

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE



DÉPARTEMENT Génie Minier

Projet de fin d'études
En vue de l'obtention du diplôme d'Ingénieur d'Etat en Génie Minier

Thème

**PROJET DE FRACTURATION HYDRAULIQUE ET SON IMPACT SUR
LA PRODUCTION DU PUITTS PRODUCTEUR DE GAZ**
- appliqué au puits A-4pt - champ Tinguentourine - In amenas.

Proposé par : JV Gas: Sonatrach - BP - Statoil

Encadré par :

Mr. Larouci CHANANE(Promoteur)
M. Andri Ansari (Co. Promoteur)

Réalisé et présenté par :

Abderrahmane MAHARRAR

Devant le jury :

Président : Dr. A. SEBAI, Professeur à l'ENP
Examineur : Dr. A. AKKAL, MCB à L'ENP
Promoteur : Mr. L. CHANANE, MAA à L'ENP
Co.Promoteur : Mr. M. Andri Ansari, Ingénieur de fracturation à In-Aménas, groupement Sonatrach-
BP- Statoil.

Promotion : Juin 2015

ملخص

في إطار استخلاص المحروقات، بما في ذلك استخلاص الغاز الطبيعي، انه من الملاحظ ان الإنتاج بالطريقة الطبيعية لا تلبي الحاجيات الاقتصادية الحالية، خاصة مع انخفاض اسعار المحروقات. تحت هذه ظروف، يتم تطبيق التكسير الهيدروليكي و هو الحل الأمثل لهذه المشكلة. على الرغم من التقدم الكبير لهذه التقنية، فإنها لا تزال قيد التطوير. لهذا، يتم تطبيق التكسير الهيدروليكي بحذر خصوصا عندما تكون في منطقة جيولوجية جديدة.

في هذا المشروع الدراسي النهائي، يتم تطبيق تقنية التكسير الهيدروليكي على البئر التجريبي A-4pt لاختبار تأثيرها على المناطق المحيطة بهذا البئر.

المفتاحيةالكلمات:

التكسير الهيدروليكي، محاكاة الكسر، الغاز الطبيعي المتفق عليه، تحسين الإنتاج ج.

Résumé

Dans la production des hydrocarbures conventionnels, y compris la production du gaz naturel, il est de plus en plus constaté que la production par les anciennes méthodes ne satisfait plus les exigences économiques actuelles du marché de consommation, surtout avec la chute des prix d'hydrocarbures. Eu égard à ces conditions, la fracturation hydraulique intervient comme la solution optimale à la problématique d'augmentation de production. Cependant, malgré le développement de recherches en ingénierie relative aux techniques les plus avancées de la fracturation hydraulique, qui est toujours en veille technologique, toutefois, l'application de cette technique constitue toujours un débat très controversé à différents plans de pollution et à l'échelle mondiale. En effet, l'application de cette technique au puits pilote A-4pt (*objet d'études de notre mémoire*), localisé dans le champ de Tigentourine à In-Aménas (*constituant un nouveau site d'extension géologique pour l'exploitation du gaz*), s'inscrit largement dans le débat de tester et vérifier les effets et l'impact de cette technique sur les zones avoisinantes.

Mots clés : Fracturation hydraulique, Gaz naturel conventionnel, Simulation de fracture, amélioration de production.

Abstract

In the frame of conventional hydrocarbons production, including natural gas production, it is increasingly recognized that production based on the old methods no longer meet the current economic demands of the consumer market, especially with the fall of oil prices. According to these conditions, hydraulic fracturing occurs as the optimal solution to the problem of production enhancement. However, despite the development of research in engineering related to the most advanced hydraulic fracturing techniques, which is still in technological wake. The application of this technique remains a very controversial debate on different plans of pollution and at a global scale. Indeed, the application of this technique to the pilot wells A-4pt (*studied as a purpose in our research*), located in the field of In-Amenas, Tigentourine (constituting a new geological extension site for gas exploitation) is largely registered in the debate of testing and verifying the effects and impact of this technique on the surrounding areas.

Keywords: Hydraulic Fracturing, Conventional Natural Gas, fracture simulation, production enhancement.

Remerciements

Tout d'abord, je remercie Dieu de m'avoir accordé ce que j'ai, ce que j'avais et ce que j'aurai.

Je remercie aussi l'ensemble de ma famille, plus spécialement mes parents pour leurs soutiens et efforts qu'ils ont fourni pour forger la personne que je suis maintenant.

Dans le cadre académique, je tiens tout d'abord à remercier les membres du jury qui ont accepté de bien vouloir examiner et juger ce travail.

Aussi, je remercie particulièrement Mr. Larouci CHANANE pour ses efforts et directives d'excellent promoteur qui m'ont énormément aidé à faire ce travail, comme je remercie aussi tous les enseignants du département Génie Minier.

A la fin, j'envoie un spécial remerciement pour l'équipe *Subsurface* du groupement Sonatrach-BP- Statoil, et plus spécialement mon Co. promoteur M. Andri Ansari.

Liste des Figures

Figure 1.1.a) Carte de localisation des réserves d'hydrocarbures de l'Est du bassin d'Illizi. **b)** carte de la distribution géographique des puits gaziers dans le champ d'InAmenas.

Figure1.2 : Carte des bassins sédimentaires de la plateforme saharienne(bassin d'Illizi et bassin de Berkine)

Figure 1.3 : Coupe Lithostratigraphique du bassin d'Illizi

Figure1.4 :a) Carte de localisation du champ d'In Amenas, **b)** Carte de la surface topographique des structures souterraines du MS2 montrant la distribution géographique des puits gaziers à Tiguentourine.

Figure 1.5 : Stratigraphie du Nord du bassin d'Illizi en relation avec les réserves gazières

Figure 1.6 : Processus de sédimentation et la formation de la couche MS2

Figure1.7 : Direction des failles tectoniques (*principalement la faille **Fadnoun***) sur la surface topographique du top MS2- Tiguentourine

Figure 2.1contrainte de cisaillement en fonction du taux de cisaillement- fluides plastiques de Bingham

Figure 2.2Forme générale de la contrainte de cisaillement en fonction du taux de cisaillement- fluides de la loi de puissance

Figure 2.3Viscosité apparente d'un fluide non-newtonien

Figure 2.4Régimes d'écoulement

Figure 2.5Illustration de la contrainte

Figure2.6 Illustration de la compression

Figure2.7 Illustration du taux de Poisson

Figure 2.8Illustration des différentes étapes de traitement

Figure 2.9Représentation de la géométrie des fractures

Figure 2.10 Graphe d'analyse de Nolte

Figure2.11 Concept de la fracture Griffith

Figure2.12 Modes de défaillances

Figure2.13 L'effet de w sur la pression nette

Figure2.14Rayon de la pointe de fissure et de zone plastique

Figure2.15 Exemple d'une zone plastique à la pointe de fissure –rayon plastique sans dimension

Figure2.16Diagramme du transfert d'énergie

Figure2.17Illustration de l'endommagement du voisinage du puits de forage

Figure 2.18 Illustration du TSO

Figure 2.19 Composants de l'équipement du traitement Frac-Pack

Figure 2.20 Fracture de contournement de la peau (*skin bypass*) à travers la zone envahie (*Skin zone*)

Figure 2.21 Longueur de fracture et les dimensions du réservoir supposé

Figure 2.22 Courbes de J_D en fonction de C_{FD} pour de faibles valeurs de N_{prop}

Figure 2.23 Courbes de J_D en fonction de C_{FD} pour de grandes valeurs de N_{prop}

Figure 2.24 Systèmes à base d'eau linéaires avant hydratation (A) et après hydratation (B)

Figure 2.25 Systèmes linéaires (A) et systèmes réticulés (B)

Figure 2.26 Exemple d'injection de Mini frac

Figure 2.27 Détermination d'ISIP et P_{nwb}

Figure 2.28 Détermination de $P_{Closure}$ et $T_{Closure}$

Figure 2.29 Exemple de *Test step up rate* (Taux d'étape ascendante)

Figure 2.30 Exemple de *Test Step Down*

Figure 2.31 Effet de perforation sur la propagation de la fracture

Figure 2.32 Méthode conventionnelle en fonction de la fracture globale

Figure 2.33 Perforation de phasage de 180° contre celui de 60°

Figure 2.34 Perforations de déviation de la zone-peau couvrant tout l'intervalle de formation

Figure 2.35 Zone soutenue avec suspension de sable dans l'eau fraîche comparée au Proppant *ULW* en suspension dans un fluide de 10ppg.

Figure 2.36 Corrélation entre t_{SP} and MHV_{ST}

Figure 2.37 Model de Penny

Figure 2.38 Modèle KZD

Figure 2.39 Modèle PKN

Figure 2.40 Effet du facteur skin sur la production

Figure3.1 : Impact de la pression de fermeture sur la conductivité et perméabilité du Bauxlite 20/40

Figure 3.2 Impact de la pression de fermeture sur la conductivité et la perméabilité -bauxlite 16/30

Figure 3.3 Test d'hydratation (effet du polymère)

Figure3.4 Tests de laboratoire pour la conception du fluide du puits A-4pt (sans additifs de rupture)

Figure3.5 Tests de laboratoire pour la conception du fluide du puits A-4pt (avec additifs de rupture)

Figure3.6 Diagraphie complète pour la formation MS2

Figure3.7 Scénario du pire cas de production - $X_f = 100\text{m}$; $K_{fw} = 1000 \text{ md.ft}$

Figure3.8 Scenarios de production pour $K_{fw} = 1000 \text{ md.ft}$ et X_f de valeurs variables

Figure3.9 Scenarios de production pour $K_{fw} = 2000 \text{ md.ft}$ et X_f de valeurs variables

Figure3.10 Scenarios de production pour $K_{fw} = 3000 \text{ md.ft}$ et X_f de valeurs variables

Figure3.11 Production cumulée pour le cas du scenario optimal

Figure 3.12 Différents logs de perméabilité, contrainte et module E . statique de Young, calculés dans les séries du niveau MS2 du puits **A-4pt**.

Figure3.13 Capture d'écran de la fenêtre des données géomécaniques

Figure3.14 Extension de la conductivité de la fracture dans la formation

Figure 4.1 Traitement du test d'injection

Figure4.2 : Injection de cassure

Figure 4.3 Détermination du temps de pompage T_p

Figure4.4 Détermination du final-BHP et ISIP

Figure4.5 Détermination de P_{Closure} par la méthode G-fonction

Figure4.6 Détermination du temps de fermeture T_c

Figure4.7 Superposition de pression à la fin du pompage de mini-frac

Figure4.8 Superposition de pression avec la chute de pression après le pompage de mini frac

Figure4.9 Simulation de la conception principale initiale avec le modèle original de formation

Figure 4.10 Simulation de fracture de la conception principale initiale avec le modèle mis à jour

Figure 4.11 Simulation de la conception finale

Figure4.12 Exécution de la fracturation principale (*PTREAT, BHP, PROPCONC*)

Figure4.13 Courbe Log-Log de la pression nette en fonction du temps

Figure 4.14 Correspondance de la pression de fracturation principale à la fin du pompage

Figure 4.15 Correspondance de la pression de fracturation principale avec la chute de pression après le pompage

Figure 4.16 Simulation de la conception finale de la fracturation principale avec la mise à jour des paramètres de la formation

Figure 4.17 Géométrie en modèle 3D de la fracture

Figure 4.18 Détermination du point de solution de productivité (pré-fracturation)

Figure 4.19 Détermination du point de solution de productivité (post fracturation)

Figure 4.20 Comparatif de productivité *Post-fracturation* Vs *Pré-fracturation*

Liste des tableaux

Tableau 2.1 Contraintes maximales de fermeture généralisée pour les principaux types de proppants.

Tableau 2.2 I_{SP} and MHV_{ST} pour différentes suspensions de proppant

Tableau 3.1 Tableau de conception des paramètres des fluides

Tableau 3.2 Diamètre minimal de perforation en fonction du maillage et concentration maximale du proppant

Tableau 3.3 Résumé de la stratégie de perforation

Tableau 3.4 Résumé des productions cumulées des scénarios considérés en fonction de X_f ($\frac{1}{2}$ longueur) et K_{fw} (conductivité)

Tableau 3.5 Δ Production cumulée en fonction des différentes $\frac{1}{2}$ longueurs de fractures X_f et des différentes conductivités.

Tableau 3.6 Δ Production cumulée en fonction des différentes $\frac{1}{2}$ longueurs de fractures X_f

Tableau 3.7 Conception du test d'injection

Tableau 3.8 Conception de la fracturation principale initiale

Tableau 3.9 Résultats de simulation de calcul donnant la géométrie de la fracture et le facteur F_{cd}

Tableau 4.1 Données du Modèle géomécanique introduites dans le logiciel pour la correspondance de la pression, coefficient de perte de fluide et le Module de Young

Tableau 4.2 Mise à jour du Modèle géomécanique de la formation après correspondance avec la pression de mini frac

Tableau 4.3 Conception finale

Tableau 4.4 Modèle géomécanique post fracturation principale

Tableau 4.5 Résultats des calculs finaux de la fracturation hydraulique du puits **A-4pt**

Tableau 4.6 Différents débits d'écoulements pour *BHFP- IPR* (avant fracturation)

Tableau 4.7 Différents débits d'écoulements pour *BHFP- VLP* (avant fracturation)

Table des matières

| | |
|--|-----------|
| INTRODUCTION Générale..... | 1 |
| Chapitre I APERCU GEOGRAPHIQUE ET GEOLOGIQUE | 3 |
| 1. INTRODUCTION | 3 |
| 2. CONDITIONS GÉOGRAPHIQUES | 3 |
| 2.1. Localisation..... | 3 |
| 3. CONTEXTE GÉOLOGIQUE..... | 4 |
| 3.1 La plateforme saharienne..... | 4 |
| 3.2 Province orientale et bassin d'Illizi..... | 5 |
| 4. Contexte géologique du champ d'In-Amenas | 6 |
| 4.1. <i>Définition</i> | 6 |
| 4.2 Caractéristiques..... | 6 |
| 4.3 Lithologie du MS2..... | 7 |
| 5. Tectonique | 8 |
| Chapitre II NOTIONS DE BASE DU CONCEPT DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE | 10 |
| 1. Introduction | 10 |
| 2. Concepts mécaniques essentiels | 10 |
| 2.1. Mécanique des fluides..... | 10 |
| 2.2. Mécanique des roches | 15 |
| 3. Notions de base de Fracturation Hydraulique | 17 |
| 3.1. Types de Pressions | 17 |
| 3.2. Processus de fracturation hydraulique | 20 |
| 3.3 Géométrie de Fracture | 21 |
| 2.4 Mécanique de Fracturation..... | 23 |
| 2.5. Fuite et Efficacité du Fluide | 29 |
| 2.6.Dommages de voisinage du puits de forage et le facteur de peau | 31 |
| 3. Types de Fracturation Hydraulique | 32 |
| 3.1. Fracturation de Faible Perméabilité | 33 |
| 3.2. Fracturation de Haute Perméabilité..... | 34 |
| 3.3. Traitements Frac-Pack(<i>Fracturation-Étanchéité</i>)..... | 34 |
| 3.4. Traitement de contournement de la peau (<i>Skin Bypass Treatment</i>) | 35 |
| 4. Production et optimisation | 37 |
| 4.1 Débit de production de gaz..... | 37 |
| 4.2. L'indice de productivité et facteur de conductivité sans dimension..... | 38 |
| 5. Test d'Injection..... | 42 |
| 5.1. Systèmes de Fluide | 42 |
| 5.2. Mini-fracturation et son rôle | 44 |
| 5.3. Test du Taux d'étape (<i>Step Rate test</i>) | 47 |
| 6. Perforation | 49 |

| | |
|---|-----------|
| 6.1. Initiation de Fracture | 49 |
| 6.2. Contrôle de Tortuosité | 51 |
| 6.4. Perforations de fractures de déviation de la zone envahie | 51 |
| 7. Proppant | 52 |
| 7.1 Propriétés du proppant et leurs impact sur l'amélioration de la perméabilité et la conductivité | 52 |
| 7.2. Sélection du Proppant | 53 |
| 7.3. Placement du Proppant | 55 |
| 8. Modèles de fractures | 58 |
| 8.1. Modèles de fractures 2D | 58 |
| 9. Sélection de candidat | 61 |
| 9.1 Justifications économiques..... | 62 |
| 9.2. Justifications techniques..... | 63 |
| Chapitre III PREPARATION DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE ET CONCEPTION INITIAL | 66 |
| 1.Introduction | 66 |
| 2. Sélection du proppant..... | 66 |
| 2.1. Proppant sélectionné pour le puits A-4pt | 67 |
| 2.2. Conclusion de la sélection de proppant | 70 |
| 3. Conception du fluide..... | 70 |
| 3.1. Additifs des fluides de fracturation hydraulique..... | 72 |
| 3.2. Conception des fluides | 72 |
| 3.3. Résultats et analyses de laboratoire | 73 |
| 4. Stratégie de perforation | 75 |
| 4.1. Intervalles de perforation | 75 |
| 4.2. Phasage..... | 76 |
| 4.3. Densité de tirs..... | 76 |
| 4.4. Taille des trous de perforation | 76 |
| 4.5. Type de pistolet | 76 |
| 4.6. La Stratégie Perforation..... | 78 |
| 5. Sensibilité à la production et éligibilité du puits candidat | 78 |
| 5.1. Cas du pire scénario..... | 79 |
| 5.2. Analyse d'autres scénarios..... | 80 |
| 4.3. Meilleur cas des scénarios | 82 |
| 5. Procédure et conception du programme initial..... | 83 |
| 5.1. Test d'injection..... | 83 |
| 5.2. Conception initiale du traitement principal..... | 85 |
| 5.3. Introduction des données géomécaniques pour le Simulateur | 86 |
| 5.4. Simulation de la conception initiale du traitement principal..... | 88 |

| | | |
|----------------------|---|------------|
| Chapitre IV | CONCEPTION DE FRACTURATION FINALE ET AMELIORATION DE PRODUCTION | 90 |
| 1. | Introduction..... | 90 |
| 2. | Exécution et analyse du test d'injection | 90 |
| 2.1. | Analyse du test de cassure | 91 |
| 2.2. | Analyse Mini-Frac..... | 91 |
| 3. | Correspondance de la pression Mini-Frac et révision de la conception du traitement principal... 95 | 95 |
| 3.1. | Correspondance de la pression mini-frac et modèle géomécanique post-mini Frac..... | 95 |
| 3.2. | Conception finale et simulation | 97 |
| 4. | Analyse et Exécution de la conception finale de la fracturation principale | 98 |
| 4.1. | Correspondance de la pression de la fracturation principale et mise à jour du modèle géomécanique final | 100 |
| 4.2. | Simulation finale des Résultats de propriétés de la fracture | 101 |
| 5. | Augmentation de productivité | 103 |
| 5.1. | Voies d'écoulement du gaz (<i>production</i>)..... | 103 |
| 5.2. | Productivité pré-fracturation | 105 |
| 5.3. | Productivité Post- Fracturation | 107 |
| 5.4. | Amélioration de Productivité, pré-fracturationVs Post-fracturation | 109 |
| Conclusion | | 110 |
| Bibliographie | | 112 |

Introduction Générale

Le gaz naturel représente l'une des plus importantes sources d'énergie dérivant des hydrocarbures. Son utilisation satisfait un large éventail de besoins; allant des besoins domestiques et ménagers à ceux des grandes industries. Hélas, comparé à d'autres sources d'énergies hydrocarbures telles que le pétrole, le prix au mètre/cube du gaz naturel est relativement bas. Pour toutes les compagnies de production, la quantité de production du gaz naturel doit être assez élevée pour rentabiliser les coûts de production. Il serait donc impératif de jouer sur les économies d'échelle par l'implication des techniques avancées afin d'atteindre un haut débit de production à des coûts raisonnablement acceptables.

Naturellement, la plupart des réservoirs de gaz naturel sont de faible perméabilité, comme c'est le cas des réservoirs gaziers de **Tiguentourine**. Cela implique, que non seulement les puits ont un débit de production relativement bas, mais signifie aussi, dans une certaine condition, l'éventualité de l'échec de tout le projet de production.

A ce stade, un faible impact a été constaté sur l'augmentation de la production. Pour parer à cette éventualité de se produire et mener une période d'exploitation fructueuse, le recours à l'utilisation des technologies modernes s'avère indispensable pour ne pas dire obligatoire afin d'atteindre un débit de production rentable. A ce propos, la technique de fracturation hydraulique intervient comme la meilleure solution pour rentabiliser les coûts de production et générer des profits.

La fracturation hydraulique, a été créée et utilisée pour la première fois en 1947, s'est développée très rapidement au cours de ces dernières années pour devenir aujourd'hui, une technique indispensable pour la bonne production du pétrole et surtout celle du gaz. Le principe de cette technologie est de créer une fracture qui assure la connexion des puits à la formation productrice tout en appliquant une assez grande pression afin de créer des microfissures dans la roche productrice et faire propager et étendre la fracture. Cette pression est une forme d'énergie fournie par de grandes pompes à la surface à travers un fluide très visqueux appelé **Pad**(Polymers acting delayers), une fois ces pompes sont mises à l'arrêt, la fracture se referme et la formation revient à son état initial comme si elle n'a jamais été fracturée.

Cependant, pour maintenir la fracture ouverte, un agent de soutènement, conventionnellement appelé **Proppant**, est injecté avec le pad dans la fracture. En conséquence, la formation va se refermer sur le proppant qui forme une fracture assurant une perméabilité adéquate. Cette fracture va donc mettre en liaison le puits avec une large surface du réservoir formant ainsi un paramètre appelé **-surface de fracture**. Le gaz naturel, qui se faisait collecté à faible débit par la surface latérale du puits vertical, va se faire collecté avec de meilleures proportions de débit à travers toute la surface-fracture. Donc, plus cette surface-fracture est très large, plus une

très grande quantité de gaz sera collectée, ce qui va assurer une plus grande production, d'où son impact positif sur les recettes économiques du pays.

Pour le bon déroulement de l'opération de fracturation hydraulique, l'ingénieur habilité doit faire un programme de fracturation pour créer une fracture aux dimensions adéquates et précises remplissant les conditions requises et aboutissant aux objectifs recherchés et exigés. Ce programme de fracturation est connu sous le nom de **Projet de Fracturation Hydraulique** (Hydraulic Fracturing Design) et couvre les paramètres suivants:

- Type de fluides,
- Volume et débit d'injection des fluides,
- Types et concentrations du proppant injecté dans le fluide de fracturation.

Avant le projet de fracturation, d'autres préparatifs relatifs à ce projet vont être traités tels que :

- la stratégie de perforation,
- la sélection judicieuse du proppant et des fluides à injecter.

L'objet d'étude de notre Projet de Fin d'Études a pour objectif de fournir les effets réels de la fracturation hydraulique et son impact sur la production de gaz. Cependant, le projet de la fracturation hydraulique sera appliqué au puits **A-4pt**, puits peu productif de gaz. Ce même puits constituera un témoin-pilote sur l'impact du design de la fracturation hydraulique pour être généralisé à d'autres puits producteurs de gaz dans la zone de Tiguentourine-In Amenas. Cependant, l'impact positif aidera à la sélection d'autres puits pour être portés comme candidats à la fracturation hydraulique afin d'améliorer à leurs tours leur production.

D'autre part, il est à noter que ce travail, s'inscrit dans l'optique de développer les thématiques relatives aux travaux de recherches consacrés à l'étude de la problématique du gaz de schistes (*appelé par gaz non-conventionnel*) dans le cadre des futures Projet de Fin d'Études.

Ainsi, la méthodologie de notre travail de recherche fera l'objet d'une synthèse bibliographique technique basée sur les anciens travaux de recherches très pointus s'appuyant sur les différentes simulations, traitant respectivement dans les chapitres suivants :

- le premier chapitre, Aperçu géographique et géologique,
- le deuxième chapitre, Notions de base du concept de la fracturation hydraulique,
- le troisième chapitre, Préparation à la fracturation hydraulique et conception initiale,
- et le quatrième chapitre, Conception finale de la fracturation principale et amélioration de production.
- et à la fin, on termine par conclusion générale.

3.2. Province Orientale et Bassin d'Illizi

La province orientale, située à l'Est de la plate-forme saharienne, se compose principalement des bassins d'Illizi et de Berkine, séparés par le môle d'Ahara [1]. Elle abrite une considérable réserve d'hydrocarbures (gaz et pétrole), comme il est illustré précédemment dans la (Figure 1.2.).

Le bassin d'Illizi, est limité à l'Ouest par la dorsale d'Amguid-El Biod et à l'Est par le môle de Tihemboka et les confins tuniso-libyens.

La coupe lithostratigraphique (Figure 1.3.), montre toute la profondeur du bassin d'Illizi, qui évolue depuis le Précambrien au début du cénozoïque, est structurée, selon les sondages géophysiques, sur une épaisseur de 3000m environ. Cependant, les réservoirs d'hydrocarbure, sont localisés aussi bien dans les étages géologiques du paléozoïque que ceux du Trias et du Jurassique.

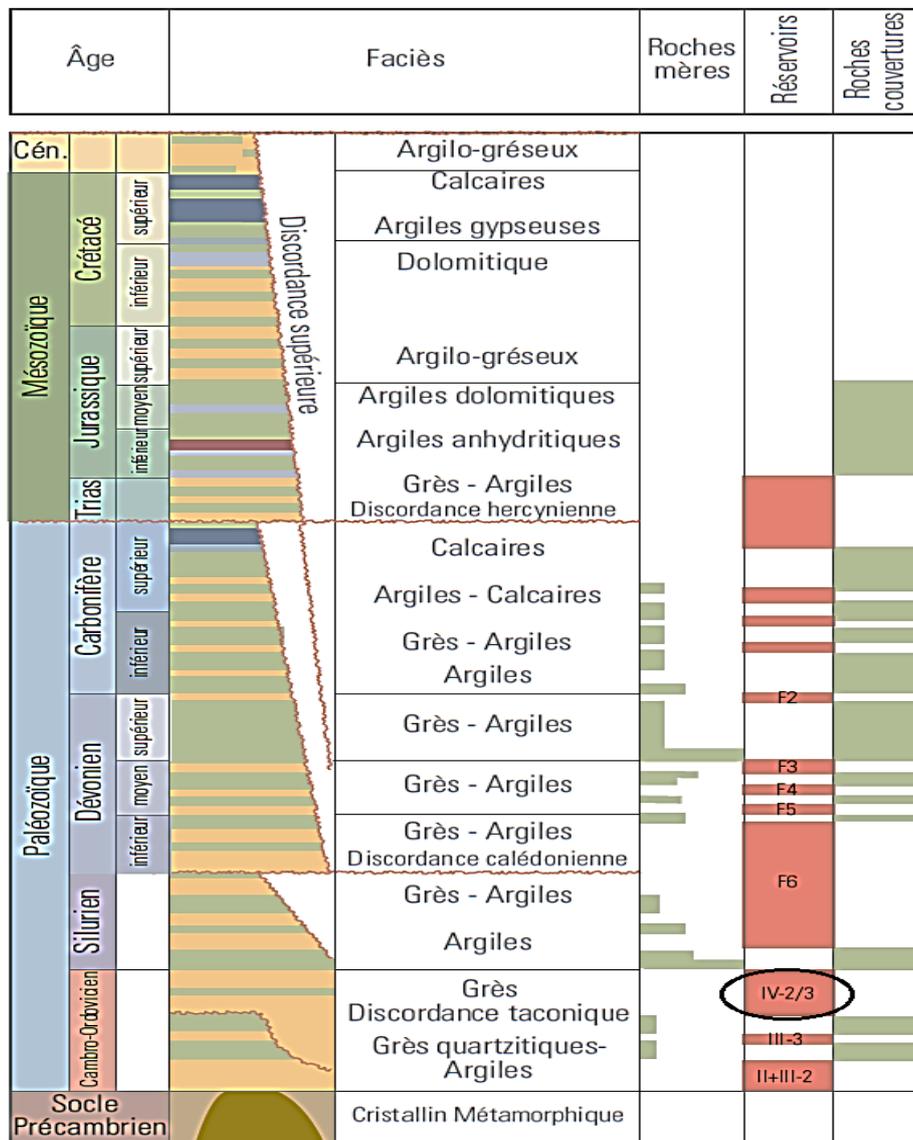


Figure 1.3 : Coupe Lithostratigraphique du bassin d'Illizi

En ce qui concerne la nature des réservoirs d'hydrocarbures, les unités Siluro-Dévonien, dominées par des lithologies à base d'argiles et de grès-argiles, correspondant aux unités F, représentent des réservoirs de pétrole qui appartiennent à l'exploitant Sonatrach. Par contre, les unités du Cambro-Ordovicien dominées, depuis le mur au toit, par des lithologies à base de grès quartzitique-argiles et des grès, sont quant à elles, à caractère de gaz naturel conventionnel, exploité par la compagnie JV Gas.

Les unités qui seront traitées dans le cadre de ce travail, sont celles qui se trouvent dans la partie supérieure du Cambro-Ordovicien, c.à.d. les sous-unités IV-2 et IV-3. Ces sous-unités présentant des porosités de 5 à 15 %, sont productives de gaz à Tin Fouyé Ouest, In Amenas, Tiguentourine, Zarzaitine et Irlalène. Une étude plus avancée sur le Cambro-Ordovicien sera alors faite dans le développement du champ d'In Amenas.

4. Contexte géologique du champ d'In-Amenas

4.1. Définition

In-Amenas est un champ d'exploitation de gaz naturel conventionnel (figure 1.4), détenu par JV Gas, qui a commencé sa production en 2006 et qui représente le dixième de la production totale du gaz.

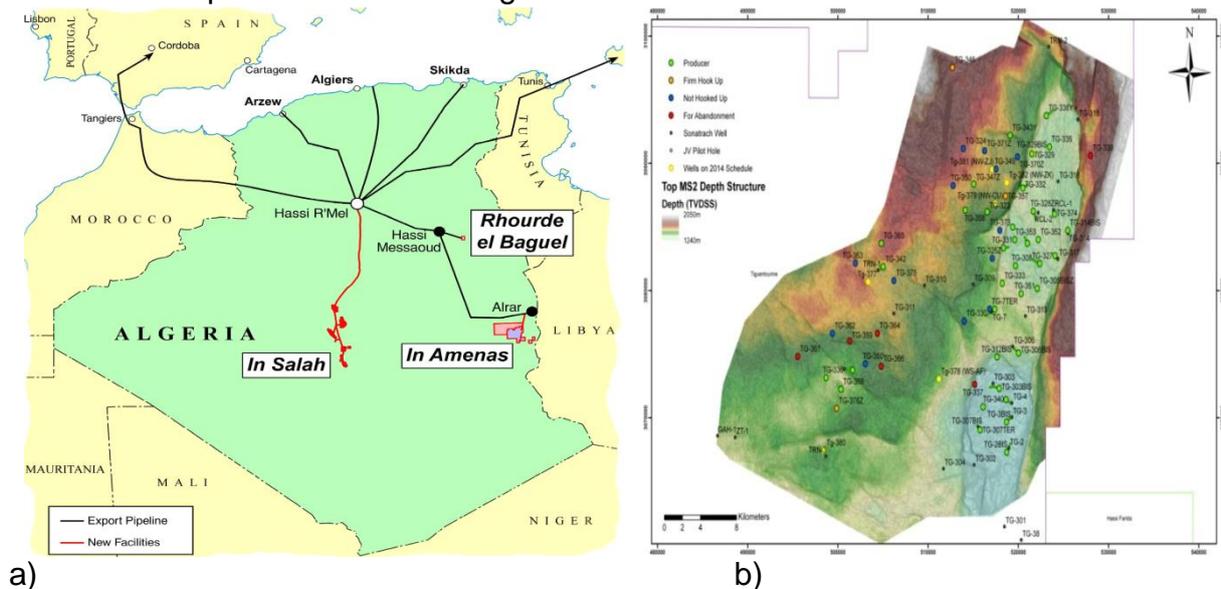


Figure 1.4 : a) Carte de localisation du champ d'In Amenas, b) Carte de la surface topographique des structures souterraines du MS2 montrant la distribution géographique des puits gaziers à Tiguentourine.

4.2. Caractéristiques

- ⇒ Les réserves concernées sont des réserves de gaz naturel d'âge Ordovicien, développant une épaisseur sédimentaire de 500m depuis la période du Cambrien/Précambrien (assimilée au socle) au celle du Silurien. Les réserves potentielles datant du paléozoïque se sont formées lors de la déglaciation et le retrait du massif glaciaire.

⇒ La stratigraphique du **NE** du bassin-champ de In Amenas- présentée dans la (figure 1.5) suivante, illustre clairement les réserves gazières potentielles.

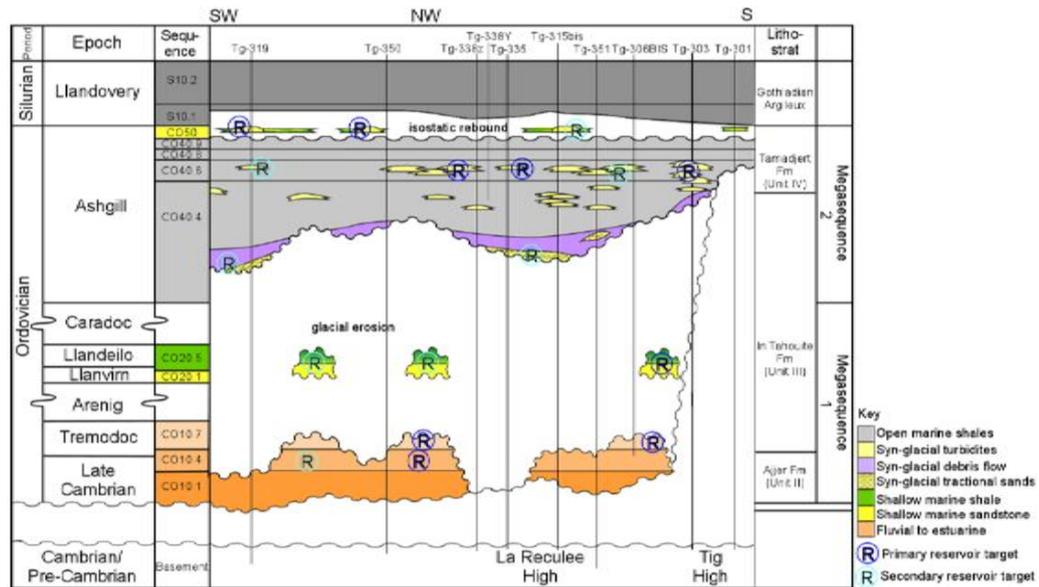


Figure 1.5 : Stratigraphie du Nord du bassin d'illizi en relation avec les réserves gazières

⇒ Dans le cadre de notre mémoire, le travail va se focaliser **sur la partie supérieure des étages du cambro-ordovicien de la stratigraphie du bassin**, appelée **Megaséquence 2 (MS2)**. Sur cette section, la fracturation hydraulique vise les réserves primaires qui sont situées dans la partie supérieure de la section.

4.3. Lithologie du MS2

Au cours de son histoire, le bassin d'illizi a été pour l'essentiel, un bassin marin peu profond, situé près d'une marge continentale soumise à une période d'érosion intense qui, a permis l'installation d'une importante colonne sédimentaire paléozoïque.

Les réservoirs illustrés précédemment dans (la figure 1.5), sont des réservoirs sédimentaires à lithologie gréseuse. Leur formation correspond à un simple processus de détachement et de dépôt des fines et des grains de sable. Dans cette partie, l'étude portera sur la formation du MS2 où les réservoirs se sont développés au cours de l'Ordovicien, lors de la déglaciation et le retrait des massifs de glace.

Durant le retrait, le massif glaciaire se déplaçait en se frottant sur la surface topographique causant ainsi le détachement des fines et des grains de sables. Toutefois, d'autres petits massifs se sont détachés de la masse glaciaire principale pour être fondus au cours de la même période, fournissant ainsi l'accumulation des fines, grains de sables et d'autres débris qui s'y trouvaient au sein de ces petits massifs glaciaires. L'ensemble de ces éléments sédimentaires se sont déposés par la suite pour former la couche MS2. (La figure 1.6) ci-dessous, illustre plus clairement le processus de la formation de la section MS2.

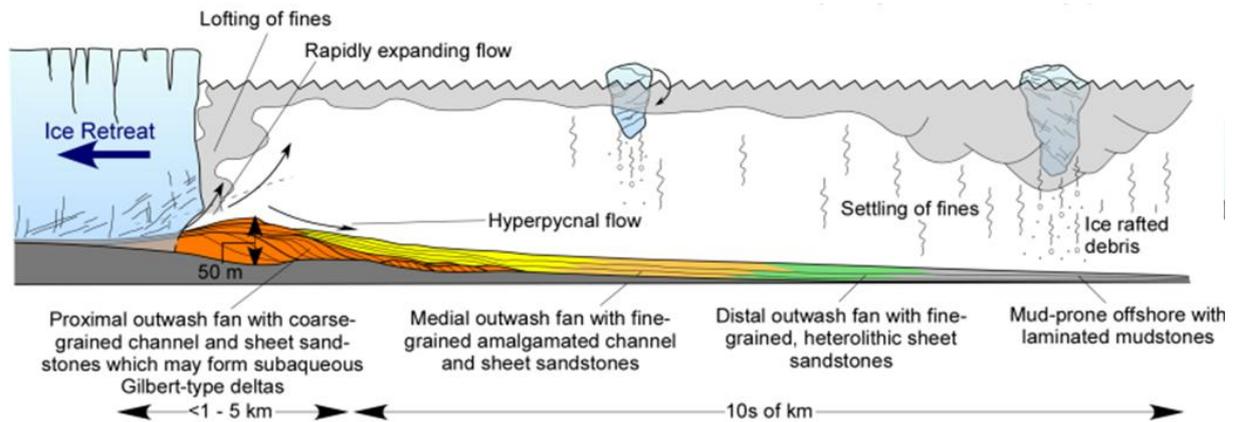


Figure 1.6 :Processus de sédimentation et la formation de la couche MS2

5. Tectonique

Le contact frontal de la plaque africaine avec celle de l'Eurasie a toujours généré une compression dans la direction NNE. Lors du premier contact, au Miocène, de ces deux plaques, une tectonique a créé des failles dans la direction de la compression. Ce processus s'est poursuivi jusqu'au contact terminal qui s'est opéré entre le Nord-ouest africain et le Sud-ouest de l'Europe (Maroc - Espagne), où la plaque continentale africaine a fait une rotation de près de 45° dans le sens trigonométrique, ce qui a induit une déformation de certaines failles conséquemment à cette rotation. La direction dominante de la compression étant restée la même pour un bon nombre de failles. Cependant, une autre série de failles s'est développée au niveau du Champ de In Amenas, représentée par la faille **Fadnoun**, qui constitue un excellent exemple, et qui selon les indices, la formation de cette faille remonterais à la phase antérieure à la rotation du continent africain et a dû continuer à se propager pendant (*processus de coulissage-convergence*) et après la rotation (*processus convergence-collision*) de la plaque africaine formant ainsi une grande faille entourant le champ de In Amenas du côté Nord et Est. (La figure 1.7) suivante illustre clairement l'étendue de cette faille ainsi que les autres failles appartenant au même contexte.

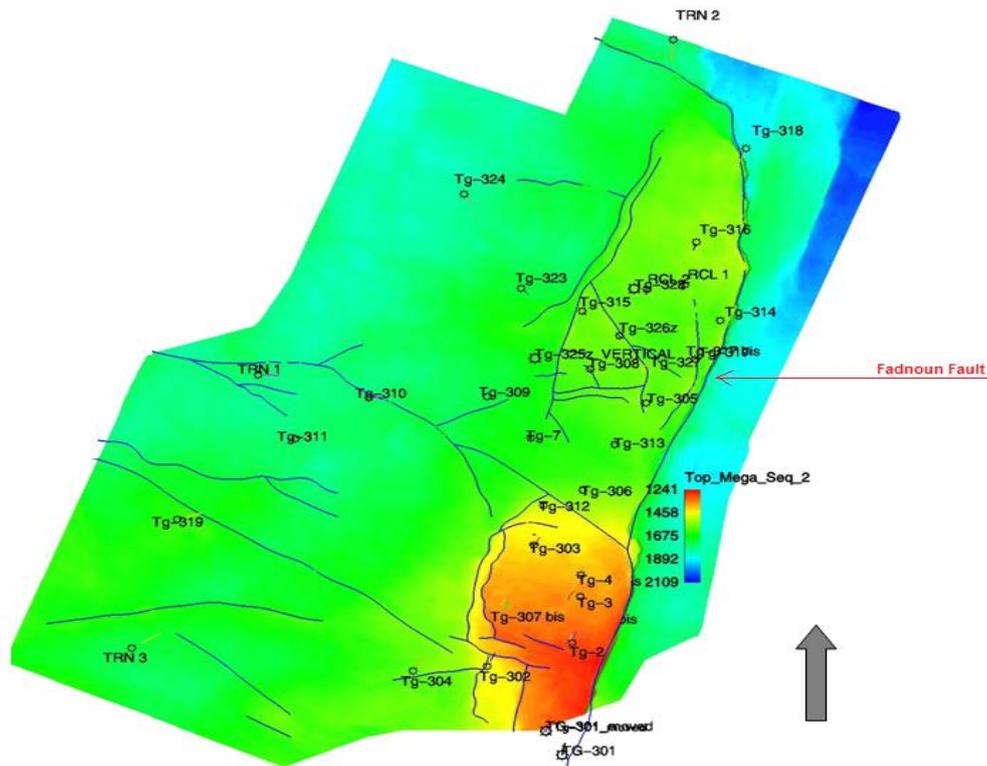


Figure1.11 : Direction des failles tectoniques (*principalement la faille **Fadnoun***) sur la surface topographique du top MS2- Tiguentourine

- ⇒ La faille Fadnoun est de type inverse, où la partie gauche d'une direction NW-SE, située vers le Nord du bassin, s'est enfoncée vers le bas, et celle de droite orientée d'une direction N-S, s'est relevée graduellement du Nord au Sud vers le haut du bassin.
- ⇒ Dans le cadre de notre travail, on va s'intéresser aussi au niveau de profondeur de la faille, qui limite à l'Est tout le champ d'exploitation du gaz et structure la partie supérieure du Cambro-Ordoviciendu bassin, dénommée **Megasequence 2**(MS2) qui, est située à une profondeur évoluant d'une cote de -1675m à -1458m vers le Nord et à -1241m vers le Sud, et qui constitue la principale couche productrice du gaz au niveau du bassin.
- ⇒ Toutefois, l'objet d'étude de la technique de fracturation hydraulique, consiste impérativement à définir la direction de la pression maximale et la pression minimale selon une polarité horizontale, où la pression maximale s'exerçant dans la direction NNE- SSW perpendiculairement à la pression minimale avec une direction ESE-WNW.

Chapitre II

NOTIONS DE BASE DU CONCEPT DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE

1. Introduction

Dans ce deuxième chapitre, sur base d'une synthèse bibliographique développée partir du document (J. Economides, 2009, travaillant en collaboration avec d'autres spécialistes du domaine), nous allons présenter les notions fondamentales relatives au concept de la fracturation hydraulique, servant de base requise pour la compréhension du contenu des prochains chapitres.

2. Concepts mécaniques essentiels

2.1. Mécanique des fluides

La mécanique des fluides est la science qui traite le comportement des fluides sous l'effet des forces appliquées sur eux, d'où l'importance de définir l'essentiel des propriétés fondamentales des fluides:

- **Densité(δ):** c'est la mesure de quantité de matière qu'un matériau peut contenir en une unité de volume. Plus dense est le matériau, plus lourde est l'unité de volume considérée. Pourvue que la composition du matériau reste constante, la densité du fluide peut être considérée comme constante, bien qu'en réalité, elle décroît légèrement avec l'augmentation de la température.
- **Température(T):** c'est la mesure de combien de quantité d'énergie le matériau peut contenir, plus chaud est le matériau plus il contient d'énergie. La plus part des propriétés des fluides sont plus ou moins affectées par la température.
- **Viscosité (μ):** La viscosité est la mesure de combien le fluide peut résister à la déformation résultée par l'application d'une certaine force ou pression. En d'autres termes, la viscosité est la mesure de combien le fluide est "épais". La viscosité est rarement une valeur constante, puisque elle change dramatiquement avec la température, contrainte de cisaillement appliquée et la composition du fluide.
- **Taux de cisaillement(γ):** c'est la mesure de la vitesse d'écoulement du fluide au-delà d'une certaine unité de surface. Il peut être aussi défini comme étant la mesure de combien de force le fluide peut recevoir.
- **Contrainte de cisaillement(T):** c'est la résistance que le fluide produit et génère lorsqu'on lui applique un taux de cisaillement, d'où :

$$\tau = \frac{\tau}{\gamma} \text{(Loi Newtonienne des fluides)}$$

2.1.1 Types des fluides

En fracturation, trois types de fluides sont connus :

- fluides Newtoniens,
- Fluides plastique de Bingham,
- et les fluides de Power Law.

Fluides Newtoniens: La loi newtonienne est applicable pour les fluides. Cela veut dire que la viscosité est constante par rapport au changement du taux de cisaillement, comme il est illustré dans (la figure 2.1) suivante.

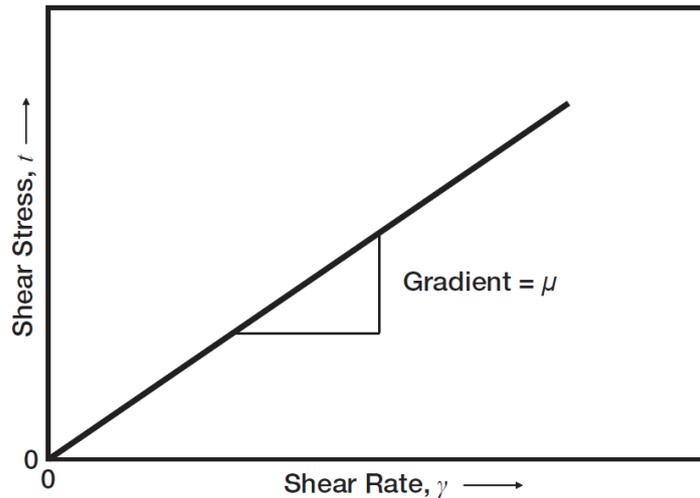


Figure 2.1 contrainte de la vitesse de cisaillement en fonction du taux de cisaillement- fluides Newtoniens

Fluides plastiques de Bingham: Cetype de fluides exige une certaine contrainte de cisaillement avant qu'ils ne commencent à bouger. Ces fluides ont une force de gel qui doit être surpassée pour les faire bouger. L'équation typique pour ces fluides est comme suit: $T = Y_p + \mu_p \dot{\gamma}$, telle qu'elle est représentée par (la figure 2.2) ci-après.

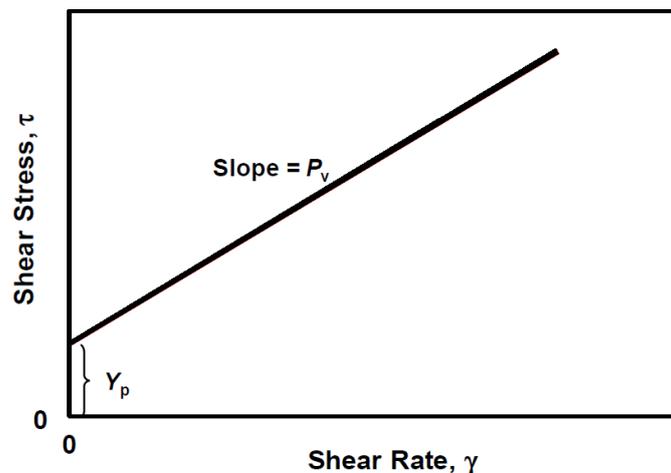


Figure 2.2 contrainte de la vitesse de cisaillement en fonction du taux de cisaillement- fluides plastiques de Bingham

Il est à noter de ne pas confondre ce type de fluides avec ceux de Newtonien, bien qu'ils ont une viscosité constante avec le changement du taux de cisaillement.

Les fluides de la loi de puissance, Les caractéristiques de ces fluides, c'est qu'il n'y a, en général, aucune relation linéaire entre la contrainte de cisaillement et le taux de cisaillement. La loi en puissance caractérisant le comportement des fluides est décrite par l'équation suivante:

$$\tau = K' \dot{\gamma}^n$$

Cette équation est illustrée dans (la figure 2.3) suivante:

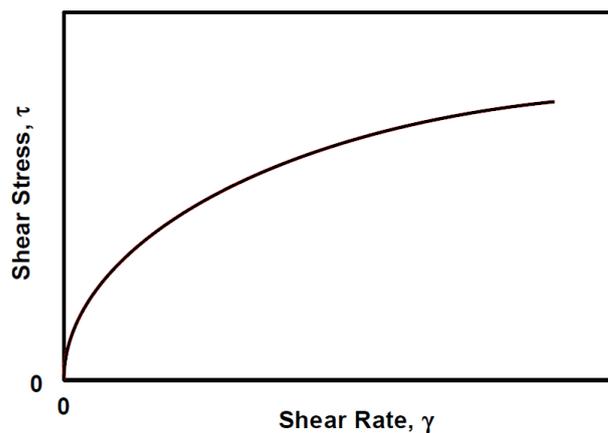


Figure 2.3 Forme générale de la contrainte de cisaillement en fonction du taux de cisaillement- fluides de la loi de puissance

Dans ce type, on peut distinguer trois catégories majeures :

- **Fluides affinant de cisaillement** *Shear-thinning* fluides: Dans ces fluides, n est inférieur à 1. Ceci implique que par expérience les fluides diminuent dans la viscosité apparente lorsque le taux de cisaillement augmente. La plupart des fluides utilisés pour la fracturation entrent dans cette catégorie.
- **Fluides newtoniens**: Les fluides newtoniens représentent un cas spécial des fluides de la loi de Power dans lesquels n est égal à 1, avec une viscosité constante et égale à K' .
- **Fluides épaississant de cisaillement** *Shear-thickening* fluides: Ces fluides ont un $n > 1$, et ainsi, présentent une augmentation dans la viscosité apparente quand le taux de cisaillement augmente. Des exemples extrêmes de ces fluides peuvent se comporter comme des solides lorsqu'ils sont exposés à des forces de cisaillement, même modérés.

2.1.2 Viscosité apparente

La viscosité apparente est simplement la viscosité du fluide pour un taux de cisaillement spécifique. Cette viscosité apparente est celle qui est utilisée dans la pratique. Pour la calculer, nous prenons le point auquel nous voulons déterminer la viscosité apparente et nous traçons une ligne la reliant avec l'origine du graphe. La

la pente de cette droite est la valeur de la viscosité apparente. La figure ci-dessous montre clairement ce qui a été expliqué.

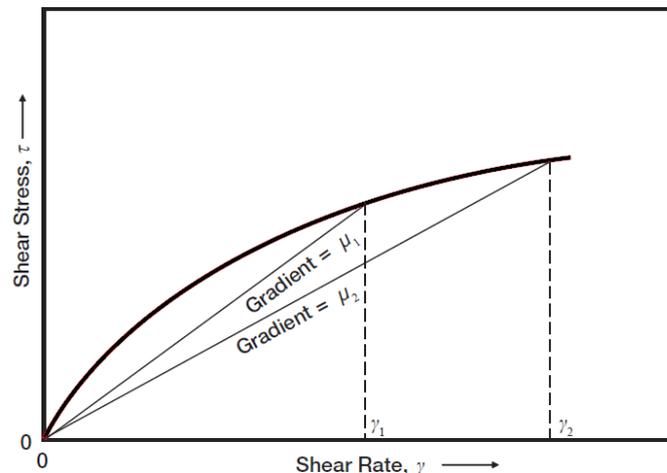


Figure 2.4 Viscosité apparente d'un fluide non-newtonien

Cet exemple, de (la figure 2.4), montre comment déterminer une viscosité à partir d'un graphe de fluide non-newtonien. Pour un taux de cisaillement égal à γ_1 , on déduit μ_1 , et pour un taux de cisaillement de γ_2 on déduit μ_2 . On note que lorsque le taux de cisaillement augmente la pente des lignes tracées diminue, et donc la viscosité diminue aussi. On appelle ce comportement de cisaillement affinant. Pour un fluide newtonien, le gradient est le même, ce qui veut dire que la viscosité apparente est égale à la viscosité.

2.1.3 Les régimes d'écoulement

En mécanique des fluides, il y a trois régimes d'écoulement qui dépendent de la vitesse du fluide, allant du régime du fluide le plus lent à celui du plus rapide, et on définit:

- **Régime d'écoulement en bloc**, A ce régime, le fluide s'écoule avec un profil de vitesse presque uniforme. Le fluide se déplace avec un front uniforme à travers presque toute la zone d'écoulement.
- **Régime Laminaire**. Au moment où le débit augmente, le profil de vitesse commence à changer. Le fluide à proximité des parois du tube (conduit ou fracture) s'écoule plus lentement, tandis que le fluide au centre du tube s'écoule plus rapidement. Connu aussi comme écoulement en flux rationalisé.
- **Régime Turbulent**. Comme le taux d'écoulement continue à augmenter, le contraste en vitesse à travers la zone d'écoulement devient insoutenable, et les fluides se transforment en écoulement turbulent. Ceci se caractérise par une série de tourbillons à petite échelle, et le tout se déplace dans la même direction. La figure suivante illustre clairement ce qui a été défini plus haut.

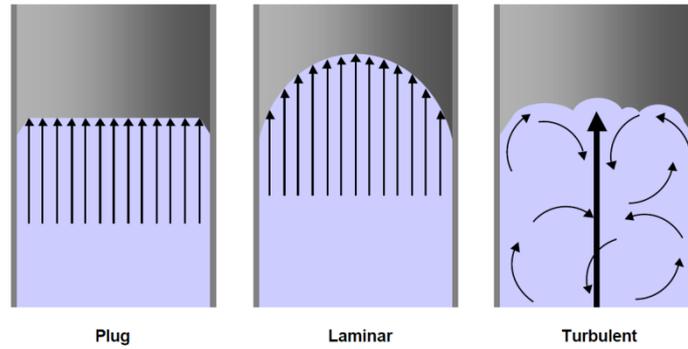


Figure 2.5 Régimes d'écoulement

Connaissant le régime d'écoulement du fluide comme très important quand la pression de friction dépend fortement de lui. Pour cela, nous définissons le nombre de Reynold.

Le nombre de Reynold, N_{RE} : ce nombre détermine le régime d'écoulement comme suit:

$N_{RE} < 100$ Régime bloc

$100 < N_{RE} < 1000$ Régime laminaire

$N_{RE} > 1000$ Régime turbulent

Ces valeurs sont très généralisées et ne doivent pas être prises comme des constantes. Selon la situation, ces valeurs peuvent varier d'une manière significative.

Le calcul du nombre de Reynold se fait à partir de la formule suivante.

$$N_{RE} = \frac{\rho \mathbf{d} \mathbf{v}}{\mu}$$

Où ρ est la densité du fluide, \mathbf{d} le diamètre intérieur du tube et \mathbf{v} la vitesse du fluide apparent.

L'équation précédente n'est valide que pour les fluides newtoniens- fluides à viscosité constante. Et comme il est connu que l'ingénieur de fracturation est souvent en rapport avec des fluides non-newtoniens, une nouvelle équation est définie pour les fluides de la loi de puissance (les plus rencontrés dans la fracturation). Tout en utilisant les unités du terrain, ainsi la formule du nombre de Reynold est la suivante:

$$N_{RE} = \frac{15.49 \rho \mathbf{v}^{2-n'}}{(\mathbf{K}' (96/\mathbf{d})^{n'})}$$

où v est la vitesse en m/sec, calculée par la formule suivante:

$$v = \frac{17,157q}{d^2}$$

Où, q est le taux d'écoulement noté : bpm (**battement par minute**), exprimant le rôle joué par le mouvement des fluides internes dans la respiration ?

2.1.4. Pression P de Friction du tube

Pour déterminer la pression de friction du fluide lors de son écoulement, Fanning a développé une formule utilisant le facteur de friction f . Cette formule est donnée en unités de terrain, comme :

$$P_{Pipefriction} = \frac{0,325 * \gamma_{fluide} * L * v^2 * f}{d}$$

L : la longueur du tube en Pied (foot = 0.3084m), v : la vitesse en ft/s et d : est le diamètre intérieur du tube en pouces (inche = 2.54cm).

Dans l'équation de Fanning, N_{RE} joue un rôle important dans le calcul du facteur de friction f .

- pour les régimes laminaires $f = 16 / N_{RE}$
- pour les régimes turbulents $f = 0,0303 / N_{RE}^{0.1612}$ (approximativement)

Effet du proppant: La formule, ci-dessus, de pression de friction est utilisée pour les fluides propres sans proppant, et dans la fracturation hydraulique, en utilisant un proppant en suspension catalytique sous forme de boue (slurry), un tel proppant accentue ce type de friction. Plus la concentration du proppant est élevée, plus une pression de friction sera générée. A ce titre, Shah et Lee (1986) ont développé une corrélation pour les fluides de fracturation à base de borate HPG, basée sur l'effet de la variation de la corrélation du proppant et la taille du tube :

$$\Delta P_{friction} = (\mu_r)^m (\rho_r)^{1-m}$$

$\Delta P_{friction}$ est le rapport de pression avec et sans proppant, μ_r le rapport de la viscosité apparente avec et sans proppant, ρ_r le rapport de densité avec ou sans solides. m est le gradient du log-pente du log de friction par rapport au nombre de Reynold (souvent utilisé à 0,2).

2.2. Mécanique des roches

La mécanique des roches est une science spécialisée à part entière dans l'étude des propriétés des roches. En génie de fracturation, l'accent est mis sur la partie incluant la détermination et les effets des propriétés physiques telles que la résistance à l'écrasement, résistance au cisaillement, module d'élasticité, densité, porosité et la perméabilité. Pour comprendre les principes de cette branche, nous certains termes méritent d'être définis.

2.2.1. Contrainte " σ "

Si une force F est appliquée perpendiculairement sur une surface A d'un matériau donné. Alors la contrainte agissant sur ce matériau est définie comme étant la force divisée par la superficie de ce plan-surface.

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

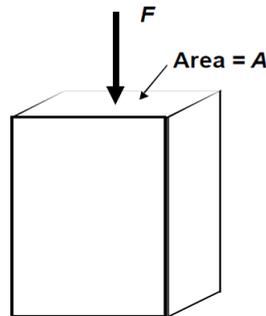


Figure 2.6 Illustration de la contrainte

Pour rappel, la contrainte a la même définition que la pression, c'est la raison pour laquelle on a réservé le terme pression pour les fluides et contrainte pour les solides.

2.2.2. Compression ϵ

C'est la mesure de combien le matériau se déforme quand on lui applique une contrainte. Si l'on applique une force F sur un corps dans la direction x , la longueur de ce corps sera réduite de x_1 à x_2 . La compression est alors définie comme suit:

$$\epsilon = \frac{x_1 - x_2}{x_1}$$

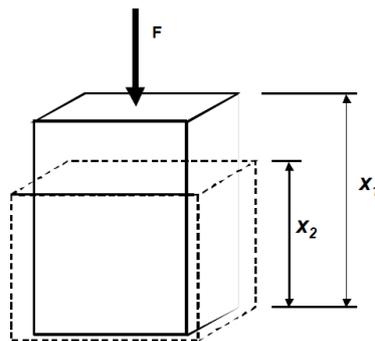


Figure 2.7 Illustration de la compression

La compression est très importante, car c'est à partir de sa valeur que les valeurs des contraintes appliquées sont déterminées par l'utilisation du module de Young.

2.2.3. Module de Young

Tel qu'il est connu comme module d'élasticité. Il mesure comment le matériel sera élastiquement déformé lorsqu'une contrainte agit sur lui. Le module de Young E est défini par la relation : $E = T / \epsilon$, ϵ étant sans dimension, E à la même unité que " T ".

Un module d'Young élevé signifie que le matériau a tendance à présenter un caractère dur et cassant (sensible à la fracturation et cassabilité). Exemples: le diamant, verre et granite. D'autre part, un module de Young bas, désigne un matériau tendre et solide (résistant à la fracturation), exemples: caoutchouc, mousse de polystyrène.

Important! est impératif de faire la distinction entre déformation *élastique* et déformation *plastique*. Une déformation élastique signifie qu'après l'annulation de la contrainte, le matériau retrouve sa taille et sa forme d'origine (déformation momentanée). Alors qu'une déformation plastique signifie que même après l'annulation de la contrainte appliquée sur le matériau, ce dernier ne retrouvera plus sa taille et/ou forme d'origine (déformation continue).

2.2.4. Le taux du Poisson

Lorsqu'une force F est appliquée sur un matériau donné dans une direction x , ce matériau se déformera dans la même direction x de la force agissante par la compression ϵ_x . Cette force déformera le matériau dans la direction parallèle à x , y , par la compression ϵ_y .

$$\epsilon_y = (y_1 - y_2) / y_1.$$

La figure ci-dessous explique Y_1 et Y_2 .

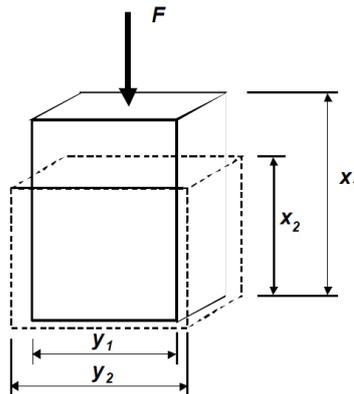


Figure 2.8 Illustration du taux de Poisson

Le taux de poisson est alors calculé comme suite : $\nu = -\frac{\epsilon_x}{\epsilon_y}$ (toujours positif)

Le taux de Poisson est un facteur très important pour déterminer le gradient de contrainte des formations. Il prend généralement une valeur comprise entre 0,2 et 0,35.

3. Notions de base de Fracturation Hydraulique

3.1. Types de Pressions

La force divisée par la surface d'application n'est pas tout à fait la définition correcte de la pression, mais c'est beaucoup plus la manière avec laquelle elle est mesurée. En fait, la pression est une énergie stockée par unité de volume. Pour obtenir cette énergie, on procède avant tout par une énergie chimique d'un carburant brûlé afin de créer l'énergie mécanique des moteurs d'injection. L'énergie mécanique est donc

transformée en pression, qui est utilisée pour briser la roche et créer la fracture à travers les fluides d'injection.

Dans ce contexte, la pression et la contrainte seront souvent confondu, car elles sont considérées de la même manière. La seule différence est que la pression est utilisée pour les gaz et les fluides, et la contrainte pour les solides. Bien que les fluides et les gaz se déforment facilement, la pression tend à se répartir équitablement dans toutes les directions, alors que la contrainte tend à agir le long des plans. Donc, les solides auront toujours deux principaux plans de contrainte; d'où le plan de la contrainte minimale est perpendiculaire au plan de contrainte maximale.

En fracturation hydraulique, une multitude de différents types de pression est utilisée, chacune d'elle se réfère au lieu et au temps où elle a été mesurée. Les différents types pressions sont définis comme suit :

- **Pression de Traitement de Surface**, *Surface Treating pressure*(**STP**), appelée aussi Pression de tête de puits, Pression d'injection, Pression du tubage, etc. Comme son nom l'indique, il s'agit de la pression que les pompes génèrent contre la surface.
- **Pression Hydrostatique** P_H , *Hydrostatic Pressure*, (**HP**), ou *Hydrostatic Head*(**HH**). Cette pression est celle qui est due au poids du fluide de la colonne dans le puits mesurée au fond.
 - HP (exprimée en psi) est fonction de la profondeur verticale réelle, ou *True Vertical Depth*(TVD) à laquelle la pression est agissante et la densité du fluide, " γ ".

$$HP = 0,433 * \gamma * TVD$$

Cette simple équation fait que HP semble facile à calculer, mais ce n'est pas toujours le cas quand on veut obtenir un système dynamique dans un puit dévié en rapport avec des fluides de différentes densités injectés dans le puits, qui constitue une situation habituelle dans les travaux de fracturation. Afin de garder une trace de cette mesure, nous utilisons des ordinateurs performants et des logiciels de pointe.

- **Pression de Friction de Tubage**, connu aussi comme pression de friction, P_{frict} . Elle peut être définie simplement comme une perte de pression lorsque le fluide circule à l'intérieur du tubage d'injection. Avec l'augmentation du diamètre du tubage, la pression de friction du tubage diminue. Le calcul de pression de friction de tubage, s'effectue toujours avec une marge d'erreur ou incertitudes.
- **Pression du Traitement du Fond du Puits**, ou *Bottom Hole Treating Pressure*(**BHTP**). Comme son nom l'indique. Cette pression est mesurée au fond du puits, lorsque la formation est tenue traitée avant que les fluides passent à travers les perforations, ce qui est donnée par la relation suivante :

$$BHTP = STP + HP - P_{frict}$$

Bien que cette équation inclue P_{frict} , une autre marge d'erreur ou incertitude aura lieu en calculant BHTP, ou directement mesurée par des baromètres placés au fond du puits.

- **Pression des Friction de Perforation**, ou tout simplement la pression de perforation, P_{perf} . Cette pression accuse une chute enregistrée par le fluide lorsqu'il passe à travers les perforations, la P_{perf} exprimée en **psi** est donnée par l'équation ci-dessous:

$$P_{perf} = \frac{2,93 * \gamma * (q / n)^2}{d^4 / n}$$

Où

q : est le taux du proppant en bpm,

d : diamètre de perforation en pouce,

n : nombre de perforations.

- **Pression de Friction près du puits de forage**, ou *Near Wellbore Friction Pressure*, P_{nwf} . C'est la somme de toutes les pertes de pression de perforation causées par la tortuosité, qui représente la perte de pression causée par la non-linéarité de la fracture.
- **Pression de Fermeture**, ou *Closure Pressure* ($P_{closure}$). C'est la pression produite par la formation du terrain, agissant pour refermer la fracture et revenir à son état initial. Connaître les dimensions (valeur) de cette pression de fermeture est très crucial; à l'aval de cette pression, la fracture a tendance à se refermer, et à son amont, la fracture est maintenue ouverte. Pour déterminer la valeur de cette pression, une technique de mini-fracturation est utilisée avec un examen attentif de la baisse de pression après que les pompes sont mises à l'arrêt.
- **Pression d'Extension** ou P_{ext} . Habituellement, cette pression est supérieure de 100 à 200 psi que la pression de fermeture. P_{ext} correspond à la pression du fluide de fracturation appliquée à la formation nécessaire pour élargir davantage la fracture. Elle représente l'énergie nécessaire à diviser la roche.
Remarque: la valeur de $P_{closure}$ est toujours plus petite que celle de P_{ext} .
- **Pression Nette**, ou *Net Pressure* (P_{net}). C'est l'une des valeurs les plus fondamentales dans le domaine de la fracturation hydraulique, l'analyse de cette pression constitue d'elle-même toute une branche de la théorie de fracturation. Plus de détails seront donnés plus tard, mais pour l'instant, il s'agit de mesurer la quantité de travail agissant sur la formation. En d'autres termes, elle correspond à la différence entre la pression du fluide à l'intérieur de la fracture et la pression de fermeture générée par la formation. Donc, l'équation donnant la pression nette sera:

$$P_{net} = BHTP - P_{nwf} - P_{closure}$$

$$\text{Ou } P_{net} = STP + HP - P_{frict} - P_{nwf} - P_{closure}$$

Analyser les tendances de cette mesure, donne une grande quantité d'informations sur la dilatation et la contraction de la fracture.

- **Arrêt Instantané de Pression**, ou *Instantaneous Shut In Pressure*(ISIP, ISP). C'est la mesure du BHTP prise juste après que les pompes sont mises à l'arrêt(début de la chute de pression), elle correspond à la mesure de pression, aussi bien à la surface qu'au fond du puits.

3.2. Processus de fracturation hydraulique

La fracturation de roche, en utilisant la fracturation hydraulique, s'effectue par le pompage des fluides créant un différentiel de pression entre le puits du forage et de la formation. Plus on augmente le débit de pompage, plus ce différentiel de pression augmente jusqu'à dépasser la contrainte nécessaire pour briser la roche et former la fracture. A ce titre, si on arrête le pompage des fluides dans la roche, on aura une fuite et la pression appliquée diminuera, et la fracture aura tendance à se refermer. Éventuellement, selon les caractéristiques de la dureté de la roche et la magnitude de la force agissante pour fermer la fracture, le résultat sera, si comme la roche n'a jamais été fracturée auparavant, et la formation retournera à son état initial. Ce qui implique, une augmentation nulle de la production.

En outre, si des agents de soutènement, nommé Proppant, sont injectés dans la fracture avec le fluide, la force générée par la formation (pression de fermeture) sera détenu par ce proppant, qui aura une pression de résistance plus forte que celle générée par la pression de fermeture, en maintenant ainsi la fracture ouverte lors de l'arrêt du pompage. Alors le proppant a une perméabilité supérieure à celle de la formation, plusieurs chemins perméables seront créés entre la roche productrice et le puits du forage. Si ce processus est ingénieusement conçu, il aura alors un impact positif sur la production.

La création d'une fracture signifie le passage par certains stades différents. Tout d'abord, on pompe généralement de l'eau traitée à haute pression (PAD : *appelé aussi flush, injecté pour faire passer le proppant restant au niveau des fractures*), qui correspond au premier fluide injecté pour initier la fracturation. Suivie par l'étape d'injection du slurry (suspension de proppant concentré), qui est un mélange composé du pad et du proppant afin de le porter dans les fractures. A la fin, tout le traitement est déplacé vers la perforation. Cette série d'étapes, correspond à un pompage consécutif sans pause. Après cela, les injections sont arrêtées et la pression de fermeture est libérée sur l'agent de soutènement, le proppant.

Ce processus est très sollicité et exige des fluides hautement visqueux pompés avec un haut débit, associé à une pression dont le débit est différent de celui des fluides. Pour cela, une quantité très importante d'énergie hydraulique (hydraulique mécanique : *Hydraulic Horsepower*) est fournie par des grands camions ou des patins avec d'énormes moteurs diesel et pompes. Une pompe de fracturation typique sera évaluée à 750-2000 puissances hydrauliques (HHP) - Pour mettre cela en perspective, le moteur moyen de voiture fournit une puissance maximale de 80 à 100 HP.

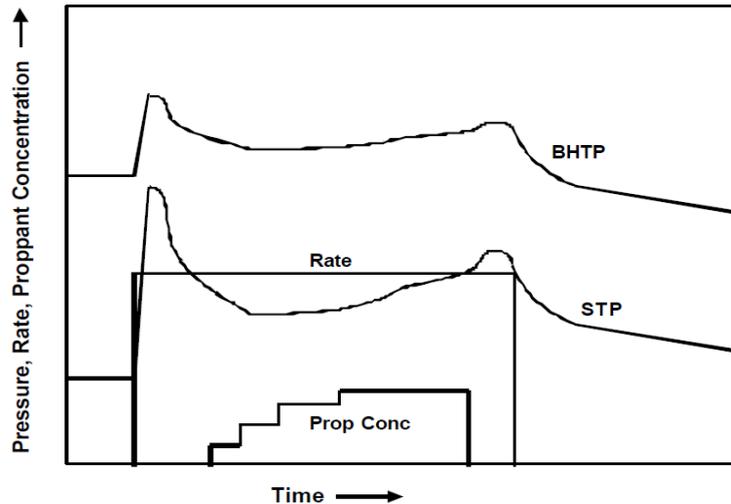


Figure 2.9 Illustration des différentes étapes de traitement

3.3 Géométrie de Fracture

Dans l'ingénierie de fracturation, tout type de fracture, peu importe la manière dont elle a été formée, a trois caractéristiques de base indispensables pour les opérations futures.

Toutes les modélisations de fractures sont conçues autour de la manière de déterminer ces trois caractéristiques, à savoir : la hauteur H , la longueur L et la largeur W . (La figure 2.10) ci-dessous illustre l'emplacement de chacun de ces paramètres.

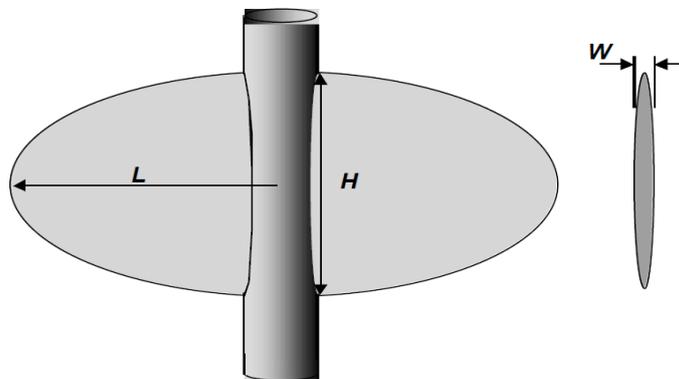


Figure 2.10 Représentation de la géométrie des fractures

Une fois ces caractéristiques sont déterminées, il devient facile de calculer d'autres paramètres tels que : le volume du proppant dans la fracture, la conductivité de la fracture et ultimement l'augmentation de la production.

Mais à priori, il est préférable de définir certains paramètres géométriques qui seront souvent utilisés dans ce qui va suivre:

- **Aspect-Ratio** (ou *format d'image*) $AR = H/L$
Pour une fracture radiale, qui est parfaitement circulaire et la hauteur H est égale à la longueur L , $AR = 0,5$.

- **Hauteur Sans-Dimension** : $H_D = H/h_{net}$
où h_{net} est la hauteur totale de la section productrice.
Pour une fracture couvrant toute la hauteur de la formation productrice, et pas plus, $H_D = 1,0$.
- **Conductivité de Fracture** : $F_c = W' k_p$

Où, W' est la largeur moyenne de la fracture du proppant et k_p est la perméabilité du proppant à l'intérieur de la fracture.

Remarque : la largeur W' est la largeur de la fracture remplie du proppant après le traitement, qui est moins large que la fracture créée durant le traitement.

Cependant, d'autres types d'analyses sont utilisés pour contrôler le comportement des fractures telles que **l'analyse de Nolte**, qui consiste en une branche de la théorie développée par Ken Nolte d'Amoco. Il utilise la courbe de $\log P_{net}$ en fonction du \log temps de travail pour déterminer la forme de la fracture. (La figure 2.11) suivante illustre les modes de l'analyse de Nolte selon lesquels la fracture se forme.

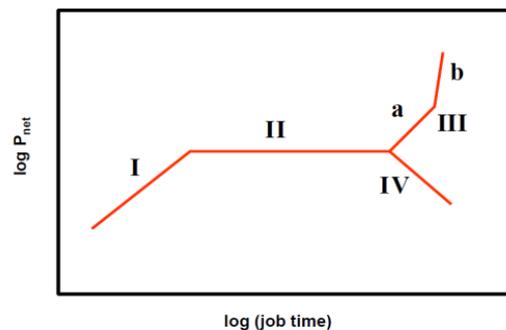


Figure 2.11 Graphe d'analyse de Nolte

Nolte utilisait une analyse mathématique pour montrer qu'à partir du gradient du $\log P_{net}$ par le \log de temps, la fracture se déforme d'une certaine manière, qu'on appelle mode. On distingue alors:

- **Mode I** : Bon confinement de hauteur; la fracture se propage préférentiellement dans la direction horizontale.
- **Mode II** : Croissance homogène de la fracture; fracture se propage d'une manière elliptique dans la direction verticale et horizontale.
- **Mode III a**: Ecran sur pointe (*Tip Screen Out* TSO); la fracture se remplit de proppant à sa pointe et par conséquent les pressions se concentrent vers les parois; ainsi un élargissement de la fracture se produit.
- **Mode III b**: *Screen Out*, blocage près du puits (entrée de perforation). Il n'est plus possible de pomper du proppant dans la fracture.
- **Mode IV**: La croissance en hauteur incontrôlée.

Cette analyse est devenue populaire avec le temps. Toutefois, elle a été utilisée tout à fait à ses débuts dans la surveillance et le développement de la fracture. Et jusqu'à nos jours, cette analyse constitue toujours un outil très utile pour l'ingénieur de Frac pour évaluer la géométrie de fracture sans l'aide du simulateur de fracture, comme elle peut être utilisée comme un appui pour le simulateur.

2.4 Mécanique de Fracturation

La mécanique de fracturation est l'étude de comment la fracture se propage à travers certain matériau, elle s'intéresse à la vitesse avec laquelle la fracture progresse et à quel point elle devient critique. Une fracture devient critique, quand soudainement, elle se propage à travers la formation avec une vitesse élevée. Ceci peut conduire à des conséquences catastrophiques. Donc, cette branche d'étude, prévoit comment la fracture va grandir et dans quelle direction.

Lorsque la pression dans la fracture est égale à la contrainte appliquée sur les faces de rupture, on les considère de la même manière. Au cours de la fracturation (lors de la propagation de fracture), la pression nette doit être égale à la contrainte critique.

2.4.1 Mécanique de fracture élastique linéaire et solidité de rupture

La mécanique de fracture élastique linéaire, ou *Linear Elastic Fracture Mechanics* (LEFM), est une branche de la mécanique de rupture qui s'intéresse au degré de contrainte utilisé pour faire propager la fracture. LEFM suppose que, après une déformation élastique linéaire (constante E), il y aura directement une fracturation fragile. Cela signifie, qu'il n'y aura pas de déformation plastique considérable. Cette branche de la mécanique a été utilisée dans les premiers modèles de fractures, et est encore utilisé dans certains modèles actuels conçus par les logiciels de simulation Mini-Frac et StimPlan.

La fissure de Griffith

Dans les années 1920, Griffith était la première personne à adopter une approche d'analyse utile pour ce genre d'étude. Son concept illustré dans (la figure 2.11) suivante, est exprimée par l'équation :

$$\frac{dU}{da} = \frac{2 a \pi \sigma^2}{E}$$

Si U est l'énergie élastique (contrainte) appliqué sur le matériau pour le rendre élastiquement déformé, ainsi a est la longueur de la fracture caractéristique et σ est la contrainte de champ lointain.

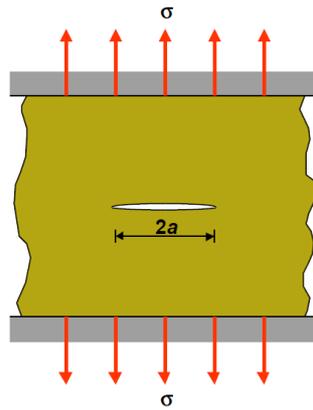


Figure 2.12 Concept de la fracture Griffith

Cette équation pourrait être considérée comme l'énergie supplémentaire dU nécessaire pour faire la moitié de la longueur de la fracture croître avec da . Habituellement $\frac{dU}{da}$ est remplacé par le taux de libération de l'énergie élastique (*Elastic Energy Release Rate*), nommée aussi par force divisant de fracture G (*Crack Dividing force*). Donc l'équation ci-dessus devient :

$$G = \frac{\alpha \pi \sigma^2}{E}$$

Il est important de retenir que ce modèle est applicable seulement aux matériaux qui ont une fracturation fragile juste après les déformations élastiques (déformation plastique négligeable ou nulle).

Critère de défaillance Griffith

Pour un matériau uniforme, soit dU/da est constante, il y a une valeur critique de contrainte σ_c à laquelle le matériau accusera une défaillance catastrophique. Cela signifie, une propagation de fracture à grande vitesse. Par conséquent, il est important de donner l'équation d'estimation de la valeur σ_c .

$$\sigma_c = \left(\frac{E G_{IC}}{\pi a} \right)^{0,5}$$

G_{IC} correspond au taux de libération de l'énergie critique, déterminée expérimentalement. Il varie en fonction de la température et de la géométrie totale de l'échantillon d'essai.

Dans la mécanique des roches, la défaillance est divisée en trois modes majeurs. **Mode I**, est le mode d'ouverture, référé à G_{IC} . **Mode II**, est le mode de glissement et le **mode III**, est le mode de déchirement. Tous ces modes sont illustrés dans la figure ci-dessous.

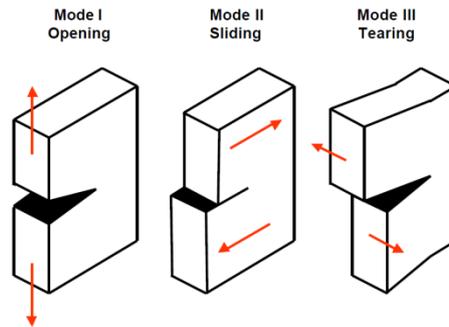


Figure 2.13 Modes de défaillances

Mode I : est ce qui est traité dans le génie de fracture. La fracture sera formée telle qu'il est illustré dans (la figure 2.13) précédente.

2.4.2 Effets Non-Linéaires et Non Elastiques

Expérimentalement, il était clair que l'énergie calculée par le **LEFM** ne suffit pas à créer une propagation de la fracture dans la formation, car la déformation élastique existe et absorbe de l'énergie. Cela signifie, que plus d'énergie est nécessaire. Pour cela, nous décrivons les deux théories suivantes.

Dilatation de la pointe de la fracture

Cette théorie a presque fait disparaître les concepts traditionnels de la ténacité K_{IC} . Les utilisateurs de simulateurs basés sur ce modèle ont remarqué de petits changements, ou pas du tout, dans les entrées de ténacité. D'autre part, La théorie indique que K_{IC} peut être ignoré en grande profondeur lorsque la condition suivante est satisfaite.

$$\sigma(\pi R)^{0,5} \gg K_{IC}$$

Où R est le rayon de la fracture. Cette condition montre que K_{IC} est plus significatif pour les petits rayons, comme les fractures de dérivation de la peau (voir Chap.1-3.4.). Comme le liquide ne parvient pas au fond de la fracture, une distance w à partir de la pointe sera vide, créant une diminution très rapide de la pression nette voir (la figure 2.14) ci-dessous. Si la condition décrite dans l'inégalité précédente, w peut être estimé de la manière suivante :

$$w = \frac{R}{2} \left(\frac{P_{net}}{P_{net} + P_{closure}} \right)^2$$

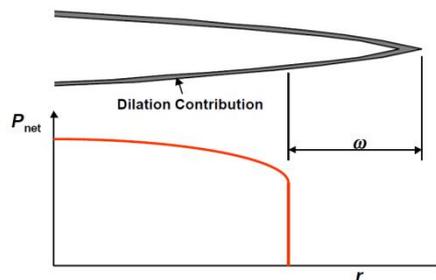


Figure 2.14 L'effet de w sur la pression nette

Parce que le liquide ne pénètre pas dans la pointe de la fracture, l'énergie est perdue avec la déformation du bout de la fracture. Il est postulé que cette déformation se trouve dans un mode non-linéaire ou dilatant. Cette dilatation de la pointe de la fissure réduit l'énergie réservée pour le fluide de fracturation afin de propager la fracture, et donc réduit la taille de la fracture, pour un P_{net} donné.

La Plasticité de la pointe de fissure

Cette théorie affirme l'existence d'une déformation plastique significative au niveau de la pointe de fracture. Elle prend en considération la plasticité. Comme il est mentionné précédemment, LEFM avance que les déformations plastiques ne sont pas significatives. Cela peut être vrai dans certaines formations, mais il ya un large éventail de circonstances où la théorie de la plasticité est applicable. En outre, même les matériaux cassants peuvent éprouver des déformations plastiques sous d'extrême contrainte triaxiales.

Comme la charge augmente sur un matériau fracturé, les tensions autour de la pointe de fracture augmentent également. En raison de la géométrie de la zone de la pointe de fracture, ces contraintes sont en général bien au-delà de la contrainte globale du matériau. Comme l'ensemble des contraintes augmente, la tension autour des fractures augmente à un point où elle dépasse le point limite donné du matériau σ_y . Le matériau commence donc à se déformer plastiquement et à se déplacer dans une direction qui permettra de soulager la contrainte loin de la pointe de fissure. Cela produit une pointe de fissure de rayon fini, à l'opposé de la pointe de fissure infiniment petite indiquée dans la théorie LEFM. Le diamètre de la pointe de fracture, d , est alors donnée par :

$$d = K_I \frac{(1 - \nu^2)}{E \sigma_y}$$

(La figure 2.15) ci-dessous illustre clairement ce qui a été expliqué précédemment.

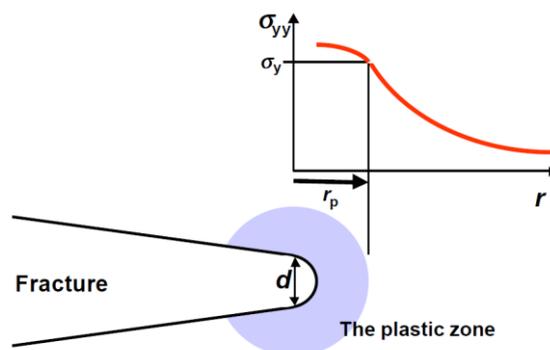


Figure 2.15 Rayon de la pointe de fissure et de zone plastique

La zone plastique est représentée par un cercle à la pointe de fissure. Cependant, ce n'est pas toujours le cas. En utilisant toute l'équation ci-dessus et en supposant que la couche verticale $\epsilon_z = 0$, le critère de la limite d'élasticité de **Von Mises** donnera l'équation suivante:

$$\frac{\sigma_y^2 \pi r_p}{K_I^2} = 0,25 (1,5 \sin^2(\theta) + (1 - 2\nu)^2 (1 + \cos(\theta)))$$

Où $\frac{\sigma_y^2 \pi r_p}{K_I^2}$ est le rayon de plasticité sans dimension, et θ est la direction dans laquelle le rayon évolue. (La figure 2.16) suivante illustre un exemple donné.

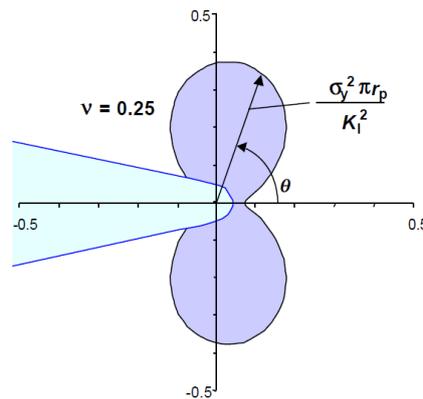


Figure 2.16 Exemple d'une zone plastique à la pointe de fissure-rayon plastique sans dimension

Remarque: Dans les formations dures, la zone plastique est petite comparée à la taille de la fracture, mais comme le module de Young donne une diminution de tension dans la limite d'élasticité, la zone plastique va grandir. Cette théorie devra alors être prise en considération. La plasticité provoque une diminution significative de la pression quand la zone plastique augmente. Cela exige une importante énergie supplémentaire pour fracturer la roche comme prévu. Sinon, cette énergie ne sera pas suffisante pour créer la bonne largeur (*fracture serrée*).

2.4.3 Bilan Energétique

La fracturation résume tout le transfert d'énergie des pompes de fracturation à la formation. Ce transfert d'énergie se produit comme il est bien indiqué dans le diagramme de la figure suivante.

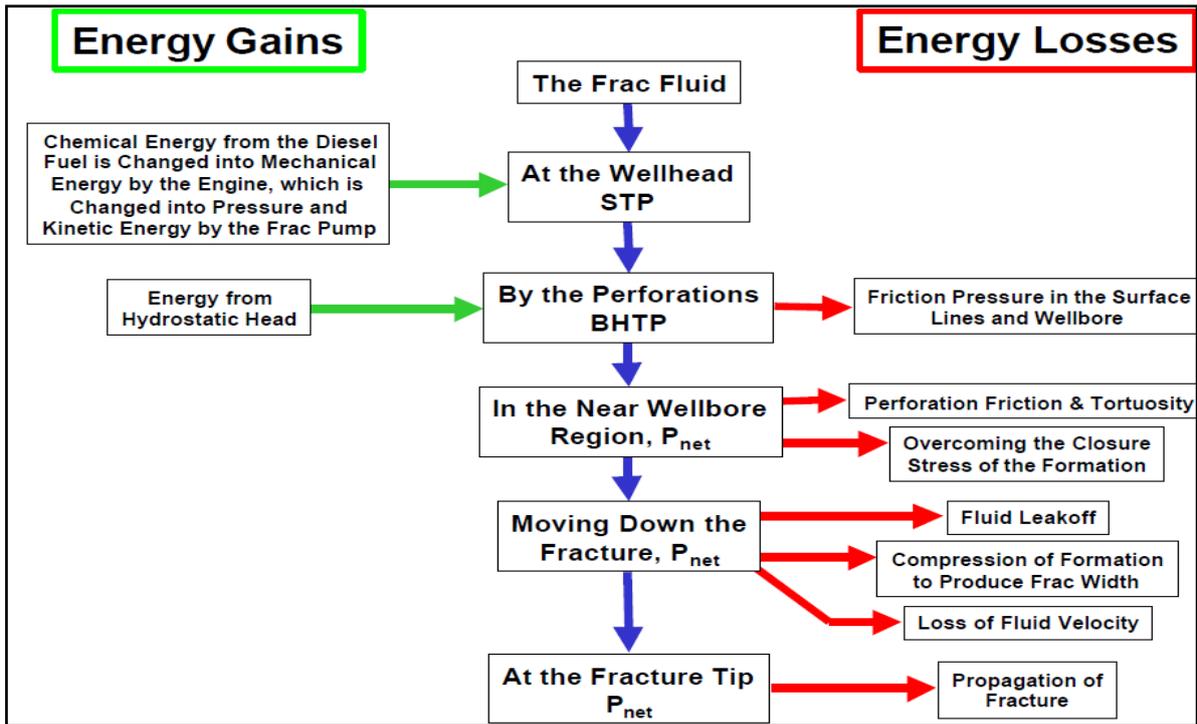


Figure2.17 Diagramme du transfert d'énergie

Il convient de rappeler que la pression (ou la contrainte) n'est pas la force par unité de surface, mais l'énergie par volume. Pour calculer l'énergie totale par unité de temps U_{fluide} , il suffit tout simplement d'appliquer l'équation suivante :

$$U = BHTPQ$$

U est l'énergie, Q le débit d'écoulement et $BHTP$ est la pression de traitement de fond du forage.

L'énergie totale utilisée pour fracturer est donc calculée par :

$$U_{\text{fluide}} = \int_0^{t_p} U dt$$

Comme illustré dans la figure précédente, il ya des pertes en énergie et la pression finale agissante sur la fracture est la pression nette P_{net} . Donc, l'énergie appliquée sur la formation pour fracturation (*énergie de fracturation*) est calculé comme suit:

$$U_{\text{fluid}} = \int_0^{t_p} P_{\text{net}} Q dt$$

La plupart des simulateurs de fractures perdent beaucoup de temps à quantifier les pertes et gains d'énergie, de sorte que la quantité d'énergie restée dans le fluide de fracturation pour la production et propagation de la largeur de fracture peut être adéquatement obtenue, ce qui va définir l'ampleur de la fracture. C'est le but ultime du simulateur de fracture.

2.5. Fuite et Efficacité du Fluide

2.5.1. Fuite de fluide

La fracturation est effectuée dans la roche perméable, sinon il y a peu d'intérêt à fracturer un réservoir imperméable. Cette perméabilité engendre une pénétration d'une partie du fluide pompé dans la fracturation. Ceci est ce que nous appelons fuite du Fluide. La fuite du fluide est une fonction de la surface de fracture **A**, la pression différentielle ΔP entre le fluide de fracturation et la formation, la perméabilité de la formation k_f et les caractéristiques du fluide. Les effets de ces deux derniers paramètres sont généralement combinés en un seul facteur appelé coefficient de fuite, abrégé en C_L , C_T ou C_{eff} . Il sera appelé C_{eff} .

L'utilisation de ce coefficient, définit le volume du fluide qui a été divulgué dans la formation, comme il est présenté dans la relation suivante :

$$V_L = \pi C_{eff} A t^{0.5}$$

t est le temps durant lequel la fracture en a été ouverte, **t** est de préférence mesurée à l'aide minutes pour simplifier les unités, parce que nous mesurons souvent C_{eff} par $ft/min^{0.5}$. De cette façon, si la surface de fracture **A** est en pieds carrés ft^2 , on en déduit V_L en pieds cubes ft^3 . Dans un réservoir multi- couche avec différent C_{eff} , qui est utilisé dans l'équation précédente, correspond à la somme de tous les coefficients de fuite chaque zone.

Il est important de garder à l'esprit que **A** est la zone de fracture totale, incluant les deux côtés et les deux ailes. Pour sa détermination, un modèle de la géométrie de fracture doit être utilisé.

Le coefficient de fuite est généralement déterminé à partir de tests de microfractures et de l'analyse des traitements précédents. Toutefois, une valeur peut être théoriquement dérivée. La fuite totale est généralement supposé avoir trois composantes; le coefficient contrôlant la viscosité C_V ou C_I , le coefficient contrôlant la compressibilité C_C ou C_{II} et le coefficient de construction de murs C_{ca} ou C_{III} .

- Le coefficient de contrôle de viscosité représente l'effet du filtrat de fluide de fracture pénétrant dans la formation dans des conditions d'écoulement linéaire de Darcy. La formule de calcul de ce coefficient est donnée comme suit:

$$C_I = 0,0469 \left(\frac{k\phi\Delta P}{2\mu} \right)^{0,5}$$

Où ϕ est la porosité de la formation et μ est la viscosité du filtrat du fluide.

- Le coefficient de contrôle de compressibilité représente la part du coefficient de fuite qui est due à la compression de la formation, et permettant au volume dans lequel le filtrat de fluide de fracturation de se déplacer. Il est défini comme (dans les unités de terrain) comme suite:

$$C_{II} = 0,347\Delta P \left(\frac{k c_f \phi}{\mu} \right)^{0,5}$$

c_f est la compressibilité de la formation en psi^{-1} .

- Le coefficient de construction de mur est généralement déterminé expérimentalement en utilisant un test de perte de fluide standard. Le volume du filtrat tracé en fonction de la racine carrée du temps, donne une pente m qui est utilisée dans le calcul du coefficient de construction de mur donné comme suit, en unité de terrain :

$$C_{III} = \frac{0,0164 m}{A_f}$$

A_f est la surface de la carotte filtre dans la cellule de perte de fluide.

Comme mentionné précédemment, C_{eff} sera facilement calculée en utilisant les trois coefficients précédents :

$$C_{eff} = \frac{2 C_{II}}{1 + \left(1 + 4 C_{II}^2 \left(\frac{1}{c_I^2} + \frac{1}{c_{III}^2} \right) \right)}$$

Ce processus de déduire le coefficient de fuite théorique semble être plutôt intimidant, dans la pratique, il est utilisé seulement dans les simulateurs de fractures. Une grande partie des coefficients de fuite plus fiables peuvent être obtenus à partir de données réelles du terrain.

2.5.2. Efficacité du Fluide

Dans la fracturation hydraulique, l'un des facteurs vitaux pour rendre la conception de fracturation, plus précisé pour calculer le volume de fluide pompé, est l'efficacité des fluides. Ce facteur constitue, par définition, le volume du fluide à l'intérieur de la fracture du fluide total pompé dans la fracture, à un certain moment X .

$$FE = \frac{\text{Volume du fluide dans la fracture (time = X)}}{\text{Volume du fluide pompé (time = X)}}$$

Pour calculer FE , une autre équation expérimentale est utilisée en fonction de deux paramètres; le temps du pompage et le temps que met la fracture pour se refermer. Ces deux paramètres sont déterminés à partir du simulateur -et sont corrigées après la collecte des données à partir de microfractures.

T_C temps de pompage: est le temps de pompage avec un taux d'injection constant.

T_P Temps de fermeture: est le temps de l'arrêt des pompes jusqu'à ce que le **BHP** atteigne la pression de fermeture.

L'équation de l'efficacité du fluide ou *Fluid Efficiency* **FE** est la suivante:

$$FE = \frac{\left(1 + \frac{Tc}{Tp}\right)^{1.5} - \left(\frac{Tc}{Tp}\right)^{1.5} - 1}{\left(1 + \frac{Tc}{Tp}\right)^{1.5} - \left(\frac{Tc}{Tp}\right)^{1.5}}$$

2.6. Dommages au voisinage du puits de forage et le facteur de peau

L'équation de Darcy pour les gaz, en unités de pétrole :

$$q = \frac{kh \Delta P}{1424 \mu Z T \ln\left(0.472 \frac{r_e}{r_w}\right)}$$

Où **q** est le débit d'écoulement (**Millier de Mètre Cube Standard /Jour : Mscf/D**), **k** est la perméabilité (mD), **r_w** le rayon du puits de forage (ft), **r_{cas}** est le rayon de l'enveloppe (ft), **μ** est la viscosité du gaz dans le réservoir (cp), **Z** est le facteur de l'écart du gaz, **T** est la température du réservoir et **ΔL** est la profondeur du réservoir.

Comme il est constaté dans l'équation précédente, le taux de production est fonction de **r_w**, ce qui est évident, que plus on se rapproche du puits de forage, plus le cheminement d'écoulement se contracte, et de surcroît le fluide se déplace plus rapidement près du puits de forage, et c'est la raison pour laquelle elle constitue une zone très critique. Malheureusement, cette zone est la plus endommagée du réservoir.

Le premier procédé préjudiciable est le forage, causé par l'injection de fluide tel que la baryte et la bentonite. Cette infiltration endommagera le réservoir sur une certaine zone-limite, et provoquer une réduction de perméabilité, au alentour du puits de forage. Cette zone est appelée **zone-peau**, présentée dans (la figure 2.18) suivante.

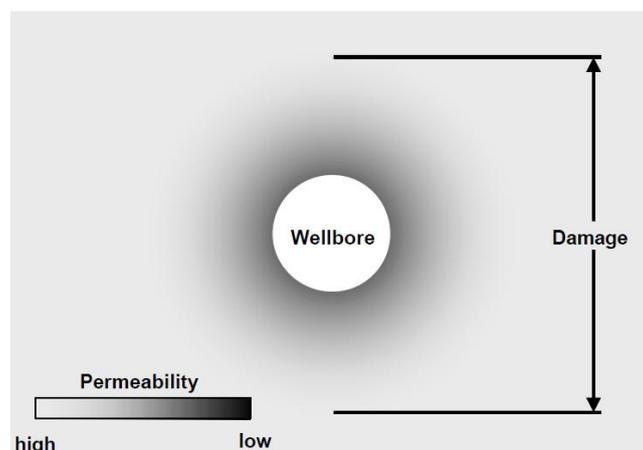


Figure 2.18 Illustration de l'endommagement du voisinage du puits de forage

Conséquemment à cela, une réduction de production aura lieu. Pour décrire l'augmentation de la production générée par la zone-peau, le facteur de la zone envahie ou *skin-factor* S est défini pour l'équation suivante relative aux puits de gaz:

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w}$$

où k est la perméabilité de la formation, r_w est le rayon de puits et k_s et r_s sont respectivement la perméabilité et le rayon de la zone envahie.

Remarque: un réservoir complètement intact aura un skin factor égal à zéro. Plus large est la valeur de S , plus petit est le débit d'écoulement, et vice versa.

3. Types de Fracturation Hydraulique

Il existe de nombreux types de fracturation hydraulique. Ces types dépendent des caractéristiques de la formation (perméabilité, contraintes, ...), l'objectif du traitement (contrôle du sable, de la stimulation, ...) et des contraintes telles que le coût, équipements, etc. Selon la perméabilité de la formation, nous distinguons deux types de fracturation :

3.1. Fracturation de Faible Perméabilité

Cette fracturation est principalement utilisée dans la formation de gaz de réservoir étanche (*Tight Gas*). Nous trouvons ce genre de formations partout dans le monde, à titre d'exemple, on mentionne ceux des : montagnes Rocheuses, Algérie, Allemagne et bien d'autres lieux. La perméabilité dans ces formations sont de l'ordre de 1mD (*milli Darcy*) à 1μD (*micro Darcy*) et encore moins. Aussi, ce type de fracturation hydraulique est également appliqué pour les réservoirs d'huile de faible perméabilité (mais avec 1 ou 2 magnitude de perméabilité plus grandes que celle des gaz).

Afin de permettre aux hydrocarbures de circuler au sein de la fracture plutôt que la formation, la fracture calédoit être plus perméable. A titre d'exemple, le sable de fracturation 20/40 *Colorado silice* est de perméabilité de 275 darcy sous une pression de fermeture au-dessous de 3000 psi. Il est donc évident d'obtenir facilement une perméabilité de fracture plus grande que celle de la formation. Cette énorme différence de perméabilité est inutile car il y a un autre facteur limitant de la production qui est la vitesse avec laquelle l'hydrocarbure arrive à la fracture (*la surface-fracture*). Pour cette raison, il est impératif de concevoir une perméabilité à fracture minimale.

Remarque: En présence d'une formation de faible perméabilité, on doit avoir :

- en premier lieu, le volume de fuite tend à être très faible, relativement au volume total du fluide utilisé.
- En deuxième lieu, le temps de fermeture de fracture a tendance à être long, ce qui signifie que l'agent de soutènement doit être retenu dans la fracture pour la même période de temps.

Une perméabilité faible nécessite une fracturation, donc, un faible volume de la suspension avec une faible concentration d'agent de soutènement, le volume de tampon **pad** et également des fluides de traitements doivent être robustes et capables de maintenir la viscosité pendant une longue période.

3.2. Fracturation de Haute Perméabilité

Dans une formation de haute perméabilité, il est facile d'amener les hydrocarbures à la fracture. La partie difficile est de concevoir une perméabilité pack de fracture plus élevé que la perméabilité de la zone de voisinage du puits de forage.

En utilisant le concept de la conductivité de la fracture, F_{cd} est défini comme étant le facteur sans dimension de la conductivité de fracture, calculé par la formule ci-dessous:

$$F_{cd} = \frac{F_c}{k_f L}$$

Il mesure combien la fracture est conductrice comparée à la formation. Ce facteur est important et significatif:

$F_{cd} > 1$ → la fracture est plus perméable que la formation.

$F_{cd} < 1$ → la fracture est moins perméable que la formation.

Ce qui a été mentionné auparavant, ne prend pas en considération la zone envahie (*zone-peau*). En réalité, il est très utile de concevoir une perméabilité de fracture plus élevée que celle de la zone envahie qui est moins conductrice que la formation du réservoir.

En analysant l'équation précédente et sachant que $F_c = W' k_p$, ceci dit, qu'il y a deux constantes, k_p et k_f , bien que k_f peut être contrôlé. Les deux autres éléments de commande sont W' et L . W' est dans la partie supérieure du quotient, et L dans celle d'en bas, ce qui signifie que pour une meilleure production, nous devons élargir et raccourcir la fracture. Il s'agit de la technique du *Tip Screen Out* (**TSO**).

Remarque: Une formation de haute perméabilité possède ses conséquences, l'un d'eux est que le volume de fuite augmentera, ce qui augmente avec lui le volume du tampon nécessaire. Une autre conséquence, qui est tout à fait bénéfique, est que le module d'Young est très faible dans ce genre de formation, permettant de créer une fracture plus large.

Autres types spéciaux de fracturation hydraulique sont utilisés, connus en termes de traitement. Deux traitements de fracturation hydraulique sont distingués; traitement **Gravel-Pack** et le traitement **Skin bypass**.

Ecran sur pointe, Tip Screen Out(TSO)

Le Tip Screen Out est une technique utilisée pour élargir artificiellement la fracture, sans faire croître sa longueur. Comme il a déjà été discuté, dans ce cas, une large et courte fracture est optimale pour augmenter la valeur de F_{cd} .

La technique est simple, une quantité de proppant est injectée tôt pour qu'il se place à la pointe de la fracture, comme le montre (la figure 2.19) ci-après. Le proppant va créer une diminution dans la pression au bout de la fracture, qui est due à la friction que le fluide opère contre ce proppant. La pression va alors être absorbée au niveau de la pointe, conduisant la pression à s'appliquer sur les faces de la fracture. Par conséquent, la fracture va grandir en largeur, augmentant ainsi le facteur F_{cd} .

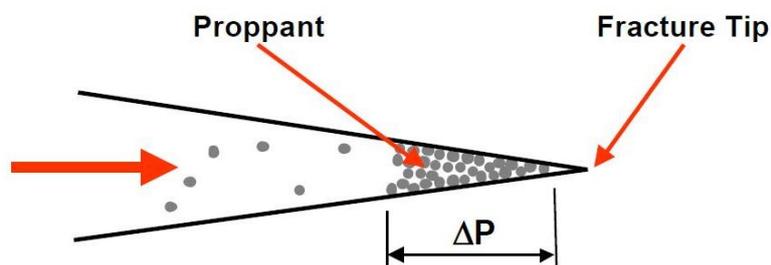


Figure 2.19 Illustration du TSO

3.3. Traitements Frac-Pack (Fracturation-Étanchéité)

Le traitement frac-pack, est une combinaison entre le traitement à haute perméabilité et le traitement gravier-pack. Les fluides injectés correspondent au traitement de haute perméabilité. En outre, ces fluides sont pompés en utilisant l'achèvement frac-pack. Ce traitement est assez complexe, pour le rendre beaucoup plus simple, (la figure 2.20) suivante constitue un support pour son illustration :

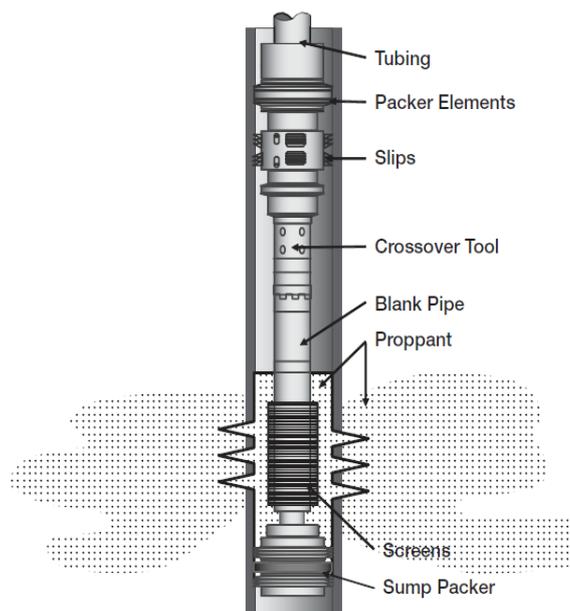


Figure 2.20 Composants de l'équipement du traitement Frac-Pack

Dans ce type de fracturation, les traitements sont pompés vers le bas à travers le tube multisegment (*crossover*) de liaison. Ensuite, ces traitements passeront par les ports du crossover à l'anneau pour finir dans la perforation (entre le tube-revêtement et les doublures de l'écran) comme le montre (la figure 2.20) ci-dessus.

Ce type de fracturation est utilisé sur une formation de haute perméabilité qui est non consolidée telle que les grains de sable qui se détachent facilement de la formation lors du pompage. Par conséquent, ces grains doivent être maintenus dans la formation. Comme les grains de formation sont assez homogènes en taille, la taille du proppant à injecter est de six fois la taille des grains de sable de la formation-la taille du proppant est fixée expérimentalement-. Une plus *grande* taille du proppant permettra aux sables de passer au travers, ce qui polluera le puits de forage. Une plus *petite* taille du proppant diminuera la perméabilité, et conséquemment la production. A l'intérieur du puits de forage et contre les perforations, est placée les doublures d'écran (*screens liner*). Les screens liner permettent de retenir le proppant, comme agent de soutènement. Seuls les hydrocarbures et une petite quantité négligeable des fines passeront à travers les filtres des screens liner dans le tube producteur. Juste après, une quantité supplémentaire de proppant visqueux est injectée pour remplir l'espace annulaire (l'espace entre le tube producteur et le tube revêtement-*casing*). Cet espace est limité en haut par des éléments étanches (*Packer elements*) et en bas par des éléments puisards (*sumps packer*).

Cette opération nous permet d'avoir une zone fortement consolidée au voisinage du puits de forage. Consolider le voisinage du puits de forage est appelé traitement par **gravillonnage** ou **gravier-étanche** (*Gravel -Pack treatment*), connu aussi sous le nom de contrôle de sable.

La différence entre le *Frac-Pack treatment* et le *Gravel-Pack treatment* est que le premier traitement utilise la haute pression pour injecter le proppant dans la formation pour la consolider de l'extérieur, ce qui permettra d'avoir une zone fortement consolidée autour du puits. Tandis que le deuxième traitement utilise une basse pression pour permettre au proppant de traverser l'espace annulaire entre le tube revêtement (*casing*) et la doublure d'écran (*screen liner*) en relation avec le tube-ébauche (*blank pipe*).

3.4. Traitement de contournement de la peau (*Skin Bypass Treatment*)

Cependant, comme il est déjà connu sur les formations perméables, une certaine zone sera donc envahie avec de la boue de forage et dont le rayon d'endommagement est souvent supérieur à un mètre. Le nom de ce traitement parle de lui-même, le traitement de dérivation vise à contourner la zone envahie (*skin-zone*) en créant une courte fracturation jouant le rôle de pont. La fracture doit être plus perméable que la zone-peau ou zone envahie, ce qui va augmenter la production. L'objectif de cette fracture est de connecter le puits de forage avec la zone

perméable non endommagée. Il est clairement illustré dans (la figure 2.21), ci-dessous, comment la fracture de dérivation de la peau peut pénétrer à travers la zone-peau (*skin-zone*).

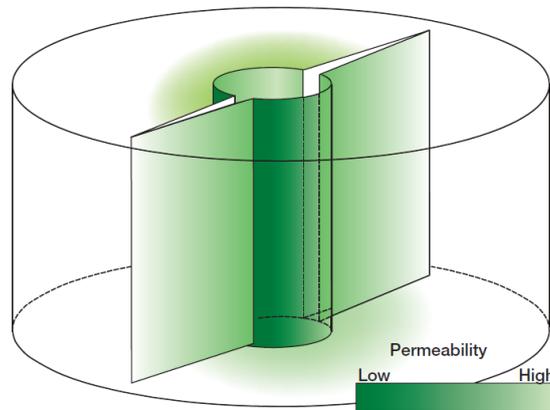


Figure 2.21 Fracture de contournement de la peau (*skin bypass*) à travers la zone envahie (*Skin zone*)

Le contournement de la peau est une alternative très efficace pour le traitement par acidification, lorsque l'utilisation de l'acide est empêchée en raison des facteurs tels que la minéralogie, température, logistique et le coût. Bien qu'il ne soit pas le traitement de stimulation optimale pour le puits, le contournement de la peau est qu'il soit de petite taille (utilisé dans un espace de restrictions de poids, comme il est le cas dans l'offshore), rentable, facile à réaliser et souvent très réussi. L'augmentation de la production à partir de la fracture de contournement de la peau est calculée en utilisant l'équation de Rae et al. 1999.

$$\frac{J_F}{J_0} = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w} + s\right)}{\ln\left(\frac{4}{C_{fD} x_{fD}}\right)}$$

où J_F et sont J_0 , sont les indices de productivité, respectivement, après et avant la fracturation. x_{fD} est la fracture de $\frac{1}{2}$ longueur sans dimension $x_{fD} = \frac{x_f}{x_e}$ (*dimensionless fracture half length*), et C_{fD} est le facteur de conductivité sans dimension (*Dimensionless Conductivity Factor*).

4. Production et optimisation

4.1 Débit de production de gaz

4.1.1. Ecoulement non-Darcy

Pour les petits réservoirs de gaz de perméabilité (eg. 0,1 mD), la production est limitée et l'écoulement à proximité du puits de forage est laminaire. Le débit est alors laminaire et suit la loi de Darcy:

$$-\frac{dP}{dx} = \frac{\mu_g}{k_g v_g}$$

Où P est la pression, x est la distance, μ_g est la viscosité du gaz, v_g est la vitesse du gaz et k_g est la perméabilité effective au gaz. Bien qu'une quantité d'eau fossile soit toujours présente avec le gaz, elle est souvent en petite quantité et ne modifie pas la perméabilité de gaz de manière significative. Pour cette raison, k_f est considéré comme k , la seule phase de perméabilité (*phase gazeuse*).

D'autre part, pour les réservoirs de gaz de grande productivité et les réservoirs de condensat, la vitesse d'écoulement de gaz augmente à proximité du puits de forage, car la surface d'écoulement diminue. Cela aura plus d'effets d'inertie et l'écoulement devient non-Darcy qui, est décrit par l'équation de Forchheimer suivante :

$$-\frac{dp}{dx} = \frac{\mu_g}{k_g v_g} + \beta_g \rho_g v_g^2$$

ρ_g est la densité du gaz et β_g est le coefficient effectif de l'écoulement non-Darcy.

Dans ce deuxième type d'écoulement, un condensat supplémentaire peut se former en raison de la diminution de la pression. Ce phénomène réduit la perméabilité pour le gaz.

Comme conséquence de ces deux effets, l'entourage du puits de forage est considéré comme critique, en particulier dans les réservoirs de gaz à condensat.

4.1.2. Le taux de production pour le gaz

Pour avoir l'équation du débit de production des gaz, on donne d'abord à l'équation du débit de production des pétroles, connue par la loi de Darcy pour l'afflux d'huile (avec q_{oil} est en baril/jour (bbl/d)):

$$q_{oil} = \frac{kh(P_e - P_w)}{142,6 \beta \mu \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s \right)}$$

Pour les puits de gaz, un facteur de volume de la formation B est introduit, qui est déterminé par l'équation (en valeur moyenne):

$$B = \frac{0,0283 Z T}{(P_w + P_e)/2}$$

Où T est la température, Z est le facteur de déviation du gaz, déduit à partir de l'équation du gaz réel : $P V = Z n R T$

Le facteur B est introduit comme suit: $q_{oil} = B q_{gaz}$

q_{gaz} ou simplement q est converti en $Mscf/j$, pour obtenir la formule suivante:

$$q = \frac{kh (P_e^2 - P_w^2)}{1424 \cdot Z T \left(\ln \left(0.472 \frac{r_e}{r_w} \right) + s \right)}$$

4.1.3. L'effet de turbulence sur le débit de production de gaz

Pour prendre en considération l'effet de la turbulence sur le débit de production, on introduit tout simplement le coefficient de turbulence D qui, est relié au débit de production q lui-même, son introduction va développer un nouveau taux comme le montre l'équation ci-après :

$$q = \frac{kh (P_e^2 - P_w^2)}{1424 \cdot Z T \left(\ln \left(0.472 \frac{r_e}{r_w} \right) + s + D * q \right)}$$

Cette équation pourrait être représentée aussi de la manière suivante :

$$(P_e^2 - P_w^2) = \frac{1424 \cdot Z T \left(\ln \left(0.472 \frac{r_e}{r_w} \right) + s + D q \right)}{kh}$$

4.2. L'indice de productivité et facteur de conductivité sans dimension

Un puits producteur dans un réservoir a une surface de drainage limitée. A partir de cette zone, le puits produit dans un régime d'écoulement stabilisé pour la plupart de sa durée de vie. Ce régime est appelé régime pseudo-stationnaire. Durant ce régime, l'indice de productivité, J , est défini comme le débit de production divisé par la baisse de pression entre le réservoir et le fond du puits.

$$J = \frac{q}{(P_e - P_{wF})}$$

Pour un puits vertical, foré au centre d'une zone de drainage carrée, la meilleure fracture est celle qui est représentée par le plus grand indice de productivité.

Autres indices relatifs à la productivité sans dimension est défini aussi par la formule suivante :

$$J_D = \frac{\alpha \beta \mu}{kh} J$$

Ou par la formule suivante:

$$J_D = \frac{1}{\ln\left(0.472 \frac{r_e}{r_w}\right) + s}$$

Où s est le facteur de peau et r_e et r_w sont respectivement le rayon de drainage et le rayon du puits de forage.

Pour une fracture stimulée du puit, J_D est affecté par le volume de la fracture du proppant, le taux de perméabilité du proppant, du réservoir et la géométrie de la fracture créée. Ces facteurs sont combinés en deux facteurs, le facteur de conductivité sans dimension C_{FD} , et le taux de pénétration, I_x .

$$C_{fD} = \frac{k_f w'}{k x_f}$$

$$I_x = \frac{2 x_f}{x_e}$$

Dans la fracturation hydraulique, différents types de facteurs sont utilisés pour l'étude de la productivité sous différents angles. L'un de ces facteurs est celui que **Valko**, Economides et all. qui ont défini le numéro de proppant sans dimension N_{prop} , (Dimensionless Proppant Number N_{prop}), Sa formule est donnée comme suit:

$$N_{prop} = I_x^2 C_{fD}$$

C_{fD} est le facteur de conductivité sans dimension et I_x est le facteur de pénétration sont définis comme suit :

$$I_x = 2 x_f / x_e$$

En développant la formule de N_{prop} pour plus d'analyse, l'équation de N_{prop} devient:

$$N_{prop} = \frac{4 x_f k_f w}{x_e k}$$

Où x_f est la ½ longueur de la fracture, et x_e est la dimension du forage du réservoir en direction de la fracture.

Avec de simple calcul et supposant que la section du réservoir est un carré de coté x_e , comme il est montré dans (la figure 2.22) suivante, l'équation de N_{prop} est obtenue par l'utilisation du volume de la façon suivante:

$$N_{prop} = \frac{2 k_f V_{propped\ fracture}}{V_{reservoir}}$$

Sous cette forme, N_{prop} représente la quantité de ressources consacré à la fracturation hydraulique.

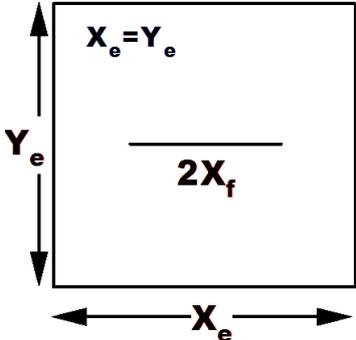


Figure 2.22 Longueur de fracture et les dimensions du réservoir supposé

Les courbes de J_D développées en fonction de C_{fD} , sont illustrées dans (les deux figures 2.23 et 2.24) ci-dessous pour des valeurs différentes de N_{prop} (valeurs max et valeurs min).

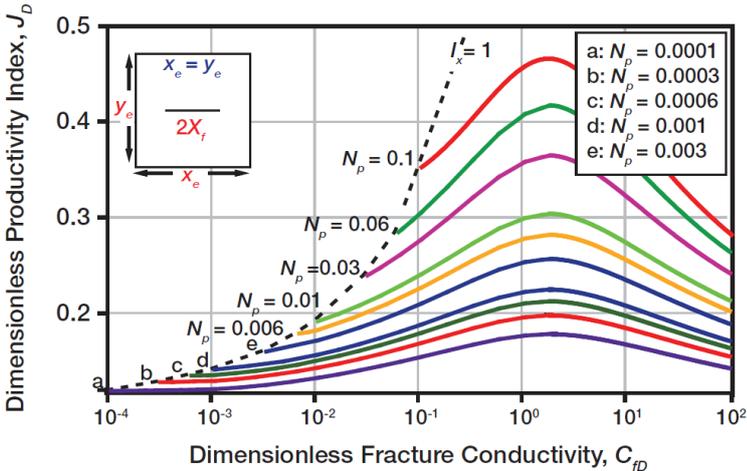


Figure 2.23 Courbes de J_D en fonction de C_{fD} pour de faibles valeurs de N_{prop}

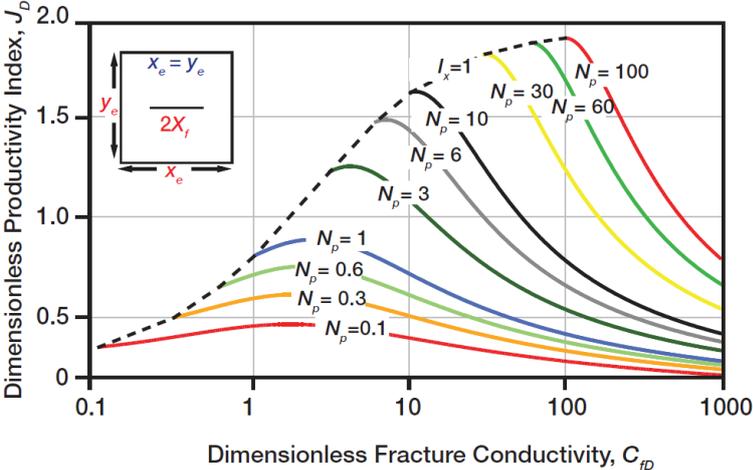


Figure 2.24 Courbes de J_D en fonction de C_{fD} pour de grandes valeurs de N_{prop}

Valko et Economides ont présenté la formule de maximum J_D en fonction de N_{prop} .

$$J_{D, \max}(N_{prop}) = \begin{cases} \frac{1}{0,990 - 0,5 \ln(N_{prop})} & \text{Si } N_{prop} \leq 0,1 \\ \frac{6}{\pi} - \exp\left(\frac{0,423 - 0,311N_{prop} - 0,089 N_{prop}^2}{1 + 0,667N_{prop} + 0,015 N_{prop}^2}\right) & \text{Si } N_{prop} > 0,1 \end{cases}$$

4.2.1. Facteur de Conductivité Optimale Sans Dimension

Pour une quantité donnée de ressources, i.e. un certain nombre de proppant donnée, l'index maximal de la productivité sans dimension est atteint à un facteur de conductivité sans dimension du puits défini. Cette valeur de C_{fD} est appelée la conductivité optimale sans dimension $C_{fD,opt}$. Bien que les valeurs N_{prop} donnent un haut maximum J_D , l'indice maximum de productivité sans dimension qui peut être atteint est de $\frac{6}{\pi} = 1,909$

Pour les fracturations de faible N_{prop} (moins de 0,1), $C_{fD,opt}$ est égal à 1,6 (voir figure 2.23 ci-dessus). Pour un plus grand N_{prop} , $C_{fD,opt}$ prend de grandes valeurs, comme le montre la figure ci-dessus.

De même que pour $J_{D, \max}$, des corrélations ont été obtenues pour donner l'optimum de $C_{fD,opt}$ en fonction de N_{prop} , et l'étendue de toute l'équation est ainsi présentée :

$$C_{fD,opt} = \begin{cases} 1,6 & \text{Si } N_{prop} < 0,1 \\ 1,6 + \exp\left(\frac{-0,583 + 1,48 \ln(N_{prop})}{1 + 0,142 \ln(N_{prop})}\right) & \text{Si } 0,1 \leq N_{prop} \leq 10 \\ N_{prop} & \text{Si } N_{prop} > 10 \end{cases}$$

4.2.2. Géométrie de Fracture Optimale

Dans une situation donnée, pour donner le C_{fD} optimum, deux éléments doivent être pris en considération, x_f et w . Les autres éléments C_{fD} , k et k_f définissant le facteur de conductivité sans dimension sont déjà fixées; où k est la perméabilité de la formation qui ne peut pas être changée et k_f est fixe une fois le proppant est choisi.

A partir des deux formules de base suivantes: $C_{fD} = \frac{k_f w'}{k x_f}$

$$V_f = 2 h w' x_f$$

V_f est le volume de la fracture d'une seule aile.

Ainsi, il est déduit que :

$$x_f = \left(\frac{V/2 \ k_f}{h \ k \ C_{fD}} \right)^{0,5} \Rightarrow x_{f,opt} = \left(\frac{V/2 \ k_f}{h \ k \ C_{fD,opt}} \right)^{0,5}$$

$$w = \left(\frac{V/2 \ k \ C_{fD}}{h \ k_f} \right)^{0,5} \Rightarrow w_{opt} = \left(\frac{V/2 \ k \ C_{fD,opt}}{h \ k_f} \right)^{0,5}$$

Plus C_{fD} est petit, plus la zone de drainage est petite, et vice versa. Ce qui permet de séparer la formation de basse perméabilité de celle de haute perméabilité par leur N_{prop} .

5. Test d'Injection

5.1. Systèmes de Fluide

En fracturation hydraulique, le fluide est élément vital. Il est utilisé pour transférer l'énergie mécanique à la pression exercée sur la formation pour la fracturation. Aussi, les fluides portent le proppant aux perforations et fractures. Le fluide idéal utilisé est celui qui combine entre un faible coût, une facilité d'utilisation, basse pression de friction, haute viscosité dans la fracture (pour suspendre le proppant), une faible viscosité après traitement (pour faciliter l'extraction du fluide), une compatibilité avec la formation, fluide du réservoir et le proppant, son utilisation est assurée pour le respect de l'environnement. Malheureusement, certains d'entre eux ne sont pas faciles à combiner car, ils sont troqués.

Cependant, l'ingénieur de fracturation devra alors choisir entre ce qui doit être amélioré et ce qui doit être sacrifié. En général, les systèmes de fluides sont divisés en deux types; les fluides à base d'eau et de fluides à base d'huile.

5.1.1. Systèmes à base d'eau

Ces fluides sont les plus utilisés, et se divisent en deux types.

Systèmes linéaires à base d'eau: La première tentative de la fracturation remonte à 1947. A cette époque, ils utilisaient l'essence gélifiée avec un surplus de **napalm** (*arme chimique extrêmement dangereuse, son utilisation pour cet effet, c'est pour s'en débarrasser et épuiser le stock qui restait après la deuxième guerre mondiale*). Un peu plus tard, les systèmes à base d'eau étaient utilisés. Depuis, ces fluides se sont davantage développés. Ces fluides introduisent le polymère de GUAR qui est le polymère le plus commun de fracturation hydraulique. Ses caractéristiques sont de redresser lorsqu'il est hydraté, et c'est pourquoi ces fluides sont désignés comme linéaires. La longueur et la linéarité de ces systèmes créent une augmentation de viscosité.

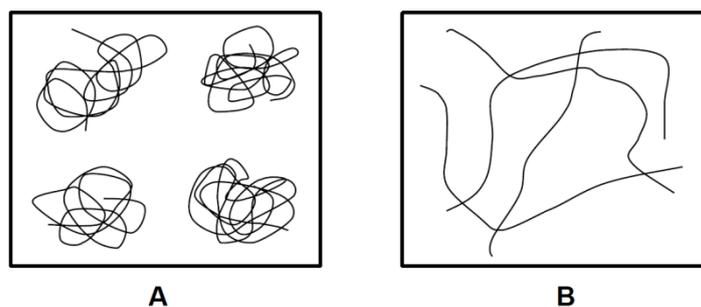


Figure 2.25 Systèmes à base d'eau linéaires avant hydratation (A) et après hydratation (B)

Cette hydratation se produit seulement à une certaine étendue de pH. En dehors de cette étendue, il prendra beaucoup de temps, parfois pas du tout, pour que les polymères deviennent linéaires. Les différents polymères hydratent à différentes étendues de pH. Pour obtenir le bon pH de cette étendue, des tampons peuvent être utilisés.

Pour réussir un mélange de système hydraté à base d'eau n'est pas aussi simple. Par exemple, si un polymère s'hydrate à un pH neutre est ajouté à l'eau, alors il pourrait très rapidement s'hydrater. Ceci conduit à la formation de "**touffes**" de polymère non hydraté, entouré de polymère partiellement hydraté, et à leur tour par des polymères hydratés. Ces boules de polymères sont connues sous le nom des *Fish Eyes* (yeux de poissons) et correspondent à un signe indiquant que le gel a été mal mélangé. Pour éviter que cette situation se produise, de nombreuses techniques peuvent être employées telles que :

- Tamponner l'eau à un pH empêchant l'hydratation, une fois la poudre de polymère est entièrement dispersée dans l'eau, un tampon différent est utilisé pour changer le pH à un point où le polymère peut s'hydrater.
- Ajouter le polymère à travers un dispositif à cisaillement élevé tel un mélangeur à jet pour assurer que le polymère ne forme pas de touffes.
- Faire circuler le gel hydratant à travers un dispositif à cisaillement élevé, comme un starter, pour briser les yeux de poisson.
- Faire glisser le polymère dans un fluide à base d'hydrocarbures (tels que le gasoil, kérosène ou même méthanol). La suspension est ensuite ajoutée à l'eau, permettant au polymère de se disperser avant qu'il s'hydrate.

Les systèmes réticulés à base d'eau: La grande majorité des fluides de fracturation incluent ces systèmes. Les systèmes réticulés à base d'eau combinent le meilleur eux entre le faible coût, la facilité d'utilisation, haute viscosité et la facilité de récupération du fluide. À moins qu'il y ait une raison spécifique visant à éviter l'utilisation de ces systèmes, ils sont considérés comme option par défaut. S'ils doivent être utilisés, les systèmes linéaires à base d'eau sont considérés comme des

gels de base. Les Gels réticulés sont constitués d'un certain nombre de molécules linéaires de polymères hydratés reliées entre elles par les produits chimiques réticulés. Ces produits chimiques assurent une forte liaison entre les polymères, provoquant ainsi une augmentation dramatique de la viscosité.

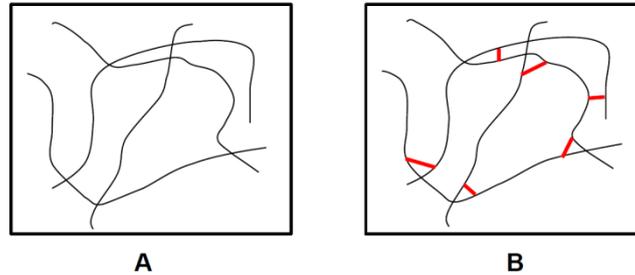


Figure 2.26 Systèmes linéaires (A) et systèmes réticulés (B)

Tout juste comme les systèmes linéaires qui nécessitent une certaine étendue de pH pour être hydratés, la réticulation nécessite également une étendue de pH qui est généralement différente de la première. Donc, pour une réticulation efficace, un autre tampon de pH doit être utilisé, aussi, il est nécessaire que les produits chimiques soient en concentration adéquate. A ce niveau, ils pourraient atteindre 100 fois la viscosité d'origine.

Retardateurs : De toute évidence, plus le fluide est visqueux, plus la pression de friction peut être engendrée en bas du puits, pour minimiser cela, on utilise communément ce qui est appelé par retardateurs. Ces derniers peuvent tout retenir et évitent l'hydratation pour un maximum de dix minutes, selon la température, le pH initial et la vitesse de cisaillement agissant sur le fluide. En fracturation, le but est de retarder la réticulation pour aussi longtemps que possible, mais en réalité, aucun retardateur peut contenir le fluide d'être réticulé avant d'atteindre les perforations.

5.1.2. Systèmes de base d'huile

Les systèmes à base d'huile sont spécialement utilisés dans les formations argileuses, comme l'argile gonfle au contact de l'eau. Ce gonflement réduit la perméabilité, ce qui réduit la production. Les systèmes à base d'eau peuvent encore être utilisés dans les formations argileuses de concentration acceptables. Mais pour cela, des stabilisants d'argile sont utilisés. Cependant, dans les formations de haute concentration d'argile, il est inévitable d'utiliser des systèmes à base d'huile.

5.2. Mini-fracturation et son rôle

5.2.1. Mini-fracturation

Avant toute opération de fracturation sur terrain, il est essentiel de développer des modèles utilisant des simulateurs afin d'estimer et de prédire le comportement de la fracture. Toutefois, ces estimations sont approximatives et théoriques. Pour mettre en place correctement le simulateur, il est mandaté d'avoir des données réelles d'une opération de fracturation réelle avant le lancement de la fracturation principale. Cette

opération est appelée par **Mini Frac** et est toujours utilisée avant toute opération de fracturation principale.

L'importance de la mini-frac figure dans la détermination des paramètres réels de fracturation qui seront utilisés dans le logiciel de simulation pour faire un projet de fracturation correct. Ces paramètres sont étroitement liés aux résultats du mini frac tels que la pression de fermeture, le temps de fermeture, au voisinage du puits de forage en perte de pression et d'autres paramètres.

La mini frac est un type de fracturation où seulement le pad (sans proppant) est utilisé et injecté avec un taux constant. Après cela, les pompes d'injection sont fermées et le débit d'injection du pad est instantanément ramené à zéro.

Un exemple est illustré dans (la figure 2.27) suivante pour mieux comprendre le processus de la mini frac.

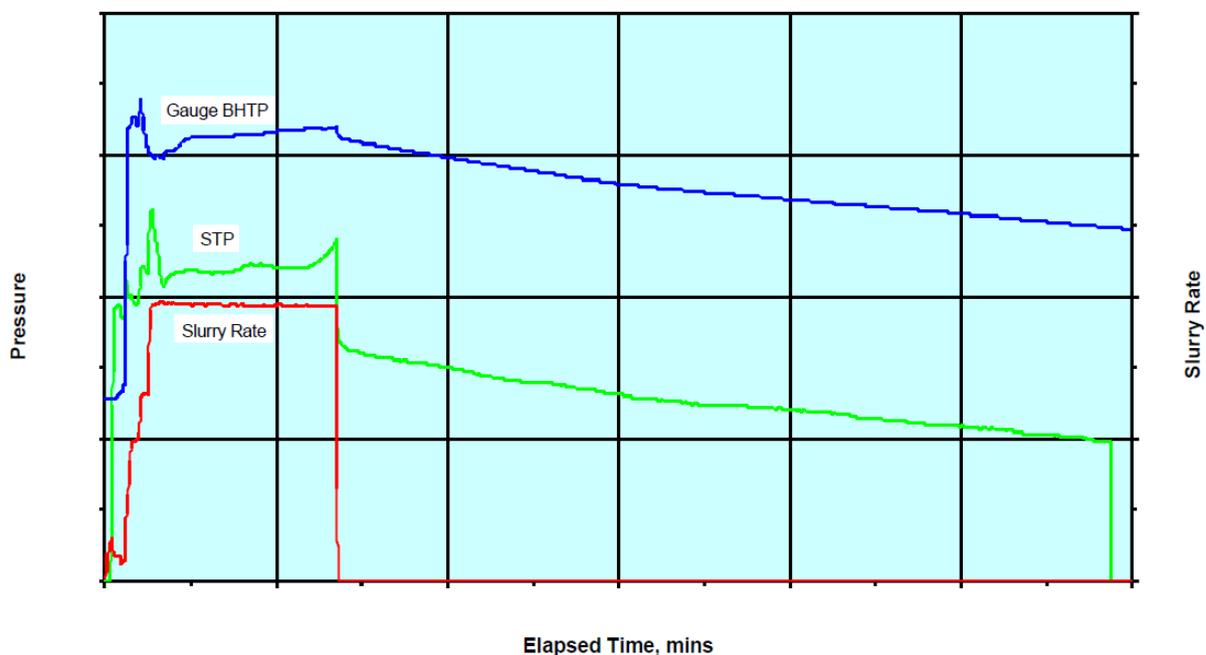


Figure 2.27 Exemple d'injection de Mini frac

5.2.2. Analyse du comportement de BHP et collection de données

Avec la montée du débit du pad, le **BHP** va lui aussi augmenter jusqu'à une certaine valeur où il diminue un peu. Cette valeur maximale de la **BHP** est appelée la pression de freinage, ce qui signifie que la formation a été brisée et la fracture est initiée, causant une baisse dans le **BHP**. A ce stade, le débit d'injection du pad augmente faiblement pour être maintenu à un niveau constant.

Avec un débit d'injection constant du pad et une formation déjà brisée, la fracture suit le mode I et mode II de l'analyse de la Nolte (Chap. 2-).

Au moment où les pompes sont mises à l'arrêt, le débit d'injection du pad est tout de suite réduit à zéro, provoquant une chute instantanée dans le **BHP** vers la pression **ISIP**. La différence entre le **BHP** juste avant l'arrêt des pompes et l'**ISIP**, c'est la quantification de la chute de pression de friction autour du puits, P_{nwb} , comme il n'y a pas de pénétration du pad à travers les perforations et dans la fracture, cela signifie qu'il n'y a pas de pression de friction de perforation ou perte de tortuosité dans la pression.

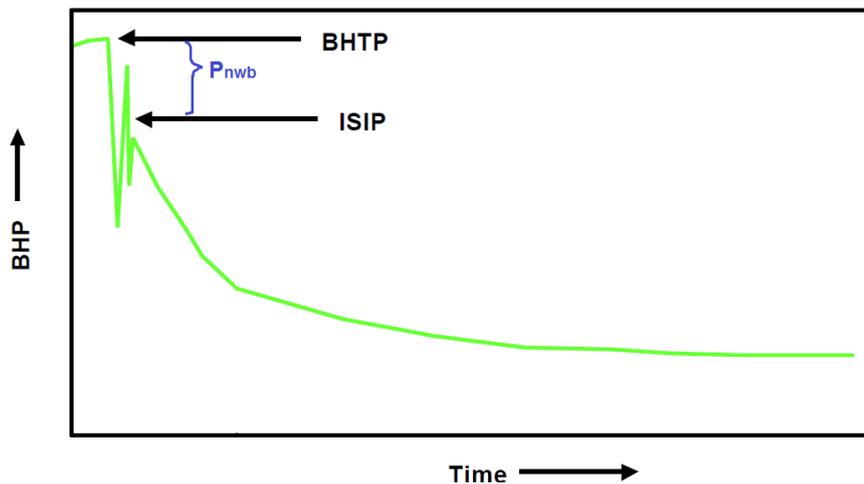


Figure 2.28 Détermination d'ISIP et P_{nwb}

Arrêter la pression, signifie que la fracture va se refermer avec une pression $P_{closure}$. Comme il est illustré dans la figure ci-dessus, le BHP prend une courbe avant qu'il n'arrive à une valeur stable, la valeur de la pression du réservoir. Pendant ce temps, le liquide accuse une fuite dans la formation en deux régimes, linéaire et radial. Le liquide accuse une linéaire dans la fracture et continue en régime linéaire pendant tout le temps que la fracture reste ouverte, c'est le chemin convenable de fuite du fluide. Une fois que la fracture est refermée, le fluide tend à fuir selon un régime radial, c'est comme il n'y a pas de chemin préférable pour la fuite.

Le régime linéaire de fuite a une influence considérable sur le BHP. Cette fuite linéaire provoque une importante baisse de BHP, au moment où la fuite radiale engendre moins de baisse importante dans le BHP. Ce processus permet de déterminer à quel point la fracture se refermera, et par conséquent déterminer la pression de fermeture $P_{closure}$ et le temps de fermeture $T_{closure}$.

(La figure 2.29) montre comment déterminer P_{Closure} et T_{Closure} .

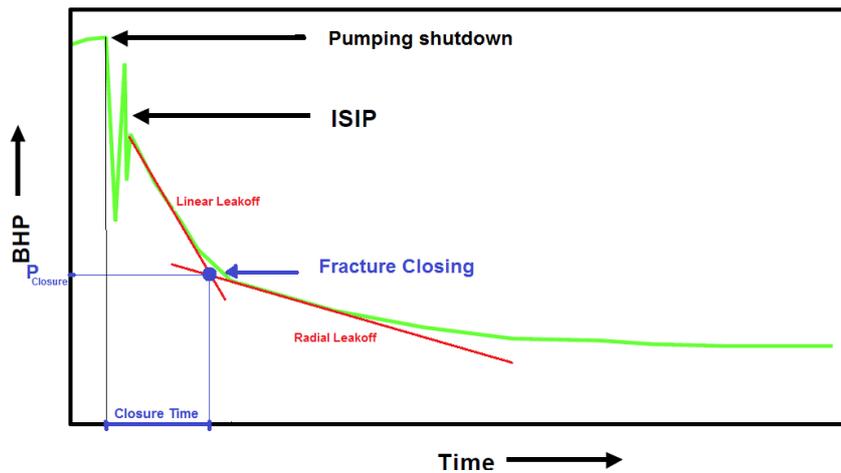


Figure 2.29 Détermination de P_{Closure} et T_{Closure}

5.3. Test du Taux d'étape (Step Rate test)

Avant l'opération de fracturation, l'ingénieur de fracturation a besoin de collecter une grande quantité de données relatives à la formation. Le step rate test est une procédure utilisée pour déterminer quelques facteurs importants dans l'opération de fracturation. Ce test est divisé en deux parties, étape ascendante et étape descendante (Step Up et Step Down). Le test step up vise à déterminer la pression d'extension P_{ext} . Le step down test détermine la pression autour du puits de forage, que ce soit la pression de perforation ou la pression due à la tortuosité. Ces tests sont généralement effectués pendant tout le long de la mini frac, et donnent des prévisions plus précises sur le comportement de la fracture et calibrent le projet de fracturation.

Les tests du taux d'étape consistent à collecter en permanence le BHTP tout en changeant le taux de pompage. Le BHTP doit être aussi précis que possible, pour avoir des valeurs précises, une mémoire BH est utilisée et exécutée sur un câble lisse. Cette mémoire est maintenue pendant le processus et recueillie ensuite les données à partir des analyses.

5.3.3. Taux d'étape ascendante (Test Step Up Rate)

Le test step up Rate est effectué avant toute fracturation par une simple injection de fluide (n'importe quel fluide peut être utilisé dans ce test) en commençant par le débit minimal que les pompes peuvent fournir. Après cela, et étape par étape, aussi lentement que possible, augmenter le débit de pompage. Avant de passer à l'étape suivante, il est essentiel d'attendre jusqu'à ce que la pression BHTP se stabilise. Fournir un débit de pompage à ce régime est dur et exige une grande maîtrise de pompage. Les débits typiques à suivre lors de ce test seraient: 0,7 - 1,0 - 1,2 - 1,5 - 1,8 - 2,1 - 2,5 - 3 - 4 - 6 - 8 - 10 et 15 bpm. Après la collecte des données, la courbe des valeurs stables de BHTP est tracée en fonction du débit d'injection du fluide. Il est évident de distinguer deux lignes croisées à un certain point. À ce point, la pression d'extension est

déterminée. (La figure 2.30) ci-dessous illustre un exemple autour de ce qui vient d'être expliqué.

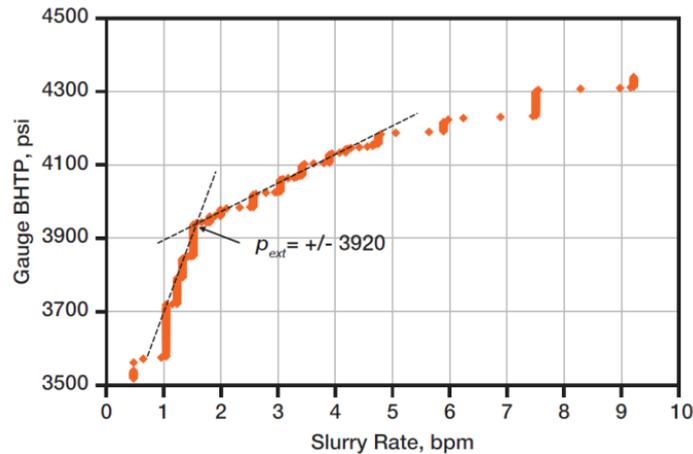


Figure 2.30 Exemple de *Test step up rate* (Taux d'étape ascendante)

Remarque: l'intersection entre l'axe de BHTP et la ligne discontinue avec la haute pente donne la pression de fermeture, mais cette valeur n'est pas toujours fiable.

5.3.2. Taux d'étape descendante (Test Step Down Rate)

Le test step down a pour but de quantifier la pression de friction autour du puits P_{NWF} qui est à dominance de friction de perforation ou de tortuosité. Ce test est similaire au test Step Up utilisé sur les fractures ouvertes, en allant dans le sens opposé de l'évolution du débit de pompage, des débits à valeurs élevées (idéalement 15 à 20 bpm) aux valeurs plus basses. Ce test est généralement appliqué après le test Step Up.

Un autre détail important autour du step down test, est que les étapes sont réduites au minimum (4 ou 5 étapes seraient préférables) et pour de courtes périodes (15 secondes à chaque étape). Et comme avec le test précédent, le BHTP est tracé en fonction du débit. Le résultat donnerait soit une P_{NWF} dominée par les frictions de perforation, caractérisée par une courbe concave, soit une P_{NWT} dominée par la tortuosité, caractérisée par une courbe convexe. L'exemple donné ci-après par la figure suivante illustre clairement les deux effets.

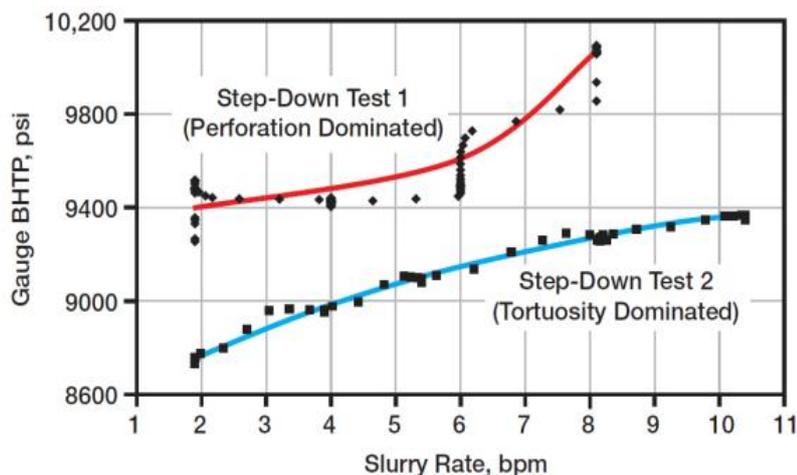


Figure 2.31 Exemple de *Test Step Down*

Dans (la figure 2.31) ci-dessus, sont tracées les courbes du **BHP** en fonction du débit d'injection du pad. La courbe rouge est le résultat du premier test, il est très clair qu'il s'agit de la dominance de la friction de perforation. Après ré-perforation, la pression de perforation diminue et la **N_{WFP}** devient alors à dominance de tortuosité, représentée par la courbe bleue.

6. Perforation

Dans les traitements de la fracturation hydraulique, la perforation est la seule partie qui est la plus efficace. Elle comprend la détermination du nombre, la position, la taille et le phasage des perforations. Si le puits, ou une nouvelle partie de ce puits, l'ingénieur de fracturation est capable d'augmenter considérablement l'efficacité du traitement par la perforation du puits pour la fracturation. Une fois le puits perforé et fracturé, il est pratiquement hors de portée de l'ingénieur d'influencer l'efficacité.

6.1. Initiation de Fracture

Bien qu'on augmente la pression pour fracturer la roche de la formation, la fracture sera initiée où la pression du fluide est supérieure à la pression de rupture. Sachant cela, la perforation sera effectuée à travers le puits en vue de créer un point de faible au niveau de roche (faible pression de rupture). La fracture sera donc initiée à ce point. (La figure 2.30) ci-dessous, montre l'effet de la perforation sur la position de la fracture. Dans la partie gauche de la figure, où les perforations sont réalisées sur tout le long de la profondeur de la formation, la fracture peut prendre place au sommet de la zone (frac A), au milieu (frac B) ou au fond de la zone (frac C). Il pourrait également se produire plus d'une fracture, là où la pression du fluide est supérieure à la pression de rupture. Plusieurs fractures peuvent avoir lieu au début de la fermeture des zones de fracture de faible conductivité. À côté, une longue ligne de perforation est formée hors du contrôle de l'ingénieur à l'endroit où la fracture doit être initiée. Cela, pourrait donner lieu à la création de la fracture A et/ou B et/ou C. En outre, dans le cas où il y a une présence de bouchon de gaz ou de zone d'eau près de la section du réservoir, la fracture A et/ou C risquent de les atteindre et causer de sérieux dommages.

Dans le cas contraire, il est préférable de perforer un court intervalle, comme il est montré sur (la figure 2.32) ci-dessous. La fracture D, contrôle le point de la fracture initiée et empêche considérablement la formation de multiples fractures. aussi, si ces perforations sont dans l'intervalle centre de la section de la formation, il peut y avoir une bonne chance que la fracture se propagera à la fois en haut et en bas couvrant toute la section du réservoir comme le montre la figure suivante.

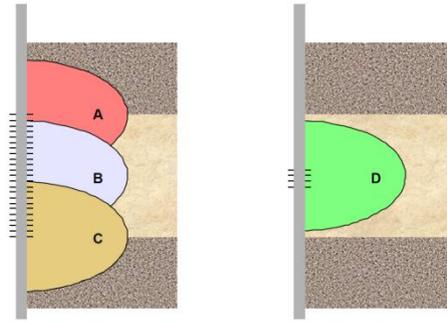


Figure 2.32 : **Effet** de perforation sur la propagation de la fracture

Une perforation de court intervalle donne plus de contrôle à l'ingénieur de fracturation. Par exemple, s'il y'a une zone d'eau sous le réservoir, la perforation dans la partie supérieure du réservoir réduira au minimum le risque de propagation de fracture vers le bas de la zone d'eau.

Ayant un réservoir à zone de couches productrices multiples, un même traitement sera engagé simultanément, les perforations pourraient être effectuées différemment. La méthode conventionnelle dicte qu'il faut perforer individuellement chaque couche productrice (partie gauche de la figure suivante). Pour ce faire, la quantité et le débit des fluides doivent être contrôlés et limités pour chaque entrée de fracture, et le processus pourrait être très difficile. Pour éviter tout cela, une autre stratégie de perforation consiste à perforer un court intervalle au milieu de la section du réservoir (l'ensemble des couches) en vue de stopper la fracture passant par toutes les couches productrices de la formation pour être reliées en une seule fracture (côté droit de la figure suivante). Une même fracture est plus facile à contrôler qu'un traitement de fractures multiples, cela est valable dans toutes les circonstances.

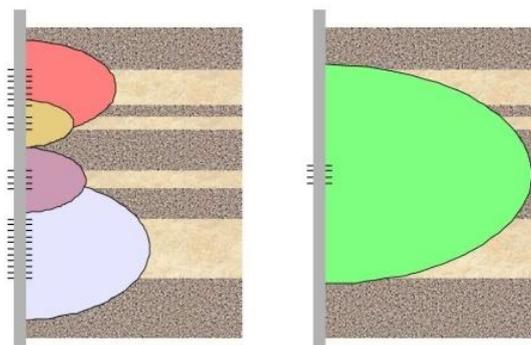


Figure 2.33 : Méthode conventionnelle en fonction de la fracture globale

Cependant, si dans la seconde méthode les perforations qui devraient être faites au centre ou légèrement vers le bas (en fonction des pressions de terrain) coïncident avec une couche non productrice, il serait très difficile de convaincre la compagnie de production de cette stratégie et de la réaliser intentionnellement.

6.2. Contrôle de Tortuosité

Le but des perforations est d'initier les fractures. Avec l'application de haute pression, la fracture commence à partir de la perforation et prendre la direction de la contrainte maximale horizontale et la largeur de la fracture sera confrontée à la contrainte minimale horizontale. Si les perforations ne sont pas dans la bonne direction, la fracture se corrigera d'elle-même en générant une tortuosité. Afin de réduire cette tortuosité, le pistolet de perforation devrait être orienté dans la direction de la pression maximale horizontale. Le cas idéal serait d'utiliser un phasage de 180°. De cette façon, les perforations dans les deux cas de figure seront dans la bonne direction minimisant ainsi tout changement de direction de fracture en termes de tortuosité. Cependant, dans un puits vertical, il est presque impossible d'orienter les pistolets de perforation. C'est la raison pour laquelle les phasages de 120°, 90° et 60° sont utilisés. Le phasage de 60° est le plus utilisé du moment qu'il augmente les chances d'avoir une bonne superposition de la direction du pistolet avec celle de la contrainte maximale horizontale (le pire des cas est d'avoir un angle de 30° entre les deux directions). Malgré cela, un phasage de 180° reste le plus préféré, car il réduit le risque d'avoir des fractures multiples, bien que la fracture demeure toujours déviée.

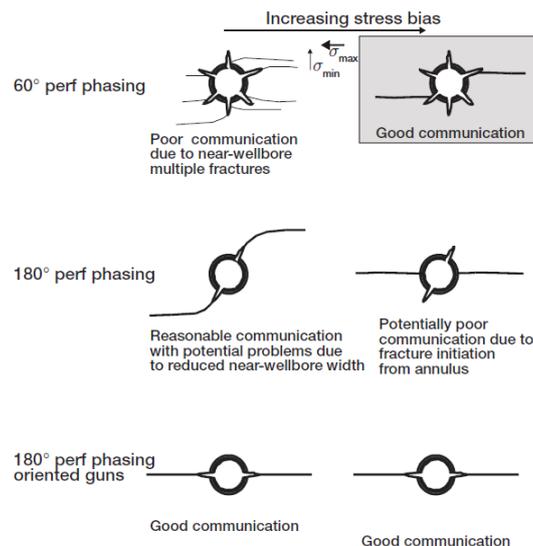


Figure 2.34 : Perforation de phasage de 180° contre celui de 60°

Une autre manière pour minimiser la tortuosité est de réduire le nombre de perforations à un nombre aussi réduit que possible. Parce que chaque perforation initie une fracture potentielle, Réduire le nombre de perforations induit un grand trou.

6.4. Perforations de fractures de déviation de la zone envahie

La fracture de contournement de la zone peau (*skin bypass zone*) est un type particulier de fractures à petite échelle, leur objectif est de relier le puits du forage avec le réservoir au travers la zone envahie. Ces fractures augmentent la production, mais pas autant que les fractures conventionnelles. Par contre, elles sont très rentables. Donc, comme avec tout type de fracturation, la position de perforation conditionne

énormément le point d'amorçage de la fracture. Cependant, comme la fracture de déviation/contournement est à petite échelle, l'ingénieur de fracturation tend à créer plusieurs fractures pour couvrir toute de la formation, comme indiqué dans (la figure 2.35 suivante).

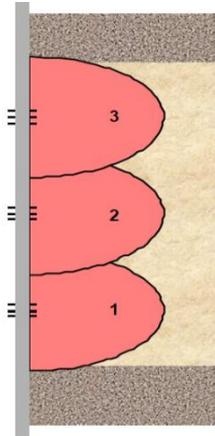


Figure 2.35 Perforations de déviation de la zone-peau couvrant tout l'intervalle de formation

Pour ce faire, une technique consommant le minimum d'efforts est utilisée, bien que les perforations multiples et l'utilisation de tubage enrobé (qui sert à la fin de l'opération à enlever le sable de remplissage injecté et nettoyer le puits), qui consiste en une perforation vers le bas de la formation pour créer une fracture de skin bypass à la base, récupérer cette partie inférieure avec du sable de remplissage, et répéter le processus avec la partie supérieure jusqu'à couvrir toute la profondeur de la formation.

7. Proppant

Par définition, les Proppants sont des matériaux circulaires résistants à la pression, conçus pour être placés à l'intérieur de la fracture afin de la maintenir ouverte lorsque la pression du fluide tombe au-dessous de celle de la fermeture de formation. En d'autres termes, c'est un agent de soutènement appelé en anglais "*Propping Agent*" d'où le terme **Proppant** tire son origine.

Le proppant est conçu pour être placé au bon endroit et avec une quantité adéquate à l'intérieur de la fracture. Une fois cela est fait, nous obtiendrons ce qui est appelé par une fracture remplie de proppant (*proppant pack*), constituant un agent de soutènement de meilleure perméabilité et conductivité de la roche originale.

7.1. Propriétés du proppant et leurs impact sur l'amélioration de la perméabilité et la conductivité

Bien qu'il soit déjà connu comme étant le produit de l'agent de soutènement de perméabilité et la largeur de la fracture. Il est par conséquent plus facile d'étudier son impact sur la perméabilité:

- **Substrat du proppant**, Il est évident que la perméabilité est fortement affectée par le substrat du proppant de remplissage (substrat de soutènement), en d'autres termes, ce proppant est à base de quelles substances, ou plus techniquement: la résistance à la pression de ce proppant. Le but de l'injection du proppant à l'intérieur de la fracture et de maintenir cette dernière ouverte sous l'effet de hautes pressions exercées par la formation qui essaie de retrouver son état d'origine. Les matériaux souples ne tiendront pas face à cette pression et se briseront, réduisant ainsi la perméabilité, la porosité et la conductivité du remplissage. Ceci entraînera également le rétrécissement de la fracture. Donc, il est préférable d'utiliser des matériaux cassants, capables de contrer ou de faire face aux énormes pressions de la formation.
- **Distribution de la taille des grains de proppant** : Dans tout type de formation, se trouve une grande variété de tailles de grains. Leur distribution pourrait considérablement diminuer la perméabilité, tel qu'il est le cas avec les grès. Généralement, le grès est un mélange de gros, moyens et petits grains de sable. Les petits grains vont occuper l'espace poral entre les grains grossiers. Ces grains grossiers vont à leur tour occuper l'espace poral entre de plus gros grains et ainsi de suite. Cette distribution réduit clairement la perméabilité de la roche. Dans une autre roche où la taille des grains est la même, il n'y aura pas de petits grains dans l'espace poral des grains grossiers.

A cet effet, en général, le proppant est fourni avec une distribution spécifique de taille des grains. Cette uniformité dans la distribution est l'une des raisons principales pour lesquelles le proppant est généralement de plusieurs ordres de grandeur plus perméable que la formation.

N.B. Sur le plan économique, un grand effort est fourni pour la production de grains uniformes.

- **Taille moyenne des grains de proppant** : A la première pensée, il est généralement présumé que plus la taille moyenne des grains de proppant est grande, plus la perméabilité est élevée, en raison du grand espace poral entre les grains du proppant. Ce qui augmentera le débit pour une porosité similaire. Cependant, après une deuxième considération, il est constaté que les grains grossiers distribuent la pression de fermeture sur les points de contact entre les petits grains. cela signifie une plus grande pression sur ces points de contact produisant des fines qui réduisent la perméabilité. En outre, Des grains trop grands permettront aux grains de sable de la formation de s'infiltrer dans la fracture, causant une pollution dans le puits et une instabilité près de la fracture. En optimum, une taille moyenne adaptée de grains nécessite d'être trouvée.
- **Contrainte de fermeture** En termes de pression, l'agent de soutènement est utilisé pour maintenir la fracture ouverte, et donc résister à la contrainte de fermeture. L'évolution de la contrainte de fermeture est inversement

proportionnelle à celle de la pression du réservoir. Cela signifie que la pression du réservoir diminue avec le temps sous l'effet de son exploitation (c'est le cas de certains réservoirs, en particulier les réservoirs de gaz qui sont très sensibles à ce phénomène), la fermeture pression augmente. Le proppant devra alors supporter cette énorme pression de fermeture qui pourrait générer plus de fines qui vont réduire à leur tour la perméabilité. Si cette pression de fermeture parvient à dépasser celle de la résistance des grains du proppant, ces derniers vont se briser réduisant dramatiquement la perméabilité. Il est alors très important de prendre en considération ce phénomène avant la sélection du proppant.

- **sphéricité et rondeur** : L'utilisation de ces deux quantités sert à définir combien les grains du proppant sont sphériques et combien d'arêtes tranchantes que les grains possèdent. Plus les grains sont sphériques et lisses, plus la perméabilité du remplissage est importante. Il existe des procédures standard d'API pour contrôler ces quantités, mais malheureusement, elles reposent sur une analyse subjective. Par conséquent, il est souvent difficile de voir une tendance claire entre un type de proppant et un autre. Cependant, en général, l'utilisation du proppant artificiel aura de meilleure sphéricité et rondeur que ceux des types naturels.

7.2. Sélection du Proppant

Pour sélectionner le bon proppant pour les opérations de fracturation, tous les paramètres illustrés dans le chapitre précédent doivent être pris en considération. Malheureusement, la sélection a été considérablement simplifiée.

Tous les fabricants de proppants publient des données sur la perméabilité de remplissage en fonction de la pression de fermeture pour tous leurs types de proppants. Connaissant la pression de fermeture, et en tenant en compte des pertes subséquentes dans la pression du réservoir (gain de la contrainte de fermeture), il est aisé de déduire la perméabilité absolue du proppant de remplissage à l'intérieur de la fracture. De cette manière, l'ingénieur de Fracturation n'aura qu'à mettre l'accent sur la perméabilité à laquelle il s'intéresse pour une pression de fermeture donnée en vue de sélectionner le proppant approprié.

Tableau 2.1 Contraintes maximales de fermeture généralisée pour les principaux types de proppants.

| Type | Pression maximale , psi | Exemple du produit |
|-----------------------|-------------------------|------------------------|
| Sable de fracturation | 5000 | Brady, Ottawa Colorado |

| | | |
|------------------------------------|-------|---|
| Basse densité de céramique | 9000 | CarboEconoprop, Carbolite, Valeur du Proppant |
| Densité intermédiaire de céramique | 12000 | CarboProp, InterProp |
| Bauxite frittée | 14000 | CarboHSP, Bauxite |

7.3. Placement du Proppant

Toute fracturation hydraulique s'articule autour du maintien de l'ouverture de la fracture et d'y mettre du proppant pour prévoir un chemin de production plus perméable que la formation. L'ajout du proppant au fluide affecte considérablement son comportement, cela est exprimé par la rhéologie du fluide, la convection de la suspension et le transport du proppant. Ces éléments seront discutés dans ce qui suit:

7.3.1. Effets sur la rhéologie des fluides

7.3.1.1. Convection

Lorsque des fluides de densités différentes sont dans une même zone, le fluide de faible densité peut circuler sur le fluide plus dense. Ceci est connu par le phénomène de convection. La convection dans la fracturation hydraulique peut apparaître lors de l'utilisation d'une *suspension* (slurry) de haute densité utilisée après une étape de densité moindre. Cela est d'autant plus remarqué quand un proppant visqueux - *pad* - est excessivement utilisé après l'injection du slurry. A ce titre, la convection restera en phase jusqu'à la fuite ou dissipation de l'excès du pad dans la formation.

La convection a une sensibilité extrême à la largeur de la fracture. Dans les réservoirs de perméabilité élevée où une large fracture est nécessaire, la convection est beaucoup plus probable. Dans une formation de faible perméabilité aux gaz où une moins grande fracture est conçue, la convection est beaucoup moins significative.

7.3.1.2. Déplacement du Proppant

Le transport du proppant est un facteur important à considérer pour mettre le proppant dans la bonne position et de l'y maintenir. Un mauvais transport du proppant conduit à l'adécantation, surtout dans la partie inférieure de la fracture. Cela réduira la longueur effective de la fracture (la longueur remplie de proppant), aussi la hauteur de la fracture productive ne sera pas soutenue correctement. En outre, Il en résultera un nettoyage post-fracturation inadéquat, ce qui réduira la productivité de la fracture calée. Ces phénomènes vont réduire considérablement l'efficacité des stimulations. En réalité, l'analyse de post-fracture montre que la zone efficace soutenue est presque toujours inférieure à celle attendue du simulateur.

Maximiser la zone soutenue efficace de la fracture est la clé pour optimiser la production, et pour ce faire, des efforts sont principalement concentrés sur le

transport du proppant et le nettoyage en place. La particule du proppant de densité ρ_{prop} et de diamètre D , à la vitesse de sédimentation v_t dans un fluide de viscosité μ_{fluide} et densité ρ_{fluide} , donnée par l'équation suivante:

$$v_t = 1150 \frac{D^2}{\mu_{fluide}} (\rho_{prop} - \rho_{fluide})$$

L'analyse de l'équation, consiste à réduire la vitesse de sédimentation v_t , tout en réduisant le diamètre du proppant, mais cela réduira systématiquement la perméabilité du proppant-pack. Il est également possible d'augmenter la viscosité du fluide, mais cela causera des difficultés avec le nettoyage après la fracturation. Le seul paramètre qui reste pour réduire v_t est la densité du proppant. Dans des conditions stables, les particules les plus légères se déposeront beaucoup plus lentement que les plus lourdes.

A titre d'illustration, (les deux figures 2.36) ci-dessous, donne une comparaison entre la zone soutenue par du sable en suspension dans l'eau fraîche à la zone soutenue par un proppant de poids ultra léger (*Ultra Light Weight ULW* : $\rho_{prop} = 1,25$) en suspension dans un fluide de densité **10ppg(lbs / gal)**.

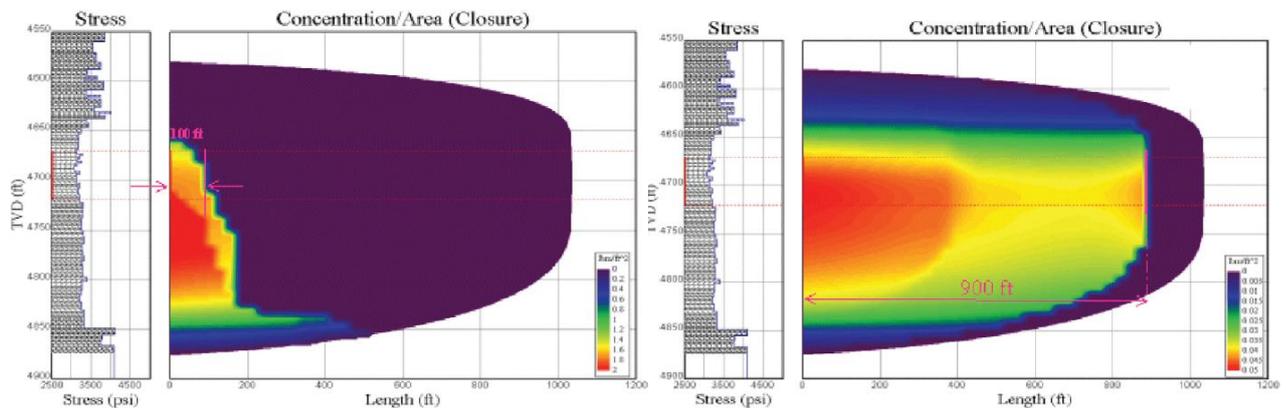


Figure 2.36 Zone soutenue avec suspension de sable dans l'eau fraîche comparée au Proppant *ULW* en suspension dans un fluide de 10ppg.

L'équation de vitesse de sédimentation précédente, décrit un comportement de particules. Pendant la fracturation hydraulique, d'importantes concentrations de proppant sont utilisés. Il en résultera une décantation retardée, comme les particules peuvent se gêner les unes les autres. Il en résultera aussi, sédimentation agglomérée ou floculée, bien que les particules puissent se regrouper et donnent lieu à un proppant de plus grand diamètre sous forme de grandes boules.

Economides et al (2002) ont développé une corrélation entre la vitesse de sédimentation retardée v_{sol} et la fraction volumique du solide (proppant) f_s .

$$v_{sol} = v_{\infty} (1 - f_s)^{\beta}$$

Où,

β : varie de 5,5 à 2 pour une faible à haute valeur N_{Re} , respectivement.

v_{∞} : est la forme généralisée de la loi de Stock.

$$v_{\infty} = \frac{\left((\gamma_{prop} - \gamma_{fluide}) g D_{prop}^{n'+1} \right)^{1/n'}}{3^{n'} 18 K'}$$

Pour qu'un transport du proppant aura lieu, une vitesse minimale horizontale du slurry est requise par l'utilisation du **Biot-Medlin process**, et définie par la notation **MHV_{ST}**, d'où son appellation en anglais : **Minimum Horizontal Velocity for Slurry Transport**. Si **MHV_{ST}** est faible, les mouvements des particules de proppant seront limités aux glissements ou roulement sur un lit de sédiment dans la partie inférieure de la fracture. Pour une meilleure étude de la **MHV_{ST}**, l'index de Propriété de suspension - *Slurry Propriety Index* - **I_{SP}** est défini comme suit:

$$I_{SP} = \frac{D^2}{\mu_{fluide}} (\rho_{prop} - \rho_{fluide})$$

Pour différentes suspensions de proppant, les calculs du **I_{SP}** et **MHV_{ST}** sont donnés dans (le tableau 2.2.) ci- dessous.

Tableau 2.2 **I_{SP}** et **MHV_{ST}** pour différentes suspensions de proppant

| γ_{prop} | D_{prop}^2, mm^2 | γ_{fluid} | μ_{fluid}, cp | I_{SP} | MHV _{ST} |
|-----------------|--------------------|------------------|-------------------|----------|-------------------|
| 2.65 | 0.4032 | 8.34 | 7 | 119.3 | 1.400 |
| 2.65 | 0.4032 | 9.4 | 7 | 110.1 | 1.200 |
| 2.65 | 0.4032 | 10.1 | 5 | 104.0 | 1.188 |
| 2.65 | 2.070 | 8.34 | 60 | 78.56 | 1.018 |
| 2.65 | 0.4032 | 9.4 | 29 | 26.57 | 0.400 |
| 2.65 | 0.4032 | 8.34 | 60 | 13.92 | 0.173 |
| 1.25 | 0.4264 | 8.34 | 11 | 11.14 | 0.143 |
| 1.25 | 0.4264 | 9.4 | 7 | 8.61 | 0.140 |
| 1.05 | 0.5810 | 8.34 | 5 | 6.43 | 0.102 |
| 1.25 | 0.4264 | 8.34 | 60 | 2.04 | 0.027 |
| 1.25 | 0.4264 | 9.4 | 29 | 2.08 | 0.020 |
| 1.05 | 0.5810 | 8.34 | 29 | 1.11 | 0.017 |

La corrélation entre **I_{SP}** et **MHV_{ST}** suit une fonction linéaire. La courbe tracée de **MHV_{ST}** en fonction de **I_{SP}** est illustrée dans figure suivante:

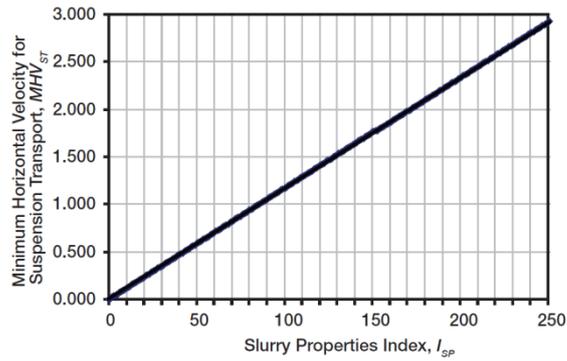


Figure 2.37 Correlation entre I_{SP} and MHV_{ST}

Une équation pour MHV_{ST} en fonction de I_{SP} est alors aisément déduite de (la figure 3.37) est donnée par la relation suivante.

$$MHV_{ST} = C_{TRANS} I_{SP}$$

Où C_{TRANS} est notée : coefficient de transport de proppant et est égale à 0,0117. Son unité déduite de l'équation ci-dessus est: $cp \text{ ft sec}^{-1} mm^2$

Pour les proppant **ULW**, une très faible vitesse minimale horizontale est exigée pour maintenir les particules en suspension. Ceci illustre la capacité du proppant **ULW** à couvrir une très grande surface efficace soutenue. Pour les substances les plus lourdes, telles que le sable, une plus grande magnitude de la vitesse minimale d'écoulement doit être fournie.

8. Modèles de fractures

8.1. Modèles de fractures 2D

Systèmes de modélisation en 2D étaient la première tentative à donner forme au processus de la propagation de la fracture. Après les modèles 2D, les modèles 3D ont été développés et sont utilisés de nos jours. Par rapport à la norme standard actuelle, ces modèles 2D sont considérés comme bruts et ne sont plus utilisables, sauf pour les fracturations des formations de houilles à méthane et celles des formations massives uniformes. Toutefois, afin de comprendre comment fonctionnent les modèles de fracturation en 3D, la compréhension des modèles 2D est fortement recommandée. Parmi tous les modèles de fracturation 2D, les plus connus sont définis ci-dessous.

Forme radiale de Penny

Comme son nom L'indique, ce modèle est de forme circulaire. Ce qui signifie que, comme il est montré dans (la figure 2.38) ci-dessous pour la longueur de la fracture, $2R$, est égale à la hauteur H .

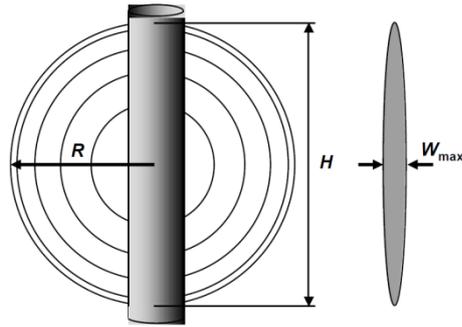


Figure 2.38 Model de Penny

La largeur maximale de la fracture est donnée par la formule:

$$w_{max} = 8 (1 - \nu^2) \frac{\Delta P R}{\pi E}$$

Où ΔP est la pression nette, ν le rapport de Poisson et E le module de Young.

La largeur moyenne w' nécessaire pour calculer le volume de fracture, est aisément calculée par:

$$w' = 2/3 w_{max}$$

En utilisant ce modèle, le volume de la fracture est connu comme étant le volume des fluides pompés dans la fracture, moins le volume de fuite infiltré dans la formation. La proportion du fluide qui reste dans la fracture est nommé l'efficacité du fluide, η .

$$\pi R^2 w' = Q t \eta$$

Où Q est le débit moyen d'injection et t le temps de pompage, et R est aisément obtenu :

$$R = \left(\frac{3 Q t \eta E}{16 (1 - \nu^2) \Delta P} \right)^{1/3}$$

Modèle de Kirstianovich et Zheltov- Danechy (KZD / KGD)

Ce modèle a été développé à l'origine par *Kristianovich* et *Zheltov* et modifié par *Danechy*. Il a été modifié Plus tard par *Geerstmaet de Klerk*, pour être appelé dans certaines documentations par le modèle GDK. D'autres modifications ont été faites aussi sur ce modèle, où la hauteur est fixée et maintenue constante égale à la hauteur de la couche productrice.

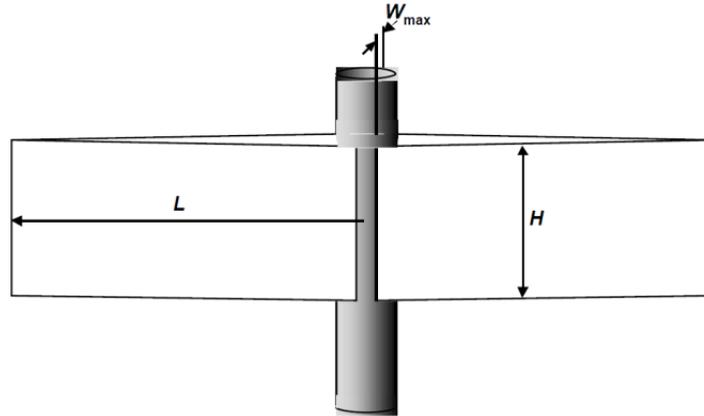


Figure 2.39 Modèle KZD

La largeur maximale w_{max} de la fracture en fonction de la $\frac{1}{2}$ longueur L donnée par la formule suivante:

$$w_{max} = 4(1 - \nu^2) \frac{\Delta P L}{E}$$

La largeur moyenne est donnée par la relation suivante :

$$w' = \frac{\pi}{4} w_{max}$$

La $\frac{1}{2}$ longueur L est déduite de la forme de la fracture et est donnée par la formule suivante.

$$L = \left(\frac{\eta Q t E}{2\pi (1 - \nu^2)} \Delta P H \right)^{1/2}$$

η , Q et t sont déjà définis dans le modèle précédent.

Modèle Perkins et Kern- Nordgren (PKN)

Avant qu'il ne soit modifié par **Nolte et Advanti**, ce modèle de fracture a été initialement conçu par **Perkins et Kern** pour être modifié par **Nordgren**, d'où l'abréviation **PKN**. Dans ce modèle la hauteur et la largeur sont fixées. La forme de ce modèle est représentée dans (la figure 2.40) suivante.

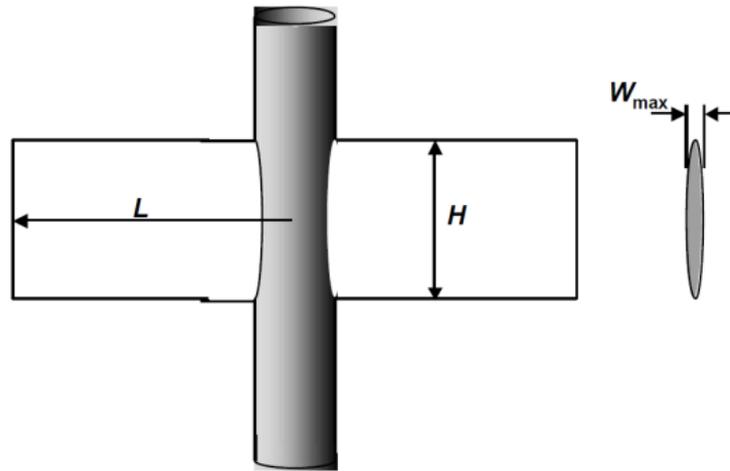


Figure 2.40 Modèle PKN

Dans ce modèle, la largeur maximale est donnée comme suit:

$$W_{max} = 2 * (1 - \nu^2) \frac{\Delta P H}{E}$$

La largeur moyenne:

$$w' = \frac{\pi}{5} w_{max}$$

Comme dans le modèle précédent, la longueur **L** est déduite dans l'équation suivante.

$$L = \frac{5 Q t \eta E}{4 \pi H^2 (1 - \nu^2) \Delta P}$$

9. Sélection de puits candidat

Dans cette partie, nous allons nous intéresser à l'intervalle du puits, dans la mesure où il constitue un bon candidat, ou non, à la fracturation. Virtuellement, tous les puits sont des candidats potentiels pour la fracturation hydraulique, du moment où, il est possible de créer dans les cas de figure une augmentation de la productivité. Cependant, souvent l'ingénieur-Frac est conditionné par des considérations telles que les contacts eau-huile, gaz-huile, pauvre collage de ciment, les restrictions d'achèvement et l'emplacement des perforations. En outre, la formation doit également disposer des réserves et du potentiel de production pour justifier économiquement de dépenses suffisamment grand associée souvent à la fracturation. Tous ces critères, font que parfois, il n'est pas évident de percevoir la différence entre les bons et pauvres candidats. Ce qui implique que, dans ces conditions, il n'y a pas de substitut à l'expérience.

9.1 Justifications économiques

Dans le domaine de l'ingénierie, il ne suffit pas pour autant à l'ingénieur de Frac de provoquer simplement une augmentation de la production. Comme toute autre opération développée sur un puits de pétrole ou de gaz, cette opération doit être économiquement justifiée. Donc, il appartient à l'ingénieur-Frac de produire au moins une augmentation minimale de production afin de répondre aux critères économiques exigés. Chaque entreprise possède ses propres critères économiques.

En plus de tout cela, les parties impliquées dans l'opération de fracturation doivent accepter un certain niveau de risques. La fracturation hydraulique n'est pas une science exacte, et l'ingénieur de fracturation doit également faire face au fait que personne ne sait exactement comment la fracture se propagera à travers la formation. Ceci est illustré par le fait qu'il existe plusieurs simulateurs de fracturation hydraulique sur le marché, qui utilisent tous des méthodes et des principes différents pour modéliser la fracture.

Les critères économiques peuvent souvent être simples. Par exemple, de nombreuses entreprises insistent pour que le coût du traitement de la fracturation hydraulique soit remboursé dans un délai de trois mois. Dans un tel cas, l'ingénieur de Fracturation doit estimer l'augmentation de la production, et celle de la production supplémentaire totale au cours des trois premiers mois. Une fois que la production supplémentaire a été calculée, le chiffre d'affaires total supplémentaire peut facilement être calculé en multipliant par le prix de vente du pétrole ou du gaz. Si le chiffre d'affaires supplémentaire total est supérieur au coût du traitement, dans ce cas, le traitement est économiquement justifié.

Il est très impératif de définir quelques concepts de base sur l'économie que n'importe quel Ingénieur-frac devrait être au courant.

a) Taux de rendement interne

Toute entreprise d'exploitation, qu'elle soit pétrolière ou non, utilise un critère de base connu sous le taux de rendement interne **TRI**, qui représente une valeur en pourcentage. Le critère stipule que tout projet potentiel nécessitant une Autorisations de dépenses (*AFE : Authorisation For Expenditure*), doit faire un retour sur investissement supérieur à cette valeur. La théorie est que la société ferait mieux de dépenser l'argent d'investissement ailleurs, si un projet ne peut pas répondre à ce critère. Par exemple, si une société X souhaite investir \$ 1.000.000 sur un projet, et sa compagnie a un critère de taux de rentabilité interne de 18% sur un an de retour,

ces \$ 1.000.000 doivent générer un production supplémentaire qui vaut au moins \$ 180 000 à la fin de la première année après le traitement.

b) Valeur Actuelle Nette (*Net Present Value /NPV*)

Valeur actuelle nette **VAN** est un outil utile qui peut être utilisé de deux manières. Tout d'abord, la société d'exploitation peut définir un critère de la VAN qui doit être

satisfaisant. Deuxièmement, il peut être utilisé pour comparer les différentes conceptions de fracturation et décider laquelle est la plus rentable. Par exemple, un ingénieur de Frac peut être confronté à la question suivante: est-ce que ça vaut la peine d'injecter deux fois la quantité de proppant pour seulement un gain de 10% de la production? Cette question trouvera une réponse adéquate et exhaustive en utilisant l'analyse de la VAN. Cependant, la valeur **VAN** est calculée selon la méthode suivante:

$$\text{Revenus nets} = \text{Augmentation de la production} * \text{Prix de vente}$$

Où l'augmentation de la production est la production supplémentaire totale due au traitement des fractures.

$$\text{Revenus nets actualisé} = \sum_{i=0}^n \frac{(\text{Revenus nets})_i}{(1 + RTI)^i}$$

Où **n** est la période de récupération, généralement mesurée en années, et **i** est le taux interne de rendement.

$$\text{VAN} = \text{Revenu nets actualisés} - \text{Coûts du traitement total}$$

Si la **VAN** est supérieure à zéro, alors le projet est faisable.

9.2. Justifications techniques

Une fois que le puits satisfait les critères précédents, et se présente comme un candidat économiquement éligible, il passe par une autre sélection de type technique. Ci-dessous, un certain nombre d'éléments peuvent rendre une section productrice par bonne ou mauvaise candidate à la fracturation hydraulique.

Facteur Skin: Tous les puits ont des facteurs skin, dans certaines mesures plus ou moins grandes, à moins qu'ils aient été traités spécialement. Comme principe général, plus la perméabilité est grande, plus le facteur skin est grand, de sorte que les puits les plus productifs sont aussi ceux qui produisent moins efficacement. Cela signifie que dans la pratique, tous les puits sont des candidats potentiels pour la fracturation.

Dans la figure ci-dessous, on constate l'effet du facteur skin, **s**, sur la production d'un puits. L'axe horizontal indique le facteur skin d'origine et l'axe vertical montre l'effet de ce facteur sur la productivité par rapport à la production relative à un puits non endommagé, intact ($S = 0$). De sorte que la production du puits endommagé est égale à 100 %.

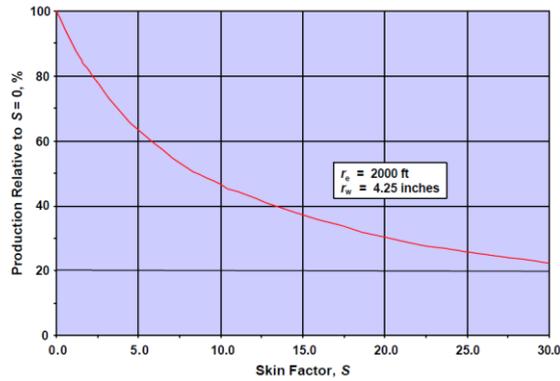


Figure2.41 Effet du facteur skin sur la production

Remarque: ce graphique illustre seulement combien la production est perdue à cause du facteur skin (*sans aucune stimulation*).

Puits de faible perméabilité: Aussi appelés aussi par *Tight formations*. Ces formations qui viennent juste d'être fracturées pour la première fois, sont largement acceptées par le marché, mais, ne peuvent pas produire assez d'hydrocarbure, car la matrice n'a pas une assez grande conductivité. Par conséquent, afin de libérer le potentiel du réservoir, un assez grand traitement de fracturation hydraulique est nécessaire.

Formations faiblement ou non consolidées: La fracturation hydraulique est une méthode très efficace pour consolider une formation faiblement ou non consolidée afin de réduire ou éliminer la production de sable de formation par un certain nombre de méthodes:

- En réduisant la différence de pression entre le réservoir et le fond du puits.
- En compactant la formation
- En utilisant une sorte de filtre (traitement Frack-Pack / contrôle de sable), en utilisant un proppant de 6 fois la taille des grains de formation.

Remarque: La fracturation du type Frack-Pack est, est probablement la méthode la plus efficace de développer une formation non consolidée.

Contacts de l'eau: En général, les puits en contact avec l'eau doivent être évités. La présence de l'eau ou le contact de gaz à proximité des perforations peut souvent faire annuler la fracturation. Si une fracture calée ou soutenue (*propped*) se propage dans une zone d'eau ou de gaz, le puits va rapidement arrêter la production du pétrole, et produit plutôt de l'eau ou de gaz.

Pauvre collage de ciment : Si le contact ou liaison entre le boîtier étanche et le ciment, ou du ciment et la formation, est mauvais ou inexistant, la fracturation doit être évitée, car cela pourra donner à l'infiltration du pad dans cet espace de contact et causer des catastrophes.

Boîtiers ou tubages corrodés: Un tubage ou boîtier gravement corrodé ne résistera probablement pas aux pressions différentielles produites par la fracturation, et par conséquent ces puits sont à éviter.

Stratégie de perforation: La position des perforations peut souvent révéler comme étant la différence entre une fracturation réussie ou manquée.

Chapitre III

PREPARATION DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE ET CONCEPTION INITIALE

1. Introduction

Suite aux notions de base du concept de la fracturation hydraulique traitées, dans le chapitre deux, précédent, par des logiciels très pointus, simulant le comportement de tous les paramètres de base relatifs à la conception initiale et préparation de la fracturation hydraulique qui sera traitée dans cette partie à travers les considérations suivantes:

- Sélection du proppant,
- Conception du fluide,
- Perforation du puits
- Simulation et conception initiale de la fracturation hydraulique.

2. Sélection du proppant

Dans la fracturation hydraulique, Fracturer une roche sans rien injecter dans la fracture pour la maintenir ouverte est sans intérêt. Les pressions exercées par la formation sont de grande amplitude, donc si rien ne supporte la fracture, la formation va se refermer pour revenir à sa forme originale, comme si elle n'a jamais été fracturée auparavant. C'est la raison pour laquelle le proppant est un élément essentiel dans l'opération de fracturation, en vue de garder la fracture ouverte. La fonction première du proppant est de résister à la pression de la formation. En même temps, le proppant sélectionné, comme agent de soutènement, doit être plus perméable que la formation, sinon la fracturation hydraulique ne servira à rien de tout cela et il n'y aura pas de point de fracturation.

Une fois que l'opération de fracturation hydraulique est terminée et la production est lancée, le proppant injecté dans la fracture pourrait refluer avec le gaz, à travers les puits de productions, vers les installations centrales de traitement (*Central Processing Facilities CPF*), ce qui est néfaste pour la production. D'où la solution au reflux du proppant, est l'utilisation d'un autre type de proppant revêtu de résine, qui sera injecté à la fin pour consolider la fracture.

Les principales propriétés pour la sélection du proppant seraient alors sa résistance à la pression, sa perméabilité et sa propriété d'être revêtu ou non. Outre les propriétés techniques, les facteurs coûts et économie sont les plus liés à tous les paramètres examinés dans le projet de fracturation, car ils constituent l'objectif premier de l'ensemble des opérations relatives à toute prise de décision et de réduction des coûts pour générer plus de profits.

Les trois propriétés mentionnées ci-dessus sont les propriétés les plus importantes du proppant. Bien qu'il y ait d'autres choses qui devraient être considérées avant de sélectionner le proppant de fracturation.

- **facteur β** : Correspond à l'effet de turbulence d'écoulement à travers le proppant étanche. A titre de rappel, le coefficient efficace de non - Darcy est utilisé dans l'équation de **Forchheimer** pour **non - Darcy flux** :

$$-dp / dx = pg / kg * vg + \beta_g * \rho_g * vg^2$$

Il est clair que le facteur bêta a une influence négative sur le gradient de pression.

- **La densité du proppant** : influe sur la sélection. En premier lieu, le transport du proppant augmente en diminuant sa densité. Aussi, bien que le prix du proppant est donné par unité de poids exprimé en lbs, notons que **1lbs = 0.45kg et 1kg = 2.2lbs**, le prix par volume est réduit.
- **L'efficacité du nettoyage des fluides de fracturation** : Il est fortement recommandé de nettoyer la formation des fluides de fracturation injectés. Chaque type de proppant étanche a sa propre efficacité de nettoyage de la formation après le travail de fracturation.
- **le stress ou la fermeture pression**
- **la taille du proppant** devrait être plus grande que la taille de sable de la formation.

2.1. Proppant sélectionné pour le puits A-4pt

*Pour des raisons de performance et de marché (coût, disponibilités et logistique) le proppant sélectionné pour le puits A-4pt, est le **Bauxlite**, seul disponible sur le marché avec du sable traité, a été sélectionné pour analyse d'éligibilité.*

Deux types de bauxlite sont sélectionnés pour le traitement de la fracturation du puits A-4pt (Tg 342).

- Bauxlite 20/40 non revêtu
- Bauxlite 16/30 revêtu avec de la résine.

Remarque: Les rapports **20/40** et **16/30** représentent les maillages(mesh) des tamis avec lesquels la taille des grains de proppant est mesurée. L'équivalent en norme internationale est le suivant **0,841/0,420 mm** et **1,19/0,595mm** respectivement

2.1.1. Bauxlite 20/40 non revêtu

Ce proppant est utilisé pour la première partie qui est majoritaire, 50-75%. Sa taille est choisie en fonction de la taille moyenne des grains de sables de la formation; il est six fois plus grand pour empêcher le reflux des grains de sable. L'analyse du bauxLite 20/40 sélectionné a donné les propriétés suivantes :

Morphologie :

L'analyse du tamisage donne les résultats suivants :

- 20 tailles de grille 5% de l'agent de soutènement sont retenus
- 30 tailles de grille 60% de l'agent de soutènement sont retenus
- 40 tailles de grille 35% de l'agent de soutènement sont retenus
- <40 Trace

Taille et forme:

La taille et la forme sont représentées par les propriétés indiquées ci-dessous:

- Taille moyenne (norme ISO) 0.67mm
- Rondeur / sphéricité 0,8 / 0,8

Propriétés physiques:

- La densité apparente 1,6 g/cm³
- Densité absolue 2,85
- Solubilité à l'acide 6,5%
- Résistance à l'écrasement (% fines) 1,0% à 6,000psi (*pressure square inch*)
3,0% à 8,000psi
5.0% à 10,000psi

La perméabilité / conductivité:

La perméabilité et la conductivité sont les propriétés les plus importantes du proppant, plus grande la perméabilité/conductivité mieux ça vaudra. Cependant, ces dernières sont très influencées par les contraintes de fermeture de la formation. *Les courbes expriment la diminution de la perméabilité et conductivité en fonction de l'augmentation de la pression exercée sur le proppant*(pression de fermeture des terrains) dans la (figure 3.1)suivante.

Perméabilité/Conductivité:

Comme pour le premier type de proppant(Bauxlite 20/40 non revêtu),les courbes des graphes, en figure 3.2, illustrentclairement la baisse de la conductivité et perméabilité en fonction de la hausse de pression exercée sur le proppant.

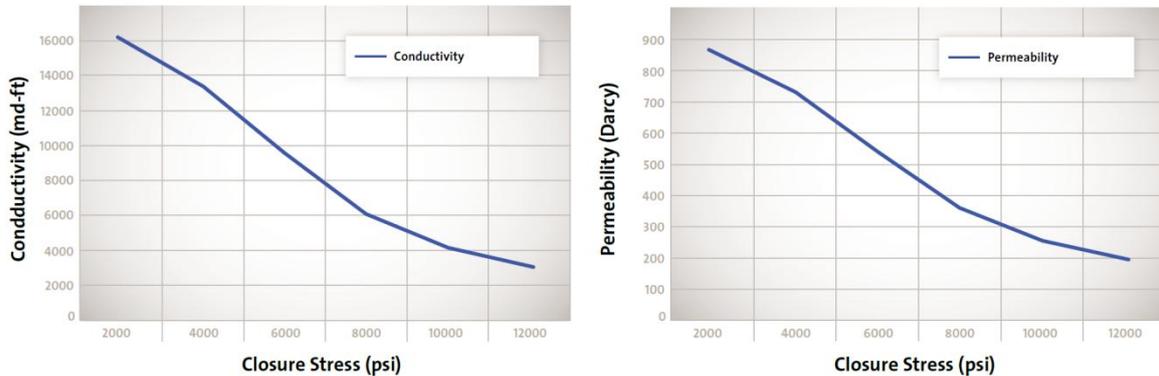


Figure 3.2 Impact de la pression de fermeture sur la conductivité et la perméabilité - bauxlite 16/30

Même à des pressions de terrain de 1000psi, la perméabilité et la conductivité accusent des valeurs de > 850 darcy et 16000 md.pied, respectivement.

2.2. Conclusion de la sélection de proppant

En raison des bonnes caractéristiques physiques et leur prix compétitif, ces proppant sont évalués éligibles et retenus pour l'opération de traitement de la fracturation hydraulique du puits A-4pt.

3. Conception du fluide

Les fluides sont utilisés non seulement pour la création et l'expansion de la fracture, mais aussi pour transporter du proppant et le placer à l'endroit souhaité dans la fracture. Par conséquent, la conception des fluides de la fracturation est considérée comme l'un des éléments vitaux dans l'opération de fracturation. Elle prend en considération les propriétés des fluides par la sélection des additifs adéquats et justes. Les fluides bien conçus permettent un bon déroulement du processus de fracturation, donc la fracture se fait correctement comme elle est conçue et prévue. La liste des paramètres de conception des fluides à prendre en considération est la suivante:

- **Débit:** C'est le débit avec lequel le fluide est injecté (basé sur l'expérience et assisté par le support des simulateurs).
- **Volume du puits au sommet de l'intervalle de perforation:** C'est le volume du fluide devant remplir le puits de forage à partir du sommet pour arriver en haut de l'intervalle de fracturation (volume du puits de forage).

- **Temps de conduite** (*pipe time*): C'est le temps nécessaire que prend le fluide pour atteindre le haut de l'intervalle de fracturation. Ce temps est obtenu en divisant le volume de puits en haut de l'intervalle de fracturation par le débit.

$$= \frac{\text{Temps de conduit} \times \text{Volume du puits en haut de l'intervalle de perforation}}{\text{Débit d'injection}}$$

- **Marge de sécurité à base de gelliant-X** (*X-link safety margin*)
 Pour réduire la pression de friction dans la conduite d'injection causant un gel liant-X, c'est le volume pointant la profondeur du puits pour atteindre un fluide à 100% de viscosité minimale capable d'assurer l'effet retardateur. Une faible marge de sécurité X-link, signifie que le fluide réticulé causant ainsi plus de pression de friction et une réduction de P_{net} . Une marge de sécurité X-link élevée augmente le risque d'avoir un fluide linéaire dans la perforation, provoquant ainsi un pontage et un filtre (*Screen Out*). Bien que certaines entreprises utilisent cette marge de sécurité X-Link à 75%, il est préférable d'avoir plus de pression de friction plutôt que de risquer un filtre. Une marge de sécurité X-link est de 65% est recommandée.
- **Temps de retard X-link**: C'est le temps prévu pour que le fluide soit à 100% réticulé. C'est le produit de la multiplication du temps de conduite par la marge de sécurité X-link.

$$\text{Temps de retard X link} = \text{temps de conduite} * \text{marge de sécurité (0,65)}$$

- **Temps de retard X-link** (étendue exigée)
 C'est l'intervalle de temps de retard X-link que l'ingénieur exige des services la compagnie.
- **Temps de pompage de la fracturation principale**
 Dépend de la pression de la formation, fuite du fluide et l'appréciation/l'expérience de l'ingénieur de fracturation.
- **Temps de fermeture**
 le temps entre l'arrêt de pompage et le moment où la pression au fond du puits BHTP atteint la limite de fermeture.
- **Le temps de rupture du gel** (du début du pompage): C'est la moyenne de la somme du temps des opérations de fracturation et le temps de fermeture.
- **La température au fond du puits** (*Bottom Hole Temperature BHT*), elle est donnée et est égale à 114 ° C.

3.1. Additifs des fluides de fracturation hydraulique

Comme additifs chimiques, les principaux sont cités et brièvement définis dans ce qui suit:

Additifs de réticulation (*crosslinking additives*): Ce sont les additifs mentionnés dans Chap.2 –(5.1Système de fluide). Ils sont responsables de l'augmentation de la viscosité pour transformer le gel linéaire en gel réticulé en formant des liaisons solides entre les polymères linéaires. Ces additifs s'activent dans un intervalle de pH bien spécifique (vers 11,5 pour les additifs réticulés utilisés en substances). Leur concentration dépend de la concentration du polymère(gel linéaire)dans le fluide.

Additifs de rupture(*Breaking Additives*):la conception du temps de rupture des fluides est basée sur le BHT, pour que ces fluides soient activés à une certaine température de 114°C, Ces additifs ont un effet sur la réticulation de certaines substances chimiques, pour les rendre inactives à un pH neutre. Donc, la concentration de ces additifs dépend de la concentration de réticulation.

Additifs tampon (*Buffers*): Ce sont des tampons utilisés afin de modifier le pH et d'activer ou désactiver l'effet des additifs chimiques qui en dépendent.

Retardateur: Ce sont des additifs ajoutés dans le but de retarder le gel de se réticuler.

Polymère:Le polymère est un gel linéaire constituant l'agent principal pour augmenter la viscosité(Chap.2- 5.1 Systèmes des fluides). Le polymère utilisé pour ce traitement est le **Guar**, qui est extrait d'une plante appelée **Cyamopsis tetragonoloba**. Pour la concentration du polymère, deux principaux éléments sont considérés :

- **Le proppant**: La concentration en polymère sera choisie et fixée pour toute l'opération de fracturation, il est donc important de définir la concentration du polymère qui permet au proppant de se fixer dans le gel.
- **Nettoyage**: Pour réduire les dommages des fluides encourus sur la formation, il est aisé d'utiliser une concentration minimale de polymère, en vue d'assurer le nettoyage après la fracturation.

3.2. Conception des fluides

Ce travail de recherche est basé sur une expérience de terrain, où la concentration en polymère est de 30lbs-*livres*/1000 gallons, noté 30 # dans les résultats de laboratoire.

Concernant le débit utilisé pour la fracturation, il est basé sur l'expérience et les propriétés de la formation (perméabilité, résistance de la roche, pression de fermeture, etc.). Pour la fracturation du **puits A-4pt**,les fluides sont injectés avec un débit de 40 bpm.

Compte tenu de tous ces critères, la conception du fluide appliquée pour le puits A-4pt, présenté dans la figure3.8, sera livré au service de l'entreprise pour les tests de

laboratoire afin d'avoir les concentrations pour chaque substance chimique et de trouver la bonne mixture pour l'opération (quels additifs doivent être utilisés?). La conception du fluide délivrée pour les tests de laboratoire est représentée dans le tableau ci-dessous.

Tableau 3.1 Tableau de conception des paramètres des fluides

| Paramètres | Unité | Valeurs pour A- 4pt |
|--|----------|---------------------|
| Débit | bpm | 40 |
| Volume du puits en haut de l'intervalle de perforation | gal | 6117 |
| Temps de conduite(<i>pipe time</i>) | min: sec | 03:38 |
| Marge de sécurité X-link | fraction | 0.65 |
| Temps de retard X-link | min: sec | 02:22 |
| Temps de retard X-link (gamme requise) | min | 2 - 2.5 |
| Temps de pompage de la fracturation principale | min | 88 |
| Temps de fermeture | min | 40 - 110 |
| Temps de pompage total + temps de fermeture | min | 128 - 198 |
| Temps de rupture du gel | min | 163 |
| BHT | °C | 114 |

3.3. Résultats et analyses de laboratoire

Les tests de laboratoire sont obligatoires et doivent être effectués avant l'exécution de fracturation, les concentrations chimiques et les résultats des tests de laboratoire sont considérés comme des paramètres-guides des fluides utilisés pour l'opération de fracturation, comme il est présenté dans le tableau ci-dessous.

Les résultats de laboratoire pour le test d'hydratation des polymères sont donnés ci-après dans la figure 3.3.

| Customer / Well Information | | | |
|-----------------------------|---------------|---------------|-------|
| Customer | Lease | Well | Stage |
| JVG | Tiguentourine | A-4pt | |
| Formation | Field | County/Parish | State |
| | IN Aminas | | ILIZI |

| Gel System: | Hybor H(30#) |
|----------------|----------------|
| Fe1A: | 0.1 gal/M |
| Base Gel pH: | 6.5 |
| Temperature: | 76.1 °F |
| Hydration Test | |
| Time (min) | Viscosity (cP) |
| 1 | 10 |
| 2 | 15 |
| 3 | 17 |
| 4 | 20 |
| 5 | 20 |
| 6 | 22 |
| 10 | 22 |

Figure 3.3 Test d'hydratation (effet du polymère)

Dans ce premier test, l'évolution de la viscosité dans le temps est due à l'addition du polymère avec une concentration de 30#(30lbs/1000 gals). Comme il est indiqué dans la figure 3.10, la viscosité a tend à se stabiliser autour de 22 cp à 10 minutes. Pour augmenter la viscosité à la valeur voulue, les additifs chimiques de réticulation sont utilisés. Pour ce travail, la viscosité minimum requise pour réaliser le proppant est de 100 cp.

L'étape suivante consiste à tester le temps de retard X-link, ou XL time, par l'injection du gel linéaire, avec les additifs chimiques de réticulation et le retardateur dans des conditions similaires à celles du puits. Les résultats fournis par les services de la compagnie sont donnés dans la figure suivante.

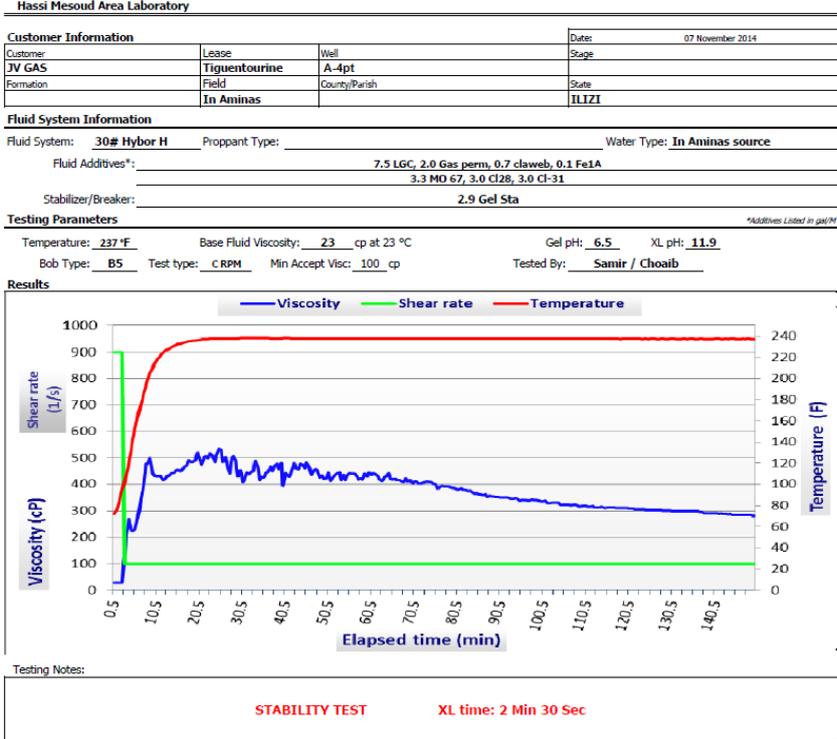


Figure3.4 Tests de laboratoire pour la conception du fluide du puits A-4pt (sans additifs de rupture)

En utilisant les bons produits chimiques, nous voyons clairement dans ce test que la viscosité a atteint les 100centiposes en 2min 30sec, ce qui est dans l'étendue de temps requis [2min 00sec– 2min 30sec]. Cependant, le temps de rupture semble être plus long(250cp en 5min) que celui qui est exigé à 150cp en 5min, et la viscosité est un peu moins que 300cp. Pour cela les additifs de ruptures sont ajoutés et testés. Les résultats des tests des additifs de ruptures sont illustrés dans (la figure 3.5) suivante.

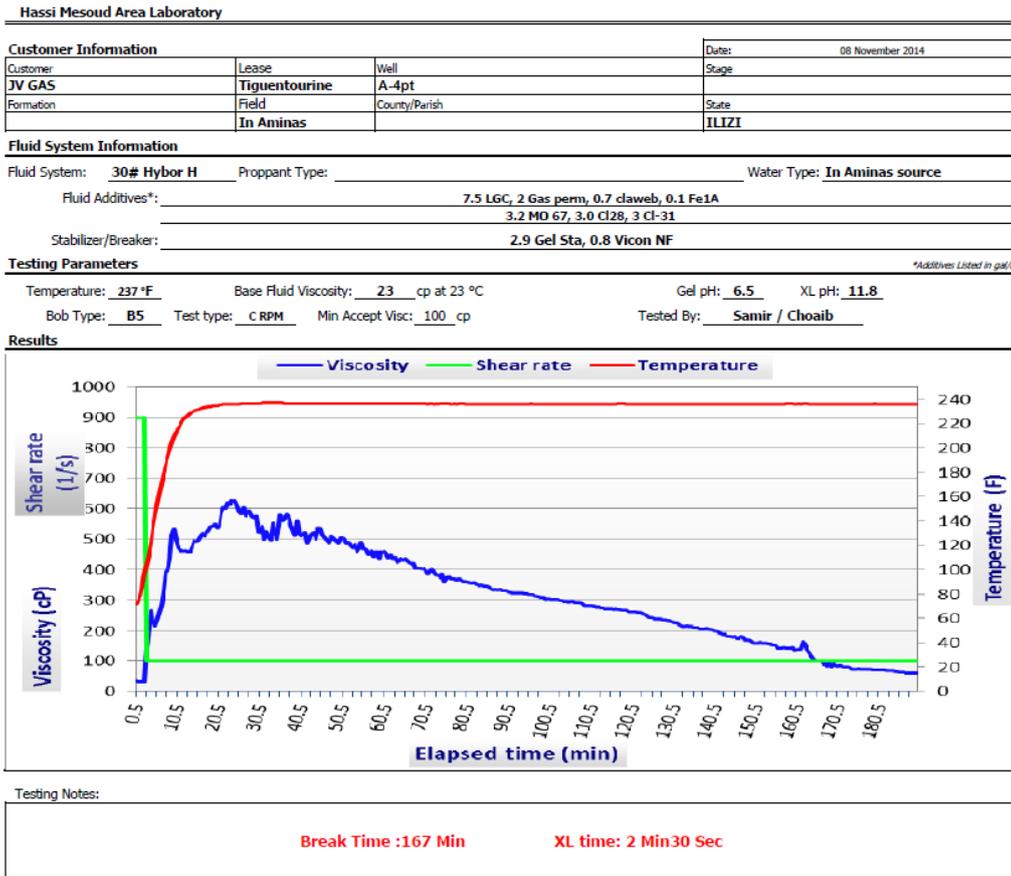


Figure 3.5 Tests de laboratoire pour la conception du fluide du puits A-4pt (avec additifs de rupture)

Avec l'ajout des additifs chimiques de rupture, la viscosité descend au minimum requis (100cp) à 167 min. Ce temps de rupture est très près du celui qui est conçu (164 min). Le temps de retard, XL time, semble aussi rester dans la plage requise.

4. Stratégie de perforation

Pour la fracturation hydraulique, les perforations sont utilisées pour contrôler l'initiation de la fracturation. La définition des caractéristiques de perforation est impérative pour avoir la fracture attendue. Ces caractéristiques sont les suivantes: l'intervalle de perforation, le phasage de perforation, la densité de tirs et la taille du trou d'entrée de perforation, qui sont amplement décrits dans ce qui va suivre.

4.1. Intervalles de perforation

Les intervalles de perforation sont impératifs pour déterminer à quel point de la section de la formation-réservoir la fracture sera initiée et lancée. Pour bien déterminer les intervalles de perforation, des diagraphies telles que la diagraphie des rayons gamma, perméabilité et celle de résistivité sont essentiels. L'enregistrement complet des diagraphies de toute la formation MS2 est illustré dans (la figure 3.6) ci-dessous.

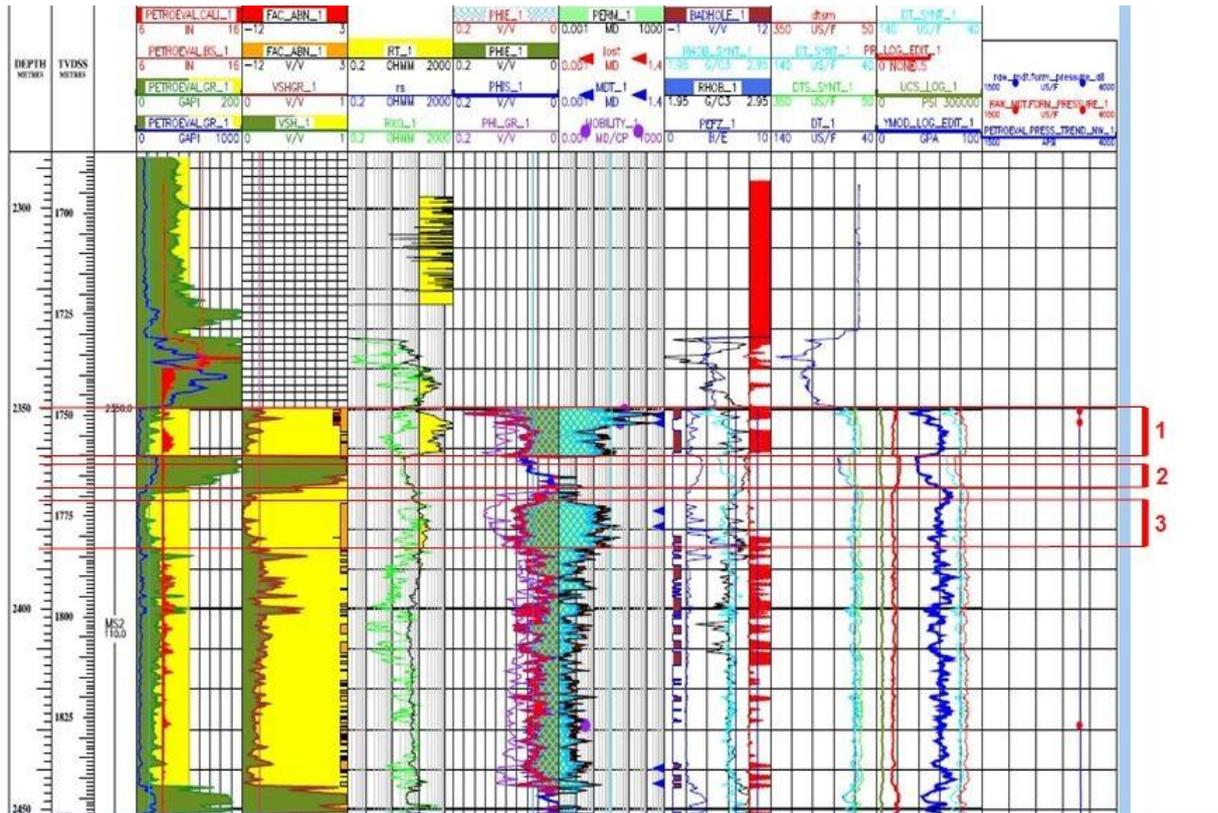


Figure 3.6 Diagraphie complète pour la formation MS2

Dans la formation MS2, la stimulation s'est intéressée aux intervalles de plus haute perméabilité. Les intervalles de deux cibles évidentes dans tout l'intervalle du MS2 sont [2350-2362] et [2373-2385]. MD (Mesured Depth : profondeur mesurée), marqués par 1 et 3 dans (la figure 3.6) précédente. Ces deux intervalles ont des magnitudes de perméabilité les plus élevée, clairement remarqués dans la diagraphie de perméabilité (surface bleu).

Comme stratégie de perforations, un autre intervalle de perforation doit être effectué entre les deux premiers intervalles, cités précédemment. Cela aura pour but de joindre les deux premiers intervalles les plus perméables en une seule fracture au lieu d'avoir des fractures multiples. Le troisième intervalle de perforation aura lieu dans la formation de schiste dont la profondeur MD est de [2364-2370], les intervalles de perforation sont marqués intervalle 2 en rouge dans (la figure 3.6) précédente.

4.2. Phasage

La phasage idéal de perforation est d'utiliser celui de 180° avec les pistolets orientés vers la contrainte maximale horizontale. Cependant, du moment qu'il s'agit d'une perforation dans un puits vertical, il est pratiquement impossible d'orienter les canons du pistolet (impossible de contrôler la rotation du *sikline* au bout duquel le pistolet est attaché). C'est la raison pour laquelle, l'application de phasage 60° est optimale. Ce phasage augmentera les chances qu'une de ces directions de perforation coïncidera avec la direction de la contrainte maximale horizontale (le pire des cas des scenarii, serai

la direction de perforation déviée de 30° de celle de la contrainte maximale horizontale). Donc, un phasage 60° permet de minimiser ou éviter la tortuosité, et aussi la friction au voisinage du puits de forage due à la tortuosité.

4.3. Densité de tirs

Basée sur l'expérience, et prenant en considération que l'efficacité de perforation est d'environ 50%, la densité des tirs optimale pour la fracturation hydraulique est de 6 tirs/pouce. Cette densité de tirs est testée comme étant être la meilleure pour la création d'une surface de fracture optimale.

4.4. Taille des trous de perforation

Les trous de perforation constituent des accès directs à travers lesquels le proppant passe pour atteindre la fracture. La dimension des trous de perforation est définie selon la taille du maillage du proppant pour éviter le pontage (*bridging*), et de surcroît le filtre. (le tableau 3.2) ci-dessous donne la taille minimale des trous de perforation en pouces pour différent maillage et concentration maximale du proppant.

Tableau 3.2 Diamètre minimal de perforation en fonction du maillage et concentration maximale du proppant

| Maximum Proppant Concentration lb/gal | Proppant Mesh Size | | | | | | | |
|--|--|------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
| | 6/12 | 8/16 | 12/20 | 16/30 | 20/40 | 30/50 | 40/70 | 70/140 |
| | Minimum Perforation EHD (in) to Prevent Bridging | | | | | | | |
| 0.5 | 0.3 | 0.21 | 0.15 | 0.11 | 0.07 | 0.05 | 0.04 | 0.02 |
| 1 | 0.38 | 0.27 | 0.19 | 0.14 | 0.1 | 0.07 | 0.05 | 0.02 |
| 2 | 0.51 | 0.36 | 0.25 | 0.18 | 0.13 | 0.09 | 0.06 | 0.03 |
| 3 | 0.61 | 0.44 | 0.31 | 0.22 | 0.15 | 0.11 | 0.08 | 0.04 |
| 4 | 0.69 | 0.49 | 0.34 | 0.24 | 0.17 | 0.12 | 0.09 | 0.04 |
| 5 | 0.72 | 0.51 | 0.36 | 0.26 | 0.18 | 0.13 | 0.09 | 0.05 |
| 6 | 0.75 | 0.53 | 0.37 | 0.26 | 0.19 | 0.13 | 0.09 | 0.05 |
| 7 | 0.76 | 0.54 | 0.38 | 0.27 | 0.19 | 0.13 | 0.09 | 0.05 |
| 8 | 0.77 | 0.55 | 0.39 | 0.27 | 0.19 | 0.14 | 0.1 | 0.05 |
| 9 | 0.78 | 0.55 | 0.39 | 0.28 | 0.2 | 0.14 | 0.1 | 0.05 |
| 10 | 0.79 | 0.56 | 0.39 | 0.28 | 0.2 | 0.14 | 0.1 | 0.05 |
| >10 | 0.79 | 0.56 | 0.4 | 0.28 | 0.2 | 0.14 | 0.1 | 0.05 |

Dans notre cas, le plus grand maillage du proppant est de 16/30. Suivant (le tableau 3.2) précédent, la taille minimale des trous de perforation est de diamètre de 0,28 pouce, pour toute concentration du proppant (>10 lbs/gal au maximum). Les pistolets devront créer des trous de diamètre \geq 0,28 pouce pour éviter le pontage (*bridging*).

4.5. Type de pistolet

Pour notre travail, le **Power Jet nova** gun 3-3/8 est utilisé. Les paramètres requis pour ce type de pistolet sont présentés dans la liste ci-après :

- Angle de phasage : 60°
- Densité des tirs: 6 tirs/pouce
- Diamètre du trou créé: 0,4 pouce (> 0,28 pouce)
- Profondeur de pénétration: 42 pouces (suffisamment pour une formation perforée)

4.6. La Stratégie Perforation

La stratégie de perforation se résume par les intervalles de perforation, type du pistolet utilisé, densité des tirs et le phasage. Ces paramètres sont rassemblés dans (le tableau 3.3) ci-dessous :

Tableau 3.3 Résumé de la stratégie de perforation

| Perforation au sommet (Perf. Top) (mDDBRT) | Perforation au fond (Perf. Botom)(mDDBRT) | Type du pistolet | Densité des tirs | Phasage |
|---|---|-------------------------|-------------------------|----------------|
| 2350 | 2362 | 3 3/8" Nova | 6 | 60 |
| 2364 | 2370 | 3 3/8" Nova | 6 | 60 |
| 2373 | 2385 | 3 3/8" Nova | 6 | 60 |

5. Sensibilité à la production et éligibilité dupuits candidat

Avant le lancement de toute opération de fracturation, il est impératif de discuter aussi bienle degré de faisabilité que de rentabilité de la fracturation hydraulique, ce qui implique amplement le degré de sensibilité de la formation à la fracturation. L'estimation de la sensibilité à la fracture est discutée afin de prédire combien la fracture affecte la production.

La sensibilité à la fracture est l'analyse de plusieurs scénarios de fracturation, à commencer par le pire des scénarios jusqu'au point de déterminer quel est le meilleur scénario. Un scénario est établi en fonction de la $\frac{1}{2}$ longueur de la fracture x_f et sa conductivité moyenne k_{fw} . Chaque combinaison de ces deux paramètres se traduira par un certain scénario de production, illustré à l'aide des simulateurs(*Stimplan*).En fonction des résultats de simulation, la décision sera prise pour fracturer ou non. En d'autres termes, cela aura un grand impact sur la sélection des puits candidats à la fracturation, et dans d'une décision favorable, l'analyse de sensibilité à la fracture donnera une idée sur l'optimum de production en fonction de la rentabilité de la $\frac{1}{2}$ longueur de fracture et la rentabilité.

Un certain nombre de scénarios sera déterminéaprès analyse de la $\frac{1}{2}$ longueur et la conductivité de la fracture, et chaque scénario sera représenté par sa courbe de production en fonction du temps. Mais toujours utile, qu'un un pire scénario est simulé et analysé pour vérifier si la fracturation hydraulique est toujours rentable ou non dans le pire des cas.

5.1. Cas du pire scénario

Le pire scénario est celui où la $\frac{1}{2}$ longueur et la conduction d'une fracture moins productive, traduite par une petite $\frac{1}{2}$ longueur et une faible conductivité. Ce cas est très critique pour prendre une décision de fracturer ou non, bien qu'il demeure un scénario possible et doit être donc pris en considération en aucun cas. Ce scénario sera ensuite analysé et vérifié s'il sera profitable ou non, dans le cas négatif, le puits ne sera pas fracturé, car il ya un risque que le processus de fracturation serait un mauvais investissement.

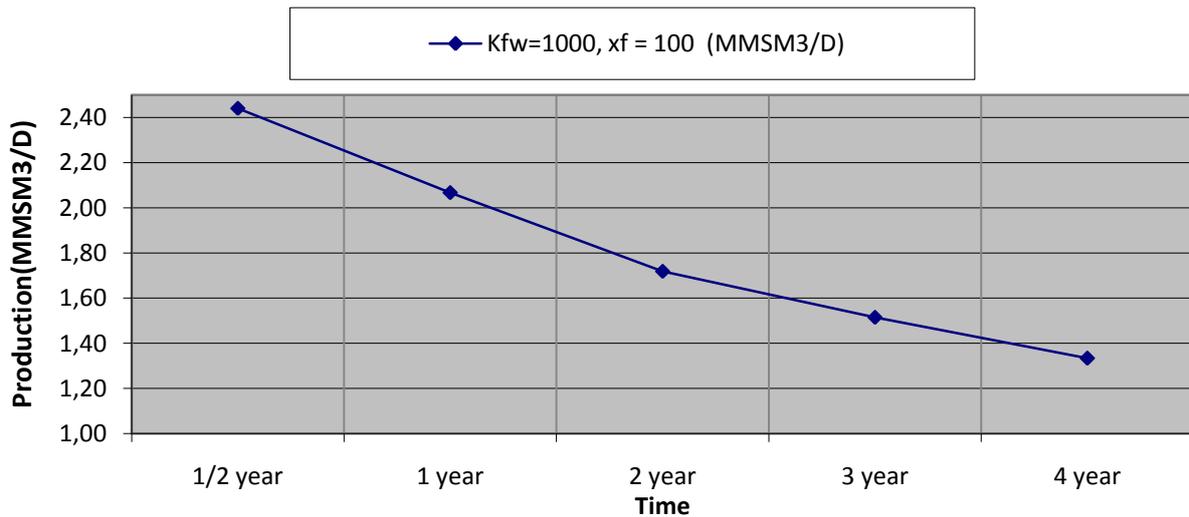


Figure3.7 Scénario du pire cas de production - $X_f = 100m$; $K_{fW} = 1000$ md.ft

La production minimale post-fracturation exigée du puits d'être rentable est de **1,2 MMSCF/day**, (10^6 Standard Cubic Feet, 10^6 pieds cubiques standard/jour) l'équivalent de **0,034 MMSCM/day** (10^6 Standard Cubic Meter; 10^6 mètres cube standard/jour). Dans le pire des cas, il est clair que la production répond à l'éligibilité de production, même après 4ans, et bien plus encore. Par conséquent, le puits est considéré économiquement, comme un bon candidat pour la fracturation hydraulique.

La prochaine étape de la sensibilité à la production est d'analyser d'autres scénarios pour déterminer le scénario le plus rentable. En d'autres termes, déterminer l'optimum de la $\frac{1}{2}$ longueur et la conductivité de la fracture.

5.2. Analyse d'autres scénarios

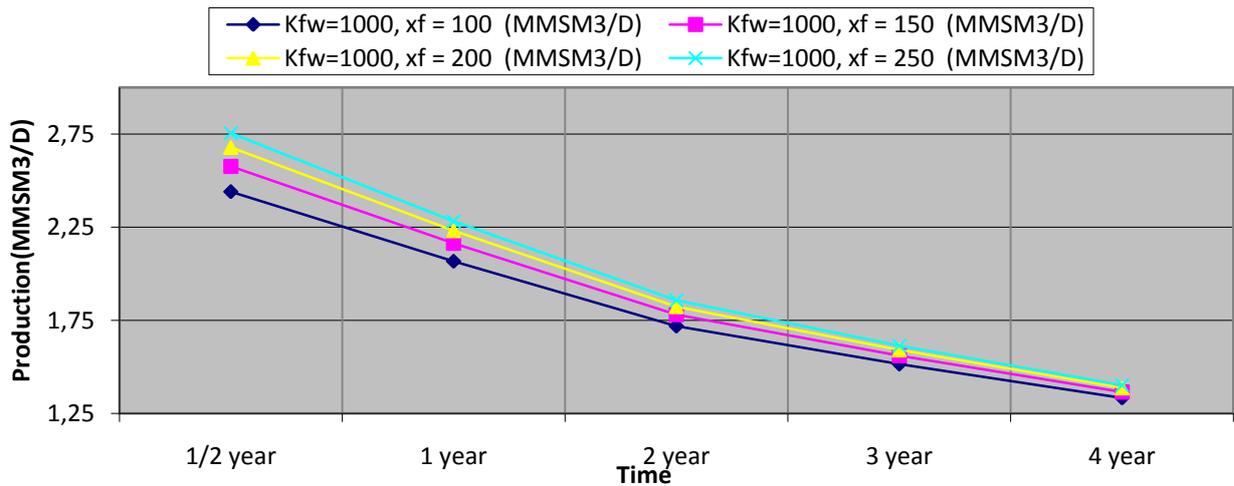


Figure3.8 Scenarios de production pour $K_{fw}= 1000$ mdftet x_f de valeurs variables

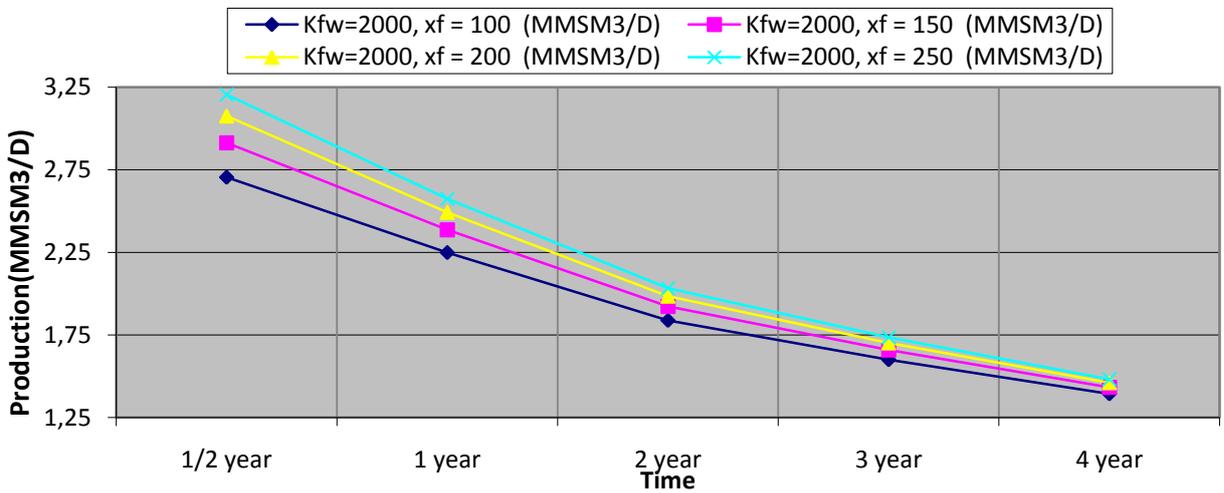


Figure3.9 Scenarios de production pour $K_{fw}= 2000$ mdftet x_f de valeurs variables

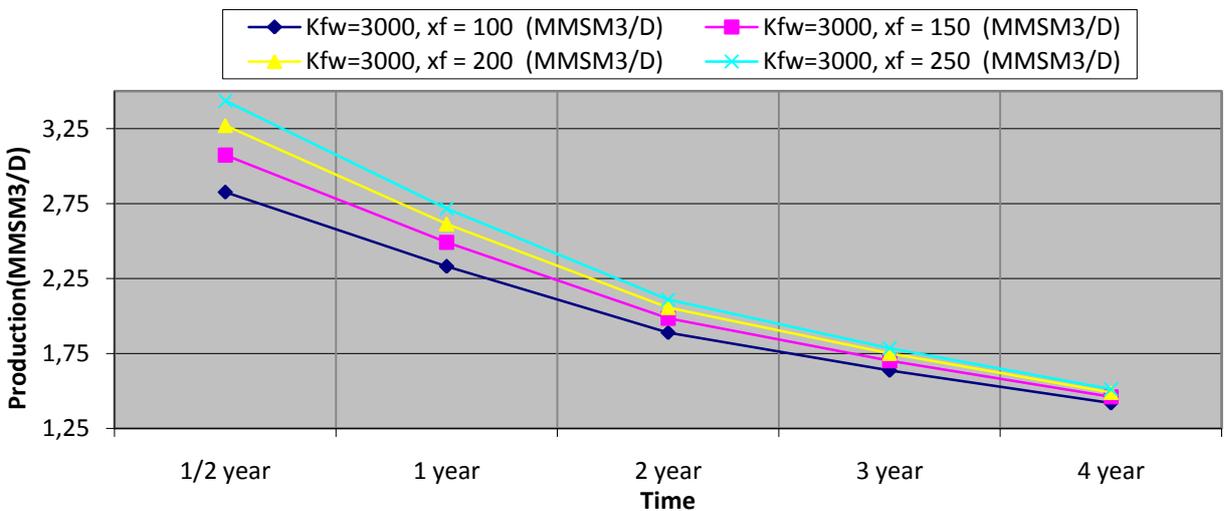


Figure3.10 Scenarios de production pour $K_{fw}= 3000$ mdftet x_f de valeurs variables

Le résumé de ces scénarios est illustré dans (le tableau 3.4) suivant qui présente les productions cumulées en fonction du temps pour chaque scénario considéré.

Tableau 3.4 Résumé des productions cumulées des scénarios considérés en fonction de Xf ($\frac{1}{2}$ longueur) et Kfw (conductivité)

| | Time | | | | |
|--|----------|---------|---------|---------|---------|
| | 1/2 year | 1 year | 2 year | 3 year | 4 year |
| Kfw=1000, xf= 100 CumProd(MMSM ³) | 424,91 | 895,02 | 1574,58 | 2099,85 | 2603,05 |
| Kfw=1000, xf = 150 CumProd(MMSM ³) | 453,35 | 947,14 | 1654,31 | 2196,59 | 2713,04 |
| Kfw=1000, xf = 200 CumProd(MMSM ³) | 473,68 | 984,54 | 1711,31 | 2265,43 | 2790,97 |
| Kfw=1000, xf = 250 CumProd(MMSM ³) | 489,03 | 1012,96 | 1754,50 | 2317,40 | 2849,53 |
| | Time | | | | |
| | 1/2 year | 1 year | 2 year | 3 year | 4 year |
| Kfw=2000, xf = 100 CumProd(MMSM ³) | 479,92 | 995,22 | 1727,31 | 2284,87 | 2813,17 |
| Kfw=2000, xf = 150 CumProd(MMSM ³) | 525,19 | 1075,36 | 1846,21 | 2426,48 | 2971,64 |
| Kfw=2000, xf = 200 CumProd(MMSM ³) | 560,31 | 1137,11 | 1936,73 | 2533,34 | 3090,25 |
| Kfw=2000, xf = 250 CumProd(MMSM ³) | 588,73 | 1186,94 | 2009,11 | 2618,12 | 3183,68 |
| | Time | | | | |
| | 1/2 year | 1 year | 2 year | 3 year | 4 year |
| Kfw=3000, xf = 100 CumProd(MMSM ³) | 506,06 | 1041,80 | 1796,90 | 2368,14 | 2906,74 |
| Kfw=3000, xf = 150 CumProd(MMSM ³) | 561,10 | 1137,62 | 1937,02 | 2533,59 | 3090,52 |
| Kfw=3000, xf = 200 CumProd(MMSM ³) | 605,53 | 1213,99 | 2046,86 | 2661,80 | 3231,50 |
| Kfw=3000, xf = 250 CumProd(MMSM ³) | 642,73 | 1277,42 | 2136,91 | 2765,90 | 3344,94 |

Le tableau 3.4 ci-dessus résume la production cumulée pour les différentes conductivités de fractures [1000 ; 2000 ; 3000] mD.ft et les différentes $\frac{1}{2}$ longueurs de fractures [100 ; 150 ; 200 ; 250] m. ce résumé illustre clairement la production cumulée et détermine lequel des scénarios est à adopter. Dans le cas éventuel, la comparaison sera établie sur les quatre (04) années bien que la différence dans la production cumulée est claire. Le tableau ci-dessous montre la production cumulée Δ delta ($\Delta CumProd$) pour les différentes $\frac{1}{2}$ longueurs de fractures Xf .

Tableau 3.5 Δ Production cumulée en fonction des différentes $\frac{1}{2}$ longueurs de fractures Xf et des différentes conductivités.

| Conductivité (mD.ft) pour CumProd | Delta | Xf (m) | | | |
|---|-------|----------|--------|--------|--------|
| | | 100 | 150 | 200 | 250 |
| 1000 - 2000 | | 210,12 | 258,6 | 299,28 | 334,15 |
| 2000 - 3000 | | 93 | 118,88 | 141,25 | 161,26 |

Delta (Δ) en production cumulée est élevé dans l'intervalle [1000 à 2000] de plus que le double de celui de [2000 à 3000]. **Cela signifie que l'optimum de conductivité sera pris autour de 2000md-ft.**

Pour l'optimum de la $\frac{1}{2}$ longueur de fracture, il est important de noter qu'il est très coûteux de créer une fracture. Selon (le tableau 3.6), passer de $X_f = 100\text{m}$ à $X_f = 150\text{m}$ produit une addition de 158.47MM m^3 de gaz, pour une autre longueur de 200m , la production cumulée croît de 118.51MM m^3 et même pour plus de 50m de longueur (250m), la production cumulée augmente de 93.43MM m^3 . **Ce qui conduit à la conclusion qu'il est moins rentable d'aller jusqu'à une $\frac{1}{2}$ longueur de 200m . D'où l'optimum de $\frac{1}{2}$ longueur de fracture est autour de 150m .**

Tableau 3.6 Δ Production cumulée en fonction des différentes $\frac{1}{2}$ longueurs de fractures X_f

| | | Delta CumProd (m^3) |
|---------------|-----------|--------------------------------|
| Xf (m) | 100 - 150 | 158,47 |
| | 150 - 200 | 118,51 |
| | 200 - 250 | 93,43 |

4.3. Meilleur cas des scénarios

Le scénario optimal est la combinaison de l'optimum aussi bien de la $\frac{1}{2}$ longueur de fracture que de la conductivité. Des analyses plus poussées à l'aide de simulateurs, faites aussi bien par des ingénieurs de production que ceux du réservoir, montre que le scénario optimal de production est atteint par l'adoption d'une fracture de $x_f = 160,7\text{m}$ et $k_{fw} = 2349\text{md.ft}$. D'où la conception de fracture sera construite sur la base de ces valeurs en vue d'obtenir une production optimale pour le **puits A-4pt**. La courbe de la production cumulée en fonction du temps, est illustrée pour ce cas dans (la figure 3.11) suivante.

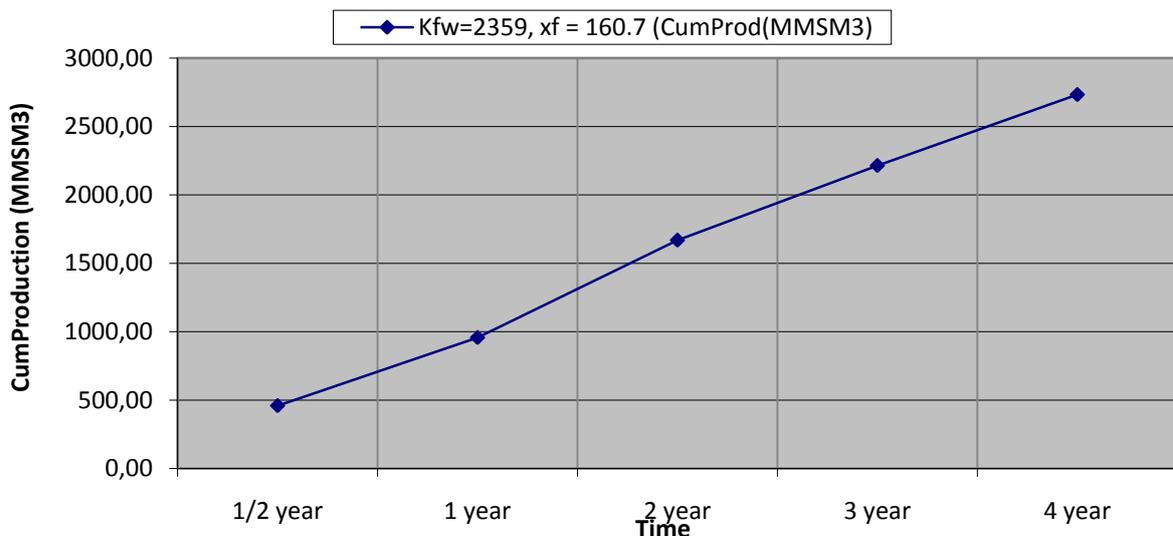


Figure 3.11 Production cumulée pour le cas du scénario optimal

Remarque: L'objet d'étude de cette simulation reste théorique, elle est réalisée pour avoir des estimations optimales sur les paramètres de la fracture-cible. En pratique, un achèvement de 50% de ces objectifs théoriques est considéré comme une excellente performance.

5. Procédure et conception du programme initial

La conception du programme initial correspond à la préparation de l'opération de fracturation, initié par la quantité du proppant, volume du fluide et l'équipement supportant l'opération de fracturation. Toutefois, le changement dans le volume du fluide dépend des résultats de l'analyse de la mini-frac.

Dans cette partie du travail, seulement les valeurs estimées sont données juste pour avoir un point de départ pour la conception de la fracture initiale. Ces valeurs seront ensuite rectifiées après l'analyse du mini frac. La fracturation hydraulique inclue les tests d'injection (au niveau de la mini frac) et le traitement.

5.1. Test d'injection

Le test d'injection est un terme qui englobe toutes les injections utilisées, aussi bien de brise de roche que de mini frac, en vue de fournir les données relatives au traitement de fracturation principale. Cette processus de tests vise à :

- Briser la formation et créer une fracture connective dans le réservoir,
- Quantifier la pression de fermeture,
- Déterminer l'efficacité du fluide et le coefficient de fuite du fluide,
- Quantifier l'ampleur et la source de perte de pression autour du puits de forage.

Pour atteindre les objectifs du test d'injection, une conception d'injection est mise au point pour la collection des données relatives aux opérations de fracturations énumérées ci- dessous dans l'ordre suivant :

- Remplissage du puits de forage (avec de l'eau traitée),
- Injection de brise de roche (avec de l'eau traitée),
- Déclin ou baisse,
- Injection de mini frac (gel réticulé),
- Déclin ou baisse.

5.1.1 Volumes du fluide et mise au point du débit du fluide

• Débit du fluide

La conception pour le test d'injection du débit des fluides est une valeur basée entièrement sur l'estimation (l'expérience de l'ingénieur), basée aussi sur les résultats recueillis à partir des puits voisins. Le débit en question concerne le débit d'injection utilisé dans la mini-frac pour briser la formation et propager la fracture. Le débit de pompage exigé pour ce puits est de 40 bpm.

- **Volumes des fluides**

La conception pour le test d'injection initiale du volume de fluides est basée également sur l'expérience. A ce stade, ces volumes des fluides sont relativement moins importants, et sont donnés juste pour lancer le test sur la roche réservoir et collecter les données nécessaires pour la conception de la fracturation principale.

5.1.2 Conception du test d'injection

La Conception d'injection est une succession d'étapes d'injection. Chaque étape comporte:

- Type d'étape (*stage type*): Pour définir l'étape et décrire ses opérations.
- Type de fluide (*fluid type*): Pour définir quel type de fluide est utilisé dans chaque étape.
- Débit du fluide injecté (*fluid rate*): la vitesse à laquelle le fluide est injecté pour créer la pression nécessaire et d'accomplir l'objectif de l'opération.
- Volume du fluide à injecter (*fluid volume*): pour quantifier le volume du fluide à injecter à chaque étape, bien que le débit soit déjà fixé pour le besoin. Il correspond aussi au temps d'injection pour chaque étape.

La conception du test d'injection est donnée dans (le Tableau 3.7) ci-dessous, avec tous les paramètres décrits ci-dessus.

Tableau 3.7 Conception du test d'injection

| Stage # | Stage Type | Fluid Type | Fluid Volume (gal) | Rate (bpm) |
|---------|-----------------------|------------------|--------------------|------------------------|
| 1 | Fill wellbore | Treated water | 6300 | 5-10 |
| 2 | Breakdown | Treated water | 5000 | 1-40 |
| 3 | Shut-in | - | 0 | 0 |
| 5 | Mini-frac (pre-pad) | Linear 30 # gel | 1000 | 40 |
| 6 | Mini-frac | Hybor H 30 # gel | 25000 | 40 |
| 7 | Mini-frac (displace) | Linear 30 # Gel | 6300 | 40 |
| 8 | Shut-in | Shut-in | 0 | 0 |
| 9 | Step-up test (opt.) | Linear 30 # gel | 6000 | 2-4-6-8-10-15-20-30-40 |
| 10 | Step-down test (opt.) | Linear 30 # gel | 5000 | 40-30-20-10 |
| | TOTALS | - | 54600 | - |

Remarque: pour remplir le puits et briser la roche, seulement l'eau traitée sera utilisée pour économiser les coûts. Aussi, les 1000 gallons du gel linéaire sont injectés pour des raisons techniques de nature à s'assurer que les équipements d'injection des additifs de réticulation fonctionnent correctement.

Ce programme sera appliqué et exécuté sur le puits A-4pt avant de lancer le traitement de fracturation principale (finale) pour recueillir des données réelles (non estimées) qui seront ensuite utilisées pour ajuster le traitement de fracturation initiale.

5.2. Conception initiale du traitement principal

Par analogie à la conception du test d'injection, la conception initiale du traitement principal est basée également sur l'estimation et encore plus sur l'expérience de l'ingénieur. L'objectif de la conception initiale est d'ouvrir la fracture et d'y poser le proppant. Cette conception consiste en quatre types d'étapes qui sont:

- Pré-pad(*pre-pad*): Injection d'une petite quantité du gel linéaire pour le mettre en place dans le fluide et l'injection des additifs chimiques avant celle du gel réticulé.
- Pad de la fracturation principale(*main frac pad*): Injection du gel réticulé pour ouvrir la fracture et créer un espace pour le proppant dans la prochaine étape.
- Suspension de la fracturation principale(*main frac slurry*): Injection du slurry (pad + proppant) dans la fracture à différentes concentrations de proppant, de 1 à 10 ppa(*1pound proppant added*= 1 livre de proppant par gallon). Chaque injection de concentration de proppant correspond à une étape de conception (dix étapes).
- La chasse de la fracturation principale(*main frac flush*): Utiliser du gel linéaire pour nettoyer le puits de forage et pousser le proppant en suspension dans le puits vers la fracture(une étape).

Le nombre total des étapes est de l'ordre de treize (13). Chaque étape comporte

- Le type de l'étape (*stage type*),
- type du fluide (*fluid type*),
- volume propre sans proppant (*clean volume*),
- concentration du slurry en proppant (*proppant Concentration*),
- Densité de la suspension (*slurry density*) déduite de la concentration en proppant, le volume propre du pad et la densité du proppant et celle du pad,
- Poids du proppant (*stage prop*), il est déduit de la concentration d'agent de soutènement et le volume propre,
- Debit de suspension(*slurry rate*),
- Le type du proppant (*proppant type*), déjà discuté dans la partie : sélection du proppant.

En fonction du changement d'analyse de la mini-frac, la conception du traitement de la fracturation principale initiale est donnée dans (le tableau 3.8) ci-dessous.

Tableau 3.8 Conception de la fracturation principale initiale

| Stage # | Stage Type | Fluid Type | Clean Volume (gal) | Prop Conc (ppa) | Slurry density Ppg | Stage Prop. (M-lbs) | Slurry Rate (bpm) | Proppant Type |
|---------|------------------|-----------------|--------------------|-----------------|--------------------|---------------------|-------------------|-------------------|
| | Pre pad | Linear Gel 30# | 1000 | - | 8.596 | - | 40 | - |
| 1 | Main frac pad | Crosslinked 30# | 40000 | - | 8.596 | - | 40 | - |
| 2 | Main frac slurry | Crosslinked 30# | 5000 | 1 | 9.209 | 5 | 40 | BauxLite 20/40 |
| 3 | Main frac slurry | Crosslinked 30# | 4000 | 2 | 9.774 | 8 | 40 | BauxLite 20/40 |
| 4 | Main frac slurry | Crosslinked 30# | 4000 | 3 | 10.297 | 12 | 40 | BauxLite 20/40 |
| 5 | Main frac slurry | Crosslinked 30# | 4000 | 4 | 10.782 | 16 | 40 | BauxLite 20/40 |
| 6 | Main frac slurry | Crosslinked 30# | 5000 | 5 | 11.234 | 25 | 40 | BauxLite 20/40 |
| 7 | Main frac slurry | Crosslinked 30# | 3500 | 6 | 11.655 | 21 | 40 | BauxLite 20/40 |
| 8 | Main frac slurry | Crosslinked 30# | 4000 | 7 | 12.049 | 28 | 40 | BauxLite 20/40 |
| 9 | Main frac slurry | Crosslinked 30# | 3500 | 8 | 12.419 | 28 | 40 | BauxLite 20/40 |
| 10 | Main frac slurry | Crosslinked 30# | 8000 | 9 | 12.639 | 72 | 40 | BauxLite 16/30 CT |
| 11 | Main frac slurry | Crosslinked 30# | 8000 | 10 | 12.952 | 80 | 40 | BauxLite 16/30 CT |
| 12 | Main frac flush | Linear Gel 30# | 5900 | - | 8.596 | - | 40 | - |
| | TOTAL | | 95900 | | | 295 | | - |

Avec un volume de fluide total pompé dans la fracture qui est égal à 95900 gallons (injecté sans proppant), avec un débit constant de 40bpm, le temps total du travail est déduit aisément comme étant le volume total du fluide divisé par le débit. Avec la conversion de l'unité, le temps de travail calculé est égal à 57 min.

- où 1gal = 3.785 litres et 1litre = 0.264gal

Ce programme initial est prévisionnel et fera l'objet de changement bien que les paramètres actuels seront utilisés à partir des résultats d'analyses de mini-frac.

5.3. Introduction des données géomécaniques pour le Simulateur

Le logiciel de simulation donne des résultats proches de la réalité de fracturation pour chaque conception relative à chaque formation. Pour lancer une simulation de conception aussi bien pour une fracturation que pour une injection, les données géomécaniques de la formation sont nécessaires pour qu'elles soient introduites dans le logiciel. Ces données sont collectées à partir des diagraphies telles que : les rayons gamma, perméabilité et diagraphie sonique qui sont utilisées pour calculer d'autres logs qui sont également nécessaires pour le simulateur de fracturation. Les principaux logs à introduire dans le logiciel sont le log de perméabilité, contraintes in-situ et le log du module E. statique de Young.

Ces trois derniers principaux logs sont illustrés dans (la figure 3.12) ci-dessous.

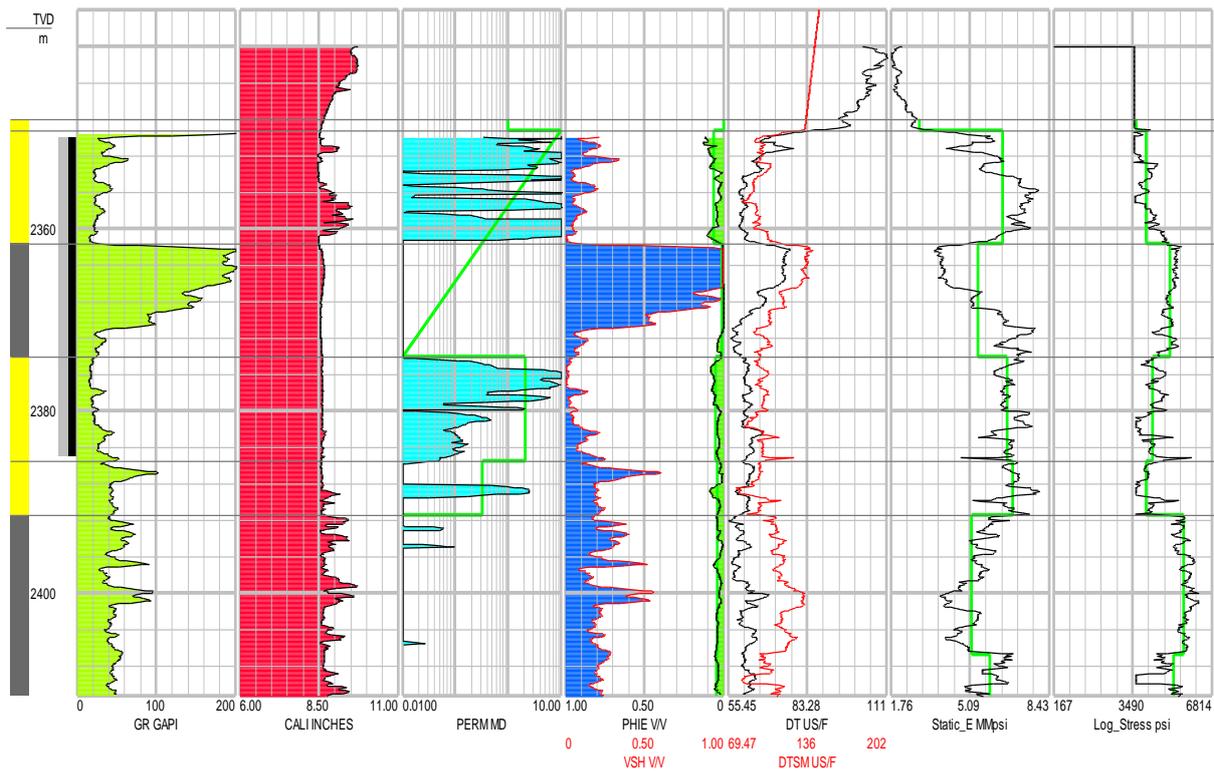


Figure 3.12 Différents logs de perméabilité, contrainte et module *E. statique de Young*, calculés dans les séries du niveau MS2 du puits **A-4pt.**

Dans la pratique, ces trois logs ne sont pas introduits comme il se doit, car cela induit une précision extrême et un énorme temps de calculs pour le simulateur. Dans la suite du travail, beaucoup de simulation seront réalisées, et une très grande précision des données géomécaniques implique un temps de simulation énorme et inutile, car une précision moyenne peut donner des résultats aussi fiables et fidèles que possible. Pour ce faire, les logs de ces trois paramètres (module *E. statique de Young*, la contrainte et le coefficient de perte de fluide qui est déduit de la perméabilité et les caractéristiques du fluide) sont approchés avec les courbes en vert dans la figure précédente. Ces données sont alors téléchargées vers le logiciel de simulation. D'autres paramètres seront téléchargés aussi tels que le rapport du coefficient de poisson et K_{IC} qui sont fixés au préalable, car ils n'ont aucun effet sur les résultats de simulation.

Ces données géomécaniques sont introduites dans la fenêtre du logiciel de simulation, *StimPlan*, et sont illustrées dans (la figure 3.13) ci-dessous.

● TVD ○ MD

| Layer | TVD Depth to Top of Zone (m) | Type | Stress Difference (psi) | Stress Gradient from Surface (psi/ft) | Stress at Top of Zone (psi) | Stress Gradient (psi/ft) | Stress at Bottom of Zone (psi) | Modulus (Mpsi) | Poisson's Ratio | K-1c | Fluid Loss Coefficient (ft/root (min)) | Spurt Loss (gal/100ft ²) | Proppant Embedment (lb/ft ²) |
|-------|------------------------------|-------|-------------------------|---------------------------------------|-----------------------------|--------------------------|--------------------------------|----------------|-----------------|--------|--|--------------------------------------|--|
| 1 | 2348.0 | | 0.0 | 0.980 | 7548.8 | 0.000 | 7548.8 | 2.97 | 0.00 | 2000.0 | 0.000000 | 0.000000 | 0.200000 |
| 2 | 2349.4 | Gas | -3497.5 | 0.526 | 4051.3 | 0.000 | 4051.3 | 6.50 | 0.00 | 2000.0 | 0.001980 | 0.000000 | 0.200000 |
| 3 | 2361.6 | Shale | 996.4 | 0.651 | 5047.7 | 0.000 | 5047.7 | 5.42 | 0.00 | 2000.0 | 0.000140 | 0.000000 | 0.200000 |
| 4 | 2374.1 | Gas | -725.5 | 0.555 | 4322.2 | 0.000 | 4322.2 | 6.66 | 0.00 | 2000.0 | 0.001940 | 0.000000 | 0.200000 |
| 5 | 2385.6 | Gas | -248.8 | 0.520 | 4073.4 | 0.000 | 4073.4 | 6.91 | 0.00 | 2000.0 | 0.001650 | 0.000000 | 0.200000 |
| 6 | 2391.5 | Shale | 1585.9 | 0.721 | 5659.3 | 0.000 | 5659.3 | 5.18 | 0.00 | 2000.0 | 0.000860 | 0.000000 | 0.200000 |
| 7 | 2406.8 | Shale | 1947.4 | 0.963 | 7606.7 | 0.000 | 7606.7 | 5.94 | 0.00 | 2000.0 | 0.000810 | 0.000000 | 0.200000 |
| 8 | 2426.7 | Shale | -185.1 | 0.932 | 7421.6 | 0.000 | 7421.6 | 6.67 | 0.00 | 2000.0 | 0.000760 | 0.000000 | 0.200000 |
| 9 | 2439.4 | Shale | -92.6 | 0.916 | 7329.0 | 0.000 | 7329.0 | 6.07 | 0.00 | 2000.0 | 0.000550 | 0.000000 | 0.200000 |
| 10 | 2451.7 | Silty | 69.5 | 0.920 | 7398.5 | 0.000 | 7398.5 | 7.00 | 0.00 | 2000.0 | 0.001220 | 0.000000 | 0.200000 |
| 11 | 2471.9 | Silty | 23.1 | 0.915 | 7421.6 | 0.000 | 7421.6 | 6.81 | 0.00 | 2000.0 | 0.001600 | 0.000000 | 0.200000 |
| 12 | 2478.2 | Silty | -162.0 | 0.893 | 7259.6 | 0.000 | 7259.6 | 6.67 | 0.00 | 2000.0 | 0.001200 | 0.000000 | 0.200000 |

Figure 3.13 Capture d'écran de la fenêtre des données géomécaniques

5.4. Simulation de la conception initiale du traitement principal

Tous les paramètres géomécaniques nécessaires à la simulation, sont introduits dans le logiciel *Stimplan* pour la conception initiale du fluide principal, ce logiciel sera lancé pour exécuter les simulations et donner les résultats attendus. Les résultats obtenus de la simulation sont : la conductivité et la couverture du proppant créées dans la formation (montrant la propagation de la fracture) à tout moment désiré. La simulation de fracturation correspond à la caractérisation finale de la fracture à la fin de l'opération (après 60,95 min de pompage), qui est clairement visible et lisible dans (les deux figures 3.14 et 3.15) données ci-après. Le Modèle géomecanique est basé sur les données pétrophysiques obtenues à partir du Log.

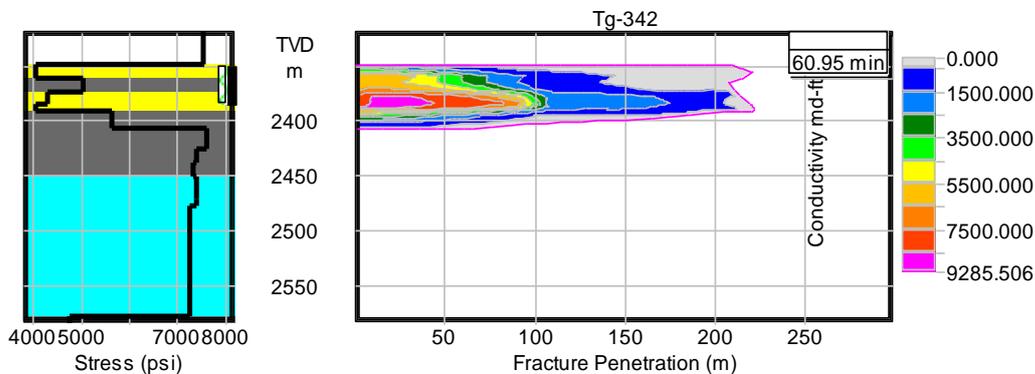


Figure 3.14 Extension de la conductivité de la fracture dans la formation

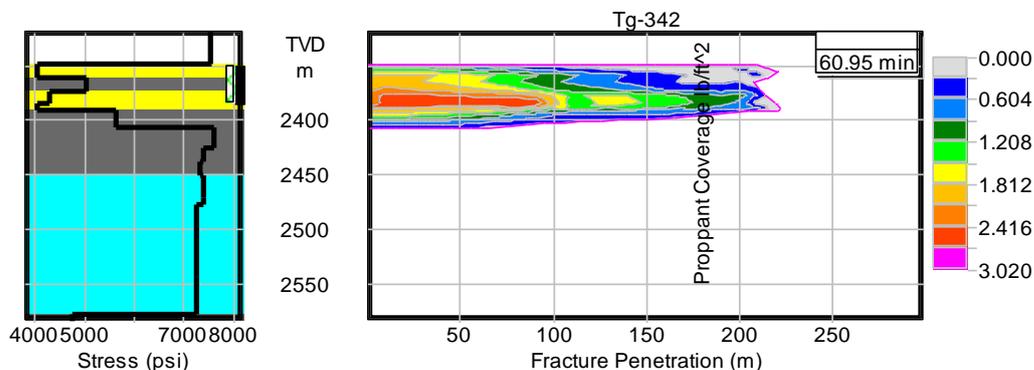


Figure 3.15 Extension de la couverture du proppant dans la formation

La simulation donne également plus des résultats calculés et illustrés autour de la géométrie de la fracture et le facteur de conductivité sans dimension F_{cd} . Ces paramètres sont essentiels pour le calcul de la productivité post-frac.

| Calculated Results | | | |
|--------------------|----------------------------------|--|---------|
| Half Length | 'Hydraulic' Length (m) | | 222.3 |
| | Propped length (m) | | 221.6 |
| | F_{cd} (KfW/k/Xf) | | 3616.79 |
| HEIGHT: | Max Fracture Height (m) | | 58.0 |
| WIDTH: | Avg width at end of pumping (in) | | 0.31 |

Tableau 3.9 Résultats de simulation de calcul donnant *la géométrie de la fracture et le facteur F_{cd}*

Chapitre IV

CONCEPTION DE FRACTURATION FINALE ET AMELIORATION DE PRODUCTION

1. Introduction

Ce chapitre est consacré à la partie opérationnelle du travail, en substance à l'injection du test et à la mini fracturation ainsi que la collecte des données réelles liées à la fracturation principale. Ces données sont ensuite utilisées pour la simulation de la conception principale de la fracturation hydraulique. Et nous concluons par la détermination de la géométrie de la fracture et son impact sur l'amélioration de production.

2. Exécution et analyse du test d'injection

Dans cette partie, le programme d'injection sera lancé après le traitement et l'analyse des données réelles recueillies du puits A-4pt, à des milliers de mètres de profondeur. Pour la bonne conduite de ce test, les paramètres principaux à analyser sont : la pression du fond du puits *BHTP*, la pression de traitement à la surface (*Surface Treating pressure, PTREAT, STP*) et le débit d'injection de la suspension (*Slurry Rate, SLRATE*). Ces paramètres sont analysés en fonction du temps.

Comme indiqué dans chap.3- 5.1 Test d'injection, le test d'injection est divisé en deux parties; cassure/brise et mini frac. Conséquemment, l'analyse sera divisée aussi en deux parties, où (la figure 4.1) ci-dessous illustre clairement le comportement de la BHP et la PTREAT selon le débit SLRATE dans les deux parties du test d'injection.

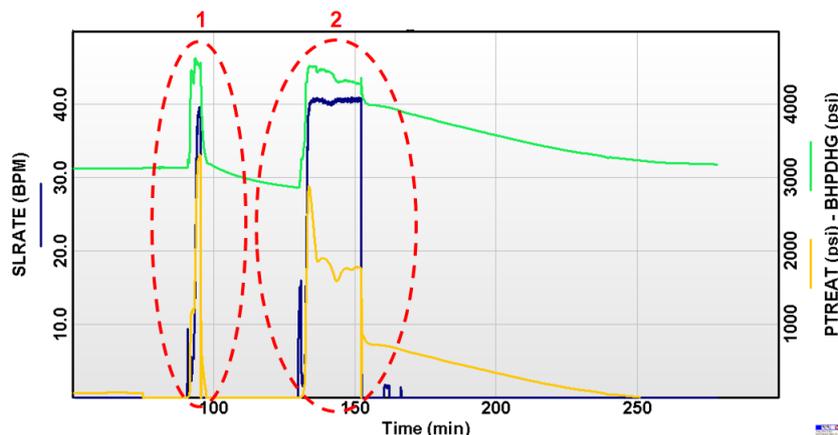


Figure 4.1 Traitement du test d'injection

Les deux parties sont distinguées sur (la figure ci-dessus 4.1); la partie 1 est réservée à la cassure/brise de la formation et la partie 2 à la mini-frac. Cependant, ces deux parties seront analysées séparément.

2.1. Analyse du test de cassure

L'analyse est utilisée essentiellement pour déterminer le point où la formation se brise et aussi la pression maximale que la tête du puits (*PTREAT* ou *WHP*) pourrait atteindre avec un débit de 40bpm. Comme le *PTREAT* a une pression-limite de sécurité au-dessus de laquelle l'équipement de tête du puits pourrait se casser, il est important de déterminer la valeur maximale du *WHP* et s'assurer qu'il est suffisamment en dessous de la pression-limite de sécurité. La figure 4.2 suivante illustre le graphique relatif à l'analyse du test de cassure à différentes sections de la formation.

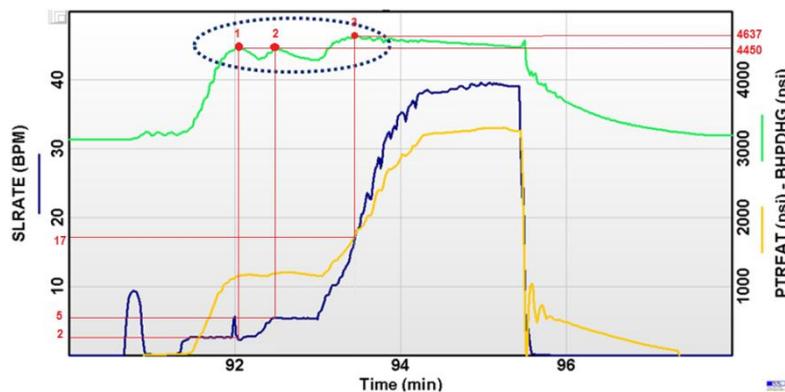


Figure 4.2 : Injection de cassure

Dans (la figure 4.2), les trois cassures sont clairement observées. Les deux premières sont observées à 2bpm et 5bpm, avec un *BHTP* de 4450psi et la troisième de 4637psi, avec un débit de 17bpm, bien que 40bpm soit suffisante pour générer une pression au-dessus de la pression de rupture de la formation et avoir la capacité de faire prolonger la fracture.

Avec un débit de 40bpm, le *WHP* ne dépasse pas les 3400psi, nettement inférieur à la pression-limite de sécurité de la tête du puits qui est de 4800psi.

2.2. Analyse Mini-Frac

L'analyse de *mini-frac* fournit les données les plus importantes et les plus complètes pour ajuster la conception principale de la fracturation. Dans cette analyse, les paramètres estimés auparavant auront des valeurs réelles. Certains d'entre eux, sont directement lus et déterminés à partir des différentes courbes, et d'autres paramètres sont déduits et calculés à partir des précédents. Les paramètres déterminés et lus directement sont: *le temps de pompage*, *la pression finale au fond du puits (final-BHP)*, *chute instantanée de pression (ISIP)*, *Pression de fermeture* et *le temps de fermeture*. Les paramètres de *FinalBHP* pendant l'arrêt du pompage et *L'ISIP* donnent : *la pression totale de friction près du puits P_{nwb}* et *le temps d'injection* et de *fermeture* servent à calculer l'efficacité du fluide *FE*.

- **Tempsdepompage T_p**

Pour déterminer le *temps du pompage*, il suffit jute de lire le graphe et de suivre le comportement de la courbe du *débit* en fonction du *temps* afin de déterminer la durée d'injection de mini-frac. Le *temps de pompage* (T_p), correspond au *temps à l'arrêt du pompage* moins le *temps au démarrage de l'injection*. Sa détermination est amplement illustrée dans (la figure 4.3) suivante.

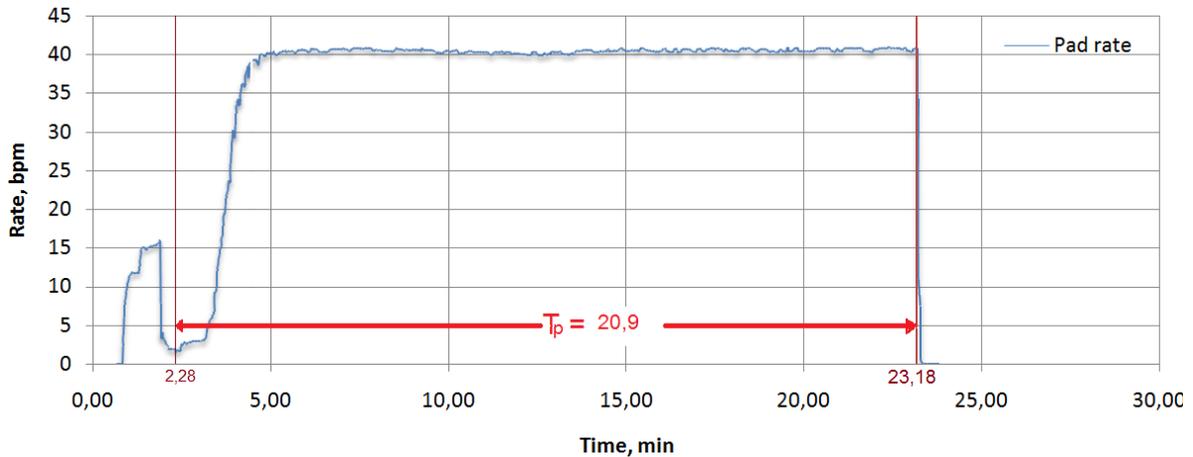


Figure 4.3 Détermination du temps de pompage T_p

Le temps de pompage T_p est égal à 20,9 min.

- **La pression finale au fond du puits *final-BHP*, chute instantanée de pression *ISP* et pression totale de friction près du fond du puits *Pnwb*.**

Par définition, la *final-BHP* et l'*ISP* sont, respectivement, la pression au moment où les pompes sont mises à l'arrêt et la pression une fois le débit est ramené à zéro. En suivant ces définitions, la *final-BHP* et l'*ISP* sont faciles à lire sur le graphe du débit et celui du *BHP* en fonction du temps, clairement illustrées dans (la figure 4.4) ci-dessous.

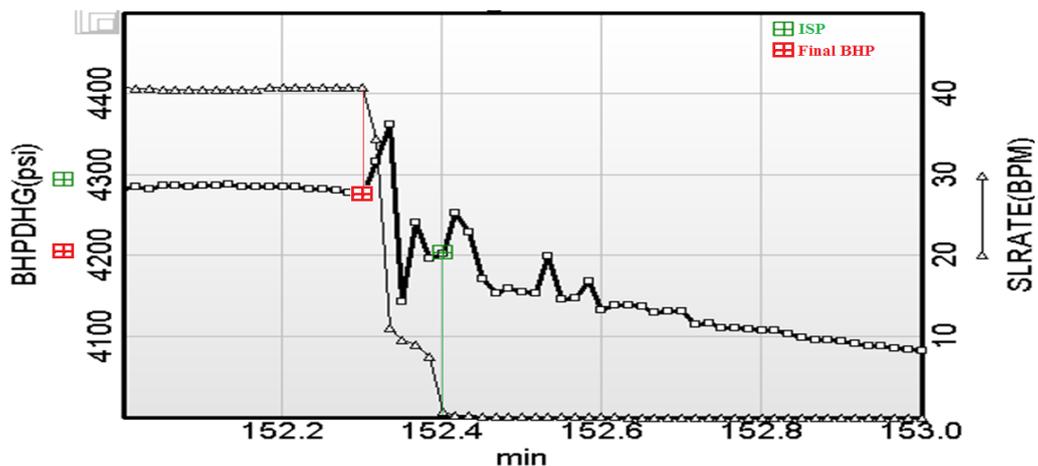


Figure4.4 Détermination du *final-BHP* et *ISP*

Au moment où le *taux* commence à chuter, *final-BHP* indique une valeur de 4289psi. Au moment où le *taux* chute à zéro, *l'ISP* prend une valeur de 4204psi.

Ayant les valeurs du *final-BHP* et *l'ISP*, la valeur de P_{nwb} est calculée comme la différence entre ces deux premiers paramètres *BHP finale* et *l'ISP*, et P_{nwb} est égale à 85psi.

- **Pression de fermeture ($P_{Closure}$)**

La pression de fermeture est la pression du BHP au moment où la fracture se referme. $P_{closure}$ est déterminée de la manière classique expliquée dans le chap.2- 5.2.3, mais cela est quasiment impossible à appliquer sur un cas réel comme celui du cas présent. Dans ce cas, une autre méthode s'applique en utilisant la méthode *G-fonction* qui, constitue la méthode la plus claire et précise. L'une des facilités du logiciel est qu'il peut calculer des fonctions compliquées et de les présenter en graphes. Le simulateur *Stimplanest* utilisé pour dessiner la fonction-G et l'analyser pour obtenir la valeur de $P_{closure}$.

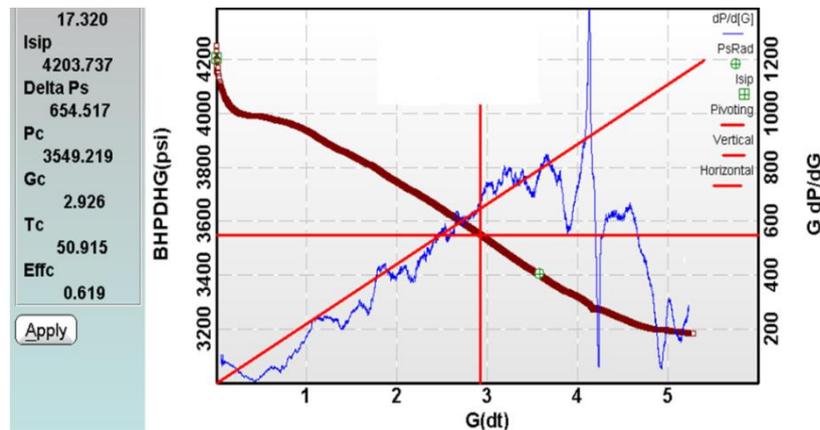


Figure 4.5 Détermination de $P_{Closure}$ par la méthode G-fonction

Pour choisir *la pression de fermeture*, une ligne pivotante passant par la moyenne de la *fonction dP/dG* doit être tracée. Puis, une autre ligne verticale passant par le point qui sépare la ligne pivotante de la courbe de la *fonction dP/dG* doit être tracée. Ce point représente le point où la fracture s'est refermée et il est apprécié en se basant sur l'interprétation de l'ingénieur, *du moment qu'il s'agit d'un choix à adopter pour la circonstance et non de déterminer la pression de fermeture*. Une ligne horizontale automatique passant par l'intersection de la ligne verticale avec la courbe du BHP est tracée pour déterminer la $P_{closure}$.

La pression de fermeture est automatiquement affichée dans la partie gauche la fenêtre (en figure 4.5) précédente et est égal à 3549psi.

- **Temps de fermeture T_C**

Le temps de fermeture, *Closure time* T_C , est par définition le temps que prend la *BHP* depuis l'*ISP* au en direction de P_{Closure} vers le bas. Connaissant la valeur de P_{Closure} , T_C est déterminé à partir de la courbe du *BHP* en relation avec le temps, comme illustré dans (la figure 4.6) suivante.

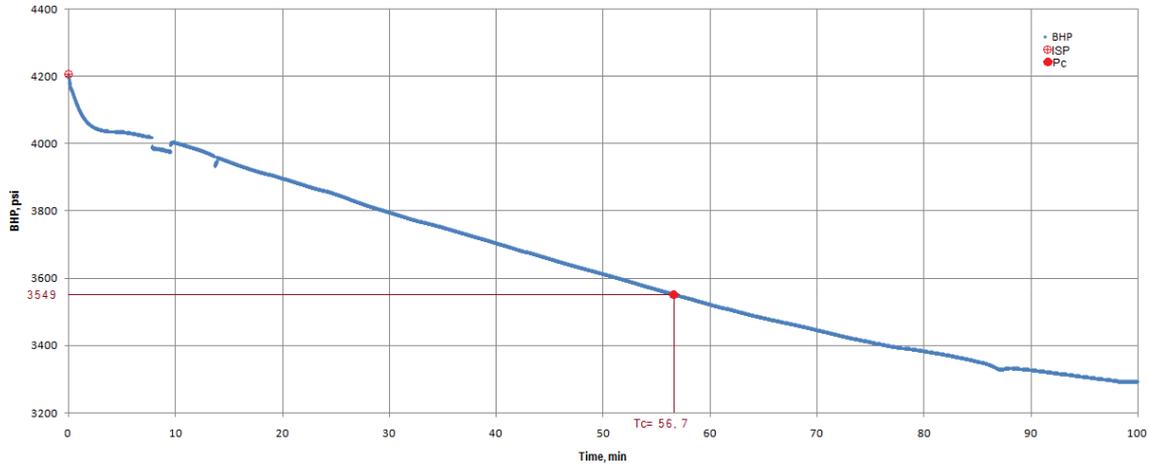


Figure4.6 Détermination du temps de fermeture T_C

Le temps de fermeture T_C est égal à $56,7\text{min}$. Ce temps est estimé dans l'intervalle pour la conception des fluides (Chap. 3- 2.3).

- **Efficacité du fluide**

Après avoir consommé le *temps d'injection*, qui est égal à $20,9\text{min}$, et le *temps de fermeture* égal à $56,7\text{min}$, il est facile d'obtenir l'efficacité du fluide, *EF*, en utilisant simplement son équation.

$$FE = \frac{\left(1 + \frac{T_C}{T_P}\right)^{1.5} - \left(\frac{T_C}{T_P}\right)^{1.5} - 1}{\left(1 + \frac{T_C}{T_P}\right)^{1.5} - \left(\frac{T_C}{T_P}\right)^{1.5}}$$

En remplaçant T_C et T_P par leurs valeurs, *EF* est facilement calculé et est égal à $62,7\%$

3. Correspondance de la pression Mini-Frac et révision de la conception du traitement principal

3.1. Correspondance de la pression mini-frac et modèle géomécanique post-mini Frac

Le but de l'exécution d'une mini-frac est d'avoir des informations réelles sur la formation de sorte que la conception de la fracture principale serait aussi précise que possible. Pour la correspondance de la pression mini-frac, on utilise la courbe de la pression nette en fonction du temps et la courbe réelle est obtenue après exécution de la mini-frac. D'autre part, la courbe du simulateur qui dépend des caractéristiques du modèle géomécanique de la formation. Le simulateur utilise la *pression*, *module de Young*, *le coefficient de fuite* (leakoff coefficient) et la *ténacité K_{IC}* pour construire le modèle géomécanique de la formation qui, effectue lui-même ses propres simulations. Chaque modèle de formation donnera une simulation spécifique, la courbe P_{net} simulée est relative à un tel modèle. Sur la base de son expérience, l'ingénieur de fracturation aura la latitude de modifier les paramètres du modèle géomécanique en vue d'obtenir la courbe de la P_{net} simulée qui correspondrait à la courbe réelle. Pour tout changement de paramètres, le simulateur est lancé pour donner la P_{net} simulée pour être comparée avec la pression réelle. Ce processus va durer aussi longtemps que le nombre de simulations peut dépasser une centaine avant qu'il ne lui corresponde. Fortuitement, K_{IC} est considéré comme constant, ce qui permet d'ajuster facilement la *contrainte*, *coefficient de fuite* (appelé aussi par le coefficient de perte de fluide) et le *Module E. statique de Young*.

Ces paramètres sont modifiés pour un certain nombre de sous couches, **où les séries du MS2 sont subdivisées en 12 sous couches**. Cependant, le nombre des sous couches est limité et répond à une précision suffisante pour la simulation, car une plus grande précision est inutile et prendra beaucoup plus de temps pour la correspondance de pression.

Tableau 4.1 Données du Modèle géomécanique introduites dans le logiciel pour la correspondance de la pression, coefficient de perte de fluide et le Module de Young

| Layer | TVD Depth to Top of Zone (m) | Type | Stress Difference (psi) | Stress Gradient from Surface (psi/ft) | Stress at Top of Zone (psi) | Stress Gradient (psi/ft) | Stress at Bottom of Zone (psi) | Modulus (MMpsi) | Poisson's Ratio | K-Ic | Fluid Loss Coefficient (l/root (min)) | Spurt Loss (gal/100ft ²) | Proppant Embedment (lb/ft ²) |
|-------|------------------------------|-------|-------------------------|---------------------------------------|-----------------------------|--------------------------|--------------------------------|-----------------|-----------------|--------|---------------------------------------|--------------------------------------|--|
| 1 | 2348.0 | | 0.0 | 0.980 | 7548.8 | 0.000 | 7548.8 | 2.97 | 0.00 | 2000.0 | 0.000000 | 0.00000 | 0.20000 |
| 2 | 2349.4 | Gas | -3497.5 | 0.526 | 4051.3 | 0.000 | 4051.3 | 6.50 | 0.00 | 2000.0 | 0.001980 | 0.00000 | 0.20000 |
| 3 | 2361.6 | Shale | 996.4 | 0.651 | 5047.7 | 0.000 | 5047.7 | 5.42 | 0.00 | 2000.0 | 0.000140 | 0.00000 | 0.20000 |
| 4 | 2374.1 | Gas | -725.5 | 0.555 | 4322.2 | 0.000 | 4322.2 | 6.66 | 0.00 | 2000.0 | 0.001940 | 0.00000 | 0.20000 |
| 5 | 2385.6 | Gas | -248.8 | 0.520 | 4073.4 | 0.000 | 4073.4 | 6.91 | 0.00 | 2000.0 | 0.001650 | 0.00000 | 0.20000 |
| 6 | 2391.5 | Shale | 1585.9 | 0.721 | 5659.3 | 0.000 | 5659.3 | 5.18 | 0.00 | 2000.0 | 0.000860 | 0.00000 | 0.20000 |
| 7 | 2406.8 | Shale | 1947.4 | 0.963 | 7606.7 | 0.000 | 7606.7 | 5.94 | 0.00 | 2000.0 | 0.000810 | 0.00000 | 0.20000 |
| 8 | 2426.7 | Shale | -185.1 | 0.932 | 7421.6 | 0.000 | 7421.6 | 6.67 | 0.00 | 2000.0 | 0.000760 | 0.00000 | 0.20000 |
| 9 | 2439.4 | Shale | -92.6 | 0.916 | 7329.0 | 0.000 | 7329.0 | 6.07 | 0.00 | 2000.0 | 0.000550 | 0.00000 | 0.20000 |
| 10 | 2451.7 | Silty | 69.5 | 0.920 | 7398.5 | 0.000 | 7398.5 | 7.00 | 0.00 | 2000.0 | 0.001220 | 0.00000 | 0.20000 |
| 11 | 2471.9 | Silty | 23.1 | 0.915 | 7421.6 | 0.000 | 7421.6 | 6.81 | 0.00 | 2000.0 | 0.001600 | 0.00000 | 0.20000 |
| 12 | 2478.2 | Silty | -162.0 | 0.893 | 7259.6 | 0.000 | 7259.6 | 6.67 | 0.00 | 2000.0 | 0.001200 | 0.00000 | 0.20000 |

La mise en correspondance de pression P_{net} doit s'établir en deux points; à la fin du pompage et en chute de pression après pompage.

Après de nombreuses alternatives, le simulateur montre une bonne correspondance de pression aussi bien à la fin du pompage qu'à la chute de pression, comme illustrée par (les deux figures 4.7 et 4.8) suivantes.

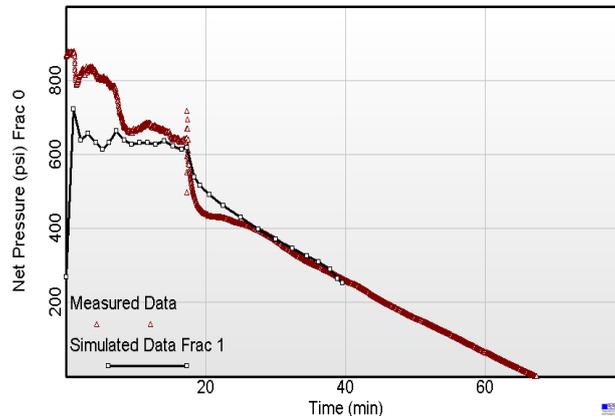


Figure 4.7 Superposition de pression à la fin du pompage de mini-frac

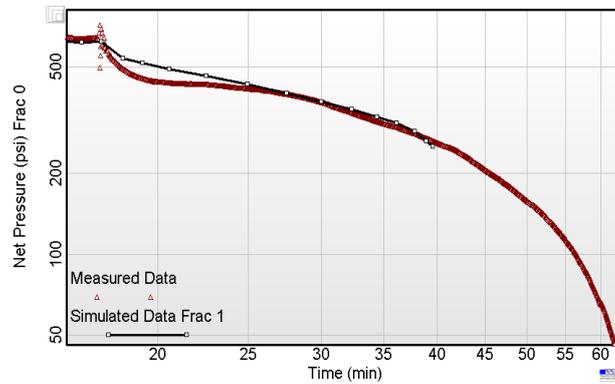


Figure 4.8 Superposition de pression avec la chute de pression après le pompage de mini frac

Une fois la superposition est obtenue, les paramètres géomécaniques de la formation: la contrainte, le coefficient de fuite et le module d'Young, sont sauvegardés pour remplacer les paramètres du modèle précédent.

Tableau 4.2 Mise à jour du Modèle géomécanique de la formation après correspondance avec la pression de mini frac

⊙ TVD ○ MD

| Layer | TVD Depth to Top of Zone (m) | Type | Stress Difference (psi) | Stress Gradient from Surface (psi/ft) | Stress at Top of Zone (psi) | Stress Gradient (psi/ft) | Stress at Bottom of Zone (psi) | Modulus (MMpsi) | Poisson's Ratio | K-Jc | Fluid Loss Coefficient (ft/root (min)) | Spurt Loss (gal/100ft ²) | Proppant Embedment (lb/ft ²) |
|-------|------------------------------|-------|-------------------------|---------------------------------------|-----------------------------|--------------------------|--------------------------------|-----------------|-----------------|--------|--|--------------------------------------|--|
| 5 | 2271.2 | Gas | -354.3 | 0.478 | 3564.2 | 0.600 | 3577.4 | 5.61 | 0.16 | 2000.0 | 0.002750 | 0.00000 | 0.20000 |
| 6 | 2277.9 | Gas | -8.3 | 0.478 | 3569.1 | 0.600 | 3588.4 | 5.61 | 0.10 | 2000.0 | 0.002350 | 0.00000 | 0.20000 |
| 7 | 2287.7 | Silty | 364.2 | 0.527 | 3952.6 | 0.600 | 3984.3 | 4.63 | 0.29 | 2000.0 | 0.000830 | 0.00000 | 0.20000 |
| 8 | 2303.8 | Silty | 45.9 | 0.533 | 4030.2 | 0.600 | 4067.8 | 4.97 | 0.25 | 2000.0 | 0.000880 | 0.00000 | 0.20000 |
| 9 | 2322.9 | Silty | -290.0 | 0.496 | 3777.8 | 0.600 | 3813.2 | 5.94 | 0.19 | 2000.0 | 0.001030 | 0.00000 | 0.20000 |
| 10 | 2340.9 | Shaly | 381.2 | 0.546 | 4194.4 | 0.600 | 4209.4 | 5.68 | 0.22 | 2000.0 | 0.000150 | 0.00000 | 0.20000 |
| 11 | 2348.5 | Silty | -403.6 | 0.494 | 3805.8 | 0.600 | 3813.3 | 6.58 | 0.10 | 2000.0 | 0.001040 | 0.00000 | 0.20000 |
| 12 | 2352.3 | Gas | 1615.0 | 0.703 | 5428.3 | 0.600 | 5438.5 | 6.20 | 0.14 | 2000.0 | 0.000850 | 0.00000 | 0.20000 |
| 13 | 2357.5 | Gas | -107.3 | 0.689 | 5331.2 | 0.600 | 5430.4 | 6.73 | 0.12 | 2000.0 | 0.002530 | 0.00000 | 0.20000 |
| 14 | 2407.9 | Silty | -227.0 | 0.659 | 5203.4 | 0.600 | 5299.9 | 5.83 | 0.13 | 2000.0 | 0.001200 | 0.00000 | 0.20000 |
| 15 | 2456.9 | Shaly | 214.5 | 0.684 | 5514.4 | 0.600 | 5589.4 | 5.33 | 0.17 | 2000.0 | 0.000140 | 0.00000 | 0.20000 |
| 16 | 2495.0 | Shaly | -47.0 | 0.677 | 5542.4 | 0.600 | 0.0 | 6.03 | 0.17 | 2000.0 | 0.000060 | 0.00000 | 0.20000 |

Comparé au modèle initial StimPlan, le module de Young a été réduit et le coefficient de fuite a été augmenté afin d'avoir une correspondance de la pression nette à la fin du pompage et en chute de pression respectivement.

- Simulation et comparaison du modèle géomécanique original en relation avec le modèle géomécanique post-mini frac

La mise à jour des paramètres constitue une meilleure estimation des propriétés de la formation. Avec le changement des paramètres de formation, l'effet de la conception principale sur la formation résultera une géométrie différente de la formation, d'où le changement de la géométrie de la fracture. Pour la comparaison, (la figure 4.9) de la simulation de fracture avec le modèle original et (la figure 4.10) du modèle de fracture avec le modèle mis à jour sont illustrés ci-dessous.

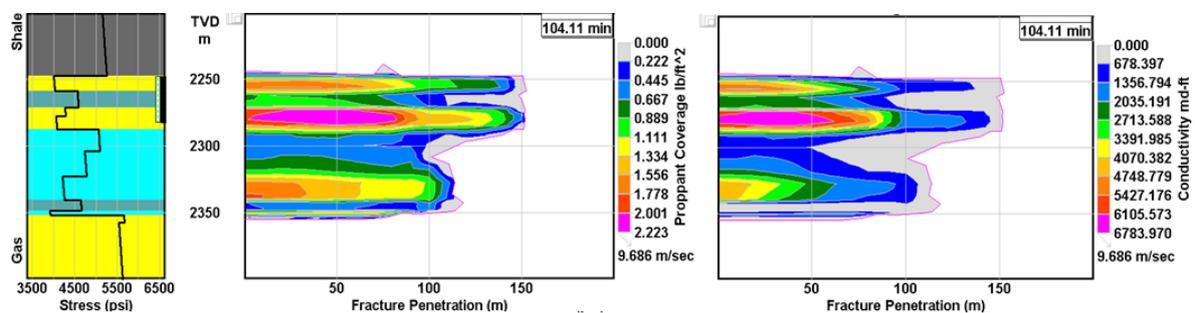


Figure 4.9 Simulation de la conception principale initiale avec le modèle original de formation

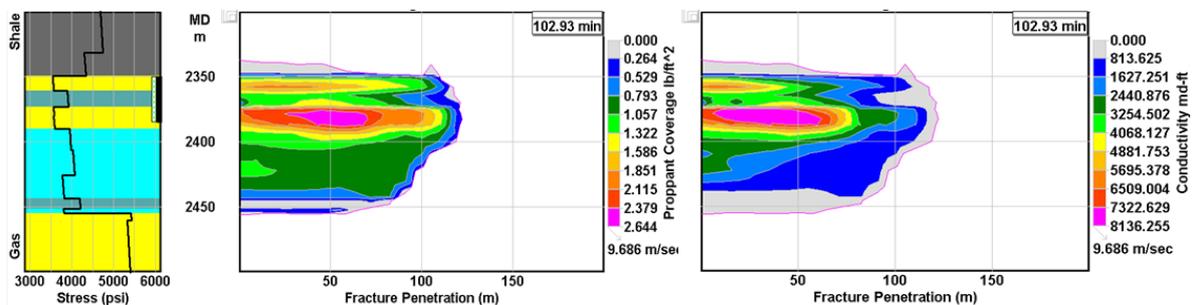


Figure 4.10 Simulation de fracture de la conception principale initiale avec le modèle mis à jour

3.2. Conception finale et simulation

Avec le modèle géomécanique post-mini frac, la simulation de la figure 4.11, montre que la fracture se rétrécit en longueur. Pour essayer de reprendre cette longueur perdue, plus de proppant et plus de fluide de fracturation seront injectés. Aussi pour créer plus d'espace à ce proppant, plus de pad (stage 3 du design) doit être pompé.

D'autre part, pour des raisons de marché (coût, logistique et disponibilité), il a été très profitable d'utiliser le proppant de **Bauxlite 16/30**, stocké en surplus depuis les

anciennes opérations de fracturation, d'où 182500 livres de ce dernier sont injectés au lieu de 152000 livres programmés dans la conception initiale.

Tableau 4.3 Conception finale

| Stage # | Stage Type | Fluid Type | Fluid Volume (gal) | Proppant Conc. (ppa) | Proppant Vol. (lbs) | Proppant Type | Rate (bpm) |
|---------|-----------------|------------------|--------------------|----------------------|---------------------|-------------------|------------|
| 1 | Fill wellbore | Treated water | 1,000 | | | | 2-5 |
| 2 | Pre-Pad | Linear 30 # Gel | 1,000 | | | | 1-40 |
| 3 | Pad | Hybor H 30 # Gel | 45,000 | | | | 40 |
| 4 | Proppant Slurry | Hybor H 30 # Gel | 4,000 | 1 | 4,000 | BauxLite 20-40 | 40 |
| 5 | Proppant Slurry | Hybor H 30 # Gel | 4,000 | 2 | 8,000 | BauxLite 20-40 | 40 |
| 6 | Proppant Slurry | Hybor H 30 # Gel | 5,000 | 3 | 15,000 | BauxLite 20-40 | 40 |
| 7 | Proppant Slurry | Hybor H 30 # Gel | 5,000 | 4 | 20,000 | BauxLite 20-40 | 40 |
| 8 | Proppant Slurry | Hybor H 30 # Gel | 5,000 | 5 | 25,000 | BauxLite 20-40 | 40 |
| 9 | Proppant Slurry | Hybor H 30 # Gel | 5,000 | 6 | 30,000 | BauxLite 20-40 | 40 |
| 10 | Proppant Slurry | Hybor H 30 # Gel | 5,000 | 7 | 35,000 | BauxLite 20-40 | 40 |
| 11 | Proppant Slurry | Hybor H 30 # Gel | 2,200 | 8 | 17,600 | BauxLite 20-40 | 40 |
| 12 | Proppant Slurry | Hybor H 30 # Gel | 5,500 | 8 | 44,000 | BauxLite 16-30 CT | 40 |
| 13 | Proppant Slurry | Hybor H 30 # Gel | 7,500 | 9 | 67,500 | BauxLite 16-30 CT | 40 |
| 14 | Proppant Slurry | Hybor H 30 # Gel | 7,100 | 10 | 71,000 | BauxLite 16-30 CT | 40 |
| 15 | Flush | Linear 30 # Gel | 5,800 | | | | 40 |
| | TOTALS | - | 108,100 | | 337,100 | - | - |

BauxLite 20-40 154,600 lbs
 BauxLite 16-30 CT 182,500 lbs
 Total 337,100 lbs

Le design final lancé dans le simulateur a donné une fracture simulée un peu plus longue que celle du design initial(Figure 4.11).

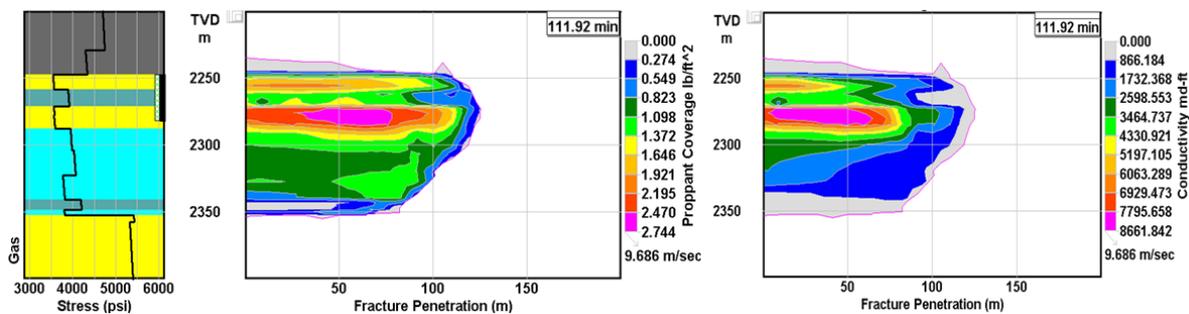


Figure 4.11 Simulation de la conception finale

4. Analyse et Exécution de la conception finale de la fracturation principale

Une fois la conception finale est terminée, l'opération est lancée et les mesures sont prises pour aider au bon déroulement de l'opération de fracturation principale. Les courbes relatives à la pression du fond du puits *BHP*, pression de tête du puits *PTREAT*, débit et la concentration du proppant sont donnés en fonction du temps. Ces courbes sont tracées en temps réel pour assurer que le processus se déroule correctement et aussi pour donner plus de flexibilité pour toute intervention nécessaire au moment de l'opération. Le comportement de ces courbes est illustré dans (la figure 4.12) suivante.

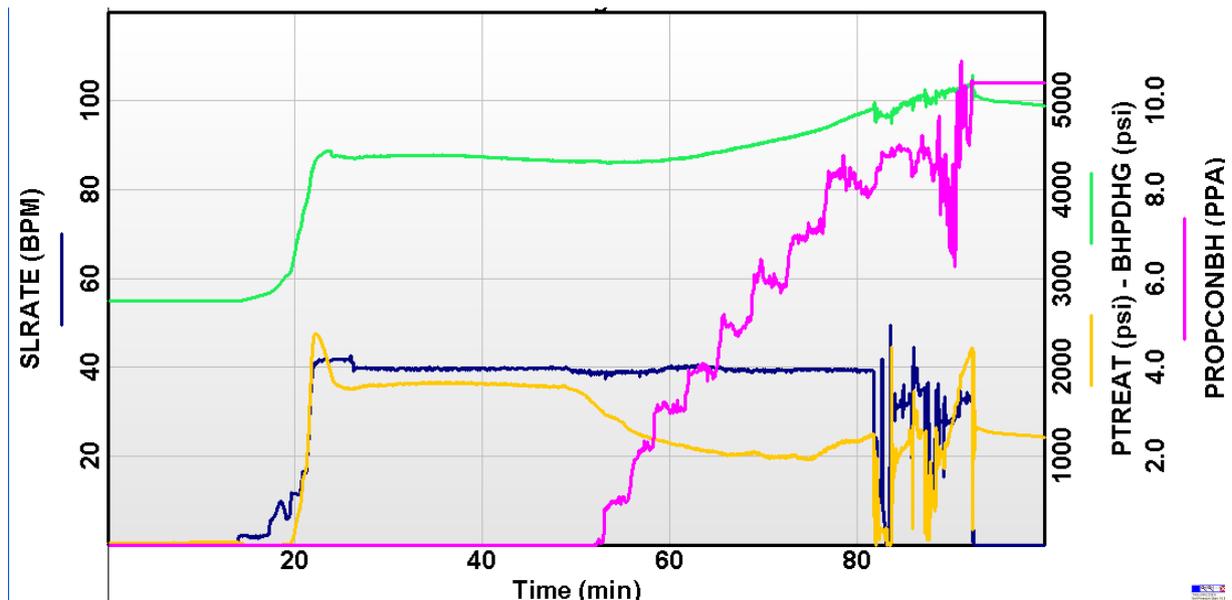


Figure 4.12 Exécution de la fracturation principale (*PTREAT, BHP, PROPCONC*)

Sur le terrain, les aléas de pannes font partie de l'opération et dans certains cas, ils ne pourraient pas être évités. Ces pannes peuvent être causées par de nombreux facteurs tels que les défaillances des équipements.

Au cours de l'opération principale de fracturation du puits **A-4pt**, des défaillances d'appareillages ont eu lieu avec des robinets-valves de distribution du proppant et aussi avec le signal du flotteur provoquant ainsi des instabilités dans la concentration du proppant et le débit d'injection à partir du stade numéro treize à environ soixante minutes après le début du pompage. Après environ cinq minutes d'une grande instabilité dans la concentration du proppant et le débit du pompage, il a été sagement décidé de passer à l'étape finale et rincer le puits avant le délai du temps programmé pour éviter la faible concentration du proppant dans la fracture et aussi la faible conductivité près du puits de forage. Donc, un rinçage précoce implique la fin de l'opération avant les délais prévus. Ce qui signifie que moins de proppant est injecté dans la fracture. Evidemment, au lieu d'injecter une quantité de 330 000lbs de proppant, seulement 270 000lbs ont été injectés dans la fracture (avec une différence de 60 000lbs).

De relatives instabilités dans la concentration de proppant ont été précédemment observées durant la concentration de 4ppa, ce qui a provoqué un filtre d'écran-pointe (*Tip Screen Out*) après l'obtention d'un débit instable. Ce dernier est très bien remarqué sur la courbe log-log de la pression nette en relation avec le temps, il s'est clairement manifesté à 40min environ après le début de pompage.



Figure 4.13 Courbe Log-Log de la pression nette en fonction du temps

4.1. Correspondance de la pression de la fracturation principale et mise à jour du modèle géomécanique final

L'injection principale est différente de celle de la mini-frac à différent point de vue, l'une des principales différences est le coefficient de fuite. Ce coefficient est le taux d'infiltration dans la formation, il varie avec la pression appliquée sur la formation. Bien que la densité du fluide de la fracturation principale contenant du proppant soit supérieure à la densité du fluide utilisé dans la mini fracturation, la pression hydrostatique devient plus élevée générant au fond du puits une plus grande pression nette et donc un coefficient de fuite plus élevé. C'est la raison pour laquelle, il est conseillé de commencer par changer le coefficient de fuite pour le faire correspondre à la pression de la fracturation principale.

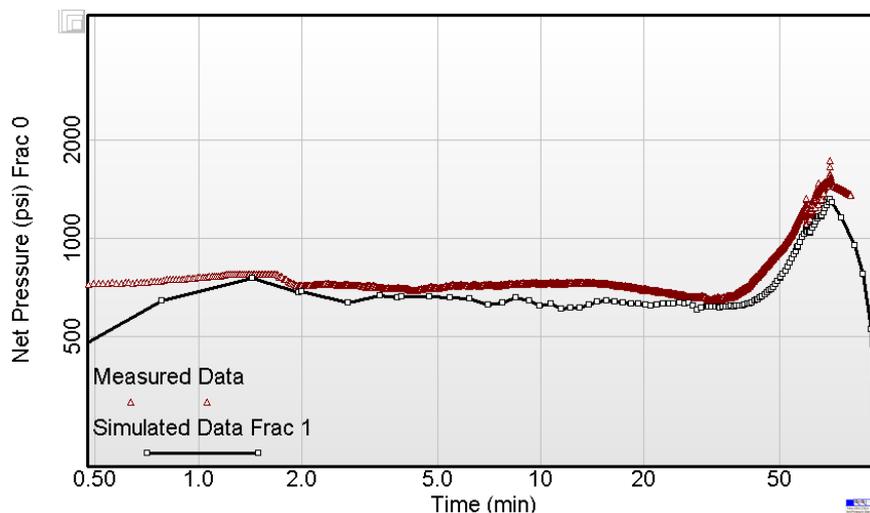


Figure 4.14 Correspondance de la pression de fracturation principale à la fin du pompage

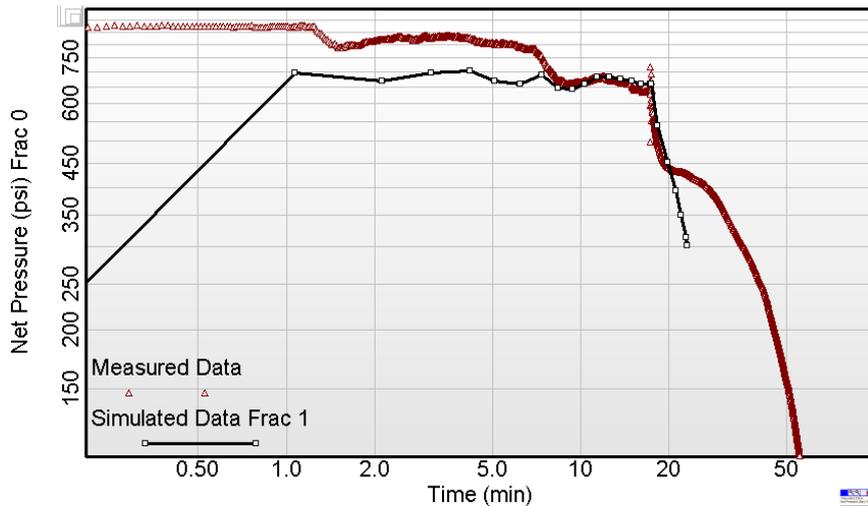


Figure 4.15 Correspondance de la pression de fracturation principale avec la chute de pression après le pompage

En effet, comme suspectés, les changements ont été opérés uniquement sur le coefficient de fuite pour obtenir la correspondance de la pression avec le traitement principal, comme il est illustré ci-dessus. Le coefficient de fuite est multiplié par environ 2,5 fois. Et le tableau des données du modèle géomécanique final correspondant à cette pression est bien représenté par (le tableau 4.4) suivant.

Tableau 4.4 Modèle géomécanique post fracturation principale

● TVD ○ MD

| Layer | TVD Depth to Top of Zone (m) | Type | Stress Difference (psi) | Stress Gradient from Surface (psi/ft) | Stress at Top of Zone (psi) | Stress Gradient (psi/ft) | Stress at Bottom of Zone (psi) | Modulus (MMpsi) | Poisson's Ratio | K-1c | Fluid Loss Coefficient (ft/root (min)) | Spurt Loss (gal/100ft ²) | Proppant Embedment (lb/ft ²) |
|-------|------------------------------|-------|-------------------------|---------------------------------------|-----------------------------|--------------------------|--------------------------------|-----------------|-----------------|--------|--|--------------------------------------|--|
| 5 | 2271.2 | Gas | -354.3 | 0.478 | 3564.2 | 0.600 | 3577.4 | 5.61 | 0.16 | 2000.0 | 0.002750 | 0.00000 | 0.20000 |
| 6 | 2277.9 | Gas | -8.3 | 0.478 | 3569.1 | 0.600 | 3588.4 | 5.61 | 0.10 | 2000.0 | 0.002350 | 0.00000 | 0.20000 |
| 7 | 2287.7 | Silty | 364.2 | 0.527 | 3952.6 | 0.600 | 3984.3 | 4.63 | 0.29 | 2000.0 | 0.000830 | 0.00000 | 0.20000 |
| 8 | 2303.8 | Silty | 45.9 | 0.533 | 4030.2 | 0.600 | 4067.8 | 4.97 | 0.25 | 2000.0 | 0.000880 | 0.00000 | 0.20000 |
| 9 | 2322.9 | Silty | -290.0 | 0.496 | 3777.8 | 0.600 | 3813.2 | 5.94 | 0.19 | 2000.0 | 0.001030 | 0.00000 | 0.20000 |
| 10 | 2340.9 | Shaly | 381.2 | 0.546 | 4194.4 | 0.600 | 4209.4 | 5.68 | 0.22 | 2000.0 | 0.000150 | 0.00000 | 0.20000 |
| 11 | 2348.5 | Silty | -403.6 | 0.494 | 3805.8 | 0.600 | 3813.3 | 6.58 | 0.10 | 2000.0 | 0.001040 | 0.00000 | 0.20000 |
| 12 | 2352.3 | Gas | 1615.0 | 0.703 | 5428.3 | 0.600 | 5438.5 | 6.20 | 0.14 | 2000.0 | 0.000850 | 0.00000 | 0.20000 |
| 13 | 2357.5 | Gas | -107.3 | 0.689 | 5331.2 | 0.600 | 5430.4 | 6.73 | 0.12 | 2000.0 | 0.002530 | 0.00000 | 0.20000 |
| 14 | 2407.9 | Silty | -227.0 | 0.659 | 5203.4 | 0.600 | 5299.9 | 5.83 | 0.13 | 2000.0 | 0.001200 | 0.00000 | 0.20000 |
| 15 | 2456.9 | Shaly | 214.5 | 0.684 | 5514.4 | 0.600 | 5589.4 | 5.33 | 0.17 | 2000.0 | 0.000140 | 0.00000 | 0.20000 |
| 16 | 2495.0 | Shaly | -47.0 | 0.677 | 5542.4 | 0.600 | 0.0 | 6.03 | 0.17 | 2000.0 | 0.000060 | 0.00000 | 0.20000 |

4.2. Simulation finale des Résultats de propriétés de la fracture

Toutes les analyses et la pression correspondante effectuées faits précédemment ont pour but d'obtenir la géométrie de la fracture et la conductivité pour évaluer l'augmentation de production. Après avoir estimé les paramètres réels de la formation, la simulation finale est exécutée sur Stimplan pour donner (les deux figures 4.16 et 4.17) suivantes.

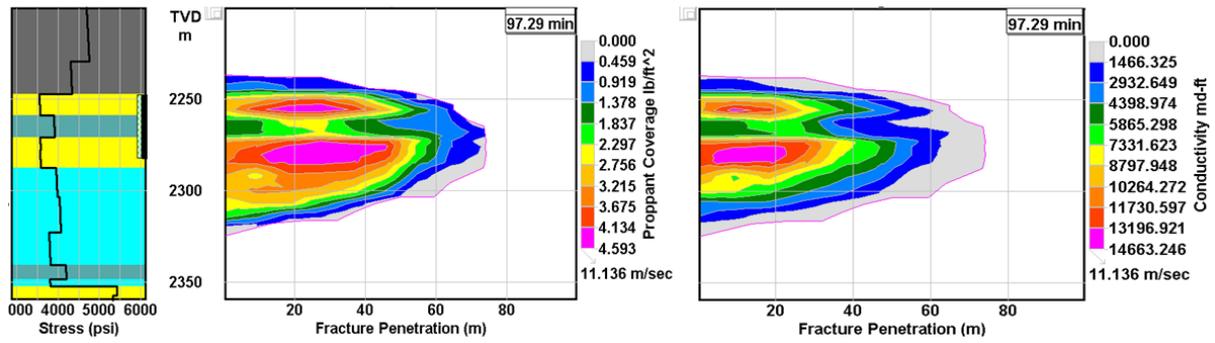


Figure 4.16 Simulation de la conception finale de la fracturation principale avec la mise à jour des paramètres de la formation

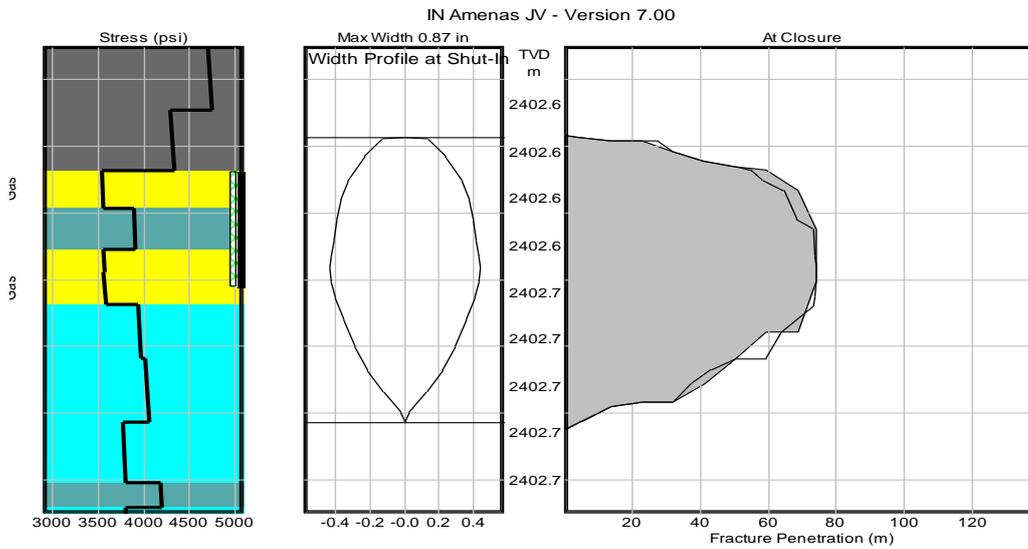


Figure 4.17 Géométrie en modèle 3D de la fracture

Le simulateur donne aussi des résultats détaillés sur les propriétés de la fracture, qui sont affichés dans (le tableau 4.5) suivant.

Tableau 4.5 Résultats des calculs finaux de la fracturation hydraulique du puits A-4pt

| Calculated Results E-StimPlan Fully 3D Pumping Schedule - MAIN-FRAC as pumped Licensed To: IN Amenas JV - Version 7.00 Frac 1 Perforations : 2350.00-2385.00 m MD / 2247.78-2282.57 m TVD | | |
|---|--|--------|
| Half Length | 'Hydraulic' Length (m) | 74.0 |
| | Propped length (m) | 73.5 |
| PRESSURE: | Max Net Pressure (psi) | 1337.1 |
| | Final Net Pressure (psi) | 1337.1 |
| | Maximum Surface Pressure (psi) | 5078.7 |
| | Surface Pres-End of Pad (psi) | 2374.4 |
| | Surface Pres-Start of Flush (psi) | 0.0 |
| | Surface Pres-End of Job (psi) | 0.0 |
| TIME: | Maximum Hydraulic Horsepower | 5202.1 |
| | Max Exposure to Form. Temp. (min) | 69.7 |
| | Time to Close | 26.3 |
| RATE: | Fluid Loss Rate during pad (BPM) | 16.25 |
| EFFICIENCY: | At end of pumping schedule | 0.27 |
| | Average In Situ Conc.(lb/ft ²) | 2.81 |
| PROPPANT: | Average Conductivity (md-ft) | 6569.6 |
| | Fcd (KW/k/Xf) | 4.96 |
| | Max Fracture Height (m) | 85.1 |
| HEIGHT: | Avg width at end of pumping (in) | 0.48 |
| WIDTH: | Total Fluid Volume (M-Gal) | 99.8 |
| | Total Proppant Volume (M-Lbs) | 262.2 |
| VOLUMES: | | |

Les plus importants paramètres de la fracture sont présentés comme suit :

- La ½ longueur de la fracture soutenue simulée: 74m
- La conductivité moyenne de la fracture: 6569,6 md-pieds
- La hauteur maximale de la fracture: 85m
- Largeur moyenne de la fracture: 0,48 pouce(1.22cm environ)

5. Augmentation de productivité

La fracturation hydraulique est un processus technique visant à augmenter la productivité des puits des hydrocarbures. Quand un puits est, ou devient, peu productif, il sera stimulé par la technique de fracturation hydraulique. Cela veut dire que la fracturation hydraulique augmente la productivité du puits du taux- q_1 au taux- q_2 qui reste toujours supérieur à q_1 . Pour estimer l'augmentation de productivité sous l'effet de la fracturation hydraulique, il est tout à fait naturel de déterminer d'abord la productivité pré-fracturation.

Pour que le gaz s'écoule d'un point **A** vers un point **B**, une différentielle de pression est exigée entre ces deux points. Le fluide s'écoule du point de plus haute pression vers le point de plus basse pression, et plus grande est cette pression différentielle, plus grand est le débit d'écoulement. Ceci s'applique au puits producteur du gaz, comme le gaz doit s'écouler du réservoir vers le puits de forage (fond du puits), et ensuite du fond du puits vers la surface (tête du puits) à travers le tubage de production. Le gaz prendra deux intervalles d'écoulements successifs; le premier, du réservoir vers le fond du puits de forage, suivi par le second, du fond du puits du puits de forage vers la tête du puits. Chaque partie est analysée séparément.

5.1. Voies d'écoulement du gaz (*production*)

5.1.1. Du réservoir vers le fond du puits de forage (IPR)

Dans cette partie, l'équation reliant le gradient de pression ($P_e^2 - P_w^2$) et le débit de production q , est la forme finale de l'équation de production donnée dans le Chap. 2-4.1.3.

$$q = \frac{kh (P_e^2 - P_w^2)}{1424 \cdot Z T \left(\ln \left(0.472 \frac{r_e}{r_w} \right) + s + D q \right)}$$

Pour simplifier l'équation du débit q , la chute du débit d'écoulement, ou la chute de pression est due au paramètre de turbulence de vitesse d'écoulement de gaz qui peut être exprimé différemment en incluant un exposant n à la place du facteur de turbulence D multiplié par q , où n prendra la valeur entre 1 (régime laminaire parfait) et 0.5 (régime complètement turbulent), d'où n prend des valeurs de 0.5 à 1. Ce facteur est introduit dans l'équation de la manière suivante.

$$q = \frac{kh (P_e^2 - P_{wf}^2)^n}{1424 \cdot Z T \left(\ln \left(0.472 \frac{r_e}{r_w} \right) + s \right)}$$

Pour plus de simplifications de cette équation, un autre coefficient est introduit, appelé par le *coefficient de performance C*. Ce facteur représente toute les propriétés de la roche réservoir et des fluides ainsi que la géométrie du fluide du réservoir, et il est donnée par:

$$C = \frac{kh}{1424 \cdot Z T \left(\ln \left(0.472 \frac{r_e}{r_w} \right) + s + D q \right)}$$

Ce qui rend la forme finale de débit d'écoulement comme suit:

$$q = C (P_e^2 - P_{wf}^2)^n$$

P_e et P_{wf} sont respectivement, la pression du réservoir et la pression d'écoulement au fond du puits en production respectivement.

Bien que discuté précédemment en chap.2, la production du puits reste stable pour une longue durée de vie du puits. Sous ces conditions, sous ces conditions, les coefficients n et C de l'équation ci-dessus demeurent constants, En outre, si ces coefficients sont déterminés, le débit d'écoulement du gaz q peut être aisément calculé pour n'importe quel *écoulement de pression au fond du puits (BHFP)*, notée P_{wf} . Cette relation entre *BHFP* et le débit d'écoulement q est appelée la relation de performance des afflux/arrivées (*Inflow Performance Relationship-IPR*).

La pression du réservoir étant constante dans les réservoirs à gaz pour une grande période d'exploitation, la pression d'écoulement au fond du puits (P_{wf}) est la seule variable qui modifie la pression du débit d'écoulement q du réservoir au fond du puits. Pour déterminer les coefficients n et C , seulement deux différentes valeurs de P_{wf} sont suffisantes. L'introduction du logarithme sur l'équation précédente permet de déterminer les deux coefficients et d'obtenir la courbe *log-log* du $\log q$ en fonction de ΔP^2 , ce qui donnera l'équation linéaire suivante.

$$\log(q) = \log(C) + n \log(P_w^2 - P_{wf}^2)$$

En utilisant ces deux points ($\Delta P^2 q_1$ et $\Delta P^2 q_2$) n est la pente de ligne croisant aussi bien ($\log(\Delta P^2_1)$; $\log(q_1)$) et ($\log(\Delta P^2_2)$; $\log(q_2)$) étant respectivement les débit de pression de $BHFP_1$ et $BHFP_2$:

$$n = \frac{\log(q_1/q_2)}{\log\left(\frac{(P_w^2 - BHFP_1^2)}{(P_w^2 - BHFP_2^2)}\right)}$$

Pour déterminer la valeur de C , l'utilisation d'un seul point des deux points donnés précédemment est suffisante pour remplacer chacun des paramètres par leur valeur.

$$C = \exp\left(\frac{\log(q_i)}{n \log(P_w^2 - BHFP_i^2)}\right) i = 1; 2.$$

5.1.2. Du fond du puits vers la tête du puits (VLP)

Dans cette partie, du fond du puits vers la tête du puits, une tendance spécifique de chute de pression apparaît en raison de la remontée du gaz à travers le tubage, plus précisément, la chute de pression et de débit est due à la gravité et la traînée d'écoulements des fluides à l'intérieur du tubage, ce qui est appelé par la Performance d'ascension verticale (*Vertical Lift Performance, VLP*) ou le débit sortant (*out flow*).

5.2. Productivité pré-fracturation

Pour le puits **A-4pt**, l'application de différentes pressions de *BHFP* a donné les débits d'écoulements de gaz avant la fracturation, illustrée dans (le tableau 4.6) suivant.

Tableau 4.6 Différents débits d'écoulements pour *BHFP- IPR*(avant fracturation)

| IPR | |
|---|---------------|
| Débit du gaz (1000Sm ³ /) | BHFP (Bar) |
| 50 | 167,6 |
| 100 | 150,29 |
| 150 | 130,6 |
| 180 | 117,17 |
| 200 | 107,27 |
| 210 | 101,95 |
| 220 | 96,34 |
| 230 | 90,38 |
| 240 | 84 |
| 250 | 77,09 |
| 260 | 69,48 |
| 275 | 56,18 |
| 290 | 38,5 |
| 300 | 19,15 |

Le (tableau 4.6) ci-dessus montre clairement qu'avec le moins de *BHFP*, un important débit du gaz aura lieu. Ceci, pourrait simplement justifier que pour une pression de réservoir constante, un plus grand débit est généré par un plus grand rabattement de pression et alors une plus faible *BHFP*, et vis-versa.

Expérimentalement, les valeurs des débits d'écoulements dans le puits A-4pt enregistrées avant la fracturation sont données pour une *BHFP* correspondante dans (le tableau 4.7) suivant, bien que la pression en tête du puits soit maintenue constante à 70 BARa.

Tableau 4.7 Différents débits d'écoulements pour *BHFP- VLP*(avant fracturation)

| VLP | |
|--|---------------|
| Débit du gaz (1000Sm ³ /d) | BHFP (Bar) |
| 50 | 87,9 |
| 100 | 87,9 |
| 150 | 88,1 |
| 180 | 88,3 |
| 200 | 88,5 |
| 210 | 88,6 |
| 220 | 88,7 |
| 230 | 88,8 |
| 240 | 89,0 |
| 250 | 89,1 |
| 260 | 89,2 |
| 275 | 89,5 |
| 290 | 89,7 |
| 300 | 89,8 |
| 310 | 90,0 |

Pour la partie *VLP*, dans un régime de débit d'écoulement stable, le débit de production du gaz augmente avec l'augmentation de la valeur de *BHFP*. Ce qui est logique qu'avec une *BHFP* plus grande que la pression en tête du puits (maintenue fixe à 70BARa), plus grand le débit d'écoulement aura lieu.

- **Détermination de productivité**

Comme le montrent les deux tableaux expérimentaux précédents, la productivité (débit d'écoulement du gaz) est améliorée avec de faibles *BHFP* pour une performance d'afflux *IPR*, par contre, pour une performance d'ascension verticale *VLP*, la productivité est améliorée avec de hautes *BHFP*. Donc, un compromis doit être trouvé entre les deux cas de performances (*IPR* et *VLP*) du débit d'écoulement de gaz.

Remarque: Il est important de garder à l'esprit que ces deux cas de performances sont successives et partagent la même vitesse du débit d'écoulement. C'est la raison pour laquelle, la solution du débit de production serait le débit commun entre les deux cas, caractérisé par le point d'intersection entre les deux courbes, (la figure 4.18) ci-après illustre *IPR* and *VLP* et le point de solution.

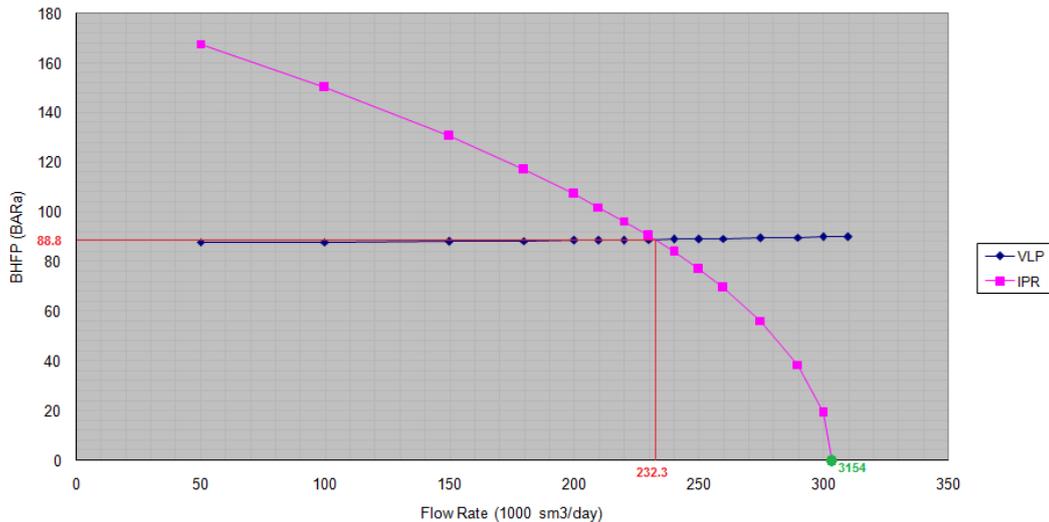


Figure 4.18 Détermination du point de solution de productivité (pré-fracturation)

A partir de (la figure 4.18)ci-dessus, le point de solution pour la productivité pre-frac, indique pour la **BHFP 88,89 BARa** et un débit de solution de **232340 Sm³/j**(mètre cube standard par jour).La valeur du débit d'écoulement du point de solution est considérée comme la production du puits avant la fracturation du puits (*pre-frac production*).

La productivité étant par définition le débit du gaz (production)à une **BHFP** égale à zéro**BARa**. A partir du graphe de (la figure 4.18)précédente, la productivité pré-fracturation est égale à 325387 Sm³/j, (Cette valeur est théorique et n'est utilisé que pour une comparaison absolue).

5.3. Productivité Post- Fracturation

Après la fracturation du puits **A-4pt**, le même processus sera appliqué que celui de la productivité pré-fracturation. Dans le cas de performance d'afflux **IPR**, il est espéré d'avoir un autre coefficient pour l'équation simplifiée du débit. Les valeurs des débits **IPR**et **VLP** en relation avec **BHFP** sont illustrées dans (le tableau 4.8)suivant.

$$q = C' (P^2 - P_{fw}^2)^{n'}$$

Où **C'** et **n'** correspondent à l'équation du débit après fracturation.

Pour le débit sortant, bien que le puits**A-4pt** est le même puits producteur du même gaz, avec le même tubage et le même fluide, l'équation du débit en fonction de **P_{wf}**,demeure toujours le même, excepté pour celui qui sera utilisé sur une large étendue de **q** quand ce dernier prend une grande valeur.

Tableau 4.8 Débit d'écoulement du gaz en fonction du **BHFP** pour **IPR** et **VLP** (post fracturation)

| IPR | | VLP | |
|---------------------------------------|------------|---------------------------------------|------------|
| Débit du gaz (1000Sm ³ /d) | BHFP (Bar) | Débit du gaz (1000Sm ³ /d) | BHFP (Bar) |
| 50 | 180,9 | 50 | 88 |
| 100 | 178,7 | 100 | 88 |
| 200 | 174,2 | 200 | 88,5 |
| 300 | 169,6 | 300 | 89,8 |
| 400 | 164,8 | 400 | 91,9 |
| 500 | 159,9 | 500 | 94,6 |
| 600 | 154,9 | 600 | 97,7 |
| 700 | 149,7 | 700 | 101,2 |
| 800 | 144,3 | 800 | 105,0 |
| 900 | 138,7 | 900 | 109,1 |
| 1000 | 132,9 | 1000 | 113,4 |
| 1100 | 126,7 | 1100 | 117,8 |
| 1200 | 120,3 | 1200 | 122,4 |
| 1300 | 113,5 | 1300 | 127,2 |
| 1400 | 106,3 | 1400 | 132,0 |

- **Détermination de production/productivité**

Comme pour le cas de post-fracturation, les données du tableau précédent permettent le traçage des courbes et le développement du point solution (point d'intersection).

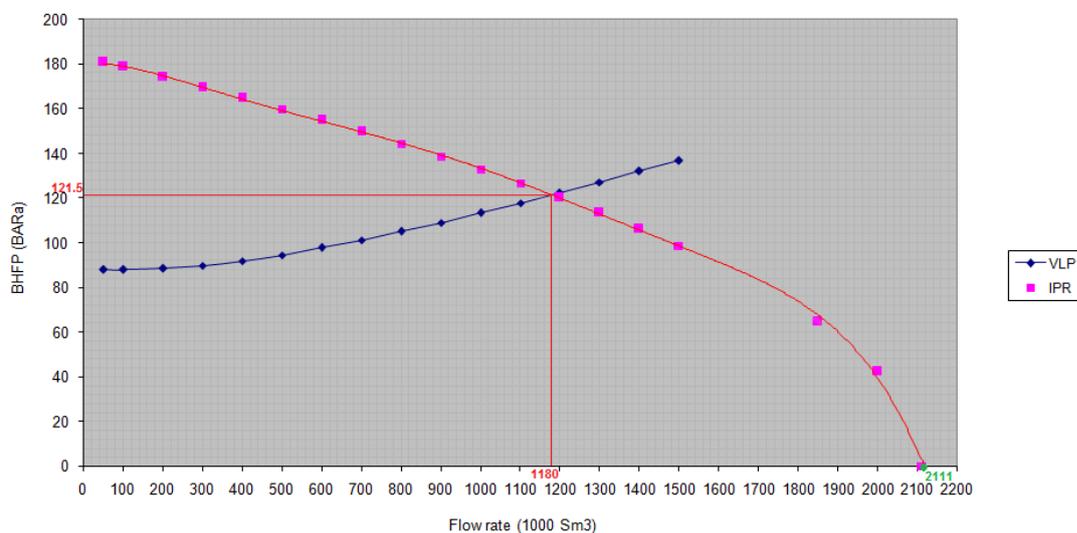


Figure 4.19 Détermination du point de solution de productivité (post fracturation)

Remarque: La courbe de *VLP* est la même que pour la production pré-fracturation, car il s'agit du même puits et du même gaz, illustrée par la (figures 4.19) ci-dessus et la (fig.4.20) ci-dessous.

La (figure 4.19) ci-dessus donne le point solution pour le système entrée et sortie de post-frac, indiquant une pression de **121,57 Bar** pour une **BHFP** un débit de production post-fracturation de **1180961 Sm³/j**. la productivité post-fracturation est le débit du gaz correspondant à **BHFP** qui est égal à zéro BARa. Par analyse cette valeur de productivité post-fracturation est égale à **2111421 Sm³/day**.

5.4 Amélioration de Productivité, pré-fracturation Vs Post-fracturation

mettant les courbes, **IPR** pré-fracturation et **IPR** post-fracturation et la courbe **VLP** aide à mieux percevoir la comparaison entre les deux productivités et de voir l'amélioration de la productivité après stimulation de la fracturation hydraulique.

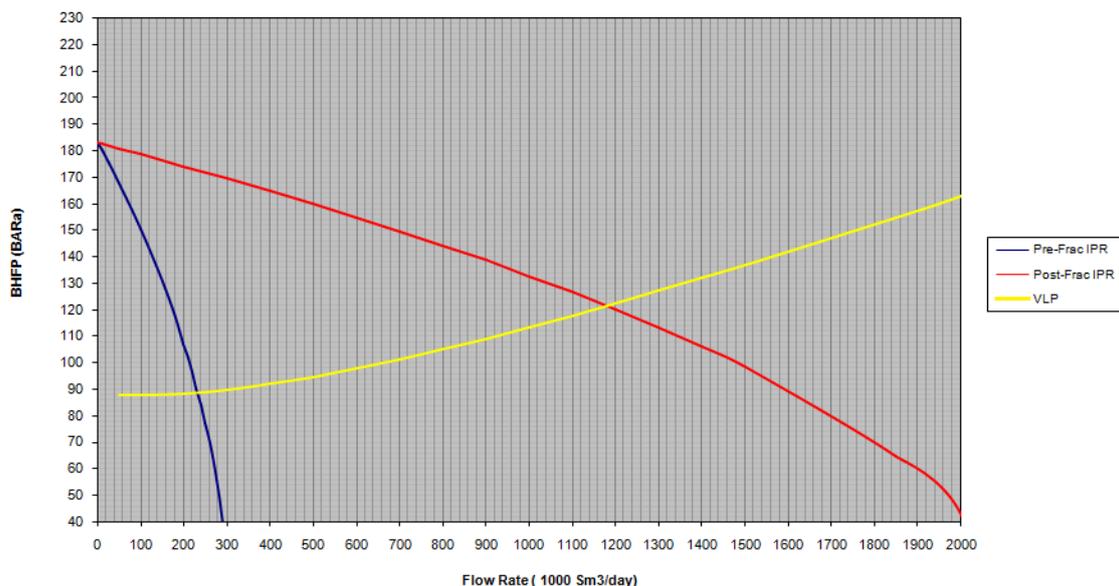


Figure 4.20 Comparatif de productivité *Post-fracturation* Vs *Pré-fracturation*

En prenant en considération que le débit du gaz produit pour chaque état *pre-frac* *post-frac* pour le même tubage, même fluide et pour une pression en tête de puit constante, qui est égale à 70BARa, la productivité a été énormément améliorée. De 232340Sm³/day à 1180916Sm³/day, la fracturation hydraulique a multiplié le débit de **production** de 5 fois et **la productivité** de 6,7 fois, de 315387Sm³/day à 2111421Sm³/day.

Dans le domaine des hydrocarbures, la conception de la technique de fracturation hydraulique constitue un énorme succès, sous peine de vérifier et contrôler les éventuelles retombées des accidents qui peuvent générer et développer des catastrophes à différents plans.

Conclusion

A cours de ce travail de recherche, nous nous sommes intéressés à l'état d'avancement de cette technique de fracturation hydraulique. En effet, le processus de fracturation hydraulique repose en premier lieu sur les analyses, conceptions, simulations et la faisabilité de l'opération. Si les analyses sont favorables, des opérations préparatoires seront ensuite établies. Les préparatifs pour la fracturation hydraulique comportent:

- La stratégie de perforation: afin de déterminer à quel point de la section de la couche productrice la perforation du tubage aura lieu pour initier la fracture.
- La conception du fluide: dans le but de mettre au point un fluide qui répond aux exigences de la fracturation hydraulique pour le puits concerné (géologie de la zone concernée).
- La sélection du proppant: pour la détermination du type de proppant à injecter dans la fracture à l'aide des fluides de fracturation.

Ces préparatifs étant établis, la conception de la fracturation hydraulique sera lancée et exécutée sur le puits concerné. Cette conception correspond à un programme d'injection de fluides et de proppant qui dépendent des propriétés géomécaniques de la formation du réservoir en question. A ce stade, les paramètres géomécaniques ne sont qu'approximatifs, et les paramètres réels sont requis pour une conception de fracturation hydraulique cohérente et opérationnelle. Pour ce faire, la technique de la mini-fracturation s'applique pour effectuer des tests sur la formation-cible et fournir les mesures nécessaires.

Toutes ces données indispensables à la conception du programme de fracturation hydraulique sont ensuite introduites dans le simulateur StimPlan. Pour chaque conception de fracturation hydraulique, StimPlan simule la fracture correspondante, ajustée par la conception finale de la fracturation hydraulique.

Dès le départ, la fracturation hydraulique a pour objectif de créer une fracture très perméable liant le puits et une grande partie du réservoir. Ceci est réalisé en suivant des procédures strictes et rigoureuses et appliquant des techniques avancées dans le but d'augmenter la production.

Avec une certaine discipline et maîtrise du sujet, la fracture désirée est créée, ce qui produit un impact considérable sur la productivité du puits A-4pt. Le puits A-4pt étant un puits-pilote pour la fracturation hydraulique dans la région centre Est du champ de Tigentourine, la productivité pré-fracturation a été augmentée de 6,7 fois. Ceci est considéré comme une opération de fracturation hydraulique très réussie. Il a été jugé que les résultats obtenus au niveau de ce puits, favorisent la décision de généraliser la fracturation hydraulique à d'autres puits non fracturés du site. Ceci nous amène à dire qu'un programme régional est lancé pour étudier en vue de sélectionner d'autres puits candidats à la stimulation.

Pour information, ce programme régional est déjà lancé, et les chantiers des opérations de la fracturation hydraulique sont déjà à pied d'œuvre, où le premier puits de ce programme a donné d'excellents résultats. La production de ce puits était d'un débit nul après perforation, par contre la production post-fracturation est approximativement de l'ordre de $1,6 \cdot 10^6 \text{ m}^3 \text{ standard/j}$ à une pression en tête du puits de **80bar**. Ce qui conclue que la décision prise après fracturation du puits A-4pt est avérée satisfaisante et encourageante.

Ces résultats promettent un projet de fracturation hydraulique encore plus grand. Cela, encourage la possibilité de faire des études ultérieures encore plus poussées sur l'amélioration d'exploitation et de production de gaz ou pétrole conventionnel.

Aussi, il est à noter que cette technique de fracturation hydraulique est appliquée aussi bien dans l'exploitation d'hydrocarbure conventionnel que non conventionnel.

Nous souhaitons que ce travail de recherche constitue une esquisse, un support et un cadre de recherches pour les futurs Projets de Fin d'Etudes qui seront consacrés à la thématique de cette épineuse problématique.

Références bibliographiques

1. Advanti, S.H., Khattib H. and Lee J. K., «**Hydraulic Fracture Geometry Modeling, prediction and comparison**», 1985, paper SPE 13863.
2. Ichara M.J., «**The Performance of perforated completion in Gas reservoirs**», 1987, paper SPE 18347.
3. Inc. Schlumberger & SONATRACH «**Algérie WEC 1995** », 1995, CRD, Division et Exploration Petroleum Engineering et Développement.
4. El Banbi, A.H. and Wattenbarger, R. A., «**Analysis of linear flow in gas well production** », March 1998, paper SPE 39972.
5. Demarchos A.S., Chomatas A.S., Economides M.J., March J.M. and Wolcott D.S. «**Pushing the limits in hydraulic fracture design** », 2004, paper SPE 86483.
6. Peter P. Valkó, «**Hydraulic fracturing** », 2005. Texas A&M University, College station.
7. Clark P.E., «**Transport of Proppant in hydraulic fractures** », September 2006, paper SPE 103167.
8. Inc. Schlumberger & SONATRACH «**Algérie WEC 2007**», CRD, Division et Exploration Petroleum Engineering et Développement.
9. Michael J. Economides, «**Modern Fracturing: Enhancing Natural Gas Production** », Publishing-2007. BJ Services Company.
10. International JV Gas documentation, 2007, Subsurface Team.
11. **BauxLite/VersaLite Data Sheet**, 2013, Saint-Gobain Proppants.
12. NSI Technologies Inc. Documentation.

Références – web consultés

- <http://www.glossary.oilfield.slb.com>.
- <http://www.mem-algeria.org/francais/index.php?page=geologie-des-provinces-petroliere-en-algerie-2>.
- http://www.mem-algeria.org/francais/uploads/Grands_Domaines_Geologiques_Algerie.jpg.
- <http://fr.meteovista.be/Afrique/Algerie/I-n-Amenas/2330781>.