

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA

Faculté des sciences et de la Technologie

Et des sciences de la matière

Département hydrocarbure et de chimie



Mémoire

MASTER PROFESSIONNEL

Domaine : hydrocarbure et de chimie

Filière : Génie pétrolier

SPÉCIALITÉ PRODUCTION

Présenté par : ✓ LAGGOUN Yassine
✓ ZIDI Abdellatif
✓ BENGLIA Kamal

Thème

Amélioration d'indice de productivité par
fracturation hydraulique
Application champ Hassi Messaoud (puits MD296)

Soutenu publiquement

Le : 23 /06/2013

Devant le jury :

M ^r CHETTI	Djamel	Président	UKM Ouargla
M ^r MEHASSOUEL	Ammar	Encadreur	UKM Ouargla
M ^r HADJAB.R	Riad	Examineur	UKM Ouargla

Année Universitaire 2012/2013

Remerciements

Nous tenons à remercier tout d'abord Allah de nous avoir donné la force pour réaliser ce modeste travail.

Deuxièmement Nous remercions notre promoteur Mr. MEHASSOUEL Ammar de nous avoir encadrés, suivi et orienté.

Nous tenons également à remercier Mr. HLASSA Toufik, ingénieur d'état à HALIBURTON, de nous avoir aidé et orienté par ses conseils fructueux.

Enfin nos remerciements vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'aboutissement de ce travail.

Mr, ZIDI Abdelletif, BENGLIA Kamal et LAGGOUN Yassine

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail

A ma chère mère et mon cher père

A mon frère et ma sœur

A mon oncle Mohammed

A mon cher maître Ali Baoua et sa mère

A mon ami Moslim

A tous mes amis de la troisième promotion

D'hydrocarbures master

Juin 2013 spécialité production

En particulier

Ayoub, abde annour

K.A.M.A.I



Dédicace

*Je dédie ce modeste travail aux deux être qui n'ont cessé de se
Sacrifice pour que je réussisse.*

*A l'âme de ma chère mère et celle de mon père pour les sacrifices dont ils ont
fait preuve et mon égard.*

A mes chers frères et sœurs.

*A tous les membres de ma famille qui m'ont aidé durant toutes
Mes études.*

A mes camarades de promo master de Production LMD en générale.

*A tous mes amis Mohiédine, houssine Abdenour, Ayoub, Adel, Abderahime,
Hicham.*

A tout les étudiants d'ouargla.

Merci à tous.

Zidi Abdellatif



DÉDICACE

Je dédie ce modeste travail

A ma chère mère et mon cher père

A mes frères et mes sœurs

A mes oncles et mes tantes

La famille LAGGOUN, LAIMACHE

Tous mes amis en particulier : AHMED, KACEM, YAZIDE,

HOSSAM, LAID, SALIM, WALID, ZOHIR, SALAMO,

KRIMO, ABDO, KADA, KAMAL, IDRIS, NASRO, ALA,

HOSSIN, SIFO, ZINO.


A tous mes amis de la deuxième promotion Hydrocarbures Master

juin 2012 Spécialité : production

Spécialement : ABDELLEH, KHALDE, TOFIK,

ABDERRAHMAN, ISHAK, ET ISHAK, NORI ET NORI





*A tous mes amis de la troisième promotion Hydrocarbures Master
juin 2013 Spécialité : production*

Premièrement a mes camarades tous les deux :

KAMAL et ABDELLETIF

Spécialement : ZIZO, ROFA, LAID

A tous mes collègues de la Subdivisionnaire Ressource En Eau

*A tous ceux qui m'aider de près ou loin pour la réalisation
de ce Modeste travail.*

*Et en fin à tous qui connaîtront Yassine LAGGOUN de près ou
de loin*

.....et Merci

Yassine



Nomenclature	A1
Introduction générale	01
Chapitre I : Généralité sur la stimulation	
I.1. Introduction	02
I.2. L'effet recherché	02
I.3. Différents types de stimulation	03
I.4. Les endommagements	04
Chapitre II : La fracturation hydraulique	
II.1. Introduction	11
II.2. Les mesures avant le traitement	11
II.3. Critères sur le choix des puits à fracture	12
II.4. Généralité sur la fracturation hydraulique	15
II.5. Historique de la fracturation hydraulique	15
II.6. Définition de la fracturation	16
II.7. Le but de la fracturation	17
II.8. Principe de la fracturation hydraulique	17
II.9. Domaine d'application	18
II.10. Notions de base sur la fracturation hydraulique	19
II.11. Description d'une fracture	20
II.12. Classification des paramètres mis en jeu	24
II.13. Réalisation d'une fracturation hydraulique	25
II.14. Productivité des puits fracturés (Indice de productivité IP)	27
II.15. Les problèmes de la fracturation hydraulique	28
II.16. Déroulement de l'opération	29
II.17. Le test de mini frac	30
II.18. Gradient de fracturation	35
II.19. La propagation de la fracture	36
II.20. Fluide de fracturation	40
II.21. Les additifs	41
II.22. Agents de soutènement (Proppant)	41
Chapitre III : Etude de puits MD296	
III.1. Situation de puits MD296	42
III.2. Historique de production	43
III.3. État du puits	44
III.4. Programme	46
III.5. Evaluation de l'opération	47
III.6. Partie calcul	52
III.7. Détermination de la géométrie de la fracture	52
III.8. Détermination de volume de Pad et la conductivité adimensionnelle	57
III.9. Détermination la masse et la concentration de l'agent de soutènement	58
Conclusion générale	60
Annexe	A2
Références bibliographique	A3

Table de matière

N°Tableau	Titre de tableau	Page
Tableau III. 1	Puits fracturés voisins	42
Tableau III. 2	Le niveau de perforation	44
Tableau III.3	Les derniers essais de puits	45
Tableau III.4	Les derniers jaugeages	45
Tableau III.5	Minifrac summary	48
Tableau III.6	Main traitement design	51
Tableau III.7	Les données nécessaires dans le modèle GDK	53
Tableau III.8	Résulta obtenus de puits MD296	55
Tableau III.9	Les données nécessaires dans le modèle PKN	55
Tableau III.10	Résulta obtenus de puits MD296	56
Tableau III.11	Les données pour détermination de volume de Pad et la conductivité adimensionnelle	57
Tableau III.12	Les résultats de volume de pad et la conductivité	58
Tableau III.1 3	Les données pour détermination la masse et la concentration de l'agent de soutènement	58
Tableau III.14	Les résultats de la masse et la concentration de l'agent de soutènement	59

Liste des symboles et des abréviations

Ks	Perméabilité de sable	md
K	Perméabilité de la couche,	md
H	La hauteur de la couche (profondeur),	m
r_e	Rayon de gisement,	ft
r_w	Rayon de puits,	ft
μ	Viscosité,	cp
IP	L'indice de productivité	San unité
S	Skin	San unité
σ	La contrainte ,	psi
Σ	Deformation,	m
L	Longueur,	m
ψ	Angle	degré
E	Module de young	psi
V	Coefficient de Poisson	San unité
G	Coefficient de cisaillement,	San unité
R_t	Resistance à la traction,	bar
P_o	Pression de pore,	psi
P_c	Pression du fermeture,	psi
P_p	Pression de propagation,	psi
P_f	Pression de la fracture,	psi
P_w	Pression d'injection en tête,	psi
P_h	Pression hydrostatique,	psi
ΔP	Pert de charge,	psi
G_f	Gradient de fracture,	psi/ft
L_f	Longueur de fracture,	m
W_f	Largeur de fracture,	m
H_f	Hauteur de fracture,	m
F_{cd}	Conductivité adimensionnelle de la fracture	San unité
K_f	La perméabilité de fracture,	md
X_f	Extension de la fracture,	m
C	Coefficient de filtration de fluide,	ft/ $\sqrt{\text{min}}$
T	Temps de pompage,	min
SP	Spurt loss,	gal/ft ²
Q_i	Debit d'injection,	bpm
W_w	Epaisseur de la fracture à la proximité du puits	inch, (")

N°Figure	Titre	Page
Figure I.1	Localisation des endommagements	05
Figure II.1	La fracturation hydraulique	16
Figure II.2	Le but de fracturation	17
Figure II. 3	Modèle des contraintes	19
Figure II.4	Forme et orientation de la fracture suivant les contraintes(σ)	21
Figure II.5	forme d'une fracture	22
Figure II.6	L'évolution de la pression au cours d'une fracturation	23
Figure II.7	Comparaison de différents puits (Q vs ΔP)	27
Figure II.8	Le step rate test	32
Figure II.9	L'estimation de la pression de fermeture à partir du flowback test	32
Figure II.10	Pression de fermeture en fonction de $t^{0.5}$	33
Figure II.11	Propagation de pression	34
Figure II.12	Présentation de propagation de la fracture suivant le Modèle GDK	36
Figure II.13	Abaque de détermination K_{μ} et K_L	38
Figure II.14	Représentation de propagation de la fracture suivant le modèle PKN	39
Figure II.15	Représentation de propagation de la fracture suivant le modèle radial	40
Figure III.1	Carte de positionnement MD296	42
Figure III.2	Injection test	47
Figure III.3	Traitement Mini frac	48
Figure III.4	Pression de fond par nolte G time	49
Figure III.5	Mini Frac enregistrement la Température	50
Figure III.6	Traitement main frac	52
Figure III.7	La géométrie de la fracture	52

Dans le domaine pétrolier le forage demeure l'opération majeure pour l'exploitation du gisement de pétrole .La diminution du débit de la production d'un puits au cours du temps permet de rechercher une solution à ce problème. Parmi ces techniques l'injection de gaz lift, cette technique permet d'augmenter la pression de fond d'un puits et donc le débit de production.

Il existe une autre technique appelée la fracturation hydraulique qui est l'objet de notre étude. Cette dernière consiste à améliorer l'indice de productivité en augmentant la perméabilité des roches.

Notre travail est détaillé comme suit :

Le premier chapitre est consacré à la stimulation en général. La fracturation hydraulique est étudiée en détail dans le deuxième chapitre.

Dans le dernier chapitre nous avons fait une étude pratique sur le puits MD296.

I.1. Introduction :

On appelle stimulation tout traitement mécanique ou chimique tendant soit à restaurer la productivité d'un puits, qui au départ était très bon producteur ou bien, à améliorer l'indice de productivité ou d'injectivité jugé insuffisant. Elle permet donc d'augmenter la vitesse de récupération des réserves mais non pas les réserves récupérables.

L'objectif principal de la stimulation est d'accroître la productivité d'un puits, en remédiant l'endommagement à proximité de la paroi du puits ou par la création d'une structure de grande conductivité dans la formation (fracture soutenue).

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

I.2. L'effet recherché :

L'effet recherché d'une stimulation est soit :

- La restauration d'une formation endommagée par le forage (ciment, boue), ou endommagement engendré au cours de la complétion, d'exploitation, de traitement matriciels, ou au cours des opérations de (work-over et de snubbing).
- La modification des caractéristiques pétro physiques de réservoir (on cherche à augmenter la perméabilité, soit au voisinage de puits, soit plus loin dans la formation).

Le but final est d'accroître le potentiel des puits et dans le cas favorable d'augmenter la récupération finale.

Et d'améliorer d'une façon considérable la productivité ou l'injectivité d'un puits, en agissant sur la facteur principal qui est la perméabilité. [1]

I.3. Différents types de stimulation :

La stimulation peut être subdivisée comme suits :

I.3.1. Fracturation hydraulique :

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

I.3.2. Fracturation à l'acide :

Le fluide de fracturation est un acide injecté à grande pression, ce qui va créer une fracture. L'acide dissout de façon non uniforme les roches créant ainsi des golfes de dissolution, ce qui augmentera la porosité et par conséquent la perméabilité

I.3.3. Acidification :

Une acidification est un traitement de matrice c'est-à-dire un traitement réalisé à une pression inférieure à la pression de fracturation au cours duquel l'acide est injecté dans la formation pour améliorer la productivité et /ou l'injectivité du puits.

Ce procédé s'applique principalement au cas où il s'agit de restaurer la perméabilité aux abords du puits. On distingue :

- L'acidification matricielle simple qui consiste à traiter toute la matrice.
- L'acidification sélective qui consiste à traiter la matrice zone par zone.

I.3.4. Lavage aux solvants :

L'endommagement du puits peut être causé par les émulsions de l'huile et de l'eau ou bien par des dépôts de paraffines, qui peuvent être éliminés par l'injection d'un solvant organique ou d'un tensio-actif. [2]

I.4. Les endommagements :

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

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

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

Et définit comme étant un obstacle empêchant l'écoulement des fluides du réservoir vers le puits.

La mise en évidence d'un colmatage se fait par la constatation d'une baisse de température, de pression et de débit. Il s'exprime par la baisse de l'index de productivité et par l'effet de skin lorsque celui-ci est positif.

I.4.1. Localisation des endommagements :

1. Au fond du puits :

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

2. A la paroi du puits :

Cake externe : le cake est formé de particules solide minérales ou organiques déposées lors du forage sur la paroi du trou, consolide les parois du puits, réduit l'infiltration de la boue dans la formation.

Son élimination se fait mécaniquement par grattage ou chimiquement par lavage aux solvants ou aux acides.

3. Aux abords des puits :

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

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

- ❖ Changement de la mouillabilité ;
- ❖ Formation d'émulsions ;
- ❖ Gonflement et ou délitage des argiles ;
- ❖ Précipitations diverses (minérale et parfois organiques) en cas d'incompatibilité d'un filtrat avec les fluide en place.

4. Accumulation des particules :

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

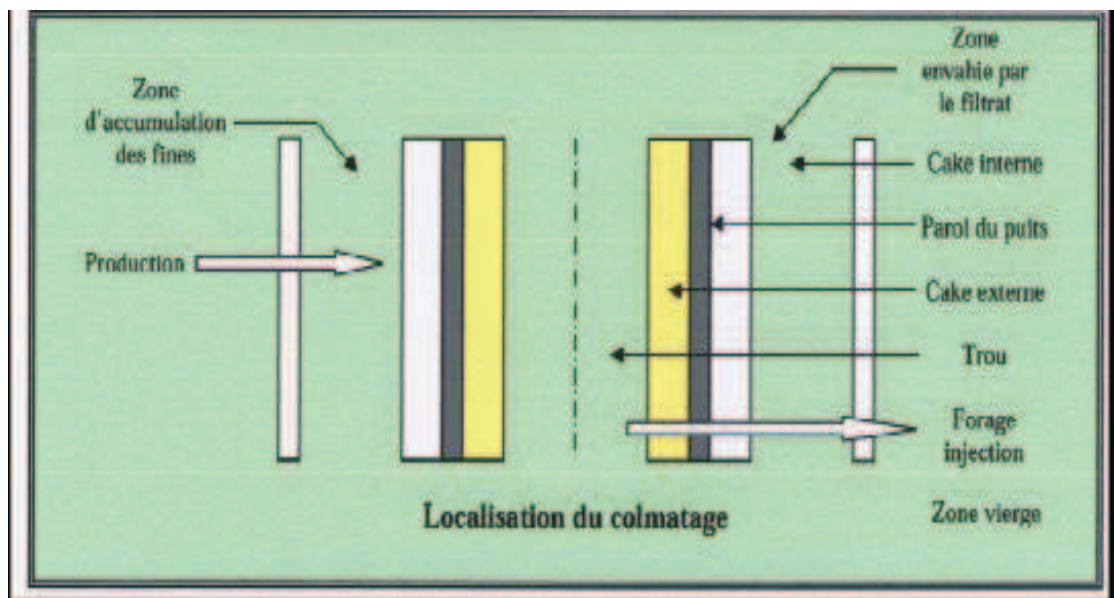


Figure I.1. Localisation des endommagements. [1]

I.4.2. Causes d'une faible productivité :

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

Formation proprement dite

$$\text{IP}_{\text{réel}} = \frac{2\pi Kh}{\beta\mu \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + s \right)} \dots\dots\dots \text{I.1}$$

Effluent Colmatage+ Σ pseudo skin

Avec:

β : Facteur volumétrique de fond.

r_e : Rayon de gisement.

r_w : Rayon de puits.

s : Skin.

μ : viscosité

K : Perméabilité de la couche.

h : La hauteur de la couche.

Les causes d'une faible productivité peuvent se répartir de la façon suivante :

- Caractéristiques des formations ;
- Installations mal conçues et pseudo skins ; [1]

Présence d'un réel colmatage.

I.4.3. Les causes d'endommagement :

L'endommagement d'une formation peut revêtir plusieurs formes dont on citera :

- Un aspect mécanique dû aux particules solides ayant pénétré dans la formation (particules provenant de la formation elle-même, particules introduites et transportées par l'invasion des fluides étrangers lors de diverses opérations effectuées dans le puits).

- Un aspect physico-chimique dû à l'action du filtrat sur la formation elle-même et/ou sur les effluents qui y sont contenus.
- Un aspect organique dû à l'action du filtrat, ou du HCl lors des traitements sur les fractions lourdes de certains bruts. [2]

I.4.4. Origine des endommagements:

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

Ces facteurs peuvent être soit apparentés à la production même, soit aux opérations Work – over, snubbing et les opérations de forage.

Les différentes causes des endommagements sont les suivantes :

1. Endommagements dû à la formation :

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

Dans le domaine pétrolier on retrouve plusieurs types d'endommagements plus ou moins difficile à enlever par le procédé d'acidification, parmi les quel nous citerons :

a. Dépôts de sel :

Le changement de température et de pression associé a la production, engendre la précipitation de sels des fluides de formation richement salés. Ce genre de précipitation cause un endommagement de la matrice et un bouchage des perfos voir même du tubing de production.

Les dépôts de sel, peuvent être facilement dissous par l'injection d'eau douce à travers un Concentrique ; mais cette eau incompatible avec l'eau de la formation peut engendrer la formation d'un autre type de dépôts, qui est le BaSO₄ (sulfates de Baryum).

b. dépôts organiques (asphaltènes) :

Les dépôts d'asphaltènes, spécialement dans les zones 1A, 1B, 1C et 2, cause un problème de production très sérieux, Ces dépôts se localisent dans le tubing les crépines, au niveau des perforations et dans a formation.

Bien que les mécanismes de déposition des asphaltènes soient nombreux, les facteurs suivants sont mis en évidence par les experts pour expliquer cette floculation :

Les asphaltènes peuvent se déposer partout (matrice, perfos, tubing) à cause du changement des conditions thermodynamiques (température ou/et pression) ;

Le mouvement de l'huile dans la matrice durant la production peut créer un champ électrique qui dépend de son débit d'écoulement, Ce genre de champ peut activer l'entassement des asphaltènes ;

Les sels contenus dans les eaux du cambrien forment des sites d'accumulation pour les asphaltènes.

c. dépôts des paraffines :

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

d. Dépôts des sulfates :

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

Les dépôts de sulfates les plus courants sont : $BaSO_4$, $CaSO_4$, $SrSO_4$, on peut réduire ces dépôts par l'ajout d'un anti dépôts (D32) ou par l'injection sous pression d'un produit nouvellement utilisé, le SULFASTIM.

e. Migration des fines :

Les particules endommageantes qui viennent d'habitude du réservoir, peuvent déplacer et migrer avec la production du fluide et boucher les abords du puits causant ainsi une réduction de la production.

f. Gonflement des argiles :

Les gonflements des argiles est un autre type d'endommagement. Ce dernier est dû à l'invasion du filtrat à base d'eau des forages, Work-over et les fluides de complétion, Ce qui peut troubler l'équilibre entre l'eau de formation et les argiles, qui se gonflent et réduisent

ainsi sévèrement la perméabilité. D'autres types d'argiles comme la kaolinite l'Illite et le chlorite peuvent être dispersés et bloquent par la suite le canal du pore. [2]

2. Endommagement dû aux opérations sur puits (forage, WO et Snubbing) :

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

a. Le colmatage de perforation :

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

b. Changement de mouillabilité :

La mouillabilité est l'aptitude des parois à être recouverte préférentiellement d'un film d'huile ou d'eau. Les solvants et les tensioactifs présents surtout dans le filtrat des boues à émulsion inverse (utilisés pour prévenir la formation de Sludge ou d'émulsion) peuvent altérer la mouillabilité de la roche, la formation devient donc mouillable à l'huile se qui diminue la perméabilité relative à l'huile.

c. Water Block :

Le phénomène de water Blocking peut être défini comme un obstacle au flux des fluides de réservoir et il est causé par l'augmentation de l'eau aux abords du puits ainsi cette augmentation se traduit par une baisse de perméabilité relative à l'huile ou gaz.

Il se traduit par suite de l'invasion de la boue dans la formation au cours du forage ou pendant les travaux chantier (work Over, Snubbing) ou bien pendant la production avec WOR élevé, Le water block a autant de chances de se produire que :

- La perméabilité de la couche est plus faible ;
- La pression de la couche est moins élevée.

Un water block est traité généralement par la réduction des tensions entre les phases, l'utilisation des tensioactifs permet de réduire les tensions inter faciales (water/oil) et l'utilisation des acides alcooliques permet de réduire par conséquent les tensions superficielles (water/gaz).

d. Formation d'une émulsion :

L'invasion de la formation par le filtrat de boue provoque la formation d'une émulsion visqueuse avec les fluides de formation, ce qui engendre par conséquent l'arrêt de la production (l'arrêt de l'écoulement des fluides de la formation vers le fond de puits à cause de la viscosité de l'émulsion).

Il existe différents types d'acides pour éliminer les différents types d'endommagement causés par les silts et les argiles ; les « Mud acid » et les « Clay acid » sont les principaux. [2]

3. Endommagement dû aux perforations :

La plupart des opérations de perforation sont en over –balance ce qui conduit à la formation d'un filtrat de cake dans les tunnels de perforation causant ainsi un skin et une baisse de pression aux abords des puits. [2]

4. Invasion du filtrat de ciment :

Durant la cimentations du liner, le filtrat de ciment peut envahir la matrice causant ainsi un Endommagement. [2]

5. Endommagement dû à la stimulation :

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

Après une fracturation hydraulique, la fracture soutenue peut être bouchée partiellement par le fluide transportant les agents de soutènement (gel de frac). [2]

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

- Saturation en eau aux abords du puits si le débit d'injection n'est pas bien contrôlé (water lock).

- Blocage par des dépôts de sulfates (scale) du à l'incompatibilité de l'eau d'injection et celle de la formation.

En conclusion, l'identification du type d'endommagement est l'une des clefs de la réussite d'un traitement par acidification. [2]

II.1.Introduction :

Généralement la fracturation hydraulique permettra d'améliorer la productivité des puits médiocres producteurs, c'est-à-dire aux formations peu perméables.

La sélection du puits candidat est pour l'orienter par ce qu'il n'existe pas une règle à suivre.

Donc, pour le sélectionner il faut rassembler toutes les informations sur :

Le réservoir (K perméabilité, S saturation ...ect), le puits (type de complétion, la cote des perfos ...ect).

Avant de faire l'opération de frac, il faut connaître les informations sur le réservoir ;

II.2.Les mesures avant le traitement :

Parmi les principales mesures on distingue :

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

II.2.1. 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, ...ect

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

II.2.2. 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.

II.2.3. 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 ...ect .

Donc d'après ces tests on peut déterminer :

❖ La perméabilité de réservoir 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.

-Les cas de réservoir carbonaté à perméabilité médiocre la fracturation acide constitue la solution intéressante.

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

Le skin peut être positif ($S > 0$), traduit un colmatage du puits, nécessite une stimulation.

Le skin est négatif ($S < 0$), traduit une amélioration de perméabilité du puits (Prut être le résultat d'une stimulation du puits). [8]

Avant de faire l'opération de frac, il faut choisir le puits à fracturer ;

II.3. Critères sur le choix des puits à fracture :

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 coté économique de l'opération.

II.3.1. Réservoir :

❖ 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

❖ Interface des fluides en place :

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

❖ Nature des fluides en place :

La compatibilité 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 ...etc.

❖ 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 su puits donnent :

- l'indice de productivité IP
- conductivité de la formation kh.
- Endommagement à l'abord du puits (skin effet)

❖ 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.

II.3.2. Historique du puits :

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

- ❖ forage (opération de diaggraphie).
 - ❖ Du tubage et complétion.
 - ❖ Des essais de la production (dernière remontée de pression, dernier jaugeage)
 - ❖ Traitement précédents (s'il y a lieu).
- Puits voisins :
 - ❖ puits producteurs.
 - ❖ Puits injecteurs.
 - Les puits proches fracturés :

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

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

II.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 :

- Cout de traitement proprement dit.
- Cout 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.) [2]

II.4. Généralité sur la fracturation hydraulique :

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

Les techniques de stimulation les plus communes, sont la fracturation hydraulique et l'acidification matricielle.

La fracturation hydraulique est considérée à Hassi Messaoud (HMD) comme une option pour la réactivation des puits.

II.5. Historique de la fracturation hydraulique :

La fracturation hydraulique est une technique de stimulation relativement ancienne qui a été introduite en Algérie en 1960 (Om6). Cependant, ce n'est qu'au début des années 1990 qu'elle a été appliquée régulièrement sur tout dans le champ de Hassi Messaoud où la SONATRACH a engagé une campagne de fracturation hydraulique pilote étalée sur 3ans. Le but était de démontrer la faisabilité et la rentabilité de ces stimulations ou, tout ou moins, d'expliquer pourquoi ce type d'opération à priori prometteur, resterait inadapté sur HMD dans l'état actuel de la technique.

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

- A la méconnaissance à peu près complète du régime de la contrainte géostatique mineur.
- A la nature des équipements et des fluides mis à la disposition par les compagnies de service.

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

$$\bar{\sigma}_h = 6163 + 1312.2 E - 74.416 SO \dots\dots\dots II.1$$

Jusqu'en 1999, la technique de la fracturation hydraulique a été renforcée par l'introduction des nouvelles techniques telles que :

- Diverta-frac/Settle-frac (1999) : Utilisée pour limiter la propagation de la fracture vers le bas.
- Stimtube TM (1999): Afin de créer des petites fractures et forcer la fracture à s'amorcer dans l'intervalle désiré.
- Propslug : permet de remplir les petites fractures, pour éviter le screen-out prématuré ; et d'éroder les perforations.

En octobre 2001 le traitement est amélioré avec l'utilisation du coiled tubing (Coil-fracTM), surtout dans le cas d'une communication dans la complétion. [3]

II .6. Définition de la fracturation :

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

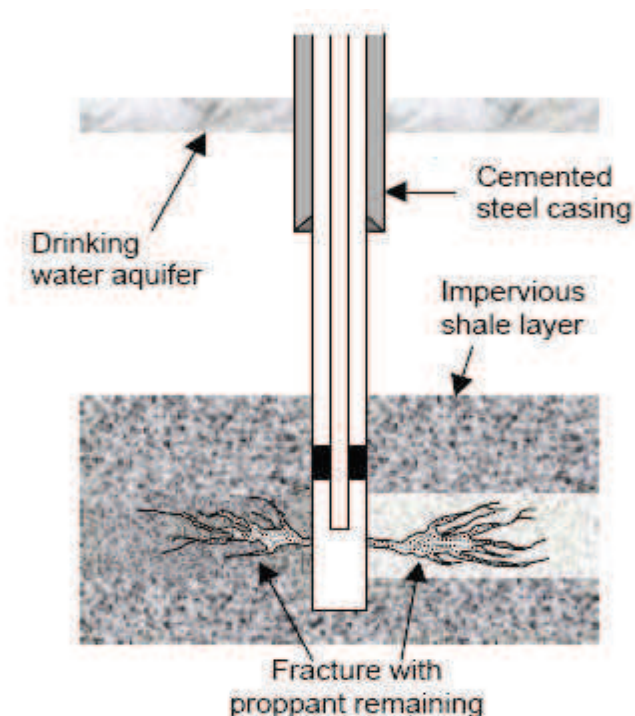


Figure II.1 la fracturation hydraulique

II.7. Le but de la fracturation :

Le but principal de la fracturation hydraulique est d'augmenter la production ou l'injectivité, en créant un canal de haute conductivité aux abords du réservoir (**figure II.2**).

Alors les buts du traitement par fracturation sont comme suit :

- Modification des propriétés pétro physiques de la roche et l'amélioration de la productivité ou l'injectivité.
- L'augmentation de la vitesse de récupération grâce en particulier à une amélioration de l'indice de productivité.
- L'augmentation du temps de récupération.
- Diminuer la différence de pression aux abords du puits afin d'éliminer le problème de dépôt de paraffine et d'asphaltène. [4]

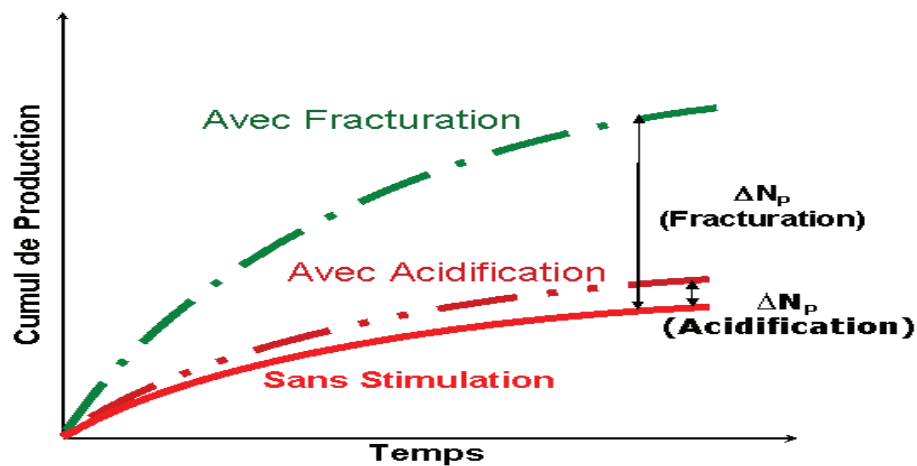


Figure II.2. Le but de fracturation

II.8. Principe de la fracturation hydraulique :

On entend par fracturation hydraulique le procédé qui consiste à créer une conductivité dans une roche, à partir d'un puits par l'injection de fluide porteur d'un agent de soutènement à des pressions suffisamment élevées. Le plus souvent on dit que la fracturation hydraulique d'un réservoir se traduit par l'ouverture d'une fracture existante (cas d'un réservoir naturellement fissuré) et très rarement par l'initiation d'une nouvelle fracture (réservoir compact).

Il est largement démontré que la fracture se développe perpendiculairement à la contrainte principale minimale en place.

Le traitement par fracturation hydraulique est appliqué généralement dans les réservoirs à faible perméabilité d'origine ou dans les formations fortement endommagées, où la production reste toujours faible.

Il est donc normal de vouloir augmenter la productivité du réservoir, par la création d'une liaison formation puits, qui aura une perméabilité nettement supérieure à celle de la matrice pour le premier cas et d'aller au-delà de l'endommagement dans le second cas.

Une bonne réussite d'un traitement dépend essentiellement :

- Du choix du puits candidat (complétion).
- Des réserves en places restantes récupérables (économique).
- Du profil des contraintes (favorable). [3]

II.9. Domaine d'application :

Ce procédé s'applique au cas où le débit d'un puits est insuffisant; à cause d'une faible perméabilité naturelle de la roche (quelques dizaines de milli darcys pour le gisement d'huile, encore moins pour les gisements de gaz), ou à cause du colmatage difficile à enlever avec l'acidification, afin d'avoir un contraste de conductivité suffisant entre la fracture et la formation.

La fracturation ne convient qu'aux formations suffisamment consolidées (grés, calcaire) par opposition aux formations plastiques (argiles, sables très peu consolidés). De plus elle est fortement déconseillée lorsqu'elle risque de favoriser la venue d'un fluide indésirable plus au moins proche (présence d'une interface).

Dans le cas favorable on peut en attendre des gains de productivité ou d'injectivité qui se stabilisent autour de 3 à 4 (effet de dé-colmatage mis à part). [3]

II.10. Notions de base sur la fracturation hydraulique :

II.10.1. Les contraintes :

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

- Contraintes principales totales (Σ_i). (**Figure II.3.**)
- Contraintes principales effectives (σ_i).

Ces contraintes sont liées entre eux par la relation suivante :

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

$$\alpha = 1 - \frac{C_m}{C_b} \dots \text{II.3}$$

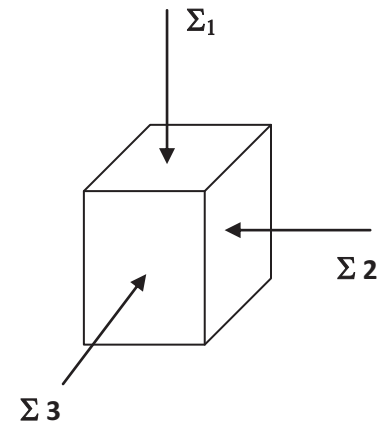


Figure II.3. Modèle des contraintes

Avec :

P : Pression de couche.

C_m : Compressibilité de la matrice.

C_b : Compressibilité de la roche poreuse.

$\alpha \approx 1$

II.10.2. Propriétés mécaniques des roches :

Les roches sont caractérisées par :

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

a) Module de Young (E):

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

b) Coefficient de Poisson (ν) :

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

$$\nu = \frac{\left(\frac{\Delta d}{d}\right)}{\left(\frac{\Delta l}{l}\right)} \dots\dots\dots \text{II.4}$$

c) Coefficient de cisaillement (G) :

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

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \dots\dots\dots \text{II.5}$$

Avec :

E : module de young.

ν : Coefficient de poisson. [1]

II.11. Description d'une fracture :**II.11.1. Forme et orientation de la fracture :**

Les expériences sur champ montrent que les fracturations hydrauliques, sont développées suivant des plans horizontaux ou verticaux.

Pour des profondeurs inférieures à 600 m, il est possible d'obtenir des fractures dans les plans horizontaux. Pour des profondeurs supérieures à 600 m, le poids des sédiments fait que la fracture se développe uniquement dans les plans verticaux, et c'est le cas qui existe à Hassi Messaoud.

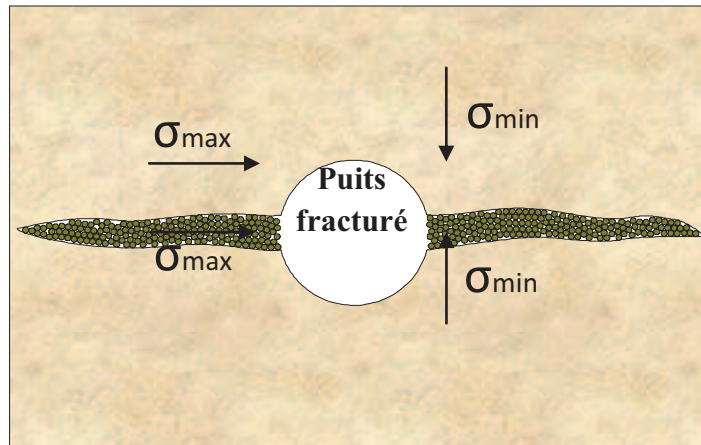


Figure II.4. Forme et orientation de la fracture suivant les contraintes (σ)

II.11.2. Conductivité adimensionnelle de la fracture :

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

$$F_{CD} = \frac{K_f W_f}{K X_f} \dots\dots\dots \text{II.6}$$

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

W_f : Épaisseur de la fracture.

K : La perméabilité de la formation.

K_f : La perméabilité de la fracture.

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

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

a) La longueur de la fracture (X_f) :

C'est la distance entre le puits et le point situé au bout de la fracture, donc elle peut être la longueur ou la demi-longueur d'une fracture suivant que ce dernier est un ou deux ailes symétriques (Figure II.4.).

b) L'épaisseur de la fracture (W_f) :

C'est l'écartement entre les deux faces verticales de la fracture (Figure II.4.).

c) La hauteur de la fracture (H_f) :

C'est la distance suivant la verticale entre les deux points associés à une épaisseur nulle (**Figure II.4.**).

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

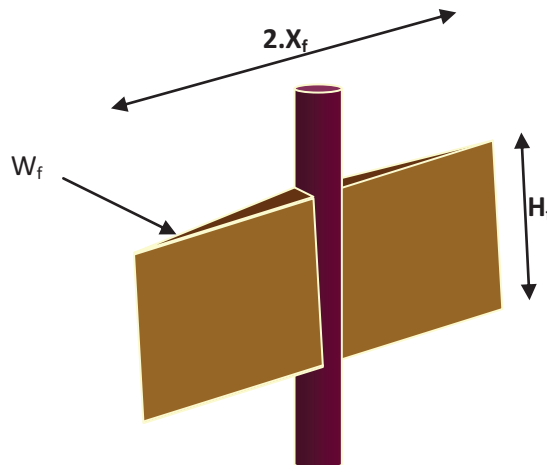


Figure II.5. Forme d'une fracture

II.11.3. La pression d'initiation et d'extension de la fracture :

La (**Figure II.6.**) représente une courbe schématique de l'évolution de la pression au cours de fracturation. Elle est divisée en deux parties :

- Partie injection.
- Partie fermeture.

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

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

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

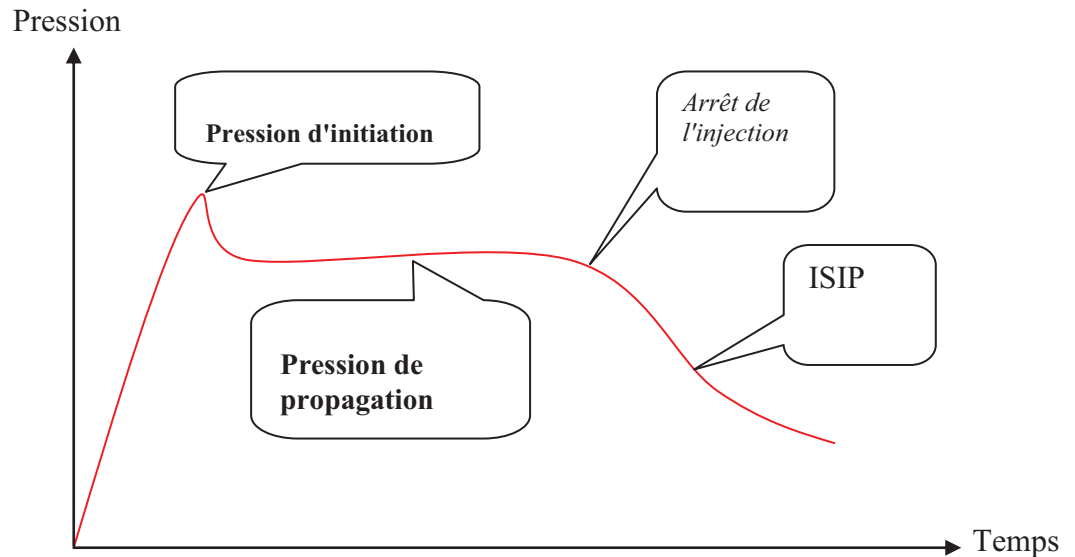


Figure II.6. L'évolution de la pression au cours d'une fracturation

II.11.4. Fluide de fracturation

Le choix du fluide, sa préparation sur chantier, le choix de son débit d'injection et de certaines modalités, contribue d'une façon essentielle aux résultats d'une fracturation hydraulique.

Un fluide de fracturation doit avoir les propriétés suivantes :

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

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

a- La viscosité

Elle est déterminée expérimentalement au laboratoire.(viscosimetre)

b-La filtration

La théorie et l'expérience montrent que la vitesse de filtration, sous une δP constante obéit à la loi :

$$V(t) = \frac{C}{\sqrt{t-t_0}} \quad \dots\dots\dots II.7$$

Avec :

$V(t)$: Vitesse de filtration.

C : Coefficient de qualité ou de filtration.

t_0 : Instant du début de filtration.

$t - t_0$: Durée de filtration.

II.11.5. Agent de soutènement

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

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

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

II.12. Classification des paramètres mis en jeux

a- Les paramètres à connaître :

- Les contraintes.
- La perméabilité du terrain.
- La porosité de la formation.
- Module de Young. (*La définition : CH II.7.2.a*)
- Module de poisson. . (*La définition : CH II.7.2.b*)

b- Les paramètres à choisir :

- Débit d'injection.
- Fluide de fracturation (viscosité, filtration).
- Agent de soutènement (type, granulométrie et concentration).

c- Les paramètres à obtenir

- Extension de la fracture X_f .
- Épaisseur W_f .
- Hauteur soutenue H_f .
- Conductivité ($K_f.W_f$).

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

II.13.Réalisation d'une fracturation hydraulique :**II.13. 1. Préparation du puits :**

- Essais sur puits pour estimer le Kh actuel et l'état de déplétion.
- Nettoyage mécanique après détermination du top sédiment.
- Nettoyage à l'acide Chlorhydrique pour le nettoyage des tubages et puis dégorgeage du puits

II.13.2. Procédure de sécurité du pré-job

- Test de pression de toutes les lignes à 10 000 psi.
- Test des lignes des annulaires 7" à 5000 psi.
- Test des lignes des annulaires 9^{5/8} à 5000 psi.

Ces pressions doivent être maintenues au moins 10 minutes.

- Placer une soupape de sécurité pour l'annulaire 7", mettre la pression à 3800 psi et une autre pour le 9^{5/8}.
- Ouvrir la vanne maîtresse de la tête de puits puis augmenter en pression sur le 9^{5/8} de 500 psi et garder cette pression pendant le job.
- Augmenter la pression sur le 7" à 1000 psi et maintenir cette pression de 2500 à 3000 psi pendant le job.

II.13.3. Test d'injectivité

Le puits MD296 est situé en zone 2ex dans le périmètre centrale. Ayant pour coordonnées X = **804998,75** et Y= **123447**, c'est un test qui précède immédiatement le traitement proprement dit. Il consiste à injecter un fluide dans la formation et cela a faible débit et l'augmenter par segment à petit pas. Le débit est maintenu pendant un moment jusqu'à stabilisation de la pression puis suit d'une courte chute de pression. ISIP (Instantaneous Shut In Pressure) pour chaque injection est tracé en opposition avec le débit d'injection pour obtenir la pression de l'extension de la fracture.

Les fluides du test d'injectivité :

- Eau traité (utilisé à Hassi Messaoud : fluide incompressible).
- Saumure gélifiant ou non.
- Gasoil ou brut.

Ce test d'injectivité permet de :

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

4. Injection du Reformat pour dissoudre les asphaltènes aux abords du puits et améliorer les caractéristiques de la roche au contact avec l'acide.

(Pour les puits présentant un problème d'asphaltène).

5. Eau traité (Spacer) c'est un bouchon d'eau séparant le reformat de l'acide.

6. Injection de l'acide 15% HCl pour faciliter l'initiation de la fracture et essayer de dissoudre l'endommagement à l'abord du puits pouvant existée.

7. Injection de gel linéaire pour permettre d'atteindre le débit de traitement maximal avant l'injection du cross Linked gel.

8. Injection du cross linked gel avec le débit de traitement maximal (généralement 40 bbl/min sur HMD).

9. Déplacer le cross linked gel par du gel linéaire.
10. Enregistrement de la chute de pression.
11. Enregistrement du profil de température 4 heures à 6 heures après l'arrêt du pompage.
12. Déroulement de la fracturation hydraulique (main traitement) :

Le traitement type se subdivise en trois étapes distinctes.

- Développement de la fracture par le PAD.

Nécessité de soutènement : dès l'arrêt des pompe, la fracture se referme progressivement (plus au moins vite) sous l'effet de la filtration du fluide à travers les parois de la fracture, alors il va falloir maintenir la fracture ouverte à l'aide des agents de soutènement qui est le PROPPANT.

- Injection du PROPPANT qui est agent de soutènement.
- Déplacement ou chasse de la totalité de l'agent de soutènement par le gel linéaire.

II.14. Productivité des puits fracturés (Indice de productivité I_{Pfr})

L'indice de productivité est donné comme suit :

$$I_P = 2\pi kh / \mu (\ln(r_e / r_w) + S) \dots\dots\dots II.8$$

Alors, l' I_P augmente quand le Skin (S) diminué.

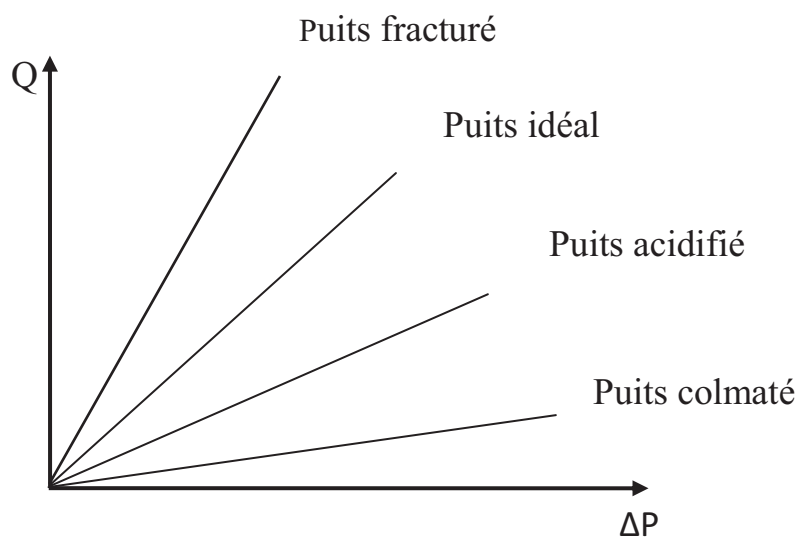


Figure II.7. Comparaison de différents puits (Q vs ΔP)

II.15. Les problèmes de fracturation hydraulique :

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

II.15.1 Phénomène de tortuosité

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

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

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

II.15.2. Colmatage

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

- Au fluide de fracturation

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

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

- Au l'agent de soutènement :

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

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

II.15.3. Screen-Out :

L'augmentation de la pression, à partir du moment où les billes arrivent au fond, est due au Screen-Out à l'entrée (prémature)

II.15.4. Les perforations :

Le type de perforation et leur densité ainsi la distribution jouent 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 ce problème. Il faut faciliter le passage des billes et pour cela il faut que les diamètres des perforations soient assez grands.

II.15.5. Configuration de la tête du puits :

En générale la série des têtes du puits producteurs est de 5000 psi alors que lors du traitement on dépasse facilement 5000 psi en tête, mais le problème à été résolu on mettant un équipement qui by passe la tête du puits et qui s'ancre dans le casing appelé tree saver.

Autres problèmes :

- Percées du gaz et d'eau dues à l'extension de la fracture vers les zones affectées par les puits injecteurs voisins.
- Communication tubing-annulaire au cours de l'opération.

II.16. Déroulement de L'opération :

Après le choix du type de traitement et le puits à fracturer, l'opération se déroule selon les cinq étapes suivantes :

II.16.1. Initiation de la fracture :

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

II.16.2. Extension de la fracture :

Pendant ce stade, la fracture s'étend de plus en plus avec le pompage de fluide sous un débit supérieur au débit de filtration à travers les faces de la fracture.

Au dessus d'une profondeur critique (environ 600 mètres), la fracture se développe généralement dans un plan horizontal selon une géométrie plus ou moins radiale circulaire.

Dans les puits profonds (au-delà de 1000 mètres), la fracture se développe dans un plan vertical.

Dans les zones intermédiaires, l'anisotropie de la formation joue un rôle prédominant pour l'orientation du développement de fracture.

II.16.3. Agents de soutènements :

Ils sont souvent utilisés dans les formations gréseuses. Ils sont mélangés avec le fluide de fracturation pour maintenir la fracture ouverte après l'arrêt de pompage à la fin du traitement. Les agents de soutènement ne doivent être injectés que si la fracture atteint une dimension

II.16.4. Fermeture du puits :

Cela permet à l'excédent de pression de résorber par filtration le fluide de fracturation à travers les parois de la fracture. Elle est nécessaire pour les traitements avec les agents de soutènement, de manière à permettre à ces derniers d'être bloqué en place avant le dégorgeement de puits.

II.16.5. Dégorgeement et mise en production du puits :

Dans cette phase, l'évacuation de fluide de traitement, qui reste dans la fracture et qui filtre à travers ses parois, est nécessaire. [1]

II.17. Le test de mini frac :

Les différents tests de fracturation nous permettent d'estimer un certain nombre de paramètres très importants concernant la fracturation hydraulique tel que la pression de fermeture, le coefficient de filtration de fluide de fracturation, l'efficacité de l'opération.

L'estimation précise de ces paramètres, nous conduit vers une estimation raisonnable de la géométrie de la fracture ainsi avoir une grande chance de succès et de l'optimisation de traitement du puits.

II.17.1. Le test de micro fracture :

Ce test nous permet d'estimer la contrainte horizontale minimale in situ, un volume de fluide doit être injecté dans la formation à travers une zone limitée (4 à 15ft) avec un faible débit (1 à 25 gal/min). La contrainte minimale est obtenue à partir de l'analyse de la fracturation avant et après le pompage.

La pression de fermeture et de l'ouverture est la meilleure approximation de la contrainte minimale.

II.17.2. Le test de mini frac :

Le test le plus important actuellement avant le traitement final est le test de mini frac, il existe trois types de test de mini frac qui peuvent nous donner des informations très importantes concernant l'opération de fracturation, l'utilisation effective de ces tests reste un défi à cause de la connaissance limitée de validation des technique d'application de chaque méthode.

a. Le Step up rate test (SRT):

Ce test nous peuvent d'établir profil de l'extension de la pression de fracturation. On injecte un fluide incompressible (eau à 2% CI) dans la formation avec un faible débit semblable à celui de filtration, chaque débit est maintenu pendant quelque minutes jusqu'à l'obtention de la stabilisation. (**La figure II.8**) présente, le résultat de SRT donnant la pression d'extension à un débit approprié.

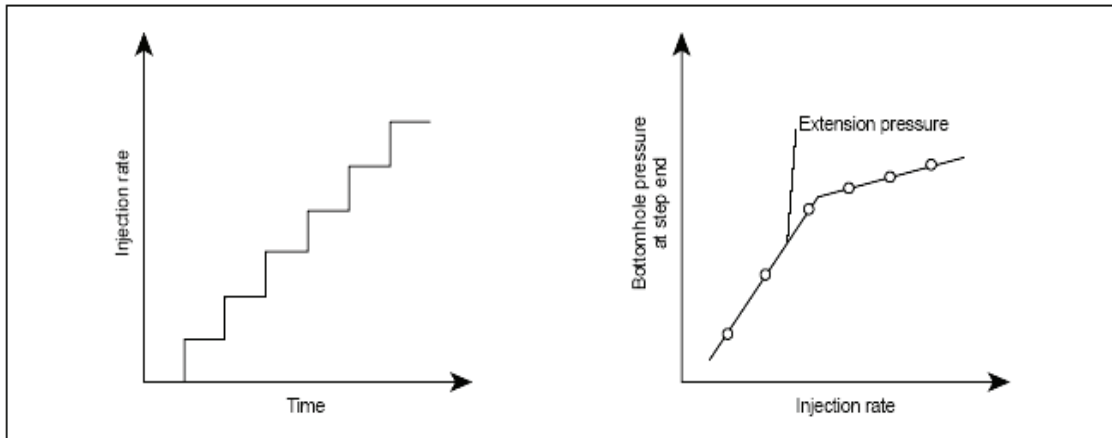


Figure II.8. Le step rate test

Le SRT peut nous donner un débit d'injection admissible pour le traitement finale avec un fluide comparable ou il nous permet d'estimer la puissance hydraulique nécessaire.

b. Pump in et Flow back test:

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

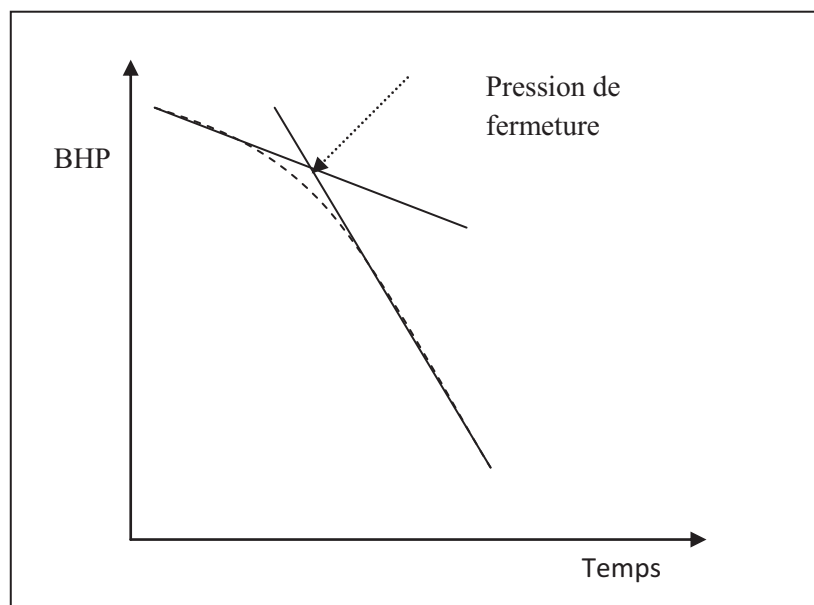


Figure II.9. L'estimation de la pression de fermeture à partir du flowback test.

c. Shut in test:

Ce test est probablement le plus productif test de mini frac, pendant le test, on injecte un volume très important de fluide de fracturation sous un débit voulu pour un temps spécifique (2 à 20 min), après l'injection le puits sera fermée pour contrôler l'évolution en surface, les informations primaires obtenues à l'aide de ce test sont :

- La filtration de fluide : ce paramètre est obtenu de la partie falloff de la courbe de pression pour une géométrie voulu, le fluide utilisé doit être similaire à celui du traitement final.
- La hauteur obtenue doit être tenue comme étant la hauteur minimale.
- Chaque déviation significative de pression de friction dans l'annulaire et /ou à travers les perforations indique une possibilité d'un blocage de fluide au niveau des perforations.
- La pression de fermeture : est obtenue à partir d'un plot de pression de fermeture en fonction de racine carré de temps. le point d'inflexion de la courbe de déclin de pression indique la fermeture de la fracture, (voire la figure II.10)

Le test de PIFB est utilisé pour confirmer les résultats d'ISIP.

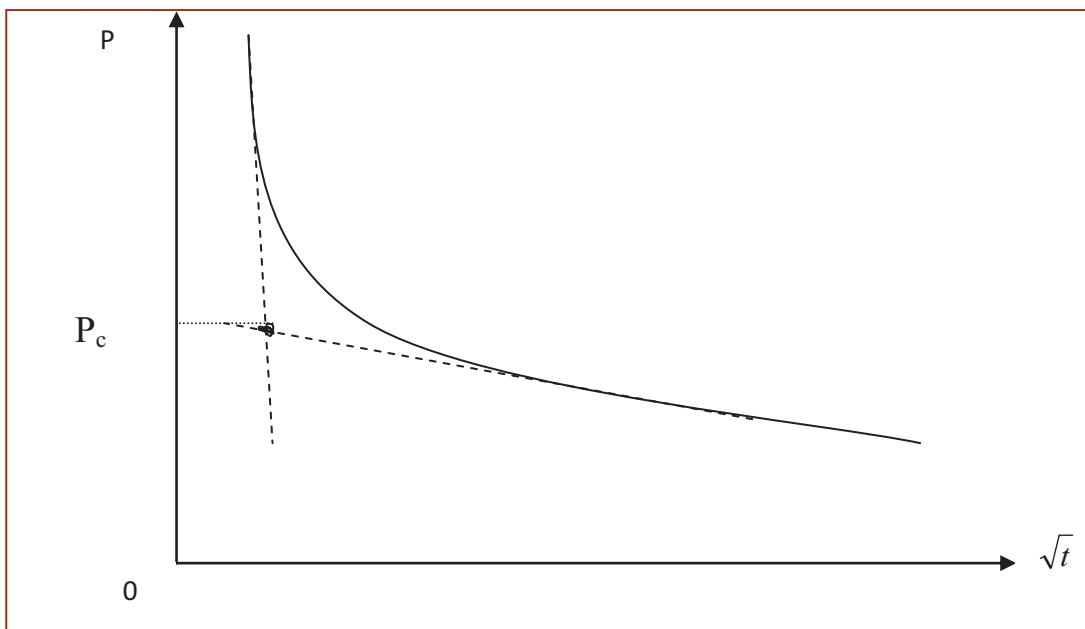


Figure II.10. Pression de fermeture en fonction de $t^{0,5}$

II.17.3. Analyse des pressions au cours du traitement :

La (**Figure II.11**) représente une courbe schématique de l'évolution de la pression en cours de fracturation. Elle est divisée en deux parties :

- Partie injection.
- Partie fermeture.

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

La deuxième partie commence par une brusque chute de pression suivie par une stabilité.

Ces dernières correspondent respectivement à :

- L'Instantaneous Shut In Pressure (ISIP), due à l'arrêt des pompes.
- La Période de fermeture de la fracture. [1]

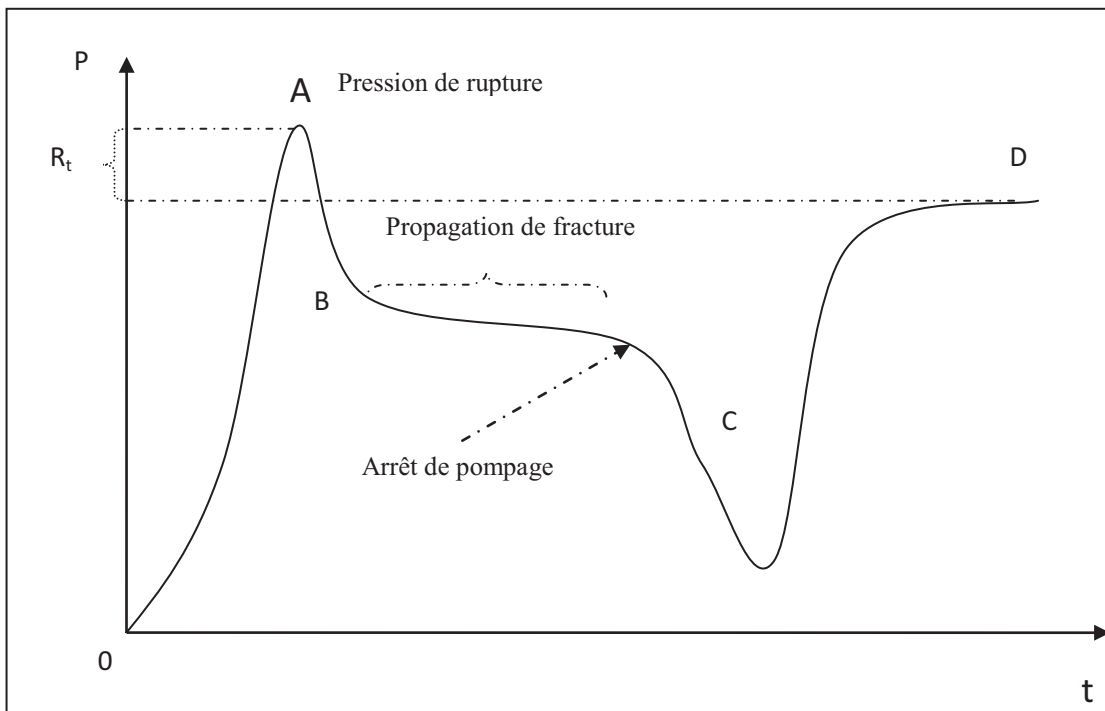


Figure II.11. Propagation de pression.

II.18. Gradient de fracturation :

II.18.1. Pression de fracturation : en fonction :

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

$$PF = P_w + P_h - P_f \dots\dots\dots II. 9$$

Avec : P_w : pression d'injection en tête.

P_h : Pression hydrostatique.

P_f : Pertes de charge qui peuvent avoir deux composants :

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

II.18.2. Gradient de fracturation : GF

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

$$GF = \frac{PF}{H} \dots\dots\dots II.10 \quad PF : \text{pression de fracturation.}$$

H : la profondeur de fracturation.

II.18.3. Valeurs du gradient de fracturation :

Il est recommandé d'évaluer le gradient de fracturation en psi/ft.

En effet 1psi/ft =0.23 bar/m ; représente approximativement le gradient de la contrainte géostatique due au poids de la terre.

- Le gradient de fracturation croit en générale très légèrement avec l'initiation de la fracturation.
- Il se maintient ensuite de manière constante sensiblement, par rapport au développement de la fracture s'il y a un accroissement de gradient de fracturation au cours du traitement qui est l'indice d'un débit de bourrage de la fracture.

Dans les roches communément exploitées, le gradient de fracturation varie de 0.55psi/ft à 1psi/ft.

On conclue généralement que le gradient de fracturation est supérieur à 1psi/ft c'est-à-dire, supérieur à la valeur moyenne de la contrainte géostatique, on développe une fracture horizontale. Les fractures verticales étaient associées à des gradients sensiblement plus faibles. [1]

II.19. La propagation de la fracture :

Il ya trois modèles pour déterminer la dimension de fracture: [1]

II.19.1. Modèle GDK (GEERSTMA DANESHY KLERK):

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

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

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

La relation entre la hauteur et la longueur est : **XF < HF**

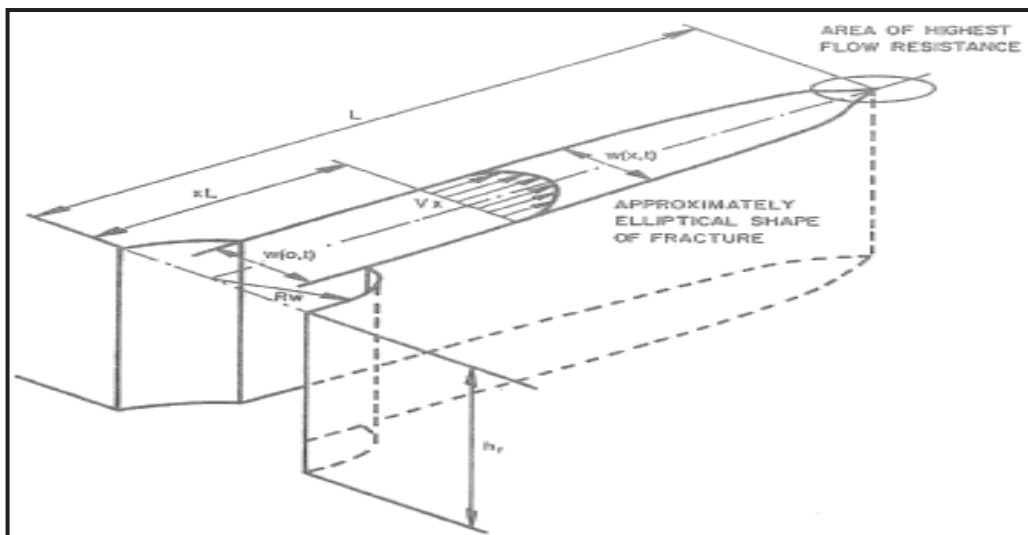


Figure II.12. Présentation de propagation de la fracture suivant le Modèle GDK [1]

La méthode de calcul :

1) On remplaçant les données de notre puits dans les deux formule de K_s et $K_{\mu l}$ a fin d'obtenir les courbes correspondantes.

- Calcul de la perméabilité de sable K_s :

$$K_s = \frac{7,48.C\sqrt{t}}{S_p} \dots\dots\dots\text{II.11}$$

- Calcul de la perméabilité de la formation $K_{\mu l}$:

$$K_{\mu l} = 1.43 \times 10^{-5} \times (1 - \nu) \times \left(\frac{Q}{h_f.C^2} \right)^3 \times \left(\frac{\mu}{G.t} \right) \dots\dots\dots\text{II.12}$$

- Calcul de Coefficient de cisaillement (G) :

$$G = \frac{E}{(2.(1+\nu))} \dots\dots\dots\text{II.5}$$

2) D'après l'abaque (Abaque II.13), on obtient les valeurs de K_{μ} et K_l par la projection du point d'intersection des deux courbes précédentes.

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

$$K_{\mu} = \frac{(12.C.\sqrt{t})}{W_w} \dots\dots\dots\text{II.13}$$

4) On remplace K_l par sa valeur et on tire L dans la formule suivante :

$$K_l = \frac{(C.L.h_f)}{5.615.Q.\sqrt{t}} \dots\dots\dots\text{II.14}$$

D'où :

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

T : (min) (temps de pompage)

S_p (gal/ft²) (spurt loss)

Q_i (bpm) (débit d'injection)

h_f : (ft) (hauteur de la fracture)

μ : (cp) (viscosité apparente du fluide)

ν : (coefficient de poisson)

W_w : Epaisseur de la fracture à la proximité du puits en inch (")

G : module de cisaillement (psi).

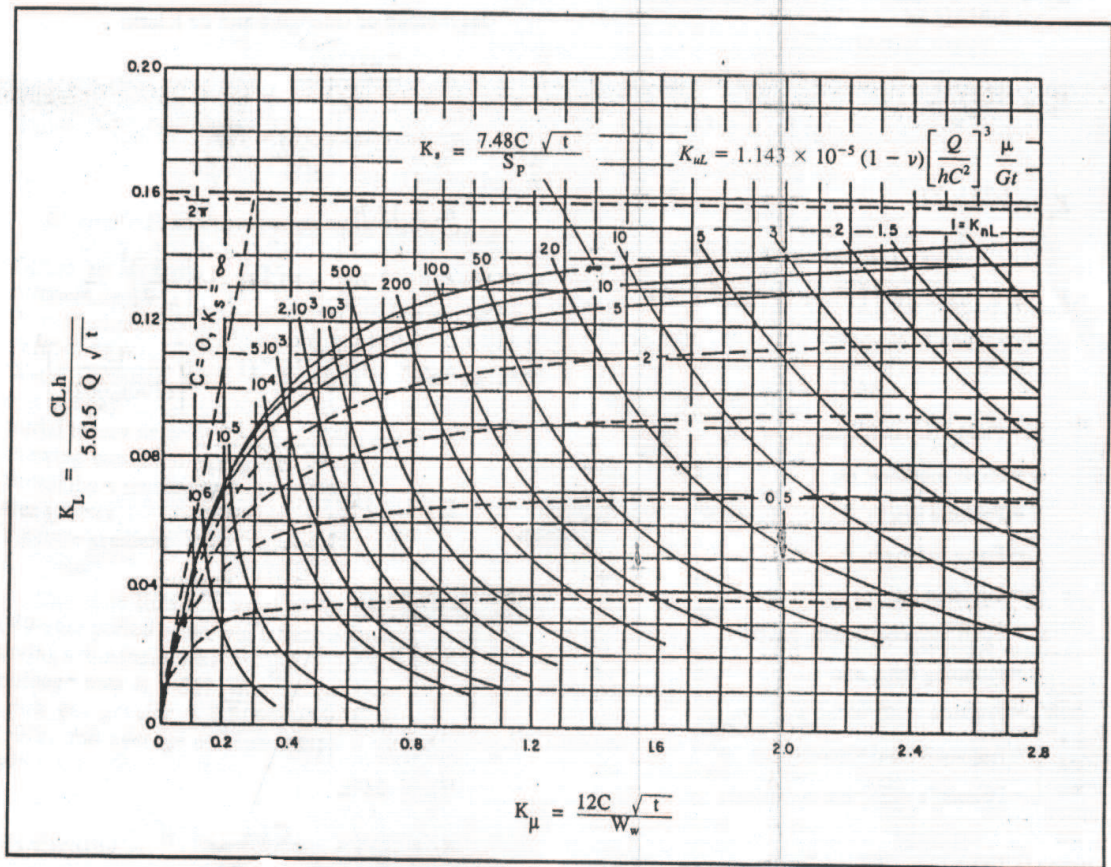


Figure II.13. Abaque de détermination K_μ et K_L [5]

II.19.2. Modèle PKN (PERKINS KERN NODGREN) :

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

Pour ce modèle la méthode de calcul est basée sur les hypothèses suivantes :

- La hauteur est constante.
- La section verticale est supposée elliptique.
- L'écoulement dans la fracture est monodimensionnel est dirigé suivant L

La méthode de calcul

$$L(t) = \frac{Q_i \cdot \sqrt{t}}{2\pi \cdot C_L \cdot h_f} \dots\dots\dots \text{II.15}$$

$$W_w(t) = 4 \cdot \left[\frac{\mu \cdot Q_i^2}{\pi^3 \cdot E' \cdot C_L \cdot h_f} \right]^{(1/4)} \cdot t^{(1/8)} \dots\dots\dots \text{II.16}$$

L : longueur de la fracture.

W (t) : largeur (épaisseur) de la fracture.

$$X_F > 3H_F$$

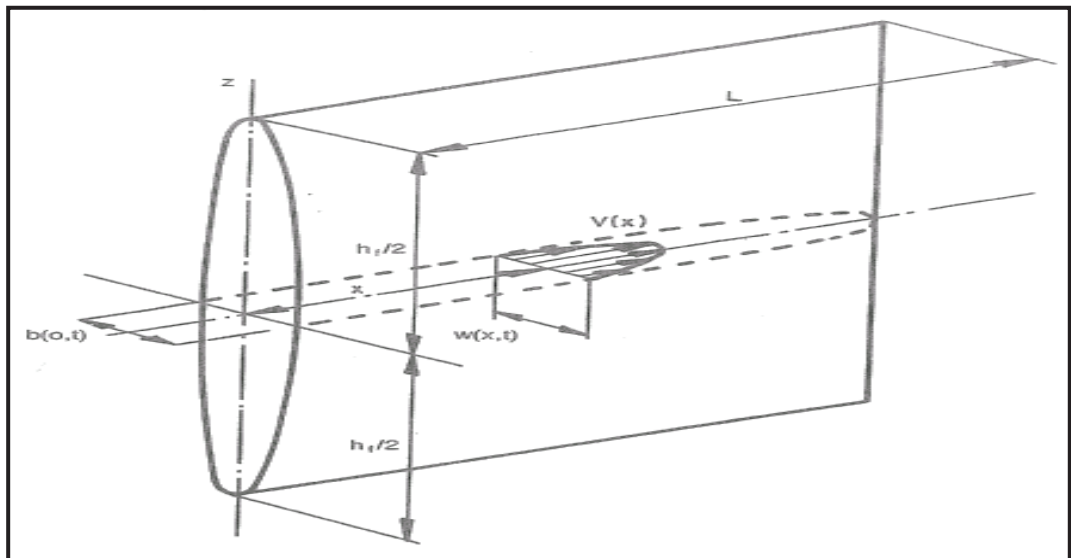


Figure II.14. Représentation de propagation de la fracture suivant le modèle PKN

III.19.3. Modèle radial :

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

Il est utilisé lorsque la zone perméable est petite, et présente seulement des faibles intercalations des barrières. Dans ce cas une faible hauteur de formation est perforée, ainsi la fracture est assurée par s’initialiser en un point et se développe radialement. [1]

La méthode de calcul est basée sur les hypothèses suivantes :

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

La relation entre la hauteur et la longueur est :

$$X_F = R = \frac{H_F}{2} \dots\dots\dots\text{II.17}$$

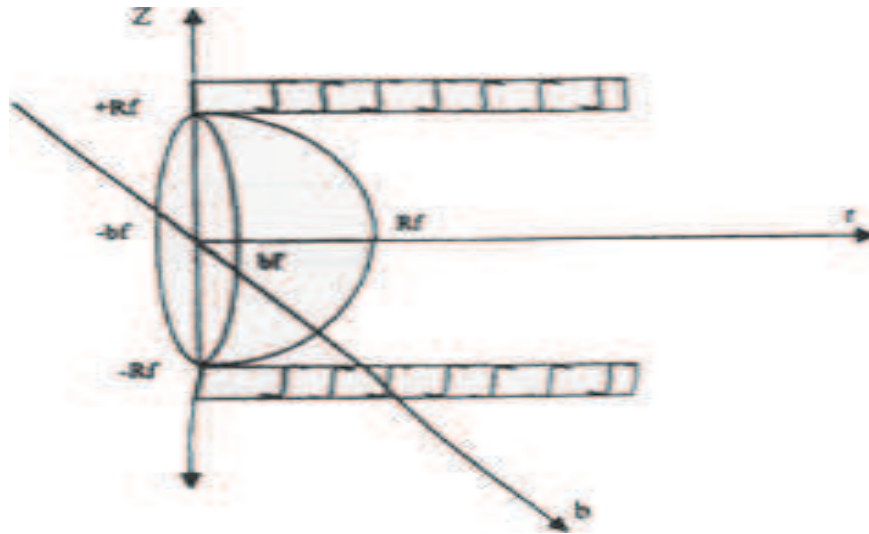


Figure II.15.Représentation de propagation de la fracture suivant le modèle radial.

II.20.Fluide de fracturation :

Les qualités principales d'un fluide de fracturation sont les suivantes:

- Forte viscosité et faible filtration pour ; obtenir une bonne épaisseur, une bonne extension de fracture et assurer une bonne mise en place des agents de soutènement.
- Faible perte de charge pour limiter la puissance de pompage nécessaire lors de l'injection.
- Bonne compatibilité avec les fluides de formation, faible teneur en produits solides insolubles pour ne pas endommager la formation
- Facilement déplaçable par les hydrocarbures en place dans le gisement, forte viscosité (lors du dégorgement) et faible densité pour faciliter le dégorgement et la mise en production.

Ces différentes propriétés sont obtenues en ajoutant des additifs au fluide de base.

II.21. Les additifs :

Des nombreux additifs sont souvent nécessaires pour l'opération de fracturation. Le choix de leur nature et de leur concentration doit être fait avec soin en fonction des

Paramètres de gisement et des conditions opératoires .là encore les tests en laboratoire sont primordiaux.

En particulier, on cite les suivants :

- XLFC-1B : mixte sur bas
- NE-118 : séparé entre eau et huile sur phase.
- BF-7L : augmenter le PH.
- XLW-56 :(cross linked) augmenter la viscosité.
- Breaker :
 - hyperme CRB (solide) travail dans haut température.
 - enzyme G (liquide) travail dans haut PH. [6]

II.22. Agents de soutènement (proppant) :

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

En effet, en ce qui concerne les agents de soutènement, la propriété la plus importante est la conductivité en condition de fond, c'est-à-dire sous contrainte, en température et en présence des fluides de gisement .La conductivité étant le produit de la perméabilité par l'épaisseur de la fracture.

Cette conductivité dépend plus particulièrement des facteurs suivants :

- Granulométrie des agents de soutènement.
- Transport des agents soutènement et remplissage de la fracture.
- Température, temps et nature des fluides de gisement. [7]

III.1. Situation de puits MD296 :

Le puits MD296 est situé en zone 2ex dans le périmètre centrale (HMD) hassid Massoud. Ouargla. Ayant pour coordonnées

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

Tableau III.1. Puits fracturés voisins

<i>Puits</i>	<i>Zone</i>	<i>Distance Mètres</i>	<i>Direction</i>	<i>Proppant livres</i>	$Q_o(av.)$ m^3/h	$Q_o(ap.)$ m^3/h
MD62	2ex	1300	Nord-Ouest	24 146	3,00	2,23
MD253	2ex	962	Sud-Ouest	92 892	2,77	6,92
MD13	2ex	1279	Nord-Est	80 891	0	5.99

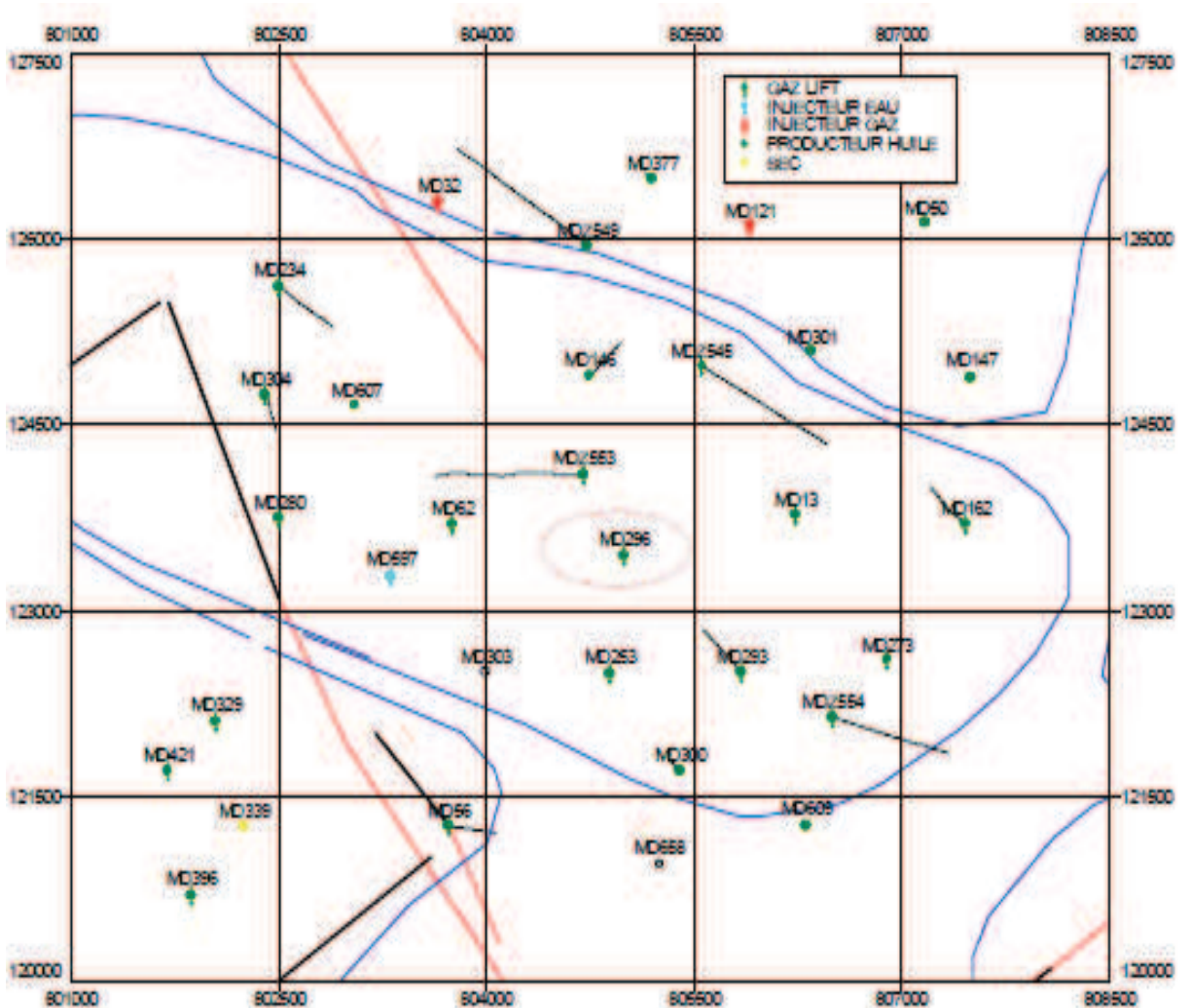


Figure III.1. Carte de positionnement MD296. [9]

III.2. Historique de production

- Le puits MD296 a été foré et complété en 1978 dans la zone 2ex en 4"1/2 ancre et le réservoir recouvert d'une crépin 5"Fig.
- Du 23/10/2000 au 12/01/2001 : intervention WO, approfondissement en divination pour attendre la base de D1.
- Le 10/12/1991 : fracturation hydraulique l'objectif étant D5, D4, D3 et D2 tout en plaçant 62000lbs de Proppant dans la formation ($Q_{av}=2.3$ / $Q_{ap}=6.6m^3/h$).
- Après la fracturation, le puits commence à décliner régulièrement jusqu'à atteindre 2m³/h en novembre 1998.
- Du 15/12/1998 au 14/03/1999 : intervention WO pour frisage la crépine, pose BC, déviation et décente LCP 4"1/2.
- Le 12/04/1999 : perforations dans le D2 (3396 – 3402m).
- Le 24/04/1999 : perforations dans le D5 et D4 (3312 – 3324m, 3332 – 3338m et 3342 --3348m).
- Le 03/05/1999 : fracturation hydraulique l'objectif étant D5 et D4 tout en plaçant 106596lbs
- de Proppant dans la formation ($Q_{av}=2.2$ / $Q_{ap}=2.17m^3/h$).
- Le 18/05/1999 : perforations dans le D3, D2 et ID (3359 – 3365m, 3368 – 3374m, 3377 –3383m, 3388 – 3394m, 3412 – 3417m et 3419 – 3425).
- Du 25/05 au 02/06/1999 : intervention Snubbing pour descente CCE (l'activation du puits en gas-lift).
- Du 19/07 au 31/07/2001 : intervention Snubbing pour nettoyage le fond et changement CCE.
- Du 06/02 au 15/02/2007 : intervention Snubbing pour nettoyage le fond et changement CCE.
- Du 14/09 au 28/09/2009 : intervention Snubbing pour nettoyage le fond et changement CCE.
- Du 17/02 au 29/02/2012 : intervention Snubbing pour nettoyage le fond et changement CCE.
- Actuellement le puits est ouvert, en attendant de subir une opération de Frac. [9]

III.3. État du puits :

III.3.1. Complétion :

TUBING 4"1/2 NEW VAM REG ANCREE x CCE1"660TS90 LCP 4"1/2

Z(TR) - Z (1ère VM) = 180.10 – 174.20 = 5.90m.

Fond initial	à 3448,00 m (TR).
Sabot Liner 4"1/2 LTC	à 3442,70 m (VM).
Sabot 7"	à 3310,00 m (TR).
Ensemble Suspension Liner Baker	à 3269,10 m (VM).
Hallib Packer "AWR"7" 32#	à 3268,10 m (VM).
Hallib Ratch Latch Assembly 4"1/2 Vam	à 3267,00 m (VM).
OTIS L.Nipple "R" 4"1/2 NV	à 3254,50 m (VM).

III.3.2. Perforations :

Tableau III.2. Le niveau de perforation

Date de Perforation	Societe de Service	But de l'Operation	Densite de Tir	Conditions du Puits	Intervalles de Perforation
14/06/2012	HLB		6		[3359 , 3365] [3368 , 3374] [3377 ,3383] [3388 , 3394] [3412 , 3417]

État actuel :

Production cumulée : $N_p = 982648 \text{ stm}^3$.

- $P_g = 184 \text{ kgf/cm}^2$.
- $P_b = / \text{ kgf/cm}^2$.
- État : Producteur huile en GL ouvert.

Tableau III.3. Les derniers essais de puits

<i>Derniers essais de puits</i>	
Paramètres	SBU: 01/09/2010
Kh (md.m)	74
Skin	-0.75
K (md)	/
Q (m ³ /h)	2.37
Pg (kgf/cm ²)	184.5

Tableau III.4. Les derniers jaugeages. [9]

<i>Derniers jaugeages</i>	
<i>Effluent</i>	<i>14/06/2012</i>
	$\varnothing_{\text{Puits}} = 22.54\text{mm}$
Huile: Q_o (m ³ /h)	2.78
Gaz : GOR (m ³ /m ³)	479
Eau : Q_w (l/h). Inj.	/
Rec.	/
Salinité de l'huile (mg/l)	227
Salinité d'eau (g/l)	/
Pression de tête: Pt (kgf/cm ²)	28.5

III.4. Programme

- **Préparation**

Snubbing : remonté CCE 1"660.
Acide pré-frac
Bouchon de sable @ 3405m
- **Test d'injectivité**

Fluide : eau traitée.
Remplissage du puits.
Procéder à l'essai de rupture à 10 bpm.
- **Injection du xylène**

Fluide : Reformat
Débit : 3 bpm
Volume: 27m3
- **Injection d'acide**

Fluide : HCl 15%.
Débit : régime de frac.
Volume : 4 000 gals.
- **Shadow frac**

Fluide : Selon compagnie de service
Volume : 20 000 gals.
Débit : 40 bpm ou maximum compatible avec la pression de tête.
Chasse : environ 160 bbl de gel linéaire.
Fermeture : attendre 3000 psi de chute de pression.
- **Contrôle**

Thermométrie : 4 h après la fin du Shadow frac
- **Observations**

Le test d'injectivité, l'acide, le Shadow frac et la fracturation seront réalisés dans la même journée.
- **Objectif**

D5, D4 et D2.

III.5 .Evaluation de l'opération :

La première étape dans cette opération est d'augmenter la pression dans l'annulaire pour sécuriser le puits : -Test des lignes des annulaires 7": 5000 psi.

-Test des lignes des annulaires 9^{5/8}: 5000 psi.

III.5.1.Injection Tests :

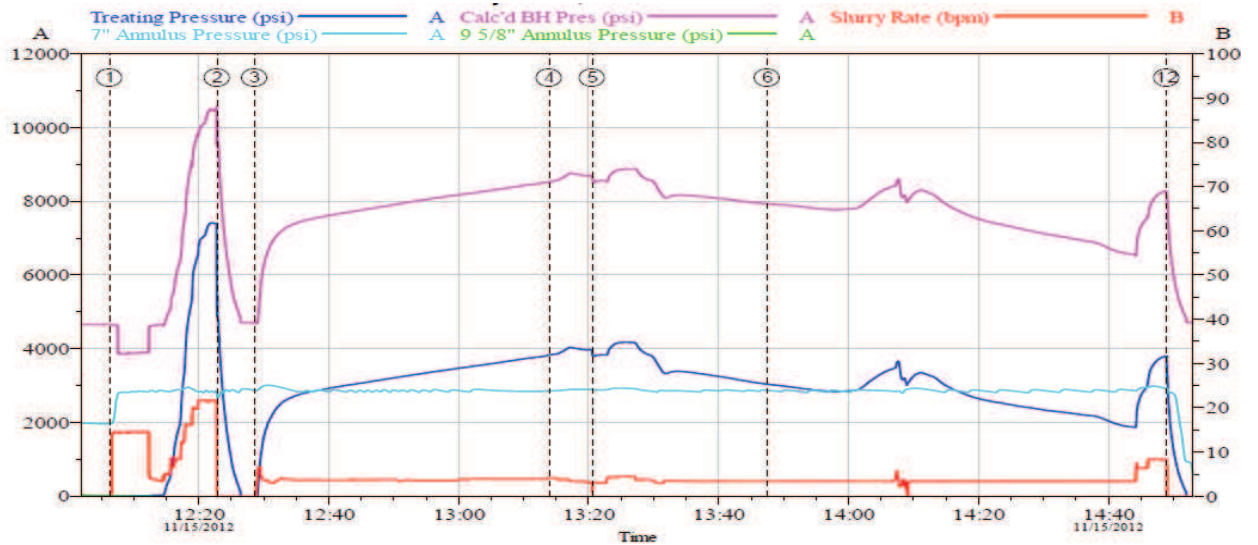


Figure III.2. Injection test

- Calc’BH pres : pression de fond de puits.
- Treating pressure : pression de surface de puits.
- 7" Annulus pressure : pression d’annulaire.
- 9^{5/8}" Annulus pressure : pression d’annulaire
- Slury rate (bpm) : debit d ’injection.

III.5.2. Mini frac :

Tableau III.5: Minifrac Summary[5]

Stage Description	Fluid Description	Planned Volume (gal)	Actual Volume (gal)	Slurry Rate Avg / Max (bbl/min)	Surface Press. Avg / Max (psi)
Injectivity test	Treated Water	7,600	8,995	13.1 / 21.7	2,387 / 7,416
Reformat	Xylene	7,133	7,106	3.7 / 6.6	3,146 / 3,832
Spacer	Treated Water	1,000	1,001	3.6 / 4.2	3,952 / 4,040
Acid	15 % HCL	4,000	4,017	3.6 / 4.5	3,525 / 4,178
Displacement	Treated water	7,420	9,963	3.7 / 8.4	2,754 / 3,799
Load Hole	Treated water	4,000	7,317	11.2 / 18.4	861 / 4,436
Pre-Pad/Est. rate	35# Linear Gel	1,000	3,797	31 / 40.1	7,490 / 9,235
Load Hole	Hybor H3.5415	7,669	7,697	40.3 / 40.8	7,429 / 4,045
Minifrac	Hybor H3.5415	12,420	12,344	40 / 41.9	3,926 / 6,910
Displacement	35# Linear Gel	7,469	7,500	40.4 / 40.8	6,370 / 6,407

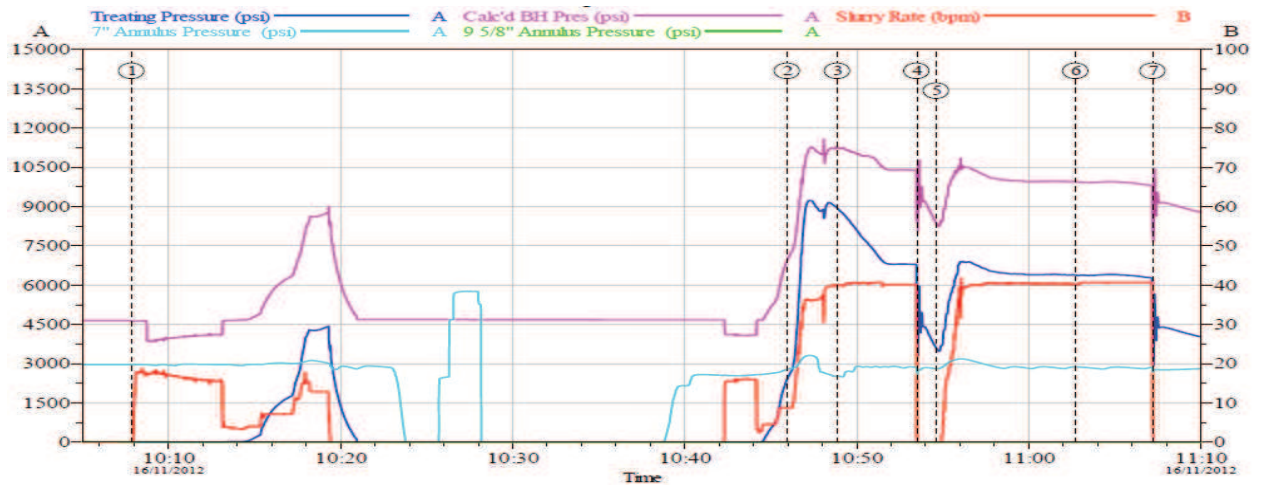


Figure III.3. Traitement Mini frac

❖ Nolte G function plot (shut in) :

Ce test pour déterminer tout les paramètres

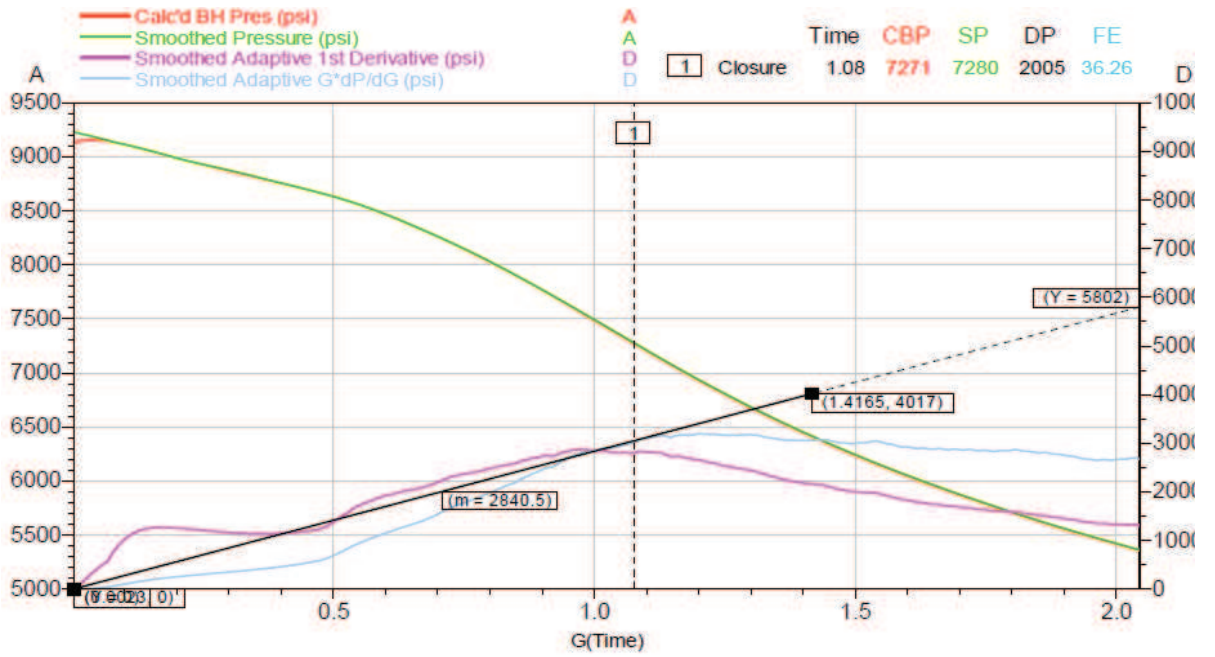


Figure III.4.Pression de fond par Nolte G time

III.5.3. Température Log :

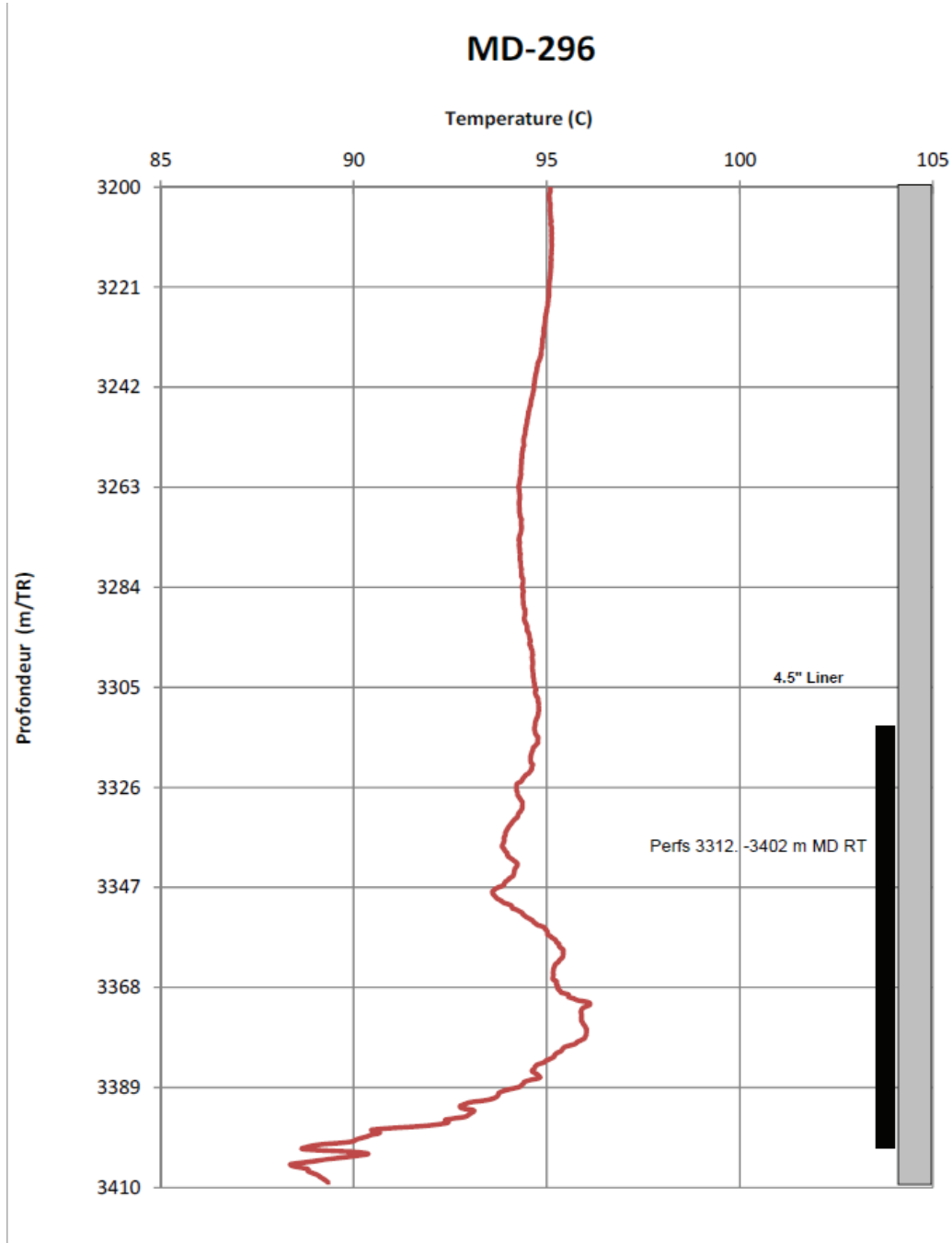


Figure III.5. Mini Frac enregistrement la Température

III.5.4.Main Frac :

Le traitement type se subdivise en trois étapes distinctes.

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

Tableau III.6. Main Treatment Design [5]

Stage Number	Stage Description	Fluid Type	Clean Volume (gal)	Slurry Volume (gal)	Rate (bbl/min)	Time (min)	Proppant Conc. (lb/gal)	Stage Proppant (lbs)	Proppant Type
1	Pre-Pad	35# L	4,000	4,000	2 - 40	4.5			-
2	Pad	35# XL	5,500	5,500	40	3.3			-
3	Sand slug	35# XL	5,000	5,113	40	3.0		2,500	100 Mesh
4	Pad	35# XL	5,500	5,500	40	3.3			
5	Prop 1	35# XL	6,000	6,395	40	3.8	1 - 3	11,940	20/40 HSP
6	Prop 2	35# XL	4,500	5,167	40	3.1	3 - 6	20,150	20/40 HSP
7	Prop 3	35# XL	3,500	4,395	40	2.5	6 - 8	24,470	20/40 HSP
8	Prop 4	35# XL	2,000	2,544	40	1.5	8	16,000	16/30 HSP
9	Displacement	35# L	7,369	7,528	40	4.4			
10	Monitor Decline								
11	Total		43,369	46,142		29.4		72,560	Prem Prop. Plus

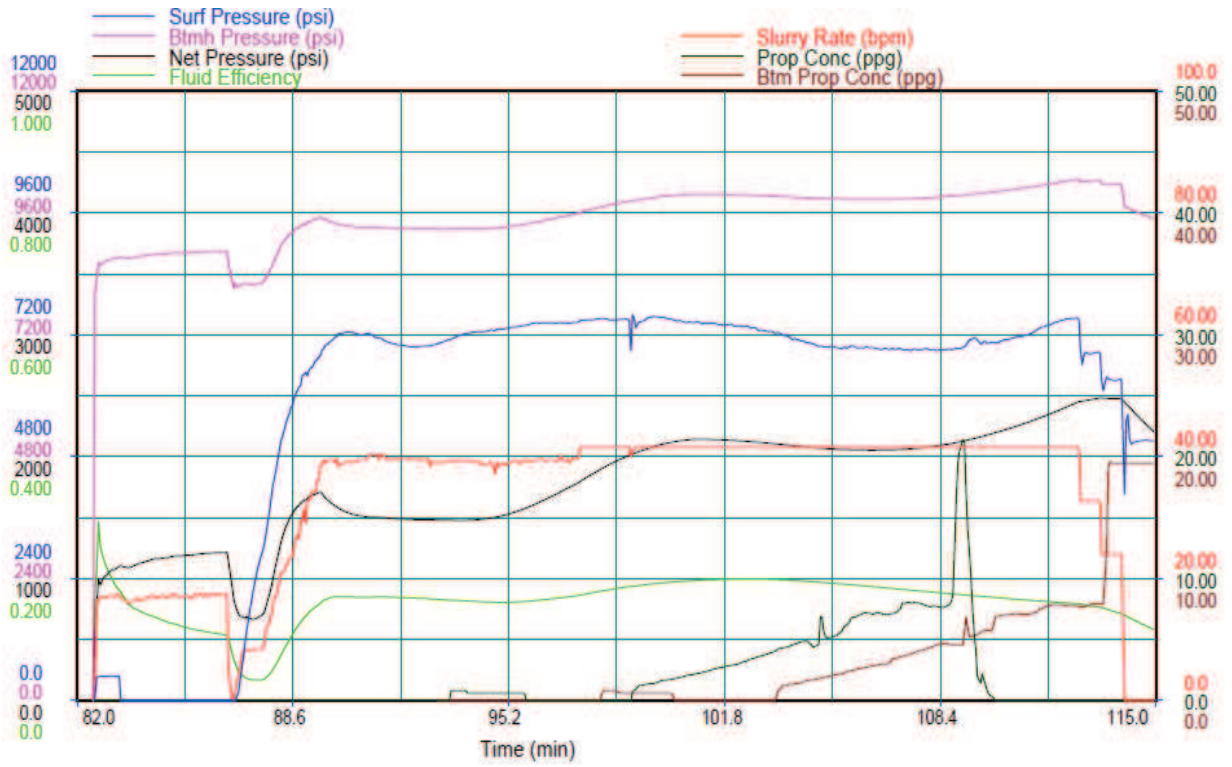


Figure III.6. Traitement main frac

III.6. Partie calcul

III.7. Détermination de la géométrie de la fracture :

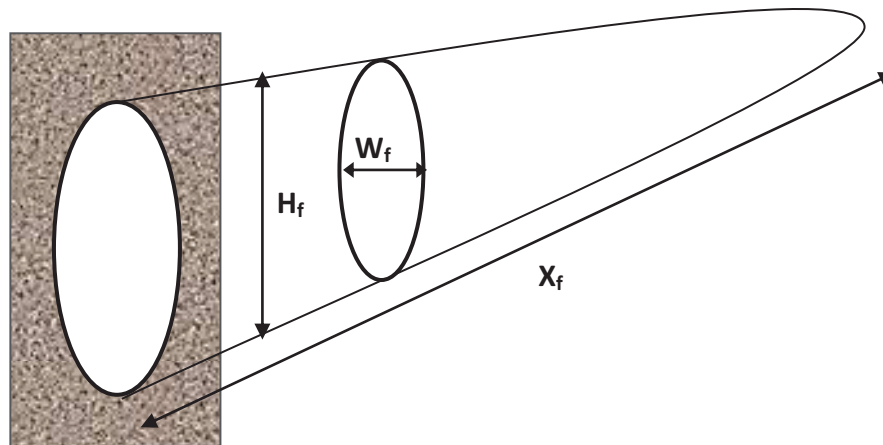


Figure III.7. La géométrie de la fracture

III.7.1. Avec le modèle GDK :

Les données :

Tableau III.7. Les données nécessaires dans le modèle GDK

Puits	E 10 ⁶ (psi)	v	Sp (gal/ft ²)	C (ft/√min)	Qi (BPM)	T (min)	hf (ft)
MD296	4,8	0,15	0,012	0,0080	40	15,725	105,252

❖ Calcul de K_s :

$$K_s = \frac{7,48.C.\sqrt{t}}{S_p} \dots\dots\dots\text{III.1}$$

AN :

$$K_s = \frac{7,48.0,0080.\sqrt{15,725}}{0,012} = 19,77$$

$$K_s = 19,77$$

❖ Calcul de G :

$$G = \frac{E}{2.(1+\gamma)} \dots\dots\dots\text{II.5}$$

AN :

$$G = \frac{4,8.10^6}{2.(1+0,15)} = 2,08.10^6$$

$$G = 2,08.10^6$$

❖ Calcul de $K_{\mu l}$.

$$K_{\mu l} = 1.43 \times 10^{-5} \times (1 - \nu) \times \left(\frac{Q}{h_f \cdot C^2} \right)^3 \times \left(\frac{\mu}{G \cdot t} \right) \dots \text{II.12}$$

AN:

$$K_{\mu l} = 1.43 \times 10^{-5} \times (1 - 0,15) \times \left(\frac{19}{105,252 \cdot 0,008^2} \right)^3 \times \left(\frac{65}{2,08 \cdot 10^6 \cdot 15,725} \right) = 0,54$$

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

on détermine les paramètres suivant de l'abaque (K_L vs K_{μ}) voir (Figure II.12) :

$$K_L = 0,145 \quad \text{et} \quad K_{\mu} = 2,68$$

❖ Calcul de largeur de la fracture (W_w) :

$$W_w = \frac{12 \cdot C \cdot \sqrt{t}}{K_{\mu}} \dots \text{III.2}$$

AN:

$$W_w = \frac{12 \cdot 0,008 \cdot \sqrt{15,725}}{2,68} = 0,14$$

$$W_w = 0,14''$$

❖ Calcul de longueur de la fracture (L) :

$$L = \frac{5.615 \cdot K_L \cdot Q \cdot \sqrt{t}}{C \cdot h_f} \dots \text{III.3}$$

AN:

$$L = \frac{5.615 \cdot 0,145 \cdot 19 \cdot \sqrt{15,725}}{0,008 \cdot 105,252} = 72,85 \text{ ft.}$$

$$L = 72,85 \text{ ft} = 22 \text{ m}$$

Les résultats :

Tableau III.8. Résultats obtenus de puits MD296

Puits	W _w (")	L (m)
MD296	0,14	22

Remarque 1 : Selon les résultats trouvés et étant donné que les résultats sont plus proches par rapport aux normes de logiciel on peut dire que la méthode GDK est applicable

III.7.2. Avec le modèle PKN :

Les données :

Tableau III.9. Les données nécessaires dans le modèle PKN

Puits	E 10 ⁶ (psi)	ν	Sp (gal/ft ²)	C _L (ft/√min)	Q _i (m ³ /min)	T (min)	h _f (m)
MD296	4.8	0,15	0,012	0,0032	4,5	15,725	32,08

❖ **Calcul de la longueur de la fracture (L) :**

$$L(t) = \frac{Q_i \cdot \sqrt{t}}{2 \cdot \pi \cdot C_L \cdot h_f} \dots \dots \dots \text{II.15}$$

AN :

$$L(t) = \frac{4,5 \cdot \sqrt{15,725}}{2 \cdot \pi \cdot 3,2 \cdot 10^{-3} \cdot 32,08} = 27,67\text{m}$$

$$L(t) = 27,67$$

❖ Calcul de la largeur de la fracture (W_w) :

$$W_w(t) = 4 \cdot \left[\frac{\mu \cdot Q_i^2}{\pi^3 \cdot E' \cdot C_L \cdot h_f} \right]^{1/4} \cdot t^{1/8} \dots \dots \dots \text{II.16}$$

- Calcul le module de déformation plane E'

$$E' = \frac{E}{1 - \nu^2} \dots \dots \dots \text{III.4}$$

AN:

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

$$E' = 0,49 \cdot 10^{10} \text{ kg/m}^2$$

Donc :

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

$$W_w(t) = 0,66''$$

Les résultats :

Tableau III.10. Résultats obtenus de puits MD296

Puits	W_w (")	L(m)
MD296	0,66	27,67

Remarque 2 : Selon les résultats trouvés et étant donné que les résultats sont très loin des normes de logiciel on peut dire que la méthode PKN n'est pas applicable

III.8. détermination de volume de Pad et la conductivité adimensionnelle:

Tableau III.11. Les données pour la détermination de volume de Pad et la conductivité adimensionnelle

Puits	V _I (m ³)	n	X _f (ft)	W _f (ft)	K (md)	K _f (md)
MD296	110	0,15	211,92	0,018	1	179858

❖ **volume de pad :**

$$V_{pad} = V_i \left(\frac{1-n}{1+n} \right) \dots\dots\dots III.5$$

n: Efficacité du fluide.

V_i : le volume total à pomper.

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

$$V_{pad} = 81,3 \text{ m}^3 = 508 \text{ bbL}$$

❖ **La conductivité adimensionnelle :**

$$F_{CD} = \frac{K_f W_f}{K X_f} \dots\dots\dots II.6$$

X_f : Extension de la fracture.

W_f : Épaisseur de la fracture.

K : La perméabilité de la formation.

K_f=K_p : perméabilité de l'agent de soutènement.

$$F_{cd} = \frac{179858 \cdot 0,018}{1.211,92} = 15,27 \quad F_{cd} = 15,27$$

Tableau III.12. Les résultats de volume de pad et la conductivité

Puits	V_{pad} (bbL)	Fcd
MD296	508	15,27

III.9. détermination la masse et la concentration de l’agent de soutènement :

Tableau III.13. Les données pour la détermination de la masse et de la concentration de l’agent de soutènement

Puits	X_F (ft)	ϕ_p (Lb/ft ³)	Φ_p	K (md)	H_F (ft)	W_w (")	K_F (md)
MD296	211,92	231	0,6	1	104,96	0,18	179858

❖ la masse de l’agent de soutènement M_p :

$$M_p = \frac{124,6.Fcd.X_f^2.G_s.(1-\Phi_p).K.h}{K_f} \dots\dots\dots III.6$$

$G_s= 2.65$: gravité spécifique de l'agent de soutènement

AN:

$$M_p = \frac{124,6.15,27. (211,92)^2 . 3,62. (1 - 0,6). 1.104,96}{179858} = 7,22. 10^4 \text{ Lb}$$

$$M_p = 7,22. 10^4 \text{ Lb}$$

❖ La concentration de l'agent de soutènement C_p :

$$C_p = \frac{W(1-\Phi_p) \cdot \varphi_p}{12} \dots \dots \dots \text{III.7}$$

Φ_p : Porosité de l'agent de soutènement.

φ_p : Masse spécifique de l'agent de soutènement.

AN :

$$C_p = \frac{0,18(1 - 0,6) \cdot 231}{12} = 1,38 \text{Lb/ft}^2$$

$$C_p = 1,38 \text{ Lb/ft}^2$$

Tableau III.14. Les résultats de la masse et la concentration de l'agent de soutènement

Puits	M_p (Lb)	C_p (Lb/ft ²)
MD296	$7,22 \cdot 10^4$	1,38

A partir des résultats suivant :

- L'épaisseur de fracture $W_w = 0,14" \cdot 2,54 = 0,35 \text{cm}$. Il est inférieur à 1cm
- Volume de pad $V_{pad} = 81,3 \text{ m}^3 = 508 \text{bb}$.
- La conductivité adimensionnelle $F_{cd} = 15,27$ supérieur à 3
- la masse de l'agent de soutènement $M_p = 7,22 \cdot 10^4 \text{ Lb}$.
- La concentration de l'agent de soutènement $C_p = 1,38 \text{ Lb/ft}^2$

Selon les résultats trouvés et étant donné que les résultats sont dans les normes on peut dire que

La technique de fracturation hydraulique est applicable sur chantier (le puits MD296) HMD.

Conclusion et recommandation :

Dans la présente étude, les résultats d'une fracturation hydraulique effectuée à HMD au niveau du puits MD296 ont été atteints.

On peut conclure que :

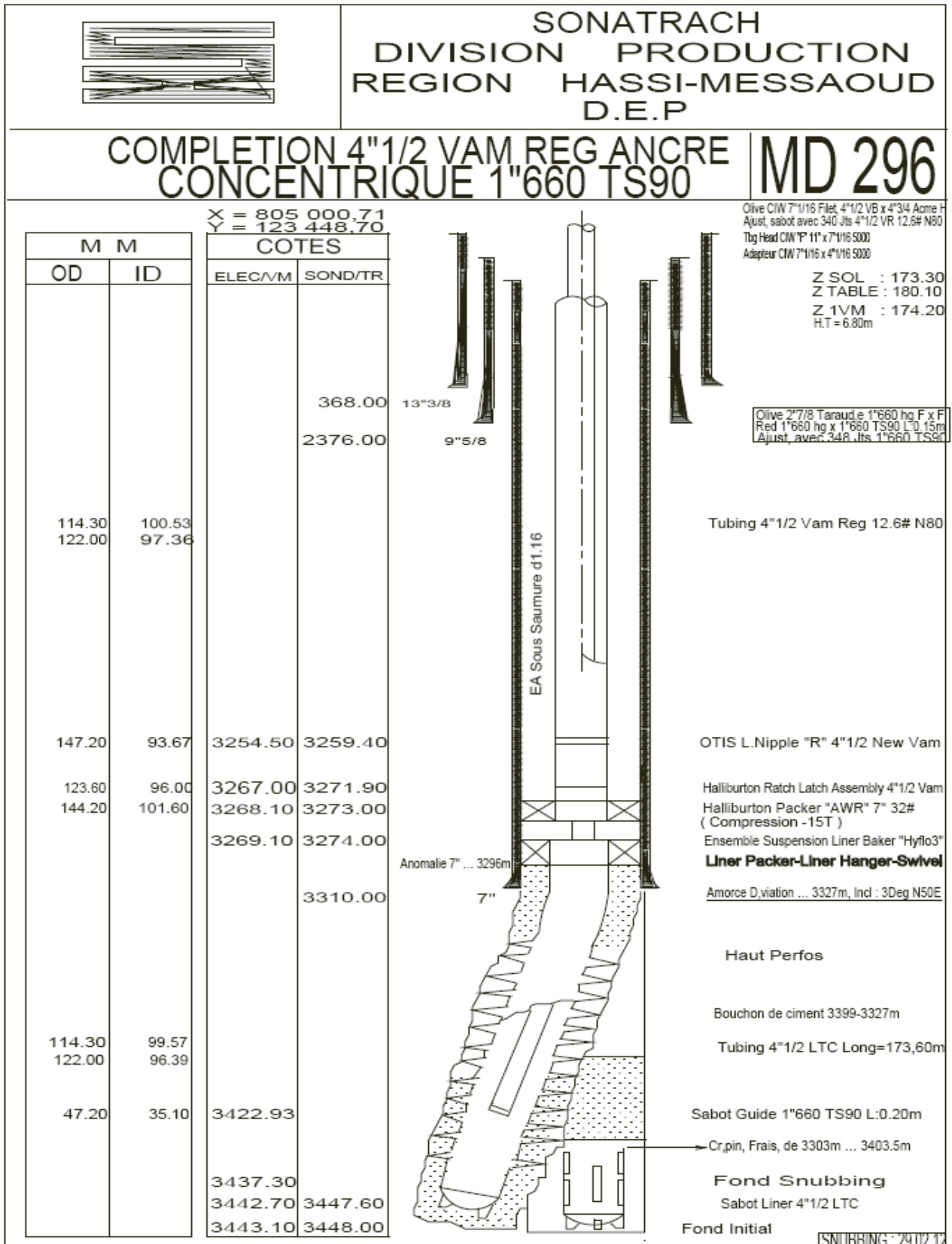
- Le procédé de la fracturation hydraulique est applicable au cas où le débit d'un puits est insuffisant non pas à cause d'un problème de colmatage mais parce que la perméabilité naturelle de la matrice est faible.
- Suite à l'analyse des résultats de calculs de la géométrie de la fracture par les deux modèles PKN (**PERKINS KERN NODGREN**) et GDK (**GEERSTMA DANESHY KLERK**), on a constaté que le modèle PKN est le plus adapté dans notre cas.
- Le puits MD296 est un bon candidat à la fracturation hydraulique.
- La faible efficacité du fluide de fracturation est l'un des facteurs majeurs qui provoquent l'endommagement de la formation.

En effet, la fracturation est une opération rentable, mais elle est très coûteuse. Un bon choix des puits candidats est recommandé. Plusieurs études sont nécessaires avant chaque opération.

Finalement la productivité de puits MD296 s'est améliorée.

- [1] Benhamida Ishak, Lakhchakheche Toufik et Saoudi Ahmed, mémoire fin d'étude Amélioration de l'injectivité de puits par fracturation hydraulique. Puits OMO473, université de Ouargla, Algérie, juin 2012.
- [2] Ghesmoune Mohammed et Bendjedia Imad (2007), Le choix entre la fracturation hydraulique et le short radius par la modélisation de l'indice de productivité, mémoire d'ingénieur d'état en production, université de boumerdes, Algérie.
- [3] Rapport superviseur stimulation Ahmed Hidoud SONATRACH 2012.
- [4] El Yazid Touati, Wassila Berriani 7^e journée scientifiques et techniques Hôtel Sheraton, 28 au 29 novembre 2006, Oran, Algérie.
- [5] Mohammed Gheraissa, Report de puits MD296 HALIBURTON ,19 novembre 2012, champs HMD Ouargla, Algérie.
- [6] Aboudjabel Ali (2005), évaluation de la fracturation hydraulique, mémoire d'ingénieur d'état en production, université de Boumerdes, Algérie.
- [7] mémoire fin d'étude, Evaluation de l'opération de multi-stage frac par l'analyse et l'interprétation des essais du puits, application aux champs HMD Ouargla, Algérie, juin 2012.
- [8] Irzi Djaafer et Stimi Yuocef (2008), analyse d'une fracturation hydraulique, mémoire d'ingénieur d'état en production, université de Boumerdes, Algérie.
- [9] Mr. A. BOUMALI, programme (Essai d'injectivité, shadow frac) MD296, champs HMD Ouargla, Algérie, Octobre 2012.
- [10] Fracturing Equipment 2012 (HALIBURTON) champs HMD Ouargla, Algérie.

MD296 Zone 2exPérimètre



[SNUBBING: 29/02/12]

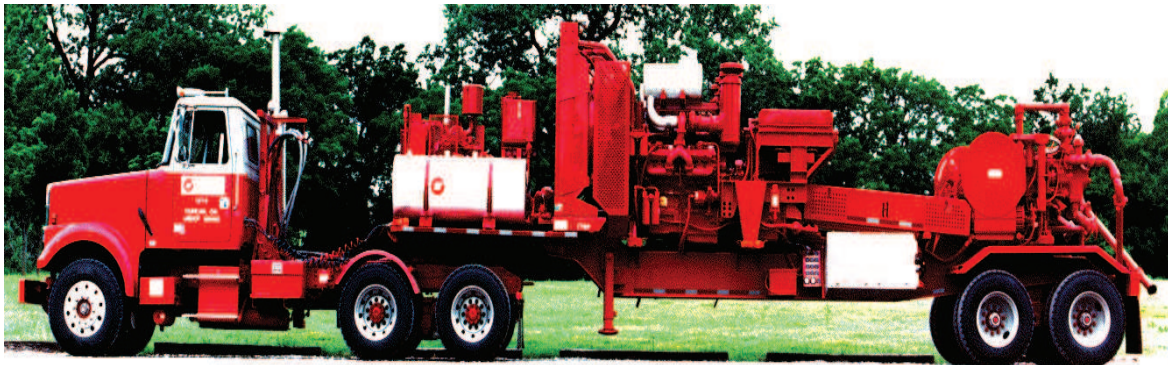
Jaugeages du Puits MD296

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sèpar.	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)	
			Huile	Gaz		Tête	Pipe	Sèpar.			Récupérée	Injectée
Puits MD296												
11-09/1978	9.53	-	8.14		211	83.5		10.2				
15-01/1980	22	-	8.95		119	20.8		8.4				
02-02/1981	20	-	7.13		183	20.8		7.3				
10-08/1983	15	-	5.63		160	21.6		7.3				
03-03/1985	15	-	2.8		159	18.2		5				
28-11/1985	12	-	2.38		149	17.7		7				
21-04/1987	12	-	5.51		133	23.8		8.6				
12-07/1987	12	-	1.98		143	25.5		3.5				
19-02/1988	12	-	2.02		198	15.3		3.5				
06-01/1990	12	70	4.54	1007.61	195	19.5	16.2	2.5	30	.343		
18-12/1991	12.7	600	5.08	1412.01	276	24.5	14.2	9.8	31	.468	210	
24-12/1991	12.7	600	5.8	1134.01	199	27.5	15.3	9.8	30	.46	80	
15-01/1992	12.7	600	6.13	1263.32	224	30	15.5	10.5	18	.475	20	
13-05/1992	12.7	600	6.78	1275.46	179	31.5	12.5	9.6	42	.45		
17-01/1993	16	300	7.71	1548.19	180	24.3	14.2	6.9	46	.464		
16-12/1993	16	300	6.32	1168.89	173	20.5	13.6	7.7	41	.477		
27-03/1994	16	600	6.32	1156.38	162	21.8	15.5	5.6	41	.507		
12-06/1994	16	600	5.53	926.98	156	20.1	15.5	7.7	42	.526		
08-11/1994	16	600	6.13	1167.55	167	20.5	16.5	5	40	.467		
15-02/1995	16	600	5.53	1082.87	181	20.2	15.9	6.2	36	.52		
18-10/1995	18.25	600	5.99	2657.35	427	31.5	14.8	8	31	.979		
09-09/1996	18.25	300	3.29	2961.38	864	27.5	15.3	9.8	31	1.556		
29-09/1997	18.25	300	3.95	2498.23	605	24.1	14.4	8.4	34	1.136		
14-06/1998	18.25	1440	1.58	1816.86	1092	17.4	14.2	5.5	24	1.914		
30-11/1998	18.25	1440	2.57	2496.91	923	19.4	14.1	4.5	22	1.407		
29-06/1999	16.36	1440	2.17	694.11	330	32.3	15.5	8.2	30	2.274		
25-12/1999	16.36	720	3.36	2182.37	659	38.6	15.5	5	18	1.759		
07-06/2000	16.36	720	2.77	1903.66	682	14.3	13.7	4	29	.414		
10-11/2000	22.54	1440	2.37	1081.22	471	19.2	14.5	6.1	17	2.199		
25-04/2001	22.54	1440	4.12	2342.05	535	20.4	15.5	4.2	26	1.341		
05-08/2001	22.54	1440	4.74	2548.25	533	23.2	15.4	5.2	32	1.333		
14-12/2001						23.2	15.4					
09-04/2002	22.54	1440	3.16	2880.19	913	18.3	16.1	5.9	29	1.283		
10-07/2002	22.54	1440	2.77	2537.53	906	22.1	12.5	3.2	30	2.177		
16-10/2002	22.54	1440	3.56	1966.97	556	15.5	13	4.3	21	1.067		
27-02/2003	22.54	740	2.77	3739.86	1366	18.6	12.7	5.2	14	1.832		
24-09/2003	22.54	1440	2.77	4313.57	1567	25.3	14	6.5	26	2.492		
03-04/2007	22.54	720	3.19	3164.43	991	16.5	14.5	5.51	17	1.1456	0	
22-08/2007	22.54	720	2.48	729.04	294	16.8	14	3.67	23	1.6698	0	
30-01/2008	22.54	655	3.21	1496.89	466	15	12.7	4.69	11	1.1221	0	
25-05/2008	22.54	600	2.82	355.59	126	19.5	17	3.26	31	1.5622	0	
07-09/2008	22.54	600	.99	1430.27	1450	26	15.4	4.28	30	7.1833	0	
12-03/2009	22.54	600	.2	1137.23	5697	18.8	13.6	4.38	17	8	0	
30-04/2009	22.54	600	3.58	2669.13	745	21.1	15.5	5.71	20	1.6045	0	
22-06/2009	22.54	600	1.58	1582.03	999	17.5	15.2	4.28	26	2.5224	0	
01-11/2009	22.54	720	2	814.64	408	14	11.5	4.38	17	1.7644	0	
20-01/2010	22.54	600	1.4	2785.00	1984	34	14.1	5.81	12	6.5986	0	
20-05/2010	22.54	Vx29	2.19	2278.46	1040	58.7	14.7		29	7.2979	0	
21-08/2010	22.54	600	2.37	567.55	239	17.9	15.4	4.64	27	1.7582	0	
20-12/2010	22.54	Vx29	2.59	1576.41	609	27	14.5		23	2.8426	0	
08-08/2011	22.54	Vx29	3.94	1382.43	351	13.9	13.6		30.9	.3674	0	
26-10/2011	22.54	Vx29	1.67	870.81	523	12.8	11.7		27	1.4919	0	
14-06/2012	22.54	Vx29	2.78	1322.00	476	28.5	13.9			2.7983	0	

Type de	Date	Press ion (kg/c			Dé bit (m		Inde	HK			S kin	Dus e	R e m a
		Gis e m e	F ond	Te te				P ro c	Lo inta	(Hw *			
DS T	09/07/197	353	263.7	83.4	Huile	16	.188	940	-	-	18	9.5	TES T
EP B U	06/08/197	344.51	270.29	85	Huile	8.2	.125	874	-	-	27.1	9.53	EP
DS T	02/07/198	242.5	184.46	33.8	Huile	3.77	.072	415	-	-	23.5	9.5	TES T_WO
B UILD	12/09/198	236.2	93.16	18.1	Huile	6.17	.047	714	-	-	63.3	20	-
B UILD	23/01/199	218.76	147.44	29.8	Huile	6.09	.094	299	-	-	7.4	12.7	-
B UILD	17/11/199	202.05	132.26	26.2	Huile	8.56	.139	325	-	-	1.1	16	Te s t r e a l i s e a v e c
B UILD	01/09/201	184.48	74.91	27	Huile	2.37	.021	-	74.8	-	-75	22.54	P F D @ 3414m R e e l, S k i n g e o m e t r i q u e d u a

Les équipements de la fracturation hydraulique : [5]

Frac Pump :



A. HT- 400 Triplex Pump. [5]

Twin

HHP=600 per pump.

Rates to 17.5 bpm.

Pump pressures to 20000 psi

Autre pump:

- HQ-2000 Quintiplex Pump (grizzly)

-HT - 2000 Triplex Pump



B. HQ-2000 Quintiplex Pump (grizzly). [5]



C. HT - 2000 Triplex Pump

Gel pro blender (mixeur) :



D.10.pro blender

LGC concentrate capacity: 45bbl

Pumping capacity: 100bpm

Holding tank capacity: 100bbl

Slurry processor blender :



E. Slurry processor blender

Slurry tub-10bbl capacity

Pumping rate-100bpm

Max concentration :20 lb/gal proppant

Proppant system:212" or 1-12&14"screws

7 liquid additive pumps

2 dry additive feeders

Liquide Additive System (LAS) :



F. Liquide Additive System

-LGC concentrate capacity: 45 bbl

-pumpinng capacity:100 bpm

- holding tank capacity:100 bbl

Transport l'acid :



G. Gal Acid Transport

Acid frac pump:



H. Acid Frac Pump

Frac tank :



I. Rectangular Frac Tank

- Réservoir d'eau avec une capacité 500 bbl

- Largeur : 8 pied

- Hauteur : 8 pied, 9 pouces (avant)

12 pied, 10 pouces (arrière)

-Longueur : 34 pied, 3 pouces

Sand King :



J.Sand King

-La capacité des compartiments 250 000 livres de sable.

Manifold :

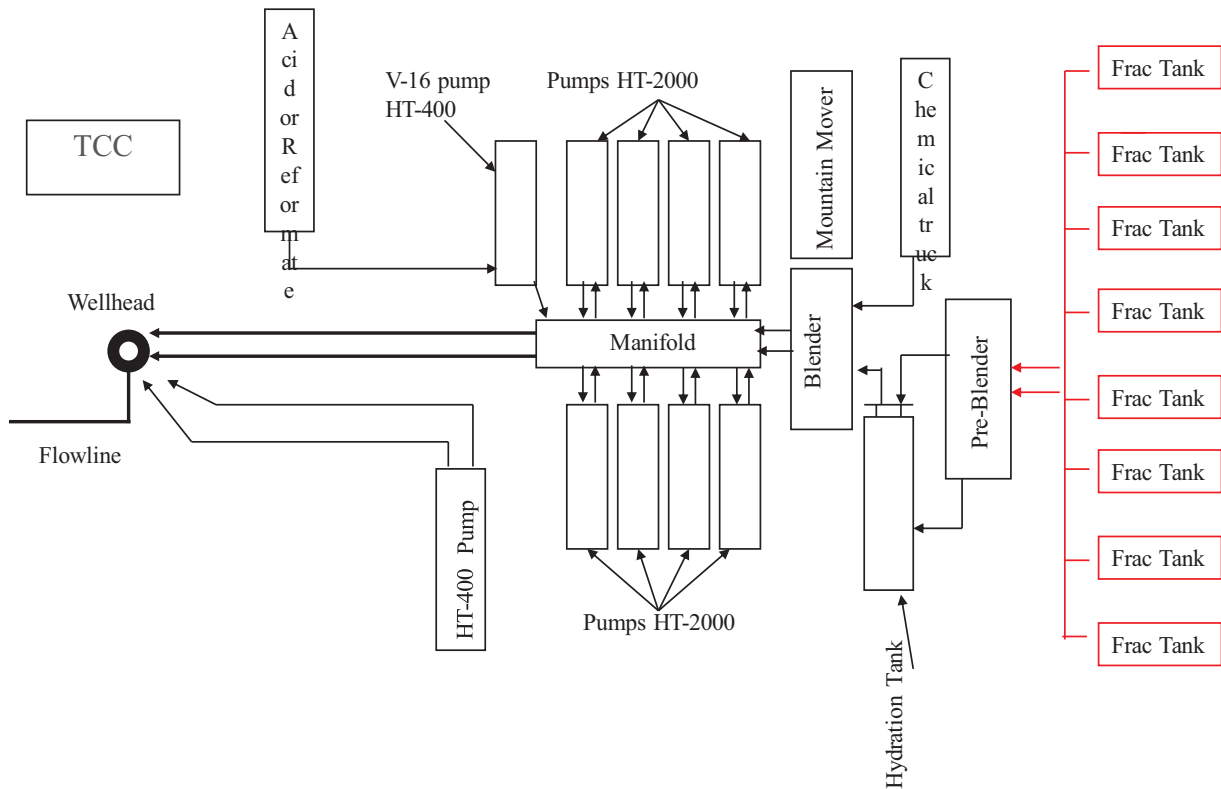


K. Rig up of A Manifold Trailer [1]

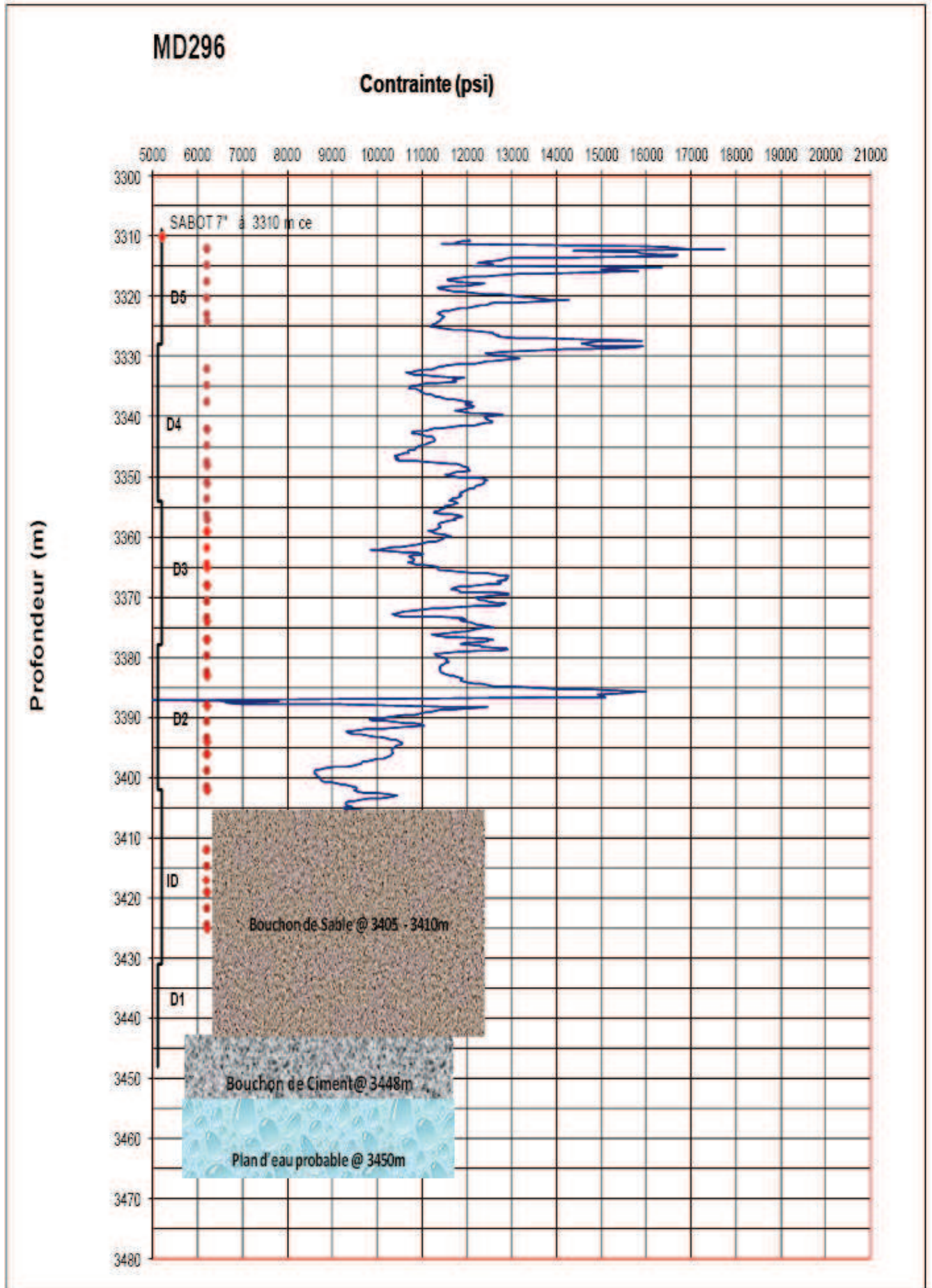
Tree-saver :



L. Tree-saver

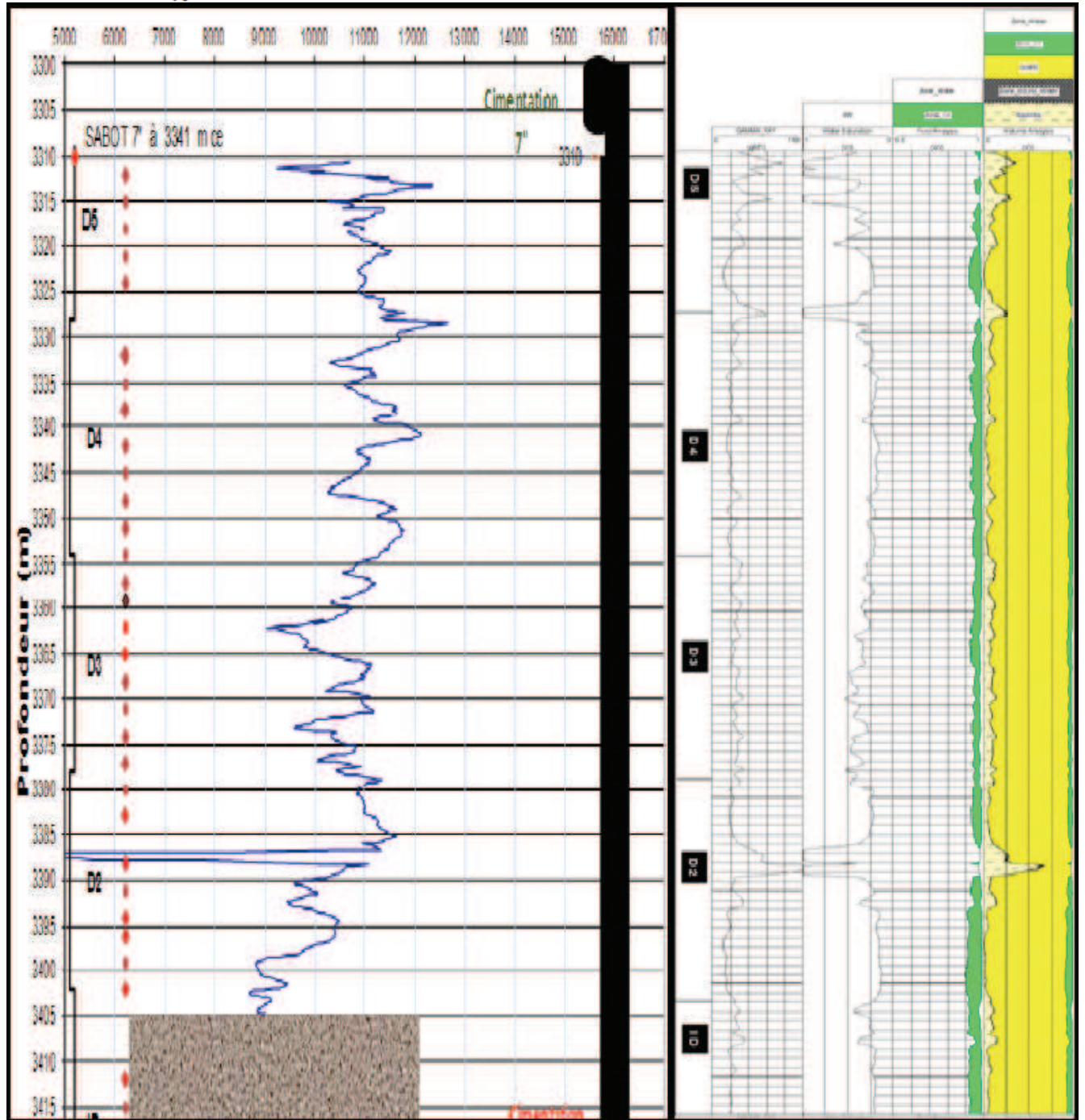


M.L'installation des équipements fracturation

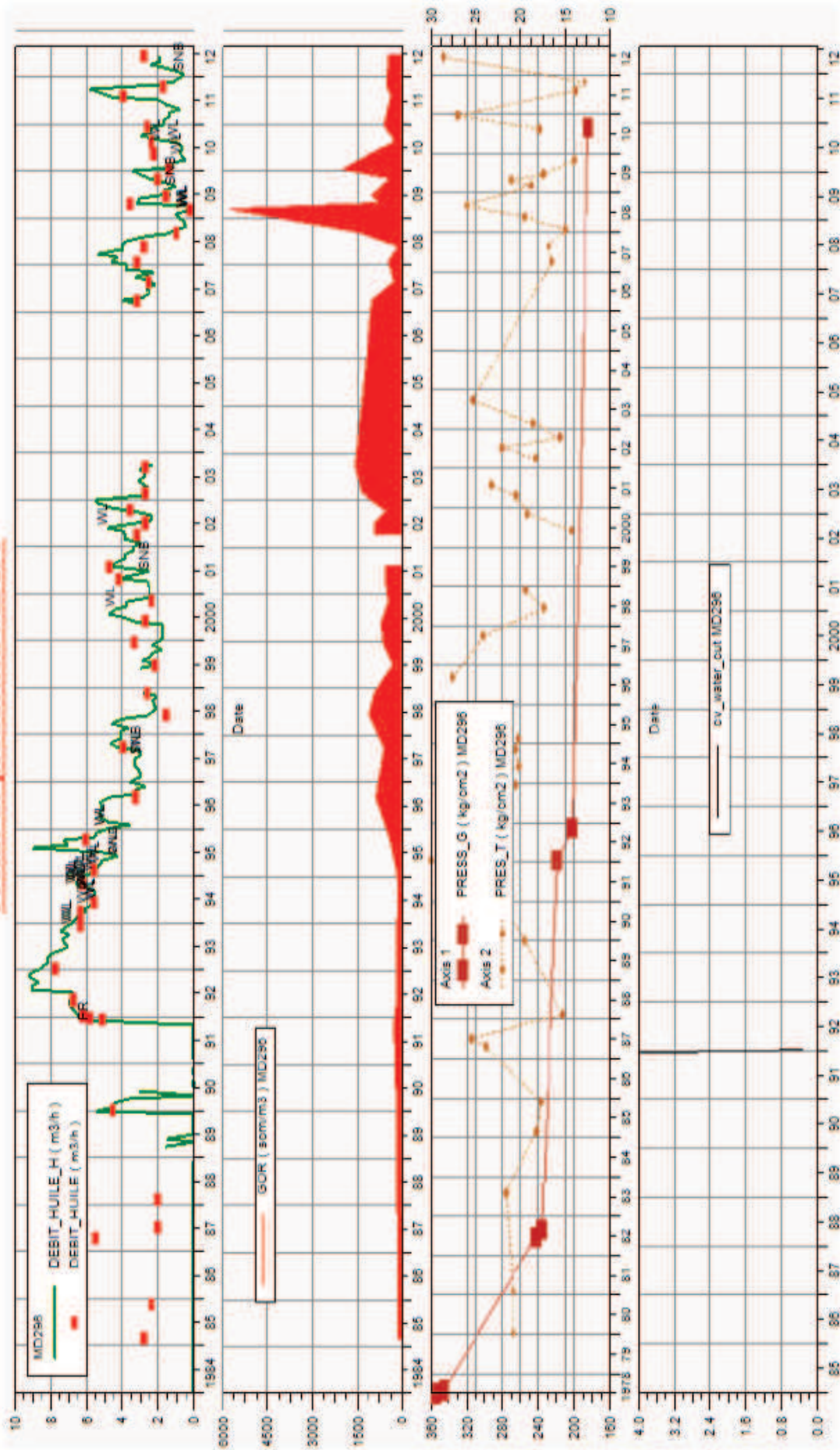


MD296 Zone 2exPérimètre Centrale

MD296 So=85% Contrainte



Profil de production MID296



COMMENTAIRE SUR LE RESERVOIR :

STRUCTURE : POSITION STRUCTURALE RELATIVEMENT BASSE.
TECTONIQUE : Puits situe sur le compartiment affaisse de type grabben, d'une zone tectoniquement tres active.
STRATIGRAPHIE: PRESENCE DE QUELQUE 15M DE R1, TOTALEMENT ERODE AILLEURS.
LITHOLOGIE : LE R1 EST CONSTITUE DE QUARTZITE ISOMETRIQUE FIN, COMPACT, SILICEUX. NOMBREUSES PASSEES DE SILTSTONE.
LE R2 EST CONSTITUE DE GRES-QUARTZITE MOYEN A GROSSIER SILICEUX A SILICO-ARGILEUX. PASSEES DE SILTSTONE

(NOMBREUSES AU D3).

FISSURATION : DEVELOPPEE SUR PRESQUE TOUTE LA PARTIE CAROTTEE DU RESERVOIR, EN PARTICULIER LA FISSURATION SUBVERTICALE.

ELLE EST COLMATEE DE BITUME DE SELS, RAREMENT VIDE.

AU D3 ON NOTE QUELQUES FISSURES SUBHORIZONTALES FERMEES VIDES.

CAPACRERISTIQUES DES DRAINS: DANS LES 4 PREMIERS DRAINS, LA MAJORITE DES VALEURS DE PERMEABILITE SONT INF. 0,1MD. ELLES S'AMELIORENT LEGEREMENT DANS LES DRAINS D2-ID (1 < K < 5MD).

Résumé: Notre travail consiste à faire l'étude d'une opération de fracturation Dont l'objectif est d'augmenter ou bien d'améliorer l'indice de productivité, nous avons fait une étude sur le puits MD 296 champ Hassi Messaoud (HMD).

On a utilisé deux méthodes différentes de calcul, la méthode GDK et la méthode PKN .On peut conclure que la méthode PKN est la méthode convenable parce que la plus utilisée sur chantier par rapport la méthode GDK.

Mot clés : *fracturation, l'indice de productivité, champ Hassi Messaoud, GDK (GEERSTMA DANESHY KLERK), PKM (PERKINS KERN NODGREN).*

ملخص: يتمثل عملنا هذا في دراسة تقنية التكسير والتي تهدف إلى زيادة و تحسين إنتاجية الآبار، ثم قمنا بتطبيق هذه التقنية على بئر (MD 96) بحقل حاسي مسعود، حيث استعملنا طريقتين مختلفتين (GDK),(PKN).

و استخلصنا أن طريقة (PKN) هي الطريقة المثلى والمستعملة غالبا على مستوى ورشات الشركات البترولية نظرا لتوافقها مع الدراسة العملية.
الكلمات الدالة: دراسة تقنية التكسير، تحسين إنتاجية الآبار، بحقل حاسي مسعود، ورشات الشركات البترولية.

Abstract: In this paper we study a fracturing operation in order to increase and improve productivity index, we studied the case of the well (MD 296), field Hassi Messaoud (HMD).

We used two different calculation-method, PKN and GDK method and we concluded that the PKN method is the most appropriate and most used in the field these days so it is so close to the reality.

Kay words: *fracturing, productivity index, field Hassi Messaoud,*