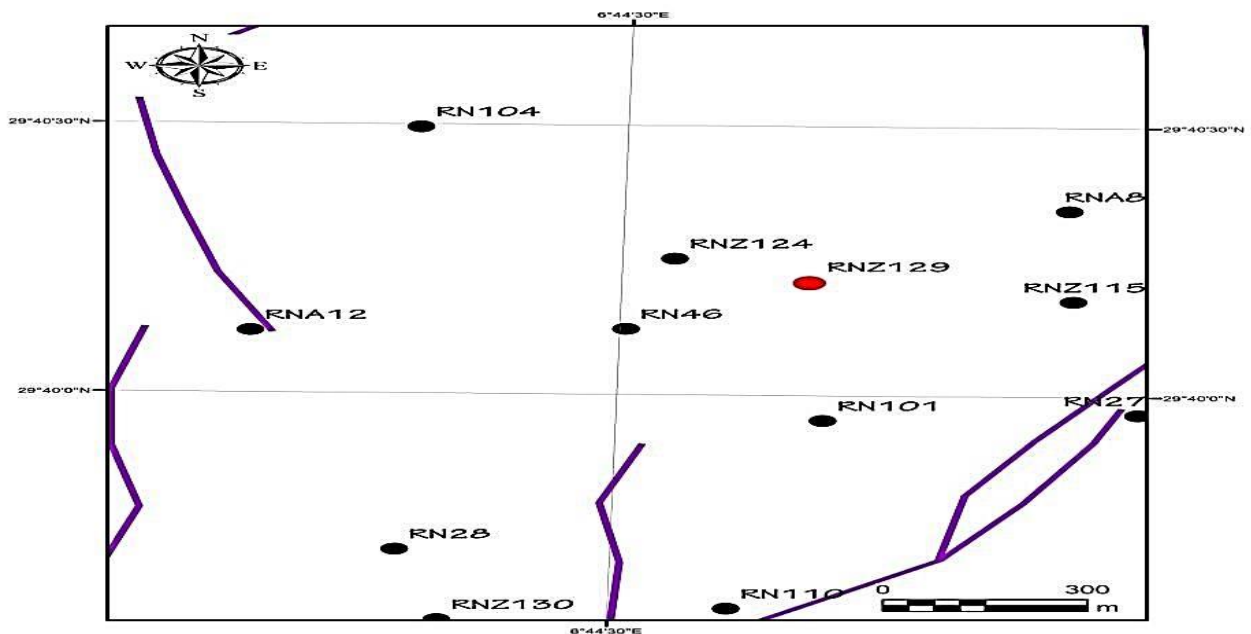


Figure 4 - 1: Carte de positionnement. (23)

4.1. Données d'interprétations :

Généralement la profondeur atteinte lors du forage est de 4310 m (MD) à la couche QH et le test a été réalisé le 01/04/2016. Avec les propriétés petrophysiques et les données PVT suivantes

Pour les données PVT, elles sont tirées du rapport PVT de l'effluent du puits RN104 :

Tableau 4-1: Représentatif des données pétrophysique PVT utilisées. **(23)**

Hutile	149.5 m
ϕ	0.05
S_{wi}	20%
Facteur de volume B_g	0.004 CF/SCF
Viscosité g	0.031 Cp
G.O.R	3204.33 m ³ /m ³
Densité d	0.737
Densité c	1.771

4.2. Données de test sur séparateur :

Les données de tests séparateurs disponibles à notre niveau sont comme suit :

Tableau 4-2: Représentatif des performances sur duse. **(23)**

Duse	P_t (psi)	Q_g (m ³ /j)	Q_c (m ³ /j)
24/64	2335	163068	57.2
32/64	1800	210646	61.2
40/64	1333	233087	1.3

4.3. Interprétation et analyse :

L'interprétation est accomplie avec le logiciel SAPHIR version 4.02 et présentée sous forme d'une courbe (**Figure 4-2**) et de tableau récapitulatif (**Tableau 4-3**).

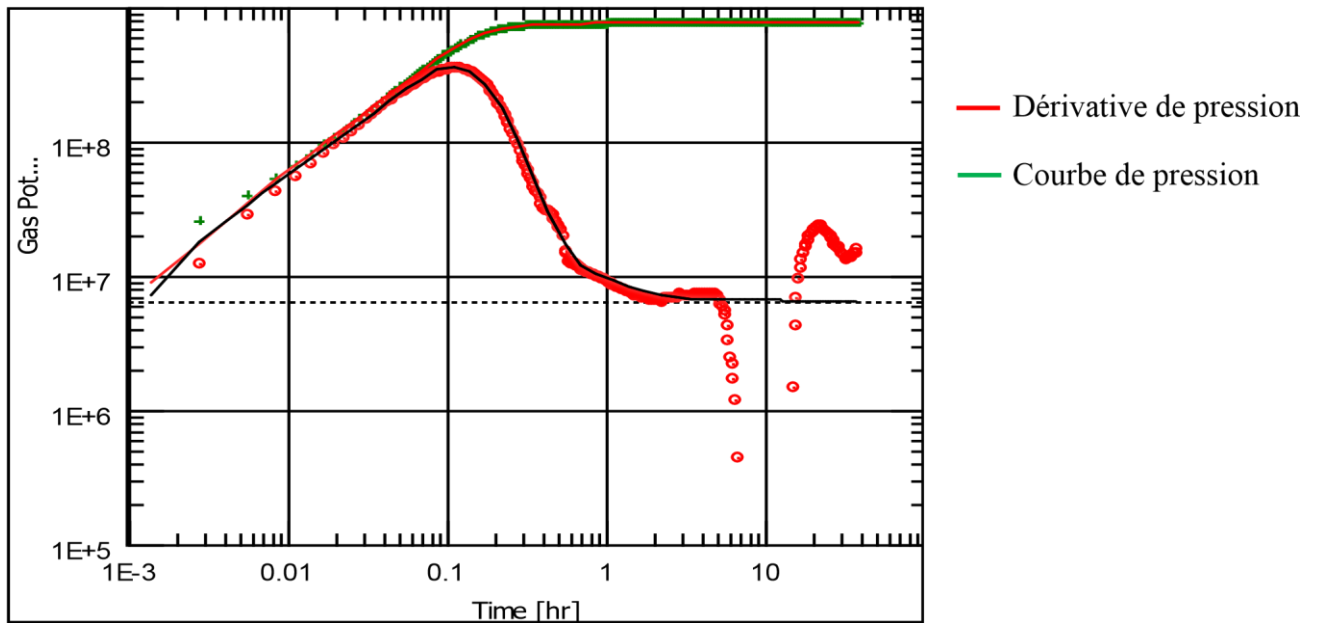


Figure 4 - 2: Courbe log-log représentative de la dérivée de pression en fonction du temps « calculée et observée » DST (RNZ129). (23)

La réponse de la pression en fonction du temps et sa courbe dérivée présentée ci-dessus nous indique :

- ❖ Un changement de wellbore Storage suite à la ségrégation des phases.
- ❖ Etranglement de la pression suite à un effet pariétale « Skin ».
- ❖ Un écoulement hémisphérique identifié avec la pente de -1/2 indicatrice de la déviation du puits RNZ129.
- ❖ Ecoulement radial.

4.5. Interprétation des résultats :

Les paramètres du modèle sélectionné sont vérifiés avec la régression pour donner les résultats finaux, et qui sont présentés ci - dessous :

Tableau 4-3: Résultats d'interprétation (RNZ129). (23)

C	0.0154 m ³ cm ² /kg
Total Skin	49.7
kh, total	203.455 md.m
K	1.36 md
ΔP (S _i)	2556 Psi

4.5.1. Résultats obtenus :

- ❖ Le puits RNZ129 présente une perméabilité très faible (1.36 md) « synonyme d'un réservoir compact »
- ❖ Le potentiel de ce puits est faible, ceci est expliqué par la différence de pression énorme entre le réservoir et le fond du puits 2556 Psi (176 kg/cm²)
- ❖ Le puits présente un endommagement total 49.7 **N.B :**

On remarque la perméabilité de ce puits est très faible $k=1.36$ md et le Skin est très fort $S=49.7$. Donc ce puits est candidat pour une opération de fracturation hydrauliques.

4.6. Modélisation et optimisation de la fracturation hydraulique :

4.6.1. Modélisation de la fracturation hydraulique par FracCADE :

Utilise le code de FracCADE pour modéliser la fracturation théoriquement.

Les résultats sont obtenus à partir des données suivantes :

- ❖ Module de Yong et coefficient de poisson.
- ❖ Détermination des intervalles des réservoirs.
- ❖ Profil de stress.
- ❖ Type de complétion du puits.
- ❖ L'orientation des perforations.
- ❖ Type de gel.
- ❖ Type et quantité de proppants.

Les résultats sont donnés par le logiciel FracCADE sous forme de graphes :

- ❖ Propagation du frac.
- ❖ Propagation de proppants.
- ❖ Frac width profil.

A. Module de Young et coefficient de Poisson :

Les essais du laboratoire CRD Sonatrach ont donné les résultats suivants :

Tableau 4-4: Propriétés mécaniques de puits RNZ1. (23)

Type de puits	Puits d'exploration
Type de formation	Quartzite Hamra
Type de roche	Grés Quartzitique
Module de YOUNG	4-7.4 MPsi

Coefficient de Poisson	0.13-0.2
Pression moyen de réservoir	5850 Psi
Température de réservoir	125.66 °C

B. Détermination des intervalles de réservoirs :

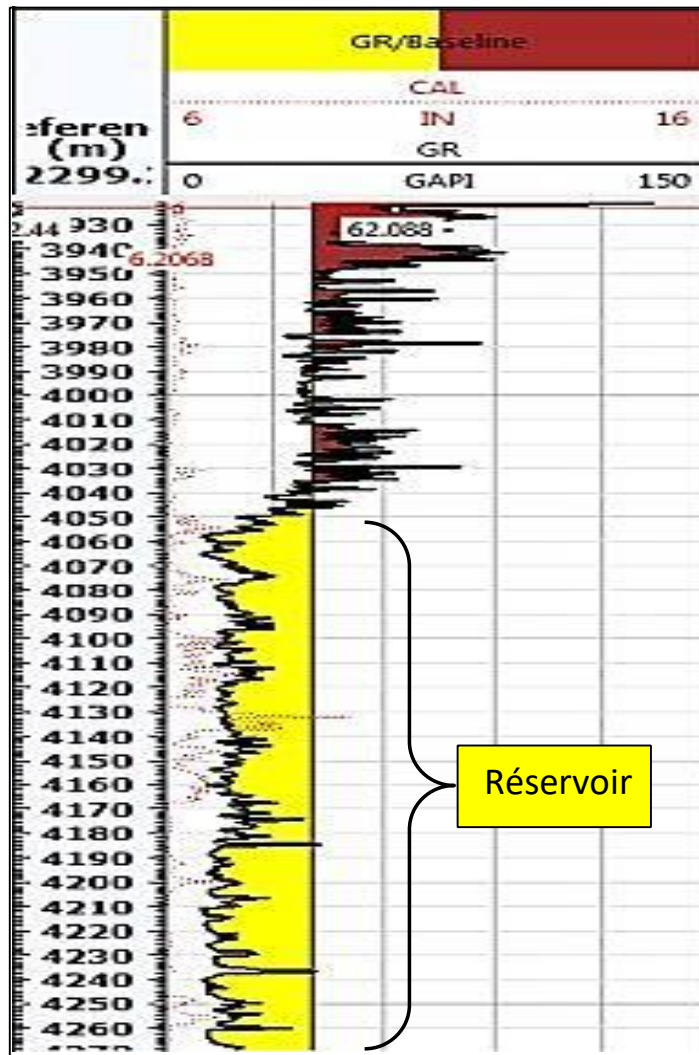


Figure 4 - 3: Log gamma ray. (23)

Interprétation :

Le log gamma ray représente le changement des volumes d'argiles et les courbes de résistivités nous ont montrés les réservoirs non argileux suivant :

- ❖ De 3930m à 4050m : grandes valeurs de gamma ray donc cet intervalle ne contient pas des réservoirs.

- ❖ De 4050m à 4270m : petites valeurs de gamma ray et croisement des courbes de résistivités donc existence d'un réservoir. **C. Tracé du profil stress :**

Les données densités et de profondeur de puits RNZ129 sont représentés dans le tableau ci-dessous :

Tableau 4-5: Données densités et de profondeur de puits RNZ129. (23)

Puits RNZ129		
Profondeur (m)	Profondeur (ft)	Densité (g/cc)
3715.5120	12186.879	2.2096
3715.6644	12187.379	2.1557
3715.8168	12187.879	2.1379
3715.9692	12188.879	2.1668
3716.1216	12190.378	2.2327
3716.2740	12190.878	2.3114
3716.4264	12191.378	2.3627
3716.5788	12191.878	2.3566
3716.7312	12198.378	2.3012
3716.8836	12192.878	2.2294
3717.0360	12193.878	2.1796

- ❖ Le calcul de la contrainte verticale (overburden Stress) :

Le processus de calcul de la contrainte est basé sur l'enregistrement de la densité en fonction de la profondeur selon la loi suivante :

$$Sv = \rho * g * z \quad \text{Équation 4-1.}$$

Avec :

Sv: Contrainte verticale.

ρ : Densité.

g : Gravité.

z: Profondeur.

Les résultats de calcul sont mentionnés dans la feuille Excel suivants :

Tableau 4-6: Résultats de la contrainte verticale. (23)

Puits RNZ129			
Profondeur (m)	Profondeur (ft)	Densité (g/cc)	S_v (Psi)
3715.5120	12186.879	2.2096	11678.0723
3715.6644	12187.379	2.1557	11393.67
3715.8168	12187.879	2.1379	11300.0538
3715.9692	12188.879	2.1668	11453.277
3716.1216	12190.378	2.2327	11802.0954
3716.2740	12190.878	2.3114	12218.6062
3716.4264	12191.378	2.3627	12490.3023
3716.5788	12191.878	2.3566	12458.5658
3716.7312	12198.378	2.3012	12166.1832
3716.8836	12192.878	2.2294	11787.068
3717.0360	12193.878	2.1796	11524.2428

❖ Le calcul de gradient de contrainte verticale (G_v) :

La variation de gradient de stress verticale est calculée selon la loi suivante et ses résultats sont représentés dans le tableau suivant :

$$G_{sv} = \frac{S_v}{z} \text{ (Psi/ft) } \quad \text{Équation 4-2.}$$

Tableau 4-7: Résultats de gradient de contrainte verticale. (23)

Puits RNZ129				
Profondeur (m)	Profondeur (ft)	Densité (g/cc)	S_v (Psi)	GS_v (Psi)
3715.5120	12186.879	2.2096	11678.0723	0.95824
3715.6644	12187.379	2.1557	11393.67	0.93487
3715.8168	12187.879	2.1379	11300.0538	0.92715
3715.9692	12188.879	2.1668	11453.277	0.93968
3716.1216	12190.378	2.2327	11802.0954	0.96826
3716.2740	12190.878	2.3114	12218.6062	1.00239
3716.4264	12191.378	2.3627	12490.3023	1.02464
3716.5788	12191.878	2.3566	12458.5658	1.02199
3716.7312	12198.378	2.3012	12166.1832	0.99797
3716.8836	12192.878	2.2294	11787.068	0.96683
3717.0360	12193.878	2.1796	11524.2428	0.94523

La courbe ci-dessous représente la variation de contrainte verticale (S_v) en fonction de profondeur (Z_{depth}).

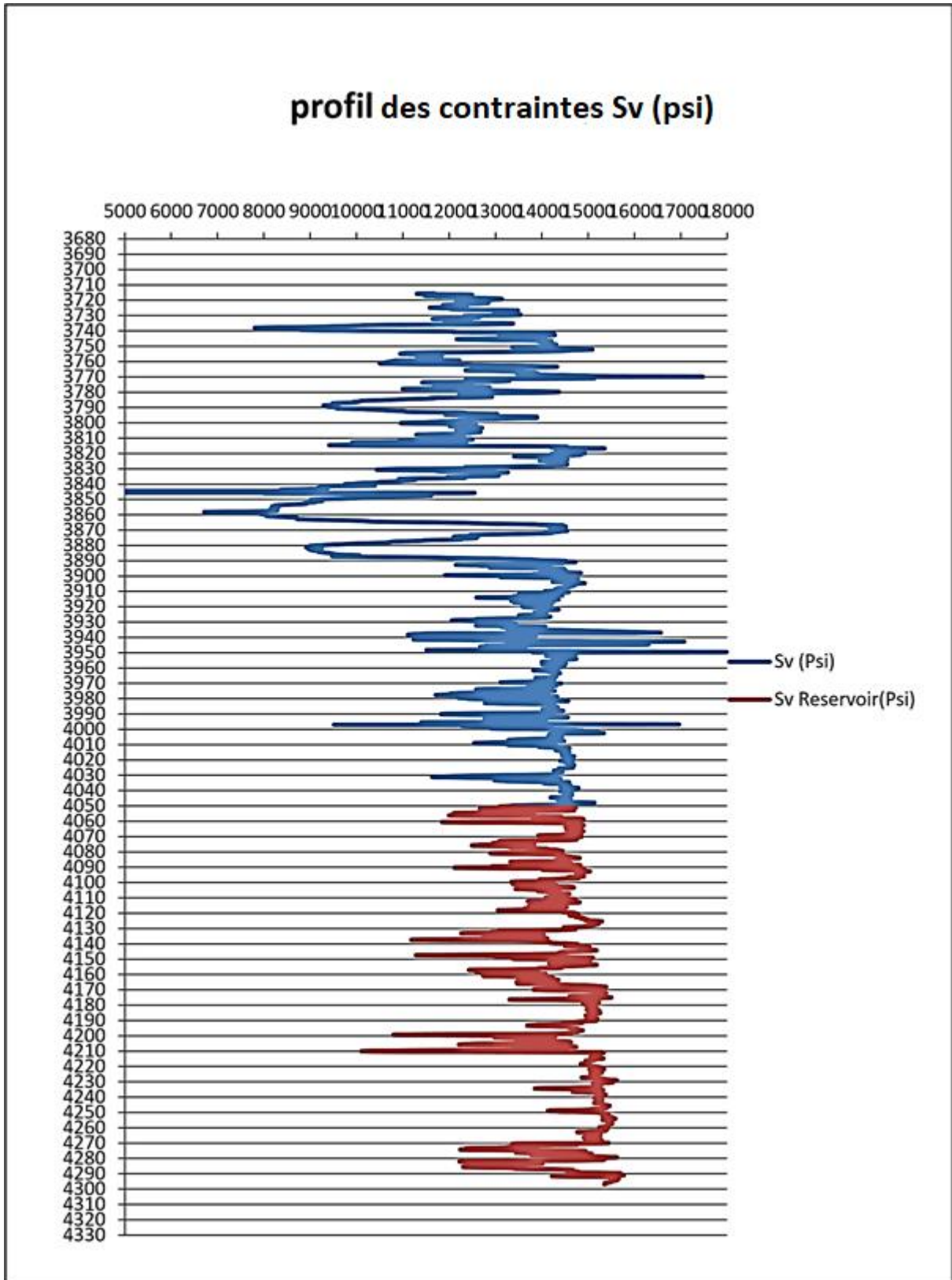


Figure 4 - 4: Profil des contraintes Sv. (23)

Interprétation :

Le profil de stress nous a montré un changement dans les valeurs de la contrainte verticale (5000 Psi –18000 Psi) le long de la profondeur du puits RNZ129 (3710 m – 4300 m), cette modification des valeurs de la contrainte verticale (S_v) est le résultat de changement de la profondeur (Z_{depth}) et de la densité (ρ_{log}).

- ❖ La détermination des contraintes verticale minimales (S_v) dans le réservoir :

L'intervalle ou le stress vertical est faible et ses limites sont plus élevées.

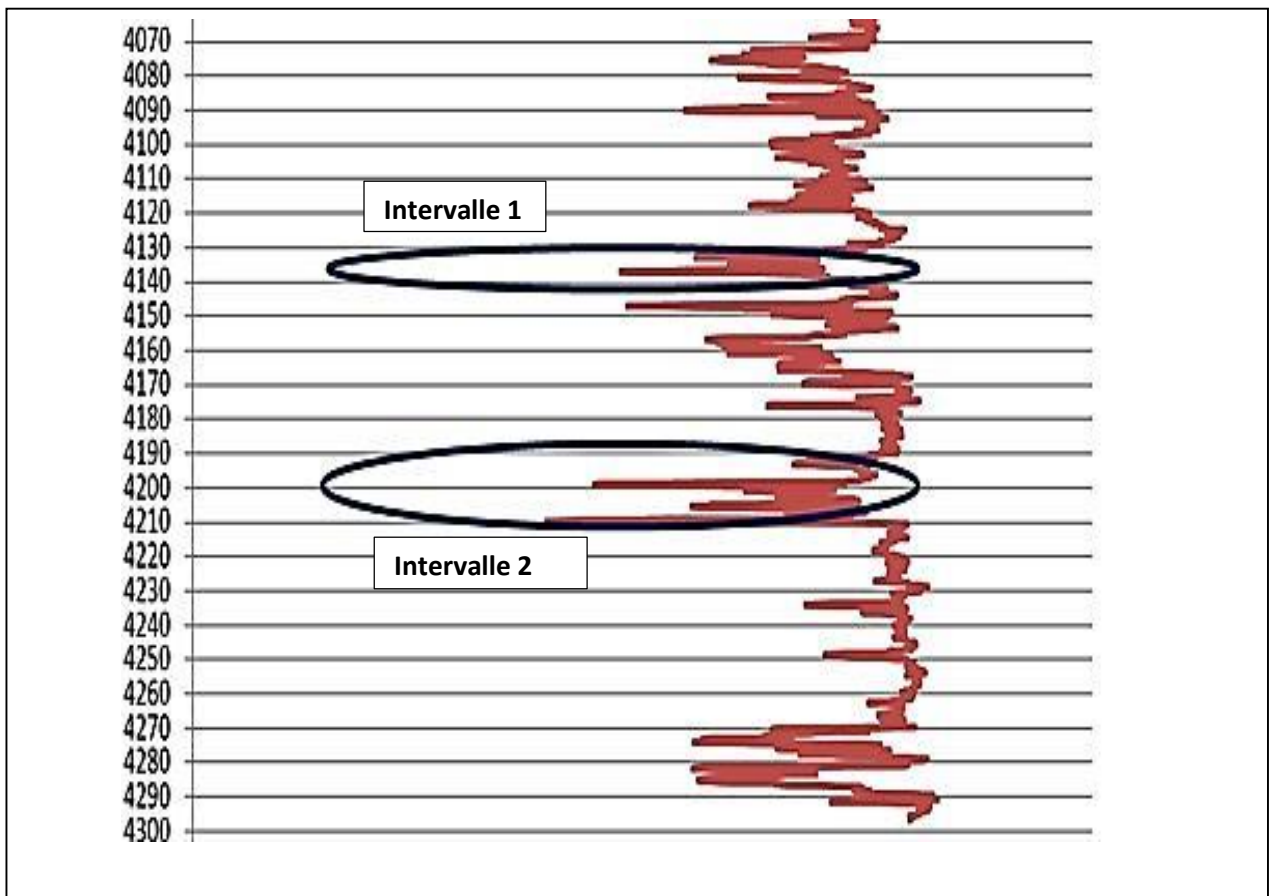


Figure 4 - 5: Intervalles ou la contrainte verticale sont minimums. (23)

Interprétation :

La figure ci-dessus montre deux intervalles où la contrainte verticale est minimale.

- ❖ Intervalle 1 : 4130 m à 4140 m
- ❖ Intervalle 2 : 4190 m à 4210 m

D. Type de complétion du puits :

À l'aide de la fiche technique du puits RNZ129 (**Figure 4-6**), on remarque que ce puits est complété par un liner crépine. Cette complétion affecte négativement le passage de proppants donc l'opération de fracturation.

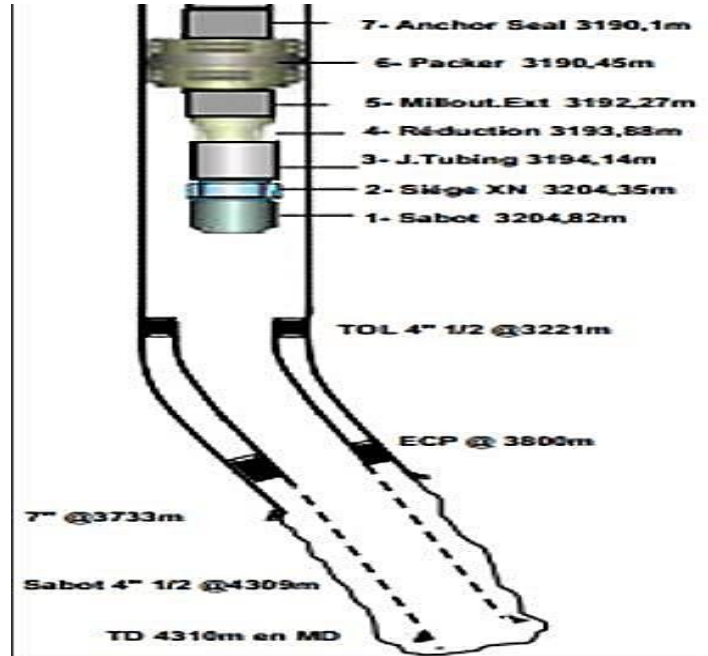


Figure 4 - 6: Complétion du puits RNZ129. (23)

E. La détermination de l'orientation des perforations :

En introduisant les données suivantes (depth, bit, cal_{1w}, cal_{2w}) du puits RNZ129 dans Excel.

Tableau 4-8: Données (depth, bit, cal_{1w}, cal_{2w}) du puits RNZ129.

Puits RNZ129			
DEPT (m)	BIT (in)	CAL _{1w} (in)	CAL _{2w} (in)
4190.0856	6	6.0434	5.811
4190.2380	6	6.0475	5.803
4190.5428	6	6.0467	5.796
4190.6952	6	6.0460	5.796
4190.8476	6	6.0579	5.814
4191	6	6.0711	5.848
4191.1524	6	6.0529	5.878

4190.3048	6	6.0119	5.897
-----------	---	--------	-------

Interprétation :

Le nuage de points représente le changement de logs de (BIT), (CAL_{1W}), (CAL_{2W}) en fonction de la profondeur (Depth). L'orientation des perforations doit être choisie dans les intervalles suivants :

- ❖ Intervalle 1 : 4130 m – 4140 m
- ❖ Intervalle 2 : 4190 m – 4210 m

Choisissez l'orientation des perforations:

Nous choisissons la direction des perforations en fonction du stress horizontal minimum (S_h) et la contrainte horizontale maximum (S_H), afin que la direction des perforations soit perpendiculaire au la contrainte horizontal minimum.

Intervalle 1 :

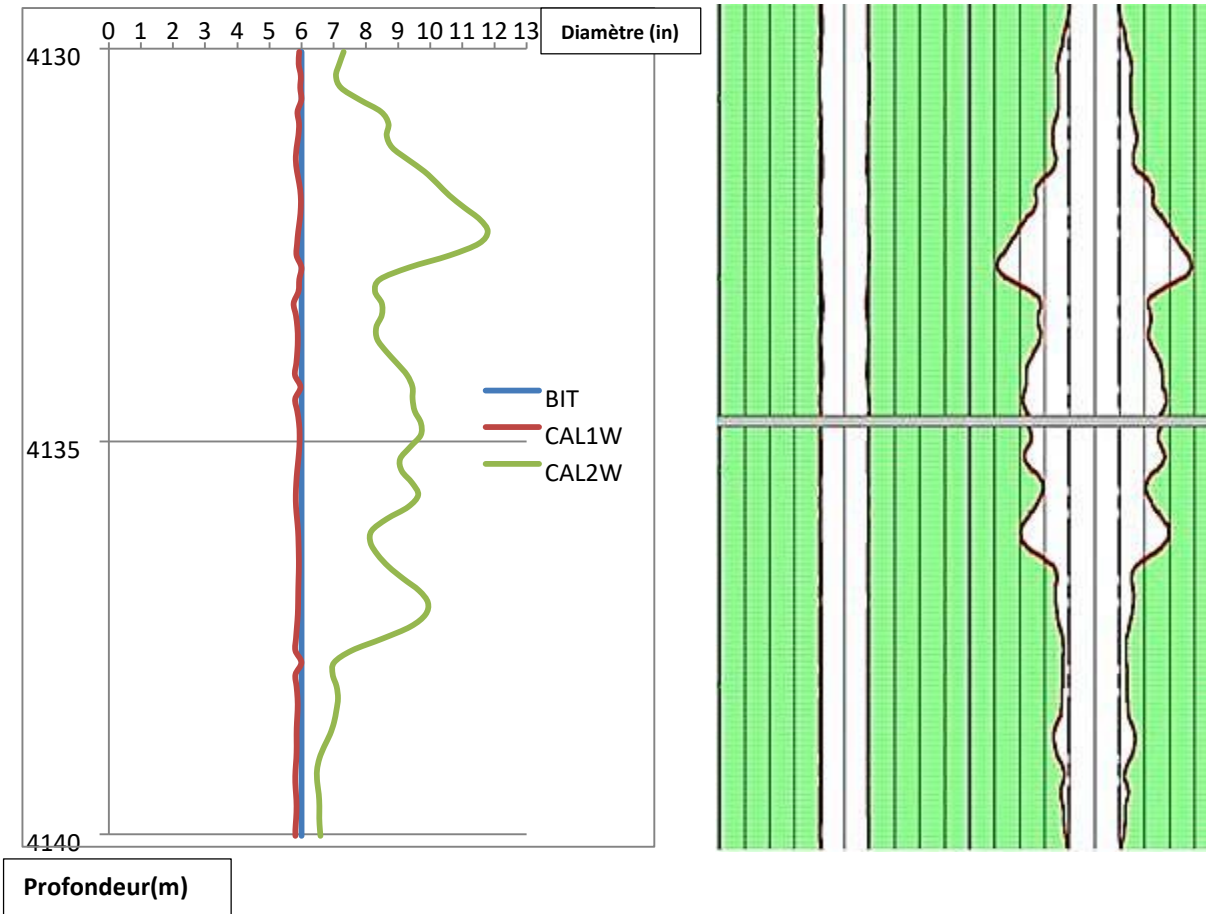


Figure 4 - 7: Logs de (BIT), (CAL1W), (CAL2W) dans l'intervalle 1.

Interprétation :

Ce profil représente le changement de diamètre de puits RNZ129 (D) en fonction de profondeur (Z_{depth}) (4130 m – 4140 m).

On remarque un changement brutal dans le diamètre de puits (5.9 in – 11.5 in) le long de la profondeur (4130 m – 4140 m), donc on peut déterminer la zone de break out :
 □ Zone 1 : 4130 m – 4140 m Etat du puits (zone 1) :

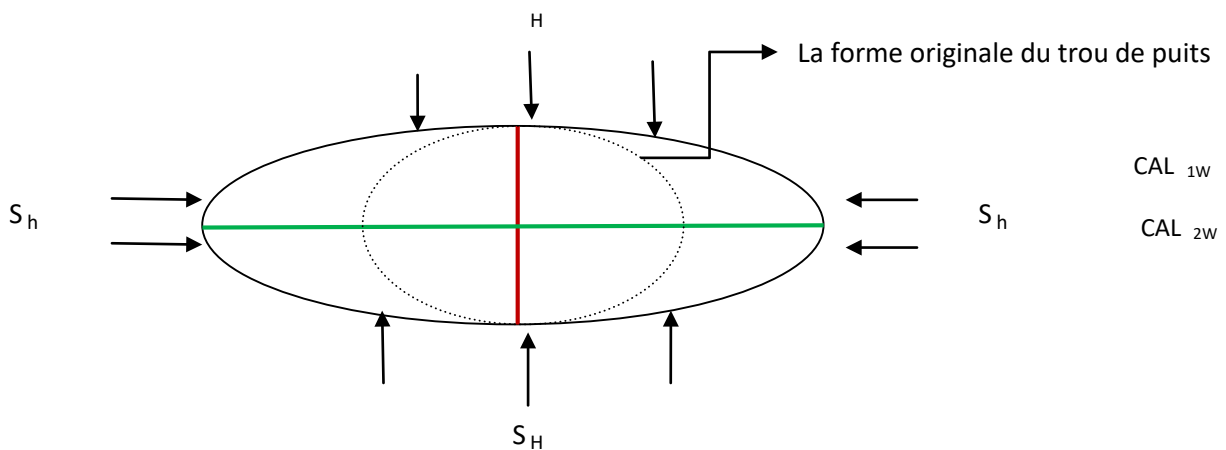


Figure 4 - 8: Etat du puits zone 1.

La direction des perforations (zone 1) :

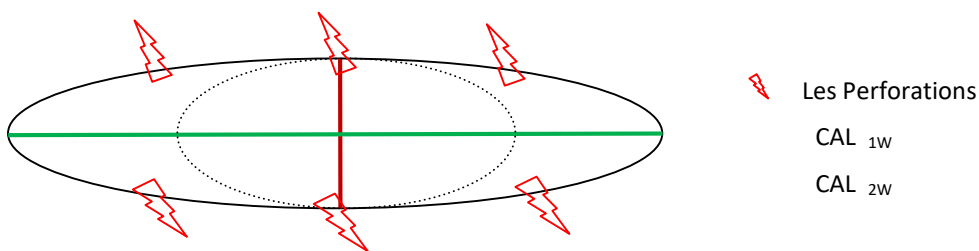


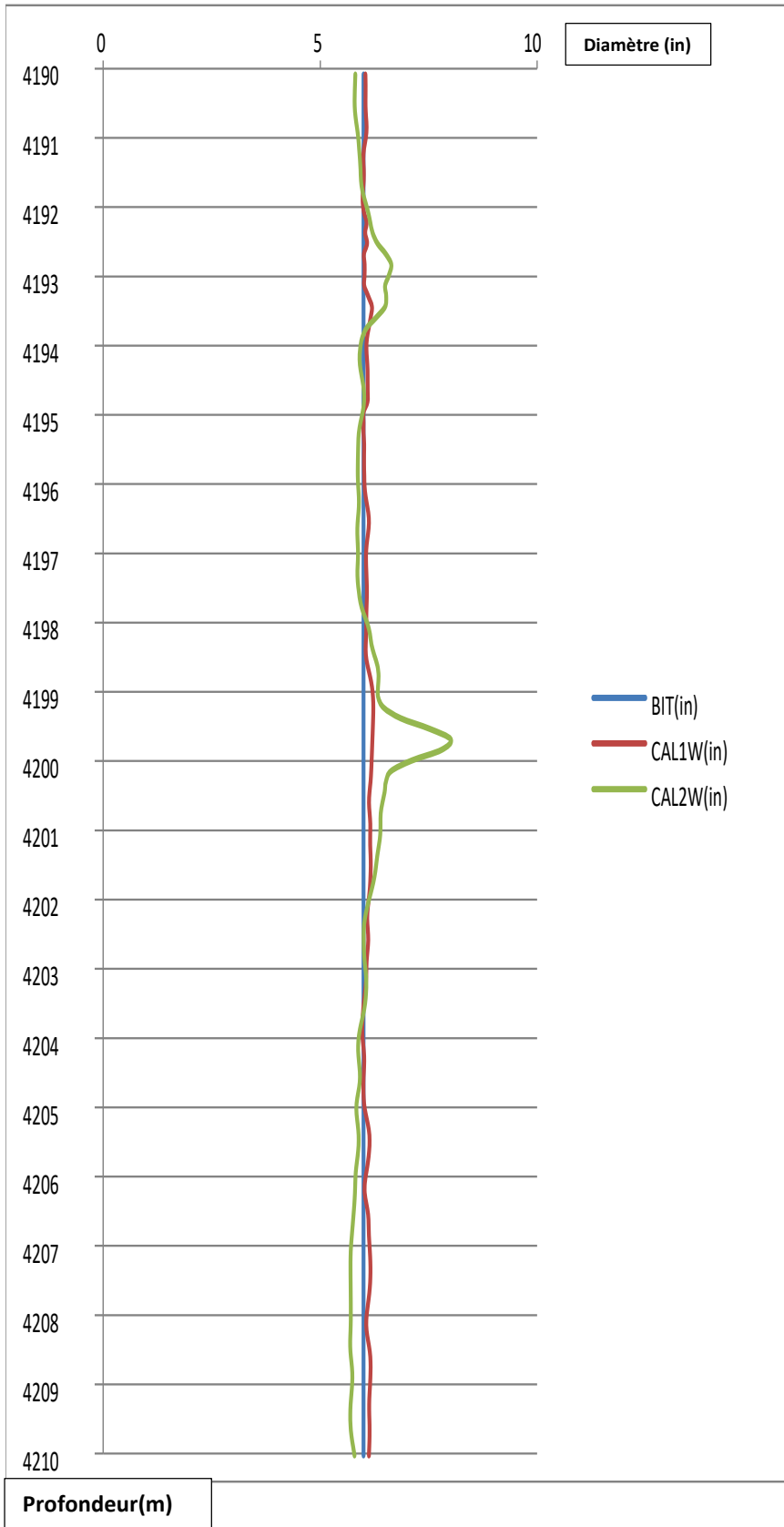
Figure 4 - 9: Direction des perforations zone 1.

(23)

NB :

La direction des perforations soit perpendiculaire par rapport à la contrainte horizontale minimale S_h

Intervalle 2 :



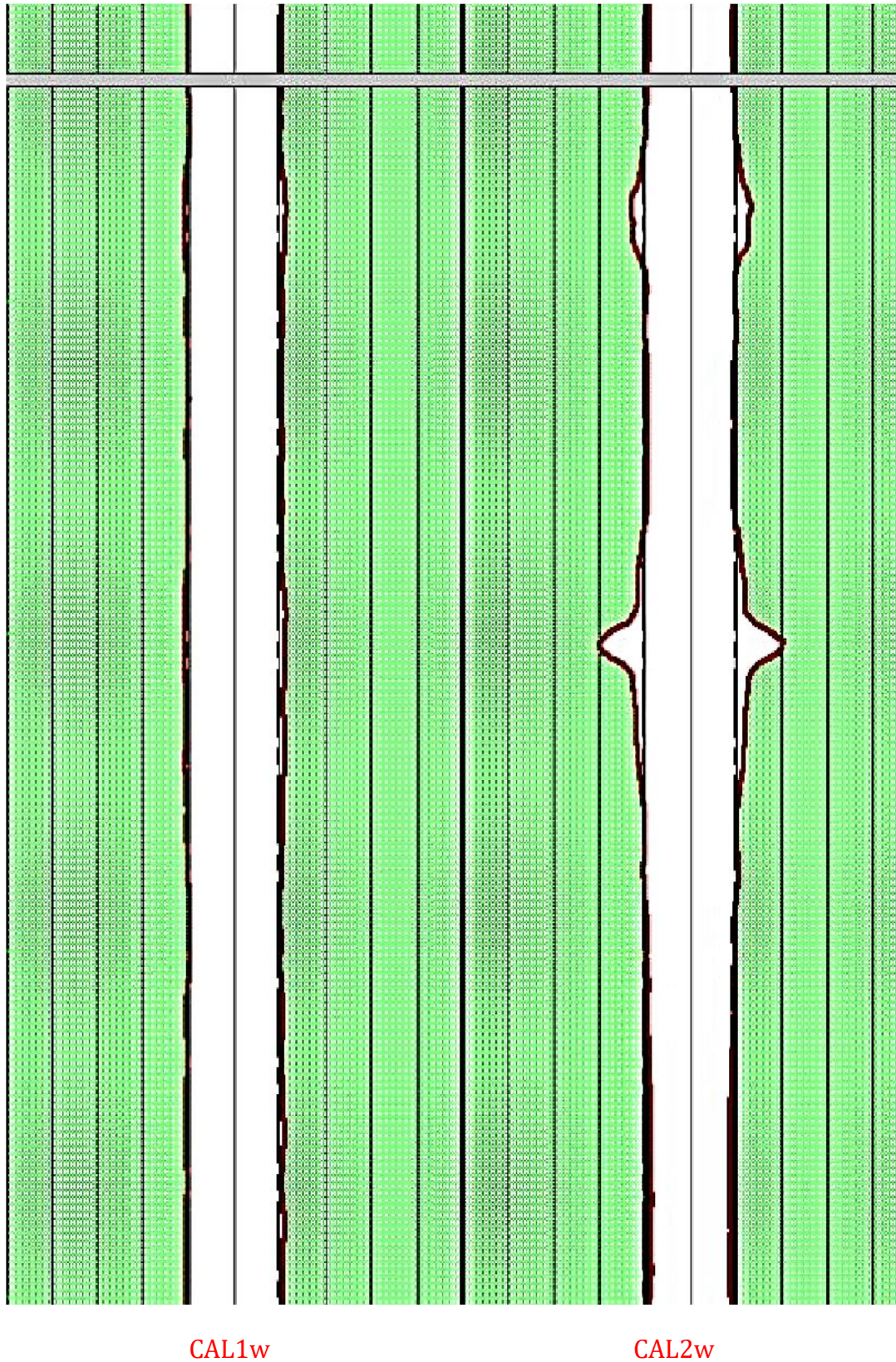


Figure 4 - 10: Logs de (BIT), (CAL1W), (CAL2W) dans l'intervalle 2. (23)

Interprétation :

Ce profil représente les changements de diamètre de puits (D) en fonction de profondeur

(Z_{depth}) du puits RNZ-129 de (4190 m – 4210 m).

On remarque un changement dans le diamètre de puits (5.9 in – 8 in) le long de la profondeur du puits (4190 m – 4210 m), donc on peut déterminer les deux zones de break out :

- ❖ Zone 2 : 4192 m – 4193.5 m
- ❖ Zone 3 : 4199 m – 4201.5 m

Etat du puits zone 2

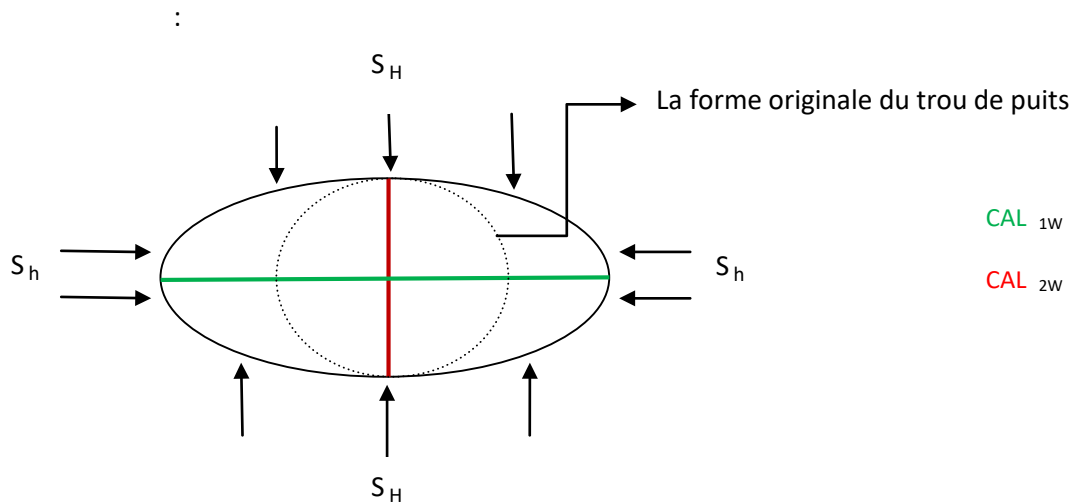


Figure 4 - 11: état du puits zone 2 . (23)

La direction des perforations zone 2.

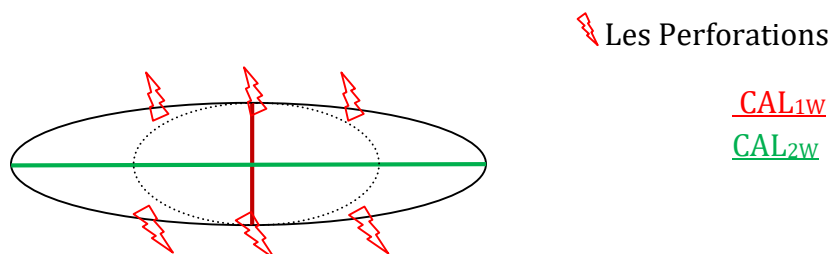


Figure 4 - 12: Direction des perforations zone 2. (23)

NB :

La direction des perforations soit perpendiculaire par rapport à la contrainte horizontale minimale S_h .

Etat de puits (zone 3) :

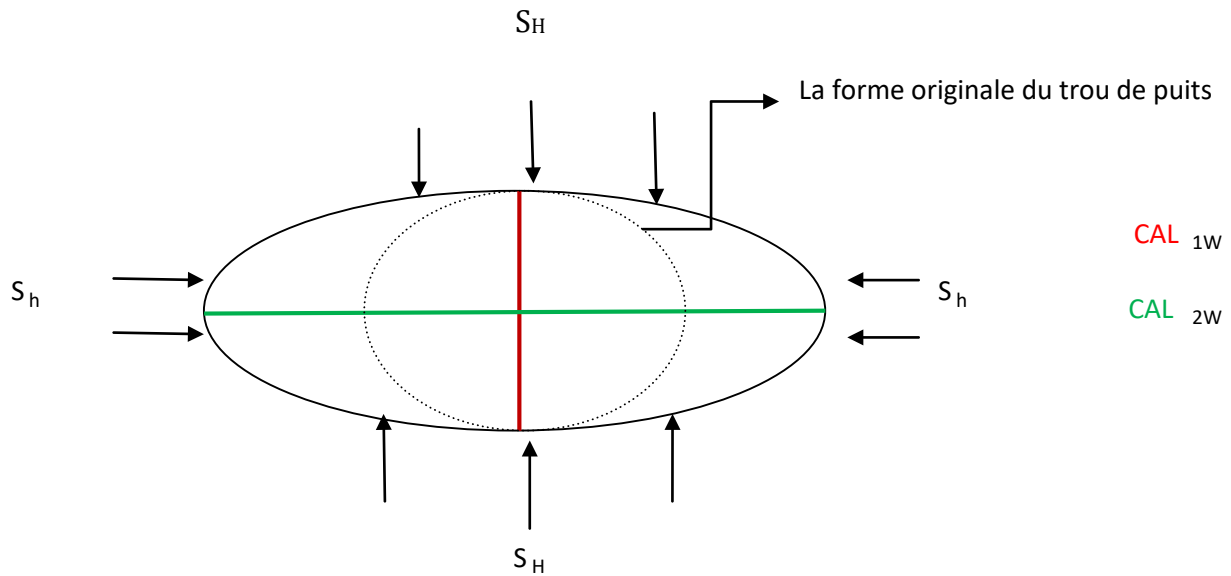


Figure 4 - 13: Etat du puits zone 3.

La direction des perforations (zone 3) :

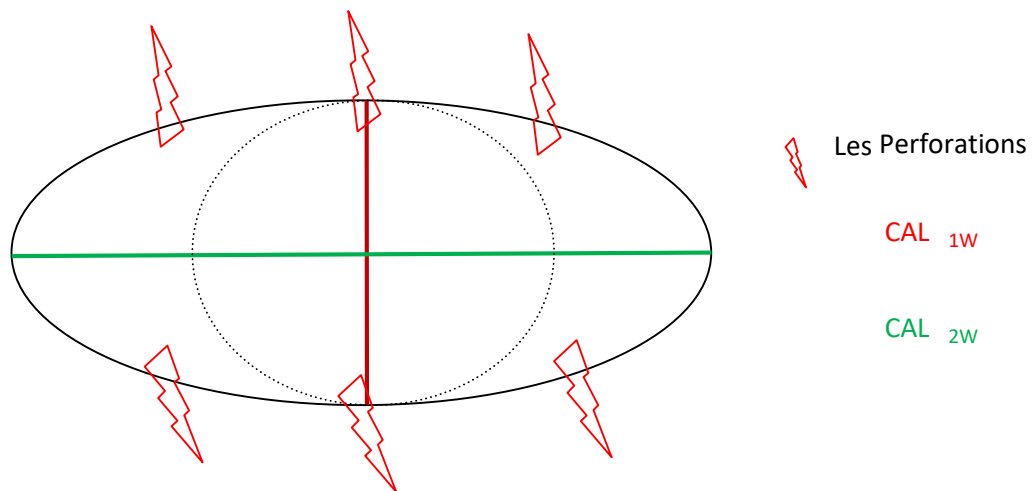


Figure 4 - 14: Direction des perforations zone 3.

NB :

La direction des perforations soit perpendiculaire par rapport à la contrainte horizontale minimale S_h .

F. Type de gel :

Selon la température de réservoir ($T_{\text{réservoir}} = 125.66 \text{ }^{\circ}\text{C}$) et les propriétés des polymères a cette température. Le gel utilisé est le borate crosslinked 35 # YF135HTD.

G. Type et quantité de proppants :

En se basant sur l'opération de fracturation hydraulique sur le puits RN-116 :

Tableau 4-9 : Quantité de proppants injecté. (23)

Design									
Step #	Step name	Slurry volume (bbl)	Pump rate (bbl/min)	Pump time (min)	Fluide name	Fluid volume (gal)	Prop name	Prop conc (PPA)	Prop mass (lb)
1	PrePAD	23.8	30.0	0.70	WF135	1000		0.0	0
2	PAD	476.19	30.0	13.61	YF135HTD	18000		0.0	0
3	0.5 PPA	140.0	30.0	4.00	YF135HTD	4000	30/50 HSP	0.5	2000
4	2 PPA	154.0	30.0	4.40	YF135HTD	4000	30/50 HSP	2.0	8000
5	3 PPA	154.0	30.0	4.40	YF135HTD	4000	30/50 HSP	3.0	12000
6	4 PPA	154.0	30.0	4.40	YF135HTD	4000	20/40 HSP	4.0	16000
7	5 PPA	154.0	30.0	4.40	YF135HTD	4000	20/40 HSP	5.0	20000
8	6 PPA	154.0	30.0	4.40	YF135HTD	4000	20/40 HSP	6.0	24000
9	Flush	71.31	30.0	2.04	WF135	6447			0

H. Les résultats obtenus par le logiciel FracCADE :

Les résultats: (Figure 4-15, Tableau 4-10 et Tableau 4-11)

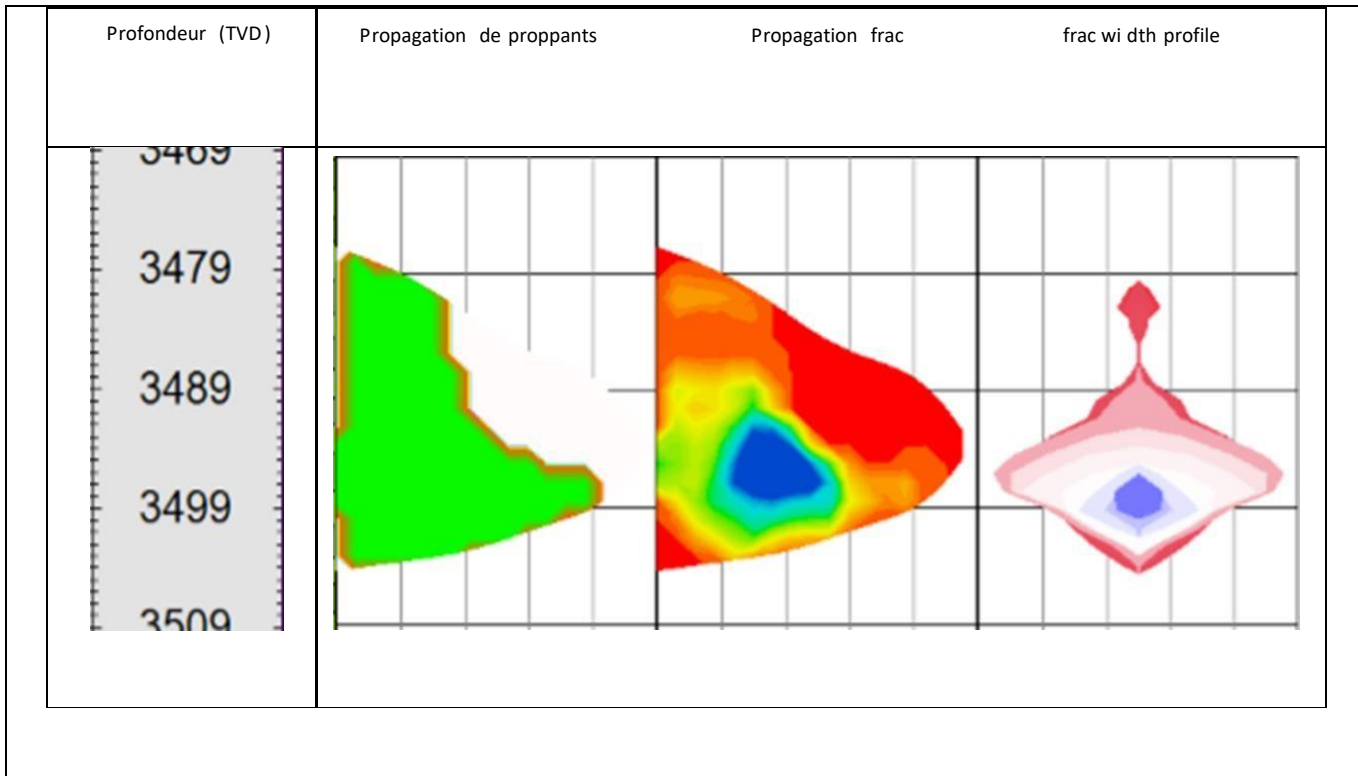


Figure 4 - 15: Propagation du proppants et frac.

Interprétation :

Le design du traitement principal expose la répartition du proppants selon sa concentration.

Ce dernier varie d’une concentration élevée au cœur de la fracture en vert et se dégrade progressivement avec une concentration faible vers les parois de la fracture.

Tableau 4-10: Propagation et Géométrie de fracture. (23)

Les paramètres	frac	proppants
Demi-longueur X	536.22 m	473.21 m
Largeur W	0.234 in	0.04 in
Hauteur H	27.72 m	27.72 m

Tableau 4-11: Valeurs de (T_f, ΔP_{net}, P_{max}, K_h, F_{cd}). (23)

Temps de fermeture	T _f = 43.52 min
Différence de pression nette	ΔP _{net} = 2791 Psi

Pression surface maximale	$P_{\max} = 7723 \text{ Psi}$
Conductivité	$K_f W_f = 362.59 \text{ md.m}$
Fracture conductivity dimensionless	$F_{cd} = 2.46$

**4.6.2. Optimisation des paramètres de la fracturation hydraulique :
Déroulement de l'opération de fracturation :**

Le 12 novembre 2018, l'opération de test d'intégrité et l'opération abrasive-jet ont été réalisées à l'aide du Coiled tubing dans l'intervalle (4130- 4140 m) (MD), afin de perforer 6 m dans la partie crépine suivie par un kick off pour nettoyer le puits.

A. Test d'injection :

Le test d'injection de l'eau traitée a été effectué le 20 décembre 2018 en deux étapes :

- ❖ Le premier est l'injection de 9421 gal de l'eau traitée à un débit constant 16.9 bpm.
- ❖ Le deuxième est l'injection d'un volume 12233 gal de l'eau traité à un débit progressif de 2-20 bpm.

Les volumes injectés sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau 4-12: Programme de Test d'injection. (23)

Step #	Step Name	Slurry rate (bbl/min)	Pump time (min)	Fluid Name	Fluid volume (gal)
1	Fill wellbore	16.9	13.0	T-water	9421
2	BD/injection	2-20	18.6	T-water	12233

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

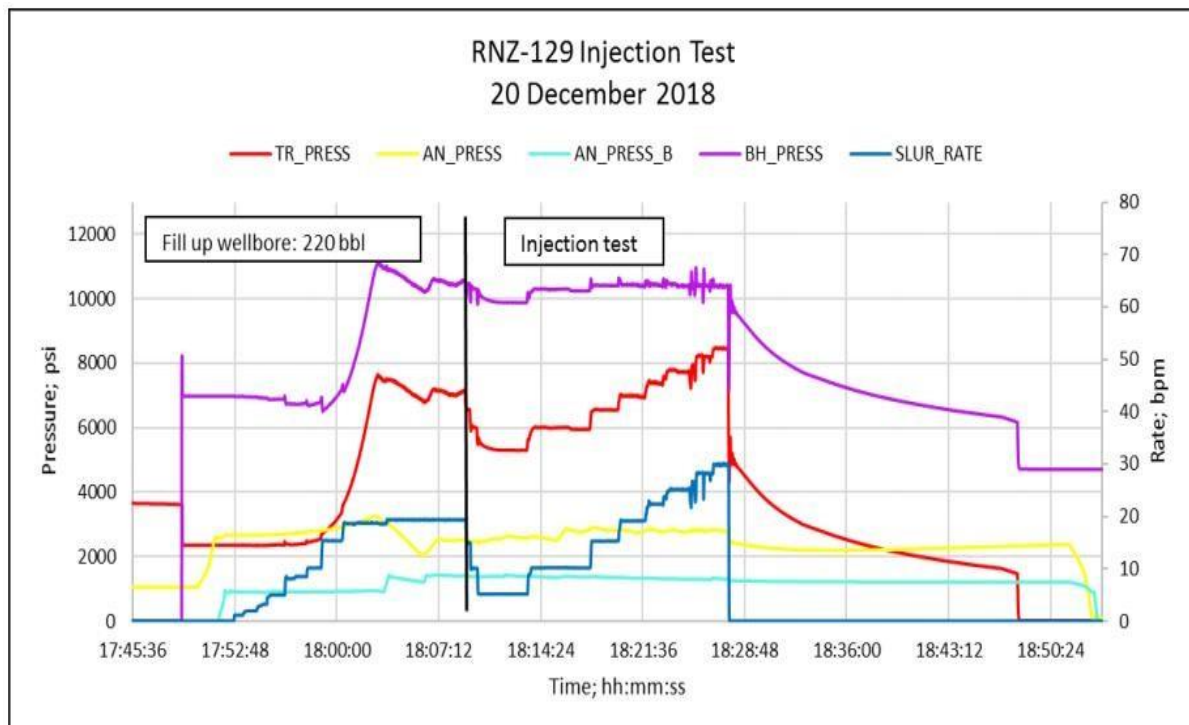


Figure 4 - 16 : Plot du test d'injection. (23)

Interprétation :

A travers ce test on peut déterminer l'absorption de la roche et le gradient de fracturation.

- ❖ La première étape de ce test est le gonflement des annulaire A et B pour éviter l'éclatement des casings.
- ❖ La seconde étape est l'enregistrement des pressions au niveau la surface et du fond pour éviter les risques (détérioration de Tree Sever 10 000 Psi et différence de pression au niveau de Packer) et pour déterminer la pression de fracturation.
- ❖ La dernière étape est l'injection T-water (l'eau traite pour évite les réactions chimique dans le réservoir) cette opération d'injection se fait en deux stades :

1^{er}stade :

Injection d'eau avec un débit 16,9 bpm jusqu'à la fracturation de la roche (parti Fill up wellbore) pour déterminer le gradient de fracturation donc on remarque une augmentation puis chute une de la pression :

Pression de fracturation $P_f = 11101.2$ Psi et

Le gradient de fracturation $G_f = 0.967$ Psi/ft à une profondeur $Z = 11469.82$ ft.

2^{ème}stade :

L'Injection de l'eau avec un débit variant entre (2-20) bpm pour déterminer si la roche absorbe ou non le fluide. D'après la (Figure 4-16) (partie injection test), on

remarque que la pression de fond de puits est constante malgré l'injection d'eau (augmentation de quantité) ce qui montre que la roche a absorbé le fluide.

B. Sélection du fluide de fracturation :

Selon la température de réservoir ($T_{\text{réservoir}} = 125.66 \text{ }^{\circ}\text{C}$) et les propriétés des polymères a cette température le gel utilisé est le borate crosslinked 35 # YF135HTD.

C. Test DataFRAC :

Le DataFRAC a été lancé par le « PrePAD» stage, un volume de 3813 gal du gel linéaire 35

WF135 a été pompé en augmentant progressivement le débit jusqu'au 29 bpm. Pour créer la géométrie, 18000 gal du gel réticulé YF135HTD ont été pompés à un débit maximum de 35 bpm pendant le PAD stage. En fin de l'opération, le «PAD volume » a été chassé pendant le flush stage avec 7450gal du gel linéaire 35# WF135 avec un débit de 35 bpm. Les pompes ont été ensuite arrêtées tout en enregistrant le déclin de pression.

Les volumes injectés sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau 4-13: Programme de pompage exécuté, DataFRAC RNZ129. (23)

Step	Step Name	Rate (bpm)	Fluid Name	Fluid volume (gal)
1	PrePAD	2-29	WF135	3813
2	PAD	35	YF135HTD	18000
3	Flush	35	WF135	7450

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

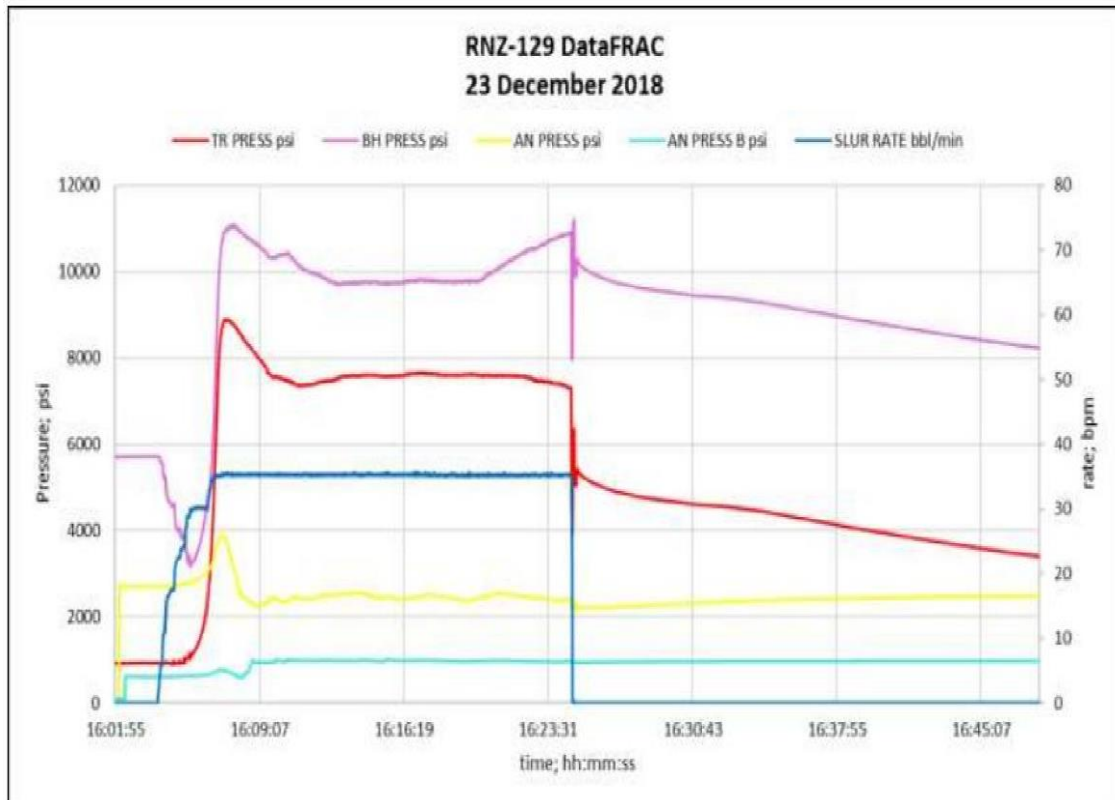


Figure 4 - 17: Enregistrement des pressions pendant l'opération de DataFRAC. (23)

Instantaneous Shut In Pressure (ISIP) est définie comme la pression lorsque le débit est égal à zéro.

ISIP est une mesure statique de la pression requise pour maintenir une fracture ouverte d'une certaine largeur. La pression d'extension de la fracture sera plus élevée que l'ISIP en raison du frottement de la fracture présent pendant que nous pompions.

Pour déterminer l'ISIP, on trace 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.

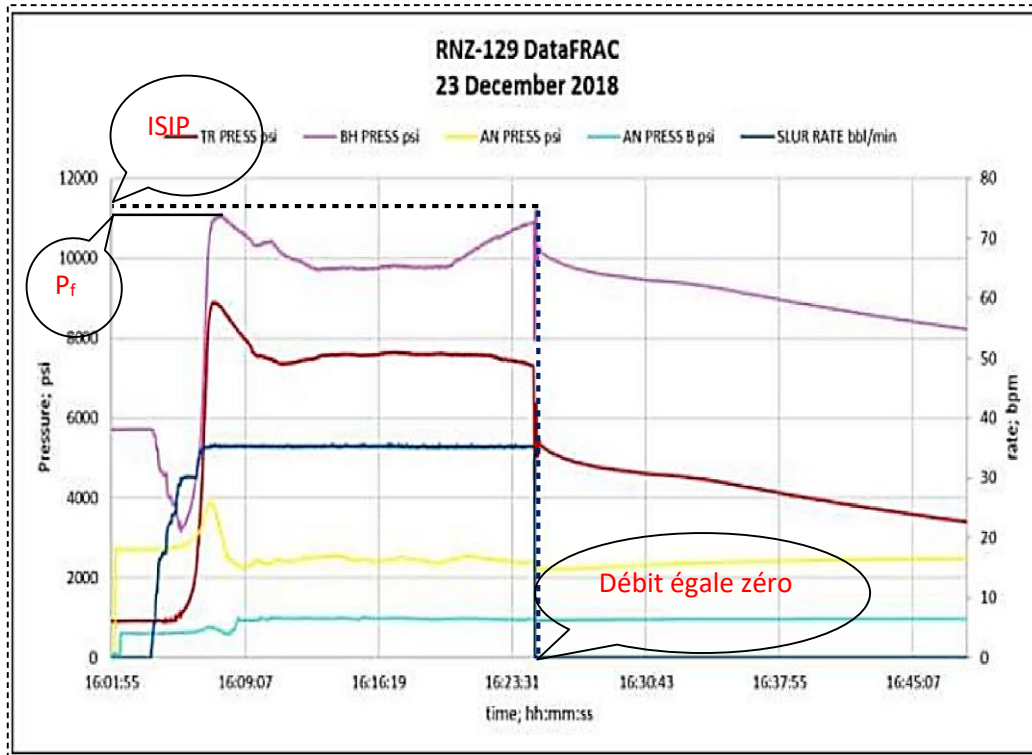


Figure 4 - 18: Détermination de L'ISIP, DataFRAC RNZ129. **(23)**

A partir de ce graphe généré par le logiciel Frac-CAD, on peut facilement situer la valeur de l'ISIP :

ISIP = 11211 Psi

La pression maximale atteinte lors de l'enregistrement correspond à la pression de fracturation:

P_F = 11089 Psi

b. Estimation de la valeur de gradient de fracturation :

Le gradient de fracturation peut être donc estimer on utilisant l'expression Suivante :

$$GF = \frac{P_f}{H_f} \quad \text{Équation 4-3.}$$

Applications numériques:

$$H = 3496 \text{ m} = 11469.82 \text{ ft.}$$

$$G_F = 0.966 \text{ Psi/ft}$$

$$GF = \frac{ISIP}{\text{Depth}} \quad \text{Équation 4-4.}$$

L'ISIP est de 11211 (Psi).

La profondeur est de 11469.82 (ft).

Donc : $G_F = 11211/11469.82 = 0.977 \text{ Psi/ft}$.

Notre gradient de fracture est corrigé et amélioré avec l'ISIP.

c. Détermination de la pression de fermeture :

Le calcul de la pression de fermeture est essentiel, en effet elle correspond a la contrainte principale horizontale minimale (σ_h). La valeur de (σ_h) est une donnée indispensable pour déterminer les paramètres de la fracture. Le calcul se fait par les méthodes graphiques :

i. La méthode de la fonction G :

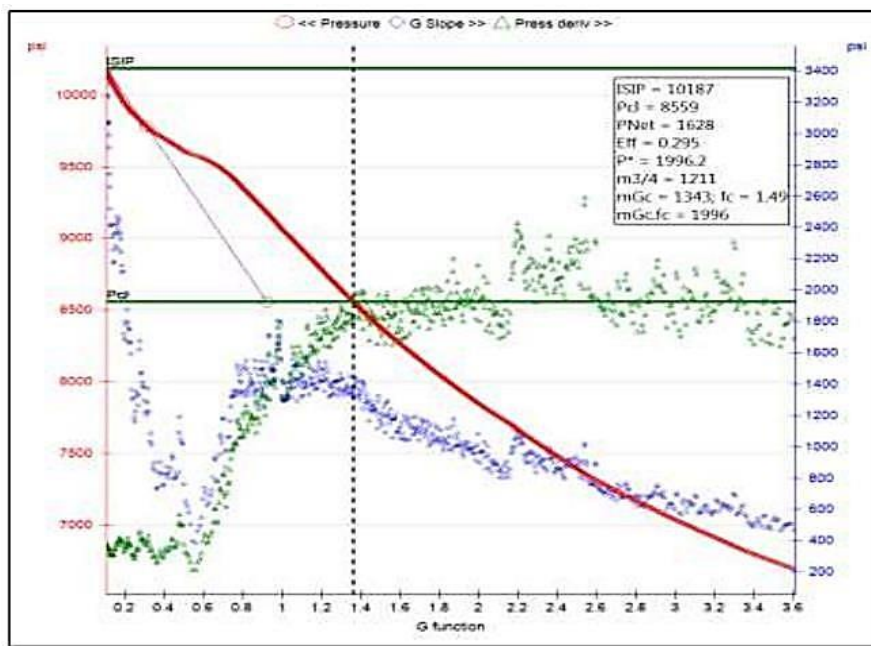


Figure 4 - 19: Détermination de la Pc par la fonction-G.

(23)

A partir du graphe généré par le logiciel FRAC Pro, on peut lire la valeur de la P_c :

$P_c = 8559 \text{ Psi}$

La différence de pression nette peut être calculé par la relation suivante :

$$\Delta P_{net} = ISIP - P_c \quad \text{Équation 4-5.}$$

$\Delta P_{net} = 2652 \text{ Psi}$

d. Temps de fermeture :

C'est la différence entre le duré de pression de fermeture (P_c) et celle de la ISIP.

$$T_f = T_{pc} - T_{isip} \quad \text{Équation 4-6}$$

Après la projection ISIP et P_c sur l'axe du temps on trouve :

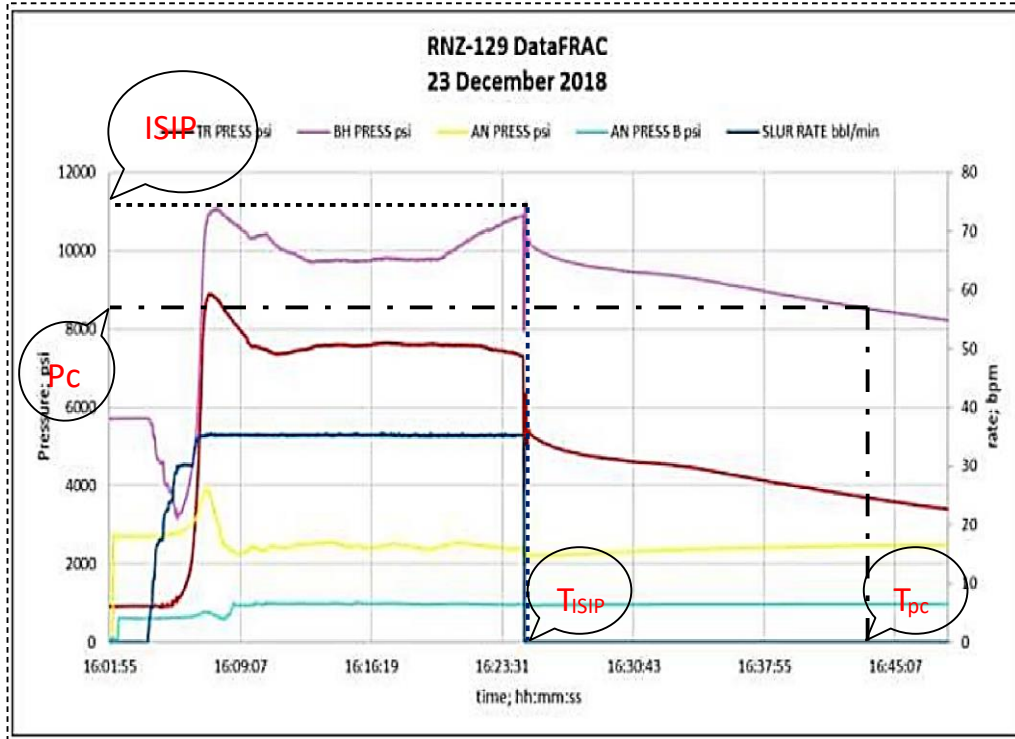


Figure 4 - 20: Détermination le temps de fermeture, DataFRAC RNZ129. (23)

Tableau 4-14: Temps de fermeture. (23)

Temps	T= hh: mn: ss
Temps Instantaneous Shut.In Pressure	T _{ISIP} = 16: 23: 31
Temps pression de fermeture	T _{pc} = 16: 43: 09
Temps de fermeture	T_f = 00: 19: 38

e. Détermination du modèle de propagation de la fracture hydraulique :

Cette démarche est délicate à réaliser car il est très difficile, même en ayant recours à des logiciels aussi performants soient-ils, de trouver et tracer les bonnes pentes qui caractérisent un modèle donné :

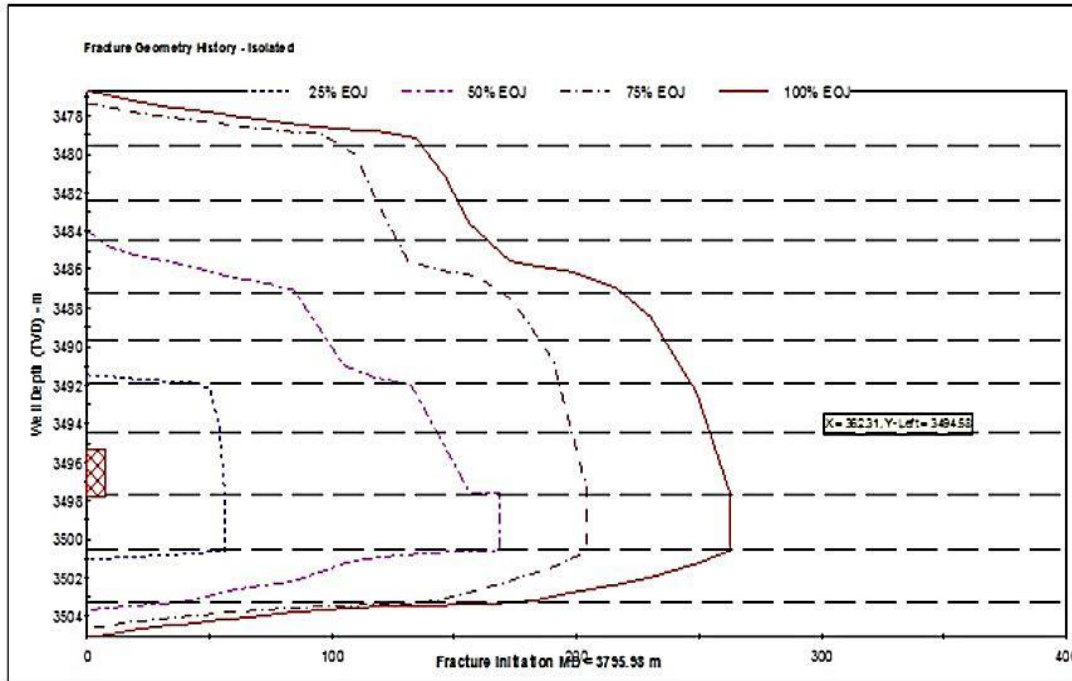


Figure 4 - 21: Géométrie du frac après DataFRAC. (23)

Cette figure représente la propagation de la fracture après DataFRAC, On trouve le paramètre de fracture (100 % EOJ) :

Tableau 4-15: Géométrie du frac. (23)

Les paramètres	fracture
Demi-longueur X	260 m
Hauteur H	30 m

D. Le choix d'un agent de soutènement :

Plusieurs critères sont pris en considération pour le choix du type des proppants (conductivité souhaitée, résistance à l'écrasement, contrainte in situ, diamètre de perforations, disponibilité, coûts..). Dans le cas du RNZ129.

La sélection a été basée sur les contraintes in situ (pression de fermeture) exercées sur les proppants et la nature du réservoir (compact naturellement fracturé).

a. Sélection des proppants :

On a la pression de fermeture égale $P_c = 8559 \text{ Psi}$ donc on choisit le type de proppants **30/50 HSP** et **20/40 HSP** par ce que supporte une pression égale 10 000 Psi est de ce type sélectionne moins couteux que les autres.

30/50 HSP un agent de soutènement à haute résistance aidera dans les étapes 1 de l'appui vertical et perméabilité de ce type égale $K = 112 \text{ Darcy}$.

20/40 HSP un agent de soutènement à haute résistance assurera une bonne conductivité à travers la fracture et perméabilité de ce type égale **K = 157 Darcy. E. Test Main Frac :**

A partir de test DataFRAC il faut redésigner la quantité de proppants injecté (Tableau IV.08).

L'opération de MainFrac effectué le 24 décembre, avec un traitement de fracturation conventionnel, à commencer avec un PrePAD en augmentant le taux jusqu'à 35 bpm et le gel linéaire total WF135 de 57.7 bbl, suit du stade PAD composé de 666,7 bbl de gel réticulé

YF135 HTD. Dans l'ordre, les étapes droppant ont été étagées de 0,5 PPA à 3 PPA avec 30/50 HSP, puis étagées de 4 à 6 PPA avec 20/40 HSP proppants, puis rincées avec 164,4 bbl de gel linéaire WF135.

La quantité totale d'étauçons pompés pendant ce traitement était de 113 500 lb (68 500 lb de 20/40 HSP et 45 000 lb de 30/50 HSP).

Les volumes injectés sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau 4-16: Programme de pompage redésigné, MainFrac RNZ129. **(23)**

Step #	Step name	Slurry volume (bbl)	Pump rate (bbl/min)	Pump time (min)	Fluide name	Fluid volume (gal)	Prop name	Prop conc (PPA)	Prop mass (lb)
1	Pre PAD	57.7	35.0	0.7	WF135	1000		0.0	0
2	PAD	666.7	35.0	19.0	YF135HTD	28000		0.0	0
3	0.5 PPA	146.0	35.0	4.2	YF135HTD	6000	30/50 HSP	0.5	3000
4	1 PPA	173.9	35.0	5.0	YF135HTD	7000	30/50 HSP	1.0	7000
5	2 PPA	181.1	35.0	5.2	YF135HTD	7000	30/50 HSP	2.0	14000
6	3 PPA	188.4	35.0	5.4	YF135HTD	7000	30/50 HSP	3.0	21000
7	4 PPA	107.6	35.0	3.1	YF135HTD	4000	20/40 HSP	4.0	16000

Partie Expérimentale.

8	5 PPA	124.5	35.0	3.6	YF135HTD	4500	20/40 HSP	5.0	22500
9	6 PPA	142.2	35.0	4.1	YF135HTD	5000	20/40 HSP	6.0	30000
10	Flush	165.5	35.0	4.7	WF135	6951			0

A la fin de l'opération la quantité injecter, le débit du proppants et le temps de chaque palier représenter par le tableau suivant.

Tableau 4-17: Programme de pompage exécuté, MainFrac RNZ129. **(23)**

Step #	Step name	Slurry volume (bbl)	Pump rate (bbl/min)	Pump time (min)	Fluide name	Fluid volume (gal)	Prop name	Prop conc (PPA)	Prop mass (lb)
1	Pre PAD	57.7	22.3	3.3	WF135	2410		0.0	0
2	PAD	666.7	35.1	19.0	YF135HTD	28000		0.0	0
3	0.5 PPA	146.0	35.1	4.2	YF135HTD	6003	30/50 HSP	0.5	2683
4	1 PPA	173.9	35.1	4.9	YF135HTD	7005	30/50 HSP	1.0	6317
5	2 PPA	181.1	35.2	5.2	YF135HTD	7010	30/50 HSP	2.0	11913
6	3 PPA	198.2	35.2	5.6	YF135HTD	7373	30/50 HSP	3.0	16456
7	4 PPA	107.6	35.2	3.1	YF135HTD	4009	20/40 HSP	4.0	19942
8	5 PPA	124.5	35.2	3.5	YF135HTD	4506	20/40 HSP	5.0	20347
9	6 PPA	215.9	35.2	6.1	YF135HTD	7606	20/40 HSP	6.0	11910
10	Flush	164.4	35.2	4.7	WF135	6940			0

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

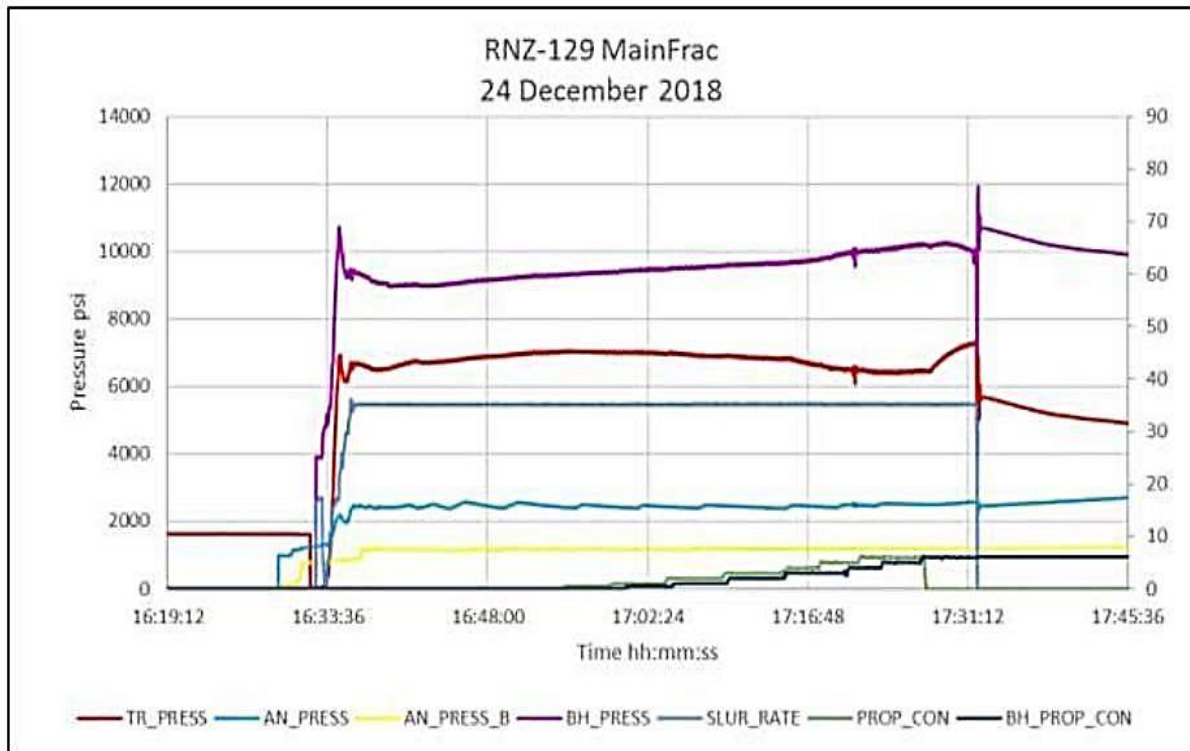


Figure 4 - 22: Enregistrement des pressions pendant l'opération de MainFrac. (23)

a. Détermination de modèle de propagation de la proppants :

Cette démarche est délicate à réaliser car il est très difficile, même en ayant recouru à des logiciels aussi performants soient-ils, de trouver et tracer les bonnes pentes qui caractérisent un modèle donné :

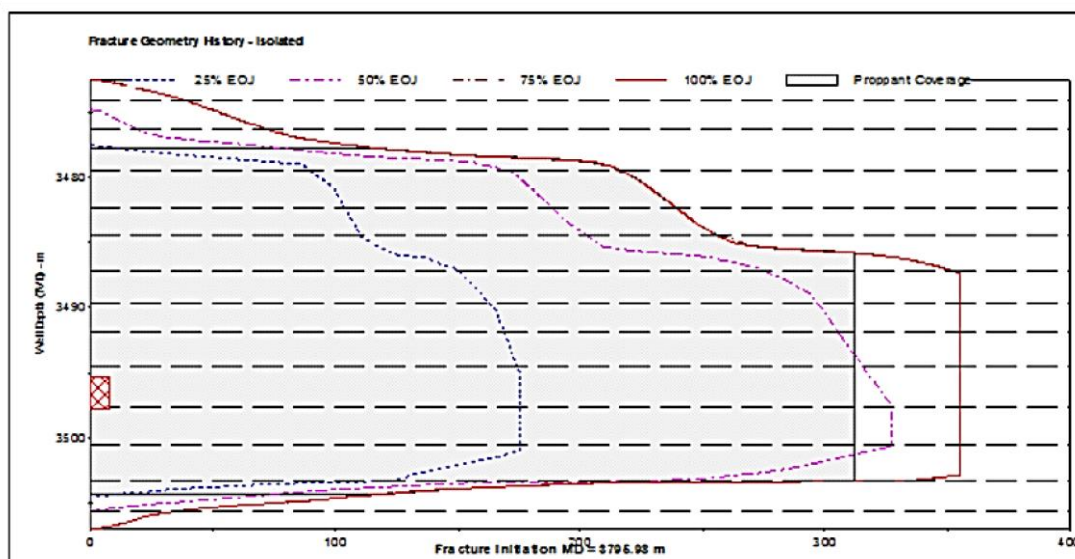


Figure 4 - 23: Géométrie du frac et proppants après MainFrac. (23)

Cette figure représente la propagation de la fracture et proppants après MainFrac, On trouve les paramètres suivants (100 % EOJ) :

Tableau 4-18: Géométrie du frac et proppants. (23)

Les paramètres	frac	proppants
Demi-longueur X	362 m	311.9 m
Largeur W	-	0.069 in
Hauteur H	35 m	26.5m

b. La conductivité de fracture :

Produit de la perméabilité à la rupture K_f et de largeur de la fracture W_f est appelée conductivité de la fracture.

$$C_f = K_f * W_f \text{ Équation 4-7}$$

c. Conductivité de fracture sans dimension :

Fracture avec une conductivité sans dimension F_{cd} représente le rapporte de conductivité de la fracture C_f sur le produit de perméabilité K et Demi-longueur de fracture X_f .

$$F_{cd} = \frac{K_f * W_f}{K * X_f} \text{ Équation 4-8}$$

Les critères suivants peuvent être utilisés pour estimer efficacité d'un traitement de fracture :

- $F_{cd} < 10$ Mauvais fracture.
- $10 \leq F_{cd} < 50$ Bon Fracture.
- $F_{cd} \geq 50$ Fracture excellente.

La conductivité et Fracture conductivity dimensionless représentent sur le tableau suivant :

Tableau 4-19: Valeurs de (K_h , F_{cd}). (23)

Conductivité	$K_f W_f = 2\,427 \text{ md.m}$
Fracture conductivity dimensionless	$F_{cd} = 23.7$

4.7. Résultats de modélisation et optimisation des paramètres de frac :

Tableau 4-20: Paramètres de frac. (23)

Les paramètres de frac	Design	Exécution
Demi-longueur X (frac)	536.22 m	362 m
Largeur W (frac)	0.234 in	-
Hauteur H (frac)	27.72 m	35 m
Demi-longueur X (proppants)	473.21 m	311.9 m
Largeur W (proppants)	0.04 in	0.069 in
Hauteur H (proppants)	27.72 m	26.5 m
Temps de fermeture T_f	43.52 min	19.38 min
Différence de pression nette ΔP_{net}	2791 Psi	2 652 Psi
Pression surface maximale P_{max}	7723 Psi	7 321 Psi
Conductivité $K_f W_f$	362.59 md.m	2 427 md.m
Fracture conductivity dimensionless Fcd	2.46	23.7

4.8. Les indices du succès du processus de fracturation :

Fcd = 23.7

La conductivité après la fracturation (**2427md.m**)

La conductivité avant la fracturation (**203.455 md.m**)

Succès du processus de fracturation.

CONCLUSION

A l'aide de ce design et de logiciel FracCade on a réussi a augmenté la conductivité de 203.455 md.m à 2427 md.m pour un Fcd de 23.7.

Les difficultés qu'on peut rencontrer dans les réservoirs compacts, à cause de leur dureté qui leur donne une faible conductivité. Nécessite une fracturation hydraulique pour libérer les fluides en place.

Les hydrocarbures de réservoir compact sont classifiés dans la catégorie des hydrocarbures « non conventionnels ». Le gaz et le pétrole du réservoir compact sont des hydrocarbures contenus dans des couches de roches réservoirs très peu poreuses et très peu perméables. L'extraction de ces hydrocarbures est par conséquent difficile. Donc ils nécessitent une stimulation par fracturation hydraulique.

Afin d'envisager toutes les variantes possibles et de concevoir plusieurs modèles avec le simulateur, et par la même minimiser le pourcentage d'échec.

La modélisation numérique d'une fracture hydraulique est un outil qui nous permet d'estimer la productivité du puits fracturé.

L'étude d'optimisation est nécessaire pour planifier un programme d'opération de fracturation hydraulique et surtout s'il est renforcé par une étude géomécanique.

L'utilisation des données de MiniFrac nous permet d'optimiser la géométrie de la fracture et par conséquent la conductivité de la facture, résultant a une bonne fracturation.

La calibration de profil de stress et une étape importante, elle nous permet de localiser l'intervalle optimal des perforations.

Le Test d'injection permet de déterminer des paramètres comme la pression de fracturation et l'ISIP qui sont imparable pour l'opération de fracturation.

RECOMMANDATIONS :

Pour un bon traitement par fracturation hydraulique, il est recommandé de :

- Utiliser le Log densité à partir de la surface jusqu'au fond pour obtenir une bonne contrainte verticale.
- Employer des nouvelles technologies et des programmes de simulation de fracturation hydraulique.
- Assurer une géométrie de fracture optimale pour une conductivité excellente

Bibliographie:

1. *Well Evaluation Conference «WEC», SLB document, 539 p.2007.*
2. *Lamia Yahia,Analyse complexe et évaluation des programmes des puits en short radius et horizontaux à HMD aspect géologique, mémoire de Magister, Université M'Hamed Bougara Boumerdes faculté des hydrocarbures et de la chimie,2010.*
3. *Rapport interne : La stratigraphie du champ Hassi Messaoud. Rapport interne, Division Exploration. 35p. SONATRACH (2005). Dévision Exploration, Sontrach.*
4. *Etude Sédimentologie Pétrographique, Diagenétique, et Modélisation Géologique en 3D de la zone 13 du Champs de Hassi Messaoud. Master; Université des sciences etde la technologie Houari Boumediene.2011.*
5. *AMAR KHODJA Med Djallel. Et CHIKH Billal; Rapport interne: "subdivision des zones dans champ Hassi Mesaoud", Division Production, 25p. SONATRACH 2002.*
6. *BAOUIA Zakaria, YUCEF Sifallah, OUBBICHE Nassim, Evaluation de l'opération de La Fracturation Hydraulique par l'analyse et l'interprétation des essais du puits,application au champ HASSI-MESSAOUD, mémoire d'ingénieur d'état en production,UKMO-2012.*
7. *Dominique Veillon, La liaison couche-trou, Edition Technip, (2001).*
8. *Pratap Thimaiah, Introduction to hydrocarbon exploitation, abalt solutions limited, (2005).*
9. *Damage-HMD field studdy, DESC™ Sonatrach-DP Hassi-Messaoud.*
10. *Slb Services formation damage manual, EDC Tomball Texas, (1/19/2000).*
11. *Ghesmoune Mohammed et Bendjedia Imad, Le choix entre la fracturation hydraulique et le short radius par la modélisation de l'indice de productivité,mémoire d'ingénieur d'état en production, Université de Boumerdes, Algérie. (2007).*
12. *Michael J. Economides .Kenneth G. Nolte, Reservoir Stimulation, second and third edition, wiley.*
13. *ABIDI SAAD Salah, MAZARI Ammar, Amélioration et maitrise de la Production des puits Horizontaux Par Fracturation Hydraulique Avec Complétion de Multizone (Frac Point),UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA. (2014).*
14. *Aboudjabel Ali, évaluation de la fracturation hydraulique, mémoire d'ingénieur d'état en production, Université de Boumerdes, Algérie. (2005).*
15. *Benhamida Ishak, Lakhchakheche Toufik et Saoudi Ahmed, mémoire fin d'étude amélioration de l'injectivité de puits par fracturation hydraulique. Puits OMO473 Université d'Ouargla, Algérie, (juin 2012).*

16. *Boyun Gud. PH. D, William C.Lyons.PH.D, Ali ghalambor. PH.D, (petroleum production engineering).*
17. *WWW.slb.com/Hiway:flow-chanel Hydraulic Fracturing service.*
18. *WWW. Stewort and stevenson.com.*
19. *WWW. Dragon product sltd.com/equipment.*
20. *T.Khetib, Stimulation de puits par fracturation copyright by fox it softwarecompany, 2005-2008 for evaluation only.*
21. *Evaluation de l'opération de fracturation Hydraulique au niveau champ hassi Messaoud puits HTFN 11, mémoire fin d'étude, Univ OUARGLA, 2019.*
22. *Rabehi Mohammed Lamine Belalem Mohammed Radi Senigra Lokmane,mémoire fin d'étude(chapitre-1), caractérisation et modélisation géologique du réservoir cambrien (R1) d'une partie du champ Hassi Messaoud (La zone 24). université d'Ouargla. 2017.*
23. *Bank; Division Production; SONATRACH. Department of Petroleum Engineering.*