

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieure et de la Recherche Scientifique
Université M'HAMED BOUGARA BOUMERDES



Mémoire de fin d'études
En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présentés par :

MIHOUBI Bouthiana
BELKACEM Yacine

Filière : Hydrocarbure et chimie.

Option : Génie pétrolier : Production des hydrocarbures.

Thème :

**Etude, Design et Evaluation d'une Opération de Stimulation
Par Fracturation Hydraulique
Cas d'étude : Puits IEKE-1/ Champ de ILIZI**

Devant le jury :

- ZERAIBI Noureddine	MCA	UMBB	Président
- BENYOUNES Khaled	MCA	UMBB	Encadreur
- SAIFI Redha	MAA	UMBB	Examinatrice
- ZASRANE Said	ingénieur	Boumerdes	Co-Promoteur

Année Universitaire : 2020/2021

Dédicace

Quoi que de plus beau que de pouvoir partager les meilleurs moments de sa vie avec les êtres qu'on aime.

Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail A ma très chère maman, sans laquelle je ne serais rien, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de se sacrifier pour moi afin que je puisse réussir dans la vie.

A mon très cher papa, ALLH YARHMOU

A mon marie LOUKIA yacine, qui me donne toujours le courage

A mes frères Takeddine, Dirar, Ziad saif mahdi et mes sœurs Khawla, Dounia zed et qui ont toujours été là pour moi, pour me conseiller me soutenir et m'aider, pour qui

je leur souhaite à chacun d'eux du fond de mon cœur d'avoir un magnifique avenir, sans

Oublier tous les membres de ma très chère famille.

Ne pouvons pas achever ce mémoire sans exprimer notre gratitude à M.REMICHILarbi

A mes meilleurs amies qui m'ont toujours aidé à surpasser mes problèmes, et à qui je leur dois beaucoup dans ma réussite.

Sans oublier Fouzia qui m'a énormément aidé et soutenu, et Nour.

A tous mes amies que j'ai eu l'honneur de connaître depuis ma tendre enfance jusqu'à aujourd'hui.

A tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin à la réalisation de ce modeste travail.

MIHOUBI BOUTHAINA

A Tous ceux que j'aime et que je respecte



Remerciements

Tout d'abord, je remercie Dieu le clément et le miséricordieux de m'avoir donné le courage, la force et la patience de mener à bien ce modeste travail et de m'avoir éclairé dans le chemin du savoir. En priant sa grâce pour ce qu'il me réserve pour l'avenir.

Le présent mémoire n'aurait pas vu le jour sans l'aide bienveillante, la compréhension et le dévouement d'un certain nombre de personnes, qui par leur présence et leurs conseils, m'ont apporté leur soutien chacun à sa manière. Je les en remercie et je m'excuse de ne pouvoir toutes les citer.

J'exprime ma profonde gratitude à :

Mon encadreur Mr. Benyounes leur bienveillance et leur soutien permanent, leur aide et pour leur gentillesse et leur qualités humaines.

Nos remerciements les plus sincères s'adressent également à notre

M. MALLEK Hacène et Mme.Zasrane Saida et Mme Naili Siham La Division Exploration-Boumerdès 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 aussi à remercier Mme MAHIOUT Nadia, M.ZIANE Sofiane et Ali Amar Mbarak pour leurs conseils et leur aide précieuse.

Enfin, nous ne pouvons pas achever ce mémoire sans exprimer notre gratitude tous les enseignants du Département des gisement et minéraux , particulièrement M. GARRECHE. M, M. ZIRAIBI.N, M.SAIFL.R M.AZZOG.A 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.

Merci

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 pétrophysiques des réservoirs compact

L'objectif de notre recherche est de montrer l'importance que revêt l'étude géomécanique 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.

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

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

Hence, this research aims mainly at proving the importance and the effectiveness of 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.

Before executing fracturing, design programs are used to model the propagation of fracture and their dimensions to ensure the smooth running of operation

SOMMAIRE

Résumé.....	4
ABSTRACT.....	4
<u>CHPITRE I : Généralité sur la région d'étude</u>	
Introduction Général.....	6
Introduction	8
I.1.Situation Géographique	8
I .2 Situation Géologique.....	9
I.2.1 Aperçu Géologique sur le Bassin d' Illizi	10
I.2.1 LITHOSTRATIGRAPHIE DU BASSIN D'ILLIZI	10
I.2.1.1 Le Paléozoïque	10
I.2.1.2 Le Mésozoïque.....	12
I.2.1.3 Le Tertiaire.....	13
a. Le Paléocène ;.....	13
I.3 EVOLUTION PALEOGEGRAPHIQUE DU BASSIN D'ILLIZI	14
I.4APERCU STRUCTURAL.....	14
I.5 LES GISEMENTS HYDROCARBURES DU BASSIN D'ILLIZI	14
I.5.1. Play Cambro-Ordovicien.....	14
I.5.2 Play Siluro-Dévonien	15
I.5.3. Play Dévonien Supérieur	15
I.5.4. Play Carbonifère	15
I.5.5 Play Trias Argilo-Gréseux Supérieur	16
<u>CHPITRE II : Généralité sur les réservoirs tight</u>	
Introduction.....	18
II.1 SYSTEMES PETROLIERS.....	18
II.1.1 RESERVOIRS CONVENTIONNELS	19
II.1.2 RESERVOIRS NON CONVENTIONNELS.....	19
II.2 Les réservoirs de grès « tight ».....	20
II.2.1 Caractéristiques des réservoirs de grès « tight ».....	21
II.2.2 Formation des réservoirs de grès « tight »	22
II.3 Propriétés pétro physiques de grès « tight »	24
II.3 REPARTITION DES TIGHTS GAZ A TRAVERS LE MONDE.....	26
II.4 LES TIGHTS GAZS EN ALGERIE	27
<u>CHPITRE III : Généralité sur les propriétés Géomécanique</u>	
Introduction	29
III.1 Les propriétés élastiques des roches :	29

III.1.1 la Déformation	29
III.1.2 Coefficient de Poisson ν	29
III.1.3 Module de Young	30
III.1.4 Module en bloc (Bulk Modulus)	31
III.1.5 Module de Cisaillement	32
III.1.6 Compressibilité	33
III.1.7 Coefficient de Biot	33
III.2 Contraintes s'exerçant sur le réservoir	33
III.2.1) Contrainte totale verticale et horizontale (In-Situ)	33
III.2.2 Les contraintes principales horizontales σ_H et σ_h	34
III.2.3 Contraintes totales et contraintes effectives	35
III.2.4 Les différentes étapes d'études géo mécaniques	36
III.4 Le model géo-mécanique ou MEM (Mechanical Earth Model)1D	37
III.4.1 Mesures dynamique	37
III.4.2 Mesures Statiques	38
III.4.3 Orientation de la Direction des Contraintes Horizontales	39
III.4.4 PROFIL DE STRESS	39
III.4.4.1 Calcul de la Contrainte Verticale	39
III.4.4.2 La pression interstitielle (PP)	40
III.4.4.3 Contrainte horizontale minimale (σ_h)	40
III.4.4.4 Contrainte horizontale maximale (σ_H)	41
III.5 Identification de la Zone à Fracturer	41
III.6 Régime de stress	41
<u>CHPITRE IV : Généralité sur opération fracturation hydraulique</u>	
INTRODUCTION	43
IV.1 TYPES DE STIMULATION	43
IV.1.1 L'acidification	43
IV.1.2 Lavages aux solvants	43
IV.1.3 La Fracturation acide	43
IV.1.4 La Fracturation hydraulique	43
IV.2 FRACTURATION HYDRAULIQUE	45
IV.2.1 Principe	45
IV.2.2 Objectif de la fracturation hydraulique	45
IV.3 Fluides de fracturation	46
IV.3.1 FONCTIONS DU FLUIDE DE FRACTURATION	46
IV.3.2 LES TYPES DE FLUIDE DE FRACTURATION:	47
IV.3.3 Additifs	48
IV.4 Agents de Soutènement	49

IV.4.1 Nature des agents de soutènement :	50
IV.4.2 Transport des agents de soutènement :	51
IV.4.3 Caractéristiques requises de l'Agent de Soutènement :	51
IV.4.4 Conductivité de la fracture :	51
IV.5 La méthode « Hi-WAY »	52
IV.5.1 DESCRIPTION DE LA METHODE HiWAY :	52
IV.5.2 CONDITIONS D'APPLICATION :	56
IV.5.3 PROGRAMME DE POMPAGE :	56
IV.5.4 ACTION DES FIBRES :	58
VI.5.5 AVANTAGES DE LA METHODE HiWAY :	59
IV.6 Déroulement de l'opération de fracturation :	60
IV.6.1. Break down test (test d'injectivité) :	60
IV.6.2 Thermométrie :	60
IV.6.3 Test de mini-frac (data frac):	60
IV.6.4 Traitement principal (Main-Frac) :	63
IV.6.5 Dégorgement et mise en production du puits :	63
IV.7 Différentes pressions rencontrées :	63
IV.8 Méthodes d'analyse du déclin de pression pendant le data frac :	66
IV.9 Analyse de Nolte-Smith : Prédiction de la géométrie de la fracture à partir des tendances de la pression :	67
<u>CHPITRE V : Généralité sur les conceptions d'une fracturation</u>	
Introduction	69
V.1 Modèles de propagation de la Fracture :	69
V.1.1 Modèles 2D :	70
V.2 La sélection appropriée de l'agent de soutènement	75
V.2.1 Procédure de calcul lors de la sélection des agents de soutènements :	76
V.3 Sélection du fluide de fracturation	76
V.3.1 Filtration du fluide de fracturation :	77
V.3.2 L'efficacité du Fluide de Fracturation :	79
V.4 Détermination des paramètres du design de la fracture	80
<u>CHPITRE IV : Analyse et modélisation puits IEKE-1</u>	
INTRODUCTION	83
VI .1 Etude faisabilité	84
VI.1.1 Etude technique	84
VI.1.2 Architecture du Puits : commentaire sur la position des sabot/type de completion...	88
VI.1.3 Analyse des Diagraphies :	90
VI.1.4 Analyse sur Carottes	91

VI.1.5 Résultat des tests de formation (DST) :.....	91
CONCLUSION :.....	92
VI.1.6 Etude Géomécanique.....	92
a. DATA AUDIT.....	93
c. Calculs des propriétés mécaniques.....	94
VI.2 Design de Frac :	98
VI.2.1 Sélection de l'agent de soutènement (proppants) :	98
VI.2.2. Sélection du fluide de fracturation :.....	98
VI.2.3 Calcule des paramètres.....	99
VI.3 Déroulement de l'opération de fracturation du puits IEKE-1.....	103
VI.3.1 Test d'injectivité.....	103
VI.3.2 Thermométrie.....	103
VI.3.3 DATA FRAC :	104
VI.1.3.3 Détermination du modèle de propagation de la fracture :.....	112
VI.1.3.4 Traitement principale « MAIN FRAC »	Erreur ! Signet non défini.
VI.1.3.5 Jaugeage du puits IEKE-1 :.....	116
VI .4 Évaluation post frac.....	117
VI.4.1 Estimation du Skin après Fracturation.....	117
VI.4.2 Évaluation post frac « Well-test »	118
Conclusion générale.....	120

Introduction Général

La diminution des réserves de pétrole dite conventionnelle devrait nous pousser à chercher d'autres alternatives et d'autres horizons. Durant la vie d'un gisement, la productivité des puits diminue après une certaine période de production et ceci est dû soit à une déplétion naturelle soit à la suite d'un éventuel endommagement de la roche réservoir. Aujourd'hui, les compagnies pétrolières vont chercher l'or noir de plus en plus loin, dans des conditions de plus en plus difficiles et dans des zones de plus en plus reculées. C'est ce qu'on appelle les hydrocarbures « non-conventionnels ». Ces hydrocarbures sont plus difficiles à extraire, plus chers et plus risqués.

Les tight gas réservoirs (TGR) sont des milieux poreux à très faible perméabilité. Cette caractéristique les rend difficiles {exploiter, d'autant plus que les fluides imbibant sont multiphasiques (gaz, eau, huile). Bien qu'encore peu exploités, les tight gas réservoirs représentent un potentiel en gaz naturel équivalent à celui des ressources classiques. Mobilisant d'importants moyens technologiques, les réservoirs tight sont le moteur d'innovations en matière de production.

Les procédés d'extraction par stimulation reposent principalement sur les méthodes de fracturation du milieu destinées à accroître sa perméabilité. Le processus usuel de fracturation hydraulique semble peu efficace car la production subit une diminution très rapide au cours du temps. La difficulté repose sur la conjonction d'un milieu très peu perméable et d'une fissuration très localisée, avec un petit nombre de fissures de grande longueur rendant accessible à un gradient de pression (naturel et nécessaire à l'extraction) peu de fluide.

Une nouvelle technique de fracturation dénommée « Hiway » a été commercialisée en 2010. Elle augmente de façon significative la conductivité de réservoir par rapport à la fracturation conventionnelle. La différence existe sur la disposition des perforations, la manière d'injection des proppants, leurs dispositions à l'intérieur de la fracture et l'utilisation des fibres. On injecte le mélange de fluide chargé des proppants, fibres et le mélange de fluide non chargé de façon alternative aussi rapidement que possible. De ce fait, les fibres de nature polymériques se forment créant ainsi une voie à haute conductivité. Les hydrocarbures traverseront désormais ces voies créées et non les proppants.

Notre présent travail vise à mettre en évidence l'efficacité de cette technologie avec Les tight gas réservoirs.

Dans les nouvelles techniques d'exploration, la fracturation hydraulique est la plus utilisée. Sa maîtrise est étroitement liée à une étude géomécanique 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, Les conceptions de fracturation hydraulique et évaluer l'opération ?

CHPITRE I : Généralité sur la région d'étude

Pour répondre à ces questions, nous avons entrepris notre étude sur les réservoirs compacts, à travers le puits IEKE-1, situés dans le bassin d'Illizi dans la partie Est.

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

- Chapitre I : Présentation du Bassin d'Illizi
- Chapitre II : Notions de Réservoirs Compacts
- Chapitre III : Etude Géomécanique
- Chapitre IV : Fracturation Hydraulique
- Chapitre V : Les conceptions d'un Fracturation Hydraulique

Pour la deuxième partie, nous présenterons les résultats de notre expérimentation effectuée sur le puits IEKE-1

La partie pratique est divisée en trois parties :

Partie 1 : Préparation de l'opération

- Étude de faisabilité
- Étude du design frac

Partie 2 : pendant l'opération

- l'interprétation des tests
- Étude de re-design frac

Partie 3 : Évaluation de l'opération « post frac »

Ce travail s'achève par une synthèse des résultats et une conclusion générale.

Introduction

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.

I.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.1), 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).



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

I.2 Situation Géologique

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-réservoir où se sont concentrés les hydrocarbures provenant par migration de roches-mères d'âge Silurien.

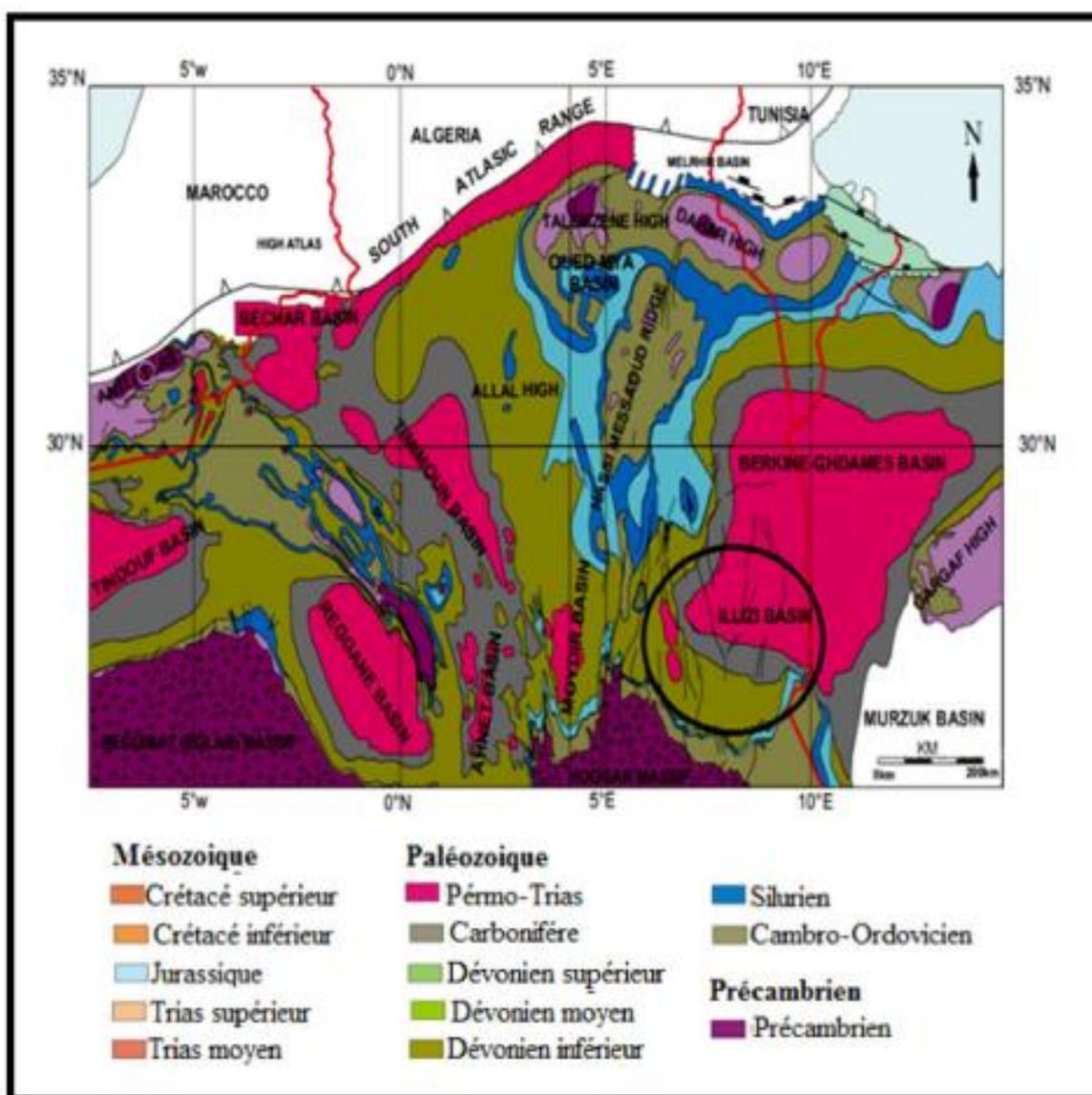


Figure I.2 : Cadre Géologique du Bassin d'Ilizi (Galeazzi et Al, 2010)

I.2.1 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 .

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

I.2.1 LITHOSTRATIGRAPHIE DU BASSIN D'ILLIZI

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

La coupe lithologique type du bassin d'Ilizi 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 Tass iliennes a été établie grâce aux études réalisées sur les affleurements (Beuf S et al., 1967). La série stratigraphique (Figure I.3) type du bassin d'Ilizi, épaisse de plus de 3 000m comprend :

I.2.1.1 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.

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 grès fins à moyens, à stratifications obliques et d'argile.
- Barre inférieure (unité A) du réservoir F6: d'une épaisseur moyenne de 30m, constituée de grès 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 grès 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 Gédidinien, 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 Gédidinien, 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 argiligréseuse 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.
- 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.

1.2.1.2 Le Mésozoïque

a. Le Trias :

Epais de 120m, il est représenté par la série grés argileuse de Zerzaytine inferieur.

b. Le Jurassique :

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

- 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 grés conglomératiques et se terminant par des argiles rouges.
- La partie inférieure de la série Taouratine inférieure : environ 120m d'épaisseur, d'âge Malm composé d'argiles grise et de grés.

c. Le Crétacé :

- Série de Taouratine inférieure (partie supérieure) : son épaisseur est d'environ 120m, d'âge Barrémien - néocomien. Elle est composée de grés carbonatés souvent silicifié et d'argiles rouges.

CHPITRE I : Généralité sur la région d'étude

- 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.

I.2.1.3 Le Tertiaire

a. Le Paléocène ;

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

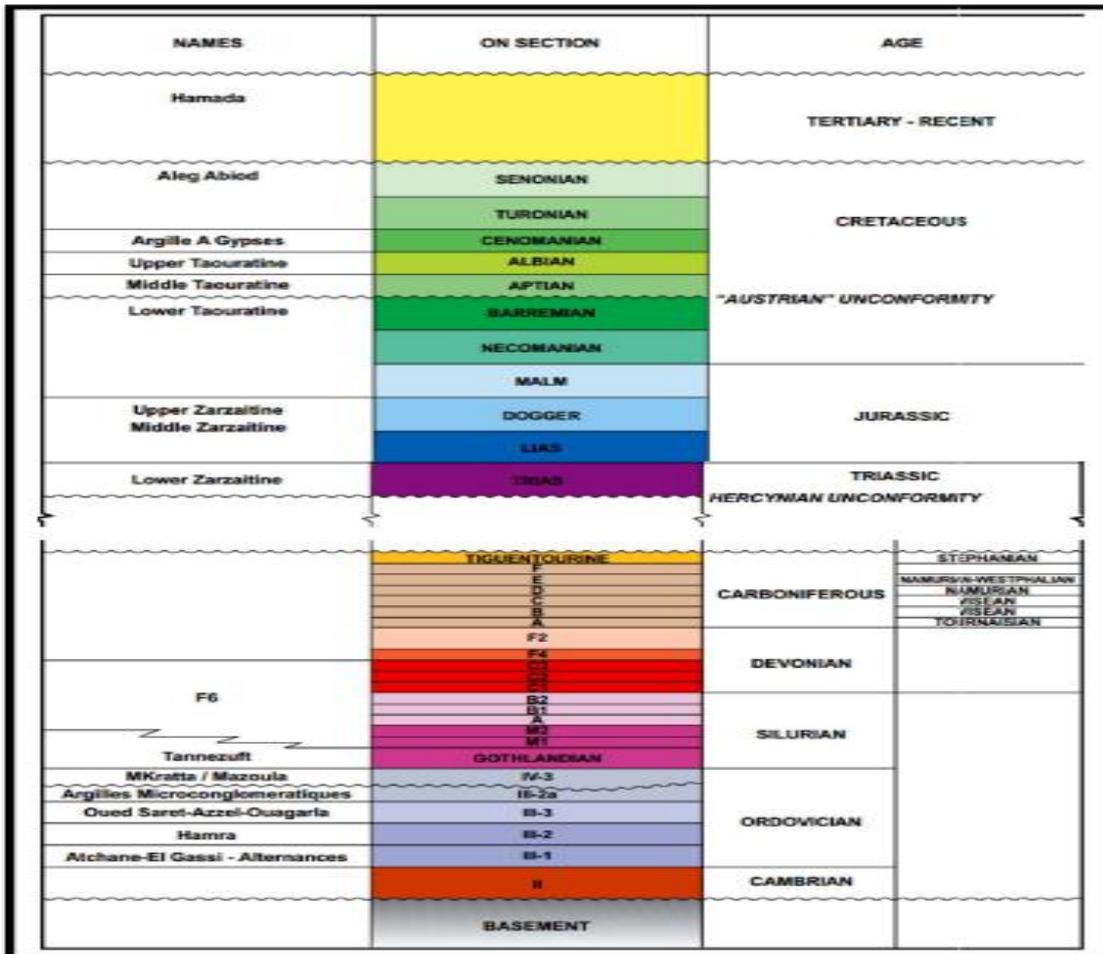


Figure I.3 : Colonne Stratigraphique du Bassin d'ILLIZI (BHP Petroleum, 1998)

I.3 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.4APERCU STRUCTURAL

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

Les principaux événements tectoniques qui ont affectés le bassin d'illizi 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.

I.5 LES GISEMENTS HYDROCARBURES DU BASSIN D'ILLIZI

(Sonatrach/Schlumberger, 2007)

I.5.1. 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 fluviaux-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.

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, Zarzaitine et Irlalène.

I.5.2 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.5.3. 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.5.4. 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.5.5 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.

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.

Le bassin d'Illizi constitue un bassin de plateforme stable qui a subi une forte sédimentation durant le Paléozoïque et le Mésozoïque donnant naissance à une épaisse série sédimentaire.

La colonne sédimentaire comporte plusieurs niveaux réservoirs contenant des quantités considérables en hydrocarbures ce qui a permis de classer le bassin d'Illizi 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.

I.6 Historique d'exploration dans la région

L'exploration pétrolière dans la région d'étude a débuté en 1958 par le premier forage Nord In Amenas-1 (NIA-1). Ce puits a mis en évidence la présence de gaz dans les réservoirs dévoniens (F2 et F4) et siluro-dévoniens (F6). De la boue légèrement émulsionnée de gaz a été récupérée dans les tiges lors du test du réservoir cambrien.

- ✓ TID-1 foré en 1960, a produit 2700m³/h de gaz à partir du réservoir F6.
- ✓ En 1962 : trois puits ont été forés sur la base des données sismiques (lignes sismiques Z-19, Z-21, AL-3 et TA-10)
- ✓ En 1981, le puits ISE-1 foré dans un synclinal, avait pour but de poursuivre l'exploration du Cambro-Ordovicien
- ✓ Le puits NIA-4, foré en 1994, a traversé les niveaux réservoirs F4 et F6, qui étaient aquifères, mais le réservoir ordovicien (unité IV) n'a pas été rencontré.
- ✓ En 2003, le forage HNIA-1 a mis en évidence la présence de gaz dans les niveaux cambro-ordoviciens.
- ✓ En 2010, INAC-1, implanté au toit d'une structure/paléo-relief, a traversé le réservoir cambro-ordovicien qui a produit 3392 m³/h de gaz, avec une pression en tête de 950 psi

Durant l'année 2014, quatre forages ont été réalisés et ont donné les résultats suivants :

- ✓ ISSO-1 : implanté dans une paléovallée, où le réservoir cambro-ordovicien a débité 196.5 m³/h de gaz avec une pression en tête de 180 psi. Ce puits a été complété pour une fracturation réalisée en 2016, à l'issue de laquelle le réservoir a débité 1908 m³/h de gaz.
- ✓ ISSW-1 : implanté sur une paléovallée, a montré un cheminement de gaz, lors du test en barefoot du réservoir cambro-ordovicien.
- ✓ TIDW-1 : implanté sur un piège mixte. Il a fait l'objet de deux DST au niveau des réservoirs cambro-ordoviens.
 - DST N°1 en barefoot a produit du gaz et de l'eau salée, tandis que le
 - DST N°2 derrière casing, a montré un cheminement de gaz. Le réservoir étant à caractère tight, n'a pu être fracturé, du fait de la mauvaise qualité de la cimentation du casing.
- ✓ IEKE-1 : implanté sur la bordure de la paléovallée, a montré un cheminement de gaz, lors du test en barefoot, du réservoir cambro-ordovicien.

IEKE-1 c est le but de notre étude

Introduction

La demande énergétique mondiale est en constante augmentation depuis le début de l'ère industrielle. Parmi les sources d'énergie primaire, le gaz naturel est confronté à une raréfaction des gisements dits conventionnels (i.e. qui sont facilement exploitables avec les moyens actuels et donc économiquement intéressants). Cela donc pousse l'industrie gazière à se tourner vers les réservoirs non-conventionnels, plus difficiles à produire et présentant une moins bonne rentabilité économique. Le gaz non-conventionnel est généralement défini comme étant le gaz contenu dans des roches ayant des propriétés pétro physiques médiocre (faible perméabilité) peu compatibles avec une exploitation économiquement viable.

Les réservoirs de gaz conventionnel et non-conventionnel peuvent être classés selon leur perméabilité. La Figure 1-1 montre le triangle des ressources dont le sommet correspond aux réservoirs de gaz conventionnel avec une perméabilité comprise entre 1 mD et 1000 mD, les réservoirs dits non-conventionnel présentent généralement une perméabilité inférieure à 0,1 mD.



Figure I.3 : Colonne Stratigraphique du Bassin d'ILLIZI (BHP Petroleum, 1998)

II.1 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.

II.1.1 RESERVOIRS CONVENTIONNELS

Dans un système pétrolier conventionnel l'exploitation se fait en présence de piège 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.

II.1.2 RESERVOIRS NON CONVENTIONNELS

En fait, c'est le mode de production qui n'est pas conventionnel, dans ce cas l'exploitation peut se faire

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.

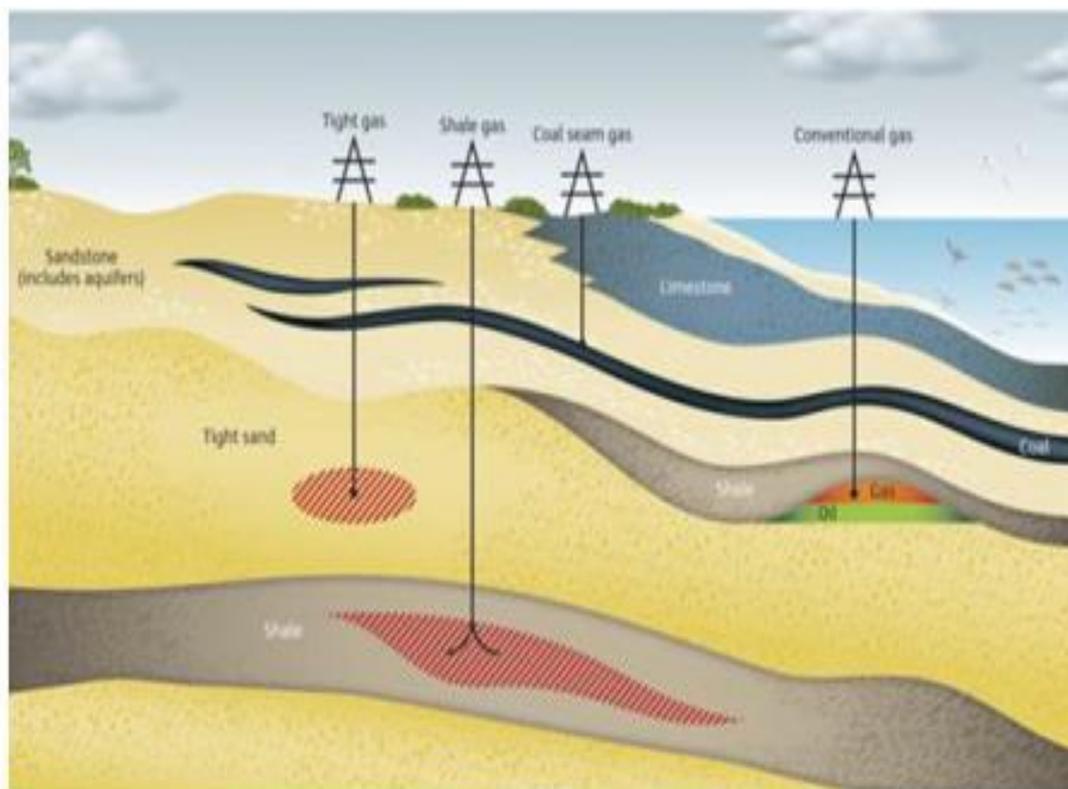


Figure II.2 Emplacement du type de gaz non-conventionnel dans les couches de la terre

Les gaz non-conventionnels sont généralement classés en trois catégories :

- ✓ **Gaz de schiste (Shale gas)** : il s'agit de gaz resté piégé dans la roche mère, Le réservoir est donc constitué d'une roche sédimentaire à grains fins, argileuse à structure litée et très peu perméable qui nécessite un traitement de stimulation (fracturation hydraulique par exemple) pour être exploitée.
- ✓ **Gaz de réservoirs compacts (Tight gas)** : le gaz a migré depuis sa roche mère mais est piégé dans une roche peu poreuse et perméable, de type calcaire ou grès.
- ✓ **Gaz de charbon (Coal Bed Methane)**: le gaz n'est pas stocké dans la porosité du matériau mais adsorbé dans des couches de charbon. Il s'agit de ce que les mineurs appelaient le « grisou »

Bien qu'il soit difficile à exploiter, le gaz non-conventionnel présente un grand intérêt du point de vue des quantités disponibles. Il représente presque la moitié des ressources mondiales de gaz techniquement récupérable, environ 342 trillion m³ . Parmi les trois types de gaz non-conventionnel, le gaz « tight » présente un important potentiel de croissance de production.

La production de gaz « tight » devrait continuer à augmenter dans les années à venir. Assurer cette croissance représente de nombreux défis et de nombreuses incertitudes perdurent. Le terme « réserve prouvée » correspond aux réserves connues qu'il est possible d'exploiter dans les conditions techniques et économiques actuelles. Par opposition, les « réserves possibles » sont celles dont la probabilité d'être économiquement exploitable n'est que de 10% (50% pour les « réserves probables »). Afin de fiabiliser les estimations des différents types de réserves, une caractérisation précise des propriétés pétrophysiques et de transfert des réservoirs « tight » est indispensable. Les incertitudes liées à la porosité du matériau (correspondant à sa capacité à stocker un volume important de gaz) ou à sa perméabilité (lié à la facilité et la vitesse avec laquelle il est possible d'en extraire le gaz) pourraient mettre en péril la viabilité économique d'un projet.

II.2 Les réservoirs de grès « tight »

Les hydrocarbures de réservoir compact peuvent être contenus dans des gisements particuliers, souvent de petite taille, situés dans des couches très peu poreuses et très peu perméables. Ils peuvent aussi se trouver dans des zones périphériques de gisements conventionnels (La Figure II.3)

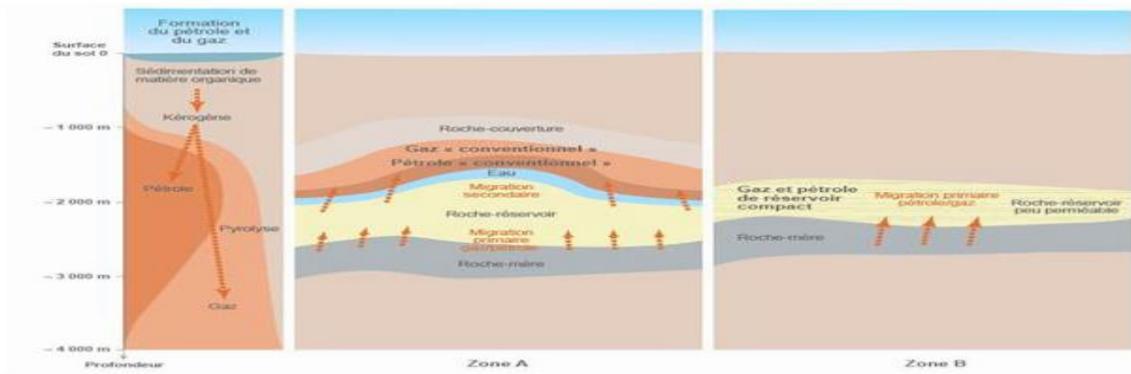


Figure II.3 Etapes de la migration des hydrocarbures conventionnels et de ceux de réservoir compacte.

II.2.1 Caractéristiques des réservoirs de grès « tight »

Les réservoirs de grès « tight » font partie des réservoirs dits « non-conventionnels », c’est-à-dire qu’ils nécessitent le recours à des traitements de stimulation massive ou des processus et des technologies de récupération spéciales pour être produits.

Comparé à un réservoir conventionnel, un réservoir de grès « tight » se caractérise par :

- Une faible perméabilité intrinsèque et une importante sensibilité à la contrainte in situ. La perméabilité in-situ d’un réservoir de grès « tight » est inférieure à 0,1 mD, et peut atteindre 0,001 mD pour les réservoirs « ultra tight ».
- Les grès « tight » présentent également une sensibilité à la saturation liquide et des pressions capillaires significativement différentes des grès conventionnels. La conséquence la plus remarquable est la présence, in situ, d’une zone de transition importante due aux effets capillaires pouvant s’étendre sur plusieurs centaines de mètres au-dessus du niveau de la nappe phréatique. Dans cette zone, la mobilité des phases liquides et gazeuses est extrêmement réduite

Outre leurs propriétés pétrophysiques, les réservoirs conventionnels et les réservoirs de grès « tight » diffèrent également en termes de composition minéralogique, volume, et tailles de pores, rayon d’accès aux pores, connectivité du réseau etc..., Le Tableau 1-1 résume les principales différences entre ces deux types de réservoirs

Propriété	Réservoir conventionnel	Réservoir de grès « tight »
Composition de roche du réservoir	Teneur important en quartz et faible teneur en feldspath	Teneur en feldspath relativement importante
Type de pore	Mélange des pores primaires et secondaires	Principalement des pores secondaires
Connectivité et type de pores de seuil	Pore de seuil court, bonne connectivité	Pore de seuil feuilleté, serpentant et schisteuse, mauvaise connectivité

Le Tableau II.1 les principales différences entre ces deux types de réservoir

La Figure II-4 illustre les différences de morphologie des réseaux poreux de ces deux types de réservoirs et permet de comprendre leurs différences de comportement. A gauche, dans un réservoir conventionnel, le volume poreux, représenté par l'époxy bleu, est important et bien connecté, ce qui permet au gaz de s'écouler facilement. En revanche, pour le grès « tight » (Figure 1-4 à droite), on observe un faible volume poreux, faiblement connecté par de fins joints de grains. En conséquence la porosité et la perméabilité de ce dernier sont beaucoup plus faibles et plus sensibles au confinement.

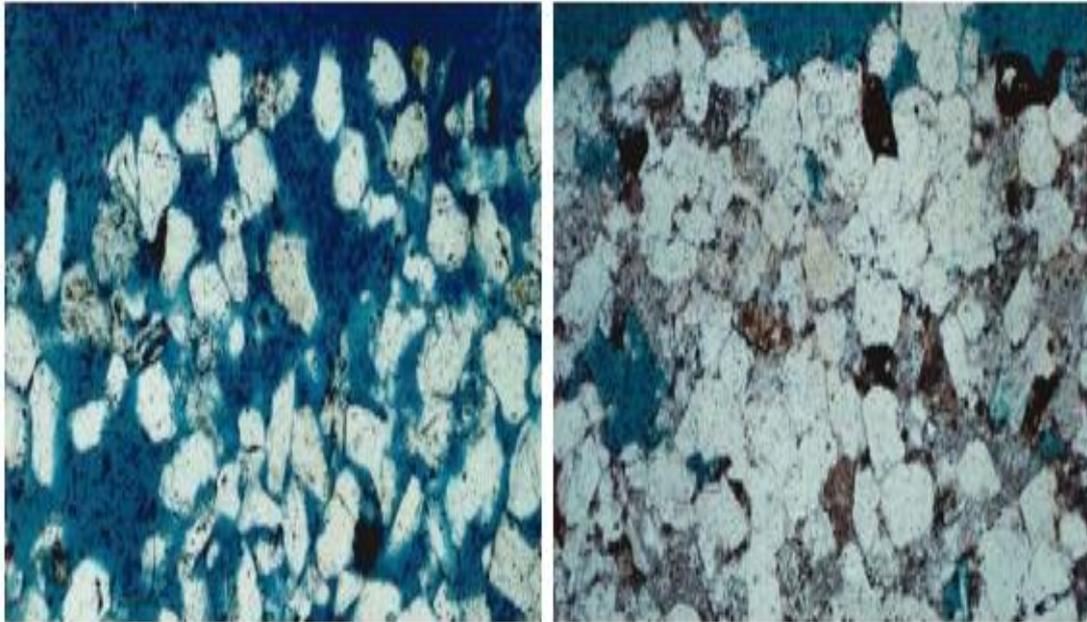


Figure II.3 Etapes de la migration des hydrocarbures conventionnels et de ceux de réservoir compacte.

II.2.2 Formation des réservoirs de grès « tight »

Le réservoir de grès « tight » est formé à la base des trois composants :

Le grain : Les grains se réfèrent aux composants solides de taille plus grande dans la roche qui forment les unités de base à petite échelle du réservoir de grès « tight ». La composition originale du grain est contrôlée par la composition de la source des sédiments (c'est-à-dire la provenance) ainsi que les processus chimiques et physiques dans lesquelles les sédiments sont créés et transportés vers

le bassin géologique. Des grains de la plupart des réservoirs de grès « tight » se composent principalement de quartz, feldspaths et des fragments de roche.

matrice : La matrice est le second composant commun dans un sédiment qui se réfère aux matériaux les plus fins déposés entre les grains supérieurs et généralement incluant l'argile. Les principaux minéraux d'argile observés dans le réservoir de grès « tight » sont la kaolinite, la smectite, l'illite et le chlorite.

Le ciment : Le ciment se réfère généralement à tout minéral qui se forme pendant la diagenèse et se précipite après le dépôt des grains et des composants de la matrice. Le ciment joint les minéraux dans la roche et remplit le système de pores, réduit la perméabilité et la porosité. Les composants les plus communs de ciment dans le grès « tight » sont principalement la silice

et le carbonate. Le grès est une roche détritique. Les caractéristiques d'un grès « tight » dépendent en premier lieu de la nature des dépôts (éoliens, fluviaux, marin, etc...) et de différents facteurs au moment du dépôt tel que la granulométrie des grains, leur argilosité, etc. La structure initiale du matériau (la taille, distribution et forme des grains) dépend de ces facteurs.

De plus, le processus diagenétique transformant le dépôt en roche sédimentaire joue un rôle prépondérant dans les caractéristiques du réservoir. La topologie de l'espace poreux et donc sa porosité et sa perméabilité en dépendent. Différents processus interviennent dans la diagenèse. Ils peuvent être physiques, chimiques ou biologiques. Les principaux mécanismes influant sur les propriétés des réservoirs « tight » sont :

- ✓ **La compaction mécanique** : elle est dû à la contrainte verticale effective et entraîne une réduction de la porosité primaire dans les grès peu profonds par réarrangement des grains par compression et rotation des grains et par rupture mécanique au cours de l'enfouissement. Ce mécanisme est responsable de la perte de porosité primaire pour des températures < 80°C et des profondeurs < 2 km.
- ✓ **La dissolution** : elle intervient au niveau des contacts inter granulaires et peut être induite chimiquement ou par la pression. Ce mécanisme pilote la formation des pores secondaire dans le grès et est souvent accompagnée d'une re-précipitation du matériau dissous sur la surface des grains. Ce mécanisme contribue au réarrangement du squelette poreux et à la diminution de la porosité.
- **La cimentation** : elle joue un rôle important dans la réduction de la porosité et peut inhiber la compaction si elle intervient à un stade précoce de la diagenèse. Dans les grès riches en quartz, un ciment de quartz se développe au tour des grains ainsi que dans l'espace poreux. Nous pouvons le trouver sous forme de ciment « de bord » ou de ciment d'occlusion, comme l'illustre la Figure 1-5. Il contribue largement à la réduction de la porosité et de la perméabilité de la roche réservoir durant le processus dia génétique.

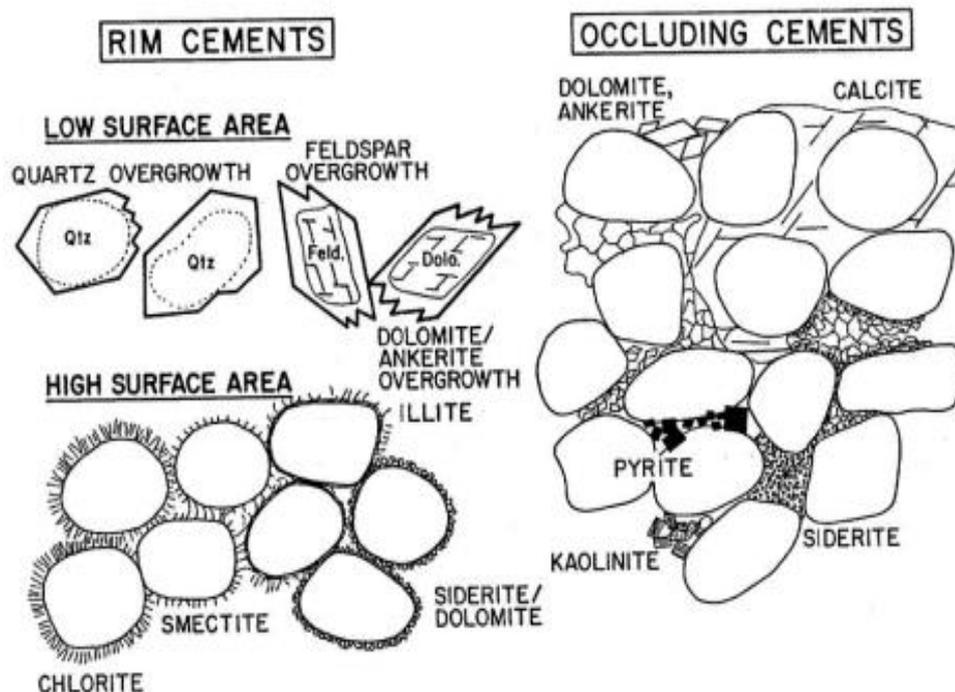


Figure II.5 Ciment « de bord » et ciment d'occlusion

II.3 Propriétés pétro physiques de grès « tight »

II.2.3.1 Porosité

La porosité d'un grès est un paramètre très important du point de vue de la productibilité du réservoir puisqu'elle est liée à la capacité de stockage du matériau (pétrole, gaz ou eau). La porosité peut être définie de deux manières : la porosité totale et effective. La première correspond à l'ensemble des vides qui sont présents dans le matériau, elle est exprimée mathématiquement sous la forme :

$$\phi_{totale} = \frac{V_{totale} - V_{solide}}{V_{totale}} = \frac{V_{p,totale}}{V_{totale}}$$

Où V_{totale} est le volume apparent d'un grès ;

V_{solide} est le volume de la phase solide (grain) ;

$V_{p,totale}$ est le volume poreux total

Celui à laquelle nous nous intéressons dans cette thèse se réfère aux pores qui sont ouverts, donc la porosité effective s'écrit :

$$\phi_{eff} = \frac{V_{p,eff}}{V_{totale}}$$

avec $V_{p,eff}$ le volume poreux ouvert.

Nous distinguons différents types de porosité en fonction de leur origine. La porosité primaire désigne les pores créés entre les grains lors du dépôt sédimentaires. La porosité secondaire apparaît pendant les processus diagenétiques par dissolution des minéraux. La porosité qui s'est développée dans l'espace laissé par un minéral qui s'est dissout et re-précipité plus loin est appelée porosité secondaire de redistribution. Dans les réservoirs de grès « tight », le volume poreux est principalement composé de pores secondaires. Ils apparaissent sous forme de pores intra granulaires (dans les grains dissous), de microfissures et de micropores inter granulaires (dans le ciment dissout ou la matrice argileuse). Les pores primaires sont rarement observés dans les grès « tight ».

Dans une roche réservoir, les caractéristiques du réseau poreux sont gouvernées par :

- L'uniformité de la taille des grains. Elle désigne la distribution des tailles de grains. Si des petites particules de silt ou d'argile sont mélangées avec des grains de sable de taille plus grande, la porosité effective sera considérablement réduite. L'uniformité dépend d'au moins quatre facteurs principaux : la gamme de taille de matériau, le type de dépôt, les caractéristiques actuelles et la durée du processus sédimentaire.

- Le degré de cimentation ou de consolidation. Les grès bien cimentés présentent souvent une faible porosité, tandis que les roches non consolidées présentent des porosités élevées. Le mécanisme de cimentation a été décrit à la section 1.2.2.
- La compaction pendant ou après le dépôt. La compaction tend à réduire le volume poreux et à rapprocher les grains, en particulier pour les roches sédimentaires à grains fins. La compaction est un processus de lithification dans les argilites, les shales et les roches carbonatées à grains fins, cependant il est négligeable dans les grès « tight ».

II.2.3.2 Perméabilité

La perméabilité désigne l'aptitude d'un milieu poreux à se laisser traverser par un fluide sous l'effet d'un gradient de pression. La perméabilité intrinsèque du matériau ne dépend pas, théoriquement, du fluide utilisé pour la mesurer. Elle est notamment pilotée par la porosité effective. Selon Kennedy, Dans un système de pore, les restrictions dominent la perméabilité, c'est-à-dire que le rayon d'accès au pore exerce plus d'effet que le corps de pore.

Selon la taille et l'agencement de leurs particules ou des fractures qui les affectent

Selon la taille et l'agencement de leurs particules ou des fractures qui les affectent, les matériaux du sous-sol seront plus ou moins perméables (cf. figure 1.6).

La perméabilité est désignée par la lettre K et s'exprime en (milli darcy). Il existe plusieurs relations pour l'estimation de la perméabilité. En pratique la perméabilité peut être estimée à partir des analyses de carottes au laboratoire ou même pendant le pré-test lors d'une prise de mesure de pression (Sondes : MDT, RDT, RCI).

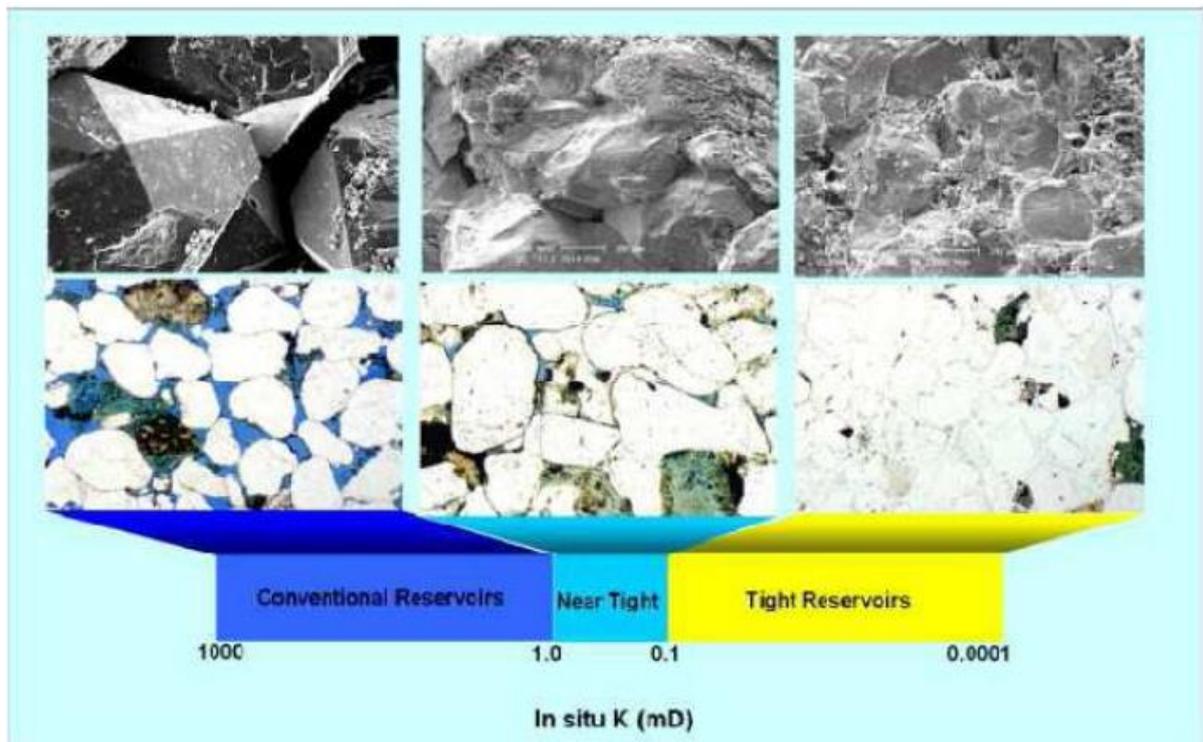


Figure II.6 : Classification des réservoirs selon leur perméabilité

II.3 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).

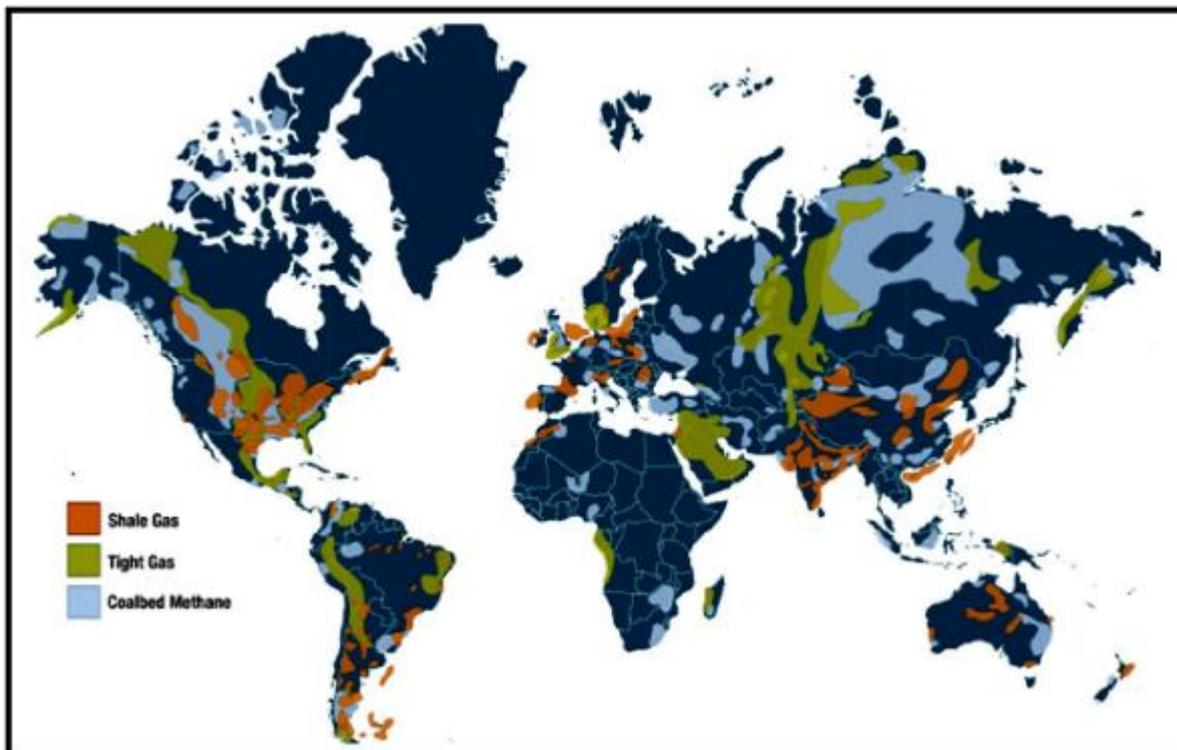


Figure II.7 : Répartition des Réserves Récupérables de Tight Gaz par Zones Géographiques (Total, 2007).

II.4 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 saharienn Les principaux réservoirs compacts en Algérie sont situés essentiellement dans les bassins d'Illizi, de Berkine, Gourara (Timimoun), Ahnet et Hassi Mesaoud (

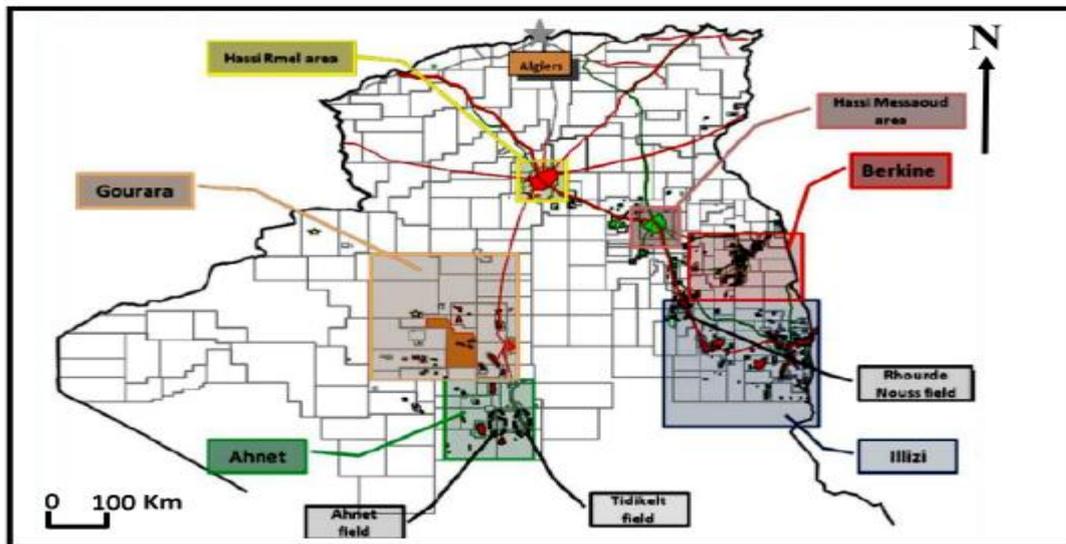


Figure II.7 Bassins à tight et shale gas en Algérie.

Durant la phase d'exploration, il est pratiquement aussi difficile d'identifier et d'apprécier les réserves en hydrocarbures d'un réservoir compact que celles d'un gisement de gaz de schiste en raison des caractéristiques des roches qui les renferment (bien que la porosité et la perméabilité des gisements de Tight soit supérieure à celle des gisements de « schiste »).

Une fois repérés, les gisements peuvent être exploités en ayant recours à des techniques particulières telles que la fracturation hydraulique et le forage horizontal. Bien qu'elles soient désormais maîtrisées, ces techniques restent coûteuses pour l'opérateur.

La fracturation hydraulique est effectuée dans des conditions similaires dans le cadre de l'exploitation d'hydrocarbures de réservoir compact et dans celui d'hydrocarbures de schiste : un fluide sous haute pression est injecté dans la couche rocheuse afin de la fissurer. La pression du puits est ensuite abaissée afin que les hydrocarbures s'écoulent hors de la roche vers le puits, sous l'effet d'une pression différentielle.

Le flux de remontée des hydrocarbures de réservoir compact reste limité en raison de la faible perméabilité de la couche rocheuse. En effet, des additifs chimiques sont utilisés dans les opérations

de préparation d'un puits dans le but d'augmenter ce flux et optimiser les coûts d'exploitation du gisement.

Introduction

On dit souvent que les « 3 G » (Géologie/Géophysique/Gisement) sont les trois piliers de l'exploration et de l'appréciation pétrolière conventionnelle. Dans le cas des gaz ou pétrole de roches mères (appelés de façon abusives « gaz et pétrole de schiste),

Un « 4ème G » vient se superposer : la géomécanique. Au fur et à mesure que les champs pétroliers et gaziers dans le monde entier s'épuisent, l'état de contrainte de leur réservoir et de leur ouverture change, cela peut poser d'importants problèmes aux ingénieurs réservoirs et de productions, par exemple, la compaction du réservoir pendant la production a nécessité quelque-uns des projets correctifs les plus onéreux du secteur. Au fur et à mesure que l'état de contrainte s'intensifie avec la déplétion, des phénomènes de production de sable et de solide peuvent apparaître, provoquant ainsi l'éboulement du puits. Pour réduire ces problèmes les producteurs commencent à s'appuyer sur la géomécanique pour trouver des solutions adéquates.

la science théorique et appliquée des comportements mécaniques des roches, c'est la branche de mécanique concernée par la réponse de la roche contre les forces existantes dans le champ de son environnement ».

D'après cette définition, l'importance de la géomécanique dans plusieurs aspects de l'industrie pétrolière devient plus facile à comprendre.

III.1 Les propriétés élastiques des roches :

III.1.1 la Déformation :

C'est une mesure de la variation d'une dimension selon une direction donnée suite à une force appliquée. A noter que la déformation est définie dans le même sens que la force appliquée F et perpendiculairement au plan à travers lequel le stress agit. Elle nous permet de mesurer le stress en l'observant pour un matériau connu. La déformation est un paramètre adimensionnel.

$$\varepsilon_x = \frac{\delta x}{x}$$

δx = variation de la dimension.

III.1.2 Coefficient de Poisson ν

Coefficient sans dimension, défini comme étant le rapport entre la variation de la dimension latérale (changement de diamètre) et la variation de la dimension axiale ou longitudinale (changement de longueur), lorsque l'échantillon est soumis à une compression.

$$\nu = (\Delta d/d) / (\Delta l/l)$$

Le coefficient de poisson représente la possibilité du matériau transférer sa déformabilité perpendiculairement au chargement. Il est très important dans la détermination du gradient de stress

de la formation, mais il est moins important dans la définition des dimensions de la fracture. Par définition il est inférieur à 0,5 et pour le cas des roches il se situe entre 0,2 et 0,45.

Ce coefficient est déterminé soit par les essais destructifs ou non destructifs (au laboratoire ou in-situ).

III.1.3 Module de Young:

La rigidité d'un matériau est appelée module de Young noté (E), est caractérisé par la pente de la courbe :

$$\sigma = F(\varepsilon)$$

À un niveau plus fondamental, si le stress et arc de pression étroitement lié (en appliquant une pression a surface induit une contrainte), alors en fracturation on peut Considérez le module de Young comme une mesure de combien un matériau (c'est-à-dire une roche) se déformera élastiquement lorsqu'un une pression est appliquée dessus. Parce que la pression est stockée énergie. E est également une mesure de la quantité d'énergie prend pour faire déformer la roche

Les matériaux à module d'élasticité élevé (par exemple, le verre,carbure de tungstène, diamant et granit) ont tendance à être très dur et cassant (sensible à la rupture fragile).

Inversement, les matériaux avec un faible E (par exemple, le caoutchouc.mousse de polystyrène et cire) ont tendance à être souples et ductiles

En utilisant les relations ‘contraintes-déformations’, les constantes élastiques peuvent être déterminées à partir d'un échantillon de la roche au niveau du laboratoire. Ces constantes sont généralement appelés les constantes élastiques statiques. Les constantes élastiques peuvent également être déterminées en utilisant les relations de la propagation des ondes en mesurant les vitesses des ondes élastiques.

En supposant qu'une roche isotrope se comporte d'une manière élastique alors :

$$\begin{pmatrix} \sigma_1 \\ \sigma_2 \\ \sigma_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \lambda + 2\mu & \lambda & \lambda \\ \lambda & \lambda + 2\mu & \lambda \\ \lambda & \lambda & \lambda + 2\mu \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \varepsilon_1 \\ \varepsilon_2 \\ \varepsilon_3 \end{pmatrix}$$

Où : λ et μ sont les constantes de Lamé

Cette relation implique que chaque composante de la contrainte est une fonction linéaire des composants d'efforts :

$$\sigma_i = \lambda \Delta + 2\mu \varepsilon_i \dots\dots\dots (*)$$

$$\text{ou : } \Delta = \sum_{i=1}^3 \varepsilon_i$$

Alors le module de Young (E) représente le rapport de la contrainte axiale à celui la déformation axiale. Ainsi, pour un essai de compression uniaxiale ($\sigma_2 = \sigma_3 = 0$).

En effet, ce coefficient caractérise la raideur de la matière. A contrainte égale, un matériau ayant un module d'élasticité élevé subira une déformation plus faible qu'

Un matériau ayant un module d'élasticité petit.

En utilisant l'équation de la partie (*), on obtient :

$$\begin{cases} \sigma_1 = \lambda(\varepsilon_1 + \varepsilon_2 + \varepsilon_3) + 2\mu\varepsilon_1 \\ \sigma_2 = \lambda(\varepsilon_1 + \varepsilon_2 + \varepsilon_3) + 2\mu\varepsilon_2 \\ \sigma_3 = \lambda(\varepsilon_1 + \varepsilon_2 + \varepsilon_3) + 2\mu\varepsilon_3 \end{cases}$$

A partir de ces équations, on a :

$$\varepsilon_2 = \varepsilon_3 \text{ et } 2(\mu + \lambda)\varepsilon_3 = -\lambda\varepsilon_1$$

$$\varepsilon_2 = \varepsilon_3 = -\frac{\lambda}{2(\mu + \lambda)}\varepsilon_1$$

En remplaçant ces termes dans l'équation de σ_1 , on obtient la formule générale :

$$\sigma_1 = \frac{\mu(3\lambda + 2\mu)}{\lambda + \mu}\varepsilon_1$$

Et à partir de la définition du module de Young , on peut conclure que:

$$E = \frac{\mu(3\lambda + 2\mu)}{\lambda + \mu}$$

La rigidité d'un matériau peut donc être caractérisée par la pente de la courbe

$$\sigma = f(\varepsilon).$$

La valeur de la pente est caractéristique du corps considéré et est appelée : module de Young (noté E) donné généralement en [psi].

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

III.1.4 Module en bloc (Bulk Modulus):

Le module en bloc (k) qui est obtenu en utilisant un essai hydrostatique ; ($\sigma_1 = \sigma_2 = \sigma_3 = P$), représente le rapport de la pression hydrostatique appliquée sur la déformation volumétrique produite.

$$K = \frac{\sum_{i=1}^3 \sigma_i}{3\Delta} \quad \text{Avec : } \Delta = \sum \varepsilon_i$$

$$K = \frac{\sum \lambda\Delta + \sum 2\mu\varepsilon_i}{3\sum \varepsilon_i} \quad \text{Or : } K = \frac{3\lambda \sum \varepsilon_i + 2\mu \sum \varepsilon_i}{3\sum \varepsilon_i}$$

Par conséquent :
$$K = \lambda + \frac{2}{3}\mu$$

On peut montrer que le module en bloc est lié au module de *Young* et au coefficient de *Poisson* comme suit:

$$K = \frac{E}{3(1-2\nu)}$$

III.1.5 Module de Cisaillement :

Le module de cisaillement (G) est une mesure de la résistance d'un échantillon de roche à l'effort de cisaillement, c'est le rapport entre l'effort de cisaillement à la contrainte de cisaillement ;

$$G = \frac{\tau_s}{\gamma_s}$$

G : représente l'équivalent à la deuxième constante du *Lamé*, μ .

$$\gamma_s = \text{tg}(\theta) = x/h$$

Le module de cisaillement (G) peut être calculé à partir du module de *Young* et le coefficient de *Poisson* (méthode indirecte) ;

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

Il peut également être lié à la constante de *Lamé* (λ) et au module en bloc (K).

$$G = \frac{3(K-\lambda)}{2}$$

λ Est calculée à partir de module de *Young* et le coefficient de *Poisson* par :

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

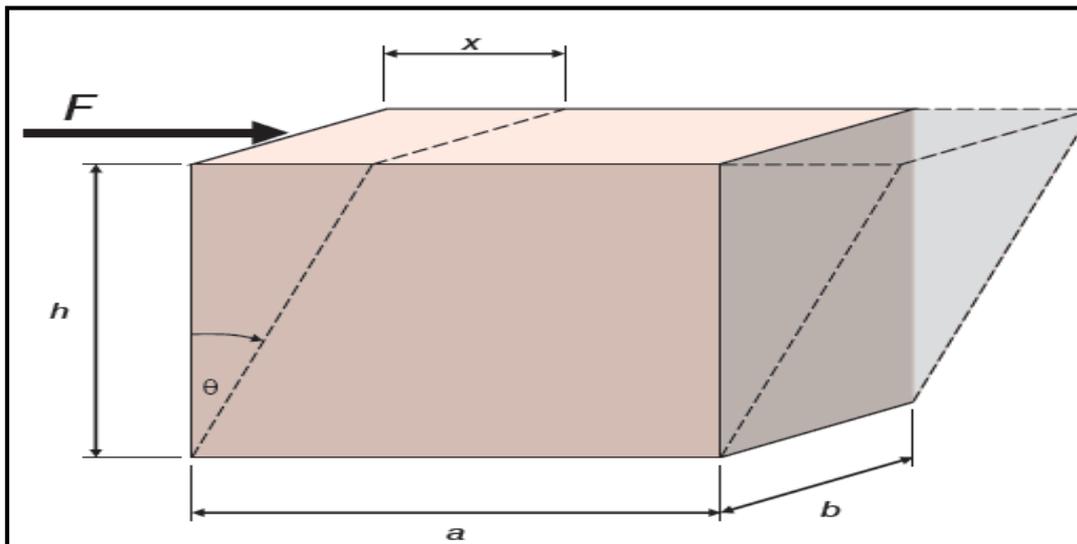


Figure III.1 : Essai de cisaillement

III.1.6 Compressibilité :

La compressibilité (β) est définie comme étant l'inverse du module en bloc, K

$$\beta = \frac{1}{K} = \frac{3}{3\lambda + 2\mu}$$

En fonction du module de *Young* (E), et le coefficient de *Poisson* (ν), la relation de compressibilité peut être exprimée par l'expression suivante :

$$\beta = \frac{3(1 - 2\nu)}{E}$$

La compressibilité ; dont les valeurs approximatives pour différentes lithologies sont représentées dans le (*Tableau III.3*) ; se traduit par un changement de volume de la roche sous l'effet d'une « ΔP » et plus généralement :

$$\beta = -\frac{1}{\Delta P} \times \frac{\Delta V}{V}$$

III.1.7 Coefficient de Biot :

Biot a introduit une constante qui traduit la réponse de la roche à la pression régnant dans ces pores ;

Biot a introduit le paramètre α dans la limite de pression de pore pour expliquer le processus couplé de "diffusion/déformation" et a présenté la loi modifiée de contrainte effective:

$$\sigma_{eff} = \sigma - \alpha P$$

α : constante de *Biot* ($0 \leq \alpha \leq 1$) ;

P : Pression interstissielle ;

$$\alpha = 1 - \frac{\beta m}{\beta b}$$

Avec :

βm : Compressibilité de la matrice ;

βb : Compressibilité de la roche poreuse ;

α est en général peu différent de 1 pour les roches sédimentaire ($0,85 < \alpha < 1$)

Pour les grès très perméables : $\alpha \approx 1$;

Pour les calcaires : α est généralement plus faible.

Le coefficient de Biot est un coefficient minorant les effets de la pression interstitielle. Il indique dans quelles proportions la pression interstitielle soulage le squelette des contraintes totales suite à la déformation de la matrice solide, définissant ainsi les composantes d'un système poreux.

III.2 Contraintes s'exerçant sur le réservoir :

III.2.1) Contrainte totale verticale et horizontale (In-Situ) :

La contrainte principale verticale ou contrainte géostatique (δ_1) (*Overburden pressure*) est la contrainte exercée par le poids des sédiments, donnée par la relation suivante :

$$\delta_1 = \int_0^H \rho(H).g.d(H)$$

Où :

$\rho(H)$: La densité de roche à une profondeur (H) donnée ;

g : La gravité ;

Les contraintes principales sont notées σ_i , avec $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$ (cas typique) tel que : σ_v est la contrainte principale verticale, appelée aussi la contrainte géostatique ou encore poids des terres ;

- les contraintes δ_2 et δ_3 peuvent être différentes suivant l'importance et l'orientation des phénomènes tectoniques.
- Les contraintes δ_2 et δ_3 sont égales si le réservoir est tectoniquement au repos.
- Le plus souvent δ_2 et δ_3 sont inférieurs à δ_1 : la pression de la fracturation verticale fournit alors une valeur légèrement par excès de la plus petite contrainte horizontale.
- Dans certains cas particuliers, δ_2 et δ_3 peuvent être supérieur à δ_1 : anticlinaux très accentués par exemple ou faibles profondeurs ...
- La fracturation se dirige dans la direction de la plus faible résistance, c'est-à-dire la fracture se propage perpendiculairement à la contrainte minimale. L'amplitude des contraintes en fonction de la profondeur montre qu'à partir d'une certaine profondeur, la contrainte horizontale devient plus faible que la contrainte verticale.

III.2.2 Les contraintes principales horizontales σ_H et σ_h :

- Elles résultent en grande partie des conditions géologiques et tectoniques in situ ;
- Elles varient en fonction de l'activité tectonique locale ;
- Elles se valent si le réservoir est tectoniquement stable ;
- Dans certains cas, elles peuvent avoir des valeurs supérieures à celles de σ_v ;

*L'évolution des contraintes avec la profondeur est illustrée dans la (Figure III)

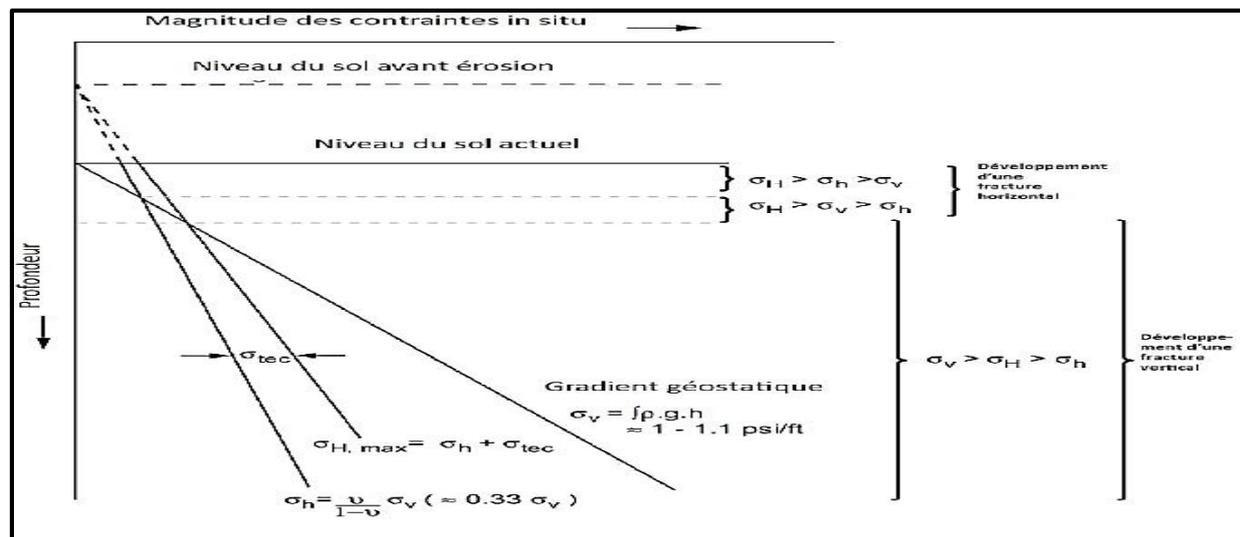


Figure III.2 : Evolution des Contraintes avec la profondeur

III.2.3 Contraintes totales et contraintes effectives :

Dans un milieu poreux, saturé par un fluide à la pression P (Figure 4), les contraintes principales effectives s'exerçant sur le squelette sont reliées aux contraintes principales totales par la relation:

$$\sigma_i = \delta_i - \alpha P$$

Ou:

δ_i : contrainte totale (i=1.2.3);

σ_i : contrainte effective;

P : pression de pores, ou pression de gisement, ou pression de couche, ou pression interstitielle.

α : constante de BIOT ($0 \leq \alpha \leq 1$);

Le plus souvent on admet $\alpha = 1$, de sorte que l'on est ramené à la loi de *Terzaghi*, applicable en mécanique des sols :

$$\sigma_i = \delta_i - P$$

Pratiquement, nous raisonnerons surtout avec les contraintes effectives. Dans un réservoir tectoniquement au repos, on observe que les contraintes effectives verticale σ_1 et horizontale σ_3 . Sont généralement telles que:

$$\sigma_3 = 0.25 \text{ à } 0.33 \sigma_1$$

Notons aussi que de nombreux auteurs cherchent à relier les contraintes σ_1 et σ_3 par la relation :

$$\sigma_3 = \frac{\nu}{\nu - 1} \sigma_1 + 2\eta P$$

η : Le coefficient poro-élastique définie comme :

$$\eta = \alpha \frac{(1 - 2\nu)}{2(1 - \nu)}$$

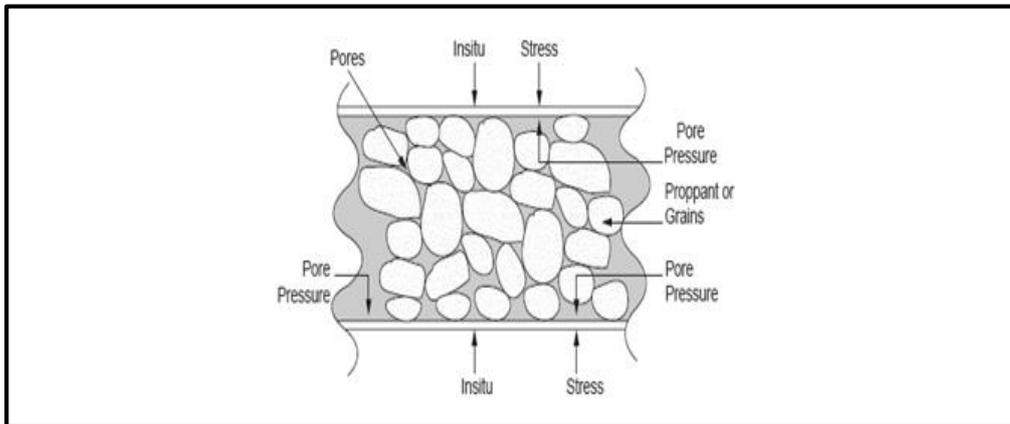


Figure III.3 : Action de la pression de pore sur l'état de contraintes

Les expériences ont montré que les fractures sont développées suivant les plans horizontaux ou verticaux. Pour des profondeurs inférieures à 600 mètres, il est possible d'obtenir les fractures dans les plans horizontaux. Pour des profondeurs supérieures à 600 mètres, le poids des sédiments fait que la fracture se développe uniquement dans les plans verticaux.

Aux profondeurs supérieures à 1000 m (ou l'on peut négliger la résistance à la traction de la roche vis-à-vis des contraintes appliquées)

III.2.4 Les différentes étapes d'études géo mécaniques

- ✓ Identification des zones à hydrocarbure (log de résistivité) ;
- ✓ Etude de la qualité de réservoir (Perméabilité et la taille des grains) ;
- ✓ Estimation des propriétés dynamique de réservoir (Module de Young, coefficient de poisson) « log sonique »
- ✓ Estimation de la contrainte de rupture ;
- ✓ Estimation des zones fragiles ;
- ✓ Estimation de l'orientation de la fracture hydraulique (Suivant l'orientation des contraintes maximales et minimales).

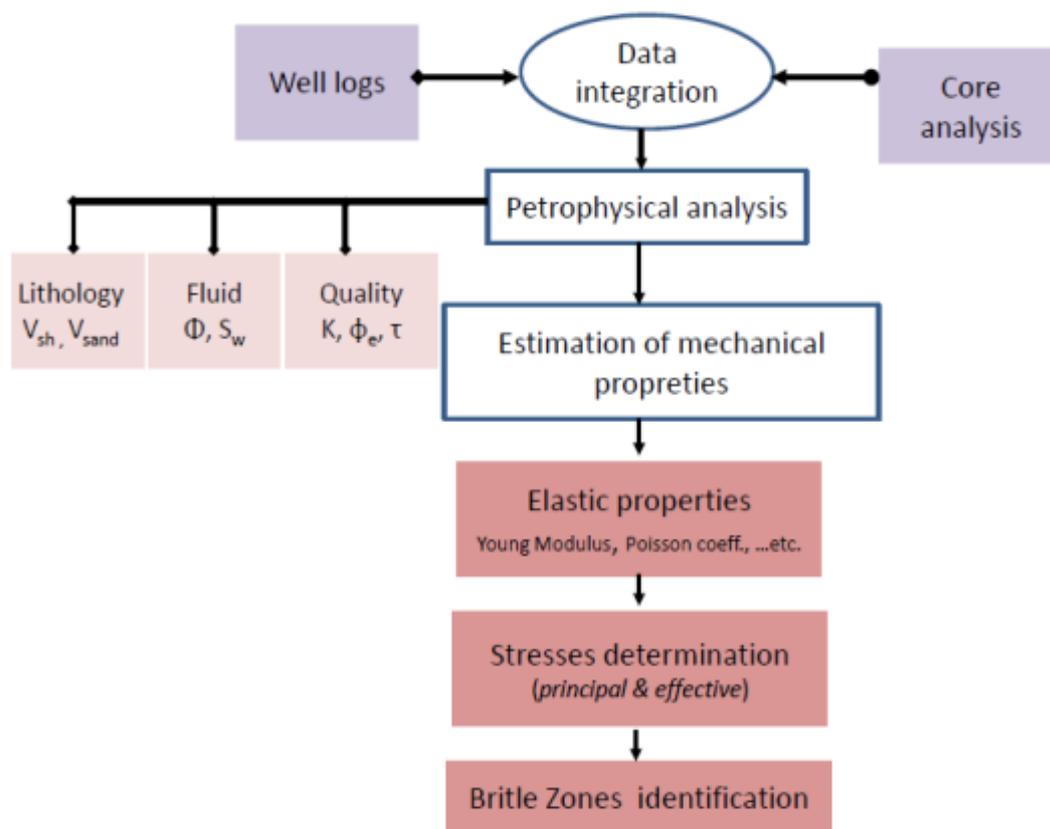


Figure III.4 Les différentes étapes d'études géo mécaniques

L'estimation des propriétés mécaniques dynamiques (Module de Young et Coefficient de Poisson) se fait par les mesures des ondes soniques 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.

III.4 Le model géomécanique ou MEM (Mechanical Earth Model) 1D

III.4.1 Mesures dynamique

La détermination de la zone à minimum stress est capitale dans toute opération de fracturation hydraulique on va se servir des données des diagraphies et des résultats des essais mécaniques sur carottes.

Les propriétés mécaniques de la roche ont été calculées en utilisant les logs de trou ouvert (Sonique, Densité et Neutrons de porosité).

Les Diagraphie 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.

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

Les propriété de la roche coefficient de Poisson (ν), module de Young (Y), la compression uniaxiale (UCS).

a. Coefficient de Poisson (ν), module de Young (E_d)

Ces propriétés élastiques dynamiques de la roche sont calculées à partir de la densité (RHOB), Données de vitesse d'onde de compression (V_p) et de vitesse d'onde de cisaillement (V_s).

Les équations sont les suivantes (Lal, 1999 ; Chang et al., 2006 ; Zoback,2007):

$$\nu_d = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)}$$

$$E_d = RHOB * V_s^2 \left[\frac{3V_p^2 - 4V_s^2}{V_p^2 - V_s^2} \right]$$

Où ν_d et E_d sont le coefficient de Poisson dynamique et le module de Young

V_p et V_s sont en mètre/seconde

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.

L'UCS a été estimé à partir de la lenteur sonique de compression (DT). Nous ont deux équations UCS différentes pour les grès et les schistes. McNally, 1987 propose l'expression suivante pour à grain fin, grès datés avec une large gamme de porosité :

$$UCS_{Sandstone} = 122 e^{-0.036 DT}$$

Où DT représente le log de la lenteur sonique en unité us/ft et généré L'UCS est en unité méga-pascal (MPa). On peut le calcule a partir de essai au laboratoire

III.4.2 Mesures Statiques

Les propriétés élastiques de la roche sont calculées par les équations de Gassmann 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 ; lacy, 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

Dynamics : est la propriété élastique dynamique correspondante.

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

a. Module de Young Statique

$$\text{Log } E_s = 2.137 + 0.6612 \text{ log } E_d \quad (\text{utilisé pour des grés à porosité 10\%-15\%})$$

Où :

E_d (Module de Young dynamique en Mpsi) ;

E_s (Module de Young statique en Mpsi).

$$E_s = (0.8 - \Phi \alpha) \cdot E_d$$

Où

Φ α (Porosité moyenne).

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.

b. Coefficient de Poisson Statique

Le coefficient de Poisson dynamique est calculé par l'équation de Gassmann, tandis que le coefficient de Poisson statique peut être déterminé par les tests sur carottes. Souvent le coefficient de Poisson dynamique est considéré par défaut égal au coefficient de Poisson statique.

III.4.3 Orientation de la Direction des Contraintes Horizontales

La fracture engendrée se propage parallèlement à l'axe de la contrainte horizontale maximale (SH) et s'ouvre perpendiculairement à l'axe de la contrainte horizontale minimale (Sh)

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

III.4.4 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 (Sh et SH) ainsi que leurs intensités.

Le profil de stress va être calibré à l'aide des données réelles du Leak-Off test (pendant le forage donne quelque formation sur micro fracturation sur Test (LOT) et des données de la micro fracturation ou les résultats d'outil MDT

III.4.4.1 Calcul de la Contrainte Verticale

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

Les données de diagraphie de densité sont classiquement utilisées pour estimer the overburden pressure ou contrainte verticale (Sv) et l'équation est la suivante :

$$Sv = \int_0^H \text{RHOB} * g \, dH$$

Où, RHOB est la valeur du log de densité apparente à une profondeur donnée (h), et g est accélération gravitationnelle.

III.4.4.2 La pression interstitielle (PP)

Comme les contraintes horizontales minimums et maximum SH dépendent de pression interstitielle (PP) cette dernière est concédée comme paramètre nécessaire et critique dans le modèle geomecanique. La présence d'anomalie dans la pression de formation peut abaisser de manière critique les valeurs de la contrainte effective, ce qui se traduit par une fenêtre de boue sûre réduite et une instabilité du puits de forage et donc la complexité de forage.

On peut l'estimer à partir des méthodes indirectes on utilisant des diagraphies géophysiques (résistivité, sonique, etc.), les premières zones détecter sont les zones de schiste qui se distinguent des unités non schisteuses en utilisant une combinaison de gammary , résistivité, de porosité neutronique et de densité ainsi que la lithologiques du forage (Ramdhan et Goulty, 2011 ; Sen et al., 2019).

Le log du diagraphie sonique DTC et appliqué dans l'équation d'Eaton largement acceptée (Eaton, 1975) comme suit

$$PP = S_v - (S_v - P_h) * \left(\frac{DTCn}{DTC} \right)^3$$

où Ph représente la pression hydrostatique (psi/ft).

DTC est le log de la lenteur en compression (us/ft) et DTCn est la réponse du log sonique contre le schiste.

Des mesures directes de la pression interstitielle in situ peuvent être exprimées par les données de pression de fond enregistrées par l'outil appelé MDT. Il s'agit d'un outil filaire qui insère une sonde (module à sonde simple ou double) dans la formation ciblée et un manomètre de haute précision enregistre la lecture de pression de formation. Ceci est également capable d'échantillonner le fluide du réservoir.

III.4.4.3 Contrainte horizontale minimale (Sh)

Une approche pour estimer Sh est la déformation horizontale poroélastique qui implique des contraintes tectoniques pour s'adapter à l'horizontale anisotrope contraintes (Javani et al., 2017 ; Amiri et al., 2019), puisque les contraintes tectoniques appliqué à un corps de roche élastique entraîne une augmentation de la contrainte(Najibi et al., 2017). L'équation est la suivante :

$$S_{hPoros} = \frac{\nu_s}{1 - \nu_s} (S_v - PP) + PP + \nu_s \frac{E_d}{1 - \nu_s^2} \epsilon_x + \frac{E_d}{1 - \nu_s^2} \epsilon_y$$

Où S_h est l'amplitude de contrainte horizontale minimale par déformation modèle, ν_s est le coefficient de Poisson statique ; Y_s est le module de Young statique ;

ϵ_x ϵ_y sont deux composantes de déformation horizontale le long des directions Sh et SH (Najibi et al., 2017) et ils ont été estimés à partir les équations ci-dessous (Kidambi et Kumar, 2016) :

$$\epsilon_x = S_v \frac{\nu S}{E_d} \left(\frac{1}{1 - \nu} - 1 \right) \qquad \epsilon_y = S_v \frac{\nu S}{E_s} \left(1 - \frac{\nu^2}{1 - \nu} \right)$$

III.4.4.4 Contrainte horizontale maximale (SH)

nous avons suivi ici le modèle de déformation poroélastique pour estimer la magnitude SH et l'équation est la suivante (Javani et al., 2017 ; Najibi et al., 2017) :

$$SH_{Max_{poro}} = \frac{\nu S}{1 - \nu S} (S_v - PP) + PP + \nu S \frac{E_s}{1 - \nu S^2} \epsilon_y + \frac{E_s}{1 - \nu S^2} \epsilon_x$$

III.5 Identification de la Zone à Fracturer

Après avoir établi le profil de stress on choisit la zone d'initiation de la fracture en 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 un intérêt pétrolier en matière de net pay (signifie les zones qui permettent une exploitation rentable) et contenance en hydrocarbure.

L'étude géo-mécanique joue un rôle très important dans le programme de fracturation hydraulique car c'est à travers le profil de stress établit que les zones intéressantes (minimum stress) à fracturer seront déterminées. Ce dernier va nous permettre de mieux ajuster le design de frac

III.6 Régime de stress

En appliquant ces concepts the earth's crust, il est utile de considérer les grandeurs de la plus grande, intermédiaire et la moindre contrainte principale en profondeur (S 1 , S 2 et S 3) en termes de S v ,

S Hmax et S hmin de la manière initialement proposée par E. M. Anderson et évoquée au-dessus. Comme l'illustrent la figure 1.2 et le tableau 1.1, le schéma d'Anderson classe une zone comme étant caractérisé par des failles normales, décrochantes) strike-slip) ou inversées selon que

CHPITRE III : Généralité sur les propriétés Géomécanique

- ✓ la croûte s'étend et les failles normales à fort pendage permettent le mouvement du mur suspendu (le bloc de roche au-dessus de la faille) vers le bas par rapport à la paroi inférieure (le bloc sous la faille)
- ✓ les blocs de croûte glissent horizontalement au-delà l'un l'autre le long de failles décrochantes presque verticales
- ✓ la croûte est en compression et des failles inversées à pendage relativement peu profond sont associées au bloc de mur suspendu se déplaçant vers le haut par rapport au bloc de mur.

Le schéma de classification d'Anderson définit également les grandeurs de la contrainte principale horizontale par rapport à la contrainte verticale.

- ✓ La contrainte verticale, S_v , est la contrainte principale maximale (S_1) dans les régimes de failles normaux,
- ✓ la contrainte principale intermédiaire (S_2) dans les régimes de décrochement (strike-slip)
- ✓ la moindre contrainte principale (S_3) dans les régimes de failles inversées. Le pendage et la direction de la normale, du décrochement et de là les failles inverses par rapport à la contrainte principale

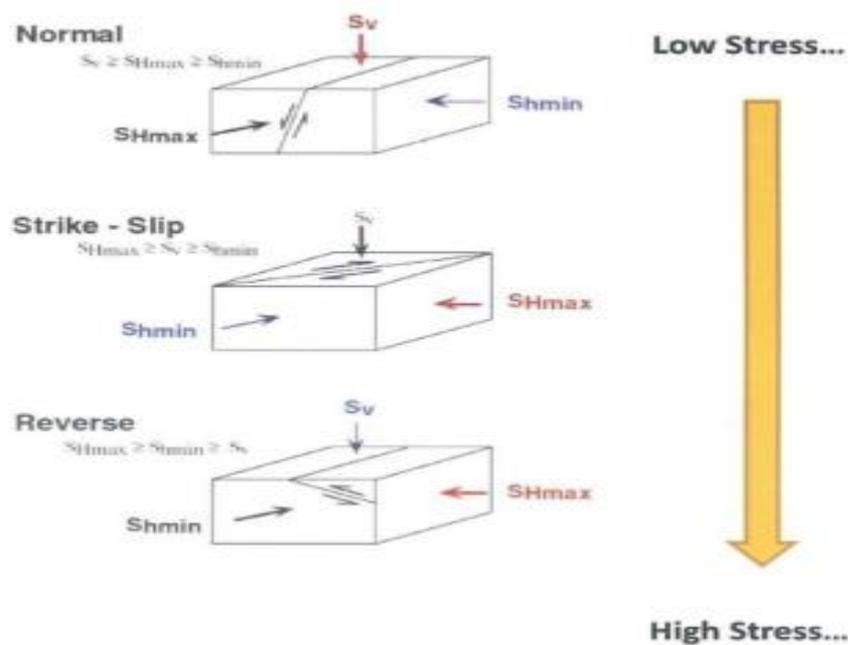


Figure III.5 classification E. M. Anderson des régimes de stress

INTRODUCTION

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

Avant d'entreprendre un traitement de stimulation, il est primordial de bien localiser la nature du problème de manière à choisir le type de traitement qui peut effectivement remédier à la situation sans porter préjudice à la formation.

IV.1 TYPES DE STIMULATION

IV.1.1 L'acidification :

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

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

L'insuffisance de productivité peut provenir d'autres facteurs

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

IV.1.2 Lavages aux solvants :

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

IV.1.3 La Fracturation acide :

Dans la fracturation à l'acide, le fluide du traitement est un acide injecté à grand débit afin de créer des fractures dans la formation, L'acide remplissant les fractures réagit avec les parois en éliminant ainsi un certain volume de roche (cas des formations carbonatées).

IV.1.4 La Fracturation hydraulique :

Elle consiste à l'injection d'un fluide de traitement à une pression supérieure à la pression de fracturation de la formation, grâce auquel on crée des cassures ou fissures au sein de la formation, ouvrant ainsi des canaux à très forte perméabilité, dans lesquels l'effluent peut s'écouler beaucoup plus facilement, ce qui augmente le débit du puits et la productivité.

CHPITRE IV : Généralité sur opération fracturation hydraulique

La figure suivant résume les opérations de stimulation dépends a les problèmes et les remèdes reconnu

PROBLÈME	REMÈDE RECOMMANDÉ
Endommagement : <ul style="list-style-type: none">- Dû aux solides du fluide de forage et/ou aux argiles (gonflement/dispersion)- Dû à des dépôts de minéraux- Dû à des paraffines, asphaltènes, sludges.- Dû à une inversion de mouillabilité	Traitement de matrice : <ul style="list-style-type: none">- Acidification- Solvants appropriés (s'ils existent)- Solvants aromatiques- Solvants mutuels ou surfactants
Perméabilité naturelle faible	Fracturation hydraulique (traitement profond)
Venue de sable	Contrôle des sables
Huile très visqueuse	Méthodes thermiques : <ul style="list-style-type: none">- Injection de vapeur
	Autres remèdes : <ul style="list-style-type: none">- Reperforation.- Nettoyage des perforations.- Dégorgement- lavage à l'acide.

Le cas d'un réservoir tight avec une faible perméabilité il nécessite une opération d'une fracturation hydraulique d'augmenter la vitesse de récupération des réserves

Dans ce qui suit nous allons parler de la fracturation hydraulique ainsi que de son principe de fonctionnement et de son apport pour les réservoirs tight

Le premier traitement de fracturation hydraulique pour bien stimuler la production a été réalisée au Kansas en 1947 sur un puits de gaz dans le champ Hugoton afin de comparer avec l'actuelle technologie des puits acidifiants (Clark 1949). Au cours de la fin années 1940, le processus de création d'une fracture par injection d'huile et étayer la fracture avec du sable a été développé pour stimuler formations gréseuses latentes. À la fin des années 40, la fracturation était une technique timide ; mais dans les années 1950, une prolifération a pris lieu (Economides et Nolte 2002). Aujourd'hui, la fracturation hydraulique est largement utilisée dans l'industrie pétrolière pour stimuler puits de pétrole et de gaz afin d'augmenter leur productivité.

IV.2 FRACTURATION HYDRAULIQUE :

IV.2.1 Principe :

Le principe consiste à créer une conductivité dans la roche par l'injection d'un fluide porteur d'agents de soutènement à des pressions suffisamment importantes. Si la vitesse du fluide pompé dans un puits est plus grande que celle de sa filtration dans la formation, inévitablement la pression monte, et à une certaine pression, la formation se brise, entraînant alors la création d'une fracture.

La fracturation hydraulique consiste donc, à créer artificiellement un drain de bonne perméabilité de part et d'autre du puits sur une certaine distance (X f).

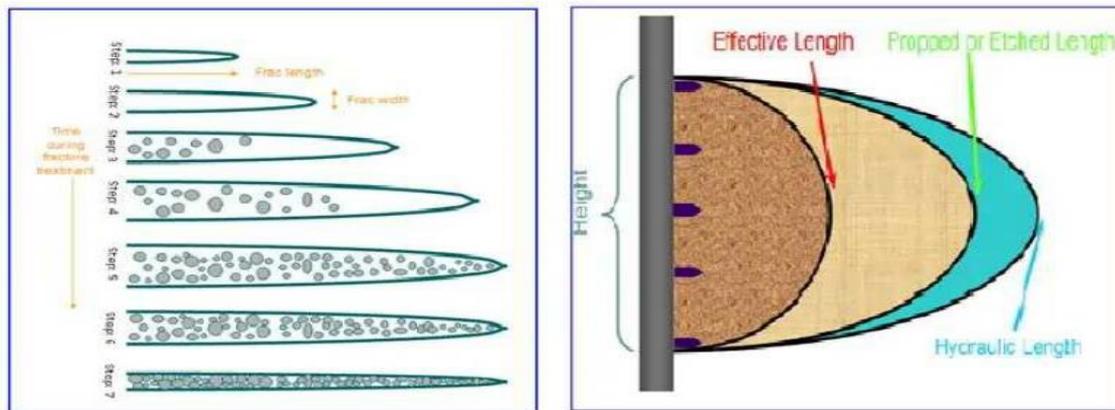


Figure IV.1 : Création des fractures par un fluide sous haute pression

IV.2.2 Objectif de la fracturation hydraulique :

La fracturation hydraulique permet de créer des voies hautement conductrices de fluide du Réservoir jusqu'au puits de production. Elle est destinée à accroître la productivité du puits en augmentant son rayon effectif dans les formations à faible perméabilité.

L'équation de Darcy en écoulement radial (IV.1) montre que le débit du puits peut être augmenté par :

- ✓ Augmentation de la capacité d'écoulement (Kh).
- ✓ By-pass des abords endommagés qui font augmenter le skin(S).
- ✓ Augmentation du rayon du puits (r w) au rayon effectif (r w') : le rayon effectif est en fonction de la demi-longueur de la fracture conductrice (L f /2).

$$q = \frac{kh(P_G - P_{fw})}{141,2B\mu(\ln \frac{R_e}{r_w} + S)}$$

q: Débit d'huile conditions de fond (bbl/j) ;
 h : Hauteur du réservoir (ft) ;
 P_G: Pression de gisement (psi) ;
 R_e: Rayon de drainage (ft) ;
 S: Skin total.

K : Perméabilité (mD) ;
 μ : Viscosité d'huile (cp) ;
 P_{fw}: Pression de fond dynamique (psi) ;
 r_w : Rayon du puits (ft) ;

IV.3 Fluides de fracturation

Le fluide de fracturation est un composant essentiel du traitement de fracturation hydraulique. Ses principales fonctions sont d'ouvrir la fracture et de transporter l'étalement agent sur toute la longueur de la fracture. Par conséquent, les propriétés visqueuses du fluide sont généralement con- considéré comme le plus important. Cependant, réussi les traitements de fracturation hydraulique nécessitent que le fluids ont d'autres propriétés spéciales. En plus de présentant la viscosité appropriée dans la fracture, il devrait se briser et se nettoyer rapidement une fois que le traitement est terminé, fournir un bon contrôle des pertes de liquide, présenter faible pression de friction pendant le pompage et être aussi éco-aussi bien économique que pratique.

Parce que les réservoirs à stimuler varient considérablement en termes de température, perméabilité, composition rocheuse position et pression interstitielle, de nombreux types de des fluides ont été développés pour fournir les propriétés décrit. Les premiers fluides de fracturation étaient à base d'huile ; à la fin des années 1950, les fluides à base d'eau se sont épaissis avec le gaur est devenu de plus en plus populaire. En 1969, le premier un traitement au gaur réticulé a été réalisé. Par ça temps, seulement environ 10 % des traitements de fracturation ont été réalisée avec de l'huile gélifiée. Actuellement, plus de 65 % de tous les traitements de fracturation utilisent des gels à base d'eau vis-à-vis cosifié avec du gaur ou de l'hydroxypropylgaur. Huile gélifiée traitements et traitements de fracturation acide chacun représentent environ 5% du total. Environ 20 % à 25 % de tous les traitements contiennent un gaz énergisant. Addi-sont également utilisés pour améliorer la viscosité à haute température. Températures, pour briser la viscosité à basse température ou pour aider à contrôler les fuites de fluide vers la formation.

IV.3.1 FONCTIONS DU FLUIDE DE FRACTURATION :

Les principales fonctions d'un fluide de fracturation sont : créer et étendre la fracture, transporter les agents de soutènement (proppant) à travers l'équipement de mélange, de pompage et dans la fracture ainsi que placer l'agent de soutènement à l'endroit désiré dans la fracture.

RHEOLOGIE DU FLUIDE DE FRACTURATION :

La sélection du fluide pour des traitements de fracturation hydraulique est basée sur une variété de critères de performance qui influent sur la conception, l'exécution et le coût du traitement, ainsi que sur la productivité éventuelle des puits.

Les propriétés rhéologiques du fluide de fracturation jouent un rôle essentiel, car elles influent directement sur les performances du fluide par rapport à la quasi-totalité des fonctions des fluides indiquées ci-dessus. Les propriétés rhéologiques peuvent être directement utilisées pour calculer les pertes de charge par frottement dans les puits, les perforations et les fractures. En général, le modèle **rhéologique du régime stationnaire est de la forme :**

$$\tau = f(\dot{\gamma})$$

Où τ est la contrainte de cisaillement en (Pa ou lb/ft²), $\dot{\gamma}$ est le taux de cisaillement en (s⁻¹).

Les fluides de fracturation sont généralement fluidifiants par cisaillement. L'un des modèles les plus simples décrivant ce comportement est appelé le modèle de puissance :

$$\tau = K. (\dot{\gamma})^n$$

Où n est l'indice d'écoulement (sans dimension), K est l'indice de consistance (N.sⁿ/m² ou lbf.sⁿ/ft²). Les constantes n et K prennent en considération les géométries spécifiques, et elles sont différentes pour des tuyaux ou des fractures.

IV.3.2 LES TYPES DE FLUIDE DE FRACTURATION

a. Les fluides à base d'eau

En raison de leur coût réduit, de leur haute performance et de la facilité de leur manipulation, les fluides à base d'eau sont les fluides de fracturation les plus largement utilisés. De nombreux polymères solubles dans l'eau peuvent être utilisés pour préparer une solution viscosifiée capable de suspendre des agents de soutènement à la température ambiante. La concentration en polymère peut être augmentée pour compenser les effets thermiques, mais cette approche est coûteuse. Au lieu de cela, des agents de réticulation sont utilisés pour augmenter de manière significative le poids moléculaire effectif du polymère, augmentant ainsi la viscosité de la solution.

a.1 Fluides à faible viscosité (gel linéaire)

Le gel linéaire est constitué de longues chaînes polymériques, les unes à côté des autres, sans liaison. Les dérivés du guar comprennent : hydroxy-propylguar (HPG), carboxy-méthyl guar (CMG) ou carboxy-méthyl-hydroxy-propylguar (CMHPG).

a.2 Fluides réticulés (gel réticulé)

Un gel réticulé est également constitué de longues chaînes polymériques mais cette fois, de fortes liaisons, dues à un agent réticulant, existent entre les chaînes polymériques, créant ainsi une viscosité beaucoup plus grande (de 10 à 3000 Cp). Les fluides à base d'eau peuvent être réticulés à des conditions de haut ou faible pH. CMG ou CMHPG se sont avérés être plus polyvalents dans les applications avec les systèmes métalliques réticulés et sont les polymères couramment utilisés avec eux maintenant.

b. Les fluides à base d'huile

Les huiles lourdes ont été utilisées à l'origine comme fluides de fracturation, principalement parce que ces fluides ont été perçus comme moins endommageables pour la formation porteuse contenant des hydrocarbures que les fluides à base d'eau. Leur viscosité inhérente les rend également plus attrayants que l'eau (Howard et Fast, 1970).

Les fluides à base d'huile sont coûteux à utiliser sur le plan opérationnel et difficiles à manipuler. Par conséquent, ils ne sont maintenant utilisés que dans des formations qui sont connus pour être extrêmement sensibles à l'eau.

c. Les fluides à base d'acide :

Dans le cas d'une fracturation à l'acide pour stimuler une formation de carbonate on utilise habituellement l'acide chlorhydrique (HCl) qui est plus cher que la plupart des fluides de traitement non réactifs.

c. Les mousses et les émulsions :

Généralement elles sont utilisées dans le cas des réservoirs à faible pression et/ou sensible à l'eau. L'un des problèmes potentiels en utilisant des mousses est que le fluide récupéré peut revenir sous forme de mousse, ce qui pourrait être une nuisance pour les équipements de surface.

e. Les fluides non conventionnels :

Comme l'industrie pétrolière s'investit de plus en plus dans l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels contenus dans des roches très serrées (tight), en particulier des systèmes tels que les schistes ou les lits de charbon où la production est contrôlée par désorption du gaz plutôt que l'écoulement dans la matrice, les fluides qui sont non endommageables pour les packs de proppants ainsi que pour la formation sont de plus en plus importants. Plusieurs fluides non conventionnels ont été développés et utilisés avec succès pour ces formations non conventionnelles dans la dernière décennie. Parmi ces fluides on a :

- ✓ Fluides surfactants viscoélastiques.
- ✓ Mousses tensioactives viscoélastiques.
- ✓ Emulsion de dioxyde de carbone avec un liquide aqueux à base de méthanol.
- ✓ Les mousses réticulées.
- ✓ Fluides de méthanol non aqueux.
- ✓ Les fluides à base du CO₂ liquide.
- ✓ Les mousses à base de CO₂ liquide.

IV.3.3 Additifs :

De nombreux additifs sont nécessaires. Le choix de leur nature et de leur concentration doit être fait avec soin en fonction des paramètres de gisement et des conditions opératoires, et par des tests au laboratoire. Il faut se limiter aux additifs vraiment nécessaires en respectant les concentrations prescrites et en vérifiant qu'ils sont tous compatibles entre eux, avec les fluides de traitement, fluides de formation et avec la formation elle-même.

Citant en particulier :

- Les gélifiants qui permettent d'augmenter la viscosité du fluide de base et de réduire sa filtration ainsi que son coefficient de friction. Ce sont généralement des polymères solubles dans le fluide de base.

CHPITRE IV : Généralité sur opération fracturation hydraulique

- Les réticulants qui permettent d'augmenter la viscosité du gel en transformant la structure linéaire des polymères en structure réticulée à trois dimensions.
- Les réducteurs des frictions qui viennent compléter l'action réductrice de friction des agents gélifiants.
- Les agents de diversion, en particulier quand on souhaite réaliser une fracturation multiple.
- Les briseurs de gel (*breaker*) pour provoquer la destruction du gel de fracturation resté pendant un certain temps de séjour dans la couche.

La concentration en briseur de gel doit tenir compte des conditions de fracturation mais aussi du temps prévu entre la préparation du gel et son injection.

➤ les agents tensioactifs parfois nécessaires pour faciliter le reflux du fluide de fracturation hors de la formation après le traitement.

➤ D'autres additifs tels que les bactéricides, agents de contrôle du PH et des agents anti-moussants.

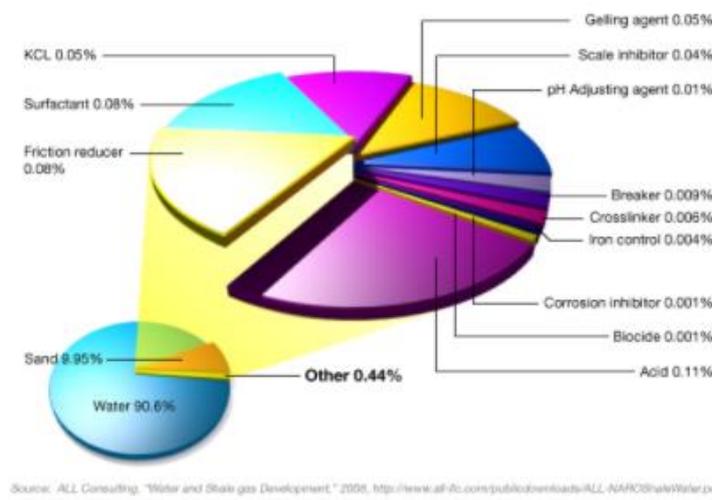


Figure IV.2 : Composition volumétrique d'un fluide de fracturation

IV.4 Agents de Soutènement :

Le succès d'une fracturation hydraulique dépend bien souvent des agents de soutènement qui doivent satisfaire à double conditions :

- d'être assez résistants pour maintenir la fracture ouverte.
- d'être distribués d'une manière permettant l'écoulement des fluides vers le puits de production.

Le comportement des agents de soutènement dans la fracture dépend des caractéristiques liées:

- aux matériaux utilisés (type d'agent).
- à la roche constituant la fracture (roche tendre où dure...).
- à l'état des contraintes régnant dans le réservoir.

IV.4.1 Nature des agents de soutènement :

Il existe une grande variété d'agents de soutènement utilisés pour la fracturation hydraulique. On peut les classer en deux groupes qui présentent des caractéristiques mécaniques très différentes.

➤ **Agents de soutènement élasto-fragiles :**

Ce sont :

- les sables.
- les billes de verre (haute résistance).

➤ **Agent de soutènement élasto-plastiques :**

Ce sont :

- les coquilles de noix (de moins en moins employées).
- certains polymères (difficilement utilisables au-delà de (80°C – 100 °C)).
- les billes d'aluminium (pratiquement abandonnées).
- les billes d'acier (qui pourraient être envisagées avec l'utilisation des fluides très visqueux).

De nos jours ; les agents de soutènement les plus utilisés sont : les billes de sable, de bauxite ou de céramiques calibrés (*Figure V.4*), de granulométrie de 12/20, 20/40, 30/60 (*Figure V.5*), ayant une perméabilité variant entre 100 et 800 Darcy.

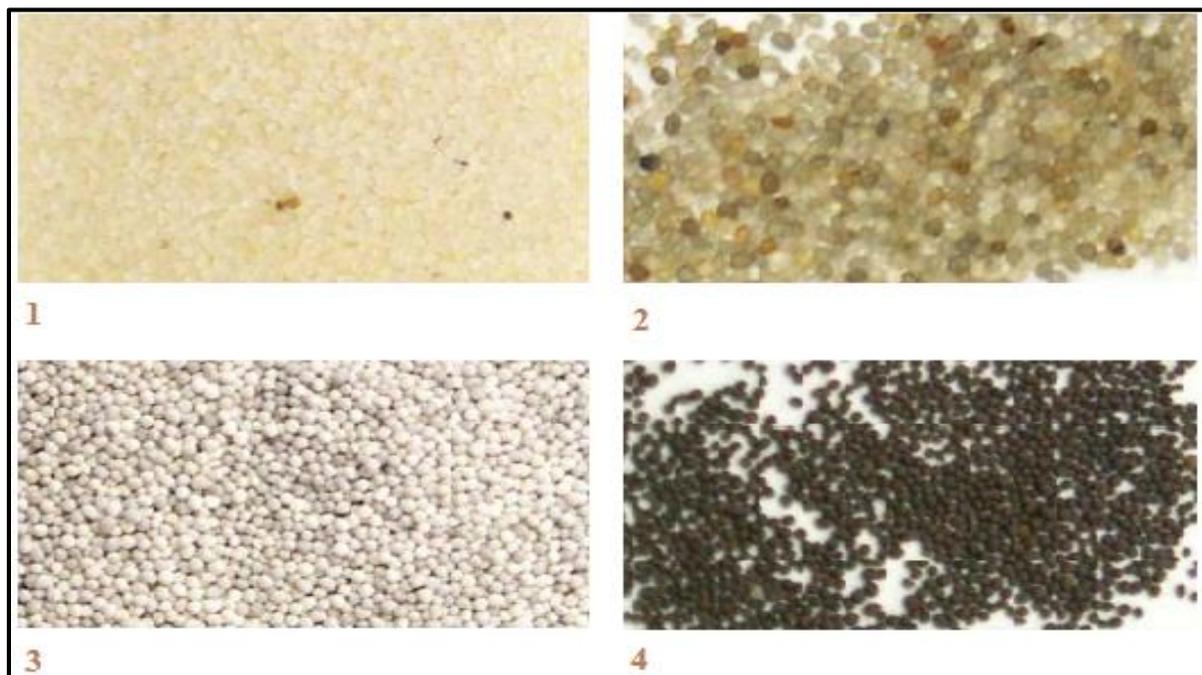


Figure IV.3 : Different type's d'agents de soutènement 1 : *Frac Sand* ; 2 : *Resin Coated Sand* ; 3 : *Intermediate Strength proppant* ; 4 : *High Strength proppant (Bauxite)*



Figure IV.4 : Différentes granulométries de l'agent de soutènement

IV.4.2 Transport des agents de soutènement :

La capacité de transport de l'agent de soutènement dépend de :

- La viscosité du fluide de transport, d'où le recours à des gels éventuellement réticulés.
- La densité de l'agent de soutènement.

Le remplissage dépend aussi de la concentration de ces agents dans le fluide à injecter, la concentration est exprimée en rapport du poids d'agent de soutènement et du volume de liquide et pas du mélange.

IV.4.3 Caractéristiques requises de l'Agent de Soutènement :

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

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

En ce qui concerne les agents de soutènement, la propriété la plus importante est la conductivité en condition de fond, c'est-à-dire sous contrainte, en température et en présence des fluides de gisement. Le transport est la répartition de l'agent de soutènement dans la fracture sont aussi des paramètres très importants. Notons qu'il peut y avoir contraction entre certaines propriétés requises; ainsi, des billes d'acier qui offrent une excellente résistance à la compression sont trop lourdes pour être transportées correctement.

IV.4.4 Conductivité de la fracture :

La concentration et le type du proppants conditionnent la réussite du traitement par fracturation hydraulique. Indépendamment des résidus de fluide, la concentration du proppants et sa résistance à la destruction détermine la conductivité de la fracture.

Les facteurs affectants la conductivité sont :

- Les propriétés du proppants (la taille, la résistance, l'arrondissement et la teneur en particules fines).
- La contrainte de fermeture.
- Les résidus du polymère.
- Le débit de production.
- L'encastrement.
- L'épaisseur de la fracture résultante.

Généralement, la conductivité est considérée homogène tout au long de la fracture. La conductivité d'une fracture soutenue est le produit de la perméabilité K_f du matériau granulaire utilisé par la hauteur h de la fracture :

$$C = K_f h$$

La conductivité adimensionnelle F_{CD} représente la comparaison entre la susceptibilité de la fracture de transporter l'effluent jusqu'aux abords du puits et la susceptibilité de la formation de transporter l'effluent aux abords de la fracture. Elle a une influence massive sur la production après le traitement.

$$F_{CD} = \frac{K_f h_f}{K X_f}$$

X_f : Extension de la fracture.

K : La perméabilité de la formation.

K_f : La perméabilité de la fracture.

h_f : Épaisseur de la fracture.

IV.5 La méthode « Hi-WAY »

La méthode « Hi-WAY » ou dénommée aussi « Channel fracturing » commercialisée en 2010 par la société SCHLUMBERGER, est la technique la plus impressionnante que la fracturation ou la stimulation d'une manière générale n'a jamais connue. Cette technique combine la modélisation géomécanique, le pompage intermittent des proppants, des fibres dégradables et du fluide ce qui permet d'avoir un placement parfait d'agents de soutènement dans la fracture. L'objectif de cette technique de stimulation des puits est de favoriser la formation des canaux de forte conductibilité et d'assurer leur stabilité. Ces canaux qui serviront de chemin pour transporter du pétrole et du gaz tout au long de la fracture hydraulique vers le puits de production.

En effet, cette technique permet une augmentation significative de la conductivité de la fracture. Avec des canaux à l'intérieur de la fracture, le fluide et les polymères sont reflusés plus rapidement qu'avec un pack de proppants classique, le nettoyage est amélioré et la demi-longueur effective de la fracture est augmentée. Depuis sa mise en œuvre, cette technique a rapidement gagnée du terrain, en effet plusieurs puits à travers le monde ont été fracturés donnant des résultats très satisfaisants.

IV.5.1 DESCRIPTION DE LA METHODE HiWAY :

La fracturation à canaux se réfère à une nouvelle technique de fracturation hydraulique qui intègre la modélisation géomécanique, la technologie des fluides chargés en fibres ainsi qu'une stratégie de pompage et de perforation unique pour créer des canaux hautement conducteurs dans le pack de proppants et multiplier ainsi plusieurs fois la conductivité de la fracture. (Gillard et al. 2010, Ahmed et al, 2011).

Il y a quatre éléments importants pour être en mesure de concevoir et d'exécuter la fracturation par la méthode Hi-WAY. Ces quatre composants sont répertoriés comme suit :

1. Structure des canaux.
2. Assurer la stabilité de la structure.
3. Techniques de complétion du puits.
4. Conception technique.

VI.5.1.1 Structure des canaux :

En cas d'ouverture d'un canal, le proppants est placé de façon intermittente. Du fluide chargé de proppants suivi du fluide sans proppants sont pompés alternativement par étages. Ces bouchons sont pompés à une fréquence élevée au lieu du pompage en continu d'agents de soutènement dans la technique de fracturation conventionnelle. Ce pompage intermittent du proppants permet de créer des piliers d'agents de soutènement qui maintiennent la roche ouverte, conduisant ainsi à une conductivité infinie des canaux.

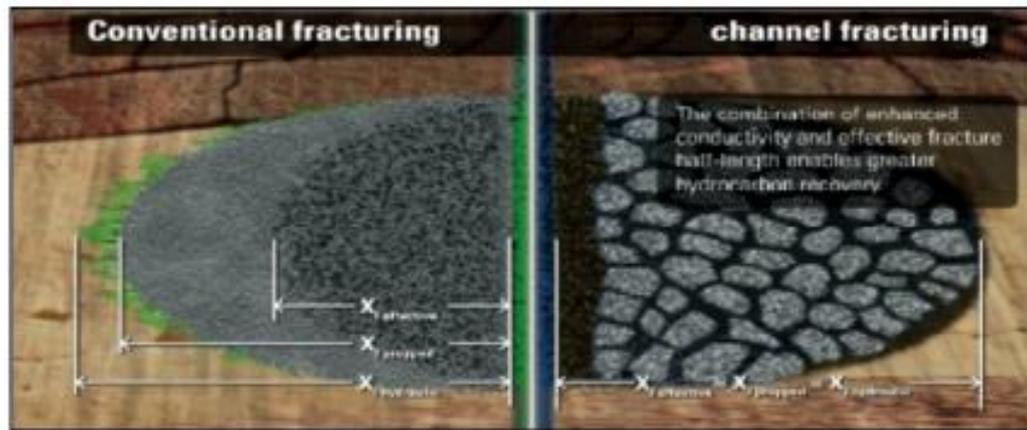


Figure VI.5: Structure des canaux.

VI.5.1.2 Stabilité de la structure :

Un type particulier de matériau fibreux est utilisé pour prévenir la dispersion de l'agent de soutènement pompé par bouchon. Ce matériau fibreux assure la stabilité des congglomérats d'agent de soutènement lorsqu'ils traversent les équipements, le tubing, les perforations ainsi que dans les fractures. Ces fibres sont naturellement dégradables et disparaissent avec le temps et la température, en laissant des piliers d'agents de soutènement stables tenant la formation et en fournissant des canaux de conductivité infinie.



Figure IV.6 : Ecoulement du fluide à travers la structure de canal stable.

VI.5.1.3 Techniques de complétion du puits : Système de perforation :

La première étape et le succès de stimulation par fracturation hydraulique devraient être commencés par le choix de l'arrangement et du positionnement des perforations. Les perforations sont les moyens de communication entre le réservoir et le puits en d'autre terme la perforation est la conduite entre la fracture et le puits.

Dans un traitement classique, les perforations sont généralement placées dans un intervalle continu de la hauteur utile. Dans un traitement de fracturation à canaux d'écoulement, un système de perforation hétérogène constitué de faisceaux de perforations séparées par des intervalles non perforés.

Par rapport au système de perforation utilisé pour les traitements classiques, la stratégie de perforation utilisée dans la technique de fracturation à canaux (HiWAY) est généralement conçue pour couvrir une plus grande partie de la hauteur de la fracture, ce qui est important pour obtenir une distribution plus uniforme des piliers de proppants à travers la hauteur et obtenir la géométrie optimale des canaux.

La densité des perforations et leurs déphasage sont généralement les mêmes que ceux utilisés pour un travail classique. Le nombre total de trous perforés est conservé, ou peut-être légèrement réduite comme illustré sur la Figure IV.7.

Il est également important de mentionner que les effets de la zone proche du puits tel que la tortuosité peuvent également faciliter la création des canaux dans le sens de croissance de la fracture. Toutefois, ces effets ne peuvent pas être prévus et sont difficiles à diagnostiquer et à quantifier correctement. Pour cette raison, le système de perforation hétérogène est la seule méthode fiable qui est recommandé pour séparer les impulsions de proppants en plus petites lingots et pour favoriser la distribution uniforme des piliers à travers la fracture.

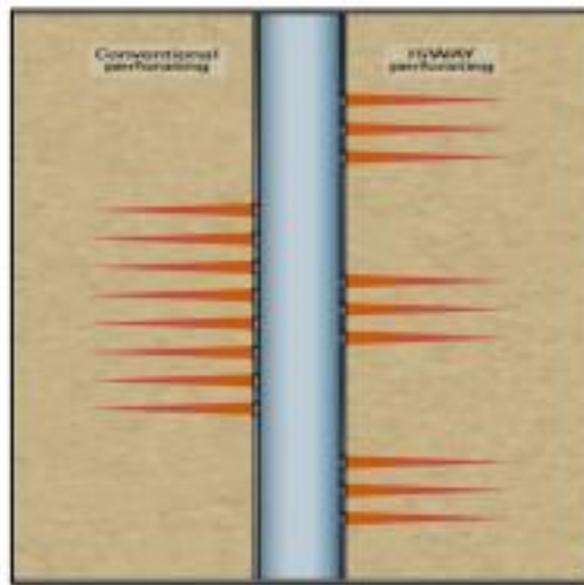


Figure VI.7 : Les perforations de HiWAY (à droite) et perforations conventionnelles (à gauche).

IV.5.1.4 Conception technique :

Sur la base des propriétés mécaniques de la roche, la faisabilité de fracturation par la méthode HiWAY est décidée. La fréquence d'injection des Proppants ainsi que le taux de pompage peuvent être nécessairement variés pour un traitement efficace et assurer une conductivité des canaux à long terme.

Des expériences ont montré que ces canaux d'écoulement ouverts augmentent considérablement la conductivité ce qui conduit à:

1. La réduction de la chute de pression à travers la fracture.
2. L'amélioration du nettoyage du fluide et de la récupération du polymère.
3. L'augmentation de la demi-longueur efficace de la fracture et du volume stimulé du réservoir.

La figure VI.8 montre le concept derrière cette nouvelle technique où des hydrocarbures circulent à travers les canaux ouverts et hautement conducteurs, par opposition à l'écoulement à travers un paquet de proppants homogène

Donc on peut conclure que la technique de fracturation HiWAY implique la création de piliers d'agents de soutènement permettant l'apparition des canaux de conductivité élevée dans les packs



Figure IV.8 : Modèles d'écoulement d'hydrocarbures créés par la technique de fracturation HiWAY. Dans un traitement conventionnel

De proppants. Ceci peut être observé dans la Figure IV.9 ci-dessous où la partie gauche de l'image représente un pack de proppants pour une fracture classique, par opposition au pack de proppants dans la fracturation à canaux (HiWAY) sur la partie droite.

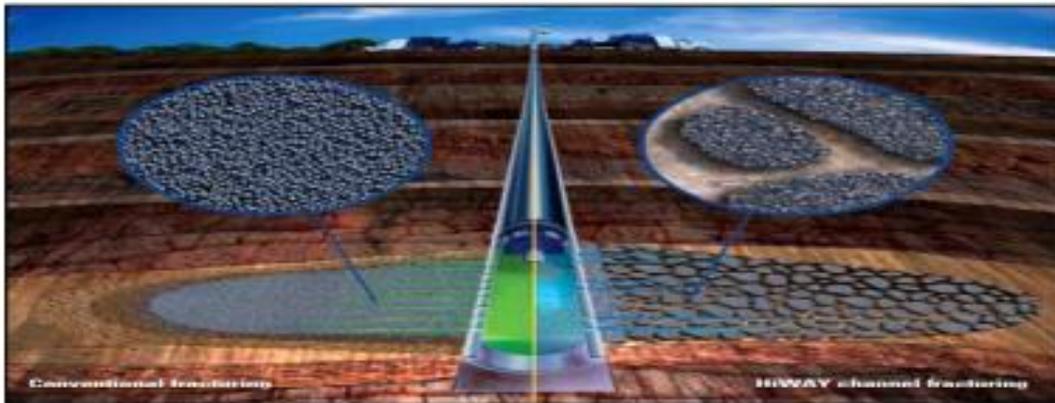


Figure IV.9 : Représentation de la fracturation à canaux (Gillard et al. 2010)

IV.5.2 CONDITIONS D'APPLICATION :

La sélection des puits candidats à la fracturation par la méthode HiWAY doit tenir compte des conditions suivantes :

- ✓ Angle de déviation à l'intervalle de perforation <15 degrés.
- ✓ Perforation en faisceaux (clusters) faisable.
- ✓ Hauteur utile > 10 m (permettre la création de larges canaux).
- ✓ Aucun risque de percée vers les zones d'eau.
- ✓ Rapport entre le module de Young et la pression de fermeture > 275.
- ✓ Roche consolidée.
- ✓ Température de la formation inférieure à 345 °F.

IV.5.3 PROGRAMME DE POMPAGE :

L'un des avantages de la technique est que moins d'agents de soutènement sont utilisés pour créer une géométrie efficace de la fracture semblable à celle de la fracturation classique ou mieux que cette dernière.

En premier lieu, un agent de soutènement est ajouté sous forme de courtes impulsions, la concentration de ce dernier augmente progressivement de façon similaire au profil de la concentration de l'agent de soutènement pour un traitement conventionnel comme cela est illustré sur la Figure IV.10

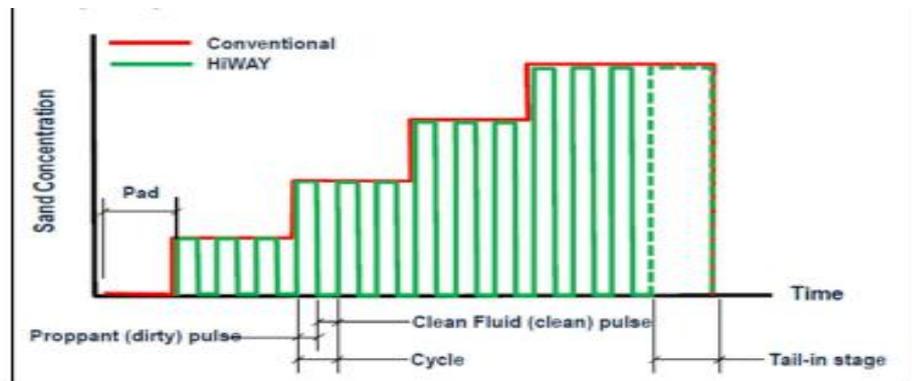


Figure IV.10 : Représentation schématique du programme de pompage pour la méthode HiWAY (schéma théorique).

Pareil que pour les traitements conventionnels, un programme de pompage pour la nouvelle technique comprend une étape de pad suivi par des étapes chargées en agents de soutènement.

Par conséquent, la différence principale entre les programmes de pompage pour la fracturation aux canaux et les techniques classiques de fracturation est l'addition d'un agent de soutènement en courtes impulsions, séparées par des impulsions de fluide propre (sans agent de soutènement).

La dernière étape d'un traitement par HiWAY nécessite l'addition continue d'un agent de soutènement tel qu'il serait effectué dans un traitement conventionnel. Le but de cette étape, appelée l'étape de queue (tail-in stage), est d'assurer une connexion stable, uniforme et fiable entre la fracture canalisée et le puits. Il est important de concevoir un tail-in stage assez court pour l'empêcher d'avoir un impact négatif significatif sur la conductivité globale de fracture.



Figure IV.11 : Etape du Tail-in.

En outre la séparation des impulsions d'agents de soutènement est nécessaire pour favoriser la création de canaux dans la direction de croissance de la fracture. Ceci peut être obtenu en suivant un schéma de perforation particulier hétérogène, telle que celle illustrée sur la Figure VI.4. Les paramètres spécifiques pour le programme de traitement et le système de perforation sont déterminés à l'aide d'un débit de modélisation à usage propre visant à atteindre la géométrie optimale du canal, la distribution et le placement des piliers.

L'exécution du programme de traitement à pulsations nécessite des configurations spéciales pour l'équipement de mélange de surface. Cette tâche comprend un effort de développement important pour modifier les processus et les logiciels de contrôle des équipements de surface d'une manière à permettre l'exécution fiable et cohérente du programme de pompage à pulsation.



Figure IV.12 : Equipements de mélange de surface.

IV.5.4 ACTION DES FIBRES :

Un élément clé du succès de la technique de fracturation à canaux d'écoulement (HiWAY) est de savoir comment préserver les hétérogénéités créées en surface et au fond du puits pendant le transport de l'agent de soutènement de l'équipement de pompage jusqu'à la fracture et aussi lors de la fermeture de la fracture.

Dans cette perspective, le risque le plus élevé qui doit être abordé est la dispersion des impulsions ou des lingots (slugs) de proppant quand elles sont transportées. La dispersion des pions d'agent de soutènement est très préjudiciable pour le succès de la technique, car elle permet de réduire la hauteur des piliers de proppant en diminuant leur concentration efficace avant la fermeture de la fracture.

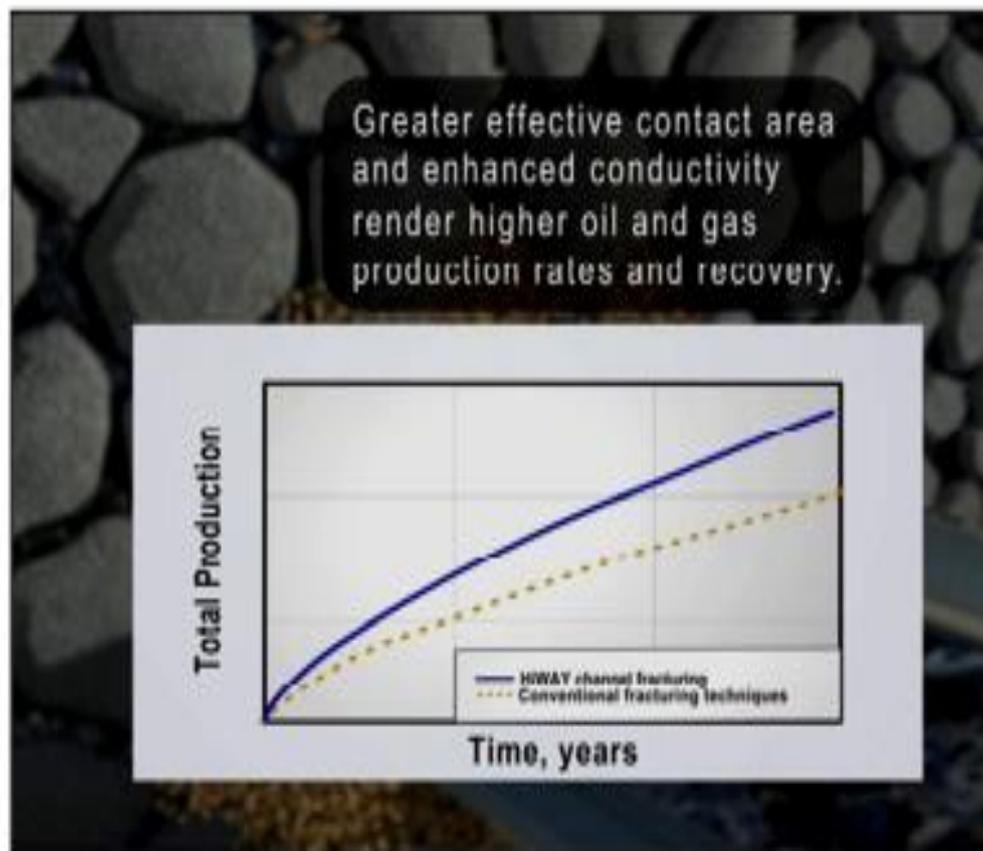
La dispersion se produit principalement en raison du profil de vitesse à travers le tube, puis à travers la largeur de la fracture, où des différences importantes entre les vitesses près des parois de la fracture et au centre de cette dernière peuvent être attendues.

La dispersion des impulsions d'agent de soutènement est atténuée par l'addition de matériaux fibreux, qui modifient la rhéologie du slug d'agent de soutènement. Les fibres imposent une limite d'élasticité (~ 10 à 20 Pa) à la limace (slug) chargée de fibres ce qui empêche la dispersion. Les fibres aident également à aplatir le profil de vitesse vers le centre de la conduite ce qui réduit les forces de cisaillement sur les limaces et atténue ainsi la dispersion.

VI.5.5 AVANTAGES DE LA METHODE HiWAY :

Parmi les avantages les plus importants de la nouvelle technologie HiWAY on cite :

- ✓ Un très faible risque d'événements de bouchage (screenout) prématuré.
- ✓ Les fibres rendent le fluide plus stable, tandis que la présence d'impulsions propres autour des structures de proppants favorise les ponts libres d'écoulement.
- ✓ Dégorgement plus rapide du puits après l'opération suite à la présence des canaux à haute conductivité.
- ✓ Utilisation d'une faible quantité de proppants comparé à la fracturation conventionnelle.
- ✓ Réduction de la densité des perforations ainsi que du coût de l'opération de perforation grâce à la technique des clusters.
- ✓ Augmentation de la production à partir de la conductivité infinie de la fracture et d'une grande surface de contact effectif.
- ✓ Demi-longueur effective plus grande pour la fracture.
- ✓ Moins d'endommagements des faces de la fracture.



FigureIV.13 : Comparaison du cumul de production entre la méthode conventionnelle et la méthode HiWAY.

IV.6 Déroutement de l'opération de fracturation

IV. 6.1. Break down test (test d'injectivité)

Ce test est la première opération à réaliser, il consiste à l'injection d'un fluide tel que l'eau traitée, la saumure ou le brut en régime de fracturation ayant pour but de :

- ✓ Vérifier si la formation absorbe le fluide.
- ✓ Déterminer le gradient de fracturation et par la suite la pression de pompage.
- ✓ Tester les équipements de fond.

Si le puits à traiter est colmaté, ce test est vraiment important, car de l'acide est mélangé au fluide d'injection permettant le décolmatage des abords du puits. Le test d'injectivité se fait avec les fluides conventionnels :

- Eau traitée ou saumure gélifiée ou non gélifiée.
- Brut ou gasoil.

L'interprétation des résultats de ces tests permettent de :

- ✓ Déterminer le gradient de fracturation.
- ✓ Déterminer les pertes de charges en injection, avec estimation si possible des pertes de charges, à prévoir à un débit différent au cours du traitement principal.
- ✓ Vérifier le comportement des équipements du puits :
 - Qualité de la cimentation.
 - Comportement des équipements de fond.
- ✓ Orienter et localiser la fracture précisée par les thermométries notamment.

IV.6.2 Thermométrie

Avant l'exécution de l'opération de fracturation, on enregistre une thermométrie dite de référence, afin de comparer son profil à celui qui sera enregistré après le test de cassure (break down test). La thermométrie est donc l'outil qui nous renseigne sur la hauteur de la fracture, si elle a lieu.

IV.6.3 Test de mini-frac (data frac)

Avant le traitement final, ce test s'avère le plus important. Il existe donc trois types de ce test, par leurs analyses, on obtient des informations sur certains paramètres importants concernant la fracturation hydraulique, tels que la pression de propagation, la pression de fermeture et l'efficacité de l'opération.

L'estimation précise de ces dernières nous conduit vers une estimation raisonnable de la géométrie de la fracture, ainsi vers une grande chance de succès de l'opération.

L'analyse Nolte-Smith peut être utilisée pour obtenir une idée générale de la façon dont la fracture se propage en termes de longueur, de hauteur et de largeur éventuellement. Cependant, cette analyse est un peu qualitative. Pour accroître encore plus la précision de la géométrie de la fracture, il est nécessaire d'effectuer un match de pression, un processus impliquant l'entrée de données de traitement sélectionnés (concentration l'agent de soutènement et le débit) dans le simulateur du modèle de la fracture et la comparaison de la réponse de la pression nette prédite avec la réponse de la pression nette réelle.

IV.6.3.1 Step Rate Tests « SRT »

L'étape des tests de débit, ainsi que les tests de mini fracs, sont désignés collectivement comme des tests d'étalonnage (calibration tests). Ce sont des injections de fluides avant un traitement de fracture, conçus pour recueillir des informations importantes pour aider à caler les données du simulateur et donc fournir plus d'exactitude à la prédiction de la géométrie de la fracture. Ils peuvent fournir également des informations importantes sur les restrictions au niveau de la zone

proche du puits. L'étape des tests de débit vient en deux variétés, une étape avec augmentation (step-up) et une étape avec diminution (step down) du débit.

a. Step- Up Rate Test « SURT »:

Les essais Step-up sont effectués avec la fracture initialement fermée. Leur objectif est d'obtenir la pression d'extension de fracture P_{ext} , en injectant dans la formation une série de débits augmentant par paliers, puis en analysant les données dans un plot de la pression en fonction du débit. A chaque palier de débit, il est important de ne pas passer à l'étape suivante jusqu'à ce que la pression se stabilise. Il est plus important de stabiliser le débit et la pression pour chaque étape que d'atteindre exactement le bon débit. Au début l'écoulement commence par être radiale dans la matrice, puis, avec l'augmentation de la pression, la fracture sera amorcée, et on aura un écoulement dans la fracture. C'est ce qui explique le changement brusque de la pente. Ainsi on peut déterminer la pression de propagation, ainsi que le débit.

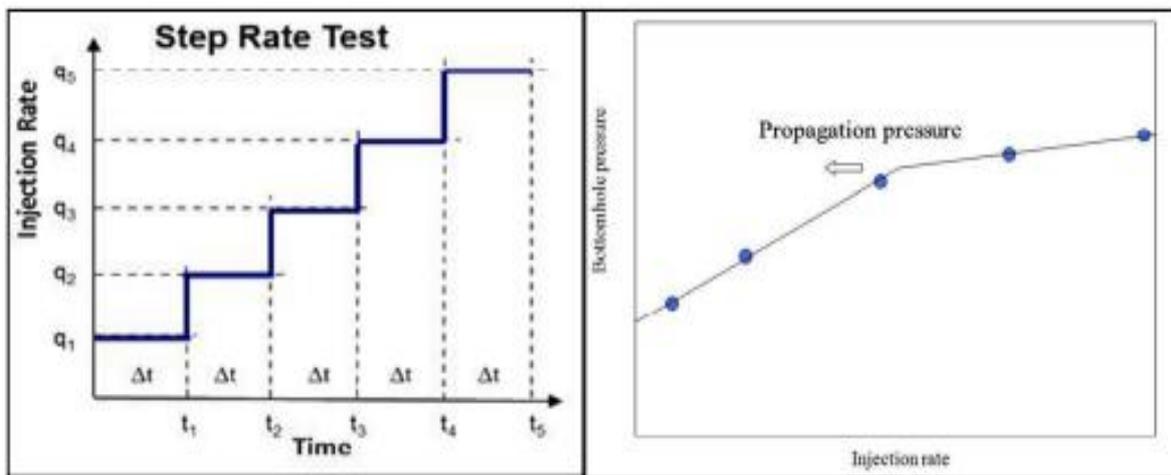


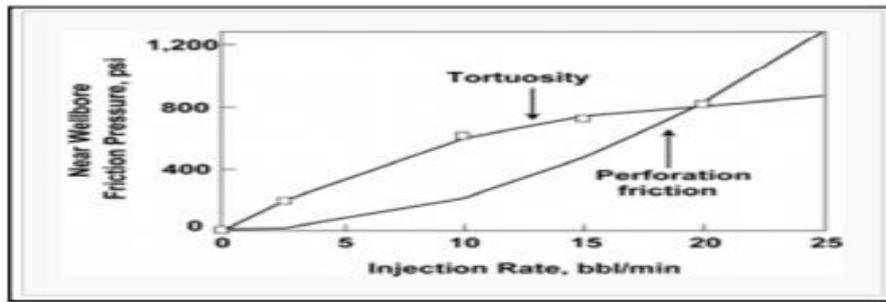
Figure IV.14: Plot type d'un Step-Up Rate Test.

b. Step-Down Rate Test, « SDRT »

Les essais Step-down sont généralement effectués afin de différencier la friction aux alentours du puits dominée par la tortuosité de celle dominée par la friction aux perforations. Le test commence la fracture étant ouverte. Ce qui signifie qu'un pompage important doit être effectué avant que cette étape commence.

Souvent, le test de step-down est fait comme la seconde moitié d'un combiné de step-up et step-down test.

Il est important que le test soit effectué rapidement, parce que la fracture doit rester ouverte tout au long de ce dernier. On commence par un débit de fracturation (idéalement 15 à 20 bpm) avec un volume important déjà pompé dans la fracture (au moins 5 minutes de pompage au débit de fracturation). Le débit est diminué rapidement pendant quatre ou cinq étapes approximativement égales de débit, chaque étape ne doit pas durer plus de 15 secondes. On trace BHTP en fonction du débit du fluide d'une manière similaire au test de step-up. La figure montre les résultats de deux essais step-down effectués dans deux puits.



IV.15 Figure : Effet des perforations et de la tortuosité aux abords du puits

IV.6.3.2 Pump in Flow Back (PIFBT):

On utilise ce test pour déterminer la pression de fermeture, en injectant un fluide de frac à un débit de fracturation pendant une courte durée. Après l'arrêt de pompage le fluide s'écoule vers le fond jusqu'à la fermeture de la fracture. Pour faciliter l'interprétation du déclin de la pression, le retour du fluide à un débit constant est très important.

Ce test (PIFBT) est très efficace dans les réservoirs à faible perméabilité dans lesquels la filtration est aussi relativement faible. Pour détecter la fracture, le contrôle de filtration doit être très précis. Ce test a deux avantages :

- ✓ Le flow back accélère la fermeture de la fracture.
- ✓ La pression de fermeture est estimée à partir du point de singularité, qui est en général le point d'inflexion de la courbe du déclin de pression. Ce point d'inflexion donne sur l'axe des ordonnées la pression de fermeture de la fracture qui correspond à la contrainte horizontale minimale et sur l'axe des abscisses le temps

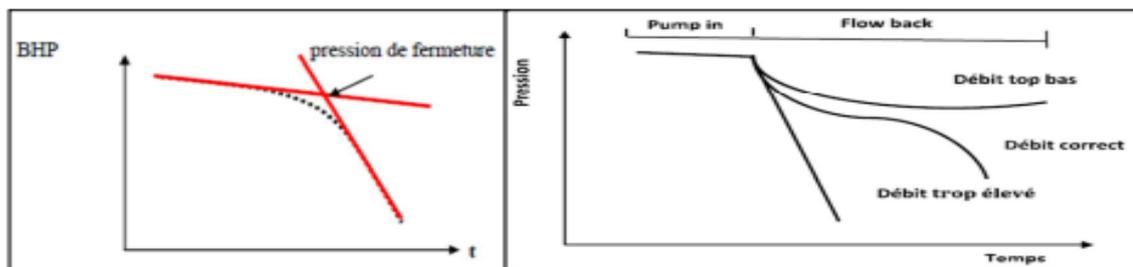


Figure IV.16 : Estimation de la pression de fermeture à partir de Flow back Test.

IV.6.3.3 Shut In Test (SIT) :

Ce test consiste à créer une mini-fracture dans la formation avec le même fluide que celui proposé pour le traitement principal.

On injecte un volume intéressant du fluide de fracturation à un débit du traitement principal proposé, jusqu'à 10 à 15% du volume total proposé pour le traitement en question, après on arrête le pompage et on ferme le puits, ensuite, on contrôle l'évolution en surface. La pression doit être mesurée pendant la mini fracture jusqu'au déclin total de la pression.

Ce test peut être divisé en deux étapes distinctes :

- ✓ Etape de mini fracture, qui permet de déterminer le modèle de propagation.
- ✓ Etape de fall-off (la chute de pression), qui permet de déterminer :
 - La chute instantanée de la pression « Instantanés shut in Pressure » (ISIP).
 - Efficacité de fluide.

- Le coefficient de filtration.
- Géométrie de la fracture (largeur, longueur).

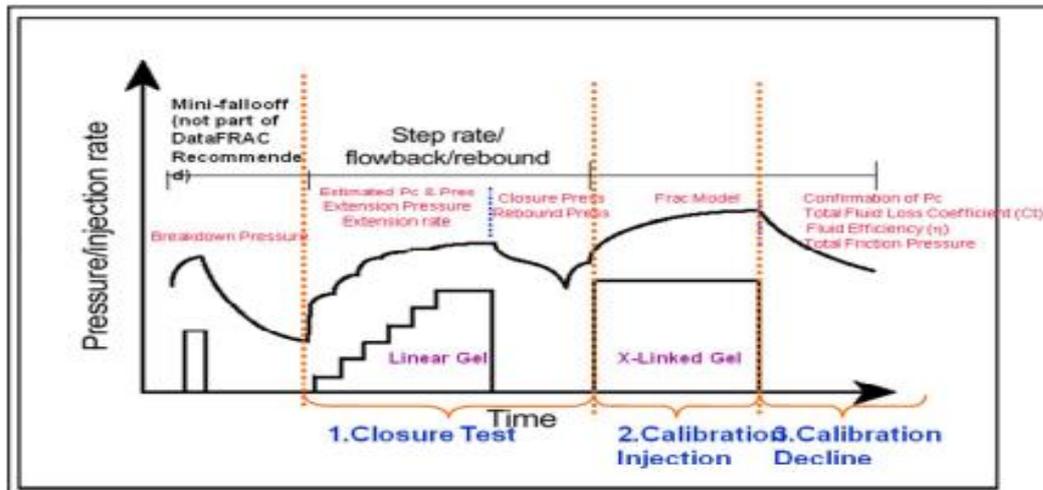


Figure IV.17 : Résumé des tests effectués

IV.6.4 Traitement principal (Main-Frac)

Le procédé implique l'injection à haute pression de fluide de fracturation qui est le même que celui du Data Frac mais contenant du sable ou d'autres agents de soutènement en suspension à l'aide d'agents épaississants, pour permettre le maintien de l'ouverture des fissures créés dans les formations géologiques.

Durant cette étape, la fracture déjà créée à la fin du Data Frac va se ré-ouvrir afin de permettre au fluide contenant l'agent de soutènement de rentrer et de se propager à l'intérieur de la fracture. Une fois que la totalité du fluide est injectée, le puits va être fermé pour permettre à l'excédent de pression de se désorber dans le réservoir (diminution de P_{Net}) ainsi donc la fracture se renferme et sera maintenu par les agents de soutènement.

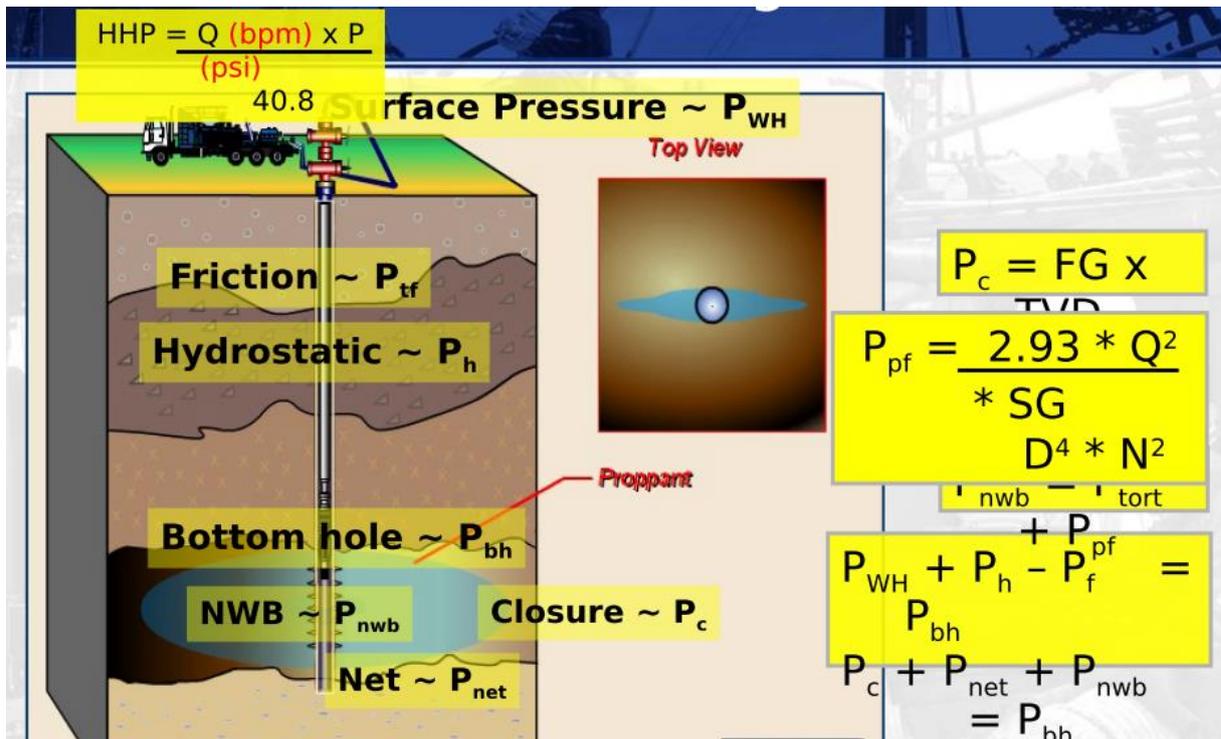
IV.6.5 Dégorgement et mise en production du puits

Dans cette phase, on fait remonter à la surface le fluide de fracturation ainsi que tous les additifs contenus dans la fracture. Il est recommandé de dégorgé le puits en augmentant progressivement le débit dans le but d'éviter les variations brutales des contraintes effectives dans la formation et de maintenir les agents de soutènement dans la fracture. Analyse de la pression lors d'une opération de fracturation :

IV.7 Différentes pressions rencontrées

Dans la fracturation hydraulique, il est courant de se référer à un nombre important de différentes pressions rencontrées pendant les opérations et leurs analyses. Chacune de ses pressions

à son propre nom (ou généralement plus, plusieurs noms communs) qui se réfère à l'endroit où cette pression est mesurée ou à ce qu'elle est en train de faire :



FigureIV.17 : Résumé des tests effectués

Pression d'injection, P_{inj}

On parle aussi de la pression de tête (WHP), de la pression de traitement en surface (STP) ou simplement de la pression de traitement (TP). C'est la pression à la tête de puits, contre laquelle les pompes de frac doivent agir.

La pression hydrostatique, P_h

Aussi appelée tête hydrostatique « Hydrostatic Head » (HH ou P_{head}), ou tête fluide. C'est la pression exercée par le fluide dans le trou en raison de sa profondeur et de sa densité.

Pression d'initiation, P_{bd}

C'est la pression à laquelle la fracture s'initie.

Pression de friction dans le pipe, $P_{pipe\ friction}$

Aussi appelée pression de friction du tubing ou pression de friction de puits. C'est la perte de pression due à l'effet de frottement dans le puits lorsque les fluides sont injectés.

Pression de fond à l'injection, P_{iw}

Aussi appelée pression de fond au traitement (BHTP) ou pression de fond (BHP). C'est la pression dans le puits, au centre de l'intervalle qui est

$$P_{iw} = P_{inj} + P_{head} - P_{pipe\ friction}$$

traité. BHTP peut être calculée à partir des données de surface comme suit:

Pression de friction aux perforations, p_f

C'est la perte de pression lorsque le fluide de fracturation traverse la zone rétrécie des perforations. Elle peut être calculée par la formule suivante :

$$\Delta P_{pf} = 0,2369 \frac{q^2 \rho_s}{N_{perf}^2 D_p^2 C_d^2}$$

Où s est la densité de la suspension (ppg), q est le débit total (bpm), N_{perf} est le nombre de perforations (de sorte que q/N_{perf} est le débit par perforation) et D_p est le diamètre des perforations (in) et C_d est le coefficient de décharge.

Pression de tortuosité, ΔP_{tort} :

Connue aussi par tortuosité simplement, c'est la perte de pression par le fluide de fracturation quand il passe à travers une région d'écoulement restreinte entre les perforations et la fracture elle-même ou les fractures.

Friction aux alentours du puits, NWBF, ΔP_{nwB} :

C'est la perte de charge totale due aux effets des alentours du puits et elle est égale à la somme de la pression de friction aux perforations et de la tortuosité.

Chute instantanée de pression, P ISIP

Aussi connue par ISIP ou pression d'arrêt instantané (ISDP). C'est la pression d'injection au fond du puits immédiatement après que les pompes soient fermées, de sorte que les effets de toutes les pertes de pression basées sur la friction de fluide (P_{pipe} friction p_f et $tort$) tendent vers zéro.

Pression de fermeture, P_c

C'est la pression exercée par la formation sur l'agent de soutènement. Elle est également la pression minimale nécessaire à l'intérieur de la fracture pour la maintenir ouverte. Pour une seule couche, P_c est généralement égale à la contrainte horizontale minimale. Sinon, pour des formations à plusieurs couches, il est possible d'observer plusieurs pressions de fermeture.

Pression d'extension, P_{ext}

C'est la pression nécessaire à l'intérieur de la fracture afin de permettre sa croissance. Par définition, $P_{ext} > P_c$ du fait que la fracture doit être bien ouverte avant qu'elle puisse gagner de la longueur, de la hauteur et de la largeur.

Pression du fluide de fracturation, P_f

Bien qu'elle soit utilisée dans une variété de situations, proprement parlé, cette pression est la pression du fluide de fracturation à l'intérieur même du corps de la fracture, après qu'il soit passé par les perforations et toutes les tortuosités. La pression du fluide de fracturation peut ne pas être constante dans la fracture entièrement à cause des frictions.

Pression nette P_{Net}

C'est l'excès de pression du fluide de fracturation à l'intérieur de la fracture nécessaire pour maintenir la fracture ouverte. En d'autres termes, c'est l'énergie du fluide de fracturation disponible pour propager la fracture et produire la largeur. Elle peut être calculée comme suit :

$$P_{Net} = P_f - P_c$$

$$P_{Net} = P_{iw} - \Delta P_{pf} - \Delta P_{tort} - P_c$$

Pratiquement toutes les analyses impliquant la géométrie de la fracture utilisent la pression nette comme variable commune reliant toutes les parties du modèle mathématique.

Les valeurs de P_{Net} s'interprètent comme suit :

- $P_{Net} < 0$: La fracture est fermée, pas de propagation possible.
- $0 < P_{Net} < P_{ext}$: La fracture est ouverte avec w_f proportionnelle à P_{Net} . Pas de propagation possible.
- $P_{Net} > P_{ext}$: La fracture est ouverte avec w_f proportionnelle à P_{Net} et la pression génère une contrainte suffisante pour propager la fracture.

IV.8 Méthodes d'analyse du déclin de pression pendant le data frac

L'analyse du déclin de pression après la fin de pompage est une partie importante du processus de l'analyse de mini-frac. L'analyse des données jusqu'à la fermeture de la fracture fournira les informations suivantes :

- ✓ Evaluation quantitative de la NWBF à partir de la différence entre P_{inj} (BHTP) et P_{isi} (ISIP). A noter que celle-là peut ne pas être constante, comme les perforations peuvent augmenter de diamètre (érosion) et de nombre (ouverture des perforations bloquées) étant donné que la tortuosité est un phénomène dynamique changeant avec la pression, le débit, le temps et la viscosité.
- ✓ La chute instantanée de pression (ISIP) : A l'arrêt de pompage, quand tout frottement tend vers zéro, $P_{ISI} = P_f$ (la pression du fluide à l'intérieur de la fracture). Ceci est nécessaire pour le calcul de la pression nette.
- ✓ La pression de fermeture (P_c) : La pression de fermeture est la pression sur le plot de déclin au moment où la fracture se ferme. Ceci est habituellement marqué par un changement du gradient, ce qui indique un changement de l'écoulement linéaire de Darcy à travers les faces de la fracture en écoulement radial de Darcy à travers le puits.
- ✓ La pression nette (P_{Net}) : Ceci est la différence entre P_{ISI} et P_c .
- ✓ Le fluide leak-off : Après que la pression de fermeture soit déterminée, le temps nécessaire pour la fermeture de la fracture être mesurée. L'analyse au cours du pompage va

donner la géométrie de la fracture et par conséquent, la surface. La surface de la fracture et le temps de fermeture donnera le débit de leak-off et par conséquent, le coefficient de leak-off.

IV.9 Analyse de Nolte-Smith : Prédiction de la géométrie de la fracture à partir des tendances de la pression :

Nolte et Smith (1981) ont introduit une méthode pour analyser la réponse de la pression pour une formation pendant le pompage, afin d'interpréter la géométrie de la fracture qui se produit. Basée sur les géométries de fracture des modèles 2-D : PKN, KGD et radial, cette méthode analyse la réponse de pression attendue de la formation pendant la propagation de la fracture, puis prédit la réponse de pression lorsque certains types de comportement ont lieu. La géométrie de fracture PKN suppose une hauteur constante, avec une longueur considérablement plus grande que la hauteur et aussi que la pression nette est fonction du temps tel que $P_{net}(t)$ est proportionnelle à t^e .

Où $1/8 < e < 1/5$ pour un fluide newtonien. En prenant les logs de cette relation on trouve :

$$\text{Log}(P_{Net}) = e \cdot \text{Log}(t) + \text{Const}$$

Cela signifie que sur un tracé de $\log(P_{Net})$ en fonction de $\log(t)$, les fractures présentant la géométrie PKN seront une ligne droite de pente « e ». Cela représente le mode I sur le plot de Nolte-Smith (figure.). Pour les fluides à loi de puissance le gradient « e » est défini avec des limites supérieure (UB) et inférieure (LB) comme :

$$\frac{1}{4n' + 4} < e < \frac{1}{2n' + 3}$$

Ces limites supérieure et inférieure sont les résultats de la résolution d'une équation polynomiale. Cela signifie que pour les valeurs pratiques de n' , la limite inférieure de e est comprise entre 0,25 et 0,125, tandis que la limite supérieure est comprise entre 0,3333 et 0,2.

Donc toute ligne droite sur un plot de Nolte-Smith avec pente entre 0,125 et 0,3333 indique probablement qu'il y a un très bon confinement de la hauteur (supposant que les propriétés rhéologiques du fluide au fond ne changent pas significativement).

Nolte et Smith ont continué à définir la réponse de pression d'autres comportements lors de la fracturation. Les résultats sont illustrés sur la figure. IV.22 et le tableau IV.2.

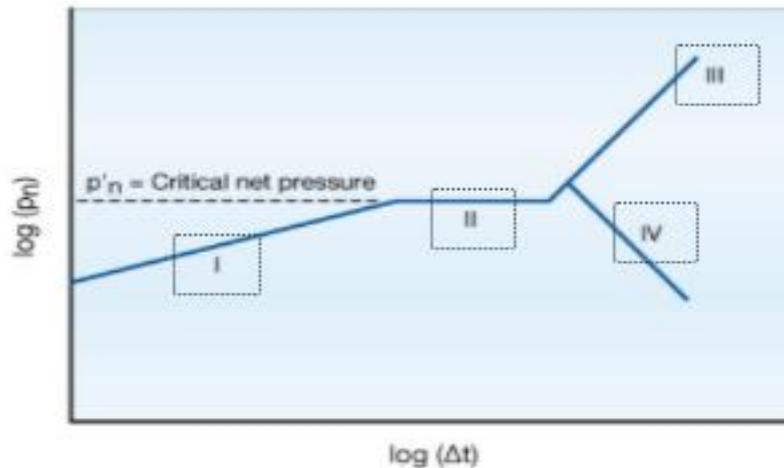


Figure IV.19 : Analyse de Nolte-Smith pour réponse de la pression.

Mode	Comportement
I	Propagation avec géométrie PKN. Le gradient est égal à e pour un fluide de fracturation à rhéologie constante.
II	Gradient (pente) nul. Représente une augmentation de la hauteur et de la longueur ou une perte de fluide importante ou les deux simultanément. Ça peut aussi s'expliquer par un changement dans la relation entre P_{net} et w_f
IIIa	Pente unitaire. Ça veut dire que P_{net} est directement proportionnelle au temps et au débit. Ce comportement est généralement associé avec une augmentation supplémentaire de w_f comme pendant le tip-screen-out.
IIIb	Pente > 2 . Screen-out, généralement effet de la zone proche du puits avec une augmentation très rapide de la pression.
IV	Pente négative. Augmentation rapide de la hauteur. Potentiellement une géométrie de fracture KGD ou radiale.

Tableau IV.2 : Les analyses de Nolte-Smith pour les modes de réponses de pression (avec référence à la figure IV. 19)

Introduction

Les conceptions de fracturation hydraulique sont effectuées sur la base d'études paramétriques pour maximiser les valeurs actuelles nettes des puits fracturés.

Le work flow ci-après (figure V.1) nous montre les étapes essentielles pour effectuer une conception d'un fracturation hydraulique :

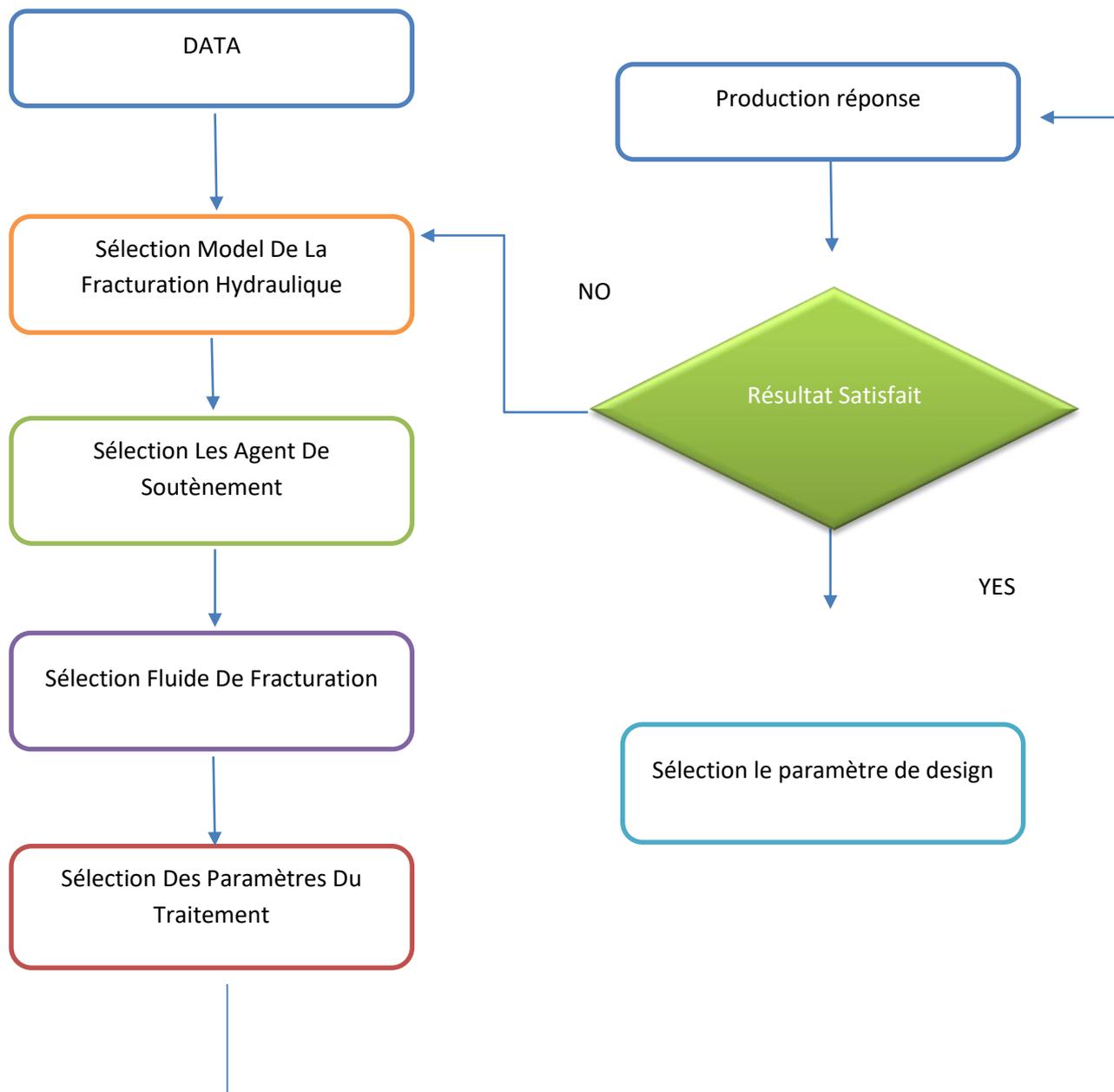


Figure V.1 Le workflow Design frac

V.1 Modèles de propagation de la Fracture :

Plusieurs logiciels (commerciaux) sont disponibles pour prédire la forme (hauteur, longueur et largeur) de la fracture hydraulique induite. Ils entrent dans l'une des trois catégories :

- 2D : ces modèles utilisent deux équations analytiques (deux dimensions) où la hauteur de la fracture doit être saisie.

Cette classe est largement utilisée dans les logiciels, ce qui nécessite un ensemble de données réduit aux autres, ainsi que des exigences en matière de calcul limitées.

- P3D : ou pseudo trois dimensions. Il fait une combinaison des équations analytiques et numériques qui prédisent la hauteur de la fracture et fait varier la largeur avec une certaine indépendance.

Cette classe est utilisée par des spécialistes de fracturation et a des exigences informatiques modérées. La sélection d'un modèle 2D ou un modèle P3D dépend des données disponibles. Les modèles P3D prennent en compte la croissance hors zone (hauteur), tandis que les modèles 2D ne le font pas. Si l'on dispose d'une idée sur le profil de contrainte, le modèle P3D est le meilleur choix.

- Fully 3D : ces programmes en trois dimensions sont des programmes de modélisation numériques complexes avec de nombreuses données d'entrées et une haute gamme informatique est exigée. La hauteur de la fracture, la largeur, la longueur et la forme peuvent toutes varier d'une manière totalement indépendante.

Il y a quatre raisons importantes pour le développement et l'utilisation des modèles de traitements de fractures hydrauliques qui sont :

- Effectuer une optimisation économique (à savoir, déterminer la meilleure dimension du traitement qui fournit le plus haut taux de bénéfice sur investissement).
- Concevoir un programme de pompage.
- Simuler la géométrie de la fracture.
- évaluer un traitement (en comparant les prédictions d'un modèle avec le comportement réel).

Dans chacun de ces cas, l'objectif est une estimation quantitative, soit du volume de liquide et de l'agent de soutènement nécessaire pour créer une fracture ayant une conductivité et une géométrie désirée ou de la géométrie produite par un programme de pompage spécifié.

V.1.1 Modèles 2D :

Le modèle choisi pour décrire le profil de propagation a une influence majeure sur la géométrie finale de la fracture du fait qu'il est indispensable pour relier le débit d'injection, le temps de traitement et le volume de filtration du fluide et surtout la dimension de la fracture. La modélisation de la géométrie de la fracture est basée sur certaines conceptions ; ces dernières sont nécessaires non seulement pour la modélisation de la géométrie mais aussi pour la prédiction de la performance d'écoulement à travers la fracture.

Plusieurs études " modèles analytiques " ont été proposées pour approcher et décrire le problème de propagation de la fracture.

Parmi les premiers travaux sur la modélisation de la fracture qui ont été préparés ; ceux de "SNEDDON & ELLIOT", qui ont montré que pour une fracture de hauteur fixe et infinie la largeur maximale et la pression nette peut être définie par :

$$W = 2P_{net} h f E'$$

Avec E' : le module de déformation plane donné par :

CHPITRE V : Généralité sur les conceptions d'une fracturation

$$E' = E / (1 - \nu^2)$$

Ils ont supposé que la forme de la fracture est elliptique, donc la largeur moyenne est définie comme :

$$\bar{W} = \frac{\pi}{4} W$$

V1.1.1 Modèle (GDK) :

Le problème est traité à deux dimensions dans le plan horizontal (x, y). La fracture est supposée limitée par deux plans horizontaux distants d'une hauteur (h) constante dans le temps, ceci revient à supposer un glissement parfait le long de ces plans (interface couche – épontes), et donner à la fracture une section rectangulaire dans le plan vertical (Figure V.2).

Ce modèle a été développé ; à la base ; par Kristianovitch et Zeltov (1955) pour un fluide newtonien, amélioré plus tard par Geerstma et De Klerk (1969). Ce modèle admet que :

- la section est rectangulaire aux parois du puits ;
- Contrairement au modèle (PKN), La hauteur est supérieur à la longueur ($h_f > X_f$)

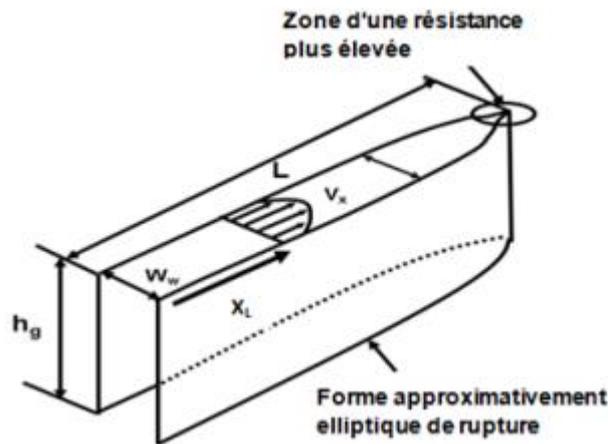


Figure V.2 : Modèle (GDK) de Fracture Source : Documentation interne – BJ

Le modèle GDK est basé sur les hypothèses suivantes :

- Ecoulement mono dimensionnel dans une direction ;
- Hauteur de la fracture constante le long de la longueur ;
- Hauteur de la fracture constante dans le temps ;
- La section de la fracture dans le plan vertical est rectangulaire ;
- La fracture ayant une section elliptique dans le plan horizontal ;

Geertsma et De Klerk ont incorporé la filtration de fluide au travail réalisé par les initiateurs ‘KHRISTIANOVICH et HELTOV’ et ont développé les relations suivantes :

$$W_w = 4E' (P_{net})$$

Et la pression nette donnée par l'équation suivante :

$$P_{net,w} = \left(E'^3 \frac{21Q_i\mu}{64\pi h_f(X_L)^2} \right)^{1/4}$$

On remplace la valeur de la pression dans l'équation précédant :

$$W_w = \left[\left(\frac{1}{E'} \right) \frac{84Q_i\mu(X_L)^2}{\pi h_f} \right]^{1/4}$$

Ou:

W_w : Largeur de fracture, X_L : Longueur de fracture, P_{net} : Pression nette, h_f : Hauteur de fracture, Q_i : Débit d'injection, μ : Viscosité dynamique du fluide.

La longueur et la largeur peuvent être exprimées en fonction du temps pour deux cas différents comme suit :

1er CAS: Aucune filtration du fluide (où X_L , T , E' , Q_i , h_f et μ sont en ft , min , psi , bbl/min , ft et cp)

$$X_L(T) = 0.38(T)^{2/3} \left(\frac{E'Q_i^3}{h_f^3\mu} \right)^{1/6} \quad W_w = 1.48(T)^{1/3} \left(\frac{Q_i^3\mu}{E'h_f^3} \right)^{1/6}$$

2eme CAS : Haute filtration de fluide (où X_L , T , Q_i , h_f et C_L sont en ft , min , ft^3/min , ft et $ft/min^{1/2}$)

$$X_L(T) = (T)^{1/2} \left(\frac{Q_i}{2\pi h_f C_L} \right)$$

Dans le 2eme cas, on n'a pas une équation explicite pour la largeur qui a été fournie par GEERTSMAAND & De KLERK. Pour n'importe quel point à une distance X du puits ; les équations suivantes sont une approximation pour le modèle de (GDK) :

$$W = W_{max} \left(1 - \left(\frac{x}{X_L} \right) \right)^{1/2}$$

La largeur moyenne donnée par la relation suivante :

$$W = W_{max} \left(1 - \left(\frac{x}{X_L} \right) \right)^{1/2}$$

La largeur maximale de la fracture radiale peut être exprimée par l'équation :

$$W_{max} = \left(\frac{8 P_{net} R}{E'} \right)$$

Avec : R est le rayon de fracture radiale (ft)

V1.1.2 .Modèle (PKN) :

Ce modèle est en premier lieu développé par PERKINS KERN NORDGREN ; puis modifié par d'autres, il est basé sur le flux de fluide et le gradient de pression, D'autres hypothèses du modèle (PKN) sont supposées telles que : la hauteur de la fracture verticale est constante et ne dépasse pas la zone productrice, La section transversale de la fracture est supposée être elliptique et l'écoulement dans la fracture est mono- dimensionnel et dirigé suivant X L , Ce modèle admet que :

- La section est rectangulaire aux parois du puits ;
- Contrairement au model GDK, La longueur est supérieur à la hauteur ($X_f > h_f$) ;

La (Figure V.3). Est une schématisation d'une fracture par le modèle (PKN) ;

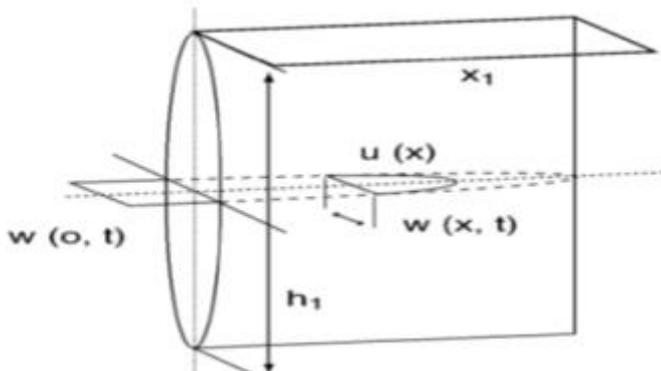


Figure V.3 : Modèle PKN de Fracture Source : Documentation interne – BJ

Figure V.3 : Modèle PKN de Fracture Source : Documentation interne – BJ

PERKINS et KERN ont développé les expressions suivantes pour la pression nette et la largeur :

$$P_{net} = \left(\frac{16\mu q_i E'^3 X_L}{\pi h_f^4} \right)^{1/4}$$

$$W(x) = 3 \left(\frac{\mu Q_i (X_L - x)}{E'} \right)^{1/4}$$

A : = 0 ; la largeur soit :

$$W_w = 0.38 \left(\frac{\mu Q_i X_L}{E'} \right)^{1/4}$$

Dans cette équation le débit , la longueur , la viscosité et le module de déformation plane ' sont exprimés en bbl/min, pouces, centpoise et psi, respectivement. NORDGREN a obtenue l'équation suivante :

$$\left(\frac{\partial^2 W^4}{\partial x^2} \right) \frac{E'}{128\mu h_f} = \left(\frac{\partial W}{\partial t} \right) + \left(\frac{8C_L}{\pi(T - T_f(x))^{1/2}} \right)$$

CHPITRE V : Généralité sur les conceptions d'une fracturation

Où : f est le temps de l'ouverture de fracture et de l'exposition initiale de fluide. NORDGREN a défini le temps adimensionnel et résolu numériquement cette équation pour obtenir l'approximation pour deux cas.

$$T_d = \left(\frac{64C_L^5 E' h_f}{\pi^3 \mu Q_i^2} \right)^{2/3} T$$

1er CAS : Haute efficacité ($T_d < 0.01$)

Dans ce cas, l'efficacité de fluide approchée à 1 (≈ 1) ; la longueur et la largeur de fracture sont données par :

$$X_L(t) = 0,39(T)^{4/5} \left(\frac{E' q_i^3}{h_f^4 \mu} \right)^{1/5} \quad W_w = 2,18(T)^{1/5} \left(\frac{\mu Q_i^2}{E' h_f} \right)^{1/5}$$

2emeCAS : Haute filtration ($T_d >$)

Dans ce cas, l'efficacité de fluide approché à 0 (≈ 0) ; la longueur et la largeur de fracture sont données par :

$$X_L(T) = (T)^{1/2} \left(\frac{Q_i}{2\pi h_f C_L} \right) \quad W_w = 4(T)^{1/8} \left(\frac{Q_i^2 \mu}{\pi^3 E' h_f C_L} \right)^{1/4}$$

Pour n'importe quel point à une distance X du puits, la largeur de la fracture est donnée :

$$W = W_{max} \left(1 - \left(\frac{x}{X_L} \right) \right)^{1/4}$$

Pour la largeur moyenne :

$$\bar{W} = \frac{\pi}{5} W_{max}$$

V.1.1.3 Modèle radial :

Le modèle radial est caractérisé par un profil circulaire dans le plan vertical avec une section elliptique. Il est utilisé lorsque la zone perméable est petite, ce dernier présente seulement de faibles intercalations pour les barrières. Dans ce cas une faible hauteur de formation est perforée, ainsi la fracture est assurée par l'initialisation en un point donné et se développe radialement (Figure V.3).

La méthode de calcul est basée sur les hypothèses suivantes :

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

GEERTSMA et DE KLERK ont développé les équations pour une fracture radiale. L'approximation de largeur et de rayon pour différents cas sont résumée ci-dessous:

1erCAS : Très faible filtration

(où W_w , T , E' , Q_i , R , et μ sont exprimés en pouces, min , psi , bbl/min , ft et cp)

$$W_w = 2,17 \left(\frac{\mu^2 Q_i^3}{E'^2} \right)^{1/9} \quad R = 0,52 \left(\frac{E' Q_i^3}{\mu} \right)^{1/9} T^{4/9}$$

2 ème CAS : haute filtration

$$R = \frac{1}{\pi} \left(\frac{Q_i^2 T}{C_L^2} \right)^{1/4}$$

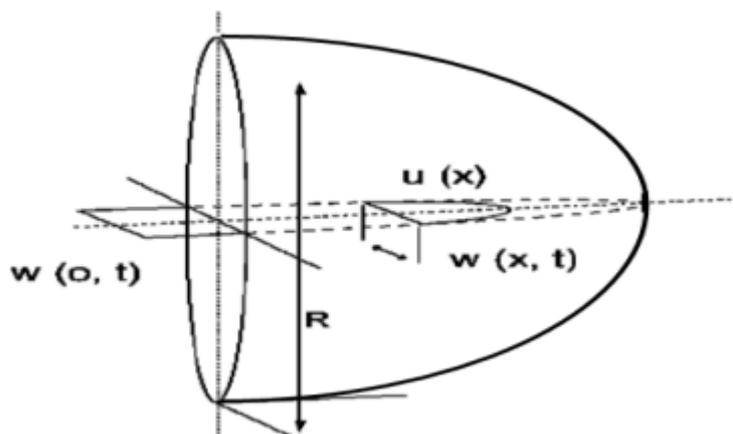


Figure V.4 : Modèle Radial de Fracture Source : Documentation interne – BJ

V.2 La sélection appropriée de l'agent de soutènement

Nécessaire pour toute fracture hydraulique mise en œuvre car ils la maintiennent ouverte et permettent un flux propice à travers elle. La considération primordiale pour sélectionner un agent de soutènement doit être donnée à son comportement dans des conditions de stress, ainsi que sa perméabilité et sa conductivité. La perméabilité et la conductivité entraînent une production plus élevée du réservoir. Economides et Nolte ont développé un graphique décrivant l'effet du stress sur la perméabilité de l'agent de soutènement comme le montre la Fig. V.5. Un autre facteur critique qui doit être considéré est le facteur bêta de proppants.

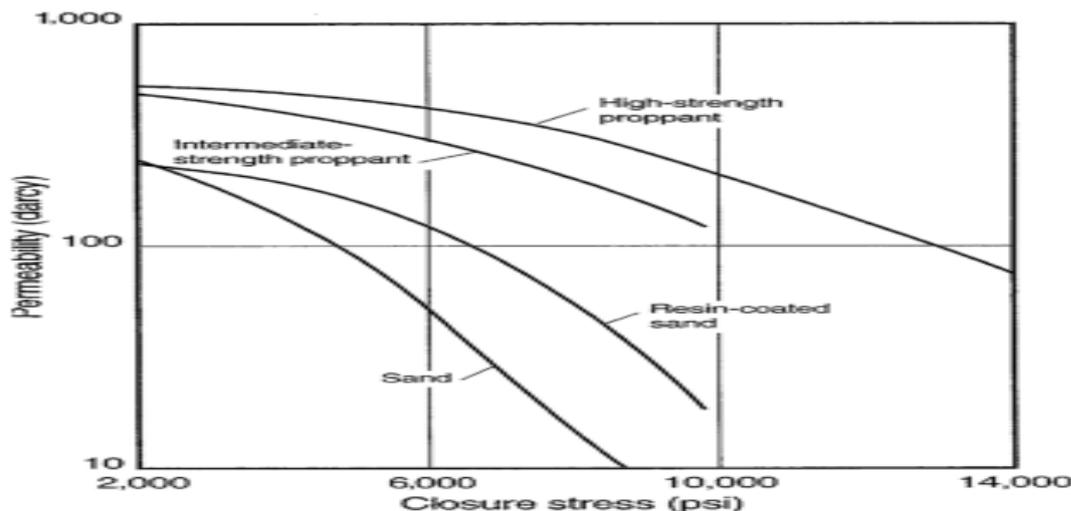


Figure V.5 l'effet du stress sur la perméabilité de l'agent de soutènement (l'abaque $K_f=f(P_c)$)

V.2.1 Procédure de calcul lors de la sélection des agents de soutènements :

La sélection des agents de soutènement est principalement gouvernée par la conductivité souhaitée pour un débit désiré, en relation avec la perméabilité et la concentration des agents de soutènement dans la fracture. La procédure de choix est la suivante :

- On estime une longueur de la fracture.
- On détermine la pression à la contrainte de fermeture σ_{min} qui est : $\sigma_{min} = P_c$ Avec :

P_c : La pression de fermeture

➤ Après avoir déterminé la pression de fermeture (P_c), par l'utilisation de l'abaque $K_f=f(P_c)$, on déduit la perméabilité de l'agent de soutènement en fonction de la pression de fermeture.

- On calcul la conductivité adimensionnelle de fracture qui donnée par : $Fcd = \frac{K_f \cdot W}{K \cdot X_f}$

- La concentration de l'agent de soutènement dans la fracture serait :

$$Cp = \frac{W(1 - \Phi_p) \cdot \rho_p}{12}$$

Φ_p : Porosité de l'agent de soutènement.

ρ_p : Masse spécifique de l'agent de soutènement.

W : Largeur de la fracture.

- la masse de proppants nécessaire est déterminée par la relation :

$$m = Cp \cdot A_f$$

Avec A_f : la surface de la fracture

V.3 Sélection du fluide de fracturation

La sélection des fluides est un élément important dans la conception d'une fracture hydraulique. La sélection du fluide de fracturation est basée sur la compatibilité avec le réservoir formation et viscosité du fluide. Economides le tableau de sélection des fluides aide grandement à la sélection du fluide de fracturation optimal pour le traitement de fracturation. Dans un puits de gaz est illustré à la Figure V.6

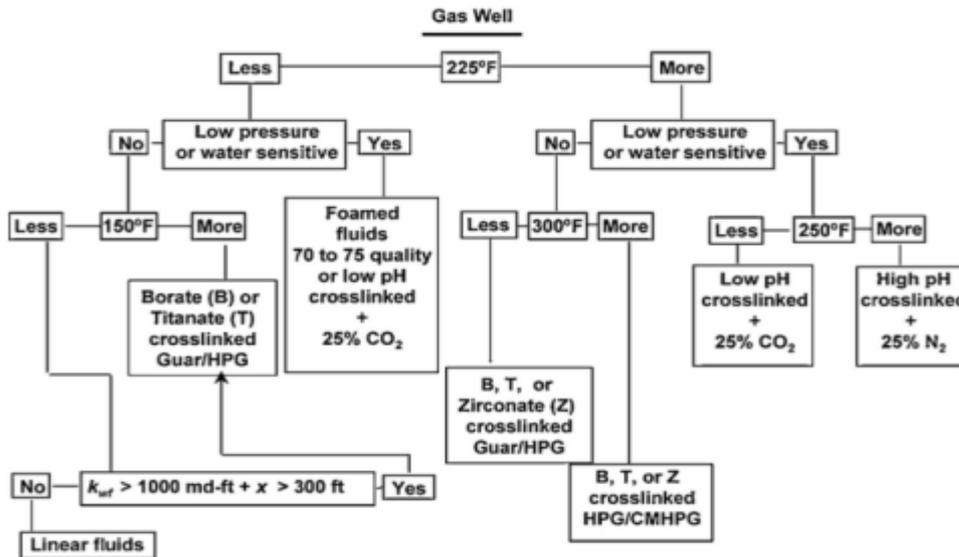


Figure V.6 charte de sélection fluide

V.3.1 Filtration du fluide de fracturation :

On distingue habituellement trois catégories de fluides de fracturation :

- Les fluides dont la filtration est contrôlée par la viscosité, tels que les huiles de viscosité élevée.
- Les fluides de même nature que celui du réservoir, où la filtration est limitée par la compressibilité.
- Les fluides dont la filtration est contrôlée par la formation d'un dépôt (ou cake) aux parois de la fracture, tels que les gels avec réducteurs de filtrat.

La vitesse de filtration au temps $V(t)$ en un point donné de la fracture, s'exprime par la relation

$$V(t) = \frac{C}{\sqrt{t - t_0}}$$

Avec :

$V(t)$: Vitesse de filtration.

C : Coefficient de qualité ou de filtration.

t_0 : Instant du début de filtration.

$t - t_0$: Durée de filtration.

V.3.1.1 Fluides de filtration contrôlés par la viscosité :

La viscosité de ces fluides est considérablement plus grande que celle du fluide de la couche. Toute la perte de charge est localisée aux parois de la fracture. La filtration est contrôlée par la viscosité.

$$C_v = 2.24 \times 10^{-3} \left(\frac{(k. \Phi. \Delta P)}{Z} \right)^{0.5}$$

Avec :

C_v : constante de filtration du fluide, en (cm/ \sqrt{s}).

K : perméabilité de la formation (md).

Φ : porosité.

Z : viscosité du fluide (poises).

ΔP : perte de charge entre la fracture et la couche (bar).

A cette catégorie, se rattachent les fluides très visqueux (dispersion d'eau dans l'huile) utilisés dans le procédé "Super Frac".

V.3.1.2 Fluides de filtration contrôlés par compressibilité :

A cette catégorie, se rattachent particulièrement les fluides de même nature que celui du réservoir : brut, gasoil..., la filtration est essentiellement contrôlée par la compressibilité.

$$C_c = 1,78.10^{-3} \sqrt{\left(\frac{(k. B. \Phi)}{Z} \right)} . \Delta P$$

Avec C_c : Constante de filtration (cm/ \sqrt{s})

B : Compressibilité moyenne du fluide du réservoir (bar⁻¹).

K : Perméabilité de la formation (md).

Φ : Porosité.

Z : Viscosité du fluide (poises).

ΔP : perte de charge entre la fracture et la couche.

NB :

Ces fluides sont peu efficaces et nécessitent des débits très importants pour la fracturation hydraulique.

V.3.1.3 Fluides de filtration contrôlés par la formation d'un cake :

La filtration en fonction du temps dépend surtout de la perméabilité du cake. Cette classe d'agents forme un cake sur la surface filtrante. À partir de l'application de la Loi de Darcy, la loi de comportement serait :

$$C_w = \Psi. \sqrt{\frac{(k. \Delta P)}{Z}}$$

Avec :

K : perméabilité du cake.

Z : viscosité du filtrat.

ΔP : perte de charge entre la fracture et la couche.

Ψ : Constante

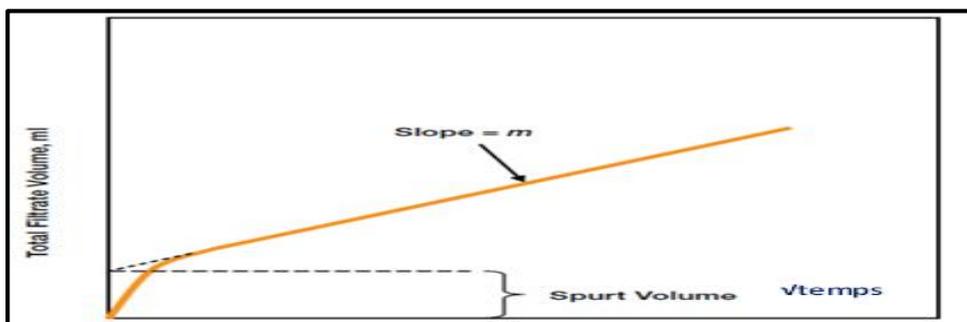
Si l'on porte graphiquement les valeurs expérimentales du volume filtré en fonction de la racine carrée du temps, on obtient une courbe où l'on distingue au départ, une période transitoire correspondant à la formation du cake ensuite, une relation linéaire entre le volume filtré et la racine carrée du temps.

On prolongeant la droite de pente "m" vers l'axe des ordonnées (Figure V.7), on obtient une certaine valeur appelée filtration instantanée ou "Spurt loss". Il est alors possible d'estimer le volume filtré cumulé "V" à l'instant "t" par la formule :

$$V(t) = S_p + V(t^{1/2})$$

La relation entre m et Cw est obtenue aussi par : $C_w = \frac{m}{2S}$

(S : surface de filtration)



(Figure V.7) : Courbe de filtration du fluide formant un cake sur la formation

V.3.1.4 Le coefficient de filtration totale :

Le coefficient de filtration totale est donné par la relation suivante :

$$C_t = \frac{1}{\frac{1}{C_v} + \frac{1}{C_w} + \frac{1}{C_c}}$$

Le coefficient de filtration dépend la perméabilité du réservoir, on admet que :

- pour les réservoirs à faible perméabilité, $C_t \leq 0,001 \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$
- pour les réservoirs à forte perméabilité, $C_t > 0,001 \text{ ft}/\sqrt{\text{min}}$

V.3.2 L'efficacité du Fluide de Fracturation :

Elle dépend de la taille de la fracture et du débit de traitement. Un fluide est efficace ou ayant une bonne efficacité est un fluide caractérisé par un faible volume de fluide perdu (moins de perte de fluide). L'efficacité est définie par le rapport du volume de la fracture sur le volume injecté. L'efficacité est utilisée pour comparer entre deux fluides et/ou les traitements. Elle est très variable, elle ne dépend pas que des caractéristiques du

fluide et de la formation, mais elle dépend aussi de l'aire de la fracture, la pression différentielle, le temps de pompage et d'autres variables.

L'efficacité (η) est le rapport :

$$\eta = V_f / V_i$$

V_f : volume de la fracture.

V_i : Volume total injecté.

V.4 Détermination des paramètres du design de la fracture

La taille du traitement est principalement définie par la longueur de la fracture. Les volumes de fluide et d'agent de soutènement sont contrôlés par la longueur de la fracture, taux d'injection et propriétés de fuite. Une déclaration générale peut être faite que plus la longueur de fracture étayée et plus le volume d'agent de soutènement n'est élevé, plus le taux de production n'élève. Les effets limitatifs sont imposés par la technique et des facteurs économiques tels que le débit de pompage disponible et frais de fluide et d'agent soutènement.

Cette section montre comment peut concevoir la taille du traitement en utilisant le modèle de fracture PKN pour simplicité. La procédure de calcul est résumée comme suit :

1. Supposons une fracture demi-longueur x_f et un taux d'injection q_i , calculer la largeur de fracture moyenne w l'aide d'un modèle.

$$w_{w,0} = 9.15^{\frac{1}{2n+2}} \times 3.98^{\frac{n}{2n+2}} \left[\frac{1 + 2.14n}{n} \right]^{\frac{n}{2n+2}} K^{\frac{1}{2n+2}} \left(\frac{q_i^n h_f^{1-n} x_f}{E'} \right)^{\frac{1}{2n+2}}$$

2. Convert wellbore width into average width

$$\bar{w}_e = 0.628 w_{w,0}$$

3. Sur la base du bilan matière, résoudre le volume de fluide d'injection V_{inj} à partir de l'équation suivante :

$$V_{inj} = V_{frac} + V_{Leakoff},$$

where

$$V_{inj} = q_i t_i$$

$$V_{frac} = A_f \bar{w}$$

$$V_{Leakoff} = 2K_L C_L A_f r_p \sqrt{t_i}$$

$$K_L = \frac{1}{2} \left[\frac{8}{3} \eta + \pi(1 - \eta) \right]$$

$$r_p = \frac{h}{h_f}$$

$$A_f = 2x_f h_f$$

$$\eta = \frac{V_{frac}}{V_{inj}}$$

$$V_{pad} = V_{inj} \frac{1 - \eta}{1 + \eta}$$

Comme K_L dépend de l'efficacité du fluide h , qui n'est pas connue au départ, une procédure d'itération numérique est nécessaire. La procédure est illustrée à la Fig.8

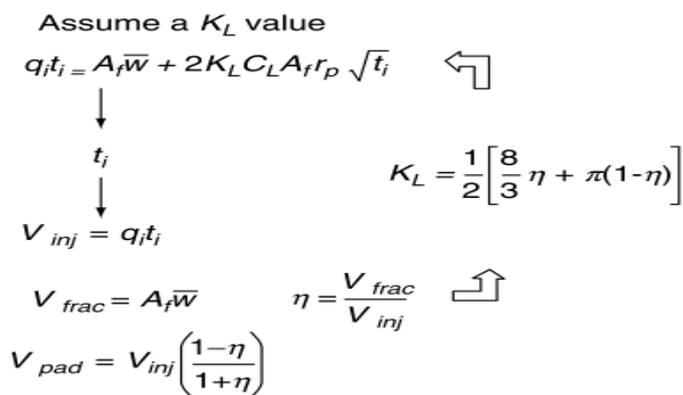


Figure .8 d'itération numérique pour calculer le temps d'injection

C.à.d.

Résoudre l'équation suivante pour t_i $q_i t_i = A_f \bar{w} + 2K_L C_L A_f r_p \sqrt{t_i}$.

En sélectionnant \sqrt{t} comme nouvelle inconnue, une équation quadratique simple doit être résolue

1 En supposant K_L

2 On obtient le temps d'injection T_{inj}

3 calculer le volume d'une injection et le volume de fracturation après l'efficacité de fluide $\eta = \frac{V_{frac}}{V_{inj}}$:

4 Vérifier la valeur K_L

5 calculer le volume

Programme d'agent de soutènement

Une fois que nous connaissons le temps de pompage, nous pouvons établir un programme d'agent de soutènement. Notre objectif est de déterminer le volume de soutènement et la courbe particulière de concentration d'agent de soutènement en fonction du temps que nous devons suivre pendant le pompage. Pour réaliser le design proposé par Nolte (1986), il suffit de spécifier un seul paramètre supplémentaire : (c_e) , la concentration maximale d'agent de soutènement techniquement possible pour le lisier injecté. Idéalement, le programme d'agent de soutènement conduit à une concentration uniforme d'agent de soutènement dans la fracture à la fin du pompage, avec la valeur de la concentration égale à (c_e) .

Une procédure générale pour déterminer le programme d'agent de soutènement est la suivante :

1. Calculer l'exposant de la courbe de concentration en agent de soutènement :

$$g = \frac{1 - \eta_e}{1 + \eta_e}$$

2. Calculez le temps nécessaire pour le pomper :

$$t_{\text{pad}} = \varepsilon t_e$$

3. Calculer la courbe de concentration d'agent de soutènement requise (masse/unité de volume de suspension injectée), qui est donnée par

$$c = c_e \left(\frac{t - t_{\text{pad}}}{t_e - t_{\text{pad}}} \right)^\varepsilon$$

Max Proppants concentration

$$C_e = (\text{Masse du proppants pour un Aile}) / (\text{Volume de la fracture})$$

4. Le proppants la concentration en livres par gallon de fluide ajouté (ppga) est exprimé comme

$$c'_p = \frac{c_p}{1 - c_p / \rho_p}$$

**Cas d'Etude : puits IEKE-1 champ
ILLIZI**

INTRODUCTION

Le périmètre de recherche In Amenas II, actuellement en phase de recherche, est situé dans la partie Sud-Est du bassin d'Illizi. L'exploration dans ce périmètre a débuté vers les années 60. L'interprétation structurale et stratigraphique du volume sismique 2013INA-3D, l'utilisation des attributs sismiques, a permis d'identifier deux grands axes de paléo-vallées, développés dans l'unité IV de l'Ordovicien et traversant la région du nord au sud : l'un situé à l'ouest (axe In Ekker-In Essane) et l'autre à l'est (axe Tiderer-In Amenas Est). Sur ce dernier, a été implanté le puits IEKE-1, à 2.7 km au sud du puits TIDW-2, qui a produit 2700 m3/h de gaz, à partir du réservoir F6.

VI.1 Etude faisabilité

VI.1.1 Etude technique

VI.1.1.1 Présentation de puits

Le forage In Ekker Est (IEKE-1) est un puits d'exploration, situé au SE du bassin d'Illizi, dans le bloc 233a du périmètre de recherche In Amenas II. Il est localisé à 31.3 Km de la ville d'In Amenas. La profondeur finale du puits IEKE-1 est prévue à 2680m ; soit 19m dans le socle. Ce forage aura pour objectif, l'exploration des réservoirs cambro-ordoviciens et siluro-dévonien et de vérifier l'hypothèse de développement, dans cette zone, des pièges mixtes, liés à des paléo-vallées.

Le puits IEKE-1 est situé au SE du bassin d'Illizi, dans le bloc 233a, du périmètre de recherche

In Amenas II (Figure VI. 1) à 31.3 km de la ville d'In Amenas et plus exactement à :

- 16.9 Km au Sud-Est de IEKN-1
- 15.7 km au Nord-Est d'ISSO-1.
- 2.7 km au Sud de TIDW-1.

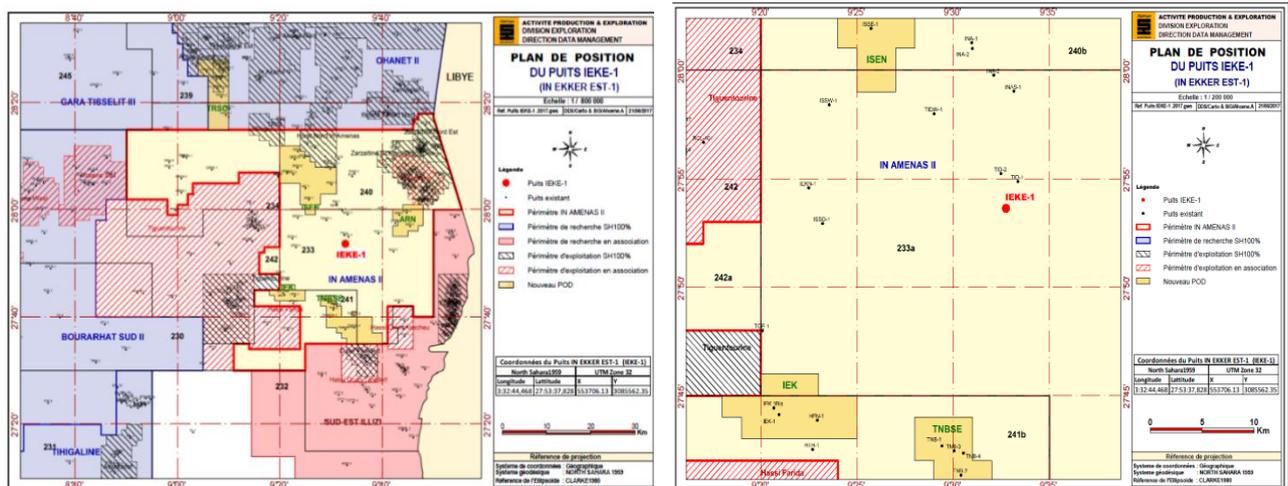


Figure VI.1 : plan de situation du puits IEKE-1

VI.1.1.2 Cadre géologique

Le périmètre de recherche In Amenas, est situé au Sud Est du bassin d'Ilizi, dans la zone d'affleurement de Taouratine (Crétacé - Albien) et du Carbonifère.

Dans la région d'In Amenas Centre, les différentes unités (IV, III et II) du Cambro - Ordovicien, constituent les principaux objectifs pétroliers, étant donné les résultats pétroliers enregistrés au niveau des puits INAC-1, INAC-2 et INAO-1 (voir carte des résultats pétroliers Fig. 3).

Quant à l'unité II du Cambrien, elle présente un intérêt non négligeable, compte tenu des résultats obtenus au sud et au sud-est du périmètre. Les réservoirs F2 et F4 du Dévonien et F6 du Siluro-Dévonien constituent des objectifs pétroliers secondaires.

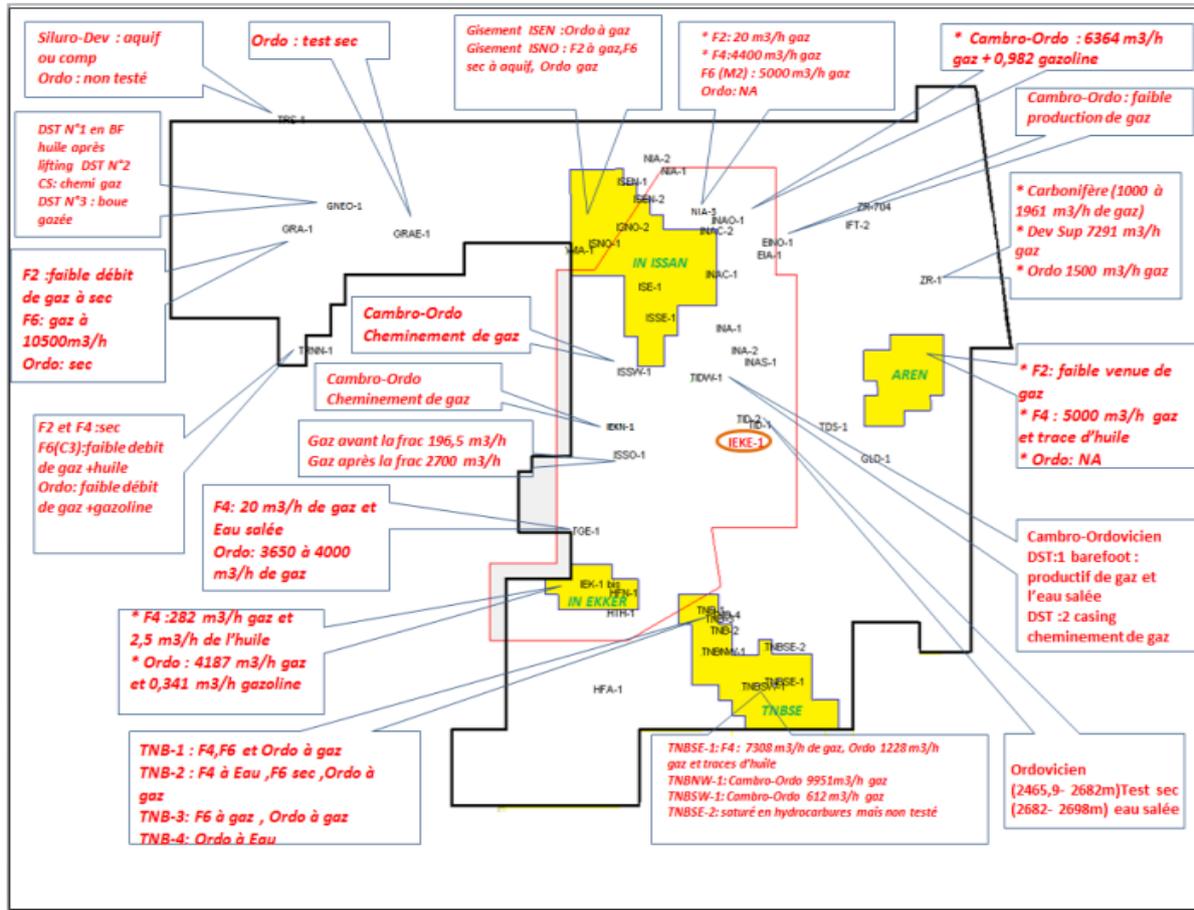


Figure VI.2 Résultats pétroliers des puits du périmètre de recherche In Amenas II.

AGE	SYSTEMES	SOUS SYSTEMES	FORMATIONS	LITHOLOGIE	DESCRIPTION	R	S	C	PRINCIPALES DISCORDANCES
MESOZOIQUE	CRETACE	BAREMIEN	TAOURATINE		Argiles calcaires à gypse				<u>AUTRICHIENNE</u>
		NEOCOMIEN							
	JURASSIQUE	MALM			Argiles grises et grès				
PALÉOZOIQUE	TRIAS	DOGGER	ZARZAITINE		Grès beige moyen à grossier, carbonaté Calcaire dolométique				<u>HERCYNIENNE</u>
		ARGILEUX							
	CARBONIFERE	STEPHANIEN	Serie de Tiguentourine		Argiles bruns rouges Alternance de calcaires et de marnes Présence de lignite				
		WESTPHALIEN 'F'	Serie d'El Abed Larache						
		WESPALIEN			Argiles verticillaires à passées de calcaire				
		NAMURIEN 'E'							
		NAMURIEN 'D'	Serie de Oued Oubaraket		Alternances de grès blancs fins à moyens avec des calcaires cristallins				
		VISEEN 'C'							
	VISEEN 'B'	Serie inf Mesoratine		Argiles grès foncées à passées de grès fins à moyens argileux localement carbonaté					
	TOURNASIEN 'A'	Serie des grès d'Issendjel							
DEVONIEN SUPERIEUR ET MOYEN	STRUNIEN FAMENIEN FRASNIEN GIVETIEN EIFELIEN	F2 SERIE GARA MAS MOLASSE SERIE ARGILEUSE		Grès grès blanc à niveaux argileux grès foncés Argiles grès claires à foncés à fines passées de calcaires				<u>FRASNIENNE</u>	
DEVONIEN INFERIEURE	EMSIEN SIEGENIEN GEDIENIEN	FORMATION D'ORISSIN F4 et F5 SARRE SUPERIEURE SARRE MOYENNE SARRE INFERIEURE ZONE DE PASSAGE FORMATION SUBSARRE							Ensemble gréseux fin à moyen - argileux siliceux Grès siliceux poreux fin à moyen
SILURIEN	LLUDLOW			Argiles noires indurées siliceuses et micachées					
	WENLOCK TARANON LLANDOVERY	FORMATION DE OUED MERHOU							
ORDOVICIEN	ASHGILL ARENIG	COMPLEXE TERMINAL OU FORMATION DE TAMADJERT TAMADJERT TAMADJERT LARBANDETTE		Grès moyen parfois grossier siliceux Argiles noires microconglomératiques				<u>TACONIQUE</u>	
CAMBRIEN	TREMADOC								Grès fins à moyens à passées d'argiles Grès gris clair fin à grossiers fréquents d'argile Roches cristallines, métamorphiques
		MISE DE TIN SARADJELL SOUS-CRISTALLIN METAMORPHIQUE							

Figure VI.3 Système pétrolier et Stratigraphie du périmètre de recherche In Amenas II

VI.1.1.3 Géophysique

Cartographie et résultats de la caractérisation sismique du Cambro-Ordovicien

Le prospect IEKE-1, objet de notre étude, est de type mixte. Il est situé dans l'axe de la paléo- vallée Est, au sud-ouest du puits TIDW-1, foré en 2014

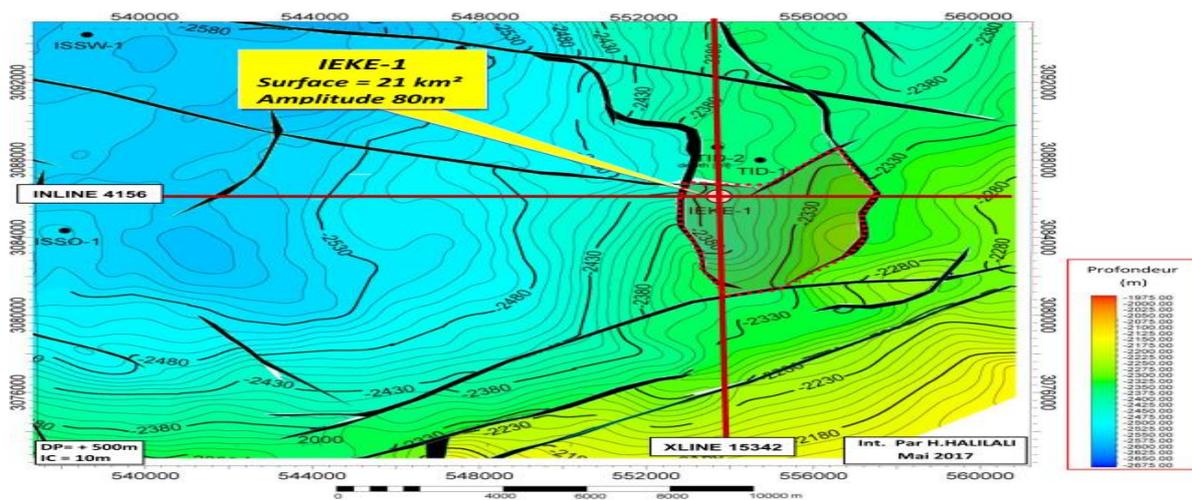


Figure VI.4 : position du puits IEKE-1 sur la carte en isobathes au toit de l'Ordovicien.

L'étude de la caractérisation du Cambro-Ordovicien a beaucoup aidé dans le choix du point d'implantation du prospect IEKE-1. En effet, différents volumes sismiques ont été réalisés. Cependant, seuls deux volumes ont été utilisés pour cette implantation (par faute de temps et d'espace disque)

La superposition des deux time slices à T= 1548ms, correspondant au Sand Probabilité et celui du Slow/Fast Shear Anisotropy, a permis de dégager une zone perspective à forte probabilité de présence des grès propres (75 %) avec un taux d'Anisotropie de 14% (fig.VI.5).

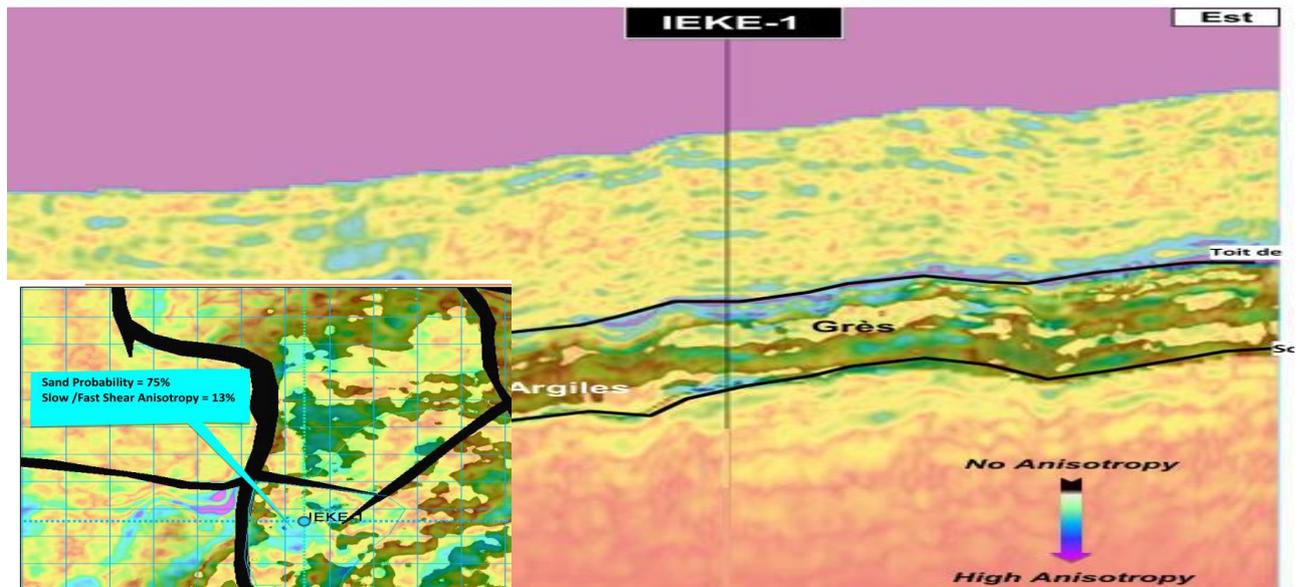


Figure VI.5 : In-line 4156 (coupe litho-stratigraphique + Anisotropie) passant par le forage IEKE-1.

VI.1.1.4 Estimation des ressources en hydrocarbures

Les ressources en gaz de la structure IEKE-1 ont été estimées uniquement pour les réservoirs de l'Ordovicien (tableau N°5). Les probabilités de succès du forage IEKE-1 sont estimées à 20% (tableau N°6).

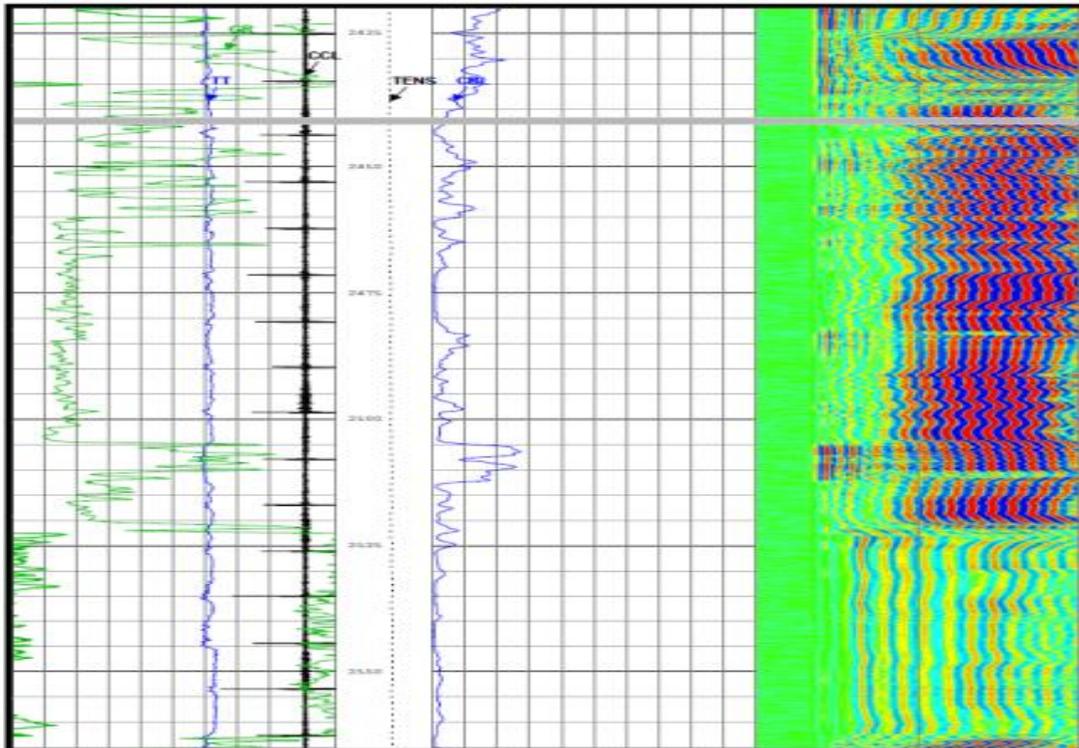
Ressources en gaz du prospect IEKE-1 (milliards de m ³)				
Réservoir	P90	P50	P10	Pmean
Ordovicien	3.22	3.96	4.8	4,7

Tableau N°5 : Ressources en gaz des réservoirs de l'Ordovicien du forage IEKE-1

D'après le schéma de complétion :

- La position du Packer est à **2238.83m, 12 m** au-dessus du **Top-liner 4^{1/2}"** (**2250.35m**);
- **Tête de puits** : le puits **IEKE-1** est équipé d'une «*Tubing Head*» **11" x 7^{1/16} x 4^{1/16} 5000** ;
- **Nuance du tubing** : Le tubing de complétion du puits **IEKE-1** est du Type : **4" 1/2 N-Vam** ;

VI.1.2.1 Qualité de la Cimentation



La figure VI.7 Etat de Cimentation (CBL – VDL)

La qualité de Cimentation en face du réservoir objet de notre étude est bonne à moyenne

Tubage 13 3/8" : Bonne a Moyenne Cimentation

Tubage 9 5/8" : Moyenne Cimentation

Tubage 7" : Moyenne Cimentation

Tubage 4 1/2" : Bonne a Moyenne Cimentation

NB : l'enregistrement CBL montre une faible amplitude, qui indique une bonne cimentation

VI.1.3 Analyse des Diagraphies

D'après l'interprétation des diagraphies , il apparaît que les unités IV & II du Cambro-Ordovicien présentent un intérêt pétrolier sur une hauteur utile cumulée de 63m.

VI.1.3.1L'interprétation des diagraphies

L'unité IV (2425-2563m) :

Ce réservoir paraît à hydrocarbures sur une hauteur utile de 45 m avec une porosité moyenne de 6% et une saturation en eau moyenne de 20%.

L'unité II (2563-2694mTD) :

Ce réservoir paraît à hydrocarbures dans sa partie sommitale sur une hauteur utile de 18m avec une porosité moyenne de 5% et une saturation en eau moyenne de 35%. Quant à la partie basale, elle pourrait être aussi à hydrocarbures (malgré la chute de la résistivité, qui est due au fait que cette partie est une intercalation d'argile et de grès). La porosité et la saturation en eau moyennes de cette partie sont respectivement de 5% et de 50%.

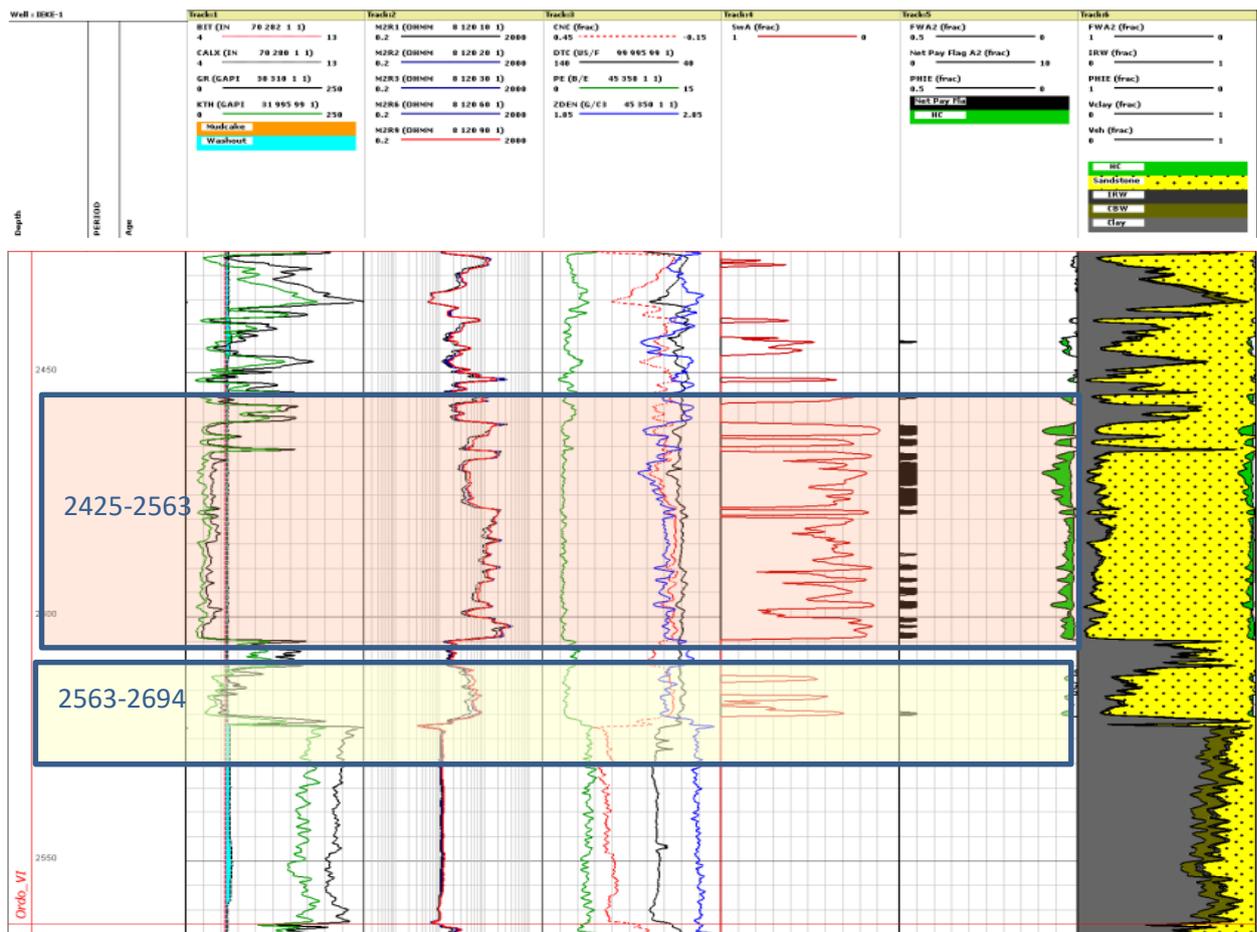


Figure VI.7 : Elan du puits IEKE-1 (Phase 6'')

VI.1.4 Analyse sur Carottes

Le carottage sera fait au niveau des formations du Cambro-Ordovicien (unités IV et II) et au niveau du réservoir F4.

- ✓ Une (01) carotte de 09m soit 18% de la totalité du réservoir F4 à prélever, dès l'apparition des grès, dans le but d'avoir une meilleure connaissance de ce niveau réservoir
- ✓ Une (01) carotte de 18m sera prise au passage du Silurien argileux vers les dépôts postglaciaires gréseux de l'unité IV Ordovicienne ; pour déterminer la limite stratigraphique basale des hots shales vers le top de l'ordovicien qui est parfois lui-même argileux et aussi pour vérifier l'existence des dépôts post glaciaire qui sont de très bons réservoirs
- ✓ Trois (03) carottes de 18m soit 33% de la totalité des réservoirs Ordoviciens à prélever dans les dépôts synglaciaires de l'unité IV

Puits : IEKE-1

Intervalle : 2486,00 m à 2504,00

Mesures de Saturation

Echantillon N°	Profondeur (m)	Porosité (%)	Perméabilité (md)	G/Densité (g/cc)	Sw (%)	So (%)	Sg (%)
1	2486,5	5,14348	0,10677	2,65389	3,19166	25,5333	71,275
2	2487,51	4,64434	0,06462	2,64958	2,11815	16,9452	80,9366
3	2488,47	8,60069	0,17062	2,65054	5,43931	43,5145	51,0462
4	2489,75	5,23787	0,03716	2,6509	2,67555	33,4443	63,8801
5	2490,79		0,18743		1,65006	31,3512	66,9988
6	2491,74	5,32074	0,06049	2,65237	2,49124	26,1581	71,3507
7	2492,83	4,70493	0,04009	2,65333	2,97615	20,8331	76,1908
8	2493,86	9,0713	0,09452	2,64938	4,30945	30,1662	65,5244

Tableau VI.1 Résultat de laboratoire

ON CONCLURE que le réservoir ordovicien unité VI a des caractéristique pétrophysiques d'un réservoir compact

VI.1.5 Résultat des tests de formation (DST) :

DONNEES SUR LE TEST

Enregistreur : D8055 à 2351 m.			Observations
Pression Hydrostatique initiale (Psi)	IHP	3461	La vanne ouverte en mode lock open pendant DST jusqu'à la fermeture du Build up
1 ^{er} débit (Psi)	IFP	797	
	FFP	685	
1 ^{er} Build Up (Psi)	FSIP	3224	
Pression Hydrostatique finale (Psi)	FHP	3405	
Température du fond (°C)	BHT	122	

Résumé de résultat test de formation a été réalisé sur le puits **IEKE-1**, le résultat est résumé dans le tableau **ci-dessous** :

DST N°	Date	Type	Formation	Résultats
1	05au 17/11/17	Barefoot	Cambro- ordovicien 2351 m	Test techniquement réussi, cheminement de gaz.

Tableau VI.2 : Résumé de résultat de DST

CONCLUSION :

Le choix du réservoir à stimuler était basé sur plusieurs critères : les résultats de l’Elan, du DST, de la qualité de cimentation, de la complétion ...etc. ;

D’après l’étude réalisée, on a constaté que la reprise par une opération de stimulation du réservoir Cambro-ordovicien du puits IEKE-1 est techniquement faisable en prenant en considération :

- ✓ La profondeur du sabot du casing 7’’ (2408m) est plus au moins proche du réservoir Ordovicien Unité IV
- ✓ La cimentation (CBL tend vers zéro) ce qui permet de déduire que la qualité de la cimentation en face du réservoir est bonne à moyenne, ce qui assure une bonne étanchéité durant l’opération de fracturation hydraulique.
- ✓ L’étude pétrophysique montre que le réservoir à stimuler est à hydrocarbures, de nature compact avec une perméabilité moyenne de 0.5 md.
- ✓ Le DST réalisé sur le réservoir est un test techniquement réussi à cheminement de gaz.

Les résultats une étude de faisabilité préliminaire réalisée, montre clairement que le réservoir **Cambro-ordovicien** du puits IEKE-1 est bonne candidat pour l’opération de fracturation hydraulique.

VI.1.6 Etude Géomécanique

L’élaboration du modèle géomécanique est une étape indispensable avant de procéder à la réalisation du design de l’opération de fracturation hydraulique.

L’étude géomécanique nous permet de :

- Comprendre la distribution du stress dans la formation,
- Déterminer la zone a minimum stress à perforer,
- Déterminer la pression de rupture en surface et le frac gradient,
- Vérifier l’existence ou non des barrières pour confiner la propagation de la fracturation.

VI.1.6.1 conception du modèle géomécanique du puits IEKE-1

a. DATA AUDIT

La FigureVI.8 ci-dessous montre clairement les résultats de ce premier contrôle.

Puits		IEKE-1	
LOCALISATION	X (UTM 32)	553 706.132	
	Y(UTM 32)	3 085 562.350	
	Zt	561 m	
	Zs	552.171m	
Data Disponible			
Log data	GR	●	
	DTc	●	
	DTs	●	
	RHOB	●	
	Caliper	●	
Geologie	Tops de formation	●	
	Master Log	N/A	
Calibrations	DST Well tests	DST	
	LOT,XLOT	N/A	
	Frac Repport	N/A	Puits ISSW-1
	Rock mechanic test	N/A	Puits TIDW-1
	DDR's	●	
Well Production and Pressure	BH Images	●	
	cementing diagram	●	
	Well test Data	●	
	Well completion diagram	N/A	

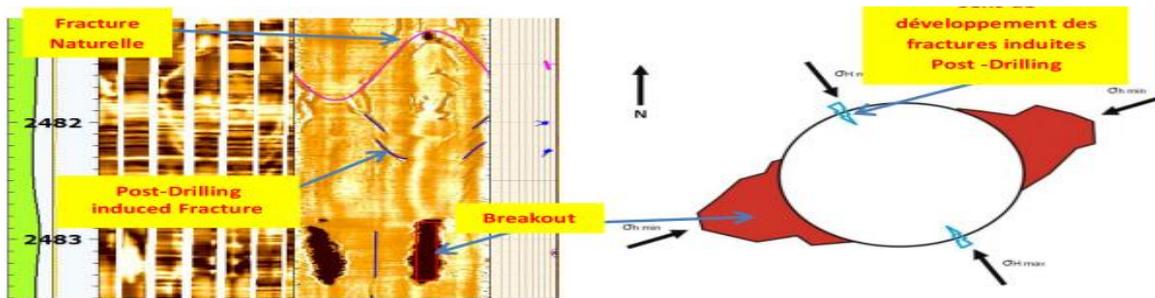
FigureVI.8 Data Audit

b. Orientation des contraintes horizontales

D’après les résultats de l’imagerie, L’orientation de la contrainte horizontale minimale Sigma h est de NE-SW L’ensemble des breakouts pointés à travers le puits a donné la rosace ci-dessous. L’orientation des breakouts est dans le sens NE-SW, d’où la contrainte maximale SH est NW-SE.

Ces fractures se développent dans le quadrant du puits qui subit la contrainte maximale, à 90 degrés par rapport aux breakouts (créés par le sens de la contrainte horizontale maximale).

L’orientation de ces fractures indique le sens de la contrainte maximale



FigureVI.9 : Principe du développement des fractures induites

8 fractures sont probablement ouvertes en face les grés: 2445.01, 2451.47, 2451.64, 2455.11, 2461.10, 2481.52, 2491.31, 2582.15m.

c. Calcul des propriétés mécaniques

Les propriétés géomécanique du réservoir ont été calculées à base des données soniques DTC et DTS et les données du Log densité.

L'estimation des paramètres géomécanique cités auparavant (module de Young, coefficient de poisson, les contraintes de la formation, la pression de pore), a été réalisée sur "Excel" en utilisant les formules présentées précédemment.

MODULE YOUNG STATIQUE

Le Module Young statique est déterminé à partir de l'essai laboratoire d'un puits voisin TIDW-1

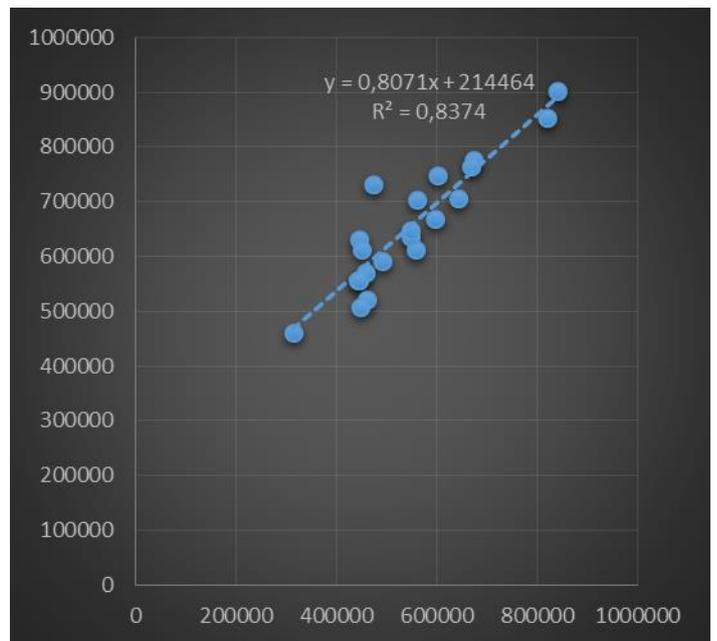
Le passage du régime dynamique au régime statique, on utilise les résultats de laboratoire de puits TIDW-1 à cause du manque des données de laboratoire IEKE-1

La corrélation entre les résultats obtenus permis d'avoir une formule de conversion suivante

$$E_s = 0.8071 * E_d + 214464$$

On utilise cette équation pour obtenir module Yong statique d'IEKE-1

E_d (GPa)	E_s (GPa)	cote (m)
57,63	49,9	2611.25
55,55	44,54	2612.66
52,43	47,67	2613.53
52,19	41,5	2614.30
45,4	41,3	2615.65
49,61	44,26	2616.32
54,34	35,18	2618.52
43,92	36,46	2620.56
47,19	40,69	2621.86
41,32	32,92	2622.82
38,69	34,09	2623.36
42,29	34,06	2624.10
37,67	33,19	2625.15
46,8	32,94	2626.28
41,38	32,93	2627.23
56,82	49,52	2656.75
48,12	40,66	2657.51



Corrélation des mesures du Young statiques TIWD-1

CHAPITRE VI : Analyse et modélisation puits IEKE-1

Le model géomécanique élaboré est illustré dans la figure VI.10 calculé à partir du l'Excel et la Figure VI.11 calculé à partir du logiciel TECH-LOG, ils représentent les allures des paramètres suivants : Gamma Ray, Elan, Coefficient de Poisson, Module de Young et la contrainte horizontale minimale (Sigma h)

a. à partir du l'EXEL

DEPTH	PR-DYN	E _d	E _d	Sh	SH	Gf
M		Mpsi	Mpsi	Psi	psi	Psi/ft
2480,0052	0,04339208	7,331536	8,81807964	4837,2386	5891,23396	0,59466322
2480,1576	0,04087397	7,276941	8,75043607	4809,96232	5858,63985	0,59127369
2480,31	0,04070529	7,273678	8,74639285	4808,41496	5856,79212	0,59104716
2480,4624	0,04479567	7,317451	8,80062808	4846,03069	5896,58791	0,59563426
2480,6148	0,05591307	7,407067	8,91166276	4944,70334	5996,93016	0,60772495
2480,7672	0,06632524	7,486068	9,00954501	5038,45758	6091,52293	0,6192097
2480,9196	0,07083087	7,511316	9,04082786	5078,28094	6130,45215	0,62406552
2481,072	0,07430259	7,505521	9,03364737	5104,90554	6152,86738	0,62729886
2481,2244	0,0790699	7,503902	9,03164156	5142,76579	6185,87272	0,63191237
2481,3768	0,07931432	7,505886	9,0340995	5145,30492	6188,45133	0,63218554
2481,5292	0,07897804	7,507163	9,03568254	5143,08093	6186,73008	0,63187347
2481,6816	0,08424231	7,461767	8,97943589	5177,57239	6209,87392	0,636072
2481,834	0,10039814	7,376623	8,87394266	5294,54566	6300,08486	0,65040238
2481,9864	0,13387201	7,177182	8,62683379	5543,2668	6492,7366	0,68091443
2482,1388	0,15172343	7,026878	8,44060754	5673,69952	6588,87735	0,69689352
2482,2912	0,15732055	6,94834	8,34329859	5709,31205	6609,88453	0,70122471
2482,4436	0,15644088	6,960403	8,35824428	5703,95367	6606,77582	0,70052358
2482,596	0,14909713	7,075472	8,50081501	5660,36676	6583,97952	0,69512783
2482,7484	0,1680432	7,088929	8,51748833	5838,73542	6749,09501	0,71698859
2482,9008	0,18445348	7,053272	8,47330919	5989,49478	6882,72596	0,73545648
2483,0532	0,17343053	7,164594	8,6112376	5906,30095	6822,15327	0,72519651
2483,2056	0,19624578	6,977987	8,3800307	6090,85956	6965,84531	0,74781137

CHAPITRE VI : Analyse et modélisation puits IEKE-1

2483,358	0,12284813	7,362734	8,85673456	5484,82533	6468,40462	0,67336358
2483,5104	0,10283418	7,354741	8,84683016	5313,52356	6313,86532	0,6522931
2483,6628	0,08603244	7,300855	8,7800656	5166,66529	6175,04054	0,63422572
2483,8152	0,1303944	7,109613	8,54311586	5502,88684	6446,31147	0,67545661

Tableau VI.3 : résultats des propriétés élastiques Réservoir (COMBRO-ORDOVICIEN) à partir du l'Excel

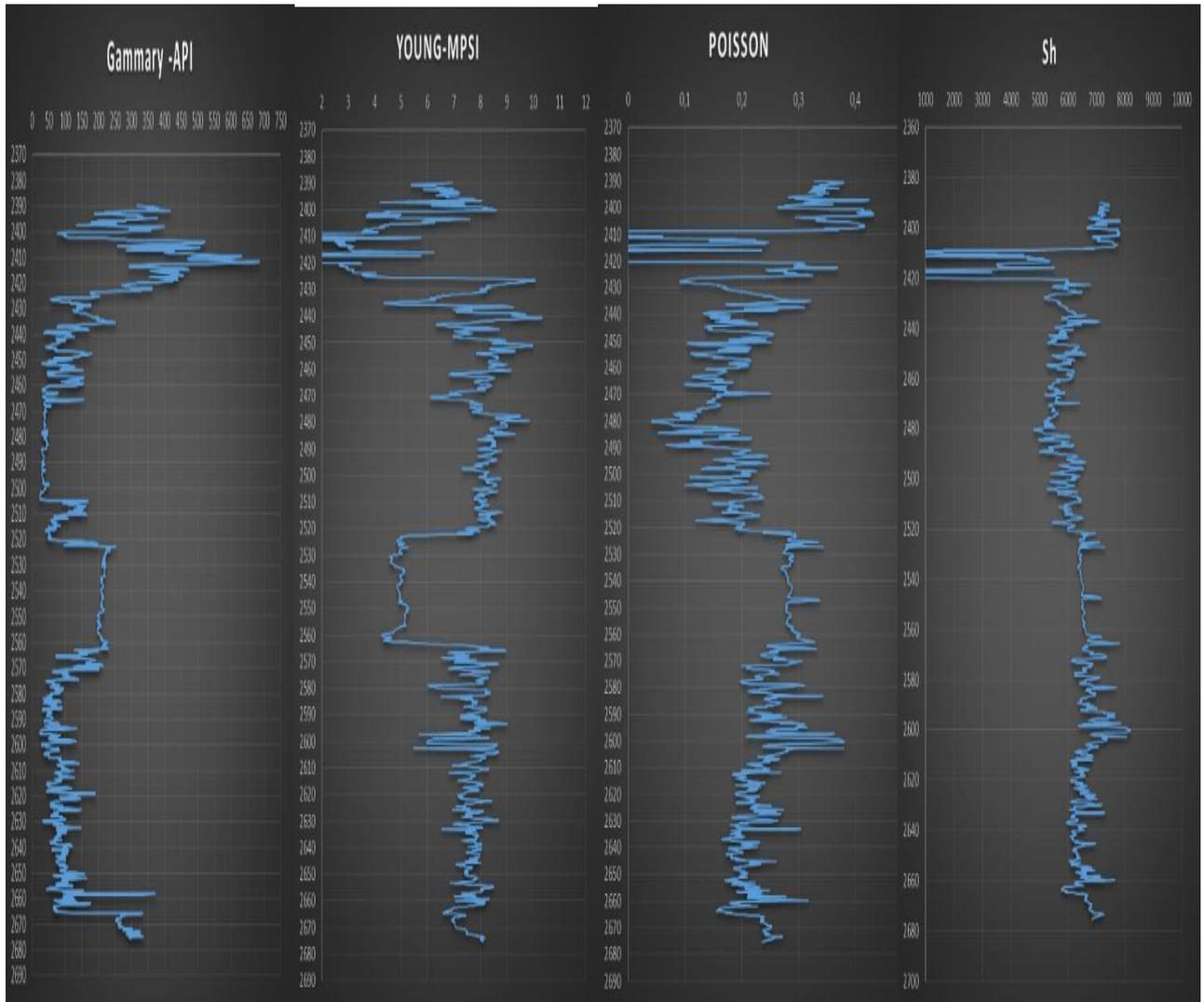


Figure VI.10 : propriétés élastiques & profil de stress du réservoir COMBRO-ORDOVICIEN

b. à partir du logiciel Techlog

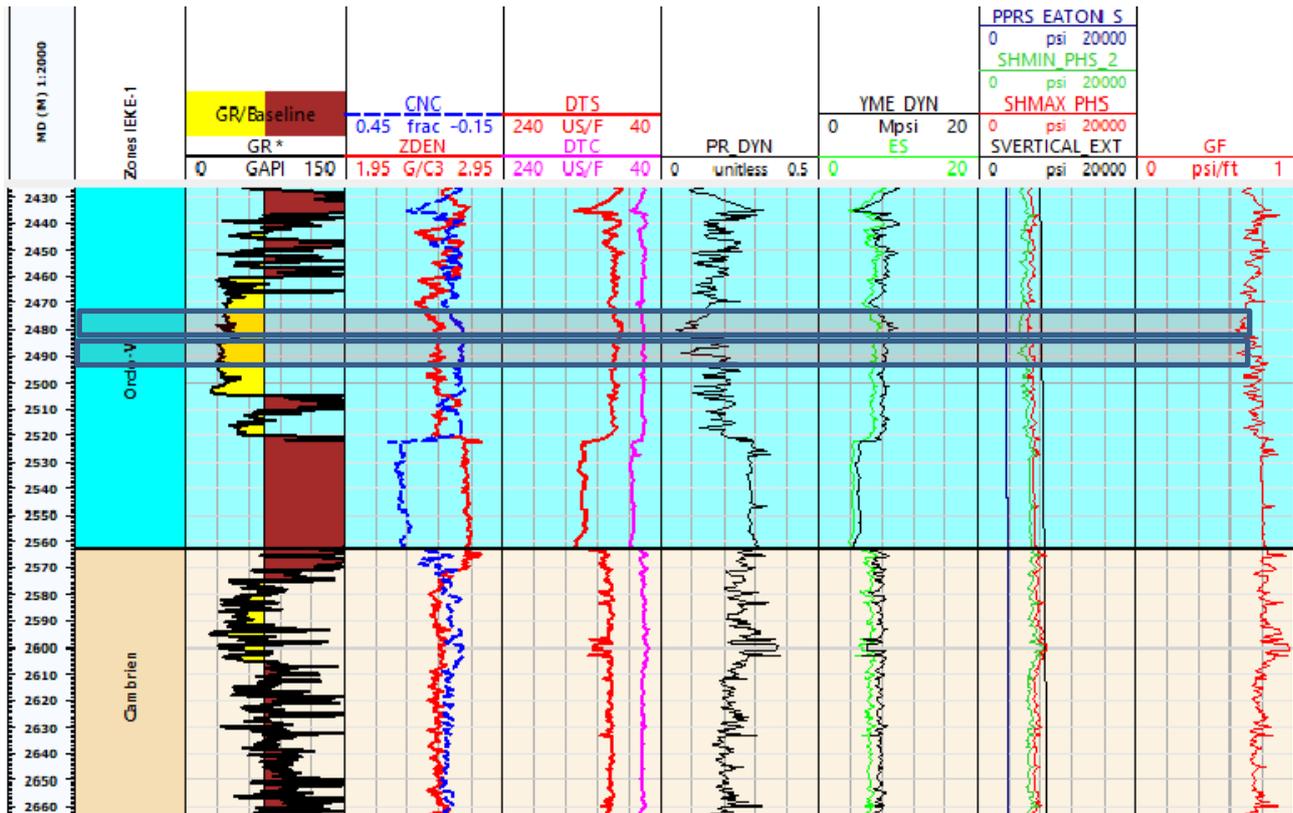


Figure VI.11 : propriétés élastiques & profil d stress du réservoir COMBRO-ORDOVICIEN

Discussion des résultats du model géomécanique :

Les résultats de l'étude géomécanique obtenus soit par le logiciel Techlog ou Excel ont montré que les valeurs de la contrainte horizontale minimale du réservoir cambro-ordovicien sont similaires, dont la valeur moyenne est de 5000 Psi, et correspond à un gradient de fracturation 0.7Psi/ft.

- Le profil de la contrainte horizontale minimale nous montre que :
 - Les zones à minimum stress sont dispersées ; cela est dû à la variation des caractéristiques des formations traversées
 - les zones à minimum stress sont 2470-2490 avec un intérêt pétrolier important
 - Du point de vue pétrolier et en termes de confinement de la fracture les intervalles entre [2473-2480 m] et [2486-2492 m] semblerait être les meilleures pour l'initiation de la fracture

On trouve aussi deux zones avec une faible contrainte

Intervalle	Profondeur (m)	Stress (psi)	GR (API)	Intérêt pétrolier	remarque
A	2473-2480	5500	GRES	BONNE	FAVORABLE
B	2480-2490	5300	GRES	BONNE	FAVORABLE

- ✓ Le coefficient de poisson oscille entre 0,10-0,20 ;

- ✓ Le Module de Young prend une valeur moyenne de 6 Mpsi ;
- ✓ Le minimum horizontal stress < Le maximum horizontal stress est inférieure <L'Overburden le régime de stress est régime normale

L'analyse de profil de stress en face le **Cambrien Unité II** montre :

Un minimum horizontal stress plus au moins élevé, De plus on ne voit pas clairement un intervalle a stress plus au moins stable confinée entre deux barrières qui pourrait contenir la fracture.

Un intervalle favorable pour l'initiation de la fracture en face le réservoir Ordovicien unité IV est de : [2480-2490] m

VI.2 Design de Frac

Dans cette section, nous avons exposé d'une manière simple comment un traitement principal de frac est conçu (design). On présente tout d'abord les produits et les agents recommandés dans l'opération, ensuite nous présentons les techniques et les étapes du traitement ,finalement la comparaison des résultats de simulation du Frac pro avec celle d'Excel .

VI.2.1 Sélection de l'agent de soutènement (proppants)

Le proppants doit être sélectionné sur la base des résultats des contraintes minimales in situ ainsi que de leur disponibilité. D'après la figure VI.12, l'agent soutènement est de type intermédiaire Bauxite suivant la valeur de la contrainte horizontale minimale moyenne de 5000 psi.

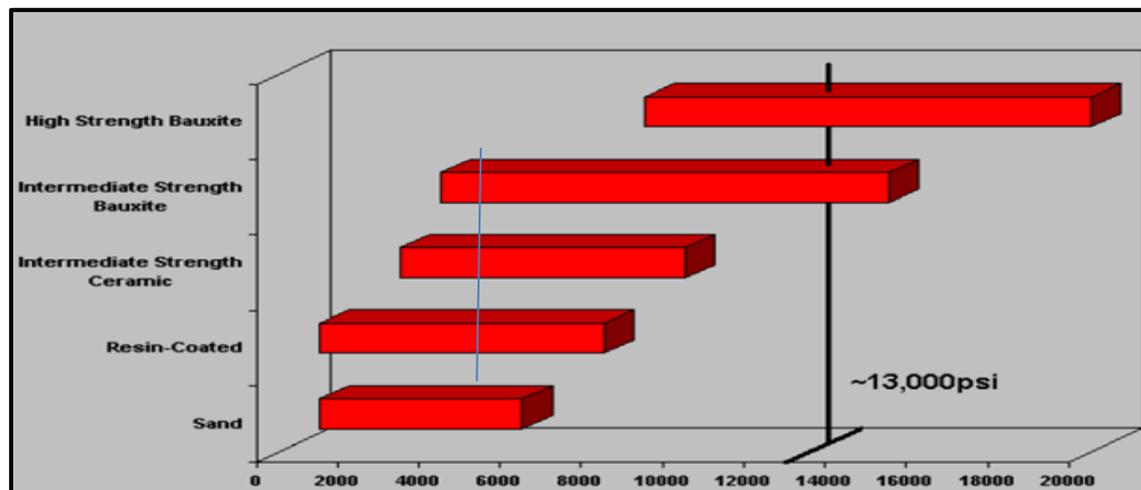


Figure VI.12 : Choix de l'Agent de Soutènement en fonction de la pression de fermeture

VI.2.2. Sélection du fluide de fracturation

Les fluides de fracturation doivent posséder un certain nombre de propriétés (en particulier la viscosité). Il convient donc de sélectionner le fluide et les additifs adéquats en fonction des conditions opératoires de la technique de stimulation .Etant donné que la température de fond est 122 °C, on a opté le viscosifiant HPG, et le réticulant le zirconium (Figure VI.13)

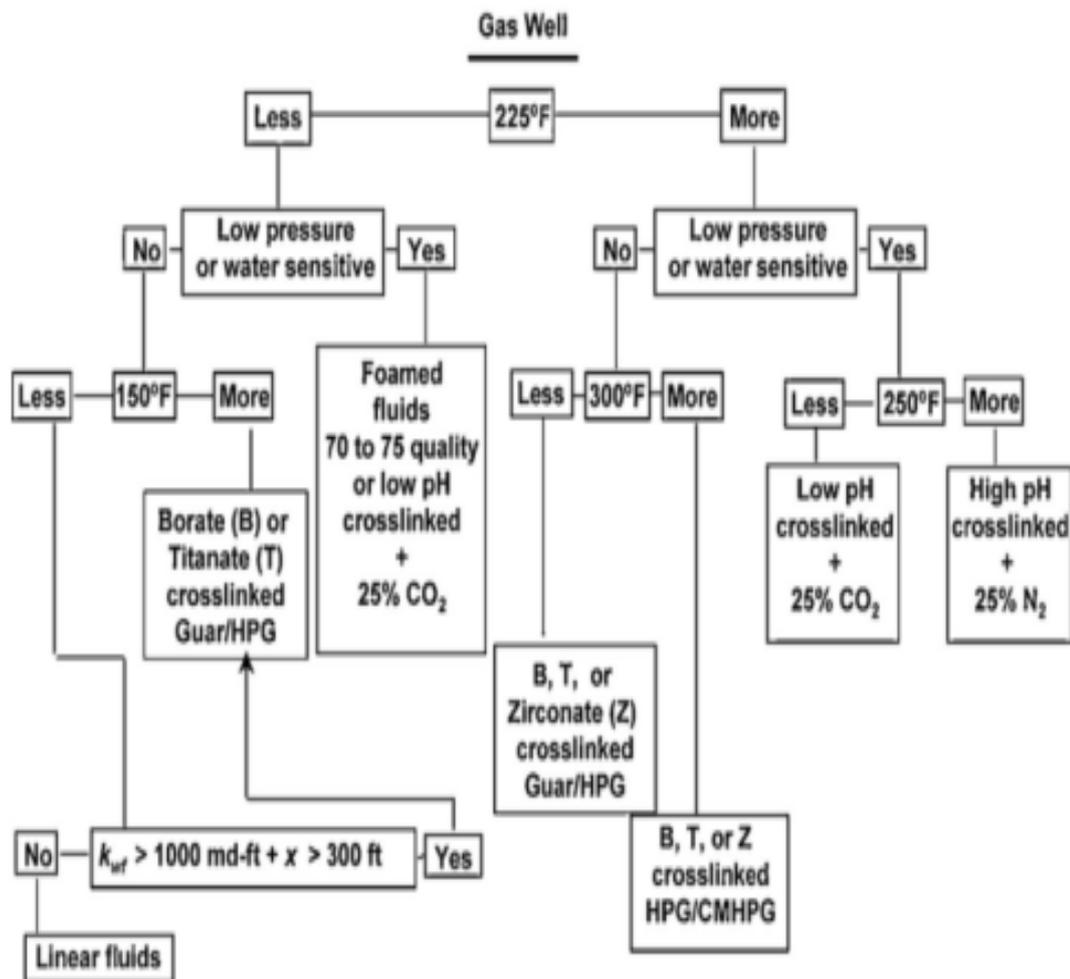


Figure V.6 charte de sélection fluide

VI.2.3 Calcul des paramètres de design

La Fracturation est une opération extrêmement complexe, qu'il est impossible de garantir la réussite de cette dernière. L'utilisation de l'outil informatique donne une nouvelle vision sur l'opération et révolutionne les pratiques de la fracturation hydraulique.

On essaie de comparer le résultat des Dimensions attendues de fracture obtenu à partir d'Excel avec le model PKN et Frac Pro model 3D

A. AVEC EXCEL :

On calcule la taille du traitement (les étapes sont résumées dans chapitre V)

Doneé		Les équations		
N rhéologie de fluide	0,63	Unit		
K	0,02	lb/ft2*s		
qi	30	bpm		
hf	30	m		
Xf demi longueur	150	m		
E'	6,68E+06	psi		
Calcule				
the wellbore width	0.07	m	$w_{w,0} = 9.15^{\frac{1}{2n-2}} \times 3.98^{\frac{n}{2n-2}} \left[\frac{1+2.14n}{n} \right]^{\frac{n}{2n-2}} K^{\frac{1}{2n-2}} \left(\frac{q_i^n h_f^{1-n} x_f}{E'} \right)^{\frac{1}{2n-2}}$	
the average width	0.04	m	$\bar{w}_e = 0.628 w_{w,0}$	
qi	0,132495	m3/s		
hf	30	m		
Xf	150	m		
We	0,00462	m		
Sp	0			
K	1,48			
CL	0,000114 1	ft/min^0,5		
Calcule				
Le temps injection tinj	39,9177	minute		$q_i t_i = A_f \bar{w} + 2K_L C_L A_f r_p \sqrt{t_i}$
Volume injecté	95,19782 597.53	m ³ bbl		Volume injecter = Débit*Temp injection
Volume de fracturation	20,81024 5	m ³	Vfrac=hf*xf*we	
Fluide Efficacité η	0,218600 0		Volume de la fracture/Volume injecter	
Temps de pad	15,86859		tpad= (1-ηe)/ (1+ηe) * Temp injection	

Tableau VI.4 le résultat des Dimensions attendues de fracture

b. Résultat avec frac pro

En exécutant le simulateur Frac pro. Les courbes d'évolution des pressions de surface et de fond, ainsi que celle du débit du slurry représentées par le graphe ci –après.

Fracture Half-Length (m)	196
Total Fracture Height (m)	40
Depth to Fracture Top (m)	2422
Depth to Fracture Bottom (m)	2522
Avg. Fracture Width (in)	0,40
Avg. Proppant Concentration (lb/ft²)	0,90

Tableau 5: Fracture Geometry -Frac pro-

Figure VI.14 courbes d'évolution des pressions, débit du slurry « le simulateur Frac pro »

Profil géométrique de la première fracture :

La figure suivante représente le profil de la contrainte minimale, la largeur, la conductivité et la concentration du proppants dans la fracture simulée par le logiciel Frac pro :

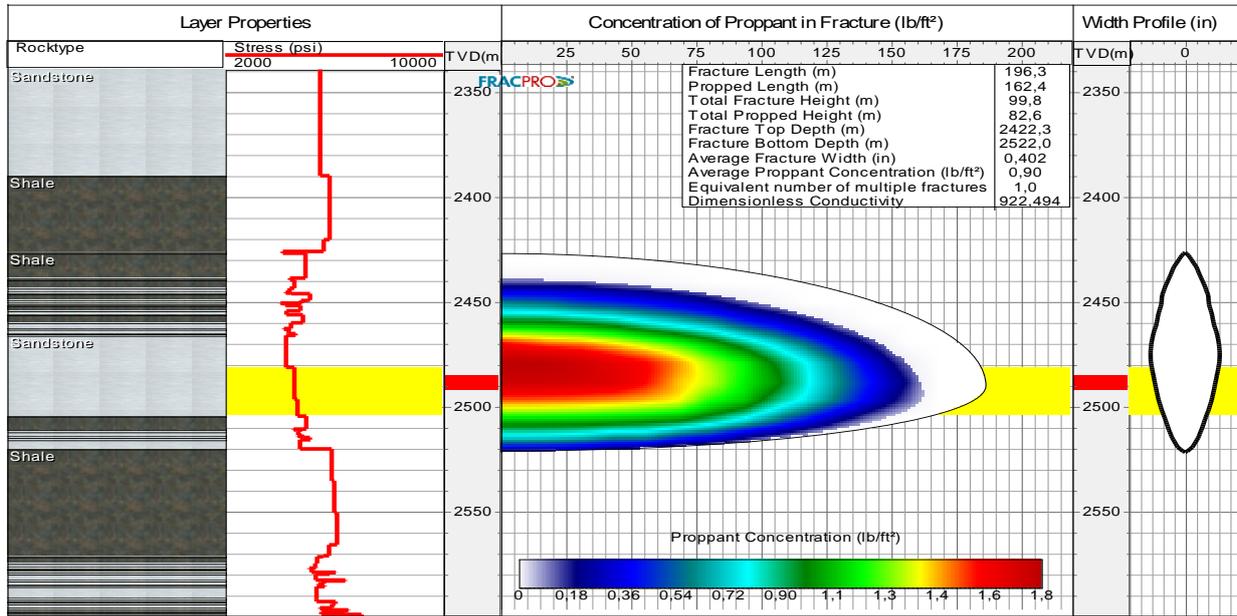


Figure VI.15 Fracture Profile for IEKE-1 Preliminary Main Treatment Design

Le design préliminaire de la propagation de la fracture en utilisant les calculs Excel et le logiciel Frac pro. sert à estimer approximativement les volumes de fluides à injecter dans la formation .

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

	Excel	Frac pro
Une hauteur de la fracture	30 m	40
Une demi-longueur	150 m	196
Une largeur de la fracture	0.4 cm	0.4
Temp injection de	39 minutes	50
Temp injection volume bad	15 minutes	/
Proppants Concentration	/	0.90 (lb/ft²)
volumes de fluides	597 lbb	

Tableau VI.7 : comparaison résultat design Exel-Fracpro

VI.3 Déroulement de l'opération de fracturation du puits IEKE-1

VI.3.1 Test d'injectivité

- Une réunion de sécurité avant l'opération « pré-job safety meeting » a été faite à fin de données les instructions globales et les consignes de sécurité.
- Grément des pompes triplex, du super POD (eau traitée), des lignes de traitement, de la ligne annulaire et de la « tree saver ».
- Effectuation d'un test HiWAY sec sur logiciel.
- Test de l'annulaire jusqu'à 5000 psi.
- Définition du pop off dans l'annulaire A à 1500 psi.

Le test d'injectivité a été réalisé le **12 Novembre 2018**. Le test a été débuté par le pompage de **30 bbls d'eau traitée** en augmentant progressivement le débit pour atteindre **20 bpm**. Avec 97.7 bbl et 15%

L'analyse post Breakdown a révélé des frictions totales en tête de **1261 psi à 20 bpm**

Le tableau suivant résume les volumes injectés dans le test d'injectivité :

As Measured Pump Schedule						
Step #	Step Name	Slurry Volume (bbl)	Slurry Rate (bbl/min)	Pump Time (min)	Fluid Name	Fluid Volume (gal)
1	BD	30.0	14.7	3.2	Treated Water	1261
2	Acid Inject	97.7	7.6	14.2	HCl 15	4105
3	Displacement	137.5	18.7	8.0	Treated Water	5777

Tableau VI.8 : Résumé des volumes Résultats du Breakdown test du puits IEKE-1

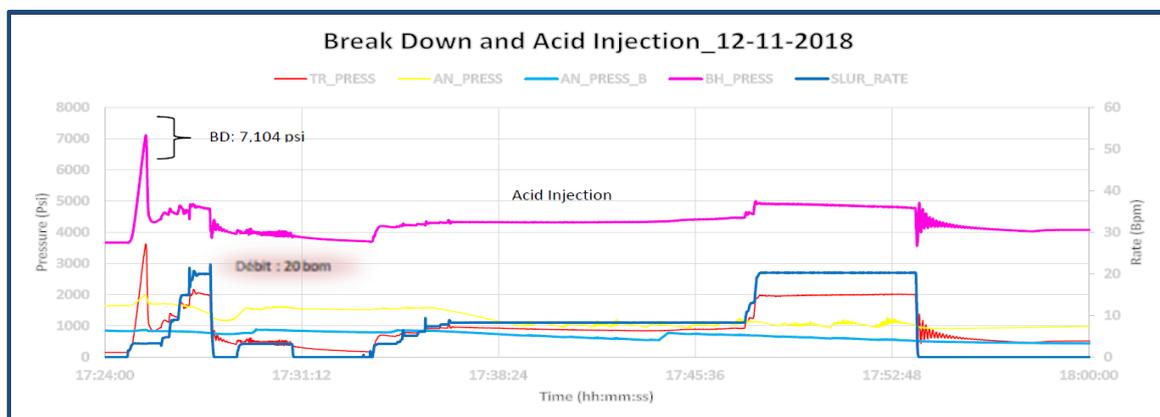


Figure: VI.16 Breakdown test du puits IEKE-1

VI.3.2 Thermométrie

Dans le but de localiser la propagation de la fracture, une opération de thermométrie a été réalisée après l'opération de mini Frac. Le graphe de la Température **ci-dessous** montre que la fracture s'est propagée le long de l'intervalle perforé avec un bon confinement de la fracture dans le réservoir objet de l'opération de la Fracturation hydraulique.

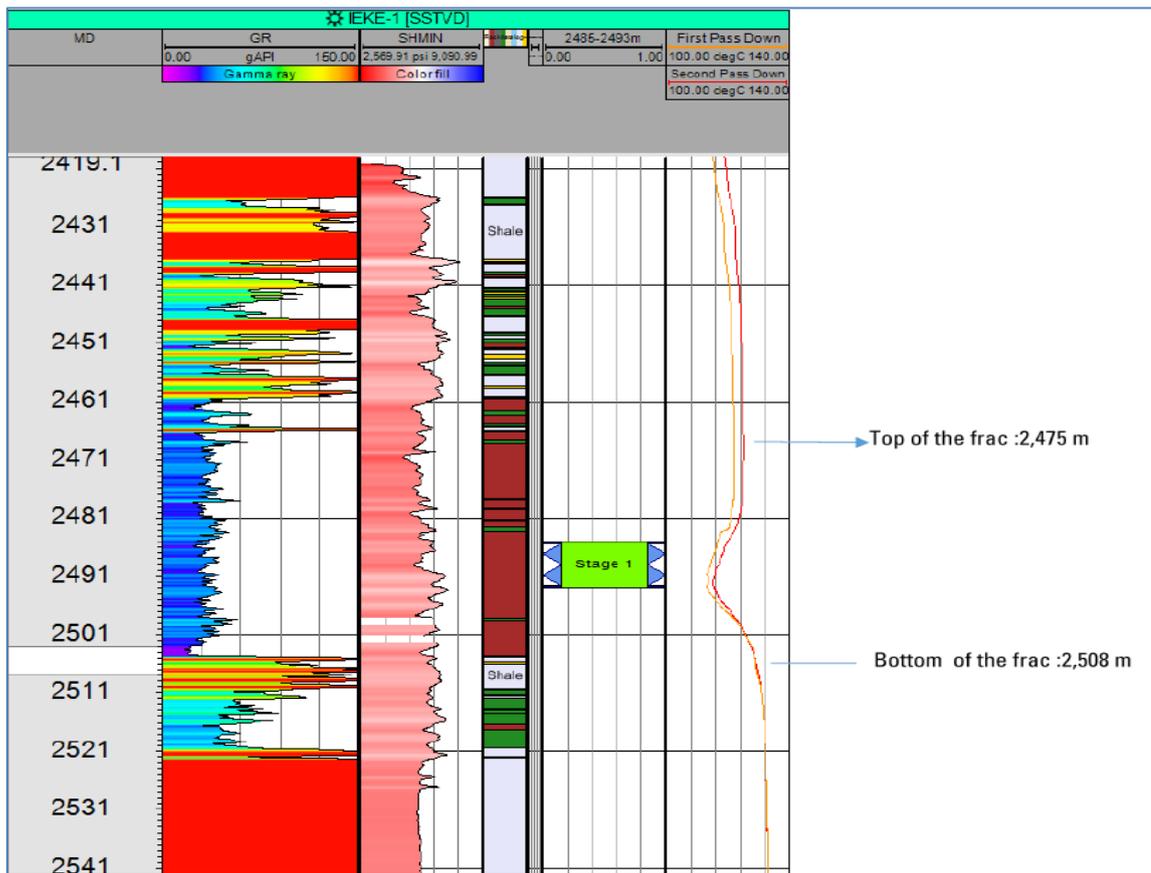


Figure VI.17 : Thermométrie du puits IEKE-1

VI.3.3 DATA FRAC :

VI.3.3.1 Déroulement de l'opération :

Après augmentation de la pression annulaire jusqu'à 1000 psi, le Data frac a commencé par l'étape du « pré-PAD » avec un débit maximum de **40 bpm**, ce qui a permis de pomper un volume total de **60.3 bbls de gel linéaire WF135**.

Pour créer la géométrie Le pompage a été suivi par l'injection de Pad (YF135 HTD) avec un volume de 476.2 bbls.

En fin de l'opération, une étape du « FLUSH » a été réalisée en pompant le gel linéaire WF135. Avec 133.1 bbls

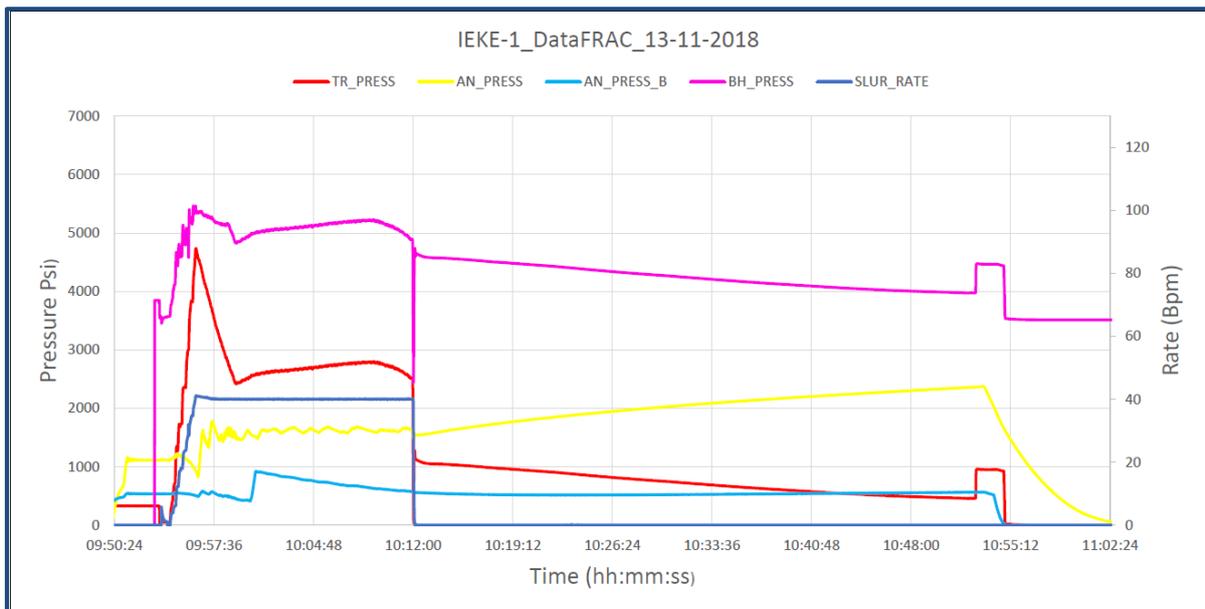


Figure VI.18 : Mini Frac test du puits IEKE-1 (Source : Rapport de la société Schlumberger.)

L'opération Data Frac a été réalisée afin d'obtenir **la pression de fermeture**, les propriétés de fuite hors du réservoir (**leak-off**) et aussi pour l'estimation du modèle de propagation de la fracturation (**PKN, KGD, Radial**)

Dans cette partie ; on considère les données de travail suivantes :

Les Données Data Frac		
Profondeur du puits	2681,35	m
Mi- perforations (H)	3480	m
Hauteur de la zone de production (hp)	74	m
Hauteur de la fracture (hf)	30	m
Débit de pompage	40	bpm
Temps de pompage	14,16	mn
Module de Young E	6000000	psi
Coefficient de Poisson (v)	0,2	
Exposant du modelé rhéologique (n)	0,2	
Coefficient de constance de viscosité (α)	1	

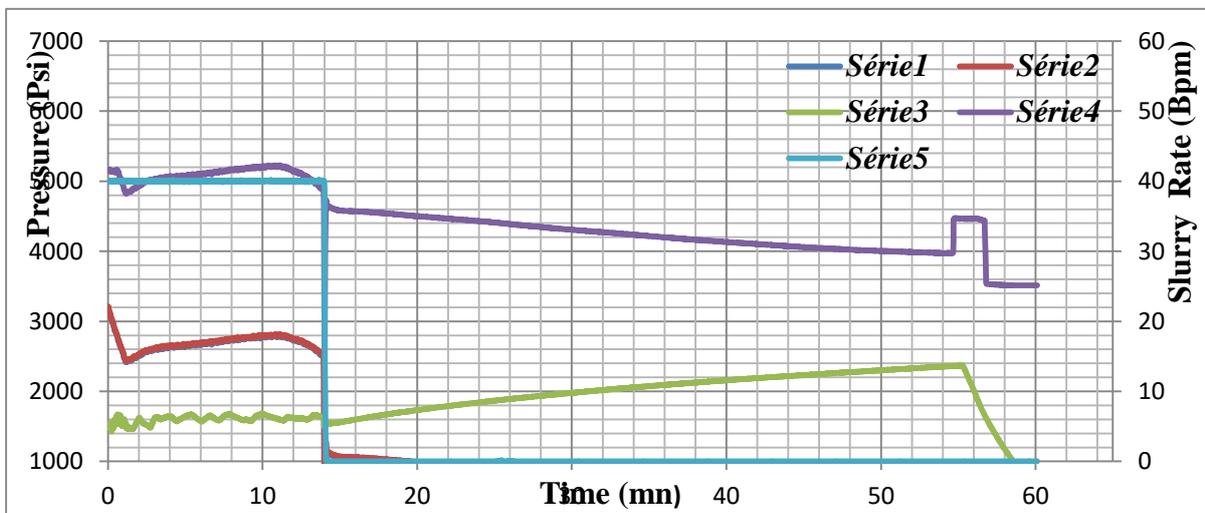
Tableau VI.9 : Les données de travail

Estimation de la chute de pression instantanée de fermeture (ISIP) :

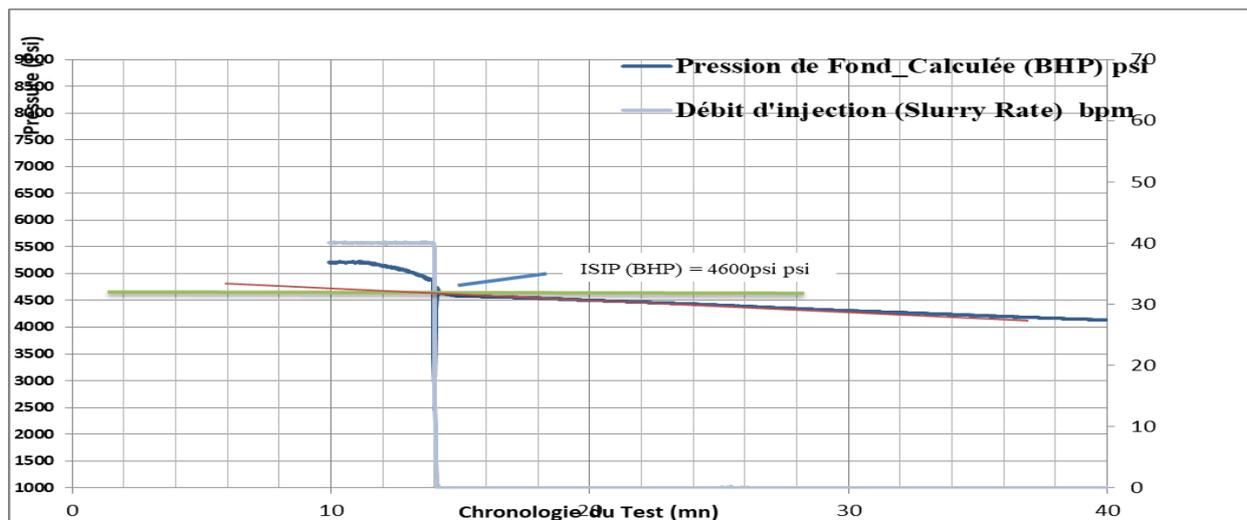
L'ISIP (la chute de pression instantanée de fermeture) est enregistré instantanément à l'arrêt des pompes, l'intérêt de cette mesure est qu'à ce moment toutes les frictions (frottements) sont nulles. Cette valeur nous donne donc la BHTP (Bottom Hole Treating Pressure) statique (pression de fond mesurée à l'état statique)

A partir de la courbe marquant l'évolution de la pression de fond (Bottom Hole Pressure) après shut-in en fonction du temps, on peut déterminer la pression instantanée de fermeture ISIP, pour cela on trace une droite. Ensuite la droite de chute de pression stabilisée et extrapolé, le point d'intersection des deux droites correspond à l'ISIP de fond (BHP). verticale à partir du point correspondant au temps d'arrêt d'injection du fluide

Le tableau suivant résume les résultats obtenus à partir de graphe*VI.20 et le graphe**VI.21



Figure* VI.20 : Mini Frac test du puits IEKE-1 (Excel)



Figure** VI.21 : Evolution dans le temps de la pression de fond IEKE-1 (Excel)

Détermination des Pertes de Charges :				
Paramètres	valeur Graphe Excel		valeur Logiciel	Unité / mesure
ISIP de fond (BHP)	4600	Graph**	4641	psi
ISIP de Surface (STP)	1100	Graph**	1112	psi
la chute de pression instantanée de fermeture	2448	Graph*	2485	psi
pression de fond mesurée à l'état statique	4898	Graph*	4878	psi
Perte de charge au fond ΔP_{nwb}	298	$\Delta P_{NWB} = BHLPP - ISIP (BHP)$	433	psi
Perte de charge totale ΔP_{Tot}	1348	$\Delta P_{Total} = \Delta P_{NWB} + \Delta P_{Fric}$	1373	psi
Perte de charge par frictions ΔP_{Fric}	1050	$\Delta P_{Total} = SLPP - ISIP (SP)$	940	psi
Gradient ISIP	0,4029		0,56000	psi/ft
Détermination des Pertes de Charges :				
Paramètres	valeur Graphe Excel		valeur Logiciel	Unité / mesure
ISIP de fond (BHP)	4600	Graph**	4641	psi
ISIP de Surface (STP)	1100	Graph**	1112	psi
la chute de pression instantanée de fermeture	2448	Graph*	2485	psi
pression de fond mesurée à l'état statique	4898	Graph*	4878	psi
Perte de charge au fond ΔP_{nwb}	298	$\Delta P_{NWB} = BHLPP - ISIP (BHP)$	433	psi
Perte de charge totale ΔP_{Tot}	1348	$\Delta P_{Total} = \Delta P_{NWB} + \Delta P_{Fric}$	1373	psi
Perte de charge par frictions ΔP_{Fric}	1050	$\Delta P_{Total} = SLPP - ISIP (SP)$	940	psi
Gradient ISIP	0,4029		0,56000	psi/ft

Tableau VI.8 Détermination des Pertes de Charges

VI.3.3.2 Discussion des résultats de Mini frac

Le déclin de pression a été analysé par différentes méthodes afin d’avoir une meilleure estimation de pression net, la pression de fermeture et efficacité de la fracture ont utilisé Les deux méthodes **G-function** et **square-root**

Le calcul de la pression de fermeture de la fracture est essentiel, en effet, cette valeur correspond à la contrainte principale horizontale minimale est une donnée indispensable pour déterminer les paramètres caractéristiques de la fracture.

La méthode de la racine carrée du temps :

La pression de fermeture de la fracture peut être déterminée à partir de l’analyse du déclin de pression à partir de l’arrêt des pompes en fonction de la racine carrée du temps. Pour notre cas d’étude ; on trace le graphe BHP=f (-T p)) en exploitant les données de Fall-off sur Excel, avec : T p : temps de pompage. D’après notre lecture sur le graphe de l’opération Data frac : T p = 14.16 min.

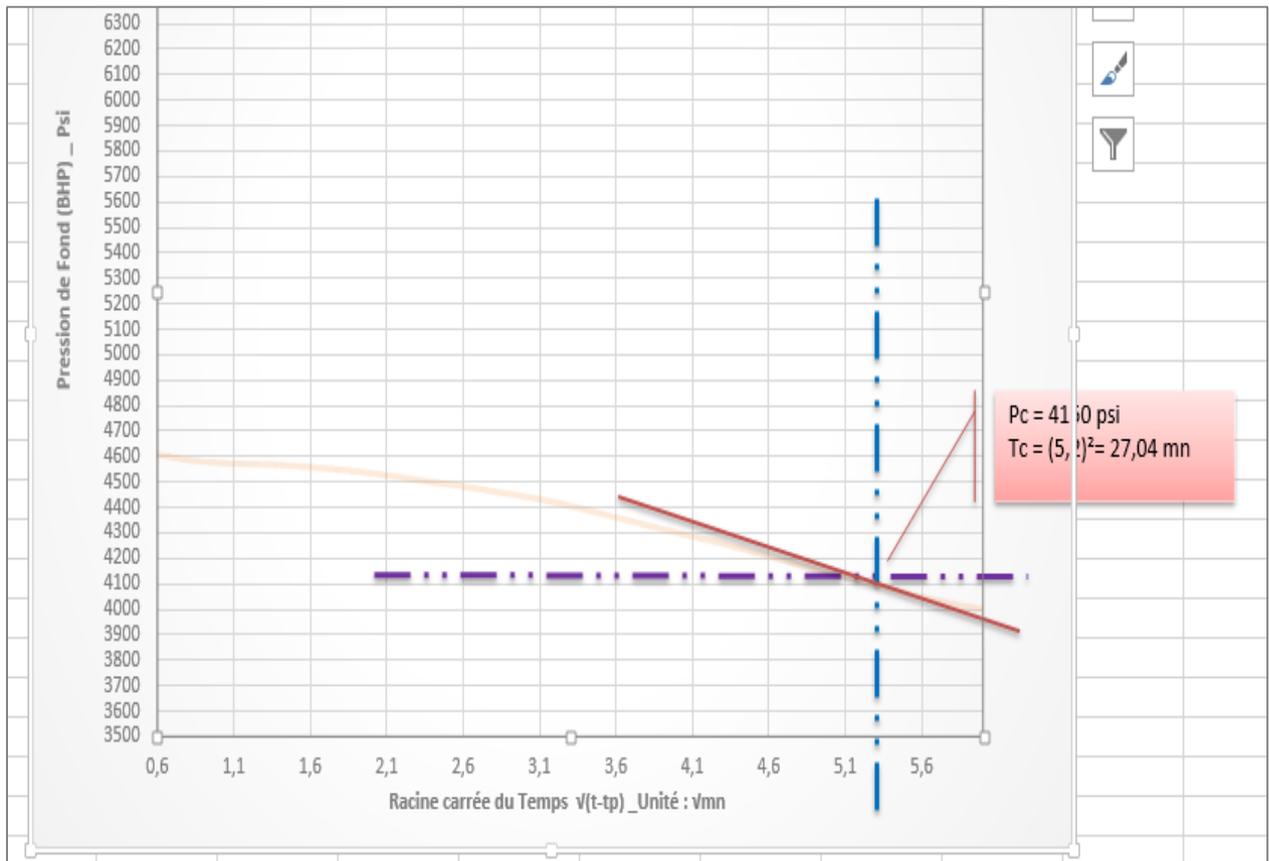


Figure VI.22 Détermination de la pression de fermeture par la méthode de la racine carrée du temps en (Excel)

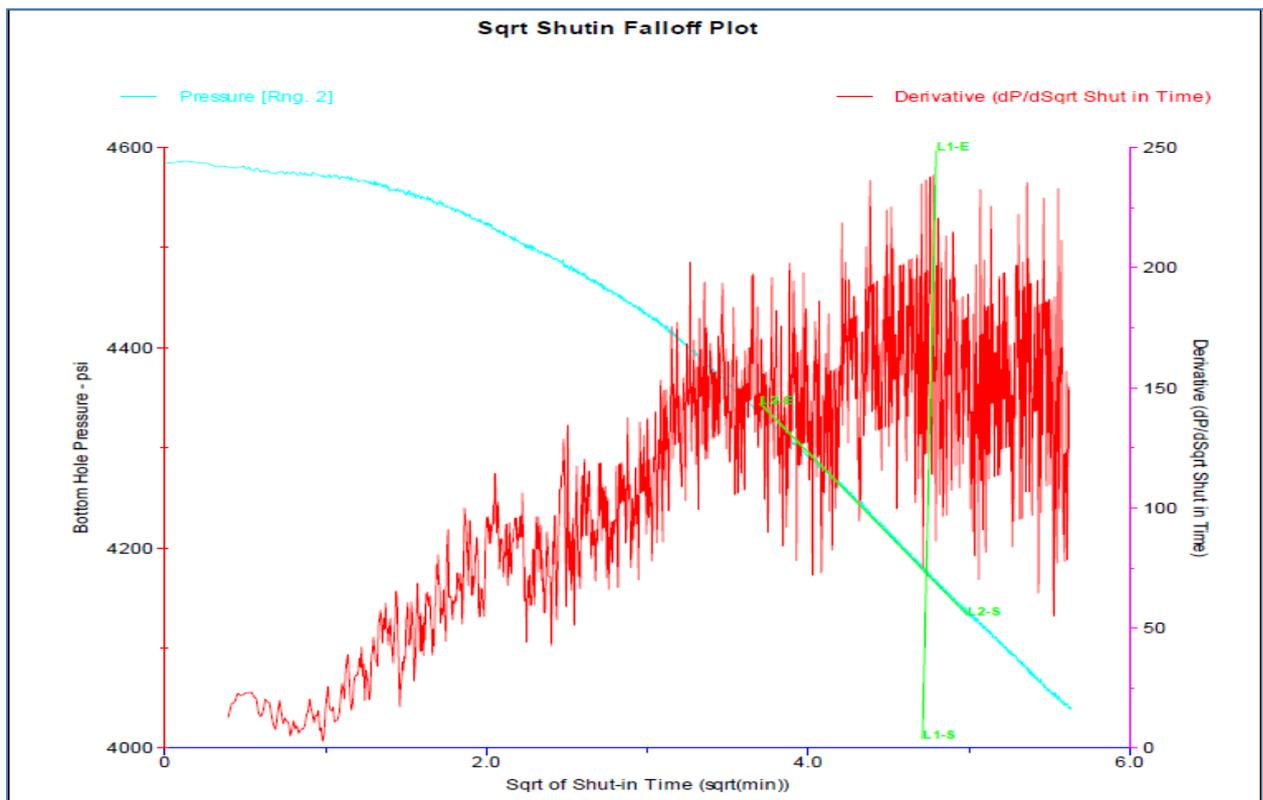


Figure VI.23 : Analyse de Square Root (Source : Rapport de la société Schlumberger.)

La méthode de la fonction-G « G-Function » :

Le tracé du graphe de la fonction-G (LOW Bound – LB) est représenté dans le graphe ci-dessous obtenu par Excel.

De ce graphe on tire le point d'intersection caractérisant le changement de la pente, et la valeur G correspondante.

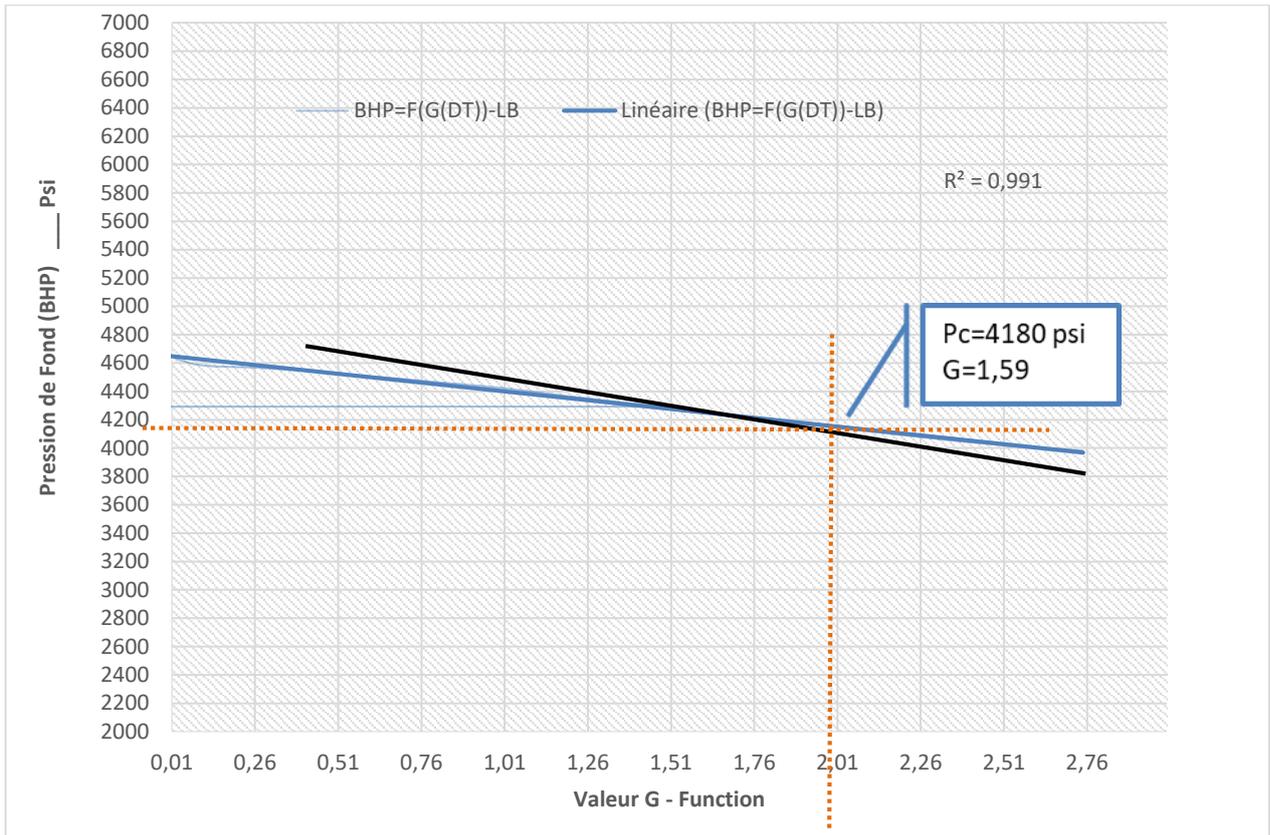


Figure VI.24 Détermination de la pression de fermeture par la méthode de G-Fonction(Excel)

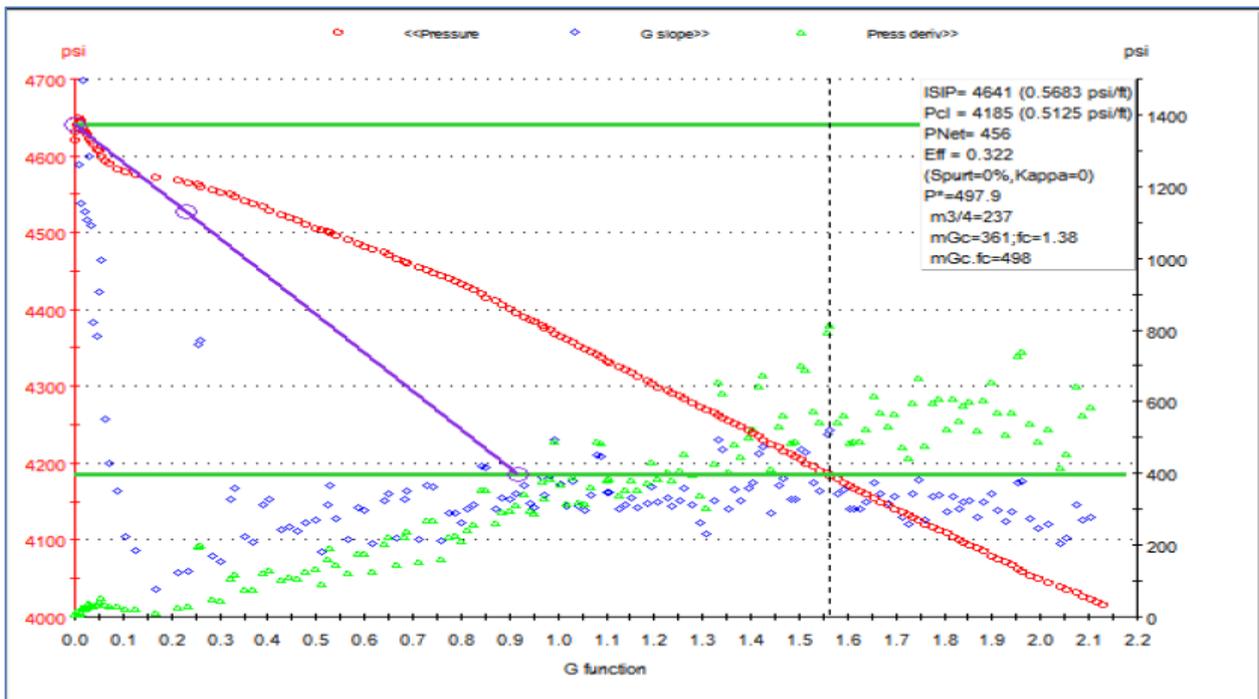


Figure VI.25 : Analyse de G-fonction (Source : Rapport de la société Schlumberger.)

Récapitulatif des résultats de calcul :

Les résultats de deux méthode (G-fonction - Square Root) résume dans le tableau suivant

G-Fonction :		valeur	unité
Pression de Fermeture de la fracture (Pc)		4180	psi
Valeur G de fermeture		1,5938996	
Temps de Fermeture (Tc)		1,59	mn
Efficacité de la fracure η		0,4035014	$\eta = \frac{G(\Delta T_c)}{G(\Delta T_c) + 2}$
Pression nette		460	$P_{Net} = ISIP (BHP) - P_c$
Pression de fermeture Pc :			
Square Root Time Method :		Valeur	unité
Pression de Fermeture de la fracture (Pc)		4150	psi
Temps de Fermeture (Tc)		10	mn
Efficacité de la fracure η		0,388459879	$\eta = \frac{(1 + \frac{T_c}{r_p^2})^{\frac{3}{2}} - (\frac{T_c}{r_p^2})^{\frac{3}{2}} - 1}{(1 + \frac{T_c}{r_p^2})^{\frac{3}{2}} - (\frac{T_c}{r_p^2})^{\frac{3}{2}}}$
Pression nette		450	$P_{Net} = ISIP (BHP) - P_c$ psi

Tableau VI.9 Les résultat de deux méthode (G-fonction - Square Root)

Conclusion

Le déclin de pression a été analysé par différentes méthodes afin d’avoir une meilleure estimation de la **pression de fermeture** de la fracture.

La méthode **G-function** t utilisées est montré une fermeture de la fracture à la pression **4180 psi** qui correspondent à une efficacité de fluide de **38 %** et une **Net Pressure** de **460psi**. (approche a les résultat de société service Pc=1485 psi Pnet=456 et efficacité de fluide 32%)

- ✓ La pression de fermeture calculée 4180 psi, le module de Young moyen (6*(10^6) psi) et
- ✓ Sachant que la température au fond est de 122°C=156,2°F<345 °F et que la hauteur utile est de 30m>10m.

La méthode HiWAY peut être appliquée pour fracture ce puits car les conditions primordiales pour l’application sont satisfaites.

VI.1.3.3 Détermination du modèle de propagation de la fracture :

On constate une pente positive au départ (Modèle PKN) ; suivie d'une stabilisation relativement nulle, un intervalle de pente négative moyenne (Modèle KGD) puis une reprise de la pente en signe positif (Modèle PKN)

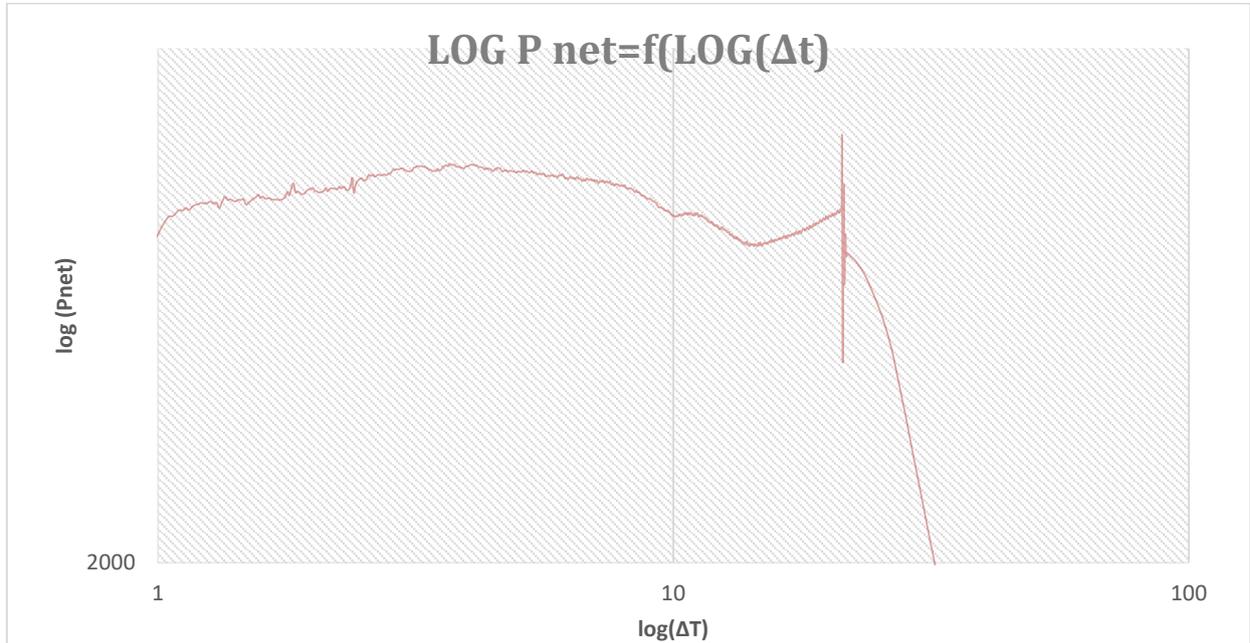


Figure VI.26 Tracé de la pression nette en fonction du temps sur une échelle log-log (Excel)

On remarque que la pente à une valeur d'un signe positif caractéristique du modèle (PKN)

Détermination du Coefficient de filtration (CL) :

Au cours du pompage du fluide, un certain pourcentage de ce volume s'infiltré dans la formation comme un fluide "leak off", Il représente la variable dominante dans le design.

Le coefficient de filtration (C L) est donné par la formule ci-après :

$$C_L = \frac{2 m C_f}{\pi \sqrt{T_{inj}} r_p}$$

Le tableau suivant résume les calculs

Paramètres du modèle géométrique			
Module de déformation planne (E')	6250000	$E' = \frac{E}{(1 - \nu^2)}$	psi
Pente (m)	396	$m = \text{tg}(\varphi) = \frac{\Delta(BHP)}{\Delta(G)}$	psi
Facteur géométrique (B)	0,545454545	$\beta = \frac{2n' + 2}{2n' + 3 + \alpha}$	
Rapport (rp)	2,466666667	$r_p = \frac{h_p}{h_f}$	
Facteur de compliance (Cf)	1,34929E-05	$C_f = \frac{\pi \beta}{2 E'} h_f$	ft/psi
Kl	1,478551481	$K_L = \frac{1}{2} \left(\frac{8}{3} \eta + \pi(1 - \eta) \right)$	
Coefficient de filtration (CL)	0,00036647		ft/ $\sqrt{\text{mn}}$

Tableau VI.10 : Paramètres du modèle géométrique

$C L < 0.001 \text{ ft}/\sqrt{\text{mn}}$, donc

présente une faible perméabilité

: le réservoir

Estimation du modèle géométrique :

Modèle géométrique :			
Volume d'injection	566,4	$V_{inj} = Q_{inj} \cdot T_p$	bb1
Volume du Pad	249,4680114	$V_{Pad} = \frac{(1 - \eta)}{(1 + \eta)} V_{inj}$	bb1
Surface de Fracturation (Afrac)	246167,4731	$A_{frac} = 2 \cdot A_{frac1/2}$	ft ²
Demi Surface de Fracturation (Afrac')	123083,7365	$A_{frac1/2} = \frac{(1 - \eta)V_{inj}}{2G(\Delta T_D = 0)C_L K_L r_p \sqrt{T_{inj}}}$	ft ²
Longueur de la fracture Xf	625,2653816	$X_f = \frac{A_{frac}}{4 \cdot h_f}$	ft
Largeur moyenne de la Fracture Wf	0,010036622	$W_f = \frac{2G(\Delta T_D = 0)C_L K_L r_p \sqrt{T_{inj}} \eta}{(1 - \eta)}$	ft
Volume de la fracture (Vfrac)	1235,344927	$W_f = \frac{2G(\Delta T_D = 0)C_L K_L r_p \sqrt{T_{inj}} \eta}{(1 - \eta)}$	cuft

Tableau VI.11 : Estimation Modèle géométrique

Les données collectées à partir du Mini frac il a été modélisées à l'aide du logiciel FracadPT, qui est un simulateur pour la conception de fractures. Il établit la géométrie de la mini fracture en se basant sur les paramètres de calcul précédents. Le FracadPT Minifrac Match est affiché dans la figure (Fig.IV-27.).

Les paramètres du réservoir déclarés, l'analyse du déclin de la pression d'enclenchement, Le profil du stress de formation, les données de traitement Minifrac et les données du journal des températures ont été utilisés pour obtenir le Match de Minifrac. La grandeur du profil de Contrainte a été décalée de sorte que le stress au point d'initiation de la fracture était égal à la pression de fermeture de la fracture de l'analyse du déclin de la pression d'arrêt.

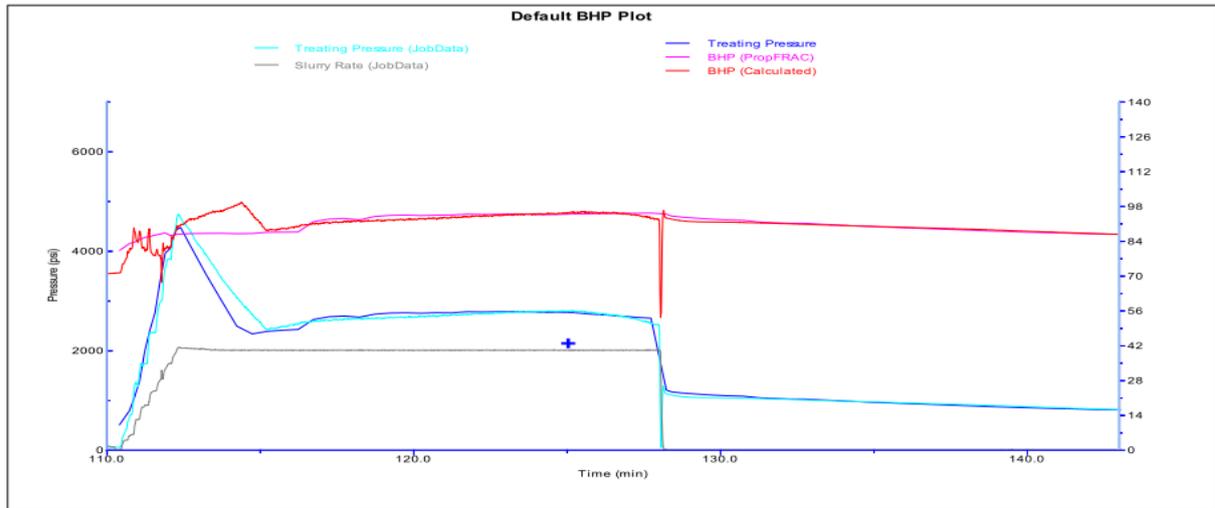


Figure VI.27 Le FracadPT Minifrac Match est affiché dans la figure (Source : Rapport de la société Schlumberger.)

Le modèle géométrique a été utilisé pour la conception du traitement principal de la Fracture est affichée dans les figures (Fig.IV-28.)

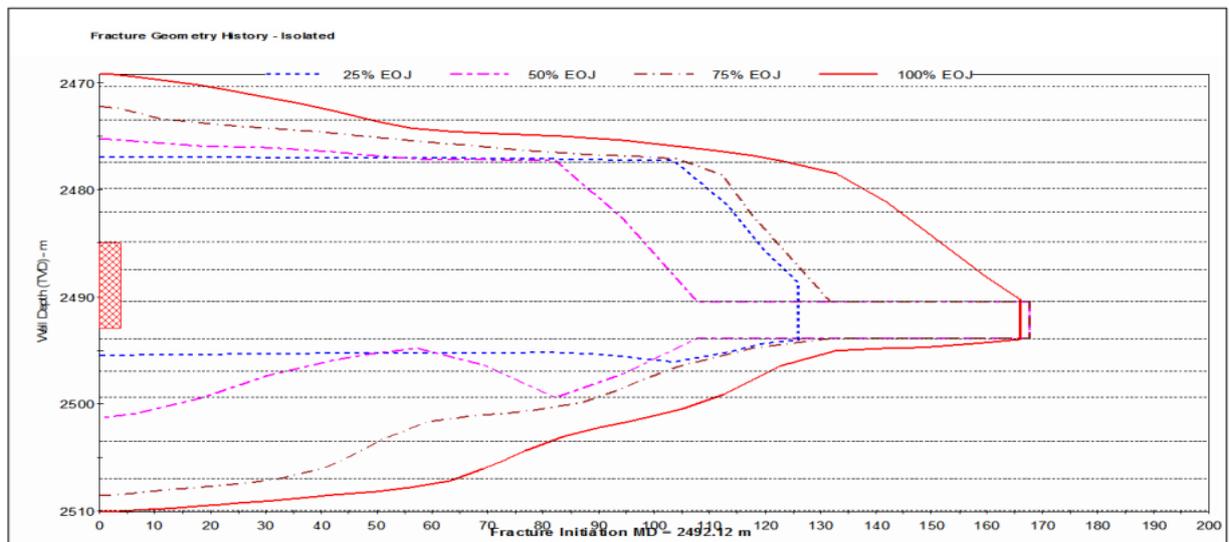


Figure VI.28 Le modèle Géométrique Fracad (Source : Rapport de la société Schlumberger.)

VI.3.4 Main Frac

Le pompage a été réalisé . Un volume total de proppants de **203119 lbs** a été placé dans la formation (**62419 lbs 30/50 HSP, 92729 lbs 20/40 HSP and 49471 lbs 16/30 HSP** proppant) avec une concentration **maximale de proppants de : 6 PPA**. Un volume de **2250 lbs** de proppant a été laissé à l'intérieur de tubing afin de s'assurer que la fracture reste ouverte après arrêt de pompage.

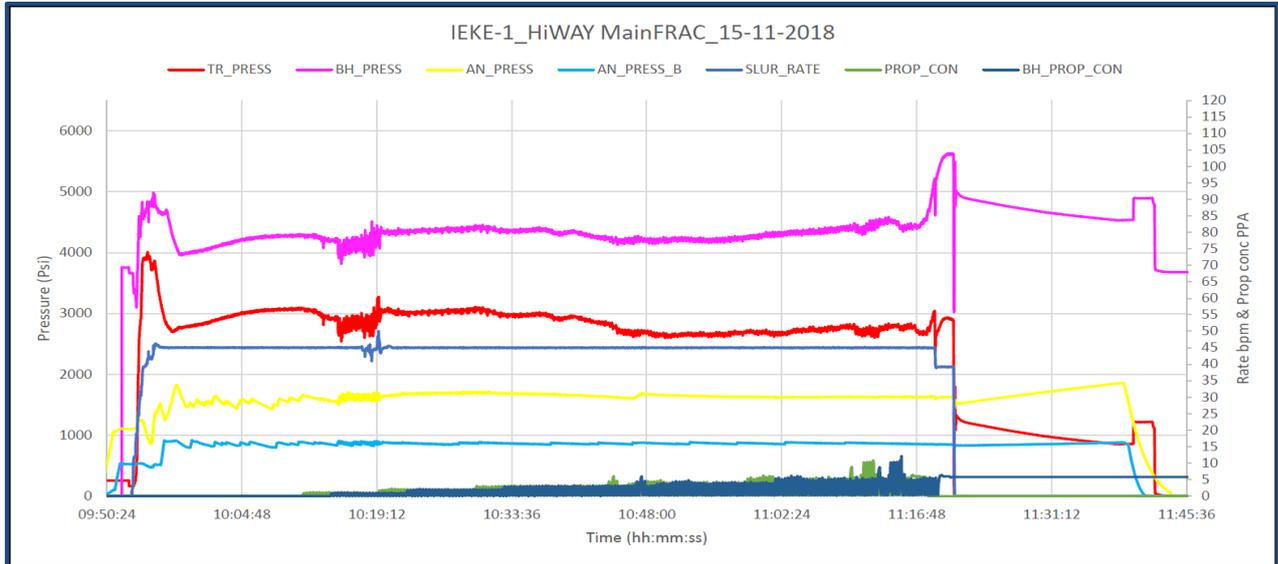


Figure VI.29 : Traitement principal du puits IEKE-1

Le tableau **suivant** résume les volumes injectés dans le traitement principal :

Step Name	Slurry Volume (bbl)	Slurry Rate (bbl/min)	Pump Time (min)	Fluid Name	Fluid Volume (gal)	Proppant Name	Prop Conc (PPA)	Prop Mass (lb)
PrePAD	59.8	34.2	2.7	WF135	2482		0.0	0
Pad	706.8	45.0	15.7	YF135HTD Fiber	29685		0.0	0
1.0 PPA	376.3	44.9	8.4	YF135HTD Fiber	15492	30/50 HSP Ceramic	1.0	7493
2.0 PPA	468.0	45.1	10.4	YF135HTD Fiber	18911	30/50 HSP Ceramic	1.9	17936
3.0 PPA	658.6	45.0	14.6	YF135HTD Fiber	26128	30/50 HSP Ceramic	3.0	36990
4.0 PPA	643.4	45.0	14.3	YF135HTD Fiber	25434	20/40 HSP Ceramic	4.0	47807
5.0 PPA	499.8	45.0	11.1	YF135HTD Fiber	19500	20/40 HSP Ceramic	5.0	44922
6.0 PPA	297.0	45.0	6.6	YF135HTD Fiber	11369	16/30 HSP Ceramic	6.0	33676
tail in	72.8	45.0	1.6	YF135HTD Fiber	2562	16/30 HSP Ceramic	6.0	15795
Flush	122.3	41.3	3.1	WF135	5162	16/30 HSP Ceramic	0.0	0

Tableau VI.5 : Résumé des volumes injectés lors du traitement principal Du puits IEKE-1

	Design	Re-design	exécution	
Une hauteur de la fracture	30	30	55	m
Une demi-longueur	150	190	140	m
Débit de pompage	30	40	45	Bbl/ min
Temp injection de	39			min
Temp injection volume bad	15	14.5	14.5	min
volumes de fluides pad	597	566	706	bbl
Efficacité de fluide	0.20	0.32	0.35	
Coefficient de filtration (CL)	0.0001	0.0003	0.0005 «fissuration naturel »	m/s^ 0,5

D'après les résultats résumés dans tableau précédente nous avons atteint le but de design «Une demi-longueur de l'ordre de 150 m, ce qui confirme le bon choix du paramètre de design .Alors, on peut dire que cela montre le succès de l'opération de fracturation.

VI.1.3.5Jaugeage du puits IEKE-1 :

Après plusieurs jours de dégorgeement en vue de réduire le BSW et stabiliser la pression de surface, le puits a été passé sur le séparateur. Les résultats du jaugeage pour les Duses **24/64** **28/64** et **32/64** sont résumés dans le **tableau-6 ci-dessous**

Date	09au 10/12/2018	10/12/2018	11/12/2018
Duse (in)	24/64	28/64	32/64"
WHP (psi)	2025 à 1992.4	1860 à 1822	1739 à 1670.7
Débit moyen de gaz (m ³ /h)	7120	8740	10095.8
Débit de condensat (m ³ /h)	0.211	0.283	0.245
Débit d'eau (m ³ /h)	0.146	0.439	0.5715
Densité gaz (Air=1)	0.714	0.714	0.714
Densité de condensat (sg) à 15°C	0.739	0.74	0.75
Densité d'eau (sg) à 15°C	1	1.018	1.01
Salinité de NaCl (g/l)	10	30 à 20	20
H ₂ S (ppm)	0	0	0
CO ₂ (%)	2	2	2

Tableau VI.6 : Performance du puits IEKE-1 sur duses

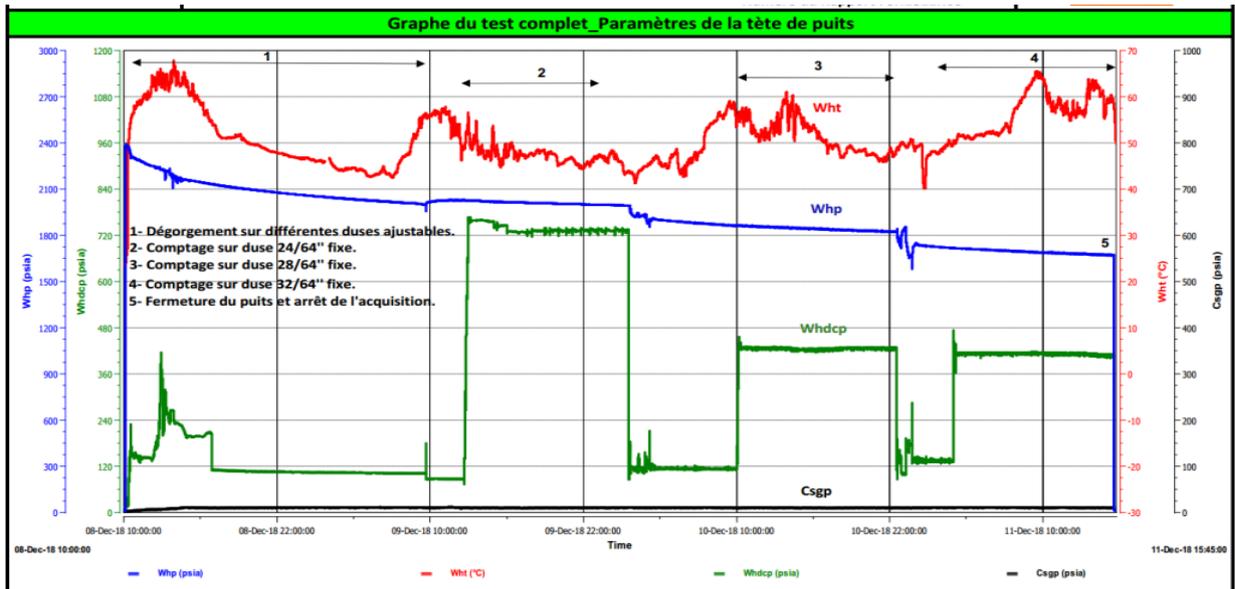


Figure VI.30 Grphe du test complet, paramétré de la tête de puits

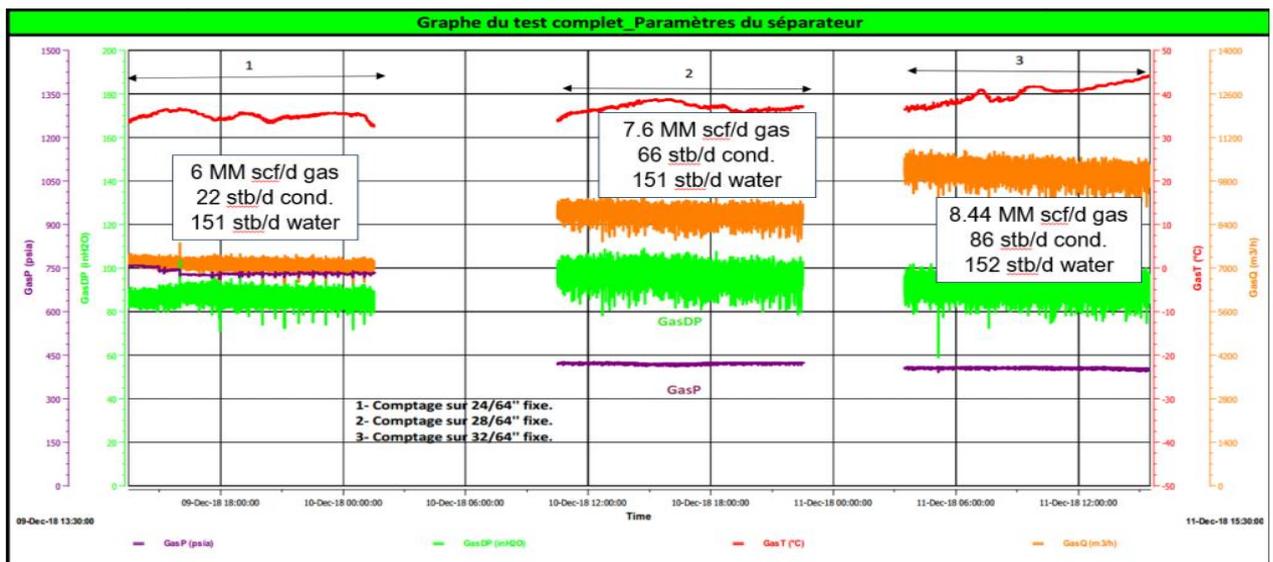


Figure VI.31 Grphe du test complet, paramétré du séparateur

Le traitement par fracturation hydraulique de puits **IEKE-1** a donné des bons résultats e le débit de gaz à **8.44 MM scf/d** sous une Duse **32/64**.

VI.4 Évaluation post frac

VI.4.1 Estimation du Skin après Fracturation

D'après l'abaque représentée dans le (Figure VI.30) ; on détermine la valeur du skin en fonction de la conductivité adimensionnelle de la fracture.

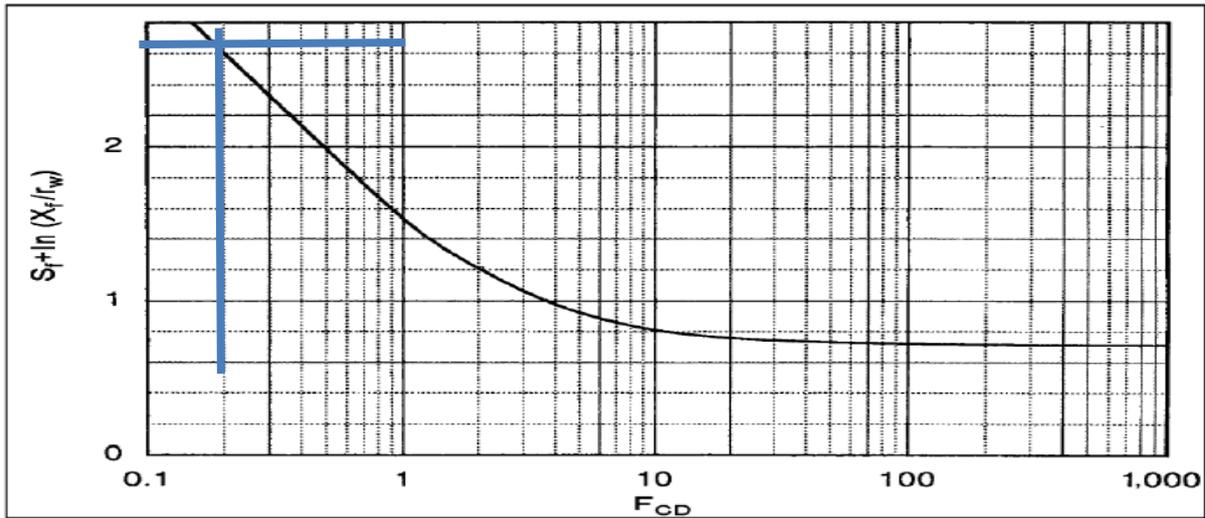


Fig. VI-18 relation entre le facteur de skin effectif et la conductivité. [7]

Figure VI.30 : Evaluation du Skin et la conductivité adimensionnelle de la fracture

Détermination de la conductivité adimensionnelle de la fracture (F_{CD})

$$F_{CD} = \frac{K_f W_f}{K X_f}$$

K_f : perméabilité de l'agent de soutènement.

K : perméabilité de la formation

W_f : largeur de la fracture.

X_f : Longueur de la fracture

$$F_{CD} = \frac{330 * 0.01}{0.05 * 625.26} = 0.11$$

Paramètres déjà calculés :	
Conductivité adimensionnelle (Fcd)	0,11
Longueur de la Fracture (Xf)	625,2653816ft
Rayon du puits (Rw)	0.09 m
Résultats :	
Skin post-Frac	-5,06

Un skin **néga**tif confirme que la formation a bénéficié de la stimulation par fracturation hydraulique ;

VI.4.2 Évaluation post frac « Well-test »

Après Un DST post frac réalisé entre le 01/12/2018 et 13/01/2019 qui nous a révélé Les résultats de jaugeage présenté dans tableau précédent (Tableau VI.6)

- Aucun fait marquant pendant le DST post frac, le test est techniquement réussi, puits productif de gaz et gaz à condensât.
- Après Réalisation d'un Build-Up de trente (30) jours ;

Les résultats de l'interprétation

Perforated intervalle	2485-2493m
Well Radius rw	0.09144 m
Pay Zone h	8 m
Reservoir T	118 °C
Reservoir P	3171.74 psia
Fluid type	Gas - Condensate m(p)
Total Skin	-6.8
Xf	170 m

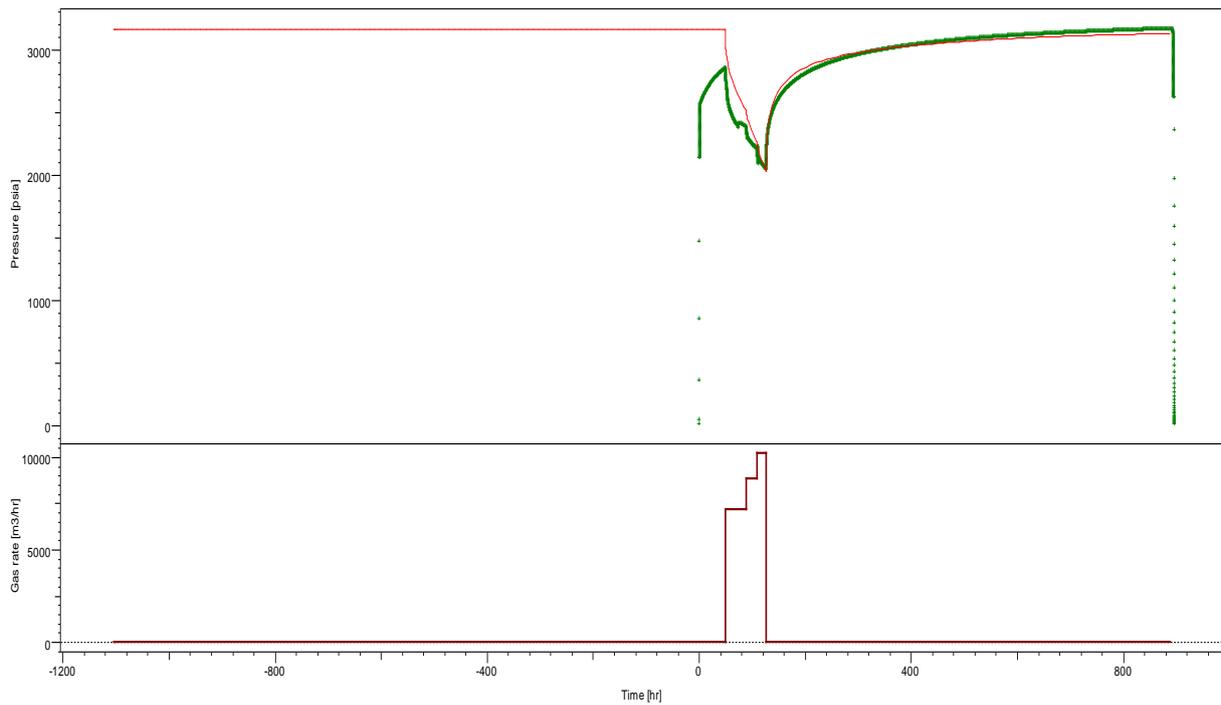
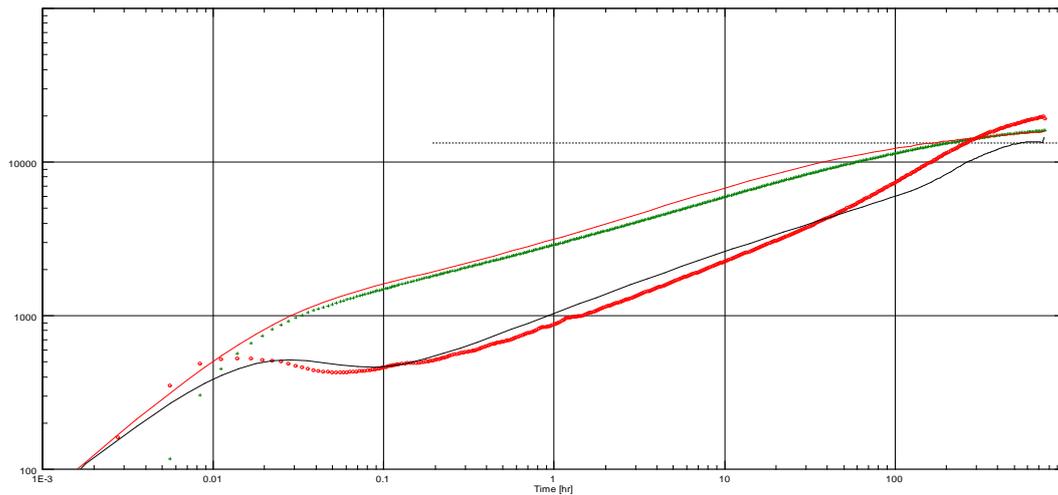


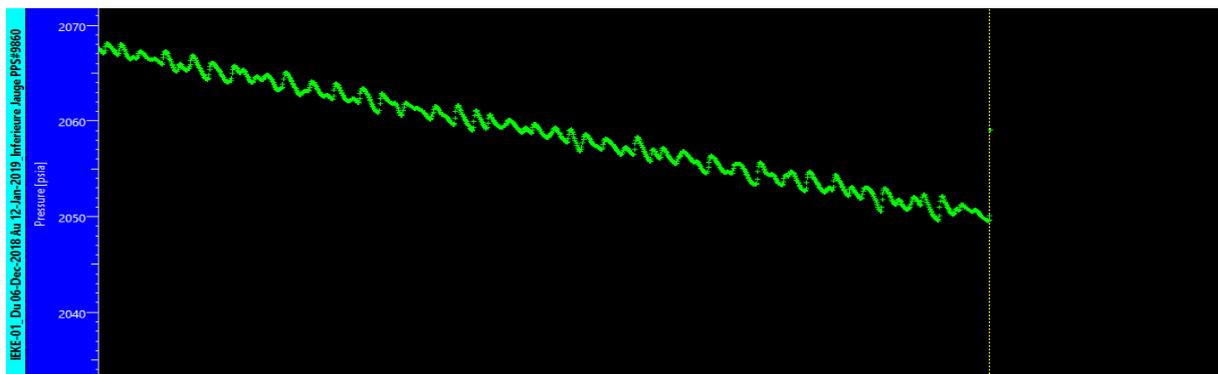
Figure VI.31 Historie plot (Pression « psia », Débit de gaz «m3/hr»)



Log-Log plot: $m(p)-m(p@dt=0)$ and derivative $[(MPa)^2/cp]$ vs dt [hr]

Figure.VI.32 Log-Log pression-dérivé de pression

Toutefois, le croisement à la fin du plot LOG-LOG des deux courbes de pression et la dérivée de pression est probablement due au temps d'ouverture qui s'avère insuffisant et à la pression de fond dynamique qui est instable (voir la figure ci-dessous)



Le puits IEKE-1 est puits producteur de gaz et du gaz à condensât dans le réservoir Cambro-Ordovicien. Le model adopté est Fracture - Finité conductivité, Radial composite, infinité ; la fracturation hydraulique est visible dans la signature du Build-up dont la demi longueur de la fracture est de 147m.

La pression de gisement est de 3157.26 psia (222 Kg/cm²) à 2236m, la pression de fond dynamique est de 2049.61 Psia (144 kg/cm²), un skin total de -6.62, une perméabilité d'environ 0.6 md pour un HK de 4.75m.md. Le rayon d'investigation est de 307m pour une période de 761hr.

Conclusion générale

Les réservoirs compacts, ou tight réservoirs, de l'Ordovicien du bassin d'Illizi, présentent des caractéristiques pétrophysiques très souvent médiocres, mais en contrepartie, ils renferment de grandes réserves en hydrocarbures. 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 géomécanique est une étape primordiale qui se place en amont de l'opération de fracturation hydraulique. C'est grâce aux propriétés mécaniques du réservoir (module d'Young et coefficient de Poisson, densité) du réservoir, qu'un profil de stress doit être établi. L'analyse de ce dernier a fortement facilité l'élaboration du design et l'exécution de l'opération de fracturation hydraulique.

Le puits IEKE-1 du périmètre AIN AMINAS, appartenant au bassin d'Illizi, a fait l'objet d'une étude géomécanique, ceci a permis d'obtenir les résultats suivants :

- Un module de Young variant entre 6 -7 Mpsi
- Un coefficient de poisson d'une valeur moyenne de 0,2 ;

Un profil de stress a été élaboré. Ce dernier a montré deux zones de faiblesse à savoir :

- La zone (A) (3470m – 3480m),
- La zone (B) (3481m – 3493m),

Pour cela, la zone (B) a été choisie en raison de l'orientation de la fracturation vers le haut.

L'étude de faisabilité a montré que :

- Un caractère compact du réservoir ($K=0.05\text{md}$)
- Un intérêt pétrolier prometteur (étude de diagraphie),
- Une bonne cimentation
- Une architecture du puits adéquate (sabot loin de la zone a fracturé 85m) ;

A cet effet, le puits ne présentant aucun obstacle pour l'opération de la fracturation.

L'élaboration du design de fracturation à partir des équations empiriques par l'utilisation du tableur Excel et logiciel FRAC PRO a permis de se rapprocher d'une façon très appréciable des résultats obtenus par les logiciels et les simulateurs de la société de service qui a exécuté l'opération.

Le traitement par fracturation hydraulique avec technique HiWAY de puits **IEKE-1** a donné des bons résultats en augmentant d'une manière considérable le débit de gaz : qui est passé d'un cheminement de gaz à **10095.8 m³/h** sous une Duse **32/64**.

Les résultats de l'interprétation du well test post fracturation ont révélé un modèle d'un puits fracturé montrant l'apparition des écoulements radial, un skin négatif -6 ainsi qu'une longueur effective de la fracture créée 148 m.

La liste des figures

Figure I.1 : Situation Géographique du Bassin d'Ilizi (Google Earth).....	8
Figure I.3 : Colonne Stratigraphique du Bassin d'ILLIZI (BHP Petroleum, 1998)	13
Figure II.3 Etapes de la migration des hydrocarbures conventionnels et de ceux de réservoir compacte.....	21
Figure VI.5 : Structure des canaux.....	53
Figure IV.6 : Ecoulement du fluide à travers la structure de canal stable.....	54
Figure VI.7 : Les perforations de HiWAY (à droite) et perforations conventionnelles (à gauche).....	55
Figure IV.8 : Modèles d'écoulement d'hydrocarbures créés par la technique de fracturation HiWAY. Dans un traitement conventionnel	56
Figure IV.9 : Représentation de la fracturation à canaux (Gillard et al. 2010).....	56
Figure IV.10 : Représentation schématique du programme de pompage pour la méthode HiWAY (schéma théorique).....	57
Figure IV.11 : Etape du Tail-in.....	57
Figure IV.12 : Equipements de mélange de surface.....	58
Figure IV.13 : Comparaison du cumul de production entre la méthode conventionnelle et la méthode HiWAY.....	59
Figure IV.14 : Plot type d'un Step-Up Rate Test.	61
Figure IV.15 : Effet des perforations et de la tortuosité aux abords du puits	62
Figure IV.16 : Estimation de la pression de fermeture à partir de Flow back Test.	62
Figure IV.17 : Résumé des tests effectués.....	63
Figure IV.17 : Résumé des tests effectués.....	64
Figure IV.19 : Analyse de Nolte-Smith pour réponse de la pression.....	68
Figure V.1 Le workflow Design frac	69
Figure V.2 : Modèle (GDK) de Fracture Source : Documentation interne – BJ	71
Figure V.3 : Modèle PKN de Fracture Source : Documentation interne – BJ	73
Figure V.4 : Modèle Radial de Fracture Source : Documentation interne – BJ.....	75
Figure V.5 l'effet du stress sur la perméabilité de l'agent de soutènement ($K_f=f(P_c)$)	76
Figure V.6 charte de sélection fluide.....	77
(Figure V.7) : Courbe de filtration du fluide formant un cake sur la formation	79
Figure VI.1 : plan de situation du puits IEKE-1	84
Figure VI.2 Résultats pétroliers des puits du périmètre de recherche In Amenas II.....	85
Figure VI.3 Système pétrolier et Stratigraphie du périmètre de recherche In Amenas II.....	86
Figure VI.4 : position du puits IEKE-1 sur la carte en isobathes au toit de l'Ordovicien.	86
Figure VI.5 : Inline 4156 (coupe litho-stratigraphique + Anisotropie) passant par le forage IEKE-1.....	87
Figure VI.6 : Complétion du puits.....	88
Figure VI.7 : Elan du puits IEKE-1 (Phase 6'').....	90
La Figure VI.8 Data Audit.....	93
Figure VI.9 : Principe du développement des fractures induites	93
Figure VI.10 : propriétés élastiques & profil de stress du réservoir COMBRO-ORDOVICIEN	96
Figure VI.11 : propriétés élastiques & profil de stress du réservoir COMBRO-ORDOVICIEN.....	97
Figure VI.12 : Choix de l'Agent de Soutènement en fonction de la pression de fermeture .Erreur ! Signet non défini.	
Figure VI.12 : Choix de l'Agent de Soutènement en fonction de la pression de fermeture	98

Figure VI.14 courbes d'évolution des pressions, débit du slurry « le simulateur Frac pro »	101
Figure VI.15 Fracture Profile for IEKE-1 Preliminary Main Treatment Design	102
Figure : VI.16 Breakdown test du puits IEKE-1	103
Figure VI.17 : Thermométrie du puits IEKE-1	104
Figure VI.18 : Mini Frac test du puits IEKE-1(Source : Rapport de la société Schlumberger.)	105
Figure* VI.20 : Mini Frac test du puits IEKE-1 (Excel).....	106
Figure** VI.21 : Evolution dans le temps de la pression de fond IEKE-1 (Excel).....	106
Figure VI.22Détermination de la pression de fermeture par la méthode de la racine carrée du temps en (Excel	108
Figure VI.23 : Analyse de Square Root (Source : Rapport de la société Schlumberger.)	109
Figure VI.24 Détermination de la pression de fermeture par la méthode de G-Function(Excel	110
FigureVI.25 : Analyse de G-fonction (Source : Rapport de la société Schlumberger.).....	110
FigureVI.26 Tracé de la pression nette en fonction du temps sur une échelle log-log (Excel)	112
Figure VI.27 Le FracadPT Minifrac Match est affiché dans la figure	114
Figure VI.28 Le modèle Geomtrique Fracad.....	114
Figure VI.29 : Traitement principal du puits IEKE-1	115
Figure VI.30 : Evaluation du Skin et la conductivité adimensionnelle de la fracture	118
Figure VI.31 History plot (Pression « psia » , Débit de gaz «m3/hr»	119
Figure.VI.32 Log-Log pression-dérivé de pression	120

La liste des Tableaux

[Tableau VI.2 : Résumé de résultat de DST](#)

[Tableau VI.3 : résultats des propriétés élastiques calculées de la roche – Réservoir COMBRO-ORDOVICIEN à partir du l'Exel](#)

[Tableau VI.4 le résultat des Dimensions attendues de fracture](#)

[Tableau VI.8 : Résumé des volumes Résultats du Breakdown test du puits IEKE-1](#)

[Tableau VI.1 Résultat de laboratoire](#)

[Tableau VI.2 : Résumé de résultat de DST](#)

[Tableau VI.4 le résultat des Dimensions attendues de fracture](#)

[Tableau VI.7 : comparaison résultat design Exel-Fracpro](#)

[Tableau VI.11 : Estimation Modèle géométrique](#)

[Figure VI.29 : Traitement principal du puits IEKE-1](#)

Bibliographie

Jugurta. A, Ahmed .A, 2016 : Mémoire d'Induction : La Géomécanique au Service de la Fracturation Hydraulique : Exemple des Réservoirs Compacts de l'Ordovicien (Bassin d'Illizi, Algérie).

L.M.CHEMLI Juillet 2017 : Entreprise Nationale de Géophysique (E.NA.GEO), ELAN PLUS, Puits EIKE-1, Réservoirs cambro-ordovicien.

ROUINA.F, 2018 : Sonatrach et Schlumberger, Well EIKE-1, Desing,execution,Evaluation Report, 1DMEM of the 6"Section.

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.

Hakima.H, Zemmouk.A : Rapport Sonatrach Activité Amont, Division Exploration, Région et Département Illizi, Rapport d'implantation du forage In Ekker Est-1 (IEKE-1) Bloc 233a Périmètre de recherche In Amenas

Yi Wang., 2017 : Thèse de Doctorat : Pétrophysique et micromécanique des grès "tight" en relation avec leur microstructure

Temoor .M · Muhammad Jawad Khan · Muhammad. H · Hassan. A, 2020: A Study on designing appropriate hydraulic fracturing treatment with proper material selection and optimized fracture half-length in tight multilayered formation sequence .SN Applied Sciences

Temoor .M · Muhammad Jawad Khan · Muhammad. H · Hassan. A, 2020: A Study on designing appropriate hydraulic fracturing treatment with proper material selection and optimized fracture half-length in tight multilayered formation sequence .SN Applied Sciences

Baouche.R, Souvik S, Boutaleb .K Present day In-situ stress magnitude and orientation of horizontal stress components in the eastern Illizi basin, Algeria: A geomechanical modeling

Mme IDDOUCHEN, 2019 Welltest interpretation report, Test Name: DST Post Frac Puits : IEKE-1 Field:Bassin d'ILLIZI/ Périmètre In Amenas II/Bloc 233a Company : SH/ExplorationSonatrach

Dr. Boyun GuoChevron Endowed Professor in Petroleum Engineering University of Louisiana at Lafayette June 10, 2006. Petroleum Production Engineering

Michel.j.Economides.2007 Modern Fracturing

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

Liste des abréviations

Bbls: Barils.

Bpm: Baril par minute.

BSW: Basic Sediment and Water.

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

CBM: Coal Bed Methane.

DST: Drilling Stem Test.

DTC : Temps de transit de l'onde sonique compression elle.

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

E : Module de Young.

Ed : Module de Young Dynamique.

F : Force.

FG : Frac Gradient.

Frac : Fracturation Hydraulique.

G : Module de cisaillement.

Gal : Gallon.

K : Bulk Modulus

GF : Gradient de Fracturation.

GOR : Gaz Oil Ratio.

H: profondeur.

HC : Hydrocarbure.

hf : Hauteur de la fracture.

ISIP: Instantaneous Shut In Pressure.

MDT: Modular Dynamic Testing.

MEM: Mechanical Earth Model.

Mpsi: Millions psi.

PP: Pore Pressure.

Pw: Pression injection en Tête.

Sw: Saturation en Eau.

TVD: Truth Vertical Depth.

UCS: Unconfined Compressive Strength.

Wf: Epaisseur de la Fracture.

WHP : Well Hole Pressure.

Xf : Longueur de la Fracture.

v : Coefficient de Poisson.

σ_1 : Contrainte Maximale.

σ_2 : Contrainte Intermédiaire.

σ_3 : Contrainte Minimal.

σ_h : Contrainte Minimale Horizontale.

σ_H : Contrainte Maximal Horizontale.

Φ : Porosité.

$\Phi\alpha$: Porosité Moyenne.

τ : Contrainte de Cisaillement.

Θ : Angle de Cisaillement.

$\epsilon_x \epsilon_y$: Déformation.

Δd : Déformation Axiale.

Δl : Déformation Latérale.