

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 Professionnel

Présenté Par :

BOUKHECHE Yasser, BELHARBI Sabir, BOUKAALA Khaled

-THEME-

**Evaluation d'une fracturation hydraulique puit
OKN72**

Soutenu le : 2020 devant la commission d'examen

Président de Jury: ARBAOUI Mohamed Ali	M.A.A	Univ. Ouargla
Rapporteur : MEHASSOUEL Ammar	M.C.A	Univ. Ouargla
Examineur : BELMILOUD Fatma Ezzahra	M.A.A	Univ. Ouargla

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ



Au premier temps, nous remercions le bon Dieu, qui nous a donné la force et le courage pour faire ce modeste travail.

Nous aimerons bien exprimer nos plus profondes gratitudee à tous ceux qui, de près ou de loin ont contribué à l'élaboration de ce travail leur aide fort appréciable a été enrichissante et déterminante lors de toutes les étapes de travail et en particulier dans cette période de COVID 19.

Nous tenons à remercier notre jury ARBAOUI Mohamed Ali, BELMILOUD Fatima Zahra Pour leur Grand effort, Notre Encadreur consultant MAHSOUL Ammar pour ses conseils, ses orientations, ses remarques et pour le temps qu'il nous a accordé le long de cette période malgré ses occupations.

Nous adressons aussi nos sincères remerciements à l'ensemble des enseignants de faculté des Hydrocarbures qui ont contribué à notre formation. Sans oublier toute l'équipe du département de production pour leurs encouragements.

Nous adressons également nos plus chaleureux remerciements au personnel d'Organisation Berkaoui pour tous les donnes et les informations.

Enfin, tous nos remerciements vont à nos familles et amis de faculté des hydrocarbures qui ont été nombreux à nous aider et nous encourager.

BOUKHECHE Yasser

BELHARBI Sabir

BOUKAALA Khaled



Je dédie ce modeste travail aux deux êtres qui me sont très chers dans cette vie, à savoir mon père et ma mère. Je leur dis merci papa du fond de mon cœur pour ton éducation, ton sacrifice, ton assistance et pour ce que tu m'as fait et qui m'a permis d'avoir cette réussite et ce bonheur.

Je te dis merci et mille fois merci maman pour ta patience, ton courage et ton sacrifice pour moi.

Avec toute ma fidélité et tout mon amour pour vous, mes parents,

Je ne pourrai jamais égaler votre mérite

A mes très chers frères

A mes très chères sœurs

A toute ma famille, cet ensemble de personnes qui forment comme une forteresse au fond de nous et où l'on peut se réfugier à tout moment.

A tous mes proches, mes amis d'enfance.

A toute ma promotion de l'université.

BOUKHECHE Yasser

BELHARBI Sabir

BOUKAALA Khaled

Résumé

Dans le domaine pétrolier le forage demeure l'opération majeure pour l'exploitation du gisement de pétrole. La diminution du débit de la production d'un puits au cours du temps à cause de colmatage de la matrice par des dépôts de matières minérales et organiques ou d'une inversion de la mouillabilité de la roche réservoir permet de rechercher une solution à ce problème. Parmi ces techniques la fracturation hydraulique qui est l'objet de notre étude.

Notre travail consiste à faire l'étude d'une opération de fracturation Dont l'objectif est d'augmenter ou bien d'améliorer l'indice de productivité en augmentant la perméabilité nous avons fait une étude sur le puits OKN72 champ HAUD BERKAOUI (HBK).

Mot clés : fracturation hydraulique, indice de productivité, l'endommagement, champ de Haoud Berkaoui.

Abstract

In the oil field, drilling remains the major operation for the exploitation of the oil field. The decrease in the flow of the production of a well over time due to clogging of the matrix by deposits of mineral and organic matter or a reversal of the wettability of the reservoir rock can search for a solution to this problem. Among these techniques, hydraulic fracturing is the subject of our study.

Our job is to study a fracturing operation whose objective is to increase or improve the productivity index by increasing the permeability we did a study on OKN72 well field HAUD BERKAOUI (HBK).

Key words: hydraulic fracturing, productivity index, damage, Haoud Berkaoui field

ملخص

في مجال النفط، لا يزال الحفر هو العملية الرئيسية لاستغلال حقل النفط، و مع مرور الوقت هناك انخفاض في تدفق إنتاج البئر بسبب انسداد المصفوفة بواسطة ترسبات المواد المعدنية والعضوية او بسبب انعكاس قابلية بلل صخور الخزان. ومن خلال الابحاث و التجاربو جد العديد من التقنيات. ومن بين هذه التقنيات التكسير الهيدروليكي الذي هو موضوع دراستنا.

يتمثل عملنا في دراسة عملية التكسير بهدف زيادة أو تحسين مؤشر الإنتاجية عن طريق زيادة النفاذية. الدراسة التي قمنا بها كانت حول بئر OKN72 الموجود بحوض بركاوي .

الكلمات المفتاحية : الحفر، التكسير الهيدروليكي، انسداد، مؤشر الإنتاجية، حقل حوض بركاوي

LISTE DES FIGURES

Fig.1.1. Localisation de colmatage	3
Fig.1.2. Influence du skin sur la productivité	11
Fig.2.1. Distribution de contrainte au bord de puits	15
Fig.2.2. Evolution théorique de la pression de fond au cours de la fracturation hydraulique	16
Fig.2.3. Schéma de fracture verticale à une seule aile	20
Fig.2.4. Modèle GDK de fracture	22
Fig.2.5. Analyse spécialisée de la pression on fonction la racine quatrième du temps	25
Fig.2.6. Modèle PKN de fracture	26
Fig.2.7. Modèle radial de fracture	28
Fig.2.8. Courbe $P = F(G(\Delta t_D))$	36
Fig.3.1. Situation géographique de Haoud Berkaoui	38
Fig.3.2. Situation géologique de Haoud Berkaoui	39
Fig.3.3. Carte des principaux champs de la région de Haoud	41
Fig.3.4. Plan de position des équipements fracturation hydraulique	43
Fig.3.5. Fiche technique de puits OKN72	44
Fig.3.6. Evaluation des pressions lors des test (injection test and Acid)	47
Fig.3.7. Step down test	47
Fig.3.8. Les frictions totales	48
Fig.3.9. Step down test	50
Fig.3.10. Les frictions totales	50
Fig.3.11. Evaluation des pressions lors des du test mini frac	51
Fig.3.12. Evaluation de pression de fond après chut in	52
Fig.3.13. La pression de fermeture P_c à partir de Square Root	52
Fig.3.14. La pression de fermeture P_c à partir de G fonction	53
Fig.3.15. La fracturation hydraulique	54
Fig.3.16. Evolution de la pression en tête après frac	56

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 3.1. Les caractéristiques pétrophysiques des trois champs	41
Tableau 3.2. Déroulement des opérations	45
Tableau 3.3. Les totales frictions obtenues après step down test	48
Tableau 3.4. Déroulement des opérations	49
Tableau 3.5. Les totales frictions obtenues après step down test	51
Tableau 3.6. Valeurs de pression lues après mini frac	52
Tableau 3.7. Les Volumes totales total injecté Durant toute l'opération	54
Tableau 3.8. Les résultats obtenus par (fracproPT 2011)	55
Tableau 3.9. Historique des jaugeages avant frac & résultats du jaugeage	56

LISTE DES ABRÉVIATIONS

AD : Anti Dépôt

IP : Indice de productivité

K : la perméabilité

H : la conductivité

G_F : Gradient de fracturation.

η : L'efficacité du fluide

h : Hauteur du réservoir (ft)

μ : 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.

p_i : la pression initiale

Q : Débit

P_G : Pression de Gisement

P_F : pression de fracturation

IPR: In flow Performance Relationship

P_h : Pression hydrostatique

h_f : Hauteur de la fracture

σ_θ : Contrainte tangentiel

$\tau_{r\theta}$: Contrainte de cisaillement

C : Coefficient de filtration de fluide ($ft/\sqrt{\text{min}}$)

S_p : Spurt loss (gal/ft^2)

t : Temps de pompage (min)

h_f : Hauteur de la fracture (ft)

μ : Viscosité apparente du fluide (cpo)

ν : Coefficient de POISSON

G : Module de cisaillement (psi).

SOMMAIRE

Résumé I

Abstract II

Liste des figures III

Liste des tableaux IV

Liste de Symbole et Abréviation V

INTRODUCTION..... 01

Chapitre I: Généralité sur l'endommagement

I. INTRODUCTION..... 02

II. SIGNIFICATION ET DEFINITION DE L'ENDOMMAGEMENT..... 02

III. LOCALISATION DE L'ENDOMMAGEMENT..... 02

IV. L'ORIGINE DE L'ENDOMMAGEMENT DE LA FORMATION: 03

V. EVALUATION DE L'ENDOMMAGEMENT AU MOYEN DES ESSAIS DE PUIITS..... 07

V.1. Les Essais de puits..... 07

VI. EFFET DE L'ENDOMMAGEMENT SUR LA PRODUCTIVITE..... 09

VI.1. Sur l'index de productivité..... 09

VI.2. Sur la productivité..... 10

Chapitre II: La stimulation par fracturation hydraulique

I. INTRODUCTION A LA STIMULATION..... 12

I.1. Notion de stimulation..... 12

I.2. Les principaux types de stimulation..... 12

II. ORIGINE ET LA CROISSANCE DE LA TECHNOLOGIE DE FRACTURATION

HYDRAULIQUE 13

III. FRACTURATION HYDRAULIQUE: CONCEPT ET APPLICATION..... 13

IV. MECANISMES DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE..... 14

IV.1. Initiation et extension de la fracture..... 15

IV.2. Maintien de l'ouverture de la fracture..... 19

V. GEOMETRIE DE LA FRACTURE.....	19
VI. CONDUCTIVITE ADIMENSIONNELLE DE LA FRACTURE.....	20
VII. MODELES DE FRACTURATION HYDRAULIQUE.....	21
VII.1. Modèle GDK.....	21
VII.2. Modèle PKN.....	25
VII.3. Comparaison entre le modèle GDK et PKN.....	27
VII.4. Modèle radial.....	28
VIII. METHODE DE NOLTE ET ANALYSE DU DECLIN.....	29
VIII.1. L'efficacité du fluide.....	32
VIII.2. L'extension et la largeur de la fracture.....	33
VIII.3. L'analyse de déclin de pression.....	34
VIII.4. Procédure de l'analyse.....	36
VIII.5. Le volume Pad.....	36
VIII.6. Concentration du Propane	37

Chapitre III: Etude du PUIT OKN72

I. PRÉSENTATION DE LA RÉGION DE HAUD BERKAOUI (HBK)	38
II. INTRODUCTION.....	42
III. EQUIPEMENTS UTILISÉS	43
IV. PLAN DE POSITIONNEMENT DES EQUIPEMENTS SUR CHANTIER	43
V. FICHE TECHNIQUE.....	44
V. a. Programme prévu (mini frac)	45
V. b. Mini frac du 06/10/2013.....	46
V. c. Mini frac du 07/10/2013 (Programme prévu)	49
V. d. Mini frac du 07/10/2013.....	49
V. e. Valeurs de pressions lues après mini frac	52
V. f. Main frac 08/10/2013.....	53
V. g. Opérations réalisées après frac.....	55
V. g. 1. Nettoyage au CTU	55
V. g. 2. Snubbing.....	55
V. g. 3. Jaugeage sur séparateur mobile (Résultats).....	56
V. h. Calcul de l'amortissement	57
CONCLUSION.....	58
BIBLIOGRAPHIE	59

INTRODUCTION

INTRODUCTION

L'exploitation naturelle d'un gisement de pétrole, c'est ramener les hydrocarbures jusqu'à la surface avec des conditions favorables, par sa déplétion naturelle. Une fois cette énergie ne répond pas aux contraintes de production, et les réserves en place sont importantes, des nouvelles techniques de récupération sont introduites en vue d'améliorer le potentiel ainsi les caractéristiques des puits.

Parmi les techniques fréquemment utilisées, on a la stimulation soit par acidification (Acid job), ou bien par la création d'une transmissibilité artificielle (by-pass) dite: fracturation hydraulique.

La fracturation hydraulique est une technique qui permet de créer, d'une manière artificielle, un drain perméable par l'injection de fluide porteur d'agents de soutènement dans le réservoir.

La réussite d'une telle opération dépend énormément des paramètres choisis et des décisions prises afin d'éviter toute échec ou toute dépense supplémentaire et avoir un bon rendement de l'opération.

Pour ces raisons, des tests d'injectivité sont effectuées avant le traitement proprement dit (fracturation hydraulique) pour établir un bon programme de fracturation, mais le test le plus important est le test de mini frac.

En 1979, NOLTE a présenté une analyse complète du mécanisme de déclin de pression. Il s'agit donc d'une analyse de la pression dans la phase où elle est comprise entre la chute instantanée de la pression et la pression de fermeture.

L'étude de fracturation hydraulique (ex : puits OKN - 72 Haoud Berkaoui) est basée sur des modèles de propagation. Chaque modèle a ses suppositions et ses limites d'application, et la fracture se propage selon une géométrie qui dépend de la nature et les propriétés de roche.

On tient comme but à déterminer, l'explication de la procédure de fracturation hydraulique d'une manière général, et la prédiction de la géométrie de fracture au cours d'un test de mini fac, ainsi l'évaluation de l'opération.

On utilise la méthode du déclin de pression développée par NOLTE, on donne l'essentiel pour cette méthode avec les développements de ses équations.

Chapitre I

Généralité sur l'endommagement

I. 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 par le skin (coefficient d'endommagement) lorsque celui-ci est positif.

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

II. SIGNIFICATION ET DEFINITION 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.

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

III. 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 (Fig1.1) illustre parfaitement les zones de localisation de l'endommagement tenant compte de la configuration du puits.

III.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...).

III.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.

III.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 complétions, se localise dans une très mince couronne aux abords immédiats du puits et bloque 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 (minérales et parfois organiques) en cas d'incompatibilité d'un filtrat avec les fluides en place

III.4. Accumulations 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.

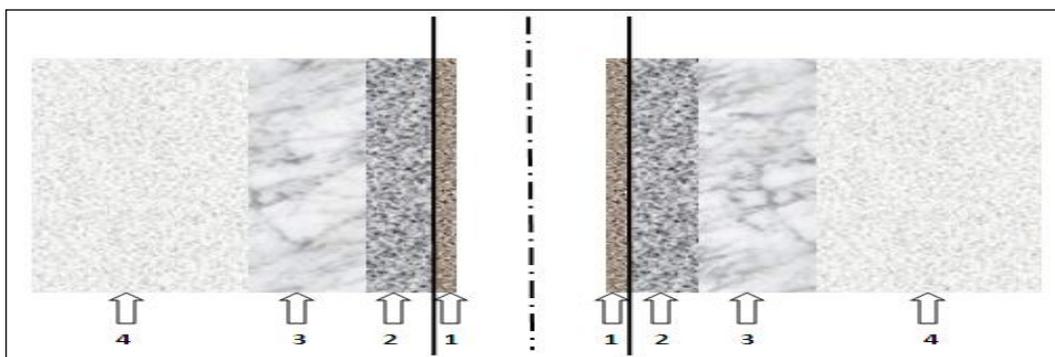


Fig.1.1. Localisation de colmatage

IV. 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 les 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 :

IV.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 clef 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 plus ou moins difficile à enlever par le procédé d'acidification ou frac acide, parmi lesquels nous citerons :

IV.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 ; mais cette eau incompatible avec l'eau de formation peut engendrer la formation d'un autre type de dépôts, qui est le BaSO₄ (Sulfates de Baryum).

IV.1.2. Dépôts organiques (asphaltènes):

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

IV.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.

IV.1.4. 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: $BaSO_4$, $CaSO_4$, $SrSO_4$. 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.

IV.1.5. 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.

IV.1.6. 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.

IV.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 :

- **Le colmatage des perforations :**

Au cours des opérations de WorkOver ou de snubbing, un filtre cake se forme toujours dans les perforations

- **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.

- **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 leur tension interfaciale et de la casser.

IV.3. Endommagement dû aux perforations:

Les conditions dans lesquelles les perforations seront réalisées (tir en surpression avant équipement, tir en dépression après équipement, 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 perce en présence d'un fluide contenant des solides et en surpression du fait de l'invasion des solides.

IV.4. Invasion du filtrat de ciment:

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

IV.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) 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.

IV.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).

IV.7. Endommagement dû à l'absence d'un contrôle des solides :

Dans le cas où il n'y a pas de dispositif de contrôle des sables, l'accumulation de sable en fond de puits, réduisant la hauteur de communication entre le puits et la zone à produire d'où un effet de pénétration partielle (à cela se rajoute tous les problèmes d'érosion et de dépôts dans le circuit de production : tubing, tête de puits, collecte, séparateurs, ...)

IV.8. Endommagement dû à l'injection d'eau :

L'injection d'eau va abaisser la température, ce qui peut favoriser la formation :

- De précipité ou de dépôts (paraffine, asphaltènes, ...) suite à la baisse des seuils de solubilité,
- D'émulsion.

V. EVALUATION DE L'ENDOMMAGEMENT AU MOYEN DES ESSAIS DE PUIITS:

V.1. Les Essais de puits:

V.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.

V.1.2. Principe des essais des puits :

D'une façon générale, le but des essais de puits est d'obtenir des renseignements sur un puits et sur un réservoir.

Pour ce faire, on fait varier le débit du puits. Cette variation de débit provoque une perturbation du régime des pressions existant dans le réservoir.

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

L'évolution de la pression est interprétée en utilisant quelques lois de la mécanique des fluides.

En général, les débits sont mesurés en surface alors que la pression est enregistrée au fond du puits. Avant l'ouverture du puits, la pression initiale p_i est constante et uniforme dans le réservoir. Pendant la période de production, la pression en débit ΔP s'exprime : $\Delta p = p_i - p(t)$

Lorsque le puits est fermé, la remontée de pression Δp s'exprime à partir de la dernière pression de débit $p(\Delta t = 0)$:

$$\Delta p = p(t) - p(\Delta t = 0) \quad (I)$$

La réponse en pression est analysée en fonction du temps écoulé Δt depuis le début de la période (temps d'ouverture ou de fermeture).

V.1.3. Objectifs des essais:

L'analyse des essais de puits permet d'obtenir des informations sur le réservoir et sur le puits. En association avec les études géologiques et géophysiques, les résultats d'essais de puits servent à construire le modèle de réservoir utilisé pour prédire le comportement du champ et la récupération, selon les conditions opérationnelles, la qualité de la communication entre le réservoir et le puits indique la possibilité d'améliorer la productivité du puits.

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.

V.1.4. Informations obtenues par les essais des puits :

Chaque test de puits doit être suivi par une interprétation pour en tirer les informations nécessaires pour le Réservoir Engineering à savoir :

- La perméabilité moyenne du réservoir aux fluides mobiles.
- La productivité de puits (IP).
- Le skin.
- L'aire de drainage.
- La pression moyenne du réservoir.
- Le rayon d'investigation.
- L'anisotropie des perméabilités.
- Permet de donner un jugement sur les fracturations hydrauliques et les forages horizontaux.
- L'efficacité d'écoulement.
- Les limites de réservoir.
- La détection des failles, et les distances entre les failles et le puits.
- Détection des fractures artificielles, et la détermination de la longueur et de la conductivité de la fracture détectée.
- La configuration de puits et réservoir

VI. EFFET DE L'ENDOMMAGEMENT SUR LA PRODUCTIVITE:

VI.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 s'exprime pour un cas d'un liquide dans un écoulement radial circulaire, régime permanent :

$$IP = \frac{Q}{P_G - P_f} \quad (II)$$

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 stimulation :

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

D'où :

$$\Delta Ps_v = 0,87 \cdot m_v \cdot S_v \quad (IV)$$

Après stimulation :

$$IP_{après} = \frac{Q_{après}(estimer)}{pfs - pfd} \quad (V)$$

Le rendement d'écoulement soit :

$$R_e = \frac{IP_{avant}}{IP_{après}} \quad (VI)$$

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

En effet, une diminution ou une augmentation de K engendrera directement une diminution ou une augmentation de l' IP . Et une diminution de ΔPs 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 ΔPs est élevé, K réduit, IP faible d'où chute de débit de production, dans ce cas le puits doit être restauré par stimulation.

VI.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** :

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

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

K : Perméabilité (md) ;

h : Hauteur du réservoir (ft) ;

μ : 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.

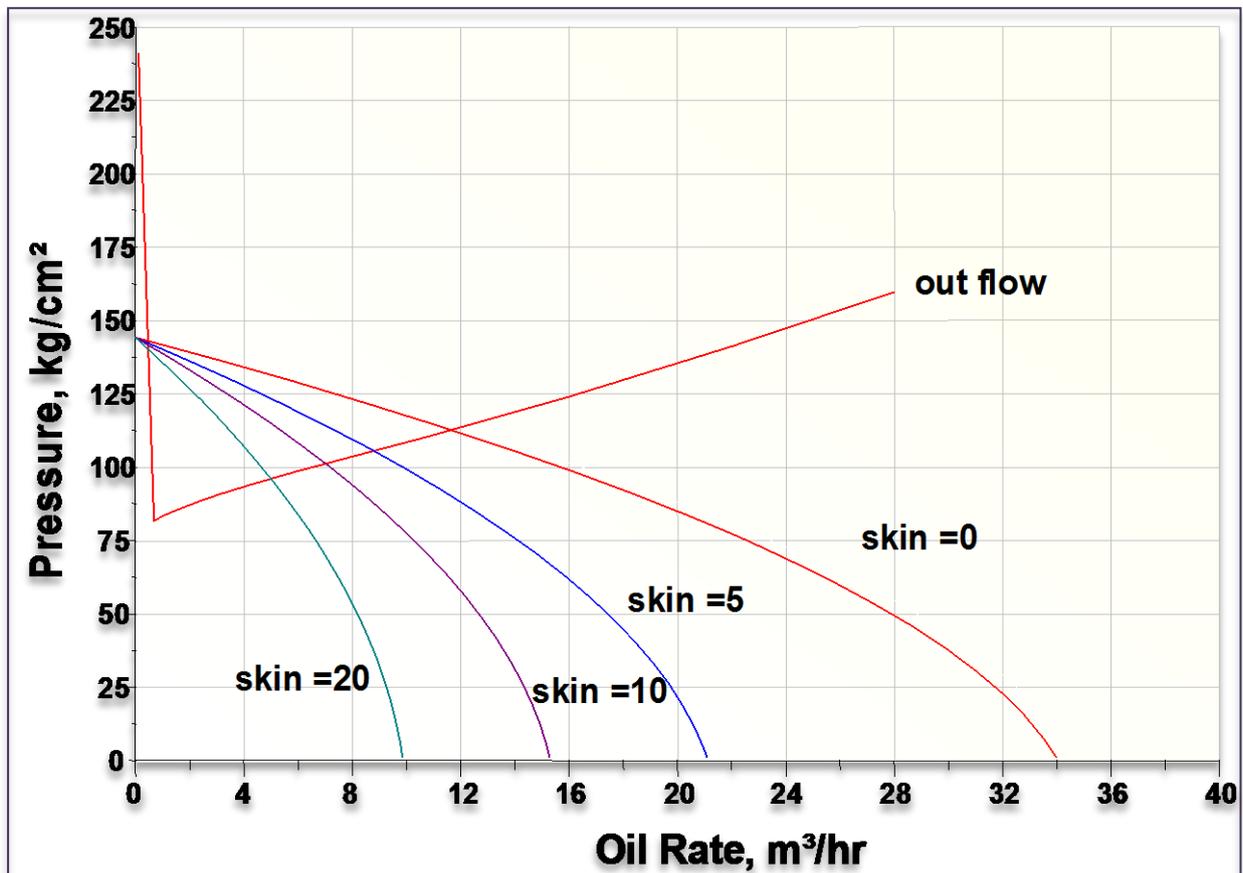


Fig.1.2 Influence du skin sur la productivité

Parmi les méthodes d'activation de puits : la stimulation par fracturation hydraulique

Chapitre II :
La stimulation par
fracturation hydraulique

I. INTRODUCTION A LA STIMULATION:

I.1. Notion de stimulation:

On entend par stimulation toute opération qui a pour but d'améliorer d'une façon considérable la productivité ou l'injectivité d'un puits, en agissant sur le facteur principal qui est la perméabilité, en d'autre terme 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.

I.2. Les principaux types de stimulation:

A. Les opérations de modification:

- **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 dans la formation, ouvrant ainsi des canaux à très forte perméabilité, dans lesquels l'effluent peut s'écouler beaucoup plus facilement, ce qui augmente le débit du puits et la productivité.
- **Fracturation acide** : Dans la fracturation à l'acide, le fluide du traitement est un acide injecté à grand débit afin de créer des fractures dans la formation. L'acide remplissant les fractures réagit avec les parois en éliminant ainsi un certain volume de roche.

B. Les opérations de restauration:

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

L'acide donc sert à :

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

C. Autres traitements :

L'insuffisance de productivité peut provenir d'autres facteurs :

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

II. ORIGINE ET LA CROISSANCE DE LA TECHNOLOGIE DE FRACTURATION HYDRAULIQUE:

L'idée d'une rupture de la formation est clairement exprimée en 1934. Le premier emploi de la fracturation hydraulique a été réalisée en 1947 sur le puits "Klepper No. 1" dans gisement de gaz de Hugoton,

Cette technologie de la fracturation a été continuellement améliorée, développée et appliquée à l'industrie pétrolière et gazière. Les statistiques indiquent qu'environ 50 % des puits de gaz naturel et 30 % des puits de pétrole utilisent la fracturation hydraulique pour améliorer la productivité, dans une période de 15 ans de 1984 à 1999 plus de 100.000 puits ont été fracturés hydrauliquement aux États-Unis qui a été responsable d'une augmentation de plus de 7 milliards de barils d'huile et 600 pieds cubes trillion de gaz naturel.

III. FRACTURATION HYDRAULIQUE : CONCEPT ET APPLICATION :

La fracturation hydraulique est une opération qui consiste à créer après rupture de la roche un drain perméable s'étendant le plus loin possible dans la formation de manière à faciliter l'écoulement vers le fond du puits.

Ce procédé s'applique au cas où le débit d'un puits est insuffisant non pas à cause d'un problème de colmatage, mais par ce 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 fracturer la roche réservoir ; et il est accompagné

souvent de solide (agents de soutènement) pour maintenir la fracture ouverte et que le fluide puisse circuler plus facilement entre le réservoir et le puits (puits producteur) ou entre le puits et le réservoir (puits injecteur).

Dans les cas favorables on peut en atteindre des gains de productivité ou d'injectivité se stabilisent autour de 3 à 4 (effet de décolmatage mis à part)

La fracturation hydraulique a plusieurs applications, parmi ces applications les plus importants sont :

- Le développement des fractures horizontales dans les couches de sel. Pour la circulation d'eau entre deux puits en vue de création des cavités de stockage des hydrocarbures ;
- Stockage des polluants industriels, radioactifs ou chimique, dans les couches imperméables (argiles, marnes) du sous-sol;
- Exploitation minière de certains gisements ;

IV. MECANISMES DE LA FRACTURATION HYDRAULIQUE :

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 au fur et à mesure que l'injection se poursuit.

La figure ci-dessous représente une coupe d'un puits avec la pression dans le puits P_i , les contraintes in-situ minimale et maximale sont σ_y et σ_x respectivement, le rayon du puits est ' a '.

Les contraintes à un point quelconque qui est à une distance ' r ' du centre de puits et sous un angle ' θ ' mesuré à partir du point ' A ' peuvent être exprimés comme:

- **Contrainte radial :**

$$\sigma_r = \frac{\sigma_x + \sigma_y}{2} \left(1 - \frac{a^2}{r^2} \right) + \frac{\sigma_x - \sigma_y}{2} \left(1 + \frac{3a^4}{r^4} - \frac{4a^2}{r^2} \right) \cos 2\theta + P_i \frac{a^2}{r^2} \quad (01)$$

Le dernier terme dans cette équation est le composant de contrainte qui est induit autour du puits dû à la perte interne de fluide.

- **Contrainte tangentielle:**

$$\sigma_{\theta} = \frac{\sigma_x + \sigma_y}{2} \left(1 + \frac{a^2}{r^2}\right) + \frac{\sigma_x - \sigma_y}{2} \left(1 + \frac{3a^4}{r^4}\right) \cos 2\theta - P_i \frac{a^2}{r^2} \quad (02)$$

- **Contrainte de cisaillement:**

$$\tau_{r\theta} = -\frac{\sigma_x + \sigma_y}{2} \left(1 + \frac{2a^2}{r^2} - \frac{3a^4}{r^4}\right) \sin 2\theta \quad (03)$$

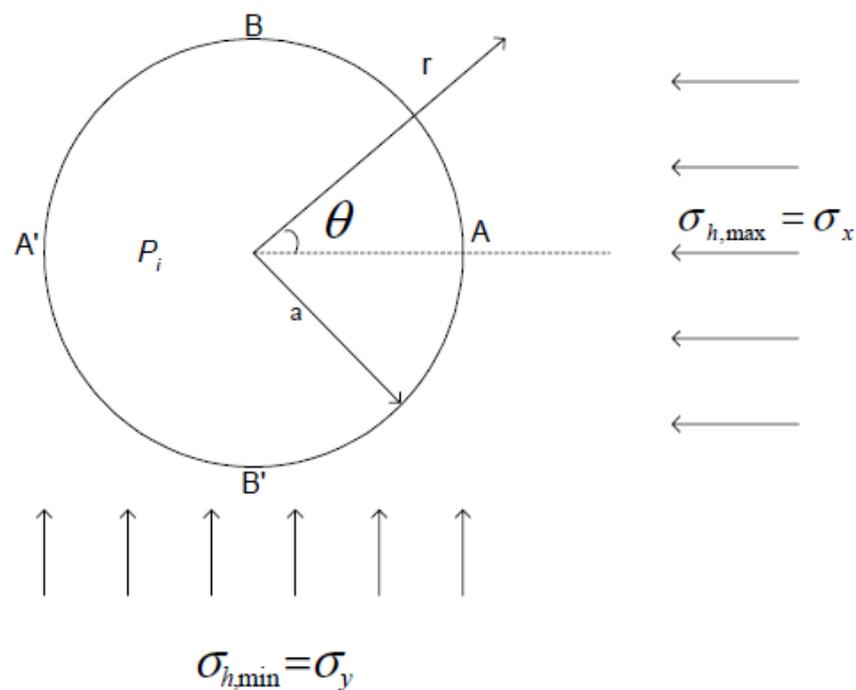


Fig.2.1 Distribution de contrainte au bord de puits

IV.1. Initiation et extension de la fracture :

Le schéma ci-dessous représente le profil de pression en fonction du temps pour un traitement de fracture, La fracturation de la roche à la paroi du puits intervient à une pression appelée pression d'initiation de la fracture P_{c1} .

La pression instantanée quand les pompes sont arrêtées est égale à P_s , l'extension de la fracture s'effectue à une pression appelée la pression d'extension P_{c2} , inférieure ou égale à la pression d'initiation.

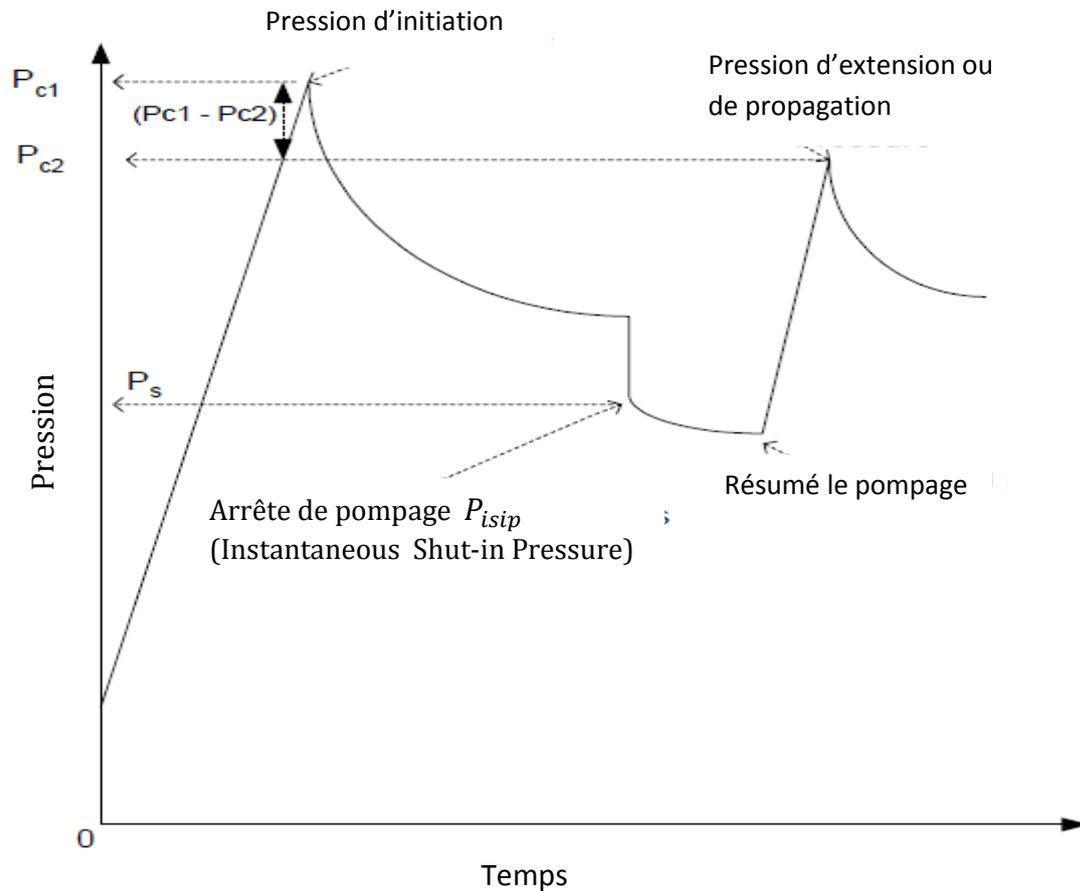


Fig.2.2) Evolution théorique de la pression de fond au cours de la fracturation hydraulique

Dans la roche, la fracture propage dans un plan perpendiculaire à la plus petite contrainte s'exerçant sur le réservoir. Si la résistance à la traction de la roche est égale à T_0 donc la condition pour qu'une fracture verticale se produise est celui aux points A et A' :

$$3\sigma_{h,min} - \sigma_{h,max} - P_{c1} = -T_0 \quad (04)$$

La pression de propagation de fracture est inférieure à la pression d'initiation; la résistance à la traction de la roche peut être exprimée comme:

$$P_{c1} - P_{c2} = T_0 \quad (05)$$

La contrainte moyen dans la direction horizontale est égal à $\overline{\sigma_h}$ et est défini comme suit:

$$\overline{\sigma_h} = \frac{\sigma_{h,min} + \sigma_{h,max}}{2} \quad (06)$$

K , \overline{K} et N sont des rapports qui sont définis comme suit:

$$K = \frac{\sigma_{h,max}}{\sigma_{h,min}} = \frac{\sigma_x}{\sigma_y} \quad (07)$$

$$\overline{K} = \frac{\overline{\sigma_h}}{\sigma_v} \quad (08)$$

$$N = \frac{\sigma_{h,min}}{\sigma_{h,max}} = \frac{1}{K} \quad (09)$$

Les conditions pour qu'une fracture verticale sont:

$$N > \frac{1}{3} \quad \text{Et} \quad \overline{K} < \left(\frac{N+1}{6N-2} \right) \quad (10)$$

Donc ce qui peut être exprimé en remplaçant N par votre valeur, les expressions seront comme suite :

$$\sigma_{h,min} > \frac{1}{3} \sigma_{h,max} \quad (11)$$

Et

$$\overline{K} < \left(\frac{\overline{\sigma_h}}{3\sigma_{h,min} - \sigma_{h,max}} \right) \quad (12)$$

On distingue aussi l'orientation de la fracture selon la profondeur :

A faible profondeur, moins de 600m, la fracture se développe généralement dans un plan horizontal.

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

On peut montrer que la pression d'initiation est donnée par l'expression suivante:

$$P_{c1} = \left[\left(\frac{v(3-K)}{K-v} \right) (G_F \cdot H - P_p) \right] + T_0 \quad (13)$$

Avec :

ν : Coefficient de Poisson

G_F : Gradient de fracturation

H : Profondeur

P_p : Pression de pore

Dans le cas spécial où $\sigma_x = \sigma_y = \sigma_h$ la valeur $K = 1$ l'expression devient :

$$P_{c1} = \left[\left(\frac{2\nu}{(1-\nu)} \right) (G_F \cdot H - P_p) \right] + T_0 \quad (14)$$

Gradient de fracturation (G_F).

Par définition, le gradient de fracturation est égal au rapport de pression de fracturation et la profondeur de la formation.

$$G_F = \frac{P_F}{H} \quad (15)$$

Où

P_f : pression de fracturation.

H : la profondeur.

Le gradient horizontal moyen de fracture, pour créer une fracture verticale \overline{G}_F , est donné par:

$$\overline{G}_F = \left[\frac{\nu(K+1)}{2(K-\nu)} \right] S_v + \left[\left(\frac{K+1}{2} \right) \left(\frac{1-2\nu}{K-\nu} \right) \alpha_p PG \right] \quad (16)$$

Avec :

S_v : Gradient de contrainte verticale

α_p : Constante poro-élastique varie entre 0 et 1

PG : Gradient de pression de pore

Dans le cas spécial où $\alpha_p = 1$ et $K = 1$ l'expression de \overline{G}_F devient :

$$\overline{G}_F = \left[\frac{v}{(1-v)} \right] S_v + \left[\left(\frac{1-2v}{1-v} \right) PG \right] \quad (17)$$

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

Il faut distinguer deux cas :

- Dans les formations carbonatées on utilise un fluide de fracturation contenant de l'acide chlorhydrique (HCL) assez concentré ; cet acide ronge irrégulièrement les parois de la formation se renferme suite à l'arrêt de pompage on appelle fracturation acide (acide frac).
- Dans la formation gréseuses des agents de soutènement présentant 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 doivent commence à être pompé que lorsque la fracture a atteint des dimensions géométriques (épaisseur de fracture particulièrement) suffisantes pour laisser passer ces derniers.

V. GEOMETRIE DE LA FRACTURE :

Dans le cas d'une fracture verticale, on admet généralement :

- soit une fracture verticale symétrique par rapport au puits ($L_f = 2 l_1$).
- soit une fracture totalement asymétrique par rapport au puits ($l_1 = L_f, l_2 = 0$).
- soit partielle asymétrique ($L_f = l_1 + l_2$).

Dans le cas d'une fracture horizontale, la géométrie radiale circulaire ne représente évidemment qu'une grossière approximation, il existe toujours un développement préférentiel à l'échelle du champ.

Pour les dimensions d'une fracture :

La longueur X_f :

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

L'épaisseur W

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

La hauteur H

C'est la distance suivant la verticale entre les deux points associés à une épaisseur nulle

Tout cela concerne la fracture verticale, pour ce qui est de la fracture horizontale on aura la hauteur qui remplace l'épaisseur et le contraire.

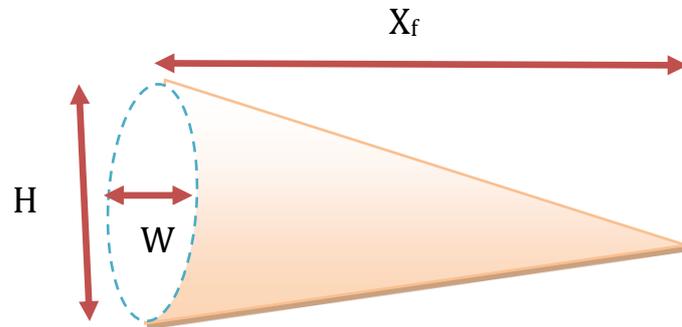


Fig.2.3 Schéma de fracture verticale à une seule aile

VI. CONDUCTIVITE ADIMENSIONNELLE DE LA FRACTURE :

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

$$F_{CD} = \frac{K_f \cdot W_f}{K \cdot X_f} \quad (18)$$

Où :

X_f : Extension de la fracture.

W_f : Épaisseur de la fracture.

K : La perméabilité de la formation.

K_f : La perméabilité de la fracture.

$C_f = K_f * W_f$: Conductivité de fracture

Nous verrons que cette variable est important dans la conception d'un processus de traitement de fracture.

VII. MODELES DE FRACTURATION HYDRAULIQUE :

Le modèle choisi pour décrire certains processus physiques, a une influence majeure sur la géométrie finale de la fracture.

Un modèle de propagation est indispensable pour relier le débit d'injection, temps de traitement et la filtration du fluide avec les dimensions de la fracture.

La modélisation de la géométrie de la fracture est basée sur certaines Conceptions; ces derniers 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 des premiers travaux sur la modélisation de la fracture a été préparé par SNEDDON et ELLIOT, Ils ont montré que pour une fracture de hauteur fixe et infinie la largeur maximale et la pression nette peuvent être indiquées comme:

$$w = \frac{2P_{net}h_f}{E'} \quad (19)$$

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

$$E' = \frac{E}{1-\nu^2} \quad (20)$$

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

$$\bar{W} = \frac{\pi}{4} W \quad (21)$$

Le processus de sélection d'un modèle ou des paramètres qui doivent décrire le comportement du fluide et la conformité avec d'autres informations concernant le système, tout en respectant les lois essentielles et les éléments essentielles de l'interprétation des donnés.

VII.1. Modèle GDK:

Le problème est traité à deux dimension dans le plan horizontal (x, y).

La fracture est supposée limitée par deux plans horizontaux distants d'une hauteur H constante dans le temps, ceci revient à supposer un glissement parfait le long de ces plans (interface couche – épontes) et donner à la fracture une section rectangulaire dans le plan vertical.

Le modèle GDK basé sur les hypothèses 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 a une section elliptique dans le plan horizontal,

Zone d'une résistance plus élevée

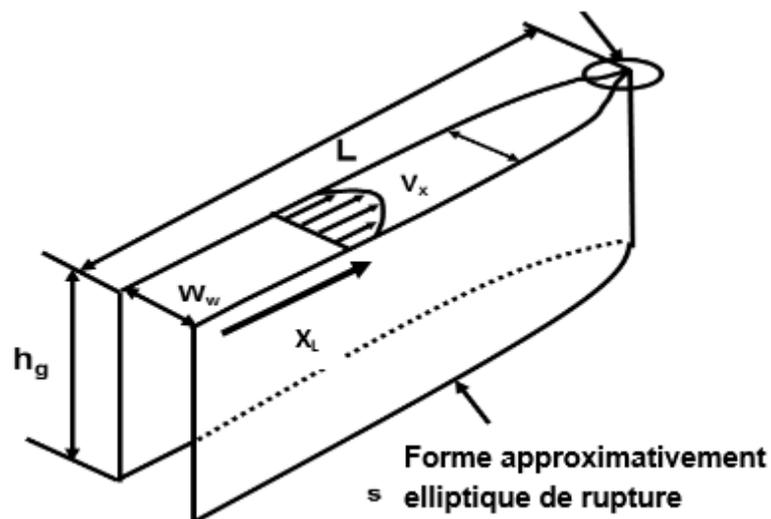


Fig.2.4. Modèle GDK de fracture

GEERTSMA et DE KLERK ont incorporé la filtration de fluide au travail de KHRISTIANOVICH et de ZHELTOV et ont développé les relations suivantes :

$$W_w = \frac{4}{E'} (P_{net} L) \quad (22)$$

Et la pression nette donnée par l'équation suivante :

$$P_{net,w} = \left(E'^3 \frac{21q_i \mu}{64\pi h_f L^2} \right)^{1/4} \quad (23)$$

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

$$W_w = \left[\left(\frac{1}{E'} \right) \frac{84q_i \mu L^2}{\pi h_f} \right]^{1/4} \quad (24)$$

Ou:

W_w : Largeur de fracture,

P_{net} : Pression nette,

q_i : Débit d'injection,

L : Longueur de fracture,

h_f : Hauteur de fracture.

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

❖ **1^{er} CAS:** Aucune filtration (ou, L, T, E', q_i, h_f et μ sont en $ft, min, psi, bbl / min, ft$ et cp)

$$L(t) = 0.38(t)^{2/3} \left(\frac{E'q_i^3}{h_f^3\mu} \right)^{1/6} \quad (25)$$

$$w_w = 1.48(t)^{1/3} \left(\frac{q_i^3\mu}{E'h_f^3} \right)^{1/6} \quad (26)$$

❖ **2^{eme} CAS :** Haute filtration de fluide (où L, t, q_i, h_f et C_L sont en $ft, min, ft^3/min, ft$ et $ft/min^{1/2}$)

$$L(t) = (t)^{1/2} \left(\frac{q_i}{2\pi h_f C_L} \right) \quad (27)$$

Dans le 2^{eme} cas pas d'équation explicite pour la largeur 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 :

$$W = W_{max} \left(1 - \left(\frac{x}{L} \right) \right)^{1/2} \quad (28)$$

La largeur moyenne donnée par la relation suivante :

$$\bar{W} = \frac{\pi}{4} W_{max} \quad (29)$$

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

$$W_{max} = \left(\frac{8P_{net}R}{E'} \right) \quad (30)$$

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

On peut aussi calculer les dimensions de la fracture par l'utilisation de méthode de l'abaque :

- Détermination de K_s et $K_{\mu l}$:

$$K_s = \frac{7,48.C\sqrt{t}}{S_p} \quad (31)$$

$$K_{\mu l} = 1.43 \times 10^{-5} \times (1 - \nu) \times \left(\frac{Q}{h_f.C^2} \right)^3 \times \left(\frac{\mu}{G.t} \right) \quad (32)$$

D'où :

C : Coefficient de filtration de fluide (*ft/√min*)

S_p : Spurt loss (*gal/ft²*)

t : Temps de pompage (*min*)

h_f : Hauteur de la fracture (*ft*)

μ : Viscosité apparente du fluide (*cpo*)

ν : Coefficient de POISSON

G : Module de cisaillement (*psi*).

- D'après l'abaque **Fig.4**.

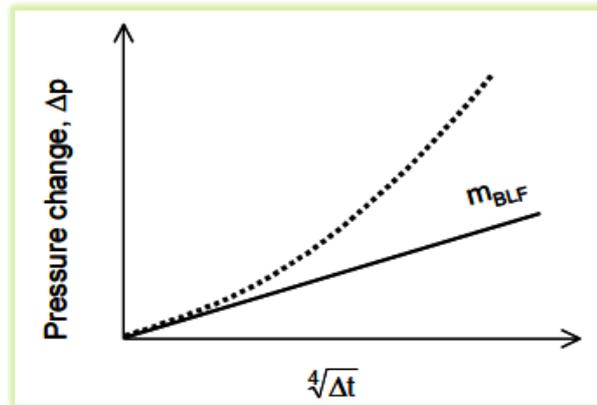


Fig.2.5) Analyse spécialisée de la pression on fonction la racine quatrième du temps

on obtient les valeurs de $K\mu$ et Kl par la projection du point d'intersection des deux courbes précédentes.

- On remplace le k_{μ} par sa valeur et on tire le W_w dans la formule suivante :

$$K\mu = \frac{(12.c.\sqrt{t})}{W_w} \quad (33)$$

- On remplace Kl par sa valeur et on tire L dans la formule suivante :

$$Kl = \frac{(c.L.hf)}{5.615.Q.\sqrt{t}} \quad (34)$$

VII.2. Modèle PKN:

Ce modèle est en premier lieu développé par PERKINS KERN NORDGREN puis modifié par d'autres, le modèle PKN néglige l'effet de tip de la fracture et la mécanique de rupture et basé sur le flux de fluide et leurs gradients de pression

D'autres hypothèses du modèle PKN sont que la hauteur de la fracture verticale est constante et ne dépasse pas la zone productrice, La section transversale de la fracture est supposée être elliptique et L'écoulement dans la fracture est monodimensionnel et dirigé suivant L

La figure suivante présente une représentation schématique d'une fracture par le modèle PKN

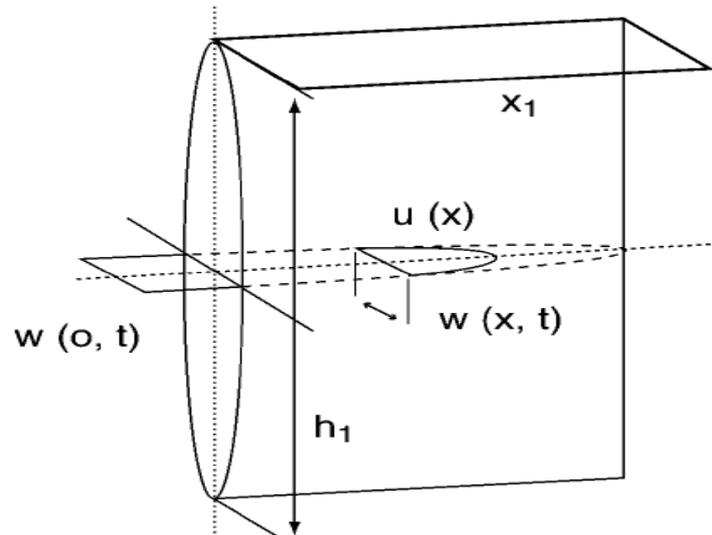


Fig.2.6) Modèle PKN de fracture

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

$$P_{net} = \left(\frac{16\mu q_i E'^3 L}{\pi h_f^4} \right)^{1/4} \quad (35)$$

$$w(x) = 3 \left(\frac{\mu q_i (L-x)}{E'} \right)^{1/4} \quad (36)$$

A $x = 0$ la largeur soit:

$$w_w = 0.38 \left(\frac{\mu q_i L}{E'} \right)^{1/4} \quad (37)$$

Dans cette équation le débit q_i , la largeur L , la viscosité μ et le module de déformation plane E' sont exprimés en bbl/min, pouces, centipoise et psi, respectivement.

NORDGREN obtenue l'équation suivante :

$$\left(\frac{\partial^2 W^4}{\partial x^2} \right) \frac{E'}{128\mu h_f} = \left(\frac{\partial W}{\partial t} \right) + \left(\frac{8C_L}{\pi(t-t_f(x))^{1/2}} \right) \quad (38)$$

Où t_f est le temps de l'ouverture de fracture et de l'exposition initiale de fluide.

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

$$t_d = \left(\frac{64C_L^5 E' h_f}{\pi^3 \mu q_i^2} \right)^{2/3} t \quad (39)$$

❖ **1^{er} CAS:** Haute efficacité ($t_d < 0.01$)

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

$$L(t) = 0,39(t)^{4/5} \left(\frac{E' q_i^3}{h_f^4 \mu} \right)^{1/5} \quad (40)$$

$$W_w = 2,18(t)^{1/5} \left(\frac{\mu q_i^2}{E' h_f} \right)^{1/5} \quad (41)$$

2^{eme} 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:

$$L(t) = (t)^{1/2} \left(\frac{q_i}{2\pi h_f C_L} \right) \quad (42)$$

$$W_w = 4(t)^{1/8} \left(\frac{q_i^2 \mu}{\pi^3 E' h_f C_L} \right)^{1/4} \quad (43)$$

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

$$W = W_{max} \left(1 - \left(\frac{x}{L} \right) \right)^{1/4} \quad (44)$$

Pour la largeur moyenne

$$\bar{W} = \frac{\pi}{5} W_{max} \quad (45)$$

VII.3. Comparaison entre le modèle GDK et PKN:

Contrairement au modèle PKN, la propagation de la fracture dans le modèle GDK diminue avec le temps, d'ailleurs si on compare, dans le cas d'une grande pénétration de fluide, les largeurs de la fracture, pour des faibles valeurs de longueurs, le modèle GDK est le plus valable que le PKN. Alors que pour des grandes valeurs de longueur, c'est l'inverse qui est juste.

Le contraste de PKN/GDK peut donc paraître plus grand pour des petites et grandes valeurs de L/h . Ce résultat n'est plus étonnant depuis que la géométrie de PKN (section plane et verticale des contraintes) est seulement validée pour des hauteurs beaucoup plus petites que les longueurs. D'ailleurs, le domaine de validité de la géométrie de GDK (section plane et horizontale de contrainte) est la longueur doit être plus inférieure à la hauteur.

VII.4. Modèle radial:

Le modèle radial est caractérisé par un profil circulaire dans le plan vertical avec une section elliptique.

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

La méthode de calcul est basée sur les hypothèses suivantes :

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

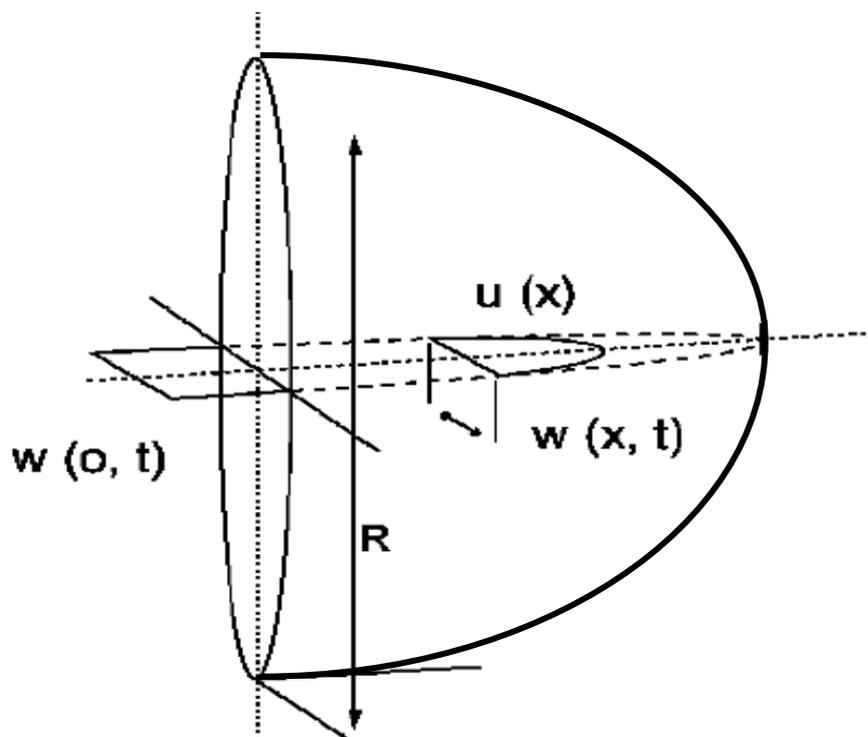


Fig.2.7 Modèle radial de fracture

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^{ER} CAS:** Aucune filtration (où W_w , t , E' , q_i , R , et μ sont exprimés en pouces, *min*, *psi*, *bbl/min*, *ft* et *cp*)

$$W_w = 2,17 \left(\frac{\mu^2 q_i^3}{E'^2} \right)^{1/9} \quad (46)$$

$$R = 0,52 \left(\frac{E' q_i^3}{\mu} \right)^{1/9} t^{4/9} \quad (47)$$

2^{EME} CAS : haute filtration

$$R = \frac{1}{\pi} \left(\frac{q_i^2 t}{C_L^2} \right)^{1/4} \quad (48)$$

VIII. METHODE DE NOLTE ET ANALYSE DU DECLIN :

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, $q_i t_p$, doit être égal au volume de la fracture créée V_f plus le volume filtré dans la formation pendant le pompage, V_{Lp} , c'est-à-dire :

$$q_i t_p = V_f(t_p) + V_{Lp} \quad (49)$$

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

$$V_f(t_p) - V_f(\Delta t) = V_{Ls} \quad (50)$$

Où :

t_p : Temps de pompage

Δt : Temps de fermeture

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

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

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

En développement de NOLTE le rapport de surface est en fonction de rapport du temps,

$$\frac{A_1}{A_2} = \left(\frac{t_1}{t_2}\right)^{-1/m} \tag{51}$$

$$\text{Ou } m = \begin{cases} 1 & \text{pour un filtrat négligeable de fluide (upper bound)} \\ 2 & \text{pour un filtrat prédominant de fluide (down bound)} \end{cases}$$

Pour la limite supérieure (upper bound) l'exposant réel (m) pour les trois modèles de propagation est :

$$\text{PKN: } 1/m < \frac{(2n'+2)}{(2n'+3)} \tag{52}$$

$$\text{GDK: } 1/m < \frac{(n'+1)}{(2n'+2)} \tag{53}$$

$$\text{Radial : } 1/m < \frac{(4n'+4)}{(3n'+6)} \tag{54}$$

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 :

$$q_L(t, dA) = \frac{2C_L dA}{\sqrt{t-t(A)}} \tag{55}$$

Et a montré que :

$$\left\{ \begin{aligned} q_L(t, A) &= \frac{2C_L A_p}{\sqrt{t_p}} \left(2 \sqrt{\frac{t}{t_p}} \left(1 - \sqrt{1 - \frac{A}{A_p}} \right) \right) \dots\dots\dots \text{(UB)} \\ q_L(t, A) &= \frac{2C_L A_p}{\sqrt{t_p}} \sin^{-1} \left(\frac{A}{A_p} \right) \dots\dots\dots \text{(LB)} \end{aligned} \right. \tag{56}$$

Avec :

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

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

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

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

A : Surface de filtration durant le pompage (ft²).

Pendant le shut-in le temps t peut être remplacé par la somme :

$$t = t_p + \Delta t \tag{57}$$

Avec :

Δt : Le temps après shut in

En utilisant l'Eq 51 et supposer que la surface A_p ne change pas, l'Eq 56 devient:

$$\left\{ \begin{array}{l} q_L(\Delta t, A_p) = \frac{2C_L A_p}{\sqrt{t_p}} (2(1 + \Delta t_D)^{1/2} - (\Delta t_D)^{1/2}) \dots\dots\dots \text{(UB)} \\ q_L(\Delta t, A_p) = \frac{2C_L A_p}{\sqrt{t_p}} \sin^{-1}(1 + \Delta t_D)^{1/2} \dots\dots\dots \text{(LB)} \end{array} \right. \tag{58}$$

Avec

Δt_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'EQ 56 de $t = 0$ à t_p ou $A = A_p$

$$\left\{ \begin{array}{l} V_{Lp} = \int_0^{t_p} q_L = \frac{2C_L A_p}{\sqrt{t_p}} \int_0^{t_p} 2 \sqrt{t/t_p} dt = 2C_L A_p \sqrt{t_p} * 4/3 \dots\dots\dots \text{(UB)} \\ V_{Lp} = \int_0^{t_p} q_L = \frac{2C_L A_p}{\sqrt{t_p}} \int_0^{t_p} \pi/2 dt = 2C_L A_p \sqrt{t_p} * \pi/2 \dots\dots\dots \text{(LB)} \end{array} \right. \tag{59}$$

Le volume de filtrat de fluide après shut-in peut être obtenu par l'intégration de L'EQ 58 entre $\Delta t_D = 0$ ($\Delta t = 0$) et Δt_D :

$$\left\{ \begin{array}{l} V_{Ls} = 2C_L A_p \sqrt{t_p} \left(\frac{4}{3} \left[(1 + \Delta t_D)^{3/2} - (\Delta t_D)^{3/2} - 1 \right] \right) \dots \dots \dots \text{(UB)} \\ V_{Ls} = 2C_L A_p \sqrt{t_p} \left(\left[(1 + \Delta t_D) \sin^{-1}(1 + \Delta t_D)^{-1/2} + (\Delta t_D)^{1/2} - \pi/2 \right] \right) \dots \text{(LB)} \end{array} \right. \quad (60)$$

La surface A_p est souvent remplacée par $r_p A_f$

Avec :

$$r_p = h_p / h_f \quad (61)$$

h_p : Hauteur perméable.

h_f : Hauteur de la fracture.

A_f : Surface de la fracture.

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

$$\left\{ \begin{array}{l} V_f = 2C_L r_p A_f \sqrt{t_p} \left(\frac{4}{3} \left[(1 + \Delta t_{cD})^{3/2} - (\Delta t_{cD})^{3/2} - 1 \right] \right) \dots \dots \dots \text{(UB)} \\ V_f = 2C_L r_p A_f \sqrt{t_p} \left(\left[(1 + \Delta t_{cD}) \sin^{-1}(1 + \Delta t_{cD})^{-1/2} + (\Delta t_{cD})^{1/2} - \pi/2 \right] \right) \dots \text{(LB)} \end{array} \right. \quad (62)$$

VIII.1. L'efficacité du fluide (η):

L'efficacité (η) est le rapport :

$$\eta = V_f / V_i \quad (63)$$

V_f : Volume de la fracture.

V_i : Volume total injecté.

A partir L'EQ 1 et L'EQ 15:

Le rapport V_f/V_{lp} peut alors être obtenu en se divisant simplement L'EQ 14 par L'EQ 11 on obtient :

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{V_f}{V_{lp}} = \left[(1 + \Delta t_{cD})^{3/2} - (\Delta t_{cD})^{3/2} - 1 \right] \dots\dots\dots \text{(UB)} \\ \frac{V_f}{V_{lp}} = \left[(1 + \Delta t_{cD}) \sin^{-1}(1 + \Delta t_{cD})^{-1/2} + (\Delta t_{cD})^{1/2} - \pi/2 \right] / (\pi/2) \dots\dots \text{(LB)} \end{array} \right. \quad (65)$$

VIII.2. L'extension et la largeur de la fracture :

On a:

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

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

$$\left\{ \begin{array}{l} V_i = \left(1 + \frac{V_f}{V_{lp}} \right) 2C_L r_p A_f \sqrt{t_p} * 4/3 \dots\dots\dots \text{(UB)} \\ V_i = \left(1 + \frac{V_f}{V_{lp}} \right) 2C_L A_p \sqrt{t_p} * \pi/2 \dots\dots\dots \text{(LB)} \end{array} \right. \quad (66)$$

Suivant les modèles GDK et PKN on a:

$$A_f = 2h_f x_f \quad (67)$$

Delà:

$$\left\{ \begin{array}{l} x_f = (1 - \eta) q_i t_p / (4C_L r_p h_f \sqrt{t_p} * 4/3) \dots\dots\dots \text{(UB)} \\ (68) \\ x_f = (1 - \eta) q_i t_p / (4C_L r_p h_f \sqrt{t_p} * \pi/2) \dots\dots\dots \text{(LB)} \end{array} \right.$$

Et on a :

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

$$\left\{ \begin{array}{l} W_{moy} = \left(\frac{\eta}{1-\eta} \right) (2C_L r_p \sqrt{t_p} * 4/3) \dots\dots\dots (UB) \\ \\ W_{moy} = \left(\frac{\eta}{1-\eta} \right) (2C_L r_p \sqrt{t_p} * \pi/2) \dots\dots\dots (LB) \end{array} \right. \quad (69)$$

VIII.3. L’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:

$$W = c_f \Delta p_f = c_f (p_w - p_c) \quad (70)$$

Et :

$$\left\{ \begin{array}{l} c_f = \frac{\pi\beta}{2E'} h_f \text{ Pour le modèle PKN} \\ \\ c_f = \frac{\pi\beta}{2E'} x_f \text{ Pour le modèle GDK} \\ \\ c_f = \frac{\pi\beta}{2E'} \left(\frac{32}{3} \pi^2 R \right) \text{ Pour le modèle radial} \end{array} \right. \quad (71)$$

Où :

- W : Largeur (*ft*).
- Δp_f : Pression net dans la fracture (psi).
- p_w : Pression de traitement au fond (psi).
- p_c : Pression de fermeture de la fracture (psi).
- c_f : Conformité de fracture (*ft/psi*).
- E' : module de déformation plane (tension) (psi).

Et β donné par :

$$\left\{ \begin{array}{l} \beta = (2n' + 2)/(2n' + 3 + a) \text{ Pour PKN} \\ \\ \beta = 0.9 \text{ Pour GDK} \\ \\ \beta = 3\pi^2/32 \text{ Pour le modèle radial.} \end{array} \right. \quad (72)$$

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

a : Coefficient de dégradation généralement égal a 1.

A partir le bilan matière après shut-in on a

$$-\frac{dV_f}{d\Delta t} = -A_f \frac{dw}{d\Delta t} q_L \tag{73}$$

$$\left\{ \begin{aligned} -A_f c_f \frac{d\Delta P_f}{d\Delta t} &= \frac{2C_f r_p A_f}{\sqrt{t_p}} \left[2((1 + \Delta t_D)^{1/2} - (\Delta t_D)^{1/2}) \right] \dots\dots\dots \text{(UB)} \\ -A_f c_f \frac{d\Delta P_f}{d\Delta t} &= \frac{2C_f r_p A_f}{\sqrt{t_p}} \sin^{-1}(1 + \Delta t_D)^{-1/2} \dots\dots\dots \text{(LB)} \end{aligned} \right. \tag{74}$$

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

$$P_w(\Delta t_D = 0) - P_w(\Delta t_D) = \frac{\pi C_L r_p \sqrt{t_p}}{2c_f} G(\Delta t_D) \text{ Pour (UB) et (LB)} \tag{75}$$

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.

$$\left\{ \begin{aligned} G(\Delta t_D) &= \frac{16}{3\pi} \left[(1 + \Delta t_D)^{3/2} - (\Delta t_D)^{3/2} - 1 \right] \dots\dots\dots \text{(UB)} \\ G(\Delta t_D) &= \frac{4}{\pi} \left[(1 + \Delta t_D) \sin^{-1}(1 + \Delta t_D)^{-1/2} - (\Delta t_D)^{1/2} - \frac{\pi}{2} \right] \dots\dots\dots \text{(LB)} \end{aligned} \right. \tag{76}$$

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

$$m = \frac{\pi C_L r_p \sqrt{t_p}}{2c_f}$$

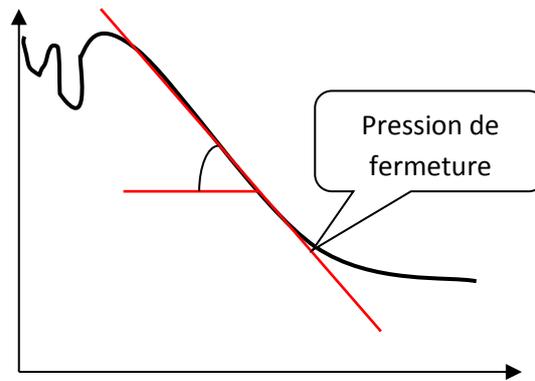


Fig.2.8. Courbe $P_w = F(G(\Delta t_D))$

VIII.4. Procédure de l'analyse:

- Après le shut in, on dessine la courbe $P_w = F(G(\Delta t_D))$
- En dessinant la tangente (Voir dessin), le point de déviation de la courbe représente le point de fermeture de la fracture.
- A partir de la droite on déduit la pente (m).
- Suivant le mode de filtration, on travail soit avec les formules (UB) ou (LB).
- On choisit un modèle de propagation, et on détermine : (β) de (l'Équation 72), (c_f) de (l'Équation 71).
- On détermine le coefficient de filtration à partir de la formule de la pente (m)
- On détermine l'efficacité (η).
- Et en fin on détermine la longueur et la largeur à partir de (l'Équation 68) et (l'Équation 69).

VIII.5. Le volume Pad:

C'est le volume utilisé pour créer la fracture:

$$Pad\ volume = V_i(1-\eta)/(1+\eta) \quad (77)$$

V_i : Volume injecté.

VIII.6. Concentration du Propane :

La concentration des agents de soutènement dans le fluide $C_p(t)$ est déterminée comme suit :

$$c_p(t) = c_f \left(\frac{t-t_{pad}}{t_i-t_{pad}} \right)^\epsilon \quad (78)$$

Avec

$$\epsilon = \left(1 - \eta / 1 + \eta \right) \quad (79)$$

Où :

c_f : Concentration finale dans la fracture.

t_i : Temps d'injection.

t_{pad} : Temps du Pad.

La concentration finale dans la fracture donnée par la relation suivante :

$$c_f = \frac{P_p}{V_f} \quad (80)$$

Avec :

P_p : Le poids total de proppant

V_f : Le volume de fracture

Chapitre III :

ETUDE DE PUIITS OKN72

I. PRÉSENTATION DE LA RÉGION DE HAUD BERKAOUI (HBK) :

I.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.

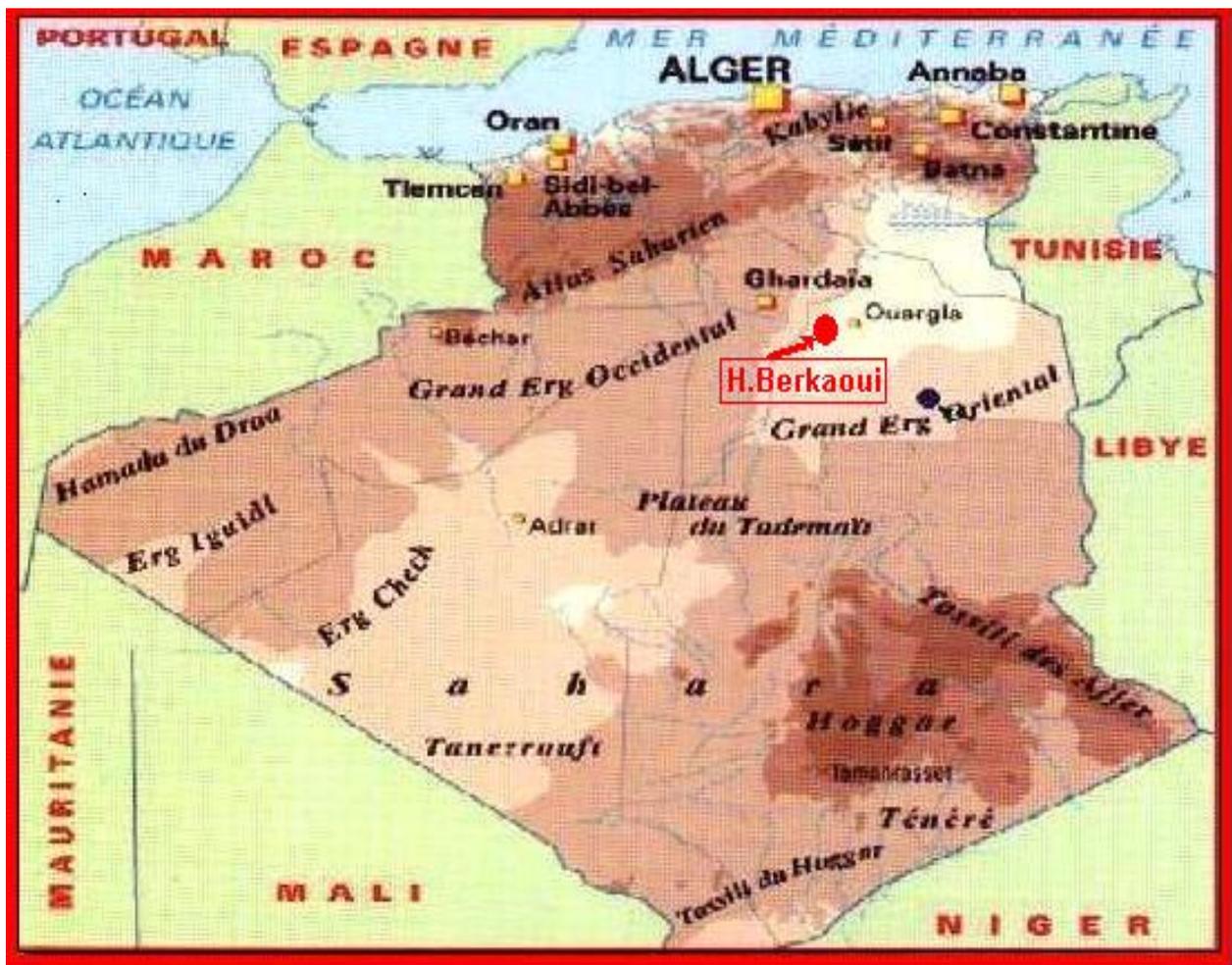


Figure. 3-1 Situation géographique de Haoud

I.2 Situation géologique :

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.

Ce bassin a la configuration d'une dépression allongée d'orientation nord-est/sud-ouest acquise au cours du paléozoïque. Il est limité, au nord par la zone haute de Djamaâ –Touggourt,

constituée de terrains d'âge cambrien ; Au nord-ouest le môle de Talemzane (Hassi R'mel) ; À l'est, par la dorsale d'El-Agreb El-Gassi qui se prolonge jusqu'à Massaoud au nord et au sud par la dépression de Mouydir.

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.

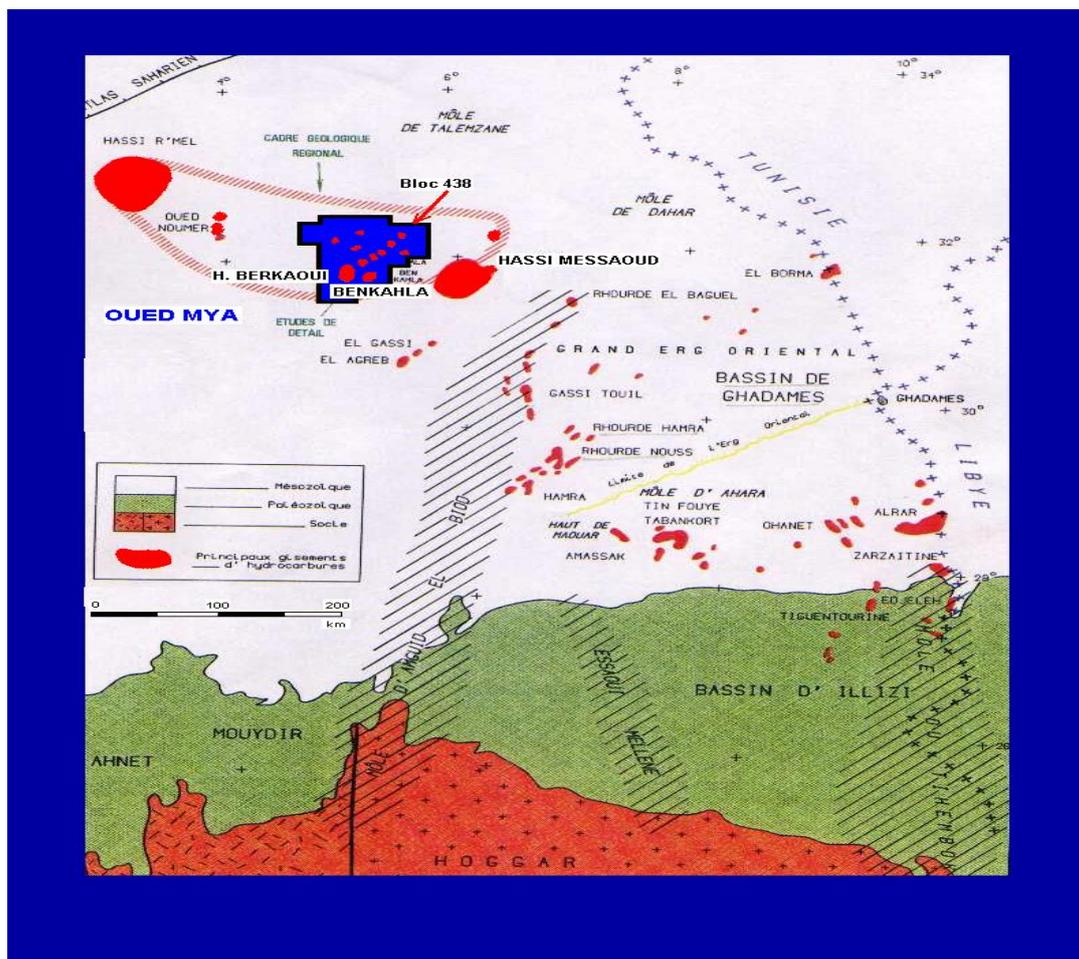


Figure. 3-2 Situation géologique de Haoud

I.3 Les champs de la région :

Les champs de Haoud-Berkaoui sont répartis sur une superficie de 6300km², dont les principaux sont :

➤ **Champ de Haoud Berkaoui (HBK) :**

Le gisement de Haoud-Berkaoui s'étend sur une superficie de 175 Km² 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 stm³ 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 Km², 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 stm³ 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 35km². 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 :

Tableau 3.1 : Les caractéristiques pétrophysiques des trois champs

CARACTERISTIQUES	HAOUD BERKAOUI	BENKAHLA	GUELLALA
Profondeur moyenne (m)	3550	3300	3500
Pression initiale (kgf/cm ²)	518	532	532,5
Pression de bulle (kgf/cm ²)	188	180	185
Contact huile/eau initial (m)	3324	3324	3370
Porosité moyenne Φ (%)	8,8	9,3	9,3
Perméabilité moyenne K (md)	56,2	70,4	232
Saturation moyenne Sw(%)	32,7	32	22,3
Les réserves (m ³)	143,9.10 ⁺⁶	100.10 ⁺⁶	103,6. 10 ⁺⁶

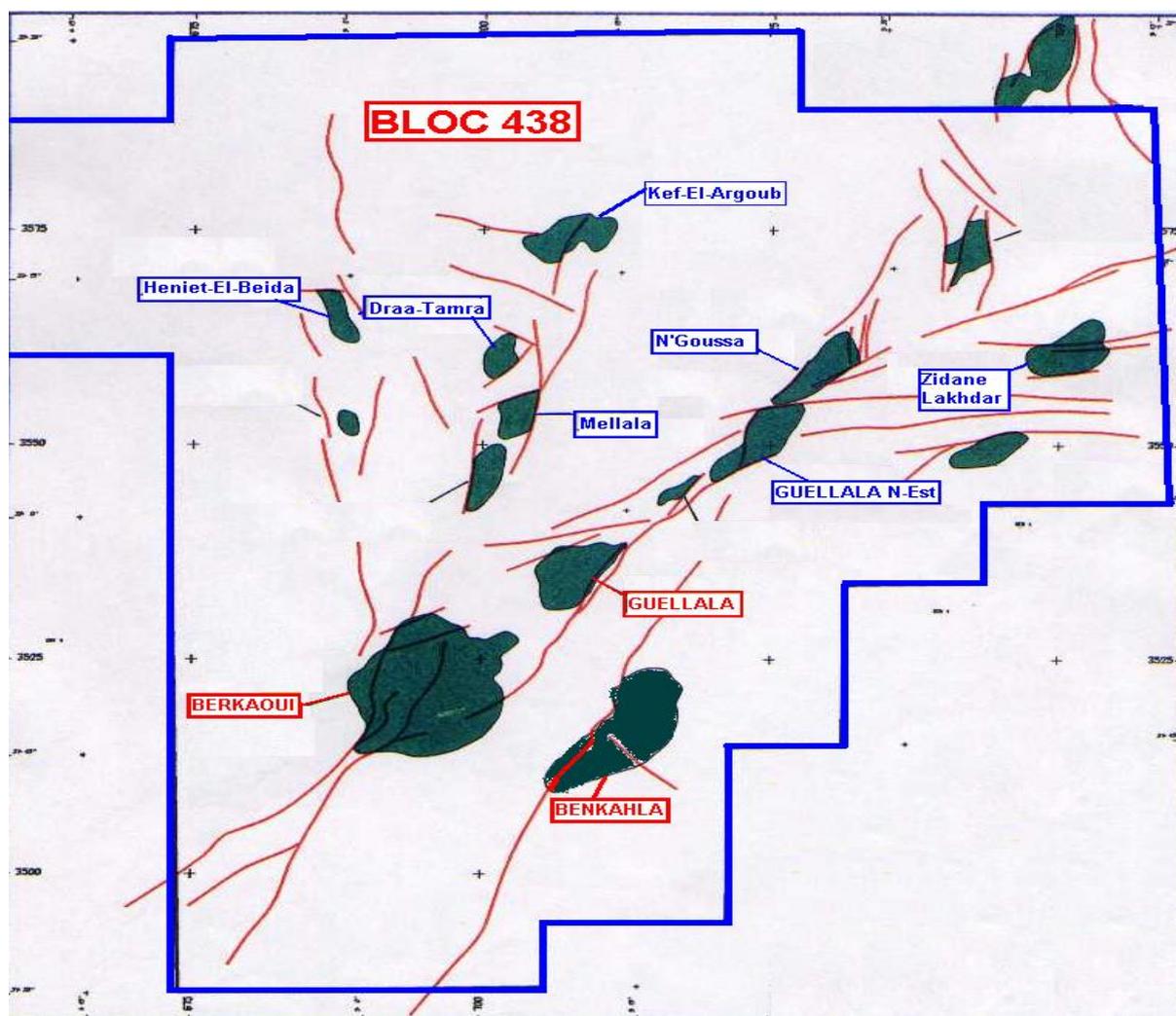


Figure. 3-3 Carte des principaux champs de la région de Haoud

II.INTRODUCTION :

Durant cette campagne de fracturation, un puits producteur d'huile a été sélectionné, en l'occurrence OKN72 qui produit dans la série inférieure, il faut noter que le puits produit avec une faible pression du réservoir et de bonnes caractéristiques pétrophysiques.

La sélection du puits OKN72 de champs Berkaoui comme candidat à la fracturation hydraulique dans le réservoir « SI », dépendra essentiellement de la perméabilité et de la nature du réservoir ainsi que l'état du puits.

La perforation du puits en underbalance suivi du nettoyage du fond du puits au tube cleanout avec un Mud acide, n'ont pas suffi à produire la matrice qui semble sérieusement colmatée, pourtant on note un gain en pression de 22 kg/cm² après l'acidification, mais la communication couche trou est toujours mauvaise.

L'interprétation diagraphique a montré dans l'ensemble que les caractéristiques pétrophysiques de la roche sont faibles, bonne dans la partie basale et faible dans la partie sommitale (résultats RDT, 01/12/2012), ceci d'une part.

D'autre part, le forage de la couche productrice dans la partie basale est traversé avec une boue de densité 1.48, ce qui a généré un overbalance d'une ΔP de 345.70 kg/cm², et malgré une ΔP en underbalance de 54.23 kg/cm² appliquée pendant la perforation du banc inférieur, qui possède une bonne perméabilité, cela n'a pas suffi pour le faire réagir, à cause de l'importance et le degré très élevé de colmatage.

Le puits a été complété le 04/12/2012, tubé en 4''1/2 et perforé, ce qui permettra le choix des zones à traiter. Quant à la qualité de la cimentation, le log CBL-4''1/2 montre bonne cimentation sauf à l'intervalle du 3449 à 3453 m.

Dans ces conditions, le puits représente un bon candidat à la fracturation hydraulique.

L'objectif du traitement par fracturation hydraulique est d'outrepasser le skin, en créant une fracture qui joigne la zone non endommagée avec le fond du puits, et qui ait une conductivité suffisante pour avoir un gain conséquent en production.

III. EQUIPEMENTS UTILISÉS:

- Panther Twin HT 400 Pumping unit
- HT 2000 Pumping unit
- HT 2000 Pumping unit
- 3.5'' Wellhead Isolation Tool
- Slurry Processor
- Gel Pro LGC pre blender and hydration tank
- Suction/discharge manifold trailer
- Annulus pressure relief valves
- Tech Command Center
- Annulus Pumping Unit (2 pumps)

IV. PLAN DE POSITIONNEMENT DES EQUIPEMENTS SUR CHANTIER :

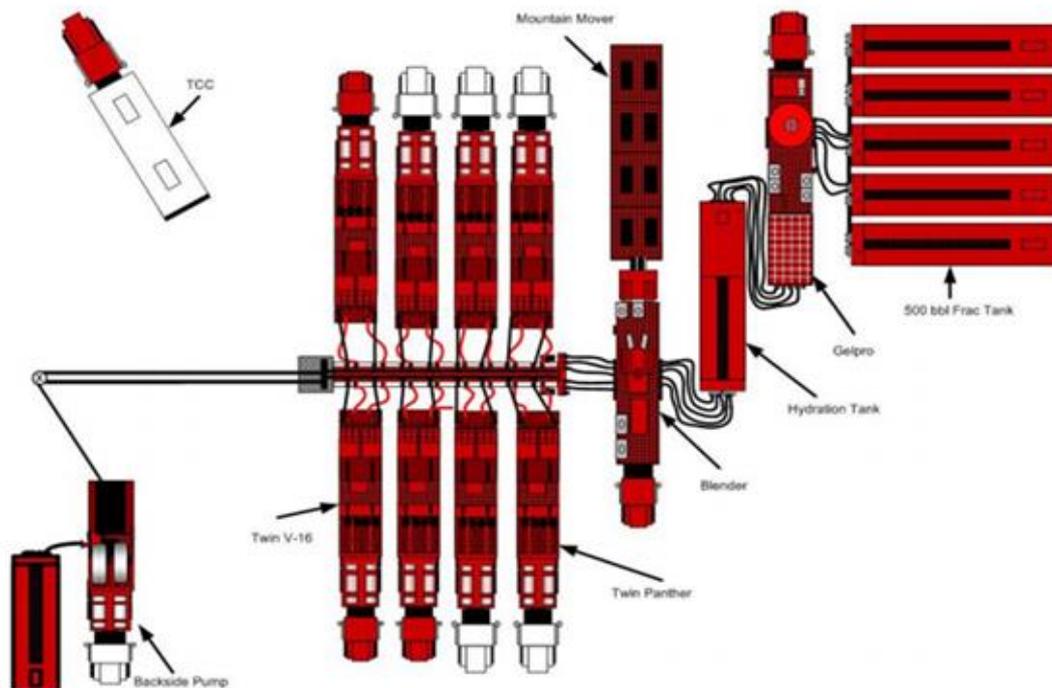


Figure.3.4. Plan de position des équipements fracturation hydraulique

V. FICHE TECHNIQUE:

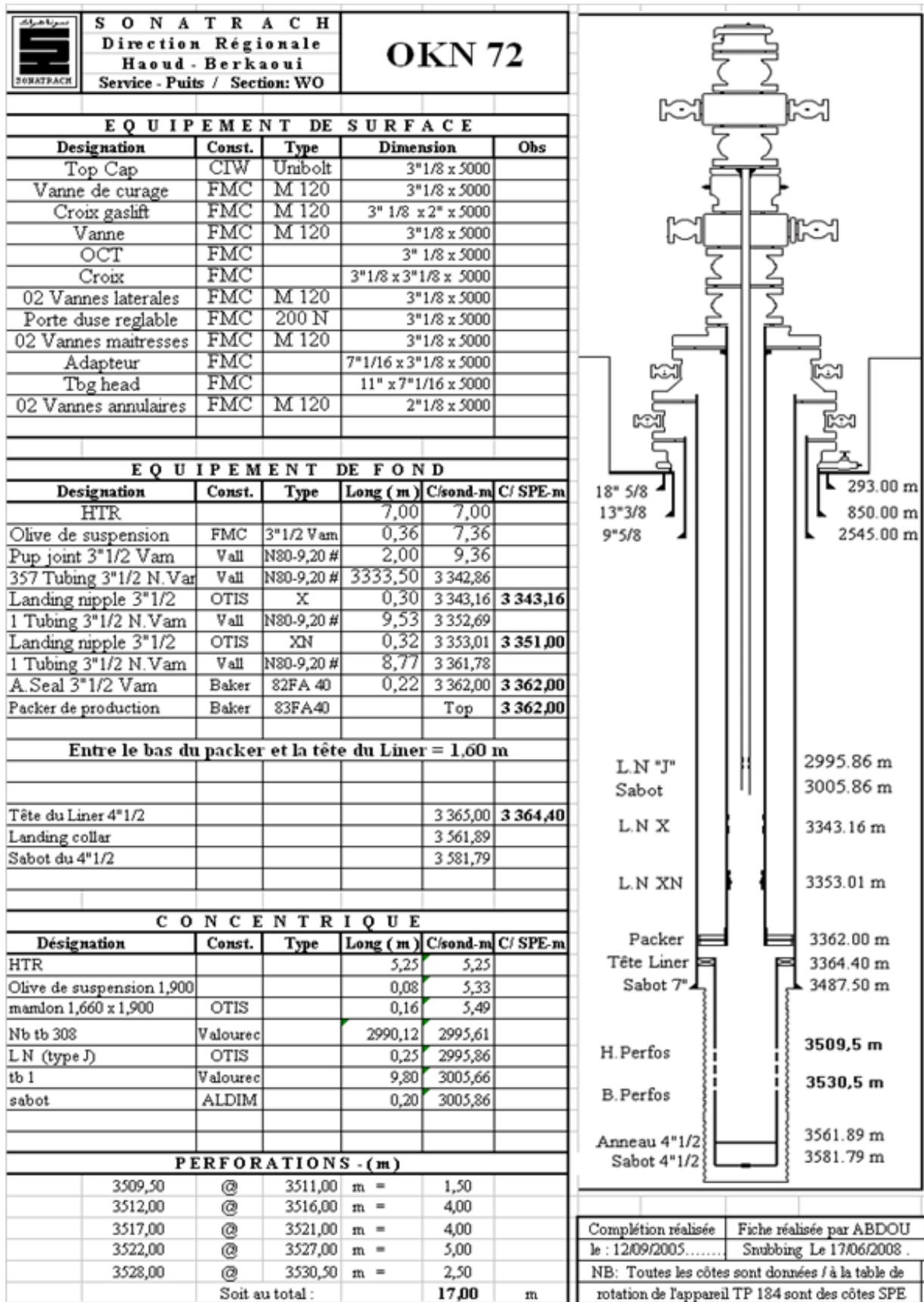


Figure 3.5 : Fiche technique de puits OKN72

V. a. Programme prévu (mini frac)

Tableau 3.2 : déroulement des opérations

Stage	Stage Description	Rate (bpm)	Clean Volume (gal)	Fluid Type
1	Injection / Breakdown	2 – 10	5000	Treated Water
2	Monitor Decline	0		
3	15% HCL Acid	2 – 7	3000	15% HCL Acid
4	Over Displacement	2 – 10 - 20	6000	10# Linear Gel
5	Monitor Decline	0		
6	Establish Rate	0-30	2250	10# Linear Gel
	Step Rate Test	30	1260	10# Linear Gel
	Step Rate Test	23	966	10# Linear Gel
	Step Rate Test	14	588	10# Linear Gel
	Step Rate Test	9	378	10# Linear Gel
	Step Rate Test	5	210	10# Linear Gel
8	Monitor Decline	0		
9	Pre-Pad	0 - 30	1000	35# Linear Gel
10	Fluid Efficiency test	30	10000	Hybor 3.5410
11	Displacement	30	4810	35# Linear Gel
12	Monitor Decline			
	Total Volumes		5000	Treated Water
			3000	15% HCl Acid
			11652	10# Linear Gel
			10000	Hybor 3.5410
			5810	35# Linear Gel

V. b. Mini frac du 06/10/2013

1. Montage des équipements Hlb (pompes, manifold d'injections etc...)
2. Safety meeting pour revoir les procédures de déroulement de l'opération.
3. Test des lignes de traitements à 11000 psi.
4. Test de la ligne de l'annulaire 7" à 5000 psi.
5. Test de la ligne de l'annulaire 9"5/8 à 5000 psi.
6. Tarage de la soupape des lignes de traitements à 10000 psi.
7. Tarage de la vanne de purge de la ligne de l'annulaire 7" à 3200 psi.
8. Tarage de la vanne de purge de la ligne de l'annulaire 9"5/8 à 800 psi.
9. Gonflage de l'annulaire 7" à 1000 psi (ajustement de 1500 à 2000 psi pendant l'opération).
10. Gonflage de l'annulaire 9"5/8 à 500 psi (maintien de cette valeur durant l'opération).
11. Ouverture du puits.
12. Pompage de l'eau traitée pour le breakdown test.

Remarques :

- Arrêt de l'injection suite au crachement de la vanne de purge de la ligne d'injection (pression de tarage de la vanne de purge dépassée). Le débit maximum atteint est de 18 bpm sans arriver à provoquer le breakdown de la formation.
- La même opération (breakdown test) a été répétée à quatre reprises sans parvenir au breakdown de la formation.

13. Pompage de 1920 gals d'HCL 15 % pour améliorer l'injectivité du puits.

14. Pompage de l'eau traitée pour le breakdown test.

Remarques :

- Arrêt de l'injection suite au crachement de la vanne de purge de la ligne d'injection (pression de tarage de la vanne de purge dépassée). Le débit maximum atteint est de 17.5 bpm sans arriver à provoquer le breakdown de la formation.

15. Step down test pour déterminer les pertes de charge dans le tubing et au niveau des perforations en diminuant graduellement le débit de pompage.

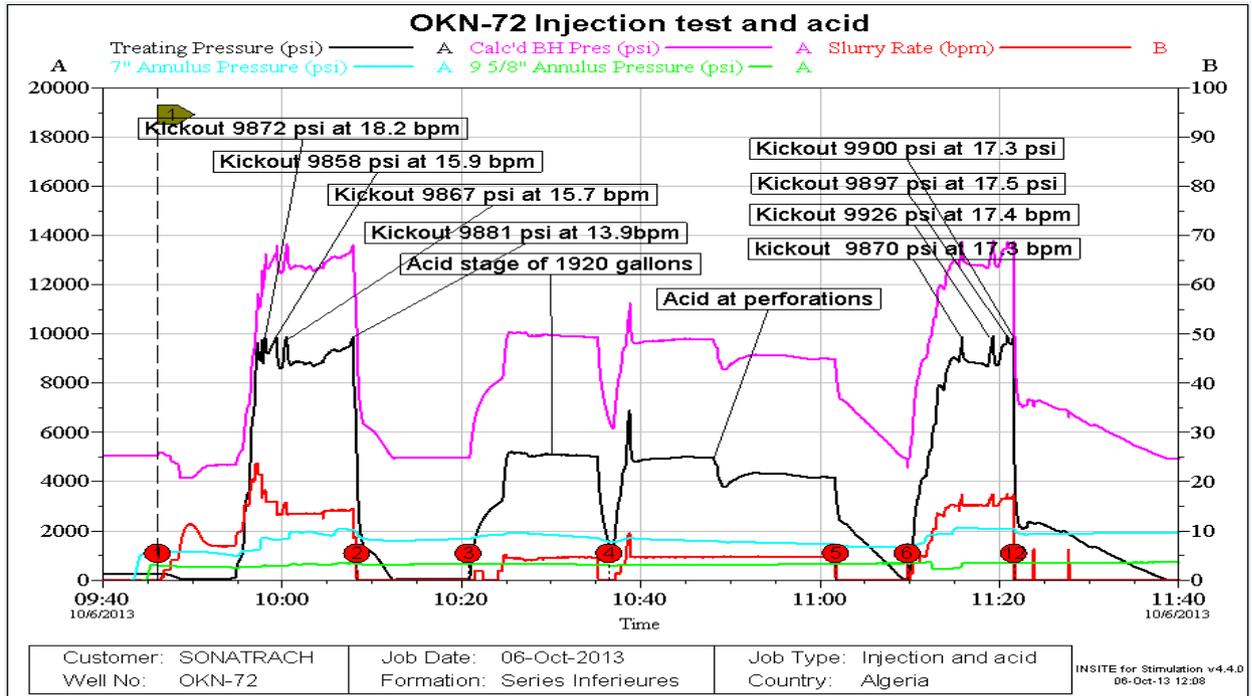


Figure 3.6: Evaluation des pressions lors des test (injection test and acid)

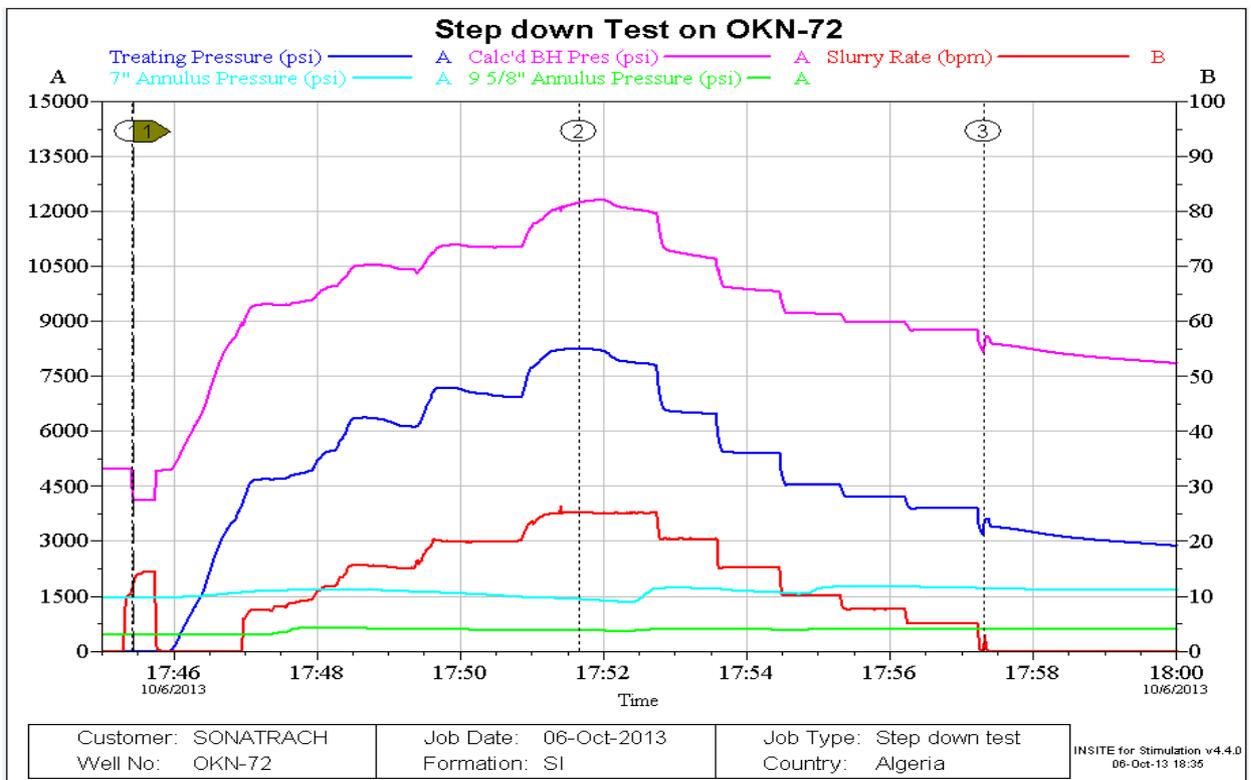


Figure 3.7: Step down test

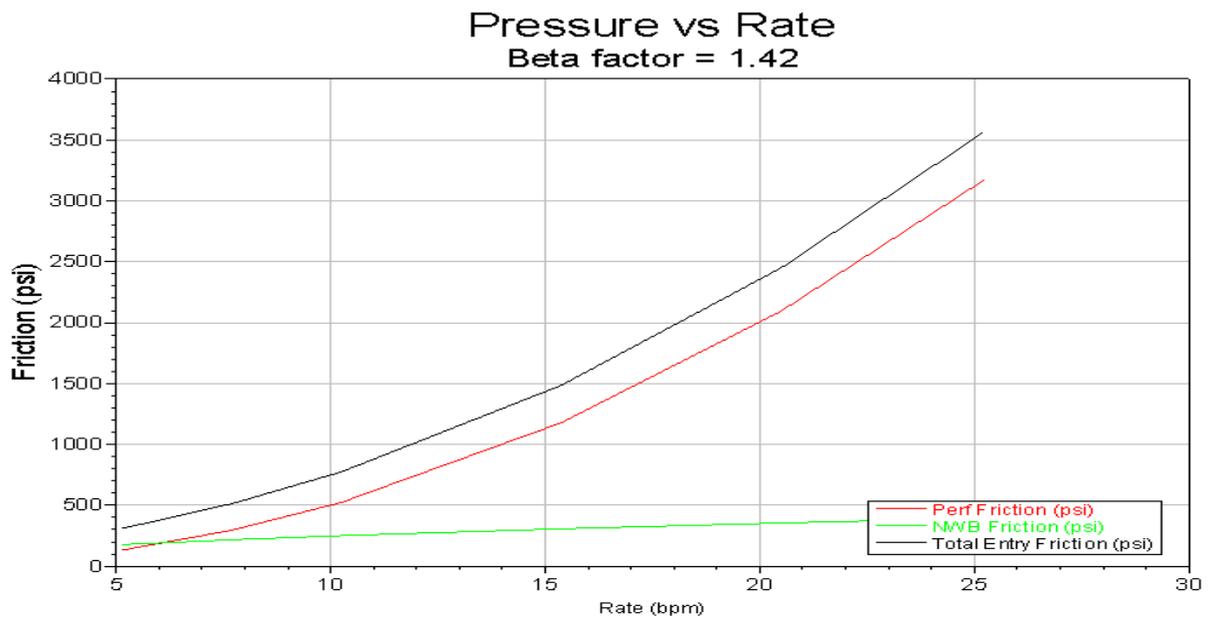


Figure 3.8: Les frictions totales

Constat :

Les pertes de charge au niveau des perforations sont jugées trop élevées pour l'étape qui suit de l'opération (mini frac).

Tableau 3.3: Les totales frictions obtenues après step down test

Step Down Analysis Data

Step Time	Step Pressure psi	Step Rate bpm	Pipe Friction psi	Entry Friction psi	Perf Friction psi	NWB Friction psi
06-Oct-2013 17:52:26	12069	25.21	874	3562	3169	393
17:53:23	10768	20.50	757	2450	2095	355
17:54:15	9851	15.37	579	1485	1178	307
17:55:07	9220	10.25	343	775	524	251
17:56:02	8993	7.72	238	515	298	218
17:57:05	8774	5.16	134	311	133	178

Total des volumes injectés (Injectivity tests, acid, and step down tests):

Treated Water: 21763 gals
 15% HCL Acid 1920 gals
 10# Linear Gel: 14993 gals

V. C. Mini frac du 07/10/2013 (Programme prévu)

Tableau 3.4: Déroulement des opérations

Stage	Stage Description	Rate (bpm)	Clean Volume (gal)	Fluid Type
1	Injection / Breakdown	2 – 10	5000	Treated Water
2	Monitor Decline	0		
3	Establish Rate	0-30	2250	10# Linear Gel
	Step Rate Test	30	1260	10# Linear Gel
	Step Rate Test	23	966	10# Linear Gel
	Step Rate Test	14	588	10# Linear Gel
	Step Rate Test	9	378	10# Linear Gel
	Step Rate Test	5	210	10# Linear Gel
5	Monitor Decline	0		
6	Pre-Pad	0 - 30	1000	35# Linear Gel
7	Fluid Efficiency test	30	10000	Hybor 3.5410
8	Displacement	30	4810	35# Linear Gel
9	Monitor Decline			
			5000	Treated Water
			11652	10# Linear Gel
	Total Volumes		10000	Hybor 3.5410
			5810	35# Linear Gel

L'étape de l'injection d'HCL 15% a été supprimée par manque d'acide sur chantier.

V. d. Mini frac du 07/10/2013

1. Safety meeting pour revoir les procédures de déroulement de l'opération.
2. Test des lignes de traitements à 11000 psi.
3. Test de la ligne de l'annulaire 7" à 5000 psi.
4. Test de la ligne de l'annulaire 9"5/8 à 5000 psi.
5. Tarage de la soupape des lignes de traitements à 10000 psi.
6. Tarage de la vanne de purge de la ligne de l'annulaire 7" à 3200 psi.
7. Tarage de la vanne de purge de la ligne de l'annulaire 9"5/8 à 800 psi.
8. Gonflage de l'annulaire 7" à 1000 psi (ajustement de 1500 à 2000 psi pendant l'opération).

9. Gonflage de l'annulaire 9"5/8 à 500 psi (maintien de cette valeur durant l'opération).
10. Ouverture du puits.
11. Injection de l'eau traitée pour le breakdown test.

Remarque :

- Arrêt de l'injection suite au crachement de la vanne de purge de la ligne d'injection (pression de tarage de la vanne de purge dépassée) sans arriver à provoquer le breakdown de la formation.
13. Step down test pour déterminer les pertes de charge dans le tubing et au niveau des perforations.
 14. Arrêt du pompage et surveillance du déclin de la pression.

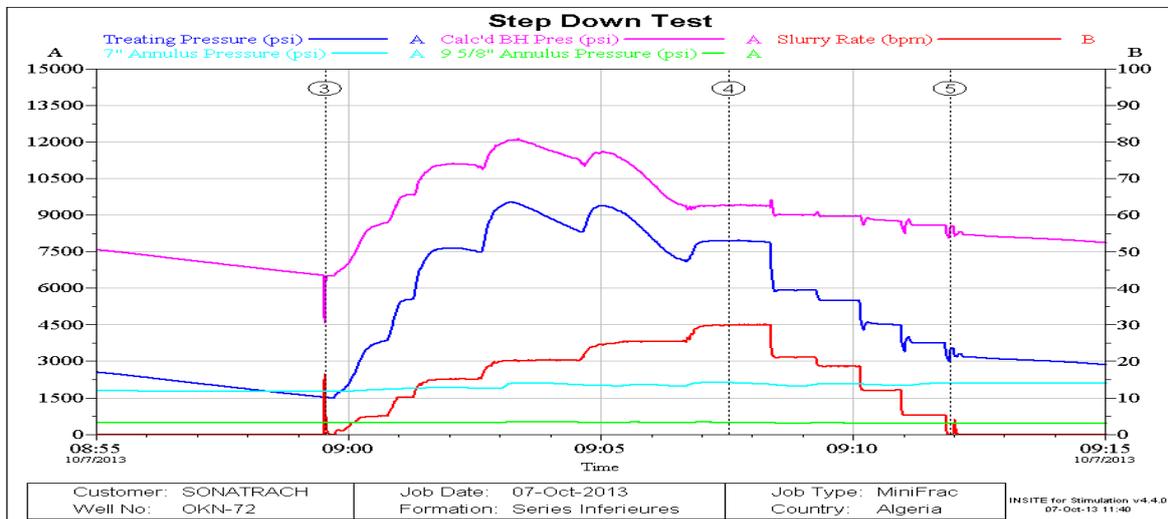


Figure 3.9: Step down test

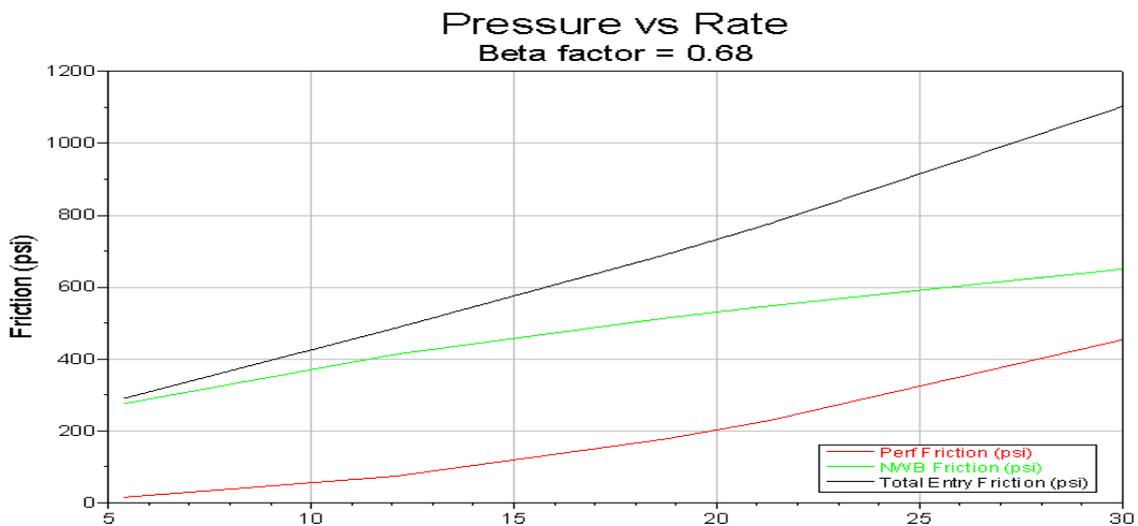


Figure 3.10: Les frictions totales

15. Pompage du Pre –pad (1000 gals de 35 # linear gel) à 30 bpm.

Tableau 3.5: Les totales frictions obtenues après step down test

Step Down Analysis Data

Step Time	Step Pressure psi	Step Rate bpm	Pipe Friction psi	Entry Friction psi	Perf Friction psi	NWB Friction psi
07-Oct-2013 09:08:09	9413	29.98	3589	1102	452	650
09:08:59	9000	21.29	1945	775	228	547
09:09:55	8966	18.71	1579	689	176	513
09:10:41	8794	12.07	756	486	73	412
09:11:36	8601	5.38	199	290	15	275

16. Pompage du Pad (10000 gals Hybor 3.5410 ;crosslinked Gel) à 30 bpm.

17. Chasse du Pad avec 4810 gals de 35 # linear gel à 30 bpm.

18. Arrêt du pompage et enregistrement du déclin de pression.

19. Fermeture du Puits.

20. Purge des annulaires.

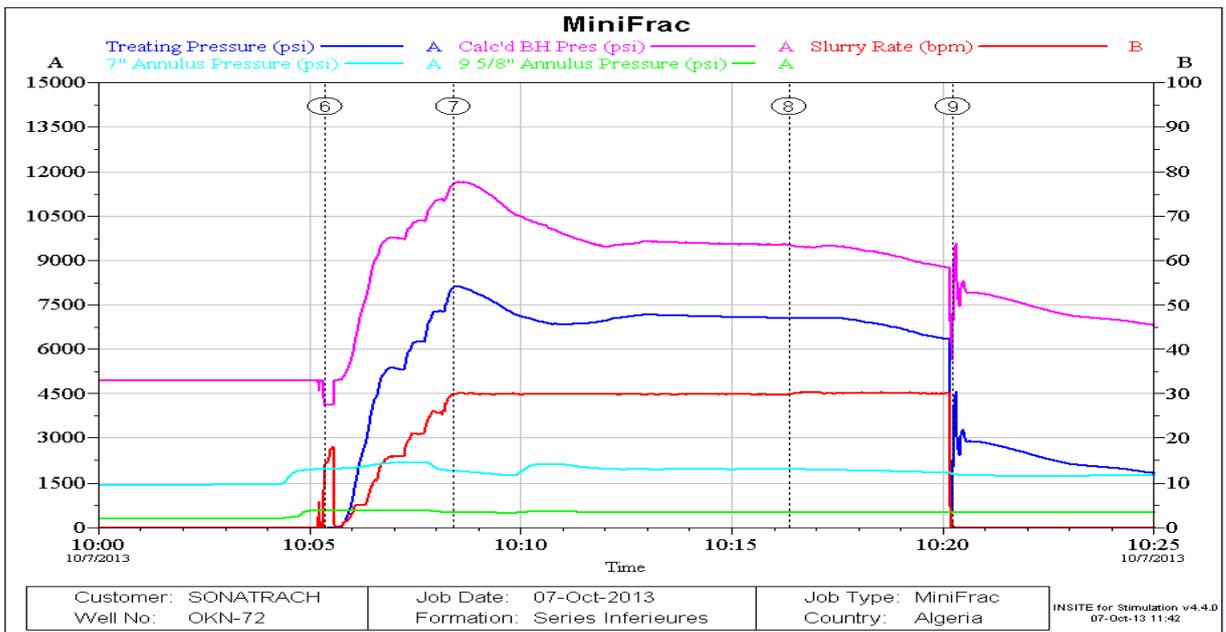


Figure 3.11: Evaluation des pressions lors des du test mini frac

Total des volumes injectés (Injectivity tests, step down tests and mini frac du 7/10/2013):

- Treated Water: 5817 gals
- 10# Linear Gel: 9276 gals
- 35# Linear Gel: 6727 gals
- 35# Crosslinked Gel: 10012 gals

V. e. Valeurs de pressions lues après mini frac :

Tableau 3.6: Valeurs de pression lues après mini frac

		Minifrac	Minifrac Analysis
Reservoir Injection Fluid:		Hybor H3.5410	Hybor H3.5410
Volume Injected:	(gal)	10,012	
Avg. Injection Rate:	(bbl/min)	30	
Last Pumping Pressure	(psi)	8,784	
ISIP ⁽¹⁾	(psi)	8,022	
Bottomhole Friction	(psi)	762	
Fracture Gradient:	(psi/ft)	0.69	
Closure Pressure:	(psi)		7,411
Fluid Efficiency:	(%)		16.32%

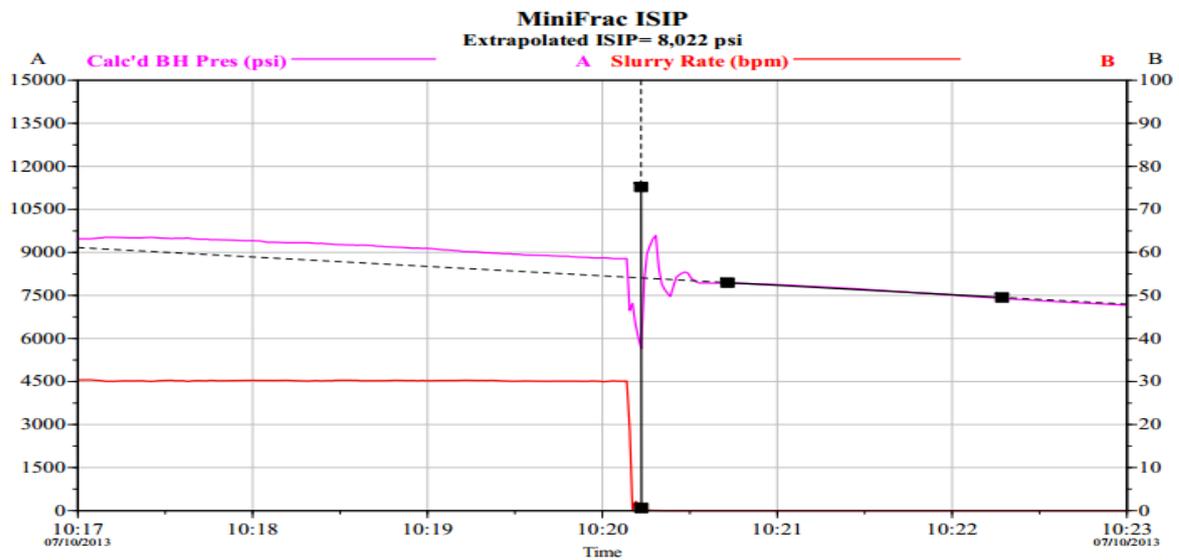


Figure 3.12: Evolution de pression de fond apres chut in

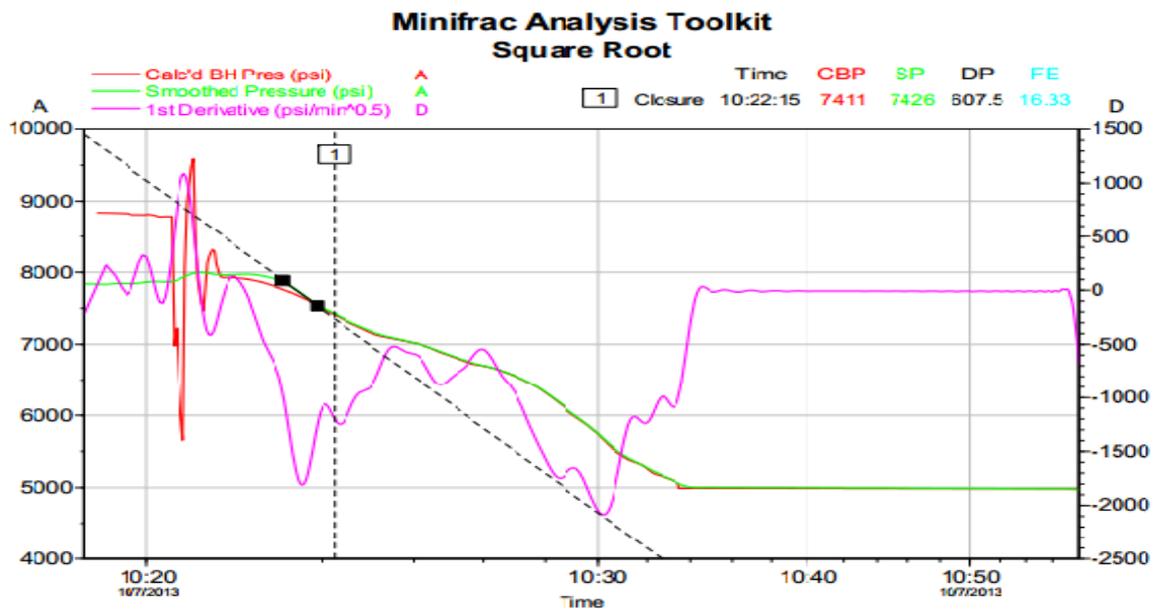


Figure 3.13: La pression de fermeture P_c à partir de Square Root

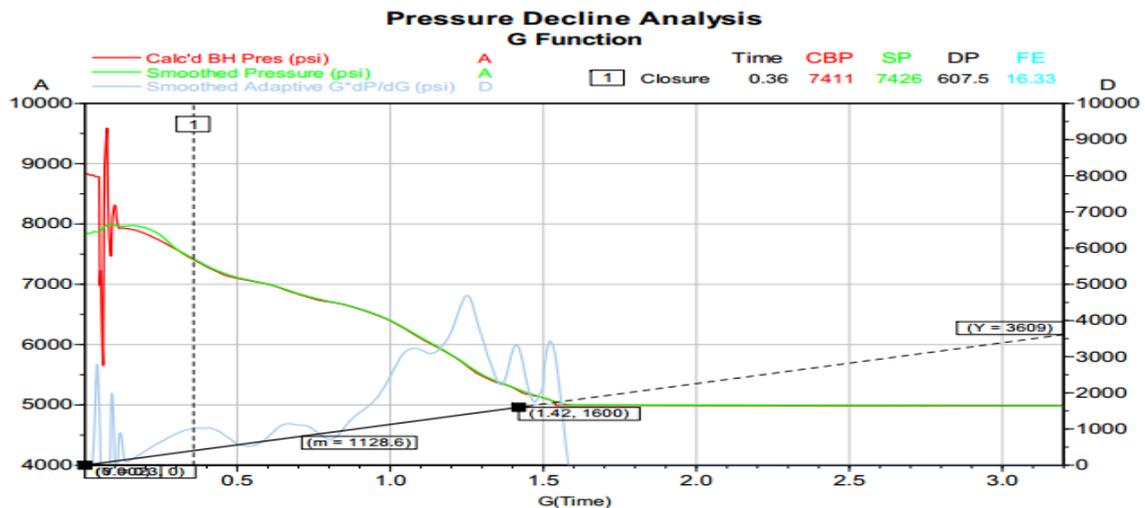


Figure 3.14: La pression de fermeture P_c à partir de G fonction

V. f. Main frac 08/10/2013

1. Safety meeting pour revoir les procédures de déroulement de l'opération.
2. Test des lignes de traitements à 11000 psi.
3. Test de la ligne de l'annulaire 7" à 5000 psi.
4. Test de la ligne de l'annulaire 9"5/8 à 5000 psi.
5. Tarage de la soupape des lignes de traitements à 10000 psi.
6. Tarage de la vanne de purge de la ligne de l'annulaire 7" à 3200 psi.
7. Tarage de la vanne de purge de la ligne de l'annulaire 9"5/8 à 800 psi.
8. Gonflage de l'annulaire 7" à 1000 psi (ajustement de 1500 à 2000 psi pendant l'opération).
9. Gonflage de l'annulaire 9"5/8 à 500 psi (maintien de cette valeur durant l'opération).
10. Ouverture du puits.
11. Pompage du Pre-Pad (1000 gals de 35# linear gel) à 30 bpm.
12. Pompage du Pad (18000 gals du Hybor H3.5405 ; Crosslinked Gel) à 30 bpm.
13. Pompage de 11000 gals de Hybor H3.5405 à 30 bpm avec les proppants 20/40 HSP (concentration des proppants varie de 1 à 5 ppg).
14. Pompage de 5000 gals de Hybor H3.5405 à 30 bpm avec les proppants 20/40 HSP (concentration des proppants varie de 5 à 6 ppg).
15. Pompage de 3500 gals de Hybor H3.5405 à 30 bpm avec les proppants 16/30 HSP (concentration des proppants est 6 ppg).
16. Chasse du crosslinked Gel avec 4710 gals de of 35# linear gel.
17. Arrêt du pompage, fermeture du puits et purge des annulaires.
18. Surveillance et enregistrement du déclin de la pression.

Total des volumes injectés : (main treatment du 08/10/2013)

35# Linear Gel: 7541 gals

35# Crosslinked Gel: 37237 gals

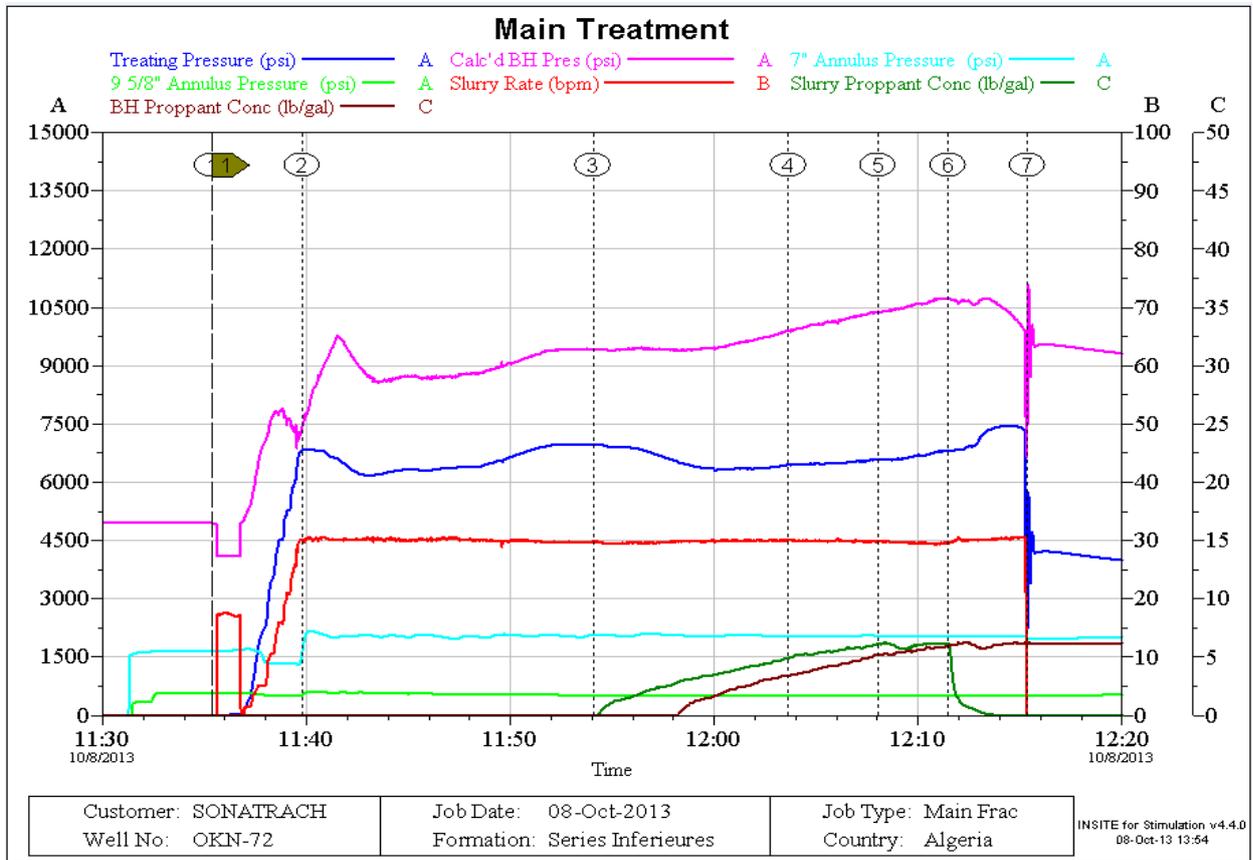


Figure 3.15: La fracturation hydraulique

Total injecté Durant toute l'opération:

Tableau 3.7: Les Volumes totales total injecté Durant toute l'opération

Fluid	Vol (gals)	Vol (m3)
Treated Water	33580	126,93
10# Linear Gel	24269	91,74
35# Linear Gel	14268	53,93
35# Crosslinked Gel	47249	178,60
15% HCL Acid	1920	7,26
Total	121286	458,46

TABLEAU RECAPITULATIF DES RESULTATS OBTENUS :**Tableau 3.8: Les résultats obtenu par (fracproPT 2011)**

Model Net Pressure** (psi)	2325	BH Fracture Closure Stress (psi)	7411
Observed Net Pressure** (psi)	1739	Closure Stress Gradient (psi/ft)	0.641
Hydrostatic Head*** (psi)	5232	Avg. Surface Pressure (psi)	5769
Reservoir Pressure (psi)	3125	Max. Surface Pressure (psi)	7608
Fracture Half-Length (m)	98	Propped Half-Length (m)	98
Total Fracture Height (m)	25	Total Propped Height (m)	25
Depth to Fracture Top (m)	3509	Depth to Propped Fracture Top (m)	3509
Depth to Fracture Bottom (m)	3534	Depth to Propped Fracture Bottom (m)	3534
Equivalent Number of Multiple Fracs	1.0	Max. Fracture Width (in)	0.28
Fracture Slurry Efficiency**	0.23	Avg. Fracture Width (in)	0.18
		Avg. Proppant Concentration (lb/ft ³)	1.92
Total Clean Fluid Pumped (bbls)	1003.2	Total Proppant Pumped (klbs)	81.6
Total Slurry Pumped (bbls)	1065.9	Total Proppant in Fracture (klbs)	78.9
Pad Volume (bbls)	426.2	Avg. Hydraulic Horsepower (hp)	4235
Pad Fraction (% of Slurry Vol)**	44.9	Max. Hydraulic Horsepower (hp)	5686
Pad Fraction (% of Clean Vol)**	48.1	Avg. Btm. Slurry Rate (bpm)	29.9
Primary Fluid Type	HYBOH2B_351 0	Primary Proppant Type	SinterBall Bauxite 20/40
Secondary Fluid Type		Secondary Proppant Type	Sintered Bauxite- 16/30

V. g. Opérations réalisées après frac :**V. g. 1. Nettoyage au CTU :**

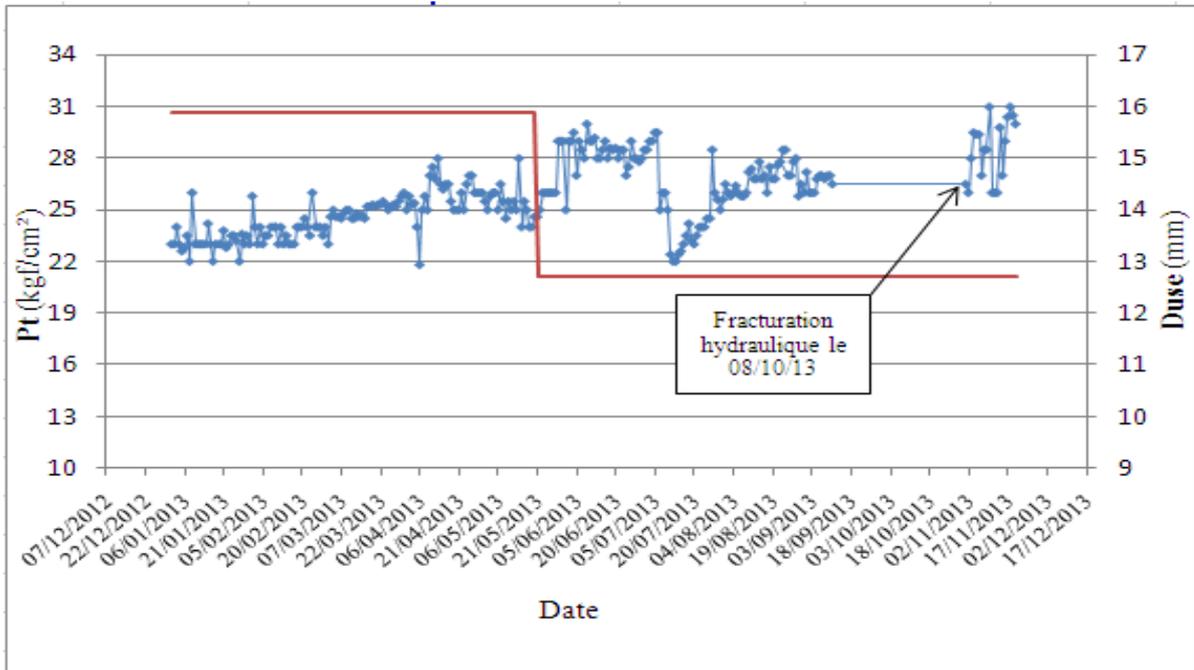
(Du 09 au 12/10/2013) : Nettoyage des billes de frac jusqu'à la cote de 3548 m + Liftage à l'azote à 3000 m.

V. g. 2. Snubbing:

Du 17 au 25/10/2013 afin de remettre en place le CCE de liftage.

Remarque :

Après plusieurs tentatives vaines de démarrage au gaz, une unité coiled tubing a été mobilisée pour Kick off et démarrage du puits en date du 01/11/2013.

Evolution de la pression en tête après frac**Figure 3.16: Evolution de la pression en tête après frac**

V. g. 3. Jaugeage sur séparateur mobile (Résultats) : On constate un gain de la production inférieur à 1 m³/h comparativement au dernier jaugeage avant l'opération de fracturation.

Les résultats du jaugeage révèlent aussi l'augmentation de la salinité de l'huile produite, de ce fait, il est recommandé de prendre régulièrement des échantillons d'huile en surface afin de surveiller l'évolution de ce paramètre.

Tableau 3.9: Historique des jaugeages avant frac & résultats du jaugeage après frac

Historique des jaugeages avant frac & Résultats du jaugeage après frac							
Date	Pt (kgf/cm ²)	Pp (kgf/cm ²)	Duse (mm)	Qoil (m ³ /h)	GLRtot	WC (%)	Sal huile (mg/l)
10/09/2013	27,60	21,50	12,70	3,91	132,00	0,00	12,00
06/11/2013	29,30	21,90	12,70	3,98	257,00	10,50	12090,00
09/11/2013	27,60	21,30	12,70	4,15	146,00	1,13	2913,00
13/11/2013	29,60	20,00	12,70	4,61	177,00	3,75	23388,00

V. h. Calcul de l'amortissement :

Résultats du jaugeage avant frac (voir tableau ci-dessus : 10/09/2013)

$$Q_0 = 3,91 \text{ m}^3/\text{h}, \text{ duse} = 12,70 \text{ mm.}$$

Résultats du jaugeage après frac (voir tableau ci-dessus : 13/11/2013)

$$Q_0 = 4,61 \text{ m}^3/\text{h}, \text{ duse} = 12,7 \text{ mm.}$$

Gain en production après l'opération de fracturation

$$\text{Gain } (\Delta Q) = 4,61 \text{ m}^3/\text{h} - 3,91 \text{ m}^3/\text{h} = \mathbf{0,7 \text{ m}^3/\text{h.}}$$

$$= \mathbf{105,66 \text{ bbl/jour}}$$

Prix du baril : 100\$/bbl

Cours du change \$/DA = 81,34

Coûts de l'opération = 59 830 383 DA (Frac + Nettoyage post frac + Kick Off)

$$= 735 559,17 \$$$

Amortissement = (Coût de l'opération / (gain en débit* prix du baril))

$$= (735 559,17 / (105,66*100))$$

$$= \mathbf{70 \text{ jours}}$$

NB : les coûts de transport ne sont pas pris en considération dans ce calcul.

CONCLUSION

Conclusion :

La fracturation hydraulique, appelée aussi hydro fracturation est un processus utilisé pour extraire le pétrole et le gaz. 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. En injectant un fluide composé d'eau, de sable et d'un petit pourcentage de substances chimiques, à des pressions élevées, des fractures peuvent se manifester dans les formations rocheuses serrées. Ce processus est utilisé depuis des dizaines d'années. Il peut réduire le nombre de puits nécessaires et peut permettre d'extraire le gaz de formations rocheuses beaucoup moins perméables qu'on le pourrait au moyen des techniques conventionnelles de forage.

Les substances chimiques utilisées dans la fracturation hydraulique varient d'un cas à l'autre, et ils ont un grand risque sur la nature, c'est la raison pour laquelle le gouvernement exige que l'industrie divulgue le contenu du fluide de fracturation hydraulique avant que toute activité soit entreprise, et ce contenu et ensuite rendu public.

Le gain en production obtenu au terme de cette campagne de fracturation pour l'année 2013 est de 0,7 m3/h sur le puits, le tableau ci-dessous résume le détail des résultats pour le puit :

OKN72		
Qo avant, m3/hr	Qo après, m3/hr	Gain,m3/hr
3,91	4,61	0,7

Ce qui a caractérisé cette campagne est la difficulté rencontrée lors de la fracturation du puits OKN72 qui d'après les résultats de l'interprétation géologique possède de bonnes caractéristiques géologique dans la partie basale du réservoir (Kmoy carottes = 163 à 298 md), en effet, lors du breakdown test, à cause du crachement de la vanne de purge de la ligne d'injection (*pression de tarage de la vanne de purge dépassée,*) le breakdown de la formation n'a pu être réalisé, ce qui a conduit à continuer l'opération sans provoquer le breakdown de la formation, ce point mérite d'être soulevé vu les résultats peu satisfaisant sur le puits en question.

Le «Pay-Out» de la campagne de fracturation hydraulique est de :

- 70 jours pour le puits OKN72

Bibliographie

Bibliographie

1. Formulaire du producteur.
2. Michael.J. Economides, Réservoir Stimulation (second edition), 1994.
3. Manuel de Fracturation Hydraulique (Éditions Technip), 1972.
4. René Cossé, Le gisement, (Éditions Technip), 1988.
5. Denis PERRIN avec collaboration de Michel CARON et George GAILLOT, Production fond, (Éditions Technip), 1995.
6. Jon Hansen, Hydraulic Fracturing Treatment 29 November 2009(Rapport de BJSB).
7. G. Bourdarot, Les essais de puits : méthodes d'interprétation, (Éditions Technip), 1996.
8. ROBERT S.SCHECHTER, oil well stimulation, 1992
9. Michael .J. Economides, tony martin, modern fracturing enhancing natural gas production(BJ services), 2007
10. MÂAMAR KOCEÏR, In situ stresses and hydraulic fracturing in Hassi messaoud reservoir, Algeria, thesis de master (University of Oklahoma)
11. Manuel de mécanique de roches, tome 1
12. Denis PERRIN, Endommagement de la liaison couche trou (2006 ENSPM Formation Industries)
13. Reservoir treatment section 3, Hydraulic fracturing (2007 ENSPM formation)
14. SONATRACH., (2013), Documentations services des puits., HAUD BERKAOUI.
15. AHED MESSAOUD Hocine – SENINA Saada pour obtenu Diplôme Master 2 thème Fracturation hydraulique du puits OKS3 (Haoud Berkaoui- Ouargla)