



Université Abderrahmane Mira de Bejaia

Faculté de Technologie

Département des Mines et géologie

Memoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du Diplôme de Master en Mines

Option : Exploitation Minière

Présenté par

M^{elle} Akrouf Lynda

M^{elle} Boutouizgha Zahra

Thème

***Amélioration de l'indice de productivité par
fracturation hydraulique appliquée au champ
Hassi Messaoud, cas de puits MD296***

Soutenu le 27 / 06 /2016 devant le jury composé de :

President: M Fredj. M^{ed}

M.A.B

U.A.M.B

Promotrice : Mme Kicher. K

M.A.B

U.A.M.B

Examineur : M Akdim. A

M.A.A

U.A.M.B

Invité : M Akrouf. H

Année Universitaire : 2015-2016

REMERCIEMENT

REMERCIEMENT

*En premier lieu, nous rendons grâce à dieu le tout puissant qui nous a donné le courage,
la foi et nous a facilité le chemin pour atteindre
Notre objectif.*

*Nous voudrions tout d'abord témoigner notre profonde reconnaissance à notre
promotrice Mme Kicher Kahina chargé du suivi de notre travail pour avoir accepté de nous
encadrer, nous lui exprimons par la présente toute notre gratitude pour la confiance qu'elle
nous a prodigué, pour ses encouragements, ses conseils précieux et sa disponibilité.*

*Nous remercions vivement M FREDJ Mohamed d'avoir accepté de présider le jury et Mr
AKDIM A bd Elghani d'avoir accepté d'examiner notre travail.*

*Nos vifs et sincères remerciements au chef de service MARIOUMA Abd Arraouf ainsi que
notre co-encadreur à Hassi Messaoud AICHI Ali qui nous ont orientés et soutenus durant
l'élaboration de ce travail.*

*Nous tenons à remercier tous les ingénieurs de la DEP Hassi Messaoud ; plus
particulièrement Messieurs : KACI Yassin, OUNESLI Smail, CHAIBI Bachir, BEN
AMER Mohamed, et tous les ingénieurs qui travaillent au sein de la société BJSF Hassi
Messaoud ; plus particulièrement Monsieur Segueni Ali.*

*Nos derniers remerciements, vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour
l'aboutissement de ce modeste travail.*

Dédicaces



Je dédie ce modeste travail à :

- *Mes très chères parents qui ont fait mon bonheur et qui ont partagés mes malheurs surtout ma chère mère, pour leur soutien, leur patience et leur confiance.*

Qu'elle trouve ici l'expression de ma profonde gratitude pour tout ce qu'elle a fait pour moi « que Dieu vous garde et vous bénisse ».

- *Ma grande mère Berriah Fatima et grand chère mère Saad Rekia « que Dieu vous garde et vous bénisse ».*

- *Mes très chères frères : Omar, Imad, et Ma très chère sœur : Marwa et à toute ma grande famille Boutouizgha et Degdag.*

- *A tous mes amis surtout Sabrina, Ferdousse, Hajer, Omar ..., et a tous les habitants de la wilaya EL Bayadh*

- *A tout le groupe G01 et G02 Promotion 2016.*

- *Enfin je dédie très chaleureusement ce mémoire*

A ma binôme Akrouf Lynda

Zahra

Dédicaces



Je dédie ce modeste travail à :

- *Mes très chères parents qui ont fait mon bonheur et qui ont partagé mes malheurs surtout ma chère mère, pour son soutien, sa patience et sa confiance.*

Qu'ils trouvent ici l'expression de ma profonde gratitude pour tout ce qu'ils font pour moi « que Dieu vous garde et vous bénisse ».

- *Ma grand-mère louli tassadite*

- *Mes très chères frères : Hakim, Mohamed, Rabah, Idir, et Farid mes sœurs: Rabia et Djamila, mon future mari Cherrif et à toute ma grande famille Akrouf, Agdour et Bettahar.*

- *A tous mes amies surtout Nadia, Zahya, Wafa, Kahina, Luisa, Tinhinane..., et à tous les habitants de la wilaya Tizi Ouzou*

- *A tout le groupe G01 et G02 Promotion 2016.*

- *Enfin je dédie très chaleureusement ce mémoire*

A ma binôme Boutouizgha Zahra

Lynda

Table des matières

Listes des abréviations et des symboles

Table des matières

Liste des figures

Liste des tableaux

Introduction générale

PARTIE THÉORIQUE

Chapitre I : Généralités Géologiques sur le champ de Hassi Messaoud (HMD)

Introduction.	
I.1. Situation du Champ de Hassi Messaoud (H.M.D)	3
I.1.1. Situation Géographique du Champ	3
I.1.2. Situation géologique du Champ	4
I.2. Historique de Recherche.....	6
I.3. Zonalité du champ et numérotation des puits.....	6
I.3.1. Champ Nord	7
I.3.2. Champ Sud	8
I.4. Cadre géologique du champ de Hassi Messaoud	8
I.4.1. Aspect structural et tectonique du champ	8
I.4.2. Aspect stratigraphique	10
I.5. Description du réservoir	13
I.5.1. Description des drains	13
I.6. Subdivision diagraphique	14
I.6.1. Reconnaissance pratique des limites.....	15
I.6.2. Subdivision pétro physique.....	15
I.6.3. Caractéristiques du réservoir.....	17
Conclusion.	

Chapitre II : Généralités sur la fracturation hydraulique dans le champ Hassi Messaoud HMD

Introduction.

II.1. Historique et développement de la fracturation hydraulique à HMD.....	18
II.2. But de la fracturation hydraulique.....	19
II.3. Principe de la fracturation hydraulique	20
II.3.1. L'indice de productivité	21
II.3.2. Définition du skin	22
II.4. Critères de sélection des puits candidats à la fracturation hydraulique	23
II.4.1. Réservoir.....	23
II.4.1.1. Nature du réservoir	23
II.4.1.2. Contacts WOC (Water Oil Contact) et GOC (Gaz Oil Contact)	23
II.4.1.3. Nature du fluide en place	23
II.4.1.4. Perméabilité du réservoir	23
II.4.1.5. Epaisseur du réservoir	24
II.4.2. Informations relatives aux puits	24
II.4.2.1. Historique du puits.....	24
II.4.2.2. Etat des perforations	24
II.4.2.3. Etat de la cimentation	24
II.4.3. Aspect économique.....	24
II.5. Considérations avant une fracturation hydraulique.....	25
II.6. Les différentes applications de la fracturation hydraulique	25
II.7. Notions de base sur la fracturation hydraulique	25
II.7.1. Les contraintes	25
II.7.2. Propriétés mécaniques des roches	26
II.7.3. Description d'une fracture	27

II.7.3.1. Forme et orientation de la fracture	27
II.7.3.2. Géométrie de la fracturation	28
II.7.3.3. Conductivité adimensionnelle de la fracture.....	29
II.7.3.4. La pression d'initiation et d'extension de la fracture.....	30
II.7.3.5. Gradient de fracturation	31
II.7.3.6. Modèles de propagation de la fracture	31
II.7.4. Fluide de fracturation	36
II.7.5. Les additifs.....	37
I.7.6. Agent de soutènement	37
II.8. Déroulement d'une fracturation hydraulique	38
II.9. Les problèmes de la fracturation hydraulique	39
II.9.1. Phénomène de tortuosité	39
II.9.2. Colmatage	39
II.9.2.1. Le fluide de fracturation	40
II.9.2.2. Les agents de soutènement.....	40
II.9.2.3. Le Screen-Out.....	40
Conclusion.	

Partie Pratique

Chapitre III : Equipement et déroulement de l'opération de la fracturation hydraulique

Introduction

III.1. Les principaux équipements de la fracturation hydraulique.....	41
III.1.1. Unité de pompage	41
III.1.2. Le Frac Tank	42
III.1.3. Unité d'hydratation (hydratation Unit)	42
III.1.4. sendking (convertisseur de sable)	42

III.1.5. Le Mélangeur ou Blender	43
III.1.6. Manifold d'aspiration	43
III.1.7. Manifold de refoulement	43
III.1.8. Manifold et conduites à haute pression (HP)	43
III.1.9. Stockage du fluide et des produits	44
III.1.10. Enregistreurs de débit et de pression	45
III.1.11. Pompe à haute pression (High Pressure Pumps)	45
III.1.12. Enregistreurs et capteurs	46
III.1.13. les tubes de fer (Iron rack)	46
III.1.14. Le Tree-Saver ou WIT (Wellhead Isolation Tool)	46
III.2. Description du processus de la fracturation hydraulique	46
III.2.1. Initiation de la fracture	46
III.2.2. Développement ou extension de la fracture	46
III.2.3. Maintien de l'ouverture de la fracture	47
III.2.4. Fermeture du puits	47
III.2.5. Dégorgement et mise en production	47
III.3. Evolution de la pression au cours du traitement	47
III.4. Les mesures avant le traitement	49
III.4.1. Mesures de diagraphie	49
III.4.2. Carottage	49
III.4.3. Les essais du puits	49
III.4.3.1. Essai d'injection:	50
III.4.3.2. Drill stem test (DST)	50
III.4.3.3. Essai en débit (DrawDown)	50
III.4.3.4. Essai en fermeture (BuildUp)	53
III.5. Réalisation d'une fracturation hydraulique	54

III.5.1. Préparation du puits pour la fracturation hydraulique	54
III.5.1.1. Essais préalables sur du puits	54
III.5.1.2. Nettoyage mécanique du puits	54
III.5.1.3. Nettoyage du puits à l'acide	55
III.5.2. Déroulement de l'opération	55
III.5.2.1. Réunion préparatoire (prejob-meeting)	55
III.5.2.2. Tests préalables des équipements de surface	55
III.5.2.3. Démarrage des unités de pompage	55
III.5.2.4. Contrôles en cours de fracturation hydraulique	55
III.5.2.5. Test d'injectivité	56
III.5.2.6. Test de MICRO fracture	57
III.5.2.7. Tests de MINI frac (Shadow frac)	57
III.5.2.8. Le traitement lui-même	63
III.5.2.9. Les fluides de fracturation	63
III.5.3. Mesures après fracturation	68
III.5.3.1. Dégorgement du puits après fracturation hydraulique	69
III.5.3.2. remise en production du puits	69
Conclusion	70

Chapitre IV : calculs et applications (étude de puits MD296)

Introduction.

IV.1. Etude de Puits	71
IV.1.1. Généralités sur de puits MD296	71
IV.1.2. Informations sur le puits MD296	72
IV.1.3. Historique de production	72
IV.1.4. État du puits	73

Tables des matières

IV.1.4.1. Complétion	73
IV.1.4.2. Perforations	74
IV.1.4.3. les paramètres de puits MD29	75
IV.1.4.4. les paramètres de réservoir	75
IV.1.5. Les derniers essais de puits avant la fracturation	75
IV.1.6. Programme de fracturation	76
IV.1.7. Evaluation de l'opération	77
IV.1.7.1. Test d'injectivité	77
IV.1.7.2. Mini frac	80
IV.1.7.3. Main Frac (le traitement lui même)	82
IV.2 Partie calcul	84
IV.2.1. Méthodes de calcul de ces paramètres.....	85
IV.2.1.1. Détermination de gradient de fracturation GF	85
IV.2.1.2. Calcule La pression nette dans la fracture P_{NET}	85
IV.2.1.3. calculs selon le modèle GDK.....	85
IV.2.1.4. calculs selon le modèle PKN	87
IV.2.1.5. Détermination du volume de Pad et de la conductivité adimensionnelle de la fracture	88
IV.2.1.6. Détermination la masse et la concentration de l'agent de soutènement	88
IV.2.2. Application numérique	89
IV.2.2.1. Calcul de gradient de fracturation G_f	89
IV.2.2.2. Calcul de la pression nette dans la fracture P_{NET}	89
IV.2.2.3. Détermination de la géométrie de la fracture	90

Tables des matières

IV.2.3. détermination de volume de Pad et la conductivité adimensionnelle	93
IV.2.4. détermination la masse et la concentration de l'agent de soutènement	94
IV.2.5. les derniers jaugeages de puits après fracturation.....	95
IV.3. Tarification et évaluation économique de l'opération de fracturation hydraulique.....	96
IV.3.1. Gain de l'opération (Cash Flow)	96
IV.3.2. Le délai d'amortissement ou Pay out Time	96
Conclusion	
Conclusion générale	
Bibliographie	
Annexes	
Résumé	

Liste des figures et des tableaux

Liste des figures

Figure I. 01 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud	4
Figure I. 02 : Situation géologique du champ de Hassi Messaoud	5
Figure I. 03 : zones de production et numération des puits	7
Figure I. 04: Zonalité et la numérotation géographique de puitsOMN43	8
Figure I. 05 : Coupe structural du champ de Hassi Messaoud	9
Figure I. 06 : Coupe géologique du champ de Hassi Messaoud.....	10
Figure I. 07 : Colonne litho stratigraphie du champ de Hassi Messaoud et différentes phases de forages	11
Figure II. 08 : Principe de la fracturation hydraulique.....	21
Figure II. 09 : Variations du skin.....	22
Figure II. 10 : Modèles des contraintes d'un puits fracturé.....	26
Figure II. 11 : Orientation de la fracture	28
Figure II. 12 : Géométrie de la fracture	29
Figure II. 13 : L'évolution de la pression au cours d'une fracturation	30
Figure II. 14 : schéma explique le modèle PKN	32
Figure II. 15 : schéma explique le modèle GDK.....	33
Figure II. 16 : courbes des pentes (log-log plot) pour un cas idéal	35
Figure II. 17 : différent types de proppants	38
Figure III. 18 : quelques équipements de surfaces de la fracturation Hydraulique	44
Figure III. 19 : Bacs des stockages.....	45
Figure III. 20 : Schéma explique évolution de la pression au cours du traitement.....	48

Figure III. 21: Essais de fermeture	53
Figure III. 21: Step Rate Test.....	58
Figure III. 23: La pression de propagation de la fracture.....	59
Figure III. 24 : Influence du débit sur les tests Flow back	60
Figure III. 25 : Estimation de pression de fermeture.....	61
Figure III. 26 : Evolution de pression au cours de la fracturation	62
Figure IV. 27: Carte de positionnement de puits MD 296.....	71
Figure IV. 28 : courbes de test d'injectivité	78
Figure IV. 29 : Traitement Mini frac	81
Figure IV. 30 : Traitement main frac	83

Liste des tableaux

Tableau I. 01: Découpage en Drain du Cambrien de Hassi Messaoud	16
Tableau II. 02 : Les différents types des pentes associés avec leurs interprétations	36
Tableau IV. 03 : informations sur les puits fracturés voisins.....	72
Tableau IV. 03 : Tableau. 04 : Le niveau de perforation dans le puits MD296	74
Tableau IV. 05 : les derniers essais de puits avant la fracturation.....	76
Tableau IV. 06 : Les données nécessaires dans le modèle GDK	90
Tableau IV. 07 : Les résultats obtenus de la géométrie du puits MD296.....	91
Tableau IV. 08 : résultats obtenus de la géométrie du puits MD296 par logiciel FracPro	92
Tableau IV. 09 : Les données nécessaires dans le modèle PKN.....	93
Tableau IV. 11 : résultats obtenus de la géométrie du puits MD296 par logiciel FracPro	93
Tableau IV. 12 : Les données nécessaires pour la détermination de volume de Pad et la conductivité adimensionnelle	93
Tableau IV. 13 : Les résultats de volume de pad et la conductivité adimensionnelle.....	94
Tableau IV. 14 : Les résultats de la masse et la concentration des proppants	95
Tableau IV. 15 : les derniers jaugages de puits MD296.....	96

.

Liste des abréviations et des symboles

bbbl : barryl.

BHP : Bottom Hole Presseur (pression de fond de puits).

Bpm: barryl par minute.

BST: Bottom Slugd and water.

CFPA: compagnies française du Petrole Algerien.

CP: centipoises.

D1: Drains

DD: Draw dawn.

DST: drill stem test.

gals : gallons

GDK: GEERTESMER, DANESHY, KLERK.

GOC: gaz oil contact.

GOR: gaz oil roport.

HLB : HALLIBURTON.

HMD: champ de Hassi Messaoud.

ISIP: pression de chute instantanée (Shut in pressure).

Lb : Livre

LSA : Lambert sud Algérie.

MD1 : Messaoud 1.

.OM1 : Ouargla Messaoud1.

PKN: PERKINS, KERN, NORDGEN.

Ra : Grés Anisométriques.

Ri : Grés isométrique.

SN-REPAL : Société Nationale REPAL.

TR : Table de Rotation

VM : Vanne Métrisse.

WIT: Well had Isolation Tool.

Liste des abréviations et des symboles

WO : Water Oil.

WOC: Water Oil Contact.

ZPG: Zone de Passage.

Introduction

générale

L'exploitation naturelle d'un gisement de pétrole, consiste à ramener les hydrocarbures jusqu'à la surface par déplétion naturelle dans les meilleures conditions. Dès que la production devient insuffisante et malgré les réserves en place importantes, de nouvelles techniques de récupération sont introduites en vue d'améliorer la productivité et les caractéristiques des puits. Les techniques de récupération les plus communes, sont la fracturation hydraulique et l'acidification matricielle.

L'objectif principal de la fracturation hydraulique est d'accroître la productivité d'un puits par la création d'une structure de grande conductivité dans la formation (fracture soutenue) ou en remédiant à l'endommagement à proximité de la paroi du puits. Cette technique permet de créer, d'une manière artificielle, un drain perméable par l'injection de fluide porteur d'agents de soutènement dans le réservoir.

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

Fracturer c'est créer un drain perméable d'une part et d'autre part c'est à l'agent de soutènement d'en assurer la perméabilité et la conserver dans les conditions d'exploitation du puits. C'est à dire sous contraintes et température du réservoir, et en présence des fluides du gisement.

Les modèles de propagation de la fracture sont très spécialisés. Des modèles bidimensionnels et tridimensionnels, numériques et analytiques, sont actuellement proposés à partir d'hypothèses simplificatrices en vue de donner des ordres de grandeur appréciables et proches de la réalité.

Effectivement, un meilleur taux de récupération passe par un bon choix de puits à fracturer, et un design adéquat où on tient compte de toutes les données nécessaires du puits considéré.

L'utilisation de l'outil numérique par des simulations de l'opération peut ouvrir au service d'engineering, la possibilité d'évaluer le gain de production et de faire plusieurs scénarios avant l'opération.

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

Dans ce cadre, notre démarche est attachée à l'étude de candidature d'un puits pour l'amélioration de l'indice de productivité ; et l'analyse manuelle de la technique de la fracturation hydraulique des puits verticaux à faible débit d'huile, appliquée dans le champ de Hassi-Messaoud ; cas du puits MD296.

La présente étude s'articule autour des chapitres suivants :

- ✚ Le premier chapitre est consacré à la description géologique et stratigraphique du champ de Hassi Messaoud, ainsi qu'aux caractéristique pétrophysiques de son réservoir.
- ✚ Dans le deuxième chapitre nous allons détailler la fracturation hydraulique dans le champ de Hassi Messaoud (HMD).
- ✚ Le troisième chapitre est consacré à l'étude descriptive des équipements utilisés et du processus de la fracturation hydraulique ainsi que leur déroulement.
- ✚ Enfin, cette étude s'achèvera par une conclusion générale et des recommandations où on soulignera l'intérêt de notre étude et la nécessité de rechercher et de développer de nouvelles techniques de récupération d'huile.

Partie

Théorique

Chapitre I

généralités géologiques sur

le champ HMD

Introduction

Le champ de HMD représente l'un des champs les plus complexes du monde. Durant son histoire géologique, il subit d'une part une évolution tectonique intense caractérisée par des phases compressives et distinctives et d'autres part, par la transformation dia-génétique dans le réservoir lors de son enfouissement au cours des temps géologiques, jusqu'à ce que le gisement a pris forme tel que représenté par la configuration actuelle.

HMD est un vaste anticlinal, situé dans la partie centrale du Sahara Algérienne. Il a été découvert en 1956 et mise en exploitation en 1958.

Le réservoir se situe dans le Cambro-ordovicien entre 3300 et 3500m de profondeur. [1]

I.1. Situation du Champ

I.1.1. Situation Géographique

Le champ de Hassi Messaoud fait partie d'un ensemble de structures formant la partie Nord de la province Triasique, et se situe au Nord-Est du Sahara Algérien à environ 650 km au Sud Sud-Est d'Alger, et à 280 km au Sud-est du gisement de gaz-condensât de Hassi R'Mel et à 350 km à l'Ouest de la frontière Algéro-tunisienne. Il est limité au Nord par Touggourt et au Sud par Gassi-Touil, et à l'Ouest par Ouargla, et à l'Est par El Bourma (Figure 01).

Sa localisation en coordonnées Lambert Sud Algérie (LSA) est la suivante : [1]

X	790.000 - 840.000 Est
Y	110.000 - 150.000 Nord

En coordonnées géographiques, il est limité :

- Au nord par la latitude 32°15 ;
- Au sud par la latitude 31°30 ;
- A l'ouest par la longitude 5°40 ;
- A l'est par la longitude 6°35.



Figure. 01 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud

I.1.2. Situation géologique du Champ

Ce gisement se situe dans la partie Centrale du Sahara en bordure du grand Erg Oriental. Il occupe la partie centrale de la province triasique. Par sa superficie et ses réserves, il est le plus grand gisement de pétrole en Algérie qui s'étend sur près de 2500 km² de superficie, avec une surface imprégnée d'huile de 1600 km².

Par rapport aux gisements, le champ de Hassi Messaoud est limité (figure 02) :

- ❖ Nord-Ouest par les gisements d'Ouargla (Gellala, Ben Kahla, et Haoud Berkaoui) ;
- ❖ Sud-ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb ;
- ❖ Nord-Est par le gisement de [Rh Chegga] ;
- ❖ Sud-est par les gisements Rhourde El Baguel et Mesdar ;

Géologiquement, il est limité :

- ❖ à l'Ouest par la dépression d'Oued Mya ;
- ❖ au Sud par le môle d'Amguid El Biod ;
- ❖ au Nord par la structure Djammâa-Touggourt ;
- ❖ à l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadamès. [2]

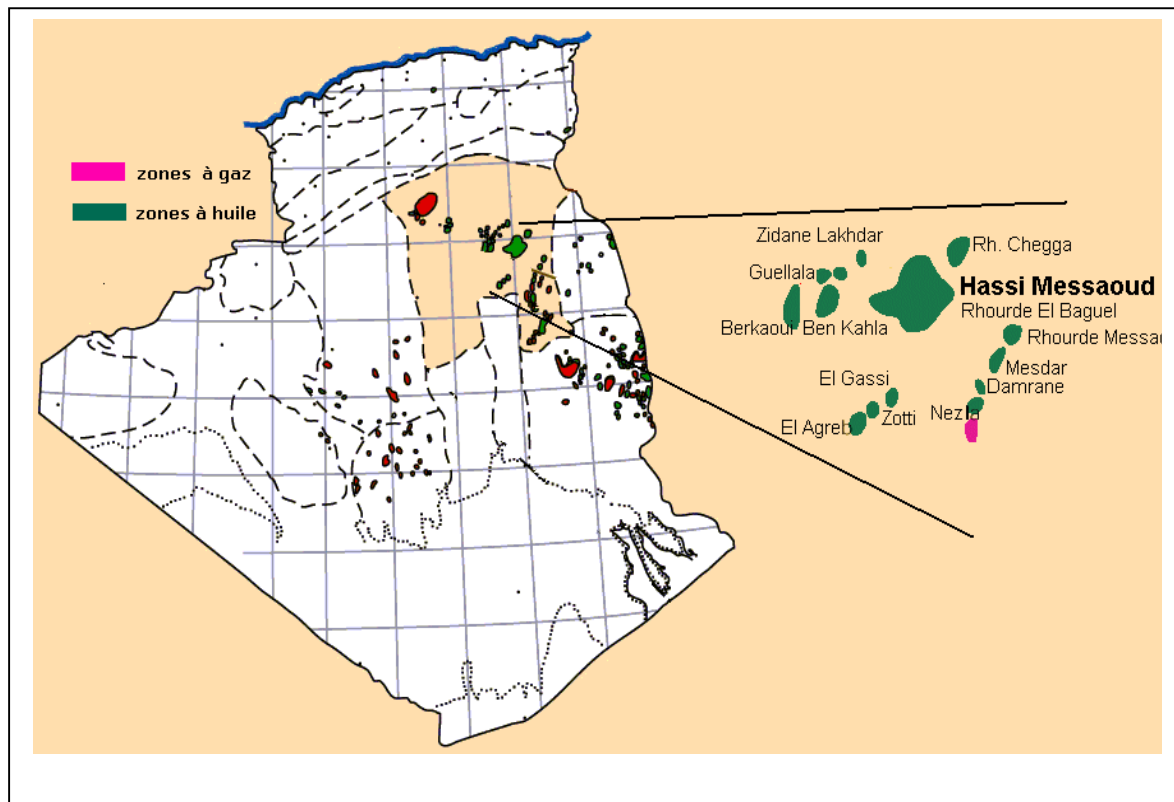


Figure. 02 : Situation géologique du champ de Hassi Messaoud

I.2. Historique de Recherche

C'est en 1951 que les premiers résultats de la sismique de réfraction de la structure de Hassi Messaoud ont été obtenus dans la région de Berriane. Cette reconnaissance du pourtour des bassins sahariens avait donc permis à la société SN- REPAL de déposer sa première demande de permis de recherche.

Le 16 Janvier 1956 sur une profondeur de 3338 m, la même société commençait le premier forage **MD1**, pas loin de puits chamelier de HMD implanté à la suite d'une vaste campagne sismique réfraction en complément à celle de Berriane, et cela dans le but d'étudier des grès du trias.

Le premier test réalisé ne fut pas sélectif (Trias+Cambrien), et d'ailleurs les grès du Cambrien ne seront connus qu'à partir du puits MD2 ayant traversé toute la série Cambrienne.

Le 16 Mai 1957, La Compagnie française du Pétrole Algérien (CFPA) réalise un puits OM1 à environ 7km au Nord- Nord Ouest du puits MD1. Ce forage confirmait l'existence d'un gisement d'huile, qu'il est en forme anticlinale, la roche couverture par un complexe argilo-gréseux. [1]

I.3. Zonalité du champ et numérotation des puits

L'évolution des pressions des puits en fonction de la production a permis de subdiviser le gisement de Hassi Messaoud en 25 zones de production, d'extension variable (figure 03). Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et non pas avec ceux des zones avoisinantes, Elles ont chacune un comportement propre du point de vue pression de gisement. Les puits d'une même zone drainent conjointement une quantité d'huile en place bien établie.

Toutefois il est important de souligner que le facteur de pression ne peut être le seul critère de caractérisation des zones. [3]

Il est important de noter que la subdivision actuelle n'est pas satisfaisante car une même zone peut être divisée en sous zones.

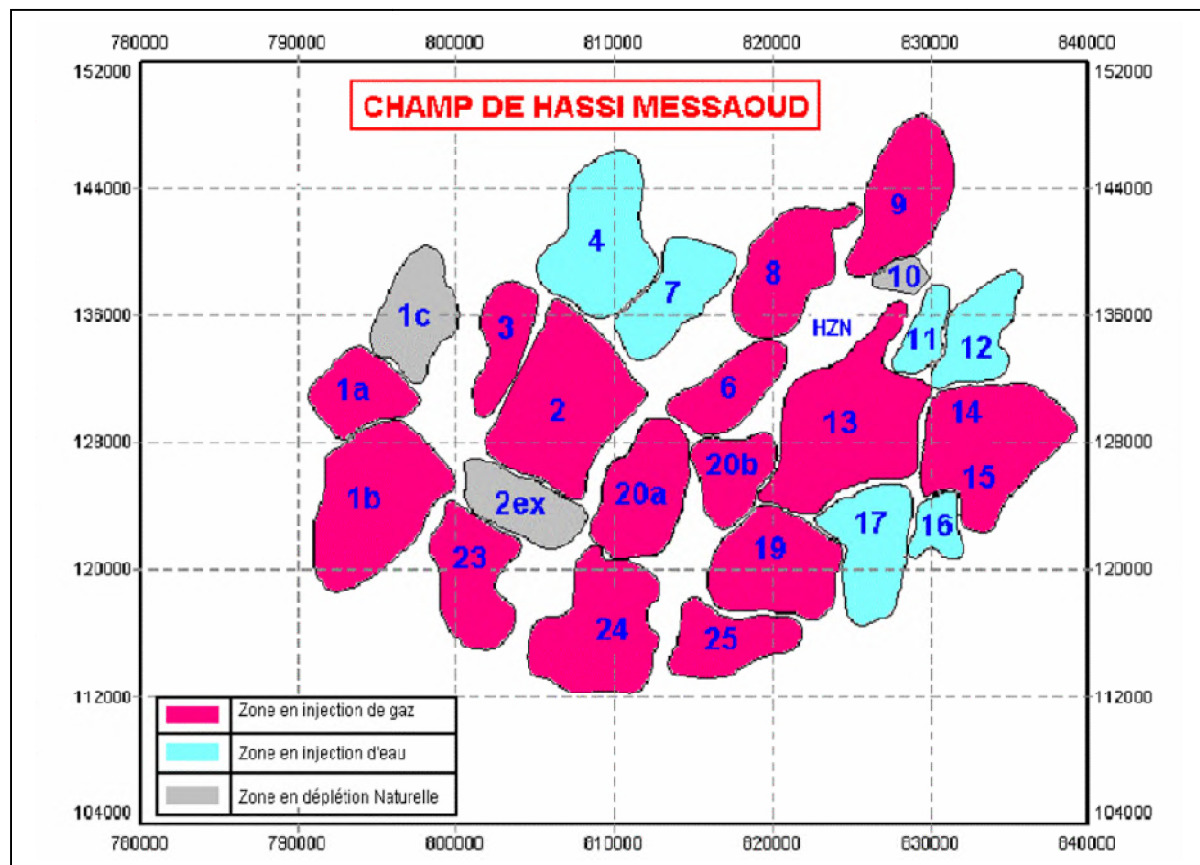


Figure. 03 : zones de production et numération des puits

Le champ de Hassi Messaoud est divisé d'Est en Ouest en deux parties distinctes :

- ✓ Le champ Nord (CFPA) ;
- ✓ Le champ Sud (SN REPAL).

I.3.1. Champ Nord

Il comporte une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique (figure 04).

Exemple : puits Omn 43.

O : Majuscule, permis d'Ouargla ;

m : Minuscule, carreau de 1600 km² ;

n : minuscule, carré de 100 km² ;

4 : abscisse, et **3** : ordonnée.

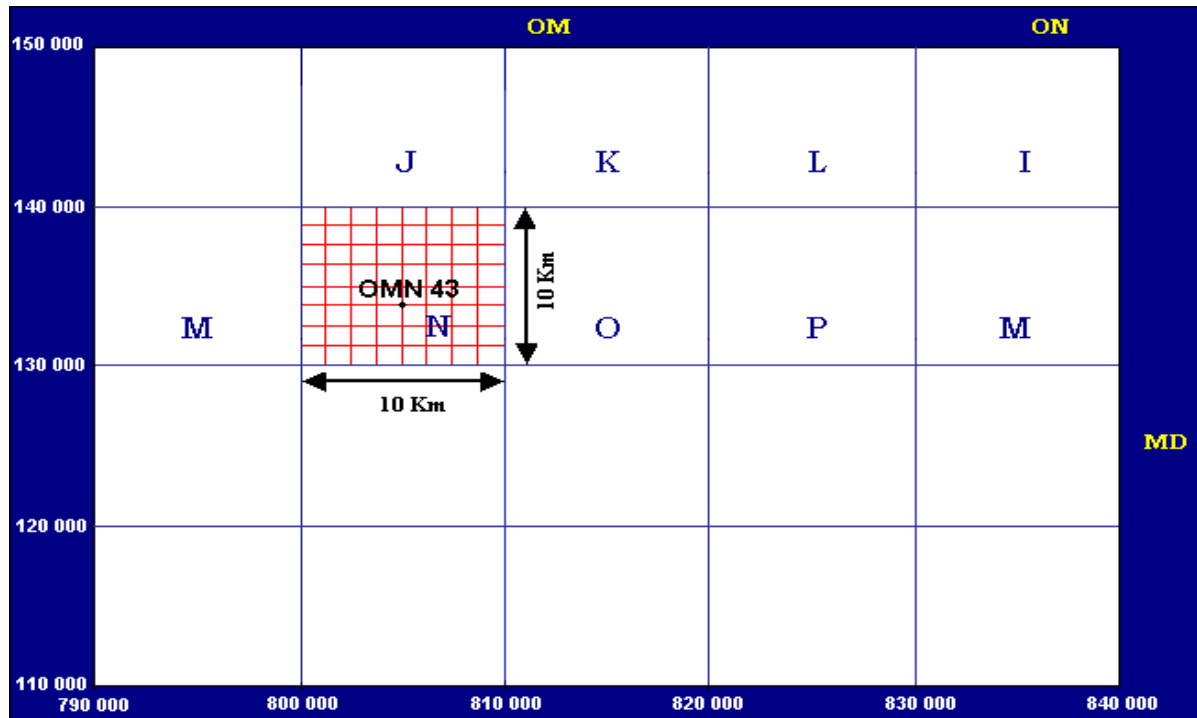


Figure. 04: Zonalité et la numérotation géographique de puitsOMN43

I.3.2. Champ Sud

Il est principalement chronologique complétée par une numérotation géographique basée sur des abscisses et des ordonnées d'intervalle égale à 1,250 km et harmonisée avec les coordonnées Lambert.

Exemple : MD1, MD2, MD3,etc.

I.4. Cadre géologique du HMD

I.4.1. Aspect structural et tectonique du champ

I.4.1.1 Aspect structural

L'image structurale du champ est fortement complexe à analyser et difficile à cerner du fait de ses dimensions et des phénomènes tectoniques et surtout l'interférence entre sa structure proprement dite et l'érosion hercynienne se superposant aux conditions de dépôts des grés cambro-ordoviciens.[4]

I.4.1.2 Aspect tectonique

La structure du champ se présente comme un vaste dôme anticlinal aplati de direction générale NE-SW. [4]

Les accidents affectant le réservoir sont de deux types (figure 05) :

✳ Les failles de directions subméridiennes NNE-SSW ainsi que d'autres failles qui leur sont perpendiculaires de direction WNW-ESE, ceci fait ressortir le caractère tectonique en Horst et Graben. Les failles moyennes compartimentent le gisement en zones de production distinctes, elles sont de l'ordre de trentaine de mètres et peuvent atteindre plus de 100m dans certains cas ;

✳ Les cassures sans rejets remarquables, qui ont eu un grand effet sur la fracturation du réservoir.

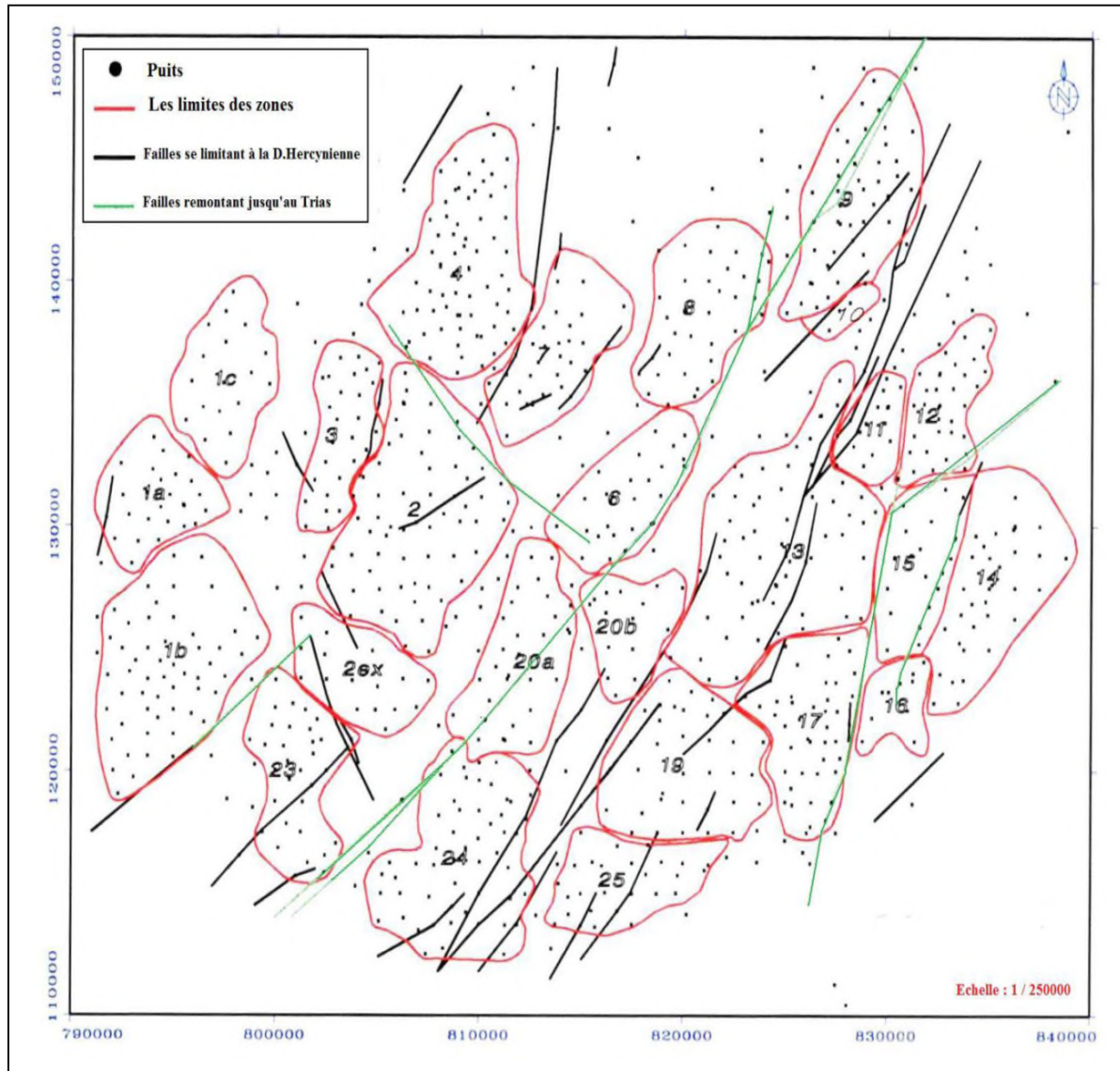


Figure. 05 : Coupe structurale du champ de Hassi Messaoud

Du point de vue caractéristique du réservoir, le gisement de Hassi Messaoud est défini dans une trilogie parfaite :

- Hétérogène : sur une verticale et sur un plan ;
- Discontinu : par l'écoulement des fluides ;
- Anisotrope : par la présence de silt. [4]

I.4.2. Aspect stratigraphique

Le champ de Hassi Messaoud correspond à un vaste moule sur lequel une bonne partie de la série stratigraphique Paléozoïque est absente (Ordovicien supérieur à Permien), supprimant ainsi tout témoignage de l'histoire géologique pendant 230 millions d'années (figure 07).

Les dépôts les plus anciens sont du Paléozoïque inférieur (Cambro- Ordovicien), reposant sur un socle granitique.ils sont recouverts en discordance par les séries Mésozoïques (figure 06).

La série sédimentaire devient plus complète vers la périphérie. [5]

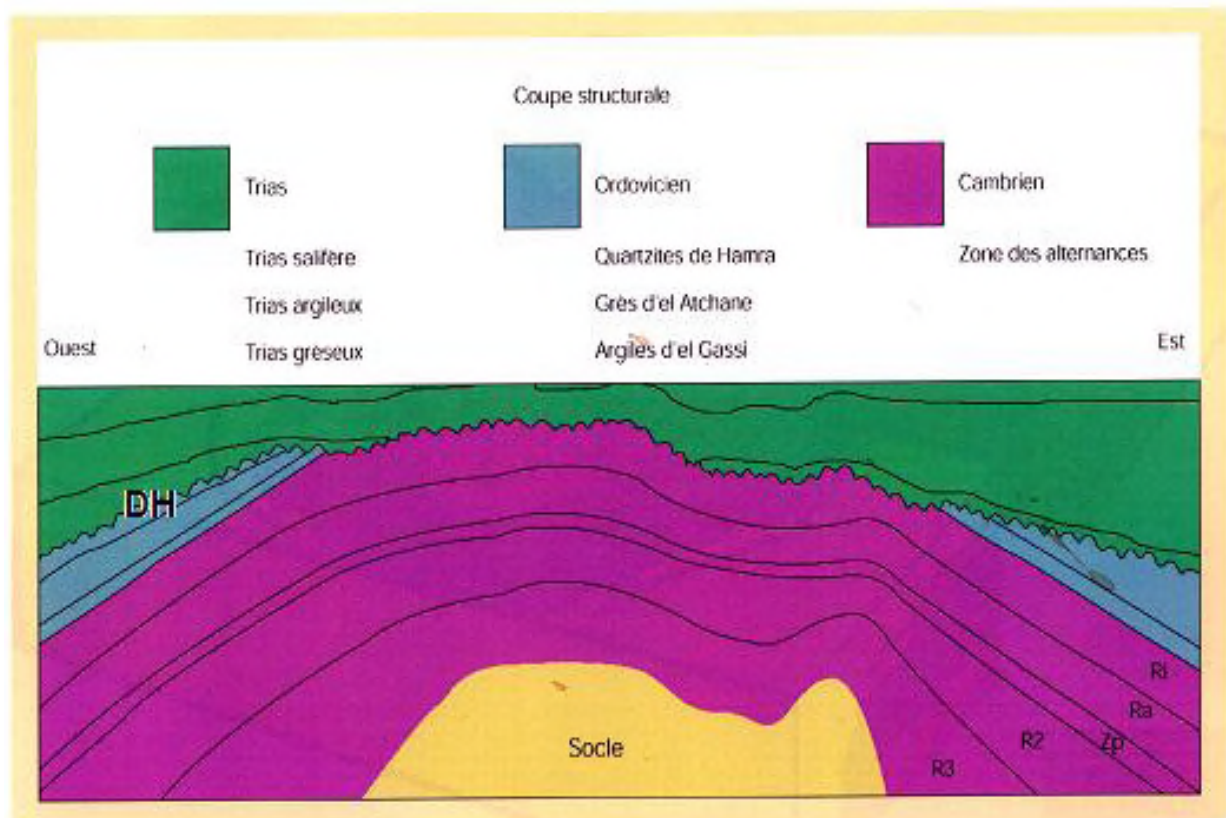


Figure. 06 : Coupe géologique du champ de Hassi Messaoud

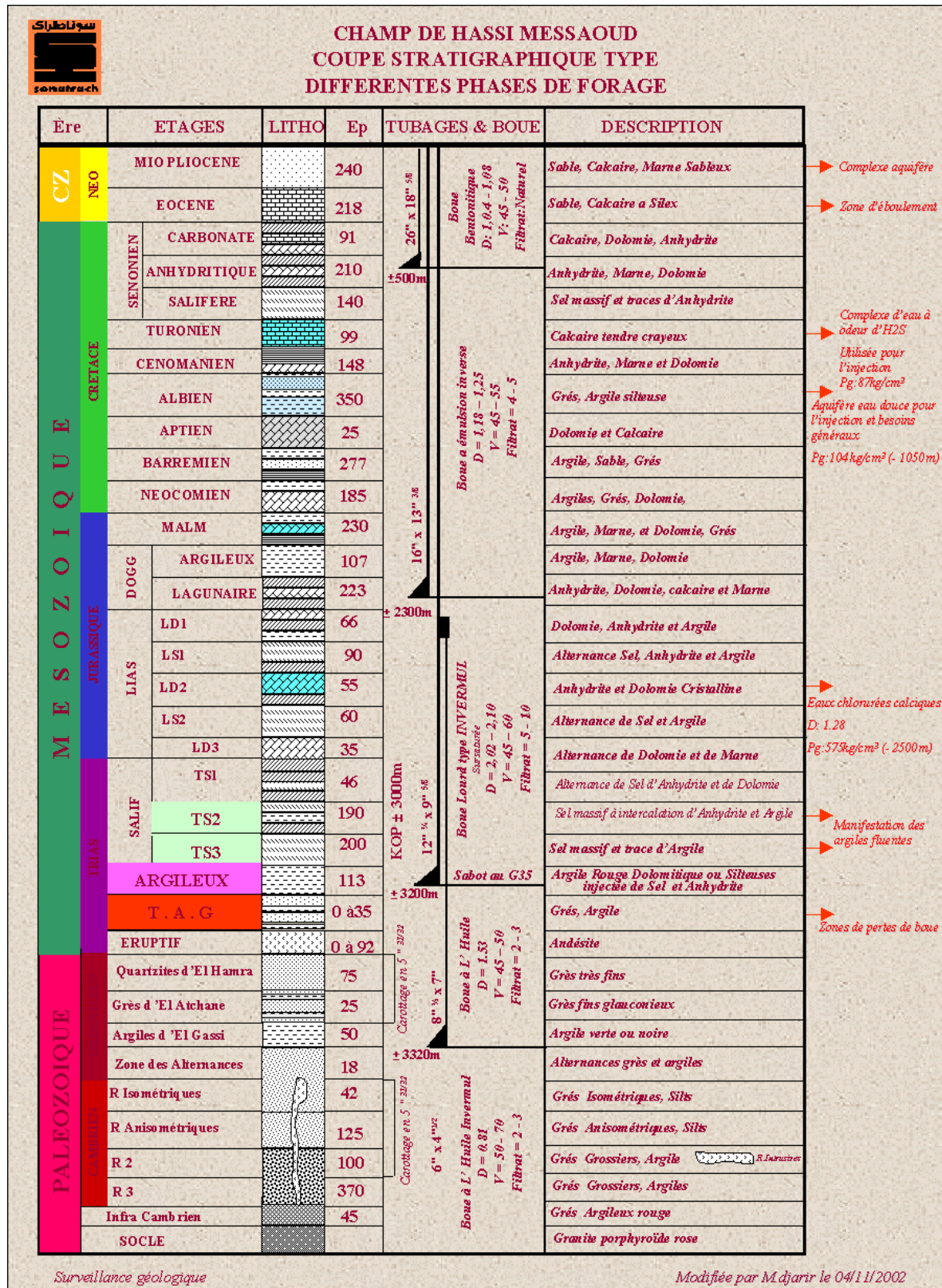


Figure. 07: litho stratigraphie du champ de Hassi Messaoud et différentes phases de forages [17]

litho stratigraphie du HMD : De la base au sommet on distingue (figure 07) [6] :

Le Socle : Rencontré aux environs de 4000 mètre de profondeur, il est formé essentiellement de granite porphyroïde rose.

Le Paléozoïque : Sur le socle, les formations paléozoïques reposent en discordance; c'est la discordance panafricaine.

L'Infracambrien : C'est l'unité lithologique la plus ancienne rencontrée par les forages de la région, notamment au Nord de la structure. Il est constitué de grés argileux rouges.

Le Cambrien : Essentiellement constitué de grés hétérogènes, fins à très grossiers entrecoupés de passées de silt stones argileux, micacés.

On y distingue trois (03) litho zones [R1 (Ra +Ri), R2, R3] :

Litho zone R3 : Son épaisseur moyenne est de 370 m. Elle se compose de grés feldspathiques et micacés à grains moyens à très grossiers conglomératiques à la base, à ciment argileux abondant, admettant des passées de grés ferrugineux et d'argile silteuse.

Litho zone R2 : Son épaisseur moyenne est de 100m. Elle se compose de grés moyens à grossiers micacés, mal classés à ciments argileux assez abondant et admettant des intercalations de silts. Les stratifications sont souvent obliques.

Litho zone R1 (Ra+Ri)

A/ Litho zone Ra : Son épaisseur moyenne est de 125m. Elle se compose de grés à grés quartzites anisométriques moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux, admettant de nombreuses passées de siltstones centimétriques et décimétriques. Les stratifications sont souvent obliques à entrecroisées, parfois horizontales. Les tigillites sont présentées dans la partie supérieure de la série. L'ensemble du Ra a été érodé au centre du champ.

B/ Litho zone Ri : Son épaisseur moyenne est de 42m. Elle se compose de grés quartzitiques, isométriques fins, bien classés, glauconieux à ciments argileux et siliceux, avec une présence abondante de tigillites.

L'Ordovicien

On distingue de la base au sommet quatre (04) unités lithologiques :

Zone des alternances : Son épaisseur moyenne est de 20 mètres. Désignée ainsi en raison de la présence de nombreuses passées d'argiles indurées alternant avec des bancs de quartzites fines isométriques.

Argiles d'El-Gassi : Son épaisseur moyenne est d'environ 50 mètres. Cette formation est constituée d'argile schisteuse, indurée présentant une couleur verte à noire, rarement rouge. Cette argile peut être glauconieuse ou carbonatée présentant une faune (graptolites) indiquant un milieu de dépôts marins. Cette formation est surtout rencontrée sur la périphérie Ouest à Sud-ouest du champ de Hassi-Messaoud.

Grés d'EL Atchane : Son épaisseur moyenne varie de 12 à 25 mètres. Cette formation est constituée de grés fins à très fins, gris-beige à gris-sombre. Ces grés peuvent être argileux ou glauconieux admettant de nombreuses passées argileuses et silteuses.

Quartzites de Hamra : son épaisseur moyenne varie de 12 à 75 mètres. Ce sont des grés quartzitiques fins, à rares intercalations d'argile.

I.6. Description du réservoir

I.6.1. Description des drains

Du point de vue sédimentologique, le réservoir est subdivisé en trois zones suivant les critères granulométriques :

A/ Zone grossière inférieure (**Ra inférieure**) ;

B/ Zone fine médiane (**Ra moyen**) ;

C/ Zone grossière supérieure (**Ra supérieure**).

La base du Ra s'individualise comme une zone grossière inférieure dans laquelle se développent trois drains qui se distinguent par leurs paramètres granulométriques.

Ce découpage peut être également validé par les particularités suivantes:

D : est une couche constituée dans le réservoir.

D1 : Grès grossiers à stratifications de type oblique arquées dominantes, bien marquées et souvent à base micro-conglomériques, avec absence de tigillites.

ID : Niveaux plus minces et fréquence plus grande des niveaux silteux, avec présence locale de tigillites. Il marque un passage très progressif entre le D1 et le D2.

D2 : Grès grossiers mais bien classés à stratifications obliques tabulaires dominantes formant des méga-rides, avec présence de quelques intercalations de niveaux de silts à fines bioturbations.

Pour cette partie inférieure du Ra qui comporte les meilleurs niveaux réservoirs, il faut surtout remarquer l'extension progressive des zones d'érosion vers la zone centrale du champ.

D3 : Il correspond à la zone fine médiane (granulométrie plus faible). La principale caractéristique de ce drain est l'abondance d'inter-lits silteux et de grès fins à très fortes bioturbations (des tigillites en particule) caractère marin de ce drain est bien marqué. Il pourrait correspondre à un environnement de plate forme infra-littorale, composée de niveaux argilo-silteux bioturbés dans lesquels se développent des barres marines à influence tidale ou de tempêtes. Dans un tel environnement l'existence de barrières de perméabilité d'extension kilométrique est très probable ; BEICIP, FRANLAB.

D4 : Il correspond à la zone grossière supérieure. Ce sont des grès à stratifications obliques tabulaires fréquentes formant des mégas- rides de un à plus de deux mètres d'épaisseur. [7]

D5 : correspond au réservoir d'âge Cambrien. Il est formé des grès isométriques très compacts caractérisés par la présence des silts.

Pour reconnaître et suivre les réservoirs en tout lieu du champ, on l'a subdivisé en paquet ou tranche en utilisant les différents paramètres sédimentologiques cités antérieurement, ainsi que leur propriétés diagraphiques et petro physiques.

I.7. Subdivision diagraphique

Les grès de Hassi Messaoud ont été subdivisés au début de la reconnaissance du gisement en quatre termes : Ri, Ra, R2 et R3.

A/ Zone Ri (réservoir isométrique) : ou grès isométriques, zone habituellement très compacte D5 ou (R 70 – R 90), subdivisé en trois tranches 7, 8,9.

B/ Zone Ra (réservoir anisométriques) : composée de 3 lithozones :

- ❖ La zone grossière supérieure ;
- ❖ La zone fine médiane;
- ❖ La zone grossière inférieure, et la zone de passage ZPG

C/ Zone R2 : Zone de grès quartzites, plus argileux présentant rarement des qualités réservoir dans sa partie supérieure R2 ab elle se divise en deux sous niveaux : Le R2C, et le R2AB.

D/ Zone R3 : Zone très grossière à micro conglomératiques très argileuse, sans aucun intérêt pétrolier

A l'intérieur des termes supérieures du Cambrien, il a été possible à l'aide des études pétrographiques et à l'aide des diagraphies (Gamma Ray, neutron, log électrique) de définir des subdivisions secondaires ou «Tranches diagraphiques».

Ces subdivisions sont limitées par des repères traduits en profondeurs électriques. Lithologiquement, ces repères sont des niveaux à tendance argileuse. [7]

1.7.1. Reconnaissance pratique des limites

- **Limite Ra / R2** : Sur le neutron ; apparaît une « Bosse siliceuse » (Quartzites très dure) se trouvant à environ 5 à 7 m au dessous de la limite Ra/R2.
- **Limite Ra/ Ri** : Le log Gamma Ray fait ressortir la présence d'un pic radioactif, assez remarquable, situé à 5 ou 6 m au dessous de la limite Ra / Ri.

1.7.2. Subdivision pétro physique

La notion de drains fait appel aux données sédimentologiques, diagraphiques et à la qualité réservoir (tableau 01).

Cette notion caractérise les propriétés pétrophysiques du réservoir, verticalement et horizontalement.

Le terme drain qualifiant, des zones faiblement cimentées, coïncide avec les trois zones préférentielles du réservoir. [7]

	R50	D5
	R100		
1. Zone grossière supérieure :	R100	D4
	R130		
2. Zone médiane :	R130	D3 (22 m)
	R140		
3. Zone grossière inférieure :	R140	D2 (24 m)
	R150		
	R150	ID (28 m)
	R170		
	R170	D1 (26 m)
	R190		

environ entre 3300m et 3500m de profondeur. Les caractéristiques de la roche réservoir varient largement selon leur classement, leur degré de quartzification et leur teneur en argile. L'hétérogénéité est très importante.

La porosité est faible de 5 à 10 % , la perméabilité est très faible de moyenne 1-2 mdarcy, l'huile est légère , elle présente une densité moyenne en surface de 0.8 permettant ainsi d'augmenter le taux de récupération par réinjection de gaz ; la pression de gisement est variable de 400 à 120 kg/cm², la température est de l'ordre de 118° C , les puits présentent des G.O.R d'une moyenne de 219 m³/m³ (sauf pour les puits en percée où le pourcentage du gaz dans le pétrole G.O.R (Gaz Oil Ratio) peut atteindre 800m³/m³ et plus : cas d'OML63 et 633). L'étude détaillée (pour chacune des 25 zones) a été faite par le laboratoire "FRANLAB", pour plus de détail sur les caractéristiques des fluides la consultation des études "FRANLAB" est impérative. [1]

Conclusion

Le champ de Hassi Messaoud est un vaste anticlinal, situé dans la partie centrale du Sahara Algérienne en bordure du grand Erg Oriental. Il est considéré comme étant le plus grand gisement de pétrole en Algérie.

Les dépôts les plus anciens dans ce champ sont du Paléozoïque inférieur (Cambro-Ordovicien), reposant sur un socle granitique. Ils sont recouverts en discordance par les séries Mésozoïques

L'étude du champ du point de vue géographique, géologique et stratigraphique il a été conclu l'importance de ce champ qui est caractérisé par sa grande capacité du réservoir et sa production élevée.

Chapitre II

Généralités sur la fracturation

hydraulique

Introduction

Pour accroître la productivité d'un puits, en remédiant l'endommagement à proximité de la paroi du puits ou par la création d'une structure de grande conductivité dans la formation. Pour cela plusieurs techniques de stimulation sont introduites :

- acidification, injection de solvant ou une combinaison des deux méthodes ;
- Fracturation hydraulique.

Cette dernière est prévue pour y remédier à l'endommagement du puits, et même améliorer le accordement normal du puits avec le réservoir, afin d'augmenter la perméabilité et par conséquent sa productivité.

II.1. Historique et développement de la fracturation hydraulique à HMD

La fracturation hydraulique est une technique de stimulation relativement ancienne, est a été introduite en Algérie en 1960 (OM6) ; cependant, ce n'est qu'au début des années 1990 qu'elle a été appliquée régulièrement dans le champ de Hassi Messaoud où la Sonatrach a engagé une compagnie de fracturation hydraulique pilote étalée sur 3 ans, pour que l'on comptabilise jusqu'au 20/08/2015, **405** puits ont été fracturés .

L'analyse du déroulement des 25 qui fracturations réalisées sur le champ entre le début des années 60 et le milieu des années 80 a montré que les échecs survenus étaient le plus souvent imputables :

- ✓ A la méconnaissance de la contrainte géostatique mineur ;
- ✓ A la nature des équipements et des fluides mis à la disposition par les compagnies de service.

En 1995, une corrélation en fonction du module de Young et de la saturation en huile exprimée en (psi) à été mise en disposition, afin d'avoir un profil de la contrainte minimale horizontale.

A partir de 1999, la technique de la fracturation hydraulique a été renforcé par l'introduction des nouvelles techniques telles que :

- ❖ **Divertafrac/Settlefrac (1999)** : Utilisée pour limiter la propagation de la fracture vers le bas.
- ❖ **StimtubeTM(1999)**: Afin de créer des petites fractures et forcer la fracture à s'amorcer dans l'intervalle désiré.
- ❖ **Propslug** : permet de remplir les petites fractures, pour éviter le screen-out prématuré ; et d'éroder les perforations.
- ❖ **Coilfrac** : en octobre 2002 le traitement est amélioré avec l'utilisation du coiled tubing, surtout dans le cas d'une communication dans la complétion.
- ❖ **Hiway fracturing** : en 2012 l'introduction de la technique Hiway sur le puits (OMN651), qui consiste à créer des voies ouvertes à l'intérieur de la fracturation ce qui permet d'augmenter d'une façon significative la conductivité tout en réduisant le volume des agents de soutènement.

En 2008, la première opération exécutée de Multi-stage fracturing dans le puits horizontal (OMOZ801).

Actuellement, à Hassi Messaoud en compte 05 puits horizontaux fracturés par la nouvelle technique (Multi-stage frac) qui sont : OMOZ 801, MDZ 492, OMKZ 202, MDZ 548, et OMNZ 273. [9]

II.2. But de la fracturation hydraulique

La fracturation hydraulique est une opération qui consiste à créer un drain perméable dans la roche. Alors les buts du traitement par fracturation sont comme suit:

- ✚ Modification des propriétés pétro physiques de la roche et l'amélioration de la productivité ou l'injectivité ;
- ✚ L'augmentation de la vitesse de récupération grâce une amélioration de l'indice de productivité ;
- ✚ L'augmentation du taux de récupération ;
- ✚ Diminuer la différence de pression aux abords du puits afin d'éliminer le problème de dépôt de paraffine et d'asphaltène ;
- ✚ démontrer la faisabilité et la rentabilité de ces stimulations ou, tout ou moins, d'expliquer pourquoi ce type d'opération à priori prometteur, resterait inadapté sur HMD dans l'état actuel de la technique. [9]

II.3. Principe de la fracturation hydraulique

Une fracturation hydraulique est une opération qui consiste à créer, après rupture de la roche, un drain perméable s'étendant le plus loin possible dans la formation de manière à faciliter l'écoulement d'huile vers le puits. Ce procédé s'applique au cas où le débit d'un puits est insuffisant; à cause de la faible perméabilité naturelle de la roche (quelques dizaines de milli darcys pour les gisements d'huile, encore moins pour les gisements de gaz), ou à cause du colmatage difficile à enlever avec l'acidification, afin d'avoir un contraste de conductivité suffisant entre la fracture et la formation (figure 08).

La fracturation ne convient qu'aux formations suffisamment consolidées (grés, calcaire) par opposition aux formations plastiques (argiles, sables très peu consolidés). De plus elle est fortement déconseillée lorsqu'elle risque de favoriser la venue d'un fluide indésirable plus au moins proche (présence d'une interface). [Dans le cas favorable on peut en attendre des gains de productivité ou d'injectivité].

L'indice de productivité (**IP**) du puits augmentera alors grâce à de la diminution du rabattement de la pression et l'augmentation du débit ainsi le gain sera défini : [9]

$$\text{Gain} = \frac{I_p(ap)}{I_p(av)} \dots\dots\dots \text{II.1}$$

Tel que :

I_p (ap) : Indice de productivité après fracturation hydraulique ;

I_p (av) : Indice de productivité avant fracturation hydraulique.

L'indice de productivité d'un puits en fonction du skin (S) peut être exprimé : [9]

$$I_P = \frac{2\pi kh}{\mu(\ln(r_e/r_w) + s)} \dots\dots\dots \text{II.2}$$

Tel que :

K : la perméabilité en milly darcy (md) ;

h : la hauteur de la fracture (m) ;

μ : la viscosité de la roche ;

r_e : le rayon de drainage (m) ;

r_w : le rayon de puits (m) ;

S : le skin.

Remarque : quand S augmente \nearrow \longrightarrow IP diminue \searrow

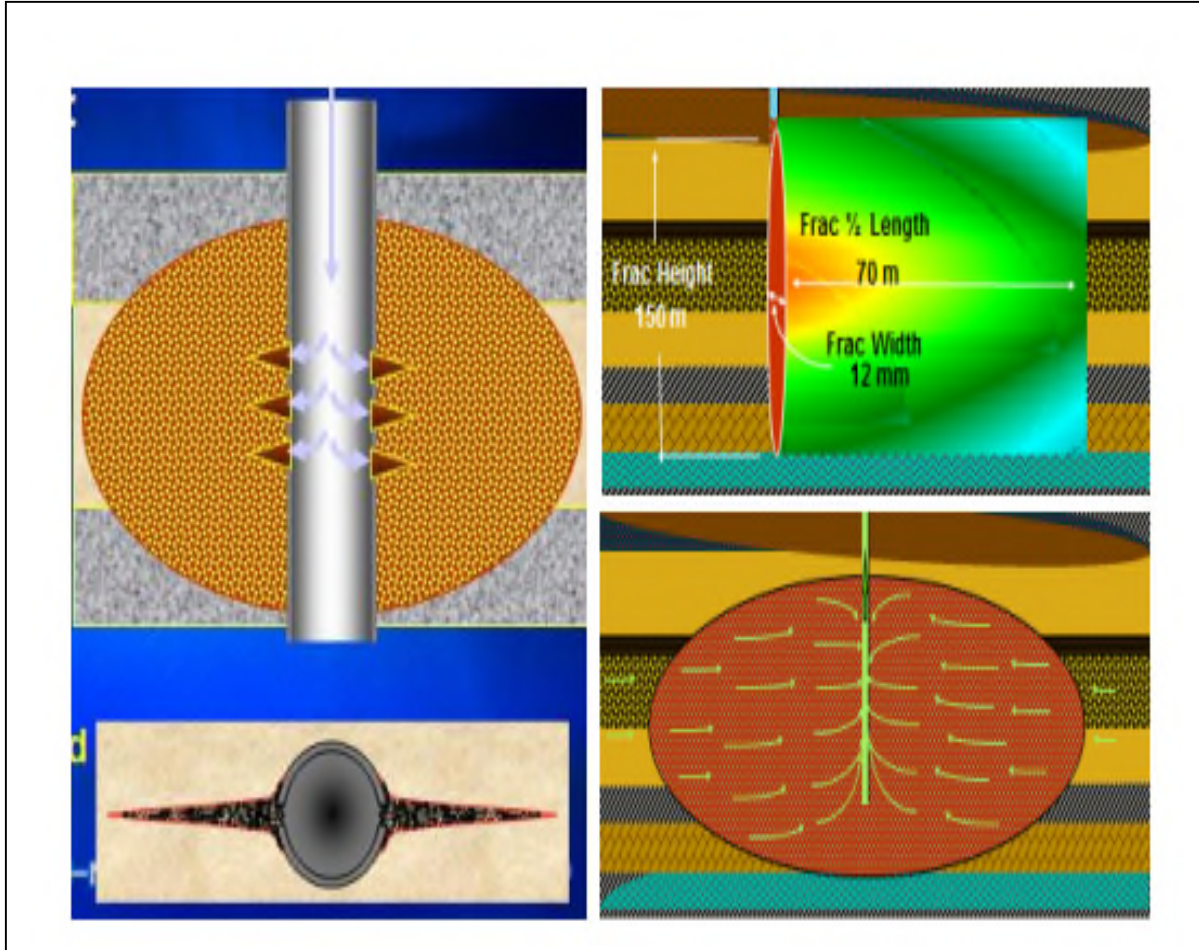


Figure. 08 : Principe de la fracturation hydraulique. [9]

II.3.1. L'indice de productivité

Cet indice définit la capacité de production du puits. Il est nécessaire de le calculer car il permet de prévoir l'équipement d'un puits pour un débit déterminé (pompage ou gas-lift) ou la perte de charge qu'il faut imposer à la sortie du puits (puits éruptif). on définit l'indice de productivité par : [9]

$$I_p = \frac{q}{P - P_{wf}} \dots\dots\dots II.3$$

Telque :

q : le débit de fluide (m^3/min) ;

p : pression de réservoir en psi ;

Pwf : la pression du fond de puits en psi.

II.3.2. Définition du skin

Le skin est le paramètre qui caractérise l'endommagement où le degré de stimulation de la formation selon que sa valeur est positive ou négative. Il traduit la liaison entre le réservoir et le puits.

- ✚ Si $S > 0$ (skin positif) on a endommagement : la couche près du puits est colmatée (perte de charge additionnelle) (voir figure 09) ;
- ✚ Si $S < 0$ (skin négatif) la couche près du puits est améliorée (Voir la figure 09).

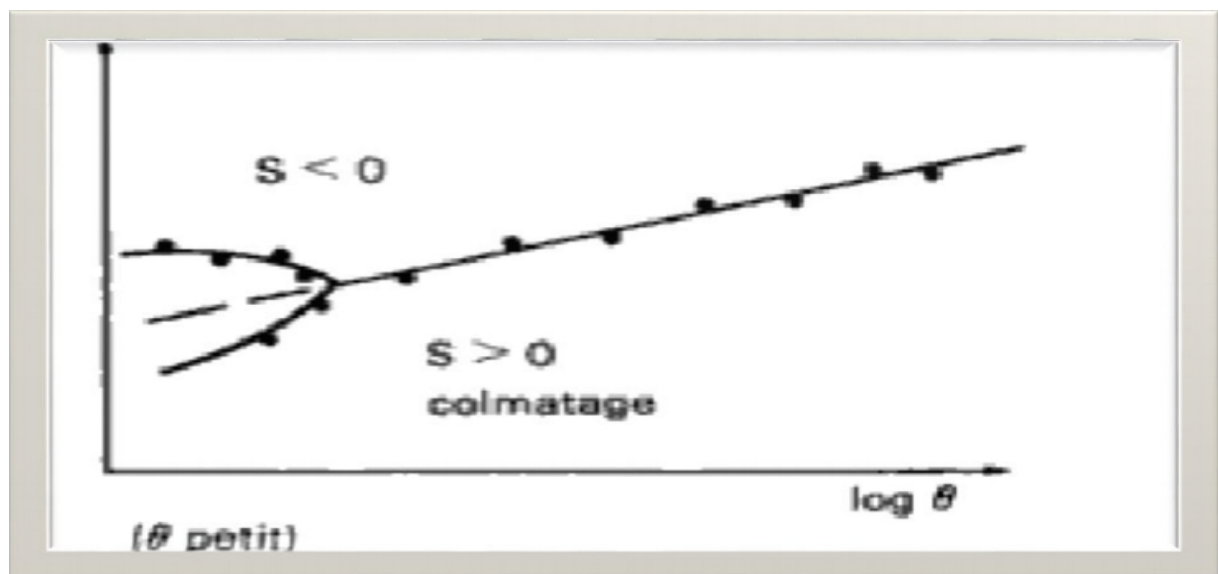


Figure. 09 : Variations du skin. [9]

Une bonne réussite d'un traitement dépend essentiellement :

- ✓ Du choix du puits candidat (complétion) ;
- ✓ Des réserves en places restantes récupérables (économique) ;
- ✓ Du profil des contraintes (favorable) ;
- ✓ De la situation par rapport au puits injecteur (gaz et eau). [9]

II.4. Critères de sélection des puits candidats à la fracturation hydraulique

La fracturation hydraulique concerne les formations gréseuses à faible perméabilité. Avant de sélectionner un puits il faut rassembler et classer les informations nécessaires du gisement (réservoir – puits) sans oublier le cout économique de l’opération.

Ces informations concernant :

- a) Réservoir ;
- b) Puits ;
- c) A l’économie de l’opération.

II.4.1. Réservoir

II.4.1.1. Nature du réservoir

Toutes les roches réservoirs peuvent être fracturées plus ou moins facilement (suivant la profondeur). On rencontre cependant des difficultés particulières dans les roches mal consolidées.

II.4.1.2. Contacts WOC (Water Oil Contact) et GOC (Gaz Oil Contact)

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.

II.4.1.3. Nature du fluide en place

Avant tout traitement de stimulation, il convient de s'assurer de la compatibilité des fluides en place avec les fluides de stimulation afin d'éviter la formation des émulsions stables et des précipités.

II.4.1.4. Perméabilité du réservoir

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).

II.4.1.5. Epaisseur du réservoir

La hauteur de la fracture développée est généralement limitée par deux couches peu ou pas perméables. [8]

II.4.2. Informations relatives aux puits

Les informations nécessaires à connaître sur le puits sont :

II.4.2.1. Historique du puits

- Forage Complétion ;
- Essais et diagraphies antérieures ;
- Traitement et interventions ;
- Puits voisins (puits producteurs, puits injecteurs) ;
- Les puits proches fracturés (Les caractéristiques de production de chaque puits avant et après la fracturation). [14]

II.4.2.2. Etat des perforations

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

II.4.2.3. Etat de la cimentation

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 fluides derrière le tubage ;
- ❖ De mieux contrôler l'extension éventuelle de la fracture.

II.4.3. Aspect économique

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

- ✚ Du coût de l'opération proprement dite ;

- ✚ Du coût des opérations préalables, parfois très importantes, pour le conditionnement du puits (recomplétion). [14]

II.5. Considérations avant une fracturation hydraulique

Avant d'entamer une fracturation hydraulique on prend en considération les points suivants :

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

II.6. Les différentes 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 création des cavités de stockage des hydrocarbures ;
- ❖ Stockage des polluants industriels, radioactifs ou chimique, dans les couches imperméables (argiles, marnes) du sous-sol ;
- ❖ Exploitation minière de certains gisements ;
- ❖ des fracturations hydrauliques sont pratiquées dans les veines de charbon ou leurs épontes, permettent de produit le méthane de la couche en avant du front d'exploitation.

Les domaines d'application possibles en futur sont :

- ✓ la gazéification souterraine de charbon et le gaz de schiste ;
- ✓ La récupération de la chaleur en géothermie profonde.

II.7. Notions de base sur la fracturation hydraulique

II.7.1. Les contraintes

D'une façon générale, les formations sont soumises à différentes contraintes, qui s'associent entre elles pour maintenir ces roches en états de compression, on cite :

- ✚ Contraintes principales totales (σ_i) (figure 10) ;
- ✚ Contraintes principales effectives (σ_i).

Ces contraintes sont liées entre eux par la relation suivante :

$$\sigma_i = \Sigma_i - \alpha P \quad (i = 1, 2, 3) \text{ (définition de Terzaghi)II.4}$$

Avec :

P: Pression de couche.

$$\alpha = 1 - \frac{C_m}{C_b} \text{ (Terzaghi)II.5}$$

Avec :

P : Pression de couche.

C_m : Compressibilité de la matrice.

C_b : Compressibilité de la roche poreuse, $\alpha \approx 1$

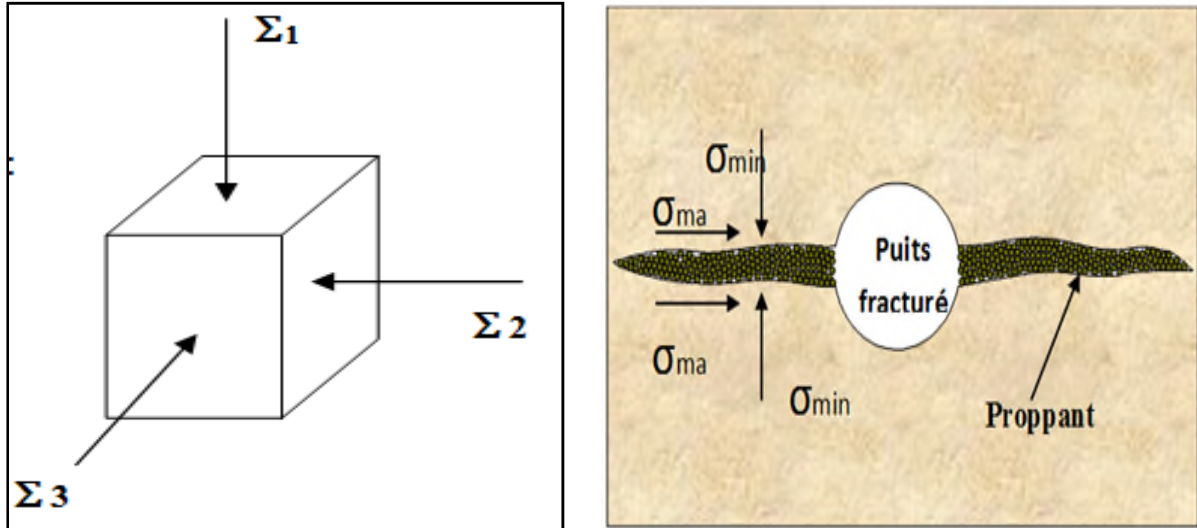


Figure. 10 : Modèles des contraintes d'un puits fracturé. [9]

II.7.2. Propriétés mécaniques des roches

Les roches sont caractérisées par :

- Le module de Young (**E**) ;

- Le coefficient de poisson (ν) ;
- Le module de cisaillement (G).

a. Module de Young (E) : La rigidité d'un matériau est appelée module de Young noté (E), il 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. [14]

b. Coefficient de Poisson (ν) : Coefficient sans dimension, défini comme étant le rapport entre la variation de la dimension latérale (changement de diamètre Δd) et la variation de la dimension axiale ou longitudinale (changement de longueur Δl), lorsque l'échantillon est soumis à une compression. [14]

$$\nu = \frac{(\Delta d/d)}{(\Delta l/l)} \dots\dots\dots \text{II.6}$$

c. Coefficient de cisaillement (G) : Il est souvent pratique en modélisation d'utiliser le module de cisaillement noté (G).

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \text{ (Terzaghi) } \dots\dots\dots \text{II.7}$$

Avec:

E : module de Young ;

ν : Coefficient de poisson. [14]

II.7.3. Description d'une fracture

II.7.3.1. Forme et orientation de la fracture

Les expériences sur champ montrent que les fracturations hydrauliques, sont développées suivant des plans horizontaux ou verticaux. Pour des profondeurs inférieures à 600 m, il est possible d'obtenir des fractures dans les plans horizontaux. Pour des profondeurs supérieures à 600 m, le poids des sédiments fait que la fracture se développe uniquement dans les plans verticaux, et c'est le cas qui existe à Hassi Messaoud (figure 11). [13]

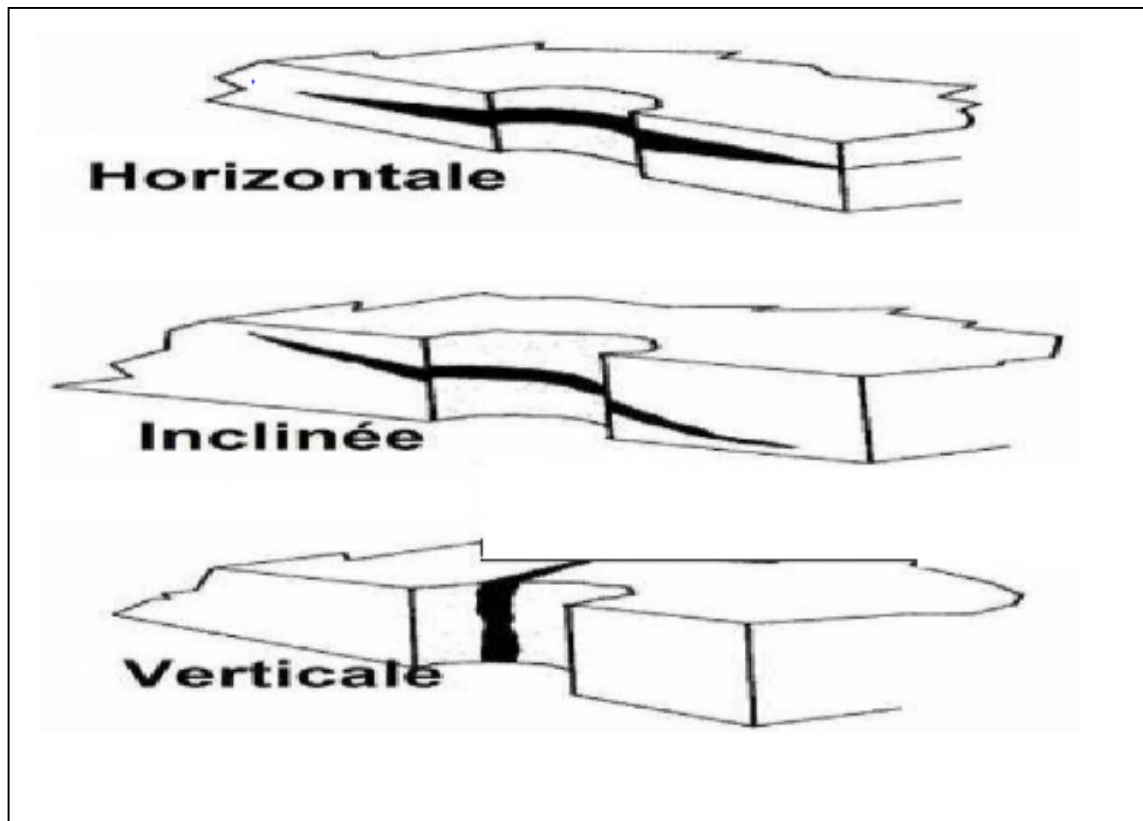


Figure. 11 : Orientation de la fracture. [13]

II.7.3.2. Géométrie de la fracturation

Le rendement d'une opération de fracturation est en fonction de trois dimensions suivantes :

❖ **La longueur X_L**

C'est la distance entre le puits et le point situé au bout de la fracture, donc elle peut être la longueur ou la demi-longueur d'une fracture suivant que ce dernier est une ou deux ailes symétriques (figure 12).

❖ **La largeur W**

C'est l'écartement entre les deux faces verticales de la fracture (figure 12).

❖ **La hauteur H**

C'est la distance suivant la verticale entre les deux points associés à une épaisseur nulle (figure 12). Tout cela concerne la fracture verticale, pour ce qui est de la fracture horizontale on aura la hauteur qui remplace l'épaisseur et le contraire. [9]

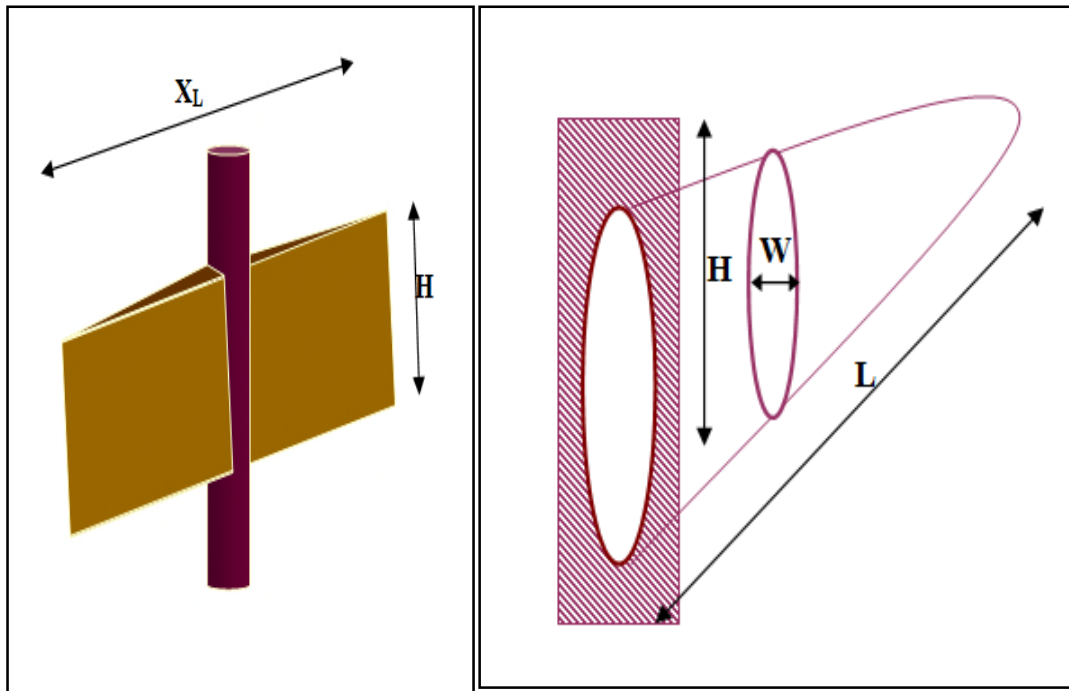


Figure. 12 : Géométrie de la fracture. [9]

II.7.3.3. Conductivité adimensionnelle de la fracture

La conductivité adimensionnelle de la fracture est représentée par le rapport : [13]

$$F_{CD} = K_F W_F / K x_f \dots\dots\dots \text{II.8}$$

Avec :

X_f : Extension de la fracture (la demi-longueur) ;

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 fracturation soit optimale, il suffit que $2 < FCD < 10$. [14]

II.7.3.4. La pression d'initiation et d'extension de la fracture

La figure 13 représente une courbe schématique de l'évolution de la pression en cours de fracturation. Elle est divisée en deux parties :

- Partie injection ;
- Partie fermeture.

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

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

- ✓ L'Instantaneous Shut In Pressure ISIP (pression de chute instantanée) , due à l'arrêt des pompes ;
- ✓ La Période de fermeture de la fracture.

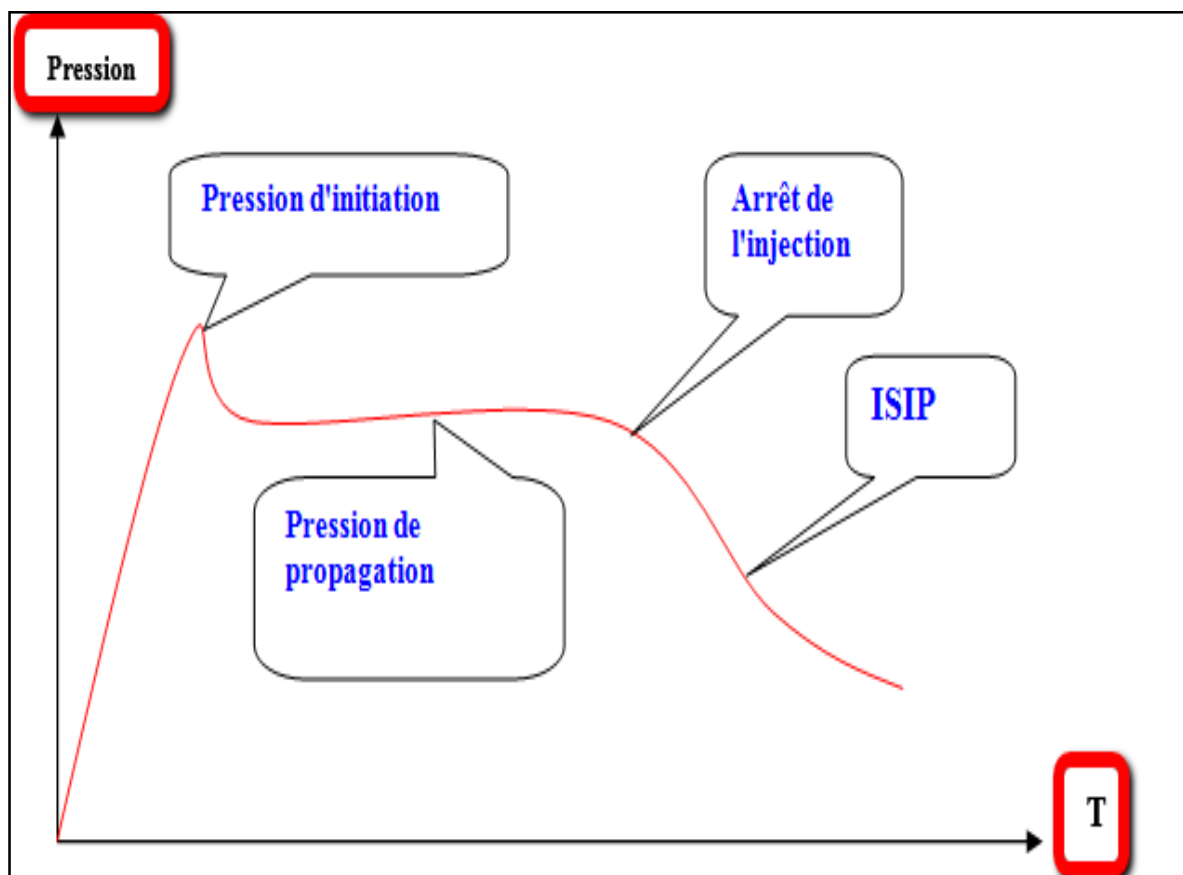


Figure. 13 : L'évolution de la pression au cours d'une fracturation.

II.7.3.5. Gradient de fracturation :**A) Pression de fracturation :[]**

Est déterminée en fonction :

- ◆ De l'état de contrainte s'exerçant sur le réservoir.
- ◆ Des conditions aux limites.
- ◆ De la mobilité du fluide injecté.

$$\mathbf{PF} = \mathbf{Pw} + \mathbf{Ph} - \mathbf{Pf} \text{ (d'après le test mini frac)II.9}$$

Avec :

Pw : pression d'injection en tête.

Ph : Pression hydrostatique.

Pf : Pertes de charge qui peuvent avoir deux composants :

- ☛ pertes de charges dans le tubing.
- ☛ pertes de charges au niveau des perforations.

B) Gradient de fracturation GF :[14]

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

$$\mathbf{GF} = \frac{\mathbf{PF}}{\mathbf{H}} \text{ (d'après le test mini frac)II.10}$$

PF : pression de fracturation.

H : la profondeur de formation. [14]

II.7.3.6. Modèles de propagation de la fracture**A) Modèle Bidimensionnel**

Le problème est traité à deux dimensions dans le plan (x, y), la fracture est supposée limitée par deux plans horizontaux distants de la hauteur H, constante dans le temps.

Les modèles bidimensionnels les plus connues sont : **PKN, KGD, RADIAL. [8]**

1. Modèle PKN (PERKINS, KERN, NORDGEN)

Ce modèle est en premier lieu développé par (PERKINS KERN NODGREN) puis modifié par d'autres. Il peut être classé comme modèle PK, il est très utile lorsque les contraintes des barrières sur la zone perméable sont grandes et la pression présente un accroissement pendant le pompage. Pour ce modèle la méthode de calcul est basée sur les hypothèses suivantes (figure 14):

- La hauteur est constante (h_f).
- Longueur supérieure à la hauteur ;
- Pas d'écoulement dans la direction verticale ;
- La pression dans la section verticale est constante ;
- La section verticale est elliptique.

L'état des contraintes au point (x) ne dépend pas de la distribution de pression à d'autre position le long de la longueur.

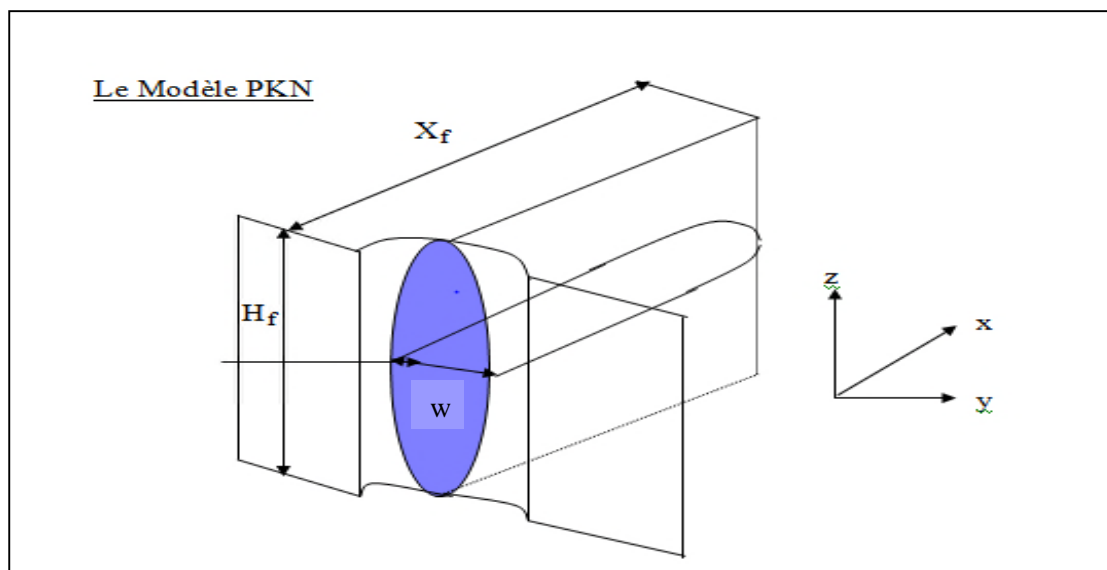


Figure. 14 : schéma explicatif le modèle PKN. [14]

Telque :

X_f : la longueur de la fracture (m) ;

h_f : la hauteur de la fracture (m) ;

W : la largeur de la fracture (m).

2. Modèle de GDK (GEERTESMER ,DANESHY ,KLERK)

Le problème est traité à deux dimension dans le plan horizontal (x, y), la fracture est supposée limitée par deux plans horizontaux distants d'une hauteur H constante dans le Temps, ceci revient à supposer un glissement parfait le long de ces plans (interface couche – épontes) et donner à la fracture une section rectangulaire dans le plan vertical (figure 15).

GEERSTMA et KLERK (1969) (GDK) ont résolu le problème analytiquement d'une façon approchée pour un fluide newtonien.

DANESHY (1973) à pris en compte une rhéologie non newtonienne du fluide.

Pour ce modèle la méthode de calcul est basée sur les hypothèses suivantes (figure 15):

- ✓ Formation homogène et isotrope ;
- ✓ La formation est supposée élastique ;
- ✓ Le fluide de fracturation est purement visqueux ;
- ✓ Ecoulement de fluide est supposé laminaire ;
- ✓ Le profil de la fracture suivant la verticale est supposé rectangulaire ;
- ✓ La hauteur est constante.
- ✓ La relation entre la hauteur et la longueur est : $XF > HF$.

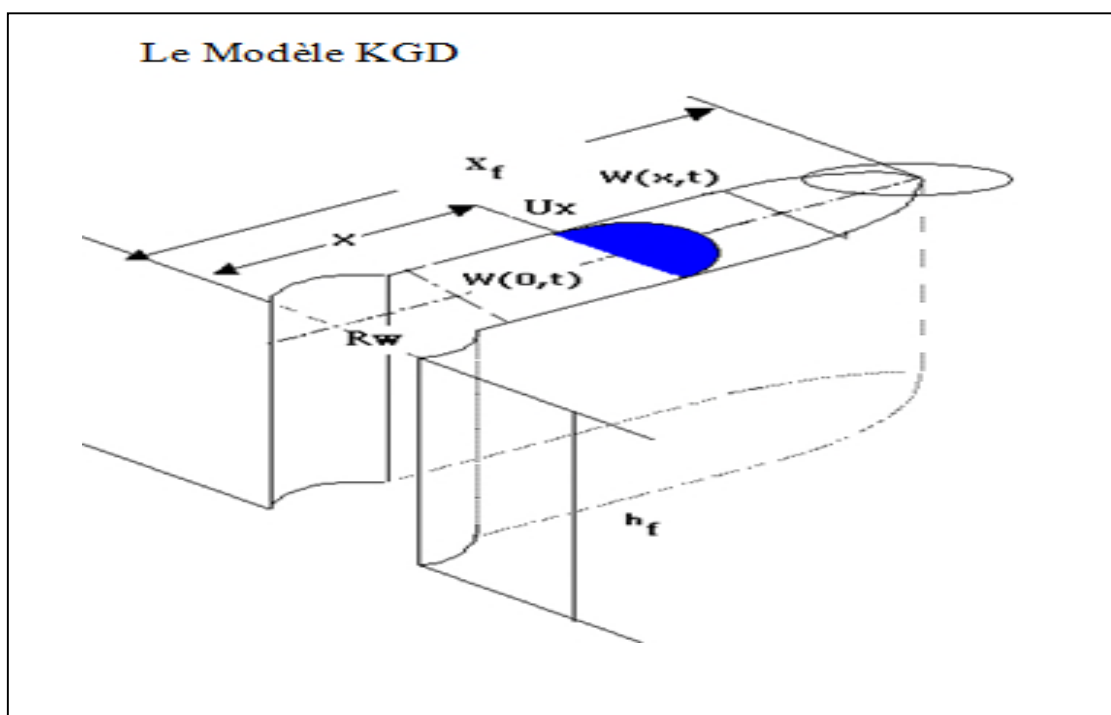


Figure. 15 : schéma explicatif le modèle GDK. [14]

3. Model radial

Dans ce cas, la hauteur de la fracture est égale à sa largeur, Les deux méthodes Perkins et Kern (1961) et Geerstma et de Klerk (1969) ont examiné les fractures radiales, qui se développent en milieu ouvert, à partir d'une source ponctuelle.

Ce modèle est applicable quand il n'y a pas d'obstacles qui freinent la croissance en hauteur ou dans le cas d'une fracture horizontale.

Les résultats de ce modèle correspondent à une fracture horizontale dans les puits verticaux et à la fracture verticale dans les puits horizontaux. Avec un faible intervalle de perforation.

On considère que la :

- ✚ La Fracture se propage radicalement ;
- ✚ La hauteur varie suivant la largeur ;
- ✚ La section verticale est supposée elliptique. [8]

B) Modèle Tridimensionnel

Les avantages de ce modèle sont :

- ◆ La hauteur de la fracture est obtenue comme résultat et non comme donnée de modèle ;
- ◆ Le risque de rupture des épontes, et de mise en communication du réservoir et de niveau aquifère est évaluée ;
- ◆ L'épaisseur de fracture est mieux estimée pour calculer les pertes de charge par filtration.

1) Modèle pseudo tridimensionnel P-3D

Ce modèle est semblable à celui de PKN avec ces particularités.

- ◆ La hauteur dépend de la position de x le long de la fracture ;
- ◆ Ecoulement dans le sens vertical.

2) Modèle tri –dimensionnel 3D

Il a comme hypothèse :

- ◆ Distribution des contraintes en 3D ;
- ◆ Ecoulement de fluide dans la fracture en deux dimensions ;
- ◆ Transport des agents de soutènement en 2D ;
- ◆ Prise en compte de l'effet de transport de chaleur et de perte de charge dans la formation par filtration.

C) Identification du modèle de propagation à partir des pentes de log-log plot

Ces pentes sont caractéristiques pour les différents types de géométrie de la fracture et mode de propagation.

Le graphique $\log\Delta p$ - $\log T$ ci dessous et ces pentes associées représentent un outil diagnostique pour l'interprétation de processus de fracturation (figure 16).

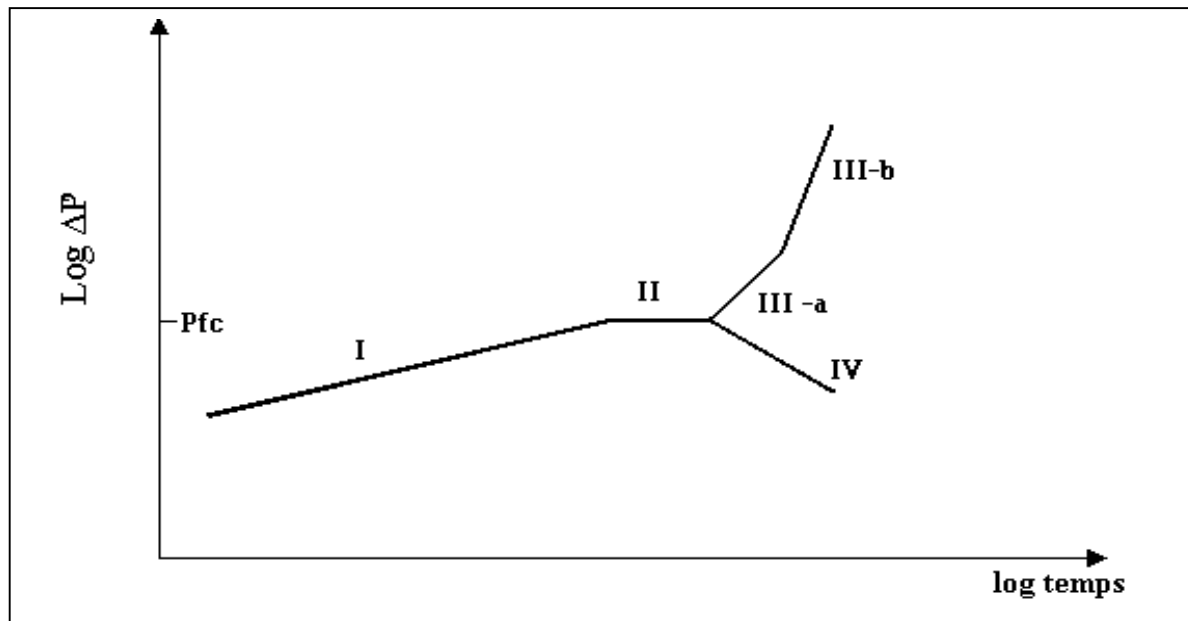


Figure. 16 : courbes des pentes (log-log plot) pour un cas idéal. [8]

L'interprétation de base des pentes inclut la pression décroissante initiale avant que la fracture soit influencée par les barrières. Ce temps est généralement petit, pour des zones relativement de petite hauteur. Pour cette partie le modèle de propagation est le GDK ou le radial, avec une pente négative qui varie entre $-1/8$ et $-1/4$.

Après que la fracture est emprisonnée par les barrières, la pression augmente comme indique par le modèle PKN avec des pentes entre $1/8$ pour une efficacité faible et $1/4$ pour une efficacité forte.

Comme la pression de la fracture augmente, elle peut atteindre la capacité de pression de la formation qui mène à un effet du régulateur de pression presque constante.

La pression est réglée par l'accélération de la filtration du fluide dans la zone proche du puits ou la pression est plus grande.

La hauteur augmente si la pression diminue à cause de la propagation de la fracture à travers une barrière. Une augmentation considérable de la pression (pente égale à l'unité) indique une restriction de l'extension de la fracture ou un Screen-Out près de la pointe de la fracture, et quand la pente est beaucoup plus grande que 1, elle indique un screen-out proche du puits à cause du dépassement de la capacité de pression de la formation.

Les différents types des pentes associées avec leurs interprétations sont présentés sur le tableau suivant : [8]

Tableau . 02 : Les différents types des pentes associés avec leurs interprétations. [8]

Types de pentes	La valeur de la pente du $\log\Delta p$ - $\log T$ approximative	Interprétation
I	-1/8 à -1/4	- Restriction de la hauteur et extension sans restriction
II	0	a) Augmentation de la hauteur
III a	1	a) Ouverture des fissures. - Restriction de l'extension (Deux ailes actives).
III b	2	- Restriction de l'extension (une seule aile active).
IV	Négative	- Augmentation de la hauteur sans restriction.

II.7.4. Fluide de fracturation

Le choix du fluide, son débit d'injection et de certaines modalités contribuent d'une façon essentielle aux résultats d'une fracturation hydraulique.

Un fluide de fracturation doit avoir les propriétés suivantes :

- ❖ Avoir des pertes de charges minimales dans le tubing ;
- ❖ Une bonne qualité de transport des billes ;
- ❖ Avoir une filtration faible ;
- ❖ Après la fermeture de la fracture, il doit se dégrader afin de faciliter son dégorgement.

Le succès d'une fracturation dépend essentiellement de la viscosité et de la filtration.

✚ **La viscosité** : Elle est déterminée expérimentalement au laboratoire.

✚ **La filtration** : La théorie et l'expérience montrent que la vitesse de filtration, sous une ΔP constant obéit à la loi :

$$V(t) = \frac{C}{\sqrt{t-t_0}} \text{ DANESHY (1973)II.11}$$

Avec :

$V(t)$: Vitesse de filtration ;

C : Coefficient de qualité ou de filtration ;

t_0 : Instant du début de filtration ;

$t - t_0$: Durée de filtration. [9]

II.7.5. Les additifs

De nombreux additifs sont souvent nécessaires pour l'opération de fracturation. Le choix de leur nature et de leur concentration doit être fait avec soin en fonction des paramètres de gisement et des conditions opératoires. En particulier :

- ❖ NE-118 : sépare entre eau et huile sur phase ;
- ❖ BF-7L : augmente le PH ;
- ❖ XLW-56 : (cross linked) augmente la viscosité ;
- ❖ Breaker : (casse les réactions chimiques).
 - ✓ hyperme CRB (solide) pour le travail aux hautes températures ;
 - ✓ enzyme G (liquide) pour le travail à PH élevé. [14]

II.7.6. Agent de soutènement

Fracturer c'est créer un drain perméable d'une part et d'autre part c'est à l'agent de soutènement d'en assurer la perméabilité et la conserver dans les conditions d'exploitation du puits, c'est à dire sous contraintes et température du réservoir, et en présence des fluides du gisement.

Pour satisfaire ces exigences, les agents de soutènement doivent avoir :

- 1) Une bonne granulométrie et une forme susceptible de générer une bonne conductivité ;
- 2) Une résistance mécanique aux contraintes in-situ en exploitation (résistance à la déformation et à la rupture) ;
- 3) Une résistance chimique dans les conditions de fond au fil du temps (résistance à la corrosion et à l'érosion) ;
- 4) Une densité compatible avec un transport optimum (sédimentation).

Les agents de soutènement les plus utilisés actuellement à HMD, sont en général des billes de céramiques calibrées, du sable ou de la bauxite, de granulométrie de diamètre 16/30, 20/40 et leur perméabilité variant entre 100 et 800 Darcy, comme exemple BJSP utilise le **Sinterball Bauxite** (figure 17). [14]

Trois types des agents de soutènement sont utilisés :



Figure. 17 : différents types de proppant. [13]

II.8. Déroulement d'une fracturation hydraulique

Avant d'entamer l'opération de fracturation hydraulique «frac job» de n'importe quel puits, il est impératif de connaître le profil des contraintes «stress » de ce puits afin de bien cibler et contrôler la fracture. Notons que c'est une technique très risquée et coûteuse mais qui reste très utilisée car elle permet d'augmenter la productivité [6]. Pour une utilisation efficace de cette technique, il est nécessaire de tenir compte :

Les paramètres à connaître :

- ❖ Les contraintes ;
- ❖ La perméabilité du terrain ;
- ❖ La porosité de la formation ;
- ❖ Module de Young ;
- ❖ Module de poisson ;
- ❖ Interfaces: WOC & GOC (Water Oil Contact, Gaz Oil contact).

Les paramètres à choisir :

- ✚ Débit d'injection ;

- ✚ Fluide de fracturation (viscosité, filtration) ;
- ✚ Agent de soutènement (type, granulométrie et concentration).

Les paramètres à obtenir :

- ✓ Extension de la fracture X_f ;
- ✓ Épaisseur W ;
- ✓ Hauteur soutenue H ;
- ✓ Conductivité (K_f, W_f).

Avant d'entamer le frac job de n'importe quel puits, il est impératif de connaître le profil de stress (contrainte) de ce puits afin de bien cibler et contrôler la fracture. Notant que c'est la technique la plus risquée et coûteuse. [13]

II.9. Les problèmes de la fracturation hydraulique

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

II.9.1. Phénomène de tortuosité

L'existence de la tortuosité aux abords du puits, est due essentiellement à la courbure du au chemin initié aux 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 Screen-outs prématurés. [13]

II.9.2. Colmatage

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

- ✓ Fluide de fracturation ;
- ✓ Agents de soutènement.

II.9.2.1. Le fluide de fracturation

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

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

II.9.2.2. Les agents de soutènement

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

1. Les restes insolubles contenus à l'origine dans le fluide, ou formés pendant la dégradation du fluide dans la fracture et dans les pores de la formation ;
2. L'écrasement du proppant dans la formation qui est du au mauvais choix des agents de soutènement. [13]

II.9.2.3. Le 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 ;
- ❖ Medium Screen-Out ;
- ❖ Screen-Out à l'entrée. [9]

Conclusion

La fracturation hydraulique est une nouvelle technique de récupération d'huile qui est introduite en vue d'améliorer la productivité et les caractéristiques des puits.

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

Partie Pratique

Mise au point

d'une

fracturation hydraulique

Introduction

Après la préparation du programme de fracturation hydraulique, il convient de déterminer le matériel de surface nécessaire à la réalisation de l'opération dans des conditions définies par le programme.

L'ensemble du matériel doit donc permettre le déroulement de l'opération en continu, en essayant de tenir compte des différents incidents pouvant survenir au cours de cette opération. Cette opération doit se réaliser dans des conditions satisfaisantes pour le matériel et le personnel.

III.1. Les principaux équipements de la fracturation hydraulique

Les équipements nécessaires pour une opération de fracturation hydraulique sont les suivants [8] :

- ❖ Unité de pompage ;
- ❖ Le Frac Tank ;
- ❖ Unités d'hydratation ;
- ❖ Le mélangeur ou Blender ;
- ❖ convecteur de sable (Sendking) ;
- ❖ Pompe à haute pression (High Pressure Pumps) ;
- ❖ Manifold et conduites à haute pression (HP) ;
- ❖ Enregistreurs et capteurs ;
- ❖ Les tubes de fer (Iron Rack) ;
- ❖ Le Tree-Saver ou WIT (Wellhad Isolation Tool).

III.1.1. Unité de pompage

Les caractéristiques d'un traitement de fracturation hydraulique varient d'un champ à l'autre avec :

- ☛ La profondeur du puits ;
- ☛ La nature de la formation ;
- ☛ Les conditions de fond : pression, température...

Il en résulte que les unités de pompage doivent présenter une souplesse suffisante pour s'adapter à chaque cas particulier, grâce à leurs caractéristiques débits, pression (figure 18).

On distingue deux types d'unité de pompage qui présentent des caractéristiques pression-débit très étendues :

- ☞ Des pompes conventionnelles, à moteur diesel, de puissance variable suivant le modèle, munies d'une boîte de vitesse à plusieurs réductions ;

- ☞ Les turbines d'une puissance de l'ordre de 825 à 850 cheval.

Les caractéristiques très étalées de ces turbines permettent d'injecter dans des conditions de pression et débit très varié :

- ☞ De puis une pression de 1050 bars à un débit de 0,30 m³/mn ;

- ☞ De puis une pression de 100 bars à un débit de 4,30 m³/mn

Des pompes spéciales pouvant débiter 0,25 m³/mn sous une pression de 1400 bars ont été construite. [8]

III.1.2. Le Frac Tank

Le frac tank est un réservoir où l'on stock l'eau, cette dernière 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 (figure 18). [8]

III.1.3. Unité d'hydratation (hydratation Unit)

Unité d'hydratation est employée pour doser et mixer l'eau avec les additifs liquides (XLFC, NE-118,...) qui utilisés à la cour de l'opération. Et envoyer le mélange (linéaire gel) vers le blender (figure 18). [8]

III.1.4. sendking (convertisseur de sable)

C'est un imposant bac mobile, il permet de stocker jusqu'à 2500ft³ d'agents de soutènement, ce container est subdiviser en quatre compartiments, ceci permet d'y mettre différent type de proppant .à leur caractéristique débit, pression .Ces pompes triplex peuvent délivrer jusqu'à 20.000 psi de pression (figure 18). [8]

III.1.5. Le Mélangeur ou Blender

Le blender (mixeur) est utilisé pour mélanger les agents de soutènement et les additifs de fracturation.

Deux systèmes sont employés pour modifier à volonté la concentration du fluide en agents de soutènement :

☞ 1^{er} système : système à vis hélicoïdale dose la quantité d'agents de soutènement nécessaire et les transportent dans le bac mélangeurs ;

☞ 2^{ème} système : par gravité les agents de soutènement tombent directement dans le bac mélangeurs après passage à travers une vanne calibrée.

Les additifs en poudre sont mélangés au fluide à travers des mélangeurs rotatifs étalonnés.

Les additifs liquides sont introduits à l'aide de petites pompes doseuses (figure 18). [8]

III.1.6. Manifold d'aspiration

Les conduites devront être aussi courtes que possible (pour éviter le désamorçage des pompes) et de section importante.

Si le matériel de pompage est limité à 3 ou 4 unités seulement, tous les bacs sont interconnectés avec une vanne de sectionnement.

III.1.7. Manifold de refoulement

Il est indispensable de prévoir un nombre suffisant de lignes pour alimenter la tête de puits :

- ✓ une ligne de diamètre 2 '' permet le passage de 1,6m³/mn "10 bpm "environ.
- ✓ Trois lignes au moins sont donc nécessaires pour un débit de 5m³/mn. Toutes les conduites seront en série 10 000 psi " 700 bar ".

Il y a lieu de prévoir en outre :

- ✓ Tous les accessoires habituels : raccords, clapet anti-retour vanne , purge ;
- ✓ Le branchement sur torche pour le dégorgement du puits. [8]

III.1.8. Manifold et conduites à haute pression (HP)

Le manifold HP, peut résister à des pressions atteignant **20.000 psi** et un débit de **75BPM**. Le manifold joue le rôle de collecteur de mixtures (figure 18). [8]

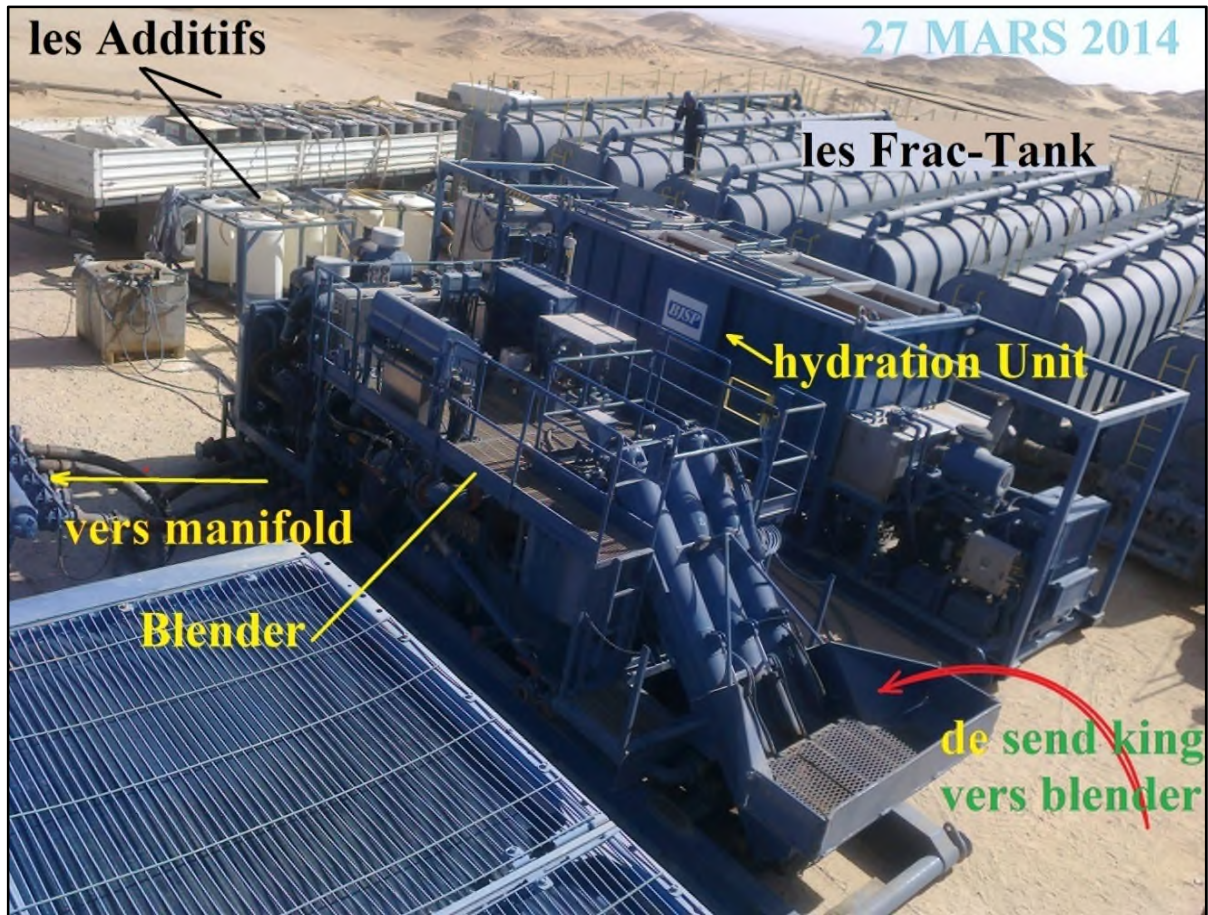


Figure. 18 : quelques équipements de surfaces de la fracturation Hydraulique.[8]

III.1.9. Stockage du fluide et des produits

Le fluide à injecter se trouve généralement stocké dans des bacs de volume important « quelques dizaines de mètres cubes » (figure 19).

Si l'on dispose de l'équipement nécessaire, les gels à l'eau conventionnels sont le plus souvent préparés en continu. Dans le cas contraire, il est recommandé de préparer le gel immédiatement avant injection. On ce qui concerne les agents de soutènement « sable ou bille de verre », ils sont stockés dans des bacs des stockages. [8]



Figure. 19 : Bacs des stockages [8].

III.1.10. Enregistreurs de débit et de pression

Les enregistreurs de pression seront placés de manière à fournir la pression en tête du puits et dans l'espace annulaire.

L'enregistreur de débit sera disposé de façon à intégrer la totalité du débit injecté. [8]

III.1.11. Pompe à haute pression (High Pressure Pumps)

Les caractéristiques d'un traitement de fracturation hydraulique varient d'un champ à l'autre avec la profondeur du puits, la nature de la formation et les conditions de fond (pression, température...), donc les unités de pompage doivent présenter une souplesse suffisante pour s'adapter à chaque cas particulier, grâce à leurs caractéristiques de débit et de pression. Ces pompes triplex peuvent délivrer jusqu'à 20.000 **psi** de pression. [8]

III.1.12. Enregistreurs et capteurs

Les appareils de mesure utilisés sont :

Débit mètres, densimètres, viscomètre, thermomètres, PH-mètres, et capteurs de pressions. [8]

III.1.13. les tubes de fer (Iron rack)

Sont des tubes en acier de diamètre de 3 pouces (3"), qui sont résistantes à une pression de 15000psi.

Ces tubes sont utilisés pour construire la ligne principal haut pression de pompage jusqu'à la tête de puits. [8]

III.1.14. 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 de puits l'utilisation du

Tree-Saver permet l'exécution de l'opération.

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. [8]

III.2. Description du processus de la fracturation hydraulique

On peut distinguer cinq phases principales décrites ci-après :

III.2.1. Initiation de la fracture

On commence par l'injection de fluide de fracturation à un débit de fracturation. On augmente la pression exercée sur le fluide pour générer des contraintes de traction susceptibles d'initier la fracture perpendiculaire au plan de contrainte horizontale minimale. [8]

III.2.2. Développement ou extension de la fracture

En continuant à pomper, la fracture s'étend de plus en plus tant que le débit de pompage est supérieur au débit de filtration à travers les faces de la fracture. [8]

III.2.3. Maintien de l'ouverture de la fracture

Deux cas se distinguent :

❖ Dans les formations carbonatées, on utilise un fluide de fracturation contenant l'acide chlorhydrique assez concentré. Cet acide range irrégulièrement les parois de la fracture ce qui laisse des canaux résiduels de très haute perméabilité lorsque la fracture se ferme suite à l'arrêt du pompage ; c'est ce que l'on appelle "fracturation acide" (acide frac) ;

❖ Dans les formations gréseuses, des agents de soutènement présentant une très bonne perméabilité (sable, billes de verres...) sont mélangés au fluide de fracturation (généralement un fluide de haute viscosité) et sont entraînés dans la fracture par ce fluide ; ils empêchent la fracture de se fermer quand on arrête le pompage en fin de traitement. Les agents de soutènement ne doivent commencer à être pompés que lorsque la fracture a atteint des dimensions géométriques (épaisseur de la fracture particulièrement) suffisantes pour les laisser passer. [8]

III.2.4. Fermeture du puits

Cela permet à l'excédent de pression de se résorber par filtration de fluide de fracturation à travers les parois de la fracture. Elle est essentielle pour les fracturations avec les agents de soutènement de manière à permettre que ceux-ci soient bloqués en place avant que le puits ne soit dégorgé. [8]

III.2.5. Dégorgement et mise en production

Il faut évacuer au mieux non seulement le fluide de traitement contenu dans la fracture résiduelle mais encore le fluide filtré dans la formation. [9]

III.3. Evolution de la pression au cours du traitement

L'évolution schématique de la pression au cours de la réalisation d'une fracture est représentée dans la figure suivante (figure 20) :

Cette évolution est divisée en deux parties :

- Partie injection ;
- Partie fermeture (arrêt d'injection).

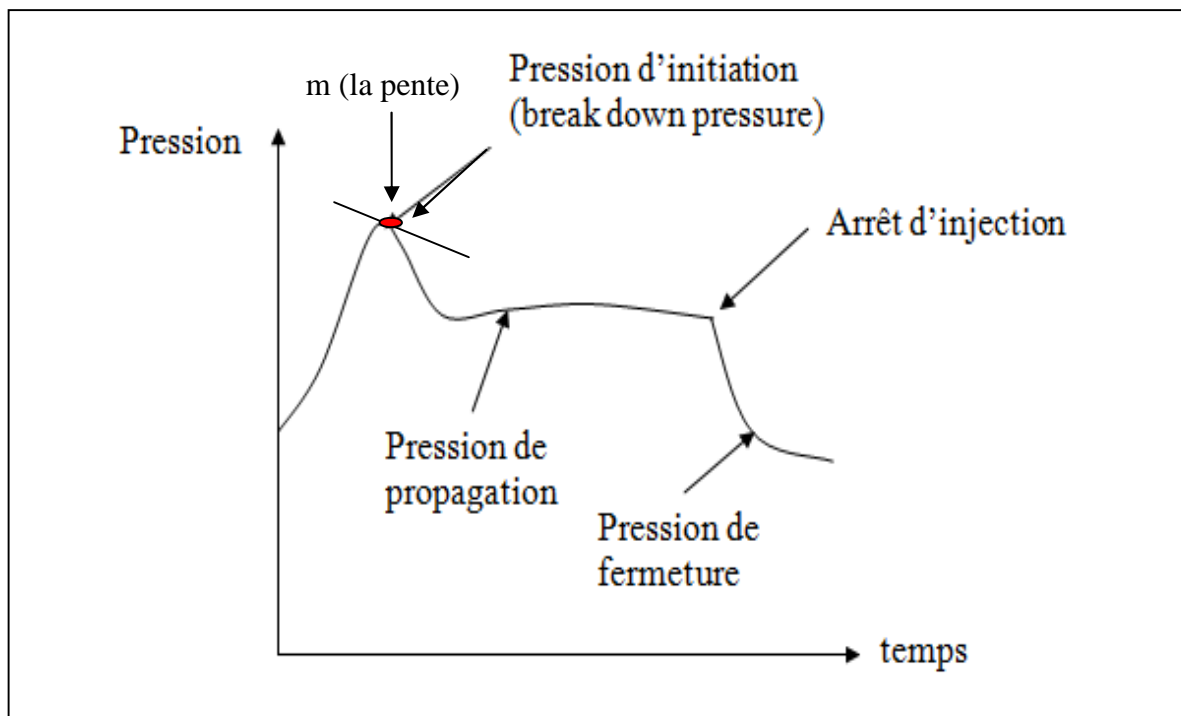


Figure. 20 : Schéma explicatif de l'évolution de la pression au cours du traitement.

On distingue pendant la première partie (l'injection), un pic de pression qui correspond à la valeur de la pression d'initiation ou de fracture (break down pressure). Ce pic suivi d'un palier, qui correspond au point d'amorce de la fracture et de sa propagation.

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

- ✓ La pression instantanée de fermeture ISIP (Instantaneous Shut In Pressure), due à l'arrêt des pompes ;
- ✓ La Période de fermeture de la fracture.

La pression de fermeture n'est pas toujours facile à déterminer, elle a aussi un aspect très important dans l'analyse et l'interprétation de la fracturation hydraulique. A cause de cette importance de nombreuses études sont consacrées à sa détermination. [9]

III.4. Les mesure avant le traitement

Parmi les principales mesures on distingue :

- ✓ Les mesures de diagraphie ;
- ✓ Le carottage ;
- ✓ Les essais du puits.

III.4.1. Mesures de diagraphie

Les logs enregistrés avant le traitement permettent de donner des informations sur le contact eau / huile et huile / gaz; précise les zones perméables ; ...etc.

A partir de ces informations on peut faire des comparaisons avec les diagraphies après le traitement. [8]

III.4.2. Carottage

Les opérations dans le laboratoire sur les carottes permettent de détecter l'apparence des fissures au cours de la variation des contraintes, et la prédiction des contraintes in situ. [8]

III.4.3. Les essais du puits

Lors d'un essai du puits, une réponse en pression transitoire est créée à la suite d'une variation de débit. En fonction de l'objectif de l'essai, la réponse du puits est enregistrée pendant une durée déterminée.

L'analyse des essais de puits permet d'obtenir des informations sur le réservoir et sur le puits. En association avec les études géologiques et géophysiques, les résultats d'essai de puits servent à construire le modèle de réservoir, utilisé pour prédire le comportement du champ et la récupération, selon les conditions opérationnelles. La qualité de communication entre le réservoir et le puits indique la possibilité d'améliorer la productivité du puits. [10]

Les informations résultant d'un essai sont :

- ❖ Pour le réservoir, nous avons les perméabilités, les hétérogénéités, les frontières et les pressions;
- ❖ Pour le puits, nous avons le potentiel de production (index de productivité), skin, géométrie du puits.

Les différents types d'essais sont:

- ❖ Essai d'interférence ou de pulse;
- ❖ Essai d'injection;
- ❖ Drill Stem Test (DST);
- ❖ Essai en débit (DrawDown);
- ❖ Essai en fermeture (BuildUp).

III.4.3.1. Essai d'injection

lorsqu'un fluide est injecté dans le réservoir, la pression de fond augmente et, après fermeture, elle diminue. Les propriétés des fluides injectés sont différentes de celles du fluide en place. [11]

III.4.3.2. Drill stem test (DST)

est réalisé après forage en open hole ou cased hole dont l'objectif est de tester le potentiel du puits, de prélever des échantillons de fluide initial et d'analyser les caractéristiques du réservoir. [11]

III.4.3.3. Essai en débit (DrawDown)

l'essai en débit est une série de mesures de pression de fond pendant la période de production à débit constant. Généralement, le puits est fermé avant l'essai pendant un temps suffisant pour atteindre la pression de gisement. L'objectif principal de DD (DrawDown) est d'obtenir la perméabilité moyenne du réservoir, d'évaluer le skin aux abords du puits, le profil de pression et les limites de la forme du réservoir et d'estimer les réserves. [11]

Quant le débit de production Q_0 est constant pendant le régime transitoire, le puits se comporte comme s'il se trouve dans un réservoir infini. L'expression de la pression pendant cette période est donnée par la relation de **Davis et Hawkins** :

$$P_{WF} = P_i - \frac{21.5 Q_0 B_0 \mu_0}{K h} \left[\log \left(\frac{kt}{\phi \mu_0 c_t r_w^2} \right) - 3.10 + 0.87s \right] \dots \dots \dots \text{III.1}$$

P_{WF} : pression de fond de puits (psi) ;

P_i : La pression de test initiale (psi) ;

Q_0 : débit de production (m^3/min) ;

B₀ : facteur volumétrique de fluide ;

μ₀ : viscosité de huile en centipoise (cp) ;

∅ : porosité , fraction ;

K : perméabilité moyenne du réservoir en milli darcy.(md) ;

h : hauteur de la fracture (m) ;

Kt : la perméabilité totale du réservoir en milli darcy(md) ;

Ct : compressibilité totale en psi⁻¹ ;

r_w : le rayon de puits en foot (ft) ;

S : le skin.

C'est une équation d' une droite sous forme de :

$$P_{WF} = a + m \log (t)$$

$$\text{Où } m = \frac{21.5 Q_0 B_0 \mu_0}{K h} \quad (\text{Davis et Hawkins}) \dots\dots\dots \text{III.2}$$

m : est la pente de remonté de pression obtenue sur une courbe semi-log de **P_{WF}** en fonction de temps (**t**).

D'après l'équation (III.2) on peut déterminer K une fois h connue. La perméabilité moyenne est donner par :

$$1) \quad K = \frac{21.5 Q_0 B_0 \mu_0}{h m} \quad (\text{Davis et Hawkins}) \dots\dots\dots \text{III.3}$$

Lorsque le rapport de la perméabilité **K** déduite par la mesure du débit et la perméabilité déduite par la remonté de pression est égale à 1; le réservoir peut considérer comme relativement homogène.

D'après la nature et la perméabilité de réservoir, on peut déterminer le type de stimulation :

- Le cas de réservoir gréseux, faible perméabilité, la solution est la fracturation hydraulique ;
- Le cas de réservoir carbonaté à perméabilité médiocre, la fracturation acide constitue une solution intéressante.

Si la courbe de remonté de pression présente plusieurs pentes, cela se traduit par l'existence des zones de perméabilités différentes ($K_1, K_2, K_3 \dots$), qui sont dues soit :

- ✓ Au colmatage au voisinage du puits ;

Ou bien

- ✓ A des anomalies de la perméabilité dans le réservoir.

Il existe des formules qui permettent d'estimer la distance entre le puits et un changement de faciès de la couche ou une anomalie de la perméabilité. [8]

On a par exemple l'anomalie de **Davis** et **Hawkins** et **Chaumet** :

2) Davis et Hawkins

$$3) d = 0.033 \sqrt{\frac{K\Delta T}{\mu\phi\beta}} \quad (\text{Davis et Hawkins}) \dots\dots\dots \text{III.4}$$

Teque :

d : la distance entre le puits et le changement de faciès de la couche ;

K : la perméabilité de la formation ;

Δt : le temps de fermeture de puits en (heur .au quel les deux parties linéaires de la courbe de remonté de pression se coupent ;

μ : viscosité d'huile en centipoise (cp) ;

ϕ : porosité , fraction ;

β : compressibilité de fluide.

4) Chaumet

$$d = 0.077 \sqrt{\frac{K\Delta T}{\mu\phi\beta}} \quad (\text{Chaumet}) \dots\dots\dots \text{III.5}$$

➤ Si l'anomalie de Chaumet de perméabilité est située entre de 5 –10 m du puits la fracturation hydraulique est le seul moyen de stimulation ;

➤ Si le rapport des deux pentes égal à 2, on a une barrière imperméable.

Effet de pelliculaire ou skin effet peut nous aider sur le choix et le déroulement de stimulation.

Par réarrangement de l'équation (III.2) le skin est déterminé par :

$$S = 1.151 \left[\frac{P_i - P_{ihr}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) + 3.10 \right] \text{ (Chaumet).....III.6}$$

Telque :

P_i : pression de test initial(psi) ;

P_{ihr} : pression de test initial par heure (psi) .

III.4.3.4. Essai en fermeture (BuildUp)

L'essai **BU** décrit la remonté de la pression de fond en fonction du temps après la fermeture du puits (figure 21).

Il vise à déterminer :

- ✓ la pression statique du réservoir P;
- ✓ l'endommagement aux abords du puits;
- ✓ la présence d'une faille proche du puits;
- ✓ l'interférence entre puits producteurs;
- ✓ les limites du réservoir dans le cas où il n'y a pas un aquifère active. [10]

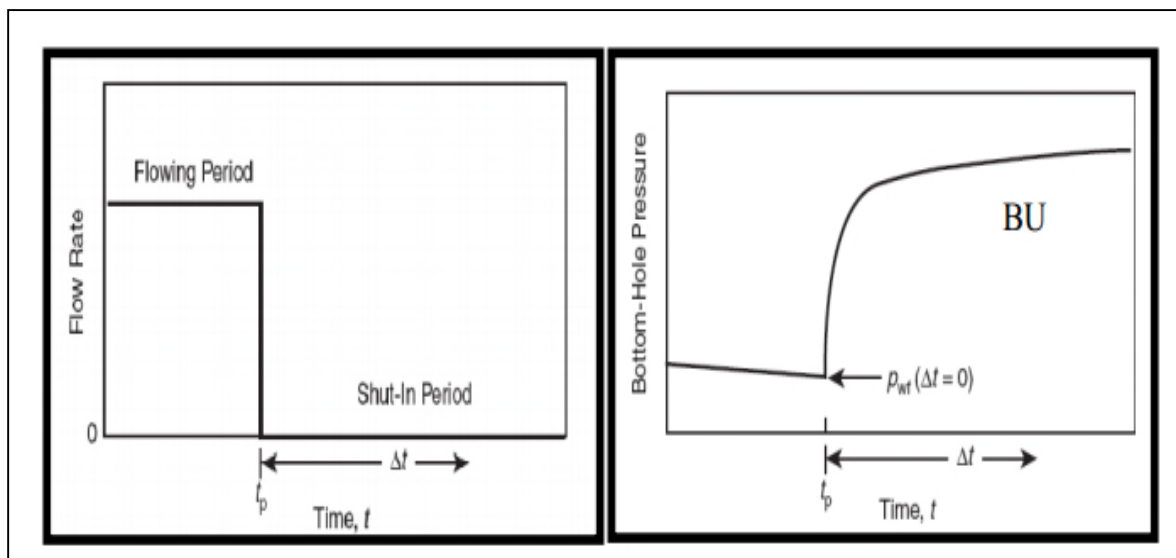


Fig. 21: Essais de fermeture. [10]

Les formules utilisées dans l'analyse de la remontée de la pression sont issues de la résolution de l'équation de diffusivité. L'essai buildup nécessite la fermeture du puits et l'enregistrement de l'augmentation de la pression en fonction du temps. [11]

Les techniques habituelles d'analyse exigent un débit constant pendant le temps production, soit à partir du début ou après une période de dernier débit assez longue pour avoir une distribution stable de pression avant fermeture. [11]

Le temps de fermeture est symbolisé par Δw , la figure III.4 représente le débit avant la fermeture et le comportement idéal de la pression durant la période de build-up. La pression est mesurée juste avant la fermeture et est enregistrée en fonction du temps pendant la période de remontée. Ensuite l'analyse des résultats de build-up est utilisée pour la détermination du modèle de réservoir. [11]

III.5. Réalisation d'une fracturation hydraulique

Les différentes étapes de la fracturation hydraulique sont comme suit :

- Préparation du puits pour la fracturation hydraulique ;
- Déroulement de l'opération ;
- Mesures après fracturation.

III.5.1. Préparation du puits pour la fracturation hydraulique

Si le puits a déjà produit pendant une période plus au moins longue, la réussite d'un traitement par fracturation hydraulique dépend dans une large mesure des opérations préliminaires de nettoyage du puits (pour éviter le colmatage de la formation et de la fracture par les sédiments ou dépôts divers présent dans le puits). [12]

III.5.1.1. Essais préalables sur du puits

Ces opérations bien qu'optionnelles, présentent cependant un très grand intérêt.

- L'interprétation des essais de production fournit des indications sur kh actuel et l'état de déplétion "pour les anciens puits".
- La débitmétrie permet de comparer le profit de débit enregistré avec le kh du puits (d'après les perméabilités sur carottes, si elles existent). [12]

III.5.1.2. Nettoyage mécanique du puits

Après détermination du top de sédiments, on opérera un nettoyage du puits, par wireline

“ Unité de travail au câble ”. [12]

III.5.1.3. Nettoyage du puits à l'acide

Si le puits n'est pas déséquipé, le nettoyage des tubages par circulation d'acide chlorhydrique additionné d'un tensio-actif puissant est souhaitable. On dégorge ensuite l'acide du puits. [12]

III.5.2. Déroulement de l'opération

Un traitement type se subdivise en plusieurs étapes distinctes :

III.5.2.1. Réunion préparatoire (prejob-meeting)

Elle réunit les représentants du maître d'œuvre présent pendant l'opération ainsi que ceux du contacteur et des sociétés de service.

Elle doit avoir lieu avant le test d'injectivité et le traitement afin :

- ✚ D'exposer le programme;
- ✚ De définir d'une manière précise et nominative le rôle de chacun;
- ✚ De définir les pressions à ne pas dépasser, les consignes de sécurité et d'évacuation, les procédures d'urgence en cas de problème (fuite, rupture, screen-out,.....). [8]

III.5.2.2. Tests préalables des équipements de surface

Avant le démarrage de l'injection, il est nécessaire de s'assurer de l'absence de toute fuite en procédant aux essais de pression des équipements de surface: têtes du puits, conduites, manifold, ... La pression d'essai sera égale à 150% de la pression prévisible du traitement. [9]

III.5.2.3. Démarrage des unités de pompage

La réalisation d'une opération de fracturation hydraulique nécessite un personnel qualifié, parfaitement au courant du fonctionnement et des caractéristiques des unités de pompage. On s'est en effet aperçu qu'un traitement pouvait échouer à cause du mauvais synchronisme dans le démarrage des unités et par suite des conditions défectueuses de l'injection à l'initiation de la fracture. [9]

III.5.2.4. Contrôles en cours de fracturation hydraulique

Il est indispensable de s'assurer à tout moment que le traitement se déroule conformément au programme d'injection prévu. Dans ce but, les différents paramètres de l'injection doivent être contrôlés tout au long du traitement :

- ✓ Pression en tête du puits ;

- ✓ Volume total de fluide injecté « mesure sur bac »;
- ✓ Concentration du fluide en agents de soutènement. [9]

III.5.2.5. Test d'injectivité

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

A. Objectif du test d'injectivité : Il a pour objectif :

- ☞ Vérifier que la formation absorbe le fluide ;
- ☞ Déterminer le gradient de fracturation et par suite la pression de pompage « injection » en tête du puits ;
- ☞ Tester les équipements « fond et surface ».

Ce test demeure encore très utile si le puits est colmaté. Si il y a lieu, une injection préalable de quelques mètres cubes d'acide permettra de décolmater les abords immédiats du puits et de réduire très notablement le gradient apparent de fracturation.

B. Déroulement du test d'injectivité

Lorsque la fracturation hydraulique pratiquée couramment sur le champ, le test d'injectivité précède immédiatement le traitement proprement dit, avec le même matériel de pompage et le débit prévu pour ce traitement. [8]

C. Nature et volume des fluides injectés

Le test d'injectivité s'effectue avec les fluides de fracturation conventionnels :

- ✓ Eau ou saumure gélifiée ou non ;
- ✓ Brut ou gasoil.

Pour remonter le gel en surface après l'opération on utilise un produit chimique «breaker gel».

Le volume total du fluide à injecter dépend des enregistrements prévus :

- ☞ L'injection de quelques mètres cubes, au débit minimal de 1 à 1,5 m³/ min, permet de suivre l'évolution de gradient avec le développement de la fracture ;

☞ On procédera à différents débits, afin d'obtenir la courbe $Q(p_i)$ permettant de connaître parfaitement la pression d'extension de la fracture ;

☞ Enfin pour l'enregistrement de thermométries, il est préférable d'injecter un volume total de l'ordre de 50 à 60 m³, afin d'obtenir un refroidissement suffisant de la formation au voisinage du puits.

D. Interprétation des résultats du test d'injectivité et des diagrapies

- ✓ Détermination du gradient de fracturation ;
- ✓ Détermination des pertes de charges en injection, avec estimation si possible des pertes de charges à prévoir à un débit différent au cours du traitement principal ;
- ✓ Vérification du comportement de l'équipement du puits :
 - Qualité de la cimentation ;
 - Comportement des équipements de fond.
- ✓ Orientation et localisation de la fracture précisées par les thermométries notamment.

Tous ces renseignements permettent de décider s'il y a lieu ou non de poursuivre le traitement du puits par fracturation hydraulique. [8]

III.5.2.6. Test de MICRO fracture

Ce test nous permet d'estimer la contrainte principale minimale in situ, un volume de fluide doit être injecté dans la formation à travers une zone limitée (4 à 15ft) avec un faible débit (1 à 25 gal /min), la contrainte minimale est obtenue à partir de l'analyse de la fracturation avant et après le pompage ; apparait comme un outil plus performant pour la compréhension et l'amélioration des processus de traitement, De déclin de pression après la fermeture ou à partir de remonter de pression pendant le pompage, la pression de fermeture et de l'ouverture est la meilleur approximation de la contrainte minimale. [8]

III.5.2.7. Tests de MINI frac (Shadow frac)

a) 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 l'opération de fracturation. Le design du traitement de fracture exige plusieurs paramètres. [9]

Les paramètres qui sont obtenus à partir des mini-frac sont :

- 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 : Le débit et le volume du fluide injecté.

b) Différents tests de Mini frac :

1. Step rate test (Test de débit par incrément)

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 continu de la pression, et on obtient une courbe de la forme suivante (figure 22) :

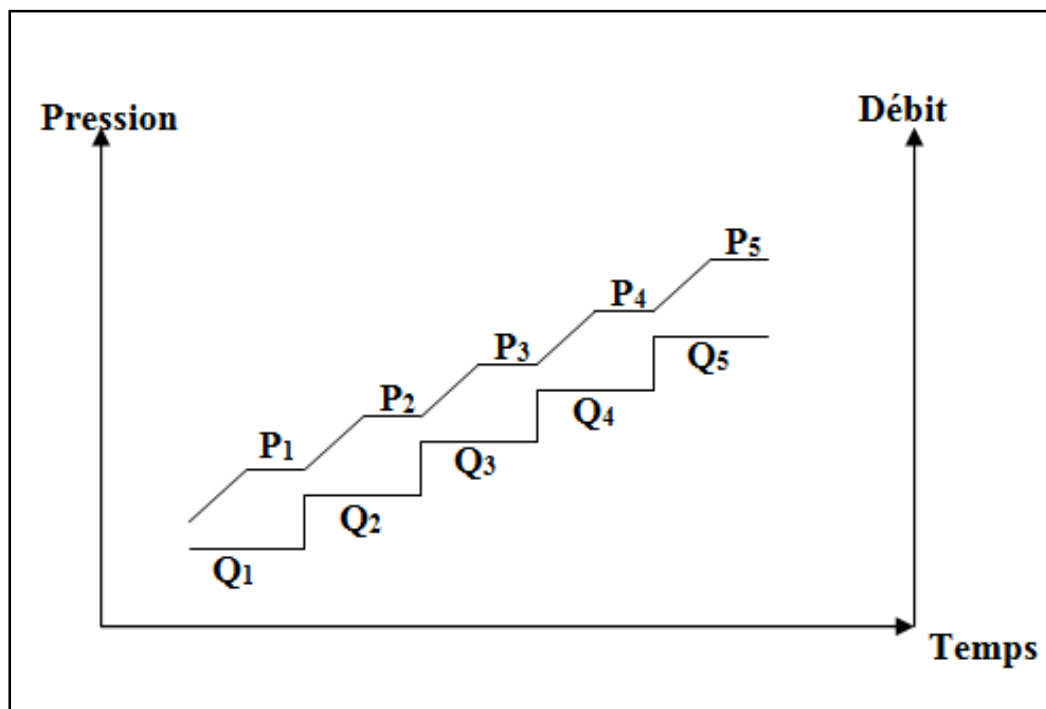


Figure. 22: Step Rate Test. [14]

A partir de Step Rate Test, on trace la courbe P en fonction de Q, en rapportant les valeurs maximales atteintes pendant chaque incrément de débit (figure 23), et on obtient :

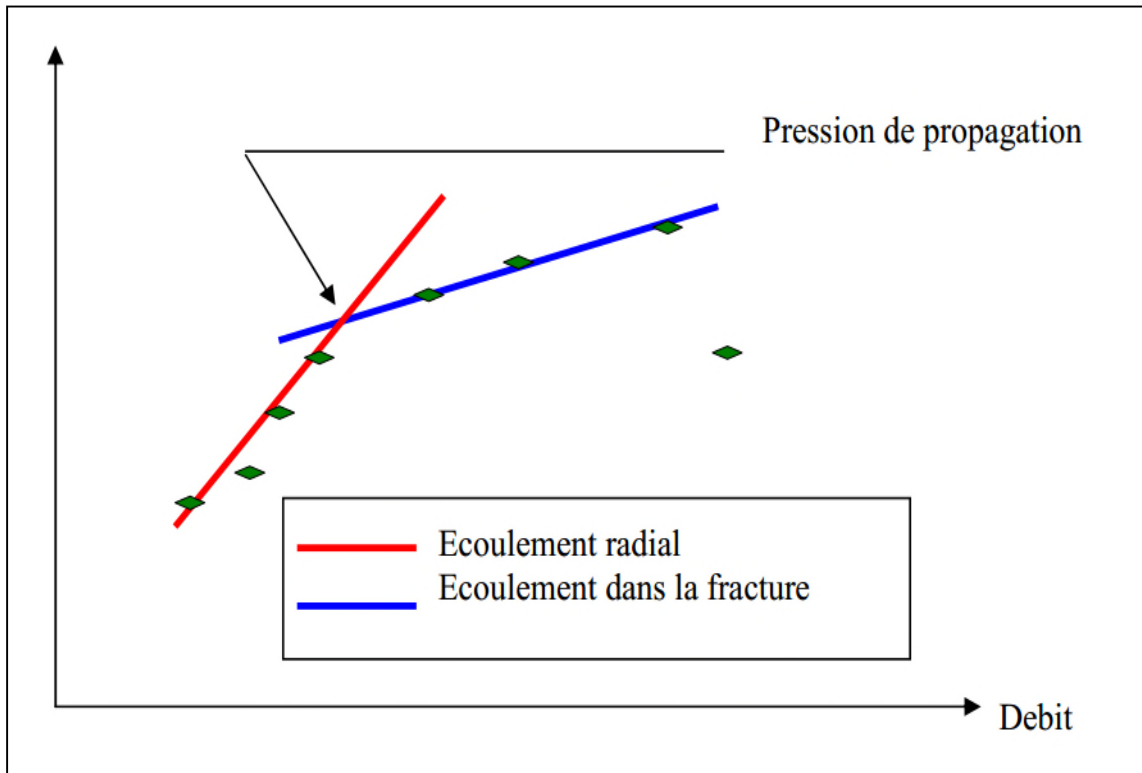


Figure. 23: La pression de propagation de la fracture.

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. [14]

2. Pump in / Flow back test

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

- ✚ L'étape Pump in.
- ✚ L'étape flow back.

➤ Pump in

Consiste à continuer l'injection avec le débit du dernier incrément du Step Rate Test, et le maintenir pendant un temps suffisant pour injecter un certain volume compris entre 50 à 150 bbl (barryl), puis à fermer le puits. Ainsi cette étape s'achève. [14]

➤ Flow back

Consiste à ouvrir La vanne de purge et à laisser le fluide injecté sortir du puits à un faible et constant débit. Puis on arrête la purge, Le débit de flow back est important pour estimer la pression de fermeture exacte. [13]

La figure ci-dessous (figure 24) montre l'influence du débit de flow back sur la réponse de pression. Les trois courbes représentent les réponses de pression pour débit trop bas, correct et débit trop élevé. Le débit correct est habituellement $1/6$ au $1/4$ du dernier débit d'injection [13].

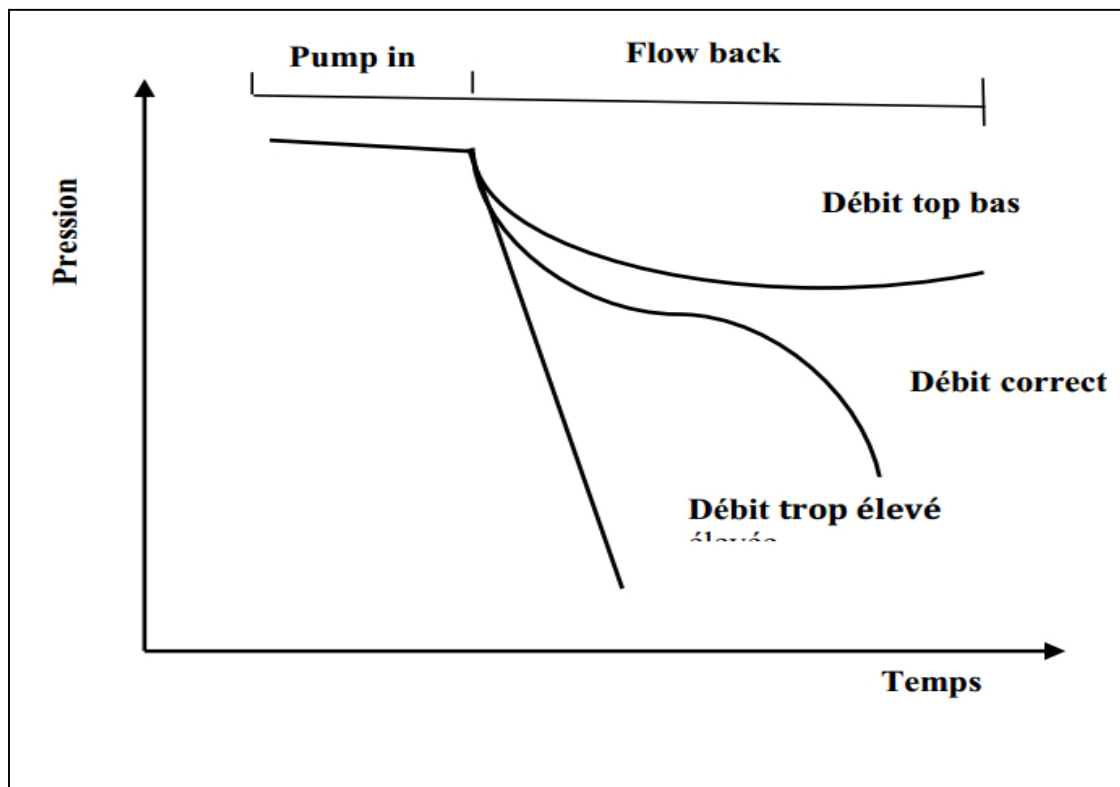


Figure. 24 : Influence du débit sur les tests Flow back. [13]

La pression de fermeture est estimée en dessinant deux tangentes sur la courbe de réponse de pression comme montré dans (figure 25). L'intersection de ces deux tangentes donne la pression de fermeture. [13]

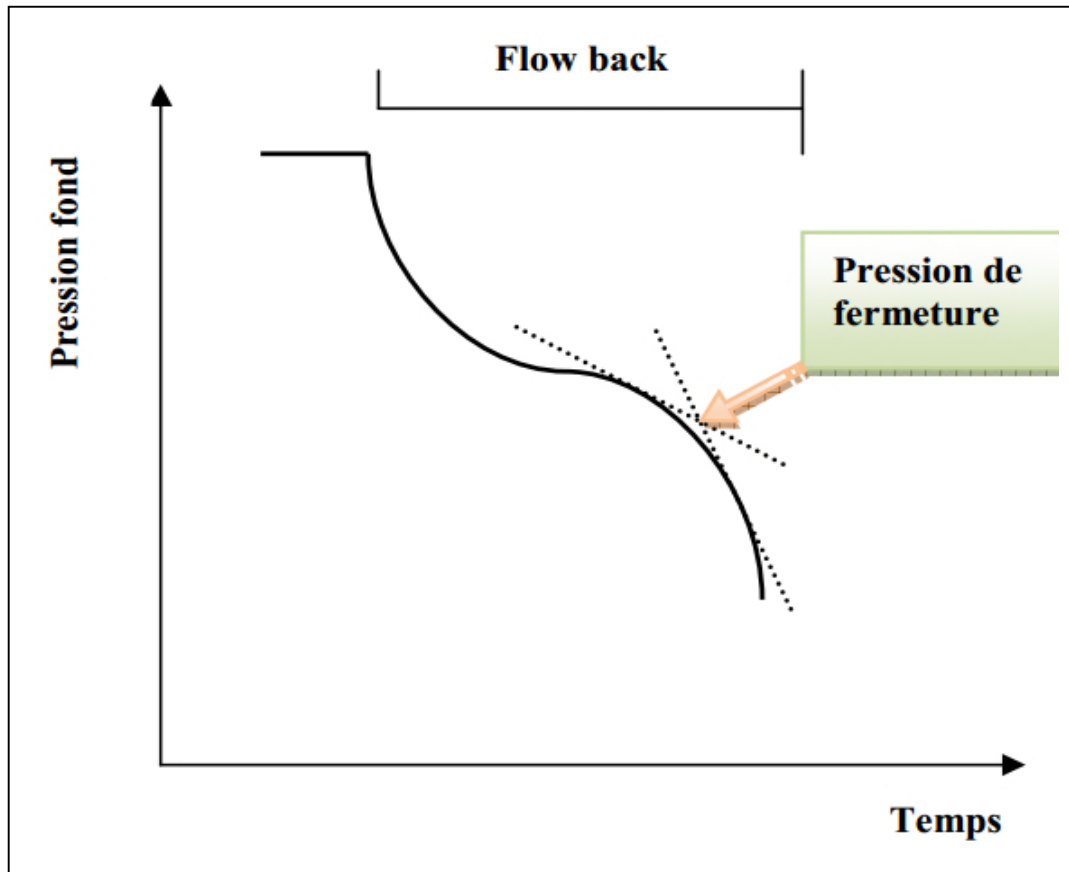


Figure. 25 : Estimation de pression de fermeture. [13]

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. [14]

3. Test de déclin de pression

Ce test consiste à créer une mini-fracture dans la formation avec le même fluide que celui proposé pour le traitement principal. [9]

Le test de déclin de pression se divise en deux étapes :

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

Le test de déclin de pression 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. 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. [14]

La pression doit être mesurée pendant la MINIFRAC, après et jusqu'au déclin complet de la pression (figure 26).

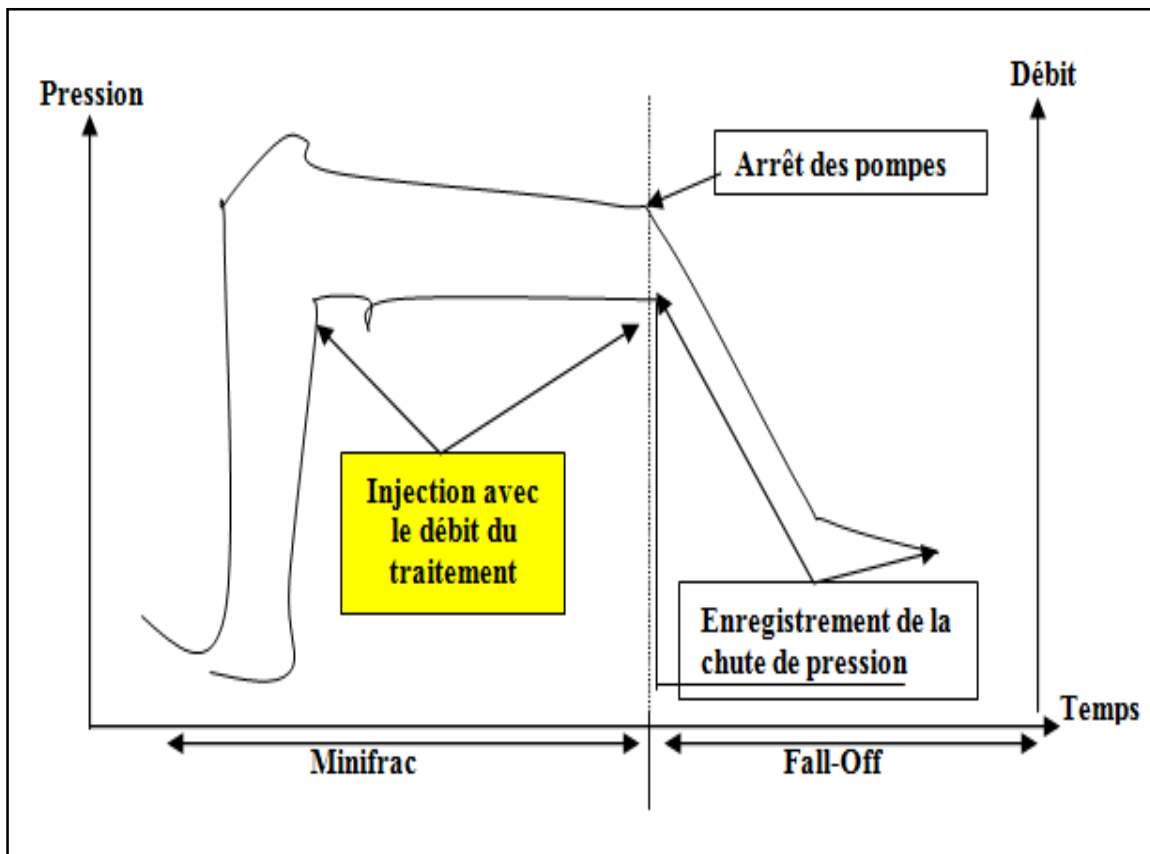


Figure. 26 : Evolution de pression au cours de la fracturation. [14]

III.5.2.8. Le traitement lui-même

Il se divise en trois étapes :

1. Injection de "Pad"

Le Pad 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 + proppant ou agents de soutènement).

3. **La chasse du slurry** /restant dans le tubing avec un gel linéaire facile à dégorger. [9]

III.5.2.9. Les fluides de fracturation

A) Qualités demandés aux fluides de fracturation

Les principales qualités demandées à un fluide de fracturation sont les suivantes :

☞ Forte viscosité et faible filtration pour obtenir une bonne épaisseur et une bonne extension de la fracture et pour assurer une bonne mise en place des agents de soutènement ;

☞ Capacité de transport d'agents de soutènement lourds et en proportion important ;

☞ Faible friction pour limiter la puissance de pompage nécessaire lors d'injection ;

☞ Bonne compatibilité avec la roche et les fluides de formation, faible teneur en produits insolubles et création d'un minimum de produit de réaction insoluble pour ne pas endommager la formation ;

☞ Facilement déplaçable par les hydrocarbures en place dans le gisement ;

☞ lors de dégorgement de puits, le fluide doit avoir une faible viscosité (par ajout d'additifs) et faible densité pour faciliter le dégorgement et la mise en production ;

☞ Adapte aux températures rencontrées lors de l'opération à réaliser. [8]

B) Rhéologie des fluides de fracturation

Fluides conventionnels et fluides très visqueux :

Les fluides de fracturation actuellement sur le marché se divisent en deux groupes : les fluides conventionnels et les fluides très visqueux : [8]

1. **Les fluides conventionnels** : ils comprennent :

- Les gels à l'eau ;

- Les gels à l'huile qui sont de moins en moins utilisés.

2. Les fluides de grande viscosité

Comprennent :

- Les dispersions eau/ huile utilisées dans le procédé « super frac » (peu utilisées actuellement) ;
- Les fluides à base d'eau, avec réticulant ou polymère ;
- Les fluides à base d'huile.

❖ Gels à l'eau et gels à l'huile

Les produits additionnés au fluide de base ont le :

- ☞ Rôle d'accroître la viscosité du fluide de manière à assurer le maintien en suspension des agents de soutènement ;
- ☞ Réduire les pertes de charge dans les tubings.

❖ Gels à l'eau

L'eau est gélifiée par addition de :

- ✓ Gomme guar (concentration 0,5 à 1 %).
- ✓ Et un réducteur de filtrat (silice) qui limite la filtration dans la formation.

❖ Gels à l'huile

On ajoute au fluide de base :

- ☞ Un acide gras : acide palmitique [concentration 1%] ;
- ☞ Une base : soude caustique NaOH, [diluée à 30% - concentration 1,5%].

On respectant toujours le rapport :

$$\frac{\text{CONCENTRATION NaOH}}{\text{CONCENTRATION ACIDE PALMITIQUE}} = 1.5$$

3. Fluide très visqueux

a. Dispersion eau dans l'huile

Cette dispersion eau/ huile est obtenue par le mélange :

- D'eau additionnée d'une tension- actif ;
- Et de brut ou d'huile raffinée de haute viscosité.

Cette dispersion n'est pas en contact avec la paroi du tubing grâce au film d'eau libre et ce dernier permet de obtenir une perte de charge égale à celle provoquée par l'écoulement de l'eau.

b. Fluide à base d'eau

C'est la famille de fluide la plus variée, on trouve en effet des agents gélifiants pour :

- Eau douce ou eau salée ;
- Eau froide (mer de nord) eau tiède (Afrique) ;
- Mixage continu ou pré-mixage ;
- Température normale ou élevée de la formation ;
- Gels linéaires ou réticulés ;
- Gomme de guar, cellulose,...

On distingue essentiellement deux grands groupes de gels :

- ☞ Linéaires ;
- ☞ Réticulés.

Gels linéaires

Ce gel est constitué de longues chaînes – polymériques, les unes à côté des autres, sans liaisons les unes avec les autres. La viscosité de tels gels est de l'ordre de 10 à 80 cp. [8]

Gels réticulés

Il est constitué de longues chaînes polymériques mais cette fois avec de fortes liaisons, due à un agent réticulant, existant entre les chaînes polymériques conduisant à la création d'une viscosité de 1000 à 3000 cp. Le gel linéaire à base d'eau est appelé : « water frac » abrégé WF, et les gels réticulés sont codés « crosslinked gel». [8]

c. Les avantages et les inconvénients de fluide très visqueux

- **Les avantages**

- ✓ Un fluide peu coûteux ;
- ✓ Facilement disponible et transportable ;
- ✓ Ne posant pas des problèmes de sécurité (incendie, explosion, pollution,..) ;
- ✓ Assez facilement traitable avec les additifs.
- **Les inconvénients**
 - ✓ Sa densité est élevée, et par conséquent ça va limiter la puissance de pompage, et leur dégorgement peut être difficile ;
 - ✓ L'augmentation de la saturation en eau par filtration réduit la perméabilité relative à huile. Donc il est important de faire attention à la qualité de l'eau. [8]

C) Filtration des fluides de fracturation

Du point de vue de la filtration, on distingue trois grandes catégories de fluide de fracturation : [8]

- Les fluides où la filtration est contrôlée par la viscosité, tels que les huiles de viscosité élevée ;
- Les fluides de même nature que celui de réservoir, où la filtration est limitée par la compressibilité ;
- Les fluides où la filtration est contrôlée par la formation de dépôt (ou cake) aux parois de la fracture, tels que les gels avec réducteur de filtrat.

1) Fluide de filtration contrôlée par la viscosité

La viscosité de ces fluides est considérée plus grande que celle de fluide de couche. Toute la perte de charge est localisée aux parois de la fracture. La filtration est contrôlée par la formule suivante :

$$C_v = 2.24.10^{-3} \left[\frac{K\phi\Delta P}{\mu} \right]^{\frac{1}{2}} \dots\dots\dots \text{III.7}$$

Telque :

C_v : le coefficient pour fluide à haute viscosité [**cm / sec^{1/2}**].

K : la perméabilité de la formation en milli darcy (md).

ϕ : porosité , fraction.

$\Delta P = P_F - P$: perte de charge entre la fracture et la couche en bars.

μ : viscosité en centipoise (cp).

Les fluides de grande viscosité – dispersion eau /huile – appartient à cette catégorie.

On les utilisent pour le spectra frac.

2) **Fluide de filtration contrôlée par la compressibilité : [14]**

Ces fluides sont peu efficaces et nécessitent des débits très importants pour la fracturation hydraulique. Ils sont utilisés pour les tests d'injectivités préalables au traitement proprement dit. La filtration est essentiellement contrôlée par la compressibilité :

$$C_c = 1.78.10^{-3} \left[\frac{K\phi B}{\mu} \right]^{\frac{1}{2}} \Delta P \dots\dots\dots \text{III.8}$$

Telque :

C_c : coefficient pour fluide identique à celui de réservoir [cm / sec^{1/2}].

B : facteur volumétrique.

Cette équation est applicable pour le brut et gasoil....

3) **Fluide contrôlée par la formation d'un cake [14]**

Avec les gels conventionnels; ils se forment instantanément un cake sur les parois de la fracture, le volume de filtrat (spurtloss) dépend de la perméabilité de la roche :

$$C_w = \lambda \left[\frac{K\Delta P}{\mu} \right]^{\frac{1}{2}} \dots\dots\dots \text{III.9}$$

C_w : coefficient de filtration pour fluide favorisant la formation d'un cake [cm / sec^{1/2}].

λ : facteur de forme (**0.75**).

Cette équation comprend tous types de fluide de fracturation. [8]

D) **L'efficacité de fluide de fracturation**

1) Définition

Pendant l'opération de fracturation hydraulique, on injecte le fluide; une partie remplit la fracture et l'autre est perdue par filtration à travers les parois de la fracture. Donc l'efficacité se définit comme étant le volume de la fracture divisé par le volume totale pompé.

2) Facteurs influençant sur l'efficacité de fluide de fracturation

✓ **Le débit** : Avec l'augmentation de débit on a :

- ☞ Diminution du temps de pompage ;
- ☞ Diminution de la filtration totale ;
- ☞ Augmentation de la largeur ;
- ☞ Et par conséquent l'efficacité augmente.

✓ **La viscosité**

Avec l'augmentation de la viscosité on a :

- ☞ Ouverture de la fracture à cause de l'augmentation de la pression ;
- ☞ La surface de filtration diminue et donc l'efficacité augmente.

✓ **Filtration**

Plus la roche est perméable, plus la filtration est importante plus l'efficacité diminue. [8]

III.5.3. Mesures après fracturation

Il s'agit des mesures réalisées immédiatement après l'opération. En effet, la mesure et l'interprétation des débits à long terme relèvent plus spécifiquement de l'activité gisement.

Le volume de fluide de fracturation dégorgé par le puits est une indication utile pour apprécier le comportement de ce fluide (filtration, destruction après l'opération, problème de confection).

Des diagraphies de production peuvent être effectuées à fin d'apprécier la hauteur fracturée.

III.5.3.1. Dégorgement du puits après fracturation hydraulique

A. Durée de fermeture du puits après le traitement

La durée de fermeture du puits après la fin du traitement varie suivant les opérateurs :

- certains préconisent de dégorger le puits après 24 h de la fin du traitement ;

- d'autres limitent cette attente à 8 h seulement.

L'évolution de la pression en tête après traitement permettra de déterminer le moment du dégorgeement : le puits est ouvert dès que la pression est stabilisée.

La durée de fermeture variera aussi évidemment d'un puits à l'autre, suivant la perméabilité du réservoir et la nature du fluide injecté :

- L'emploi d'un colmatant temporaire, peu soluble ou insoluble dans l'effluent, retarde parfois sensiblement l'abaissement de la pression en tête après traitement ;

- l'action de l'acide dans un réservoir carbonaté est pratiquement neutralisée en quelques minutes. On dégorgera donc le puits dès la fin de l'injection. [8]

B. Manière de dégorger le puits

Comme précédemment les avis diffèrent également, suivant les opérateurs, sur le débit de dégorgeement.

En réalité, il est souhaitable de dégorger le puits en augmentant progressivement le débit, de façon à éviter les variations brutales des contraintes effectives dans la formation et à sauvegarder ainsi la tenue des agents de soutènement dans la fracture. [8]

C. Durée du dégorgeement

Il est toujours illusoire de vouloir éliminer, en cours de dégorgeement, la totalité des fluides injectés.

Les mesures de BSW (bottom sludge and water) permettront de préciser la durée du dégorgeement : par exemple, l'opération s'arrêtera lorsque ($BSW \leq 5\%$). [8]

III.5.3.2. remise en production du puits

La remise en production du puits s'effectue en tenant compte de deux conditions contradictoires :

- Il faut que les faces de fracture exercent un effort suffisant sur l'agent de soutènement afin que celui-ci ne soit entraîné dans le puits lorsque le fluide de fracturation sera dégorgé ; en conséquence, il faut ménager une phase d'attente après l'arrêt d'injection pendant la quelle le fluide de fracturation filtrera dans les faces de fracture;

Il faut cependant limiter cette phase d'attente au minimum nécessaire, à fin que la perméabilité de réservoir ne soit pas endommagée ou pour limiter les problèmes de sédimentation du sable dans le puits en cas de screen-out.

Conclusion

Pour une bonne réalisation d'une fracturation hydraulique, il faut assurer les conditions satisfaisantes de l'opération telles que la disponibilité des équipements, les mesures prises avant traitement (les tests nécessaire).La réalisation se base, en général, sur la qualité et l'efficacité du fluide utilisé pour la fracturation hydraulique.

La réalisation d'une fracturation hydraulique comprend différentes étapes comme la préparation du puits, le déroulement de l'opération et à la fin les mesures résultantes après fracturation.

Chapitre IV
Calcul et application
(étude de puits MD296)

Introduction

Le pétrole est un effluent naturellement non propre, il contient beaucoup de composants indésirables qui provoquent des problèmes durant la production du puits (la vie du puits).

Pour lutter contre ces problèmes on intervient avec des opérations diverses sur le puits généralement pour le nettoyage, ce qu'ils causent une difficulté d'intervenir avec la fracturation hydraulique, afin d'éviter le colmatage de la formation et de la fracture par les sédiments ou dépôts divers présents dans le puits.

IV.1. Etude de Puits

IV.1.1. Généralités sur de puits MD296

Le puits MD296 est un puits vertical qui produit de l'huile, il se situe en zone 2ex dans le périmètre centrale du champ Hassi Messaoud Ouargla (figure 27). Ayant pour coordonnées géographiques :

$$X = 804998,75 \text{ et } Y = 123447. [15]$$

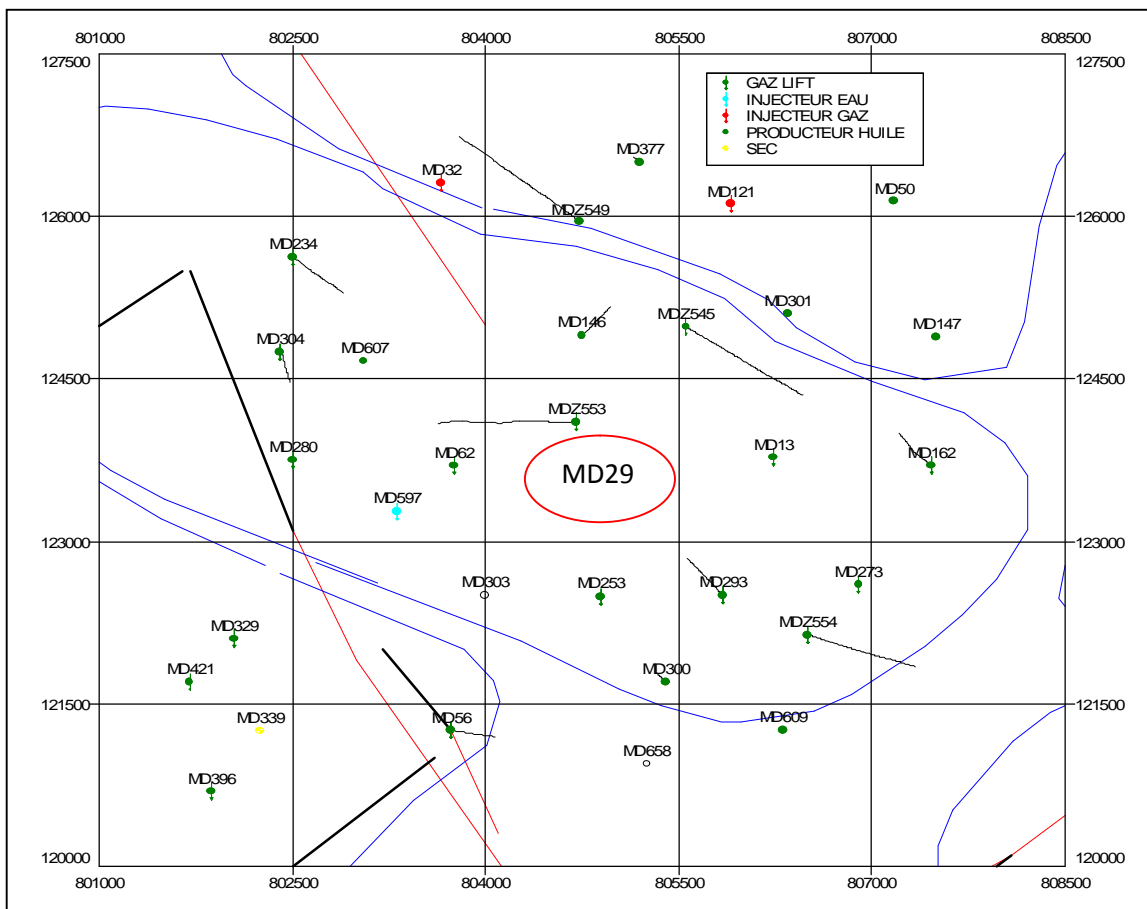


Figure. 27: Carte de positionnement de puits MD 296. [15]

IV.1.2. Informations sur le puits MD296

Pour connaître si le puits MD 296 est un puits candidat pour la fracturation, il faut connaître les caractéristiques de chaque puits proche (voisin) ; c'est à dire les caractéristiques de production avant et après la fracturation telque la zone, la distance, la direction, les proppants, le débit.

Les puits voisins sont : MD62, MD253, MD13. Leurs informations sont regroupées dans le tableau suivant :

Tableau. 03 : informations sur les puits fracturés voisins. [15]

Puits	Zone	Distance Mètres	Direction	Proppant Livres	Q₀(av) m³/h	Q₀(ap) m³/h
MD62	2ex	1300	North-Ouest	24146	2,23	3,00
MD253	2ex	962	Sud-Ouest	92892	2,77	6,92
MD13	2ex	1279	North-Est	80891	0	5,99

Lecture

D'après les résultats obtenus dans le tableau ci-dessus, on remarque que le débit d'huile produit par les puits voisins après fracturation a augmenté à des valeurs assez importantes.

Suite à ces résultats le puits MD296 est un puits candidat pour la fracturation. [15]

IV.1.3. Historique de production

- ❖ Le puits MD296 à été foré et complété en 1978 dans la zone 2ex en 4"1/2 ancre et le réservoir recouvert d'une crépin 5" Fg ;
- ❖ Du 23/10/2000 au 12/01/2001 : intervention « Water Oil », approfondissement en divination pour attendre la base de D1 ;

- ❖ Le 10/12/1991 : fracturation hydraulique l'objectif étant D5, D4, D3 et D2 tout en plaçant 62000lbs de Proppant dans la formation ($Q_{av}=2.3 / Q_{ap}=6.6m^3/h$) ;
- ❖ Après la fracturation, le puits commence à décliner régulièrement jusqu'à atteindre $2m^3/h$ en novembre 1998 ;
- ❖ Du 15/12/1998 au 14/03/1999 : intervention WO pour frisage la crépine, pose BC, déviation et décente LCP 4"1/2 ;
- ❖ Le 12/04/1999 : perforations dans le D2 (3396 –3402m) ;
- ❖ Le 24/04/1999 : perforations dans le D5 et D4 (3312 –3324m, 3332 –3338m et 3342 - 3348m) ;
- ❖ Le 03/05/1999 : fracturation hydraulique l'objectif étant D5 et D4 tout en plaçant 106596lbs de Proppant dans la formation ($Q_{av}=2.2 / Q_{ap}=2.17m^3/h$) ;
- ❖ Le 18/05/1999 : perforations dans le D3, D2 et ID (3359 –3365m, 3368 –3374m, 3377 –3383m, 3388 –3394m, 3412 –3417m et 3419 –3425) ;
- ❖ Du 25/05 au 02/06/1999 : intervention Snubbing pour descente CCE (l'activation du puits en gas-lift) ;
- ❖ Du 19/07 au 31/07/2001 : intervention Snubbing pour nettoyage le fond et changement CCE ;
- ❖ Du 06/02 au 15/02/2007 : intervention Snubbing pour nettoyage le fond et changement CCE ;
- ❖ Du 14/09 au 28/09/2009 : intervention Snubbing pour nettoyage le fond et changement CCE ;
- ❖ Du 17/02 au 29/02/2012 : intervention Snubbing pour nettoyage le fond et changement CCE ;
- ❖ Actuellement le puits est ouvert, en attendant de subir une opération de Frac. [15]

IV.1.4. État du puits

IV.1.4.1. Complétion (Fiche technique voir annexe 3)

La complétion doit être adaptée au traitement qui devra être réalisé. La réalisation du traitement implique donc :

- ✚ une bonne isolation des niveaux à stimuler.
- ✚ Une excellente liaison entre la formation, le gaine de ciment, le tubage et les annulaires [qui sont des espaces remplis d'eau avec une pression bien définie entre tubage

9 5/8"pouce et tubage 7"pouce (espace annulaire 1) et l'espace entre le tubage 13 3/8"pouce et le tubage 9 5/8" pouce (annulaire 2)]

✚ l'état des équipements du puits permet l'injection en toute sécurité.

Il est nécessaire de prévoir un coefficient de sécurité suffisant afin de faire face à toute augmentation possible de pression en cours de traitement. [15]

IV.1.4.2. les paramètres de puits MD296

Les paramètres nécessaires à connaître du puits MD 296 sont : [16]

Nom du puits : **MD296.**

Type de puits : producteur d'huile.

Profondeur totale : **3448 m** par rapport à la table de rotation (**TR**).

Tubage de production (casing) de diamètre 4 1/2 (4.5 pouce) : **3442.70 m** par rapport à la vanne métrise (**VM**).

Liner (tubage qui n'arrive pas à la surface) : diamètre 7" (7 pouce).

Profondeur de Packer : **3273 m.**

La pression du fond de puits (BHP) : **2624 psi.**

Perforation : (3359 ; 3417). (m)

Le top du bouchon de sable (Top San Plug) : 3405 m (**TR**).

Plan d'eau : 3450 m (**TR**).

État actuel de puits : Producteur huile.

IV.1.4.3. les paramètres de réservoir

Les paramètres nécessaires à connaître du réservoir a fracturé sont : [15]

Formation : matrice gréseuse.

Température du gisement: **245° F= 118°C.**

La pression de réservoir : $P_g = 184.5 \text{ kgf/cm}^2$.

IV.1.4.4. Perforations

Le modèle du puits idéal suppose que son contact avec la formation s'étend sur 360°, mais avec des perforations on conçoit fort bien que la production soit forcée seulement à travers des ouvertures forées.

Le type de perforation et leur densité ainsi que la distribution jouent un rôle très important pour la réussite de la fracturation et pour éviter certains problèmes : (tableau 04)

- Pour éviter le problème de tortuosité il faut que les perforations soient dans la direction de la contrainte horizontale maximale.
- Pour éviter le problème de Screen-Out, il faut faciliter le passage des billes et pour cela il faut que les diamètres des perforations soient assez grands.

Tableau. 04 : Le niveau de perforation dans le puits MD296. [15]

Date de perforation	Société de service	Bute de l'opération	Densité de tir	Condition du puits	Intervalle de perforation (m)
14/06/2012	HALIBURTAN				[3359,3365] [3368,3374] [3377,3383] [3388,3394] [3412,3417]

D'après le tableau ci-dessus le niveau de perforation se divise en 5 intervalles, le top de ces perforations est 3359 m.

IV.1.5. Les derniers essais de puits avant la fracturation

L'analyse des essais de puits avant la fracturation permet d'obtenir des informations sur le réservoir et sur le puits. La qualité de la communication entre ces derniers indique la possibilité d'améliorer la productivité du puits. [10]

Les informations résultant d'un essai sont : les débits (gaz, huile, eau) ; skin, densités (gaz, liquide), viscosités (gaz, liquide) , pression et température de tête , pression et température de réservoir (tableau 05). [10]

Tableau. 05 : les deniers essais de puits avant la fracturation (01/09/2010). [15]

paramètres	résultats
Débit de gaz	567.55 (m ³ /h)
Débit d'huile	1.38 (m ³ /h)
Débit d'eau	0
skin	-0.75
Densité de gaz	71.308 (kg/m ³)
Densité liquide	638.341 (kg/m ³)
Viscosité de gaz	0.013504 (cp)
Viscosité de liquide	0.20054 (cp)
Pression de tête	28.5 (kgf/cm ²)
Température de tête	45.5°c
Pression de réservoir	184.5 (kgf/cm ²)
Température de réservoir	118°c (245°F)
La perméabilité horizontal KH	74 md.m

IV.1.6. Programme de fracturation

Pour faire un design de fracturation et un programme de pompage convenable, il faut suivre les étapes suivantes :

- ✚ **Préparation** : premièrement, il faut mettre une installation de **Snubbing** (opération d'intervention sur le puits pour leur maintien) ; remonter CCE 1"660 (type de proppants concentré) à la surface et mettre un bouchon de sable au fond du puits à une profondeur atteignant **3405m** ;
- ✚ **Test d'injectivité** : est l'étape suivante, elle consiste à remplir le puits par un fluide (eau traitée) avec débit d'injection 3 bpm (barryl par minute) et un volume arrivant jusqu'à **27m³** ;

- ✚ **Injection d'acide** : cette étape consiste à injecter 15% de l'acide pré-fracturation HCL par un débit bien défini (selon le régime de fracturation) et un volume arrivant à **4 000** gals (galons) ;
- ✚ **Shadow frac** : consiste à injecter un fluide (gel réticulé) selon la compagnie de service avec un volume de **20 000** gals (galons) et un débit de **40 bpm** ou maximum compatible avec une pression de tête. Après le transport du sable artificielle (proppants ou bien les agents de soutènement) par le cross linked gel (gel réticulé).

Il faut chasser ce dernier de la formation par l'injection d'un gel linéaire environ **160 bbl** (barryl) et on surveille la pression de fermeture marqué sur micro-ordinateur dans la salle de contrôle. Cette dernière atteint **3000** psi qui correspond à la chute de pression ;

- ✚ **Contrôle** : 4 heures après la fin du Shadow frac, les superviseurs exécutent une opération de la Thermométrie .Cette dernière correspond à faire descendre un appareil d'enregistrement de la température (log Température voir annexe) ; la chute marquée dans le diagramme d'enregistrement correspond à la fracture.
- ✚ **Observations** : Le test d'injectivité de l'eau traitée et de l'acide HCL, le Shadow frac seront réalisés dans la même journée .Le traitement lui même (fracturation) sera réalisé après 3 jours ;
- ✚ **Objectif** : développer la fracturation au niveau des drains (D5, D4 et D2).

IV.1.7. Evaluation de l'opération

IV.1.7.1. Test d'injectivité

Après Montage et installation des équipements de l'opération de fracturation par Haliburton, la première étape est d'augmenter la pression dans l'annulaire pour sécuriser le puits:

- ◆ Test de toutes les lignes (tubes en acier) à 5000 psi pendant 5 minutes et à 10 000 psi pendant 10 min ;
- ◆ Test de pression des lignes de surface annulaire 7" à 5000 psi pendant 5 minutes et à 10000 psi pendant 10 min ;
- ◆ Test de pression des lignes surface annulaire 9 5/8" à 5000 psi pendant 5 minutes et à 10000 psi pendant 10 min.

Test d'injectivité précède immédiatement le traitement proprement dit. Il consiste à injecter un fluide dans la formation et cela a faible débit et l'augmenter par segment à petit pas. Le débit est maintenu pendant un moment jusqu'à stabilisation de la pression puis suit d'une courte chute de pression. La pression instantanée de fermeture ISIP (Instantaneous Shut In Pressure) pour chaque injection est tracée en opposition avec le débit d'injection pour obtenir la pression de l'extension de la fracture (figure 28). [14]

Les fluides du test d'injectivité :

- ✓ Eau traité (utilisé à Hassi Messaoud : fluide incompressible prise de la zone à fracturé) ;
- ✓ Saumure gélifié ou non ;
- ✓ Gasoil ou brut.

Ce test d'injectivité permet de :

- ✓ Vérifier si la formation absorbe le fluide d'injection ;
- ✓ Déterminer le gradient de fracturation et ensuite la pression en tête.

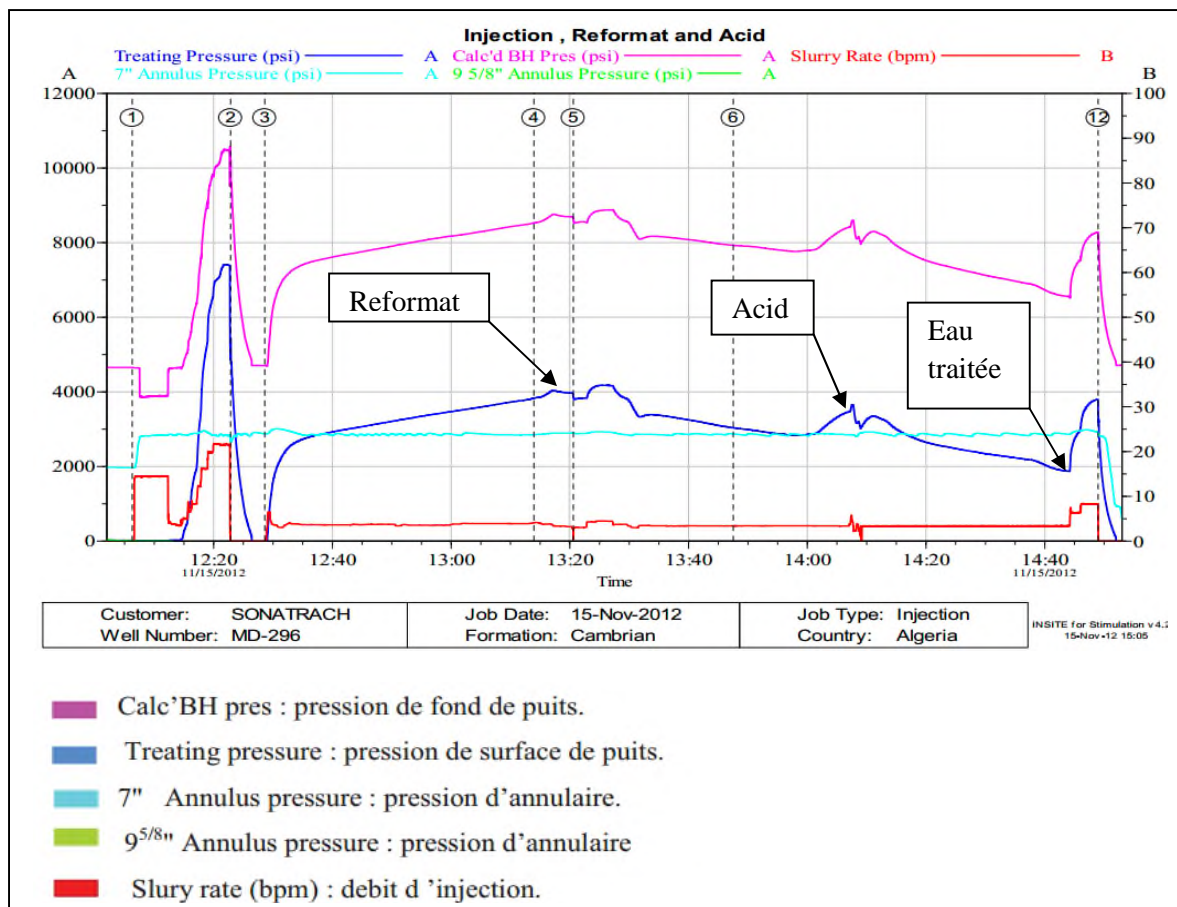


Figure. 28 : courbes de test d'injectivité. [16]

Interprétation

Cette figure montre le test d'injectivité du réservoir Cambrien du champ Hassi Messaoud. Le but principal de ce test est pour vérifier si cette formation absorbe des fluides en régime matriciel avec un débit 5 bpm et d'éliminer les dépôts organiques et minérale. Le pompage du reformat en premier (élimine les dépôts organique) et l'acide 15% HCL élimine les dépôts minéraux justes après.

Les phases 1, 2,3 : correspond à un petit test d'injectivité avec de l'eau traitée pour voir la chute de pression (break down). Ce test est négatif à 7200 psi de la pression de surface avec un débit de 23 bpm . A cette condition nous ne pouvons pas fracturer ce puits avec de l'eau (la pression arrive jusqu'à 7200 psi dans la surface). La formation n'est pas encore fracturée, alors on arrête le pompage et on passera au pompage du reformat et de l'acide pour réduire au minimum la pression de frottement près de la zone du puits et éliminer les obstacles.

si nous pompons le fluide de fracturation avec proppant la pression augmente sur toute la ligne et cause un problème de Screen-Out) .

La phase 3 à 4 : après l'arrêt de pompage (Shut in down, débit = 0), on commence à nouveau pomper de l'eau traitée en régime matriciel.

Nous pouvons voir que la pression a augmenté jusqu'à 4000 psi à ce moment on passe au pompage du format.

La phase 4 à 5 : on commence du pompage du reformat pour éliminer les dépôts organiques et minimiser la pression de surface.

La phase 5 à 6 : Après le pompage du reformat, la pression de surface augmente à cause de l'effet hydrostatique.

Après avoir entrer le reformat dans la formation et l'élimination des dépôts organiques, nous pouvons voir que la pression de surface diminue de 4000 psi à 3000 psi(le reformat est efficace).

Après la phase 6 : la pression se stabilise à nouveau ce qui signifie que les dépôts organiques sont éliminés; après cette stabilisation la pression de surface augmente encore ce qui signifie la disponibilité des dépôts minérales. Alors on passera directement à l'injection de 15% de l'acide HCL pour éliminer ces dépôts.

Après avoir injecté l'acide dans la formation et l'élimination des dépôts minérales, nous pouvons voir que la pression de surface diminue 3000 psi à 2000 psi (l'acide est efficace).

Après le pompage de l'acide HCL , on pompe l'eau traitée pou nettoyer le tube et pousser tout l'acide dans le réservoir (il faut pas laisser l'acide à l'intérieur du tube pour éviter la corrosion de tubage). Cette étape est très importante pour la protection du tubage.

La phase de 12 : Arrêt de pompage (débits = 0) ça veut-dire la fin de l'opération. Le test d'injectivité est positif.

IV.1.7.2. Mini frac

Le Shadow frac (mini frac) est un ensemble de tests consécutifs, effectués sur la formation permettant, par leur analyse, de fournir les informations nécessaires sur les conditions régnautes au fond du puits, pour élaborer le design de notre opération de fracturation. Le design du traitement de fracture exige plusieurs paramètres (figure 29). [13]

Les paramètres qui sont obtenus à partir des mini-fracs sont : [13]

- ☛ 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 : [13]

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

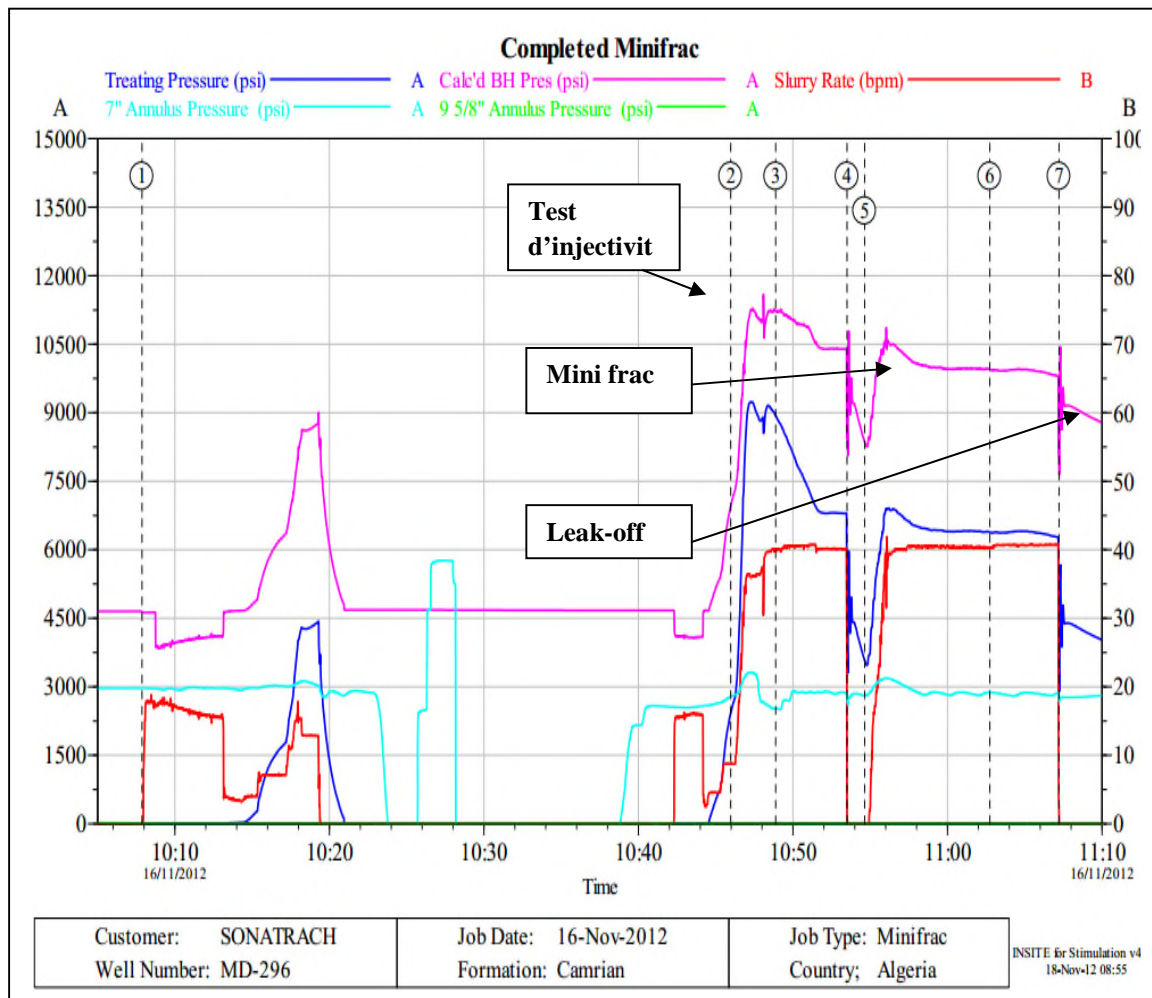


Figure. 29 : Traitement Mini frac. [16]

Interprétation de diagramme

Les phases 2,3,4,5 correspondent au test d'injectivité avec de l'eau traitée avec un débit maximum de 40 bpm.

La phase 2 à 3 : correspond à une augmentation de pression de surface jusqu'à 9100 psi avec un débit de 40 bpm puis chute de pression qui signifie que la fracture est ouverte.

La phase 3 à 4 : la fracture se propage avec la nature du réservoir avec un débit stable de 40 bpm. A la fin de cette phase on voit que la pression de surface se stabilise à 6500 psi.

Toujours avant l'arrêt de pompage (débit = 0), il est nécessaire de stabiliser la pression de surface ; cette stabilisation signifie que la fracture peut se propager à une plus grande longueur.

La phase 4 à 5 : dans cette phase , on peut voir la diminution de la pression de surface jusqu'à 3500 psi ; cette diminution est due à l'arrêt de pompage de l'eau traitée (débit = 0).

L'arrêt de pompage se fait pour déterminer les paramètres telque le temps de fermeture de la fracture, ISIP et pour passer au pompage du gel visqueux.

Les phases 5,6,7 : Mini frac, cette étape correspond à l'injection d'un fluide très visqueux pour transporter les agents de soutènement qui vont laisser la fracture ouverte et créer la perméabilité. Ce fluide a été pompé en régime frac par un débit maximum de 40 bpm et une densité de 8.43 Lb/gal, en causant une augmentation de la pression de surface et la pression du fond de puits (bottom hole pressure).

Lorsque la pression atteint 6800 psi, nous observons une chute de pression. Cette chute signifie que la fracture est ouvert à nouveau. La stabilisation de la pression après la chute de pression de surface veut dire que la formation absorbe le gel et que la fracture se propage le plus loin.

Lors de la phase 6 : la géométrie de la fracture est crée par le gel réticulé (pad).

La phase de 7 : l'arrêt de pompage (débit = 0) et la surveillance de déclin de pression pour déterminer le gradient de fracturation (GF), la pression de fermeture (P_c), l'efficacité de fluide (%) ainsi que le temps de fermeture (Δt).

IV.1.7.3. Main Frac (le traitement lui même)

Le traitement type se subdivise en trois étapes distinctes (figure 30) : [16]

- Développement de la fracture par le PAD (gel réticulé). Nécessité de soutènement dès l'arrêt des pompe, la fracture se referme progressivement (plus au moins vite) sous l'effet de la filtration du fluide à travers les parois de la fracture. Alors il va falloir maintenir la fracture ouverte à l'aide des agents de soutènement qui sont les proppants ;
- Injection du proppants qui est agent de soutènement ;
- Déplacement ou chasse de la totalité de l'agent de soutènement par le gel linéaire.

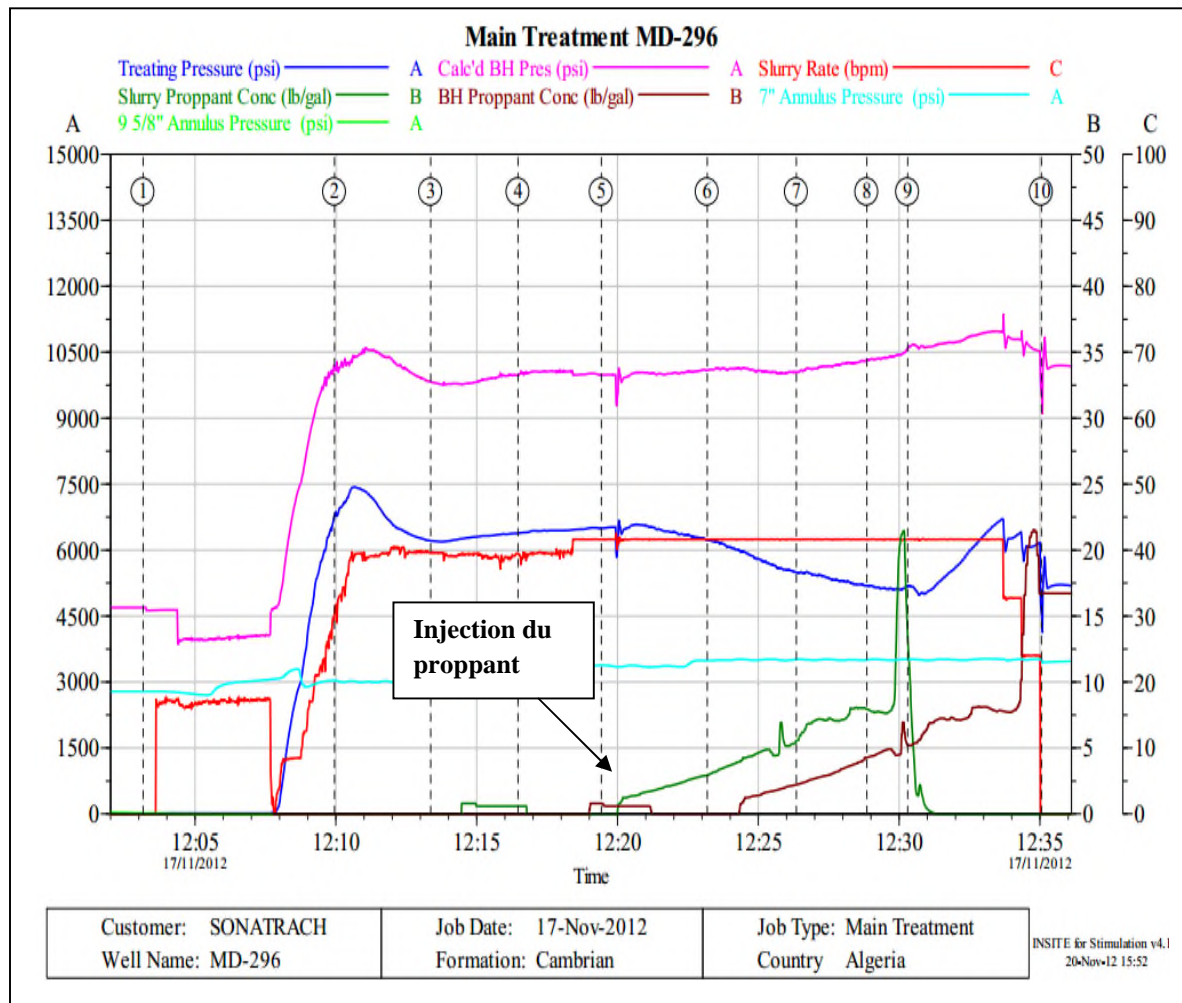


Figure. 30 : Traitement main frac. [16]

Interprétation

A la base des analyses de mini-frac, l'ingénieur de fracturation va réaliser le design du traitement lui même avec entré du proppant (sable) dans la formation a des différentes étapes de pompage c'est-à-dire a des différentes concentrations des agents de soutènement.

La phase 1 à 2 : on commence le pompage en augmentant le débit à 40 bpm. Après pompage nous constatons que le comportement de la pression de surface et celle du fond de puits sont semblable à celles remarquées dans le diagramme de mini-frac.

La phase 2 à 3 : correspond à une chute de pression de surface (break down) à 7500 psi avec un débit de 40 bpm indiquant l'ouverture de la fracture. A la fin de cette phase on remarque que la pression de surface commence à se stabiliser à 6100 psi ce qui signifie l'absorbtion de fluide par la formation et la propagation du fluide.

La phase 3 à 5 : stabilisation de la pression de fracturation ce qui signifie la propagation de la fracture

NB :

- entre la phase 3 et 4 , on à injecté une petite quantité du proppant pour le nettoyage des perforation et la verification de la pression (si la pression de surface augmente cela signifie qu'il yaura un risque d'endommagement de tubage mais si elle est stable, l'opération peut continuer) et la vérification de l'absorption du proppant par la formation.

la phase 5 jusqu'à 9 : on remarque une diminution de la pression de surface due à l'effet hydrostatique dans le tubage suite à une injection progressive de proppant par contre la pression du fond de puits reste toujours constante.

La phase 9 à 10 : on arrête l'injection du proppant et on injecte un gel linéaire pour pousser le reste du proppant trouvé dans le tubage vers la formation . l'augmentation de la pression de surface remarquée est due à l'effet hydrostatique.

En risque d'endommagement du puits, on a procédé à la réduction de débit d'injection ce qui va entrainé la chute de pression de surface bien sur parallèlement la pression du fod de puits.

La phase 10 : on remarque une chute de pression ce qui signifie l'arrêt de pompage puis la stabilisation de tous les paramètre.

L'opération de la fracturation hydraulique est terminée toute en sécurité.

IV.2 Partie calcul

Pour montrer que la productivité d'huile est améliorée il faut déterminer les paramètres suivants :

- ❖ Détermination de gradient de fracturation G_F ;
- ❖ Calcul La pression nette dans la fracture P_{NET} ;
- ❖ Calcul de la perméabilité de la formation $K_{\mu l}$, la perméabilité de sable K_s (**agent de soutènement**) et calcul de coefficient de cisaillement G selon le modèle GDK ;
- ❖ Détermination de la géométrie de la fracture (la longueur, la largeur de la fracture) selon les modèles GDK et PKN ;
- ❖ calcul du module de déformation plane E' selon le modèle PKN ;

- ❖ Détermination du volume de Pad et de la conductivité adimensionnelle de la fracture ;
- ❖ Détermination la masse et la concentration de l'agent de soutènement.

IV.2.1. Méthodes de calcul de ces paramètres

IV.2.1.1. Détermination de gradient de fracturation GF

$$GF = \frac{ISIP}{H} \text{ (Psi/ft) (d'après le test de mini frac).}$$

ISIP : la pression instantanée de fermeture (psi) ;

H : la profondeur totale du puits (ft).

IV.2.1.2. Calcul La pression nette dans la fracture P_{NET}

$$P_{NET} = PF (ISIP) - P_c \text{ (psi) (d'après le test de mini frac)}$$

P_c : la pression de fermeture de la fracture (psi), elle est calculée pour déterminer le type de sable. [14]

IV.2.1.3. calculs selon le modèle GDK [14]

A) Calcul de la perméabilité de la formation K_s

$$K_s = \frac{7,48.C \sqrt{t}}{Sp} \text{ (md). (GEERTESMER ,DANESHY, KLERK)}$$

D'où

C : coefficient de filtration de fluide (ft/ min).

t : temps de pompage (min).

Sp : pertes de charge (spurt loss) (gal/ft²).

B) Calcul de la perméabilité de la formation $K_{\mu l}$

$$K_{\mu l} = 1.143 * 10^{-5} * (1 - \nu) * \left(\frac{Q}{hf.C^2}\right)^3 * \left(\frac{\mu}{G.t}\right) \text{ md.}$$

D'où

ν : coefficient de poisson.

Q : débit d'injection (bpm).

hf : hauteur de la fracture (ft).

μ: viscosité apparente du fluide (cp).

G : module de cisaillement (psi).&

D'après l'abaque K_{μ} vs K_L (voir annexe) on obtient les valeurs de K_{μ} et K_L .

Dont

$$K_{\mu} = \frac{12. C. \sqrt{t}}{W_w} \quad \text{ET} \quad K_L = \frac{C. L. h_f}{5,616. Q. \sqrt{t}}$$

D'où

W_w : Epaisseur de la fracture à la proximité du puits en pouce (") 1 pouce = 2.54 cm.

C : coefficient de filtration de fluide (ft/ min).

t : temps de pompage (min).

L : la longueur de la fracture en pouce.

Q : débit d'injection (bpm).

hf : hauteur de la fracture (ft). [14]

C) calcul le coefficient de cisaillement G

$$G = \frac{E}{2.(1+\nu)} \quad (\text{terzaghi})$$

E : Le module de Yong.

ν: Le coefficient de poisson.

D) Détermination de la géométrie de la fracture

1) Calcul de largeur de la fracture (W_w)

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

$$K_{\mu} = \frac{12.C.\sqrt{t}}{W_w} \quad \longrightarrow \quad W_w = \frac{12.C.\sqrt{t}}{K_{\mu}} \quad (\text{GEERTESMER, DANESHY, KLERK})$$

2) Calcul la longueur de la fracture (L)

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

$$K_L = \frac{C.L.h_f}{5,616.Q.\sqrt{t}} \quad \longrightarrow \quad L = \frac{5,615.K_L.Q.\sqrt{t}}{C.h_f}$$

IV.2.1.4. calculs selon le modèle PKN

A) Calcul la longueur de la fracture (L), [14]

$$L(t) = \frac{Q \cdot \sqrt{t}}{2 \cdot \pi \cdot C_L \cdot h_f} \quad (\text{PERKINS, KERN, NORDGEN})$$

D'où

π : Toujours défini par la valeur 3,14.

C_L : coefficient de filtration de fluide (ft/ min).

t : temps de pompage (min).

Q : débit d'injection (bpm).

h_f : hauteur de la fracture (ft).

B) Calcul de largeur de la fracture (W_w), [14]

$$W_W(t) = 4 \cdot \left[\frac{\mu \cdot Q^2}{\pi^2 \cdot E' \cdot C_L \cdot h_f} \right]^{1/4} \cdot t^{1/8} \quad (\text{PERKINS, KERN, NORDGEN})$$

W_w : largeur de la fracture.

C) calcul du module de déformation plane E'

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

D'où

E' : module de la déformation plane.

E : Le module de yong.

ν : Le coefficient de poisson.

IV.2.1.5. Détermination du volume de Pad et de la conductivité adimensionnelle de la fracture

A) Détermination du volume de Pad, [14]

$$V_{pad} = Vi \cdot \left(\frac{1-n}{1+n} \right)$$

V_{pad} : volume de pad (bbL).

Vi : le volume total à pomper.

n : Efficacité du fluide (%).

B) la conductivité adimensionnelle de la fracture, [14]

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

D'où

X_f : Extension de la fracture.

w_f : Epaisseur de la fracture.

K : la perméabilité de la formation.

k_f = k_p : la perméabilité de l'agent de soutènement.

IV.2.1.6. Détermination la masse et la concentration de l'agent de soutènement.

A) Détermination la masse de l'agent de soutènement MP, [14]

$$M_p = \frac{124,6 \cdot F_{CD} \cdot X_f^2 \cdot G_s \cdot (1 - \Phi_p) \cdot k \cdot h_f}{k_f}$$

D'où

MP : masse de proppant en (Lb).

F_{CD} : la conductivité adimensionnelle de la fracture.

G_s = 2,65 : la gravité spécifique de l'agent de soutènement.

Φ_p : La porosité de l'agent de soutènement.

B) la concentration de l'agent de soutènement Cp, [14]

$$Cp = \frac{w_w \cdot (1 - \Phi_p) \cdot \Phi_p}{12} \quad (\text{PERKINS, KERN, NORDGEN})$$

D'où

C_p : la concentration de l'agent de soutènement en (Lb/ft²).

W_w : Epaisseur (largeur) de la fracture (ft).

Φ_p : Masse spécifique de l'agent de soutènement.

IV.2.2. Application numérique

IV.2.2.1. Calcul de gradient de fracturation G_f , [14]

D'après le résultat obtenu par logiciel **ProFacPT** : $G_F = 0.84$ psi / ft. [16]

D'après le résultat obtenu par le calcul manuel :

$$G_F = \frac{ISIP}{H}$$

Telque

$H = 3448$ m soit 11312.312 ft (la profondeur de puits).

$ISIP = 9280$ psi selon le graphe de mini frac. [16]

AN :

$$G_F = \frac{9280}{11312.312} = 0.82 \text{ psi /ft} \longrightarrow \boxed{G_F = 0.82 \text{ psi /ft}}$$

Donc les résultats du calcul manuel et de logiciel sont proches.

IV.2.2.2. Calcul de la pression nette dans la fracture P_{NET}

$P_{NET} = PF (ISIP) - P_c$; $ISIP = 9280$ psi selon le graphe de mini frac. [16]

D'après le résultat obtenu par logiciel $P_c = 7271$ psi.

AN :

$$P_{NET} = 9280 - 7271 = 2009 \text{ psi} \longrightarrow \boxed{P_{NET} = 2009 \text{ psi}}$$

IV.2.2.3. Détermination de la géométrie de la fracture

1) Avec le modèle GDK

Les données nécessaires pour déterminer la géométrie de la fracture sont regroupées dans le tableau ci – dessous :

Tableau. 06 : Les données nécessaires dans le modèle GDK. [16]

Puits	E 10 ⁶ (psi)	ν	Sp (gal/ft ²)	C (ft/ $\sqrt{\text{min}}$)	Q _i (BPM)	T (min)	h _f (ft)
MD296	4,8	0,15	0,012	0,0080	40	15,725	105,252

A) Calcul de la perméabilité de la formation K_s

$$K_s = \frac{7,48 \cdot C \sqrt{t}}{S_p}$$

AN :

$$K_s = \frac{7,48 \cdot 0,0080 \cdot \sqrt{15,725}}{0,012} = 19,74 \text{ md} \quad \longrightarrow \quad \boxed{K_s = 19,74 \text{ md}}$$

B) Calcul de la perméabilité de la formation K_{μl}

$$K_{\mu l} = 1.143 \cdot 10^{-5} \cdot (1 - \nu) \cdot \left(\frac{Q}{h_f \cdot C^2}\right)^3 \cdot \left(\frac{\mu}{G \cdot t}\right) \text{ md.}$$

❖ calcul le coefficient de cisaillement G

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

AN:

$$G = \frac{4,8 \cdot 10^6}{2 \cdot (1 + 0,15)} = 2,06 \cdot 10^6 \quad \longrightarrow \quad \boxed{G = 2,06 \cdot 10^6}$$

On remplace la valeur de G dans l'équation de $K_{\mu l}$ et on obtient :

$$K_{\mu l} = 1.143 * 10^{-5} * (1 - 0.15) * \left(\frac{40}{105,252 \cdot 0,008^2}\right)^3 * \left(\frac{65}{2,08 \cdot 10^6 \cdot 15,725}\right) = 0.54 \text{ md.}$$

$$K_{\mu l} = 0,54 \text{ md}$$

On détermine les paramètres suivants de l'abaque K_{μ} , k_L (voir Annexe 7)

$$K_{\mu} = 0,145 \quad \text{et} \quad K_L = 0,168.$$

C) Calcul de largeur de la fracture (W_w)

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

$$W_w = \frac{12 \cdot C \cdot \sqrt{t}}{K_{\mu}} = \frac{12 \cdot 0,008 \cdot \sqrt{15,725}}{0,168} \longrightarrow W_w = 2,26'' = 68,8 \text{ cm}$$

D) Calcul de longueur de la fracture (L)

On remplace le K_L par sa valeur et on tire L dans la formule suivante :

$$L = \frac{5,615 \cdot K_L \cdot Q \cdot \sqrt{t}}{C \cdot h_f} = \frac{5,615 \cdot 0,168 \cdot 40 \cdot \sqrt{15,725}}{0,008 \cdot 105,252} = 173,88 \text{ ft}$$

$$L = 173,88 \text{ ft} = 53 \text{ m.}$$

✓ Les résultats de la géométrie du puits MD296 :

Les valeurs de la largeur et la longueur de la fracture calculé manuellement sont définis dans le tableau suivant :

Tableau. 07 : Les résultats obtenus de la géométrie du puits MD296.

La géométrie	W_w (")	L(m)
Les résultats	2,26	53

✓ Les résultats obtenus de la géométrie du puits MD296 par logiciel FracPro PT :

Les résultats sont définis dans le tableau suivant :

Tableau. 08 : résultats obtenus de la géométrie du puits MD296 par logiciel FracPro[16]

La géométrie	$W_w('')$	L(m)
Les résultats	2.33	58

Remarque 1 :

Selon les résultats trouvés et étant donné que les résultats sont plus proches par rapport aux normes de logiciel **FracproPT** on peut dire que la méthode GDK est applicable.

2) Avec le modèle PKN :

Les données nécessaires pour déterminer la géométrie de la fracture sont regroupées dans le tableau ci-dessous :

Tableau. 09 : Les données nécessaires dans le modèle PKN. [16]

puits	$E \cdot 10^6$ (psi)	ν	Sp (gal/ft ²)	Cl (ft/ $\sqrt{\text{min}}$)	Qi (m ³ /min)	T (min)	Hf (m)
MD296	4.8	0.15	0.012	0.0032	4.5	15.725	32.08

A) Calcul de la longueur de la fracture L :

$$L(t) = \frac{Q \cdot \sqrt{t}}{2 \cdot \pi \cdot C_L \cdot h_f} = \frac{4,5 \cdot \sqrt{15,725}}{2,3,14 \cdot 0,0032 \cdot 32,08} = 27,64 \text{ m} \longrightarrow \boxed{L(t) = 27.64 \text{ m}}$$

B) Calcul de la largeur de la fracture L :

$$W_W(t) = 4 \cdot \left[\frac{\mu \cdot Q^2}{\pi^2 \cdot E' \cdot C_L \cdot h_f} \right]^{(1/4)} \cdot t^{(1/8)} \quad (\text{PERKINS, KERN, NORDGEN})$$

1. calcul du module de déformation plane E'

$$E' = \frac{E}{1-\nu^2} = \frac{4,8 \cdot 10^6}{1-0,15^2} = 4,9 \cdot 10^{10} \text{ kg/m}^2 \longrightarrow \boxed{E' = 4,9 \cdot 10^7 \text{ psi} = 0,49 \cdot 10^{10} \text{ kg/m}^2}$$

On remplace la valeur du module de déformation plane E' et on obtient la largeur de la fracture W_w

AN :

$$W_w(t) = 4 \cdot \left[\frac{65 \cdot 10^{-3} \cdot 4,5^2}{3,14^2 \cdot 0,49 \cdot 10^{10} \cdot 0,0032 \cdot 32,08} \right]^{(1/4)} \cdot 15,725^{(1/8)} = 0,017 \text{ m}$$

$$W_w(t) = 0,017 \text{ m} \longrightarrow \boxed{W_w(t) = 0,66'' \text{ (pouce).}}$$

✓ **Les résultats de la géométrie du puits MD296 :**

Les valeurs de la largeur et la longueur de la fracture calculée manuellement sont définis dans le tableau suivant :

✓ **Les résultats obtenus de la géométrie du puits MD296 par logiciel FracPro PT**

Les résultats sont définis dans le tableau suivant :

Tableau. 11 : résultats obtenus de la géométrie du puits MD296 par logiciel FracProPT

La géométrie	W_w (")	L(m)
Les résultats	2.33	58

Remarque 2 :

Selon les résultats trouvé et étant donné que les résultats sont très loin de celle de logiciel **FracProPT** on constate que la méthode PKN n'est pas applicable.

IV.2.3. détermination de volume de Pad et la conductivité adimensionnelle :

Les données nécessaires pour la détermination de volume de Pad et la conductivité adimensionnelle sont regroupées dans le tableau ci – dessous :

Tableau. 12 : Les données nécessaires pour la détermination de volume de Pad et la conductivité adimensionnelle. [16]

Puits	V_I (m ³)	n	X_f (ft)	W_f (ft)	K (md)	K_f (md)
MD296	110	0.15	326.92	0.018	1	175326

1) Volume de Pad :

$$V_{pad} = Vi \cdot \left(\frac{1-n}{1+n} \right) = 110 \cdot \left(\frac{1-0,15}{1+0,15} \right) = 81,3 m^3$$



$$V_{pad} = 81,3 m^3 = 505 \text{ bbl}$$

2) La conductivité adimensionnelle :

$$F_{CD} = \frac{k_f \cdot w_f}{k \cdot X_f} = \frac{175326 \cdot 0,018}{1.326,92} = 9,65 \quad \longrightarrow \quad \boxed{F_{cd} = 9,65}$$

Pour que la fracturation soit optimale, il suffit que $2 < F_{CD} < 10$.

Le $F_{cd} < 10$ implique que la condition est vérifiée .donc la fracturation est optimale.

Les résultats de volume de pad et la conductivité adimensionnelle sont regroupés dans le tableau ci-dessous :

Tableau. 13 : Les résultats de volume de pad et la conductivité adimensionnelle. [16]

Puits	Volume de pad V_{pad} (bbl)	F_{cd}
MD296	508	15,27

IV.2.4. détermination la masse et la concentration de l'agent de soutènement :

Pour déterminer la masse et la concentration des proppants on procède comme suite : [16]

1) La masse de l'agent de soutènement MP :

$$M_P = \frac{124,6 \cdot F_{CD} \cdot X_f^2 \cdot G_s \cdot (1-\Phi_p) \cdot k \cdot h_f}{k_f} = \frac{124,6 \cdot 15,27 \cdot (211,92)^2 \cdot 2,65 \cdot (1-0,6) \cdot 1 \cdot 104,96}{179858}$$

$G_s = 2,65$: gravité spécifique de l'agent de soutènement.



$$M_p = 52856,80 \text{ Lb} = 5,2856 \cdot 10^4 \text{ Lb}$$

La concentration de l'agent de soutènement C_p :

$$C_p = \frac{W_w \cdot (1 - \Phi_p) \cdot \phi_p}{12}$$

Φ : Porosité de l'agent de soutènement.

ϕ_p : Masse spécifique de l'agent de soutènement.

AN :

$$C_p = \frac{0,18 \cdot (1 - 0,6) \cdot 2,31}{12} = 1,38 \text{ Lb/ft}^2 \longrightarrow \boxed{1,38 \text{ Lb/ft}^2}$$

Les résultats obtenus de la masse et la concentration des proppants (agent de soutènement) sont définies dans le tableau suivant :

Tableau. 14 : Les résultats de la masse et la concentration des proppants. [16]

puits	M_p (Lb)	C_p (Lb/ft ²)
MD296	$5,28 \cdot 10^4$	1.38

IV.2.5. les derniers jaugeages de puits après fracturation :

Pour confirmer si la productivité est améliorée par fracturation hydraulique il faut connaître les derniers jaugeages pris après fracturation. Le tableau suivant comporte ces derniers : [15]

Tableau. 15 : les derniers jaugeages de puits MD296. [15]

Effluent	Résultat 14/06/2012	
Huile : Q_o (m ³ /h)	5.58	
Eau : Q_w (l/h).	Eau injecté	/
	Eau récupéré	/
Gaz : GOR (m ³ /m ³)	479	
Salinité de l'huile (mg/l)	227	
Salinité d'eau (g/l)	/	
Pression de tête: P_t (kgf/cm ²)	28.5	

D'après ces résultats on peut constater que le débits de production d'huile a augmenté a un débit assez important. Cette huile est nettement brut sans être mélanger avec de l'eau (soit injecté ou bien récupéré) ce qui signifie que la productivité d'huile est améliorée par fracturation hydraulique.

IV.3. Tarification et évaluation économique de l'opération de fracturation hydraulique

Dans l'évaluation des coûts de cette opération, qui englobe les autres services et les activités suscités par cette opération ; le cout total pour le puits MD296 est égale à **686,154 \$** qui correspondent à **75476.94 DA**

Le cout totale = 686,154\$ = 75476,94 DA
--

IV.3.1. Gain de l'opération (Cash Flow)

Avant l'opération, le puits avait une production journalière de $Q = 1.38 \text{ m}^3/\text{h}$ et après fracturation il rebondit avec un débit de $Q = 5.58 \text{ m}^3/\text{h}$. soit un gain en débit d'huile de $\Delta Q = 4.82 \text{ m}^3/\text{h}$ ou **634 baril /jours** avec un prix de Baril de **111\$ l'année (2012)**. [15]

✚ Le Gain par jour est estimé à :

$$\text{Gain} = \Delta Q \times \text{prix de baril}$$

AN:

$$\text{Gain} = 634 \times 111 \longrightarrow \text{Gain} = 70374 \text{ \$ /jour} = 7741140 \text{ DA/jour}$$

IV.3.2. Le délai d'amortissement ou Pay out Time

$$\text{Délai d'amortissement} = \frac{\text{Cout total de l'opération}}{\text{Cash Flow}}$$

$$\text{Délai d'amortissement} = 76163.094 / 7741140 = 9.75 \approx 10 \text{ jours}$$

Discussion : le puits devra produire à ce rythme pendant 10 jours pour que les couts de l'opération soient amortis.

Conclusion

Suite à l'analyse des diagrammes de fracturation et les résultats de calculs de la géométrie de la fracture par les deux modèles PKN et GDK, on a constaté que le modèle GDK est le plus adapté dans le cas du puits MD296 et que la productivité est améliorée.

Selon les résultats trouvés et étant donné on peut dire que la technique de fracturation hydraulique est applicable sur chantier (HMD).

Conclusion générale

La présente étude, montre la nécessité et l'importance de l'utilisation de la technique de la fracturation hydraulique pour les puits verticaux à faible débit d'huile. Ceci dans le but d'augmenter la productivité du puits, et remédier aux problèmes d'exploitation notamment les venues d'eau ou de gaz. En effet ces problèmes se manifestent de façon considérable dans le champ de Hassi Messaoud (HMD), et diminue la production totale de ce dernier.

La réussite de cette technique est conditionnée, d'une part par une bonne sélection du puits candidat en analysant toutes les données géologiques et pétrophysiques de réservoir, et d'autre l'historique de production et les opérations d'intervention réalisées sur le puits.

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.

L'analyse des résultats des diagrammes des différents tests de la fracturation hydraulique permet de déterminer les paramètres à obtenir telque le gradient de fracturation, la géométrie de la fracture, la perméabilité de la formation et des agents de soutènement ainsi que l'efficacité du fluide. Suite à l'analyse des résultats de calculs de la géométrie de la fracture par les deux modèles PKN et GDK utilisant les paramètres obtenus des diagrammes de fracturation, le modèle GDK est le plus adapté dans le cas du puits MD296 et que la productivité est améliorée grâce à l'augmentation du débit d'huile marqué après fracturation. L'étude économique de cette opération pour le champ de Hassi Messaoud (HMD) s'avère rentable malgré que son coût est très élevée.

L'amortissement du cout se fait en quelque jour, par l'augmentation de taux de production si l'opération est réussite.

Pour que l'opération de la fracturation hydraulique soit efficace, il est recommandé de:

- ❖ faire les études nécessaires avant le choix du puits candidat.
- ❖ procédé aux essais de puits pour mieux comprendre la réponse de la fracture dans ce réservoir.

Bibliographie

Référence bibliographique

- [1] BECIP FRANIAB, 1995 : « Champ de Hassi Messaoud Révision du modèle Géologique et structurale ». Rapport interne Sonatrach.
- [2] Y. kouzmine, 2003 : « L'espace Saharien Algérien : « Dynamique démographiques et migratoires ». Maitrise de Géographie, Université de Franche-Comté.
- [3] A. Meriuma, 1996 : « Modélisation analytiques de l'estimation géométriques de la bulle d'injection », thèse de doctorat, Université Batna.
- [4] M. Aliev et Ait Laoussine, 1971 : « Structure géologique et perspectives en pétrole et en gaz de l'Atlas Algérien ». Rapport interne Sonatrach – Exploration. Alger.
- [5] Z. Ait Ali, 1996 : « Etude sedimentologie du Combro-Ordovicien de Hassi Messaoud » . Mémoire Ingéneering ,Géol.Ist.USTHB.
- [6] A .Homer ,1964 : « Précision sur la lithologie et la sédimentologie des grès du Cambrien (Ri+Ra) », Edition Technique.
- [7] F. Bessa , 2004 : « Caractérisation du réservoir Nord Ouest du champ du Hassi Messaoud », University of Hamburg.
- [8] : Abderrahmane Benloulou, Mofida Lachehab , 2013 : « Conception de la fraction hydraulique pour l'amélioration de la prouction ». Mémoire fin d'étude de master, université Kasdi Merbah Ouargla.
- [9]: Fatima Zahra Chenini ingénieur production N1, octobre 2015 : « Etude et évaluation de la fracturation hydraulique type Multi-Stage Frac Au champ de Hassi Messaoud cas du puits MDZ 548 ». Projet fin d'induction, Direction engineering production, Département technique puits, Service technique nouvelle à Ouargla..
- [10] : G. Bourdarot , 1996 : « Essai des puits, Méthode d'interprétation » IFP. Edition technique.
- [11] : D. Bourdet : « Interprétation des essais se puits », ENSPM.
- [12] : D. Bourdet , 1983 : « A new set of type curves simplifies well test analysis, Word Oil».

[13] : Zakaria Baouia , Youcef Sif allah , Nassim Oubbiche, 2013 : « évaluation de l'opération de la fracturation hydraulique par l'analyse et l'interprétation des essais de puits application au champ Hassi Messaoud ». Mémoire fin d'étude de Master, Université Kasdi Merbah Ouargla.

[14] : Mohamed Naoufel Guermiti, Seifeddine Azizi ,2014 : « Amélioration de l'indice de productivité par fracturation hydraulique, Application champs de Tiguentourine cas puits TG358 ». Mémoire fin d'étude de Master, l'université Kasdi Merbah Ouargla.

[15] : Smail Ait Mouhoub, octobre 2012 : « Programme frac MD296 SONATRACH ». Rapport interne SONATRACH/ Division Production Champ Hassi Messaoud Ouargla, Algérie.

[16] : Mohamed Gheraissa, 19 novembre 2012 : « post job report de puits MD296 HALIBURTON ». Rapport interne SONATRACH/ Division Production champ Hassi Messaoud Ouargla, Algérie.

[17] : M. Djarir, 2002 : « Colonne litho stratigraphie du champ de Hassi Messaoud et différentes phases de forage ». Rapport interne SONATRACH/ Division Production

[18] : Tillous , 1963 : « Découpage en Drain du Cambrien de Hassi Messaoud » Rapport interne. CFPA-SN REPAL.

Annexes

Annexe 1

Additifs aux fluides de fracturation

Comme pour les acidifications de nombreux additifs sont souvent nécessaires, le choix de leur nature et de leur concentration doit être fait avec soin en fonction de paramètres de gisement et des conditions opératoires. Parmi les additifs utilisés nous pouvons citer :

a) Agent gélifiant

Leur rôle est de développer la viscosité du fluide de fracturation et de réduire sa filtration ainsi que le coefficient de friction.

b) Réticulant

Leur rôle est d'augmenter la viscosité de gel en transformant la structure linéaire des polymères gélifiants en structure réticulée à trois dimensions ; BXL-22/BXL-22W : Créer des liaisons simples avec l'ion de bore, et l'autre est un ion métallique.

XLW-56 : Engendre des liaisons plus stables à haute température.

c) Réducteur de filtrat

Leur rôle est d'augmenter l'efficacité du fluide en réduisant le filtrat du fluide dans la formation.

d) Réducteur de friction

Utilisée surtout dans les fluides non gélifiés tels que l'acide, réduisent les pertes de charge et permettent ainsi l'économie de la puissance nécessaire.

e) Tension actif

On l'utilise pour faciliter le reflux du fluide de fracturation hors de la formation après le traitement ; utilisé dans les fluides à base d'eau et dans l'acide, donc évite ainsi de laisser une matrice trop fortement saturée à l'eau ; on inclut dans cette catégorie les agents désémulsifiants qui évitent l'apparition d'émulsion qui peuvent se former entre l'eau de fracturation et l'huile de formation.

f) Stabilisateur d'argile

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 plaquâtes argileuse ; Claytreat-3C compatible avec les gels linéaires (water frac) mais peut modifier l'action du briseur de gel dans les gels réticulés (wide frac).

g) Bactéricide

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, ex :Magnacide 575, X-Cide 207, Bioclear 1000 .

h) Anti- moussant

Au cours de la préparation du gel, en raison de certain additif utilisés (eau de mer, tension actif, ...), la mousse peut se former ; celle-ci doit être éliminée pour éviter le risque de désamorçage des pompes. NE-118, D4-GB, US-40.

i) Activateur

Cet additif est ajouté à la sortie de blender et permet par modification de PH d'accélérer le phénomène de réticulation, ex : BF-7L(BT), BF-9L(HT).

j) Briseurs gels: (Breker gel)

Une haute viscosité est nécessaire au moment de l'injection pour transporter les agents de soutènement et pour avoir une bonne épaisseur, mais pour le dégorgement il faut que celle-ci perde sa viscosité après l'injection. Donc on ajoute au gel un briseur qui cassera les chaînes de polymériques et le gel perdre sa haute viscosité. Exemple : HighPerm CRB (52-107°C Enzyme-G(150°C)

Tableau 1 : Caractéristiques de quelques types des proppants.

Proppant	Mesh size	Gravité spécifique	Porosité (%)
Northern white sand	12/20	2.65	38
	16/30	2.65	39
	20/40	2.65	40
Texas Brown sand	12/20	2.65	39
	16/30	2.65	40
	20/40	2.65	42
Curable resin-coated sand	12/20	2.65	38
	16/30	2.65	37
	20/40	2.65	37
ISIP	12/20	3.17	42
	20/40	3.24	42
ISIP-Lightweight	20/40	2.63	40
Sintered bauxite	16/20	3.70	43
	20/40	3.70	42
	40/70	3.70	42
Zirconium oxide	20/40	3.16	42

Tableau 2 : Les principaux paramètres des agents de soutènement.

Mesh	12/20 Angulaire	16/30 (Rond)	20/40 (Rond)	40/70 (Rond)
Perméabilité (d)	881	191	121	45
Porosité (%)	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 3: Choix de l'agent de soutènement en fonction de la profondeur.

Profondeur (m)	Agent de soutènement
1000 à 1500	Sable
1500 à 2000	ISP (Intermediat Strength Proppant)
≥ 2000	HSB (heigh Strength Bauxite)

Annexe 2

Les équipements de la fracturation hydraulique.

1. Frac Pump :



HT- 400 Triplex Pump.

Twin

HHP=600 per Pump.

Rates to 17.5 bpm.

Pump pressures to 20000 psi

2. Manifold



Rig up of a Manifold Trailer

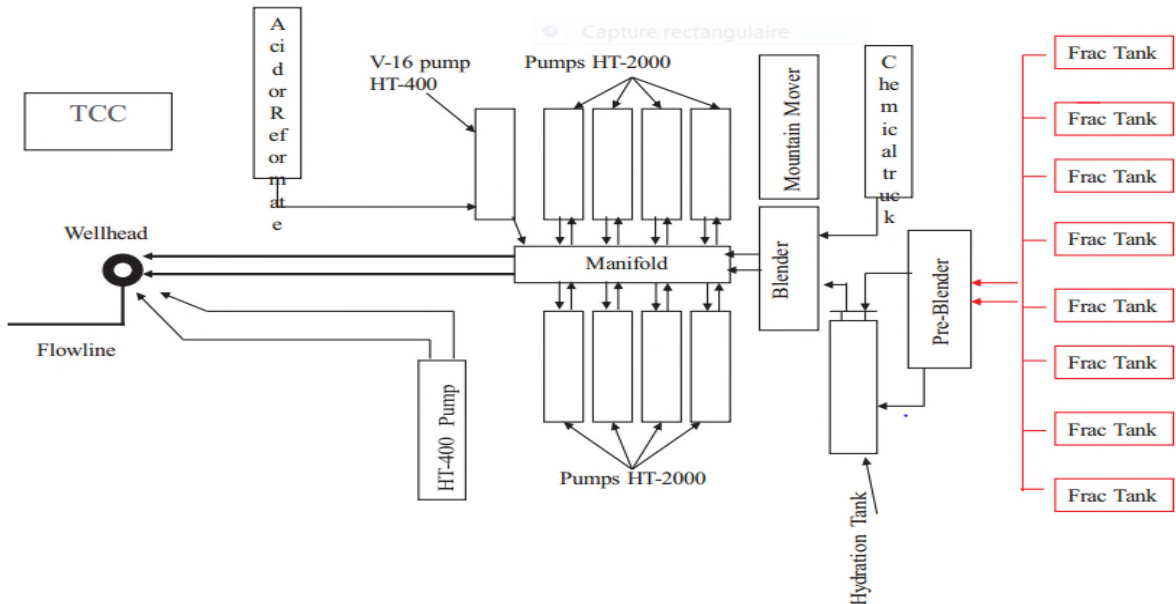
3. Tree saver

Amélioration de la productivité par fracturation hydraulique dans le champ (HMD)



Tree saver

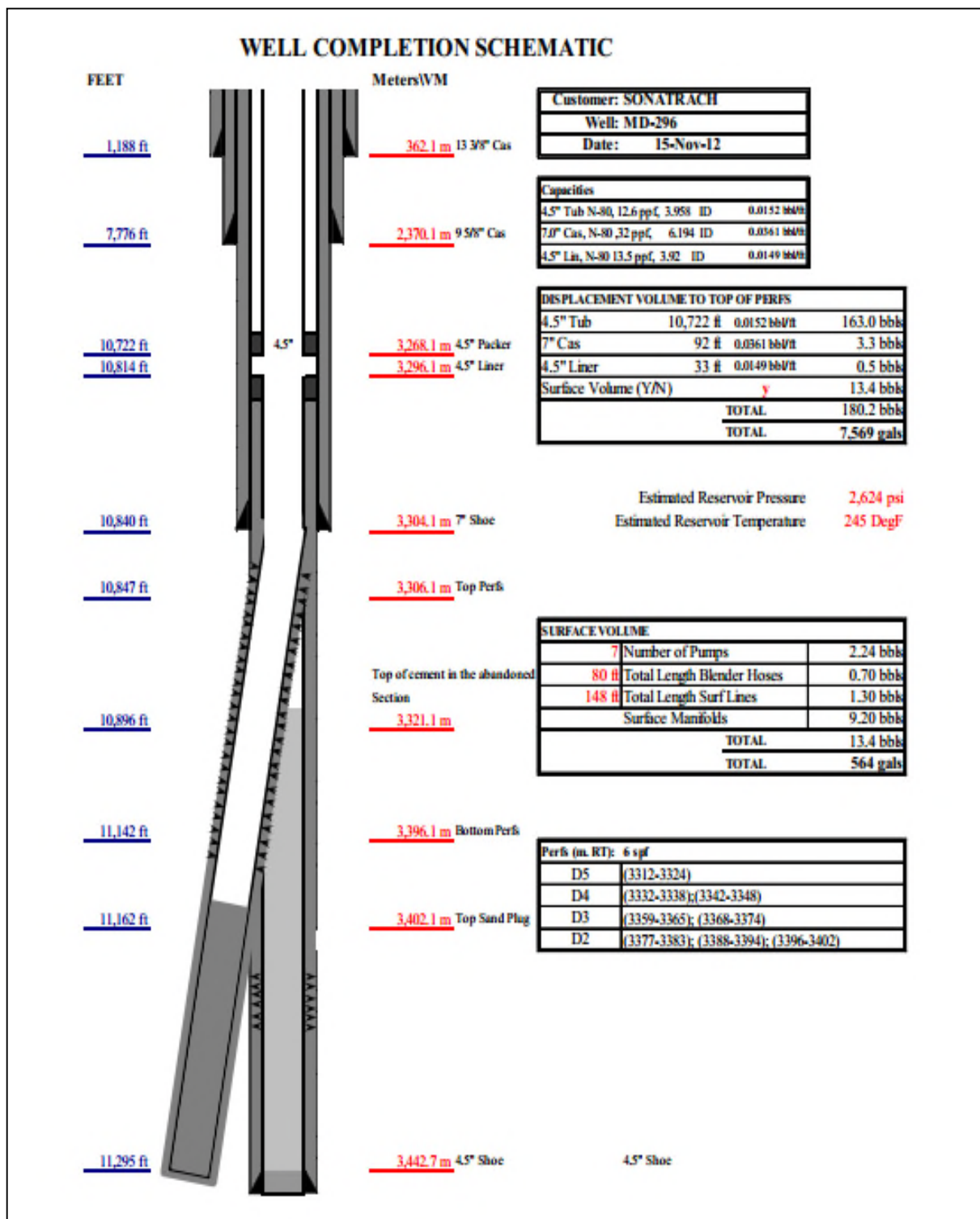
L'installation des équipements de fracturation



L'installation des équipements de fracturation

Annexe 3

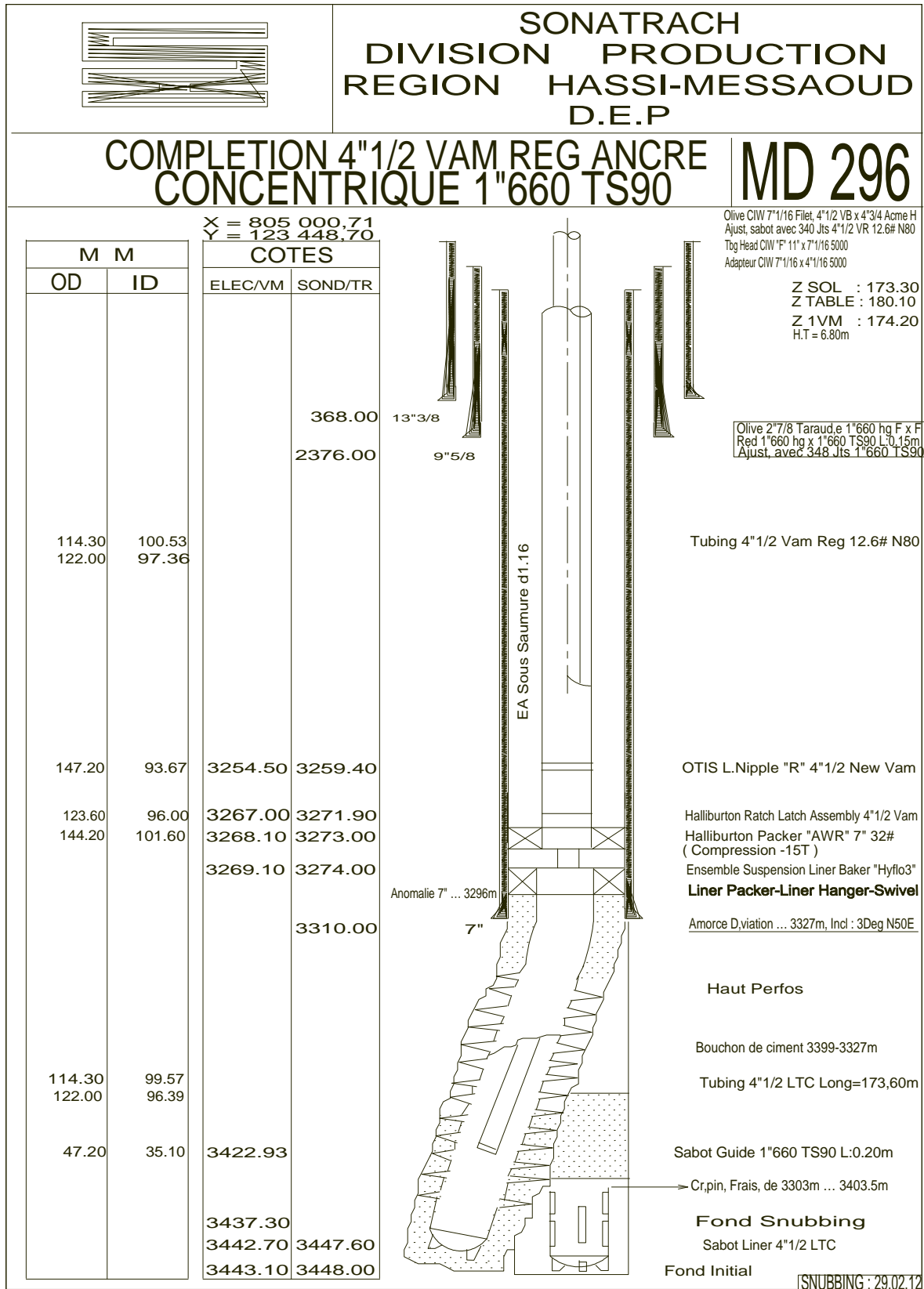
La complétion du puits MD 296 réalisé par la société de service HALLIBURTON.



La complétion du puits MD296

Amélioration de la productivité par fracturation hydraulique dans le champ (HMD)

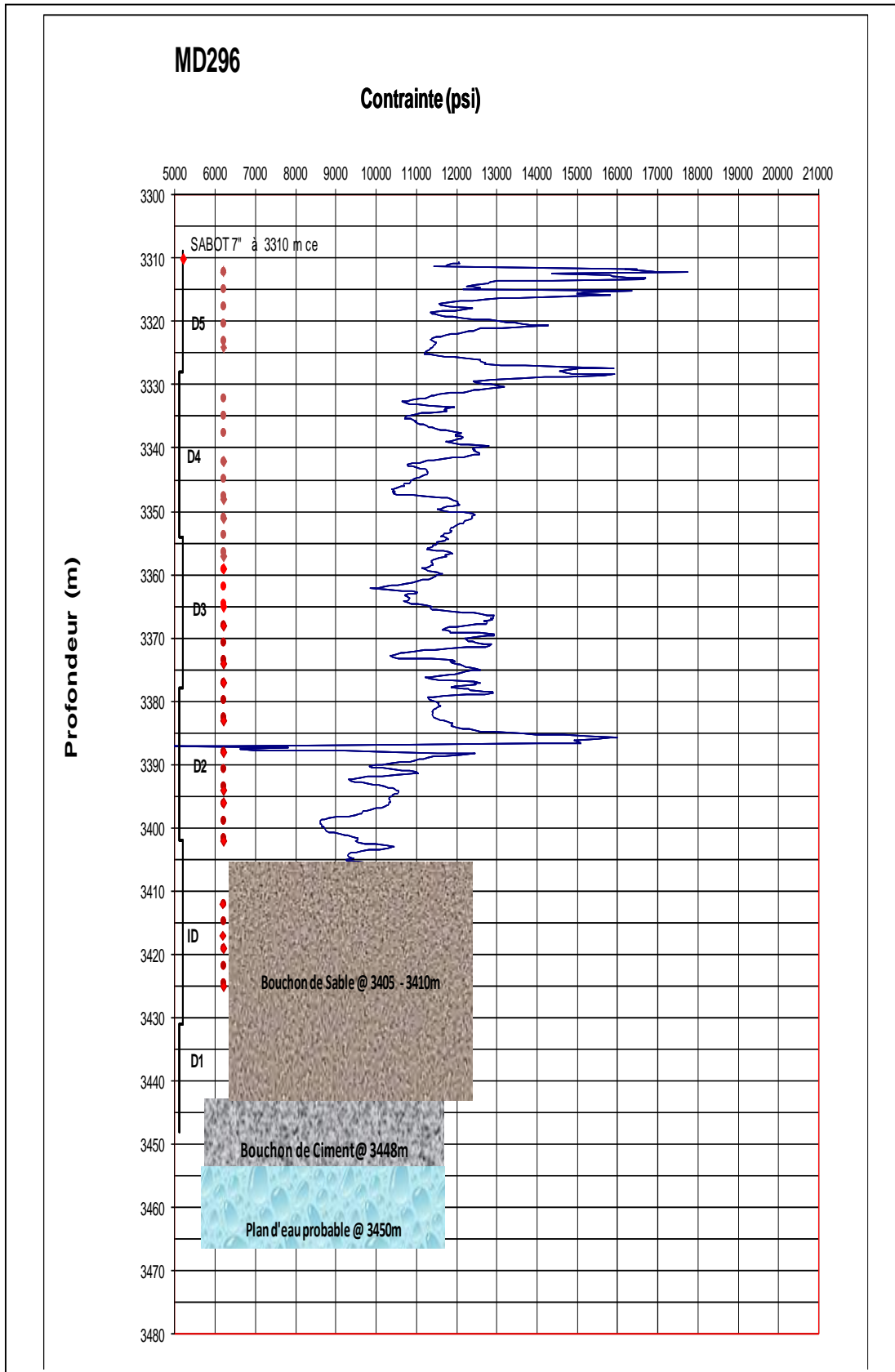
Fiche technique de la complétion du puits MD296 réalisé par SONATRACH.



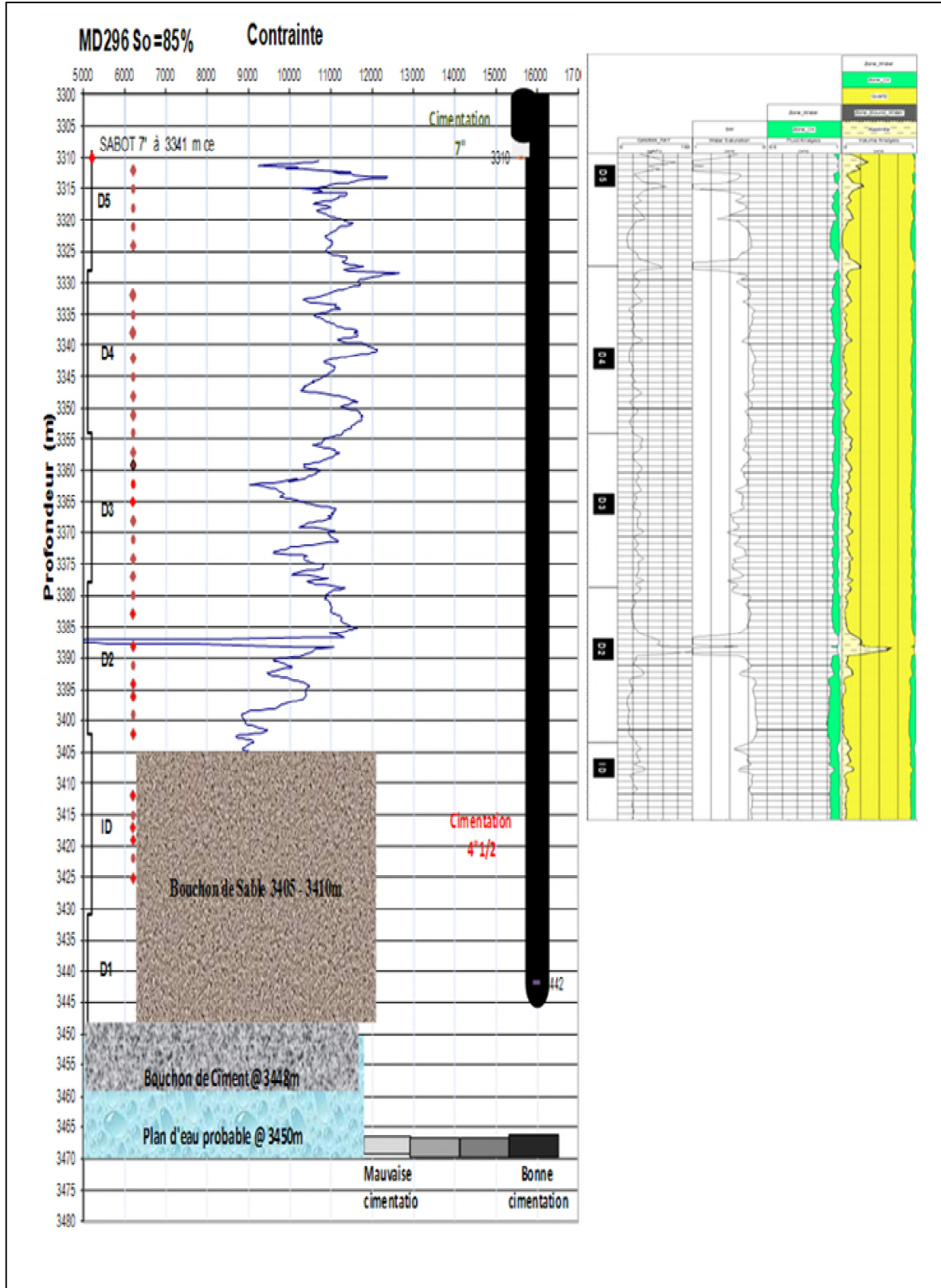
La complétion du puits MD296

Annexe 4

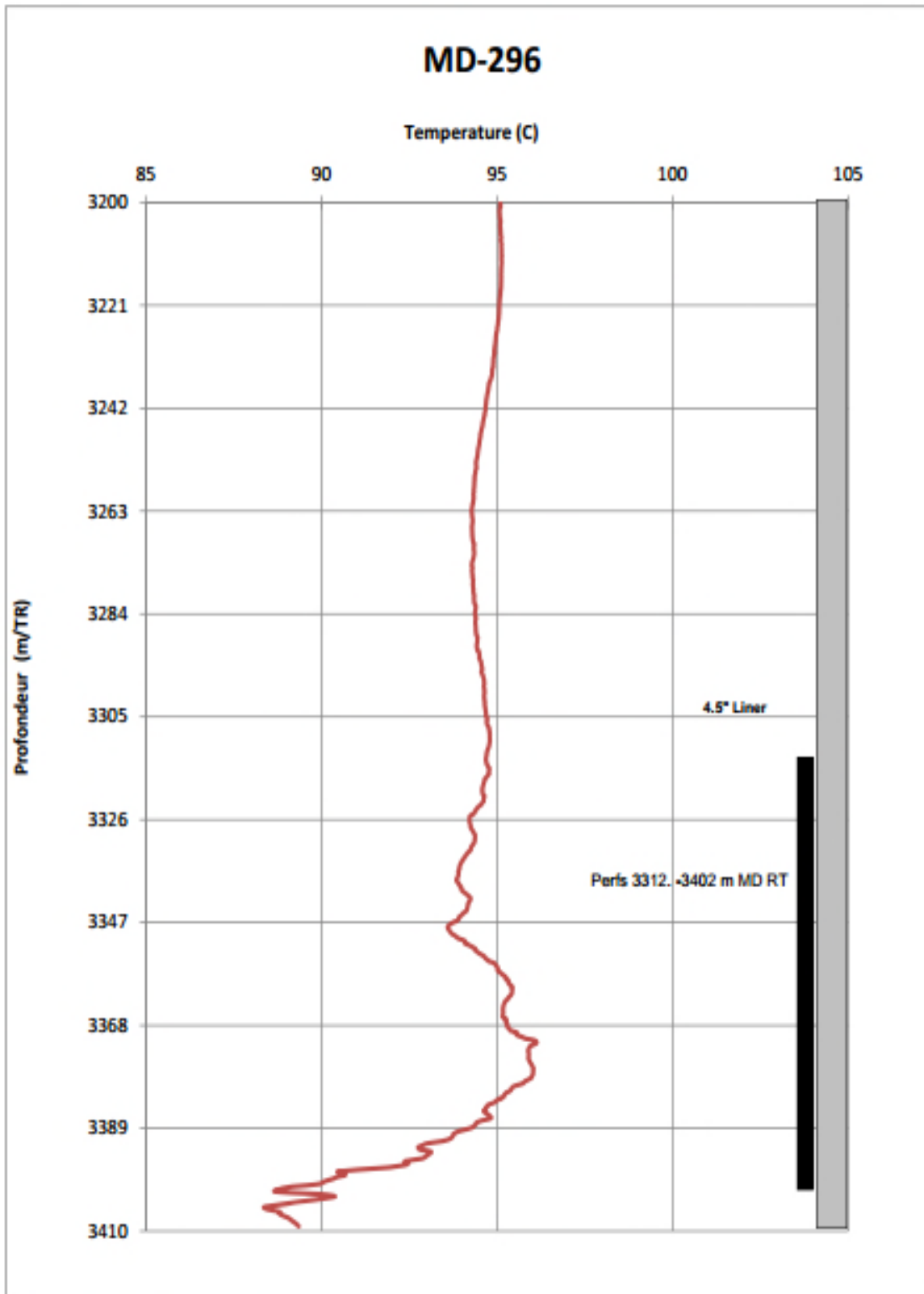
Profil de la contrainte de puits MD296.



Le profil de la contrainte du puits MD296 à $S_0=85\%$



Log de température du puits MD 296



Annexe 5

Jaugeages du puits MD296 après fracturation

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)		Observations
			Huile	Gaz		Tête	Pipe	Sépar.			Récupérée	Injectée	
Puits													
11/09/1978	9.53	-	8.14		211	83.5		10.2					-----
15/01/1980	22	-	8.95		119	20.8		8.4					-----
02/02/1981	20	-	7.13		183	20.8		7.3					-----
10/08/1983	15	-	5.63		160	21.6		7.3					-----
03/03/1985	15	-	2.8		159	18.2		.5					-----
28/11/1985	12	-	2.38		149	17.7		7					-----
21/04/1987	12	-	5.51		133	23.8		8.6					-----
12/07/1987	12	-	1.98		143	25.5		3.5					-----
19/02/1988	12	-	2.02		198	15.3		3.5					-----
06/01/1990	12	70	4.54	1007.61	195	19.5	16.2	2.5	30	.343			-----
18/12/1991	12.7	600	5.08	1412.01	276	24.5	14.2	9.8	31	.468	210		-----
24/12/1991	12.7	600	5.8	1134.01	199	27.5	15.3	9.8	30	.46	80		-----
15/01/1992	12.7	600	6.13	1263.32	224	30	15.5	10.5	18	.475	20		-----
13/05/1992	12.7	600	6.78	1275.46	179	31.5	12.5	9.6	42	.45			-----
17/01/1993	16	300	7.71	1548.19	180	24.3	14.2	6.9	46	.464			-----
16/12/1993	16	300	6.32	1168.89	173	20.5	13.6	7.7	41	.477			-----
27/03/1994	16	600	6.32	1156.38	162	21.8	15.5	5.6	41	.507			-----
12/06/1994	16	600	5.53	926.98	156	20.1	15.5	7.7	42	.526			-----
08/11/1994	16	600	6.13	1167.55	167	20.5	16.5	5	40	.467			-----
15/02/1995	16	600	5.53	1082.87	181	20.2	15.9	6.2	36	.52			-----
18/10/1995	18.25	600	5.99	2657.35	427	31.5	14.8	8	31	.979			-----
09/09/1996	18.25	300	3.29	2961.38	864	27.5	15.3	9.8	31	1.556			-----
29/09/1997	18.25	300	3.95	2498.23	605	24.1	14.4	8.4	34	1.136			-----
14/06/1998	18.25	1440	1.58	1816.86	1092	17.4	14.2	5.5	24	1.914			-----
30/11/1998	18.25	1440	2.57	2496.91	923	19.4	14.1	4.5	22	1.407			-----
29/06/1999	16.36	1440	2.17	694.11	330	32.3	15.5	8.2	30	2.274			-----
25/12/1999	16.36	720	3.36	2182.37	659	38.6	15.5	5	18	1.759			-----
07/06/2000	16.36	720	2.77	1903.66	682	14.3	13.7	4	29	.414			-----
10/11/2000	22.54	1440	2.37	1081.22	471	19.2	14.5	6.1	17	2.199			-----
25/04/2001	22.54	1440	4.12	2342.05	535	20.4	15.5	4.2	26	1.341			-----
05/08/2001	22.54	1440	4.74	2548.25	533	23.2	15.4	5.2	32	1.333			-----
14/12/2001						23.2	15.4						-----
09/04/2002	22.54	1440	3.16	2880.19	913	18.3	16.1	5.9	29	1.283			-----
10/07/2002	22.54	1440	2.77	2537.53	906	22.1	12.5	3.2	30	2.177			-----
16/10/2002	22.54	1440	3.56	1966.97	556	15.5	13	4.3	21	1.067			-----
27/02/2003	22.54	740	2.77	3739.86	1366	18.6	12.7	5.2	14	1.832			-----
24/09/2003	22.54	1440	2.77	4313.57	1567	25.3	14	6.5	26	2.492			-----
03/04/2007	22.54	720	3.19	3164.43	991	16.5	14.5	5.51	17	1.1456	0		-----
22/08/2007	22.54	720	2.48	729.04	294	16.8	14	3.67	23	1.6698	0		-----
30/01/2008	22.54	655	3.21	1496.89	466	15	12.7	4.69	11	1.1221	0		-----
25/05/2008	22.54	600	2.82	355.59	126	19.5	17	3.26	31	1.5622	0		-----
07/09/2008	22.54	600	.99	1430.27	1450	26	15.4	4.28	30	7.1833	0		-----
12/03/2009	22.54	600	.2	1137.23	5697	18.8	13.6	4.38	17	25.6608	0		-----
30/04/2009	22.54	600	3.58	2669.13	745	21.1	15.5	5.71	20	1.6045	0		-----
22/06/2009	22.54	600	1.58	1582.03	999	17.5	15.2	4.28	26	2.5224	0		-----
01/11/2009	22.54	720	2	814.64	408	14	11.5	4.38	17	1.7644	0		-----
20/01/2010	22.54	600	1.4	2785.00	1984	34	14.1	5.81	12	6.5986	0		-----
20/05/2010	22.54	Vx29	2.19	2278.46	1040	58.7	14.7		29	7.2979	0		-----
21/08/2010	22.54	600	2.37	567.55	239	17.9	15.4	4.64	27	1.7582	0		-----
20/12/2010	22.54	Vx29	2.59	1576.41	609	27	14.5		23	2.8426	0		-----
08/08/2011	22.54	Vx29	3.94	1382.43	351	13.9	13.6		30.9	.3674	0		-----
26/10/2011	22.54	Vx29	1.67	870.81	523	12.8	11.7		27	1.4919	0		-----
14/06/2012	22.54	Vx29	2.78	1322.00	476	28.5	13.9			2.7983	0		-----
12/10/2012	22.54	600	1.38	1080.85	785	18.2	13.7	4.08	33	3.5854	0		Avant Frac
23/12/2012	20	600	5.58	1672.46	300	23	14	5	19	.9058	200		Après Frac

Annexe 6

Différents types de Test du puits MD296

Type de Test	Date	Pression (kg/cm ²)			Débit (m ³ /h)	Index Prod./Inj.	HK			Skin	Duse	Remarque	
		Gisement	Fond Dyn.	Tete			Proche	Lointain	(Hw *Kyz)				
DST	09/07/1978	353	263.7	83.4	Huile	16	.188	940	-	-	18	9.5	TEST
EP BU	06/08/1978	344.51	270.29	85	Huile	8.2	.125	874	-	-	27.1	9.53	EP
DST	02/07/1982	242.5	184.46	33.8	Huile	3.77	.072	415	-	-	23.5	9.5	TEST_WO
BUILD UP	12/09/1982	236.2	93.16	18.1	Huile	6.17	.047	714	-	-	63.3	20	-
BUILD UP	23/01/1992	218.76	147.44	29.8	Huile	6.09	.094	299	-	-	7.4	12.7	-
BUILD UP	17/11/1992	202.05	132.26	26.2	Huile	8.56	.139	325	-	-	11	16	Test realise avec fermeture au fond.
BUILD UP	01/09/2010	184.48	74.91	27	Huile	2.37	.021	-	74.8	-	-75	22.54	PFD @ 344m Reel, Skin geometrique du a la penetration partielle 15.3

Logiciel de simulation Frac pro PT :

Frac pro PT (Fracpro Principale Technologie) est un simulateur (logiciel) utilisé pour prédire la géométrie de la fracture à savoir la hauteur, l'épaisseur, la longueur. Il est utilisé par les ingénieurs de stimulation pour mieux connaître et contrôler la propagation de la fracture.

La perméabilité :

C'est la propriété des roches et des sols de conduire l'eau ou d'autre fluide c'est-à-dire la compétence de la roche réservoir pour laisser passer un fluide contenu dans ses pores .

D'autre part la perméabilité d'un matériau correspond à son aptitude à se laisser traverser par un fluide de référence sous l'effet d'un gradient de pression. L'unité de la perméabilité est le milli darcy.

La porosité :

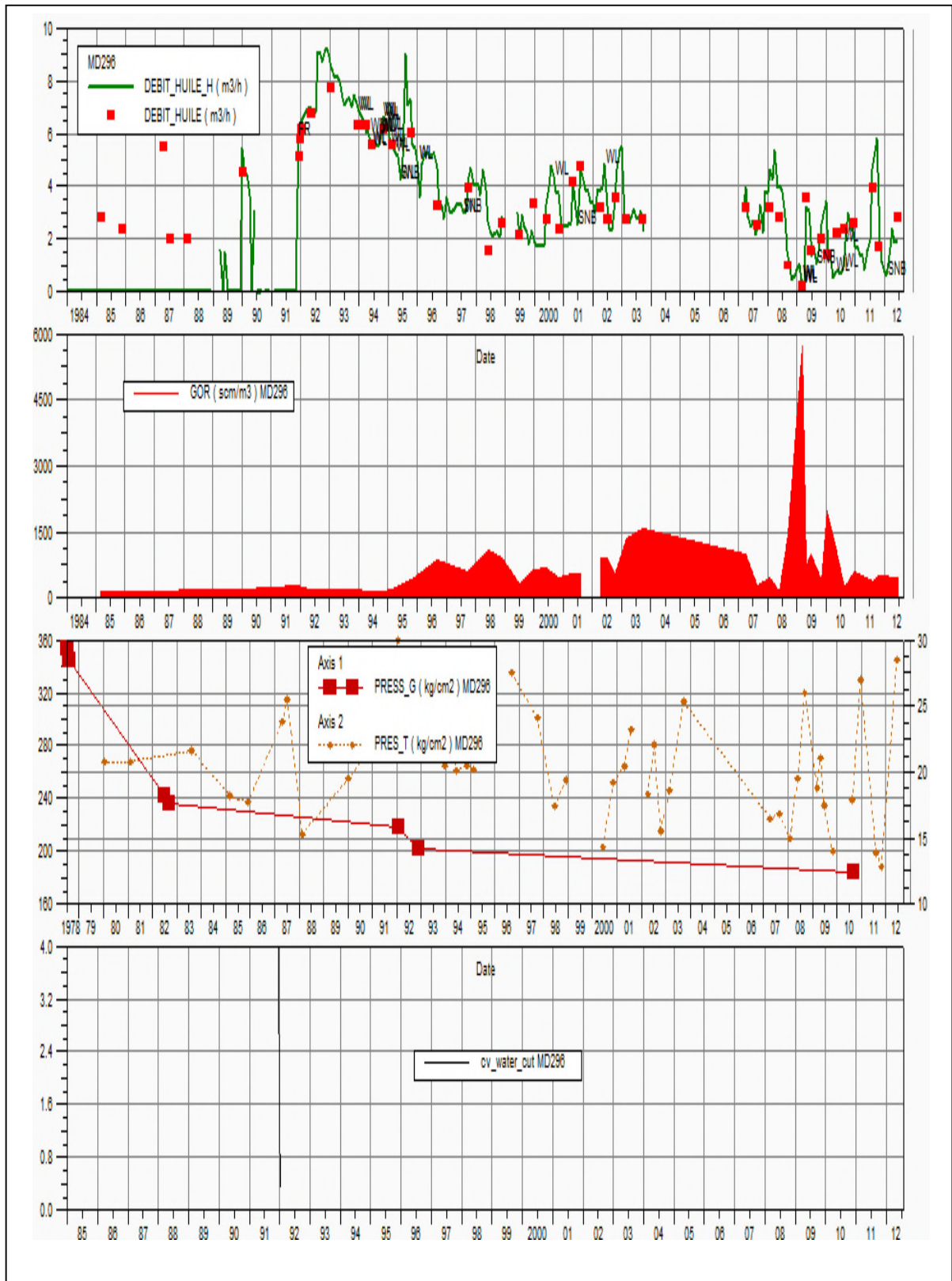
Caractériser l'aptitude d'un sol à contenir un fluide. Elle correspond au pourcentage des pores dans la roche réservoir (volume du vide par le volume totale de la roche). La porosité est définie sans unité.

La viscosité :

Est la souplesse d'un liquide pour s'écouler dans le réservoir. La viscosité diminue quand la température est très élevée. L'unité de la viscosité est le centipoise (cp).

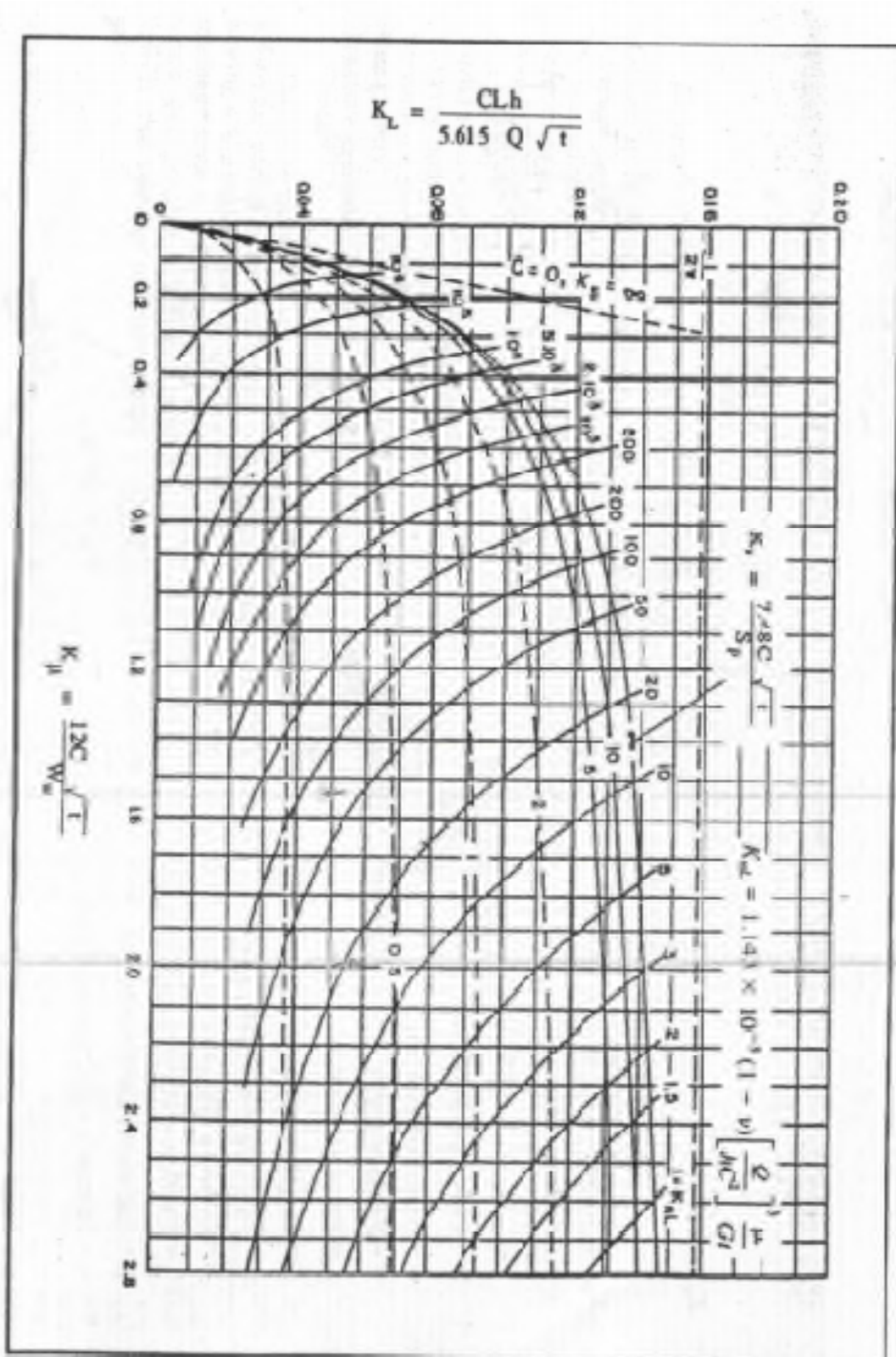
La conductivité : Capacité d'une solution de transmettre une charge électrique.

Profil de production du puits MD296



Annexe 7

L'Abaque de détermination k_{μ} et k_L



Résumé

Notre travail consiste à faire l'étude sur l'application de la fracturation hydraulique dont l'objectif est d'augmenter ou bien d'améliorer l'indice de productivité. Elle consiste à remédier à l'endommagement à proximité de la paroi du puits ou à la création d'une structure de grande conductivité dans la formation. Cette étude a été réalisée sur le puits MD296 champ de Hassi Messaoud (HMD) pour cela nous avons utilisé les résultats du logiciel de traitement **FracproPT** pour simuler les modèles de propagation de la fracture. Les résultats obtenus ont été comparé aux résultats de calculs manuels PKN et GDK. L'utilisation des deux méthodes différentes de calcul, la méthode GDK et la méthode PKN montre que la méthode GDK est la méthode convenable parce que la plus utilisée sur chantier par rapport la méthode PKN. Les résultats obtenus après l'exécution de l'opération permis conclure que cette technique améliore visiblement la production du puits , et permet d'optimiser les coûts des opérations puisqu'il consiste d'effectuer plusieurs fracturations à des endroits bien choisis.

Mot clés: fracturation hydraulique, champ Hassi Messaoud, GDK, PKN, Gain, l'indice de productivité.