



République Algérienne Démocratique Populaire
Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou



Faculté des Sciences Biologiques et des Sciences Agronomiques
Département des Sciences de la Terre et de l'Univers

Mémoire de Projet de Fin d'Etudes Présenté
Pour l'Obtention du Diplôme de :

MASTER

Domaine : Sciences de la Terre et de L'Univers

Spécialité : *Bassins Sédimentaires*

Thème

La Géo-Mécanique au Service de la Fracturation Hydraulique :
Exemple des Réservoirs Compacts de l'Ordovicien (Bassin d'Illizi, Algérie).

Par

Jugurta ABIZAR et Ahmed AOUDJEGHOUT

Soutenu publiquement le : 05/12/2016

devant la Commission d'Examen Composée de :

<u>Président</u> : M. AMROUCHE Farid	MAA (UMMTO)
<u>Promoteur</u> : M. KARDACHE Ramdane	MCA (UMMTO)
<u>Co-Promoteur</u> : M. MALLEK Hacène	Ingénieur (Sonatrach, Boumerdes)
<u>Examineur</u> : M. ACHOUI M'hand	MAA (UMMTO)
<u>Examineur</u> : Mme. MAHIOUT Nadia	Ingénieure (Sonatrach, Boumerdes)

Année Universitaire : 2015/2016



République Algérienne Démocratique Populaire
Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou



Faculté des Sciences Biologiques et des Sciences Agronomiques
Département des Sciences de la Terre et de l'Univers

Mémoire de Projet de Fin d'Etudes Présenté
Pour l'Obtention du Diplôme de :

MASTER

Domaine : Sciences de la Terre et de L'Univers

Spécialité : *Bassins Sédimentaires*

Thème

La Géo-Mécanique au Service de la Fracturation Hydraulique :
Exemple des Réservoirs Compacts de l'Ordovicien (Bassin d'Illizi, Algérie).

Par

ABIZAR Jugurta

et

AOUDJEGHOUT Ahmed

Soutenu publiquement le : 05/12/2016

devant la Commission d'Examen Composée de :

Président : M. AMROUCHE Farid

MAA (UMMTO)

Promoteur : M. KARDACHE Ramdane

MCA (UMMTO)

Co-Promoteur : M. MALLEK Hacène

Ingénieur (Sonatrach, Boumerdes)

Examineur : M. ACHOUI M'hand

MAA (UMMTO)

Examineur : Mme. MAHIOUT Nadia

Ingénieure (Sonatrach, Boumerdes)

Année Universitaire : 2015/2016

Remerciements

Nous remercions avant tout notre dieu ALLAH, c'est grâce à lui que tout travail scientifique se réalise pour promouvoir la connaissance humaine.

Nous voulons exprimer par ces quelques lignes de remerciements notre gratitude envers tous ceux qui par leur présence, leur soutien, leur disponibilité et leur conseil, nous ont donné le courage d'accomplir ce modeste travail.

Nous remercions vivement M. BENYOUCEF Abdellah de nous avoir proposé ce travail, et de nous avoir prodigués des conseils.

Nos remerciements les plus sincères s'adressent également à notre encadreur de la Division Exploration-Boumerdès M. MALLEK Hacène pour son encadrement durant notre stage de mise en situation professionnelle, ses encouragements, ses qualités, ses compétences et son sens du devoir nous ont énormément marqués et nous ont permis de surmonter les difficultés pendant la réalisation de ce mémoire.

Nous tenons à exprimer notre plus profonde gratitude à notre promoteur M. KARDACHE Ramdane, pour son encadrement durant la réalisation de ce mémoire et pour ses qualités scientifiques et pédagogiques qui ont été pour nous très importante.

Nous tenons aussi à remercier Mesdames LEMMOUCHI Saida, ABED Rania et MAHIOUT Nadia pour leurs conseils et leur aide précieuse.

Nous remercions M. AMROUCHE Farid d'avoir accepté la présidence de notre soutenance ; nous remercions également M. ACHOUI M'hand et Mme. MAHIOUT Nadia pour avoir accepté d'examiner notre travail.

Enfin, nous ne pouvons pas achever ce mémoire sans exprimer notre gratitude à tous les enseignants du Département des Science de la Terre et de l'Univers, particulièrement M. AMROUCHE Farid, M. AHMED ZAID Idir, Mlle SAHOUI Ratiba, M. Makhlouf Ali, M. BRAHMI Bouelem, Mlle OUIKENE Karima et M. HAMIS Ahmed grâce à leurs enseignements théoriques et pratiques qui nous a permis d'acquérir le savoir-faire nécessaire pour réaliser notre projet de fin d'étude, et sans oublier l'équipe administrative.

Dédicace

A mes très chers parents ;

Vava ; *Aucune dédicace ne saurait exprimer l'amour, l'estime, la reconnaissance et le respect que j'ai toujours eu pour toi ; Rien au monde ne vaut les efforts que t'as fournis jours et nuits pour mon éducation et mon bien être.*

Yemma ; *Affable, honorable, aimable :tu représentes pour moi le symbole de la bonté par excellence ; Aucune dédicace ne saurait être assez éloquente pour exprimer ce que tu mérites pour tous les sacrifices que tu n'as cessé de faire depuis ma naissance, durant mon enfance et même à l'âge adulte.*

Ce travail est le fruit de vos sacrifices que vous avez consentis pour mon éducation et ma formation. Je vous dédie ce travail en témoignage de mon profond amour. Qu'ALLAH, le tout puissant, vous préserve et vous accorde santé, longue vie et bonheur.

A mes chers frères et mes chers sœurs Karima, Lila, Massi et Youva ; *Toujours présents par votre soutien moral et matériel et vos belles surprises sucrées. Je vous souhaite un avenir plein de joie, de bonheur, de réussite et de sérénité.*

Je vous exprime à travers ce travail mes sentiments de fraternité et d'amour avec tous mes vœux de bonheur, de santé et de réussite

A mon grand-père maternel ; *tu a toujours été présent avec tes conseils qui ont été d'un grand secours pour moi.*

A la mémoire de mon grand-père paternel et de tous les martyres tombés au champ d'honneur pour une Algérie libre et indépendante.

A toute la famille ABIZAR et ASSAMEUR.

A mes très chers ami(e)s et camarades de la promotion master Géologie des Bassins Sédimentaires 2016; *Je ne trouve pas les mots pour exprimer mes profonds sentiments, vous êtes pour moi des frères et des sœurs que je n'oublierais jamais....*

Ahmed, Amirouche, Ouahab, Wassini, Farid, Yazid, Salah, Katia, Allel, Ryma, Roukia, Souhila, Koceila, Kenza, Safia, Taous, Yougourthene, Sofiane, Mouna, Naima, Fatima, El-Ouiza, Cherifa, Thassadit, Tinhinane, Karima, Soumia, Ferrodja, Selma, karim, Omar, Mohand, Oualid, Ghilas, M'hand, Samy et Torkia.

Merci pour tous les bons moments qu'on a passé ensemble.

Jugurtha

Dédicaces

*Au nom d'ALLAH le clément et le miséricordieux
Je dédie ce modeste travail*

A la mémoire de mon grand-père et ma grand-mère.

*A mes chers parents qui m'ont apporté sans cesse amour,
soutien et encouragement ; et qu'ils trouvent ici l'expression
de mes vives reconnaissances.*

*Mes très chères sœurs et mes très chers frères, surtout ma
sœur Hakíma et son mari ; et toute la famille
AOUDJEGHOUT et MAOUEL.*

*A la promotion master Bassins Sédimentaires 2016 surtout
Katia, sofiane, Allel, Naïma, Ryma, Jugurtha, Roukia,
Mouna, Souhíla, Yougourthe, Koceíla, Safia, Taous, Kenza,
et El-Ouíza.*

*ET mes anciens camarades Samí, Torkía, Thanína, Cheriffa,
Saadia, et Mohammed.*

*A mes amis Fatíma, Azíz, Amíra, Youcef, Mouna, Essaídh,
Bachír, Mustafa, Ghílès, Saíd, Fawzí, Yacine, Amar, Yacine,
Amírouche, Tínhinan et Abd El Kader.*

*A tous je dédie ce travail qui est le sens de mes études tel un
présent du cœur, en priant ALLAH tout puissant à le
mettre au service de notre nation et du bien de l'humanité,
et qu'il sera une lumière sur mon parcours professionnel.*

Avec vous j'ai passé des moments inoubliables

Ahmed

SOMMAIRE

<u>LISTE DES FIGURES</u>	i
<u>LISTE DES TABLEAUX</u>	v
<u>LISTE DES ABREVIATIONS ET SYMBOLES</u>	vii
<u>RESUME</u>	viii
<u>INTRODUCTION GENERALE</u>	1

PARTIE A : GENERALITES

CHAPITRE A.I : PRESENTATION DU BASSIN D'ILLIZI

I.1. PRESENTATION DE LA REGION D'ETUDE	3
I.2. SITUATION DU BASSIN D'ILLIZI	3
I.2.1. Situation Géographique	3
I.2.3. Situation Géologique	4
I.2.4. Aperçu Géologique sur le Bassin d'Illizi	5
I.3. LITHOSTRATIGRAPHIE DU BASSIN D'ILLIZI	6
I.3.1. Le Paléozoïque	7
I.3.2. Le Mésozoïque	9
I.3.3. Le Tertiaire	10
I.4. EVOLUTION PALEOGEGRAPHIQUE DU BASSIN D'ILLIZI	11
I.5. APERÇU STRUCTURAL	11
I.5.1. Les Principaux Evénements Tectoniques	11
I.5.2. Les Principaux Eléments Structuraux	12
I.6. EVOLUTION GEODYNAMIQUE	13
I.7. LES GISEMENTS HYDROCARBURES DU BASSIN D'ILLIZI	14
I.7.1. Play Cambro-Ordovicien	14
I.7.2. Play Siluro-Dévonien	15
I.7.3. Play Dévonien Supérieur	15
I.7.4. Play Carbonifère	15
I.7.5. Play Trias Argilo-Gréseux Supérieur	15
I.8. LES RESSOURCES HYDRIQUES DU BASSIN D'ILLIZI	16
I.8.1. Le Système Aquifère du Sahara Septentrionale	16

I.8. CONCLUSION	18
------------------------------	-----------

CHAPITRE A.II : NOTIONS DE RESERVOIRS COMPACTS

II.1. INTRODUCTION.....	19
II.2. SYSTEMES PETROLIERS	19
II.3. RESERVOIRS CONVENTIONNELS	20
II.4. RESERVOIRS NON CONVENTIONNELS	20
II.5. GAZ NON CONVENTIONNEL	23
II.6. TIGHT GAZ RESERVOIRS	23
II.6.1. Définition	23
II.7. REPARTITION DES TIGHTS GAZ A TRAVERS LE MONDE	24
II.8. LES TIGHT GAZ EN ALGERIE.....	25
II.9. CARACTERISTIQUES ET PROPRIETES	26
II.9.1. Matrice	26
II.9.2. Porosité	26
II.9.3. Perméabilité	27
II.9.4. Relation entre Perméabilité et Porosité.....	27
II.10. COMPACTION DES RESERVOIRS COMPACTS.....	28
II.10.1. Texture	28
II.10.2. Les Processus Diagénétiques	28
II.11. ETATPES D'ETUDE DES RESERVOIRS COMPACTS.....	30
II.11.1. Identification des Ressources	30
II.11.2. Identification des Réserves.....	30
II.11.3. Production des Réservoirs Compacts	30
II.12. CONCLUSION.....	31

CHAPITRE A.III : GEO-MECANIQUE

III.1. INTRODUCTION.....	32
III.2. LES CONTRAINTES.....	32
III.2.1. Définition	32
III.2.2. Orientation et Origine des Contraintes.....	33

III.3. DEFORMATION.....	34
III.3.1. Définition.....	34
III.3.2. Différents Stades de Déformation	35
III.4. REGIME DE STRESS	36
III.5. LES PROPRIETES ELASTIQUES ET MECANIQUES DES ROCHES.....	36
III.5.1. Module de Young.....	36
III.5.2. Coefficient de Poisson.....	38
III.5.3. Module de Cisaillement.....	39
III.5.4. Bulk Modulus.....	39
III.5.5. Pression des Pores (Pore Pressure)	40
III.6. CHRONOLOGIE D'UNE ETUDE GEO-MECANIQUE.....	40
III.7. METHODES DE DETERMINATION DE LA ZONE A MINIMUM STRESS....	42
III.7.1. Les Diagraphies.....	42
III.7.2. Etude au laboratoire.....	43
III.7.3. Mesures Statiques.....	45
III.8. PROFIL DE STRESS.....	46
III.8.1. Calcul de la Contrainte Verticale.....	46
III.8.2. Calcul des Contraintes Horizontales.....	46
III.8.3. Identification de la Zone à Fracturer.....	47
III.8.4. Orientation de la Direction des Contraintes Horizontales.....	47
III.9. CONCLUSION	48

CHAPITRE A.IV : FRACTURATION HYDRAULIQUE

IV.1. INTRODUCTION.....	49
IV.2. LES DIFFERENTS TYPES DE STIMULATION.....	49
IV.2.1. Fracturation Hydraulique.....	49
IV.2.2. Fracturation à l'Acide.....	49
IV.2.3. Acidification.....	49
IV.2.4. Lavage aux Solvants.....	49
IV.3. LA FRACTURATION HYDRAULIQUE.....	50
IV.3.1. Concept et Domaines d'Application de la Fracturation Hydraulique.....	50
IV.3.2. But de la Fracturation Hydraulique.....	51
IV.3.3. Chronologie d'une Opération de Fracturation Hydraulique	51
IV.3. ASPECT GEOMETRIQUE DE LA FRACTURE.....	52

IV.3.1. Orientation de la Fracture Selon la Profondeur	52
IV.3.2. Dimensions d'une Fractures.....	53
IV.4. PRESSION ET GRADIENT DE FRACTURATION.....	53
IV.4.1. Pression de Fracturation (PF)	53
IV.4.2. Gradient de Fracturation (GF)	54
IV.4.3. Evaluation de l'Orientation de la Fracture à Partir du Gradient de Fracturation	55
IV.5. CRITERES DE SELECTION D'UN PUIITS CANDIDAT A LA RACTURATION HYDRAULIQUE.....	55
IV.5.1. Informations sur le Réservoir.....	55
IV.5.2. Informations sur le Puits.....	56
IV.5.3. L'aspect Economique.....	57
IV.6. DEROULEMENT D'UNE OPERATION DE FRACTURATION HYDRAULIQUE.....	57
IV.6.1. Etude de Faisabilité.....	59
IV.6.2. Design de Frac.....	59
IV.6.3. Dégorgement et Mise en Production du Puits.....	60
IV.7. LE FLUIDE DE FRACTURATION ET LES ADDITIFS.....	60
IV.7.1. Fluide de Fracturation.....	60
IV.7.2. Additifs Chimiques.....	61
IV.8. LES AGENTS DE SOUTENEMENTS (PROPPANTS).....	62
IV.9. EQUIPEMENTS DE FRACTURATION.....	63
IV.10. LES PROBLEMES DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE	65
IV.11. TRAITEMENT DES EAUX UTILISEES POUR LA FRACTURATION HYDRAULIQUE	65
V.12. CONCLUSION	66

PARTIE B : CAS PRATIQUES

CHAPITRE B.I : EXPERIMENTATION SUR PUIITS ELAS-1

I.1. PRESENTATION DU PUIITS ELAS-1.....	67
I.1.1. Situation Géographique du Puits ELAS-1.....	67
I.1.2. Historique du Puits ELAS-1.....	67
I.1.3. Cadre Géologique du Puits ELAS-1.....	68
I.1.4. Aspect Structural	68

I.1.5. Aspect Stratigraphique.....	69
I.1.6. Aperçu sur les Réservoirs de Hamra.....	69
I.2. FRACTURATION HYDRAULIQUE DU PUITES ELAS-1.....	70
I.2.1. Etude de Faisabilité.....	70
I.2.2 Etude Géo-Mécanique.....	77
I.1.3. Frac Job	85
I.1.4. Situation Post Frac.....	90
I.3. INTERACTION AVEC LE SYSTEME AQUIFERE DU SAHARA SEPTENTRIONAL.....	91
I.4. CONCLUSION	93

CHAPITRE B.II : EXPERIMENTATION SUR PUITES ESN-1

II.1. PRESENTATION DU PUITES ESN-1.....	94
II.1.1. Situation Géographique.....	94
II.1.2. Cadre Géologique	95
II.1.3. Aspect Stratigraphique.....	95
II.1.4. Aperçu sur les Réservoirs Ordovicien.....	97
II.2. FRACTURATION HYDRAULIQUE DU PUITES ESN-1	98
II.2.1. Etude de Faisabilité.....	98
II.2.2. Etude Géo-Mécanique.....	105
II.2.3. Frac Job.....	111
II.2.4. Situation Post Frac.....	115
II.3. INTERACTION AVEC LE SYSTEME AQUIFERE DU SAHARA SEPTENTRIONAL.....	116
II.4. CONCLUSION	118
<u>CONCLUSION GENERALE ET RECOMMANDATIONS.....</u>	119
<u>GLOSSAIRE.....</u>	121
<u>REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES.....</u>	123

ANNEXES

LISTE DES FIGURES

A. PARTIE DESCRIPTIVE

CHAPITRE A.I : PRESENTATION DU BASSIN D'ILLIZI

Figure I.1 : Les Bassins de la Plate-forme Saharienne.....	3
Figure I.2 : Situation Géographique du Bassin d'Illizi.	4
Figure I.3 : Cadre Géologique du Bassin d'Illizi.	5
Figure I.4 : Coupe Nord-Sud du Bassin d'Illizi.	6
Figure I.5 : Colonne Stratigraphique Synthétique du Bassin d'Illizi.	10
Figure I.6 : Esquisse Structurale du Bassin d'Illizi.	13
Figure I.7 : Schéma Hydrogéologique Simplifié du SASS.	16
Figure I.8 : Carte Géologique du Sahara Septentrional.	18

CHAPITRE A.II : NOTIONS DE RESERVOIRS COMPACTS

Figure II.1 : Pièges Pétroliers dans un Système Conventionnel.	20
Figure II.2 : Comparaison entre Réservoirs Conventionnels et Non Conventionnels selon le Système Pétrolier.	21
Figure II.3 : Représentation des Réservoirs Non Conventionnels.	22
Figure II.4 : Triangle des Caractéristiques des Réservoirs à Gaz Naturel.	22
Figure II.5 : Effet de la Compaction sur la Porosité et la Perméabilité.	24
Figure II.6 : Sections de Réservoirs Gréseux.	24
Figure II.7 : Répartition des Réserves Récupérables de Tight Gaz par Zones Géographiques.....	25
Figure II.8 : Répartition des Réservoirs Compacts en Algérie.	26
Figure II.9 : Caractérisation d'un Réservoir par Rapport à la Relation entre sa Porosité et sa Perméabilité.	27
Figure II.10 : Réduction de Volume des Pores par la Compaction.....	29
Figure II.11 : Cimentation par Dissolution Locale des Grains de Quartz.	29

CHAPITRE A.III : ETUDE GEO-MECANIQUE

Figure III.1 : Décomposition Vectorielle d'une Contrainte en une Normale et une tangentielle.	33
---	----

Figure III.2 : Principaux Plans Correspondant aux Trois Principales Contraintes σ_1 , σ_2 et σ_3	33
Figure III.3 : Orientation des Trois Contraintes.....	34
Figure III.4 : Les Différentes Contraintes Appliquées sur une Roche.	34
Figure III.5 : Relation Contrainte Déformation selon la Rhéologie des Roches.	35
Figure III.6 : Les Différents Régimes de Stress selon le Contexte Tectonique.	36
Figure III.7 : Déformation selon un Axe de Contrainte d'un Cylindre.	37
Figure III.8 : Déformation Latérale et Axiale suite à une Compression Simple.	38
Figure III.9 : Déformation par Cisaillement d'un Corps Matériel.	39
Figure III.10 : Compression Volumétrique d'une Roche sous une Tension Hydrostatique..	40
Figure III.11 : Work-Flow d'une Etude Géo-Mécanique.	41
Figure III.12 : Essai Brésilien sur Presse Mécanique.	44
Figure III.13 : Schéma qui Représente un Essai Triaxial.	44
Figure III.14 : Ouverture de la Fracture par Rapport aux Contraintes Horizontales.	47
Figure III.15 : Détermination des Contraintes Horizontales selon les Fractures Induites et l'Ovalisation du Puits.	47

CHAPITRE A.IV : FRACTURATION HYDRAULIQUE

Figure IV.1 : Diagramme Schématique d'une Stimulation d'un Réservoir par Fracturation hydraulique.	50
Figure IV.2 : Processus de la Fracturation Hydraulique.	52
Figure IV.3 : Dimensions d'une Fracture.	53
Figure IV.4 : Evolution de la Pression au Cours de la Fracturation.	54
Figure IV.5 : Work Flow d'une Opération de Fracturation Hydraulique.	58
Figure IV.6 : Composition d'un Fluide de Fracturation avec Additifs Chimiques.	61
Fluide IV.7 : Fluide de la Fracturation.	62
Figure IV.8 : Différents Agents de Soutènement (Proppants).	63
Figure IV.9 : Equipements de Fracturation Hydraulique.	64

B. PARTIE EXPERIMENTATION

CHAPITRE B.I : EXPERIMENTATION SUR LE PUIS ELAS-1

Figure I.1 : Localisation du Périmètre Hamra et du Puits ELAS-1.	67
Figure I.2 : Coupe Géologique Synthétique des Puits ELAS-1 et ELAS-2.	68

Figure I.3 : Schéma de Fermeture Provisoire du Puits ELAS-1.....	70
Figure I.4 : Fiche de Complétion du Puits ELAS-1.....	71
Figure I.5 : Elan des Quartzites de Hamra du Puits ELAS-1.....	74
Figure I.6 : Orientation des Contraintes Horizontales.....	77
Figure I.7 : Exemple d'un Essai de Compression Simple Effectué sur un Echantillon Prélevé à la Côte (3709,42m)	78
Figure I.8 : Courbes Représentant les Valeurs du Module de Young et de Poisson Obtenues au Laboratoire.....	79
Figure I.9 : Corrélation entre Module de Young Dynamique et Module de Young Obtenu au Laboratoire.....	80
Figure I.10 : Profil de Stress du Réservoir Quartzite De Hamra du Puits ELAS-1.....	81
Figure I.11 : Propriétés Elastiques et Profil de Stress des Quartzites De Hamra du Puits ELAS-1.....	83
Figure I.12 : Model de Design d'une Opération de Fracturation Hydraulique.....	85
Figure I.13 : Test d'Injectivité du Puits ELAS-1.....	87
Figure I.14 : Data Frac du Puits ELAS-1.....	88
Figure I.15 : Traitement Principal de la Fracturation du Puits ELAS-1.....	89
Figure I.16 : Géométrie de la Fracture Réalisée dans les Quartzites de Hamra du puits ELAS-1.....	90
Figure I.17 : Corrélation Forage-Formations Traversées.	92

CHAPITRE B.II : EXPERIMENTATION SUR LE PUITES ESN-1

Figure II.1 : Situation Géographique du Puits ESN-1.....	94
Figure II.2 : Coupe Sismique Passant par le Puits ESN-1.....	95
Figure II.3 : Log Litho-stratigraphique Montrant les Formations Mésozoïques Traversées par le Puits ESN-1.....	96
Figure II.4 : Log Litho-stratigraphique Montrant les Formations Paléozoïques Traversées par le Puits ESN-1.....	96
Figure II.5 : Schéma d'Abondant Provisoire du Puits ESN-1.....	98
Figure II.6 : Schéma de Complétion du Puits ESN-1.....	99
Figure II.7 : Elan du Puits ESN-1 (Ordovicien, unité IV)	102
Figure II.8 : Indication des Break-Out et des Fracturations Induites par Imagerie du Puits.....	105
Figure II.9 : Rosasse Directionnelle des Contraintes Horizontales du Puits ESN-1.....	105

Figure II.10 : Profil de Stress du Réservoir Ordovicien Unité IV du Puits ESN-1.....	107
Figure II.11 : Propriétés Élastiques et Profil de Stress du Réservoir Ordovicien Unité IV du Puits ESN-1	109
Figure II.12: Break Down Test du Puits ESN-1	111
Figure II.13 : Data Frac du Puits ESN-1	112
Figure II.14 : Log de Thermométrie du Puits ESN-1.....	113
Figure II.15 : Main Frac du Puits ESN-1	114
Figure II.16 : Géométrie de la Fracture	115
Figure II.17 : Corrélation Forage-Formations Traversées	117

LISTE DES TABLEAUX

A. PARTIE DESCRIPTIVE

CHAPITRE A.I : PRESENTATION DU BASSIN D'ILLIZI

Tableau I.1 : Les Evénements Tectoniques Majeurs.....	12
--	----

CHAPITRE A.III : ETUDE GEO-MECANIQUE

Tableau III.1 : Quelques Exemples du Module de Young.....	37
--	----

Tableau III.2 : Quelques Exemples du Coefficient de Poisson.....	38
---	----

B. PARTIE EXPERIMENTALE

CHAPITRE B.I : EXPERIMENTATION SUR LE Puits ELAS-1

Tableau I.1 : Evaluation de l'Etat de Cimentation.....	72
---	----

Tableau I.2 : Analyse de la Carotte N°6 dans les Quartzites de Hamra.....	72
--	----

Tableau I.3 : Lecture des Diagraphies du Puits ELAS-01 de 3699m à 3733m.....	73
---	----

Tableau I.4 : Résultats du DST du Puits ELAS-1.....	75
--	----

Tableau I.5 : Formules Empiriques Utilisées pour le Calcul des Paramètres Elastiques Dynamiques.....	78
--	----

Tableau I.6 : Comparaison entre le Module de Young Calculé à Base des Données Soniques et le Module de Young Mesuré au Laboratoire.....	80
---	----

Tableau I.7 : Critères Essentiels pour le Choix de la Zone d'Initiation de la Fracture.....	82
--	----

Tableau I.8 : Données Obtenues du Test de Mini Frac.....	88
---	----

Tableau I.9 : Résultats Post Frac du Puits ELAS-1.....	91
---	----

CHAPITRE B.II : EXPERIMENTATION SUR LE Puits ESN-1

Tableau II.1 : Evaluation de la Qualité de Cimentation du Puits ESN-1(Ordovicien unité VI).....	100
---	-----

Tableau II.2 : Résultats de l'Interprétation Pétro-physique par Diagraphie du Réservoir Ordovicien Unité IV du Puits ESN-1.....	101
---	-----

Tableau II.3 : Résultats des Prélèvements Faits sur les Carottes du Puits ESN-1.....	103
Tableau II.4 : Résultat du DST du Puits ESN-1.....	104
Tableau II.5 : Quelques Valeurs des Paramètres Elastiques du Réservoir Ordovicien Unité IV du Puits ESN-1.....	106
Tableau II.6 : Interprétation des Résultats Obtenus à Partir du Profil de Stress.....	108
Tableau II.7 : Résultats de Data Frac.....	112
Tableau II.8 : Dimensions de la Fracture.....	115
Tableau II.9 : Résultats des Débits Pré et Post Frac du Puits ESN-1.....	116

LISTE DES ABREVIATIONS ET SYMBOLES

API: American Petroleum Institute.

Bbls: Barils.

Bpm: Baril par minute.

BSW: Basic Sediment and Water.

CBL-VDL: Cement Bond Log-Variable Density Log.

CBM: Coal Bed Methane.

CI: Continental Intercalaire.

CP: Compact.

CT: Complexe Terminal.

DST: Drilling Stem Test.

DTC : Temps de transit de l'onde sonique compressionnelle.

DTS : Temps de transit de l'onde sonique cisailante.

E : Module de Young.

E_{dyn} : Module de Young Dynamique.

ELAS-1: El-Abed Sud-1.

ESN-1 : Eslak Nord-1.

F : Force.

FG : Frac Gradient.

Frac : Fracturation Hydraulique.

G : Module de cisaillement.

Gal : Gallon.

GF : Gradient de Fracturation.

GOR : Gaz Oil Ratio.

H : profondeur.

HC : Hydrocarbure.

H_f : Hauteur de la fracture.

HSP: High Strength Proppant.

IP: Indice de Productivité.

ISIP: Instantaneous Shut In Pressure.

k : Perméabilité.

K : Bulk Modulus.

Kh : Conductivité de la Formation.

l₀ : Longueur Initiale.

l₁ : Longueur Finale.

LOT: Leak-Off Test.

mD: milliDarcy.

MDT: Modular Dynamic Testing.

MEM: Mechanical Earth Model.

Mpsi: Millions psi.

OBP : Over Burden Pressure.

P_{dyn} : Coefficient de Poisson Dynamique.

Pf : Pertes de Charge.

PF : Pression de Fracturation.

Ph : Pression hydrostatique.

PP : Pore Pressure.

Pw : Pression d'Injection en Tête.

QH : Quartzite De Hamra.

R_c : Résistance en Compression Simple.

R_T : Résistance à la Traction.

S : Surface.

SASS : Système Aquifère du Sahara Septentrional.

Sw : Saturation en Eau.

TAGS : Trias Argileux Gréseux Supérieur.

TVD: Truth Vertical Depth.

UCS: Unconfined Compressive Strength.

W_f : Epaisseur de la Fracture.

WHP : Well Hole Pressure.

X_f : Longueur de la Fracture.

α : Constante de Biot.

v : Coefficient de Poisson.

σ₁ : Contrainte Maximale.

σ₂ : Contrainte Intermédiaire.

σ₃ : Contrainte Minimale.

σ_h : Contrainte Minimale Horizontale.

σ_H : Contrainte Maximale Horizontale.

σ_n : Contrainte Normale.

σ_v : Contrainte Verticale.

Φ : Porosité.

Φ_α : Porosité Moyenne.

τ : Contrainte de Cisaillement.

Θ : Angle de Cisaillement.

ε : Déformation.

Δd : Déformation Axiale.

Δl : Déformation Latérale.

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.

Une opération de fracturation hydraulique, visant à améliorer les caractéristiques pétro-physiques des réservoirs, ne peut s'effectuer correctement sans une étude géo-mécanique approfondie. La réussite d'une telle recherche dépend énormément des paramètres choisis et des décisions à prendre et ce afin de minimiser tout échec et d'éviter toute dépense inutile.

L'objectif de notre recherche est de montrer l'importance que revêt l'étude géo-mécanique en amont d'une opération de fracturation hydraulique. La mise en place d'un profil de stress, définissant la distribution des contraintes minimales autour du puits, et mettant en place les zones les plus favorables à une fracturation, est d'une très grande importance.

La synthèse de cette étude se traduit par l'élaboration d'un modèle géo-mécanique confectionné avec le tableur EXCEL, à partir des données de laboratoire et des diagraphies (densité, vitesse des ondes P et S). Ces mesures serviront ainsi pour calculer les propriétés mécaniques de la roche (coefficient de Poisson et module de Young). Ainsi, les résultats obtenus par les essais de laboratoire et ceux obtenus à partir du modèle géo-mécanique seront confrontés dans l'objectif de déceler les ressemblances ou les différences.

Les paramètres élastiques calibrés vont être combinés dans des équations pour l'élaboration d'un profil de stress. L'analyse de ce dernier permettra de mettre en évidence des intervalles à minimum stress étendus entre deux niveaux résistants, jouant le rôle de barrières de confinement, limitant ainsi la propagation de la fracture.

Avant d'exécuter la fracturation hydraulique des programmes de simulation sont utilisés pour modéliser la propagation de la fracture ainsi que ses dimensions afin de d'assurer le bon déroulement de l'opération.

Deux puits témoins sont mis à l'expérimentation, il s'agit des puits ELAS-1 et ESN-1 sur lesquels des informations ont été recueillies afin de faire une étude géo-mécanique

Mots clés :

Bassin d'Illizi ; Réservoirs compacts ; Géo-Mécanique ; Fracturation hydraulique ; Profil de stress ; Coefficient de Poisson; Module de Young, stress, barrière, Fracture.

ABSTRACT

These last years, hydraulic fracturing has established an indispensable technique for a profitable economic exploitation of compact reservoirs. This type of formation is widespread in Saharian platform basins especially in the oriental province like Illizi's basin which stays unexplored in spite of its hydrocarbon potentialities.

In fact, any hydraulic fracturing operation, which aims at improving petrophysical characteristics of reservoirs, can't be function correctly without going through a geomechanical study. However, the success of such a study depends largely on a number of chosen parameters and decisions that are likely to be taken in order to avoid any failure or useless spending.

Hence, this research aims mainly at proving the importance and the effectiveness of a geomechanical study before any hydraulic fracturing. It tries also to show that by the introduction of stress profile, which defines the distribution of minimum stress around the well, is of a great value when it's used in the favorable areas of fracturing.

The synthetic report of the present study results in the development of geomechanical model made with EXCEL spreadsheet using data of laboratory and logging (density, S and P velocities). These measures will be used to calculate mechanic properties of rock (Poisson's ratio and Young's modulus). The obtained results would be calibrated against those obtained by laboratory tests to make the resemblances or the differences clear.

The calibrated elastic parameters will be combined in equations to elaborate a stress profile. The analysis of this latter will allow finding intervals with minimum stress range between resisting levels that play the role of confinement barriers limiting the propagation of fracture.

Before executing fracturing, simulation programs are used to model the propagation of fracture and their dimensions to ensure the smooth running of operation. In addition, two wells samples are put in the experiment; they are ELAS-1 and ESN-1 on which the information was collected to make a geomechanical study.

Key Words:

Illizi basin, Tight reservoirs, Geomechanic, Hydraulic fracturing, Logging, Poisson's ratio, Young's modulus, Stress, Barrier, Fracture.

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

Les Thights réservoirs 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 de l'or noir. Ces gisements, souvent gréseux, sont caractérisés par un potentiel pétrolier important mais des propriétés pétro-physiques 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 tels 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. Ceci a encouragé la compagnie nationale pétrolière, la Sonatrach, de prendre la décision de s'y installer pour explorer le sous-sol.

Dans les nouvelles techniques d'exploration, la fracturation hydraulique est la plus utilisée. Sa maîtrise est étroitement liée à une étude géo-mécanique appropriée. Celle-ci permet de faire une description réaliste des propriétés mécaniques d'un réservoir (paramètres élastiques) et du régime des contraintes dans lequel se trouve celui-ci; en effet la création d'une fracture dépend des propriétés mécaniques du réservoir et du régime de stress in-situ. Une fracture s'ouvre et se propage suivant des plans de faiblesses préférentiels. Alors deux questions se posent:

- Comment trouver ces plans de faiblesse pour engendrer une fracture qui vise à améliorer le paramètre perméabilité (*récupération aisée des fluides*) d'un réservoir compact?
- Comment gérer les dimensions de cette fracture ?

Pour répondre à ces questions, nous avons entrepris notre recherche sur les réservoirs compacts, à travers deux puits témoins, le puits ELAS-1 et le puits ESN-1, situés dans le bassin d'Illizi (Sud-est algérien).

Notre travail est structuré en deux parties distinctes, nous entamons la première partie par une description des concepts théoriques en liaison avec notre recherche, il s'agit de :

- Chapitre I : Présentation du Bassin d'Illizi
- Chapitre II : Notions de Réservoirs Compacts
- Chapitre III : Etude Géo-Mécanique
- Chapitre IV : Fracturation Hydraulique

Pour la deuxième partie, nous présenterons les résultats de notre expérimentation effectuée sur deux puits témoins. Cette dernière partie comporte deux chapitres, à savoir:

- Chapitre I : Expérimentation sur le Puits ELAS-1
- Chapitre II : Expérimentation sur le Puits ESN-1

Les aspects méthodologiques concourant à une fracturation hydraulique des réservoirs compacts sont à la base d'une étude géo-mécanique s'articulant sur des formules mathématiques exprimant toutes les données nécessaires telles les vitesses des ondes, les densités des roches, de la boue etc.

Une conclusion générale et des recommandations, pour les travaux futurs, seront données à la fin de notre document.

PARTIE A : GENERALITES

CHAPITRE A.I

PRESENTATION DU BASSIN D'ILLIZI

A. Généralités

Chapitre A.I : Présentation du Bassin d'Illizi

I.1. PRESENTATION DE LA REGION D'ETUDE

La région d'étude se localise dans la partie nord africaine en Algérie au niveau de la plateforme saharienne, cette dernière s'étend sur une superficie de huit millions de km², elle couvre 84 % de la surface de l'Algérie (Ouali S., 2006). Elle comprend un socle précambrien sur lequel repose en discordance une puissante couverture sédimentaire, structurée au Paléozoïque en plusieurs bassins séparés par des zones hautes (Figure I.1). On distingue d'Ouest en Est, les bassins de Tindouf et de Reggane, le bassin d'Abadla, le bassin d'Ahnet – Timimoun, les bassins du Mouydir et de l'Aguemour - Oued Mya, le bassin de Ghadamès et le bassin d'Illizi.

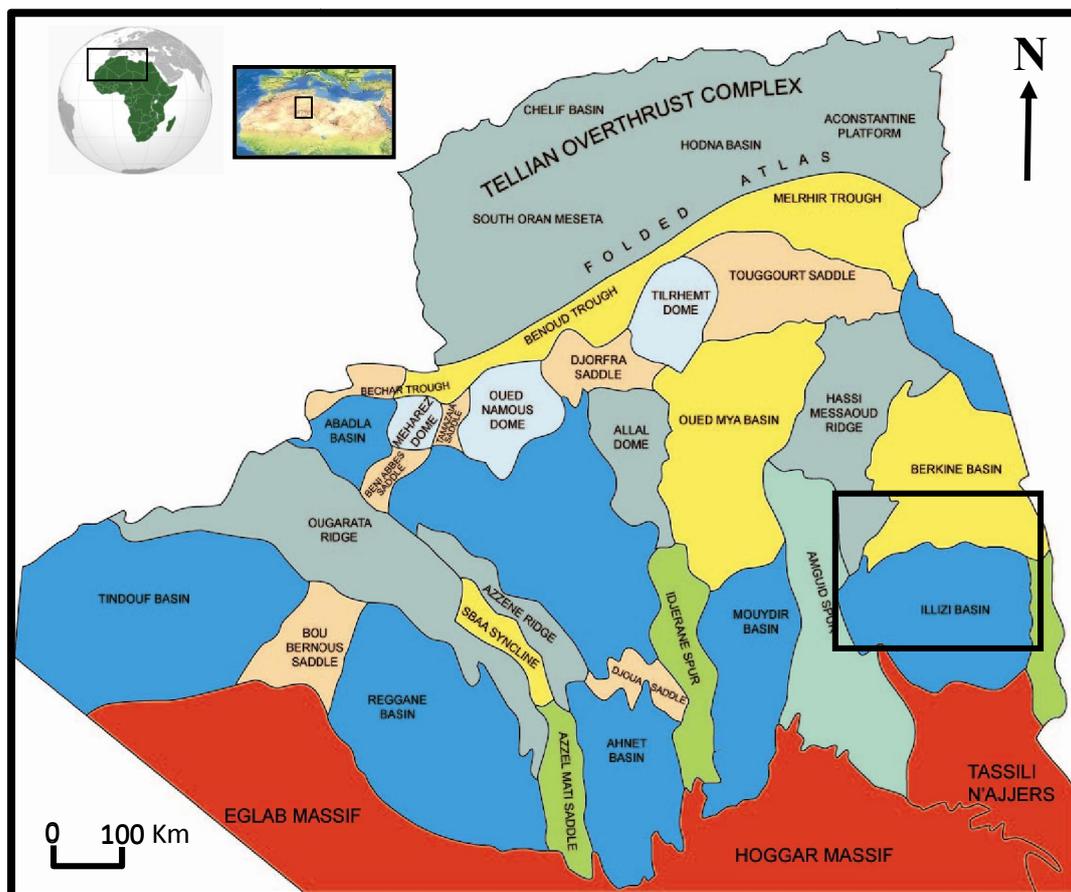


Figure I.1: Les Bassins de la Plateforme Saharienne (Sonatrach, 2007)

I.2. SITUATION DU BASSIN D'ILLIZI

I.2.1. Situation Géographique

Le bassin d'illizi, situé dans la partie Sud-Est du Sahara algérien à l'Ouest des frontières algéro-libyennes et au Nord-Est du Hoggar, il se trouve à environ 1800 Km de la capitale Alger (Figure I.2), et situé entre les latitudes 26° 30' et 29° 30' Nord et les longitudes 6° et 10° Est. Il s'étend sur une superficie de 108 424 km², présentant une longueur Nord-Sud d'environ 700 km et une largeur Est-Ouest qui dépasse 300 km (Sonatrach, 2007).

A. Généralités

Chapitre A.I : Présentation du Bassin d'Ilizi

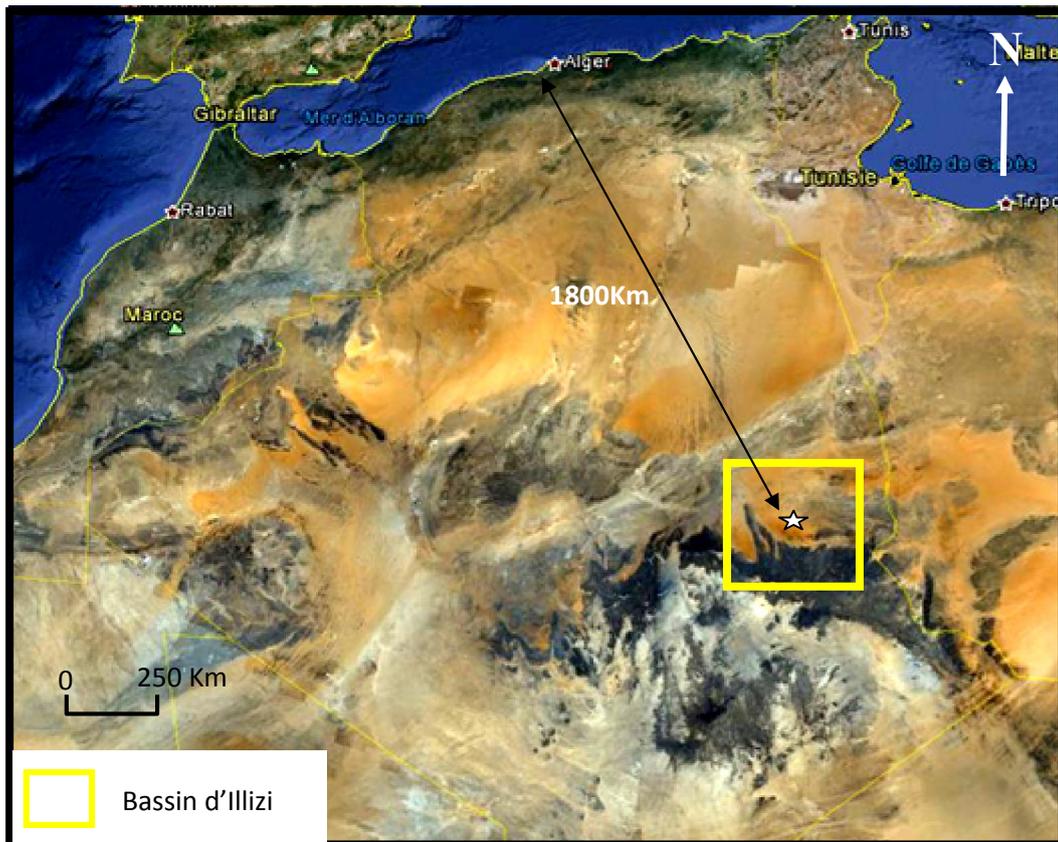


Figure I.2 : Situation Géographique du Bassin d'Ilizi (Google Earth)

I.2.3. Situation Géologique (Sonatrach et Total, 2007)

Le bassin d'Ilizi est limité au Nord par le bassin de Berkine, la limite entre les deux bassins correspond à une remontée du socle connue sous le nom du môle d'Ahara, À l'Est il est limité par le môle de Tihemboka qui le sépare du bassin de Hamra (Libye), à l'Ouest par la dorsale d'Amguid El Biod qui le sépare du bassin du Mouydir, le massif du Hoggar limite le bassin d'Ilizi vers le sud (Figure I.3).

Du point de vue géologique, le bassin d'Ilizi correspond à un bassin de plateforme stable. La couverture sédimentaire d'une épaisseur moyenne de 3000m est essentiellement constituée de dépôts paléozoïques (Figure I.4). Son individualisation s'est faite à la fin du Silurien et au cours du Dévonien inférieur. Une douzaine d'horizons de grès poreux y constituent des roches-réservoirs où se sont concentrés les hydrocarbures provenant par migration de roches-mères d'âge Silurien.

A. Généralités

Chapitre A.I : Présentation du Bassin d'Ilizi

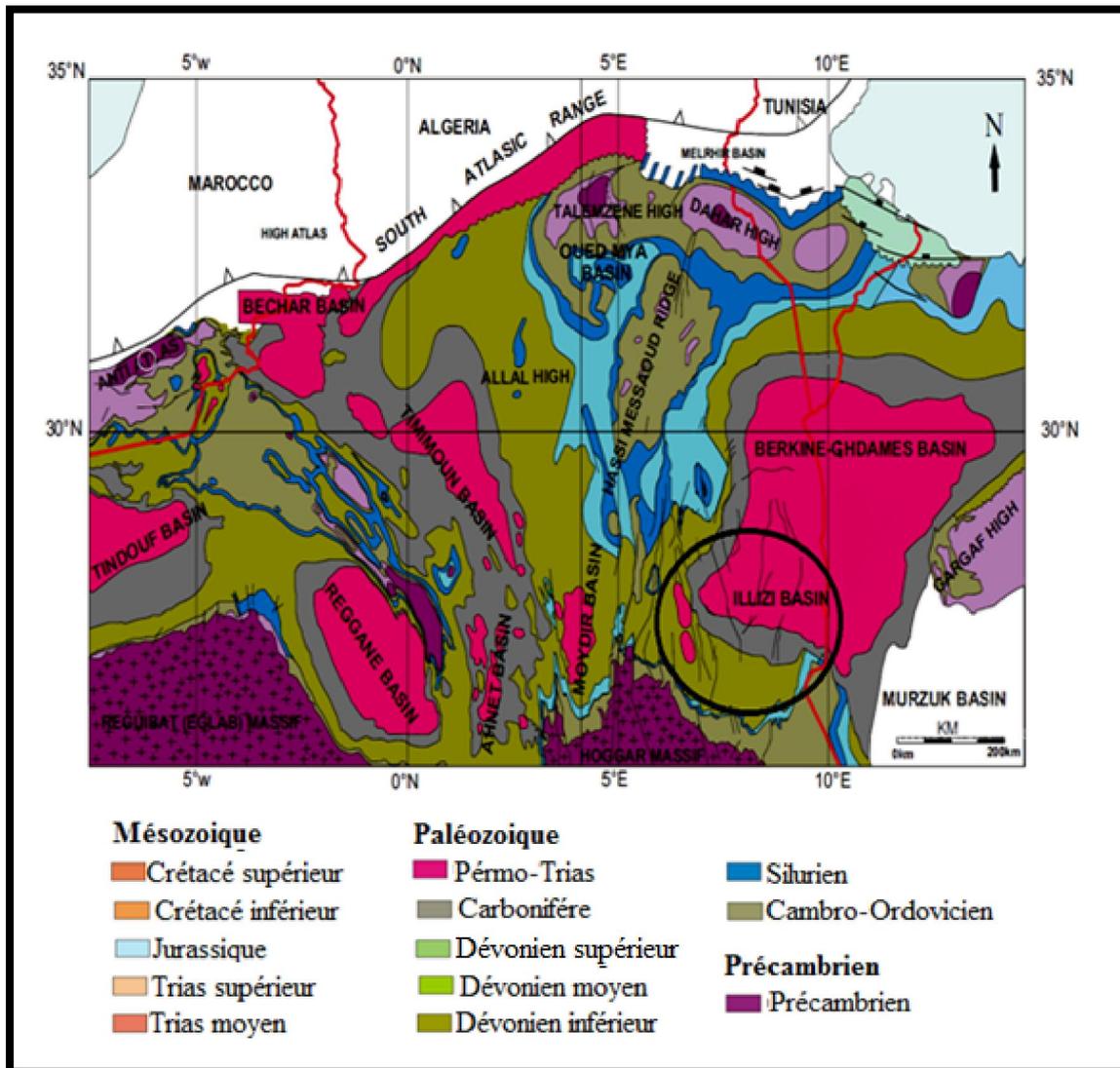


Figure I.3 : Cadre Géologique du Bassin d'Ilizi (Galeazzi et Al, 2010)

I.2.4. Aperçu Géologique sur le Bassin d'Ilizi

Au cours de son histoire géologique, le bassin d'Ilizi était un bassin marin peu profond près d'une marge continentale soumise à une forte érosion qui a alimenté le dépôt d'une épaisse colonne sédimentaire d'âge paléozoïque, enfouie au centre de la cuvette et affleurant au Sud-Est et sur sa marge méridionale où elles forment les Tassilis. L'épaisseur de la couverture sédimentaire paléozoïque augmente grossièrement du Sud (1000m à 1500m) vers le Nord (1 500m à 2000m).

Les dépôts du Mésozoïque d'une épaisseur d'environ 1000m, sont séparés des terrains Paléozoïques par la discordance hercynienne, érodés dans la moitié Sud et affleurent au centre du bassin, formant une succession de falaises, orientées Est-Ouest.

Les dépôts tertiaires se développent principalement dans la partie Nord-Ouest du bassin, au niveau de la Hamada de Tinrhert 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.4).

A. Généralités

Chapitre A.I : Présentation du Bassin d'Illizi

La couverture sédimentaire du bassin d'illizi repose sur un socle cristallo-métamorphique d'âge Précambrien qui serait de même nature que celui du Hoggar (Sonatrach et Total, 2007).

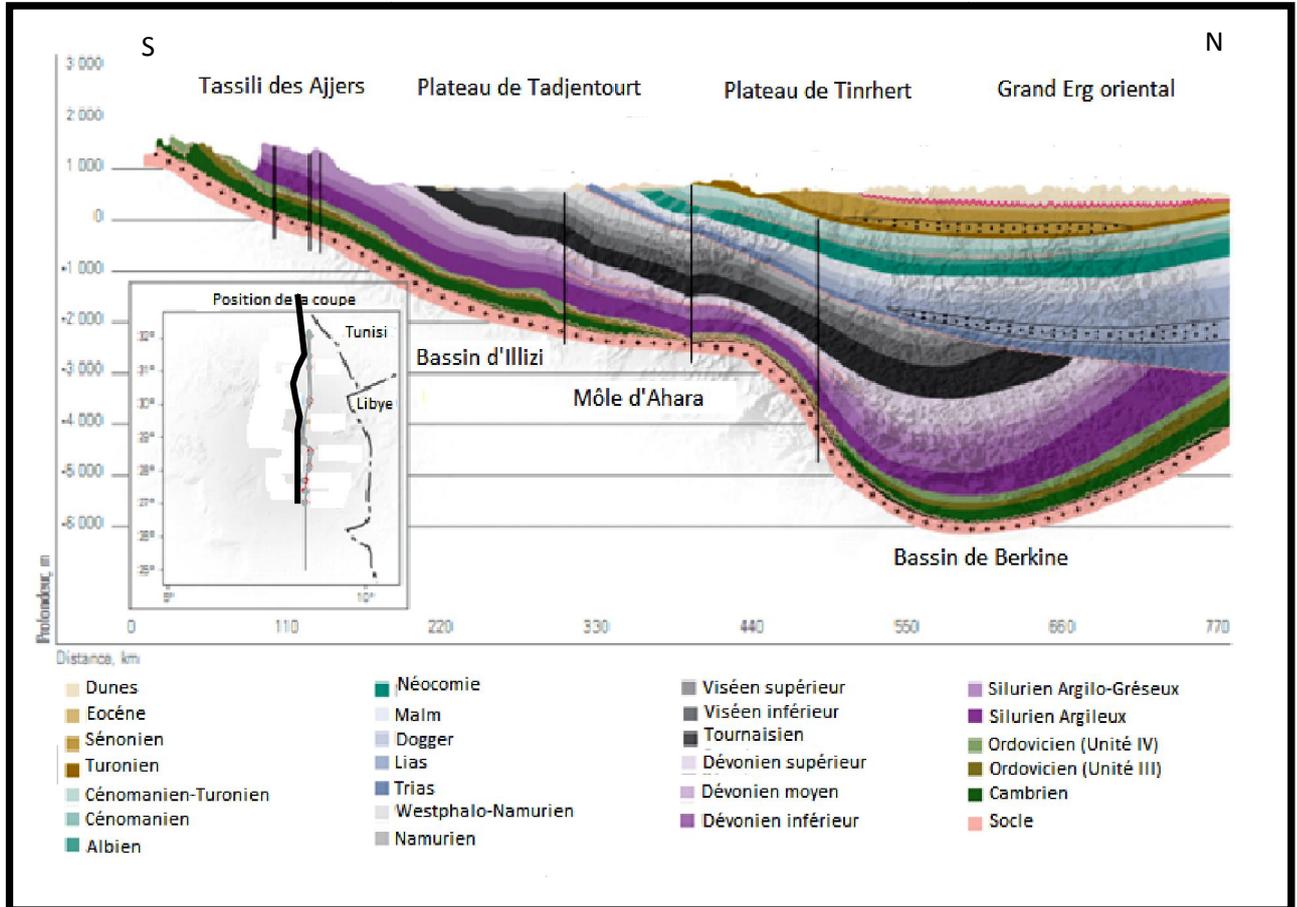


Figure I.4 : Coupe Nord-Sud du Bassin d'illizi, (Algérie WEC, 2007)

I.3. LITHOSTRATIGRAPHIE DU BASSIN D'ILLIZI

La couverture sédimentaire du bassin d'illizi repose en discordance majeure sur la surface infra-tassilienne, qui nivelle un socle plissé, constitué de roches sédimentaires, métamorphiques et volcaniques.

La coupe lithologique type du bassin d'illizi est constituée d'une série sédimentaire globalement détritique, allant du Cambrien au Paléogène (voir Figure I.4), dans laquelle les terrains paléozoïques occupent les deux tiers de l'épaisseur totale de celle-ci. La lithostratigraphie des séries paléozoïques tassiliennes a été établie grâce aux études réalisées sur les affleurements (Beuf S et al., 1967). La série stratigraphique (Figure I.5) type du bassin d'illizi, épaisse de plus de 3 000m comprend :

A. Généralités

Chapitre A.I : Présentation du Bassin d'Illizi

I.3.1. Le Paléozoïque

a. Le Cambrien ;

Il est constitué par une succession de formations détritiques, essentiellement gréseuses.

- L'unité I (conglomérats d'EI Moungar), épaisse de 300m, est principalement formée de lentilles de grès conglomératiques, c'est une série très localisée et représente les derniers termes de démantèlement de la chaîne panafricaine.
- L'unité II, d'une puissance de 200m à 300m. Les dépôts de base sont essentiellement des grès moyens à grossiers à stratifications obliques avec quelques graviers et galets de quartz. La partie supérieure de cette unité épaisse de plusieurs mètres, est représentée par des grès fins à ciment siliceux à intercalations de minces bancs argilo-silteux à traces de bioturbation.

b. L'Ordovicien ;

A l'échelle du bassin d'Illizi, l'Ordovicien est subdivisé en quatre unités.

- L'unité III-1 : d'âge Trémadoc et d'épaisseur variable, représentée par une alternance de grès fins à stratifications obliques et de galets d'argile à intercalations de niveaux silteux, contenant des traces de bioturbations représentées essentiellement par des Tigillites.
- L'unité III-2 : formée essentiellement de grès fins à grossiers à ciment siliceux de milieu marin de faible profondeur. Le développement du ciment peut donner naissance à de véritables quartzites, avec la présence fréquente de joints stylolitiques et de Tigillites.
- L'unité III-3 : d'âge Caradoc, d'une épaisseur atteignant 40m à 200m en moyenne, constituée de grès micacés fins à ciment argileux ou siliceux à Scolithos, alternant avec de rares passées d'argilite. Cette série passe vers le sommet à des grès grossiers à fins à Scolithos et à stratifications obliques qui s'enrichissent en argile en montant dans ces derniers.
- L'unité IV : d'une épaisseur moyenne de 100m à 300m, composée de grès et d'argiles d'origine glaciaire. Cette formation repose en discordance sur l'unité III-3; elle comprend:
 - L'unité IV-2 qui est une série de comblement des paléotopographies, façonnée par l'avancement des glaciers est constituée de dépôts variés.
 - L'unité IV-3 appelée dalle terminale est essentiellement gréseuse.

A. Généralités

Chapitre A.I : Présentation du Bassin d'Illizi

c. Le Silurien ;

Le Silurien est composé de bas en haut par les formations suivantes:

- Formation de l'Oued Imirhou, d'une épaisseur de plus de 30m, formée d'argiles à graptolites, d'une épaisseur moyenne de l'ordre de 300m, avec de rares intercalations silteuses ; caractérisées par une série condensée, appelée argiles radioactives, très fossilifère et très riche en matière organique.
- Zone de passage (unité M), formant le réservoir basal du F6 (réservoir pétrolier du Silurien-Dévonien inférieur), épais d'environ 100m. Cette unité est constituée d'alternance des grés fins à moyens, à stratifications obliques et d'argile.
- Barre inférieure (unité A) du réservoir F6: d'une épaisseur moyenne de 30m, constituée de grés fins à moyens, à stratifications obliques.
- Talus à Tigillites (unité B) du réservoir F6: son épaisseur varie de 40m à 50m. Cette unité est formée d'alternances d'argiles silteuses et de grés fins argileux, associés à des terriers. Les argiles à graptolites s'étendent globalement à l'échelle de toute la plateforme saharienne et fournissent l'une des plus importantes roches mères.

d. Le Dévonien ;

Il est représenté en général par le Dévonien inférieur, d'une puissance de l'ordre de plus de 200m. Sa stratigraphie est comme suit :

- La barre moyenne (unité C1) au réservoir F6, d'âge Géddinien, présente une épaisseur d'environ 50m. Elle est constituée de grés fins à grossiers à stratifications obliques à entrecroisées.
- Les trottoirs (unité C2) du réservoir F6, d'âge Géddinien, son épaisseur varie entre 20 et 30m. Elle est représentée par des alternances de grés et d'argiles silteuses, soulignant un environnement fluvio-estuarien.
- La barre supérieure (unité C3), d'âge Siégénien, est essentiellement gréseuse, son épaisseur varie de 80 à 100m. Elle est assez caractéristique sur le gamma ray.

Le dévonien moyen et supérieur qui correspond aux séries de Tin-Meras et de Gara Mas Melouki ne sont représentés d'une manière générale que par le réservoir F2 (Dévonien moyen et supérieur), appelé formation d'Illrheme, d'âge Strunien. Ce sont des grés fins à moyens passant latéralement à des silts et des argiles de l'ordre de 40 à 70m.

e. Le Carbonifère ;

Dans le bassin d'Illizi le Carbonifère est représenté par une épaisse formation argilo-gréseuse d'environ 100m, qui renferme des roches carbonatées, se terminant par des sédiments continentaux. Cette série englobe:

- Le Tournaisien argilo-gréseux.
- Le Viséen argilo-gréseux, caractérisé par l'existence de deux chenaux régionaux.

A. Généralités

Chapitre A.I : Présentation du Bassin d'Illizi

- Le Westphalien, représenté à la base par un chenal et une série argilo-calcaire, avec une zone à gypse, des dolomies et des bancs oolitiques.
- La série de Tiguentourine, constituée par des argiles rouges à gypse.

I.3.2. Le Mésozoïque

a. Le Trias ;

Epais de 120m, il est représenté par la série grès argileuse de Zerzaytine inférieur.

b. Le Jurassique ;

Représenté par les séries Zerzaitine moyenne, supérieur et une partie de Taouratine inférieur.

- **La série Zerzaytine moyenne-supérieur** : 150m d'épaisseur, d'âge respectivement Lias-Dogger, elle est représenté par des bancs dolomitiques a la base surmonté par des grès conglomératiques et se terminant par des argiles rouges.
- **La partie inférieure de la série Taouratine inférieur** : environ 120m d'épaisseur, d'âge Malm composé d'argiles grise et de grés.

c. Le Crétacé ;

- **Série de Taouratine inférieur (partie supérieur)** : son épaisseur est d'environ 120m, d'âge Barrémien - néocomien. Elle est composée de grés carbonatés souvent silicifié et d'argiles rouges.
- **Série de Taouratine Moyen** : environ 12m d'épaisseur, d'âge Aptien, cette série est formé de grés carbonaté reposant en discordance sur la série sous-jacente.
- **Série de Taouratine supérieur** : 15m d'épaisseur, d'âge Albien elle est représentée par des grés à intercalations carbonatés.
- **Cénomaniens** : 120m d'épaisseur, il est représenté par des argiles à gypse avec rarement des intercalations dolomitiques.
- **Série d'Aleg Abiod** : environ 300m d'épaisseur d'âge Turonien-Sénonien, représenté par des marnes vertes à la base évoluant vers des argiles, des calcaires et dolomie à gypse se terminant par des grés et des calcaires argileux.

A. Généralités

Chapitre A.I : Présentation du Bassin d'Ilizi

I.3.3. Le Tertiaire

a. Le Paléocène ;

Est d'une épaisseur de 25m, représenté par des grès, des calcaires et des marnes.

NAMES	ON SECTION	AGE
Hamada		TERTIARY - RECENT
Aleg Abiod	SENONIAN	CRETACEOUS
	TURONIAN	
Argille A Gypses	CENOMANIAN	
Upper Taouratine	ALBIAN	
Middle Taouratine	APTIAN	
Lower Taouratine	BARREMIAN	"AUSTRIAN" UNCONFORMITY
	NECOMANIAN	
	MALM	JURASSIC
Upper Zarzaitine	DOGGER	
Middle Zarzaitine	LIAS	
Lower Zarzaitine	TRIAS	TRIASSIC
		HERCYNIAN UNCONFORMITY
	TIGUENTOURINE	CARBONIFEROUS
	F	
	E	
	D	
	C	
	B	
	A	
	F2	DEVONIAN
	F4	
	C3	
	C2	
	C1	SILURIAN
	B2	
	B1	
	A	
	M2	
	M1	ORDOVICIAN
Tannezuft	GOTHLANDIAN	
MKratra / Mazoula	IV-3	
Argilles Microconglomeratiques	III-2a	
Oued Saret-Azzel-Ouagarla	III-3	
Hamra	III-2	
Atchane-El Gassi - Alternances	III-1	CAMBRIAN
	II	
	BASEMENT	

Figure I.5: Colonne Stratigraphique Synthétique du Bassin d'Ilizi (BHP Petroleum, 1998)

A. Généralités

Chapitre A.I : Présentation du Bassin d'Ilizi

I.4. EVOLUTION PALEOGEGRAPHIQUE DU BASSIN D'ILLIZI

(Skandar M.-S, Arab M., 1996)

- **Cambrien** : milieu fluviatile en tresse qui a permis le comblement des creux topographiques infra-tassiliens.
- **Ordovicien** : caractérisé par la transgression Trémadocienne-Caradoc qui a permis l'installation d'un milieu marin qui se termine par une phase de glaciation fini ordovicienne.
- **Silurien** : fonte des glaciers conduisant à une transgression glacio-eustatique diachrone, la fin du Silurien est marqué par les mouvements épirogéniques calédoniens conduisant à l'immersion de vaste régions qui vont s'éroder pour constituer la source des dépôts gréseux du Dévonien inférieur.
- **Dévonien inférieur** : fluviatile méandrique, puis marqué par un début de transgression qui se poursuit jusqu'au dévonien supérieur.
- **Dévonien moyen et supérieur** : milieu tantôt mixte tantôt marin et redevient franchement marin à la fin du Dévonien.
- **Carbonifère** : régression marine et installation d'un milieu transitionnel.
- **Mésozoïque** : l'installation progressive d'un milieu continental puis lagunaire, marqué durant toute cette période.
- **Cénozoïque** : régression généralisée sur toute la plateforme saharienne.

I.5. APERCU STRUCTURAL

I.5.1. Les Principaux Evénements Tectoniques (Aiouna A., 1975), (Elieve M et al., 1971) et (Echikh K., 1998)

Les principaux événements tectoniques (Tableau I.1) qui ont affectés le bassin d'Ilizi sont:

- L'événement panafricain durant le Précambrien terminal-Cambrien inférieur.
- La phase taconique à l'Ordovicien supérieur.
- La phase calédonienne du Silurien supérieur au Dévonien inférieur.
- La phase frasnienne au Dévonien supérieur.
- La phase hercynienne du Carbonifère au Permien.
- La phase autrichienne, Aptien au Crétacé inférieur.
- La phase pyrénéenne à l'Eocène et à Oligocène.

Ces différentes phases tectoniques, compressives et distensives, se traduisent sur la sédimentation du bassin par des discordances ou des discontinuités sédimentaires.

A. Généralités

Chapitre A.I : Présentation du Bassin d'Illizi

Période d'activité	orientation des contraintes	Structures
Panafricaine	Compressive E-W	Tectonique cassante créant des failles et des fractures conjuguées de direction NW-SE et NE-SW
Cambro-ordovicienne	Extensive NW-SE	Mouvement normal le long des accidents subméridiens
Taconique (Caradoc-Ashgilien)	Compressive E-W	Mouvement inverse le long des failles subméridiennes.
Calédonienne (Siluro-Dévonien)	Compressive E-W	Mouvement inverse le long des failles N-S
Frasnienne	Extensive N-S	Failles normales de direction E-W (blocs basculés) dans la partie Nord du bassin d'Illizi
Viseenne (hercynien précoce)	Compressive NE-SW (N40°)	Mouvement transpressif le long des failles NW-SE
Hercynien principale (Carbonifère sup-Permien).	Compressive NW-SE (N120°)	Mouvement transpressif le long des failles NE-SW
Trias-Lias	Extensive NW-SE	Mouvement transtensif le long des failles NE-SW
Autrichienne (Crétacé inf)	Compressive E-W et NW-SE	Réactivation des failles N-S et NE-SW en décrochement.
Eocène-Miocène-Quaternaire	Plusieurs phases Compressive NW-SE	

Tableau I.1 : Evénements Tectoniques Majeurs (Sonatrach, 1996)

I.5.2. Les Principaux Eléments Structuraux

Les principaux éléments structuraux du bassin d'Illizi (Figure I.6) 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 monoclinale 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 joué 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.

A. Généralités

Chapitre A.I : Présentation du Bassin d'Ilizi

Les plus importantes failles du bassin d'Ilizi, d'orientation méridienne, n'apparaissent que sur les marges Est et Ouest du bassin, contre les môles de Tihemboka et d'Amguid respectivement. Dans le reste du bassin, les principales failles montrent deux orientations dominantes, NNE-SSW (probablement d'anciennes failles paléozoïques) et NNW-SSE (d'origines hercynienne ou autrichienne). Au Nord du bassin et sur le môle d'Ahara, apparaissent quelques failles alignées d'orientation E-W (failles mésozoïques probables). Les failles du bassin d'Ilizi semblent être l'expression superficielle des mouvements le long des grandes fractures du socle précambrien (Aiouna A., 1975) et (Sonatrach/Robertson, 2000).

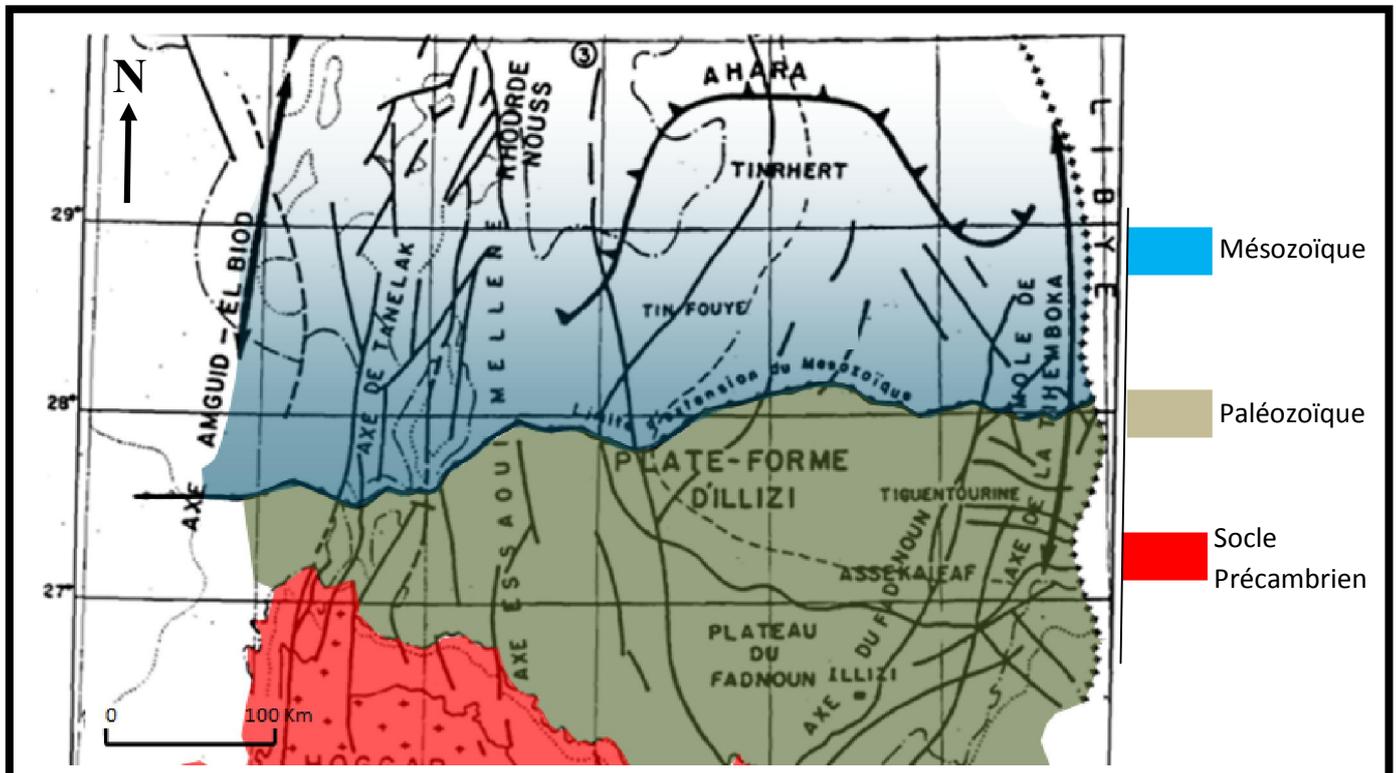


Figure I.6: Esquisse Structurale du Bassin d'Ilizi (Sontrach, 1996)

I.6. EVOLUTION GEODYNAMIQUE (Skandar M.-S, Arab M., 1996)

- **Fin du Précambrien-début du Cambrien (500-650Ma) :** Orogenèse panafricaine et formation des chaînes panafricaines.
- **Cambro-ordovicien :** Erosion et pénipianation à l'échelle du Craton Est africain.
- **Fin ordovicien et début Silurien :**
 - Phase de glaciation et fonte des glaces conduisant à une transgression glacio-eustatique et à un approfondissement du bassin.
 - Phase taconique du cycle Calédonien : Surrection du bouclier toureg et structuration selon des failles N-S.

A. Généralités

Chapitre A.I : Présentation du Bassin d'Illizi

- **A partir du Wenlockien supérieur :**
Mouvements épirogéniques provoquant le basculement de la plateforme saharienne vers le NW et migration des dépôts-centre du Sud vers le Nord et début de la surrection du Môle de Tihembouka.
- **Fin du Silurien :**
Maintien de la subsidence au Nord et à l'Ouest, et surrection au Sud et à l'Est (émersion du Môle de Tihembouka) conduisant ainsi à la réduction spatiale du bassin.
- **Dévonien :**
Basculement du Nord vers le Sud et soulèvement du Môle d'Ahara et séparation du bassin d'Illizi du bassin de Ghadamés-Berkine.
Erosion du Môle d'Ahara (discordance Frasnienne).
Subsidence sur l'axe de Fednoune et Tihembouka reste émergée.
- **Carbonifère :**
Surrection du Môle Amguid El-Biod.
- **Permien :**
Phase Hercynienne principale qui correspond à une phase compressive responsable de la discordance hercynienne.
- **Crétacé moyen :**
Phase Autrichienne marquée par la réactivation des failles prés-existantes et formation de la plus part des pièges pétroliers.
- **Eocène moyen :**
Phase atlasique responsable du rejeu des accidents méridiens en décrochements senestres et formation des plis en échelon.
- **Oligocène :**
Phase N050-N060 ; formation des plis amples et rejeu des accidents méridiens en dextre.

I.7. LES GISEMENTS HYDROCARBURES DU BASSIN D'ILLIZI

(Sonatrach/Schlumberger, 2007)

I.7.1. Play Cambro-Ordovicien

a. L'Unité II

L'Unité II est d'âge Cambrien, son épaisseur moyenne est de 250m, et est composée de dépôts fluvio-deltaïques. Cette unité est productive dans les gisements de l'Ihansatène Ouest, Tiguentourine Est, Ouan Taredert et Dôme à Collenias.

b. L'Unité III-2

Cette unité, appartenant à l'Ordovicien, est composée de grès quartzitiques fins à grossiers avec une épaisseur pouvant atteindre les 200m. Ce réservoir est compact et produit par fracturation à Hassi Tabtab et Assekaifaf.

A. Généralités

Chapitre A.I : Présentation du Bassin d'Illizi

c. Les sous-unités IV-3 et IV-2

Ce sont des réservoirs compacts, présentent des porosités de 5 à 15 % et sont productifs de gaz à Tin Fouyé Ouest, In Amenas, Tiguentourine, Zarzaïtine et Irlalène.

I.7.2. Play Siluro-Dévonien

a. Réservoir F6

Ce méga-réservoir produit de l'huile et du gaz dans le bassin d'Illizi ; c'est un ensemble argilo-gréseux subdivisé de bas en haut en huit (08) unités (M1, M2, A, B1, B2, C1, C2 et C3).

Les niveaux réservoirs sont composés de grès marins peu profonds (M1) et de grès fluviaux (A, B1, C1, C2 et C3). Ce réservoir possède les valeurs de porosité et de perméabilité les plus élevées de la région, soit 20 à 25 % et de 0,1 mD à quelques centaines de mD).

b. Réservoirs F5 et F4

Ces réservoirs font partie d'une série argilo-gréseuse d'âge Dévonien moyen qui s'est déposée dans un réseau fluvial méandrique. L'épaisseur de cette série est de 40 à 50m avec de bonnes propriétés pétro-physiques.

I.7.3. Play Dévonien Supérieur

a. Réservoir F3

Ce réservoir est constitué de barres tidales d'épaisseur de 0 à 30m. Il présente 10 à 15 % de porosité.

b. Réservoir F2

Intercalé sous forme de lentilles sableuses dans les dépôts du Dévonien supérieur, ce réservoir comporte des niveaux gréseux dont l'épaisseur est généralement inférieure à 5m mais peut atteindre localement 15 à 20m.

I.7.4. Play Carbonifère

Les niveaux réservoirs du Carbonifère sont constitués de lentilles gréseuses. Ces niveaux réservoirs ne dépassent pas les 30m et leurs propriétés pétro-physiques sont faibles à moyennes mais peuvent localement s'améliorer.

I.7.5. Play Trias Argilo-Gréseux Supérieur

Dans le bassin d'Illizi, le seul réservoir triasique présent est le Trias Argileux Gréseux Supérieur (TAGS) qui correspond au salifère S4 du centre de Berkine. Le TAGS possède une bonne porosité primaire, une granulométrie grossière et une argilosité assez faible.

A. Généralités

Chapitre A.I : Présentation du Bassin d'Illizi

I.8. LES RESSOURCES HYDRIQUES DU BASSIN D'ILLIZI

I.8.1. Le Système Aquifère du Sahara Septentrional (OSS, 2003)

a. Introduction

Le Système Aquifère du Sahara Septentrional désigne la superposition de deux principales couches aquifères profondes, la formation du Continental Intercalaire (CI) la plus profonde et celle du Complexe Terminal (CT) (Figure I.7). Ce Système recouvre une étendue de plus de un Million de km² dont 700.000 km² se trouvent en Algérie, 80.000 en Tunisie, et 250.000 en Libye.



Figure I.7 : Schéma Hydrogéologique Simplifié du SASS (OSS, 2003)

b. Le Continental Intercalaire

Le terme Continental intercalaire désigne l'épisode continental localisé entre deux cycles sédimentaires marins, à la base, le cycle Paléozoïque qui achève l'orogénèse hercynienne, au sommet, le cycle du Crétacé supérieur, le Barrémien (100m) et l'Albien (600m) sont les plus importants niveaux aquifères utiles du CI.

Cette coupe décrit plus particulièrement les faciès du Bas Sahara (région de Hassi Messaoud, Ouargla et Touggourt), susceptibles d'être corrélés à la Tunisie et la Libye. Au dessus de la discordance hercynienne, on peut distinguer de bas en haut (Figure I.8) :

- **Le Trias :**
Trias inférieur argilo-gréseux contenant de l'eau salée saturée ;
Trias supérieur évaporitique formé de sel massif pouvant dépasser 1000m d'épaisseur, formant un toit étanche et isolant des nappes d'eau douce du CI.
- **Le Lias :** marqué par une incursion marine, des dépôts lagunaires mais surtout carbonatés.
- **Le Dogger :** marqué par un faciès carbonaté prédominant.
- **Le Malm :** dominé par un régime marin à dépôts calcaires et lagunaires alternants.

A. Généralités

Chapitre A.I : Présentation du Bassin d'Illizi

- **Le Néocomien** : argileux au Nord, gréseux au Sud-Est il est envahi d'eau salée.
- **Le Barrémien** : argilo-gréseux au Nord, franchement gréseux au Sud, contient de l'eau douce. Le Barrémien gréseux marque le premier niveau aquifère « utile » et d'importance de la grande nappe du Continental Intercalaire (100m).
- **L'Aptien** : situé entre deux ensembles continentaux du Barrémien et de l'Albien, l'Aptien correspond à une sédimentation marine matérialisée par une barre dolomitique de 20 à 30m d'épaisseur.
- **L'Albien** : sédimentation gréseuse plus importante qu'au Barrémien, il constitue un réservoir à eau douce (600m).
- **Le Vraconien** : limité au Nord de la plateforme, argileux, marque le toit du CI et le retour à la sédimentation marine.
- **Le Cénomaniens** : constitué d'argiles, marnes et d'argiles gypseuses (400m).

c. Le Complexe Terminal

Le Complexe Terminal est un ensemble peu homogène comprenant des formations carbonatées du Crétacé supérieur et des épisodes détritiques du Tertiaire, notamment du Miocène.

Comme pour le CI, une coupe-type simplifiée du Complexe Terminal [CT] est proposée ci-après (Figure I.8) :

- **Le Turonien** : formation calcaire et dolomitique, aquifère et étendue sur tout le bassin sauf à l'extrême Nord où il devient marneux et peu perméable. La nappe turonienne, de bonne qualité chimique sur tout le pourtour du bassin, accuse de très fortes salinités dans le secteur de Hassi Messaoud.
- **Le Sénonien inférieur ou Sénonien lagunaire** : peu perméable, constitue sans doute l'écran le plus étendu et le plus efficace entre le CI et le CT.
- **Le Sénonien supérieur ou Sénonien carbonaté** : il est formé d'une formation carbonatée perméable.
- **L'Eocène inférieur ou Eocène carbonaté** : constitué de formation carbonatée perméable, formant un seul et même ensemble lithostratigraphique avec le Sénonien carbonaté.
- **L'Eocène moyen ou Eocène évaporitique** : argiles gypseuses dont l'existence est limitée à la partie Nord du bassin central (région des Chotts).
- **Le MioPliocène** : sédimentation fluvio-continentale présentant une forte hétérogénéité et une structure lenticulaire, dans laquelle Bel et Demargne distinguent quatre niveaux, soit de bas en haut :
 - Niveau 1** : argileux, peu épais, présent seulement au centre du bassin central.
 - Niveau 2** : grésosableux, c'est le niveau le plus épais (400m au Sud de Gassi Touil) et le plus constant. Il s'étend sur tout le bassin central et le bassin occidental. C'est le principal niveau aquifère du Mio-Pliocène.
 - Niveau 3** : argiles sableuses quasi-imperméables, épaisses et constantes dans la région des Chotts.

A. Généralités

Chapitre A.I : Présentation du Bassin d'Ilizi

Niveau 4 : sableux, très épais dans la zone des Chotts. Il affleure sur de grandes surfaces.

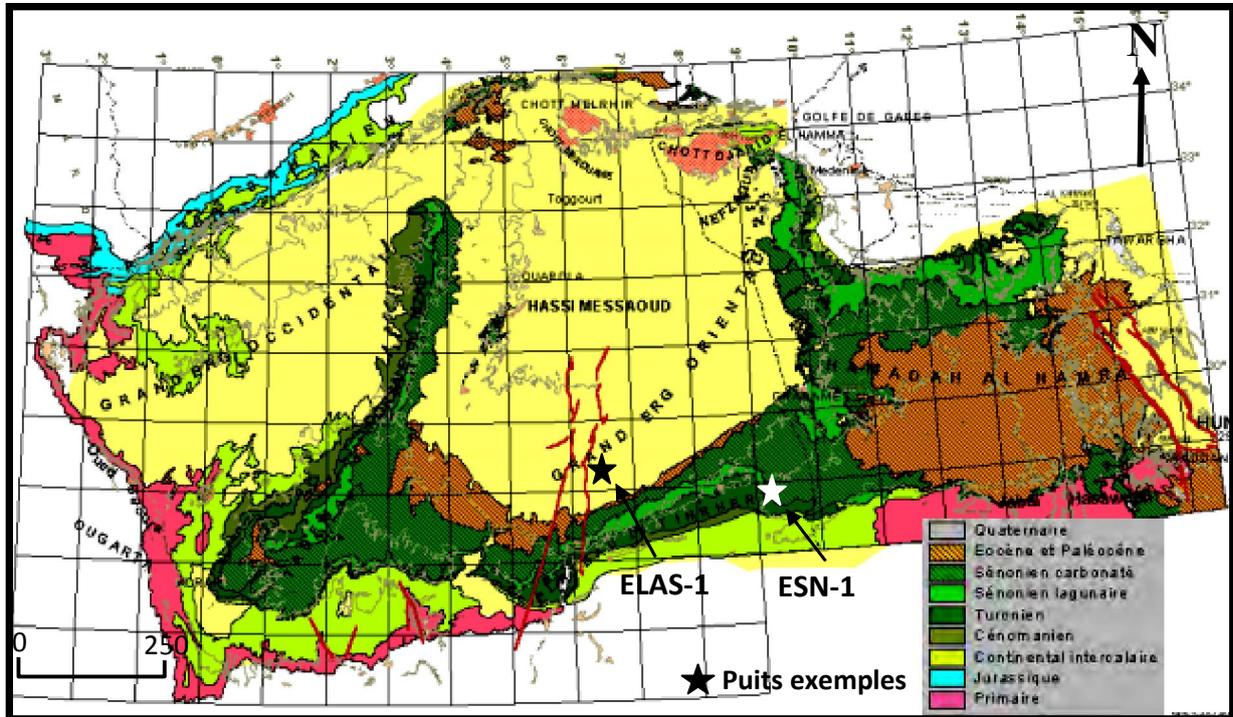


Figure I.8 : Carte Géologique du Sahara Septentrional (OSS, 2003)

I.7. Conclusion

Le bassin d'Ilizi 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.

La colonne sédimentaire comporte plusieurs niveaux réservoirs contenant des quantités considérables en hydrocarbures ce qui a permis de classer le bassin d'Ilizi comme l'un des plus prometteurs dans le Sahara algérien dès 1956 où on a commencé de produire dans le gisement d'Edjeleh.

Les réservoirs cambro-ordoviciens sont caractérisés par leur caractère compact confirmé par des porosités inférieures à 15% et des perméabilités de 0.1 mD.

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

CHAPITRE A.II

NOTIONS DE RESERVOIRS COMPACTS

A. Généralités

Chapitre A.II : Notions de Réservoirs Compacts

II.1. INTRODUCTION

La méthode utilisée pour extraire les hydrocarbures est imposée par la nature du système pétrolier, plus spécialement par la nature pétro-physique du réservoir, de ce fait, les exploitations sont focalisées sur les réservoirs qui ont une bonne caractéristique pétro-physique, mais comme les hydrocarbures constituent la principale source énergétique mondiale, les compagnies pétrolières sont appelés à exploiter tous les réservoirs jugés économiquement rentables, sans la prise en considération de leurs propriétés pétro-physiques par de nouvelles méthodes et de nouvelles technologies différentes de celles utilisées auparavant.

Selon leurs caractéristiques pétro-physiques et leur mode d'exploitation, les réservoirs sont classés conventionnels et non conventionnels, dans les deux cas la provenance de la matière organique qu'ils contiennent est la même.

En général, un réservoir est dit conventionnel lorsqu'il présente de bonnes caractéristiques pétro-physiques dont la méthode d'exploration nécessite un simple forage et où le réservoir produit par un drainage naturel, dans les autres cas où les caractéristiques pétro-physiques sont dites médiocres et où le réservoir est sollicité pour produire on parle de réservoirs non conventionnels.

II.2. SYSTEMES PETROLIERS

Un système pétrolier conventionnel est composé essentiellement des éléments suivants :

- **Roche mère** : Roche dans laquelle se sont formés des hydrocarbures (ceux-ci pouvant migrer ultérieurement dans une autre roche, dite alors roche réservoir) (Alain F., Raoult J.-F., 2010).
- **Roche réservoir** : Roche suffisamment poreuse et perméable pour pouvoir contenir des fluides (eau, pétrole, gaz,...). Ces roches (calcaires, dolomies, grès) ont un intérêt économique, si leurs volumes sont suffisants, et si elles sont recouvertes par des couches imperméables interdisant aux fluides de s'en échapper.
- **Roche couverture** : c'est une roche non perméable qui couvre le réservoir pour empêcher les hydrocarbures de dismigrer (suintement des hydrocarbures en surface).
- **Piège** : c'est la structure qui renferme les hydrocarbures (Figure II.1), il est soit structural (anticlinal, contre faille,...) ou stratigraphique (récif, chenal, biseau stratigraphique,...); les pièges sont déterminés par l'interprétation des coupes sismiques et l'élaboration des coupes équilibrées.
- **Le timing** : c'est le rapport entre le temps de migration des hydrocarbures et le temps de formation du réservoir, on parle d'un timing favorable lorsque la migration se fait parallèlement ou après la formation de la roche réservoir et on parle d'un timing défavorable lorsque la migration se fait avant la formation de la roche réservoir.

A. Généralités

Chapitre A.II : Notions de Réservoirs Compacts

II.3. RESERVOIRS CONVENTIONNELS

Dans un système pétrolier conventionnel l'exploitation se fait en présence de piège (Figure II.1) dans la roche réservoir. Cette dernière, caractérisée par une bonne porosité et surtout une bonne perméabilité, peut produire des volumes économiques importants sans avoir recours à des traitements de stimulation.

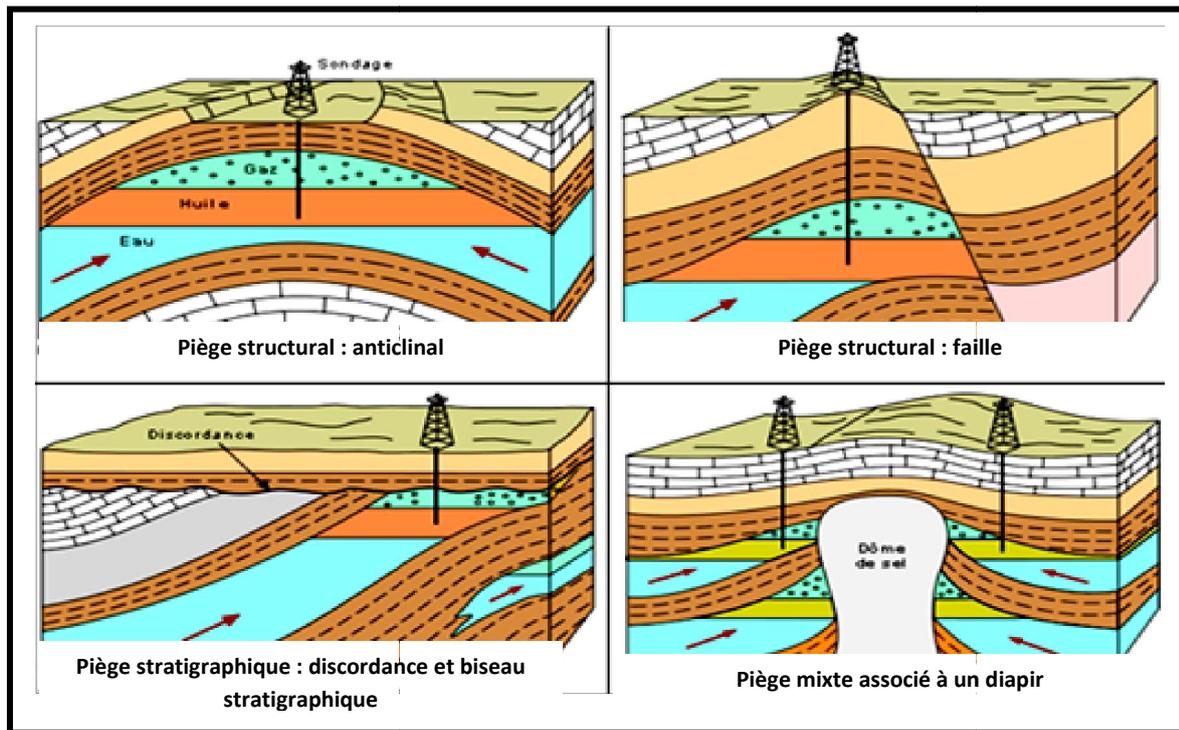


Figure II.1 : Pièges Pétroliers dans un Système Conventionnel

II.4. RESERVOIRS NON CONVENTIONNELS

En fait, c'est le mode de production qui n'est pas conventionnel, dans ce cas l'exploitation peut se faire (Figure II.2) :

- Directement dans la roche mère (gaz de schistes, pétrole de schistes, schistes bitumineux) : le système pétrolier est composé uniquement d'une roche mère qui est au même temps la roche réservoir, c'est un système autonome car la maturation, la migration et le piégeage se font au sein de la même roche, généralement argileuse. L'exploitation est relativement très coûteuse car elle demande un forage vertical puis horizontal et une opération de stimulation; c'est grâce à cette dernière qu'une perméabilité, permettant au gaz piégé de circuler, est créée.

A. Généralités

Chapitre A.II : Notions de Réservoirs Compacts

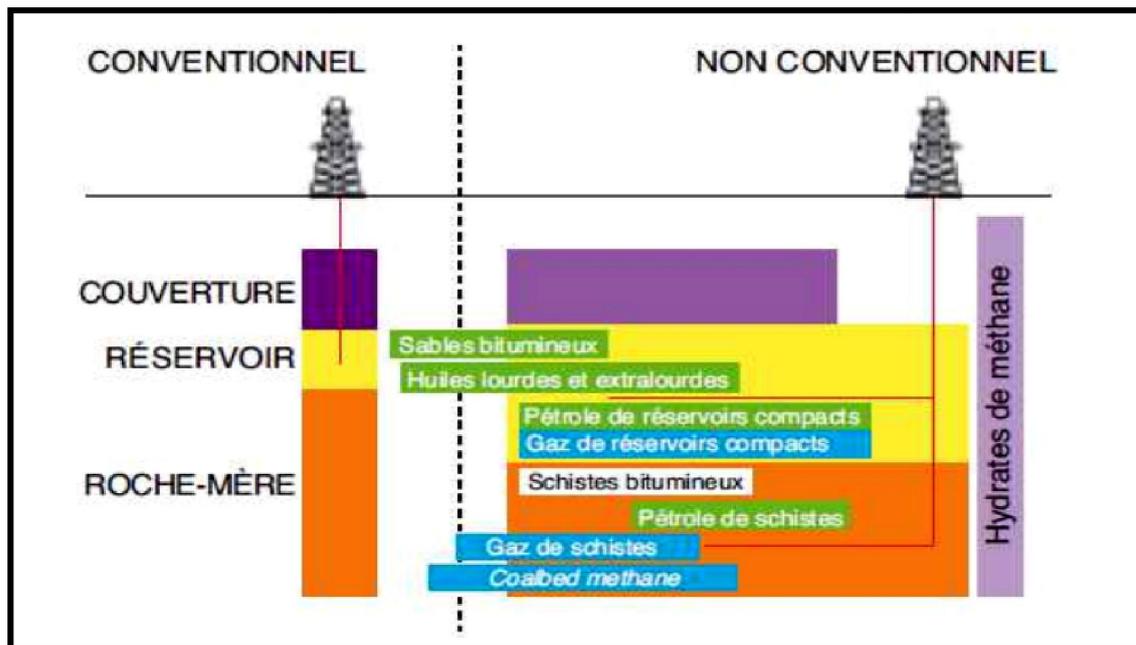


Figure II.2 : Comparaison entre Réservoirs Conventionnels et Non Conventionnels selon le Système Pétrolier (Office National de l'Énergie, 2011)

- Dans la roche réservoir, sables bitumineux, pétrole lourd ou extra-lourd, la non-conventionalité est liée aux caractéristiques du fluide, viscosité élevée, entraînant une situation de déplacement quasiment statique. Ainsi, l'exploitation conventionnelle n'est pas accessible (Figure II.3).
- Roche réservoir mais compacte (tight réservoir) (Figure II.3): le réservoir renferme des quantités importantes d'hydrocarbures, mais ne peuvent pas s'écouler en raison des propriétés pétro-physiques médiocres, en particulier le paramètre perméabilité de la roche. L'exploration dans ce cas exige une intervention (fracturation hydraulique) pour améliorer la perméabilité de la roche afin de permettre un bon drainage du fluide contenu.

A. Généralités

Chapitre A.II : Notions de Réservoirs Compacts

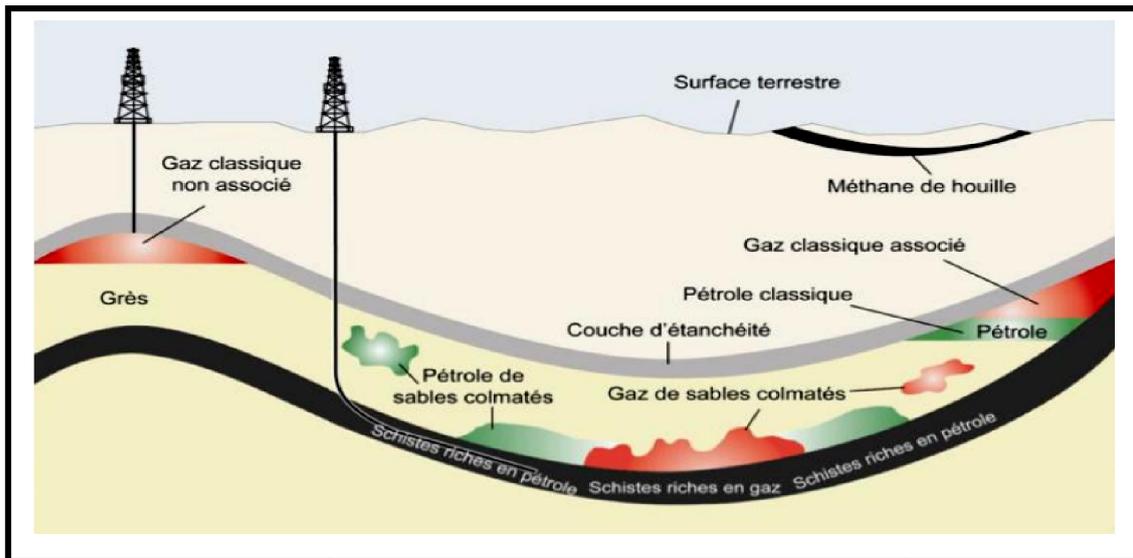


Figure II.3 : Représentation des Réservoirs Non Conventionnels
(Office National de l'Énergie, 2011)

Les tight gas ainsi que les autres réservoirs non conventionnels sont classés dans les réservoirs à basses qualités qui renferment des volumes importants en hydrocarbures mais qui demande une technologie élevée et coûteuse, ce qui rend leurs exploitations difficiles, contrairement aux réservoirs de qualité élevée qui sont facilement exploitables (Figure II.4).

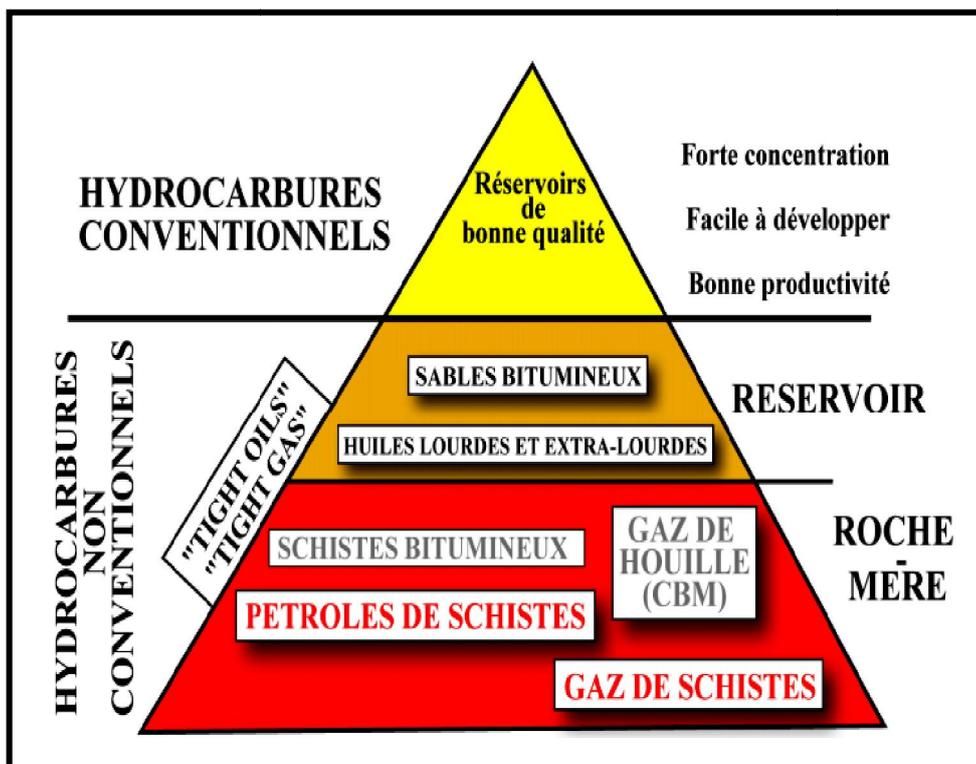


Figure II.4 : Triangle des Caractéristiques des Réservoirs à Gaz Naturel (IFPEN, 2012)

A. Généralités

Chapitre A.II : Notions de Réservoirs Compacts

II.5. GAZ NON CONVENTIONNEL

Du point de vue chimique, les gaz non conventionnels ont une composition similaire aux gaz naturels des réservoirs conventionnels. La différence est due à une mobilité réduite et une exploitation difficile au niveau des réservoirs non conventionnels.

On distingue, selon les caractéristiques du réservoir, principalement les gaz suivants :

- ❖ Coal Bed Methane (CBM) ou « Gaz de Charbon » : c'est un gaz emprisonné dans du charbon, celui-ci joue alors le rôle de roche mère et de roche réservoir en même temps.
- ❖ Shale Gaz ou « Gaz de Schiste » : c'est la partie du gaz resté dans la roche mère (argileuse).
- ❖ Tight Gas ou « Gaz de Réservoirs Compacts » : c'est du gaz contenu dans des roches réservoirs à caractéristiques pétro-physiques médiocres.
- ❖ Hydrate de Méthane : c'est un composé organique naturellement présent dans les fonds marins, sur certains talus continentaux, ainsi que dans le permafrost des régions arctiques.

II.6. TIGHT GAZ RESERVOIRS

Ce sont des réservoirs non conventionnels, appelés tight en anglais (compacts), en raison de leurs très faibles porosité primaire et perméabilité. Ces réservoirs sont souvent gréseux et sont généralement désignés sous le terme de « Tight Gas Sands ». Ils présentent une quantité considérable de gaz.

II.6.1. Définition

La définition des réservoirs compacts est liée à la nature pétro-physique de la roche, leur classification dans le non conventionnel est basée sur la méthode utilisée pour l'exploitation des gaz qu'ils contiennent.

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 (Figures II.5 et II.6) altérant ses caractéristiques pétro-physiques suite à un phénomène géologique (subsidence importante, diagenèse avancée,...).
- ✓ Un réservoir qui demande une stimulation pour le faire produire

Les pétroliers tentent de trouver une limite nette entre réservoirs compacts et réservoirs conventionnels à faible caractéristiques pétro-physiques. Law et Curtis (2002) définissent les réservoirs compacts (tight) comme étant des réservoirs ayant une perméabilité inférieure à 0.1 mD.

La plupart des réservoirs à gaz conventionnel sont compris dans des formations d'âge tertiaire. Cependant les réservoirs à tight gaz sont compris dans des formations plus anciennes d'âge Paléozoïque. Ces formations se sont retrouvées dans des profondeurs importantes (haute température et haute pression) après avoir subi une forte subsidence. A cet effet, ces

A. Généralités

Chapitre A.II : Notions de Réservoirs Compacts

réservoirs sont devenus compacts sous l'effet de la cimentation et de la recristallisation (diagenèse avancée) (Figure II.6).

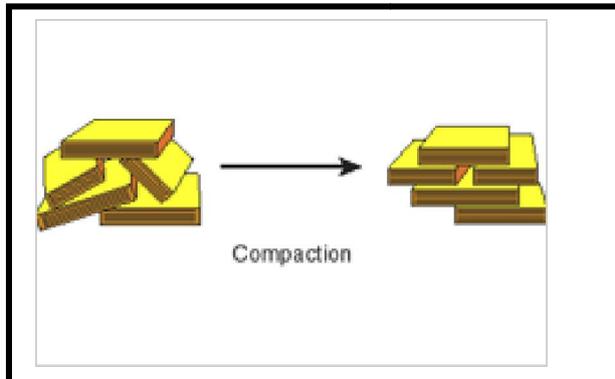


Figure II.5 : Effet de la Compaction sur la Porosité et la Perméabilité (Schlumberger oilfield glossary).

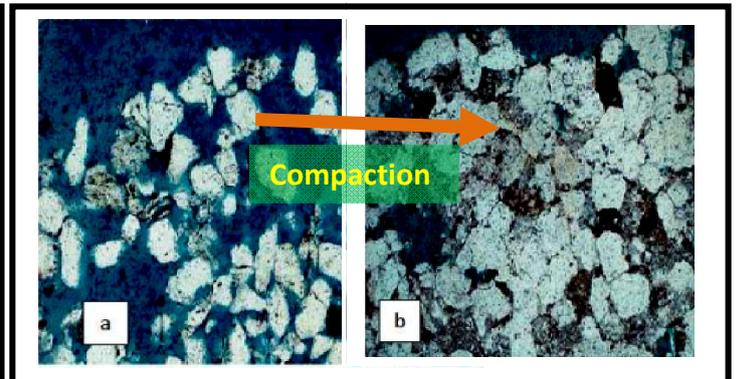


Figure II.6 : Sections de Réservoirs Gréseux. (a) Réservoir Gréseux Conventionnel; (b) Réservoir Gréseux Compact (G.C. Naik, 2010).

Notons que les hydrocarbures de réservoirs compacts sont des hydrocarbures ayant migré hors de la roche-mère, contrairement à ceux de « schiste » (voir figure II.2).

II.7. REPARTITION DES TIGHTS GAZ A TRAVERS LE MONDE

La valorisation des réservoirs gaziers compacts, dits tight gas reservoirs, dont les accumulations sont importantes, permettrait d'augmenter significativement les réserves mondiales d'hydrocarbures.

Pour garantir la croissance globale du marché des hydrocarbures, les compagnies internationales se doivent de s'ouvrir l'accès économique et technologique à de nouvelles ressources. Parmi les pistes de recherche, la valorisation des ressources non conventionnelles, à l'instar des tight gas, s'avère une cible potentielle. Bien que les volumes en place soient répartis sur l'ensemble de la planète (figure II.7), deux pôles géographiques majeurs concentrent les accumulations les plus importantes : l'Amérique du Nord, d'une part, la Russie et la Chine, d'autre part. Caractérisés par des roches peu poreuses et peu perméables, les tight gas réservoirs constituent un prospect encore peu exploité en dehors des États-Unis (Total, 2007).

A. Généralités

Chapitre A.II : Notions de Réservoirs Compacts

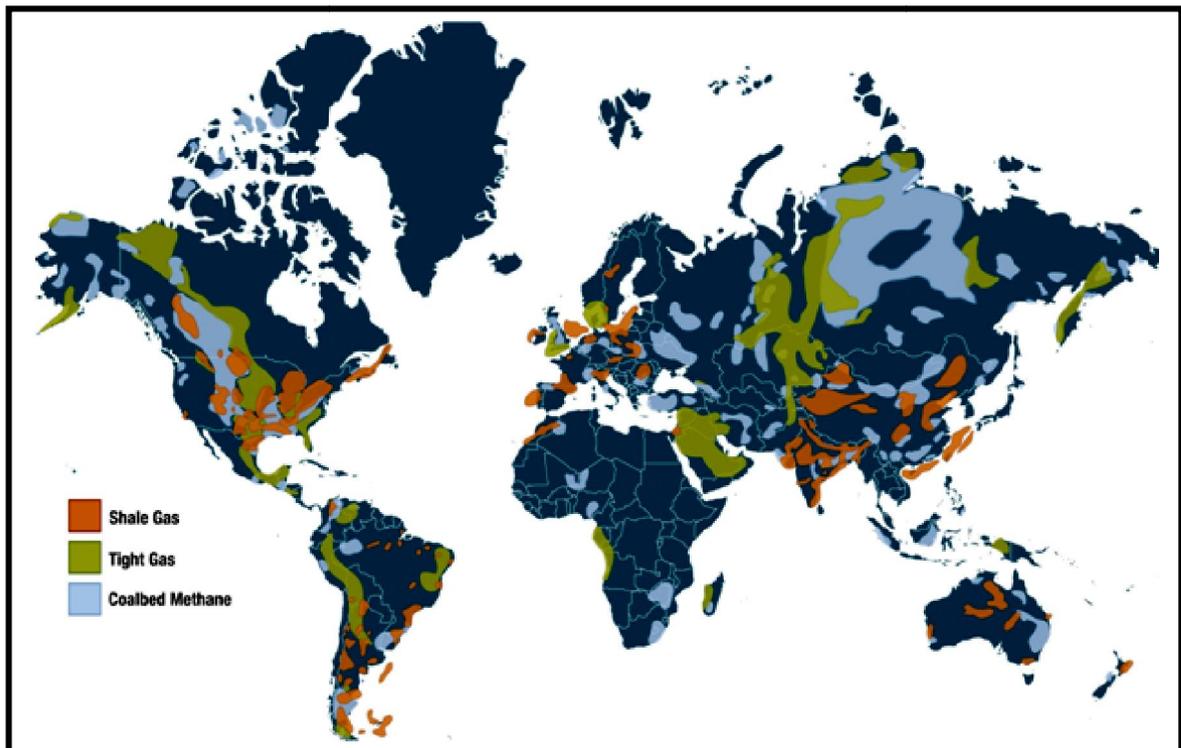


Figure II.7 : Répartition des Réserves Récupérables de Tight Gaz par Zones Géographiques (Total, 2007).

II.8. LES TIGHTS GAZS EN ALGERIE

La recherche des hydrocarbures est focalisée sur les bassins sahariens, et dernièrement des études s'introduisent sur le domaine du Nord et sur l'offshore ; du coup la plupart des réservoirs à tight gaz sont découverts au niveau du paléozoïque de la plate-forme saharienne.

Les principaux réservoirs compacts en Algérie sont situés essentiellement dans les bassins d'Illizi, de Berkine, Gourara (Timimoun), Ahnet et Hassi Mesaoud (Figure II.8).

A. Généralités

Chapitre A.II : Notions de Réservoirs Compacts

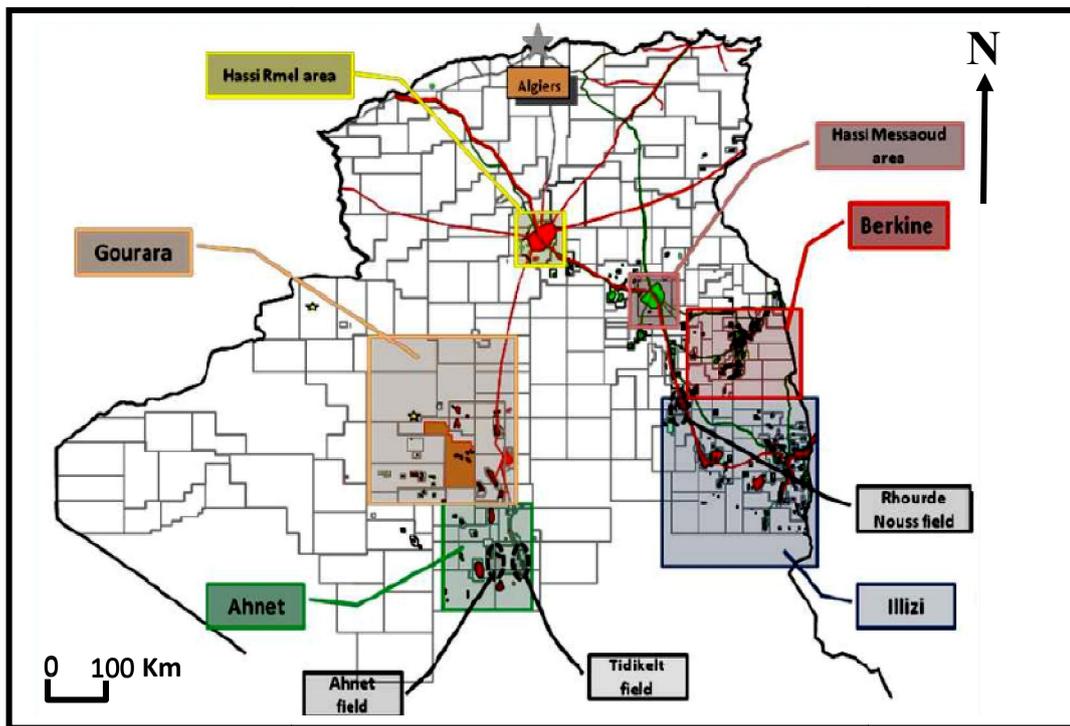


Figure II.8 Répartition des réservoirs compacts en Algérie (Weatherford/Sonatrach)

II.9. CARACTERISTIQUES ET PROPRIETES

Un réservoir est défini par ses caractéristiques et ses propriétés pétro-physiques (perméabilité, porosité et matrice).

II.9.1. Matrice

Le terme matrice regroupe tous les éléments solides d'une roche (grains et liant), on distingue principalement trois types de matrice :

- **Matrice simple** : elle est dite ainsi lorsque les grains et le liant sont de même nature, exemple : grès à grains de quartz liés par un ciment siliceux.
- **Matrice complexe** : elle est dite complexe lorsque les grains et le ciment sont de nature différente, exemple : grès à grains de quartz liés par un ciment carbonaté.
- **Matrice propre** : c'est une matrice propre en termes d'argilosité, exemple : un gré pur.

II.9.2. Porosité (Φ)

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% (Figure II.9).

Les roches du sous-sol, en s'enfonçant au cours des temps géologiques, « se compactent » sous l'effet de l'accumulation de nouvelles couches sédimentaires les

A. Généralités

Chapitre A.II : Notions de Réservoirs Compacts

surplombant. Le volume des pores dans les roches diminue alors progressivement au fur et à mesure de leur enfouissement.

II.9.3. Perméabilité (K)

La perméabilité est un second paramètre important pour apprécier un réservoir géologique. Elle mesure la résistance du milieu à l'écoulement des hydrocarbures. Elle est exprimée en Darcy. La « compaction » des roches s'accompagne d'une recristallisation qui diminue fortement la connectivité des pores et donc la perméabilité. Les *tights gaz* présentent des perméabilités inférieures à 0,1 mD (Figure II.9) et ont ainsi des caractéristiques à priori défavorables à une extraction classique d'hydrocarbures.

II.9.4. Relation entre Perméabilité et Porosité

Une roche réservoirs peut être caractérisée par sa porosité et sa perméabilité : Si Φ est un bon indicateur du volume d'hydrocarbures que peut contenir une roche, k délivre une information sur la mobilité des fluides. Une roche peut posséder une bonne porosité, tout en ayant les pores isolés les uns des autres, empêchant donc toute circulation (pierre ponce volcanique ou grès cimenté partiellement). Dans le cas des *tight gas* réservoirs, les roches sont à la fois faiblement poreuses et peu perméables (Figure II.9); même le gaz, qui possède une viscosité faible, s'y déplace difficilement. Pour exploiter ces gisements, des techniques de stimulation, notamment la fracturation hydraulique, sont utilisées pour améliorer significativement la perméabilité, permettant ainsi aux hydrocarbures, contenus dans les formations *tights*, de s'écouler (Total, 2007).

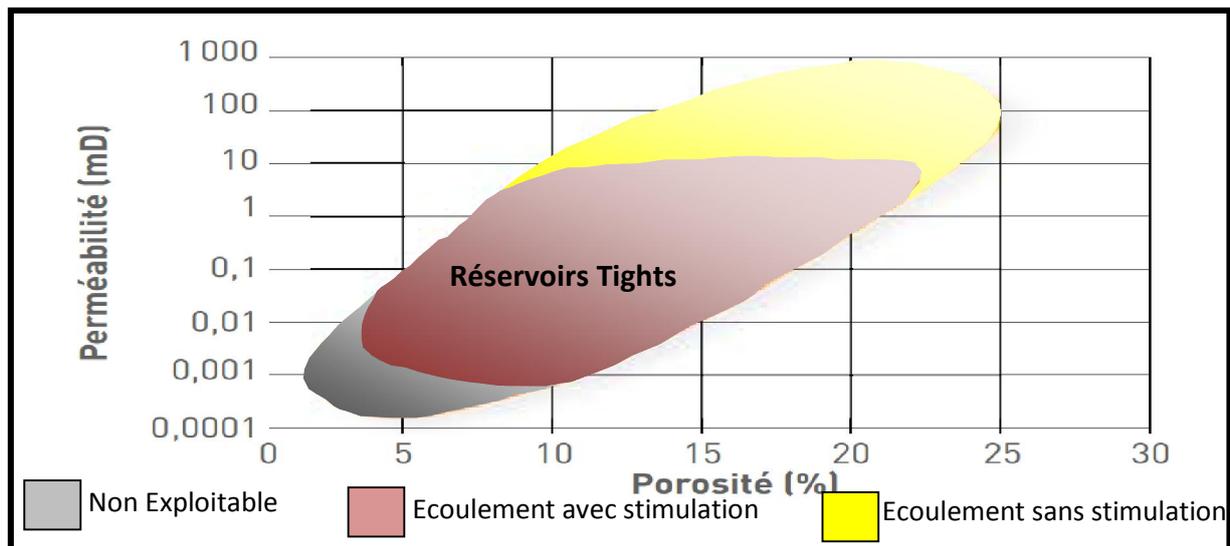


Figure II.9 : Caractérisation d'un Réservoir par Rapport à la Relation entre la Porosité et la Perméabilité (Total, 2007, modifié)

A. Généralités

Chapitre A.II : Notions de Réservoirs Compacts

II.10. COMPACTION DES RESERVOIRS

La compaction d'un réservoir peut être le résultat de plusieurs phénomènes qui contribuent à la diminution de la perméabilité et de la porosité, eux même contrôlés par plusieurs facteurs telles que, la pression capillaire, la charge sédimentaire, les caractéristiques lithologiques de la roche et la nature du fluide.

Ces caractéristiques sont déterminées par les environnements de dépôts et post-dépôts ; elles sont donc le résultat des processus de sédimentation et les phénomènes diagénétiques auxquels s'ajoute la compression tectonique.

II.10.1. Texture

La texture d'une roche est définie par les conditions initiales de dépôt telles que la taille des grains, la nature du ciment et la qualité des sédiments, mais elle est souvent modifiée par la diagénèse et la circulation des eaux minéralisées.

Les grès sont constitués essentiellement de grains de quartz (80 à 95%) de taille comprise entre 2 mm et 62 μ m, les feldspaths suite à leur fragilité et leur grande altérabilité ne forment que de 10 à 15% des grès ; les micas et les minéraux des argiles sont fréquents dans les grès et forment souvent le liant.

L'analyse de la texture et de la composition minéralogique des grès permet d'évaluer la taille des grains et leur classement ainsi que le type de porosité et son volume.

II.10.2. Les Processus Diagénétiques

La diagénèse est l'ensemble des processus qui affectent un dépôt sédimentaire et le transforment progressivement en roche sédimentaire solide. La diagénèse commence dès le dépôt du sédiment. Dans des sédiments sous-aquatiques, marins surtout, les modalités sont variées car elles dépendent, entre autre, de la nature chimique du sédiment, de sa granulométrie, du taux de sédimentation contrôlant l'enfouissement (Alain F., Raoult J.-F., 2010).

a. La Compaction

Le tassement d'une couche sédimentaire sous l'action du poids des sédiments sus-jacents correspond à la compaction. Ce mécanisme conduit à l'établissement d'un assemblage plus compact des particules par l'expulsion d'une partie de l'eau interstitielle dans les premiers décimètres d'enfouissement, et ensuite ce sont les grains qui se réarrangent de façon à supporter cette charge. Ce mécanisme constitue le premier phénomène responsable de la réduction des volumes des pores et donc la réduction de la perméabilité (Figure II.10).

A. Généralités

Chapitre A.II : Notions de Réservoirs Compacts

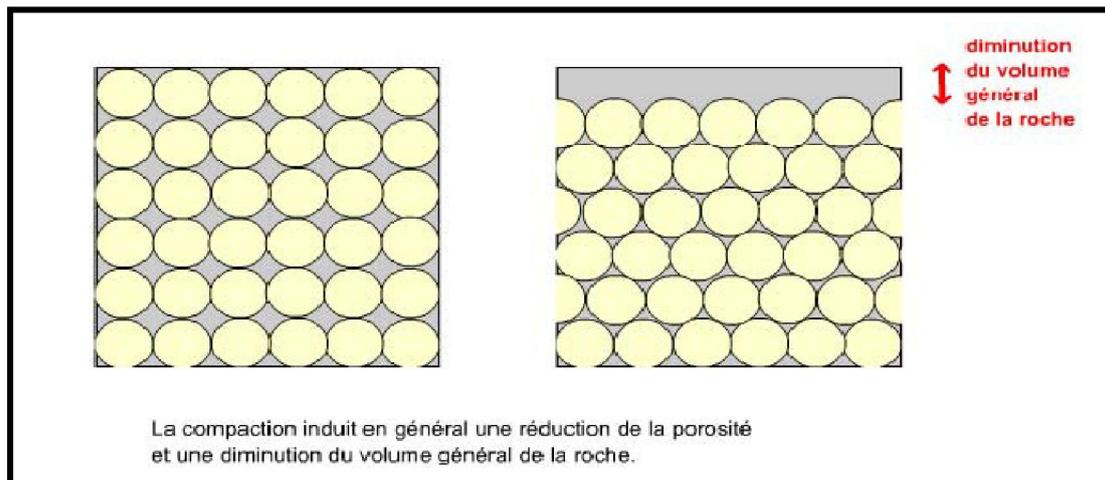


Figure II.10 : Réduction du Volume des Pores par la Compaction

b. Cimentation par le Quartz

La cimentation se fait en présence de plusieurs minéraux mais très fréquemment la silice. Les ciments siliceux résultent de la pression exercée sur les grains qui vont subir une dissolution locale qui mène à la précipitation de la silice dans les espaces poreux favorisant ainsi la diminution de la porosité (Figure II.11).

La pression-dissolution conduit à une dissolution sélective sur les points de contact des particules soumis à la contrainte maximale. Dans les cas les plus favorables, les effets de la pression-dissolution conduisent à une réduction appréciable de la porosité et de la perméabilité.

Les traces laissées par ce type de réaction sont :

- Les interpénétrations des grains, cet engrenage des grains est la cause première de réduction de la porosité.
- Les stylolithes correspondent à une surface de dissolution formée d'un ensemble de colonnettes.

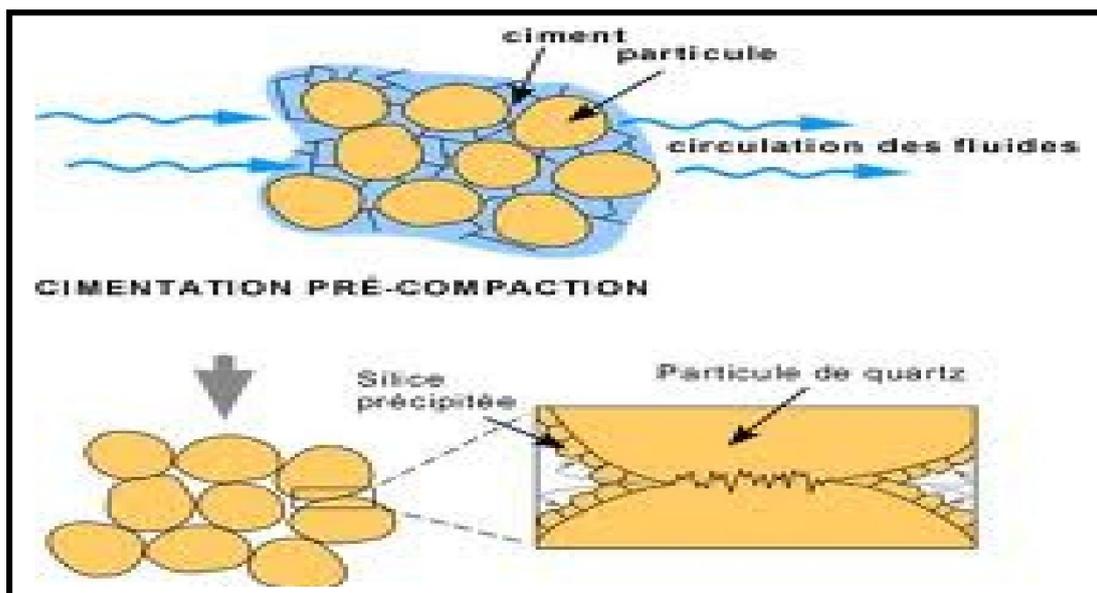


Figure II.11 : Cimentation par Dissolution Locale des Grains de Quartz

A. Généralités

Chapitre A.II : Notions de Réservoirs Compacts

II.11. ETAPES D'ETUDE DES RESERVOIRS COMPACTS (Total, 2007)

Identifier, évaluer, produire : ces trois étapes classiques pour l'industrie pétrolière se transforment en trois défis dès qu'il s'agit de tight gas réservoirs.

II.11.1. Identification des Ressources

Dans les réservoirs conventionnels l'identification du système pétrolier est basée sur la détermination des limites séparant les réservoirs et les roches couvertures imperméables. Pour les réservoirs tight qui sont des réservoirs situés dans des contextes géologiques complexes à des profondeurs importantes, leur identification constitue un défi réel dans l'exploration pétrolière.

Par ailleurs les ingénieurs essaient par des nouvelles techniques d'imagerie et de sismique 3D de repérer les niveaux productifs et de déterminer leurs caractéristiques pétro-physiques.

II.11.2. Identification des Réserves

La mesure des paramètres de porosité et de perméabilité de la formation s'effectue sur des carottes. Ensuite les échantillons seront mis dans des conditions similaires à celles des réservoirs afin de déterminer les champs de contrainte qui devront être très précis pour éviter toute confusion dans les mesures. Cette phase constitue une étape très importante dans l'étude du réservoir et doit être complétée par des informations acquises dans le puits.

Dans les sables compacts, les calculs conventionnels par les diagraphies risquent de ne pas être applicables dans tous les cas, cela implique le développement des techniques de mesures afin de mieux concevoir les opérations de fracturation hydraulique et de maximiser les réserves extraites par le puits.

II.11.3. Production des Réservoirs Compacts

La faible productivité naturelle des puits, typique des réservoirs dits tight, est généralement insuffisante pour passer le seuil économique. L'enjeu est donc de connecter le maximum de volume de roche au puits pour un coût adéquat et de diminuer ainsi le nombre de puits à forer pour produire les réserves associées. L'identification et l'évaluation des réservoirs permettent de déterminer au mieux (optimum économique) le type de puits à forer. Les différents designs de puits envisageables couvrent notamment les architectures suivantes :

- Puits verticaux avec fracturation hydraulique.
- Puits horizontaux ou fortement déviés.
- Puits multi-branches.
- Puits horizontaux multi-fracturés.

L'identification et l'évaluation des réserves (rentabilité économique) permettent de déterminer au mieux le type du puits à réaliser.

A. Généralités

Chapitre A.II : Notions de Réservoirs Compacts

II.12. CONCLUSION

Les réservoirs non conventionnels sont caractérisés par des paramètres pétro-physiques médiocres nécessitant dès lors, l'utilisation de techniques modernes et coûteuses, dans l'objectif d'augmenter leurs productivités et d'améliorer les réserves.

Le périmètre circonscrit par la notion de « *tight* » reste toutefois flou. Les valeurs limites de porosité et de perméabilité qui fixent le caractère non conventionnel évoluent avec les progrès de la technique 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 figée

CHAPITRE A.III

ETUDE GEO-MECANIQUE

A. Généralités

Chapitre A.III : Etude Géo-Mécanique

III.1. INTRODUCTION

La géo-mécanique est la branche de la mécanique qui étudie quantitativement les contraintes appliquées sur les géo-matériaux et les comportements résultants comme réponses.

Contrairement aux autres branches de la mécanique, les matériaux ne peuvent pas être choisis en géo-mécanique ; dans l'exploitation pétrolière où les phénomènes géologiques interviennent dans la détermination de la nature des géo-matériaux, les foreurs peuvent travailler sur des formations solides continues mais également sur des milieux discontinus (Sonatrach/Schlumberger, 2007).

Cette étape du processus est indispensable au bon déroulement du programme de fracturation ; Le **profil de stress**, *une représentation graphique de la distribution des contraintes horizontales dans une colonne de roches en fonction de la profondeur*, mis en place nous donne une idée sur la direction de propagation de la fracture qui est toujours perpendiculaire à la direction du **minimum stress**, *zones où les contraintes horizontales sont minimales et permettent une initiation facile de la fracture*, qui permet de mieux ajuster le Design Frac.

III.2. LES CONTRAINTES

III.2.1. Définition (Alain F., Raoult J.-F., 2010)

Contrainte ou tension (stress), c'est l'ensemble des forces affectant un matériau et tendant à le déformer. En tout point de ce corps, on peut définir la contrainte (σ) comme le rapport entre la force appliquée (F) à la surface (S), elle est donnée par la relation suivante :

$$\sigma = \frac{F}{S}$$

La contrainte est une quantité mathématique appelée tenseur, et l'état des contraintes est souvent appelé tenseur des contraintes. Une contrainte a les propriétés d'un vecteur qui n'est pas souvent perpendiculaire à la surface d'application. Notamment, on peut la décomposer en une contrainte normale (σ_n) à la surface d'application, et une contrainte tangentielle, ou de cisaillement (τ) dans le plan de cette surface (Figure III.1).

Les trois contraintes correspondantes sont la contrainte maximale (σ_1), la contrainte intermédiaire (σ_2) et la contrainte minimale (σ_3) (figure III.2) à travers ces trois principales contraintes on définit ce qu'on appelle « régime de contrainte ou régime de stress ».

Remarque

En géo-mécanique des réservoirs, les trois contraintes sont appelées contrainte verticale (σ_v) contraintes horizontale maximale (σ_H) et contrainte horizontale minimale (σ_h), la notion de minimale, maximale et intermédiaire est définie selon le régime de contrainte.

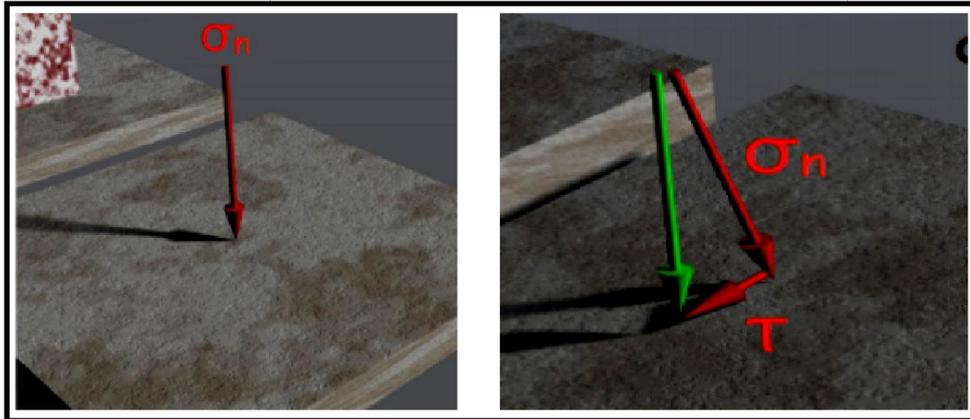


Figure III.1 : Décomposition Vectorielle d'une Contrainte en une Normale et une Tangentielle (Sonatrach/Schlumberger, 2010)

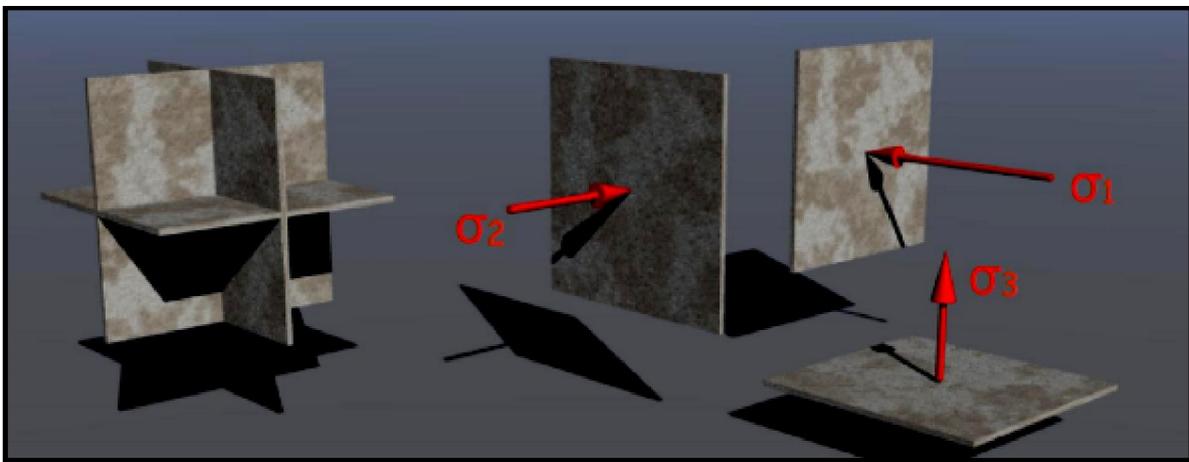


Figure III.2 : Principaux Plans Correspondant aux Trois Principales Contraintes σ_1 , σ_2 et σ_3 (Sonatrach/Schlumberger, 2010)

III.2.2. Orientation et Origine des Contraintes

La contrainte verticale (σ_v) est orientée perpendiculairement à la surface de stress de la roche tandis que les contraintes horizontales (σ_h et σ_H) sont contenues dans le plan horizontal (Figure III.3), leur orientation dépend de la tectonique régionale.

Contraintes verticales : La principale source des contraintes dans la Terre est la gravité qui engendre une contrainte verticale dans la formation. Elles sont principalement attribuables au poids même des sédiments qui reposent sur la zone cible, de la surface jusqu'à la base.

Contraintes horizontales : Ces contraintes dépendent essentiellement de la tectonique de la zone ; mais il peut y avoir une composante gravitationnelle (notamment engendrée par les roches malléables qui ont tendance à transformer latéralement la contrainte verticale), elles peuvent être aussi accentuées par des effets thermiques, tectoniques et par les structures géologiques.

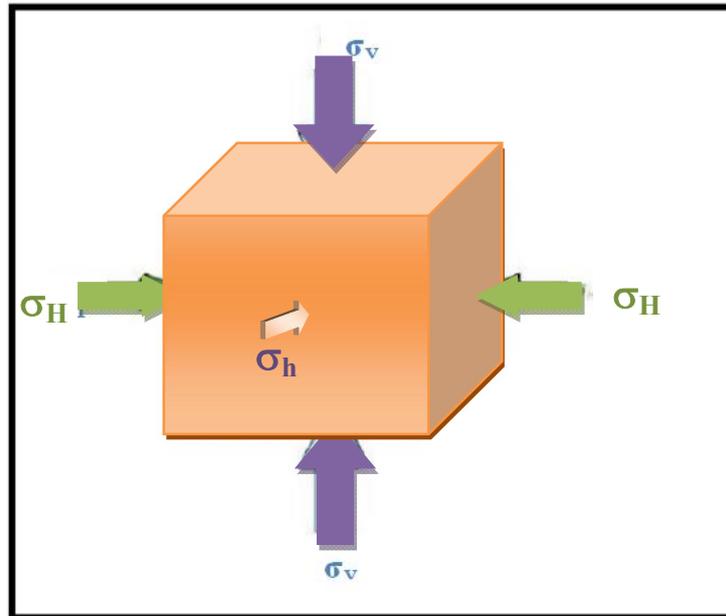


Figure III.3 : Orientation des Trois Contraintes

III.3. DEFORMATION

III.3.1. Définition

C'est le changement de la forme d'un matériau. La déformation permanente observée (déformation finie) acquise par une roche dépend de ses propriétés et des contraintes subies (compression, traction ou cisaillement) (Figure III.4) (Alain F., Raoult J.-F., 2010).

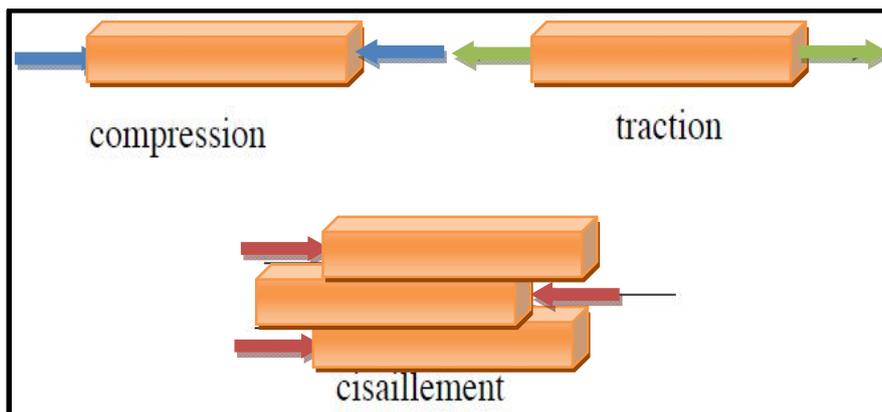


Figure III.4 : Les Différentes Contraintes Subi par une Roche

La déformation du corps est mesurée par son élongation " ε " telle que :

$$\varepsilon = \frac{l_1 - l_0}{l_0}$$

l_0 = Longueur initiale

l_1 = Longueur finale

III.3.2. Différents Stades de Déformation

Les roches (Figure III.5) peuvent se déformer de diverses manières lorsqu'elles subissent des contraintes. Elles passent souvent par les deux stades suivants, avant d'arriver à la fracture.

a. **Elasticité** (Sonatrach/Schlumberger, 2007)

Le lien le plus simple entre contrainte et déformation pour un matériau est son comportement élastique, où toute déformation est annulée lors de la suppression de la contrainte appliquée. La forme la plus simple d'élasticité est l'élasticité linéaire isotrope.

- La linéarité signifie que l'application d'une contrainte double engendre une déformation double
- L'isotropie signifie qu'une contrainte donnée engendre les mêmes niveaux de déformations quelle que soit l'orientation de l'état de contrainte (c'est-à-dire que le matériau a le même aspect dans toutes les directions).

b. **Plasticité** (Sonatrach/Schlumberger, 2007)

Lorsqu'une roche (ou un autre matériau) est chargée au-delà de sa limite élastique elle peut céder, c'est-à-dire subir une déformation permanente et lorsque la contrainte est annulée, elle ne revient pas à sa forme originelle.

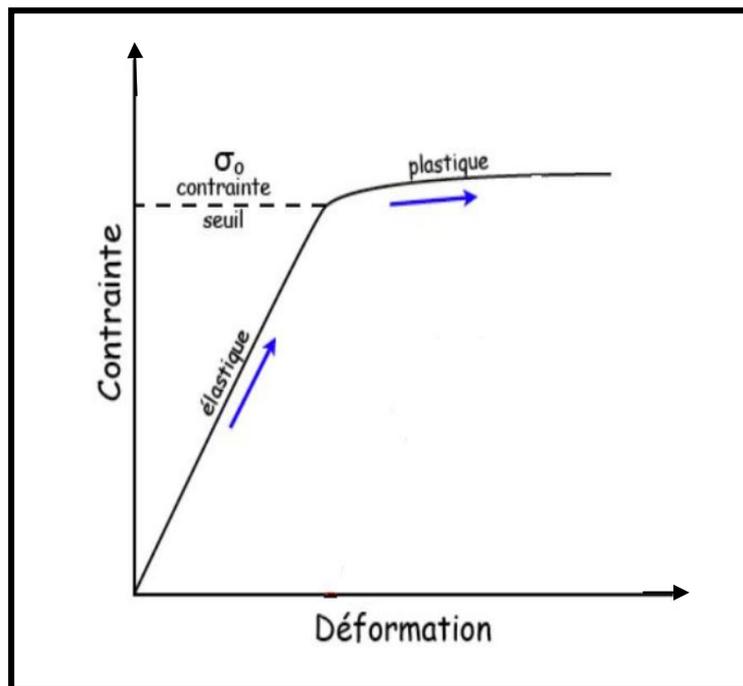


Figure III.5 : Relation Contrainte Déformation selon la Rhéologie des Roches

III.4. REGIME DE STRESS

Le régime de stress est contrôlé essentiellement par la relation entre les trois contraintes (Figure III.6) :

- Un régime extensif, dû à une contrainte verticale supérieure à la contrainte horizontale, donne des failles normales ;
- Un régime compressif, dû à une contrainte horizontale maximale par rapport à la contrainte verticale, donne des failles inverses ;
- Un régime transformant est causé par les deux contraintes verticale et horizontale maximales par rapport à la deuxième contrainte horizontale minimale.

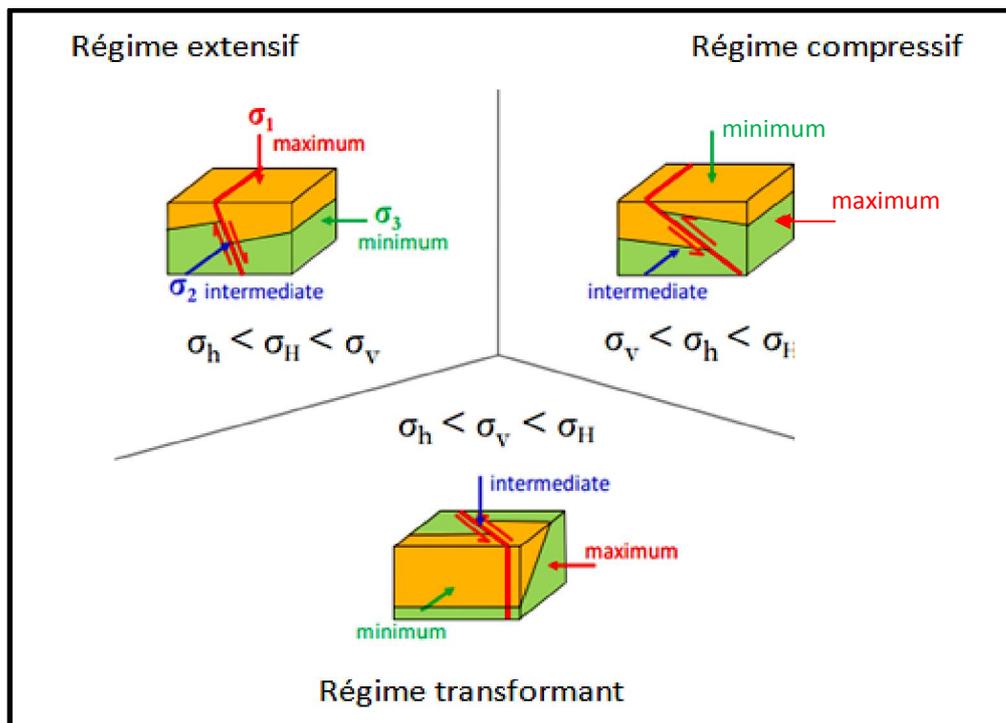


Figure III.6 : Les Différents Régimes de Stress Selon le Contexte Tectonique
(Schlumberger, 2010)

III.5. LES PROPRIETES ELASTIQUE ET MECANIQUE DES ROCHES

III.5.1. Module de Young

Il représente le rapport entre la contrainte appliquée sur l'échantillon de roche et la déformation engendrée dans la même direction que la contrainte (Figure III.7), c'est à dire que la rigidité d'un matériau est appelée module de Young noté (E). Il est caractérisé par la pente de la courbe $\sigma = f(\epsilon)$ et dépend de l'élasticité, de la viscosité et de la rigidité de la roche, aussi bien que de la température, le temps, la pression des pores et de l'anisotropie.

A. Généralités

Chapitre A.III : Etude Géo-Mécanique

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon}$$

Où :

$\sigma = \frac{F}{S}$ qui est la contrainte (Force/Surface),

$\varepsilon = \frac{l_0 - l_1}{l_0}$ qui est la déformation axiale.

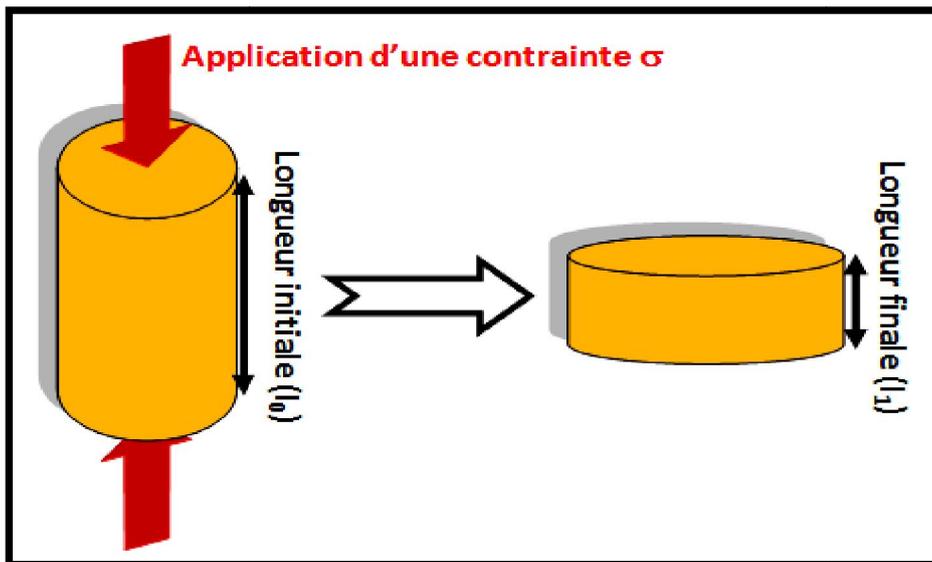


Figure III.7 : Déformation Selon un Axe de Contrainte d'un Cylindre

Remarque

Plus le module de Young augmente, la largeur de la fracture diminue, par contre la longueur augmente.

Le module de Young diffère d'une roche à l'autre, le tableau (III.1) ci-après représente quelques exemples (Hills C.-D et Al., 2000) :

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

Tableau III.1 : Quelques Exemples du Module de Young (HILLS C D et Al, 2000)

A. Généralités

Chapitre A.III : Etude Géo-Mécanique

I.5.2. Coefficient de Poisson

C'est un coefficient sans dimension, noté ν , défini comme étant le rapport entre la variation de la dimension latérale (changement du diamètre d) et la variation de dimension axiale ou longitudinale (changement de longueur l), lorsque l'échantillon est soumis à une compression (Figure III.8). Le coefficient de Poisson permet de caractériser la contraction de la matière perpendiculairement à la direction de l'effort appliqué. Il représente la variation de la déformation latérale par rapport à la déformation axiale suivant l'expression

suivante :

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

Où $\Delta d = \frac{D_1}{D_1 - D_2}$: Déformation latérale,

$\Delta l = \frac{L_1}{L_1 - L_2}$: Déformation axiale.

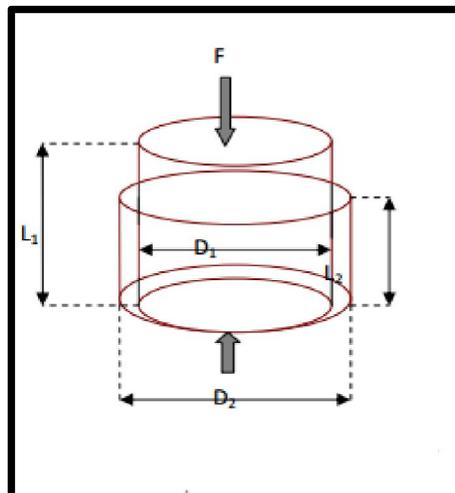


Figure III.8 : Déformation Latérale et Axiale Suite à une Compression (HILLS C. D. et al, 20

Le coefficient de Poisson diffère d'une roche à une autre, le tableau (III.2) ci-après nous donne quelques exemples (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

Tableau III.2 : Quelques Exemples du Coefficients de Poisson (HILLS C. D. et al, 2000)

Remarque : Plus le coefficient de poisson est élevé plus l'ouverture de la fracture sera moindre car il est difficile de briser une roche qui est fortement comprimée.

III.5.3. Module de Cisaillement

Le Module de Cisaillement G est une mesure de la résistance d'un échantillon de roche soumis à un effort de cisaillement ; G est le rapport entre l'effort de cisaillement à la contrainte de cisaillement (Figure III.9). Dans le système anglais son unité est (Mpsi : Million psi). Il est donné par la formule suivante :

$$G = \frac{\frac{F}{A}}{\tan \theta}$$

G : Module de Cisaillement, F : force de cisaillement, A : surface, θ : angle de cisaillement

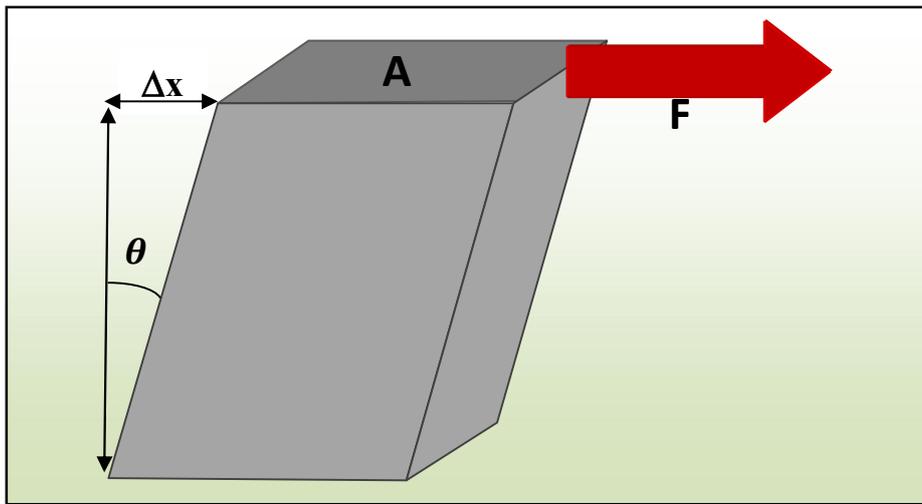
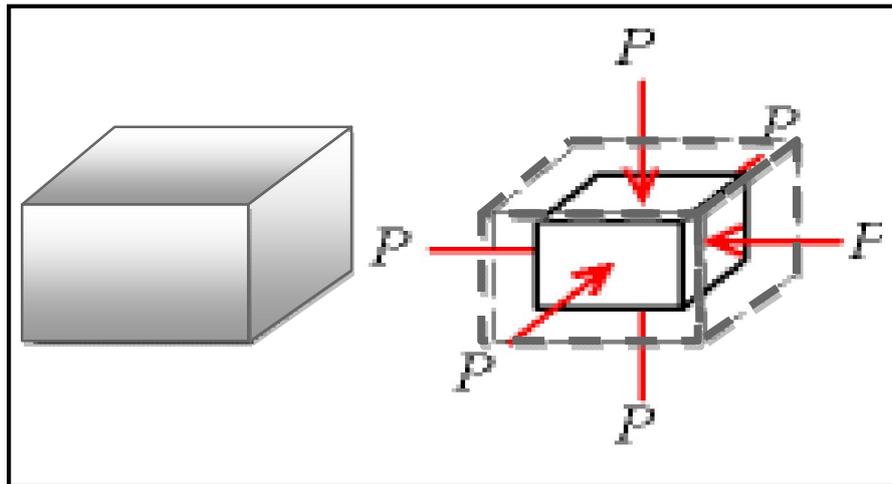


Figure III.9 : Déformation par Cisaillement d'un Corps Matériel

III.5.4. Bulk Modulus

Ou **modul volumetrique** (K) est une propriété physique qui caractérise la compressibilité d'un matériau, il décrit la relation de proportionnalité entre la variation de la pression et le changement de volume (Figure III.10), il est exprimé par la relation suivante :

$$K = \frac{\textit{Pression Hydrostatique}}{\textit{Déformation Volumétrique}}$$



**Figure III.10 : Compression Volumétrique d'une Roche
Sous une Tension Hydrostatique.**

Il peut être aussi exprimé par rapport au module de Young et au coefficient de Poisson par l'expression suivante :

$$k = E/3(1-2\nu)$$

Avec : k (bulk modulus) ; E (Module de Young) ; ν (Coefficient de Poisson)

III.5.5. Pression des Pores (pore pressure)

Par définition c'est la pression exercée par les fluides interstitiels au sein d'une formation. On peut l'obtenir à partir de l'outil MDT. En l'absence de ce dernier on peut l'estimer à partir du gradient hydrostatique par la formule suivante :

$$(PP) = (TVD) \times \text{le gradient hydrostatique}$$

Où : PP : Pression de Pores

TVD : Profondeur Verticale Réelle

III.6. CHRONOLOGIE D'UNE ETUDE GEO-MECANIQUE

La réalisation d'une étude géo-mécanique repose sur l'analyse des informations issues des mesures des diagraphies et de carottes, ceci va permettre d'identifier la qualité du réservoir et ses caractéristiques pétro-physiques, l'estimation des propriétés mécaniques dynamiques (Module de Young et Coefficient de Poisson) se fait par les mesures des ondes de compression et cisaillement. Le passage au régime statique nécessite l'utilisation des formules de conversion obtenues par corrélation avec des essais sur carottes au laboratoire. Une fois les valeurs des propriétés mécaniques statiques sont disponibles on procède alors à la réalisation du profil de stress qui détermine la distribution des contraintes horizontales en fonction de la profondeur et leur orientation à l'aide de l'imagerie. A la fin de l'étude, l'identification de la zone à fracturer sera choisie après l'analyse de la courbe des contraintes minimales qui va discerner les intervalles fragiles qui permettent l'initiation de la fracture.

A. Généralités

Chapitre A.III : Etude Géo-Mécanique

Les étapes suivies pour l'élaboration d'une étude géo-mécanique sont décrites dans le schéma ci-dessous (Figure III.11) :

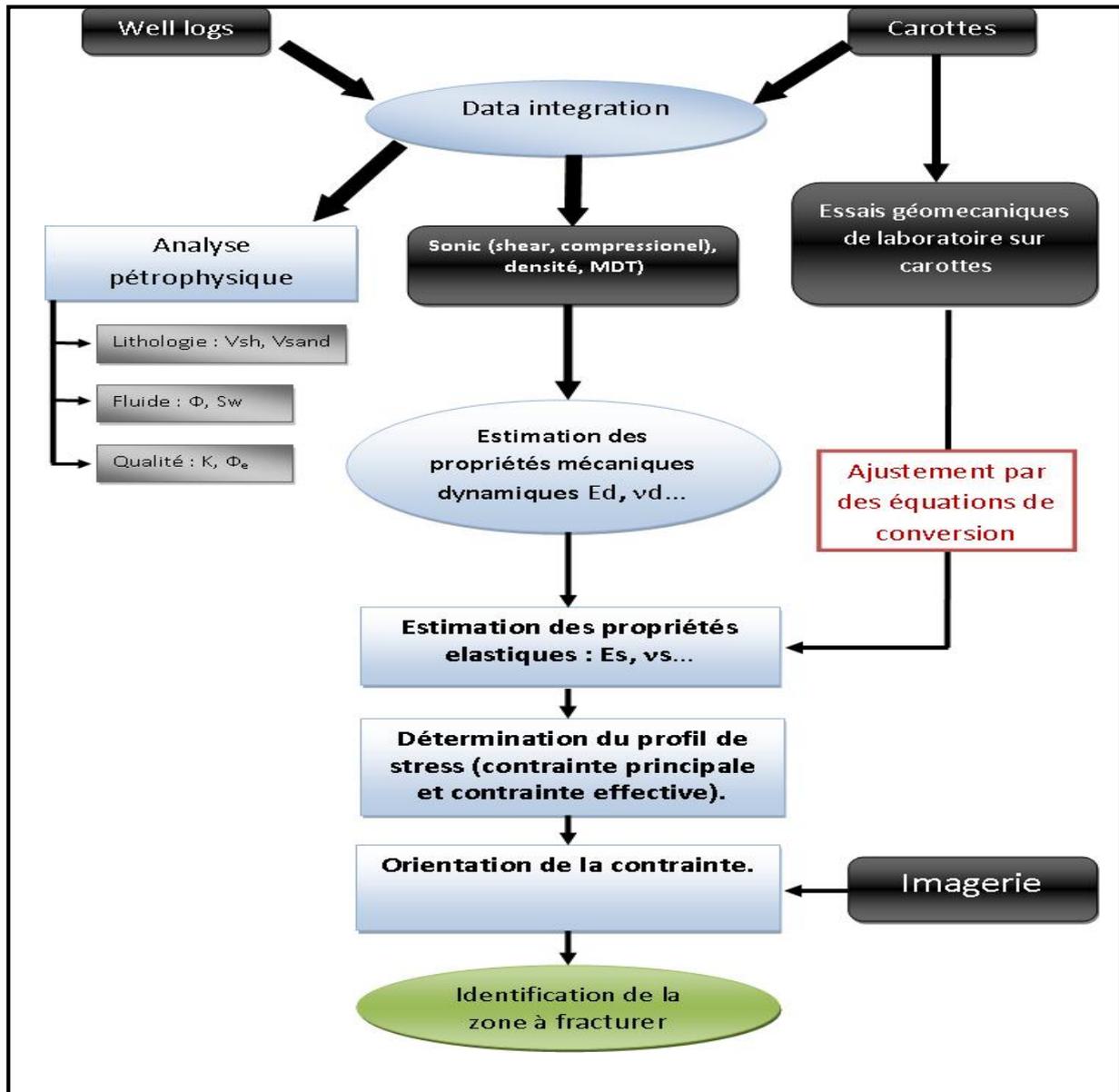


Figure III.11 : Work-flow d'une Etude Géo-mécanique

III.7. METHODES DE DETERMINATION DE LA ZONE A MINIMUM STRESS

La détermination de la zone à minimum stress est capitale dans toute opération de fracturation hydraulique, c'est la zone où va s'initier la fracture. Sa détermination est basée sur la caractérisation de certains paramètres élastiques indispensables pour le calcul des contraintes horizontales.

De ce fait, pour réaliser le model géo-mécanique ou MEM (Mechanical Earth Model) on va se servir des données des diagraphies et des résultats des essais mécaniques sur carottes.

III.7.1. Les Diagraphies

Elles nous permettent d'obtenir des informations sur l'état des contraintes qui règnent au sein du réservoir. Le log, obtenu à partir de la diagraphie sonique, permet l'étude de l'anisotropie du réservoir et le calcul de ses paramètres élastiques (Module de Young, Coefficient de Poisson,...). Les outils utilisés sont souvent le sonic-scanner ou dipôle sonic imager.

a. Log sonique

Le seul outil qui répond aux propriétés élastiques de la formation est le sonique. Les deux types d'ondes d'intérêt pour l'estimation des constantes élastiques d'un milieu sont les ondes de compression (ondes P) et les ondes de cisaillement (ondes S). L'outil sonique mesure la vitesse de propagation caractéristique des ondes P et S.

➤ **Mesure dynamique :**

Les ondes soniques (P et S) se propagent en haute fréquence (10 KHz) dans la formation impliquant de très petites déformations (réponse non drainée des roches). Dans ce régime dynamique, les roches ont une réponse plus rigide que ce qu'il sera dans le cas d'une charge statique durant le test mécanique au laboratoire ou durant la charge statique dans le sous-sol. Les équations mathématiques suivantes dites équations de Gasmann (Gasmann., 1951), basées sur les données soniques combinées avec les données de densité, sont utilisées pour le calcul des paramètres élastiques nommés dynamiques dans ce cas.

$$G_{dyn} = (13474.45) \frac{\rho_z}{(\Delta t_{shear})^2}$$

$$K_{dyn} = (13474.45) \left[\frac{1}{(\Delta t_{comp})^2} \right] - \frac{4}{3} G_{dyn}$$

$$E_{dyn} = \frac{9 * G_{dyn} * K_{dyn}}{G_{dyn} + 3 * K_{dyn}}$$

$$PR_{dyn} = \frac{\left(\frac{1}{2}\right) (\Delta t_{shear} / \Delta t_{comp})^2 - 1}{(\Delta t_{shear} / \Delta t_{comp})^2 - 1}$$

A. Généralités

Chapitre A.III : Etude Géo-Mécanique

Où :

- G_{dyn} : Module de cisaillement dynamique.
- K_{dyn} : Bulk modulus dynamique.
- E_{dyn} : Module de Young dynamique.
- ν_{dyn} : Coefficient de Poisson dynamique.
- ρ_z : Densité de la formation.
- Δt_{shear} : temps de transit de l'onde sonique de cisaillement.
- Δt_{comp} : temps de transit de l'onde sonique de compression.

III.7.2. Etude au laboratoire

Ce sont des essais mécaniques au laboratoire réalisés dans le but de :

- Déterminer les propriétés mécaniques statiques et dynamiques de la roche.
- Faire une corrélation mathématique entre les résultats dynamiques et statiques.
- Trouver une **formule de conversion** du *régime dynamique vers le régime statique* et l'appliquer sur les résultats dynamiques calculés à base de l'outil sonique.

Les essais consistent à mesurer les paramètres élastiques suivants :

a. UCS (Unconfined Compressive Strength: Test de scratch)

C'est la résistance d'un échantillon de roche sous compression, non confiné et drainé, c'est un élément clé pour décrire le comportement mécanique d'une roche.

b. Résistance en Compression Simple (R_c)

La résistance d'une roche à une compression simple présente sa résistance par opposition à une contrainte appliquée. En augmentant la contrainte appliquée, cette résistance croît jusqu'à une valeur limite au-delà de laquelle s'initie la rupture.

c. Résistance à la Traction (R_t)

Cette grandeur, très influencée par la fissuration de la roche, présente toujours une dispersion importante. Sa détermination se fait généralement :

- Soit par essais de traction (peu pratique) ;
- Soit par essais de compression diamétrale (essai brésilien). Cet essai est réalisé sur une éprouvette cylindrique grâce à deux plateaux, on applique un effort le long des deux génératrices diamétralement opposées jusqu'à la rupture (Figure III.12), ceci permet d'obtenir la résistance à la traction R_t .

Les principaux paramètres qui influent sur la résistance en traction sont : la porosité, la composition chimique de la roche, la température (T°), et la teneur en eau.



Figure : III.12 : Essai Brésilien sur Presse Mécanique (ULG)

d. Essais Triaxiaux

Il consiste à mettre un échantillon de carotte dans des conditions similaires à celles qui règnent dans le réservoir ; le test se fait par l'application de différentes pressions dont on augmente le taux jusqu'à avoir la fracture (Figure III.13).

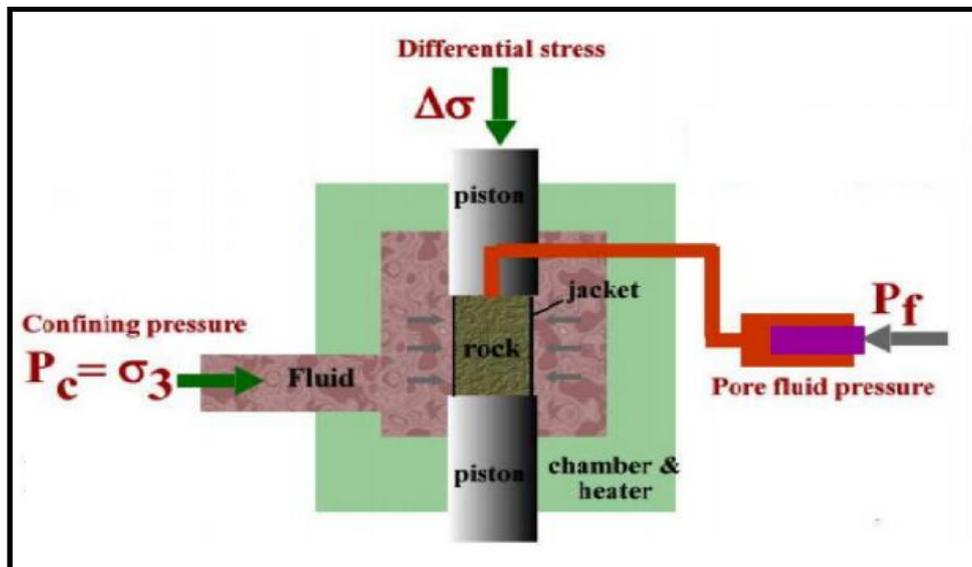


Figure III.13 : Schéma qui Représente un Essai Triaxial

P_c : Contraintes horizontales

$\Delta\sigma$: Contrainte verticale

P_f : Pression des pores

A. Généralités

Chapitre A.III : Etude Géo-Mécanique

III.7.3. Mesures Statiques

Les propriétés élastiques de la roche sont calculées par les équations de Gasmann mais les valeurs obtenues sont *surestimées* parce que la roche montre un comportement plus rigide, c'est-à-dire les propriétés élastiques de la roche subissent des modifications causées par les travaux de forage et leurs mesures sont *dites* alors les **mesures dynamiques**. De ce fait il devient nécessaire de faire recours à des modèles de conversion (Militzer et Stoll, 1973 ; Iacy, 1997 ; Chang et al., 2005...) qui permettent le *passage* du **régime dynamique au régime statique**. Cependant, le choix du modèle dépend du comportement géo-mécanique des terrains traversés et doit être élaboré à partir des essais de laboratoire.

L'obtention des mesures statiques est assurée par des corrélations que l'on détermine en comparant les propriétés élastiques statiques et les propriétés élastiques dynamiques.

D'une façon générale les corrélations sont une variante de la statique comme suit :

$$\text{Static} = (A \times \text{Dynamic}^{\alpha}) + B$$

Où :

Static : est la propriété élastique statique

Dynamic : est la propriété élastique dynamique correspondante.

Les constantes **A** et **B** sont déterminées ; α est généralement pris égal à 1.

a. Autres équations

$$\text{Log } E_{\text{stat}} = 2.137 + 0.6612 \text{ log } E_{\text{dyn}}$$

(utilisé pour des grès à porosité 10%-15%)

Où :

E_{dyn} (Module de Young dynamique en Mpsi) ;

E_{stat} (Module de Young statique en Mpsi).

$$E_{\text{stat}} = (0.8 - \Phi_{\alpha}) \cdot E_{\text{dyn}}$$

Où :

Φ_{α} (Porosité moyenne).

b. Module de Young Statique

Après la conversion, la valeur du module de Young statique a tendance à diminuer et présente un écart important avec le module de Young dynamique d'où la nécessité de faire la conversion.

Il est à noter que la différence entre les deux modules de Young statique et dynamique est plus importante dans les grès que dans les carbonates.

A. Généralités

Chapitre A.III : Etude Géo-Mécanique

c. Coefficient de Poisson Statique

Le coefficient de Poisson dynamique est calculé par l'équation de Gasmann, tandis que le coefficient de Poisson statique peut être déterminé par les tests sur carottes.

De nombreux tests ont montré que le coefficient de Poisson dynamique est égal au coefficient de Poisson statique.

III.8. PROFIL DE STRESS

Le profil de stress est un élément nécessaire pour comprendre le comportement et la stabilité du puits de forage, il contient des informations sur :

- La pression des pores (PP : Pores Pressure).
- La contrainte verticale (OBP : Over Burden Pressure).
- Les contraintes horizontales minimale et maximale (σ_h et σ_H) ainsi que leurs intensités.

Le profil de stress va être calibré à l'aide des données réelles du Leak-Off Test (LOT) et des données de la micro fracturation.

III.8.1. Calcul de la Contrainte Verticale

C'est la pression exercée à tout moment par le poids des sédiments et des fluides sus-jacents. Elle est donnée par la formule suivante :

$$\sigma_v = \text{TVD} \times \text{le gradient lithostatique}$$

TVD : Profondeur Vertical Réelle

III.8.2. Calcul des Contraintes Horizontales

Le modèle poro-élastique des déformations horizontales (Fjaer et Al., 1992) qui prend en considération les effets tectoniques est utilisé pour quantifier les magnitudes des contraintes horizontales minimales et maximales.

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} (\sigma_v - \alpha Pp) + \alpha Pp + \frac{E}{1-\nu^2} \epsilon_h + \frac{\nu E}{1-\nu^2} \epsilon_H$$
$$\sigma_H = \frac{\nu}{1-\nu} (\sigma_v - \alpha Pp) + \alpha Pp + \frac{\nu E}{1-\nu^2} \epsilon_h + \frac{E}{1-\nu^2} \epsilon_H$$

Où : σ_h est la contrainte horizontale minimale.

σ_H est la contrainte verticale maximale.

ν est le coefficient de Poisson.

E est le module de Young.

ϵ_H et ϵ_h sont respectivement l'allongement minimale et maximale.

α : constante de Biot ($\alpha=1$ dans les conditions de rupture).

A. Généralités

Chapitre A.III : Etude Géo-Mécanique

Les déformations horizontales (ϵ_H et ϵ_h) dans ce cas peuvent être des allongements ou des raccourcissements, elles peuvent être traitées comme des facteurs standards qui doivent être adaptés d'une manière adéquate à partir des tests Leak-Off, l'analyse des micro-fractures ou des logs d'imagerie, ...etc.

III.8.3. Identification de la Zone à Fracturer

Après avoir établi le profil de stress on choisit là où les zones à fracturer en se basant sur plusieurs critères, tel que :

- L'identification des zones de minimum stress (zone de faiblesse) ;
- Existence des barrières de stress qui permettent de confiner la propagation de la fracture vers les zones adjacentes contenant des fluides indésirables ;
- Existence d'éventuelles failles près du puits qui peuvent mettre en contact les fractures induites avec d'autres niveaux ;
- Eviter les zones avec de grandes saturations en eau pour éviter de les faire produire ;
- Choisir les zones qui montrent un bon intérêt pétrolier en matière de net pay (signifie les zones qui permettent une exploitation rentable) et contenance en hydrocarbure.

III.8.4. Orientation de la Direction des Contraintes Horizontales

La fracture engendrée se propage parallèlement à l'axe de la contrainte horizontale maximale (σ_H) et s'ouvre perpendiculairement à l'axe de la contrainte horizontale minimale (σ_h) (Figure III.14).

On peut déterminer l'orientation des directions des contraintes horizontales maximale (σ_H) et minimale (σ_h) à partir de la connaissance de la tectonique régionale, de la même façon qu'on peut la déduire à partir des enregistrements du Caliper (Diamètre) ou de l'imagerie du puits qui est caractérisée par une ovalisation du trou de forage (Figure III.15).

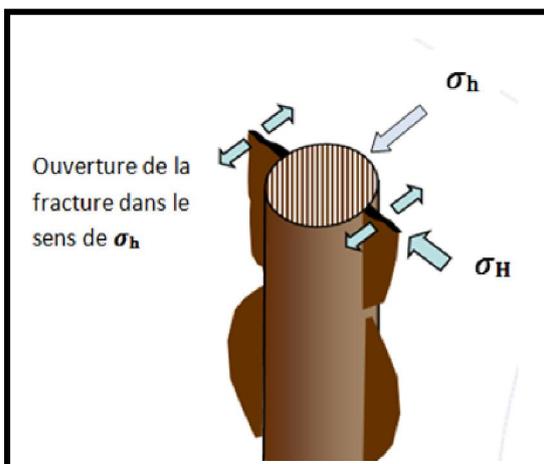


Figure III.14 : Ouverture de la Fracture par Rapport aux Contraintes Horizontales

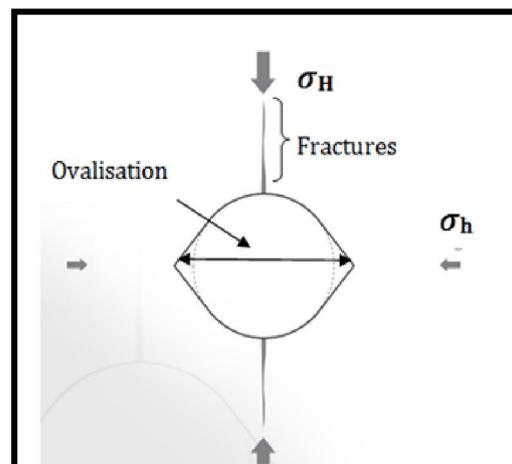


Figure III.15 : Détermination des Contraintes Horizontales Selon les Fractures Induites et l'Ovalisation du Puits (Algérie WEC, 2007)

A. Généralités

Chapitre A.III : Etude Géo-Mécanique

III.9. CONCLUSION

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

CHAPITRE A.IV

FRACTURATION HYDRAULIQUE

A. Généralités

Chapitre A.IV : Fracturation Hydraulique

IV.1. INTRODUCTION

Lorsque la productivité d'un puits est insuffisante suite au déclin de la pression du réservoir ou propriétés pétro-physiques médiocres de la formation, les opérations de stimulation constituent, dans ce cas, une méthode efficace pour augmenter la récupération des hydrocarbures.

La stimulation 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 et va permettre :

- L'augmentation de la production;
- L'élimination de l'endommagement dans le puits de forage ainsi que dans les zones envahies du réservoir ;
- La production des réservoirs complexes comme : (Tights, Shales,...).

IV.2. LES DIFFERENTS TYPES DE STIMULATION

IV.2.1. Fracturation Hydraulique

Elle consiste à l'injection d'un fluide dans la formation avec une grande pression qui dépasse la pression des pores pour engendrer une fracture ou ouvrir des fractures existantes créant de ce fait des canaux à très forte perméabilité, dans lesquels l'effluent peut s'écouler beaucoup plus facilement, ce qui augmente le débit de récupération des hydrocarbures et la productivité.

IV.2.2. Fracturation à l'Acide

Dans la fracturation à l'acide, le fluide pompé lors du traitement est un acide injecté avec un grand débit et une pression supérieure à la pression des pores afin de stimuler la formation. L'acide va ainsi réagir sur les parois en éliminant un certain volume de roche (cas des formations carbonatées).

IV.2.3. Acidification

Une acidification est un traitement chimique de la matrice c'est-à-dire un traitement réalisé avec une pression inférieure à la pression de fracturation au cours de laquelle l'acide est injecté dans la formation pour améliorer la productivité et/ou l'injectivité du puits.

Ce procédé s'applique principalement au cas où il s'agit de restaurer la perméabilité aux abords du puits. On distingue :

- L'acidification matricielle simple qui consiste à traiter toute la matrice.
- L'acidification sélective qui consiste à traiter la matrice zone par zone.

A. Généralités

Chapitre A.IV : Fracturation Hydraulique

IV.2.4. Lavage aux Solvants

L'endommagement du puits peut être causé par les émulsions de l'huile et de l'eau ou bien par des dépôts de paraffines, qui peuvent être éliminés par l'injection d'un solvant organique ou d'un tensio-actif.

IV.3. LA FRACTURATION HYDRAULIQUE

IV.3.1. Concept et Domaines d'Application de la Fracturation Hydraulique

Le principe de la fracturation hydraulique consiste à injecter un fluide plus ou moins visqueux avec un débit approprié afin de créer au droit de la formation productrice une fracture qui va se propager dans le réservoir (Figure IV.1). Elle consiste donc, à créer artificiellement un drain de bonne perméabilité de part et d'autre du puits sur une certaine distance (X_f).

La fracturation hydraulique est appropriée aux formations suffisamment consolidées (grès et calcaire) par opposition aux formations plastiques (argile), ou non consolidées (sable très peu consolidés). De plus elle est fortement déconseillée lorsqu'elle risque de favoriser la venue d'un fluide indésirable plus au moins proche du réservoir à stimuler.

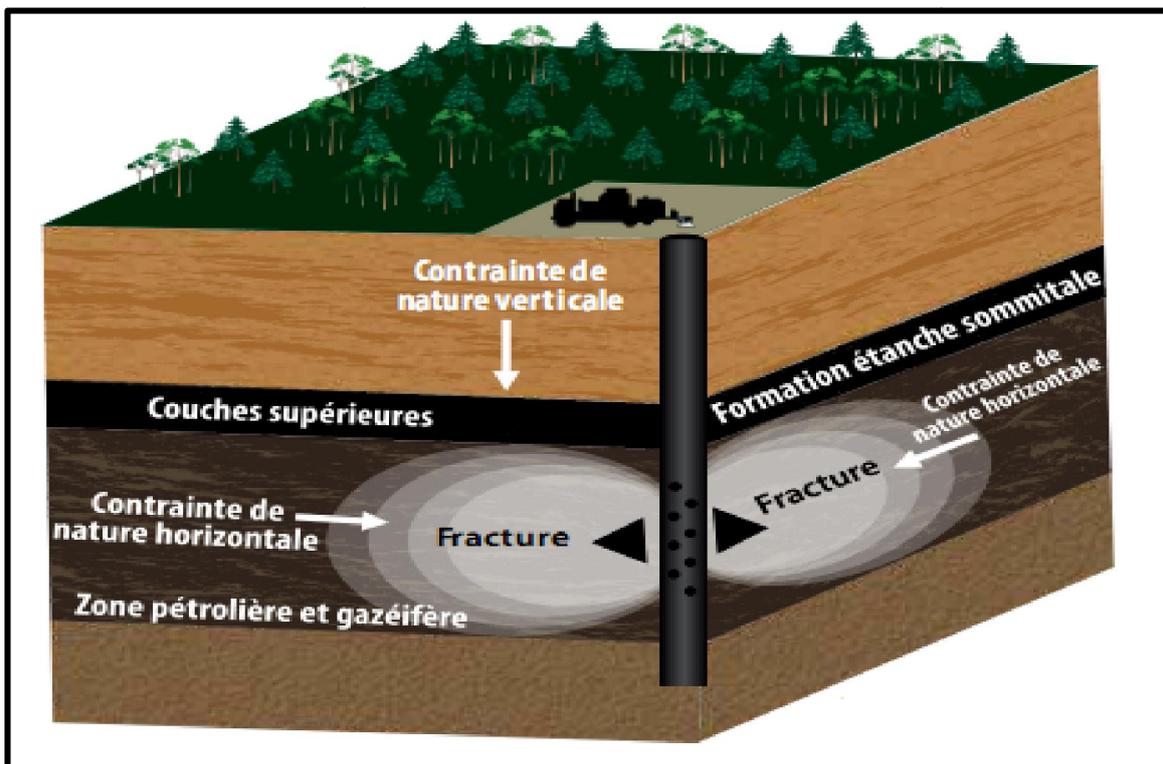


Figure IV.1 : Diagramme Schématisique d'une Stimulation d'un Réservoir par Fracturation Hydraulique (SCGNC. 2010)

A. Généralités

Chapitre A.IV : Fracturation Hydraulique

IV.2.2. But de la Fracturation Hydraulique (Khiati M., Mallem E.-A., 2012)

Le but d'une opération de fracturation hydraulique peut se résumer dans les points suivants :

- Permettre un meilleur drainage des hydrocarbures de la formation vers le puits ;
- Augmentation de l'indice de production du puits ;
- Augmentation des débits par la création d'une double perméabilité aux abords du puits à travers les fissures engendrées durant le Frac Job ;
- L'augmentation du temps de récupération ;
- Diminuer la différence de pression aux abords du puits afin d'éliminer le problème de dépôt de paraffine et d'asphaltène.

IV.2.3. Chronologie d'une Opération de Fracturation Hydraulique

Le déroulement d'une opération de stimulation par fracturation hydraulique se fait généralement selon la chronologie suivante : (Figure IV.2).

a. Initiation de la Fracture

Exercer une pression sur la roche-réservoir à l'aide d'un fluide afin d'engendrer la création d'une fracture.

b. Développement de la Fracture

Accroissement de la taille de la fracture ainsi créée par le maintien d'un pompage continu.

c. Maintien de l'Ouverture de la Fracture

Pompage d'agents de soutènement dans la fracture, transportés par une solution gélifiée dotée d'une certaine viscosité.

d. Fermeture du Puits

Arrêt du pompage et fermeture du puits pour laisser le temps aux faces de la fracture engendrée de se refermer sur les agents de soutènements.

e. Dégorgement et Mise en Production

Il faut évacuer le maximum possible de fluide de traitement contenu dans la fracture ainsi que celui qui s'est infiltré dans la formation.

A. Généralités

Chapitre A.IV : Fracturation Hydraulique

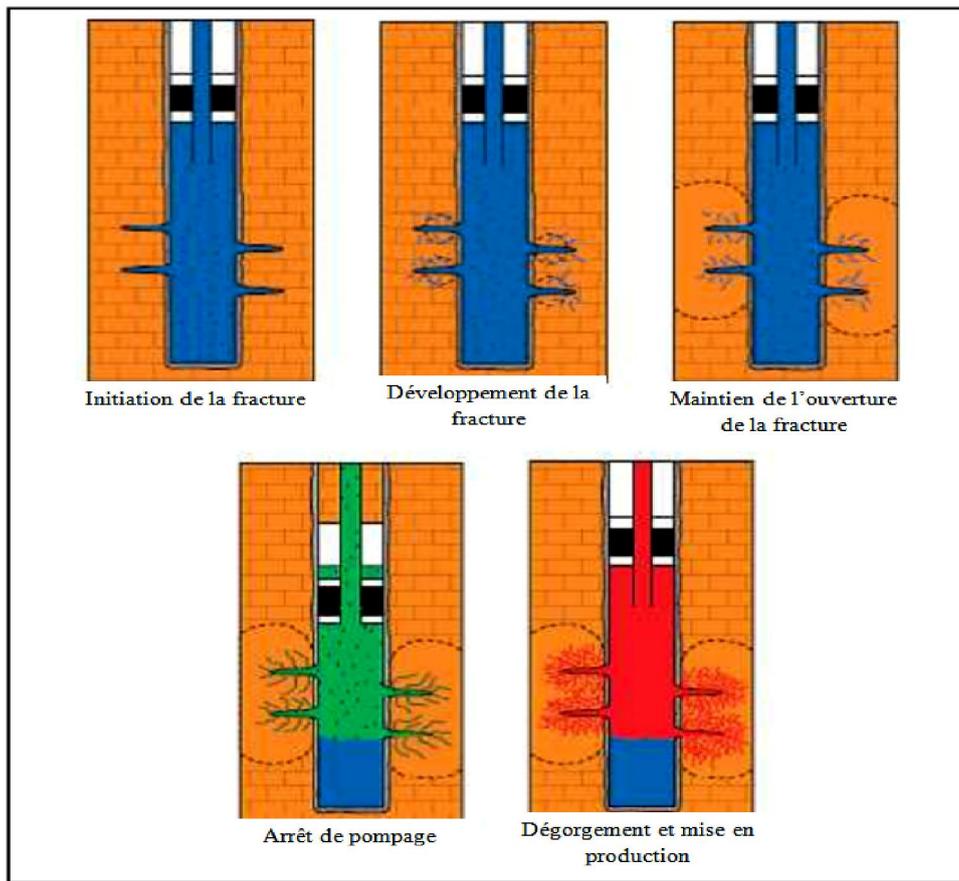


Figure IV.2 : Processus de la Fracturation Hydraulique (Le Tirant et al, 1972)

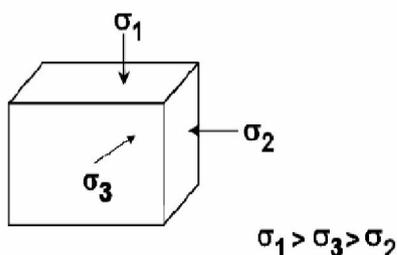
IV.3. ASPECT GEOMETRIQUE DE LA FRACTURE

IV.3.1. Orientation de la Fracture Selon la Profondeur (Le Tirant P., Gay L., 2012)

Les expériences sur chantiers ont montré que les fractures se développent suivant des plans horizontaux ou verticaux.

Au-dessous d'une profondeur critique (environ 600m), la fracture se développe généralement dans un plan horizontal selon une géométrie plus ou moins radiale circulaire puisque la contraintes engendrée par le poids des sédiments et inférieures aux contraintes horizontales.

Dans les puits profonds (au-delà de 1000m où l'on peut négliger la résistance à la traction de la roche vis-à-vis des contraintes appliquées), la fracture se développe dans un plan vertical puisque à ce stade la contrainte verticale est nettement supérieure aux contraintes horizontales. L'orientation théorique des fractures serait définie très approximativement par les relations suivantes :



$$\frac{\sigma_1}{\sigma_3} > 1 \Rightarrow \text{Fractures verticales}$$

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_3} < 1 \Rightarrow \text{Fractures horizontales} \quad 52$$

A. Généralités

Chapitre A.IV : Fracturation Hydraulique

IV.3.2. Dimensions d'une Fractures (Guermit M.-N., Azizi S., 2014)

Une fracture est caractérisée par sa longueur, son épaisseur et sa hauteur, (Figure IV.3).

- **Longueur de la fracture (X_f):** c'est la distance entre la paroi du puits (où débute la fracture) et l'extrême point au bout de la fracture. Selon cette définition elle est considérée comme demi-longueur car la fracture est composée de deux ailes symétriques au puits.
- **Epaisseur de la fracture (W_f):** c'est l'écart entre les deux lèvres de la fracture.
- **Hauteur de la fracture (H_f):** c'est la distance entre les deux extrémités de la fracture au niveau de la paroi du puits.

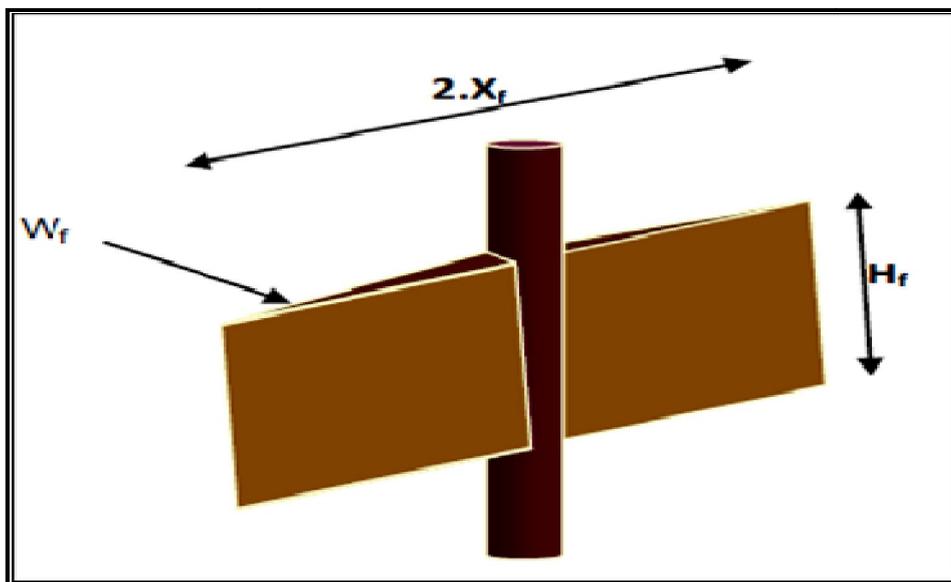


Figure IV.3 : Dimensions d'une Fracture (GUERMIT.M, AZIZI.N, 2015)

IV.4. PRESSION ET GRADIENT DE FRACTURATION

IV.4.1. Pression de Fracturation (PF)

La pression de fracturation dépend généralement de :

- L'état des contraintes dans le réservoir ;
- Conditions aux limites ;
- La mobilité des fluides injectés.

$$PF = P_w + P_h + P_f$$

Avec : P_w : pression d'injection en tête.

P_h : Pression hydrostatique.

P_f : Pertes de charge qui peuvent avoir deux composantes :

- Pertes de charge dans le tubing.

A. Généralités

Chapitre A.IV : Fracturation Hydraulique

-Pertes de charge au niveau des perforations et aux abords du puits.

L'évolution de la pression au cours du traitement est décrite dans la (Figure IV.4). 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).

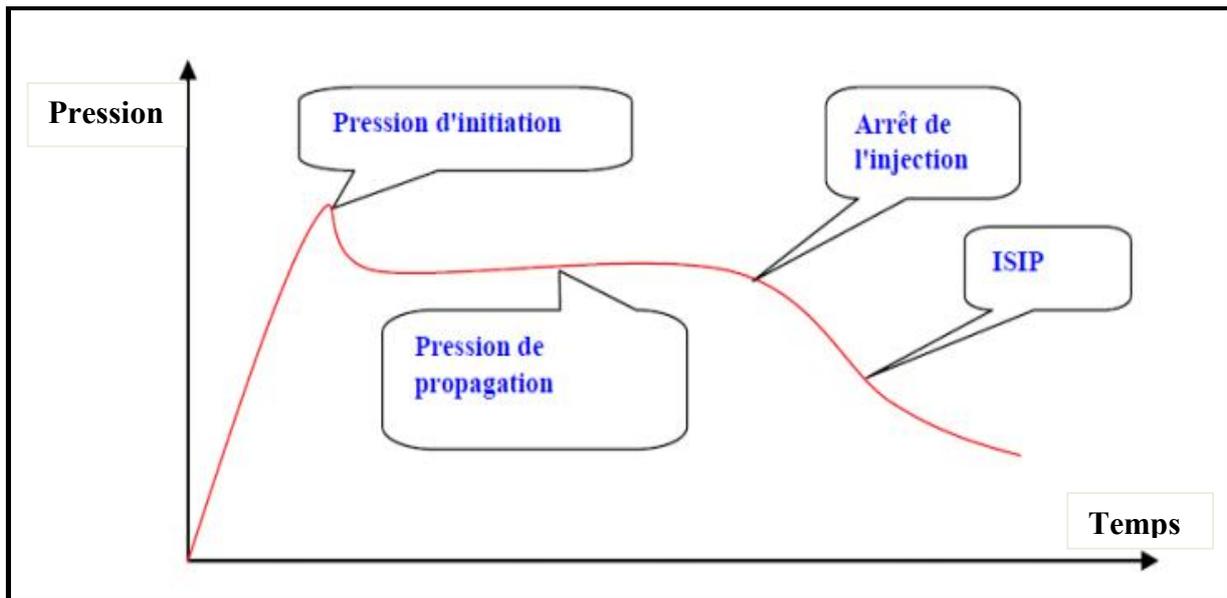


Figure IV.4 : Evolution de la Pression au Cours de la Fracturation (GUERMIT.M, AZIZI.N, 2015)

IV.4.2. Gradient de Fracturation (GF)

Par définition, est la valeur de la pression du fond nécessaire pour fracturer une formation reportée à l'épaisseur des sédiments qui surmonte cette formation (CSRPPG, 1979).

$$GF = \frac{PF}{H}$$

PF : pression de fracturation.

H : profondeur

Il est recommandé d'évaluer le gradient de fracturation en psi/ft. En effet, 1psi/ft =0.23 bar/m ; représente approximativement le gradient de la contrainte géostatique due au poids de la terre.

A. Généralités

Chapitre A.IV : Fracturation Hydraulique

IV.4.3. Evaluation de l'Orientation de la Fracture à Partir du Gradient de Fracturation

On a longtemps admis les règles empiriques suivantes reliant le gradient de fracturation et l'orientation de la fracture.

Gradient < 0.16 bar/m (0.7psi/ft) \longrightarrow Fracture verticale.
Gradient > 0.23 bar/m (1psi/ft) \longrightarrow Fracture horizontale.

Actuellement, on admet, de plus en plus couramment, qu'une valeur du gradient inférieure au gradient géostatique (soit 0.23bar/m à 0.25bar/m) correspond à une fracture verticale.

IV.5. CRITERES DE SELECTION D'UN PUIT CANDIDAT A LA FRACTURATION HYDRAULIQUE

La stimulation par fracturation hydraulique est généralement indiquée pour les formations à faible perméabilité. Avant de conclure qu'un puits est un bon ou mauvais candidat pour ce type d'opération, il faut étudier et analyser certaines données et informations nécessaires, liées au réservoir et au puits, sans oublier l'aspect économique de l'opération.

IV.5.1. Informations sur le Réservoir

a. Nature du Réservoir

On peut avoir une idée préalable sur le succès ou l'échec d'une opération de fracturation hydraulique d'après la nature de la formation.

Généralement, les roches réservoirs peuvent être fracturées plus ou moins facilement mais une question se pose : Est-ce qu'on peut soutenir les fractures engendrées par les agents de soutènement ou non ?

b. Interface des Fluides en Place

Avant de procéder à la réalisation de toutes opérations de fracturation hydraulique, il est indispensable de connaître l'emplacement des interfaces des fluides en place pour éviter de les toucher lors de l'extension de la fracture et les faire produire.

c. Nature des Fluides en Place

La compatibilité des fluides de stimulation et celles des fluides en place est très importante, car on peut rencontrer des problèmes :

- Formation des émulsions stables ;
- Formation des précipités ;
- Des résidus de différentes natures.

A. Généralités

Chapitre A.IV : Fracturation Hydraulique

d. Perméabilité du Réservoir

La connaissance précise de la perméabilité est essentielle dans le cas du puits à fracturer. Par exemple les valeurs de la perméabilité obtenue par des mesures sur les carottes et surtout l'interprétation des essais sur le puits donnent :

- L'indice de productivité IP ;
- Conductivité de la formation kh ;
- Endommagement aux abords du puits (effet skin).

e. Epaisseur du Réservoir

La hauteur de la fracture développée est généralement limitée par deux couches peu ou pas perméables.

L'extension de la fracture va se faire perpendiculairement jusqu'à être arrêtée dans sa propagation par les barrières de stress rencontrées.

IV.5.2. Informations sur le Puits

Dans cette partie on peut citer toutes les opérations entreprises au cours du :

- Forage (opération de diagraphies) ;
- Tubage et complétion ;
- Des essais de la production (DST).

a. Historique de la Production du Puits

- ✓ Diagraphie de production ;
- ✓ Évolution de la production dans le temps.

b. Opérations Antérieures sur le Puits

- ✓ Stimulation ;
- ✓ Work-over.

c. Complétion et Schéma du Puits

La complétion doit s'adapter au traitement qui devra être accompli. La réalisation du traitement implique donc une bonne isolation des niveaux à stimuler. Une excellente liaison formation / gaine de ciment / tubage, ainsi que les caractéristiques mécaniques des équipements du puits vont permettre le pompage des fluides dans la formation en toute sécurité, d'où il est nécessaire de prévoir un coefficient de sécurité afin de faire face à toute augmentation possible de pression en cours de traitement.

d. Etat des Perforations

Le type de perforation (type, charge, densité, orientation, pénétration, phasing,...) doit être bien choisi, pour permettre une meilleure connexion trou-formation et assurer de ce fait le passage du fluide de fracturation et du proppant (agent de soutènement) tout en réduisant et évitant les problèmes liés à la tortuosité et aux pertes de charge causés par les frottements.

A. Généralités

Chapitre A.IV : Fracturation Hydraulique

e. Qualité de la Cimentation

Le contrôle de la qualité de cimentation constitue l'une des premières choses à vérifier, il est nécessaire de s'assurer de l'existence d'une bonne isolation entre la zone à stimuler et celles adjacentes (bonne adhérence du ciment à la formation et au casing) afin :

- D'éviter la venue et la production des fluides indésirables ;
- De mieux contrôler l'extension éventuelle de la fracture.

IV.5.3. L'aspect Economique

L'intérêt économique de la réalisation d'une opération de fracturation hydraulique est l'estimation de la rentabilité du traitement qui nécessite une évaluation précise du :

- Coût du traitement proprement dit ;
- Coût des opérations préalables ;
- Durée de l'amortissement de l'opération.

IV.6. DEROULEMENT D'UNE OPERATION DE FRACTURATION HYDRAULIQUE

Le work-Flow (Figure IV.5) ci-après nous montre la chronologie suivie généralement au cours d'une opération de fracturation hydraulique :

A. Généralités

Chapitre A.IV : Fracturation Hydraulique

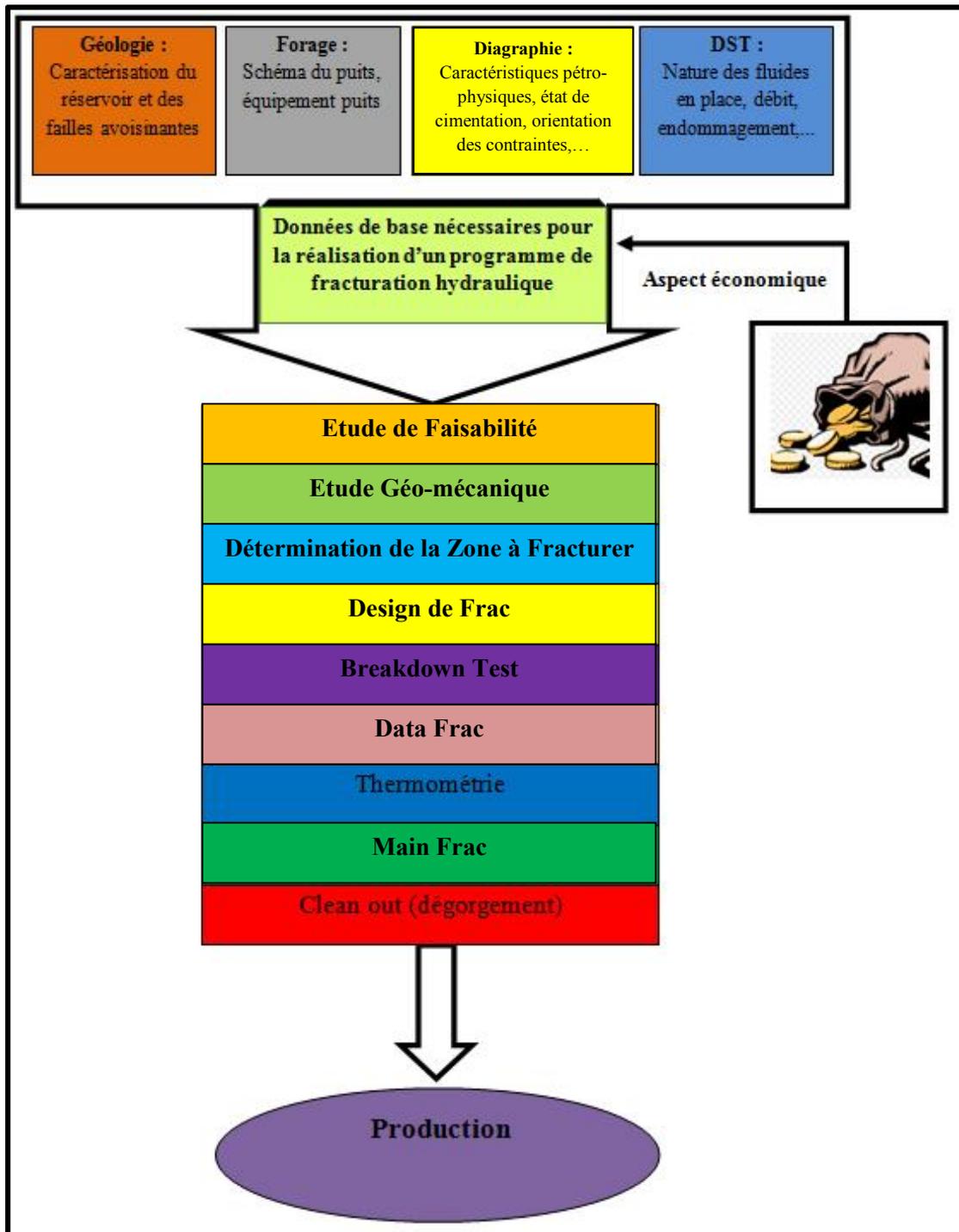


Figure IV.5: Work-flow d'une Opération de Fracturation Hydraulique

A. Généralités

Chapitre A.IV : Fracturation Hydraulique

IV.6.1. Etude de Faisabilité

Cette étude consiste à vérifier si la réalisation de l'opération de fracturation hydraulique est techniquement possible et faisable. Pour cela on doit analyser et examiner certaines données en relation avec :

- 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 ;
- La position et l'épaisseur du réservoir sélectionné ;
- Les paramètres pétro-physiques et l'identification des zones à Hydrocarbures ;
- L'architecture du puits (complétion) ;
- La qualité de la cimentation ;
- L'élaboration d'un modèle de distribution des contraintes (MEM / profil de stress) à partir de l'étude géo-mécanique.

Cette dernière sera développée dans le chapitre suivant, en énumérant toutes les étapes nécessaires à la réalisation d'une étude géo-mécanique afin d'obtenir le profil de stress (model MEM/ Mechanical Earth Model) nécessaire à l'élaboration du design préliminaire de l'opération de fracturation hydraulique.

IV.6.2. Design de Frac

a. Breakdown Test

C'est la première opération à réaliser, elle consiste à injecter les fluides de fracturation avec une pression donnée par le design préétabli, qu'on augmentera au fur et à mesure jusqu'à la rupture de la roche. Cette dernière se traduira par la chute de la pression de traitement en surface.

Cette phase va nous donner une valeur objective de la pression de fracturation, de la géométrie et de l'extension de la fracture.

b. Data Frac ou (Mini Frac)

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

- L'efficacité du fluide injecté ;
- La pression de fermeture ;
- L'identification des pertes de charges liées au frottement, la tortuosité et aux frictions dans le puits ;
- Le coefficient d'infiltration ;
- La géométrie de la fracture.

A. Généralités

Chapitre A.IV : Fracturation Hydraulique

c. Thermométrie

Avant le pompage de l'eau traitée durant le break down test, il est conseillé de réaliser une thermométrie dite de référence, afin de comparer son profil à celui qui sera enregistré après le break down test ou le data frac.

La thermométrie est donc l'outil qui nous renseigne sur la zone de la formation qui a absorbé les fluides injectés.

d. Traitement Principal ou (Main Frac)

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

IV.6.3. 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.

IV.7. LE FLUIDE DE FRACTURATION ET LES ADDITIFS

IV.7.1. Fluide de Fracturation (Rabia M et al., 2015)

Le choix du fluide de fracturation dépend essentiellement des propriétés du réservoir. Le choix du type de fluide à utiliser dépend de certains paramètres à savoir :

- 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 ;
- Capacité de transport d'agents de soutènement lourds et en proportion importante ;
- Faible friction pour limiter la pression de traitement en surface lors du pompage ;
- Compatibilité avec les fluides de la formation ;
- Adaptation aux températures du réservoir à stimuler.

Ces différentes propriétés sont obtenues en ajoutant des additifs au fluide de base. Le fluide de base le plus classique est l'eau dont on augmente la viscosité en fabriquant des polymères réticulés composés essentiellement de Bore, Zirconium, Titane et de Fer.

Bien qu'on utilise souvent des fluides à base d'eau qui a l'avantage d'être un fluide peu coûteux, facilement disponible et transportable, ne posant pas de problèmes de sécurité (incendie, explosion, pollution), assez facilement traitable avec des additifs ; mais il arrive parfois que certains réservoirs contiennent des roches contenant des argiles sensibles à l'eau dans ce cas on utilise d'autres types de fluide comme :

- Gaz (CO_2 ; N_2 ; propane (C_3H_8));
- L'acide;
- Fluide émulsifié (emulsion fluid);
- Mousse (foamed fluid).

A. Généralités

Chapitre A.IV : Fracturation Hydraulique

IV.7.2. Additifs Chimiques

On ajoute le plus souvent des produits chimiques à l'eau afin de la transformer en un fluide très visqueux (Figure IV.7) 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):

- **Les gélifiants**: servent à accroître la viscosité et la capacité de suspension du proppant et agissent comme lubrifiants.
- **Les réducteurs des frictions**: viennent compléter l'action réductrice de friction des agents gélifiants.
- **Les polymères réticulés** : utilisés pour assembler des polymères (Bore, Zirconium, Titane ou Fer), ils augmentent le degré de viscosité du liquide.
- **Les agents interrupteurs** : brisent la chaîne polymère créée par le gélifiant et réduisent le degré de viscosité des polymères et permettent aux fluides d'être refouler 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 achevé.
- **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.

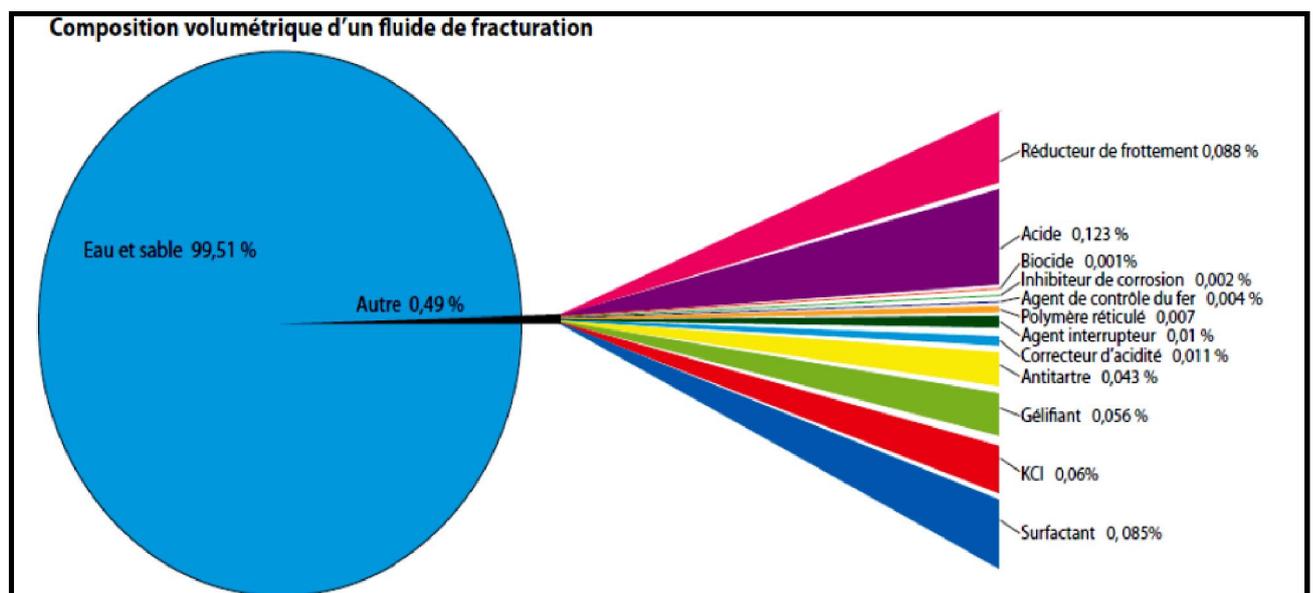


Figure IV.6: Composition d'un Fluide de Fracturation avec Additifs Chimiques (SCGNC, 2010)

A. Généralités

Chapitre A.IV : Fracturation Hydraulique

La composition et les teneurs varient selon les contextes géologiques et les besoins de l'exploitant, pour s'adapter au type de roche, phase de travail, profondeur, etc. ainsi qu'aux taux de rendement souhaité pour le trou de forage.



Fluide IV.7: Fluide de la Fracturation (J-J.BITEAU)

IV.8. LES AGENTS DE SOUTÈNEMENTS (PROPPANTS)

Le proppant (l'agent de soutènement) est un matériau non compressible qui est ajouté au fluide de fracturation avec les additifs chimiques. 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 (Le Tirant P., Gay L., 2012).

- **Types d'Agents de Soutènement**

Le type de l'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 ou des microbilles de céramique et leur diamètre pris en « Mesh » c'est à dire le choix est basé sur des tamis permettent de classer les différentes tailles selon leur réseau maillé (Figure IV.8).

Sables : les fractions granulométriques utilisées sont :

100 mesh	0.149 mm
(30 - 50) mesh	0.595 - 0.297 mm
(20 - 40) mesh	0.841 - 0.420 mm
(10 - 20) mesh	2.00 - 0.841 mm

La densité des sables est voisine de 2.65, leur forme est subsphérique ou ellipsoïdale.

Billes de céramique : les granulométries courantes sont :

(30 - 50) mesh	0.595 - 0.297 mm
(20 - 40) mesh	0.841 - 0.420 mm

A. Généralités

Chapitre A.IV : Fracturation Hydraulique

(12 - 20) mesh	1.681 - 0.841 mm
(8 - 12) mesh	2.630 - 1.681 mm
(6 - 9) mesh	3.357 - 2.20 mm

Leur densité est voisine de 2.55 à 2.60, leur forme est nettement subsphérique et facilite leur mise en place dans les fractures.

Coquilles de noix : les granulométries utilisées sont :

(12-20) mesh	1.681-0.841 mm
(8-12) mesh	2.630-1.681 mm

La densité des coquilles est généralement voisine de 1.3, leur forme est relativement subsphérique, présentent cependant des irrégularités parfois importantes



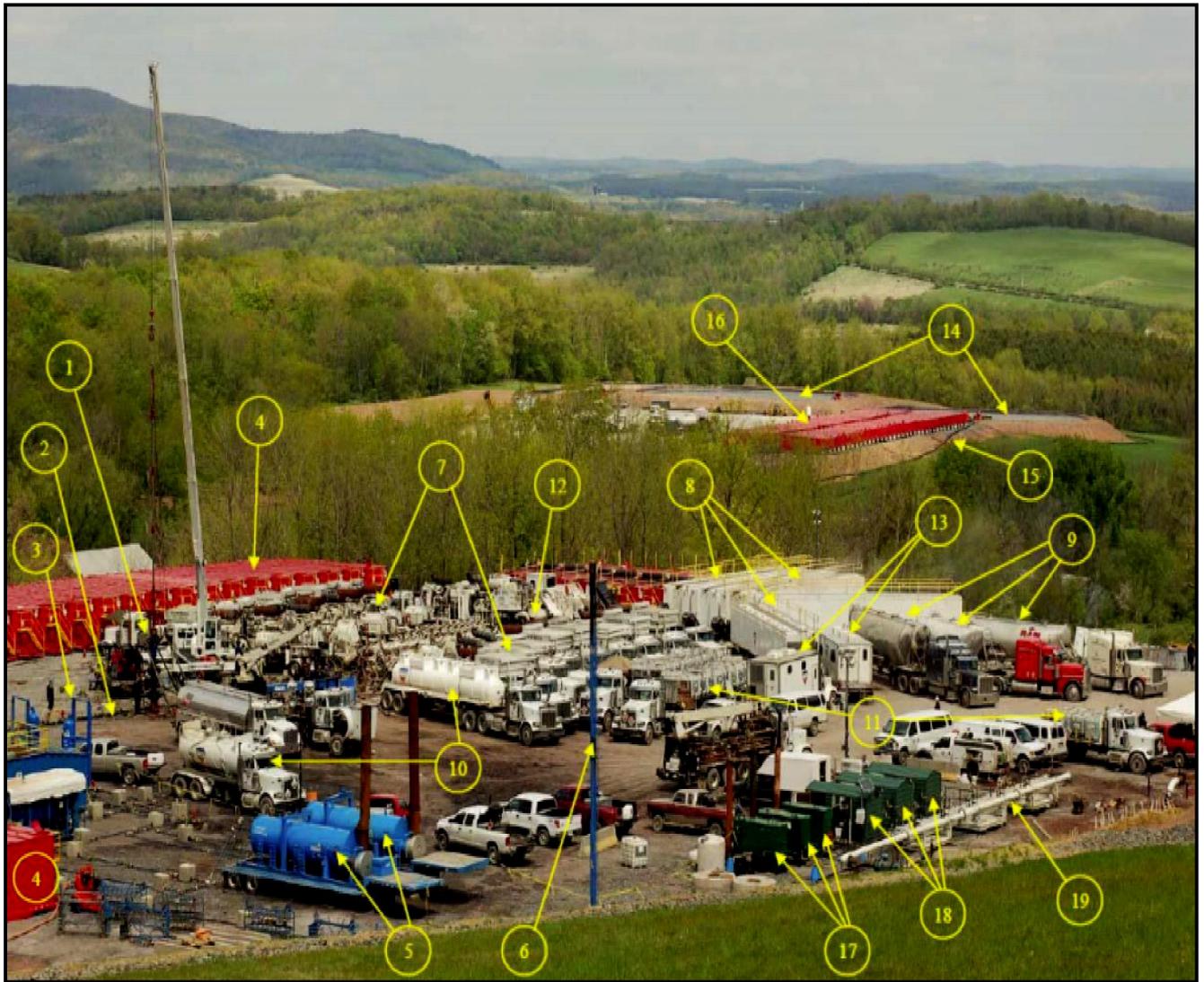
Figure IV.8: Différents Agents de Soutènement (Proppants) (GUERMIT.M, AZIZI.N, 2014)

IV.9. EQUIPEMENTS DE FRACTURATION

L'opération de fracturation hydraulique fait appel à l'utilisation d'un nombre important d'équipement sur la courte période de sa réalisation et selon la taille de la fracture (Figure IV.9). Les traitements impliquant une seule fracture peuvent habituellement se faire en un ou deux jours.

A. Généralités

Chapitre A.IV : Fracturation Hydraulique



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 retour du puits	12-Blenders - Mixeurs (sable + additifs+ eau)
3-Séparateur de sable pour la ligne de retour(Flowbac)	13-Centre de commande de l'opération de 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	

Figure IV.9: Equipements de Fracturation Hydraulique (ABED.R, HAMADAS.M, 2014)

A. Généralités

Chapitre A.IV : Fracturation Hydraulique

IV.10. LES PROBLEMES DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE

Malgré les progrès qu'a connus l'opération de fracturation hydraulique, son déroulement sur chantier rencontre certains inconvénients, dont on peut citer :

- a. Le Phénomène de Tortuosité:** L'existence de la tortuosité aux abords du puits, est due essentiellement à la courbure de l'écoulement des fluides injectés à partir des perforations vers la direction du minimum stress. La création d'un tel chemin dans le puits provoque l'augmentation de la pression de fond pendant le pompage et dans certain cas des Screen-Outs prématurés qui sont des bouchages dus à la précipitation de proppant dans la fracture.
- b. Le Colmatage:** Un traitement par fracturation conçu pour améliorer la productivité d'un réservoir, peut néanmoins être une source de colmatage de la formation. Cela peut être dû aux :
 - Fluide de fracturation ;
 - Agents de soutènement.
- c. Le Screen Out prématuré (Bouchage prématuré) :** Ce phénomène arrive souvent lors du pompage du proppant dans la formation et est dû à certaines causes comme :
 - L'existence de fissures secondaires où le gel va s'infiltrer ;
 - L'épaisseur de la fracture engendrée est très petite ;
 - Le mauvais choix de la technique ou du diamètre du proppant,...

IV.11. TRAITEMENT DES EAUX UTILISEES POUR LA FRACTURATION HYDRAULIQUE (CHNC., 2015)

Entre 30 et 70 % des volumes injectés pour la fracturation hydraulique remontent en surface au moment de la mise en production.

Ces eaux de reflux contiennent les additifs qui ont été ajoutés au fluide de fracturation, mais aussi d'autres éléments chimiques, provenant des hydrocarbures du gisement, ainsi qu'éventuellement quelques métaux et des éléments radioactifs naturels. Tous ces éléments sont soit dissous, soit en suspension dans les eaux de reflux. La multiplication des forages nécessaires à l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels pose la question du traitement de ces importants volumes d'eaux.

Il existe trois solutions principales :

- L'eau de reflux est débarrassée des additifs chimiques, des éléments minéraux et des hydrocarbures, puis réutilisée sur un site de forage, pour une nouvelle fracturation hydraulique. Ainsi recyclée, la consommation d'eau sur le site est réduite et les réserves en eau préservées.
- L'eau de reflux est enfouie en grande profondeur dans un site dédié, réservé spécifiquement à l'élimination des eaux issues de l'exploitation des hydrocarbures : ce

A. Généralités

Chapitre A.IV : Fracturation Hydraulique

site se trouve dans des roches profondes, poreuses et perméables, isolées naturellement des couches géologiques superficielles.

- L'eau de reflux est envoyée dans un centre de traitement pour y subir un traitement élaboré et est remise en circulation, dans les cours d'eau de surface selon les normes en vigueur.

IV.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 rare les compagnies qui peuvent réaliser une telle opération.

PARTIE B : CAS PRATIQUES

CHAPITRE B.I
EXPERIMENTATION SUR LE PUIITS
ELAS-1

Partie B : Cas Pratiques

Chapitre B.I : Expérimentation sur le Puits ELAS-1

I.1. PRESENTATION DU Puits ELAS-1

I.1.1. Situation Géographique du Puits ELAS-1

Le puits ELAS-1 (El-Abed Sud-1) est situé au Nord du périmètre Hamra du bassin d'Illizi. Il est implanté à 250 Km au Sud du gisement de Rhourde Nous et à 4 km au Sud-ouest du puits ELA-1, (Figure I.1) (Dib N., Bentaalla S., 2009).

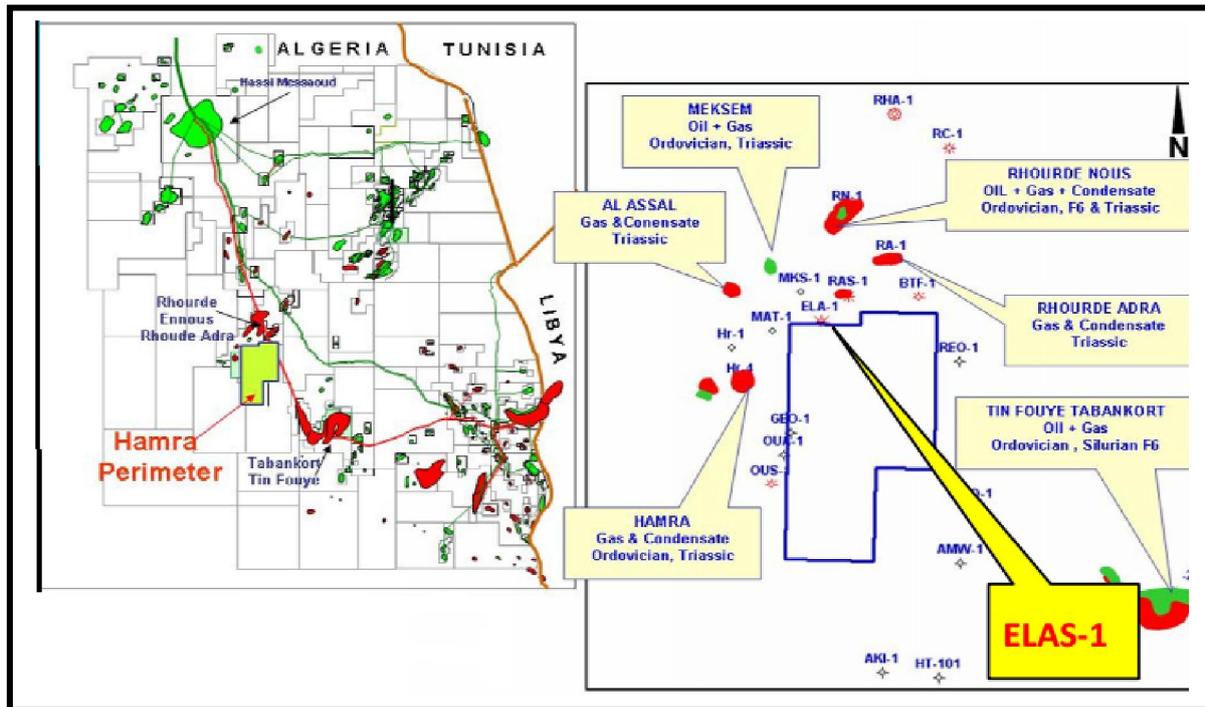


Figure I.1 : Localisation du Périmètre Hamra et du Puits ELAS-1 (Sonatrach, 2009)

I.1.2. Historique du Puits ELAS-1

Le puits ELAS-1 a été foré par Sonatrach Exploration le 11/07/2009 dans le périmètre de Hamra, blocs 220a-220b dans le bassin d'Illizi.

L'interprétation diagraphique des réservoirs du cambro-ordovicien montre un intérêt pétrolier néanmoins avec des paramètres pétro-physiques médiocres.

Les tests réalisés dans les réservoirs du cambro-ordovicien montrent que les trois réservoirs à savoir Cambrien Ri+ Ra, grès de l'Oued Saret et Dalle de M'Kratta sont secs.

Le réservoir Quartzites de Hamra et les Grès d'Ouargla a par contre montré un intérêt pétrolier en débitant en surface avec un faible débit d'huile et de gaz.

Après analyse des diagraphies et du test de formation pour les Quartzites de Hamra, il a été décidé de compléter le puits et réaliser par la suite une opération de fracturation hydraulique (Zerarek R., Berkat A., 2009).

Partie B : Cas Pratiques

Chapitre B.I : Expérimentation sur le Puits ELAS-1

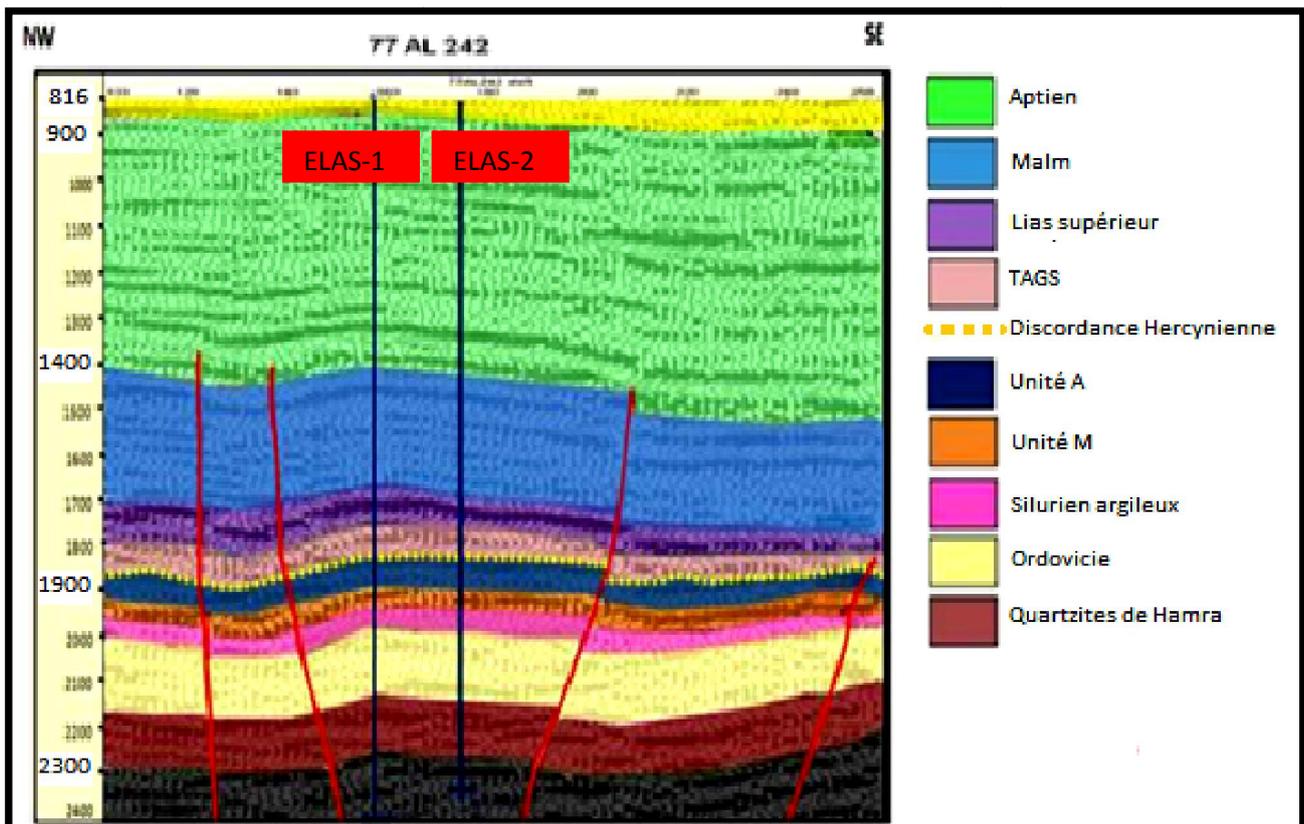
I.1.3. Cadre Géologique du Puits ELAS-1

Le bloc 220a du périmètre de Hamra se trouve sur le prolongement des sillons de Tartrat, Flatters et du môle d'El Biod. C'est une zone affectée par une forte érosion. La structure d'El Abed qui nous intéresse se situe dans le bloc 220a. Les cartes en isobathes montrent que la structure du puits ELAS est de type horst bordé à l'Est et à l'Ouest par deux failles d'orientation NE-SW (Dib N., Bentaalla S., 2009).

I.1.4. Aspect Structural (Dib N., Bentaalla S., 2009)

Le périmètre Hamra est situé entre le bassin d'Illizi et le bassin de Berkine sur le flanc ouest du môle Maouar et bordure du sillon El-Biod. Les structures dominantes dans la région d'étude sont :

- ◆ Des structures de direction N-S vers le Sud formées durant le Panafricain ;
- ◆ Des structures de direction NE-SW vers le Nord formées durant les phases post hercynienne (Figure I.2).



Partie B : Cas Pratiques

Chapitre B.I : Expérimentation sur le Puits ELAS-1

I.1.5. Aspect Stratigraphique (Dib N., Bentaalla S., 2009)

Du point de vu stratigraphique le puits ELAS-1 montre une analogie avec le découpage régional, il est très bien corrélable avec les puits voisins (ELA-1 et MAT-1) sauf que ELAS-1 atteint le Cambrien méconnu dans la région.

La succession stratigraphique traversée par le forage a montré les formations suivantes :

- ◆ Le Cambrien : son épaisseur est d'environ 211m et est traversé par le forage sur 143m, il montre une alternance argilo-gréseuse ;
- ◆ L'Ordovicien : son épaisseur est de 615m représenté de haut en bas par la dalle de Mokrata, les argiles micro-conglomératiques, les grés d'Oued Serret, les argiles d'Azzel, les grés d'Ouargla, les quartzites de Hamra (100m), les grés d'El-Atchane et les argiles d'El-Gassi ;
- ◆ Le Silurien : argileux à intercalations gréseuses, il est marqué par l'absence de l'unité sommitale B2 dû à l'intensité de la discordance hercynienne ;
- ◆ Le Trias : il repose en discordance sur le Silurien, de nature argilo-gréseux, on constate une augmentation de l'épaisseur sur ce puits (189m) ;
- ◆ Le Jurassique : son épaisseur est de 610m de nature argilo-dolomitique à évaporites ;
- ◆ Le Crétacé : son épaisseur diminue vers l'Ouest suite à l'amincissement du sénonien carbonaté suite à l'érosion pyrénéenne.

I.1.6. Aperçu sur les Réservoirs de Hamra

Les Quartzites de Hamra constituent un réservoir globalement homogène formé de quartzites et de grés quartzitiques moyens à grossiers à rares niveaux d'argile gréseuse ou de silt. Les caractéristiques pétro-physiques moyennes sont faibles 3 à 6 % de porosité et des perméabilités inférieures à 1 mD. Ses caractéristiques pétro-physiques sont étroitement contrôlées par la diagenèse tardive. En effet, la dissolution du ciment argileux illitique et du ciment siliceux, a permis la création d'une bonne porosité secondaire. Cette porosité, essentiellement intergranulaire, est localement communicante par le biais des microfissures. Malgré les qualités médiocres de ce réservoir, les capacités de stockage de ce réservoir sont compensées par son importante épaisseur qui peut dépasser 300m (Dib N., Bentaalla S., 2009).

Ce réservoir est par endroits caractérisé par un réseau de fractures naturelles très développées, dans ce cas il est classé comme réservoir conventionnel en Algérie.

Au niveau du puits ELAS-1, la formation des Quartzites de Hamra est comprise dans l'intervalle, (3663m -3808m) elle est limitée au toit par les grés et les argiles de Ouargla et au mur par les grés d'El-Atchane, la partie réservoir se situe dans l'intervalle (3700m - 3785m).

I.2. FRACTURATION HYDRAULIQUE DU PUIITS ELAS-1

I.2.1. Etude de Faisabilité

a. Architecture du Puits

Schéma de fermeture provisoire du puits ELAS-1 : c'est l'architecture du puits juste après son forage (Figure I.3) en attendant la descente de la complétion de production ultérieurement pour son exploitation ; les packers sont utilisés pour isoler les formations testées au préalable (voir les DST).

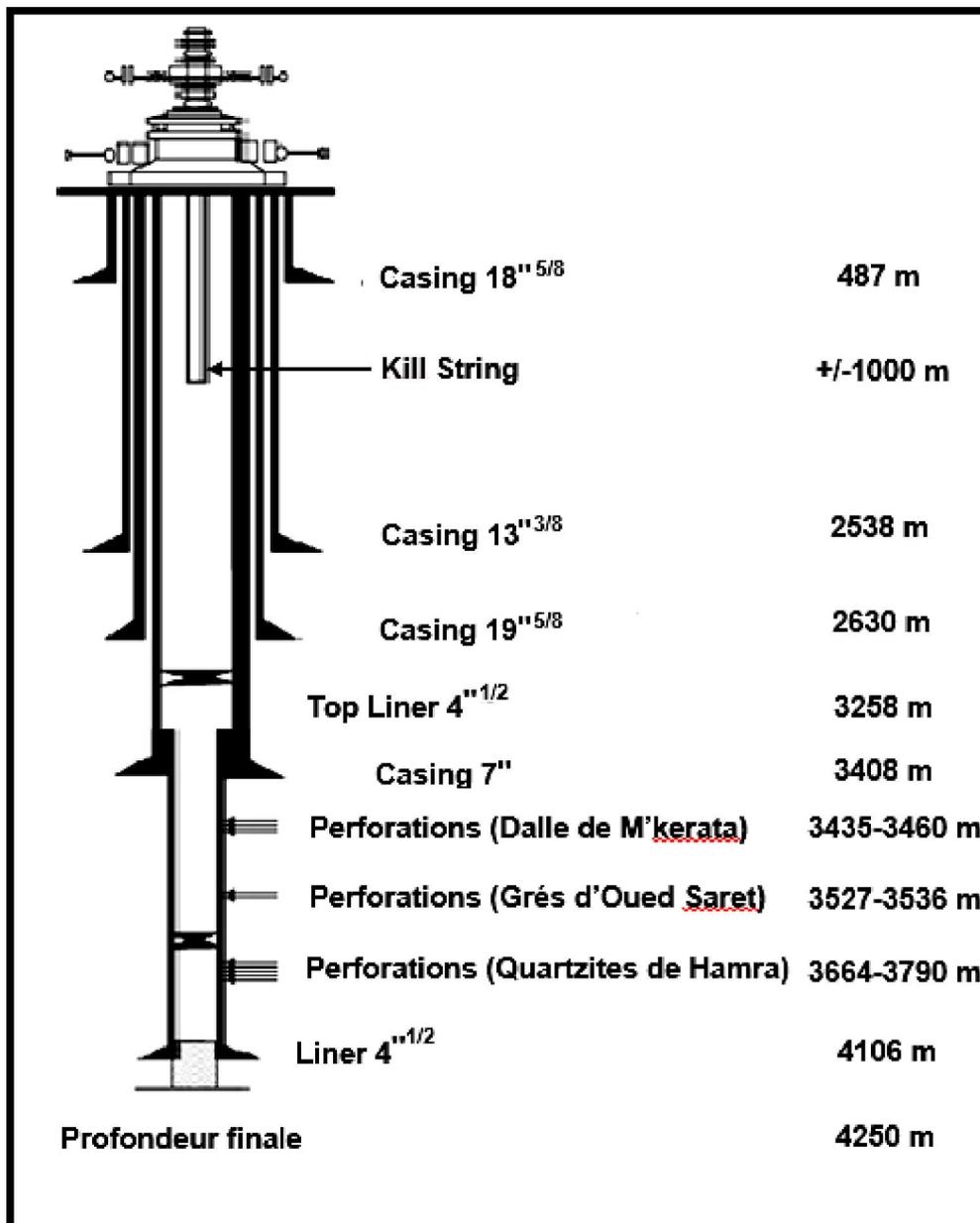


Figure I.3 : Schéma de Fermeture Provisoire du Puits ELAS-1
(Schlumberger, 2010)

Partie B : Cas Pratiques

Chapitre B.I : Expérimentation sur le Puits ELAS-1

Fiche de complétion du puits ELAS-1 : la complétion représente la phase de transition du forage à la mise en production d'un puits, ou bien on peut dire que c'est l'habillage du puits avec les équipements de fond et de surface nécessaires pour son exploitation.

Le schéma de complétion ci-dessous indique l'emplacement des équipements de fond en vue d'une opération de fracturation hydraulique dans le puits (Figure I.4).

Schéma	Description	Profondeur
	Tubing 4 ^{1/2} "	
	Packer 7"	3240 m
	Cross over	3245 m
	Sabot	3260 m
	Packer 4 ^{1/2} "	3350 m
	Perforations (Dalle de Mekrata)	
	Perforations (Grés d'Oued Saret)	
	Packer 4 ^{1/2} "	3570 m
	Packer 4 ^{1/2} "	3590 m
	Tubing 2 ^{7/8} "	
Perforations (Quartzites de Hamra)		
		4100 m

Figure I.4 : Fiche de Complétion du Puits ELAS-1 (Schlumberger, 2010)

Partie B : Cas Pratiques

Chapitre B.I : Expérimentation sur le Puits ELAS-1

b. Qualité de la Cimentation

L'état de cimentation est un paramètre à ne pas négliger avant de procéder à l'exécution d'une opération de fracturation hydraulique, une bonne cimentation permet de focaliser la force de pompage des fluides injectés au droit de la zone perforée et de ce fait empêcher d'initier la fracture dans les zones non désirées et protéger les autres formations géologiques adjacentes durant l'opération de stimulation. L'outil CBL, VDL permet d'évaluer la qualité de la cimentation. Le tableau (I.1), ci-après, résume l'état de la cimentation des phases 7" et 4"^{1/2} du puits ELAS-1.

Tubage (Pouce)	Sabot (m)	Intervalle (m)	Lecture CBL (0-100 mV)	Evaluation de la cimentation
7	3408	3150-3180	5-9	Bonne à moyenne Moyenne Mauvaise Moyenne
		3180-3205	20-30	
		3205-3265	35-50	
		3265-3320	0-30	
4 ^{1/2}	4106	3320-4106	0-5	Très bonne

Tableau I.1 : Evaluation de l'Etat de Cimentation

NB : Plus l'onde reçue indique une amplitude très faible, plus le tubing est bien cimenté.

c. Etude Pétro-physique du Réservoir de Hamra

i. Analyse sur Carottes

Une seule carotte a été prélevée au niveau des quartzites de Hamra, correspondant à la carotte n°06 (Annexe 1-A) prise dans l'intervalle (3700m - 3717m), elle est représentée par des grès quartzitiques gris-blancs à blancs, fins à très fins, silico-argileux compacts durs et des quartzites blanches très dures avec une présence de nodules de quartz et de pyrites. La carotte montre une abondance de fissures subhorizontales ouvertes à semi-ouvertes parfois colmatées d'argiles ou de silices, des fissures sub-verticales semi-ouvertes à fermées, de nombreux joints stylolitiques, une abondance de Tigilites et une porosité visuelle très faible à nulle.

Les mesures pétro-physiques, représentées dans le tableau (I.2) ci-dessous, étaient effectuées sur des échantillons frais ou préalablement bien conservés de taille 1"^{1/2} x 1"^{1/2} prélevés horizontalement de la carotte n°06.

Echantillon N°	Profondeur (m)	Perméabilité (millidarcy)	Porosité (%)	Densité (g/cc)	SW(%)
1	3700.88	0.1	3.12	2.63	43.95
2	3702.8	0.1	5.05	2.63	43.49
3	3709.6	0.1	4.48	2.63	36.73
4	3711.5	0.2	4.46	2.63	30.99
5	3715.83	0.2	2.45	2.64	45.30
6	3716.6	0.2	1.73	2.64	63.07

Tableau I.2 : Analyse de la carotte n° 6 dans les Quartzites de Hamra

Partie B : Cas Pratiques

Chapitre B.I : Expérimentation sur le Puits ELAS-1

Les échantillons analysés montrent des valeurs perméabilités inférieures à 0,2 mD et des porosités inférieures à 6 % attribuant ainsi au réservoir un caractère compact. Les saturations en eau (S_w) vont de 30 à 63 % laissant place à une bonne quantité d'hydrocarbures ; la densité ne varie pas d'une manière remarquable indiquant une homogénéité de la formation.

Pour ce qui reste du réservoir de Hamra, l'analyse a été faite sur des déblais issus de l'intervalle (3718m – 3794m), montrant des grès quartzitiques gris-blancs à blancs, fins à moyens parfois grossiers, silico-argileux compacts et quartzites blanches très dures avec des traces de pyrites.

ii. Analyse des Diagraphies

Cette analyse a pour but d'évaluer les caractéristiques pétro-physiques et la détermination de la nature des fluides contenus dans le réservoir de Hamra. L'interprétation a été faite sur la base du programme ELAN-PLUS (Figure I.5), les résultats de l'interprétation manuelle des différentes diagraphies enregistrées est présentés dans le tableau (I.3) ci-après :

Profondeur (m)	V_{sh} (%)	Porosité (%)	Résistivité (ohm.m)	Observation
3699	14	0.8	67.9	Compact
3705	8	5.1	32.5	-/-
3706	10	2.1	28.5	-/-
3708	4	4.8	41.2	-/-
3709	6	1.7	31.3	-/-
3710	8	4.3	32.2	-/-
3712	5	1.8	29.8	-/-
3713	10	1.3	43.5	-/-
3714	9	1.8	41.3	-/-
3715	4	3.0	51.4	-/-
3718	6	4.6	52.6	-/-
3724	9	1.8	32.2	-/-
3727	8	2.7	77.0	-/-
3728	10	3.1	87.6	-/-
3733	3	4.8	189.0	-/-

Tableau I.3 : Lecture des Diagraphies du Puits ELAS-1 de 3699 m à 3733 m

Le tableau (I.3) montre des porosités inférieures à 5% et un faible volume d'argile ne dépassant pas les 15% ce qui confirme le caractère compact de l'intervalle analysée, les résistivités élevées montrent une bonne saturation en hydrocarbures.

Partie B : Cas Pratiques

Chapitre B.I : Expérimentation sur le Puits ELAS-1

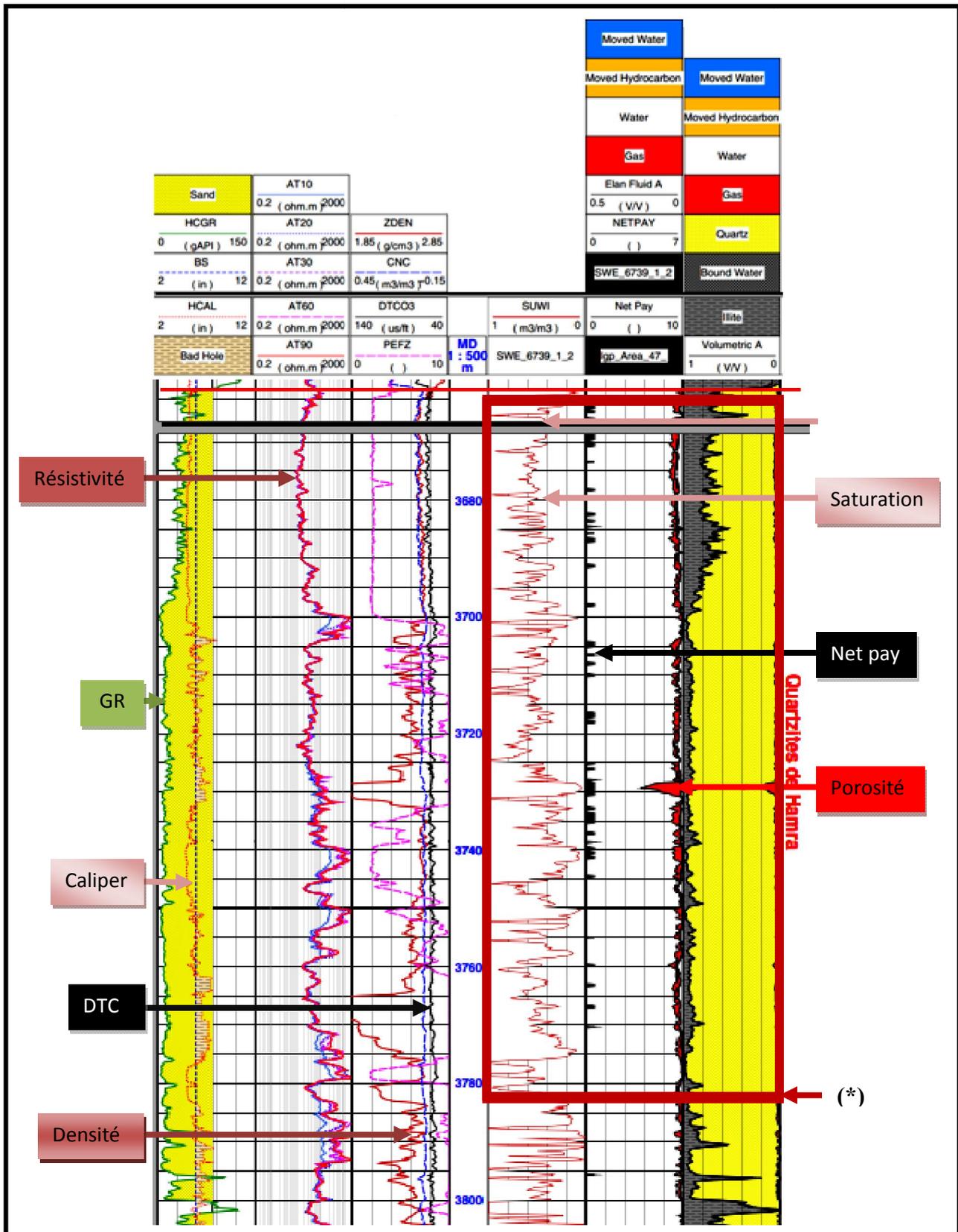


Figure I.5 : Elan des Quartzites de Hamra du Puits ELAS-1, (Sonatrach, 2009)

(*) : Cette partie est insérée dans la figure (I.10) de la page 83.

Partie B : Cas Pratiques

Chapitre B.I : Expérimentation sur le Puits ELAS-1

iii. Analyse des lames minces

Sur le plan réservoir, le réseau poreux est mal développé, consistant en quelques pores isolés dont le taux ne dépasse pas les 2 % à cause de la disposition des grains de quartz, l'espace inter-granulaire restant est comblé par l'argile et la matière organique.

iv. Résultats de l'Analyse des Diagraphies et des Carottes

- L'évaluation des paramètres pétro-physiques des quartzites de Hamra du puits ELAS-1 montre qu'ils sont médiocres.
- Les faibles valeurs des porosités sont confirmées par l'analyse réalisée sur carotte qui montre aussi une faible perméabilité inférieure à 0,1 mD.
- La superposition des courbes de micro et macro résistivité montre l'absence du phénomène d'invasion, preuve d'une faible perméabilité (voir Figure I.5).
- Les faibles valeurs de densité indiquent la présence de gaz et d'huile.

Les quartzites de Hamra constituent un réservoir compact.

d. Drill-Stem Test (DST) (Tefiani B., 2009)

C'est un test de puits réalisé en cours du forage dans le but de voir le comportement du réservoir :

- DST n°04 : le test, de type casing (réalisé après la cimentation), effectué sur le réservoir Dalle de Mekrata dans l'intervalle 3435m – 3460m, a montré un réservoir sec.
- DST n°03: le test, de type casing, effectué sur le réservoir Grés d'Oued Serrat, dans l'intervalle 3527m – 3536m, a montré un réservoir sec.
- DST n°02 : le test, de type casing, effectué sur le réservoir Quartzites de Hamra, dans l'intervalle 3660m - 3790m, a montré un réservoir *productif d'huile et de gaz*. Les détails sont résumés dans le tableau (I.4):

Résultats du DST 22/09/2009	
Type de test	Casing
Duse (in)	24/64
Intervalle testé (m)	3664-3790
WHP moyenne (psi)	120
Débit d'huile moyen (m ³ /h)	0.54
Débit de gaz moyen (m ³ /h)	212
GOR (m ³ /m ³)	392.60
Densité d'huile (eau=1)	0.79
Densité de gaz (air=1)	0.85
BSW (%)	0.5

Tableau I.4 : Résultats du DST

Partie B : Cas Pratiques

Chapitre B.I : Expérimentation sur le Puits ELAS-1

e. Conclusion

- L'architecture du puits ne montre pas un obstacle en vue d'une opération de fracturation hydraulique du réservoir Quartzite de Hamra.
- La phase 4" ^{1/2} où se trouve le réservoir Quartzites de Hamra montre une bonne cimentation (CBL tend vers zéro) qui permettra une bonne étanchéité durant l'opération de fracturation hydraulique.
- L'étude pétro-physique visant le réservoir Quartzites de Hamra, effectuée à base des carottes, des lames minces et des diagraphies montre un réservoir de nature compact riche en hydrocarbures.
- Le DST N°2 réalisé sur le réservoir Quartzites de Hamra montre une très faible production en hydrocarbure.

Le résultat des études réalisées, montrent clairement que le réservoir Quartzites de Hamra du puits ELAS-1 est un réservoir compact nécessitant, pour un bon débit en surface une opération de fracturation hydraulique.

I.2.2. Etude Géo-mécanique

L'élaboration d'un modèle géo-mécanique est une étape indispensable avant de procéder à la réalisation du design de l'opération de fracturation hydraulique.

L'étude géo-mécanique nous permet de comprendre la distribution du stress dans la formation par l'élaboration du profil de stress afin de :

- Définir l'intervalle à perforer.
- Mettre en place le design de fracturation.

a. Orientation des Contraintes Horizontales

Les fractures se propagent perpendiculairement à la contrainte horizontale minimale (σ_h) et parallèlement à la contrainte horizontale maximale (σ_H).

La détermination de l'orientation des contraintes au niveau du puits se fait de plusieurs façons et particulièrement à partir de l'enregistrement de l'imagerie et des mesures du calipper. L'absence de ces derniers, nous nous sommes basés sur le Word Stress Map qui montre l'orientation des contraintes régionales (Figure I.6) pour déterminer la probable orientation NW-SE.

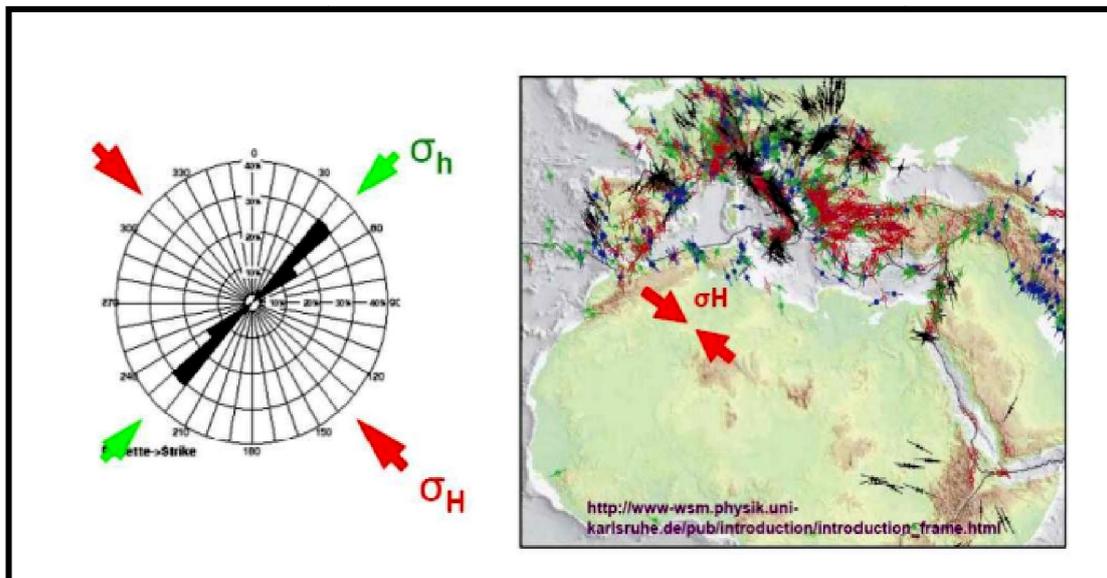


Figure I.6 : Orientation des Contraintes Horizontales selon WSM.
(Sonatrach et Schlumberger, 2010)

b. Etude Géo-mécanique à partir des Diagraphies

Les paramètres élastiques dynamiques du réservoir sont calculés à partir de l'enregistrement des données soniques dans le but d'élaborer un modèle géo-mécanique. Les calculs ont été réalisés avec l'utilisation des tableurs Excel et à partir des formules empiriques de base (Tableau I.5), un résumé des résultats est représenté en annexe (I-B) :

Partie B : Cas Pratiques
Chapitre B.I : Expérimentation sur le Puits ELAS-1

Paramètres	Formules
Coefficient de Poisson dynamique (P_{dyn})	$PR_{dyn} = \frac{\left(\frac{1}{2}\right)(\Delta t_{shear}/\Delta t_{comp})^2 - 1}{(\Delta t_{shear}/\Delta t_{comp})^2 - 1}$
Module de Cisaillement (G)	$G_{dyn} = (13474.45) \frac{\rho_z}{(\Delta t_{shear})^2}$
Bulk modulus	$K_{dyn} = (13474.45) \left[\frac{1}{(\Delta t_{comp})^2} \right] - \frac{4}{3} G_{dyn}$
Module de Young Dynamique	$E_{dyn} = \frac{9 * G_{dyn} * K_{dyn}}{G_{dyn} + 3 * K_{dyn}}$

Tableau I.5 : Formules Empiriques Utilisées pour le Calcul des Paramètres Elastiques Dynamiques

c. Etude Géo-mécanique au Laboratoire

Une étude géo-mécanique au laboratoire a été réalisée au niveau du laboratoire mécanique des roches à la Division « Recherches/Sonatrach » afin de calibrer les résultats obtenus par les enregistrements soniques sur les paramètres élastiques du réservoir. Ces données seront exploitées pour l'élaboration du design de propagation de la fracture et l'optimisation des densités de boues à utiliser dans forages futurs. Des essais de compression simple et triaxiaux sont effectués sur des Plugs prélevés sur la carotte (3700m – 3718m) (Figure I.7), les résultats sont représentés par des courbes (Figure I.8)

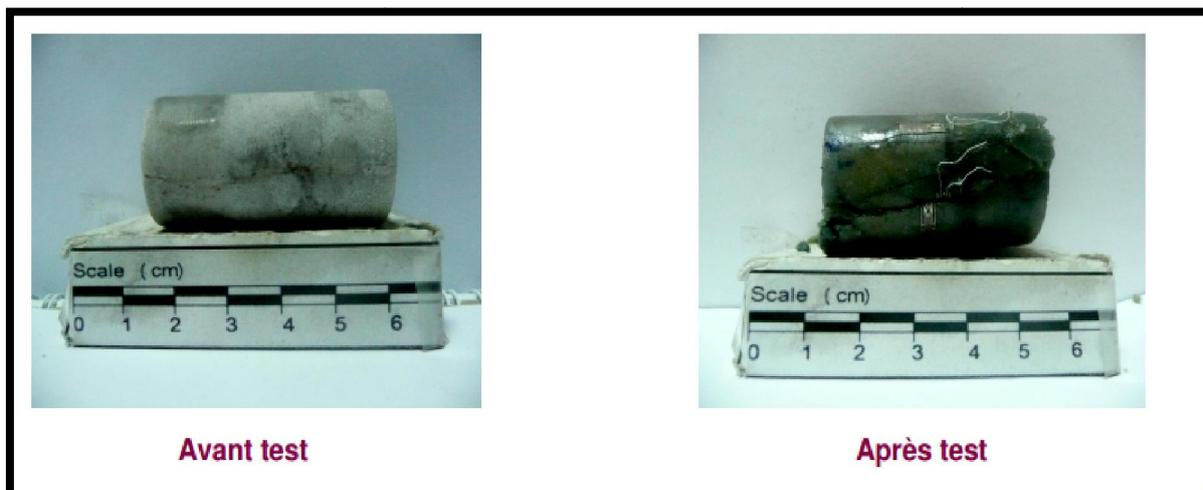


Figure I.7 : Exemple d'un Essai de Compression Simple Effectué sur un Echantillon Prélevé à la Côte de 3709,42 m (Sonatrach, 2010)

Partie B : Cas Pratiques

Chapitre B.I : Expérimentation sur le Puits ELAS-1

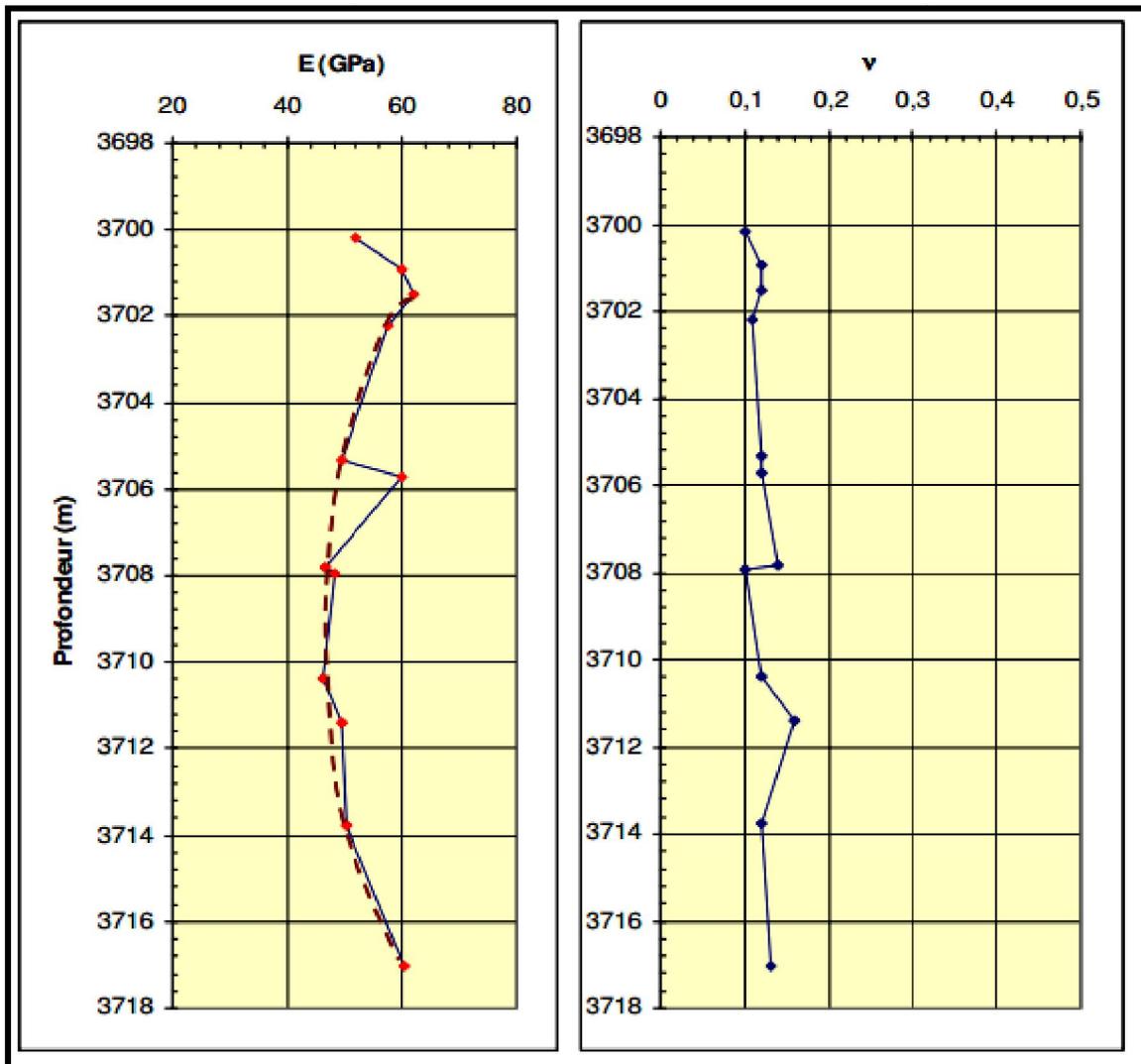


Figure I.8 : Courbes Donnant les Valeurs du Module de Young et du Coefficient Poisson Obtenues au Laboratoire, (Sonatrach, 2010)

i. Discussion des résultats obtenus au laboratoire

- Une résistance à la compression simple est comprise entre :
 $12800 < R_c < 23700$ psi
- Une contrainte de rupture dans les essais triaxiaux comprise entre :
 $55370 < \sigma_{rup} < 89450$ psi
- Module de Young : $6.7 < E < 9$ Mpsi
- Coefficient de Poisson : $\nu_{moy} = 0.12$
- Zone à minimum stress comprise entre (3702m – 3716m).

NB :

Les résultats du laboratoire ne couvrent pas la totalité du réservoir en raison du manque d'échantillons.

Partie B : Cas Pratiques

Chapitre B.I : Expérimentation sur le Puits ELAS-1

d. Réalisation d'un Profil de Stress

Le module de Young dynamique obtenu par calcul à base des données sonique est surestimé par rapport à celui obtenu au laboratoire (Tableau I.6), la corrélation entre les résultats obtenus au même niveau nous a permis d'avoir une formule de conversion qui servira comme passage du régime dynamique au régime statique (Figure I.9), elle est sous la forme suivante : $E_{\text{stat}} = 0,6922 \times E_{\text{dyn}} + 627056$ avec un coefficient de détermination $R^2 = 0,83$

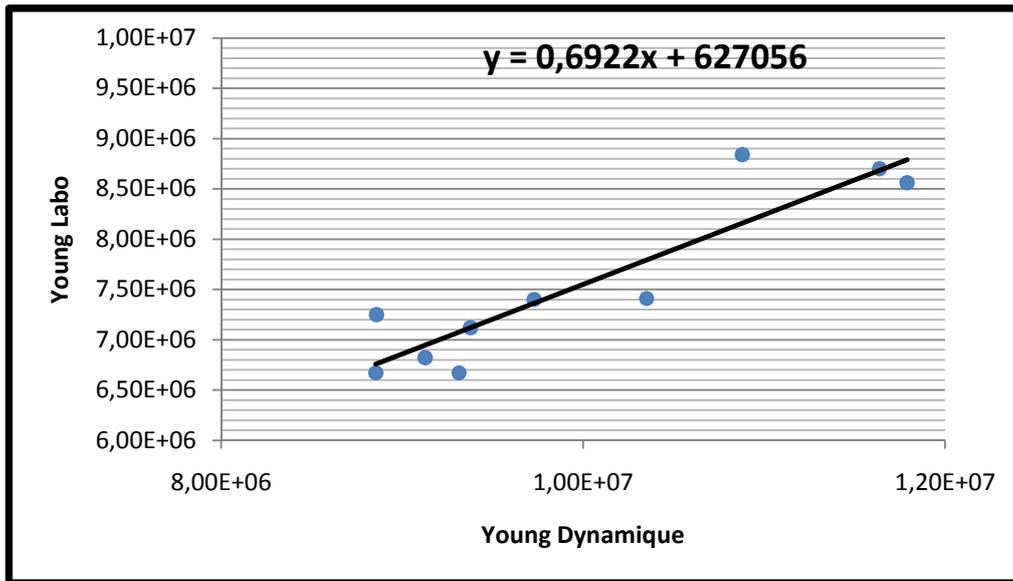


Figure I.9 : Corrélation entre les Valeurs du Module de Young Dynamique et celui Otenu au Laboratoire

Profondeur (m)	Young Dynamique (Mpsi)	Young Labo (Mpsi)
3700,4	10,04	7,41
3700,8	10,16	8,70
3701,4	10,09	8,84
3702,2	10,18	8,56
3705,3	8,86	7,25
3705,6	8,92	8,70
3707,8	9,31	6,67
3708	9,13	6,82
3710,5	8,86	6,67
3711,4	9,38	7,12
3714	9,73	7,40
3716,8	8,88	8,70

Tableau I.6 : Comparaison entre le Module de Young Calculé à Base des Données Soniques et le Module de Young Mesuré au Laboratoire

Partie B : Cas Pratiques
 Chapitre B.I : Expérimentation sur le Puits ELAS-1

Les résultats de l'étude géo-mécanique (annexe 1-B) sont représentés par les graphes suivants (Figure I.9)

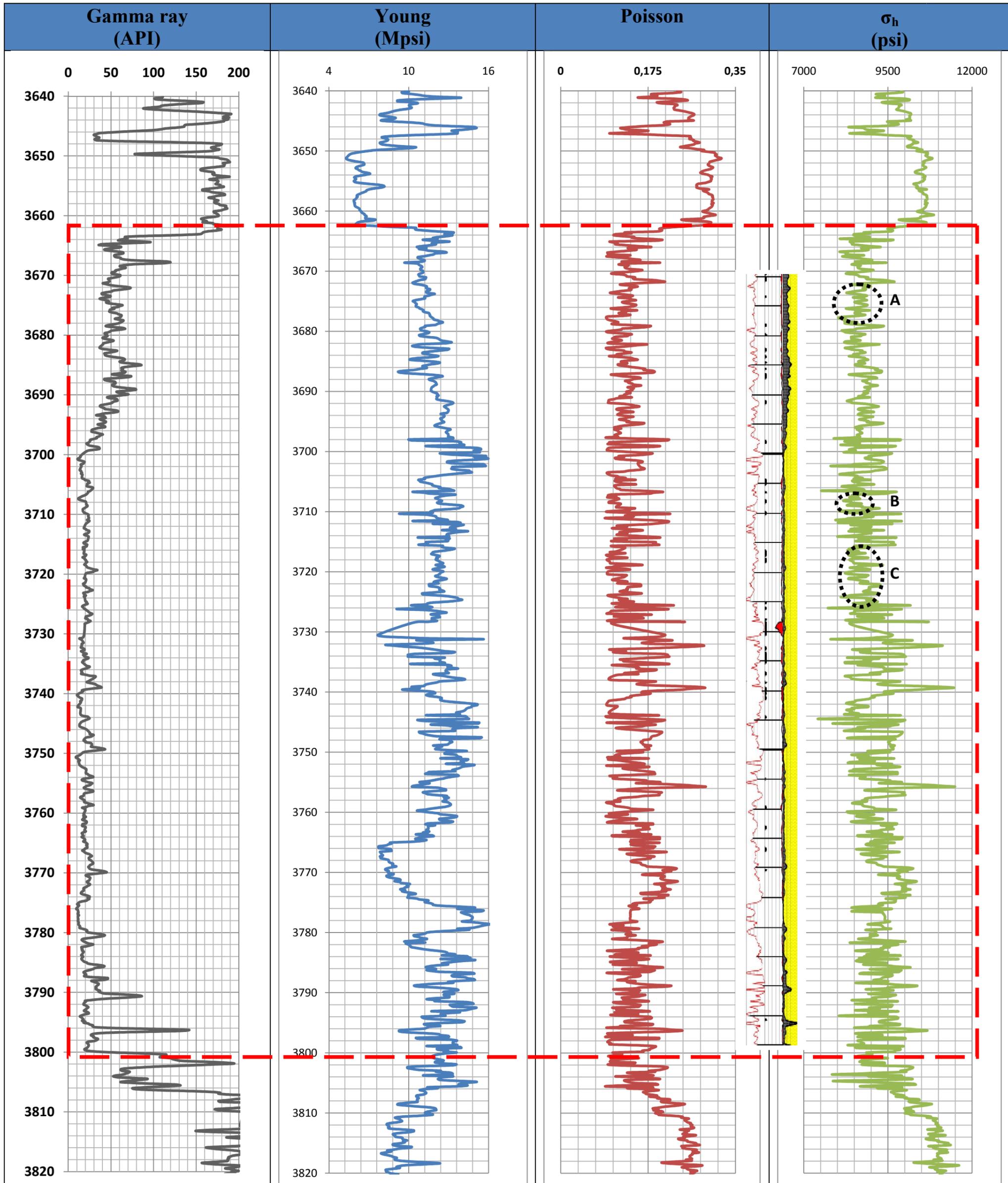


Figure I.10: Profil de Stress du Réservoir Quartzite de Hamra du Puits ELAS-1

Partie B : Cas Pratiques

Chapitre B.I : Expérimentation sur le Puits ELAS-1

a. Discussion des Résultats Obtenus par le Profil de Stress

- Le module de Young, compris en moyenne entre **7 et 14 Mpsi**, dessine une courbe asymétrique à celle de stress (σ_h).
- Le coefficient de Poisson, variant entre **0.1 et 0.3**, présente une courbe ayant la même allure que celle de stress.
- Dans l'intervalle (3647m - 3664m) existe une barrière épaisse (17m) d'un stress atteignant **10500 psi**.
- Dans l'intervalle (3726m - 3736m) apparait des piques, qui représentent des barrières moins épaisses (ne dépassant pas 2m) mais d'un stress élevé atteignant **11000 psi**.
- Entre les deux barrières citées (3664m - 3728m) se trouve une zone de minimum stress, relativement stable, d'une valeur moyenne de **8600 psi** avec quelques niveaux résistants dont la valeur de stress est inférieure à **9700 psi**, cette zone est caractérisée par un bon potentiel pétrolier.
- Dans la zone du minimum stress se distinguent trois zones potentielles pour l'initiation de la fracture (Figures I.9), le choix de la meilleure zone se fera suivant plusieurs critères tels que l'intensité de la contrainte, la lithologie, le potentiel pétrolier,...etc. (Tableau I.7) :

Intervalle	Profondeur (m)	Stress (psi)	Lithologie	Potentiel Pétrolier	Remarque
A	[3671-3680]	8700	Grès à passées d'argiles	Très bon	Défavorable
B	[3707-3710]	8600	Quartzites	Mauvais	Défavorable
C	[3715-3726]	8600	Quartzites	Moyen	Favorable

Tableau I.7 : Critères Essentiels pour le Choix de la Zone d'Initiation de la Fracture

L'intervalle (A) est jugée défavorable, malgré son bon potentiel pétrolier, en raison de sa lithologie argileuse, contrairement à l'intervalle (B) qui est d'une lithologie propre du point de vu argilosité mais pauvre en potentiel pétrolier ce qui fait d'elle une zone défavorable à une opérations de fracturation hydraulique, par contre l'intervalle (C) montre une lithologie propre et un potentiel pétrolier moyen avec un stress qui ne dépasse pas les **8700 psi** faisant d'elle l'intervalle la plus favorable à une opérations de fracturation hydraulique.

Partie B : Cas Pratiques

Chapitre B.I : Expérimentation sur le Puits ELAS-1

e. Etude Géo-mécanique Effectuée par la Société de Service Schlumberger

La société de service Schlumberger s'est basée sur les données soniques et de densité pour calculer les paramètres élastiques du réservoir Quartzites de Hamra. Les calculs ont été effectués à l'aide du logiciel FRACAD qui permet de simuler et de calibrer le modèle géo-mécanique, les résultats obtenus sont représentés dans la figure (I.10) :

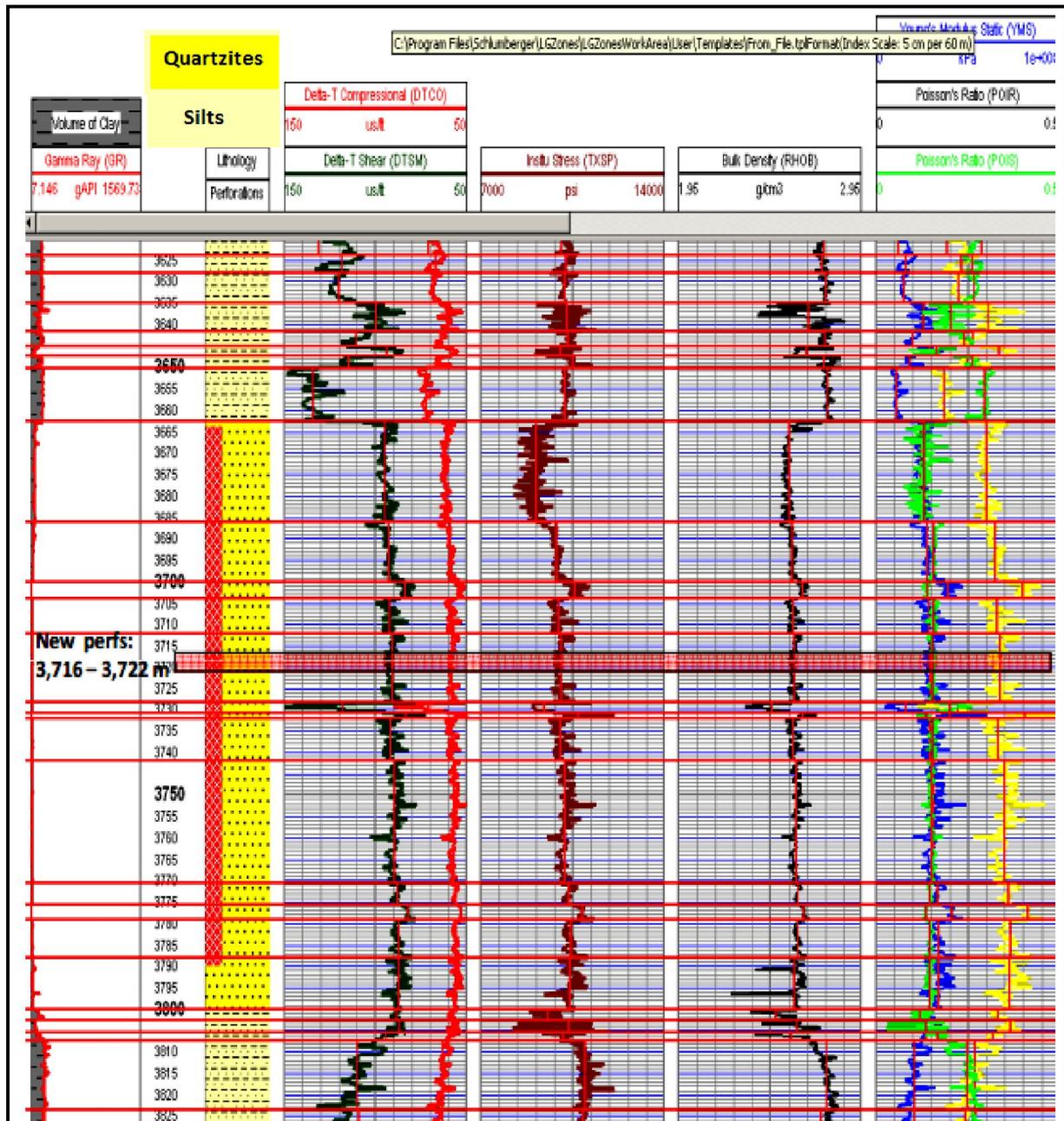


Figure I.11 : Propriétés Élastiques et Profil de Stress des Quartzites de Hamra du Puits ELAS-1 (Schlumberger, 2010)

Partie B : Cas Pratiques

Chapitre B.I : Expérimentation sur le Puits ELAS-1

i. Discussion des Résultats Obtenus par Schlumberger

- Le module de Young varie entre **6 et 9 psi**, avec une valeur moyenne de **8,44**.
- Le coefficient de Poisson varie entre **0,20 et 0,30**.
- Le gradient de fracturation est de **0.82 psi /ft**.
- Le profil de stress généré montre deux zones de minimum stress, la première correspond à l'intervalle (**3662m – 3685m**) avec un stress moyen d'environ **9500 psi** et la deuxième est une zone comprise entre **3705m et 3730m** dont le stress moyen ne dépasse pas **10500 psi**, des perforations ont été réalisées entre **3716m et 3722m**.

f. Comparaison des Résultats Obtenus par les Trois Méthodes

- L'allure du profil de stress ainsi que les courbes de Poisson et de Young obtenus avec le tableur Excel sont symétriques à celles obtenues par le logiciel FRACAD de la société de service Schlumberger.
- Les valeurs du module de Young sont en moyenne avoisinantes, elles oscillent entre **7 Mpsi et 9 Mpsi**, dans nos calculs elles atteignent **14 Mpsi** dans certains niveaux.
- Les valeurs du coefficient de Poisson sont similaires dans les trois méthodes, il varie entre **0,1 et 0,3**.
- Les valeurs du stress minimal, sont analogues dans les deux méthodes et varient dans la même fourchette (**8000 psi – 11 000 psi**).
- Les trois méthodes montrent une zone de minimum stress comprise entre **3700m et 3729m**.

NB :

La différence observée sur les valeurs est due à l'utilisation des formules empiriques de base et aussi à la formule de conversion du régime dynamique en régime statique.

Partie B : Cas Pratiques

Chapitre B.I : Expérimentation sur le Puits ELAS-1

I.2.3. FRAC JOB

a. Design de Fracturation

Après avoir effectué toutes les études nécessaires concernant la faisabilité de l'exécution de l'opération de fracturation et l'étude géo-mécanique, la société de service Schlumberger a procédé à l'élaboration d'un design préliminaire de la propagation de la fracture en utilisant le logiciel FRACAD. Cette opération sert à estimer approximativement les volumes de fluides et de sable à injecter dans la formation durant les différentes phases de déroulement de l'opération de fracturation hydraulique.

La figure (I-12) montre la propagation de la fracture engendrée lors de l'opération de fracturation hydraulique du réservoir Quartzites de Hamra du puits ELAS-1. Elle illustre la relation entre le profil de stress et les dimensions de la fracture, ainsi que la disposition du proppant dans cette dernière. La fracture de forme lenticulaire, s'ouvre d'avantage en face de la zone (3660m – 3700m) où le stress est minimal (9600 psi) par rapport à la zone (3705m - 3727m) où le stress est un peu plus élevé (9900 psi) ; à la profondeur 3700 m, la fracture présente un rétrécissement causé par l'augmentation locale du stress (1800 psi) dû à l'existence d'une barrière de stress (banc résistant généralement argileux). La pression de fermeture permet de maintenir le proppant dans la fracture, ce dernier montre une concentration plus intense à l'extrémité et au centre de la fracture.

Le design préétablis prévoit la création d'une fracture caractérisée par :

- Une hauteur de la fracture : 57m ;
- Une demi-longueur : 90m ;
- Une largeur de la fracture : 0.508 cm.

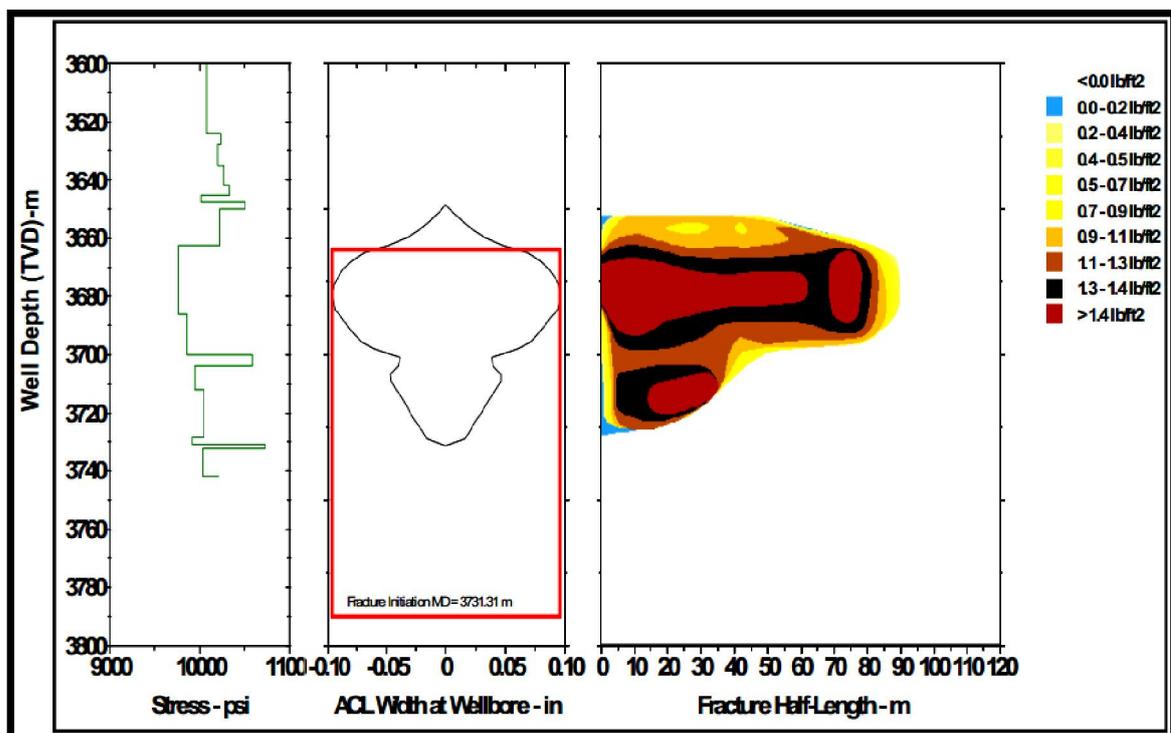


Figure I.12 : Design de la Propagation de la Fracture Engendrée (Schlumberger, 2010)

Partie B : Cas Pratiques

Chapitre B.I : Expérimentation sur le Puits ELAS-1

b. Complétion et Perforation

La complétion du puits ELAS-1, réalisée en utilisant la technique Multi-Stage complétion de Schlumberger (voir schéma du puits, Figure I.4), joue le rôle d'isolateur des perforations réalisées durant le DST n° 04 et n° 03 dans les formations supérieures, voire la dalle de M'kratta (3435m – 3460m) et les grés de Oued Saret (3527m – 3535m). Cette technique permet de traiter uniquement les quartzites de Hamra se situant dans l'intervalle (3664m - 3807m) qui a montré un intérêt pétrolier sans permettre au fluide de fracturation de pénétrer dans les zones supérieures isolées.

c. Opération de Fracturation Hydraulique

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

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

i. 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.

Dans notre cas, la première cassure s'est produite quand la pression du fond du puits (BHP) avait atteint **9800 psi**, correspondant à la cassure de l'intervalle C (voir Figure I.10, 81). Le test se traduit par une légère chute de pression de fond, ainsi que la pression de service (Treating Pressure) à **137 min** avec un débit (Slurry Rate) fixé à **5 bpm** ; la deuxième chute de pression est marquée à **138 min** avec le même débit où la BHP marque une pression de **10400 psi** qui correspond à la cassure des piques qui délimitent de part et d'autre l'intervalle C, l'augmentation de la pression de fond après la cassure est due à l'augmentation du débit d'injection qui est passé de **05 bpm** à **12.5 bpm**, ce qui s'est traduit par l'ouverture de la fracture déjà engendrée.

Partie B : Cas Pratiques

Chapitre B.I : Expérimentation sur le Puits ELAS-1

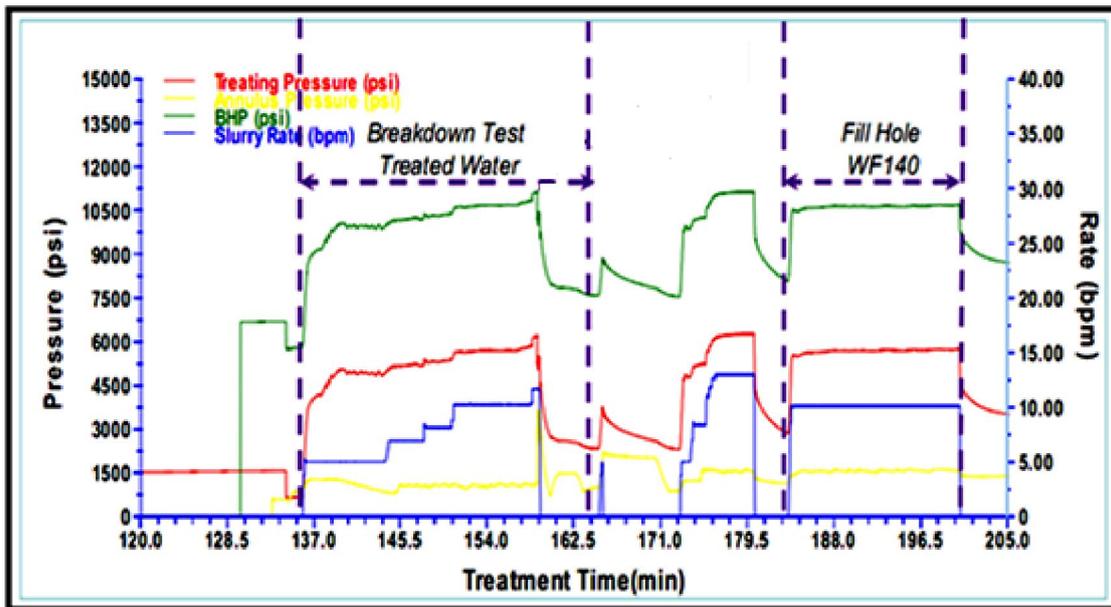


Figure I.13 : Test d'Injectivité du Puits ELAS-1 (Schlumberger, 2010)

Les principaux paramètres enregistrés lors du Breakdown test sont:

- Pressions maximales de service : **6000 psi** ;
- Pression moyenne de service : **5250 psi** ;
- Pression maximale au fond du puits : **11121 psi** ;
- Volume total d'eau pompé : **28,8 bbl** ;
- Débit maximal d'injection : **11,8 bpm** ;
- Débit moyen d'injection : **7 bpm**.

ii. Thermométrie

L'enregistrement de température, 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 de la fracture et les zones imbibées de fluides injectés depuis la surface.

En ce qui concerne notre puits (ELAS-1) et vu la présence d'un bouchon de sable au fond du puits (Top Bouchon de sable à la côte 2755m), l'enregistrement d'une thermométrie n'a pas été réalisé en raison de l'incapacité de la sonde à descendre plus bas que la côte sus-citée.

Partie B : Cas Pratiques

Chapitre B.I : Expérimentation sur le Puits ELAS-1

iii. Data Frac

Cette opération consiste à réouvrir les fractures initialement créées durant le Breakdown Test en injectant dans la formation une solution gélifiée qui va servir de moyen de transport pour le proppant durant la phase du traitement principal.

Dans notre cas, cette solution est composée de deux types de gel, WF140 et YF140 d'un volume total de **2000 bbls**, injectés dans la formation directement avec un débit de **32,5 bpm** (Slurry Rate), entraînant ainsi une pression de fond (BHP) qui avoisine les **11000 psi** et une pression de surface (Treating Pressure) qui ne dépasse pas **9500 psi**. Cette opération s'est terminée par l'arrêt de pompage qui a entraîné la diminution progressive de la pression de fond (BHP) (Figure I.13). Ce test sert à calibrer les paramètres du Design de Frac préétabli avant d'entamer l'opération de la fracturation principale (Main Frac).

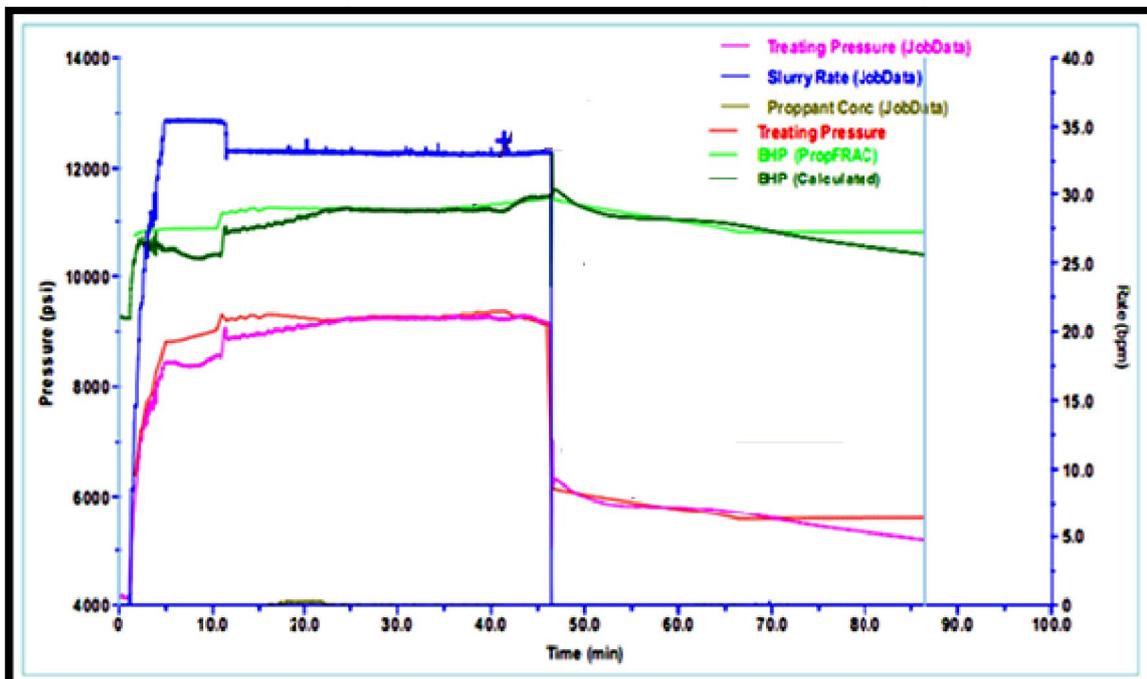


Figure I.14 : Data Frac du Puits ELAS-1 (Schlumberger, 2010)

Les principaux paramètres enregistrés lors du data frac sont cités ci-dessous (Tableau I.8) :

Type de gel	WF 140 et YF 140
Volume totale pompé (bbls)	2000
Débit de pompage maximal (bpm)	35
Pression maximale au fond du puits (psi)	11 800
Efficacité du fluide (%)	22
Gradient de fracturation (psi/ft)	0.87
Pression nette (psi)	887
Pression maximale de service (psi)	9200
Pression moyenne de service (psi)	9000

Tableau I.8 : Données Obtenues du Test de Mini Frac

Partie B : Cas Pratiques

Chapitre B.I : Expérimentation sur le Puits ELAS-1

iv. Traitement Principal (Main Job)

Après l'initiation de la fracture dans la formation durant le breakdown Test et le Data Frac, il est primordial de la maintenir ouverte par le dépôt d'un agent de soutènement (proppant) lors du traitement principal.

Dans cette étape, une solution gélifiée est pompée dans la formation sous un débit de **35 bpm** entraînant une pression de fond qui atteint **15 000 psi** et une ouverture de la fracture à **285 min**, le débit sera réduit à **30 bpm**, c'est à cette instant que le proppant (**162 372 lbs** de proppant, soit 73 Tonnes) est introduit avec le gel (**3864 bbls**), commençant d'abord par le plus fin qui se met à l'extrémité de la fracture puis le plus grossier.

Le développement de la fracture entraîne la diminution de la pression de fond, et ce malgré la stabilité du débit (Figure I.14).

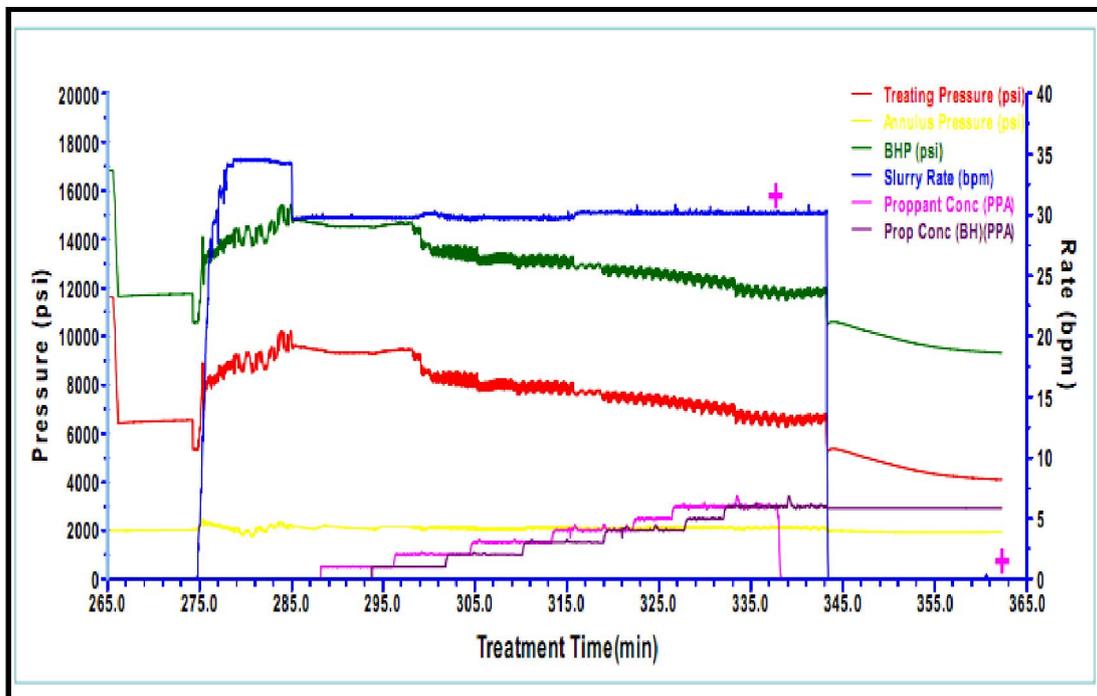


Figure I.15 : Traitement Principal de la Fracturation du Puits ELAS-1 (Schlumberger, 2010)

Les principaux paramètres enregistrés lors du Main frac sont cités ci-dessous :

- Pression maximale de service : **10 500 psi** ;
- Pression moyenne de service : **9 000 psi** ;
- Pression maximale au fond du puits : **15 000 psi** ;
- Volume total de gel pompé : **7025 Gal de WF135** (167 bbls) + **24 8000 Gal de YF135HD** (6 107 bbls) ;
- Quantité de proppant pompée : **30 4000 lb de 30/50 HSP** ;
- Débit maximal d'injection : **35 bpm** ;
- Débit moyen d'injection : **33 bpm**.

I.2.4. Situation Post Frac

a. Géométrie de la Fracture

Après l'exécution de l'opération de fracturation, et suite à l'enregistrement des valeurs réelles lors des différentes phases, le profil de stress ainsi que le design de propagation de la fracture ont été re-calibré, le profil de stress montre une zone de minimum stress dans l'intervalle (3660m – 3680m) avec un stress qui ne dépasse pas **8000 psi**, cette zone est limitée en haut par une barrière de confinement à la profondeur **3645m**, la fracture engendrée est d'une forme homogène, avec une concentration décroissante du proppant de bas en haut de la fracture, cette dernière est caractérisée par les dimensions suivantes (Figure I.15) :

- Hauteur (height): 190 ft (**57,912m**) ;
- Demi-longueur (half-length): 150 ft (**45,72m**) ;
- Epaisseur (width): 0,4 inch (**1,016 cm**).

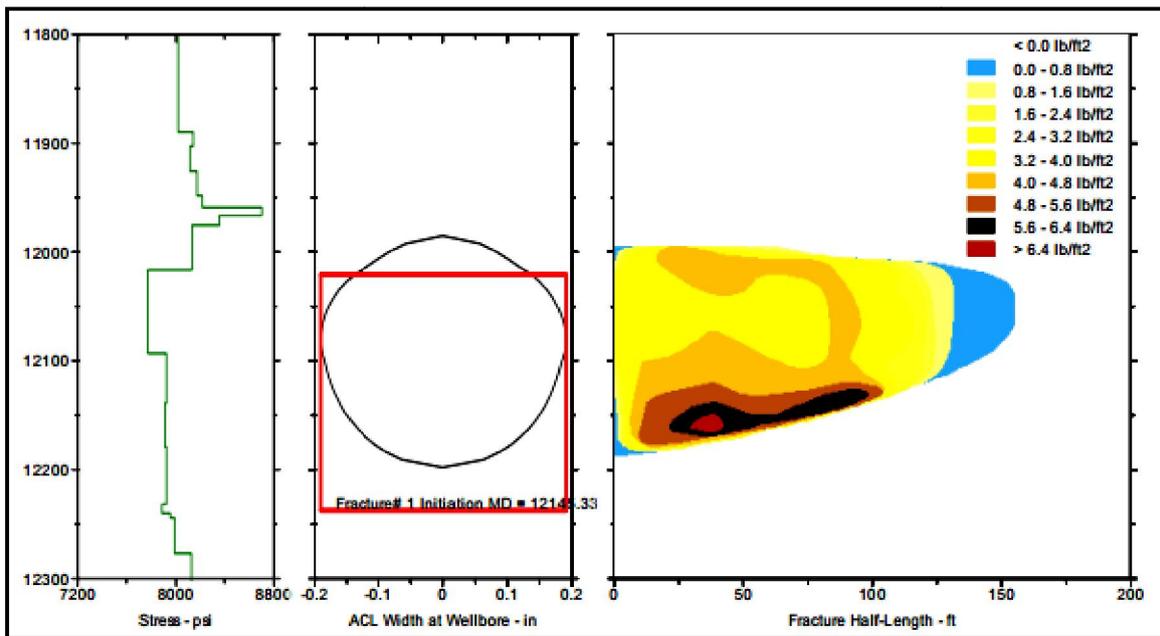


Figure I.16: Géométrie de la Fracture Réalisée dans les Quartzites de Hamra du Puits ELAS-1 (Schlumberger, 2009)

b. Dégorgement du Puits et Test Post Fracturation

Le quick off test a été réalisé le lendemain de la main frac job par l'ouverture du puits sur torche et son nettoyage avec une unité coiled tubing.

La réponse du puits été imminente en commençant à produire du gaz et du condensat en surface dès son ouverture.

A travers les données du tableau (I-9), nous constatons que l'opération de fracturation hydraulique a permis d'augmenter considérablement le débit de production de gaz, d'environ neuf fois (2572.4 m³/h) et du condensat, d'environ onze fois (7.27 m³/h).

Partie B : Cas Pratiques

Chapitre B.I : Expérimentation sur le Puits ELAS-1

	Avant Frac	Après Frac	
	22/08/09	11/09/10	11/09/10
Duse (in)	24/64	24/64	32/64
Débit d'huile Moyen (m ³ /h)	0.54	6.13	7.27
Débit de gaz Moyen (m ³ /h)	212	1984	2572.4
GOR (m ³ /m ³)	392	351	360
Densité d'huile (eau=1)	0.79	0.793	0.795

Tableau I.9: Résultats Post Frac du Puits Elas-1 (Schlumberger, 2009)

I.3. INTERACTION AVEC LE SYSTÈME AQUIFÈRE DU SAHARA SEPTENTRIONAL

Le système aquifère du Sahara septentrional (SASS) est traversé par le forage ELAS-1 sur une épaisseur d'environ 1140m (voir figure I.8 de la partie descriptive). Pour prévoir une protection adéquate de cet ensemble aquifère, une barrière d'étanchéité (une série de tubages isolés par une cimentation phase 13^{3/8}, 9^{5/8} et 7") est accomplie à ce niveau, la cible géologique ciblée (Quartzites de Hamra) se trouve à environ 2200m du SASS (Figure I.17), les fluides de fracturations sont acheminés dans le niveau ciblé par un tubing en acier évitant ainsi tout contact fluide-barrière d'étanchéité, le drain en question sera ensuite borné hermétiquement par des packers (voir fiche de complétion), la fracture engendrée ne dépasse pas les 58m de hauteur (voir figure I.16).

Partie B : Cas Pratiques

Chapitre B.I : Expérimentation sur le Puits ELAS-1

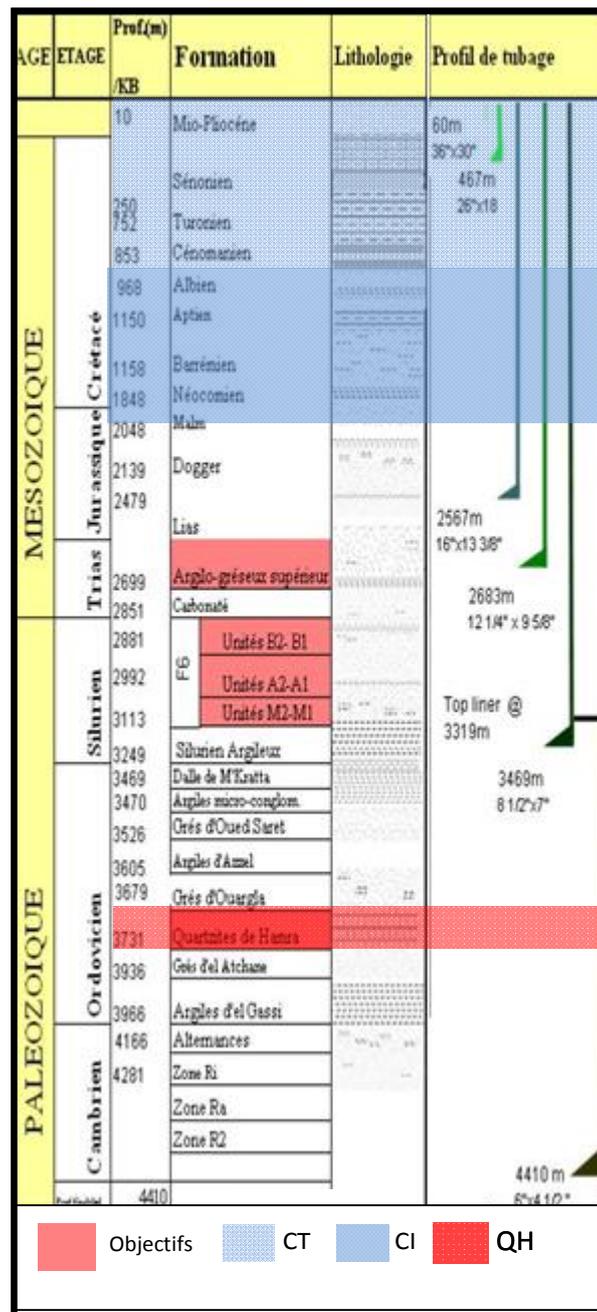


Figure I.17 : Corrélation Forage-Formations Traversées (Sonatrach, 2009)

Partie B : Cas Pratiques

Chapitre B.I : Expérimentation sur le Puits ELAS-1

I.4. CONCLUSION :

Le puits ELAS-1 du périmètre Hamra appartenant au bassin d'Illizi a fait l'objet d'une opération de fracturation hydraulique visant le réservoir Quartzites de Hamra, vu sa non productivité par des méthodes conventionnelles.

Une étude de faisabilité a été réalisée, et a confirmé le cratère compact de la formation, son potentiel pétrolier, son bon état de cimentation favorable à la préservation de l'intégrité du puits ; chose qui permet de conclure que ce dernier représente un bon candidat à une éventuelle opération de fracturation hydraulique.

L'étude géo-mécanique nous a permis de distinguer les différentes zones favorables pour initier la fracturation hydraulique, en mettant en exergue les intervalles où le stress est minimal, se traduisant par des zones de faiblesse. Le meilleur endroit a été choisi suivant critères sus énoncés et est situé à (3715m – 3726m).

L'opération de stimulation par fracturation hydraulique a été réalisée avec succès et a donné des résultats très satisfaisant, elle a permis de multiplier le débit de gaz par onze fois et celui d'huile par neuf fois.

Les nappes d'eau du système aquifère du Sahara septentrional, traversées par le puits ELAS-1 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. Ici il est palpable dans la mesure où il peut y avoir une infiltration des fluides, chargés de matières toxiques, à travers soit les terrains perméables, soit entre le tubage et la paroi du puits. Le risque existe toujours notamment dans l'état actuel de la recherche.

CHAPITRE B.II

EXPERIMENTATION SUR LE PUIITS ESN-1

II.1. PRESENTATION DU Puits ESN-1

II.1.1. Situation Géographique

Le sondage d'Eslak Nord-1 (ESN-1) est situé au nord du périmètre Ohanet (bloc 239b) au Nord du bassin d'Illizi (Lariba S., Boukherissa M., Djellal M., 2014) (Figure II.1).

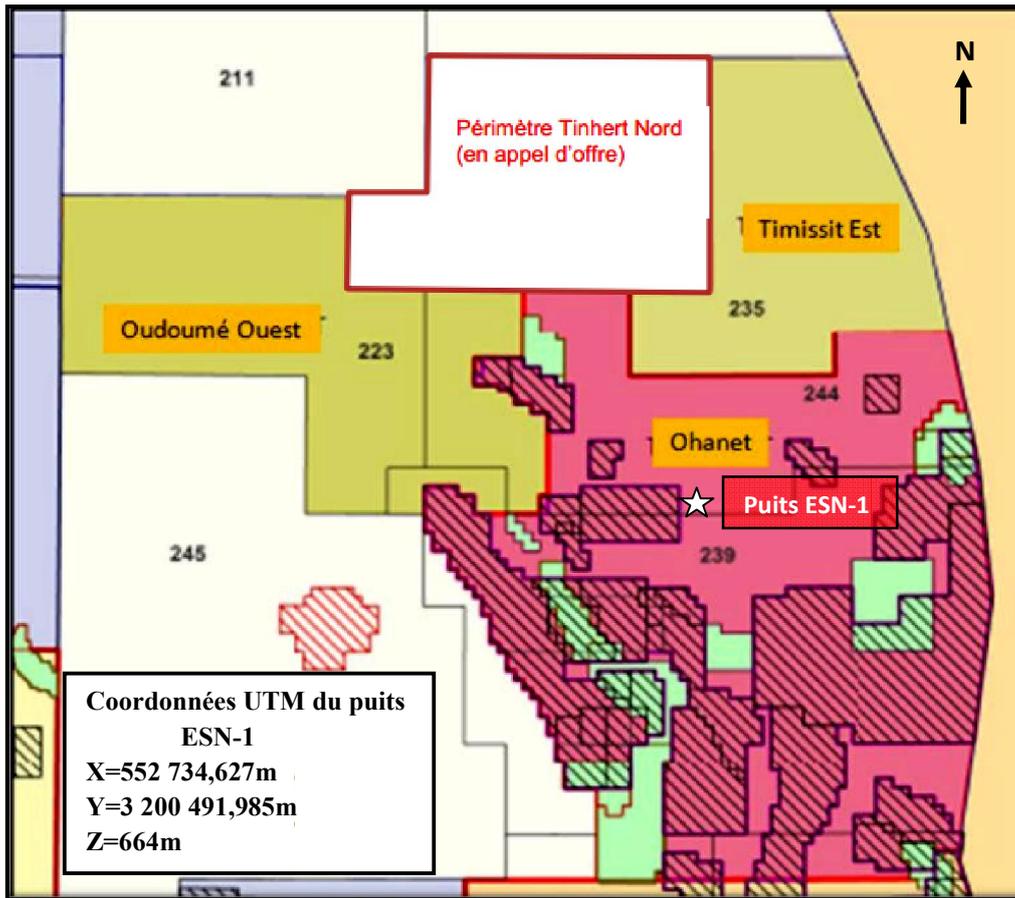


Figure II.1 : Situation Géographique du Puits ESN-1 (Sonatrach, 2015)

Partie B : Cas Pratiques

Chapitre B.II : Expérimentation sur le Puits ESN-1

II.1.2. Cadre Géologique

Le périmètre Ohanet est situé sur la Hamada de Tinrhert qui correspond à un vaste plateau constitué par des affleurements du mésozoïque.

L'objectif principal de ce forage est d'explorer les réservoirs ordoviciens. Une coupe sismique, passant par le puits ESN-1, montre le positionnement de ce forage en plein paléovallée, ainsi que les failles avoisinantes (Lariba S., Boukherissa M., Djellal M., 2014) (Figure II.2).

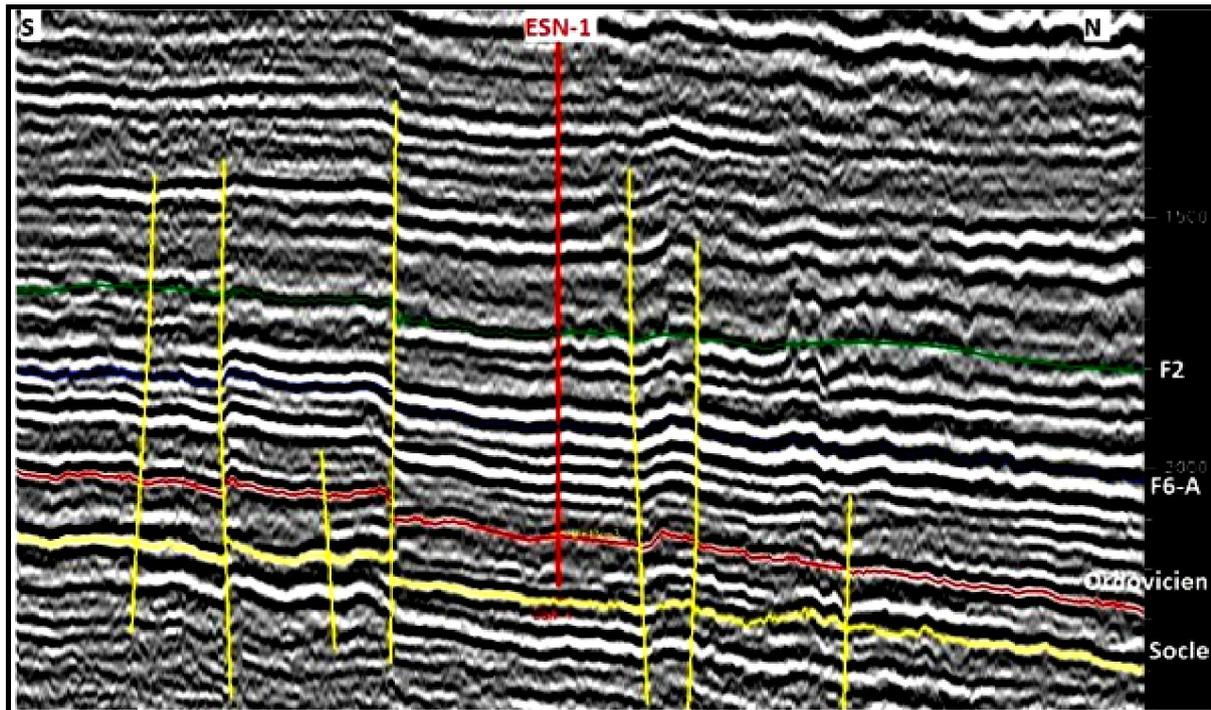


Figure II.2 : Coupe Sismique Passant par le Puits ESN-1 (Sonatrach, 2015)

II.1.3. Aspect Stratigraphique

Le Cambro-Ordovicien, le Siluro-dévonien, le Carbonifère et le Mésozoïque, constituent la principale couverture sédimentaire du périmètre Ohanet. Elle est formée globalement des évaporites et des carbonates plus hauts dans la série des dépôts Mésozoïque (Figure II.3) et contient des argiles et des grès qui sont dominants dans la série Paléozoïque (Figure II.4). L'épaisseur totale de la série, croit du sud (3850m) vers le Nord en dépassant probablement les 5000m (Lariba S., Boukherissa M., Djellal M., 2014).

Partie B : Cas Pratiques

Chapitre B.II : Expérimentation sur le Puits ESN-1

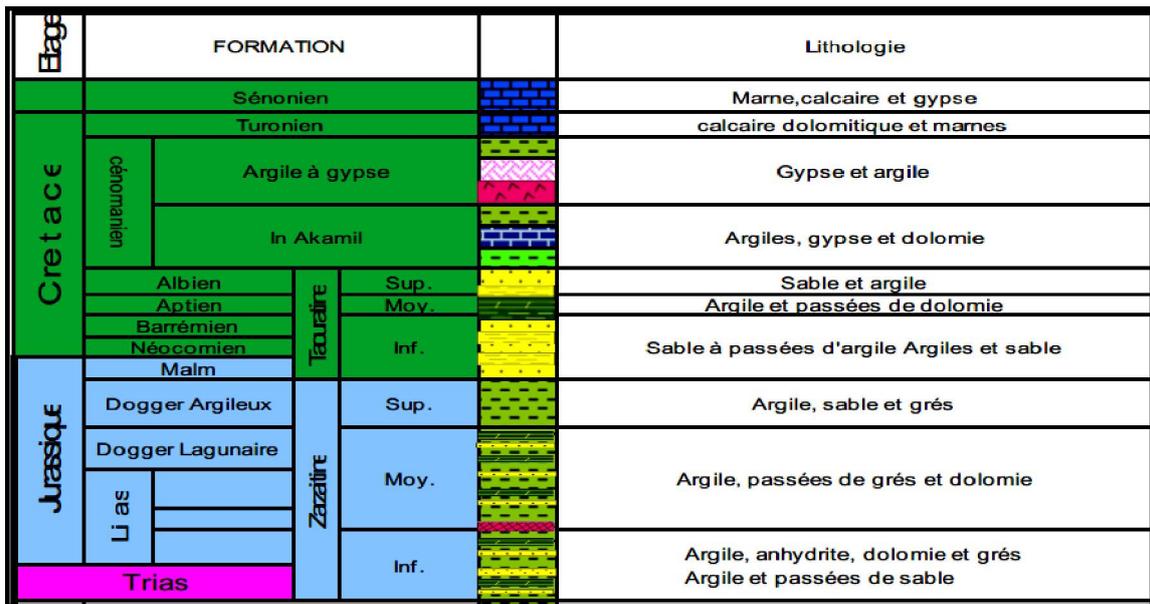


Figure II.3: Log Litho-stratigraphique Montrant les Formations Mésozoïques Traversées par le Puits ESN-1 (Sonatrach, 2015)

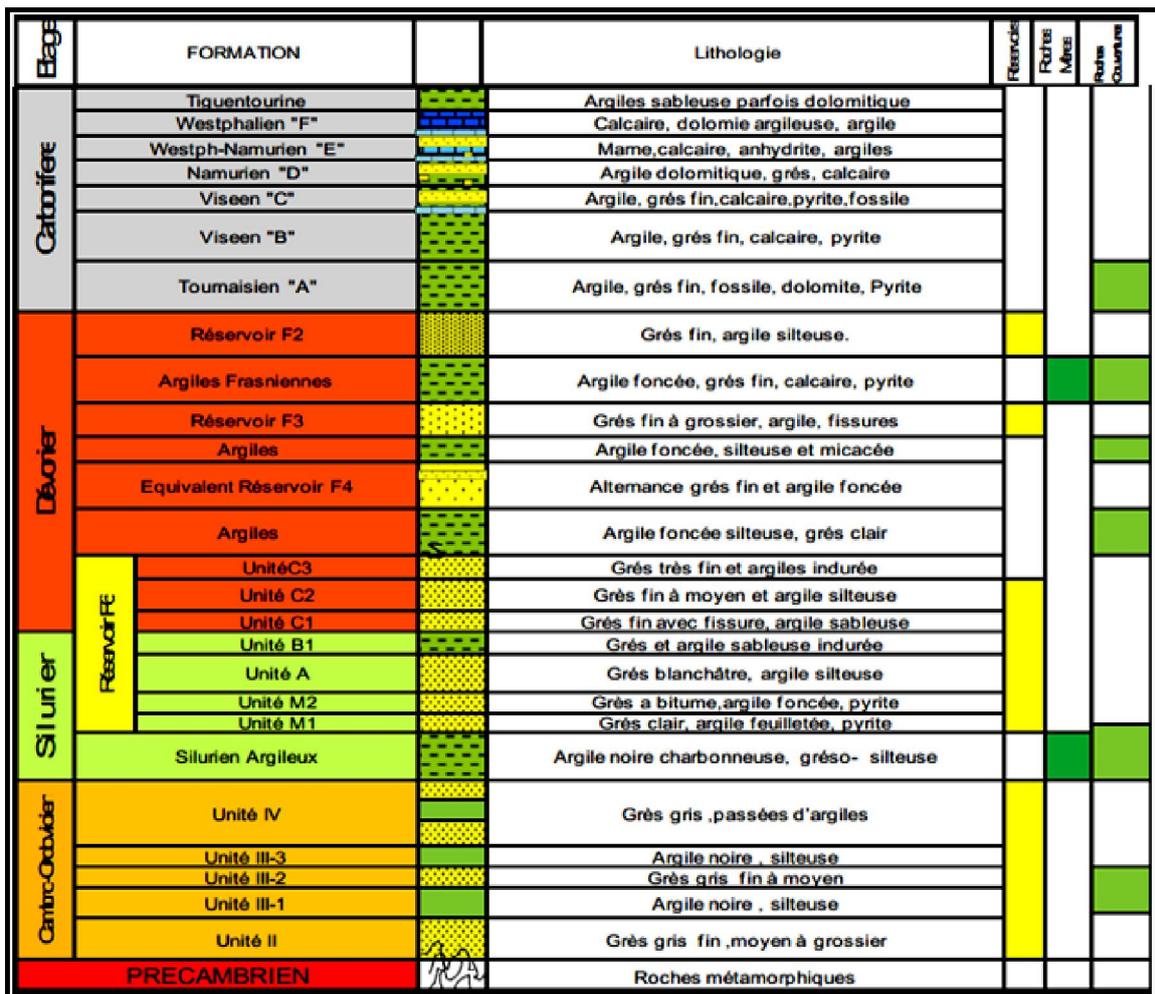


Figure II.4 : Log Litho-stratigraphique Montrant les Formations Paléozoïques Traversées par le Puits ESN-1 (Sonatrach, 2015)

Partie B : Cas Pratiques

Chapitre B.II : Expérimentation sur le Puits ESN-1

II.1.4. Aperçu sur les Réservoirs Ordovicien

Le Cambro-Ordovicien est caractérisé par des séries gréseux-argileuses avec des épaisseurs importantes pouvant dépasser 300m. Les caractéristiques pétro-physiques sont médiocres. Le réservoir Ordovicien dans le périmètre de Ohanet Ex: bloc 239) a fourni d'excellents résultats soit en régime naturel, soit après fracturation (In Adaoui, (Lariba S., Boukherissa M., Djellal M., 2014)).

L'unité IV de l'Ordovicien débute approximativement de 3384 m à 3680m dont le réservoir est situé entre 3402m et 3452m soit une épaisseur de 50m.

Ce réservoir fera l'objet d'une étude de faisabilité pour la réalisation d'une opération de fracturation hydraulique, en raison de son identité compact et de son potentiel en hydrocarbures ; nous appliquerons le même Work-flow utilisé pour le puits ELAS-1.

II.2. FRACTURATION HYDRAULIQUE DU PUIITS ESN-1

II.2.1. Etude de Faisabilité

a. Architecture du Puits

Schéma de Fermeture Provisoire du Puits ESN-1 (Figure II.5) :

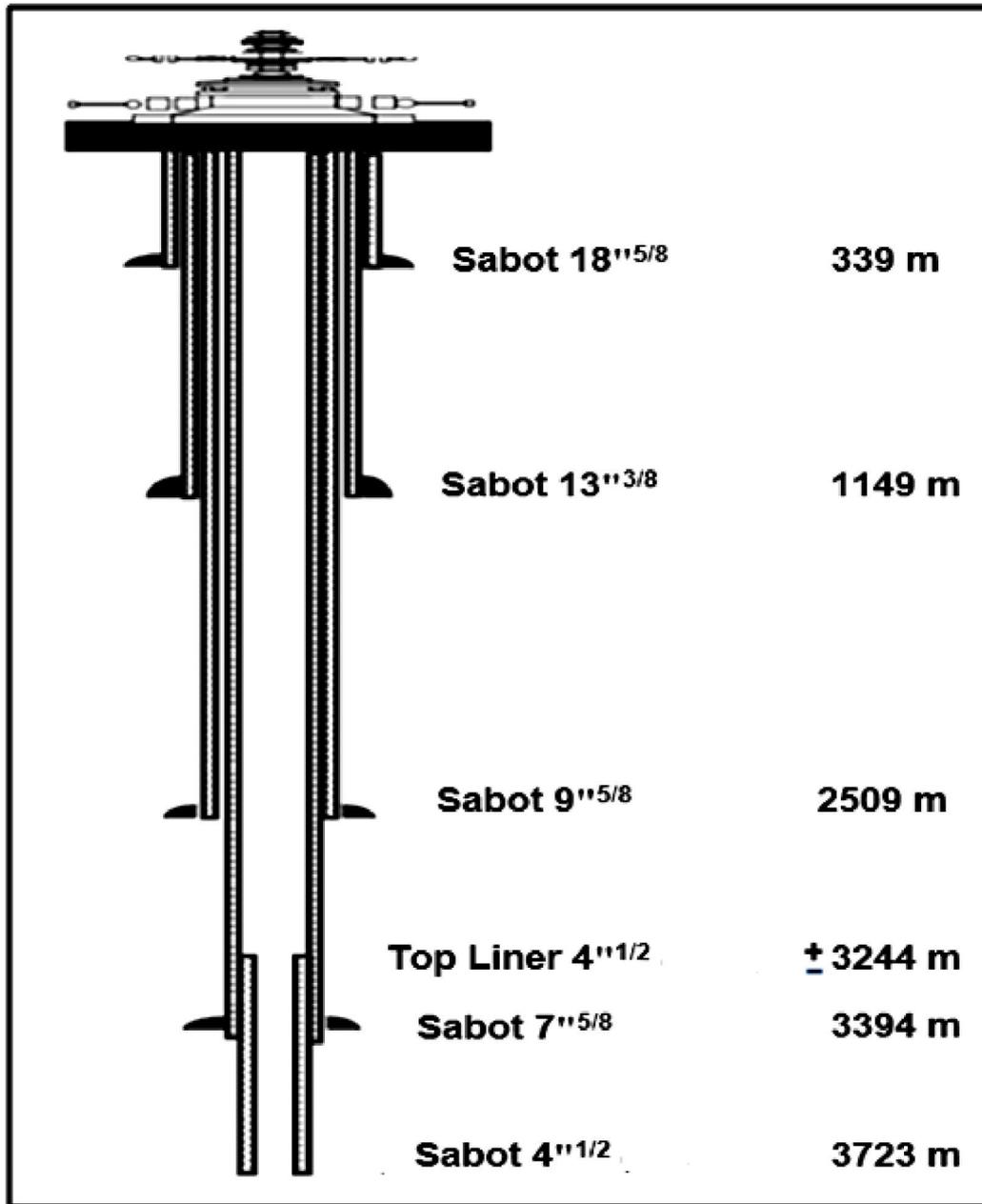


Figure II.5 : Schéma de Fermeture Provisoire du Puits ESN-1 (Sonatrach 2015)

Le schéma de fermeture provisoire montre au niveau de notre réservoir (3402m - 3452m), un tubage 4''^{1/2} et un sabot à la côte 3394m.

Partie B : Cas Pratiques

Chapitre B.II : Expérimentation sur le Puits ESN-1

Fiche de Complétion du Puits ESN-1 (Figure II.6)

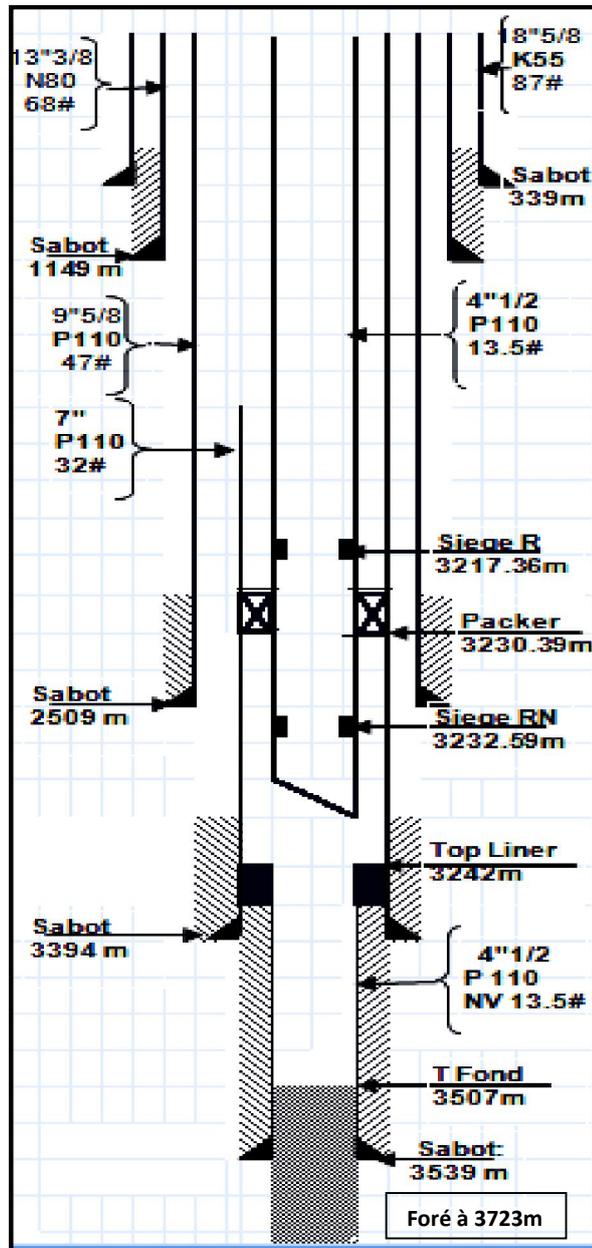


Figure II.6 : Schéma de Complétion du Puits ESN-1 (Sonatrach, 2015)

La fiche de complétion montre un tubing 4^{1/2} se prolongeant jusqu'à la côte 3240m, fixé par un packer à 3230m. Un bouchon de sable a été introduit dans le puits afin d'isoler le fond du puits.

Partie B : Cas Pratiques

Chapitre B.II : Expérimentation sur le Puits ESN-1

b. Qualité de la Cimentation

L'état de la cimentation du puits ESN-1 est résumé dans le tableau II.1 :

Tubage (in)	Sabot (m)	Intervalle (m)	Lecture (CBL)	Evaluation
7"	3394	3200-3225 3225-3400	0-20 20-40	Bonne Moyenne
4" ^{1/2}	3723	3400-3550	0-10	Très bonne

Tableau II.1 : Evaluation de la Qualité de Cimentation du Puits ESN-1(Ordovicien Unité VI)

L'analyse de l'état de cimentation par l'outil CBL-VDL a montré une cimentation très bonne dans le tubage 4"^{1/2} qui traverse notre réservoir ce qui assure l'étanchéité des parois du puits dans les opérations à venir.

c. Etude Pétro-physique du Réservoir Ordovicien Unité IV

L'analyse pétro-physique a pour but de déterminer les caractéristiques du réservoir et la saturation en fluides afin de mettre en évidence son potentiel en hydrocarbure.

i. Analyse des Diagraphies : l'interprétation pétro-physique des diagraphies (Figure II.7) montre le caractère compact de tout l'intervalle analysé comme le montre le tableau II.2 ci-dessous:

Partie B : Cas Pratiques
Chapitre B.II : Expérimentation sur le Puits ESN-1

Profondeur(m)	Gamma Ray (API)	Lithologie	Vsh (%)	Porosité (%)	Caractère
3407.21	23.66	Grés	10.79	2.99	Compact
3408.88	26.08	Grés	13.04	3.92	Compact
3409.04	25.96	Grés	12.93	4	Compact
3410.41	25.72	Grés	12.70	4.95	Compact
3413.15	69.70	Argile	53.43	1.76	Compact
3414.98	66.86	Argile	50.80	1.85	Compact
3415.13	65.50	Argile	49.54	1.78	Compact
3418.94	23.01	Grés	10.20	3.82	Compact
3420.01	32.05	Grés	18.56	1.51	Compact
3424.28	22.68	Grés	9.89	2.69	Compact
3425.65	17.47	Grés	5.06	2.97	Compact
3425.80	17.36	Grés	4.97	2.53	Compact
3425.80	18.21	Grés	5.75	1.77	Compact
3426.10	18.96	Grés	6.45	1.77	Compact
3426.26	20.70	Grés	8.05	0.24	Compact
3426.41	20.68	Grés	8.03	1.08	Compact
3426.56	19.35	Grés	6.81	0.93	Compact
3426.71	19.59	Grés	7.02	0.45	Compact
3426.87	21.01	Grés	8.35	2.36	Compact
3427.02	23.38	Grés	10.54	3.78	Compact
3427.32	26.32	Grés	13.26	3.75	Compact

Tableau II.2 : Résultats de l'Interprétation Pétro-physique par Diagraphie du Réservoir Ordovicien Unité IV du Puits ESN-1

Les valeurs de Gamma Ray sont faibles et montrent la dominance gréseuse dans tout le réservoir, cependant il existe quelques intercalations très minces d'argile. Les valeurs de porosité sont inférieures à 5% et confirment la compaction du réservoir.

Partie B : Cas Pratiques
 Chapitre B.II : Expérimentation sur le Puits ESN-1

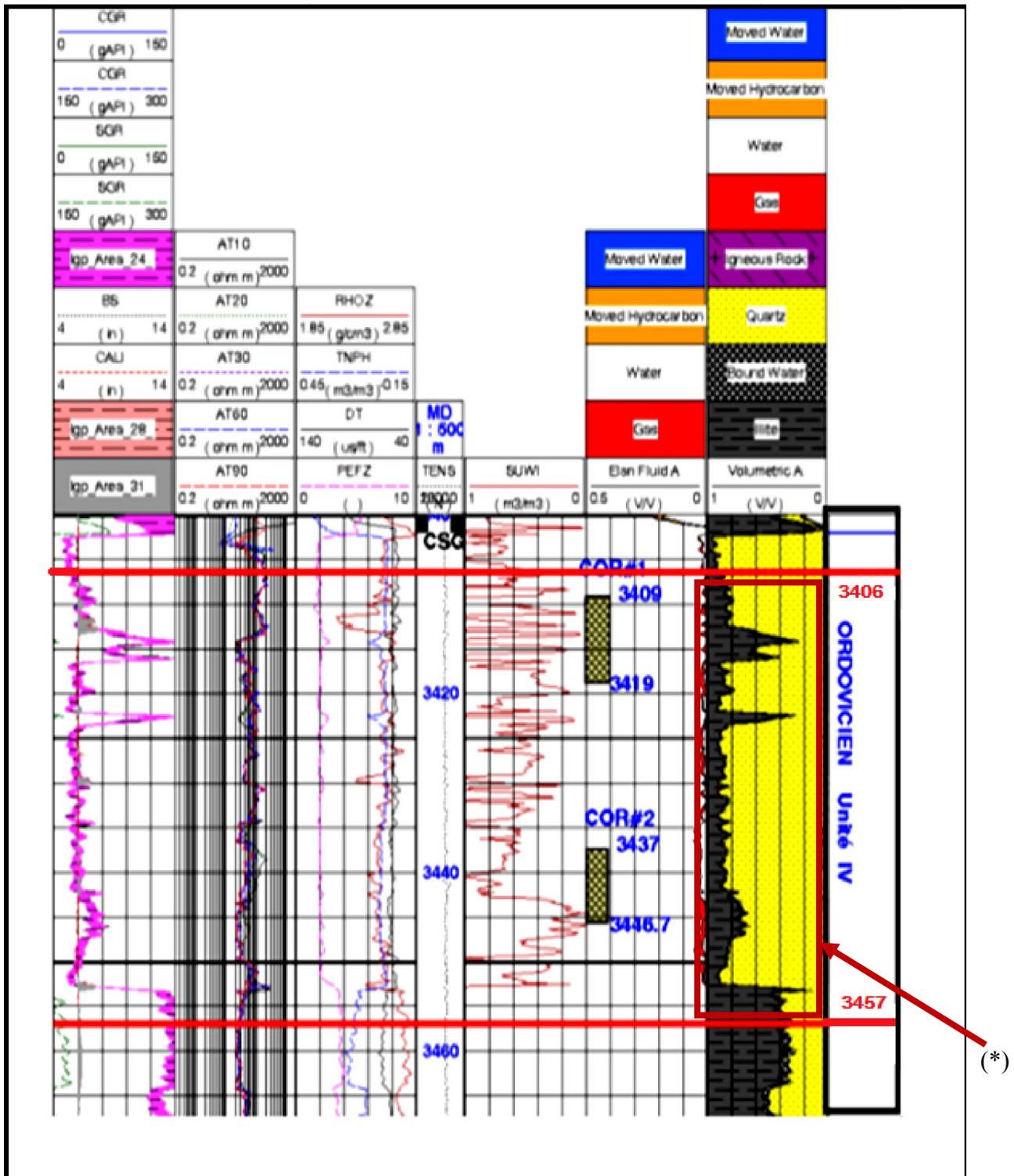


Figure II.7 : Elan du Puits ESN-1 (Ordovicien, Unité IV) (Sonatrach, 2015)

(*) : Cette partie est insérée dans la figure II.10, page 107.

Partie B : Cas Pratiques

Chapitre II : Expérimentation sur le Puits ESN-1

ii. Etude sur Carotte : Trois carottes ont été prélevées dans le réservoir ordovicien du puits ESN-1. Le tableau II.3 présente les résultats obtenus des prélèvements réalisés sur les carottes N°1 (3409m - 3418,45m) et N°2 (3437m - 3446,60m) voir annexe (2-A) :

Carotte N°	Echantillon N°	Profondeur (m)	Perméabilité (mD)	Porosité (%)	Saturation (%)	Densité (g/cc)
01	2	3410,55	0,033	3,01	14,43	2,65
	3	3411,54	0,044	5,28	8,23	2,66
	4	3412,48	0,051	6,36	10,23	2,66
	5	3413,26	0,031	4,88	8,90	2,66
	6	3414,52	0,026	5,10	2,13	2,67
	7	3415,34	0,022	4,45	4,89	2,66
02	1	3437,48	0,037	6,56	3,32	2,67
	2	3438,45	0,031	6,71	9,74	2,66
	3	3441,82	0,042	7,10	6,16	2,66
	5	3443,26	0,024	4,26	15,33	2,66
	6	3444,85	0,040	3,96	10,97	2,67
	8	3446,15	0,044	2,43	17,93	2,66

Tableau II.3 : Résultats des Prélèvements Réalisés sur les Carottes du Puits ESN-1

L'analyse des échantillons de carottes montre des perméabilités inférieures à 0.051 mD et des porosités qui ne dépassent pas 7.1 % ce qui confirme le caractère compact démontré déjà par l'interprétation des diagraphies. La saturation en eau est inférieure à 18 % ce qui donne une très bonne potentialité en hydrocarbures.

iii. Résultats de l'analyse des diagraphies et des carottes : Les diagraphies ont révélé des caractéristiques pétro-physiques médiocres au niveau du réservoir Ordovicien Unité IV du puits ESN-1. Les résultats sont confirmés par l'analyse sur carottes indiquant :

- Des porosités inférieures à 7 % ;
- Des perméabilités inférieures à 0.51 mD ;
- Des fissures inexistantes ;
- Très faibles valeurs de densité indiquant la présence de gaz ;
- Superposition des courbes de micro et macro résistivité indiquant l'absence du phénomène d'invasion confirmant ainsi le caractère compact du réservoir.

L'unité IV Ordovicienne du puits ESN-1 constitue un réservoir compact.

Partie B : Cas Pratiques

Chapitre II : Expérimentation sur le Puits ESN-1

iv. Les Essais de Puits en Cours du Forage (DST) : Le test de formation réalisé au droit du réservoir Ordovicien Unité IV est techniquement réussi et a donné un cheminement de gaz à travers le tampon d'eau (Izouaouen H., 2015) (Tableau II.4).

Résultats du DST 15-23/01/2015	
Type de test	Barefoot
Duse (in)	16/64
Formation testée	Ordovicien, Unité IV
Intervalle testé (m)	3394-3723
Résultats	Cheminement de gaz à travers un tampon d'eau

Tableau II.4 : Résultat du DST du Puits ESN-1

d. Conclusion

- L'évaluation des caractéristiques pétro-physiques de l'Ordovicien Unité IV effectuée par l'analyse des diagraphies et des carottes permet de dire que cette formation est un réservoir compact caractérisé par une épaisseur de 137m avec présence d'hydrocarbures.
- Le test de formation (DST) a donné un cheminement de gaz à travers le tampon d'eau confirmant ainsi la présence d'hydrocarbures dans ce réservoir.
- La cimentation du puits ESN-1 au niveau du réservoir Ordovicien Unité IV est de bonne qualité.
- L'absence, d'après les diagraphies enregistrées d'un contact eau / gaz.
- L'architecture du puits qui permet de réaliser une opération de stimulation en faisant attention à la position du sabot 7".

Ces résultats permettent de déduire que le puits ESN-1 peut être stimulé par une opération de fracturation hydraulique au niveau du réservoir Ordovicien Unité IV.

Partie B : Cas Pratiques

Chapitre II : Expérimentation sur le Puits ESN-1

II.2.2. Etude Géo-mécanique

a. Orientation des Contraintes Horizontales

L'enregistrement de l'imagerie dans ce puits a été réalisé grâce à la descente de l'outil OBMI-OBI dans le puits.

L'interprétation des données d'imagerie (Figure II.8) permet de déduire les conclusions suivantes :

- Les fractures naturelles sont rares et dominées par les fractures induites. Ces dernières indiquent qu'elles sont perpendiculaires à la contrainte horizontale minimale (σ_h) de direction (NE-SW) (Figure II.9).
- L'ovalisation (break-out) du puits nous indique l'orientation de la contrainte horizontale maximale (σ_H) de direction (NW-SE) (Figure II.9).

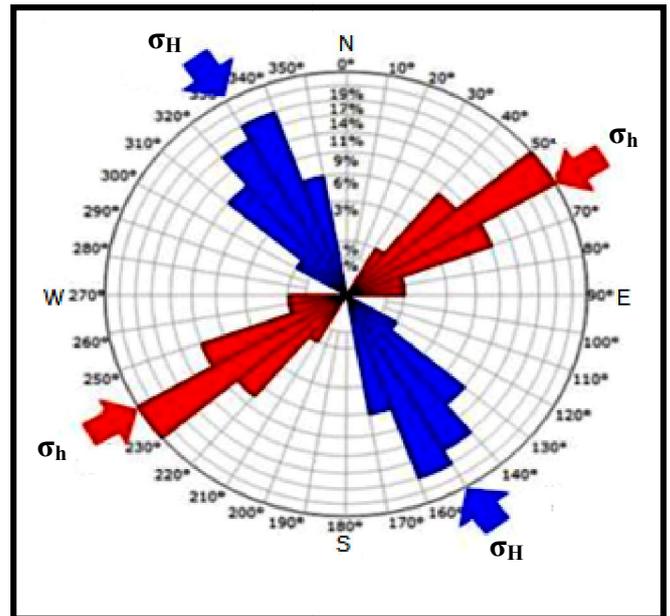
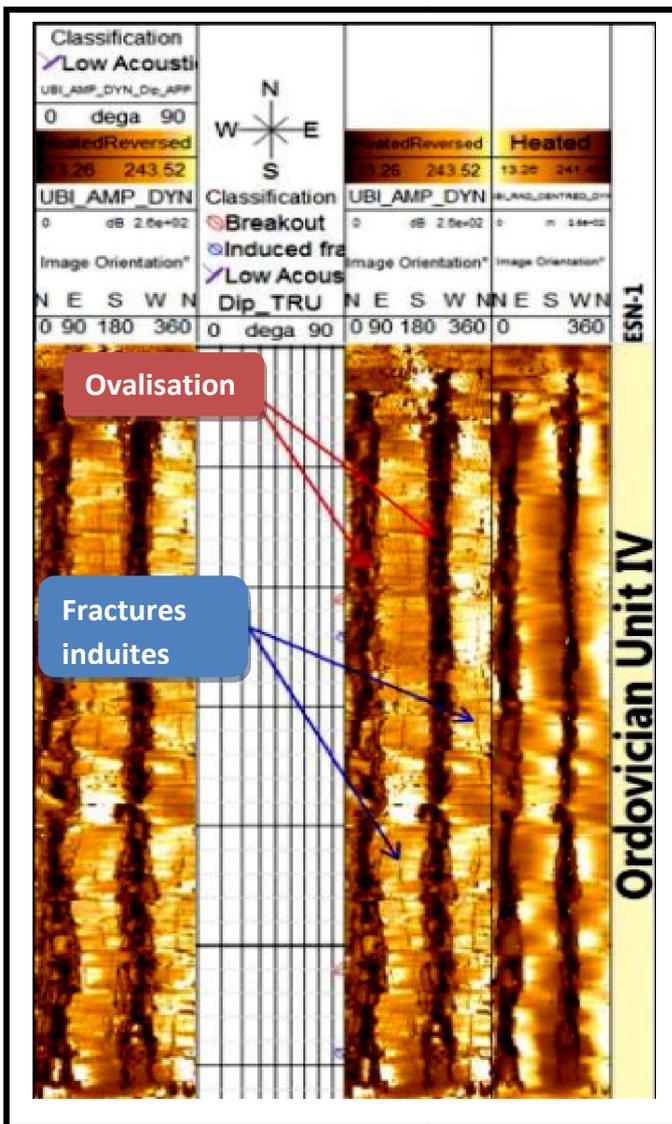


Figure II.9 : Rosasse Directionnelle des Contraintes Horizontales (Schlumberger, 2015)

Figure II.8 : Indication des Break-out et des Fracturations Induites par Imagerie du Puits ESN-1 (Schlumberger, 2015)

Partie B : Cas Pratiques

Chapitre II : Expérimentation sur le Puits ESN-1

b. Etude Géo-mécanique à Partir des Diagraphies

Comme pour le puits ELAS-1, les paramètres élastiques du réservoir sont calculés en utilisant les mêmes formules.

c. Réalisation d'un Profil de Stress

La conversion du module de Young du régime dynamique au régime statique est réalisée suivant la formule suivante : $E_{Stat} = a \cdot E_{Dyn} + b$ qui est donnée par Sonatrach vu l'absence des données de laboratoire.

Une partie des résultats est présentée dans le tableau (II.5), un résumé du model complet ainsi que la méthodologie du calcul est représenté en annexe (2-B).

Profondeur (m)	Poisson (MPsi)	Young Dynamique (MPsi)	Young Statique (Mpsi)	σ_h (Psi)
3400	0,25672	4,79	1,85	7337,54695
3403	0,12860	18,0	6,95	6477,48835
3405	0,09448	20,7	7,97	6224,84689
3407	0,10790	19,9	7,66	6336,93439
3408	0,11764	20,6	7,94	6460,21658
3410	0,18855	16,6	6,38	7083,83902
3412	0,12229	16,6	6,40	6390,4965
3415	0,21427	14,0	5,41	7296,95532
3416	0,14790	17,8	6,85	6702,2595
3418	0,10741	17,2	6,64	6279,31627
3420	0,11588	18,1	6,96	6393,72075
3422	0,13275	18,3	7,06	6578,69811
3425	0,19170	16,2	6,24	7155,24703
3426	0,14604	19,5	7,52	6770,12252
3428	0,14176	17,3	6,65	6653,71359
3430	0,11002	19,2	7,41	6395,35353
3432	0,12761	19,3	7,45	6584,57191
3434	0,11066	19,6	7,56	6422,7465
3436	0,14269	15,5	5,97	6624,63135
3439	0,12146	16,6	6,38	6447,99706
3441	0,17546	16,5	6,37	7030,74531
3442	0,12181	17,0	6,55	6473,55226
3444	0,09977	15,4	5,93	6211,88891
3448	0,15203	16,3	6,27	6781,14088
3450	0,30852	10,9	4,18	8554,02807

Tableau II.5 : Quelques Valeurs des Paramètres Elastique du Réservoir Unité IV du Puits ESN-1

Partie B : Cas Pratiques

Chapitre II : Expérimentation sur le Puits ESN-1

A partir de ces résultats un profil de stress a été établi à l'aide du tableur Excel reliant tous les paramètres élastiques (Figure II.10).

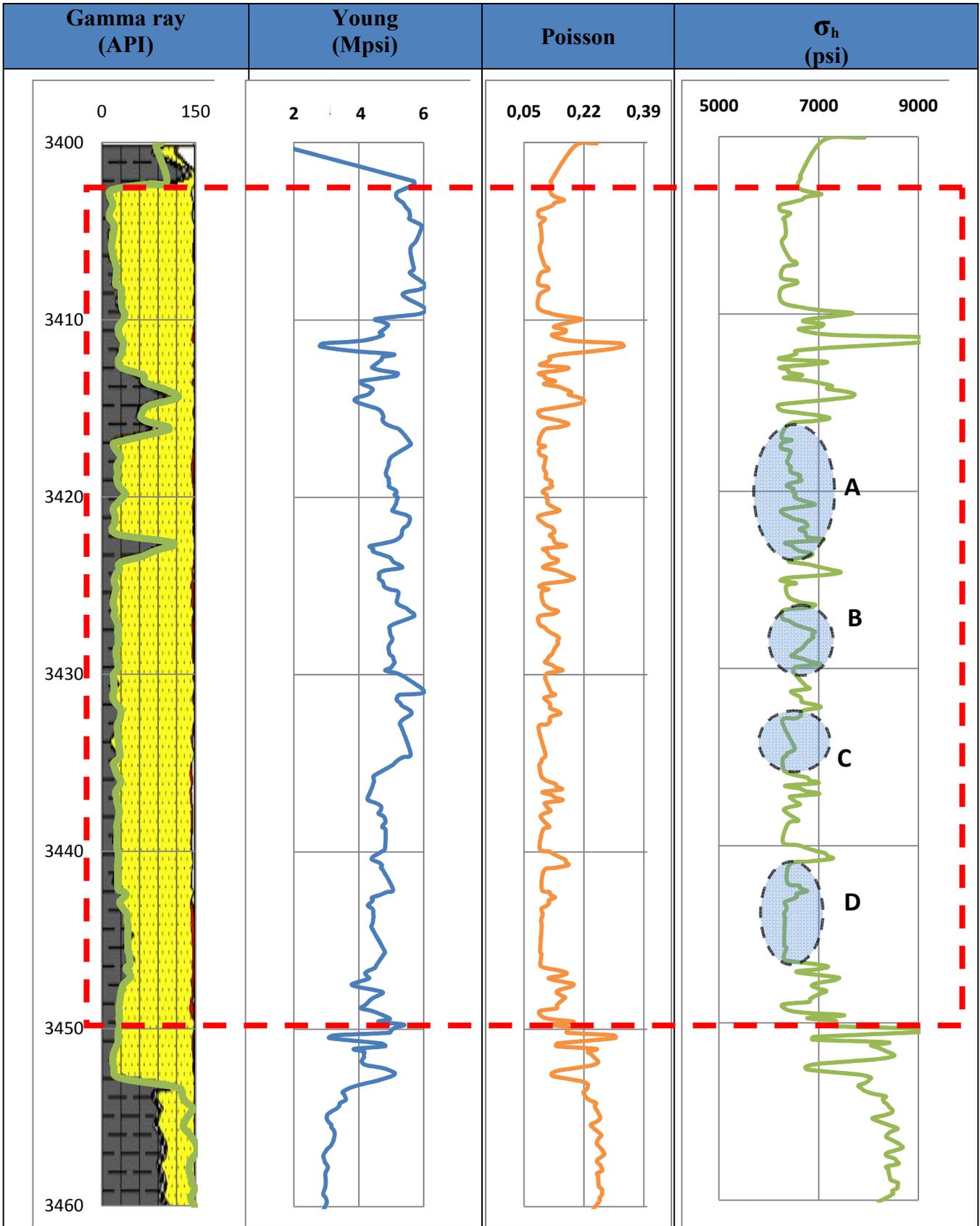


Figure II.10 : Profil de Stress du Réservoir Ordovicien Unité IV du Puits ESN-1

Partie B : Cas Pratiques

Chapitre II : Expérimentation sur le Puits ESN-1

i. Interprétation des résultats obtenus par le profil de stress

- Le module de Young varie en moyenne entre **4 et 6 Mpsi**.
- Le coefficient de Poisson varie entre **0,08 et 0,34**.
- Le profil de stress oscille entre **6200 et 8600 psi**.
- L'allure de la courbe de la contrainte horizontale minimale suit l'allure de la courbe de Poisson et suit inversement celle de Young, cela montre l'influence des deux paramètres sur la distribution du stress.
- La courbe de la contrainte horizontale minimale montre deux intervalles à minimum stress en face du réservoir incluses dans l'intervalle (**3400m – 3450m**) :
 - (**3404m - 3410m**) montre une zone de faiblesse relative confinée entre deux barrières, mais cette zone n'est pas favorable à une fracturation au vu de la proximité du sabot 7", vers **3394m**.
 - (**3416m - 3446m**) montre une autre zone de faiblesse, confinée entre deux barrières, les zones favorables à l'initiation de la fracture sont présentées dans le tableau II.6 :

Intervalle	Profondeur (m)	Stress (psi)	GR (API)	Intérêt pétrolier	Remarque
A	[3415-3424]	6500	Argileux	Très variable	Défavorable
B	[3424-3429]	6850	Propre	Bon	Favorable
C	[3432-3436]	6700	Propre	Variable	Favorable
D	[3443-3446]	6600	Argileux	Bon	Défavorable

Tableau II.6 : Interprétation des Résultats Obtenus à Partir du Profil de Stress

Les intervalles (A et D) constituent une zone défavorable à fracturer à cause de la présence d'argiles malgré le potentiel pétrolier.

Les intervalles (B et C) sont favorables à une fracturation grâce au potentiel pétrolier considérable et l'absence d'argile ainsi que le stress qui avoisine les **6750 psi**.

A la fin de l'étude on a décidé de réaliser la fracturation au niveau de la zone (B).

Partie B : Cas Pratiques

Chapitre II : Expérimentation sur le Puits ESN-1

j. Etude Géo-mécanique Effectuée par la Société de Service Schlumberger

En se basant sur les données du sonique et de densité, la société de service Schlumberger a réalisé, à l'aide du logiciel Fracad, un profil de stress illustrée dans la figure (II.11) ci-dessous.

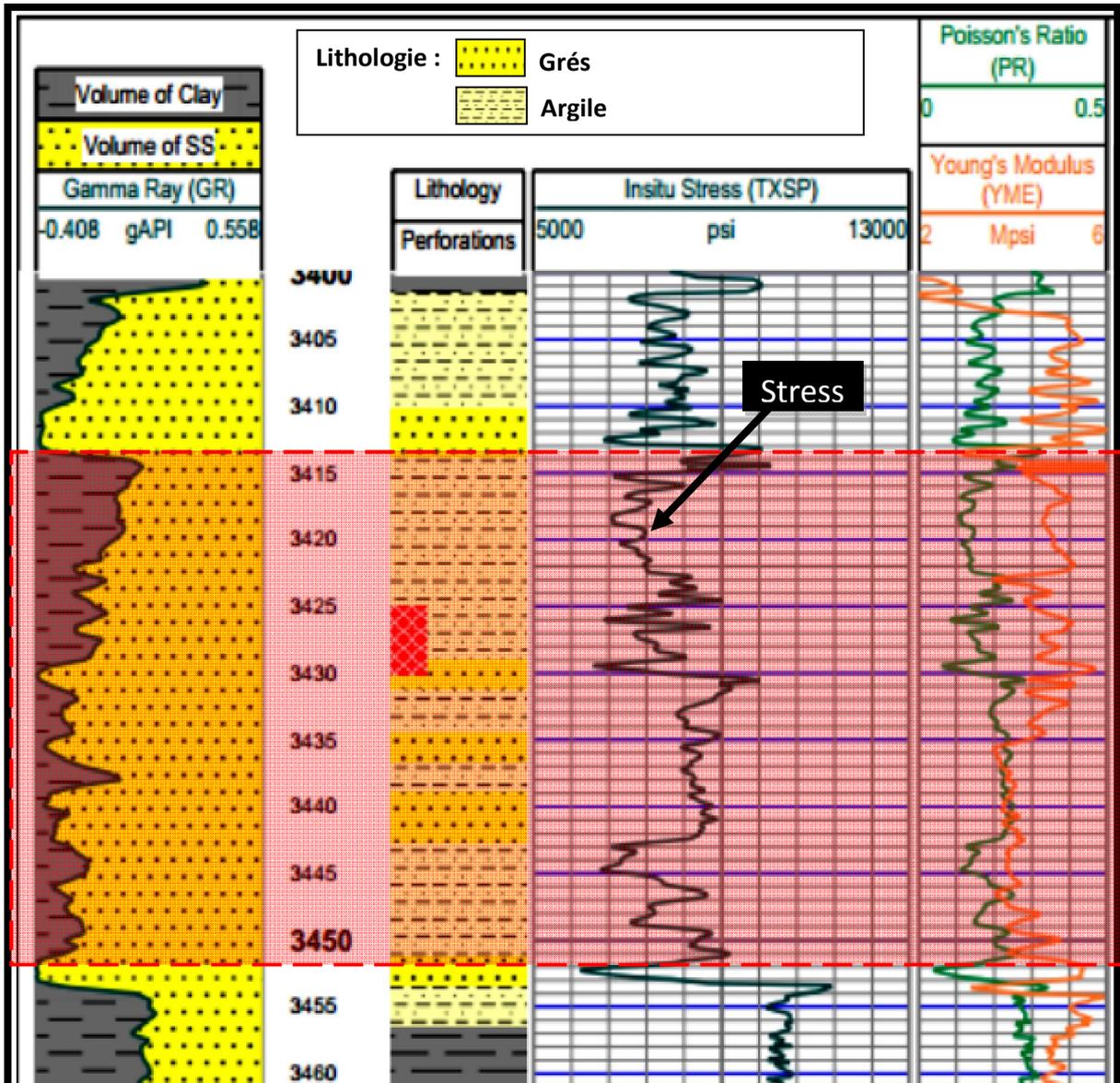


Figure II.11 : Propriété Élastiques et Profil de Stress du Réservoir Ordovicien Unité IV du Puits ESN-1 (Schlumberger, 2015)

i. Interprétation des résultats obtenus par la société de service

- Le module de Young varie de 2 à 6 MPsi.
- Le coefficient de Poisson varie entre 0,05 et 0,35.
- Le profil de stress oscille entre 5900 et 11 400 psi.

Partie B : Cas Pratiques

Chapitre II : Expérimentation sur le Puits ESN-1

- L'allure de la courbe de la contrainte horizontale minimale suit celle de Poisson et inversement à celle du module de Young.
- L'intervalle choisi pour initier la fracturation hydraulique est **(3425m - 3430m)**.

k. Comparaison des résultats

- L'allure des courbes (Module de Young, Coefficient de Poisson et du minimum stress) est analogue pour les deux approches sauf pour le pique obtenu par Schlumberger à la profondeur **3430m** qui est insignifiant selon notre modèle.
- Les valeurs du module de Young oscillent dans la même fourchette pour les deux modèles **(5 Mpsi – 6 Mpsi)**.
- Les valeurs de coefficient de Poisson sont presque identiques dans les deux approches.
- Les valeurs du minimum stress selon notre modèle oscillent entre **6200 psi** et **8600 psi** alors que celles de Schlumberger oscillent entre **5900 psi** et **11400 psi**, cela montre que le stress selon le modèle de Schlumberger est plus grand.
- Les valeurs du module de Young, Poisson et du minimum stress sont très proches, la petite différence est due aux modèles mathématiques et à la formule de conversion du régime statique au régime dynamique.
- Selon notre modèle, on a choisi la zone **(3424m – 3429m)**, d'autre part Schlumberger a choisi la zone **(3425m – 3430m)**, on voit donc que les deux décisions ont visé le même intervalle à fracturer.

Partie B : Cas Pratiques

Chapitre II : Expérimentation sur le Puits ESN-1

II.2.3. FRAC JOB

a. Breakdown Test

Le déroulement du test se fait de la même façon que le puits précédent, en injectant de l'eau traitée avec une pression à partir de la surface jusqu'à la rupture de la roche.

Le Breakdown (création de la fracture) au fond du puits a été enregistré dès le pompage d'un débit de **5 bpm** sous une pression de fond qui avoisine **6995 psi**. Deux pics, limitant l'intervalle **B** (voir figure II.10, p ?), apparaissent traduisant deux cassures. Cette opération a été suivie par le pompage d'un bouchon d'acide chlorhydrique de **93.6 bbbls (HCL à 15%)**, avec un débit de **7.9 bpm** (Figure II.12). Ce dernier a pour but de nettoyer les perforations et diminuer les pertes de charge et la pression, exercée au fond du puits pour préserver les équipements de complétion de fond. Finalement, l'opération s'achève par l'injection de **190.5 bbbls** d'eau traitée avec un débit moyen de **15.7 bpm** durant le step up et step down test.

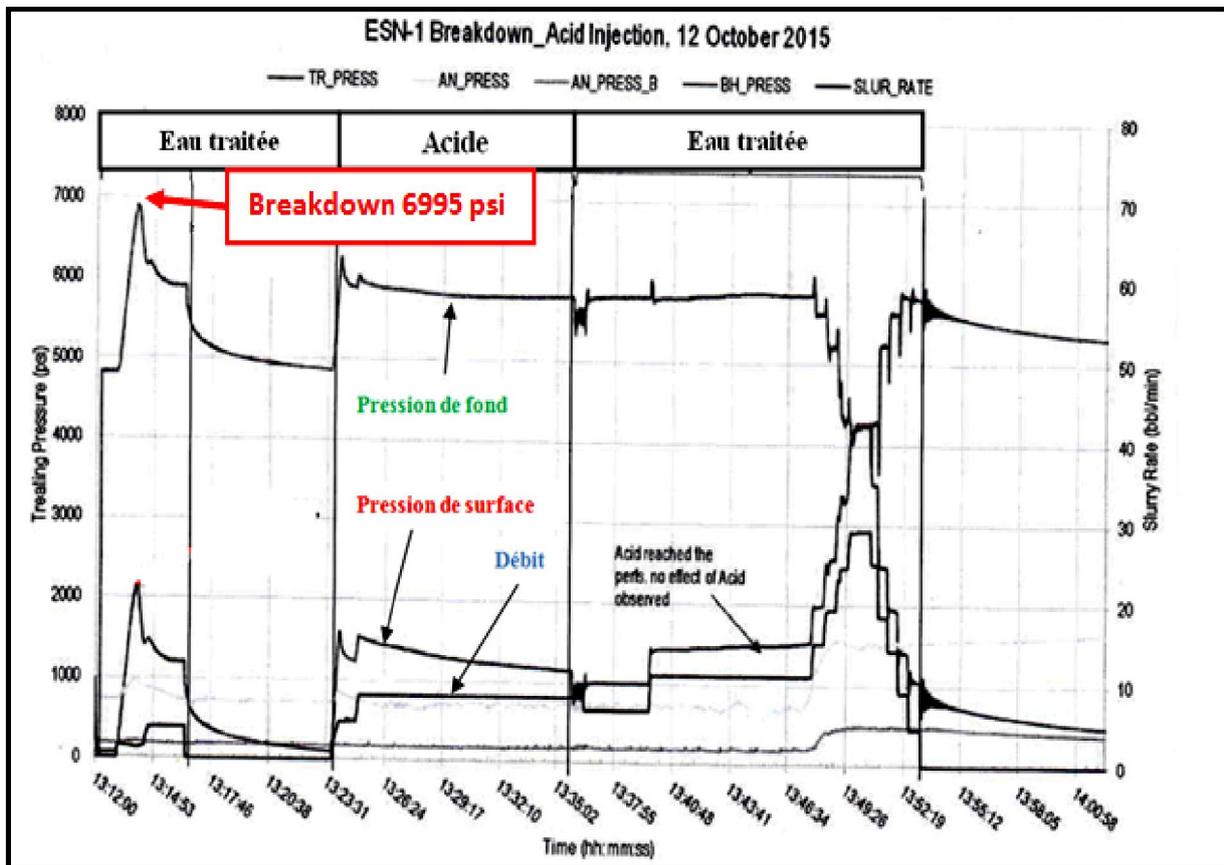


Figure II.12: Breakdown Test du puits ESN-1 (Sonatrach, 2015)

La lecture des courbes de la figure (II.12) donne les résultats suivants :

- Pression maximale de service : **2100 psi** ;
- Pression moyenne au fond du puits : **1600 psi** ;
- Pression maximale au fond du puits : **6995 psi** ;
- Volume total d'eau pompé : **200,3 bbbls** ;
- Débit maximal d'injection : **15.7 bpm**.

Partie B : Cas Pratiques

Chapitre II : Expérimentation sur le Puits ESN-1

b. Data Frac

Durant cette phase (Figure II.13), une solution gélifiée constituée de **56.3 bbls** de gel **WF 140**, et d'un volume de **428.6 bbls** de gel **YF 140 HTD** soit un volume total de **484.9 bbls**, a été pompé dans le puits avec un débit de **30 bpm**, dans le but de calibrer les résultats des valeurs des propriétés mécaniques de la roche obtenus par les logiciels. Un **ISIP** de fond est enregistré à **18 min** environ avec une pression de **6404 psi** correspondant à la réouverture de la fracture avec un gradient de fracturation de **0.52 psi/ft**, la pression de fond marque une chute à environ la **19^{ème} min**, probablement du à l'interception d'une fracture préexistante qui absorbe le fluide. Ceci nous permet d'obtenir des données supplémentaires qui serviront à calibrer le Design de Frac préétablis en termes de pression, volumes à pomper et du le choix du proppant à utiliser.

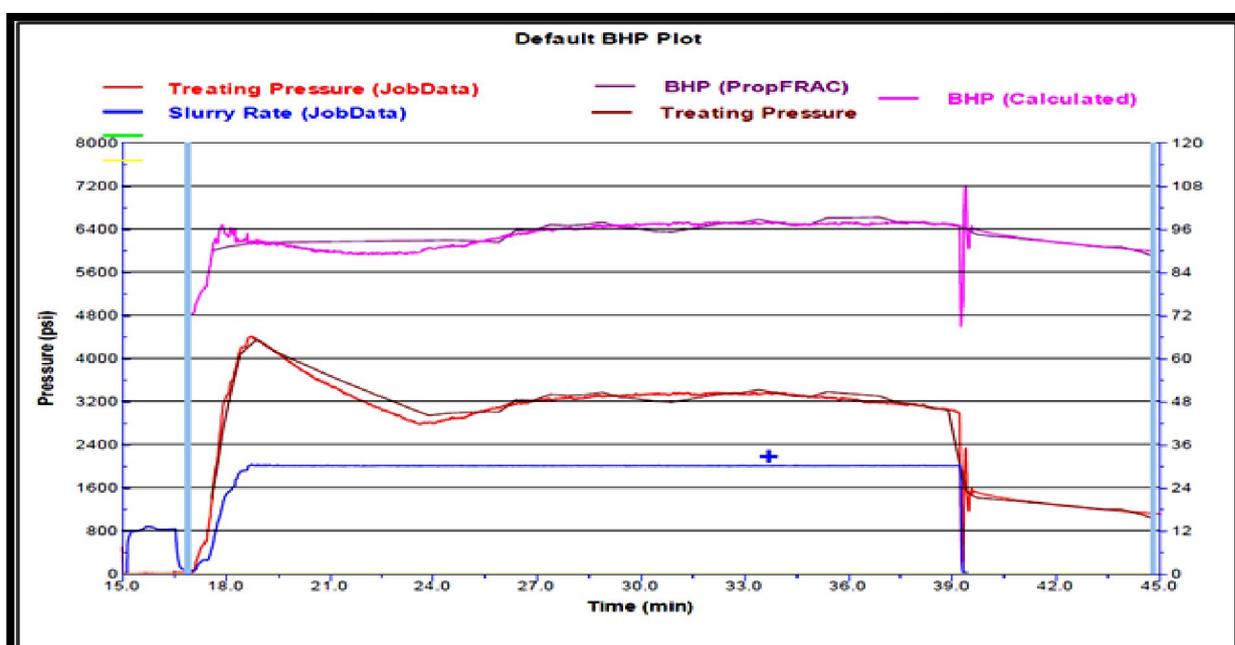


Figure II.13 : Data Frac du Puits ESN-1 (Schlumberger, 2015)

L'analyse de la courbe de déclin de pression après le Data Frac nous a permis d'obtenir les résultats présentés dans le tableau II.7 :

Type de gel	WF 140	56.3 bbls
	YF 140	428.6 bbls
Volume total pompé (bbls)	484.9 bbls	
Débit maximale de pompage (bpm)	30 bpm	
Débit moyen de pompage (bpm)	18 bpm	
Efficacité de fluide (%)	16.8	
Gradient de fracturation (psi/ft)	0.52	
Pression nette (psi)	554	
Pression maximale de service (psi)	7200	
Pression moyenne de service (psi)	6000	

Tableau II.7 : Résultats de Data Frac

Partie B : Cas Pratiques

Chapitre II : Expérimentation sur le Puits ESN-1

c. Thermométrie

Après le Data Frac, un log de température a été réalisé pour le puits dans le but de localiser les zones qui ont absorbé les fluides injectés.

Cette opération nous a renseigné sur la hauteur de la propagation de la fracture, illustrée dans le schéma ci-dessous (Figure II.14).

Le graphe montre que le fluide s'est propagé dans l'intervalle (3418m – 3452m), un réchauffement a été observé dans l'intervalle (3400m – 3418m).

L'allure du graphe a montré que la fracture a propagée dans l'intervalle traitée sans dépasser les barrières de confinement.

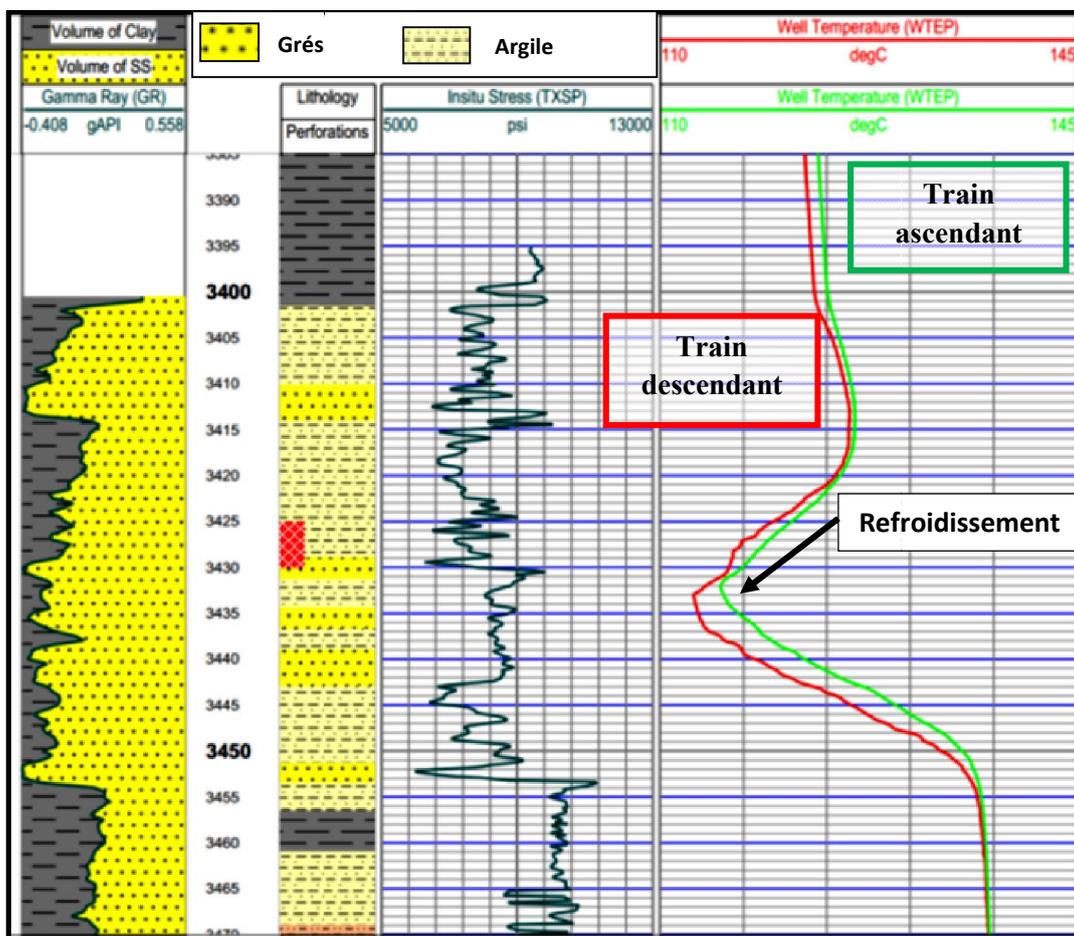


Figure II.14 : Log de Température du Puits ESN-1 (Schlumberger, 2015)

Partie B : Cas Pratiques

Chapitre II : Expérimentation sur le Puits ESN-1

d. Main Frac

Le déroulement du traitement principal va suivre les mêmes étapes que pour le puits précédent.

Le traitement principal (Figure II.15) a débuté par le pompage de **43.4 bbls** de gel **WF140** avec un débit de **35 bpm**, suivi par le pompage de **872.5 bbls** de gel **YF140HTD** accompagné de **103 960 lbs** de trois types de proppants différents soit **43 Tonnes (1428 lbs de S100, 769 49 lbs de 30/50 HSP, et 255 83 lbs de 20/40 HSP)**. Un total de **100 117 lbs** a été placé dans la formation soit **96.30 %** de la quantité totale de proppant pompé.

La pression maximale en surface de traitement enregistrée lors du pompage du proppant est de **5800 psi** correspondant à une valeur de **7000 psi** au fond ; à l'arrêt de pompage un **ISIP** de **2400 psi** a été enregistré.

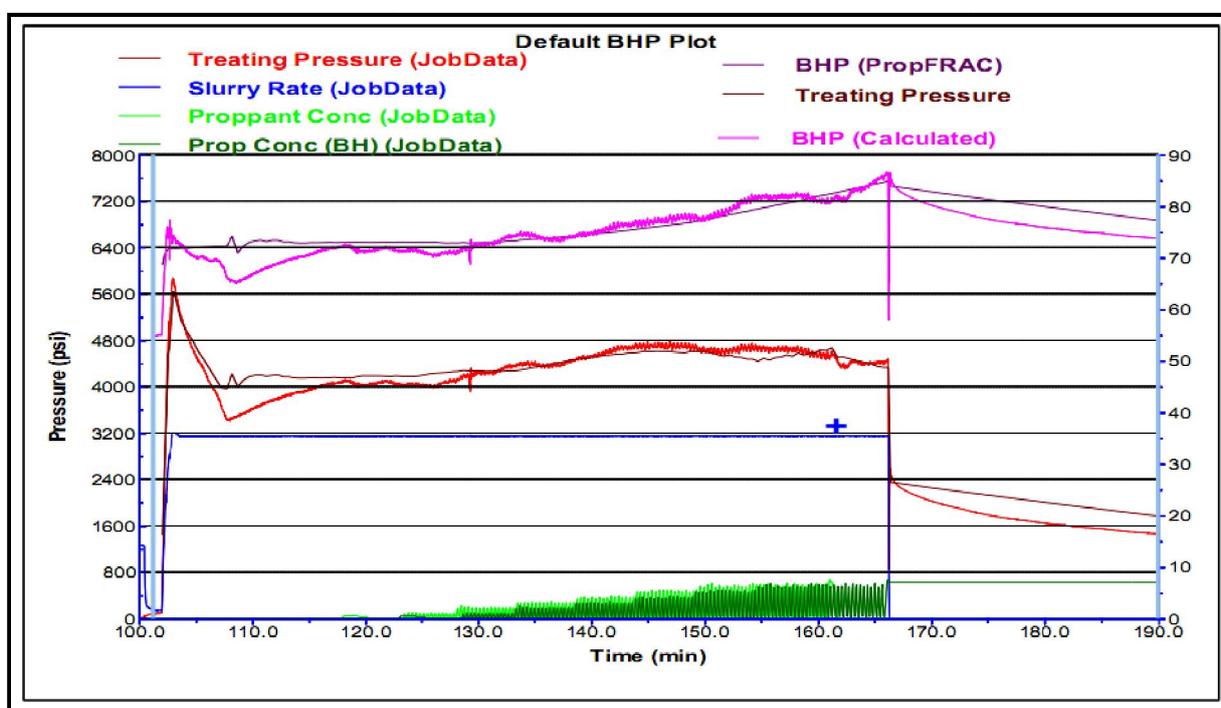


Figure II.15 : Main Frac du Puits ESN-1 (Schlumberger, 2015)

L'analyse de la figure (II.15) a montré les résultats suivants :

- Pression maximale de service : **5800 psi** ;
- Pression moyenne de service : **4400 psi** ;
- Pression maximale au fond du puits : **7600 psi** ;
- Volume total de gel pompé : **43.4 bbls** de **WF140** plus **872.5 bbls** de **YF140HTD** ;
- Quantité de proppant pompé : **43 Tonnes (1428 lbs de S100, 76949 lbs de 20/40 HSP, et 25583 lbs de 20/40 HSP)** ;
- Débit maximal d'injection : **35 bpm** ;
- Débit moyen d'injection : **25 bpm**.

Partie B : Cas Pratiques

Chapitre II : Expérimentation sur le Puits ESN-1

II.2.4. Situation Post Frac

a. Géométrie de la Fracture

La figure (II.16) montre la géométrie de la fracture engendrée et ses dimensions avec le logiciel FRACAD de Schlumberger en utilisant les différents paramètres obtenus par les tests de Breakdown et Data Frac.

La zone visée est d'un stress de **6000 Psi** limitées par deux barrières de **6800 Psi**, cela confirme nos calculs qui ont donné des valeurs similaires.

La fracture d'une forme lenticulaire a propagée dans l'intervalle (**3410m – 3452m**) soit une hauteur de **42m** avec une ouverture d'environ **4.6 mm**, la demi-longueur atteint **67m** permettant de donner une pression nette de **1582 psi**.

La répartition de proppant montre une concentration intense à partir des parois du puits jusqu'à **50m**, où ça commence à diminuer pour qu'elle s'annule à la distance **67m**, là où on marque la limite de la fracture engendrée dans le réservoir.

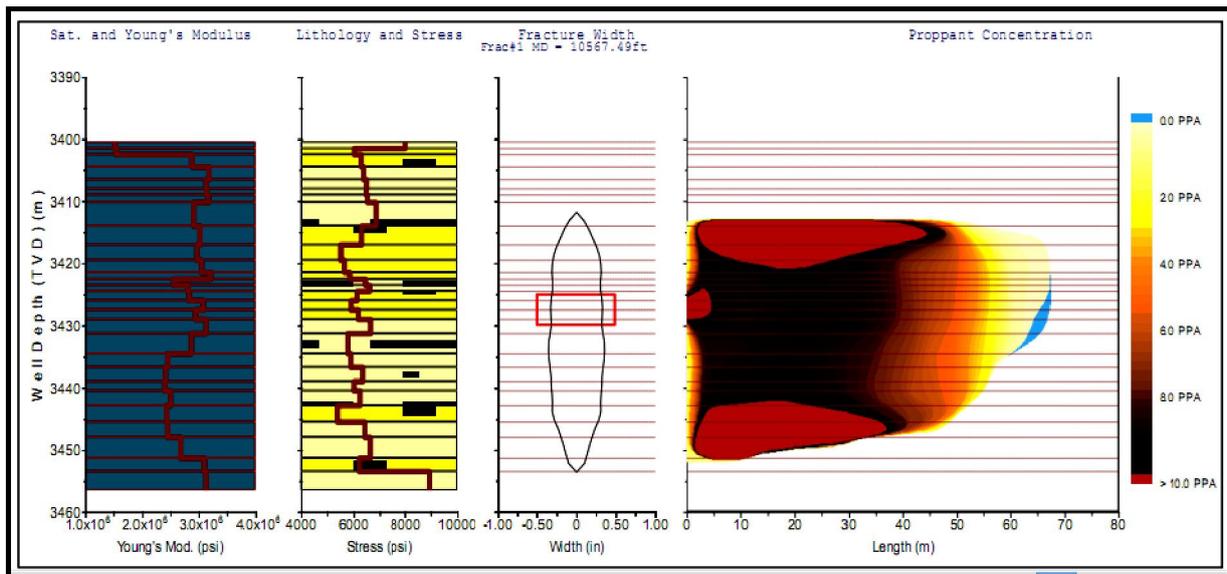


Figure II.16 : Géométrie de la Fracture (Schlumberger, 2015)

Les dimensions de la fracture sont représentées dans le tableau II.8 :

Dimensions de la fracture	
Demi-longueur (m)	66.9
Hauteur (m)	41.8
Largeur (mm)	4.67
Pression nette (psi)	1582

Tableau II.8 : Dimensions de la Fracture

Partie B : Cas Pratiques

Chapitre II : Expérimentation sur le Puits ESN-1

b. Résultats Post Frac

Nous constatons que l'opération de fracturation hydraulique du réservoir Ordovicien a permis de faire produire le puits avec un débit de gaz considérable (808 m³/h) sur la Duse 24/64 avec une pression en tête de 243.77 psi (Tableau II.9).

	Avant Frac	Post Frac
Duse	(24/64^{''})	
Débit sur duse (m³/h)		808
Pression en tête du puits (psi)	Cheminement de gaz	243.77
Duse	(20/64^{''})	
Débit sur duse (m³/h)		279.88
Pression en tête du puits (psi)	Cheminement de gaz	215.67

Tableau II.9 : Résultats des Débits Pré et Post Frac du Puits ESN-1 (Schlumberger, 2010)

L'objectif de la fracturation du réservoir Ordovicien Unité IV a été atteint en faisant produire celui-ci avec des débits considérables en surface. Sachant que le test de formation durant le forage n'a pas donné une production quantifiable en surface, mais juste des cheminements de gaz.

I.3. INTERACTION AVEC LE SYSTEME AQUIFERE DU SAHARA SEPTENTRIONAL

Le système aquifère du Sahara septentrional (SASS) est traversé par le forage ESN-1 sur une épaisseur d'environ 450m (voir Figure I.8 de la partie descriptive). Il est isolé par une barrière d'étanchéité (tubages et cimentation des phases 18^{5/8}, 13^{3/8}, 9^{5/8} et 4^{1/2}). Les fluides de fracturations sont injectés par un tubing en acier et sont maintenus par les packers au niveau de l'Ordovicien Unité IV (voir fiche de complétion). La fracture engendrée ne dépasse pas 42m de hauteur et s'éloigne du SASS d'environ 2200m (Figure II.17).

Partie B : Cas Pratiques

Chapitre II : Expérimentation sur le Puits ESN-1

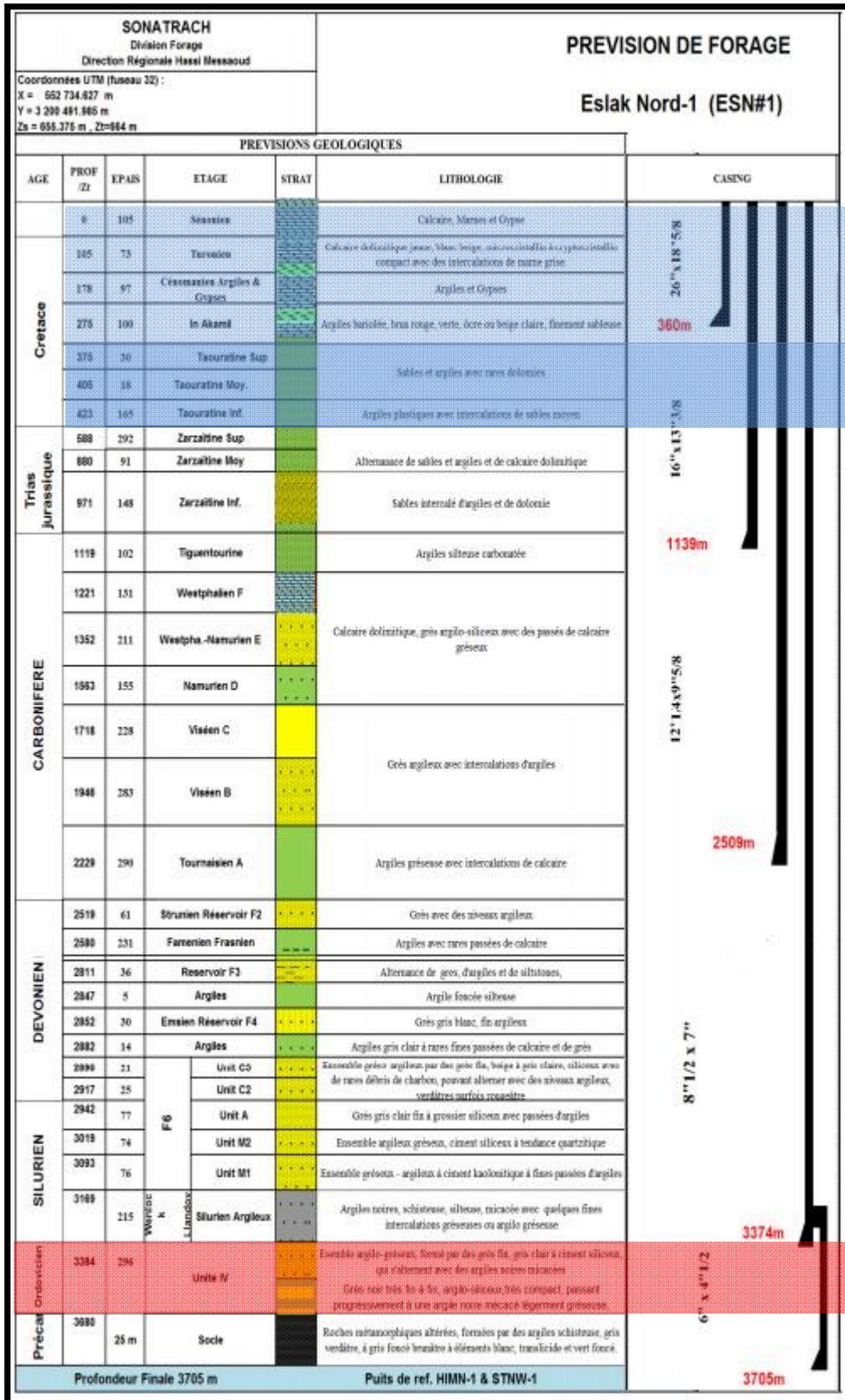


Figure II.17 : Corrélation Forage-Formations Traversées (Sonatrach, 2014)

Partie B : Cas Pratiques

Chapitre II : Expérimentation sur le Puits ESN-1

I.4. CONCLUSION

L'étude de faisabilité du puits ESN-1 a montré qu'une opération de fracturation hydraulique est possible au niveau de réservoir Ordovicien Unité IV. Ce résultat nous a permis d'entamer une étude géo-mécanique et d'établir un profil de stress pour choisir la meilleur zone susceptible de donner des débit considérables après la fracturation, l'étude a révéler plusieurs zone de faiblesse dont on a choisi la zone (3424m - 3429m).

L'opération de fracturation hydraulique effectuée par la société de service Schlumberger a généré une fracture sans mettre en contact le réservoir avec les nappes du système aquifère du Sahara septentrional et les fluides de fracturation ont été injectés dans la formation sans échapper de niveau réservoir grâce à la bonne cimentation du puits.

La fracture engendrée a réalisé une récupération très satisfaisant du gaz en allant du quelques cheminement à un débit de 243.77 m³/h.

CONCLUSION GENERALE
ET
RECOMMANDATIONS

Les réservoirs compacts, ou tight reservoirs, de l'Ordovicien du bassin d'Illizi, présentent des caractéristiques pétro-physiques très souvent médiocres, mais en contre partie, ils renferment de grandes réserves en hydrocarbure. Ce potentiel semble être une alternative aux ressources conventionnelles qui ne cessent de diminuer.

Ces réservoirs sont déclarés non conventionnels, en raison notamment de l'opération de fracturation hydraulique qu'ils doivent subir pour devenir productivement rentables. Cette stimulation a permis une augmentation considérable dans le drainage des fluides.

L'étude géo-mécanique est une étape primordiale qui se place en amont de l'opération de fracturation hydraulique. C'est grâce aux propriétés mécaniques (module de Young et coefficient de Poisson) du réservoir, qu'un document très important a été établi, il s'agit bien sûr du profil de stress. L'analyse de ce dernier a fortement facilité l'exécution de l'opération de fracturation hydraulique ; en général les résultats sont satisfaisants et sont les suivants :

✚ **Le puits ELAS-1** du périmètre de Hamra, appartenant au bassin d'Illizi, a fait l'objet d'une étude géo-mécanique se soldant par les résultats suivants:

- Un module de Young variant entre 7 Mpsi et 14 Mpsi,
- Un coefficient de poisson d'une valeur moyenne de 0,2 ;

Un profil de stress a été élaboré. Ce dernier a montré trois zones de faiblesse voire :

- La zone (A) (3671m – 3680m),
- La zone (B) (3707m – 3710m),
- La zone (C) (3715m – 3726m).

Ainsi une zone propice a été dégagée, 3715m - 3726m, présentant :

- Un stress inférieur à 8600 psi,
- Une formation de quartzites propres,
- Un bon potentiel pétrolier ;

L'étude de faisabilité a montré :

- Un caractère compact du réservoir,
- Un intérêt pétrolier prometteur,
- Une bonne cimentation
- Une architecture du puits adéquate ;

A cet effet, le puits ne présentant aucun obstacle, l'opération de fracturation hydraulique s'est alors réalisée et a donné :

- Une fracture de 90m de longueur, 57m de hauteur et 1cm d'épaisseur,
- Avec en prime l'augmentation de onze fois le débit de gaz et neuf fois celui de l'huile.

✚ L'évaluation des caractéristiques pétro-physiques de l'Ordovicien Unité IV, traversé par *le puits ESN-1*, effectuée par l'analyse des diagraphies et des carottes a permis d'identifier un réservoir compact d'une épaisseur de 137m avec la présence d'hydrocarbures confirmée par les tests en cours de forage. La réussite totale de l'étude de faisabilité, voire :

- La bonne cimentation,
- L'éloignement du sabot 7", situé à la côte 3394m,
- L'absence d'un plan eau/gaz,

nous a permis de prendre la décision d'entamer une étude géo-mécanique. Celle-ci s'est soldée par l'établissement d'un profil de stress ayant comme valeurs :

- Un module de Young variant entre 2,5Mpsi et 8,5 Mpsi,
- Un coefficient de Poisson variant entre 0,08 et 0,34 ;

et montrant quatre zones de faiblesse :

- La zone (A) (3415m – 3424m),
- La zone (B) (3424m – 3429m),
- La zone (C) (3432m – 3436m),
- La zone (D) (3443m – 3446m).

L'intervalle choisi, 3424m-3429m, est caractérisé par un stress avoisinant 6700 psi. L'opération de fracturation hydraulique, réalisée à cet endroit, a généré:

- une fracture d'une largeur de 0,5cm, une hauteur de 42m et une Longueur de 134m ;
- Augmentation du drainage des fluides en place, voire de quelques cheminements de gaz à un débit de 243.77 m³/h,

Dans les deux cas d'étude, les nappes d'eau du Système Aquifère du Sahara Septentrional, traversées par les 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 des forages, 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.

En surface, le risque est palpable dans la mesure où il peut y avoir une infiltration des fluides, chargés de matières toxiques, à travers soit les terrains perméables, soit entre le tubage et la paroi du puits. Le risque existe toujours notamment dans l'état actuel de la recherche dans le domaine de la fracturation hydraulique.

A la lumière de ces conclusions, des recommandations nécessaires doivent être formulées, voire:

- L'élaboration d'une base de données pour les puits sélectionnés à une opération de fracturation hydraulique à partir des essais aux laboratoires, les données de puits, l'étude des carottes et des lames minces qui facilitera nettement le travail en terme de temps et d'efficacité et assurer une mise à jour continue des données pour les futures opérations.

- Une parfaite connaissance du contexte géodynamique régional et du régime des contraintes tectoniques est aussi très important pour l'élaboration d'un modèle géo-mécanique 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 géo-mécanique et l'élaboration du design frac.
- La construction de plusieurs sections sismiques, traversant les réservoirs à fracturer, permettront de localiser les failles et de préciser les niveaux d'eaux dans chaque région.
- La construction d'un modèle géologique structural comportant une distribution des propriétés géo-mécaniques et des contraintes sur les bassins à intérêt pétrolier dans la plate-forme saharienne sera d'un apport considérable pour les futures études.
- Afin d'éviter un risque de pollution de l'environnement et notamment les aquifères, l'installation d'une station mobile de traitement des fluides de fracturation hydraulique est plus que nécessaire.

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.

Break-Out (Ovalisation) : Structure ovale d'un puits pétrolier causée par la différence entre la contrainte horizontale maximale et la contrainte horizontale minimale.

Caliper (Diamètreur) : Diagraphie consistant à mesurer le diamètre réel du puits et sert à contrôler la stabilité des parois et déterminer le volume du ciment à pomper pendant la cimentation.

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.

Cross-over : Outil qui permet la connexion de deux équipements de différents filetage ou dimensions.

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.

Emulsion Fluid (Fluide émulsifié) : Fluide contenant des éléments chimiques qui ont la capacité de transformer certaines substances (gras, liquide ou solide) en fines gouttelettes en suspension dans un liquide auquel il ne peut pas se mélanger.

Foamed Fluid (Fluide moussé) : Fluide écumé utilisé dans la fracturation hydraulique dans le cas d'un réservoir contaminé par des argiles gonflantes.

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.

Kill string (garniture pour tuer le puits) : Tubing descendu dans le puits et suspendu à la tête d'abandon qui permet de neutraliser le puits en cas de reprise ou d'irruption.

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 dernière.

Multi-Stage (Multi-Zone) : C'est une technologie moderne conçue pour fracturer hydrauliquement la formation aux niveaux sélectionnés l'une après l'autre au fond des puits sans pour autant changer de complétion. Ceci permet d'augmenter l'indice de productivité et maîtriser l'opération de fracturation.

Packer : C'est un élément d'étanchéité qui permet de séparer l'espace annulaire de l'intérieur du tubing, manchon en caoutchouc qui assure l'étanchéité.

Post Frac (Situation après Traitement) : Phase qui suit le Frac Job et sert à évaluer le rendement de l'opération de fracturation par les dimensions de la fracture générée et la comparaison des débits d'huile et de gaz avant et après le traitement.

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.

Psi : Unité anglo-saxonne de pression qui correspond au Pound (Livre) par square Inch (pouce au carrée), égale à $703,07 \text{ Kg/m}^2$.

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.

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.

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

Work-Over : Opération d'intervention lourdes sur un puits qui consiste en sa reprise pour des raisons liés à : descente d'une nouvelle complétion, approfondissement du puits.....

BIBLIOGRAPHIE

Abdelaziz K et Al., Weatherford Oil Tool Middle East Ltd, Dubai, UAE. Weatherford, Kuwait. Sonatrach, PED, Algiers.

Abed R., Hamadas M., 2014 : Mémoire d'Induction : Etude Géomécanique pour la Réalisation d'une Operation de Fracturation Hydraulique sur les Réservoirs Compacts dans le Bassin d'Illizi et le Sillon de Benoud.

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

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

Aliouane N., Juillet 2009 : Sonatrach, Division Exploration, DES, Dpt Réserves et Réservoirs, ELAN PLUS, Puits ELAS-01, Réservoirs cambro-ordovicien.

Bensari A., 2010 : Sonatrach et Schlumberger, Well ELAS-01, Géomécanical Model, 1D-MEM of the 6th Section.

Bensari A., 2010: Sonatrach/Schlumberger, Well Elas-1, Geomechanical Model, 6th Section.

Benyoucef A., Janvier 2015 : Sonatrach, Division Exploration, DES, Dpt Réserves et Réservoirs, ELAN PLUS, Puits ESN-01, Phase 6th.

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.

BHP Petroleum Algérie, INC, Novembre 1998 : Regional Geological Study of Boukhechba Permit, Illizi bassin, Algeria.

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

(CSRPPG) Chambre Syndicale de la Recherche et la production du pétrole et du gaz, Commission des Techniciens, 1979 : Prévention et maîtrise des éruptions, Editions Technip.

CHNC (Centre des Hydrocarbures Non Conventionnels), Août 2015 : Fracturation hydraulique : Technique et Evolution.

Dib N., Bentaalla S., 2009 : Rapport Sonatrach Activité Amont, Division Exploration, Région et Département Illizi, Rapport d'Implantation du Sondage El-Abed Sud-1

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.

Fardjallah H., 2015 : Schlumberger/Sonatrach, ESN-1, Hydraulic Fracturing Stimulation, Design Execution, Evaluation Report.

Fjaer et al., 1992 : Petroleum Related Rock Mechanics, Amsterdam: Developments in Petroleum Science.

Galeazzi S et Al., 2010 : Regional Geology and Petroleum Systems of Illizi-Berkine Area of the Algerian Saharian Plateform : An Over view Marine and Petroleum Geology.

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

Guermi M.-N., Azizi S., 2014 : Mémoire de Fin d'Etude : Amélioration de l'Indice de Productivité par Fracturation Hydraulique Application: Champs de Tiguentourine Cas du Puits TG 358.

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

Izouaouen H., Janvier 2015 : Sonatrach, Activité Amont, Division Exploration, Direction des Operations d'Exploration, Fax ESN DST.

Khiati M., Mallem E.-A., 2012 : Mémoire de Fin d'Etude : Evaluation de l'Opération de Multi-Stage Frac par l'Analyse et l'Interprétation des Essais du Puits, Application aux Champs Hassi-Messaoud.

Lariba S., Boukherissa M., Djellal M., Juin 2014 : Sonatrach, Activité Amont, Division Exploration, Rapport d'Implantation du Sondage Eslak Nord-01.

LE Tirant P., Gay L., 1972 : Manuel de Fracturation Hydraulique Edition TECHNIP Paris.

Matlyaev E., Février 2010 : Schlumberger Well Production Service, Hydraulic Fracture Stimulation Proposal, Sonatrach/Numhyd ELAS-01, Version 6.

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

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, 1^{er} Edition, Rapport de Synthèse.

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

Rabia M., Mahdjoubi I., Tebibel F., 2015 : Mémoire de Fin d'Etude : Fracturation Hydraulique Type Multi-stage, Critères de Sélection et Evaluation Après Frac Cas d'Etude : Puits MDZ548.

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

Schlumberger, 2016 : Schlumberger Oilfield Glossary.

Slumberger/Sonatrach, 2015 : ESN-01, Bit Size : 6", Fracture Morphology, Distribution and Orientation.

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, Janvier 2010 : Laboratoire Mécanique des Roches, Etude Géo-mécanique du Réservoir Quartzites de Hamra, Puits ELAS-01.

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

Sonatrach/Schlumberger, 2007 : Algérie WEC 2007, French version.

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.

ULG (Université de Liège) Secteur Géo-technologie, Hydrogéologie, Prospection Géophysique (GEO), Institut de Mécanique et de Génie Civil. Essais Brésilien.

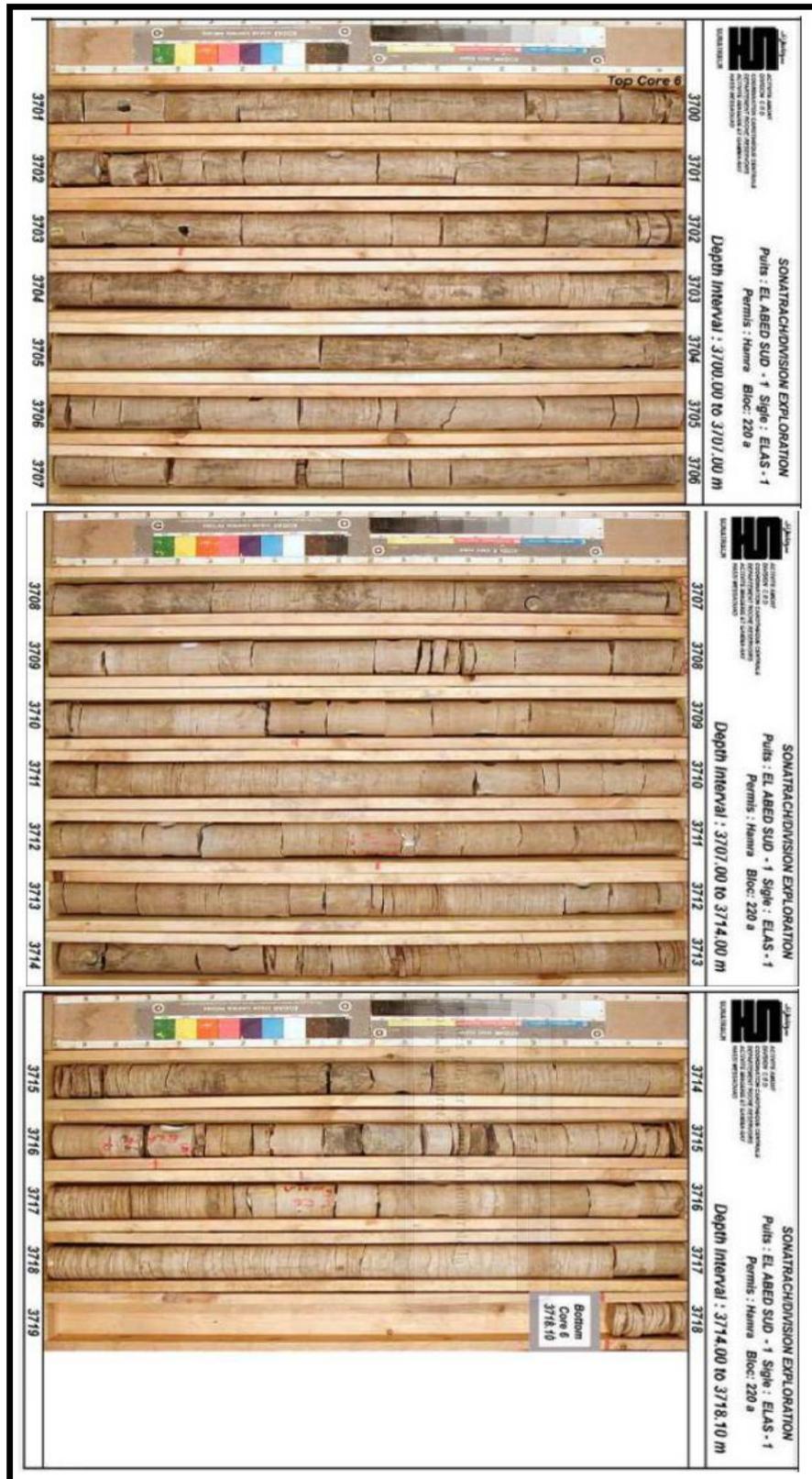
Vially R., 2012 : IFPEN, Les Hydrocarbures de Roche Mère, Evolution ou Révolution.

Zerarek R., Berkat A., 2009 : Rapport Sonatrach, Division PED, Direction Production, Département Techniques Puits, Services Work Over et Completion, Programme Work Over ELAS-01/Hamra Blocs (220a-220b), Préparation pour Frac.

ANNEXE

Annexe 1 : ELAS-1

A : Photographies de le Carotte N°06 (3700m-3719m) Prélevée dans les Quartzites de Hamra.



Annexe 1 : ELAS-1

B : Résumé des Calculs Géo-mécaniques du Réservoir Quartzites de Hamra Réalisés sur Tableur EXCEL

Profondeur (m)	DEPT (ft)	Δt Co (μs/ft)	Δt Sh (μs/ft)	GR (API)	ρ (g/cc)	Gradient lithostatique (psi/ft)	OBP (psi)	PP (psi)	Coefficient du poisson	(G) Module de cisaillement (Mpsi)	(K) Bulk modulus (Mpsi)	Young Dynamique (Mpsi)	Young Statique (Mpsi)	σ _H (psi)	σ _h (psi)	Frac Gradient (psi/ft)
3640	11939,9	61,45	105,12	109,96	2,623	1,136	13810,80	6521,72	2,40E-01	3,20E+06	-4,26E+06	1,28E+07	9,48E+06	11470,73	9938,18	0,832
3645	11954,9	66,71	116,43	137,60	2,721	1,179	13861,28	6529,91	2,56E-01	2,70E+06	-3,61E+06	1,08E+07	8,11E+06	11332,95	10036,62	0,840
3649	11967,4	66,42	119,84	167,54	2,776	1,203	13903,55	6536,73	2,78E-01	2,60E+06	-3,47E+06	1,04E+07	7,84E+06	11625,10	10394,26	0,869
3652	11979,9	71,29	132,58	155,81	2,742	1,188	13945,97	6543,56	2,97E-01	2,10E+06	-2,80E+06	8,41E+06	6,45E+06	11541,48	10542,37	0,880
3657	11994,4	70,84	130,71	170,60	2,758	1,195	13995,08	6551,48	2,92E-01	2,17E+06	-2,90E+06	8,70E+06	6,65E+06	11550,89	10517,06	0,877
3662	12011,4	74,29	138,39	175,24	2,777	1,203	14054,47	6561,03	2,98E-01	1,95E+06	-2,61E+06	7,82E+06	6,04E+06	11494,67	10559,36	0,879
3671	12040,4	62,71	96,33	47,82	2,536	1,099	14146,78	6576,60	1,32E-01	3,68E+06	-4,91E+06	1,47E+07	1,08E+07	10558,64	8645,14	0,718
3675	12052,4	61,12	94,45	44,32	2,533	1,097	14185,32	6583,15	1,40E-01	3,83E+06	-5,10E+06	1,53E+07	1,12E+07	10762,16	8791,78	0,729
3679	12065,9	60,58	90,09	50,72	2,561	1,109	14228,61	6590,52	8,73E-02	4,25E+06	-5,67E+06	1,70E+07	1,24E+07	10500,65	8219,08	0,681
3683	12079,4	62,37	92,99	54,20	2,561	1,109	14271,83	6597,89	9,11E-02	3,99E+06	-5,32E+06	1,60E+07	1,17E+07	10365,03	8223,60	0,681
3687	12091,9	64,15	103,17	51,14	2,577	1,116	14312,13	6604,72	1,85E-01	3,26E+06	-4,35E+06	1,30E+07	9,66E+06	10946,51	9313,82	0,770
3690	12104,4	59,29	91,26	45,60	2,571	1,114	14352,54	6611,54	1,35E-01	4,16E+06	-5,55E+06	1,66E+07	1,21E+07	10994,64	8852,68	0,731
3694	12116,9	57,37	89,06	38,26	2,558	1,108	14392,93	6618,37	1,45E-01	4,34E+06	-5,79E+06	1,74E+07	1,27E+07	11269,36	9057,57	0,748
3699	12131,4	56,50	85,30	29,27	2,572	1,114	14439,89	6626,29	1,09E-01	4,76E+06	-6,35E+06	1,91E+07	1,38E+07	11156,51	8663,63	0,714
3707	12158,9	56,41	90,11	16,05	2,384	1,033	14526,72	6641,31	1,78E-01	3,96E+06	-5,27E+06	1,58E+07	1,16E+07	11444,06	9475,27	0,779
3711	12171,9	58,62	89,86	22,04	2,475	1,072	14567,14	6648,40	1,30E-01	4,13E+06	-5,51E+06	1,65E+07	1,21E+07	10974,65	8837,72	0,726
3715	12184,4	57,49	87,62	17,82	2,539	1,100	14606,65	6655,23	1,22E-01	4,46E+06	-5,94E+06	1,78E+07	1,30E+07	11130,83	8817,99	0,724
3719	12196,9	58,42	87,57	20,71	2,459	1,065	14645,61	6662,06	9,92E-02	4,32E+06	-5,76E+06	1,73E+07	1,26E+07	10783,38	8491,83	0,696
3726	12221,9	60,45	100,21	22,81	2,278	0,987	14723,75	6675,71	2,14E-01	3,06E+06	-4,08E+06	1,22E+07	9,09E+06	11353,05	9852,69	0,806
3731	12236,9	58,81	96,11	13,08	1,845	0,799	14755,48	6683,90	2,01E-01	2,69E+06	-3,59E+06	1,08E+07	8,08E+06	10902,03	9554,18	0,781
3735	12249,4	59,65	90,70	17,86	2,586	1,120	14793,56	6690,72	1,19E-01	4,24E+06	-5,65E+06	1,69E+07	1,24E+07	10993,41	8783,65	0,717
3738	12261,4	55,63	89,94	25,44	2,550	1,104	14832,40	6697,28	1,90E-01	4,25E+06	-5,66E+06	1,70E+07	1,24E+07	11945,65	9862,09	0,804
3742	12274,4	54,40	81,19	10,75	2,563	1,110	14874,32	6704,38	9,26E-02	5,24E+06	-6,98E+06	2,10E+07	1,51E+07	11425,46	8654,44	0,705
3746	12287,4	58,46	87,04	22,58	2,573	1,114	14916,42	6711,48	8,89E-02	4,58E+06	-6,10E+06	1,83E+07	1,33E+07	10924,02	8480,73	0,690
3751	12301,8	57,20	86,31	9,14	2,594	1,124	14962,80	6719,39	1,08E-01	4,69E+06	-6,26E+06	1,88E+07	1,36E+07	11242,09	8783,56	0,714
3759	12328,3	57,45	86,57	29,62	2,516	1,090	15045,23	6733,86	1,06E-01	4,52E+06	-6,03E+06	1,81E+07	1,32E+07	11121,48	8742,06	0,709
3763	12341,8	56,78	90,73	19,18	2,392	1,036	15087,63	6741,24	1,78E-01	3,92E+06	-5,22E+06	1,57E+07	1,15E+07	11617,52	9668,18	0,783
3767	12355,3	60,73	93,34	24,77	1,710	0,741	15125,34	6748,61	1,33E-01	2,64E+06	-3,53E+06	1,06E+07	7,95E+06	10112,18	8707,60	0,705
3771	12368,8	56,99	93,07	25,27	1,936	0,839	15160,22	6755,98	2,00E-01	3,01E+06	-4,02E+06	1,20E+07	8,97E+06	11289,09	9792,51	0,792
3774	12380,3	57,72	92,73	22,65	2,349	1,018	15192,55	6762,26	1,84E-01	3,68E+06	-4,91E+06	1,47E+07	1,08E+07	11563,57	9733,58	0,786
3778	12392,3	54,32	84,88	11,51	2,582	1,119	15230,09	6768,81	1,53E-01	4,83E+06	-6,44E+06	1,93E+07	1,40E+07	11993,62	9564,47	0,772
3783	12406,8	57,64	90,17	16,36	2,171	0,941	15270,05	6776,73	1,54E-01	3,60E+06	-4,80E+06	1,44E+07	1,06E+07	11125,92	9289,42	0,749
3786	12419,3	56,98	91,53	21,83	2,488	1,078	15309,21	6783,56	1,84E-01	4,00E+06	-5,34E+06	1,60E+07	1,17E+07	11844,00	9863,06	0,794
3791	12434,3	57,42	88,46	58,37	2,350	1,018	15356,49	6791,75	1,36E-01	4,05E+06	-5,39E+06	1,62E+07	1,18E+07	11234,46	9149,82	0,736
3795	12446,8	52,53	80,41	16,12	2,351	1,018	15394,76	6798,57	1,28E-01	4,90E+06	-6,53E+06	1,96E+07	1,42E+07	11756,57	9237,62	0,742
3799	12459,3	56,68	84,88	22,64	2,472	1,071	15432,94	6805,40	9,77E-02	4,62E+06	-6,16E+06	1,85E+07	1,34E+07	11195,51	8747,89	0,702
3803	12472,8	59,39	97,57	70,69	2,464	1,067	15475,31	6812,77	2,06E-01	3,49E+06	-4,65E+06	1,39E+07	1,03E+07	11852,30	10144,07	0,813
3807	12486,3	60,52	96,04	178,09	2,627	1,138	15518,40	6820,14	1,71E-01	3,84E+06	-5,12E+06	1,53E+07	1,13E+07	11607,55	9682,89	0,775
3811	12499,3	64,36	110,22	264,92	2,720	1,178	15561,69	6827,24	2,41E-01	3,02E+06	-4,02E+06	1,21E+07	8,98E+06	12109,07	10658,52	0,853
3819	12525,8	60,99	109,27	180,19	2,772	1,201	15651,49	6841,71	2,74E-01	3,13E+06	-4,17E+06	1,25E+07	9,29E+06	12814,17	11351,32	0,906
3821	12532,3	66,73	119,04	200,63	2,764	1,197	15673,69	6845,26	2,71E-01	2,63E+06	-3,50E+06	1,05E+07	7,90E+06	9093,27	11129,45	0,888

Ligne prise comme exemple dans l'application numérique réalisée dans le tableau ci-après.

		Formules											Application Numérique			
Profondeur (m)	Depth (ft)	$\Delta t Co$ ($\mu s/ft$)	$\Delta t Sh$ ($\mu s/ft$)	GR (API)	ρ (g/cc)	Gradient litho-statique (psi/ft)	OBP (psi)	PP (psi)	Coefficient de Poisson Dynamique	Module de Cisaillement (Mpsi)	Bulk Modulus (Mpsi)	Young Dynamique (Mpsi)	Young Statique (Mpsi)	σ_H (psi)	σ_h (psi)	Frac Gradient
						GL = 0,4332 x ρ	OBP = OBP _p + Δ depth + GL	PP = $\rho b \times 0,4335 \times$ depth	$PR_{dyn} = \frac{(\frac{1}{2})(\Delta t_{shear}/\Delta t_{comp})^2 - 1}{(\Delta t_{shear}/\Delta t_{comp})^2 - 1}$	$G_{dyn} = (13474.45) \frac{\rho}{(\Delta t_{shear})^2} \times 10^6$	$K_{dyn} = (13474.45) \left[\frac{1}{(\Delta t_{comp})^2} \right] - \frac{4}{3} G_{dyn}$	$E_{dyn} = \frac{9 * G_{dyn} * K_{dyn}}{G_{dyn} + 3 * K_{dyn}}$	$E_{Stat} = a. (E_{dyn})^b$	$\sigma_H = \frac{\nu}{1-\nu} (\sigma_v - \alpha Pp) + \alpha Pp + \frac{\nu E}{1-\nu^2} \epsilon h + \frac{\nu}{1-\nu^2} \epsilon H$	$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} (\sigma_v - \alpha Pp) + \alpha Pp + \frac{E}{1-\nu^2} \epsilon h + \frac{\nu E}{1-\nu^2} \epsilon H$	Frac Gradient
	1 ft = 0,3048 m					GL = 0,4332 x ρ	OBP = 14052,76 + (12010,92 - 12011,42) + 1,203 = 14054,47	PP = 1,26 x 0,4335 x 12011,4 = 6561,03	$PR_{dyn} = \frac{[(\frac{1}{2})(138,39 / 74,29)^2 - 1]}{[(138,39 / 74,29)^2 - 1]} = 0,298$	$G_{dyn} = (13474.45) \frac{2,775}{(138,39)^2} \times 10^6 = 1,95 \cdot 10^6$	$K_{dyn} = (13474.45) \left[\frac{1}{(74,29)^2} \right] - \frac{4}{3} (1,95) \cdot 10^6 = -2,61 \cdot 10^6$	$E_{dyn} = \frac{9 \cdot (1,95 \cdot 10^6) \cdot (-2,61 \cdot 10^6)}{(1,95 \cdot 10^6) + 3 \cdot (-2,61 \cdot 10^6)} = 7,82 \cdot 10^7$	$E_{Stat} = 0,6922 \times 7,82 \cdot 10^6 + 627056 = 6,04 \cdot 10^6$	$\sigma_H = \frac{0,298}{1-0,298} (14054,47 - 6561,03) + 6561,03 + \frac{0,237 \cdot 6,04 \cdot 10^6}{1-0,237^2} \cdot 0,00005 + \frac{0,298}{1-0,298^2} \times 0,00025 = 11494,67$	$\sigma_h = \frac{0,298}{1-0,298} (14054,74 - 6561,03) + 6561,03 + \frac{6,04 \cdot 10^6}{1-0,298^2} \times 0,00005 + \frac{0,298 \cdot 6,04 \cdot 10^6}{1-0,298^2} \times 0,00025 = 10559,36$	Frac Gradient
						GL = 0,4332 x 2,777 = 1,203										
	Depth (ft) = 3662 x 3,28 = 12011,4															
Données																
Donnée																

2 : ESN-1

A : Description des carottes N°1 et N°2 prélevées du réservoir Ordovicien Unité IV

Côtés (m)		Log lithologique	N° éch.	Indice		Fissu-rité	Porosité	Calcinéité 0 - - - 100	Âge	Descriptions lithologiques	Remarques et observations
				Directe	Ccl 4						
3409									Ordovicien Unité IV		
3410			néant								
3411											3409 - 3413m Grès blanc à gris-blanc, blanc translucide, fin à très fin, arrondi à sub-arrondi, siliceux à silico-quartzitique, compact, dur, localement gris sombre, siliceux à silico argileux, moyennement dur, avec des films d'Argile, gris noir à noire, silteuse, micacée, indurée. Présence de trace de pyrite.
3412											
3413				néant							3413 - 3416m: Grès blanc, translucide, fin à très fin, siliceux à silico-quartzitique, compact, dur
3414											
3415											
3416											3416 - 3419m : Grès gris à gris sombre, silico argileux, moyennement dur, avec Argile gris noir, à noire silteuse, micacée, indurée Porosité visuelle: Faible à nulle Fluorescence: Néant
3417				néant							
3418											3416 - 3419m : Grès gris à gris sombre, silico argileux, moyennement dur, avec Argile gris noir, à noire silteuse, micacée, indurée
3419				néant							

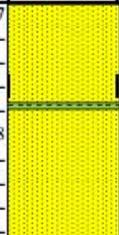
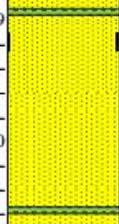
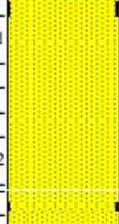
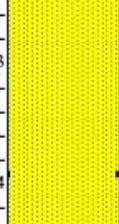
Argile
 Grès

NB : Description faite sur des ships.

Établie par : S.BENTOUMI

Description de la carotte n°1

 Activité Amont Division Exploration Dir. des Opérations d'Exploration Dept Géologie Hassi Messoudj	CAROTTAGE : 9,7 m en 11h. RÉCUPÉRATION : 9.57m soit 98.65 % Date d'extraction de la carotte : 14/12/2014		Puits : ESN#1 Permis : Ohanet Bassin : ILLIZI	
	Diamètre Carottier : 4 3/4" x 2 5/8"		Type de boue : OBM	
	Type Couronne : CDI-A1 F197489 Diamètre couronne : 6". 2 5/8"		D : 0.93 V : 32 F :	S : H : H/E :
			CAROTTE N° : 02 TÊTE : 3437.00 m PIED : 3446.70 m Échelle : 1/40 Page : 1/2	

Côtes (m)	Log lithologique	N° éch.	Indice		Fissuration	Pendage	Calcimétrie φ - - - 100	Âge	Descriptions lithologiques Remarques et observations
			Directe	Ccl 4					
3437					/		Ordovicien Unité IV	3437 - 3441m : Grés gris à gris blanc, fin à moyen, siliceux à silico quartzitique, compact, dur, avec rare laminations d'Argile gris noir, à noire, silteuse indurée Presence de fissures subverticales fermées	
3438									
3439									
3440									
3441					/		3441 - 3445.5m Grés gris à gris blanc, translucide, moyen à grossier, siliceux - à silico quartzitique, compact, dur, avec nodules de quartz. Trace depyrite.		
3442									
3443									
3444							Porosité visuelle: Faible à nulle Fluorescence: Néant		
3445									
3446							3445.5 - 3446.7m : Argile gris noir, à noire silteuse, micacée, indurée		
3446									

-  Argile
-  Grés

NB : Description faite sur des ships.

Établie par : S.BENTOUMI

Description de la carotte n°2
 La Géo-Mécanique au Service de la Fracturation Hydraulique:
 Cas des Réservoirs Compacts de l'Ordovicien (Bassin d'Illizi, Algérie).
 Master-Bassins Sédimentaires
 (Abizar J., Aoudjehout A., 2016).

Annexe 2 : ESN-1

B : Récapitulation des Calculs Géo-Mécaniques du Réservoir Ordovicien Unité IV Réalisés sur Tableur EXCEL

Profondeur (m)	Dept (ft)	$\Delta t Co$ ($\mu s/ft$)	$\Delta t Sh$ ($\mu s/ft$)	GR (API)	ρ (g/cc)	Gradient Litho-statique (psi/ft)	OBP (psi)	PP (psi)	Coefficient de Poisson	Modul de Cisaillement (Mpsi)	Bulk Modulus (Mpsi)	Young Dynamique (Mpsi)	Young Statique (Mpsi)	σ_H (psi)	σ_h (psi)	Frac Gradient
3400	11220,65	94,64	153,65	86,65	2,5703	1,113	12936,841	5010,075	1,94E-01	1,47E+06	-1,96E+06	5,87E+06	1,67E+06	6984,97025	7093,86881	0,6322156
3403	11230,71	55,33	87,22	15,31	2,5935	1,124	12956,238	5014,567	1,63E-01	4,59E+06	-6,12E+06	1,84E+07	5,24E+06	7663,44831	7052,76138	0,62798911
3408	11246,30	55,19	82,24	21,95	2,6555	1,150	12988,647	5021,528	9,03E-02	5,29E+06	-7,05E+06	2,12E+07	6,04E+06	7277,20641	6254,21318	0,55611311
3412	11258,37	54,52	102,15	32,85	2,2072	0,956	13018,994	5026,917	3,01E-01	2,85E+06	-3,80E+06	1,14E+07	3,25E+06	8292,07613	8912,74466	0,79165518
3414	11265,41	62,54	97,12	86,42	2,6471	1,147	13040,705	5030,061	1,46E-01	3,78E+06	-5,04E+06	1,51E+07	4,31E+06	7307,39658	6778,06444	0,60167057
3417	11276,47	55,76	84,20	18,83	2,5502	1,105	13071,232	5035,001	1,09E-01	4,85E+06	-6,46E+06	1,94E+07	5,53E+06	7327,42021	6456,13327	0,5725313
3419	11283,01	58,60	89,65	24,37	2,5724	1,114	13091,147	5037,920	1,27E-01	4,31E+06	-5,75E+06	1,73E+07	4,92E+06	7322,32773	6619,18189	0,58665035
3422	11294,07	58,24	89,66	91,55	2,6609	1,153	13123,578	5042,861	1,35E-01	4,46E+06	-5,95E+06	1,78E+07	5,09E+06	7440,03773	6738,245	0,59661773
3425	11302,12	60,21	90,70	20,24	2,5487	1,104	13148,588	5046,454	1,06E-01	4,18E+06	-5,57E+06	1,67E+07	4,76E+06	7120,70639	6375,10815	0,56406298
3429	11314,69	58,43	89,78	22,49	2,5853	1,120	13182,783	5052,068	1,33E-01	4,32E+06	-5,76E+06	1,73E+07	4,93E+06	7395,4328	6712,61005	0,59326483
3432	11325,76	54,94	85,19	30,59	2,643	1,145	13213,700	5057,008	1,44E-01	4,91E+06	-6,54E+06	1,96E+07	5,60E+06	7671,05392	6920,6533	0,61105429
3437	11342,35	60,46	94,93	23,43	2,5152	1,090	13253,418	5064,418	1,59E-01	3,76E+06	-5,01E+06	1,50E+07	4,29E+06	7470,94985	7004,72938	0,61757276
3440	11352,41	59,54	91,71	26,49	2,4956	1,081	13277,757	5068,909	1,36E-01	4,00E+06	-5,33E+06	1,60E+07	4,56E+06	7355,02867	6749,556	0,59454813
3443	11363,48	62,51	93,93	39,52	2,5499	1,105	13306,135	5073,849	1,03E-01	3,89E+06	-5,19E+06	1,56E+07	4,44E+06	7051,50724	6354,48272	0,5592023
3448	11378,06	59,33	91,85	30,77	2,5979	1,125	13339,381	5080,362	1,42E-01	4,15E+06	-5,53E+06	1,66E+07	4,73E+06	7470,50466	6861,3117	0,60302991
3450	11386,11	58,91	111,34	25,77	2,6036	1,128	13364,222	5083,955	3,06E-01	2,83E+06	-3,77E+06	1,13E+07	3,23E+06	8470,66442	9179,3123	0,80618519
3452	11393,15	56,65	86,77	19,09	2,5024	1,084	13385,835	5087,098	1,29E-01	4,48E+06	-5,97E+06	1,79E+07	5,11E+06	7463,4368	6737,46053	0,59136066
3455	11400,69	66,59	117,16	141,37	2,7291	1,182	13410,694	5090,467	2,61E-01	2,68E+06	-3,57E+06	1,07E+07	3,06E+06	8069,03252	8413,98796	0,73802422
3457	11407,73	66,92	120,10	153,04	2,7917	1,209	13434,369	5093,610	2,75E-01	2,61E+06	-3,48E+06	1,04E+07	2,98E+06	8169,87676	8636,37244	0,7570629
3459	11414,27	67,79	119,54	146,75	2,7587	1,195	13456,401	5096,530	2,63E-01	2,60E+06	-3,47E+06	1,04E+07	2,97E+06	8075,02551	8447,80209	0,74010869
3461	11420,81	67,23	118,40	139,64	2,7893	1,208	13478,548	5099,449	2,62E-01	2,68E+06	-3,57E+06	1,07E+07	3,06E+06	8099,53429	8454,63476	0,74028327

 Ligne prise comme exemple pour dans l'application numérique réalisée dans le tableau ci-après

Paramètres																
Profondeur (m)	Depth (ft)	$\Delta t Co$ ($\mu s/ft$)	$\Delta t Sh$ ($\mu s/ft$)	GR (API)	ρ (g/cc)	Gradient Lithostatique (psi/ft)	OBP (psi)	PP (psi)	Coefficient de Poisson	Module de Cisaillement (Mpsi)	Bulk Modulus (Mpsi)	Young Dynamique (Mpsi)	Young Statique (Mpsi)	σ_H (psi)	σ_h (psi)	Frac Gradient
Formules																
FG = σ_h / Depth																
$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} (\sigma_v - \alpha PP) + \alpha PP + \frac{E}{1-\nu^2} \epsilon_h + \frac{\nu E}{1-\nu^2} \epsilon_H$																
$\sigma_H = \frac{\nu}{1-\nu} (\sigma_v - \alpha PP) + \alpha PP + \frac{\nu E}{1-\nu^2} \epsilon_h + \frac{\nu}{1-\nu^2} \epsilon_H$																
$E_{Stat} = a. (E_{Dym})^b$																
$E_{dym} = \frac{9 * G_{dym} * K_{dym}}{G_{dym} + 3 * K_{dym}}$																
$K_{dym} = (13474.45) \left[\frac{1}{(\Delta t_{comp})^2} \right] - \frac{4}{3} G_{dym}$																
$G_{dym} = (13474.45) \frac{\rho}{(\Delta t_{shear})^2} \times 10^6$																
$PR = \frac{\left(\frac{1}{2}\right) (\Delta t_{shear} / \Delta t_{comp})^2 - 1}{(\Delta t_{shear} / \Delta t_{comp})^2 - 1}$																
PP = pz x 0,4335 x depth																
OBP = OBP _p + Δ depth + GL																
GL = 0,4332 x ρ																
Application Numérique																
FG = 8912,74466 / 11258,37 = 0,79165518																
$\sigma_h = \frac{0,301}{1-0,301} (13018,994 - 5026,917) + 5026,917 + \frac{3,25 \cdot 10^6}{1-0,301^2} \times 0,00005 + \frac{0,301 \cdot 3,25 \cdot 10^6}{1-0,301^2} \times 0,00025 = 8912,74466$																
$\sigma_H = \frac{0,301}{1-0,301} (13018,994 - 5026,917) + 5026,917 + \frac{0,301 \cdot 3,25 \cdot 10^6}{1-0,301^2} \cdot 0,00005 + \frac{0,301}{1-0,301^2} \times 0,00025 = 8292,07613$																
$E_{Stat} = a. (1,78 \cdot 10^6)^b = 6,85 \cdot 10^6$																
$E_{dym} = \frac{9 \cdot (2,85 \cdot 10^6) \cdot (-3,80 \cdot 10^6)}{(2,85 \cdot 10^6) + 3 \cdot (-3,80 \cdot 10^6)} = 1,14 \cdot 10^7$																
$K_{dym} = (13474,45) \left[\frac{1}{(54,52)^2} \right] - \frac{4}{3} (2,85) \cdot 10^6 = -3,80 \cdot 10^6$																
$G_{dym} = (13474,45) \frac{2,2027}{(102,15)^2} \times 10^6 = 2,85 \cdot 10^6$																
$PR = \frac{\left[\left(\frac{1}{2}\right) (102,15 / 54,52)^2 - 1\right]}{\left[(102,15 / 54,52)^2 - 1\right]} = 0,380$																
PP = 2,2072 x 0,4335 x 11205 = 5026																
OBP = 11348,728 + (11246 - 11258) + 0,956 = 13019																
GL = 0,4332 x 2,2072 = 0,956																
Données																
1m = 3,28ft																
Donnée																
Depth (ft) = 3412 x 3,28 = 11258																