

N° Série: /2022

Université Kasdi Merbah Ouargla



*Faculté des hydrocarbures énergies renouvelables et science de la terre et de l'univers*

**Département de Production des Hydrocarbures**

## **MEMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option : Production**

Présenté Par :

**ZATOUT Belkhir Ayoub, HAROUR Mustapha, CHIHAB Ahmed**

-THÈME-

---

**Design et Evaluation d'une Opération de Fracturation  
Hydraulique, Cas d'étude : Puits OKN 17et OKJ22  
/ Champ de Haoud Berkaoui**

---

Soutenue le :18/09 / 2022 devant la commission d'examen

Jury:

|                |                                      |               |
|----------------|--------------------------------------|---------------|
| Président:     | M <sup>me</sup> .BOUFADES<br>Djamila | Univ. Ouargla |
| Rapporteur:    | Mr.GHARIB Toufik                     | Univ. Ouargla |
| Co-Rapporteur: | Mr.ZATOUT Kamel                      | Univ. Ouargla |
| Examineurs:    | Mr.ADJOU Zakaria                     | Univ. Ouargla |

# Remerciements

*Nous remercions tout d'abord notre Dieu qui nous a donné la force et la puissance pour terminer ce modeste travail.*

*Tous nos remerciements à notre **Encadreur M<sup>r</sup> GHARIB TOUFIK** pour avoir accepté de suivre cette étude Et notre **coEncadreur Mr.ZATOUT KAMEL** qui nous a guidé à réaliser ce travail pour son suivi et son orientation.*

*Nous n'oublierons pas de remercier nos enseignants du département de production, pour les efforts qu'ils ont fournis durant notre cursus afin de nous amener jusqu'au bout de formation.*

*Nous profitons de l'occasion pour remercier tous ceux qui ont collaboré de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire.*



**HAROUB MUSTAPHA & CHIHAB AHMED & ZATOUT BELKJIR AYOUB**

## **Résumé :**

*Le but principal de de notre travail est d'évaluer l'opération de la fracturation des puits OKJ22 et OKN17. On donnera l'explication des critères de choix de la sélection de ces deux puits comme un bon candidat à la fracturation hydraulique, ainsi que la procédure de fracturation hydraulique, l'interprétation des résultats et la prédiction de la géométrie de fracture.*

*En fin on terminera notre travail par une évaluation économique pour estimer le gain de production et le délai d'amortissement.*

**.Mots clés :** *fracturation, agent de soutènement , gel réticulé*

## **: الملخص**

*الهدف الرئيسي من هذه الدراسة هي تقييم عملية الكسر الهيدروليكي للبئر OKJ 22 و OKN17 , نقدم الشرح لخصائص انتقاء هذان البئران كاختيار جيد لعملية الكسر الهيدروليكي وكذا طريقة الكسر الهيدروليكي وتحليل نتائج تنبؤ هندسة الكسر ,ننهي عملنا بدراسة تقييميه اقتصادية لتقدير الربح من الانتاج والمدة الزمنية لتعويض تكاليف العملية.*

*الكلمات الدالة : التكسير الهيدروليكي, عامل دعم , بوليمر متصالب*

## **Abstract:**

*The main purpose of our work is to evaluate the operation of fracturing wells OKJ22 and OKN17. The explanation of the selection criteria for the selection of these two wells as a good candidate for hydraulic fracturing will be given, as well as the hydraulic fracturing procedure, the interpretation of the results and the prediction of the fracture geometry. In the end, we will finish our work with an economic evaluation to estimate the production gain and the amortization period.*

**Kay words:** *fracturing, proppants , cross linked gel*

## Sommaire

|                                                                        |                              |
|------------------------------------------------------------------------|------------------------------|
| <b>Remercîments .....</b>                                              | Error! Bookmark not defined. |
| <b>Résumé .....</b>                                                    | Error! Bookmark not defined. |
| <b>Sommaire .....</b>                                                  | Error! Bookmark not defined. |
| <b>Liste des figures.....</b>                                          | Error! Bookmark not defined. |
| <b>Liste Des TABLEUX.....</b>                                          | Error! Bookmark not defined. |
| Chapitre I : Présentation de la Région de HAOUD BERKAOUI (HBK).....    | 3                            |
| I.1.1 Situation géographique :.....                                    | 3                            |
| I.1.2 Situation géologique : .....                                     | 4                            |
| I.1.3 Les champs de la région : .....                                  | 5                            |
| I.2 .Etude de Champ de HAOUD BERKAOUI : .....                          | 7                            |
| I.2.1 Caractéristiques du réservoir: .....                             | 7                            |
| I.2.2 Aspect structurel: .....                                         | 7                            |
| I.2.3 Stratigraphie du champ de Haoud-Berkaoui .....                   | 7                            |
| 2- Mésozoïque .....                                                    | 7                            |
| 3- Paléozoïque: .....                                                  | 9                            |
| I.2.4 Aperçu sur les trois réservoirs du champ .....                   | 9                            |
| I.2.4.1 Série inférieure : .....                                       | 9                            |
| I.2.4.2 Trias argilo- gréseux T1.....                                  | 9                            |
| I.2.4.3Trias argilo- gréseux T2.....                                   | 10                           |
| I.2.5 Compositions minéralogiques moyennes du réservoir : .....        | 11                           |
| I.2.6 Propriétés des fluides de gisement : .....                       | 11                           |
| I.2.7 Aperçu sur le forage : .....                                     | 12                           |
| I.2.8 Les problèmes techniques d'exploitation : .....                  | 12                           |
| Chapitre II : Endommagement de la Formation & Notions sur le Skin..... | 15                           |
| II.1.Introduction .....                                                | 15                           |
| II.2.Signification et Définition de l'endommagement .....              | 15                           |
| II.3.Localisation de l'endommagement.....                              | 15                           |
| II.3.1. Au fond du puits.....                                          | 15                           |

|                                                                               |    |
|-------------------------------------------------------------------------------|----|
| II.3.2. A la paroi du puits.....                                              | 15 |
| II.3.3. Aux abords des puits .....                                            | 15 |
| II.3.4. Accumulation de particules .....                                      | 16 |
| II.4.L'origine de l'endommagement de La Formation.....                        | 16 |
| II.4.1. Endommagement dû à la formation .....                                 | 16 |
| II.4.1.1. Dépôts de sel.....                                                  | 17 |
| II.4.1.2. Dépôts organiques (asphaltènes) .....                               | 17 |
| II.4.1.3. Dépôts des paraffines .....                                         | 17 |
| II.4.1.4. Dépôts de sédiments .....                                           | 17 |
| II.4.1.5. Dépôts des sulfates .....                                           | 17 |
| II.4.1.7. Gonflement des argiles.....                                         | 18 |
| II.4.2. Endommagement dû aux opérations sur puits .....                       | 18 |
| II.4.2.1. Le colmatage des perforations.....                                  | 18 |
| II.4.2.2. Changement de mouillabilité.....                                    | 18 |
| II.4.3. Endommagement dû aux perforations.....                                | 18 |
| II.4.4. Invasion du filtrat de ciment .....                                   | 19 |
| II.4.5. Endommagement dû à l'acidification .....                              | 19 |
| II.4.6. Endommagement dû à la fracturation .....                              | 19 |
| II.4.7. Endommagement dû à l'injection d'eau.....                             | 19 |
| II.5.Evaluation de l'endommagement au moyen des essais du puits.....          | 21 |
| II.5.1. Les Essais du puits .....                                             | 21 |
| II.5.1.1. Définition .....                                                    | 21 |
| II.5.1.2. Principe .....                                                      | 21 |
| II.5.1.3. Objectif.....                                                       | 22 |
| II.5.2. Facteur d'endommagement (Skin).....                                   | 22 |
| II.5.2.1. Définition .....                                                    | 22 |
| II.5.3. Skin dû à la fracturation hydraulique.....                            | 25 |
| II.6.Effet de l'endommagement sur la productivité .....                       | 26 |
| II.6.1. Sur l'index de productivité .....                                     | 26 |
| II.6.2. Sur la productivité.....                                              | 27 |
| Chapitre III : Généralités sur L l'Opération de Fracturation Hydraulique..... | 29 |
| Introduction : .....                                                          | 29 |
| III.1 Différentes Opérations de Stimulation :.....                            | 29 |

|                                                                                                 |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| III.2 Concept et domaines d'application de la Fracturation Hydraulique :.....                   | 30 |
| III.3 Aperçu sur les critères de sélection d'un puits candidat à la Fracturation Hydraulique: . | 30 |
| III.3.1 Informations relatives au réservoir : .....                                             | 30 |
| III.3.1.1.Nature du réservoir :.....                                                            | 30 |
| III.3.1.2.Les contacts WOC et GOC :.....                                                        | 31 |
| III.3.1.3.Nature du fluide en place : .....                                                     | 31 |
| III.3.1.4.Perméabilité du réservoir : .....                                                     | 31 |
| III.3.1.5.Epaisseur du réservoir : .....                                                        | 31 |
| III.3.2.Informations relatives au puits : .....                                                 | 31 |
| III.3.2.1.Historique du puits : .....                                                           | 31 |
| III.3.2.2.Etat des perforations : .....                                                         | 31 |
| III.3.2.3.Etat de la cimentation : .....                                                        | 32 |
| III.3.3.L'aspect économique : .....                                                             | 32 |
| III.4.Description du Processus de La Fracturation Hydraulique : .....                           | 32 |
| III.4.1.Pression d'initiation et d'extension d'une fracture : .....                             | 32 |
| III .4.2. Description détaillée de la Courbe Schématique de la Fracturation Hydraulique:..      | 33 |
| III.4.2.1. Initiation de la fracture :.....                                                     | 33 |
| III.4.2.2.Extension de la fracture : .....                                                      | 33 |
| III.4.2.3.Maintien de l'ouverture de la fracture.....                                           | 34 |
| III.4.2.4.La fermeture du puits : .....                                                         | 34 |
| III.4.2.5.Le dégorgement et la mise en production du puits : .....                              | 34 |
| III .5.Etapes de réalisation de l'opération : .....                                             | 35 |
| III.5.1.Test d'injectivité :.....                                                               | 35 |
| III.5.2.Data Frac (ou : Mini frac) : .....                                                      | 35 |
| III.5.3.Logging de thermométrie :.....                                                          | 35 |
| III.5.4.Le Traitement principal (Main frac) : .....                                             | 36 |
| III.6.Conductivité adimensionnelle de la fracture : .....                                       | 36 |
| III.7.La Méthode de Nolté : .....                                                               | 37 |
| III.7.1.L'efficacité du fluide ( $\eta$ ): .....                                                | 40 |
| III.7.3.Analyse de déclin de pression: .....                                                    | 41 |
| III.7.4.Etapes du design de la fracture à partir des essais "Mini Frac" .....                   | 43 |
| III.7.5.L'analyse de la pression pendant le traitement : .....                                  | 44 |
| III.7.6.Interprétation de la courbe de pressions de Nolté (Log-Log) : .....                     | 44 |

|                                                                                                     |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| III.8.Modèles de Fracturation Hydraulique:.....                                                     | 45 |
| III.8.1.Modèles de fracture (2D) : .....                                                            | 46 |
| III.8.1.1.Modèle (GDK) : .....                                                                      | 46 |
| III.8.1.2.Modèle (PKN) : .....                                                                      | 48 |
| III.8.1.3.Modèle radial : .....                                                                     | 49 |
| Chapitre IV : Etude et Evaluation d'une Fracturation Hydraulique sur les puits OKJ22 et OKN17 ..... | 52 |
| IV.1 Introduction .....                                                                             | 52 |
| IV.2 1 <sup>er</sup> CAS: .....                                                                     | 52 |
| IV.2.1 Généralité sur le puits OKN17.....                                                           | 52 |
| IV.2.1 .1 Situation géographique du puits :.....                                                    | 52 |
| IV.2.1 .3 Tests des équipements durant la complétion: .....                                         | 54 |
| IV.2.1 .4Tubages et cimentation: .....                                                              | 54 |
| IV.2.1.6 Pressions des annulaires: .....                                                            | 55 |
| IV.2.1.7 Tests des espaces annulaires : .....                                                       | 55 |
| IV.2.1.8 Mesures de pression : .....                                                                | 56 |
| IV.3 Opportunité de la fracturation hydraulique.....                                                | 56 |
| IV.3.2déroulement de l'opération de fracturation hydraulique du puits OKN17.....                    | 57 |
| IV.3.2.1 1er jour Test d'injectivité et mini frac : .....                                           | 57 |
| IV.3.2.1 .2 Volume pompé durant le test d'injectivité et mini frac OKN17 .....                      | 59 |
| IV.3.2.1 .4 Géométrie de la fracture et distribution des contraintes le long des perforations. .... | 60 |
| IV.3.2.1 .5 La pression de fracturation (Pf) .....                                                  | 62 |
| IV.3.2.1 .6 Estimation du gradient de fracturation (GF) .....                                       | 62 |
| IV.3.2.1 .7 Pression instantané de fermeture (ISIP).....                                            | 62 |
| IV.3.2.1 .8 Pression de fermeture (P <sub>C</sub> ) .....                                           | 63 |
| IV.3.2.1 .9 La méthode de la fonction-G (G-Funtion) : .....                                         | 65 |
| IV.3.2.1 .10 Pertes de charges estimées par le logiciel .....                                       | 65 |
| IV.3.2.1 .11 La pression nette dans la fracture (P <sub>Net</sub> ) .....                           | 66 |
| IV.3.2.1 .12 Efficacité de fluide .....                                                             | 66 |
| IV.3.2.2 2ème JOUR : LA FRACTURE HYDRAULIQUE. ....                                                  | 66 |
| IV.3.2.2.2 Evolution des pressions de surface et de fond durant la fracturation .....               | 67 |
| Nettoyage au Coiled Tubing.....                                                                     | 68 |
| IV.4 IIème CAS : .....                                                                              | 69 |

|                                                                                                |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| IV.4.1 Généralité sur le puits OKJ22 .....                                                     | 69 |
| IV.4.1 .1 Situation géographique du puits : .....                                              | 69 |
| IV.4.1 .2 Fiche Technique .....                                                                | 71 |
| IV.4.1 .3 Données de puits : .....                                                             | 72 |
| IV.4.1 .4 Perforation: .....                                                                   | 72 |
| IV. 4.2 déroulement de l'opération de fracturation hydraulique du puits OKJ22 .....            | 72 |
| IV. 4.2 .1 1er jour : test d'injectivité et mini frac .....                                    | 73 |
| IV. 4.2 .3 Minifrac: .....                                                                     | 74 |
| IV.4.3 Géométrie de la fracture et distribution des contraintes le long des perforations ..... | 75 |
| IV. 4.3.1 La pression de fracturation ( $P_f$ ) .....                                          | 77 |
| IV. 4.3.2 Estimation du gradient de fracturation (GF) .....                                    | 77 |
| IV. 4.3.3 Pression instantané de fermeture (ISIP).....                                         | 77 |
| IV. 4.3.4 Pression de fermeture ( $P_C$ ) .....                                                | 78 |
| IV. 4.3.5 La méthode de la racine carrée du temps (Square Root of Time).....                   | 79 |
| IV. 4.3.6 La méthode de la fonction-G (G-Funtion) : .....                                      | 80 |
| IV. 4.3.7 Pertes de charges estimées par le logiciel .....                                     | 80 |
| IV. 4.3.8 La pression nette dans la fracture ( $P_{Net}$ ).....                                | 80 |
| IV. 4.3.9 Efficacité de fluide .....                                                           | 80 |
| IV. 4.4 2 <sup>ème</sup> Jour : La fracturation hydraulique .....                              | 81 |
| Chapitre V :_Evaluation économique .....                                                       | 83 |
| V.1 INTRODUCTION : .....                                                                       | 84 |
| V.2Calcul d'mortissement de la campagne de fracturation de chaque puits : .....                | 84 |
| V.2.1. premier cas (okj22): .....                                                              | 84 |
| V.3.Calcul d'mortissement total de la campagne de fracturation : .....                         | 85 |
| V.4.Cout global de l'investissement et taux par opération par puits : .....                    | 86 |
| Conclusion Générale .....                                                                      | 87 |



## Liste des figures

|                                                                                             |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figure I.1 Situation géographique de Haoud Berkaoui.....                                    | 3  |
| Figure I.2 Situation géologique de Haoud Berkaoui .....                                     | 4  |
| Figure I.3 Carte des principaux champs de la région de Haoud Berkaoui.....                  | 6  |
| Figure I.4 Carte des principaux champs de la région de Haoud Berkaoui.....                  | 10 |
| Figure I.5 Coupe stratigraphique du champ de Haoud Berkaoui .....                           | 13 |
| Figure II.1 Différentes zones d'endommagement .....                                         | 16 |
| Figure II.2 Principe d'un essai de puits .....                                              | 22 |
| Figure II.3 Skin (facteur d'endommagement).....                                             | 23 |
| Figure II.4 Profil des pressions dans la formation .....                                    | 24 |
| Figure II.5 Skin d'épaisseur finie .....                                                    | 24 |
| Figure II.6 Estimation de rayon effective.....                                              | 25 |
| Figure II.7 Estimation de rayon effective.....                                              | 27 |
| Figure III.1 Estimation de rayon effective .....                                            | 32 |
| Figure III.2 Evolution théorique de la pression de fond lors de la Frac. Hydraulique. ....  | 33 |
| Figure III.3 Initiation et Extension de la fracture .....                                   | 34 |
| Figure III.4 Fermeture de la fracture & Dégorgement.....                                    | 35 |
| Figure III.5 Log de thermométrie Post-Mini Frac .....                                       | 36 |
| Figure III.6 Relation entre facteur de skin effectif et la conductivité de la fracture..... | 37 |
| Figure III.7 La variation de la Fonction-G en fonction du temps adimensionnel .....         | 42 |
| Figure III.8 La courbe $P_w = F(G(\Delta t D))$ .....                                       | 43 |
| Figure III.9 La courbe $P_w = F(G(\Delta t D))$ .....                                       | 44 |
| Figure III.10 Modèle (GDK) de Fracture.....                                                 | 46 |
| Figure III.11 Modèle PKN de Fracture.....                                                   | 48 |
| Figure III.12 Modèle Radial de Fracture.....                                                | 50 |
| Figure IV.1 Carte de positionnement du puits.OKN17 .....                                    | 52 |
| Figure IV.2 Schéma de la complétion du puits.OKN17 .....                                    | 53 |
| Figure IV.3 Evolution des pressions lors du test d'injectivité OKN17 .....                  | 58 |
| Figure IV.4 Thermométrie de référence et thermométrie post mini frac .....                  | 59 |
| Figure IV.5 Géométrie de la fracture .....                                                  | 60 |
| Figure IV.6 Evolution des pressions lors du test de mini frac.OKN17 .....                   | 65 |
| Figure IV.7 Détermination de L'ISIP, Minifrac.OKN17 .....                                   | 62 |
| Figure IV.8 Détermination de $P_c$ par la racine carrée du temps.OKN17 .....                | 63 |
| Figure IV.9 Détermination de $P_c$ par la fonction-G minifrac.OKN17 .....                   | 64 |
| Figure IV.10 Evolution des pressions de surface et de fond durant la fracturation.....      | 67 |
| Figure IV.11 Carte de positionnement du puits.OKJ22 .....                                   | 69 |
| Figure IV.12 Schéma de la complétion du puits.OKJ22.....                                    | 70 |
| Figure IV.13 Evolution des pressions lors du test d'injectivité.....                        | 77 |
| Figure IV.14 Thermométrie post mini frac .....                                              | 75 |
| Figure IV.15 Géométrie de la fracture .....                                                 | 76 |
| Figure IV.16 ENRIGESTEMENT complet du test de mini frac.OKJ22 .....                         | 78 |
| Figure IV.17 Détermination de L'ISIP, Minifrac.OKJ22 .....                                  | 78 |
| Figure IV.18 Détermination de $P_c$ par la racine carrée du temps.OKJ22 .....               | 79 |
| Figure IV.19 Détermination de $P_c$ par la racine carrée du temps.OKJ22 .....               | 79 |

## Liste Des TABLEUX

|                                                                                 |    |
|---------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tableau I.1 Les caractéristiques pétrophysiques dans le champ hbk.....          | 45 |
| Tableau III.1 Interprétation de la courbe de pressions de Nolté (Log-Log) ..... | 46 |
| Tableau IV.1 tubage et cimentation .....                                        | 55 |
| Tableau IV.2 tubage et cimentation .....                                        | 55 |
| Tableau IV.3 perforation .....                                                  | 56 |
| Tableau IV.4 Volume pompé durant le test d'injectivité et mini frac OKN17 ..... | 68 |
| Tableau IV.5 Historique des Jaugeage avant Frac et après Frac OKN17 .....       | 69 |
| Tableau IV.6 Caractéristiques simulées de la fracture.OKN17 .....               | 70 |
| Tableau IV.7 Volume pompé durant le test d'injectivité et mini frac OKJ22 ..... | 76 |
| Tableau IV.8 Jaugeage avant et après fracturation.OKJ22 .....                   | 83 |
| Tableau IV.9 Caractéristiques simulées de la fracture.OKJ22 .....               | 83 |

## Introduction

L'endommagement de la formation peut avoir plusieurs sources différentes comme l'invasion par les boues de forage ou du Work-Over qui altère la perméabilité aux abords du puits.

De la même façon, la variation de certaines conditions thermodynamiques, telles que la température et la pression, est une origine d'endommagement interne qui provoque la migration de fines particules de la formation ainsi que certains dépôts organiques et minéraux.

Cela cause une diminution de la productivité (injectivité) des puits, qui nécessitent alors certaines interventions pour remédier aux causes de cette chute.

Le procédé le plus généralement utilisé à Haoud Berkaoui pour remédier à ces problèmes est la stimulation par fracturation hydraulique et acidification matricielle.

Avant chaque fracturation hydraulique il y a lieu de procéder à une étude complète, afin d'identifier l'endommagement, sa position, son type et son origine, et une étude au laboratoire pour mieux sélectionner le type de traitement adéquat, la technique à utiliser et un calcul économique, pour évaluer la rentabilité du traitement.

Dans cette étude on va faire une évaluation d'une fracturation hydraulique effectuée dans le champ de Haoud Berkaoui en tenant compte des points suivants :

- Chapitre I** : Présentation de la région de Haoud Berkaoui.
- Chapitre II** : Endommagement de la Formation & Notions sur le Skin
- Chapitre III** : Généralités sur l'opération de Fracturation Hydraulique.
- Chapitre IV** : Etude et Evaluation d'une fracturation sur les puits OKN17 et OKJ22
- Chapitre V** : Evaluation économique

Enfin, cette étude se termine par une conclusion et quelques recommandations.

**Chapitre I :**  
**Présentation de la Région de**  
**HAOUD BERKAOUI (HBK)**

## Chapitre I : Présentation de la Région de HAOUD BERKAOUI (HBK)

### I.1.1 Situation géographique :

La région de Haoud Berkaoui représente une des 10 (dix) principales zones productrices d'hydrocarbures du Sahara algérien. Elle se situe à environ 800 Km au sud-est de la capitale Alger, à 100 km au nord-ouest de Hassi Massaoud et à 30 km de Ouargla. Elle s'étend du sud-est de Ghardaïa jusqu'au champ extrême Boukhzana près de la route de Touggourt.

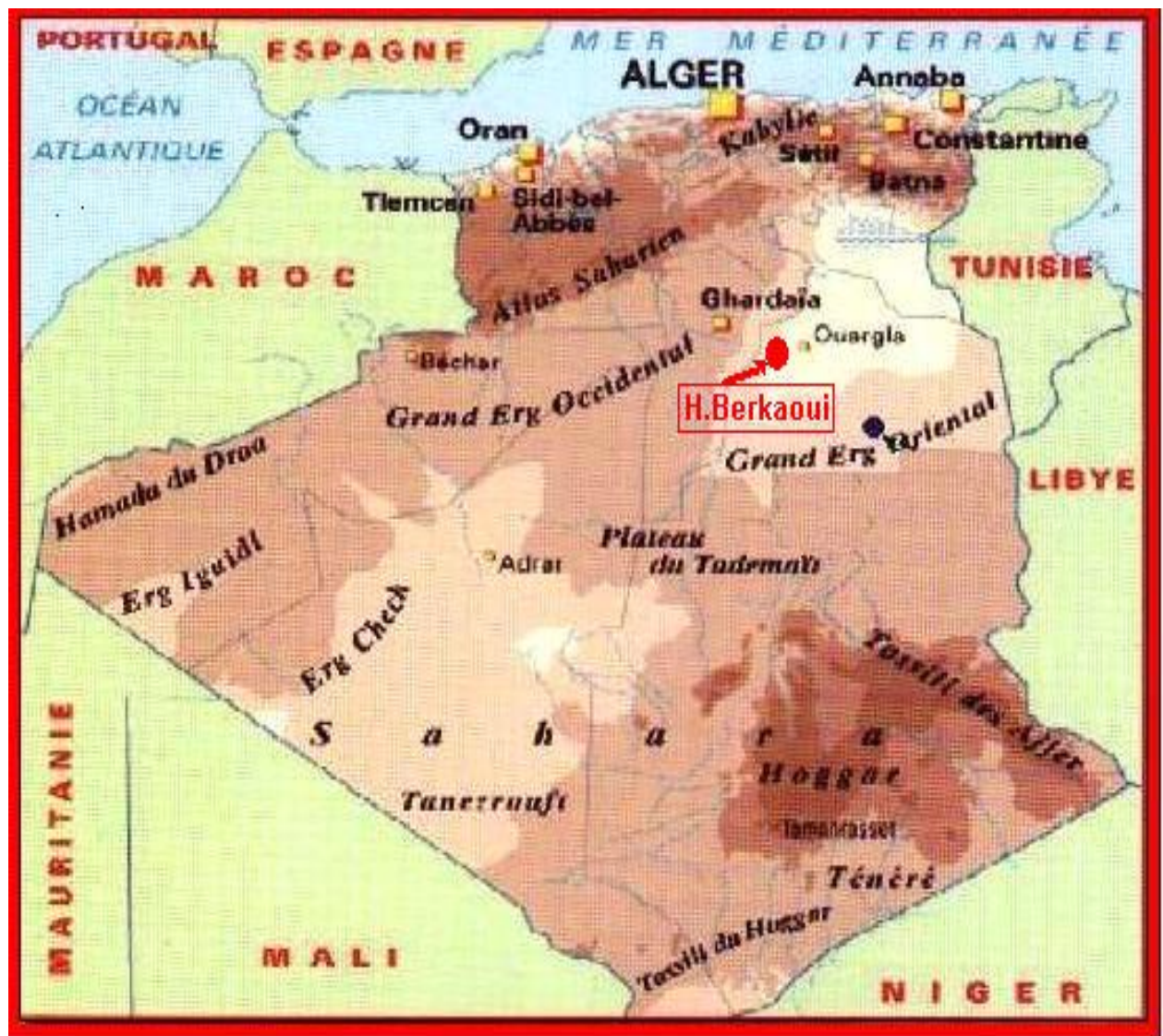
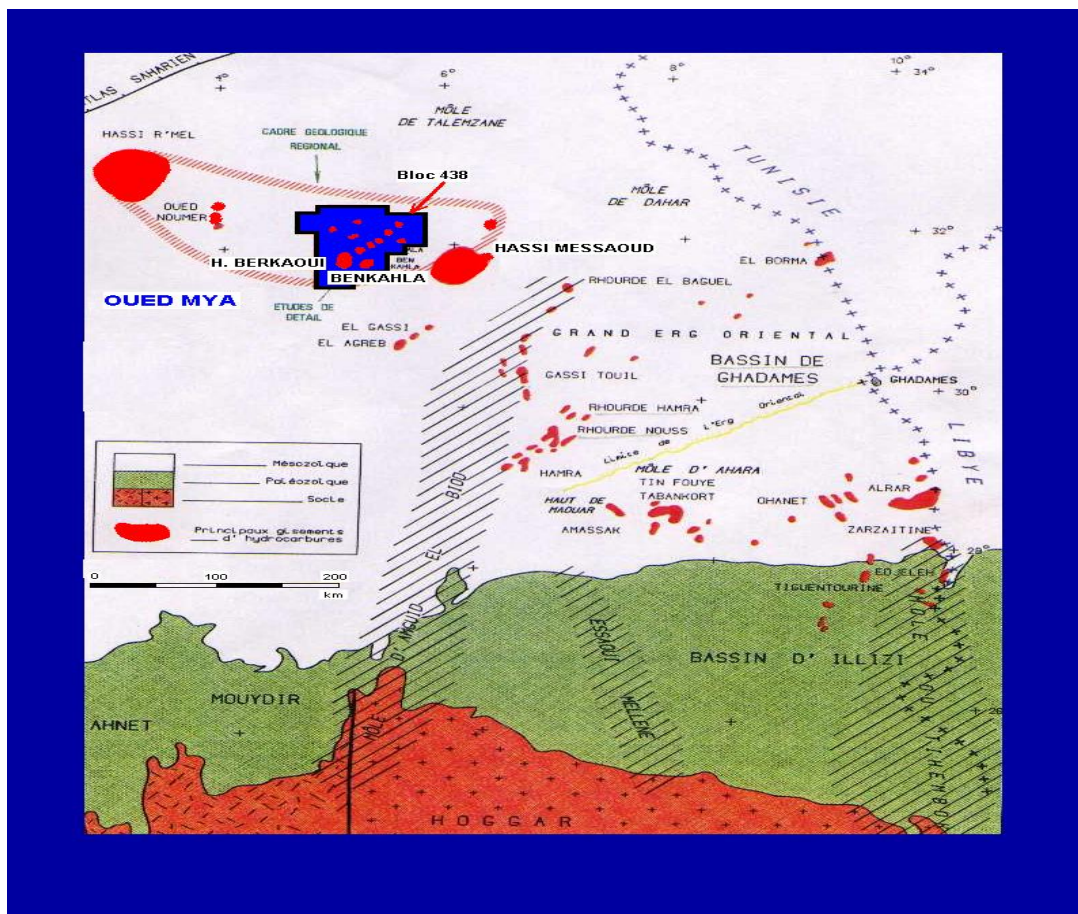


Figure I.1 Situation géographique de Haoud Berkaoui.[4]

La région de Haoud Berkaoui fait partie du bassin de Oued-Mya, ce dernier se situe dans la partie nord du Sahara Algérien, il se localise exactement dans la province centrale.

La région de Haoud- Berkaoui se situe au nord de la dépression d'Oued-Mya (Bloc 438) (Fig. I-2). Cette structure se trouve dans la partie la plus subsidence orientée nord-est/sud-ouest, elle est séparée du bourrelet d'Erg Djouad par un sillon dont l'amplitude varie de 200 à 400 Km, sa largeur varie de 25 à 30 Km au sud-ouest et de 08 à 10 Km au nord-est.



**Figure I.1 Situation géologique de Haoud Berkaoui .[4]**

### **I.1.3 Les champs de la région :**

Les champs de Haoud-Berkaoui sont répartis sur une superficie de 6300km<sup>2</sup>, dont les principaux sont :

➤ **Champ de Haoud Berkaoui (HBK) :**

Le gisement de Haoud-Berkaoui s'étend sur une superficie de 175 Km<sup>2</sup> avec une élévation de 220 m par rapport au niveau de mer.

Ce gisement a été mis en production en janvier 1967 dont les réserves ont été de 136,4 millions stm<sup>3</sup> d'huile. La profondeur moyenne est de 3550 m.

Actuellement le soutirage de l'huile se fait naturellement (déplétion naturelle) et artificiellement (gaz-lift), tout en citant que la pression de gisement est maintenue par l'injection d'eau (dans certains zones).

➤ **Champ de Benkahla(BKH) :**

Le gisement de Benkahla s'étend sur une superficie de 72 Km<sup>2</sup>, élevée de 209 m par rapport le niveau de mer.

Il a été mis en production en 02 mai 1967 dont les réserves ont été d'environ 86,8 millions stm<sup>3</sup> d'huile. La profondeur moyenne est de 3550 m. Ce champ produit par sa propre énergie de gisement aidée par le maintien de pression et le gaz-lift.

**Champ de Guellala(GLA) :**

Ce gisement est découvert le 28 octobre 1969 par le forage de GLA01. Il s'étend sur une superficie de 35km<sup>2</sup>. Sa mise en production a eu lieu en 1973. La profondeur moyenne est de 3500m.

Sa production est assurée comme Berkaoui et Benkahla par déplétion naturelle, le maintien de pression et le gaz-lift.

➤ **Les champs périphériques :** Ils sont beaucoup, on peut citer :

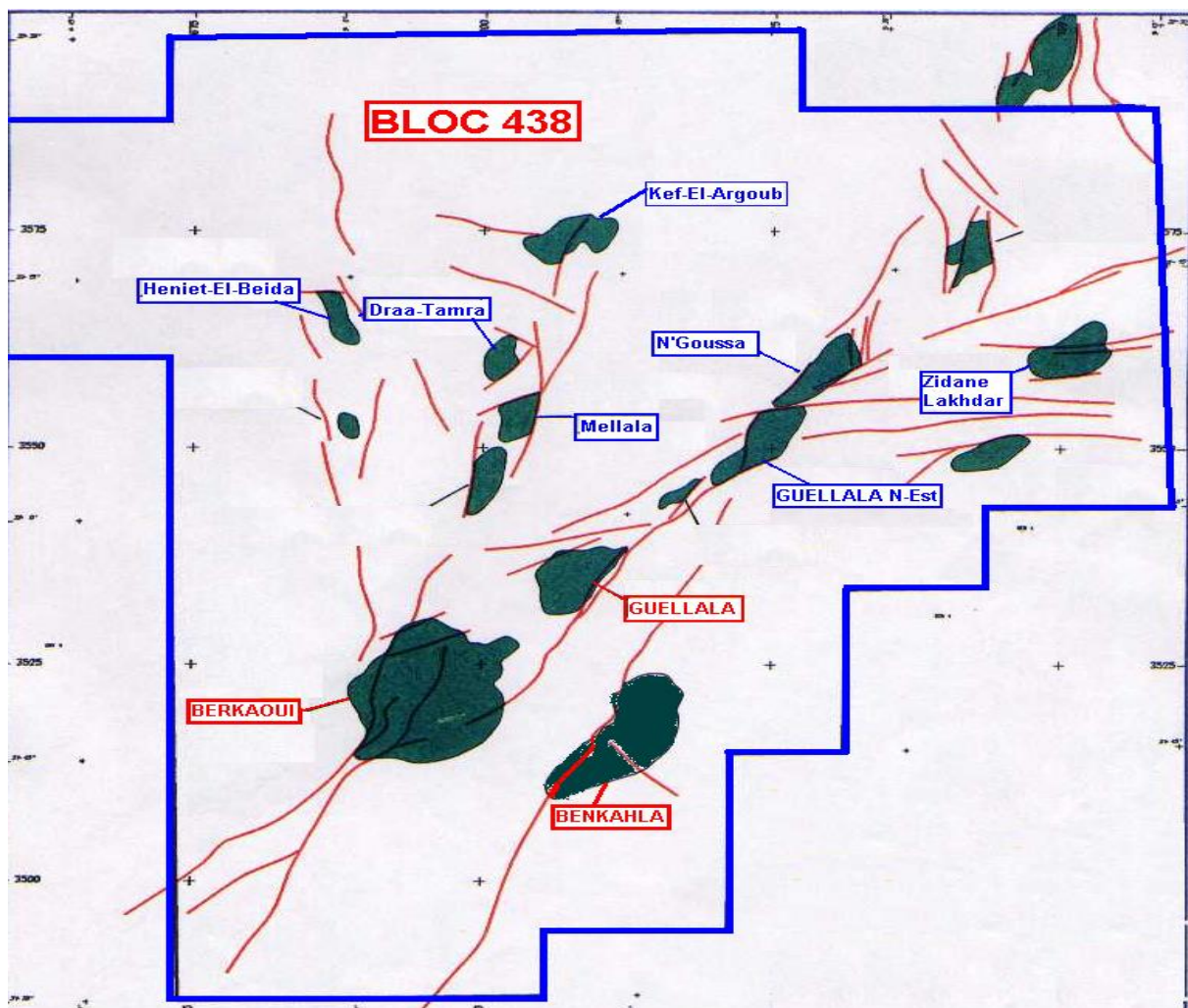
- N'GOOSSA (N'GS)
- DRAA TAMRA (DRT)
- MELLALA (MEL)
- HANIET EL BAIDA (HEB)
- KEF EL AGROUB (KG)
- GUELLALA NORD-EST (GLANE)



- Les caractéristiques pétrophysiques de ces trois champs sont résumées dans le tableau ci-dessous :

| CARACTERISTIQUES                         | HAOUD BERKAOUI        | BENKAHLA            | GUELLALA              |
|------------------------------------------|-----------------------|---------------------|-----------------------|
| Profondeur moyenne (m)                   | 3550                  | 3300                | 3500                  |
| Pression initiale (kgf/cm <sup>2</sup> ) | 518                   | 532                 | 532,5                 |
| Pression de bulle (kgf/cm <sup>2</sup> ) | 188                   | 180                 | 185                   |
| Contact huile/eau initial (m)            | 3324                  | 3324                | 3370                  |
| Porosité moyenne $\Phi$ (%)              | 8,8                   | 9,3                 | 9,3                   |
| Perméabilité moyenne K (md)              | 56,2                  | 70,4                | 232                   |
| Saturation moyenne $S_w$ (%)             | 32,7                  | 32                  | 22,3                  |
| Les réserves (m <sup>3</sup> )           | $143,9 \cdot 10^{+6}$ | $100 \cdot 10^{+6}$ | $103,6 \cdot 10^{+6}$ |

**Tableau I.1 . Les caractéristiques pétrophysiques dans le vchamp hbk.**



**Figure I.2 Carte des principaux champs de la région de Haoud Berkaoui.[4]**



## **I.2 .Etude de Champ de HAOUD BERKAOUI :**

### **I.2.1 Caractéristiques du réservoir:**

On distingue deux blocs au niveau du gisement de Haoud- Berkaoui, divisés par deux failles majeures d'orientation sud- ouest /nord- est (bloc des OKN a l'Est et bloc des OKJ à l'Ouest).

Le trias argilo-gréseux a présenté des indices importants d'hydrocarbures. Il est composé de T2, T1 et la série inférieure (SI) dont deux (02) sont productifs (T1 et SI), le troisième niveau (T2) est généralement compact. Les caractéristiques pétrophysiques de ce champ sont mentionnés dans le tableau précédent.

### **I.2.2 Aspect structurel:**

La structure de Haoud- Berkaoui constitue la plus grande structure du bassin d'Oued-Mya. Elle a été soumise à plusieurs accidents structuraux créant un ensemble de failles dont les principales sont des failles normales subméridiennes de même direction qui définissent un hors central.

Le top du trias argilo-gréseux se situe à une profondeur moyenne de 3300 à 3500m. La structure est un anticlinal orienté nord-sud d'environ 22km de long et 15km de large, avec un relief vertical de l'ordre de 300 m au- dessus du contact huile/ eau.

**I.2.3 Stratigraphie du champ de Haoud-Berkaoui :** (Voir fig 5 à la fin de chapitre)

#### **1- Cénozoïque:**

Il est généralement représenté par les dépôts détritiques du Moi-Pliocène sur une épaisseur de 0 à 50 m environ. Il est constitué d'alternance de grès roux et beige, ciment calcaire et calcaire gréseux roux avec passées de sable blanc et de grès peu consolidés. Cette formation repose en discordance alpine sur le Mésozoïque.

#### **2- Mésozoïque:** Il se compose de:

- ❖ **Crétacé :** il est sur toute l'étendue du bassin. Sa partie inférieure comporte des Grès et des argiles continentales, alors que sa partie supérieure est composée essentiellement de carbonates et des sédiments argileux marins. Sa subdivision du bas vers le haut est comme suit:
- **Néocomien:** c'est un ensemble Argileux, carbonaté par endroit avec quelques intercalations d'argile. Son épaisseur est de l'ordre de 180m;
- **Barrémien:** il est constitué de grès brun rouge, fins à moyens, qui passe à du sable fin à grossier avec des intercalations d'Argile et de calcaire. Son épaisseur est de 350m;

- **Aptien:** c'est une série carbonatée et dolomitique issue d'un dépôt marin sur une grande étendue. Elle est constituée d'une couche d'épaisseur comprise entre 20 à 30 m qui est facilement identifiée lors du forage et sur les logs de diagraphie;
- **Albien:** c'est un ensemble de grès et d'argile de 400 à 470 m d'épaisseur, comportant quelques intercalations dolomitiques;
- **Cénomanién:** c'est une alternance de grès et d'argile dolomitique accompagnée d'une présence d'anhydrite. Son épaisseur moyenne est de 130m;
- **Turonien:** il est constitué d'un dépôt marin carbonaté légèrement dolomitique dont la partie supérieure est un calcaire avec de fines passées argileuses à la partie inférieure. Son épaisseur moyenne est de 80m;
- **Sénonien:** Il est composé de:
  - Sénonien lagunaire à la base constituée essentiellement d'anhydrite et de carbonate dont l'épaisseur est de 400 m environ;
  - Sénonien carbonaté au sommet caractérisé par une dominance de carbonate, et dont l'épaisseur moyenne est de 160m.
  - ❖ **Jurassique:** il comprend du bas au haut:
- **Lias salifère:** c'est une formation de 80m d'épaisseur, formée de sels massifs avec des fines passées d'argile;
- **Lias anhydritique:** c'est une alternance à dominance anhydritique. Son épaisseur est de 260m environ;
  - ❖ **Dogger:** il comprend:
- **Dogger lagunaire:** il est constitué de marne et d'argile grise avec des intercalations d'anhydrite blanche. Son épaisseur est de 110m environ;
- **Dogger argileux:** il est constitué d'argile grise, tendre à plastique parfois siliceuse. Son épaisseur est de l'ordre de 205m.
  - ❖ **Malm:** il est constitué d'argile rouge, tendre à plastique parfois sableuses à passées de dolomie beige cristalline dure. Son épaisseur peut atteindre les 200m.
  - ❖ **Trias:** il est représenté par:
- **Le trias argilo-gréseux:** il renferme les principaux réservoirs de la région. Il est constitué du bas vers le haut de:
  - **Série inférieure:** elle représente le principal réservoir de la région avec une épaisseur de 50m, constituée par des roches gréseuses intercalées par des roches argileuses;
  - **Série éruptive (andésites):** c'est une série volcanique avec une épaisseur variable

constituée par des roches éruptives;

- **Trias argilo- gréseux T1:** cette formation représente le réservoir secondaire de la région dont l'épaisseur varie de 15 à 34 m. Il est constitué de:

- \* Argile brun- rouge à grise, dolomitique et silteuse par endroit;
- \* Grés fins gris à brun- rouge à ciment d'argile et carbonate;
- \* Argile brun- rouge légèrement dolomitique.

- **Trias argilo- gréseux T2:** cette formation représente les indices de présence d'huile mais vue sa compaction, elle n'est exploitée que dans quelques puits. Elle est constituée par des grés fins cimentés par du sel.

- **Le trias argilo-salifère:** c'est une excellente couverture aux différents réservoirs triasiques, elle est constituée de deux ensembles qui sont respectivement de bas en haut:

- **Le trias argileux:** c'est la couche couverture des réservoirs triasiques, son épaisseur est de l'ordre de 120m. Elle est constituée essentiellement d'argile;
- **Le trias salifère:** c'est une alternance de sel, d'anhydrite et d'argile. Son épaisseur est de l'ordre de 450m.

### 3- Paléozoïque:

Le Gothlandien a été le premier et le seul horizon paléozoïque reconnu entièrement sous la discordance triasique. Il constitue la roche mère principale du bassin triasique dont l'épaisseur est de 20m. Il est représenté essentiellement par des argiles indurées et sorteuses à noir, quelquefois plastiques, avec des intercalations de grés fin blanc à gris beige. La zone carbonatée radioactive apparaît à partir de 3653m.

## I.2.4 Aperçu sur les trois réservoirs du champ

Le champ de HBK est caractérisé par la présence de trois réservoirs qui sont:

### I.2.4.1 Série inférieure :

C'est le réservoir principal du champ. Il est considéré comme hétérogène avec une variation des caractéristiques pétrophysiques dans tous les sens. Il est formé d'un empilement de lentilles gréseuses, métrique à décimétrique en épaisseur, hectométrique à kilométrique en longueur. La série inférieure est constituée de grés grossiers, de grés fins à moyens et de grés très fins pour terminer par des intercalations d'argiles souvent dolomitiques.

### I.2.4.2 Trias argilo- gréseux T1:

Cette formation représente le réservoir secondaire de la région. Elle comprend une séquence positive constituée à la base de grés fins à moyens argilo- carbonaté, s'affinant

régulièrement vers le haut pour terminer au sommet avec des argiles dolomitiques. Ce réservoir apparaît comme une nappe gréseuse relativement continue sur tout le gisement.

#### I.2.4.3 Trias argilo- gréseux T2:

Ce réservoir directement sus- jacent au T1 présente des indices de présence d'huile, mais étant généralement compact, il n'est exploité que dans quelques puits. Il est constitué de grés fins à très fins avec une partie argileuse au sommet, les porosités varient de 2 à 4% avec des perméabilités moyennes de 0.1 à 34 md. Cette série présente de très mauvaises caractéristiques de réservoir.

### HAOUD BERKAOUI SECTION STRATIGRAPHIQUE DU TRIAS ARGILO-GRESEUX

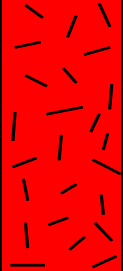
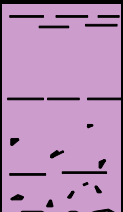
| Age                                                                                            | Prof. | Etages           | Strati.                                                                             | Lithologie                                                                                                                                                       | Epaisseur  |
|------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| T<br>R<br>I<br>A<br>S<br><br>A<br>R<br>G<br>I<br>L<br>O<br><br>G<br>R<br>E<br>S<br>E<br>U<br>X | 3400  | T-2              |   | Altern.d'argile silteuse et de silts, passées de gres beige à cim.argilo-dolomitique                                                                             | 20 à 25m   |
|                                                                                                | 3425  | T-1              |  | Alternance d'argile et de silts passées de gres beige ciment argilo siliceux fine altercal.de gres gris-blanc.                                                   | 25 à 30 m  |
|                                                                                                | 3460  | ERUPTIF          |  | Andesite brun-rouge à brun sombre altérée en général au sommet. Présence de nodules de carbonates. Fines intercalations de joints d'argile ferrugineuse.         | 0 à 75 m   |
|                                                                                                | 3490  | SERIE INFERIEURE |  | Grés gris beige fin, moy à grossier. Ciment carbonaté à siliceux. Passées de films d'argile verdâtre. Présence de pyr et nodules d'argile verte ou ferrugineuse. | 15 à 60 m  |
|                                                                                                | 3600  | GOTHLANDIEN      |  | Argile noire feuilletée pyriteuse, silt.                                                                                                                         | 300 à 900m |

Figure I.3 Carte des principaux champs de la région de Haoud Berkaoui.[4]

### I.2.5 Compositions minéralogiques moyennes du réservoir :

**- Minéraux non argileux :**

- Quartz : (82 - 96)%
- Dolomite : (2 - 8)%
- Anhydrite : (0 - 1)%
- Sidérite : (0 - 1)%

**- Minéraux argileux :**

- Illite : (1 - 9) %
- Chlorite : (0 - 2)%
- I-M : (0 - 1,5) %

**- Liants et ciments :**

- Quartz second : (9 - 12)%
- Calcite : (3 - 8)%

**Remarque :** Des traces d'Halite d' Anhydrite et d'Orthoclases ont été détectées.

### I.2.6 Propriétés des fluides de gisement :

**▪ Propriétés du gaz :**

- Le facteur volumétrique de fond (Bg) :
  - A la pression de bulle (Pb) = 0,00581 m<sup>3</sup>/stm<sup>3</sup>.
  - A la pression de gisement initiale (Pgi) = 0,00347 m<sup>3</sup>/stm<sup>3</sup>.
- La viscosité (μg) :
  - A la pression de bulle : 0,022 cpo.
  - A la pression de gisement initiale : 0,0419 cpo.
- La densité (dg) :
  - A la pression de bulle : 0,2030
  - A la pression de gisement initiale : 0,350

**▪ Propriétés de l'huile :**

- Le facteur volumétrique de fond (Bo) :
  - A la pression de bulle (Pb) : 1,59 m<sup>3</sup>/stm<sup>3</sup>
  - A la pression initiale de gisement (Pgi) : 1,46 m<sup>3</sup>/stm<sup>3</sup>
- La viscosité (μo) :
  - A la pression de bulle : 0,245 cpo
  - A la pression de gisement initiale : 0,337 cpo
- La compressibilité à la pression de bulle : 2,8.10<sup>-4</sup>m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>/Kg/cm<sup>2</sup>
- Propriétés de l'eau de gisement :**
  - A la pression de gisement initiale :
  - La densité (à 103°C) : 1,22 g/cm<sup>3</sup>
  - La compressibilité : 0,2494 (1/Kg/cm<sup>2</sup>)

- La viscosité (à 103°C) : 0,760 cpo
- La pression de saturation (à 103°C) : 148 Kg/cm<sup>2</sup>
- F.V.F (à 15,6°C) : 1,041 m<sup>3</sup>/stm<sup>3</sup>
  - A la pression atmosphérique :
- La densité (à 20°C) : 1,264 g/cm<sup>3</sup>
- La résistivité (à 25°C) : 0,061ohms m<sup>2</sup>/m
- La viscosité (à 15.6°C) : 0,370 cpo

### I.2.7 Aperçu sur le forage :

Tous les puits à HBK sont forés verticalement, sauf quelques puits qui ont subi des faibles déviations. Les différentes phases de forage d'un puits dans le champ sont indiquées ci-dessous.

- **Phase de démarrage (26'')**: à environ + 260 m
- **Phase de forage 17''<sup>1/2</sup> ou 16 ''** : à environ ± 770 m
- **Phase de forage 12''<sup>1/4</sup>** : à environ ± 2600 m
- **Phase de forage 8''<sup>1/2</sup>** : fond à ± 3450 m
- **Phase 6''** : c'est la phase la plus intéressante qui traverse le réservoir

L'objectif principal de la phase 6'' est la Série Inférieure du Trias. Les Grès du réservoir T1 constituent un objectif secondaire dans le cas où le tubage 7'' est posé dans le T2.

La boue de cette phase est alourdie avec du Carbonate de Calcium (CaCo<sub>3</sub>), produit Acidifiable qui n'endommage pas le réservoir. La densité requise est généralement:

- **d = 0.90 à 1.20** si les Grès du T1 sont couverts par le tubage 7''
- **d = 1.40 à 1.50** si les Grès du T1 sont en découvert 6''.

Cote d'arrêt: 50m dans le Silurien (à environ ± 5550 m).

Le problème anticipé au cours de forage de cette phase est le risque de venue de gaz des Grès du T1 s'ils sont en découvert.

### I.2.8 Les problèmes techniques d'exploitation :

Après des années d'exploitation, les problèmes liés à la production commencent à apparaître :

- Déplétion de réservoir.
- Venue d'eau prématurée dans les puits producteurs par percée d'eau (break-through).
- Colmatage des abords des puits par la boue de forage.
- Bouchage des perforations et la colonne de production à cause des dépôts de sel.

| Age                 | Prof Moyenne              |                                  | Etages                                   | Stratigr.                                                      | Lithologie                                                                     | Epaisseur        |  |                                       |            |
|---------------------|---------------------------|----------------------------------|------------------------------------------|----------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------|------------------|--|---------------------------------------|------------|
| TERTIAIRE           | Mio-Pliocène              |                                  | Mio-pliocene                             |                                                                | Gres et Argiles                                                                | 0 à 60 m         |  |                                       |            |
|                     | SENONIEN                  | 65                               | S.Carbonaté                              |                                                                | Calcaire dolomique                                                             | 0 à 700 m        |  |                                       |            |
|                     |                           | S.Anhydritique                   |                                          | Anhydrite dolomie et argile                                    |                                                                                |                  |  |                                       |            |
|                     |                           | S.Salifere                       |                                          | sel massif                                                     |                                                                                |                  |  |                                       |            |
| CRÉTACÉ             | SUP                       | 752                              | Turonien<br>Cenomanien                   | <br>                                                           | calcaire crayeux<br>argile grise,anhydri.<br>blche.dol.marnes                  |                  |  |                                       |            |
|                     | INFÉRIEUR                 | 976                              | Albi en                                  |                                                                | Gres fin à moy.à<br>intercal d'arg.brun-rou<br>et sable gr.à la base           | 300 à 900 m      |  |                                       |            |
|                     |                           | 1426                             | Aptien                                   |                                                                | Dolomie et marne                                                               | 10 à 30 m        |  |                                       |            |
|                     |                           | 1445                             | Barremien                                |                                                                | Sable fin à très grossier<br>passée de dolomie,calc et<br>marne.               | 600 à 700 m      |  |                                       |            |
|                     |                           | Neocomien                        |                                          | Grès fin à moyen ,passée<br>d'argile et de lignite.            |                                                                                |                  |  |                                       |            |
| JURASSIQUE          | SUP                       | 1969                             | MALM                                     |                                                                | Argile silteuse à intercalt.<br>de dolomie,de calcaire et<br>marne.            |                  |  |                                       |            |
|                     | MOY                       | 2200                             | Dogger argil.<br>Dogger Lag.             | <br>                                                           | Argile indurée.<br>Anhyd. et dolomie                                           | 120 à 300 m      |  |                                       |            |
|                     | LIAS                      | 2450                             | (Anhydritique<br>Massive<br>Sel massif I | <br>                                                           | Anhydrite massive,blanche<br>intlcl.de dolomie et argile.<br>sel massif hyalin | 700 à 900m       |  |                                       |            |
|                     |                           | Horizon "B"<br>Sel +Anhydr<br>s2 | <br>                                     | Argile dolomitique<br>sel massif p.arg.plastique               |                                                                                |                  |  |                                       |            |
|                     |                           | Sel Massif III                   |                                          | Sel massif incolore à rose                                     |                                                                                |                  |  |                                       |            |
|                     |                           | Argiles Sup.<br>Argilo-sal.S4    | <br>                                     | Arg.plastique salifere<br>calcaire dolomitique<br>sel incolore |                                                                                |                  |  |                                       |            |
|                     |                           | argile inf.                      |                                          | Argile silteuse                                                |                                                                                |                  |  |                                       |            |
|                     |                           | TRIAS<br>ARGILO-GRESEUX          | T2<br>T1<br>Andesites                    | <br><br>                                                       | Grès fin argilo-silteux<br>Grès Argileux<br>Andesite altérée                   | 100 à 250m       |  |                                       |            |
|                     |                           |                                  | Serie Infer.                             |                                                                | Grès fin à moyen                                                               |                  |  |                                       |            |
|                     |                           |                                  | DEVONIEN inf                             |                                                                | 3460                                                                           | Devonien Inf.    |  | Argiles noires. grés fin à moyen      | 100 à130 m |
|                     |                           |                                  | SILURIEN                                 |                                                                | 3580                                                                           | Silurien radioa. |  | Argiles noires radioactives, fossili- | 60 à 65 m  |
|                     |                           |                                  | ORDOVICIEN                               | DALLE DE MKRATA                                                |                                                                                |                  |  | Grés quartite et Argiles              | 12 À 25 m  |
|                     | ARGILES MICRO-CONGLOMERAT |                                  |                                          |                                                                | Argiles noires, micro-conglomé                                                 | 90 à 100 m       |  |                                       |            |
|                     | GRES D'OUED SARET         |                                  |                                          |                                                                | Argiles noires, passées Grés                                                   | 50 à 70 m        |  |                                       |            |
|                     | ARGILES D'AZEL            |                                  |                                          |                                                                | Argiles noires, passées Grés                                                   | 40 à 50 m        |  |                                       |            |
| GRES D'OUARGLA      |                           |                                  |                                          |                                                                | Argiles noire, passées Grés                                                    | 120 à 140 m      |  |                                       |            |
| QUARTZITES DE HAMRA |                           |                                  |                                          |                                                                | Quartzite et grés quartzite fissurés                                           | 90 à 110 m       |  |                                       |            |
| GRES D'EL ATCHANE   |                           |                                  |                                          |                                                                | Grés fin, intercalations argileuses                                            | 49 m             |  |                                       |            |
| ARGILES D'EL GASSI  |                           |                                  |                                          |                                                                | Argiles noires silteuses, gréso-argileux                                       | >10 m            |  |                                       |            |

Figure I.4 Coupe stratigraphique du champ de Haoud Berkaoui.[4]

# **Chapitre II :**

## **Endommagement de la Formation & Notions sur le Skin**



## Chapitre II : Endommagement de la Formation & Notions sur le Skin

### II.1.Introduction

La mise en évidence d'un endommagement se fait par la constatation d'une baisse de débit du puits. Il s'exprime par la baisse de l'indice de productivité et l'augmentation de skin (coefficient d'endommagement) lorsque celui-ci est positif.

Dans ce chapitre nous passerons en revue la nature d'endommagement, son origine, sa localisation, son traitement ainsi que les conséquences de l'endommagement sur la production, en se basant sur les lois d'écoulement à travers les milieux poreux.

### II.2.Signification et Définition de l'endommagement

L'endommagement représente toutes les incrustations que ça soient minérales ou organiques pouvant altérer la perméabilité naturelle par leur déposition à l'intérieur du réservoir ou en obturant les perforations voire même le tubing de production [2].

Cet endommagement peut être localisé dans les différentes parties du cheminement de l'effluent, allant du réservoir jusqu'en surface.

On définit l'endommagement comme étant l'augmentation de la chute de pression aux abords du puits.

### II.3.Localisation de l'endommagement

L'endommagement est défini comme étant un obstacle empêchant l'écoulement des fluides du réservoir vers le puits, le schéma ci-dessous (Figure II.1) illustre parfaitement les zones de localisation de l'endommagement tenant compte de la configuration du puits [2].

#### II.3.1. Au fond du puits

Généralement, on trouve des dépôts constitués par des sédiments d'origine diverses (particules issues de la formation, produits de corrosion des équipements) ou des précipités (sels, paraffines, asphaltènes ...).

#### II.3.2. A la paroi du puits

**Cake externe (zone 1) :** Le cake externe est formé de particules solides minérales ou organiques déposées lors du forage sur la paroi du trou, consolide la paroi du puits, réduit l'infiltration de la boue dans la formation, son élimination se fait mécaniquement par grattage ou chimiquement par lavage aux solvants ou aux acides.

#### II.3.3. Aux abords des puits

**Le cake interne (zone 2) :** Le cake interne est constitué par de fines particules solides provenant de la boue, du ciment et des fluides de complétion, se localisent dans une très mince couronne aux abords immédiats du puits et bloquent les pores, rendant le milieu peu perméable.

**La zone envahie (zone 3) :** Au-delà du cake interne se trouve la zone envahie par les filtrats de la boue et du ciment, qui vont modifier l'environnement naturel du milieu poreux. On peut ainsi observer :

- Changement de mouillabilité ;
- Formation d'émulsions ;
- Gonflement et /ou délitage des argiles ;
- Précipitations diverses en cas d'incompatibilité d'un filtrat avec les fluides en place.

#### II.3.4. Accumulation de particules

Divers types de particules organiques résultant des modifications des conditions thermodynamiques liées à la production, peuvent être la cause de colmatage du réservoir.

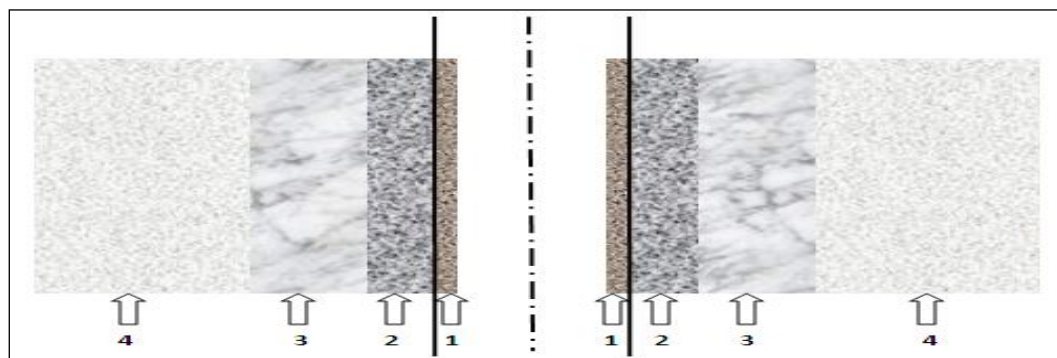


Figure II.1 Différentes zones d'endommagement.[3]

#### II.4.L'origine de l'endommagement de La Formation

Le diagnostic de l'origine et du type de l'endommagement est vitale pour le choix d'un bon traitement. Plusieurs causes sont à l'origine de l'endommagement empêchant ainsi le puits de produire avec un potentiel optimum.

Ces facteurs peuvent être soit apparentés à la production même, soit aux opérations Work-Over, Snubbing et les opérations de forage.

Les différentes causes de l'endommagement sont les suivantes:

##### II.4.1. Endommagement dû à la formation

Cet endommagement est la cause principale d'abaissement de la productivité des puits, il est caractérisé par deux importants paramètres, sa composition et sa localisation. La maîtrise de ces derniers représente la clé de la réussite d'un traitement par acidification ou bien par fracturation ; par le choix des fluides appropriés et les méthodes de placement.

Dans le domaine pétrolier on retrouve plusieurs types d'endommagement, parmi lesquels nous citerons :

#### **II.4.1.1. Dépôts de sel**

Le changement de température et de pression associé à la production, engendre la précipitation de sel des fluides de formation richement salés.

Ce genre de précipitation cause un endommagement de la matrice et un bouchage des perforations voire même du tubing de production.

Les dépôts de sel peuvent être facilement dissous par l'injection d'eau douce à travers un concentrique ou par injection des bouchons d'eau périodiquement, mais si cette eau est incompatible avec l'eau de formation peut engendrer la formation de  $\text{BaSO}_4$  (Sulfates de Baryum) si elle est en contact avec l'eau de formation.

#### **II.4.1.2. Dépôts organiques (asphaltènes)**

Les dépôts d'asphaltènes causent un problème de production très sérieux. Ces dépôts se localisent dans le tubing, dans les crépines, au niveau des perforations et dans la formation.

#### **II.4.1.3. Dépôts des paraffines**

Contrairement aux asphaltènes, la précipitation des paraffines est favorable quand il y a une baisse de pression et de température durant la production. Ils sont plus probables de se déposer dans le tubing.

#### **II.4.1.4. Dépôts de sédiments**

Ce sont des dépôts minéral qui se dépose au coure de la production suite à la chute de pression et de température.

#### **II.4.1.5. Dépôts des sulfates**

C'est le problème le plus rencontré dans le champ de HASSI MESSAOUD. Les sulfates sont des dépôts difficiles à enlever chimiquement. Ils se forment principalement à cause de l'incompatibilité entre les eaux d'injection, soit pour adoucissement des puits salés ou pour maintien de pression, et l'eau de formation. Ils peuvent être présents dans le tubing, dans les perforations et même dans la formation.

Les dépôts de sulfates les plus courants sont :  $\text{BaSO}_4$ ,  $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{SrSO}_4$ . On peut réduire ces dépôts par l'ajout d'un anti dépôt (AD 32) ou par l'injection sous pression d'un produit nouvellement utilisé, le SulfaStim.

#### **II.4.1.6. Migration des fines**

Lors de la production, quand le débit choisi est grand et l'écoulement est turbulent, il se produit la migration des particules fines (des argiles, des sables...) de la formation vers les abords de puits provoquant un bouchage des perforations d'où la baisse de la productivité.

#### **II.4.1.7. Gonflement des argiles**

Le gonflement des argiles est un autre type d'endommagement. Ce dernier est dû à l'invasion du filtrat à base d'eau des forages, de Work-Over et les fluides de complétion, ce qui peut troubler l'équilibre entre l'eau de formation et les argiles, qui se gonflent et réduisent ainsi sévèrement la perméabilité.

#### **II.4.2. Endommagement dû aux opérations sur puits**

Pour des normes de sécurité les opérations de forage, Work-over et parfois de Snubbing sont exécutées en tuant le puits et ceci en utilisant une boue à base d'huile qui peut provoquer un endommagement sévère :

##### **II.4.2.1. Le colmatage des perforations**

Au cours des opérations de Work-over ou de Snubbing, un filtre cake se forme toujours dans les perforations.

##### **II.4.2.2. Changement de mouillabilité**

La mouillabilité est l'aptitude des parois à être recouverte préférentiellement d'un film d'huile ou d'eau.

Les solvants et les tensioactifs présents surtout dans le filtrat des boues à émulsion inverse, peuvent altérer la mouillabilité de la roche, la formation devient donc mouillable à l'huile ce qui diminue la perméabilité relative à l'huile.

##### **II.4.2.3. Formation d'une émulsion**

Une émulsion est le résultat d'un mélange intime entre deux fluides non miscibles, à savoir ici :

- L'eau de filtrat de boue avec le brut de réservoir ;
- Le filtrat d'une boue à l'huile avec l'eau de réservoir.

Une émulsion est caractérisée par leur forte viscosité. Elle peut même réduire considérablement la productivité des puits qui lui est inversement proportionnelle. Elle peut être dissociée par l'injection des agents tensioactifs afin de diminuer sa tension interfaciale et de la casser.

#### **II.4.3. Endommagement dû aux perforations**

Les conditions dans lesquelles les perforations seront réalisées (tir en surpression, tir en dépression), la nature du fluide dans le puits au moment du tir et la méthode de nettoyage éventuellement mis en œuvre auront une grande influence sur le degré de colmatage des perforations proprement dites. En particulier l'endommagement sera d'autant plus grave si l'on

perfore en présence d'un fluide contenant des solides et en surpression du fait de l'invasion des solides.

#### **II.4.4. Invasion du filtrat de ciment**

Durant la cimentation du liner, le filtrat de ciment peut envahir la matrice causant ainsi un endommagement.

#### **II.4.5. Endommagement dû à l'acidification**

L'acidification dont le rôle premier est d'éliminer les conséquences d'un colmatage aux abords du puits (soit en attaquant la matrice proprement dite pour contourner le colmatage, soit en détruisant les agents générant le colmatage), elle peut générer de nombreux problèmes tels que :

- une attaque du ciment intergranulaire libérant des particules fines ou des grains de sable ;
- des réactions secondaires pouvant conduire à la formation de précipités ou de produits visqueux d'où bouchage des pores et augmentation de la viscosité.

#### **II.4.6. Endommagement dû à la fracturation**

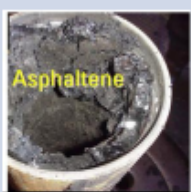
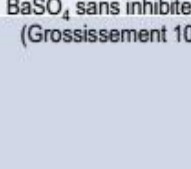
Le risque majeur est un développement vertical de la fracture qui mettrait le puits en communication avec une zone contenant un fluide que l'on ne souhaite pas produire (à noter ici encore l'importance d'avoir une cimentation étanche pour ne pas initier une fracture dans une zone indésirée).

#### **II.4.7. Endommagement dû à l'injection d'eau**

L'injection d'eau va abaisser la température, ce qui peut favoriser la formation des dépôts (paraffine, asphaltènes, ...) suite à la baisse des seuils de solubilité et des émulsions.

*On donne un tableau explicatif pour mieux approcher l'idée sur la nature d'endommagement, son origine, son traitement ainsi que les conséquences de l'endommagement sur la production*

## Différents types d'endommagement

| Types d'endommagement                     | Définition                                                                                                                                                                                                                                                        | Identification                                                                              | Traitement                                                                |                                                                                                                                                |
|-------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Dépôts de sel                             | Le changement de température et de pression associé à la production, engendre la précipitation de sel                                                                                                                                                             | ✓ chute de production<br>✓ salinité d'eau et l'huile très élevé                             | Injection d'eau douce                                                     |                                                             |
| Dépôts des sédiments                      | Ce sont des dépôts minéraux qui se déposent au cours de la production suite à la chute de pression et de température                                                                                                                                              | ✓ chute de production<br>✓ échantillon de fond (WL)                                         | TRT au Mud Acid                                                           |                                                             |
| Dépôts organiques (asphaltènes)           | Les asphaltènes peuvent se déposer partout (matrice, perfos, tubing) à cause du changement des conditions thermodynamiques                                                                                                                                        | ✓ chute de production<br>✓ échantillon de fond (WL)<br>✓ échantillon en surface (port duse) | Solvants Aromatiques<br>Solvants (Réformat, Xylène, Toluène)              |                                                             |
| Dépôts mixte (organiques + inorganiques)  | Ce sont des dépôts composés de matière organique (paraffine ou asphaltène) et matière non organique (sel ou sédiment)                                                                                                                                             | ✓ chute de production<br>✓ échantillon de fond (WL)                                         | DAD - Oneshot<br>(Solvants Aromatiques + acide acétique + Solvant Mutuel) |                                                                                                                                                |
| Dépôts des sulfates                       | Ils se forment principalement à cause de l'incompatibilité entre les eaux d'injection et l'eau de formation                                                                                                                                                       | Chute de production rapide                                                                  | ✓ par l'ajout d'un anti dépôt (AD 32)<br>✓ Mécaniquement : Scale Blaster  |                                                           |
| Endommagement dû au Work Over et Snubbing | L'invasion des fluides de workover tels que les boues à base d'huile ou les différentes saumures peuvent causer un endommagement sévère à la formation                                                                                                            | Retour de boue après plusieurs Cleanout et Kickoff                                          | ✓ OB Mud clean remove<br>✓ N-VER-Spers-O                                  |                                                           |
| Migration des fines                       | Ces fines peuvent être des argiles comme la kaolinite, l'illite et la chlorite ou des silts ou n'importe quel minéral qui peut être dispersé et migrer avec le fluide de production bloquant ainsi les canaux des pores et causer un bouchage aux abords du puits | ✓ Chute de production<br>✓ Echantillon de fond (WL)                                         | TRT au Mud Acid                                                           | <br>BaSO <sub>4</sub> sans inhibiteur (Grossissement 100) |

| Types D'endommagement    | Définition                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  | Identification                                                                                                                | Traitement                                                                                 |
|--------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------|
| Formation d'une émulsion | L'invasion de la formation par le filtrat de la boue provoque la formation d'une émulsion visqueuse avec les fluides de formation                                                                                                                                                                                                                                                                                           | <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ jaugages</li> <li>✓ échantillon de fond</li> <li>✓ percé d'eau</li> </ul>            | <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Surfactants</li> <li>✓ Mutual solvents</li> </ul> |
| Water block              | Le phénomène de water blocking peut être défini comme un obstacle au flux des fluides de réservoir, il est causé par l'augmentation de l'eau aux abords du puits ainsi cette augmentation se traduit par une baisse de perméabilité relative à l'huile ou au gaz. Il se produit suite à l'invasion de la boue dans la formation au cours du forage ou pendant le work over ou bien pendant la production avec un WOR élevé. | <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ une chute de production très rapide</li> <li>✓ percé d'eau</li> <li>✓ PLT</li> </ul> | Mutual solvents ou Surfactants                                                             |

## II.5.Evaluation de l'endommagement au moyen des essais du puits

### II.5.1. Les Essais du puits

#### II.5.1.1. Définition

On entend par essais de production d'un puits l'ensemble des dispositions prises pour mesurer un certain nombre de grandeurs relatives aux couches traversées .

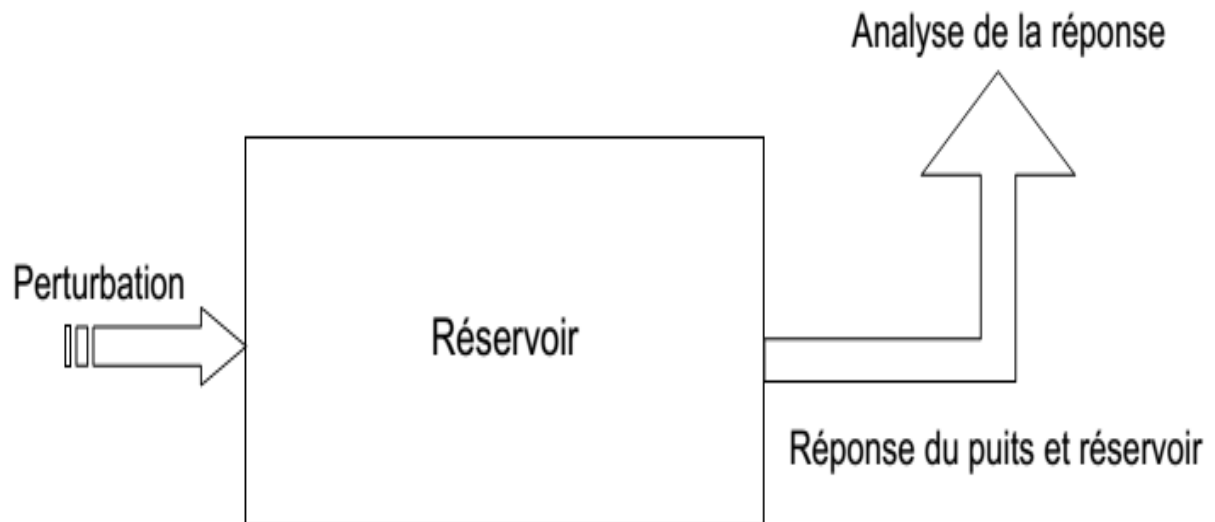
#### II.5.1.2. Principe

Le principe d'un essai de puits est de faire varier le débit du puits pour provoquer une perturbation des pressions existant dans le réservoir.

La mesure de l'évolution de la pression en fonction du temps et son interprétation fournit des renseignements sur le réservoir et le puits.

En général, les débits sont mesurés en surface alors que la pression est enregistrée au fond du puits.

La réponse en pression est analysée en fonction du temps écoulé  $\Delta t$  depuis le début de la période (temps d'ouverture ou de fermeture) .



**Figure II.2 Principe d'un essai de puits.[12]**

### **II.5.1.3. Objectif**

D'une Façon générale, le but d'un test de puits est d'obtenir des renseignements sur un puits et sur un réservoir, à savoir:

- Perméabilité du réservoir ;
- Degré d'endommagement du puits (Skin) ;
- La pression du réservoir  $P_r$  ;
- Les limites du réservoir ;
- Le type du réservoir ;
- Caractérisation d'une fracturation ;
- Evaluer les communications entre les puits ;
- La productivité de puits (IP)...etc

Les essais initiaux servent à confirmer les hypothèses d'exploitation, et à établir une première prédiction de la production. Sur les puits producteurs, des essais périodiques sont réalisés afin de confirmer la description du réservoir, et pour évaluer les besoins de traitement tels que nouvelle complétion, perforation, diagnostique..., etc.

## **II.5.2. Facteur d'endommagement (Skin)**

### **II.5.2.1. Définition**

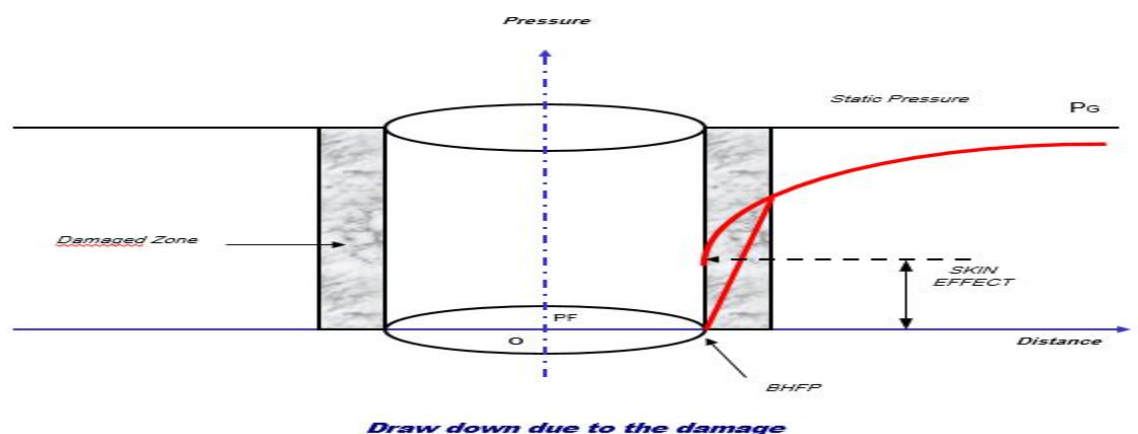
Le skin représente une perte de charge supplémentaire localisée aux abords du puits. Cette perte de charge peut être causée par de multiples paramètres, parmi lesquelles on peut citer:



- Skin due aux perforations ;
- Skin due à la perforation partielle du réservoir ;
- Skin due à la pénétration partielle ;
- Skin due à l'inclinaison ;
- Skin due à la fracturation hydraulique ;
- Skin due à l'analyse d'un puits horizontal comme un puits vertical ;
- Skin due à l'écart à la loi de Darcy.

Par définition générale, le skin est le paramètre qui caractérise l'endommagement où le degré de stimulation de la formation selon que sa valeur est positive ou négative.

- $S > 0$  : Réservoir Endommagé ;
- $S = 0$  : Réservoir Ni endommagé Ni stimulé ;
- $S < 0$  : Réservoir Stimulé.



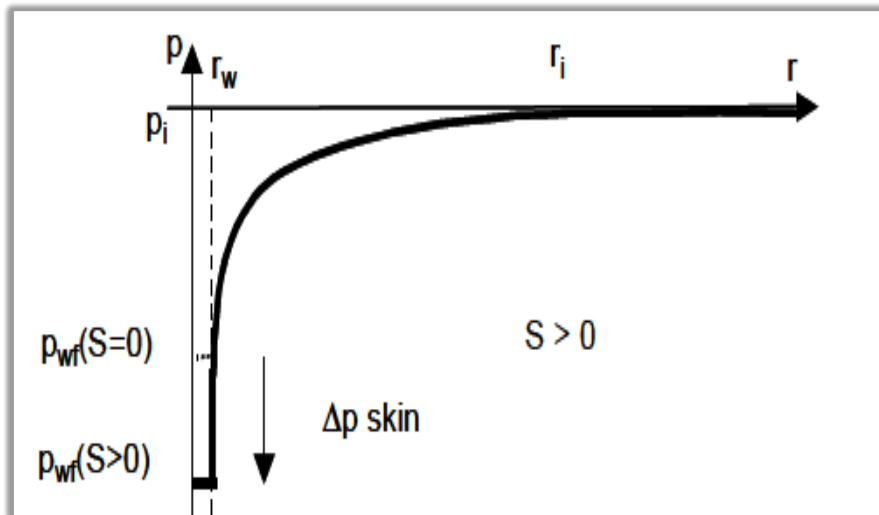
**Figure II.3 Skin (facteur d'endommagement). [12]**

Le Skin total (ST) est la combinaison d'un skin mécanique et d'un pseudo skin. On obtient directement la valeur de skin total à partir d'un essai de puits (interprétation de l'essai de puits "Well Test").

La différence de perte de charge aux abords du puits peut être interprétée de trois façons:

#### **a)- Skin infinitésimal**

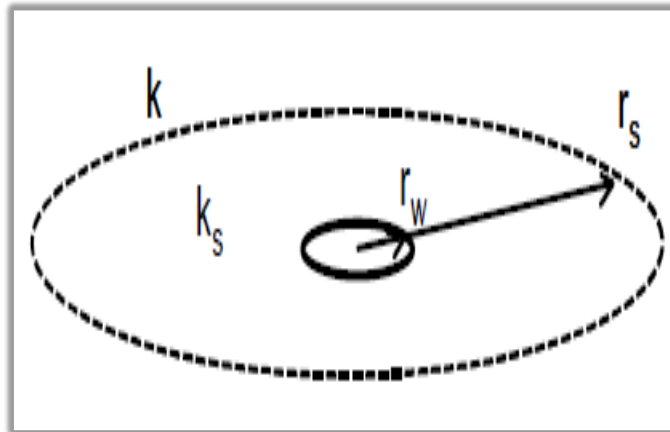
Cette approche suppose que la perte de charge due au skin est localisée dans un film infiniment mince autour du puits (Figure II.4).



**Figure II.4 Profil des pressions dans la formation.[12]**

***b)-Skin d'épaisseur finie***

Dans cette approche, les pertes de charges sont supposées être localisées dans une zone de rayon  $r_s$  et de perméabilité  $k_s$  autour du puits (Figure II.5).



**Figure II.5 Skin d'épaisseur finie. [12]**

La différence de perte de charge entre le réservoir réel et un réservoir qui serait uniforme jusqu'au puits s'exprime à de la loi de Darcy par :

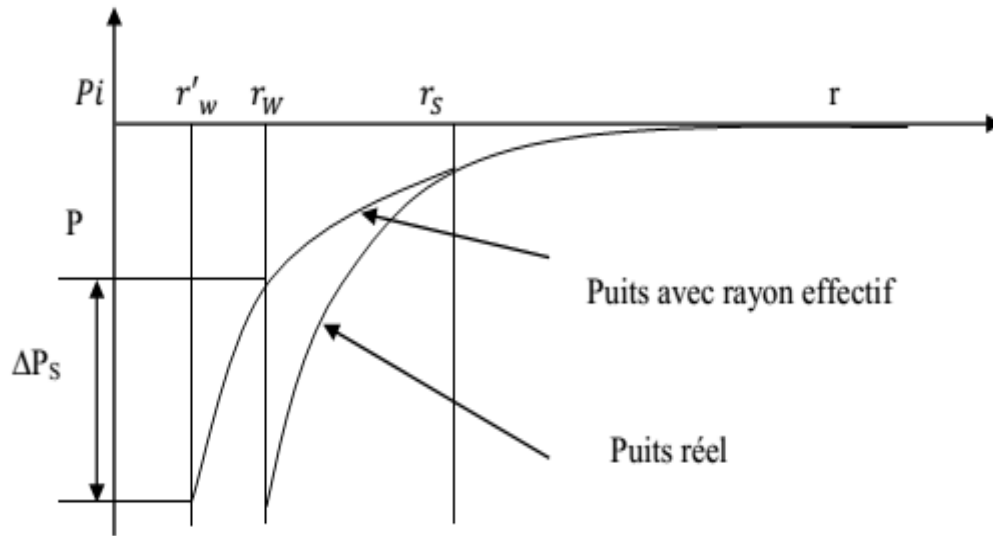
$$\Delta P_s = \frac{qB\mu}{2\pi k_s h} \ln \frac{r_s}{r_w} - \frac{qB\mu}{2\pi k h} \ln \frac{r_s}{r_w} \dots\dots (01)$$

**Le skin est exprimé :**

$$S = \left( \frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \dots\dots (02)$$

**c)- Rayon effectif**

La méthode de rayon effectif consiste à remplacer le puits réel de rayon  $r_w$  et de skin  $S$  par un Puits fictif de rayon  $r'_w$  et de skin nul ( $S=0$ ).



**Figure II.6 Estimation de rayon effectif. [12]**

Le rayon  $r'_w$  est déterminé de façon à ce que la perte de charge entre  $r_s$  et  $r'_w$  dans le puits fictif soit égal à la perte de charge entre  $r_s$  et  $r_w$  dans le puits réel :

$$\Delta P (r'_w, s = 0) = \Delta P (r_w, s > 0)$$

Utilisant la loi de DARCY :

$$\frac{q \cdot B \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \ln \frac{r_s}{r'_w} = \frac{q \cdot B \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot k} \left( \ln \frac{r_s}{r_w} + s \right) \dots \dots (04)$$

On obtient :  $r'_w = r_w e^{-S}$

**II.5.3. Skin dû à la fracturation hydraulique**

La fracturation hydraulique crée une fracture d'une certaine longueur, hauteur et largeur, cette fracturation améliore considérablement la perméabilité aux abords du puits.

Le Skin géométrique  $S_f$  autour de la fracture traduit les pertes de charge supplémentaires engendrées par le fait que les abords immédiats de la fracture ont souvent une perméabilité différente de celle existant plus loin dans le réservoir. Cette différence est par exemple due à l'opération de fracturation hydraulique qui modifie les saturations près de la fracture.

**Calcul de  $S_f$  :**

En considérant que le skin concerne une largeur  $Ws$  autour de la fracture et que cette zone a une perméabilité  $ks$ . La perte de charge supplémentaire dans cette zone s'exprime par :

$$\Delta p_s = \frac{q \cdot B \cdot \mu}{4 \cdot k} \times \frac{w_s}{h \cdot x_f} \times \left( \frac{K}{K_s} - 1 \right) \dots \dots (05)$$

Le skin est définie par :

$$\Delta p_s = \frac{q \cdot B \cdot \mu}{2\pi \cdot k \cdot h} \times S_f \dots \dots (06)$$

D'où :

$$S_f = \frac{\pi}{2} \times \frac{W_s}{x_f} \times \left( \frac{K}{K_s} - 1 \right) \dots \dots (07)$$

## II.6.Effet de l'endommagement sur la productivité

### II.6.1. Sur l'index de productivité

L'index de productivité (ou d'injectivité) d'un puits qui est défini comme le débit associé à une dépression entre le fond du puits et le gisement, c'est un potentiel du puits et il s'exprime pour un cas d'un liquide dans un écoulement radial circulaire, régime permanent:

$$IP = \frac{Q}{PG - Pf} \dots \dots (08)$$

L' $IP$  d'un puits en production diminue durant sa production, ceci s'explique par :

- Turbulence pour un débit important ;
- L'existence du gaz libre ;
- Viscosité importante (n'est pas le cas de HMD) ;
- Compressibilité de la roche réduit la perméabilité  $K$ .

On distingue les index de productivité :

**Avant et après stimulation :**

$$IP_{avant} = \frac{Q_{avant}}{(pfs - pfd) + \Delta Ps_v} \dots \dots (09)$$

$$IP_{après} = \frac{Q_{après(estimer)}}{pfs - pfd} \dots \dots (10)$$

Le rendement d'écoulement soit :

$$R_e = \frac{IP_{avant}}{IP_{après}} \dots \dots (11)$$

On remarque que la productivité d'un puits ( $IP$ ) est en fonction de la perméabilité et la conductivité .

En effet, une diminution ou une augmentation de  $K$  engendrera directement une diminution ou une augmentation de l' $IP$  , et une diminution de  $\Delta Ps$  engendre une amélioration de la perméabilité. La productivité d'un puits est fonction du  $KH$ , elle est donc réduite lorsqu'un réservoir à une faible épaisseur utile ou / et de faible perméabilité ; d'où l'idée de stimulation de réservoir en vue d'améliorer la productivité.

Si un réservoir présente :  $S > 0$  Alors  $\Delta P_s$  est élevé,  $K$  réduit,  $IP$  faible d'où chute de débit de production, dans ce cas le puits doit être restauré par stimulation.

### II.6.2. Sur la productivité

La connaissance de l'IPR et l'équation de Hawkins sont essentielles pour comprendre l'effet de l'endommagement de la formation sur la productivité du puits .

Pour un puits d'huile, l'équation d'IPR est donné par :

$$q = \frac{kh(P_G - P_{fw})}{141.2B\mu(\ln \frac{R_e}{r_w} + S)} \dots \dots (12)$$

$q$  : Débit d'huile conditions de fond (bbl/j) ;

$K$  : Perméabilité (md) ;

$h$  : Hauteur du réservoir (ft) ;

$\mu$  : Viscosité d'huile (cp) ;

$P_G$  : Pression de gisement (psi) ;

$P_{fw}$  : Pression de fond dynamique (psi).

$R_e$  : Rayon de drainage (ft) ;

$r_w$  : Rayon du puits (ft) ;

$S$  : Skin total.

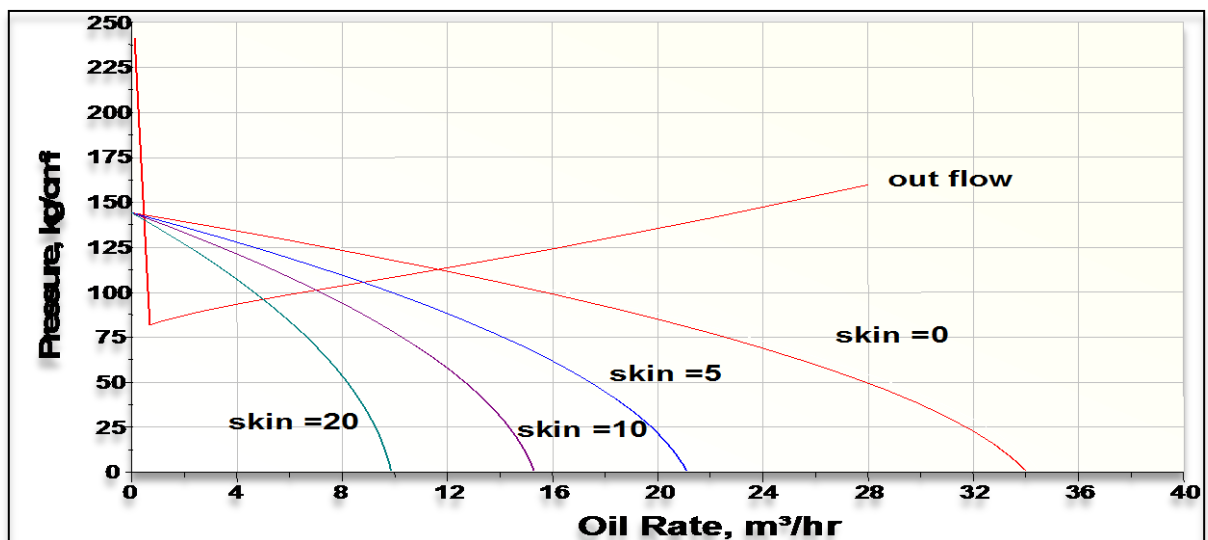


Figure.II.7.Influence du skin sur la productivité. [12]

# **Chapitre III :**

## **Généralités sur L'Opération de Fracturation Hydraulique**

## Chapitre III : Généralités sur L'Opération de Fracturation Hydraulique

### Introduction :

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

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

### III.1 Différentes Opérations de Stimulation :

Les opérations de stimulations généralement rencontrés peuvent se résumer dans les points qui suivent :

**III.1.1 La Fracturation hydraulique :** Elle consiste à l’injection d’un fluide de traitement à une pression supérieure à la pression de fracturation de la formation, grâce auquel on crée des cassures ou fissures au sein de la formation, ouvrant ainsi des canaux à très forte perméabilité, dans lesquels l’effluent peut s’écouler beaucoup plus facilement, ce qui augmente le débit du puits et la productivité.

**III.1.2 La Fracturation à l’acide :** Dans la fracturation à l’acide, le fluide pompé lors du traitement est un acide injecté avec un grand débit afin de stimuler la formation ; L’acide va ainsi réagir sur les parois en éliminant ainsi un certain volume de roche (cas des formations carbonatées).

**III.1.3 Acidification :** Une acidification est un traitement de la matrice, c’est-à-dire, il s’agit bien d’un traitement réalisé à une pression inférieure à la pression de fracturation au cours duquel l’acide est injecté dans la formation pour améliorer la productivité ou l’injectivité du puits. Ce procédé s’applique principalement au cas où il s’agit de restaurer la perméabilité aux abords du puits. On distingue :

- L’acidification matricielle simple qui consiste à traiter toute la matrice.
- L’acidification sélective qui consiste à traiter la matrice zone par zone ou un réservoir bien précis dans un puits qui en traverse plusieurs.

**II.1.4 Lavages aux solvants :** L'endommagement du puits peut être causé par les émulsions de l'huile et de l'eau ou bien par le dépôt de paraffines, qui peuvent être éliminés par l'injection d'un solvant organique.

### **III.2 Concept et domaines d'application de la Fracturation Hydraulique :**

La fracturation hydraulique est une opération qui consiste à créer après rupture de la roche un drain perméable qui s'étend le plus loin possible dans la formation de manière à faciliter l'écoulement vers le puits. Ce procédé s'applique au cas où le débit d'un puits est insuffisant, non pas à cause d'un problème de colmatage local, mais parce que la perméabilité naturelle de la matrice est faible (quelques dizaines de milli darcys pour les gisements d'huile, encore moins pour les gisements de gaz).

Le principe de la fracturation hydraulique consiste à injecter un fluide plus ou moins visqueux avec une grande pression pour casser la roche réservoir ; ce dernier va transporter des matériaux solides (agents de soutènement) pour maintenir la fracture ouverte et permettre ainsi au fluide de circuler plus facilement entre le réservoir et le puits.

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

### **III.3 Aperçu sur les critères de sélection d'un puits candidat à la Fracturation Hydraulique:**

La sélection des puits candidats à la fracturation n'est pas toujours une tâche aisée, car il n'existe pas de règles strictes. Pour orienter ce choix, il est indispensable de rassembler, évaluer et classer les informations nécessaires relatives :

- Au réservoir ;
- Au puits ;
- A l'aspect économique de l'opération.

#### **III.3.1 Informations relatives au réservoir :**

##### **III.3.1.1.Nature du réservoir :**

La plus part des roches réservoirs peuvent être fracturées, plus ou moins facilement, (suivant la profondeur et leur nature). On rencontre cependant des difficultés particulières pour le soutènement des fractures notamment dans les roches mal consolidées.



### **III.3.1.2.Les contacts WOC et GOC :**

La réalisation d'une fracturation hydraulique nécessite la connaissance parfaite des interfaces des fluides en place, car il est essentiel d'éviter l'extension des fractures vers les fluides indésirables.

### **III.3.1.3.Nature du fluide en place :**

Avant tout traitement de stimulation, il convient de s'assurer de la compatibilité des fluides en place avec les fluides de stimulation afin d'éviter la formation ;

- des émulsions stables,
- des précipités et des résidus de différentes natures.

### **III.3.1.4.Perméabilité du réservoir :**

Il est indispensable d'avoir une connaissance aussi précise que possible des données de perméabilité du réservoir, aussi bien dans l'aire de drainage, qu'aux abords immédiats du puits. Les valeurs de la perméabilité seront obtenues par des mesures sur carottes et par l'interprétation des essais de puits qui donneront :

- L'indice de productivité.
- La conductivité de la formation, avec éventuellement la mise en évidence du changement de faciès.
- L'endommagement aux abords du puits (Effet du skin).

### **III.3.1.5.Epaisseur du réservoir :**

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

## **III.3.2.Informations relatives au puits :**

### **III.3.2.1.Historique du puits :**

Les informations relatives à/au : Forage ; Complétion ; Essais de puits et diagraphies antérieures, traitements et interventions ;

### **III.3.2.2.Etat des perforations :**

Le type de perforation et leur densité sont des facteurs importants à considérer lors de l'opération en question.

### III.3.2.3. Etat de la cimentation :

Le contrôle de l'état de cimentation constitue la première opération à exécuter, il est nécessaire de vérifier l'isolation parfaite des niveaux à stimuler (adhérence du ciment à la formation) afin :

- d'obtenir la venue et production des fluides indésirables
- de mieux contrôler l'extension éventuelle de la fracture.

### III.3.3. L'aspect économique :

L'estimation de la rentabilité de l'opération nécessite une évaluation aussi précise que possible :

- Du coût de l'opération proprement dite ;
- Du coût des opérations préalables, parfois très importantes, pour le conditionnement du puits (Re-complétion) ;
- De la probabilité du succès de la stimulation.

## III.4. Description du Processus de La Fracturation Hydraulique :

### III.4.1. Pression d'initiation et d'extension d'une fracture :

La (Figure IV.1) représente une courbe schématique de l'évolution de la pression en cours de la fracturation. Elle est divisée en deux parties :

- Partie injection.
- Partie fermeture.

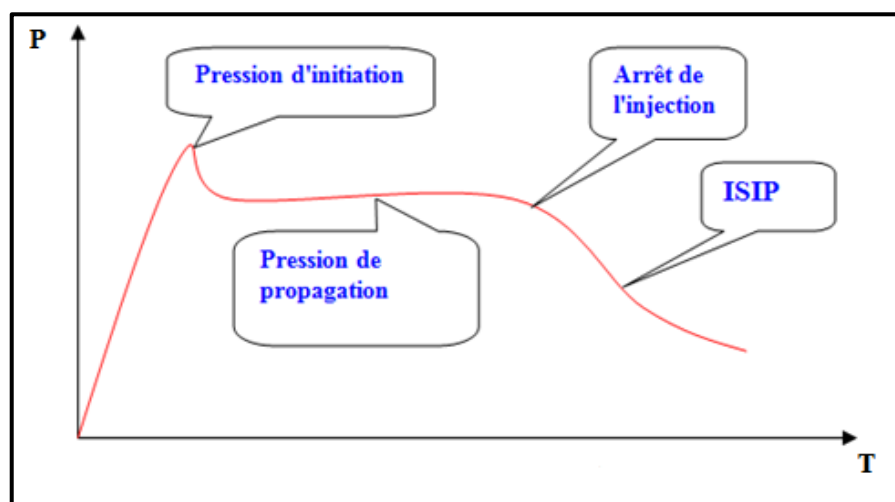


Figure III.1 Estimation de rayon effectif .[2]

La première partie représente un pic suivi d'un palier, qui correspond au point d'amorce de la fracture et de sa propagation.

La deuxième partie commence par une brusque chute de pression suivie par une stabilité. Ces dernières correspondent respectivement à :

- L'Instantaneous Shut in Pressure (ISIP), due à l'arrêt des pompes.
- La Période de fermeture de la fracture.

### III.4.2. Description détaillée de la Courbe Schématique de la Fracturation Hydraulique:

On peut distinguer cinq phases principales décrites ci- après :

#### III.4.2.1. Initiation de la fracture :

La fracturation hydraulique consiste à injecter, à un débit approprié, un fluide plus ou moins visqueux, de manière à créer au droit de la formation productrice une pression croissante à mesure que l'injection se poursuit. La fracturation de la roche aux parois du puits intervient à une pression appelée pression d'initiation de la fracture ( $P_i$ ). Si ( $P_c$ ) désigne la pression de la couche (ou la pression du gisement); nous appellerons ( $\Delta P_i$ ) l'accroissement de la pression ( $P_i$ ) dans le puits au-delà de la pression de couche ( $P_c$ ). (Figure IV.2)

$$\Delta P_i = P_i - P_c$$

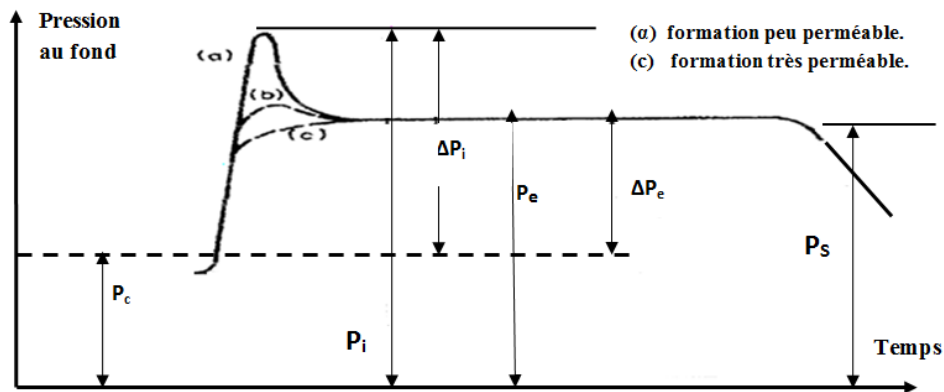


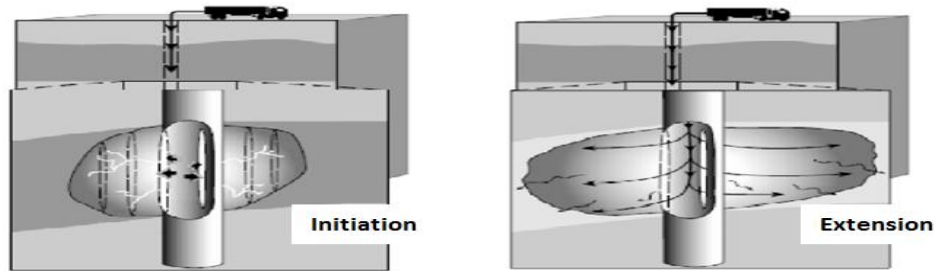
Figure III.2 Evolution théorique de la pression de fond lors de la Frac. Hydraulique. [2]

#### III.4.2.2. Extension de la fracture :

Lorsque la pression du fluide dans la fracture diminue et tend vers la pression de gisement, l'extension de la fracture s'effectue à une pression appelée d'extension ( $P_e$ ), inférieure ou égale à la pression d'initiation. Nous désignerons par  $\Delta P_e$ , l'accroissement de la pression ( $P_e$ ) dans le puits au-delà de la pression de couche :

$$\Delta P_e = P_e - P_c$$

En continuant à pomper, la fracture s'étend de plus en plus tant que le débit de pompage est supérieur au débit de filtration à travers les faces de la fracture (*Figure IV.3*).



**Figure III.3 Initiation et Extension de la fracture.[2]**

#### **III.4.2.3.Maintien de l'ouverture de la fracture**

➤ Dans les formations carbonatées on utilise un fluide de fracturation contenant de l'acide chlorhydrique assez concentré ; cet acide ronge irrégulièrement les parois de la formation, on l'appelle fracturation acide.

➤ Dans la formation gréseuse, des agents de soutènement assurant une très bonne perméabilité (sable, billes de verre) sont mélangés au fluide de fracturation (généralement un fluide à haut viscosité) et sont entraînés dans la fracture par ce fluide. Les agents de soutènement empêchent la fracture de se renfermer quand on arrête le pompage en fin de traitement ; les agents de soutènement ne sont pompés que lorsque la fracture a atteint des dimensions géométriques (épaisseur de fracture particulièrement) suffisantes pour laisser passer ces derniers.

#### **III.4.2.4.La fermeture du puits :**

Cela permet à l'excédent de pression de se résorber par filtration du fluide de fracturation à travers les parois de la fracture et de ce fait permettre aux agents de soutènements d'être maintenues en place avant que le dégorgement du puits.

#### **III.4.2.5.Le dégorgement et la mise en production du puits :**

Il est primordial, non seulement de faire ressortir le fluide de traitement contenu dans la fracturation résiduelle, mais aussi le fluide qui s'est filtré dans la formation (*Figure IV.4*).

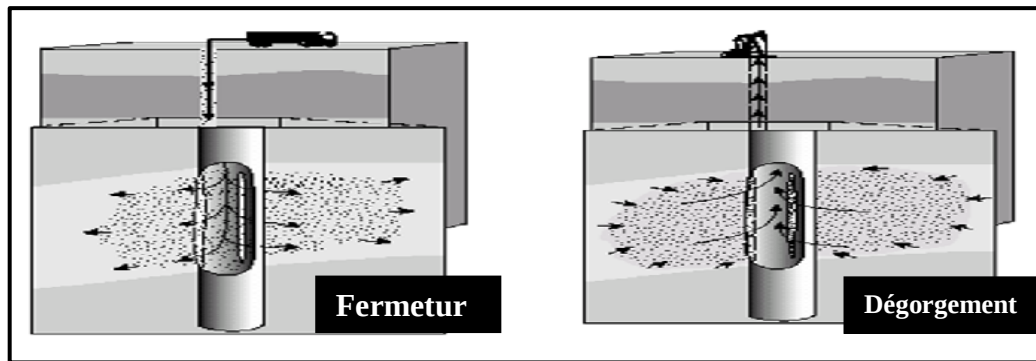


Figure III.4 Fermeture de la fracture & Dégorgement. [2]

### III .5.Etapes de réalisation de l'opération :

Le déroulement d'un traitement de fracturation hydraulique est comme suit :

#### III.5.1.Test d'injectivité :

Il consiste à injecter un fluide tel que : " l'eau traitée, la saumure " en régime de fracturation en vue de :

- Vérifier si la formation absorbe le fluide (d'où le nom du Test d'injectivité).
- Déterminer le gradient de fracturation.

#### III.5.2.Data Frac (ou : Mini frac) :

Permet d'amorcer et créer une fracture non soutenue avec une solution gélifiée pendant une durée de temps suffisante de manière à déterminer :

- La pression de fermeture.
- Le coefficient de filtration.
- L'efficacité du fluide.
- La géométrie de la fracture.
- Les pertes de charge.

#### III.5.3.Logging de thermométrie :

Juste après la fin de la "Mini frac", une sonde de température est descendue dans le puits pour permettre l'enregistrement de la thermométrie dans le but de déterminer la hauteur de la fracture générée au niveau du réservoir (la zone qui a absorbé) et plus précisément au niveau des perforations en évaluant la hauteur de la zone de refroidissement (*Figure III.5*).

b v

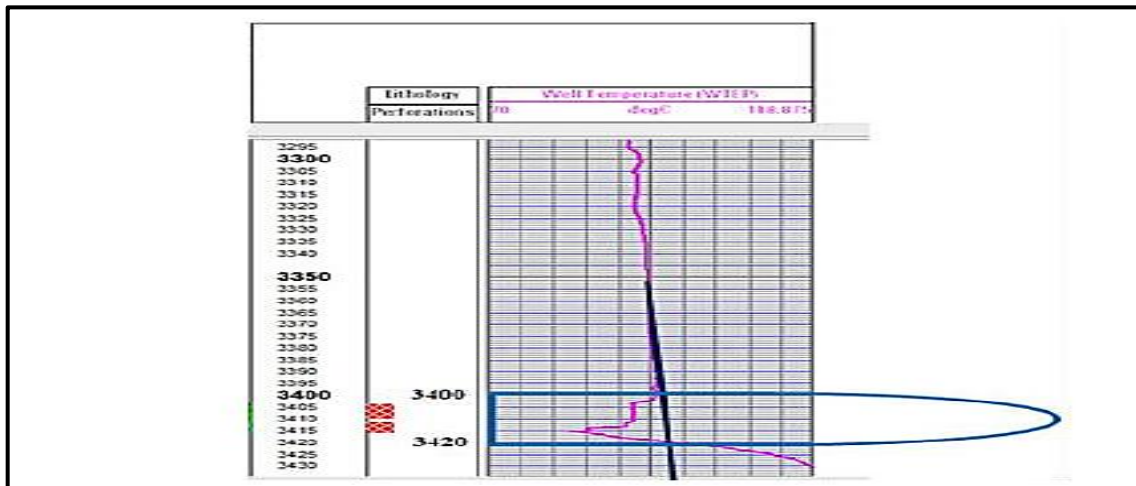


Figure III.5 Log de thermométrie Post-Mini Frac.[2]

### III.5.4.Le Traitement principal (Main frac) :

Il se divise en trois étapes :

- Injection d'un "Pad" : c'est un fluide de fracturation généralement du gel réticulé non chargé en agent de soutènement, injecté en tête dans le but d'amorcer et de développer une fracture en lui donnant une certaine largeur qui va permettre le passage des billes.
- Injection du Slurry (gel réticulé + bauxite).
- La chasse du Slurry restant dans le tubing avec un gel linéaire facile à dégorgé.

### III.6.Conductivité adimensionnelle de la fracture :

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

$$F_{CD} = \frac{K_f W_f}{K X_f} \dots \dots (13)$$

$K_f$  : perméabilité de l'agent de soutènement.

$K$  : perméabilité de la formation.

$W_f$  : largeur de la fracture.

$X_f$  : longueur de la fracture.

La valeur de la conductivité de la fracture est un moyen d'approche fiable pour l'estimation du Skin effectif "Post-Fracturation" ; cela est possible en utilisant l'abaque reliant les deux facteurs représentée dans le graphe de la (Figure IV.6). (Voir même, une corrélation appropriée).

La valeur du Skin effectif peut être déduite de la relation suivante après avoir déterminé par abaque le facteur du Skin correspondant à la conductivité estimée :

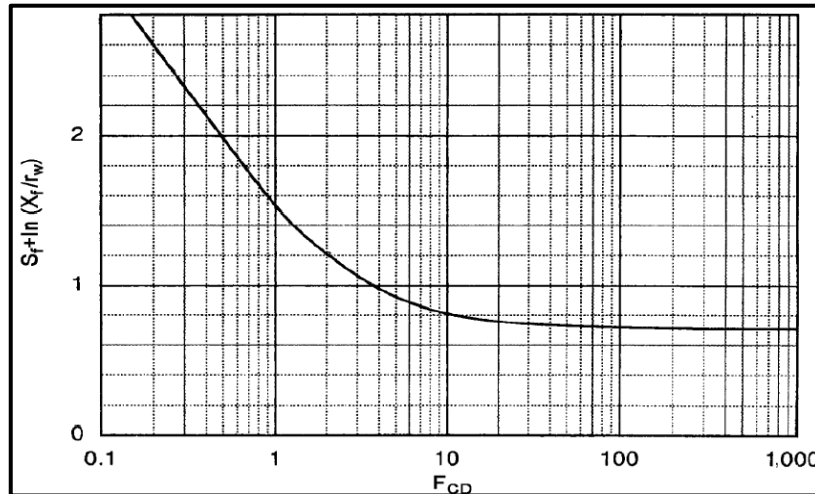
$$S_f + \ln\left(\frac{X_f}{r_w}\right) = f(F_{CD}) \dots \dots (14)$$

Avec :

$S_f$  : Skin effectif

$X_f$  : Longueur de la fracture

$r_w$  : Rayon du puits



**Figure III.6 Relation entre facteur de skin effectif et la conductivité de la fracture. [2]**

On constate d'après le graphique que l'expression  $f(F_{CD})$  prend une valeur constante à partir de ( $F_{CD} > 100$ ). Dans cet intervalle ( $S_f$ ) est calculé avec la formule simplifiée :

$$S_f = 0.7 - \ln\left(\frac{X_f}{r_w}\right) \dots \dots (15)$$

A partir de cette formule, on constate que pour des valeurs de conductivité élevées, le facteur de skin effectif ( $S_f$ ) dépend principalement de la longueur de la fracture ( $X_f$ ) ;

Par contre ; quand ( $F_{CD} < 1$ ), la courbe précédente montre que l'expression  $f(F_{CD})$  évolue linéairement avec  $\log(F_{CD})$ .

### III.7. La Méthode de Nolté :

L'analyse de pression, indépendante au modèle de propagation utilisé, est basée sur deux expressions de bilan matière. Pendant le pompage, le volume totale injecté, doit être égal au volume de la fracture créée  $V_f$  ajouté au volume filtré dans la formation pendant le

pompage,  $V_{Lp}$ , c'est-à-dire :

$$Q_{inj} T_p = V_f(T_p) + V_{Lp} \quad \dots\dots (16)$$

Après shut-in, le volume de la fracture à n'importe quel temps donné,  $\Delta t$  est :

$$V_f(\Delta t) = V_{Ls} - V_f(T_p) \quad \dots\dots (17)$$

Où :

$\Delta t$  : Temps de fermeture ;  $T_p$  : Temps de pompage ;

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

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

$V_{Ls}$  : Le volume totale de fluide filtré dans la formation entre le temps de shut-in  $T_p$  et  $\Delta t$ .

En développant la relation de Nolte, on trouve que le rapport de surface est en fonction de rapport du temps,

$$\frac{A_1}{A_2} = \left( \frac{T_1}{T_2} \right)^{-1/m} \quad \dots\dots (18)$$

Où :  $m = 1$  pour un filtrat négligeable de fluide (Upper Bound)

$2$  pour un filtrat prédominant de fluide (Lower Bound)

Pour la limite supérieure (Upper Bound) ; l'exposant réel ( $m$ ) pour les trois modèles de propagation est :

$$\text{PKN: } 1/m < \frac{(2n'+2)}{(2n'+3)} \quad \dots\dots (19)$$

$$\text{GDK: } 1/m < \frac{(n'+1)}{(2n'+2)} \quad \dots\dots (20)$$

$$\text{Radial: } 1/m < \frac{(4n'+4)}{(3n'+6)} \quad \dots\dots (21)$$

**Avec :**

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

Nolte a démontré que durant le pompage, le débit de filtration par l'accroissement de surface est égal à :

$$Q_L(T, dA) = \frac{2C_L dA}{\sqrt{T-T(A)}} \quad \dots\dots (22)$$

Et a montré que :



$$Q_L(T, A) = \frac{2C_L A_p}{\sqrt{T_p}} \left( 2 \sqrt{\frac{T}{T_p}} \left( 1 - \sqrt{1 - \frac{A}{A_p}} \right) \right) \dots\dots (23) \quad (UB)$$

$$Q_L(t, A) = \frac{2C_L A_p}{\sqrt{T_p}} \sin^{-1} \left( \frac{A}{A_p} \right) \dots\dots (24) \quad (LB)$$

Avec :

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

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

$C_L$ : Coefficient de filtration (ft/min<sup>1/2</sup>).

$A_p$ : Surface de filtration à la fin du pompage (ft<sup>2</sup>).

$A$  : Surface de filtration durant le pompage (ft<sup>2</sup>).

Pendant le ‘shut-in’ le temps  $t$  peut être remplacé par la somme :

$$T = T_p + \Delta t$$

Donc :

$$Q_L(\Delta t, A_p) = \frac{2C_L A_p}{\sqrt{T_p}} (2(1 + \Delta t_D)^{1/2} - (\Delta t_D)^{1/2}) \dots\dots (25) \quad (UB)$$

$$Q_L(\Delta t, A_p) = \frac{2C_L A_p}{\sqrt{T_p}} \sin^{-1}(1 + \Delta t_D)^{1/2} \dots\dots (26) \quad (LB)$$

Avec :

$\Delta t_D$  : Temps adimensionnel

$$\Delta t_D = \Delta t / T_p$$

Le volume total de filtrat de fluide pendant le pompage peut être obtenu par l'intégration de l'équation précédente de  $T = 0$  à  $T_p$  ou  $A = A_p$

$$V_{Lp} = \int_0^{T_p} Q_L = \frac{2C_L A_p}{\sqrt{T_p}} \int_0^{T_p} 2 \sqrt{T/T_p} dt = 2C_L A_p \sqrt{T_p} * 4/3 \dots\dots (27) \quad (UB)$$

$$V_{Lp} = \int_0^{T_p} Q_L = \frac{2C_L A_p}{\sqrt{T_p}} \int_0^{T_p} \pi/2 dt = 2C_L A_p \sqrt{T_p} * \pi/2 \dots\dots (28) \quad (LB)$$

De même :

$$V_{Ls} = 2C_L A_p \sqrt{T_p} \left( 4/3 \left[ (1 + \Delta t_D)^{3/2} - (\Delta t_D)^{3/2} - 1 \right] \right) \dots\dots (29) \quad (UB)$$

$$V_{Ls} = 2C_L A_p \sqrt{T_p} \left( \left[ (1 + \Delta t_D) \sin^{-1}(1 + \Delta t_D)^{-1/2} + (\Delta t_D)^{1/2} - \pi/2 \right] \right) \dots\dots (30) \quad (LB)$$

La surface  $A_p$  est souvent remplacée par :  $r_p A_{\text{frac}}$

Avec :

$$r_p = h_p / h_f$$

$h_p$  : Hauteur de la zone d'intérêt (productrice).

$h_f$  : Hauteur de la fracture.

$A_{frac}$  : Surface de la fracture.

Au moment de fermeture de la fracture  $\Delta t_c$ , on aura le volume filtré  $V_{Ls}$  après l'arrêt des pompes égal au volume de la fracture  $V_{frac}$ , delà on aura :

$$V_{frac} = 2C_L r_p A_{frac} \sqrt{T_p} \left( \frac{4}{3} \left[ (1 + \Delta t_{cD})^{3/2} - (\Delta t_{cD})^{3/2} - 1 \right] \right) \dots\dots (31) \quad (UB)$$

$$V_{frac} = 2C_L r_p A_{frac} \sqrt{T_p} \left( \left[ (1 + \Delta t_{cD}) \sin^{-1}(1 + \Delta t_{cD})^{-1/2} + (\Delta t_{cD})^{1/2} - \pi/2 \right] \right) \dots (32)(LB)$$

### III.7.1.L'efficacité du fluide ( $\eta$ ):

L'efficacité ( $\eta$ ) est le rapport :

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

$V_{frac}$  : Volume de la fracture.

$V_{inj}$  : Volume total injecté.

Le rapport  $V_{frac}/V_{Lp}$  peut alors être obtenu comme suit :

$$\frac{V_{frac}}{V_{Lp}} = \left[ (1 + \Delta t_{cD})^{3/2} - (\Delta t_{cD})^{3/2} - 1 \right] \dots\dots (33) \quad (UB)$$

$$\frac{V_{frac}}{V_{Lp}} = \left[ (1 + \Delta t_{cD}) \sin^{-1}(1 + \Delta t_{cD})^{-1/2} + (\Delta t_{cD})^{1/2} - \pi/2 \right] / (\pi/2) \dots\dots (34) \quad (LB)$$

### III.7.2.Extension et la Largeur de la fracture :

On a:

$$V_{inj} = Q_{inj} T_p = V_f(T_p) + V_{Lp} \dots\dots (35)$$

$$V_{inj} = (1 + V_{frac}/V_{Lp}) V_{Lp}$$

$$V_{inj} = \left( 1 + \frac{V_{frac}}{V_{Lp}} \right) 2C_L r_p A_{frac} \sqrt{T_p} * \frac{4}{3} \dots\dots (36) \quad (UB)$$

$$V_{inj} = \left( 1 + \frac{V_{frac}}{V_{Lp}} \right) 2C_L A_p \sqrt{T_p} * \pi/2 \dots\dots (37) \quad (LB)$$

Suivant les modèles *GDK* et *PKN* on a:

$$A_{frac} = 2 h_f X_f$$

De là:

$$X_f = (1 - \eta) Q_{inj} T_p / (4 C_L r_p h_f \sqrt{T_p} * 4/3) \quad \dots\dots (38) \quad (UB)$$

$$X_f = (1 - \eta) Q_{inj} t_p / (4 C_L r_p h_f \sqrt{T_p} * \pi/2) \quad \dots\dots (39) \quad (LB)$$

Et on a :

$$W = V_{frac} / A_{frac} \quad \text{Alors :}$$

$$W_{moy} = \left( \frac{\eta}{1-\eta} \right) (2 C_L r_p \sqrt{T_p} * 4/3) \quad \dots\dots (40) \quad (UB)$$

$$W_{moy} = \left( \frac{\eta}{1-\eta} \right) (2 C_L r_p \sqrt{T_p} * \pi/2) \quad \dots\dots (41) \quad (LB)$$

### III.7.3. Analyse de déclin de pression:

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

$$W = C_f \Delta p_f = C_f (P_w - P_c) \quad \dots\dots (42)$$

Et :

$$C_f = \frac{\pi \beta}{2 E'} h_f \quad \dots\dots (43) \quad \text{Pour le modèle PKN}$$

$$C_f = \frac{\pi \beta}{2 E'} x_f \quad \dots\dots (44) \quad \text{Pour le modèle GDK}$$

$$C_f = \frac{\pi \beta}{2 E'} \left( \frac{32}{3} \pi^2 R \right) \quad \dots\dots (45) \quad \text{Pour le modèle radial}$$

Où :

$W$  : Largeur (ft).

$\Delta p_f$  : Pression nette dans la fracture (psi).

$P_w$  : Pression de traitement au fond (psi).

$P_c$  : Pression de fermeture de la fracture (psi).

$C_f$  : Conformité de fracture (ft/psi).

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

Et ( $\beta$ ) donné par :

$$\beta = (2n' + 2) / (2n' + 3 + a) \quad \text{Pour PKN}$$

$$\beta = 0.9 \quad \text{Pour GDK}$$

$$\beta = 3\pi^2 / 32 \quad \text{Pour le modèle radial.}$$

Avec :

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

$a$  : Coefficient de constance de viscosité.

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

$$-\frac{dV_{frac}}{d\Delta T} = -A_{frac} \frac{dW}{d\Delta T} Q_L \quad \dots\dots (46)$$

$$-A_f C_f \frac{d\Delta P_{frac}}{d\Delta T} = \frac{2C_f r_p A_{frac}}{\sqrt{T_p}} \left[ 2((1 + \Delta t_D)^{1/2} - (\Delta t_D)^{1/2}) \right] \dots\dots (47) \quad (UB)$$

$$-A_f C_f \frac{d\Delta P_f}{d\Delta t} = \frac{2C_f r_p A_{frac}}{\sqrt{T_p}} \sin^{-1}(1 + \Delta t_D)^{-1/2} \quad \dots\dots (48) \quad (LB)$$

En l'intégrant cette équation entre :  $\Delta t_D = 0$  et  $\Delta t_D$  , avec  $P_c = Cte$  :

$$P_w(\Delta t_D = 0) - P_w(\Delta t_D) = \frac{\pi C_L r_p \sqrt{T_p}}{2C_f} G(\Delta t_D) \quad \text{Pour : (UB) et (LB)}$$

Avec :

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

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

Où:

$$G(\Delta t_D) = \frac{16}{3\pi} \left[ (1 + \Delta t_D)^{3/2} - (\Delta t_D)^{3/2} - 1 \right] \quad \dots\dots (49) \quad (UB)$$

$$G(\Delta t_D) = \frac{4}{\pi} \left[ (1 + \Delta t_D) \sin^{-1}(1 + \Delta t_D)^{-1/2} - (\Delta t_D)^{1/2} - \frac{\pi}{2} \right] \quad \dots\dots (50) \quad (LB)$$

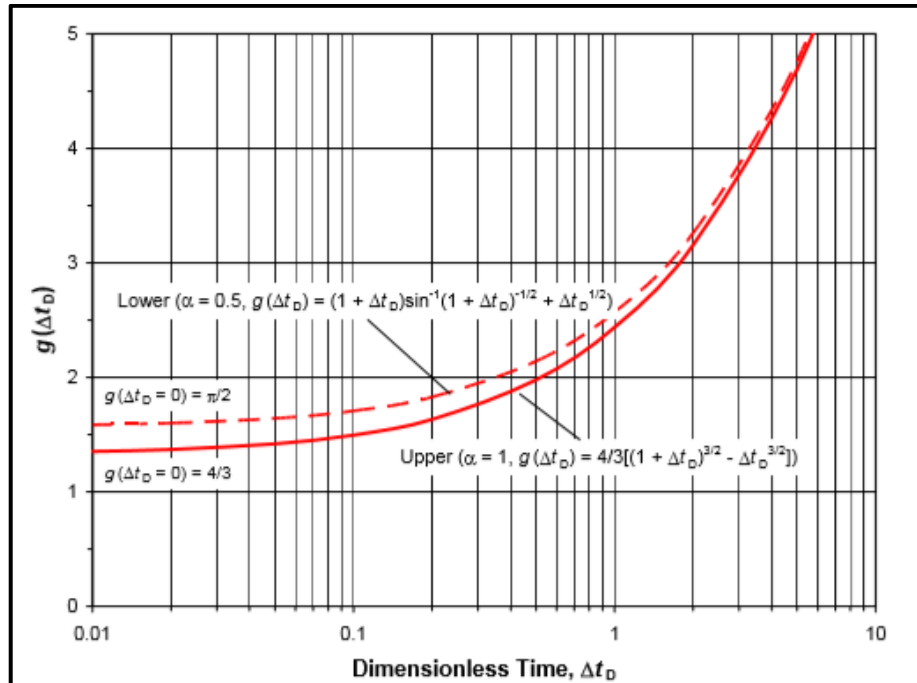


Figure II.7 La variation de la Fonction-G en fonction du temps adimensionnel. [2]

**En résumé :**

La fonction-G, est un modèle mathématique sans dimensions (adimensionnel) qui traduit une combinaison du temps d'arrêt et le temps de pompage (*Figure IV.14*), les équations suivantes éclaircissent analytiquement la fonction-G :

$$G(\Delta t_D) = \frac{16}{3\pi} \left[ (1 + \Delta t_D)^{3/2} - (\Delta t_D)^{3/2} - 1 \right] \dots\dots (51) \quad (UB)$$

$$G(\Delta t_D) = \frac{4}{\pi} \left[ (1 + \Delta t_D) \sin^{-1}(1 + \Delta t_D)^{-1/2} - (\Delta t_D)^{1/2} - \frac{\pi}{2} \right] \dots\dots (52) \quad (LB)$$

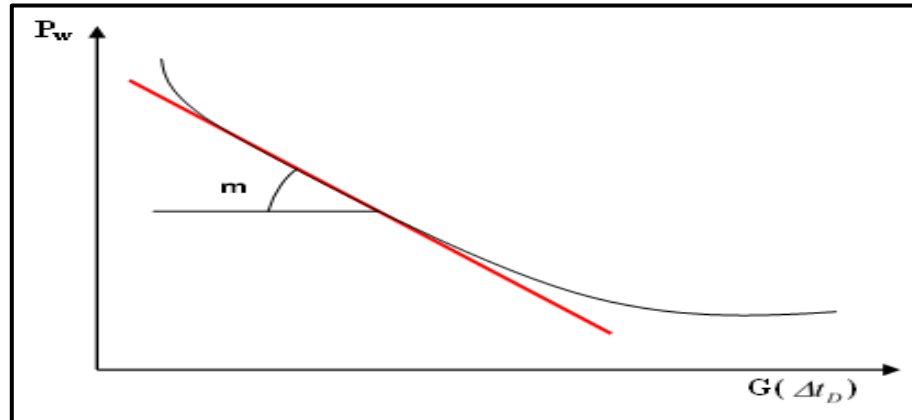
**Forme générale :**

$$G(\Delta t_D) = \frac{4}{\pi} [g(\Delta t_D) - g_0] \dots\dots (53)$$

$$\text{Avec : } \Delta t_D = \frac{T - T_p}{T_p} = \frac{\Delta t}{T_p}$$

Cette fonction (G) forme une relation linéaire avec la pression pendant la fermeture de la fracture, delà, la pente de la droite obtenue est (schéma (*Figure IV.8*)) :

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



**Figure II.8 La courbe  $P_w = F(G(\Delta t_D))$ . [2]**

### III.7.4. Etapes du design de la fracture à partir des essais "Mini Frac"

Pour faire une approche préliminaire au design de la fracturation hydraulique en se basant sur les essais "Mini Frac" ; on doit suivre les étapes suivantes :

- Après le shut in, on dessine la courbe  $P_w = F(G(\Delta t_D))$ .

- En dessinant la tangente (Voir schéma précédent), le point de déviation de la courbe représente le point de fermeture de la fracture.
- A partir de la droite on déduit la pente  $m$ .
- Suivant le mode de filtration, on travail soit avec les formules (UB) ou (LB).
- On choisit un modèle de propagation, et on détermine :  $\beta$ ,  $E'$  et  $C_f$ .
- On détermine le coefficient de filtration à partir de la formule.
- On détermine l'efficacité ( $\eta$ ).
- On détermine la longueur et la largeur estimées.
- On détermine le volume du Pad ainsi que la concentration et la masse du proppant.

### III.7.5.L'analyse de la pression pendant le traitement :

Le changement de la pression durant l'injection, représente l'outil majeur pour déterminer le comportement de la fracture au fond, en se basant sur le modèle de Nolté. Il a établi une courbe de pression nette en fonction du temps sur un graphe "Log-Log" (Figure III.9):

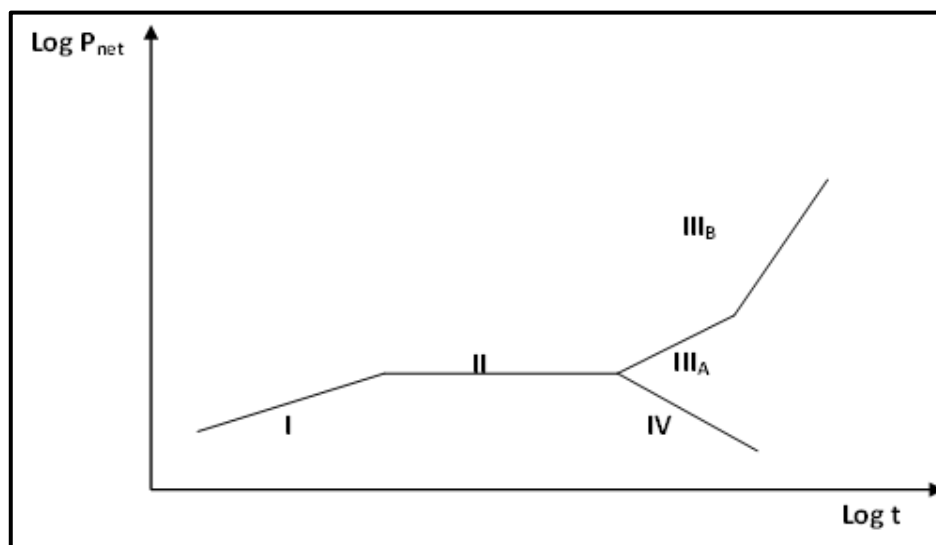


Figure III.9 La courbe  $P_w = F(G(\Delta t D))$ . [2]

### III.7.6.Interprétation de la courbe de pressions de Nolté (Log-Log) :

Pour chaque profil. On considère l'évolution de la pression comme une traduction de la réponse de la formation pour un modèle de propagation bien précis.

Bien entendu, un évènement particulier est susceptible de survenir au moment du test (screen Out par exemple). Au cours de l'injection et pendant l'extension de la fracture

| Indice de ligne  | Pente approximative | Interprétation                                                                                                                                           |
|------------------|---------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| I                | 1/8 à 1/4           | La fracture s'étend en longueur et légèrement en hauteur.                                                                                                |
| II               | 0                   | L'augmentation est régulée par une augmentation de hauteur dans les barrières ou par ouverture de fissures naturelles.                                   |
| III <sub>A</sub> | 1                   | Restriction de l'extension et augmentation de la largeur (W). (sur les deux cotés actifs)                                                                |
| III <sub>B</sub> | 2                   | Restriction de l'extension (sur un seul côté actifs)                                                                                                     |
| IV               | Négatif             | Augmentation de la hauteur dans une autre zone de faible contrainte.<br>-risque de Screen Out-<br>Les deux modèles KGD et Radial peuvent être considérés |

Tableau III.1 Interprétation de la courbe de pressions de Nolte (Log-Log)

### III.8. Modèles de Fracturation Hydraulique:

Le modèle choisi pour décrire le profil de propagation a une influence majeure sur la géométrie finale de la fracture du fait qu'il est indispensable pour relier le débit d'injection, le temps de traitement et le volume de filtration du fluide et surtout la dimension de la fracture.

La modélisation de la géométrie de la fracture est basée sur certaines conceptions; ces dernières sont nécessaires non seulement pour la modélisation de la géométrie mais aussi pour la prédiction de la performance d'écoulement à travers la fracture.

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

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

$$W = \frac{2P_{net}h_f}{E'} \dots \dots (54)$$

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

$$E' = \frac{E}{1 - \nu^2} \dots \dots (55)$$

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

$$\bar{W} = \frac{\pi}{4} W \dots \dots (56)$$

### III.8.1.Modèles de fracture (2D) :

On distingue trois modèles principaux dans cette catégorie :

#### III.8.1.1.Modèle (GDK) :

Le problème est traité à deux dimensions dans le plan horizontal (x, y). La fracture est supposée limitée par deux plans horizontaux distants d'une hauteur (h) constante dans le temps, ceci revient à supposer un glissement parfait le long de ces plans (interface couche – éponges), et donner à la fracture une section rectangulaire dans le plan vertical (*Figure III.10*).

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

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

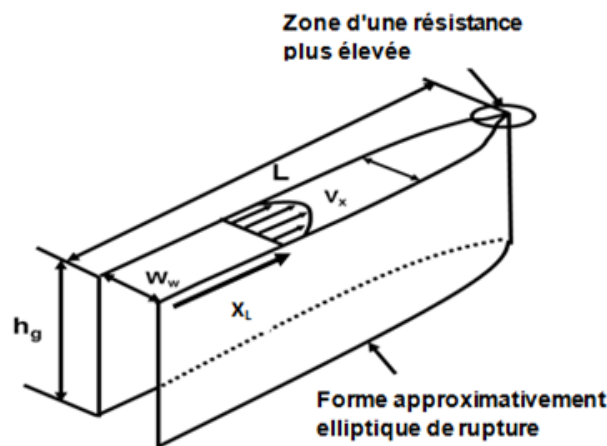


Figure III .10 Modèle (GDK) de Fracture. [8]

Le modèle GDK est basé sur les hypothèses suivantes :

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

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

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



Et la pression nette donnée par l'équation suivante :

$$P_{net,w} = \left( E'^3 \frac{21Q_i\mu}{64\pi h_f(X_L)^2} \right)^{1/4} \dots \dots (57)$$

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

$$W_w = \left[ \left( \frac{1}{E'} \right) \frac{84Q_i\mu(X_L)^2}{\pi h_f} \right]^{1/4} \dots \dots (58)$$

Ou:

$W_w$  : Largeur de fracture,

$X_L$  : Longueur de fracture,

$P_{net}$  : Pression nette,

$h_f$  : Hauteur de fracture,

$Q_i$  : Débit d'injection,

$\mu$  : Viscosité dynamique du fluide.

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

**1<sup>er</sup> CAS:** Aucune filtration du fluide (où  $X_L, T, E', Q_i, h_f$  et  $\mu$  sont en  $ft$ ,  $min$ ,  $psi$ ,  $bbl / min$ ,  $ft$  et  $cp$ )

$$X_L(T) = 0.38(T)^{2/3} \left( \frac{E'Q_i^3}{h_f^3\mu} \right)^{1/6} \quad W_w = 1.48(T)^{1/3} \left( \frac{Q_i^3\mu}{E'h_f^3} \right)^{1/6} \dots \dots (59)$$

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

$$X_L(T) = (T)^{1/2} \left( \frac{Q_i}{2\pi h_f C_L} \right) \dots \dots (60)$$

Dans le 2<sup>eme</sup> cas, on n'a pas une équation explicite pour la largeur qui a été fournie par *GEERTSMAAND & De KLERK*.

Pour n'importe quel point à une distance  $X$  du puits ; les équations suivantes sont une approximation pour le modèle de (GDK) :

$$W = W_{max} \left( 1 - \left( \frac{x}{X_L} \right) \right)^{1/2} \dots \dots (61)$$

La largeur moyenne donnée par la relation suivante :

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

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

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

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

### III.8.1.2.Modèle (PKN) :

Ce modèle est en premier lieu développé par *PERKINS KERN NORDGREN* ; puis modifié par d'autres, il est basé sur le flux de fluide et le gradient de pression,

D'autres hypothèses du modèle (PKN) sont supposées telles que : la hauteur de la fracture verticale est constante et ne dépasse pas la zone productrice, La section transversale de la fracture est supposée être elliptique et l'écoulement dans la fracture est mono-dimensionnel et dirigé suivant  $X_L$ , Ce modèle admet que :

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

La (Figure III.11). est une schématisation d'une fracture par le modèle (PKN) ;

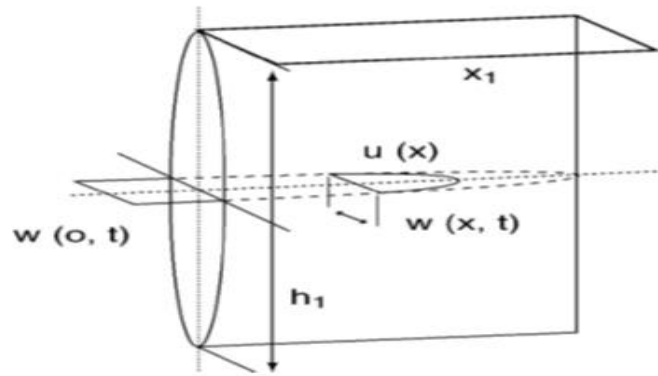


Figure III.11 Modèle PKN de Fracture. [8]

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

$$P_{net} = \left( \frac{16\mu q_i E' x_L^3}{\pi h_f^4} \right)^{1/4} \dots \dots (62)$$

$$W(x) = 3 \left( \frac{\mu Q_i (X_L - x)}{E'} \right)^{1/4} \dots \dots (63)$$

A :  $x = 0$  ; la largeur soit:

$$W_w = 0.38 \left( \frac{\mu Q_i X_L}{E'} \right)^{1/4} \dots \dots (64)$$

Dans cette équation le débit  $Q_i$ , la longueur  $X_L$ , la viscosité  $\mu$  et le module de déformation plane  $E'$  sont exprimés en bbl/min, pouces, centipoise et psi, respectivement. *NORDGREN* a obtenue l'équation suivante :

$$\left(\frac{\partial^2 W^4}{\partial x^2}\right) \frac{E'}{128\mu h_f} = \left(\frac{\partial W}{\partial t}\right) + \left(\frac{8C_L}{\pi(T - T_f(x))^{1/2}}\right) \dots \dots (65)$$

Où :  $T_f$  est le temps de l'ouverture de fracture et de l'exposition initiale de fluide.

*NORDGREN* a défini le temps adimensionnel et résolu numériquement cette équation pour obtenir l'approximation pour deux cas.

$$T_d = \left(\frac{64C_L^5 E' h_f}{\pi^3 \mu Q_i^2}\right)^{2/3} T \dots \dots (66)$$

#### 1<sup>er</sup> CAS : Haute efficacité ( $T_d < 0.01$ )

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

$$X_L(t) = 0,39(T)^{4/5} \left(\frac{E' q_i^3}{h_f^4 \mu}\right)^{1/5} \quad W_w = 2,18(T)^{1/5} \left(\frac{\mu Q_i^2}{E' h_f}\right)^{1/5} \dots \dots (67)$$

#### 2<sup>eme</sup> CAS : Haute filtration ( $T_d > 1$ )

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

$$X_L(T) = (T)^{1/2} \left(\frac{Q_i}{2\pi h_f C_L}\right) \quad W_w = 4(T)^{1/8} \left(\frac{Q_i^2 \mu}{\pi^3 E' h_f C_L}\right)^{1/4} \dots \dots (68)$$

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

$$W = W_{max} \left(1 - \left(\frac{x}{X_L}\right)\right)^{1/4} \dots \dots (69)$$

Pour la largeur moyenne :

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

#### III.8.1.3.Modèle radial :

Le modèle radial est caractérisé par un profil circulaire dans le plan vertical avec une section elliptique. Il est utilisé lorsque la zone perméable est petite, ce dernier présente seulement de faibles intercalations pour les barrières. Dans ce cas une faible hauteur de

formation est perforée, ainsi la fracture est assurée par l'initialisation en un point donné et se développe radialement .

La méthode de calcul est basée sur les hypothèses suivantes :

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

*GEERTSMA* et *DE KLERK* ont développé les équations pour une fracture radiale.

L'approximation de largeur et de rayon pour différents cas sont résumée ci-dessous:

### 1<sup>er</sup>CAS: Très faible filtration

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

$$W_w = 2,17 \left( \frac{\mu^2 Q_i^3}{E'^2} \right)^{1/9} \quad R = 0,52 \left( \frac{E'}{\mu} Q_i^3 \right)^{1/9} T^{4/9} \dots \dots (70)$$

### 2<sup>ème</sup> CAS : haute filtration

$$R = \frac{1}{\pi} \left( \frac{Q_i^2 T}{C_L^2} \right)^{1/4} \dots \dots (71)$$

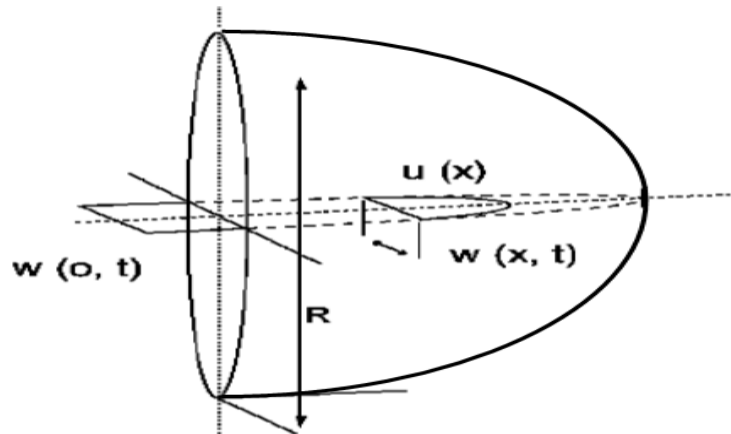


Figure III.12 Modèle Radial de Fracture. [8]

**Chapitre IV :**  
**Etude et Evaluation de la**  
**Fracturation Hydraulique du puits**  
**OKJ22 et OKN17**

## Chapitre IV : Etude et Evaluation d'une Fracturation Hydraulique sur les puits OKJ22 et OKN17

### IV.1 Introduction

La stimulation par fracturation hydraulique est une opération très importante qui mobilise des moyens humains et financiers très considérables. Alors il est primordiale d'éviter toute sorte d'erreur ou oubli, la garantie et la fiabilité de ce traitement ne peut que s'assurer par des méthodes de calculs et des formules pratiques exactes. Pour cette raison dans ce chapitre on énumérera toutes les méthodes nécessaires et leur application pour le bon fonctionnement et la réussite du traitement de cette opération.

### IV.2 1<sup>er</sup> CAS:

#### IV.2.1 Généralité sur le puits OKN17

##### IV.2.1 .1 Situation géographique du puits :

Le puits OKN17 est situé au centre du champ HBK, à 1250 m au Sud d'OKJ10b, à 1250 m au Sud-Est d'OKM88 et à 1230 m au Nord-Est d'OKN16.

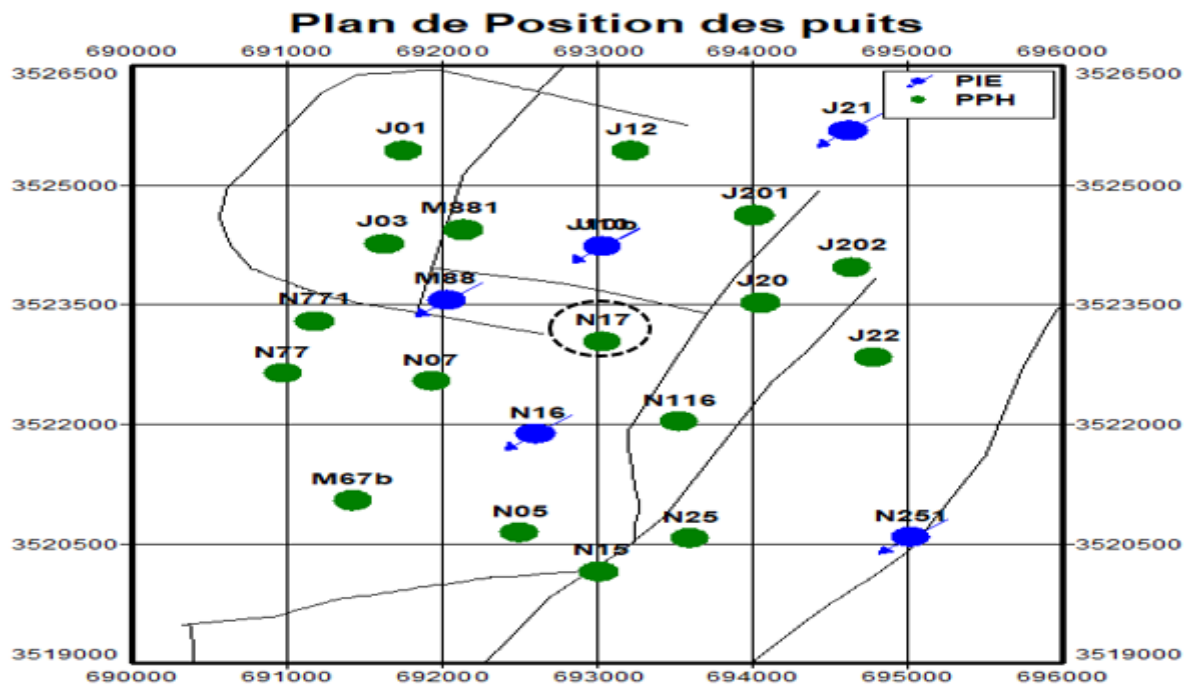


Figure. IV.1. Carte de positionnement du puits OKN17. [1]

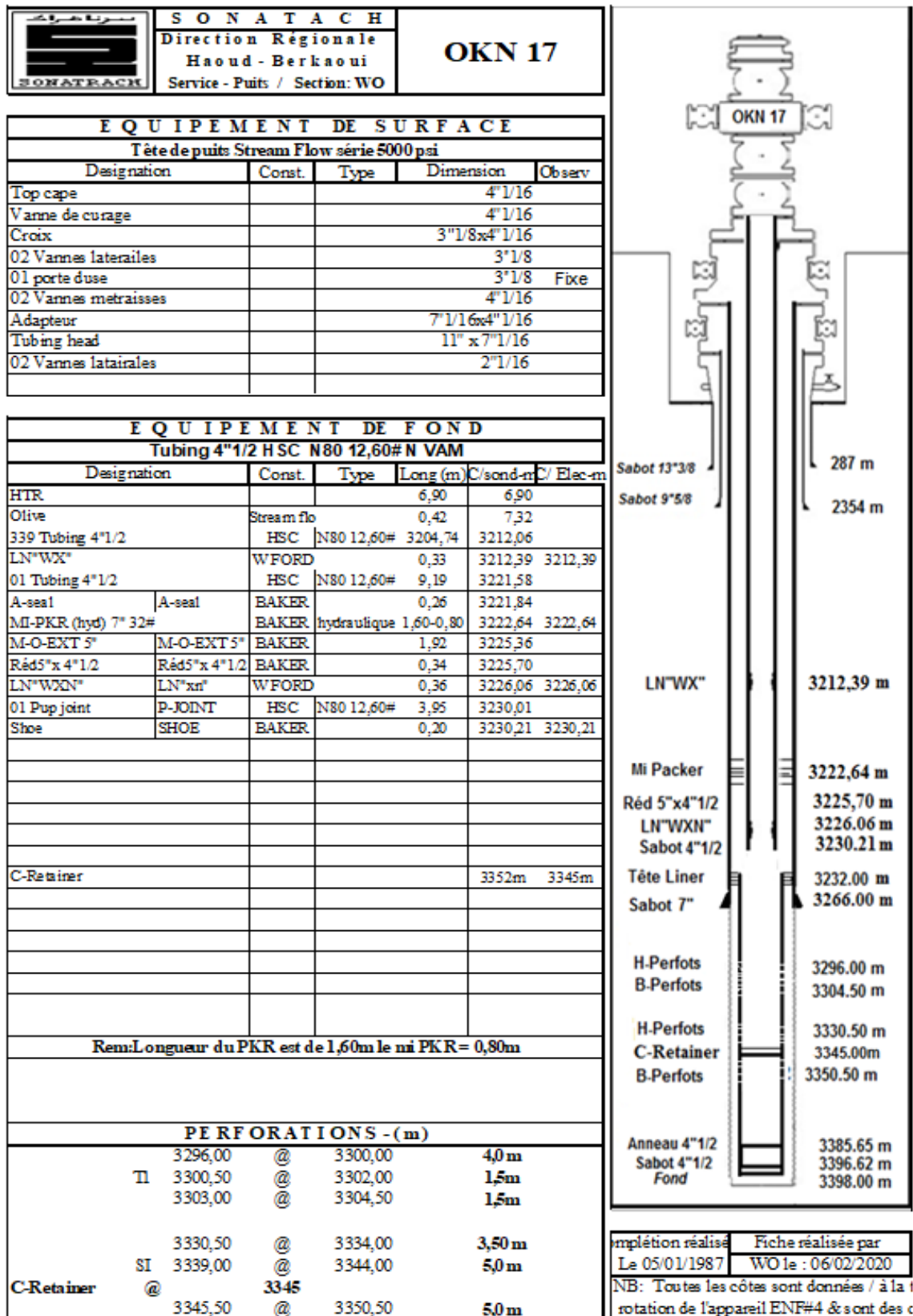


Figure IV.2 Schéma de la complétion du puits.OKN17. [1]

#### IV.2.1 .2Donnée de forage :

Date Début forage : 16/08/1986.

Date Fin forage : 25/12/1986.

Réservoirs : T1 + SI (Réservoir SI du TAG isolé par MPBT).

#### IV.2.1 .3 Tests des équipements durant la complétion:

- Poids sur le Packer : 18T.
- Test tête de puits à 5000 psis

#### IV.2.1 .4Tubages et cimentation:

| Intervalles (m) |      | Formation                                                             | Qualité de cimentation |
|-----------------|------|-----------------------------------------------------------------------|------------------------|
| De              | A    |                                                                       |                        |
| 3266.5          | 2600 | T2 + Argileux Inf. + S4 + Argileux Sup. + S3<br>+ S1 & S2 + Horizon B | Très bonne             |
| 2600            | 2200 | Lias Anhydritique + Lias Salifère + Dogger<br>lagunaire               | Bonne                  |

Tableau IV.1 tubage et cimentation

| Intervalles (m) |      | Formation                                                                                                                    | Qualité de cimentation |
|-----------------|------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------|
| de              | à    |                                                                                                                              |                        |
| 3385            | 3150 | Dévonien Inférieure + Série Inférieure + Roche<br>Eruptive + T2 + T1 + Argiles Inf + Argileux<br>Salifère (S4) + Argiles Sup | Très bonne             |
| 3150            | 3100 | Argiles Sup                                                                                                                  | bonne                  |

Tableau IV.2 tubage et cimentation



Perforation :

| Réservoir                 | Intervalles perforés (m) | Total perforés (m) | Date                                | Observations |
|---------------------------|--------------------------|--------------------|-------------------------------------|--------------|
| T1                        | 3296,00 m @ 3300,00 m    | 4,0                | 4 & 5/08/1999                       | Active       |
|                           | 3300,50 m @ 3302,00 m    | 1,5                |                                     |              |
|                           | 3303,00 m @ 3304,50 m    | 1,5                |                                     |              |
| SI                        | 3330,50 m @ 3334,00 m    | 3,5                | 20/02/1988                          | Active       |
|                           | 3339,00 m @ 3344,00 m    | 5,0                | 20/02/1998                          |              |
| CEMENT -Retainer @ 3345 m |                          |                    |                                     |              |
|                           | 3345,50 m @ 3350,50 m    | 5,0                | Isolé WO (21/12/2019 au 08/02/2020) |              |

Tableau IV.3 perforation

Milieu des perforations = 3320 m.

#### IV.2.1.5 Caractéristiques des charges :

Type de charge : ENERJET 2 "1/8

#### IV.2.1.6 Pressions des annulaires:

Relevé du 21/08/2020 (Essais et Mesure)

- P.amont duse = 62 bars.
- P. annulaire 7" = 0.
- P. annulaire 9<sup>5</sup>/<sub>8</sub> = 0.
- P. annulaire 13<sup>3</sup>/<sub>8</sub> = 0.

#### IV.2.1.7 Tests des espaces annulaires :

Date de test : 27/08/2020.

Test 3"½ x 7", à 3000 psi, durant 16 mn : ok

Test 7" x 9"½, à 1500 psi, durant 15 mn : ok

#### **IV.2.1.8 Mesures de pression :**

| DATE_      | TEST_TYPE | P_REF  | P_CM  | COTE_MES | RESERVOIR |
|------------|-----------|--------|-------|----------|-----------|
| 29/07/2019 | PFS       | 294,34 | 293,4 | 3300     | T1        |

### **IV.3 Opportunité de la fracturation hydraulique**

#### **IV.3.1 L'historique et les critères de choix :**

OKN17 est un puits producteur d'huile, foré du 16/08 au 15/12/1986. Complété dans la Série Inferieure, il a été mis en service le 01/03/1988, après démarrage à l'azote.

Suite à une production excessive d'eau, une opération de Workover, en Novembre 1991, a été réalisée pour la récupération d'un poisson Wire-line, et pour la descente d'une complétion (GLC) 2"7/8 x 1"660, avec système de dessalage sous Packer en continu.

Après deux années de production, le pourcentage d'eau a augmenté progressivement jusqu'à l'inondation complète du puits. De ce fait, le puits a subi des perforations complémentaires dans le réservoir T1, après avoir isolé la Série Inférieure par MPBT. Notons que le puits a subi une deuxième opération de Workover.

Cependant, Il est à noter que la stimulation de puits OKN17, en 2004, a échoué, car les réactions secondaires de l'acide avec la matrice ont affecté la formation ; par conséquence le puits a été fermé en 2007, suite à son débit nul ( $P_t = P_p$ ).

L'interprétation de la mesure de la PFS du 29 Juillet 2019, nous montre que la pression du réservoir est de 294.4 kgf/cm<sup>2</sup>, et que la colonne de production est pleine d'huile, d'un gradient moyen de 0,068 kgf/cm<sup>2</sup>/m.

Par ailleurs, il est à noter que le puits a été repris en Work Over du 21/12/2019 au 08/02/2020, pour le changement de complétion et la sécurisation des espaces annulaires, dans le but de réaliser une fracturation hydraulique.

Cependant, lors du dernier WO (21/12/2019 au 08/02/2020), après reforage du MPBT, il a été suggéré de ne pas isoler les deux premiers bancs de la Série Inférieure (3330,50 à 3344,00 m), qui ont été une première fois isolé en 2001. Malheureusement, après le WO, plusieurs tentatives de démarrage du puits se sont avérées vaines, avec production d'eau sur torche.

Enfin, comme cité plus haut, la pression du réservoir T1 est de 294.4 kgf/cm<sup>2</sup> à -3100 m (cote de référence), avec une production anhydre et une pression de tête de 72,73 kgf/cm<sup>2</sup> en puits fermé. Les différentes ouvertures du puits durent quelques heures, seulement, et la recompression nécessite beaucoup de temps, en raison de la mauvaise liaison couche trou. De ce fait, tout indique que le puits possède encore un potentiel, qu'il faudrait exploiter en réalisant une fracturation hydraulique. Assurément, lors de l'opération de fracturation, il y a lieu de préciser que la Série Inférieure doit être isolée par un bouchon de sable ou un Bridge Plug (Evotrill), afin d'initier la fracture dans le T1.

### **IV.3.2 déroulement de l'opération de fracturation hydraulique du puits**

#### **OKN17**

L'opération de fracturation du puits OKN17 a été réalisée en deux jours ; soit les 05 et 06/12/2020. La mini fracturation a été réalisée le 05/12/2020, et les résultats obtenus ont permis d'établir un design du traitement principal (fracturation), qui a été exécuté le 06/12/2020.

#### **IV.3.2.1 1er jour Test d'injectivité et mini frac :**

##### **IV.3.2.1 .1 Test d'injectivité :**

Le puits a été rempli avec 26,11 m<sup>3</sup> d'eau traitée, puis pomper 11,29 m<sup>3</sup> d'eau traitée à 14,8 bpm pour atteindre la pression de Break down de la formation afin de commencer la Mini Frac, comme il apparait sur le graphe ci-après.

Déroulement du test.

Date : 05/12 /2020.

07h30 : Rig Up

- Installation de l'équipement de HALIBURTON.
- Test de toutes les lignes.

08h00: Test de l'annulaire A à 5000 psi (351,5 kgf/cm<sup>2</sup>), pendant 10 min.

08h10: Démarrage des pompes.

08h30: Test de toutes les lignes de traitement à 12 000 psi (843,68 kgf/cm<sup>2</sup>), pendant 10 min.

09h30 : Safety meeting.

09h32 : Remplissage du puits pour monter la Tree Saver.

09h40: Début de pompage de l'eau traitée pour le remplissage des annulaires.

Pressurisation de l'annulaire A à 1800 psi.

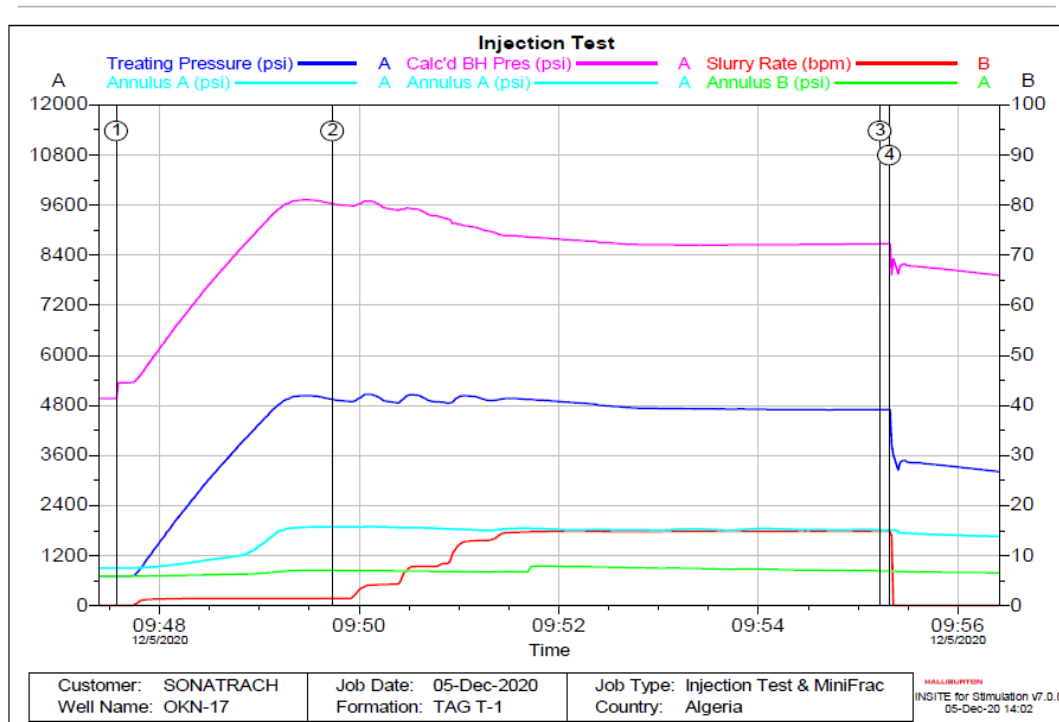
Pressurisation de l'annulaire B à 700 psi.

09h46 : Pompage de 3 bbl de l'eau traitée, à 15 bpm.

09h47 : pompage de 68,54 bbl de l'eau traité en plus pour avoir la pression Breakdown, à 14,8 bpm

09h55 : Shut-in and monitor pressure decline

### Chart Injection test



**Figure IV.3 Evolution des pressions lors du test d'injectivité OKN17. [7]**

La mini frac a été réalisée en pompant 427,64 bbl de **Hybor H 30 #** à 31,1 bpm . Le graphe ci-après illustre le point d'obtention de l'ISIP (Instantaneous Shut-In Pressure), qui est de 8269 psi (581,36 kgf/cm<sup>2</sup>) : Pression d'initiation de la fracture, qui nous permet aussi d'obtenir le gradient de frac dans la zone de OKN17 ; soit **0,76** psi/ft.

La fracture a été étendue à l'aide d'un linear gel 35#.

Déroulement de la mini frac:

Date : 05/12/2020.

10h21 : Pompage du prepad de 42,50 bbl de liner Gel à 31,1 bpm.

10h25 : Début de la mini frac avec 427,67 bbl de Hybor H 30 # à 31,1 bpm

10h39 : Chasse avec 183,33 bbl de linear gel.

10h48 : Shut-in and monitor pressure decline

#### **IV.3.2.1 .2 Volume pompé durant le test d'injectivité et mini frac OKN17**

| Stage            | Water  | Liner Gel  | X-linked Gel |
|------------------|--------|------------|--------------|
|                  | (Gals) | 30 #(Gals) | 30 #(Gals)   |
| Injectivity test | 2982   | ----       | ----         |
| Mini frac        | -----  | 9517       | 117961       |

Tableau IV.4 Volume pompé durant le test d'injectivité et mini frac OKN17

#### **IV.3.2.1 .3 Interprétation de log température:**

Le log de thermométrie a été enregistrée le 05/12/2020, a montré un refroidissement de 3288 m jusqu'à 3313 m sur une hauteur de 25 m. La représentation de lecture de la thermométrie illustre bien que la fracture est initiée et propagée dans T1 du TAG, comme le montre le graphe ci-après.

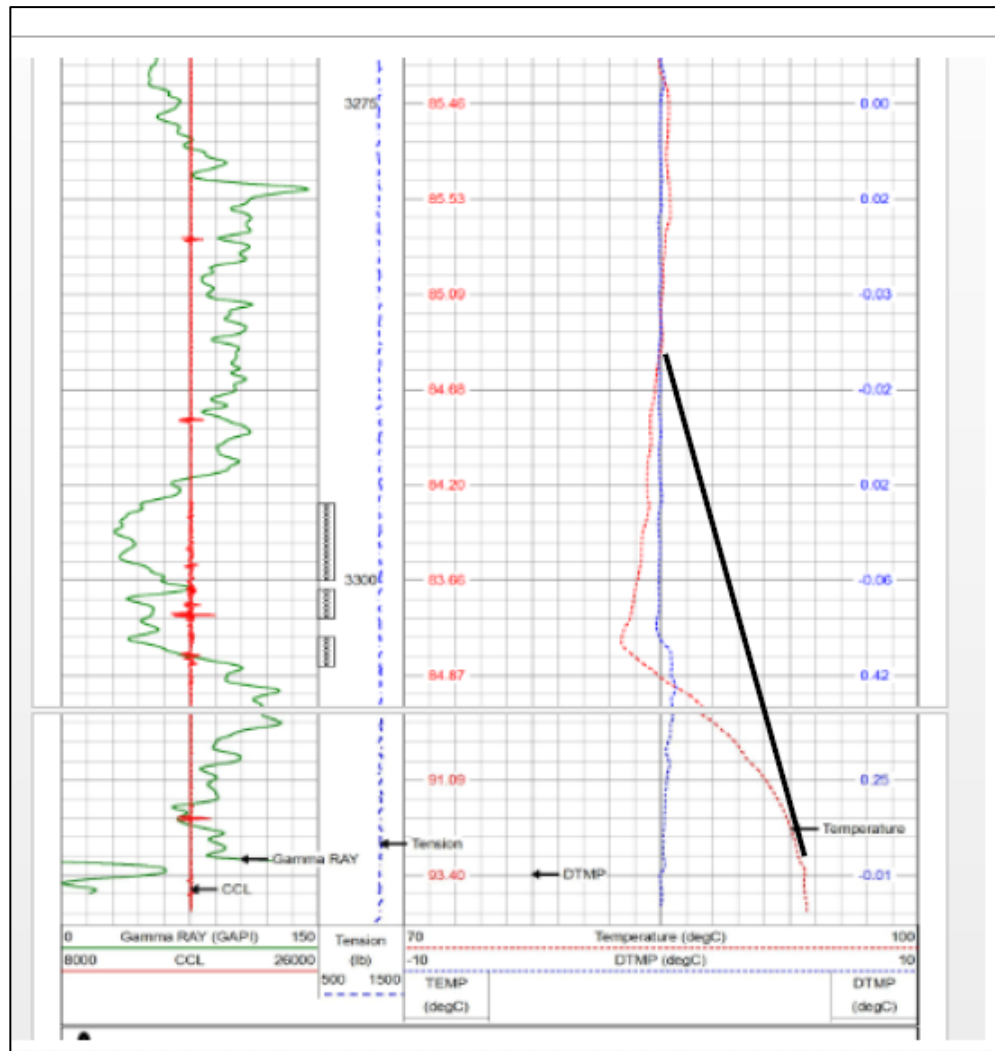
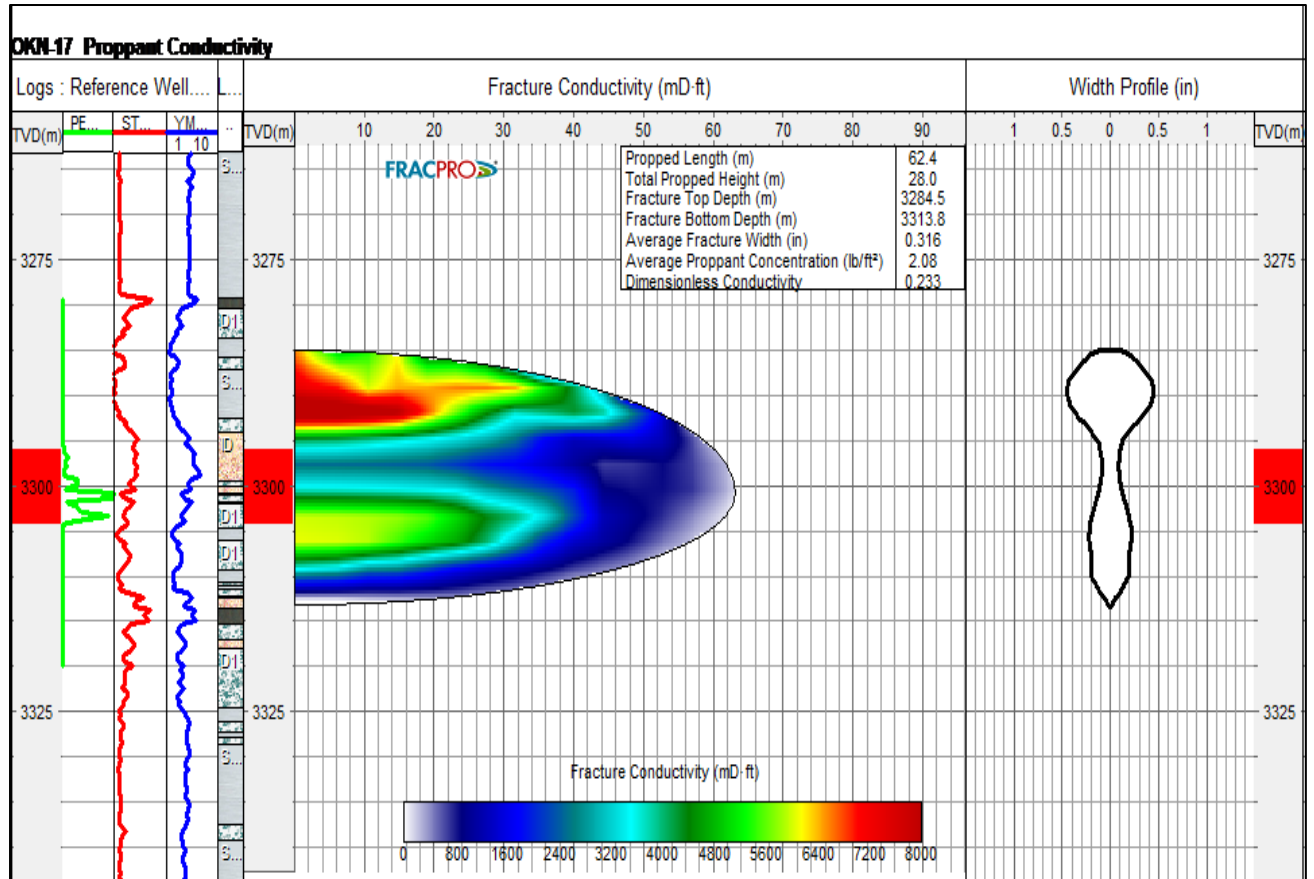


Figure IV.4 Thermométrie de référence et thermométrie post mini frac. [7]

#### IV.3.2.1 .4 Géométrie de la fracture et distribution des contraintes le long des perforations.

Les données de la mini frac, ainsi que la thermométrie, ont permis d'aboutir à la représentation de la géométrie de la fracture, comme le montre le schéma ci-après.



**Figure IV.5 Géométrie de la fracture. [7]**

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

Le graphique ci-dessous est l'enregistrement complet du test de minifrac. Ce graphique est généré par le logiciel FracPro PT (Le logiciel est développé en étroite collaboration entre l'université d'Oklahoma et les ingénieurs de Halliburton)

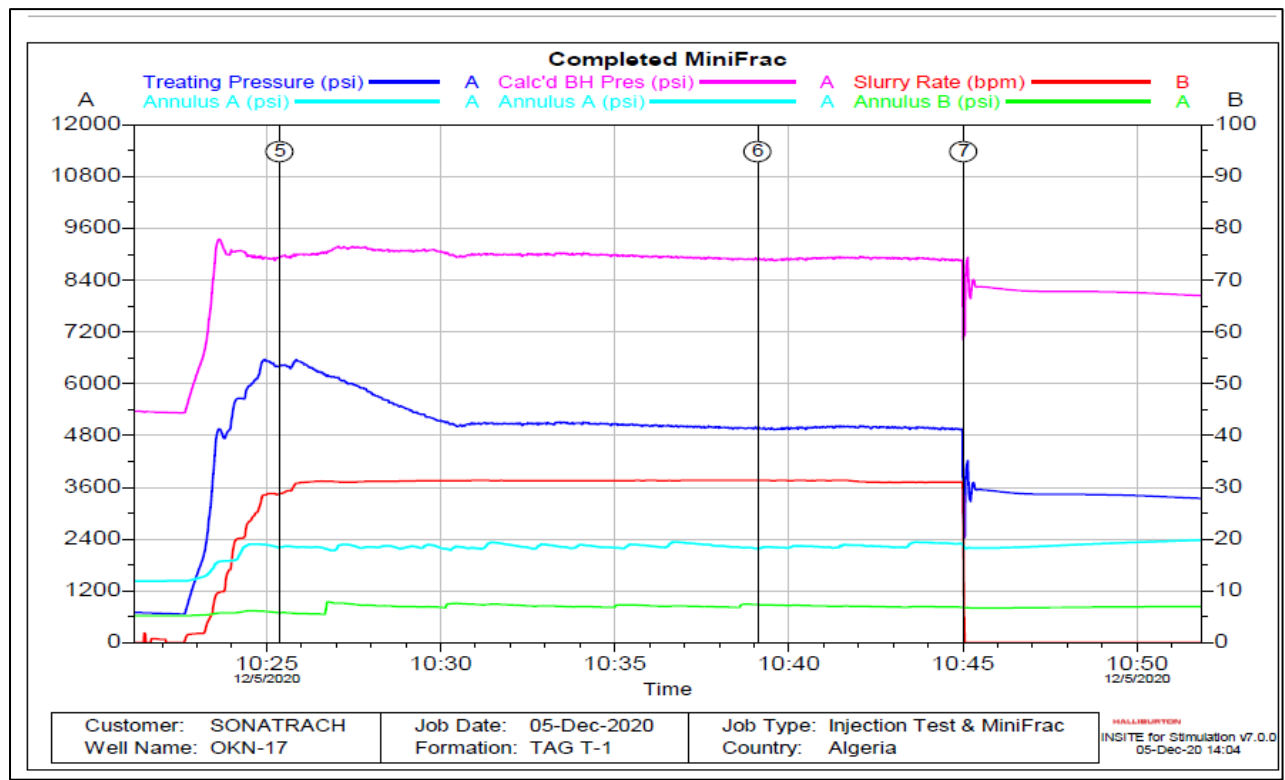


Figure IV.6 Evolution des pressions lors du test de mini frac.OKN17. [7]

#### IV.3.2.1 .5 La pression de fracturation (Pf)

La pression maximale atteinte lors de l'enregistrement complet du test de minifrac de OKJ22, correspond à la pression de fracturation.

$$P_f = 8580 \text{ Psi}$$

#### IV.3.2.1 .6 Estimation du gradient de fracturation (GF)

Le gradient de fracturation (GF) estimé par logiciel est :

$$GF = 0.76 \text{ Psi/ft}$$

#### IV.3.2.1 .7 Pression instantané de fermeture (ISIP)

A partir de ce graphique généré par le logiciel FracPro PT, La valeur de l'ISIP calculée par logiciel est :

$$ISIP = 8269 \text{ Psi}$$



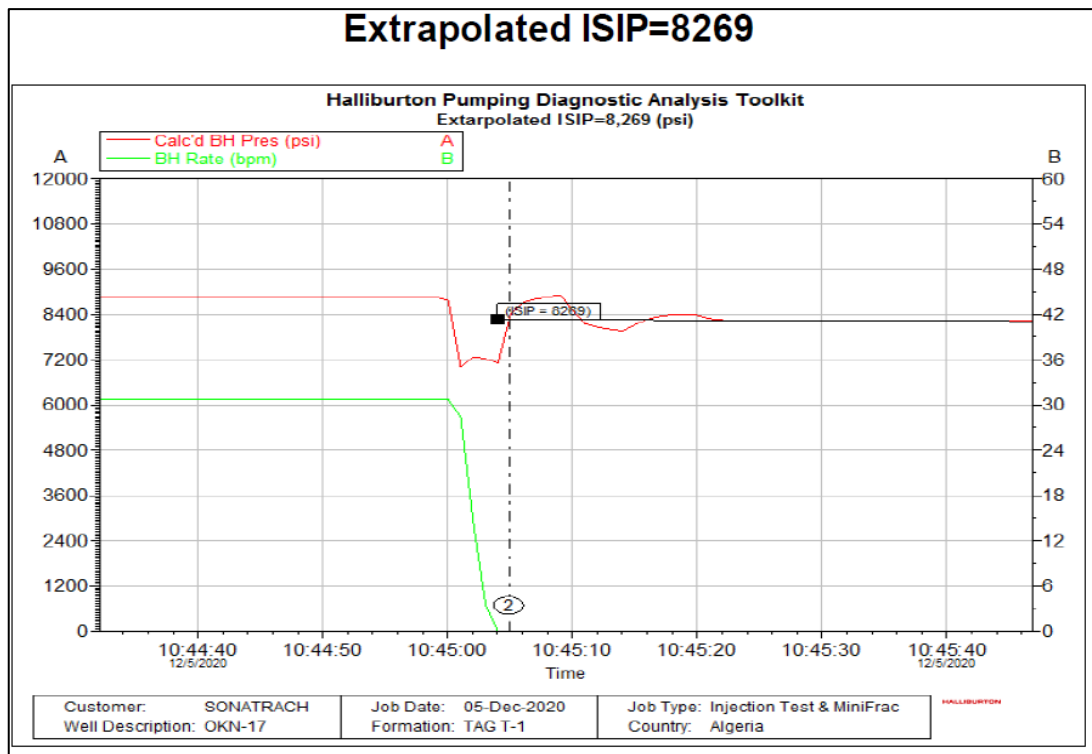


Figure IV.7 Détermination de L'ISIP, Minifrac.OKN17. [7]

- Bottom Hole Last Pressure Pumping (BHLPP) = **8860 Psi**
- Bottom Hole Instantanus Shuting Pressure (BHISIP) = **8269 Psi**
- Surface Last Pressure Pumping (SLPP) = **4945 Psi**
- Surafce Instantanus Shuting Pressure (SISIP) = **3532 Psi**

#### IV.3.2.1 .8 Pression de fermeture ( $P_C$ )

Le calcul de la pression de fermeture ( $P_C$ ), se fait par deux méthodes graphiques, afin d'avoir cette valeur la compagnie Halliburton a utilisé le logiciel FracPro PT.

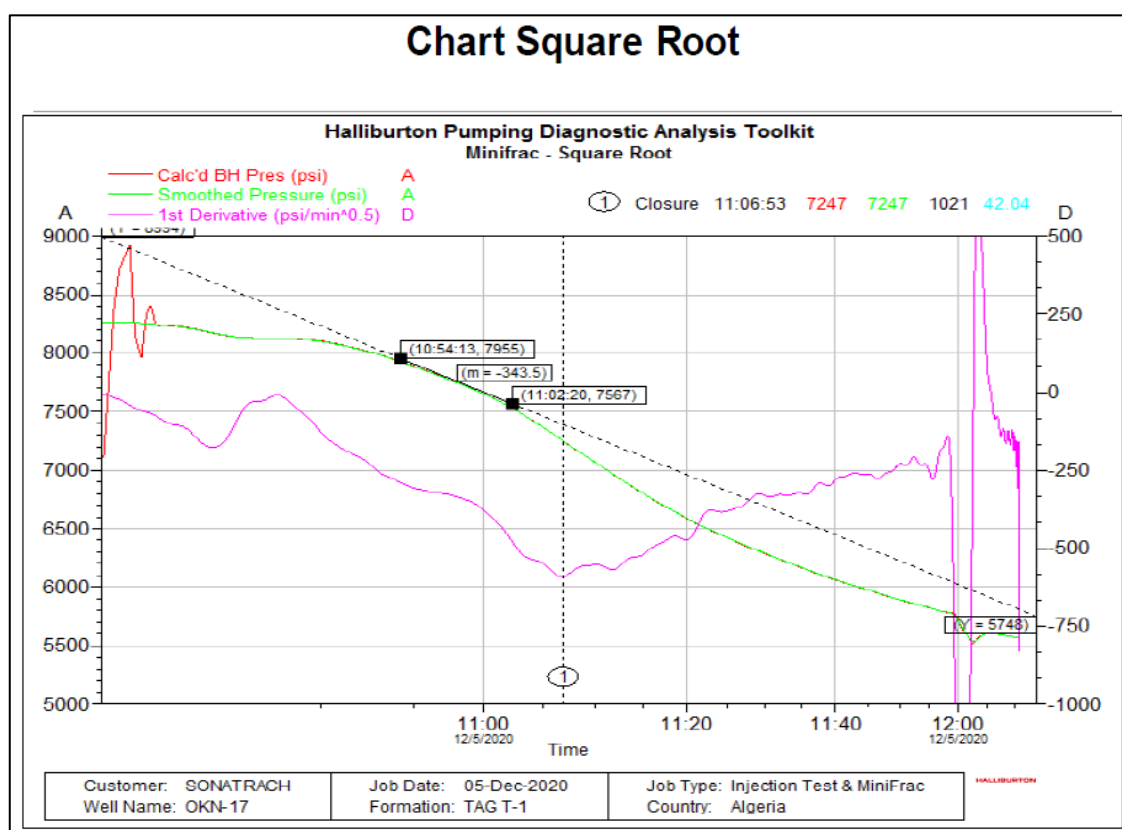


Figure IV.8 Détermination de  $P_c$  par la racine carrée du temps. OKN17. [7]

### IV.3.2.1 .9 La méthode de la fonction-G (G-Funtion) :

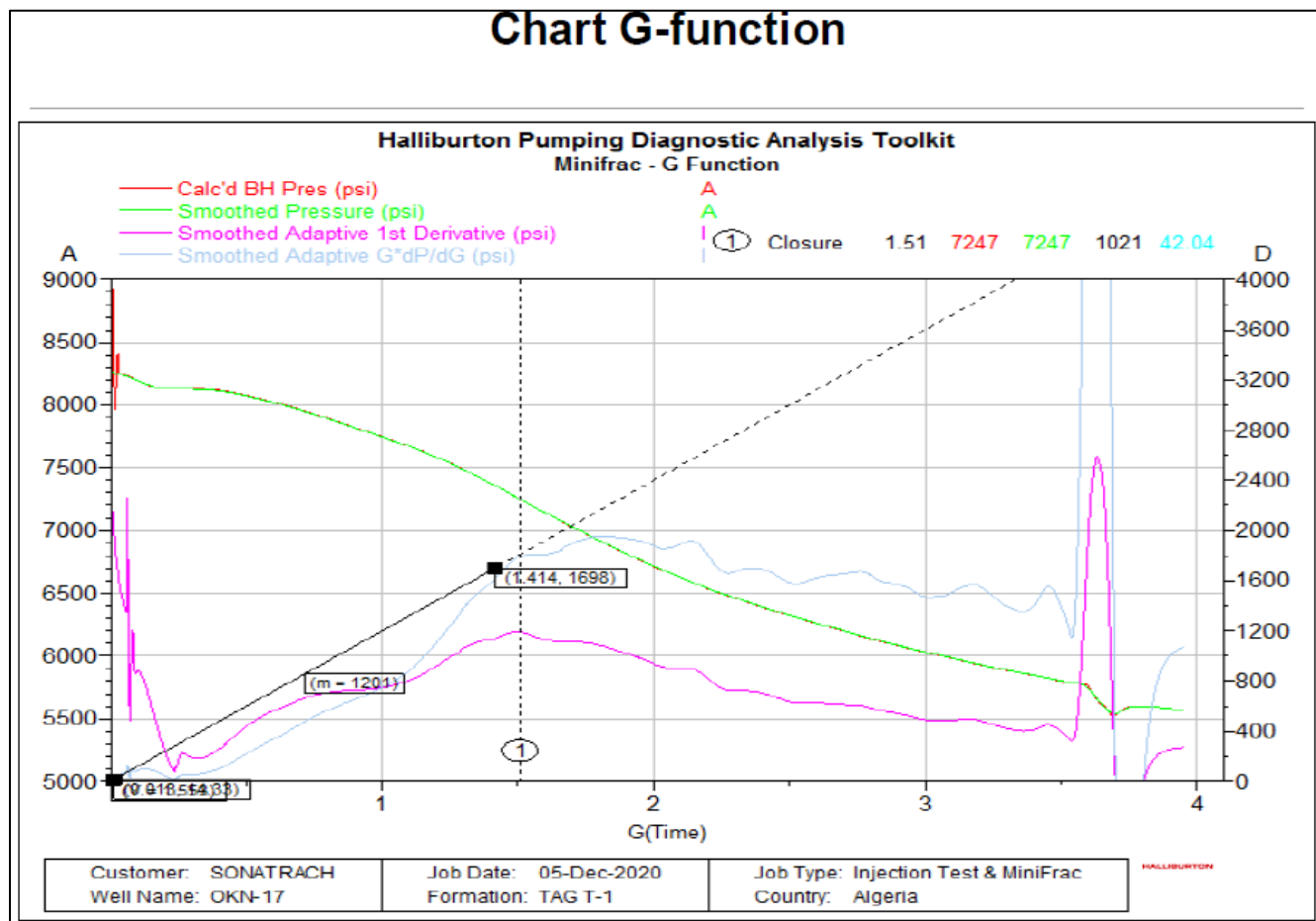


Figure IV.9 Détermination de  $P_c$  par la fonction-G, Minifrac.OKN17. [7]

$$P_c = 7247 \text{ Psi}$$

### IV.3.2.1 .10 Pertes de charges estimées par le logiciel

Les pertes de charge Near Well

Bore

$\Delta P_{nwb}$

BHLPP-BHISIP

8860-8269=591 Psi

Les pertes de charges Total

$\Delta P_t$

SLPP-SISIP

4945-3532=1413 Psi

Pipe friction

$\Delta P_{\text{pipe friction}}$

$\Delta P_t - \Delta P_{nwb}$

1413-591 =822 Psi

#### IV.3.2.1 .11 La pression nette dans la fracture ( $P_{Net}$ )

La pression nette est déterminée par l'équation ci-dessous :

$$P_{Net} = ISIP_{BH} - P_C$$

$Net = 1021 \text{ Psi}$

#### IV.3.2.1 .12 Efficacité de fluide

L'efficacité de fluide est donnée par le simulateur est égale :  $F.E = 42,04\%$

#### IV.3.2.2 2ème JOUR : LA FRACTURE HYDRAULIQUE.

La réalisation de la fracture a eu lieu le 06/12/2020, suite à l'analyse des données obtenues avec la mini frac et la thermométries enregistrée, qui ont permis de caler le modèle de fracture, en usant des valeurs de l'ISIP, Net Pressure, Closure Pressure et l'efficacité du fluide.

##### IV.3.2.2.1 Développement de la fracture.

Lors du développement de la fracture, la pression a augmenté linéairement (pompage du Pad) jusqu'à arrivé la pression de Break down de la formation , puis elle a chuté au moment du pompage du proppant (agent de soutènement). En revanche, les pressions hydrostatiques ont augmenté, et par conséquent la pression de fond aussi.

Quant à la mise en place du proppant, il y a eu pompage de 2200 lbs(100 mesh), 53163 lbs du calibre 20/40 et 11590 lbs du calibre 16/30 dans la formation, et ce à une concentration maximale de 8,30 lbm/gal.

L'évolution des pressions de surface et de fond, ainsi que celle du débit du laitier (gel + proppant), sont représentées par le graphique ci-après.

Déroulement de l'opération de fracturation hydraulique.

Date : 06/12/2020.

Rig Up

Test des les lignes de traitement à 12000 psi (843,68 kgf/cm<sup>2</sup>), pendant 10 min.

07h 30 : Pression de test annulaire A est de 3800 psi et B est de 1800 psi.

10h30 : Safety meeting.

10h40 : Mettre la pression annulaire A à 1200 psi et annulaire B à 500 psi.

10h48 : Début du pompage du Prepad avec 53,45 bbl de linear gel 30 #.

10h52 : Début du pompage du pad avec 179,47 bbl de Hybro H30#.

10h57 : Continue le pompage de 47,26 bbl de Hybro H30# avec du proppant 100 Mesh.

10h59 : Pompage du pad : 8525 gal de Hybro H30# à 31,3 bpm.

11h06 : Pompage du proppant-1 : 6050 gal de Hybro H30# + 1 ppg de 20/40 HSP.

11h10 : Pompage du proppant-2 : 3992 gal de Hybro H30# + 2 ppg de 20/40 HSP.  
 11h14 : Pompage du proppant-3 : 3509 gal de Hybro H30# + 3 ppg de 20/40 HSP.  
 11h17 : Pompage du proppant-4 : 3518 gal de Hybro H30# + 3 ppg de 20/40 HSP.  
 11h20 : Pompage du proppant-5 : 3296 gal de Hybro H30# + 5 ppg de 20/40 HSP.  
 11h23 : Pompage du proppant-6 : 2005 gal de Hybro H30# + 6 ppg de 16/30 HSP  
 11h25 : Pompage du proppant-7 : 1264 gal de Hybro H30# + 7 ppg de 16/30 HSP  
 11h26 : Chasse avec 134,04 bbl de linear gel.  
 11h29 : Arrêt du pompage.

#### IV.3.2.2 Evolution des pressions de surface et de fond durant la fracturation

L'évolution des pressions de surface et de fond, ainsi que celle du débit du laitier (gel + proppant), sont représentées par le graphique ci-après.

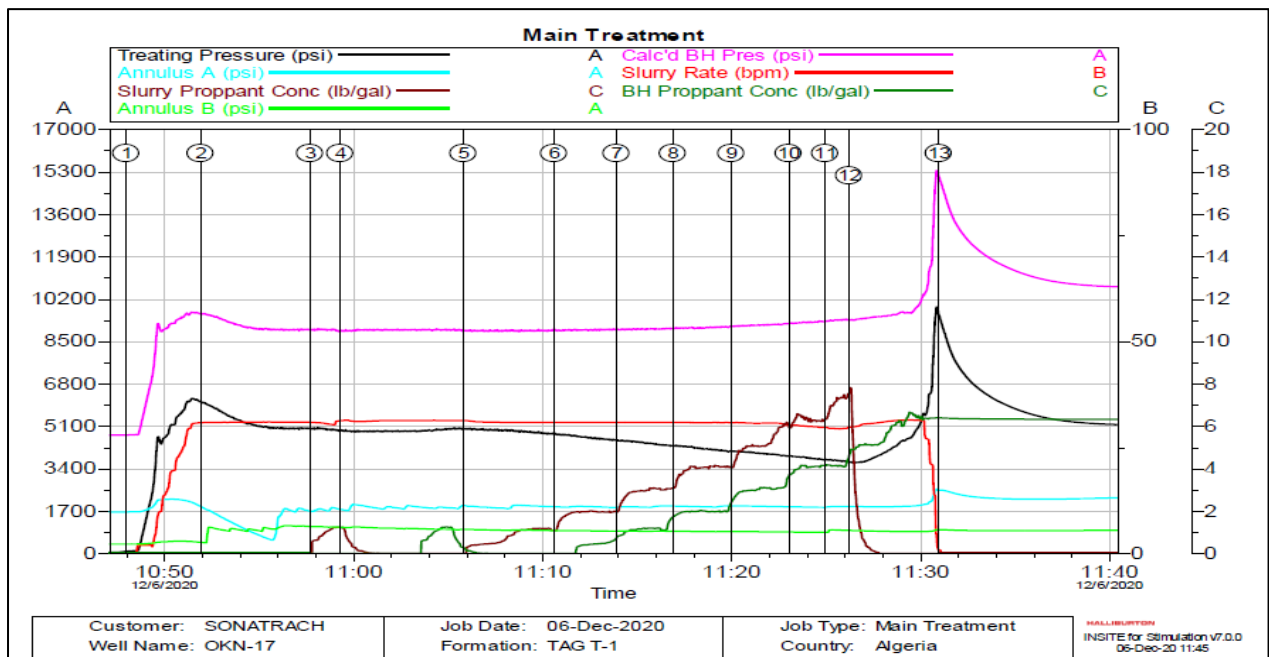


Figure IV.10 Evolution des pressions de surface et de fond durant la fracturation. [6]

#### IV.3.2.2.3 Evaluation de l'opération de fracturation :

| Historique des Jaugeage avant Frac et après Frac |          |          |           |                          |                                       |        |
|--------------------------------------------------|----------|----------|-----------|--------------------------|---------------------------------------|--------|
| Date                                             | Pt (bar) | Pp (bar) | Duse (mm) | Qoil (m <sup>3</sup> /h) | GLR (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> ) | WC (%) |
| Avant frac                                       |          |          |           |                          |                                       |        |
| 06/12/2004                                       | 16       | 12       | 12        | 0.62                     | 931                                   | 0      |
| Après frac                                       |          |          |           |                          |                                       |        |
| 20/12/2020                                       | 24,5     | 11       | 6,35      | 4,2                      | 140                                   | 0      |

Tableau IV.5 Historique des Jaugeage avant Frac et après Frac OKN17

#### Nettoyage au Coiled Tubing

| Date       | Actions                                                                                                                                                                                                                                                  |
|------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 07/12/2020 | Descente CT avec pompage d'eau fraiche nitrifiée 0,5 BPM ,N2 à 20 lpm jusqu' à la cote 3324 m pompage Gel , Kick off à 2800 m ( (V eau fraiche =17 m <sup>3</sup> ,V Gel mousse= 10 m <sup>3</sup> , V Gel= 01 m <sup>3</sup> et N2 = 9 m <sup>3</sup> ) |
| 08/12/2020 | Descente CT avec pompage N2 ,Kick off à 2800 (V N2 = 9 m <sup>3</sup> )                                                                                                                                                                                  |
| 09/12/2020 | Descente CT avec pompage N2 ,Kick off à 2800 m (V N2=5,5 m <sup>3</sup> , Veau =4 m <sup>3</sup> )                                                                                                                                                       |
| 16/12/2020 | Descente CT avec pompage Gel nitrifiée jusqu' à 3325 m ,(V eau traitée =4 m <sup>3</sup> ,V gel + eau = 4 m <sup>3</sup> , Gel =1 m <sup>3</sup> , V N2= 8 m <sup>3</sup> )                                                                              |

| Description                           |                          |
|---------------------------------------|--------------------------|
| Propped fracture longueur             | 62.4 m                   |
| Propped fracture la hauteur du sommet | 3284.5 m                 |
| Propped fracture la hauteur du bas    | 3313 m                   |
| Concentration moyenne du proppant     | 2.08 lbs/ft <sup>2</sup> |
| Conductivité moyenne                  | 0233 md-ft               |

Tableau IV.6 Caractéristiques simulées de la fracture.OKN17

#### IV.4 IIème CAS :

##### IV.4.1 Généralité sur le puits OKJ22

###### IV.4.1 .1 Situation géographique du puits :

OKJ22 est un puits dégagé dans le cadre de l'étude réalisée pour l'optimisation du plan de développement du champ de Haoud Berkaoui. Il se trouve pratiquement au centre de la structure de celui-ci. L'objectif était de confirmer le potentiel existant dans cette zone, connue pour sa complexité stratigraphique, ainsi que la confirmation de l'extension du réservoir T1.

Le puits a été complété dans la Série Inférieure, avec un Tubing de 3"1/2 et un Liner 4"1/2. Il a été perforé le 05-06/07/2017, et mis en service le 17/07/2017.

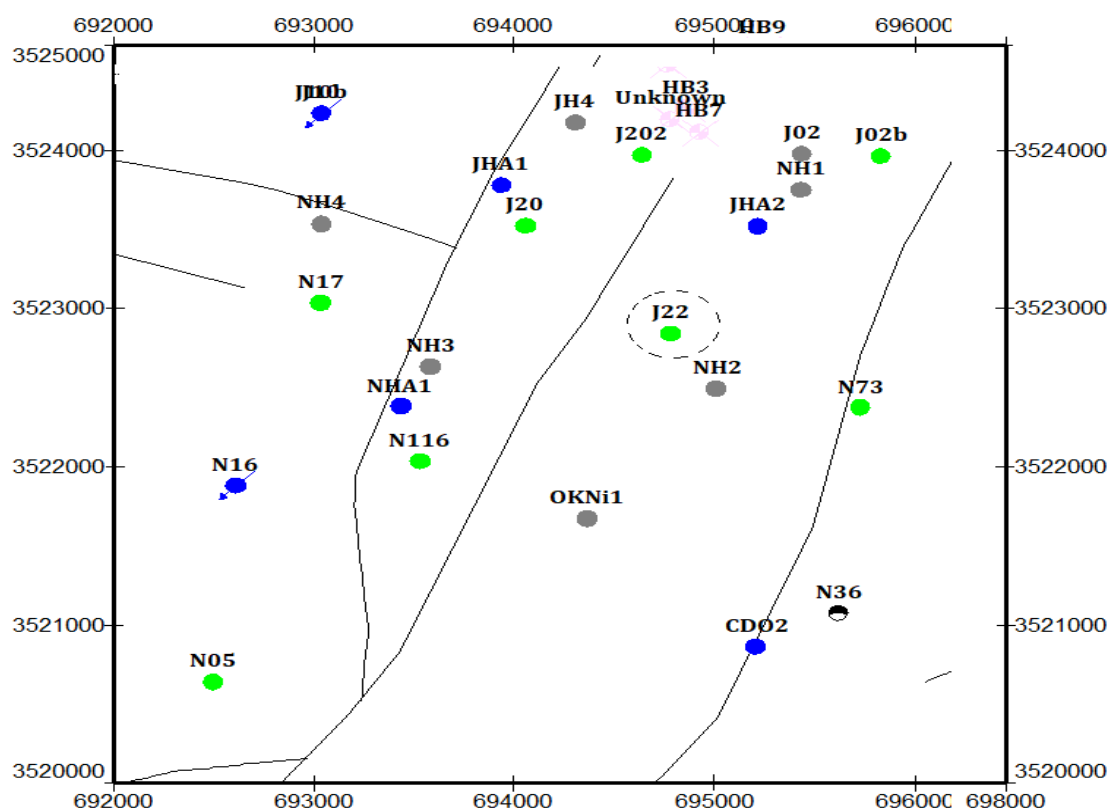


Figure IV.11 Carte de positionnement du puits OKJ22.[1]



## IV.4.1.2 Fiche Technique

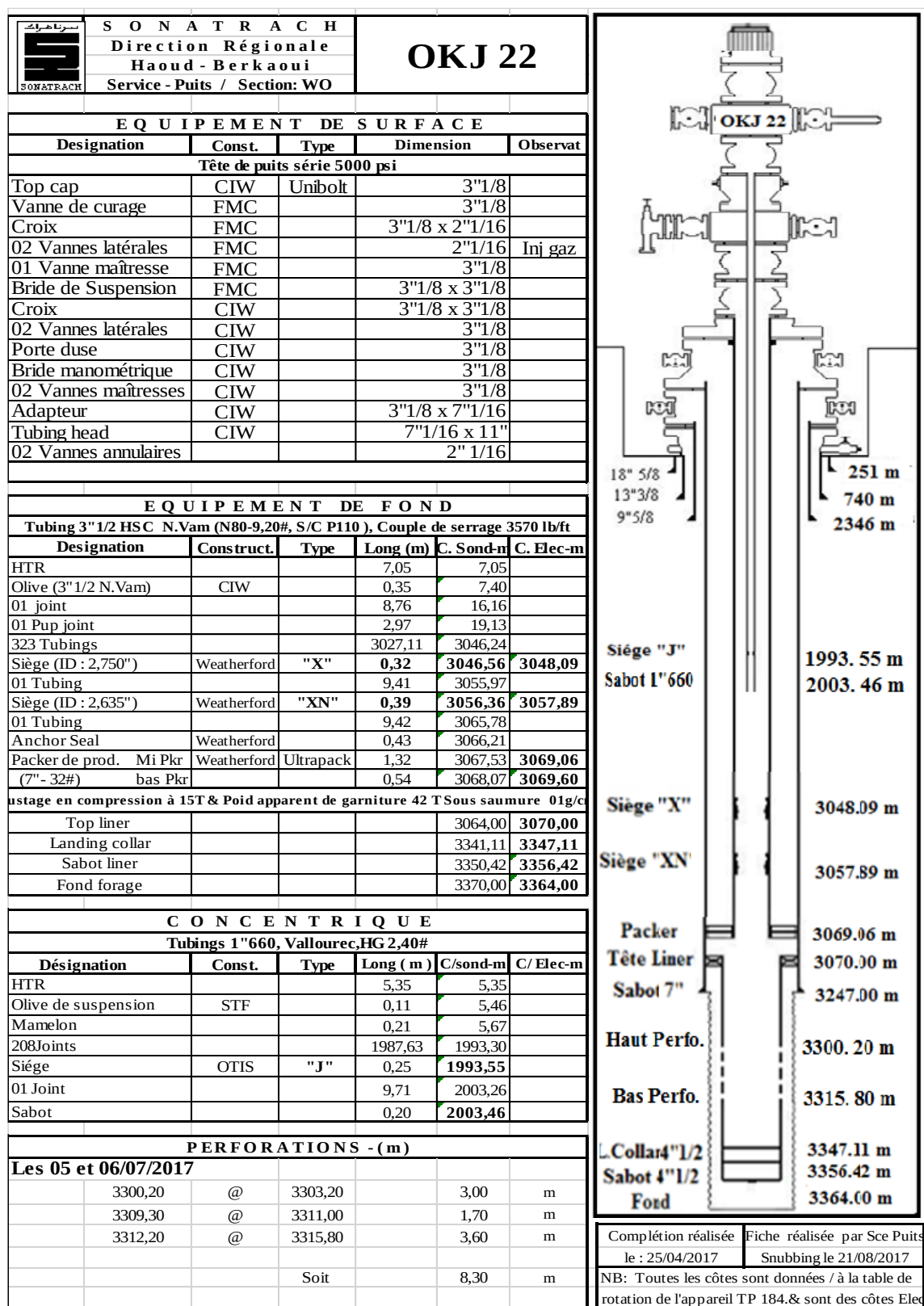


Figure IV.12 Schéma de la complétion du puits.OKJ22. [1]

#### **IV.4.1 .3 Données de puits :**

OKN17 est un puits producteur d'huile, foré du 26/02/2017 au 20/04/2017 Complété dans la Série Inferieure, il a été mis en service le 17/07/2017.

#### **IV.4.1 .4 Perforation:**

Le puits a été perforé du 5 au 06/07/17). Les intervalles perforés sont :

| <b>Banc n°</b>          | <b>Intervalles perforés (m)</b> | <b>Hauteur (m)</b> |
|-------------------------|---------------------------------|--------------------|
| 1                       | 3300.20 @ 3303.20               | 3                  |
| 2                       | 3309.30 @ 3311.00               | 1.7                |
| 3                       | 3312.20 @ 3315.80               | 3.6                |
| Hauteur totale perforée |                                 | <b>8.30</b>        |

Cote mi- perforations : 3308.00 m

#### **IV.4.1 .5 Caractéristiques des charges :**

2116 PREDATOR ZX, HMX, 2"1/8 ; EH = 0.41 in ; PEN = 29,80 in ; Ph30° ; 06 SPF.

### **IV. 4.2 déroulement de l'opération de fracturation hydraulique du puits OKJ22**

L'opération de fracturation du puits OKJ22 a été réalisée en deux jours ; soit les 01 et 02/12/2020. La mini fracturation a été réalisée le 01/12/2020, et les résultats obtenus ont permis d'établir un design du traitement principal (fracturation), qui a été exécuté le 02/12/2020.

## **IV. 4.2 .1 1er jour : test d'injectivité et mini frac**

### **IV. 4.2 .1.1 Test d'injectivité**

Le puits a été rempli avec 15,69 m<sup>3</sup> d'eau, commencer à pomper 19,62 m<sup>3</sup> de l'eau traité en plus à 3 bpm pour atteindre la pression Break down de la formation.

En fin de test, un débit de 15 bpm a été atteint à une pression de 7000 psi , comme il apparait sur le graphe ci-après

### **IV. 4.2 .1.2 Déroulement du test**

Date : 01/12 /2020.

07h30 : Rig Up

- Installation de l'équipement de HALIBURTON.
- Test de toutes les lignes.

08h00: Test de l'annulaire A à 5000 psi (351,5 kgf/cm<sup>2</sup>), pendant 10 min.

08h10: Démarrage des pompes.

08h30: Test de toutes les lignes de traitement à 12 000 psi (843,68 kgf/cm<sup>2</sup>), pendant 10 min.

09h10 : Safety meeting.

09h20 : Remplissage du puits pour monter la Tree Saver.

09h30 : Début de pompage de l'eau traitée pour le remplissage des annulaires.

Pressurisation de l'annulaire A à 2200 psi.

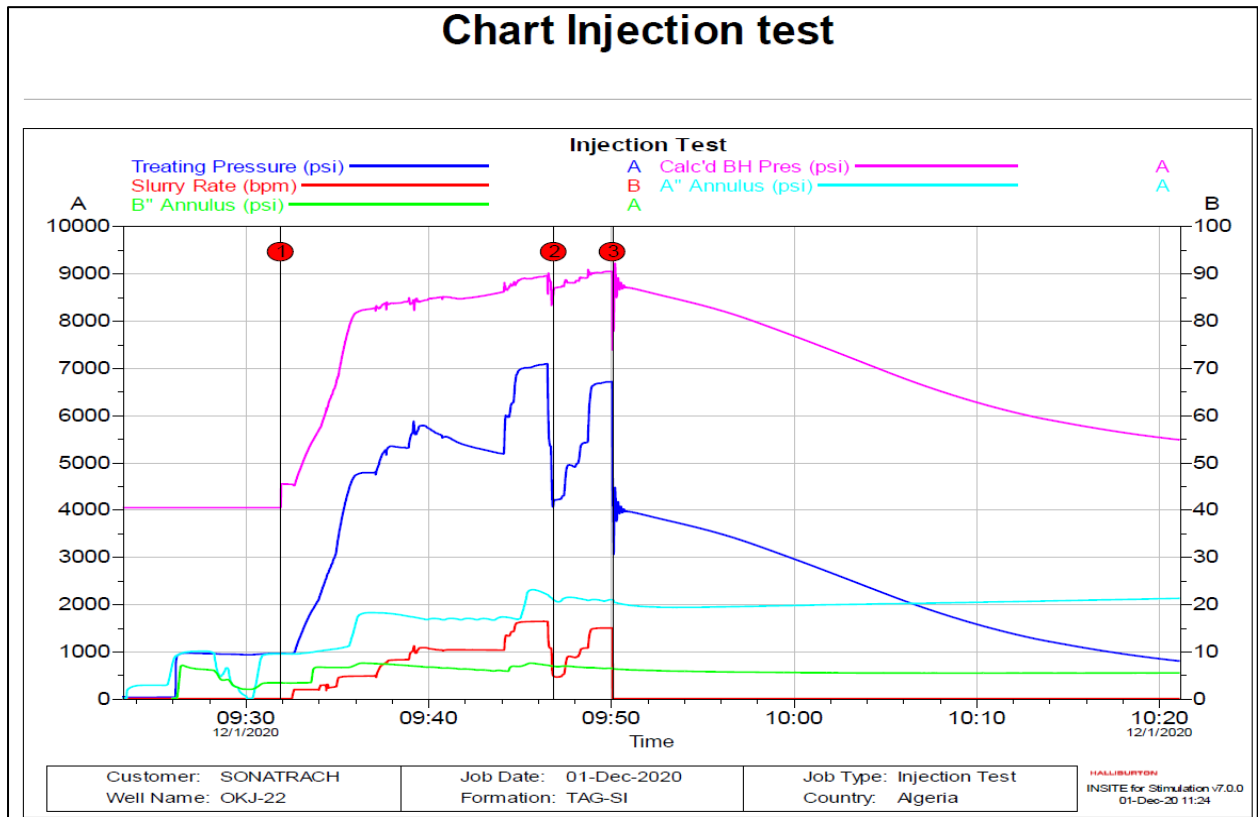
Pressurisation de l'annulaire B à 800 psi.

Début du test d'injectivité.

09h38 : Pompage de 123 bbl de l'eau traitée, à 15 bpm.

09h45 : pompage de 34,60 bbl de l'eau traité en plus pour avoir la pression Breakdown, à 15bpm

09h50 : Shut-in and monitor pressure decline



**Figure IV.13 Evolution des pressions lors du test d'injectivité. [7]**

#### IV. 4.2 .3 Minifrac:

La mini frac a été réalisée en pompant 428,88 bbl de **Hybor H 3.0420** à 25 bpm . Le graphe ci-après illustre le point d'obtention de l'ISIP (Instantaneous Shut-In Pressure), qui est de 9401 psi (660,95 kgf/cm<sup>2</sup>) : Pression d'initiation de la fracture, qui nous permet aussi d'obtenir le gradient de frac dans la zone de OKJ22 ; soit **0,87** psi/ft.

La fracture a été étendue à l'aide d'un linear gel 35#.

#### IV. 4.2 .4 Déroulement de la mini frac:

Date : 01/12/2020.

10h21 : Pompage du prepad de 68,90 de liner Gel à 25 bpm.

10h27 : Début de la mini frac avec 428,88 bbl de Hybor H 3.0420 à 25 bpm

10h44 : Chasse avec 119,40 bbl de linear gel.

10h48 : Shut-in and monitor pressure decline

Enregistrement de la thermométrie post frac

#### IV. 4.2 .5 Volume pompé durant le test d'injectivité et mini frac

| Stage                   | Water       | Liner Gel   | X-linked Gel |
|-------------------------|-------------|-------------|--------------|
|                         | (Gals)      | 30 #(Gals)  | 30 #(Gals)   |
| <b>Injectivity test</b> | <b>6637</b> | ----        | ----         |
| <b>Mini frac</b>        | -----       | <b>7909</b> | <b>18013</b> |

Tableau IV.7 Volume pompé durant le test d'injectivité et mini frac OKJ22

#### IV. 4.2 .6 Thermométrie post mini frac

Log de la température a montré un refroidissement de 3295 m jusqu'3318 m sur une hauteur de 23 m. La représentation de lecture de la thermométries illustre bien que la fracture est initiée et propagée dans la Série Inférieure du TAG, comme le montre le graphe ci-après.

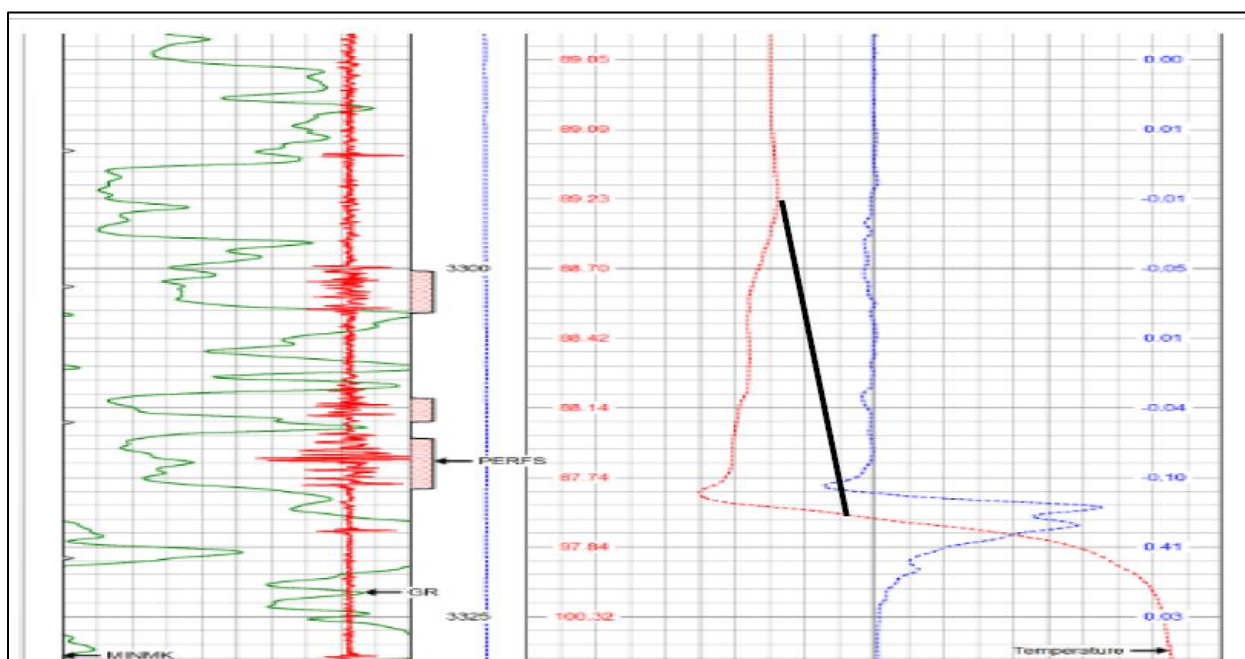


Figure IV.14 Thermométrie post mini frac. [7]

#### IV.4.3 Géométrie de la fracture et distribution des contraintes le long des perforations

Les données de la mini frac, ainsi que la thermométrie, ont permis d'aboutir à la représentation de la géométrie de la fracture, comme le montre le schéma ci-après.

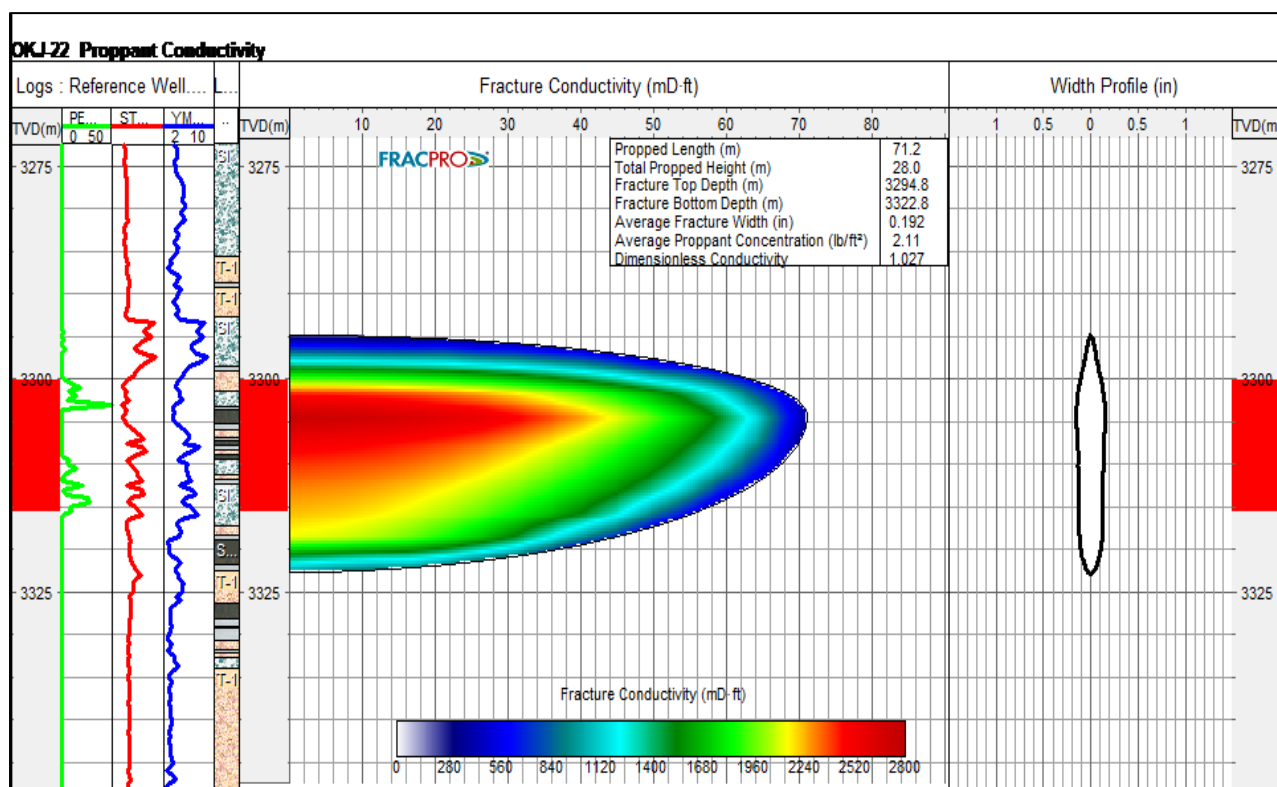


Figure IV.15 Géométrie de la fracture. [6]

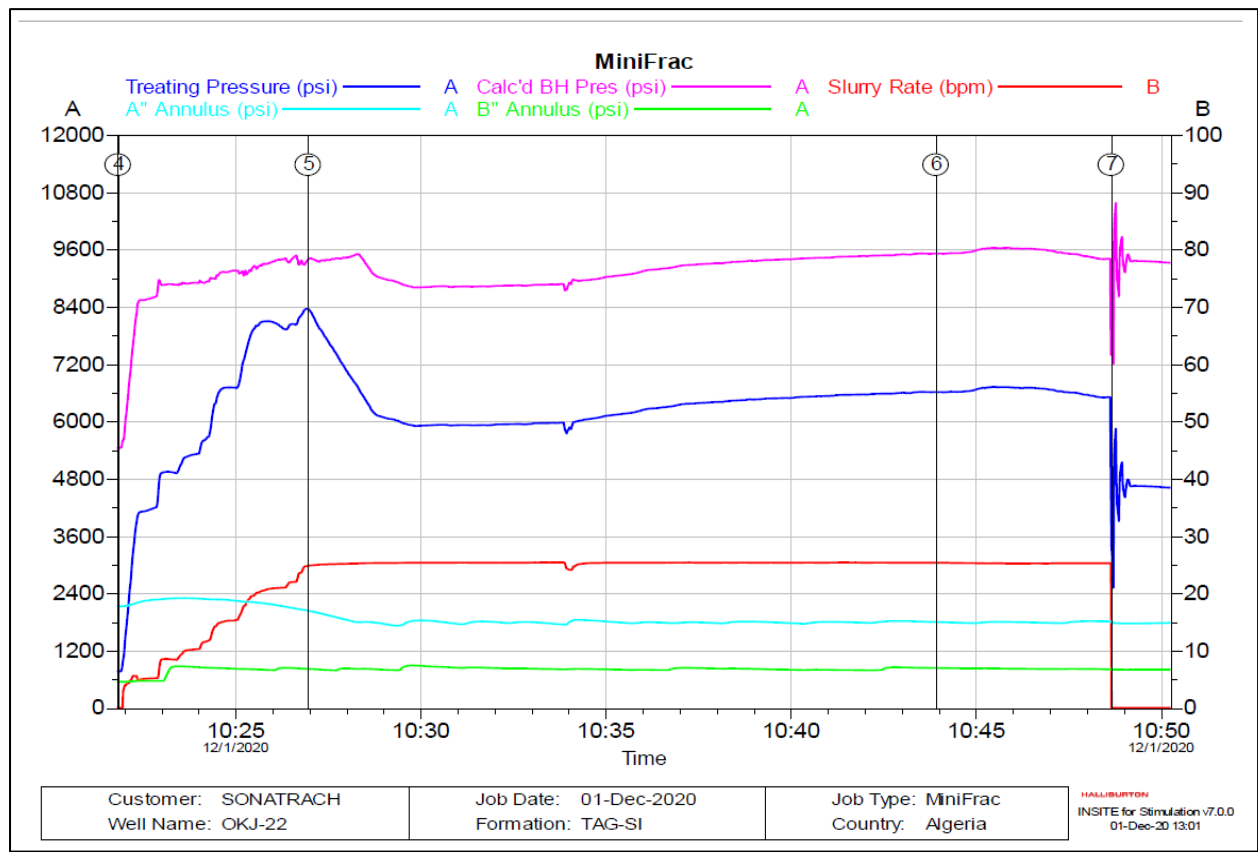


Figure IV.16 Enregistrement complet du test de minifrac.OKJ22. [7]

#### IV. 4.3.1 La pression de fracturation ( $P_f$ )

La pression maximale atteinte lors de l'enregistrement complet du test de minifrac de OKJ22, correspond à la pression de fracturation.

$$P_f = 10800 \text{ Psi}$$

#### IV. 4.3.2 Estimation du gradient de fracturation (GF)

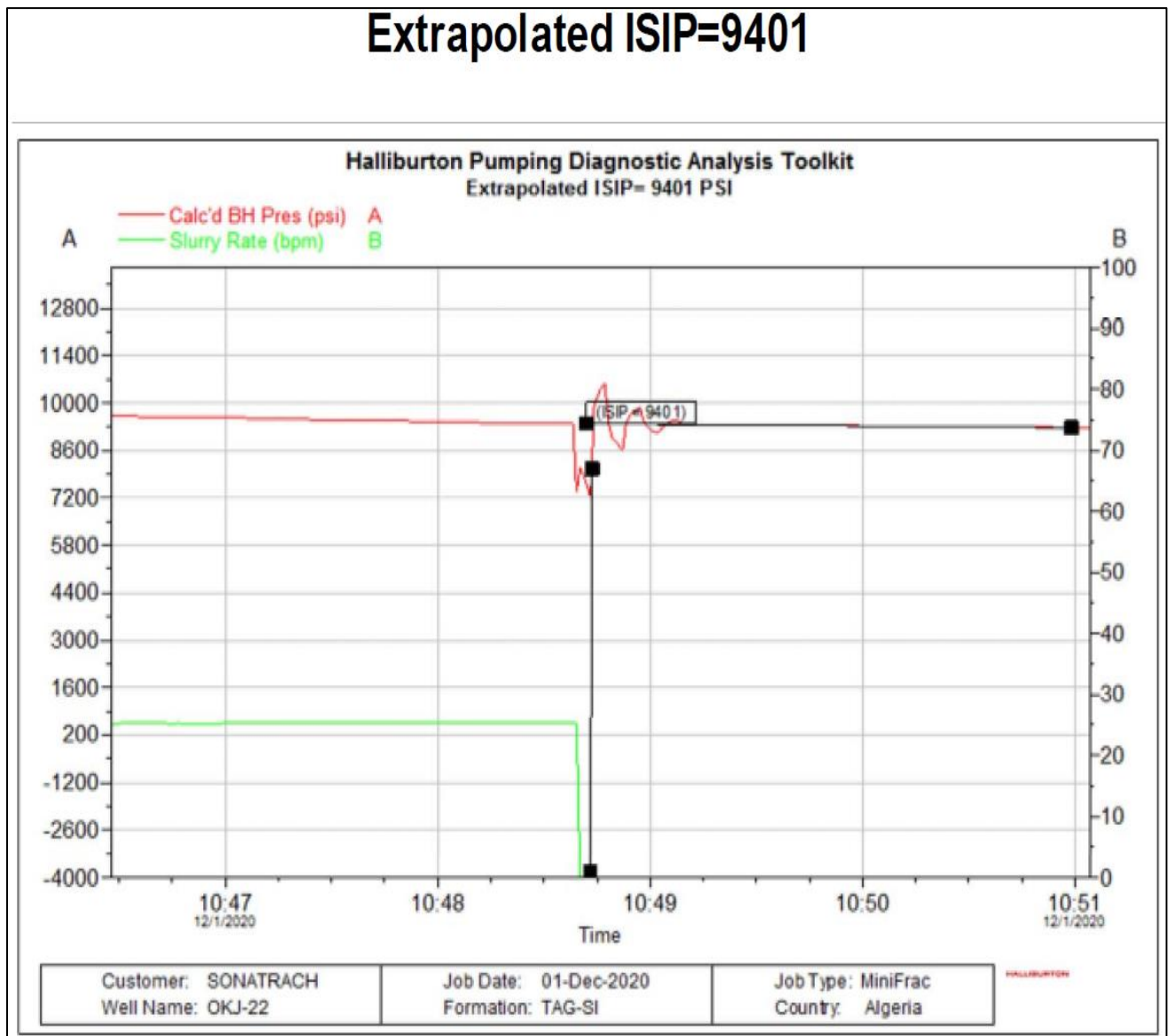
Le gradient de fracturation (GF) estimé par logiciel est :

$$GF = 0.87 \text{ Psi/ft}$$

#### IV. 4.3.3 Pression instantané de fermeture (ISIP)

A partir de ce graphique généré par le logiciel FracPro PT, La valeur de l'ISIP calculée par logiciel est :

$$ISIP = 9401 \text{ Psi}$$



**Figure IV.17 Détermination de L'ISIP, Minifrac.OKJ22. [7]**

- Bottom Hole Last Pressure Pumping (BHLPP) = **9406 Psi**
- Bottom Hole Instantanus Shuting Pressure (BHISIP) = **9401 Psi**
- Surface Last Pressure Pumping (SLPP) = **6508 Psi**
- Surafce Instantanus Shuting Pressure (SISIP) = **4688 Psi**

#### IV. 4.3.4 Pression de fermeture ( $P_C$ )

Le calcul de la pression de fermeture ( $P_C$ ), se fait par deux méthodes graphiques, afin d'avoir cette valeur la compagnie Halliburton a utilisé le logiciel FracPro PT.



#### IV. 4.3.5 La méthode de la racine carrée du temps (Square Root of Time)

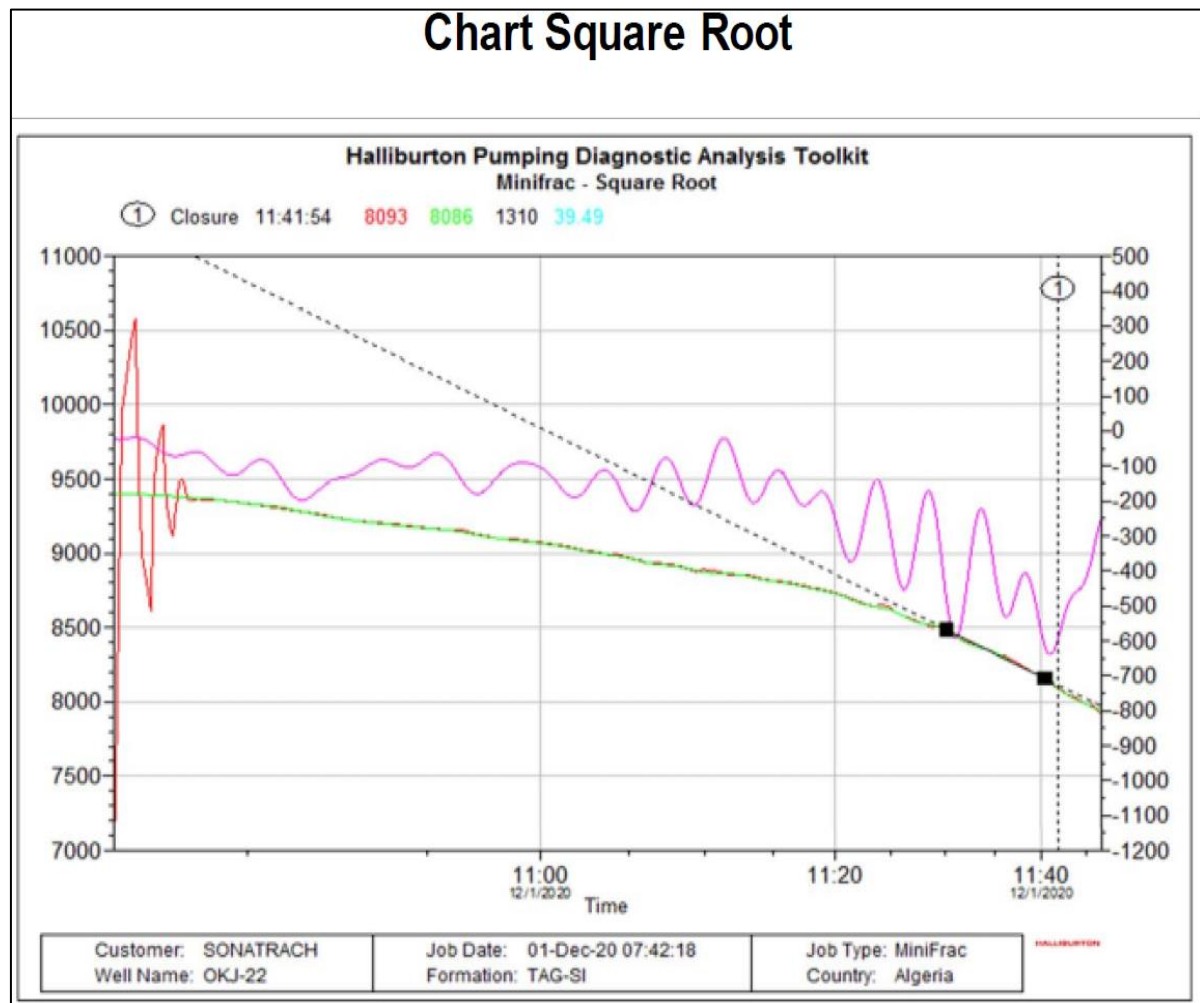


Figure IV.18 Détermination de  $P_c$  par la racine carrée du temps.OKJ22. [7]

#### IV. 4.3.6 La méthode de la fonction-G (G-Funtion) :

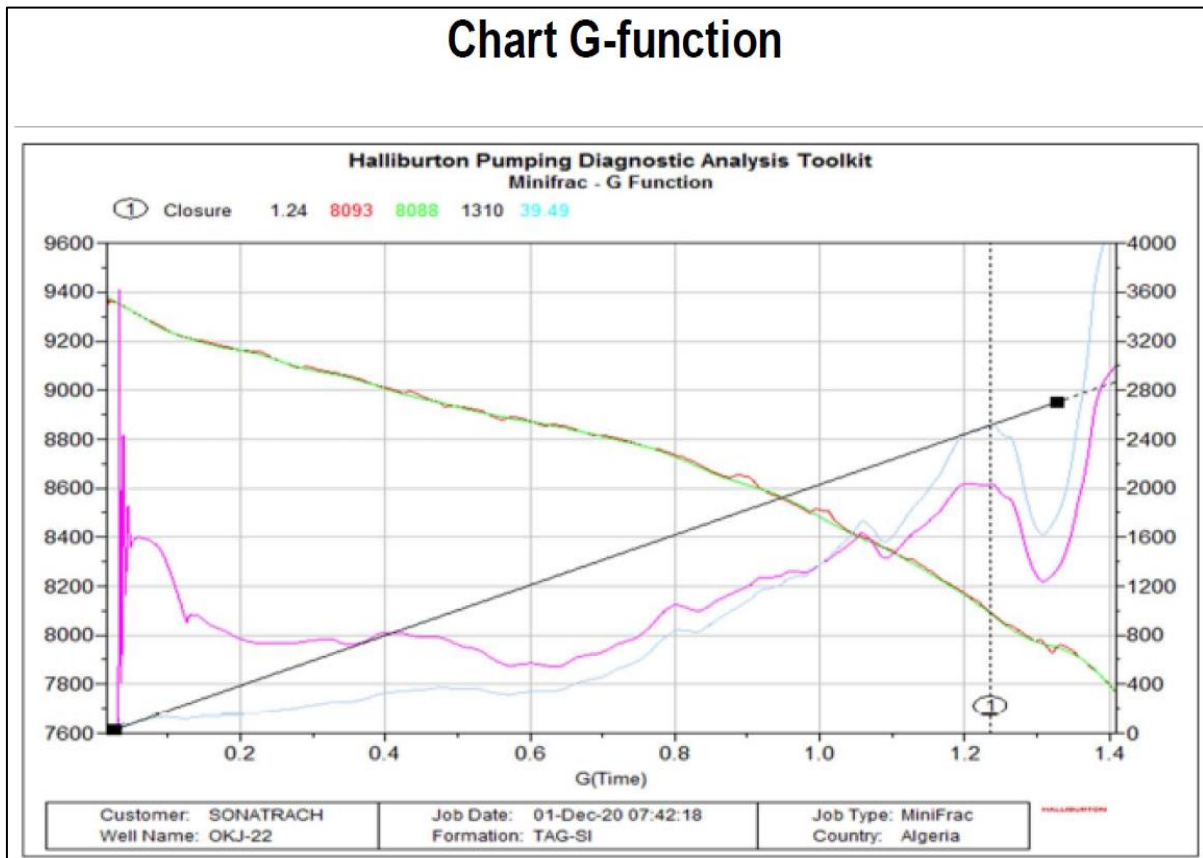


Figure IV.19 Détermination de  $P_c$  par la racine carrée du temps.OKJ22. [7]

$$P_c = 8093 \text{ Psi}$$

#### IV. 4.3.7 Pertes de charges estimées par le logiciel

|                                     |                                   |                               |                    |
|-------------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------|--------------------|
| Les pertes de charge Near Well Bore | $\Delta P_{nwb}$                  | BHLPP-BHISIP                  | 9406-9401=3 Psi    |
| Les pertes de charges Total         | $\Delta P_t$                      | SLPP-SISIP                    | 6508-4688=1820 Psi |
| Pipe friction                       | $\Delta P_{\text{pipe friction}}$ | $\Delta P_t - \Delta P_{nwb}$ | 1820-3 =1817 Psi   |

#### IV. 4.3.8 La pression nette dans la fracture ( $P_{Net}$ )

La pression nette est déterminée par l'équation ci-dessous :  $P_{Net} = ISIP_{BH} - P_c$

$$P_{Net} = 1310 \text{ Psi}$$

#### IV. 4.3.9 Efficacité de fluide

L'efficacité de fluide est donnée par le simulateur est égale : **F.E = 39,49%**

#### **IV. 4.4 2<sup>ème</sup> Jour : La fracturation hydraulique**

La réalisation de la fracture à eu lieu le 02/12/2020, suite à l'analyse des données obtenues avec la mini frac et la thermométries enregistrée, qui ont permis de caler le modèle de fracture, en usant des valeurs de l'ISIP, Net Pressure, Closure Pressure et l'efficacité du fluide.

Développement de la fracture.

Lors du développement de la fracture, la pression a augmenté linéairement (pompage du Pad) jusqu'à arrivé la pression de Break down de la formation , puis elle a chuté au moment du pompage du proppant (agent de soutènement). En revanche, les pressions hydrostatiques ont augmenté, et par conséquent la pression de fond aussi.

Quant à la mise en place du proppant, il y a eu pompage de 3300 lbs du calibre 30/50 et 64961 lbs du calibre 20/40 dans la formation, et ce à une concentration maximale de 8,30 lbm/gal.

L'évolution des pressions de surface et de fond, ainsi que celle du débit du laitier (gel + proppant), sont représentées par le graphique ci-après.

Déroulement de l'opération de fracturation hydraulique.

Date : 02/12/2020.

- RigUp
- Test des les lignes de traitement à 12000 psi (843,68 kgf/cm<sup>2</sup>), pendant 10 min.
- 11h 15 : Pression annulaire A est de 1200 psi et B est de 500 psi.
- 11h23 : Début du pompage du Prepad avec 39,70 bbl de linear gel 35 #.
- 11h26 : Début du pompage du Pad avec 191,26 bbl de Hybro H30#.
- 11h29 : Contendue le pompage de 35,71 bbl de Hybro H30# avec du proppant 30/50 HSP de 1631 gal .
- 11h32 : Pompage du pad : 8976 gal de Hybro H30# à 25 bpm.
- 11h43 : Pompage du proppant-1 : 5000 gal de Hybro H30# + 1 ppg de 20/40 HSP.
- 11h48 : Pompage du proppant-2 : 4986 gal de Hybro H30# + 2 ppg de 20/40 HSP.
- 11h53 : Pompage du proppant-3 : 4495 gal de Hybro H30# + 3 ppg de 20/40 HSP.
- 11h57 : Pompage du proppant-4 : 4526 gal de Hybro H30# + 3 ppg de 20/40 HSP.
- 12h00 : Pompage du proppant-5 : 1687 gal de Hybro H30# + 5 ppg de 20/40 HSP.
- 12h04 : Pompage du proppant-6 : 2138 gal de Hybro H30# + 6 ppg de 20/40 HSP
- 12h06 : Chasse avec 104,26 bbl de linear gel.
- 12h10 : Arrêt du pompage.

| Historique des Jaugeage avant Frac et après Frac |             |             |              |                          |                                       |        |
|--------------------------------------------------|-------------|-------------|--------------|--------------------------|---------------------------------------|--------|
| Date                                             | Pt<br>(bar) | Pp<br>(bar) | Duse<br>(mm) | Qoil (m <sup>3</sup> /h) | GLR (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> ) | WC (%) |
| Avant frac                                       |             |             |              |                          |                                       |        |
| 18/10/2018                                       | 15.8        | 13.8        | 12.7         | 0.79                     | 626                                   | 0      |
| Après frac                                       |             |             |              |                          |                                       |        |
| 07/12/2020                                       | 21          | 11          | 12,7         | 4,26                     | 175                                   | 0      |

Tableau IV.8 Jaugeage avant et après fracturation.OKJ22

| Description                           |                          |
|---------------------------------------|--------------------------|
| Propped fracture longueur             | 71.2 m                   |
| Propped fracture la hauteur du sommet | 3294.8 m                 |
| Propped fracture la hauteur du bas    | 3322.8 m                 |
| Concentration moyenne du proppant     | 2.11 lbs/ft <sup>2</sup> |
| Conductivité moyenne                  | 1027 md-ft               |

Tableau IV.9 Caractéristiques simulées de la fracture.OKJ22

# **Chapitre V :**

## **Evaluation économique**

**V.1 INTRODUCTION :**

L'évaluation économique des opérations fracturation hydraulique est indispensable pour justifier leur application sur les puits. Cela consiste d'une part ; à calculer le coût total de l'opération, et d'une autre part à connaître la production du puits (exprimée en monnaie) avant et après la stimulation, pour pouvoir calculer le gain en débit et l'amortissement (le nombre de jours nécessaires pour récupérer la valeur de l'investissement). De cette façon et avec de simples calculs (indiqués ci-dessous), on pourrait juger la rentabilité des opérations.

**V.2 Calcul d'amortissement de la campagne de fracturation de chaque puits :**  
**V.2.1. premier cas (okj22):**

| Puits        | Début Opération | Fin Opération | Type Opération       | Société de Service | Montant      |               | Montant total (DA)   |
|--------------|-----------------|---------------|----------------------|--------------------|--------------|---------------|----------------------|
|              |                 |               |                      |                    | DA           | DV            |                      |
| OKJ22        | 01/12/2020      | 02/12/2020    | FRAC                 | HALLIBURTON        | 194 165,00   | 28 112 068,00 | 28 306 233,00        |
|              | 03/12/2020      | 03/12/2020    | Nettoyage après frac |                    | 271 735,00   | 3 258 393,00  | 3 530 128,00         |
|              | 01/12/2020      | 01/12/2020    | Themométrie          | HESP               | 1 158 118,37 |               | 1 158 118,37         |
| <b>Total</b> |                 |               |                      |                    |              |               | <b>32 994 479,37</b> |

Le gain en production de la campagne de la fracturation hydraulique, est de l'ordre de **4,26m<sup>3</sup>/h** (Soit **643,09T/J**). Le coût de la campagne est de **32 994 479,37DA**.

$$\text{Gain } (\Delta Q) = 4,26 \text{ m}^3/\text{h} = 643,09 \text{ bbl/jour}$$

$$\text{Prix du baril} = 61,37 \text{ \$/bbl du 11/02/21}$$

$$\text{Taux de change \$/DA} = 132,84$$

$$\text{Coûts de l'opération} = 32\,994\,479,37\text{DA} = 248\,377,59\text{\$}$$

$$\begin{aligned} \text{Amortissement d'investissement} &= (\text{Coût de l'opération} / \text{gain en débit} * \text{prix du baril}) \\ &= (248\,377,59\text{\$} / (643,09 * 61,37)) \\ &= \underline{\underline{6 \text{ Jours.}}} \end{aligned}$$

**V .2.2.Deuxième cas (okn17):**

| Puits        | Début Opération        | Fin Opération | Type Opération               | Société de Service | Montant      |               | Montant total        |
|--------------|------------------------|---------------|------------------------------|--------------------|--------------|---------------|----------------------|
|              |                        |               |                              |                    | DA           | DV            |                      |
| OKN17        | 28/11/2020             | 28/11/2020    | Bouchon de sable             | HALLIBURTON        | 97 363,00    | 1 951 149,00  | 2 048 512,00         |
|              | 05/12/2020             | 06/12/2020    | FRAC                         |                    | 194 165,00   | 28 104 711,00 | 28 298 876,00        |
|              | 30/11/2020             | 01/12/2020    | Cement Bailer                |                    |              | 12 032 281,89 | 12 032 281,89        |
|              | 07-08-09 et 16/12/2020 |               | Nettoyage après frac (4 jrs) |                    | 865 386,00   | 7 593 136,00  | 8 458 522,00         |
|              | 05/12/2020             |               | Thermométrie                 | HESP               | 1 150 810,48 |               | 1 150 810,48         |
| <b>Total</b> |                        |               |                              |                    |              |               | <b>51 989 002,37</b> |

Le gain en production de la campagne de la fracturation hydraulique, est de l'ordre de **1,23m<sup>3</sup>/h** (Soit **185,68T/J**). Le coût de la campagne est de **51 989 002,37DA**.

$$\text{Gain } (\Delta Q) = 1,23 \text{ m}^3/\text{h} = 185,68 \text{ bbl/jour}$$

$$\text{Prix du baril} = 61,37 \text{ \$/bbl du 11/02/21}$$

$$\text{Taux de change \$ / DA} = 132,84$$

$$\text{Coûts de l'opération} = 51\,989\,002,37\text{DA} = 391\,365,57\text{\$}$$

$$\begin{aligned} \text{Amortissement d'investissement} &= (\text{Coût de l'opération} / \text{gain en débit} * \text{prix du baril}) \\ &= (391\,365,57\text{\$} / (185,68 * 61,37)) \\ &= \underline{\underline{34 \text{ Jours.}}} \end{aligned}$$

**V.3.Calcul d'amortissement total de la campagne de fracturation :**

Le gain global en production de la campagne de la fracturation hydraulique, est de l'ordre de **5,49m<sup>3</sup>/h** (Soit **828,77T/J**). Le coût total de la campagne est de **84 983 481,74DA**.

$$\text{Gain } (\Delta Q) = 5,49 \text{ m}^3/\text{h} = 828,77 \text{ bbl/jour}$$

$$\text{Prix du baril} = 61,37 \text{ \$/bbl du 11/02/21}$$

$$\text{Taux de change \$ / DA} = 132,84$$

$$\text{Coûts de l'opération} = 84\,983\,481,74\text{DA} = 639\,743,16\text{\$}$$

$$\begin{aligned} \text{Amortissement d'investissement} &= (\text{Coût de l'opération} / \text{gain en débit} * \text{prix du baril}) \\ &= (639\,743,16\text{\$} / (828,77 * 61,37)) \\ &= \underline{\underline{13 \text{ Jours.}}} \end{aligned}$$

**V.4.Cout global de l'investissement et taux par opération par puits :**

| <b>Puits</b> | <b>Coût (DA)</b>     | <b>Taux (%)</b> |
|--------------|----------------------|-----------------|
| <b>OKJ22</b> | 32 994 479,37        | 38,82           |
| <b>OKN17</b> | 51 989 002,37        | 61,18           |
| <b>TOTAL</b> | <b>84 983 481,74</b> | <b>100%</b>     |

Tableau V.1 Cout global de l'investissement et taux par opération par puits



### Conclusion Générale

Cette étude nous a permis de montrer l'importance et l'efficacité de l'utilisation de la technique de fracturation hydraulique dans l'exploitation des réservoirs ayant des caractéristiques pétro-physiques médiocres, notamment la perméabilité de la roche réservoir. Cette technique permet d'améliorer plusieurs fois la productivité du puits ce qui donne un gain considérable de point de vue économique.

Dans la présente étude, les résultats d'une fracturation hydraulique effectuée à HBK au niveau du puits OKN17 et OKJ22 ont été atteints.

On peut conclure que :

- Le procédé de la fracturation hydraulique est applicable au cas où le débit d'un puits est insuffisant non pas à cause d'un problème de colmatage mais parce que la perméabilité naturelle de la matrice est faible.
- Les puits OKN 17 et OKJ22 est des bon candidat à la fracturation hydraulique.
- Finalement la productivité du puits OKN17 et OKJ 22 s'est améliorée
- Du point de vue économique le délai d'amortissement de notre investissement ne dépasse pas le délai raisonnable .
- Les résultats obtenue de derniers jaugeage sur puits OKN17 et OKJ22 , montre la réussite de l'opération de fracturation hydraulique, on a enregistrée une augmentation du débit production et l'amélioration des paramètres pétro-physique de réservoir.

**Bibliographie**

- [1] . Data Bank (DP SONATRACH).
- [2] . M.Ait Mouhoub Smail; ‘ ‘ Cours de Stimulation des reservoirs & traitement matriciel ‘ ‘- Institut Algérien de Pétrole.
- [3]. Irzi Djaffar; Slimi Youcef ; ‘ ‘ Analyse d’une fracturation hydraulique – puits OKN61 ‘ ‘  
Mémoire de fin d’études en vue de l’obtention du diplôme d’ingénieur d’état en  
gisements pétroliers. Faculté des Hydrocarbures & de la chimie (Promotion juin 2011).
- [4]. Etude géologique et évaluation qualitative du réservoir Trias argilo-gréseux  
Série Inférieure. Champ de HAOUD BERKAOUI
- [5]. Formulaire de fracturation hydraulique
- [6]. Main Frac Report OKN-17 et OKJ 22 HALIBURTON
- [7] .Mini Frac Report OKN-17 et OKJ 22 HALIBURTON
- [8] . Fracture Design Considerations and Components of Surface Treating Pressure, ‘ ‘BJ  
Company Guide’ ‘.
- [9] .Formulaire du producteur.
- [10].Manuel de fracturation hydraulique / Edition TECHNIP 1979 / L. Gay, D. Veillon, P. Le  
Tirant, J. Moulinier, P. Kerbouch.
- [11]. M.Serhane Hassen; ‘ ‘ Well Testing: Analyse des phénomènes des pseudo-skins dans le  
Flanc Est de Haoud Berkaoui (HBK) ‘ ‘; Projet professionnel de fin de formation pour  
l’obtention du diplôme d’ingénieur spécialisé en FORAGE – PRODUCTION.
- [12]. Tayeb Khetib; ‘ ‘ Etude de la Stimulation d’un puits par fracturation Hydraulique ‘ ‘;  
Mémoire de fin d’études en vue de l’obtention du diplôme d’ingénieur en production du  
pétrole et du gaz – Faculté des Hydrocarbures & de la chimie.