

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

UNIVERSITE Kasdi Merbah Ouargla

Faculté des Sciences et de la Technologie et science de la matière

Département des Hydrocarbure et de la chimie

Projet de fin d'étude pour l'obtention du



DIPLÔME DE MASTER



En Production

Option: Production

THEME

Conception de la fracturation Hydraulique pour l'amélioration de la production

Les étudiants :

- Benloulou Abderrahmane
- Lachehab Moufida

Encadreur :

Rezaiguia Issam

Promotion JUIN 2013



Remerciements

Je remercie Dieu tout puissant clément et miséricordieux de m'avoir soigné et aidé.

*Je tiens, avant tout, à exprimer ma profonde gratitude à monsieur **Mr. Rezaiguia Issam**, maître en l'Université de Kasdi Merbah Ouaregla, qui a assumé la direction de ce travail. Qu'il veuille bien trouver ici l'expression de ma reconnaissance pour son dévouement, sa patience, sa disponibilité, ses conseils et son aide constant qu'il m'a apporté tout au long de ce travail.*

Je tiens à remercier tout particulièrement la Melle Chouicha Samira, maître en l'Université, pour ses nombreux conseils.

*Je remercie vivement le **Mr. Righi Youcef** qui nous donne l'aide et nous encourage pour terminer ce travail.*

Je remercie vivement les membres du jury pour avoir bien voulu accepter de faire partie du jury de soutenance. Qu'ils trouvent ici l'expression de ma gratitude.

J'adresse mes vifs remerciements à tous les enseignants qui par leur enseignement, leur encouragement et leur aide ont contribué à ma formation durant toutes mes études à l'Université de Kasdi Merbah Ouaregla.

Je tiens également à remercier tous mes collègues d'études pour leurs soutiens et leur motivation.

Que tous mes amis sans exception, ils sont nombreux, je ne peux tous les citer mais je ne les oublie.

Enfin, que toutes les personnes ayant contribué, de près ou de loin, à la réalisation de ce travail, soient chaleureusement remerciées.

Dédicace

*Ma très chère mère qui m'a soutenu et contribué pleinement dans
l'aboutissement et la réussite de mon parcours scolaire.*

*Je dédie également ce travail à la mémoire de mon cher défunte père que
Dieu ait son âme et l'accueille en Son Vaste Paradis.*

*Je dédie aussi ce modeste travail à mes oncles Abed Allah, Mouhamed
Mes tantes Fouzia, Luisa, Radia et Lynda Mes cousins Chamess El
dine, El Arbi, Dia, Nour EL Hoda*

*Mes dédicaces s'adressent également à mes chères sœurs Farida Ses fleurs
de vie Son Bébé Ayour et son père Farouke , Choureke et la petite
Nesserine. À tous les membres de la famille Chioukhe et Lachekhab
sur tout ma grande mère Hnia.*

Aussi, je dédie ce travail à tous mes chers amis sur tout:

*Leadgel Okba, Righi Youcef, Mahdi Soltan, M.boudouda N.D, Bachir Twahria, et
les autres à l'université Khasdi Merbah à Ouaregla. Sans oublier mes chère amie
Kahoul Ferdousse et Odwane Chahla ,*

A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mon binôme

Ben loulou A/Rahman

Moufida

Dédicace

J'ai toujours pensé faire où offrir quelque chose à mes parents en signe de reconnaissance pour tout ce qu'ils ont consenti comme efforts, rien que pour me voir réussir, et voilà, l'occasion est venue.

A ceux qui m'ont donné la vie, symbole de beauté, et de fierté, de sagesse et de patience.

A ceux qui sont la source de mon inspiration et de mon courage, à qui je dois de l'amour et de la reconnaissance.

Je dédie ce modeste travail.

- ❖ *A mes chers parents.*
- ❖ *A mes chers frères et sœurs, khoudir, Illyés, Fafa, rokiya, lalla, et ma belle-sœur Biya*
- ❖ *A toute la famille Benloulou et hadj Brahim*
- ❖ *A tous mes Amis(e) de l'université de Ouargla avec les quels j'ai partagé mes bons souvenirs : Hammou, Slimane, Ali, dahman, hanino, obonor
A tout le groupe de Master production 2013 ainsi que mon binôme Moufida .*

Abderrahmane

Sommaire

Remerciements	
Dedicace	
Résumé	
Sommaire	I
Liste des figures	IV
Liste des tableau	VI
Nomenclature	VII
Introduction générale.....	1

Chapitre I : Présentation de champ de HGA

I.1. Situation de la region	3
I.2. Situation géographique et géologique de Hassi Guettar	3
I.3. Historique de la découverte	3
I.4. Aspect structural	4
I.5. Aspect stratigraphique	4
I.6. Liaison couche trou	13
I.7. Caractéristiques du réservoir	13
I.8. Aspect pétrolier	14
I.9. Types de pièges	15

Chapitre II : Généralités sur l'endommagement, la stimulation

II.1. Introduction	18
II.2. L'endommagement	18
II.3. Le skin(S)	18
II.4. Les types d'endommagement	21
II.5. Role (But) de l'acidification	27
II.6. L'acidification matricielle	28
II.7. La fracturation d'acide.....	28
II.7.1. Processus	28
II.7.2. But ..	29
II.7.3. Les réactions chimiques.....	30
II.8. Les facteurs influés sur les réactions.....	31

Chapitre III : La fracturation hydraulique

III.1. La fracturation hydraulique	34
--	----

III.2. Principe et domaine d'application	37
III.3. Criteres sur le choix des puits a fracturer	37
III.3.1. Nature du reservoir.....	37
III.3.2. Le puits à fracturer	38
III.3.3. Economie de l'opération	39
III.4. Description du processus	40
III.5. Evolution de la pression au cours du traitement	41
III.6. Les mesures avant le traitement	42
III.7. Réalisation d'une fracturation hydraulique	44
III.7.1. Préparation du puits pour la fracturation hydraulique.....	44
III.7.2. Test d'injectivité.....	45
III.7.3. Deroulement d'une fracturation hydraulique	47
III.8. Matériel de la fracturation.....	48
III.8.1. Unité de pompage	49
III.8.2. Blenders	50
III.8.3. Stockage du fluide et des produits	50
III.8.4. Manifold d'aspiration.....	51
III.8.5. Manifold de refoulement.....	51
III.8.6. Enregistreurs de débit et de pression.....	52
III.9. Les fluides de fracturation.....	52
III.9.1. Qualités demandés aux fluides de fracturation.....	52
III.9.2. Rhéologie des fluides de fracturation.....	53
III.9.3. Filtration des fluides de fracturation.....	56
III.9.4. Conséquence de la filtration sur la productivité du puits.....	57
III.9.5. L'efficacité de fluide de fracturation.....	59
III.10. les agents de soutènements.....	61
III.10.1. Introduction.....	61
III.10.2. Transport des agents de soutènements	62
III.10.3. Conductivité de la fracture.....	62
III.10.4. Sédimentation des agents de soutènement.....	64
III.10.5. Choix des agents de soutènement.....	65
III.11. Les problèmes de fracturation hydraulique.....	65

Chapitre IV: Les modèles de propagation

IV.1. Introduction	69
IV.2. Modèle bidimensionnel.....	69
IV.3. Modèle tri-dimensionnel	72
IV.4. Identification du modèle de propagation à partir des pentes de log-log plot	73

Chapitre V : Calculs et application

V.1. Détermination de la pression de fermeture	76
V.2. Détermination du temps de fermeture	76
V.3. Détermination de l'efficacité de traitement	77
V.4. Identification du modèle de propagation	77
V.5. Détermination de compliance.....	77
V.6. Détermination de coefficient de filtration	78
V.7. Calcul de la surface de la fracture.....	78
V.8. Calcul du volume de la fracture.....	78
V.9. Détermination des dimensions de la fracture.....	78
V.10. Présentation du puits hga : 32.....	79
V.11. Application.....	82
V.12. Test d'injectivité.....	85
V.13. Mini Frac.....	87
V.14. Analyse de déclin de pression.....	87
V.15. Temperature Log.....	90
V.16. Mini Frac Pressure Match.....	90
V.17. Comparaison des résultats.....	92
V.18. Conclusion partielle.....	93
Conclusion générale..	95
Recommandation.....	96
Références Bibliographiques.....	97

Liste des figures

Figure I -1: coupe stratigraphique du champ de Hassi-Messaoud	5
Figure I -2: Carte de positionnement du puits vertical producteur huile HGA32 en zone HZ	
 P périmètre HGA.....	15
Figure I -3: coupe lithologique du champ de Hassi-Messaoud.....	16
Figure II -1: pore colmaté avec le chlorite.....	19
Figure II -2: détermination de skin à partir des résultats de build up	20
Figure II -3: Dispositions des carbonates	Erreur ! Signet non défini.
Figure II -4: carbonates de calcium	Erreur ! Signet non défini.
Figure II -5: Sulfate de calcium.....	Erreur ! Signet non défini.
Figure II -6: Sulfate de calcium dans un tubing	Erreur ! Signet non défini.
Figure II -7: Localisation d'endommagement	Erreur ! Signet non défini.
Figure II -8: Réaction d'acide en traitement matricielle	28
Figure II -9: fracturation d'acide.....	29
Figure III -1: Schéma explique le but de fracturation hydraulique.....	Erreur ! Signet non défini.
Figure III -2: Schéma explique évolution de la pression au cours du traitement.....	Erreur ! Signet non défini.
Figure III -3: la fracturation hydraulique de l'HGA : 32	Erreur ! Signet non défini.
Figure III -4: Salle de commande et de contrôle	49
Figure III -5: Bacs des stockages	Erreur ! Signet non défini.
Figure III -6: unité d'hydratation.....	Erreur ! Signet non défini.
Figure III -7: Comparaison des pertes de charge dans les tubages.....	58
Figure III -8: Principe de mesure de conductivité de fracture	63
Figure III -9: Abaque de Schiller – Nuaman	Erreur ! Signet non défini.
Figure III -10: tree saver	67

Figure IV.1:schéma explicative des modèles PKN et KGD.....	71
Figure IV.2:Interprétation des pentes (log-log plot) pour un cas idéal.....	73
Figure. V.1 : Graphe Evolution de débit d'huile de HGA : 32 au cours de production.....	81
Figure. V.2 : Treatment Data: Acid / Injection Test.....	86
Figure. V.3: Treatment Data: Mini Frac.....	87
Figure. V.4: Bottomhole Pressure versus Horner Time.....	88
Figure. V.5: Bottomhole Pressure versus Nolte G Time.....	89
Figure. V.6: Bottomhole Pressure versus Square Root Time.....	89
Figure. V.7: Mini Frac Pressure Match.....	91

Liste des tableaux

Tableau	Titre	Page
1	la variation de l'endommagement selon le puits	21
2	Classification d'endommagement	26
3	Le choix de l'agent de soutènement en fonction de la profondeur	65
4	Les différents types des pentes associer avec leurs interprétations	74
5	Représentation de quelques données concerne le puits HGA :32	80
6	résumé de résultat de test jaugeage	80
7	les donnés de puits HGA :32	82
8	Résumé des volumes de traitement–test d'injectivité/ Acide	86
9	Résumé des volumes de traitement– Mini Frac	88
10	Résumé des analyses de déclin de pression	90
11	Fracture Model Input	91
12	Comparaison des résultants	92

Nomenclature

Lettres latines

S	skin ou facteur d'endommagement
IP	L'indice de productivité
K	perméabilité de la formation
K _s	perméabilité de la Zone endommagée
K _d	perméabilité de la Zone endommagée Par boue de forage
Z	facteur de compressibilité
T	température
r _d	le rayon du zone endommagé par boue
hk	conductivité de la fracture.
Q	le débit [m ³ /min].
$\Delta P = P_F - P$	perte de charge entre la fracture et la couche,[en bars].
P _e	P _g pression de gisement
P _{wf}	P _f pression de fond
r _e	le rayon de drainage
r _w	le rayon du wellbore
PR	Productivity Ratio
P _g	pression de gisement
P _f	pression de fracturation.
P _C	pression de la couche.
r' _w	rayon du wellbore effectif
L _f	la longueur de la fracture conducteur
m	la pente
Q _f	débit en condition de fond.
Q _s	débit en condition de surface
q	le debit
Bo	facteur volumetrique
d	la distance entre le puits et un changement de faciès de la couche
ΔT	temps de fermeture du puits en (heure. Au quel les deux parties linières de la courbe de remonté de pression se coupent.
A	rayon du puits.
P(θ)	pression en temps θ , [bar] .
P _F '	Pression avant la fermeture, [bar].
C _V	coefficient pour fluide à haute viscosité. [cm /sec ^{1/2}].
C _C	coefficient pour fluide identique à celui de réservoir, [cm/ses ^{1/2}].
C _w	coefficient de filtration pour fluide favorisant la formation d'un cake,[cm/sec ^{1/2}].
L et D	dimension de l'échantillon
g	accélération

d_p	diamètre de particule
h_f	hauteur de la fracture [m].
C_L	coefficient de filtration [(m /min) ^{1/2}
E	modél de Young [kpas].
S_p	sport loss [m ³ /m ³].
X_f	longueur de la fracture [m].
W	la largeur de la fracture [m]
E'	module de la déformation plane.
A_f	la surface de la fracture
V_{fp} ou V_{ls}	volume de la fracture
V_i	volume total injecté
v_{ip}	volume filtré durant le pompage
% pad	pourcentage de pad
(L, B)	lower bound (limite inférieure eà qui correspond à une filtration prédominant
t_p	temps de pompage
t	un temps durant le pompage
Δt_D	le temps adimensionnel($\Delta t / t_p$)
A_f	surface de fracture
Δt_c	le temps de la fermeture de la fracture après arrêt de pompage
Δp_f	pression net dans la fracture
P_c	pression de fermeture de la fracture
C_f	coefficient de compliance ou de conformité (ft/psi)
ν	coefficient de poisson
n'	l'exposant dans le modèle reologique de puissance
a	coefficient de dégradation
$w(0, t)$	$\frac{4}{5} w(0, t_p)$ l'ouverture au paroi du puits, t_p l'instant d'arrêt le pompage
Q_i	débit d'injection du fluide (BPM)
$G(\Delta t_D)$	fonction de Nolte

Lettres grecques

η	Efficacité
γ_f	masse spécifique du fluide
γ_p	masse spécifique de particule.
Φ	Porosité, fraction.
μ	viscosité en centipoise (cp).
β	Compressibilité de fluide (1/bar).
δ	surface
γ	facteur de forme(0,75)

Introduction générale

L'importance économique d'hydrocarbure comme un corps économique vivant exige de chercher toujours d'améliorer les méthodes et les outils avec lesquels on exploite le maximum disponible afin de répondre au besoin énergétique mondiale ; pour cela beaucoup de techniques sont utilisées pour améliorer la productivité surtout après un problème d'endommagement et cela est étudié dans notre recherche avec le plan suivant :

La prestation de la région de Hassi Guettar pour l'imagination de l'architecture de leur géologie terrestre est les caractéristiques du champ, la positionnement des puits de Hassi Guettar, l'historique de la découverte et la situation de leurs productions, tous ses paramètres sont rédigés dans le chapitre 1.

Puis on passe vers la généralité sur l'endommagement et la stimulation dans le chapitre 2, afin d'expliquer les différents types d'endommagement pour une bonne identification des solutions et des remèdes de cette situation problématique ces paramètres désignent la base de choix de type de traitement.

Ensuite on a choisi les différentes définitions des traitements et leur historique d'évolution exemple : l'acidification matricielle, la fracturation d'acide....dans le chapitre 3

Et puis le chapitre 4 qui exécute la fracturation hydraulique la définition leur domaine d'application les équipements utilisés les étapes à suivre et plusieurs autres détails disponibles dans ce chapitre

Enfin, la partie la plus essentielle dans notre étude est la partie de calcul en utilisant la méthode manuelle pour l'interprétation des enregistrements des pressions au cours de Mini frac comme repense de réservoirs utilisables à estimer les ententes dans le modèle désigné pour la frac, avec une comparaison des résultats de logicielle et celle de manuelle et de voir quelle est la plus proche de la réalité afin d'offrir un gain de productivité après frac bien amélioré.



Présentation de champ de HGA

1. **Situation de la région**
2. **Situation géographique et géologique de Hassi Guettar**
3. **Historique de la découverte**
4. **Aspect structural**
5. **Aspect stratigraphique**
6. **Liaison couche trou**
7. **Caractéristiques Du Réservoir**
8. **Aspect pétrolier**
9. **Types de pièges**

I.1. Situation de la région :

Le mole de Hassi Messaoud , de forme ovoïde et de direction NE-SW est situé au Nord de la plate forme saharienne entre les méridiens 5°40' et 6°20'Est et les parallèles 31°30' et 32°00' Nord, il occupe ainsi une superficie de 5 400 Km² ; il est le résultat d'une histoire paléotectonique très complexe.

La périphérie du champ de Hassi Messaoud est constituée des zones faillées ou des Horst et Grabens .Ces zones périphériques hautes situées en aval par rapport au gisement Hassi Messaoud contiennent des accumulations d'huile.

Parmi ces structures la structure de HASSI GUETTAR située au Sud Ouest du champ de Hassi Messaoud.

I.2. Situation géographique et géologique de HassiGuettar :

HassiGuettar correspond à une structure satellite située au Sud Ouest du champ de Hassi Messaoud, dans le bloc n°427, entre les longitudes 5°30' et 6°30' Ouest et les latitudes 30°50' et 31°40' (voir annexe 1).

I.3. Historique de la découverte :

LE champ de Hassi messaoud a été découvert en 1956 par le forage du puits MD-1 suite à une campagne sismique ayant mis en évidence un dôme anticlinal ;Depuis ,plus de 1000 sondages ont été réalisés.

Des puits aquifères tel que QL-1, SG-1, BST-1et ONJ-76 ont été forés à la périphérie du champ de Hassi Messaoud. Ils ont permis la délimitation du plan d'huile /eau régional.

Les interprétations sismiques réalisées par la société nationale SONATRACH/Division Exploration et par MC.CONRAD et ses associés ont montré l'existence des zones hautes en dehors de ce ((plan)).

Ces interprétations n'ont pas permis l'évaluation de la hauteur de ces zones par rapport au plan huile/eau de Hassi Messaoud.

En Juin 1990, le premier puits (HGA -1) a été foré dans la région.il a produit de l'huile à partir des niveaux R_i , la zone des alternances ainsi des Grés d'El Atchane (du Combro-Ordovicien).

Après cette découverte positive, d'autres puits ont été forés (HGA- 2 en 1995 et HGA-3 en 1996). Les résultats pétroliers de ces puits ont permis d'éliminer le gisement et de le préparer à une mise en production tout en planifiant d'autres forages :

EN 1998.....(HGA-4)

EN 2000.....(HGA-5)

EN 2002.....(HGA-6 HGA-7 HGA-8 HGA-9)

EN 2003.....(HGA-10 HGA-11 HGA-12 HGA-13)

EN 2004.....(HGA-14 HGA-15)

Et les puits de HGA-16,17,18,19,20,21 et tous les puits nouveaux sont résumés dans le tableau d'annexe 2.

I.4. Aspect structural:

La structure de HASSI GUETTAR se situe dans le prolongement Sud et Sud-Ouest du champ de Hassi Messaoud. Elle se présente sous forme d'un horst entaillé par un réseau de failles anciennes du socle (de direction NW-SE et NE-SW). Elles sont héritées des événements antéhercyniens ayant joué ultérieurement.

La structure de HASSI GUETTAR a été reprise en phase distensive cambro-ordovicienne, expliquant ainsi les faibles variations d'épaisseur des argiles d'El Gassi et la mise en place des roches éruptives.

I.5. Aspect stratigraphique :

Du point de vue stratigraphie, les terrains traversés par tous les sondages HGA sont presque les mêmes à l'exception des intercalations éruptives qui sont distribuées d'une façon discontinue avec des épaisseurs variables. La coupe stratigraphique type de la région se présente ainsi :

**CHAMP DE HASSI MESSAOUD
COUPE STRATIGRAPHIQUE TYPE
DIFFERENTES PHASES DE FORAGE**

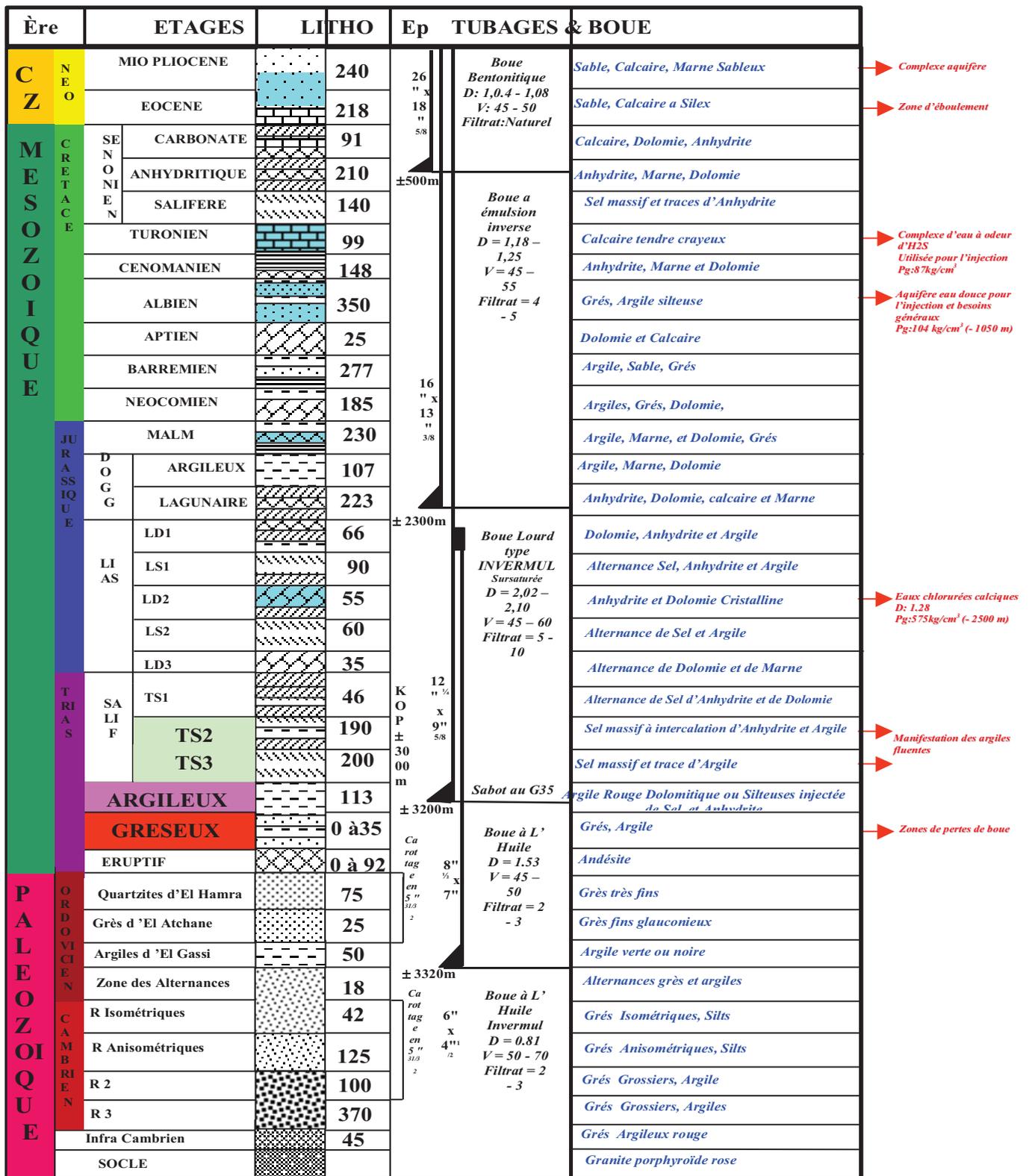


Figure I -1: coupe stratigraphique du champ de Hassi-Messaoud

Description de la série stratigraphie :

Du point de vu stratigraphie, la zone de Hassi Messaoud est constituée de haut et bas par :

❖ **Le Paléozoïque :**

Les termes postérieurs à l'ordovicien sont absente dans la partie centrale de la structure, alors que sur la périphérie du champ la série stratigraphique est la plus complète, représentée de la base vers le haut par :

1) Le Socle : Rencontré, à environ de 4000 mètres de profondeur, au niveau des puits Md2 (à 3658m) et Om81 (à 4533 m). Il a été décrit comme étant un granite porphyroïde de couleur rose.

2) L'Infracambrien : Rencontré par le forage OMG57 à une profondeur de 4092 m, il est composé de grès argileux de couleur rouge. Il a une épaisseur de 45m.

3) Le Cambrien :

Il comprend les réservoirs de Hassi Messaoud, essentiellement constitué de grès hétérogènes, fins à très grossiers, entrecoupés de passées de siltstones argilo-micacés.

On y distingue trois lithozones R1 (Ra + Ri), R2 et R3.

○ Notion de drain et subdivisions du réservoir :

La notion de drains a pris naissance suite à l'analyse sédimentologique, diagraphique et de la qualité du réservoir.

Le terme de drain, qualifiants des zones ou unités faiblement cimentées, ayant des caractéristiques relativement constantes sur l'étendue du champ, coïncide bien avec les trois zones préférentielles du réservoir.

Rappelons que de bas en haut, le réservoir est divisé en 4 niveaux lithologiques (lithogènes) : R3, R2, Ra pour les grés de Hassi Messaoud et Ri pour les grés d'El Gassi.

a. Niveau R3:

Il se caractérise par :

- une épaisseur moyenne (non érodée) de 270m
- Du sable et graviers, grossiers et mal classés ; constitué principalement de quartz, Feldspath, le mica et les autres minéraux tel que la sidérite et les minéraux lourds ;
- De 30 % d'argile (illite et kaolinites) en moyenne ;

- Il est très peu perméable ;
- Sa saturation en eau est prise en considération toujours, dans 70 à 80% des zones du champ HMD.

b. Niveau R2 :

Il se divise en deux sous niveaux :

Le R2C, et le R2AB, le niveau R2 se caractérise par :

- une épaisseur moyenne (non érodée) de 80 m ;
- Des grains encore mal classés mais de sphéricité améliorée ;
- De 17 % d'argile en moyenne ;
- Une perméabilité améliorée dans le R2AB ;
- Sa saturation en eau est à prendre en considération toujours

c. Niveau Ra :

Le Ra est subdivisé en 3 zones sédimentologiques.

Il se caractérise par :

- Une épaisseur moyenne (non érodée) de 120 m. ;
- Dépôt dans un environnement de plaine alluviale côtière de topographie très plane ;
- Une unité de sédimentation décimétrique à stratification oblique, organisée en structure sédimentaire d'épaisseur métrique en forme de gouttière ;
- Direction de courant : Sud Nord ;
- Les grains sont plutôt sphériques toujours mal classés ;
- De 5 à 15 % d'argile (illite et surtout kaolinite) ;
- Les couches sont constituées d'une succession de dépôts de sables grossiers et bien classé, avec une faible teneur en argile et de dépôts de sables plus fins, moins classé, avec intercalations d'argiles (silts) discontinues ;
- La compaction des sédiments, la dissolution puis les dépôts de la silice ont réduit la perméabilité et la porosité à leur valeur actuelle ;

○ Le passage R2-Ra est marqué par une augmentation de la réponse des diagrapies Gamma Ray, Induction et Neutron due à :

▪ La diminution de la teneur en argile avec une augmentation du pourcentage de kaolinite ;

▪ La diminution de la porosité (10-11% à 8-9%) ;

○ La diminution de la teneur en argile, le meilleur classement des grains et l'amélioration de leur sphéricité font que la perméabilité du Ra est plus élevée que dans les autres niveaux ;

○ Malgré la forte hétérogénéité des couches individuelles , la zone Ra a été subdivisé en trois sous zones et 5 drains compris entre des repères diagrapiques et pétro physiques corrélables de puits à puits.

c.1) zone I (D1, ID, D2) ; R200 à R140

La Zone grossière inférieure est subdivisée de bas en haut par :

• Le drain D: constitué de grés grossiers et silts mal classés, et argile avec intercalations de sables propres et mieux classés.

• Le drain ID (l'inter drain): constitué de grés fins, de silts et d'argiles à la base et au sommet.

• Le drain D2: il a de bonnes caractéristiques du réservoir.

c.2) zone II (D3) ; R140 à R130

La zone II, appelée zone fine intermédiaire ou aussi Drain D3. Elle est constituée de:

○ Grain plus petits, mieux classés, de meilleure continuité laterale ;

○ Nombreuses passées d'argiles et de silts ;

○ Grains plus grossiers et moins bien triés au sommet.

c.3) zone III (D4),R130 à R95

La zone III, appelée zone grossière supérieure ou Drain D4. Elle est constituée de Couche de grés plus grossiers à la base avec des caractéristiques semblables à celles de la zone I.

d. Niveau Ri (D5) ; R95 à R70

Il se caractérise par :

- Une épaisseur moyenne (non érodée) : de 45 m ;
- déposé sur le Ra après une période d'érosion qui a pu éliminer le D4 à l'Est et au Sud

Est du champ.

- Dépôt en zone calme ;
- 30 % d'argile environ ;
- Taille de grain faible et bon classement ;
- Une bonne continuité des couches ;
- Une faible perméabilité.

4) L'Ordovicien :

A l'échelle régionale, l'ordovicien est composé de plusieurs formations, alors que dans le champ de Hassi Messaoud, il est représenté par :

a. La zone des alternances : Son épaisseur moyenne est de 20 mètres, désignée ainsi en raison de la présence de nombreuses passées d'argiles indurées alternantes avec des bancs quartzites à grains fins isométriques glauconieuses.

b. Argile 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 les zones périphériques du champ.

c. Les grès d'El Atchane : Son épaisseur moyenne varie de 12 à 25 mètres. Cette formation est constituée de grès fin à très fin, de couleur gris-beige à gris-sombre. Il peut être argileux ou glauconieux, admettant de nombreuses passées argileuses et silteuses .

d. Les quartzites de Hamra : Son épaisseur moyenne varie de 12 à 75 mètres, ce sont des grès quartzitiques fins, à rares intercalations d'argiles.

❖ Le mésozoïque :

1. Le Trias :

Il repose en discordance sur le Cambrien, au centre et sur l'Ordovicien aux flancs de la structure. Il est subdivisé en quatre unités :

a. Trias éruptif : Son épaisseur atteint 92 m. Il est représenté par des épanchements locaux de coulées éruptives, intercalées avec des sédiments détritiques.

b. Trias Gréseux : Son épaisseur varie de 0 à 75 mètres, il constitue le premier remplissage du relief paléozoïque, et se subdivise en plusieurs unités qui se différencient par leurs lithologies et leurs réponses diagraphiques, accompagnées par des coulées éruptives.

c. Trias Argileux : Son épaisseur moyenne est de 113 mètres, il est constitué d'argiles plus ou moins silteuses, brun rouge à bariolées, dolomitiques et anhydritiques avec des intercalations de bancs de sel au sommet.

d. Trias Salifère : Son épaisseur moyenne est de **440** mètres, il est constitué de banc de sel massif présentant au sommet des intercalations d'anhydrite et des bancs d'argiles légèrement silteuses et dolomitiques.

Le trias salifère est subdivisé en trois termes :

T.S.3 : Ce sont des sels massifs d'une épaisseur moyenne de 200 m.

T.S.2 : Correspond à des sels avec des niveaux d'anhydrite et d'argiles gypsifères.

T.S.1 : d'une épaisseur de 46 m. Ce niveau est représenté par des sels massifs, des passées d'anhydrite, et des intercalations d'argiles dolomitiques.

2. Jurassique :

Son épaisseur moyenne est de 844 mètres, c'est un ensemble argilo-gréseux à intercalations de calcaire au sommet (Malm) avec alternances de faciès lagunaires et marins à la base (Dogger et Lias).

○ Le Malm :

Il est représenté par les argiles. Il a une épaisseur moyenne de 226 mètres et contient une aquifère d'eau potable.

- **Le Dogger :**

Son épaisseur moyenne est de 320 mètres. Il est subdivisé en deux formations, le Dogger lagunaire à la base et le Dogger argileux au sommet :

a. Le dogger lagunaire : D'une épaisseur moyenne de 210 m, il est représenté par des anhydrites et des dolomies avec quelques niveaux argileux.

b. Le dogger argileux : Sur une épaisseur moyenne de 110 m, il est constitué d'argiles silteuses avec parfois des niveaux gréseux à grains fin, et à ciment

argilo-carbonaté.

- **Le Lias :**

Son épaisseur moyenne est de 300 mètres. Le passage du Trias au Lias est Caractérisé par une zone de marne dolomitique connue sous le terme de l'horizon B qui est un repère sismique. Le Lias est subdivisé en cinq niveaux bien distincts.

a. Le Lias dolomitique 3(LD3) : Ce sont des marnes à passées dolomitiques de couleur gris à gris verdâtre.

b. Lias salifère 2(LS2) : Ce sont des sels massifs, avec quelques fois des intercalations argilo-salifère de couleur brun rouge.

c. Lias dolomitique 2(LD2) : Ce sont des dolomies massives à grains fin, de couleur grisâtre.

d. Lias salifère 1(LS1) : D'une épaisseur moyenne de 90 m, il est constitué de bancs de sels et argiles avec des passées d'anhydrite blanche.

e. Lias dolomitique1 (LD1) : Composé de dolomies et d'anhydrite sur une épaisseur moyenne de 66m.

3. Le Crétacé :

Son épaisseur moyenne est de 1620 mètres. Il est constitué de sept étages. De la base au sommet on distingue :

a. Le Néocomien :

Son épaisseur est de 182 mètres. Il comprend deux niveaux , à la base on a un terme gréseux constitué de grès avec quelques passées d'argiles alors qu'au sommet on a un terme argileux représenté par des argiles avec nombreuses intercalations de calcaire et de dolomie.

b. Le Barrémien :

Son épaisseur moyenne est de 280 mètres. Il est formé de grès fins à moyens carbonatés à plages d'anhydrite, alternant avec des niveaux d'argile gréseuse et dolomitique.

c. L'Aptien :

Son épaisseur est de 25 mètres. Il est représenté par deux bancs dolomitiques encadrant un niveau argileux. La limite Aptien-Barrémien coïncide avec la barre calcaire-dolomitique qui représente un bon repère sismique.

d. L'Albien :

Son épaisseur moyenne est de 350 mètres. Il est constitué de grès et sable fin, avec des intercalations d'argile silteuse. Il est considéré comme étant la nappe aquifère principale en eau douce dans le Sahara Algérien.

e. Le Cénomanién :

Son épaisseur moyenne est de 145 mètres. On y remarque une alternance d'anhydrite et d'argile rouge-brun, de marnes grises et de dolomie. La limite Cénomanién-Albien coïncide avec le passage des séries évaporitiques aux séries plus gréseuses de l'Albien.

f. Le turonien :

Son épaisseur varie entre 70 à 120 mètres. Il est formé d'une alternance de calcaire argileux, dolomitique et crayeux. Au sommet apparaissent les bancs de calcaires. Le turonien présente une nappe d'eau salée.

g. Le sénonien :

Son épaisseur moyenne est de 450 mètres. Il est constitué de deux types de formations :

- **Le sénonien lagunaire :** Il est épais de 350 mètres. La partie inférieure de sa base présente des bancs massifs de sel avec des alternances d'anhydrite, dolomie et d'argile grise.

- **Le sénonien carbonaté :** il est d'une épaisseur moyenne de 100m. Il est représenté par des bancs de calcaire dolomitique argileux et des bancs d'anhydrite.

❖ Le Cénozoïque :

Son épaisseur moyenne est de 360 mètres. Il est constitué de calcaire dolomitique à l'Eocène et d'un recouvrement de type sableux au Mio-Pliocène.

- **Eocène:** D'une épaisseur moyenne de 120 m, il est représenté par des calcaires dolomitiques.
- **Mio-Pliocene :** C'est le recouvrement continental qui est essentiellement sableux, d'épaisseur variable pouvant aller jusqu'à 250 m.

I.6. Liaison couche trou :

Jusqu'en 1967, les puits étaient en majorité complétés en trou ouvert (open hole). Quelques puits cependant ont été équipés d'un liner cimenté. Depuis 1967 l'utilisation des crépines s'est généralisée. Elles peuvent être soit suspendues soit plus généralement posées au fond.

Aujourd'hui les équipements se répartissent comme suit :

Crépine posées : environ 60% des puits ;

Liner mixte (liner cimenté dans la partie supérieure de la couche et crepine) : environ 30 % des puits ;

Trou ouvert environ 10% des puits ;

Liner cimenté (très peu de puits).

I.7. Caractéristiques Du Réservoir :

- L'huile est légère de densité moyenne 0.8 (45° API).
- La pression de gisement : variable de 120 à 400 (kg/cm²).
- La température est de l'ordre de 120 °c.
- Le GOR de dissolution est de l'ordre de 219 (v/v), sauf pour les puits en percée de gaz où le GOR peut dépasser 1000 (v/v).
- La porosité est faible, elle est de l'ordre de 5 à 10%.
- La perméabilité varie de 0.1 md à 1000 md.
- Contact huile/eau : ≈ - 3380 m.
- Point de Bulle : 140 à 200 kg/cm².
- Côte de référence : ≈ - 3200 m.
- L'épaisseur de la zone productive peut atteindre 120m au maximum mais peut également être nulle.
- La saturation en huile est de 80 % à 90 % maximum.

I.8. ASPECT PETROLIER :

L'huile de HassiGuettar provient des argiles radioactives du Silurien. Elle présente les mêmes caractéristiques que celle du champ de Hassi Messaoud ; Sa migration s'est faite à travers la surface de développement des grès triasiques, qui l'ont drainé de la roche mère silurienne vers les roches réservoirs du Cambro-ordoviciens. Cette migration est accentuée grâce à un pendage favorable vers le Sud. Le drainage latéral devient parfois vertical suivant les plans de failles. (LEBLAB.S_1998) (DAOUD.A_1996).

1. Les roches réservoirs :

1.a. Le Cambrien :

Il est constitué par les grès de Messaoud, représentés par les unités R_i, R_a et la zone des alternances :

1.a.1.L'unité R_a :

Elle est formée par des grès mal classés de taille supérieure à 1 mm. C'est une succession de lit millimétriques grossiers et fins avec de bons paramètres pétrophysiques :porosité de 4 à 18% et la perméabilité de 60 à 100md.

1.a.2.L'unité R_i :

C'est le réservoir principal dans la région de HassiGuettar constituée de grès fins à moyens, bien classés, siliceux à silico-quartzitiques, présentant de faibles caractères pétrophysiques, parfois améliorés sensiblement par la transformation du ciment argileux, illite en Kaolinite permettant un gain de porosité.

1.b.L'Ordovicien :

Dans la région de Hassi Messaoud, l'Ordovicien est subdivisé en quatre unités (1, 2, 3 et 4),dont seule l'unité 3 contient des hydrocarbures. Cette unité est subdivisée à son tour en trois sous unités (3inférieure, 3moyenne, et 3 supérieures).

2. Les roches couvertures :

Les séries argilo salifère du Lias et à des degrés moindres la série inférieure et les roches éruptives du Trias, jouent le rôle de couverture et assurent une étanchéité pour les réservoirs Ordoviciens ; quant aux réservoirs cambriens, c'est l'épaisse série des argiles d'El Gassi qui leur assure une étanchéité parfaite.

3. Les roches mères :

Comme dans toute la plate forme saharienne et en particulier dans le champ de Hassi Messaoud, les argiles noires radioactives siluriennes constituent la roche mère des réservoirs de HassiGuettar. Ces argiles riches en matière organique, de nature amorphe et d'origine marine, sont absentes dans la structure de HassiGuettar à cause de l'érosion hercynienne.

Le remplissage des réservoirs de HassiGuettar en hydrocarbures c'est fait par migration grâce à un pendage favorable vers le Sud, à partir des roches mères siluriennes préservées au Nord de Hassi Messaoud et dans les bassins avoisinants tel que OuedMya, Moudir et Berkine. (DAOUD.A-1996).

I.9. Types de pièges :

Les pièges rencontrés dans la structure de HassiGuettar sont essentiellement liés à des horst (résultat d'une activité tectonique complexe)

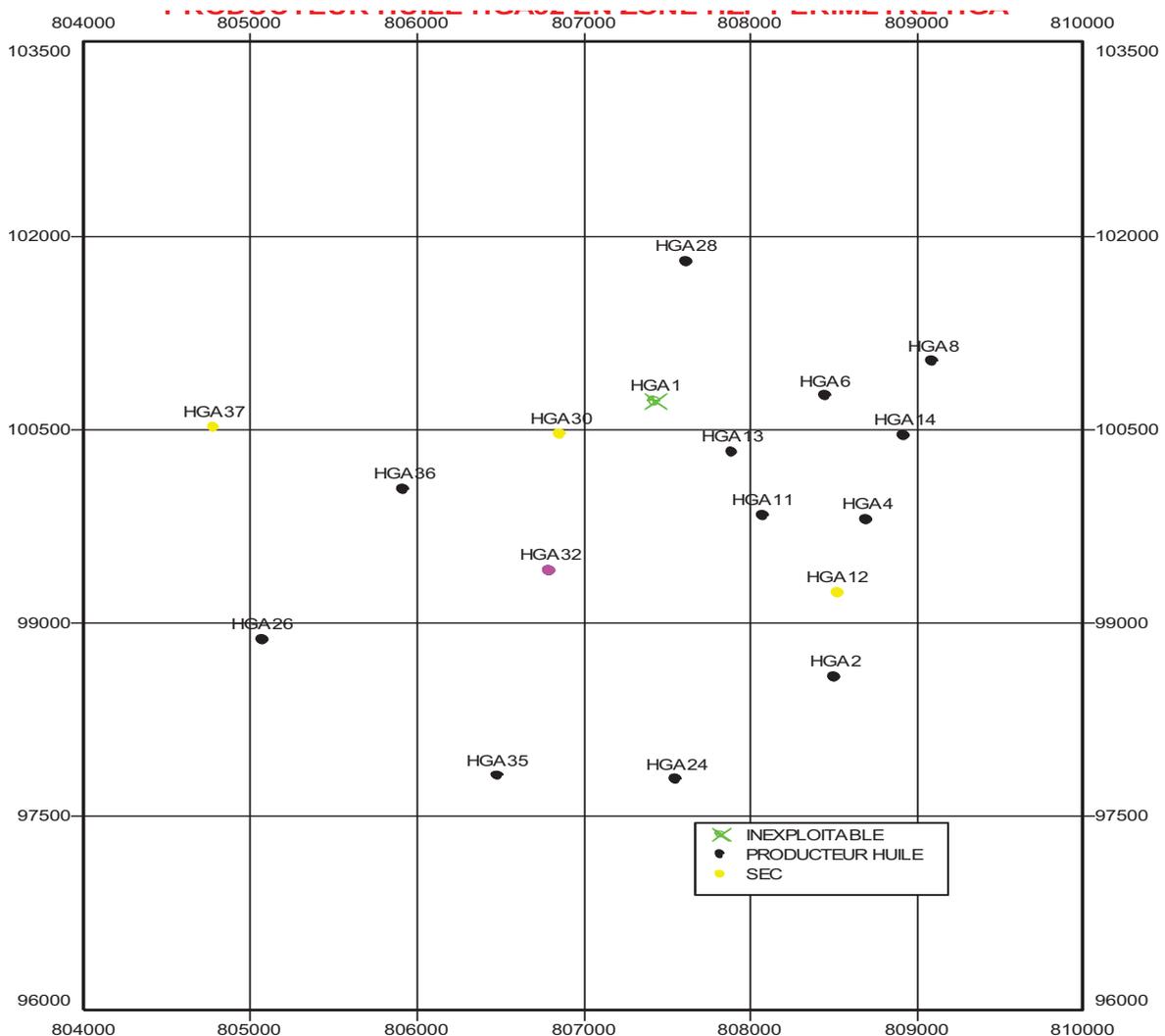


Figure I -2: Carte de positionnement du puits vertical producteur huile HGA32
En zone HZP périmètre HGA

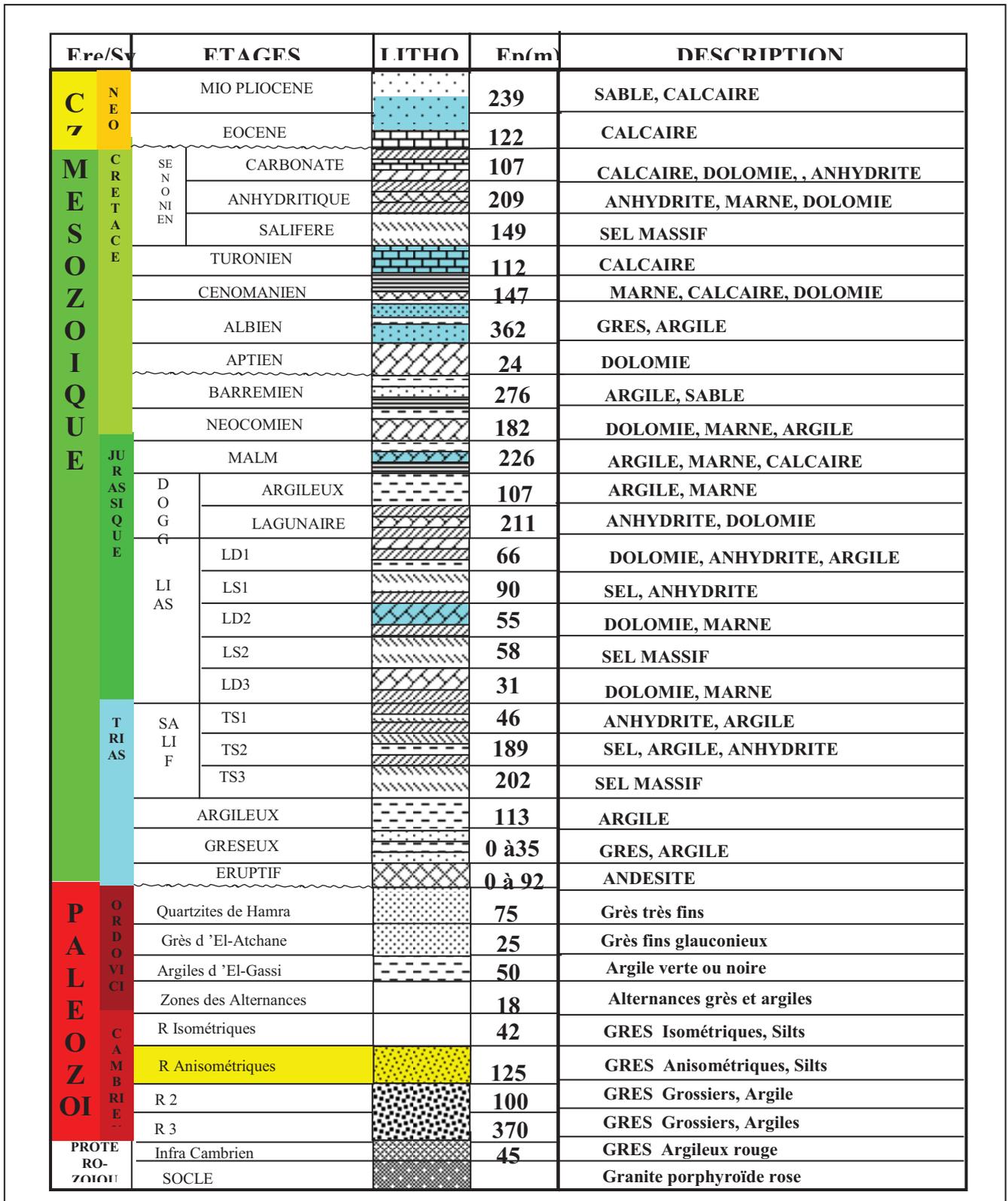


Figure I -3 : coupe lithologique du champ de Hassi-Messaoud

II*Généralité sur l'endommagement, la stimulation*

- 1. Introduction**
- 2. L'endommagement**
- 3. Le skin(S)**
- 4. Les types d'endommagement**
- 5. Role (But) de l'acidification**
- 6. L'acidification matricielle**
- 7. La fracturation d'acide**
- 8. Les facteurs influés sur les réactions**

II.1. Introduction

L'exploitation naturelle d'hydrocarbure d'un gisement à le but de ramener les hydrocarbures jusqu'à la surface avec des conditions favorables par sa déplétion naturelle. Parfois la réalisation de cette dernière n'a pas été réussie à cause de l'endommagement se fait par la constatation d'une baisse de débit du puits, il s'exprime par la baisse de l'indice de productivité et par le skin (coefficient d'endommagement) lorsque celui-ci est positif. Lors de cette situation et lorsque les réserves en place sont importantes, des nouvelles techniques de récupérations sont introduites en vue d'améliorer le potentiel ainsi les caractéristiques des puits parmi elles on a la stimulation soit par acidification ou bien par la création d'une perméabilité artificielle (by pass) dite : FRACTURATION HYDROLIQUE. Dans notre étude le début se base sur la détermination de l'endommagement et les différents types de skin, suivant ce classement le choix de type de traitement sera bien déterminé.

II.2. L'endommagement

Au cours de temps les piqûres de forage dans le réservoir jusqu'à le puits cesser la production la formation exposée aux séries des fluides et des opérations qui peuvent affecter leur productivité, toute réduction dans la performance de puits est connue comme l'endommagement de formation. L'endommagement de la formation est peut être causé par n'importe quel processus qui réduit la perméabilité de la production de formation (forage, complétion, workover, production, l'injection). L'invasion provoquée par le filtrat et les fines particules de solide provenant de la diminuant ainsi sa perméabilité et son débit. Au cours de la production, l'endommagement est dû à une accumulation de sédiment d'origine divers ou de précipités tels que (SEL, PARAFFINE, ASPHALTENE).

Détermination de l'endommagement

Les analyses de remonter de pression utilisant des données de build up peuvent évaluer l'extension de l'endommagement du puits en terme de skin.

II.3. Le skin(S)

Van Everdingen et Hurst ont remarqué que la pression réelle du fond du puits est inférieure à celle calculée théoriquement à cause d'une chute de pression aux abords de puits. En plus cette chute de pression ne dépend pas de temps, ils ont constaté alors qu'elle est due à la diminution de la perméabilité dans la zone proche de puits causée par l'endommagement

durant le forage, c'est ce qu'ils ont appelée le ``skin factor`` ou l'effet d'endommagement il est défini comme suit :

$$S = kh(\Delta P)_{skin} / (141.2 \times Q \times \mu \times \beta)$$

L'effet de skin:(loi de darcy)

Puits d'huile :

$$q = \frac{kh(\Delta P)}{141.2\beta\mu \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S \right]}$$

Puits de gaz :

$$q = \frac{kh(P_e - P_w)}{141.2\mu ZT \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S \right]}$$

$S = S + dQ$ (Non Darcy flow)

Cas simple:

Endommagement par boue en trou en trou ouvert :

$$S = (K/K_d) \ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right)^3$$

L'effet de skin avec la perméabilité:

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1\right) \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right)^3$$

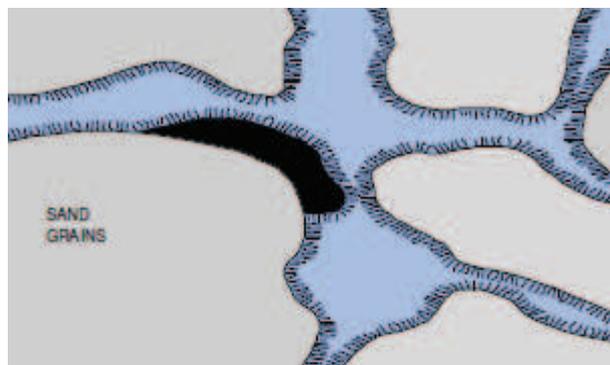


Figure II.1 : pore colmaté avec le chlorite

Le débit: efficacité de débit (productivity ratio) PR est le suit :

$$PR = \frac{\text{débit avec le skin actuel}}{\text{débit avec zero skin}} = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S}$$

Alors Si :

$S > 0 \rightarrow$ (Formation endommagée ($PR < 1$)).

$S = 0 \rightarrow$ (Formation non endommagée ($PR = 1$)).

$S < 0 \rightarrow$ (Formation stimulée ($PR > 1$)).

Remarque :

$S = -7$ Minimum possible skin.

On peut détecter l'existence de skin à partir de résultat de build up (voir fig II.2)

Pressure build-up plot

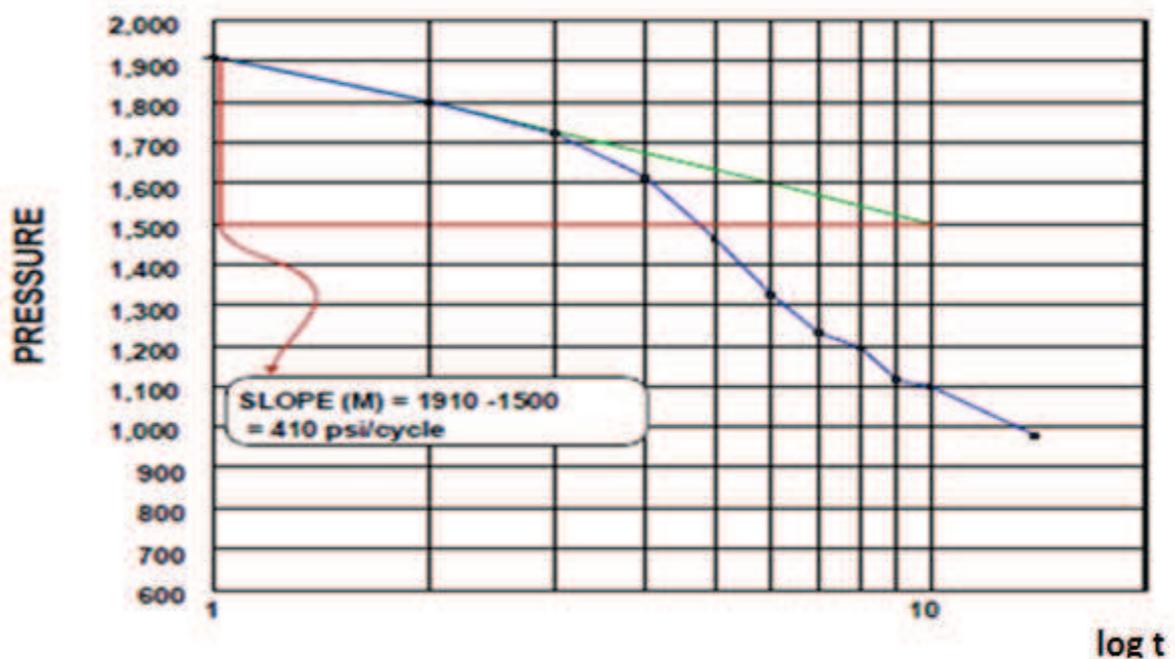


Figure II.2 : détermination de skin à partir des résultats de build up

II.4. Les types d'endommagement:

On peut citer quelques types d'endommagement selon l'âge de puits dans ce tableau :

Puits nouvelle		Puits d'injection	Puits ancien
Invasion des Solide	A : Solide de boue	☞ Gamme des dépôts et corrosion	☞ Gamme des dépôts et corrosion
	B : filtration de boue	☞ Blocage d'eau et d'émulsion	☞ Enflure d'argile et migration
	C : ciment	☞ Paraffines et asphaltines minéraux	☞ Solides infiltrées ☞ huile

Tableau II.1. la variation de l'endommagement selon le puits

Le cycle de vie de puits et la formation d'endommagement :

L'endommagement peut se former dans n'importe quelle opération réalisée dans le puits parmi ces opérations on a :

- Le forage (fluide de forage)
- Cimentation (ciment aux abords)
- La complétion et perforation (fluide de complétion...)
- Production
- Workover
- Stimulation

La révision de rapport de forage peut révéler des endommagements causés tôt dans la vie de puits.

La compréhension d'utilisation des fluides et leur propriété (à base d'huile _à base d'eau_ ph_ solides utilisée) et selon l'endommagement au forage, on considère :

- Invasion de solide de forage.

Classification :

<i>Endommagement superficielle</i>	<i>Modérés endommagement : approfondis</i>
↓	↓
<p><i>Invasion des solides pendant workover_forage</i></p> <p><i>Exemple :</i></p> <p>Perte circulation de matériel</p> <ul style="list-style-type: none"> * Utilisé par le système de boue * Utilisé dans le cimentation (fine) 	<p>* <i>Invasion des fluides dans la formation (l'incompatibilité avec le fluide de formation et la formation elle même)</i></p> <p>* <i>Peut être causé durant la production de puits</i></p> <p>Exemple :</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Inclure d'argile et dispersion ✓ Change de mouillabilité ✓ Précipitation chimique ✓ Blocage d'émulsion ✓ Blocage d'eau ✓ Croissance bactérienne ✓ Dispersion de scale et organique <p>Exemple :</p> <ul style="list-style-type: none"> ❖ Migration des fines ❖ Disposition inorganique ❖ Disposition organique ❖ Endommagement d'argile

Remarque :

- Diamètre des particules (grain) entre $(1/3)$ et $(1/7)$ par rapport le diamètre de pore peuvent piéger les canaux des pores.¹
- La taille des pores en microns approximativement égale la racine carrée de la perméabilité en milli darcy.

Le Différent type des dépôts :

➤ *Scale :* {
 carbonate de calcium
 carbonate de fer
 sulfate de calcium
 sulfate de barium
 sulfate de strontium
 sulfate de fer
 chlorure de sodium
 (*des combinaisons peuvent aussi se former*)

➤ *Disposition organique :* { *paraffin; le ΔT favorise sa formation* }
 { *Asphaltène: Le ΔP favorise sa formation* }



Figure II.4
carbonates de calcium



Figure II.3.
Dispositions des carbonates



Figure II.5.
Sulfate de calcium



Figure II.6.
Sulfate de calcium dans un tubing

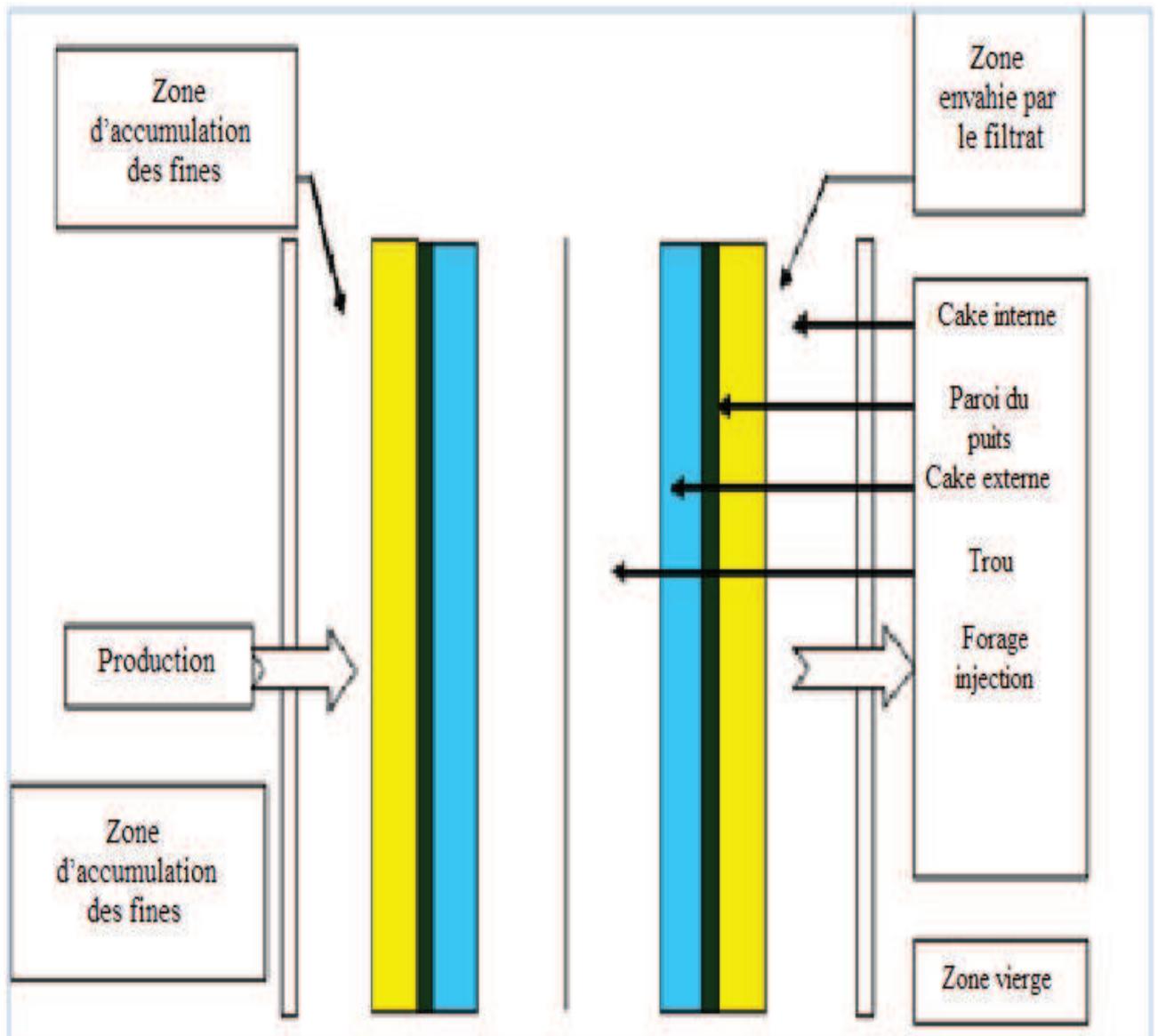


Figure II.7. Localisation d'endommagement

Suivant chaque dépôt on choisi le traitement équivalent, comme celui-ci :

RECOMMENDATIONS FOR THE REMOVAL AND INHIBITION OF SCALES AND ORGANIC DEPOSITS				
SCALE DEPOSIT	CHEMICAL FORMULA	CAUSES OF SCALE DEPOSIT	REMOVAL TREATMENTS	INHIBITOR CHEMICALS
Calcium Carbonate	CaCO ₃	Mixing of Brines Changes in temperature and pressure	HCl acid system S3 acid system TechniSolv 1780 CSD-1	Scaletrol -3 Scaletrol -9C Scaletrol -11 (PSI-720) SST-245 PSI-1
Calcium Sulphate	CaSO ₄	Mixing of Brines Changes in temperature and pressure	Gyp-sol systems Gyp-Aid II GSD-1, FE-900L SD-1 80 (Canada) TechniClean 4009 PowerClean 4385	Scaletrol -3 Scaletrol -9C Scaletrol -11 (PSI-720) SST-245 TechniHib 789 P-308 (Canada) PSI-1
Barium Sulphate	BaSO ₄	Mixing of Brines Changes in temperature and pressure	BSD-5/ TechniSolv 2000 BSD-3 PowerClean 4390	Scaletrol -3 Scaletrol -9C Scaletrol -11 (PSI-720) SST-245 TechniHib 789
Strontium Sulphate	SrSO ₄	Mixing of Brines Changes in temperature and pressure	BSD-5/ TechniSolv 2000 BSD-3 PowerClean 4390	Scaletrol -3 Scaletrol -9C Scaletrol -11 (PSI-720) SST-245 TechniHib 789
Iron Carbonate	Fe ₂ CO ₃	Mixing of Brines Changes in temperature and pressure	<ul style="list-style-type: none"> HCl acid system W/FE additives S3 acid system W/FE additives 	
Iron Oxide	Fe ₂ O ₃	Reaction of Oxygen with dissolved Ferrous Iron	<ul style="list-style-type: none"> HCl acid system W/FE additives S3 acid system W/FE additives 	
Iron Sulphide	FeS	Corrosion of well equipment by Sour Crude or Hydrogen Sulphide Gas	<ul style="list-style-type: none"> HCl acid system W/FE additives S3 acid system W/FE additives 	
Magnesium Hydroxide	Mg(OH) ₂	Excessive amounts of Oxygen or Alkaline fluids enter the well High temperature	Regular HCl	
Silicates	SiO ₂ (Variable)	Changes in solubility due to cooling of brines Pressure drops	HCl:HF Acid Mixes Mud-Sol Micoene Acid One Shot Acid (HCl:HF)	
Sodium Chloride	NaCl	Evaporation of water	Fresh water 1 to 3% HCl	
Paraffins Asphaltenes	Complex Organic	Changes in temperature and pressure Increase in water production Increase in chloride content Changes in pH	Paravan / Solvent soaks Aromatic solvents Diesel	WAX-CHEK

Tableau II.2. Classification d'endommagement

Le traitement par acidification est une discipline de stimulation, alors qu'elle est l'acidification et ses autres disciplines de stimulation ???

L'historique de traitement2 :

Le premier traitement en 1894 (Hcl acid)

L'acidification manifestée en 1896 le 17 Mars (Herman Frasch)

L'acidification a été utilisée pour 2 ans, mais aucune témoignage d'utilisation presque 30 ans

1928:(HCL+**Roodine#2**) →D.R Blaine

Acide sulfurique pour les réservoirs carbonatés

Manifestation de l'HF acide pour les roches Sandstone

1932: Hcl en puits salée

L'utilisation de l'Hcl en puits à huile

{500 galons de l'Hcl en deux étapes ensuite le balliage en huile}

La formation des services aux puits groupement en 1932

1958 (Byron Jackson) → Bj Hughes

Catégories de traitement :

- ❖ Traitement acide
- ❖ Traitement non acide
- ❖ Direction d'eau

II.5.Role (But) de l'acidification:

- a) Etablir la connexion au réservoir
- b) Enlever l'endommagement
- c) Laisser-passer l'endommagement
- d) Augmenter la production du puits
- e) L'augmentation du taux de production
- f) Diminution de pression d'injection (puits injecteur)
- g) L'augmentation des réservoirs retrouvés

II.6. L'acidification matricielle

Processus :

➤ Injection d'acide dans la formation matricielle sans fracturation de la roche (pomper sous la pression de fracturation) est indésirable.

➤ Normalement, l'acidification matricielle n'est pas significative en stimulation pour les puits endommagés d'autre que la formation Sandstone ou carbonaté

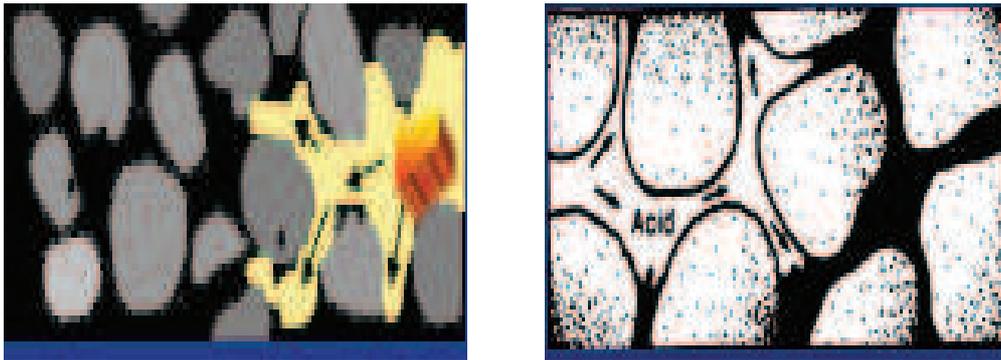


Figure II.8. Réaction d'acide en traitement matricielle

But :

- Pour accomplir la pénétration radiale dans les pores de la formation (inter granulaire, vifular), pour augmenter la capacité de débit pendant la région endommagée proche de l'abord de puits.

- La stimulation est accomplie par l'enlèvement ; l'effet de la réduction de perméabilité (endommagement) proche aux abords de puits par agrandir l'espace pore et dissoudre les particules laquelle peuvent boucher l'espace pore.

II.7. La fracturation d'acide :

II.7.1. Processus :

- L'acide est injecté avec Haute pression assez grand pour causer la formation de fracture ou pour

Recouvrir la fracture préexistante.

- L'acide produit à haute conductivité des canaux d'écoulement pour améliorer la stimulation.

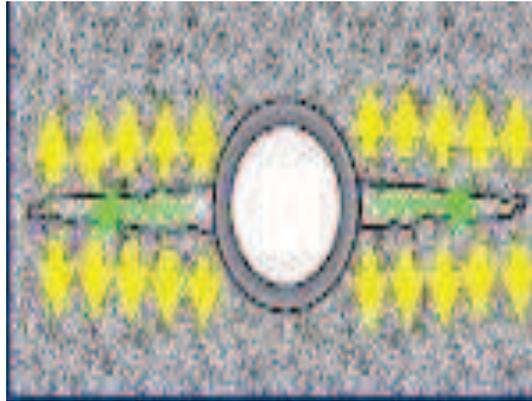


Figure II.9. fracturation d'acide

II.7.2. But :

- Pour laisser passer la formation endommagées ou la stimulation de la formation intacte.

Additifs :

- ⇒ Inhibiteur de corrosion (toujours)
- ⇒ La compatibilité des additifs est nécessaire
- ⇒ Agent viscosifiant
- ⇒ Des agents divers

La pénétration d'acide est basée sur :

- Vitesse d'acide
- La réaction de l'écoulement avec la formation
- La surface de contact entre la fracture et l'acide

1) Traitement non acide :

Les choix de traitement :

- ☞ Enlèvement de scale
- ☞ Blocage d'eau / changement de capacité de mouillabilité
- ☞ Les émulsions : → Paraffines et asphaltines

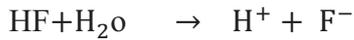
→ Bouchage d'eau ou de gaz

2) Les acides :

✓ Acide hydrochlorique :



✓ Acide hydrofluorique :



✓ Acide acétique :



✓ Acide formique :

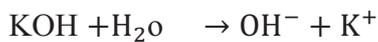


3) Les Bases:

Hydroxide sodium:



Hydroxide potassium:

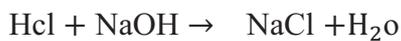


Hydroxide de calcium:



4) Les selles :

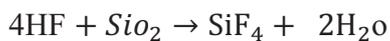
Chloride de sodium :



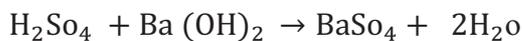
➤ Chloride de calcium:



➤ Tetrafluorure de silicium:



➤ Sulfate de barium:



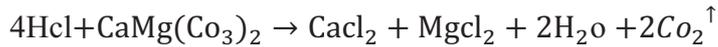
II.7.3. Les réactions chimiques :

❖ De l'acide Hydrochlorique :

➤ Acide Hydrochlorique + Carbonate de calcium → Chlorure de calcium + Dioxyde de carbone + L'eau



➤ Hydrochlorique acide + Dolomite → Chlorure de calcium + Chlorure de magnésium + Dioxyde de carbone + L'eau

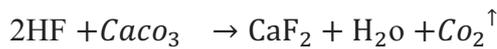


➤ Acide hydrochlorique + Sable → ≠ (aucune réaction)

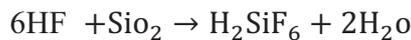
$\text{HCl} + \text{SiO}_2 \rightarrow \neq$ (aucune réaction)

❖ *De l'acide Hydrofluorique :*

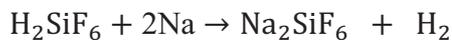
➤ Acide hydrofluorique + Carbonate de calcium → Bifluorure de calcium + Dioxyde de carbone + L'eau



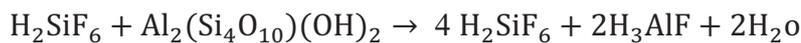
➤ Acide hydrofluorique + Sable → Acide fluosilique + L'eau



➤ Acide fluosilique + sodium → Fluosilicate sodium + Hydrogène



➤ Acide fluorique + Clay Bentonite → Fluosilicate sodium + Acide fluoaluminique + L'eau



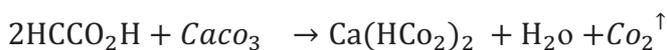
❖ *De l'acide Acétique :*

➤ Acide acétique + Carbonate de calcium → acétate de calcium + Dioxyde de carbone + L'eau



❖ *De l'acide Formique:*

➤ Acide Formique + Carbonate de calcium → Formate de calcium + Dioxyde de carbone + L'eau



II.8. Les facteurs influés sur les réactions:

⇒ *La Température :*

La réaction d'acide augmente avec la température.

⇒ *La Pression :*

Sous 500 psi : Augmentation de la pression augmente la réaction

⇒ Type d'acide

⇒ La concentration d'acide

⇒ Vitesse d'acide : Dans l'acide de fracturation, l'augmentation de la vitesse d'acide augmente la durée de vie de pénétration d'acide. Produits réactifs

⇒ Le rapport de Surface/volume

⇒ L'écoulement préterite est proportionnelle avec la surface roche (la surface contactée par l'acide)

⇒ Composition de formation : d'autre part la dissolution de matériels a été classée sous deux parties :

I. Réaction aux surfaces

II. La masse de transport de réacteur et les produits a travers le solution jusqu'au la surface de plus grande partie solution

⇒ Carbonate :

Le transport de masse est le facteur contrôlé a la pénétration d'acide dans la matrice ou traitement de fracture

⇒ Sandstone :

La réaction est contrôlée par la réactivité de la surface

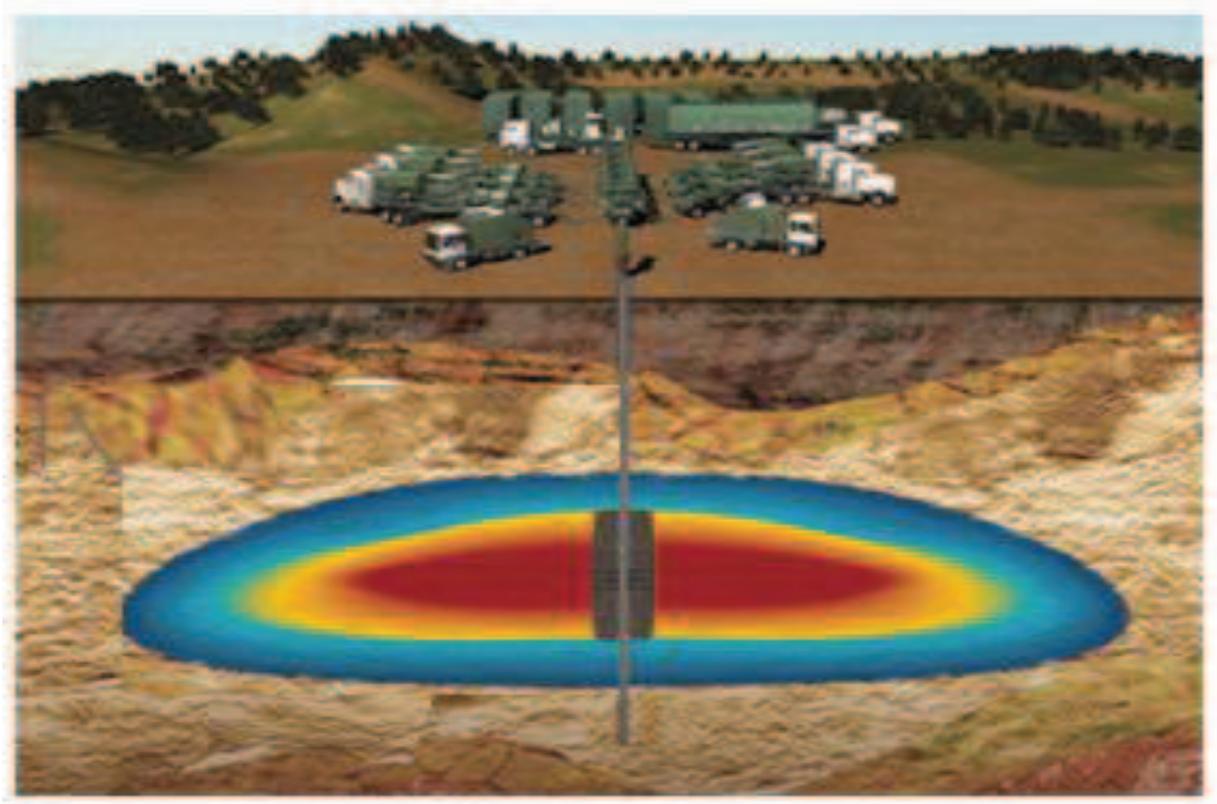
- La réaction de l'écoulement entre l'acide et la roche est contrôlée par :
- Les propriétés de la roche
- La concentration d'acide
- Les additifs d'acide
- La température
- La pression
- Et dans le cas ou le traitement matriciel par acidification matricielle n'été pas efficace et si les réserve en place et important mais la perméabilité, la porosité sont faible ; alors on peut réfléchir de créer un drain perméable avec une bonne porosité, avec la fracturation hydraulique afin d'augmenter l'indice de productivité.

Alors quelle est La fracturation hydraulique ?et comment ça se passe ?

III

la fracturation hydraulique

1. La fracturation hydraulique
2. Principe et domaine d'application
3. Critères sur le choix des puits a fracturer
4. Description du processus
5. Evolution de la pression au cours du traitement
6. Les mesures avant le traitement
7. Réalisation d'une fracturation hydraulique
8. Matériel de la fracturation
9. Les fluides de fracturation
10. Les agents de soutènements
11. Les problèmes de fracturation hydraulique



III.1. La fracturation hydraulique

La Fracturation Hydraulique consiste à pomper un fluide visqueux avec une suffisante haute pression dans l'intervalle de la complétion désirée afin que deux ailes de fractures soit formé. Cette fracture est remplie avec des agents de soutènement de haute conductivité, « proppant », qui tient la fracture ouvert (maintenir une trajectoire de la conductivité au wellbore).

Après le traitement est fini. La fracture peut avoir une largeur entre 5mm et 35mm et une longueur de 100m ou plus, selon le design employée.

Le but de la fracturation hydraulique est élever la productivité de puits en augmentant le rayon du wellbore effectif :

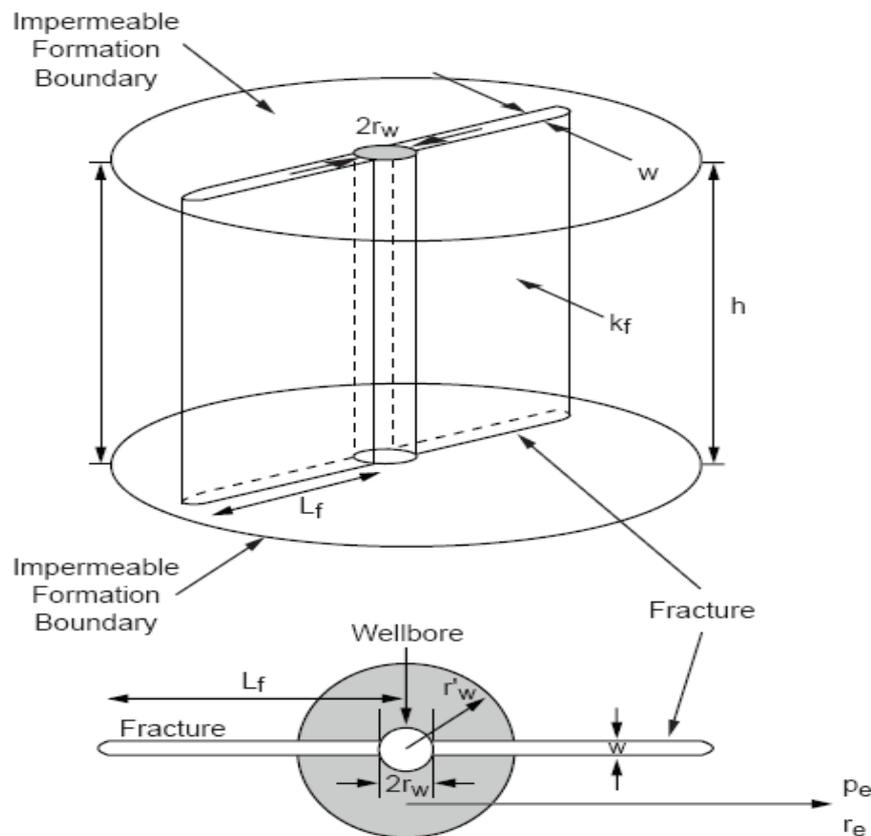


Figure 3.1. Schéma explicatif de la fracturation hydraulique

La fracturation hydraulique est un procédé très développé parmi les techniques les plus efficaces de stimulation des puits et d'amélioration de la récupération des hydrocarbures. Il s'agit d'une opération un peu délicate par laquelle on essaie d'augmenter l'indice de productivité du puits en diminuant sa valeur de skin.

Lorsque :

$$Q = \frac{Kh(P_e - P_{wf})}{141,2\mu\beta_0 \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S \right]} = \frac{Kh(P_e - P_{wf})}{141,2\mu\beta_0 \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}$$

Tel que : $Q = Ip \times \Delta p$ et $\Delta P = P_g - P_f$

L'équation d'écoulement radial montre qu'on peut augmenter le débit

- augmenter la capacité d'écoulement de la formation ($k.h$) {la fracture peut augmenter le (Kh) en connectant plusieurs zones de la formation avec une perméabilité élevée};
- bypasser les endommagements (la fracture peut faire ça aussi vu sa longueur)

➤ augmenter le rayon du wellbore (r_w) à un rayon du wellbore effectif (r'_w) où le r'_w est une fonction de la longueur de la fracture conducteur L_f .

Ou :
$$r'_w = \frac{L_f}{2}$$

L'indice de productivité du puits augmente Alors a cause de la diminution du rabattement de la pression et l'augmentation du débit ainsi le gain sera défini :

$$Gain = \frac{IP(ap)}{IP(av)}$$

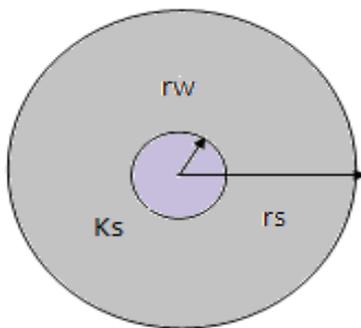
L'opération de fracturation hydraulique peut être appliquée sur un puits pour une des trois raisons suivantes :

- Pour by passer les abords du puits qui sont endommagés et rendre le puits à sa productivité naturelle.
- Pour développer un canal productive, suffisamment profonde dans la formation et par conséquent augmenter la productivité à un niveau supérieur à la productivité naturelle.
- Pour changer l'écoulement du fluide dans la formation.

La méthode de rayon fictif consiste à remplacer le puits réel de rayon r_w et de skin S avec un puits fictif de rayon r'_w et de skin nul (Fig 2), en imposant ΔP de r_s à r_w dans le cas réel égale ΔP de r_s à r'_w dans le cas fictif.

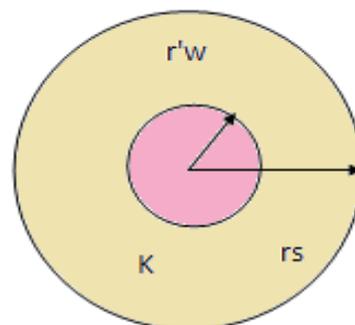
Le rayon effectif est donné par la formule suivante :

$$r'_w = r_w e^{(-s)} \quad (\text{Expression valable quelque soit } S).$$



Avant frac

$$\text{Si: } S < 0 \Rightarrow r'_w > r_w$$



Après frac

$$\text{Si: } S > 0 \Rightarrow r'_w < r_w$$

Donc, en réalité il s'agit d'augmenter le rayon effectif du puits pour éliminer tout risque de piégeage aux abords du puits, ainsi on pourra assimiler un puits fracturé de rayon (r_w) à un puits de rayon fictif (X_f) avec skin nul si la conductivité de la fracture est infinie.

III.2. Principe et domaine d'application :

La fracturation hydraulique consiste à injecter un fluide plus au moins visqueux à un débit approprié afin de créer au droit de la formation productrice une pression croissante à mesure que l'injection se poursuit.

La fracturation de la roche intervient à une pression appelée "pression d'initiation de la fracture" P_i .

Nous appellerons " ΔP_i " l'accroissement de la pression " P_i " dans le puits au delà de la pression de couche " P_c ".

$$\Delta P_i = P_i - P_c$$

La fracturation hydraulique ne convient qu'aux formations suffisamment consolidées "grès, calcaire" par opposition aux formations plastiques "argile, sable 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 les cas favorables on peut atteindre des gains de productivité qui se stabilisent autour de 3 à 4.

III.3. Critères sur le choix des puits à fracturer :

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) et sans oublier le côté économique de l'opération.

III.3.1. Réservoir :

a) Nature du réservoir :

Le succès ou l'échec de l'opération de la fracturation hydraulique on peut

l'estimer d'après la nature de la roche réservoir parce que les roches réservoirs peuvent être fracturées plus ou moins facilement mais le problème qui se pose :

Est-ce qu'on peut la soutenir par les agents de soutènement ou non ?

Par exemple le cas d'une roche dite tendre (peu consolidées) il y a l'instruction des agents de soutènement et; les roches dures ou très dure on a la rupture des agents de soutènement

b) Interface des fluides en place :

La réalisation d'une fracturation hydraulique nécessite la connaissance parfaite des interfaces des fluides en place, car il est essentiel d'éviter l'extension, par exemple le gaz et /ou l'eau pour un puits à huile.

c) Nature des fluides en place :

La compressibilité des fluides de stimulation et celles en place est très importante, car on peut rencontrer des problèmes :

- Formation des émulsions stables
- Formation des précipités.
- Et des résidus de différentes natures...

d) Perméabilité du réservoir :

La connaissance plus précise de la perméabilité est essentielle dans le cas de choix du puits à fracturer.

Par exemple les valeurs de la perméabilité obtenue par des mesures sur les carottes et surtout l'interprétation des essais du puits donnent :

- L'indice de productivité IP.
- Conductivité de la formation kh.
- Endommagement au bord du puits (skin effet).

III.3.2. Le puits à fracturer :

Après qu'on examine les divers paramètres intéressants de réservoir; il convient d'examiner la situation de point de vue :

- Opération antérieure.
- Complétion actuelle.

A-Historique du puits :

Dans cette partie on peut citer toutes les opérations entreprises sur le puits au cours du :

- Forage (opération de diagraphie).
- Du tubage et complétion.
- Des essais de la production (dernier remonte de pression, dernier jaugeage)
- Traitement précédents (s'il y a lieu).

B- Puits voisins:

- ☞ Puits producteurs.
- ☞ Puits injecteurs.

C- Les puits proches fracturés :

Caractéristiques de chaque puits c'est à dire les caractéristiques de production avant et après la fracturation.

D- Complétion du puits :

La complétion doit adapter au traitement qui devra réaliser.

La réalisation du traitement implique donc, une bonne isolation des niveaux à stimuler.

Une excellente liaison formation / gaine de ciment / tubage, ainsi que l'état des équipements du puits permettre l'injection en toute sécurité, donc il est nécessaire de prévoir un coefficient de sécurité suffisant afin de faire face à toute augmentation possible de pression en cours de traitement.

III.3.3. Economie de l'opération:

L'intérêt économique de la fracturation hydraulique est de l'estimation de la rentabilité du traitement qui nécessite une évaluation précise du :

- *Coût de traitement proprement dit.*
- *Coût des opérations préalables.*

La rentabilité du traitement exige un amortissement dans un délai raisonnable varie de :

- La situation géographique.
- Nature de fluide en place (huile, gaz, ...etc.).

III.4. Description du processus :

On peut distinguer cinq phases principales décrites ci-après :

a- Initiation de la fracture :

En pompant dans le puits un fluide à un débit supérieur à ce qui peut être filtré dans la formation, on monte en pression dans le puits, on génère ainsi des contraintes de traction qui vont initier une fracture de la roche perpendiculairement à la contrainte de compression minimum en place avant pompage.

b- 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.

c- Maintien de l'ouverture de la fracture :

Il faut distinguer deux cas :

- 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.

d- 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.

e- 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 qui a filtré dans la formation.

III.5. 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.

On distingue pendant l'injection, un pic de pression suivi d'un palier. L'arrêt d'injection est suivi d'une brusque chute de pression puis d'un quasi stabilisation de celle-ci.

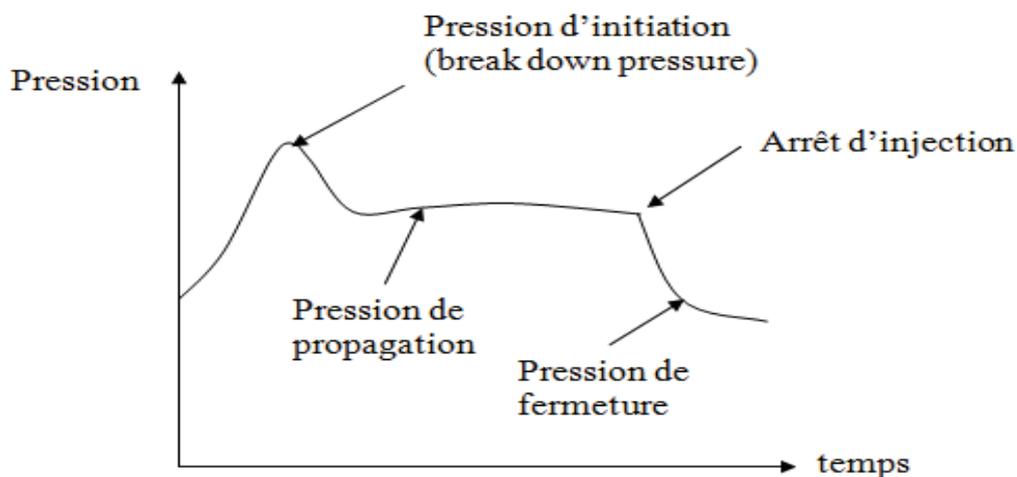


Figure3.2. Schéma explicatif évolution de la pression au cours du traitement

On appelle pression de fracturation ou d'initiation "fracturing pressure, break down pressure" la valeur observée au pic de pression "c'est la pression de référence ". Le palier qui suit correspond à la pression de propagation .Enfin la pression d'arrêt est souvent appelé pression instantanée de fermeture "ISIP : instantaneous shut in pressure ". Elle est souvent difficile à définir avec une précision suffisante.

La pression mesurée pendant l'opération de fracturation peut varier de façon notable par rapport à ce schéma :

- Le pic de pression est d'amplitude variable et peut même disparaître suivant les propriétés de la formation.
- La pression de propagation présente toujours une légère variation en augmentation ou en diminution.

Après l'arrêt de pompage, on constate une chute de pression, cette courbe est caractérisée par un point d'inflexion qui peut indiquer la pression 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.

III.6. Les mesures avant le traitement:

Parmi les principales mesures on distingue :

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

1) Mesures de diagraphie :

Les logs 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.

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.

3) Les essais du puits :

Les essais du puits (build up, draw down, DST) sont largement utilisés pour détecter certains paramètres concernant le puits et le réservoir: skin effet, localiser les barrières imperméables...

Donc d'après ces tests on peut déterminer :

La perméabilité de réservoir homogène :

D'après la pente m de la courbe de remontée de pression on détermine la conductivité de la formation :

$$m = \frac{\mu Q_F}{4\pi h K}, Q_F = Q_s B_0 \quad Kh = \frac{\mu Q_F}{4\pi m};$$

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 constituera solution intéressante.

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

- ✓ Au colmatage au voisinage du puits.
- ✓ 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.

On a par exemple celle de :

$$\text{DAVIS ET HAWKINS : } d = 0.033 \sqrt{\frac{K\Delta T}{\mu\phi\beta}}$$

$$\text{CHAUMET: } d = 0.077 \sqrt{\frac{K\Delta T}{\mu\phi\beta}}$$

➤ Si cette anomalie de perméabilité est située au-delà de 5 –10 m du puits la fracturation hydraulique est

le seule moyenne 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.

Le coefficient de skin est calculé d'après la relation :

$$S = \frac{1}{2} \left[\frac{4\pi KH(P(\Theta) - P'_F)}{\mu Q_F} - \text{Ln} \frac{K}{a^2 \mu \beta \phi} - 0.809 \right]$$

III.7. Réalisation d'une fracturation hydraulique



FIGURE 3.3. LA FRACTURATION HYDRAULIQUE DE L'HGA : 32

Les différentes étapes de la réalisation de la fracturation hydraulique sont:

III.7.1. 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 de fracturation hydraulique dépend dans une large mesure des opérations préliminaires de nettoyage du puits, afin d'éviter le colmatage de la formation et de la fracture par les sédiments ou dépôts divers présent dans le puits.

a) Essais préalables sur le 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).

b) Nettoyage mécanique du puits:

Après détermination du top de sédiments, on opérera un nettoyage du puits, par wireline " unité de travail au câble ".

c) 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.

III.7.2. 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 est pratiquée couramment sur le champ, le test d'injectivité précède immédiatement le traitement proprement dit, avec le même matériel de pompage et au débit prévu pour ce traitement .

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 diagraphies :

- ✓ 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.

III.7.3. Déroulement d'une fracturation hydraulique :

Un traitement type se subdivise en trois étapes distinctes :

☞ La première étape du traitement est le pad, il protège le traitement contre les pertes de fluide de fracturation et aussi sert à générer une largeur suffisante ainsi qu'une longueur, il constitue la quantité la plus importante de fluide de fracturation pendant tout le traitement. Si le volume filtré est négligeable, un volume minimal de pad sera utilisé pour générer une largeur suffisante au placement des agents de soutènement, la largeur disponible doit être trois fois plus grande que le diamètre de ceux ci pour éviter leur blocage aux voisinage du puits.

☞ Les étapes qui suivent le pad se sont les stages de transport des agents de soutènement. La plupart de fluide filtre aux voisinage des épontes de la fracture à la quelle le pad est localisé, cependant une certaine quantité filtré à lieu le long de la fracture . Le fluide filtré sera déshydraté et la concentration des agents de soutènement augmente.

☞ Le déplacement ou chasse de la totalité des agents de soutènements dans la formation.

1) 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.

Les essais de pression auront lieu immédiatement avant le début du traitement .

2) Démarrage des unités de pompage :

La réalisation d'une opération de fracturation hydraulique nécessite un personnel de qualité, 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 .

3) 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.

4) Dégorgement du puits après fracturation hydraulique:

- ☞ La durée de fermeture du puits après la fin du traitement varie suivant les opérateurs :
- ✓ Certains préconisent de dégorgier le puits 24 h après la fin du traitement.
- ✓ D'autres limitent cette attente à 8 h seulement.
- ☞ Nous pensons que l'évolution de la pression en tête après traitement permettra de déterminer le moment du dégorgement : on ouvrira le puits dès que la pression est stabilisée.

Manière de dégorgier le puits : Les avis différents suivant les opérateurs, sur le débit de dégorgement.

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

☞ Durée du dégorgement : Il est toujours illusoire de vouloir éliminer, en cours de dégorgement, la totalité des fluides injectés.

Les mesures de BSW permettront de préciser la durée du dégorgement : on s'arrêtera par exemple lorsque $BSW \leq 5\%$.

III.8. Matériel de la fracturation

Après la préparation du programme de fracturation hydraulique, il convient de déterminer le matériel de surface nécessaire à la réalisation de l'opération dans les 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, et dans des conditions satisfaisantes pour le matériel et le personnel.

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



Figure 3.4. Salle de commande et de contrôle

III.8.1. 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 leur caractéristique débit, pression.

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 ch.

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

- ☞ Depuis une pression de 1050 à un débit de 0,30 m³/mn ;
- ☞ Jusqu'à un débit de 4,30 m³/mn, sous une pression de 100 bars.

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

III.8.2. Blenders :

Le blender 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.

III.8.3. 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 »

Si l'on dispose de l'équipement nécessaire, les gels à l'eau conventionnels sont les plus souvent préparé 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 trémies.



Figure3.5. Bacs des stockages

III.8.4. 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 vanne de sectionnement.

III.8.5. Manifold de refoulement :

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

- ✓ A titre d'exemple une ligne de diamètre 2 '' permet le passage de $1,6\text{m}^3/\text{mn}$ "10 bpm" environ.

- ✓ Trois lignes au moins sont donc nécessaires pour un débit de $5\text{m}^3/\text{mn}$. 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,
- ✓ Le branchement sur torche pour le dégorgeement du puits.



Figure3.6. unité d'hydratation

III.8.6. 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.

III.9. Les fluides de fracturation

III.9.1. Qualités demandés aux fluides de fracturation :

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

- ☞ 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 importante.

- ☞ 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, faible viscosité (lors de dégorgeement) et faible densité pour faciliter le dégorgeement et la mise en production
- ☞ Adaptable aux températures rencontrées lors de l'opération à réaliser

III.9.2. Rhéologie des fluides de fracturation :

A. Fluides conventionnels et fluide très visqueuse :

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

A.1. Les fluides conventionnels : ils comprennent :

- Les gels à l'eau.
- Les gels à l'huile qui est moins en moins utilisé.

A.2. Les fluides de grande viscosité :

Comprennent :

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

B. 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.

B.1. 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.

B.2. 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 :

$$\frac{\text{concentration NaOH}}{\text{concentration acide palmitique}} = 1.5$$

C. Fluide très visqueux :

C.1. 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.

C.2. 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.

C.2.1. 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.

C.2.2. Gels réticulés :

Il est constitué de longues chaînes polymériques mais cette fois, de fortes liaisons, due à un agent réticulant, existent entre les chaînes polymériques, créant ainsi une viscosité de 1000 à 3000 cp. Dans la terminologie D.S un gel linéaire à base d'eau est appelé : « water frac » abrégé WF, et les gels réticulés sont codés « crosslinked gel».

C.3. Les avantages et les inconvénients :

- **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.

D. Fluide à base d'huile :

D.1. Domaine d'utilisation :

On les utilise dans des cas particuliers :

- ☞ Faible pression de fond: qui est insuffisante pour dégorgé une colonne d'eau.
- ☞ Problèmes de compatibilité de la couche avec des fluides à base d'eau.

D.2. Fluides de base :

Ils peuvent être de :

- Gasoil
- Du kérosène
- Du brut dégazé.
- Ou du condensât.

D.3. Les avantages et les inconvénients :**• Les avantages :**

- ✓ Meilleure compatibilité avec le fluide de formation.
- ✓ Absence de résidu solide.
- ✓ Bonne stabilité et bonne capacité de transport de gel.
- ✓ Densité faible favorisant le dégorgement.

• Les inconvénients :

- ✓ Leurs coûts sont élevés.
- ✓ Posent des problèmes de sécurité d'emploi (incendie, explosion).
- ✓ Ils requièrent une puissance de pompage plus élevée.

III.9.3. Filtration des fluides de fracturation :

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

- 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 :

$$C_v = 2.24. 10^{-3} \left[\frac{K\phi\Delta P}{\mu} \right]^{\frac{1}{2}}$$

Les fluides de grande viscosité – dispersion eau /huile – appartient à cette catégorie. On l'utilise pour le spectra frac.

2) Fluide de filtration contrôlée par la compressibilité :

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 :

$$C_c = 1.78. 10^{-3} \left[\frac{K\phi B}{\mu} \right]^{\frac{1}{2}} \Delta P$$

Le brut, gasoil ...appartient à cette catégorie.

3) Fluide contrôlée par la formation d'un cake :

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 :

$$C_w = \lambda \left[\frac{K\Delta P}{\mu} \right]^{\frac{1}{2}}$$

Cette catégorie comprend: les gels à l'eau ou gels à l'huile, les fluides gélifiés. dans ces expressions.

III.9.4. Conséquence de la filtration sur la productivité du puits :**❖ Endommagement éventuel de la formation :**

Cet endommagement peut avoir plusieurs origines :

☞ Diminution de la perméabilité relative à l'huile du fait de saturation résiduelle en eau après l'injection de gel à l'eau.

☞ Réduction de la perméabilité entraînée par le réducteur de filtrat utilisé.

☞ Diminution possible de la perméabilité après l'injection de fluide de grande viscosité.

❖ Aspect de l'endommagement :

On distingue deux aspects très différents du problème de l'endommagement de la fracture :

- Endommagement de la formation autour de puits (ce problème est analogue au colmatage).

- Endommagement des parois de la fracture qui est toujours faible où négligeable.

❖ Pertes de charge dans les équipements tubulaires :

1) Pertes de charge avec les gels à l'eau conventionnels :

Les pertes de charge sont minimales pour une concentration de 0,25 à 0,5% de gomme de guar dans l'eau.

Pour les concentrations d'emploi courantes, de l'ordre de 0,75% les pertes de charge sont environ trois fois inférieures à celle observées avec le fluide de base (eau douce par exemple).

2) Les pertes de charge avec les gels à l'huile conventionnels :

Les pertes de charge sont très nettement supérieures à celles observées avec l'eau ou saumure gélifiée.

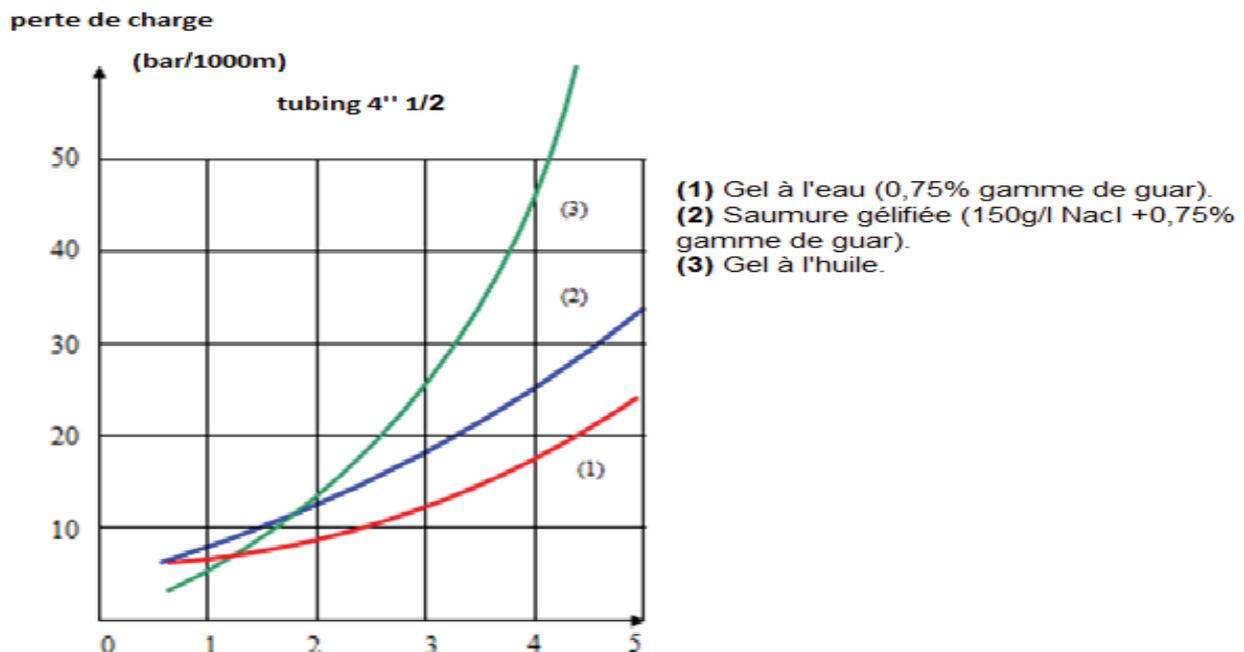


Figure 3.7. Comparaison des pertes de charge dans les tubages avec les gels à l'eau et les gels à l'huile (conventionnels).

III.9.5. 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.

➤ Par exemple une efficacité de 0,18 (le cas de H.g.a :23) signifie que la fracture à un volume de 28% du volume total pompé.

2) Facteurs influençant sur l'efficacité :

✓ **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.

3) 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 des 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 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 plaquettes argileuses.

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

g) Bactéricide :

Dans certaines locations isolées, l'eau utilisé 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 certains additifs utilisés (eau de mer, tension active, ...), 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 perd sa haute viscosité. Exemple : HighPerm CRB(52-107°C), Enzyme-G(150 °C)

III.10. les agents de soutènements**III.10.1. Introduction :**

Le succès d'une fracturation hydraulique dépend bien sûr des agents de soutènement qui doivent satisfaire à une double condition :

- ☛ Etre assez résistant pour maintenir la fracture ouverte.
- ☛ Etre distribuées d'une manière à permettre l'écoulement des fluides vers le puits de production.

Le comportement des agents de soutènement dans la fracture dépend des caractéristiques liées :

- ☛ Aux matériaux utilisés (type d'agent).
- ☛ A la roche constituant les lèvres de la fracture (roche tendre, roche dure...).
- ☛ A l'état des contraintes régnant dans le réservoir.

Le Tableau ci- dessous résume les propriétés des agents de soutènement les plus employés :

Le sable reste l'agent de soutènement le plus employé, en particulier à cause de son coût inférieur à celui des autres produits.

Les billes de verre ont été employées vers les années 70 parce qu'elles avaient une meilleure conductivité que le sable, leur défaut était de se rompre en éclats très fins qui colmatent totalement la fracture.

Les bauxites et oxydes zirconium (matériaux dite haute résistance) sont apparus vers 1975. Leur tenue mécanique est meilleure que celle du sable mais cet avantage se paie par une densité plus forte.

III.10.2. Transport des agents de soutènements :

La capacité de transport dépend de :

- La viscosité du fluide de transport, d'où le recours à des gels éventuellement réticulés.
- La densité de l'agent de soutènement.

Et le remplissage dépend aussi de la concentration de ces agents dans le fluide à injecter ; la concentration est exprimée en rapport de poids d'agent de soutènement et le volume de liquide et pas de mélange

$$C = \frac{P}{V}$$

III.10.3. CONDUCTIVITÉ DE LA FRACTURE :

1) Définition :

La conductivité d'une fracture soutenue est le produit de la perméabilité K_f du matériau granulaire utiliser par la largeur h de la fracture :

$$C = (hK_f)_{fracture}$$

Le produit hK_f est mesuré globalement dans une expérience de laboratoire ou déduit des essais du puits après le traitement.

2) Principe de la mesure de la conductivité de fracture :

Le principe de mesure est schématisé sur la figure ci dessous. Dont les mesures sont effectuées aux conditions du fond (contrainte et pression).

Donc, on mesure les pertes de charge ΔP d'après la loi de darcy :

$$\Delta P = \frac{Q\mu L}{KS}$$

Et la valeur de la conductivité est de :

$$hK_f = \frac{Q\mu L}{\Delta P D}$$

Avec : $S = h \cdot D$

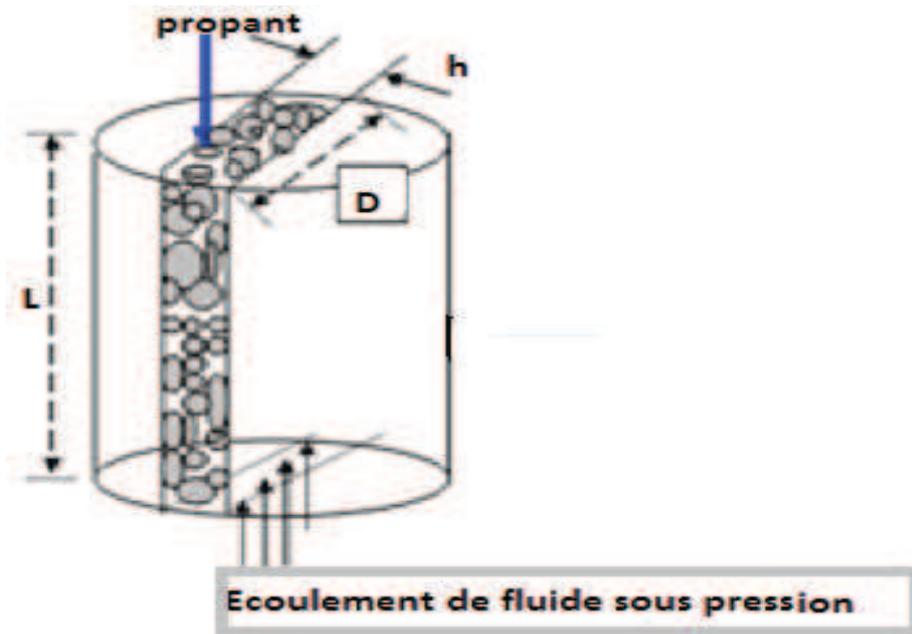


Figure III.8. Principe de mesure de conductivité de fracture

3) Facteurs influençant sur la productivité :

- Le type de l'agent de soutènement et leur condition dans la fracture.
- La nature de la roche.

Mais en réalité la réduction est due à l'accumulation des dépôts dans la fracture en cours de la production.

III.10.4. Sédimentation des agents de soutènement:

La sédimentation des agents de soutènement en cours de la fracturation hydraulique se présente en deux cas différents :

- ✓ Sédimentation des agents de soutènement dans la fracture.

✓ Sédimentation des agents de soutènement dans le puits.

Elle est contrôlée par le calcul de la vitesse de sédimentation qui défère suivant la valeur de n^{bre} de Reynolds Re :

a) $Re \ll 1$: loi de Stokes :

$$V_s = \frac{gd_p^2(\gamma_p - \gamma_f)}{18\mu}$$

b) $10 < Re < 100$: d'après l'abaque Schiller – Nauman d'ou en déduit la vitesse de sédimentation

$$V_s = \frac{Re\mu}{\gamma_f d_p}$$

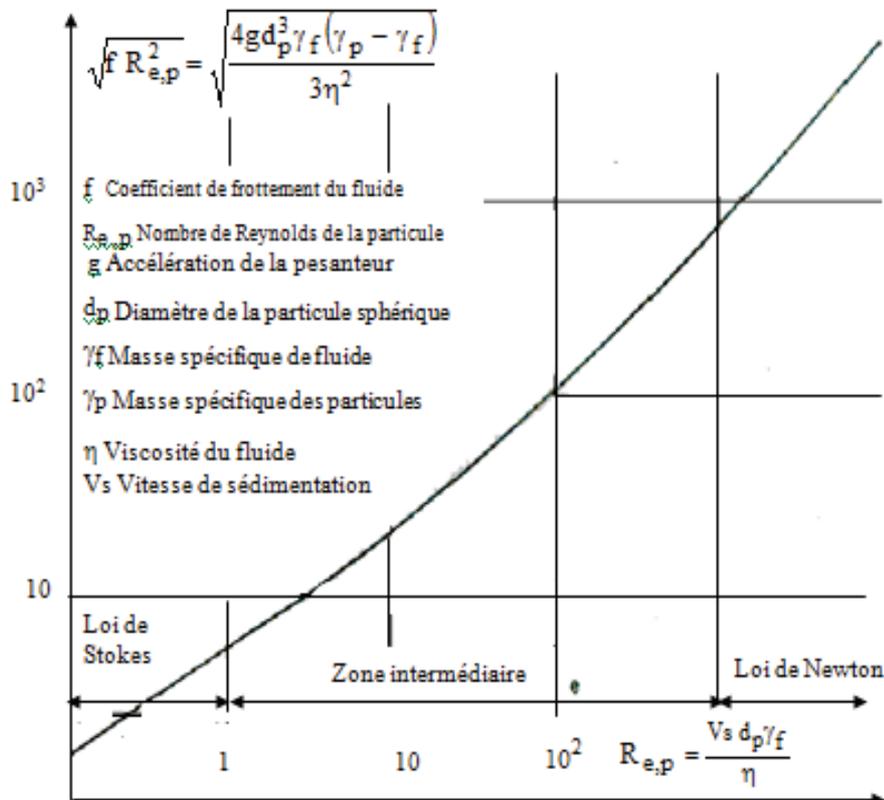


Figure .III.9. Abaque de Schiller – Nuaman pour le calcul de la vitesse de sédimentation des particules

III.10.5. CHOIX DES AGENTS DE SOUTÈNEMENT :

Le choix de l'agent de soutènement ne dépend pas seulement de la profondeur de réservoir mais aussi :

- Des contraintes réelles régnant dans le réservoir
- De la pression de la couche, P_c .
- Du type de roche (tendre ou dure)
- Des fluides en place (brut sulfuré; présence de saumure) .

En général le choix des agents de soutènement est faite d'après la profondeur (voir le tableau) :

Agent de soutènement	Profondeur (m)	Conductivité mesurée en laboratoire (dm)	Observation
Sable	<1000 à 1500	>1	Profondeur en réalité largement dépassé dans la pratique
Coquilles de noix	<2000	>1	
Billes de verres	≈3000 >3500	<1 faible	Peu employé soutènement souvent difficile

Tableau. III.10. Le choix de l'agent de soutènement en fonction de la profondeur

Comme n'importe qu'elle opération, la fracturation hydraulique a des problèmes qu'on peut classer comme des inconvénients, on peut citer ces plus communs problèmes comme suit :

III.11. Les problèmes de fracturation hydraulique:

Parmi les problèmes de fracturation on peut citer :

1 - Le colmatage :

La réduction de la perméabilité dans la fracture peut résulter de plusieurs facteurs qui sont :

A -Agent de soutènement :

Le mauvais choix des agents de soutènement peut provoquer le colmatage. Par exemple l'écrasement du 'proppant' dans la formation à cause de la faible résistance de ce dernier peut provoquer la réduction de la conductivité et par conséquent le colmatage.

B- Fluide de fracturation :

La filtration de fluide de fracturation et les résidus insolubles sont deux facteurs qui peuvent influencer sur la perméabilité :

➤ Résidus insolubles qui se forment au cours de la dégradation du fluide de fracturation peuvent rester dans la fracture ou dans les pores provoquant le colmatage.

➤ La filtration du fluide de fracturation peut provoquer l'augmentation de la viscosité du fluide dans la formation qui va jouer le rôle d'un obstacle devant le passage du fluide de formation.

2- Cimentation :

Pour une mauvaise cimentation, le fluide de fracturation va pénétrer dans les zones à faible résistance. Pour résoudre ce problème on fait l'injection du 'proppant' Slug pour fermer (boucher) les canaux derrière le casing.

3- Epaisseur des épontes :

Généralement la couche productrice est retenue entre deux couches couvertures (qui sont imperméables); permettant une bonne étanchéité contre la migration du fluide en place.

Dans le cas où l'épaisseur de ces barrières est faible (n'est pas suffisante pour créer une fracture); on a le risque de perte totale de fluide ou bien le risque de recevoir des fluides indésirables. Ce problème est réglé par l'injection d'un fluide transportant des grains fins de sable SiO_2 avec une densité qui lui permet d'acquiescer les bornes fracturées.

4- Tortuosité :

La tortuosité est l'orientation de la fracture vers son plan préférable de propagation.

Ce phénomène est dû essentiellement aux orientations des perforations par rapport à la direction de $(\sigma_{h \text{ min}})$; ou à l'initiation de plusieurs fractures sur la même surface due à l'extension des fissures.

Le phénomène de tortuosité provoque la restriction de largeur de la fracture qui va provoquer des pertes de charge et un blocage (screen out) car la largeur devient inférieure aux dimensions des agents de soutènement

5- Les perforations :

Le type de perforation et leur densité ainsi que la distribution joue un rôle très important pour la réussite de la fracturation ; et pour éviter certains problèmes:

➤ 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.

6- Configuration de la tête de puits :

On sait que la série des têtes de puits producteurs est de 5000 psi (le cas de TFT) alors que lors du traitement on dépasse facilement 5000 psi en tête, mais le problème a été résolu en mettant un équipement qui by passe la tête du puits et qui s'ancre dans le tubing appelé Tree Saver.



Figure III.11.tree saver

IV*les modèles de propagation*

- 1. Introduction**
- 2. Modèle bidimensionnel**
- 3. Modèle tri-dimensionnel**
- 4. Identification du modèle de propagation à partir des pentes de log-log plot**

IV.1. INTRODUCTION :

Toutes les méthodes de calcul des dimensions de la fracture simplifient le phénomène réel pour le rendre abordable par calcul, l'intérêt de simulation est de proposer un ordre de grandeur rapprochant et de permettre l'étude de ces variations en fonction des paramètres qui gouvernent l'opération.

Les contraintes en place et les propriétés mécaniques, et physiques de la roche et de fluide doivent avoir collaborer avec la simulation pour estimer :

- La pénétration de la fracture.
- Le schéma d'injection des agents de soutènement (taille, volume, concentration)
- La hauteur et la largeur.
- Le rendement de l'opération.

En suite à l'aide d'un modèle de gisement, on peut estimer le gain de productivité et la rentabilité de l'opération.

Les modèles peuvent être classer en fonction de résolution retenue, pour les équations de l'équilibre mécanique.

Dans les premières générations la hauteur de la fracture est supposé connu, ensuite apparais des modèles dites pseudo tridimensionnels, puis des modèles tridimensionnels vrais; qui permet d'estimer l'extension e la fracture.

IV.2. MODELE BIDIMENSIONNEL :

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

Ceci revient a supposé un glissement parfait le long de ces plans (interface couche – épontes) et donner à la fracture une sous section rectangulaire dans la verticale.

Les modèles bidimensionnels les plus connue sont : PKN, KGD, RADIAL.

a) *PERKINS, KERN, NORDGEN* :

Les hypothèses de ce modèle sont :

- 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 points (x) ne dépend pas de la distribution de pression à d'autre position le long de la longueur.
- Hauteur constante.

$$X_f = L = \frac{Q}{32\pi h_f C_L^2} [\pi \delta w(0, t_p) + 8S_p] \frac{2a_L}{\sqrt{\pi}} 1 + e^{a_L^2} \operatorname{erfc} a_L \dots\dots\dots(1)$$

$$a_L = \frac{8C_L \sqrt{\pi t}}{\pi \delta w(0, t_p) + 8S_p} \dots\dots\dots(2)$$

$$W(0, t) = 1,89 \left[\frac{(1-\gamma) Q^2 \mu}{G h_f} \right]^{\frac{1}{5}} t^{\frac{1}{5}} \dots\dots\dots(3)$$

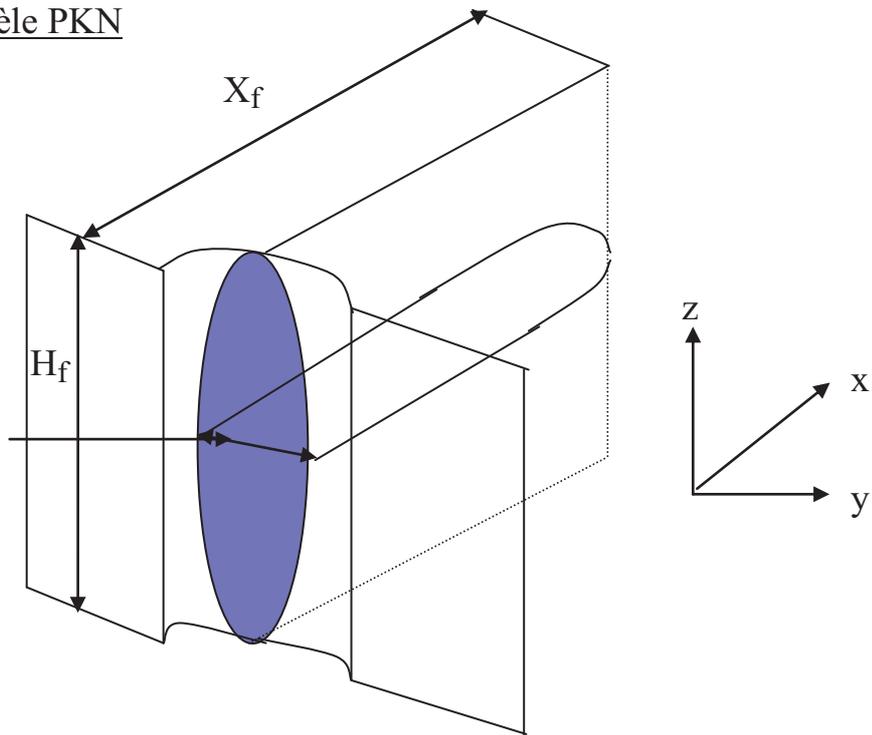
$$W = 2,31 \left[\frac{Q \mu (1-\gamma) X_f}{G} \right]^{\frac{1}{5}} \left(\frac{\pi}{4} \delta \right) \dots\dots\dots(4)$$

b) *Modèle de GEERTESMER DE KLERK (GDK) :*

Les hypothèses de ce modèle sont :

- 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.

Le Modèle PKN



Le Modèle KGD

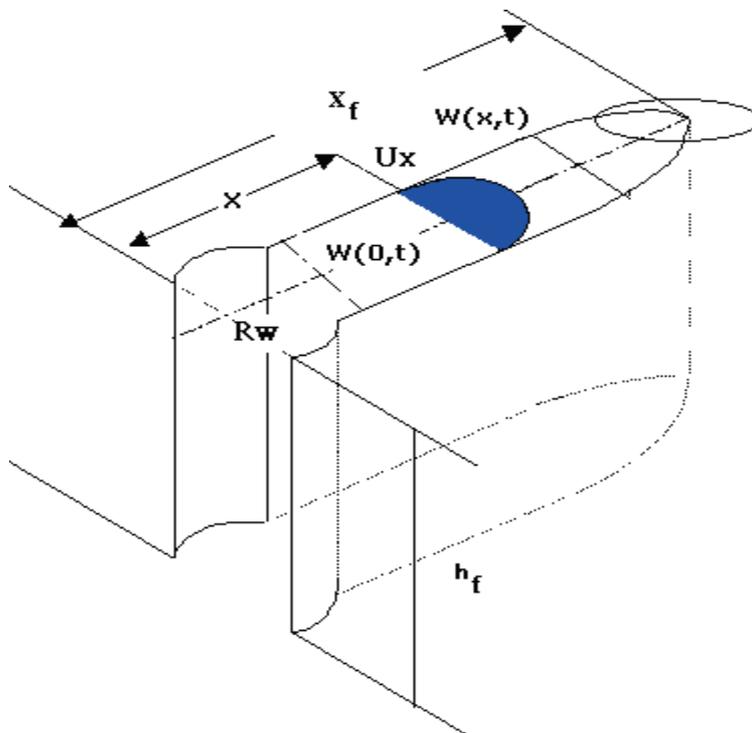


Figure IV.1. schéma explicative des modèles PKN et KGD

$$X_f = \frac{q_i}{32\pi h_f C_L^2} \left[\frac{2a_L}{\sqrt{\pi}} - 1 + e^{a_L^2} \operatorname{erfc} a_L \right] \dots\dots\dots(5)$$

$$a_L = \frac{8C_L\sqrt{\pi t}}{\pi w(0,t) + 8S_P} \dots\dots\dots(6)$$

$$W = 2,27 \left[\frac{q_i \mu (1-\gamma) X_f^2}{G h_f} \right] \left(\frac{\pi}{4} \right) \dots\dots\dots(7)$$

c) *Modèle RADIAL* :

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

On considère que la :

- Fracture se propage radicalement.
- La hauteur est varié suivant la largeur.
- La section verticale est supposée elliptique.

IV.3. MODELE TRI-DIMENSIONNEL :

L'avantage de ces modèles si que :

- ◆ 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 évalué.
- ◆ L'épaisseur de fracture est mieux estimée pour calculer les pertes de charge par filtration.

○ *Modèle pseudo tridimensionnel : P-3D* :

Même que celui de PKN avec une particularité.

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

○ *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 l'effet de transport de chaleur et de perte de charge dans la formation par filtration.

IV.4. Identification du modèle de propagation à partir des pentes de log-log plot :

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

Le graphique log-log et ces pentes associées représente un outil diagnostique pour l'interprétation de processus de fracturation.

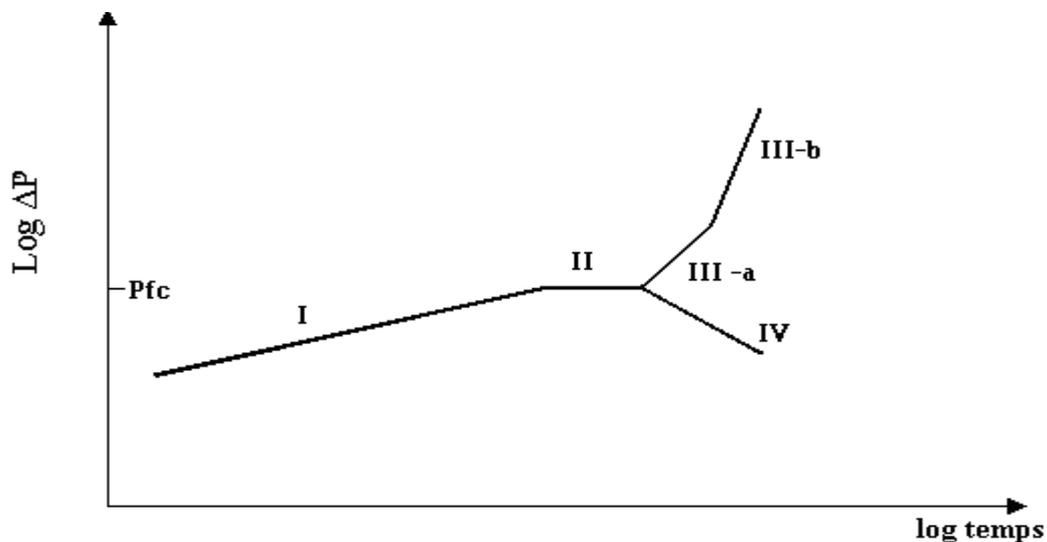


Figure IV.2. Interprétation des pentes (log-log plot) pour un cas idéal

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 KGD ou le radial, avec une pente négative varie entre $-1/8$ et $-1/4$.

Après que la fracture est emprisonnée par les barrières, la pression augmente

comme il indique 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 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 screenout près de la pointe de la fracture, et quand la pente est beaucoup plus grande que 1, elle indique un screenout proche du puits à cause de dépassement de la capacité de pression de la formation.

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

Tableau IV.1 Les différents types des pentes associées avec leurs interprétations

Types	La valeur de la pente du log-log approximative	Interprétation
I	1/8 à 1/4	- Restriction de la hauteur et extension sans restriction
II	0	a) Augmentation de la hauteur a) Ouverture des fissures.
III a	1	- Restriction de l'extension (Deux ailes actives).
III b	2	- Restriction de l'extension (un seul ailes actives).
IV	Négative	- Augmentation de la hauteur sans restriction.



calculs et application

1. Détermination de la pression de fermeture
2. Détermination du temps de fermeture
3. Détermination de l'efficacité de traitement
4. Identification du Modèle de propagation
5. Détermination de compliance
6. Détermination de coefficient de filtration
7. Calcul de la surface de la fracture
8. Calcul du volume de la fracture :
9. Détermination des dimensions de la fracture
10. Présentation du puits HGA : 32
11. Application
12. Test d'injectivité
13. Mini Frac
14. Analyse de déclin de pression
15. Temperature Log
16. Mini Frac Pressure Match
17. Comparaison des résultants
18. Conclusion partielle

Méthode de calcul :**V.1.Détermination de la pression de fermeture :**

▪ On trace tout d'abord le graphe de déclin de pression après l'arrêt de pompage en portant sur l'axe des ordonnées BHP et sur l'axe des abscisses la fonction $G(\Delta t_D)$ de Nolte :

Où la fonction $G(\Delta t_D)$ est calculée d'après la formule de lower bound suivante :

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

Avec :

$$g(\Delta t_D) = (1 + \Delta t_D) \sin^{-1}(1 + \Delta t_D)^{\frac{1}{2}} + \Delta t_D^{\frac{1}{2}}$$

$$g_0 = \frac{\pi}{2}$$

$$\text{Et : } \Delta t_D = \frac{\Delta t}{t_P}$$

- On cherche sur le graphe tracé une approximation linéaire suivant une droite.
- On cherche le point de la déviation à partir de la droite, qui va indiquer la pression de fermeture qui est égale à la contrainte minimale.
- On détermine la valeur de $G(\Delta t_{CD})$ qui correspond à cette pression de fermeture.
- On cherche la pente de la droite tracée sur le graphe (1) où :

$$m = \frac{\pi C_L r_P \sqrt{t_P}}{2 C_f}$$

V.2.Détermination du temps de fermeture :

- Premièrement on trace le graphe $G(\Delta t_D)$ en fonction du $g(\Delta t_D)$, graphe (2).
- A partir de ce graphe on détermine la valeur de $g(\Delta t_{CD})$ qui correspond à la valeur de $G(\Delta t_{CD})$ trouvé d'après le graphe (1).
- On trace le graphe $g(\Delta t_D)$ en fonction de Δt_D
- On détermine le temps de fermeture Δt_C à partir de la formule :

$$\Delta t_{CD} = \frac{\Delta t_C}{t_P}$$

V.3.Détermination de l'efficacité de traitement : on détermine l'efficacité de traitement par deux méthodes :

1^{ère} méthode :

- o On trace le graphe de l'efficacité en fonction de Δt_{CD} .
- o On porte la valeur de temps de fermeture adimensionnelle déterminée dans l'étape précédente sur le graphe (3) et on tire la valeur de l'efficacité qui correspond à cette valeur.

2^{ème} méthode :

- o On utilise directement l'équation suivante :

$$\eta = \left[\frac{g(\Delta t_{CD}) - g_0}{g(\Delta t_{CD})} \right]$$

V.4. Identification du modèle de propagation :

Pour identifier le modèle de propagation de la fracture on passe par les étapes suivantes :

- o On trace le graphe $\log(\Delta P)$ en fonction du \log de temps de pompage t_p .
- o D'après ce graphe on essaye de tracer une droite et à partir de sa pente on peut déterminer le modèle de propagation de la fracture.
- o Pour le modèle PKN : la pente varie entre 1/8 et 1/4.
- o Pour le modèle KGD : la pente varie entre -1/8 et -1/4.

V.5.Détermination de compliance :

Pour déterminer la compliance on utilise l'équation suivante :

$$C_f = \frac{\pi\beta}{2E'} \left\{ \begin{array}{l} \frac{h_f}{2X_f} \quad \text{PKN} \\ \left(\frac{32}{3\pi^2}\right) R \quad \text{KGD} \\ \text{Radial} \end{array} \right\}$$

Où β est calculée par la formule suivante :

$$\beta = \left\{ \begin{array}{l} \frac{(2n' + 2)}{(2n' + 3 + a)} \quad \text{PKN} \\ 0,9 \quad \text{GDK} \\ \frac{3\pi^2}{32} \quad \text{Radial} \end{array} \right\}$$

Et E' est calculé par la formule suivante :

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

V.6. Détermination de coefficient de filtration :

Le coefficient de filtration est calculé par la formule suivante :

$$C_L = \frac{m_P \beta_S}{r_P \sqrt{t_P} E'} \left\{ \begin{array}{l} h_f \quad \text{PKN} \\ 2X_f \quad \text{KGD} \\ \left(\frac{32}{3\pi^2} \right) R \quad \text{Radial} \end{array} \right\}$$

V.7. Calcul de la surface de la fracture :

$$A_f = \frac{(1-\eta)V_i}{2g_0 C_L r_P \sqrt{t_P}} = \left\{ \begin{array}{l} 2X_f h_f \quad \text{PKN, KGD} \\ \pi R^2 \quad \text{Radial} \end{array} \right\}$$

V.8. Calcul du volume de la fracture :

$$V_{fP} = V_{LS}(\Delta t_{CD}) = 2C_L r_P A_f \sqrt{t_P} [g(\Delta t_{CD}) - g_0]$$

V.9. Détermination des dimensions de la fracture :

◆ La largeur :

On détermine la largeur de la fracture par deux méthodes :

1^{ère} méthode : on utilisant l'équation suivante :

$$w = C_f \Delta P = (ISIP - P_C)$$

2^{ème} méthode : on utilise l'équation suivante :

$$W = \frac{V_f}{A_f} = \frac{\eta V_i}{A_f}$$

◆ **La longueur :**

On détermine la longueur de la fracture à partir de l'équation suivante :

$$\left\{ \begin{array}{l} X_f \\ X_f^2 \\ R^3 \end{array} \right\} \frac{(1-\eta)V_i E'}{2g_0 \beta_{smP}} \left\{ \begin{array}{l} \frac{1}{2h_f^2} \\ \frac{1}{4h_f} \\ \frac{1}{\pi} \left(\frac{32}{3\pi^2} \right) \end{array} \right\} \left\{ \begin{array}{l} \text{PKN} \\ \text{KGD} \\ \text{Radial} \end{array} \right\}$$

◆ **La hauteur :**

On détermine la hauteur de la fracture par la thermométrie.

V .10. PRESENTATION DU PUITES HGA : 32 :

Situation :Le puits HGA32 est situé en zone HZP dans le périmètre de Hassi Guettar. Ayant pour coordonnées X = 806 800,26 et Y= 99 405,49.

▶▶ *Puits fracturés voisins*

<i>Puits</i>	<i>Zone</i>	<i>Distance</i> <i>Mètres</i>	<i>Direction</i>	<i>Proppant</i> <i>livres</i>	<i>Q_o(av.)</i> <i>m³/h</i>	<i>Q_o(ap.)</i> <i>m³/h</i>
HGA13	HZP	1427	Nord-est	140 522	0,00	0,00
HGA28	HZP	2529	Nord-est	99 376	0,00	0,00

Remarque : le puits HGA : 32 a été fermé depuis 2013 à cause de débit faible.

Le traitement (frac) effectué en 24 Avril 2013 a été considéré comme satisfaisant vues les résultats obtenus : Débit avant frac est de 1.19m³/j.

Débit après frac est de 9.07m³/j.

Le tableau suivant représente quelques données concernant le puits HGA :32 :

Tab. V.1. représentation de quelques données concerne le puits HGA :32

Type de puits	Eruptif
Type de production	Producteur d'huile
Réservoir	Q H
Casing	7"
Tubing	4"1/2
Perforation	3400 – 3412m
Perméabilité horizontal de réservoir (Kh)	90(md.m) estimé
La hauteur de la couche	131 ft
Porosité (Φ)	7%
Saturation en eau	32%

Le dernier test à donnée :

Tab. V.2.résumé de résultat de test jaugeage :

Date de test	Duse (mm)	Q _o m ³ /h	GOR (m ³ /m ³)	P tête(bar)	S _w (%)	Mode de production
01-05-2013	9	9,07	144	40	32	E

Historique de production

- Le puits HGA32 a été foré et complété 10/05/2011 en 4"1/2 N. Vanne ancré, le réservoir étant laissé en Open Hole.
- Le 24/04/2011 : un DST a été réalisé dans le Quartzites d'El Hamara à 3435 m, donnant un débit Q = 9 m³/h, et une P_g = 404,16 kg/cm².
- Le 16/11/2011: nettoyage du puits jusqu'au fond TD = 3475 m, avec un retour de cailloux en surface.

- Le potentiel du puits commença à décliner dès sa mise en production par rapport au potentiel révélé par le DST, ne se contentant que d'un débit moyen de l'ordre de 1,4 m³/h.
- Le 14/07/2012 : Opération d'acidification sans pour autant améliorer le potentiel de production.
- Du 16/12/ au 31/01/2013 : WO pour la descente d'un LCP en vue Frac.

Evolution de débit au cours de production : (voir le graphe ci-dessous).

PARAMETRES DE PRODUCTION DU PUIS VERTICAL PRODUCTEUR HUILE HGA32 EN ZONE HZP

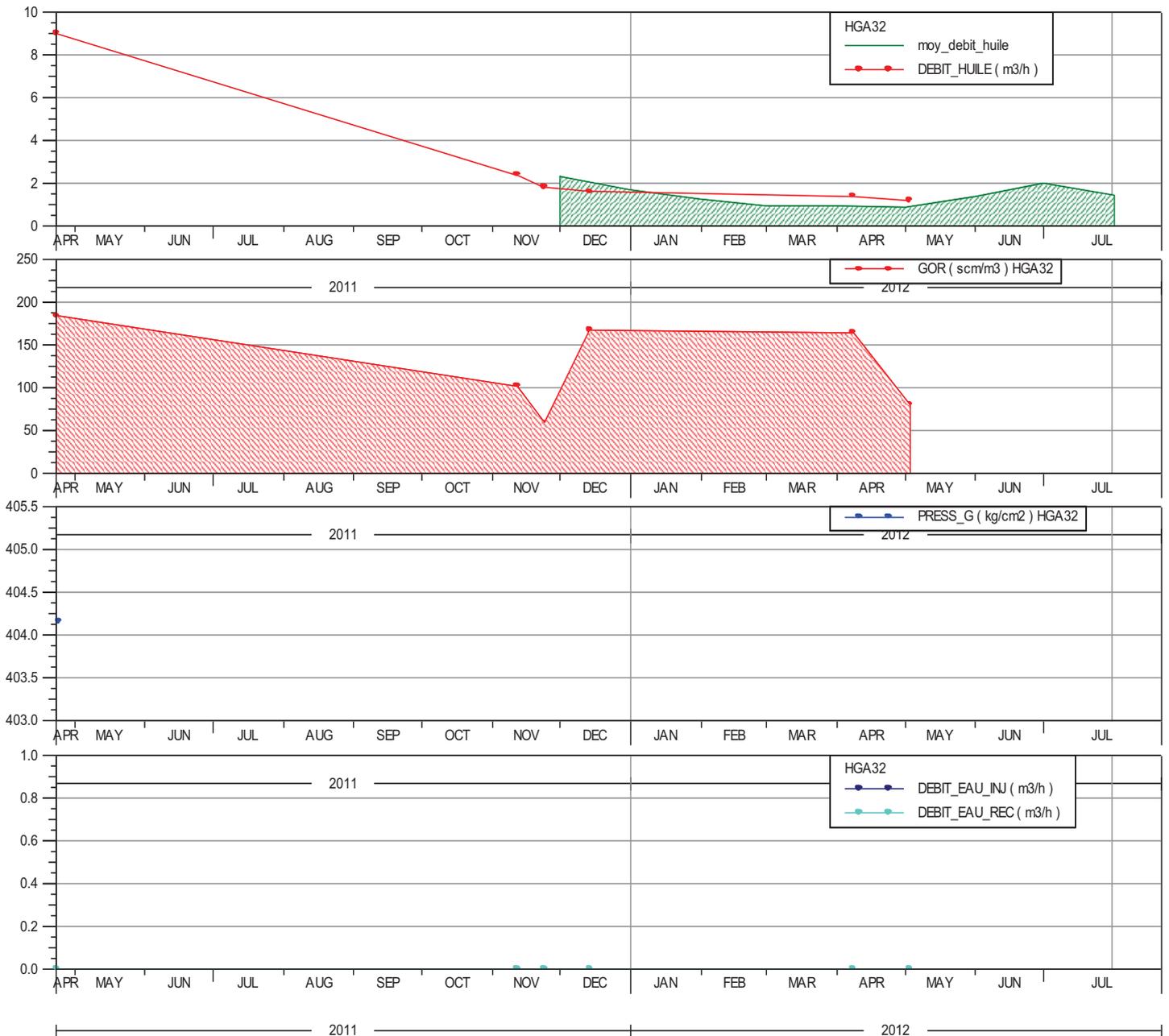


Figure. V.1 : Graphe Evolution de débit d'huile de HGA : 32 au cours de production

V.11. Application :

Un test de minifrac a été effectué le 23 Avril 2013 au puits HGA :32 avant le traitement proprement dit avec un volume injecté de 20143gal de fluide de fracturation spectra frac G3500

Les données du puits HGA 32:**Tab. V.3. les données de puits HGA :32 :**

Toit	3463m
Mur	3372m
La hauteur totale (h_T)	96 ft
La hauteur utile (h_U)	131 ft
La hauteur de la fracture (h_f)	40m
Module de YOUNG (E)	6.10^6 Psi
Coefficient de poisson (ν)	0.25
Coefficient de dégradation (a)	0 (viscosité constante)
Indice de comportement de fluide (n')	0.5
Temps de pompage (t_p)	19.33 min
Volume injecté (V_i)	480 gal

RQ : Les valeurs de Δt et BHP de fall-of sont représentés au tableau excel

Analyse de déclin de pression :***1-Détermination de la pression de fermeture :***

a) Calcul de Δt addimensionnelle et $G(\Delta t_D)$ et $g(\Delta t_D)$:

Pour calculer la fonction du temps $G(\Delta t_D)$ de Nolte, on a utilisé l'équation de lower bound avec toutes les valeurs de $g(\Delta t_D)$

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

avec : $g_0 = \frac{\pi}{2}$ L.B

b) Détermination de la pression de fermeture :

D'après le graphe qu'on a tracé, $BHP = f[G(\Delta t_D)]$ on remarque qu'il y'a deux déviations à partir des deux droites qu'on a tracé, l'une au niveau du point (0,11 , 9315 psi), et l'autre (0,58 , 8543 psi),

La pression de fermeture est entre ces deux points, il peut être déterminé en traçant la dérivatif et la superposé, dp/dG et Gdp/dG (voir fichier excel)

Elle indique une pression de fermeture $P_c = 8993$ psi qui correspond à

$G(\Delta t_D) = 0,34$ avec une pente m_p qui est égale à :

$$m_p = \frac{\Delta P}{G} = \frac{8846,7 - 8718,28}{0,496 - 0,431} = 1975,69 \text{Psi}$$

- $g(\Delta t_D) = 1,91$ d'après le graphe (G function): $G(\Delta t_D) = f[g(\Delta t_D)]$.
- $\Delta t_D = 0,27$ d'après le graphe (G function) : $g(\Delta t_D) = f(\Delta t_D)$.

2-Calcul du temps de fermeture :

A partir de Δt_D trouvée, on calcule le temps de fermeture Δt_C .

$$\Delta t_D = \frac{\Delta t_C}{t_p} \xrightarrow{\text{Alors}} \Delta t_C = \Delta t_D \cdot t_p = 0,27 \cdot 19,33 = 5,3 \text{min.}$$

3-Efficacité :

D'après le graphe : $\eta = f(\Delta t_D)$, on a trouvé $\eta = 0,18$ c,à,d 18 %.

$$\text{Et d'après l'équation } \eta = \frac{g(\Delta t_D) - g_0}{g(\Delta t_D)} = \frac{1,91 - \frac{\pi}{2}}{1,91} = 0,178 = 17,8\%.$$

Remarque : les résultats trouvés par la méthode G function sont confirmées par la méthode SQRT

4- Identification du modèle de propagation de la fracture :

A partir du plot log-log représentant l'évolution de la pression nette en fonction du temps de pompage, on a observé qu'il y a une diminution de la pression net suivant une droite de pente $(-0,225)$, ente $-1/8$ et $-1/4$. Cette pente est caractéristique pour le modèle KGD. Alors la fracture se propage suivant le modèle KGD.

5- Calcul de compliance :

On calcule la compliance avec l'équation suivante :

$$C_f = \frac{\pi\beta}{2E'} 2X_f$$

Dans cette équation il nous manque le module de déformation plane E' ;

$$E' = \frac{E}{(1-\nu^2)} = \frac{6.10^6}{(1-0,25^2)} = \frac{6.10^6}{0,9375} = 6,4.10^6 \text{ Psi}$$

Et la demi longueur de la fracture X_f .

➤ Calcul de la demi-longueur de la fracture X_f :

$$X_f^2 = \frac{(1-\eta)V_i E'}{2g_0\beta_s m_p} \cdot \frac{1}{4h_f} = \frac{(1-0,178) \cdot 2696 \cdot 6,4 \cdot 10^6}{2 \cdot \frac{\pi}{2} \cdot 0,9 \cdot 1975} \cdot \frac{1}{4 \cdot 131} = 4843,25 \text{ ft}^2$$

Alors :

$$X_f = \sqrt{4843,25} = 69.52 \text{ ft} = 69,52 \cdot 0,3048 = 21,19 \text{ m}$$

Maintenant on calcul la compliance :

$$C_f = \frac{\pi\beta}{2E'} 2X_f = \frac{3,14 \cdot 0,9}{2 \cdot 6,4 \cdot 10^6} \cdot 2 \cdot 69,52 = 3,07 \cdot 10^{-5} \text{ ft /psi}$$

6- Calcul du coefficient de filtration C_L :

$$C_L = \frac{m_p \beta_s}{r_p \sqrt{t_p} E'} 2X_f = \frac{1975 \cdot 0,9}{2,4 \sqrt{19,33} \cdot 6,4 \cdot 10^6} \cdot 2 \cdot 69,52 = 0,0036 \text{ feet}/\sqrt{\text{min}}$$

7- Calcul de la surface de la fracture A_f :

$$A_f = \frac{(1-\eta)V_i}{2g_0 r_p \sqrt{t_p} C_L} = \frac{(1-0,178) \cdot 2695}{2 \cdot \frac{\pi}{2} \cdot 2,4 \cdot \sqrt{19,33} \cdot 0,0036} = 18216,55 \text{ ft}^2$$

Pour vérifier la demi longueur de la fracture on utilise l'équation suivante :

$$A_f = 2X_f h_f \quad \text{Alors} \quad X_f = \frac{A_f}{2h_f} = \frac{18216,55}{2.131} = 69,52 \text{ ft.}$$

8- Calcul du volume de la fracture :

$$\begin{aligned} V_{fp} &= 2C_{LRP} A_f \sqrt{t_p} [g(\Delta t_{CD}) - g_0] \\ &= 2 \cdot 0,0036 \cdot 2,4 \cdot 18216,55 \cdot \sqrt{19,33} \left(1,91 - \frac{\pi}{2}\right) \\ &= 478,57 \text{ ft}^3 \end{aligned}$$

9- Calcul de la largeur de la fracture :

Pour calculer la largeur de la fracture on a utilisé deux méthodes :

- 1^{ère} méthode : à partir de la surface

$$w_f = \frac{\eta V_i}{A_f} = \frac{V_f}{A_f} = \frac{0,178.478,57}{18216,55} = 0,004 \text{ ft} = 0,004.12 = 0,05''$$

- 2^{ème} méthode :

$$W_f = C_f \Delta P = C_f (ISIP - P_c) = 4,85 \cdot 10^{-5} (9458 - 8993) = 0,023 \text{ ft}$$

$$W_f = 0,023.12 = 0,28''.$$

10- Détermination de la hauteur de la fracture :

La hauteur de la fracture déterminée à partir de la thermométrie est égale à 40 m.

$$h_f = 40\text{m} = \frac{40}{0,3048} = 131 \text{ f}$$

11- Calcul du pourcentage de pad :

$$\%pad = \frac{1 - \eta}{1 + \eta} = \frac{1 - 0,178}{1 + 0,178} = \frac{0,822}{1,178} = 0,70$$

Les test et les opérations réalisables en HGA :32

V.12. Test d'injectivité:

Suivant un petit traitement par l'eau d'injection pour établir l'injection dans les perforations, 4000 gallons de 15% S³ acide. L'acide est déplacé par l'eau traité. Lorsque

l'acide est déplacé dans les perforations, le débit est diminué par rapport le test d'injectivité par l'eau traité

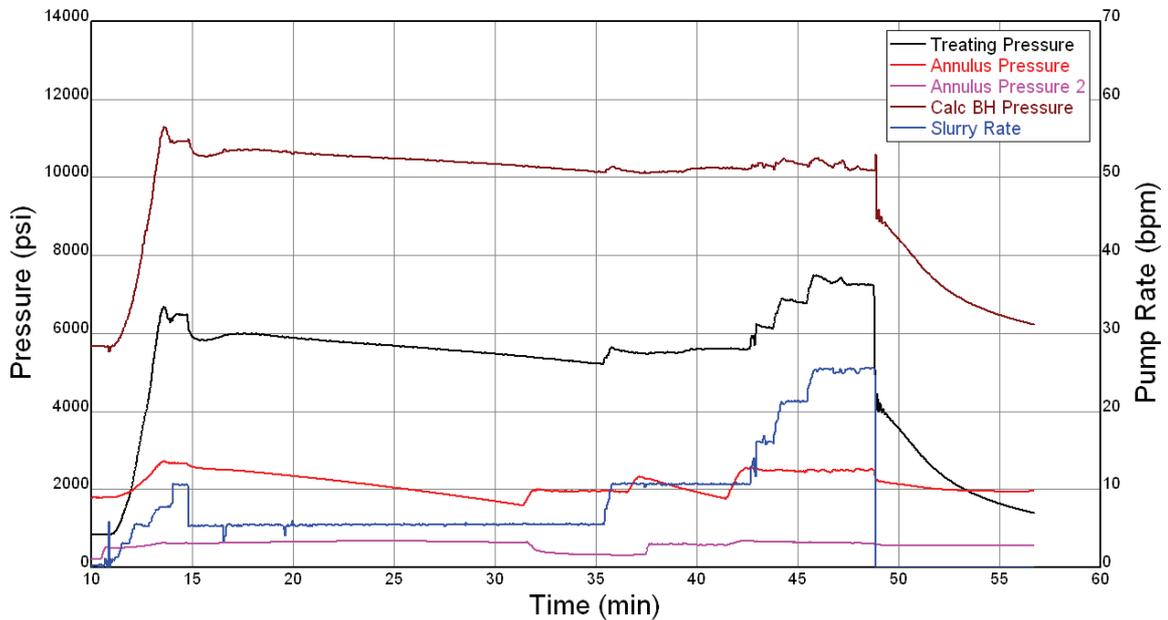


Figure. V.2 : Treatment Data: Acid / Injection Test

les 15% S³ d'Acid n'a pas change la pression de traitement.

instantaneous shut-in pressure (ISIP) de fond de puits est 9098 psi. Qui été correspondante à un Gradient de fracture de 0.81 psi/ft.

La totale estimé des frictions de fond avec l'eau traité par un débit de pompage de 25 bpm est de 1025 psi.

Tab. V.4.:Résumé des volumes de traitement–test d'injectivité/ Acide

Operation	Fluid type	Volume (gals)
Establish injectivity	Treated water	1344
15% s3 acid	15% HCL Acid	4000
Acid displacement/ injection test	Treated water	9307

V.13. Mini Frac

Le mini frac est pompé avec le fluide Spectra Frac G# 3500 ; 20000 gal de pad sans proppant et déplacer par 35#

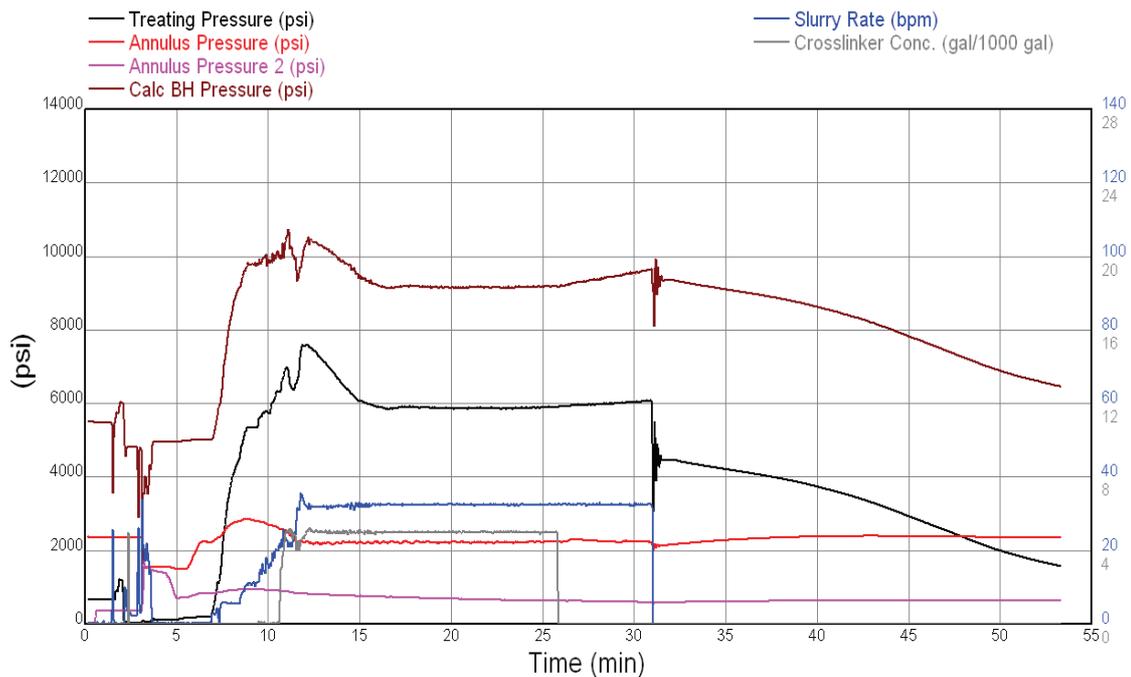


Figure. V.3: Treatment Data: Mini Frac

instantaneous shut-in pressure (ISIP) de fond de puits est de **9240 psi**, qui correspondante a un gradient de fracture de **0.82 psi/ft**.

La totale estimé des frictions de fond avec **35# gel linier** de débit de pompage de 30 bpm est de 419 psi.

V.14. Analyse de déclin de pression

Les informations de déclin de pression a partir de deuxième mini frac est analysé pour déterminer la pression de fermeture, efficacité des fluides, et le coefficient de filtration de fluide. Les analyses de mini frac software MinFrac est utilise pour ce raison.

Horner Time Plot

Cette méthode est utilise pour déterminer le minimum pression en laquelle la fracture est fermé, indiqué par une droite résultante d'un écoulement pseudo-radial.

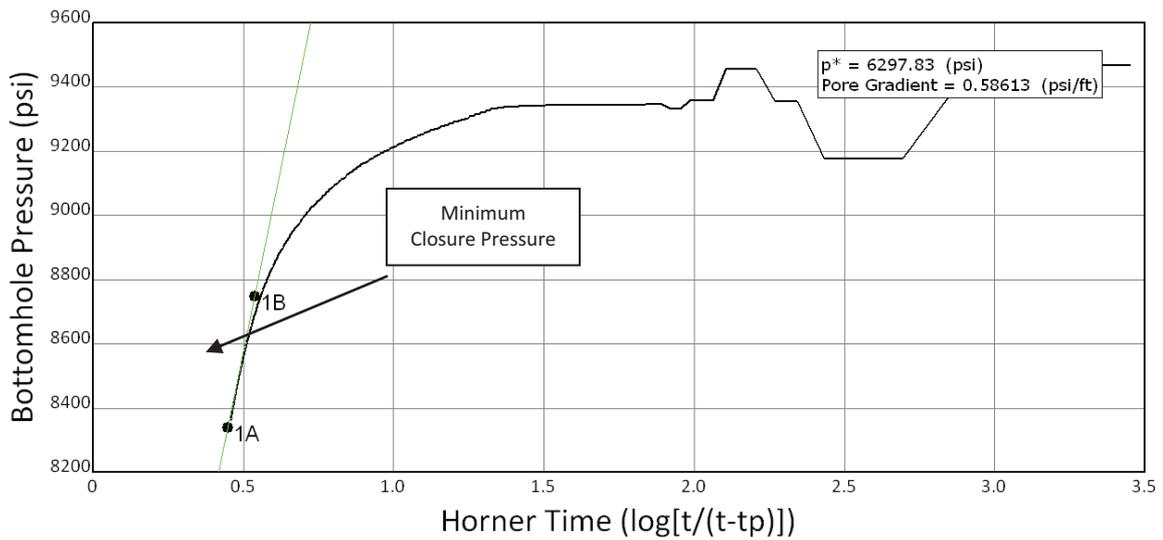


Figure. V.4: Bottomhole Pressure versus Horner Time

Horner time Plot indique que *l'écoulement pseudo-radial* commence a +/- 8600 psi et donc la fracture est suppose d'être fermer.

Le tableau si dessus résume les volumes de traitement

Tab. V.5: Résumé des volumes de traitement– Mini Frac

Operation	Fluid Type	Volume (gals)
<i>Pre-Pad</i>	35# Gel	2545
<i>Mini Frac</i>	Spectra Frac G® 3500	20143
<i>Mini Frac Displacement</i>	35# Gel	6720

Nolte G Function Plot

L'inflexion de la droite passé dans le plan des pressions de fond en fonction de Nolte G indique tous cas des fractures et peut être considérée comme indicateur de pression dans la qu'elle la fracture est fermée. Aussi, la dérivative de fonction Nolte G est utilise pour identifier non-idéal fracture passé comme la filtration pour les fractures naturelles ou fissurés.

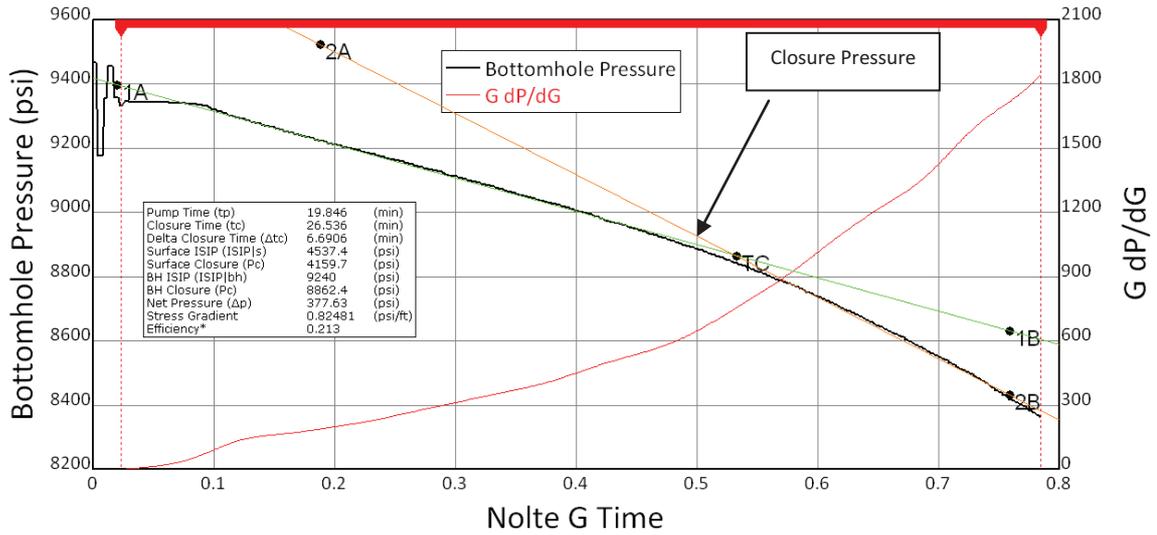


Figure. V.5: Bottomhole Pressure versus Nolte G Time

Nolte G Time fonction indique la pression de fond de fermeture est **8862 psi**, correspondante à un gradient de pression de fermeture de **0.83 psi/ft**.

Square Root Time Plot

L'inflexion de la droite passé dans le plan des pressions de fond en fonction de Racine carrée de temps de fermeture aussi indique tous cas des fractures et peut être considérée comme indicateur de pression dans la qu'elle la fracture est fermée.

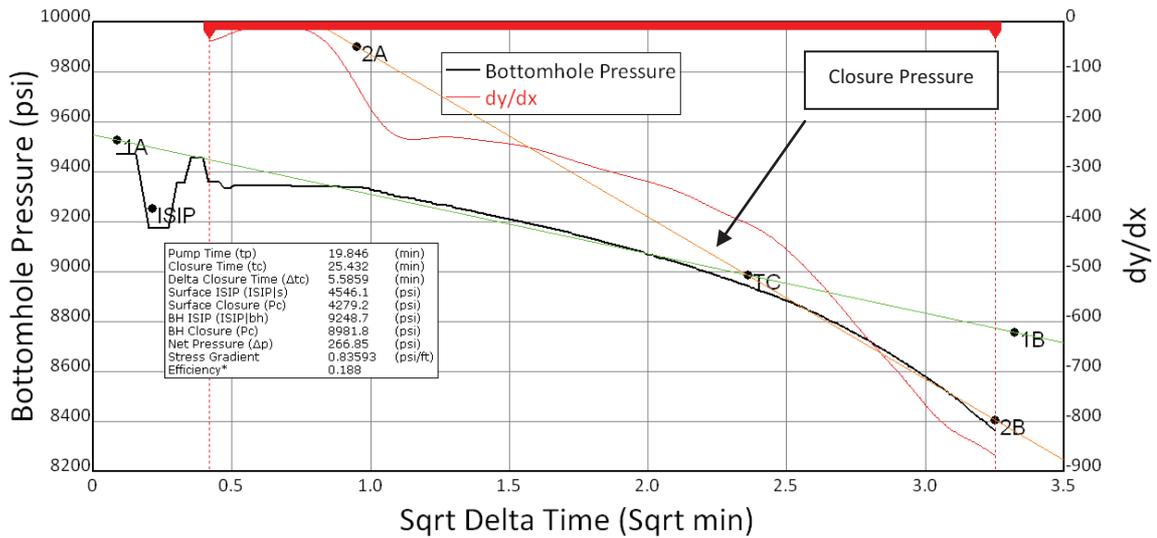


Figure. V.6: Bottomhole Pressure versus Square Root Time

Square Root Time plot Donne la haute pression de fermeture de fracture de **8981 psi**, correspondante a **un gradient de fermeture 0.83 psi/ft**. Note est l'information subjective et le point de fermeture doit être choisie a partir de la haute pression.

Le résumé des analyses des déclin de pression est présenté dans le tableau ci dessus.

Tab. V.6.:Résumé des analyses de déclin de pression

Parameter	Nolte G	Square Root Time
<i>Closure Pressure, psi</i>	8862	8981
<i>Closure Gradient, psi/ft.</i>	0.82	0.83
<i>Net Pressure, psi</i>	377	258
<i>Time to Closure, minutes</i>	6.6	5.58
<i>Fluid Efficiency, %</i>	21	18

V.15. Temperature Log

L'étude de températures est réalisée suivant le mini frac.

V.16 .Mini Frac Pressure Match

Les entrées de Model

Les entrées de simulateur de fracturation sont tirées des plusieurs sources. la pression de fermeture dans l'intervalle de fracture, ou la minimum horizontal stress, est calibré vers la pression de fermeture dérive par l'analyse de mini frac et les bondages des couches ou sont assignées les valeur typiques des stress base sur l'agile relative contient en lithologie.

Les principales entrées de simulateur sont résumé si dessus

Tab. V.7: Fracture Model Inputs

<i>Stress Gradient, psi/ft</i>	0.64
<i>Young's Modulus, psi x 10⁶</i>	4.0
<i>Poisson's Ratio</i>	0.25
<i>Total Leakoff Coeff., C_T, ft/min^{1/2}</i>	0.004
<i>Spurt Loss, gal/ft²</i>	0

Le simulateur de fracturation utilise pour le matching de pression est le model de Meyer. la pression de fond dérive par les informations enregistrés par le simulateur comme le suivant:

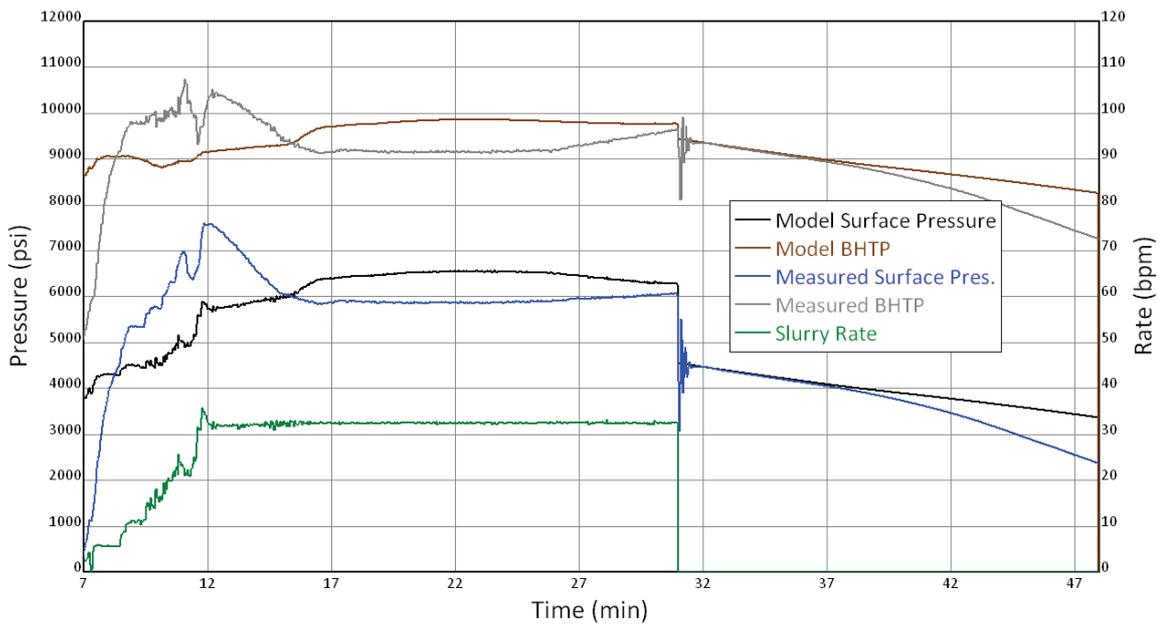


Figure. V.7: Mini Frac Pressure Match

Les informations sont modifiées en utilisant le coefficient de filtration total de **0.002 ft/min^{1/2}** à travers l'intervalle de Quartzite El Hamra. L'ampleur de ce coefficient de filtration est il indique la faible filtration de fluide Durant la mini frac.

V.17.Comparaison des résultants:**Tab. V.8. Comparaison des résultants**

Le paramètre	Résultat manuelle	Résultat de logiciel (Meyer)		la Résultat plus proche de celle de calcul manuelle
		Nolte G	Square root time	
La pression de fermeture (Pc) PSI	8993	8862	8981	Square root time
Gradient de fermeture psi/ft	0.83	0.82	0.83	Square root time
Le temps de fermeture Min	5.3	6.6	5.58	Square root time
L'efficacité de fluide %	18	21	18	Square root time
Coefficient de filtration ft/min ^{1/2}	0.0036	0.004	0.004	Les deux méthodes

A partir des résultats de calcul de puits HGA :32 par la méthode manuelle de Nolte G

○ on remarque bien une approche globale vers les résultats obtenu par la logiciel MEYER surtout quand il s'agit de coefficient de fermeture, le coefficient de filtration et l'efficacité de fluide

○ Une petite différence est observée avec les valeur du pressions de fermeture, on peut expliquer ça par la sensibilité de choix du points caractéristique correspondant, qui devient délicat surtout avec la dispersion des points de la courbe de dérivative de pression.

La précision est nécessaire pour tout les paramètres obtenus par l'interprétation des enregistrements des pressions au cours de mini frac, afin d'utiliser ses paramètres comme des données nécessaires pour le design de frac (voir annexe)

V.18. Conclusion partielle :

A la fin de cette partie on peut conclure que la réussite d'opération de fracturation hydraulique afin d'améliorer la productivité de puits par la création d'une nouvelle perméabilité offre un milieux convenable pour un bon écoulement d'hydrocarbure toutes ses paramètres n'été jamais être réalisable sans une bonne interprétation des enregistrement des pression au cours de mini frac, et pour cela l'utilisation de méthode manuelle offre une bonne estimation et une confirmation bien déterminé aux résultat de logicielle de Meyer ; on peut cite les avantages et les inconvénients de la méthode de calcule par MEYER logicielle appliquée au puits HGA : 32.

a) Avantage :

○ Simplicité de calcul qui peut être fait à la logicielle pourtant la complexité des équations de bases par contre la complexité de calcul manuelle.

○ La possibilité de redémarrer les designs et les résultats alors la certitude mais la possibilité de découvrir l'erreur est existe surtout pendant le calcul manuel puisque les valeurs sont attachés l'une à l'autre.

- L'unicité de la solution
- La rapidité d'exécution et d'obtention des résultats

b) Inconvénients :

- La sensibilité du choix des points et des lignes caractéristiques, cela devenu parfois délicat avec la dispersion des points de la courbe de la dérivative et un lissage supplémentaire risque de perdre la réalité du comportement du réservoir

- L'application propre de cette technique nécessite l'observation des repenses de réservoir avec l'existence d'un agent qualifier pour maitriser bien la méthodologie de logicielle

- La simplicité du modèle et des différentes hypothèses est toujours en question des paramètres entrantes dans le modèle et ça peut engendrer des grandes erreurs de calcul des paramètres du réservoir.
- La complexité de découvrir l'erreur de calcul de logicielle sauf si l'observation d'erreur est réalisée à la fin de toutes les calculs.

L'utilisation de Meyer avec la confirmation par le calcul manuel offre une opération réussie est rentable.

Sans oublier que cette opération est économiquement la plus coûteuse parmi les différentes opérations de la stimulation elle peut atteindre **27,000,000 DA**

Alors la réussite de cette opération est obligatoire ; afin d'améliorer la productivité de puits.

Conclusion générale

Le réservoir d'hydrocarbure est un trésor qu'il faut le maintenir à une productivité raisonnable est bien déterminé pour cela plusieurs opérations de stimulation été réalisées parmi ses opération la fracturation hydraulique et comme on montre dans les chapitre présidentes on peut dire que :

La fracturation hydraulique est techniquement (coté calcul opérationnel) est beaucoup plus compliquée que (coté descriptif théorique) du fait de la multiplicité et l'interférence des différentes équations et les conditions d'application de chaque une, et l'effet de l'hétérogénéité du milieu. L'interprétation est souvent compliquée et ne peut pas être fait par un seul plot avec les méthodes des modèles des logiciel par exemple le Meyer.

La présente étude nous a permet de toucher la simplicité de la technique de MEYER, l'exactitude et l'unicité de ces solutions mais la question reste toujours posée sur le modèle et les hypothèses utilisés avec cette technique et même d'autres modèles qui sont trop simplifiés et peuvent ne pas refléter la réalité du problème, la divergence des résultats obtenus avec différentes méthodes est un indicateur de la mauvaise estimation des paramètres du réservoir.

Pour cela une simulation est parfois indispensable pour l'interprétation, surtout avec une géométrie complexe du réservoir et des conditions opératoires qui oblige la confirmation en utilisant la méthode manuelle.

Enfin nous rappelons que la productivité du puits de HGA : 32 après la fracturation est amélioré d'un gain de : $9.07/1.19=7.62184873$

Recommandation

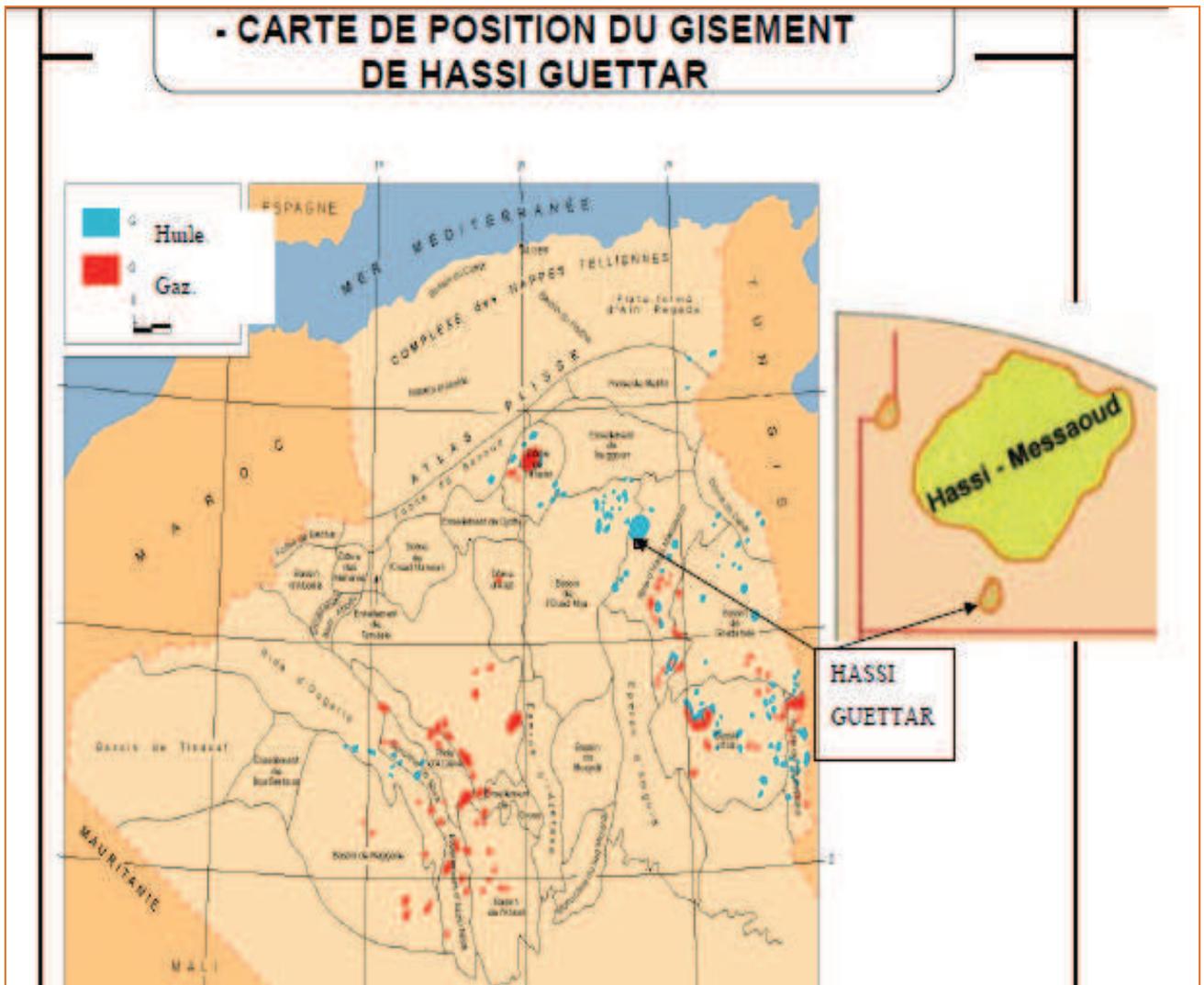
Après avoir traité les résultats des calculs réalisés dans le puits HGA : 32, pour déterminer les valeurs des volumes nécessaires pour la fracturation après la mini frac et de la géométrie de la fracture :

- L'application du modèle de Meyer pour l'analyse des enregistrements des pressions est insuffisante pour la confirmation des résultats, il faut confirmer par la méthode manuelle, alors il est fortement conseillé de savoir les paramètres de la géométries de fracture pour l'afficher à trois dimensions qui exploitent les résultats du Mini frac test pour bien choisir le design.
- L'association d'une équipe compétente et qualifier avec l'existence d'un design bien définit offre une opération rentable réussite et avec une haute amélioration de la productivité de puits.

Bibliographie

- 1) Ben Haoua Taha _ Analyse et interprétation des essais aux puits horizontaux dans les gisements fissurés, application au champ de Hassi-Messaoud _ (Mémoire fin d'étude d'ingénieur d'état 2008).
- 2) Hydraulic Fracturing_ Applications_ Alfred R.Jr.P.E.Enhanced well stimulation, Inc2802 CR4825
- 3) Hydraulic Fracturing (Ben Cheikh Mouhamed Ali, Djidour Fouzi, Lachehab Moufida) mémoire de fin d'étude de license_2010-2011
- 4) Well Stimulation Chapter 6- Hydraulic Fracturing (Michael J-Economides, Kinneth G-Nolte, Schlumberger-Educational.services 1987.
- 5) Rapport de synthèse sur La fracturation hydraulique-Fais par : Salim Kobbi ;ingénieur géophysicien. organisé par Halliburton Hassi Messaoud (du 18-02-2010 Jusqu'au 24-02-2010)
- 6) Mémoire de fin d'études « ingénieur d'état en exploitation »option forage et production. Thème : Analyse des fracturations effectuées à Haoud Berkaoui. 1999
- 7) Bj services.formation Damage Manuel .David Ross and Kieran O'driscoll 2^{end} édition
- 8) Bj Eng 103 Fundamentals of fracturing engineering, version 1.20 August 2005
- 9) Bj Eng 203 Applied Frac Engineering May 2006 Version 1.14
- 10) Bj Eng 303 Advenced Frac design November 2005 Version 1.05
- 11) Bj rock properties derived from logs
- 12) BJ Services Permian Basin Region lab. Prepared by : Henry Lopez et George Woo, Permian bassin region lab Odessa.Texas, 15 Mars 2000
- 13) Assia Pacific Region Frac Manual.
- 14) Reservoir stimulation 2000 Schlumberger
- 15) Fracturing Engineering manual Schlumberger
- 16) Reservoir formation damage Fruk Civan
- 17) Reservoir engineering Hand Book (2^{end} edition Tarek Ahmed (2001))
- 18) Stimulation 1.Halliburton 2005, (section 2 : calculation)
- 19) Modern Fracturing (Enhancing Natural Gaz Production) University of Houston (Michael.J.Economides 2007.Bj services)
- 20) Bjsp. Hydaulic fracture treatment, Post job report HGA :32 prepared by : Righi Youcef April 26_ 2013
- 21) Thermo log 28-04-2013 De HGA : 32
- 22) Test jaugeage de L'HGA : 32 (Fait le 01/05/2013)
- 23) User's guide Meyer fracturing simulators (9th edition)
- 24) Algeria wec ; well evaluation conference) Schlumberger- Sonatrach 2007
- 25) Sonatrach /AMT/PED/2011 HGA-37 Rapport d'implantation
- 26) Fichier l'Excel .Sonatrach, situation de production des puits HGA (cote perfo, réservoir, état, observation)
- 27) Fracturation Hydraulique HGA : 32 (programme, Essai d'injectivité, shadaw frac) rédacteurs : Y.Touati, S.Atmouhoub .février 2013

Annexe

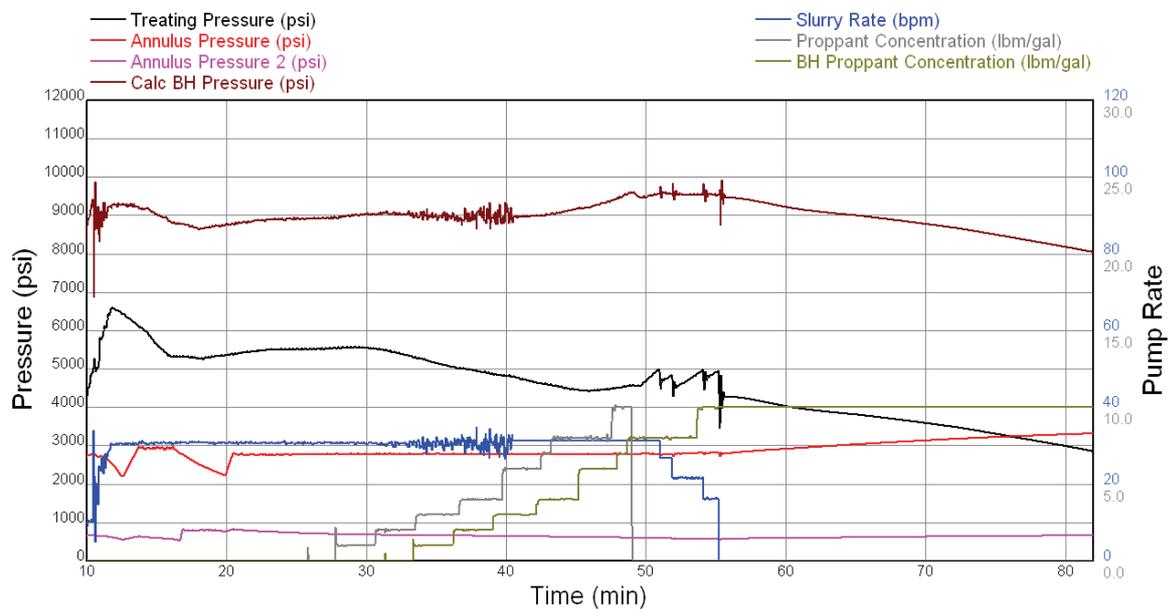


Annexe

Main Frac

The main fracture treatment was redesigned based on an analysis of the mini frac data. The pad volume was increased and the proppant schedule was redesigned more aggressively due to the low fluid leakoff observed during the mini frac.

Figure III-1: Main Frac Treatment Data Plot



A tip screenout appears to initiate during the 6 lb/gal stage at the perforations. A rising pressure trend typical of a tip screenout response is evident following this event.

The **bottomhole instantaneous shut in pressure (ISIP)** is **9438 psi**, which is an increase of 200 psi over that recorded during the mini frac.

Annexe

The following table is a summary of the treatment volumes.

Table III-1: Treatment Volumes Summary – Main Frac

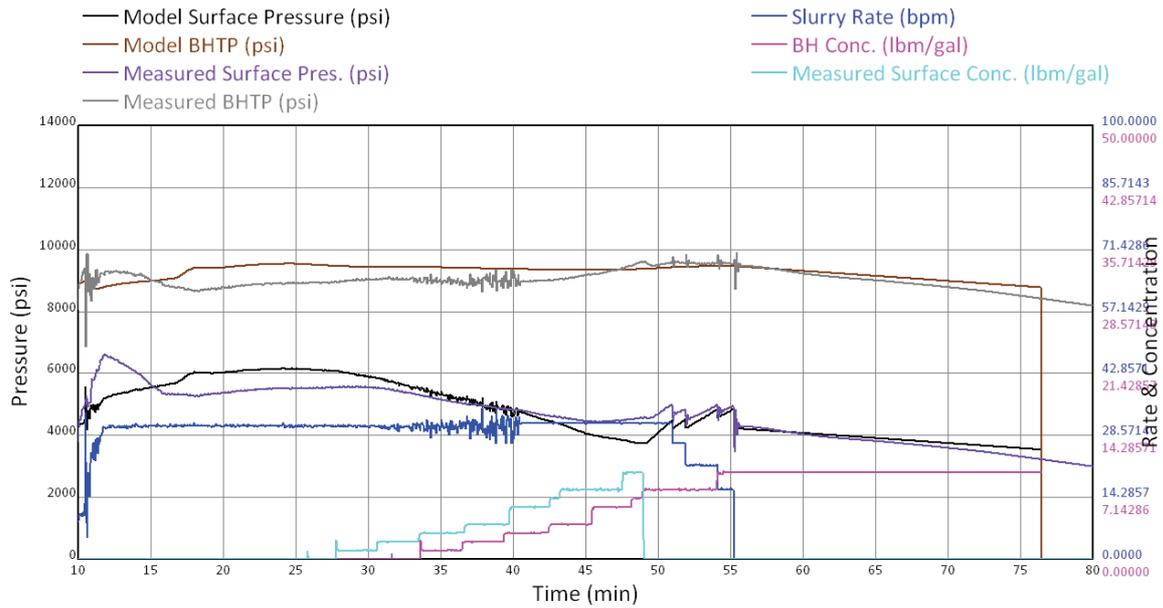
Fluid Summary	Fluid Type	Volume (gals)
<i>Pre-Pad</i>	35# Gel	2,858
<i>Pad</i>	Spectra Frac G® 3500	20,017
<i>Fluid for Proppant</i>	Spectra Frac G® 3500	23,463
<i>Displacement</i>	35# Gel	6,426
Proppant Summary	Proppant Type	Volume (lbs)
<i>Proppant Volume, Surface</i>	Sinterball 20-40	79,720
<i>Proppant Volume, Surface</i>	Sinterball 16-30	29,992
<i>Proppant Volume, In Formation</i>	Sinterball 20-40	79,720
<i>Proppant Volume, In Formation</i>	Sinterball 16-30	24,500

Annexe

Main Frac Pressure Match

The calculated bottomhole pressure was matched to that predicted from the fracture model in order to estimate fracture dimensions and proppant distribution within the fracture.

Figure III-2: Main Frac Pressure Match



Based on this pressure match, the simulator predicts that approximately 30 psi of additional pressure was generated while packing the fracture with proppant.

A plot of the predicted proppant concentration within the fracture and the fracture conductivity across the pay zone are presented on the following page.

Annexe

Figure III-3: Fracture Concentration Profile

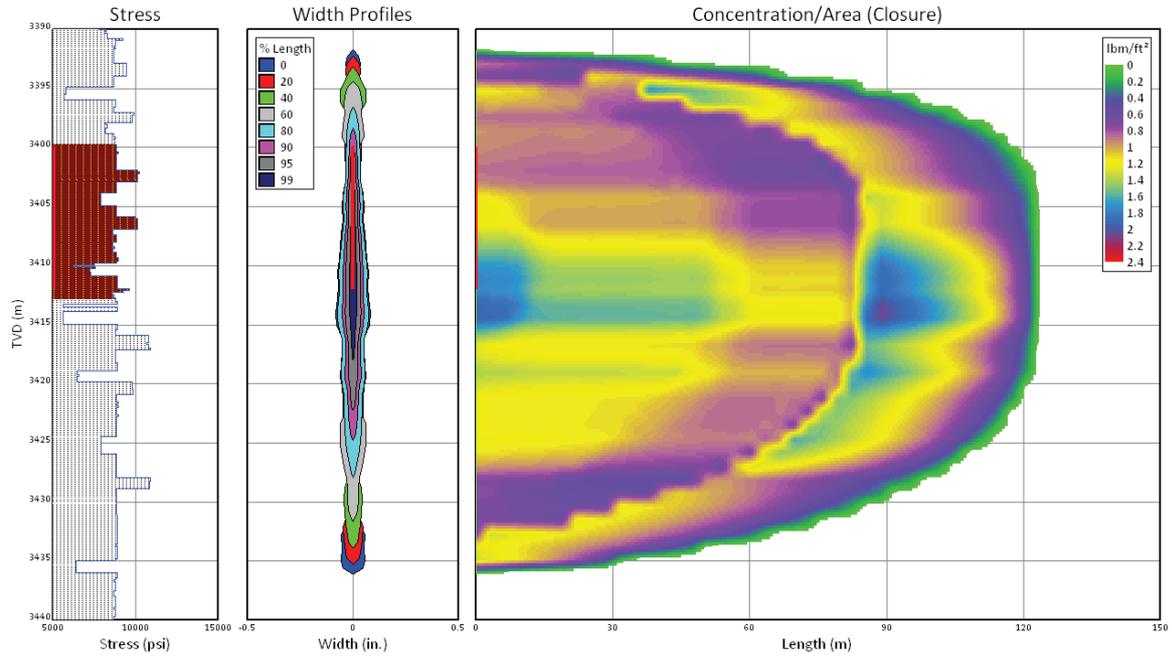
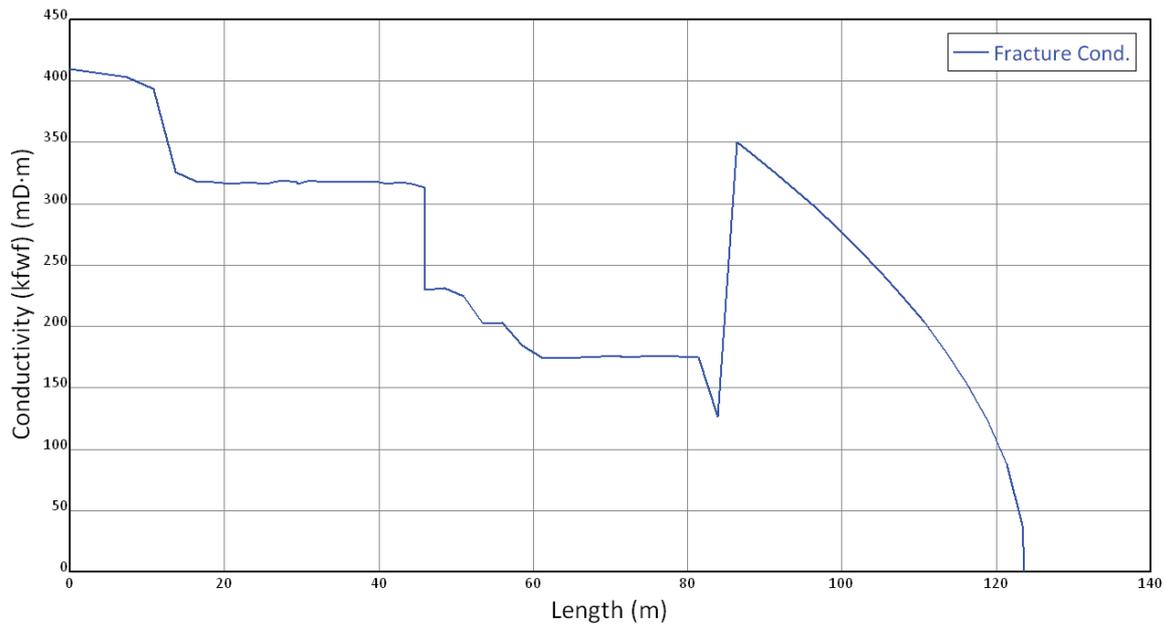


Figure III-4: Fracture Conductivity Profile



Annexe

The main fracture data was matched to the simulator using a total leakoff coefficient of ***0.002 ft/min^{1/2}***.

Table III-2: Fracture Dimensional Results

	HQ
Propped Length, m.	123
Total Propped Height, m.	44
Upper Frac Height, m MD	3,391
Lower Frac Height, m MD	3,436
Ave. Propped Width in Pay, inches	0.03
Ave. Proppant Conc. in Pay, lbm/ft ²	0.4
Ave. Frac Conductivity, mD-m	103
Dim. Frac Conductivity	2.08
Reference Formation Permeability, mD	0.8
Damage Factor Applied	0.5

Résumé

Cette thèse constituée d'une étude technique et analytique d'opération de fracturation hydraulique avec des conceptions bien détaillées afin d'améliorer la productivité. Nous avons utilisé le logiciel **Meyer** pour simuler le modèle de fracture et analyser les résultats après la mini frac. On s'intéresse dans ce travail en premier lieu à l'étude théorique de l'endommagement et le choix des différents types de traitements pour offrir un type de stimulation efficace parmi les on a la fracturation hydraulique pour aborder ensuite la simulation numérique par MEYER par l'utilisation du modèle de Bjsp a été utilisé pour modéliser la fracture, où l'on s'intéresse beaucoup plus aux résultats des analyses de mini frac ce type et celle de la méthode de calcul manuelle alors le choix des résultats plus convenable parmi les résultats obtenues par ces deux méthodes cette dernière offre une opération réussie et rentable alors une amélioration de productivité de puits .

Mots clés : la productivité : l'état ou le puits capable à produire.

Stimulation : l'excitation de puits a fin d'améliorer leur production.

Abstract

This thesis consists of a technical and an analytical study of Hydraulic fracturing operation with good detailed concepts in order to improve the productivity. We used the MEYER code to simulate the fracture model and analyze results after a small frac. We are interested in this work primarily to the theoretical study of damage and choice differential gays to offer a effective gay stimulation among them we have a hydraulic fracturing and then looking at the numerical simulation by **MEYER** for use Bj model. Was used to model the fracture, where the focus is much more to the results of small fac analyze of this gay and the one of calculate manual method so choice results more suitable among results obtains by these two methods this latter offer a success and cost operation so an improvement of well productivity.

Key words: productivity: state with in a well able to produce

Stimulation : incitement a well to improve theirs production.

ملخص:

يمثل هذا العمل دراسة تقنية وتحليلية لعملية الشق الهيدروليكي بالإدراك المفصل جيدا من اجل تحسين الإنتاجية. استعملنا في هذه الدراسة برنامج MEYER لمحاكاة نموذج الشق و تحليل النتائج بعد الشق المصغر. وكان اهتمامنا بهذا العمل أساسا للدراسة النظرية للعطل و اختيار مختلف المعالجات لتقديم حث _تنشيط_فعال من بينها الشق الهيدروليكي من اجل بلوغ صورية رقمية من طرف ال MEYER بالاستعمال نموذج Bjsp استعملت لتحسين الشق، ويتم التركيز أكثر إلى نتائج التحليل للشق المصغر لهذا النوع و ما إلى الطريقة الحسابية اليدوية اذن اختيار نتائج أكثر موافقة من بين النتائج المحصلة من هاتين الطريقتين. هاته الأخيرة تمب عملية ناجحة مثمرة آنذاك تحسين إنتاجية البئر .

مفاتيح:

الإنتاجية وحالة عندها البئر قادر على الإنتاج

الحث: تحريض البئر لتحسين إنتاجيته