

Université KASDI Merbah Ouargla



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

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production

Présenté Par :

DADA Touhami, HADID Oussama

-THEME-

**Modélisation et optimisation des fracturations hydrauliques
des réservoirs compacts naturellement fracturés.**

Cas : Quartzite Hamra Rhourde Nouss

Mars 2019

Soutenu le : 18 / 06 / 2019 devant la commission d'examen :

Président:	DADENE Abd Elghafour	Enseignant	Université. KASDI Merbah
Examineur:	ABIDI SAAD Aissa	Enseignant	Université. KASDI Merbah
Rapporteur:	CHETTI Djamel Eddine	Enseignant	Université. KASDI Merbah
Co- rapporteur :	CHELABI Abdessalem	Ingénieur	SONATRACH

Remerciement

Je tiens tout d'abord à m'incliner devant la majesté du tout puissant, lui seul pourra nous donner la force d'accomplir tant de choses. Louange à Dieu.

*Voici venu le temps de mettre un point final à ce manuscrit et à ces années d'études et de recherche effectués au sein de l'université Kasdi Merbah. Nous remercions vivement notre encadreur **Mr. CHATTI Djamel Eddine** pour la confiance dont il a toujours fait preuve à notre égard et pour ses perpétuels conseils et encouragements.*

*Nos vifs remerciements **Mr. CHELABI Abdessalem** pour l'intérêt et le suivi de notre travail.*

*Nous tenons à remercier **Mr. DADENE Abd Elghafour**, pour l'honneur qu'il nous a fait en acceptant de présider le jury de ce mémoire.*

*Nous présentons également notre reconnaissance à **Mr. ABIDI SAAD Aissa** qui a accepté d'examiner notre travail.*

Nos remerciements vont également à tous nos enseignants de la faculté des hydrocarbures.

Nos sincères gratitude vont aussi aux cadres de la SONATRACH région Rhourde Nous.

Enfin, dans ces dernières lignes nous tenons à remercier nos parents, nos sœurs et nos frères pour les conseils et les encouragements qu'ils nous ont toujours prodigués ainsi que pour leur soutien moral et financier. Sans eux, nous ne serions pas où nous en sommes et ce que nous sommes.

Merci encore à tous....

Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

A mes chers parents que dieu les garde : Saada et Neggaz Saadia

A mes chers frères : Mohamed, Abed elrahmane, faissel, Ibrahim

A mes sœurs : Safia, El chaima et Hibba elrahmane

A la famille DADA et la famille NEGGAZ

A tous mes amis.

Dédicace

Je dédie ce mémoire à :

Ma très chère mère

Mon cher père

Mes sœurs,

La famille HADID et la famille THAMER,

Mes amis de la cite universitaire nouvelle 2000

Mes amis de département de production à Ouargla

Et

Tous ceux qui sont chers à moi de près ou de loin

Oussama

المخلص :

التكسير الهيدروليكي، هو تقنية لتشقق الصخور قليلة المسامية عن طريق حقن سوائل عالية الضغط. وتستخدم هذه الطريقة لاستخراج المحروقات غير تقليدية مثل الغاز المخزن في الصخور قليلة النفاذية. عملية التكسير الهيدروليكي تعتمد على الدراسة الجيدة للمقاومة الميكانيكية للصخور. في هذه الدراسة نستخدم برنامج FracCADE من اجل نمذجة وتحسين معالم البئر RNZ129 وفي حقل غرد النص. وقد أدى التكسير المحقق إلى تحسين ناقلية الصخرة وفقا للتوقعات.

كلمات المفتاحية : النمذجة، التدنئة، ناقلية الصخرة، التكسير الهيدروليكي، برنامج FracCADE

Abstract

Hydraulic fracturing is a technique for the cracking of low porous rocks by injecting a high pressure fluid. It is used to extract unconventional hydrocarbons such as tight gas trapped in low permeability rocks.

The hydraulic fracturing operation is based on a good study of geomechanics.

In this study, we used the FracCADE code to model and optimize the parameters of the RNZ129 well in the Rhourd Nouss field.

The fracturing performed to improve the conductivity as expected.

Key words: FracCADE, modelling, optimization, conductivity, fracturing.

Résumé

La fracturation hydraulique, est une technique de fissuration des roches peu poreuses via l'injection d'un fluide à haute pression. Elle est utilisée afin d'extraire des hydrocarbures non conventionnels comme le Tight gaz emprisonné dans des roches peu perméables.

L'opération de fracturation hydraulique repose sur une bonne étude de la géomécanique.

Dans la présente étude, nous avons utilisé le code FracCADE pour modéliser et optimiser les paramètres du puits RNZ129 du champ Rhourd Nouss.

La fracturation réalisée a amélioré la conductivité conformément aux prévisions.

Mots-clés : FracCADE, modélisation, optimisation, conductivité, fracturation hydraulique.

Table des matières

Remercîments	I
Dédicace	II
Résumé	III
Liste des figures	VI
Liste des tableaux	XI
Symboles et Abréviations	XII
Introduction générale	01
CHAPITRE I : Généralités sur la région de Rhourde Nouss	
I. Introduction	02
I.1. La situation géographique	02
I.2. Historique d'exploration	03
I.3. Contexte géologique	03
I.4. Contexte géodynamique	04
I.4.1. Les phases tectoniques	04
I.5. Aperçu stratigraphique	06
I.5.1. Ordovicien	06
I.5.2. Silurien	06
I.6. Aspect pétrolier	06
CHAPITRE II : Réservoir compact naturellement fracturée	
II. Gaz et huile de réservoir compact (Tight gas and Tight Oil)	08
II.1. Identification des ressources exploitables	08
II.2. Chiffres clés	08
II.2.1. Gaz	08
II.2.2. Pétrole	08
II.3. Zone de présence ou d'application	09
II.4. Pétrole	09
II.5. Caractéristiques des réservoirs compact	10
II.5.1. Porosité	10
II.5.2. Perméabilité	10
II.6. Classification des réservoirs naturellement fracturés	11
II.7. Répartition dans le monde et en Algérie	12
II.7.1. Les réservoirs de type 01	12

II.8. Caractéristiques d'un réservoir compact naturellement fracturé	13
II.9. Notions générales sur les fractures	13
II.9.1. Définitions	13
II.10. Les classifications des fractures	14
II.11. Réservoir Quartzite de hamra (RNS)	14
II 12. Etat des réserves	15

CHAPITRE III : Généralités sur la géomécanique et la fracturation

hydraulique

III. Introduction	16
III.1. L'importance de La géomécanique dans le domaine pétrolier	16
III.2. Les différentes étapes d'études géomécanique	16
III.2.1. Essai dynamique	16
III.2.2. Essai statique	16
III.3. Les contraintes exercées	17
III.4. La déformation	17
III.5. Coefficient de Poisson	18
III.6. Module de Young	19
III.7. Coefficient de cisaillement G	20
III.8. Le comportement des matériaux	20
III.9. La rigidité d'un matériau	20
III.10. L'état des contraintes dans la nature	21
III.10.1. L'origine des contraintes dans la nature	21
III.10.2. La direction des contraintes	21
III.10.3. La magnitude des contraintes	22
III.11. La technique de fracturation hydraulique	23
III.11.1 But de la Fracturation Hydraulique	23
III.12. Les étapes de la fracturation hydraulique	23
III.12.1. Modélisation	23
III.12.2. Tests	24
A. Teste d'injectivité	24
B. DataFRAC	24
III.12.3. Explosion	24
III.12.4. Substages	24
III.12.5. Rinçage	25
III.12.6. Extraction	25

CHAPITRE VI : Etude de cas

VI. Introduction	26
VI.1. Données d'interprétations	26
VI.2. Données de test sur séparateur	27
VI.3. Interprétation et analyse	27
VI.4. Résultats d'interprétation	28
VI.4.1. Résultats obtenus	28
VI.5. Modélisation et optimisation de la fracturation hydraulique	28
VI.5.1. Modélisation de la fracturation hydraulique par FracCADE	28
A. Module de yong et coefficient de poisson	29
B. Détermination des intervalles de réservoirs	29
C. Tracé du profil stress	30
D. Type de complétion du puits	34
E. La détermination de l'orientation des perforations	34
F. Type de gel	39
G. Type et quantité de proppants	40
H. Les résultats obtenus par le logiciel FracCADE	40
V.5.2. Optimisation des paramètres de la fracturation hydraulique	41
A. Test d'injection	41
B. Sélection du fluide de fracturation	43
C. Test DataFRAC	43
a. Détermination de l'ISIP.....	44
b. Estimation de la valeur de gradient de fracturation	45
c. Détermination de la pression de fermeture	45
i. La méthode de la fonction G	45
d. Temps de fermeture	46
e. Détermination du modèle de propagation de la fracture hydraulique.	47
D. Le choix d'un agent de soutènement	47
a. Sélection des proppants	48
E. Test MainFrac	48
a. Détermination de modèle de propagation de la proppants	50
b. La conductivité de fracture	50
c. Conductivité de fracture sans dimension	51
VI.6. Résultats de modélisation et optimisation des paramètres de frac	51
VI.7. Les indices du succès du processus de fracturation	51
Conclusion générale	52

Recommandation

53

Références bibliographiques

Annexe

Liste des figures

Figure		Page
Figure I.01	Carte de situation géographique de la région de Rhourde Nouss.	02
Figure I.02	Carte de situation géologique de la région de Rhourde Nouss.	04
Figure I.03	Récapitulatif des phases tectoniques dans la partie Est du Sahara Algérien, Bassin d'Illizi et province Triasique.	05
Figure II.04	Les différents trends structuraux de la région de Rhourde Nouss.	07
Figure II.01	Réservoirs de gaz techniquement récupérables dans les 15 pays à fin 2014.	09
Figure II.02	Evaluation de la production mondiale de gaz dit «non conventionnel».	09
Figure II.03	Triangle des ressources conventionnelles et non conventionnelles, et ordre de grandeur des propriétés pétro physiques associées (Naik, 2002-modifié).	11
Figure II.04	Types de réservoirs fracturés (d'après Nelson, 2001).	12
Figure II.05	Différentes formes de fractures.	14
Figure III.01	Détermination de la contrainte (stress).	17
Figure III.02	Déformation d'un échantillon.	18
Figure III.03	Déformation axiale et latérale.	18
Figure III.04	Comportement des matériaux.	20
Figure III.05	Rigidité d'un matériau.	21
Figure III.06	Etat de contrainte dans la nature.	21
Figure III.07	Superposition des contraintes.	22
Figure III.08	Différents types des contraintes horizontales.	23
Figure III.09	Exemple de modèle de guidage avant la fracturation.	24
Figure VI.01	Carte de positionnement.	26
Figure VI.02	Courbe log-log représentative de le dérivative de pression en fonction du « calculée et observée » DST (RNZ129).	27
Figure VI.03	Log gamma ray.	29
Figure VI.04	Profil stress S_v .	32
Figure VI.05	Intervalles ou la contrainte verticale sont minimums.	33
Figure VI.06	Complétion du puits RNZ-129.	34
Figure VI.07	Logs de (BIT), (CAL _{1W}), (CAL _{2W}) dans l'intervalle 1.	35
Figure VI.08	Etat du puits zone 1.	36
Figure VI.09	Direction des perforations zone 1.	36
Figure VI.10	Logs de (BIT), (CAL _{1W}), (CAL _{2W}) dans l'intervalle 2.	37
Figure VI.11	Etat du puits zone 2.	38
Figure VI.12	Direction des perforations zone 2.	38
Figure VI.13	Etat du puits zone 3.	39
Figure VI.14	Direction des perforations zone 3.	39
Figure VI.15	Propagation du proppants et frac.	40
Figure VI.16	Plot du test d'injection.	42
Figure VI.17	Enregistrement des pressions pendant l'opération de DataFRAC.	43
Figure VI.18	Détermination de L'ISIP, DataFRAC RNZ129.	44
Figure VI.19	Détermination de la P_c par la fonction-G.	45
Figure VI.20	Détermination le temps de fermeture, DataFRAC RNZ129.	46
Figure VI.21	Géométrie du frac après DataFRAC.	47
Figure VI.22	Enregistrement des pressions pendant l'opération de main frac.	49
Figure VI.23	Géométrie du frac et proppants après main frac.	50

Liste des tableaux

Tableau		page
Tableau II.01	Gaz (milliards de mètres cube).	15
Tableau II.02	Condensat (millions de tonnes).	15
Tableau III.01	Valeurs approximatives du coefficient de Poisson.	19
Tableau III.02	Valeurs approximatives du module de Young pour différentes formations.	20
Tableau VI.01	Représentatif des données petro-physique PVT utilisées.	26
Tableau VI.02	Représentatif des performances sur duse.	27
Tableau VI.03	Résultats d'interprétation "RNZ129".	28
Tableau VI.04	Propriétés mécaniques de puits RNZ1.	29
Tableau VI.05	Données densités et de profondeur de puits RNZ129.	30
Tableau VI.06	Résultats de la contrainte verticale.	31
Tableau VI.07	Résultats de gradient de contrainte verticale.	31
Tableau VI.08	Données (depth, bit, cal1w, cal2w) du puits RNZ129.	34
Tableau VI.09	Quantité de proppants injecté.	40
Tableau VI.10	Propagation et Géométrie de fracture.	41
Tableau VI.11	Valeurs de (T_f , ΔP_{net} , P_{max} , Kh , Fcd).	41
Tableau VI.12	Programme de Test d'injection.	41
Tableau VI.13	Programme de pompage exécuté, DataFRAC RNZ129.	43
Tableau VI.14	Temps de fermeture.	46
Tableau VI.15	Géométrie du frac.	47
Tableau VI.16	Programme de pompage redésigne, main frac RNZ129.	48
Tableau VI.17	Programme de pompage exécuté, main frac RNZ129.	49
Tableau VI.18	Géométrie du frac et proppants.	50
Tableau VI.19	Valeurs de (Kh , Fcd).	51
Tableau VI.20	Paramètres de frac.	51

Symboles et les abréviations

Symbole	Nom
AIE	Agence Internationale de l'Energie.
API	American petroleum institute.
CRD	Centre recharge et développement
EOJ	End off job
P	Pression moyenne du réservoir
s	Facteur skin
T	Température
k	Perméabilité
h	Epaisseur
C	Constante d'écoulement
K_f	perméabilité de fracture
\emptyset_f	porosité de fracture.
K_m	perméabilité de matrice
\emptyset_m	porosité de matrice.
σ	Contrainte
F	Force normal
A	surface
ε	Déformation
ΔL	Allongement
L_1	Longueur initial
L_2	Longueur final
SS*	Stress-Strain
ε_1	Déformation axiale
ε_2	Déformation latérale
ν	Coefficient de Poisson
E	Module de Young
σ_a	Contrainte axial appliquée sur l'échantillon.
G	Coefficient de cisaillement
σ_1	contrainte verticale «overburden stress»
σ_2	contrainte horizontale maximum « S_H »
σ_3	contrainte horizontale minimum « S_h »
S_v	Stress verticale
ρ_{log}	Log densité
Bg	Facteur volumique du gaz
Fcd	Facteur de conductivité adimensionnelle.
GOR	Gaz Oil ratio
g	La gravité.
m^3	Mètre cube.
P_t	Pression de la tête
S_{wi}	Saturation en eau.
X (frac)	Demi-longueur de frac
W (frac)	Largeur de frac
H (frac)	Hauteur de frac
X (proppants)	Demi-longueur de propagation du proppants
W (proppants)	Largeur de propagation du proppants
H (proppants)	Hauteur de propagation du proppants
T_f	Temps de fermeture

$K_f W_f$
 P_{\max}
 ΔP_{net}

Conductivité
Pression surface maximale
Différence de pression nette

INTRODUCTION
GENERALE

Introduction générale

Les hydrocarbures jouent un rôle géopolitique et économique très important dans le monde. L'Algérie à l'égard des autres pays recherche de nouvelles méthodes de récupérations et d'exploitation des gisements.

Parmi les réservoirs non conventionnels il y a les tight gaz qui sont caractérisés par leurs paramètres petro physique médiocres.

Afin de récupérer le maximum d'hydrocarbure et éliminer l'endommagement dans les réservoirs compact naturellement fracture, une technique dénommée fracturation hydraulique a été développé à travers le monde.

La fracturation hydraulique est la technique la plus efficace pour augmenter la conductivité et l'indice de productivité des réservoirs Tight tel que quartzite Hamra en Algérie.

Comment minimiser l'échec de l'opération de fracturation hydraulique par la modélisation et l'optimisation des paramètres de frac ?

L'objectif de notre travail est de mettre en évidence l'importance de la calibration du profil de stress pour la conception d'un design optimum de fracturation hydraulique et l'optimisation des paramètres de cette technique.

Le premier chapitre représente une recherche bibliographique sur la technique de fracturation hydraulique dans le monde et l'Algérie.

La région d'étude Rhourde Nouss et les réservoirs sont décrits au deuxième chapitre.

Le réservoir compact naturellement fracture de quartzite Hamra est détaillé au troisième chapitre.

Le quatrième chapitre est réservé pour la géomécanique et la fracturation hydraulique.

Le design et l'optimisation de la fracturation hydraulique de quartzite Hamra et l'exécution de l'opération du puits RNZ129 sont exposés au dernier chapitre.

Enfin, nous terminons notre étude avec une conclusion et des recommandations.

CHAPITRE I
GENERALITES SUR LA REGION
DE
RHOURDE NOUSS

I. Introduction :

La Région de Rhourde Nous est une unité opérationnelle de la Société Nationale pour la recherche, la production, le transport, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures « SONATRACH ».

Le champ de Rhourde Nous était attaché à la région Hassi Messaoud jusqu'au mois de janvier 1984. Puis ses activités furent transférées à la région de Gassi-Touil.

En 1987, ce champ est devenu une région indépendante et classée comme étant la deuxième région gazière du pays.

La production à Rhourde Nous n'a débuté qu'en 1988 après l'installation d'un centre de traitement.

Les accumulations des hydrocarbures sont situées dans des réservoirs du Trias, du Silurien et de l'Ordovicien. Les fluides rencontrés sont du gaz, gaz à condensat et de l'huile.

I.1. La situation géographique :

La région de Rhourde Nous située à 1200 Km au Sud - Est d'Alger (Figure I.01), il se trouve à 280 km au Sud-Est de Hassi Messaoud et à 350 km au Nord-Ouest d'Ain-Amenas. Se positionne entre :

- ❖ $29^{\circ}16'$ et $30''$ parallèle.
- ❖ $06^{\circ}24'$ et $07''$ méridien.

Il s'étend sur une superficie de l'ordre de 10000 Km².

Elle est limitée au Nord par la région de Gassi-Touil, au Sud par les régions de Hamra et de Tin-Fouyé Tabenkourt [1].

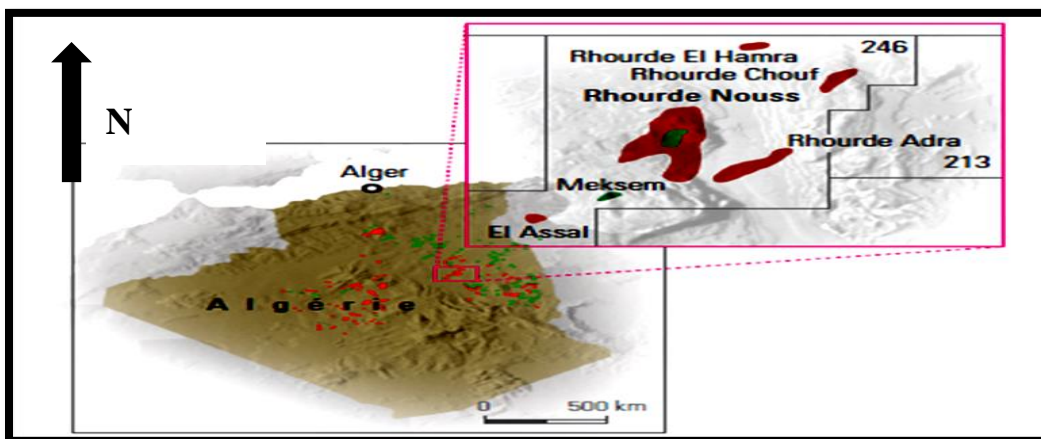


Figure I.01 : Carte de situation géographique de la région de Rhourde Nous.

I.2. Historique d'exploration :

Les travaux de recherche sur cette région ont débuté en 1956 par la compagnie EL Paso France Afrique avec l'implantation de HR1 qui a été foré sur la structure de Hamra. Au cours de ce forage, un seul test effectué dans le Barrémo –Néocomien.

La poursuite des travaux sur cette même structure a permis en 1958 de forer HR2. Ce dernier a donné du gaz dans les réservoirs Trias Gréseux et Ordovicien. Des lors, les travaux ont été poursuivis vers l'Ouest avec la mise en évidence en 1959 de la structure de Ramade Nord qui a fourni des résultats négatifs.

Par la suite, les recherches ont été orientées vers le Nord-Est, où la structure de Rhourde Nouss a été mise en évidence. En 1962, le sondage RN1 de 2100 m de profondeur a révélé du gaz dans le trias et le Gothlandien.

Rhourde Adra (1963), Rhourde Nouss Sud Est (1972), Rhourde Nouss Sud-ouest (1973), Merksem(1975), El Mouilah (1980), Rhourde Adra Sud (1982), donc de nombreuses accumulations d'hydrocarbures ont été reconnues par SONATRACH et les sociétés opératrices le long des 30 dernières années, avec environ 8500 Km de sismique postérieur à 1970 et 197 forages au total (jusqu'à l'actuel), dont 79 d'exploration et 118 de développement sur ces puits, 42 tiennent les objectifs du Cambro-ordovicien[1].

I.3. Contexte géologique :

La région de Rhourde Nouss se trouve sur l'extrême sud de la province du Sahara Nord Orientale (Figure I.02), se comporte comme une zone positive qui s'étend suivant une direction méridienne limitée par des grands éléments structuraux :

- ❖ à l'Ouest, par le môle d'Amguid-El Biod, ce môle présente une vaste unité structurale subméridienne s'étendant sur 600 km allant d'Amguid au Sud à Rhourde El Baguel au Nord.
- ❖ Au Nord-Est, par le bassin de Berkine vers lequel s'enfoncent les axes Sud – Ouest à Nord- Est des structures de Rhourde Hamra et de Rhourde Chouff.
- ❖ Au Sud-Est, par la partie Occidentale du môle d'Ahara. Le fond de Tin Fouyé Tabenkourt au Sud-Est, et le haut de Maouar à l'Est [2].

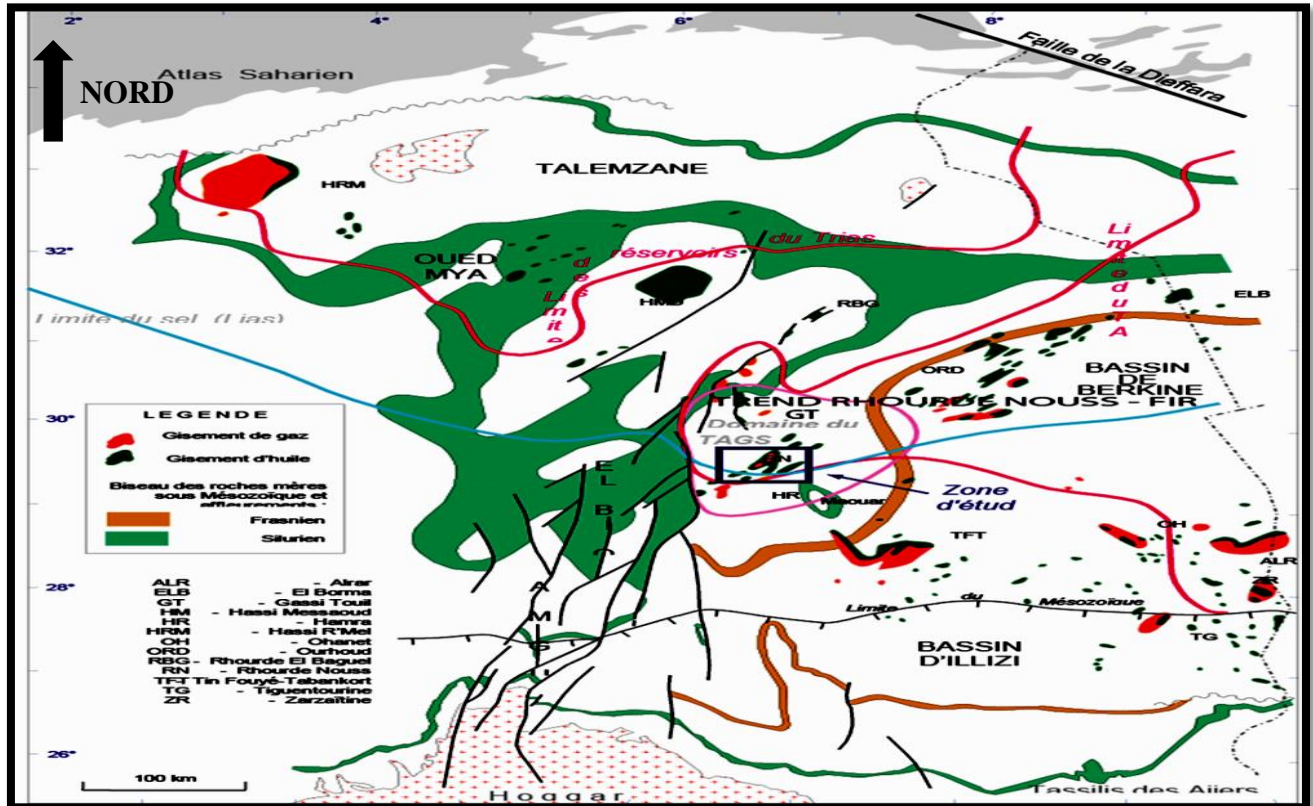


Figure I.02 : Carte de situation géologique de la région de Rhourde Nous.

I.4. Contexte géodynamique :

La région de Rhourde Nous fait partie de la province triasique qui correspond à un vaste bassin intra plaque de type plateforme épicontinentale. L'évolution géodynamique et l'architecture de la région sont en étroite relation avec celle du môle d'Amguid El Biod. La région correspond à la partie Sud de la dorsale complexe d'Amguid El Biod à Hassi Messaoud dont les zones horst et les zones graben sont traversées par de nombreux accidents subméridiens ainsi que par des failles normales moins étendues de direction orthogonale et transversale par rapport à la direction principale des structures [2].

I.4.1. Les phases tectoniques :

Les principales phases compressives et leurs directions de contraintes observer dans la région sont les suivant (Figure I.03):

- ❖ phase Hercynienne : Nord 120°
- ❖ phase Autrichienne : Nord 90°
- ❖ phase Eocène supérieur : Nord 160°
- ❖ phase Plotoligocène : Nord 60°

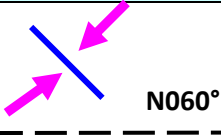
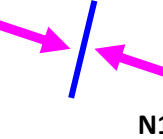
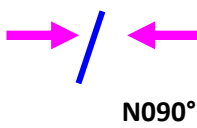

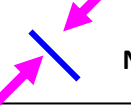


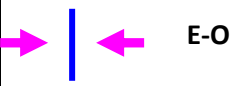
ERE	EPOQUE	PHASES	DIRECTION DES PHASES	EFFETS SUR LES JEUX DE FAILLES	
CENOZOIQUE	NEOGENE MIOCENE	ALPINE TARDIVE TERTIAIRE TARDIVE N.O 60	 N060°	Jeu en compression	
	PALEOGENE EOCENE	ALPINE MOYENNE EOCENE N. 160	 N160°	Jeu en compression sur les accidents N-S et création de nouvelles structures	
MESOZOIQUE	CRETACE	PHASE AUTRICHIENNE (ALPINE PRECOCE)	 N090°	Jeu en inverse sur les accidents N-S	
	JURASSIQUE				
	TRIAS				
PALEOZOIQUE	PERMIEN	PHASE HERCYNIIENNE TARDIVE	 N120°	Jeu inverse sur les failles NE-SO	
	CARBONIFERE VISIEN	PHASE HERCYNIIENNE PRECOCE		 N040°	Jeu inverse sur les failles NO-SE
	DEVONIEN	Supérieur	PHASE FRASNIENNE	 NO-SE	Jeu en failles normales sur les failles NE-SO (variation de faciès et d'épaisseur) (volcanisme)
		Moyen			
		Inférieur			
	SILURIEN	PHASE CALEDONIENNE	 E-O ??	Jeu en inverse sur les failles N-S (érosion sur les môles subméridiens)	
	ORDOVICIEN				
750 – 550 Ma	PHASE PANAFRICAINE	 E-O	Tectonique cassante, réseau NE-SO et NO-SE		

Figure I.03 : Récapitulatif des phases tectoniques dans la partie Est du Sahara Algérien, Bassin d'illizi et province Triasique.

I.5. Aperçu stratigraphique :

La série stratigraphique de la région de Rhourde Nouss est composée des ensembles suivants [1]:

I.5.1. Ordovicien :

Subdivisé de bas en haut par :

- ❖ Les argiles d'El-Gassi (42 m) : C'est un niveau d'argile gris-sombre, silteuse.
- ❖ Les grès d'El- Atchane (45 m) : C'est une intercalation de niveaux de grès siliceux et d'argile silteuse.
- ❖ Les quartzites de Hamra (140 m) : C'est un ensemble de quartzite, dure, fissurés et de grès quartzitiques compacte.
- ❖ Les grès d'Ouargla (90 m): Ce terme est représenté essentiellement par des grès siliceux, renfermant quelques passées d'argile silteuse.
- ❖ Les argiles d'Azzel (78 m) : C'est un niveau d'argile gris-noir à noir, silteuse.
- ❖ Les grès d'Oued Saret (80 à 190 m) : C'est une alternance de grès, et d'argile silteuse.
- ❖ Les argiles Micro-conglomératique (36 m): C'est un niveau d'argile gris-noir à noir, silteuse
- ❖ La dalle de M'kratta (5 à 30 m) : Elle est constituée d'un niveau de grès quartzitiques.

I.5.2. Silurien :

- ❖ Silurien Argileux (250 à 320 m) : Il est constitué d'argile gris-sombre à noir.
- ❖ Trias: Il repose en discordance sur le silurien argilo-gréseux, on distingue de la base au sommet :
 - Trias Argilo-Gréseux Inférieur (50 m): Il est formé de grès fin, à ciment siliceux à silico-argileux devenant micro-conglomératique à la base.
 - Trias Argilo- Gréseux Supérieur (100 à 165 m): Il est représenté par des niveaux métriques de grès gris-blanc, moyen à ciment siliceux à silico-argileux, intercalé par des argiles siliceuse.

I.6. Aspect pétrolier :

Chaque structure d'une région renferme un ou plusieurs réservoirs à savoir de haut en bas :

- ❖ Grés d'Ouargla : C'est une continuité naturelle du réservoir Quartzite Hamra. Constitué de grés quartzitique compacte fins à moyen par fois grossier à ciment siliceux à

silico- argileux. Son épaisseur varie entre 90 à 140 m mais seul 45m qui sont utile vue la forte argilo site de ses grés quartzitiques. Ce réservoir devrait être exploité avec celui du Quartzite Hamra pour qu'il puisse être bénéfique.

❖ Quartzite Hamra : Est constitué de quartzite et de grés quartzitique très compacts moyen à grossier intercalé de quelque niveau d'argile finement gréseuse notamment vers la base. Il est épais d'environ 250 m et est riche en gaz à condensat alors que le huile (brute) est incertain. La production de ce réservoir se fait généralement partir de leur fracture.

La structure de Rhourde Nouss est composée de quatre structures différentes (Figure I.04) :

- ❖ Rhourde Nouss central (RN).
- ❖ Rhourde Nouss Sud-Est (RNSE).
- ❖ Rhourde Nouss Sud-Ouest (RNSW).
- ❖ Rhourde El Adra (RA) [1].

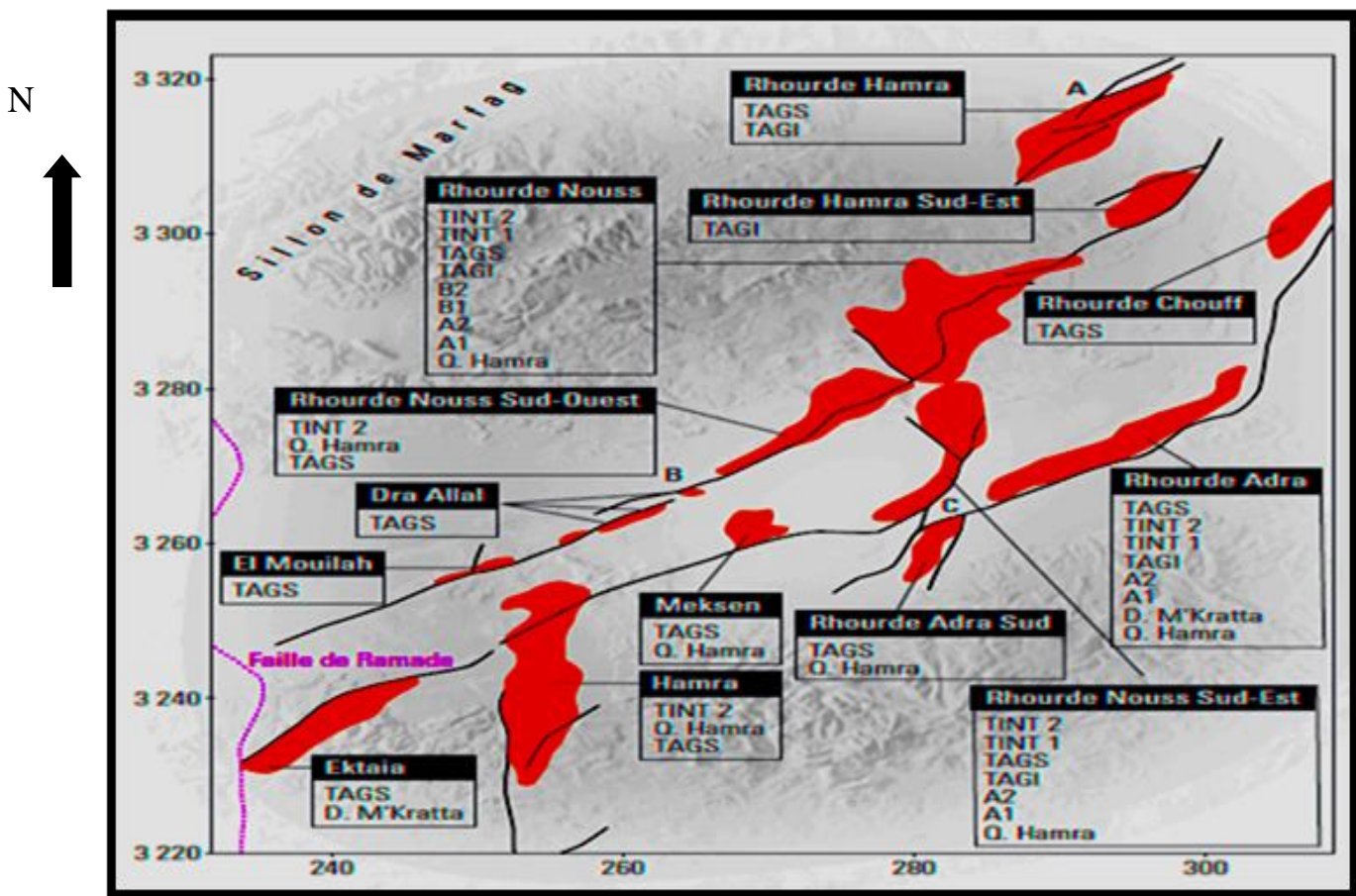


Figure I.04 : Différents trends structuraux de la région de Rhourde Nouss.

CHAPITRE II
RESERVOIR COMPACT
NATURELEMENT FRACTUREE

II. Gaz et huile de réservoir compact (Tight gas and Tight Oil) :

Le gaz et le pétrole (ou huile) de réservoir compact, appelés Tight gas et Tight oil en anglais, 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 (bien que la nature géologique de ces couches soit traditionnelle pour la recherche pétrolière). Nécessitant le recours à des techniques spécifiques pour les produire, les hydrocarbures de réservoir compact sont classifiés dans la catégorie des « non conventionnels ». Notons que les hydrocarbures de réservoir compact concernent des hydrocarbures ayant migré hors de la roche-mère, contrairement à ceux de « schiste ». Le périmètre circonscrit par la notion de «Tight » reste toutefois flou. Les valeurs limites de porosité et de perméabilité qui fixent le caractère non conventionnel évoluent avec les progrès de la technique. Ces réserves finiront peut être en partie par être comptabilisées en réserves conventionnelles. La distinction entre Tight et conventionnel n'est donc pas figée [3].

II.1. Identification des ressources exploitables :

Après avoir identifié les formations d'hydrocarbures de réservoir compact, le défi est d'en connaître le volume extractible et les coûts devant être engagés. Cela ne peut être précisé qu'après un début d'exploitation effectif[3].

II.2.Chiffres clés :

II.2.1. Gaz :

Les réserves « conventionnelles » de gaz techniquement recouvrables dans le monde sont estimées par l'AIE à l'équivalent de 130 ans de consommation mondiale au rythme actuel (environ 190 000 milliards de réserves prouvées et 230 000 milliards de m³ de réserves non prouvées ou possibles). Dans le monde, l'AIE évalue le volume des réserves techniquement recouvrables de gaz de réservoir compact à 76 000 milliards de m³ de gaz, soit l'équivalent de 23 ans de consommation gazière mondiale.

Aux États-Unis, des gisements sont en exploitation depuis de nombreuses années et la production de Tight gas dans ce pays constitue 26 % de la production gazière nationale[3].

II.2.2. Pétrole :

Peu de données fiables sont disponibles à ce jour. Aux États-Unis, pays le plus avancé dans l'exploitation, la production de pétrole de réservoir compact (*Tight oil*) constituerait aujourd'hui près de 11% de la production américaine de pétrole selon l'EIA (US Energy Information Administration) [3].

II.3. Zone de présence ou d'application :

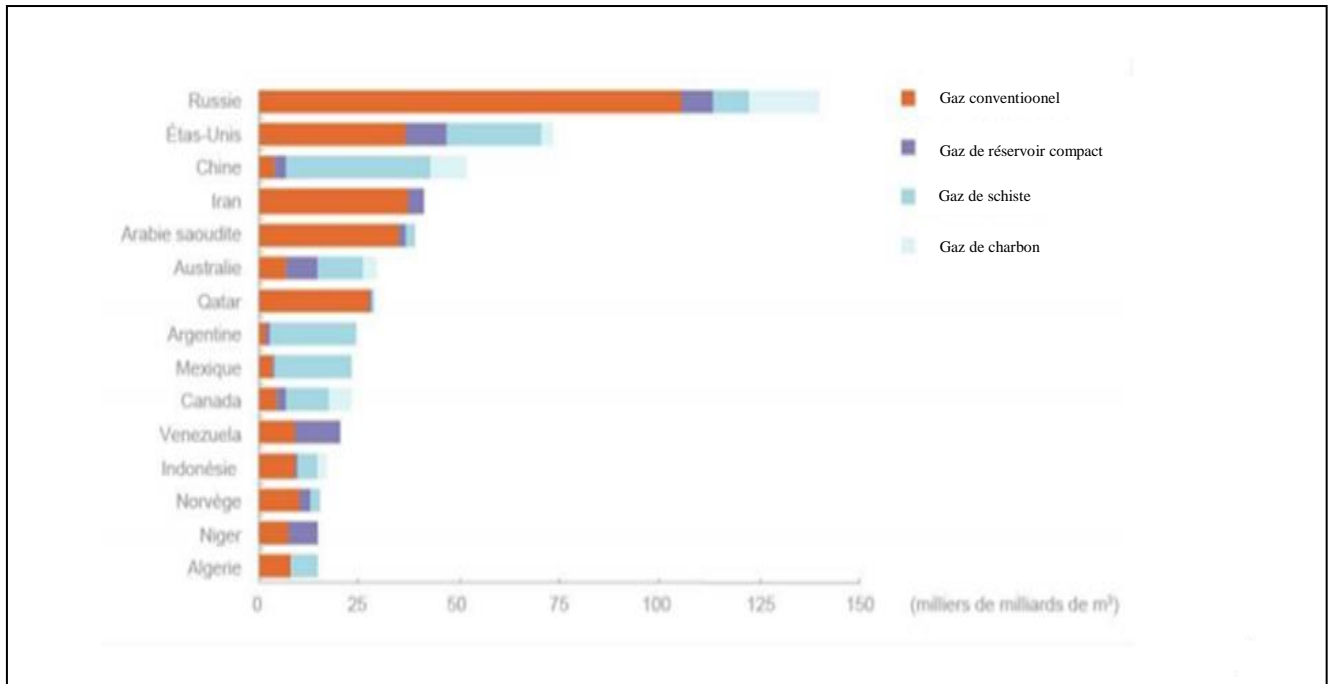


Figure II.01 : Réservoirs de gaz techniquement récupérables dans les 15 pays en disposant à fin 2014.

II.4.Pétrole :

Les principaux gisements de pétrole de réservoir compact identifiés sont situés :

- ❖ Aux États-Unis (formations de Bakken dans le Dakota du Nord, Niobrara dans les rocheuses, Barnett et Eagle Ford à Texas) [3].
- ❖ En Australie (CooperPeby).
- ❖ En Russie (Bazhenov, Achimov).
- ❖ Au Mexique (Chicontepec).
- ❖ Dans le Golfe Persique et en Syrie (R'Mah).

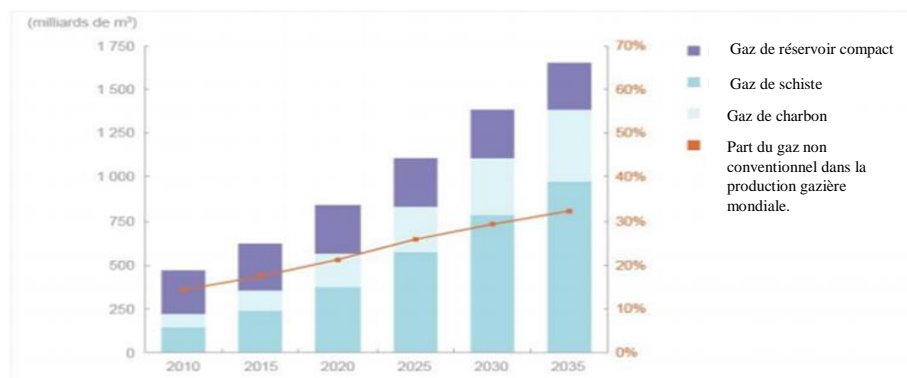


Figure II.02 : Evaluation de la production mondiale de gaz dit «non conventionnel».

A l'horizon 2020, l'AIE prévoit que la production mondiale de gaz de réservoir compact atteindra entre 200 et 280 milliards de m³ par an (figure II.02) , soit l'équivalent de près d'un mois de consommation de gaz dans le monde au rythme actuel.

II.5. Caractéristique des réservoirs compact :

Les hydrocarbures de réservoir compact peuvent être contenus dans des gisements particuliers, souvent de petite taille, situés dans des couches très peu poreuses et très peu perméables[3].

II.5.1. Porosité :

La porosité d'une roche correspond au rapport entre le volume des vides qui existent dans une roche et le volume total de cette dernière. Elle est exprimée en pourcentage. Dans le cas des réservoirs Tight, la porosité de la roche est souvent inférieure à 8% (figure II.03) alors que dans les réservoirs conventionnels la porosité est supérieure à 10%.

II.5.2. Perméabilité :

La perméabilité est un second paramètre important pour apprécier un réservoir géologique. Elle mesure la résistance du milieu à l'écoulement des hydrocarbures. Elle est exprimée en Darcy. La compaction des roches s'accompagne d'une recristallisation qui diminue fortement la connectivité des pores et donc la perméabilité. Les réservoirs Tight présentent des perméabilités inférieures au millidarcy (figure II.03) et ont ainsi des caractéristiques a priori défavorables à une extraction classique d'hydrocarbures. La perméabilité des différents gisements conventionnels est nettement supérieure au millidarcy, mais peut fortement varier. Des valeurs conventionnelles de porosité et de perméabilité avaient été retenues aux États-Unis comme indicateurs du caractère conventionnel ou non d'un gisement .

Selon ce critère, la notion de «Tight» dépend toutefois directement de la nature des hydrocarbures que l'on souhaite extraire. Ainsi, un réservoir avec des caractéristiques de porosité et de perméabilité données va être tantôt considéré comme «Tight» lorsqu'il contient du pétrole (moins facile à mettre en production) et tantôt considéré comme conventionnel s'il contient du gaz. Comme indiqué précédemment, la notion de «Tight» reste relative et il est parfois très difficile de définir si les hydrocarbures extraits proviennent de réservoirs compacts ou de mauvais réservoirs conventionnels.

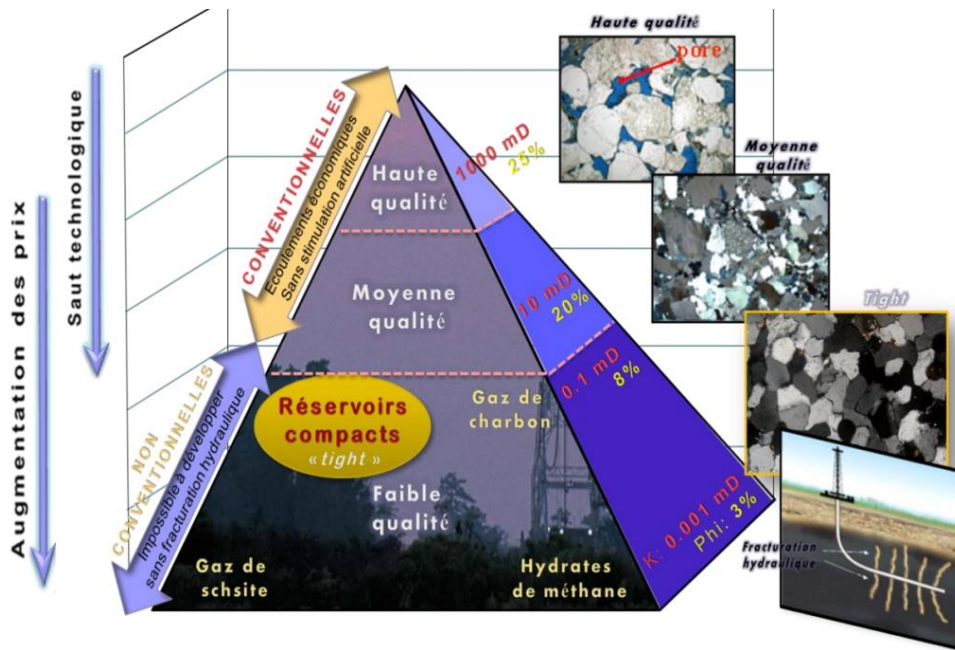


Figure II.03 : Triangle des ressources conventionnelles et non conventionnelles, et ordre de grandeur des propriétés pétrophysiques associées (Naik, 2002-modifié).

II.6. Classification des réservoirs naturellement fracturés :

Nelson (1999)^[4] identifie quatre principaux types de réservoirs naturellement fracturés en fonction de l'ampleur des fractures ayant modifié la porosité et la perméabilité de la matrice du réservoir (Figure II.04) [4].

- ❖ **Type01** : Les fractures fournissent l'essentiel de la porosité et de la perméabilité du réservoir.
- ❖ **Type02** : les fractures fournissent l'essentiel de la perméabilité du réservoir.
- ❖ **Type03** : les fractures aident à la perméabilité dans les réservoirs productifs.
- ❖ **Type04** : Les fractures ne fournissent pas une porosité additionnelle ou une perméabilité supplémentaire, mais elle crée une importante anisotropie du réservoir (barrière de perméabilité).

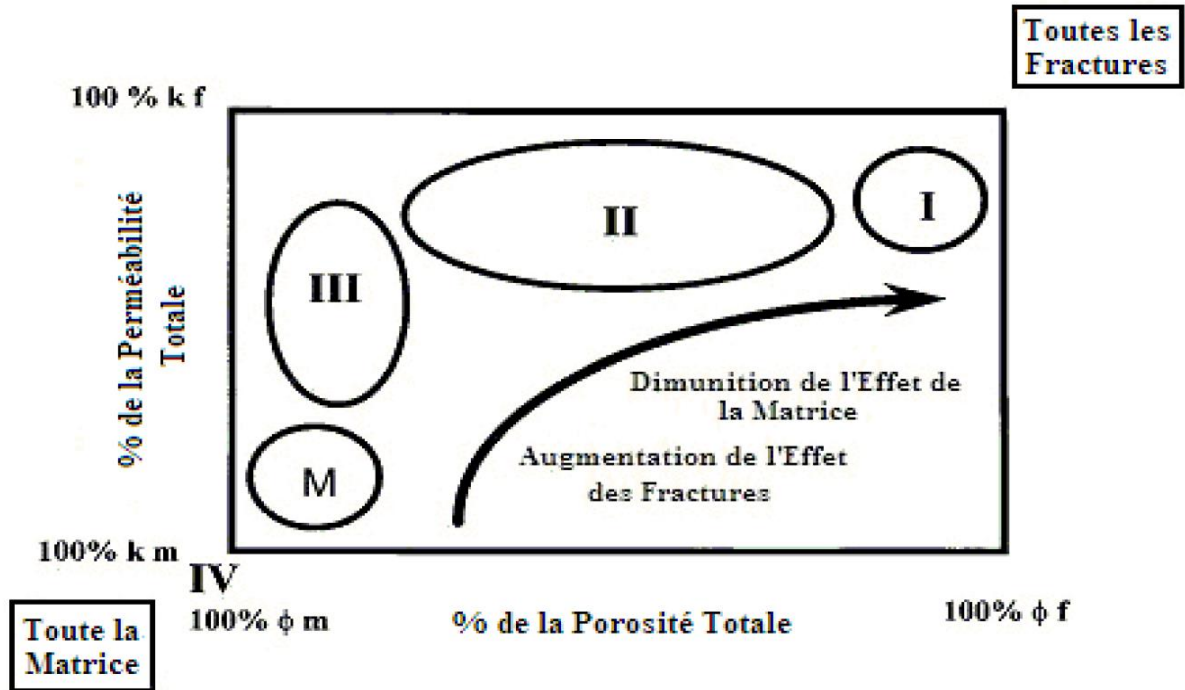


Figure II.04 : Types de réservoirs fracturés (d'après Nelson, 2001).

Avec

K_f : perméabilité de fracture

ϕ_f : porosité de fracture.

K_m : perméabilité de matrice

ϕ_m : porosité de matrice.

II.7. Répartition dans le monde et en Algérie :

II.7.1. Les réservoirs de type 01 :

Se trouve dans les champs Amal et Augila en Libye, les champs Lapaz et Mara dans Venezuela, les champs Ellenburger au Texas et les réservoirs Pré-Cambriens dans la Chine orientale, En Algérie se trouve Quartzite de Hamra (Rhourde Nous, ...).

En générale, les problèmes liés au réservoir de type 01 tournent autour de la délimitation de l'intensité et de l'étendue du système de fracture, ainsi que du volume final du réservoir.

❖ La fracture de type 01 fournit une porosité et une perméabilité essentielles :

- souvent une courbe de déclin rapide.
- un empiètement précoce possible.
- La taille et la forme de la zone de drainage sont difficiles à déterminer.
- nombreux puits de développement ajoutent un taux mais pas des réserves supplémentaires [4].

II.8. Caractéristique d'un réservoir compact naturellement fracturé :

Les réservoirs fracturés sont caractérisés par [5]:

❖ **Géologique** : La lithologie typique des réservoirs fracturés est le grès / siltstone et rarement carbonate.

Les réservoirs fracturés se caractérisent par un pendage structural élevé, formation de plis, les proximités des failles régionales.

❖ **petrophysiques** : Une faible porosité totale allons jusqu'à 01 %, représente la somme de porosité primaire (matrice) et porosité secondaire (fracture).

Une faible perméabilité totale allons jusqu'à 0.01 md, qui représente la somme de la perméabilité due à la porosité matricielle et la perméabilité due à la porosité de fracture.

Les réservoirs fracturés à une épaisseur important allons jusqu'à 200 m. Les réservoirs fracturés caractérisés un rayon de drainage très réduit.

❖ **Production** : Le développement et la production dans les réservoirs fracturés nécessitent des opérations de stimulation à savoir de la fracturation hydraulique pour une perméabilité faible, ou le forage de puits horizontaux ou la technique de forages multilatéraux. Les réservoirs fracturés présentent une forte hétérogénéité, d'où la difficulté d'accomplir les calculs de réserves avec les méthodes conventionnelles.

Les réservoirs fracturés se caractérisent par un grand gradient de pression à travers le réservoir, taux de déclin de pression et de production élevé.

Le facteur de récupération des réservoirs compacts globalement ne représente que 7% à 20%.

La récupération est tributaire des opérations de fracturation des puits.

II.9. Notions générales sur les fractures :

II.9.1. Définitions : il y a différents formes de fracture (figure II.05) [5].

❖ **Une fracture** : est une surface de discontinuités d'origine mécanique. Une fracture est la rupture d'une roche (déformation cassante) on caractérise une fracture par : le pendage, la direction, la longueur, l'ouverture, la morphologie et l'origine.

❖ **Une famille de fractures** : est un ensemble de fractures avec des attributs similaires, elle se caractérise par la direction, le pendage moyen, la distribution de longueur et la densité.

❖ **Un réseau de fracture** : rassemble un ensemble de famille de fractures, il se caractérise par le nombre de famille, la densité relative et leur connectivités.

❖ **Faille** : est une cassure de terrains avec déplacement relatif des deux blocs séparés.

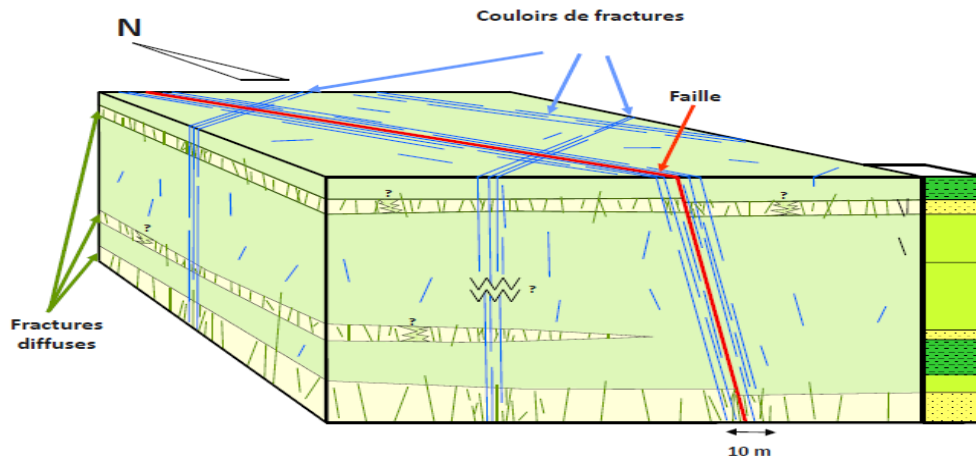


Figure II.05 : Différents formes du fractures.

II.10. Les classifications des fractures :

On distingue selon leur morphologie [5]

❖ Les fractures ouvertes : les fractures continues, les fractures discontinues. (Augmenter la perméabilité).

❖ Les fractures cimentées : (barrière de perméabilité)

On distingue selon leurs origines.

❖ Les fractures tectoniques :

- fractures de petites échelles : Joints.
- Fractures de grande échelle : Couloirs de fractures, fractures liées à une faille.

II.11. Reservoir Quartzite Hamra (RNS) :

Les réservoirs ordoviciens de quartzite de hamra constituent l'un de principal objectif pétrolier de la région de Rhourde Nouss. Dans plusieurs champs pétroliers les réservoirs compact surtout gréseux, caractérisés par l'existence des fractures et ces fractures considérées comme partie de porosité et perméabilité secondaire de la roche, il est épais d'environ 250 m. Les fractures sont importantes de point de vue productivité ou elles jouent un grand rôle de perméabilité. En effet, ces fractures améliorent l'écoulement des hydrocarbures au sein de réservoir. La porosité dans ces réservoirs est hétérogène et la perméabilité de la matrice est mauvaise, par fois inférieure à 0.1 mDarcy, par contre la perméabilité de la fracture peuvent atteindre des dizaines de mDarcy, Le volume des fractures ne représente que de faible pourcentage par rapport au volume total de porosité de réservoir. Tandis que l'intensité élevée

des fractures n'assure pas la productivité de réservoir sauf s'ils sont en connexion avec la porosité primaire saturée d'hydrocarbure.

L'origine et l'orientation des fractures sont liées directement aux tectoniques et aux contraintes régionales affectant le bassin [1].

II 12. Etat des reserves :

Les tableaux suivants représentent l'état des reserves[1] :

Tableau II.01 : Gaz (milliards de metres cube).

CHAMPS	RESERVOIR	VOLUMES INITIAUX EN PLACE PROUVEES	RESERVES RECUPERABLE	PRODUCTION CUMULEE AU 01/072017	REINJECTION CUMULEE AU 01/072016	Pourcentage récupéré Au 30-06-2016
RHOURDE NOUSS	T.A.G.S	238,39	172,65	317,93	236,626	47,09%
RHOURDE ADRA		51	25	52,23	40,145	48,34%
RHOURDE HAMRA		26,97	15,82	11,83	1,552	64,97%
RHOURDE CHOUFF		13,91	12,26	8,79		71,70%
DRAA ALLAL		1,13	0,69	0		0,00%
SOUS TOTAL		331,4	226,42	390,78	278,323	49,67%
RHOURDE NOUSS	INFRA TAGS	31,21	21,69	19,58		90,27%
RHOURDE HAMRA		9,56	5,26	1,52		28,90%
RHOURDE HAMRA SUD EST		5	2,9	0		0,00%
Rhourde Adra Est		1,1	0,55	0,001		0,18%
SOUS TOTAL		46,87	30,4	21,101		69,41%
QUARTZ. HAMRA	QUARTZ. HAMRA	146,76	75,27	6,499		8,63%
TOTAL REGION		525,03	332,09	418,38	278,323	42,17%

Tableau II.02 : Condensat (millions de tonnes).

CHAMPS	RESERVOIR	VOLUMES INITIAUX EN PLACE PROUVEES	RESERVES RECUPERABLES	PRODUCTION CUMULEE AU au 01/07/2016	Pourcentage récupéré Au 30-06-2016	
RHOURDE NOUSS	T.A.G.S	39,59	36,88	26,74	72,50%	
RHOURDE ADRA		16,26	9	6,86	76,20%	
RHOURDE HAMRA		6,76	3,36	1,98	58,94%	
RHOURDE CHOUFF		1,59	1,31	0,91	69,76%	
DRAA ALLAL		0,09	0,04	0,00	0,00%	
SOUS TOTAL		64,29	50,59	36,49	72,13%	
RHOURDE NOUSS	INFRA-TAGS	4,88	2,94	2,5324	86,14%	
RHOURDE HAMRA		2,03	0,84	0,1153	13,73%	
RHOURDE HAMRA SUD EST		0,95	0,44	0	0,00%	
Rhourde Adra Est		0,71	0,39	0,00004	0,01%	
SOUS TOTAL		8,57	4,61	2,65	57,43%	
QUARTZ. HAMRA	QUARTZ. HAMRA	37,13	14,86	0,83	5,59%	
TOTAL REGION		110	70,06	39,97	57,05%	

CHAPITRE III
GENERALITE SUR GEOMECANIQUE
ET
FRACTURATION HYDRAULIQUE

III. Introduction :

On dit souvent que les «3G» (Géologie/Géophysique/Gisement) sont les trois piliers de l'exploration et de l'appréciation pétrolière conventionnelle. Dans le cas des Tight gas and Tight Oil, un «4^{ème} G» vient se superposer est la géomécanique, leur utilité c'est l'étude des propriétés mécaniques d'une roche. Elle inclut la détermination des propriétés physiques et ses effets tels que la résistance à la flexion, résistance à l'écrasement, une résistance au cisaillement, le module d'élasticité, de porosité, la perméabilité et la densité, ainsi que leurs interrelations.

III.1.L'importance de La géomécanique dans La fracturation hydraulique :

❖ La fracturation hydraulique qui consiste à fissurer la roche réservoir par injection de fluide à haute pression et à maintenir la fracture créer ainsi ouverte en introduisant un agent de soutènement qui vont empêcher la fermeture des fissures afin d'augmenter la productivité des puits.

Par le biais de la géo-mécanique, on peut déterminer les propriétés mécaniques de la roche, les contraintes en site qui s'exercent sur le réservoir, le calcul de la déformation et la rupture massive causée par la fracturation hydraulique et la détermination de la géométrie finale de la fracture [6].

III.2. Les différentes étapes d'études géomécanique :

La détermination des propriétés mécaniques des roches passe par deux types d'essais [6] :

III.2.1. Essai dynamique :

Qui détermine les propriétés mécaniques des roches sans savoir à l'écraser. Donc ce sont des essais non destructifs, et les propriétés déterminées sont des propriétés mécaniques dynamiques. La méthode la plus utilisée pour ce type d'essai est la digraphie.

III.2.2. Essai statique :

Qui consiste à écraser dans un laboratoire des échantillons prélevés dans le cœur de la carotte extraite du fond du puits. Il s'agit d'essais destructifs (pas de possibilité de récupérer l'échantillon), et les propriétés obtenues par ce type d'essai sont dites propriétés élastiques statiques.

Ces deux essais sont complémentaires, car les essais statiques donnent les valeurs vrais (les vrais paramètres mécaniques) mais ils ont l'inconvénient d'être des essais destructifs et discontinus, par contre, les essais dynamiques sont des essais non destructifs et continus mais

ne donnent pas les vrais valeurs, pour cela des tentatives de corrélation entre les essais statiques et les essais dynamiques ont été mises en œuvre afin de relier ces deux paramètres.

III.3. Les contraintes exercées :

Prendre en considération la situation illustrée dans la figure (figure III.01), dans laquelle un bloc de matériau de surface A dans le plan perpendiculaire à la ligne d'action de la force F. Par conséquent, le stress σ est donnée par [6]:

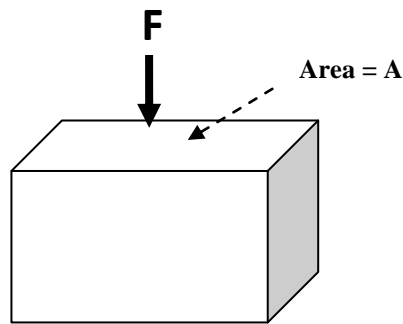


Figure III.01 : Détermination de la contrainte (stress).

$$\sigma = \frac{F}{A} \quad (\text{III.1})$$

Avec

σ : Contrainte.

F : Force normal.

A : Surface.

Notez que ceci est très similaire à la formule de calcul de la pression. Le stress et la pression ont les mêmes unités et sont essentiellement la même chose de l'énergie stockée.

III.4. La déformation :

Le strain ϵ est une mesure de la déformation d'un corps soumis à une contrainte (Figure III.02) [6].

$$\epsilon = \frac{\Delta L}{L_1} = \frac{L_2 - L_1}{L_1} \quad (\text{III.2})$$

Avec

ε : Déformation.

ΔL : Allongement.

L_1 : Longueur initial.

L_2 : Longueur final.

Donc la déformation (Strain = allongement) est adimensionnelle par définition c'est un rapport entre le changement de longueur par rapport à la longueur initial

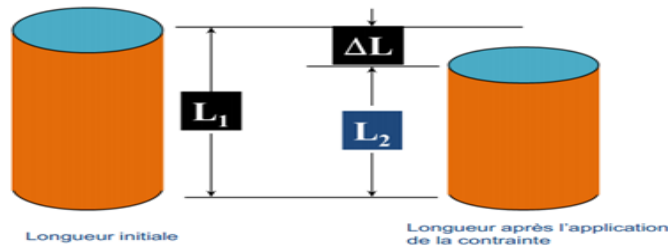


Figure III.02 : Déformation d'un échantillon.

III.5. Coefficient de Poisson :

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 [7].

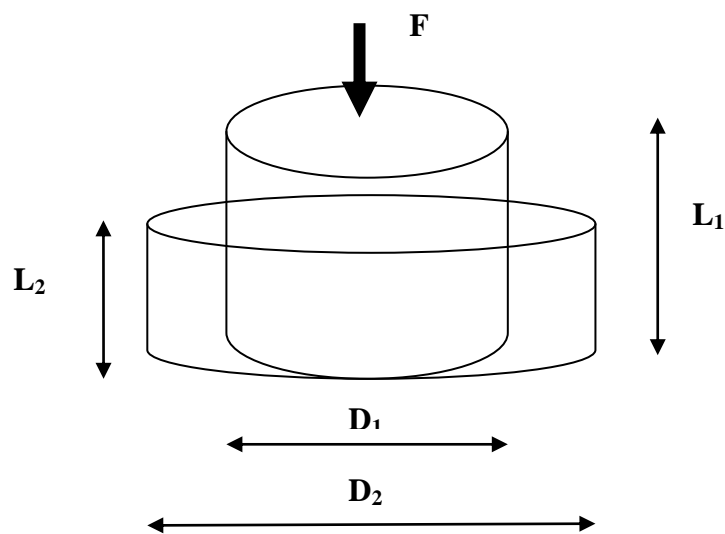


Figure III.03 : Déformation axiale et latérale.

- ❖ La déformation axiale :

$$\varepsilon_1 = \varepsilon_{axial} = (L_1 - L_2) / L_1 \quad (\text{III.3})$$

- ❖ La déformation latérale (diamétrale) :

$$\varepsilon_2 = \varepsilon_{circ} = (D_1 - D_2) / D_1 \quad (\text{III.4})$$

- ❖ Le coefficient de Poisson est :

$$\nu = \frac{-\varepsilon_2}{\varepsilon_1} \quad (\text{III.5})$$

A titre d'exemple le tableau suivant donne les intervalles de valeurs de coefficient de Poisson pour certaines roches.

Tableau III.01 : Valeurs approximatives du coefficient de Poisson.

Type de roche	ν
Grés	0.15 à 0.25
Calcaires	0.25 à 0.30
Marnes	0.40 à 0.45
Sels	0.30 à 0.40

III.6. Module de Young :

Le module de Young, E, (le module d'élasticité) est défini par la loi de Hook comme suit [8]:

$$E = \frac{\sigma_a}{\varepsilon_a} \quad (\text{III. 6})$$

ε_a : La déformation axiale.

σ_a : Contrainte axial appliquée sur l'échantillon.

Le module de Young 'E' est le rapport de la contrainte sur la déformation. Comme la déformation est adimensionnelle, 'E' a les mêmes unités que la contrainte. Le module de Young est une mesure de combien un matériau se déforme de manière élastique lorsqu'une charge est appliquée sur lui. Ceci est un autre terme pour la dureté (tableau III.02).

Le module de Young de la roche saturée en eau ou huile est en général inférieur au module de la roche sèche.

Tableau III.02 : Valeurs approximatives du module de Young pour différentes formations.

Type de roche	E (bars)
Sable peu consolidés	10 000 à 50 000
Grès très argileux	50 000 à 100 000
Marnes, calcaires tendres	60 000 à 100 000
Grès consolidés	200 000 à 300 000
Grès très consolidés	300 000 à 500 000
Calcaires durs et très durs	500 000 à 1 000 000

III.7. Coefficient de cisaillement G :

En pratique, on utilise souvent le coefficient de cisaillement G relié aux coefficients de Poisson et le module de Young par la relation suivante [9]:

$$G = \frac{E}{2(1-\nu)} \quad (\text{III.07})$$

III.8. Le comportement des matériaux:

Les figures suivantes représentent la contrainte exercée sur la roche en fonction de déformation [9]:

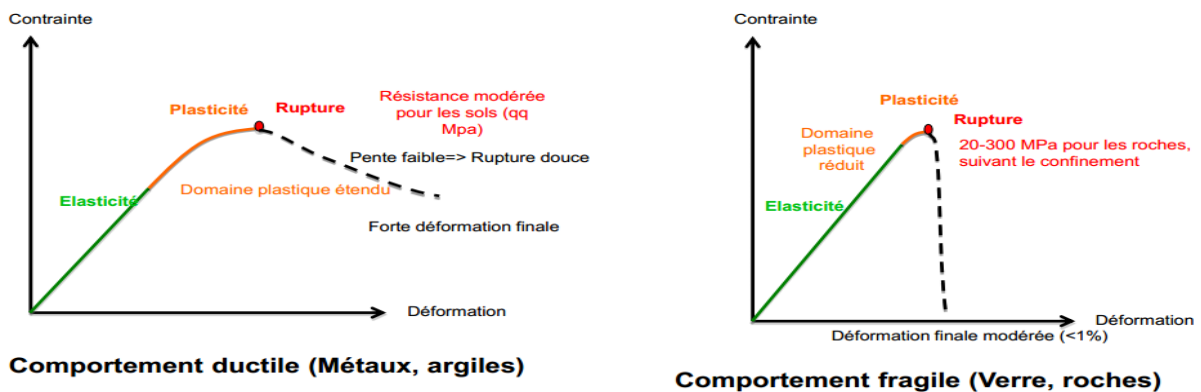


Figure III.04 : Comportement des matériaux.

III.9. La rigidité d'un matériau :

On peut définir la rigidité d'un corps de la manière suivante :

Un matériau sera plus rigide qu'un autre, s'ils sont soumis à la même contrainte, il subit une déformation plus faible [9].

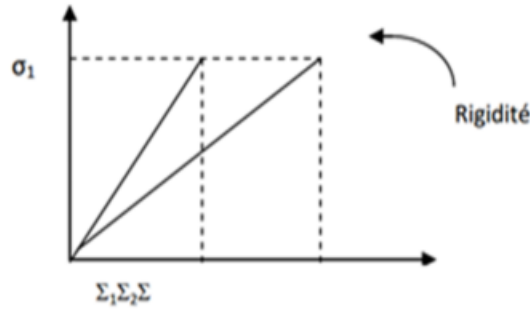


Figure III.5 : La rigidité d'un matériau.

III.10. L'état des contraintes dans la nature :

Pour une étude géomécanique, l'analyse des contraintes dans la nature est fondamentale. La surface de la terre étant libre elle soumise à trois contraintes normales [9] :

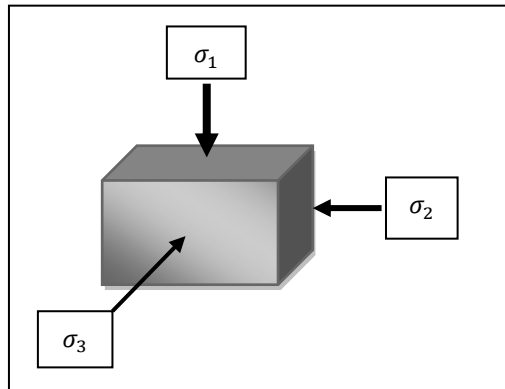


Figure III.06 : Etat de contrainte dans la nature.

σ_1 : contrainte verticale « overburden stress ».

σ_2 : contrainte horizontale maximum « S_H ».

σ_3 : contrainte horizontale minimum « S_h ».

Contrainte verticale « overburden stress » est toujours la contrainte maximum.

III.10.1. L'origine des contraintes dans la nature:

Les éléments naturels qui influent sur les contraintes sont :

- ❖ La gravité.
- ❖ La tectonique.
- ❖ Le diapirisme et le mouvement des argiles.
- ❖ Diminution de la pression des pores.

III.10.2. La direction des contraintes:

L'Analyse de la direction de la contrainte horizontale est une partie importante dans l'étude géomécanique, car elle renseigne sur le régime de contrainte régnant à l'intérieur du réservoir. La connaissance de cette direction permet également d'optimiser l'orientation des

perforations pour la fracturation hydraulique d'une part et d'autre part, donne un aperçu sur l'instabilité du puits (Break-out).

Quelques indicateurs de la direction des contraintes:

- ❖ Etude géologique.
- ❖ Imagerie du puits.
- ❖ Caliper orienté.
- ❖ à partir des essais aux laboratoires.

III.10.3. La magnitude des contraintes:

- ❖ la contrainte verticale est calculée à partir du log de la densité et estimé à l'aide de la diagraphie de densité.

En supposant une stratification horizontale des couches à forer (figure III.07), la contrainte verticale s'obtient par la relation suivante :

$$S_v = \rho_{log} \cdot g \cdot z \quad (III.08)$$

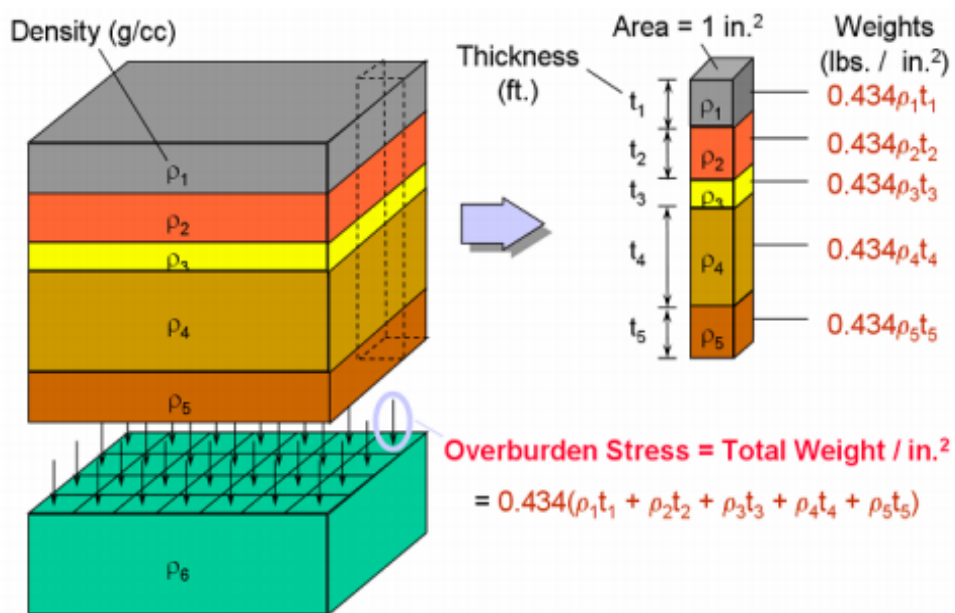


Figure III.07 : Superposition des contraintes.

- ❖ **La contrainte horizontale mineure** : Le leak off test, mini frac, données de forage (perte de boue,...), à partir d'un modèle mathématique (figure III.08).
- ❖ **La contrainte horizontale maximum** : à partir d'un modèle mathématique (figure III.08).

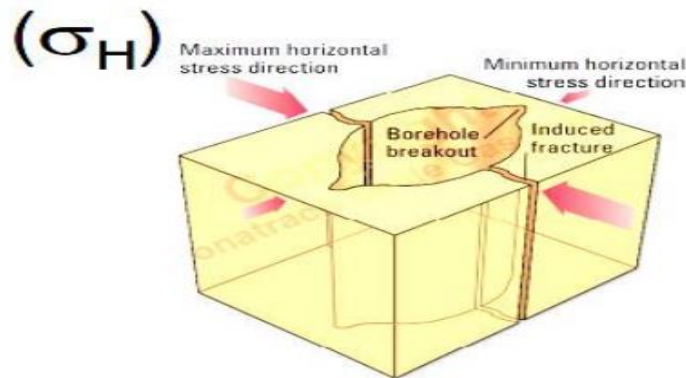


Figure III.08 : Différents types des contraintes horizontales.

III.11. La technique de fracturation hydraulique : [10]

C'est une fissuration massive d'une roche par l'injection d'un fluide sous pression. Cette technique elle permet d'extraction (huile et le gaz) dans des matrices de faible porosité et perméabilité.

III.11.1. But de la Fracturation Hydraulique :

Elle vise à augmenter ou rétablir la vitesse à laquelle les Hydrocarbures peuvent être produit et extraits à partir d'un réservoir souterrain, dont (c'est de plus en plus le cas) pour des réservoirs dits non-conventionnels tels que lits de charbon ou de schistes et les réservoirs compacte (Tight) n'ayant pas pu être exploités par les méthodes conventionnelles. La fracturation hydraulique vise le plus souvent à permettre l'extraction de gaz naturel et de pétrole à partir de formations géologiques profondes (1 à 4 Km voire 5 Km souvent). À cette profondeur, le substrat est généralement insuffisamment poreux ou perméable pour permettre au gaz naturel et/ou au pétrole de s'écouler dans le substrat jusqu'au puits à une vitesse permettant de rentabiliser le coût du puits par la vente des hydrocarbures.

La fracture d'une couche ciblée de roche renfermant des hydrocarbures fournit un chemin conducteur reliant une plus grande surface du réservoir au puits, ce qui augmente la zone prospectée par le système puits/réseau de fissures, d'où le gaz naturel et des liquides peuvent être récupérés de la formation ciblée.

III.12. Les étapes de la fracturation hydraulique :

III.12.1. Modélisation :

La fracturation hydraulique est une technique qui doit être contrôlée par système informatique tout au long de la réalisation. Des logiciels sont utilisés pour modéliser la structure des schistes, de la roche mère, l'évolution de l'environnement géologique avec la profondeur, etc...

On peut aussi réaliser une cartographie des fractures micro-sismiques pour voir comment la roche réagirait à la fracturation.

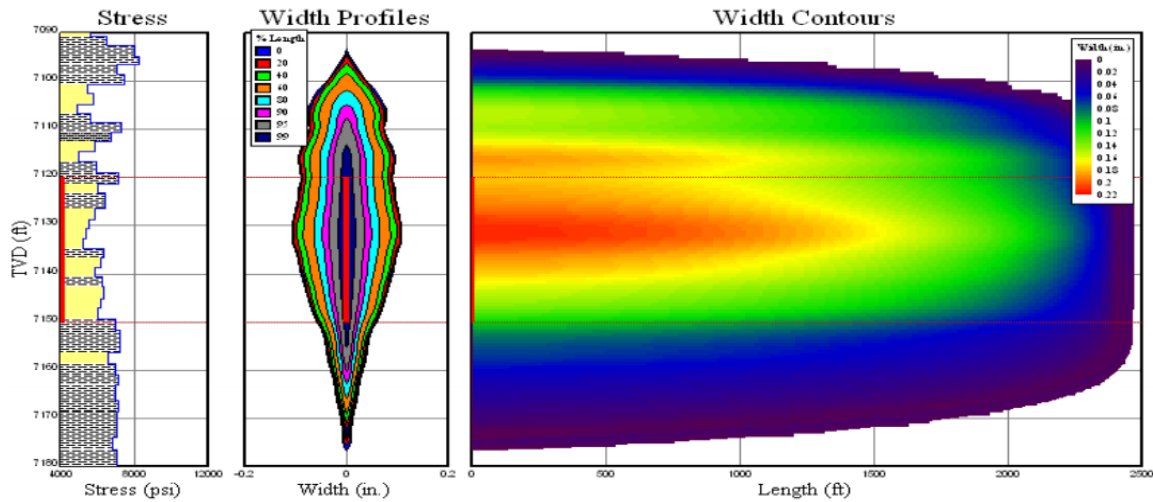


Figure III.09 : Exemple de modèle de guidage avant la fracturation.

III.12.2. Tests :

A. Teste d'injectivité :

Leur objectif est de déterminer :

- ❖ L'absorption de la roche.
- ❖ Le gradient de fracturation.
- ❖ La Conductivité de la roche.

Pour maîtriser cette opération il faut obérer les deux étapes suivantes:

1. Step rate : injecte le fluide par débit déférent progressif jusqu'à la fracturation.
2. Teste à débit constant.

B. Data frac :

Pour déterminer :

- ❖ le temps de fermeture.
- ❖ La pression de fermeture.
- ❖ Largeur, hauteur, épaisseur de fracture.

III.12.3. Explosion :

On introduit des fusibles avec des charges explosives aux endroits ciblés.

III.12.4. Substages :

Dans le cas d'un forage vertical, on ne réalise qu'une seule explosion, appelée « stage », dont chacune des étapes est nommée « Substage » et correspond à l'introduction des différents volumes et compositions du liquide de fracturation. Pour un forage horizontal, comme la pression ne peut être maintenue suffisamment forte sur tout le long de la partie horizontale du

tuyau (de 1000 à 5000 feets de long), une seule stimulation ne suffit pas. On départage alors le tuyau en 2 à une dizaine de stages au maximum. Il faut environ 3600 000 gallons d'eau par stage.

- ❖ **Premier stade :** est un traitement à l'acide, le plus souvent de l'acide chlorhydrique qui sert à rincer le forage de tous les déchets dus à la perforation et à l'explosion. La concentration en acide varie, sa valeur moyenne serait de 15%, lui-même dilué dans de l'eau (2% d'acide pour 98% d'eau). Le pourcentage est faible, mais en réalité, étant donné les quantités énormes d'eau mobilisée, ce sont plusieurs centaines de tonnes de produits chimiques qui vont être introduits dans le puits.
- ❖ **Deuxième stade :** est l'introduction du slick water pad, il s'agit d'un mélange de liquide fracturation à base d'eau et d'un agent réducteur de friction. Il doit occuper tout le volume du forage et des failles créées par la perforation. Le slick water pad va alors créer un réseau de failles autour des fractures. Ce mélange facilite la circulation et l'insertion des proppants et résiste plus facilement à la haute pression que l'eau seule.
- ❖ **Troisième stade :** est l'introduction de gros volumes d'eau chargée en produits chimiques et surtout en particules très fines, que l'on nomme les proppants. Celles-ci ont pour rôle de garder ouvertes les fissures dans la roche, qui sinon se refermeraient étant donné les hauts niveaux de pression à cette profondeur. On utilisait au départ que des sables classiques (type siliceux), mais de plus en plus les compagnies utilisent de la poussière d'aluminium, de céramique, de bauxite...
- ❖ **Les stades suivants :** correspondent à l'augmentation progressive de la taille des proppants accompagnée d'une réduction du volume d'eau introduit à chaque étape. Les grains fins ont pénétrés le plus loin dans les failles de la roche, et les gros grains maintiennent les « sorties de failles » plus ouvertes. Ils peuvent y avoir environ 8 substages de ce type.

III.12.5. Rinçage :

À l'eau du forage pour éliminer les excès de proppants dans le tubing.

III.12.6. Extraction :

Du gaz qui s'échappe des roches.

CHAPITRE VI
PARTIE PRATIQUE

Interprétation du test DST du puits « RNZ129»

Le but 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.

VI. 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 VI.01).

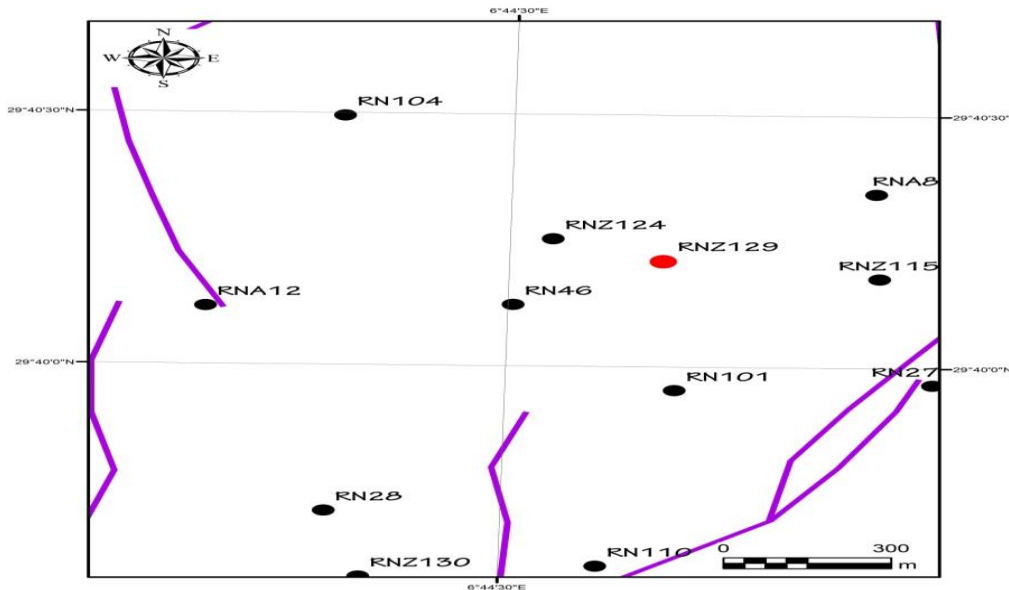


Figure VI.01 : Carte de positionnement.

VI.1. Données d'interprétations :

Généralement la profondeur atteinte lors du forage est 4310 m (MD) à la couche QH et le test a été réalisé le 01/04/2016. Avec les propriétés petro-physique et les données PVT suivantes
 Pour les données PVT, elles sont tirées du rapport PVT de l'effluent du puits RN104 :

Tableau VI.01 : Représentatif des données petro-physique PVT utilisées.

H_{utile}	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 g	0.737
Densité c	0.771

VI.2. Données de test sur séparateur :

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

Tableau VI.02 : Représentatif des performances sur duse.

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	70.3

VI.3. Interprétation et analyse :

L'interprétation est accomplie avec le logiciel SAPHIR version 4.02 et présentée sous forme d'une courbe (Figure VI.02) et de tableau récapitulatif (Tableau VI.03).

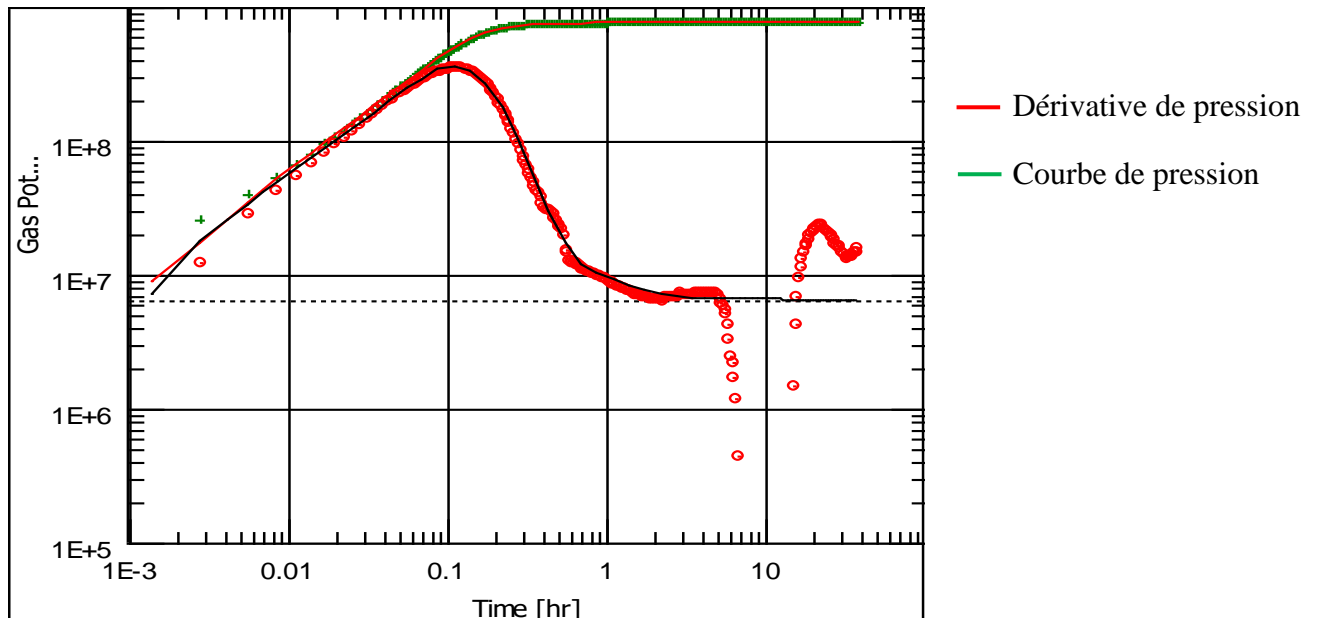


Figure VI.02 : Courbe log-log représentative de le dérivée de pression en fonction du temps « calculée et observée » DST (RNZ129).

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.

Le modèle sélectionné est le Change wellbore Storage, skin effect, homogene

VI.4. 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 VI.03 : Résultats d'interprétation (RNZ129).

C	0.0154 m ³ cm ² /kg
Total Skin	49.7
kh, total	203.455 md.m
K	1.36 md
$\Delta P (S_t)$	2556 Psi

VI.4.1. 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.

VI.5. Modélisation et optimisation de la fracturation hydraulique :

VI.5.1. 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 de 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 withd profil.

A. Module de Young et coefficient de Poisson :

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

Tableau VI.04 : Propriétés mécanique de puits RNZ1.

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 :

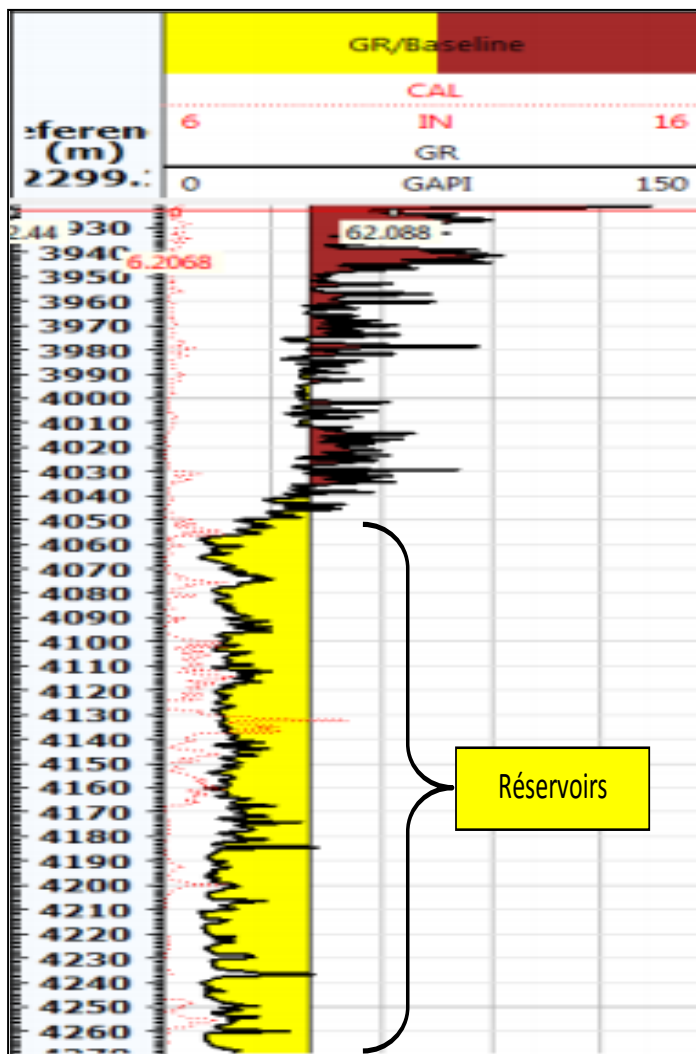


Figure VI.03 : Log gamma ray

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 courbe 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 VI.05 : Données densités et de profondeur de puits RNZ129.

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 :

$$Sv = \rho * g * z \quad (VI.1)$$

Avec :

Sv : Contrainte verticale.

ρ : Densité.

g : Gravité.

z : Profondeur.

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

Tableau VI.06 : Résultats de la contrainte verticale.

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_{S_v}) :

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

$$G_{S_v} = \frac{S_v}{Z} \text{ (Psi/ft)} \quad \text{(VI.2)}$$

Tableau VI.07 : Résultats de gradient de contrainte verticale.

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}).

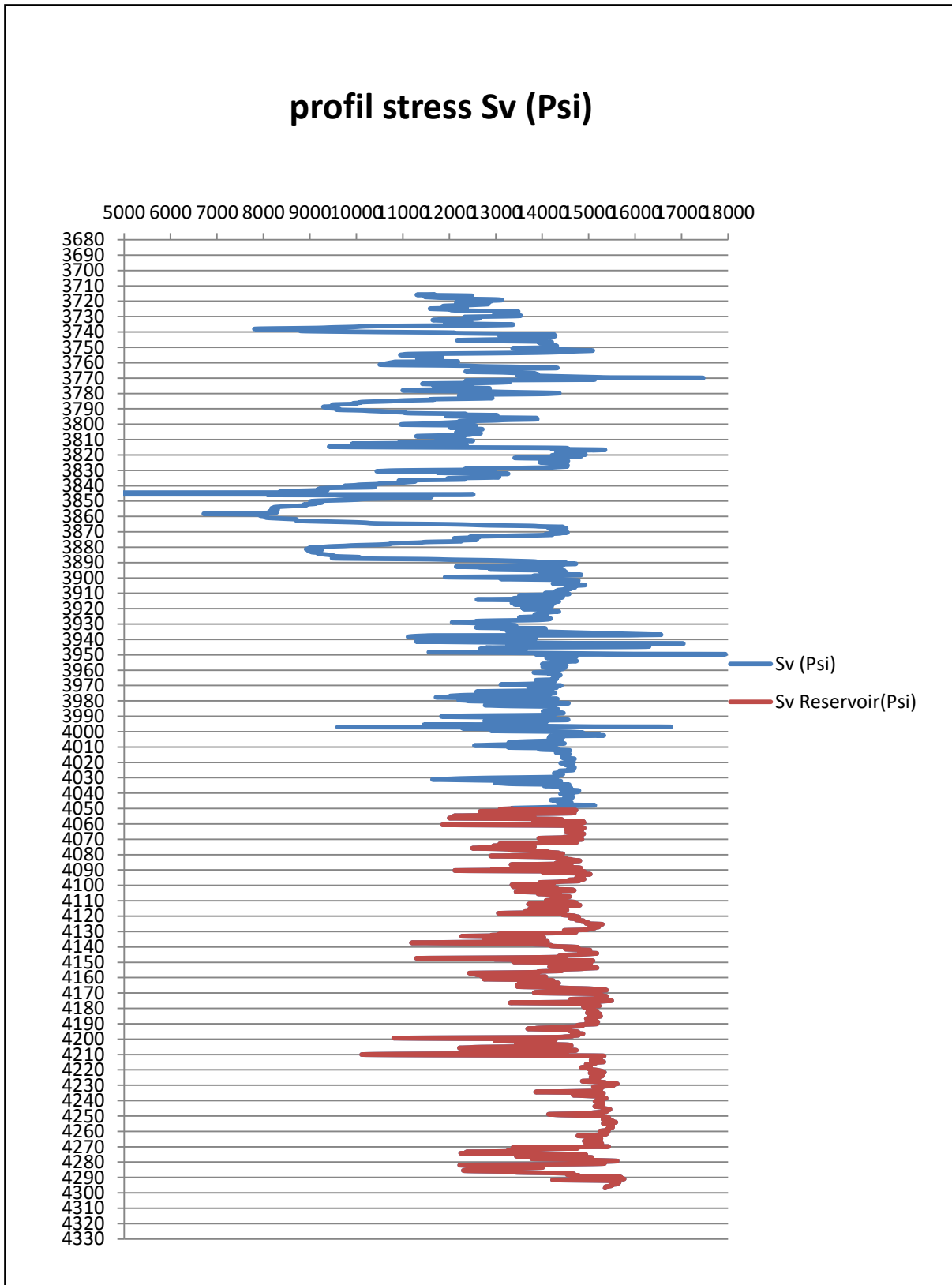


Figure VI.04 : Profil stress S_v .

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.

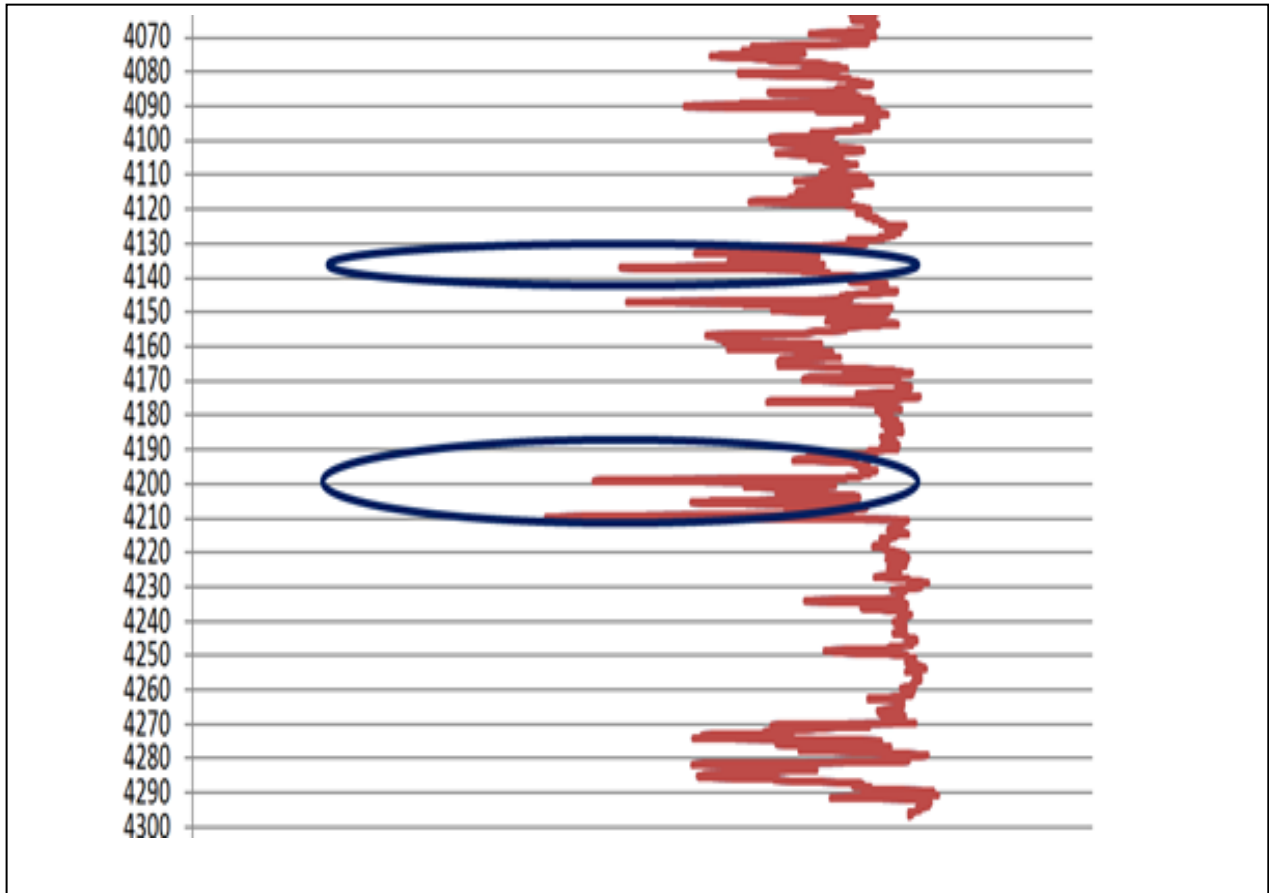


Figure VI.05 : Intervalles ou la contrainte verticale sont minimums.

Interprétation :

La figure ci-dessus montre deux intervalles ou 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 VI.06), on remarque que ce puits est complété par un liner crépine. Cette complétion affecte négativement le passage de proppants donc l'opération de fracturation.

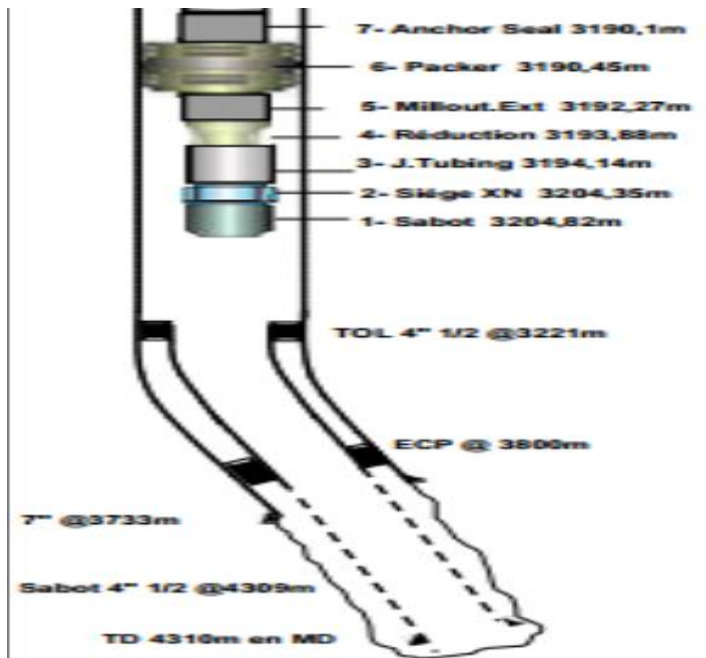


Figure VI.06 : Complétion du puits RNZ129.

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 VI.08 : 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 :

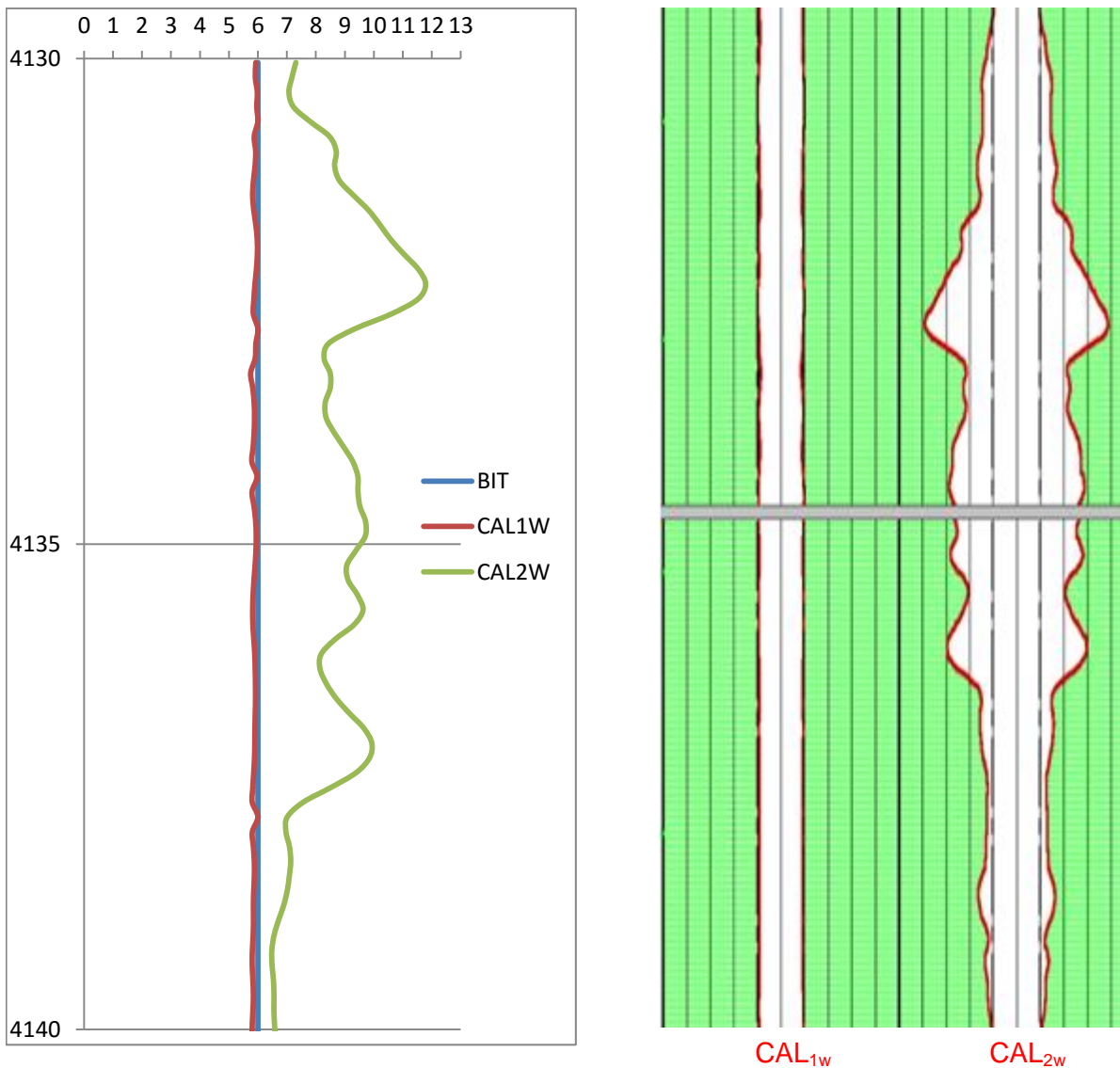


Figure VI.07 : Logs de (BIT), (CAL_{1w}), (CAL_{2w}) dans l'intervalle 1.

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) :

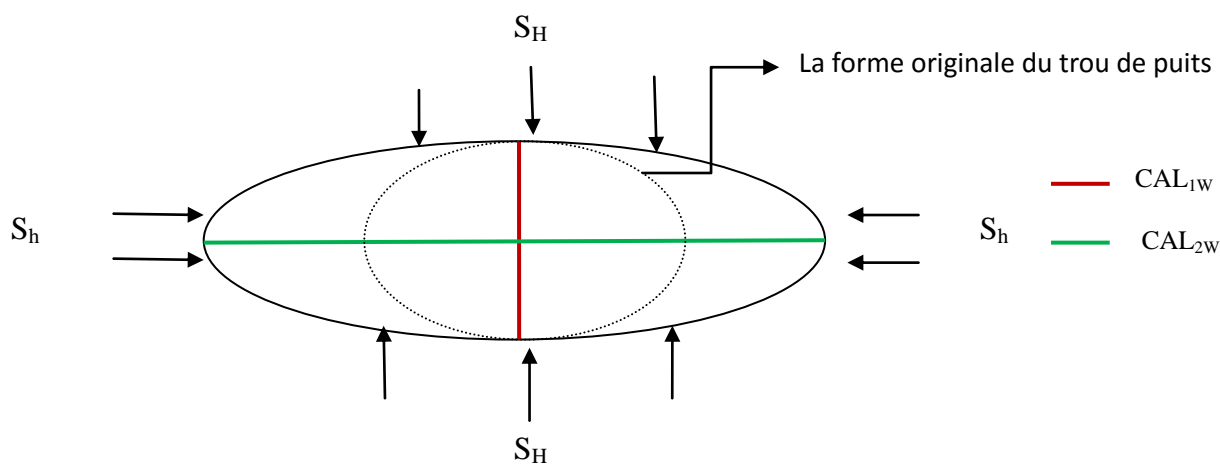


Figure VI.08 : Etat du puits zone 1.

La direction des perforations (zone 1) :

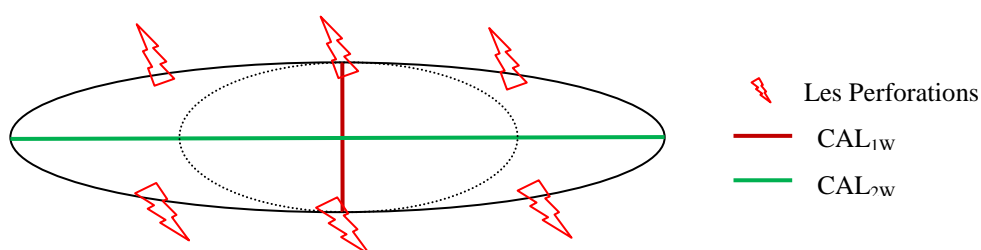


Figure VI.09 : Direction des perforations zone 1.

NB :

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

Intervalle 2 :

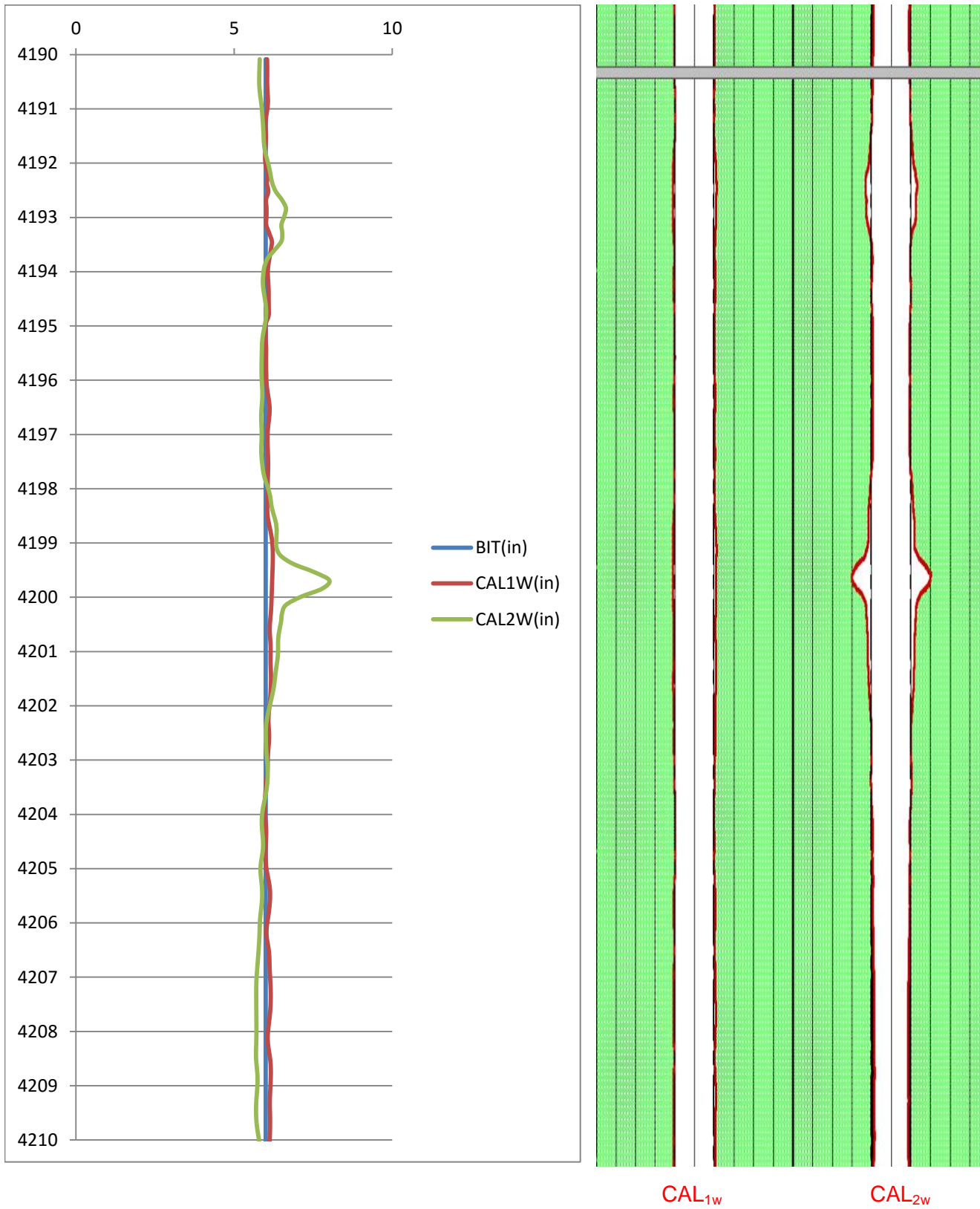


Figure VI.10 : Logs de (BIT), (CAL_{1w}), (CAL_{2w}) dans l'intervalle 2.

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 de puits (zone 2) :

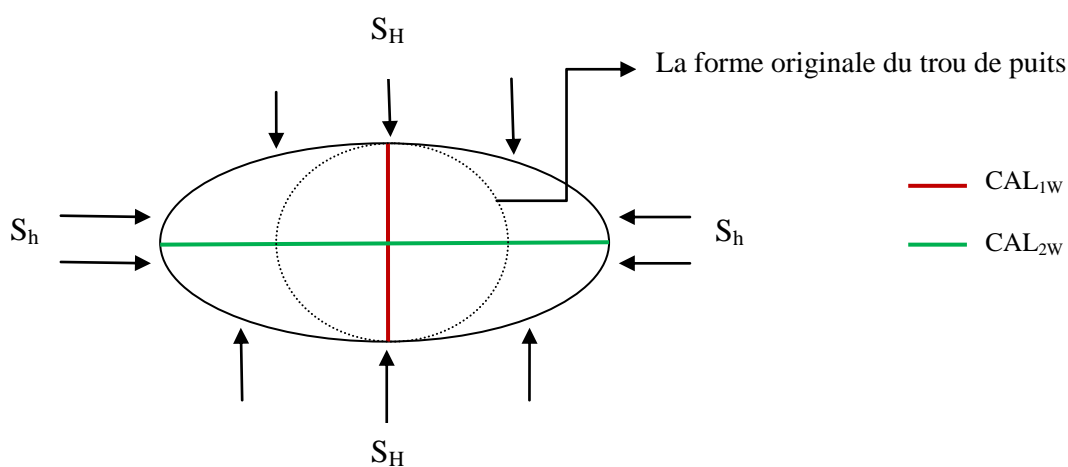


Figure VI.11 : Etat du puits zone 2.

La direction des perforations (zone 2) :

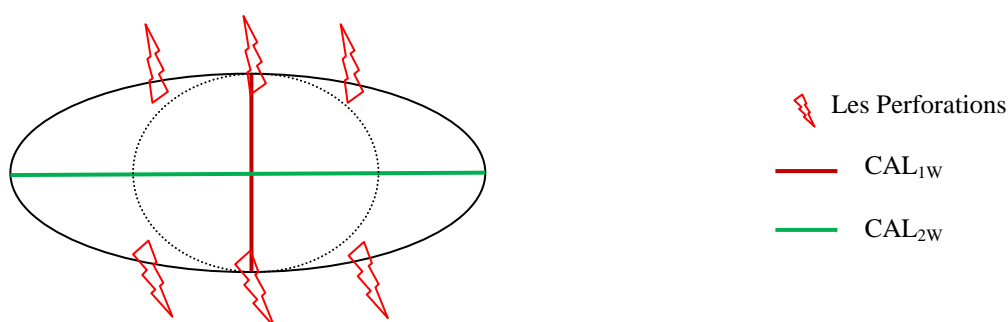


Figure VI.12 : Direction des perforations zone 2.

NB :

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

Etat de puits (zone 3) :

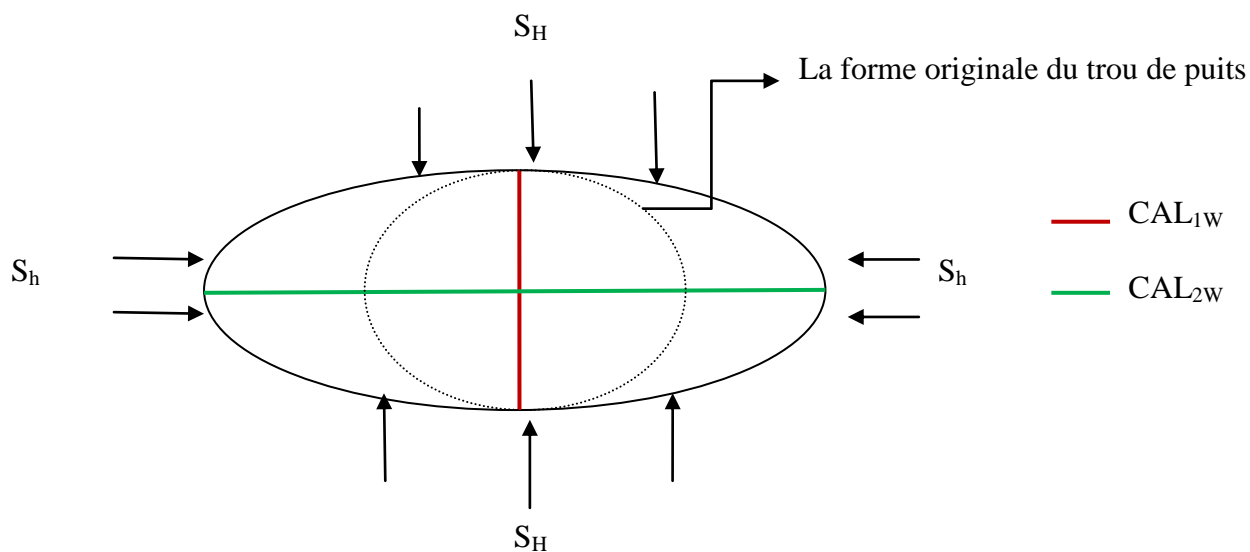


Figure VI.13 : Etat du puits zone 3.

La direction des perforations (zone 3) :

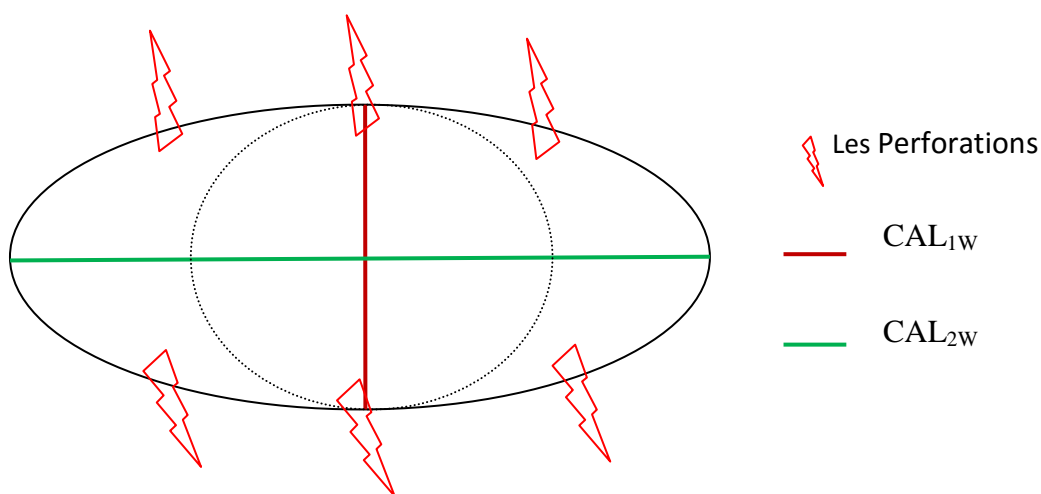


Figure VI.14 : Direction des perforations zone 3.

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 ($T_{réservoir} = 125.66 \text{ } ^\circ\text{C}$) 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 VI.09 : Quantité de proppants injecté.

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 VI.15, Tableau VI.10 et Tableau VI.11)

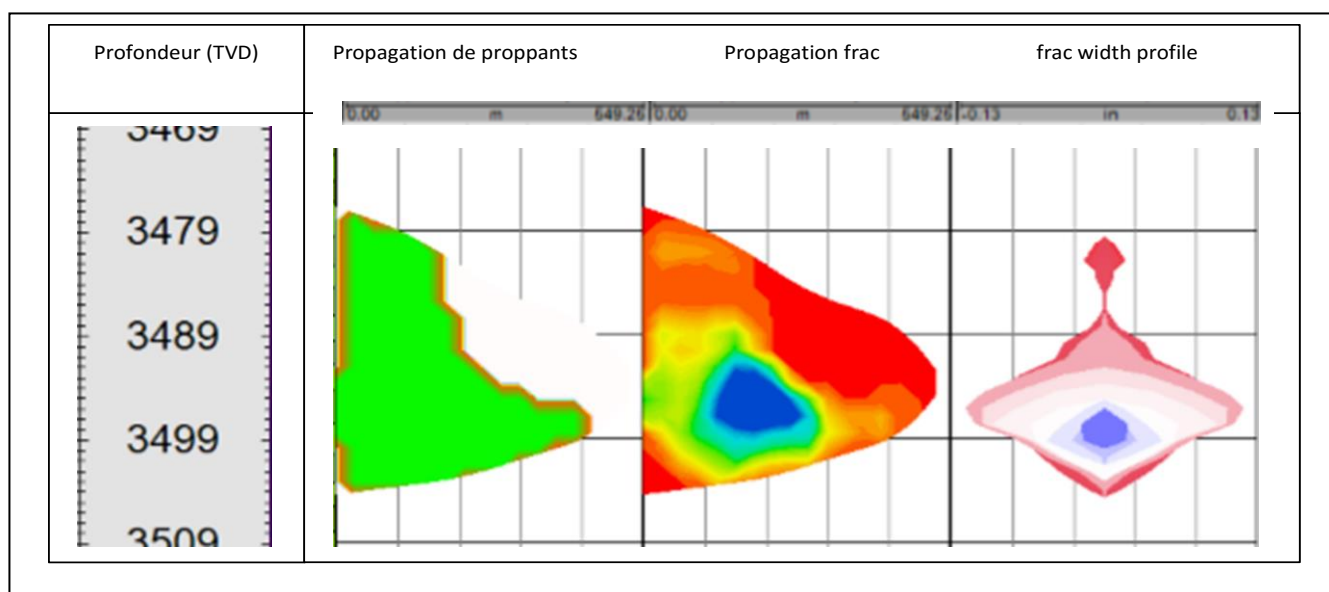


Figure VI.15 : Propagation du proppants et frac.

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 VI.10 : Propagation et Géométrie de fracture.

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 V.11 : Valeurs de (T_f , ΔP_{net} , P_{max} , Kh , Fcd).

Temps de fermeture	$T_f = 43.52$ min
Différence de pression nette	$\Delta P_{net} = 2791$ Psi
Pression surface maximale	$P_{max} = 7723$ Psi
Conductivité	$K_f W_f = 362.59$ md.m
Fracture conductivity dimensionless	$Fcd = 2.46$

V.5.2. 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 perforé 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 traite 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 VI.12 : Programme de Test d'injection

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 :

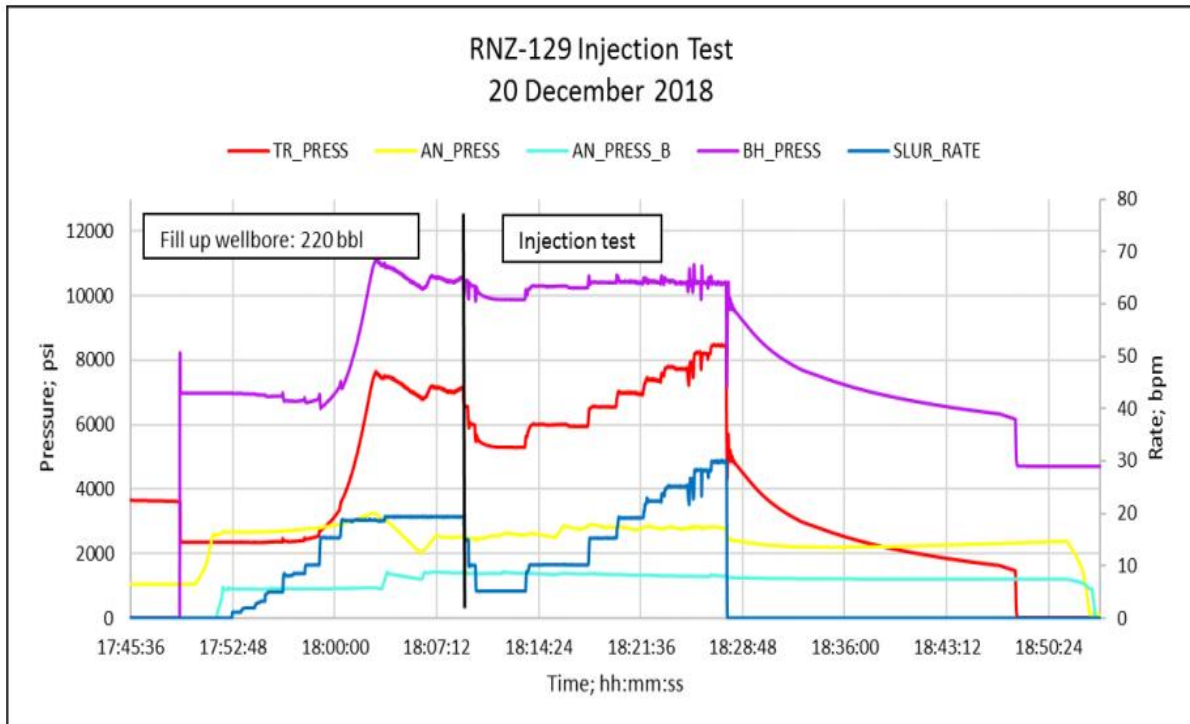


Figure VI.16 : Plot du test d'injection.

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 16.9bpm 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 VI.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 ($T_{\text{réservoir}} = 125.66 \text{ c}^\circ$) 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 29bpm. 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 VI.13 : Programme de pompage exécuté, DataFRAC RNZ129.

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 :

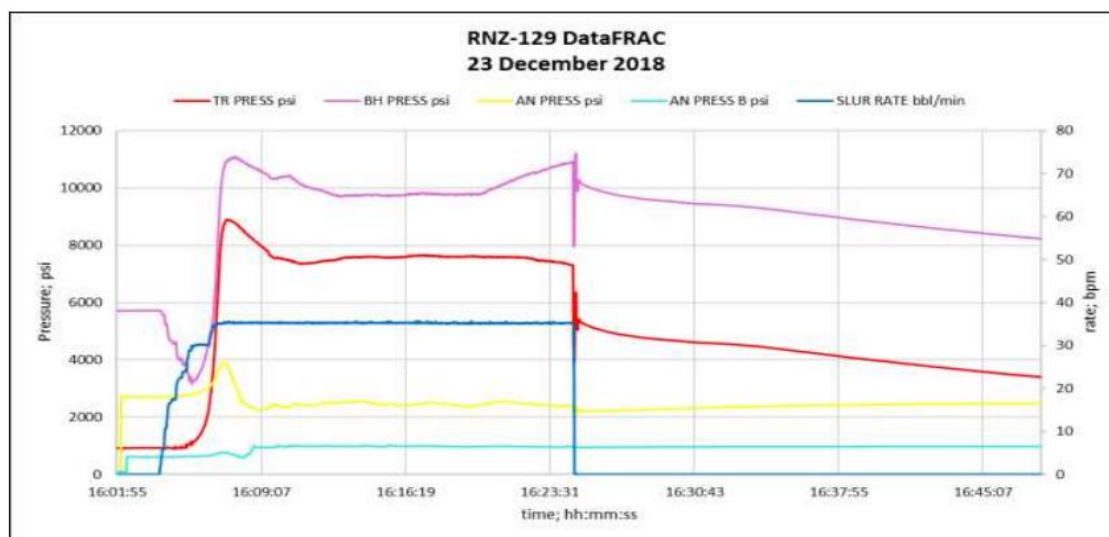


Figure VI.17 : Enregistrement des pressions pendant l'opération de DataFRAC.

a. Détermination de l'ISIP:

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.

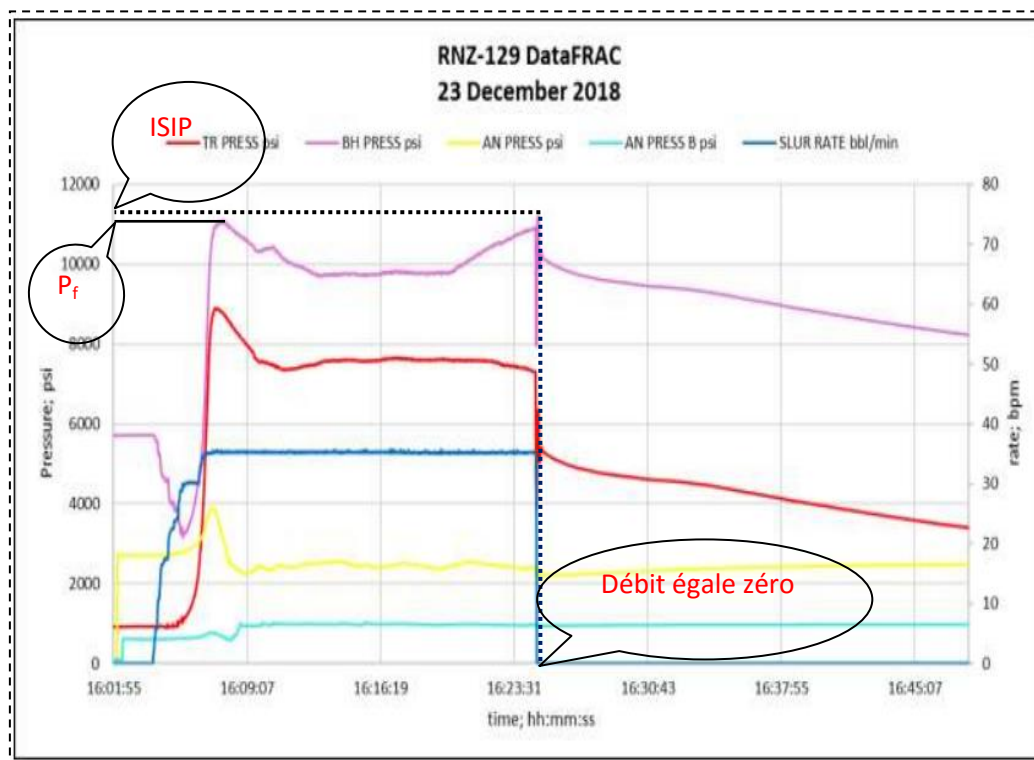


Figure VI.18 : Détermination de L'ISIP, DataFRAC RNZ129.

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

$$\text{ISIP} = 11211 \text{ Psi}$$

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

$$P_F = 11089 \text{ Psi}$$

b. Estimation de la valeur de gradient de fracturation :

Le gradient de fracturation peut être donc estimé en utilisant l'expression suivante :

$$G_F = \frac{P_F}{H} \quad (VI.3)$$

Applications numériques:

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

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

$$GF = \frac{ISIP}{\text{Depth}} \quad (VI.4)$$

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 à 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 :

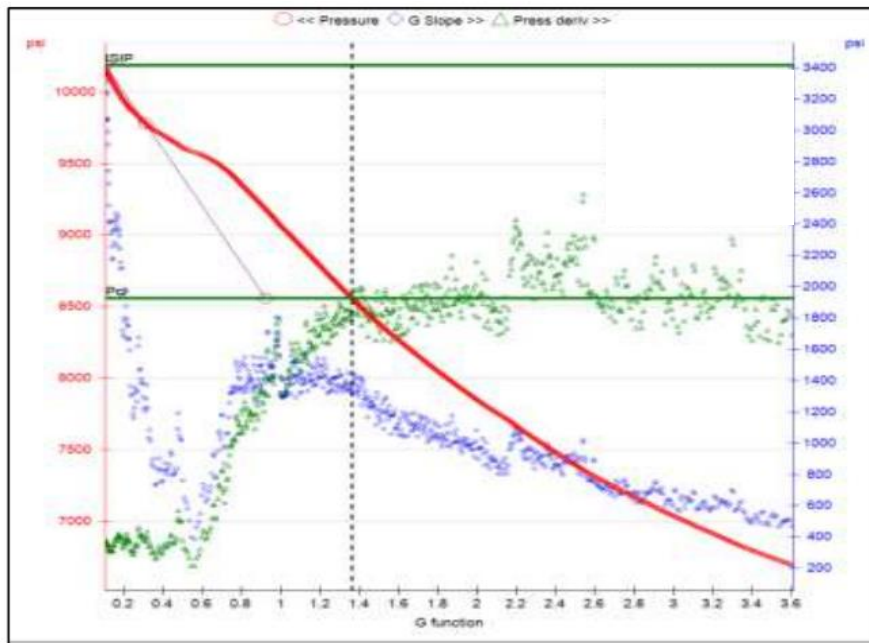


Figure VI.19 : Détermination de la P_c par la fonction-G.

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 calculée par la relation suivante :

$$\Delta P_{net} = ISIP - P_c \quad (VI.5)$$

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

d. Temps de fermeture :

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

$$T_f = T_{pc} - T_{isip} \quad (VI.6)$$

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

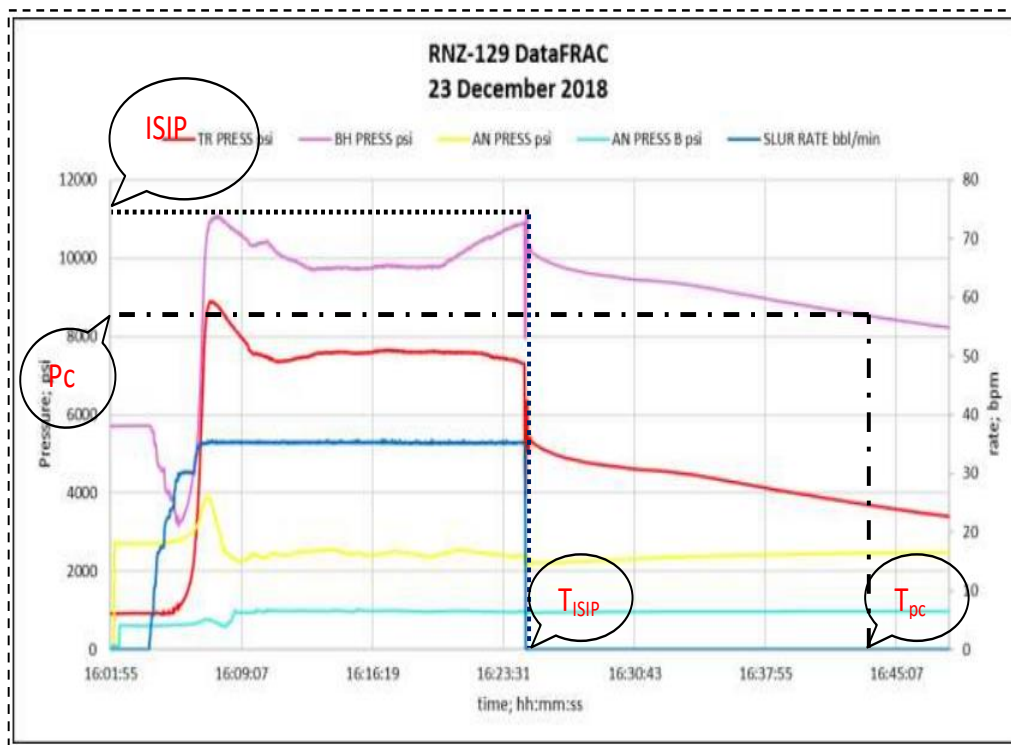


Figure VI.20 : Détermination le temps de fermeture, DataFRAC RNZ129.

Tableau VI.14 : Temps de fermeture.

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 :

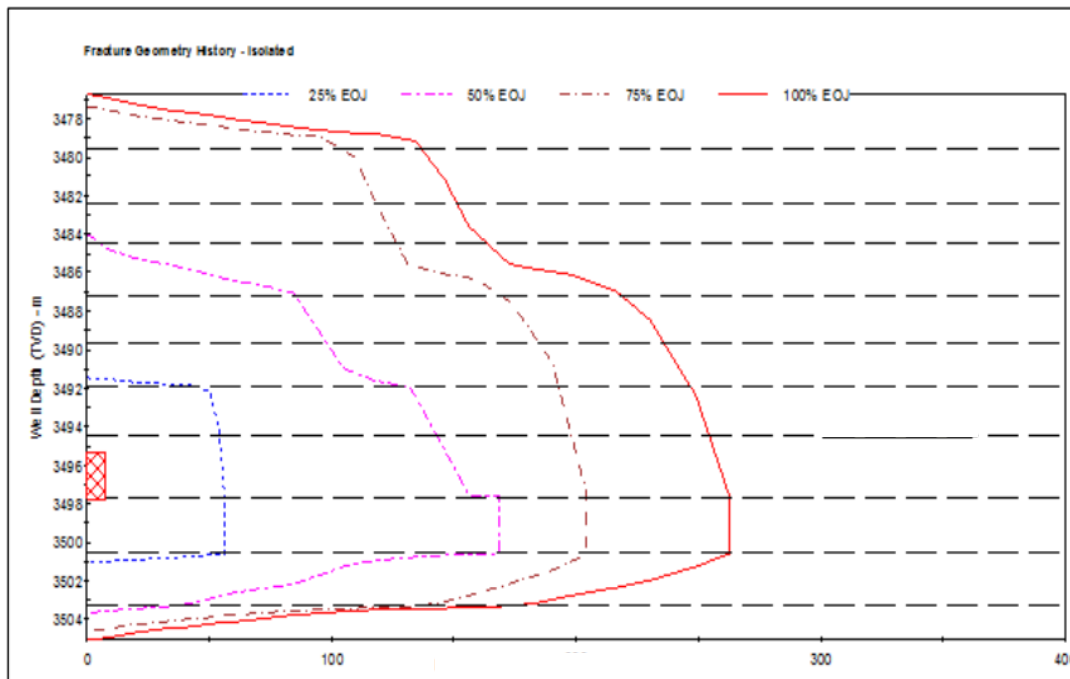


Figure VI.21 : Géométrie du frac après DataFRAC.

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

Tableau VI.15 : Géométrie du frac.

Les parameters	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 **30/50HSP** et **20/40 HSP** par ce que supporte une pression égale 10 000 Psi est de ce type sélectionne moins couteux que les autres.

30/50HSP un agent de soutènement à haute résistance aidera dans les étapes 1 de l'appui vertical et perméabilité de ce type égale **K = 112 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 MainFrac :

A partir de test DataFRAC il faut redésigner la quantité de proppants injecté (Tableau VI.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'étaçons 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 VI.16 : Programme de pompage redésigne, MainFrac RNZ129.

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
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 VI.17 : Programme de pompage exécuté, MainFrac RNZ129.

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 :

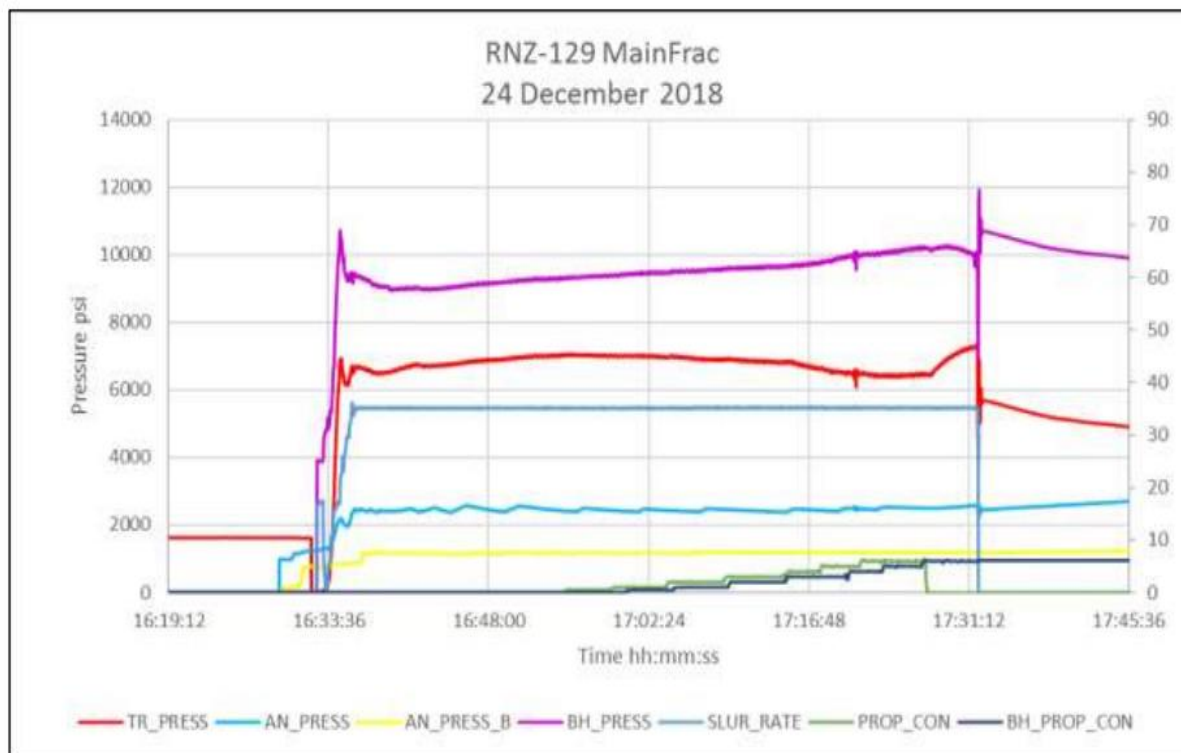


Figure VI.22 : Enregistrement des pressions pendant l'opération de MainFrac.

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 performant soient-ils, de trouver et tracer les bonnes pentes qui caractérisent un modèle donné :

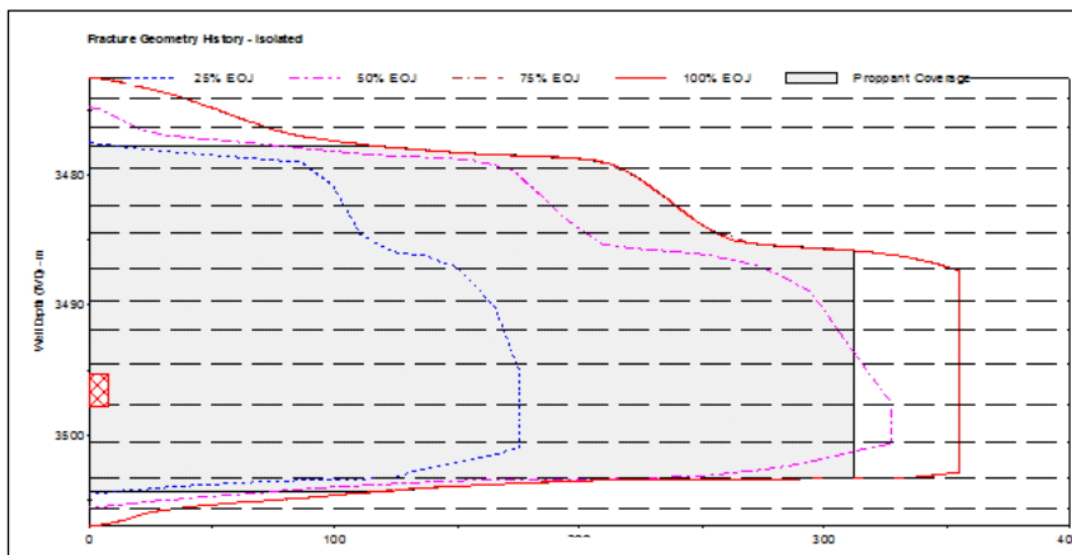


Figure VI.23 : Géométrie du frac et proppants après MainFrac.

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

Tableau VI.18 : Géométrie du frac et proppants.

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.

$$Cf = Kf * Wf \quad (VI.7)$$

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 .

$$F_{cd} = \frac{K_f * W_f}{K * X_f} \quad (VI.8)$$

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 excellent.

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

Tableau VI.19 : Valeurs de (K_h , F_{cd}).

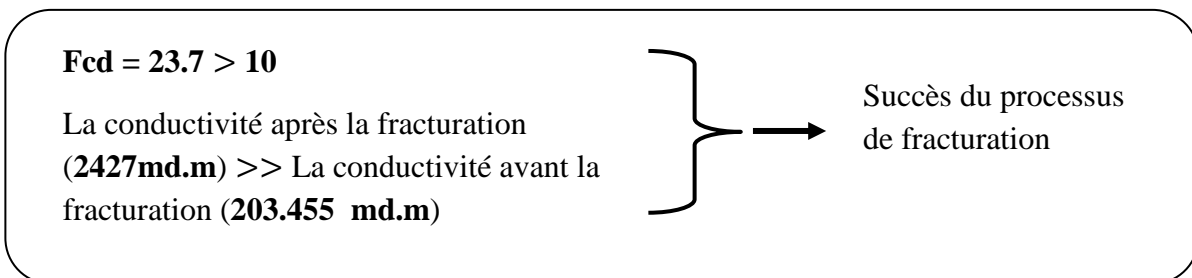
Conductivité	$K_f W_f = 2\,427 \text{ md.m}$
Fracture conductivity dimensionless	$F_{cd} = 23.7$

VI.6. Résultats de modélisation et optimisation des paramètres de frac :

Tableau VI.20 : Paramètres de frac

Les paramètres de frac	Désigne	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

VI.7. Les indices du succès du processus de fracturation :



Conclusion

Les difficultés qu'on peut les rencontrer pour atteindre les réservoirs Tight, à cause de leur dureté qui donne une faible conductivité, ces réservoirs contiennent énormément de fluides magaziens, pour cela il faut construire des moyens de transport à la surface, pour cette raison l'opération de fracture des formations est une nécessité pour libérer les fluides.

Les hydrocarbures du réservoir Tight 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.

Recommandation

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 de nouvelles technologies de fracturations hydrauliques HIWAY ou CONDUCTOR.
- ❖ Utiliser des échantillons du puits pour les essais de Laboratoire.

Références bibliographiques

- [01] Bank; Division Production; SONATRACH. Department of Petroleum Engineering.
- [02] Bank; Beicip 2002.
- [03] World Energy Outlook on Golden Age of Gas; AIE novembre 2012. “ Rapport parlementaire de Jean – Paul Chanteguet sur les hydrocarbures non conventionnels.
- [04] Livre, Nelson ; type de réservoir 2001.
- [05] Aguilera; R., 1980. Naturally Fractured Reservoirs. Petroleum Publishing, Tulsa.
- [06] Livre, J. Talobre – la mécanique des roches et ses applications 1957.
- [07] Shaocheng Ji, Le Li, Hem Bahadur Motra, Shengsi Sun et al ; Poisson’s Ratio and Auxetic Properties of natural Rocks février 2018.
- [08] Sophie Trachte, Matériau, matière d’architecture soutenable : choix responsable des matériaux de construction juin 2012.
- [09] Notion de base à la géomécanique – SONATRACH.
- [10] Description détaillée de la fracturation hydraulique en world.

Les sites :

<http://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/gaz-et-huile-de-reservoir-compacttight-gas-and-tight-oil>; 12-02-2019, 14 :26 :14.

www.OnePetro.com 21-02-2019, 20 :46 :00.

www.Slideshare.net 03-03-2019, 09 :11 :18.

ANNEXE

Annexe

La fracturation hydraulique est la dislocation ciblée de formations géologiques peu perméable en fracturant la roche par une contrainte mécanique à l'aide d'un fluide injecté sous haute pression dans un réservoir conventionnel ou Tight. Le fluide peut être de l'eau, une boue ou un fluide technique dont la viscosité a été ajustée. Cette fracturation peut être pratiquée à proximité de la surface, ou à grande profondeur (à plus de 1 km, voire à plus de 6 km dans le cas du gaz de schiste) et à partir de puits verticaux, inclinés ou horizontaux.

Les techniques de fracturation hydraulique suscitent depuis les années 2000-2015 une controverse en Amérique du Nord, qui semble s'étendre dans le monde.

Selon l'entreprise Halliburton, l'un des plus gros opérateurs de ce domaine, l'idée de stimuler la productivité de forages par la fracturation sous haute pression aurait été lancée dans les années 1940, avec une première expérience en 1947 au Kansas pour le compte de la compagnie pétrolière et gazière Stanolind Oil and Gas Corp. La chronologie suivante donne le développement de cette opération :

- ❖ Année 1957, le procédé a pu être amélioré par de nouvelles pompes et compresseurs permettant d'atteindre des pressions plus élevées.
- ❖ Année 1972, le groupe Halliburton met au point son procédé Waterfrac.
- ❖ Année 1978, Esso Ressources Canada teste un puits horizontal au Cold Lake Leming (en expérimentant un drainage par gravité thermiquement assistée de pétrole lourd).
- ❖ Année 1979, Arco rajeunit efficacement ses puits "à haut GOR" (High Gas/Oil Ratio Wells, haut ratio de gaz par rapport au pétrole) en y adjoignant des puits horizontaux, réglant du même coup un problème de coning "gasconing".
- ❖ Année 1980, Texaco Canada achève un programme de forage d'exploitation de sable bitumineux non consolidés, à faible profondeur dans le gisement d'Athabasca.
- ❖ Année 1986 et 1987, puis de 2004 à 2008, plusieurs opérations ont été effectuées en Seine-et-Marne sous le contrôle des DREAL et DRIEE.

Depuis le creusement de son premier puits horizontal, plus de 1 million d'opérations auraient été conduites par le groupe Halliburton, qui auraient permis d'extraire plus de 17 milliards de mètres cubes de gaz.

Son utilisation sûre et efficace n'a jamais été plus importante que maintenant. Elle est pointée du doigt pour ses impacts sociaux-environnementaux qui semblent plus importants que prévu (pollution de l'eau, de l'air et des sols et impacts sur la santé et le climat). En 1974, lors du vote de la nouvelle loi sur l'eau, la fracturation hydraulique et ses risques n'ont pas été pris en compte. Peu après (en 1979), l'exploration et un début d'exploitation à grande échelle commençaient au Texas (dans un gisement nommé « Barnett shale »).

Annexe

La fracturation hydraulique est une technique de stimulation relativement ancienne qui a été introduite en Algérie en 1960. Cependant, ce n'est qu'au début des années 1990 qu'elle a été appliquée régulièrement sur tout dans le champ de Hassi Messaoud où la SONATRACH a engagé une campagne de fracturation hydraulique pilote étalée sur 3ans.

Le but était de démontrer la faisabilité et la rentabilité de ces stimulations ou plus ou moins, d'expliquer pourquoi ce type d'opération a priori prometteur, resterait inadapté sur HMD dans l'état actuel de la technique. L'analyse du déroulement des 25 fracturations réalisées sur le champ entre le début des années 60 et le milieu des années 80 a montré que les échecs survenus étaient le plus souvent imputables :

- ❖ A la méconnaissance à peu près complète du régime de la contrainte géostatique mineure.
- ❖ A la nature des équipements et des fluides mis à la disposition par les sociétés de services.

En 1995, une corrélation en fonction du module de Young et de la saturation en huile exprimée en (Psi) a été mise en disposition, afin d'avoir un profil de la contrainte minimale horizontale. Jusqu'en 1999, la technique de la fracturation hydraulique a été renforcée par l'introduction des nouvelles techniques telles que :

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

En octobre 2001 le traitement est amélioré avec l'utilisation du coiled tubing (Coilfrac TM), surtout dans le cas d'une communication dans la complétion. Des nouvelles techniques de fracturation hydraulique sont introduire tell que :

- ❖ « Hiway » a été commercialisée en 2010. Elle augmente de façon significative la conductivité de réservoir par rapport à la fracturation conventionnelle. La différence existe sur la disposition des perforations, la manière d'injection des proppants, leurs dispositions à l'intérieur de la fracture et l'utilisation des fibres.
- ❖ « Conductor » a été commercialisée en 2011. Elle crée des canaux d'écoulements, les hydrocarbures traversent les voies créées par les faisceaux de proppants au lieu de traverser les pores formés par les proppants. La stabilité des canaux d'écoulements est maintenue en utilisant une fibre industrielle mélangée avec le fluide et les proppants.