

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA- BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

DEPARTEMENT GISEMENTS MINIERES ET PETROLIERS

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME :

MASTER

Présenté par :

MACHOUCHE Abdelhak

REMLI Mourad

Filière : Hydrocarbures

Option : Production des Hydrocarbures

Thème

Evaluation d'une fracturation hydraulique dans les réservoirs compacts (*tight réservoir*): Application au puits IAK-6.

Devant le jury :

ZERAIBI Nouredine	Prof	UMBB	Président
BENYOUNES Khaled	M A (A)	UMBB	Rapporteur
BAHNOUS Donia	M A (A)	UMBB	Examineur
SAIFI Redha	M A (A)	UMBB	Examineur
MALAK Hassen	Ing	SONATRACH	Examineur

Remerciements

Au nom d'ALLAH le tout miséricordieux, le plus miséricordieux

Ce travail ainsi accompli, n'aurait point pu arriver à terme, sans l'aide, le soutien d'ALLAH, louange au tout puissant; le seigneur de l'univers.

Nous adressons nos remerciements aux personnes qui nous ont aidé ou accompagné durant la réalisation de ce mémoire.

En premier lieu, nous remercions M. BÉNYOUNES Khaled, enseignant à l'université de Boumerdes. En tant que prometteur, il nous a guidé dans notre travail et nous a aidés par ces conseils.

Nous tenons également à remercier M. MAHDI Samir, ingénieur et chef de service "stimulation à SONATRACH" pour avoir accepté de suivre cette étude, d'avoir accompagné sa réalisation; notamment pour les données qui nous a fourni.

Nous souhaitons, particulièrement, remercier MM. REMLI Aziz et BÉNAIDJA Idir pour leur précieuse aide à la relecture et à la correction linguistique du présent mémoire.

Nous n'oublierons de remercier nos enseignants du département "Gisements" pour les efforts qu'ils ont fourni durant notre cursus afin de nous amener jusqu'au bout de la formation.

Mourad REMLI & Abdelhak MACHOUCHE

DIDICACE

J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail:

A ma très chère mère qui m'a accompagné, soutenue et remonté le morale et qui me porte toujours dans son cœur et qui n'as jamais cessé de prier pour moi.

A mon très cher père pour ses encouragements et son soutien, surtout pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.

A mon frère Aziz qui était présent pour moi quand j'en ai besoin, qui était toujours mon exemple de vivre, qui me donne l'envie de travailler et de continuer malgré la souffrance et les difficultés qui j'ai rencontré.

A mes sœurs Noura et Dahbia.

A tous les membre de ma famille en particulier: Nadia, la petite yoyo, Ghafour, Abdelali, Hamza, Monaam, Amine et Yasmine.

A tous les membres de la famille REMLI et mes cousin: Smail, Ammar, Djamel, Karim et Addel.

A mes meilleurs amis: khalil , Sofiane, hilal, Idir, Abdelali, Ziad, Yasmine, Fares et l' autre Sofiane.

A mon binome Abdelhak,

A tous ceux qui m'ont aidé de proche ou de loin en particulier "ami" Ali.

A tous ceux que j'aime et je respecte.

MOURAD REMLI

DIDICACE

J'ai le grand plaisir de dédier ce travail:

A ma très chère mère qui m'a accompagné, soutenue et remonté le morale et qui me porte toujours dans son cœur et qui n'as jamais cessé de prier pour moi.

A mon très cher père pour ses encouragements et son soutien, surtout pour son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.

A mes frères: abdelkrim, sofiane, lamine qui ont été toujours à mes côtés aux moments de subtilités

A tous les membre de ma grande famille sans exception et en particulier: mustapha, ramdan, amer, les petits hilal, djoujou et milou.

A tous les membres de la famille MACHOUCHE exceptionnellement mes cousin: abdelhamid, riad, fares et toufik, sans oublier mon ayah fateh et farid.

A mes meilleurs amis: sadek, boualem, fahem, hilal, zinou.

A mon binome mourad.

A tous ceux qui m'ont aidé de proche ou de loin et a tous ceux que j'aime et je respecte.

ABDELHAK MACHOUCHE

Liste des figures

Chapitre I

Fig.I-1: Plan de position du puits IAK-6.

Fig.I-2: Schéma synoptique du puits IAK-6

Fig.I-3: Stratigraphie de la région

Fig.I-4: Carte structurale au toit de l'Ordovicien (unité IV-3)

Fig.I-5: Carte structurale au toit de l'Ordovicien (unité IV-1)

Chapitre II

Fig.II-1: Volume des réserves non conventionnelles par rapport aux réserves conventionnelles

Fig.II-2: Estimation des Ressources non conventionnelles dans le monde

Fig.II-3: Types d'huile selon les réservoirs

Fig.II-4: Type de gaze selon les réservoirs

Fig.II-5: La perméabilité des réservoirs d'hydrocarbures de réservoir compact

Fig.II-6: La différence de connectivité associée à la taille des grains.

Fig. II-7: Processus de développement d'un réservoir tight

Fig.II-8: Réserves de gaz techniquement recouvrables dans les 15 premiers pays en disposant, à fin 2011

Fig.II-9: Illustration des étapes d'un forage horizontal.

Chapitre III

Fig.III-1:Essai de compression uni-axiale

Fig.III-2: différent types courbe contrainte-déformation

Fig.III-3: Type I de la courbe contrainte-déformation

Fig.III-4: Type II de la courbe contrainte-déformation

Fig.III-5: Déformation liée à un essai de compressibilité uni-axiale

Fig.III-6: Contraintes principales

Fig.III-7: Contraintes ou voisinage du puits par l'utilisation de coordonné polaire

Fig.III-8:evolution des contrainte autour de puits

Fig.III-9: Critère de rupture Mhor coulomb

Chapitre IV

Fig.IV-1: Evolution théorique de la fracture au cours de la FH

Fig.IV-2: Schéma de fracture verticale

Fig.IV-3: Modèle GDK de fracture

Fig.IV-4: Modèle PKN de fracture

Fig.IV-5: Modèle radial de fracture

Fig.IV-6: Evolution de la géométrie de la fracture et de pression durant le pompage

Fig.IV-7: Courbe $P_w = F(G(\Delta t_D))$

Chapitre V

Fig.V-1: Composition des fluides de fracturation a base d'eau

Fig.V-2 : L'allure de la courbe de filtration des fluides formant un cake sur la formation

Fig.V-3: Agent soutènement de type Bauxite

Fig.V-4: Agent de soutènement de type ISP

Fig.V-5: Résumé des propriétés typiques (ISP)

Fig.V-6: L'influence de la pression de fermeture sur la conductivité et la perméabilité des agents de soutènements de type ISP

Chapitre VI

Fig.VI-1: Step rate test

Fig.VI-2: Step Rate Test (estimation de la pression de fermeture et la pression de propagation)

Fig.VI-3: Influence du débit sur les tests Flow back

Fig.VI-4: Estimation de la pression de fermeture

Fig.VI-5: Test de déclin de pression après shut-in

Fig.VI-6: Phénomène de tortuosité

Chapitre VII

Fig.VII-1: Complétion de puits IAK06

Fig.VII-2: Profil de la contrainte horizontale mineure

Fig.VII-3: FracProPT Main Treatment Fracture conductivity

Fig.VII-4: Evolution des pressions lors des tests de sécurités

Fig.VII-5: Evolution des pressions

Fig.VII-6: Step down rates

Fig.VII-7: Courbes des frictions en fonction de débit

Fig.VII-8: Evolutions de différents paramètres lors de Minifrac

Fig.VII-9: Extrapolation de la pression de fermeture

Fig.VII-10: Analyse de déclin par méthode square root

Fig.VII-11: Analyse de déclin par la méthode G-function

Fig.VII-12: Log température
Fig.VII-13: Net pressure plot
Fig.VII-14:FracproPTMinifrac Match
Fig.VII-15:GéométrieFracprotPTMinifrac Match
Fig.VII-16: Courbe pression de fond en fonction du temps
Fig.VII-17: Evolution de la pression de fond en fonction de $G(\Delta t_D)$
Fig.VII-18: Evolution de la pression de fond en fonction de $G(\Delta t_D)$
Fig.VII-19: Evolution de la pression net en fonction du temps
Fig.VII-20: Fractures naturelles
Fig.VII-21: Evolution des paramètres de paramètres dans le désigne finale
Fig.VII-22: Géométrie et conductivité de désigne finale
Fig.VII-23: Evolutions des paramètres de fracturation
Fig.VII-24: Evolution de la pression net avec la concentration de propant
Fig.VII-25: Géométrie de la fracture après révision de design finale

Liste des tableaux

Chapitre III

Tableau III-1: Valeurs du module de Young pour certaines roches

Tableau III-2: Coefficient de poisson en fonction de type de roche

Chapitre V

Tableau V-1: Additifs ajouté au fluide de fracturation

Chapitre VII

Tableau VII-1: Coordonnée du puit

Tableau VII-2: Tête d'éruption

Tableau VII-3: Equipements de Fond

Tableau VII-3: Equipements de Fond (suite)

Tableau VII-4: Caractéristiques pétrophysiques de l'unité IV-1

Tableau VII-5: Tableau représentatif des caractéristiques mécaniques du puits IAK-6

Tableau VII-6: Tableau représentatif des états de contraintes tout le long du puits IAK-6

Tableau VII-7: Programme d'injection préliminaire

Tableau VII-8: Programme d'injection
Tableau VII-9: Géométrie de la fracture
Tableau VII-10: Conductivité de la fracture
Tableau VII-11: Rapport de pression durant la fracturation
Tableau VII-12: Déroulement des tests d'injectivités
Tableau VII-13: Résumé de step down test
Tableau VII-13: Déroulement de mini frac
Tableau VII-14: Analyse et interprétation mini frac
Tableau VII-15: Paramètres utilisés dans le calcul
Tableau VII-16: Résultats d'analyse par la méthode de Nolte
Tableau VII-20: Résultats logiciel et méthode de Nolte
Tableau VII-17: Géométrie de la fracture après le design final
Tableau VII-18: Conductivité de la fracture après le design final
Tableau VII-19: Rapport de pression durant la fracturation

SOMMAIRE

LISTE DES FIGURES	i
LISTE DES TABLEAUX.....	iii
INTRODUCTION GENERALE	1

CHAPITRE I: GENERALITES SUR LA REGION TINHERT

I. Introduction	4
II. Situation du puits (Itinéraire d'accès)	4
III. Stratigraphie de la région	5
III.1. Mésozoïque	5
III.2. PALEOZOÏQUE	6
III.2.1. Carbonifère	6
III.2.2 Dévonien	7
III.2.3: Le Silurien	7
III.2.4: L'Ordovicien.....	7
III.2.5: Le socle	7
III.2.6: La profondeur finale	7
IV. ASPECT RESERVOIR	10
IV.1. Unité IV.....	10
IV.1. F2 et F6	10

CHAPITRE II: GENERALITES SUR LES RESERVOIRS TIGHT

I. Introduction	13
II. Valorisation du potentiel	13
III. Notion sur les réservoirs conventionnels et non conventionnels.....	15
III.1. Pétroles et gaz non conventionnels	15
III.2. TYPES D'HYDROCARBURES LIQUIDES NON CONVENTIONNELS.....	15
III.3.Types de gaz non conventionnels.....	16
IV. NOTION GEOLOGIQUES ET PETRO PHYSIQUES SUR LES RESERVOIRS COMPACTS.....	16
IV.1.Porosité	16
IV.2.Perméabilité	17
IV.3.La texture	17
IV.4. Détermination de type d'argile	18

V. PROCESSUS DIAGENITIQUE.....	18
V.1.la compaction	18
V.2.Cimentation par le quartz	19
V.3 Diagenèse des argiles.....	19
VI. ETAPES D’ETUDES POUR L’EXPLOITATION DES RESERVES COMPACTES	19
VI.1. identification des ressources.....	20
VI.2. Evaluation des ressources	20
VI.3. Pilote production évaluation	21
VI.4. Pilote teste de production	22
VI.5. Développement commercial	22
VI.6. Complétion du projet et recyclage	22
CONCLUSION.....	22
REFERENCES	23

CHAPITRE III: INTRODUCTION A LA GEOMECHANIQUE

I. INTRODUCTION	24
II. LES PROPRIETES ELASTIQUES DES ROCHES	24
II.1. Propriétés élasto- statiques.....	24
II.1.1. Module de Young.....	24
II.1.2. Coefficient de Poisson	28
II.1.3. Module en bloc (Bulk Modulus).....	29
II.1.4. Module De Cisaillement	30
II.1.5. Compressibilité	31
II.1.6. Coefficient de Biot.....	32
II.1.7. Coefficient de pression du pore (B)	32
II.2. Propriétés dynamiques de roche	33
III. CONTRAINTES S’EXERÇANT SUR LE RESERVOIR	34
III.1. Contrainte totale verticale et horizontale	34
III.2. Contraintes totales et contraintes effectives	35
III.3. Contraintes effectives à la paroi du puits	36

IV. CRITERE DE RUPTURE MOHR-COULOMB.....	39
REFERENCES	41

CHAPITRE IV : GENERALITES SUR LA FRACTURATION HYDRAULIQUE

I. INTRODUCTION A LA STIMULATION	42
II. ORIGINE, CROISSANCE ET APPLICATION DE LA TECHNOLOGIE DE FRACTURATION HYDRAULIQUE	42
III. MECANISME DE FRACTURATION HYDRAULIQUE	43
III.1. Initiation et extension de la fracture	43
III.2. Maintien de l'ouverture de la fracture	45
III.3. Fermeture de puits.....	45
III.4. Dégorgement et mise en production de puits.....	45
IV. GEOMETRIE DE LA FRACTURE	45
V. CONDUCTIVITE ADIMENSIONNELLE DE LA FRACTURE	46
VI. MODELE DE PROPAGATION DE LA FRACTURE	47
VI.1. Modèle GDK.....	48
VI.2. Modèle PKN	48
VI.3. Modèle radial.....	49
VI.4. Détermination du modèle de propagation	50
VII. METHODE DE NOLTE ET ANALYSE DE DECLIN	51
VII.1. Développement des équations	51
VII.2. Efficacité de fluide	53
VII.3. Extension et largeur de la fracture	54
VII.4. Analyse de déclin de pression	55
VII.5. Procédure de l'analyse	58
VII.6. Le volume pad	58
REFERENCE BIBLIOGRAPHIQUE	59

CHAPITRE V : FLUIDE DE FRACTURATION ET AGENT DE SOUTENEMENT

I. FLUIDE DE FRACTURATION	60
I.1. Introduction	60
I.2. Type de fluide de fracturation	60
I.3. Propriétés de fluide de fluide de fracturation	60
I.4. Composition de fluide de fracturation	61
I.5. Additifs.....	61

II. FILTRATION	65
II.1. Introduction	65
II.2. Fluide ou la filtration est contrôlé par la viscosité	65
II.3. Fluide ou la filtration est contrôlé par la compressibilité.....	66
II.4. Fluide ou la filtration est contrôlé par la formation d'un cake	67
II.5. Coefficient de filtration total.....	68
III. EFFICACITE DE FLUIDE DE FRACTURATION	68
IV. AGENT DE SOUTÈNEMENT	68
IV.1. Introduction	68
IV.2. Nature des agents de soutènement	69
IV.3. Les agent de soutènement utilisés actuellement	69
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUE	72

CHAPITRE VI : DEROULEMENT D'UNE FRACTURATION HYDRAULIQUE

I. ETAT DE PUIIS A FRACTURER	73
I.1. Historique de puits	73
I.2. Complétion de puits	73
I.3. Etat des perforations	73
I.4. Etat de cimentation	73
II. PROGRAMME DE FRACTURATION HYDRAULIQUE	73
III. ESSAIS PREALABLES SUR LE PUIIS	74
III.1. Tests d'injectivités	74
III.1.1. Définition	74
III.1.2. objet des tests d'injectivité.....	74
III.1.3. Déroulement du test	74
III.2. Test de Minifrac (shadow frac)	75
III.2.1. Définition	75
III.2.2. Délérents test de Minifrac.....	75
III.2.2.1. Step rate test	75
III.2.2.2. Pump in/ Flow back test	76
III.2.2.3. Test de déclin de pression.....	78

IV. THERMOMETRIE (TEMPERATURE LOG)	79
V. TRAITEMENT PRINCIPAL	79
V.1. Injection d'un pad	79
V.2. Injection de slurry	79
V.3. Chasse de slurry	80
VI. PROBLEME AU COURS DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE	80
VI.1. Phénomène de tortuosité.....	80
VI.2. Colmatage.....	81
VI.3. Screen out	81
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUE	82

CHAPITRE VII : ETUDE DE PUIITS IAK-6

I. INTRODUCTION	83
II. GENERALITES SUR LE PUIITS	83
II.1. Introduction	83
II.2. Situation	83
II.3. Intervalle à perforer	83
III. COMPLETION	84
IV. COMMENTAIRE SUR LE RESERVOIR ET LE PUIITS	86
IV.1. Introduction	86
IV.2. Caractéristique pétro physique	86
IV.3. Résultats d'imagerie	86
IV.4. Etude géomécanique	87
IV.5. Résultats DST	88
IV.6. Choix du puits IAK-6 comme candidat a la fracturation hydraulique	88
V. PROGRAMME DE FRACTURATION (MODELE PRELIMINAIRE)	88
V.1. Logiciel de simulation FracproPT	88
V.2. Procédure de test d'injectivité et mini frac	88
V.3. Procédure du traitement principal	89
V.4. Design préliminaire du traitement principal	89
VI. DEROULEMENT DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE (PHASE PRAC)	91
VI.1. Test de sécurité.....	91

VI.2. Test d'injectivité et step down.....	91
VI.3. Interprétation step down test	93
VI.4. Mini frac	94
VI.4.1. Objectifs et déroulement	94
VI.4.2. Interprétation des données mini frac	96
VI.4.2.1. Pression instantané de fermeture ISIP	96
VI.4.2.2. L'analyse de déclin par le logiciel fracproPT	96
VI.4.3. Résultats obtenus par l'interprétation mini frac	97
VI.5. Résultats de thermométrie	98
VI.6. Evolution de la pression net et matching	99
VII. ANALYSE DE DECLIN DE PRESSION	100
VII.1. Détermination de la pression instantané de fermeture	100
VII.2. Application de la méthode de Nolte	101
VII.3. Révision de design final de fracproPT	103
VII.4. Calcul des paramètres de la fracture	103
VII.5. Comparaison entre les résultats fracproPT et la méthode de Nolte	106
VIII. FRACTURATION HYDRAULIQUE (MAIN TRAITEMENT)	107
VIII.1. Design finale	107
VIII.2. Traitement principal.....	109
VIII.3. Révision de design final	110
IX. RESULTAT DE JAUGEAGE	112
CONCLUSION GENERALE	113
RECOMMANDATION.....	114

Introduction générale

Les hydrocarbures jouent un rôle très important dans: l'économie ; au niveau de la géopolitique mondiale; ainsi que dans les relations entre pays producteurs et grandes compagnies pétrolières. Ils sont des produits spéculatifs et constituent la principale source d'énergie primaire dans le monde. Le pétrole et le gaz sont plus que des matières premières incontournables : avec les hydrocarbures, on achète et on vend de la sécurité économique et militaire, de la croissance industrielle, des moyens de se déplacer, des possibilités de développement. C'est donc une richesse symbolique hautement convoitée.

La situation énergétique internationale est marquée par une consommation croissante exponentielle, notamment en raison du développement démographique, de l'industrialisation et de la consommation d'électricité qui accroît deux fois plus vite que la consommation moyenne d'énergie.

Les hydrocarbures conventionnels qui, depuis la révolution industrielle ont permis d'une part le développement économique et social des nations et d'autre part l'amélioration de la qualité de vie des citoyens, ne sont autres que des énergies fossiles. C'est-à-dire, les hydrocarbures solides, liquides et gazeux : charbon, pétrole et gaz naturel. Leur extraction est facilitée par des méthodes de forage classiques à des coûts de production relativement faibles.

Seul un tiers des réserves mondiales de pétrole et de gaz, sont conventionnelles et ils sont en voie d'épuisement. D'où la nécessité de trouver une autre source plus abondante et qui réponde aux exigences de 21^{ème} siècle et de la croissance mondiale. De ce fait l'intérêt se doit porter pour les ressources non conventionnelles.

Les hydrocarbures non conventionnels désignent les ressources fossiles plus difficiles à extraire. Leur exploitation se fait souvent à des profondeurs de plus en plus grandes et qui nécessite des procédés et des techniques compliquées et particulières ainsi que des technologies supplémentaires autres que la méthode traditionnelle. Parmi ces techniques-là et pour ne citer que certaines: l'acidification, les forages horizontaux, la fracturation hydraulique.

C'est sur cette dernière que porte l'objet de notre investigation à travers une évaluation de la fracturation d'un puits; ayant comme cas d'étude le puits IAK-6 situé à TINRHERT bassin Illizi. A présent il fait l'objet d'une exploration et développement des réserves non conventionnelles "tight gaz" de la structure "d'In Akamil ordovicien".

L'évaluation était basée sur l'étude des rapports officiels de: SONATRACH, HALLIBERTON et de SCHLUMBERGER. La première comme commanditaire, la deuxième et La troisième comme sociétés de service et ayant exécuté, respectivement, la fracturation et les essais de puits. En plus des rapports officiels l'utilisation des méthodes conventionnelles de calcul (Nolte, Modèle de propagation) étaient employées afin d'estimer le succès de l'opération.

Notre travail est structuré comme suit:

Le premier chapitre est consacré à la présentation de la région TINHERT: description géologique, historique, structurale, stratigraphique-régionale et finalement l'intérêt pétrolier de l'unité "ordovicien IV".

Le deuxième chapitre présente les ressources d'hydrocarbures non conventionnels, en particulier les tight gaz, en ce qui concerne: leur genèse, les caractéristiques pétrophysiques et les différentes étapes de leur exploitation.

Dans le troisième chapitre, nous avons abordé les lois fondamentales de la géomécanique: les propriétés élastiques des roches, les contraintes s'exerçant sur le réservoir et à la fin le critère de rupture Mohr-Coulomb.

La fracturation est traitée dans le quatrième chapitre, commençant par une introduction à la stimulation ainsi que ces différents types. Par la suite, nous avons expliqué les mécanismes de fracturation, la conductivité et la géométrie de la fracture ainsi que l'origine et la croissance de la fracturation hydraulique. De plus, les modèles de propagation de la fracture et l'analyse de déclin de pression par la méthode de Nolte, ont été expliqués.

Le cinquième chapitre est dédié, en premier lieu, au fluide de fracturation: type, composition, différents additifs et son efficacité. En second lieu, nous avons exposé les types des agents soutènements utilisés actuellement.

Le sixième et septième chapitre traite, respectivement, le déroulement de la fracturation hydraulique et l'interprétation de DATA-FRAC. Le déroulement consiste à réaliser les tests d'injectivité, mini frac et l'interprétation des résultats obtenus. Par conséquent, cela permet de faire le design final du modèle préliminaire avec le simulateur FracproPT, de préparer le programme d'injection dans le traitement principal et d'évaluer l'opération de stimulation.

Ce travail est clôturé par une conclusion générale faisant état des objectifs atteints de l'opération de fracturation hydraulique, l'évaluation de la réussite et l'efficacité de traitement et les recommandations à prendre en mesure.

I. Introduction

Dans le cas d'une découverte d'un gisement d'huile ou de gaz, une caractérisation du réservoir et de la région du côté géologique est indispensable, afin de déterminer les méthodes les plus commodes pour le développement du champ. Pour cela nous tenons à donner un aperçu géologique sur notre réservoir et la région où se situe le puits IAK-6.

Le puits In Akamil-6 (IAK-6) s'inscrit dans le cadre du développement de la structure d'In Akamil ordovicien, qui fait partie des dix-sept gisements du projet Tinhert. Il a été foré du : 24/11/2013 au 13/03/2014.

II. Situation du puits (Itinéraire d'accès)

A partir de Hassi Messaoud, prendre la route de In Amenas, sur une distance de 670 km jusqu'à l'embranchement (HMD, INAMENAS, ALRAR, DEBDAB). De là, prendre la route allant à In Amenas, sur une distance de 16.7 km, prendre ensuite la piste du forage TRNE-1, sur une distance de 0.8 km, ensuite tourner à gauche, en suivant la piste menant au forage IAK-2, sur une distance de 5.9 km. De là, prendre la direction sud-est, sur une distance de 350 m, se trouve le puits IAK-6. **Fig.I-1 Fig.I-2**

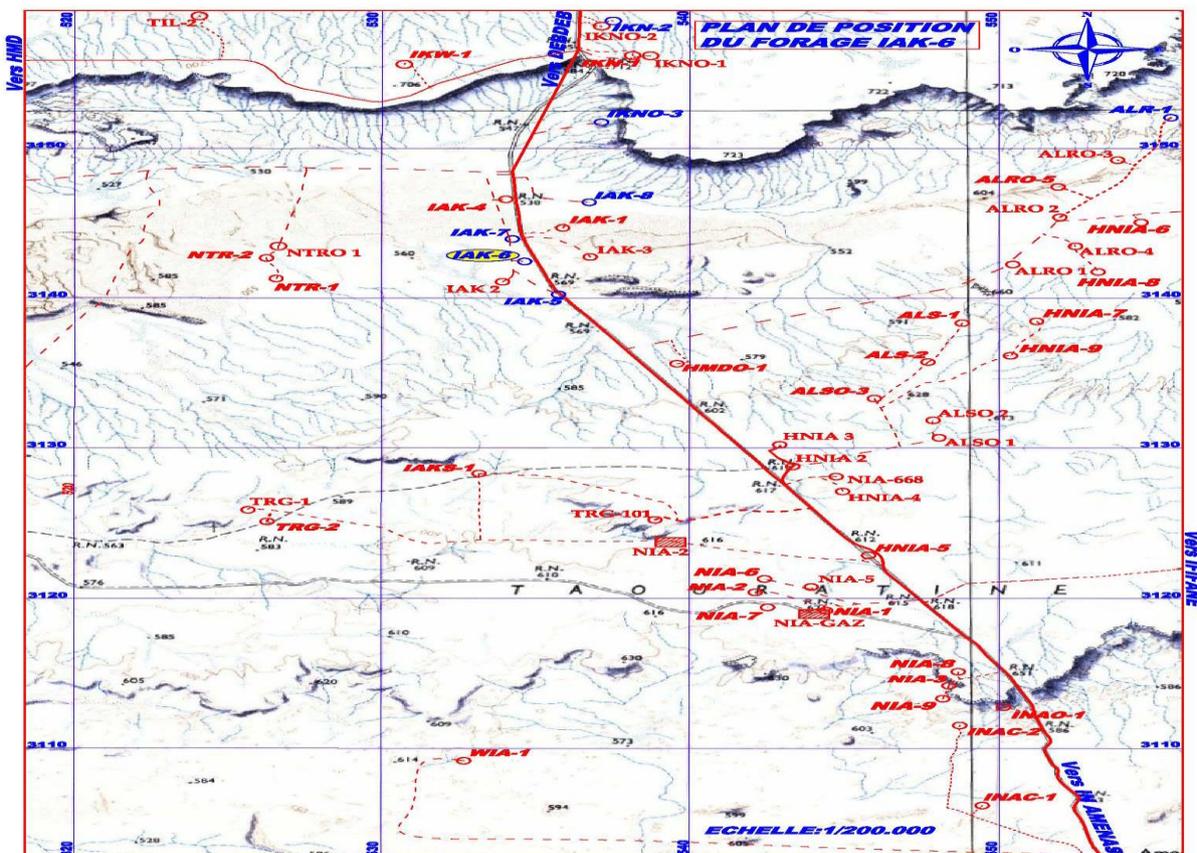


Fig.I-1: Plan de position du puits IAK-6.

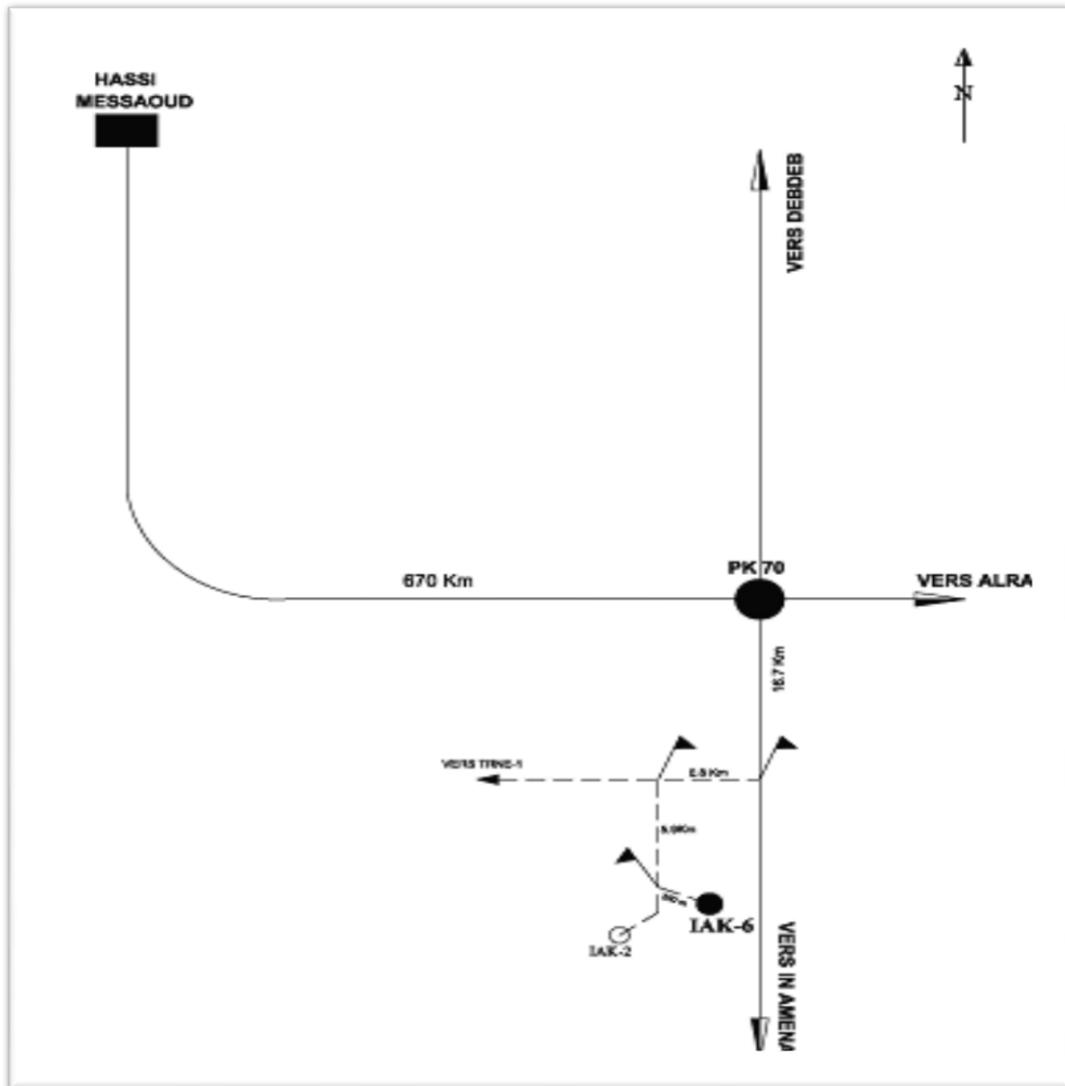


Fig.I-2: Schéma synoptique du puits IAK-6

III. Stratigraphie de la région

La série stratigraphique traversée par le forage IAK-6 (**Fig.I-3**) est constituée par les formations d'âge paléozoïque, reposant en discordance majeure sur un socle souvent plissé de composition pétrographique variée, surmonté par les formations d'âge mésozoïque, reposant à leur tour en discordance sur le Paléozoïque. On distingue de haut en bas:

III.1.Mésozoïque

Le Mésozoïque est formé uniquement par les séries d'In Akamil, de Taouratine et de Zarzaitine, son épaisseur est de l'ordre de 662m.

- **La série d'In Akamil:** Surface (0 m) à 60 m épais. : 60 m

D'âge albo-fracasien, elle est constituée de dolomies et argiles gréseuses et calcaires dolomitiques, jaunâtre à beiges, parfois brun rougeâtre, plus au moins détritiques et argiles vert-clair, gréseuses et gypsifère, parfois marneuses.

- **La série de Taouratine supérieur et moyen:** De 60 à 78 m épais. : 18 m

D'âge albien-aptien, formée de sables à grains de quartz, alternant avec des argiles.

- **La série de Taouratine inférieur:** De 78 à 335 m épais. : 257

d'âge barrémien-néocomien, elle est constituée par des argiles rouges, finement sableuse.

- **La série de Zarzaitine supérieur et moyen:** De 335 à 530 m épais : 195 m

D'âge malm-dogger, formée par les argiles bariolées, légèrement sableuse, avec des intercalations de dolomie et de sable à grains de quartz.

- **La série de Zarzaitine inférieur:** De 530 à 662 m épais: 132 m

D'âge triasique, elle est constituée d'argile brun rouge, blanche plastique verdâtre à la base et de bancs de grès sableux à granulométrie irrégulière, passant parfois à des sables.

III.2. Paléozoïque

Le Paléozoïque a une épaisseur moyenne de l'ordre de 2288 m et repose en discordance sur un socle métamorphique. Il est constitué essentiellement par des alternances d'argile et de grès, avec des niveaux carbonatés dans le Carbonifère.

III.2.1. Carbonifère

De 662 à 1932 m épais: 1270 m

On distingue de haut en bas:

- **La série de Tiguentourine:** De 662 à 792 m épais: 130 m

D'âge Stephano-autunien constitué d'argile brun rouge ou verdâtre, plastique avec fines intercalations de dolomies vers la base, avec apparition de marnes et calcaires marneux.

- **Westphalien F:** De 792 à 935 m épais: 143m

Argile violacée, tendre à pâteuse, carbonatée, passant souvent à de la marne gris foncé à gris vert, indurée, micacée, avec intercalations de sables fins.

- **Westphalien / Namurien E:** De 935 à 1057 m épais: 122 m

Il est caractérisé au sommet par des alternances de marnes grises, de marno-calcaire gris clair de calcaires blancs cristallins avec intercalations de sables fins. La base est constituée par une série argilo-marneuse, feuilletée passant à des argiles marneuses, argiles indurées et schisteuses parfois gréseuses ou sableuses.

- **Namurien D:** De 1057 à 1267 m épais: 210 m

Il est composé d'argiles noires, schisteuses, indurées, finement micacées, avec des bancs de grès bien individualisés, fins, blancs, argileux. Plusieurs petits bancs de calcaires jaunâtres surmontant souvent les zones gréseuses, tendres à pâteuses avec des intercalations de petites dalles de calcaire gréseux ou dolomitique.

- **Viséen C:** De 1267 à 1485 m épais: 218 m

Il s'agit d'argiles noires à gris foncé, feuilletée, à passées argilo-gréseuses et bancs de grès bien individualisés, gris clair, fin à ciment légèrement argileux. Présence de petits bancs de calcaire gréseux.

- **Viséen B:** De 1485 à 1820 m épais: 335 m

Il est représenté par un ensemble argilo-gréseux formé d'argile schisteuse noire, micacée et pyriteuse et des bancs de grès clair, fin à très fin.

- **Tournai sien A:** De 1820 à 1932 m épais: 112 m

Il est constitué par des argiles noires, schisteuses, micacées, pyriteuse, localement gréseuse, avec des petites intercalations argilo-gréseuses. Le grès est fin, légèrement siliceux, friable.

III.2.2. Dévonien

De 1932 à 2230 m épais: 298 m

Représenté de haut en bas par:

- **Le Strunien (Dévonien F2):** De 1932 à 1962 m épais: 30 m

Il s'agit du réservoir F2, un ensemble essentiellement grés-argileux, formé de grès fin gris clair, siliceux à argilo-siliceux à joints argileux micacés et de zones argilo-gréseuses constituées de grès siliceux, compacts, très fins à fins.

- **La série argileuse supérieure:** De 1962 à 2102 m épais: 140 m

D'âge famennien, constituée par des argiles schisteuses gris foncé à noire, légèrement pyriteuses, parfois gréseuses, avec de fins passées de calcaire.

- **La série argileuse inférieure:** De 2102 à 2137 m épais: 35 m

D'âge frasnien, composée d'argiles indurées feuilletées, noires, micacées, silteuses avec traces de grès à ciment siliceux.

- **L'Emsien:** De 2137 à 2192 m épais: 55 m

Il s'agit du réservoir F4, formé essentiellement par un complexe argilo-gréseux, des grès gris blancs à clairs, intercalés par des argiles noires micacées.

- **Les argiles intermédiaires:** De 2192 à 2215 m épais: 23 m

D'âge Emsien, constituées par des argiles noires, schisteuses, finement micacées, à nodule pyriteux.

- **Les unités C :** De 2215 à 2230 m épais: 15 m

Il s'agit du toit du réservoir F6, d'âge Siegenien-Gedinien (Dévonien inférieur), formée essentiellement par un ensemble argilo-gréseux, de grès fins, à moyen ciment argileux, à joint d'argiles noires, micacés, avec des intercalations d'argile à la base.

III.2.3: Le Silurien: De 2230 à 2725 m épais: 495 m

Composé de haut en bas par:

- ❖ Les unités A et M: De 2230 à 2372 m épais: 142 m

D'âge Pridolien-Ludlowien (Silurien), constituées par des grès argileux à argilo siliceux, gris clair et argilo-ferrugineux (unité A) et complexe argilo-gréseux à ciment siliceux à tendance quartzitique (unité M2) et un ensemble gréso-argileux à ciment kaolinitique à fines passées d'argiles (unité M1).

- ❖ - Le Silurien Argileux: De 2372 à 2725 m épais: 353 m

D'âge Wenlockien-Llandverien, composé par des argiles noires, à grises micacées, schisteuses, silteuses avec quelques fines intercalations argilo-gréseuses.

III.2.4: L'Ordovicien: De 2725 à 2935 m épais: 210 m

III.2.5: Le socle: A 2935 m, d'âge infracambrien, constitué essentiellement par des roches métamorphiques, cristallines altérées, gneissiques, fissurées, de teinte sombre, avec quartz translucide, feldspaths, biotite en grandes lamelles.

III.2.6: La profondeur finale (TD) est prévue à 2950 m.

ERE	AGE	Stage	PROF (m)	EPAIN	STRAT	LITHOLOGIE	
CARBONIFERE	CRETACE	Série in situ	0	51		argiles plastiques, finement sableuses, intercalations dolomitiques	
		TRIASS- JURASSIQUE	Triovirgine	60	275		Sable et Argile et passées de dolomie
	Zarzaline		338	198		sable à passe d'argiles.	
	CARBONIFERE	TRIASS- JURASSIQUE	Sup.	338	198		Argile, sable et grès
			Moy.				Argile, passées de grès et dolomie
			Inf.	530	132		Argile, anhydrite, dolomie et grès Argile et passées de sable
PALEOZOIQUE	CARBONIFERE	Equisetiflorine	662	130		Argile, sableuse parfois dolomitique	
		Wenphalen I	792	143		Calcaire, dolomie argileuse, argile	
		Wenphalen- Namurien I	938	123		Marne, calcaire, anhydrite et argiles	
		Namurien II	1057	210		Argile dolomitique, grès, calcaire	
		Vieux C	1207	218		Argiles, grès fins, calcaire, pyrite, fossile	
		Vieux B	1485	325		Argiles, grès fins, calcaire, pyrite	
		Tournaisien A	1820	112		Argiles, grès fins, fossile, dolomie, oxide	
	BEVIERE	Eservoir F2	1992	170		Grès fin, argile siliceuse, fossiles	
		série argileuse	2102	35		Argiles fines, grès fins, calcaire, pyrite	
		Eservoir F4	2137	78		Abundance grès fins et argile fineses	
		Argile intermédiaire				Argiles fineses, grès fins, calcaire, pyrite	
	SILURIEN	F6	C1 + C2	2215	157		Grès très fins et argiles indurées
			Unit B				Grès et argile sableuse indurée, Grès blanchâtre, argile
			Unit M2				Grès à bitume, argile fineses, pyrite
Unit M1						Grès clair, argile fineses, pyrite	
Silurien Argileux		2372	353		Argile noire charbonneuse, grès-siliceuse		
ORDOVICIEN	Unité IV-3	2735	210		Grès gris - blanc passées d'argiles parfois microconglomératiques.		
	Unité IV-2				Argiles noires, indurées, siliceuses, micacées, inclusions de grains de quartz blanc		
	Unité IV-1						
	Infra Cambrien	2935	15		Roches métamorphiques		
	Profondeur Finale (TD)	2950					

Fig.I-3: Stratigraphie de la région

IV. Aspect réservoir

L'Ordovicien est le principal réservoir, formé par les unités IV-3, IV-2 et IV-1 (Fig.I-4, Fig.I-5).

IV.1. Unité IV

❖ Dalle terminale-IV-3: Formée par des grès souvent moyen, parfois fin avec de nombreuses laminations d'argiles.

❖ Série tuffoïde-IV-2: Argiles et silts noirs à gros graviers de quartz.

❖ Ensemble grés-argileux- IV-1: Composé de grès fin à moyen, parfois grossiers, gris clair, silico-argileux, mal classés.

Les résultats pétroliers au niveau de ce réservoir restent très encourageant. Les caractéristiques de ces niveaux réservoirs sont moyens, les porosités sont variables de 5 à 9%, elles atteignent rarement 10%, les perméabilités sont relativement faibles inférieures à 0,01md.

IV.2. F2 et F6

Les réservoirs siluro-dévonien F2 et F6 sont aussi considérés comme des objectifs, et les résultats enregistrés au niveau des puits IAK-1 (F2:3500 m³/h-F6 C: 11000 m³/h), IAK-2 (F6M: 8030 m³/h) et IAK-3 (F2:11110 m³/h) sont prometteurs.

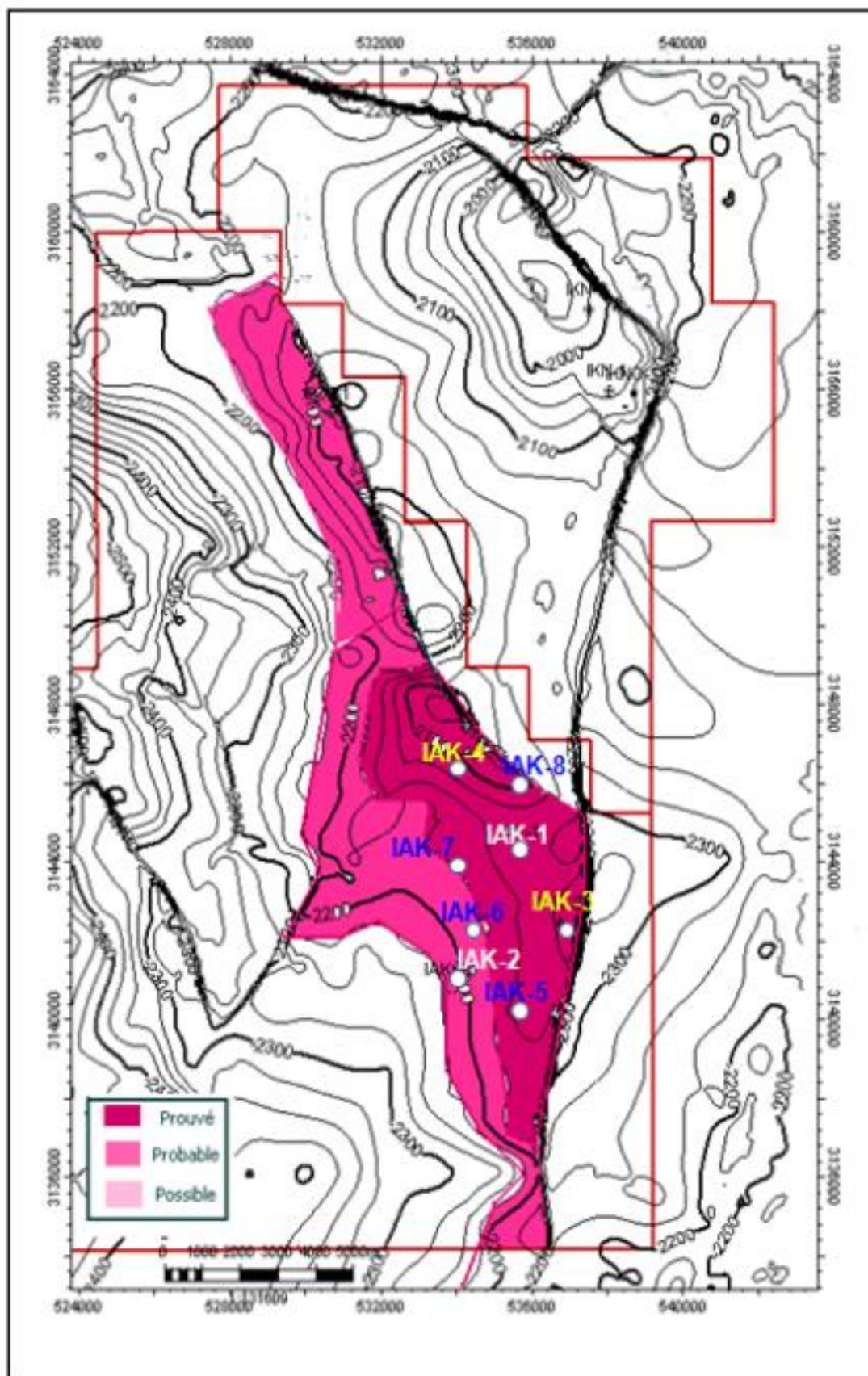


Fig.I-4: Carte structurale au toit de l'Ordovicien (unité IV-3)

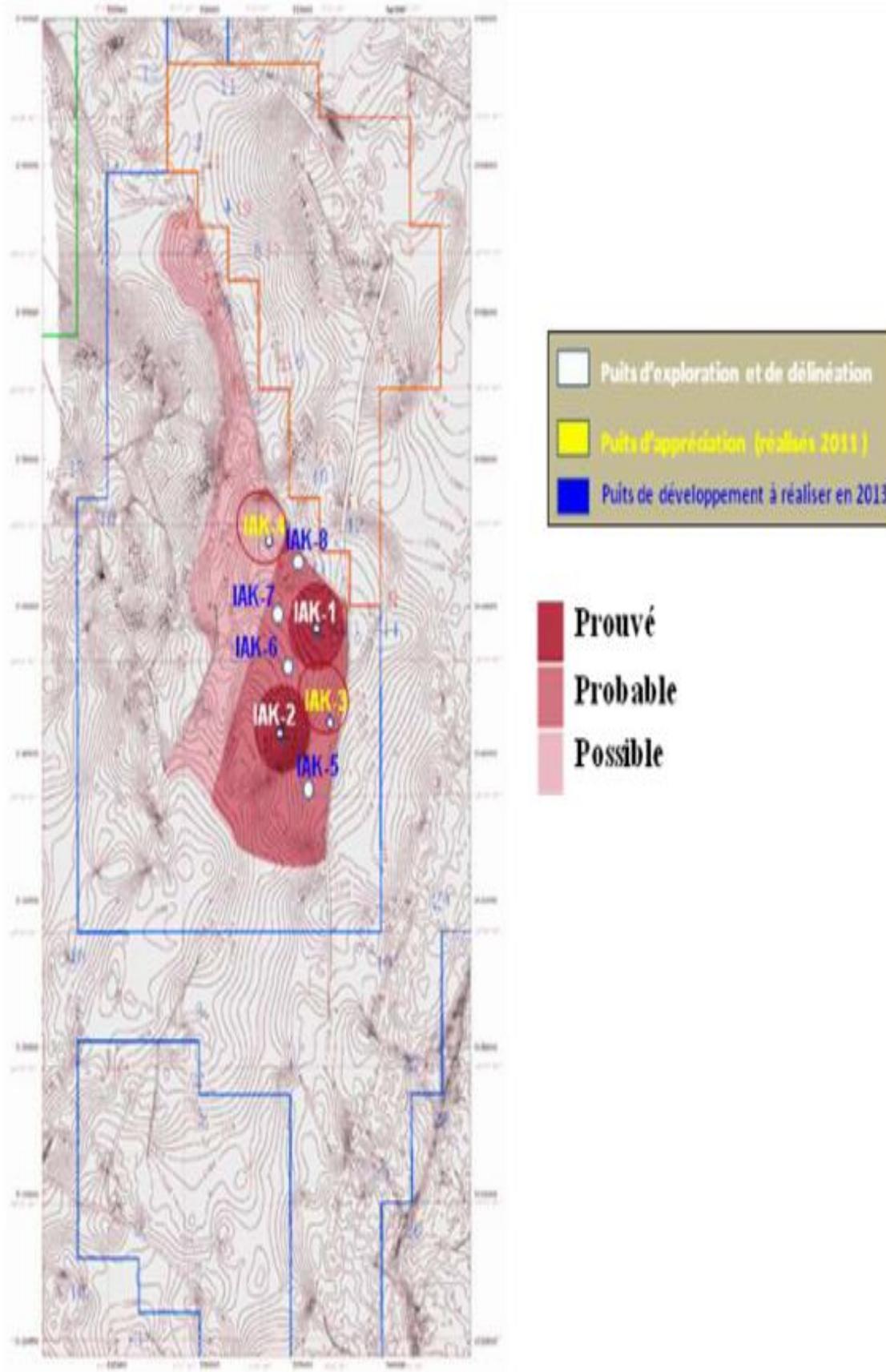


Fig.I-5: Carte structurale au toit de l'Ordovicien (unité IV-1)

I. Introduction

Le monde est largement lié à la production du pétrole et du gaz pendant des années et continue à être au sommet de ces sources d'énergie. Ces deux ressources naturelle sont actuellement les matières premières minérales et énergétiques les plus utilisées, notamment sous forme de carburants, de médicaments, de matières plastiques ou même de cosmétiques. Aussi le pétrole est devenu depuis un siècle un produit stratégique qui a provoqué de nombreux conflits politiques.

Au fur et à mesure de la production des ressources de huile et de gaz, il y a un déclin de production et épuisement des réserves essentiellement notre ressources conventionnelles, ce qui nous oblige de bien penser au ressources non conventionnelles.

II. Valorisation du potentiel

Pour garantir la croissance globale du marché des hydrocarbures, les compagnies pétrolières internationales doivent ouvrir l'accès économique et technologique à de nouvelles ressources. elles sont regroupées sous l'expression générique de "réserves non conventionnels": les gaz de charbon (*coal bed méthane*), les réservoirs gréseux compacts (*tight sand*), gaz de schiste (*shale gas*) ainsi que les hydrates de méthane (*gas hydrates*).

En raison de leur potentiel important les réservoirs non conventionnels comme *shale gas*, *tight gaz* sont une priorité pour les compagnies pétrolières durant les prochaines décennies, à cause des nombreux défis liés à l'évaluation de ces réservoirs, le *logging* conventionnel ne permet pas une investigation exhaustive et fiable, essentielles pour l'exploration et le développement. Les techniques et les mesures classiques de *logging* sont fréquemment affectées par des incertitudes considérables qui conduisent parfois à des résultats d'évaluation erronés. Les méthodes de *logging* avancées offertes par la nouvelle technologie améliorent la précision en réduisant les incertitudes liées à l'évaluation et la caractérisation des réservoirs. Les données et les informations fournies par les réponses mesurées d'outils sont reliées aux équations clés qui seront résolues avec précision en différents *workflow*.

Les efforts d'exploration dans les milieux à faible perméabilité doivent être délibérés et se concentrer sur les éléments fondamentaux des pièges à hydrocarbures. Comprendre la production du gaz à partir des roches à faible perméabilité nécessite une compréhension des propriétés pétrophysiques associées, la distribution des faciès, les porosités *in-situ*, les saturations, les perméabilités effectives du gaz dans les conditions du réservoir, et l'architecture de la distribution de ces propriétés. La Pétro physique est une technologie

critique nécessaire pour la compréhension des réservoirs à faible perméabilité. L'amélioration de la technologie de la complétion et du forage permettra de bien identifier les pièges géologiques pour être pleinement exploités, et l'amélioration des prix des produits permettra aux puits à petites accumulations et à faible taux de débit de dépasser les seuils économiques, cela est vrai dans presque toutes les provinces du pétrole. **Mathieu, Y. (2011)**

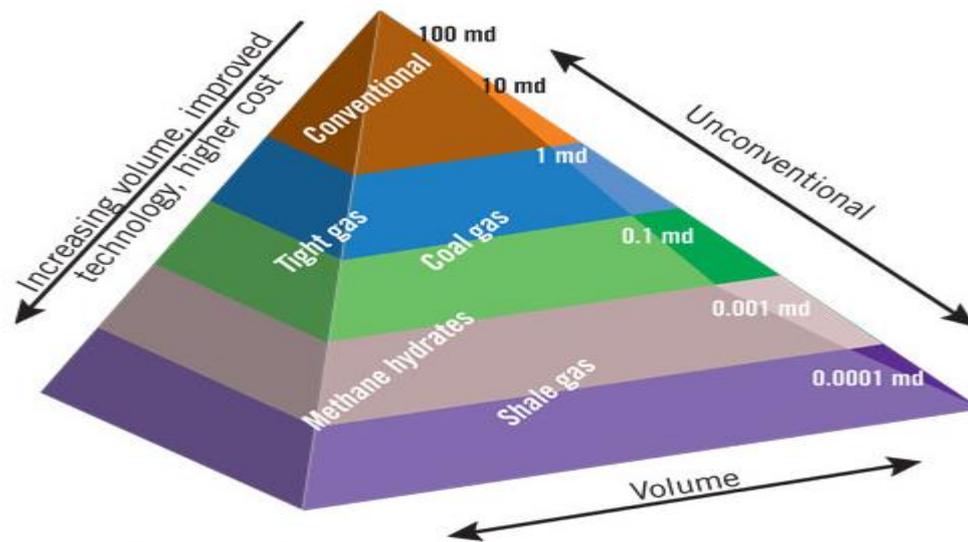


Fig. II-1: Volume des réserves non conventionnelles par rapport aux réserves conventionnelles [Mathieu, Y. (2011)]

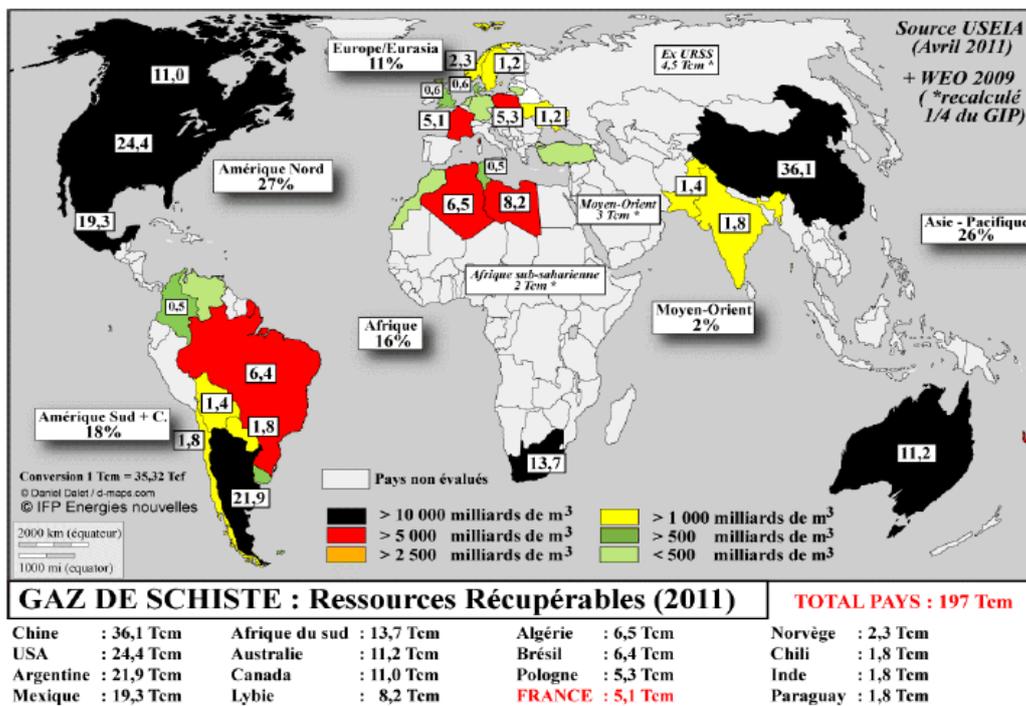


Fig. II-2: Estimation des Ressources non conventionnelles dans le monde.

SANIÈRE, A. 2006

III. Notion sur les réservoirs conventionnels et non conventionnels

III.1. Pétroles et gaz non conventionnels

Les hydrocarbures liquides ou gazeux, qui seraient piégés dans une roche-mère ou un réservoir compact, dont la perméabilité est inférieure à 1 milli-darcy et nécessiteraient une exploration et/ou exploitation par fracturation hydraulique ou toute autre méthode ayant pour but de modifier notablement la Perméabilité.

Les hydrocarbures gazeux qui seraient piégés dans les veines de charbon ou de houille et qui, en dehors d'une libération spontanée, ne pourraient être exploités que via une action humaine (stimulation, dépression, cavitation ou fracturation du gisement). Les hydrates de méthane ou tout autre gaz enfouis sous le plancher océanique, ou sous le pergélisol.

III.2. Types d'hydrocarbures liquides non conventionnels

Il existe plusieurs types:

- les pétroles non conventionnels contenus dans une roche réservoir (Tight oils, pétroles lourds ou extra lourds, sables bitumineux) ;
- les pétroles non conventionnels contenus dans une roche mère (schistes bitumineux, pétrole de schiste).

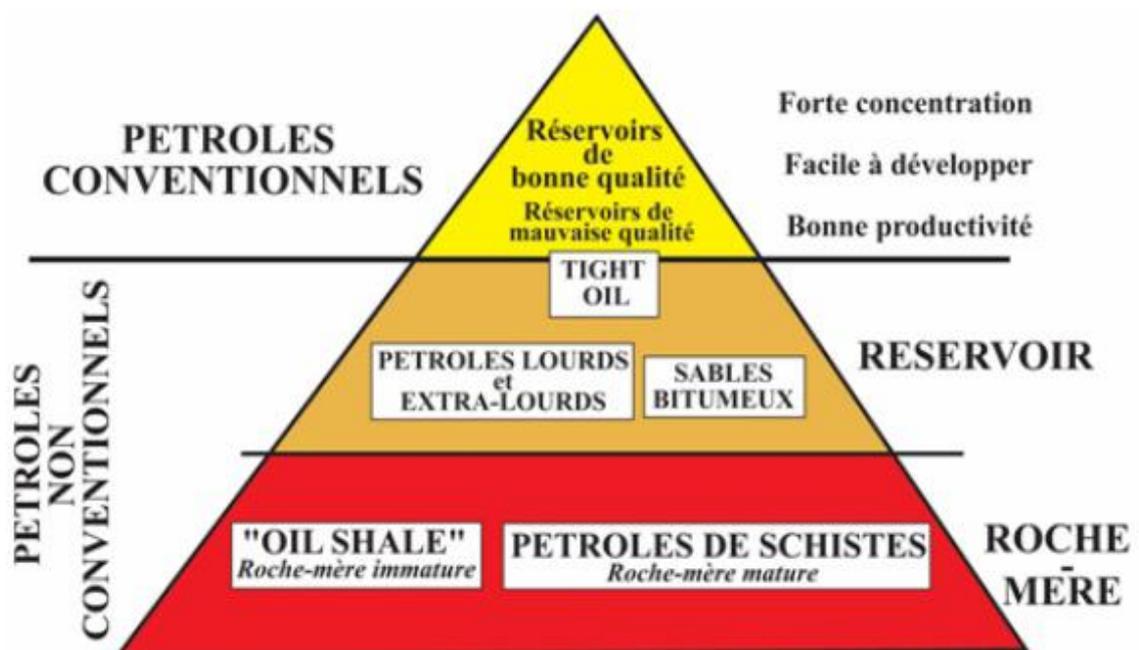


Fig.II-3: Types d'huile selon les réservoirs (IFP)

III.3. Types de gaz non-conventionnels

Il existe plusieurs types:

- les gaz non-conventionnels contenus dans une roche réservoir : Tight gas ;
- les gaz non-conventionnels contenus dans une roche mère : gaz de schiste, gaz de houille ;
- les hydrates de méthane, qui sont un mélange d'eau et de méthane qui, sous certaines conditions de pression et de température, cristallisent pour former un solide.

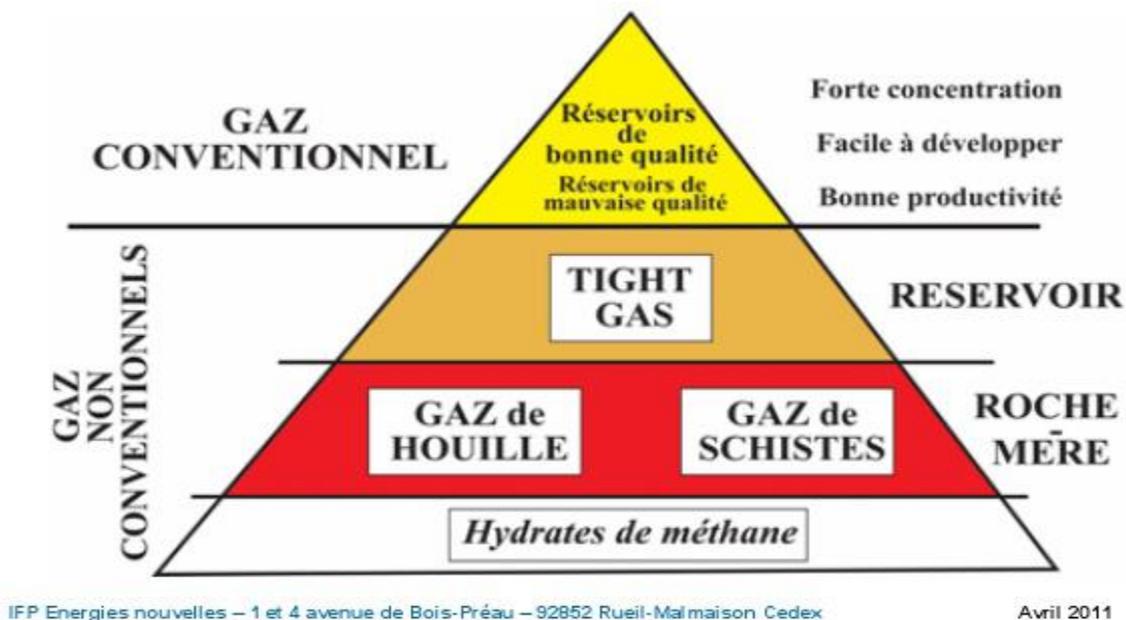


Fig.II-4: Type de gaze selon les réservoirs (IFP) (ifpenergiesnouvelles.)

IV. Notion géologiques et pétro physiques sur les réservoirs compacts

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.

IV.1.Porosité

La porosité d'une roche correspond au rapport entre le volume des vides qui existent dans une roche et le volume total de cette dernière. Elle est exprimée en pourcentage. Dans le cas des réservoirs tight, la porosité de la roche est souvent inférieure à 1% (alors que la porosité est supérieure à 10%, parfois plus dans le cas des réservoirs conventionnels).

Les roches du sous-sol en s'enfonçant au cours des temps géologiques « se compactent » sous l'effet de l'accumulation de nouvelles couches sédimentaires les surplombant. Le volume des pores dans les roches diminue alors progressivement au fur et à mesure de leur enfouissement.

IV.2.Perméabilité

La perméabilité est un second paramètre important pour apprécier un réservoir géologique. Elle mesure la résistance du milieu à l'écoulement des hydrocarbures. Elle est exprimée en Darcy. La « compaction » des roches s'accompagne d'une recristallisation qui diminue fortement la connectivité des pores et donc la perméabilité. Les réservoirs tight présentent des perméabilités inférieures à un mD et ont ainsi des caractéristiques a priori défavorables à une extraction classique d'hydrocarbures. La perméabilité des différents gisements conventionnels est nettement supérieure à un mD.

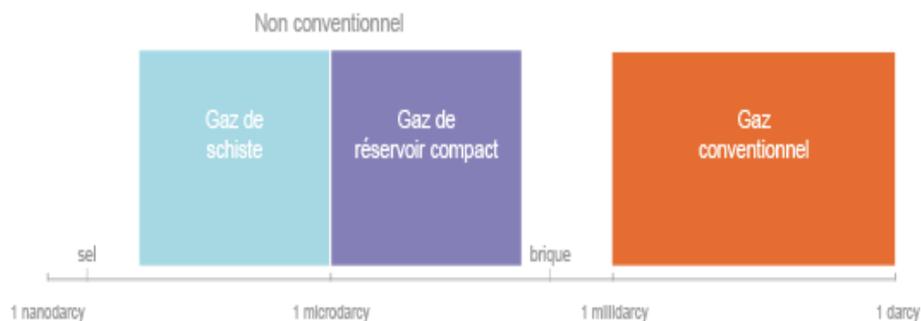


Fig.II-5: La perméabilité des réservoirs d'hydrocarbures de réservoir compact est très faible. Elle est inférieure à celle des briques.

IV.3.La texture

L'attribution texturale permet d'évaluer la taille des grains, leur classement et leur géométrie ainsi que le type de porosité. La texture est affectée non seulement par les propriétés initiales au moment du dépôt mais aussi par la vitesse et le degré de la diagenèse. La taille des grains et le grano-classement influent sur le type et la la porosité de la roche. En

général, les formations propres à petits grains sont caractérisées par une faible connexion des pores contrairement aux dépôts grossiers dont la connectivité est très importante.

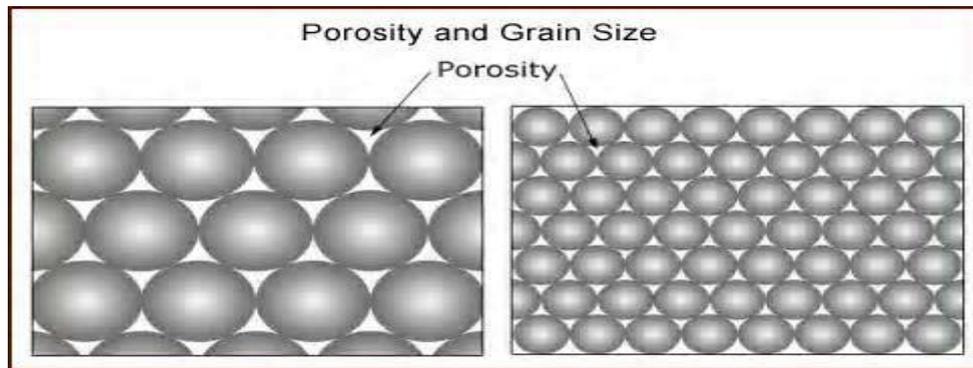


Fig.II-6: La différence de connectivité associée à la taille des grains.

IV.4. Détermination de type d'argile

Le type d'argile est indicatif des conditions de diagenèse et peut significativement affecter la porosité et la perméabilité. Généralement dans les réservoirs gréseux compacts, la présence de matériel argileux tel que l'illite réduit la perméabilité et la porosité primaire, tend à augmenter la saturation en eau irréductible et affecte la résistivité de la formation. Cependant le revêtement des grains, comme dans le cas du chlorite, peut atténuer la vitesse de la 'Surcroissance' des quartzs, l'identification de ces revêtements est très importante et le processus de 'surcroissance' des quartzs est la cause principale de la réduction de la porosité et de la perméabilité dans le cas des réservoirs gréseux compacts.

V. Processus diagénitiques

La diagenèse est l'un des facteurs majeurs qui affecte un grès après son dépôt en modifiant la minéralogie, la chimie et la texture. L'ensemble de ces processus tend à modifier la géométrie et la structure des pores favorisant ainsi l'augmentation de la tortuosité à partir de la réduction de la taille des pores. L'augmentation de la tortuosité a un impact significatif sur le changement des propriétés électriques des roches réservoirs et sur les processus de migration.

La diagenèse dans les réservoirs gréseux compacts se présente sous plusieurs formes qui sont: la compaction, la cimentation par la silice et la dissolution des minéraux. (Bois, C., Bouche, P., & Pelet, R. (1982))

V.1. la compaction

Dans le cas des réservoirs gréseux compacts, la compaction est marquée par un réarrangement de grains, mais surtout par des contacts concavo-convexes traduisant la pression de dissolution des grains du quartz. La compaction est le premier phénomène responsable de la réduction des volumes des pores et donc de la réduction de la perméabilité. Le degré de compaction des grès est lié au volume, à la composition et à la rhéologie du matériau. (Bois, C., Bouche, P., & Pelet, R. (1982))

V.2. Cimentation par le quartz

Les ciments siliceux et les formes de ‘surcroissance’ sont les résultats de la pression de dissolution entre les grains du quartz, qui impliquent souvent la diffusion de la silice et sa ré concentration dans les espaces poreux, favorisant ainsi la diminution de la porosité et de la perméabilité. L’origine de la silice peut venir de la dissolution de grains du quartz ou des feldspaths. (Bois, C., Bouche, P., & Pelet, R. (1982))

V.3 Diagenèse des argiles

Processus conduisant à une modification de la taille et/ou de l’orientation des cristaux d’un élément figuré, d’une matrice ou d’un ciment. Pendant l’enfouissement des minéraux argileux, sous l’effet de compaction et des changements des conditions de pression et de température, ont tendance à se transformer en d’autres minéraux, tels que le chlorite et l’Illite, qui ont un impact important dans la réduction de la porosité. Contrairement aux effets catalytiques de l’argile, le revêtement des minéraux argileux peut aider à préserver la perméabilité et la porosité initiale en empêchant la ‘surcroissance’ des quartzs.

(Bois, C., Bouche, P., & Pelet, R. (1982))

VI. Etapes d’études pour l’exploitation des réserves compacte

La décision du développement d’un réservoir non conventionnelle (tight réservoirs) passe par plusieurs étapes. Ces étapes sont basées essentiellement sur la promesse que le projet de développement nous donne pendant sa durée de vie. La continuité pour l’autre étapes dépend essentiellement du succès de l’étape de l’exploration et essentiellement du cote économique (rentable) et environnemental.

Les différentes étapes sont illustrées dans le schéma suivant :



**Fig. II-7: Processus de développement d'un réservoir tight
canadien society of unconventional resources (CSUR)**

VI.1. identification des ressources

Collecte des informations de sub-surface à partir des puits existant et des données sismique qui sont l'indicateur clés sur le potentiel des ressources existantes.

Sur un gisement conventionnel, l'identification des réservoirs est fondée sur la discrimination entre les roches poreuses contenant les hydrocarbures et l'encaissant agissant comme barrière de perméabilité. Dans le cas des réservoirs tight, identifier les zones à fortes hétérogénéités sédimentaires et structurales constitue un enjeu supplémentaire ; ces zones, les plus perméables, étant les plus favorables pour initier un développement. Leur identification est extrêmement difficile, car la variation des caractéristiques acoustiques (impédance) liées à la nature pétrographique de la roche est minime. De plus, de nombreux réservoirs tight ont été découverts dans des contextes géologiques complexes et parfois à des profondeurs importantes.

VI.2. Evaluation des ressources

Dans cette étapes on doit confirmer les résultats des données sismique sur le champ et bien choisir les zone de positionnement des puits d'exploration, en premier lieu des puits verticaux sont implanter afin d'évaluer les propriétés réservoirs et le potentiel des ressources, également la collecte des carotte doit être faite.

$$N_{paw} = fn[\phi(1 - S_W - S_{or})k_H h_t^{2.5} R_{ng}^{1.5} / \mu_o B_o]$$

Corrélation d'estimation des réserves non conventionnelles

Bo = formation volume factor, oil, RB/STB

Ht = Gross oil column thickness

Kh = horizontal permeability

N = Variable

Np
aw = cumulative oil production, well, at abandonment, STB

Rn = net-to-grosspay ratio, dimensionless

S_{or} = residual oil saturation, fraction

S_w = water saturation, fraction

μ_o = oil viscosity, general, cp

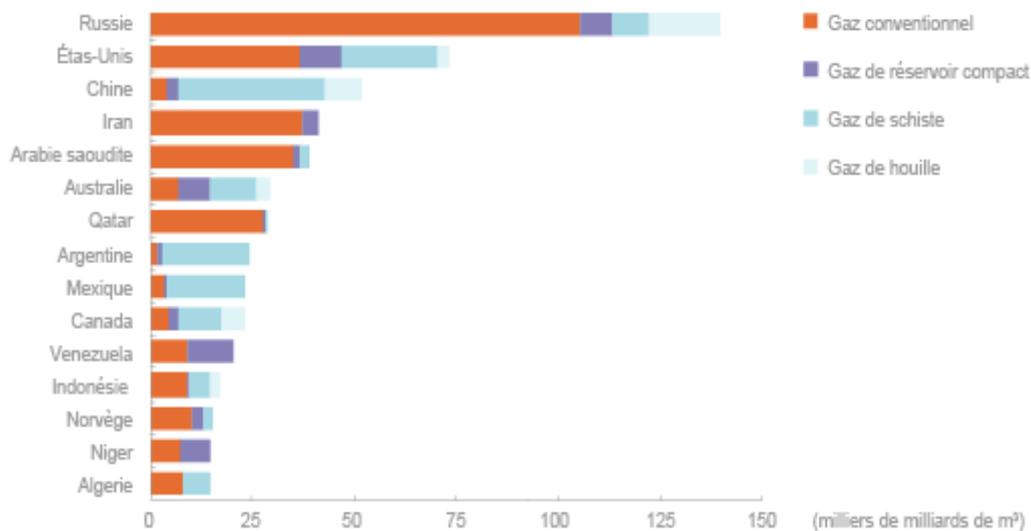


Fig.II-8: Réserves de gaz techniquement recouvrables dans les 15 premiers pays en disposant, à fin 2011 (©DR, d'après AIE)

VI.3. Pilote production évaluation

Dans cette étape, le forage de quelques puits horizontal afin de déterminer le potentiel de production et bien prévenir les étages à fracturer concernant la complétion, aussi planification des réseau de collecte et pipeline essentiel pour le développement de ce projet. et dans cette étape que les technologies nouvelles commence à intervenir sur terrain.

La faible productivité naturelle des puits, typique des réservoirs dits *tight*, est généralement insuffisante pour passer le seuil économique. L'enjeu est donc de connecter le maximum de volume de roche au puits pour un coût adéquat et de diminuer ainsi le nombre de puits à forer pour produire les réserves associées. L'identification et l'évaluation des réservoirs permettent de déterminer au mieux (optimum économique) le type de puits à forer. Les différents designs de puits envisageables couvrent notamment les architectures suivantes : puits verticaux avec fracturation hydraulique (simple ou multiple), puits horizontaux ou fortement déviés (traversant), puits multibranches (multilatéraux), puits horizontaux multifracturés, puits multilatéraux/multifracturés, etc.

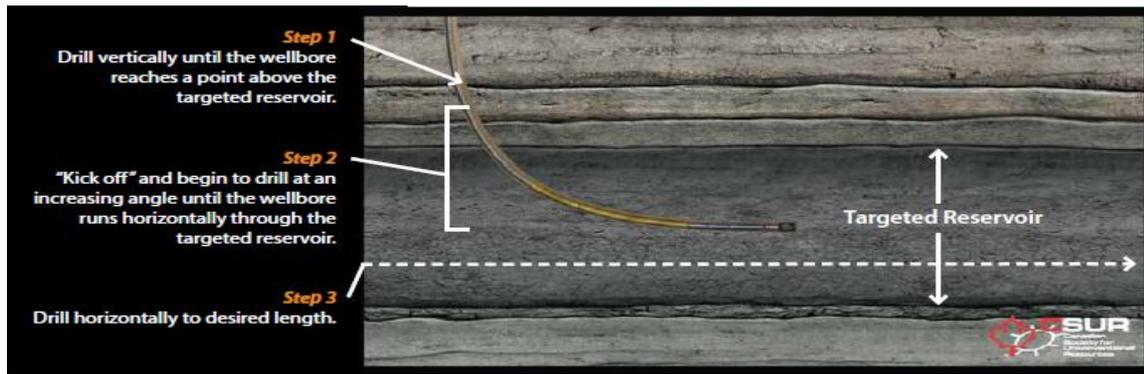


Fig.II-9: Illustration des étapes d'un forage horizontal.
canadian society of unconventional resources (CSUR)

VI.4. Pilote teste de production

Dans cette étape forage de plusieurs puits horizontal qui est l'étape essentielle du projet. Aussi optimisation de la technique de complétion on tenant compte du forage et de la fracturation multi-étages et du suivi micro-sismique. Planification des droits et des chemins des pipelines pour un éventuel développement.

VI.5. Développement commercial

Forage et complétion basé sur le plan de développement du champs défini par un espacement régulier des puits. Autorisation du gouvernement pour le développement du champ et l'utilisation des technologies nécessaires et identifier durant les étapes d'évaluation

VI.6. Complétion du projet et recyclage

Complétion du projet concernant les manques existant et recyclage des étapes sur plusieurs autres puits qui est une chose de grande importance concernant le projet. (canadian society of *unconventional* ressources)

Conclusion

Certains géologues estiment que les réserves dites non conventionnelles peuvent représenter un grand espoir pour l'avenir. La mise en valeur des shale gas réservoirs et des *tight gas* réservoirs, qui exige de faire appel aux technologies les plus pointues, est un défi lancé à toute l'industrie pétrolière dans des formations de perméabilité assez faibles. La mise au point des technologies adaptées, comme la fracturation hydraulique ou l'acidification de la formation, permet d'améliorer la récupération en augmentant la porosité/perméabilité du réservoir et la mobilité du gaz.

Références

- [1] Bois, C., Bouche, P., & Pelet, R. (1982). Global geologic history and distribution of hydrocarbon reserves. *AAPG Bulletin*, 66(9), 1248-1270.
- [2] canadian society of unconventional resources (CSUR). suite 420, 237-8th avenue SE calgary, ABT2G5C3.
- [3](<http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/Espace-Decouverte/Les-cles-pour-comprendre/Les-sources-denergie/Les-hydrocarbures-non-conventionnels>)
- [4] Mathieu, Y. (2011). Ressources et réserves mondiales en hydrocarbures non conventionnels. In *Annales des Mines-Responsabilité et environnement* (No. 4, pp. 12-16). ESKA.
- [5] SANIERE, A. (2006). Réserves de gaz, découvertes, production. *Gaz d'aujourd'hui*, 130(1), 19-22.

I. Introduction

Avant d'exposer plus en détails le mécanisme de la fracturation hydraulique, il nous paraît important de rappeler d'abord les définitions des contraintes principales s'exerçant sur la roche, puis les propriétés mécaniques et petro-physiques de certaines roches réservoirs.

II. Les propriétés élastiques des roches

II.1. Propriétés élasto- statiques

En utilisant les relations contrainte-déformation, les constantes élastiques peuvent être déterminées à partir d'un échantillon de la roche sous charge, par l'utilisation des équipements différents. Ces constantes sont généralement appelés les constantes élastiques statiques. Les constantes élastique peut également être déterminé en utilisant les relations de la propagation des ondes mesurées les vitesses des ondes élastiques, qui sont généralement appelés les constantes élastiques dynamique.

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

$$\begin{pmatrix} \sigma_1 \\ \sigma_2 \\ \sigma_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \lambda + 2\mu & \lambda & \lambda \\ \lambda & \lambda + 2\mu & \lambda \\ \lambda & \lambda & \lambda + 2\mu \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \varepsilon_1 \\ \varepsilon_2 \\ \varepsilon_3 \end{pmatrix} \quad (1)$$

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

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

$$\text{Où : } \Delta = \sum_{i=1}^3 \varepsilon_i \quad (3)$$

II.1.1. Module de Young:

La rigidité d'un matériau est appelée module de Young noté (E), il est défini par la pente de la courbe contrainte-déformation, déterminée dans les conditions de contrainte et pression de la formation (LE TIRANT, P., GAY, L., & KERBOURC, H. (1972).)

Utilisation [2]. 1 on obtient :

$$\begin{cases} \sigma_1 = \lambda(\varepsilon_1 + \varepsilon_2 + \varepsilon_3) + 2\mu\varepsilon_1 & (4) \\ \sigma_2 = \lambda(\varepsilon_1 + \varepsilon_2 + \varepsilon_3) + 2\mu\varepsilon_2 & (5) \\ \sigma_3 = \lambda(\varepsilon_1 + \varepsilon_2 + \varepsilon_3) + 2\mu\varepsilon_3 & (6) \end{cases}$$

A partir l'EQ 4, 5, et 6 on a :

$$\varepsilon_2 = \varepsilon_3, \text{ et } 2(\mu + \lambda)\varepsilon_3 = -\lambda\varepsilon_1 \quad (7)$$

$$\varepsilon_2 = \varepsilon_3 = -\frac{\lambda}{2(\mu + \lambda)}\varepsilon_1 \quad (8)$$

De l'EQ 4 :

$$\sigma_1 = \left(\lambda \left(1 + \frac{-2\lambda}{2(\mu + \lambda)} \right) + 2\mu \right) \varepsilon_1 \quad (9)$$

$$\sigma_1 = \left(\frac{\lambda\mu}{\lambda + \mu} + 2\mu \right) \varepsilon_1 \quad (10)$$

$$\sigma_1 = \frac{\mu(3\lambda + 2\mu)}{\lambda + \mu} \varepsilon_1 \quad (11)$$

Et à partir de la définition du module d'Young:

$$E = d\sigma_1 / d\varepsilon_1 \quad (12)$$

$$\text{Avec : } \varepsilon_1 = \Delta L / L \quad (13)$$

$$E = \frac{\mu(3\lambda + 2\mu)}{\lambda + \mu} \quad (14)$$

La figure ci-dessous représente un essai de compression uniaxiale ainsi qu'une courbe de contrainte-déformation associée à un tel test.

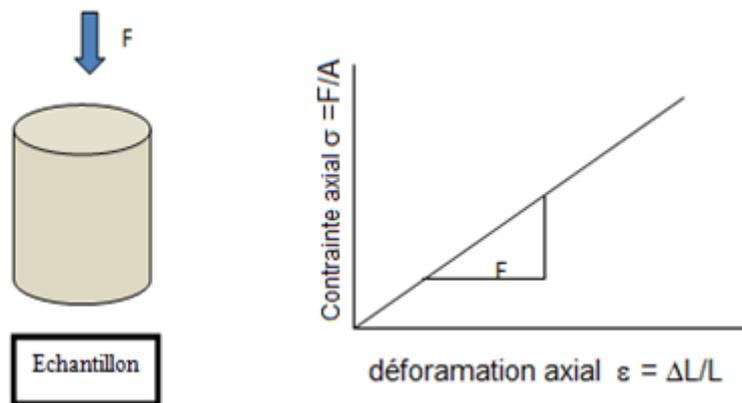


Fig.III-1:Essai de compression uniaxiale

Bérest, P., Billiaux, D., Boulon, M., Cornet, F., David, C., Duffaut, P., ... & Henry, J. P. (2000).

Les courbes de contrainte ne sont généralement pas linéaires dans la pratique, **Fig.III-2** ci-dessous montre ce qui se produit normalement pendant les essais de compressions

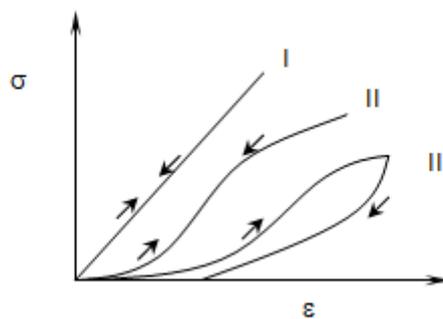


Fig.III-2: différent types courbe contrainte-déformation

Bérest, P., Billiaux, D., Boulon, M., Cornet, F., David, C., Duffaut, P., ... & Henry, J. P. (2000)

- Déformation élastique linéaire de l'échantillon (défini par un module de Young unique)

Fig.III-3

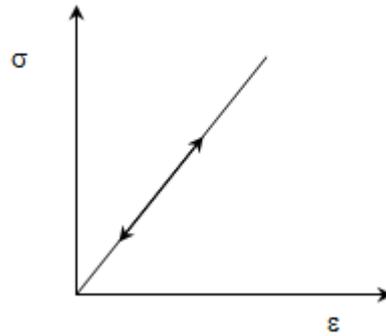


Fig.III-3: Type I de la courbe contrainte-déformation

Bérest, P., Billiaux, D., Boulon, M., Cornet, F., David, C., Duffaut, P., ... & Henry, J. P. (2000).

Echantillon parfaitement élastique **Fig.II-4** la courbe de contrainte-déformation suit le même chemin pendant le chargement et le déchargement du spécimen, et toute l'énergie emmagasinée pendant le chargement est récupéré pendant le déchargement.

(LE TIRANT, P., GAY, L., & KERBOURC, H. (1972).)

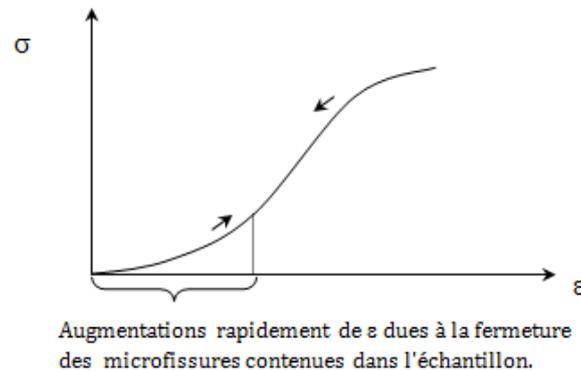


Fig.III-4: Type II de la courbe contrainte-déformation

Bérest, P., Billiaux, D., Boulon, M., Cornet, F., David, C., Duffaut, P., ... & Henry, J. P. (2000).

Tableau III-1: Valeurs du module de Young. pour certaines roches

Type de roche	E (bars)
Sables peu consolidés	10 000 à 50 000
Grés très argileux	50 000 à 100 000
Marnes, calcaires tendres	60 000 à 100 000
Grés consolidés	200 000 à 300 000
Grés très consolidés	300 000 à 500 000
Calcaires durs et très durs	500 000 à 1000 000

II.1.2 Coefficient de Poisson:

Coefficient (ν) 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 (LE TIRANT, P., GAY, L., & KERBOURC, H. (1972).)

La figure **Fig.III-5** montre la déformation (latérale et longitudinale) associée à un essai de compression uniaxiale.

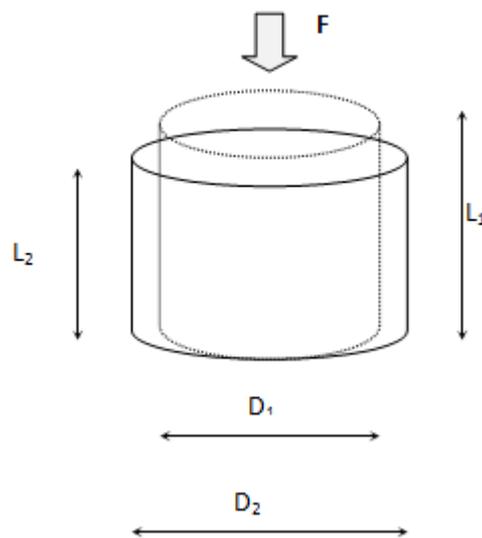


Fig.III-5: Déformation liée à un essai de compressibilité uniaxiale

LE TIRANT, P., GAY, L., & KERBOURC, H. (1972)

- La déformation axiale

$$\varepsilon_1 = \varepsilon_{axial} = (L_1 - L_2) / L_1 \quad (15)$$

- La déformation latérale (diamétrale)

$$\varepsilon_2 = \varepsilon_{circ} = (D_1 - D_2) / D_1 \quad (16)$$

Le coefficient de Poisson est :

$$\nu = \frac{-\varepsilon_2}{\varepsilon_1} \quad (17)$$

$$\nu = \frac{\lambda}{2(\lambda + \mu)} \quad (18)$$

ν Représente la possibilité du matériel pour transférer sa déformabilité perpendiculairement au chargement.

Le coefficient de poisson varie suivant la nature des roches comme indiqué dans le tableau suivant :

Tableau III-2: coefficient de poisson en fonction de type de roche

TYPE DE ROCHES	ν
Gris	0,15 a 0.25
Calcites	0,20 a 0.30
Marne's	0,40 a 0.45
Sells	0,30 a 0.4

(LE TIRANT, P., GAY, L., & KERBOURC, H. (1972).)

II.1.3. Module en bloc (*Bulk Modulus*):

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

$$K = \frac{P}{\Delta} \quad (19)$$

$$K = \frac{\sum_{i=1}^3 \sigma_i}{3\Delta} \quad (20)$$

$$\Delta = \sum \varepsilon_i \quad (21)$$

$$K = \frac{\sum \lambda \Delta + \sum 2\mu \varepsilon_i}{3 \sum \varepsilon_i}, \quad (22)$$

$$K = \frac{3\lambda \sum \varepsilon_i + 2\mu \sum \varepsilon_i}{3 \sum \varepsilon_i} \quad (23)$$

Par conséquent ;

$$K = \lambda + \frac{2}{3}\mu \quad (24)$$

Si on combinant L'EQS. 18 et 24 il peut montrer que le module en bloc est lié au module de Young et au coefficient de Poisson comme suit:

$$K = \frac{E}{3(1-2\nu)} \quad (25)$$

(Alexander, S., Chaikin, P. M., Grant, P., Morales, G. J., Pincus, P., & Hone, D.)

II.1.4. 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

$$G = \frac{\tau_s}{\gamma_s} \quad (26)$$

G Est l'équivalent à la deuxième constante du lamé, μ .

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

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \quad (27)$$

Il peut également liée à la constante du lamé (λ) et au module en bloc (k).

$$G = \frac{3(K - \lambda)}{2} \quad (28)$$

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

$$\lambda = \frac{E\nu}{(1+\nu)(1-2\nu)} \quad (29)$$

Le module de cisaillement n'est pas affecté par le fluide de pore puisque la résistance au cisaillement de tous les fluides est zéro.

II.1.5. Compressibilité

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

$$\beta = \frac{1}{K} = \frac{3}{3\lambda + 2\mu} \quad (30)$$

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

$$\beta = \frac{3(1-2\nu)}{E} \quad (31)$$

Il existe trois types de compressibilité: la compressibilité en bloc, compressibilité de matrice de roche, et la compressibilité du volume des pores. Elles sont définies en fonction des changements dans le volume en bloc, de grains de roche solide, et le volume des pores par rapport à la pression, respectivement

La Compressibilité est un paramètre important dans l'estimation des réserves. En fait, l'huile en place estimé à partir des données de déclin de pression dans un réservoir volumétrique sous-saturé, exprimée en (stock tank barrels) (STB), est :

$$N = \frac{N_p B_o}{\beta_e \Delta P B_{oi}} \quad (32)$$

Où

N = huile initiale en place, STB

N_p = production d'huile pendant le déclin de pression, STB

B_o Est B_{oi} = les factures de formation d'huile à la pression de réservoir P est P_i (RB/STB)

β_e = compressibilité efficace du réservoir exprimé comme : $\beta_e = \frac{\beta_t}{S_o}$ psi⁻¹

β_t = compressibilité totale de système exprimée comme:

$$\beta_t = \beta_o S_o + \beta_g S_g + \beta_w S_w + \beta_f \quad (33)$$

$\beta_o, \beta_g, \beta_w, \beta_f$ = compressibilité d'huile, gaz, eau, est pore (psi⁻¹)

S_o, S_g, S_w = saturation d'huile, gaz, est eau

Et:

$$\Delta P = p_i - p \quad (34)$$

II.1.6. Coefficient de Biot

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:

$$\sigma_{eff} = \sigma - \alpha P_p \quad (35)$$

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

$$\alpha = 1 - \frac{\beta m}{\beta b} \quad (36)$$

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 TIRANT, P., GAY, L., & KERBOURC, H. (1972). Biot, M. A. (1956).)

II.1.7. Coefficient de pression de pore (B)

Le coefficient de pression du pore de Skempton (B) est obtenu par un essai de pression hydrostatique non drainés, C'est le rapport d'un changement de pression du fluide de pore à la variation de la pression de confinement externe:

$$B = \frac{\Delta P_p}{\Delta P_c} \quad (37)$$

À faibles pressions de confinement, en général, $B = 1$, tandis qu'à forte pression de confinement, de manière générale, $B < 1$

II.2. Propriétés dynamiques de roche

II.2.1. Vitesses soniques longitudinale et transversale

La vitesse des ondes longitudinales ou de compression dans un milieu élastique est liée au module dynamique et au coefficient de Poisson par la relation :

$$V_c = \sqrt{\frac{E}{\rho} \frac{1-\nu}{(1+\nu)(1-2\nu)}} \quad (38)$$

La vitesse des ondes transversales (ou de cisaillement) s'exprime par la relation :

$$V_s = \sqrt{\frac{E}{2\rho(1+\nu)}} \quad (39)$$

Dans ces relations ρ désigne le poids spécifique du matériau .La vitesse V_c varie :

- de 1 500-2 000 m/s pour les roches tendres;
- a 4 000-5 000 m/s pour les grès et calcaires très consolidés.

Ces vitesses sont déduites de l'interprétation des logs soniques.

A partir des mesures de V_c et V_s , on déduit les valeurs du module dynamique et du coefficient de Poisson.

(Ducastelle, F. (1970).)

$$E_d = \frac{\rho_b V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{V_p^2 - V_s^2} = 2\mu(1 + \nu_d) \quad (40)$$

$$\mu_d = G_d = \rho V_s^2 = \frac{\rho_b}{t_s^2} a \quad (41)$$

$$v_d = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)} = \frac{\frac{1}{2} \left(\frac{t_s}{t_c} \right)^2 - 1}{\left(\frac{t_s}{t_c} \right)^2 - 1} \quad (42)$$

$$K_d = \rho_b \left(\frac{1}{t_c^2} - \frac{4}{3t_s^2} \right) a \quad (43)$$

(Bérest, P., Billiaux, D., Boulon, M., Cornet, F., David, C., Duffaut, P., ... & Henry, J. P. (2000).)

Où:

ρ_b = densité, (g/cm³)

v_d = Coefficient de Poisson dynamique,

$G_d = \mu_d$ = module de cisaillement dynamique, en psi,

E_d = module de Young dynamique, en psi,

K_d = module en bloc dynamique, en psi,

t_c = temps de passage de l'onde longitudinale, en $\mu\text{sec}/\text{ft}$,

t_s = temps de passage de l'onde transversale, en $\mu\text{sec}/\text{ft}$,

a = facteur de conversion = $1,34 \cdot 10^{10}$

V_p = vitesse de l'onde de compression, et

V_s = vitesse de l'onde de cisaillement.

III. CONTRAINTE S'EXERÇANT SUR LE RESERVOIR

III.1. Contrainte totale verticale et horizontale

La contrainte principale verticale ou contrainte géostatique (δ_1) (over burd en pressure) **Fig.III-6** est la contrainte due au poids des sédiments .et donnée par la relation suivante:

$$\delta_1 = \int_0^H \rho(H) \cdot g \cdot d(H) \quad (44)$$

Ou :

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

g : La gravité

Les contraintes principales horizontales δ_2 et δ_3 avec $\delta_2 > \delta_3$ (ne peuvent être prévues à partir de δ_1 et dépendent essentiellement de la tectonique du site :

- 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 certain cas particulier δ_2 et δ_3 peuvent être supérieur à δ_1 : anticlinaux très accentués par exemple

(MICHAEL.J/ECONOMEDES/KENITH.G NOLTE)

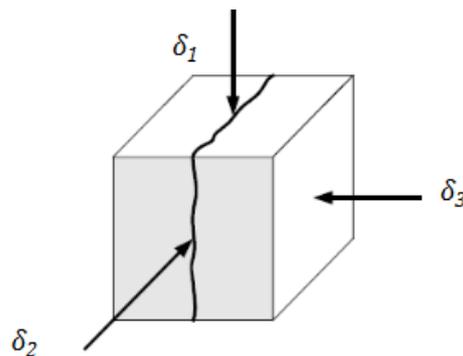


Fig.III-6: Contraintes principales

P. LE TIRRANT 1972

III.2. Contraintes totales et contraintes effectives

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

$$\sigma_i = \delta_i - \alpha P \quad (i=1,2,3) \quad (45)$$

Ou:

δ_i : contrainte totale;

σ_i : contrainte effective;

P : pression de pore, 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 :

$$\sigma_i = \delta_i - P \quad (46)$$

Pratiquement, nous raisonnerons surtout avec les contraintes effectives.

Dans un réservoir tectoniquement au repos on observe que les contraintes effectives verticales σ_1 horizontale σ_3 . Sont généralement telles que:

$$\sigma_3 = 0.25 \text{ à } 0.33 \sigma_1 \quad (47)$$

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

$$\sigma_3 = \frac{\nu}{\nu-1} \sigma_1 + 2\eta P \quad (48)$$

Où η Le coefficient poroélastique définie comme :

$$\eta = \alpha \frac{(1-2\nu)}{2(1-\nu)} \quad (49)$$

III.3. Contraintes effectives à la paroi du puits

Si la roche réservoir est assimilable à un milieu élastique, les contraintes effectives σ_θ et σ_r à la paroi du puits **Fig.III-7** s'expriment en fonction de σ_1 , σ_2 et σ_3 par les relations

$$\sigma_r = \frac{\sigma_2 + \sigma_3}{2} \left(1 - \frac{a^2}{r^2}\right) + \frac{\sigma_2 - \sigma_3}{2} \left(1 + \frac{3a^4}{r^4} - \frac{4a^2}{r^2}\right) \cos 2\alpha + P_w \frac{a^2}{r^2} \quad (50)$$

$$\sigma_\theta = \frac{\sigma_2 + \sigma_3}{2} \left(1 + \frac{a^2}{r^2}\right) + \frac{\sigma_2 - \sigma_3}{2} \left(1 + \frac{3a^4}{r^4}\right) \cos 2\alpha - P_w \frac{a^2}{r^2} \quad (51)$$

$$\tau_{r\theta} = -\frac{\sigma_2 + \sigma_3}{2} \left(1 + \frac{2a^2}{r^2} - \frac{3a^4}{r^4}\right) \sin 2\theta \quad (52)$$

Où:

a : rayon du puits;

r : distance d'un point quelconque du milieu poreux à l'axe du puits;

α : angle que fait le rayon vecteur du point avec la direction de la plus grande contrainte principale horizontale σ_2 .

P_w : Pression de puits

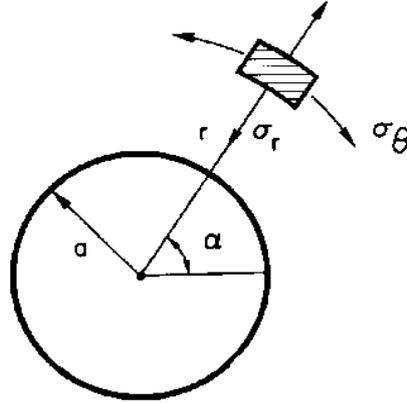


Fig.III-7: Contraintes au voisinage du puits par l'utilisation de coordonnées polaires

(LE TIRANT, P., GAY, L., & KERBOURC, H. (1972).)

À la paroi de puits on a :

$$\sigma_r = P_w$$

$$\sigma_\theta = (\sigma_2 + \sigma_3) + 2(\sigma_2 - \sigma_3) \cos 2\alpha - P_w \quad (53)$$

$$\tau_{r\theta} = 0$$

La contrainte tangentielle σ_θ est maximale à la paroi du puits pour $\alpha = 90^\circ$, c'est-à-dire dans la direction de la plus petite contrainte principale σ_3 :

$$\sigma_{\theta max} = 3\sigma_2 - \sigma_3 - P_w \quad (54)$$

Cette contrainte σ_θ est minimale dans la direction perpendiculaire, c'est-à-dire suivant σ_3 :

$$\sigma_{\theta min} = 3\sigma_3 - \sigma_2 - P_w \quad (55)$$

On peut donc prévoir que la fracture verticale s'initiera dans la direction σ_2 , soit la direction perpendiculaire à la plus petite contrainte principale σ_3 . Par contre la contrainte radiale σ_r à la paroi de puits $c - \hat{a} - d (a=r)$ est toujours égale P_w

Dans le cas particulier d'un état de contrainte isotrope dans le plan $\sigma_2 = \sigma_3$, on obtient:

$$\sigma_{\theta} = 3\sigma_3 \left(1 + \frac{a^2}{r^2}\right) + P_w \quad (56)$$

$$\sigma_r = \sigma_3 \left(1 - \frac{a^2}{r^2}\right) - P_w \quad (57)$$

La condition pour qu'une fracture se produise est celle aux points où σ_{θ} est minimale est:

$$\sigma_{\theta} = -T_0 \quad (58)$$

Où:

$$3\sigma_3 - \sigma_2 - P_b = -T_0 \quad (59)$$

Où:

$-T_0$: est la résistance à la traction de la roche, et le P_b est la pression de rupture.

(MICHAEL.J/ECONOMEDES/KENITH.G NOLTE)

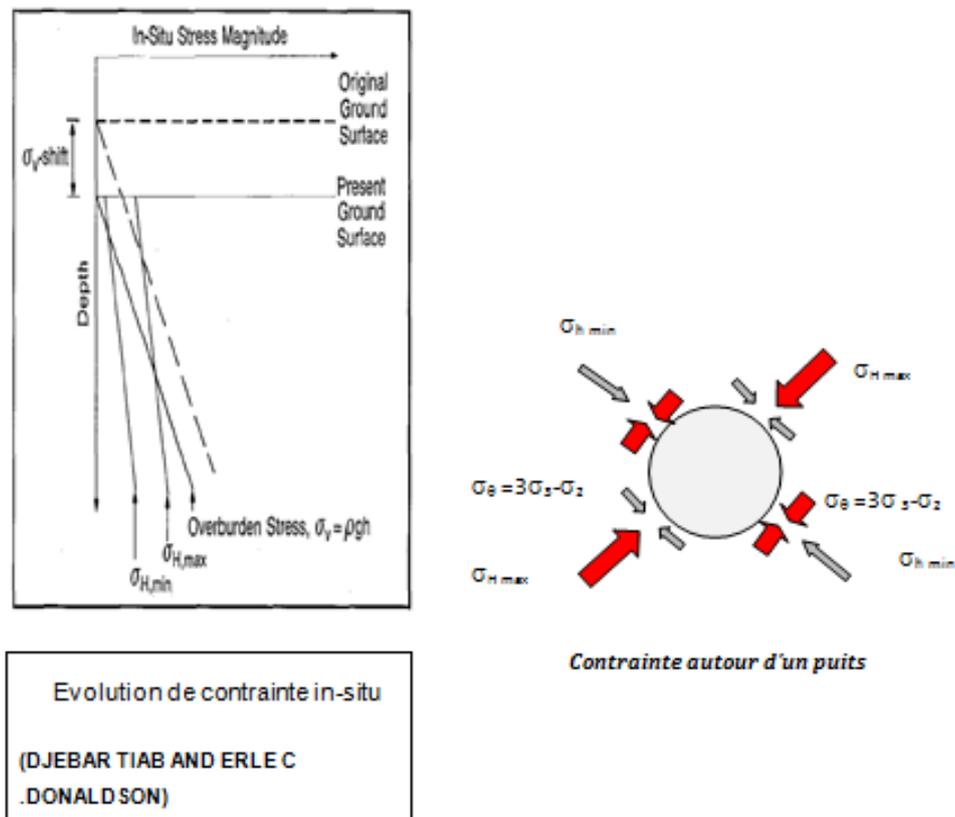


Fig.III-8:evolution des contraintes autour de puits

DJEBAR TIAB, ERLE C. DONALD SON 2015

IV. CRITERE DE MOHR-COULOMB

On admet souvent pour simplifier, en Mécanique des Roches, que l'enveloppe de Mohr est une droite et l'on définit ainsi le critère de Mohr-Coulomb qui s'écrit :

$$\tau = C + \mu\sigma \tag{60}$$

C : désignant la résistance intrinsèque au cisaillement du matériau, encore appelée cohésion

μ : Le coefficient de frottement interne du matériau

Considérons les contraintes principales extrêmes σ_1 et σ_3 . En fonction de ces valeurs, le critère de Mohr-Coulomb s'écrit :

$$\sigma_1(\sqrt{1 + \mu^2} - \mu) - \sigma_3(\sqrt{1 + \mu^2} + \mu) = 2C \tag{61}$$

Il existe ainsi deux plans de rupture possibles. Introduisons l'angle de frottement interne ϕ du matériau, défini par :

$$\mu = \tan \phi.$$

Les normales aux deux plans de rupture font l'angle $\frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2}$ avec la direction de la contrainte principale majeure σ_3 . Ces plans passent par l'axe de la contrainte principale intermédiaire σ_2 , on peut déduire de la relation (64) l'expression du critère en fonction des résistances à la compression R_C et à la traction R_T :

En compression : $\sigma_1 = \sigma_c$, $\sigma_3 = 0$ est

$$\sigma_c(\sqrt{1 + \mu^2} - \mu) = 2C \tag{62}$$

En traction : $\sigma_1 = 0$, $\sigma_3 = -\sigma_t$

$$\sigma_t(\sqrt{1 + \mu^2} + \mu) = 2C \tag{63}$$

On en déduit le rapport :

$$\frac{\sigma_c}{\sigma_t} = \frac{(1 + \mu^2) + \mu}{(1 + \mu^2) - \mu} \tag{64}$$

La relation peut être écrite: $\frac{\sigma_1}{\sigma_c} - \frac{\sigma_3}{\sigma_t} = 1$ (65)

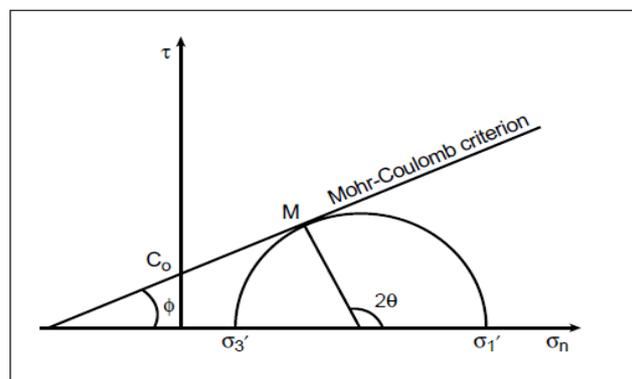


Fig.III-9: Critère de rupture Mhor coulomb

Bérest, P., Billiaux, D., Boulon, M., Cornet, F., David, C., Duffaut, P., ... & Henry, J. P. (2000).

Références bibliographiques

- [1] Alexander, S., Chaikin, P. M., Grant, P., Morales, G. J., Pincus, P., & Hone, D. (1984). Charge renormalization, osmotic pressure, and bulk modulus of colloidal crystals: Theory. *The Journal of chemical physics*, 80(11), 5776-5781.
- [2] Ducastelle, F. (1970). Modules élastiques des métaux de transition. *Journal de Physique*, 31(11-12), 1055-1062.
- [3] Liu, A. Y., & Cohen, M. L. (1989). Prediction of new low compressibility solids. *Science*, 245(4920), 841-843.
- [4] Biot, M. A. (1956). Theory of propagation of elastic waves in a fluid-saturated porous solid. II. Higher frequency range. *the Journal of the Acoustical Society of America*, 28(2), 179-191.
- [5] Zoback, M. D., & Healy, J. H. (1984). Friction, faulting and «in situ» stress. In *Annales Geophysicae* (Vol. 2, No. 6, pp. 689-698). Gauthier-Villars.
- [6] LE TIRANT, P., GAY, L., & KERBOURC, H. (1972). P., MOULINIER, J. and VEILLON, D. *Manuel de fracturation hydraulique*.
- [7] Leca, E., & Panet, M. (1988). Application du calcul à la rupture à la stabilité du front de taille d'un tunnel. *REV FR GEOTECH*, (43).
- [8] Bérest, P., Billiaux, D., Boulon, M., Cornet, F., David, C., Duffaut, P., ... & Henry, J. P. (2000). Manuel de Mécanique des Roches, Tome 1: Fondements. *Paris: Les presses de l'Ecole des Mines*.
- [9] Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2015). *Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*. Gulf professional publishing.

I. Introduction à la stimulation

La stimulation a été introduite pour la première fois aux États-Unis en 1947, elle a pris une importance sans cesse plus grande dans l'industrie pétrolière et son emploi s'est rapidement généralisé aux réservoirs divers et a des profondeurs de plus en plus grande plus de 5000 m.

On entend par stimulation toute opération qui a pour but d'améliorer d'une façon considérable la productivité ou l'injectivité d'un puits, en agissant sur le facteur principal qui est la perméabilité, en d'autres termes la stimulation est toute opération qui vise à restaurer la perméabilité aux abords du puits en éliminant l'endommagement. **P. Le TIRANT.1972**

Cependant, il existe plusieurs types de stimulation :

- **Fracturation hydraulique**

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

- **Fracturation à l'acide**

Dans la fracturation à l'acide, le fluide de 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.

- **Acidification**

Elle consiste à injecter un volume d'acide contenant des additifs chimiques avec une pression d'injection inférieure à la pression de génération d'une fracture. L'acide donc sert à dissoudre certaines particules obturant les pores de formation, solubiliser certains composés de la roche elle-même et modifier l'état physico-chimique. **P. Le TIRANT.1972**

II. Origine, croissance et application de la technologie de fracturation hydraulique

La fracturation hydraulique est un procédé au moyen duquel un agent fluide sert à exercer une pression susceptible d'engendrer la création de fissures ou d'élargir des fissures existantes dans des roches pétrolifères souterraines. Soumettre un réservoir de pétrole ou de gaz

à la fracturation hydraulique a pour objet de permettre au drainage du pétrole ou du gaz de se faire plus facilement entre la formation qui les renferme et le puits de forage; il s'agit de procédés que l'on désigne du nom stimulation.

Les premières découvertes de pétrole et de gaz ont été des suintements qui se manifestent aux endroits où les hydrocarbures gisaient à la surface de la terre. Au début, les travaux d'exploration avaient comme objet de localiser des réservoirs dont le pétrole ou le gaz s'écoule aisément et activement vers la surface, au cours des derniers 127 ans, le pétrole et le gaz ont été extraits de réservoirs situés dans plusieurs régions au monde. Au départ, ces réserves produisent abondamment et, dans de nombreux cas, ne réclamaient aucun recours à des mesures de stimulation.

On désigne du nom de réservoir classique (conventionnel) ce type de réservoir de pétrole ou de gaz naturel caractérisé par un haut degré de perméabilité et une production abondante. Au fil du temps, un grand nombre de ces sources de d'hydrocarbures ont été découvertes et sont maintenant en voie d'épuisement.

Dans la plupart des cas, les nouvelles ressources de pétrole et de gaz en voie de développement se trouvent dans des réservoirs qui éprouvent plus de difficulté à produire. On parle alors de ressources non conventionnelles et ces sources d'hydrocarbures ne peuvent être récupérées qu'à l'aide de technologies à caractère unique et différente.

Depuis plus de soixante ans, l'industrie continue à mettre au point de nouvelles mesures améliorées et rentables de stimulation des réservoirs par fracturation. Ces améliorations portent sur les types de FFH, les équipements de surface et de fond ainsi que les applications sur ordinateur; elles touchent, en outre, la modélisation des traitements par fracturation et les questions scientifiques liées à la création de fractures par rapport aux contraintes de nature tectonique. Depuis la mise en service commerciale de la FH vers la fin des années 1940, plus d'un million de puits ont été forés et stimulés à l'aide de ce procédé.

Société Canadienne des Gaz non Conventionnelle(SCGNC)

III. Mécanisme de fracturation hydraulique

III.1. Initiation et extension de la fracture

La FH consiste à injecter à un débit approprié, un fluide plus ou moins visqueux, de manière à créer au droit de la formation productrice une pression croissante à mesure que l'injection se poursuit. La FH de la roche à la paroi de puits intervient à une pression appelée

pression d'initiation de la fracture p_i si p_c désigne la pression de couche (ou pression de gisement), nous appellerons Δp_i l'accroissement de la pression p_i dans le puits au-delà de la pression de couche p_c .

$$\Delta p_i = p_i - p_c$$

Lorsque le fluide filtre dans la roche, l'accroissement de pression dans le puits s'accompagne d'une diminution des contraintes effectives s'exerçant sur la formation, tandis que la perméabilité de la roche augmente continuellement à cause de l'ouverture de progressive des fissures de la roche. La pression d'initiation de la fracture est très faible lorsque la perméabilité de la roche atteint quelques dizaines de md. L'extension de la fracture s'effectue à une pression appelée la pression d'extension p_e , inférieure ou égale à la pression d'initiation.

P. Le TIRRANT.1972

Le schéma ci-dessous **Fig.IV-1** représente le profil de pression en fonction du temps pour un traitement de fracture:

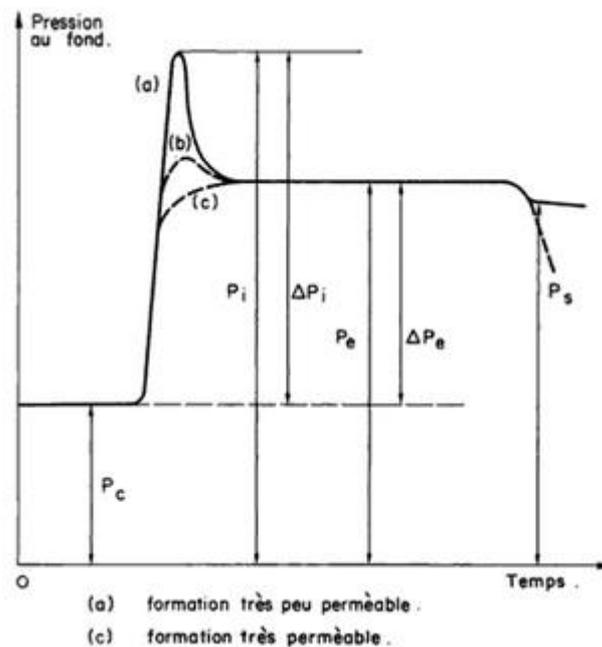


Fig.IV-1: Evolution théorique de la fracture au cours de la FH

(P. Le TIRRANT.1972)

Dans la roche, la fracture propage dans un plan perpendiculaire à la plus petite contrainte s'exerçant sur le réservoir. A faible profondeur, moins de 600m, la fracture se développe généralement dans un plan horizontal. Aux profondeurs plus importantes, et en

particulier au-delà de 1000m, la fracture se développe généralement dans un plan vertical. Dans les modèles, elle est supposée soit symétrique par rapport au puits, soit développée d'un seul côté du puits.

P. Le TIRRANT.1972

III.2.Maintien de l'ouverture de la fracture

Au fur et à mesure de l'extension de la fracture, on injecte un matériau granulaire, appelé agent de soutènement en suspension dans le fluide, destiné à maintenir la fracture ouverte. Dans la formation gréseuses les agents de soutènement présentant une très bonne perméabilité (sable, billes de verre). Ils empêchent la fracture de se renfermer quand on arrête le pompage en fin de traitement. Les agents de soutènement ne doivent pas être pompés que lorsque la fracture a atteint des dimensions géométriques (épaisseur de fracture particulièrement) suffisantes pour laisser passer ces derniers. **P. Le TIRRANT.1972**

III.3.Fermeture du puits

Cela permet à l'excédent de pression de se résorber par filtration du fluide de fracturation à travers les parois de la fracture .Elle est essentielle pour les fracturations avec agent de soutènement de manière à permettre que ceux –ci soient bloqué en place avant que le puits ne soit dégorgé. **P. Le TIRRANT.1972**

III.4.Dégorgement et mise en production du puits

Il faut évacuer au mieux non seulement le fluide de traitement contenu dans la fracture résiduelle mais aussi encore le fluide qui a filtré dans la formation. **P. Le TIRRANT.1972**

IV. Géométrie de la fracture

Dans le cas d'une fracture verticale, on admet généralement que la fracture soit verticale symétrique par rapport au puits, soit une fracture totalement asymétrique par rapport au puits et enfin partielle asymétrique. Dans le cas d'une fracture horizontale, la géométrie radiale circulaire ne représente évidemment qu'une grossière approximation, il existe toujours un développement préférentiel à l'échelle du champ. **JHON L. GIDLY.1989**

Les dimensions d'une fracture sont illustrées dans la figure suivante **Fig.IV-2** :

- **La longueur X_f :**

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

- **L'épaisseur W :**

C'est l'écartement entre les deux faces verticales de la fracture

- **La hauteur H :**

C'est la distance suivant la verticale entre les deux points associés à une épaisseur nulle
Tout cela concerne la fracture verticale, pour ce qui est de la fracture horizontale on aura la hauteur qui remplace l'épaisseur et le contraire. Chaudhry,

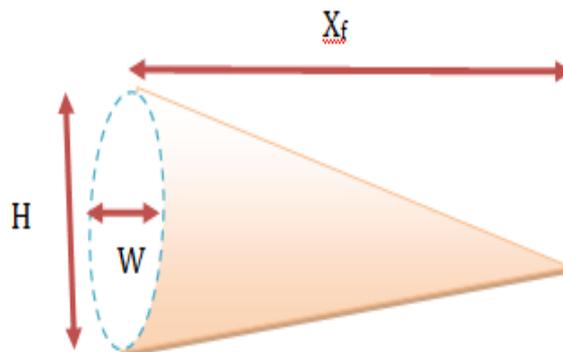


Fig.IV-2: Schéma de fracture verticale

V. Conductivité adimensionnelle de la fracture

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

$$F_{CD} = \frac{k_f \cdot W_f}{k \cdot X_f}$$

Ou :

X_f : Extension de la fracture.

W_f : Épaisseur de la fracture.

K : La perméabilité de la formation.

K_f : La perméabilité de la fracture.

$C_f = K_f * W_f$: Conductivité de fracture

Nous verrons que ce variable est important dans la conception d'un processus de traitement de fracture. **Chaudhry, A. U. (2003)**

VI. Modèle de propagation de la fracture

La nécessité de prévoir le comportement d'un système, ou d'interpréter sa réponse, mène à une tentative de décrire sa structure, et de développer un modèle qui pourrait être employé comme outil de prévision ou d'interprétation. Pour des traitements de stimulation, la modélisation implique un mélange de différents composants tels que la mécanique des roches, caractéristiques aérodynamiques, rhéologie, transfert de chaleur et théorie cinétique des réactions.

Deux ensembles de lois sont exigés :

- lois fondamentales qui sont des principes physique (la masse, élan, et économies d'énergie),
- lois constitutives: règles inclut l'élasticité de roche et la rhéologie de fluide qui décrit le comportement d'un système sous un certain nombre de conditions.

Ces lois sont dérivées des prétentions physiques, ou d'un ajustement des observations expérimentales. Accouplement de ces deux ensembles d'équations avec les états de frontière qui représentent typiquement les actions externes, à comme conséquence une formulation mathématique très complexe.

La modélisation des processus de stimulation est une tâche complexe. Un fluide injecté dans la formation modifie la distribution de pression et d'effort dans la formation, créant des conditions favorables pour la propagation d'une fracture qui se compose d'un canal étroit et long en lequel les flux de fluide injectés. Il échange la chaleur avec la formation, et une partie des flux de fluide dans la formation *unfractured* (*leakoff*) et enfin une réaction chimique peut se produire entre le fluide (si c'est un acide) et la formation

Pour résoudre le problème couplé, une discrétisation du domaine ou sa frontière (telle que le réservoir ou une fracture) est nécessaire, aussi bien qu'écrire les équations sous une

forme qui peut être résolue avec le calcul numérique. **Michael J. Economides, Kenneth G. Nolte. 1989**

VI.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.

Le modèle GDK basé sur les hypothèses écoulement 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, et la fracture à une section elliptique dans le plan horizontal. (**Economides 1994**)

La figure **Fig.IV-3** suivante présente une représentation schématique d'une fracture par le modèle GDK:

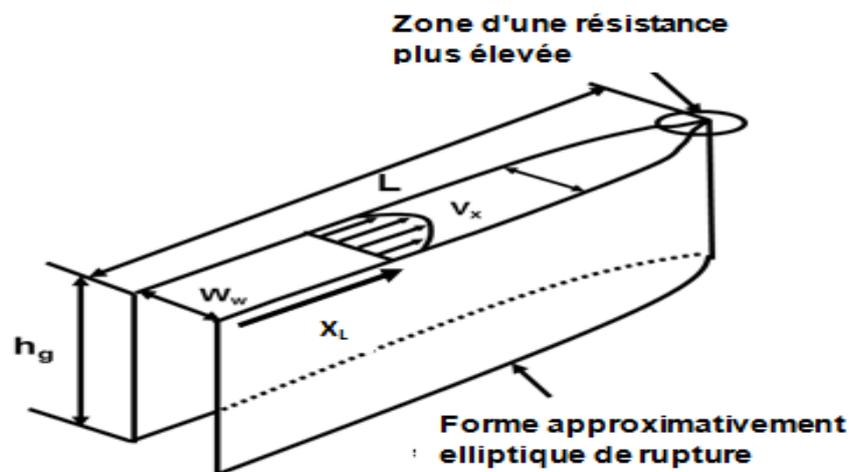


Fig.IV-3: modèle GDK de fracture (JHON L. GIDLY.1989)

VI.2. Modèle PKN

Ce modèle est en premier lieu développé par PERKINS KERN NORDGREN puis modifié par d'autres, le modèle PKN néglige l'effet de tip de la fracture et la mécanique de rupture et est basé sur le flux de fluide et leurs gradients de pression. D'autres hypothèses du modèle PKN sont 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 monodimensionnel et dirigé suivant L. (**Economides 1994**)

La figure **Fig.IV-4** suivante présente une représentation schématique d'une fracture par le modèle PKN:

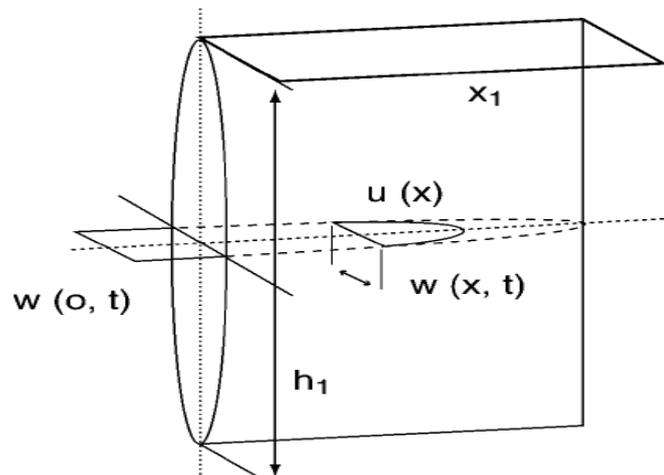


Fig.IV-4: Modèle PKN de fracture (JHON L. GIDLY.1989)

VI.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, et présente seulement des faibles intercalations des barrières. Dans ce cas une faible hauteur de formation est perforée, ainsi la fracture est assurée par s'initialiser en un point et se développe radialement.

La méthode de calcul est basée sur les hypothèses que la hauteur de la fracture varie suivant la longueur, la section verticale est supposée elliptique et la fracture se développe radialement. **JHON L. GIDLY.1989**)

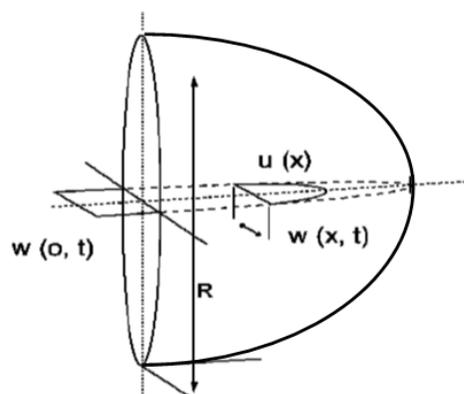


Fig.IV-5: Modèle radial de fracture (JHON L. GIDLY.1989)

VI.4. Détermination de modèle de propagation

La figure **Fig.IV-6** ci-dessous montre l'évolution de la géométrie de la fracture et de pression pour un cas idéal avec des barrières d'un effort plus élevé que celui de réservoir qui permettent la prolongation efficace de la fracture. Durant la phase initiale de propagation (stage 01), la surface de la fracture augmente avec un modèle radial si la source de l'injection est concentrée dans un point, ou bien avec une forme elliptique si la source d'injection est sous forme d'une ligne (intervalles perforés), son aspect peut être approximé par le modèle GDK.

Pour cette phase initial, la pression net décroît avec l'injection pour les deux modèles, et typiquement c'est une droite d'une pente négative, ça dépend de l'efficacité de fluide et les frictions a l'entrés des perforations. Donc une pression décroissante reflète la préférence de la fracture de se développer dans un modèle radial ou GDK. Le stage 1 apparait seulement pour une petite durée de temps dans une zone relativement petite.

On remarque également que la fracture verticale se propage d'une manière similaire au modèle PKN après que le modèle radial ou GDK rencontre des barrières en dessous et en dessus, ils forcent la fracture à devenir relativement longue comparé à son hauteur au fur et à mesure de l'augmentation de la pression comme on vient de le remarquer dans la figure ci-dessous (stage 02). Pour ce type de propagation la pente de la droite log-log est positive, ça dépend de l'efficacité de fluide et les frictions à son entré dans les perforations.

Si les barrières supérieur et inférieur représente des efforts très élevées, le développement verticale de la fracture restreint et la pente sera valide jusqu'à la pression net s'approche à une valeur au-dessus de la déférence d'effort entre la barrière supérieur et inferieur. Apres la taille commence à augmenter de manière significative et la pression sera approximativement constante.

La figure **Fig.IV-6** montre que la pression est limité par en dessous par $P_c = \sigma_{min}$ et en dessus par l'effort des barrières soumise à une contrainte inférieur. Si l'un des barrières est absent $\Delta\delta = 0$ la fracture va continuer à se propager sous un critère radial. Ainsi la décroissance de la pression net durant le stage 1 peut être interprété comme une indication d'une croissance sans restriction d'une fracture en évolution radial dans un plan verticale après la période de développement initiale. **Michael J.Economides, Kenneth G. Nolte.1989**

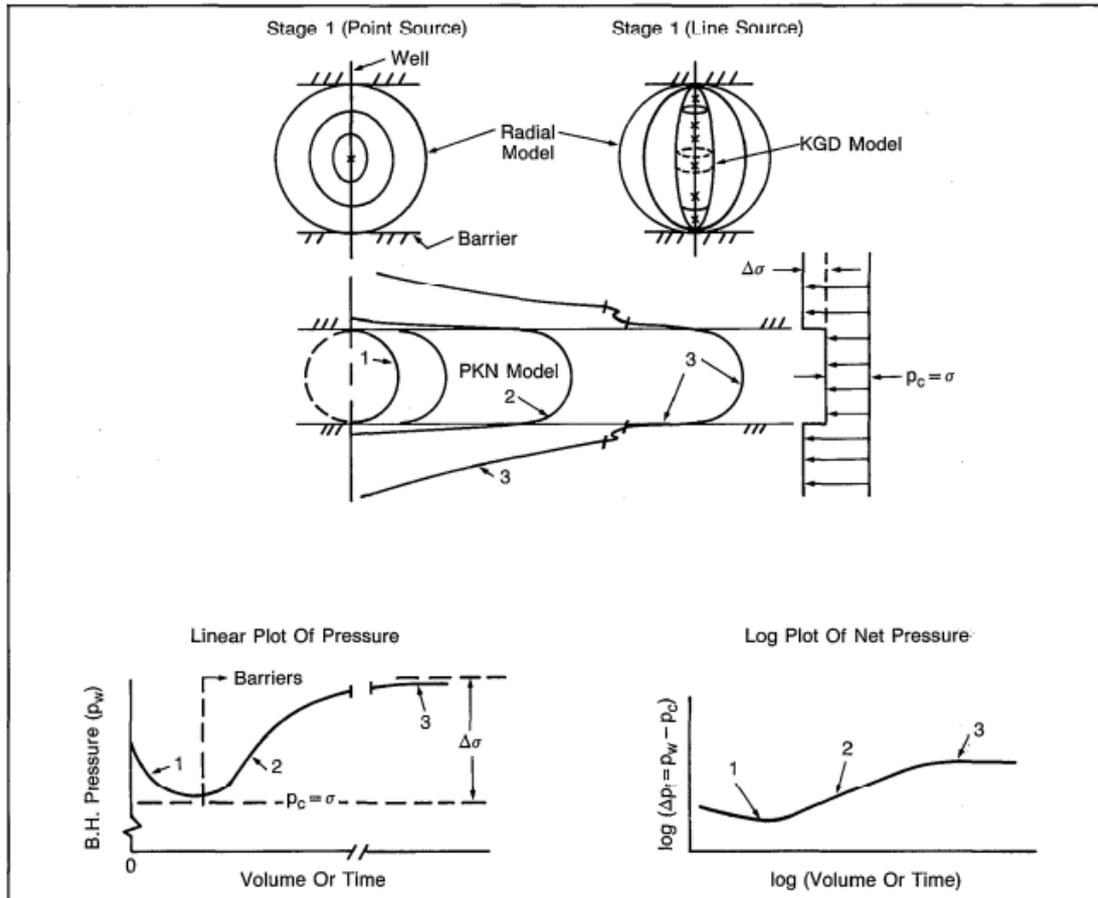


Fig.IV-6: Evolution de la géométrie de la fracture et de pression durant le pompage

Michael J.Economides, Kenneth G. Nolte.1989

VII. Méthode de Nolte et analyse de déclin

VII.1.Développement des équations

L'analyse de pression, indépendante au modèle de propagation utilisé, est basée sur deux expressions de bilan matière. Pendant le pompage, le volume total injecté $q_i t_p$, doit être égal au volume de la fracture créée V_f plus le volume filtré dans la formation pendant le pompage V_{Lp} c'est-à-dire :

$$q_i t_p = V_f(t_p) + V_{Lp} \tag{1}$$

Après shut-in le volume de la fracture à n'importe quel temps donné, Δt est :

$$V_f(t_p) - V_f(\Delta t) = V_{Ls} \tag{2}$$

Ou :

t_p : Temps de pompage

Δt : Temps de fermeture

$V_f(t_p)$: Le volume de la fracture à la fin de la période de pompage

$V_f(\Delta t)$: Le volume de la fracture à n'importe quel temps après shut-in

V_{Ls} : Le volume totale de fluide filtré dans la formation entre le temps de shut-in t_p et Δt

En développant l'équation précédente, NOLTE a trouvé :

- le volume total de filtrat de fluide pendant le pompage de $t = 0$ à t_p ou $A = A_p$ est donnée par :

$$\left\{ \begin{array}{l} V_{Lp} = \int_0^{t_p} q_L = \frac{2C_L A_p}{\sqrt{t_p}} \int_0^{t_p} 2 \sqrt{t/t_p} dt = 2C_L A_p \sqrt{t_p} * 4/3 \dots\dots\dots (UB) \\ V_{Lp} = \int_0^{t_p} q_L = \frac{2C_L A_p}{\sqrt{t_p}} \int_0^{t_p} \pi/2 dt = 2C_L A_p \sqrt{t_p} * \pi/2 \dots\dots\dots (LB) \end{array} \right. \quad (3)$$

Avec :

(UB) : *Upper bound* (limite supérieure) qui correspond à une filtration négligeable.

(LB) : *Lower bound* (limite inférieure) qui correspond à une filtration prédominante.

C_L : Coefficient de filtration (ft/min^{1/2}).

A_p : Surface de filtration à la fin du pompage (ft²).

A : Surface de filtration durant le pompage (ft²)

- le volume de filtrat de fluide après *shut-in* entre $\Delta t_D = 0$ ($\Delta t = 0$) et Δt_D est donnée par (en supposant que la surface A_p ne change pas):

$$\left\{ \begin{array}{l} V_{Ls} = 2C_L A_p \sqrt{t_p} \left(\frac{4}{3} \left[(1 + \Delta t_D)^{3/2} - (\Delta t_D)^{3/2} - 1 \right] \right) \dots\dots\dots (UB) \\ V_{Ls} = 2C_L A_p \sqrt{t_p} \left(\left[(1 + \Delta t_D) \sin^{-1}(1 + \Delta t_D)^{-1/2} + (\Delta t_D)^{1/2} - \pi/2 \right] \right) \dots\dots\dots (LB) \end{array} \right. \quad (4)$$

Avec

$$\Delta t_D = \Delta t / t_p \tag{5}$$

Δt_D : Temps adimensionnel

Δt : Le temps après shut in

La surface A_p est souvent remplacée par $r_p A_f$

Avec :

$$r_p = h_p / h_f \tag{6}$$

h_p : Hauteur perméable.

h_f : Hauteur de la fracture.

A_f : Surface de la fracture.

- Au moment de fermeture de la fracture Δt_c , on aura le volume filtré V_{Ls} après l'arrêt des pompes égal au volume de la fracture V_f , delà on aura

$$\left\{ \begin{array}{l} V_f = 2C_L r_p A_f \sqrt{t_p} \left(\frac{4}{3} \left[(1 + \Delta t_{cD})^{3/2} - (\Delta t_{cD})^{3/2} - 1 \right] \right) \dots \dots \dots \text{(UB)} \\ V_f = 2C_L r_p A_f \sqrt{t_p} \left(\left[(1 + \Delta t_{cD}) \sin^{-1} (1 + \Delta t_{cD})^{-1/2} + (\Delta t_{cD})^{1/2} - \pi/2 \right] \right) \dots \text{(LB)} \end{array} \right. \tag{7}$$

Michael J.Economides, Kenneth G. Nolte.1989

VII.2.efficacité du fluide (η):

L'efficacité (η) est le rapport :

$$\eta = V_f / V_i \tag{8}$$

$$V_i = (1 + V_f / V_{lp}) V_{lp} \tag{9}$$

V_f : Volume de la fracture.

V_i : Volume total injecté.

$$\eta = (V_f/V_{Lp}) / (1 + V_f/V_{Lp}) \tag{10}$$

Le rapport V_f/V_{Lp} peut alors être obtenu par

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{V_f}{V_{Lp}} = \left[(1 + \Delta t_{CD})^{3/2} - (\Delta t_{CD})^{3/2} - 1 \right] \dots\dots\dots \text{(UB)} \\ \frac{V_f}{V_{Lp}} = \left[(1 + \Delta t_{CD}) \sin^{-1}(1 + \Delta t_{CD})^{-1/2} + (\Delta t_{CD})^{1/2} - \pi/2 \right] / (\pi/2) \dots\dots\dots \text{(LB)} \end{array} \right. \tag{11}$$

Michael J.Economides, Kenneth G. Nolte.1989

VII.3.Extension et largeur de la fracture

On a:

$$V_i = q_i t_p = V_f(t_p) + V_{lp} \tag{12}$$

$$V_i = (1 + V_f/V_{lp}) V_{lp} \tag{13}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} V_i = \left(1 + \frac{V_f}{V_{lp}} \right) 2C_L r_p A_f \sqrt{t_p} * 4/3 \dots\dots\dots \text{(UB)} \\ V_i = \left(1 + \frac{V_f}{V_{lp}} \right) 2C_L A_p \sqrt{t_p} * \pi/2 \dots\dots\dots \text{(LB)} \end{array} \right. \tag{14}$$

Suivant les modèles GDK et PKN on a:

$$A_f = 2h_f x_f \tag{15}$$

Alors

$$\left\{ \begin{array}{l} x_f = (1 - \eta) q_i t_p / (4C_L r_p h_f \sqrt{t_p} * 4/3) \dots\dots\dots \text{(UB)} \\ x_f = (1 - \eta) q_i t_p / (4C_L r_p h_f \sqrt{t_p} * \pi/2) \dots\dots\dots \text{(LB)} \end{array} \right. \tag{16}$$

Et on a :

$$W = \frac{V_f}{A_f} \text{ Alors :} \tag{17}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} W_{moy} = \left(\frac{\eta}{1-\eta} \right) (2C_L r_p \sqrt{t_p} * 4/3) \dots\dots\dots \text{(UB)} \\ \\ W_{moy} = \left(\frac{\eta}{1-\eta} \right) (2C_L r_p \sqrt{t_p} * \pi/2) \dots\dots\dots \text{(LB)} \end{array} \right. \tag{18}$$

Michael J.Economides, Kenneth G. Nolte.1989

VII.4.Analyse de déclin de pression

NOLTE exprima la relation entre la largeur de la fracture moyenne W_{moy} et la pression nette dans la fracture par l'équation suivante:

$$W = c_f \Delta p_f = c_f (p_w - p_c) \tag{19}$$

Et :

$$\left\{ \begin{array}{l} c_f = \frac{\pi\beta}{2E'} h_f \text{ Pour le modèle PKN} \\ \\ c_f = \frac{\pi\beta}{2E'} x_f \text{ Pour le modèle GDK} \\ \\ c_f = \frac{\pi\beta}{2E'} \left(\frac{32}{3} \pi^2 R \right) \text{ Pour le modèle radial} \end{array} \right. \tag{20}$$

Où :

W : Largeur (ft).

Δp_f : Pression net dans la fracture (psi).

p_w : Pression de traitement au fond (psi).

p_c : Pression de fermeture de la fracture (psi).

c_f : Conformité de fracture (ft/psi).

E' : module de déformation plane (tension) (psi).

Et β donné par :

$$\left\{ \begin{array}{l} \beta = (2n' + 2)/(2n' + 3 + a) \text{ Pour PKN} \\ \beta = 0.9 \text{ Pour GDK} \\ \beta = 3\pi^2/32 \text{ Pour le modèle radial.} \end{array} \right. \quad (21)$$

Avec n' : Exposant dans le modèle rhéologique de puissance.

a : Coefficient de dégradation généralement égal a 1.

- A partir le bilan matière après shut-in on a

$$-\frac{dV_f}{d\Delta t} = -A_f \frac{dw}{d\Delta t} q_L \quad (22)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} -A_f c_f \frac{d\Delta P_f}{d\Delta t} = \frac{2c_f r_p A_f}{\sqrt{t_p}} \left[2((1 + \Delta t_D)^{1/2} - (\Delta t_D)^{1/2}) \right] \dots\dots\dots \text{(UB)} \\ -A_f c_f \frac{d\Delta P_f}{d\Delta t} = \frac{2c_f r_p A_f}{\sqrt{t_p}} \sin^{-1}(1 + \Delta t_D)^{-1/2} \dots\dots\dots \text{(LB)} \end{array} \right. \quad (23)$$

- En intégrant l'équation (22) entre $\Delta t_D = 0$ et Δt_D , avec $P_c = \text{Cte}$ (Pression de fermeture) :

$$P_w(\Delta t_D = 0) - P_w(\Delta t_D) = \frac{\pi c_L r_p \sqrt{t_p}}{2c_f} G(\Delta t_D) \text{ Pour (UB) et (LB)} \quad (24)$$

Avec :

$P_w(\Delta t_D)$: La pression après le shut in.

$P_w(\Delta t_D = 0)$: La pression de traitement au fond qui correspond au début de la fermeture.

Ou :

$$\left\{ \begin{array}{l} G(\Delta t_D) = \frac{16}{3\pi} \left[(1 + \Delta t_D)^{3/2} - (\Delta t_D)^{3/2} - 1 \right] \dots\dots\dots \text{(UB)} \\ G(\Delta t_D) = \frac{4}{\pi} \left[(1 + \Delta t_D) \sin^{-1}(1 + \Delta t_D)^{-1/2} - (\Delta t_D)^{1/2} - \frac{\pi}{2} \right] \dots\dots\dots \text{(LB)} \end{array} \right. \quad (25)$$

Nolte, K. G. (1986, December 1); Michael J.Economides, Kenneth G. Nolte.1989

Cette fonction (G) forme une relation linéaire avec la pression au cours de la fermeture de la fracture **Fig.IV-7**, delà, la pente de la droite obtenue est :

$$m = \frac{\pi c_L r_p \sqrt{t_D}}{2c_f} \quad (27)$$

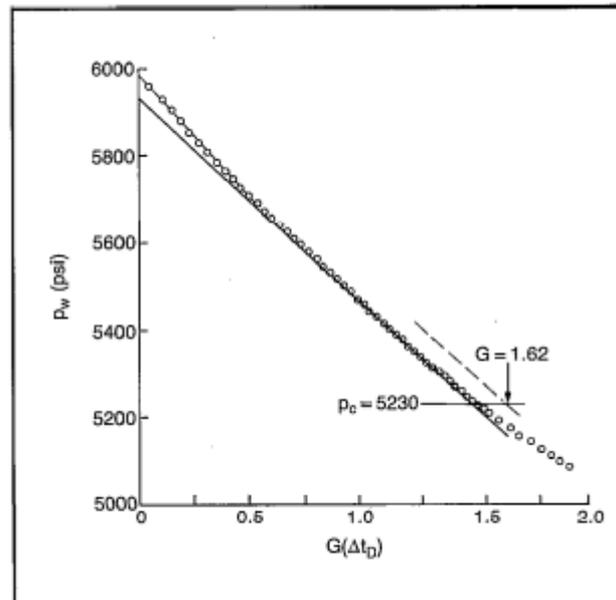


Fig.IV-7: Courbe $P_w = F(G(\Delta t_D))$

Michael J.Economides, Kenneth G. Nolte.1989

VII.5.Procédure de l'analyse:

- ✓ Après le shut in, on dessine la courbe $P_w = F(G(\Delta t_D))$
- ✓ En dessinant la tangente (Voir dessin), le point de déviation de la courbe représente le point de fermeture de la fracture.
- ✓ A partir de la droite on déduit la pente (m).
- ✓ Suivant le mode de filtration, on travail soit avec les formules (UB) ou (LB).
- ✓ On choisit un modèle de propagation, et on détermine : (β) (c_f)
- ✓ On détermine le coefficient de filtration à partir de la formule de la pente (m)

- ✓ On détermine l'efficacité (η).
- ✓ Et en fin on détermine la longueur et la largeur à partir

VII.6. Le volume Pad:

C'est le volume utilisé pour créer la fracture:

$$Pad\ volume = V_i(1-\eta)/(1+\eta) \quad (28)$$

V_i : Volume injecté.

Nolte, K.G. July 1986

Référence bibliographique:

- [1] Société Canadienne des Gaz non Conventionnelle(SCGNC). Introduction à la fracturation hydraulique. information au sujet des ressources énergétiques canadiennes en émergence. 24 pages. Repéré à <https://www.google.fr/search?hl=fr&q=information+au+sujet+des+ressources+%C3%A9nerg%C3%A9tiques+canadiennes+en+%C3%A9mergence+CGNC#hl=fr&q=introduction+a+la+fracturation+hydraulique>
- [2] Le, T. P., Gay, L., & In Association de recherche sur les techniques d'exploitation du pétrole,. (1972). Manuel de fracturation hydraulique. Paris: Technip.
- [3] Gidley, J. L., & Society of Petroleum Engineers. (2007). Recent advances in hydraulic fracturing. Richardson, TX: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers.
- [4] Economides, M. J., & Economides, M. J. (2013). Petroleum production systems. Upper Saddle River, NJ: Prentice Hall.
- [5] Economides, M. J., & Nolte, K. G. (2000). Reservoir stimulation. Chichester [u.a.: Wiley.
- [6] Cramer, D. D. (1996, January 1). Rewards & Pitfalls of Using Treating Pressure Analysis for Evaluating Fracture Design. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/36772-MS
- [7] Nolte, K.G. July 1986.Determination of Proppant and Fluid Schedules from Fracturing Pressure Decline,” SPEPE (July 1986a)
- [8] Chaudhry, A. U. (2003). Gas well testing handbook. Amsterdam: Elsevier/Gulf Professional Pub.
- [9] Nolte, K. G. (1986, July 1). Determination of Proppant and Fluid Schedules From Fracturing-Pressure Decline. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/13278-PA
- [10] Nolte, K. G. (1986, December 1). A General Analysis of Fracturing Pressure Decline With Application to Three Models. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/12941-PA

I. Fluides de fracturation

I.1. Introduction

Le fluide de fracturation est un élément essentiel du traitement par fracturation hydraulique. Ses principales fonctions doivent ouvrir la fracture et transporter les agents sur toute la longueur de la fracture. Par conséquent, les propriétés visqueuses du fluide sont généralement considérées comme le plus important. Cependant, réussir les traitements de fracturation hydraulique exige que le fluide doit posséder d'autres propriétés spéciales. En plus de la bonne viscosité dans la fracture, ils devraient se casser et nettoyer rapidement une fois que le traitement est terminé, assurez un bon contrôle des pertes de fluide, faible perte de frottement pendant le pompage et être économiquement rentable et applicable en questions de sécurité pour les êtres vivants et l'environnement. **P. LE TIRRANT 1972**

I.2. Types de fluide de fracturation

Le choix du type de FFH se fait en fonction des propriétés du réservoir. Bien que l'on ait recours de plus souvent à des fluides à base d'eau, certains réservoirs se composent de types de roches qui contiennent des argiles sensibles ç l'eau et on utilise alors d'autres types de fluides. Dans tous les cas, qu'il s'agisse d'un liquide ou d'un gaz, le FF est injectés sous pression dans le réservoir afin d'engendrer la formation d'un réseau de fractures et de le maintenir ouvert. Parmi les autres types de FF utilisés, on compte notamment des gaz, tels le CO₂, N₂, propane et des fluides à base de pétrole. L'eau est le fluide le plus couramment utilisé aux fins de FH en raison du fait qu'elle est peu couteuse et abondante.

Société Canadienne des Gaz non Conventionnelle(SCGNC)

I.3. Propriétés de fluide de fracturation:

Le fluide de fracturation possède une forte viscosité et faible filtration pour obtenir une bonne épaisseur et une bonne extension de fracture et pour assurer une bonne mise en place des agents de soutènement (capacité de transport d'agents de soutènement lourds et en proportion importante), une faible friction pour limiter la puissance de pompage nécessaire lors de l'injection, une bonne compatibilité avec la roche et les fluides de formation, faible teneur en produits solides insolubles et création d'un minimum de produits de réaction insolubles pour ne pas endommager la formation, facile à déplacer par les hydrocarbures en

place dans le gisement, faible viscosité (lors du dégorgeement) et faible densité pour faciliter le dégorgeement et la mise en production et enfin adaptés aux températures rencontrées lors de l'opération à réaliser (en particulier la viscosité dépende fortement des contraintes, de cisaillement, de la durée et de la température). **HISSEIN, A. D. (2011)**

Ces différentes propriétés sont obtenues en ajoutant des additifs au fluide de base.

I.4. Composition de fluides de fracturation

La composition du fluide de fracturation varie d'une compagnie à une autre, en fonction des caractéristiques du milieu. Beaucoup de compagnies refusent de donner une liste des composés chimiques qu'elles utilisent, cela diminuerait leurs compétitivités en matière de recherche.

Le diagramme des proportions des principaux composants **Fig.V-1**:

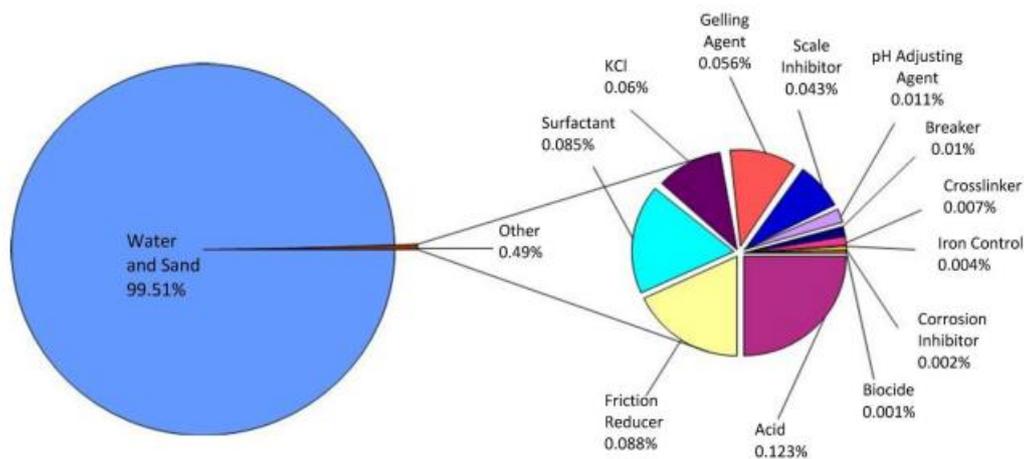


Fig.V-1: composition des fluides de fracturation à base d'eau

Arthur, J. D., Bohm, B. K., Coughlin, B. J., Layne, M. A., & Cornue, D. 2009

I.5. Additif :

Un fluide de fracturation n'est généralement pas simplement un liquide et un matériau viscosifiant tel que l'eau, polymère HPG, polymère d'huile ou diesel et polymère de phosphate d'aluminium. Divers additifs sont utilisés pour briser le fluide. Une fois le travail terminé, contrôlez la perte de liquide, dommages de masse, ajuster le pH, contrôler les bactéries ou améliorer la stabilité à haute température. **P. Le TIRANT 1972**

Les additifs ajoutés au fluide de fracturation sont des produits chimiques que l'on retrouve dans des produits de consommation réguliers comme des désinfectants, des produits cosmétiques, alimentaires et pharmaceutiques. L'ensemble de ces additifs comptent pour moins d'un demi pour cent (0,5 %) du total du liquide de fracturation.

Un tableau présentant ces additifs hautement dilués utilisés, comprenant leur classification, concentration et utilisation, est présenté ci-dessous **Tableau V-1**:

Tableau V-1: additifs ajouté au fluide de fracturation

Additifs ajoutés au fluide de fracturation hydraulique généralement utilisés par Questerre				
Concentration Typique	Type d'additif	Composé principal	But	Utilisation générale du composé
96,26 %	Eau	Eau	Utilisée pour accroître la fracturation et introduire un agent de soutènement (sable)	Irrigation, fabrication, alimentation humaine (breuvage, baignade, cuisson)
3,62 %	Agent de soutènement	Sable de silice flexible	Maintien les fracturations ouvertes pour permettre au gaz de s'échapper vers le puits de forage	Utilisé en tant remplissage sur du gazon synthétique, litière sur les terrains de gymnastique intérieurs et matériel antidérapant sur les planchers de béton pour filtrer l'eau et pour fabriquer du verre
0,048 %	Réducteur de friction	Polyacrylamide	Ajouté aux fluides de fracturation pour minimiser la friction	Utilisé dans les jouets, les couches, les verres de contact et la chirurgie esthétique faciale

0,038 %	Surfactant gélifiant	Triméthylolctadécylammonium Xylène sulfonate de sodium Isopropanol	Utilisé pour réduire la tension de surface des fluides de fracturation afin d'améliorer la récupération du liquide du puits après la fracturation	Utilisé dans les nettoyants tout usage, les désinfectants, les vaporisateurs pour pièce, les cosmétiques, les articles de toilette et les dissolvants de vernis à ongles assouplisseur et conditionneur
0,016 %	Brisant	Hypochlorite de sodium	Brise le gélifiant afin de permettre à l'eau et au sable de s'écouler plus librement dans les fracturations	Utilisé dans les agents de blanchiment pour la lessive, la chloration de l'eau, les désinfectants et les vaporisateurs sanitaires quotidiens
0,012 %	Gélifiant d'eau	Gomme de guar Huile de base à faible toxicité	Rend l'eau plus visqueuse et apte à maintenir le sable en suspension	utilisé dans les produits pharmaceutiques, les cosmétiques, le dentifrice, la crème à raser, la peinture ainsi que pour accroître la durée de conservation de produits (notamment la crème glacée, les boissons gazeuses, la confiture, le pain, le fromage, le jambon, la nourriture pour animaux, etc.
0,005 %	Contrôle de l'argile	Amine quaternaire	Évite le gonflement et la migration de l'argile	Désinfectants, produits assouplissants et agents antistatiques (p. ex. dans les shampoings)

0,002 %	Contrôle du fer	Monohydrate nitrilotriacétate de trisodium	Prévient la précipitation des oxydes ferreux	Détergents domestiques et industriels, produits de nettoyage revêtement dur
0,001 %	Démulsio- neur	Isopropanol	Utilisé pour enrayer les émulsions (eau dans l'huile ou l'inverse)	Utilisé dans les nettoyeurs tout usage, les désinfectants, les vaporisateurs pour pièce, les cosmétiques, les articles de toilette et les dissolvants de vernis à ongles
0,0004 %	Inhibiteur de corrosion	Méthanol	Prévient la précipitation du carbonate et du tartre de soufre dans les systèmes de frac-turation et la corrosion des matériaux de forage	Utilisé dans le liquide lave-glace, l'antigel, les plastiques, la peinture et en tant que combustible
0,00002 %	Antimousse	Phosphate de tibutyl	Réduit la viscosité et le poids de la boue	Utilisé dans les herbicides et en tant que solvant pour l'encre, les gommes et les adhésifs
Additifs ajoutés au fluide de fracturation hydraulique déclarés par d'autres entreprises				
0,05 %	Agent Antibact- érien	Hydroc- loric- Acid	Inhibe la croissance de bactéries dans l'eau	Désinfectants, stérilisant pour les équipements médicaux et dentaires

HISSEIN, A. D. (2011)

II. Filtration

II.1.introduction

Du point de vue de la fracturation, on distingue habituellement trois catégories de fluides de fracturation : les fluides où 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 et les fluides où la filtration est contrôlée par la formation d'un dépôt (ou cake) aux parois de la fracture, tels que les gels avec réducteur de filtrat.

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

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

(1)

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.

P. Le TIRANT 1972

II.2.Fluides où la filtration est contrôlée 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

$$C_v = 2.24 \times 10^{-3} \left(\frac{(k \cdot \Phi \cdot \Delta P)}{z} \right)^{0.5} \quad (2)$$

Où:

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

K : perméabilité de la formation (md).

Φ : porosité.

Z : viscosité du fluide (poises).

$\Delta P = P_f - P_c$: perte de charge entre le fracture et la couche (bar).

A cette catégorie, se rattachent les fluides très visqueux (dispersion eau dans l'huile) utilisés dans le procédé "super frac" d'humble. **CRAFT(B.C), HOLDEN(W.R.) et GRAVES(E.D.) 1962**

II.3. Fluides ou la filtration est contrôlée par la compressibilité

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

$$C_c = 1,78 \cdot 10^{-3} \sqrt{\left(\frac{k \cdot B \cdot \Phi}{Z}\right)} \cdot \Delta P \quad (3)$$

D'où :

C_c : constant 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).

$\Delta P = P_f - P_c$: Perte de charge entre la fracture et la couche (bar).

Ces fluides sont peu efficaces et nécessitent des débits très importants pour la fracturation hydraulique. **CRAFT(B.C), HOLDEN(W.R.) et GRAVES(E.D.) 1962**

II.4. Fluide ou la filtration est contrôlée par la formation d'un cake

La filtration ultérieure en fonction du temps dépend surtout de la perméabilité du cake, à partir de l'application de la loi de darcy le coefficient serait :

$$C_w = \Psi \cdot \sqrt{\frac{k \cdot \Delta P}{Z}} \quad (4)$$

D'où

K : perméabilité du cake. Z : viscosité du filtrat.

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

Ψ : Constante

Cette troisième catégorie, qui utilise des gels avec réducteur de filtrat, est de loin la plus employée. Ces agents forment un cake sur la surface filtrante.

Si l'on porte graphiquement les valeurs expérimentales du volume filtré en fonction de la racine carrée du temps **Fig.V-2** 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.

En prolongeant la droite de pente m vers l'axe des ordonnées, on obtient une certaine valeur OA appelée filtration instantanée ou *spurt loss*. Il est alors possible d'écrire que le volume filtré cumulé V à l'instant t est :

$$V = S_p + t^{1/2} \quad (5)$$

La relation entre m et C est obtenue en différenciant l'équation (V) puis en comparant à (1). On obtient alors, à un coefficient de conversion d'unités près, la relation :

$$Cw = \frac{m}{2S} \quad (6) \quad (S : \text{surface de filtration})$$

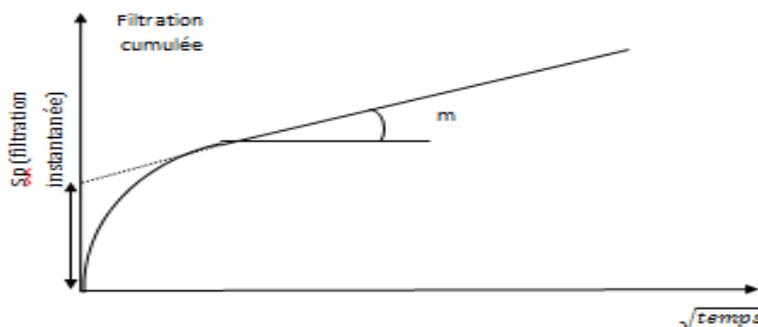


Fig.V-2 : L'allure de la courbe de filtration des fluides formant un cake sur la formation .CRAFT(B.C), HOLDEN(W.R.) et GRAVES(E.D.) 1962

II.5.Coefficient de filtration totale

Le coefficient de filtration totale donné par la relation suivante :

$$C_t = \frac{1}{\frac{1}{C_v} + \frac{1}{C_w} + \frac{1}{C_c}} \quad (7)$$

III. Efficacité de fluide de fracturation

L'efficacité est définie comme étant le volume de la fracture divisé par le volume total pompé. Elle dépend de débit, de la viscosité du fluide de fracturation, des caractéristiques de filtration de la roche, plus le débit augmente, plus le temps de pompage et la filtration totale sont diminués, la longueur augmente et par conséquent l'efficacité augmente, viscosité de fluide : plus le fluide de fracturation est visqueux, plus les pertes de charge dans la fracture sont élevées et donc, la pression augmente ce qui implique l'augmentation de l'ouverture de la fracture. La filtration diminue ce qui donne l'accroissement de l'efficacité.

P. Le TIRRANT 1972

IV. Agents de soutènement

IV.1.Introduction

Matériel non compressible, soit le plus souvent de sable ou des microbilles de céramique, qui est ajouté au fluide de fracturation et pompé dans les fractures ouvertes en vue d'éviter qu'elles ne se referment sur elles-mêmes au moment de la chute de pression à la fin du traitement. Le succès d'une FH dépend parfois des qualités de soutènement utilisé, donc il doit être assez résistant pour maintenir la fracture ouverte et supporter les contraintes appliquées sur lui, être distribuées d'une manière à permettre l'écoulement des fluides vers le puits de production et garder ces propriétés mécaniques au fil du temps en résistant

SOVICHE(G.), CASTEL(Y.) et BARON(G.).1965

IV.2.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 élastiques-fragiles (rupture fragile), Ce sont : les sables et les billes de verre (haute résistance).

- Agent de soutènement élasto-plastique, Ce sont : les coquilles de noix (de moins en moins employées), certains polymères (difficilement utilisables au-delà de 80-100°C), les billes d'aluminium (pratiquement abandonnées) et les billes d'acier (qui pourraient être envisagées avec l'utilisation des fluides très visqueux. SOVICHE(G.), CASTEL(Y.) et BARON(G.).1965

IV.3. Agents de soutènement utilisé actuellement

- **Bauxite:**

Est l'agent de soutènement utilisé à Hassi-Messaoud par Halliburton. Son nom commercial est le Super Prop 20/40, il est l'agent le plus dense de tous les agents utilisés avec une densité de 3.5 à 3. La Bauxite **Fig.V-3** est produite à partir d'un minerai (Oxyde d'aluminium « AL₂O₃ »). Le minerai est sous forme de poudre fine où elle est placée dans des pastilles (Boulettes) et est filtrée à des températures au-dessus du point de fusion de la bauxite. **Seccombe, J. C., & Anderson, G. E. (1982, January 1).**

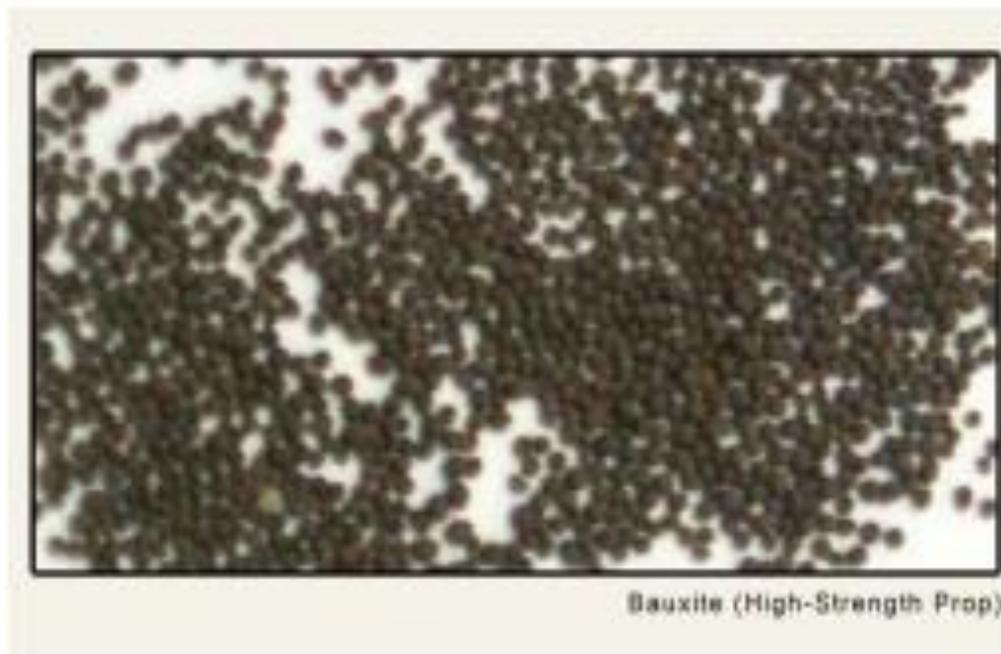


Fig.V-3: Agent soutènement de type Bauxite

Seccombe, J. C., & Anderson, G. E. (1982, January 1).

- **ISP (Intermediat Strength Proppant):**

Est l'agent de soutènement utilisé par Dowell. Il est fabriqué à partir de la céramique fondue encapsulé par de la résine. Ces différentes caractéristiques sont résumés dans les figures suivantes **Fig.V-5; Fig.V-6**



MaxPROP ISP intermediate-strength ceramic proppant.

Fig.V-4: agent de soutènement de type ISP

Tolan, M. P., Tibbles, R. J., Alexander, J. G., Wassouf, P., Schafer, L., & Parlar, M. (2009, January).

	16/30		20/40		30/50		40/70	
Typical Sieve Analysis*	+16	0	-16+20	0	-20+30	0	-30+40	2
	-16+20	74	-20+30	94	-30+40	60	-40+50	77
sieve no.	-20+30	25	-30+40	6	-40+50	40	-50+70	21
% retained	-30	1	-40	0	-50	0	-70	0
Median Particle Diameter								
mm	0.897	0.697	0.444	0.315				
inches	0.035	0.027	0.017	0.012				
Specific Gravity (grams/cc)	3.2	3.2	3.2	3.2				
Acid Solubility (%)	6.5	6.5	6.5	6.5				
Sphericity Roundness (Krumbein & Sloss)	0.9	0.9	0.9	0.9				
Absolute Volume (gal/lb)	0.037	0.037	0.037	0.037				
Bulk Density								
grams/cc	1.80	1.80	1.80	1.80				
lb/ft ³	112.3	112.3	112.3	112.3				
Crush-Resistance (stresses tested & % fines)								
7,500 psi	-	4.6	0.5	-				
10,000 psi	5.6	2.0	1.3	1.0				



16/30 ISP



20/40 ISP



30/50 ISP



40/70 ISP

* All tests follow ISO 13503-2:2006/API RP-19C procedures by Stjm-Lab, Inc. and all values are typical.
 * Sieve Retention to a minimum of 99% of total sample should fall between the adjacent sieve sizes

Fig.V-5: Résumé des propriétés typiques (ISP)
Prop Supply & Service, LLC (d/b/a Rainbow Ceramics)

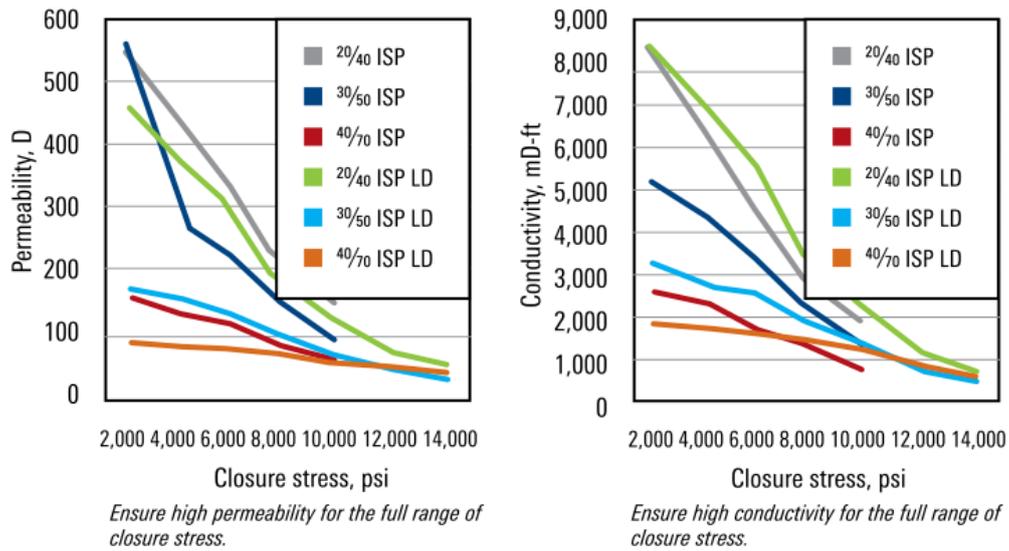


Fig.V-6: L'influence de la pression de fermeture sur la conductivité et la perméabilité des agents de soutènements de type ISP . [Tolan, M. P., Tibbles, R. J., Alexander, J. G., Wassouf, P., Schafer, L., & Parlar, M. (2009, January)].

Référence bibliographique:

- [1] Société Canadienne des Gaz non Conventionnelle (SCGNC). Introduction à la fracturation hydraulique. information au sujet des ressources énergétiques canadiennes en émergence. 24 pages. Repéré à <https://www.google.fr/search?hl=fr&q=information+au+sujet+des+ressources+%C3%A9nerg%C3%A9tiques+canadiennes+en+%C3%A9mergence+CGNC#hl=fr&q=introduction+a+la+fracturation+hydraulique>
- [2] Le, T. P., Gay, L., & In Association de recherche sur les techniques d'exploitation du pétrole,. (1972). Manuel de fracturation hydraulique. Paris: Technip.
- [3] Arthur, J. D., Bohm, B. K., Coughlin, B. J., Layne, M. A., & Cornue, D. (2009, January). Evaluating the environmental implications of hydraulic fracturing in shale gas reservoirs. In SPE Americas E&P environmental and safety conference. Society of Petroleum Engineers.
- [4] HISSEIN, A. D. (2011). BASSES-TERRES DU SAINT-LAURENT ET LEUR POTENTIEL EN HYDROCARBURE. Mémoire de Maîtrise en Science de la Terre de l'Université de Laval Québec: 158 p. repéré à [http://www.questerre.com/assets/Fact%20Sheets/Hydraulic%20Fracturing%20Background%20\(2\).pdf](http://www.questerre.com/assets/Fact%20Sheets/Hydraulic%20Fracturing%20Background%20(2).pdf)
- [5] Craft. (1962). Well Design Drilling and Production. New Jersey: s.n
- [6] SOVICHE(G.), CASTEL(Y.) et BARON(G.). 1965. Etude de soutènement des fractures en conditions de fond
- [7] Seccombe, J. C., & Anderson, G. E. (1982, January 1). Selection Of A Fracture Proppant In A Tight Gas Field, Bauxite Vs. Sand, Wamsutter Area, Wyoming. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/10827-MS
- [8] Tolan, M. P., Tibbles, R. J., Alexander, J. G., Wassouf, P., Schafer, L., & Parlar, M. (2009, January). Gravel Packing Long Openhole Intervals With Viscous Fluids Utilizing High Gravel Concentrations: Toe-to-Heel Packing Without the Need for Alternate Flow Paths. In *Asia Pacific Oil and Gas Conference & Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- [9] Prop Supply & Service, LLC (d/b/a Rainbow Ceramics), leading supplier of ultra-lightweight, lightweight, intermediate- and high-strength ceramic proppants based in Houston, Texas. url: www.rainbowproppants.com/.../RC_PropMaster_Data_Sheet.pdf

I. Etat de puits à fracturer

I.1. Historique du puits

Un historique détaillé de toutes les opérations entreprises sur le puits au cours du forage, du tubage, de la complétion, des essais et de la production antérieure et enfin des traitements précédentes s'il y a lieu. **P. Le TIRRANT 1972**

I.2. Complétion du puits

La complétion sera adaptée au traitement qui devra être injecté de façon aussi précise que possible. La réalisation du traitement implique une bonne isolation des niveaux à stimuler et une excellente liaison formation /gaine de ciment/ tubage. Ainsi que l'état des équipements du puits devra permettre l'injection en toute sécurité, il est nécessaire donc de prévoir des coefficients de sécurité suffisants afin de faire face à toutes augmentations possibles de la pression en cours de traitement. **P. Le TIRRANT 1972**

I.3. État des perforations

Le type de perforation et leur densité sont des facteurs très importants pour la réussite d'une fracturation. La distribution des perforations dans le liner, peut favoriser ou freiner le placement de propant ainsi que leur diamètre. Avec une densité des perforations, la perte de charge à travers ces derniers est grande, ce qui fait réduire l'entrée du fluide et de l'agent de soutènement. **P. Le TIRRANT 1972**

I.4. État de cimentation

Le contrôle de l'état de cimentation de la colonne de production constitue la première opération à exécuter, il est nécessaire de vérifier l'isolation parfaite des niveaux à stimuler (adhérence de la cimentation du tubage à la formation) afin d'obtenir la protection contre les fluides indésirables et éviter le cheminement préférentiel (*channeling*) des fluides derrière le tubage et de mieux contrôler l'extension éventuelle de la fracture. **P. Le TIRRANT 1972**

II. Programme de fracturation hydraulique

La réalisation d'un programme de fracturation est nécessaire avant de passer à l'opération de FH. Ce programme contient toutes les démarches à suivre dès l'installation des équipements au voisinage de puits jusqu'à la fin.

On cite les équipements utilisés dans l'opération de fracturation hydraulique, les démarches de sécurité à suivre lors de l'exécution, les durées de traitement, l'estimation de

programme d'injectivité (data frac réalisé, types fluide injectés, débit et volume injectés), les types de propant et les produits chimiques ajoutés au liquide principal, explications détaillées de la procédure dans chaque étape ainsi des courbes des résultats qu'on espère obtenir et leur évaluation (dimensions de la fracture) et enfin estimation des résultats obtenue après les tests et traitement principale ce qui permet d'évaluer l'efficacité de l'opération.

Afin de réaliser un tel programme on doit examiner soigneusement le rapport fin de forage, complétion, équipements, état actuel de puits et la qualité de cimentation. Les caractéristique pétrographique et pétrophysique de réservoir, nature de fluide en place, historique de la production du puits, opérations antérieurs sur le puits sont également prises en considération pour choisir la zone a fracturer.

Actuellement on utilise des simulateurs pour préparer les programmes de FH, ce qui facilite la tâche et rend possible de modifier plusieurs paramètres pour trouver le traitement optimal.

III. Essais préalables sur le puits

III.1. Test d'injectivité

III.1.1. Définition

Nous désignons par « test d'injectivité », l'injection de fluide, en régime de fracturation, préliminaire au traitement de fracturation hydraulique proprement dit. **P. Le TIRRANT 1972**

III.1.2. Objet du test d'injectivité

Le test d'injectivité s'avère indispensable pour vérifier que la formation absorbe le fluide, déterminer le gradient de fracturation et par suite la pression en tête. Ce test demeure encore très utile si le puits est colmaté. S'il y a lieu, une injection préalable de quelques mètres cubes d'acide permettra de décolmater les abords immédiats du puits et de réduire très notablement le gradient apparent de fracturation. **P. Le TIRRANT 1972**

III.1.3. Déroutement du test

Lorsque la fracturation hydraulique est pratiquée couramment sur le champ, le test d'injectivité précède immédiatement le traitement proprement dit, avec le même matériel de pompage et au débit prévu pour ce traitement. Dans le cas de réservoir profonds, ou hétérogènes ou dont le gradient de fracturation est mal connu, il sera utile de procéder à un test d'injectivité avant de décider du choix du traitement de fracturation hydraulique

Eventuellement, on opérera, de préférence, à un débit inférieur au débit normal de FH de façon à limiter la puissance nécessaire sur le champ. **P. Le TIRRANT 1972**

III.2. Test de MINI frac (Shadow frac)

III.2.1. Définition

Le Shadow frac est un ensemble de tests consécutifs effectués sur la formation permettant par leur interprétation, de fournir les informations nécessaires sur les conditions régnantes dans le réservoir et élaborer le design de notre opération de fracturation. Le design du traitement de fracture exige plusieurs paramètres tel que la pression de fermeture, le coefficient de filtration, l'efficacité du fluide, la géométrie de la fracture et les pertes de charge.

Ces paramètres qui sont obtenus à partir des mini-fracs permettent d'établir le programme de fracturation concernant les rampes de pompage des billes (Agent de soutènement), débit et les volumes du fluide injecté.

De Bree, P., & Walters, J. V. (1989, December

Talley, G. R., Swindell, T. M., Waters, G. A., & Nolte, K. G. (1999)

III.2.2. Différents tests de mini frac

III.2.2.1. Step rate test

Ce test est utilisé pour déterminer la pression d'extension de la fracture. et la pression de fermeture, Il consiste d'abord à injecter à faible débit le fluide de base comme l'eau traitée pour les réservoirs de faible perméabilité. Mais, pour les réservoirs de haut perméabilité, des fluides de polymère sont utilisés pour contrôler la perte fluide. Puis à augmenter progressivement ce débit par incrément, et le maintenir pendant un temps suffisant jusqu'à la stabilisation de la pression (5 à 10 min). **Lacy, L. L., & Hudson, H. G. (1995, January 1)**

Tout cela doit être accompagné d'un enregistrement continu de la pression, et on obtient une courbe de la forme suivante **Fig.VI-1:**

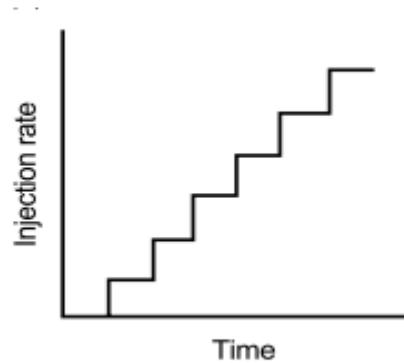


Fig.VI-1: step rate test

Economides, M. J., & Nolte, K. G. (2000)

On trace après la courbe P en fonction de Q, en rapportant les valeurs maximales atteintes pendant chaque incrément de débit, et on obtient **Fig.VI-2**:

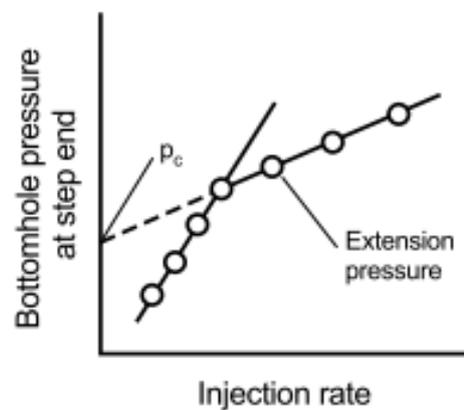


Fig.VI-2: Step Rate Test (estimation de la pression de fermeture et la pression de propagation) Economides, M. J., & Nolte, K. G. (2000)

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 des pentes. Ainsi on peut déterminer la pression de propagation c'est l'intersection entre les deux lignes d'écoulement, et la pression de fermeture c'est l'extrapolation de la ligne d'écoulement dans la fracture.

Pereira Suzart, J. W., Ludovice Melo, R. C., & Moreto, R. A. (2010, January 1)

III.2.2.2.Pump in/flow back test

C'est un test qui est utilisé pour déterminer la pression de fermeture, il vient directement après le step rate test, nécessitant l'utilisation du même fluide que celui du test précédant. Il est divisé en deux étapes :

- **L'étape Pump in**

Consiste à continuer l'injection avec le débit du dernier incrément du step rate test, et le maintenir pendant un temps suffisant pour injecter un certain volume compris entre 50 à 150 bbl, puis à fermer le puits. Ainsi cette étape s'achève.

Hsiao, C., & Tsay, F. S. (1990, January 1).

- **L'étape flow back**

Consiste à ouvrir le by-pass et à laisser le fluide injecté sortir du puits à un faible et constant débit. Puis on arrête la purge, Le débit de flow back est important pour estimer la pression de fermeture exactement.

La figure **Fig.VI-3** ci-dessous montre l'influence du débit de flow back sur la réponse de pression, Les trois courbes représentent les réponses de pression pour trop bas, correct et trop élevé débits. Le débit correct est habituellement 1/6 au 1/4 dernier débit d'injection. Hsiao, C., & Tsay, F. S. (1990, January 1).

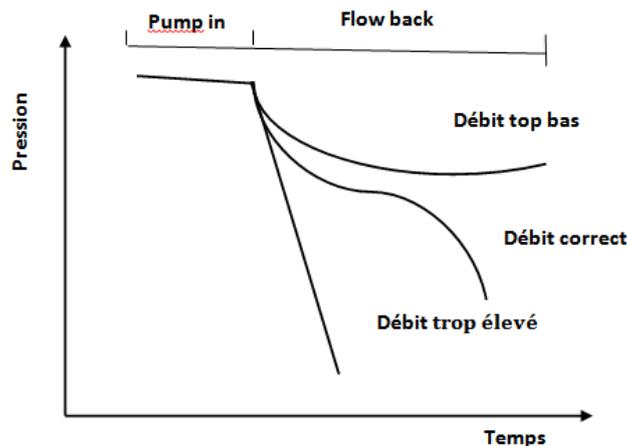


Fig.VI-3: Influence du débit sur les tests Flow back

Economides, M. J., & Nolte, K. G. (2000)

La pression de fermeture est estimée en dessinant deux tangentes sur la courbe de réponse de pression comme montré dans la figure **Fig.VI-4**. L'intersection de ces deux tangentes donne la pression de fermeture. Economides, M. J., & Nolte, K. G. (2000)

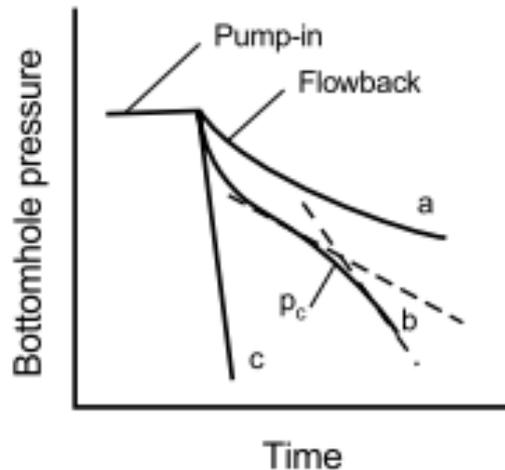


Fig.VI-4: Estimation de la pression de fermeture

Economides, M. J., & Nolte, K. G. (2000)

III.2.2.3. Test de déclin de pression

Ce test consiste à créer une mini-fracture dans la formation avec le même fluide que celui proposé pour le traitement principal. Il se divise en deux étapes :

- Étape MINIFRAC, qui permet de déterminer le modèle de propagation.
- Étape FALL-OFF ou chute de pression après MINIFRAC, qui permet de déterminer l'efficacité du fluide, la filtration du fluide et la géométrie de la fracture (largeur et longueur).

Il consiste en premier lieu à injecter le fluide dans la formation avec le débit du traitement principal proposé, et le maintenir jusqu'à pomper 10 à 15% du volume total proposé pour le traitement en question. Puis à arrêter l'injection et fermer le puits pour entrer dans la seconde phase qui est le FALL-OFF, en laissant la pression au fond chuter. **Lee, W. S. (1985, January 1).**

La pression doit être mesurée pendant la MINIFRAC et après jusqu'au déclin complet de la pression comme illustré dans la figure **Fig.VI-5.**

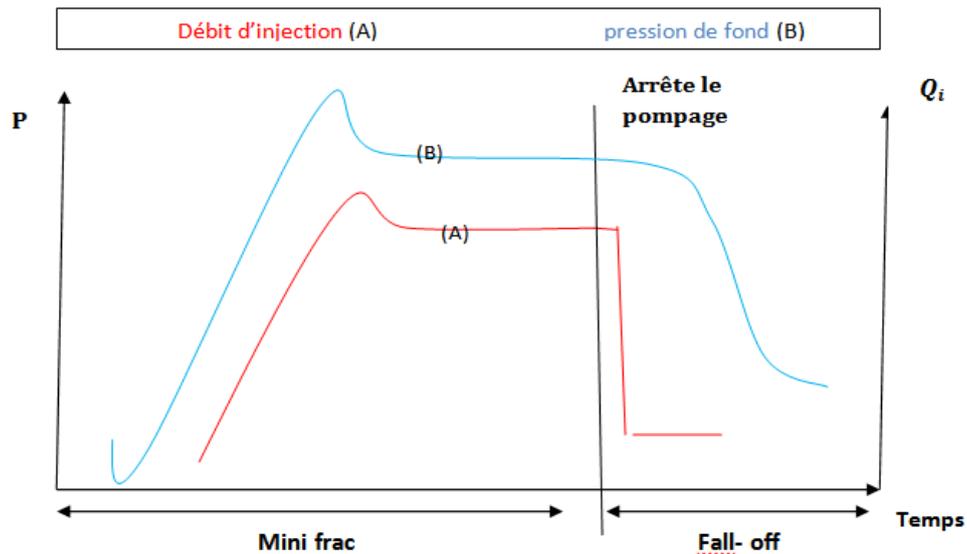


Fig.VI-5: Test de déclin de pression après shut-in

Godbey, J. K., & Hodges, H. D. (1958, January 1).

IV. Thermométries (Température Log)

Les enregistrements thermométriques permettent en générale d'obtenir des indications précises sur l'extension verticale de la fracture aux abords immédiats du puits, il peut être appliqué dans les puits tubés et perforés comme dans les puits en découvert. Les enregistrements doivent être effectués à différentes époques et commencées environ quatre heures après la fin du pompage. **Biot, M. A., Masse, L., & Medlin, W. L. (1987, November 1)**

V. Le traitement principal proprement dite (main frac)

V.1. Injection d'un Pad

Le Pad c'est un fluide de fracturation généralement du gel réticulé très visqueux non chargé en agent de soutènement, injecté en tête dont le but est d'amorcer et de développer une fracture en lui donnant une largeur telle qu'elle permette le passage des billes.

V.2. Injection du slurry

Le slurry est un mélange de gel réticulé et l'agent de soutènement (propan) avec des additifs (breakers et retardateurs), ce mélange est utilisé pour maintenir la fracture.

V.3.La chasse du slurry

Dans cette étape, on chasse le slurry par un gel linéaire facile à évacuer lors du dégorgeement.

P. Le TIRRANT 1972.

VI. Problèmes au cours de la fracturation hydraulique

Il existe plusieurs problèmes qui s'avèrent très difficile à éviter malgré le progrès technique dans le domaine de fracturation hydraulique tel:

VI.1.Phénomène de tortuosité

L'existence de la tortuosité aux abords du puits **Fig.VI-6**, est due essentiellement à la courbure du au chemin initié des abords du puits jusqu'au bout de la fracture. Il peut être causé soit par une mauvaise cimentation ou par la distribution des contraintes par rapport aux perforations.

La création d'un tel chemin dans le puits provoque l'augmentation de la pression de fond pendant le pompage et dans certain cas des Screen-out prématurés. **Economides, M. J., & Nolte, K. G. (2000)**

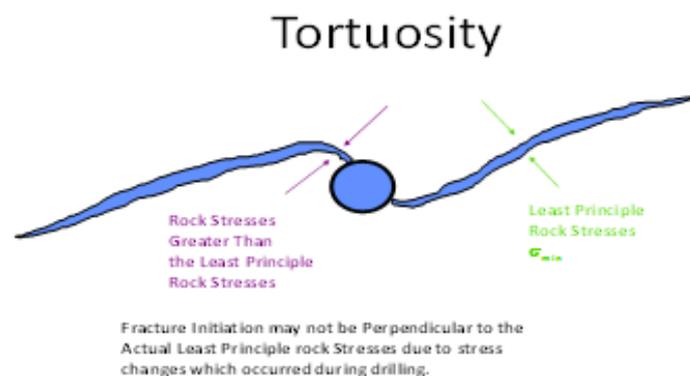


Fig.VI-6: Phénomène de tortuosité

Economides, M. J., & Nolte, K. G. (2000)

VI.2.Colmatage

Un traitement par fracturation Hydraulique peut améliorer la productivité d'un réservoir, comme ça peut être une source de colmatage de la formation. Cela est dû au:

- **Fluide de fracturation**

Le fluide de fracturation peut causer l'endommagement de la formation ou de la conductivité de la fracture, et cela par la formation d'émulsion avec le fluide de formation, la haute viscosité qui cause un mauvais dégorgeement ou les résidus laissés en place après dégradation du fluide.

- **Agents de soutènement**

Les facteurs qui peuvent influencer considérablement sur la perméabilité créée par le Propant sont les restes insolubles contenus à l'origine dans le fluide, ou formés pendant la dégradation du fluide dans la fracture et dans les pores de la formation ou l'écrasement du propant dans la formation qui est dû au mauvais choix des agents de soutènement.

VI.3.Le Screen-Out

L'augmentation de la pression, à partir du moment où les billes arrivent au fond, est la cause de différents Screen-Out, dont on cite :Tip Screen-Out, Medium Screen-Out ou Screen-Out à l'entrée. **Economides, M. J., & Nolte, K. G. (2000)**

Référence bibliographique

- [1] Le, T. P., Gay, L., & In Association de recherche sur les techniques d'exploitation du pétrole,. (1972). *Manuel de fracturation hydraulique*. Paris: Technip.
- [2] Economides, M. J., & Nolte, K. G. (2000). *Reservoir stimulation*. Chichester [u.a.: Wiley.
- [3] Economides, M. J., & Economides, M. J. (2013). *Petroleum production systems*. Upper Saddle River, NJ: Prentice Hall
- [4] De Bree, P., & Walters, J. V. (1989, December). Micro/Minifrac test procedures and interpretation for in situ stress determination. In *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts* (Vol. 26, No. 6, pp. 515-521). Pergamon.
- [5] Talley, G. R., Swindell, T. M., Waters, G. A., & Nolte, K. G. (1999). Field application of after-closure analysis of fracture calibration tests. In *SPE mid-continent operations symposium* (pp. 685-696).
- [6] Martinez, S. J., Steanson, R. E., & Coulter, A. W. (1987, January 1). Formation Fracturing (1987 PEH Chapter 55). Society of Petroleum Engineers. doi:NA
- [7] Pereira Suzart, J. W., Ludovice Melo, R. C., & Moreto, R. A. (2010, January 1). Using Step-Rate Test To Prove Gradient of Propagation Equations. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/123009-MS
- [8] Lacy, L. L., & Hudson, H. G. (1995, January 1). New Step-Rate Test Analysis for Fracture Evaluation. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/29591-MS
- [9] Singh, P. K., Agarwal, R. G., & Krase, L. D. (1987, January 1). Systematic Design and Analysis of Step-Rate Tests To Determine Formation Parting Pressure. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/16798-MS
- [10] Hsiao, C., & Tsay, F. S. (1990, January 1). Evaluation Of Fracture Parameters Using Pump-In/Flow-Back Test. Petroleum Society of Canada. doi:10.2118/90-03
- [11] Lee, W. S. (1985, January 1). Pressure Decline Analysis With the Christianovich and Zheltov and Penny-Shaped Geometry Model of Fracturing. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/13872-MS
- [12] Biot, M. A., Masse, L., & Medlin, W. L. (1987, November 1). Temperature Analysis in Hydraulic Fracturing. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/13228-PA
- [13] Godbey, J. K., & Hodges, H. D. (1958, January 1). Pressure Measurements During Formation Fracturing Operations. Society of Petroleum Engineers.

I. Introduction

Dans ce présent chapitre, on va étudier la fracturation hydraulique du puits IAK-6. L'étude sera faite en présentant le déroulement de l'opération : programme préliminaire du traitement, interprétation des tests d'injectivité et mini frac avec logiciel, notre propre interprétation de données minifrac en utilisant la méthode de Nolte, un programme de traitement finale sera exposé après matching entre le modèle réel et simulé, et enfin une présentation de la nouvelle géométrie de traitement finale. L'exécution du programme finale est accompagnée d'un enregistrement de l'évolution des pressions ce qui permet de déterminer les paramètres finale de la fracture. Des remarques seront ajoutées pour commenter les différentes étapes du traitement.

Une analyse des données jaugeage nous renseigne sur le débit obtenu après stimulation, ainsi qu'une évaluation sera citée pour apprécier la stimulation

II. Généralités sur le puits

II.1. Introduction

La connaissance du puits en ce qui concerne son historique, équipement de complétion, distribution des contraintes, intervalle perforé..etc. Est une étape primordiale pour la préparation d'un programme de fracturation hydraulique.

II.2. Situation

Le forage IAK-6 est situé sur un terrain plat, à peu près à 2 km au Sud-est du puits IAK-1, et à 1.2 km au Nord du sondage IAK-2. Les coordonnées du puits sont données dans le tableau VII-1.

Tableau VII-1: coordonnées du puit

Coordonnées	Géographiques	UTM	Zs (m)
X	9°21'11.62980"E	534 599.983 m	554.125
Y	28°24'28.76831"N	3 142 999.987m	

II.3. Intervalle perforé:

Suite à la réunion faite entre les structures concernées par l'opération de fracturation hydraulique du puits IAK-6, il a été décidé de perforer l'intervalle 2934-2940m de l'Ordovicien.

III. COMPLETION

La complétion de puits IAK 06 est présentée dans les tableaux suivants **Tableaux VII-2, Tableau VII-3** et la figure **Fig.VII-1**:

Tableaux VII-2: Tête d'éruption

Marque: FMC		Type: TMC		Ract sup: 4NA-2G	
Pression de service: 5000 psi		Attaché Tbg: Olive			
Embasse: 11" 5000		Reduction: 7"1/16 x 4"1/16 x 5000			
VANNE	SAS	Maitresse	LAT- Tbg	LAT-Csg	
MARQUE	FMC	FMC	FMC	FMC	
NOMBRE	01	02	02	02	
dima ET Série	4"1/16.5000	4"1/16.5000	3"1/8.5000	2"1/16.5000	
	Suspension Tubing	Olive:CT-IA Taraudée 4"3/4 ACME	Etanchéité s/tbg PKR	DE tete: //	

Tableau VII-3: Equipements de Fond:

Désignation	Nbr	Type	Diam	Longueur	Cote Product	Observation
Sabot	01	N-VAM	4"1/2	0.22	2532.34	Manchon 4"1/2 N-VAM
Siège	01	RN	//	0.41	2532.12	OTIS-bore 3"688 No-go=3"456
Flow coupling	01		//	1.73		
Tubing court	01	N-VAM	//	2.92		4"1/2-N80-R
Réduction	01	N-VAM	5"	0.24	2527.06	5"N.VF*4"1/2N.VM
Mill out ext	01		5"	1.62		
Packer	01	MHR	7"	1.81	2524.19	HALLIBURTONSize 32-35 # Bs=1.01

Tableau VII-3: Equipements de Fond (suite)						
Ratch -latch	01	RI-F	4"1/2	0.47		Halliburton 813-RLF
Tbg	01	N-VAM	//	10.31		N80-13.5#-RII
Siège	01	R	//	0.41	2512.61	OTIS-Bore3"688
Flow coupling	01		//	1.73		
Tubing	247	N-VAM	//	2510.80		N80-13.5#-RII
Olive	01	CT-IA	7"1/16	0.30		CT-IA
Liner	01	//	4"1/2	422	2541.7	GR:P110 Lbs:13.5

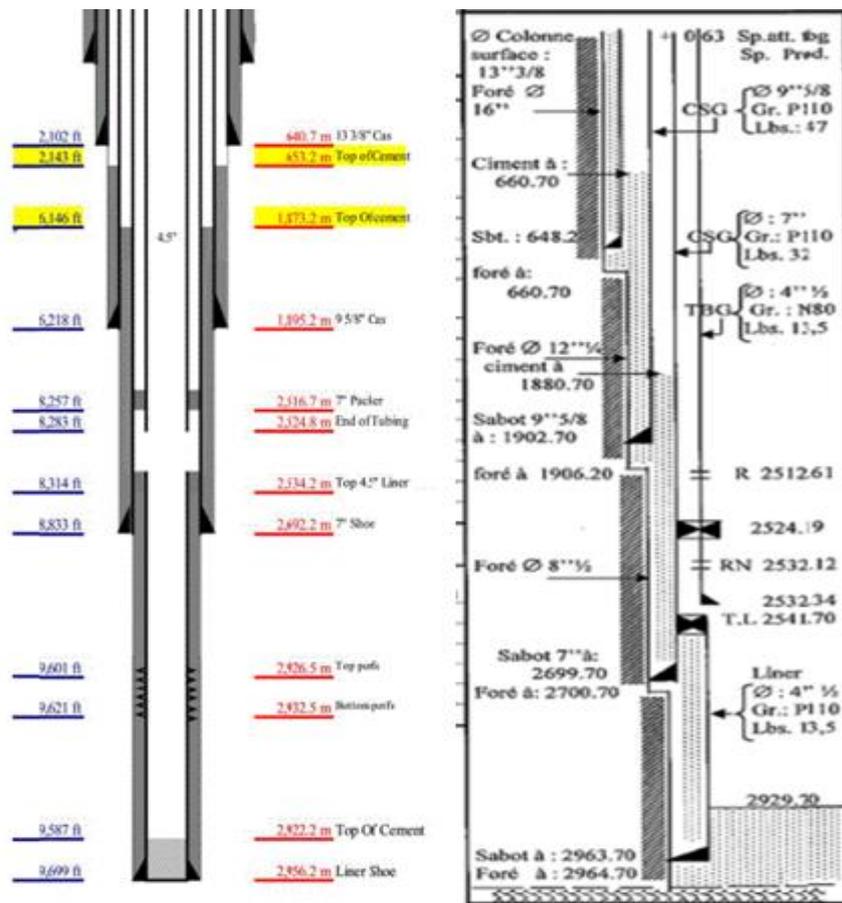


Fig.VII.-1: Complétion de puits IAK06

IV. Commentaire sur le réservoir et le puits:

IV.1. Introduction

L'unité IV-1 est le principal réservoir dans l'ordovicien, c'est un ensemble grés-argileux, Composé de grès fin à moyen, parfois grossiers, gris clair, silico-argileux, mal classés. Les paramètres de fond sont: pression de réservoir estimé: 3698 psi environ 260 kg/cm² et température de réservoir estimé 260 DegF.

Les résultats pétroliers au niveau de ce réservoir restent très encourageants, en effet, du gaz (11142, 10583 et 8333 m³/h) a été rencontré dans l'unité IV-1 de l'Ordovicien au niveau respectivement des forages IAK-2, IAK-3 et IAK-4. L'unité réservoir IV-1 dans ce puits présente des caractéristiques pétrophysiques moins bonnes que dans les puits déjà rencontrés IAK-1,2 ,3 ,4 et 5. La partie sommitale de l'unité IV-1 est complètement argileuse, tandis que la partie basale présente un ensemble gréseux d'environ 32 mètres, composé de grain de quartz moyen translucide.

IV.2. Caractéristiques pétrophysiques

Suite à l'interprétation des données diagraphie (voir annexe) on détermine les caractéristiques pétrophysiques présentés dans le tableau **Tab VII-4** suivant:

Tableau VII-4: Caractéristiques pétrophysiques de l'unité IV-1

Zone name	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	Av Klog
Unité	(m)	(m)	(m)	(m)	(%)	dec	Dec	Dec	md
Ordovicien IV-1	2887	2950.46	63.46	19.81	0.312	0.043	0.103	0.090	1.562

IV.3. Résultats de l'imagerie

Unité IV-1, intervalle 2915-2948m : Intervalle non fracturé seulement deux fractures naturelles discontinues à faible amplitude acoustique sont observées à 2929.95m et à 2931.32m. Dans cet intervalle, on note l'intensité de fractures induites par le forage. La direction de la contrainte maximale dans le puits IAK-6 est NNW-SSE.

IV.4. Etude géomécanique

Une étude géomecanique a été élaborée sur le puits IAK-6 afin de déterminer les propriétés mécanique ainsi que l'état de contrainte et particulièrement la contrainte horizontale mineure qui serviront au design de la fracturation hydraulique. Les résultats des propriétés mécaniques du puits IAK-6 à savoir : Le module de Young (E), le coefficient de Poisson (ν), la résistance à la compression simple(UCS), la résistance à la traction (Rt) et l'angle de frottement interne (Φ) sont représentés dans le tableau **Tab VII-5** suivant :

Tableau VII-5: Tableau représentatif des caractéristiques mécaniques du puits IAK-6

	Cote (m)	E(Mpsi)	Y	UCS(Kpa)	Rt (Kpa)	Φ (°)
Ordovicien	2887-	7-10	0.1-	74000-	8170-	22-45
IV-1	2950.46		0.25	180000	15000	

Les résultats du calcul de l'état de contrainte à savoir la contrainte verticale σ_V , la contrainte horizontale majeure σ_H et la contrainte horizontale mineure σ_h sont dans le tableau **Tab VII-6** suivant :

Tableau VII-6: Tableau représentatif des états de contraintes tout le long du puits IAK-6

	Cote (m)	σ_V (psi)	σ_H (psi)	σ_h (psi)
Ordovicien IV-	2887-	9500	8000-	5500-8000
1	2950.46		12000	

Le profil de la contrainte horizontale mineure est représenté dans la figure **Fig.VII-2** ci- dessous :

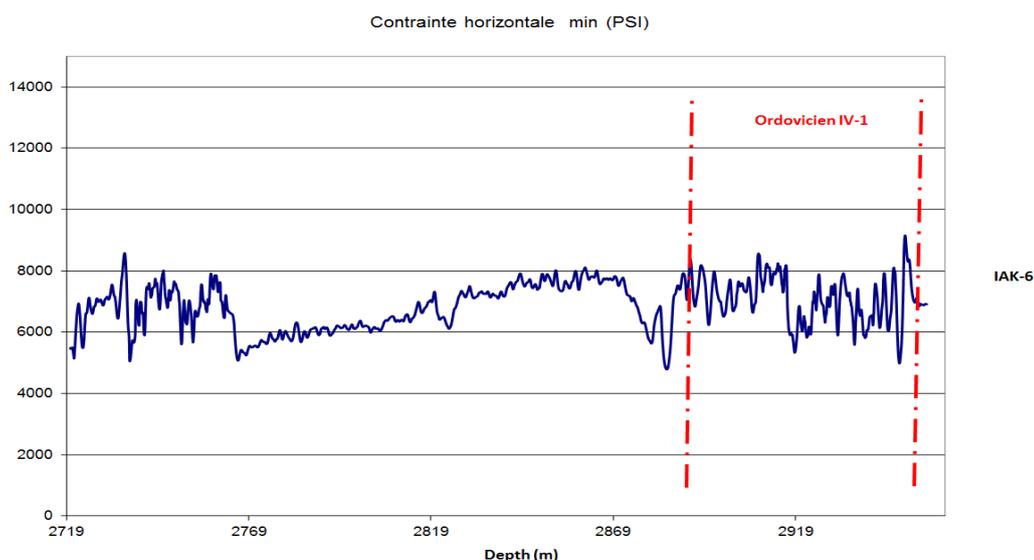


Fig.VII-2: Profil de la contraint horizontale mineure

IV.5. Résultats DST

Formation testé: Réservoir ordovicien, unités IV-3, IV-2 et IV-1

Présence de gaz, avec un faible débit en surface.

IV.6. Choix de puits IAK 06 comme candidat à la fracturation hydraulique

Afin de connaître le potentiel de l'unité IV-1 du réservoir ordovicien, et suite aux résultats des DST, de l'interprétation des diagraphies et de l'imagerie, nous avons retenu le puits In Akamil-6 (IAK-6) pour être candidat à la fracturation hydraulique.

V. Programme de fracturation (model préliminaire)

V.1. Logiciel de simulation FracproPT

FracproPT est un logiciel de simulation, de modélisation et de conception de fracture le plus utilisée dans le monde. Cet outil puissant a la souplesse nécessaire pour gérer l'énorme variabilité des réservoirs, l'équipement de fracturation, les matériaux et les procédures.

Le logiciel peut effectivement modéliser tout type de travail de stimulation de pression, y compris les puits d'accès limité, plusieurs intervalles perforés et la fracturation des puits horizontaux. Il comprend des données pour la formation de perméabilité et de l'analyse de la pression du réservoir. Avec FracproPT, vous pouvez effectivement modéliser la croissance de la fracture dans toute la formation: carbonate, grès voir même le charbon.

V.2. Procédure de test d'injectivité et Minifrac

Le programme d'injection dans les tests d'injectivités et mini frac élaboré lors de simulation avec FracproPT est présenté dans le tableau **Tab VII-7** suivant:

Tableau VII-7: Programme d'injection préliminaire

	Nbr stage	Volume(gal)	Débit(bbl/min)	Description
Test d'injectivité	1	7000	2-20-30	Injection/break down/eau tritée
	2	1500	30-0	Step Down test/ eau tritée
	3	4000	2-5	15% HCL Acid
	4	10000	5-10	Over displacemnt/ eau traité
	5			Shut in
Mini Frac	6	1000	30	Pré-pad 60# Linear Gel
	7	3500	30	Minifrac/Cross-linked Gel
	8	6490	30	Displacement/60# Linear Gel
	9			Surveiller le déclin de pression
	Volume	18500 l'eau traitée		
	total	7490 Linear Gel 60#		
		35000 Cross-linked Gel		

V.3. Procédure du traitement principal

Le programme d'injection préparé pour le traitement principale est illustré dans le tableau **Tab VII-8**:

Tableau VII-8: Programme d'injection

Stage	Stage description	Type Fluide	Débit (bbl/min)	Clean volume	Slurry volume	Prop Conc (Lb/gal)	Prop Stage	Type propante
1	Pre-Pad	60#L	20-30	1000	1000			
2	Pad	60#XL	30	35000	3500			
3	Prop 1	60#XL	30	10000	10498	1	10000	20/40 ISP
4	Prop2	60#XL	30	10000	10996	2	20000	20/40 ISP
5	Prop3	60#XL	30	9000	10345	3	27000	20/40 ISP
6	Prop4	60#XL	30	8000	9594	4	32000	20/40 ISP
7	Prop5	60#XL	30	8000	9993	5	40000	20/40 ISP
8	Prop6	60#XL	30	8000	10392	6	48000	20/40 ISP
9	Prop7	60#XL	30	9000	12139	7	63000	20/40 ISP
10	Prop8	60#XL	30	9000	11621	8	72000	16/30 ISP
11	Displacement	60#L	30	6390	6390			
12	Surveiller Déclin							
	total			113390	127968		312000	
	Temps total	55 min						

V.4.Design préliminaire de traitement principal (simulation avec fracproPT)

Le design préliminaire de la fracture est présenté dans les tableaux **Tab VII-9**, **Tab VII-9**, **TabVII-9** ci-dessous

Tableau VII-9: Géométrie de la fracture

Demi longueur de la fracture (m)	184	Demi- longueur soutenu par propant(m)	180
Hauteur total de la fracture (m)	42	Hauteur soutenu (m)	41
Toit de la fracture (m)	2908	Toit de la fracture soutenu (m)	2910
Mur de la fracture (m)	2950	Mur de fracture soutenu (m)	2950
Nbr équivalent de multi frac	1.0	Epaisseur max de la fracture (in)	0.70
Efficacité de fluide de fracturation	0.35	Epaisseur moyenne (in)	0.45
Concentration moyenne de propant (lb/ft ²)			2.38

Tableau VII-10: Conductivité de la fracture

Conductivité moyenne (md/ft)	2687	Epaisseur moyenne de fracture (Fermé en propant) (in)	0.295
Conductivité adimensionnelle	14.33	Perméabilité de formation (md)	0.317
Facteur d'endommagement propant	0.50	Undamaged perm at stress (md)	278886
Facteur d'endommagement apparent	0.00	Prop perm with prop damage (md)	139443
Facteur d'endommagement total (m)	0.50	Prop perm with total damage (md)	139443
La longueur effective soutenue	174		

Tableau VII-11: Rapport de pression durant la fracturation

Pression nette (psi)	3267	Stress de fermeture de fracture(psi)	5787
Pression nette observe(psi)	0	Gradient de pression de fermeture (psi/ft)	0.601
Pression en tête (psi)	4281	Pression de surface moyenne (psi)	4668
Pression de réservoir (psi)	3770	Pression de surface maximale(psi)	6397

La figure Fig.VII-3 représente une simulation de la conductivité de la fracture avec logiciel fracproPT:

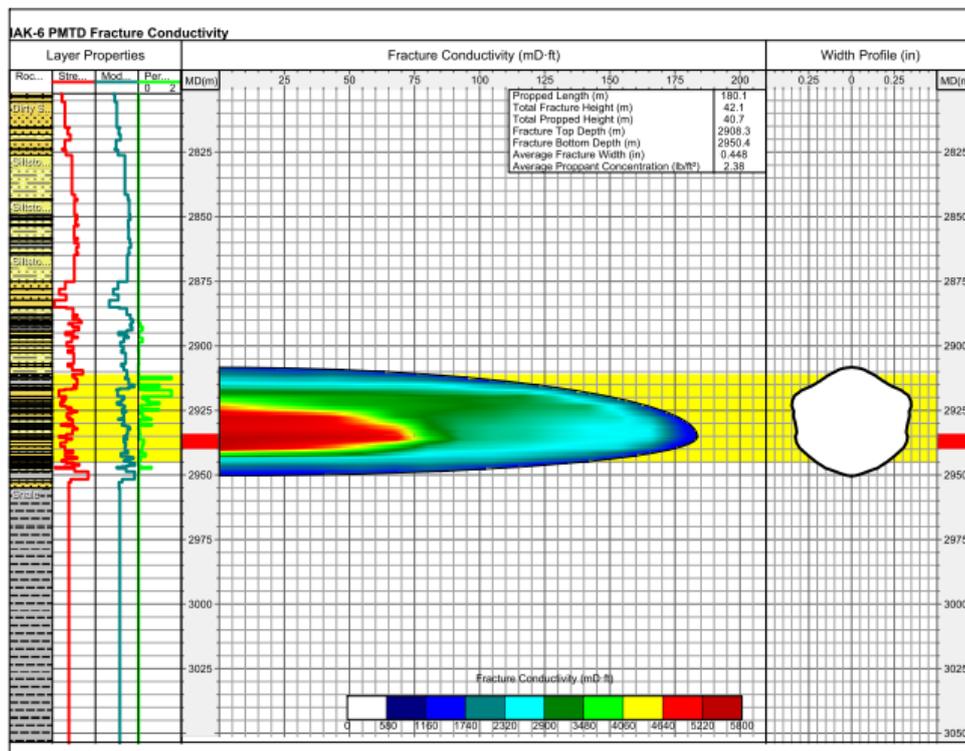


Fig.VII-3: FracProPT Main Treatment Fracture conductivity

VI. Déroulement de la fracturation hydraulique (PHASE FRAC)

VI.1. Test de sécurité

Avant de commencer l'opération de fracturation hydraulique tous les équipements de surface et les lignes de traitement sont testés à des pressions différentes comme suit **Fig.VII-4**:

- ✓ Test des lignes de traitements a 11000 psi ok
- ✓ Test lignes d'annulaire à 5000 psi ok
- ✓ Test annulaire 7" à 3200 psi ok
- ✓ Test annulaire 9" à 1500 psi ok

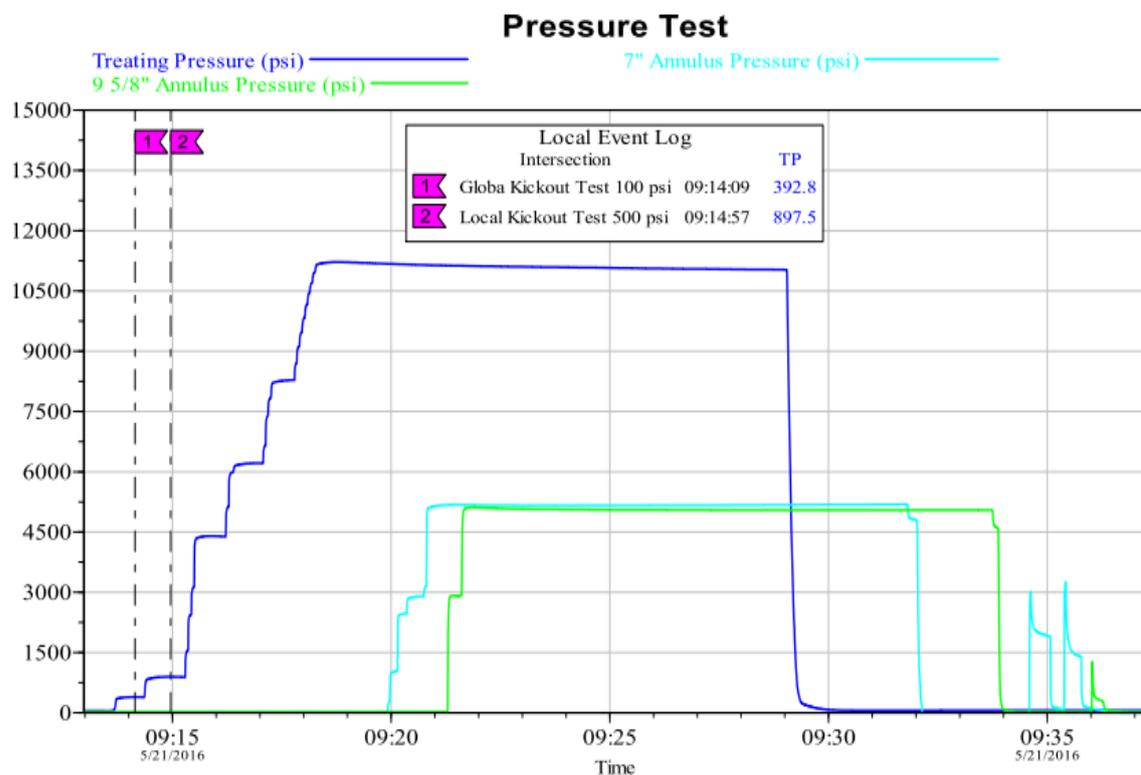


Fig.VII-4: Evolution des pressions lors des tests de sécurités

VI.2. Test d'injectivité et step down

Le but de ces tests est de confirmer la liaison couche trou ,déterminer: le débit max de fracturation, la pression de propagation, pression de fermeture de fracture et les frictions dans la phase de débit descendant (step down rate) ainsi que gradient de fracturation par l'injection de l'eau traité dans la formation suivi de pompage d'un gel linéaire **Tab VII-12**. Pour estimer ces différents paramètres, un enregistrement continu des pressions et des débits d'injection est réalisé **Fig.VII-5**.

Tableau VII-12: Déroulement des tests d'injectivités

Stage	Temps	Description	Fluide	Débit prévu bpm	Débit moy Bpm	Clean Volume (gal)	Pression trait moy	Pression Trait max	Débit max bpm
1	10:07	Breakdown Injectivité	Eau Traité	0-25	11.1	2891	1327	3256	30.6
2	10:13	Shut-in				0			0.0
3	10:22	Acid	HCL 15%	2-10	3.8	4000	216	418	5.1
4	10:48	Displacement	Eau Traité	2-10	5	1159	193	197	5.1
5	10:53	Loadwell	Perpstim Linear 20#	2-10	8.5	6888	410	1885	30.7
6	11:13	Step rate test	Perpstim Linear 20#	30,25,20 15,10,5	17.5	1398	1033	1869	30
7	11:14	Shut in				0	0	0	2.7

Evolution des pressions lors du test d'injectivité

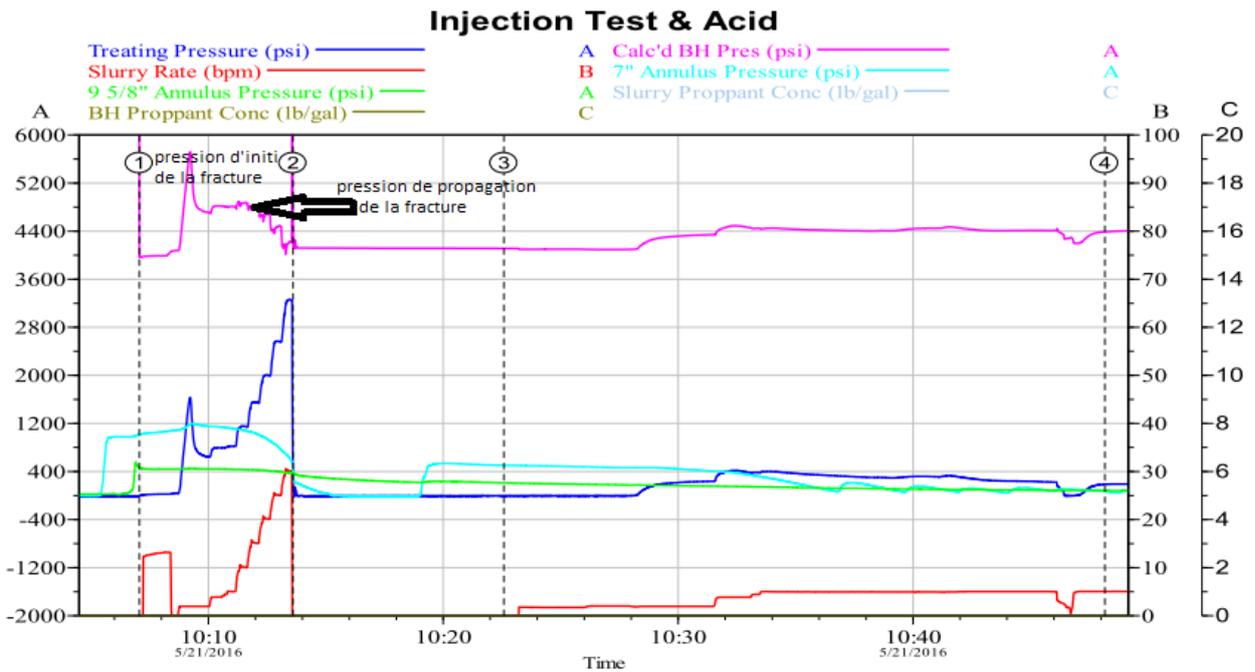


Fig.VII-5: Evolution des pressions

De la courbe de l'évolution de la pression de fond calculé **Fig.VII-5**, on détermine :

- ✓ La pression d'initiation de la fracture : $P_i=5750$ psi
- ✓ La pression de propagation de la fracture : $P_{pro} = 4800$ psi

VI.3. Interprétation step down test

Courbes d'évolution de la pression et débit en fonction du temps sont tracées dans la figure **Fig.VII-6**:

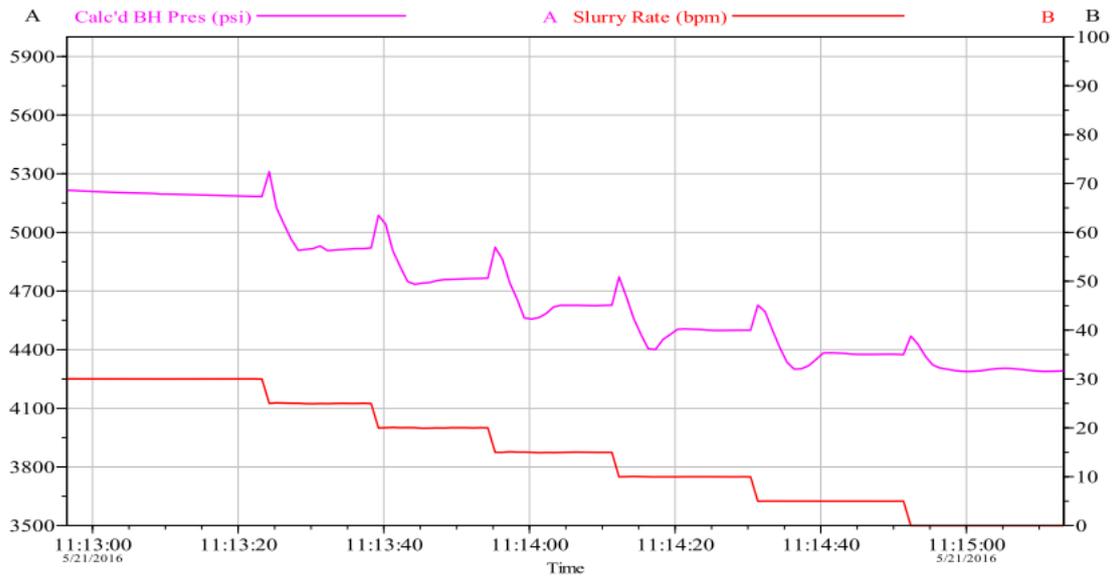


Fig.VII-6: Step down rates

Après l'interprétation de step down test par le logiciel fracproPT les différentes frictions calculées sont **Tab VII-13** :

Tableau VII-13: résumé de step down test

Temps	Pression (psi)	Débit (bpm)	Pipe friction (psi)	Entry friction (psi)	Perfo friction (psi)	NWB friction (psi)
11:13:19	5187	30:00	856	865	685	181
11:13:35	4914	25:00	686	641	476	165
11:13:52	4764	19.99	523	542	304	148
11:14:08	4626	15.00	368	299	171	128
11:14:26	4499	10.00	224	180	76	104
11:14:46	4376	5.00	96	93	19	74

De la **Fig.VII-7**, on déduit:

- l'existence de tortuosité au début de la fracture, mais avec un effet faible concernant les pertes de charge.
- Les perforations ont induit des pertes de charge très importantes.

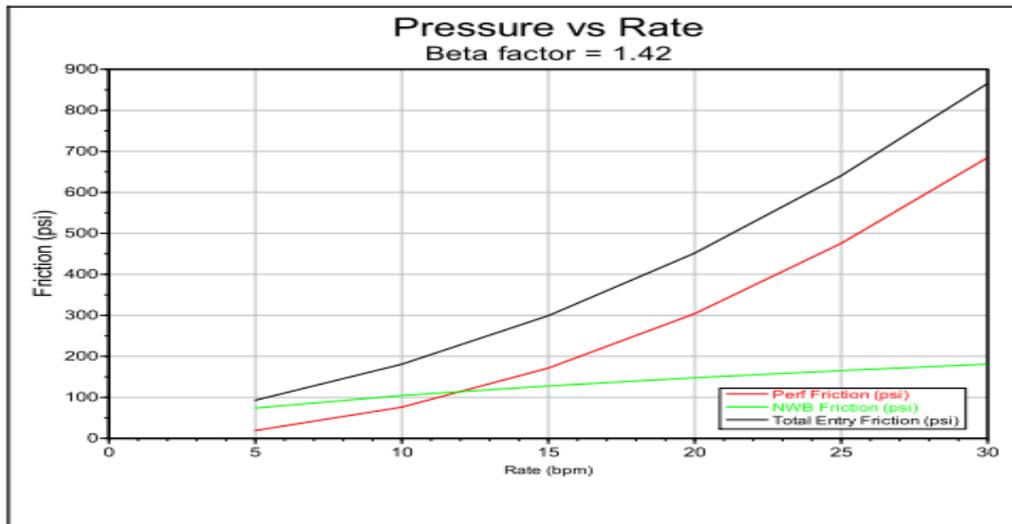


Fig.VII-7: Courbes des frictions en fonction de débit

VI.4. Mini frac

VI.4.1. Objectifs et déroulement:

Ce test a pour objectif de déterminer les paramètres nécessaire pour la préparation du traitement principale (input du logiciel) tel que: la pression de fermeture qui sera prise comme la contrainte horizontale minimale, pression instantané de fermeture (ISIP), coefficient de filtration, efficacité de fluide, etc., ce qui veut dire on va fracturer à blanc sans mètre les agents de soutènement en place (frac essai).

Le programme d'injection qui sera exécuté est décrit dans le tableau **Tab VII-13**. Une mesure des pressions est faite pour déduire les paramètres voulus **Fig.VII-8**:

Tableau VII-13: Déroulement de mini frac

Stage	Temps	Description	Fluide	Débit prévu bpm	Débit moy Bpm	Clean Volume (gal)	Pression trait moy	Pression Trait max	Prop Mas 100*lb	Prop Conc lb/gal
8	11:44	Pré-pad	Perpstim Linear 60#	2-30	9.2	3985	359	1817	0.0	0
9	11:54	Pad	Perpstim X-L Linear 60#	30	30	5026	1830	1871	0.0	0

Tableau VII-13: Déroulement de mini frac (suite)

10	11:58	Sand slug	Perpstim X-L Linear 60#	30	30	6191	1839	1946	5000	1of (100 MESH)
11	12:03	Treatment	Perpstim X-L Linear 60#	30	30.1	10026	2018	2071	0.0	0
12	12:11	Displacment	Perpstim Linear 60#	30	30.4	6434	2220	2435	0.0	0
13	12:16	Shut in			2.1	0	227	727	0.0	0
Total						47998			5000	0

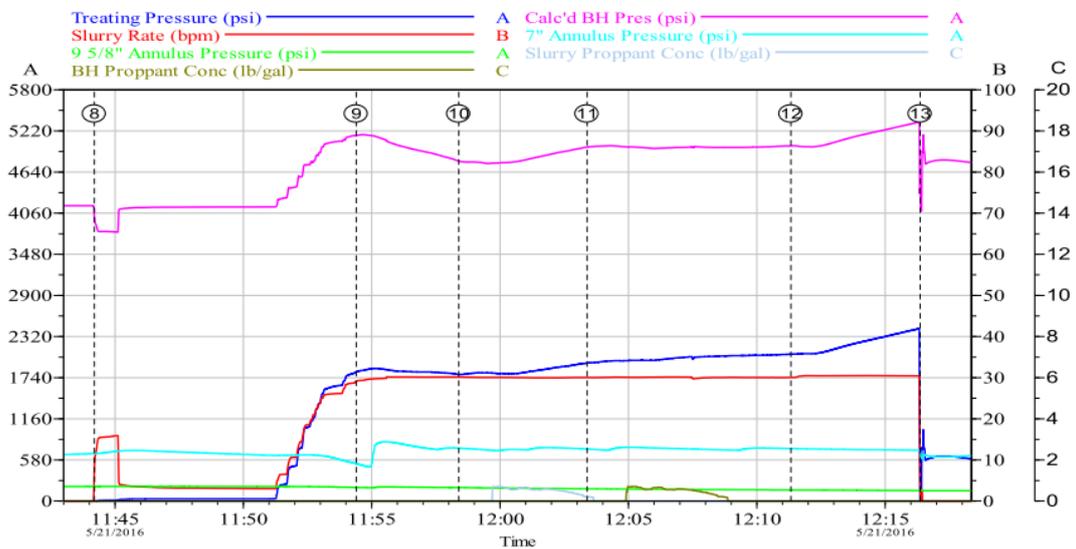


Fig.VII-8: Evolutions de différents paramètres lors de Minifrac

Remarque:

D’après les étapes décrites dans le tableau ci-dessus on constate que :

- les volumes injectés sont proche de celles prévu ce que veut dire une bonne estimation a été faite avant les testes
- l'utilisé un certain poids de propant (50lb de sable) et cela dans le but de remplir les microfissures présentes aux abords du puits pour réduire les pertes de fluide injectés.

VI.4.2. Interprétation des données mini frac

VI.4.2.1. Pression instantané de fermeture ISIP

La pression enregistré juste après l'arrêt de pompage nous donne la valeur des pertes de charge totale dû à la perforation et à la tortuosité, ça valeur doit être déduite au plus tard 3 minutes après le shut-in (arrêt du pompage).

On utilise l'extrapolation du graphe de la pression **Fig.VII-9** pour estimer la pression instantanée de fermeture et on ne peut pas la prendre sur un point direct puisque il sera masqué par l'effet des coups de marteaux du liquide.

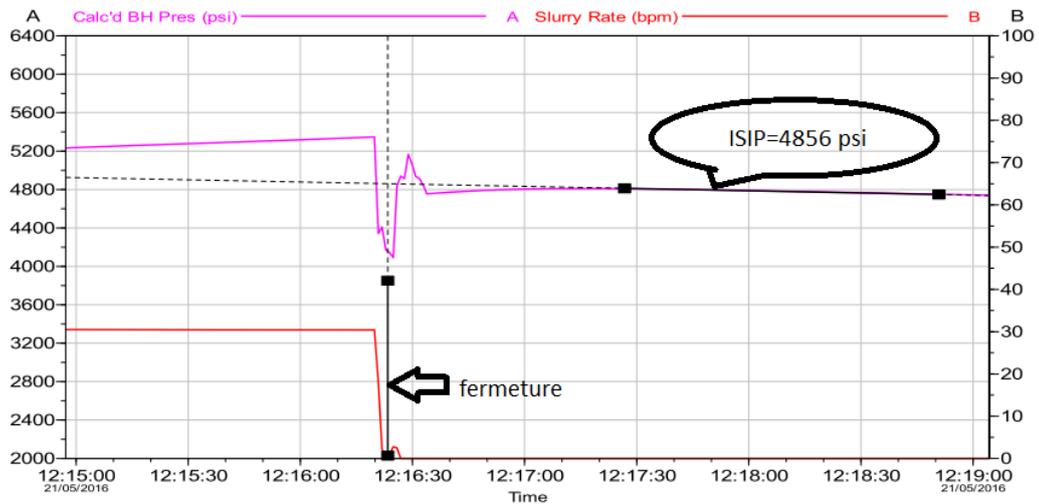


Fig.VII-9: Extrapolation de la pression

VI.4.2.2. Analyse de déclin par logiciel FracproPT:

L'analyse du déclin de la pression a été faite par le logiciel FracproPT et cela avec deux méthodes différentes afin de bien estimer les paramètres du réservoir (moins d'erreurs).

✚ Méthode de racine carrée

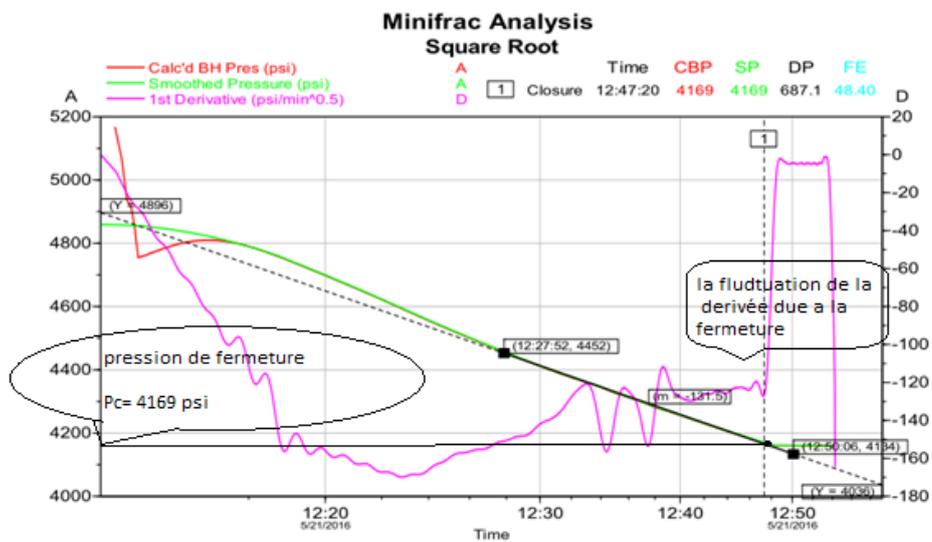


Fig.VII-10: Analyse de déclin par méthode square root

➤ Méthode de G-fonction

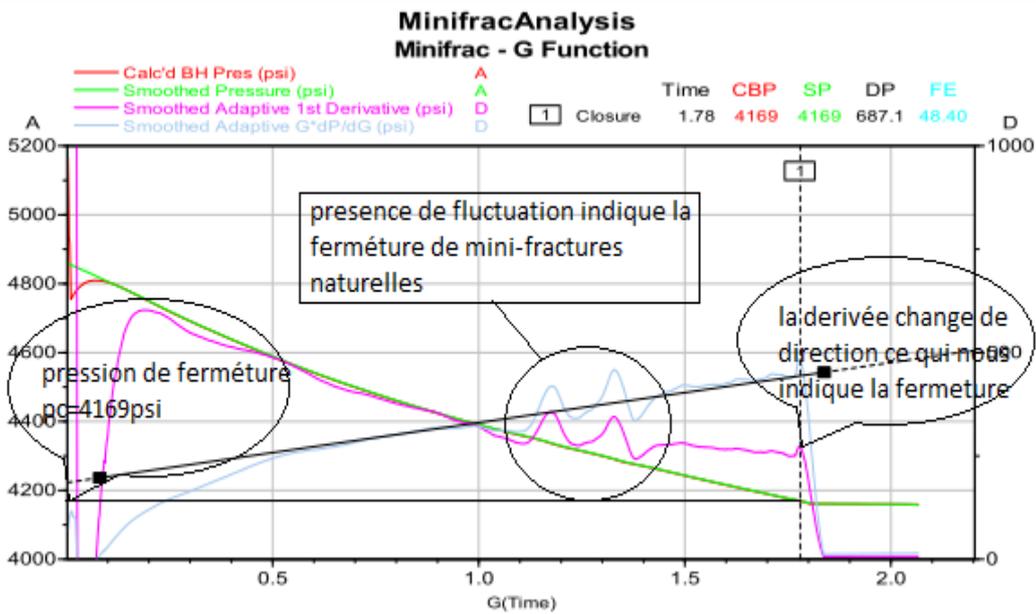


Fig.VII-11: Analyse de déclin par la méthode G-fonction

VI.4.3. Résultats obtenus par l'interprétation Mini frac

Après l'analyse des programme d'injection l'interprétation des pressions sur les figures

Fig.VII-11, Fig.VII-10 on a déduit Tab VII-14:

Tableau VII-14: Analyse et interprétation mini frac

	Unités	Mini frac
Fluide injecté au réservoir		Permstim
Volume injecté	(gal)	21243
Débit moyen d'injection	(bbl/psi)	30.2
Dernière pression de pompage	(psi)	4896
ISIP	(psi)	4856
Gradient de fracturation	(psi/ft)	$G=PISIP/H=4865/9621=0.50$
Gradient à la fermeture	(psi/ft)	$G_f=P_c/H=4169/9869.42=0.43$
Pression de fermeture	(psi)	4169
Efficacité de fluide	(%)	$FE=(G_c/2+G_c)=1.79/(2+1.79)=0.484$
G a la fermeture		1.78

Remarques

Le temps de fermeture est trop petit, il est environ 20 min. Les réservoirs tight ont une faible perméabilité (dans notre cas $k=0.001$ md), donc la filtration est faible d'où la nécessité de donner suffisamment de temps pour la mesure de pression afin d'avoir la vraie pression de fermeture, mais dans notre cas malgré que le déclin existe encore mais la pression en tête attend zéros ce qui nous a obligé de la prendre comme pression de fermeture.

VI.5 .Résultats de thermométrie

L'enregistrement de la température se fait généralement en 4 heures après l'arrêt de pompage data frac, il a pour but de déterminer la localisation de la fracture dans le réservoir ce qui permet d'obtenir la hauteur de la fracture h .

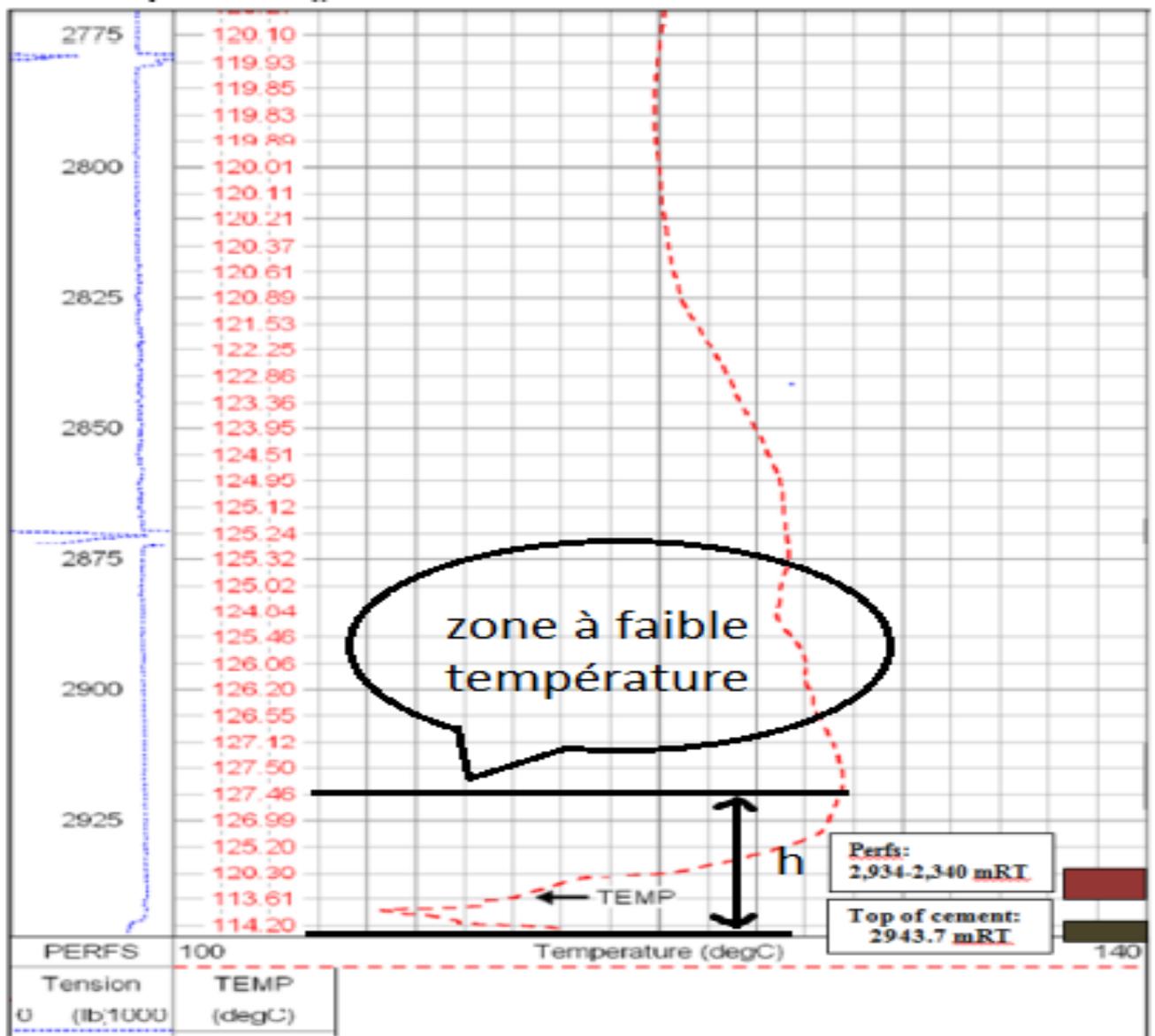


Fig. VII-12: Log température

Le graphe précédent **Fig.VII-12** montre une zone froide claire de 2920m au 2940 dans laquelle la fracture est bien confinée dans la zone voulu. Ceci, indique un bon emprisonnement de rupture dans l'unité IV-1. La hauteur de la fracture est environ 25 m.

VI.6.Evolution de la pression nette et matching

L'évolution de la pression nette apparait dans la figure **Fig.VII-13**:

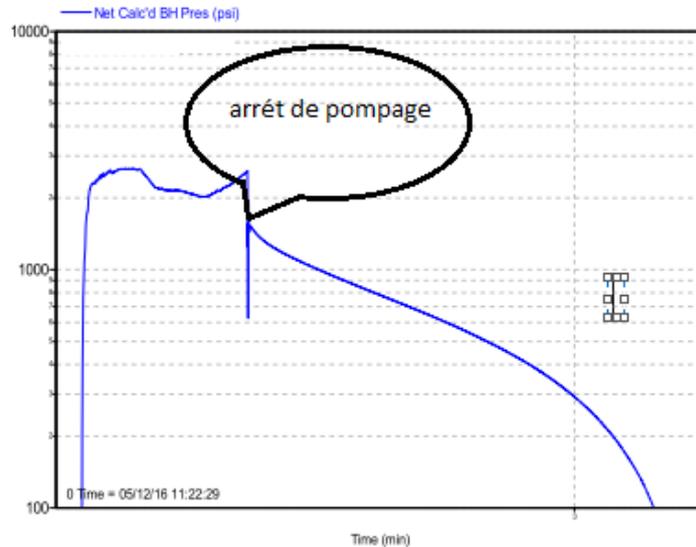


Fig.VII-13: Net pressure plot

Afin de concevoir le traitement principale finale, les paramètres de réservoir, l'analyse de déclin, profil de contraintes et données du minifrac sont utilisé pour l'obtention du *minifrac-match*. Le profil des contraintes est ajusté pour qu'il soit égal à la pression de fermeture au point de fermeture de la fracture et le coefficient de filtration est ajusté afin d'obtenir la superposition des deux courbes **Fig.VII-14**.

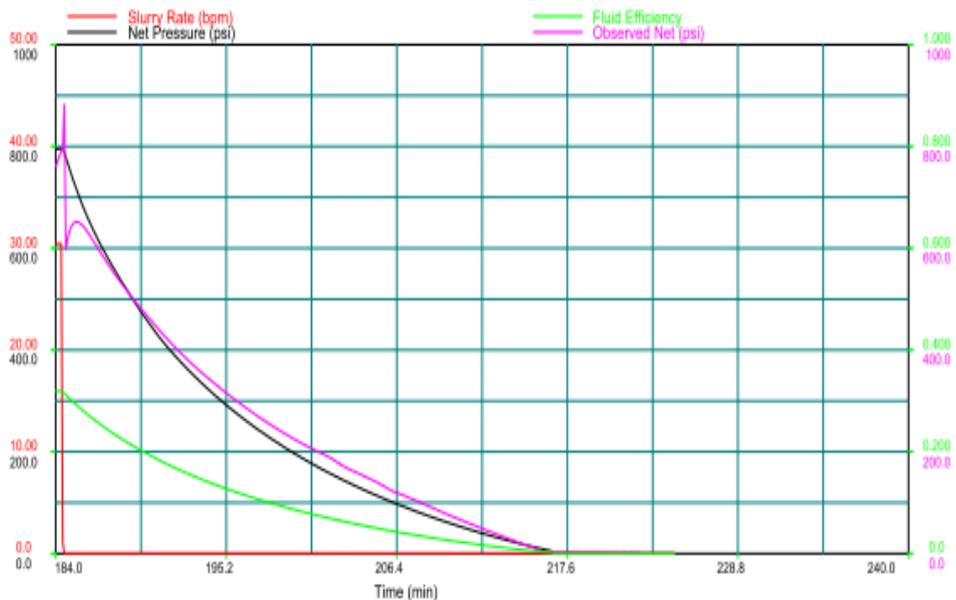


Fig.VII-14: FracproPT Minifrac Match

Après matching de la pression de fermeture et le coefficient de filtration, le modèle préliminaire donne le design suivant **Fig.VII-15**:

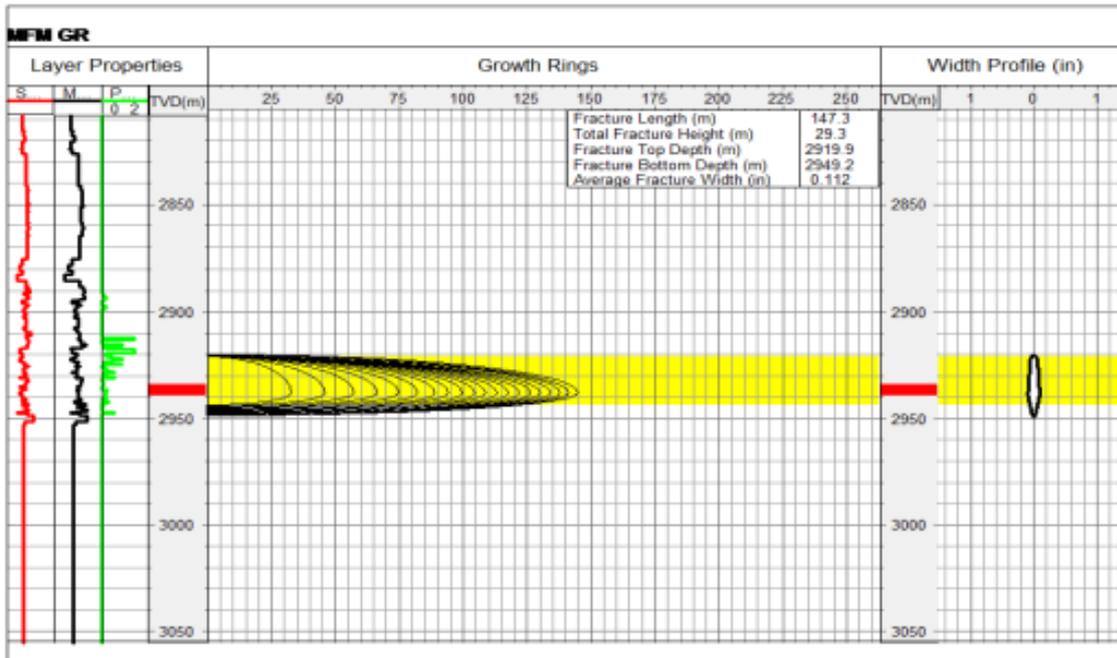


Fig.VII-15: Géométrie FracprotPT Minifrac Match

VII. Analyse de déclin de pression

VII.1.Détermination de la pression instantané de fermeture

La pression de fermeture peut être déterminée en traçant la pression de fond en fonction du temps **Fig.VII-16**.

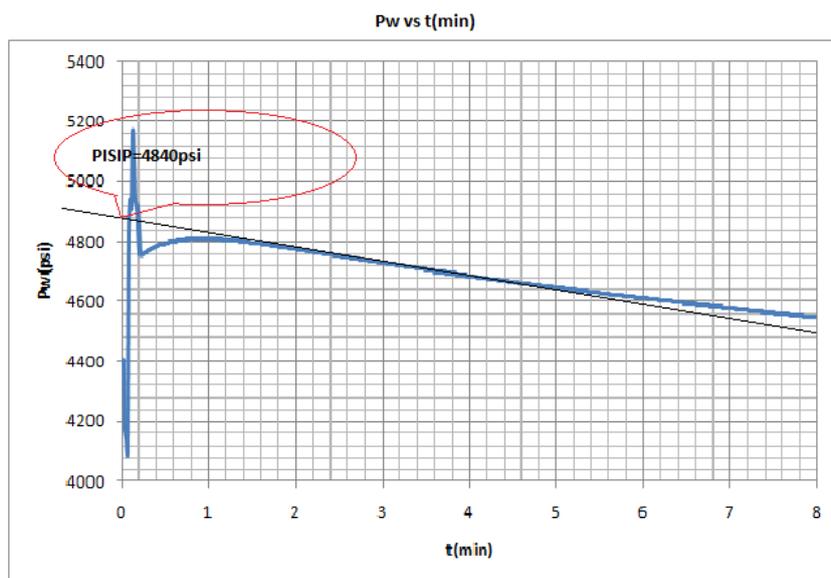


Fig.VII-16: Courbe pression de fond en fonction du temps

$P_{ISIP}=4840$ psi

Donc $G_f= P_{ISIP}/H=0.50$ (psi/ft)

VII.2.Application de méthode de NOLTE

Les données nécessaires pour le calcul Tab VII-15:

Tableau VII-15: paramètres utilisés dans le calcul

E'	Y	tp(mm)	h _p (m)	h _f (m)	B	V _i (ft ³)
8.75*10 ⁶	0.2	32	25	25	0.9	2836.92

• **POUR UPPER BOUND (faible filtration)**

A partir du graph Fig.VII-17, on a : $P_c=4169$ psi

On peut aussi estimer le temps de fermeture de fracture après chut-in a partir la même courbe donc :

$\Delta t_d=31$ min

$m=(4000-4200)/(1.24-0.72) =- 384.61$ psi

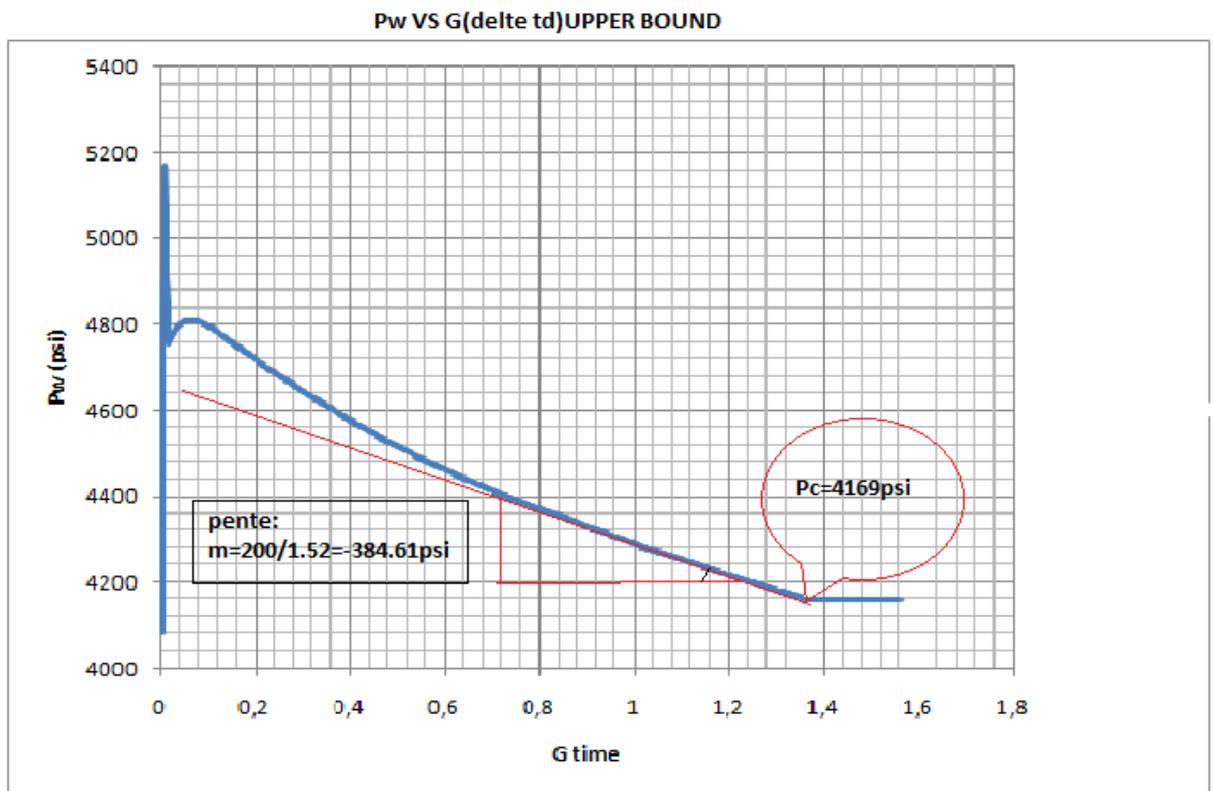


Fig.VII-17: Evolution de la pression de fond en fonction de G(Δt_D)

- POUR LOWER BOUND (haute filtration)

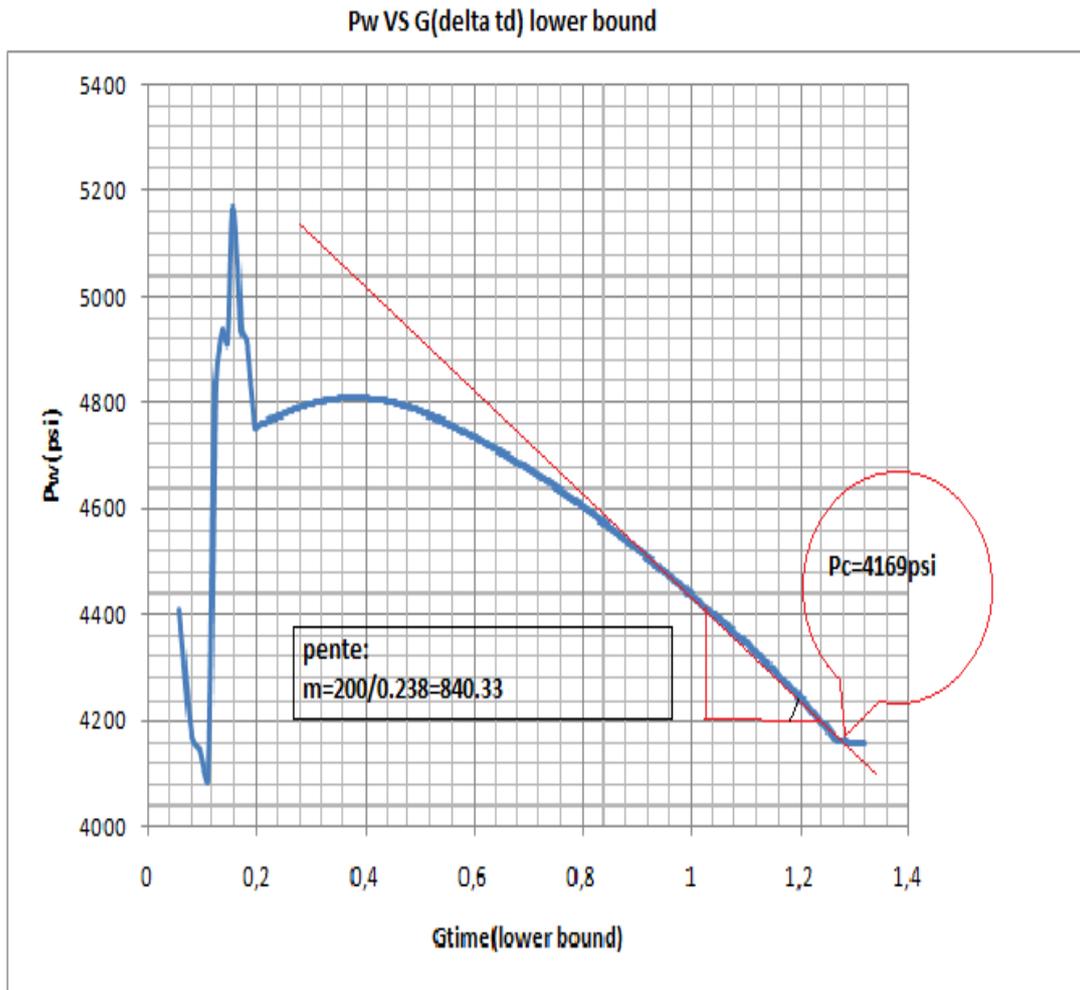


Fig.VII-18: Evolution de la pression de fond en fonction de $G(\Delta t_D)$

A partir du graph Fig.VII-18, on a : $P_c = 4169 \text{ psi}$

L'estimation du temps de fermeture de fracture après chut-in a partir la même courbe Fig.VII-18:

$$\Delta t_c = 31 \text{ min}$$

$$m = 44004200 / 1.24 - 1.02 = 840.33 \text{ psi}$$

VII.3.Choix de modèle de propagation

Evolution de la pression nette en fonction du temps dans une échelle logarithmique **Fig.VII-19**:

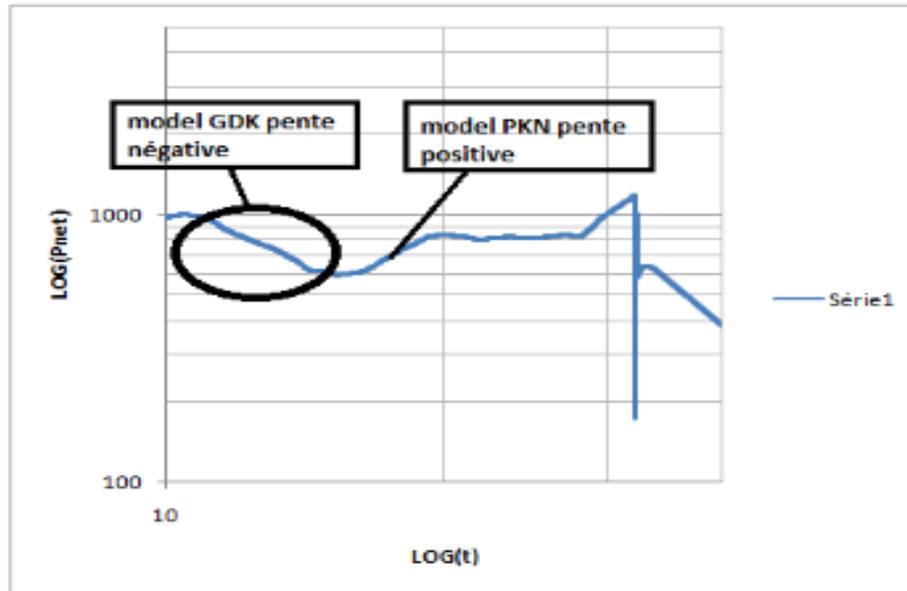


Fig.VII-19: Evolution de la pression net en fonction du temps

D'après le l'allure de ce graphe **Fig.VII-19**, on remarque que le modèle de propagation de la fracture commence dans la phase initiale à être GDK pour une petit durée, après la fracture suit son propagation par le modèle PKN.

VII.4. calcul des paramètres de la fracture

✚ La conformité de la fracture:

$$c_f = \frac{\pi\beta h_f}{2E'}$$

AN: $C_f=1.32801*10^{-5}$ f t/psi

Les calculs des paramètres de la géométrie de la fracture et du coefficient de filtration pour les deux limites de filtration sont :

- **Pour upper bound:**

✚ Coefficient de filtration C_l :

$$C_l = \frac{2m_1 c_f}{\pi r_p \sqrt{t_p}}$$

AN: $C_1 = 5.75 * 10^{-4} \text{ ft/min}^{0.5}$

✚ Efficacité de fluide:

$$\frac{V_f}{V_{LP}} = (1 + \Delta t_{cD})^{3/2} - (\Delta t_{cD})^{3/2} - 1$$

Avec

V_{LP} : volume total de filtrat pendant le pompage

V_f : Le volume de fracture

Δt_{cD} : temps adimensionnel après chut-in qui peut être donné par la relation suivante :

$$\Delta t_{cD} = \Delta t_c / t_p = 0.96$$

$$V_f / V_{LP} = 0.80$$

$$\eta = \frac{V_f}{V_{LP}} / \left(1 + \frac{V_f}{V_{LP}}\right)$$

Donc: $\eta = 0.445$

✚ Calcul de la demi-longueur

$$x_f = \frac{(1 - \eta)V_i}{(4C_L h_f r_p \sqrt{t_p})^{4/3}}$$

AN: $X_f = 1102.47 \text{ ft} = 335.15 \text{ m}$

✚ Calcul de volume de la fracture

$$V_f = \eta V_i$$

AN: $V_f = 1263.82 \text{ ft}^3$

✚ Calcul de la largeur de la fracture

$$W = \frac{V_f}{A_f} = \frac{V_f}{2x_f h_f}$$

AN: **W= 0.083 in**

✚ Calcul de volume de pad:

$$V_{pad} = \frac{(1 - \eta)}{(1 + \eta)} V_i$$

AN: **V_{pad}=1088.28 ft³**

- **Pour lower bound**

✚ Coefficient de filtration C_l

$$C_l = \frac{2m_1 c_f}{\pi r_p \sqrt{t_p}}$$

AN: **C_l= 1.25* 10⁻³ ft/min^{0.5}**

✚ Efficacité de fluide

$$\frac{V_f}{V_{LP}} = \left[(1 + \Delta t_{cD}) \sin^{-1}(1 + \Delta t_{cD})^{-1/2} + (\Delta t_{cD})^{1/2} - \pi/2 \right] / (\pi/2)$$

Avec

V_{LP}: volume total de filtrat pendant le pompage

V_f: Le volume de fracture

Δt_{cD}: temps adimensionnel après chut-in qui peut être donné par la relation suivante :

$$\Delta t_{cD} = \Delta t_c / t_p = 0.96$$

$$V_f / V_{LP} = 0.88$$

$$\eta = \frac{V_f}{V_{LP}} / \left(1 + \frac{V_f}{V_{LP}} \right)$$

Donc: $\eta=0.468$

✚ Calcul de la demi-longueur

$$x_f = \frac{(1 - \eta)V_i}{(4C_L h_f r_p \sqrt{t_p})^{4/3}}$$

AN: $X_f= 404.03 \text{ ft}= 147.14 \text{ m}$

✚ Calcul de volume de la fracture

$$V_f = \eta V_i$$

AN: $V_f=1327.92 \text{ ft}^3$

✚ Calcul de la largeur de la fracture

$$W = \frac{V_f}{A_f} = \frac{V_f}{2x_f h_f}$$

AN: $W= 0.20 \text{ in}$

✚ Calcul de volume de pad

$$V_{pad} = \frac{(1 - \eta)}{(1 + \eta)} V_i$$

AN: $V_{pad} = 1027.87 \text{ ft}^3$

Les résultats sont résumés dans le tableau suivant **Tab VII-16:**

Tableau VII-16: Résultats d'analyse par la méthode de Nolte

	penne	Cf	Vi	Rp	Vf/vlp	Dtcd	nu	Xf(m)	Wf (in)	V pad
Ub	384.61	5.75*10 ⁻⁴	2836.92	1	0.8	0.96	0.44	335.4	0.083	1088.28
Lb	840.33	1.25*10 ⁻³	2836.92	1	0.88	0.96	0.46	147.34	0.20	1027.87

VII.5. Comparaison entre les résultats fracproPT et la méthode de NOLTE

Les résultats de Nolte pour lower bound sont les plus proches de celle de logiciel Tab VII-20. Ça peut être interprété par l'existence des fissures naturelles dans le réservoir, donc on est dans le domaine de haute filtration.

Tableau VII-20: résultats logiciel et méthode de Nolte

	Frac pro pt	Nolte (upper bound)	Nolte (lower bound)
Epaisseur de la fracture (in)	0.112	0.083	0.20
Longueur de la fracture(m)	147.3	335.15	147.14
Efficacité du fluide	0.48	0.44	0.46

VIII. La fracturation hydraulique

VIII.1. Désigne final

L'analyse de Minifrac a montré des paramètres modérés tels: l'efficacité fluide, les frictions du fond et la pression nette. Vue la notation d'image fournie par SONATRACH et interprétation Log-Log de Minifrac illustrés ci-dessous **Fig.VII-20**, tous les deux confirment la présence des fractures naturelles.

Afin de se connecter aux réseaux de fissure naturelle et réaliser la fracture conductrice générée, des changements ont été fait comparés à la conception préliminaire:

- ✚ Augmentation du taux de pompage du bpm 30 au bpm 40
- ✚ Augmenter le volume de pad à injecter de 35000 gallons à 44000 gallons
- ✚ Pomper 2 prop slugs dans le pad avec la maille 100 à 0.5 ppg et à 1 ppg respectivement.
- ✚ Augmenter la concentration du gel de 60#/1000 à 65#/1000 gallons.

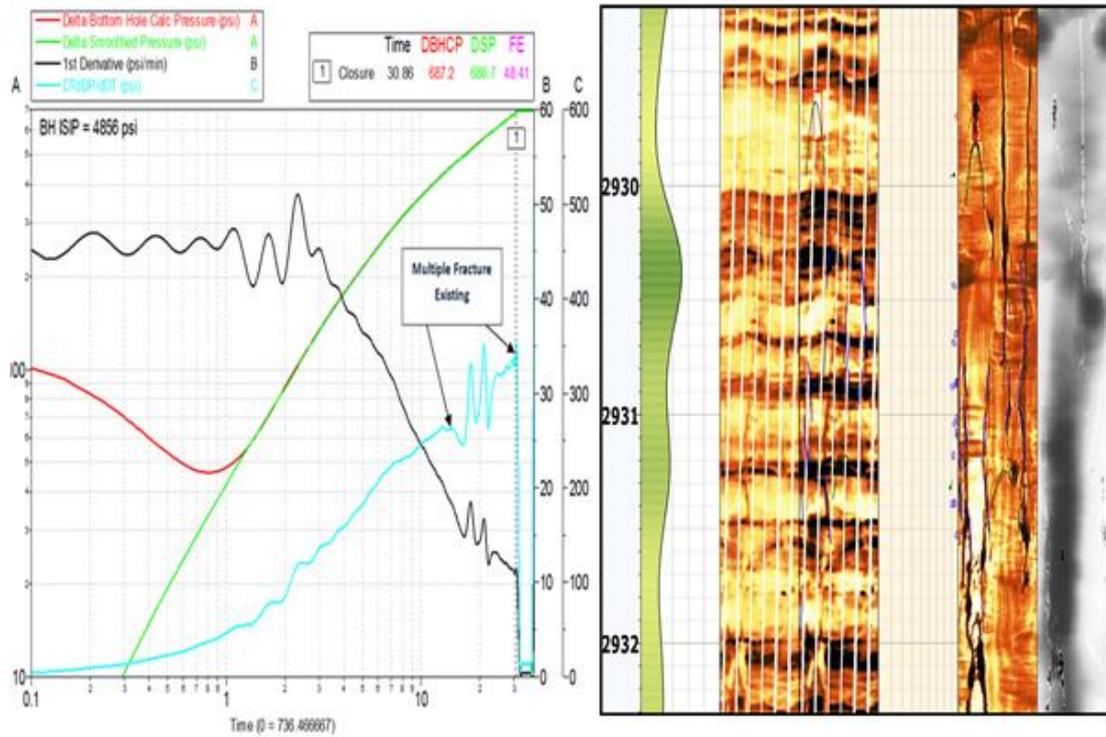


Fig.VII-20: Fractures naturelles

L'évolution des pressions dans le design final et sa géométrie obtenues par simulation sont présentées, respectivement, sur les figures Fig.VII-21, Fig.VII-22:

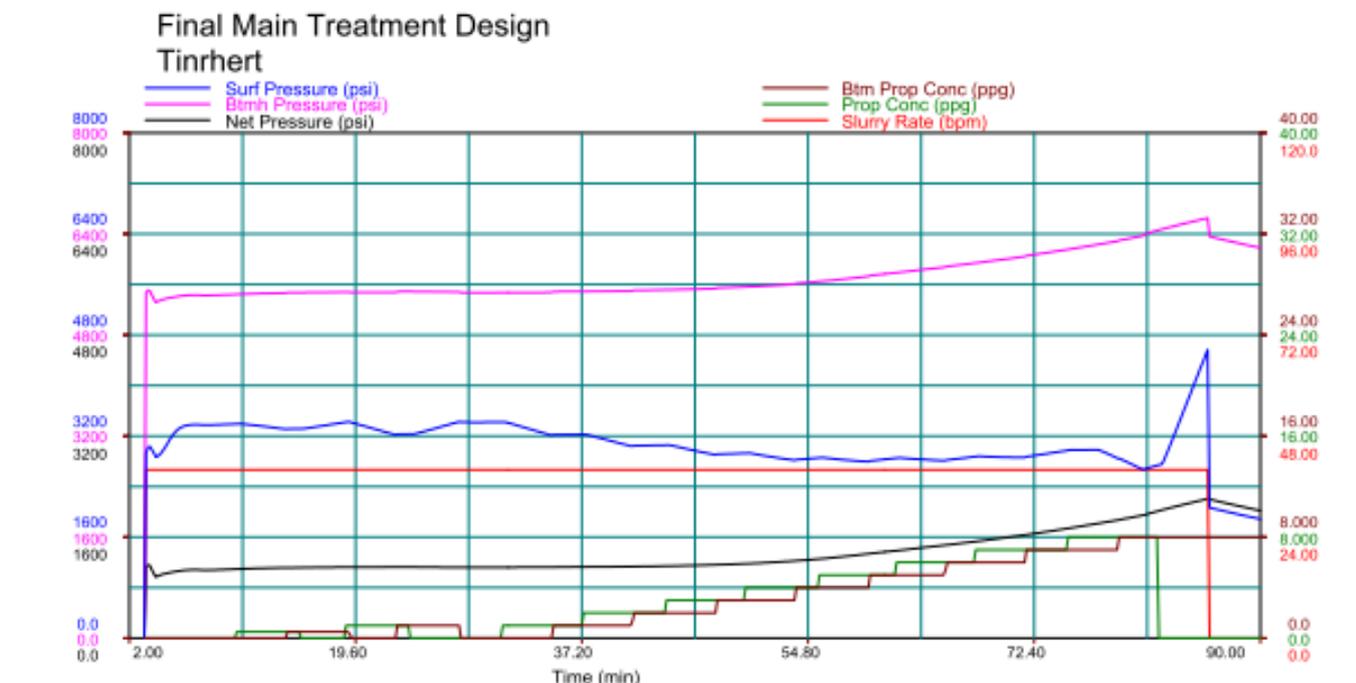


Fig.VII-21: Evolution des paramètres de paramètres dans le design final

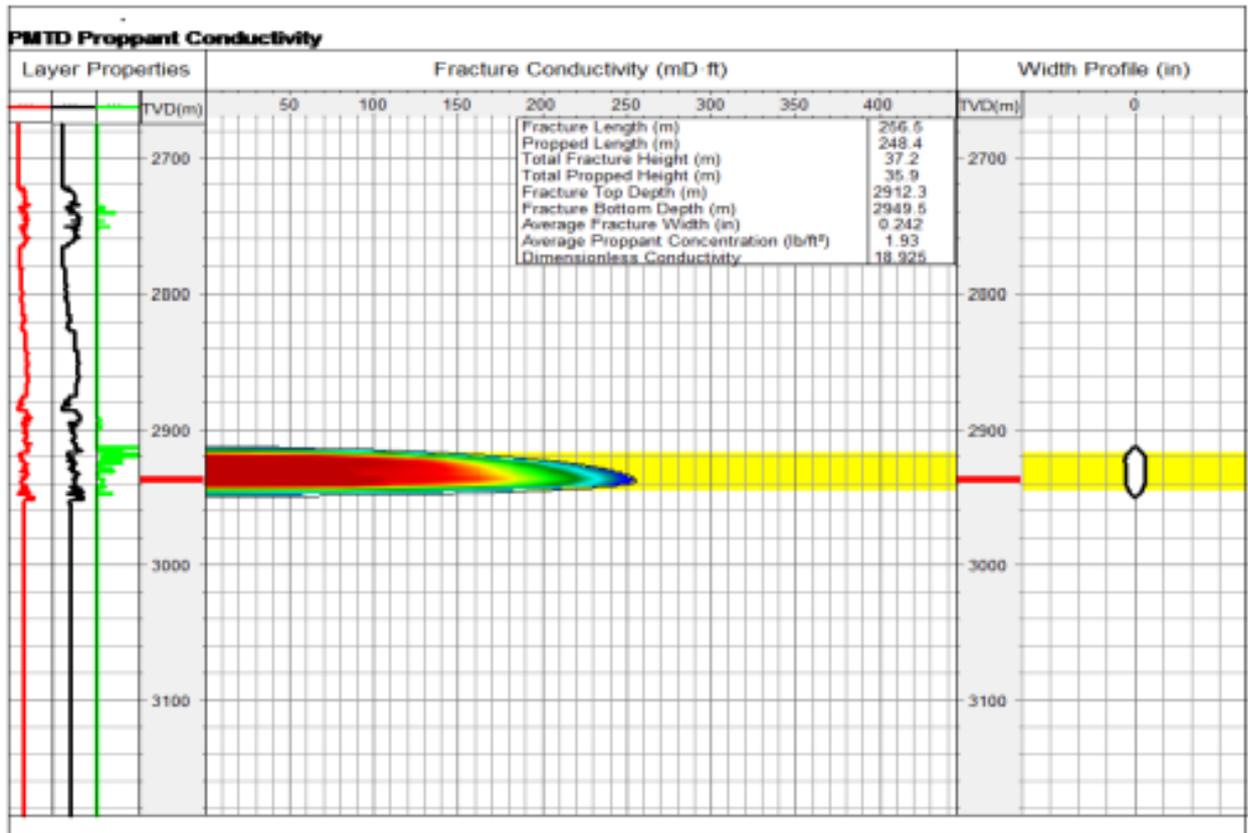


Fig.VII-22: Géométrie et conductivité de design final

VIII.2.Traitement principal

Evolutions des paramètres lors de traitement principal de fracturation Fig.VII-23, Fig.VII-24:

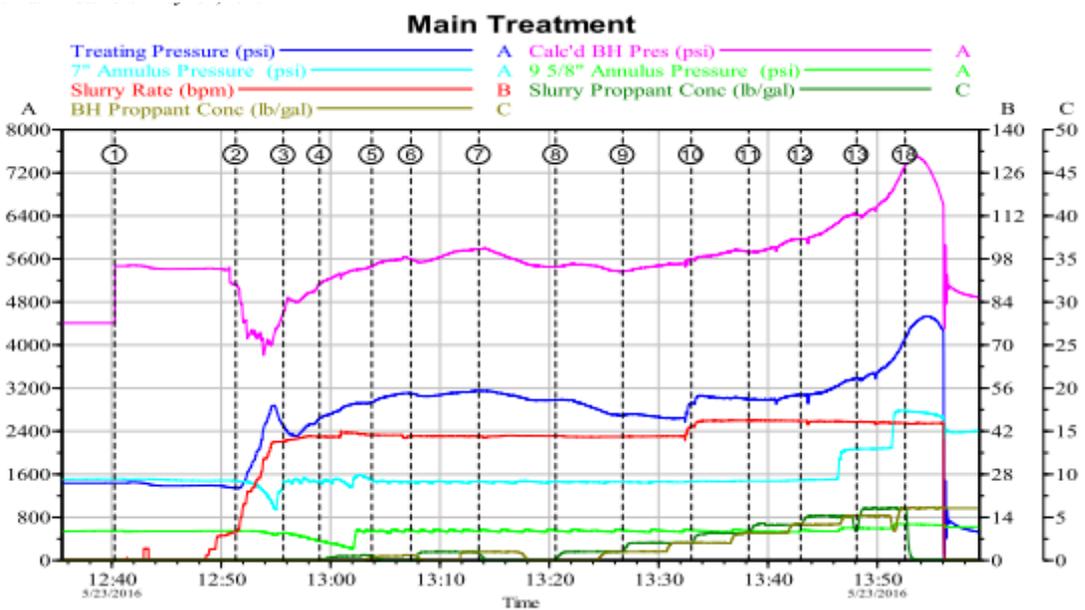


Fig.VII-23: Evolutions des paramètres de fracturation

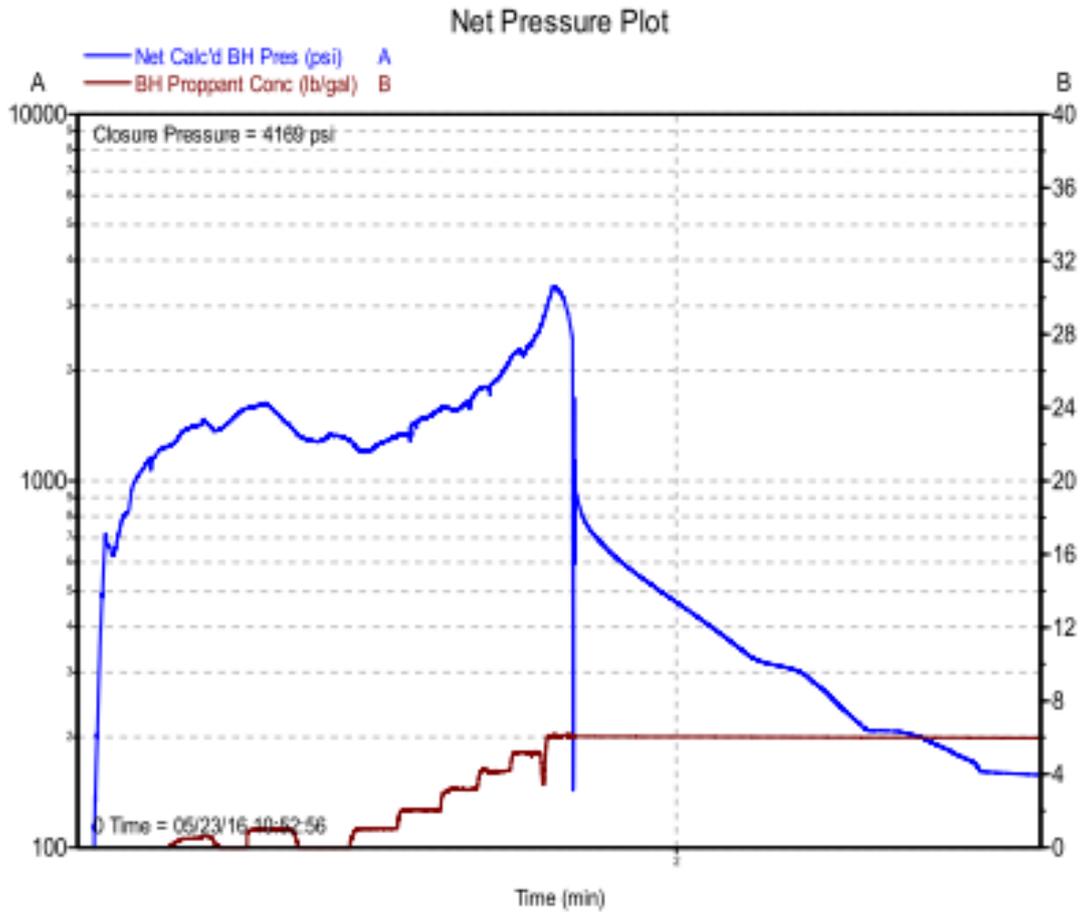


Fig.VII-24: Evolution de la pression net avec la concentration de propant

VIII.3. Révision de design final de fracproPT

Après l'exécution de traitement principale un deuxième matching est exécuté pour bien ajuster les paramètres de la fracture. Les différents paramètres de la fracture obtenue par le logiciel fracproPT sont présentés dans les tableaux ci-dessous: **Tableau VII-17**, **Tableau VII-18** et **Tableau VII-19**, ainsi la géométrie de la fracture est exposée dans la figure **Fig.VII-25**.

Tableau VII-17: Géométrie de la fracture après le révision de design final

Demi-longueur de la fracture (m)	251	Demi- longueur soutenu par propant(m)	239
Hauteur total de la fracture (m)	38	Hauteur soutenu (m)	37
Toit de la fracture (m)	2912	Toit de la fracture soutenu (m)	2913
Mur de la fracture (m)	2950	Mur de fracture soutenu (m)	2950
Nbr équivalent de multi fracs	1.0	Epaisseur max de la fracture (in)	0.31
Efficacité de fluide de fracturation	0.26	Epaisseur moyenne (in)	0.20
Concentration moyenne de propant (lb/ft ²)			2.38

Tableau VII-18: Conductivité de la fracture après le re-désign

Conductivité moyenne (md/ft)	1320.7	Epaisseur moyenne de fracture (Fermé en propant) (in)	0.120
Conductivité adimensionnelle	9.16	Perméabilité de formation (md)	0.184
Facteur d'endommagement propant	0.50	Undamaged perm at stress (md)	294400
Facteur d'endommagement apparent	0.00	Prop perm with prop damage (md)	147200
Facteur d'endommagement total (m)	0.50	Prop perm with total damage (md)	147200
La longueur effective soutenue	198		

Tableau VII-19: Rapport de pression durant la fracturation

Pression nette (psi)	1581	Stress de fermeture de fracture (psi)	4160
Pression nette observe (psi)	0	Gradient de pression de fermeture (psi/ft)	0.432
Pression en tête (psi)	4365	Pression de surface moyenne (psi)	3080
Pression de réservoir (psi)	3770	Pression de surface maximale (psi)	5169

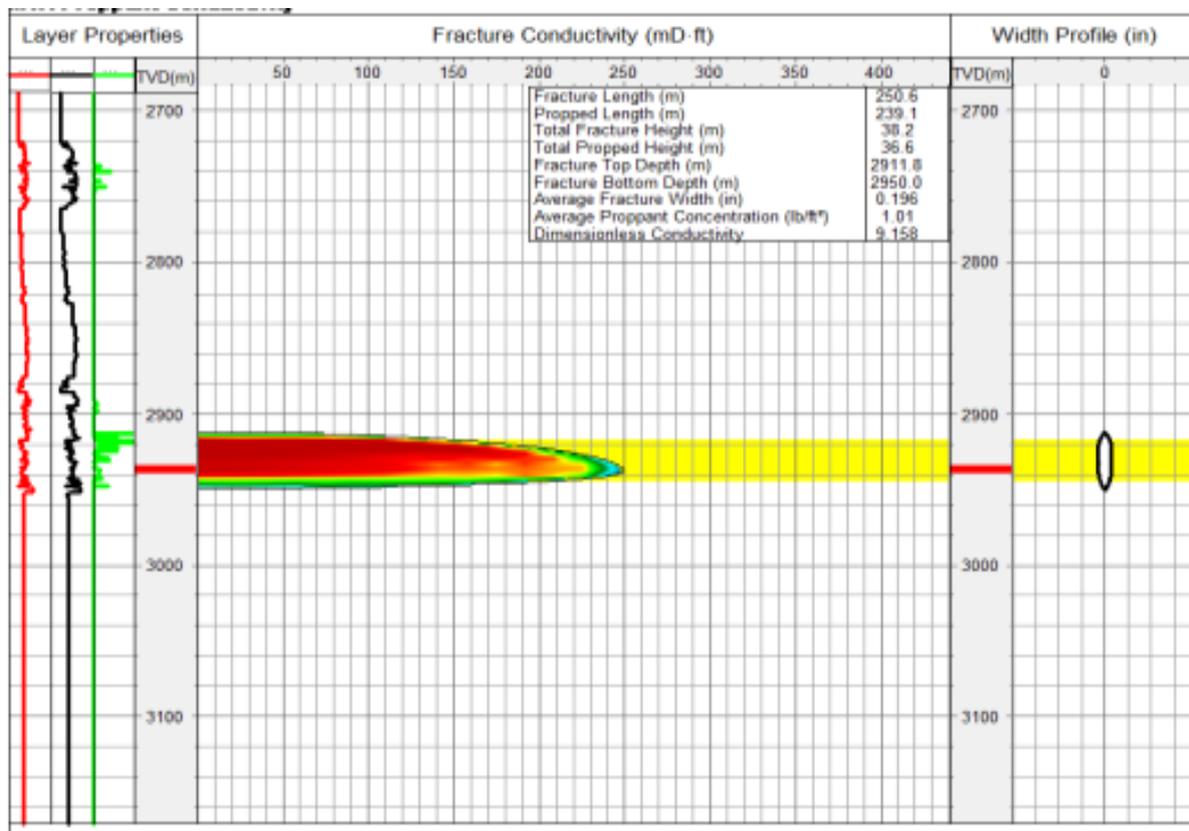


Fig.VII-25: Géométrie de la fracture après révision de design finale

IX. Résultat de jaugeage

Après fracturation, on a effectué une opération de jaugeage sur le puits IAK06 pour l'estimation des débits et le rendement de l'opération de fracturation: Le débit de gaz obtenu en surface est : $Q_{G(moy)} = 692 * 10^3 \text{ m}^3/\text{day}$

Le puits a un débit de gaz en surface très important après l'opération de fracturation hydraulique suite à cela on a jugé que l'opération a donné preuve de réussite.

Conclusion générale

La fracturation hydraulique est très importante voire même obligatoire pour les réservoirs non conventionnelles compacts. Ceci, vu leurs caractéristiques pétrophysiques médiocres, plus précisément la perméabilité qui est le paramètre capital influençant l'exploitation d'un gisement d'hydrocarbures. En effet, sans opération de stimulation, les réservoirs compacts ne produisent jamais.

Par ailleurs, la fracturation hydraulique est une technique multidisciplinaire, elle englobe plusieurs domaines scientifiques. La domination de la production en temps actuel est fortement liée à la maîtrise de l'exploitation des réserves non conventionnelles. La fracturation d'un réservoir est une tâche très délicate, sa décision est prise lorsqu'on est quasi-certain de sa rentabilité. Son succès dépend essentiellement du programme prévu et son exécution, d'où l'obligation d'utiliser des simulateurs pour bien prévoir un programme du traitement optimal.

L'unité IV-1 du réservoir ordovicienne présente un potentiel de gaz important, la fracturation du puits IAK-6 a été planifiée selon plusieurs étapes: un programme préliminaire réalisé par un simulateur FracproPT, des ajustements sur le modèle ont été fait grâce au DATA FRAC interprété par le même logiciel. Une autre interprétation des minifrac a été exercée par la méthode de Nolte qui apparait une bonne approche pour l'estimation de la crédibilité du logiciel. L'exécution du traitement principale a été accomplie sans incident en respectant les étapes définis antérieurement.

La fracturation hydraulique du puits IAK-6 peut être vue comme une opération réussie dans le domaine de développement et l'exploitation des réserves non conventionnelles.

Recommandation

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

- ✓ Utiliser le jaugeage au fond du puits pour mieux comprendre la réponse de fracture dans ce réservoir et bien estimer la pression de fermeture (contrainte horizontale mineur).
- ✓ Donner suffisamment de temps lors du *shut-in* pour permettre la fermeture totale de la fracture vu que les réservoirs *tight* ont une faible perméabilité qui engendre à son tour une mauvaise filtration de fluide dans la formation
- ✓ La ré-perforation est nécessaire pour diminuer les pertes de charges dues au colmatage des perforations.
- ✓ Un nettoyage avec *coiled tubing* du puits en question avant l'opération de stimulation est nécessaire pour enlever toutes sortes de dépôt au fond du puits (au cours de forage et/ou de production).
- ✓ Un essai de puits à la fin de l'opération est très important pour évaluer avec précision la géométrie réelle de la fracture.