

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA -
FACULTE DES HYDROCARBURES ET DES ENERGIES RENOUVELABLES ET
DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS

Département des Sciences de la Terre et de l'Univers.



MEMOIRE DE FIN D'ETUDE

En Vue De L'obtention Du Diplôme de Master en Géologie

Option : Géologie Pétrolière

THEME

**Etude de la stimulation de puits par
fracturation hydraulique
(cas du puits OKS64, région Berkaoui)**

Soutenu publiquement par :

- ✓ M.MESSAI MOHAMMED Abdelkamel
- ✓ M.SAHLI Khaled

Devant le jury :

| | | |
|--------------------|--------------------|------------------------|
| Président : | M. KCHICHED Rabah | M. A. A. Univ. Ouargla |
| Promoteur : | M. ZERROUKI Hicham | M. C. B. Univ. Ouargla |
| Examineur : | M. CHERIF Amine | M. A. A. Univ. Ouargla |

Année Universitaire : 2015/2016



DÉDICACE

C'est avec grand plaisir que je dédie ce modeste travail :

À mes chers parents qui m'ont aidé par leur présence et leur soutien.

À mes frères : Abd Edjabar, Bachir, Tedjani.

À mes chers sœurs sur tout ma petit sœur Asma.

À mes chers oncles : Ahmad ,Khalifa , Abo Baker, Mohammed, saci, Haded, Said. et à tous les membres de ma famille et toute personne qui porte le nom Messai. aussi, je dédie ce travail à tous mes chers amis sur tout:

Zakaria.G , Mebrouk, M, Soufiane. H, Nour Edine. D, Soufiane. B, Bilal.H, Abdel Nacer ,Brahim. B, Hacén. Z, Abass. M, Bilal. B, yahia. B, Mohamed.k, Mohamed.B, yassin.D, oussama. D, yassin.Z, Saci .M,

Sans oublier tous mes collègues des promotion géologie pétrolière.

À la fin je dédie très mon chéri ce mémoire à mon binôme ;

Sahli khalel

À tous ceux qui ont participé à ma réussite.

MESSAI MOHAMMED

ABD ELKAMEL





DÉDICACE

Je dédie ce modeste travail à mes chers parents

Ma Mère et Mon Père

*Qui m'ont donnée le courage et qui m'ont porté toujours l'aide et
assistance.*

A mes frères Djamel et ses enfants et Bachir et Samir

A mes sœurs ainsi que toute la famille,

*A mes amis : dia Eddine et Houssam et adel et Mohammed
elamin et bilal et yahia*

*Je dédie également ce travail à tous mes amis, et à tous ceux et
toutes celles que je n'ai pas cités dans mon mémoire et que j'ai
gardé dans ma mémoire.*

Sans oublier tous mes collègues des promotions géologie pétrolier.

À la fin je dédie très mon chéri ce mémoire à mon binôme ;

Messai Mohammed Abd Elkamel

À tous ceux qui ont participé à ma réussite.



SAHLI KHALED

Remerciements

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

*Tous nos remerciements à notre Encadreur **Mr: ZERROUKI HICHAM** et aussi superviseur sonatrach **M. Bachir Chaibi** pour avoir accepté de suivre cette étude.*

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

*Puis j'adresse mes remerciements à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour la réalisation de ce travail surtout les personnels **SONATRACH HMD***

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



MESSAI MOHAMMED Abdelkamel
SAHLI Khaled

SOMMAIRE

Introduction générale

| | |
|--------------------|----|
| Introduction | 01 |
|--------------------|----|

Chapitre I : Présentation du champ de HBK

| | |
|------------------------------------------------------------|----|
| 1. Présentation de la région de HAOUD BERKAOUI..... | 02 |
| 1.1 Situation géographique..... | 02 |
| 1.4 Les champs de la région..... | 03 |
| 2. Etude du champ de HAOUD BERKAOUI..... | 06 |
| 2.1 Aperçu sur les trois réservoirs..... | 06 |
| 2.2 Compositions minéralogiques moyennes du réservoir..... | 06 |
| 2.3 Propriétés des fluides de gisement..... | 07 |
| 2.4 Aperçu sur le forage..... | 08 |
| 2.5 Les problèmes techniques d'exploitation du champ..... | 09 |

Chapitre II : Notions d'endommagement et caractérisation des puits candidats à la fracturation.

| | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------|----|
| I. Notion d'endommagement aux abords du puits | 10 |
| I-1. Définition de l'endommagement | 10 |
| I-2. Cause d'une faible productivité | 10 |
| I-3. Cause et mécanismes d'endommagement | 10 |
| I-4. Principaux remèdes | 13 |
| II. Objectif des essais de puits | 13 |
| II-1. Informations recueillies..... | 13 |
| II-2. Principaux paramètres estimés à partir des informations recueillies sur site..... | 14 |
| III. la notion de skin | 14 |
| III -1. Définition du skin | 14 |
| III -2. Généralisation de la notion du skin..... | 15 |
| III -3. La notion d'abord du puits..... | 15 |
| IV. Critères de sélection des puits candidats à la fracturation hydraulique | 15 |
| IV -1. Informations relatives au réservoir | 16 |
| IV -2. Informations relatives au puits | 17 |
| IV -3. L'aspect économique | 17 |

Chapitre III : généralités sur la fracturation hydraulique

| | |
|------------------------------------------------------------------------|----|
| I. Introduction..... | 18 |
| II. La stimulation..... | 18 |
| Définition de la stimulation..... | 18 |
| III. La fracturation hydraulique..... | 19 |
| III -1. Historique et objectifs de la fracturation hydraulique | 19 |
| III -2. Présentation et principes d'une fracturation hydraulique | 19 |
| IV. Autres applications de la fracturation hydraulique | 21 |

Chapitre IV : Notions de la mécanique des roches liées à la fracturation hydraulique

| | |
|---------------------------------------------------------------------------|----|
| I- Introduction | 22 |
| I-1. Orientation des fractures | 22 |
| I-1-1. Gradient de fracturation (GF) | 22 |
| I-1-2. Valeurs du gradient de fracturation | 22 |
| II- Étude des paramètres influençant le développement des fractures | 23 |
| II-1. Contraintes s'exerçant sur un volume élémentaire de roche | 23 |
| II-2. Constantes d'élasticité | 26 |
| II-3. Déroulement d'une fracturation hydraulique..... | 28 |
| II-4. Description d'un puits fracturé | 29 |
| II-5. Méthode d'interprétation | 30 |
| II-6. Les problèmes de fracturation hydraulique | 34 |

Chapitre V : Traitement principale

| | |
|-------------------------------------------------------------|----|
| I. Fluides et additifs de fracturation | 36 |
| I-1. Les fluides de fracturation | 36 |
| I-2. La filtration des fluides de fracturation | 38 |
| I-3. Préparation du gel sur chantier | 39 |
| II. Agents de soutènement (Propping agent) | 40 |
| III. Etapes d'un traitement principal | 41 |
| IV. Equipement utilisé est déroulement des opérations | 45 |
| IV-1. Principaux équipements utilisés | 45 |
| 1) Le Frac Tank..... | 46 |
| 2) Le blender ou mélangeur..... | 46 |

| | |
|-----------------------------------------------------------------------------------|----|
| 3) Mountain Mover..... | 47 |
| 4) Pompe à haute pression (High Pressure Pumps)..... | 47 |
| 5) Manifold et conduites à haute pression..... | 47 |
| 6) Enregistreurs et capteurs..... | 47 |
| 7) Le Tree-Saver ou WIT (Wellhead Isolation Tool)..... | 48 |
| V. Design d'une fracturation hydraulique | 48 |
| Chapitre VI : Partie pratique cas de puits OKS64 | |
| I. Introduction | 49 |
| II. Equipements utilisés | 49 |
| III. Plan de positionnement des équipements sur chantier | 49 |
| IV. Fluides et additifs de fracturation | 50 |
| V. Fiche technique | 51 |
| VI. Déroulement des opérations | 51 |
| VI.1. Test d'injectivité, Injection d'acide, step down rate le 03/10/2013 | 52 |
| VI.2. Mini frac | 54 |
| VI.3. traitement principale de la fracturation hydraulique (Main Treatment) | 57 |
| VII. Evolution de la pression en tête après frac | 59 |
| VIII. Jaugeage sur séparateur mobile (Résultats) | 60 |
| IX. Calcul de l'amortissement | 60 |
| Conclusion générale | |
| Conclusion..... | 61 |

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Introduction

Le pétrole, du latin Petra Oléum (huile de pierre), est une roche liquide carbonée, ou huile minérale. Son exploitation est l'un des piliers de l'économie industrielle contemporaine, car il fournit la quasi-totalité des carburants liquides

Mais malheureusement que la qualité et la quantité de cette énergie fossile dépend, non seulement des problèmes rencontrés au cours de l'exploitation de cette dernière, mais aussi de la nature et caractéristiques pétrophysiques de la roche, sans oublier les conditions d'exploitation

La situation actuelle des champs d'hydrocarbures en Algérie, connaît un vieillissement des puits d'exploitation, suite à la dégradation des paramètres pétrophysiques des réservoirs. Ce phénomène se produit au cours de l'exploitation des anciens puits

Afin d'améliorer les paramètres pétrophysiques du réservoir, on fait appel à la méthode de stimulation artificielle par fracturation hydraulique

La fracturation hydraulique est une opération qui consiste à créer une rupture de la roche, un drain hautement perméable, s'étendant le plus loin possible dans la formation par l'injection d'un fluide plus ou moins visqueux sous une haute pression, qui soit supérieure à la pression de fracturation, d'une manière à faciliter l'écoulement des hydrocarbures vers le puits

Afin de montrer l'application de ladite méthode de fracturation hydraulique, et montrer son efficacité avec un cas d'application réel, on a procédé à traiter cette problématique par le plan suivant :

Chapitre I : présentation de la région de Haoud Berkaoui (HBK)

Chapitre II : Notions d'endommagement et caractérisation des puits candidats à la fracturation

Chapitre III : Généralités sur la fracturation hydraulique

Chapitre IV : Notions de la mécanique des roches liées à la fracturation hydraulique

Chapitre V : Traitement principale

Chapitre VI : partie pratique cas de puits OKS64

CHAPITRE I :

Présentation de la région de Haoud Berkaoui (HBK)

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

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 à la Wilaya d'Ouargla. Elle s'étend du sud-est de Ghardaïa jusqu'au champ extrême Boukhzana près de la route de Touggourt (voir Fig.I.1).

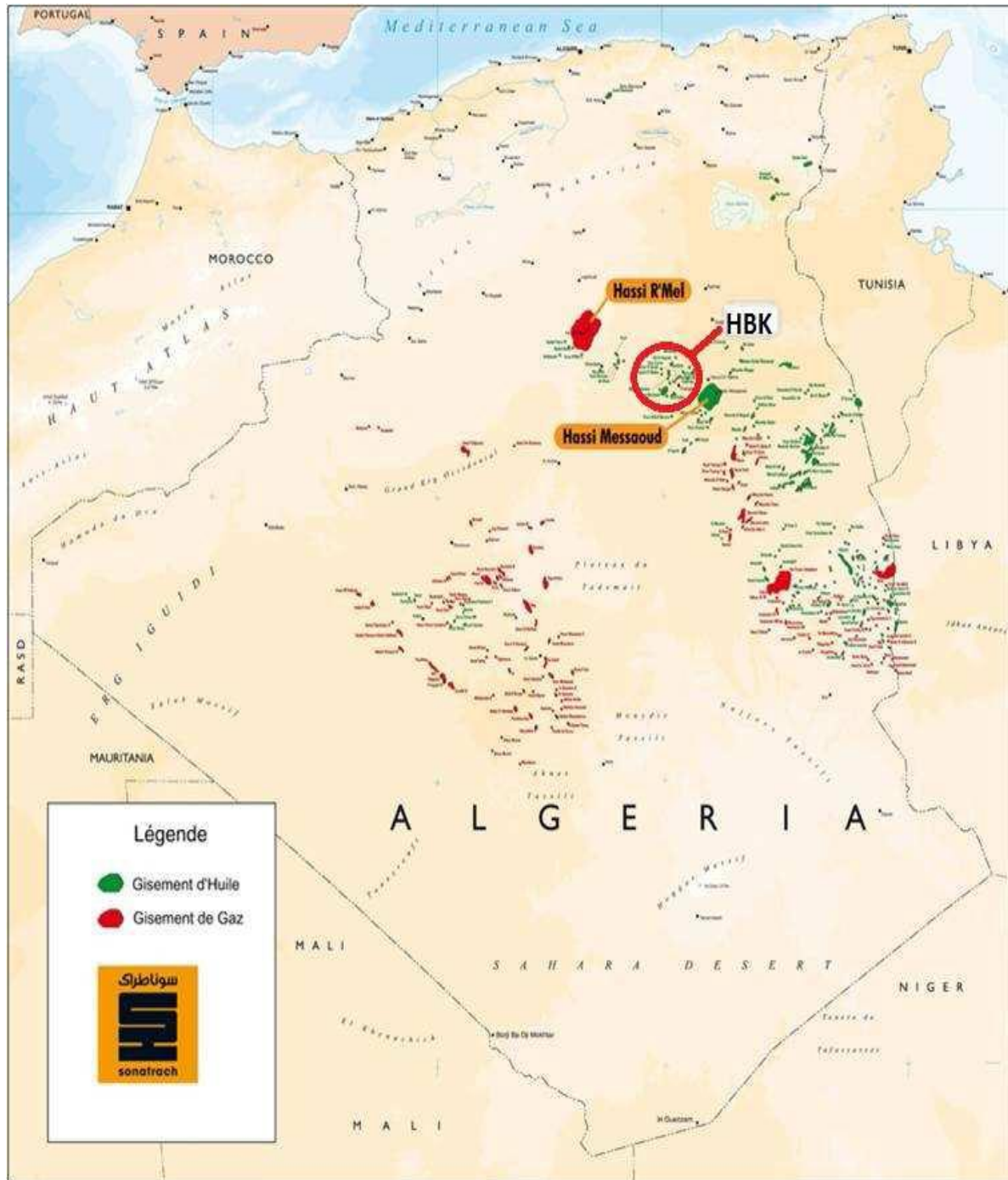


Figure.I.1 : Situation géographique de Haoud Berkaoui.

1.2 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 st^m 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 st^m 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'GOUSSA (N'GS)
- * HANIET EL BAIDA (HEB)
- * DRAA TAMRA (DRT)
- * KEF EL AGROUB (KG)
- * MELLALA (MEL)

- * GUELLALA NORD-EST (GLANE)

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

| CARACTERISTIQUES | HAOUD BERKAOUI | BENKAHLA | GUELLALA |
|----------------------------------------------|------------------------|----------------------|-------------------------|
| Profondeur moyenne (m) | 3550 | 3550 | 3500 |
| Pression initiale (kgf/cm ²) | 518 | 532 | 532,5 |
| Pression de bulle (kgf/cm ²) 188 | 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 |

Tableau.I.1 : Les Caractéristiques Pétro-physiques des Champs de HBK.

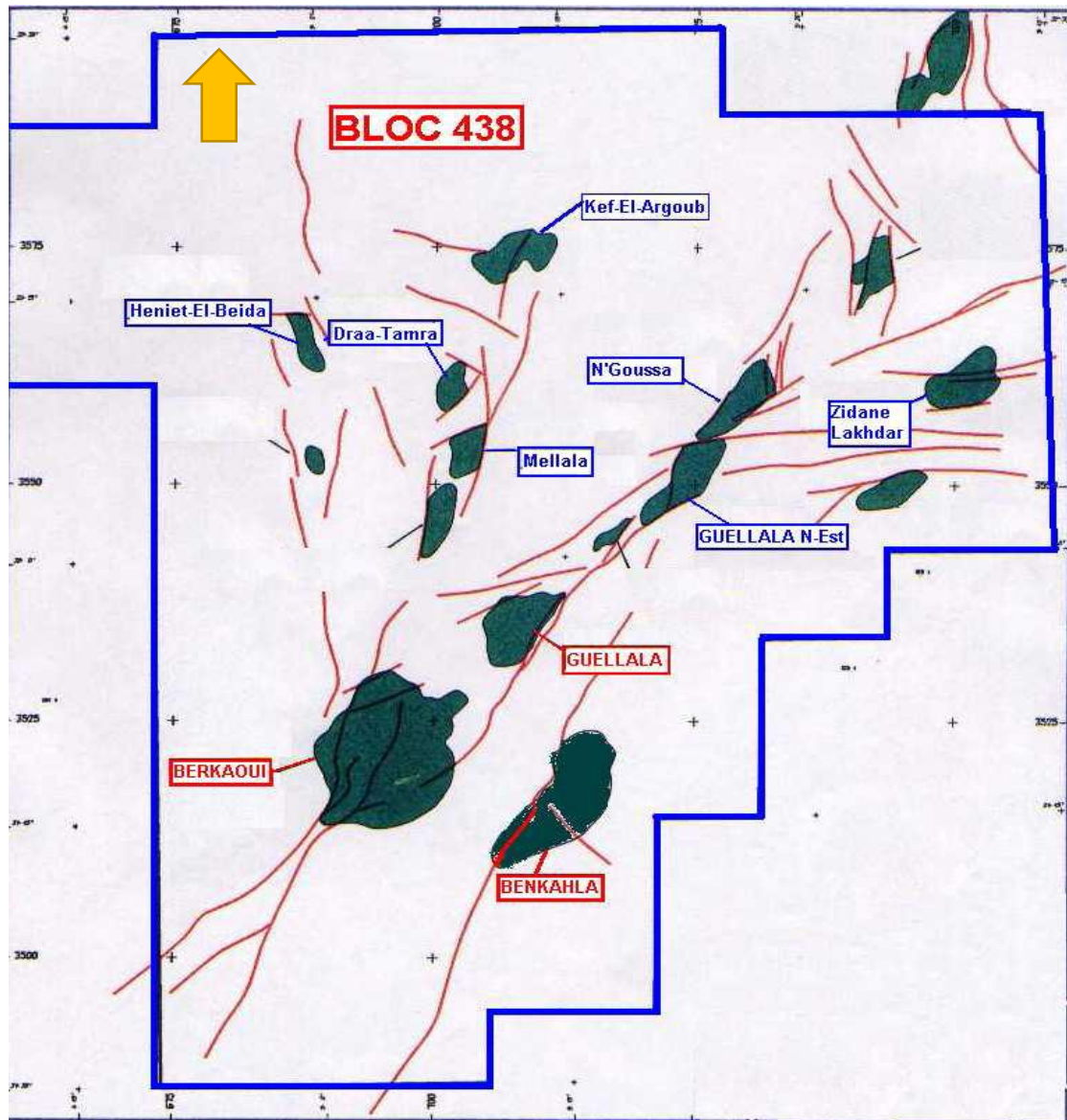


Figure. I.2 : Carte des principaux champs de la région de Haoud Berkaoui

| Age | Prof Moyenne | | Etages | Stratigr. | Lithologie | Epaisseur |
|----------------------|---------------------------|---------------|--------------------------------------------------|-----------------------------------------|-------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------|
| | Mio-Pliocène | | | | | |
| TERTIAIRE | SENONIEN | 65 | Mio-pliocène | | Gres et Argiles | 0 à 60 m |
| | | | S.Carbonaté | | Calcaire dolomique | 0 à 700 m |
| | | | S.Anhydritique | | Anhydrite dolomie et argile | |
| CRETACE | SUP | 752 | Turonien | | calcaire crayeux | |
| | | | Cenomanien | | argile grise, anhydri. blche, dol. marnes | |
| | INF | 976 | Albien | | Gres fin à moy. à intercal d'arg. brun-rou et sable gr. à la base | 300 à 900 m |
| | | | Aptien | | Dolomie et marne | 10 à 30 m |
| | | | Barremien | | Sable fin à très grossier passée de dolomie, calc et marne. | 600 à 700 m |
| | Neocomien | | Grès fin à moyen, passée d'argile et de lignite. | | | |
| | JURASSIQUE | SUP | 1969 | MALM | | Argile silteuse à intercal. de dolomie, de calcaire et marne. |
| MOY | | 2200 | Dogger argil. Dogger Lag. | | Argile indurée. Anhyd. et dolomie | 120 à 300 m |
| LIAS | | 2450 | (Anhydritique Massive) | | Anhydrite massive, blanche intcl. de dolomie et argile. | 700 à 900m |
| | | | Sel massif I | | sel massif hyalin | |
| | | | Horizon "B" | | Argile dolomitique | |
| | | | Sel + Anhydr _{s2} | | sel massif p. arg. plastique | |
| TRIAS ARGILO-GRESEUX | | 3290 | Sel Massif III | | Sel massif incolore à rose | 100 à 250m |
| | | | Argiles Sup. | | Arg. plastiques salifere calcaire dolomitique | |
| | | | Argilo-sal. S4 | | sel incolore | |
| | | | argile inf. | | Argile silteuse | |
| | T2 | | | Grès fin argilo-silteux | | |
| TRIAS ARGILO-GRESEUX | 3290 | T1 | | Grès Argileux | 100 à 250m | |
| | | Andesites | | Andesite altérée | | |
| DEVONIEN inf | 3460 | Devonien Inf. | | Argiles noires. grés fin à moyen | 100 à 130 m | |
| | | SILURIEN | 3580 | Silurien radioa. | | Argiles noires radioactives, fossill- |
| ORDOVICIE | DALLE DE MKRATA | | | Grès quartite et Argiles | 12 A 25 m | |
| | ARGILES MICRO-CONGLOMERAT | | | Argiles noires, micro-conglom | 90 à 100 m | |
| | GRÉS D'OUED SARET | | | Argiles noires, passées Grés | 50 à 70 m | |
| | ARGILES D'AZEL | | | Argiles noires, passées Grés | 40 à 50 m | |
| | GRÉS D'OUARGLA | | | Argiles noire, passées Grés | 120 à 140 m | |
| | QUARTZITES DE HAMRA | | | Quartzite et grés quartzite fissurés | 90 à 110 m | |
| | GRÉS D'EL ATCHANE | | | Grés fin, intercalations argileuses | 49 m | |
| | ARGILES D'EL GASSI | | | Argiles noires silteuses, grés-argileux | >10 m | |

Figure.I.3 : Coupe lithostratigraphique du champ de Haoud Berkaoui.

2. Etude du champ de HAOUD BERKAOUI :

2.1 Aperçu sur les trois réservoirs du champ :(voir Fig.I.4)

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

2.1.1 Série inférieure :

C'est le réservoir principal du champ. Il est considéré comme hétérogène avec une variation des caractéristiques pétro-physiques dans tous les sens. Il est formé d'un empilement de lentilles gréseuses, métrique à décimétrique en épaisseur, hectométrique à kilométrique en latérale. 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 [14].

2.1.2 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 [14].

2.1.3 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 [14].

2.2 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.






| Age | Prof. | Etages | Strati. | Lithologie | Epaisseur |
|------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| T R I A S A R G I L O G R E S E U X | 3400 | T-2 |  | Altem. d'argile silteuse et de silts, passées de gres beige à cim. argilo-dolomitique | 20 à 25m |
| | 3425 | T-1 |  | Altemance 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.4 : Section lithostratigraphique du Trias argiloux-gréseux.

2.3 Propriétés des fluides de gisement :

Propriétés du gaz :

-Le facteur volumétrique de fond (Bg) :

- A la pression de bulle (Pb) = 0,00581 m³/stm³.
- A la pression de gisement initiale (Pgi) = 0,00347 m³/stm³.

-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 m³/stm³
- A la pression initiale de gisement (Pgi) : 1,46 m³/stm³

-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 : 2,8.10⁻⁴m³/m³/Kg/cm²

Propriétés de l'eau de gisement :

-A la pression de gisement initiale :

- La densité (à 103°C) : 1,22 g/cm³
- La compressibilité : 0,2494 (1/Kg/cm²)
- La viscosité (à 103°C) : 0,760 cpo
- La pression de saturation (à 103°C) : 148 Kg/cm²
- F.V.F (à 15,6°C) : 1,041 m³/stm³

- A la pression atmosphérique :

- La densité (à 20°C) : 1,264 g/cm³
- La résistivité (à 25°C) : 0,061ohms m²/m
- La viscosité (à 15.6°C) : 0,370 cpo

2.4 Aperçu sur le forage :

Tous les puits à HBK sont forés verticalement, sauf quelques puits qui ont subit des faibles déviations. Les différentes phases de forage d'un puits dans le champ sont indiquées ci-dessous [1].

- **Phase de démarrage (26'')**: à environ + 260 m
- **Phase de forage 17''1/2 ou 16 ''** : à environ ± 770 m
- **Phase de forage 12''1/4** : à environ ± 2600 m
- **Phase de forage 8''1/2** : 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 (CaCo3), 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 \pm 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.

2.5 Les problèmes techniques d'exploitation du champ :

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.

Les actions prises sont :

- La mise en service de l'injection d'eau pour le maintien de la pression de gisement.
- Les déviations (SideTrack) pour éviter de produire les bancs envahis par l'eau.
- Les opérations d'acidification pour la stimulation du réservoir.
- Les opérations de fracturation (SKIN BY PASS).
- Le dessalage au fond en continu pour les puits fortement salés (assuré par des pompes de surface BSB).

CHAPITRE II :

*Notions d'endommagement et caractérisation des puits
candidats à la fracturation*

I. Notion d'endommagement aux abords du puits :

I-1. Définition de l'endommagement :

Un endommagement indique la détérioration des qualités pétrophysiques par des dépôts minéraux ou organiques pouvant altérer la liaison couche-trou. Ainsi que l'obturation des perforations.

I-2. Cause d'une faible productivité :

Partant de la relation donnant l'IP réel d'un puits à l'huile en écoulement radial circulaire selon la loi de Darcy (milieu isotrope, fluide monophasique, écoulement laminaire et permanent) :

$$IP = \frac{2\pi kh}{B\mu \left(\ln \frac{R_e}{r_w} + s \right)} \dots\dots\dots [4]$$

On remarque de cette formule que si $S \nearrow$ $IP \searrow$

Un skin élevé engendre une faible productivité, ceci peut être du :

I-3. Cause et mécanismes d'endommagement :

Un skin élevé engendre une faible productivité, ceci peut survenir :

I-3-a. Durant la phase forage :

- Broyage de la roche réservoir :

C'est une action mécanique, qui cause le bouchage des pores, C'est principalement dans les formations tendres que le phénomène se produit .Il peut alors atteindre des proportions importantes au point d'empêcher pratiquement tout débit ultérieur.

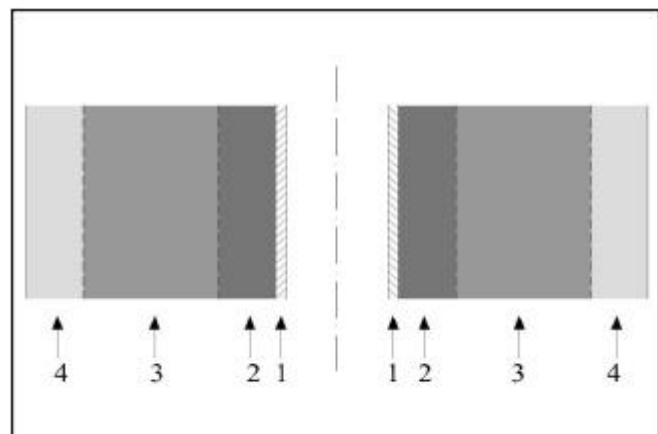
- Solides contenus dans le fluide de forage :

L'invasion de la formation peut être représentée schématiquement par plusieurs zones s'éloignant plus au moins de l'axe du puits comme illustré dans la figure ci-contre :

Figure.II.1 : Représentation des zones

Du réservoir envahi par le fluide de forage lors de sa traversée. [13]

- Zone 1 : cake « externe » tapissant les parois du puits
- Zone 2 : cake « interne » : solides ayant pénétré dans le milieu poreux



- Zone 3 : zone envahit par le filtrat
- Zone 4 : zone vierge où la perméabilité n'est pas affectée

L'invasion de la formation par les particules solides de la boue a généralement un rayon relativement modérée, de l'ordre de quelques dizaines de centimètres. Ces solides sont entraînés par le filtrat

- **Filtrat du fluide de forage :**

Cet endommagement est représenté en zone 3 son rayon, variable, peut atteindre jusqu'à plusieurs mètres dans les cas d'invasion profonde.

- **Cimentation des cuvelages et leur restauration :**

L'action du filtrat du laitier de ciment : Le filtrat aqueux de laitier de ciment est susceptible de provoquer les mêmes endommagements que celui du fluide de forage, il doit être vigoureusement contrôlé tant en quantité qu'en qualité.

- **neutralisation des puits :**

La neutralisation des puits est une opération fréquente qui doit être envisagée avec un grand soin.

I-3-b. Durant la phase complétion de fond :

- **Endommagement dû aux perforations :**

Parfois un cake dans les tunnels de perforations causant ainsi un skin et une baisse de pression aux abords des puits.

- **Invasion du filtrat de ciment :**

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

- **Endommagement dû à la stimulation :**

Dans le cas d'une acidification, l'endommagement est causé par des réactions secondaires si l'acide utilisé n'est pas évacué à temps (très rapidement).

Pendant une fracturation hydraulique, la fracture créée peut être bouchée partiellement ou totalement par des agents de soutènement mal sélectionnés.

I-3-c. Durant la phase exploitation :

A. Endommagement dû à l'injection d'eau :

- Le mélange de l'eau d'injection et l'eau de formation peut contribuer à la création du sulfate de baryum ($BaSO_4$). Qu'est une sorte de roche d'aspect grisâtre très dure, dont les remèdes très onéreux.
- Action des bactéries : Des bactéries dites anaérobies, peuvent se développer dans les puits d'injection en l'absence d'oxygène jusqu'à une température de l'ordre de $70^\circ C$. Ces bactéries

sont sulfato-réductrice, c'est-à-dire qu'elles réduisent chimiquement les sulfates en H₂S. On aura finalement des matières organiques inattaquables à l'acide, un endommagement de l'équipement et du fer sous diverses formes. Ces produits sont la cause de bouchage des puits d'injection. Leur élimination passe d'abord par un échantillonnage et une analyse minutieuse.

B. Puits de production :

- **Dépôts organiques :** ce type de dépôt peut d'abord se produire dans la formation lors d'un traitement par pompage d'un fluide « froid » par rapport aux éléments lourds du brut. Plus généralement les dépôts organiques se rencontrent dans l'ensemble du puits, y compris le tubing et les perforations, mais peuvent aussi avoir lieu dans le réseau de collectes. (paraffines, cire, asphaltènes et résines).
- **Dépôts minéraux :** Les principaux dépôts minéraux sont :
 - Les carbonates de calcium : CaCO₃,
 - Les sulfates: BaSO₄ (H₂O), BaSO₄, SrSO₄,
 - Le chlorure de sodium : NaCl,
 - Les produits corrosifs : FeS, Fe₂O₃, FeCO₃.
- **En conclusion :** l'identification du type d'endommagement est l'une des clefs de la réussite d'un traitement de stimulation.

Avant de chercher à résoudre un problème, on doit connaître sa cause par :

Étude des carottes :

- Caractéristiques pétrophysiques
- Minéralogie.
- Sensibilité à différents fluides.

Étude des fluides du gisement :

- Étude PVT (pression de bulle, etc.).
- Autres études de laboratoires (formation d'émulsion, de dépôts, etc.).

Essais des puits :

- Échantillons des fluides de gisement.
- Perméabilité naturelle / effet de skin.
- Pression de gisement & son évolution.

Historique du puits :

- Forage, complétion.
- Traitements déjà effectués.
- Conditions de production (débit, variation de débit).

- Workovers éventuels.

Autres outils :

- Diagraphies de production.

Remarque : On emploie ces outils de diagnostics, avant même d'être confronté aux problèmes afin de prendre toutes les mesures préventives nécessaires à temps.

I-4. Principaux remèdes :

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

Tableau.II.1 : principaux remèdes contre l'endommagement [6].

II. Objectif des essais de puits :

Les résultats attendus d'un essai de puits sont de deux sortes :

- Les données relatives aux fluides du réservoir,
- Les caractéristiques du réservoir et des abords du puits.

Toutes les deux sont évaluées ou calculées à partir des informations obtenues directement sur site.

II-1. Informations recueillies :

Informations obtenues au fond de puits

- Echantillonnages des fluides du réservoir piégé aux conditions de fond à l'intérieur des

échantillonneurs de fond.

- Enregistrement de la pression et de la température au fond de puits.
- 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 ... etc.

Informations obtenues en surface (dans le cas de débit en surface)

- Pression et température en tête de puits.
- Pression et température de séparation.
- Débits d'huile, de gaz et d'eau \Rightarrow GOR, WOR.
- BSW (Basic Sediment and Water) : teneur en sédiment et en eau de la phase liquide

Ces échantillons sont prélevés à la sortie du séparateur pendant la période de débit stabilisé. Ils sont recombinaés en laboratoire en vue de faire une étude PVT complète. [13]

II-2. Principaux paramètres estimés à partir des informations recueillies sur site :

Pression initiale du réservoir : Elle est obtenue de deux manières :

- Par lecture directe (quick look) des enregistrements,
- Par l'analyse de la courbe de remontée de pression après fermeture.

Perméabilité de la formation et le degré d'endommagement (skin factor) : Ces résultats sont obtenus par interprétation de la remontée de pression, par divers méthodes.

Indice de productivité :

Dans la mesure où l'écoulement n'est pas de type permanent l'indice de productivité (IP) ne peut pas être calculé directement à partir du débit et des pressions mais doit être déduit des grandeurs tirées de l'interprétation du Build-up (la viscosité, la perméabilité, la hauteur et le skin factor en particulier).

La connaissance de ces éléments est fondamentale pour déterminer ou optimiser le profil de production du champ en corrélation avec :

- Le nombre et la position des puits,
- Les moyens de production assistée et/ou activée à mettre en œuvre.

III. La notion de skin

III-1. Définition du skin :

Par définition générale, le skin est le paramètre qui caractérise l'endommagement où le

degré de stimulation de la formation selon que ça valeur est positive ou négative. Les abords du puits ont des caractéristiques différentes de celles du réservoir à cause des opérations de forage, de production et de traitement du puits.

Le skin traduit la liaison entre le réservoir et le puits. La différence de perte de charge aux abords du puits peut être interprétée de trois façons :

- Au moyen d'un skin infinitésimal ;
- A l'aide d'un skin d'épaisseur finie ;
- Par la méthode du rayon effectif.

III-2. Généralisation de la notion du skin :

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 les quelle sont peut citer :

a. Skin due aux perforations : Ce skin englobe plusieurs phénomènes :

- La Restriction aux écoulements apportés par le trou de la perforation.
- Le Poinçonnement du réservoir par les perforations (mini fracture).
- Le fait que sur un ensemble de perforations seules quelques une sont actives

b. Skin due à la perforation partielle du réservoir :

La perforation d'une partie du réservoir provoque une restriction des lignes d'écoulement aux abords du puits.

c. Skin due à l'inclinaison :

La considération d'un puits incliné comme un puits verticale sous estime la hauteur réel d'écoulement, l'inclinaison améliore les écoulements aux abords du puits.

d. Skin due à la fracturation hydraulique :

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

e. Skin due à l'analyse d'un puits horizontal comme un puits vertical :

Un puits horizontal peut sous certaines conditions être traité comme un puits vertical affecté d'un skin négatif dû à l'amélioration apportée aux écoulements par le puits.

III-3. La notion d'abord du puits :

La notion d'abord du puits peut recouvrir des réalités très différentes :

- Dans le cas d'une acidification.
- Dans le cas d'une fracture hydraulique.

IV. Critères de sélection des puits candidats 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'économie de l'opération.

IV-1. Informations relatives au réservoir :

1. Nature du réservoir :

Toutes les roches réservoirs peuvent être fracturées plus ou moins facilement (suivant la profondeur). On rencontre cependant des difficultés particulières pour le soutènement des fractures notamment dans les roches mal consolidées par exemple.

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.

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.

4. Perméabilité du réservoir :

Il est indispensable d'avoir une connaissance aussi précise que possible de la 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 mise en évidence d'une barrière ou d'un changement de faciès.
- L'endommagement aux abords du puits (skin effect).

5. L'épaisseur du réservoir :

La hauteur de la fracture développée est généralement limitée par deux couches peu ou pas perméables. [13]

IV-2. Informations relatives au puits :**1. Historique du puits :**

- Forage
- Complétion.
- Essais et diagraphies antérieures.
- Traitement et interventions.

2. L'état des perforations :

Le type de perforation et leur densité sont des facteurs très importants pour la réussite d'une fracturation.

3. Etat de la cimentation :

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

- D'obtenir la protection contre les fluides indésirables et éviter le cheminement préférentiel (channeling) des De mieux contrôler l'extension éventuelle de la fracture.

IV-3. L'aspect économique :

- fluides derrière le tubage ;

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 (recomplétion) ;
- De la probabilité du succès de la stimulation.

La rentabilité du traitement exige un amortissement dans un délai raisonnable, on estime qu'une opération est rentable si elle est amortie dans moins de trois mois, entre trois mois et six mois le décideur doit tenir compte de la conjoncture économique et politique par exemple, plus de six mois l'opération est vue comme non rentable [5]

$$\text{Délai d'Amortissement [Jours]} = \frac{\text{cout de l'opération} \dots \dots \dots [8]}{\text{Gain}}$$

$$\text{Gain [USD/Jour]} = \Delta Q \times (\text{prix actuel du Baril}) \dots \dots \dots [8]$$

CHAPITRE III

Généralités sur la fracturation hydraulique

I. Introduction :

Les plus grands gisements pétrolifères au monde ont été découverts au début du XX^e siècle (Ghawar en 1948 en Arabie saoudite, Kirkuk en 1927 en Iraq ...), ces gisements subissent graduellement au cours des années, une détérioration inévitable de leurs propriétés matricielles. Les découvertes de nouveaux gisements d'hydrocarbures se font de plus en plus rares, ceci a engendré une course effrénée visant la recherche et le développement des techniques de stimulation. Développées par les compagnies pétrolières, ces techniques permettent une exploitation plus longue des gisements, d'une part et faire produire des gisements inexploités jusqu'alors.

II. La stimulation :

Il y a environ cent ans, aux États-Unis dans l'état de Pennsylvanie, La première méthode de stimulation ; *nitro-shooting* a donné des résultats surprenants, les effets après un *shooting*, étaient spectaculaires pour l'époque. Ce procédé qui consiste à injecter une substance explosive, généralement de la nitroglycérine, est de nos jours largement remplacée par d'autres techniques plus sûres et plus concluantes.

Les traitements des puits par les méthodes de stimulation étaient au début de leurs emplois des procédés destinés à revaloriser et revivifier les puits d'huile et de gaz déjà vieux, par l'amélioration des propriétés matricielles des horizons producteurs, En agissant particulièrement sur la porosité et la perméabilité des formations.

Avec l'amélioration continue de ces technologies et l'essor du savoir-faire des sociétés de services. Les opérations de stimulation sont aujourd'hui de plus en plus employées pour les puits fraîchement forés afin d'avoir une production optimale.

Autres techniques ont vu le jour après le *nitro-shooting* (l'acidification et la fracturation hydraulique) qui occupent le terrain du *shooting*. L'injection de vapeur et une calcination au fond du puits peuvent également être envisagées. Cependant, les opérations de *shooting* sont toujours utilisées mais à une échelle plus réduite.

Définition de la stimulation :

On appelle stimulation toute méthode ou traitement, mécanique ou chimique ayant pour objectif l'amélioration de la production. Les techniques généralement appliquées sont soit [3] :

- traitements mécaniques (fracturation hydraulique) ;
- Les traitements chimiques (acidifications, injection de solvants) ;
- Ou une combinaison des deux méthodes.

III. La fracturation hydraulique :

III-1. Historique et objectifs de la fracturation hydraulique :

La fracturation hydraulique est utilisée dans l'industrie pétrolière depuis le début des années 1950, pour augmenter la productivité des horizons pétrolifères, gazifères et aquifères.

En 1947, la Pan American Petroleum Corporation effectua la première opération de fracturation dans le champ gazifère de Hugoton à l'ouest de l'état du Kansas. Après avoir tenté une opération d'acidification pour remédier à la faible productivité du puits Klepper 01. La fracturation a permis une meilleure productivité.

À la fin des années 1970, d'importantes opérations de fracturation hydraulique ont été exécutées, où plus de 500 tonnes d'agents de soutènement ont été mises en place en un seul traitement. Mais, dans la majorité des anciens traitements, les limites technologiques associées aux performances de l'équipement et du fluide, faisaient que des quantités relativement petites d'agents de soutènement étaient mises en place.

Au milieu des années 1980, les premières études de fracturation ont révélé que l'accroissement de productivité était souvent beaucoup plus faible que prévu en raison de performances inadéquates du fluide ou de l'équipement, ou encore d'une modélisation inexacte de la fracturation.

À partir du milieu des années 1980, la technologie des fluides et les performances de l'équipement se sont suffisamment améliorées pour permettre d'importants traitements de fracturation hydraulique (principalement dans les champs gaziers nord-américains). La concurrence entre opérateurs pour mettre en place avec succès le plus grand traitement de fracturation a culminé durant cette période. de sorte que la mise en place de volumes d'agents de soutènement dépassant le demi-million de livres en un seul traitement de fracturation est devenue courante, consacrant la fracturation comme un outil utile pour l'amélioration de la productivité des puits [12].

III-2. Présentation et principes d'une fracturation hydraulique :

III-2-1. Principe :

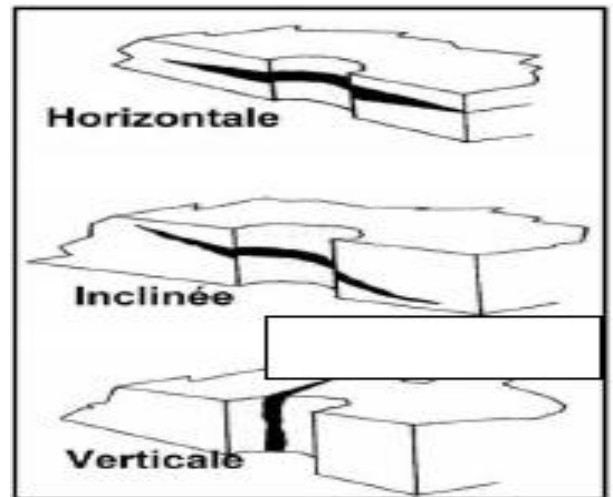
La fracturation hydraulique est utilisée pour créer une perméabilité artificielle en engendrant de nouveaux drains ou canaux et permettre ainsi à l'effluent de parvenir plus facilement au puits.

Pour réaliser une fracturation hydraulique on injecte un fluide pour fracturer la formation. Ce fluide contient un agent de soutènement qui maintient la fracture ouverte, une fois la pression exercée relâchée.

Il y a trois orientations de fracture possible : horizontale, verticale ou toute inclinaison entre

ces deux limites. Les programmes mathématiques utilisent cette hypothèse comme base de calcul. La fracture se développe de façon approximativement radiale, à moins que des barrières naturelles ne confinent la fracture entre des limites constantes.

Figure.III.1. Orientations possibles d'une fracture [3].



III-2-2. Objectif principal d'une fracturation hydraulique :

Le but essentiel de la fracturation hydraulique est de créer une nouvelle capacité de production d'un réservoir en ouvrant de nouveaux canaux sous forme d'une fracture à très haute perméabilité, maintenue ouverte au moyen d'agents de soutènement.

Pour réaliser une fracturation hydraulique, il faut donc injecter le fluide de fracturation à un débit et une pression supérieurs à la pression de fracturation.

La pression à considérer est la pression appliquée au niveau de la formation, avec un débit relatif ; il y a une certaine perte de charge dans le système. Nous avons

Donc : pression au fond de puits (appliquer à la formation) = pression d'injection + pression hydrostatique – pertes de charge dans le tubing – pertes de charge au fond.

Cette pression au niveau de la formation doit être supérieure à la pression de fracturation qui est égale au produit : gradient de fracturation x la profondeur. [13]

III-2-3. Considérations avant une fracturation hydraulique :

Avant d'entamer une fracturation, on doit prendre en considération une multitude de variables et de paramètres et prévoir des solutions alternatives. Les points suivants sont des aspects de la fracturation des puits qu'il faut envisager :

- Type et volumes des fluides utilisés.
- Additifs et agents de soutènement.
- Technique et étapes successives.
- Limites et variations de la pression et du débit.
- Alternatives et solution de rechange.
- Fermeture du puits puis dégorgeement.
- Expérience antérieure.
- Normes de sécurité et environnement.

IV. Autres applications de la fracturation hydraulique :

La fracturation hydraulique trouve de nombreuses applications industrielles :

- Le développement des fractures horizontales dans les couches de sel .Pour la circulation d'eau entre deux puits en vue de créer des cavités pour le stockage des hydrocarbures ;
- Stockage des polluants industriels, radioactifs ou chimique, dans les couches imperméables (argiles, marnes) du sous-sol ;
- Exploitation minière de certains gisements ;
- Des fracturations hydrauliques sont pratiquées dans les veines de charbon ourleurs

CHAPITRE IV :

*Notions de la mécanique des roches liées à la
fracturation hydraulique*

Introduction :

La mécanique des roches est la science qui analyse le comportement mécanique des formations.

I-1. Orientation des fractures :

La détection ou l'observation des fractures aux parois des puits montre que l'on crée par fracturation hydraulique :

- Des fractures verticales.
- Des fractures horizontales.

Cette orientation dépend essentiellement de la profondeur du niveau fracturé :

- Entre 0 et 600 m (0 à 2000 pieds) les fractures sont généralement horizontales.
- Au-delà de 600 m, elles sont pratiquement toujours verticales.

Ces limites sont données à titre indicatif et peuvent varier d'un champ à un autre en fonction du cadre géologique et tectonique local.

Il faut entendre par « verticale » et « horizontale » comme une simplification de la réalité observée.

I-1-1. Gradient de fracturation (GF) :

$$G_F = \frac{P_F[\text{psi}]}{H[\text{foot}]} \dots\dots\dots [10].$$

Où La pression de fracturation :

$$P_F [\text{psi}] = P_{inj} + P_{hyd} - P_{friction} \dots\dots\dots [10].$$

I-1-2. Valeurs du gradient de fracturation :

Il est commode d'évaluer le gradient de fracturation en [psi/pied]. En effet 1psi/pied = 0.23 bar/m représente approximativement le gradient de la contrainte géostatique due « au poids des terres ». [3]

Dans les roches communément exploitées, le gradient de fracturation varie de 0.55 psi/pied à 1.25 psi/pied. [3]

On conclut généralement que si le gradient de fracturation est supérieur à 1psi/pied, c'est-à-dire supérieur à la valeur moyenne de la contrainte géostatique, on développe une fracture « horizontale ». Les fractures « verticale » étant associées à des gradients sensiblement plus faibles. [3]

Remarque : Certaines études ont en fait montré que même en présence d'un gradient supérieur à 1 psi/pied, on avait développé une fracture « verticale », seule une analyse au cas par cas permettra donc de conclure.

II- Étude des paramètres influençant le développement des fractures :

II-1. Contraintes s'exerçant sur un volume élémentaire de roche :

II-1-a. contraintes in situ :

On distingue trois principales contraintes orientées en angle droit les unes par rapport aux autres. Au-delà de 600m, et dans la majorité des cas, la contrainte principale verticale (σ_v) est souvent la plus grande des trois. Elle peut être quantifiée par intégration du *density-log* en partant de la surface jusqu'au point de mesure.

Les deux autres contraintes (la contrainte principale horizontale maximale et la principale minimale) sont orientées en angle droit l'une par rapport à l'autre. La contrainte horizontale principale maximale est aussi appelée la contrainte intermédiaire.

N.B : dans les zones tectoniquement actives : processus d'orogénèse par exemple. En effet sous les chaînes de montagnes, la contrainte verticale peut ne pas être la contrainte maximale. Incontestablement à cause des contraintes tectoniques (σ_{tec}).

La fracturation se dirige dans la direction de la plus faible résistance, c'est-à-dire la fracture se propage perpendiculairement à la contrainte minimale.

L'amplitude des contraintes en fonction de la profondeur montre qu'à partir d'une certaine profondeur, la contrainte horizontale devient plus faible que la contrainte verticale. Les contraintes principales sont notées σ_v avec $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$. σ_v est la contrainte principale verticale, ou contrainte géostatique ou encore poids des terres.

| Les contraintes | Notation française | Notation américaine |
|--------------------------------------------|--------------------|---------------------|
| Contrainte Verticale principale | σ_1 | σ_v |
| Contrainte Horizontale principale maximale | σ_2 | σ_H |
| Contrainte Horizontale principale minimale | σ_3 | σ_h |

Tableau. IV.1 : notation des contraintes [3]

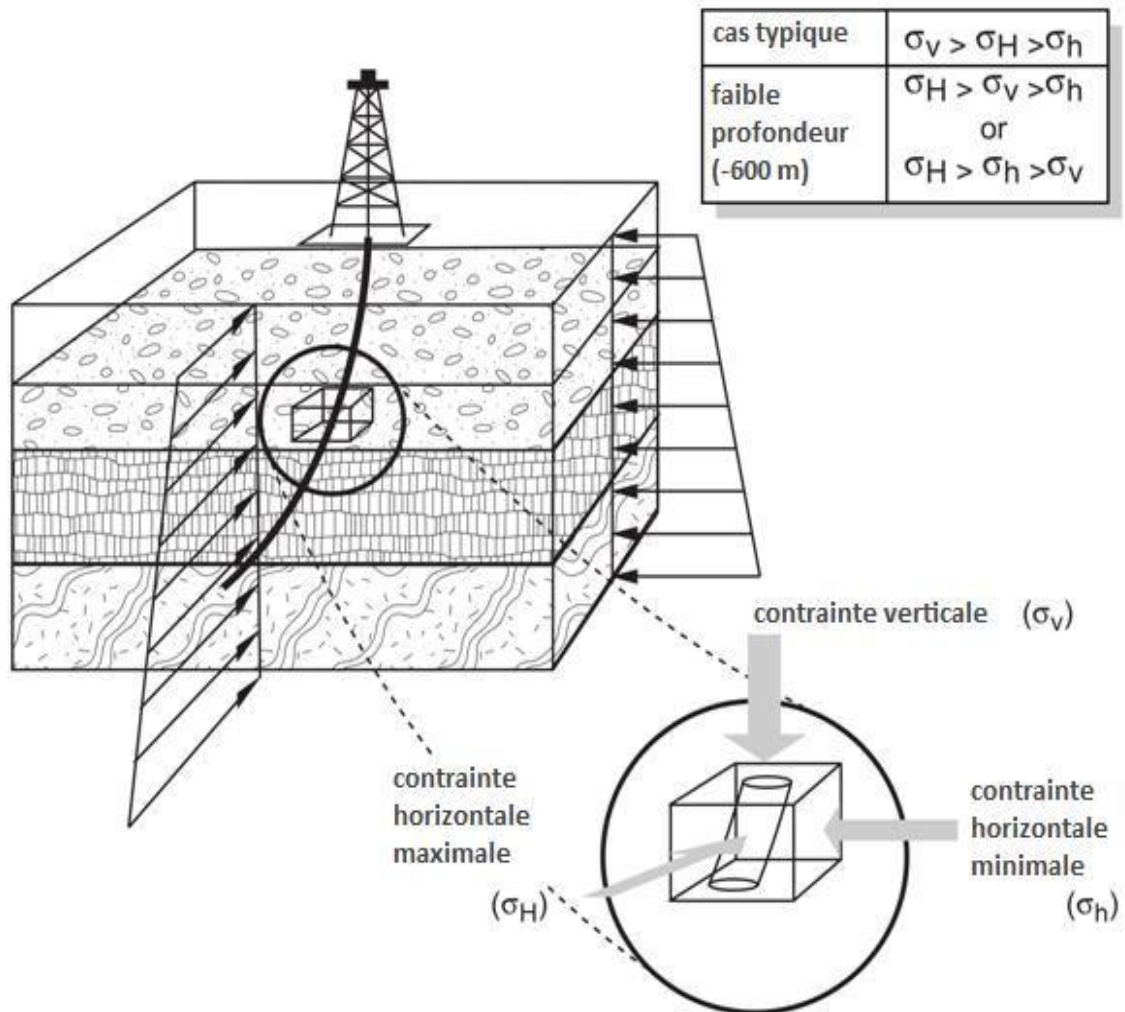


Figure.IV.1 : représentation schématique des contraintes in situ cas typique [2]

Les contraintes principales horizontales σ_H et σ_h :

Elles résultent en grande partie des conditions géologiques et tectoniques in situ :

- Elles varient en fonction de l'activité tectonique locale.
- Elles se valent si le réservoir est tectoniquement stable.
- Dans certains cas spécifiques elles acquièrent des valeurs supérieures à celles de σ_v : anticlinaux très accentués par exemple.

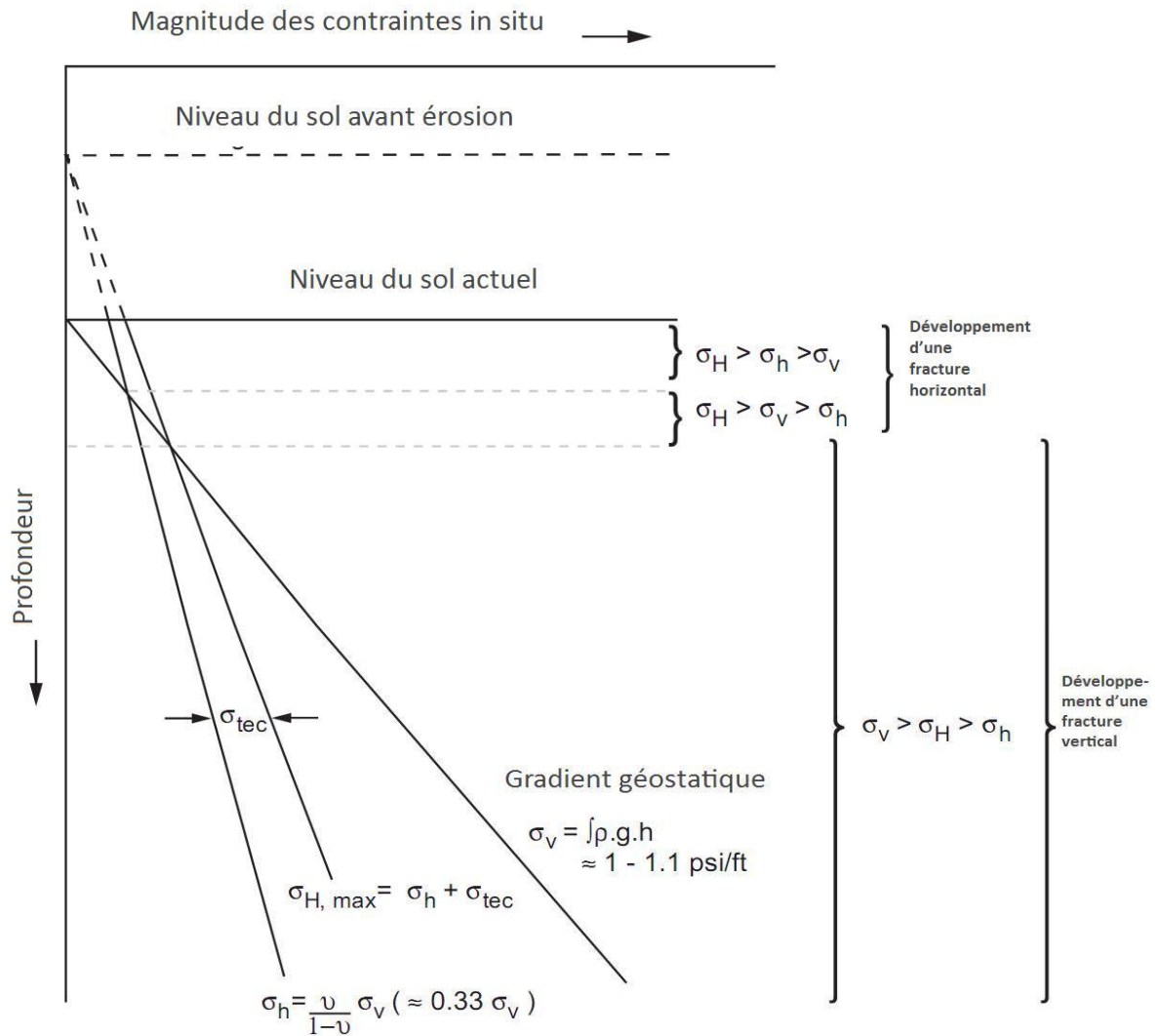


Figure.IV.2 : évolution des contraintes avec la profondeur. [2]

II-1-b. la contrainte effective (σ') :

Le fluide qui se trouve dans les pores de la roche est soumis aux contraintes totales qui s'exercent. Cela veut dire que la contrainte effective (σ') générée par la matrice des grains de la roche est plus petite que la contrainte totale

II-1-c. la contrainte effective verticale (σ'_v) :

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

| |
|----------------------------------------------------------|
| $\sigma'_v = \sigma' - \alpha P_p \dots \dots \dots [3]$ |
|----------------------------------------------------------|

α : Constante de Biot ou constante poro-élastique [sans dimension]

En générale $0.85 < \alpha \leq 1$ et on à :

- Pour les grés très perméables : $\alpha \approx 1$
- Pour les calcaires : α est généralement plus faible.

II-1-d. distribution des contraintes aux abords du puits :

Le champ des lignes de force qui était uniforme avant le forage du puits, s'est trouve perturbé par la présence de ce puits.

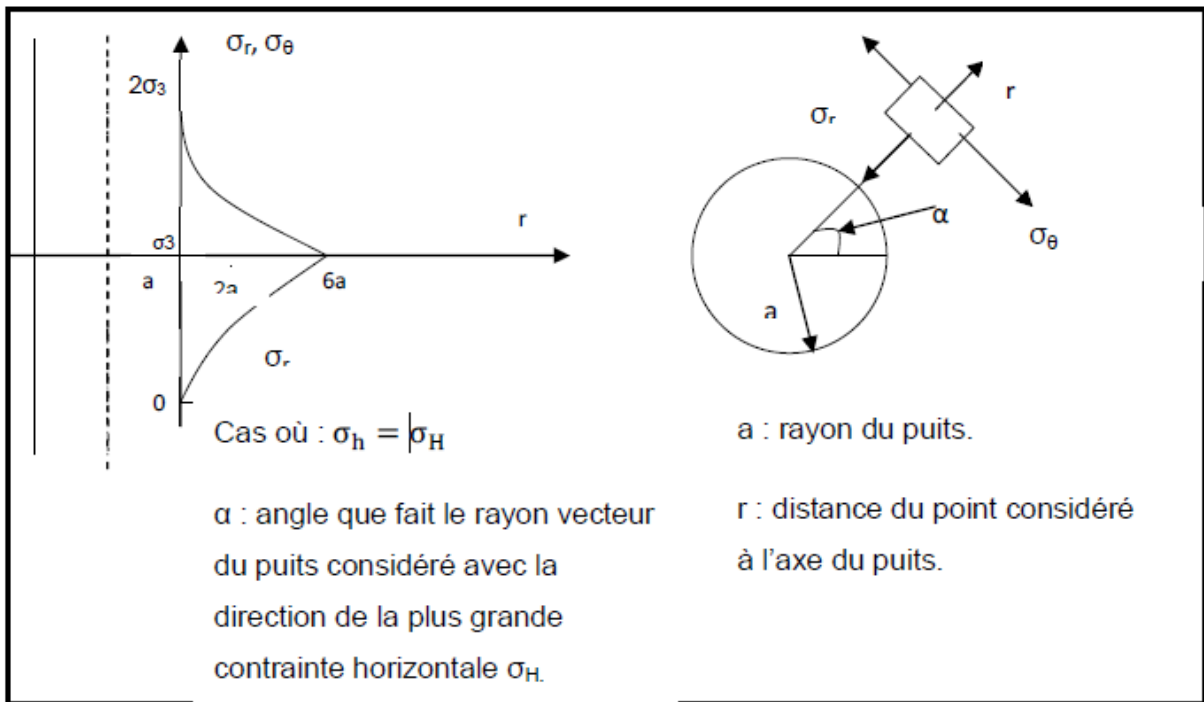


Figure.IV.3 : distribution des contraintes aux abords du puits. [10]

La contrainte radiale : σ_r

La contrainte tangentielle : σ_θ

II-2. Constantes d'élasticité :

II-2-1. Module de Young (E):

La rigidité d'un matériau est appelée module de Young noté (E), est caractérisé par la pente de la courbe : $\sigma = F(\epsilon)$. Quand le module de Young augmente, la largeur de la fracture diminue, par contre la longueur augmente. Donnée généralement en [psi].

$E = 2(1 + \nu) G \dots \dots \dots [9].$

Quelques valeurs du module de Young :

| La lithologie | Le module de Young [psi] |
|----------------|--------------------------|
| Grés | 2 à 5.10 ⁶ |
| Grés compacte | 6 à 10.10 ⁶ |
| roche calcaire | 8 à 12.10 ⁶ |
| charbon | 0.1 à 1.10 ⁶ |
| argiles | 1 à 10.10 ⁶ |

Tableau.IV.2 : valeurs approximatives du module de Young

II-2-2. Le coefficient de Poisson (ν) :

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

| |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $\nu = - \frac{\left(\frac{\Delta d}{d}\right)}{\left(\frac{\Delta l}{l}\right)} \dots\dots\dots [2]$ |
| $\nu = - \frac{\text{la déformation latérale}}{\text{la déformation longitudinal}} \dots\dots\dots [2]$ |

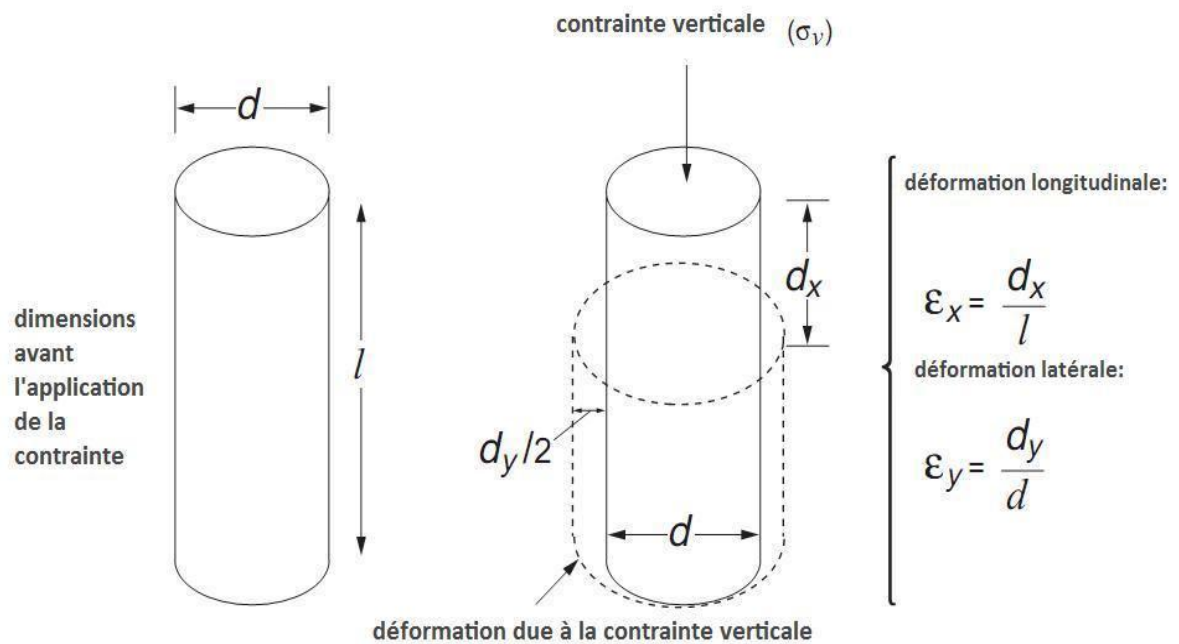


Figure.IV.4 : mesure des propriétés de la roche : coefficient de Poisson [2]

II-2-3. Autres constantes**II-2-3-a. Coefficient de cisaillement :**

Il est souvent pratique en modélisation d'utiliser le module de cisaillement noté G

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \dots\dots\dots [9]$$

E : module de young.

ν : Coefficient de poisson

II-2-3-b. Module de volume (K) :

Mesure la variation unitaire de volume d'un échantillon lorsque celui-ci est soumis à une contrainte (compression ou tension). En [psi]

$$K = \frac{\text{contrainte par unité de surface}}{\text{variation de volume unitaire}} = \frac{F/A}{\Delta V/V} \dots\dots\dots [3].$$

Ceci est équivalent à l'inverse de la compressibilité (β) en [psi⁻¹]

$$\beta = \frac{\Delta V/V}{F/A} \dots\dots\dots [3].$$

Si la roche est isotrope, le coefficient de compressibilité est défini par la relation suivante comme suit :

$$\beta = \frac{3(1-2\nu)}{E} \dots\dots\dots [3].$$

II-3. Déroulement d'une fracturation hydraulique

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

II-3-1. Test d'injectivité

Il consiste à injecter un fluide tel que : " l'eau traitée, la saumure ou le brut" 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.

II-3-2. Shadow frac (Data Frac ou Mini frac) :

Permet d'amorcer et créer une fracture non soutenue 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.

Tous ces paramètres nous permettent d'établir le programme de fracturation, c'est à dire déterminer :

- Les rampes de pompage des billes (Agent de soutènement).
- Le débit et le volume du fluide injecté.

II-3-3. Le traitement lui-même

Il se divise en trois étapes :

1. 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 largeur telle qu'elle permette le passage des billes.
2. Injection du slurry (gel réticulé + bauxite).
3. La chasse du slurry restant dans le tubing avec un gel linéaire facile à dégorger.

II-4. Description d'un puits fracturé :

II-4-1. Géométrie de la fracture :

La fracture est un volume géométrique dans la formation, ayant une longueur (L_f), une largeur moyenne (W_f) et une hauteur (h_f). Le schéma suivant montre ces grandeurs.

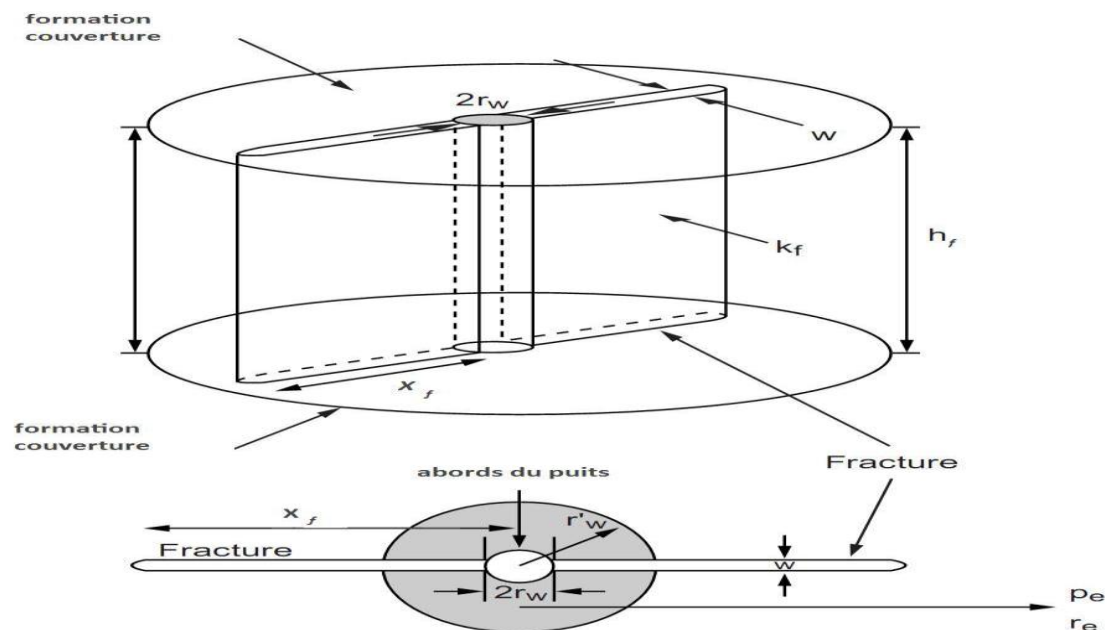


Figure.IV.5 : dimensions d'une fracture. [2]

II-4-2. Conductivité adimensionnelle de la fracture :

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

$$F_{CD} = \frac{K_f W_f}{K X_f} \dots\dots\dots [2].$$

X_f : Extension de la fracture.

W_f : Épaisseur de la fracture.

H_f : Hauteur soutenue.

K : La perméabilité de la formation.

K_f : La perméabilité de la fracture.

Pour que la fracture soit optimisée, il faut que $2 < F_{CD} < 10$.

II-5. Méthode d'interprétation :

II-5-1. Shadow frac (Data Frac ou Mini frac) :

Définition :

Le Shadow frac est un ensemble de tests consécutifs, effectués sur la formation permettant, par leur analyse, de fournir les informations nécessaires sur les conditions régnantes au fond du puits, pour élaborer le design de notre opération de fracturation. Il inclut trois tests :

- Step rate test (Test de débit par incrément).
- Pump in / Flow test (Test de pompage et de retour).
- Pressure decline test (Test de déclin de pression).

1. Step rate test :

Ce test est utilisé pour déterminer la pression d'extension de la fracture. Il consiste d'abord à injecter à faible débit le fluide de base (eau traitée), puis à augmenter progressivement ce débit par incrément, et le maintenir pendant un temps suffisant jusqu'à la stabilisation de la pression (5 à 10 min).

Tout cela doit être accompagné d'un enregistrement continue de la pression, et on obtient une courbe de la forme suivante :

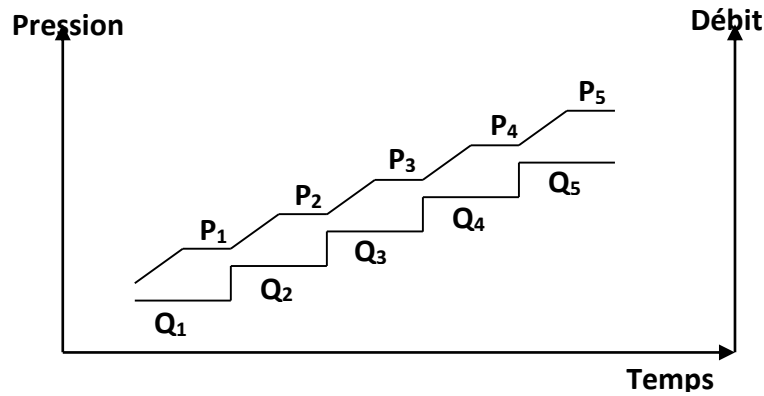


Figure .IV.6 : La courbe du Step Rate Test [11].

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

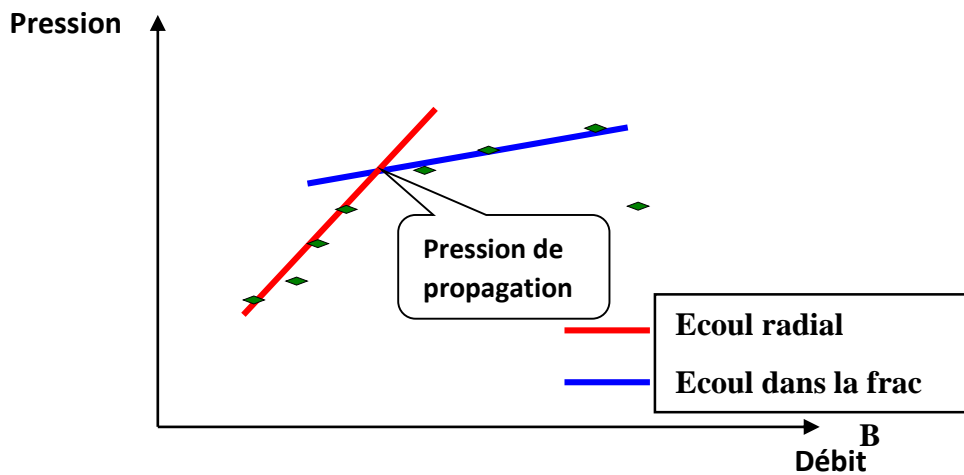


Figure.IV.7 : la courbe P en fonction de Q [11].

Au début l'écoulement commence par être radiale dans la matrice, puis, avec l'augmentation de la pression, la fracture sera amorcée, et on aura un écoulement dans la fracture. C'est ce qui explique le changement brusque des pentes. Ainsi on peut déterminer la pression de propagation.

2-Pump in /Flow back test

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

- L'étape pump in.
- L'étape flow back.

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

La deuxième consiste à ouvrir le by-pass et à laisser le fluide injecté sortir du puits à un faible et constant débit. Puis on arrête la purge, et on détermine la rebound pressure.

L'évolution de la pression au cours de ce test s'effectue comme le montre la courbe suivante :

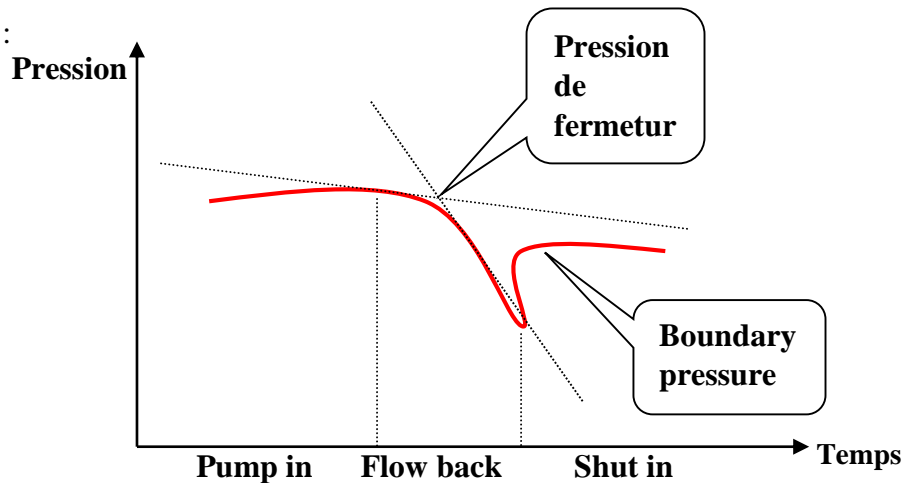


Figure. IV.8 : Arrêtée l'injection [11].

Lorsque l'injection est arrêtée, la pression du fluide dans la formation diminue jusqu'à atteindre une valeur inférieure à la pression de fermeture, naturellement, la fracture se referme. Ainsi, l'écoulement du fluide change d'un écoulement à partir du puits vers la fracture à un écoulement provenant de la matrice vers le puits. C'est ce qui explique le changement brusque de la pente dans la partie flow back.

3-Pressure decline test

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

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

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

La pression doit être mesurée pendant la MINIFRAC et après jusqu'au déclin complet de la pression. (Voir Figure IV.9).

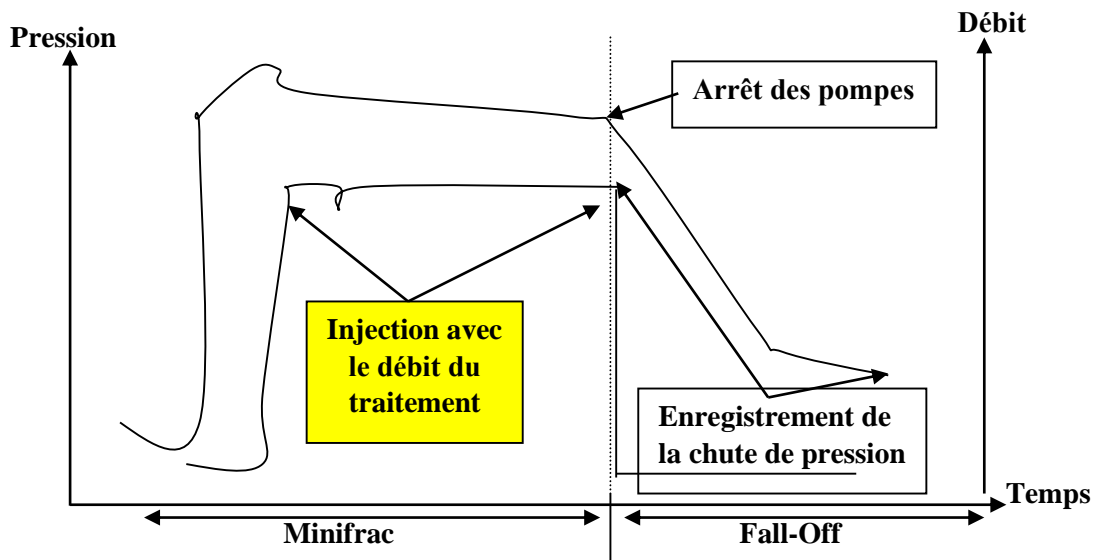


Figure.IV.9 : mini frac et fall-off [11].

II-5-2. Méthode d'analyse Nolte et Smith :

Dans le but de pronostiquer le modèle de propagation de la fracture, Nolte et Smith (1981) ont établi un graphique illustrant des propagations idéales de fractures, ce graphique montre l'évolution de la pression nette (P_{net}) en fonction du temps dans un papier échelle logarithmique log-log.

$$\text{Log}(P_{net}) = f(\text{log}(t_{pump}))$$

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 (screenout par exemple). Au cours de l'injection et pendant l'extension de la fracture on peut avoir quatre (04) profiles de pressions qui se distinguent par leurs pentes (voir la figure et le tableau).

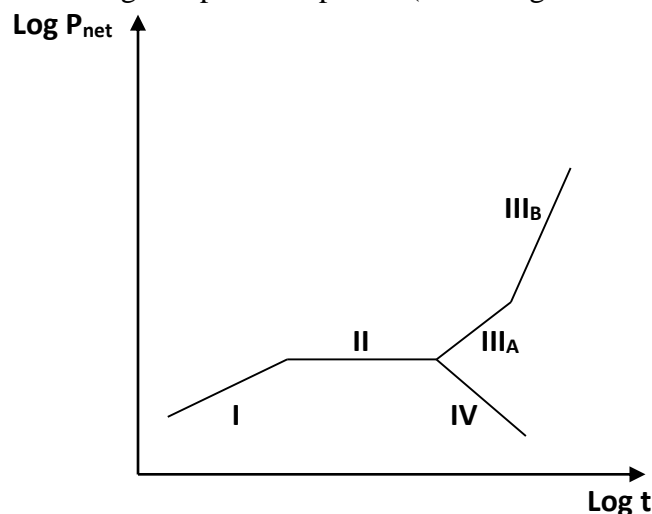


Figure.IV.10 : Evolution idéale de la pression pour différents modèles [13].

| Indice de ligne | Pente approximative | Interprétation |
|------------------|---------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| I | 1/8 à ¼ | 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 _A | 1 | Restriction de l'extension et augmentation de la largeur (W). (sur les deux cotés actifs) |
| III _B | 2 | Restriction de l'extension (sur un seul côté actifs) |
| IV | Négatif | Augmentation de la hauteur dans une autre zone de faible contrainte. (risque de Screen Out) |

Tableau.IV.3 : l'interprétation des différents profile de pressions [13].

II-6. Les problèmes de fracturation hydraulique

Malgré le progrès qu'a connu la technique de fracturation, sa réalisation sur chantier rencontre toujours des problèmes dont on cite :

II-6-1. Phénomène de tortuosité

L'existence de la tortuosité aux abords du puits, est due essentiellement à la courbure du chemin initié des abords du puits jusqu'au bout de la fracture. Il peut être causé soit :

- Par une mauvaise cimentation.
- Par la distribution des contraintes par rapport aux perforations.

La création d'un tel chemin dans le puits provoque l'augmentation de la pression de fond pendant le pompage et dans certain cas des sreen out prématurés.

II-6-2. Colmatage

Un traitement par fracturation conçu pour améliorer la productivité d'un réservoir, peut être une source de colmatage de la formation. Cela est du :

- Soit au fluide de fracturation.
- Soit aux agents de soutènement.

II-6-3. Le fluide de fracturation

Le fluide de fracturation peut causer l'endommagement de la formation et/ou de la conductivité de la fracture, et cela par :

- La formation d'émulsion avec le fluide de formation.
- La haute viscosité qui cause un mauvais dégorgeement.
- Les résidus laissés en place après dégradation du fluide.

II-6-4. Les agents de soutènement :

Les facteurs qui peuvent influencer considérablement sur la perméabilité créée par le Proppant sont :

- Les reste insolubles contenus à l'origine dans le fluide, ou formés pendant la dégradation du fluide dans la fracture et dans les pores de la formation.
- L'écrasement du proppant dans la formation qui est du au mauvais choix des agents de soutènement.

II-6-5. Screen-Out :

L'augmentation de la pression, à partir du moment où les billes arrivent au fond, est due au différents Screen-Out dont on cite :

- Tip Screen-Out.
- Médium Screen-Out.
- Screen-Out à l'entrée.

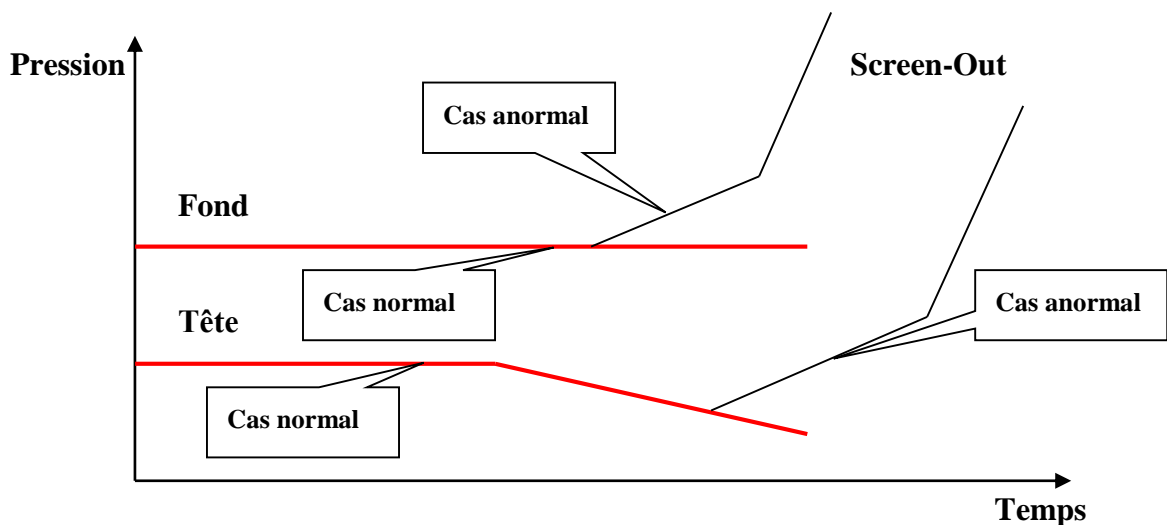


Figure.IV.11 : L'évolution de la pression pendant le pompage [11].

CHAPITRE V :

Traitement principale

Dans ce chapitre, nous avons essayé d'exposer de la manière la plus complète et claire possible, comment un traitement principal est conçu. On présente en premier lieu les produits et les agents employés dans l'opération, ensuite nous arborons Les techniques et les étapes du traitement. Et nous avons tenté à la fin du chapitre d'exposer une méthode récente pour concevoir un traitement de fracturation hydraulique.

I. Fluides et additifs de fracturation :

I-1. Les fluides de fracturation :

I-1-1. Principaux rôles des fluides de fracturation :

Le fluide utilisé a plusieurs rôles à remplir au cours de l'opération de fracturation :

Doit ouvrir et développer la fracture. Pour cela il faut que ce fluide ait :

- Une viscosité élevée pour obtenir une largeur suffisante de la fracture pour la pénétration des agents de soutènement ;
- Un filtrat le plus faible possible, c'est-à-dire le volume de liquide n'ayant pas filtré, soit le plus important possible.

Il doit également transporter les agents de soutènement de la surface jusqu'au fond de la fracture. [3]

Observation : Les seuls paramètres sur lesquels on peut agir sont :

- La viscosité du fluide de fracturation.
- Le filtrat du fluide de fracturation.

Remarque :

Les fluides de fracturation doivent être adaptés aux températures rencontrées lors de l'opération. (En particulier la viscosité qui en dépend, outre du cisaillement du fluide).

I-1-2. Composition des fluides de fracturation :

Les produits suivant sont, ou ont été, utilisés pour fabriquer des fluides de fracturation : (napalm, huile brute dégazée, condensats, eau gélifiée, acide gélifiée, mousse et les émulsions), dans ce passage nous nous intéresserons qu'aux fluides à base d'eau. [7]

- Fluides à base d'eau :

Ils représentent la famille de fluides la plus variée. On distingue deux catégories principales de gels

- Gels linéaires.
- Gels réticulés.

Ces deux gels peuvent être gélifiés par le même polymère, mais l'arrangement des molécules polymériques est différent selon le fluide considéré. Dans le gel linéaire, le gel est constitué de longues chaînes polymériques, les unes à côté des autres, sans liaison les unes avec les autres.

Un gel réticulé est également constitué de longues chaînes polymériques mais cette fois, de fortes liaisons, dues à un agent réticulant, existent entre les chaînes polymériques, créant ainsi une viscosité beaucoup plus grande de 10 à 3000 Cp.

a) Agent gélifiants (*gelling agent*) :

Dont le rôle est de développer la viscosité du fluide de fracturation. Exemple : WG-11, WG-18.

b) Réducteurs de filtrat :

Augmentent l'efficacité du fluide en réduisant le filtrat du fluide dans la formation. (Attention, les réducteurs de filtrat étant en fait des produits colmatant, insolubles, leur utilisation avec excès peut provoquer un endommagement de la formation).

c) Réducteurs de friction (*friction reducer*) :

Réduisent les pertes de charge et permettent ainsi l'économie de la puissance. Exemple : SGA-HT, FR-26 LC, FR-5.

d) Anti-moussant :

Au cours de la pénétration du gel, en raison de certains additifs utilisés (eau de mer, tensio-actifs ...) de la mousse peut se former. Celle-ci doit être éliminée pour éviter le risque de désamorçage des pompes. Exemple : LOSURF-300

e) Réticulant (*Crosslinker*) :

Cet additif a pour but de créer des liaisons entre les différentes chaînes polymériques. Borate, Zirconite et Titanate Exemple : CL-28M, K-38.

f) Activateur (*Activator*) :

Cet additif est ajouté à la sortie du blende et permet par modification du Ph d'accélérer le phénomène de réticulation. Exemple : CAT-3, CAT-4.

g) Tensio-actifs :

Utilisés dans les fluides à base d'eau et dans l'acide. Facilitent le dégorgement de ces fluides, et évitent ainsi de laisser une matrice trop fortement saturée à l'eau. Dans cette catégorie, nous pouvons inclure les agents dés émulsifiants qui évitent l'apparition d'émulsions qui peuvent se former entre l'eau du fluide de fracturation et l'huile de formation.

h) Stabilisateurs d'argile (*ClayFix*) :

L'injection à grand débit, d'une grande quantité d'eau peut déstabiliser une matrice à forte argilosité, entraînant le gonflement ou la migration des plaquettes argileuses.

Exemple : Clayfix II, Clayfix,

i) Bactéricides :

Dans certaines locations isolées, l'eau utilisée pour la fabrication du gel peut être plus ou moins saumâtre. Il est donc nécessaire de la purifier avant l'injection dans la formation. Pour ce faire, on utilise des bactéricides dont le rôle sera de détruire tout composant organique qui pourrait modifier les propriétés du gel, ou engendrer un développement bactérien dans la formation. Exemple : BE-3S

j) Briseurs de gels (*breaker*) :

Une haute viscosité est nécessaire au moment de l'injection pour les raisons énoncées ci-dessus, mais pour faciliter le dégorgement du gel il faut que celui-ci ait perdu sa viscosité après l'injection. On incorpore donc au gel un briseur qui cassera les chaînes polymériques en petits tronçons, faisant perdre au gel sa haute viscosité initiale. Pour un briseur donné, la concentration dépend de la température de fond et de la durée de vie du gel que l'on désire. Certains gels contiennent un briseur enzymatique. Il n'est donc pas nécessaire d'ajouter un produit supplémentaire.

Exemple : VICON NF, OptiFlo III

k) Agent barrière (inverter et diverter) :**k-1) INVERTFRAC :**

INVERTFRAC est une nouvelle technique pour contrôler et limiter le développement vertical d'une fracture. La technique consiste à développer une barrière artificielle dans la partie supérieure de la fracture par injection d'un produit de densité inférieure à celle de l'eau. Cela évite l'extension vers le haut (zone à gaz),

k-2) DIVERTFRAC :

Comme l'INVERTFRAC, le DIVERTFRAC empêche l'extension verticale de la fracture. La technique consiste cette fois à développer une barrière artificielle dans la partie inférieure de la fracture par injection d'un produit qui se solidifie temporairement. Cela évite l'extension vers le bas (zone à eau). [13]

I-2. La filtration des fluides de fracturation :

Du point de vue de la filtration, on distingue habituellement trois catégories de fluides de fracturation :

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

de la fracture, tels que les gels avec réducteur de filtrat.

a) Fluide dont la filtration est contrôlée par la viscosité :

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

b) Fluides dont la filtration est contrôlée par compressibilité :

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

c) Fluide dont la filtration est contrôlée par la formation d'un cake :

Cette catégorie comprend essentiellement :

- Les gels à l'eau ou à l'huile.
- Les fluides gélifiés ou la filtration est contrôlée à la fois par la viscosité et la formation d'un cake.

I-3. Préparation du gel sur chantier :

La préparation d'un gel peut être sommairement divisée en trois étapes :

- Dispersion.
- Hydratation.
- Réticulation.

1. Dispersion :

Consiste à ajouter le polymère de base (wg-11) contenant un agent de contrôle du pH, dans le milieu, généralement une solution de KCl à 2%. Les points critiques à observés sont :

- D'ajouter le polymère dans le maximum d'eau sans circuler d'eau gélifiant.
- De circuler suffisamment longtemps de façon à obtenir une dispersion homogène, sans grumeaux, ou amas de polymères.

2. Hydratation :

Consiste en la réaction chimique du polymère dans l'eau. En contrôlant la chimie, la masse moléculaire, la granulométrie du polymère ainsi que la nature du pH, il est possible d'ajuster la vitesse d'hydratation.

Les problèmes rencontrés dans le champ proviennent en général d'un mauvais contrôle du pH, de l'eau de mixage ou de la température de celle-ci.

3. Réticulation :

Consiste à créer des liaisons entre les molécules de polymères ce qui augmente considérablement la viscosité du fluide et faciliter ainsi le transport des agents de soutènement.

[13]

II. Agents de soutènement (Propping agent) :

Le sable était l'agent de soutènement le plus employés, en particulier à cause de son coût inférieur à celui des autres produits. On utilise aussi :

- Des bille de verre offrant une meilleure perméabilité que le sable mais dont le défaut est de se rompre en éclats très fins qui colmatent la fracture quand on atteint la contrainte limite (400 à 500 bar) ;
- Des matériaux dits haute résistance (bauxite et oxyde de zirconium), ayant une meilleur résistance mécanique (1000 bar) mais dont la densité plus élevée (3,7) peut poser des problèmes de mise en place dans la fracture.
- Des matériaux dits intermédiaires ou bonne qualité, conçus pour allier bonne résistance et densité acceptable.

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

La conductivité de la fracture dépend surtout des facteurs cités ci-après :

a) Granulométrie des agents de soutènement :

Dans la mesure où la granulométrie a été triée (faible dispersion dans la taille des grains, pas de fine, ...) la perméabilité de ces agents de soutènement (plusieurs centaines de Darcys) est considérablement supérieure à celle des formations réputées peu à très peu perméable.

Par ailleurs la perméabilité de l'agent de soutènement doit être considérée en relation avec la perméabilité de la couche ; ainsi pour une couche très peu perméable il n'est pas forcément nécessaire de recourir à des agents de soutènement à très forte perméabilité. En Algérie, on utilise principalement des agents 0,033-0,017 in (20-40 mesh).

b) Contrainte s'exerçant sur l'agent de soutènement dans la fracture après stimulation et remise en production du puits :

Plus la contrainte in situ est grande, plus la perméabilité des agent de soutènement diminue.

c) Concentration et transport des agents de soutènement :

La capacité de transport dépend de la viscosité du fluide de transport, d'où le recours à des gels éventuellement réticulés, et de la densité des agents de soutènement. Le remplissage de la fracture dépend aussi de la concentration en agent de soutènement dans le fluide injecté, une

concentration exprimée en rapportant le poids d'agents de soutènement au volume du liquide (et non du mélange). En fracturation hydraulique des concentrations de l'ordre de 120 à 600kg/m³ (1à 5 lb/gal) sont assez classiques, la valeur de 240 Kg/m³ (2 lb/gal) pouvant être considérée comme une valeur moyenne, (pour du sable cela représente un volume de l'ordre de 15% du volume de fluide injecté). Des concentrations plus élevées (jusqu'à 18 lb/gal, soit 45% de volume solide par rapport au volume total) peuvent parfois être utilisées. [13]

d) caractéristiques des agents de soutènement :

| | | | | |
|-----------------------|--------------------|---------------|---------------|---------------|
| mesh | 12/20 angulaire | 16/30 rond | 20/40 rond | 40/70 rond |
| Perméabilité, Darcy | 881 | 191 | 121 | 45 |
| Porosité, pourcentage | 36 | 33 | 35 | 32 |
| sphéricité | 0,80 | 0,80 | 0,80 | 0,80 |
| Masse volumique | 96,00 | 96,60 | 102,70 | 102,70 |
| Densité API | 2,65 | 2,62 | 2,65 | 2,65 |

Tableau.V.1 : standards API des principaux agents de soutènement. [5]

III. Etapes d'un traitement principal :

La figure présente un schéma typique résumant une fracturation hydraulique

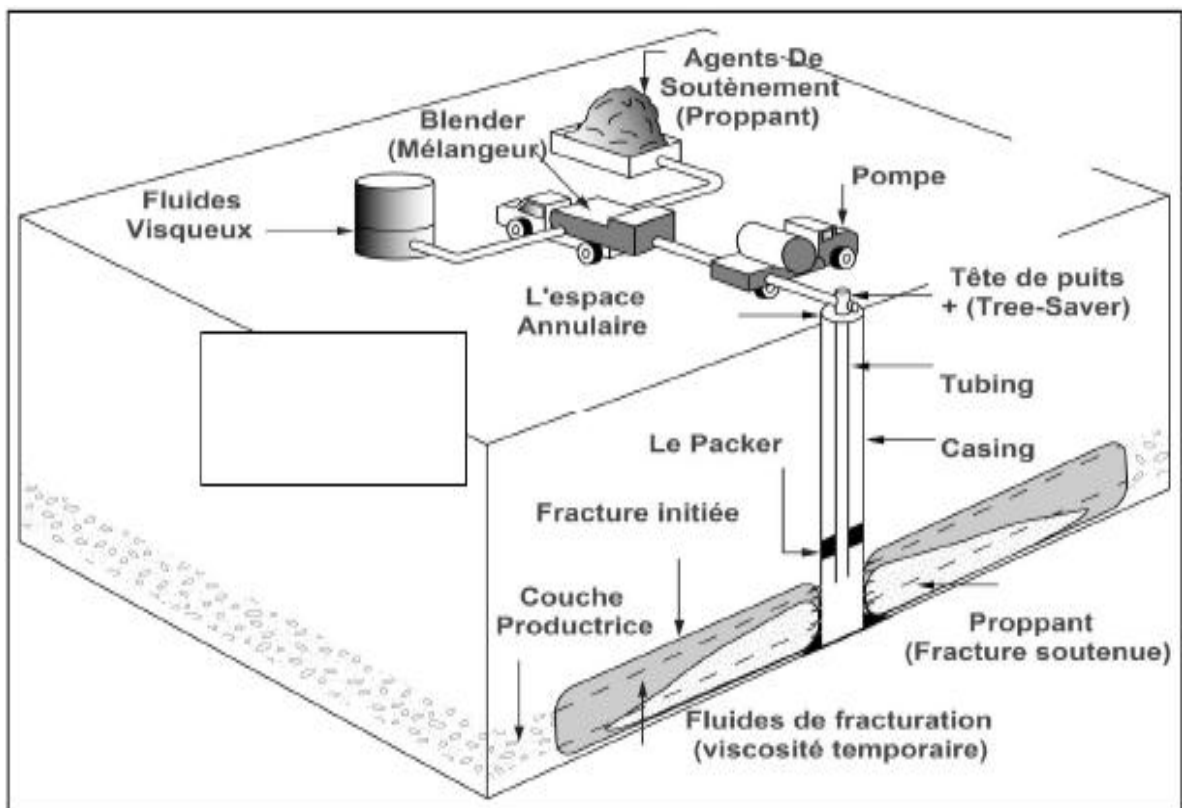


Figure.V.1 : schématisation d'une fracturation hydraulique. [2]

1ère phase : une série de testes sur les installations :

Les équipements et les installations doivent résister aux pressions atteintes lors d'une fracturation. Les principales installations qui doivent être testées sont :

- les conduites ;
- les pompes ;
- la tête de puits ;
- le Tree-Saver ;
- le tubing ;
- l'espace annulaire ;
- Le Packer ;
- les vannes de décharge et Les vannes de contrôles des pompes (les pops offs).

2ème phase : Le pré-pad volume :

Un gel linéaire est généralement employé, ce tampon de fluide est injecté à faible débit. Il a pour but d'amorcer les pompes et remplir le puits dans le cas où le niveau statique de celui-ci est bas.

3ème phase : Le pad volume (volume tampon) :

on a vu comment déterminer ce volume à partir d'un essai FET. Pour créer ce tampon de fluide on utilise généralement des polymères (gels) sans l'addition d'agents de soutènement. Ce volume est injecté dans le but de créer une fracture ayant une longueur et une largeur (géométrie) telles que pendant la phase suivante les agents de soutènements puissent remplir toute la géométrie de la fracture, d'une part. Et qu'ils se déposent d'une façon à former une fracture béante. La pression nécessaire à rouvrir la fracture est appelée pression de réouverture de la fracture (RFP), elle est généralement inférieure à la pression de fracturation établie pendant les tests de mini frac. Fréquemment durant l'injection du pad les pertes de charge empêche l'extension longitudinale de la fracture.

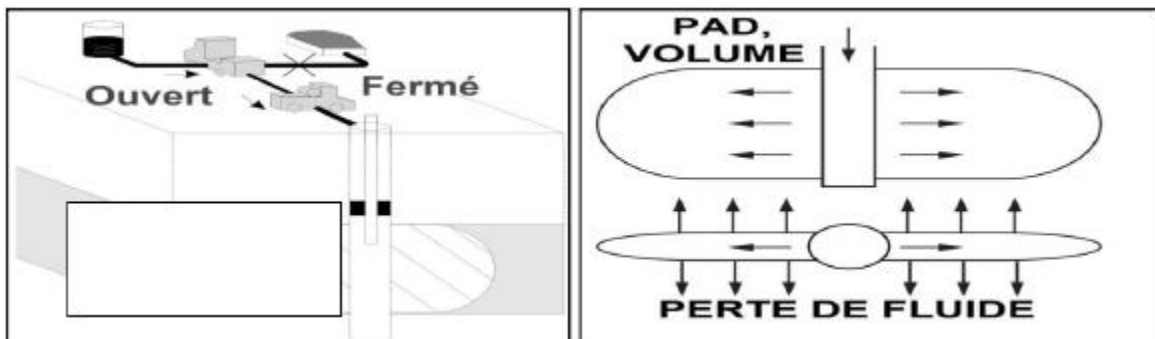


Figure.V.2 : schématisation de la 3ème phase. [2]

4ème phase : placement du proppant :

Cette phase consiste à véhiculer l'agent de soutènement de la surface vers la fracture, en utilisant un gel transporteur. Avec des concentrations de proppant progressives (rampes).

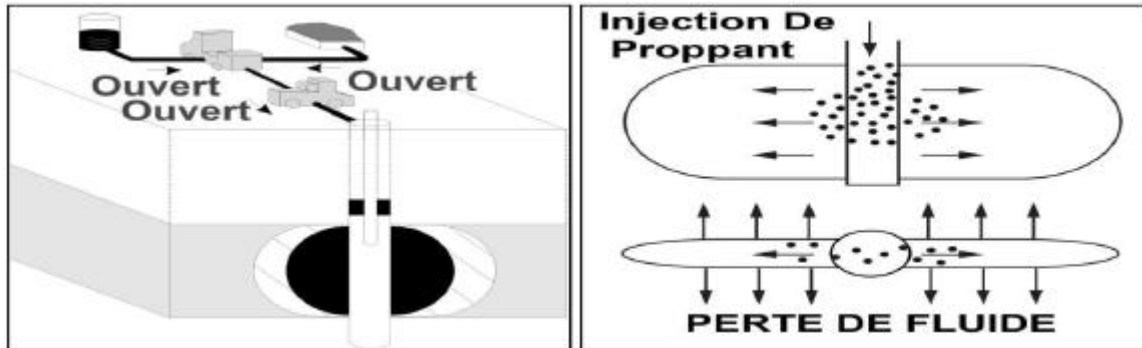


Figure.V.3 : schématisation de la 4ème phase. [2]

Remarque : généralement le proppant n'est injecté qu'une fois sûre que :

- la largeur de la fracture est suffisamment béante pour accepter l'intrusion des agents de soutènement.
- La longueur obtenue s'approche de la longueur prévue.

La concentration du proppant est augmentée au fur et à mesure qu'on s'approche de la fin de l'étape. En effet une faible concentration de proppant est injectée au tout début de l'étape, ceci à pour but de débarrasser et de récurer l'itinéraire.

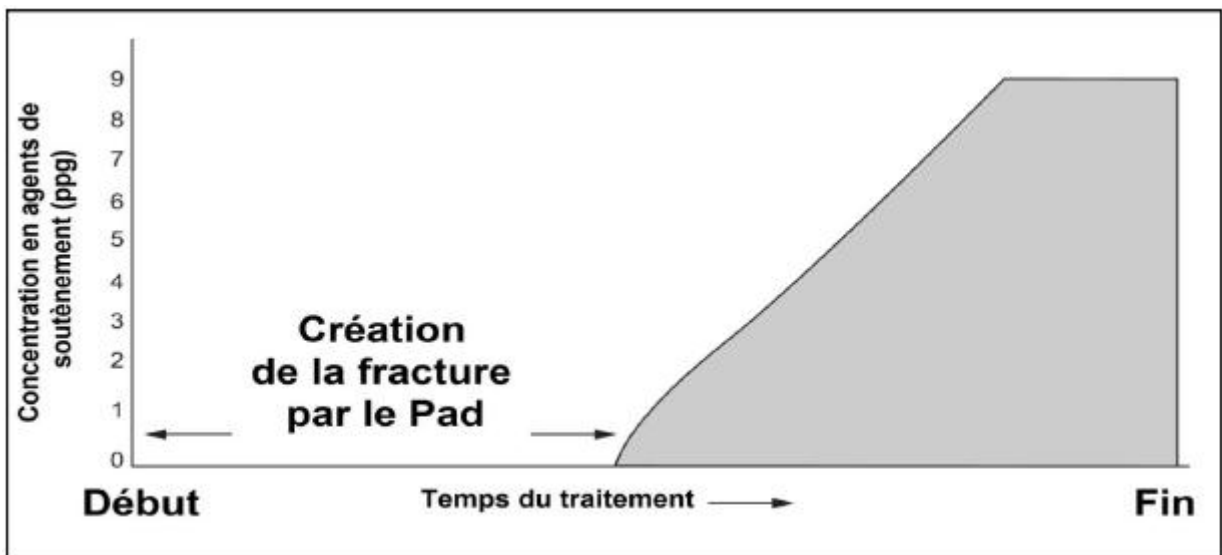


Figure.V.4 : évolution de la concentration du proppant pendant une fracturation. [2].

Généralement 40% des agents de soutènement prévus, sont injectés avec une concentration constante (plateau) à la fin de l'étape (Fig. V.4). Cela garantit une concentration maximale aux abords du puits et une conductivité (md-ft) maximale au niveau de cette aire. La chute soudaine

de la concentration de proppant en surface annonce la fin de l'étape actuelle et le commencement de la chasse. La figure (Fig.V.5) montre l'évolution du profil du proppant le long de l'opération.

Remarque : on utilise souvent dans cette phase deux à trois calibres d'agents de soutènement, successivement et séparément. Du plus fin au plus gros.

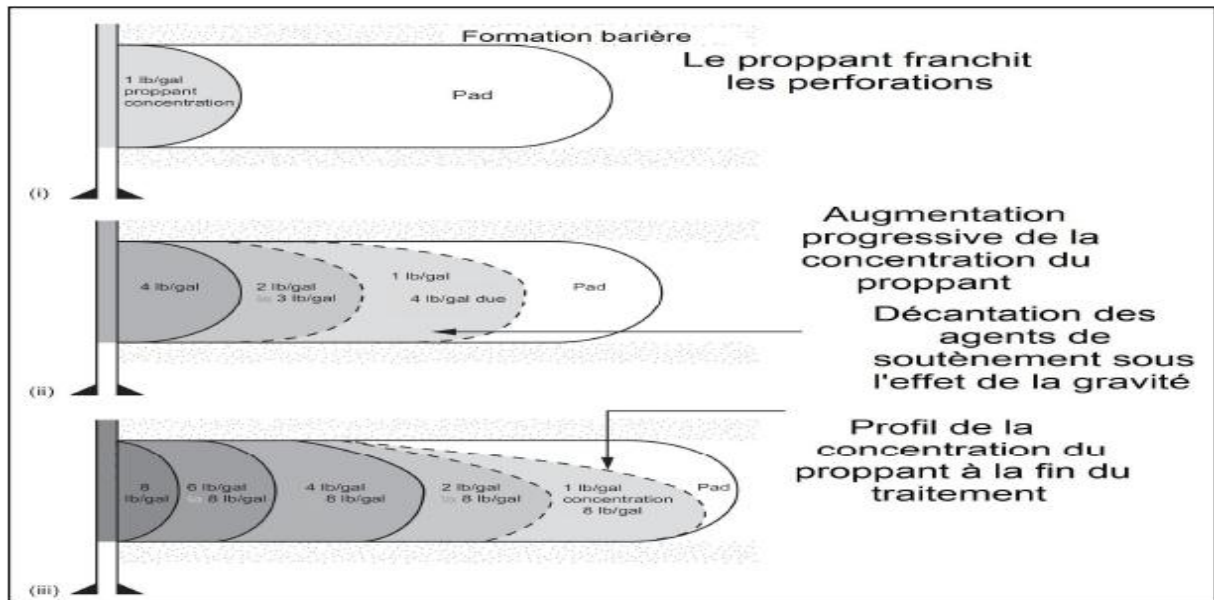


Figure.V.5 : profils de concentration du proppant pendant l'injection. [2]

5ème phase : chasse (*displacement*) :

Un gel linéaire est pompé pour chasser le mélange précédent (*slurry*) dans la formation. Le volume de chasse doit toujours être sous-estimé d'une valeur d'environ 200 gallons. Variable en fonction du size de la complétion.

6ème phase : arrêt de l'injection et fermeture du puits :

A partir de ce moment, on observe le déclin de pression jusqu'à ce que la pression de fond soit inférieure à la pression de fermeture (FCP mini frac). On doit poursuivre l'enregistrement du déclin jusqu'à ce la pression en surface atteigne 3000psi pour une sécurité durant le rig down du *Tree-Saver*.

La pression au fond devient plus faible que les contraintes in situ (FCS) cela enclenche le processus de fermeture de la fracture, pour revenir à l'état initial. La présence du proppant empêche la fermeture totale de la fracture.

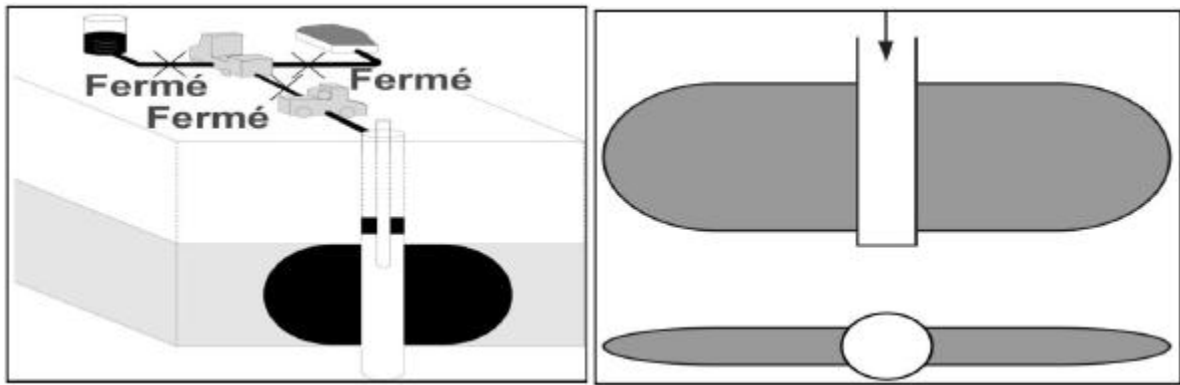


Figure.V.6 : schématisation de la 5ème phase. [2]

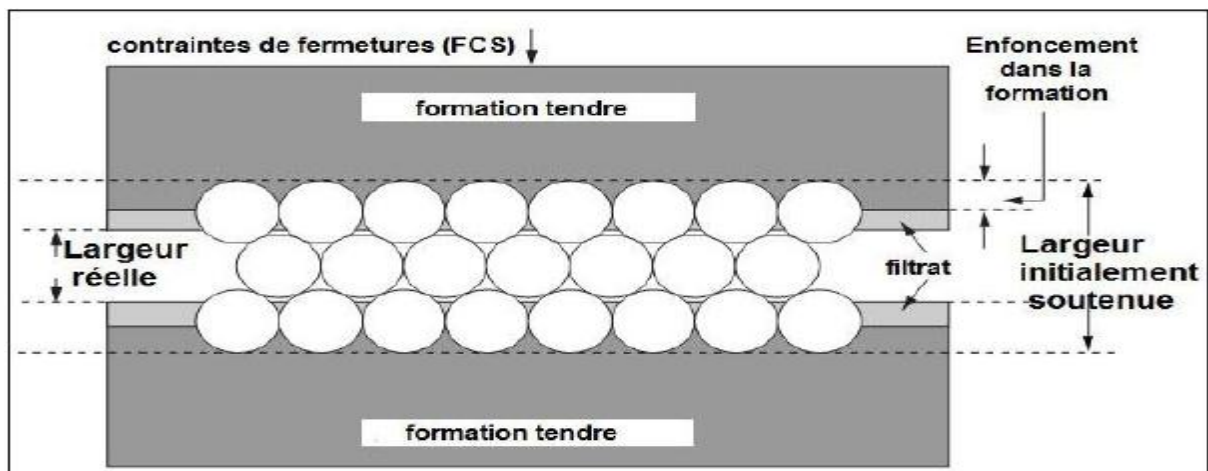


Figure.V.7 : schématisation d'une fracture soutenue dans une formation tendre. [2]

Remarque : le proppant mis en place doit résister aux contraintes in situ.

7ème phase : dégorgement et mise en production du puits :

Il faut tenter d'évacuer au mieux non seulement le fluide de traitement contenu dans le puits et dans la fracture mais encore le fluide qui a filtré dans la formation.

IV. Equipement utilisé est déroulement des opérations :

IV-1. Principaux équipements utilisés :

Une fracturation hydraulique nécessite une installation de surface assez importante : des réservoirs pour contenir les différents matériaux utilisés, des pompes pour développer les pressions requises ainsi que plusieurs équipements essentiels au déroulement des opérations. Ci-dessous est une description des principaux équipements employés pendant la fracturation du puits :

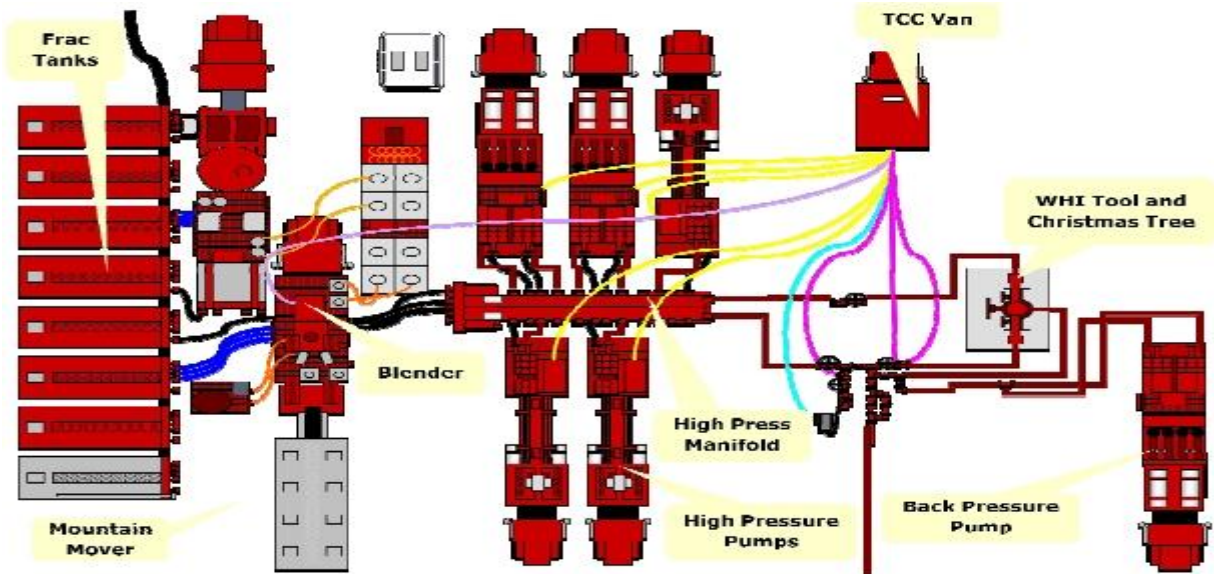


Figure.V.8 : installation de surface d'une fracturation hydraulique. [12]

1) Le Frac Tank :

Le frac tank est un réservoir où l'on stock l'eau, cette eau est nécessaire à la préparation du gel. La capacité de stockage par tank est de 20 000 Gallons, le nombre de tank qu'on doit avoir à disposition dépend des volumes prévus pour l'opération.

2) Leblender ou mélangeur :

Un blender est employé pour doser et mixer le proppant avec les liquides et les additifs solides utilisés au cours de l'opération. Et envoyer la mixture ou le mélange vers les pompes à haute pression.



Figure.V.9 : Photographie illustrant un blender. [12]

Deux compartiments sont prévus au niveau de cette unité, un pour mettre les substances solides et le deuxième pour les additifs liquides. Un dispositif taré est installé pour contrôler la concentration des additifs.

3) Mountain Mover :

C'est un imposant bac mobile, il permet de stocker jusqu'à 2500 ft³ d'agents de soutènement, si on regarde bien le schéma sur la (FigureV.10), on remarque que ce container est subdivisé en cinq compartiments, ceci permet d'y mettre différent type de proppant.

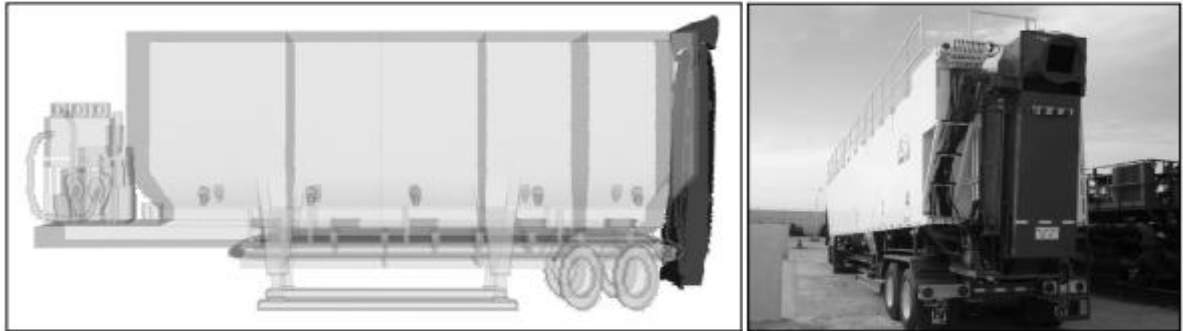


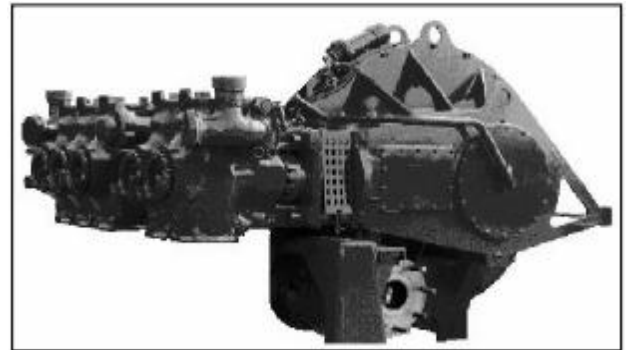
Figure.V.10 : schématisation d'un mountain mover. [12]

4) Pompe à haute pression (*High Pressure Pumps*) :

On a vu dans les chapitres et passages précédents des valeurs de pressions relativement élevées. Pour atteindre ces valeurs des pompes triplex peuvent délivrer jusqu'à 20 000 psi de pression.

Halliburton par exemple utilise deux types de pompe triplex, la HT 400 et la HT 2000. Qui peuvent développées une de 2000 hp .

Figure.V.11 photographie d'une pompe puissance triplex HT 2000. [12].



5) Manifold et conduites à haute pression

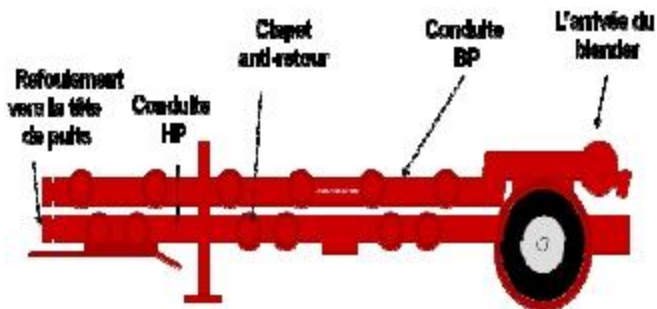


Figure.V.12 schématisation d'un manifold Haute pression. [12].

Le manifold HP, peut résister à des pressions atteignant 20 000 psis et un débit de 75 BPM.

Le manifold joue le rôle de collecteur de mixtures.

6) Enregistreurs et capteurs :

Des appareils de mesure sont utilisés :

- Des débitmètres.
- Des densimètres.
- Des thermomètres.
- Des pH-mètres.

- Des capteurs de pressions.

7) Le Tree-Saver ou WIT (Wellhead Isolation Tool):

Cet outil n'est pas systématique, mais il est nécessaire dans le cas où la tête de puits en place ne résiste pas aux pressions exigées. Faute de changer la tête depuis l'utilisation de la Tree-Saver permet l'exécution de l'opération. En effet grâce au WIT on by passe la tête de puits. Cet outil a deux principaux rôles :

- Protéger la tête de puits des hautes pressions.
- Préserver la tête de puits de l'effet abrasif et corrosif des fluides et des agents injecté

Le rig up et le rig down de cet outil se fait sans tuer le puits. Son piston est introduit à travers la vanne de curage pour aller se loger dans la tubing Head, une garniture en caoutchouc assure l'étanchéité à ce niveau.

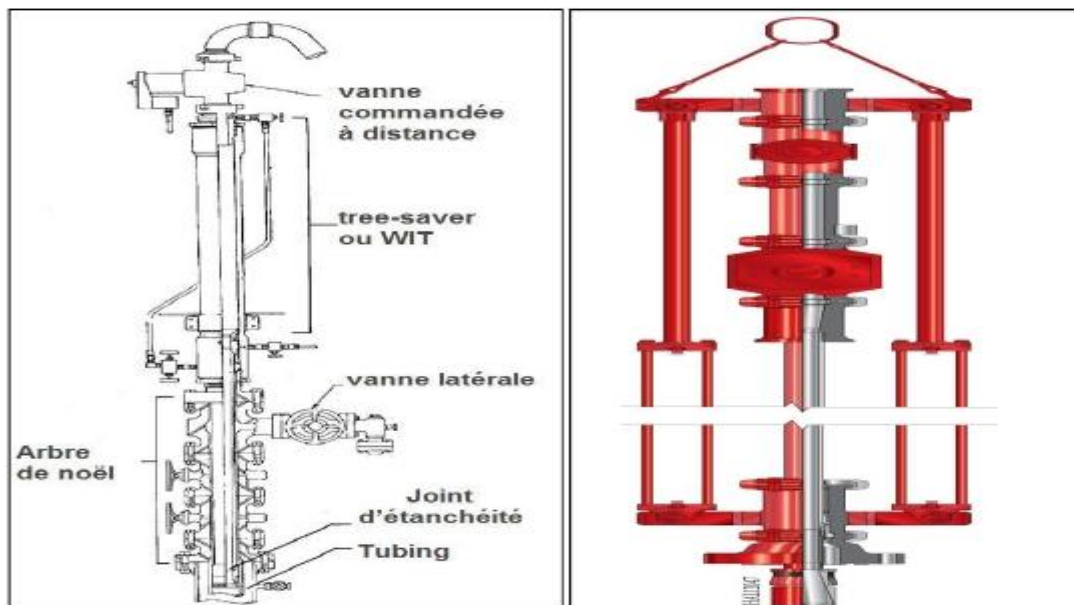


Figure.V.13 : schématisation d'un WIT (wellhead isolation tool) ou tree-saver. [12]

V. Design d'une fracturation hydraulique :

La conception ou plus familièrement le design d'une fracturation hydraulique est basé sur des études paramétriques afin de maximiser la valeur actuelle nette (NPV). Pour un design de fracturation hydraulique on doit suivre les étapes suivantes :

1. Sélectionnez un fluide de fracturation.
2. Sélectionnez un agent de soutènement.
3. Déterminer la pression de traitement maximale admissible.
4. Sélectionnez un modèle de propagation de fracture.
5. Sélectionner la longueur de la fracture et l'orientation de la fracture.
6. Effectuer des prévisions de production. [13].

CHAPITRE VI :

Partie pratique cas de puits OKS64

I. Introduction :

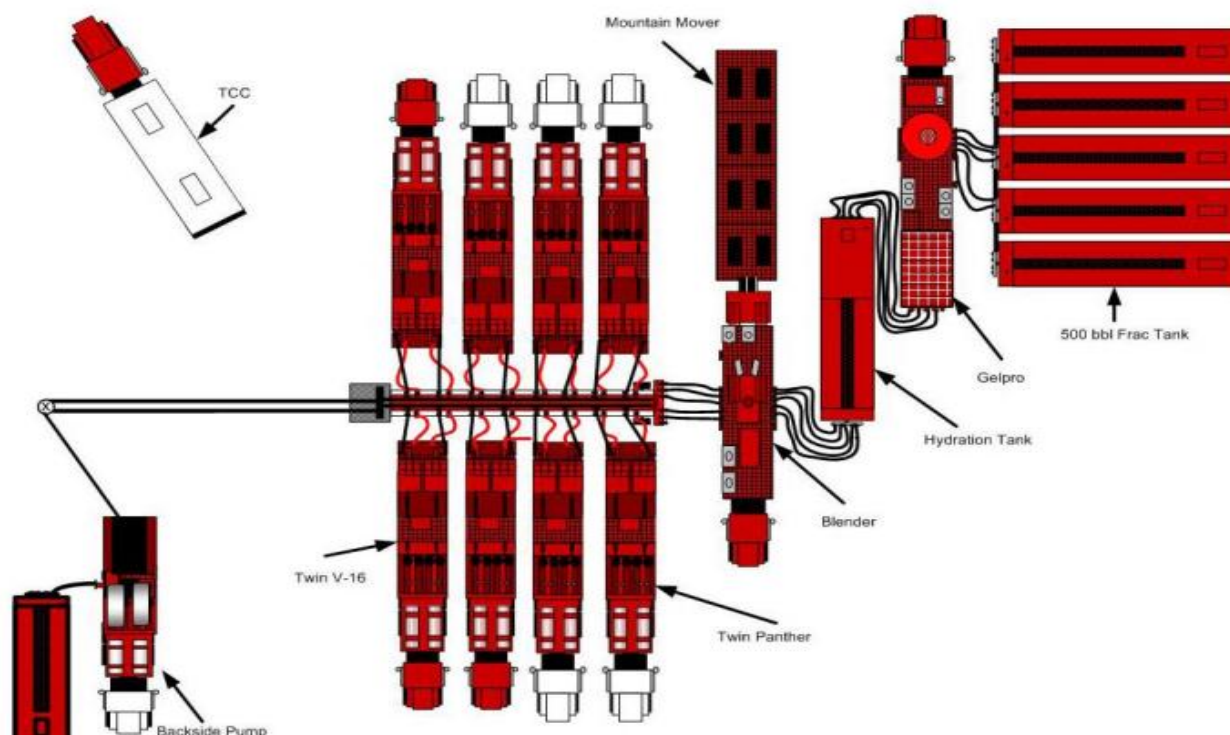
Durant cette campagne de fracturation, du puits producteur d'huile ont été sélectionné, en l'occurrence OKS64 qui produisent dans la série inférieure, il faut noter que le premier possède une pression de réservoir élevée 378 @ 3380 m et un faible débit (inférieur à 1 m³/h), Le puits OKS64 est situé au Sud-ouest d'OKT06 sur une distance de 2.8 Km. Mis en service le 04/06/2011.

II. Equipements utilisés :

| QTY | Description |
|-----|--------------------------------------------|
| 2 | Twin HT-400 (panther) pumping unit |
| 4 | HT 2000 pumping units |
| 1 | 4.5" Wellhead Isolation Tool |
| 1 | Slurry Processor |
| 1 | Gel Pro LGC pre blender and hydration tank |
| 1 | Suction/discharge manifold trailer |
| 1 | Tech Command Center |
| 2 | Annulus pressure relief valves |
| 1 | Annulus Pumping Unit (2 pumps) |

Tableau VI.1 : l'équipement utilisé. [11]

III. Plan de positionnement des équipements sur chantier :



Figur VI-1 : Plan de positionnement des équipements sur chantier. [11].

IV. Fluides et additifs de fracturation :

IV.1. Gels linéaires (Linear Gel) :

| Description | Additive Name | Concentration |
|------------------------|---------------|---------------|
| Liquid Gel Concentrate | LGC-V | 8.75 gal/Mgal |
| Low pH Buffer | FE-1A | 0.1gal/Mgal |
| Gel Stabilizer | GEL-STAL | 3.0 gal/Mgal |
| Clay Control | CLAWEB | 0.7 gal/Mgal |
| Surfactant | LOSURF-300 | 1.0 gal/Mgal |
| Breaker ⁽¹⁾ | SP BREAKER | 1.0 lb/Mgal |
| Breaker ⁽²⁾ | VICON NF | 1.0 gal/Mgal |
| Biocide ⁽³⁾ | BE-3S | 0.15 lb/Mgal |

TableauVI.2 : les additifs de Gels linéaires. [11].

IV.2. Gels réticulés (Cross-Linked Gel Additives (HYBOR H3.5405)):

| Description | Additive Name | Concentration (35# XL gel) |
|-------------------------------|---------------|-------------------------------|
| Liquid Gel Concentrate | LGC-V | 8.75 gal/Mgal |
| Low pH Buffer | FE-1A | 0.1 gal/Mgal |
| Cross-linker | CL-28M | 4.25 gal/Mgal |
| Cross-Linker ⁽¹⁾ | K-38 | tbd ⁽¹⁾ lb/Mgal |
| Gel Stabilizer | GEL-STA | 3.0 gal/Mgal |
| Clay Control | CLAWEB | 0.7 gal /Mgal |
| Surfactant | LOSURF-300 | 1.0 gal/Mgal |
| High pH Buffer ⁽¹⁾ | MO-67 | 1.4 ⁽¹⁾ gal/Mgal |
| Biocide | BE-3S | 0.15 lb/Mgal |
| Breaker | OPTIFLO-III | 0.5- 1.0 lb/Mgal |
| Breaker ⁽²⁾ | SP BREAKER | 1.0 lb/Mgal |
| Breaker ⁽¹⁾ | VICON NF | 1.0 gal/Mgal |

TableauVI.3 : les additifs de Gels réticulés (HYBOR H3.5405). [11].

IV.3.Total injecté Durant toute l'opération :

| Fluid | Vol (gals) | Vol (m3) |
|---------------------|--------------|---------------|
| Treated Water | 922 | 3,49 |
| 10# Linear Gel | 14602 | 55,20 |
| 35# Linear Gel | 17561 | 66,38 |
| 35# Crosslinked Gel | 40675 | 153,75 |
| 15% HCL Acid | 3000 | 11,34 |
| Total | 76760 | 290,15 |

Tableau VI.4 : les volumes total injecté durant toute l'opération.

VI. Déroulement des opérations : chaque stage indique dans la (FigureVI.3 et figureVI.6) jusqu'à stage 12

VI.1. Test d'injectivité, Injection d'acide, step down rate le 03/10/2013 :

| Stage | Stage Description | Rate (bpm) | Clean Volume | Fluid Type |
|-------|-----------------------|---------------|-----------------|----------------|
| 1 | Injection / Breakdown | 2 – 10 | 8,000 | Treated Water |
| 2 | Monitor Decline | 0 | | |
| 3 | 15% HCL Acid | 2 – 7 | 3,000 | 15% HCL Acid |
| 4 | Over Displacement | 2 – 20 | 9,000 | 10# Linear Gel |
| 5 | Monitor Decline | 0 | | |
| 6 | Establish Rate | 0-30 | 2,250 | 10# Linear Gel |
| 7 | Step Rate Test | 30 | 1,260 | 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 | 1,000 | 35# Linear Gel |
| 10 | Fluid Efficiency test | 30 | 10,000 | Hybor 3.5410 |
| 11 | Displacement | 30 | 7,600 | 35# Linear Gel |
| 12 | Monitor Decline | | | |
| | Total Volumes | | 8,000 | Treated Water |
| | | | 3,000 | 15% HCL Acid |
| | | | 14,652 | 10# Linear Gel |
| | | | 10,000 | Hybor 3.5410 |
| | | | 8,600 | 35# Linear Gel |

TableauVI.5 : Déroulement des opérations. [11].

VI.1.a.Explication Déroulement des opérations :

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.
13. Augmentation graduelle du débit de pompage jusqu'à 10 bpm, breakdown de la formation à BHP = 11000 psi.

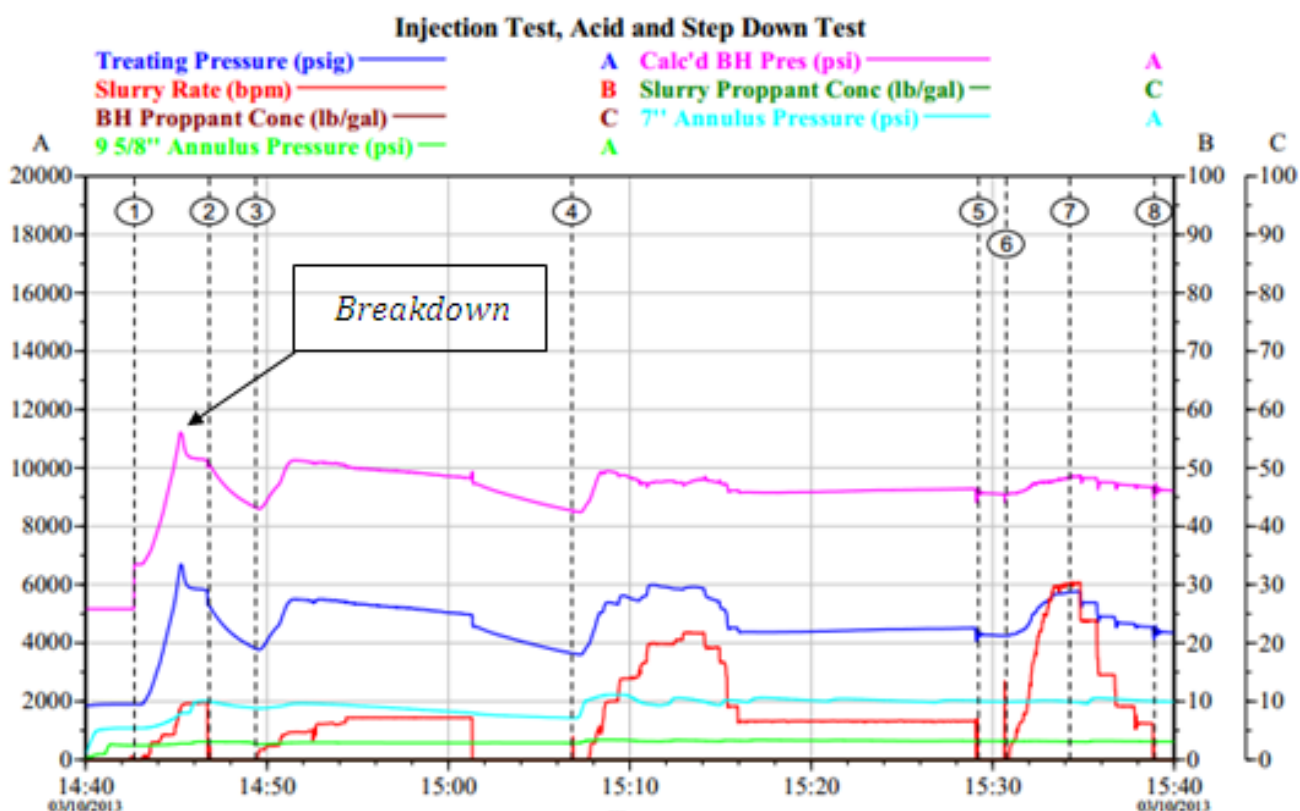
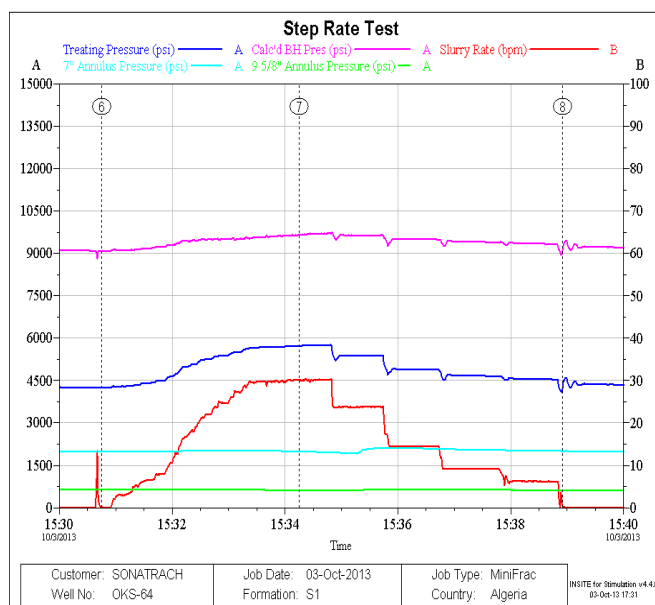
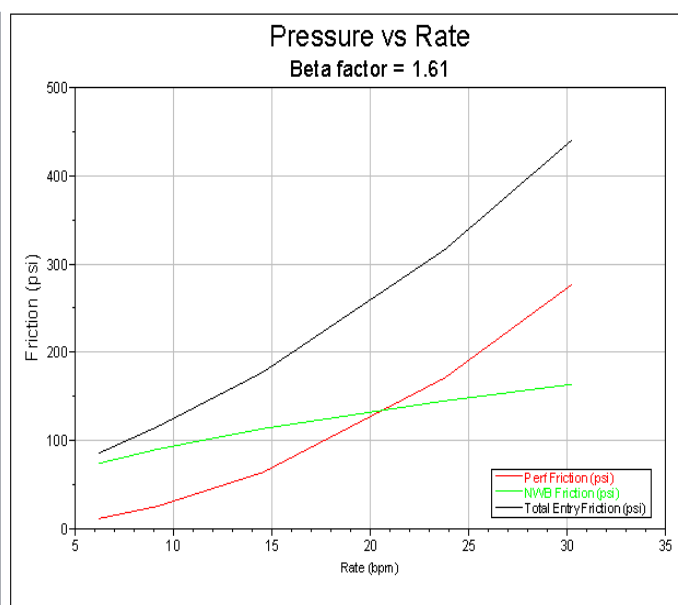


Figure VI.3: Evolution des pressions lors des tests (injection test, acid and step down test). [11].

14. Arrêt du pompage, surveillance et enregistrement du déclin de pression.
15. Pompage de 3000 gals d'HCl 15 % à un débit de 7 bpm.
16. Chasse de l'acide avec 9000 gals de gel (10 # linear gel) à un débit de 20 bpm.
17. Arrêt du pompage et enregistrement du déclin de pression.
18. Step down test en diminuant graduellement le débit de pompage pour déterminer les pertes de charge dans le tubing et les perforations.
19. Arrêt du pompage et enregistrement du déclin de pression.



FigureVI.4: step rate test.



figureVI.5: les friction total.

VI.1.b.Les résultats obtenus 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 |
|----------------------|----------------------|------------------|----------------------|-----------------------|----------------------|---------------------|
| 03-Oct-2013 15:34:42 | 9714 | 30.25 | 933 | 441 | 277 | 164 |
| 15:35:33 | 9653 | 23.79 | 612 | 316 | 171 | 145 |
| 15:36:33 | 9503 | 14.53 | 271 | 177 | 64 | 113 |
| 15:37:42 | 9405 | 9.18 | 129 | 116 | 25 | 90 |
| 15:38:45 | 9344 | 6.23 | 69 | 86 | 12 | 74 |

tableauVI.6 : les totales frictions obtenues après step down test. [11].

VI.2.Mini frac :

20. Pompage du Pre-Pad (1000 gals de 35 # linear gel) à 30 bpm.
21. Pompage du Pad (10000 gals de Hybor 3.5410 ; crosslinked gel) à 30 bpm.
22. Chasse du Pad avec 7600 gals de 35 # linear gel à 30 bpm.
23. Arrêt du pompage et enregistrement du déclin de pression.
24. Fermeture du puits.
25. Purge des annulaires

LPP : Last pumping pressure (dernière pression de pompage).

ISIP : Instantaneous shut-in pressure (la pression à la fermeture du frac).

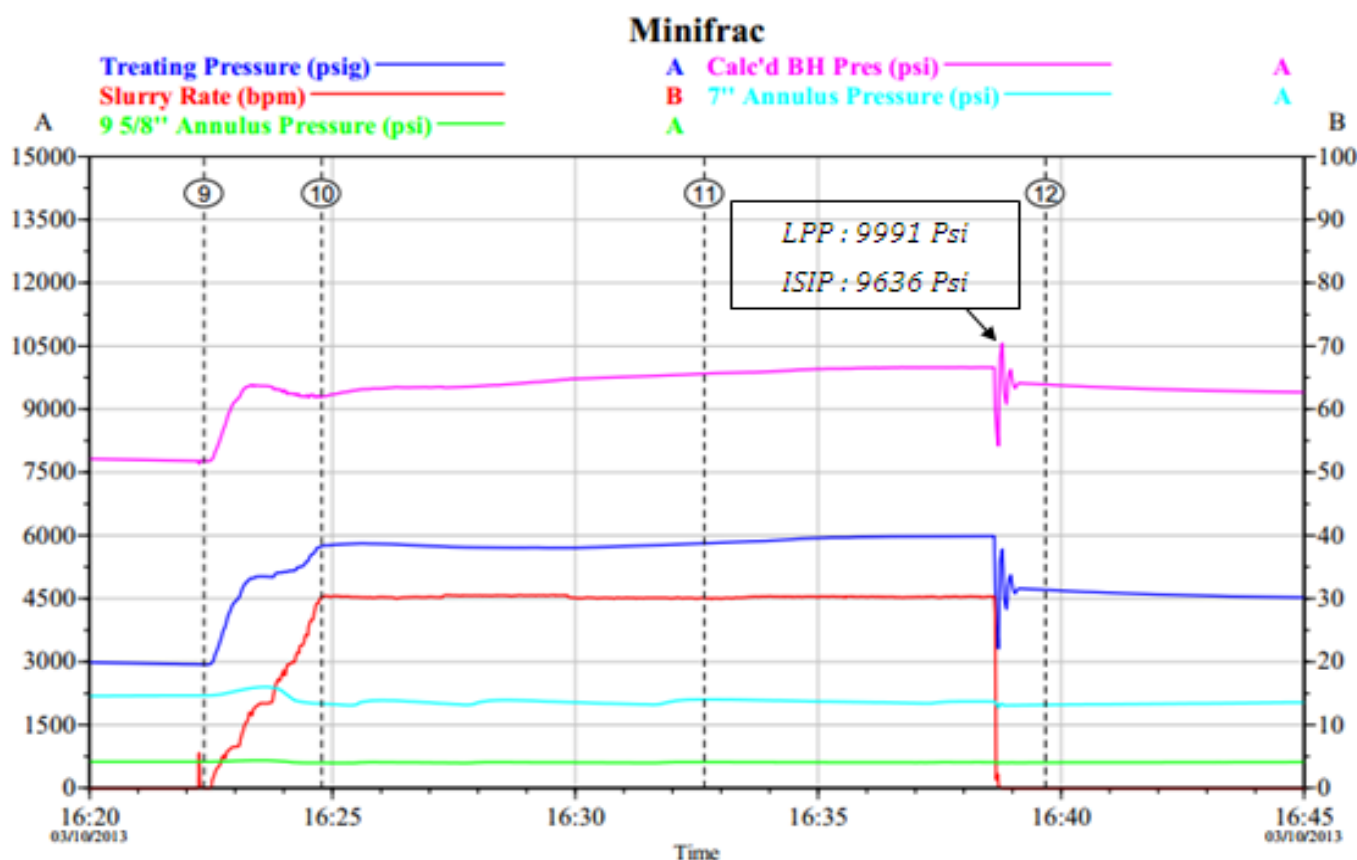
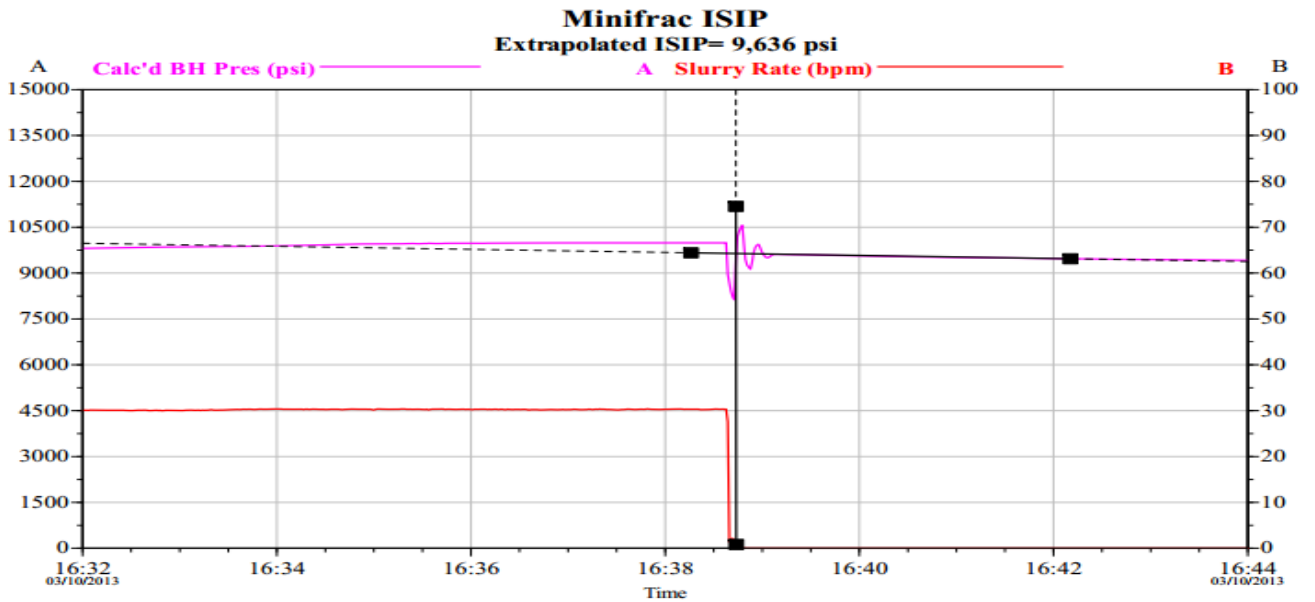


Figure VI.6 : Evolution des pressions lors du test mini frac. [11].

VI.2.a Valeurs de pressions lues après mini frac et résultats de l'analyse du déclin de pression :

| | | Minifrac | Minifrac Analysis |
|----------------------------|-----------|---------------|-------------------|
| Reservoir Injection Fluid: | | Hybor H3.5410 | Hybor H3.5410 |
| Volume Injected: | (gal) | 10,023 | |
| Avg. Injection Rate: | (bbl/min) | 30 | |
| Last Pumping Pressure | (psi) | 9,991 | |
| ISIP ⁽¹⁾ | (psi) | 9,636 | |
| Bottomhole Friction | (psi) | 355 | |
| Fracture Gradient: | (psi/ft) | 0.86 | |
| Closure Pressure: | (psi) | | 9,139 |
| Fluid Efficiency: | (%) | | 50.21% |

Tableau VI.7 : Valeurs de pressions lues après mini frac.

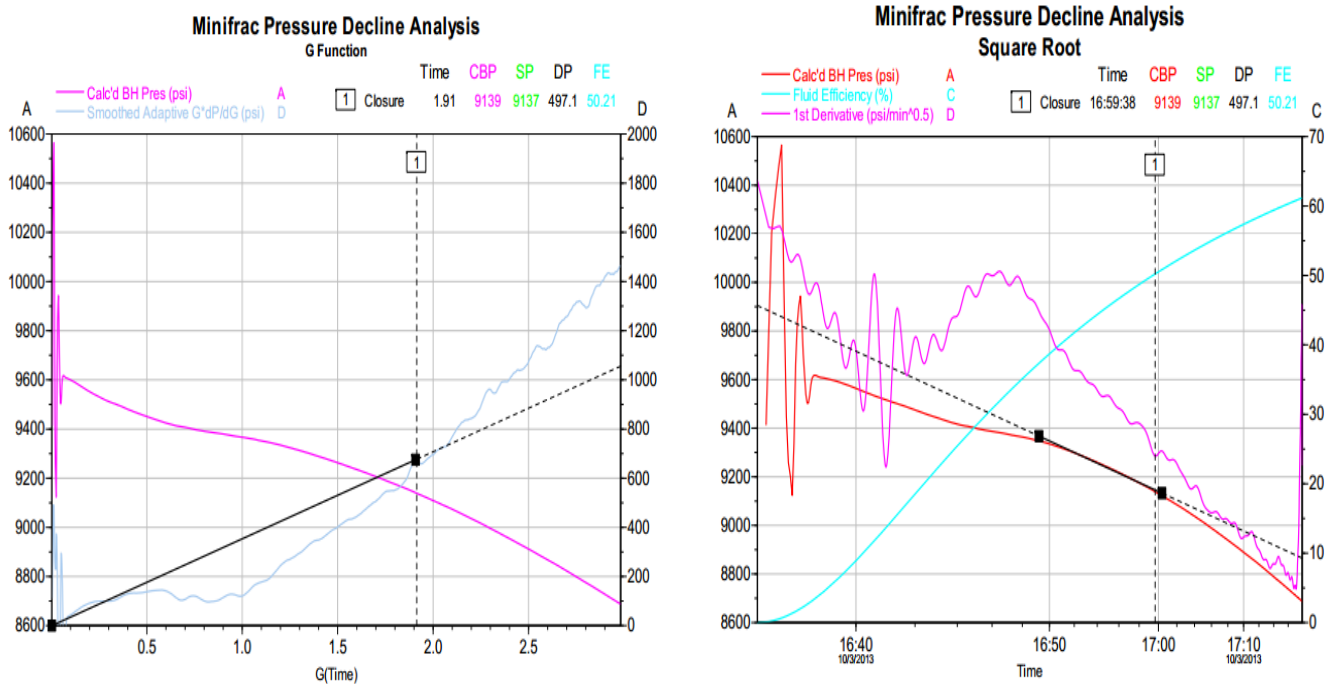


FigureVI.7 : Evolution de pression de fond après Chut in. [11].

Ces paramètres précédemment déterminés ISIP, CP (closure pressure : pression pour maintenir la fracture ouverte) sont utilisés pour le design final (main treatment design) de l'opération de fracturation.

VI.2.b.Total des volumes injectés : (Injectivity tests, step down tests and mini frac du 03/10/2013).

- Treated Water: 922 gals
- 10# Linear Gel: 14602 gals
- 35# Linear Gel: 9010 gals
- 35# Cross-linked Gel: 10023 gals



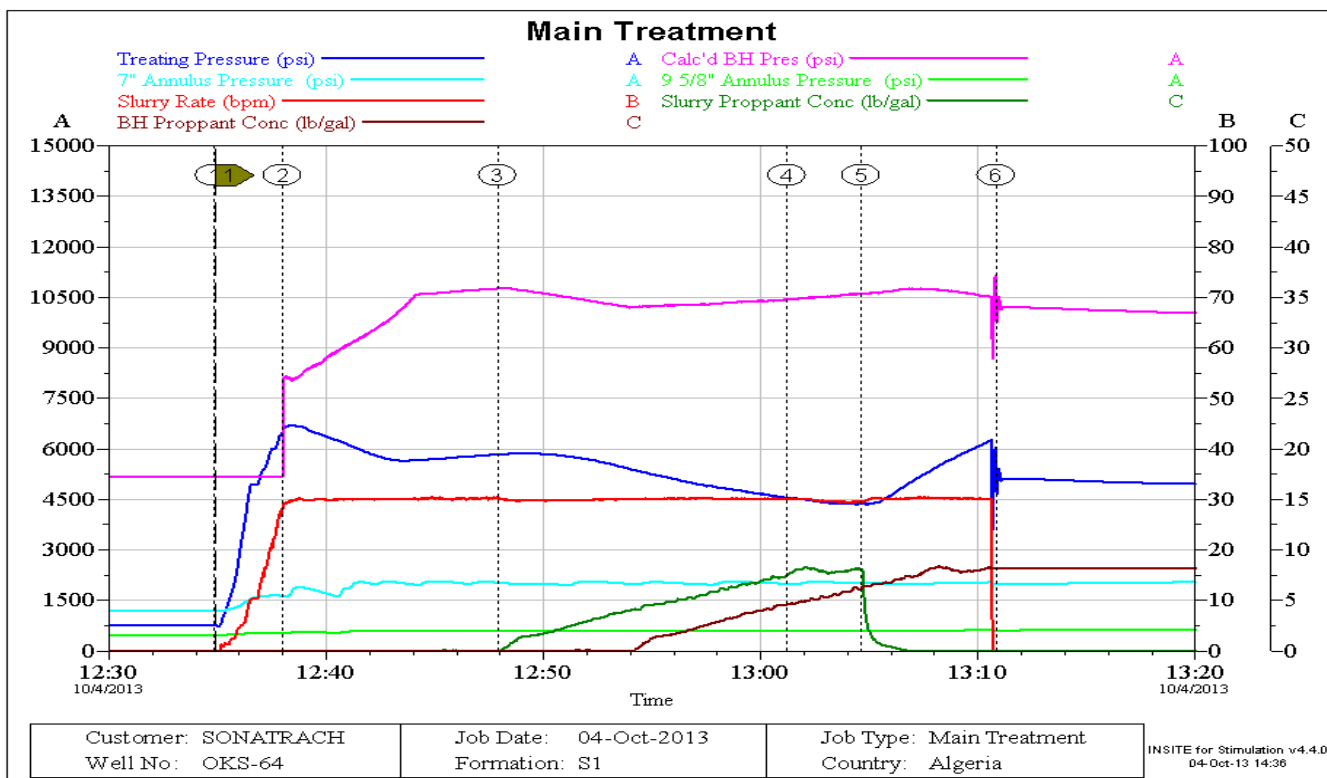
FigureVI.8 : la pression de fermeture Pc à partir de G Fonction et Square Root. [11].

VI.3. traitement principale de la fracturation hydraulique (Main Treatment) :

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 900 psi.
8. Gonflage de l'annulaire 7" à 1000 psi (ajustement à 2500 psi pendant l'opération).
9. Gonflage de l'annulaire 9"5/8 à 600 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 (12500 gals du Hybor H3.5405 ; Crosslinked Gel) à 30 bpm.
13. Pompage de 16000 gals de Hybor H3.5405 à 30 bpm avec les proppants 20/40 HSP (concentration des proppants varie de 1 à 8 ppg).
14. Pompage de 3000 gals de Hybor H3.5405 à 30 bpm avec les proppants 16/30 HSP (concentration des proppants est 8 ppg).
15. Chasse du crosslinked Gel avec 4500 gals de of 35# linear gel.
16. Arrêt du pompage, fermeture du puits et purge des annulaires.
17. Surveillance et enregistrement du déclin de la pression

VI.3.a.Total des volumes injectés : (main treatment du 04/10/2013)

| | |
|----------------------|------------|
| 35# Linear Gel: | 8551 gals |
| 35# Crosslinked Gel: | 30652 gals |



FigureVI.9 : la fracturation hydraulique. [11].

VI.3.b. Les résultats obtenus : par le logicielle (fracproPT 2011)

| | | | |
|-------------------------------------|-------------|---------------------------------------------------|---------------------------|
| Model Net Pressure** (psi) | 914 | BH Fracture Closure Stress (psi) | 9139 |
| Observed Net Pressure** (psi) | 1013 | Closure Stress Gradient (psi/ft) | 0.819 |
| Hydrostatic Head*** (psi) | 5085 | Avg. Surface Pressure (psi) | 5528 |
| Reservoir Pressure (psi) | 6110 | Max. Surface Pressure (psi) | 7329 |
| Fracture Half-Length (m) | 129 | Propped Half-Length (m) | 108 |
| Total Fracture Height (m) | 32 | Total Propped Height (m) | 27 |
| Depth to Fracture Top (m) | 3384 | Depth to Propped Fracture Top (m) | 3389 |
| Depth to Fracture Bottom (m) | 3417 | Depth to Propped Fracture Bottom (m) | 3416 |
| Equivalent Number of Multiple Fracs | 0.8 | Max. Fracture Width (in) | 0.23 |
| Fracture Slurry Efficiency** | 0.59 | Avg. Fracture Width (in) | 0.17 |
| | | Avg. Proppant Concentration (lb/ft ³) | 1.73 |
| Total Clean Fluid Pumped (bbls) | 945.1 | Total Proppant Pumped (klbs) | 89.7 |
| Total Slurry Pumped (bbls) | 1013.6 | Total Proppant in Fracture (klbs) | 86.4 |
| Pad Volume (bbls) | 331.6 | Avg. Hydraulic Horsepower (hp) | 4043 |
| Pad Fraction (% of Slurry Vol)** | 39.9 | Max. Hydraulic Horsepower (hp) | 5453 |
| Pad Fraction (% of Clean Vol)** | 43.5 | Avg. Btm. Slurry Rate (bpm) | 28.5 |
| Primary Fluid Type | HYBOH2B_35_ | Primary Proppant Type | Sintered Bauxite 20/40 |
| Secondary Fluid Type | | Secondary Proppant Type | Sintered Bauxite 16/30 |

TableauVI.8 : les résultats obtenus par (fracproPT 2011) [11].

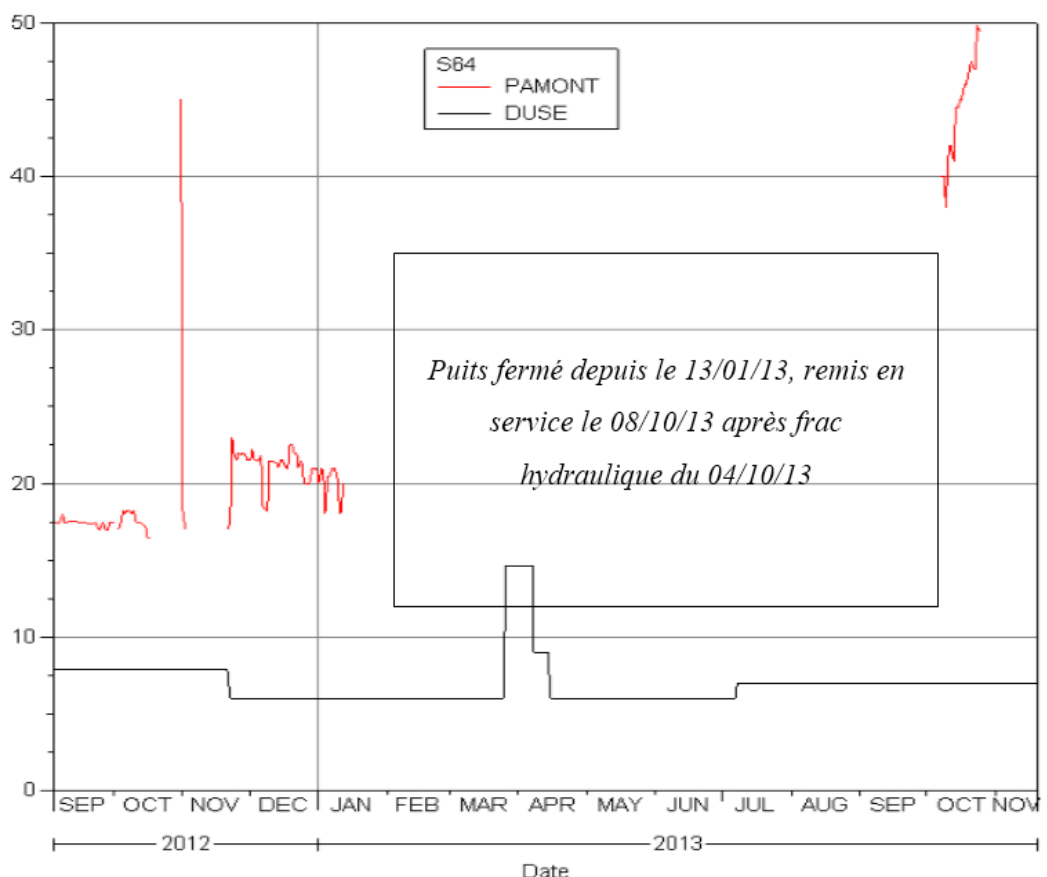
VI.3.c. Opérations réalisées après frac :

Nettoyage au CTU :

(06 et 07/10/2013) : Nettoyage des billes de frac jusqu'à la cote de 3453 m + Liftage à l'azote à 2800m.

Remarque : Le puits a été remis en service le 08/10/2013, il faut signaler qu'il est resté fermé (potentiel faible) depuis le 13/01/2013 soit juste avant le work over effectué du 15/01 au 21/02/2013 pour changement de completion fuyarde en vue de la sa fracturation.

VII. Evolution de la pression en tête après frac :



FigureVI.10 : Evolution de la pression en tête après frac. [11].

Depuis la remise en production du puits après l'opération de fracturation la pression en tête augmente graduellement, le jour de l'ouverture du puits (08/10/13) la pression était de 40 kgf/cm², actuellement elle est de 50 kgf/cm².

VIII. Jaugeage sur séparateur mobile (Résultats) :

On constate un gain de la production après l'opération de fracturation.

| 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) | GLR _{tot} | WC (%) |
| 04/06/2011 | 17,60 | 11,10 | 7,93 | 1,42 | 96,00 | 0,08 |
| 11/10/2011 | 15,90 | 1,43 | 7,93 | 1,59 | 94,00 | 0,00 |
| 07/05/2012 | 18,67 | 15,80 | 7,93 | 0,79 | 154,00 | 0,00 |
| 28/06/2012 | 18,70 | 15,74 | 7,93 | 0,98 | 173,00 | 0,00 |
| 19/10/2013 | 47,10 | 18,10 | 7,00 | 3,57 | 93,00 | 0,26 |
| 20/11/2013 | 51,50 | 16,90 | 7,00 | 3,89 | 75,00 | 1,35 |

Tableau VI.9 : Historique des jaugeages avant frac & Résultats du jaugeage après frac.

IX. Calcul de l'amortissement :

Résultats du jaugeage avant frac (voir tableau ci-dessus : 28/06/2012)

$Q_0 = 0,98 \text{ m}^3/\text{h}$, duse = 7,93 mm.

NB : le puits test fermé depuis le 13/01/2013, donc le calcul du gain va se faire sur cette base, à savoir ; un débit nul.

Résultats du jaugeage après frac (voir tableau ci-dessus : 20/11/2013)

$Q_0 = 3,89 \text{ m}^3/\text{h}$, duse = 7 mm ; Soit un débit calculé de $Q_0 = 4,86 \text{ m}^3/\text{h}$ avec une duse = 7,93 mm.

Gain en production après l'opération de fracturation

Gain (ΔQ) = $4,86 \text{ m}^3/\text{h} - 0 \text{ m}^3/\text{h} = \mathbf{4,86 \text{ m}^3/\text{h}}$.

= 733,58 bbl/jour

Prix du baril : 100\$/bbl

Cours du change \$/DA = 77,71

Coûts de l'opération = 38 688 325,81 DA (Frac + Nettoyage post frac)

= 497 855,17 \$

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

= (497 855,17/ (733,58*100))

= 6,78 jour

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

CONCLUSION GÉNÉRALE

Conclusion

La fracturation hydraulique, appelée aussi « hydrofracturation » 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 le fluide de fracturation hydraulique varient d'un cas à l'autre, et ils ont un grand risque de pollution 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 est ensuite rendu public.

Dans la présente étude, les résultats d'une fracturation hydraulique effectuée à **HAOUD BERKAOUI** au niveau du puits OKS64 ont été atteints.

On peut conclure que :

- Le puits OKS64 est un bon candidat à la fracturation hydraulique.
- La productivité de puits OKS64 s'est améliorée. Les résultats sont présentés dans le tableau ci-dessous :

| <i>OKS64</i> | | |
|------------------------|------------------------|--------------------|
| <i>Qo avant, m3/hr</i> | <i>Qo après, m3/hr</i> | <i>Gain, m3/hr</i> |
| <i>0,98 m3/h</i> | <i>4,86 (calculé)</i> | <i>3.88</i> |

Tableau : résultats de production de puits OKS64 après fracturation [11]

Index des tableaux

Chapitre I

Tableau.I.1 : Les Caractéristiques Pétro-physiques des Champs de HBK.....04

Chapitre II

Tableau.II.1 : principaux remèdes contre l'endommagement13

Chapitre IV

Tableau.IV.1 : notation des contraintes23

Tableau.IV.2 : valeurs approximatives du module de Young27

Tableau.IV.3 : l'interprétation des différents profile de pressions34

Chapitre V

Tableau.V.1 : standards API des principaux agents de soutènement41

Chapitre IV

Tableau.VI.1 : l'équipement utilisé49

Tableau.VI.2 : les additifs de Gels linéaires50

Tableau.VI.3 : les additifs de Gels réticulés (HYBOR H3.5405)50

Tableau.VI.4 : les volumes total injecté durant toute l'opération.50

Tableau.VI.5 : Déroulement des opérations.52

Tableau.VI.6 : les totales frictions obtenues après step down test54

Tableau.VI.7 : Valeurs de pressions lues après mini frac.55

Tableau.VI.8 : les résultats obtenus par (fracproPT 2011)58

Tableau.VI.9 : Historique des jaugeages avant frac & Résultats du jaugeage après frac. ..60

Conclusion

Tableau : résultats de production de puits OKS64 après fracturation61

Index des figures

Chapitre I

| | |
|---------------------------------------------------------------------------|----|
| Figure.I.1 : Situation géographique HaoudBerkaoui..... | 02 |
| Figure.I.2 Carte des principaux champs de la région de HaoudBerkaoui..... | 04 |
| Figure.I.3 : Coupe litho-stratigraphique du champ de HaoudBerkaoui..... | 05 |
| Figure.I.4 : Section litho-stratigraphique du trias argileux-gréseux..... | 07 |

Chapitre II

| | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figure. II.1 : Représentation des zones du réservoir envahies par le fluide de forage lors de sa traversée | 10 |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|

Chapitre III

| | |
|------------------------------------------------------------|----|
| Figure.III.1 : Orientations possibles d'une fracture | 18 |
|------------------------------------------------------------|----|

Chapitre IV

| | |
|-----------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figure.IV.1 : représentation schématique des contraintes in situ cas typique..... | 24 |
| Figure.IV.2 : évolution des contraintes avec la profondeur..... | 25 |
| Figure.IV.3 : distribution des contraintes aux abords du puits..... | 26 |
| Figure.IV.4 : mesure des propriétés de la roche : coefficient de Poisson..... | 27 |
| Figure.IV.5 : dimensions d'une fracture. | 29 |
| Figure .IV.6 : La courbe du Step Rate Test | 31 |
| Figure.IV.7 : la courbe P en fonction de Q..... | 31 |
| Figure. IV.8 : Arrêtée l'injection..... | 32 |
| Figure.IV.9: mini frac et fall-off | 33 |
| Figure.IV.10 : Evolution idéale de la pression pour différents modèles..... | 33 |
| Figure.IV.11 : L'évolution de la pression pendant le pompage | 35 |

Chapitre V

| | |
|------------------------------------------------------------------|----|
| Figure.V.1 : schématisation d'une fracturation hydraulique. | 41 |
| Figure.V.2 : schématisation de la 3ème phase..... | 42 |

| | |
|--------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figure.V.3 : schématisation de la 4ème phase..... | 43 |
| Figure.V.4 : évolution de la concentration du proppant pendant une fracturation..... | 43 |
| Figure.V.5 : profils de concentration du proppant pendant l'injection..... | 44 |
| Figure.V.6 : schématisation de la 5ème phase..... | 45 |
| Figure.V.7 : schématisation d'une fracture soutenue dans une formation tendre..... | 45 |
| Figure.V.8 : installation de surface d'une fracturation hydraulique..... | 46 |
| Figure.V.9 : Photographie illustrant un blender..... | 46 |
| Figure.V.10 : schématisation d'un mountain mover..... | 47 |
| Figure.V.11 : photographie d'une pompe puissance triplex HT 2000..... | 47 |
| Figure.V.12 : schématisation d'un manifold Haute pression..... | 47 |
| Figure.V.13 : schématisation d'un WIT (wellhead isolation tool) ou tree-saver..... | 48 |

Chapitre IV

| | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figur.VI.1 : Plan de positionnement des équipements sur chantier | 49 |
| Figure.VI.2 : Fiche technique de puits OKS64 | 51 |
| Figure.VI.3: Evolution des pressions lors des tests (injection test, acid and step down test) | 53 |
| Figure.VI.4: step rate test | 54 |
| Figure.VI.5 : les friction total | 54 |
| Figure.VI.6 : Evolution des pressions lors du test mini frac | 55 |
| Figure.VI.7 : Evolution de pression de fond après Chut in | 56 |
| Figure.VI.8 : la préssion de fermeture Pc à partir de G Fancion et Square Root | 56 |
| Figure.VI.9 : la fracturation hydraulique | 58 |
| Figure.VI.10 : Evolution de la pression en tête après frac | 59 |

Nomenclatures

| | | |
|-------------------|------------------------------------------|-------------|
| S_w | Saturation | % |
| B_o | Facteur volumétrique | m^3/stm^3 |
| G.O.R | Rapport gaz par rapport oil | m^3/m^3 |
| P_G | La pression de gisement | Psi |
| μ | La viscosité | cp |
| C | La compressibilité | Psi^{-1} |
| K | Perméabilité | darcy |
| T | Temps | Second |
| Q_F | Débit en condition de fond | cm^3/s |
| h | hauteur | ft(m) |
| P_F | la pression de fond | Psi |
| K_s | La perméabilité de la zone endommagée | darcy |
| ΔP_{skin} | La perte de charge due à l'effet de skin | Psi |
| A | constant dépend des unités utilisés | |
| S | Skin (facteur sans dimension) | |
| Q | Le débit entre le puits et la formation | m^3/h |
| r_w | rayon de puits réel | ft |
| r'_w | Rayon de puits fictif | ft |
| r_s | Rayon de la zone endommagée | ft |
| IP | L'index de productivité | m^3/j |
| kH | La conductivité | mdarcy-m |
| R_e | Rayon de drainage | Ft |
| F | Force appliquée | N |
| S | Section (surface) | m^3 |
| σ_θ | Contrainte tangentielle | Psi |
| σ_r | Contrainte radiale | Psi |
| E | Module de young | Psi |
| ν | Coefficient de Poisson | |
| G | Le module de cisaillement | Psi |

| | | |
|-----------------|---------------------------------------------|-------------------|
| B | La compressibilité | Psi ⁻¹ |
| B_o, B_{oi} | Les factures de formation d'huile | RB/STB |
| σ_h | Contraint principale horizontale minimale | Psi |
| σ_{tec} | Contrainte tectonique | Psi |
| σ_v | Contrainte principale verticale | Psi |
| σ'_v | Contrainte effective verticale | Psi |
| α | Coefficient de Biot | |
| P_p | Pression de pore | Psi |
| ρ_b | La densité | |
| F_{CD} | Conductivité adimensionnelle de la fracture | |
| X_f | Extension de la fracture. | Ft |
| W_f | Épaisseur de la fracture. | Ft |
| H_f | Hauteur soutenue. | Ft |
| K | La perméabilité de la formation. | Darcy |
| K_f | La perméabilité de la fracture. | Darcy |
| P_{ISIP} | L'instantanées Shut In Pressure | Psi |
| G_F | Gradient de fracturation | Psi/ft |
| P_f | pression de fracturation | Psi |
| P_{net} | pression net | Psi |
| V_f | Volume de fracture | gal |
| $V_{filtraton}$ | Volume filtré | gal |
| V_{frac} | Volume de la fracture | gal |
| V_i | Volume du fluide injecté | gal |
| V_{inj} | Volume d'injection | gal |
| V_L | Volume des pertes de fluide | gal |
| V_{pad} | Volume du pad | gal |

Références bibliographiques

- [1] Bank; Division Production; SONATRACH.
- [2] Department of Petroleum Engineering. Heriot-Watt University. Hydraulic Fracturing.
- [3] Dowell Schlumberger Stimulation, Edition limitée.
- [4] Gilles Bourdarot Well Testing Interpretation Methods.
- [5] Halliburton USA. (2005). Choosing Fracturing Sand To Optimize Permeability.
- [6] Institut Français du Pétrole (2004). Opération de stimulation.
- [7] Le tirant P. and Gay L. (1972). Manuel de fracturation hydraulique, Edition Technip.
ISBN : 0-676894-104-1
- [8] Manuel de fracturation hydraulique, P. Le tirant and L. Gay, Edition Technip (1972)
(Langue : Français). ISBN : 0-676894-104-1
- [9] Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production, Tony Martin BJ Services and
Michael J. Economides University of Huston, Energy Tribune Publishing Inc. (Langue :
Anglais). ISBN: 978 1 60461 688 0
- [10] Petroleum Production Engineering, Boyun Guo, William C. Lyons and Ali
Ghalambor, Edition Elsevier (2007) (Langue : Anglais) ISBN: 0-75-068270-1
- [11] SONATRACH (2013). Document de fracturation du puits OKS64. (Halliburton)
- [12] Sultan Al-Harrasi (2010). Fracturing Equipment, Halliburton.
- [13] Tayeb Khetib. (2010). Stimulation des puits par fracturation hydraulique.
- [14] Techniques Puits Données (SH/DP/EP/service géologie, interventions sur puits,) ; HBK.

Logiciels :

- FracProPT(2011) Pinnacle Technologies, Modélisation des Opérations de Fracturation.

Résumé : 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, La fracturation hydraulique, est un processus utilisé pour extraire le pétrole et le gaz. En injectant un fluide composé d'eau, de sable et d'un petit pourcentage de substances chimiques, à des pressions élevées. Ce processus est utilisé depuis des dizaines d'années. Il peut permettre d'extraire le gaz de formations rocheuses beaucoup moins perméables. Des résultats positifs sont obtenus sur le puits OKS64 champ Haoud Berkaoui.

ملخص: الهدف الرئيسي لمشروعنا هو دراسة عملية التكسير التي تهدف إلى زيادة أو تحسين مؤشر الإنتاجية, التكسير الهيدروليكي هو العملية المستخدمة لاستخراج النفط والغاز عن طريق حقن سوائل تحتوي على الماء والرمل ونسبة ضئيلة من المواد الكيميائية في ضغوط مرتفعة, وقد استخدمت هذه العملية لعدة عقود, وهذه العملية تسمح باستخراج الغاز من التكوينات الصخرية قليلة النفاذية. وقد طبقت هذه العملية على البئر OKS-64 المتواجد في حقل حوض بركاوي وتم الحصول على نتائج إيجابية.

Abstract: Our work is to study a fracturing operation whose goal is to increase or improve the productivity index Hydraulic fracturing is a process used to extract oil and gas. By injecting fluid comprising water, sand and a small percentage of chemicals at elevated pressures. This process has been used for decades. It can help to extract the gas much less permeable rock formations. Positive results are obtained on the well OKS64 field Haoud Berkaoui