

République Algérienne Démocratique et Populaire



Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou

Faculté des Sciences Biologiques et des Sciences Agronomiques Département des Sciences Géologiques

> Mémoire de fin d'études En vue de l'obtention du diplôme de MASTER EN GEOLOGIE

Option : Géologie des bassins sédimentaires

Thème:

Étude de stimulation d'un puits par fracturation hydraulique (exemple du puits A du réservoir III-A dans le bassin d'Illizi, Algérie)

Réalisé par : ZERROUKI Samira

Soutenu publiquement le 07/04/2021 devant le jury composé de :

Mr. ACHOUI M. M.A.A. UMMTO **Président**

Mr. BRAHMI B. M.A.A. UMMTO **Promoteur**

Mr. AMROUCHE F. M.A.A. UMMTO **Examinateur**

Année universitaire : 2019 - 2020



REMERCIMENT

Mes remerciements vont avant tout à mon Dieu, créateur pour cette faveur qu'Il a bien voulu m'accorder. Je lui donne toute la Gloire et toute la Louange.

Je veux exprimer par ces quelques lignes de remerciements ma gratitude envers tous ceux qui par leur présence, leur soutien, leur disponibilité et leur conseil, m'ont donné le courage d'accomplir ce modeste travail.

Je tiens à exprimer ma plus profonde gratitude à mon promoteur M. BRAHMI Boualem, pour son encadrement durant la réalisation de ce mémoire et pour ses qualités scientifiques et pédagogiques qui m'ont été pour très importantes.

Je remercie M. ACHOUI M'hand d'avoir accepté de présider le jury de ma soutenance ; je remercie également M. AMROUCHE Farid d'avoir accepté d'examiner mon travail.

Je tiens à remercier M. ABIZAR Jugurtha, pour tous ces conseils, orientation et expertise, qui m'a tellement aidé pour réaliser ce modeste travail.

Enfin, je ne peux pas achever ce mémoire sans exprimer ma gratitude à tous les enseignants du Département des Science de la Terre et de l'Univers, particulièrement M. AMROUCHE Farid, M. KARDACHE Ramdane, M. ACHOUI M'hand, M. BOUKHEDIMI Amine, Mlle OUIKENE Karima et M. HAMIS Ahmed grâce à leurs enseignements théoriques et pratiques qui m'ont permis d'acquérir le savoir-faire nécessaire pour réaliser mon projet de fin d'étude, et sans oublier l'équipe administrative.

Dédicace

Je dédie ce simple travail tous d'abords a mes très chers parents,

Maman : l'être le plus doux, le plus joyeux, le plus aimant, le plus loyal, le plus solidaire, la source de ma force, de ma joie, de mon bienêtre. Je te dédie ce travail, et je te dis que sans toi je ne serai jamais arrivée la où je suis maintenant, je t'aime tellement. Merci pour tous tes sacrifices, ton soutien et ton amour.

Papa : l'homme le plus honorable, le plus intelligent, le plus solidaire et mon symbole de force. Je te dédie ce modeste travail pour t'exprimer mes plus profondes gratitudes de m'avoir élevé sur les bons principes, et de m'avoir appris tout ce qu' un père doit apprendre à ses enfants et encore plus. Je t'aime et je ne pourrai pour rien au monde te remercier suffisamment pour tes sacrifices, pour ton honnêteté et pour ton amour inconditionnel.

Une dédicace pour mes frères ; Yacine et sa femme, Kamel et sa fiancée et Abdellah.

Mes sœurs ; Razika et son mari, Anissa et son mari et Malika et son mari.

Ma nièce Meriem et mes cousines Lylia et Rania qui me font tout oublier dans ce monde, je vous aime.

Une spéciale dédicace pour Mr. M Mustapha qui grâce a lui ce travail a été réalisé et terminé. Merci infiniment.

À toute la famille Zerrouki, et à l'âme de mes grands-parents, que Dieu vous accueille dans son vaste paradis et gloire à nos martyrs.

Une dédicace à mes amis, Sonia, Zack, Ouali et Ti qui m'ont soutenu durant la période de réalisation de ce travail.

Yamina, Wissam, Karima et Djimy merci d'avoir rendus mes jours à la cité si inoubliables, je vous adore toutes.

À ma très chère Ferial, thank you for your help and encouragement.

<u>Liste des figures</u> .	i
<u>Liste des tableaux</u>	V
Abréviations	vi
<u>Résumé</u>	vii
Introduction générale	1
PARTIE A : GÉNÉRALITES CHAPITRE I : PRÉSENTATION DU BASSIN D'ILLIZI	
CHATTALT. TRESELVIATION DO BASSILVE TELEZI	
I.1. PRÉSENTATION DE LA RÉGION D'ÉTUDE	3
I.2. SITUATION DU BASSIN D'ILLZI.	3
I.2.1. Situation Géographique	3
I.2.2. Contexte Géologique	4
I.2.3. Aperçu Géologique sur le Bassin d'Illizi	4
I.3. LITHOSTRATIGRAPHIE ET ÉVOLUTION PALÉOGÉOGRAPHIQUE DU BASSIN D'ILLIZI	7
I.3.1. Le Paléozoïque.	7
I.3.2. Le Mésozoïque.	9
I.3.3. Le Tertiaire	9
I.4. APERÇU STRUCTURAL	11
I.4.1. Les Principaux Evénements Tectoniques	11

I.4.2. Les Principaux Eléments Structuraux	12
I.5. LES GISEMENTS HYDROCARBURES DU BASSIN D'ILLIZI.	13
I.5.1. Les réservoirs Cambro-Ordovicien	13
I.6. LES RESSOURCES HYDRIQUES DU BASSIN D'ILLIZI	14
I.6.1. Le Système Aquifère du Sahara Septentrionale	14
I.7. CONCLUSION	16
CHAPITRE II : NOTIONS DE RÈSERVOIRS	
II.1. INTRODUCTION.	17
II.2. SYSTÈMES PÈTROLIERS	17
II.3. RÈSERVOIRS CONVENTIONNELS	18
II.4. RÈSERVOIRS NON CONVENTIONNELS	19
II.5. RÉSERVOIRS NON CONVENTIONNELS COMPACTS « TIGHT »	20
II.6. PROPRIETÉES PÉTROPHYSIQUES	21
II.6.1. Porosité	21
II.6.2. Perméabilité	21
II.6.3. Matrice.	22
II.7. ÉVALUATION DES PARAMÉTRES PÉTROPHYSIQUES DES RÉSERVOIRS	22
II.8. CONCLUSION.	24

CHAPITRE III : NOTIONS EN GÉOMÉCANIQUE ET FRACTURATION HYDRAULIQUE.

III.1. INTRODUCTION.	25		
GÉOMÉCANIQUE			
III.2. LES CONTRAINTES	25		
III.3. CHRONOLOGIE D'UNE ÉTUDE GÉOMÉCANIQUE	26		
III.4. MÉTHODES DE DÉTERMINATION DE LA ZONE À MINIMUM STRESS	27		
FRACTURATION HYDRAULIQUE			
III.5. LA FRACTURATION HYDRAULIQUE	28		
III.5.1.Définition	28		
III.5.2. Chronologie d'une Opération de Fracturation Hydraulique	28		
III.6. ASPECT GÉOMÉTRIQUE DE LA FRACTURE			
III.7. PRESSION ET GRADIENT DE FRACTURATION	30		
III.8. DÉROULEMENT D'UNE OPÉRATION DE FRACTURATION HYDRAULIQUE	31		
III.9. LE FLUIDE DE FRACTURATION ET LES ADDITIFS	33		
III.10. LES AGENTS DE SOUTENEMENTS (PROPPANTS)	35		
III.11. EQUIPEMENTS DE FRACTURATION	36		
III.12. CONCLUSION	37		

PARTIE B : CAS D'ÉTUDE

CHAPITRE I : PRÉSENTATION ET CIMENTATION DU PUITS A

Présentation du puits A

I.1. ARCHITECTURE DU PUITS A	38
I.2. PROPRIÉTÉS PÉTROPHYSIQUES.	39
Cimentation du puits A	
I.1. INTRODUCTION.	40
I.1.1. But de la cimentation	40
I.1.2. Voies de fuites potentielles	40
I.1.3. Les techniques pour l'évaluation des cimentations	41
I.4. ÉTAT DE CIMENTATION	44
I.5. CONCLUSION	47
CHAPITRE II : FRAC JOB	
II.1. INTRODUCTION	48
II.2. ANALYSE DE L'OPÉRATION DE PERFORATION	48
II.3. OPÉRATION 'COILED TUBING'	50
II.4. LE FLUIDE DE FRACTURATION	51
II.5. LE MINI FRAC	51

II.5.1.Analyse des opérations	52
II.6. MAIN FRAC	59
II.6.1. Composition du fluide et programme de pompage	59
II.6.2. Test de pression (Lignes et espaces annulaires)	60
II.6.3. Le laboratoire sur chantier	61
II.4.4. Déroulement du MainFrac	62
II.7. RÉSULTATS DE TESTS DU PUITS POST-FRAC	66
II.8. CONCLUSION	67
CONCLUSION GÉNÉRALE.	68
<u>GLOSSAIRE</u>	72
BIBLIOGRAPHIE	74

PARTIE A

CHAPITRE A.I. PRÉSENTATION DU BASSIN D'ILLIZI

Figure. I.1 : situation géographique du bassin d'Illizi	3
Figure. I.2 : Carte des principaux éléments morpho-structuraux de la plate-forme saharienne et localisation du bassin d'Illizi.	4
Figure. I.3 : Coupe géologique de direction N- S du bassin d'Illizi	6
Figure. I.4 : Coupe lithostratigraphique type du bassin d'Illizi	10
Figure. I.5 : Phases tectoniques majeures ayant affecté le Sahara central	12
Figure. I.6 : Carte Géologique du Sahara Septentrionale	14
Figure. I.7 : Schéma du Multicouche Saharien dans la partie algérienne	15
Chapitre A.II : NOTIONS DE RÉSERVOIRS	
Figure. II.1 : Pièges pétroliers dans un système conventionnel	18
Figure. II.2 : Présentation d'un réservoir conventionnel d'hydrocarbures	19
Figure. II.3 : Comparaison entre réservoirs conventionnels et non conventionnel selon le système pétrolier	19
Figure. II.4 : Présentation des réservoirs non conventionnels	20
Figure. II.5 : Effet de la Compaction sur la porosité et la perméabilité	20
Figure. II.6 : Sections de réservoirs gréseux.	21
Figure. II.7 : La perméabilité en fonction de la texture de la roche	22

Figure. II.8 : Schéma de l'outil Gamma Ray et exemple du log enregistré avec en face

d'un réservoir.	23
Figure. II.9 : Différents types de diamétreurs	24
CHADITEE A HI - NOTIONS EN CEO MÉCANIQUE ET	
CHAPITRE A.III : NOTIONS EN GEO-MÉCANIQUE ET FRACTURATION HYDRAULIQUE.	
Géomécanique	
Geomecanique	
Figure. III.1 : Principaux plans correspondant aux trois principales contraintes, σ 1, σ 2 et	25
σ3	25
Figure. III.2 : Orientation des trois contraintes (σv, σh et σH)	26
Figure. III.3 : Work-flow d'une Etude Géomécanique	27
Fracturation Hydraulique	
Figure. III.4 : Procédé de la fracturation hydraulique	29
Figure. III.5 : Dimensions d'une Fracture.	29
Figure. III.6 : Evolution de la Pression au Cours de la Fracturation	30
Figure. III.7 : Work-flow d'une Opération de Fracturation Hydraulique	32
Figure. III.8 : Composition volumétrique d'un fluide de fracturation	34
Figure. III.9 : Fluide de la Fracturation.	34
Figure. III.10 : Différentes tailles de proppant.	35
Figure. III.11 : Différents Agents de Soutènement (Proppants)	36
Figure. III.12 : Equipements de Fracturation Hydraulique	36

PARTIE B

CHAPITRE B.I: PRÉSENATATION ET CIMENTATION DU PUITS A

Présentation du puits A

Figure. I.1 : Architecture du puits A après forage et complétion	38
Figure. I.2 : log gamma ray_ saturation en eau et perméabilité du puits A	39
Cimentation du puits A	
Figure. I.3 : Voies de fuite potentielles	40
Figure. I.4 : Principe de CBL	41
Figure. I.5 : Principe du VDL et ordre classique d'arrivée des ondes	42
Figure. I.6 : Interprétation du VDL.	42
Figure. I.7 : Exemple d'outil et Log SBT.	44
Figure. I.8 : Isolation de l'Albien derrière le casing 13 3/8''	45
Figure. I.9. : Puits A _4½''_SBT-GR-CBL-VDL-CCL_3745m-3805m	47
CHAPITRE B.II : FRAC JOB	
Figure. II.1 : Puits A_ Opération Perforation_ pression en tête	49
Figure. II.2 : Puits A _ Evolution des pressions durant l'opération CT	50
Figure. II.3: L'opération mini frac.	52
Figure. II.4 : Analyse du test d'injectivité.	53
Figure. II.5 : Analyse de l'opération d'Acide	54
Figure II 6: Analyse des Sten Un & Sten Down tests	55

Figure. II.7 : Step Up Test & Pression de propagation de la fracture	56
Figure. II.8 : Step Down Test & Pression de fermeture de la fracture	56
Figure. II.9 : Analyse des trois stages de l'opération Mini-Frac	57
Figure. II. 10 : a. Géométrie de la fracture_ Ordovicien III-A b. Log Temps/GR	58
Figure. II.12: Tests de pression des Lignes de haute pression et des annulaires	61
Figure. II.13: Echantillons de fluides de fracturation	61
Figure. II.14 : Décantation des agents de soutènement 20/40 - 30/50 et du sable	
100Mesh	62
Figure. II.15 : Analyse de l'opération MainFrac.	63
Figure. II.16 : Géométrie de la fracture et concentration des proppants après le	65
MainFrac_ Ordovicien III-A	

LISTE DES TABLEAUX

LISTE DES ABREVIATIONS ET SYMBOLES

API: American Petroleum Institute.

Bbls: Barils.

BHP: bottom hole pressure

Bpm: Baril par minute.

CBL-VDL: Cement Bond Log-Variable

CI: Continental Intercalaire.

CT: Complexe Terminal.

DST: Drilling Stem Test.

E: Module de Young.

F: Force.

FG: Frac Gradient.

Frac: Fracturation Hydraulique.

G : Module de cisaillement.

Gal: Gallon.

GF: Gradient de Fracturation.

H: profondeur.

HC: Hydrocarbure.

Hf: Hauteur de la fracture.

HMX: high melting point explosives

HSP: High Strength Proppant.

ISIP: Instantaneous Shut In Pressure.

k: Perméabilité.

mD: milliDarcy.

Mpsi: Millions psi.

Mscf/j: thousand standard cubic feet per

day

Pf: Pertes de Charge.

PF: Pression de Fracturation.

Ph: Pression hydrostatique.

PJSM: prejob safety meeting

PP: Pore Pressure.

Pw: Pression d'Injection en Tête.

S: Surface.

SASS: Système Aquifère du Sahara

Septentrional.

Sw: Saturation en Eau.

TVD: Truth Vertical Depth.

Wf: Epaisseur de la Fracture.

WHFP: wellhead flowing pressure

WHP: Wellhead pressure

Xf: Longueur de la Fracture.

ε: Déformation.

v: Coefficient de Poisson.

 σ_1 : Contrainte Maximale.

 σ_2 : Contrainte Intermédiaire.

σ₃: Contrainte Minimale.

 σ_H : Contrainte Maximale Horizontale.

 σ_h : Contrainte Minimale Horizontale.

σn : Contrainte Normale.

 σ_{v} : Contrainte Verticale.

 τ : Contrainte de Cisaillement.

Φ : Porosité.

RÉSUMÉ/ABSTRACT

RÉSUMÉ

La fracturation hydraulique a constitué ces dernières années une technique indispensable pour l'exploitation économique et rentable des réservoirs compacts. Ce type de gisement est très répandu dans les bassins de la plateforme saharienne, notamment dans sa province orientale voire le bassin d'Illizi. Ces provinces demeurent inexplorées malgré leurs importantes potentialités en hydrocarbures.

Habituellement, une étude géomécanique et un DST précèdent la stimulation par fracturation hydraulique afin de connaître la réponse rhéologique des roches du réservoir et d'avoir un modèle géomécanique qui permet de définir les zones de stress minimum et d'avoir une idée sur la géométrie de la fracture, avec lesquels, seront comparés les résultats de la fracturation et ainsi sera discuté la productivité du réservoir. Cependant, l'absence des données qui permettent la réalisation de cette étude préliminaire m'a conduit, dans ce travail, à me limiter à la description du déroulement de l'opération de fracturation hydraulique, débutant par le MiniFrac et ensuite le frac job, les fluides utilisés et les paramètres à prendre en considération dans une analyse pareille, et en fin interpréter les résultats obtenus. J'ai aussi abordé le sujet de la cimentation, ses techniques et son importance pour assurer l'intégrité du puits et dans l'isolement de l'albien.

Vers la fin, j'ai constaté que les résultats de l'opération du point de vue productivité ne sont pas prometteurs donc j'ai essayé de donner quelques suggestions concernant la fracturation dans cet intervalle de ce réservoir pour les futurs travaux et études.

Mots clés : Bassin d'Illizi ; Réservoirs compacts ; Géomécanique ; Fracturation hydraulique, cimentation, MiniFrac, main frac, fluide de fracturation, frac job.

RÉSUMÉ/ABSTRACT

ABSTRACT

Hydraulic fracturing has in recent years been an essential technique for the economical and profitable exploitation of compact reservoirs. This type of deposit is very widespread in the basins of the Saharan platform, especially in its eastern province and even the Illizi basin. These provinces remain unexplored despite their significant potential in hydrocarbons.

Usually, a geomechanical study and a DST precede the stimulation by hydraulic fracturing in order to know the rheological response of the rocks of the reservoir and to have a geomechanical model which makes it possible to define the zones of minimum stress and to have an idea on the geometry of the fracture, with which, the results of the fracturing will be compared and thus the productivity of the reservoir will be discussed. However, the absence of data which allow the realization of this preliminary study led me, in this work, to limit myself to the description of the progress of the hydraulic fracturing operation, starting with the MiniFrac and then the frac job, the fluids used and the parameters to be taken into consideration in such an analysis, and finally to interpret the results obtained. I also touched on the subject of cementation, its techniques and its importance in ensuring the integrity of the well and in the isolation of the Albian.

Towards the end, I found that the results of the operation from a productivity standpoint are not promising so I tried to give some suggestions regarding fracturing in this interval in this reservoir for future works and studies.

Keywords: Illizi Basin; Compact reservoirs; Geomechanics; Hydraulic fracturing, cementation, MiniFrac, main frac, fracturing fluid, frac job.

INTRODUCTION GÉNÉRALE

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Les Tight reservoirs ou réservoirs compacts constituent l'une des pistes prometteuses de ressources non conventionnelles et forment des accumulations importantes à travers le monde, elles permettent donc d'augmenter significativement les réserves mondiales du pétrole. Ces gisements, souvent gréseux, sont caractérisés par un potentiel pétrolier important, mais des propriétés pétrophysiques médiocres, particulièrement le paramètre perméabilité, qui ne permet pas un drainage des hydrocarbures du réservoir vers le puits.

Aujourd'hui, les nouvelles technologies d'exploration dans l'industrie pétrolière ont permis d'augmenter considérablement le taux de récupération par des techniques de stimulation telles que la fracturation à l'acide, la fracturation à sec, la fracturation hydraulique, le lavage aux solvants, etc.

L'Algérie est un pays disposant d'un grand potentiel pétrolier dans les réservoirs compacts. Le bassin d'Illizi, situé au Sud-est, en est constitué d'un nombre assez important.

Parmi les nouvelles techniques de production, la fracturation hydraulique est la plus utilisée. Le présent travail va répondre aux questions suivantes, liées à ce procédé :

- Est-ce le réservoir ordovicien III-A un bon sujet de fracturation hydraulique ?
- Quel est l'apport de l'opération de fracturation hydraulique sur la stimulation de la production du réservoir ordovicien III-A ?
- Comment se déroule une opération de fracturation hydraulique ? Et quels sont les différents éléments qui rentrent dans sa réussite ?

Pour répondre à ces questions, j'ai fait une étude sur un cas de fracturation hydraulique dans la région de Tinrhert dans le bassin d'Illizi, plus précisément, au niveau du réservoir de l'Ordovicien III-A Ss (Sandstone) puits A.

Mon travail est structuré en deux parties distinctes ; la première partie qui consiste en une description des concepts théoriques en liaison avec ma recherche, et elle est composée de trois chapitres, à savoir : un premier chapitre où une présentation du bassin d'Illizi sera faite, suivi d'un deuxième chapitre consacré aux notions de réservoirs compacts et enfin, un troisième chapitre qui regroupe les notions en géomécanique et en fracturation hydraulique. La deuxième partie, réservée au volet pratique du sujet, elle porte sur une description du déroulement de l'opération de la fracturation hydraulique et sur l'interprétation des résultats en se basant sur des graphes démontrant les variations des pressions et les logs de

INTRODUCTION GÉNÉRALE

cimentation. Cette partie comporte un premier chapitre nommé présentation et cimentation du puits A qui parle de la cimentation et ses techniques en général et ensuite de la cimentation au niveau du puits A, puis vient le chapitre II qui englobe le frac job, c'est une illustration de l'opération de fracturation en présentant les résultats vers la fin.

Une conclusion générale et des recommandations, pour les travaux futurs, sont données à la fin du document.

PARTIE A : GÉNÉRALITÉS

CHAPITRE A.I

PRESENTATION DU BASSIN D'ILLIZI

I.1. PRÉSENTATION DE LA RÉGION D'ÉTUDE

Le secteur d'étude se localise dans la Plateforme saharienne, cette dernière se situe dans la partie septentrionale du continent africain. Elle s'étend sur une superficie de 8 millions km², elle couvre 84% de la surface algérienne. La Plateforme saharienne repose sur un socle précambrien, sur lequel se repose une puissante couverture sédimentaire en discordance. Structurée au paléozoïque en plusieurs bassins séparés par des zones hautes reparties dans 3 provinces: province occidentale, province orientale et une province triasique, et on distingue de l'Ouest en Est les bassins suivants : le bassin de Tindouf, le bassin de Reggane ; le bassin d'Abdala ; le bassin d'Ahnet ; le bassin de Timimoune ; le bassin de Mouydir ; le bassin de l'Aguemour ; le bassin de Oued Mya ; le bassin de Ghadamès et en fin le bassin d'Illizi (Ouali S., 2006) (AKKOUCHE M., 2007).

I.2. SITUATION DU BASSIN D'ILLZI

I.2.1. Situation géographique

Le bassin d'Illizi est situé dans la partie sud-orientale du Sahara algérien et au nord-est du Hoggar à environ 1800 km de la capitale Alger. Il se trouve entre les longitudes 6° E et 10°E, et les latitudes 29°45' N et 26°30'N (Fig. 1.1). Couvrant ainsi une superficie de 100 km² (Sonatrach, 2007).

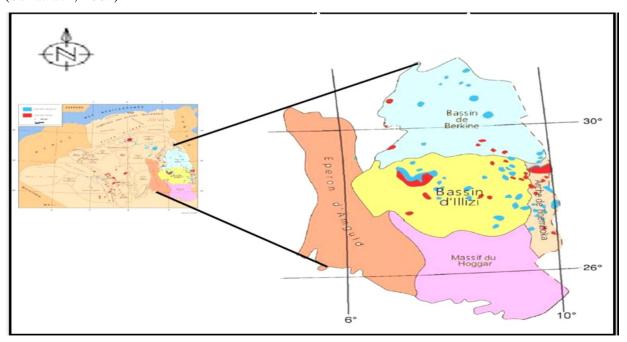


Figure I.1: situation géographique du bassin d'Illizi (WEC 1995)

I.2.2. contexte géologique :

Le bassin d'Illizi est limité au Nord par une remontée de socle connue sous le nom du môle d'Ahara, ce môle le sépare du bassin de Berkine. À l'Est il est limité par le môle de Tihemboka le séparant ainsi du bassin de Hamra situé en Libye. À l'ouest par la dorsale d'Amguid El Biod qui le sépare du bassin de Mouydir. Et au Sud, il est limité par le massif cristallométamorphique du Hoggar (Fig. I.2.).

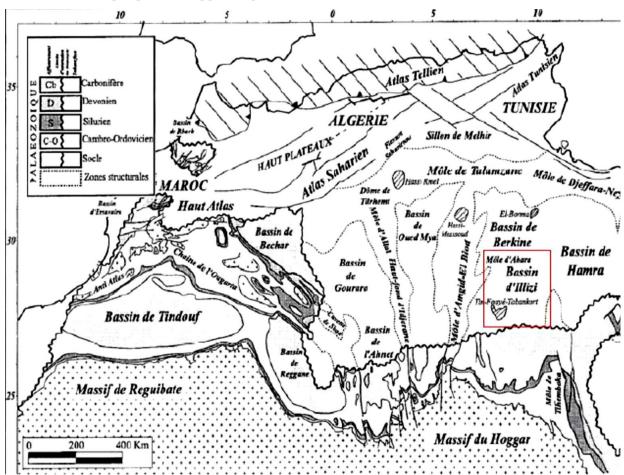


Figure. I.2: Carte des principaux éléments morpho structuraux de la plateforme saharienne et localisation du bassin d'Illizi (In BOUBAHZIZ Makhlouf, 2012).

I.2.3. Aperçu Géologique sur le Bassin d'Illizi

Le bassin d'Illizi est un bassin de plateforme stable et fait partie de la synéclise Est algérienne, à couverture sédimentaire d'une épaisseur d'environ 3000 m, reposant sur un socle cristallométamorphique d'âge précambrien qui est de même nature que le Hoggar oriental, et elle est essentiellement constituée de dépôts paléozoïques. Le bassin a été individualisé à la fin du silurien et au cours du dévonien inférieur.

Dans ce bassin une douzaine d'horizons de grés poreux y constituent des rochesréservoirs où se sont concentrés les hydrocarbures provenant par migration de la roche mère d'âge silurien. La série stratigraphique du bassin d'Illizi comprend des terrains d'âge paléozoïques qui affleurent dans sa partie méridionale, et ceux d'âge mésozoïque et cénozoïque affleurent dans sa partie septentrionale (Fig. I.3).

La couverture sédimentaire dans le bassin d'Illizi est représentée essentiellement par des terrains d'âge paléozoïque, enfouis au centre de la cuvette et affleurant au sud-est et sur sa marge méridionale où ils forment les Tassilis. L'épaisseur de la couverture sédimentaire paléozoïque augmente grossièrement du sud (1000 m à 1500 m) vers le nord (1500 m à 2000 m).

Les dépôts du mésozoïque sont à l'inverse érodés dans la moitié sud et affleurent au centre du bassin formant une succession de falaises orientées est-Ouest. Ils reposent en discordances sur les terrains paléozoïques, et leur épaisseur est d'environ 1000 m.

Les dépôts tertiaires se développent principalement dans la partie nord-ouest du bassin au niveau de Hamada de Tinhert et sont relativement réduits dans le reste du bassin.

Quant aux dépôts quaternaires, ils sont représentés par les dunes qui marquent la limite méridionale du grand Erg oriental.

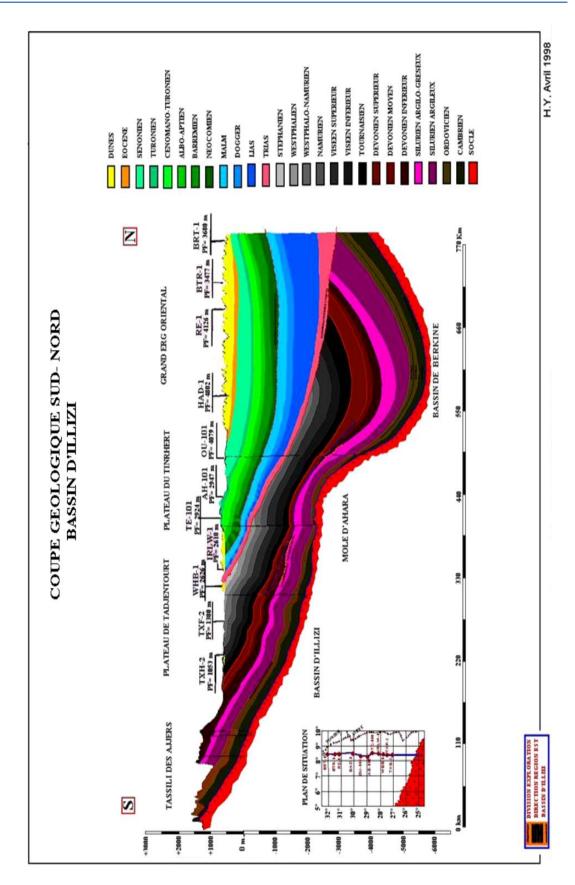


Figure. I.3: Coupe géologique de direction N-S du bassin d'Illizi (Division Exploration, 1998)

I.3. LITHOSTRATIGRAPHIE ET ÉVOLUTION PALÉOGÉOGRAPHIQUE DU BASSIN D'ILLIZI

La couverture sédimentaire du bassin d'Illizi repose en discordance majeure sur la surface infratassilienne, qui nivèle un socle plissé, constitué de roches sédimentaires, métamorphiques et volcaniques.

La lithostratigraphie des séries paléozoïques Tassilienne a été établie grâce aux études réalisées sur les affleurements par Beuf et al. (1963) et Biju–Duval et al. (1963, 1971). Pour la paléogéographie (Skandar M.-S, Arab M., 1996)

La série stratigraphique type du bassin d'Illizi (Fig. I.5) se présente comme suit :

I.3.1. Le Paléozoïque

❖ Le Cambrien : il est constitué d'une succession de formations détritiques, essentiellement gréseuses.

Il débute par **l'unité I** constituée de conglomérats d'El Moungar, c'est principalement des lentilles de grés conglomératiques suivies par **l'unité II** qui est formée à la base par des grés moyens à grossiers, au sommet c'est des grés fins à ciment siliceux et à intercalations de bancs argilo siliceux; ces bancs montrent des traces de bioturbation (tigilites).

Du point de vue paléogéographique les dépôts sont attribués à un milieu fluviatile.

❖ L'Ordovicien : à l'échelle du bassin d'Illizi, l'ordovicien est subdivisé en quatre unités :

À la base c'est **l'unité III-1**, d'âge Trémadoc, elle est représentée par une alternance de grés fins à stratification et des traces de bioturbations des tigilites. Suivie par **l'unité III-2** qui est des grés fins à ciment siliceux, avec des joints stylothiques et des tigilites, puis vient **l'unité III-3**, d'âge Caradoc, constituée de grés micacés fins à la base, et des grés grossiers à fins et à stratifications obliques au sommet. En fin c'est **l'unité IV**, qui est composée de grés et d'argiles d'origine glaciaire. Cette formation repose en discordance sur l'unité III-3.

Palegéographiquement parlant, l'Ordovicien est marqué par une transgression qui débute au Trémadoc et se termine au Caradoc, permettant l'installation d'un milieu marin. Cette période finit par une phase de glaciation, et comme indice, la mise en place d'une calotte glaciaire.

& Le Silurien :

La base du silurien est composée des argiles à graptolites radioactives très riche en matière organique, représentée par la formation d'Oued Imirhou. Puis vient la zone de passage (Unité m) formant le réservoir basal du F6, ce sont des alternances de grés, d'argiles et de silts. Superposée par la barre inférieure (Unité A) du réservoir F6, qui s'agit de grés fins à moyen. Coiffé par le talus à tigilites (Unité B) du réservoir F6 qui est constitué d'argiles et de grés fins argileux et dont les argiles à graptolites fournissent l'une des plus importantes roches mères.

Du point de vue paléogéographique, il est caractérisé par la fente des glaciers conduisant à une transgression glacio-eustatique. La fin du Silurien est marquée par les mouvements épirogéniques (mouvements verticaux) calédoniens conduisant à l'immersion de vastes régions, dont l'érosion constituera la source d'apport des séries détritiques du Dévonien inférieur.

& Le Dévonien :

À la base on a la barre moyenne (unité C1) du réservoir F6 d'âge Gédinien qui présente une épaisseur d'environ 50 m. Elle est constituée de grés fins à grossiers à stratifications obliques a entrecroisées. Ensuite c'est les trottoirs (unité C2) du réservoir F6 d'âge Gédinien, représentés par des alternances de grés et d'argiles silteuses. Au sommet on a la barre supérieure (unité C3) du réservoir F6 d'âge Siegénien, elle est essentiellement gréseuse.

Pour la paléogéographie, elle est rattachée à un réseau fluviatile méandriforme, puis marqué par un début de transgression qui se poursuit jusqu'au Dévonien supérieur ensuite l'installation d'un milieu marin vers la fin du Dévonien.

Le Carbonifère :

Dans le bassin d'Illizi, le Carbonifère est représenté par une épaisse formation argilo gréseuse (dans les environs de 1000 m) qui renferme des roches carbonatées et se termine par des sédiments continentaux.

Palégéographiquement parlant ça témoigne d'une régression marine et de l'installation d'un milieu transitionnel.

I.3.2. Le Mésozoïque :

L'installation respective d'un milieu continental puis lagunaire s'est manifestée durant tout le mésozoïque, et il comprend :

❖ Le Trias : épais de 120 m, il est représenté par la série de grés argileuse de Zarzaitine inférieur.

Le Jurassique :

Représenté par les séries Zarzaitine moyenne et supérieure, d'âge respectivement Lias et Dogger, constituées de bancs dolomitiques a la base surmontés par des grés conglomératiques et se terminent par des argiles rouges et une partie de Taouratine inférieure d'âge Malm composée d'argiles grises et de grés.

Le Crétacé :

Composé de la série de Taouratine, d'âges allant du barrémien à l'albien, constituée généralement de variété de grés, superposée par une formation d'âge cénomanien formée d'argile à gypse. En fin, le Turonien- Sénonien est représenté par la série d'Aleg Abiod qui sont des marnes vertes à la base évoluant vers des argiles au somment.

I.3.3. Le Tertiaire:

Cette période est marquée par la reprise d'une sédimentation détritique, témoignage d'une régression généralisée sur toute la Plateforme saharienne du point de vue paléogéographique.

Le Paléocène est d'une épaisseur de 25m représenté par des grés, des calcaires et des marnes.

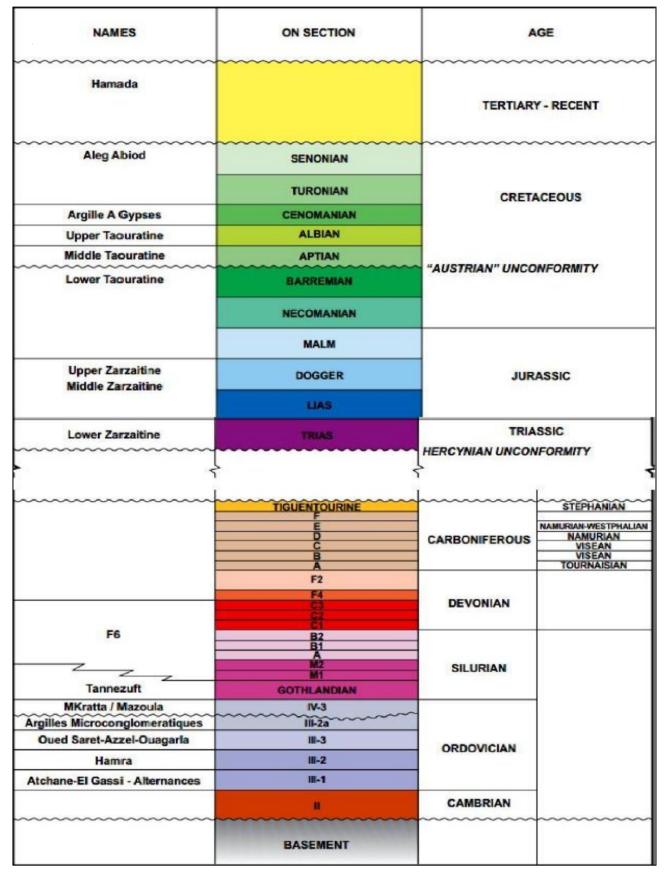


Figure I.5 : Colonne Stratigraphique Synthétique du bassind'Illizi (BHP Petroleum, 1998)

I.4. APERÇU STRUCTURAL

Le bassin d'Illizi ne représente qu'une entité de la Plateforme saharienne. Il se range dans la catégorie des bassins intracratoniques stables de type synéclise qui se sont formés dans la partie nord du Gondwana. L'image structurale actuelle est reliée aux différentes phases tectoniques ayant affecté la région depuis le cambrien jusqu'au quaternaire (fig. I.6).

Au nord, cette région est recouverte par le plateau crétacé supérieur de Tinrhert, à son extrémité sud les formations paléozoïques offrent des affleurements d'une qualité exceptionnelle sur la bordure septentrionale du Hoggar (Aiouna A., 1975, Elieve M et al., 1971, Echikh K., 1998, Boujemâa A., 1987)

I.4.1. Les principaux évènements tectoniques :

Les principaux évènements tectoniques qui ont affecté le bassin d'Illizi (Tableau I.1) :

- L'évènement panafricain : du Précambrien terminal au Cambrien inférieur.
- La phase taconnique : à l'Ordovicien supérieur.
- La phase calédonienne : du Silurien supérieur au Dévonien inférieur.
- La phase frasenienne : au Dévonien supérieur.
- La phase hercynienne : du Carbonifère au Permien.
- La phase autrichienne : de l'Aptien au Crétacé inférieur.
- La phase pyrénéenne : à l'Éocène et à l'Oligocène.

PERIODE MAX D'ACTIVITE	DIRECTION DE LA CONTRAINTE	EFFET SUR LE SYSTEM FAILLES	EFFET SUR LA SEDIMENTATION
PANAFRICAINE	E-W	Tectonique cassante créant des failles et des fractures conjuguées NW-SE & NE-SW.	Compartimentage du Craton du Sahara central.
CAMBRO- ORDOVICIENNE	NW-SE	Mouvement normal le long des failles N-S.	Les variations de l'épaisseur sont contrôlées par la faille. Basculement NW de la plate-forme saharienne volcanisme.
TACONIQUE (Caradoc-Ashgilien)	E-W	Mouvement inverse le long des failles N-S résultant. Formation des structures N-S.	Soulèvement des boucliers, Reguibat et Touareg.
CALEDONIENNE (Silur-Devonien)	E-W → ←	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles N-S.	Erosion le long des zones hautes d'orientation N-S & E-W (Tihemboka . Ahara).
FRASNIEN	NW-SE	Mouvement normal le long des failles NE-SW.	Non-dépôt et érosion locale (Mole d'Ahara). Volcanisme.
VISEEN (Hercynienne précoce)	N 40°	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles N-S. Début de formation de la chaîne varisque.	<u>Erosion sur Tihemboka</u> et soulèvement de l'Oungarta.
CARBONIFERE SUP A PERMIEN (Hercynienne principale)	N 120°	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles NE-SW (résultat de la formation de la Pangée).	Erosion sur les axes NE-SW.
RIFTING TRIAS-LIAS (Dislocation de la pangée)	NW-SE	Réactivation des failles NE-SW se terminant au TAGS et S4.	Contrôle de la sédimentation par les failles entraînant une variation rapide d'épaisseur le long des failles NE-SW.
CRETACE INFERIEUR (Autrichienne)	E-W	Réactivation des décrochements des faitles N-S & NE-SW résultant du mouvement différentiel de la plaque européenne et de la plaque africaine.	Erosion des sédiments du Crétacé sous l'Aptien (l'Arche d'El Biod & Illizi). Effet léger sur le bassin de Berkine.
EOCENE (pyrénéenne)	N-S & NW-SE	Début de chevauchement au nord résultant de la convergence de la plaque européenne. Décrochement de la faille S. Atlas.	
MIOCENE	NW-SE & N-S	Episode de compression majeur dans le domaine atlasique.	Sédimentation prédominante de flyshs au Nord .
POST- VILLAFRANCHIEN	N-S	Basculement et inversions de blocs. Période finale de compression dans le	Soulèvement du Hoggar. Basculement du bloc d'El Borma.

Figure. I.6 : Phases tectoniques majeures ayant affecté le Sahara central (Boujemâa, 1987)

I.4.2. Les principaux éléments structuraux du bassin d'Illizi :

Les principaux éléments structuraux du bassin d'Illizi sont représentés par (Aiouna A., 1975, Elieve M et al., 1971 et Echikh K., 1998):

* Le bombement de Tin Fouyé Tabenkourt, situé dans la partie Nord-Ouest du bassin d'Illizi, il correspond à une zone haute orientée Nord-Sud, s'étend sur 200 km de longueur et 100 km de largeur.

- * Le haut fond de Tihemboka, grand axe structural orienté Nord-Sud, affecté par un important accident méridien. Il constitue la limite orientale du bassin d'Illizi.
- * Le monoclinal d'Illizi, qui sépare les deux zones hautes de Tin Foyé Tabenkourt et de Tihemboka.
- * L'axe de Fadnoun, limite le môle de Tihemboka de la dépression centrale d'Illizi. Il se suit sur 300 km du Sud-Ouest vers le Nord-Est. Il s'agit d'une ancienne faille majeure d'orientation NNE-SSW qui a rejoué plusieurs fois durant le Paléozoïque et même plus récemment.
- * Le môle d'Ahara, ancienne zone haute constituant la limite septentrionale du bassin d'Illizi et l'axe d'Essaoui-Mellène, de forme allongée, qui représente la limite entre ce bassin et la région d'Amguid El Biod à l'Ouest.
 - * L'axe d'Amguid El Biod qui forme la bordure occidentale du bassin et qui le sépare du bassin de Mouydir à l'Est.

I.5. LES GISEMENTS HYDROCARBURES DU BASSIN D'ILLIZI

Dans cette partie je présente uniquement les réservoirs concernant mon cas d'étude, en l'occurrence les réservoirs cambro-ordoviciens.

I.5.1. les réservoirs Cambro-Ordovicien

- Unité II : constitue les grés et les quartzites à passées conglomératiques du cambrien reposant sur le socle. Elle est d'une épaisseur de 250 m, productive dans les gisements l'Ihansatène ouest, Tiguentourine Est, Ouan Taredert et Dôme à Collenias.
- Unité III: Constitue les dépôts préglaciaires séparés des dépôts du IV-2 par une première surface d'érosion glaciaire (GES). Ils sont distribués en 3 unités lithologiques distinctes (III-1, III-2, III-3).
- Unité III-1 : alternance argilo-silteuse, des grés d'une lithologie très fine à moyenne, rarement grossier et moyennement a bien consolidé.
- Unité III-2 : ce sont les quartzites de Hamra, datées de l'Ordovicien moyen (Arenig), d'une épaisseur de 200m. C'est un réservoir compact et produit par fracturation.
- Unité III-3 : composée d'alternances argilo-gréseuses, avec de nombreuses figures sédimentaires et de joints stylolithiques.
- Unité IV : formée d'un ensemble argilo-gréseux, issu d'un remplissage glaciaire. Elle diffère radicalement des séries préglaciaires ordoviciennes.

- Sous unités IV-2 et IV-3 : c'est des réservoirs compacts, d'une porosité estimée de 5 à 15% productifs de gaz.

I.6. LES RESSOURCES HYDRIQUES DU BASSIN D'ILLIZI

I.6.1. Le système aquifère du Sahara septentrional

a. <u>Définition</u>:

Aussi dite la nappe albienne, c'est le plus grand réservoir d'eau douce au monde, partagé entre l'Algérie, la Libye et la Tunisie, il recouvre une étendue de 1 million km² dont 70% se trouvent en Algérie (fig. I.7).

Le SASS désigne la superposition de deux principales couches aquifères profondes : la formation du continental intercalaire (CI) et celle du complexe terminal (CT) (fig. I.8). (OSS, 2003)

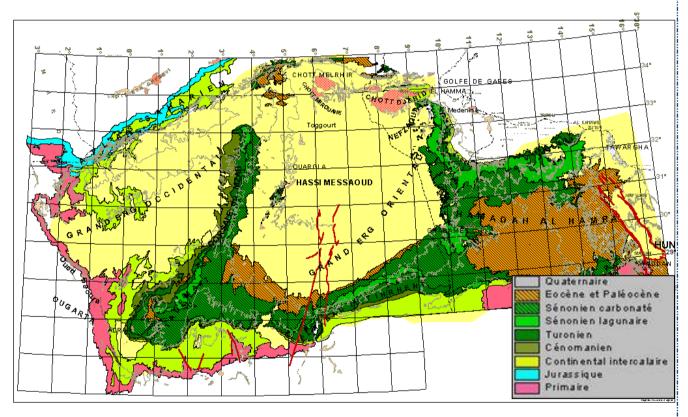


Figure. I.7: Carte Géologique du Sahara Septentrionale (O S, 2003)

b. Le continental intercalaire :

C'est l'ensemble continental compris entre les plissements hercyniens qui ont chasés la mer de la Plateforme saharienne. Il comprend, majoritairement, les formations grésoargileuses du crétacé inférieur, avec des intercalations de sédiments marins ou lagunaires, poste paléozoïque et antécénomanien.

c. Le complexe terminal :

La nappe du complexe terminal groupe plusieurs aquifères situés dans des formations géologiques différentes, carbonatées du crétacé et des épisodes détritiques du tertiaire particulièrement du miocène.

Unité stratigraphique		Algérie
Plioquaternaire		2éme nappe des sables
Miocène] ,,,,,,,	Semi-perméable
Aquitanien	- Moi-pliocène	1ére nappe des sables
Oligocène	_	Semi-perméable
Éocène m	oyen	Semi-perméable
Éocène inf	'érieur	
Paléoce	ène	
	Maestrichtien	Nappes des CALCAIRES
Sénonien supérieur	Campanien	
	Santonien	
Sénonien inférieur		Imperméable
Turoni	ien	Nappe du TURONIEN
Cénoma	nien	Imperméable
Albie	n	
Aptie		Nappe du CONTINENTAL
Barrém		INTERCALAIRE
Néocomien		Eau salée
Malm	Kimméridgien	
	Callovo-oxfordien	Nappe du JURASSIQUE
Dogger	Bathonien	
Lias		
Keuper		Toit imperméable
Muschelkalk		
Bundstandstein		Nappe salée du trias

Figure. I.8: Schéma du Multicouche saharien dans la partie algérienne (OSS, 2003).

I.7. CONCLUSION

Le bassin d'Illizi constitue un bassin de plateforme stable qui a subi une forte sédimentation durant le Paléozoïque et le Mésozoïque donnant naissance à une épaisse série sédimentaire. Il est considéré comme l'un des bassins les plus prometteurs en Algérie, vu qu'il comporte plusieurs réservoirs riches en hydrocarbures. Les réservoirs Cambro-Ordovicien sont caractérisés par leur aspect compact.

Les ressources hydriques constituent aussi des richesses considérables dans d'Illizi, représentées par le continental intercalaire et le complexe terminal qui a différentes activités humaines et industrielles de la région.	

CHAPITRE A.II NOTIONS DE RÉSERVOIRS

II.1. INTRODUCTION

En général, c'est la nature du système pétrolier ; la nature pétrophysique du réservoir plus précisément ; qui impose le mode d'extraction des hydrocarbures, c'est pour cela qu'on se focalise sur les réservoirs de bonnes caractéristiques pétrophysiques. Mais comme les hydrocarbures sont énergétiquement indispensables et fortement demandés au niveau mondial, les compagnies pétrolières sont appelées à exploiter de différents nouveaux réservoirs, même si ils sont de caractéristiques pétrophysiques médiocres en utilisant de nouvelles méthodes et technologies, jamais essayées auparavant.

Les réservoirs sont classés conventionnels, s'ils ont de bonnes caractéristiques pétrophysiques, et ne nécessitent qu'un simple forage pour drainer naturellement, et ceux de caractéristiques pétrophysiques médiocres qui nécessitent des moyens d'extraction plus compliqués sont classés non conventionnels. Les deux ont la même provenance de matière organique.

II.2. SYSTÈMES PÉTROLIERS

Un système pétrolier conventionnel est composé essentiellement des éléments suivants :

Roche mère:

C'est la roche dans laquelle se sont formés les hydrocarbures, ceux-ci peuvent ensuite migrer. Dans l'ensemble du bassin d'Illizi, et d'après les études géochimiques, toutes les argiles du Paléozoïque ont généré des hydrocarbures, particulièrement les argiles du silurien argileux et celles du Dévonien moyen à supérieur. Les argiles de l'Ordovicien ont également généré des hydrocarbures.

Roche-réservoir:

Elle se définit comme étant une roche où des hydrocarbures s'accumulent. Sous l'effet de la pression, les hydrocarbures de la roche-mère migrent vers la surface à travers les strates de roches sédimentaires. Au cours de cette migration, les hydrocarbures peuvent rencontrer une couche imperméable. Ils se retrouvent piégés en dessous de ce «toit» (appelé roche-couverture), au sein d'une roche poreuse et perméable qui devient la roche-réservoir. Celle-ci est capable de concentrer de grandes quantités d'hydrocarbures.

Roche couverture:

Elle constitue un horizon imperméable qui arrêtera la migration des fluides. Les argiles du Silurien argileux assurent le rôle de couverture du réservoir Cambro-Ordovicien.

Il y a aussi **les pièges** (fig. II.1) qui ont pour fonctionnalité de ne pas laisser échapper les hydrocarbures et sont de six types dans le bassin d'Illizi: structural, stratigraphique, mixte, hydrodynamique, barrière de perméabilité, et des diapirs.

II.3. RÉSERVOIRS CONVENTIONNELS

Dans un système pétrolier conventionnel, l'exploitation se fait en présence de pièges (fig. II.2) dans la roche-réservoir, qui doit être caractérisée par une bonne porosité et une bonne perméabilité, ils peuvent produire des volumes économiques importants sans avoir recours à des traitements de stimulation.

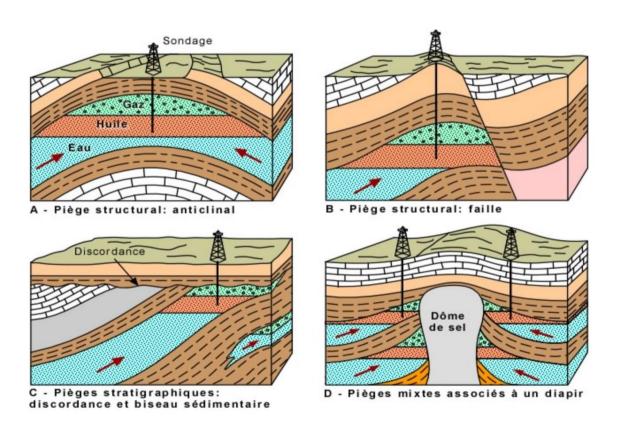


Figure. II.1. Pièges pétroliers dans un système conventionnel

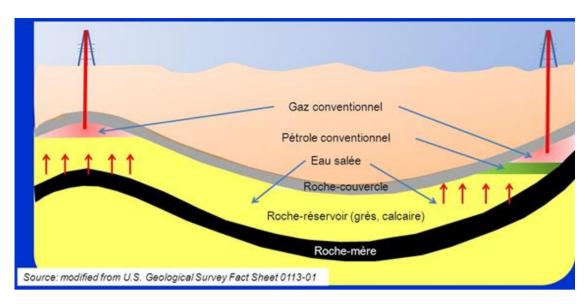


Figure. II.2. Présentation d'un réservoir conventionnel d'hydrocarbures (U.S. Geological survey fact sheet)

II.4. RÉSERVOIRS NON CONVENTIONNELS

Il n'existe pas de définition stricte de la notion d'hydrocarbures non conventionnels. Par contre, on peut dire qu'il s'agit d'hydrocarbures issus de systèmes pétroliers particuliers.

Dans le cas des hydrocarbures non conventionnels, on cherche à produire des hydrocarbures qui sont très difficiles à extraire, soit par ce qu'ils se trouvent dans des couches très peu perméables, soit parce que la nature même de ces hydrocarbures les rend peu et pas mobilisables

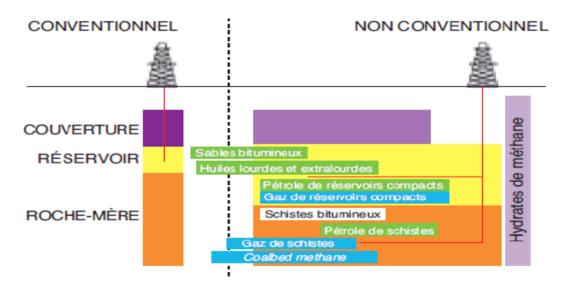


Figure. II.3. Comparaison entre réservoirs conventionnels et non conventionnels selon le système pétrolier (office national de l'énergie 2011)

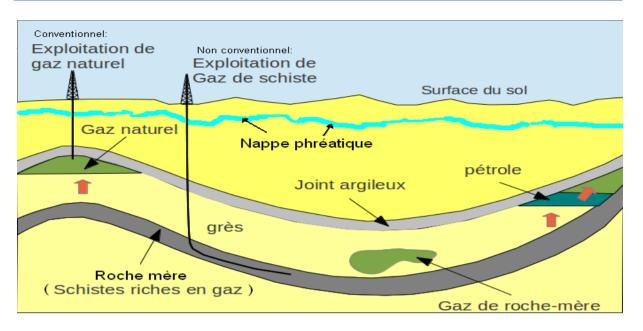


Figure. II.4. Présentation des réservoirs non conventionnels (Office National de l'Énergie, 2011)

II.5. RÉSERVOIRS NON CONVENTIONNELS COMPACTS « TIGHT »

D'une manière générale, un réservoir compact doit être :

- Une roche qui emmagasine les hydrocarbures, migrés de la roche mère.
- Une roche qui a subi une compaction (Fig. II.5 et Fig. II.6)
- Un réservoir qui demande une stimulation pour le faire produire
- Les réservoirs compacts comme étant des réservoirs ayant une perméabilité inférieure à 0.1 mD.
- Les réservoirs à tight gaz sont compris dans des formations plus anciennes d'âge paléozoïque.

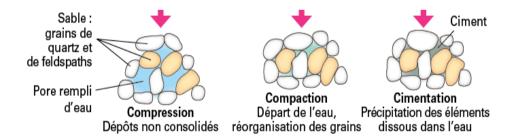


Figure. II.5. Effet de la compaction sur la porosité et la perméabilité

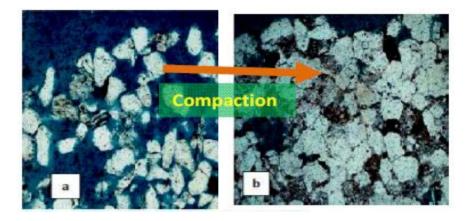


Figure. II.6. Sections de réservoirs gréseux, a. section de réservoir gréseux conventionnel, b. section de réservoir compact (G.C. Naik, 2010)

II.6. PROPRIETÉES PÉTROPHYSIQUES

Un réservoir est défini par ses caractéristiques et propriétés pétrophysiques. (Porosité, perméabilité, matrice)

II.6.1. 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 10%.

La porosité totale. C'est le rapport du volume total des espaces « vides » connectés ou non au volume total de celle-ci. Elle est donnée par la formule suivante :

$$\mathbf{\Phi t} = \frac{Vt - Vs}{Vt} = \frac{Vp}{Vt} = \mathbf{\Phi 1} + \mathbf{\Phi 2}$$

− Vp : Volume total des pores.

La porosité totale inclut :

- Vs : Volume de la partie solide.

- La Porosité primaire Φ1

- Vt : Volume total de la roche.

La porosité secondaire Φ2

II.6.2. Perméabilité:

- Porosité effective **Φ**eff

Qualitativement, la perméabilité d'une roche est son aptitude à permettre l'écoulement des fluides contenus dans son espace poreux (fig. II.7). Ce dernier ne permet le déplacement des fluides que si ses pores sont reliés entre eux. L'unité de mesure de la perméabilité \mathbf{k} est le Darcy. Mais étant donné que les valeurs de la perméabilité sont souvent faibles, on utilise ses sous-multiples, en particulier le milli Darcy (1 mDarcy = 10^{-3} Darcy).

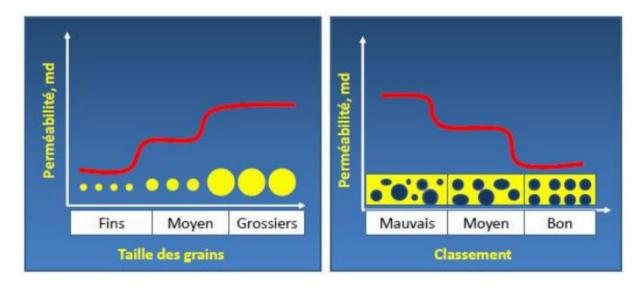


Figure. II.7. La perméabilité en fonction de la texture de la roche (Beghoul, 2013).

II.6.3. Matrice

La matrice est l'ensemble des éléments solides (grains et liants) constituant la roche à l'exclusion des argiles. D'où on distingue trois types de matrices :

- * Matrice simple : Elle est dite simple lorsque ses éléments et le ciment qui les relie sont de même nature minéralogique.
- * Matrice complexe : Elle est dite complexe quand ses éléments ont une composition minéralogique variable ou lorsque le ciment est de nature différente.
- * Matrice propre : Elle est dite propre, si elle ne renferme pas d'argile.

II.7. ÉVALUATION DES PARAMÈTRES PÉTROPHYSIQUES DES RÉSERVOIRS

Parmi les méthodes d'études qui nous permettent d'évaluer les paramètres pétrophysiques du réservoir, on a :

II .7.1. Diagraphies

Les méthodes de diagraphie sont des techniques géophysiques mises en œuvre à l'intérieur d'un forage. Elles permettent l'enregistrement en continu des variations des paramètres physiques et pétrophysiques de la roche en fonction de la profondeur.

a. But des diagraphies

Les principaux objectifs des mesures diagraphiques sont les suivants (Serra, 1984):

* Estimer les saturations en eau et en hydrocarbures des réservoirs traversés.

- * Détermination des caractéristiques du puits de forage.
- * La corrélation entre différents puits.
- * Repérer les couches productrices des couches isolantes (non-productrices).

b. Les diagraphies nucléaires

Les diagraphies font un usage intensif de la mesure de la radioactivité dans les forages. Les logs nucléaires ont en effet un grand avantage, ils peuvent être enregistrés en trous ouverts ou tubés, vides ou remplis de n'importe quel type de fluide (Chapellier et Mari, 2004).

• La radioactivité naturelle ou Gamma Ray :

Le rayonnement gamma naturel provient de la désintégration des noyaux radioactifs contenus dans les roches. Les principaux radioéléments sont : le Potassium K^{40} , le Thorium Th^{232} et l'Uranium U^{238} .

✓ Principe de mesure :

Cette diagraphie mesure à l'aide d'un compteur à scintillation descendu au bout d'un câble, le rayonnement gamma naturel émis par les formations traversées par le forage (Fig. II.8.). Le compteur mesure le nombre d'impulsions radioactives par unité de temps (Ahmadi, 2010). En diagraphie pétrolière, l'unité de mesure utilisée est l'API (American Petroleum Institute) (Chapellier et Mari, 2004).

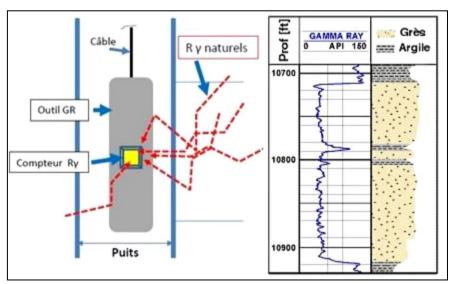


Figure. II.8. Schéma de l'outil Gamma Ray et exemple du log enregistré avec en face d'un réservoir (Beghoul, 2013).

c. Les Diagraphies auxiliaires

• Le diamètreur ou Caliper :

✓ Principe de mesure :

Le module de mesure est équipé de plusieurs bras palpeurs ou patins (trois à huit bras dépendants ou indépendants). La sonde est descendue bras fermé jusqu'au fond du puits.

Depuis la surface, un signal provoque l'ouverture des bras. Au cours de la remontée, les bras en contact avec la paroi du puits enregistrent les variations de diamètre du trou de forage (fig.II.9).

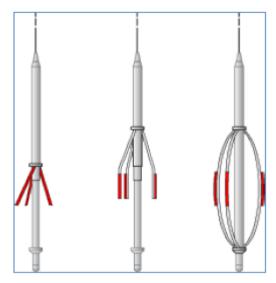


Figure. II.9. Différents types de diamétreurs (Chapellier et Mari, 2004).

✓ Applications :

- * Mesure du diamètre du trou pour l'estimation du volume de ciment nécessaire.
- * Reconnaissance des zones poreuses et perméables
- * Calcul de l'épaisseur de mud-cake et donne une approche de la lithologie

II.8. CONCLUSION

Les réservoirs non conventionnels sont caractérisés par des paramètres pétrophysiques médiocres nécessitant l'utilisation de techniques modernes et couteuses, pour augmenter leurs productivités.

Le périmètre limité 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 et en fait, ces réserves peuvent finir en partie par être comptabilisées en réserves conventionnelles. La distinction entre *tight* et conventionnel n'est donc pas fixée.

On utilise les diagraphies tel que le gamma Ray (GR) et les diamétreurs pour évaluer les paramètres pétrophysiques des réservoirs.

CHAPITRE A.III

NOTIONS EN GÉOMÉCANIQUE ET FRACTURATION HYDRAULIQUE

III.1. INTRODUCTION

En raison de déclin de la productivité des puits des réservoirs conventionnels, on s'est met a l'exploitation des réservoirs non conventionnels et les tight réservoirs. Dans ce cas, une méthode efficace pour augmenter la récupération des hydrocarbures est attribuée et c'est ;

La stimulation, qui est une méthode qui consiste à ouvrir par des moyens chimiques ou physiques des passages dans les couches pour faciliter la circulation des hydrocarbures du réservoir jusqu'au puits. Elle permet donc l'augmentation de production même dans les réservoirs complexes comme les tight et les shales, et élimine les endommagements dans les puits de forages ainsi que dans les zones envahies dans le réservoir.

La géomécanique est la branche de la mécanique qui étudie quantitativement les contraintes appliquées sur les géomatériaux et les comportements résultants comme réponses. Ce qui fait que pour faire une production d'hydrocarbures basée sur la stimulation, on doit se fier aux méthodes de géomécanique.

GÉOMÉCANIQUE

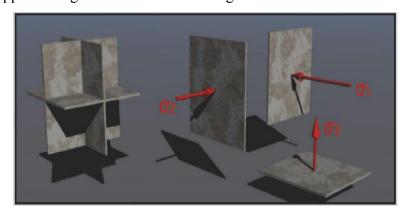
III.2. LES CONTRAINTES

Contrainte ou tension (stress), c'est l'ensemble des forces affectant un corps matériel et tendant à le déformer. En tout point de ce corps, on peut définir la contrainte (σ) comme le rapport entre la force (F) à la surface de la section (S) (Alain et Raoult, 2010).

Elle est donnée par la relation suivante : $\sigma = \frac{F}{S}$

Les trois contraintes correspondantes sont la contrainte maximale (σ_1), la contrainte intermédiaire (σ_2) et la contrainte minimale (σ_3) (fig. III.1) à travers ces trois principales contraintes, on définit ce qu'on appelle « régime de contrainte ou régime de stress ».

Figure. III.1. Principaux plans correspondant aux trois principales contraintes, σ_1 , σ_2 et σ_3 (Sonatrach/Schlumberger, 2010)



En géomécanique des réservoirs, on a les contraintes: verticale (σ_v) , horizontale maximale (σ_H) et horizontale minimale (σ_h) (fig. III.2)

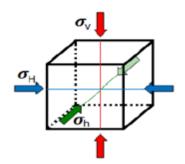


Figure. III.2. Orientation des trois contraintes (σ_v , σ_h et σ_H).

a- Contraintes verticales (σ_v) :

Sont orientées perpendiculairement à la surface de stress de la roche, d'une source gravitaire, qui engendre une contrainte verticale dans la formation. Elles sont dues au poids.

b- Contraintes horizontales (σ_h et σ_H):

Sont contenues dans le plan horizontal, ces contraintes dépendent essentiellement de la tectonique de la zone. Elles peuvent être aussi accentuées par des effets thermiques, tectoniques et par les structures géologiques.

III.3. CHRONOLOGIE D'UNE ÉTUDE GÉOMÉCANIQUE

Pour établir une étude géomécanique réussite on utilise les propriétés élastiques et mécaniques de roches, notamment le module de Young, qui représente le rapport entre la contrainte appliquée sur l'échantillon de roche et la déformation engendrée dans la même direction que la contrainte. Le coefficient de Poisson, noté υ , défini comme étant le rapport entre la variation de la dimension latérale (changement du diamètre ΔD) et la variation de dimension axiale ou longitudinale (changement de longueur ΔL), lorsque l'échantillon est soumis à une compression, et la pression des pores, c'est pression exercée par les fluides interstitiels au sein d'une formation.

Ces propriétés sont représentées par les formules suivantes :

Module de Young	Coefficient de Poisson	Pression des pores
$E = \frac{\sigma}{\varepsilon}$ E: Module de Young $\sigma: \text{La contrainte}$ $\varepsilon: \text{La déformation}$	$\upsilon = \frac{\Delta D}{\Delta L}$ $\Delta D = \frac{D1}{D1 - D2}$: Déformation latérale $\Delta D = \frac{L1}{L1 - L2}$: Déformation axiale $\upsilon : \text{Coefficient de Poisson}$	(PP)= (TVD)* le gradient hydrostatique TVD : profondeur verticale réelle.

Les étapes suivies pour l'élaboration d'une étude géomécanique sont décrites dans le schéma suivant (Fig. III.3)

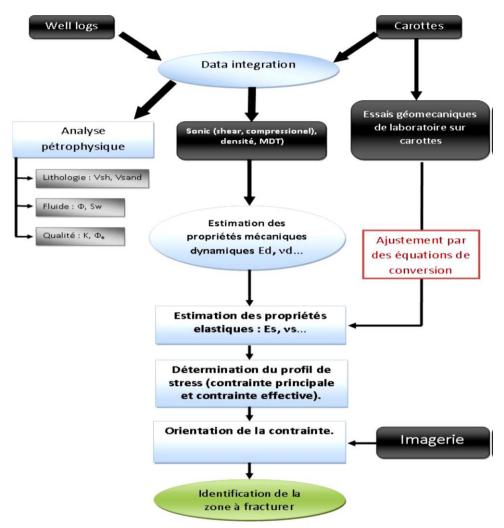


Figure. III.3: Work-flow d'une Étude Géomécanique

III.4. MÉTHODES DE DÉTERMINATION DE LA ZONE À MINIMUM STRESS

C'est la détermination de la zone où va s'initier la fracture. On utilise donc, **les diagraphies** en se servant souvent du sonic-scanner ou dipôle sonic imager, on se permet d'obtenir des informations sur l'état des contraintes qui prédominent le réservoir. **Les études au laboratoire** pour déterminer les propriétés mécaniques statiques et dynamiques de la roche il faut faire une corrélation mathématique entre les résultats dynamiques et statiques et pour finir trouver une formule de conversion du régime dynamique au régime statique et l'appliquer sur les résultats dynamiques calculés à la base de l'outil sonique.

FRACTURATION HYDRAULIQUE

III.5. LA FRACTURATION HYDRAULIQUE

III.5.1.Définition (SCGNC)

La fracturation hydraulique est un procédé au moyen duquel un agent fluide ou gazeux sert à exercer une pression susceptible d'engendrer la création ou l'établissement des fissures ou élargir les préexistantes dans les réservoirs à hydrocarbures.

III.5.2. Chronologie d'une Opération de Fracturation Hydraulique

Une opération de stimulation par fracturation hydraulique se fait suivant cette chronologie (Schlumberger 2010) (fig. III.4):

- **Génération de la fracture :** Exercer une pression sur la roche-réservoir à l'aide d'un fluide afin d'engendrer la création d'une fracture.
- **Maintenance de l'ouverture de la fracture :** Pompage d'agents de soutènement dans la fracture, transportés par une solution gélifiée dotée d'une certaine viscosité.
- Arrêt de pompage et fermeture de puits : Arrêt du pompage et refoulement des fluides de fracturation dans le puits afin de permettre leur récupération, tout en laissant l'agent de soutènement en place dans le réservoir.
- Dégorgement et mise en production du puits : Dans cette phase, il est nécessaire de procéder à l'évacuation du fluide de traitement contenu dans la fracture. En réalité, il est souhaitable de dégorger le puits après une certaine période de fermeture pour laisser le temps à la fracture de bien se refermer sur les agents de soutènement.

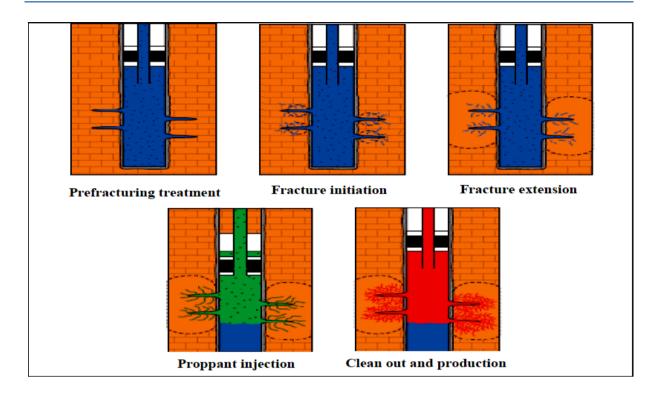
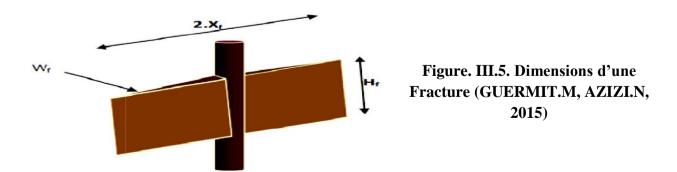


Figure. III.4. Procédé de la fracturation hydraulique (Schlumberger, 1998)

III.6. ASPECT GÉOMÉTRIQUE DE LA FRACTURE (Le Tirant P., Gay L., 2012)

Ensuite, on a **les dimensions d'une fracture** qui est caractérisée par sa *longueur* (X_f) , c'est la distance entre la paroi du puits et l'extrême point au bout de la fracture, dans ce cas elle est considérée comme demi-longueur, car la fracture est composée de deux ailes symétriques au puits, on a aussi son *épaisseur* (W_f) , qui peut être définie comme étant l'écart entre les deux lèvres de la fracture et enfin sa *hauteur* (H_f) qui est la distance entre les deux extrémités de la fracture au niveau de la paroi du puits (fig. III.5).



III.7. PRESSION ET GRADIENT DE FRACTURATION

Débutant par la **pression** elle dépend de l'état des contraintes dans le réservoir, les conditions aux limites et la mobilité des fluides injectés. Elle est représentée par la relation suivante :

$$PF = Pw + Ph + Pf$$

Avec : **Pw** : pression d'injection en tête. **Ph** : Pression hydrostatique. **Pf** : Pertes de charge qui peuvent avoir deux composantes : Pertes de charge dans le tubing, et Pertes de charge au niveau des perforations et aux abords du puits.

Au début du pompage, la pression monte jusqu'à un pic qui correspond à la pression d'initiation de la fracture (breakdown pressure). Après l'initiation de la fracture, une déclinaison de la pression est enregistrée. Elle est suivie d'une quasi-stabilité qui correspond à la pression de propagation. Finalement, on enregistre une chute de pression due à l'arrêt de pompage. Celle-ci est suivie d'une autre déclinaison qui indique la pression de fermeture (ISIP) (fig. III.6).

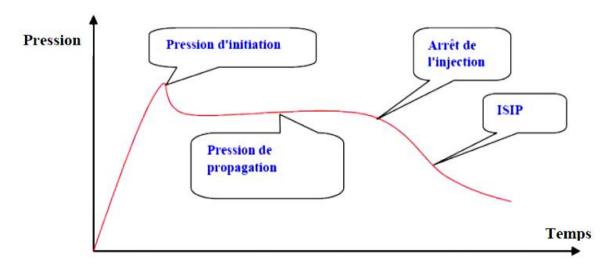


Figure. III.6. Évolution de la Pression au Cours de la Fracturation (GUERMIT.M, AZIZI.N, 2015)

Le **gradient de fracturation** est la valeur de la pression du fond nécessaire pour facturer une formation reportée à l'épaisseur des sédiments qui surmonte cette formation (CSRPPG, 1979).

III.8. DÉROULEMENT D'UNE OPÉRATION DE FRACTURATION HYDRAULIQUE (fig. III.7)

a) Étude de faisabilité :

Cette étude consiste à vérifier si le puits est conforme aux règles de la fracturation. Pour cela, on doit analyser et examiner certaines données qui sont :

- L'existence d'un plan d'eau ou d'un contact avec un fluide indésirable près de la zone à stimuler.
- La présence des plans de failles tout près du puits.
- Les paramètres pétrophysiques et l'identification des zones à hydrocarbures.
- L'architecture du puits (complétion) et la qualité de la cimentation.

b) Etude Géomécanique :

Cette étude a pour objectif la mise en place d'un profil de stress afin de déterminer les zones de stress minimum, qui sont essentielles pour le bon déroulement de la fracturation.

c) Perforation:

Après avoir déterminé la zone à stress minimum, on procède à la perforation du puits au droit de cette zone. Cela permettra de focaliser toute la pression de pompage directement sur la zone la plus fragile pour les besoins d'initiation de la fracture.

d) Design de frac:

Après avoir bien étudié les étapes précédentes, on procède alors au design de la fracturation (quantité de fluide, proppant à pomper, etc.) et des étapes de son déroulement.

e) Break down test (Test d'injectivité):

C'est la première opération à réaliser. Elle consiste à injecter de l'eau traitée avec une pression initiale connue, qu'on augmentera au fur et à mesure jusqu'à rupture de la roche. Cette dernière se traduira par une chute de pression sur le moniteur de surveillance. Cette analyse nous donnera une valeur objective de la pression de fermeture de la fracture.

f) Data Frac (Données de la fracturation) :

Les résultats obtenus par le Data Frac ou Mini Frac vont nous renseigner sur :

- L'efficacité du fluide injecté.
- La pression de fermeture et la géométrie de la fracture.

• L'identification des pertes de charges liées au frottement.

g) Thermométrie:

Avant l'opération de fracturation, on réalise toujours une thermométrie dite de référence, afin de comparer son profil à celui qui sera enregistré après la fracturation. La thermométrie est donc l'outil qui nous renseigne sur la zone de la formation qui a absorbé les fluides injectés.

h) Traitement principal (Main Frac):

Durant cette phase, on procède au pompage de l'agent de soutènement dans la fracture engendrée dans le but de la maintenir ouverte après l'arrêt de l'opération de pompage.

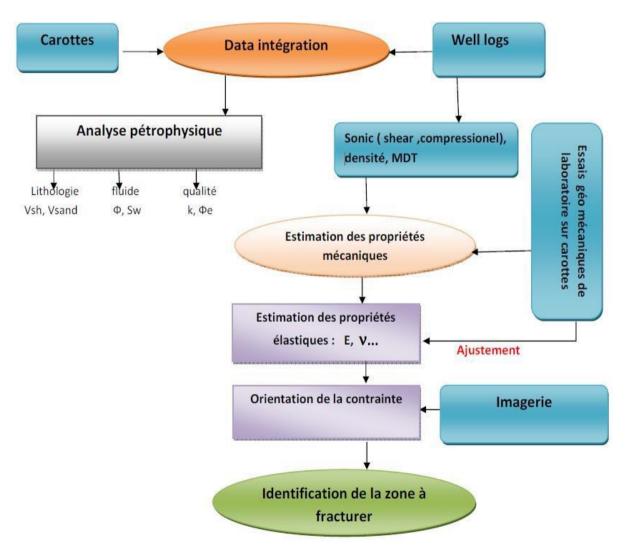


Figure. III.7. Workflow d'une Opération de Fracturation Hydraulique

III.9. LE FLUIDE DE FRACTURATION ET LES ADDITIFS

III.9.1. Fluide de Fracturation

Le choix du fluide de fracturation dépend essentiellement des propriétés du réservoir. La sélection du type de fluide à utiliser dépend de certains paramètres à savoir comme une grande viscosité et faible infiltration pour obtenir une bonne épaisseur et une bonne extension de la fracture et pour assurer une bonne mise en place des agents de soutènement; une capacité de transport d'agents de soutènement lourds et en proportion importante; une faible friction pour limiter la pression de traitement en surface lors du pompage; une compatibilité avec les fluides de la formation; et une adaptation aux températures du réservoir à stimuler. Ces différentes propriétés sont obtenues en ajoutant des additifs au fluide de base le plus classique qui est l'eau dont on augmente la viscosité en fabriquant des polymères réticulés composés essentiellement de Bore, Zirconium, Titane et de Fer.

III.9.2. Additifs chimiques

On ajoute le plus souvent des produits chimiques à l'eau, afin de la transformer en un fluide très visqueux (Fig. III.9), et à faible coefficient de frottement susceptible de transporter l'agent de soutènement et d'endurer les rigueurs associées au parcours jusqu'à la zone d'intérêt et leur retour subséquent à la surface.

De nombreux additifs sont nécessaires. Le choix de leurs natures et de leurs concentrations doit être fait avec soin en fonction des paramètres de gisement et des conditions opératoires, et par des tests au laboratoire. Citant par exemple (SCGNC, 2010) (fig. III.8) :

- Les gélifiants: servent à accroitre la viscosité et la capacité de suspension du Proppant et agissent comme lubrifiant.
- Les réducteurs de friction : viennent compléter l'action réductrice de friction des agents gélifiants.
- Les polymères réticulés : utilisés pour assembler des polymères, ils augmentent le degré de viscosité du liquide.
- Les agents interrupteurs : brisent la chaine polymère créée par le gélifiant et réduisent le degré de viscosité des polymères et permettent aux fluides d'être refoulé vers la surface.

- Les surfactants : agissent de façon à réduire la tension superficielle du fluide de fracturation.
- Additifs de refoulement : ils facilitent le drainage du fluide une fois le traitement terminé.
- Les agents de diversion : en particulier quand on souhaite réaliser une fracturation multiple.
- Les agents d'activation : gaz utilisés pour activer ou mousser les fluides à la fin de l'opération de fracturation pour le nettoyage du puits.

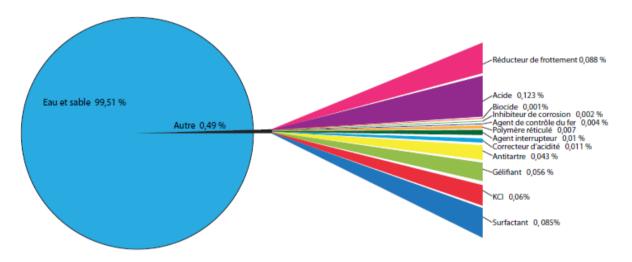


Figure. III.8. Composition volumétrique d'un fluide de fracturation (SCGNC, 2011)



Figure. III.9. Fluide de la Fracturation (J-J.BITEAU)

III.10. LES AGENTS DE SOUTÈNEMENTS (PROPPANTS)

Fracturer c'est créer un drain perméable d'une part et d'autre part c'est à l'agent de soutènement d'assurer le maintien de l'ouverture de la fracture et la conserver dans les conditions d'exploitation du puits (pression, température, fluide de gisement). Pour répondre à ces exigences, les agents de soutènement doivent avoir :

- Une bonne granulométrie et une forme susceptible de générer une bonne conductivité.
- une résistance mécanique aux contraintes in situ en exploitation (résistance à la déformation et à la rupture).
- une résistance chimique dans les conditions de fond au fil du temps (résistance à la corrosion et à l'érosion).

Le type d'agent de soutènement dépend essentiellement de la qualité du réservoir et des pressions exercées dans ce dernier. Dans la majorité des opérations de fracturation hydrauliques, on utilise du sable, des microbilles de céramique ou de la bauxite et leur diamètre pris en « Mesh » (fig. III.10).

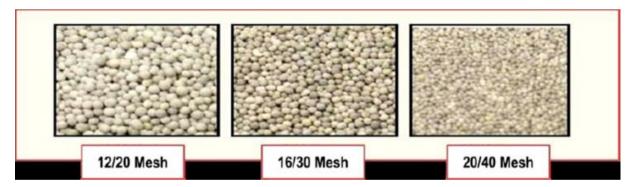


Figure. III.10. Différentes tailles de proppant (Boubekri et Mahamat, 2013).

(12 Mesh = 1.7 mm, 16 Mesh = 1.18 mm, 20 Mesh = 0.85 mm, 30 Mesh = 0.60 mm, 40 Mesh = 0.425 mm).

La densité des coquilles est généralement voisine de 1.3, leur forme est relativement subsphérique, présentent cependant des irrégularités parfois importantes (fig. III.11).



Figure. III.11. Différents Agents de Soutènement (Proppants) (GUERMIT.M, AZIZI.N, 2014)

III.11. ÉQUIPEMENTS DE FRACTURATION

L'opération de fracturation hydraulique fait appel à l'utilisation d'un nombre important d'équipements sur la courte période de sa réalisation et selon la taille de la fracture (Fig. III.12). Les traitements impliquant une seule fracture peuvent habituellement se faire en un ou deux jours.



Figure. III.12. Équipements de Fracturation Hydraulique (Louati et Attoum, 2013)

1-Tête de puits et FRAC Tree	11-Camions de transport d'additifs pour	
	fracturation	
2- Ligne à haute pression pour le test et le	12-Blenders - Mixeurs (sable + additifs+ eau)	
retour du puits		
3-Séparateur de sable pour la ligne de retour	13-Centre de commande de l'opération de	
(Flowbac)	fracturation	
4-Tanks pour le fluide Retour	14-Réservoir de décantation du fluide de	
	retour du puits	
5-Réchauffeur des lignes à haute pression	15-Conduite d'eau	
6-Torche	16-Réservoirs de fluide de retour du puits	
7-Unités de pompage HP sur camion	17-Réchauffeur des lignes hautes pression de	
	gaz	
8-Containers de mélange de sable (Proppant)	18-Séparateur de gaz	
9-Semi-remorques (silos) de sable	19-Distributeur de gaz	
10-Camions de transport d'acide		

III.12. CONCLUSION

L'opération de fracturation hydraulique est une technique de stimulation très efficace dans l'industrie pétrolière et constitue ces dernières années un outil indispensable pour améliorer la qualité des réservoirs notamment ceux qui ont le caractère compact. Néanmoins, cette opération est onéreuse et difficile à effectuer, elle nécessite un équipement très sophistiqué et sont rares les compagnies qui peuvent réaliser une telle opération.

La géomécanique joue un rôle très important dans un programme de fracturation hydraulique. Car à travers un profil de stress obtenu par combinaison des déférents paramètres élastiques et mécaniques de la formation ciblée, on pourra déterminer les zones intéressantes de minimum stress à fracturer.

PARTIE B : CAS D'ÉTUDE

CHAPITRE B.I

PRÉSENTATION ET CIMENTATION DU PUITS A

Présentation du puits A

I.1. ARCHITECTURE DU PUITS A

Le puits A, a été foré et complété atteignant tous les objectifs pétroliers qui lui ont été assignés en matière d'évaluation des réservoirs cambrien sandstone et Ordovicien sandstone et ci-dessous la fiche du puits complété (fig. I.6):

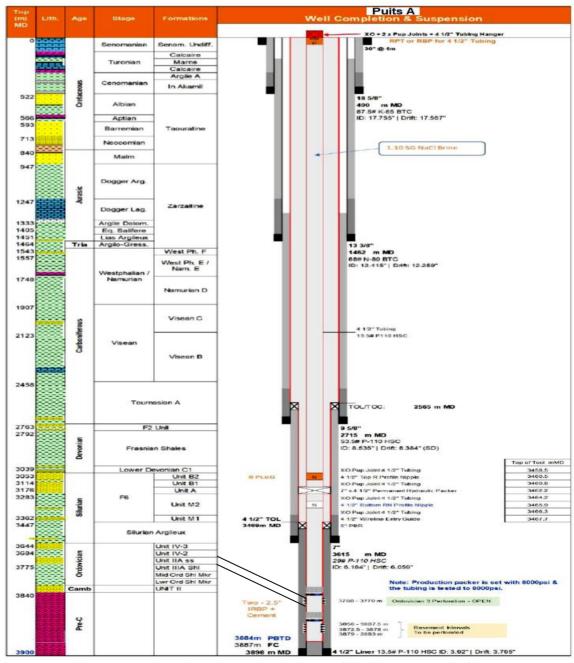


Figure. I.1. Architecture du puits A après forage et complétion.

I.2. PROPRIÉTÉS PÉTROPHYSIQUES

L'analyse des diagraphies (gamma ray), la saturation en eau et la perméabilité (fig. I.7) montre que les propriétés pétrophysiques du réservoir de l'Ordovicien III-A Ss (sandstone) dans l'intervalle à perforer sont de qualité médiocre, il est à noter que la perméabilité est estimée être **0.232 mD** et la saturation en eau est de **0.348.** (Voir annexe 6)

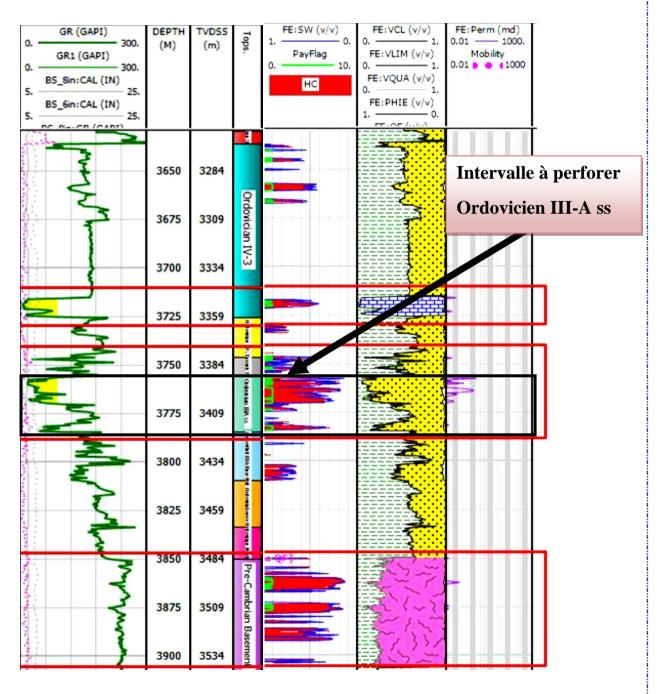


Figure I.2 : log gamma ray_saturation en eau et perméabilité du puits A

Cimentation du puits A

I.3. INTRODUCTION

La cimentation constitue l'une des barrières d'intégrité d'où son examen est primordial lors de l'étude de faisabilité de la fracturation hydraulique. Il est aussi à ne pas négliger la protection des aquifères que la cimentation doit assurer.

Les cimentations consistent en la mise en place d'un laitier de ciment approprié à une cote donnée du puits ou dans l'espace annulaire entre le trou foré et le cuvelage en place.

I.1.1. But de la cimentation

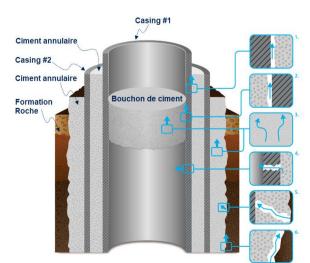
- * Fermer les couches à haute pression pour éliminer les risques d'éruption.
- * Réaliser la séparation entre les différentes couches productrices pouvant contenir des fluides différents à des pressions différentes
- * Supporter la colonne de tubage.
- * Protéger les colonnes contre les agents chimiques et la corrosion électrochimique.
- * Prévenir l'affaissement des parois du puits.
- * Éviter la pollution des nappes captives.
- * Se servir d'appuis pour la tête du puits et les équipements de contrôle.
- * Prévention du dévissage des tubages pendant le forage.

I.1.2. Voies de fuites potentielles

Plusieurs mécanismes de migration de fluide sont envisageables tout au long de la vie d'un puits (fig. I.3.). Les voies de fuite par lesquelles les fluides peuvent potentiellement voyager d'un réservoir d'hydrocarbures jusqu'aux aquifères ou à la surface sont :

- 1. Entre le ciment et l'extérieur du tubage ;
- 2. Entre le ciment et l'intérieur du tubage ;
- 3. À Travers le ciment ;
- 4. À travers le boitier :
- 5. Dans les fractures de ciment :
- 6. Entre le ciment et la formation.

Figure. I.3. Voies de fuite potentielles (Celia et al., 2005)



I.1.3. Les techniques pour l'évaluation des cimentations

La méthode la plus communément utilisée pour évaluer la cimentation d'un puits consiste à réaliser une diagraphie à l'aide d'outils spécifiques permettant d'évaluer la hauteur et la qualité de la gaine de ciment derrière le cuvelage. On va voir deux techniques, le sonique et l'ultrasonique.

a. Diagraphie de cimentation sonique :

Les outils soniques enregistrant l'amplitude d'une onde sonore dans le casing dont le taux d'atténuation est fonction de la compression du ciment et du pourcentage de circonférence cimentée. Sa mesure est appliquée à la détermination de la qualité de la cimentation d'un tubage.

* Principe de CBL (Cement Bond Logging):

Le principe du CBL est celui d'un sonique en trou tubé, un train d'onde de fréquence variant entre 20 et 30 KHz est périodiquement généré par un émetteur (fig. I.4). Le paramètre mesuré est : l'amplitude des différentes ondes (P : onde longitudinale, S : onde transversale, et St : onde de Stoneley) reçues aux récepteurs et leur atténuation.

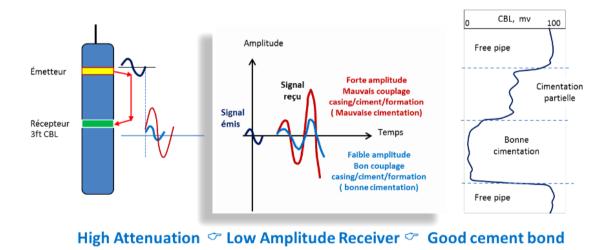


Fig. I.4. Principe de CBL (IFP 2005)

Low Attenuation Figh Amplitude Receiver Foor cement bond

* Principe de VDL (Variable Density Logging):

L'étude de la qualité de la cimentation peut être faussée par un certain nombre de phénomènes (Densité). Il s'est avéré utile d'enregistrer l'ensemble du train d'ondes sonores reçues par un récepteur situé généralement à 5 pieds de l'émetteur (fig. I.5).

Enregistré en complément du CBL, le VDL permet de définir l'adhérence Ciment /Formation (fig. I.6.)

La présentation de cet enregistrement est en densité variable; seules les courbes positives étant reproduites en une échelle de gris d'autant plus foncés que l'amplitude est plus grande.

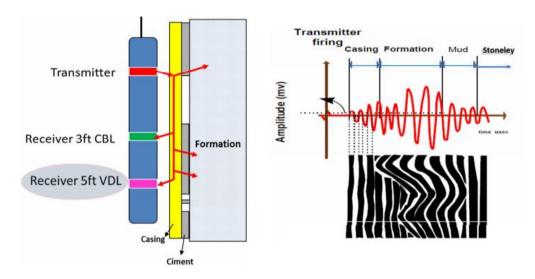


Figure. I.5. Principe du VDL et ordre classique d'arrivée des ondes (IFP 2005)

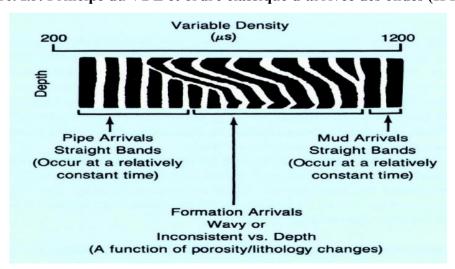


Figure. I.6. Interprétation du VDL (Richard Leeth, 2015)

À partir de l'analyse VDL, nous pouvons détecter les micros anneaux et canalisations indésirables.

Interprétation du CBL-VDL:

Free pipe (Casing Non cimenté):

- L'amplitude CBL est forte.
- Ondes du tubage très nettes, rectilignes et bien parallèles sur le VDL;

Casing bien cimenté:

- L'amplitude du CBL est faible ;
- Le log de VDL montre des ondes de casing très faibles, voire inexistantes, et des ondes de formation très nettes.

b. Diagraphie de cimentation ultrasonique

a. SBT (Segmented Bond Tool):

Ce type d'évaluation fournit les informations nécessaires pour confirmer l'isolation hydraulique et déterminer si des travaux de réparation sont nécessaires avant toute tentative de complétion.

Le service SBT évalue quantitativement l'intégrité de la liaison du ciment dans six (6) segments angulaires autour du tubage. Le service SBT peut trouver et définir des canaux dans l'anneau de ciment, évitant ainsi les résultats d'une mauvaise étanchéité hydraulique.

Les outils SBT sont insensibles aux fluides de forage lourds, aux formations rapides, à des variations de températures et de pression.

Pour faciliter l'interprétation, les mesures de SBT sont affichées dans deux présentations de journal. Les deux présentations sont disponibles en mode enregistrement, car les données SBT sont acquises, traitées et tracées en temps réel. La présentation secondaire se compose de six tableaux segmentés, d'une carte de ciment à atténuation variable et d'une superposition de traces d'orientation d'outil (fig. I.7).

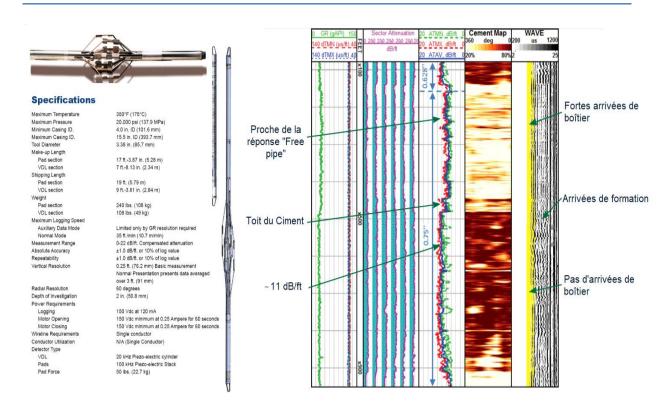


Figure. I.7. Exemple d'outil et Log SBT

L4. ÉTAT DE CIMENTATION

Suivant les exigences de la réglementation algérienne appliquées sur ce genre d'opération délicate et conformément à l'article Art. 82 du Décret exécutif 94-43, Chapitre V, Section III qui stipule : **Le puits à fracturer doit être dans un état technique satisfaisant, une bonne cimentation est obligatoire.** Dans le cadre de QA (Quality Assurance) et afin de confirmer l'aptitude du puits à être candidat à l'opération de fracturation hydraulique, un examen de documents de subsurface doit être effectué dans le but de s'assurer de la pérennité du ciment derrière les différents cuvelages, et par conséquent, de l'intégrité du puits.

Ci-dessous, une analyse des cimentations réalisées pour chaque phase de construction du puits A :

* Phase 24"X18\%":

Le forage du puits **A** qui a été amorcé par la réalisation de la première phase de surface de diamètre 24'', atteignant 400m de profondeur sans anomalie majeure

L'opération de la cimentation du cuvelage 18% s'est déroulée sans anomalies ;

Il n'y a pas d'enregistrement électrique (Logging) pour cette phase de surface.

* Phase 16"X13\%":

L'aquifère albien est entre 522m et 569m de profondeur tandis que le Barremien est entre 590m et 690m de profondeur (le toit du ciment à l'intérieur du cuvelage 185%' était à 395m).

Il ressort de l'évaluation de la qualité de la cimentation réalisée par un logging de type CBL-VDL une bonne isolation de l'aquifère albien par une très bonne cimentation au-dessus comme au-dessous de ce dernier (fig. I.8).

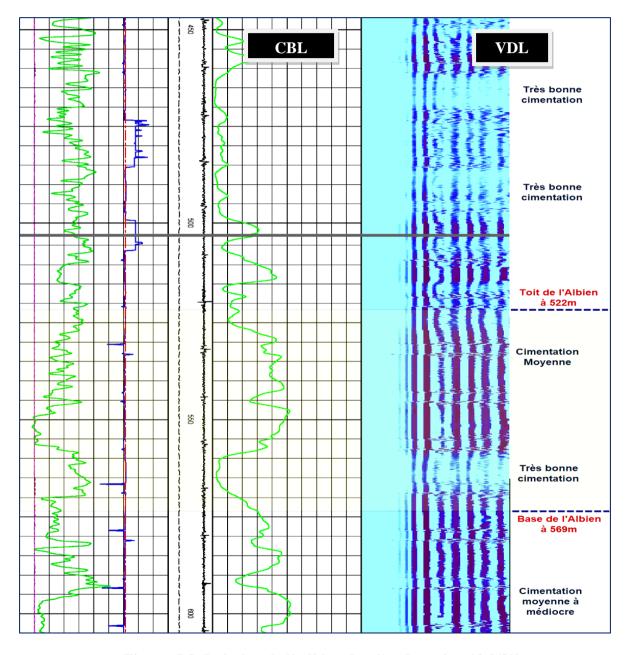


Figure. I.8. Isolation de l'Albien derrière le casing 13 3/8"

* Phase 121/4"X95%"

Cette phase a été forée jusqu'au 2715m soit 244m dans le Tournaisien (Toit du ciment à 1434m);

L'interprétation du log CBL-VDL réalisé, révèle qu'une cimentation pratiquement de qualité moyenne marque tout l'intervalle entre 1505m et 2400m, tandis qu'une bonne cimentation est à partir de 2400m et jusqu'au sabot ;

* Phase 8½''X7'':

L'interprétation du Log CBL-VDL enregistré, révèle d'une bonne qualité de cimentation derrière le cuvelage 7''.

* Phase 6''X4\\'2'':

Le forage de cette phase de production a atteint la profondeur finale 3900m, soit 60m dans le socle précambrien dont le réservoir Ordovicien Unité III, objet de l'opération, fracturation hydraulique a été confirmé entre 3707m et 3775m (fig. I.9);

À travers les enregistrements électriques de type SBT-CBL-VDL-CCL-GR, il ressort une qualité de cimentation moyenne à médiocre au droit de l'intervalle de perforation fixé entre 3760m et 3770m et cela est expliqué par l'atténuation moyenne qui est inférieur à **6.1dB/fT**; tandis qu'une qualité de cimentation moyenne est observée au droit des intervalles qui pourraient contenir l'opération de la fracturation et qui sont de 3734m à 3745m et de 3774m à 3780m;

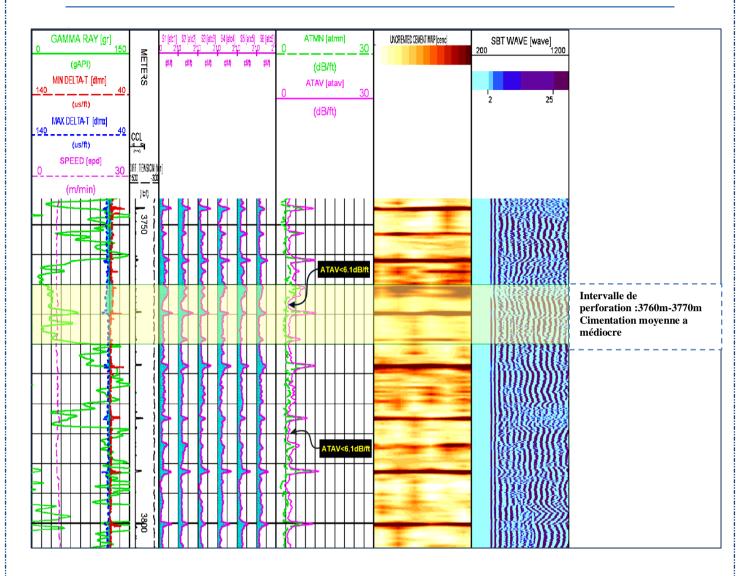


Figure. I.9. Puits A _4½"_SBT-GR-CBL-VDL-CCL_3745m-3805m

I.5. CONCLUSION

Les nappes d'eau du système aquifère du Sahara septentrional, traversées par le puits A, sont très éloignées de la zone ciblée et sont bien protégées de toute contamination. Il reste le risque de pollution, qui pourrait être généré en surface, par l'évacuation des fluides utilisés dans l'opération de fracturation hydraulique.

La cimentation au niveau des cuvelages $13^3/8''$, 95/8'' et 7'' varie entre moyenne et très bonne. Le casing $4\frac{1}{2}''$ est, d'après les diagraphies sonic et ultra sonic, d'une cimentation de qualité médiocre car l'atténuation dans le SBT est de moins de 6.1 dB/ft hors que pour que la cimentation soit bonne l'atténuation doit être d'environ 11 dB/ft.

CHAPITRE B.II

FRAC JOB

II.1. INTRODUCTION

Une opération de fracturation hydraulique est une opération très délicate et couteuse qui nécessite un matériel sophistiqué et des études (détermination de la zone à faible stress à partir de l'étude géomécanique) à mener avant de procéder à la fracturation.

Dans ce chapitre, la lumière sera portée sur le déroulement d'une opération de fracturation étape par étape, les outils et les produits (fluides de fracturation) utilisés et en fin les résultats de cette fracturation.

II.2. ANALYSE DE L'OPÉRATION DE PERFORATION

Afin de s'assurer que le programme de perforation établi entre en conformité avec l'article Art.74 du chapitre V dans la section I (la perforation) qui stipule : "La densité de la perforation doit être choisie en fonction des caractéristiques de la couche..." une évaluation a été réalisée pour adopter la spécification des canons à utiliser qui seront capable de garantir la taille minimale des perforations nécessaires pour mettre en place les agents de soutènement (High Strength Proppants) HSP 30/50 et HSP 20/40.

Spécifications mécaniques des charges :

190 charges de type 2818 Predator ZX ont été choisies pour cette opération, d'un diamètre moyen du trou de 0.31'' (0.78 cm) et d'une pénétration moyenne de 35.8'' (90.93 cm).

• Spécifications mécaniques des canons :

Les canons choisis sont d'un diamètre extérieur de 2½ (4,44 cm), une densité du tir ; qui signifie le nombre de charges explosives par foot ; de 6 tirs par foot (6 SPF). L'angle entre deux charges (phasing) est de 60°.

Type d'explosif : 17.5 gr de type HMX ``High Melting point explosive'' appelé aussi Cyclotétraméthylène-Tétranitramine ou Octogène qui est un puissant explosif ($\underline{non\ nucléaire}$) dont la formule chimique est : $C_4H_8N_8O_8$.

Pour assurer la perforation du Liner 4 ½ comme 1^{ère} étape de l'opération de frac dans l'intervalle 3760 m à 3770 m on doit :

Confirmer la mise en place de toutes les mesures de sécurité nécessaires pour ce genre d'opérations délicates, et mettre la pression en tête du puits en monitoring en temps réel dès la descente des outils de perforation.

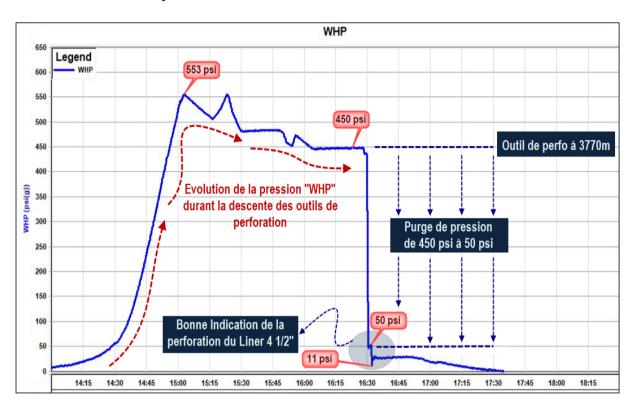


Figure. II.1. Puits A_ Opération Perforation_ pression en tête

Sur le graphe ci-dessus (fig. II.1.), on voit l'évolution de la pression en tête avec au fur et à mesure l'avancement des canons transportés par câble (Wire Line Conveyed Guns) dans le puits et qui s'est *stabilisée* sur la valeur de 450 psi une fois les outils de perforation ont atteint l'intervalle à perforer.

Une purge de la pression de 450 psi à 50 psi a été réalisée avant la détonation des explosifs, cette dernière a oscillé pour finalement atteindre les 11 psi ; cette allure de la courbe de pression est un bon indice sur la détonation des explosifs et la perforation du Liner 4 ½". La raison pour laquelle la pression a chuté de 50 psi à 11 psi est parce que après la détonation des explosives et la perforation du liner, les perforations ont accueilli une partie du liquide qui se trouve dans le puits et donc ça a mené à cette diminution remarquable de pression.

Une confirmation de la détonation des explosifs doit être réalisée une fois le canon est remonté en surface.

II.3. OPÉRATION 'COILED TUBING'

Vu l'importance de cette opération considérée comme préparatoire pour l'opération de fracturation et conformément à l'article **Art. 83** du décret exécutif 94-43 qui exige le nettoyage soigneux du puits avant toute opération de fracturation, et afin de déplacer le volume de Diésel et la boue KCL du puits, une opération ``Clean Out'' (nettoyage) doit être réalisée.

> Analyse de l'opération de déplacement de Diésel du puits :

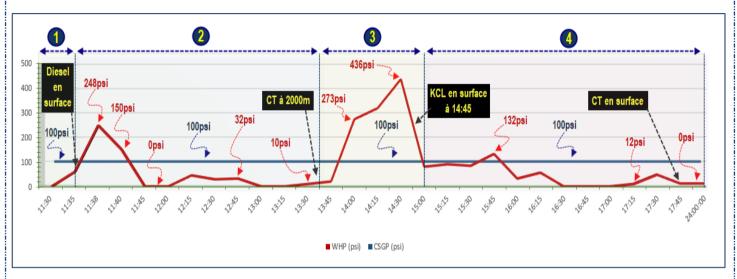


Figure. II.2. Puits A _ Évolution des pressions durant l'opération CT

Le graphe ci-dessus (fig. II.2.) montre l'évolution des pressions (WHP & CSGP) durant toute l'opération ``Coiled Tubing'' (tubage enroulé) qui était conçue pour le déplacement du Diésel de la colonne de production et le remplacer par de la boue KCL. Le déroulement de cette opération est subdivisé en quatre étapes essentielles (comme le montre le graphe ci-dessus) :

La première étape est quand le diesel est toujours en surface avant le commencement de son déplacement, la descente avec le ``Coiled Tubing´´ a commencé tout en enregistrant les pressions suivantes WHP=60 psi ; CSGP=100 psi (maintenue jusqu'à la fin des opérations).

La deuxième étape est la mise en place du ''Coiled Tubing'' à la profondeur de 2000m pour commencer le pompage du la boue KCL et déplacer le diesel, tout au long de cet intervalle, une pression de plus en plus stable a été enregistrée après le pic de 248 psi, ce pic est dû au volume ajouté par le ''Coiled Tubing'' dans le puits.

La troisième étape est de continuer la descente en circulation du 'Coiled Tubing' avec un débit de 1.5 bbl/min à partir de 2000m jusqu'au fond à 3800m, entretemps la boue KCL sortant du puits a été déversée dans le 'Mud Pit' (fosse de boue, protégé par un liner) tandis que le Diésel a été torché et brulé. Une hausse de la pression en tête (WHP) atteignant 436 psi a été enregistrée dû à la quantité de la boue KCL pompée par l'appareil de nettoyage.

La quatrième étape est la remontée en circulation du ``Coiled Tubing'' où la pression en tête a atteint les 132 psi. Un débit minimum a été utilisé tout en continuant la remontée du ``Coiled Tubing'', ce qui explique la régression de la pression en tête qui s'est stabilisée sur 12 psi une fois le ``Coiled Tubing'' en surface.

II.4. LE FLUIDE DE FRACTURATION

Comme il a été décrit dans la partie, ``fluide de fracturation et les additifs dans le chapitre A.III.9'', pour ce cas d'étude évidemment, la solution du fluide de la fracturation a été formée suivant le design élaboré en employant plusieurs produits chimiques/additifs (pour plus d'informations, voir annexes 3 et 4).

II.5. LE MINI FRAC

Le déroulement d'une opération de fracturation hydraulique passe par plusieurs étapes qui peuvent être classées comme suit :

- 1. Breakdown Test (Test d'Injectivité);
- 2. Data Frac (Mini frac);
- 3. Thermométrie;
- 4. Main Frac (Traitement Principal).

Toutes les opérations pré-Minifrac et Mini frac, notamment, les volumes pompés, les débits et pressions enregistrés sont récapitulés dans le tableau ci-dessous (tableau. II.1) et sont résumés dans un graph (fig. II.3.):

Stage Description	Fluid Description	Planned Volume	Actual Volume		y Rate om)	Surface Press. (pṣi)		
		(gal)	(gal)	Avg	Max	Avg	Max	
Establish Inj.	Treated Water	8,400	8,342	7.6	10.2	6,367	6,857	
Shut in		0	0	0	0	0	0	
Acid	15% HCL	4,000	3,983	4.7	5.7	6,541	6,999	
Over displacement	20# Linear Gel	8,500	8,506	8.0	15.9	6,812	7,412	
Shut in		0	0	0	0	0	0	
Step up rate	20# Linear Gel	12,600	13,333	15.1	29.3	6,980	8,255	
Step down rate	20# Linear Gel	5,040	1,328	15.1	24.0	7,260	7,890	
Shut in		0	0	0	0	0	0	
Establish Rate	50# Linear Gel	1,050	4,305	11.4	19.5	7,147	8,403	
Pad	Hybor H5420	16,800	16,809	19.9	20.5	8,060	8,409	
Displacement	50# Linear Gel	8,200	8,241	21.0	21.1	7,391	7,583	

Tableau. II.1. Tableau de pompage de l'opération mini frac.

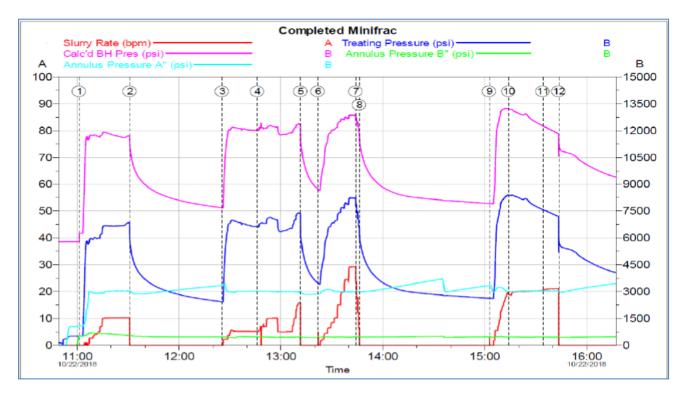


Figure. II.3. L'opération mini frac

L'opération du MiniFrac est synthétisée dans le graph ci-dessus, subdivisée en 4 étapes qui seront expliquées pour mieux illustrer le processus.

Sur l'axe des abscisses, c'est le temps (en heure), sur l'axe des ordonnées (A) on a le slurry rate (taux de fluide pompé en baril par minute) représenté par la courbe de couleur rouge, et sur l'axe des cordonnées (B) on a les pressions en psi de : traitement (courbe bleue), fond du puits (courbe rose), et les annulaire A et B (courbes verte et bleue ciel).

II.5.1.Analyse des opérations :

* Breakdown Test (Test d'injectivité):

Ce test est effectué dans le but de casser la formation et vérifier sa capacité d'absorption. Il consiste à pomper avec pression de l'eau traitée, à partir de la surface, qui traverse les perforations dans la formation et engendrer ainsi la création d'une fracture qui se propagera dans le réservoir.

Pour le puits A cette opération a été entamée par le pompage de 8342 gal d'eau traitée avec une augmentation de débit par étape atteignant un maximum de débit 10.2 bpm, avec un maximum de pression de surface de 6857 psi (tableau II.1.).

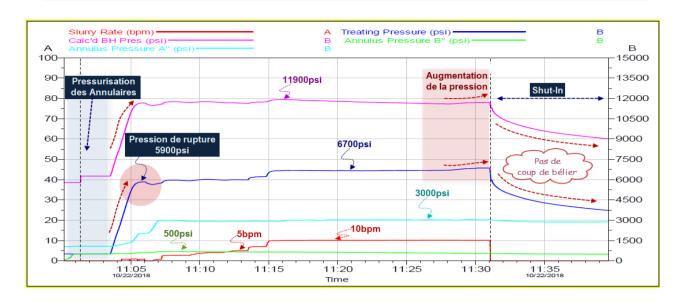


Figure. II.4. Analyse du test d'injectivité

Le graphe ci-dessus (fig. II.4.) montre que les espaces annulaires A et B (annulus A et B) représentés par le courbes verte et bleue ciel, ont été pressurisés respectivement à 3000psi et 500psi (Contrepressions)

Au début, le débit était minime et ne dépassait pas les 2 bpm, après que la pression de Breakdown a été atteinte (5900psi) et comme indice la diminution de la pression ce qui veut dire que la formation s'est ouverte et le débit pompé commence à entrer et circuler dedans, le débit a été augmenté à 10 bpm pour que la pression de traitement frôle les 6700psi, là où elle s'est stabilisée pour une courte durée. Vers la fin de l'opération une légère augmentation de la pression de traitement de 160 psi a été observée avec le même débit du volume conçu pour ce test d'injection, ce qui peut être un indice sur la complexité de la formation réservoir (Ordovicien III-A).

Avec l'arrêt des pompes ``Shut-in' il n'a pas été observé l'effet de coup de bélier ``Water Hammer Effect''où la courbe de pression de traitement a montré une diminution progressive avec le temps sans oscillations, indice d'absence de communication avec le réservoir.

* Déplacement de l'Acide HCL 15% :

Pour cette opération il a été programmé le pompage de 4000gal d'Acide HCL 15% qui a débuté après le Shut-in. Durant cette période transitoire, la pression de traitement a diminué pour atteindre 2425 psi comme le montre le graph de cette opération (fig. II.5)

L'analyse de l'opération de l'acide est subdivisée en 3 étapes illustrées par le graphe suivant (fig. II.5) montre ce qui suit :

La première étape consiste de pomper l'acide avec un débit contrôlé de 2.2 à 5 bpm, ensuite le pompage des 4000gal d'acide a été achevé, une augmentation de pression (courbes de pression de surface et de fond) due au pompage de l'acide est observée sur le graph. Dans la deuxième étape le déplacement de l'acide avec du Gel linéaire a commencé (8500gal de Gel linéaire #20 ont été prévus dans le programme) et a été effectué avec un maximum débit de 10bpm, l'acide a atteint les Perforations (indiqué par la baisse de pression) et une diminution de débit à 5bpm a été appliquée générant une pression de traitement pratiquement stable de l'ordre de 6550 psi avec une pression au fond à 11880 psi, après la diminution du débit il n'y a pas eu une baisse nette de la pression de traitement ce qui veut dire que l'acide ne se propage pas bien dans la formation c'est pour cela que vers la fin de pompage du Gel linéaire, une augmentation de débit atteignant 15,8bpm et parallèlement la pression de traitement a frôlé 7400psi; cette augmentation avait pour but de bien faire propager l'acide dans la formation du fait que la pression de traitement le permettait. Dans la troisième etape et après le shut in le coup de bélier a été observé ce qui induit qu'il y a eu une communication avec le réservoir.

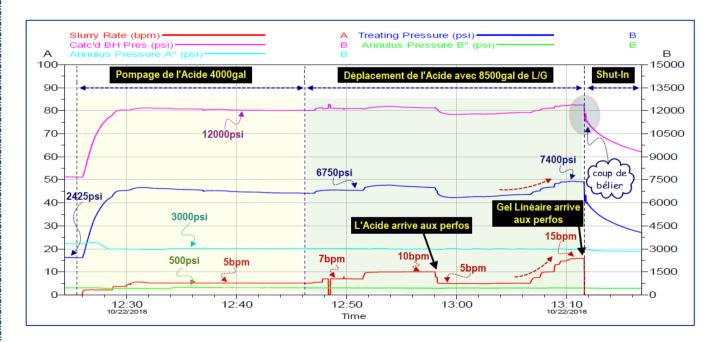


Figure. II.5. Analyse de l'opération d'Acide

* Les Tests Step Up et Step Down:

Le "Step Up Test" (fig. II.7.) est utilisé pour déterminer la pression d'extension ou appelée aussi pression de propagation de la fracture, par contre la réalisation du "Step Down Test" (fig. II.8) a pour but de déterminer la pression de fermeture de la fracture.

Pour le "Step Up Test", 12600gal de Gel linéaire #20 ont été programmés pour être pompés, en augmentant par incrément le débit du 1.6 bpm à 29.2bpm où la pression de traitement a atteint 8240 psi comme le montre l'analyse ci-dessous (fig. II.6).

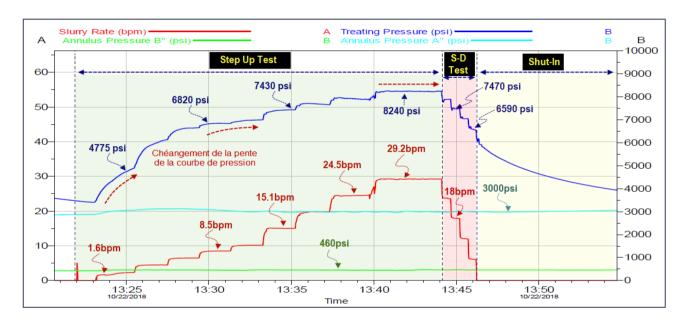


Figure. II.6. Analyse des Step Up & Step Down tests

On peut déduire du graphe ci-dessus que :

Au début, la pression de traitement (représentée par la courbe bleue) avait une forme radiale. En suite l'initiation de la fracture et donc propagation de l'écoulement dans la fracture ; expliquée par le changement brusque des pentes des courbes de pression, tout ça est dû à l'augmentation du débit (courbe rouge) et par conséquent de la pression de traitement.

Cependant, on peut définir la pression de propagation par l'intersection des deux tangentes et qui est de l'ordre de **12227 psi** (pression au fond), et celle de fermeture qui est de l'ordre de **11326 psi**, comme le montre les graphes (courbes rouges) suivants :

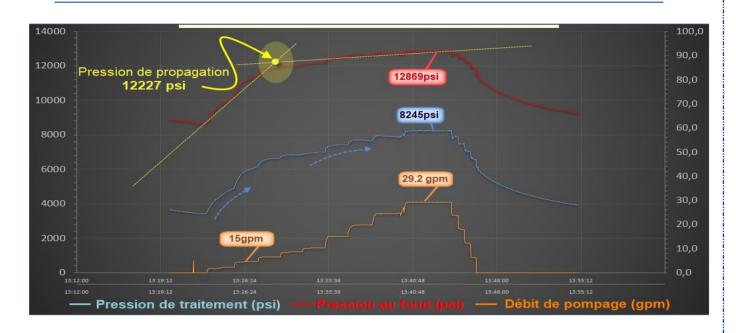


Figure. II.7. Step Up Test & Pression de propagation de la fracture

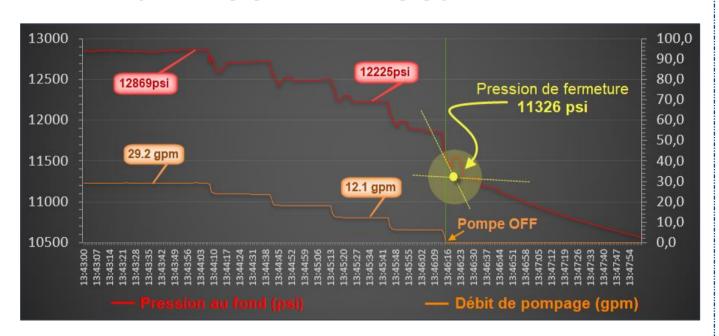


Figure. II.8. Step Down Test & Pression de fermeture de la fracture

* Analyse de l'opération MiniFrac :

L'opération MiniFrac est subdivisée en trois phases selon le programme de pompage adapté, la première phase concerne le pompage du PrePAD, il s'agit de 1050gal de gel linéaire 50# suivi par le pompage de 16800gal de Hybor 5.0410 en deuxième phase, puis le Flush par 8200gal de Gel linéaire 50# en dernier stade.

Le pompage pour cette étape a commencé par un débit ascendant allant de 0.3bpm à 19.5bpm (courbe rouge qui démontre le taux de fluide pompé) où un maximum de pression de traitement de l'ordre de 8400psi a été enregistré, notant que la pression de Kick-Out a été ajustée à 8800psi (pression de traitement en surface représentée par la courbe bleue). Ensuite le pompage du Hybor 5.0410 a été initié puis avec un débit stable qui était de l'ordre de 20bpm une légère ascension de la pression de traitement atteignant 8200psi a été observée reflétant l'interaction de l'agent réticulant avec la formation comme le montre le graphe cidessous (fig. II. 9):

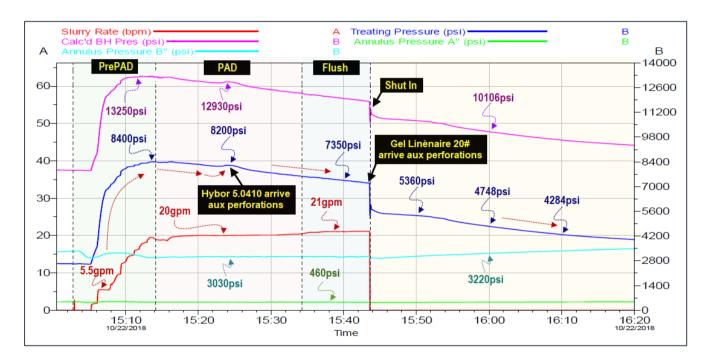


Figure. II.9. Analyse des trois étapes de l'opération MiniFrac

Le Hybor 5.0410 a été suivi par le Gel linéaire 20# lors de la phase du Flush qui a été réalisée par un débit de 20 à 21gpm et qui avait pour but de bien faire propager le Hybor dans la formation, avec l'arrivée du Gel linéaire au niveau des perforations, la totalité du Hybor 5.0410 a été facilement injectée dans la formation et c'est ce qui est reflété sur la courbe de la pression de traitement qui a pris une décroissance constante et progressive dès l'arrivée du Hybor aux perforations.

* Résultats du MiniFrac:

Thermométrie et géométrie de la Fracture :

La thermométrie est l'outil qui nous renseigne sur la zone de la formation qui a absorbé les fluides injectés. L'enregistrement de température (fig. II.10.a), dans les heures qui suivent le pompage d'eau traitée ou du gel dans la formation et bien avant le Main Job, est fortement recommandé pour avoir une idée sur la tendance de la propagation des fluides injectés depuis la surface.

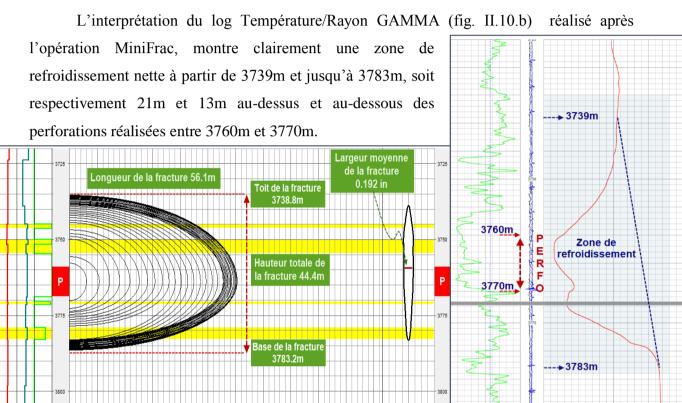


Figure. II. 10. a. Géométrie de la fracture Ordovicien III-A,

b. Log Temps/GR.

Concernant la géométrie de la fracture, on déduit qu'elle s'est propagée uniquement dans la formation de l'Ordovicien et a une hauteur de 44.4 m, une longueur de 56.1 m tandis que sa largeur est de 4.8 mm.

Des mesures correctives ont été prises en considération après l'examen des résultats de l'opération de MiniFrac qui est considéré comme une phase préparatoire avant la réalisation de l'opération MainFrac :

- En raison du risque élevé de ``Screen out'', une augmentation à 35000gal du Pad a été établie ;

- Voir la possibilité d'augmenter le débit de pompage à 25 bpm pendant la propagation de la fracture pour gagner plus de largeur, facilitant ainsi le placement de l'agent de soutènement;
- Suite à l'optimisation des étapes de l'agent de soutènement, il est recommandé d'utiliser 20/40 HSP (High Strengh Proppant) comme queue de pompage.

Le fluide de traitement utilisé pendant les différents types de tests et durant l'opération MiniFrac, en plus des 15.14m³ d'acide HCL 15% pompés lors de l'opération de l'Acide, est constitué d'un complexe de produits chimiques précédemment définis dont les quantités et les volumes par produit sont comme suit (tableau. II.2.) :

Produit	Volume/Poids	Produit	Volume/Poids				
CL-28	445.16443 litres	SP-Breaker	8.89041 kg				
K-38	419.80217 litres	LoSurf 300	229.39595 litres				
Vicon NF	33.690165 litres	KCL	20694.834 kg				
Gel-Sta	763.13902 litres	FE1A	19.684141 litres				
MO-67	40.5058 kg	LGC-V	14494.4806 litres				

Tableau. II.2. Les quantités et volumes des produits chimiques utilisés dans le fluide de traitement.

II.6. MAIN FRAC

Afin de maintenir ouverte la fracturation, le dépôt d'un agent de soutènement, qui est dans ce cas d'études le Proppant, est primordial lors du traitement principal.

Pour permettre la réussite du transport du Proppant à l'intérieur des nouvelles fractures, un type de solution (fig. II.12) ayant un aspect gélifié a été fabriqué en laboratoire par une combinaison de plusieurs types de produits, pour que chacun d'entre eux joue son rôle.

II.6.1. Composition du fluide et programme de pompage

Une composition de fluide de traitement et un programme de pompage (tableau. II.3), appropriés ont été conçus pour l'opération principale qui s'est déroulée à travers seize (16) étapes (pour plus d'information voir l'annexe 5).

#	Stage Description	Fluid Type	Clean Volume (gal)	Slurry Volume (gal)	Prop Con Begin (lb/gal)	•		Proppant Type and Size	AVF (gal/lb)	Bulk Density (lb/ft3)	Stage Time (min)	Cumulated Proppant (lbs)
1	Pre Pad	Tretaed Water	15 000	15 000	, , ,	, , ,	(lb)	-		,	11,9	` .
2	Pre pad	Hybor 5.0410	1 000	1 000	0,0	0,0	0	100 Mesh	0,04560	100	0,8	0
3	PAD	Hybor 5.0410	9 000	9 000				-			7,1	0
4	0.5 ppg SLF	Hybor 5.0410	2 000	2 046	0,5	0,5	1 000	100 Mesh	0,04560	100	1,6	1 000
5	PAD	Hybor 5.0410	3 000	3 000				-			2,4	1 000
6	1 ppg SLF	Hybor 5.0410	1 000	1 042	1,0	1,0	1 000	BauxLite 30/50	0,04200	100	0,8	2 000
7	PAD	Hybor 5.0410	3 000	3 000				-			2,4	2 000
8	1 ppg SLF	Hybor 5.0410	2 000	2 091	1,0	1,0	2 000	100 Mesh	0,04560	100	1,7	4 000
9	PAD	Hybor 5.0410	20 000	20 000				-			15,9	4 000
10	1 ppg SLF	Hybor 5.0410	8 000	8 336	1,0	1,0	8 000	BauxLite 30/50	0,04200	100	6,6	12 000
11	2 ppg SLF	Hybor 5.0410	7 500	8 130	2,0	2,0	15 000	BauxLite 30/50	0,04200	100	6,5	27 000
12	3 ppg SLF	Hybor 5.0410	7 000	7 882	3,0	3,0	21 000	BauxLite 30/50	0,04200	100	6,3	48 000
13	4 ppg SLF	Hybor 5.0410	6 000	7 008	4,0	4,0	24 000	BauxLite 30/50	0,04200	100	5,6	72 000
14	5 ppg SLF	Hybor 5.0410	5 500	6 655	5,0	5,0	27 500	BauxLite 20/40	0,04200	100	5,3	99 500
15	Flush	Lin Gel 50#	7 900	7 900				-				
16	Shut in							-				
17												
	То	tal	97 900	102 090			99 500				74,8	

Tableau. II.3. Puits A _ MainFrac_ Programme de pompage

Un volume de 102090 gal (d'eau traitée, Hybor 5.0410 et gel linéaire #50) a été programmé à être pompé. Pour cette opération, on a introduit dans le programme, le pompage de sable fin ``100Mesh'' qui va avoir un effet érosif sur la formation et c'est ce qui va favoriser l'écoulement du fluide dans cette dernière, et le pompage des agents de soutènement de haute résistance HSP ``High Strength Proppant''dont deux dimensions vont être utilisées, le 30/50 et le 20/40.

Concernant l'agent de soutènement utilisé lors de ce type d'opération, ce dernier doit avoir les qualités suivantes :

- Résistance mécanique à l'écrasement, dans les conditions de l'exploitation, aux abords du puits;
- Résistance chimique : corrosion ou formation de sous-produits colmatants ;
- Forme géométrique donnant un assemblage assurant la meilleure perméabilité.

II.6.2. Test de pression (Lignes et espaces annulaires)

Toutes les lignes de haute pression ont été testées en pression à 12000psi, tandis que les espaces annulaires A et B ont été testés respectivement à 5000psi et à 3000psi (fig. II.11).

Il est à surligner que les pompes ont été réglées de façon à ne pas dépasser 10000psi (Kick-out) au-delà de cette valeur les pompes s'éteignent automatiquement.

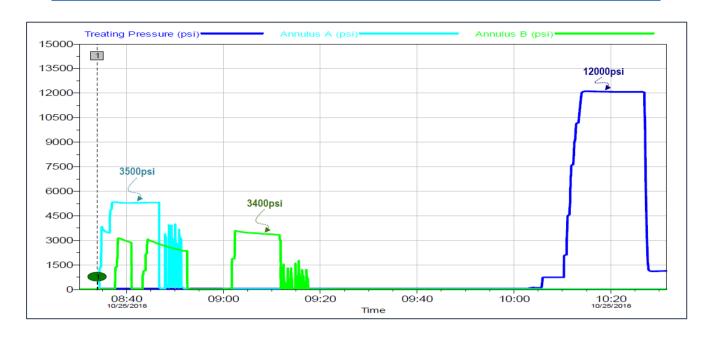


Figure. II.11. Tests de pression des Lignes de haute pression et des annulaires

II.6.3. Le laboratoire sur chantier

Le travail de laboratoire sur chantier veille sur la qualité du mixage des différents fluides et agents de soutènement, et l'échantillonnage depuis chaque étape et son entretient (procédure de Test, étiquetage et conservation) afin de s'assurer que le fluide de fracturation ne doit pas avoir de pouvoir colmatant dans les conditions du réservoir avant son injection dans le puits.



Figure. II.12. Échantillons de fluides de fracturation



Figure. II.13. Décantation des agents de soutènement 20/40 – 30/50 et du sable 100Mesh

À travers les photos ci-dessus (fig. II. 12) qui représentent les échantillons de fluide au laboratoire, on distingue nettement que le fluide de fracturation conçu dans le processus du traitement principal pour toutes les étapes de pompage n'a pas un pouvoir colmatant, et ceci peut être simplement expliqué par la décantation des agents de soutènement (fig. II.13) suite à la décomposition du fluide après un temps T défini en laboratoire une fois que ce dernier est soumis juste à une température qui avoisinait celle du réservoir.

L'opération de fracturation principale montre la répartition des seize (16) étapes de pompage et parallèlement l'évolution des différentes pressions, le débit utilisé ainsi que l'évolution de la concentration des agents de soutènements constituant les différents fluides pompés.

II.4.4. Déroulement du MainFrac

Le graph suivant (fig. II.14) est subdivisé en deux parties ; la partie supérieure représente les variations de pression lors du MainFrac, dont l'axe des abscisses indique le temps, et l'axe des ordonnées sur la gauche indique les pressions en psi et celui sur la droite indique le taux de liquide pompé en barils par minute. Tandis que la partie inferieure représente le taux de proppants injecté dans le puits et la concentration de ces derniers au fond, il est calculé en pound par galon (livre/galon) en fonction de temps toujours.

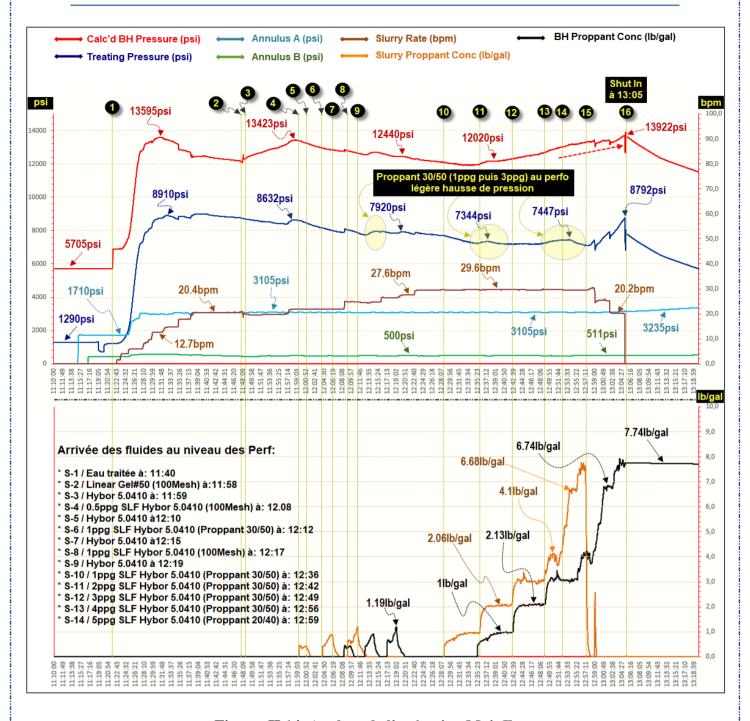


Figure. II.14. Analyse de l'opération MainFrac

La première étape: Commençant par le pompage de 15000gal d'eau traitée suivi par une augmentation progressive de débit allant jusqu'à 20.4bpm (courbe marron) et par conséquent de la pression de traitement (courbe bleue). Au bout de trois minutes, le fluide commence à s'écouler facilement dans la formation avec l'arrivée de l'eau traitée au niveau des perforations ce qui est expliqué par la déviation de la courbe de pression de la tangente.

La deuxième étape : le pompage du Gel linéaire 50# a été effectué.

La troisième étape : avec un débit de 19.7 bpm on remarque une diminution de la pression, ce qui insinue l'écoulement facile de l'eau traitée dans la formation, ensuite la pression calculée au fond (courbe rouge) et la pression de traitement (courbe bleue) ont augmenté brusquement dû à l'arrivée successive du Gel linéaire 50# et du PAD Hybor 5.0410 avec un débit de 21.8 bpm (courbe marron).

Les étapes 4, 5, 6, 7 et 8 : la formation accepte facilement les différents fluides pompés, ce qui est expliqué par la forme descendante et du décroissement des valeurs de pression (courbes bleue et rouge).

La neuvième étape: 20000gal de PAD Hybor 5.0410 ont été pompés avec un débit augmenté au fur et à mesure jusqu'à 29.6 bpm; une légère augmentation de la pression a été ressentie avec l'arrivée de l'agent de soutènement de haute résistance 30/50 à la formation.

Les étapes 10, 11, 12 et 13 : le même phénomène a été observé avec un débit 29.6bpm, à chaque fois l'agent de soutènement à différentes concentrations ``1ppg, 2ppg, 3ppg et 4ppg''arrive au réservoir la pression de traitement prend une légère hausse avant de reprendre l'allure initiale.

Le reste des étapes : avec le pompage de l'agent de soutènement de haute résistance 20/40, et dès son arrivée au réservoir, la pression de traitement (courbe bleue) a pris une hausse rapide accompagnée aussi par une hausse de la pression calculée au fond (courbe rouge), ce qui traduit l'interaction de la formation réservoir avec cet agent de soutènement qui est d'un diamètre (0.71mm) supérieur à celui pompé dans les étapes précédentes (30/50 – 0.47mm); c'est ce qui explique que cet agent trouve une difficulté à s'insinuer dans la fracture.

Il est obligatoire de réduire progressivement le débit pour contrôler la pression pour qu'elle n'atteigne pas celle du Kick Off.

* Résumé et résultats de l'opération de fracturation hydraulique :

L'opération de traitement principale s'est déroulée avec succès sans aucun incident. Il est aussi utile de surligner les informations suivantes extraites dès la fin de l'opération :

Maximum Pression de traitement : 8792 psi;

Maximum Concentration de l'agent de soutènement : 7.76 lb/gal ;

Volume total utilisé: 100154 gal;

Quantité de l'agent de soutènement injectée : 97359 lb;

Quantité de l'agent de soutènement dans la formation : 93672 lb;

Quantité de l'agent de soutènement dans le puits : 3687lb ;

À l'arrêt de pompage WHP : 8572 psi;

Avec un Run avec Slickline le fond a été topé à 3657m. Autrement dit, tous les 1 m, il y a 24,78 lb d'agent de soutènement sur une longueur de 143 m du puits.

Le traitement de fracturation principale a placé 104 472 lb (36 072 lb 20/40 HSP, 64 000 lb 30/50 HSP et 4 400 lb 100 mesh) dans la formation à une concentration maximale de fond de trou de 7,91 lb / gal. Environ 3 687 lb de 20/40 HSP ont été laissés dans le puits de forage.

La fracture résultante de cette opération est caractérisée par une largeur de 2,61 mm, une longueur de 75,2 m et une hauteur de 51,1 m, comportant une concentration moyenne de proppants de 1.11 lbs/ft² (tableau. II.4)

Dans la figure ci-dessous (fig. II.16) on voit clairement que les proppants se propagent tout le long de la fracture avec de fortes concentrations qui diminuent en s'éloignant du début de la fracturation pour atteindre leur minimum là où elle se termine.

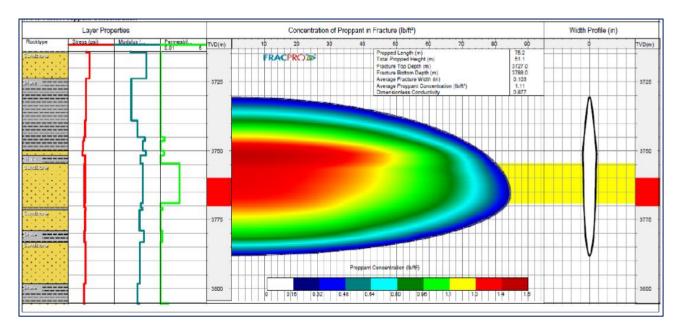


Figure. II.15. Géométrie de la fracture et concentration des proppants après le MainFrac_ Ordovicien III-A

Longueur de la fracture	75.2 m
Hauteur totale étayée	51.1 m
Profondeur du sommet de la fracture	3727.0 m
Profondeur du fond de fracture	3788.0 m
Largeur moyenne de fracture	0.103 in
Concentration moyenne d'agent de	1.11 lbs/ft ²
soutènement	
Conductivité sans dimension	0.877

Tableau. II.4. Résultats obtenus de la main-Frac

II.7. RÉSULTATS DE TESTS DU PUITS POST-FRAC

Afin de faire produire le puits depuis le réservoir Ordovicien III-A fracturé, une opération de lifting du puits à l'Azote avec l'unité Coiled Tubing (tubage enroulé) a été réalisée et suivie par un nettoyage du puits lors de son dégorgement dont les résultats ont été rigoureusement monitorés notamment d'éventuelle arrivée de Sand/Proppant, qui est revenu négatif, donc les Proppants sont toujours logés dans le puits et les fractures sont toujours maintenues ouvertes.

Les résultats du test sont comme suit :

Les volumes mesurés pendant l'écoulement principal ont été de 1.05Mscf/j de gaz et de 49.4bbl/j d'eau de traitement à 222psi de WHFP (tableau. II.5) ;

Duré	e	WHP	Taux de Gas	Volume d'eau		
		(Psi)	(MMscf/d)	* (Bbl/D)		
Ordovician III-A	Jour 1 (24h)	823	0,912	60		
(post-frac)	Jour 2 (24h)	405	0,97	58,7		
	Jour 3 (24h)	222	1,05	49,4		

^{* -} Toute l'eau produite est un fluide de traitement post-fracturation.

Tableau II.5. Taux de production de gaz

La pression d'écoulement du fond du trou fluctuait pendant les principales périodes d'écoulement. Un grand rabattement a été observé (Série de mesures de pression de fond à débit constant);

Une perméabilité de 1.58 mD a été obtenue par ft. (Épaisseur) (1.58 mD. ft).

Il est à souligner qu'il a été décidé d'annuler le test pré fracturation (DST -Drill Stem Test-) du réservoir Ordovicien III-A; la décision a été prise pour modifier les séquences

d'opération et procéder à la fracturation de ce réservoir avant d'évaluer son potentiel de production.

À cet effet, et avec le manque de données de test pré fracturation, qui servirait comme référence s'il était réalisé, il s'avère compliqué de déterminer la performance que la fracturation hydraulique a apporté en matière d'amélioration de production depuis le réservoir fracturé Ordovicien III-A.

La formation s'est avérée avoir une faible perméabilité et même après la fracturation hydraulique ; le puits n'a pas été en mesure de fournir plus de 1 Mscf/j (très probablement en raison de la faible concentration de fractures naturelles (NF) ou parce que ces dernières ne sont pas entrées en contact avec les fractures induites)

II.8. CONCLUSION

Le puits A du périmètre Tinerhert appartenant au bassin d'Illizi a fait l'objet d'une opération de fracturation hydraulique visant le réservoir Ordovicien III-A (Sandstone).

Vu l'annulation de quelques tests (DST) et le manque de données en géomécanique, on ne peut pas déterminer la performance du puits A avec précision.

L'opération de fracturation a débuté par une opération de perforation qui consiste à perforer les parois du puits et d'initier une fracture au niveau du réservoir suivie d'une opération de nettoyage du puits qui implique le déplacement du diésel et son remplacement par de la boue KCL; préambule à l'opération de MiniFrac qui comporte quatre stades (PrePAD, PAD, Flush et Shut in) induisant une fracture ayant les dimensions suivantes ; une hauteur de 44.4 m, une longueur de 56.1 m et largeur de 4.8 mm, ensuite une thermométrie qui a montré que le fluide de fracturation a bien pénétré la formation car il y a eu un refroidissement au niveau de l'intervalle a perforer. En fin le MainFrac qui s'est déroulé en 16 étapes et a fait fracturer la formation en l'injectant avec les Proppants pour garder les fractures ouvertes et augmenter la perméabilité.

Le processus s'est bien déroulé sans accident, une fracture de 2,61 mm de largeur, de 75,2 m de longueur et une hauteur de 51,1 m s'est produite. La perméabilité a augmenté pour atteindre 1.58 mD après qu'elle été 0.23mD, à ce sujet on peut dire que la perméabilité n'a pas été trop optimisée. La production du puits s'est avérée être médiocre par rapport aux normes, d'une moyenne de 1,05 Mscf/j, et ça peut être dû à l'absence d'interaction des fractures naturelles avec les fractures induites.

CONCLUSION GÉNÉRALE

CONCLUSION GENERALE ET RECOMMENDATIONS

Conclusion générale

Les réservoirs ordoviciens du bassin d'Illizi sont qualifiés de compacts puisqu'ils présentent des caractéristiques pétrophysiques médiocres et faibles mais renferment un potentiel considérable en hydrocarbure qu'il faut en bénéficier surtout qu'à l'heure actuelle, les ressources conventionnelles ne cessent de diminuer.

Ce travail fait l'objet de l'étude de fracturation hydraulique du puits 'A' au niveau de l'intervalle 3760 m à 3770 m, au sein du réservoir ordovicien III-A (Sandstone) dans le bassin d'Illizi.

Deux résultats principaux en découlent; le premier est qualifié de positif, il s'agit de la réussite de l'opération de la fracturation hydraulique dans le réservoir compact ordovicien III-A au niveau du puits 'A' et qui a donné lieu à une fracture de dimensions importantes (75,2m de longueur, 2,61mm de largeur et une hauteur de 51,1m)

Le deuxième résultat qui s'avère plutôt négatif, est celui de la faible productivité et non prometteuse du puits 'A' par rapport aux normes, comme le montre le DST post Frac. Ceci peut être expliqué par la faible concentration des fractures naturelles du réservoir, d'où la nécessité d'une étude préliminaire de la microfracturation sur les lames minces. La deuxième explication, probable, est que ces microfractures naturelles ne sont pas entrées en contact avec les fractures induites.

Il est à noter que le DST (drill stem test) est très important pour déterminer si le réservoir a amélioré sa production.

Il est donc prudent de dire que la fracturation du puits A, a été précipité ou un autre type de forage donc un autre type de fracturation aurait dû être utilisé pour obtenir de meilleurs résultats que ceux que nous avons.

Dans le cas d'étude, les nappes d'eau du Système Aquifère du Sahara Septentrional, traversées par le puits, se trouvent d'une part très éloignées des zones ciblées et d'autre part bien protégées de toute contamination, du moins de l'intérieur du forage, car les fluides de fracturation, injectés dans la formation du réservoir, ont été quasiment récupérés en surface et ce grâce à la bonne cimentation des casings.

CONCLUSION GENERALE ET RECOMMENDATIONS

Les hydrocarbures de réservoir compact (Tight Reservoirs) peuvent être contenus dans des gisements particuliers, souvent de petite taille, situés dans des roches très peu poreuses et très peu perméables surtout. Ils peuvent aussi se trouver dans des zones périphériques de gisements conventionnels.

Durant la phase d'exploration, il est pratiquement aussi difficile d'identifier et d'apprécier les réserves en hydrocarbures d'un réservoir compact en raison des caractéristiques des roches qui les renferment. Une fois repérés, les gisements peuvent être exploités en ayant recours à des techniques particulières telles que la fracturation hydraulique mais qui peut, dans certains cas, ne pas apporter une grande contribution dans l'amélioration des propriétés des réservoirs et par conséquence, une productivité moins importante.

A cet effet, et suite aux résultats obtenus après l'examen du cas d'étude, qui n'étaient pas aussi prometteurs en terme de production du puits A après la fracturation hydraulique réussie du Tight réservoir ; l'étude géomécanique pré-frac est considérée comme nécessaire pour déterminer le profil du stress et réussir l'opération de la fracturation hydraulique, mais ça reste toujours à l'échelle d'un puits d'où un manque de données sur le puits notamment celles d'une étude de carottes, la détermination du système de fractures au-delà du puits ainsi que la micro fracturation qui ne peut être étudiée qu'on effectuant un examen de lames minces ne permet pas d'avoir une étude pétrophysique pertinente complète.

Recommandations

Une parfaite connaissance du contexte géodynamique régional et du régime des contraintes tectoniques est aussi très important pour l'élaboration d'un model géomécanique fiable. Une modélisation de la distribution des contraintes dans un champ, obtenu par des données d'imagerie, aidera à l'amélioration des futurs forages dans la région.

L'estimation des pressions interstitielles lors du forage est très importante pour calibrer le modèle géomécanique et l'élaboration du design frac.

La construction d'un modèle géologique structural comportant une distribution des propriétés géomécaniques et des contraintes sur les bassins à intérêt pétrolier dans la plateforme saharienne sera d'un apport considérable pour les futures études.

CONCLUSION GENERALE ET RECOMMENDATIONS

La protection des aquifères au niveau d'un puits candidat à la fracturation reste une condition obligatoire afin de préserver cette richesse et éviter sa contamination et sa pollution. À cet effet, l'évaluation de la qualité de la cimentation devra être réalisée par les moyens appropriés et les Logging adaptés.

Pour notre cas d'étude, et afin d'arriver à une nette amélioration de la production du puits en question, d'autre technique peuvent être réalisées notamment la réalisation d'un trend horizontal dans le réservoir compact Ordovicien III-A (Sandstone) le plus long possible (pour pouvoir couvrir une plus grande étendue du réservoir) et selon ce que le forage le permet pour enfin réaliser une opération multi-fracking (en plusieurs stage de fracturation). Bien que ceci soit désormais maîtrisées, ces techniques restent couteuses pour l'opérateur.

GLOSSAIRE

GLOSSAIRE

Breakdown Test (Test d'Injectivité/ test de cassure): Première phase de processus de fracturation hydraulique qui consiste à initier la fracture par le pompage de l'eau traitée.

Casing (**Tubage**) : Ensemble des tubes, descendus dans un trou ouvert et cimentés en place, servant à maintenir les parois de la formation pour éviter les éboulements.

Coiled Tubing: Opération d'intervention légère sur puits qui consiste dans l'utilisation d'un équipement constitué d'un tuyau et sert à nettoyer, démarrer, lifter le puits.

Darcy: Unité de perméabilité des terrains. Un terrain a une perméabilité de un darcy, lorsqu'un fluide d'une centipoise de viscosité (celle de l'eau à 20°) s'y déplace sous l'influence d'un gradient de pression d'une atmosphère par centimètre, à la vitesse de 1 cm/s.

Design Frac (Géométrie de la fracture) : Schéma élaboré par des logiciels de simulation qui montre la forme et les dimensions de la fracture engendrée.

Frac Job (opération de fracturation): Processus de fracturation hydraulique qui sert à créer des fractures dans la formation par l'injection des fluides et de sables à haute pression.

Ft (Pied): Unité anglo-saxonne utilisée dans la mesure des longueurs, égale à 0.281 m.

Inch (Pouce): Unité anglo-saxonne utilisée dans la mesure des longueurs, égale à 2.54 cm.

Mesh : Unité utilisée pour déterminer la granulométrie des agents de soutènement en se basant sur un réseau maillé d'une taille donnée.

Mini Frac ou Data Frac : Deuxième phase de processus de fracturation consistant à injecter un gel réticulé pour ré-ouvrir les fractures déjà générées. Elle sert aussi à calibrer les différents paramètres (pression, débit, fluide de fracturation) lors de l'injection de l'agent de soutènement.

Minimum Stress (Contrainte Minimale): Contrainte la plus faible à laquelle est soumise la roche; pendant la fracturation les cassures se développent dans des plans perpendiculaires à cette derniere.

Proppants (Agent de Soutènement): Matériau non compressible transportés par les fluides de fracturation. Il est pompé dans les fractures ouvertes en vue d'éviter qu'elles ne se referment sur elles-mêmes au moment du déclin de pression lors de l'arrêt du pompage.

GLOSSAIRE

Psi: Unité anglo-saxonne de pression qui correspond au Pound (Livre) par square Inch (pouce au carrée), égale à 703,07 Kg/m2.

Screen Out (Bouchage prématuré) : Précipitation de l'agent de soutènement dans le fond du puits et dans les fractures causant la diminution de productivité de la formation.

Shale (**Argile**) : Roche feuilletée constituant souvent la roche mère des hydrocarbures et pouvant en renfermer des quantités considérables. La récupération de ces derniers se fait par des techniques non conventionnelles telles que la fracturation hydraulique.

Slickline : Slickline fait référence à un fil à un seul brin qui est utilisé pour faire passer une variété d'outils dans le puits de forage à plusieurs fins. Il est utilisé lors des opérations de forage de puits dans l'industrie pétrolière et gazière.

Skin (Endommagement): Ce sont toutes les incrustations, minérales ou organiques, pouvant altérer la perméabilité naturelle ou provoquée par leur déposition à l'intérieur du réservoir (fractures et pores); C'est un facteur d'endommagement qui peut être causé pendant le forage, la complétion ou même la mise en production du puits.

Tight Reservoirs (Réservoirs Compacts): Réservoirs caractérisés par une perméabilité inférieure à 0.1 milliDarcy (mD) et une porosité inférieure à 05% nécessitants dès lors une opération de stimulation pour les faire produire.

AAhmadi, R., (2010) : Diagraphie et évaluation des réservoirs. Cours, Département de Génie-Géologie, Option : Géoressources, Ecole National d'Ingénieurs de Sfax-Maroc.

Aiouna A., 1975 : Rapport Sonatrach, Synthèse Bibliographique du Bassin d'Illizi (District II)

Alain, F., Raoult, J.-F., 2010 : Dictionnaire de Géologie, 7e Edition.

Beghoul, M.S., (2013) : Les diagraphies différées: interprétation pétrophysique et géologique. IAP – Sonatrach.

Beuf S., Dubois P., Biju-Duval B., 1967: Lithostratigraphie du Dévonien inférieur gréseux du Tassili N'Ajjer in Colloque sur le Dévonien Inférieur et ses Simites, Rennes.

Biteau J-.J., Forage et Fracturation Hydraulique d'Apres la Documentation Utilisée en Conférences par Total.

BOUBAHZIZ M., (2012) : Caractérisation et modélisation des réservoirs Cambroordovicien du gisement horst Nord In Amenas (hnia), bassin d'Illizi. Mémoire de magister en ressource Minérale et Energétique UMBB, P 3-5.

Boubekri, A. et Mahamat, H.-S., (2013): Description de la technique de fracturation conventionnelle et de fracturation Hiway. Mémoire de Master, Fac. des Sciences Technologiques et Sciences des Matières, Univ. Kasdi-Merbah, Ouargla-Algérie.

BOUDJEMAA.A, (1987) : Evolution structurale du bassin pétrolier triasique du Sahara Nord Oriental (Algérie). (thèse de doctorat)

Celia, M. A., J. M. Nordbotten, B. Court, M. Dobossy, and S. Bachu. 2011: Field-scale application of a semi-analytical model for estimation of CO2 and brine leakage along old wells. Int J Greenh Gas Control.

Chapellier, D. et Mari, J.-L., (2004) : Cours online de géophysique. Institute de Géophysique, Université de Lausanne, Institut française de Pétrole (IFP).

Documents IFP 2005: « Les diagraphies de cimentations » ENSPM Formation Industrie-IFP Training FOR95026.

Echikh K., 1998: Geology and Hydrocarbon Occurrences in the Ghadames bassin, Algeria, Tunisia, Libya. In D.S Mac Gregor, R.T.J Mody, D.D Clark-Lowss (eds), Petroleum Geology of North Africa.

Elieve M., et Al., 1971 : Structures Géologiques et Perspectives en Pétrole et en Gaz du Sahara Algérien. Altamira-Rotopress, S.A, Madrid, Espagne.

Gasmann., 1951 : Thèse de Doctorat : Elastic Waves Through a Packing of Spheres.

Guermit M.-N., Azizi S., 2015: Mémoire de Fin d'Etude : Amélioration de l'Indice de Productivité par Fracturation Hydraulique Application: Champs de Tiguentourine Cas duPuits TG 358.

Heidbach, O., Barth, A., Müller, B., Reinecker, J., Stephansson, O., Tingay, M. et Zang, A. (2016): WSM quality ranking scheme, database description and analysis guidelines for stress indicator. World Stress Map Technical Report 16-01, GFZ German Research Centre for Geosciences. 52 p.

Hills, C.-D., (2000): A Calometric and Microstructural Study of Solidified Toxic Wastes-Part 2: A Model for Poisoning of OPC Hydration. International Journal of Rock Mechanics and Mining Science & Geomechanics Abstracts.

J.P.NGUYEN 1993: « Technique d'exploitation pétrolière le forage » Editions TECHNIP.

Louati, S. et Attoum, W., (2013) : Fracturation hydraulique dans l'industrie gazière : Analyse et critiques. Mémoire de Master, Fac. de technologie, Univ. Abou Bekr Belkaid, Tlemcen-Algérie.

Madjid AKKOUCHE., (2007): application de la datation par traces de fission à l'analyse de la thermicité de bassins à potentialités pétrolières. Exemple de la cuvette de Sbaâ du bassin de l'Ahnet-Nord. (thèse de doctorat)

MOULLEY C. C.,(Avril 2007): Les dolérites du bassin d'Illizi (Algérie): manifestations d'un linéament du socle de direction E-W. SGP6, CRD, Sonatrach, Boumerdes, Algerie.

Naik G.-C., 2010: Tight Gas Reservoirs, An Unconventional Natural Energy Source for the Future. Office

Office National de l'Energie, Décembre 2011 : Projet de Mise en Valeur de Pétrole de Réservoir Etanche dans le Bassin Sédimentaire de l'Ouest Canadien.

OSS (Observatoire du Sahara et du Sahel), Janvier 2003 : Système Aquifère du Sahara Septentrional, Gestion Commune d'un Bassin Transfrontières, 1er Edition, Rapport de Synthèse.

Ouali S., 2006 : Étude Géothermique du Sud de l'Algérie. Thèse Magistère, Université M'hamed Bougarra. Boumerdés.

Rapport de synthèse, janvier 2003: SYSTEME AQUIIFERE DU SAHARA SEPTENTRIIONAL Gestion commune d'un bassin transfrontière

Richard Leeth, 2015: Casedhole Solutions Properly run and interpreted, cement-bond logs (CBL) provide highly reliable estimates of well integrity and zone isolation. (presentation)

SCGNC (Société Canadienne de Gaz Non Conventionnel), 2010 : Introduction à la Fracturation Hydraulique, Calgary Canada.

SCHLUMBERGER. (2007): WEC. Houston, TX, USA: Schlumberger.

Skandar M.-S, Arab M., 1996: Rapport Sonatrach, Synthèse Géochimique sur le Bassin d'Illizi (District II).

Sonatrach et Total, 2007 : Recueil des Résumés, Sixième Séminaire de Géologie Pétrolière, Les Dolérites du Bassin d'Illizi (Algérie).

Sonatrach, 2007 : Activité Amont – Division Centre de Recherche et Développement. Boumerdés.

Sonatrach/Robertson, 2000 : Étude Sédimentologique, Diagénitique et Modélisation Sismique des Niveaux Réservoirs du Bassin d'Illizi. Algérie.

Tefiani B., Juillet 2009: Sonatrach, Activité Amont, Division Forage, Direction AOP, G&G, Fax ELAS DST.

Total, 2007: Exploration et Production, Tight Gaz Réservoirs, Gisements à Haute Valeur Technologique, French Version.

Annexe 1:

Quelques Exemples du Module de Young (HILLS C D et al., 2000)

Type de roche	Module de Young (Mpsi)
Calcaire	5-13
Sable	0.2-1.3
Grés consolidé	1-8
Silt	4-8
Argile	1-5
Charbon	0.1-1

Annexe 2:

Quelques Exemples du Coefficients de Poisson (HILLS C. D. et al, 2000)

Type de roche	Coefficient de Poisson
Calcaire	0.30-0.35
Sable	0.25-0.35
Grés	0.15-0.30
Silt	0.20-0.30
Argile	0.25-0.45
Charbon	0.35-0.45

Annexe 3:

Puits A- Produit chimique composant le fluide de fracturation

Non commercial du produit	Famille Chimique	Contenu	Application	Définition/Domaine d'utilisation
CL-28M	Minéral	Sels de Borate Silice cristalline, Quartz	CROSSLINKER	Le CL-28M est un agent de réticulation qui peut être utilisé avec les fluides de fracturation du système Hybor aux températures statiques de fond (BHST) entre 52 ° et 149 ° C (125 °. Les concentrations de cet agent qui offrent une viscosité optimale du fluide sont de 0,3 gal (CL-28M)/ 10lb de polymère de Guar et 0,75 gal (CL-28M) / 10 lb de polymère HPG de .
K-38	Minéral	Octaborate Disodique Tétrahydraté	CROSSLINKER	La limite supérieure de température de l'agent de réticulation K-38 dépend de le pH final du fluide de mélange. La concentration d'agent de réticulation dépend du type et de la concentration du gel.
Vicon NF	Blend	Acide chloreux, Sel de sodium Chlorure de sodium	Briseur/Casseur	Le Breaker ViCon NF est efficace à des températures allant jusqu'à 350 ° F (177 ° C). La concentration du ViCon NF est déterminée par la température au fond du puits, concentration de stabiliseur et le temps de rupture requis,
Gel-Sta	Sulfate	Ne contient aucune substance dangereuse à des concentrations supérieures aux seuils définis par l'autorité compétente	Stabilisateur	À des températures supérieures à 93 ° C, stabilisateur de gel Gel- Sta augmente la température de stabilité des fluides de fracturation gélifiés, résultant en un fluide de haute viscosité en température pour une longue durée, Les concentrations typiques du Gel-Sta sont 5 à 30 lb de Gel-sta / 1000 gallons de fluide de fracturation.
MO-67	Minéral	Hydroxyde de sodium	Agent de contrôle du PH	L'agent de contrôle du pH MO-67 ™ est un additif liquide qui est le plus souvent utilisé comme agent de contrôle du pH pour certains fluides de fracturation à pH élevé, tels que le fluide de fracturation Hybor Gel ™. L'agent MO-67 est également utilisé dans d'autres applications où un ajustement du pH du fluide à un niveau élevé est requis.
SP Breaker	Composé chimique	Persulfate de sodium	Briseur/Casseur	Le temps de réaction du SP Breaker est dépendant de la température. À des températures inférieures à 120 ° F, la réaction se produit très lentement et doit être catalysée.
LoSurf 300	Liquide non ionique	Ethanol + Heavy aromatic petroleum naphtha + Poly(oxy-1,2- ethanediyl), alpha-(4-nonylphenyl)- omega-hydroxy-, branched	Surfactant	Le surfactant LoSurf-300D peut être ajouté aux liquides de stimulation pour traitement des formations de grès ou de calcaire. La performance d'un non-émulsifiant peut être influencée par la libération de fines, la concentration et le type d'autres additifs, ainsi que la dilution du fluide de traitement avec de l'eau de formation. Effectuer correctement des tests avant l'opération aidera à prévenir beaucoup de ces problèmes.
FE1A	Composition Acidisante	Acide acétique; Anhydride acétique	Additif	Le Fe-1A est l'un des deux additifs de l'acide de Fe de Halliburton qui, ensemble, aident à prévenir la précipitation d'oxydes de fer hydratés lorsque l'acide chlorhydrique (HCl) est utilisé. Fe-1A est l'agent de contrôle du pH, tandis que Fe-2 est un agent chélateur du fer. Le Fe-1A maintient un pH bas pendant une période prolongée et réduit le gonflement de l'argile.
LGC-V	Blend	Éthylène glycol Nonylphénol éthoxylé ramifié	Gel liquide	Les concentrés de gel liquide permettent l'ajout pratique de polymères gélifiants à l'eau. LGC-V et LGC-VI à base diesel les concentrés ont été développés pour une utilisation avec des superconcentrés de polymères dérivés de guar. GS-5 additif permet de viscosifier le combustible hydrocarboné (diesel) et
OptiFlo III	Sulfate	Persulfate d'ammonium Silice cristalline, quartz	Additif acide à diffusion retardée; Briseur/Casseur	L'additif OptiFlo III a été conçu pour des températures inférieures à 48,8 ° C. L'additif OptiFlo III peut être utilisé dans Gel fluide Hybor ™ pour diminuer le pH du liquide, initiant l'activité de l'enzyme briseur pour dégrader le gel polymère et inverser la réticulation borate.

Annexes 4:

Puits A- Produit chimique composant le fluide de fracturation (Suite)

Non commercial du produit	Code de danger	Danger	Précautions environementales		
CL-28M	H317 H-319 H334	Peut provoquer une allergie cutanée; Provoque une sévère irritation des yeux; Peut provoquer des symptômes d'allergie ou d'asthme ou des difficultés respiratoires par inhalation; Peut nuire à la fertilité ou au fœtus; Toxique pour la vie aquatique	Empêcher de pénétrer dans les égouts, les voles navigables ou les zones basses.		
K-38	H-319 H361	Provoque une sévère irritation des yeux;	Empêcher de pénétrer dans les égouts, les voies navigables ou les zones basses. Il n'est pas classé comme déchet dangereux par l'agence de protection de l'environement,		
Vicon NF	H312 H314 H318 H332 H373	Nocif au contact de la peau Provoque des brûlures de la peau et des lésions oculaires graves Provoque des lésions oculaires graves Nocif par inhalation Risque présumé d'effets graves pour les organes à la suite d'expositions répétées ou d'une exposition prolongée. Toxique pour la vie aquatique	Empêcher de pénétrer dans les égouts, les voies navigables ou les zones basses.		
Gel-Sta		Non Classifié	Empêcher de pénétrer dans les égouts, les voies navigables ou les zones basses		
MO-67	H290 H314 H335	Peut être corrosif pour les métaux; Provoque des brûlures de la peau et des lésions oculaires graves; Peut irriter les voies respiratoires	Ne pas laisser le matériel contaminer le système d'eau souterraine		
SP Breaker	H272 H302 H315 H317 H319 H334	Peut aggraver un incendie; oxydant Nocif en cas d'ingestion Provoque une irritation cutanée Peut provoquer une allergie cutanée Provoque une sévère irritation des yeux Peut provoquer des symptômes d'allergie ou d'asthme ou des difficultés respiratoires par inhalation Peut irriter les voies respiratoires	Empêcher de pénétrer dans les égouts, les voies navigables ou les zones basses		
LoSurf 300	H225 H318 H351 H401 H411	Liquide et vapeurs très inflammables Provoque des lésions oculaires graves Susceptible de provoquer le cancer Toxique pour la vie aquatique Toxique pour les organismes aquatiques, entraîne des effets à long terme	Empêcher de pénétrer dans les égouts, les voies navigables ou les zones basses		
FE1A		oculaires graves	Empêcher de pénétrer dans les égouts, les voies navigables ou les zones basses		
LGC-V	H318 H373 H401 H411	Provoque des lésions oculaires graves Risque présumé d'effets graves pour les organes à la suite d'expositions répétées ou d'une exposition prolongée. Toxique pour la vie aquatique Toxique pour les organismes aquatiques, entraîne des effets à long terme	Empêcher de pénétrer dans les égouts, les voies navigables ou les zones basses		
OptiFlo III	H272 H302 H315 H317 H319 H334 H335 H350 H372	Peut aggraver un incendie; oxydant Nocif en cas d'ingestion Provoque une irritation cutanée Peut provoquer une allergie cutanée Provoque une sévère irritation des yeux Peut provoquer des symptômes d'allergie ou d'asthme ou des difficultés respiratoires par inhalation Peut irriter les voies respiratoires Peut provoquer le cancer par inhalation Risque avéré d'effets graves pour les organes à la suite d'expositions répétées ou d'une exposition prolongée siinhalé Nocif pour la vie aquatique	Empêcher de pénétrer dans les égouts, les voies navigables ou les zones basses		

Annexe 5:

Puits A _MainFrac_Composition du fluide de traitement

	Stage		K-3	8	CL-	28M	Vicor	n NF	Ge	lSta	MO	-67	OptiFlo III SP Brea			eaker
Fluid Type		Fluid Type	Set point	Volume	Set point	Volume	Set point	Volume								
#	Description		(gal/Mgal)	(gal)	(gal/Mgal)	(gal)	(gal/Mgal)	(gal)	(gal/Mgal)	(gal)	(lbl/Mgal)	(gal)	(gal/Mgal)	(gal)	(lb/Mgal)	(lb)
1	Pre Pad	Tretaed Water	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Pre pad	Hybor 5.0410	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	PAD	Hybor 5.0410	6,6	59,4	7,0	63,0	0,5	4,5	12,0	108,0	5,0	45,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	0.5 ppg SLF	Hybor 5.0410	6,6	13,2	7,0	14,0	0,5	1,0	12,0	24,0	5,0	10,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	PAD	Hybor 5.0410	6,6	19,8	7,0	21,0	0,5	1,5	12,0	36,0	5,0	40,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	1 ppg SLF	Hybor 5.0410	6,6	6,6	7,0	7,0	0,5	0,5	12,0	12,0	5,0	15,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	PAD	Hybor 5.0410	6,6	19,8	7,0	21,0	0,5	1,5	12,0	36,0	5,0	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	1 ppg SLF	Hybor 5.0410	6,6	13,2	7,0	14,0	0,5	1,0	12,0	24,0	5,0	15,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	PAD	Hybor 5.0410	6,6	132,0	7,0	140,0	0,5	10,0	12,0	240,0	5,0	10,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	1 ppg SLF	Hybor 5.0410	6,6	52,8	7,0	56,0	0,7	5,6	12,0	96,0	5,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	2 ppg SLF	Hybor 5.0410	6,6	49,5	7,0	52,5	0,7	5,3	12,0	90,0	5,0	40,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	3 ppg SLF	Hybor 5.0410	6,6	46,2	7,0	49,0	0,7	4,9	0,0	0,0	5,0	37,5	0,5	0,0	0,0	0,0
13	4 ppg SLF	Hybor 5.0410	6,6	39,6	7,0	42,0	0,7	4,2	0,0	0,0	5,0	35,0	0,6		0,0	0,0
14	5 ppg SLF	Hybor 5.0410	6,6	36,3	7,0	38,5	0,7	3,9	0,0	0,0	5,0	27,5	1,0		0,0	0,0
15	Flush	Lin Gel 50#	6,6	0,0	7,0	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
16	Shut in			0,0		0,0		0,0		0,0		0,0		0,0	1,0	7,9
17																
				488,4		518,0		44,3		666,0		380,0		0,0		7,9

Fluid		Fluid					LGO	;-V	LoSurf		KCL		FE-1	Α
	Stage		Set point	Volume	Set point	Volume	Set point	Volume						
#	Description		(gal/MLbs)	(gal)	(gal/MLbs)	(gal)	(gal/Mgal)	(gal)	(gal/Mgal)	(gal)	(lb/Mgal)	(LBS)	(gal/Mgal)	(lb)
1	Pre Pad	Tretaed Water		0,0		0,0	0,00	0,0	1,0	15,0	753,0	11295,0	0,1	1,5
2	Pre pad	Hybor 5.0410		0,0		0,0	12,50	12,5	1,0	1,0	753,0	753,0	0,1	0,1
3	PAD	Hybor 5.0410		0,0		0,0	12,50	112,5	1,0	9,0	753,0	6777,0	0,1	0,9
4	0.5 ppg SLF	Hybor 5.0410		0,0		0,0	12,50	25,0	1,0	2,0	753,0	1506,0	0,1	0,2
5	PAD	Hybor 5.0410		0,0		0,0	12,50	37,5	1,0	3,0	753,0	1506,0	0,1	0,3
6	1 ppg SLF	Hybor 5.0410		0,0		0,0	12,50	12,5	1,0	1,0	753,0	2259,0	0,1	0,1
7	PAD	Hybor 5.0410		0,0		0,0	12,50	37,5	1,0	3,0	753,0	753,0	0,1	0,3
8	1 ppg SLF	Hybor 5.0410		0,0		0,0	12,50	25,0	1,0	2,0	753,0	2259,0	0,1	0,2
9	PAD	Hybor 5.0410		0,0		0,0	12,50	250,0	1,0	20,0	753,0	1506,0	0,1	2,0
10	1 ppg SLF	Hybor 5.0410		0,0		0,0	12,50	100,0	1,0	8,0	753,0	15060,0	0,1	0,8
11	2 ppg SLF	Hybor 5.0410		0,0		0,0	12,50	93,8	1,0	7,5	753,0	5647,5	0,1	0,8
12	3 ppg SLF	Hybor 5.0410		0,0		0,0	12,50	87,5	1,0	7,0	753,0	5271,0	0,1	0,7
13	4 ppg SLF	Hybor 5.0410		0,0		0,0	12,50	75,0	1,0	6,0	753,0	4141,5	0,1	0,6
14	5 ppg SLF	Hybor 5.0410		0,0		0,0	12,50	98,8	1,0	5,5	753,0	5948,7	0,1	0,8
15	Flush	Lin Gel 50#								0,0				
16	Shut in			0,0		0,0		967,5		90,0		64682,7		9,2

Annexe 6:

Paramètres pétrophysique du puits A.

Zone Name	Тор	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	AvSw	Av Vcl	Av Perm	Phi*H	PhiSo*H Perm*H	Perm*H	Remarks
	TVDSS	TVDSS	SSQAL	SSQAL	TVDSS			¥ī.	Ari.	TVDSS	TVDSS	TVDSS	
	ж	m	m	m		ν/v	٧/٧	V/V	md				
Ordovician IV-3	3635.91	3725.1	89.19	9.3	0.104								Limestone
	3269.96	3359.11	89.19	9.3	0.104	0.026	0.521	0.322	0.012	0.24	0.11	0.11	Total Gas above background (Mudlog)
Ordovician IV-2	3725.1	3745.9	20.8	0	0								
	3359.11	3379.84	20.8	0	0		:	:	:	:	:	:	
Taconic UC	3745.9	3755.46	9.56	1.68	0.175								
	3379.84	3389.44	9.56	1.68	0.175	0.021	0.501	0.251	0.035	0.04	0.02	0.06	Total Gas above background (Mudlog)
Ordovician IIIA-ss	3755.46	3784.26	28.8	14.48	0.503								
	3389.44	3418.24	28.8	14.48	0.503	0.027	0.348	0.161	0.232	0.39	0.26	3.36	Total Gas above background (Mudlog)
OrdovUnit IIIA-Shale	3784.26	3809.47	25.21	0	0								
	3418.24	3443.54	25.21	0	0		:	:	:	:	:	:	
Base Mid Ordovician M	3809.47	3833.1	23.63	0	0								
	3443.54	3467.16	23.63	0	0		:	:	:	:	:	:	
Lower Ordovician Mark	3833.1	3849.87	16.77	0	0								
	3467.16	3483.93	16.77	0	0		:	:	:	:	:	:	
Pre-Cambrian Basement	3849.87	3907	57.13	11.58	0.203								
	3483.93	3540.93	57.13	11.58	0.203	0.014	0.225	0.195	0.018	0.17	0.13	0.2	Total Gas above background (Mudlog)