

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des Hydrocarbures Energies Renouvelables et Science de la Terre et de
l'Univers

Département de Production des Hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Professionnelle

Présenté Par :

**AMIRA OUSSAMA, NOUCER ISHAK
MEHDADI ABDELGHANI**

-THEME-

Amélioration de la production de puits par fracturation

Hydraulique par deux modèles PKN et GDK (Etude de cas puits MD689)

Soutenu le :19/06/2021 devant la commission d'examen

Jury :

Président :	CHETTI DJAMAL EDDINE	MAA	UKMO
Examineur :	NECIB HICHAM	MAA	UKMO
Encadreur:	SID ROUHOU M ^{ED} H	MAA	UKMO
Co-Encadreur :	ATLILI M ^{ed} ELHADI	MA	SONATRACH

Remerciement

Nous tenons tout d'abord à remercier Dieu le tout puissant et miséricordieux, qui nous a donné la force et la patience d'accomplir ce Modeste travail.

En second lieu, nous tenons à remercier notre encadreur Dr. Sid rouhou H.M^{ed} et les membres des jurés,

*Mr. Chetti djamal eddine et Mr. NECIB HICHAM
Mr. Atlili med elhadî*

J'ai eu l'honneur d'être parmi vos élèves et de bénéficier de votre riche enseignement. Vos qualités pédagogiques et humaines sont pour moi un modèle. Votre gentillesse, et votre disponibilité permanente ont toujours suscité mon admiration.

Veillez bien monsieur recevoir mes remerciements pour le grand honneur que vous m'avez fait d'accepter l'encadrement de ce travail.

Votre compétence, votre encadrement ont toujours suscité mon profond respect.

Je vous remercie pour votre accueil et vos conseils.

Veillez trouver ici, l'expression de mes gratitudes et de ma grande estime.

Dédicace

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

Atouts les membres de ma famille qui m ' ont aidé durant toutes Mes études.

A mes camarades de promo master de Production en générale.

A tous mes amis WAHAB – TOUFIK - DJAMEL - LAAGOUBI - FAHED

ISHAK - ABDELGHANI

A mon encadreur SIDROUHOU H.M^{ed}.

A tous les enseignant D'OUARGLA

OUSSAMA

Dédicace

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

Atouts les membres de ma famille qui m ' ont aidé durant toutes Mes études.

A mes camarades de promo master de Production en générale.

A tous mes amis FAISSAL – KADA - ABDELBASSET - OUSSAMA -

ABDELGHANI

A mon encadreur SIDROUHOU H.M^{ed}.

A tous les enseignant D'OUARGLA

ISHAK

Dédicace

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

Atouts les membres de ma famille qui m ' ont aidé durant toutes Mes études.

A mes camarades de promo master de Production en générale.

A tous mes amis ISHAK - OUSSAMA

A mon encadreur SIDROUHOU M^{ed}.

A tous les enseignant D'OUARGLA

ABDELGHANI

Sommaire

Sommaire

Liste des abréviations

Liste des figures

Liste des tableaux

Introduction Général

Chapitre I Généralité Sur La Stimulation

I-1-Introduction	1
I-2-Objectif	1
I-3- Différents types de stimulation	1
3-1 Fracturation hydraulique	1
3-2 Acidification	1
I-4-Les Endommagements	2
4-1 Facteurs causant l'endommagement	2
A-Endommagement dû au forage	2
B-Endommagement dû à la production	3
I-5- Notion de Skin	4
5-1 Définition	4
5-2 Type de Skin	4
5-3 Effet de Skin Sur La Perméabilité	4
5-4-Effet De Skin Sur La Productivité	5
I-5-Localisation Des Endommagements	5
5-1 Parois du Puits	5
5-2 La Matrice	6

Chapitre II La Fracturation Hydraulique

II-1-Introduction	7
II-2-L'Historique de la fracturation hydraulique	8
II-3-Le but de la fracturation hydraulique	8
II-4-Critères sur le choix des puits à fracture	9
4-1 Réservoir	9
4-2 Historique du puits	9
4-3 Economie de l'opération	10
II-5-Les mesures avant le traitement	10
5-1 Mesures de diaggraphie	10
5-2 Carottage	10
5-3 Les essais du puits	10
II-6-Domaine d'application	11
II-7-Notions de base sur la fracturation hydraulique	11
7-1 Les contraintes	11
7-2 Propriétés mécaniques des roches	12
A- Le module de Young (E).....	12
B- Coefficient de Poisson (ν)	12
C-Coefficient de cisaillement (G)	12
II-8-Description d'une fracture	13
8-1 Forme et orientation de la fracture	13
8-2 Conductivité adimensionnelle de la fracture	13
II-9-Fluide de fracturation	14
9-1 Les différentes bases de fluide.....	14
9-2 Les additifs.....	15
9-3 Agents de soutènement (proppant)	15
II-10-Les équipements de fracturation	16
10-1 Isolement de la tête de puits	16
10-2 Pompes à haute pression	17
10-3 Mélange équipement	17
II-11-Déroulement de L'opération de fracturation hydraulique	18
11-1 Initiation de la fracture	18
11-2 Extension de la fracture	18

11-3 Maintien de l'ouverture de la fracture avec les agents de soutènements	19
11-4 Fermeture du puits	19
11-5 Dégorgement et mise en production	20
II-12-Le test de mini frac	20
12-1 Le test de micro fracture	20
12-2 Le test de mini frac	21
A- Le step up rate test (SRT)	21
B- Pump in et Flow back test	21
C- Shut in test	22
12-3 Analyse des pressions au cours du traitement	22
II-13-Gradient de fracturation	23
13-1 Pression de fracturation	23
13-2 Gradient de fracturation GF	23
13-3 Valeurs du gradient de fracturation	23
II-14-La géométrie de la fracture (Modèles de propagation de la fracture)	24
14-1Modèle Bidimensionnel.....	24
A-Modèle PKN (PERKINS, KERN, NORDGEN)	24
B-Modèle de GDK (GEERTESMER, DANESHY, KLERK)	25
14-2 Identification du modèle de propagation à partir des pentes de log-log plot	26
Chapitre III présentation du champ et de puits MD689	
III-1- Introduction	28
III-2- Historique du champ	28
III-3- Situation du champ de Hassi-Messaoud	28
III-3-1- Situation géographique.....	28
III-3-2- Cadre géologique	29
III-4- Structure du champ	29
III-5- Zonation et numérotation des puits.....	30
III-6- Description du réservoir	31
III-7- Stratigraphie du champ	32
III-8- Genèse et origine de l'huile	33
III-9- Caractéristiques pétro physiques moyenne du réservoir cambrien.....	33
III-10- Caractéristique des fluides.....	33
III-10-1- Les caractéristiques des huiles	34
III-10-2- Les caractéristiques de gaz associé.....	34
III-11- Les problèmes d'exploitation et les solutions qui existent dans le champ de HMD..	34
III-11-1- Dépôts de sel	34
III-11-2- Dépôts des sulfates de Baryum	34
III-11-3- Migration des fines	34
III-11-4- Dépôts organiques : pour lesquels on distingue deux catégories.....	34
A- Dépôts des paraffines	34
B- Dépôts d'asphaltènes	34
III-12-Présentation du Puits MD 689	35
III-12-1- Complétion : Tubing 4"1/2 VAM ANCREE	35
III-12-2-État actuel.....	36
III-12-3- situation.....	36
III-12-4- Historique de production	37
III-12-5- Jaugeage du puits MD689.....	38
III-12-6- Tests du puits MD689	39
III-12-7- Historique des opérations.....	39
Chapitre IV Etude de puits MD689	
IV-1-Introduction	40
IV-2-Les paramètres et les données du puits a fracture	40
2-1-Paramètre wellbore et Perforations	40
2-2-Diagramme de production	40
2-3-Puits fracturé	41
2-4-Profil des contraintes	41
2-5-Discussion et recommandations	41

A- De point de vue complétion	41
B- De point de vue réservoir.....	42
C- De point de vue test de pression.....	42
D- De point de vue historique des opérations	42
E- De point de vue profil de contrainte.....	42
F- Analyse Nodale.....	42
IV-3-Programme de fracturation.....	44
3-1Informations utiles	44
3-2Enveloppe de pression.....	44
3-3Préparation de puits	44
3-4Test d'injectivité	44
3-5Shadow frac.....	45
3-6Main Frac.....	46
IV-4-Evaluation de l'opération	46
4-1 Mini frac et injection d'acide	46
A- Déroulement d'opération.....	46
B- ISIP (Instantaneous shut-in pressure)	48
C- Nolte G Function Plot (Mini-Frac)	49
D- Square Root Time Plot.....	50
E- Température Log.....	51
4-2- Main Frac	52
IV5-Partie calcule	54
5-1Calcule des données.....	54
➤ Compliance	54
➤ Le Module De Déformation	54
➤ Efficacité de fluide.....	55
5-2-Détermination de la géométrie de la fracture selon le modèle PKN	55
➤ Le coefficient de filtration selon le modèle PKN.....	55
➤ Calcul de la surface de la fracture A_f	55
➤ Calcul de la longueur de la fracture X_f	55
➤ Calcul de la largeur de la fracture.....	56
5-3-Détermination de la géométrie de la fracture selon le modèle GDK	56
➤ Calcul demi-longueur.....	56
➤ Calcul de surface	57
➤ Calcul de la largeur de fracture	57
IV-6- Détermination de volume de Pad et La conductivité adimensionnelle.....	58
IV-7- Détermination la masse et la concentration de l'agent de soutènement.....	58
IV-8-logiciel FRACPRO (Hydraulic Fracture Analysis).....	59
8-1-Objectif.....	59
8-2-Les résultats obtenus selon logiciel <i>FRACPRO</i>	59
IV-9-Conclusion	59
Conclusion Générale	
Bibliographie	
Annexe	

Liste des abréviations et symbole

A_f	Surface de fracture (ft ²)
BHP	Bottom Hole Presseur (pression de fond de puits).
Bpm	Barryl par minute.
bbl	Barryl.
C	Coefficient de filtration de fluide (ft √min)
C_m	Compressibilité de la matrice.
C_b	Compressibilité de la roche poreuse.
DST	Drill stem test.
E	Module de young (psi)
E'	Module de déformation
Fcd	Conductivité adimensionnelle de la fracture, Sans unité
G	Coefficient de cisaillement
GDK	GEERTESMER, DANESHY, KLERK.
GOR	Gaz oil ratio.
G_f	Gradient de fracture (psi/ft)
G(time)	Temps de la fermeture de fracture (min)
gals	Gallons
H	La hauteur de la couche (profondeur) (m)
h_f	Hauteur de fracture (ft)
ISIP	pression de chute instantanée (Shut in pressure).
IP	L'indice de productivité Sans unité
K	Perméabilité de la couche (md)
K_s	Perméabilité de sable (md)
K_f	La perméabilité de fracture (md)
L	Longueur de fracture (m)
mp	Pente de P _w vs G(Δt _d)
n	L'indice de comportement de fluide
PKN	PERKINS, KERN, NORDGEN.
P_c	Pression du fermeture (psi)

P_f	Pression de la fracture (psi)
P_{fd}	pression fond dynamique (psi)
PAD	Fluide de fracturation sans agents de soutènement
r_p	Rapport de l'épaisseur perméable de la formation (h_m) à l'épaisseur de la fracture (h_f)
S	Skin Sans unité
t_p	Temps de pompage (min)
V_i	Volume pompe (bbl)
W_f	Largeur de fracture (mm)
W	Epaisseur de la fracture à la proximité du puits (mm)
X_f	Extension de la fracture (m)
α	Degré de réduction de la viscosité du puits à la pointe de fracture
β_s	Représente le gradient de pression dans la fracture lors de la fermeture
ν	Coefficient de Poisson, Sans unité
μ	Viscosité (cp)

Liste des Tableau :

<i>Tableau III-1 : Caractéristiques pétro-physiques moyenne du réservoir cambrien</i>	<i>33</i>
<i>Tableau III-2: Dernier essai de puits avant le traitement.....</i>	<i>36</i>
<i>Tableau III-3: Dernier jaugage avant le traitement</i>	<i>37</i>
<i>Tableau III-4 : Jaugeage du puits MD689.....</i>	<i>38</i>
<i>Tableau III-5 : Test du puits MD689.....</i>	<i>39</i>
<i>Tableau III-6 : Historique des opérations.....</i>	<i>39</i>
<i>Tableau IV-1 : Paramètre wellbore et perforations.....</i>	<i>40</i>
<i>Tableau IV-2 : Informations Utiles.....</i>	<i>44</i>
<i>Tableau IV-3 : Informations recommandent.....</i>	<i>44</i>
<i>Tableau IV-4 : Shadow Frac Procédure.....</i>	<i>45</i>
<i>Tableau IV-5 : Les Principales Données de Traitement.....</i>	<i>53</i>
<i>Tableau IV-6 : le temps de pompage.....</i>	<i>53</i>
<i>Tableau IV-7 : La géométrie de fracture.....</i>	<i>55</i>
<i>tableau IV-8résultat obtenu selon le model PKN</i>	<i>56</i>
<i>Tableau IV-9résultat obtenu selon le model GDK</i>	<i>57</i>
<i>Tableau IV-10 Les résultats de volume de pad et la conductivité.....</i>	<i>58</i>
<i>Tableau IV-11 : les données de puits</i>	<i>58</i>
<i>Tableau IV-12 Les résultats La masse et La concentration de l'agent de soutènement.....</i>	<i>58</i>
<i>Tableau IV-12 Les résultats de la géométrie par FRACPRO.....</i>	<i>59</i>

Liste des figures

Figure I-1 : Influence du skin sur la perméabilité	04
Figure I-2 : Localisation du colmatage.....	06
Figure II-1 : Modèle des contraintes.....	12
Figure II-2 : Forme et orientation de la fracture suivant les contraintes (σ).....	13
Figure II-3 : Forme d'une fracture.....	14
Figure II-4 : Les différentes granulométries de Agents de soutènement.....	16
Figure II-5 : L'installation de fracturation.....	16
Figure II-6 : Initiation de la fracture.....	18
Figure II-7 : Extension de la fracture en pénétrant la couche avec le fluide pompé.....	18
Figure II-8 : Maintien de la fracture ouverte Avec les agents de soutènement.....	19
Figure II-9 : Distribution du proppant sur plusieurs étapes.....	19
Figure II-10 : Déplacement et chasse du proppant dans la fracturation.....	20
Figure II-11 : Le step rate test.....	21
Figure II-12 : L'estimation de la pression de fermeture à partir du flowback test.....	21
Figure II-13 : pression de fermeture en fonction de $t^{0,5}$	22
Figure II-14 : propagation de pression.....	23
Figure II-15 : Schéma explicatif le modèle PKN.....	24
Figure II-16 : Schéma explique le modèle GDK.....	25
Figure II-17 : Courbes des pentes (log-log plot) pour un cas idéal.....	26
Figure III-1 : Situation géographique du champ HMD.....	29
Figure III-2 : Les zones du champ de Hassi Messaoud.....	31
Figure III-3 : Bloc diagramme de l'écorche géologique sous la discordance hercynienne.....	31
Figure III-4 : Coupe stratigraphique du champ de Hassi Messaoud.....	32
Figure III-5 : Carte du positionnement MD689.....	37
Figure IV-1 : Diagramme de débit d'huile.....	40
Figure IV-2 : Profil des contraintes	41
Figure IV-3 : Stock Tank Liquide au Nodal Point.....	43
Figure IV-4 : Stock Tank Liquide au Nodal Point après stimulation.....	43
Figure IV-5 : Break Down. et Injection D'acide	47
Figure IV-6 : Mini frac	48

<i>Figure IV-7 : Mini Frac ISIP</i>	49
<i>Figure IV-8 : Minifrac- G function</i>	49
<i>Figure IV-9 : Mini Frac SQUARE ROOT</i>	50
<i>Figure IV-10 : Température Log</i>	51
<i>Figure IV-11 : Les graphiques principaux de traitement</i>	54

Résume :

Les techniques de stimulation sont introduites pour remédier aux problèmes que peut rencontrer la production d'un puits pétrolier. Cela nécessite un traitement du réservoir, Peut-être l'acidification ou la fracturation hydraulique, cette dernière 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. L'étude cas MD 689 On peut conclure que La fracturation hydraulique est une technique très efficace de stimulation des réservoirs, avec laquelle on peut restaurer la productivité par la réalisation d'une fracturation hydraulique. On conclure que le model PKN et plus applicable que le model GDK dans notre cas (MD 689).

Abstract :

Stimulation techniques are introduced to remedy the problems that can be encountered in producing an oilwell. This requires a treatment of the reservoir, Perhaps acidification or hydraulic fracturing, the latter is an operation which consists in creating after rupture of the rock a permeable drain extending as far as possible in the formation in a way facilitated the flow to the bottom of the well. The MD 689 case study It can be concluded that Hydraulic fracturing is a very effective technique for stimulating reservoirs, with which productivity can be restored by performing hydraulic fracturing. We conclude that the PKN model is more applicable than the GDK model in our case (MD 689).

الملخص

يتم إدخال تقنيات التحفيز لمعالجة المشاكل التي يمكن مواجهتها في إنتاج النفط. يتطلب هذا معالجة الخزان، وربما التحميض أو التكسير الهيدروليكي، وهذا الأخير عبارة عن عملية تتكون من إنشاء مصرف قابل للنفاذ بعد تمزق الصخر يمتد قدر الإمكان في التكوين بطريقة تسهل التدفق إلى قاع الصخر. دراسة الحالة (MD689) يمكن الاستنتاج أن التكسير الهيدروليكي هو تقنية فعالة للغاية لتحفيز الخزانات والتي يمكن من خلالها استعادة الانتاجية عن طريق اجراء في حالتنا حالة MD689 أكثر قابلية للتطبيق من نموذج PKN التكسير الهيدروليكي. نستنتج ان نموذج

INTRODUCTION GENERALE

Introduction Générale

La première mise en production d'un champ pétrolier se fait grâce à l'énergie naturelle du gisement. Au fil des années, l'état de contraintes des réservoirs change et la pression du gisement chute à cause du cumul de brut extrait, cela incitera les spécialistes de réservoir à pratiquer la récupération assistée.

La diminution du débit puits au cours du temps permet de la production d'un rechercher une solution à ce problème.

Des anomalies de production comme le bouchage des perforations et d'autres anomalies pétro physiques telle qu'une faible perméabilité nécessiterons le recours de la stimulation de réservoir soit par acidification soit par fracturation hydraulique

L'acidification est l'injection de l'acide dans la matrice pour restaurer la perméabilité, par contre la fracturation hydraulique qui fait l'objet de notre étude consiste à la dislocation ciblée de formation afin de créer un drain perméable dans la roche à l'aide d'un fluide de fracturation qui est pompé à un débit supérieur à celui qui filtre à travers les pores de la roche, ceci accroît la productivité ou l'injectivité.

Ces techniques de stimulation sont introduites pour remédier aux problèmes que peut rencontrer la production d'un puits pétrolier. Elles ont pour but de restaurer ou d'améliorer les caractéristiques du réservoir, modifié par un endommagement dû soit au fluide de forage soit au dépôt de particules dans la matrice. Ce colmatage entraîne un ralentissement du fluide de production à travers la matrice, vers le fond du puits.

C'est dans ce contexte que s'inscrit notre mémoire de fin d'étude de master. Pour ce faire, nous avons mené une étude sur le problème qui handicape La production dans le puits MD 689 de Hassi Messaoud.

Le premier chapitre revu de littérature et recherche bibliographique sur la stimulation et l'endommagement

Deuxième chapitre revues de littérature et recherche bibliographique sur la fracturation hydraulique

Le troisième chapitre est consacré à la description géologique et stratigraphique du champ de Hassi Messaoud, ainsi qu'aux caractéristiques pétro-physiques de son réservoir.

Le quatrième chapitre est consacré à la discussion des résultats .

CHAPITRE I

Généralité Sur La Stimulation

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.

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-Objectif :

L'objectif recherché d'une stimulation est soit :

- La restauration d'une formation endommagée par le forage (ciment, boue), où 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 [7].

I-3-Différents types de stimulation :

La stimulation peut être subdivisée comme suite :

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-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 [7].

I-4-Les Endommagements :

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

L'endommagement est défini comme étant un obstacle empêchant l'écoulement des fluides du réservoir vers le puits. Il représente toutes les incrustations que ça soient minérales ou organiques pouvant altérer la perméabilité naturelle par leur déposition à l'intérieur du réservoir ou en obturant les perforations voire même le tubing de production et l'installation de surface.

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 [7].

I-4-1-Facteurs Causant L'endommagement :

Tous les puits sont susceptibles d'avoir des endommagements qui donne lieu à des chutes de leur productivité jusqu'au blocage complet de la zone productrice. Plusieurs factrices liées à la production, au forage et aux différentes interventions de work-over entrent en jeu et provoquent l'endommagement et le colmatage du réservoir, ce qui nécessite d'effectuer des stimulations [7].

I-4-1-A-Endommagement dû au forage :

Invasion par la boue :

L'endommagement par la boue peut être causé par :

- La pénétration des particules de la boue dans la formation provoquant l'obturation des pores.
- L'émulsion des produits entrant dans la composition de la boue avec les fluides de la formation (eau).

Cimentation du liner :

L'invasion de la formation par la filtration lors d'une opération de cimentation peut provoquer un skin positif.

- $S > 0$ si la couche près du puits est colmatée
- $S < 0$ si la couche près du puits est améliorée

Gonflements des argiles :

Il est dû à l'invasion du filtrat à base d'eau de forage, de Work- Over et des fluides de complétion, ce qui trouble l'équilibre entre l'eau de formation et les argiles, qui se gonflent et réduisent sévèrement la perméabilité [7].

I-4-1-B-Endommagement dû à la production :

Dépôts organiques :

Pour lesquels on distingue deux catégories :

- Des dépôts de paraffines qui apparaissent le plus souvent en tête de puits. Leur formation est en général liée à une baisse de la température, par exemple lorsque des fluides injectés sont à une température inférieure à celle au fond du puits. Le seul moyen de dissoudre la paraffine est d'élever la température de la formation au-dessus de sa valeur d'origine, ce qui est techniquement difficile.
- Des dépôts d'asphaltènes sont déclenchés par des chutes de pressions brutales ou des perturbations de l'équilibre chimique, par exemple, l'injection de fluides aux pH extrêmes. Par conséquent, l'acidification peut engendrer ce type d'endommagement. Un moyen de limiter ce dépôt est d'utiliser des solvants aromatiques tels que le xylène.

Dépôts de minéraux (inorganiques) :

Des dépôts inorganiques créés par la précipitation de minéraux qui sont généralement associés à des percées d'eau. Parmi ses minéraux on peut citer :

- Le carbonate de calcium : CaCO_3 .
- Les sulfates : BaSO_4 , SrSO_4 .
- Le chlorure de sodium : NaCl .
- Les produits corrosifs : FeS , Fe_2O_3 , FeCO_3 .

Dépôts de fines particules :

Lors de la production, quand le débit choisi est grand et l'écoulement est turbulent il se produit la migration de fines particules (des argiles, des sables...) qui s'accumulent pour obstruer les pores. Cette accumulation est due à la mise en mouvement et au transport de particules par l'écoulement. Elle est donc dépendante du débit d'injection.

- **Dépôts mixtes** : C'est un mélange de dépôts organiques et minéral causé par l'absorption des asphaltés par la partie minérale arrachée au cours de l'écoulement.
- **Endommagement dû au Work-Over** : L'endommagement pendant les opérations de work over est causé par l'invasion des fluides, suite à une variation de pression sur la formation, ce qui provoque un colmatage sévère du skin. La formation des émulsions peut avoir lieu entre les filtrats de la boue et les fluides du réservoir, donnant naissance à des produits ayant une forte viscosité qui empêchent le passage normal d'huile. Les saumures peuvent causer un changement dans la mouillabilité de la roche, la formation devient donc mouillable à l'huile ce qui diminue la perméabilité à l'huile [7].

I-5-Notion de Skin :

I-5-1-Définition :

Le skin « S » représente le degré d'endommagement total d'un puits sans toutefois différencier l'endommagement matriciel (que l'acidification peut être une solution) de l'endommagement secondaire causé par la configuration du puits.

Le Pseudo-Skin est un facteur sans dimension déterminé par des essais de puits qui traduit la liaison entre le réservoir et le puits. Le skin représente une perte de charge supplémentaire (ΔP_s) localisée aux abords du puits [3]. Cette perte de charge est donnée d'après Van Everdingen et Hurst (Van Everdingen & Hurst, 1949) par la formule suivante :

$$\Delta P_s = \frac{Q\mu}{2\pi kh} S \dots\dots\dots I-1$$

Avec : Q est le débit entre le puits et la formation (m³/h), k la perméabilité initiale de la formation (md), μ est la viscosité du fluide utilisé (cp), h la hauteur de puits dans lequel l'écoulement se produit (m) et S le Skin.

- $S > 0$ si la couche près du puits est colmatée.
- $S < 0$ si la couche près du puits est améliorée.

I-5-2-Type de Skin :

Différents types de skin :

- Dû aux opérations de forage : boue utilisée, invasion normale de la roche réservoir par les fluides de forage qui la colmatent, éventuellement fluides de complétion inadaptée.
- Dû à la complétion sélectionnée (casing cimenté avec perforations ou trou ouvert)
- Dû à une consolidation additionnelle de la liaison couche trou
- Dû à un colmatage de la liaison couche trou au cours de la vie du puits (arrivées naturelles d'argiles, sables, dépôts..., ou mauvaise conduite du puits) [7].

I-5-3-Effet de Skin Sur La Perméabilité :

Si l'on souhaite exprimer le skin en fonction du rayon de l'endommagement et de la perméabilité de la zone endommagée K_s , on utilise la relation suivante :

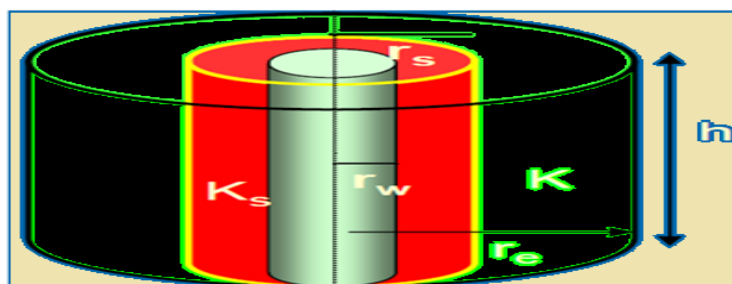


Figure I-1 : Influence du skin sur la perméabilité

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1\right) \cdot \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right) \dots\dots\dots I-2$$

Avec :

S : Skin.

k : Perméabilité du réservoir (zone non endommagée).

k_s : Perméabilité de la zone endommagée.

r_s : Rayon de la zone endommagée.

r_w : Rayon du puits.

Si :

- S=0 : Correspond à un puits non endommagé (k=k_s).
- S <0 : la perméabilité des abords du puits est devenue supérieure à celle de la formation à son origine.
- S>0 : La perméabilité de la zone voisine du puits est inférieure à celle du reste de la formation (cas d'un endommagement) [4].

I-5-4-Effet De Skin Sur La Productivité :

Cause d'une faible productivité :

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

$$IP = \frac{2\pi kh}{B\mu(\ln(\frac{r_s}{r_w}) + S)} \dots\dots\dots I-3$$

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

- Caractéristiques des formations.
- Installations mal conçues et pseudo skins.
- Présence d'un réel colmatage.

On remarque de cette formule que si :

S augmente IP Diminue [9]

I-5-Localisation Des Endommagements :

Il existe deux zones dans lesquelles on peut rencontrer une réduction de la capacité de production :

I-5-1-Parois du Puits :

Les perforations et le tubing peuvent être écrasés ou bouchés par des dépôts qui sont formés par des particules solides ou organiques. Ces dépôts peuvent être produits de la corrosion, du tartre provenant des eaux de formation ou des dépôts provenant de l'huile produite. Ils sont donc imperméables, résistants et plaqués contre la paroi, et par définition, colmatent les abords de puits ou réduisant le diamètre du tubing.

I-5-2-La Matrice :

Au cours des opérations de forage, de cimentation ou de production, une zone à perméabilité réduite peut se former dans les abords de puits. L'envahissement de la formation peut être représenté schématiquement par plusieurs zones s'éloignent de l'axe de puits (*Figure I-2*) :

Zone 1 : cake externe : de très faible épaisseur au maximum quelques millimètres. Cette zone ne nous concerne pas vraiment de point de vue endommagement. Elle est éliminée avant de cimenter le réservoir.

Zone 2 : cake interne : elle a généralement une profondeur modérée, de l'ordre de quelques dizaines de centimètre. Elle est constituée par les particules solides de la boue, de ciment et des fluides de complétion, qui sont entraînés par plusieurs facteurs :

- Surpression exercée sur le réservoir
- La perméabilité de la roche.

Par ailleurs le colmatage peut varier avec l'hétérogénéité de terrain : rayons des pores et tortuosité.

Zone3 : zone envahie : au-delà du cake se trouve toute une portion de réservoir envahie par le filtrat de boue, de ciment ou de fluides de complétion. Ces fluides ont profondément modifié l'environnement naturel du milieu poreux et perturbent son équilibre initial.

Zone4 : zone vierge où la perméabilité n'est pas affectée [9].

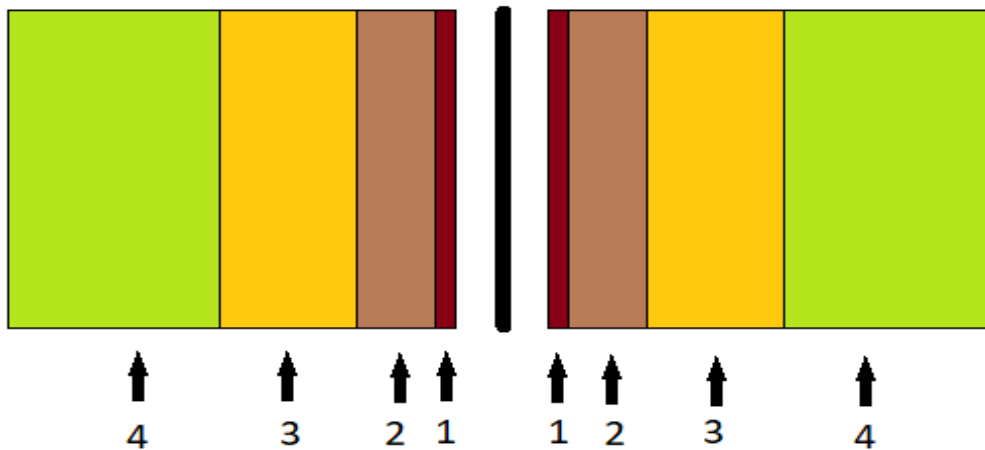


Figure I-2 : Localisation du colmatage.

Chapitre II

La Fracturation Hydraulique

II-1-Introduction :

LA FRACTURATION HYDRAULIQUE est l'application d'une pression à travers une colonne de fluide sur une face de réservoir à une vitesse supérieure à celle que la formation peut accepter afin de fissurer (fracturer) la roche de formation. Une fois la fracture commencée, le pompage se poursuit pour augmenter la longueur, la largeur et la hauteur de la fracture.

À ce stade, différentes techniques sont utilisées pour atteindre l'objectif de la fracturation - la création d'un chemin d'écoulement plus conducteur pour les fluides de puits à traverser. Parce que toutes les roches réservoirs ne sont pas les mêmes et parce qu'elles peuvent varier en composition à l'intérieur du réservoir lui-même, différentes techniques sont utilisées pour créer ces chemins conducteurs dans les réservoirs. Une fois les fractures commencées, le pompage se poursuit avec le premier des plusieurs fluides différents à pomper. Le premier fluide est appelé « PRE-PAD » ou « PAD », selon le nombre de fluides à utiliser. Le pré-tampon ou le tampon prolonge la fracture et commence à contrôler la perte de fluide de fracturation dans la formation. Puis, des agents de soutènement (matériaux utilisés pour étayer une fissure ou une fracture), tels que du sable, de la bauxite frittée ou des agents de soutènement revêtus de résine, sont ajoutés au fluide et forcés dans la formation. Cette boue, composée de fluide et d'agent de soutènement, est ensuite rincée et pompée cesse.

Lorsque la pression de traitement est relâchée, la formation essaiera de se fermer. La pression de fermeture de la fracture (résistance naturelle à la formation) commence à sceller (fermer) les fractures, mais l'agent de soutènement maintient la fracture ouverte, ce qui permet aux fluides du puits de s'écouler le long des fractures jusqu'au puits de forage.

II-2-L'histoire de la fracturation hydraulique :

Selon l'entreprise Halliburton, l'un des plus gros opérateurs de ce domaine, l'idée de stimuler la productivité de forages par la fracturation sous haute pression aurait été lancée par la multinationale Halliburton elle-même dans les années 1940, avec une première expérience en 1947 au Kansas pour le compte de la compagnie pétrolière et gazière Stanolind Oil and GasCorp

En Algérie :

La fracturation hydraulique est une technique de stimulation relativement ancienne qui a été introduite en Algérie en 1960. 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, plus ou moins, d'expliquer pourquoi ce type d'opération a 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 mineure.
- A la nature des équipements et des fluides mis à la disposition par les sociétés de services.

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

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 (CoilfracTM), surtout dans le cas d'une communication dans la complétion [3].

II-3- Le but de la fracturation hydraulique :

La stimulation par fracturation hydraulique est une opération consistant à créer un drain Perméable dans la roche réservoir. L'objectif est de :

- Modifier certaines propriétés pétro physiques de la roche et augmenter la Productivité ou l'injectivité.
- Augmenter la vitesse de récupération grâce à l'amélioration de l'indice de Productivité.

- Créer des by-pass entre le réservoir et le fond de puits donc une bonne Conductivité dans Laquelle le fluide s'écoule vers le fond de puits [5].

II-4-Critères sur le choix des puits à fracture :

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

II-4-1-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 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 sur puits donnent :

- L'indice de productivité IP
- Conductivité de la formation kh.
- Endommagement a l'abord du puits (skin effet)

II-4-2-Historique du puits :

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

- Forage (opération de diaggraphie).
- 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-4-3-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 suivant :

- La situation géographique.
- Nature de fluide en place (huile, gaz, ...etc.) [4]

II-5-Les mesures avant le traitement :

Parmi les principales mesures on distingue :

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

II-5-1-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-5-2-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- 5-3-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 [7]

II-6-Domaine d'application :

La stimulation de puits par fracturation hydraulique ne devrait être envisagée que lorsque :

- Les réserves sont suffisant restaurables
- Suffisante pression du réservoir
- Faible perméabilité (moins de 10 md)
- Les contacts huile / eau et huile / gaz ne sont pas très proches
- Bonne cimentation
- Le puits est relié à des réserves productives suffisantes
- Epaisseur de la formation :

Une zone de paiement épaisse, > 10 m.

- Etat de déplétion de la formation productrice :

La pression dans le réservoir est suffisamment moyenne ou bien élevée pour maintenir le débit lors de la production de ces réserves.

- Composition de la formation et consolidation :

Perméabilité de la formation :

- Soit une zone à faible perméabilité ou une zone endommagée (facteur de Skin élevé).

Isolement de la zone à traiter : barrières

- Barrières de contrainte in situ pour minimiser la croissance en hauteur verticale.
- Etat du matériel de puits.
- Historique de production du puits & historique de production offset.
- Localisation des contacts eau, huile et gazole [4].

II-7-Notions de base sur la fracturation hydraulique :

II-7-1 Les contraintes :

D'une façon générale, les formations sont soumises à différentes contraintes, qui s'associent entre elles pour maintenir ces roches en états de compression, on cite [8] :

- Contraintes principales totales (Σ_i) (Figure II-1)
- Contraintes principales effectives(σ_i)

Ces contraintes sont liées entre eux par la relation suivante :

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

$$\alpha = 1 - \frac{C_m}{C_b}$$

Avec : P : Pression de couche.

C_m : Compressibilité de la matrice.

C_b : Compressibilité de la roche poreuse.

$$\alpha = 1$$

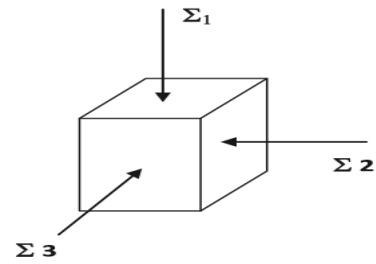


Figure II-1: Modèle des contraintes

II-7-2-Propriétés mécaniques des roches :

Les roches sont caractérisées par :

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

A-Le 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 [7].

$$\nu = \frac{\left(\frac{\Delta d}{d}\right)}{\left(\frac{\Delta l}{l}\right)} \dots\dots\dots \text{II-2}$$

C-Coefficient de cisaillement (G) :

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

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \dots\dots\dots \text{II-3}$$

Avec :

E : module de young ν : Coefficient de poisson.

II-8-Description d'une fracture :

II-8-1-Forme et orientation de la fracture :

Les expériences sur champ montrent que les fracturations hydrauliques, sont développées suivant des plans horizontaux ou verticaux *Figure II-2*.

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

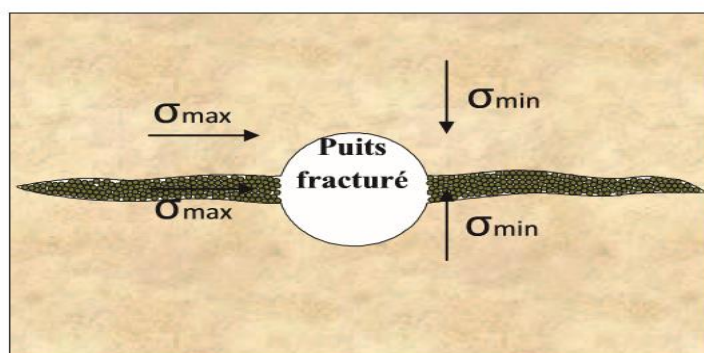


Figure II-2 : Forme et orientation de la fracture suivant les contraintes (σ)

II-8-2-Conductivité Adimensionnelle de la fracture :

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

$$F_{CD} = \frac{K_f W_f}{K X_f} \dots \dots \dots \text{II-4}$$

- 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 $2 < FCD < 10$.

Objectif :

Obtenir le meilleur Fcd possible

- Plus la valeur du Fcd est élevée plus le potentiel de production augmente
- On peut donc jouer sur :
 - K_f : la perméabilité de la fracture :
 - ❖ choisir un soutènement le plus perméable possible
 - ❖ éliminer le maximum de résidu

- ❖ (conc gel, choix du réticulant, concbreaker)
- W_f : largeur de la fracture :
 - ❖ augmenter la viscosité du gel
- Concentration élevée de bille 8, 10, 12, 14, 16 pp

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-3*.

B-L'épaisseur de la fracture (W_f) :

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

C-La hauteur de la fracture (H_f) :

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

Tout cela concerne la fracture verticale, pour ce qui est de la fracture horizontale on aura la hauteur qui remplace l'épaisseur et le contraire [7]

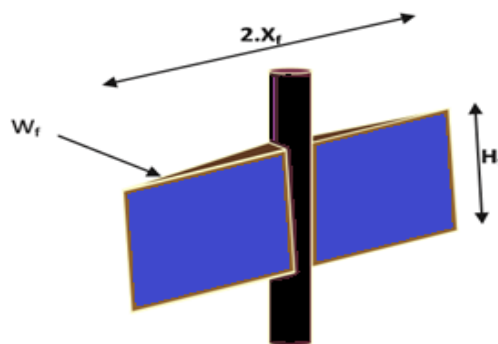


Figure II-3 : Forme d'une fracture

II-9-Fluide de fracturation :

II-9-1-Les différentes bases de fluide :

La sélection de type de fluide de fracturation se fait en fonction des caractéristiques du réservoir. Habituellement on utilise les fluides à base d'eau, certains réservoirs contiennent de l'argile sensible à l'eau et on utilise d'autres types de fluides tels que des gaz (le dioxyde de carbone, l'azote, le propane) et des fluides à base de pétrole.

L'eau le plus utilisé en raison du fait qu'elle est peu coûteuse et abondante.

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 dégorgeement) et faible densité pour faciliter le dégorgeement et la mise en production.

Ces différentes propriétés sont obtenues en ajoutant des additifs [7]

II-9-2-Les additifs :

Plusieurs 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 caractéristiques 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

II-9-3 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 (*Figure II-4*).

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 facture.
- Température, temps et nature des fluides de gisement



Figure II-4 Les différentes granulométries de Agents de soutènement

II-10- Les équipements de fracturation :

Assemblage de l'équipement de surface dans un coffre-fort, organisé et efficace est extrêmement important pour le succès d'un traitement de fracturation. Une planification minutieuse du prétraitement est essentielle au processus organisationnel de la coordination de l'équipement. Une inspection de la localisation avant le traitement permet de créer des diagrammes pour optimiser l'utilisation de l'espace disponible

De nombreuses étapes des procédures organisationnelles sont dictées par le bon sens. Pourtant, de petits problèmes peuvent facilement être négligés dans la hâte de lire les choses. La planification du prétraitement peut éliminer de nombreux problèmes mineurs susceptibles de devenir des problèmes plus vastes qui risquent en définitive de compromettre le succès du traitement.

La Figure II-5 montre le positionnement de l'équipement pour le traitement de fracturation.

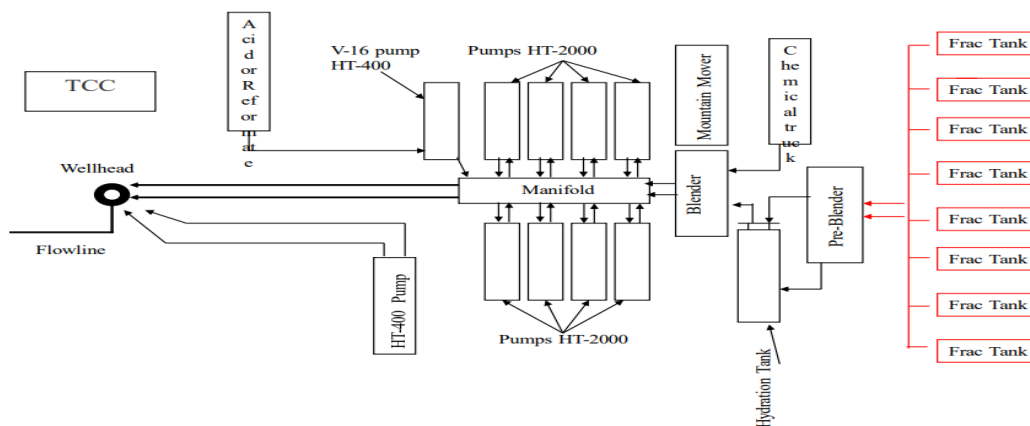


Figure II-5 : L'installation de fracturation

II-10-1 Isolement de la tête de puits :

(TREE SAVER) Outils d'isolement spécialisés, ou économiseurs d'arbres, peut protéger un arbre de Noël à la tête de puits contre les dommages et l'éventuelle défaillance résultant d'une exposition à haute pression ou des fluides. La pression nominale d'une tête de puits est généralement inférieure à la pression requise pour pomper un traitement de stimulation. Remplacer l'arbre existant par un arbre ayant une pression nominale plus élevée est coûteux et nécessite de tuer le puits avec des fluides potentiellement dommageables. Même si l'arbre a une

pression nominale suffisante, une exposition à des pressions élevées et des fluides de traitement peuvent le laisser dans des conditions dangereuses [4].

L'économiseur d'arbre est monté sur l'arbre de Noël existant. Un mandrin est prolongé à travers les vannes sur l'arbre et dans le tube. Le mandrin comporte un ensemble en caoutchouc qui scelle les parois du tube et empêche le fluide ou la pression d'atteindre directement l'arbre. Une fois défini, un économiseur d'arbres peut augmenter la pression de travail d'une tête de puits jusqu'à 20 000 psi. Une fois le traitement de stimulation terminé, le mandrin est pompé hors de l'arbre de Noël et les vannes de tête de puits peuvent être fermées.

II-10-2 Pompes à haute pression :

Les pompes à haute pression doivent être placées assez près du mélangeur pour que les pompes de refoulement situées sur le mélangeur puissent facilement amener le lisier avec une tête d'aspiration positive nette suffisamment élevée dans les collecteurs d'admission des pompes.

Chaque camion de pompage doit être muni d'une vanne d'isolement à la conduite de traitement principale pour faciliter les réparations mineures pendant les opérations de pompage. Sans cette vanne, la pompe serait toujours exposée à la pression de traitement. Derrière la vanne d'isolation, une vanne de purge doit être installée afin que la pression sur la pompe puisse être purgée en toute sécurité chaque fois que la pompe est mise hors tension [4].

II-10-3 Mélange équipement :

Pour s'assurer que l'opération de mélange continu va en douceur, plusieurs exigences doivent être respectées. Les polymères doivent être de type liquide ou en suspension pour assurer qu'ils peuvent être ajoutés à des concentrations précises. Les additifs liquides ou en suspension peuvent être pompés et surveillés beaucoup plus précisément que les matériaux en poudre secs. Ces polymères produisent une hydratation améliorée et plus rapide, en particulier lorsqu'ils sont mélangés à un équipement de contrôle de processus. Des unités de mélange et d'hydratation spécialisées fournissent les capacités de dosage, cisaillement et un temps de résidence suffisant pour bonne hydratation. Le processus d'hydratation lié à le temps et le cisaillement se sont avérés extrêmement importants pour les traitements en continu. Si le fluide de base n'a pas suffisamment progressé dans le processus d'hydratation avant que le fluide ne soit réticulé, le fluide peut rencontrer des problèmes de stabilité.

Les mélangeurs de vadrouille contrôlés par le processus utilisent des ordinateurs pour doser des rapports précis entre le liquide de soutènement et le fluide de traitement. Cette capacité de mélange de précision est parfaite pour le proppant, qui est considéré comme idéal pour le placement optimal de l'agent de soutènement. Les mélangeurs mélanger et doser avec précision l'agent de soutènement, les additifs secs, additifs liquides et fluide de fracturation réunis à une densité spécifiée selon un mode automatique préprogrammé. La concentration d'agent de soutènement peut être précise et sûre contrôlée à des concentrations supérieures à 22 lbm / gal ajouté pour le sable ou 32 lbm /gal ajouté pour la haute résistance agent de soutènement. Le rapport global agent de soutènement / fluide est constamment surveillé et contrôlé dans une plage de $\pm 0,5\%$ [4].

II-11-Déroulement de L'opération de fracturation hydraulique :

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

II-11-1-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 *Figure II-6*.

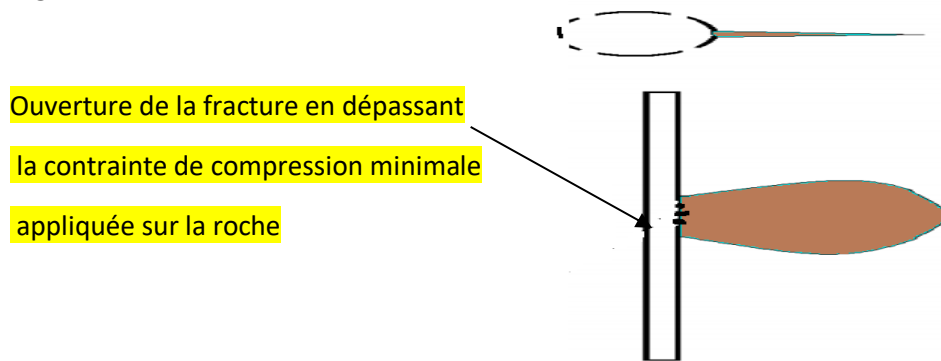


Figure II-6 Initiation de la fracture

II-11-2-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 *Figure II-7*[6].

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.

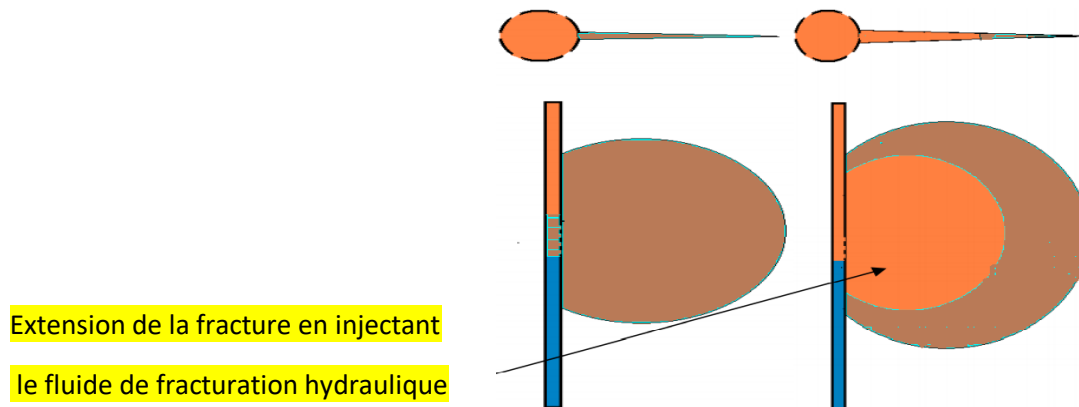


Figure II-7 Extension de la fracture en pénétrant la couche avec le fluide pompé

II-11-3-Maintien de l'ouverture de la fracture avec les 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 *Figure II-8*.

Les agents de soutènement ne doivent être injectés que si la fracture atteint une dimension [6].

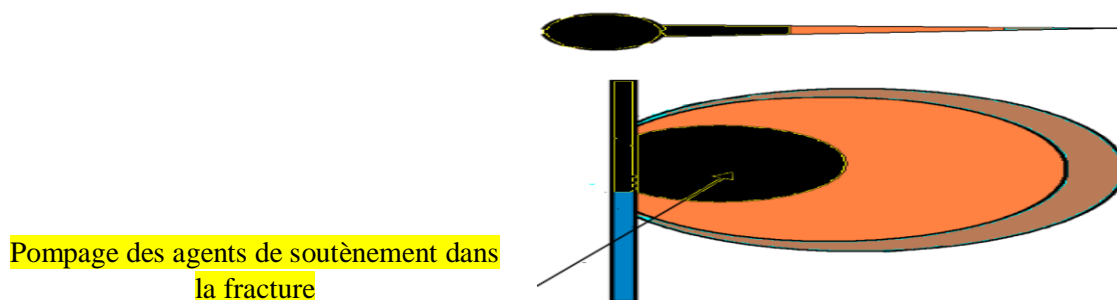


Figure II-8 : Maintien de la fracture ouverte

Avec les agents de soutènement

II-11-4-Fermeture du puits :

On injectera le fluide chargé d'agents de soutènement (proppant) sur plusieurs concentrations progressives pour gaver la fracture *Figure II-9*. Dès l'arrêt des pompes, 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 mis en place dans le réservoir. (Sable ou microbilles en céramique) [6].

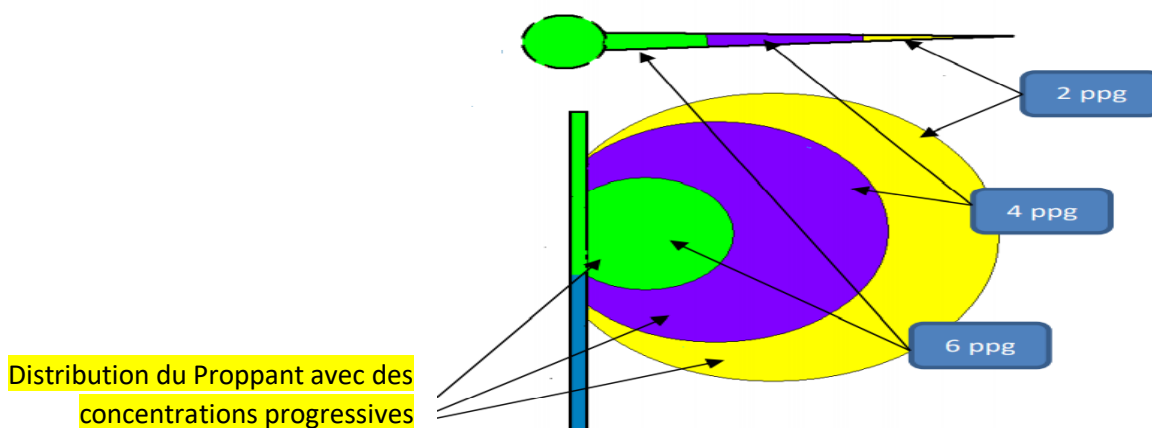


Figure II-9 : Distribution du proppant sur plusieurs étapes

II-11-5-Dégorgement et mise en production :

Il faut évacuer au mieux non seulement le fluide de traitement contenu dans la fracture résiduelle mais encore le fluide qui a filtré dans la formation. Cette étape de déplacement et chasse de la totalité de l'agent de soutènement se fait par le gel linéaire. Donc on injecte le fluide linéaire dans la colonne, pour pousser tout simplement le reste du gel chargé en proppant dans la fracture. (Figure II-10). Comme la pression indiquée que screen out d'extrémité est en train de former, il faut augmenter la pression à la surface et forcer autant que possible la pénétration du Proppant dans la fracture. Cela crée une largeur supplémentaire, ce qui signifie une capacité d'écoulement plus élevée [6].

Déplacements du proppant restant dans la fracture par le gel linéaire

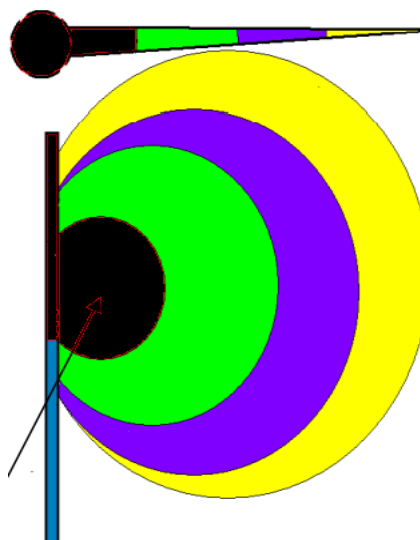


Figure II-10 : Déplacement et chasse du proppant dans la fracturation

II-12-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 [4].

II-12-1-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 (1à 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 [4].

II-12-2-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 [4].

A-Le step up rate test (SRT):

Ce test nous peut 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 quelques minutes jusqu'à l'obtention de la stabilisation. La figure II-11 présente, le résultat de SRT donnant la pression d'extension à un débit approprié.

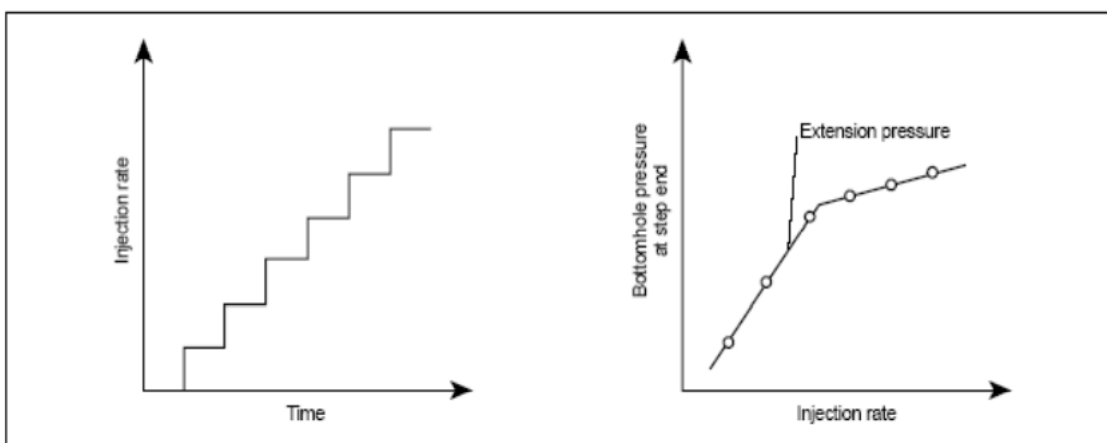


Figure II-11 le step rate test

Le SRT peut nous donner un débit d'injection admissible pour le traitement final avec un fluide comparable ou il nous permet d'estimer la puissance hydraulique nécessaire [4].

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-12 [4].

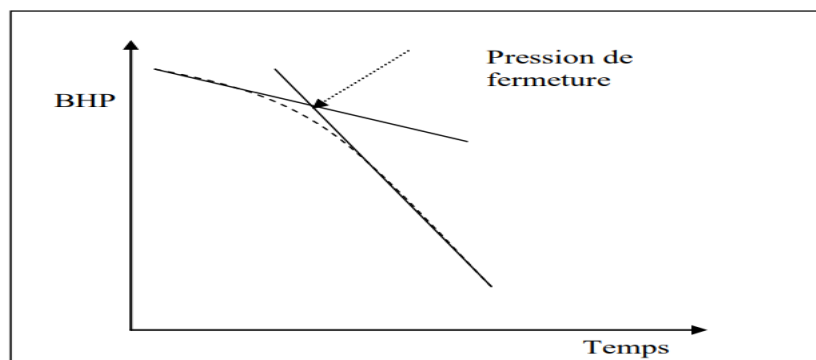


Figure II-12 L'estimation de la pression de fermeture à partir du flow back test.

C-Shut in test :

Ce test est probablement le plus productif test de mini frac (*Figure II-13*), 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. Le test de PIFB est utilisé pour confirmer les résultats d'ISIP [4].

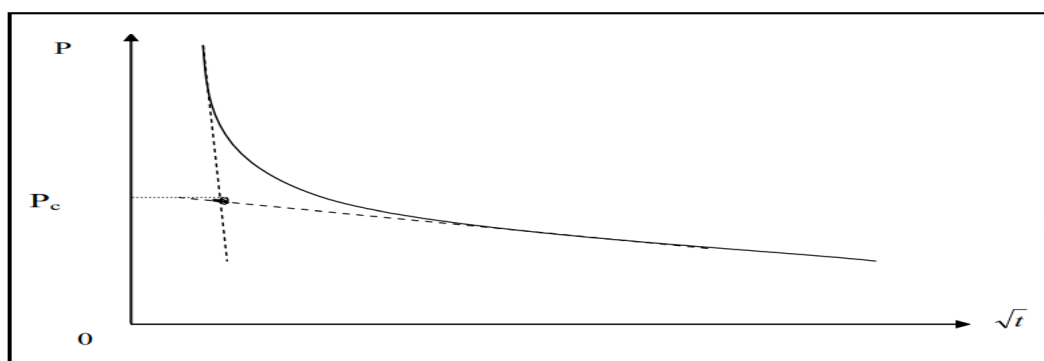


Figure II-13 pression de fermeture en fonction de $t^{0,5}$

II-12-3-Analyse des pressions au cours du traitement :

La figure II-14 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

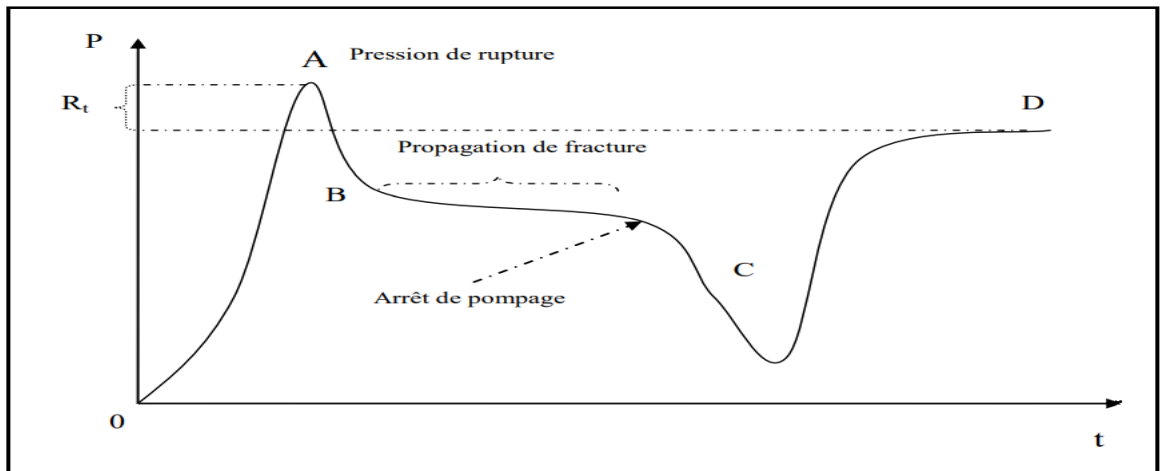


Figure II-14 propagation de pression

II-13-Gradient de fracturation :

II-13-1 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.

$$PF = P_w + P_h - P_f \dots \dots \dots \text{II-5}$$

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 [7]

II-13-2-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.

$$G_F = \frac{PF}{H} \dots \dots \dots \text{II-6}$$

PF : pression de fracturation H : la profondeur [7]

II-13-3-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 [7].

- 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.

Ont 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.

II-14-La géométrie de la fracture (Modèles de propagation de la fracture) :

II-14-1- Modèle Bidimensionnel :

Le problème est traité à deux dimensions dans le plan (x, y), la fracture est supposée limitée par deux plans horizontaux distants de la hauteur H, constante dans le temps. Les modèles bidimensionnels les plus connue sont : PKN, KGD, RADIAL [4].

A- Modèle PKN (PERKINS, KERN, NORDGEN)

Ce modèle est en premier lieu développé par (PERKINS KERN NODGREN) puis modifié par d'autres. Il peut être classé comme modèle PK, il est très utile lorsque les contraintes des barrières sur la zone perméable sont grandes et la pression présente un accroissement pendant le pompage. Pour ce modèle la méthode de calcul est basée sur les hypothèses suivantes (Figure II-15)

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

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

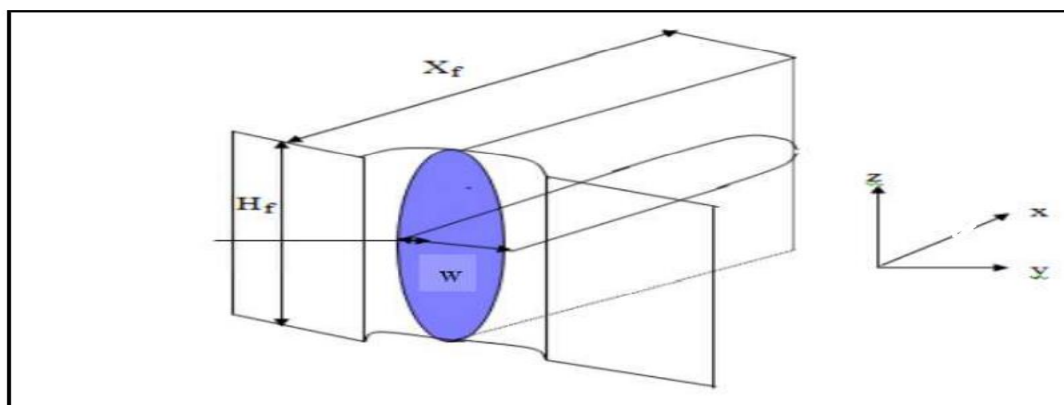


Figure II-15 schéma explicatif du modèle PKN.

Tel que : X_f : la longueur de la fracture (m)

H_f : la hauteur de la fracture (m)

W : la largeur de la fracture (m) [4].

B- Modèle de GDK (GEERTESMER, DANESHY, KLERK)

Le problème est traité à deux dimension dans le plan horizontal (x, y), la fracture est supposée limitée par deux plans horizontaux distants d'une hauteur H constante dans le Temps, ceci revient à supposer un glissement parfait le long de ces plans (interface couche – épontes) et donner à la fracture une section rectangulaire dans le plan vertical *Figure II-17*

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

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

Pour ce modèle la méthode de calcul est basée sur les hypothèses suivantes (Figure II-16)

- 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

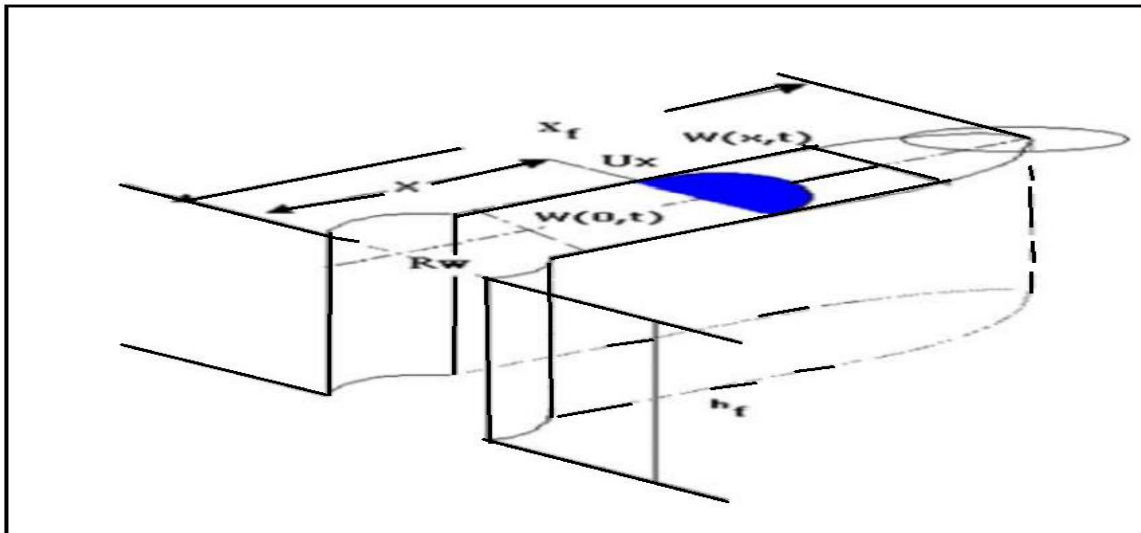


Figure II-16 : schéma explicatif du modèle GDK

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

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

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

On considère que là :

- La Fracture se propage radicalement
- La hauteur varie suivant la largeur
- La section verticale est supposée elliptique [4].

II-14-2 Identification du modèle de propagation à partir des pentes de log-log plot :

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

la courbe $\log \Delta p$ - $\log T$ présenté dans la Figure II-17 et ces pentes associées représentent un outil diagnostique pour l'interprétation de processus de fracturation

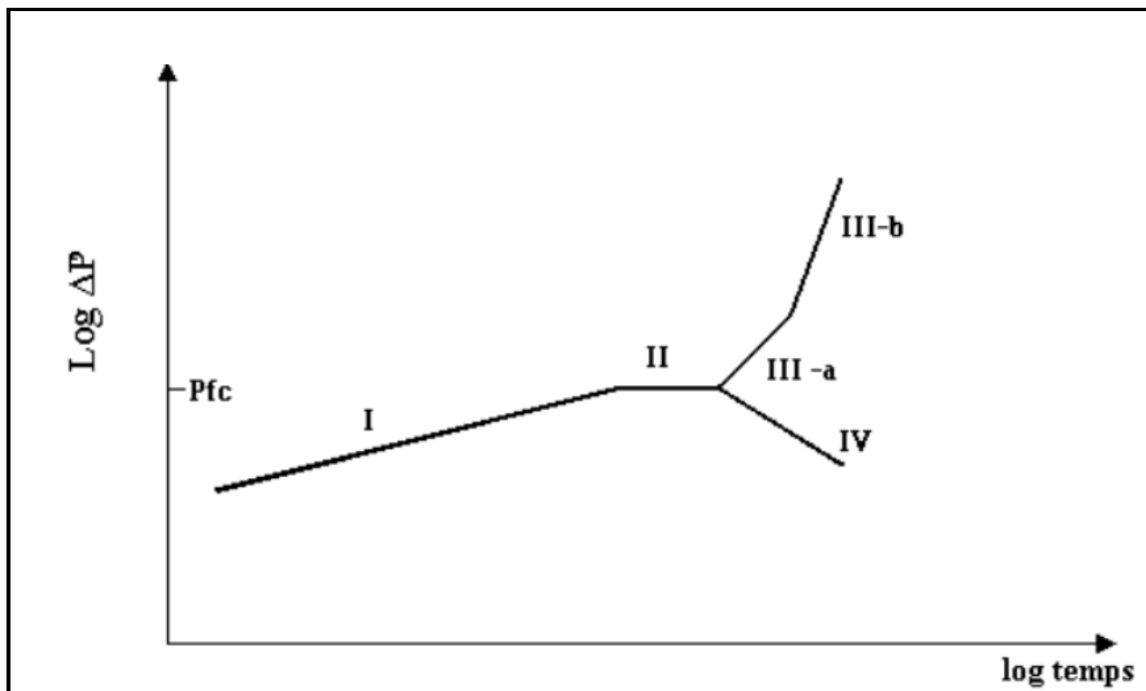


Figure II-17 courbes des pentes (log-log plot) pour un cas idéal

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

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

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

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

La hauteur augmente si la pression diminue à cause de la propagation de la fracture à travers une barrière. Une augmentation considérable de la pression (pente égale à l'unité) indique une restriction de l'extension de la fracture ou un Screen-Out près de la pointe de la fracture, et quand la pente est beaucoup plus grande que 1, elle indique un screen-out proche du puits à cause du dépassement de la capacité de pression de la formation [4].

CHAPITRE III
Présentation du champ et de Puits
MD689

III-1- Introduction :

Le gisement de Hassi Messaoud est l'un des plus grands et des plus complexes gisements du monde. Durant l'histoire géologique, ce gisement a subi une évolution tectonique intense lors de son enfouissement jusqu'à ce que le gisement a pris la forme actuelle. Ces évènements peuvent améliorer les paramètres petro physiques (fracturation naturelle, la dissolution etc....) comme ils peuvent les réduire (réduction de la porosité, la cimentation des grains, la création de matrices de petits grains, la création des barrières imperméable etc....).

Ce champ s'étend sur une superficie voisine de 2500 km². Découvert en 1956 et mis en production généralisée en 1958, le gisement de Hassi Messaoud continue, après plus de 50 ans, de fournir à l'Algérie cette ressource naturelle qu'est le pétrole brut. Des investissements importants ont été réalisés et d'autres le seront dans le futur pour extraire le maximum de pétrole et augmenter ainsi la récupération finale.

III-2- Historique du champ :

Le gisement de Hassi Messaoud a été découvert le 16 janvier 1956 par le premier forage MD1 Implanté suite à une campagne sismique réfraction non loin du puits chamelier de Hassi Messaoud.

Le 15 juin de cette même année, ce forage a découvert à 3338 mètres de profondeur de l'huile dans les grès du Cambrien.

En mai 1957 et à 7 km au Nord-Ouest de MD1, le forage OM1 foré par la C.F.P.A confirmait l'existence d'une quantité très importante d'huile dans les grès du Cambrien. Le gisement fut donc couvert par deux concessions distinctes :

- Au Nord la Compagnie Française de Pétrole d'Algérie (C.F.P.A).
- Au sud la Société Nationale de Recherche Pétrolière en Algérie (SN. REPAL) [4].

III-3- Situation du champ de Hassi-Messaoud :

III-3-1- Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud se situe au Nord-Est du Sahara Algérien, à 850 Km au Sud-est d'Alger et 350 Km de la frontière Algéro-tunisienne. La superficie du champ atteint 2500 Km². Il est limité au Nord par Touggourt et au Sud par Gassi-Touil, et à l'Ouest par Ouargla, et à l'Est par El Bourma *Figure III-1*.

En coordonnées géographiques, il est limité :

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

Sa localisation en coordonnées Lambert est la suivante :

X= 790.000 - 840.000 Est. Y= 110.000 - 150.000 Nord [4].

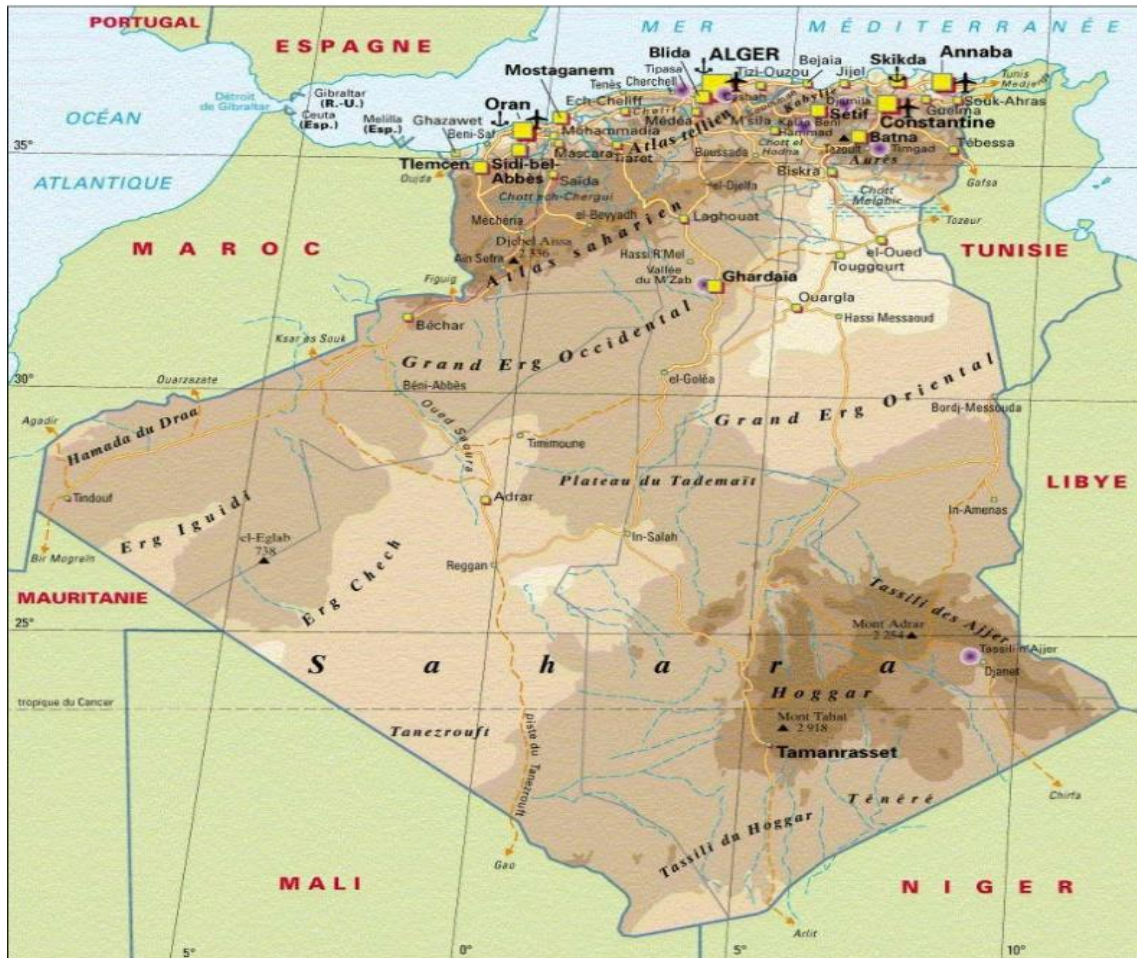


Figure III-1 : Situation géographique du champ HMD

III-3-2- Cadre géologique :

Le champ de Hassi-Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique, il est limité :

- Au Nord, par les structures de Djemââ- Touggourt.
- A l'Ouest, par les hauts fonds d'Oued Mya.
- A l'Est, par les hauts fonds de Dehar et la structure de Ghadamès.
- Au Sud, par le haut fond d'Amgui [4].

III-4- Structure du champ :

La structure de Hassi Messaoud se développe en un vaste anticlinal sub circulaire de 45 km de diamètre, de direction : Nord - Est/ Sud - Ouest. Il est partiellement fissuré et les fissures sont dues aux mouvements tectoniques des plaques qui ont fait que la structure est devenue anticlinale.

Les réservoirs ont subi une fracturation naturelle. Les accidents affectant le réservoir sont de deux types :

-Les failles de direction subméridienne ainsi que les autres failles, perpendiculaires de Direction Nord-Ouest / sud-est, font ressortir le caractère tectonique de la région.

-Les cassures sans rejets qui ont un grand effet sur la fracturation du réservoir.

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

- Hétérogène sur le plan vertical et horizontal.
- Discontinu du point de vu de l'écoulement des fluides.
- Anisotrope du fait de la présence de silt et l'existence de matrice de petit grain [4].

III-5- Zonation et numérotation des puits :

Le champ de Hassi Messaoud est divisé en zones numérotées. Cette division est déduite naturellement des caractéristiques de la production et de la géologie.

L'évolution des pressions au niveau des puits, en fonction de la production, a permis de subdiviser le champ en 25 zones productrices.

Une zone de production se définit comme un ensemble de puits qui communiquent entre eux mais pas ou peu avec ceux des zones voisines.

Il faut noter que la subdivision actuelle n'est pas satisfaisante car une même zone (ex : la zone 1) peut être subdivisée en sous zones (ex : 1a, 1b, 1c). Le champ de Hassi Messaoud est divisé d'Est en Ouest en deux parties distinctes :

Le champ Sud et le champ Nord, chacun a sa propre numérotation.

- Le Champ Nord : C'est une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique, exemple : Omo38, Onm14, Ompz12*

O : Majuscule, permis d'Ouargla.

M : superficie de la zone à huile : 1600 km²

O : Minuscule, superficie de la zone à huile de 100 km²,

3 : Abscisse et 8 : Ordonnée.

- Champ Sud : La numérotation des zones est chronologique. Ex : MD1, MD2, MDZ509 [4].

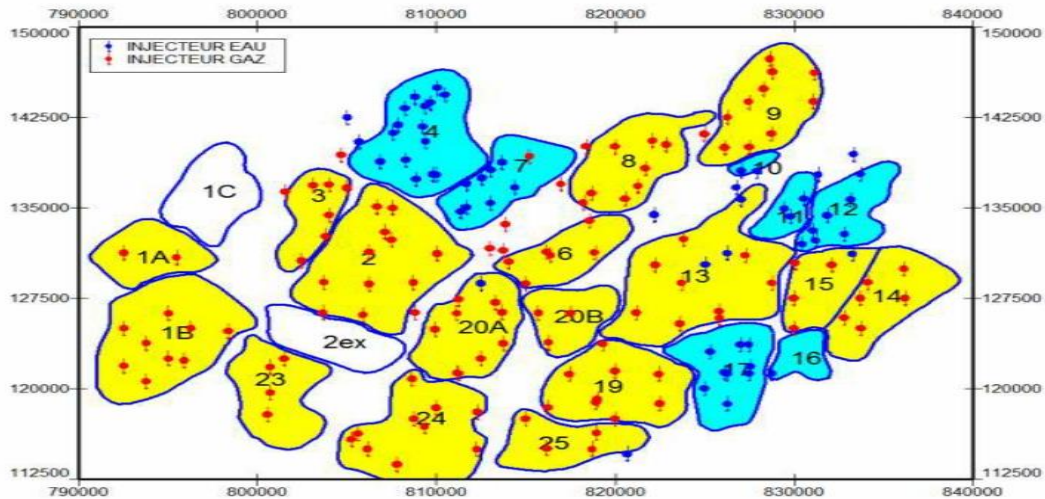


Figure III-2 : Les Zones du champ de Hassi Messaoud

III-6- Description du réservoir :

Le gisement de Hassi Messaoud est à une profondeur qui varie entre 3100 et 3380 m. Son épaisseur va jusqu'à 200 m, il comprend trois réservoirs gréseux d'âge Cambrien, reposants directement sur le socle granitique. Il est représenté par une série gréseuse dont l'érosion post paléozoïque affecte une partie dans le centre du champ. Il se subdivise de haut en bas de (Figure III-3) :

- Ri : Zone isométrique dont l'épaisseur est de 45 m essentiellement quartzite à grains fins et à tigillites. Elle correspond au drain D5.
- Ra : Zone anisométrique dont l'épaisseur moyenne est de 120 m environ, composée de grès à ciment silico-argileux de grains moyens à grossiers. Il est subdivisé en drains respectivement de bas en haut : D1, ID, D2, D3, D4.
- R2 : Série gréseuse à ciment argileux, d'une épaisseur moyenne de 80 m.
- R3 : D'une hauteur d'environ 300 m, c'est une série gréseuse très grossière à micro conglomératique, très argileuse reposant sur le socle granitique qui a été rencontré à une profondeur inférieure à 4000 m, c'est un granite porphyroïde rose. Il se divise en deux sous niveaux ; le R2c et le R2ab [4].

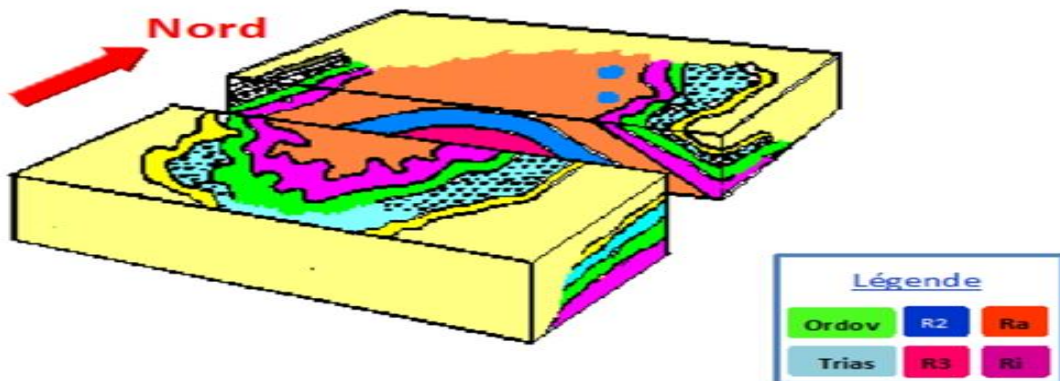


Figure III-3 : Bloc diagramme de l'écrouche géologique sous la discordance hercynienne.

III-7- Stratigraphie du champ :

Du point de vu stratigraphie, la zone de Hassi Messaoud est constituée de haut et bas par la *Figure III-4* :

ETAGES		Ep moy	DESCRIPTION
MIO-PLIOCENE <i>discordance alpine</i>		240	Sable, calcaire, marne sable
EOCENE		120	Sable, calcaire à silex
SENONIEN	CARBONATE	107	Calcaire, dolomie, anhydrite
	ANHYDRITIQUE	219	Anhydrite, marne, dolomie
	SALIFERE	140	Sel massif et traces d'anhydrite
TURONIEN		90	Calcaire crayeux avec quelques niveaux argileux
CE NOMANIEN		145	Anhydrite, marne, dolomie
ALBIEN		350	Grés, sable avec intercalation d'argile silteuse
APTIEN		25	Dolomie cristalline avec niveaux argileux, calcaire
BARREMIEN		280	Argile, grés, dolomie
NEOCOMIEN		180	Argile, marne, dolomie, grés
MALM		225	Argile, marne, calcaire, grés traces d'anhydrite
DOGGER	ARGILEUX	105	Argile silteuse, marne dolomique avec fines passées de grés
	LAGUNAIRE	210	Anhydrite, marne dolomitique marne grise
LIAS	L.D 1	65	Dolomie, anhydrite, argile
	L.S 1	90	Alternances sel, anhydrite et argile
	L.D 2	55	Anhydrite et dolomie cristalline
	L.S 2	60	Alternances sel et argile
	L.D 3	30	Alternances de dolomie et de marne
SALIFERE	TS 1	46	Alternances de sel, d'anhydrite, dolomie
	TS 2	189	Sel massif à intercalations d'anhydrite et argile gypsifère
	TS 3	202	Sel massif et traces d'argile
ARGILEUX		113	Argile rouge dolomitique ou silteuse injectée de sel et d'anhydrite
GRESEUX		35	Grés, argile
ERUPTIF <i>discordance hercynienne</i>		0-92	Andésites altérées
QUARTZITES D'EL HAMRA		75	Quartzites fines avec traces de tigillites
GRES D'EL ATCHANE		25	Grés fins à ciment argileux, bitumineux
ARGILES D'EL GASSI		50	Argiles schisteuses, vertes à noires, glauconieuses à graptolites
ZONE DES ALTERNANCES		20	Alternance de grés et argile. Présence de tigillites
R1		50	Grés isométriques, fins, silteux
Ra		120	Grés à grés quartzitiques anisométriques à niveaux de
R2		100	Grés moyens à grossiers à argileux illitique
R3		300	Grés grossier à ciment argileux argile silteuse
NFRA-CAMBRIEN		45	Grés argileux rouges
SOCLE			Granite porphyroïde rose

Figure III-4 : Coupe stratigraphique du champ de Hassi Messaoud

III-8- Genèse et origine de l'huile :

Le réservoir de Hassi Messaoud est à 3350 m de profondeur en moyenne dans les terrains Quartziques du Cambrien.

D'après la datation du Cambrien de Hassi Messaoud par Mobile Field Research Laboratoire, deux sources possibles sont à l'origine de l'huile :

- Les bancs argileux des argiles d'EL- Gassi du fait de leur présence proche du champ et surtout l'état de leur carbonisation avancée qui témoigne de leur contribution au processus de formation des hydrocarbures.
- Les argiles du Silurien, puissante série riche en matières organiques situées de part et d'autre du gisement à de grandes profondeurs.

D'après les tests géochimiques, ces argiles représentent les principales roches mères potentielles qui ont généré une grande partie de l'huile de Hassi Messaoud.

Les huiles formées ont migré vers le début du Jurassique jusqu'au Crétacé inférieur où le piégeage a eu lieu [4].

III-9- Caractéristiques pétrophysiques moyenne du réservoir cambrien :

Les caractéristiques pétro-physiques moyenne du réservoir cambrien sont indiquées dans le *Tableau III-1* [4] :

Tableau III-1 : Caractéristiques pétro-physiques moyenne du réservoir cambrien

Réservoir	K _{min} (md)	K _{moy} (md)	K _{max}	Φ _{min} (%)	Φ _{moy} (%)	Φ _{max} (%)	S _{wi} (%)	V _{sh} _{moy} (%)
Ri	0.3	1	2	6	7	8	17	15
Ra	2	15	100	6	8	10	10	7
R2	1	2.5	7	-	10	-	17	20
R3		<1			0,11		0,17	30

III-10- Caractéristique des fluides :

L'huile a des propriétés variables selon les régions. A l'Est le point de bulle peut atteindre 200 kg/cm² pour un rapport de dissolution de gaz R_s égal à 240 st_m³ /m³. A l'Ouest il peut descendre jusqu'à 140 kg / cm² pour un rapport de dissolution de gaz égal à 160 st_m³/ m³. Ci dessous, les caractéristiques moyennes des fluides présents au niveau du réservoir de Hassi Messaoud [4].

III-10-1- Les caractéristiques des huiles :

- L'huile est légère de densité 0,8 (API = 45.4).
- La pression de gisement est variable : 400 à 120 kg/cm².
- La température est de l'ordre de 118°C.
- Le GOR est de 219 m³/m³ sauf pour les puits en percée de gaz où le GOR peut atteindre 800m³/m³ et plus (cas d'Oml 63 et Oml 633).
- La porosité est faible en moyenne : 5 à 10%.
- La perméabilité est assez faible : 2 md à 100 md.
- La viscosité est de 0,2 cp.
- Le facteur de volume est de 1,7.
- Un point de bulle de 160 kg/cm² [4].

III-10-2- Les caractéristiques de gaz associé :

- Viscosité de gaz est 0.02 cp.
- La compressibilité est de 0.8 bar⁻¹[16].

III-11- Les problèmes d'exploitation et les solutions qui existent dans le champ HMD :

Le champ de Hassi Messaoud présente des problèmes de dépôts d'asphaltes et de dépôt de sels. Ces dépôts entraînent des bouchages et diminuent fortement la productivité des puits.

III-11-1 Dépôts de Sel :

La présence d'eau produite avec une forte salinité et le changement de la température et la pression sont les principales causes de dépôt de sel. La solution adoptée de ce dépôt est l'injection d'eau pour lavage [4].

III-11-2 Dépôts des sulfates de Baryum : (BaSO₄)

Il survient en raison de l'incompatibilité entre les eaux de formation et l'eau d'injection ou l'eau de lavage, on peut le prévenir par l'injection d'anti-dépôt (AD32), ou faire appel au coiled tubing avec SkilBlaster (produit sable et gel) [4].

III-11-3 Migration des Fines :

Ces particules provoquant l'endommagement et qui proviennent d'habitude du réservoir, peuvent se déplacer et migrer avec la production du fluide et boucher les abords du puits causant ainsi une réduction de la production [3]. La solution adoptée dans ce cas est le Mud Acid (HCl 6, HF 1.5) [4].

III-11-4 Dépôts Organiques : pour lesquels on distingue deux catégories :

A- Dépôts des Paraffines :

Ils apparaissent le plus souvent en tête de puits. Leur formation est en général liée à une baisse de la température ; par exemple, lorsque des fluides injectés sont à une température inférieure à celle au fond du puits. La solution pratiquée est le nettoyage avec reforma.

B- Dépôts D'asphaltènes :

Très fréquent dans les zones 1A, 1B, 1C et 23. Typiquement, les dépôts d'asphaltènes sont dans le tubing, sur liner crépine, au niveau des perforations ainsi que la formation. La solution est le nettoyage avec reforma.

Ces facteurs rendent le développement et l'exploitation du champ très compliqués [4].

III-12-Présentation du Puits MD 689 :

III-12-1- Complétion :

Tubing 4"1/2 VAM ANCREE

Tubing de production 4"1/2 NV, 13.5#, P110 Ancrée

Tubing de production 4"1/2 NV, 13.5#, P110 Ancrée [1].

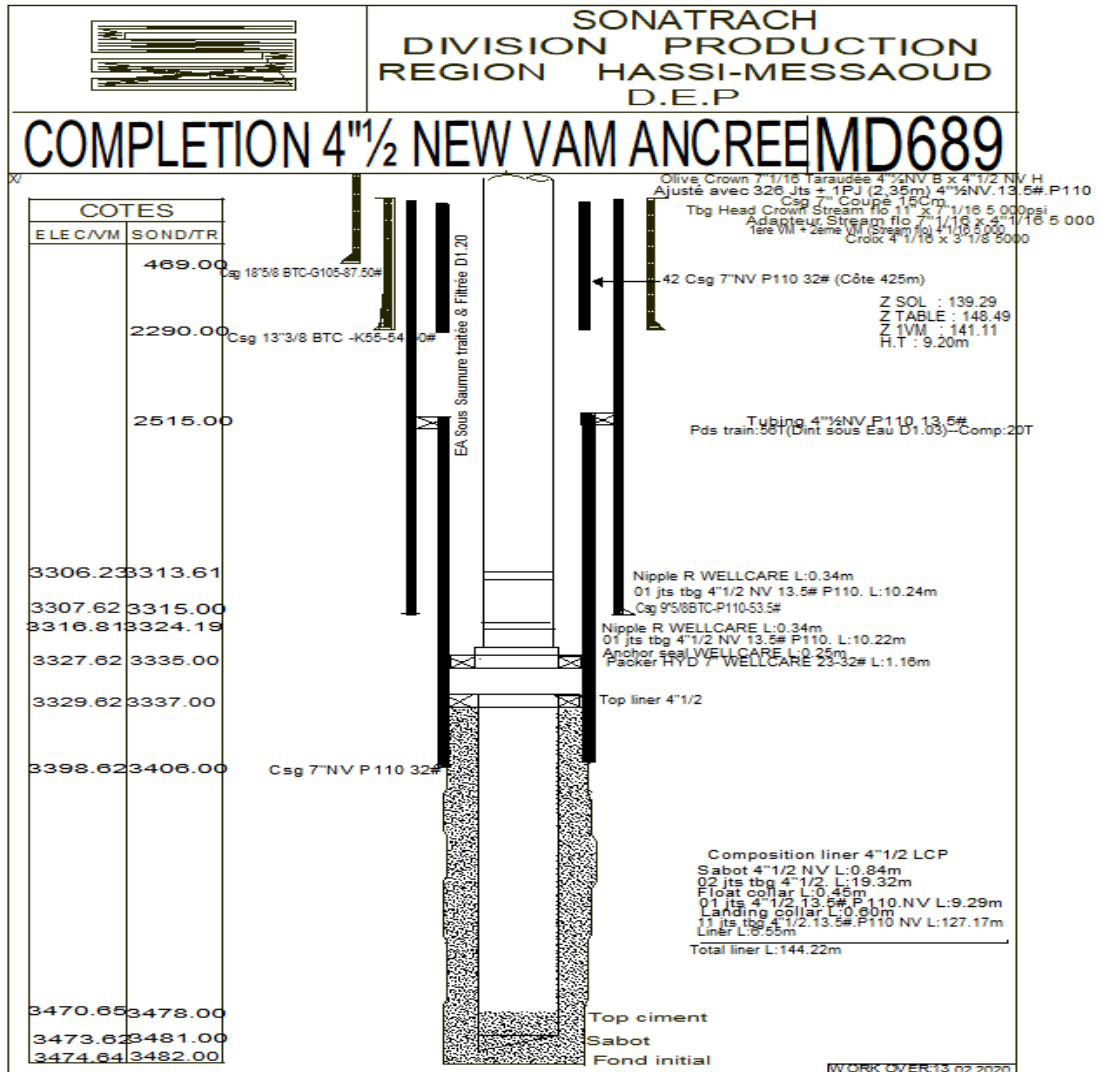
Nipple R WELLCARE L :0.34m	à 3313.61m (TR)
Nipple RN WELLCARE L :0.34m	à 3315.00m (TR)
Packer HYD 7" WELLCARE 23-32# L:1.16m	à 3335.00m (TR)

Liner 4"1/2 cimenté	
Ensemble de suspension 4"1/2	
Top Of Liner	à 3337.00m (TR)
Sabot guide liner 4"1/2	à 3481.00m (TR).

Intervalles perforés en MD :	3455.00-3464.0 m(TR)
------------------------------	----------------------

Casing liner 7"NV, P110, 32#	
Top Liner	à 2515.00m (TR)
Sabot 7"	à 3406,00 m (TR).
Casing 9"5/8BTC, P110, 47-53.5#	
Sabot 9"5/8	à 3315.00 m (TR)

III-12-2- Fiche technique de puits :



III-12-3- État actuel :

Production cumulée : **19k m3Pg** = 214.79 KG/cm², (DST 14/04/2017).

État : Puits Fermé [1].

Dernier essai de puits avant le traitement :

Le Tableau III-2 déterminer les derniers paramètres des essais de puits avant le traitement [1]. :

Tableau III-2 : Dernier essai de puits avant le traitement

La date	Skin	IP	Pg (Kg/cm ²)
Le 14/04/2017	1.11	0.013	214,79

Dernier jaugage avant le traitement :

Le Tableau III-3 déterminer les derniers Dernier jaugage avant le traitement avant le traitement :

Tableau III-3 : Dernier jaugage avant le traitement

La date	Ø duse	Huile: Q_0 (m ³ /h)	Pression tête: P_t (kgf/cm ² 0)
18/09/2019	16 mm	1.58	18

III-12-4 Situation de MD689 :

Le puits MD-689 est situé dans la partie SO de la zone 14. C'est un puits vertical équidistant d'environ 500m des deux puits producteurs MD-255bis et MD-312bis, ayant pour Coordonnées

X : 831 974.65 - Y : 123 999.05 (Figure III-5) [1].

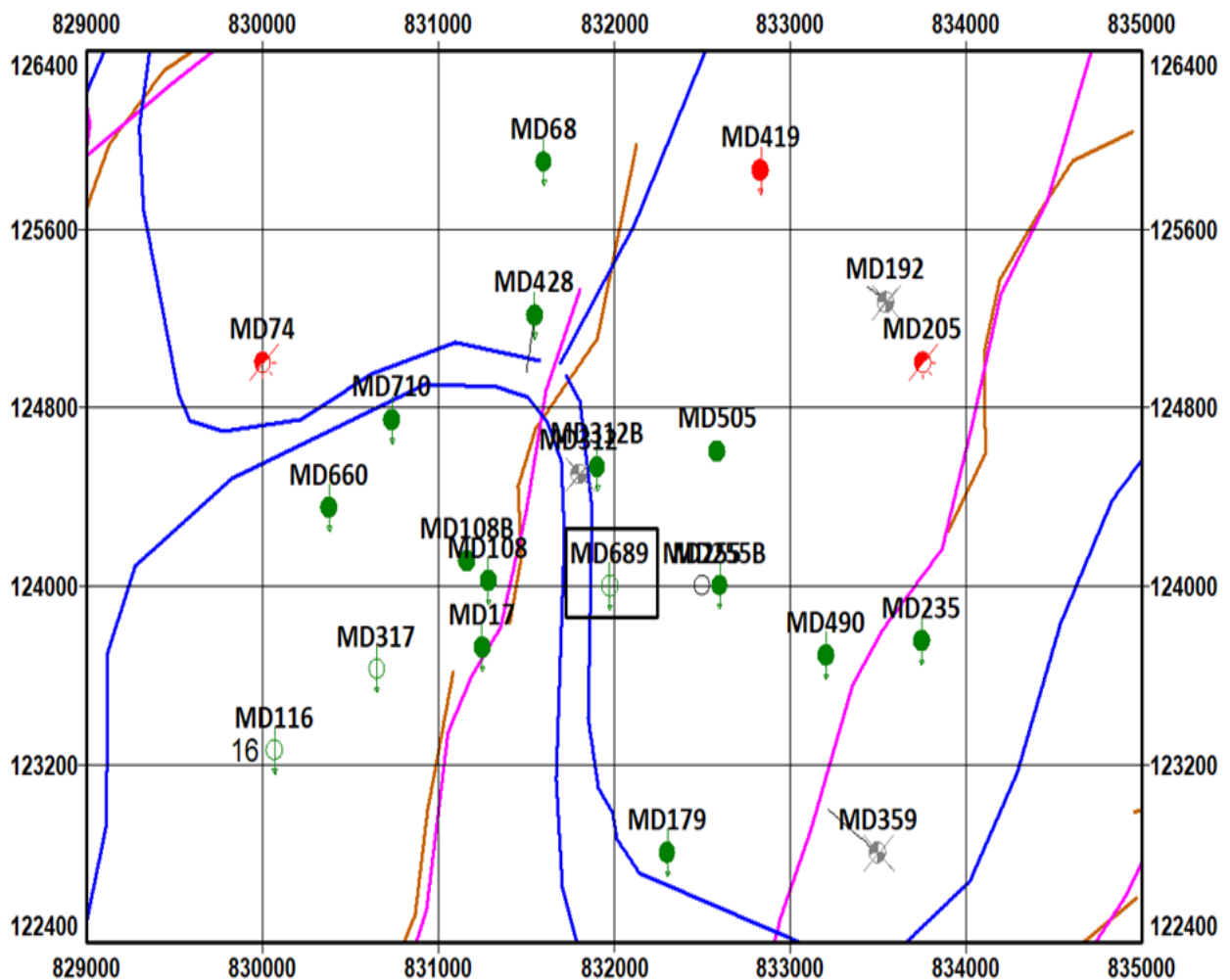


Figure III-5 Carte du positionnement MD689

III-12-5-Historique de production :

Le puits MD689 foré en Avril 2017, complété en 4''1/2 ancrée, le réservoir était en open hole traversant D5, D3 et le D2 sur une épaisseur de 64m, le DST effectuait donna un débit de 4.77m3/h, le puits a été mis en production en Juillet 2017 avec un débit de 1.19 m3/h qui n'a pas duré longtemps.

Une mesure de PFD a signalé une chute de 32bars par rapport à celle du DST. Il est a noté aussi que la boue utilisée lors de forage était de 0.88 avec un over balance de 85kg/cm2 qui peut engendrer un endommagement sévère. Malgré ça le puits n'a jamais été objet d'un traitement matriciel.

Le puits n'a pas arrivé à assurer une production permanent jusqu'à partir du Septembre 2018 après sa mis en gaz lift mais toujours avec un faible débit malgré les bonnes caractéristiques petro-physiques du réservoir.

Le puits était repris en WO en Décembre 2019, le réservoir était couvert avec un LCP. Les perforations ont ciblé les meilleures caractéristiques de réservoir dans le D2. La mise en production de puits a écoulée, l'endommagement a devenue plus en plus sérieux, (l'over balance lors de WO était supérieurs a 85kg/cm2)

Le puits est fermé à l'attente des interventions qui permettre de le remettre en production [1].

III-12-6- Jaugeage du puits MD689 :

Le Tableau III-4 présente jaugeage du puits depuis la fin de forage jusqu'à la fermeture de puits [1].

Tableau III-4 : Jaugeage du puits MD689

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)		Observations
			Huile	Gaz		Tête	Pipe	Sépar.			Récupérée	Injectée	
⊙ Puits													
12/04/2017	9.53	600	4.77	735.61	154	52.7	10	4.28	22	.6396	0		-----
16/07/2017	9	1440	1.19	508.23	428	33	14	14.28	31	1.4516	0		-----
14/11/2017	9	Vx29	2.01	374.13	186	22	13.7		20	.5712	0		-----
06/12/2017	9	-	3.55	2056.98	579	35	6	4.08	14	.5141	127.3		-----
01/10/2018	16	-	7.29	1912.80	262	33.3	16.7	17.34	26	.6716	0		-----
02/10/2018	16	-	6.41	1286.29	201	27.66	16.54	16.33	21	.6344	0		-----
03/10/2018	16	-	6.11	2565.76	420	36.5	17	17.34	19	.878	0		-----
23/11/2018	16	-	1.6	1882.46	1173	27	12.9	4.28	12	2.4743	0		-----
31/12/2018	16	600	.8	1730.87	2158	18.25	11.75	4.69	12	3.3448	0		-----
12/02/2019	16	600	.2	940.38	4702	30	14	3.57	5	22.055	0		-----
07/04/2019	16	600	.53	2348.63	4404	23	16	4.38	9	6.3408	0		-----
07/07/2019	16	1440	.63	3308.65	5256	29.83	15.76	15.64	33	6.9681	0		-----
18/09/2019	16	600	1.58	1326.88	842	18	14.5	5	31	1.5869	0		-----

III-12-7-Tests du puits MD689 :

Le Tableau III-5 présente les test DST et test de pression fond de puits dynamique après le forage [1]:

Tableau III-5 : Test du puits MD689

	Date	PG (kg/cm ²)	PFD (kg/cm ²)	PT (kg/cm ²)	Debit (m/h)	IP	HKL (Hw * Kyz)	Skin	Remarque	
DST	14/04/2017	214.79	205	52.7	Huile	4.77	.62	546	-4.24	PFD@-3172.47 m abs.
PFD	05/09/2017	null	172.21	23.65	Huile	1.42	--	-	-	PFD @ -3216.8 m
PFD	24/08/2019	null	--	29.83	--	--	--	-	-	mesure inexploitable

III-12-8-Historique des opérations :

Le Tableau III-6 représente tous les opérations ce qu'ils ont fait sur ce puits (nettoyage contrôle démarrage diagraphes mesures instrumentation) [1] :

Tableau III-6 : Historique des opérations

Date	Opérations	Sous/opérations
14/04/2020	WIRELINE	Controle
09/04/2020	OPERATION_SPECIALE	Clean Out(mise on production)
18/03/2020	WIRELINE	Controle
10/03/2020	OPERATION_SPECIALE	Mise sous TW en vue perforation
07/03/2020	OPERATION_SPECIALE	Clean out+mise TW
07/03/2020	OPERATION_SPECIALE	OPERATION_SPECIALE
13/02/2020	WIRELINE	Controle
09/02/2020	DIAGRAPHIE	Perforation
07/12/2019	WORKOVER	Décente LCP en vue de frac
03/12/2019	OPERATION_SPECIALE	killwell
24/08/2019	WIRELINE	Mesure de pression PFD
23/08/2019	WIRELINE	Controle
02/07/2019	SNUBBING	Changement CCE
21/06/2019	WIRELINE	Repechage
16/06/2019	WIRELINE	Mesure de pression LBU
15/06/2019	WIRELINE	-----
14/06/2019	WIRELINE	Mesure de pression LBU
07/06/2019	WIRELINE	Mesure de pression SBU
29/03/2019	SNUBBING	Changement CCE
23/02/2019	WIRELINE	Controle
16/01/2019	WIRELINE	Controle
06/01/2018	WIRELINE	Grattage Controle
27/12/2017	OPERATION_SPECIALE	Kick Off CCE après SNB
23/12/2017	SNUBBING	Installation CCE
16/12/2017	WIRELINE	Grattage Controle
06/12/2017	OPERATION_SPECIALE	Kick off
28/11/2017	WIRELINE	Controle
02/11/2017	OPERATION_SPECIALE	Clean out + Kick Off
17/10/2017	WIRELINE	Grattage Controle
05/09/2017	WIRELINE	Mesure de pression PFD

CHAPITRE IV

Etude de puits MD6

IV-1-Introduction :

Ce chapitre présente l'étude de applications de fracturation hydraulique pour un puits localisés dans le champ hassi messouad. Différentes méthodes ont été utilisées dans l'interprétation, telles que la méthode de la fonction Nolte G, la méthode du temps de la racine carrée. La pression de fermeture a été déterminée en utilisant les différentes méthodes suivies par l'analyse de Nolte G pour calculer la géométrie de la fracture selon les model GDK PKN.

IV-2-Présentation des données utilisées et paramètres du puits :

IV-2-1-Paramètre wellbore et perforations :

Ce tableau présente les paramètres et les données nécessaire de puits et la complétion et aussi les perforations [2] :

Tableau IV-1 : Paramètre wellbore et perforations

Name	Measured Depth (RT-MD)	Outer Diameter in	Inner Diameter in	Linear Weight (lbm/ft)	Grade
Cemented casing	0-3315	9 5/8"	8.535	53	P-110
Liner	2,491 - 3,387	7"	6.4"	32	P-110
Liner	3,337 - 3482	4 1/2"	4.2"	13.5	P-110
Tubing	0-3335	4 1/2"	4.2"	13.5	P-110
Packer	3,335	WELLCARE		23-32#	

Name	Top MD (m)	Bot MD (m)	Top TVD (m)	Bot TVD (m)	Shot Density (spf)	Phase (DEG)	Hole Diameter (in)
D-5/D-3/D-2	3,425	3,437	3,425	3,437	6	60	0.34

IV-2-2-Diagramme de production :

Le diagramme suivant *Figure IV-1* résume la production de puits depuis sa mise en production et signale les arrêts qui ont entrecoupées cette production. Il montre que le puits n'arrive pas à produire avant la mise en gaz lift en Sep. 2019, même après ça son production était toujours faible a l'exception des premiers piques lors de démarrage du GL [1].

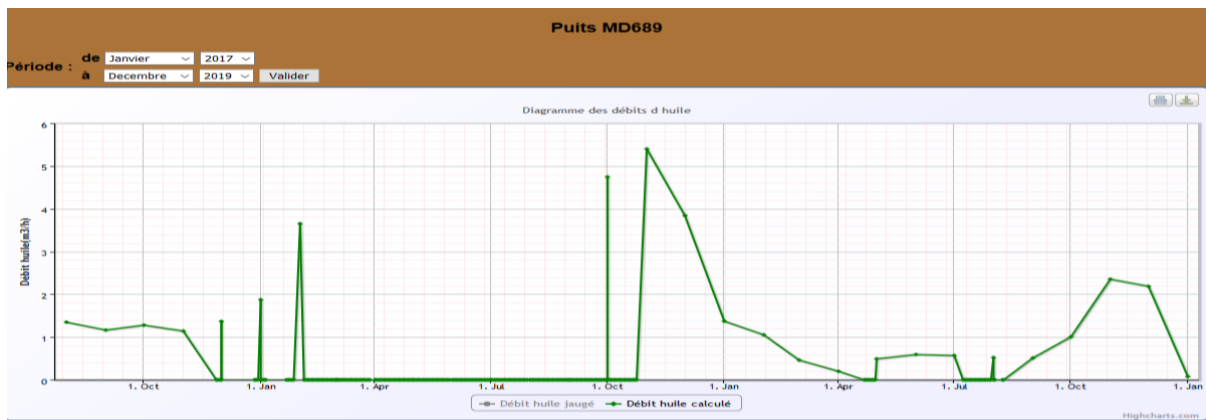


Figure IV-1 : Diagramme de débit d'huile

IV-2-3-Puits fracturé :

Après l'analyse fracturations hydrauliques réalisées sur les puits voisins, il est a noté que la majorité des puits qui ont enregistrés un gain positif après frac. La majorité des opérations ont ciblées le bas de D5 et le D3. Il est a noté aussi que 1/3 des opérations ont finis par un screen

IV-2-4-Profil des contraintes :

Le profil de contrainte (*Figure IV-2*) est réalisé selon la corrélation de calcule des contraintes de champ de Hassi Messaoud selon l'enregistrement de MEC [1].

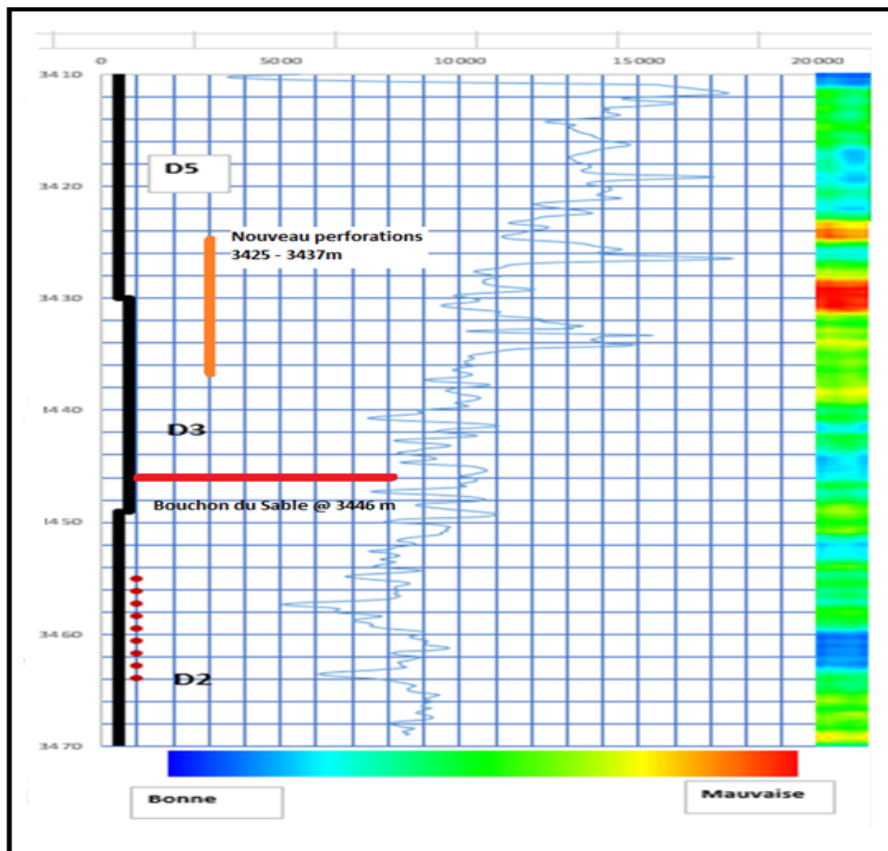


Figure IV-2 : Profil des contraintes

IV-2-5-Discussion et recommandations :

A- De point de vue complétion :

Les caractéristiques mécaniques et l'état de cimentation sont favorables pour la réalisation de l'opération de fracturation.

B- De point de vue réservoir :

Le réservoir est d'une épaisseur importante de l'ordre de 70m avec des porosités et de saturation en eau moyenne. Le D2 présente les meilleures caractéristiques petro-physique.

Le plan d'eau théorique est à 3527m (puits voisin), avec une garde de 63m par rapport aux basses perforation [1].

C- De point de vue test de pression :

Le DST en open hole a donné un bon débit avec un skin négatif de l'ordre de -4 et une perméabilité moyenne de l'ordre de 8md. Le modèle de réservoir choisi pour matcher les résultats de test est rectangle à double porosités.

Juste après la mise en production de puits une mesure de Pfd a montré que la Pfd a chuté avec 32bars est le débit est réduit vers le 1/3 de débit de DST, peut-être c'est un indice d'endommagement survenue après complétion.

L'évolution de pression des puits voisin montre une chute de pression de gisement un peu agressive partir de l'année 2017 suite à l'arrêt de puits injecteur MD74 et la réduction de de l'injection sur le MD419, la pression de gisement sur le MD689 peut être estimé 180kg/cm².

D- De point de vue historique des opérations :

Malgré l'over balance important (85kg/cm²) qui a été exercé sur le réservoir lors de forage et malgré que le puits n'a pas arrivé à produire, aucun traitement matriciel n'a été réalisé sur le puits [1].

La mise en gaz lift en Sept. 2018 n'a pas permis d'atteindre la production attendue de ce puits vu les bonnes caractéristiques du réservoir.

E- De point de vue profil de contrainte :

Selon le profil réalisé avec la corrélation de HMD, le faible stress se trouve face au D2, le D3 représente une barrière par rapport au D2 et le D5 une barrière par rapport au D3.

Une fracturation conventionnelle va être concentrée dans le D2 [1].

F- Analyse Nodale :

Les résultats de DST ont été matchés avec un modèle transitoire, la simulation montre que la production naturelle de puits ne dure pas longtemps.

Les résultats de **PFD** ont été matchés avec une réduction de perméabilité vers **2.8md** et un skin positif de 10.5

Les résultats de dernier jaugeage ont été matchés avec un skin de **+23.7** correspond au draw down créé par l'injection du gaz

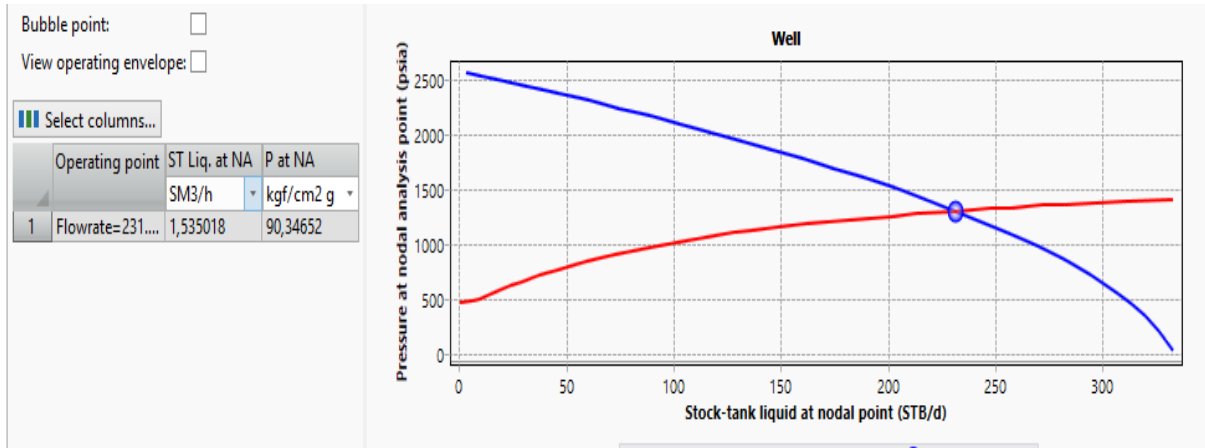


Figure IV-3 : Stock Tank Liquide au Nodal Point

Une simulation de fracturation hydraulique avec une sensibilité sur plusieurs longueurs a permis de choisir un X_f optimal de 50m et une **FDC** de **2**. Les résultats sont représentés sur le graphe suivant (Figure IV-4). La simulation est avec gaz lift de 20000m³/j (le puits ne fonctionne pas sans gaz lift)

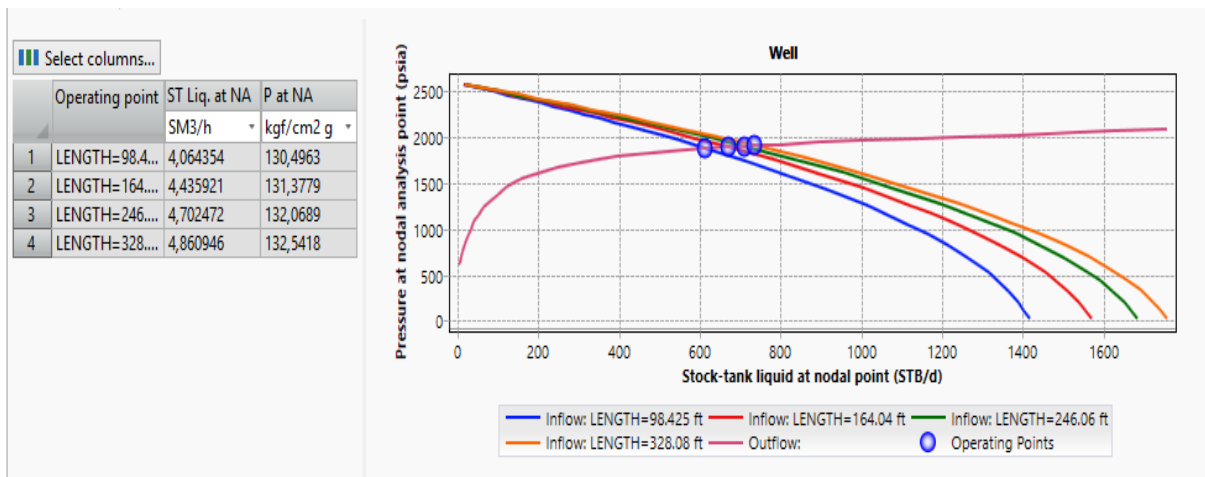


Figure IV-4 : Stock Tank Liquide au Nodal Point après stimulation

A partir de ce qui précède, une opération de fracturation étagée peut être réalisé sur ce puits. Le 1^{er} stage cible le D2 avec une fracturation de petite taille de l'ordre de 40k lbs en ciblant 50m de X_f et 2 de FCD.

Le 2^{ème} stage ciblera le bas de D5 et le D3. Les résultats d'exécution de 1^{er} stage peuvent être utilisés pour la préparation du programme de 2^{ème} stage [1].

IV-3- Programme de fracturation :

IV-3-1 Informations utiles :

Ce tableau (*Tableau IV-2*) présente tous les informations utiles sur la complétion de puits et sa résistance (tubing packer) [1].

Tableau IV-2 : Informations Utiles

Tubing de production 4''1/2 13.5# P110	écrasement (psi)	Eclatement (psi)	80% écrasement (psi)	80% éclatement (psi)
	10690	12410	8552	9928
Packer Hyd 7'' WELLCARE	P. Diff = 10000 psi			
Densité de fluide de complétion	Saumure d=1.20			

IV-3-2-Enveloppe de pression :

Ce tableau (*Tableau IV-3*) présente les pressions des espaces annulaires et les pressions recommandent que ne dépasser pendant le pompage :

Tableau IV-3 : Informations recommandent

Etape	Pression dans l'annulaire A (psi)	Max. Pression de pompage admissible (psi)
Injectivité test et data frac	2500	11000
Main frac	2500	10000

IV-3-3-Préparation de puits :

Pour effectuer une opération de frac il faut faire des préparations nécessaires pour la réussir que ce soit test d'étanchéité de la complétion et l'acide pré-frac [1].

- Test d'annulaire
- Acide pré-frac

IV- 3-4-Test d'injectivité :

Fluide : eau traitée 3%

- Procéder au remplissage de puits avec de l'eau traitée pour homogénéiser la colonne hydrostatique.
- Effectuer un breakdown test avec eau traitée a 1-10 bmp jusqu'à l'apparition de breakdown.

- Augmenter le débit d'injection progressivement jusqu'à atteindre le maximum débit de pompage designé pour la mini frac. Chaque débit d'injection doit être maintenu pour une période suffisante (1 minute) qui permette la stabilité de pression d'injection.

Si les pressions de pompage sont élevées un STEP DOWN TEST avec de l'ET peut être effectué.

Arrêtez le pompage, fermez les vannes de surface.

Le débit de mini-frac peut être changé après analyse des résultats de test d'injectivités et en combinant les données de profil de contrainte.

IV-3-5-Shadow frac :

Fluide : Selon compagnie de service

Après préparation du gel, assurer la bonne qualité et vérifier le temps de réticulation en fonction de volume de puits et le débit de pompage *Tableau IV-4*.

Une fois tout est prêt procéder au pompage [1] :

Tableau IV-4 : Shadow Frac Procédure

Etape	Volume (Gals)	Débit (bpm)
Gel linéaire (pre-pad)	1000	0-30
Gel réticulé (pad)	10000 (ajustable en fonction de l'évolution de la pression)	30
Gel linéaire (flush)	7107 + volume des lignes de surface	30
Arrêt de pompage et enregistrement de déclin de pression	0	0

➤ Fermeture :

A l'arrêt de pompage fermer les vannes de surface et continuer l'enregistrement des pressions jusqu'à la détection et la confirmation de la pression de fermeture de la formation.

➤ Contrôle

Un température log doit être effectué à environ 4 h après la fin de pompage de mini frac pour déterminer la hauteur de propagation de la fracture.

IV-3-6 Main Frac :

Objectif : principalement le D2

- Une fracturation hydraulique de petite taille de l'ordre de 40k lbs de proppants HSP 20/40 et HSP 16/30 a une concentration moyenne 08 PPA a un débit moyen de 30 bpm est proposé pour avoir un Xf de l'ordre de 50m et un FCD>2.

- La taille du frac et le design de pompage seront ajusté après l'analyse de la mini et résultat de la température log [1].

IV-4-Evaluation de l'opération :

IV-4-1-Mini frac et injection d'acide :

Le 22 mars 2020, un Breakdown, Acid et Mini Frac ont été réalisés dans le Cambrien D5 / D3 & D 2 formations sur le puits SONATRCH MD-689 Champ Hassi Messaoud d'Algérie. Le Mini frac a été conduit à recueillir des informations pour aider à la conception et à l'exécution du traitement principal de fracturation [2].

A- Déroulement d'opération :

Montage l'équipement de pompage Halliburton comme suit :

- 02 Unités de pompage Panther Twin HT 400
- 06 Unités de pompage HT 2000
- 01 Mixeur
- 01 Remorque de collecteur d'aspiration / refoulement
- 01 Outil WIT de 4,5"
- 01 Centre de commande technique
- 01 Soupapes de surpression annulaire
- 01 Unité de pompage Annulaire (2 pompes)

safety meeting

- 1- Test de pression toutes les lignes de traitement à 12 200 psi.
- 2- Test des lignes des annulaires A à **5000** psi
- 3- Test des lignes des annulaires B à **3000** psi
- 4- Réglez toutes les sorties de pression des unités de pompage à 11000 psi
- 5- Réglez la soupape de sécurité surpression de l'annulaire A pour qu'elle se déclencher et libère à 2800 psi
- 6- Réglez la soupape de sécurité surpression de l'annulaire B pour qu'elle se déclencher et libère à 1200 psi
- 7- Ouvrez les vannes de tête de puits
- 8- Commencez à remplir le puits à faible débit (2 à 10 bpm) avec de l'eau traitée avec 7700 gallons (étape 1)
- 9- Suivez le pompage avec une injection pour la rupture de formation à 2-20 bpm avec 2000 gal (étape 2)
- 10- Continue le pompage de 4000 gallons d'acide 15% HCL à 2-5 bpm (étape 3)

- 11- Déplacer l'acide 15% HCL avec 7900 gallons d'eau traitée à 5-30 bpm (étape 4)
- 12- Arrêter et surveiller le déclin de pression (étape 5)
- 13- Commencer l'injection en pompant un PRE PAD de 1000 gal de gel linéaire 35 # et établir le débit d'injection à 30 bpm (étape 6)
- 14- Maintenir le débit à 30 bpm et pomper un PAD de 35 # Hybor H de 20 000 gal (étape 7)
- 15- Déplacer cross-linked gel à l'aide de 7700 gallons de gel linéaire 35 # en effectuant un test Step-Down (étape 8)
- 16- Arrêtez le pompage et fermez les vannes (étape 9)
- 17- Surveiller la baisse de pression jusqu'à ce qu'une pression de fermeture de fracture soit observée [2].

La Figure IV-5 représenter les graphes de traitement test injectivité qui nous montre est ce que la formation absorbe ou non :

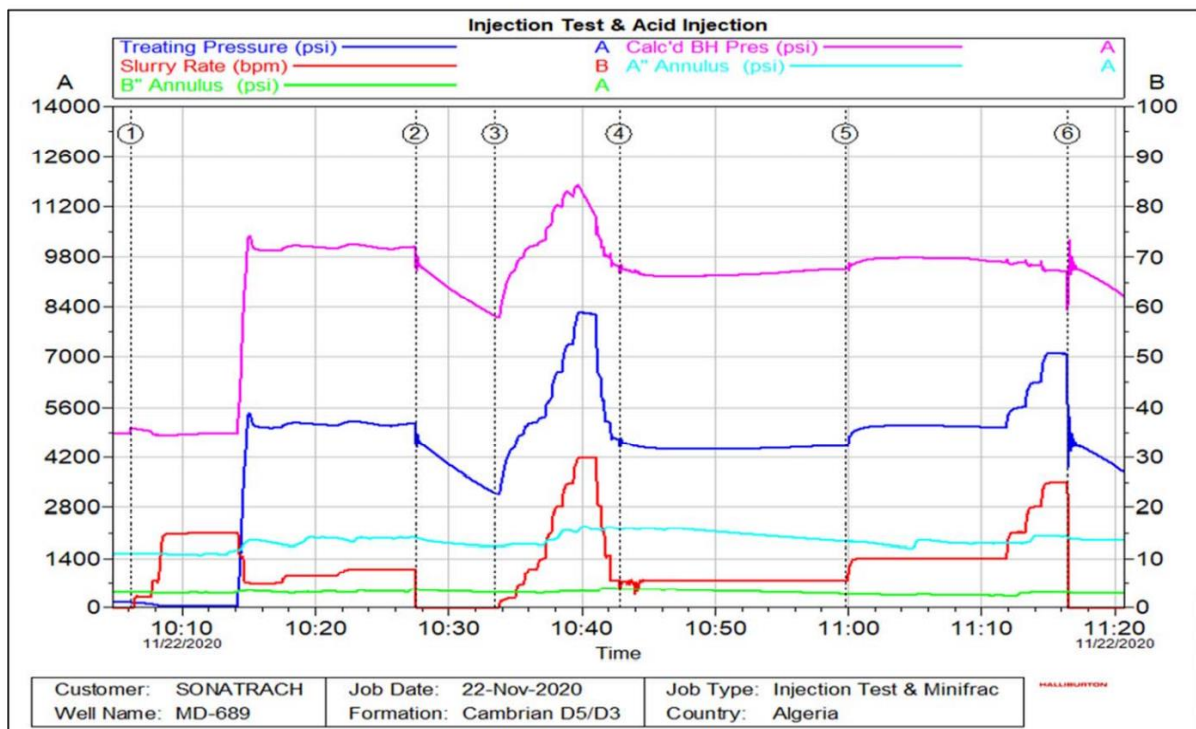


Figure IV-5 : Break Down et Injection D'acide

La Figure IV-6 représente les Résultats de MINI FRAC Qui considère la conception de processus et à partir de là, nous construisons toutes les informations de Main traitement

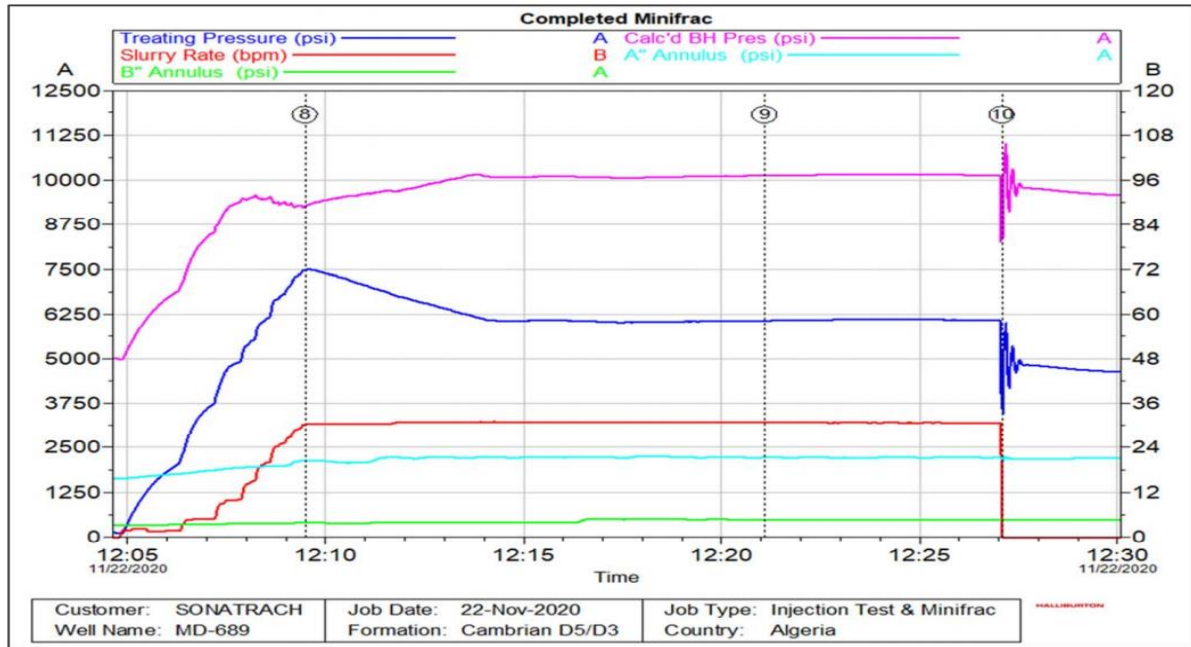


Figure IV-6 : Mini frac

B- ISIP (Instantaneous shut-in pressure)

La figure suivante (Figure IV-7) illustre comment estimer la pression de fermeture instantanée par extrapolation inverse. L'intersection de la ligne extrapolée de fond et de la verticale correspondant à la fermeture dans le temps nous donne la pression de fermeture instantanée ISIP, le gradient de fracture est :

$$\text{Gradient de fracture} = \text{ISIP} / \text{Profondeur}$$

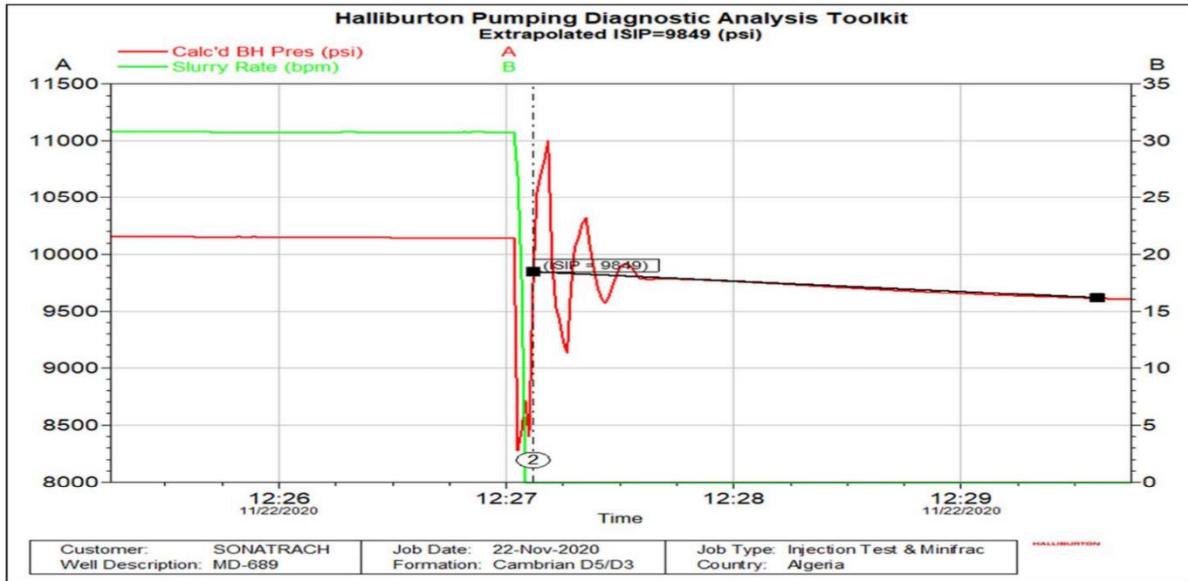


Figure IV-7 : Mini Frac ISIP

Après analyse diagnostique : on a extrapolé **ISIP = 9849 Psi** Correspondant à un **gradient de fracture de 0,87 psi /ft.**

C- Nolte G Function Plot (Mini-Frac) :

Une inflexion du comportement en ligne droite sur un graphique de la pression de fond par rapport à la fonction Nolte G indique un événement lié à la fracture et peut être considérée comme la pression à laquelle la fracture est fermée *Figure IV-8.*

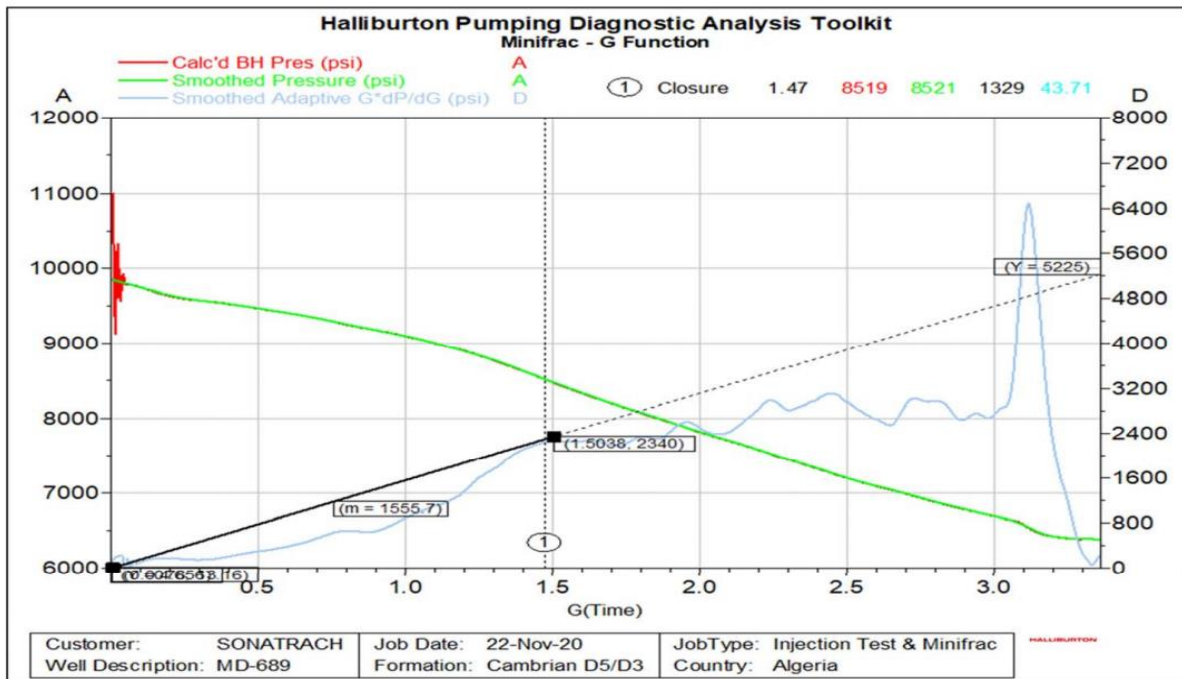


Figure IV-8 : Minifrac- G function

Après analyse de courbe G fonction plot (*Figure IV-8*) on trouve que la pression de fermeture estimée et le temps de fermeture est : $G(\text{time})=1,47$ $P_c=8519$ Psi

D- Square Root Time Plot :

Une inflexion du comportement en ligne droite sur un graphique de la pression de fond par rapport à la racine carrée du temps de fermeture indique également un événement lié à la fracture et peut être considérée comme la pression à laquelle la fracture est fermée (*Figure IV-9*). En utilisant le graphique de la dérivée de la pression de fond en fonction de la racine carrée du temps, le pic de cette première dérivée avec une courbe de tendance concave vers le bas correspond à la pression à laquelle la fracture est fermée [2].

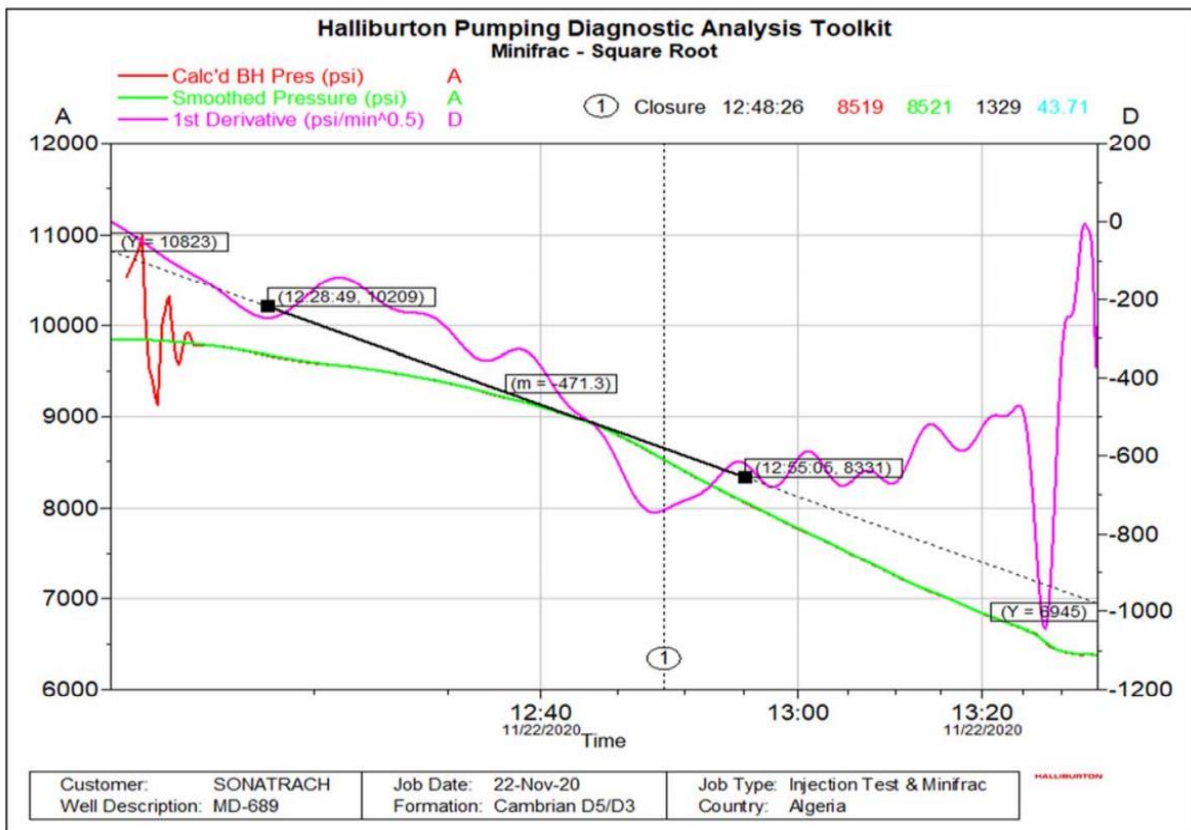


Figure IV-9 : Mini Frac SQUARE ROOT

La pression de fermeture estimée indique dans la *Figure IV-9* utilisant la méthode **SQUARE ROOT** est : $P_c=8519$ Psi = minimum horizontal stress

E- Température Log

Le log température mettre un refroidissement de la formation, et que la fracture est développée dans l'intervalle (3425 à 3451m) caractérisé par une diminution de la courbe du gradient thermique *Figure IV-10*.

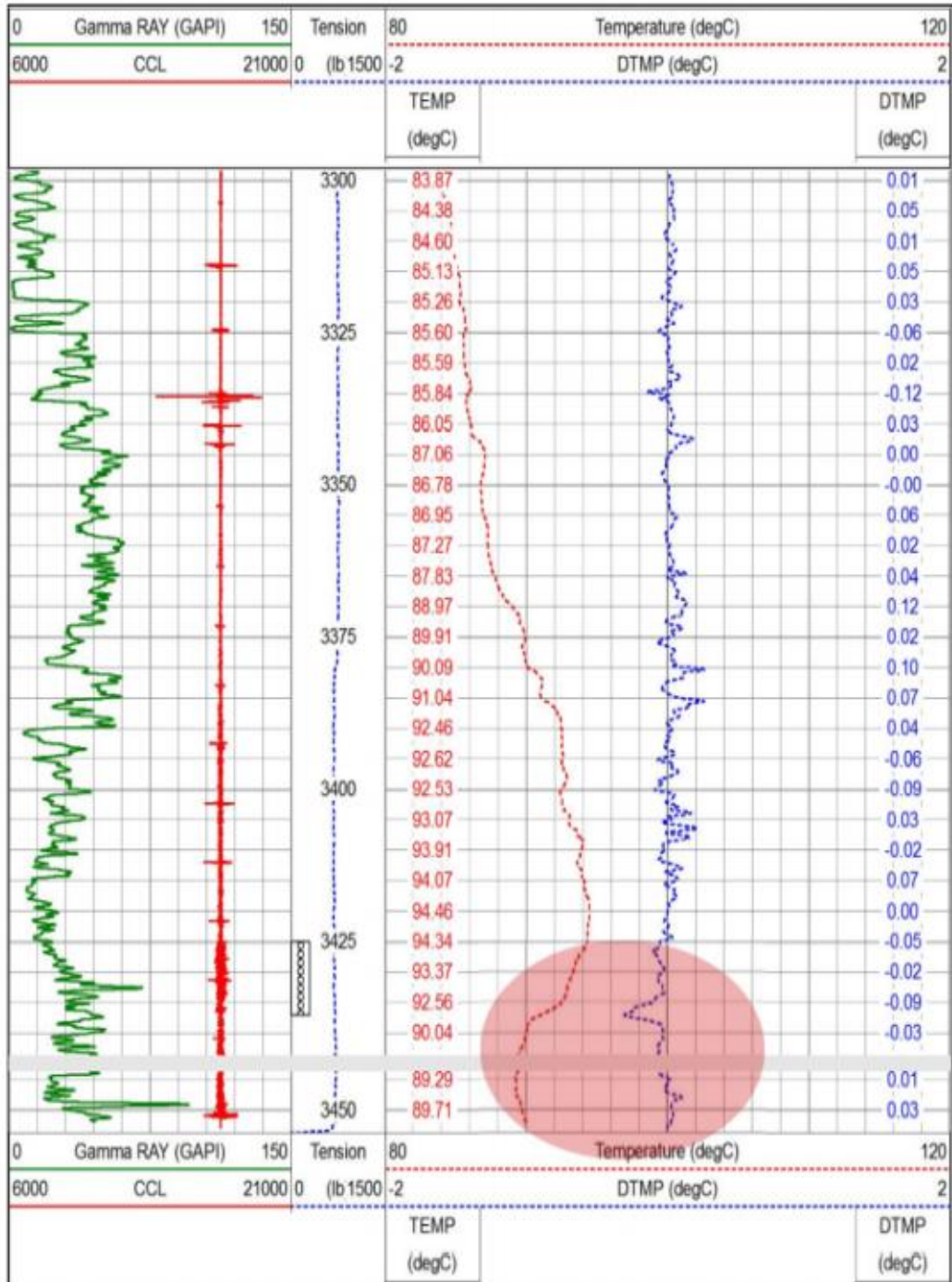


Figure IV-10 : Température Log

IV-4-2 Main Frac :

Le traitement principal a été réalisé le 23 décembre 2020. Les résumés des principales données de traitement sont présentés dans les *Tableau IV-5* et *Tableau IV-6* Les graphiques principaux de traitement sont présentés dans les figures *IV-11* .

safety meeting

- 1- Test de pression toutes les lignes de traitement à 12 200 psi.
- 2- Test des lignes des annulaires A à **5000** psi
- 3- Test des lignes des annulaires B à **3000** psi
- 4- Réglez toutes les sorties de pression des unités de pompage à 10000 psi
- 5- Réglez la soupape de sécurité surpression de l'annulaire A pour qu'elle se déclencher et libère à 3400 psi
- 6- Réglez la soupape de sécurité surpression de l'annulaire B pour qu'elle se déclencher et libère à 1200 psi
- 7- Ouvrez les vannes de tête de puits
- 8- Augmentez la pression de l'annulaire B à 500 psi et maintenez cette pression pendant l'opération
- 9- Augmentez la pression de l'annulaire A à 1 000 psi et préparez-vous à tenir entre 2 500 et 3 000 psi pendant l'opération
- 10- Commencer à pomper un pré-tampon de 1000 de gel linéaire 35 # et établir un débit d'injection de 30 bpm (étape 1)
- 11- Commencer à pomper un PRE PAD de 1000 de gel linéaire 35 # et établir un débit d'injection de 30 bpm (étape1)
- 12- Maintenir le débit à 30 bpm et pomper un PAD de 35 # Hybor H3.5415 de 15 000 gal (étape 2)
- 13- Poursuivre l'injection de 35 # Hybor H3.5415 à 30 bpm et ajouter 20/40 HSP à une concentration d'agent de soutènement de **1 lb/gal** dans 3000 gal de fluide propre (étape 3)
- 14- Poursuivre l'injection de 35 # Hybor H3.5415 à 30 bpm et ajouter 20/40 HSP à une concentration d'agent de soutènement de **2 lb/gal** dans 2000 gal de fluide propre (étape 4)
- 15- Poursuivre l'injection de 35 # Hybor H3.5415 à 30 bpm et ajouter 20/40 HSP à une concentration d'agent de soutènement de **3 lb/gal** dans 2000 gal de fluide propre (étape 5)
- 16- Poursuivre l'injection de 35 # Hybor H3.5415 à 30 bpm et ajouter 20/40 HSP à une concentration d'agent de soutènement de **4 lb/gal** dans 1500 gal de fluide propre (étape 6)
- 17- Poursuivre l'injection de 35 # Hybor H3.5415 à 30 bpm et ajouter 20/40 HSP à une concentration d'agent de soutènement de **5 lb/gal** dans 2000 gal de fluide propre (étape 7)
- 18- Poursuivre l'injection de 35 # Hybor H3.5415 à 30 bpm et ajouter 20/40 HSP à une concentration d'agent de soutènement de **6 lb/gal** dans 1500 gal de fluide propre (étape 8)

- 19- Continuer l'injection de 35 # Hybor H3.5415 à 30 bpm et ajouter 20/40 HSP dans une concentration d'agent de soutènement de **7 lb/gal** dans 1500 gal de fluide propre (étape 9)
- 20- Continuer l'injection de 35 # Hybor H3.5415 à 30 bpm et ajouter 16/30 HSP dans une concentration d'agent de soutènement de **8 lb/gal** dans 1600 gal de fluide propre (étape 10)
- 21- Déplacer la dernière étape Proppant avec 7400 gallons de gel linéaire 35 # à 30 bpm (étape 11)
- 22- Arrêtez le pompage et fermez les vannes (étape 12)
- 23- Surveillez le déclin de pression [2].

Le *Tableau IV-5* représente les principales données de main traitement (volume débit pression) et les étapes de pompage de chaque stage avec les composants et leurs concentrations des agents de soutènement :

Tableau IV-5 : Les Principales Données de Traitement

Stage Number	Stage Description	Fluid Description	Clean Volume (gal)	Slurry Rate (bbl/min)	Prop. Conc. (lb/gal)	Stage Prop (Lbs)	Proppant Type
1	Pre-Pad	35#L	1,000	2 – 30			
2	Pad	35#XL	13,000	30			
3	1 ppg SLF	35#XL	3,000	30	1	3,000	20/40 HSP
4	2 ppg SLF	35#XL	2,000	30	2	4,000	20/40 HSP
5	3 ppg SLF	35#XL	2,000	30	3	6,000	20/40 HSP
6	4 ppg SLF	35#XL	1,500	30	4	6,000	20/40 HSP
7	5 ppg SLF	35#XL	2,000	30	5	10,000	20/40 HSP
8	6 ppg SLF	35#XL	1,500	30	6	9,000	20/40 HSP
9	7 ppg SLF	35#XL	1,500	30	7	10,500	20/40 HSP
10	8 ppg SLF	35#XL	1,600	30	8	12,800	16/30 HSP
11	Flush	35# L	7,400	30			
12	Monitor Decline						
	Total		36,500			48,500 12,800	20/40 HSP 16/30 HSP

Le *Tableau IV-6* représente le temps de pompage pendant le traitement :

Tableau IV-6 : le temps de pompage

Rate (bbl/min)	Pipe Time (min)	X-Link Time (min)
25	7.7	5.1
30	6.1	4.3
35	5.2	3.7

La Figure IV-11 représente les résultats de traitement principale de fracturation hydraulique (pression de traitement, pression de fond de puits, pression annulaire et la concentration des agents de soutènement) :

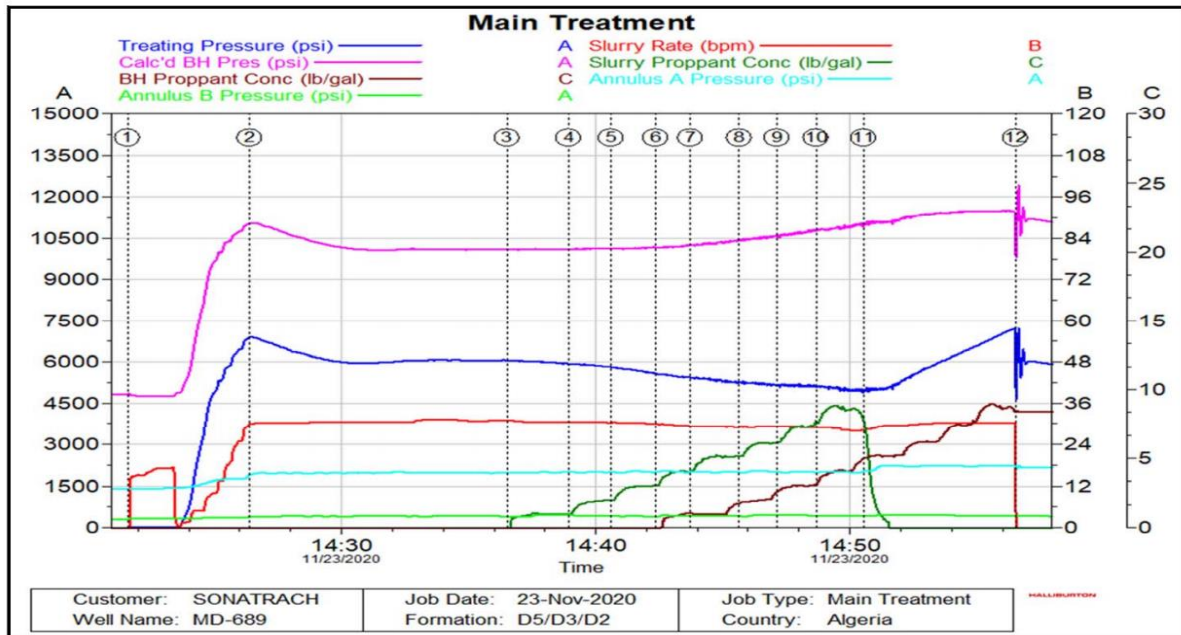


Figure IV-11 : Les graphiques principaux de traitement

IV-5- Partie calcule :

IV-5-1-Calcule des données :

Pour déterminé la géométre de fracture il faut calculer les données suivant :

➤ Compliance

On calcule la compliance avec l'équation suivante [4] :

$$\beta = \frac{2n'+2}{2n'+3+\alpha} = \frac{2 \times 0,5+2}{2 \times 0,5+3+0} \alpha = 0 \text{ (profil de viscosité constant)}$$

$$\boxed{\beta = 0,75}$$

n : L'indice de comportement de fluide.

➤ Le Module De Déformation

Et le module de déformation calculé par la formule suivante []:

$$E' = \frac{E}{1-\nu^2} = \frac{4,8 \times 1000000}{1-(0,15)^2}$$

$$\boxed{E' = 4910485,93 \text{ Psi}}$$

➤ **Efficacité de fluide**

$$E_F(\eta) = \frac{Gc}{2+Gc} = \frac{1,47}{2+1,47} = 0,4236$$

$FE(\eta) = 0,4236$ Mais selon le programme d'entreprise se service $FE(\eta) = 0,19$

IV-5-2-Détermination de la géométrie de la fracture selon le modèle PKN :

A- Le coefficient de filtration selon le modèle PKN

On calcule Le coefficient de filtration avec l'équation suivante [3] :

$$C_L = \frac{mp \times hf \times \beta}{E' \times r_p \times \sqrt{t_p}} = \frac{2340 \times 85.30 \times 0,75}{4910485,93 \times 0,461 \times \sqrt{32.1}}$$

$$C_1 = 0,0116 \text{ ft} \sqrt{\text{min}}$$

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

Tableau IV-7 : La géométrie de fracture

Puits	E.10 ⁶ Psi	γ	C ft√min	T _p (min)	r _p	hf (ft)	Vi (ft ³)
MD689	4.8	0.15	0,0116	32.1	0.461	85,30	5297,35

B- Calcul de la surface de la fracture $A_f r_p$ [4]

$$A_f = \frac{(1-n)V_i}{2 \times g \times r_p \sqrt{T_p \times C}} \quad (\text{ft}^2)$$

$$A_f = \frac{(1-0,19)5297,35}{2 \times \left(\frac{\pi}{2}\right) \times 0.461 \times \sqrt{32.1 \times 0,033}} = 45102,7069 \text{ ft}^2$$

C- Calcul de la longueur de la fracture X_f :

$$A_f = 2X_f \times h_f \implies X_f = \frac{A_f}{2h_f} \quad (\text{ft})$$

$$X_f = \frac{45102,7069}{2 \times 85,30} = 264,37 \text{ (ft)} = 80,57 \text{ m}$$

$$X_f = 80,57 \text{ m}$$

D- Calculer de la largeur moyenne de fracture :

$$w_f = \frac{n.V_i}{A_f} = \frac{0,19 \times 4879,3402}{45102,7069} = 0,022(ft) = 0,264''$$

$$w_f = 0,264'' = 6,70mm$$

E- Calculer la largeur maximal:

$$W_{max} = \frac{4w}{\beta\pi} W_{max} = 0,074 (ft) = 0,888''$$

Tableau IV-8-résultat obtenu selon le model PKN

puits	longueur de la fracture X_f (m)	largeur de la fracture W_f (mm)
MD 689	80,57 m	6,7056

IV-5-3 Détermination de la géométrie de la fracture selon le modèle GDK [3] :

A- Calcul demi-longueur

En utilisant la formule du modèle KGD, nous obtenons :

$$X_f^2 = \frac{(1-\eta)V_i E'}{2g_0 \beta_s m_p} \cdot \frac{1}{4h_f}$$

$$X_f^2 = \frac{(1-0.19) \times 5297,35 \times 4910485,93}{2 \times 1.57 \times 2340 \times 0.75} \times \frac{1}{4 \times 85.30} = 11202,86 ft$$

$$X_f = 105,84 ft = 32,26 m$$

Pour le modèle KGD, le coefficient de perte de fluide est calculé par cette équation :

$$C_L = \frac{m_p \beta_s}{r_p \sqrt{t_p} E'} 2X_f$$

$$C_L = \frac{2340 \times 0,75}{4910485,93 \times \sqrt{32,1} \times 0,461} \times 2 \times 105,84$$

$$C_L = 0,02896 Feet \sqrt{min}$$

B- Calcul de surface :

$$A_f = \frac{(1-\eta)V_i}{2g_0 r_P \sqrt{T_P} C_L}$$

$$A_f = \frac{(1-0,19)5297,35}{2 \times \left(\frac{\pi}{2}\right) \times 0,461 \times \sqrt{32,1} \times 0,02869}$$

$$A_f = 18236,0195 \text{ ft}^2$$

C- Calcul de la largeur de fracture :

$$w_f = \frac{n.V_i}{A_f}$$

$$w_f = \frac{0,19 \times 5297,35}{18236,0195}$$

$$w_f = 0,0551 \text{ ft} = 0,661 \text{''} = 16,79 \text{ mm}$$

Tableau IV-9 Résultat obtenu selon le model GDK

puits	longueur de la fracture X_f (m)	Largeur de fracture w_f (mm)
MD689	64,52	16,7894

IV-6- détermination de volume de Pad et La conductivité adimensionnelle [7] :

$$V_{pad} = V_i \left(\frac{1-n}{1+n} \right) = 150 \left(\frac{1-0,19}{1+0,19} \right)$$

$$V_{pad} = 102,10 \text{ m}^3 = 643,23 \text{ bbl}$$

➤ **La quantité de PAD :**

$$\%_{PAD} = \left(\frac{1-n}{1+n} \right) = \left(\frac{1-0,19}{1+0,19} \right)$$

$$\%_{PAD} = 68,06\%$$

➤ **La conductivité adimensionnelle :**

$$F_{cd} = \frac{Kf \times Wf}{K \times Xf} = \frac{308,889 \times 0,022}{0,146 \times 264,33}$$

$$F_{cd} = 0,17$$

Tableau IV-10 Les résultats de volume de pad et la conductivité

Puits	Volume de Pad(bbl)	La conductivité adimensionnelle
MD689	643,23	0,17

IV-7-Détermination la masse et la concentration de l'agent soutènement [7]

Tableau IV-11 : les données de puits

Puits	Xf(ft)	hf	W	Φ_p	φ_p	K	Kf
MD689	264,33	85,30	0,022	0,6	231	0,146	308,889

➤ La masse de l'agent de soutènement :

$$M_p = \frac{124,6 \times F_{cd} \times Xf^2 \times G_s \times (1 - \Phi_p) \times k \times hf}{Kf}$$

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

$$M_p = \frac{124,6 \times 0,17 \times 264,33^2 \times 2,65 \times (1 - 0,6) \times 0,146 \times 85,30}{308,889} = 63250,67 \text{ lb}$$

➤ La concentration de l'agent de soutènement C_p :

$$C_p = \frac{W(1 - \Phi_p)\varphi_p}{12}$$

$$C_p = \frac{0,022(1 - 0,6) \times 231}{12} = 0,169 \text{ Lb/ft}^2$$

Tableau IV-12 Les résultats La masse et La concentration de l'agent de soutènement

Puits	La concentration de l'agent de soutènement C_p Lb/ft ²	La masse de l'agent de soutènement M_p (lb)
MD689	0,169	63250,67

IV-8-Le logiciel *FRACPRO (Hydraulic Fracture Analysis)* :

IV-8-1-Objectif :

L'objectif soit d'évaluer les travaux de stimulation passés ou de planifier les futurs, le portefeuille de logiciels FRACPRO, y compris FRACPRO CLASSIC, FRACPRO CONNECT, FRACPRO.OPS, STIMPRO et le tout nouveau FRACPRO.AI, fournit des informations uniques sur la fracturation traitements pour optimiser les conceptions pour augmenter les taux de production et de récupération des réservoirs.

Ce logiciel utilisé par l'entreprise Haliburton dans l'Algérie

IV-8-2-Les résultats obtenus selon logiciel *FRACPRO* :

Table 1: Fracture Geometry Summary*

Fracture Half-Length (m)	51	Propped Half-Length (m)	51
Total Fracture Height (m)	26	Total Propped Height (m)	26
Depth to Fracture Top (m)	3,426	Depth to Propped Fracture Top (m)	3,426
Depth to Fracture Bottom (m)	3,452	Depth to Propped Fracture Bottom (m)	3,452
Equivalent Number of Multiple Fracs	1.0	Max. Fracture Width (in)	0.40
Fracture Slurry Efficiency**	0.19	Avg. Fracture Width (in)	0.25
		Avg. Proppant Concentration (lb/ft³)	2.75

Tableau IV-12 Les résultats de la géométrie par *FRACPRO*

IV-9- Conclusion :

Selon les résultats obtenus par les deux modèles PKN GDK et la comparaison par les résultats de logiciel FRACPRO on peut dire que les résultats de modèle PKN est plus proche de logiciel. Et de là nous concluons que le model PKN est le plus réussi dans ce cas

CONCLUSION GENERALE

Conclusion Générale

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

Dans cette présente étude, les résultats d'une fracturation hydraulique effectuée à HMD, au niveau du puits MD 689 ont été atteints. On peut conclure que :

- La réussite de cette technique est conditionnée, d'une part par une bonne sélection du puits candidat en analysant toutes les données géologiques et pétro physiques de réservoir, et d'autre l'historique de production et les opérations d'intervention réalisées sur le puits.
- Le procédé de la fracturation hydraulique est applicable au cas où le débit d'un puits est insuffisant à cause d'un problème de colmatage, parce que elle baybass le colmatage et aussi lorsque 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 MD 689 est un bon candidat à la fracturation hydraulique.

En effet la fracturation est une opération rentable mais elle est très couteuse

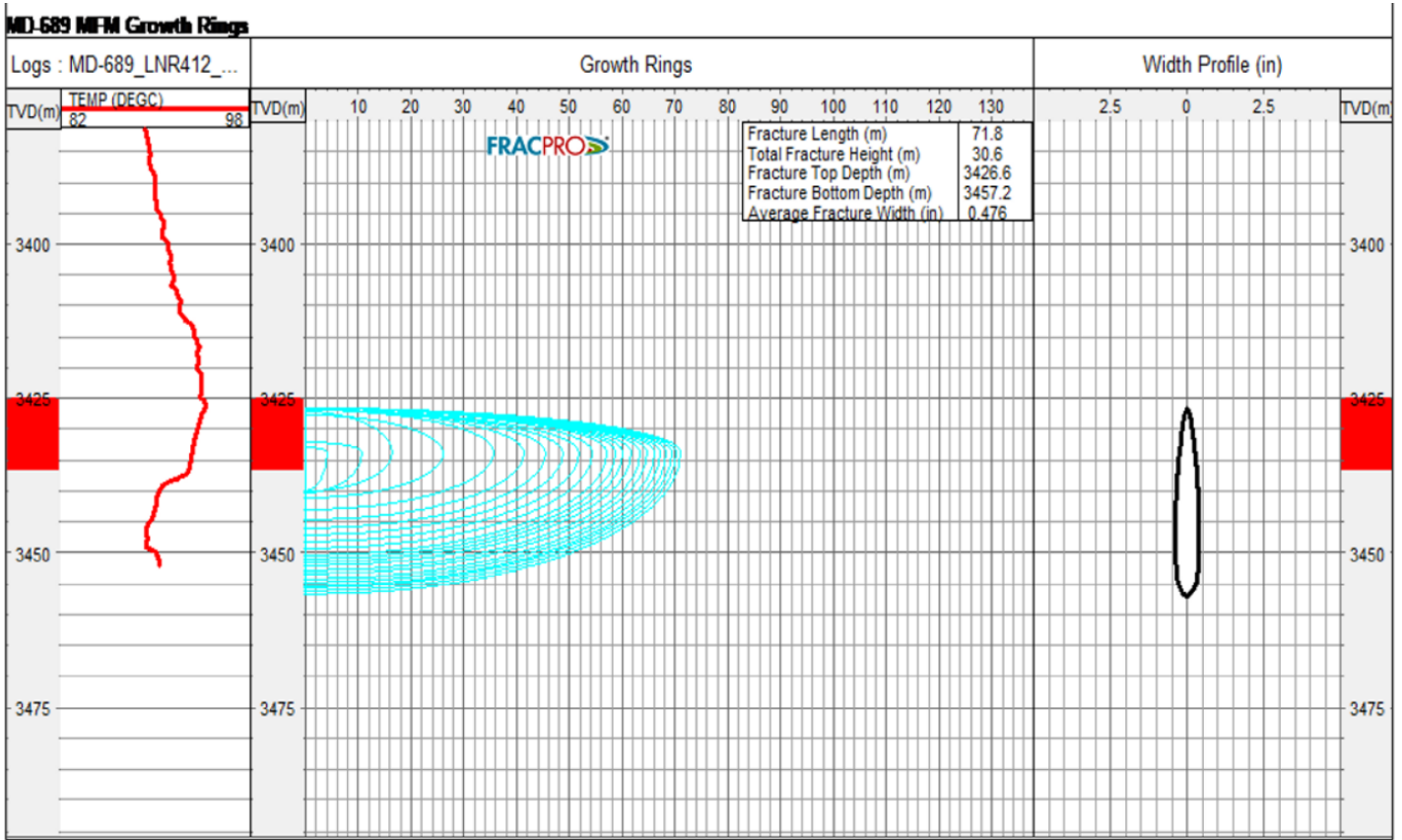
Finalement la productivité de puits MD 689 s'est améliorée de 1.58 m³ /h jusqu'à 4,97 m³ /h après la stimulation.

Bibliographie

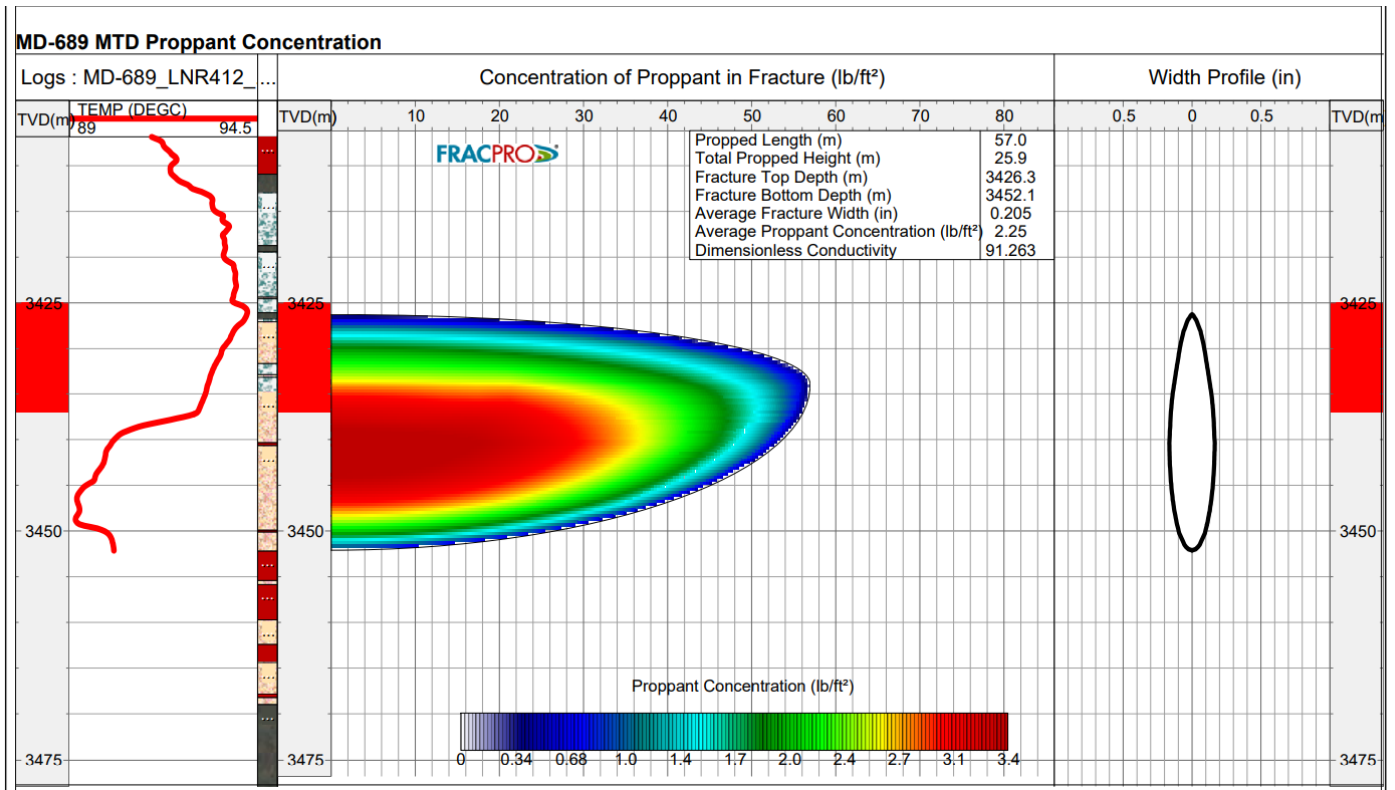
- [1] **Programme MD689 ESSAI D'INJECTIVITÉ ET MINI FRAC** (préparer par SONATRACH Département techniques puits Hassi Messouad)
- [2] **MD-689 Post Job Report (De Haliburton Compagnie le 23 Novembre 2020)**
- [3] *End of training professional project Submitted in partial fulfillment of the requirement for the degree of specialized engineer in : Drilling & Production Topic (Pressure Decline Analysis during MiniFrac) By : Mr. HAMMOUDI Djamel Mr. MERZOUK Aguelid February 2016*
- [4] **ABDAOUI Bilal, BENAÏSSA Abdelaziz (L'amélioration de l'indice de productivité par fracturation hydraulique au champ HMD Etude de cas puits ONI23) mémoire master le : 12/06/2019 UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA**
- [5] **AHED MESSAOUD Hocine – SENINA Saada (Fracturation hydraulique du puits OKS32 (Haoud Berkaoui-Ouargla) mémoire master le : 25 /06 /2018 UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA**
- [6] **BERDJA Hicham et KECHAM Sohaib (Études géomécanique et fracturation hydraulique conventionnelle et conducteur au niveau des réservoirs Cambriens dans le champ de Hassi Messaoud) Mémoire master BOUMERDES le : 02/10/2017.**
- [7] **LAGGOUN Yassine ZIDI Abdellatif BENGLIA Kamal (Amélioration d'indice de productivité par fracturation hydraulique Application champ Hassi Messaoud (puits MD296) mémoire master UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA Le : 23 /06/2013**
- [8] **Chapitre IV. La fracturation Hydraulique MOODEL UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA**
- [9] **BENHAMIDA Ishak LAKHCHAKHECHE Toufik SAOUDI Ahmed (Amélioration de l'injectivité de puits par fracturation hydraulique. Puits OMO473) mémoire master le : 24/06/2012 UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA**

ANNEXE

FRACPROPT MINIFRAC MATCH GEOMETRY



FRACPROPT MAIN TREATMENT DESIGN –PROPPANT CONCENTRATION



Les équipements de la fracturation hydraulique :

Gel Pro Blender (mixer) :



Composant et capacités :

- Succion pompe 12" centrifuge (débit max de 100 bpm).
- Décharge pompe 8" centrifuge (débit max de 100 bpm).
- Mélanger Baignoire de 10bbl capacité.
- flowmeters, 8" et 4".
- 12" vis du proppant capable de délivrer 25,600lbs/min.

Slurry Processor Blender :



Composants et capacités :

- 4 réservoirs de 160 gal.
- 2 réservoirs de 340 gal.
- 1 réservoir de 2000 gal pour LGC.
- 4 pompe centrifuge.
- 14 pompes pour liquide ajoutent le système.
- 2 pompes aspirantes pour capacité se 100 bpm.

Camion de produits chimiques :



Conçu pour entreposer et transporter des additifs chimiques.
Il a 4 réservoirs qui ont des capacités de 550 gal.

Frac tank :



HT 2000 pump :



Moteur Caterpillar.

Transmission : Alison CLT-9885.

HT-2000 TREPLEX pompe.

La télécommande automatique (ARC) système.

HT-400 Pump :



Elle a deux pompes triplex

Elle a deux débits max de 10bb1/min

La pression max de fonctionnement est de 15000 psi

Mountain Mover Sand System :



Conçu pour entreposer et délivrer le proppant.

Il a 5 compartiments séparés.

La capacité des compartiments est de 3200 ft³.

Tech Command Centre (TCC) :



Ordinateur qui contrôle le poste du travail des services de pompage (PSW) et analyse Mini frac

Pc avec Microsoft Windows contrôle le FRACPRO et Système de contrôle d'interface de pompage.

Schéma d'installation des équipements de fracturation :

