

# UNIVERSITÉ KASDI MERBAH OUARGLA

Faculté des Sciences Technologiques et Sciences des Matières

Département des Hydrocarbures et Chimie



## Mémoire de MASTER ACADÉMIQUE

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : **Hydrocarbures et Chimie**

Spécialité : **Production et Techniques de puits**

Présenté par : **BOUBEKRI Ayoub**

**MAHAMAT HABIB Souleymane**

Thème

## **Description de la technique de fracturation conventionnelle et de fracturation Hiway**

Soutenu publiquement le : 23 / 06 /2013

Devant le jury :

M. HADJADJE Mohamed

président

UKM-Ouargla

M. REZIGHIA Essam

encadreur

UKM-Ouargla

M. BOUCETTA Lakhdar

UKM-Ouargla

Année Universitaire : 2012 / 2013

On dédie ce modeste travail à nos mères,  
pères, frères, sœurs, tantes maternelles,  
tantes paternelles, oncles paternels,  
oncles maternels, cousins, cousines,  
grands pères, grandes mères, amis et  
amies.

## REMERCIEMENTS

---

*Nos remerciements vont d'abord au tout Puissant ALLAH, qui nous a créés à partir de rien, nous a enseignés alors qu'on est ignorant.*

*Nous remercions nos parents précisément, nos mères et pères qui nous ont soutenus depuis notre enfance, financièrement, physiquement et moralement tout au long du parcours de notre vie privée et étudiante, que DIEU récompense leurs sacrifices avec le Paradis Firdaous.*

*Nous remercions notre encadreur Boucetta et le professeur Atlihi d'avoir accepté de nous suivre, sans oublier les ingénieurs, Meriouma de Sonatrach, Abdelhak de Schlumberger et Youcef de BJSP qui nous ont beaucoup aidés, et tous les professeurs de l'université Kasdi Merbah, précisément les professeurs de notre département qui ont participé à notre formation.*

*Enfin, nous remercions nos amis et amies qui nous ont accompagnés et soutenus durant notre parcours universitaire.*

INTRODUCTION GENERALE.....	1
<b>CHAPITRE I DESCRIPTION DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD</b>	
I.1-Direction régionale de Hassi Messaoud .....	3
I .2-GENERALITE SUR LE CHAMP DE HMD.....	3
I-2.1 Situation géographique .....	3
I-2.2- Cadre géologique (Situation géologique).....	4
I-2.3 Zones et numérotation des puits .....	5
I.3- HISTORIQUE DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD.....	5
I.4- DESCRIPTION DU RESERVOIR.....	6
I.5-MISSIONS DE LA ‘ DEP’ .....	7
I.5.1- Presentation de la direction engineering &production .....	7
<b>CHAPITRE LA FRACTURATION CONVENTIONNELLE</b>	
II.1-PRINCIPE ET DOMAINE D’APPLICATION.....	10
II.2- DESCRIPTION DE L’OPERATION.....	10
II.3-BUT DE FRACTURATION HYDRAULIQUE.....	12
II.3.1- LES CONTRAINTES.....	12
II.3.2- Propriétés mécaniques des roches .....	12
II.4- DESCRIPTION D’UNE FRACTURE.....	16
II.4.1-Forme et orientation de la fracture.....	16
II.4.2-Gradient de fracturation .....	17
II.4.3 - La géométrie de la fracture .....	18
II.4.4- Modèles de propagation de la fracture .....	19
II.4.5-Conductivité adimensionnelle de la fracture.....	22
II.4.5.1- La longueur de la fracture (Xf).....	22
II.4.2.2- L’épaisseur de la fracture (Wf).....	23
II.4.2.3- La hauteur de la fracture (Hf).....	23

II.4.2.4-Evolution de la pression au cours de traitement .....	23
II.5- FLUIDE DE FRACTURATION ET LES ADDITIFS.....	24
II.5.1- Fluides de fracturation hydraulique .....	24
II.5.2- Les additifs .....	25
II.6-QUALITES DEMANDEES AUX FLUIDES DE FRACTURATION.....	26
II.7- LES AGENTS DE SOUTENEMENTS.....	27
II.7.1-Nature des agents de soutènement.....	27
II.7.2-Classement des agents de soutènement (sable).....	28
II.7.3-Resin-coated proppants.....	28
II.7.4-Granulométrie .....	29
II.7.5-L'importance des Spécifications Granulométries.....	29
II.8-DEROULEMENT DE L'OPERATION DE FRACTURATION HYDRAULIQUE.....	31
II.8.1-Test d'injectivité .....	31
II.8.1-Test d'injectivité .....	31
II.9-TRAITEMENT LUI MEME.....	32
II.9.1- Contrôle pendant l'opération de fracturation .....	32
II.10- DEGORGEMENT DE PUIITS APRES LE TRAITEMENT.....	32
II.10.1- Comment dégorgé le puits.....	32
II.10.2-Durée du dégorgement .....	33

### CHAPITRE III

### LA FRACTURATION HIWAY

III.1- LE HIWAY.....	34
III.1.1- Création de la conductivité.....	34
III.1.2- Comparaison entre la fracturation conventionnelle et le «Hiway» .....	35
III.2- IMPORTANCE DE PERFORATION PENDANT LA FRACTURATION.....	36
III.2.1- différents types de réalisations de perforations.....	37
III.2.2- différentes techniques de perforations.....	37
III.2.3- Disposition des perforations (clastes) pour la fracturation « Hiway ».....	37
III.3- LES FIBRES.....	38

CHAPITRE IV OPERATIONS DE PREPARATIONS ET DIFFERENTS TESTS DE FRACTURATION HYDRAULIQUE

IV.1- ESSAIS PRELIMINAIRES SUR LE PUITES.....	41
IV.2- PREPARATION DU PUITES A FRACTURER.....	41
IV.2.1- Nettoyage mécanique du puits.....	41
IV.2.2- Nettoyage à l'acide .....	41
IV.3- DIFFERENTS TESTS DE FRACTURATION HYDRAULIQUE.....	42
IV.3.1- Test d'injectivite.....	42
IV.3.1.1- Déroulement du test d'injectivité.....	42
IV.3.1.2- Interprétation des résultats du test d'injectivité .....	43
IV.3.2- Test de microfracture.....	43
IV.3.3- Test de minifrac.....	43
IV.3.3.1- Step Rate Test : (SRT) .....	44
IV.3.3.2- Pump In Flow Bac Test(PIFB) .....	45
IV.3.3.3-Test de déclin de pression.....	46

CHAPITRE V EQUIPEMENTS NECESSAIRES POUR L'OPERATION DE FRACTURATION

V.1- EQUIPEMENTS DE SURFACE.....	48
V.1.1- Frac tank (réservoir d'eau).....	48
V.1.2- Blender (mélangeur).....	49
V.1.3- Mountain Mover.....	49
V.1.4- Pompe à haute pression.....	50
V.1.4- Pompe à haute pression.....	50
V.1.6- Appareils des mesures.....	51
V.1.7- Well head isolation Tool (Tree-saver ou WIT).....	51

CHAPITRE VI PARTIE CALCUL ET DISCUSSIONS DES RESULTATS

VI.1- LES CALCULS DE LA FRACTURATION « HIWAY ».....	52
VI.2- LES CALCULS DE LA FRACTURATION CONVENTIONNELLE.....	55
VI.3- DISCUSSIONS DES RESULTATS.....	58
CONCLUSION GENERALE & RECOMMANDATIONS.....	60

BIBLIOGRAPHIE

Figure	Titres	Page
I-1	Localisation du champ de Hassi Messaoud.....	4
I-2	Zones et numérotation des puits.....	5
I-3	Colonne stratigraphique du champ de Hassi Messaoud .....	8
II.1	pression de propagation de la fracture .....	11
II.2	contraintes exercées.....	12
II.3	La déformation élastique.....	13
II.4	La rigidité d'un matériau.....	14
II.5	Les déformations.....	14
II.6	Les contraintes principales et orientation de la fracture .....	17
II.7	la géométrie de la fracture.....	19
II.8	Présentation de propagation de la fracture suivant le Modèle GDK .....	20
II.9	Représentation de propagation de la fracture suivant le modèle PKN.....	21
II.10	Représentation de propagation de la fracture suivant le modèle radial.....	22
II.12	Forme et orientation de la fracture.....	23
II.13	Evolution de la pression au cours d'une fracturation.....	23
II.14	différents diamètres utilisés à HMD .....	30
III.1	disposition des propants par la technique de Hiway.....	35
III.2	comparaison entre la disposition des propants de Frac Hiway et conventionnelle.....	36
III.3	Les perforations de Hiway (droite) et perforations conventionnelles (gauche).....	38
IV.1	Step Rate Test.....	44
IV.2	Step Rate Test (estimation de la pression de propagation) .....	45
IV.3	Estimaton de la pression de fermeture à partir de Flowback Test.....	46
IV.4	Test de déclin de pression après shut-in.....	47
V.1	Réservoir d'eau .....	48
V.2	MT-102 blender.....	49
V.3	Mountain Mover .....	49



## LISTE DES FIGURES

---

V.4	Pump HP.....	50
V.5	Manifold.....	50
V.6	Well head isolation Tool.....	51
VI.1	Evaluation des contraintes minimales en fonction de profondeur.....	54
VI-2	Treatment Data: Acid / Injection Test/Min Frac.....	57
VI-3	Mini Frac Pressure Matc.....	58

LISTE DES SYMBOLES

---

Symbole	Signification	Unité
$\Delta P_i$	L'accroissement de la pression d'initiation	Psi
$P_i$	La pression d'initiation	Psi
$P_c$	La pression de couche	Psi
$P_e$	La pression d'extension	Psi
$\Delta P_e$	L'accroissement de la pression d'extension	psi
$\sigma_i$	Contraintes principales effectives	Psi
$\delta_i$	Contraintes principales totales	psi
$C_m$	Compressibilité de la matrice	Psi
$C_b$	Compressibilité de la roche poreuse	psi
$\alpha$	Constante de BIOT	/
$\Sigma$	La déformation	/
$\Delta L$	Variation de la longueur	m
$L$	La longueur	m
$F$	La force	N
$A$	La section	m <sup>2</sup>
$E$	Le module de Young	/
$\nu$	Le coefficient de poisson	/
$\Delta d$	changement de diamètre	m
$d$	Le diamètre	m
$G$	Le module de cisaillement	/
$P_F$	Pression de fracturation	Psi
$P_w$	Pression d'injection en tête	Psi
$P_h$	Pression hydrostatique	psi

LISTE DES SYMBOLES

---

$P_f$	Les pertes de charge	psi
$H$	la profondeur	m
$L_F$	Longueur de la fracture	m
$X_F$	Extension de la fracture (la demi-longueur)	m
$H_F$	La hauteur de la fracture	m
$W_F$	Epaisseur de la fracture	m
$R$	Rayon de la fracture	m
$F_{CD}$	Conductivité adimensionnelle de la fracture	/
$K_f$	Perméabilité de la fracture	mD
$K$	Perméabilité de la formation	mD
$I_p$	Index de productivité	Sm <sup>3</sup> /d /kg/cm <sup>2</sup>
$\Phi_{agent}$	Porosité d'agent	%
$[C]_{agent}$	Concentration d'agent	lb/gallon
$\mu_{gl}$	Viscosité de gel linière	cp
$\mu_{gr}$	Viscosité de gel réticulé	cp
$P_G$	Pression de gisement	psi
$B_O$	Facteur volumétrique d'huile	/
$\Delta S$	Skin	/
$\mu_{Brut}$	Viscosité d'huile	cp
$C_{filtration}$	Coefficient de filtration	ft/min <sup>0.5</sup>
$Q_{inj}$	Débit d'injection	Bbl/min
$P_p$	Pression de pore	psi
$P_{Net}$	Net pression	psi
$t_{inj}$	Temps d'injection	min
$P_{ferm}$	Pression de fermeture	psi
$h_f$	Hauteur de fracture	m

LISTE DES SYMBOLES

---

$P_{inj}$	Pression d'injection	psi
$K_r$	Perméabilité de réservoir	mD
$P_r$	Pression de réservoir	psi
$\Phi_r$	Porosité de réservoir	%
$H_{ut}$	Hauteur utile	m
$G_{fF}$	Gradient de frac	Psi/ft
$H_{bp}$	Hauteur de bas de perforation	M
$H_{hp}$	Hauteur de haut de perforation	M
$d_{Perfos}$	Densité des perforations	Shut/ft
$\rho_{agent}$	La masse volumique d'agent	$g/cm^3$
$D_{Perfos}$	Diamètre des perforations	in
$f_T$	Friction total	psi
$m_{Tagent}$	La masse totale d'agent	lb
$f_{BHP}$	Friction au fond de puits	psi
$d_{finj}$	Densité de fluide d'injection	cp
$D_{agent}$	Diamètre d'agent	in
$Sw$	Saturation en eau	%
ISIP	instantaneous shut-in pressure	psi
$R_e$	Rendement	/
$P$	puissance	ch
$U_p$	Vitesse des ondes de compression (P)	ft/microsec
$U_s$	Vitesse des ondes de cisaillement (S)	ft/microsec
BSW	Basic sediment water ( teneur en eau)	%



FACULTE DES SCIENCES ET DE  
LA TECHNOLOGIE ET SCIENCES  
DE LA MATIERE

# INTRODUCTION GENERALE

DEPARTEMENT DES HYDROCARBURES  
ET DE LA CHIMIE

PRODUCTION /2013

La première mise en production d'un champ pétrolier se fait grâce à l'énergie naturelle du gisement. Au fil des années, la chute de la pression du gisement due au cumul de productions incitera les spéciales de réservoir à pratiquer la récupération assistée. Des anomalies de production comme le bouchage des perforations et d'autres anomalies pétrophysiques telle qu'une faible perméabilité nécessiterons le recours de la stimulation de réservoir soit par acidification soit par fracturation hydraulique. L'acidification consiste à l'injection de l'acide dans la matrice pour restaurer la perméabilité, par contre la fracturation hydraulique crée un drain perméable dans la roche, ceci accroît la productivité ou l'injectivité. Ce dernier type de stimulation fait l'objet de notre étude, ainsi, il est nécessaire de souligner au passage ce qui est la fracturation hydraulique. Elle est 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.

Une nouvelle technique de fracturation dénommée « Hiway » a été commercialisée en 2010. Elle augmente de façon significative la conductivité de réservoir par rapport à la fracturation conventionnelle. La différence existe sur la disposition des perforations, la manière d'injection des proppants, leurs dispositions à l'intérieur de la fracture et l'utilisation des fibres. On injecte le mélange de fluide chargé des proppants, fibres et le mélange de fluide non chargé de façon alternative aussi rapidement que possible. De ce fait les polymères des proppants se forment créant ainsi une voie à haute conductivité. Les hydrocarbures traverseront désormais ces voies créées et non les proppants.

Donc l'objectif de notre travail est de décrire la technique de la fracturation conventionnelle et la fracturation « Hiway » ainsi le plan de travail sera comme suit :

Dans le premier chapitre, on va donner la localisation géographique du champ de Hassi Messaoud et sa géologie ainsi que les divisions des zones et les numérotations des puits.

Le deuxième chapitre doit contenir, le principe, la description et le but de la fracturation conventionnelle, sans oublier au passage de parler des propriétés mécaniques des roches, les fluides de frac, les additifs et les agents de soutènements (proppants).

Le troisième chapitre englobera entre autres la définition de « Hiway », la création de la conductivité, l'utilisation des fibres, la disposition des perforations et une comparaison

technique de ces deux concepts.

Le chapitre quatre basera essentiellement sur les essais préliminaires, la préparation des puits à fracturer et les différents tests nécessaires pouvant permettre la prise de décision de continuer ou d'arrêter le traitement de fracturation.

Le cinquième chapitre sera dédié uniquement aux équipements de surfaces et autres appareils de mesures pour l'accomplissement d'un meilleur traitement de fracturation.

Le dernier chapitre contiendra les deux parties de calculs respectives, de la fracturation conventionnelle et de la fracturation « Hiway ».



FACULTE DES SCIENCES ET DE  
LA TECHNOLOGIE ET SCIENCES  
DE LA MATIERE

# Chapitre I

## DESCRIPTION DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD

DEPARTEMENT DES HYDROCARBURES  
ET DE LA CHIMIE

PRODUCTION/2013



## **I.1-Direction régionale de Hassi Messaoud**

La direction régionale de HMD est sous l'autorité hiérarchique de la division production, elle-même sous l'autorité hiérarchique de la direction régionale de l'important groupe pétrolier SONATRACH. Le champ pétrolier de HMD est le plus vieux et important du pays (56% des réserves nationales).

Cette direction régionale coiffe plusieurs directions et division :

- Direction exploitation
- Direction maintenance
- Direction engineering et production
- Division sécurité
- Division Approvisionnement
- Division informatique
- Division Intendance
- Division ressources humaines et moyens

## **I .2-GENERALITE SUR LE CHAMP DE HMD**

Le gisement de Hassi Messaoud s'étend sur une superficie voisine de 2500 km<sup>2</sup>. Il a été découvert en 1956 et mis en production en 1958.

Le gisement de Hassi Messaoud continue jusqu'à 55 ans de fournir à l'Algérie le pétrole brut.

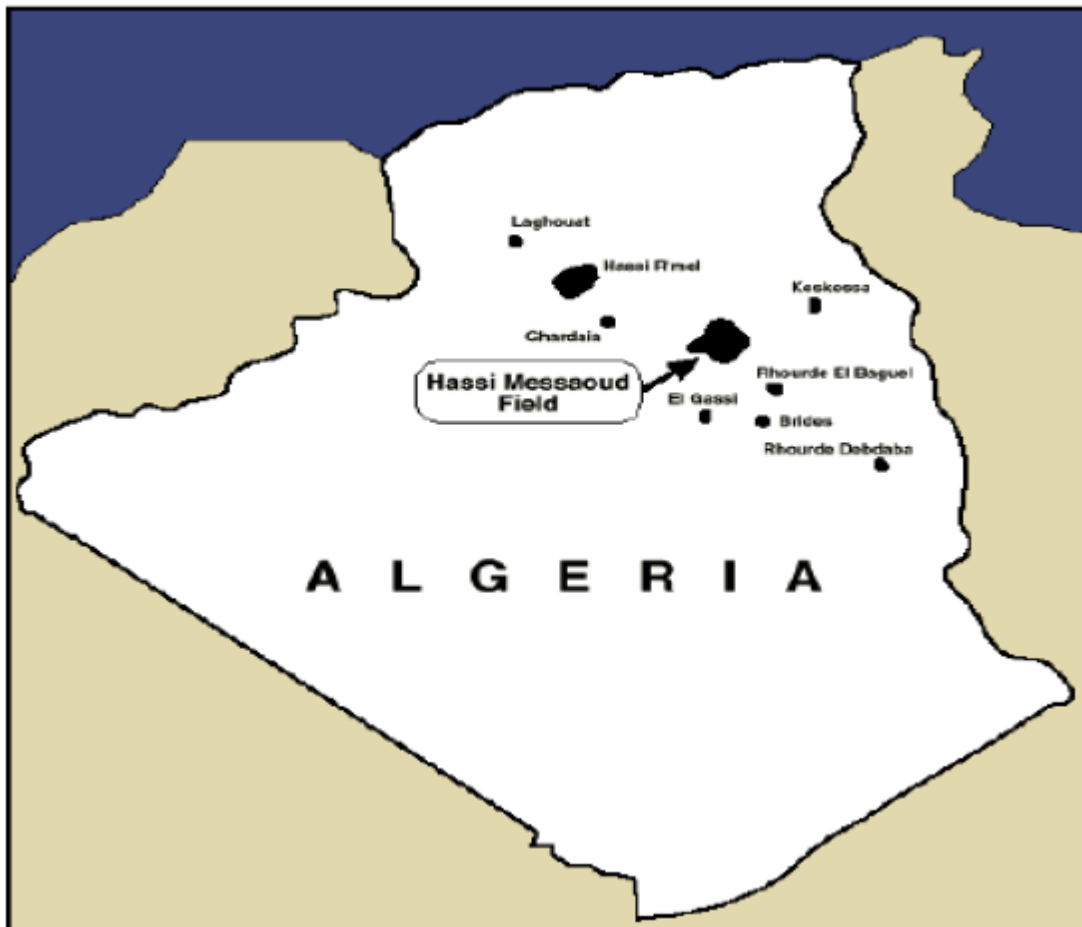
Des importants investissements ont été réalisés et d'autres dans le futur le seront pour l'extraction maximale de pétrole et ainsi augmenter la récupération définitive.

### **I-2.1 Situation géographique**

Le champ de Hassi Messaoud se situe à 850 km Sud – Sud-est d'Alger et à 350 km de la frontière tunisienne sa localisation est :

- ☞ En coordonnées Lambert sud Algérie est la suivante :
- ☞ De 790.000 à 840.000 Est.
- ☞ De 110.000 à 150.000 Nord.
- ☞ En coordonnées géographiques :
- ☞ Au Nord par la latitude 32°15'.

- ☞ Au Sud par la latitude 3130.
- ☞ A l'Ouest par la longitude 540.
- ☞ A l'Est par la longitude 635.



**Figure I-1 Localisation du champ de Hassi Messaoud**

### **I-2.2- Cadre géologique (Situation géologique)**

Le champ de Hassi Messaoud est situé dans la partie centrale de la province triasique. Par sa superficie et ses réserves, c'est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie; limité :

- \* A l'Ouest par la dépression d'Oued M'ya.
- \* Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.
- \* Au Nord par la structure Djammâa-Touggourt.
- \* A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Orhourd, El Baguel et la dépression de Ghadames.

### I-2.3 Zones et numérotation des puits

De nos jours le champ est divisé en 25 zones de production (Figure I.2). Ces zones sont indépendantes et correspondent à un groupe de puits communiquant entre eux mais pas avec ceux des zones voisines, et se comportent de la même manière de point de vue de la pression de gisement.

Il est à noter que la subdivision actuelle n'est pas convenable puisqu'une même zone peut être divisée 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

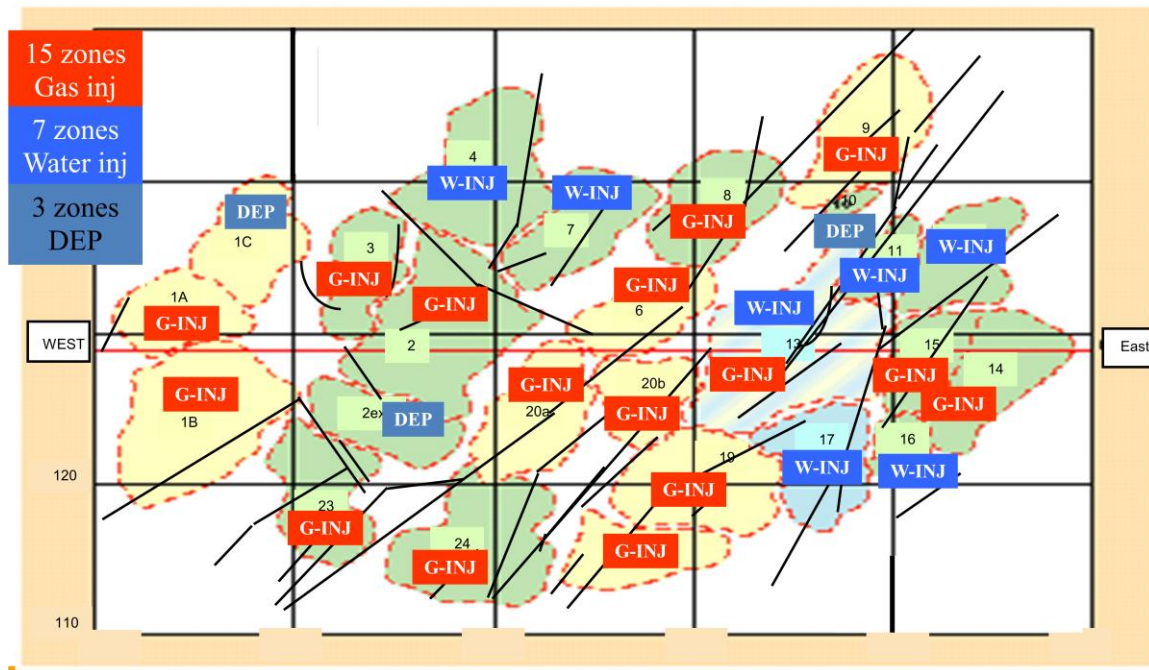


Figure I-2 : Zones et numérotation des puits.

### I.3- HISTORIQUE DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD

Les études sismiques de la structure de Hassi Messaoud ont montré comme étant un vaste dôme structural, la société "SN REPAL" a implanté le 16 Janvier 1956, le premier puits MD1, pas loin du puits chamelier de Hassi Messaoud. Le 15 juin de la même année, ce forage a recoupé des grés cambriens à 3338m comme étant producteurs d'huile.

En mai 1957, la société "CFPA" réalise un puits OM1 à environ 7Km au Nord-

Ouest du puits MD1, ce forage confirmait l'existence d'huile dans les grès du Cambrien.

Par la suite, le champ de Hassi Messaoud fut divisé en deux concessions distinctes :

- ☞ C.F.P.A pour le champ Nord.
- ☞ SN.REPAL pour le champ Sud.

C'est en 1958 que la production a été commencée avec 20 puits. A partir de là, les forages se sont intensifiés et multipliés continuellement, jusqu'à atteindre plus de 1300 puits en 2006.

La chute de pression due au cumul d'année de production a suscité l'utilisation des techniques de récupération secondaire.

#### **I.4- DESCRIPTION DU RESERVOIR**

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

- ☞ Zone Ri ou grès isométriques, habituellement très compactes : D5 ou (R70–R 90), subdivisé en trois tranches 7, 8,9.
- ☞ Zone Ra ou grès anisométriques, se composant du bas en haut des drains suivants :
  - D1 : Grès grossiers à stratifications du type oblique arqué dominantes, bien marquées et souvent à base micro-conglomériques, avec absence de tigillites.
  - ID : Niveaux plus minces et fréquence plus grande des niveaux silteux, avec présence locale de tigillites. Il marque un passage très progressif entre le D1 et le D2.
  - D2 : Grès grossiers mais bien classés à stratifications obliques tabulaires dominantes formant des méga-rides, avec présence de quelques intercalations de niveaux de silts à fines bioturbations.

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

- D3 : Il correspond à la zone fine médiane de l'HOMER (granulométrie plus faible). La principale caractéristique de ce drain est l'abondance d'inter lits silteux et de grès fins à très fortes bioturbations (des tigillites en particulier).

Le caractère marin de ce drain est bien marqué, il pourrait correspondre à un environnement de plateforme infralittorale, composée de niveaux argilo-silteux bioturbés

dans lesquels se développent des barres marines à influence tidale ou de tempêtes. Dans un tel environnement l'existence de barrières de perméabilité d'extension kilométrique est très probable.

- ▶ D4 : Il correspond à la zone grossière supérieure de L'HOMER. Ce sont des grès à stratifications obliques tabulaires fréquentes formant des méga-rides de un à plus de deux mètres d'épaisseur.
- ☞ Zone R2 : Zone de grès quartzites, plus argileuses présentant et rarement des qualités réservoirs dans sa partie supérieure (R200-R300), R2 ab (R200-R250).
- ☞ Zone R3 : Zone très grossière à micro-conglomératiques très argileuse, sans aucun intérêt pétrolier (R300-R400). (Voir Fig I.3).

### **I.5-MISSIONS DE LA ' DEP'**

La Direction Engineering et Production est le responsable de la gestion de tous les puits existant dans la région de Hassi-Messaoud (puits producteurs d'huile, puits injecteurs de gaz et d'eau et puits producteurs d'eau). Elle s'occupe principalement de :

- ⇒ La mise en production des puits forés par : complétion, raccordement et collecte.
- ⇒ Contrôle, vérification et réparation quotidiens des installations des puits.
- ⇒ Suivi et relevé journalier des paramètres des puits.
- ⇒ Programmation et supervision des opérations de : Snubbing, workover, wireline et coiled tubing.
- ⇒ Programmation et supervision des opérations spéciales : acidification et fracturation.
- ⇒ Etude et suivi des caractéristiques du gisement de Hassi-Messaoud.
- ⇒ Optimisation de la production en utilisant les méthodes de récupérations secondaires.

#### **I.5.1- Présentation de la direction engineering & production**

L'organisation de la Direction Engineering & Production se compose de six (06) départements :

- ⇒ Département Contrôle Puits.
- ⇒ Département Techniques Productions.
- ⇒ Département Wire Line.
- ⇒ Département Géologie.
- ⇒ Département Techniques Puits.
- ⇒ Département d'opérations.

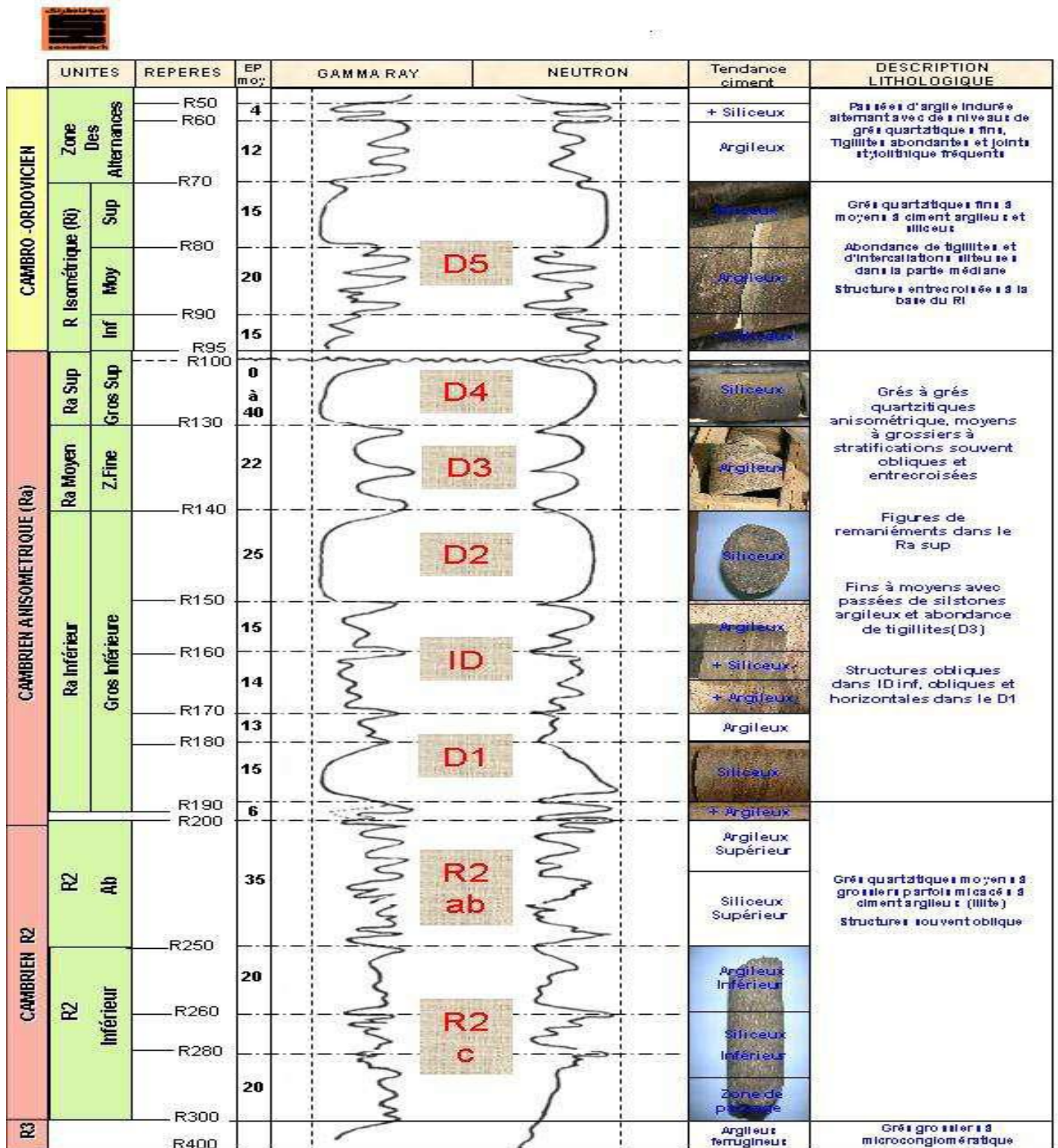


Figure I-3 Colonne stratigraphique du champ de Hassi Messaoud [1]

### ❖ Le département d'opérations

L'activité principale de ce département est la supervision de toutes les opérations ou interventions qui se font sur les puits dans le but de les nettoyer et de les stimuler.

Le département d'opérations travaille en collaboration avec des sociétés algériennes et étrangères (ENSP, ENTP, HALLIBURTON...).

### • PRESENTATION DU DEPARTEMENTD' OPERATION

Ce département est le responsable des puits. Il prend en charge les puits juste après le forage et a pour rôle l'exécution des programmes de reprise (Snubbing et Workover) ainsi que l'entretien des puits présentant des anomalies.

Il se composé des Services suivants :

#### ✓ SERVICE STIMULATION

Le service des opérations spéciales assure le suivi et la supervision de l'ensemble des interventions sur les puits telles que

- La fracturation.
- L'acidification.
- Démarrage des puits à l'azote.
- Tests des annulaires.
- Nettoyage au coiled tubing.
- Neutralisation des puits.

### Conclusion

Le gisement de Hassi-Messaoud est défini dans une trilogie vis-à-vis de la caractérisation du réservoir :

- ☞ hétérogène sur une verticale et sur un plan ;
- ☞ anisotrope par la présence de silts ;
- ☞ discontinu par l'écoulement des fluides.

L'exploitation du gisement de Hassi-Messaoud depuis 1958 jusqu'aujourd'hui est très importante certes mais, elle n'est pas encore terminée. Une importante organisation de développement a été entreprise pour récupérer d'avantage le pétrole. De ce fait les spécialistes de ce domaine devront d'autres créativité pour une exploitation encore meilleure.



FACULTE DES SCIENCES ET DE  
LA TECHNOLOGIE ET SCIENCES  
DE LA MATIERE

# Chapitre II

## LA FRACTURATION CONVENTIONNELLE

DEPARTEMENT DES HYDROCARBURES  
ET DE LA CHIMIE

PRODUCTION/2013



## INTRODUCTION

Vieille depuis 1947, la fracturation conventionnelle est la dislocation ciblée des formations géologiques peu perméables. Cette technique consiste à injecter le fluide de fracturation de pression supérieure à la pression du fluide de la roche pour créer des fissures ou fractures. Il s'agit d'une opération de stimulation de puits permettant d'améliorer la récupération des hydrocarbures en augmentant l'indice de productivité ou d'injectivité.

### II.1-PRINCIPE ET DOMAINE D'APPLICATION

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

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

Dans les cas favorables on peut s'attendre à des gains de productivité de 3 à 4.

### II.2- DESCRIPTION DE L'OPERATION

Il existe cinq étapes distinctes :

#### **a-Initiation de la fracture**

Lors de pompage du fluide dans le puits la pression augmente tant que le débit de pompage est supérieur à celui qui peut filtrer dans la formation, la fracture sera initiée par les contraintes de traction. Elle sera perpendiculaire à la contrainte de compression minimale en place avant le pompage.

La fracturation de la roche intervient à une pression appelée pression d'initiation de la fracture ( $P_i$ ). Nous appellerons  $\Delta P_i$  l'accroissement de la pression  $P_i$  dans le puits au-delà de la pression de couche ( $P_c$ ).

$$\Delta P_i = P_i - P_c \dots \dots \dots \text{II.1. [2]}$$

### b-Développement ou extension de la fracture

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

L'extension de la fracture s'effectue à une pression appelée pression d'extension ( $P_e$ ), inférieur ou égale à la pression d'initiation, nous désignerons par  $\Delta P_e$ , l'accroissement de la pression  $P_e$  dans le puits au-delà de la pression de couche :

$$\Delta P_e = P_e - P_c \dots \dots \dots \text{II.2. [2]}$$

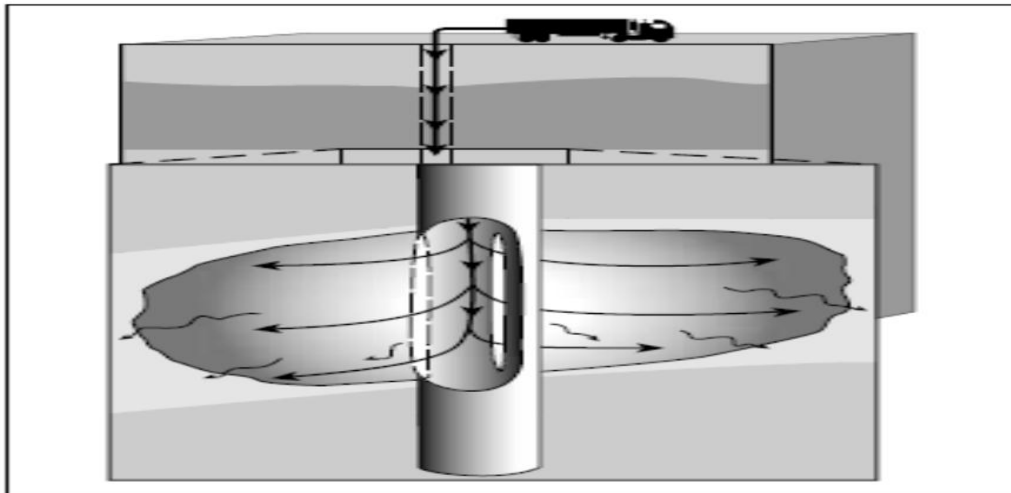


Fig.II.1 : pression de propagation de la fracture. [2]

### c- Maintien de l'ouverture de la fracture

- Dans les formations carbonatées un fluide de fracturation contenant l'acide chlorhydrique assez concentré est utilisé. Cet acide ronge irrégulièrement les parois de la fracture ce qui laisse des canaux résiduels de très haute perméabilité lorsque la fracture se ferme suite à l'arrêt du pompage ; c'est ce que l'on appelle « fracturation acide ».
- Dans les formations gréseuses, des agents de soutènement présentant une très bonne perméabilité (sable, billes de verres...) sont mélangés au fluide de fracturation (de haute viscosité) et sont entraînés dans la fracture par ce fluide ; ils empêchent la fracture de se fermer quand on arrête le pompage en fin du traitement. Les agents de soutènement sont pompés lorsque la fracture atteint des dimensions géométriques (épaisseur de la fracture particulièrement) suffisantes pour les laisser passer. [3]

### d- Fermeture du puits

Arrêt du pompage et refoulement des fluides de fracturation dans le puits afin de permettre leur récupération, tout en laissant l'agent de soutènement en place dans le réservoir.

### e- Dégorgement et mise en production

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

## II.3-BUT DE 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 pétrophysiques 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.

### II.3.1- Les contraintes

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

#### ❖ État local des contraintes en profondeur

Il existe deux types de contraintes

- ✓ Contraintes principales totales ( $\delta_i$ ).
- ✓ Contraintes principales effectives ( $\sigma_i$ ).

Ces contraintes sont liées entre elles par la relation suivante :

$$\sigma_i = \delta_i - \alpha P_C \quad (i = 1, 2, 3) \dots \text{II.3} \quad [2]$$

$$\alpha = 1 - \frac{C_m}{C_b} \quad \dots \text{II.4} \quad [2]$$

Avec :

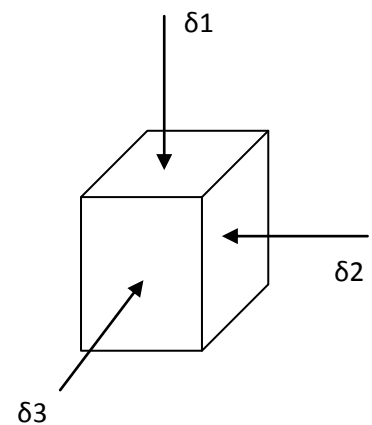
$P_C$  : Pression de couche.

$C_m$  : Compressibilité de la matrice.

$C_b$  : Compressibilité de la roche poreuse.

$\alpha$  : constante de BIOT  $(0 \leq \alpha \leq 1)$

$\alpha \approx 1$



**Fig.II.2 : contraintes exercées**

**II.3.2- Propriétés mécaniques des roches**

Les roches sont caractérisées par :

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

Il existe deux types de propriétés mécaniques des roches: statiques et dynamiques

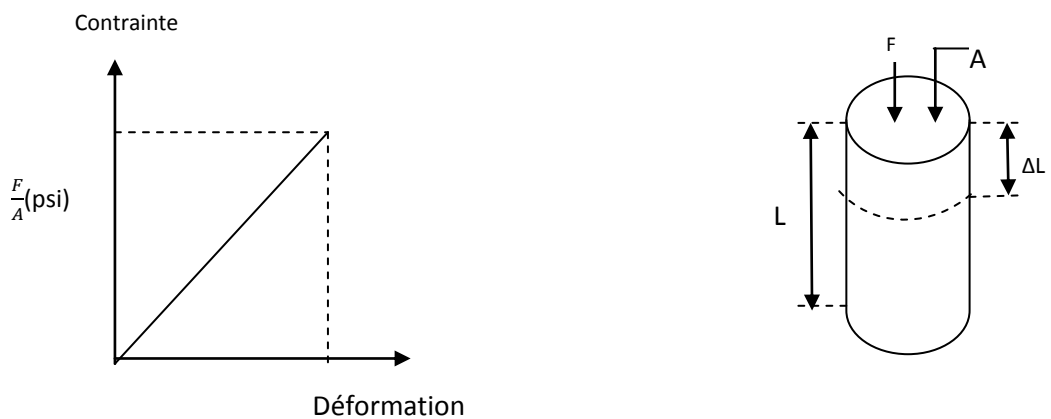
**A-Propriétés Statiques**

**a- Module de Young (E)**

Tout corps soumis à une contrainte, se déforme sous l'effet de cette contrainte jusqu'à une certaine limite (caractéristique du matériau considéré),

Cette déformation est élastique c'est-à-dire que le corps testé reprend sa forme initiale lorsque la contrainte cesse.

Pour des contraintes faibles, la déformation est proportionnelle à la contrainte.



**Fig. II.3 : La déformation élastique [2]**

La contrainte  $\sigma$  est définie comme étant la force appliquée par unité de surface :

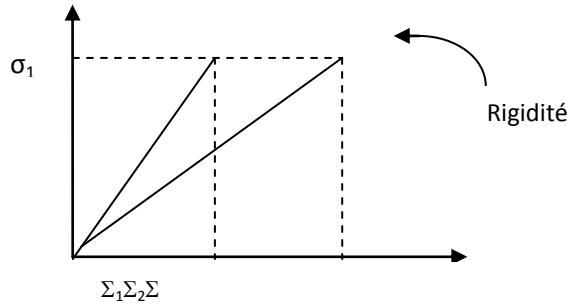
$$\sigma = \frac{\text{force}}{\text{surface}} \dots \dots \dots \text{(II.5). [4]}$$

La déformation est définie comme la variation d'une dimension par rapport à la longueur initiale :

$$\Sigma = \frac{\Delta L}{L} = \frac{L_2 - L_1}{L_1} \text{ sans dimension} \dots \dots \dots \text{(II.6)[4]}$$

On peut définir la rigidité d'un corps de la manière suivante :

Un matériau sera plus rigide qu'un autre, s'ils sont soumis à la même contrainte, il subit une déformation plus faible.



**Fig. II.4 : La rigidité d'un matériau.**

La rigidité d'un matériau peut donc être caractérisée par la pente de la courbe  $\sigma = f(\Sigma)$ . La valeur de la pente est la caractéristique du corps considéré appelé **module de Young (E)**.

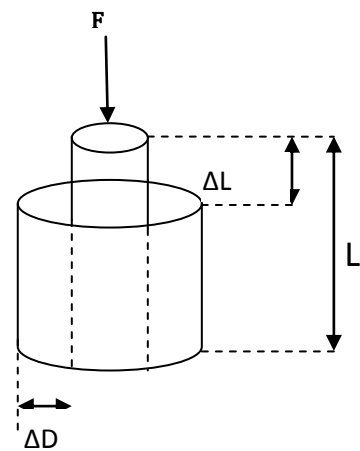
$$E = \frac{\sigma}{\Sigma} \dots \dots \dots \text{II.7}[4]$$

Le module de Young de la roche saturée en eau ou huile est en général inférieur au module de la roche sèche.

**b- Coefficient de Poisson (ν)**

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

$$\nu = \frac{(\Delta d / d)}{(\Delta l / l)} \dots \dots \dots \text{II.8 [4]}$$



**Fig.II.5:Les déformations. [4]**

Il varie pour les roches dans les limites 0.1 à 0.45.

**c- Coefficient de cisaillement (G) :**

Il est souvent pratiqué en modélisation, le module de cisaillement est noté (G).

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \dots\dots\dots\text{II.9 [2]} \quad \text{Avec :}$$

**E** : module de Young.

**ν** : Coefficient de poisson.

**B - Propriétés dynamiques**

Les valeurs des constantes élastiques obtenues par des techniques dynamiques sont en général plus élevées que ceux obtenus par des méthodes statiques. Cette différence est maintenant considérée comme étant due principalement à l'amplitude de la déformation, avec les mesures dynamiques de très faible amplitude représentant le réel.

Le seul outil qui répond aux propriétés élastiques de la formation est le sonique. Les deux types d'ondes d'intérêt pour l'estimation des constantes élastiques d'un milieu sont des ondes de compression (ondes P) et des ondes de cisaillement (ondes S). L'outil sonique mesure la vitesse de propagation caractéristique des ondes P et S.

La propagation des ondes est un phénomène de petite souche avec une grande vitesse de déformation. Les formations rocheuses apparaissent plus rigides, en réponse à une onde élastique par rapport à un test mécanique des roches au laboratoire, où les souches beaucoup plus importantes sont appliquées à une vitesse de déformation inférieure.

La différence entre le coefficient de Poisson statique et dynamique n'est pas grande, à condition qu'aucun tassement ne se soit produit lors de l'essai en laboratoire. Ainsi, les valeurs déterminées pour le coefficient de Poisson sont habituellement valides.

Si le compactage se produit, un modèle purement élastique n'est plus valide. Les données pour le module de Young devraient être revues.

Dans un milieu isotrope, seules les deux constantes élastiques du module de cisaillement G et le rapport de Poisson ν sont indépendants. Elles sont liées à la vitesse de propagation d'une onde P  $U_p$  et celle d'une onde S  $U_s$  par

$$G = \rho_b u_s^2 \quad \dots\dots\dots\text{II.10 [4]}$$

$$\nu = \frac{2u_s^2 - u_p^2}{2(u_s^2 - u_p^2)} \quad \dots\dots\dots\text{II.11 [4]}$$

$\rho$  désigne la masse volumique d'un échantillon de roche.

La vitesse de propagation peut être remplacée par le temps  $\Delta t$ , il prend une onde pour parcourir une distance fixe  $d$  (par exemple, entre une source et un récepteur)

$$G = \rho_b \frac{d^2}{\Delta t_s^2} \quad \dots\dots\dots\text{II.12 [4]}$$

$$\nu = \frac{\frac{1}{2} \left( \frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} \right)^2 - 1}{\left( \frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} \right)^2 - 1} \quad \dots\dots\dots\text{II.13 [4]}$$

Où  $\Delta t_s$  et  $\Delta t_c$  sont les temps de trajet des ondes S et de ondes P, respectivement, le module de Young  $E$  est lié aux deux constantes par

$$E = 2G(1 + \nu) \quad \dots\dots\dots\text{II.14 [4]}$$

Plusieurs corrélations sont utilisées pour estimer les propriétés élastiques statiques à partir des propriétés d'élasticité dynamique. Les corrélations ont été établies en comparant les propriétés élastiques statiques aux propriétés élastiques dynamiques. La plupart des corrélations sont une variante de la statique comme suit :

$$\text{static} = (A \times \text{dynamic}^\alpha) + B \quad \dots\dots\dots\text{II.15 [4]}$$

Où statique : est la propriété élastique statique et dynamique : est la propriété élastique dynamique correspondante. Les constantes  $A$ ,  $B$  et  $\alpha$  sont déterminées;  $\alpha$  est généralement affecté d'une valeur de 1.

**II.4- DESCRIPTION D'UNE FRACTURE**

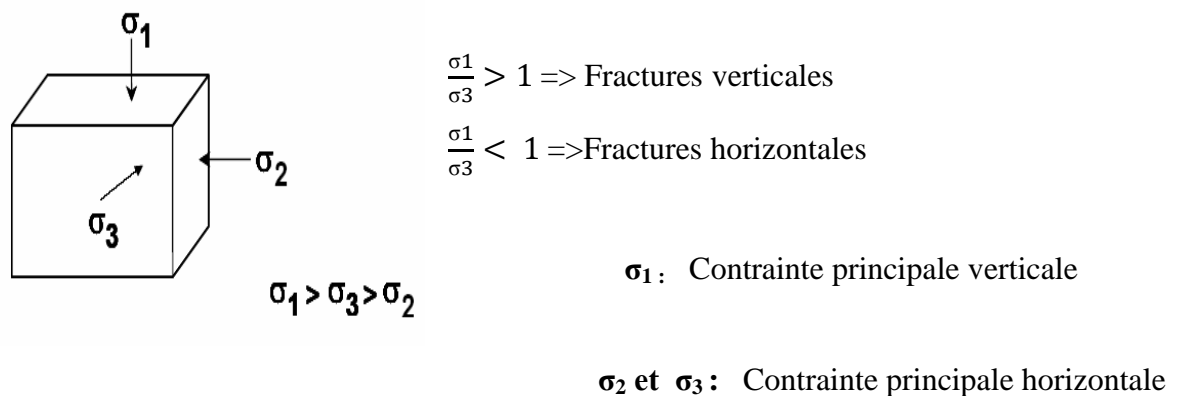
**II.4.1-Forme et orientation de la fracture**

**a- Orientation de la fracture selon la profondeur**

Les expériences ont montré que les fractures sont développées suivant les plans horizontaux ou verticaux. Pour des profondeurs inférieures à 600 mètres, il est possible d'obtenir les fractures dans les plans horizontaux. Pour des profondeurs supérieures à 600 mètres, le poids des sédiments fait que la fracture se développe uniquement dans les plans verticaux.

**b- Contraintes principales et orientation de la fracture**

Aux profondeurs supérieures à 1000 m (ou l'on peut négliger la résistance à la traction de la roche vis-à-vis des contraintes appliquées) l'orientation théorique des fractures serait définie très approximativement par les relations.



**Fig. II.6 : Les contraintes principales et orientation de la fracture [4]**

**II.4.2-Gradient de fracturation**

**a- pression de fracturation** : est en fonction :

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

$PF = P_w + P_h + P_f \dots \dots \dots \text{II.16 [2]}$

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 et aux abords de puits.



**b- gradient de fracturation : GF**

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

$$GF = \frac{PF}{H} \dots\dots\dots\text{II.17 [2]} \quad PF : \text{pression de fracturation.}$$

H : la profondeur.

**c- Valeurs du gradient de fracturation**

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

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

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

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

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

**II.4.3 - La géométrie de la fracture**

Dans le cas d'une fracture verticale, on admet généralement :

- soit une fracture verticale symétrique par rapport au puits (**Lf = 2I**).
- soit une fracture totalement asymétrique par rapport au puits (**I1 = Lf, I2 = 0**).
- soit partielle asymétrique (**Lf = I1 + I2**).

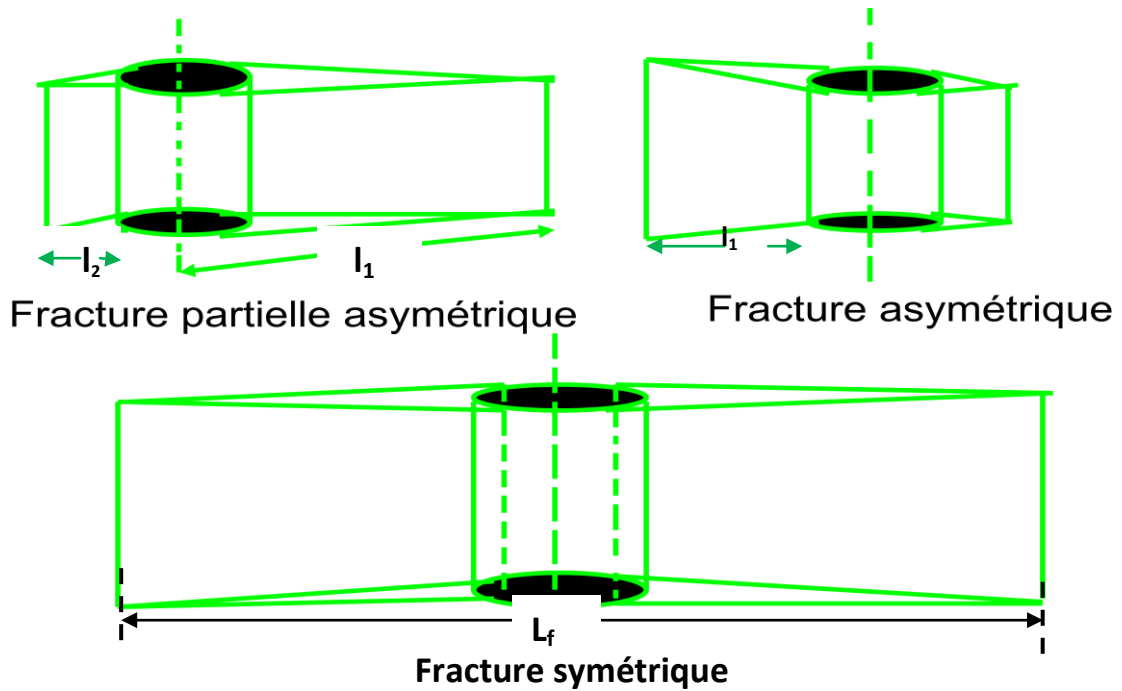


Fig.II.7 : la géométrie de la fracture.

#### II.4.4-Modèles de propagation de la fracture

Le modèle choisi pour décrire certains processus physiques a une influence majeure sur la géométrie finale de la fracture.

Un modèle de propagation est indispensable pour relier le débit d'injection, temps de traitement et la filtration du fluide avec les dimensions de la fracture.

La modélisation de la géométrie de la fracture est basée sur certaines conceptions; ces dernières sont nécessaires non seulement pour la modélisation de la géométrie mais aussi pour la prédiction de la performance d'écoulement à travers la fracture.

Plusieurs études " modèles analytiques " ont été proposées pour approcher et décrire le problème de propagation de la fracture.

Parmi eux on distingue les modèles pseudo tridimensionnelle de PERKINS et NORDGEN et le modèle tridimensionnelle de BOTECA.

La pression après l'arrêt de pompage est modélisée et son interprétation pourra clarifier le problème des phases suivant la propagation, rééquilibrage de la pression et auto propagation de la fracture, la diminution de l'épaisseur jusqu'à la fermeture ou appui sur les agents de soutènement, la baisse de la pression jusqu'à la pression de réservoir.

Toutes ces phases sont plus ou moins apparues sur le diagramme qui exprime l'évolution de la pression en fonction du temps.

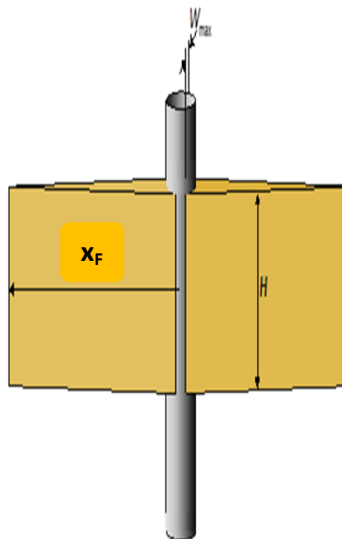
### a- Modèle GDK :

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

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

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

La relation entre la hauteur et la longueur est :  $X_F < H F$  et  $L = 2X_F$



**Fig. II.8: Présentation de propagation de la fracture suivant le Modèle GDK [5]**

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

- Ecoulement mono dimensionnel dans une direction.
- Hauteur de la fracture constante le long de la longueur.
- Hauteur de la fracture constante dans le temps.
- La section de la fracture dans le plan vertical est rectangulaire.

### b- Modèle PKN :

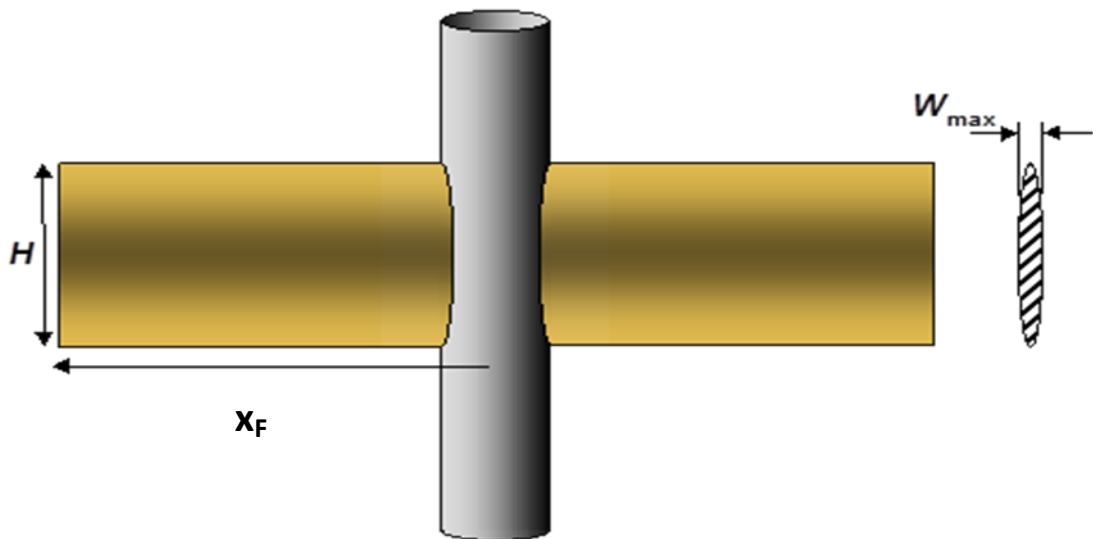
Ce modèle est en premier lieu développé par (PERKINS KERN NODGREN) puis modifié par d'autres. Il peut être classé comme modèle PK, il est très utile lorsque les

contraintes des barrières sur la zone perméable sont grandes et la pression présente un accroissement pendant le pompage.

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

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

$$X_F > H_F \text{ et } L = 2X_F$$



**Fig.II.9 : Représentation de propagation de la fracture suivant le modèle PKN [5]**

### c- Modèle radial :

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

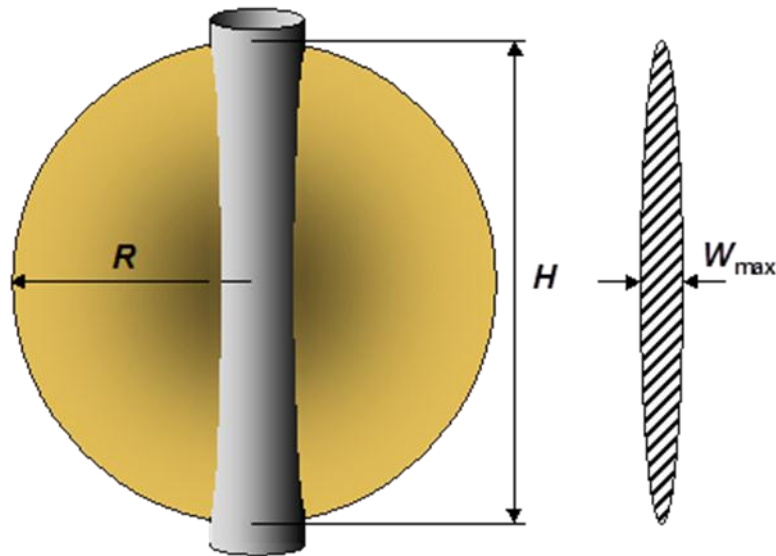
Il est utilisé lorsque la zone perméable est petite, et présente seulement des faibles intercalations des barrières. Dans ce cas une faible hauteur de formation est perforée, ainsi la fracture est assurée par s'initialiser en un point et se développe radialement.

La méthode de calcul est basée sur les hypothèses suivantes :

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

La relation entre la hauteur et la longueur est :

$$X_F = R = \frac{H_F}{2} \dots \dots \dots \text{II.18 [4]}$$



**Fig.II.10- Représentation de propagation de la fracture suivant le modèle radial. [5]**

**d- Les modèles tridimensionnels :**

Dans les modèles tridimensionnels tous les paramètres (longueur, largeur et la hauteur) sont variables.

**II.4.5-Conductivité adimensionnelle de la fracture**

Elle est représentée par cette formule suivante :

$$F_{CD} = K_f * W_f / K * X_f \dots \dots \dots \text{II.19 [2]}$$

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

$W_f$ : Epaisseur de la fracture

$K$  : Perméabilité de la formation

$K_f$ : Perméabilité de la fracture

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

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

**II.4.5.1- La longueur de la fracture ( $X_f$ )**

Elle 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 cette dernière y une ou deux ailes symétriques.

### II.4.2.2- L'épaisseur de la fracture ( $W_f$ )

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

### II.4.2.3- La hauteur de la fracture ( $H_f$ )

Elle 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.

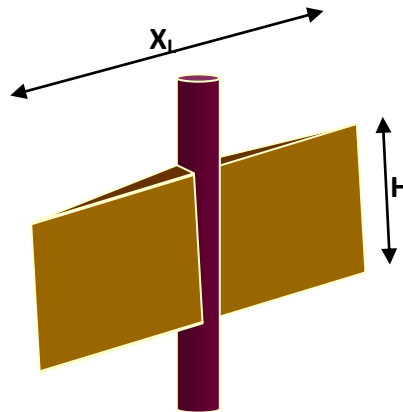


Figure II.12 : Forme et orientation de la fracture [3]

### II.4.2.4-Evolution de la pression au cours de traitement

Quand on commence à pomper la pression monte jusqu'au pic :

- Le pic c'est la pression d'initiation de la fracture
- On remarque après le pic une déclinaison suivie d'un quasi stabilité de la pression qui est la pression de propagation
- Enfin il ya une chute de pression due à l'arrêt de pompage celle -ci est succédée d'une autre déclinaison qui indique la pression de fermeture.

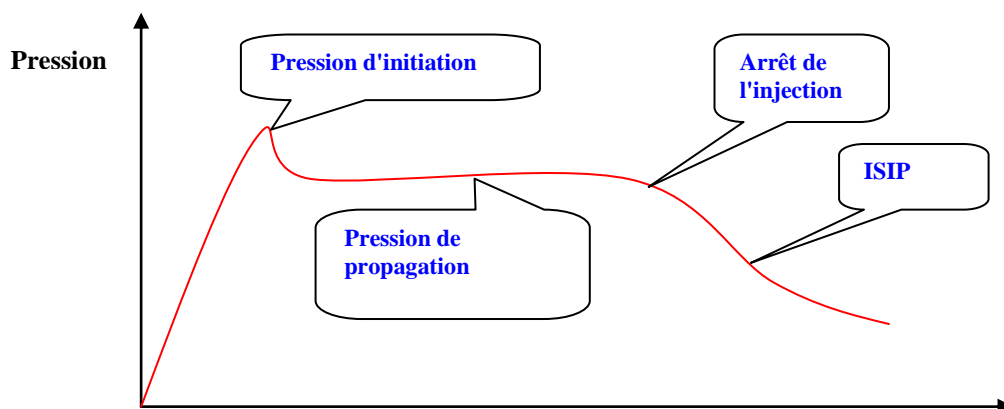


Fig.II.13 : Evolution de la pression au cours d'une fracturation

## **II.5- FLUIDE DE FRACTURATION ET LES ADDITIFS**

### **II.5.1- Fluides de fracturation hydraulique**

Le choix du type de fluide de fracturation se fait en fonction des propriétés du réservoir.

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

Lors d'opération de fracturation au moyen de fluides à base d'eau, on procède aux principaux essais de la compatibilité de l'eau avant d'entreprendre le procédé de fracturation.

Le volume du fluide de fracturation requis varie considérablement en fonction de l'importance et du nombre des opérations de traitement envisagés. Dans le cas d'un puits horizontal très profond, un traitement multi-étape peut utiliser entre 3500m<sup>3</sup> à 15000m<sup>3</sup> d'eau, alors que des opérations de fracturation menées à faible profondeur dans le but de stimuler une zone requièrent généralement entre 20m<sup>3</sup> à 100m<sup>3</sup> d'eau.

Les fluides de fracturation actuellement sur le marché se divisent en deux groupes, on les appelle les fluides conventionnels. Ils comprennent :

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

Les fluides de grande viscosité comprennent :

- Les dispersions eau/ huile.
- Les fluides à base d'eau, avec réticulant ou polymère.
- Les fluides à base d'huile.

Pour les fluides à base d'eau on distingue par ailleurs deux types de gels : linéaires et réticulés

#### **a) Gels linéaires**

Ces gels sont constitués de longues chaînes polymériques, les unes à côté des autres, sans liaisons les unes avec les autres. La viscosité de tels gels est inférieure à 100 Cp.

#### **b) Gels réticulés**

Ils sont constitués de longues chaînes polymériques mais cette fois, de fortes liaisons, due à un agent réticulant, existent entre les chaînes polymériques, créant ainsi une viscosité

supérieure à 100 Cp. Un gel linéaire à base d'eau est appelé : « water frac » abrégé WF, et les gels réticulés sont codés YF ou « wide frac ».

Ces gels ont pour avantages :

- ✓ Un fluide peu coûteux.
- ✓ Facilement disponible et transportable.
- ✓ Ne posant pas des problèmes de sécurité (incendie, explosion, pollution,..)
- ✓ Assez facilement traitable avec les additifs

Les inconvénients sont :

- ✓ Sa densité est élevée, et par conséquent elle limite la puissance de pompage, et leur dégorgement peut être difficile.
- ✓ L'augmentation de la saturation en eau par filtration réduit la perméabilité relative à huile. Donc il est important de faire attention à la qualité de l'eau.

### II.5.2- Les additifs

On ajoute le plus souvent des produits chimiques à l'eau afin de la transformer en un fluide très visqueux à faible coefficient de frottement susceptible de transporter l'agent de soutènement et d'endurer les rigueurs associées au parcours jusqu'à la zone d'intérêt et leur retour subséquent à la surface. Le nombre de produits chimiques et leur teneur lorsqu'ajoutés à l'agent de soutènement en suspension dans le fluide peuvent varier considérablement et sont fonction des propriétés spécifiques du réservoir, une fois combinés leur teneur ne dépassera généralement 1 % du volume total du mélange constitué par le fluide et l'agent de soutènement.

- ❖ **Les gélifiants** : servent à accroître la viscosité et la capacité de suspension des propants et agissent comme lubrifiant. On a :
  - ✓ Gomme de guar : elle crée une chaîne de polymères naturels, sa viscosité est élevée.
  - ✓ Polyacrylamide : sert à rendre glissante l'eau utilisée dans le procédé de frac.
- ❖ **les réducteurs des frictions** qui viennent compléter l'action réductrice de friction des agents gélifiants.
- ❖ **Les polymères réticulés** : utilisés pour assembler des polymères, on a :
  - ✓ Bore, Zirconium, Titane ou Fer : ils augmentent le degré de viscosité du liquide en liant les polymères.



- ❖ **Le contrôleur d'argile** : utilisé dans les formations caractérisées par leur instabilité à l'eau afin d'éviter le gonflement des particules argileuses. On a :
  - ✓ Chlorure de potassium : réduit les dommages causés au réservoir en empêchant certains minéraux secs de réagir avec l'eau.
- ❖ **Les agents interrupteurs** : brisent la chaîne polymère créée par le gélifiant, on a :
  - ✓ Oxydant : réduit le degré de viscosité des polymères et permet aux fluides de refluer vers la surface.
  - ✓ Enzyme : consomme les polymères créés par la gomme de guar.
- ❖ **Les surfactants** : agissent de façon à réduire la tension superficielle du fluide de frac.
  - ✓ Additifs de refoulement : ils facilitent le drainage du fluide une fois le traitement achevé.
- ❖ **Les biocides** : préviennent l'introduction des bactéries sulfatoréductrices, on a :
  - ✓ Biocides naturels et manufacturés : préviennent l'introduction de bactéries qui peuvent produire de sulfure d'hydrogène ou d'autres produits chimiques de nature corrosive ou salissante.
- ❖ **Les agents d'activation** : gaz utilisés pour activer ou mousser les fluides aux fins de traitement de fracturation, on a :
  - ✓ Dioxyde de carbone : sert à améliorer la capacité de récupération des fluides tout en réduisant le risque de dommage à la formation. Il est faiblement soluble dans l'eau et très soluble dans le pétrole lorsqu'il est sous pression.
  - ✓ Azote : très abondant dans l'atmosphère et améliore la capacité de récupération des fluides utilisés dans les opérations de stimulation. [6]

## II.6-QUALITES DEMANDEES AUX FLUIDES DE FRACTURATION

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

- ✓ Forte viscosité et faible filtration pour obtenir une bonne épaisseur et une bonne extension de la fracture et pour assurer une bonne mise en place des agents de soutènement.
- ✓ Capacité de transport d'agents de soutènement lourds et en proportion importante.
- ✓ Faible friction pour limiter la puissance de pompage nécessaire lors d'injection

- ✓ Bonne compatibilité avec la roche et les fluides de formation, faible teneur en produits insolubles et création d'un minimum de produit de réaction insoluble pour ne pas endommager la formation.
- ✓ Facilement déplaçable par les hydrocarbures en place dans le gisement, faible viscosité (lors de dégorgeement) et faible densité pour faciliter le dégorgeement et la mise en production
- ✓ Adaptation aux températures rencontrées lors de l'opération à réaliser [3]

## II.7- LES AGENTS DE SOUTÈNEMENTS

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

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

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

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

### II.7.1-Nature des agents de soutènement

Il existe une grande variété d'agents de soutènement utilisés pour la fracturation hydraulique. On peut les classer en deux groupes qui présentent des caractéristiques mécaniques très différentes.

- Agents de soutènement élastiques-fragiles (rupture fragile)

Ce sont :

- ✓ les sables.
- ✓ les billes de verre (haute résistance).

- Agent de soutènement élastico-plastique

Ce sont :

- ✓ les coquilles de noix (de moins en moins employées).
- ✓ certains polymères (difficilement utilisables au-delà de 80-100°C).

- ✓ les billes d'aluminium (pratiquement abandonnées).
- ✓ les billes d'acier (qui pourraient être envisagées avec l'utilisation des fluides très visqueux).

**NB :**

- Des billes de verre offrant une meilleure perméabilité que le sable mais, dont le défaut est de se rompre en éclats très fins qui colmatent la fracture quand la contrainte limite est atteinte (400 à 500bars).
- Des matériaux à haute résistance (bauxite et oxyde de zirconium) ont une meilleure résistance mécanique (1000bars) dont la densité élevée (3,7) mais hélas peut poser problème de mise en place dans la fracture.
- Des matériaux à résistance intermédiaires (intermediate-strength proppants(ISP)) ou bonne qualité ayant une double propriété, bonne résistance et densité acceptable.

**II.7.2-Classement des agents de soutènement (sable)**

Le sable est l'agent de soutènement le plus couramment utilisé. Il est le plus économique, est facilement accessible et offre généralement la conductivité de la fracture suffisante pour une contrainte de fermeture moins de 6000 psi. Sa densité est d'environ 2,65. Selon le bilan global des propriétés physiques, le sable peut être divisé en groupes :

- ✓ Sable blanc du Nord
- ✓ Texas sable brun
- ✓ sable de silice Colorado
- ✓ sable de silice Arizona

**II.7.3-Resin-coated proppants**

Les normes American Petroleum Institute (API) peuvent être utilisées pour qualifier la même façon et regrouper toute source de sable, les revêtements en résine (resin-coated) sont appliqués au sable (généralement sable blanc de nord) pour :

- ✓ améliorer la force de soutènement et de réduire les reflux pendant la production.
- ✓ Sable pré-enrobé est plus fort que le sable classique. La résine permet de répartir l'effort sur une plus grande surface du grain de sable et réduit la charge ponctuelle.

- ✓ du sable revêtu de résine a une conductivité supérieure à celle du sable conventionnel. Lorsque les grains écrasent, le revêtement de résine permet d'encapsuler les parties écrasées des grains et de les empêcher de migrer et de boucher le canal d'écoulement.
- ✓ Le revêtement de résine sur certains PCR est durcie (au moins partiellement) pendant le processus de fabrication afin de former un film inerte et non fondante. Les proppants traitées de cette manière sont appelés (pre-cured-resin-coated proppants) « PCR ». Leur but est d'améliorer les performances de sable à des niveaux de stress élevés.
- ✓ La principale application de RCP (curable resin-coated proppants) est d'empêcher le reflux des agents de soutènement près du puits.
- ✓ Les proppants RCP sont mélangés et pompés dans les étapes ultérieures du traitement, et le puits est fermé pour une période de temps pour permettre à la résine de faire la liaison d'ensemble des agents de soutènement.
- ✓ Théoriquement, RCP forme un filtre consolidé au voisinage de puits avec une bonne perméabilité, pour but d'empêcher le reflux des agents de soutènement près du puits. ISP (intermediate-strength proppants) est condensé en céramique (de basse densité) ou un agent de soutènement, la bauxite (de moyenne densité). [4]

#### **II.7.4-Granulométrie**

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

Par ailleurs, La perméabilité des proppants doit être considérée en relation avec la perméabilité du réservoir, c'est pourquoi pour un réservoir peu perméable il n'est pas tellement nécessaire de recourir à des proppants à très forte perméabilité.

#### **II.7.5-L'importance des spécifications granulométriques**

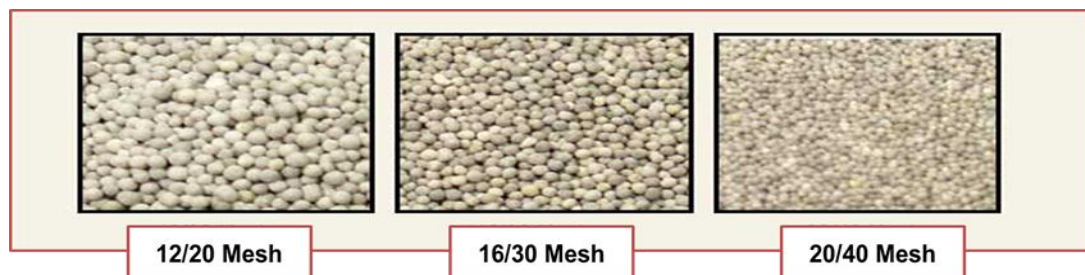
- ✓ Proppants avec des tailles de grains plus grands offrent un tas plus perméable, mais leur utilisation doit être évaluée par rapport à la formation qui est bonne et les difficultés accrues qui se produisent dans le transport de proppants et de placement.
- ✓ Formations sales ou celles sujettes à la migration des fines importantes, sont de mauvais candidats pour les grands agents de soutènement. Les fines ont tendance à

envahir le groupement d'agent de soutènement, provoquant le colmatage partiel et une réduction rapide de la perméabilité.

- ✓ Dans ces cas, les petits agents de soutènement, qui résistent à l'invasion des fines, sont plus appropriés. Bien que les petits agents de soutènement offrent une conductivité initiale inférieure,
- ✓ Granulométries plus importantes peuvent être moins efficaces dans des puits plus profonds parce que d'une plus grande sensibilité à l'écrasement résultant de contraintes de fermeture élevés (en grains augmente la taille, la force diminue).
- ✓ leur conductivité moyenne sur la durée de vie du bien est supérieure et fait plus que compenser la productivité initiale élevée fournie par les grands agents de soutènement (qui est généralement suivie par un déclin rapide de la production).
- ✓ La rondeur et la sphéricité d'un grain de soutènement peuvent avoir un effet significatif sur la conductivité de la fracture
- ✓ Si les grains sont ronds et environ la même taille, l'agent de soutènement est plus équitablement répartis, ce qui entraîne des charges plus élevées de production avant la panne.
- ✓ Grains anguleux échouent à moindre contraintes de fermeture, la production de fines qui réduisent la conductivité de la fracture. [4]

On a plusieurs tailles des agents de soutènement par exemple : 6/9, 8/12, 12/20, 16/30, 20/40, 40/70 mesh

En pratique on utilise principalement des agents (20/40mesh), (16/30 mesh) ou (12/20mesh).



**Fig.II.14 : différents diamètres utilisés à HMD**

## Le choix de proppants à partir de la résistance à la contrainte de fermeture

Proppant	Résistance à Contrainte de fermeture
Sable	inférieur à 6000 psi
(resin-coated proppant) (RCP)	Inférieur à 8000 psi
(intermediate-strength proppant) (ISP)	Supérieure à 5000 psi, inférieur à 10.000 psi
(high-strength proppant)	supérieure ou égale à 10.000 psi

La propriété la plus importante des proppants est la conductivité en condition de fond. Le transport et la répartition des proppants dans la fracture sont donc aussi des paramètres très importants. Il peut y avoir une contradiction entre certaines propriétés, par exemple des billes d'aciers offrent une excellente résistance à la compression sont malheureusement trop lourds pour être transportées.

La perméabilité des proppants doit être considérée en relation avec la perméabilité du réservoir, c'est pourquoi pour un réservoir peu perméable il n'est pas tellement nécessaire de recourir à des proppants à très forte perméabilité.

## II.8-DEROULEMENT DE L'OPERATION DE FRACTURATION HYDRAULIQUE

Le traitement de fracturation hydraulique se déroule suivant ces étapes :

### II.8.1-Test d'injectivité

Consistant à l'injection d'un fluide tel que : l'eau traitée, la saumure ou le brut en régime de fracturation pour :

- ✓ Vérifier si la formation absorbe le fluide (d'où le nom d'un test d'injectivité)
- ✓ Déterminer le gradient de fracturation.

### II.8.2-Shadow Frac (mini frac ou data frac)

Créer une fracture non soutenue pendant un temps suffisant de manière à déterminer :

- ✓ La pression de fermeture
- ✓ Le coefficient de filtration
- ✓ L'efficacité du fluide
- ✓ La géométrie de la fracture
- ✓ Les pertes de charges.

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

- ✓ Les rampes de pompages de billes (agents de soutènement)
- ✓ Le débit et le volume du fluide injecté.

## **II.9-TRAITEMENT LUI MEME**

IL subdivise en trois étapes :

- ✓ Injection d'un pad : c'est un fluide de fracturation généralement du gel réticulé non chargé en agent de soutènement, injecté en tête de puits dans le but d'initier et de développer une fracture en lui donnant une largeur permettant le passage des billes.
- ✓ Injection du slurry (gel réticulé plus agent de soutènement)
- ✓ La chasse du slurry restant dans le tubing avec un gel linéaire facile à dégorger.

### **II.9.1- Contrôle pendant l'opération de fracturation**

Il est nécessaire de s'assurer le bon déroulement de traitement à chaque instant comme le programme d'injection prévu. De ce fait on contrôle les différents paramètres pendant le traitement :

- ✓ La pression en tête de puits
- ✓ Volume total du fluide injecté
- ✓ Concentration du fluide en proppants

## **II.10- DEGORGEMENT DE PUIITS APRES LE TRAITEMENT**

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

- ✓ Certains recommandent de dégorger le puits 24h après la fin de traitement
- ✓ D'autres après 8h.

Le moment de dégorgement est déterminé par l'évolution de la pression en tête de puits après le traitement. L'ouverture de puits se fait lorsque la pression est stable.

### **II.10.1- Comment dégorger le puits**

Le point de vu des opérateurs sur le débit de dégorgement est partagé :

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

**II.10.2-Durée du dégorgement**

Il est toujours illusoire de vouloir éliminer pendant le dégorgement, la totalité des fluides injectés.

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

**CONCLUSION**

Comme nous pouvons remarquer le but de la fracturation est de créer un canal à haute perméabilité dans le réservoir afin d'augmenter l'injectivité ou la productivité donc la récupération, par conséquent une bonne participation à la production globale. Cependant les avantages sont considérables par comparaison aux inconvénients, on peut souligner ceux-ci, l'augmentation de temps de récupération grâce à l'amélioration de l'indice de productivité, la modification des certaines propriétés pétrophysiques de la roche.





FACULTE DES SCIENCES ET DE  
LA TECHNOLOGIE ET SCIENCES  
DE LA MATIERE

# Chapitre III

## LA FRACTURATION

## HIWAY

DEPARTEMENT DES HYDROCARBURES  
ET DE LA CHIMIE

PRODUCTION/2013

## INTRODUCTION

L'amélioration de la conductivité de réservoir conduit à une nouvelle technique de fracturation qui est le « Hiway ». On l'applique pour l'expansion de la conductivité.

L'objectif est de choisir la zone d'intérêt à fracturer et d'accroître d'avantage la conductivité donc la productivité généralement. Le principe de ce traitement est le même que celui de son prédécesseur conventionnel. Pour cette raison on entre directement dans le sujet.

### III.1- LE HIWAY

La fracturation hydraulique « Hiway » est une nouvelle technique commercialisée en 2010. Elle augmente de manière significative la conductivité de la fracture réalisée tout en réduisant la consommation de l'eau et des proppants. Elle crée des voies ouvertes à l'intérieur de la fracture permettant aux hydrocarbures de traverser les canaux stables plutôt que de traverser les proppants. En effet, ceci optimise la connectivité entre le réservoir et le puits ayant pour conséquence la conductivité infinie de la fracture.

#### III.1.1- Création de la conductivité

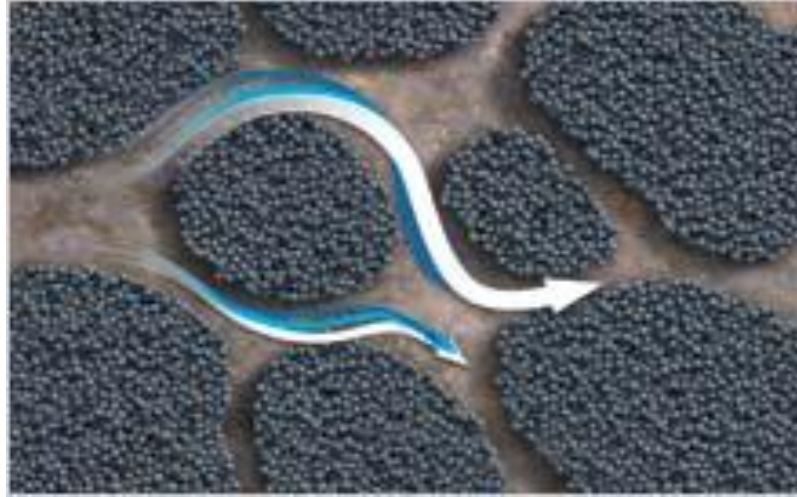
Contrairement à la fracturation conventionnelle, le «Hiway» crée des canaux d'écoulements, les hydrocarbures traversent les voies créées par les faisceaux des proppants au lieu de traverser les pores formés par les proppants. La stabilité des canaux d'écoulements est maintenue en utilisant une fibre industrielle mélangée avec le fluide plus les proppants. Ce mélange est injecté après la propagation de la fracture pour former des structures des polymères et se protéger jusqu'à ce que la fracture se ferme.

L'injection des proppants ne se fait pas comme celle de la fracturation conventionnelle. Lorsque la fracture atteint une géométrie importante permettant le passage des proppants, on mélange les fibres avec le fluide et on ajoute les proppants, on injecte ces derniers sous forme d'impulsion c'est-à-dire en programmant le blinder de tel façon à injecter les proppants en alternative, on injecte un mélange de fluide avec proppants suivit par un fluide sans proppants, et ainsi de suite aussi rapidement que possible.

Contrairement au programme conventionnel de pompage, dans lequel les proppants sont ajoutés homogènement avec des augmentations par accroissement de concentration de proppants, dans la nouvelle technique, les proppants sont ajoutés dans les impulsions courtes.

Les impulsions de proppants créeront les faisceaux proppants. Les impulsions propres (ou

les impulsions sans proppants) favoriseront les canaux de la formation et le matériel fibreux aide à consolider la structure de proppants pendant le transport et à réduire le taux d'arrangement pendant la fermeture de la fracture, ce qui laisse enfin de compte les voies à haute perméabilité.



**Fig III.1 : disposition des propants par la technique de Hiway [7]**

### **III.1.2- Comparaison entre la fracturation conventionnelle et le «Hiway»**

Schlumberger a stimulé quatre(4) puits, deux(2) par fracturation conventionnelle et les deux autres par la nouvelle technique de « Hiway ». La différence est nettement visible :

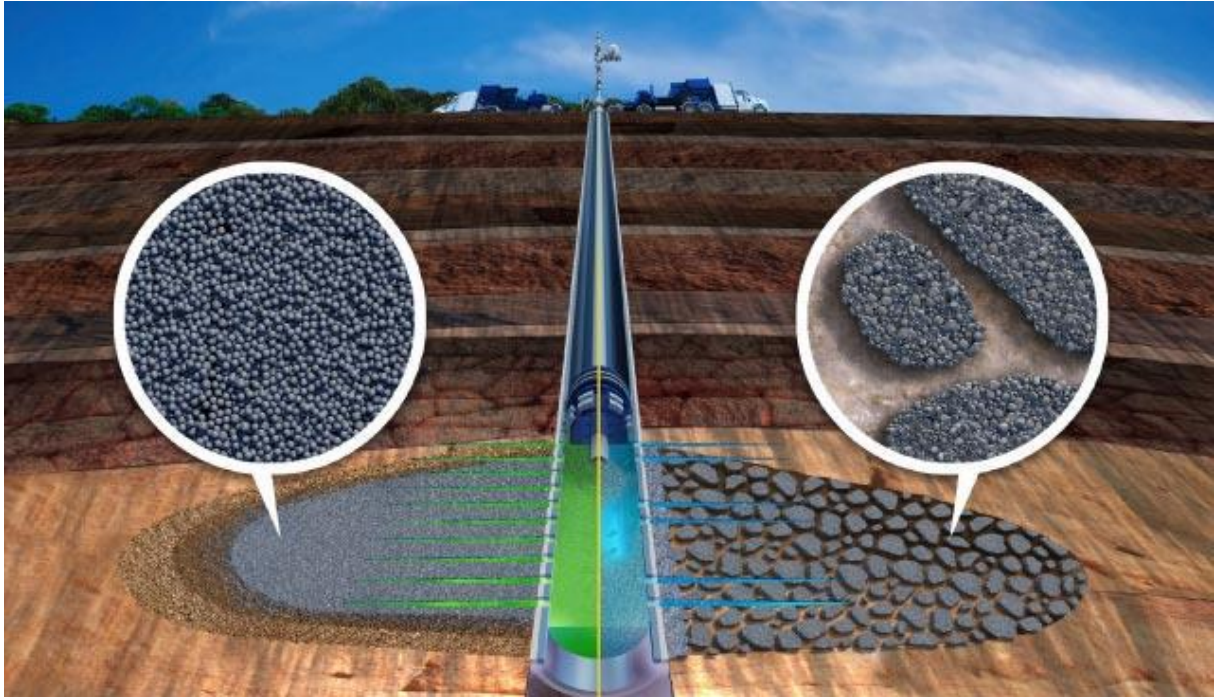
- Durant les deux(2) premiers mois après la stimulation, les puits traités avec la technique de Hiway ont produit une moyenne de 26535 bbls par comparaison à une moyenne de 18555 bbls pour les puits traités avec la technique conventionnelle.
- La pression de tête de puits moyenne pour ceux traités avec le Hiway est de 2156 lb/in<sup>2</sup> contre 1916 lb/in<sup>2</sup>.
- La réduction des quantités de propants et de l'eau utilisés pour le « Hiway » est respectivement 35% et 58%.

Medvedev et autres collaborateurs ont rapporté deux conclusions importantes sur les puits nouvellement forés dans le champ de Priobskoe en Sibérie (en 2010) :

- L'index de productivité des puits traités avec la nouvelle technique était stable pendant deux années, confirmant l'existence et la fiabilité des structures de canal.
- la conductivité de la fracture est presque extraordinaire, du nettoyage amélioré de la fracture, et de la fracture efficace accrue demi-longueur, il y a un autre bénéfice valable de l'exécution de « Hiway », il réduit au minimum le risque de screenout.
- Le cout de l'exécution des puits traités avec la nouvelle technique était 1 0% à 15%

plus élevée que ceux traités avec la fracturation conventionnelle.

Actuellement, plus de 6500 traitements ont été réalisés avec la technologie de Hiway dans le monde entier, et seulement trois screenouts se sont produits (le rapport de succès est plus de 99.95%).



**Fig III.2** : comparaison entre la disposition de propanants de Frac Hiway et conventionnelle [7]

### III.2- IMPORTANCE DE PERFORATION PENDANT LA FRACTURATION

La première étape et le succès de stimulation par fracturation hydraulique devraient être commencés par le choix de l'arrangement et du positionnement des perforations. Les perforations sont les moyens de communication entre le réservoir et le puits en d'autre terme la perforation est la conduite entre la fracture et le puits.

L'objectif des perforations pour fracturer est de choisir les paramètres qui réduisent au minimum des chutes de pression de proche-puits pendant l'opération de fracturation et la production.

Une perforation idéale pour le déclenchement de la fracture aurait une chute de pression d'injection minimale, initie seulement une fracture simple et produit une fracture avec la tortuosité minimale à une pression réalisable de déclenchement de fracture. [8]

### III.2.1- différents types de réalisations de perforations

Trois types de perforations peuvent être distinguées, il s'agit de :

- Perforation par charge creuse
- Perforation hydraulique
- Perforation par fraisage mécanique

### III.2.2- différentes techniques de perforations

Il existe deux types de techniques :

- Perforation au câble et en surpression avant équipement
- Perforation au câble et en dépression après équipement

### III.2.3- Disposition des perforations (clastes) pour la fracturation « Hiway »

Dans un traitement conventionnel, des perforations sont placées dans un intervalle continu dans la zone productrice. Par contre pour le « Hiway » les faisceaux de perforations se composent d'un arrangement hétérogène c'est-à-dire les perforations sont séparées par des intervalles non perforés.

La stratégie de perforation utilisée dans la technique Hiway est typiquement conçue pour couvrir une plus grande partie de la taille de formation, qui est importante pour réaliser la distribution uniforme des piliers de proppant à travers la fracture et réaliser la géométrie optimale des canaux.

Il est également important de mentionner que les effets proches de casing tels que la tortuosité peuvent être néfastes. Cependant, de tels effets ne peuvent pas être prédis et sont difficiles à être diagnostiqués et mesurés correctement. Pour cette raison, l'arrangement de perforations hétérogène est la seule méthode fiable qui est recommandée pour séparer des impulsions de proppants dans de plus petits lingots et pour favoriser la distribution uniforme des piliers à travers la fracture.



**Fig.III.3 : Les perforations de Hiway (droite) et perforations conventionnelles (gauche).**

### **III.3- LES FIBRES**

Des fibres ont été employées dans l'industrie depuis l'antiquité. Les Egyptiens antiques avaient l'habitude de la paille et le crin pour renforcer des briques de boue. Jadis, les maisons chinoises et japonaises mettent en évidence la natte de paille pour fournir de support structural cependant, jusqu'à ce que les fibres synthétiques soient devenues commercialement disponible pendant le début du 20ème siècle, des applications commerciales ont été limitées par les propriétés de fibers.

De nos jours, une grande variété de fibres manufacturées est disponible, la plupart du temps fait à partir des polymères, métaux, ou carbone. Ces fibres ont des propriétés qui révolutionnent beaucoup d'industries, en particulier, génie civil, médecine, habillement et transport. L'industrie de pétrole et de gaz, particulièrement les secteurs de service de pompage, tire bénéfice également de nouveaux matériaux fibreux.

Dans les années 90 Schlumberger a présenté CemNET, le ciment de fibre, qui a utilisé les fibres pour empêcher la perte de circulation lors de cimentation primaire à travers une zone. Des fibres sont également employées pour empêcher le flowback de proppants, un problème sérieux lié à la fracturation hydraulique si les proppants sortent d'une fracture hydraulique vers le casing, la productivité diminue, et les dommages de casing, et les équipements de tête du puits peuvent résulter. Pompé ainsi que les proppants dans un fluide de frac, les fibres forment un réseau qui stabilise les paquets de proppants pour maintenir intégrité, les fibres doivent être suffisamment stables pour rester en place pendant la vie productive du puits.

Les chercheurs de Schlumberger ont découvert en plus de stabiliser les groupes de

proppants, les fibres augmentent les possibilités de transport des proppants par les fluides de frac.

### **III.3.1- Comment les fibres empêchent L'arrangement de proppants**

Quand les fibres ne sont pas présentes, la vitesse à laquelle les particules tombent par un fluide est directement proportionnelle à la dimension particulaire et à la densité, et inversement proportionnel à la viscosité de liquide. Pendant la sédimentation, une frontière distincte forme entre le lit de particules et le fluide se trouvant en haut. En présence de fluide chargé des fibres, la loi ne s'applique plus. Les fibres interfèrent les particules, gênant physiquement leur voyage de haut en bas. Dans ce cas la sédimentation ne se forme pas d'où l'absence de la frontière, au lieu de cela, le mélange de proppants et fibres compresse lentement, laissant peu de fluide derrière. Ce type de comportement s'appelle la sédimentation de Kynch. L'avantage pratique de la sédimentation de Kynch est que la viscosité liquide joue un rôle beaucoup plus petit dans la détermination de la vitesse d'arrangement de particule.

Les expériences prouvent que, à une viscosité donnée de fluide base, les fibres réduisent la vitesse d'arrangement des agents de soutènement.

Les fibres appropriées pour le transport de proppants doivent avoir la combinaison correcte de la stabilité de longueur, de diamètre, de flexibilité et de température. Il doit être facile de les disperser dans une boue, et doivent être capable de passer par l'équipement de pompage, les tubulaires et les perforations sans se casser ou colmater les perfos. Les fibres ne peuvent pas se séparer des proppants pendant le placement. Après le placement, les fibres doivent être stables jusqu'à ce que la fracture se ferme.

L'utilisation du matériel fibreux par la technique Hiway montre une petite dispersion de proppants lors d'impulsion. Il se peut que la forme globale de l'impulsion soit préservée.

La concentration maximale de proppants diminue légèrement et la largeur d'impulsion augmente légèrement avec l'augmentation de la distance a voyagé comme prévu. Les fibres dégraderont avec le temps et le fluide propre coulera soutenir, en laissant les lingots de proppants avec des canaux entre eux qui fournissent un haut chemin conducteur pour l'écoulement des hydrocarbures. La conductivité de tels canaux est très élevée, il est très difficile pour le gel ininterrompu ou d'autres substances particulières pour réduire de manière significative la conductivité des canaux. Même dans le plus mauvais scénario de cas (vu tous les mécanismes traditionnels de dommages de conductivité).

La recherche a prouvé que la dispersion d'impulsion et l'arrangement de charge statique peuvent être réduits au minimum en employant le matériel fibreux dans fluide. Sans fibre, les impulsions peuvent complètement disperser pendant leur transport et arranger pendant la fermeture de fracture ayant pour résultat la largeur étroite de fracture avec la basse conductivité.

## **CONCLUSION**

La fracturation conventionnelle est une vieille technique de stimulation qui a fait ses preuves depuis 1947 jusqu'à 2010, si elle se heurte aujourd'hui à une concurrente redoutable, ceci prouve que ses limites sont presque atteintes et que le développement technologique est à son comble. De nos jours le pétrole joue un rôle très important dans l'équilibre géopolitique et économique. De ce fait, il ne suffit pas seulement de produire le pétrole mais de récupérer le taux le plus maximal possible d'où la fameuse nouvelle technique de stimulation «Hiway».





FACULTE DES SCIENCES ET DE  
LA TECHNOLOGIE ET SCIENCES  
DE LA MATIERE

# Chapitre IV

## OPERATIONS DE PREPARATIONS ET DIFFERENTS TESTS DE FRACTURATION HYDRAULIQUE

DEPARTEMENT DES HYDROCARBURES  
ET DE LA CHIMIE

PRODUCTION/2013

## **INTRODUCTION**

La préfracturation est l'ensemble des opérations qui s'effectuent sur le puits avant l'opération de fracturation. Elle a pour but de s'assurer que tout est compatible parlant de nature du fluide de la roche et du fluide de fracturation, et que les équipements du puits à fracturer peuvent supporter toutes les contraintes nécessaires de ce traitement et que les puits voisins ne seront pas un problème ou n'auront pas des anomalies par ce traitement. Une fois ce doute est levé et que les paramètres recherchés obtenus, on procède à la fracturation elle-même.

### **IV.1- ESSAIS PRELIMINAIRES SUR LE PUIT**

Ces opérations sont optionnelles mais, présentent une grande importance :

- ✓ L'interprétation des essais de production fournit des indications sur la conductivité ( $C=Kh$ ) actuelle et l'état de déplétion des puits anciens.
- ✓ La débitmétrie permet de comparer le profil de débit enregistré avec la conductivité ( $Kh$ ) du puits (d'après les perméabilités sur les carottes si elles existent).

### **IV.2- PREPARATION DU PUIT A FRACTURER**

Les opérations préliminaires de nettoyages de puits sont la clé de la réussite d'une opération de stimulation par fracturation hydraulique au cas où le puits a auparavant produit des hydrocarbures pendant une durée plus ou moins importante. Ces opérations ont pour but d'éviter en général le colmatage de formation et de la fracture par les dépôts divers ou les sédiments qui sont présents dans le puits.

#### **IV.2.1- Nettoyage mécanique du puits**

Le nettoyage du puits se fait par une unité de travail au câble « wire line » après que le top de sédiment fut déterminé.

#### **IV.2.2- Nettoyage à l'acide**

Le nettoyage des tubages se fait par la circulation d'acide chlorhydrique et l'addition d'un tensio-actif est préférable, à condition que le puits soit équipé.

### **IV.3- DIFFERENTS TESTS DE FRACTURATION HYDRAULIQUE**

Les différents tests de fracturation nous permettent d'estimer certains paramètres importants concernant la fracturation hydraulique, tels que la pression de propagation, la pression de fermeture, l'efficacité de l'opération ...

L'estimation précise de ces dernières nous conduit vers une estimation raisonnable de la géométrie de la fracture, ainsi une grande chance de succès de l'opération.

#### **IV.3.1- Test d'injectivité**

Ce test consiste à l'injection d'un fluide tel que l'eau traitée, la saumure ou le brut en régime de fracturation ayant pour but de :

- ✓ Vérifier si la formation absorbe le fluide
- ✓ Déterminer le gradient de fracturation et par la suite la pression de pompage
- ✓ Tester les équipements de fond.

Si le puits à traiter est colmaté, ce test est vraiment important si de l'acide est mélangé au fluide d'injection car, ce mélange permettra le décolmatage des abords du puits.

##### **IV.3.1.1- Déroulement du test d'injectivité**

Le test d'injectivité précède directement le traitement lui-même. Il se fait avec le même matériel de pompage et avec le même débit prévu pour ce traitement.

Le test d'injectivité se fait avec les fluides conventionnels :

- ✓ Eau traitée ou saumure gélifié ou non gélifié
- ✓ Brut ou gasoil.

La remontée du gel en surface après l'opération se fait par l'utilisation de produit chimique un certain « breaker gel ».

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

- ✓ Pour suivre le gradient de pression avec le développement de la fracture, il faut injecter quelques mètres cubes à un débit minimal de 1 à 1,5m<sup>3</sup>/mn. On change au fur

et à mesure les débits pour enfin de compte tracer le graphe  $Q=f(P)$ , ceci permet de savoir avec précision le développement de la fracture.

- ✓ Pour l'enregistrement de la thermométrie, il vaut mieux injecter un volume total de 50 à 60m<sup>3</sup> pour avoir au voisinage du puits un refroidissement suffisant de la formation.

#### **IV.3.1.2- Interprétation des résultats du test d'injectivité**

L'interprétation des résultats de ces tests permettent de :

- ✓ Déterminer le gradient de fracturation.
- ✓ Déterminer les pertes de charges en injection, avec estimation si possible des pertes de charges à prévoir à un débit différent au cours du traitement principal.
- ✓ Vérifier le comportement de l'équipements du puits:
  - Qualité de la cimentation.
  - Comportement des équipements de fond.
- ✓ Orienter et localiser la fracture précisée par les thermométries notamment.

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

#### **IV.3.2- Test de microfracture**

Ce test nous permet d'estimer la contrainte minimale principale in situ, un volume du fluide doit être injecter dans la formation à travers une zone limitée (4 à 15 ft ) avec un faible débit ( 1 à 25 gal / min ) ; la contrainte minimale est obtenue à partir de l'analyse de la fracture après le pompage, qui apparaît comme un outil plus performant pour la compréhension et l'amélioration des processus du traitement, du déclin de pression après la fermeture ou à partir du remonter de pression pendant le pompage, la pression de fermeture et de l'ouverture sont les meilleures approximations de la contrainte minimale.

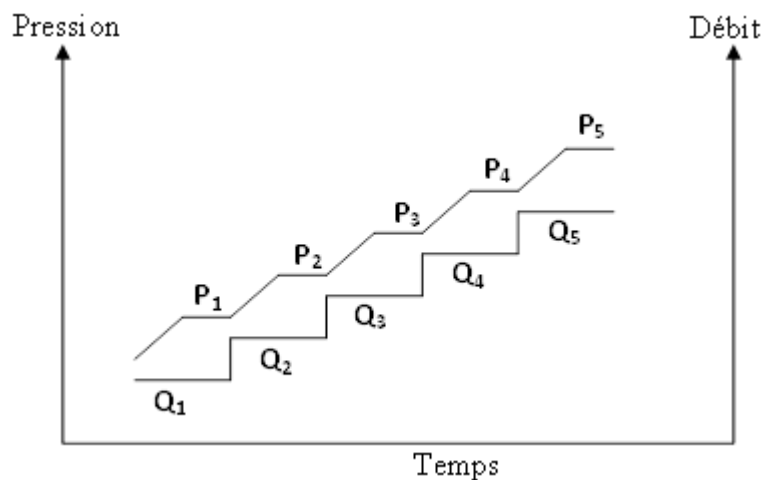
#### **IV.3.3- Test de minifrac**

Avant le traitement final, ce test s'avère le plus important. Il existe donc trois types de ce test, par leurs analyses, on obtient des informations sur les contraintes régnautes au fond du puits.

### IV.3.3.1- Step Rate Test: (SRT)

Ce type de test est utilisé pour déterminer la pression de propagation de la fracture. Il consiste à augmenter progressivement le débit, et à mesurer la réponse de pression. Pendant le test on injecte un fluide de base (comme l'eau traitée pour les réservoirs de faible perméabilité. Mais pour les réservoirs de haute perméabilité, des fluides de polymère sont utilisés pour contrôler la perte fluide) dans la formation à faible débit semblable à celle de filtration dans la roche de telle manière que le fluide se déplace dans l'espace poreux de formation.

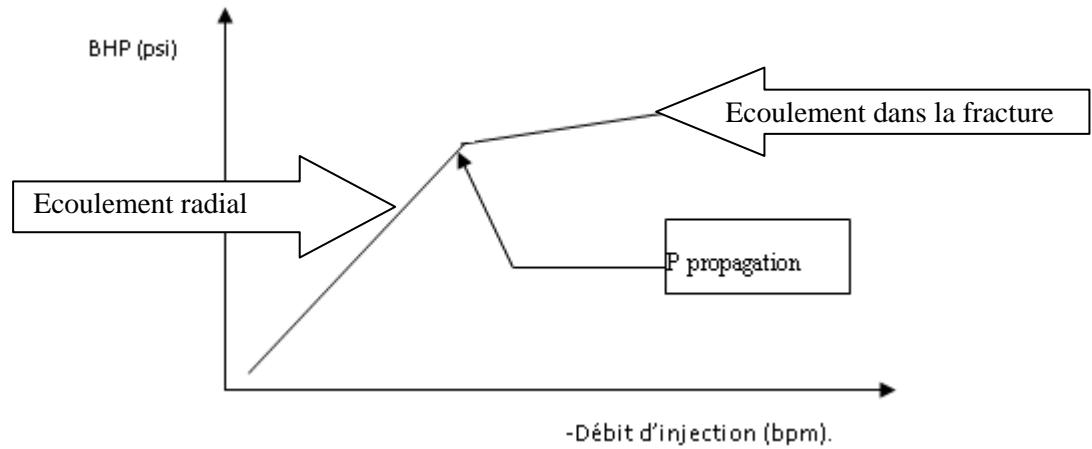
Le débit évolue progressivement avec des petits intervalles de temps. Chaque débit est maintenu constant pendant plusieurs minutes jusqu'à la stabilisation de la pression. On obtient une courbe de la forme suivante :



**Fig. IV.1: Step Rate Test [4]**

Après, on trace la courbe P en fonction de Q, en rapportant les valeurs maximales atteintes pendant chaque incrément de débit.

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



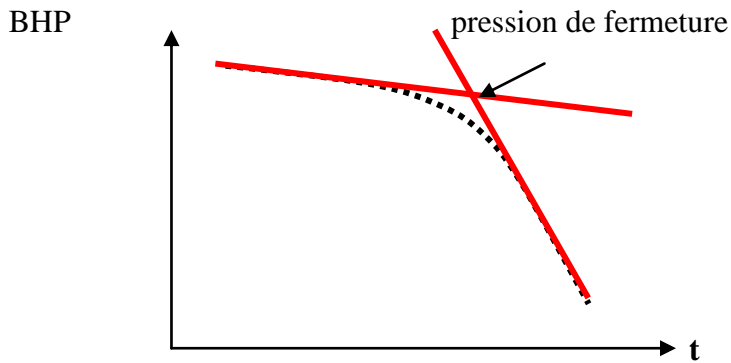
**Fig.IV.2 : Step Rate Test (estimation de la pression de propagation) [4]**

#### IV.3.3.2- Pump In Flow Bac Test (PIFBT)

On utilise ce test pour déterminer la pression de fermeture, en injectant un fluide de frac à un débit de fracturation pendant une courte durée. Après l'arrêt de pompage le fluide s'écoule vers le fond jusqu'à la fermeture de la fracture. Pour faciliter l'interprétation du déclin de la pression, le retour du fluide à un débit constant est très important.

Ce test (PIFBT) est très meilleur dans les réservoirs à faible perméabilité dans lesquels la filtration est aussi relativement faible. Pour détecter la fracture, le contrôle de filtration doit être très précis. Ce test a deux avantages :

- ✓ Le flow bac accélère la fermeture de la fracture
- ✓ La pression de fermeture est estimée à partir du point de singularité, qui est en général le point d'inflexion de la courbe du déclin de pression. Ce point d'inflexion donne sur l'axe des ordonnées la pression de fermeture de la fracture qui correspond à la contrainte horizontale minimale et sur l'axe des abscisses le temps de fermeture.



**Fig IV.3 : Estimation de la pression de fermeture à partir de Flowback Test**

#### IV.3.3.3-Test de déclin de pression

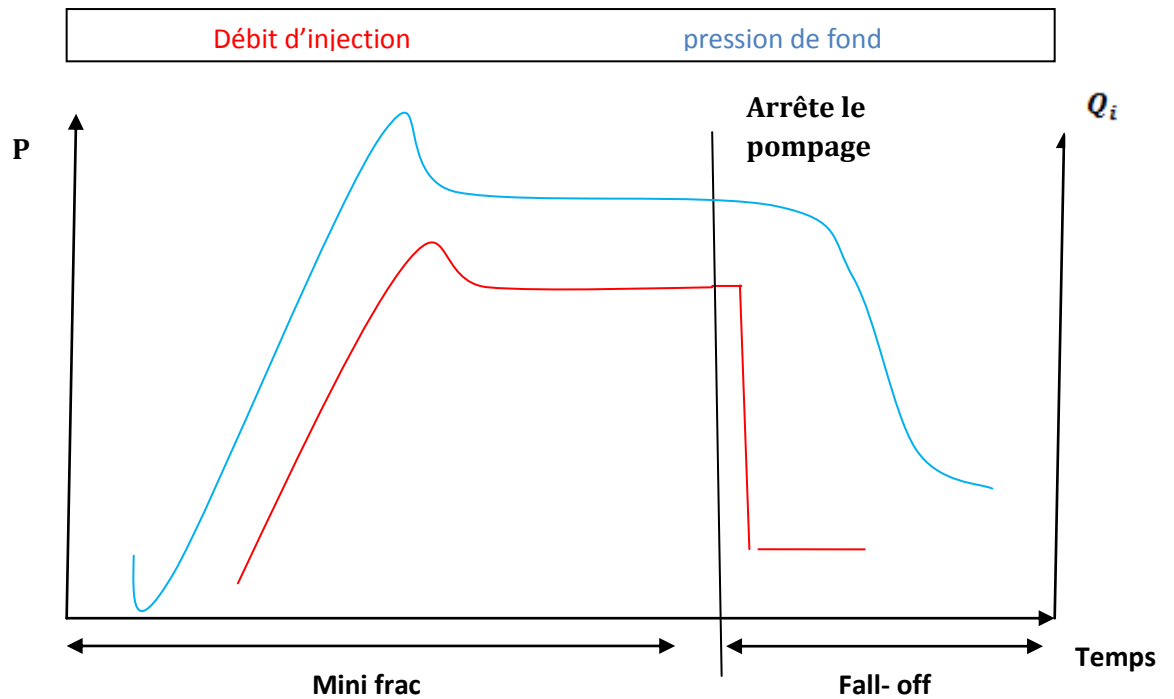
Ce test consiste à créer une mini-fracture dans la formation avec le même fluide que celui proposé pour le traitement principal.

On injecte un volume intéressant du fluide de fracturation à un débit du traitement principal proposé, jusqu'à 10 à 15% du volume total proposé pour le traitement en question, après on arrête le pompage et on ferme le puits, ensuite, on contrôle l'évolution en surface.

La pression doit être mesurée pendant la MINIFRAC jusqu'au déclin total de la pression.

Ce test peut être divisé en deux étapes distinctes :

- ❖ Etape de mini fracture, qui permet de déterminer le modèle de propagation.
- ❖ Etape de fall-off, la chute de pression qui permet de déterminer :
  - ✓ Instantaneous shut in pressure (ISIP).
  - ✓ Efficacité de fluide.
  - ✓ Le coefficient de filtration.
  - ✓ Géométrie de la fracture (largueur, longueur).



**Fig .IV.4 : Test de déclin de pression après shut-in**

## CONCLUSION

D'après ce constat on peut dire tout simplement que les tests, une fois bien exécutés, sont la source de la réussite d'un traitement par fracturation hydraulique. Sans eux on peut s'avancer et prendre des décisions dans l'aveuglement.





FACULTE DES SCIENCES ET DE  
LA TECHNOLOGIE ET SCIENCES  
DE LA MATIERE

# Chapitre V

## EQUIPEMENTS NECESSAIRES POUR L'OPERATION DE FRACTURATION

DEPARTEMENT DES HYDROCARBURES  
ET DE LA CHIMIE

PRODUCTION/2013

## INTRODUCTION

Le succès d'une opération technique telle qu'est soit n'est réalisable que par les équipements appropriés indispensables et un personnel hautement qualifié. L'opération de stimulation par fracturation est un traitement très coûteux demandant un personnel et des équipements nécessaires, de ce fait, elle n'échappera pas à la règle. Dans ce chapitre on présentera les matériels de surface et on tâchera ensuite de souligner l'utilité de chaque équipement.

### V.1- EQUIPEMENTS DE SURFACE

Il existe un nombre important d'équipements parmi eux on a :

- ✓ Frac tank (réservoir d'eau)
- ✓ Blender (mélangeur)
- ✓ Mountain Mover (réservoir de stockage d'agent de soutènement)
- ✓ High pressure pumps (pompe à haute pression)
- ✓ Manifold de haute pression
- ✓ Enregistreurs et Capteurs
- ✓ Well head isolation tool (tree-saver WIT).

#### V.1.1- Frac tank (réservoir d'eau)

C'est un réservoir de stockage d'eau sa capacité est de 20000 gallons, le nombre de réservoir pendant l'opération dépend de volumes d'eau nécessaires pour l'opération. Cette eau sert à préparer le gel.



**Fig.V.1 : Réservoir d'eau [7]**

### V.1.2- Blender (mélangeur)

Cet appareil sert à mélanger et à envoyer vers la pompe haute pression tout ce qui est nécessaire pour le fluide de fracturation (liquides, propants, additifs). Il comporte deux compartiments, l'un pour les composés solides et l'autre les additifs liquides. Un dispositif est installé pour le contrôle des concentrations des additifs.



Fig V.2 : MT-102 blender. [9]

### V.1.3- Mountain Mover

Le Mountain Mover est un stockeur d'agent de soutènements, sa capacité peut aller jusqu'à 2500 ft<sup>3</sup>. Il est divisé en cinq(5) chambres permettant de mettre les différents types de proppants.



Fig V.3 : Mountain Mover [10]

### V.1.4- Pompe à haute pression

C'est un appareil de pompage de fluide de fracturation à haute pression et peut atteindre 20000 Psi.



**Fig V.4 : pump HP. [10]**

### V.1.5- Manifold

Un manifold est un ensemble de vannes qui collecte des mixtures et peut résister à des pressions de 20000 Psi pour un débit de 75 bbl/mn.



**Fig V.5 : Manifold. [10]**

### V.1.6- Appareils des mesures

- ✓ Débitmètre : appareil servant à mesurer le débit d'un fluide
- ✓ Densimètre : elle sert à la mesure de la densité d'un fluide
- ✓ Manomètre : il donne la mesure de la pression
- ✓ Thermomètre : pour mesurer ou capter le degré de la température
- ✓ PH-mètre : pour mesurer l'acidité, la basicité ou la neutralité d'un corps.

### V.1.7- Well head isolation Tool (Tree-saver ou WIT)

C'est un dispositif qui permet à la tête de puits de résister à des pressions élevées. Il est utilisé pour éviter le changement de la tête de puits qui ne peut pas supporter des pressions critiques. Il sert à protéger la tête des puits à :

- ✓ des pressions élevées ;
- ✓ l'effet abrasif et corrosif des fluides et des agents additifs.

L'accordement de cet outil se fait sans tuer le puits. Son piston est introduit à travers la vanne de curage pour aller se loger dans le tubing head, l'étanchéité est assurée par une garniture en matière plastique (caoutchouc).



Fig.V.6: Well head isolation Tool. [11]



FACULTE DES SCIENCES ET DE  
LA TECHNOLOGIE ET SCIENCES  
DE LA MATIERE

# Chapitre VI

## PARTIE CALCUL ET DISCUSSIONS DES RESULTATS

DEPARTEMENT DES HYDROCARBURES  
ET DE LA CHIMIE

PRODUCTION/2013

## INTRODUCTION

La stimulation par fracturation hydraulique est une opération très importante qui mobilise les moyens humains et financiers très considérables. Pour ce fait toute sorte d'erreur ou oubli est à exclure, la garantie et la fiabilité de ce traitement ne peut que s'assurer par des méthodes de calculs et des formules pratiques exactes. Pour cette raison dans ce chapitre on énuméra toutes les formules et méthodes nécessaires et leur application pour le bon fonctionnement et la réussite du traitement de cette opération.

Il faut noter que les mêmes étapes de calculs de fracturation conventionnelle sont applicables au « Hiway », la seule différence est le calcul d'index de Hiway et la quantité de proppants.

NB : L'application des formules se font avec Excel.

### VI.1- LES CALCULS DE LA FRACTURATION « HIWAY »

Les données :

$$I_p (\text{avant}) = 0,36 \text{ Sm}^3/\text{d} / \text{Kg}/\text{cm}^2 \quad I_p = 1,22 \text{ Sm}^3/\text{d}/\text{Kg}/\text{cm}^2$$

$$\Phi_{\text{agent}} = 37,3\% \quad [C]_{\text{agent}} = 08 \text{ PPA} \quad K (\text{avant}) = 5\text{md}$$

$$K (\text{après}) = 0,5 \cdot 180000 = 90000\text{md} \quad \mu_{\text{gl}} = 61,5\text{cp} (T= 19,9 \text{ C})$$

$$\mu_{\text{gr}} = 500 \text{ cp} (T= 120 \text{ C}) \quad \Delta P_{\text{Perfos}} = 602 \text{ Psi} \quad \Delta P_{\text{Tbg}} = 468 \text{ Psi}$$

$$P_G = 350 \text{ Psi} \quad B_O = 1,161 \quad \Delta S (\text{avant}) = 10 \quad \mu_{\text{Brut}} = 0,161 \text{ cp}$$

$$C_{\text{filtration}} = 2,4 \cdot 10^{-3} \text{ ft}/\text{min}^{0,5} \quad Q_{\text{inj}} = 20 \text{ bbl}/\text{mn} \quad P_p = 4978,17 \text{ Psi}$$

$$P_{\text{Net}} = 2403 \text{ Psi} \quad t_{\text{inj}} = 78,3\text{mn} \quad P_{\text{ferm}} = 7146 \text{ Psi} \quad h_f = 60\text{m}$$

$$G_f = 0,63 \text{ Psi} / \text{ft} \quad P_{\text{inj}} = 4561 \text{ Psi}$$

Les calculs sont :

#### 1- La contrainte verticale (Overburden stress en Psi)

$$\sigma_v(z_{\text{TVD}}) = \int_0^{z_{\text{TVD}}} \rho_b dz$$

Avec  $\rho_b = G_{\text{Cont}} = 1,1$  si on n'a pas le log de densité

**2-Le coefficient de poisson (PR)**

$$\nu = [0,5(T_S/T_C)^2 - 1] / [(T_S/T_C)^2 - 1]$$

**3-Le module de cisaillement (G)**

$$G = 13,4 \cdot 10^9 \rho_B / T_S^2$$

**4- Le module de Young (YME)**

$$E = 2G (1 + \nu)$$

**5-La Contrainte minimale (Sigma-h)**

$$\sigma_{lit} = [\nu / (1 - \nu)] (\sigma_v - \alpha P) + \alpha P \quad \alpha = 1 \text{ (Biot)}$$

**6-L'index de Hiway**

Pour effectuer l'opération de Hiway, on utilise la méthode manuelle : on calcule le rapport

**E/ Stress :**

S'il est supérieur à 300 : ceci signifie que la formation est consolidée et donc les piliers des agents dans la fracture peuvent garder la fracture ouverte, donc le puits est candidat pour cette opération.

S'il est inférieur à 300, la formation n'est pas consolidée donc les piliers ne seront pas stables par conséquent ne peuvent pas garder la fracture ouverte, donc le puits n'est pas candidat pour le Hiway.

**7-L'épaisseur de fracturation**

$$W = \frac{(1 - \nu) h f P_{net}}{G} = 0,0317 \text{ in (valeur moyenne)} = 0,0008052 \text{ m}$$

**8- L'extension de fracture (longueur)**

$$L(t) = \frac{Q_i \sqrt{t}}{2 \cdot \pi \cdot C_L \cdot h_f} = 334,9004 \text{ ft} = 102,078 \text{ m}$$



**9-La surface de la fracture**

$$S_f = L_f \cdot W = 0,0822 \text{m}^2$$

**10-Le volume de la fracturation**

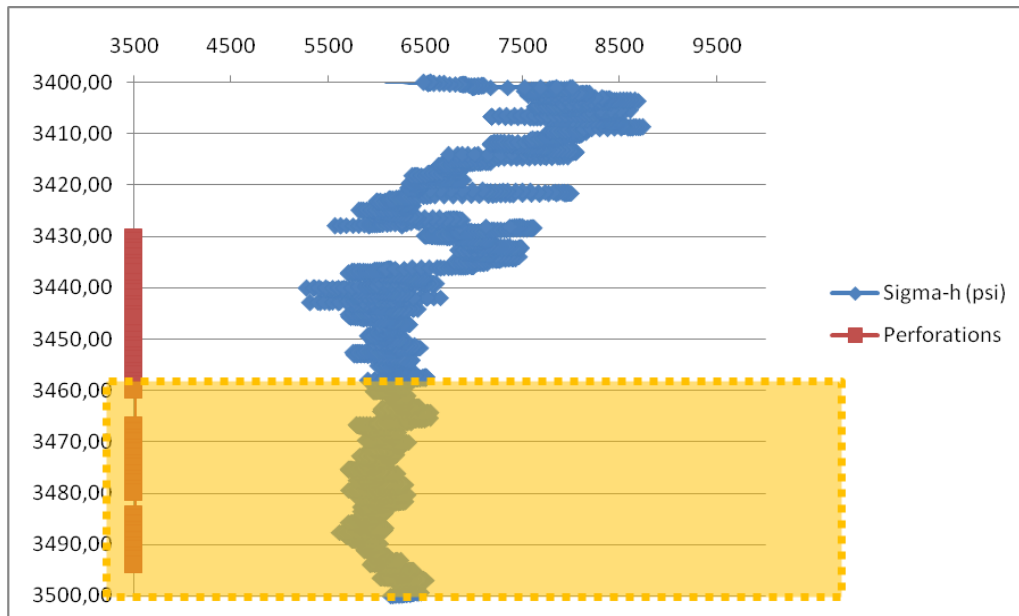
$$V_f = S_f \cdot h_f = 4,932 \text{ m}^3$$

**11-La puissance**

$$P = \frac{Q_{inj} (Bpm) \cdot P_{inj} (Psi)}{40,81} = 2235,236 \text{ Ch}$$

**12- Le rendement**

$$R_e = I_p (\text{après frac}) / I_p (\text{avant frac}) = 3,39$$

**Fig.VI.1- Evaluation des contraintes minimales en fonction de profondeur**

## VI.2- LES CALCULS DE LA FRACTURATION CONVENTIONNELLE

### Historique de production du puits OMN-24

- Le puits OMN24 à été foré et complété en 1990 dans la zone 03 en 4"1/2 New Vam ancre et le réservoir laissé en open hole.
- Le puits a subi plusieurs opérations de grattage/contrôle et d'intervention au Snubbing pour Clean Out.
- Du 16/11/2000 au 05/01/2001 : Intervention Work Over pour descendre un liner Cimenté 4"1/2 en vue d'une opération de fracturation hydraulique.
- Le 02/03/2001 : Fracturation hydraulique en ayant pour objectif le D2 et l'ID, on a pompé 74760 lbs de proppants dans la formation avec une concentration de 8,3 ppg, avec un ISIP de 10389 psi, une Bottom Hole Frictions de 812 psi et une efficacité de 21 %. La propagation de la fracture s'effectuait de la côte 3387 m jusqu'à sous le bouchon de sable placé à 3432 m. Ce qui correspondait à la partie basale du D5, le D4, le D3 et voir même peut être le haut du D2. Après l'opération FRAC et perforations complémentaire dans le D3, Toit de D2 et ID plus descente CCE pour l'activation en GL, le puits a vu son débit passer de 6,72 m<sup>3</sup>/h à 9,48 m<sup>3</sup>/h.
- Du 28/08 au 23/09/2003 : intervention Snubbing pour le nettoyage du puits et changement CCE1.660. Après l'opération le puits a vu son débit passer de 7 m<sup>3</sup>/h à 13 m<sup>3</sup>/h.
  - Du 28/12/2005 au 14/01/2006 : intervention Snubbing pour le nettoyage du puits et changement CCE1.660. Après l'opération le puits a vu son débit passer de 8 m<sup>3</sup>/h à 10.5 m<sup>3</sup>/h.
  - Du 19/02 au 08/03/2008 : intervention Snubbing pour le nettoyage du puits et changement CCE1.660. Après l'opération le puits a vu son débit passer de 4 m<sup>3</sup>/h à 8 m<sup>3</sup>/h.
  - Du 28/08 au 17/10/2009 : intervention Snubbing ayant pour objectif :
    1. Nettoyage du puits et remonter le CCE1".660.
    2. Perforations dans le D4 (3294-3298m & 3301-3307m).
    3. Descente le CCE 1".660
  - Après l'opération Snubbing et perforation le puits a vu son débit passer de 2.22 m<sup>3</sup>/h à 6.37 m<sup>3</sup>/h.

- Du 24/06 au 30/07/2011 : intervention Snubbing plus l'opération Scale Blaster pour nettoyage fond et changement CCE1.66. Après l'opération le puits a vu son débit passer de 2.18 m<sup>3</sup>/h à 2.79 m<sup>3</sup>/h.
- Le 22/11/2011 : acidification à travers le CCE son résultat (débit passe de 3.96 à 2.77m<sup>3</sup>/h).
- Actuellement le puits en production avec un débit 1.2m<sup>3</sup>/h.

**NB : la dernière opération de fracturation conventionnelle est effectuée le 1<sup>er</sup>/06/2013**

Les données :

$K_r = 12,6$ md	$P_r = 2973$ Psi	$\Phi_r = 6,1\%$	$H_{ut} = 13$ m
$S_w = 3,24\%$	$G_F = 0,88$ Psi/ft	$Q_{inj} = 30$ bbl/mn	$\mu_f = 27$ Cp
$[C]_{agent} = 10$ lb/gallon	$\Phi_{agent} = 30\%$	$G_{fF} = 0,84$ Psi/ft	$H_{bp} = 3307$ m
$H_{hp} = 3294$ m	$d_{Perfos} = 6$ Shut/ft	$\rho_{agent} = 3,62$ g/cm <sup>3</sup>	$D_{Perfos} = 0,34$ P
$m_{Tagent} = 12000$ lb	$f_{BHP} = \Delta P_{BHP} = 684$ Psi	$f_T = \Delta P_T = 1886$ Psi	$d_{finj} = 1$

$$m_{agent} [20 \text{ à } 40] = 71500 \text{ lb} \quad m_{agent} [16 \text{ à } 30] = 48500 \text{ lb} \quad f_{tbg/Perfos} = \Delta P_{tbg/Perfos} = 1202 \text{ Psi}$$

$$D_{agent} = [20 \text{ à } 40] \text{ mesh et } [16 \text{ à } 30] \text{ mesh} \quad E = 8000000 \text{ Psi}$$

$$Q_{inj} = 30 \text{ Bpm} \quad Q_R(\text{avant}) = 1,2 \text{ m}^3/\text{h} \quad Q_R(\text{après}) = 4,71 \text{ m}^3/\text{h}$$

Les calculs sont :

**1) La longueur de la fracture**

$$L(t) = \frac{Q_i \cdot \sqrt{t}}{2 \cdot \pi \cdot C_L \cdot h_f} \quad L_F = 185 \text{ m (d'après les calculs le logiciel)}$$

**2) La largeur de la fracture (ou l'épaisseur)**

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

$$W = 1 = 0,08 \text{ pouce (d'après le logiciel)}$$

**3) La section de la fracture**

$$S_f = L_f \cdot W_0 = 0,3759 \text{ m}^2$$

**4) Le volume de la fracture**

$$V_f = S_f \cdot h_f = 6,39 \text{ m}^3$$

**5) La quantité des agents de soutènement**

$$P = V_f \cdot d_{\text{agent}} (1 - \Phi_{\text{agent}}) = 16192,26 \text{ Kg} = 16,19 \text{ Tonnes}$$

**6) Le volume du volume porteur**

$$V_{fp} = P / C_{\text{agent}} = 3569,72 \text{ gallons}$$

**7) La pression d'injection**

$$P_f = P_{\text{inj}} + \frac{H \cdot d}{10} - \Delta P_t \quad (H : \text{bas de perfos})$$

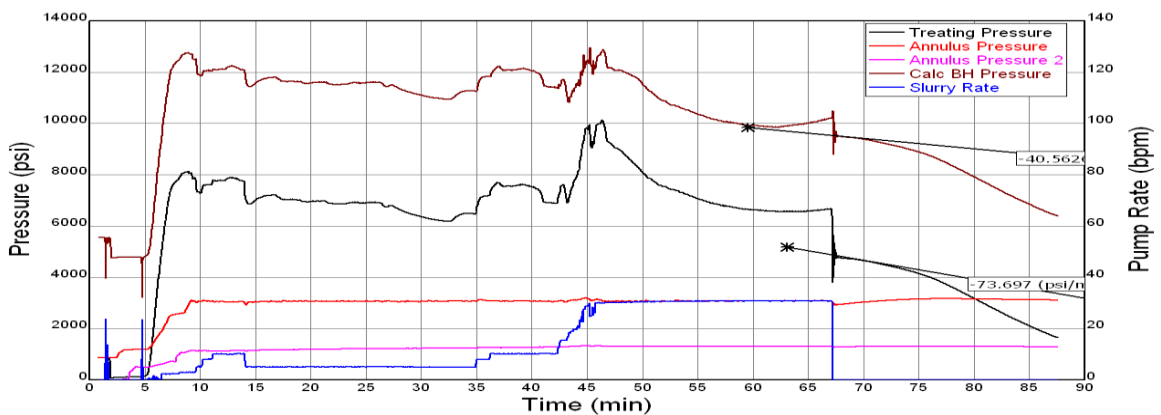
$$\Rightarrow P_{\text{inj}} = P_f - \frac{H \cdot d}{10} + \Delta P_t = P_{\text{inj}} = 6700 \text{ Psi (d'après le logiciel Mfrac)}$$

- $P_f = G_f \cdot H = 12800 \text{ Psi} = 870,74 \text{ Bars (d'après le logiciel)}$
- $\Delta P = \Delta P_{\text{tbg}} + \Delta P_{\text{liner}} + \Delta P_{\text{perfos}} = 1202 \text{ Psi} = 81,768 \text{ Bars}$

**8) La puissance nécessaire:**

$$P = \frac{Q_{\text{inj}} (\text{Bpm}) \cdot P_{\text{inj}} (\text{Psi})}{40,81} = 4925,26 \text{ Ch}$$

**9) Estimation de ISIP, pression d'arrêt et pression de fermeture à partir de mini frac**

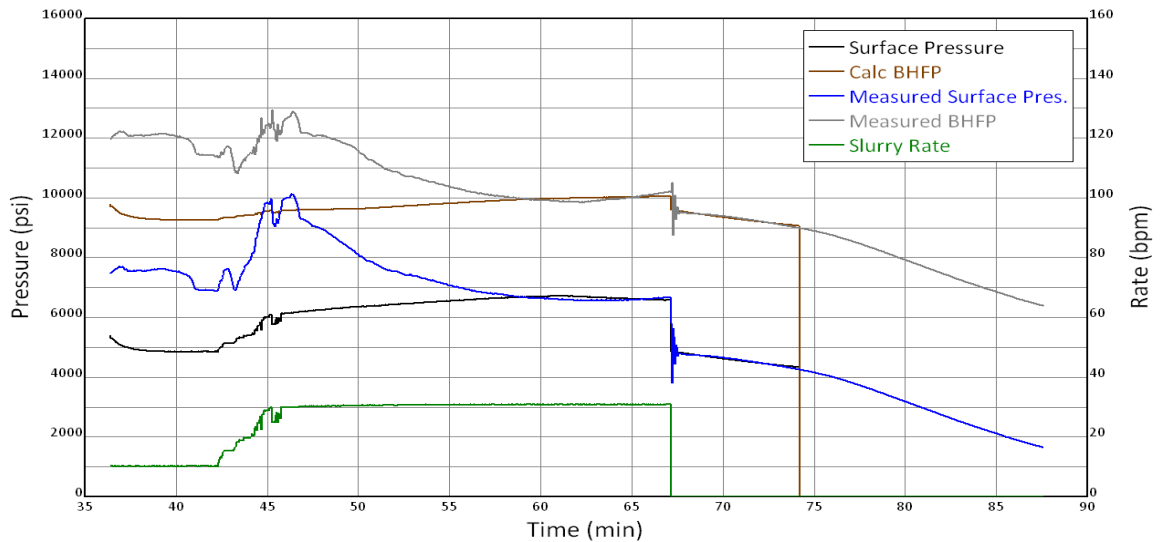


**Figure VI-2: Treatment Data: Acid / Injection Test/Min Frac**

ISIP = 9554 Psi

$P_{\text{arret}} = 10333,33$  Psi

$P_{\text{fer}} = 9,097$  Psi



**Figure VI-3: Mini Frac Pressure Match**

$P_{\text{inj}} = 6700$  Psi ( d'après le logiciel Mfrac)

### 10) L'index de productivité et le rendement

$IP_{\text{avant}} = 0,05$

$IP_{\text{après}} = ?$  Donc par manque des données on peut calculer le rendement, le puits n'est pas encore jaugé.

## VI.3- DISCUSSIONS DES RESULTATS

D'après les calculs faits et les résultats obtenus, on peut dire pour la fracturation « Hiway » que les estimations espérées sont presque atteintes, la longueur de fracture est 102,078 m.

- La largeur n'est pas très étroite, cela explique la stabilité des piliers des proppants et la réduction du taux d'arrangement des proppants pendant la fermeture ;
- La section et le volume de la fracture sont aussi bons, parce que leurs formules sont

liées directement à la longueur et à la largeur ;

- Dans la figure VI.1, la partie supérieure à 3420 m, les valeurs des contraintes minimales sont supérieures à celles qui sont dans la partie inférieure à 3420m. Donc le développement de la fracture est favorable dans cette zone ;
- La puissance de pompage est faible, elle est due à une faible friction des propants, ceci est un avantage considérable ;
- Le rendement est au dessus du moyen. L'explication la plus simple est que le traitement de cet puits par la fracturation « Hiway » est un succès du point de vue technique.

Pour le puits OMN24 traité par la fracturation conventionnelle, les résultats prouvent le succès total de l'opération :

- La longueur est de 185m et la largeur 0,08 pouce, des valeurs satisfaisantes pour permettre un bon écoulement donc une bonne conductivité
- La section est le produit de la longueur et la largeur, elle intervient sur le calcul du débit, plus la section est grande, plus la probabilité de trouver un grand débit est élevée.
- Le débit de ce puits a quadruplé, il était de  $1,2 \text{ m}^3/\text{h}$  et maintenant, il est de  $4,71 \text{ m}^3/\text{h}$ . Comme le débit est lié à la perméabilité par la loi de Darcy on dira sans hésité que la perméabilité a aussi évoluée positivement ;
- La puissance de pompage est élevée, cela signifie combien le gel porteur d'agent est visqueux et combien le mélange gel plus proppants est lourd. Sans oublier les pertes de charges dues au frottement ;
- La pression de fracturation est très grande, ceci montre la rigidité de la roche et explique aussi l'élévation de la puissance de pompage ;
- La quantité d'agent de soutènement est énorme, ce qui explique la grosse quantité du gel et le dépense qui va avec.



FACULTE DES SCIENCES ET DE  
LA TECHNOLOGIE ET SCIENCES  
DE LA MATIERE

# CONCLUSION GENERALE ET RECOMMANDATIONS

DEPARTEMENT DES HYDROCARBURES  
ET DE LA CHIMIE

PRODUCTION /2013

Notre modeste étude nous a permis de conclure de manière suivante :

- ❖ La répartition des zones du champ de Hassi Messaoud n'est pas très bien faite, puisque une zone peut être divisée en sous-zone
- ❖ Le gisement de Hassi Messaoud a fourni à ce pays tant de brut, il continue de fournir et fournira encore si d'autres nouvelles techniques de récupération seront appliquées
- ❖ La fracturation conventionnelle est une technique très ancienne mais encore efficace, la preuve, elle vient d'être réalisée au début de ce mois de juin 2013 à Hassi Messaoud. Mais si elle se heurte de nos jours à une concurrente redoutable et plus efficace qu'elle, ceci signifie que le progrès scientifique est presque à son comble et que l'on doit se féliciter
- ❖ De nos jours le pétrole joue un rôle géopolitique et économique très important, donc tout pays producteur se doit ces deux pouvoirs, ainsi, l'heure n'est plus au gaspillage, il ne suffit pas de produire mais de récupérer le taux le plus maximal possible. Des nouvelles techniques de récupération comme le « Hiway » le permettent
- ❖ La fracturation « Hiway » est une technique très attrayante, permettant d'augmenter de manière significative la conductivité de réservoir donc la perméabilité. L'utilisation des fibres aident à consolider la structure des proppants pendant le transport et à réduire le taux d'arrangement pendant la fermeture, laissant en fait des canaux à haute conductivité entre les polymères de proppants.
- ❖ Malheureusement, toutes les roches ne sont pas candidats pour effectuer « Hiway » sauf celles qui sont très bien consolidées, et aussi la technique de « Hiway » est monopolisée par une seule société, qui dit monopole dit accessibilité limitée et donc cout élevé de service.
- ❖ La fracturation conventionnelle du puits OMN-24 (a été fracturé le 1<sup>er</sup> juin 2013) est réussit, le débit du puits a quadruplé, la pression de gisement a augmenté de onze (11) Bars, les autres détails seront connues lors du premier jaugeage.
- ❖ L'extension de la fracture est bonne et l'épaisseur aussi. La puissance de pompage est élevée cela signifie que la friction est grande.



- ❖ La fracturation « Hiway » du puits ALPHA, du point de vue pratique a réussi puisque le débit a augmenté de 1,5 m<sup>3</sup>/ h et le gain est de 3,39.
- ❖ La géométrie est très bonne, surtout l'épaisseur.

D'après notre étude nos recommandations sont les suivantes :

- ❖ Ce qui a rendu la fracturation « Hiway » plus efficace que son prédécesseur conventionnel est l'utilisation des fibres et la disposition des perfos. Il faut que d'autres sociétés songent à l'utilisation des fibres pendant la fracturation conventionnelle
- ❖ Si toutes les conditions sont réunies pour réaliser la fracturation hydraulique, nous recommandons aux sociétés la pratique de « Hiway » au lieu de la fracturation conventionnelle
- ❖ Si le monde depuis sa création survit encore, cela est en partie grâce à la science. Le savoir se partage ce qui fait son éloquence. Il faut que Schlumberger partage sa nouvelle technique, c'est dans l'intérêt de la science et de tout le monde.
- ❖ Il faut que la Sonatrach accepte d'avantage des stagiaires et mette à la disposition des étudiants en hydrocarbures toutes les données, que se soient géologiques, de forages ou PVT, sans distinctions de classe sociale, de parenté ou de nationalité, peut être grâce ces étudiants un jour, elle va concurrencer les sociétés comme Schlumberger.

- [1] Data Bank (DP-Sonatrach).
- [2] T.W.Engler, Ph.D, P.E, Stimulation Design, New Mexico Tech
- [3] D. Perin, M. Caron, G. Gaillot (1995), Techniques d'exploitation pétrolière, Production de fond, ENSPM, IFP. Edition Technip.
- [4] M.J.Economides, K.G.Nolte, Reservoir stimulation, Third Edition Contents Help search Quit.
- [5] Asia-Pacific Region Frac Manual Section 8
- [6] [WWW.csng.ca/SCGNC](http://WWW.csng.ca/SCGNC): Société Canadienne des Gaz Non Conventionnels.
- [7] [WWW.slb.com/Hiway:flow-chanel](http://WWW.slb.com/Hiway:flow-chanel) Hydraulic Fracturing service
- [8] A.S.Abou-Sayed, M.J.Economides, C.Boney, J.E.Brown, R.W.Thrasher, L.A.Berhrmann, Reservoir Stimulation contents.
- [9] [WWW. Stewart and Stevenson.com](http://WWW.StewartandStevenson.com)
- [10] [WWW. Dragon product sltd.com/equipement](http://WWW.Dragonproductsltd.com/equipement)
- [11] T.Khetib, Stimulation de puits par fracturation copyright by foxit soft ware company, 2005-2008 for evaluation only.

La fracturation hydraulique est une technique de stimulation permettant d'augmenter de manière significative la productivité ou l'injectivité.

Le principe est simple, il s'agit de pomper un fluide de fracturation dans le puits ceci entraîne une augmentation de la pression tant que le débit de pompage est supérieur à celui qui peut filtrer dans le réservoir. Une fois la roche saturée, elle craque créant des fissures ou des fractures. Ces fractures seront soutenues par les proppants pour les roches gréseuses et pour les réservoirs carbonatés, le fluide de fracturation doit contenir de l'acide assez concentré qui va ronger les parois de la fracture, une fois l'arrêt de pompage, il laisse des ouvertures créant ainsi une bonne perméabilité. C'est ainsi qu'une nouvelle technique de fracturation a vu le jour. Il s'agit de la récente fracturation « Hiway », qui consiste à créer un bon drain par rapport à la fracturation conventionnelle.

Le principe de base est le même que celui de la conventionnelle, la différence existe sur la manière d'injection des proppants et une autre matière vient s'ajouter, il s'agit des fibres. On injecte alternativement le mélange de fluide chargé (proppants, fibres) et le mélange non chargé aussi rapidement que possible de manière à favoriser la polymérisation des proppants, de ce fait créant ainsi des voies à haute conductivité entre les groupes de polymères.

### الملخص

التكسير الهيدروليكي هو أسلوب تحفير لزيادة الإنتاجية بشكل كبير .

المبدأ سهل، يقتضي ضخ سائل التكسير في البئر لرفع الضغط فيه، بحيث تكون سرعة الضخ فيه أكبر من سرعة السير في الخزان، وبالتالي تنكسر الصخرة، تحفظ هذه الإنكسارات بواسطة كريات الحفظ، هذا بالنسبة للخزان الرملي، ويستعمل الحمض بتركيز صغير بالنسبة للخزانات العضوية والذي يقوم بدوره بتحليل جدار الكسر و بالتالي يقوم بترك نفاذية كبيرة حين توقيف الضخ، ظهرت تقنية جديدة تدعى

(Hi Way) و تركز على خلق قنوات جد نفوذة مقارنة بالعادة.

لها نفس مبدأ سابقها، يكمن الاختلاف في كيفية ضخ السوائل و في إضافة مكون اخر (fibre)، حيث نقوم بضخ السائل المحمل بالكريات الحفظ و (fibre) و السائل الغير محمل بشكل متناوب (سوائل بالكريات تليها سوائل بدون كريات) و بشكل سريع، و ذلك لتحفيز تكثف الكريات و تشكيل قنوات ذات نفاذية عالية بين هذه التكتلات .