

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA



Faculté des Sciences et Technologie
et des Sciences de la Matière



Département Hydrocarbures et Chimie

Mémoire du Projet de Fin d'Etudes pour l'Obtention du Diplôme

MASTER PROFESSIONNEL

Domaine : Hydrocarbures et Chimie

Spécialité : Production et Techniques des Puits

Présenté par :

BAOUIA Zakaria, YUCEF Sif allah , OUBBICHE Nassim

Thème

**Evaluation de l'opération de La Fracturation Hydraulique par
l'analyse et l'interprétation des essais du puits, application aux champs
Hassi-Messaoud**

Soutenu le 23 /06/2012

Devant le jury composé de :

M^r BOUSSETA

MA (A)

Président

M^r

MA (A)

Examineur

M^r BELGHIT Chafik

MA (A)

Rapporteur

2012 - 2013

Remerciement

En premier lieu, louange à notre DIEU le tout puissant de nous avoir aidé à achever ce modeste travail.

Nous tenons à exprimer notre profonde gratitude à notre encadreur Mr. BELGHIT Chafik, qui nous a orienté et soutenu durant l'élaboration de ce travail. Sans sa conviction et ténacité jamais ce dernier n'aurait abouti.

Nos vifs et sincères remerciements à notre promoteur Mr. BADER Tahar. Pour son grand soutien et aide, sans oublier tout le personnel de la division E&P de la région de Hassi Messaoud pour les conseils et le support documentaire.

Nous présentons nos chaleureux remerciements aux enseignants de notre département qui nous ont aidé tout le long de notre cursus universitaire, et en particulier Mr sidrohou djamel qui a été une mine de savoir et d'expérience pour son aide et orientations durant notre formation.

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



Baouia zakaria & Youcef sif allah & Oubbiche Nassim

Liste des figures

N°	Titre du figure	Chapitre	Page
1	Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud	I	5
2	Cadre géologique du champ de Hassi-Messaoud	I	6
3	Zonation du champ de Hassi Messaoud	I	8
1	la fracturation hydraulique.	II	12
2	Modèle des contraintes	II	13
3	orientation de la fracture	II	15
4	Schéma de fracture verticale à une seule aile	II	16
5	différente types de proppants	II	18
6	Step Rate Test	II	22
7	La pression de propagation de la fracture	II	22
8	Influence du débit sur les tests Flow back	II	23
9	Estimation de pression de fermeture	II	24
10	test de déclin de pression après shut-in	II	25
1	Essai en débit	III	35
2	Essais de fermeture	III	38
3	Ecoulement linéaire	III	39
4	Ecoulement radial	III	40
5	Ecoulement sphérique	III	42
6	Calage des courbes types	III	45
1	Régimes des écoulements qui régissent le comportement de la pression d'un puits vertical Interceptor une Fracture	IV	52
1	Courbe log-log de pression et sa dérivative en fonction du temps de puits MD414 avant frac	V	67
2	Courbe log-log de pression et sa dérivative en fonction du temps de puits MD414 après frac	V	70
3	Courbe log-log de pression et sa dérivative en fonction du temps	V	71
4	les différents écoulements observés dans le puits MD 414 après frac	V	72

Liste des figures

5	Graphe de la pression et sa dérivée de puits MD 414 avant frac.	V	76
6	Graphe de la pression et sa dérivée de puits MD414	V	78
7	Courbe log-log de pression et sa dérivative en fonction du temps MD505	V	84
8	Courbe log-log de pression et sa dérivative en fonction du temps	V	88
9	les différents écoulements observés dans le puits MD 505 après frac	V	89
10	Graphe de la pression et sa dérivée de puits MD 505 avant frac	V	92
11	Carte géologique de puits MD 505	V	94
12	Graphe de la pression et sa dérivée de puits MD 505 après frac.	V	95

Liste des tableaux

N°	Titre de tableau	Chapitre	Page
1	L'historique des opérations effectués sur le puits MD414	V	65
2	Les puits injecteurs gaz voisins	V	66
3	Les Puits fracturés voisins	V	66
4	Les données du puits MD 414	V	66
5	Les données du puits MD 414 après l'opération de fracturation	V	70
6	résultats d'interprétation de test build-up avant l'opération de fracturation hydraulique	V	77
7	résultats d'interprétation de test build-up après l'opération de fracturation hydraulique	V	78
8	Les résultats calculés avec la TDS et avec le logiciel saphir avant et après l'opération de fracturation hydraulique	V	80
9	Test de jaugeage de puits MD 414, avant et après l'opération de fracturation hydraulique	V	83
10	Les données du puits MD 505	V	84
11	Les données du puits MD 505 après l'opération de Fracturation	V	88
12	Résultats d'interprétation de test build-up avant l'opération de fracturation hydraulique	V	92
13	Résultats d'interprétation de test build-up après l'opération de fracturation hydraulique	V	96
14	Les résultats calculés avec la TDS et avec le logiciel saphir avant et après l'opération de fracturation hydraulique	V	97

- P_i** La pression de test initial, psi.
- P_{wf}** La pression au fond du puits, psi.
- q** Le débit du fluide, STB/D.
- B** Le facteur de volume d'huile, RB/STB.
- μ** la viscosité de l'huile, cp.
- Φ** la porosité.
- Φ_f** la porosité de la fracture.
- Φ_m** la porosité de la matrice.
- k_f** perméabilité de la fracture, md.
- S** Le facteur de skin, sans dimension
- S_m** skin mécanique.
- h** l'épaisseur de la couche productrice, ft.
- C_t** la compressibilité total, psi⁻¹.
- r_w** le rayon du puit, ft.
- A** surface du bloc matriciel, ft².
- h_f** épaisseur d'une fracture, ft.
- t** le temps, hrs.
- t_p** temps de production avant la fermeture, hrs.
- t_D** : temps adimensionnel
- Δt** : temps de fermeture pour build up, hr
- Δt_e** : temps de fermeture équivalent, hr
- h_f** épaisseur d'une fracture, ft.
- WBS** wellbore storage (l'effet de capacité de puits).
- Z_w** distance entre le mur du réservoir et le puits, ft.

C_{BR} constant qui caractérise l'écoulement bi-radial.

D Distance entre les fractures, ft

FCD conductivité adimensionnel

P_{WD} Pression de puits à dimensionnel

P'_{WD} la derive de pression adimensionnel

t_D temps à dimensionnel

D adimensionnel

BL bilinéaire

L linière

BR bi-radial

R radial

PR pseudo-radial

i initial, intersection

f fracture

1 une heure

BU test de Build up

K_fW_f la conductivité de la fracture

W_f l'épaisseur du fracture

X_f la demi-longueur de la fracture

CD : coefficient de capacité adimensionnel

C : coefficient de capacité bbl /psi

Liste des symboles grecs :

α : coefficient de la forme des blocs matriciels.

β' : groupe adimensionnel d'interporosité.

λ : coefficient d'échange entre matrice et fissures.

ω : le rapport de capacité des fissures.

ρ : masse volumique, lb/ft³.

Introduction

Le pétrole, du latin Petra Oléum « huile de pierre », est une roche liquide carbonée, ou huile minéral. Son exploitation est l'un des piliers de l'économie industrielle contemporaine, car il fournit le quasi totalité des carburants liquides.

Mais malheureusement que la qualité et la quantité de cette énergie fossile dépend, non seulement des problèmes rencontrer au cours de l'exploitation de cette dernière, mais aussi de la nature et caractéristiques petro physiques de la roche, sans oublier les conditions d'exploitation.

Pour atteindre le meilleur taux de récupération, des techniques de stimulation sont introduites pour remédier aux problèmes que peut rencontrer la production d'un puits pétrolier. Elles ont pour but de restaurer ou d'améliorer les caractéristiques du réservoir naturelles ou modifier par un endommagement.

Parmi les nombreuse méthodes de stimulation, citons nous l'acidification ; la fracturation acide ; la fracturation hydraulique,

L'interprétation des essais de puits est un outil indispensable pour connaître l'état de puits et du réservoir par la détermination des paramètres qui leurs sont propres comme la perméabilité, le skin, la pression moyenne de la couche, le kh, la longueur effective, les limites du réservoir, et les différentes paramètres des opérations de stimulation comme la demi-longueur de la fracture X_f , la conductivité et la conductivité adimensionnelle etc. La connaissance de ces paramètres permet de faire des prévisions de la production et de prendre de bonnes décisions pour le développement d'un gisement (nécessité ou non des opérations de stimulations, récupérations assistées etc...) et permet aussi d'évaluer les opérations de stimulation comme la fracturation hydraulique.

De nombreux moyens d'interprétation des essais de puits ont marqué le cours de l'histoire. Ces dernières années ces techniques ont eu une évolution rapide. A commencer par les méthodes conventionnelles, par l'utilisation de courbe types à la main, jusqu'à l'introduction des outils informatiques.

L'analyse par courbes types et dérivative pose le problème d'unicité de la solution surtout quand il s'agit d'un milieu anisotrope. Pour cela on a fait recours à la méthode de Tiab's direct synthesis basé sur la résolution analytique de l'équation de diffusivité, qui n'exploite pas toute la courbe, mais utilise des points et des lignes dits caractéristiques, et ne demande pas la courbe typique est proposée pour répondre aux inquiétudes précédentes sur les courbes types pour traiter les différents types d'essais.

Notre étude présente « l'évaluation de la fracturation hydraulique par l'analyse et l'interprétation des essais des puits » L'objectif de cette étude est d'utiliser la méthode de tiab's direct synthesis pour les puits verticaux fracturé, et pour les réservoirs naturellement fissurée, et pour les puits dans un réservoir homogène avec Skin et wellbore storage, pour déterminé les différents paramètres de réservoir telle que la perméabilité le Skin, et de déterminée aussi les paramètre de la fracture après l'opération de fracturation hydraulique est en parallèle en utilisent le logiciel saphir pour l'interprétation des tests de puits. en fin on à fait une comparaison entre les résultats obtenu avec la méthode de TDS est avec celle obtenu par le logiciel saphir.

Ainsi que d'évaluer par la production (gain) toucher pratiquement par les jaugeages effectués sur les puits avant et après la réalisation de l'opération de la fracturation hydraulique..

Ce mémoire comporte cinq chapitres. Le premier est consacré à la présentation du champ de HMD. Le second est dédié à la fracturation hydraulique dans le champ de HMD. Dans le chapitre 3, nous allons présentés les différents types d'essais et leurs méthodes d'interprétation. Puis nous procédons à la présentation de la méthode de TDS pour les puits verticaux hydrauliquement fracturé, pour les réservoirs naturellement fissurée et ainsi pour les réservoirs homogènes avec Skin et wellbore storage, on' à citer la valeur et les avantage de cette méthode dans le chapitre 4, pour terminé nous allons présenter dans le cinquième chapitre l'analyse et l'interprétation de quelque test de puits du champ de hassi-messaoud et on 'à fait une comparaison avec les résultat obtenu avec les deux méthode.

En fin, on 'à fait une conclusion générale avec des recommandations pour notre travaille.

Introduction

Le pétrole, du latin Petra Oléum « huile de pierre », est une roche liquide carbonée, ou huile minérale. Son exploitation est l'un des piliers de l'économie industrielle contemporaine, car il fournit le quasi totalité des carburants liquides.

Mais malheureusement que la qualité et la quantité de cette énergie fossile dépend, non seulement des problèmes rencontrés au cours de l'exploitation de cette dernière, mais aussi de la nature et caractéristiques pétro physiques de la roche, sans oublier les conditions d'exploitation.

Pour atteindre le meilleur taux de récupération, des techniques de stimulation sont introduites pour remédier aux problèmes que peut rencontrer la production d'un puits pétrolier. Elles ont pour but de restaurer ou d'améliorer les caractéristiques du réservoir naturelles ou modifier par un endommagement.

Parmi les nombreuses méthodes de stimulation, citons nous l'acidification ; la fracturation acide ; la fracturation hydraulique,

L'interprétation des essais de puits est un outil indispensable pour connaître l'état de puits et du réservoir par la détermination des paramètres qui leur sont propres comme la perméabilité, le skin, la pression moyenne de la couche, le kh, la longueur effective, les limites du réservoir, et les différents paramètres des opérations de stimulation comme la demi-longueur de la fracture X_f , la conductivité et la conductivité adimensionnelle etc. La connaissance de ces paramètres permet de faire des prévisions de la production et de prendre de bonnes décisions pour le développement d'un gisement (nécessité ou non des opérations de stimulations, récupérations assistées etc...) et permet aussi d'évaluer les opérations de stimulation comme la fracturation hydraulique.

De nombreux moyens d'interprétation des essais de puits ont marqué le cours de l'histoire. Ces dernières années ces techniques ont eu une évolution rapide. A commencer par les méthodes conventionnelles, par l'utilisation de courbes types à la main, jusqu'à l'introduction des outils informatiques.

L'analyse par courbes types et dérivative pose le problème d'unicité de la solution surtout quand il s'agit d'un milieu anisotrope. Pour cela on a fait recours à la méthode de Tiab's direct synthesis basé sur la résolution analytique de l'équation de diffusivité, qui n'exploite pas toute la courbe, mais utilise des points et des lignes dits caractéristiques, et ne demande pas la courbe typique est proposée pour répondre aux inquiétudes précédentes sur les courbes types pour traiter les différents types d'essais.

Notre étude présente « l'évaluation de la fracturation hydraulique par l'analyse et l'interprétation des essais des puits » L'objectif de cette étude est d'utiliser la méthode de tiab's direct synthesis pour les puits verticaux fracturé, et pour les réservoirs naturellement fissurée, et pour les puits dans un réservoir homogène avec Skin et wellbore storage, pour déterminé les différents paramètres de réservoir telle que la perméabilité le Skin, et de déterminée aussi les paramètre de la fracture après l'opération de fracturation hydraulique est en parallèle en utilisent le logiciel saphir pour l'interprétation des tests de puits. en fin on à fait une comparaison entre les résultats obtenu avec la méthode de TDS est avec celle obtenu par le logiciel saphir.

Ce mémoire comporte cinq chapitres. Le premier est consacré à la présentation du champ de HMD. Le second est dédié à la fracturation hydraulique dans le champ de HMD. Dans le chapitre 3, nous allons présentés les différents types d'essais et leurs méthodes d'interprétation. Puis nous procédons à la présentation de la méthode de TDS pour les puits verticaux hydrauliquement fracturé, et pour les réservoirs naturellement fissurée et ainsi pour les réservoirs homogènes avec Skin et wellbore storage, et on' à citer la valeur et les avantage de cette méthode dans le chapitre 4, et pour terminé nous allons présenter dans le cinquième chapitre l'analyse et l'interprétation de quelque test de puits du champ de hassi-messaoud et on 'à fait une comparaison avec les résultat obtenu avec les deux méthode. Et en fin, on 'à fait une conclusion générale avec des recommandations pour notre travaille.

I.1. Introduction:

Le champ de Hassi-Messaoud représente l'un des champs les plus complexes au monde. Durant l'histoire géologique, ce champ a subi d'une part une évolution tectonique intense caractérisée par des phases compressives distinctives. D'autre part, par la transformation diagénétique dans le réservoir, lors de son enfouissement au cours des temps géologiques, jusqu'à ce que le gisement ait pris la forme ou la configuration actuelle. Ces événements peuvent quelques fois améliorer les paramètres pétro-physiques (fracturation hydraulique naturelle, la dissolution etc....) comme ils peuvent les réduire (réduction de la porosité la cimentation due aux phénomènes de pression solution, la création de matrices de petits

I.2. Historique du champ de Hassi-Messaoud

Après la mise en évidence par la sismique réflexion de la structure de Hassi-Messaoud comme étant un vaste dôme structural, la société SN REPAL implante 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 grès cambriens à 3338m comme étant producteurs d'huile.

En mai 1957, la société CFPA réalise un puits Om1 à environ 7Km au Nord-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.

La mise en production avait commencé en 1958 avec 20 puits d'exploitation.

Dés lors, les forages se sont développés et multipliés sans cesse, jusqu'à arriver à plus de 1000 puits.

Après plusieurs années de production, la pression du gisement a énormément chuté ce qui a incité à utiliser les méthodes de récupération secondaire (injection de gaz, d'eau, etc...).

I.3. Situation du champ de Hassi-Messaoud

I.3.1. Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud se situe au Nord-Est du Sahara Algérien, à 850 Km au Sud-est d'Alger et 350 Km de la frontière Algéro-tunisienne. Les dimensions du champ atteignent 2500 Km², il est limité au Nord par Touggourt et au Sud par Gassi-Touil, et à l'Ouest par Ouargla, et à l'Est par El Bourma.

En coordonnées géographiques, il est limité :

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

Sa localisation en coordonnées Lambert est la suivante.

X= 790.000 - 840.000 Est.

Y= 110.000 - 150.000 Nord.

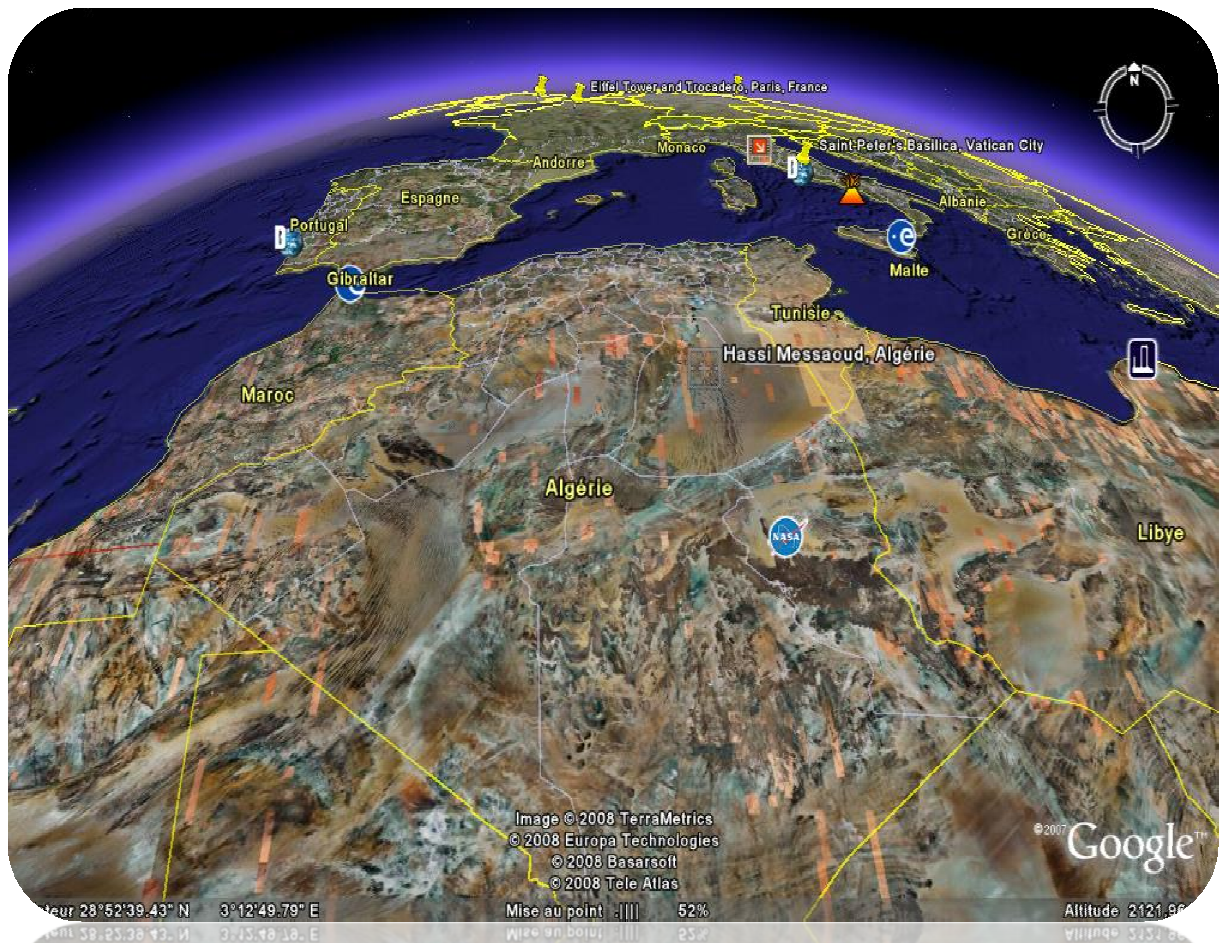


Fig. I.01 Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud

I.3.2. Situation géologique:

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

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

- **Zone R2** : Grés grossiers plus argileux, ne présentant que rarement des qualités de réservoir, dans sa partie supérieure (19% des réserves).
- **Zone R3** : Zone très grossière à micro-conglomératique, très argileuse, sans aucun intérêt pétrolier.

I.4.2. Subdivision pétrophysiques et notion du drain

La notion de drains fait appel aux données sédimentologiques, diagraphiques et à la qualité réservoir. Cette notion caractérise les propriétés pétrophysiques du réservoir, verticalement et horizontalement. Le terme drain qualifiant des zones faiblement cimentées, coïncidant avec les trois (03) zones préférentielles du réservoir.

- **Ra inférieur** : Constitué de trois grands massifs grossiers qui sont : G1 (30m), G2 (8-12 m) et G3 (24-28 m). Ces trois grands massifs coïncident avec les zones préférentielles du Ra (D2, ID et D1).
- **Ra moyen** : On le trouve dans les intercalations silteuses ou argileuses.
- **Ra supérieur** : Constitué de même matériel que le Ra inférieur. La différence se trouve dans le style de dépôt.

I.5 ZONES ET NUMEROTATION DES PUIITS

Le champ de Hassi Messaoud demeure traditionnellement divisé en Hassi Messaoud Nord et Hassi Messaoud Sud.

Actuellement, le champ est subdivisé en 25 zones de production. Ces zones sont relativement indépendantes, correspondant à un ensemble de puits qui communiquent entre eux lithologiquement et se comportent de la même manière de point de vue pression.

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.

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

O : Majuscule, permis de Ouargla.

m: superficie de la zone à huile: 1600 km².

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

3 : Abscisse, et 8 : Ordonnée.

- Champ sud : La numérotation des zones est chronologique. Ex : MD1, MD2, MD3,...MDZ509*, MDZ557* (voir figure 1.03).

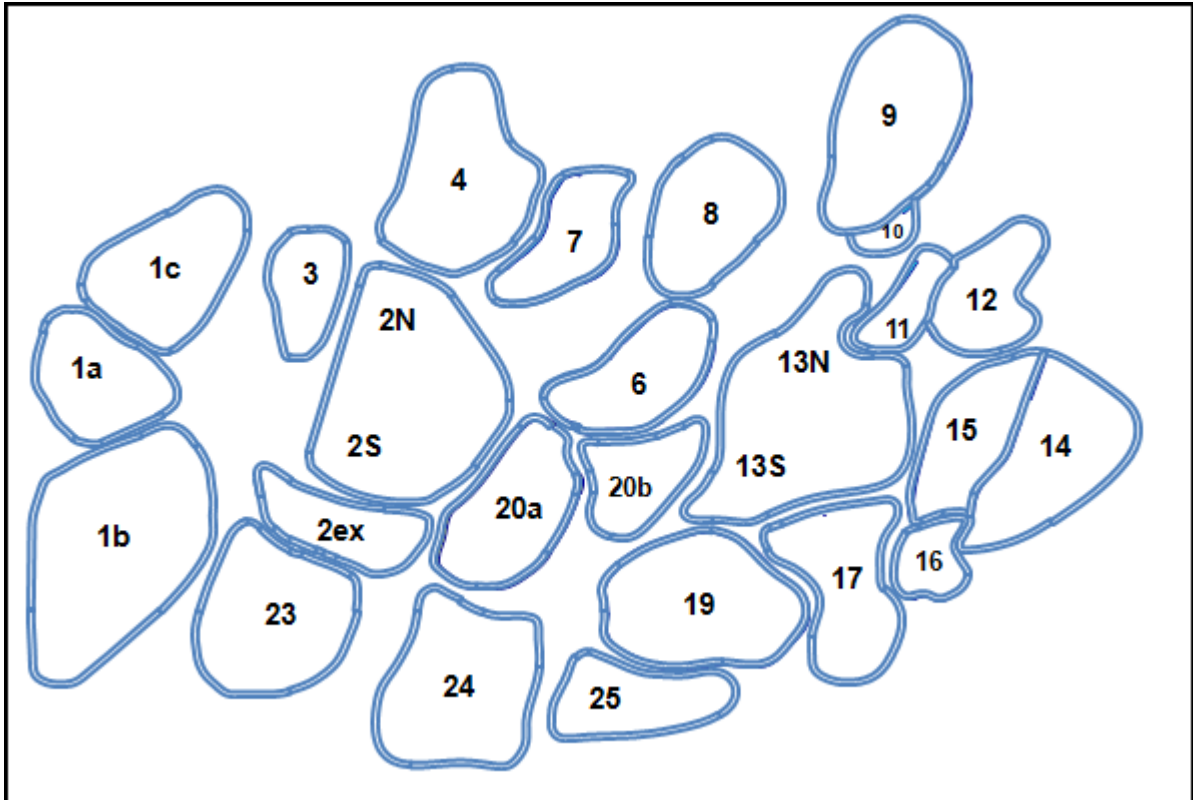


Fig. I.03 : Zonation du champ de Hassi Messaoud

I.5.1 Description de la zone 13

C'est la zone la plus vaste du champ, avec de très rares puits dégradés.

Du point de vue structural, cette zone est composite, séparée par axe synclinal très net, localement faillé, prolongeant le graben ONI11-OMP63 vers le sud. La partie ouest est monoclinale, et la partie est correspond à une nette structure anticlinale.

La limite ouest de la zone est assez nette au sud (prolongement de la faille de MD 55), et moins nette au nord, où la zone pourrait s'étendre jusqu'à la culmination érodé au R2, et même inclure la zone 10.

La limite est très nette, pour l'apophyse Nord-Ouest de la zone qui vient buter sur le bord du graben ONI11-OMP63, et pour la culmination orientale séparée de la zone 15 par la faille majeure sub-méridienne.

Au Nord-Est, un ensellement la sépare de la Zone 11 et au Sud-Est un ensellement le séparé de la Zone 17. La limite avec la Zone 19 est très peu nette.

L'érosion hercynienne est très variable, relativement faible dans le synclinal médian où le D5 est localement présent, puis très forte les bords, atteignant D2 à ID sur la culmination Est, et D3 à D1 à l'ouest.

La structure du Ra montre encore les deux culminations séparées par une dépression médiane.

L'épaisseur du Ra est très variable entre 110 et 20 m (et même localement 11 m au Nord-Ouest).

Tous les réservoirs sont impliqués, sauf le D4 absent dans ce secteur. Le D3 est surtout présent au Sud, dans la dépression axiale. Le D2 n'est présent que sur environ la moitié Sud de La Zone, ou il est en grande partie sous la discordance.

Seul le D1 est présent dans tous les puits. Le R2 est atteint dans pratiquement tous les forages, le R2 ab étant reconnu en totalité sur pratiquement toute la moitié Nord de la Zone.

I.5.5 Description de la zone 14

Cette Zone est structurellement bien définie et pratiquement isolée sur la bordure du champ. C'est une véritable structure anticlinale limitée par faille sur son flanc Ouest.

La limite avec la zone 15 à l'ouest, correspond avec l'axe de la culmination et, du point de vue structural, pourrait être décalée jusqu'à la faille. La limite est correspond au flanc de la structure bien reconnu jusqu'à l'aquifère. Au sud, la limite avec la Zone 16 paraît peu justifiée.

L'érosion régionale est peu intense, le D5 étant présent presque partout. Une petite vallée locale, mais très profonde, entaille le flanc est (éruptif du trias sur D2). Au Nord une vallée importante accentue la structure du toit du Ra.

L'éruptif du Trias entoure cette zone et ne pénètre que localement dans les paléovallées.

L'épaisseur du Ra est complète de l'ordre de 100 à 110m, avec une réduction très locale à 65m.

Les réservoirs impliqués sont limités au D5 et D3 sur les puits situés sur la bordure EST.

Le D2 est concerné sur les puits les plus hauts structurellement, ou les forage s'arrêtent le plus souvent dans L'ID. Le D1 et le R2 ne sont atteints que par 3 ou 4 (dont 1 considéré en Zone 15).

Dans cette Zone le D4 est absent et le D3 assez réduit. Par contre, la base du D5 présente d'assez bonnes qualités de réservoir.

Quelques puits sont mauvais producteurs, notamment avec faille et brèches.

I.6 Caractéristiques Du Réservoir :

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

I.7. Conclusion

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

- Hétérogène sur une le plan verticale et horizontal;
- Anisotrope par la présence de silts ;
- Discontinu par l'écoulement des fluides.

Ces facteurs (hétérogénéité, discontinuité, anisotropie) vont provoquer une diminution de la récupération par rapport à un milieu homogène idéal, et vont entraîner une difficulté d'interpolation des valeurs des paramètres au puits.

Les principaux problèmes d'exploitation du champ de Hassi Messaoud sont :

- 1- Les dépôts de sel, asphaltènes et sulfate de baryum
- 2- Percées de gaz et d'eau
- 3- Corrosion de la collecte

Le gisement de Hassi-Messaoud a atteint un degré d'exploitation élevé mais non encore définitive. Un vaste programme de développement est tracé pour soutirer encore plus de pétrole.

II. Introduction à la stimulation :

On entend par stimulation toute opération qui a pour but d'améliorer d'une façon considérable la productivité ou l'injectivité d'un puits, en agissant sur le facteur principal qui est la perméabilité, en d'autre terme la stimulation est toute opération qui vise à restaurer la perméabilité aux abords du puits en éliminant l'endommagement.

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

Les techniques généralement appliquées sont soit :

- traitement mécanique (fracturation hydraulique).
- les traitements chimiques (acidification, injection de solvant).
- ou une combinaison des deux méthodes.

II.1. Principe de la fracturation hydraulique :

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

(réservoir compact).

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

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

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

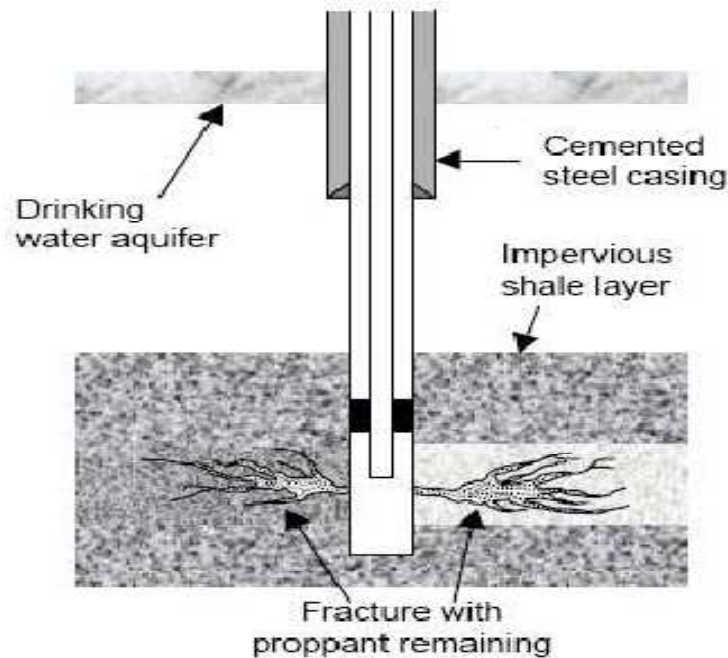


Fig.III.1. : la fracturation hydraulique.

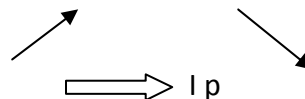
Une bonne réussite d'un traitement dépend essentiellement :

- Du choix du puits candidat (complétion).

- Des réserves en places restantes récupérables (économique).

- Du profil des contraintes (favorable).
- De la situation par rapport au puits injecteur (gaz et eau).

$$I_P = 2\Pi kh / \mu (\ln(r_e / r_w) + S)$$

- On remarque de cette formule : si S  I p

II.2 Les différentes applications de la fracturation hydraulique :

La fracturation hydraulique trouve de nombreuses applications industrielles.

- Le développement des fractures horizontales dans les couches de sel .Pour la circulation d'eau entre deux puits en vue de création des cavités de stockage des hydrocarbures ;
- Stockage des polluants industriels, radioactifs ou chimique, dans les couches imperméables (argiles, marnes) du sous-sol.
- Exploitation minière de certains gisements.
- des fracturations hydrauliques sont pratiquées dans les veines de charbon ou leurs épontes, permettent de produit le méthane de la couche en avant du front d'exploitation.

Les domaines d'application possibles en futur sont :

- la gazéification souterraine de charbon.
- la récupération de la chaleur en géothermie profonde.

II.3. Notions de base sur la fracturation hydraulique :

II.3.1 Les contraintes :

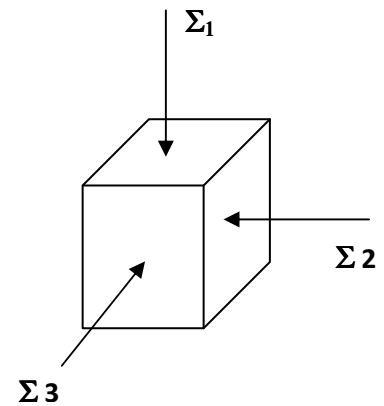
D'une façon générale, les formations sont soumises à différentes contraintes, qui s'associent entre elles pour maintenir ces roches en états de compression, on cite ;

- Contraintes principales totales (σ_i). (Figure 2).
- Contraintes principales effectives (σ_i).

Ces contraintes sont liées entre eux par la relation suivante :

$$\sigma_i = \Sigma_i - \alpha P \quad (i = 1, 2, 3)$$

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



Avec :

P : Pression de couche.

C_m : Compressibilité de la matrice.

C_b : Compressibilité de la roche poreuse.

$\alpha \approx 1$

II.3.2 Propriétés mécaniques des roches :

Les roches sont caractérisées par :

- Le module de Young (E).

FigII.1: Modèle des contraintes

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

a. Module de Young (E):

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

b. Coefficient de Poisson (ν) :

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

$$\nu = \frac{\left(\frac{\Delta d}{d}\right)}{\left(\frac{\Delta l}{l}\right)}$$

c. Coefficient de cisaillement (G) :

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

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

Avec :

E : module de young.

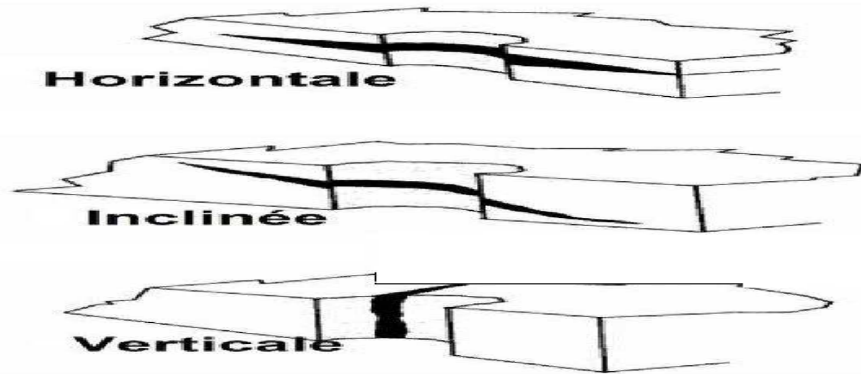
ν : Coefficient de poisson

II.4. Description d'une fracture :

II.4.1. Forme et orientation de la fracture :

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

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



FigII.2 :

orientation de la fracture

II.4.2. Conductivité adimensionnelle de la fracture :

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

$$F_{CD} = \frac{K_f W_f}{K X_f}$$

Avec :

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

W_f : Épaisseur de la fracture.

H_f : Hauteur soutenue.

K : La perméabilité de la formation.

K_f : La perméabilité de la fracture.

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

II.4.3 Géométrie de la fracture :

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

a) La longueur de la fracture (X_f) :

C'est la distance entre le puits et le point situé au bout de la fracture, donc elle peut être la longueur ou la demi-longueur d'une fracture suivant que cette dernière est un ou deux ailes symétriques (figure 3).

b) L'épaisseur de la fracture (W) :

C'est l'écartement entre les deux faces verticales de la fracture (figure 3).

c) La hauteur de la fracture (H) :

C'est la distance suivant la verticale entre les deux points associés à une épaisseur nulle (figure 3).

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

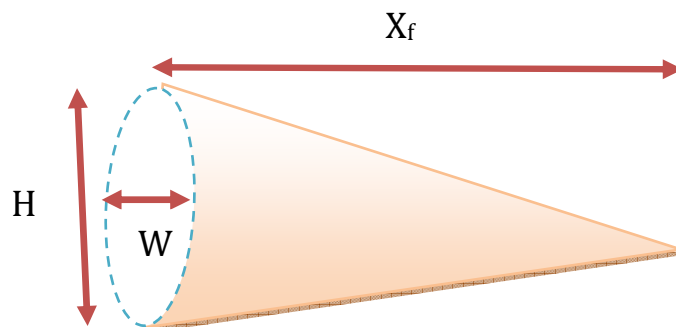


Fig.2) Schéma de fracture verticale à une seule aile

II.5. Les problèmes de la fracturation hydraulique :

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

II.5.1. Phénomène de tortuosité :

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

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

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

II.5.2. Colmatage :

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

- Fluide de fracturation.
- Agents de soutènement.

a) Le fluide de fracturation :

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

- La formation d'émulsion avec le fluide de formation.
- La haute viscosité qui cause un mauvais dégorgement.

Les résidus laissés en place après dégradation du fluide

b) Les agents de soutènement :

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

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

b.1 Propriété de l'Agent de soutènement :

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

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

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

D'après ce qui a été dit, on peut dire qu'il existe trois types de paramètres de fracturation.



Fig 04 : différents types de proppants

❖ Les paramètres à connaître :

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

❖ Les paramètres à choisir :

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

❖ Les paramètres à obtenir

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

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

II.6. Déroulement d'une fracturation hydraulique :**II.6.1. Les Tests d'injectivité :**

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

II.6.2. Objet du test d'injectivité:

Le test d'injectivité s'avère indispensable pour :

- Vérifier que la formation absorbe le fluide ;
- Et déterminer le gradient de fracturation et par suite la pression en tête (pas ou peu de fracturations sur le même champ, réservoirs très hétérogène à grandes profondeurs notamment, ...).

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

II.6.3. Déroulement du test d'injectivité :

- Lorsque la fracturation hydraulique est pratiquée couramment sur le champ, le test d'injectivité précède immédiatement le traitement proprement dit, avec le même matériel de pompage et au débit prévu pour ce traitement.
- Dans le cas de réservoir profonds, ou hétérogènes ou dont le gradient de fracturation est mal connu, il sera utile de procéder à un test d'injectivité avant de décider du choix du traitement de fracturation hydraulique.

II.6.3.1. Nature et volume des fluides injectés :

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

- eau ou saumure gélifiée ou non.
- Brut ou gasoil.

Le volume total à injecter dépend des enregistrements prévus:

L'injection de quelques mètres cubes, au débit minimal de 1 à 1.5 m³/min, permet de suivre l'évolution du gradient avec le développement de la fracture. On procédera à différents débits si nécessaire, de préférence décroissants, afin d'obtenir la courbe Q (pi) permettant de connaître parfaitement la pression d'extension de la fracture (pi désigne la pression d'injection).

L'enregistrement de débitmétrie nécessite l'injection de plusieurs dizaines de mètres cubes à différents débits.

Enfin pour l'enregistrement de thermométrie, il est préférable d'injecter un volume total de l'ordre de 50 à 60 m³, afin d'obtenir un refroidissement suffisant de la formation au voisinage du puits .L'injection de volume de fluide plus important ne présente pas d'intérêt.

V.2. Les tests de fracturation:**V.2.1. Test de MICRO fracture:**

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

V.2.2. Test de MINI frac (Shadow frac):**a) Définition :**

Le Shadow frac est un ensemble de tests consécutifs, effectués sur la formation permettant, par leur analyse, de fournir les informations nécessaires sur les conditions régnantes au fond du puits, pour élaborer le design de notre opération de fracturation.

Le design du traitement de fracture exige plusieurs paramètres. Les paramètres qui sont obtenus à partir des mini-fracs sont :

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

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

-
- Le débit et le volume du fluide injecté.

b) Différents tests de mini frac :**B.1. Step rate test (Test de débit par incrément):**

Ce test est utilisé pour déterminer la pression d'extension de la fracture. et la pression de fermeture, Il consiste d'abord à injecter à faible débit le fluide de base comme l'eau traitée pour les réservoirs de faible perméabilité. Mais, pour les réservoirs de haut perméabilité, des fluides de polymère sont utilisés pour contrôler la perte fluide. Puis à augmenter progressivement ce débit par incrément, et le maintenir pendant un temps suffisant jusqu'à la stabilisation de la pression (5 à 10 min).

Tout cela doit être accompagné d'un enregistrement continu de la pression, et on obtient une courbe de la forme suivante :

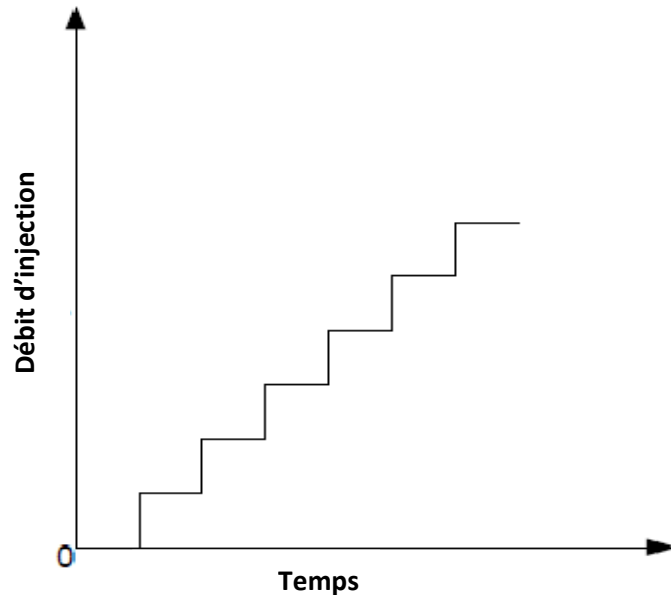


Fig III.1. - Step Rate Test

On trace après la courbe P en fonction de Q, en rapportant les valeurs maximales atteintes pendant chaque incrément de débit, et on obtient :

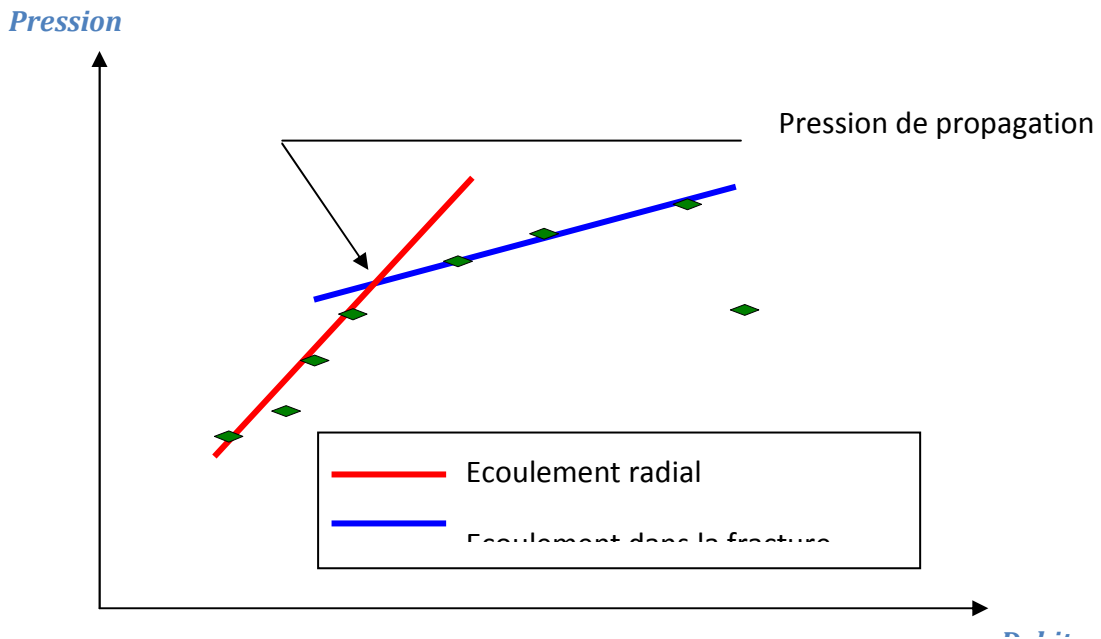


Figure 4 : La pression de propagation de la fracture

B .2.Pump in/flow back test:

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

Il est divisé en deux étapes :

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

La première consiste à continuer l'injection avec le débit du dernier incrément du step rate test, et le maintenir pendant un temps suffisant pour injecter un certain volume compris entre 50 à 150 bbl, puis à fermer le puits. Ainsi cette étape s'achève.

La deuxième consiste à ouvrir le by-pass et à laisser le fluide injecté sortir du puits à un faible et constant débit. Puis on arrête la purge, Le débit de flow back est important pour estimer la pression de fermeture exactement

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

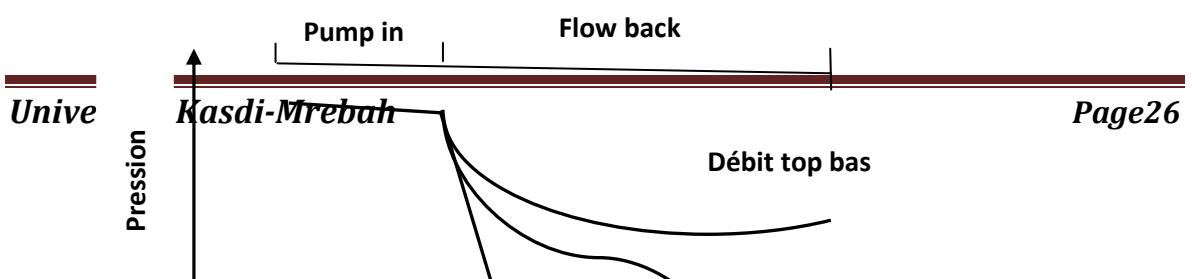


Fig III.3. Influence du débit sur les tests Flow back

La pression de fermeture est estimée en dessinant deux tangentes sur la courbe de réponse de pression comme montré dans fig. (4). L'intersection de ces deux tangentes donne la pression de fermeture.

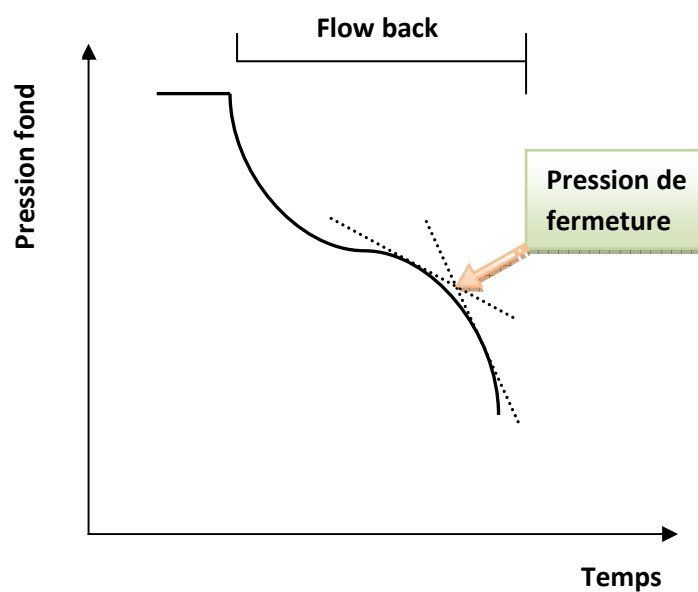


Fig III.4. Estimation de pression de fermeture

B.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. Il se divise en deux étapes :

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

Il consiste en premier lieu à injecter le fluide dans la formation avec le débit du traitement principal proposé, et le maintenir jusqu'à pomper 10 à 15% du volume total proposé pour le traitement en question. Puis à arrêter l'injection et fermer le puits pour entrer dans la seconde phase qui est le FALL-OFF, en laissant la pression au fond chuter.

La pression doit être mesurée pendant la MINIFRAC et après jusqu'au déclin complet de la pression.

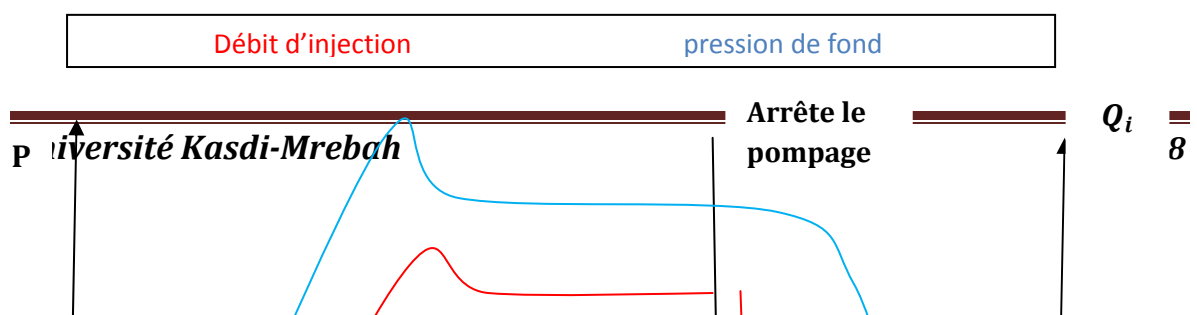


Fig III.5. test de déclin de pression après shut-in

V.3. Fluide de fracturation :

V.3.1. Introduction:

Le fluide de fracturation sera choisit suivant plusieurs critères tel que : sa disponibilité, sécurité, facilité à mélanger et utiliser, sa compatibilité avec la formation possibilité de dégorgement et leur coût.

Toutefois, il ne suffit pas de fracturer dans de bonnes conditions, il importe aussi que le réservoir ne démeure pas endommagé par le fluide injecté, ce qui peut avoir diverses origines et de graves conséquences.

V.3.2. Le fluide idéal:

Celui –ci devrait avoir les caractéristiques suivantes :

- Filtrer le moins possible

- Bien transporter les agents de soutènement et ne pas le laisser sédimenter en cas d'arrêt imprévu
- Etre propre en tant que fluide de base
- Etre facilement pompable
- Etre compatible avec le réservoir
- Dégorgement
- Ne pas être dangereux
- Ne pas polluer
- Etre aussi économique que possible

V.3.3. Propriétés des fluides de fracturation :

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

- Forte viscosité et faible filtration pour obtenir une bonne épaisseur et une bonne extension de 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 de l'injection.
- Bonne compatibilité avec la roche et les fluides de formation. faible teneur en produits solides insolubles et création d'un minimum de produits de réaction insolubles pour ne pas endommager la formation.
- Facile à déplacer par les hydrocarbures en place dans le gisement, faible viscosité (lors du dégorgement) et faible densité pour faciliter le dégorgement et la mise en production.
- Adaptés aux températures rencontrées lors de l'opération à réaliser (en particulier la viscosité dépend fortement des contraintes, de cisaillement, de la durée et de la température).

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

Le fluide de base le plus classique est l'eau dont on augmente la viscosité en fabriquant un gel linéaire ou réticulé. L'eau a l'avantage d'être un fluide peu coûteux, facilement disponible et transportable, ne pose pas un problème de Sécurité (incendie, explosion, pollution). Assez facilement traitable avec des additifs. Sa densité relativement élevée (par rapport à un brut dégazé) permet de limiter la puissance de pompage mais pour la même

raison, le dégorgeement peut être difficile si la pression de gisement est faible et par ailleurs, l'augmentation de la Saturation en eau par filtration réduit la perméabilité relative à l'huile. Il est important de faire attention à la quantité de l'eau (teneur en chlorures, bicarbonate de soude, fer, solides insolubles, bactéries).

Dans une moindre mesure on utilise aussi des fluides de fracturation à base de huile (huiles brut, huiles gélifiées, émulsions).ils ont l'avantage d'une meilleure compatibilité avec les fluides de formation, de l'absence de résidu solide, d'une bonne stabilité et d'une bonne capacité de transport des gels, d'une densité faible favorisent le dégorgeement. Inversement leurs coûts est élevé, ils posent des problèmes de sécurité d'emploi, ils requièrent une puissance de pompage plus élevée.

- I.1. Introduction:..... **Erreur ! Signet non défini.**
- Au Nord, par les structures de Djemââ- Touggourt. **Erreur ! Signet non défini.**
 - A l'Ouest, par les hauts fonds d'Oued Mya. **Erreur ! Signet non défini.**
 - A l'Est, par les hauts fonds de Dehar et la structure de Ghadamès. **Erreur ! Signet non défini.**
- I.4. Descriptions du réservoir **Erreur ! Signet non défini.**
- I.4.1. Subdivision diagraphique..... **Erreur ! Signet non défini.**
- Les grés de Hassi-Messaoud ont été subdivisés au début de la reconnaissance du gisement en quatre unités, R1, R2 et R3 où :..... **Erreur ! Signet non défini.**
- I.4.2. Subdivision pétrophysiques et notion du drain **Erreur ! Signet non défini.**

Chapitre I

Présentation du champ de Hassi-Messaoud

I.1. Introduction:

Le champ de Hassi-Messaoud représente l'un des champs les plus complexes au monde. Durant l'histoire géologique, ce champ a subi d'une part une évolution tectonique intense caractérisée par des phases compressives distinctives. D'autre part, par la transformation diagénétique dans le réservoir, lors de son enfouissement au cours des temps géologiques, jusqu'à ce que le gisement ait pris la forme ou la configuration actuelle. Ces événements peuvent quelques fois améliorer les paramètres pétro-physiques (fracturation hydraulique naturelle, la dissolution etc.....) comme ils peuvent les réduire (réduction de la porosité la cimentation due aux phénomènes de pression solution, la création de matrices de petits

I.2. Historique du champ de Hassi-Messaoud

Après la mise en évidence par la sismique réflexion de la structure de Hassi-Messaoud comme étant un vaste dôme structural, la société SN REPAL implante 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 grès cambriens à 3338m comme étant producteurs d'huile.

En mai 1957, la société C.F.P.A réalise un puits Om1 à environ 7Km au Nord-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.

La mise en production avait commencé en 1958 avec 20 puits d'exploitation. Dès lors, les forages se sont développés et multipliés sans cesse, jusqu'à arriver à plus de 1000 puits.

Après plusieurs années de production, la pression du gisement a énormément chuté ce qui a incité à utiliser les méthodes de récupération secondaire (injection de gaz, d'eau, etc...).

I.3. Situation du champ de Hassi-Messaoud

I.3.1. Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud se situe au Nord-Est du Sahara Algérien, à 850 Km au Sud-est d'Alger et 350 Km de la frontière Algéro-tunisienne. Les dimensions du champ atteignent 2500 Km², il est limité au Nord par Touggourt et au Sud par Gassi-Touil, et à l'Ouest par Ouargla, et à l'Est par El Bourma.

En coordonnées géographiques, il est limité :

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

Sa localisation en coordonnées Lambert est la suivante.

X= 790.000 - 840.000 Est.

Y= 110.000 - 150.000 Nord.



Fig. I.01 Aperçu géographique du champ de Hassi-Messaoud

I.3.2. Aperçu géologique:

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

I.4. Descriptions du réservoir

I.4.1. Subdivision diagraphique

Les grés de Hassi-Messaoud ont été subdivisés au début de la reconnaissance du gisement en quatre unités, Ri, Ra, R2 et R3 où :

- **Zone Ri** : Grés fins isométriques, zone habituellement très compacte (13% des réserves).
- **Zone Ra** : Grés anisométrique, réservoir principal de Hassi-Messaoud (68% des réserves).
- **Zone R2** : Grés grossiers plus argileux, ne présentant que rarement des qualités de réservoir, dans sa partie supérieure (19% des réserves).
- **Zone R3** : Zone très grossière à micro-conglomératique, très argileuse, sans aucun intérêt pétrolier.

I.4.2. Subdivision pétrophysiques et notion du drain

La notion de drains fait appel aux données sédimentologiques, diagraphiques et à la qualité réservoir. Cette notion caractérise les propriétés pétrophysiques du réservoir, verticalement et horizontalement. Le terme drain qualifiant des zones faiblement cimentées, coïncidant avec les trois (03) zones préférentielles du réservoir.

- **Ra inférieur** : Constitué de trois grands massifs grossiers qui sont : G1 (30m), G2 (8-12 m) et G3 (24-28 m). Ces trois grands massifs coïncident avec les zones préférentielles du Ra (D2, ID et D1).
- **Ra moyen** : On le trouve dans les intercalations silteuses ou argileuses.
- **Ra supérieur** : Constitué de même matériel que le Ra inférieur. La différence se trouve dans le style de dépôt.

I.5. Zone et numérotation des puits

Le champ de Hassi Messaoud demeure traditionnellement divisé en Hassi Messaoud Nord et Hassi Messaoud Sud.

Actuellement, le champ est subdivisé en 25 zones de production. Ces zones sont relativement indépendantes, correspondant à un ensemble de puits qui communiquent entre eux lithologiquement et se comportent de la même manière de point de vue pression.

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.

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

O : Majuscule, permis de Ouargla.

m: superficie de la zone à huile: 1600 km².

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

3 : Abscisse, et 8 : Ordonnée.

- Champ sud : La numérotation des zones est chronologique. Ex : MD1, MD2, MD3,...MDZ509*, MDZ557* (voir figure 1.03).

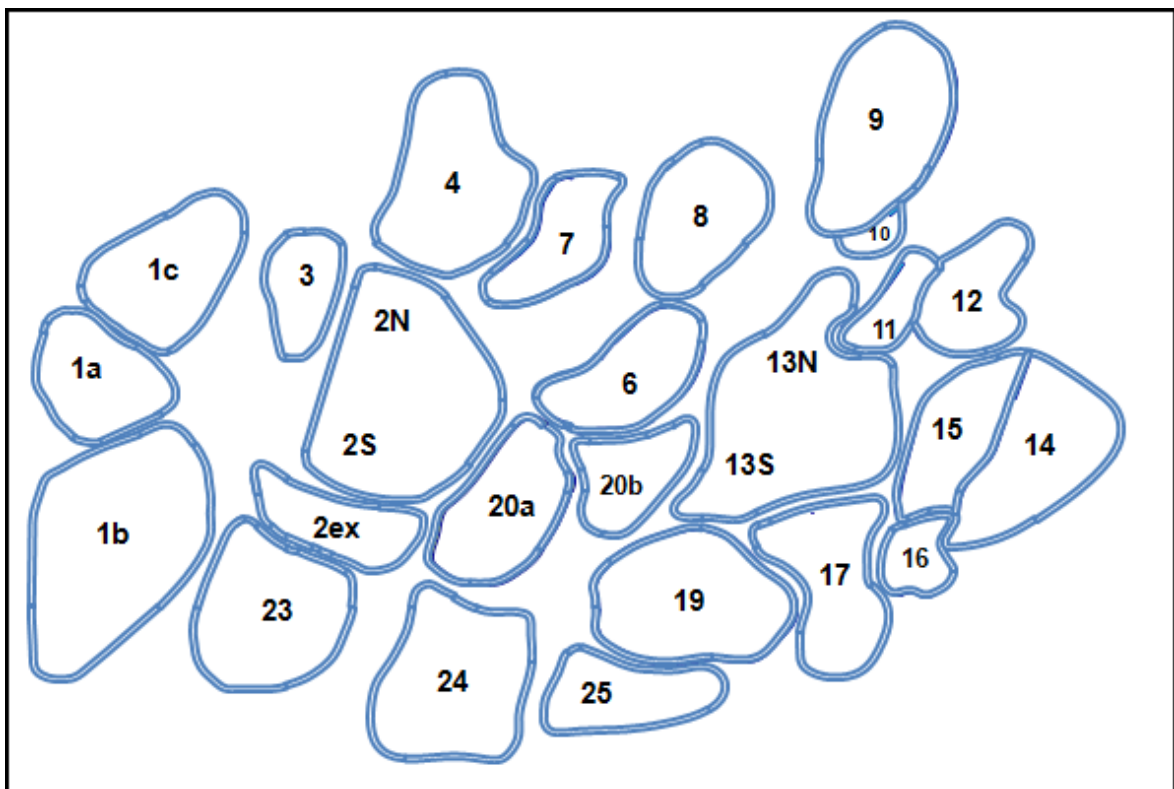


Fig. I.03 : Zonation du champ de Hassi Messaoud

I.6 Caractéristiques Du Réservoir :

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

I.7. Conclusion

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

- Hétérogène sur une le plan verticale et horizontal;
- Anisotrope par la présence de silts ;
- Discontinu par l'écoulement des fluides.

Ces facteurs (hétérogénéité, discontinuité, anisotropie) vont provoquer une diminution de la récupération par rapport à un milieu homogène idéal, et vont entrainer une difficulté d'interpolation des valeurs des paramètres au puits.

Les principaux problèmes d'exploitation du champ de Hassi Messaoud sont :

- 1- Les dépôts de sel, asphaltènes et sulfate de baryum
- 2- Percées de gaz et d'eau
- 3- Corrosion de la collecte

Le gisement de Hassi-Messaoud a atteint un degré d'exploitation élevé mais non encore définitive. Un vaste programme de développement est tracé pour soutirer encore plus de pétrole.

Chapitre IV

Généralité sur la fracturation hydraulique

II. Introduction à la stimulation :

On entend par stimulation toute opération qui a pour but d'améliorer d'une façon considérable la productivité ou l'injectivité d'un puits, en agissant sur le facteur principal qui est la perméabilité, en d'autre terme la stimulation est toute opération qui vise à restaurer la perméabilité aux abords du puits en éliminant l'endommagement.

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

Les technique généralement appliquées sont soit :

- traitement mécanique (fracturation hydraulique).
- les traitements chimiques (acidification, injection de solvant).
- ou une combinaison des deux méthodes. [7]

II.1. Principe de la fracturation hydraulique :

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

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

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

Il est donc normal de vouloir augmenter la productivité du réservoir, par la création d'une liaison formation puits, qui aura une perméabilité nettement supérieure à celle de la matrice pour le premier cas et d'aller au-delà de l'endommagement dans le second cas. [7]

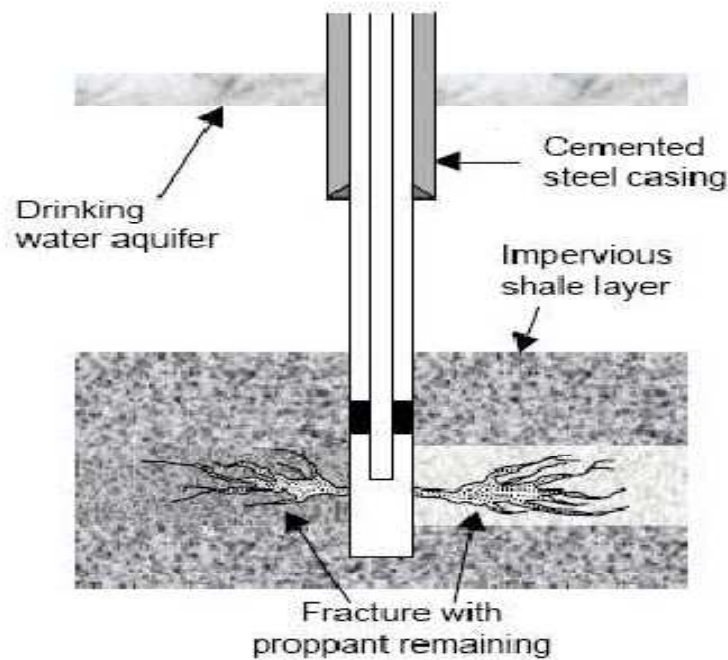


Fig.II.1. : la fracturation hydraulique.

Une bonne réussite d'un traitement dépend essentiellement :

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

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

- On remarque de cette formule : si $S \rightarrow I_P$

II.2 Les différentes applications de la fracturation hydraulique :

La fracturation hydraulique trouve de nombreuses applications industrielles.

- Le développement des fractures horizontales dans les couches de sel .Pour la circulation d'eau entre deux puits en vue de création des cavités de stockage des hydrocarbures ;
- Stockage des polluants industriels, radioactifs ou chimique, dans les couches imperméables (argiles, marnes) du sous-sol.
- Exploitation minière de certains gisements.
- des fracturations hydrauliques sont pratiquées dans les veines de charbon ou leurs épontes, permettent de produit le méthane de la couche en avant du front d'exploitation. [9]

Les domaines d'application possibles en futur sont :

- la gazéification souterraine de charbon.
- la récupération de la chaleur en géothermie profonde.

II.3. Notions de base sur la fracturation hydraulique :

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 états de compression, on cite ;

- Contraintes principales totales (Σ_i). (Figure 2).
- Contraintes principales effectives (σ_i).

Ces contraintes sont liées entre eux par la relation suivante :

$$\sigma_i = \Sigma_i - \alpha P \quad (i = 1, 2, 3)$$

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

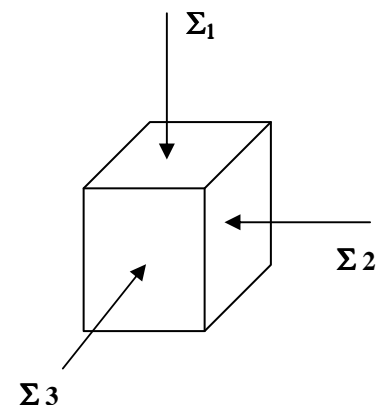


Fig II.2 Modèle des contraintes

Avec :

P : Pression de couche.

C_m : Compressibilité de la matrice.

C_b : Compressibilité de la roche poreuse.

$\alpha \approx 1$

II.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).

a. Module de Young (E):

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

b. Coefficient de Poisson (ν) :

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

$$\nu = \frac{\left(\frac{\Delta d}{d}\right)}{\left(\frac{\Delta l}{l}\right)}$$

c. Coefficient de cisaillement (G) :

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

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

Avec :

E : module de young.

ν : Coefficient de poisson

II.4. Description d'une fracture :

II.4.1. Forme et orientation de la fracture :

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

Pour des profondeurs inférieures à 600 m, il est possible d'obtenir des fractures dans les plans horizontaux. Pour des profondeurs supérieures à 600 m, le poids des sédiments fait que la fracture se développe uniquement dans les plans verticaux, et c'est le cas qui existe à Hassi Messaoud. [9]

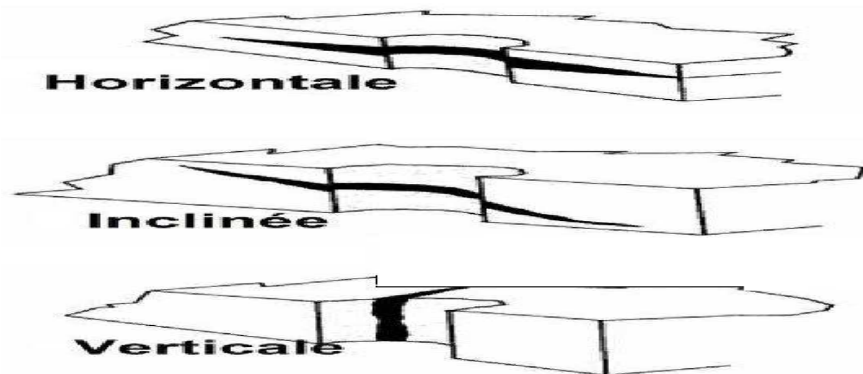


Fig II.3 : orientation de la fracture

II.4.2. Conductivité adimensionnelle de la fracture :

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

$$F_{CD} = \frac{K_f W_f}{K X_f}$$

Avec :

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

W_f : Épaisseur de la fracture.

H_f : Hauteur soutenue.

K : La perméabilité de la formation.

K_f : La perméabilité de la fracture.

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

II.4.3 Géométrie de la fracture :

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

a) La longueur de la fracture (X_f) :

C'est la distance entre le puits et le point situé au bout de la fracture, donc elle peut être la longueur ou la demi-longueur d'une fracture suivant que cette dernière est un ou deux ailes symétriques (figure 3).

b) L'épaisseur de la fracture (W) :

C'est l'écartement entre les deux faces verticales de la fracture (figure 3).

c) La hauteur de la fracture (H) :

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

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

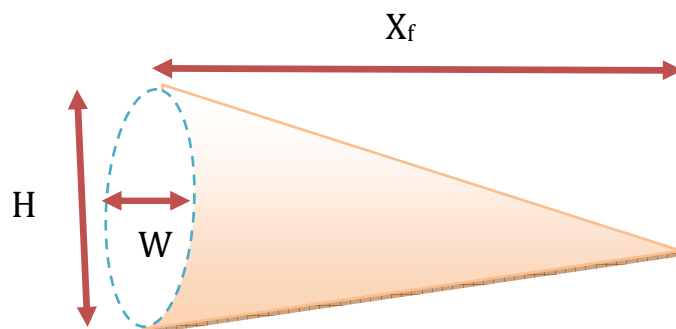


Fig II.4. Schéma de fracture verticale à une seule aile

II.5. Les problèmes de la fracturation hydraulique :

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

II.5.1. Phénomène de tortuosité :

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

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

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

II.5.2. Colmatage :

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

- Fluide de fracturation.
- Agents de soutènement.

a) Le fluide de fracturation :

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

- La formation d'émulsion avec le fluide de formation.
- La haute viscosité qui cause un mauvais dégorgeant.

Les résidus laissés en place après dégradation du fluide

b) Les agents de soutènement :

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

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

b.1 Propriété de l'Agent de soutènement :

Fracturer c'est créer un drain perméable de part et d'autre du puits et c'est à l'agent de soutènement d'assurer la perméabilité et la conserver dans les conditions d'exploitation du

puits, c'est à dire sous contraintes et température du réservoir, et en présence des fluides du gisement.

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

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

D'après ce qui a été dit, on peut dire qu'il existe trois types de paramètres de fracturation.



Fig II.5 : différents types de proppants

❖ **Les paramètres à connaître :**

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

❖ Les paramètres à choisir :

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

❖ Les paramètres à obtenir

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

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

II.6. Déroulement d'une fracturation hydraulique :**II.6.1. Les Tests d'injectivité :**

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

II.6.2. Objet du test d'injectivité:

Le test d'injectivité s'avère indispensable pour :

- Vérifier que la formation absorbe le fluide ;
- Et déterminer le gradient de fracturation et par suite la pression en tête (pas ou peu de fracturations sur le même champ, réservoirs très hétérogène à grandes profondeurs notamment, ...).

Ce test demeure encore très utile si le puits est colmaté. S'il y a lieu, une injection préalable de quelques mètres cubes d'acide permettra de décolmater les abords immédiats du puits et de réduire très notablement le gradient apparent de fracturation. [9]

II.6.3. Déroulement du test d'injectivité :

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

- Dans le cas de réservoir profonds, ou hétérogènes ou dont le gradient de fracturation est mal connu, il sera utile de procéder à un test d'injectivité avant de décider du choix du traitement de fracturation hydraulique.

II.6.3.1. Nature et volume des fluides injectés :

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

- eau ou saumure gélifiée ou non.
- Brut ou gasoil.

Le volume total à injecter dépend des enregistrements prévus:

L'injection de quelques mètres cubes, au débit minimal de 1 à 1.5 m³/min, permet de suivre l'évolution du gradient avec le développement de la fracture. On procédera à différents débits si nécessaire, de préférence décroissants, afin d'obtenir la courbe Q (pi) permettant de connaître parfaitement la pression d'extension de la fracture (pi désigne la pression d'injection).

L'enregistrement de débitmétrie nécessite l'injection de plusieurs dizaines de mètres cubes à différents débits.

Enfin pour l'enregistrement de thermométrie, il est préférable d'injecter un volume total de l'ordre de 50 à 60 m³, afin d'obtenir un refroidissement suffisant de la formation au voisinage du puits .L'injection de volume de fluide plus important ne présente pas d'intérêt.

II.7. Les tests de fracturation:

II.7.1. Test de MICRO fracture:

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

II.7.2. Test de MINI frac (Shadow frac):**a) Définition :**

Le Shadow frac est un ensemble de tests consécutifs, effectués sur la formation permettant, par leur analyse, de fournir les informations nécessaires sur les conditions régnantes au fond du puits, pour élaborer le design de notre opération de fracturation.

Le design du traitement de fracture exige plusieurs paramètres. Les paramètres qui sont obtenus à partir des mini-fracs sont :

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

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

- Le débit et le volume du fluide injecté.

b) Différents tests de mini frac :**B.1.Step rate test (Test de débit par incrément):**

Ce test est utilisé pour déterminer la pression d'extension de la fracture. et la pression de fermeture, Il consiste d'abord à injecter à faible débit le fluide de base comme l'eau traitée pour les réservoirs de faible perméabilité. Mais, pour les réservoirs de haut perméabilité, des fluides de polymère sont utilisés pour contrôler la perte fluide. Puis à augmenter progressivement ce débit par incrément, et le maintenir pendant un temps suffisant jusqu'à la stabilisation de la pression (5 à 10 min).

Tout cela doit être accompagné d'un enregistrement continu de la pression, et on obtient une courbe de la forme suivante :

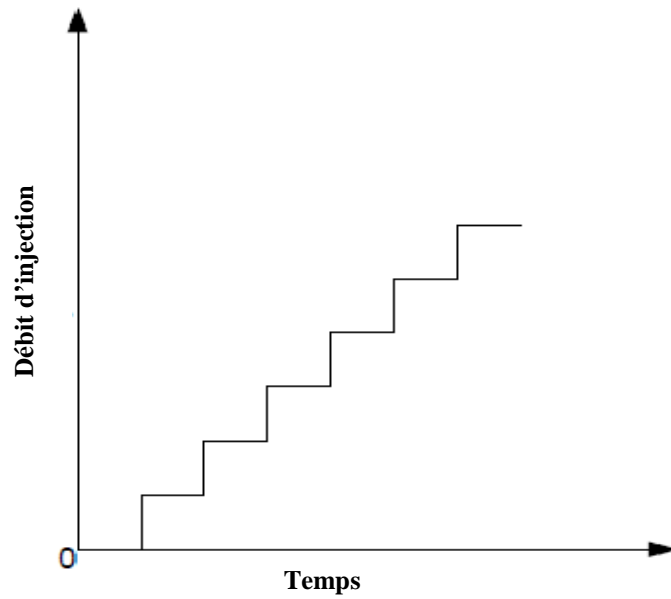


Fig II.6. Step Rate Test

On trace après la courbe P en fonction de Q, en rapportant les valeurs maximales atteintes pendant chaque incrément de débit, et on obtient :

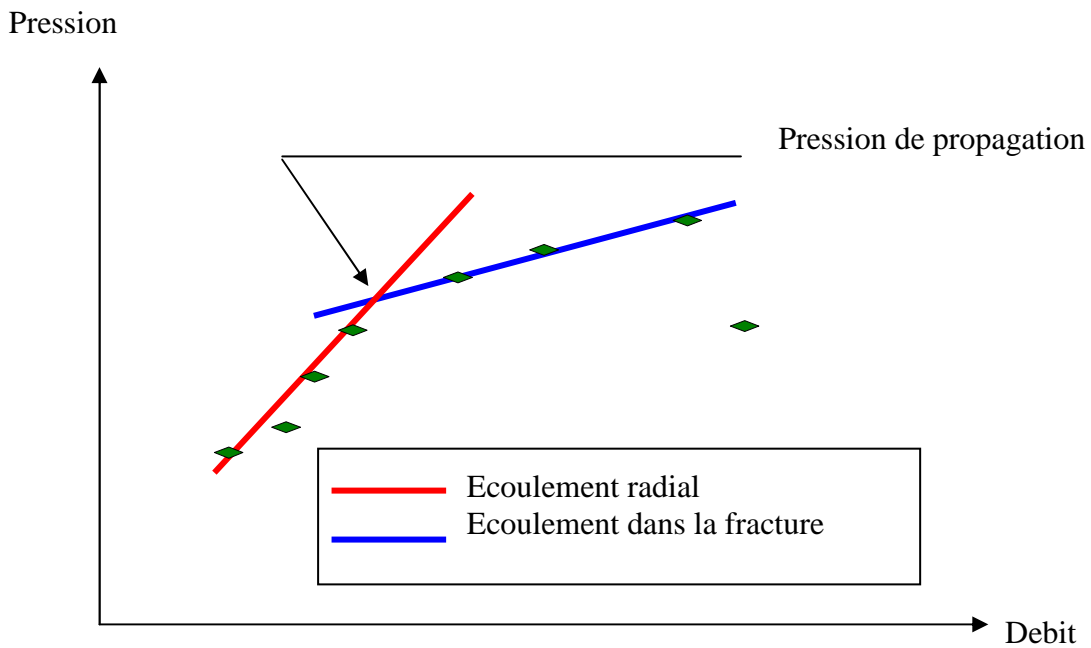


Fig II.7.: La pression de propagation de la fracture

B .2.Pump in/flow back test:

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

Il est divisé en deux étapes :

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

La première consiste à continuer l'injection avec le débit du dernier incrément du step rate test, et le maintenir pendant un temps suffisant pour injecter un certain volume compris entre 50 à 150 bbl, puis à fermer le puits. Ainsi cette étape s'achève.

La deuxième consiste à ouvrir le by-pass et à laisser le fluide injecté sortir du puits à un faible et constant débit. Puis on arrête la purge, Le débit de flow back est important pour estimer la pression de fermeture exactement

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

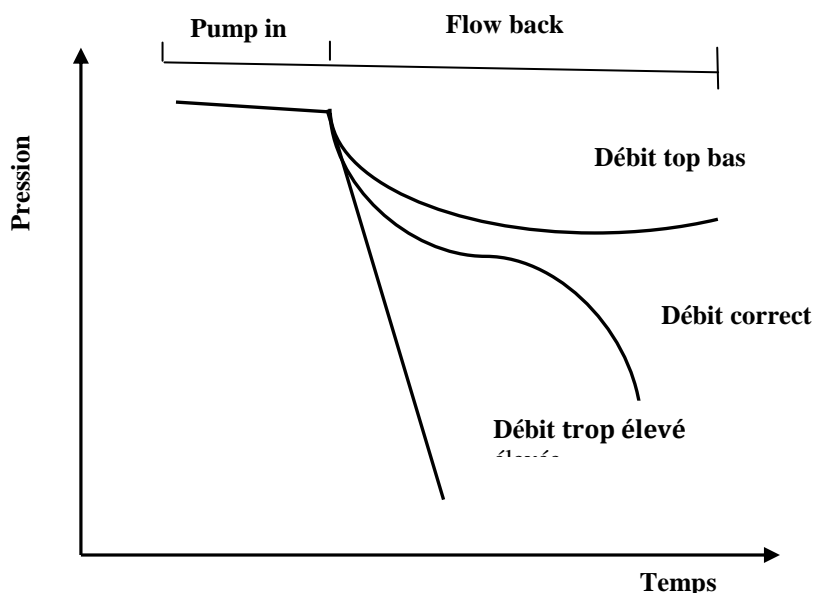


Fig II.8. Influence du débit sur les tests Flow back

La pression de fermeture est estimée en dessinant deux tangentes sur la courbe de réponse de pression comme montré dans fig. (9). L'intersection de ces deux tangentes donne la pression de fermeture.

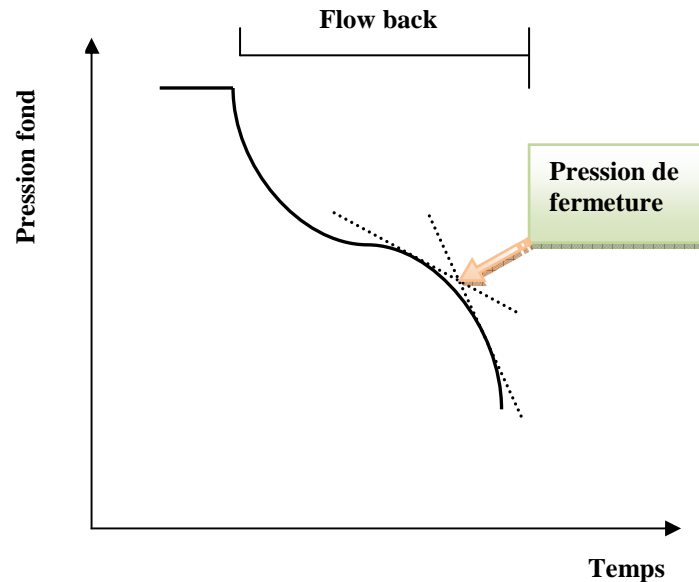


Fig II.9. Estimation de pression de fermeture

II.7.3. 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. Il se divise en deux étapes :

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

Il consiste en premier lieu à injecter le fluide dans la formation avec le débit du traitement principal proposé, et le maintenir jusqu'à pomper 10 à 15% du volume total proposé pour le traitement en question. Puis à arrêter l'injection et fermer le puits pour entrer dans la seconde phase qui est le FALL-OFF, en laissant la pression au fond chuter.

La pression doit être mesurée pendant la MINIFRAC et après jusqu'au déclin complet de la pression.

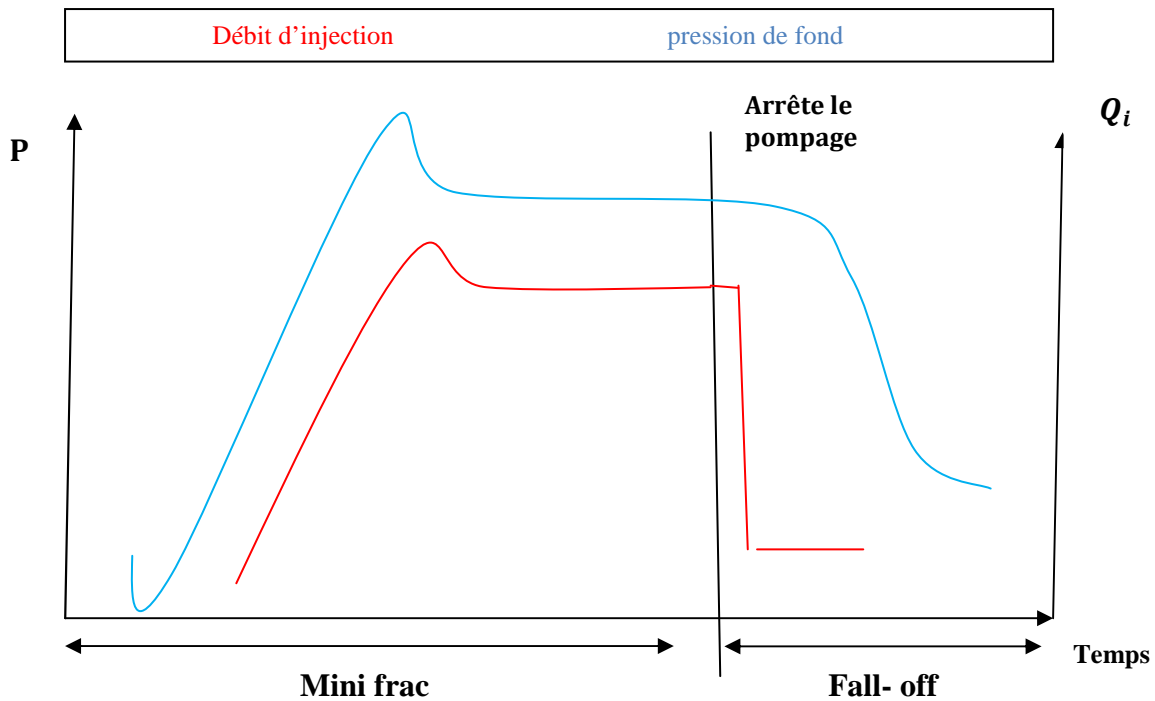


Fig II.10. test de déclin de pression après shut-in

II.8. Fluide de fracturation :

Le fluide de fracturation sera choisit suivant plusieurs critères tel que : sa disponibilité, sécurité, facilité à mélanger et utiliser, sa compatibilité avec la formation possibilité de dégorgement et leur coût.

Toutefois, il ne suffit pas de fracturer dans de bonnes conditions, il importe aussi que le réservoir ne demeure pas endommagé par le fluide injecté, ce qui peut avoir diverses origines et de graves conséquences.

II.8.1. Le fluide idéal:

Celui –ci devrait avoir les caractéristiques suivantes :

- Filtrer le moins possible
- Bien transporter les agents de soutènement et ne pas le laisser sédimenter en cas d'arrêt imprévu
- Etre propre en tant que fluide de base

- Etre facilement a pomper
- Etre compatible avec le réservoir
- Dégorgement aisément
- Ne pas être dangereux
- Ne pas polluer
- Etre aussi économique que possible

II.8.2. Propriétés des fluides de fracturation :

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

- Forte viscosité et faible filtration pour obtenir une bonne épaisseur et une bonne extension de 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 de l'injection.
- Bonne compatibilité avec la roche et les fluides de formation. faible teneur en produits solides insolubles et création d'un minimum de produits de réaction insolubles pour ne pas endommager la formation.
- Facile à déplacer par les hydrocarbures en place dans le gisement, faible viscosité (lors du dégorgement) et faible densité pour faciliter le dégorgement et la mise en production.
- Adaptés aux températures rencontrées lors de l'opération à réaliser (en particulier la viscosité dépend fortement des contraintes, de cisaillement, de la durée et de la température).

Ces différentes propriétés sont obtenues en ajoutant des additifs au fluide de base. Le fluide de base le plus classique est l'eau dont on augmente la viscosité en fabriquant un gel linéaire ou réticulé. L'eau a l'avantage d'être un fluide peu coûteux, facilement disponible et transportable, ne pose pas un problème de Sécurité (incendie, explosion, pollution). Assez facilement traitable avec des additifs. Sa densité relativement élevée (par rapport à un brut dégazé) permet de limiter la puissance de pompage mais pour la même raison, le dégorgement peut être difficile si la pression de gisement est faible et par ailleurs, l'augmentation de la Saturation en eau par filtration réduit la perméabilité relative

à l'huile. Il est important de faire attention à la quantité de l'eau (teneur en chlorures, bicarbonate de soude, fer, solides insolubles, bactéries).

Dans une moindre mesure on utilise aussi des fluides de fracturation à base de huile (huiles brut, huiles gélifiées, émulsions).ils ont l'avantage d'une meilleure compatibilité avec les fluides de formation, de l'absence de résidu solide, d'une bonne stabilité et d'une bonne capacité de transport des gels, d'une densité faible favorisent le dégorgement. Inversement leurs coûts est élevé, ils posent des problèmes de sécurité d'emploi, ils requièrent une puissance de pompage plus élevée.

Chapitre III

Les essais des puits et méthode d'interprétation

III.1. Les essais des puits

III.1.1. Introduction

III.1.1.1. Description:

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

En général, les débits sont mesurés en surface alors que la pression est enregistrée au fond du puits. La pression est constante et uniforme dans le réservoir avant la mise en production du puits, alors qu'elle diminue pendant la période de débit. Par contre dans le cas où le puits est fermé suite à une période de production, cette pression remonte.

La réponse en pression est analysée en fonction du temps écoulé depuis le début de la période (temps d'ouverture ou de fermeture).

III.1.1.2. Objectifs des essais:

L'analyse des essais de puits permet d'obtenir des informations sur le réservoir et sur le puits. En association avec les études géologiques et géophysiques, les résultats d'essai de puits servent à construire le modèle de réservoir, utilisé pour prédire le comportement du champ et la récupération, selon les conditions opérationnelles. La qualité de communication entre le réservoir et le puits indique la possibilité d'améliorer la productivité du puits. [2]

Les informations résultant d'un essai sont :

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

Les essais initiaux servent à confirmer les hypothèses d'exploration, et à établir une première prédiction de la production. Sur les puits producteurs, les essais périodiques sont faits afin de confirmer la description du réservoir, et pour évaluer un éventuel besoin de traitement, tel que nouvelle complétion, perforation etc.

III.1.1.3. Aspects d'interprétation des essais:

L'interprétation des essais a pour objectif la description d'un système inconnu **S** (puits+réservoir) par mesure indirecte : la réponse en pression **O** à un changement de débit **I** appelée problème inverse ($S=O/I$).



Contrairement au problème direct ($O=I*S$), la solution au problème inverse n'est en générale pas unique, il se résout par un processus d'identification et l'interprétation des essais définit les modèles de réservoir dont le comportement est identique à celui du gisement étudié.

Les modèles d'interprétation peuvent se décrire comme des fonctions de transfert, ils ne définissent que le comportement (réponse de type homogène ou hétérogène, limitée ou infinie). Les essais de puits fournissent une description du système en condition dynamique.

La réponse en pression à un historique de production donné **I** (input) est simulée à l'aide de modèles analytiques, jusqu'à ce que la réponse du modèle **O** (output) devienne identique au comportement de **S** (système réservoir+puits).

III.1.1.4. Données nécessaires pour l'analyse des essais:

- Données de l'essai : débit (séquence des événements complètes avec tous les éventuels problèmes opérationnels) et la pression de fond en fonction du temps.

- Données de puits : rayon du puits, géométrie (incliné ou horizontal), profondeur (formation et capteurs de pression).
- Paramètres réservoir et fluide : épaisseur de la formation (utile), porosité, compressibilité de l'huile, de l'eau et de la formation, saturation en eau, viscosité de l'huile et le facteur de volume.

Des données additionnelles peuvent être parfois nécessaires (diagraphie de production, mesure de gradients, pression de bulle etc.). Des informations géologiques et géophysiques sont nécessaires pour valider les résultats d'interprétation.

III.1.2. Les équations de bases et leur solution analytique

III.1.2.1. Loi de Darcy:

La loi de Darcy est la loi utilisée pour décrire les écoulements des fluides en milieu poreux. Selon cette loi, le débit de fluide qui traverse un échantillon de roche est proportionnel :

- Au gradient de pression exercée sur l'échantillon ;
- À la section de l'échantillon ;
- À la mobilité de fluide.

La loi de Darcy est fondée sur les hypothèses suivantes : laminarité de l'écoulement, l'unicité des fluides, continuité et l'isotropie du milieu. [2]

Son expression vectorielle s'exprime par la relation suivante :

$$\vec{q} = -\frac{k}{\mu} S \overrightarrow{\text{grad}} P \dots\dots\dots (\text{III.01})$$

Elle s'exprime aussi en fonction de la vitesse de filtration du fluide par :

$$\vec{V} = \frac{\vec{q}}{S} \dots\dots\dots (\text{III.02})$$

$$\vec{V} = -\frac{k}{\mu} \overrightarrow{\text{grad}} P \dots\dots\dots (\text{III.03})$$

En écoulement radial circulaire, la loi de Darcy s'écrit :

$$q = \frac{k}{\mu} 2 \pi r h \frac{\partial p}{\partial r} \dots\dots\dots (\text{III.04})$$

III.1.2.2. La compressibilité:

La compressibilité d'un matériau est définie par le changement relatif de volume de ce matériau par unité de variation de pression à température constante.

$$C = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \dots\dots\dots (III.05)$$

La compressibilité totale :

$$C_t = C_o S_o + C_w S_w + C_g S_g + C_f \dots\dots\dots (III.06)$$

III.1.2.3. L'équation de diffusivité:

L'équation de diffusivité régit l'évolution de la pression dans le réservoir et dans le temps. Elle est établie à partir de deux lois et une équation d'état.

- Loi d'écoulement :

La loi utilisée pour décrire la circulation des fluides est la loi de Darcy.

L'expression utilisée est celle de l'équation (III.01).

$$\vec{V} = -\frac{k}{\mu} \text{grad } P$$

- Loi de conservation de la masse :

La variation de la masse du fluide contenu dans l'élément de volume est égale à la différence entre les quantités de fluide entrée et sortie pendant l'intervalle de temps :

$$\text{div } \rho \vec{V} + \phi \frac{\partial \rho}{\partial t} = 0 \dots\dots\dots (III.07)$$

- L'équation d'état :

La densité du fluide varie avec la pression. Cette variation est traduite par la compressibilité équivalente de fluides mobiles : [2]

$$C_e = \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial P} \right)_T \dots\dots\dots (III.08)$$

- Equation de diffusion :

Considérons l'équation de la conservation de la masse (III.07), exprimant la vitesse de filtration et la masse volumique en fonction de la pression en utilisant la loi de Darcy (III.03) et l'équation d'état (III.08).

Nous obtenons une expression en pression :

$$\Delta P + C_e \left(\overrightarrow{\text{grad}P} \right)^2 - \frac{\phi \mu C_t}{K} \frac{\partial P}{\partial t} = 0 \dots\dots\dots \text{(III.09)}$$

Moyennant deux hypothèses :

1. Compressibilité des fluides faible et constante (cas d'un liquide)
2. Gradient de pression faible (réservoir à faible vitesse d'écoulement)

$C_e \left(\overrightarrow{\text{grad}P} \right)^2$ est petit devant les deux autres termes de l'équation (III.09).

Cette équation se traduit à une équation de diffusivité ordinaire :

$$\Delta P - \frac{1}{K} \frac{\partial p}{\partial t} = 0 \dots\dots\dots \text{(III.10)}$$

$K = \frac{k}{\phi \mu C_t}$ est appelé diffusivité hydraulique du milieu.

L'équation de diffusivité en écoulement radial circulaire pour un puits vertical s'écrit :

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} - \frac{1}{K} \frac{\partial p}{\partial t} = 0 \dots\dots\dots \text{(III.11)}$$

La résolution de cette équation décrit l'évolution de la pression dans le réservoir en fonction du temps et de la distance au puits en se basant sur les conditions aux limites suivantes:

1. état de pression au début de l'essai;
2. les limites de réservoir;
3. l'état du puits.

Le plus souvent, on suppose que le réservoir est homogène, isotrope, d'épaisseur constante et limité par des épontes imperméables. Le puits traverse la couche sur toute son

épaisseur. la compressibilité et la viscosité des fluides sont constante et uniformes en utilisant les conditions aux limites suivantes :

- Pression initiale uniforme P_i
- Réservoir infini
- Débit constant dans le puits considéré comme ayant un rayon infinitésimal.

L'évolution de la pression en fonction du temps et de la distance au puits vérifie l'équation :

$$P_i - P(r, t) = -\frac{qB\mu}{4\pi kh} E_i\left(\frac{-r^2}{4Kt}\right) \dots\dots\dots (III.12)$$

III.1.3. Régimes d'écoulement:

La notion de zone compressible permet de situer de manière pratique la zone du réservoir atteinte par la perturbation de débit lors des essais de puits.

C'est dans cette zone que sont mises en jeu les propriétés compressibles du réservoir qui permettent au débit de passer de 0 à q_B .

III.1.3.1. Régime transitoire:

Tant que la zone compressible n'a pas atteint la limite du réservoir ou n'a pas perçu l'influence d'un autre puits, le réservoir se comporte comme s'il était infini. C'est la période du régime transitoire.

III.1.3.2. Régime pseudo permanent:

Quand la zone compressible atteint un ensemble de limites à flux nul, le régime d'écoulement devient pseudo permanent. C'est le régime d'écoulement existant dans un réservoir fermé non alimenté, en production.

III.1.3.3. Régime permanent:

Quand la zone compressible est soumise à l'effet d'un ensemble de limites à pression constante, le régime d'écoulement devient permanent.

Remarque : Un essai de puits se déroule presque toujours en régime transitoire même si l'effet de quelques limites se fait sentir.

III.1.4. L'effet de capacité de puits (wellbore storage effect) :

Est l'un des plus grands problèmes rencontrés pendant l'interprétation de test build-up.

Les causes:

La théorie suppose que le puits est fermé au fond et qu'un fluide entre au puits après la fermeture en pratique malheureusement la majorité des puits sont fermés à surface et les fluides continuent à entrer au puits après fermeture jusqu'à ce que la pression atteigne certaine valeur pour stopper les venues des fluides. Cette période est appelée période de l'effet de capacité.

La capacité de puits est définie par: $C = -\frac{\Delta V}{\Delta P}$ (III.13)

Δv : variation de volume de fluide dans le Puits, dans les conditions du puits.

Δp : variation de pression appliquée au puits.

Capacité sans dimension: $C_D = \frac{c}{2\pi \cdot \phi \cdot c_t \cdot h \cdot r_w^2}$ (III.14)

III.1.4.1. La durée de l'effet de capacité de puits:

Critère de Ramey:

$$\text{➤ } t_D = (60 + 3,5 S) C_D \text{(III.15)}$$

$$\text{➤ } T = \frac{(200.000 + 12.000 S) C}{kh / \mu} \text{(III.16)}$$

Critère de Chen et Brigham:

$$\text{➤ } T_D = 50 C_D e^{0,14 S} \text{(III.17)}$$

$$\text{➤ } T = \frac{170000 C \cdot e^{0,148}}{kh/\mu} \text{(III.18)}$$

III.1.5. Les différents types d'essais:

III.1.5.1. Essai d'interférence ou de pulse :

La pression de fond est enregistrée dans un puits d'observation fermé et situé à une certaine distance du puits producteur. Ces essais permettent d'établir une communication entre les puits.

Avec l'essai de « pulse test », le puits actif est produit en alternant les périodes d'ouverture et de fermeture et c'est l'oscillation de pression qui en résulte au puits d'observation qui est interprétée.

III.1.5.2. Essai d'injection: Lorsqu'un fluide est injecté dans le réservoir, la pression de fond augmente et, après fermeture, elle diminue. Les propriétés des fluides injectés sont différentes de celles du fluide en place.

III.1.5.3. Drill stem test (DST): est réalisé après forage en open hole ou cased hole dont l'objectif est de tester le potentiel du puits, de prélever des échantillons de fluide initial et d'analyser les caractéristiques du réservoir.

III.1.5.4. Essai en débit (DrawDown): L'essai en débit est une série de mesures de pression de fond pendant la période de production à débit constant. Généralement, le puits est fermé avant l'essai pendant un temps suffisant pour atteindre la pression de gisement. Un exemple de débit et d'historique de pression est schématisé sur la figure (III.01).

L'objectif principal de DD est d'obtenir la perméabilité moyenne du réservoir, d'évaluer le skin aux abords du puits, le profil de pression et les limites la forme du réservoir et d'estimer les réserves.

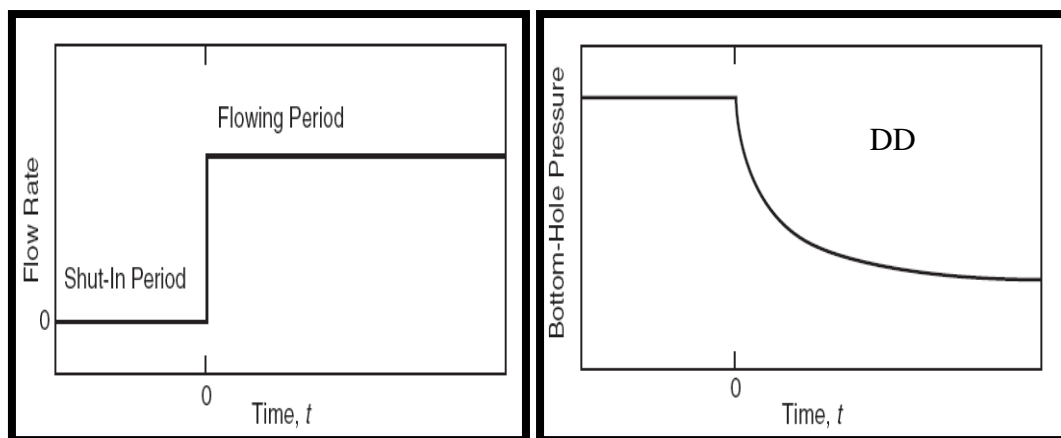


Fig. III.01 Essai en débit.

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

$$P_{wf} = P_i - \frac{21.5 Q_o B_o \mu_o}{k h} \left[\log \left(\frac{k t}{\phi \mu_o c_t r_w^2} \right) - 3.10 + 0.87s \right] \dots\dots\dots (III.19)$$

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

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

$$\text{Où } m = \frac{21.5 Q_o B_o \mu_o}{k h} \dots\dots\dots (III.20)$$

C'est la pente obtenue sur une courbe semi-log de P_{wf} en fonction de t .

D'après l'équation (III.20) on peut déterminer k une fois h connue. La perméabilité moyenne est donnée par :

$$k = \frac{21.5 Q_o B_o \mu_o}{h m}$$

Par réarrangement de l'équation (III.19) le skin est déterminé par :

$$S = 1.151 \left[\frac{P_i - P_{i\text{hr}}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu_o c_t r_w^2} \right) + 3.10 \right] \dots\dots\dots (III.21)$$

$P_{i\text{hr}}$ est la pression à $t=1$ heure.

La chute de pression du au skin est :

$$\Delta P_{skin} = 141.2 \left(\frac{Q_o B_o \mu_o}{k h} \right) S \qquad \text{Or} \qquad \Delta P_{skin} = 0.87 m S$$

Une autre caractéristique physique du skin est l'efficacité :

$$E = \frac{J_{actual}}{J_{ideal}} = \frac{P - \bar{P}_{wf} - \Delta P_{skin}}{P - \bar{P}_{wf}} \dots\dots\dots (III.22)$$

Si la durée du test est suffisamment longue, la pression de fond dévie de la droite de la courbe semi log et marque une transition de la période transitoire à pseudo permanent. La chute du gradient de pression pendant le régime permanent est défini par l'équation :

$$\frac{dP}{dt} = - \frac{0.23396 q}{c_t \pi r_w^2 h \phi} \dots\dots\dots (III.23)$$

Sous cette condition, la pression chute à débit constant à n'importe quel point du réservoir, y compris la pression de fond.

$$\frac{dP_{wf}}{dt} = - \frac{0.23396 q}{c_t A h \phi} \dots\dots\dots (III.24)$$

Cette expression suppose que pendant le semi-steady-state, le graphe de la P_{wf} en fonction de t à l'échelle cartésienne donne une droite à pente négative.

$$- m = - \frac{0.23396 q}{c_t A h \phi} \dots\dots\dots (III.25)$$

III.1.5.5. Essai en fermeture (BuildUp):

L'essai BU décrit la remonté de la pression de fond en fonction du temps après la fermeture du puits. Il vise à déterminer :

- la pression statique du réservoir P_{ws}
- l'endommagement aux abords du puits
- la présence d'une faille proche du puits
- l'interférence entre puits producteurs
- les limites du réservoir dans le cas où il n'y a pas un aquifère active.

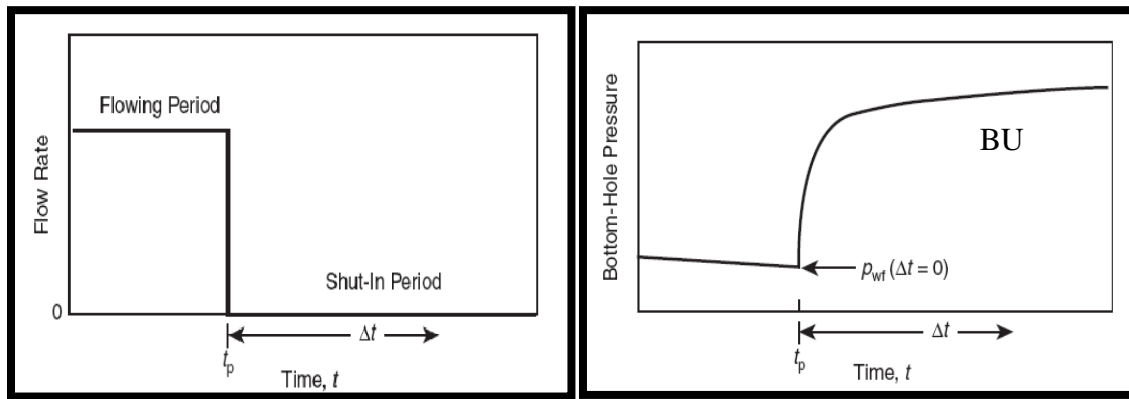


Fig. III.02 Essais de fermeture.

Les formules utilisées dans l'analyse de la remontée de la pression sont issues de la résolution de l'équation de diffusivité.

L'essai buildup nécessite la fermeture du puits et l'enregistrement de l'augmentation de la pression en fonction du temps. Les techniques habituelles d'analyse exigent un débit constant pendant le temps production, soit à partir du début ou après une période de dernier débit assez longue pour avoir une distribution stable de pression avant fermeture.

Le temps de fermeture est symbolisé par Δt , la figure (III.02) représente le débit avant la fermeture et le comportement idéal de la pression durant la période de build-up. La pression est mesurée juste avant la fermeture et est enregistrée en fonction du temps pendant la période de remontée. Ensuite l'analyse des résultats de build-up est utilisée pour la détermination du modèle de réservoir.

III.1.6. La géométrie de réservoir

La forme d'un réservoir exerce un impact significatif sur son comportement d'écoulement. La plupart des réservoirs ont des frontières irrégulières et une description mathématique rigoureuse de leur géométrie est souvent possible seulement avec l'utilisation des simulateurs numériques.

Cependant, pour des intérêts pratiques, la géométrie de l'écoulement réel peut être représentée par l'un des l'écoulement suivants :

III.1.6.1. Écoulement linéaire

L'écoulement linéaire se produit quand les lignes de courant sont parallèles et le fluide coule dans une direction simple. En outre, la section à couler doit être constante. La **Fig. III.03** montre un système d'écoulement linéaire idéalisé. Une application commune d'écoulement linéaire est le flux de fluide dans des fractures hydrauliques verticales. [4]

Analyse spécialisé :

Ecoulement linéaire dans un chenal :

$$\Delta P = \frac{16.26 q \mu B}{k h w} \left(\frac{k t}{\phi \mu c_t} \right)^{\frac{1}{2}} \dots\dots\dots(III.26)$$

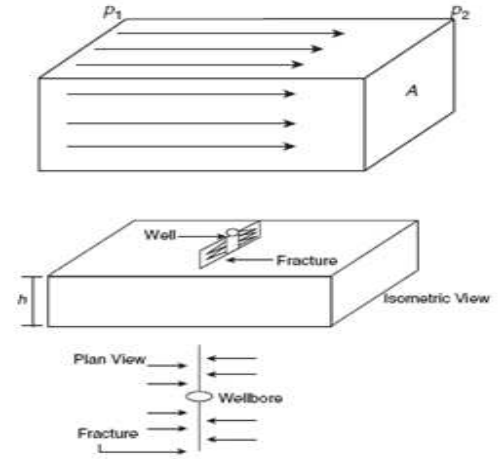


Fig. III.03 Ecoulement linéaire

Ecoulement linéaire de la fracture :

$$\Delta P = \frac{4.06 q \mu B}{k h x_f} \left(\frac{k t}{\phi \mu c_t} \right)^{\frac{1}{2}} \dots\dots\dots(III.27)$$

Forme générale :

$$\Delta P = m_L t^{\frac{1}{2}} + b_L \dots\dots\dots(III.28)$$

La dérivée :

$$t \frac{\partial \Delta P}{\partial t} = t \frac{\partial \left(m_L t^{\frac{1}{2}} + b_L \right)}{\partial t} \dots\dots\dots(III.29)$$

$$t \frac{\partial \Delta P}{\partial t} = \frac{1}{2} m_L t^{\frac{1}{2}}$$

III.1.6.2. Ecoulement bilinéaire

Lorsque les gradients de pression le long du plan de la fracture ne sont pas négligeables, un second écoulement linéaire se produit à l'intérieur de la fracture. Ce régime est appelé écoulement bilinéaire. [4]

Analyse spécialisé :

Ecoulement bilinéaire dans une fracturation hydraulique :

$$\Delta P = \frac{44.1 q \mu B}{h} \left(\frac{1}{w k_f} \right)^{\frac{1}{2}} \left(\frac{t}{\phi \mu c_t k} \right)^{\frac{1}{4}} \dots\dots\dots(\text{III.30})$$

Forme générale :

$$\Delta P = m_B t^{\frac{1}{4}} + b_B \dots\dots\dots(\text{III.31})$$

La dérivée :

$$t \frac{\partial \Delta P}{\partial t} = t \frac{\partial \left(m_B t^{\frac{1}{4}} + b_B \right)}{\partial t} \dots\dots\dots(\text{III.32})$$

$$t \frac{\partial \Delta P}{\partial t} = \frac{1}{4} m_B t^{\frac{1}{4}}$$

III.1.6.3. Ecoulement radial

En l'absence des hétérogénéités graves de réservoir, l'écoulement dans ou le puits ou partant de celui-ci suivra des lignes de flux radial, car les fluides se déplacent et converge vers le puits de toutes les directions, voir **Fig. III.04**.

Analyse spécialisé :

Pour un puits vertical :

$$\Delta P = \frac{162.6 q \mu B}{k h} \left(\frac{k t}{\phi \mu c_t} \right)^{\frac{1}{2}} \dots\dots\dots(\text{III.33})$$

Forme générale :

$$\Delta P = m \log(t) + b$$

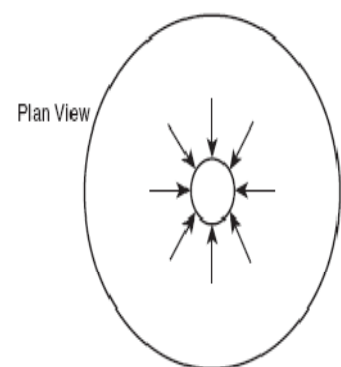


Fig. III.04 Ecoulement radial

La dérivée :

$$t \frac{\partial \Delta P}{\partial t} = t \frac{\partial (m \log(t) + b)}{\partial t} \dots\dots\dots(\text{III.34})$$

$$t \frac{\partial \Delta P}{\partial t} = \frac{m}{2.303}$$

III.1.6.4. Écoulement sphérique et hémisphérique

Selon le type de configuration de complétion du puits, il est possible d'avoir un écoulement sphérique ou hémisphérique près du puits. Bien avec une perforation dans un l'intervalle limité a pu avoir comme conséquence un écoulement sphérique à proximité des perforations comme illustré sur la **Fig.III.05**.

Un puits qui pénètre partiellement la zone productrice, suivant les indications du **Fig.III.05** a pu avoir comme conséquence l'écoulement hémisphérique. La condition a pu surgir là où le coning d'eau est important.

Écoulement sphérique :

$$p_i - p_{wf} = \frac{q \mu}{4\pi k r_p} \left(1 - \sqrt{\frac{\phi \mu c_t r_p^2}{kt}} \right) \dots\dots\dots(\text{III.35})$$

Forme générale :

$$\Delta P = b_s - m_s t^{-\frac{1}{2}} \dots\dots\dots(\text{III.36})$$

La dérivée :

$$t \frac{\partial \Delta P}{\partial t} = t \frac{\partial \left(b_s - m_s t^{-\frac{1}{2}} \right)}{\partial t} \dots\dots\dots(\text{III.37})$$

$$t \frac{\partial \Delta P}{\partial t} = \frac{1}{2} m_s t^{-\frac{1}{2}}$$

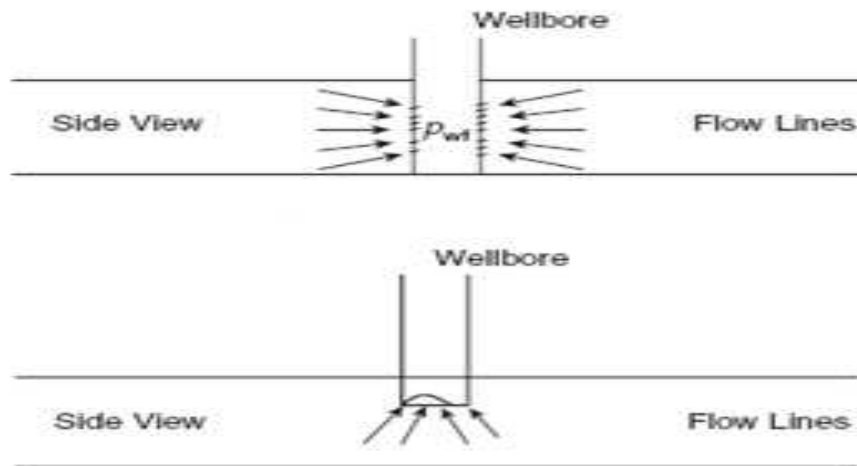


Fig.III.05 Ecoulement sphérique

III.2. Méthodes d'interprétation

On peut classer les méthodes d'interprétation comme suite :

- Les méthodes conventionnelles
 - La méthode de Horner.
 - La méthode de MDH
- Les méthodes utilisant les courbes types
 - La méthode des courbes type.
 - La méthode de la dérivée.
 - Utilisation de l'outil informatique saphir.
- La Méthode de Tiab Direct Synthesis (TDS)

III.2.1. Procédure d'interprétation:

- **Diagnostic** (Comparaison des différents périodes de l'essai, discussion de la réponse en pression) : Il sert à déterminer la succession des écoulements visibles au cours de l'essai surtout à l'aide de la dérivée de pression. Le repérage de ces écoulements détermine la configuration réservoir-puits qui sera utilisée dans l'interprétation.
- **L'interprétation** (Choix du modèle(s) d'interprétation et justification) : C'est la quantification des paramètres de la configuration réservoir-puits. Elle est réalisée avec les courbes-types, la dérivée de la pression et les méthodes conventionnelles.

- **Validation** (Discussion des résultats, étude de sensibilité aux hypothèses etc.) : L'interprétation est validée en générant une courbe-type simulant au mieux les données à l'aide d'un modèle analytique adapté à la configuration réservoir-puits et à l'historique des débits.

Un dernier ajustement des paramètres est la plus part du temps nécessaire pour simuler au mieux les données, surtout au niveau des transitions entre les différents écoulements. [4]

III.2.2. Les méthodes conventionnelles

Les méthodes conventionnelles (Horner ou MDH) utilisent des graphiques semi-log pour l'interprétation des essais comme le B.U Elles consistent à repérer sur l'évolution de pression les différentes périodes d'écoulement caractéristiques qui se succèdent.

La représentation de la pression en fonction du temps se traduit par une droite qui permet de déterminer selon l'écoulement certaines caractéristiques du puits et du réservoir

III.2.2.1. Méthode d'interprétation

III.2.2.2 Graphique Horner

- 1 - Tracer la droite semi-log qui représente la période transitoire
- 2 - Pointer les pressions de fond en fonction du $(t_f+Dt)/Dt$ sur un papier semi-log.
- 3 - Déterminer les paramètres d'interprétation (m , P^* et $P_{1\text{heure}}$)
- 4 - Calculer des les résultats : h_k , P_g , IP , $skin$, Dp_{skin} , Rendement d'écoulement et Re

Les inconvénients :

- Diagnostiquer un écoulement est parfois délicat.
- L'interprétation ne prend en compte que les points situés sur la droite.
- Tracer la bonne droite est parfois délicat.

III.2.3. Méthodes des courbes types et de dérivée

III.2.3.1. Planches de Courbes types:

Il existe plusieurs courbes types utilisées pour interpréter les essais, parmi lesquelles celles de Gringarten et Al sont les plus complètes et les plus utilisées dans la littérature pétrolière.

Une courbe type représente l'évolution de la pression en fonction de temps à l'échelle logarithmique pour une configuration réservoir-puits données. Elle est générée à l'aide d'un modèle analytique et est représentée en grandeur adimensionnelle.

Leurs principaux objectifs sont

- Situer le début de la droite semi-log;
- Prendre en compte toutes les mesures de pression enregistrées;
- Apporter une estimation des paramètres habituels (Kh , C , S) pour confrontation avec les résultats d'analyse semi-log;
- Apporter des informations supplémentaires, généralement inaccessibles par les méthodes conventionnelles (Ω , Λ);
- Faciliter le diagnostic du type de réservoir rencontré, en montrant les allures caractéristiques de courbes de tests.

III.2.3.2. La dérivée:

Les courbes types, qu'elles soient représentées sur planches ou générées à l'aide d'un modèle puits souffrent de l'effet d'écrasement lié à la représentation logarithmique (difficulté d'observer des faibles variations relatives de la pression)

Les méthodes utilisant la dérivée de la pression remédient à cet inconvénient tout en exploitant les avantages de la représentation par les courbes types. La dérivée est représentée sur graphique log-log comme une courbe type. L'intérêt principal de la dérivée réside dans l'aide importante apportée à l'étape de calage. [6]

L'interprétation s'effectue en deux étapes :

- Les points de la dérivée des mesures correspondant à l'écoulement radial circulaire se traduisent par une droite horizontale et se calent sur la droite horizontale d'ordonnée 0.5 de la planche.
- Les points de la dérivée des mesures correspondant à l'effet de capacité de puits sont situés sur une droite de pente 1. Ces points se calent sur la droite de pente 1 passant par l'origine des coordonnées de la planche.

Il ne reste plus qu'à lire le libellé de la courbe type exprimée par une valeur de $C_D \exp(2S)$. La perméabilité du réservoir, la capacité du puits et le skin peuvent être déterminés directement à l'aide de la courbe type et de sa dérivée pourvu que la stabilisation de la dérivée soit atteinte. [6]

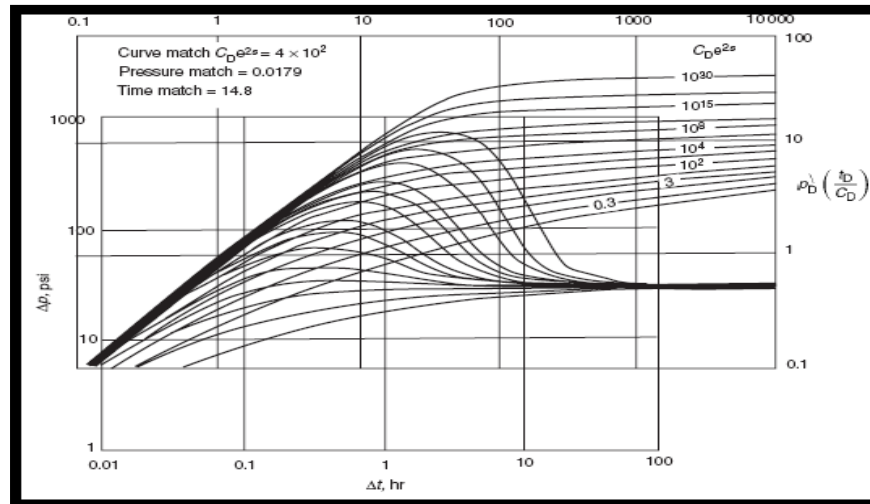


Fig. III.06 Calage des courbes types. [6]

III.2.4. Utilisation du logiciel Saphir

Saphir est un outil d'interprétation du well test basé principalement sur la méthode de dérivée de la pression et le match des données mesurées au modèle en tenant compte de l'historique détaillée de production. On y trouve en plus de l'analytique, la partie numérique qui traite des problèmes non linéaires et est employée pour générer des géométries complexes irréalisables par l'analytique.

Saphir a une gamme complète de différentes fonctionnalités. D'autres dispositifs d'édition permettent des corrections de tendance et l'analyse de la pression. Un module du contrôle de qualité (QA/QC) permet, par l'analyse différentielle des mesures multiples, l'identification de la jauge pour l'usage dans l'analyse et les effets de wellbore.

Après la génération du modèle, la régression non-linéaire est utilisée pour optimiser les paramètres du modèle. Ceci peut être automatique ou manuelle en commandant la liste des paramètres. Des intervalles de confiance sont affichés à la fin de la régression.

Des courbes supplémentaires spécialisées peuvent être générées pour spécifier les régimes d'écoulement. Parmi ces courbes on a MDH et Horner. [13]

III.2.5. Méthode de Tiab Direct Synthesis (TDS)

En 1993, le Docteur Djabbar Tiab a présenté une technique interprétant sur une échelle log-log les courbes de pression et leurs dérivées sans l'utilisation du matching qu'il nomme Tiab's Direct Synthesis.

Cette technique consiste à trouver les points d'intersection et des pentes caractéristiques des diverses lignes droites issues de cette échelle logarithmique. Les valeurs de ces points d'intersection sont directement introduites dans la solution analytique exacte pour obtenir les paramètres du réservoir et du puits.

La méthode TDS renferme les avantages suivants :

- Donne des résultats justes par l'utilisation de la solution analytique exacte pour le calcul des paramètres du réservoir.
- Une vérification indépendante est possible à partir du troisième point d'intersection.
- Renseignements utiles sont fournis sous forme de valeurs caractéristiques additionnelles développées par la méthode au cas où tous les régimes ne sont pas observés.

Dans le chapitre suivant on va présenter la méthode de Tiab's direct synthesis pour les puits verticaux fracturé, et pour les réservoirs homogène avec Skin et wellbore storage et aussi pour les réservoirs naturellement fissurés

Chapitre IV

Aperçu sur la méthode de Tiab Direct Synthesis

Introduction :

L'interprétation des essais des puits pour un puits avec les effets de Skin et de capacité dans un réservoir homogène est améliorée avec la publication de la technique des courbes types dans les années soixante-dix (RAMEY, 1970 ; Agrawal et al, 1970 ; RAMEY et AGRAWAL, 1972 ; EARLOUGHER et KERSCH, 1974) une dizaine d'année plus tard TIAB introduisit la technique de la dérivée. Il a montré que le log-log plot de la dérivée de pression versus temps est un outil puissant dans l'identification des régimes d'écoulement, et les effets limites.

Dans les années quatre vingt la combinaison de ces deux techniques est devenu une partie essentielle dans le well testing modern.

Pourtant que tous les régimes d'écoulement sont identifiés, coïncider deux courbes reste toujours risqué ; en plus Horne (1990) a montré que le plot log-log n'est pas vraiment précis du fait qu'une erreur de 1 mm en échelle logarithmique est équivalent à une erreur réelle de 200 psi ! Certains essais sont aussi courts qu'il n'y aura pas établissement du régime final

Une nouvelle technique introduite par Tiab basé sur la résolution analytique de l'équation de diffusivité, qui n'exploite pas toute la courbe, mais utilise des points et des lignes dits caractéristiques, et ne demande pas la courbe typique est proposée pour répondre aux inquiétudes précédentes sur les courbes types.

L'analyse par courbes types et dérivée pose le problème d'unicité de la solution surtout quand il s'agit d'un milieu anisotrope. Pour cela on a fait recours à la méthode de Tiab pour traiter les différents types d'essais.

Cette technique elle à été appliquée avec succès pour des modèles de fracture vertical avec une conductivité infinie, pour les réservoirs homogènes avec Skin et wellbore storage,

pour les puits verticaux fracturés, et pour les gisements naturellement fissurés ainsi pour les puits horizontaux. Et pour les puits horizontaux fracturés.

IV.1. La méthode de TDS pour les puits verticaux fracturés :

Cette section traite l'analyse des données recueillies lors des essais de puits qui ont été fracturés hydrauliquement. La fracturation hydraulique est devenue une pratique courante pour améliorer la productivité des puits achevés dans les réservoirs à faible perméabilité. Le but de tester les puits fracturés est de déterminer les propriétés des réservoirs, et les différents paramètres du frac afin d'évaluer le succès du traitement de la fracturation hydraulique et de prévoir une délivrabilité à long terme pour le réservoir. [1]

Dans l'analyse des essais des puits, trois principaux types de fractures sont généralement considérés:

- Fractures de conductivité finie.
- Fracture de conductivité infinie.
- Fracture de flux uniforme. [10] [11].

IV.1.1. Régimes d'écoulement de la fracture

Après la fracturation d'un puits, un nouvel ensemble de régimes d'écoulement est produit. Les principaux régimes d'écoulement sont représentés en (**Fig. IV.1**) et sont comme suit:

- Ecoulement linéaire de la fracture,
- Ecoulement bilinéaire
- Ecoulement linéaire de Formation,
- Ecoulement pseudo-radial. [1]

IV.1.2. Puits fracturé (fracture verticale de conductivité infinie ou avec flux uniforme):

Deux solutions sont disponibles. L'une considère que le débit est uniformément distribué le long de la fracture, l'autre suppose que la conductivité de la fracture est infinie.

Régimes caractéristiques:

- Effet de wellbore storage.

- Ecoulement linéaire: droite de pente 1/2.
 - ✓ Résultat : demi-longueur de fracture x_f .
- Ecoulement pseudo radial: ligne droite de pente horizontal.
 - ✓ Résultat : produit perméabilité épaisseur kh et skin géométrique S .

IV.1.3. Puits fracturé (fracture verticale de conductivité finie):

Avec cette solution, les gradients de pression le long de la fracture ne sont pas négligés. Ce comportement s’observe lorsque la perméabilité de la fracture n’est pas nettement plus forte que la perméabilité de la formation, particulièrement lorsque la fracture est longue.

Régimes caractéristiques:

- Effet de capacité de puits (wellbore storage).
- Ecoulement bi-linéaire: droite de pente 1/4.
 - ✓ Résultat : conductivité de la fracture $k_f w_f$.
- Ecoulement linéaire: droite de pente 1/2.
 - ✓ Résultat : demi-longueur de fracture x_f .
- Ecoulement pseudo radial: ligne droite de pente horizontal.
 - ✓ Résultat : produit perméabilité épaisseur kh et skin géométrique S .

Pour une analyse de puits fracturés, un nouvel ensemble de paramètres sans dimension sont utilisés. Il s'agit de temps adimensionnel pour les puits fracturé t_{Df} , la conductivité adimensionnel de la fracture F_{CD} , et la pression du puits adimensionnel P_{wD} , sont définie comme suit:

$$t_{Df} = \frac{0.0002637.k\Delta t}{\phi \mu c_i X_f^2} \dots\dots\dots(IV.01)$$

$$F_{CD} = \frac{k_f w_f}{k X_f} \dots\dots\dots(IV.02)$$

$$P_{wD} = \frac{kh}{141.2q\mu B} \Delta P_w \dots\dots\dots(IV.03)$$

Dans les équations ci-dessus, w_f est la largeur de la fracture et X_f est la demi-longueur de La fracture.

IV.1.4. Analyse d'écoulement bilinéaire

L'occurrence de l'écoulement bilinéaire est caractérisée par une pente de 1/4 sur une courbe log-log. Le comportement de pression au cours de la période de l'écoulement bilinéaire est modelé on utilisant l'équation suivante :

$$P_D = \frac{2.45}{F_{CD}^{1/2}} t_{Df}^{1/4} \dots\dots\dots(IV.04)$$

Dans les unités oil-field, l'équation de réponse de pression est :

$$\Delta P = \frac{44.13 q \mu B \Delta t^{1/4}}{h (k_f w_f)^{1/2} (\phi \mu c_t k)^{1/4}} \dots\dots\dots(IV.05)$$

Quand la pente de 1/4 est évidente sur la courbe log-log, les données devraient être retracées sur le papier linéaire comme P en fonction de t^{1/4}. La pente, *m_{BL}* d'une ligne droite tracée par les données peut être employée pour déterminer la conductivité de la fracture comme suit :

$$m_{BL} = \frac{44.13}{(\phi \mu c_t k)^{1/4}} \left(\frac{q \mu B}{h \sqrt{k_f w_f}} \right) \dots\dots\dots(IV.06)$$

$$k_f w_f = \left(\frac{44.13 q \mu B}{m_{BL} h (\phi \mu c_t k)^{1/4}} \right)^2 \dots\dots\dots(IV.07)$$

On prendre :

m_{BL} = (ΔP_w)_{BL1} = ΔP_w à l'heure du temps t=1hr sur la ligne droite d'écoulement bilinéaire

La conductivité de la fracture peut également être déterminée de la ligne droite de la dérivée de pression correspondant au régime d'écoulement bilinéaire par le remplacement de *m_{BL}* par 4(*t*. $\Delta p_w'$)_{BL1} dans l'équation (IV.07) :

$$k_f w_f = \frac{121.74}{\sqrt{\phi \mu c_t k}} \left(\frac{q \mu B}{h (t \cdot \Delta p_w')_{BL1}} \right)^2 \dots\dots\dots(IV.08)$$

Si en remplace *m_{BL}* par (ΔP_w)_{BL1} dans l'équation (IV.06) l'équation de la conductivité de la fracture sera comme suite :

$$KfWf = 1947.46 \frac{1}{\sqrt{\phi\mu Ctk}} \left[\frac{q\mu B}{h(\Delta p_w)_{L1}} \right]^2 \dots\dots\dots(IV.09)$$

IV.1.5. Analyse d'écoulement linéaire

L'apparition de l'écoulement linéaire se caractérise par une pente de 1/2 sur la courbe log-log. Ce régime d'écoulement est normalement évident et analysables pour des fractures avec une conductivité très élevée ($F_{CD} > 300$).

$$m_{LF} = 4.064 \frac{qB}{h X_f} \left(\frac{\mu \Delta t}{\phi c_i k} \right)^{1/2} \dots\dots\dots(IV.10)$$

Ainsi, la demi-longueur de la fracture est :

$$X_f = 4.064 \left(\frac{qB}{h(\Delta p_w)_{LF1}} \right) \sqrt{\frac{\mu}{\phi c_i k}} \dots\dots\dots(IV.11)$$

La demi-longueur de la fracture peut également être obtenu à partir du dérivé de pression en remplaçant $(\Delta p_w)_{L1}$ par $2(t.\Delta p_w')_{L1}$, donc:

$$X_f = 2.032 \left(\frac{qB}{h(t.\Delta p_w')_{LF1}} \right) \sqrt{\frac{\mu}{\phi c_i k}} \dots\dots\dots(IV.12)$$

IV.1.6. Ecoulement pseudo-radiale

Après un laps de temps suffisant s'est écoulé, et si les limites du réservoir n'influencent pas le comportement de la pression, le débit commence à couvrir radialement par rapport au système de la fracture de puits. Cette durée est appelée période d'écoulement pseudo-radiale, car il est identique au cas de réservoir radial mais avec un facteur négatif de Skin provoquée par la présence de la fracture. Durant cette période, le comportement de pression est décrit par:

$$P_D = 0.5 \ln \left(t_{Df} \frac{X_f^2}{r_w^2} \right) + 0.404 + S \dots\dots\dots(IV.13)$$

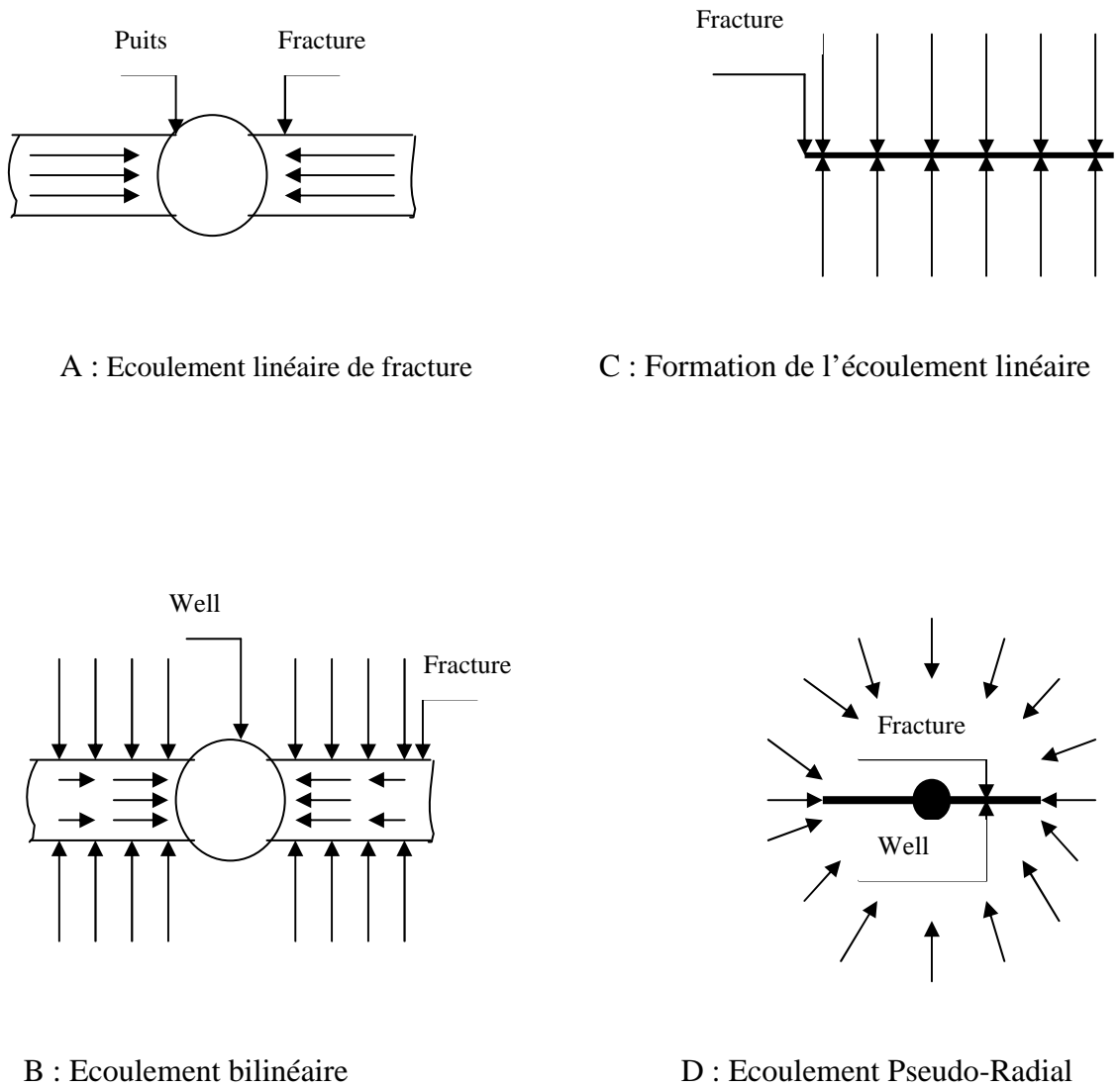


Fig.IV.1. Régimes des écoulements qui régissent le comportement de la pression d'un puits vertical Interceptor une Fracture. [10] [11].

IV.1.7. Corrélation d'écoulement radial et bilinéaire

La partie de la dérivée de pression correspondant à la ligne d'écoulement radiale est une ligne droite horizontale. Ce régime d'écoulement est donnée par:

$$(t \cdot \Delta p_w')_R = \frac{70.6 q \mu B}{kh} \dots\dots\dots(\text{V.14})$$

L'indice «R» représente l'écoulement radial. La perméabilité de la formation est donc:

$$k = \frac{70.6 q \mu B}{h(t \cdot \Delta p_w')_R} \dots\dots\dots(\text{IV.15})$$

Où $(t \cdot \Delta p_w')_R$ est obtenu par extrapolation de la ligne horizontale à l'axe vertical. La ligne d'écoulement radial peut également être utilisée pour calculer le facteur de Skin à partir de l'équation:

$$S = 0.5 \left[\frac{(\Delta p_w)_R}{(t \cdot \Delta p_w')_R} - \ln \left(\frac{k t_R}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 7.43 \right] \dots\dots\dots(\text{IV.16})$$

Où t_R est un moment opportun pendant le régime d'écoulement radial, et $(\Delta p_w)_R$ la valeur de Δp_w sur la courbe de pression correspondant à t_R .

La coordonnée de temps du point d'intersection des lignes droites d'écoulement radial et bilinéaires est donnée par l'équation suivante:

$$t_{RBLi} = 1677 \frac{\phi \mu c_t}{k^3} (k_f w_f)^2 \dots\dots\dots(\text{IV.17})$$

IV.1.8. Corrélation d'écoulement linéaire et bilinéaire

La coordonnée de temps du point d'intersection des lignes droites d'écoulement linéaire et bilinéaire est donnée par l'équation suivante:

$$t_{BLLi} = 13910 \phi \mu c_t \left(\frac{X_f^2 \sqrt{k}}{k_f w_f} \right)^2 \dots\dots\dots(\text{IV.18})$$

Résoudre explicitement k on obtient:

$$k = \left(\frac{k_f w_f}{X_f^2} \right)^2 \frac{t_{BLLi}}{13910 \phi \mu c_t} \dots \dots \dots \text{(IV.19)}$$

Si le test est trop court pour observer la ligne d'écoulement radial, ou un test de pré-frac n'est pas possible, comme dans la formation à faible perméabilité, (l'éq IV.18) peut être utilisée pour calculer la perméabilité de la formation.

IV.1.9 Cas particulier

L'analyse ci-dessus suppose que tous les régimes en trois écoulements (bilinéaire, formation linéaire et radial) sont observés lors de l'essai de pression et qu'ils sont bien définis dans la courbe de la dérivée de pression. Dans de nombreux cas, au moins l'un des régimes d'écoulement n'est pas respecté ou pas bien définie.

a) La Formation de l'écoulement linéaire n'est pas respectée

Pour une fracture de faible conductivité, la droite correspondant au régime d'écoulement linéaire ne sera probablement pas bien définie. En l'absence de l'écoulement linéaire de la formation, la demi-longueur de la fracture est calculée par l'équation suivante:

$$X_f = \frac{1.92173}{\frac{e^s}{r_w} - \frac{3.31739k}{w_f k_f}} \dots \dots \dots \text{(IV.20)}$$

La connaissance de la conductivité de la fracture elle sera au niveau de l'écoulement bilinéaire, et la perméabilité de la formation et le facteur de Skin à partir de l'écoulement radial.

b) l'écoulement bilinéaire n'est pas observé

Si la ligne de l'écoulement bilinéaire de pente (0.25) n'est pas bien définie ou non observée due à des phénomènes de l'effet de capacité de puits (wellbore storage effect), la conductivité de la fracture peut être calculé à partir de l'équation suivante :

$$w_f k_f = \frac{3.31739k}{\frac{e^s}{r_w} - \frac{1.92173}{X_f}} \dots \dots \dots \text{(IV.21)}$$

c) L'écoulement Radial n'est pas observé

Pour les essais de test courtes comme en formations de faible perméabilité, la ligne droite horizontale sur la dérivée de pression, de l'écoulement radial peut pas observée, et si les régimes d'écoulement linéaires et bilinéaire ont bien définies sur la courbes de dérivés de pression, la perméabilité de la formation est calculée à partir l'équation (IV.19) , tandis que le facteur de Skin est obtenu à partir l'équation suivante :

$$S = \ln \left[r_w \left(\frac{1.92173}{X_f} - \frac{3.31739k}{w_f k_f} \right) \right] \dots \dots \dots \text{(IV.22)}$$

IV.1.9. Procédure systématique :

IV.1.9.1. La procédure étape par étape :

Le cas idéal (Les 3 régimes d'écoulement sont observés)

Etape1 : tracer la variation de pression et sa dérivée en fonction de temps dans une courbe log-log.

Etape2 : identifier et tracer les différentes lignes droites correspondant au wellbore storage (slope=1). écoulement bilinéaire (slope =0.25). et l'écoulement radial (un trait horizontal).

Etape 3 : Calculer la perméabilité de formation à partir de la ligne de l'écoulement radial en utilisant l'équation (IV.15).

Etape 4 : Calculer la conductivité de la fracture à partir l'équation (IV.08) et (IV.09)

Etape 5 : Calculer le facteur de Skin à partir l'équation (IV.16)

Etape 6 : Calculer la demi-longueur de la fracture en utilisant l'équation (IV.12)

Etape 7 : Calculer la conductivité adimensionnelle de la fracture à partir l'équation(IV.02)
[8]

Cas 2 : Fracture de faible conductivité (la ligne d'écoulement linéaire n'est pas bien définie).

Etape 1 jusqu'à 5 : Idem que (cas idéal)

Étape 6 : Calculer la demi-longueur de la fracture à partir l'équation (IV.20).

Étape 7 : Idem ci-dessus. [8]

Cas 3: Fracture de conductivité intermédiaire [8]

Si l'effet de capacité de puits et / ou perturbation sur les données de pression en début de temps est sévère, il serait alors difficile de tracer la ligne droite de pente $\frac{1}{4}$.

Étapes 1-3: les mêmes que dans le cas idéal

Étape 4: Calculer la demi-longueur de la fracture à partir l'équation (IV.11).

Étape 5: Calculer le facteur de Skin à partir de l'équation (IV.16).

Étape 6: Estimer la conductivité de la fracture de l'équation (IV.21).

Étape 7: Même chose que l'étape 7 de l'idéal

Cas 4: Essais post-Frac courtes

Pour réservoirs de faible perméabilité, la partie correspondant à l'écoulement radial ne peuvent pas être observée. Ensuite, une procédure d'essai-erreur doit être utilisée.

Étape1-2: mêmes étapes que dans le cas idéal

Étape 3: La perméabilité est déterminée à partir d'un test de pré-frac

Étape 4: Calculer la conductivité de la fracture à l'aide (IV.9).

Étape 5: Calculer la demi-longueur de la fracture de l'équation (IV.12).

Étape 6: Calculer le facteur de Skin à partir de l'équation (IV.22).

Étape 7: Même chose que l'étape 7 de l'idéal. [8]

IV.2. La TDS pour les réservoirs naturellement fracturées :

Le modèle à double porosité suppose que le réservoir n'est pas homogène, Mais constitué d'un bloc de matrice rocheuse avec un grand emmagasinement et une faible perméabilité, le puits est relié par des fissures naturelles de faible emmagasinement et de haute perméabilité. Les blocs de matrice ne peuvent pas circuler au fond de puits directement, de sorte que même si la plupart des hydrocarbures sont stocké dans les blocs de la matrice, ils doivent entrer dans le système de la fissure de manière à être produit. [1]

La solution de pression au fond de puits dans un réservoir infini, avec les contraintes ci-dessus est donnée par :

$$p_D = \frac{1}{2} \left[\ln t_D + 0.80908 + E_i \left(-\frac{\lambda t_D}{\omega(1-\omega)} \right) - E_i \left(\frac{\lambda t_D}{1-\omega} \right) \right] \dots\dots\dots (IV.23)$$

la fonction dérivée de l'équation (IV.23) facilement être obtenues comme :

$$t_D * p'_D = \frac{1}{2} \left[1 - \exp \left(-\frac{\lambda t_D}{1-\omega} \right) + \exp \left(\frac{\lambda t_D}{\omega(1-\omega)} \right) \right] \dots\dots\dots (IV.24)$$

Le modèle à double porosité est décrit par deux autres variables, en plus des paramètres définissant le modèle homogène :

□ : est le rapport de capacité des fissures., il est essentiellement la fraction de liquide stockée dans le système de fissure.

$$\omega = \frac{\phi_2 c_2}{\phi_1 c_1 + \phi_2 c_2} \dots\dots\dots (IV.25)$$

Avec :

φ₂ : la porosité de la fracture. c₂ : la compressibilité de la fracture.

φ₁ : la porosité de la matrice. c₁ : la compressibilité de la matrice.

Une expression analytique pour les coordonnées minimales peut être obtenue en prenant la dérivée seconde de EQ11.105 et en affectant le résultat égal à zéro. par la suite, les coordonnées sans dimension minimales sont données par :

$$(t_D)_{min} = \frac{\omega}{\lambda} \ln \frac{1}{\omega} \dots\dots\dots (IV.26)$$

$$(t_D * p_D)_{min} = \frac{1}{2} \left(1 + \omega^{\frac{1}{1-\omega}} - \omega^{\frac{\omega}{1-\omega}} \right) \dots\dots\dots (IV.27)$$

À l'aide de la dérivée seconde qu'elle a été initialement proposée par Uldrich et Ershaghi. pour déterminer le rapport de capacité des fissures, Cependant, pour rendre cette

expression universelle en unités réelles, une normalisation à été développé en divisant le point minimum de la dérivés par la valeur de la dérivé de la ligne de l'écoulement radial. L'expression analytique qui en résulte est écrit comme suite :

$$\frac{(t * \Delta p')_{min}}{(t * \Delta p')_r} = \left(1 + \omega^{\frac{1}{1-\omega}} - \omega^{\frac{\omega}{1-\omega}}\right) \dots \dots \dots (IV.28)$$

Il existe une relation entre le rapport de la dérivé de pression et w. une corrélation empirique a été développée par Engler est valable de l'erreur $0 \leq w \leq 0,10$, inférieur à 1,5 %.

$$\omega = 0.15866 \left\{ \frac{(t * \Delta p')_{min}}{(t * \Delta p')_r} \right\} + 0.54653 \left\{ \frac{(t * \Delta p')_{min}}{(t * \Delta p')_r} \right\}^2 \dots \dots \dots (IV.29)$$

λ : est le coefficient d'échange entre matrice et fissures qui caractérise la capacité des blocs de matrice à

$$\lambda = \frac{1}{10C_D} * \frac{(t * \Delta p')_{min}}{(t * \Delta p')_x} \dots \dots \dots (IV.30)$$

IV.2.1. Lignes et points caractéristiques :

IV.2.1.1 Ecoulement radial :

La période de l'écoulement radial est représenté par une ligne droite horizontale, le premier segment de la ligne droite sur la dérivée de pression correspond à la réponse de la fracture et la seconde à la réponse de réservoir homogène équivalent. Une expression de la dérivée en ces temps est donnée par :

$$t_D * p'_D = \frac{1}{2} \dots \dots \dots (IV.31)$$

Substituant les variables sans dimension et en réarrangeant les résultats dans une technique simple et rapide pour déterminer la perméabilité. [1]

$$K = \frac{70.6q\mu\beta}{h(t * \Delta p')_r} \dots \dots \dots (IV.32)$$

A partir de la ligne droite horizontal qui correspond à l'écoulement radial et durant un temps opportun de cette période on peut calculé le facteur de Skin à partir l'équation suivante : [1]

$$S_m = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta P_r}{(t * \Delta P')_{r1}} - \ln \left(\frac{k_2 t_{r1}}{S_T \mu r_w^2 \omega} \right) + 7.43 \right] \dots\dots\dots (IV.33)$$

L'indice R1 désigne la réponse de premier radial, durant la période de deuxième écoulement radial une expression pour le facteur de Skin peut être développée :

$$S = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta P_r}{(t * \Delta P')_r} - \ln \left(\frac{k t_r}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 7.43 \right] \dots\dots\dots (IV.34)$$

IV.2.2. Réponse de pression avec wellbore Storage :

On utilisant la courbe de pression le constant de l'effet de capacité de puits (wellbore storage constant) peut être calculé par l'équation suivante : [1]

$$C = \left(\frac{q\beta}{24} \right) \frac{t}{\Delta p} \dots\dots\dots (IV.35)$$

à partir la pente unitaire sur la courbe de la dérivée de pression on à :

$$C = \left(\frac{q\beta}{24} \right) \frac{t}{t * \Delta p'} \dots\dots\dots (IV.36)$$

A partir le point d'intersection entre la pente de wellbore storage et la ligne droite horizontale de l'écoulement radial. On peut calculée le constant de l'effet de capacité de puits par l'équation suivante :

$$C = \frac{Kht_i}{1695\mu} \dots\dots\dots (IV.37)$$

IV.3. La TDS pour les réservoirs homogènes avec Skin et wellbore storage :

Les hypothèses classiques habituellement utilisés en conjonction avec un seul puits produisant à un débit constant dans un milieu poreux, homogène et isotrope sont applicable dans cette étude. Le liquide a une viscosité constante, et il est considéré comme étant peu compressible. [1]

La pression de fond adimensionnelle pour un puits avec Skin et wellbore storage ,(P_{wD}) et leur dérivative dP_{wD} / dt sont obtenu à partir :

$$P_D = \frac{4}{\pi^2} \int_0^\infty \left(\frac{1 - e^{-u^2 t D}}{u^3 U_D} \right) du \dots\dots\dots(\text{IV.38})$$

Et

$$\frac{dP_{wD}}{dt_D} = \frac{4}{\pi^2} \int_0^\infty \left(\frac{e^{-u^2 t D}}{u U_J} \right) du \dots\dots\dots(\text{IV.39})$$

Avec :

$$U_J = [u C_D J_0(u) - (1 - C_D s u^2) J_1(u)]^2 + [u C_D Y_0(u) - (1 - C_D s u^2) Y_1(u)]^2 \dots\dots\dots(\text{IV.40})$$

La pression adimensionnelle P_{wD} , le temps adimensionnelle t_D , et le coefficient de l'effet de capacité de puits adimensionnelle C_D , sont exprimé comme suite :

$$P_D = \left(\frac{kh}{141.2quB} \right) \Delta p \dots\dots\dots(\text{IV.41})$$

$$t_D = \left(\frac{0.0002637k}{\phi u c_i r^2 W} \right) t \dots\dots\dots(\text{IV.42})$$

$$C_D = \left(\frac{0.8935}{\phi c_i h r^2 W} \right) C \dots\dots\dots(\text{IV.43})$$

IV.3.1. Les lignes et les points caractéristiques :

La ligne droite de pente unitaire sur la courbe de pression elle correspond à l'effet de capacité de puits (wellbore storage). L'équation de cette ligne droite est : [1]

$$P_D = \frac{t_D}{C_D} \dots\dots\dots(\text{IV.44})$$

La combinaison d'équation (IV.41) et (IV.42) donne :

$$\frac{t_D}{C_D} = \left(2.95 * 10^{-4} \frac{h}{\mu}\right) \frac{t}{C}$$

A partir de ces équations on peut déterminer le coefficient de l'effet de capacité de puits (C) (wellbore storage coefficient) :

$$C = \left(\frac{qB}{24}\right) \frac{t}{\Delta P} \dots\dots\dots(\text{IV.45})$$

IV.3.1.1. Ecoulement Radial :

La période de l'écoulement radial sur la courbe de dérivé de pression est caractérisée par une ligne droite horizontale. Pour un réservoir homogène l'équation de cette ligne droite est :

$$\left[\left(\frac{t_D}{C_D}\right) P'_D\right]_r = 0.5 \dots\dots\dots(\text{IV.46})$$

L'équation de la perméabilité au niveau de l'écoulement radial est :

$$k = \frac{70.6q\mu B}{h(t\Delta P)_r} \dots\dots\dots(\text{IV.47})$$

A partir de l'écoulement radial on peut calculer aussi le facteur de Skin à partir l'équation suivante :

$$S = 0.5 \left[\frac{(\Delta p_w)_R}{(t \cdot \Delta p_w)_R} - \ln \left(\frac{k t_R}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 7.43 \right] \dots\dots\dots(\text{IV.48})$$

Où t_r : c'est temps convenable durant la période de l'écoulement radial.

$(\Delta p_w)_R$: c'est la valeur de pression correspondante à t_r .

la ligne droite de pente unitaire de wellbore storage et ligne droite horizontale qui correspond à l'écoulement radial seront intersecté à :

$$\left[\left(\frac{t_D}{C_D} \right) P'_D \right]_i = 0.5 \dots\dots\dots(\text{IV.49})$$

$$\left(\frac{t_D}{C_D} \right)_i = 0.5 \dots\dots\dots(\text{IV.50})$$

L'indice « i » signifie le point d'intersection. Dans les unités réelles les coordonnées de cette intersection sont obtenues à partir :

$$(t.\Delta P')_i = \frac{70.6q\mu B}{kh_r} \dots\dots\dots(\text{IV.51})$$

Et :

$$t_i = \frac{1695\mu C}{kh} \dots\dots\dots(\text{IV.52})$$

au point d'intersection nous avons : $(\Delta P)_i = (t.\Delta P')_i = (t.\Delta P')_r$

IV.3.1.2 Les coordonnées de sommet de la courbe de dérivé de pression :

$$(t.\Delta P')_x = \left(0.015 \frac{qB}{C} \right) t_x - 0.42b_x \dots\dots\dots(\text{IV.53})$$

$(t.\Delta P')_x$ et t_x sont les coordonnées du point maximum (sommet) de la courbe de la dérivé de pression. Ils ont obtenue à partir de l'équation (E). à partir de ces coordonnées nous pouvons calculer le coefficient de wellbore storage et la perméabilité de formation (K) :

$$k = \left(\frac{59.3q\mu B}{h} \right) \frac{1}{(0.015qB/C)t_x - (t.\Delta P')_x} \dots\dots\dots(\text{IV.54})$$

Cette équation devrait être employée pour calculer k seulement si la ligne droite horizontale de l'écoulement radial n'est pas observée, comme dans un essai court.

$$C = \frac{0.015qBt_x}{(t.\Delta P')_x + 0.84(t.\Delta P')_r} \dots\dots\dots(\text{IV.55})$$

Cette équation devrait être employée dans les cas où k est connu d'autres sources. Ou dans le cas où la ligne droite de pente unitaire de l'effet de capacité de puits (wellbore storage) n'est pas observée.

Conclusion :

Les différentes applications de la méthode de Tiab qu'on a expliqué dans ce chapitre utilise des points et des lignes caractéristique dans le tracé de la pression et sa dérivative pour estimer analytiquement les propriétés du réservoir.

D'une manière générale les avantages de cette méthode sont :

- ✓ Analyse sans recours au match par les courbes types.
- ✓ En l'absence de l'un ou l'autre des régimes d'écoulement, la TDS peut fournir différents paramètres selon le cas.
- ✓ Possibilité de vérifier les résultats obtenus.
- ✓ Unicité de la solution (solutions analytiques exactes).

Chapitre V

Analyse et interprétation

V.1. Introduction :

L'interprétation des essais de puits est un outil indispensable pour connaître l'état de puits et du réservoir par la détermination des paramètres qui leurs sont propres comme la perméabilité, le skin, la pression moyenne de la couche, le kh, la longueur effective, les limites du réservoir, et les différentes paramètres des opérations de stimulation comme la demi-longueur de la fracture X_f , la conductivité et la conductivité adimensionnelle etc. La connaissance de ces paramètres permet de faire des prévisions de la production et de prendre de bonnes décisions pour le développement d'un gisement (nécessité ou non des opérations de stimulations, récupérations assistées etc...) et permet aussi d'évaluer les opérations de stimulation comme la fracturation hydraulique.

De nombreux moyens d'interprétation des essais de puits ont marqué le cours de l'histoire. Ces dernières années ces techniques ont eu une évolution rapide. A commencer par les méthodes conventionnelles, par l'utilisation de courbe types à la main, jusqu'à l'introduction des outils informatiques parmi lesquels, l'environnement Ecrin qui est la quatrième version développée par KAPPA. Ecrin v4.20.04 intègre toutes les applications de KAPPA, et donne la possibilité de les utiliser indépendamment. Ces applications sont Diamant, Topaze, Saphir et Rubis.

L'objet de notre étude, porte sur l'interprétation de deux puits verticaux par l'application de la méthode de TDS et à l'aide du software Saphir.

V.2. Historique et généralité sur le puits MD 414

Le puits MD 414 c'est un puits vertical producteur d'huile. il est situé à l'ouest de la zone 13 du champs de HMD il a été foré et complété le 14/05/1987 en 4"1/2 VAM ancré. fond initial équipé d'une crépine 5"FJH. Il a été mis en production le 01/08/1987 après

démarrage à l'azote. Bien qu'il soit situé entre deux injecteurs. le puits MD414 n'est toujours pas en percée. - même s'il produit au-dessous de sa pression de bulle (193 kg/cm²)- sans doute à cause de l'anisotropie de perméabilité due à l'hétérogénéité du réservoir. et peut être du fait de sa position sur un chenal différent de ceux des injecteurs.

Le puits MD414 peut être qualifié comme étant bon producteur. avec un cumule de production de 1 021 190 m³ jusqu'en mai 2003. pour une moyenne de réserves récupérables calculées au D.C.A (O.F.M) de l'ordre de 413 252 m³ pour les dix prochaines années (voir annexe).

Le tableau V.01. Présent l'historique des différentes opérations effectuées sur le puits MD 414 du 1991 jusqu'à 2004.

Tableau (V.01) : L'historique des opérations effectuées sur le puits MD414 [12]

Date de Début	Date de fin	Opération	Sous-opération
29/09/2004	29/09/2004	OPERATION_SPECIALE	Post frac clean out.
12/06/2004	12/06/2004	OPERATION_SPECIALE	Kick off. DST.
28/08/2003	28/08/2003	OPERATION_SPECIALE	Neutralisation
26/03/2002	26/03/2002	OPERATION_SPECIALE	kickoff
08/09/2000	08/09/2000	OPERATION_SPECIALE	Kick off (CCE).
01/09/2000	06/09/2000	SNUBBING	-----
06/01/2000	06/01/2000	WIRELINE	Mesure de pression SBU
02/01/2000	02/01/2000	WIRELINE	Mesure de pression SBU
28/07/1997	30/07/1997	SNUBBING	-----
12/06/1996	16/06/1996	SNUBBING	-----
10/08/1991	24/08/1991	COMPLETION	

V.3. Etat actuel

- **Production cumulée :**

- Np = 1 043 774 st^m3 (août 2003)
- Pg = 181.01 kgf/cm²
- Pb = 193 kgf/cm²
- État : fermé

V.4. Situation

Le puits MD414 est situé à l'ouest de la zone 13.

Le tableau V.02. Présente les puits injecteur au voisinage de puits MD 414

Tableau V.02. Les Puits injecteurs Gaz voisins [12]

Puits	Zone	Distance Mètre	Direction
OMP20	13	950	nord-ouest
MD70	13	1 200	sud-est

Le tableau V.03. Présente les puits fracturés dans la zone 13.

Tableau V.03. Les Puits fracturés voisins [12]

Puits	Zone	Distance Mètres	Direction	Proppant livres	Q _o (av.) m ³ /h	Q _o (ap.) m ³ /h
MD 434	13	900	Ouest	74495	5.27	5.53
OMP 31	13	1850	Nord-est	113080	5.4	9.09
MD 407	13	1900	est	16030	7.23	0

V.5. Données de départ du puits MD414

On présente les différentes données du puits MD 414 ainsi que les données PVT dans le tableau suivant :

Tableau V.04. Les données du puits MD 414 [12]

puits	les données sur le puits			les données PVT			
	rw (ft)	H (ft)	Φ(%)	Bo (B/STB)	Q _o STB/D	μ(cp)	C _t (psi-1)
MD414	0.25	264.108	0.07	1.82	502.68	0.215	3.761E-5

V.6. Calcul et interprétation de test BUILD-UP avant l’opération de fracturation hydraulique avec la méthode de TDS

Etape 01 :

On trace sur une échelle de log-log la courbe de la pression et sa dérivée en fonction du temps Δp & $(t*\Delta p') = f(\Delta t)$

Cette courbe est représentée sur la figure ci-dessous (figure V.01). leur allure montre l’absence de unit-slope line (l’effet de capacité de puits n’est pas important due au fermeture au fond (DST). et l’observation de l’écoulement radial

V.6.1 Calcul de la dérivée

On peut calculer la dérivée $(t*\Delta p')$ à partir l’équation (V.01):

$$t \left(\frac{\partial \Delta P}{\partial t} \right)_i = t \left(\frac{\partial \Delta P}{\partial \ln t} \right)_i = \left\{ \frac{\ln(t_i / t_{i-1}) \Delta P_{i+1}}{\ln(t_{i+1} / t_i) \ln(t_{i+1} / t_{i-1})} + \frac{\ln(t_{i+1} t_{i-1} / t_i^2) \Delta P_i}{\ln(t_{i+1} / t_i) \ln(t_i / t_{i-1})} - \frac{\ln(t_{i+1} / t_i) \Delta P_{i-1}}{\ln(t_i / t_{i-1}) \ln(t_{i+1} / t_{i-1})} \right\}$$

.....(V.01).

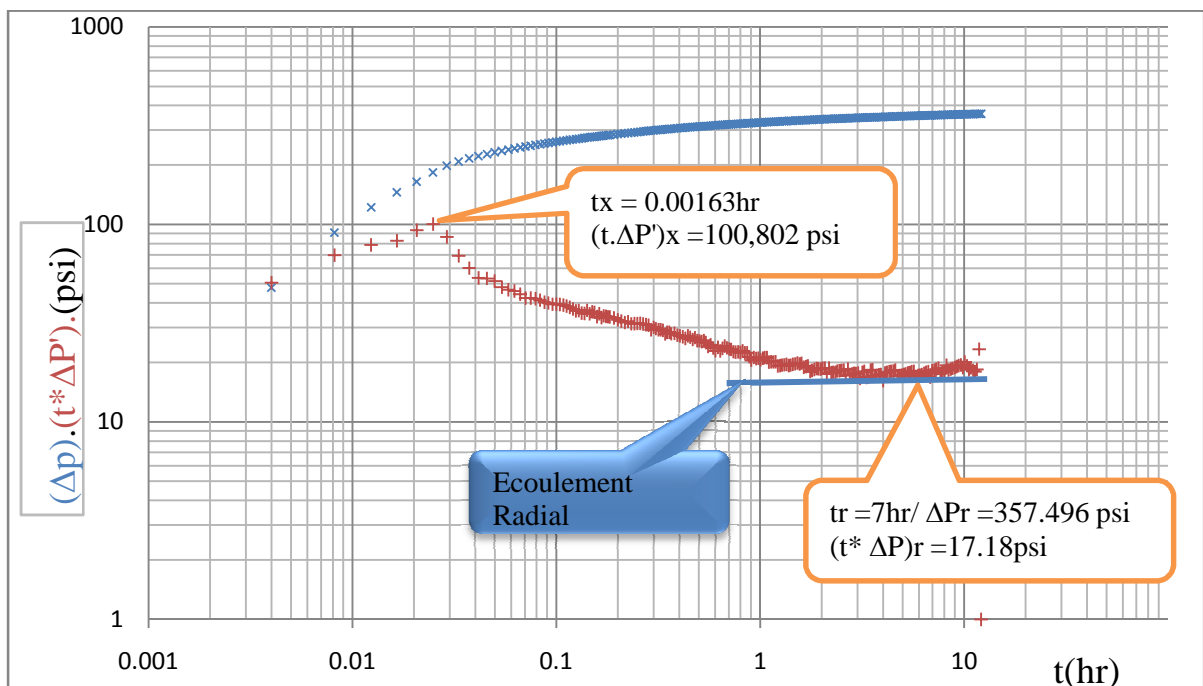


Fig. V.01 : Courbe log-log de pression et sa dérivée en fonction du temps de puits MD414 avant frac

Etape 2 :

La valeur de la dérivée de pression au niveau de l'écoulement radial est :

$$(t \cdot \Delta p')_r = 17.18 \text{ psi}$$

Etape 3 :

Les coordonnées au niveau de maximum point sont :

$$t_x = 0.0248 \text{ hr}$$

$$(t \cdot \Delta p')_x = 100.802 \text{ psi}$$

Etape 4 :

Au niveau de l'écoulement radial on a :

$$T_r = 7 \text{ hr}$$

$$(\Delta p)_r = 357.496 \text{ psi}$$

Etape 5 :

On calcul la perméabilité :

$$k = \frac{70.6 q \mu B}{h(t \cdot \Delta p_w')_R} \dots\dots\dots(\mathbf{V.02})$$

Application numérique :

$$k = \frac{70.6 * 502.682 * 0.215 * 1.82}{264.108 * 17.18} = 3.06 \text{ m.d}$$

Etape 6 :

Le coefficient de l'effet de capacité du puits (wellbore Storage coefficient) est calculé on utilisent les coordonnées de point max :

$$C = \frac{0,015 qB t_x}{(t * \Delta p')_x + 0,84 (t * \Delta p')_r} \dots\dots\dots(\mathbf{V.03})$$

Application numérique :

$$C = \frac{0.015 * 502.682 * 1,82 * 0.0248}{100.802 + 0.84 (17.18)} = 2,95 * 10^{-3} \text{ bbl /psi}$$

Etape 7 : $2.95.10^{-3}$

On calcul le skin :

$$S = 0.5 \left[\frac{(\Delta p_W)_R}{(t \cdot \Delta p'_W)_R} - \ln \left(\frac{k t_R}{\phi \mu c_t r_W^2} \right) + 7.43 \right] \dots\dots\dots(\mathbf{V.04})$$

Application numérique :

$$S = 0.5 \left[\frac{357.49}{17.18} - \ln \left(\frac{3.06 * 7}{0.07 * 0.215 * 3.761 * 10^{-5} * (0.25)^2} \right) + 7.43 \right] = 4$$

Etape 8 :

Vérification :

on recalcule k avec l'équation suivante :

$$k = 9416,2 \frac{\mu.c}{h.tx} \left[0,5 \frac{(t * \Delta p')_x}{(t * \Delta p')_r} + 0,42 \right] \dots\dots\dots(\mathbf{V.05})$$

Application numérique :

$$k = 9416,2 \frac{0.215 * 2.95 * 10^{-3}}{264,108 * 0,0248} \left[0.5 \frac{100.802}{17.18} + 0.42 \right] = 3.057 \text{ m.d}$$

Discussion des résultats :

A partir des résultats d'interprétation on trouve que la perméabilité est égale à 3.06 m.d à une valeur assez faible.

Et on remarque une valeur de skin très élevé S= 4 indique que la formation est endommagée ce qui nécessite une stimulation par fracturation hydraulique.

Après la vérification on a trouvé que les deux valeurs de K calculé avec l'équ(V.02) et (V.05).Sont approximativement égale ce qui nous à permettre de conclure que la ligne droite horizontal de l'écoulement radial et la pente unitaire de wellbore storage sont dans leur localisation correct. Et par conséquent la valeur de K, S et C sont corrects.

V.7 Calcul et interprétation de test BUILD-UP de puits MD414 après l'opération de fracturation hydraulique avec la méthode de TDS :

On présente les différentes données du puits MD 414 ainsi que les données PVT après l'opération de fracturation hydraulique dans le tableau suivant

Tableau V.05. Les données du puits MD 414 après l'opération de fracturation [12]

puits	les données sur le puits			les données PVT			
	rw (ft)	H (ft)	Φ(%)	Bo (B/STB)	Q _o (STB/D)	μ(cp)	C _i (psi-1)
MD414	0.25	98.425	0.0698	1.82	1631.83	0.203	3.5E-5

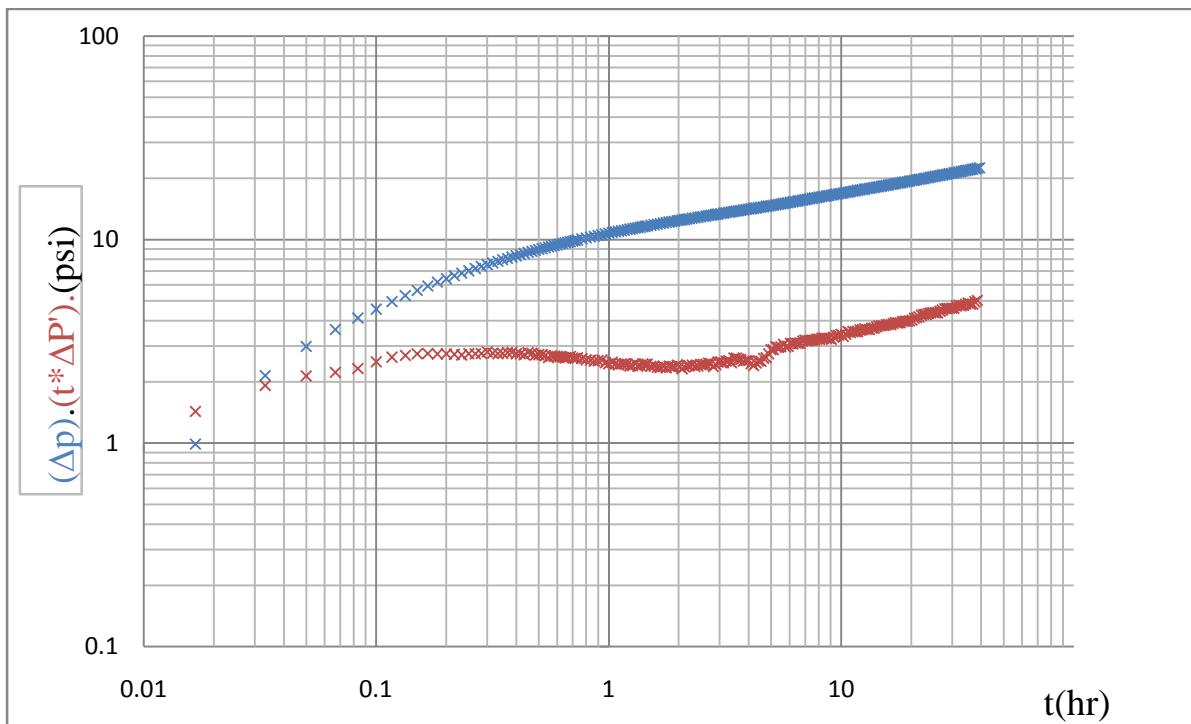


Fig. V.02 : Courbe log-log de pression et sa dérivative en fonction du temps de puits MD414 après frac

D'après le tracé de la courbe log-log de pression et sa dérivée en fonction de temps en remarque l'absence des écoulements du frac sauf l'écoulement bilinéaire qui apparaît après environ 4h de test qui ne représente pas la réponse du frac (réponse réservoir).

L'existence du régime bilinéaire indique que le réservoir se comporte comme naturellement fracturé. et ça peut être de l'effet de wellbore storage qui a masqué la réponse de la frac.

Par contre on 'a remarqué pratiquement la réussite de l'opération de fracturation après un clean out (effectué le 02/12/04). indiquée par l'augmentation de débit de 3.36 m³/hr en 14/06/2004 à une valeur maximum de 18.19 m³/hr en 16/12/2004. C'est pour ça on 'a fait recours a un autre build-up qu'il a été fait le 04/12/2008 après un clean out et une opération d'acidification qu'elle à assurer un bon traitement de matrice. et on 'a remarqué une diminution de l'effet de capacité de puits wellbore storage La ou on 'a trouvée la réponse de frac claire et presque tous les régimes d'écoulements de frac sont observée.

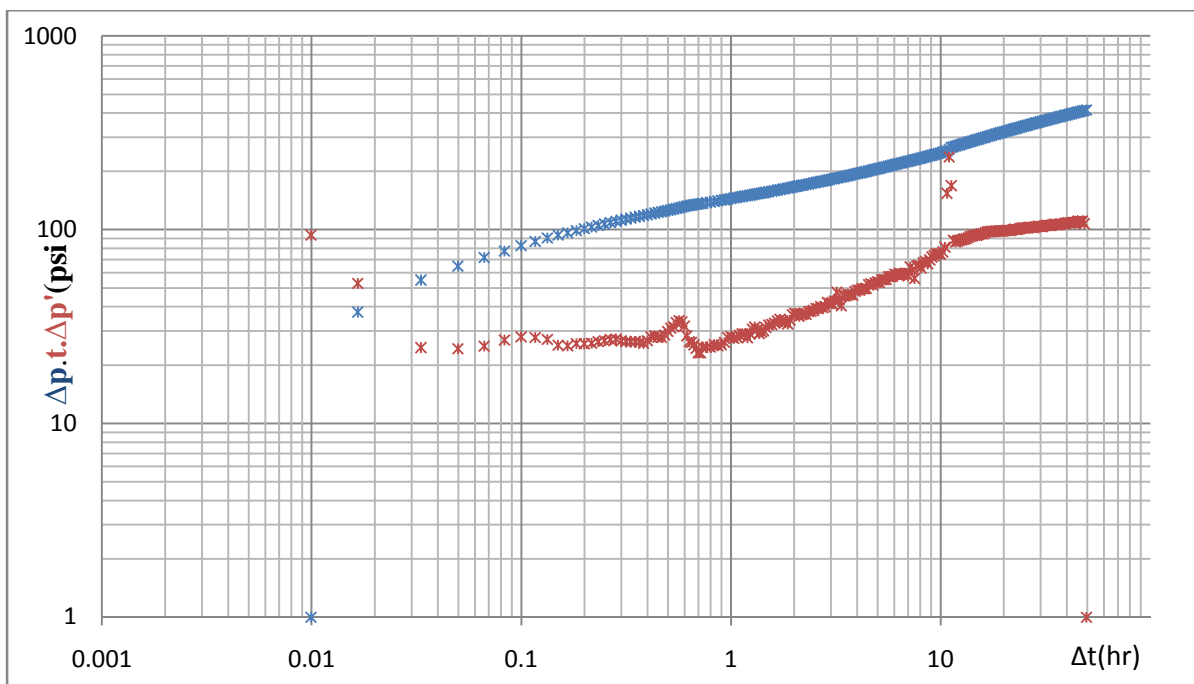


Fig. V.03 : Courbe log-log de pression et sa dérivée en fonction du temps

Cette courbe est représentée sur la figure ci-dessous (figure V.03). Leur allure montre l'observation des deux écoulements :

- Ecoulement bilinéaire : droite de pente $\frac{1}{4}$
- Ecoulement radial : (ligne droite horizontale)

Donc on va travailler par la méthode de TDS dans les puits verticaux fracturés à une faible conductivité (La ligne d'écoulement linéaire n'est pas observée) :

pour une fracture de faible conductivité, la formation de régime d'écoulement linéaire sera probablement trop courte pour être bien définie, ce qui rend difficile de tracer la ligne de pente $1/2$, ou ne sera pas observée à tous.

Etape 2 :

Identifiez et tracez les lignes droites correspondant au wellbore storage (slope=1), écoulement bilinéaire (slope =0.25), et l'écoulement radial (un trait horizontal).

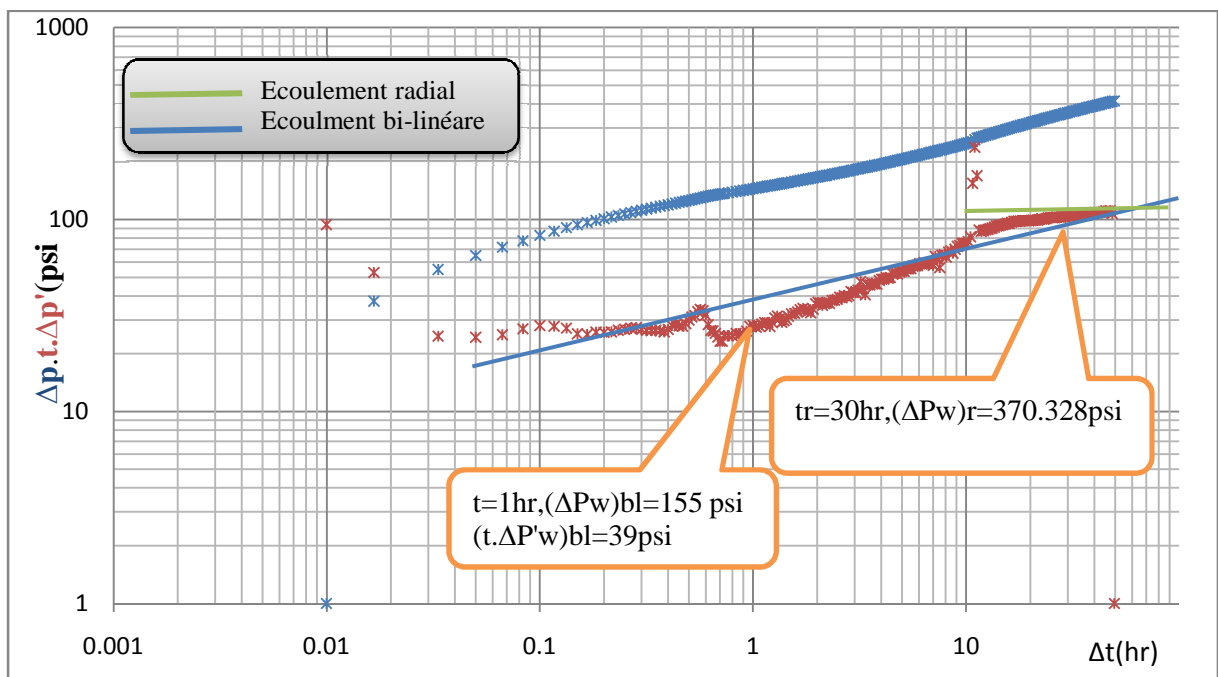


Fig. V.04 : les différents écoulements observés dans le puits MD 414 après frac

Etape 3 :

Calculez le coefficient de capacité de puits (wellbore storage coefficient). Si la pente est bien définie.

Dans notre cas On' a observé l'absence de l'effet de capacité de puits (aucune ligne droite avec pente =1) donc le coefficient de capacité de puits ne peut pas être calculé.

Etape 4 :

Calculez la perméabilité de formation k . à partir de la ligne de l'écoulement radial sur la courbe de dérivé de pression. à partir de l'équation (V.02).

Application numérique :

$$k = \frac{70.6 * 1631.83 * 0.203 * 1.81}{98,425 * 110} = 3.91 \text{ m.d}$$

Etape 5 :

Lisez les valeur du Δp et $(t^* \Delta p')$ au temps $t = 1 \text{ hr}$ de la ligne d'écoulement bilinéaire. et calculer la conductivité de la fracture ($K_f W_f$) à partir des équations (V.06) et (V.07).

$$(\Delta p)_{bli} = 155 \text{ psi}$$

$$(t^* \Delta p')_{bli} = 39 \text{ psi}$$

$$K_f W_f = 1947.46 \frac{1}{\sqrt{\phi \mu C_t k}} \left[\frac{q \mu B}{h(\Delta p)_{bli}} \right]^2 \dots\dots\dots (V.06)$$

Application numérique :

$$K_f W_f = 1947.46 \frac{1}{\sqrt{0.0698 * 0.203 * 3.5 \cdot 10^{-5} * 3.91}} \left[\frac{1631.83 * 0.203 * 1.81}{98.425 * 155} \right]^2$$

$$K_f W_f = 2160.2 \text{ md.ft}$$

$$K_f W_f = 121.74 \frac{1}{\sqrt{\phi \mu C_t k}} \left[\frac{q \mu B}{h(t^* \Delta p')_{bl}} \right]^2 \dots\dots\dots (V.07)$$

Application numérique :

$$K_f W_f = 121.74 \frac{1}{\sqrt{0.0698 * 0.203 * 3.5 * 10^{-5} * 3.91}} \left[\frac{1631.83 * 0.203 * 1.81}{98.425 * 39} \right]^2$$

$$K_f W_f = 2133 \text{ md.ft}$$

On remarque qu'il ya une différence importante entre les deux valeur de ($K_f W_f$) donc on va utiliser l'équation suivante pour recalculer $(t^* \Delta p')_{bl}$

$$(t*\Delta p')_{bli} = 0.25(\Delta p)_{bli}$$

$$(t*\Delta p')_{bli} = 0.25*155 = 38.75 \text{ psi.}$$

en remplace cette valeur dans l'équation (V.07)

Application numérique :

$$K_f W_f = 121.74 \frac{1}{\sqrt{0,0698 * 0,203 * 3,5.10^{-5} * 3,91}} \left[\frac{1631.83 * 0,203 * 1.81}{98.425 * 38.75} \right]^2$$

$$K_f W_f = 2160.62 \text{ md.ft}$$

On remarque que les deux valeurs de $K_f W_f$ sont approximativement égale de moyen

$$K_f W_{f \text{moyen}} = 2160.4 \text{ md.ft}$$

Etape 6 :

Calculez le temps d'intersection des lignes des écoulements bilinéaire et radial en utilisant l'eq (V.08) et comparer avec le t_{rBli} obtenu de graph. si les valeurs calculées et observées du t_{rBli} . sont approximativement égales. nous pouvons conclure que les valeurs calculées de la perméabilité de formation k et de la conductivité de la fracture $K_f W_f$ sont correctes. C'est ils sont différents. ajustez un des deux lignes droites ou de chacun des deux et recalculez k et $K_f W_f$ jusqu'à ce que les deux valeurs du t_{rBli} soient égales.

$$t_{rBli} = 1677 \frac{q\mu C_t}{K^3} (K_f W_f)^2 \dots\dots\dots(V.08)$$

Application numérique :

$$t_{rBli} = 1677 \frac{0.0698 * 0.203 * 3.5.10^{-5}}{(3.91)^3} (2160.4)^2 = 64.94 \text{ hr}$$

Après l'allure de graphe en remarque que la valeur observé de t_{rBli} et approximativement égale à la valeur calculé donc nous pouvons conclure que les valeurs calculées de la perméabilité de formation k et de la conductivité de la fracture $K_f W_f$ sont correctes.

Etape 7 :

On calcule le Skin à partir l'équation (V.04) :

Application numérique :

$$S = 0.5 \left[\frac{370.328}{104} - \ln \left(\frac{3.91 * 30}{0.069 * 3.5 \cdot 10^{-5} * 0.0625} \right) + 7.43 \right] = -5,52$$

Etape 8 :

calculez la demi longueur de la fracture (X_f) .

$$X_f = \frac{1.92173}{\frac{e^s}{r_w} - \frac{3.31739k}{w_f k_f}} \dots\dots\dots(V.09)$$

Application numérique :

$$X_f = \frac{1.92173}{\frac{e^{-5,52}}{0,25} - \frac{3.31739(3,91)}{2160}} = 186,75 \text{ ft}$$

Etape 9 :

Calculer la conductivité adimensionnelle de la fracture C_{fd} :

$$C_{fd} = \frac{k_f w_f}{k X_f} \dots\dots\dots(V.10)$$

Application numérique :

$$C_{fd} = \frac{2160}{3.91 * 186.75} = 2.95$$



Discussion des résultats :

L'analyse de la pression et de sa dérivée nous à permis de mettre en évidence deux types d'écoulement qui sont le radial et le bilinéaire qui peut être dû à l'effet de la fracture Et l'absence de l'écoulement linéaire. Pour une fracture de faible conductivité. la formation de régime d'écoulement linéaire sera probablement trop courte pour être bien définie. ce qui rend difficile de tracer la ligne de pente 1/2. ou ne sera pas observée à tous.

Après l'allure de graphe en remarque que la valeur observé de $trbli$ et approximativement égale à la valeur calculé donc nous pouvons conclure que les valeurs calculées de la perméabilité de formation k et de la conductivité de la fracture $K_f W_f$ sont correctes.

V.8 Interprétation par logiciel saphir :

V.8.1 Calcul et interprétation de test BUILD-UP de puits MD 414 avant l'opération de fracturation hydraulique :

	Well test interpretation report	Analysis name : Modele approuvé	
	Company : SH/DP/HMD	Field :HMS/CENTRALE	
	Test type : Standard	Test Name / : SBU N°5	

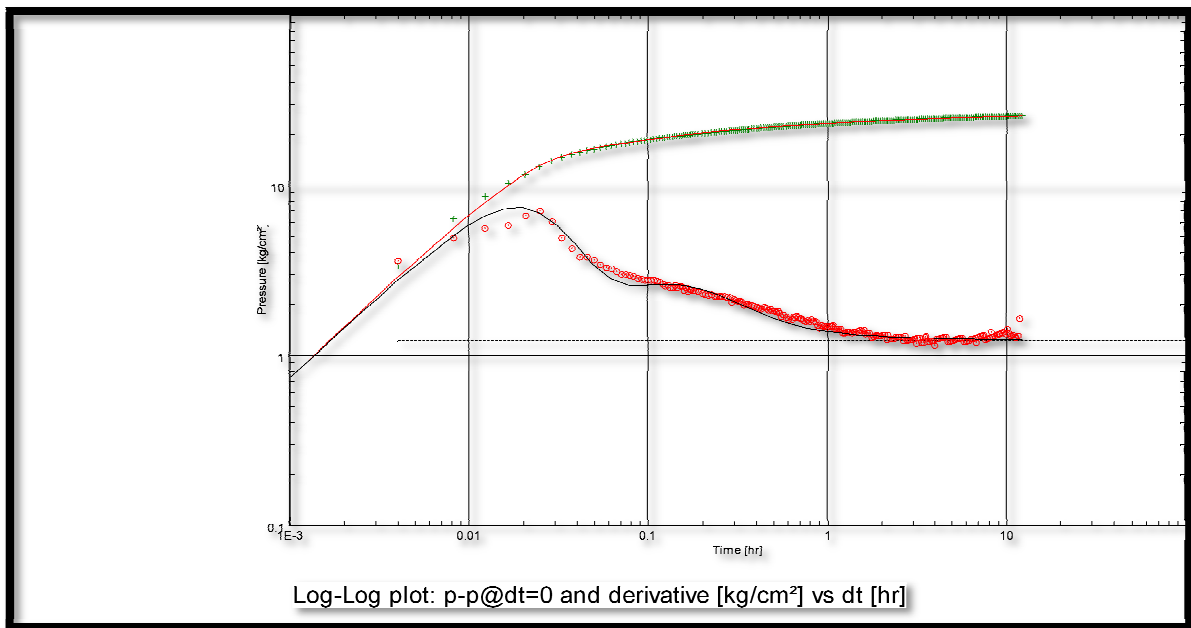


Fig. V.05 Graphe de la pression et sa dérivée de puits MD 414 avant frac.

V.8.1.1 Résultats d'interprétation :

Tableau V.06 : résultats d'interprétation de test build-up avant l'opération de fracturation hydraulique

Model Option	STANDARD MODEL	
Well	Vertical. Changing Storage (Hegeman)	
Reservoir	Homogeneous	
Boundary	INFINIE	
Main Model Parameters	TMatch	124 [hr]-1
	PMatch	0.414 [kg/cm ²]-1
	C	0.00897 bbl/psi
	Total Skin	4.2
	k.h. total	246 md.ft
	k. average	3.06 md
	Pi	2529.6 psia
Model Parameters Well & Wellbore parameters (MD414)	Skin	4.2
	C	0.00897 bbl/psi
	Ci/Cf	0.4
	delta_t	0.0943 hr
Reservoir & Boundary parameters	Pi	2529.6 psia
	k.h	808 md.ft
	k	3.06 md
Derived & Secondary Parameters	Rinv	235 ft.
	Test. Vol.	0.570759 MMB
	Delta P (Total Skin)	144.213 psi
	Delta P Ratio (Total Skin)	0.39918 Fraction



V.8.1.2 Commentaires :

À l'issue de l'interprétation de la dérivée de la pression donnée par le test. le modèle réservoir conforme au puits MD414 est de type homogène et infini son rayon d'investigation s'étale sur un périmètre de 71.6 m.

La figure (V.3) montre l'existence de l'écoulement radial qui n'apparaît pas très nettement.

Le tableau (V.02) récapitulatif des résultats du test par Saphir sur le puits MD414 montre que celui-ci possède un skin total positif et se comporte ainsi comme un puits endommagé ayant une perméabilité kh (246 md.m).

V.8.2 Calcul et interprétation de test BUILD-UP de puits (MD414) après l’opération de fracturation hydraulique

	Well test interpretation report	Analysis name : Modele approuvé	
	Company : SH/DP/HMD	Field : HMS/CENTRALE	
	Test type : Standard	Test Name / : SBU N°5	

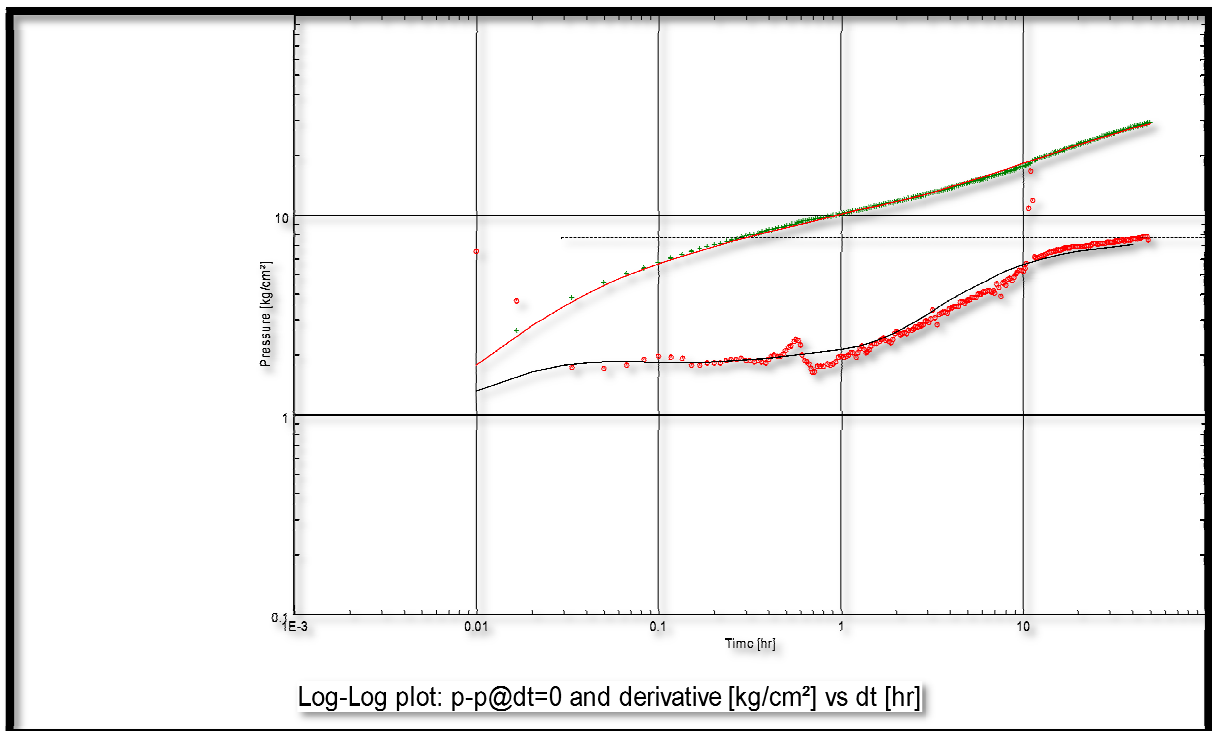


Fig. V.06 Graphe de la pression et sa dérivée de puits MD414

V.8.2.2 Résultats d'interprétation :

Tableau V.07 : résultats d'interprétation de test build-up après l'opération de fracturation hydraulique

Model Option	STANDARD MODEL	
Well	Fracture - Finite conductivity	
Reservoir	Homogeneous	
Boundary	Infinite	
Main Model Parameters	TMatch	0.0372 [hr]-1
	PMatch	0.00455 [psia]-1
	C	0.0463 bbl/psi
	Total Skin	-5.79
	k.h. total	385 md.ft
	k. average	3.91md
	Pi	3558.79 psia
Model Parameters Well & Wellbore parameters (MD414)	Skin	0.322
	Geometrical Skin	-6.11
	Xf	232 ft.
	Fc	2180.61 md.ft
Reservoir & Boundary parameters	H	30 m
	k.h	385 md.ft
	Pi	3558.79 psia
Derived & Secondary Parameters	Rinv	573 ft.
	Test. Vol.	1.263 MMB
	Delta P (Total Skin)	-1273.38 psi
	Delta P Ratio (Total Skin)	-3.16589 Fraction

V.8.2.3 Commentaires:

A travers cette analyse le modèle réservoir adéquat identifié pour MD 414 est de type homogène et infini.

Etant donnée que l'essai est court (49hr). ceci ne nous permet pas d'investiguer loin et par conséquent de voir les limites de ce puits. L'observation d'une carte géologique nous

a permis de confirmer l'existence d'une faille dans ce secteur .Bien qu'il soit situé entre deux injecteurs le puits MD414 n'est toujours pas en percée.

V.9. Comparaison des résultats obtenus par la méthode de TDS et par le logiciel saphir

Tableau V.08. : Les résultats calculés avec la TDS et avec le logiciel saphir avant et après l'opération de fracturation hydraulique

LES PARAMETRES (UNITE)		AVANT FRAC		APRES FRAC	
		TDS	SAPHIR	TDS	SAPHIR
K	m.d	3.06	3.06	3.91	3.91
KH	m.d/ft	246	246	385	385
S	-	4	4.2	-5.52	-5.79
FC	m.d/ft	-	-	2160	2180
X_f	ft	-	-	186.75	232
C_D	-	-	-	2.95	-
C_t	bbl/psi	0.00295	0.00897		

V.10. Discussion des paramètres et des résultats calculée par la TDS et par le logiciel saphir avant et après l'opération de la fracturation hydraulique :

A partir des résultats de calcul de puits MD 414 par la méthode de TDS, on remarque bien une approche globale vers les résultats obtenu par le logiciel SAPHIR surtout quand il s'agit de la perméabilité et la conductivité de la fracture, une petite différence est observée avec les valeur du coefficient de compressibilité et de la demi-longueur de la fracture X_f, on peut expliquer ça par la sensibilité de choix du points caractéristique correspondant, qui devient délicat surtout avec la dispersion des points de la courbe de dérivative de pression.

Quand il s'agit de valeur de la perméabilité on remarque une amélioration après l'opération de fracturation de 3.06 m.d à 3.91 m.d.

Et pour le Skin on 'a remarqué un changement radical de S=4 à une valeur négative S= -5.52 ce qui veut dire que la formation est stimulé.

Le débit de ce puits a augmenté de $3.33 \text{ m}^3/\text{h}$ à $10.81 \text{ m}^3/\text{h}$ en l'espace de quatre années. Ce qui confirme la réussite de l'opération de fracturation hydraulique avec succès et l'amélioration de taux de récupération.

V .11. Tarification et évaluation économique de l'opération :

V .11.1. Montant des différents produits et coûts de l'opération :

Le montant des produits utilisés :

Fluide de fracturation : 50000,00 USD.

Agent de soutènement : 168000,00 USD.

Le montant de l'exécution de l'opération :

Equipement : 180000,00 USD.

Personnel : 52000,00 USD.

Montant des opérations de nettoyage de fond après fracturation (clean out) : 62000,00 USD

Coût total de l'opération : 512000,00 USD

Gain de l'opération :

Avant l'opération le puits avait une production journalière durant 2 ans de $Q=114.96 \text{ m}^3/\text{jour}$, après fracturation il rebondit avec un débit de $Q= 196.08 \text{ m}^3/\text{jour}$, soit un gain en débit d'huile de $\Delta Q= 81.12 \text{ m}^3/\text{jour}$ ou 510.22 baril/jour.

Avec un prix de baril de 96.65 USD

Le cash flow est estimé à :

$$\text{Cash flow} = \Delta Q_o \times \text{Prix de baril}$$

$$\text{Cash flow} = 510.22 \times 96.65$$

$$\text{Cash flow} = 49312.76 \text{ USD /jour}$$

Le délai d'amortissement (pay out time)

$$\text{Délais d'amortissement} = \frac{\text{cout total de l'opération}}{\text{cash flow}}$$

$$\text{Délais d'amortissement} = \frac{512000}{49312.76}$$

Délais d'amortissement = 10 jours

Discussion :

Le puits devra produire à ce rythme pendant 10 jour pour que les couts de l'opération soit amortis.

On remarque un gain très important après l'opération de fracturation hydraulique malgré que le coût de cette opération est très élevé il a été amortis dans 10 jour ce qui montre la valeur et l'importance de cette opération dans le domaine pétrolier.

Tableau V.09. : Test de jaugeage de puits MD 414, avant et après l’opération de fracturation hydraulique [12].

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)	
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.			Récupérée	Injectée
Avant l’opération de fracturation hydraulique												
07/03/2002	14	600	5.53	1072.87	180	23.7	12.3	4.2	37	.495		
02/06/2002	14	600	5.34	1107.60	196	27.1	19.2	4.6	37	.587	50	
16/09/2002	14	600	5.73	1151.30	189	23.5	15	4.5	37	.474		
09/01/2003	14	600	5.14	964.92	181	22.8	18	3.7	29	.496		
16/06/2003	14	600	5.14	1000.97	179	23.5	15.2	4	39	.529		
13/06/2004	9.5	1440	3.32	478.70	133	26.7		5.5	40	.463		
14/06/2004	9.5	1440	3.36	543.00	139	26.4		4.2	37	.452		
Après l’opération de fracturation hydraulique												
06/10/2004	15	1440	5.17	881.31	171	26	12	3.37	22	.6588	200	
16/12/2004	15	1440	18.19	5202.99	286	21.8	18.3	7.34	27	.1404	0	
28/12/2004	15	655	6.34	1314.85	207	29.5	14	4.49	25	.6092	0	
30/01/2005	18	1440	10.27	1538.88	150	25.5	13.3	5.2	28	.4512	0	
09/03/2005	18	1440	9.29	3364.31	362	36	16	6.02	27	.7041	0	
29/06/2005	18	655	6.9	843.25	122	17.8	15	4.28	31	.4172	0	
14/11/2005	18	600	8.87	1369.85	155	19.8	12.2	4.08	31	.406	0	
17/02/2006	14	600	5.61	706.64	126	21.2	12.5	4.08	13	.4369	0	
18/04/2006	14	600	5.55	803.39	145	22.5	12.3	5.3	24	.4685	0	
14/09/2006	14	600	5.54	951.11	172	23.8	14.6	2.96	27	.497	0	

V.12. Analyse et interprétation du test Build-up de Puits MD505 avant l’opération de fracturation hydraulique :

On présente les différentes données du puits MD 505 ainsi que les données PVT avant l’opération de fracturation hydraulique dans le tableau suivant

Tableau V.10. Les données du puits MD 505 [12]

puits	les données sur le puits			les données PVT			
	$r_w(ft)$	$h(ft)$	$\Phi(\%)$	$B_o(B/STB)$	Q_o STB/D	$\mu(cp)$	$ct (psi-l)$
MD 505	0.25	282.152	0.105	1.796	661.185	0.207	2. 545E-5

Etape 1 :

On trace sur une échelle de log-log la courbe de la pression et sa dérivée en fonction du temps Δp & $(t*\Delta p') = f(\Delta t)$

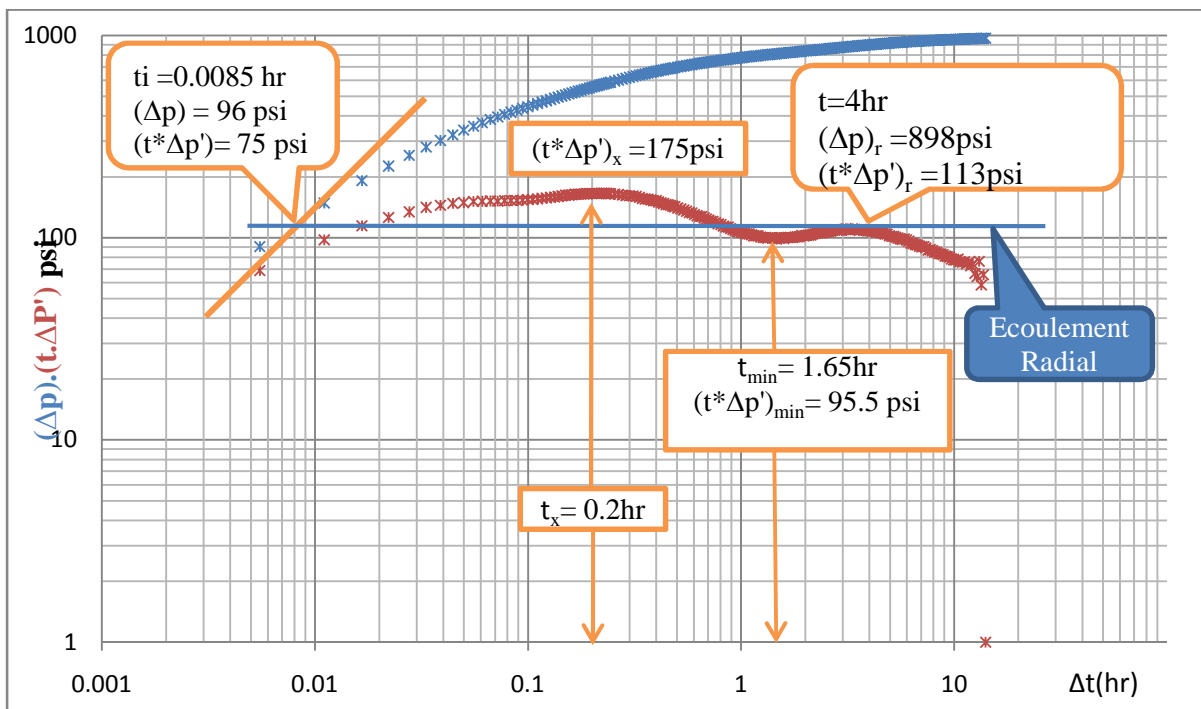


Fig. V.07 : Courbe log-log de pression et sa dérivée en fonction du temps MD505

Etape 2 :

on détermine la valeur de la dérivée de pression au niveau de ligne droite horizontale de l'écoulement radial : $(t*\Delta p')_r = 113 \text{ psi}$

En calcule la perméabilité de formation (K) à partir l'équation (V.02) :

Application numérique :

$$K = \frac{70.6 \times 661.185 \times 0.207 \times 1.796}{282.152 \times 113} = 0.544md$$

Etape 3 :

Identifiez et tracez la ligne droite correspondant au wellbore storage.

On sélectionne un point pratique au niveau de cette ligne et on lire les valeurs de :

$$\Delta p = 96 \text{ psi}$$

$$(t \cdot \Delta p') = 75 \text{ psi}$$

$$t = 0.006 \text{ hr}$$

Pour calculer le coefficient de l'effet de capacité de puits (wellbore storage coefficient) on remplace ces valeurs dans l'équation suivante :

$$C = \left(\frac{q B}{24} \right) \frac{t}{\Delta p} \dots \dots \dots (V. 11)$$

Application numérique :

$$C = \left(\frac{661.185 \times 1.796}{24} \right) \frac{0.006}{96} = 0.0030 \text{ bbl/psi}$$

Ou bien par l'équation suivante :

$$C = \left(\frac{q B}{24} \right) \frac{t}{t \cdot \Delta p'} \dots \dots \dots (V. 12)$$

Application numérique :

$$C = \left(\frac{661.185 \times 1.796}{24} \right) \frac{0.006}{75} = 0.0039 \text{ bbl/psi}$$

Identifiez le point d'intersection entre la pente de wellbore storage et la ligne droite horizontale de l'écoulement radial. Utiliser ce point pour vérifier la valeur de perméabilité (K) et le coefficient de l'effet de capacité de puits (C).

$$t_i = 0.0085 \text{ hr}$$

$$C = \frac{Kht_i}{1695\mu} \dots \dots \dots (V.13)$$

Application numérique :

$$C = \frac{0.544 \times 282.152 \times 0.0085}{1695 \times 0.207} = 0.0036 \text{ bbl/ps}$$

On remarque que Les deux valeurs de C sont approximativement égales donc on peut conclure que les valeurs de la perméabilité de formation (K) et de l'effet de capacité de puits sont correctes.

Etape 4 :

On sélectionne Δp et (t*Δp') à un temps convenable durant la période de l'écoulement radial. Et on remplace ces valeurs dans l'équation (V.04) pour déterminé le facteur de Skin.

T= 4 hr. Δp_r= 898 psi. (t*Δp')_r = 113 psi.

$$S = \frac{1}{2} \left[\left(\frac{\Delta p}{(t * \Delta P')_r} \right) - \ln \left(\frac{kt_r}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 7.43 \right] \dots \dots \dots (V.14)$$

Application numérique :

$$S = \frac{1}{2} \left[\frac{898}{113} - \ln \left(\frac{0.544 \times 4}{0.105 \times 0.207 \times 2.545 \times 10^{-5} \times 0.25^2} \right) + 7.43 \right] = -1.29$$

Etape 5 :

Identifier le temps max et min sur la courbe de dérivés de pression. le rapport de ces temps est inférieur à dix qui correspond au cas ou minimum des cordonnées influencée par l'effet de capacité de puits.

t_{min}= 1.65hr, t_x= 0.2hr.

t_{min} / t_x = 8.25 < 10

Etape 6 :

En utilisent le rapport de t_{min}/t_x et la valeur de C_D pour calculer le coefficient d'échange □.

On calcul le coefficient de capacité adimensionnel C_D :

$$C_D = \frac{0.8935}{\phi \mu c_i h r_w^2} C$$

Application numérique :

$$C_D = \frac{0.8935 * 0.0034}{0.105 * 0.207 * 2.54 * 10^{-5} * 167.32 * (0.25)^2} = 526.20$$

On calcul le coefficient d'échange λ :

$$\lambda = \frac{1}{10 C_D} * \frac{(t * \Delta p')_{min}}{(t * \Delta p')_x} \dots\dots\dots(V.15)$$

Application numérique :

$$\lambda = \frac{1}{10 * 526.20} * \frac{95.5}{175} = 1.037 * 10^{-4}$$

Etape 7 :

On calcul le rapport de capacité des fissures \square

On a : $(t * \Delta p')_{min} = 95.5$ psi

$$= 0.15866 * \left[\frac{(t * \Delta p')_{min}}{(t * \Delta p')_r} \right] + 0.54653 * \left[\frac{(t * \Delta p')_{min}}{(t * \Delta p')_r} \right]^2 \dots\dots\dots(V.16)$$

.Application numérique :

$$\square = 0.15866 * \left[\frac{95.5}{113} \right] + 0.54653 * \left[\frac{95.5}{113} \right]^2 = 0.524$$

V.13. Analyse et interprétation de test Build-up de Puits MD505 après l'opération de la fracturation hydraulique par la méthode de TDS :

Tableau V.11. Les données du puits MD 505 après l'opération de fracturation[12]

puits	les données sur le puits			les données PVT			
	rw(ft)	h(ft)	Φ(%)	Bo(B/STB)	Q_o STB/D	μ(cp)	ct (psi-1)
MD414	0.25	167.32	0.105	1.749	919.319	0.222	2. 545E-5

Etape 01 :

On trace sur une échelle de log-log la courbe de la pression et sa dérivée en fonction du temps Δp & $(t \cdot \Delta p') = f(\Delta t)$

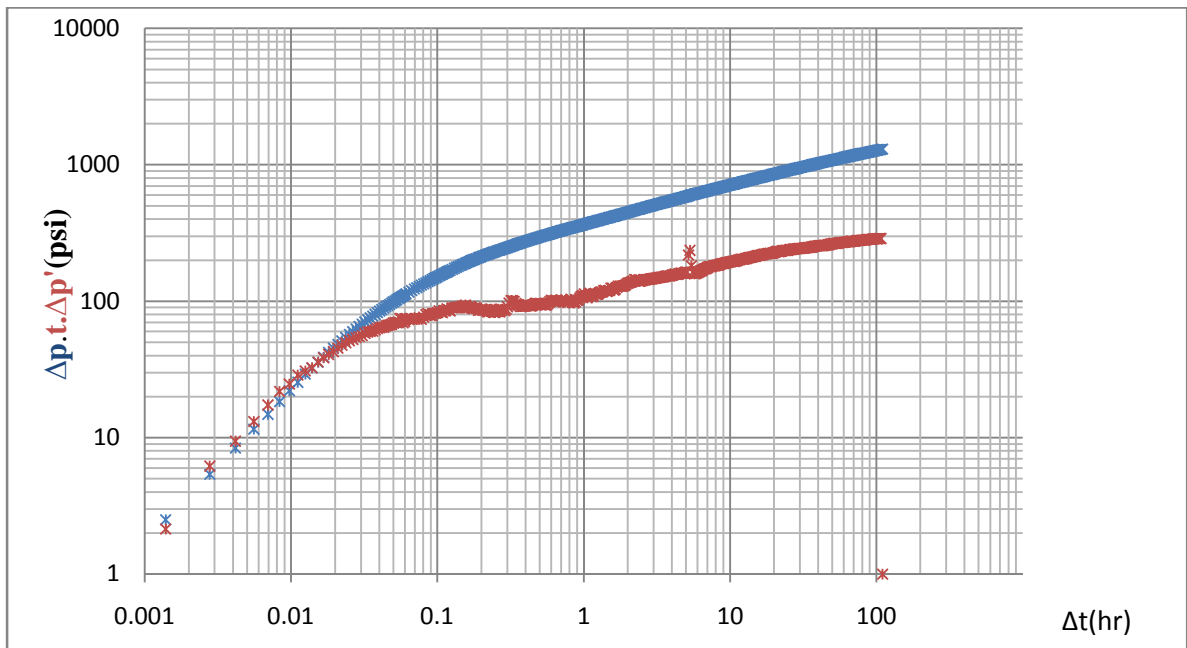


Fig. V.08 : Courbe log-log de pression et sa dérivée en fonction du temps

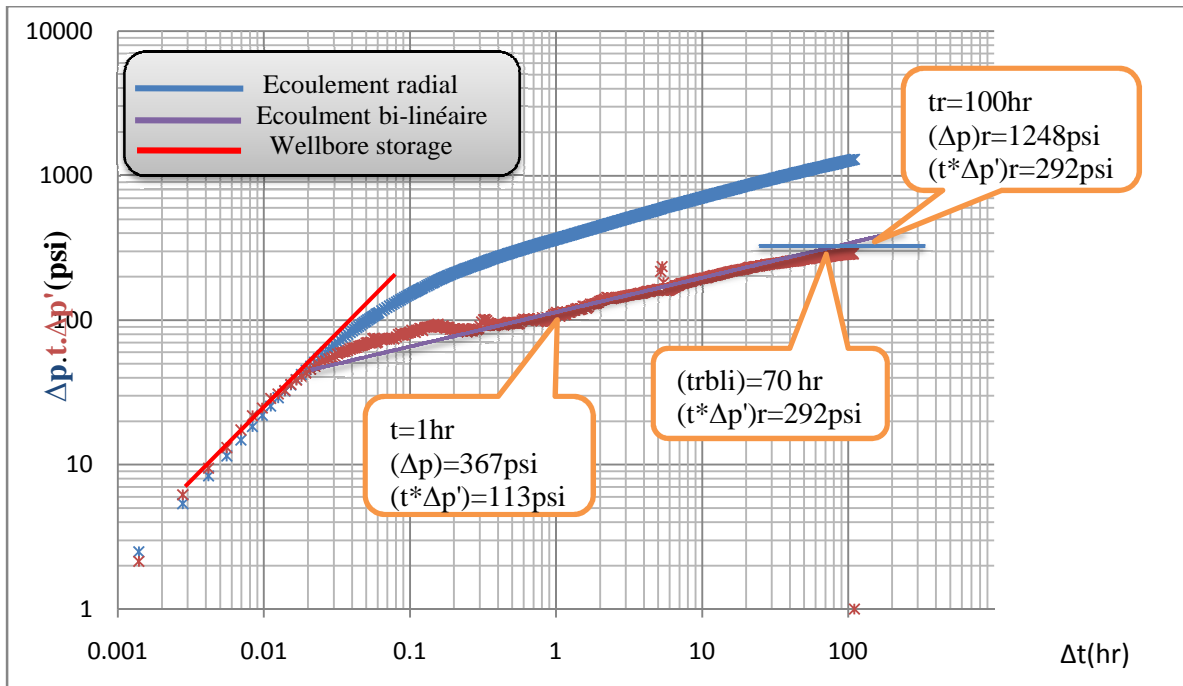


Fig. V.09 : les différents écoulements observés dans le puits MD 505 après frac

Cette courbe est représentée sur la figure (V.10). leur allure montre l’observation des deux écoulements :

- Ecoulement bilinéaire : droite de pente ¼
- Ecoulement radial : (ligne droite horizontal)

Donc on va travaillé par la méthode de TDS dans les puits verticaux fracturé à une faible conductivité (La ligne d’écoulement linéaire n’est pas observée) :

Etape 2 :

Identifiez et tracez les lignes droites correspondant au wellbore storage (slope=1). écoulement bilinéaire (slope =0.25).et l’écoulement radial (un trait horizontal).

Etape 3 :

Calculez le coefficient de l’effet de capacité de puits (wellbore storage coefficient). Si la pente est bien définie on utilisent l’équation (V.11)

Application numérique :

$$C = \left(\frac{919.319 * 1.749}{24} \right) \frac{0.05}{100} = 0.033 \text{ bbl/psi}$$

Etape 4 :

Calculez la perméabilité de formation k . à partir de la ligne de l'écoulement radial sur la courbe de dérivé de pression. à partir de l'équation (V.02)

$$(t*\Delta p')_r = 292 \text{ psi}$$

Application numérique :

$$k = \frac{70.6 * 919.319 * 0.222 * 1.749}{167.32 * 292} = 0.515 \text{ m.d}$$

Etape 5 :

Lisez les valeur du Δp et $(t*\Delta p')$ au temps $t= 1\text{hr}$ de la ligne d'écoulement bilinéaire. et calculer la conductivité de la fracture ($K_f W_f$) à partir des équations (V.06) et (V.07)

$$(\Delta p)_{bli} = 367 \text{ psi}$$

$$(t*\Delta p')_{bli} = 113 \text{ psi}$$

Application numérique :

$$K_f W_f = 1947.46 \frac{1}{\sqrt{0.105 * 0.222 * 2.54.10^{-5} * 0.515}} \left[\frac{919.319 * 0.222 * 1.749}{167.32 * 367} \right]^2$$

$$= 119.05 \text{ md.ft}$$

$$K_f W_f = 121.74 \frac{1}{\sqrt{0.105 * 0.222 * 2.54.10^{-5} * 0.515}} \left[\frac{919.319 * 0.222 * 1.749}{167.32 * 113} \right]^2$$

$$= 78.5 \text{ md.ft}$$

$$K_f W_{f \text{ moyen}} = 98.77 \text{ md.ft}$$

Etape 6 :

Calculez le temps d'intersection des lignes des écoulements bilinéaire et radial en utilisant l'eq (V.08) et comparer avec le $trbli$ obtenu de graph. si les valeurs calculées et observées du $trbli$. sont approximativement égales. nous pouvons conclure que les valeurs calculées de la perméabilité de formation k et de la conductivité de la fracture $K_f W_f$ sont correctes. C'est ils sont différents. ajustez un des deux lignes droites ou de chacun des deux et recalculez k et $K_f W_f$ jusqu'à ce que les deux valeurs du $trbli$ soient égales.

Application numérique :

$$t_{RBLI} = 1677 * \frac{0.105 * 0.222 * 2.545.10^{-5}}{(0.515)^3} (99)^2 = 71.38 \text{ hr}$$

Après l'allure de graphe en remarque que la valeur observé de t_{RBLI} et approximativement égale à la valeur calculé donc nous pouvons conclure que les valeurs calculées de la perméabilité de formation k et de la conductivité de la fracture $K_f W_f$ sont correctes.

.Etape 7 :

On calcule le Skin à partir l'équation (V.04) :

On prend $t_r = 100\text{hr}$.

$$(t * \Delta p')_r = 292 \text{ psi.}$$

$$(\Delta p)_r = 1248 \text{ psi.}$$

Application numérique :

$$S = 0.5 \left[\frac{1248}{292} - \ln \left(\frac{0.515 * 100}{0.105 * 0.222 * 2.545 * 10^{-5} * (0.25)^2} \right) + 7.43 \right] = -4.67$$

Etape 8 :

calculez la demi longueur de la fracture (X_f) à partir l'équation (V.09).

Application numérique :

$$X_f = \frac{1.92173}{\frac{e^{-4.67}}{0.25} - \frac{3.31739 * (0.515)}{99}} = 93.01 \text{ ft}$$

Etape 9 :



Calculer la conductivité adimensionnelle de la fracture C_{fd} à partir l'équation (V.10) :

$$C_{fd} = \frac{98.77}{0.515 * 93.01} = 2.06$$

V.14 Interprétation par logiciel saphir :

V.14.1 Calcul et interprétation de test BUILD-UP de puits MD505 avant l'opération de fracturation hydraulique:

L'analyse du Well test avec Saphir nous donne les résultats suivants :

	Welltest interpretation report	Analysis name : Analysis 4	
	Company : SONATRACH	Field :HMD	
	Test type : Standard	Test Name / # : DST/WO N°1	

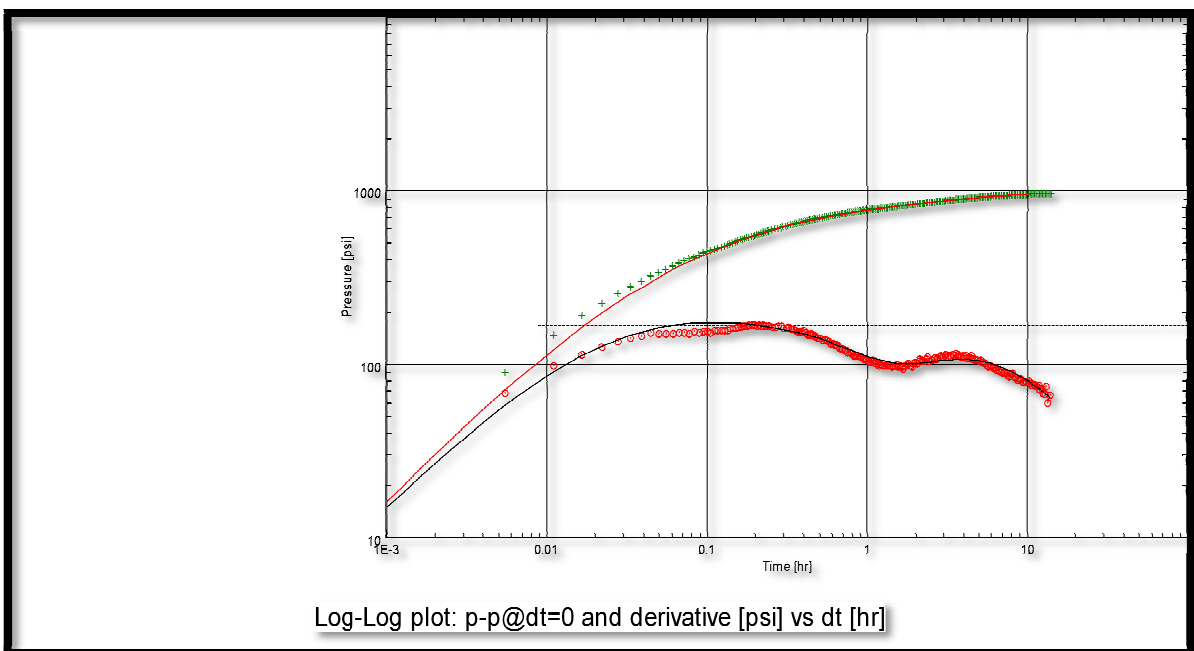


Fig. V.10 Graphe de la pression et sa dérivée de puits MD 505 avant frac

V.14.1.2 Résultats d'interprétation :

Tableau V.12. : Résultats d'interprétation de test build-up avant l'opération de fracturation hydraulique

Model Option	STANDARD MODEL	
Well	VERTICAL	
Reservoir	TWO POROSITY PSS	
Boundary	ONE FAULT	
Main Model Parameters	TMatch	74.9 [hr] ⁻¹
	PMatch	0.00426 1/psia
	C	0.00281 bbl/psi
	Total Skin	-1.3
	k.h, total	148 md.ft
	k, average	0.524 md
	Pi	3518.19 psia
Well & Wellbore parameters (MD 505)	Skin	-1.3
	C	0.00281 bbl/psi
Reservoir & Boundary parameters	H	282.152 ft
	Pi	3518.19 psia
	k.h	148 md.ft
	K	0.524 md
	Omega	0.555
	Lambda	1.7E-5
Derived & Secondary Parameters	Delta P (Total Skin)	-305.441 psi
	Delta P Ratio (Total Skin)	-0.31476 FRACTION
	Delta P (Geometrical skin))	5.15637

V.14.1.3 Commentaires:

MD505 se trouve dans un système de réservoir double porosité PSS (formation naturellement fracturée) avec un effet de faille à la limite. Ceci a été confirmé grâce à l'information géologique obtenue sur la carte structurale et c'est ce qui nous a permis de mieux modéliser notre réservoir pour atteindre une image réservoir-puits proche de la réalité. Ce puits a évidemment en plus d'un skin négatif une faible perméabilité réservoir Kh. L'interporosité et la storativité sont les principaux paramètres qui caractérisent cette double porosité.

Sur la figure (V.5) de la dérivée de la pression, on peut observer la transition entre les fissures et la matrice. Dans le early radial nous observons la contribution des fissures et dans les second, après la période de transition PSS, nous observons la contribution de réservoir.

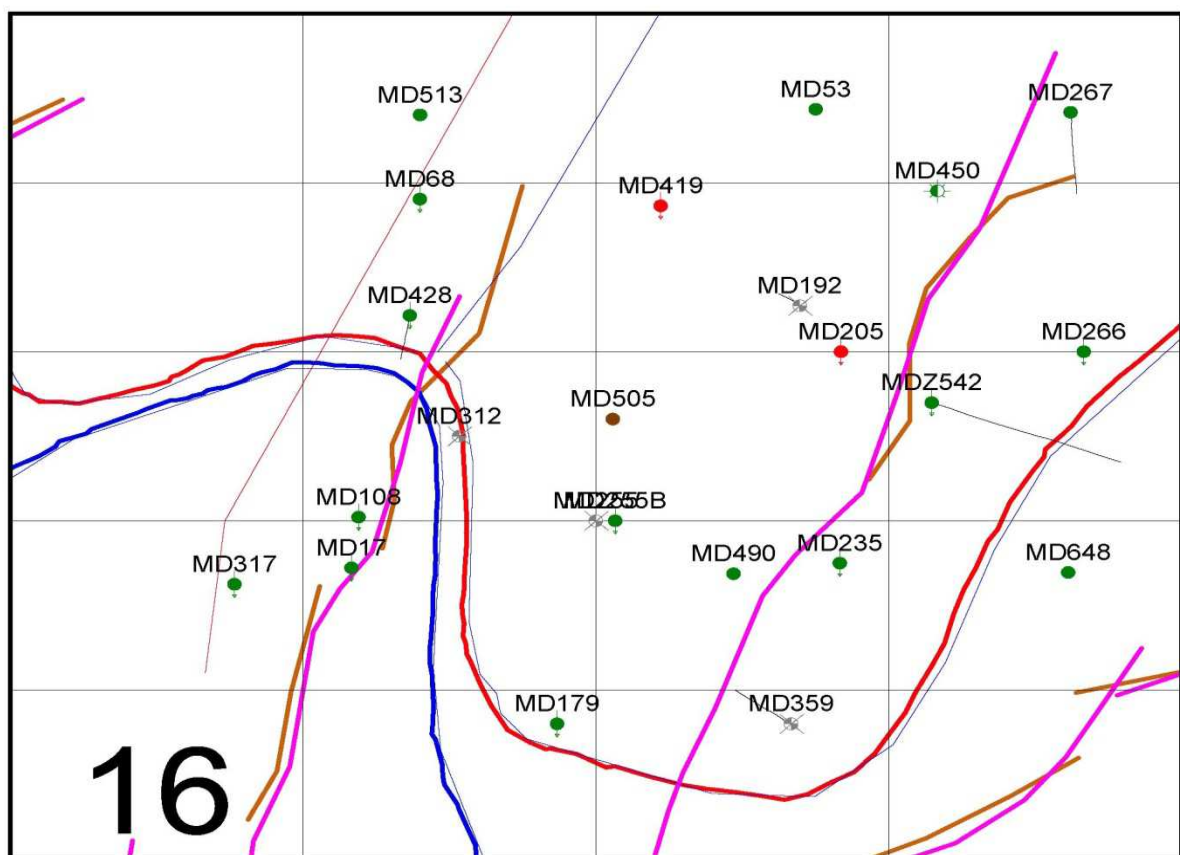




Fig. V.11 Carte géologique de puits MD 505 [12]

V.15. Calcul et interprétation de test BUILD-UP de puits MD505 après l’opération de fracturation hydraulique par l’utilisation de logiciel saphir:

L’analyse du Well test avec Saphir nous donne les résultats suivants :

	Welltest interpretation report	Analysis name : Analysis 4	
	Company : SONATRACH	Field :HMD	
	Test type : Standard	Test Name / # : DST/WO N°1	

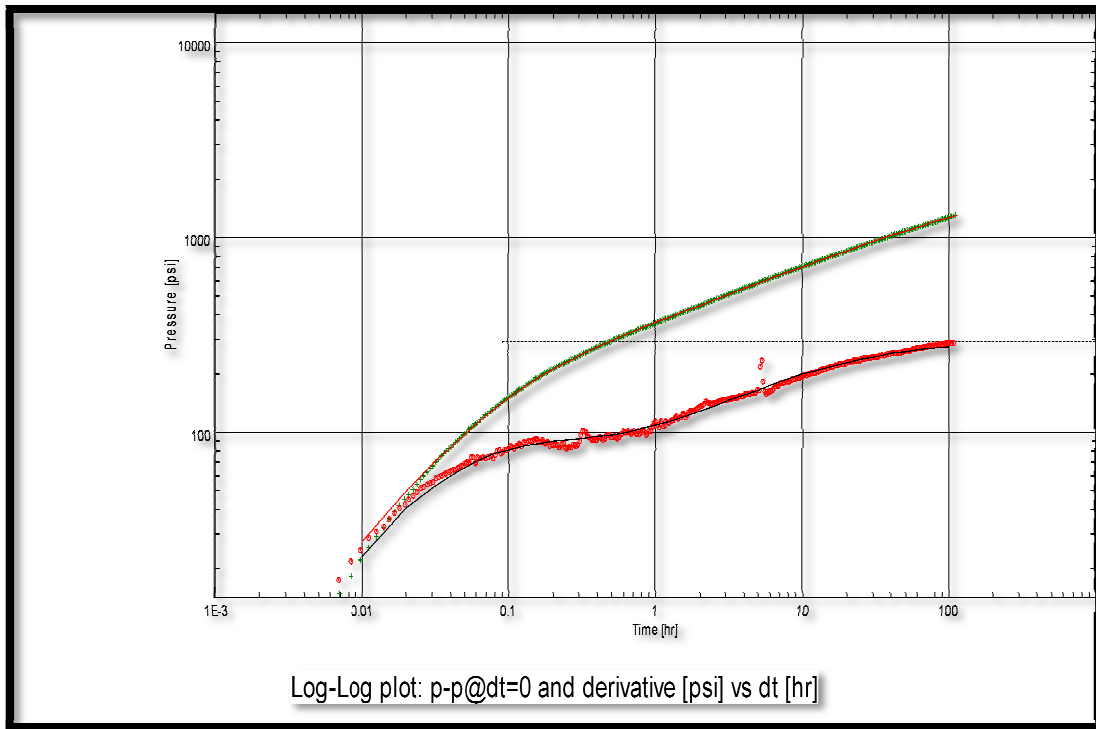


Fig. V.12 Graphe de la pression et sa dérivée de puits MD 505 après frac.

V.15.1. Résultats d'interprétation:**Tableau V.13. :** Résultats d'interprétation de test build-up après l'opération de fracturation hydraulique

Model Option	STANDARD MODEL	
Well	Fracture - Finite conductivity	
Reservoir	Homogeneous	
Boundary	Infinite	
Main Model Parameters	TMatch	0.0303 [hr]-1
	PMatch	0.00171 [psia]-1
	C	0.0185 bbl/psi
	Total Skin	-4.61
	k.h, total	86.2 md.ft
	k, average	0.515 md
	Pi	4470.16 psia
Well & Wellbore parameters (MD 505)	Skin	0.00658
	C	0.0185 bbl/psi
	Geometrical Skin	-4.62
	Xf	86.9 ft
	Fc	106 md.ft
Reservoir & Boundary parameters	H	86 m
	Pi	4470.16 psia
	k.h	86.2 md.ft
	K	0.515 md
Derived & Secondary Parameters	Delta P (Total Skin)	-2698.25 psi
	Delta P Ratio (Total Skin)	-2.07863 FRACTION
	Delta P (Skin)	3.84713 psi

V.16. Les résultats des paramètres calculés par la TDS et par le logiciel saphir avant et après l'opération de la fracturation hydraulique

On présentera dans cette partie les paramètres de réservoir calculés par la méthode TDS et obtenues par l'utilisation de logicielle de l'interprétation des essais de puits (Saphir) a partir de les donnés de teste Build-up effectuer avants et après l'opération de fracturation hydraulique (**Tableau. V.14**)

Tableau V.14. : Les résultats calculés avec la TDS et avec le logiciel saphir avant et après l'opération de fracturation hydraulique

LES PARAMETRES (UNITE)		AVANT FRAC		APRES FRAC	
		TDS	SAPHIR	TDS	SAPHIR
K	m.d	0.544	0.524	0.515	0.515
KH	m.d/ft	153	148	86.2	86.2
S	-	-1.29	-1.3	-4.67	-4.61
FC	m.d/ft	-	-	98.77	106
X_f	ft	-	-	93.01	86.9
C_D	-	-	-	2.06	-
C_t	bbl/psi	0.0030	0.00281	0.033	0.0185
□		0.524	0.555		
□		1.037E-4	1.7E-5		

V. 16.1 Discussion des résultats calculés avec la TDS et avec le logiciel saphir avant et après l'opération de fracturation hydraulique

D'après les résultats calculés avant et après l'opération de la fracturation hydraulique on trouve que la valeur de la perméabilité K à diminuer légèrement on peut expliquer ça par : après les informations géologique obtenu sur la carte structural (**Fig. V.11**) on 'a remarqué que le puits MD 505 il se trouve dans un système de réservoir double porosité PSS avec un effet de faille à la limite qu'il a lui donner une perméabilité élevé par rapport à celle obtenu après l'opération de fracturation ou l'effet de la faille n'a pas existé.

le skin a amélioré à une valeur négative importante de -1.29 a une valeur de $S = -4.61$ ce qui indique la réalisation de l'opération de fracturation hydraulique.

La demi-longueur de la fracture $X_f = 93.01$ ft, ce qui explique que la fracture n'a pas atteindre des grand limite. on 'à pas marqué une bonne propagation de la fracture avec une faible conductivité $F_c = 93.01$ md.ft. Cette observation implique que:

- Le Transports des agents de soutènement dans la fracture n'est pas aussi efficace que prévu.
- La perte de fluide dans la fracture est plus grande que prévu.
- Les obstacles qui contrôlent la hauteur de fracture sont pas bien estimés.
- Il ya quelques autres raisons telles que l'hétérogénéité du réservoir de H-M-D.

Malgré que l'opération n'a pas été réalisée avec un grand succès nous avons remarqué pratiquement après une étude économique qu'on a gagné un gain très important après l'opération de fracturation hydraulique.

V .17. Évaluation économique de l'opération :

Coût total de l'opération : 600000,00 USD

Gain de l'opération :

Avant l'opération le puits avait une production journalière durant 2 ans de $Q=97.05\text{m}^3/\text{jour}$, après fracturation il rebondit avec un débit de $Q= 176 \text{ m}^3/\text{jour}$, soit un gain en débit d'huile de $\Delta Q= 78.95 \text{ m}^3/\text{jour}$ ou 496.58 baril/jour.

Avec un prix de baril de 96.65 USD

Le cash flow est estimé à :

$$\text{Cash flow} = \Delta Q_o \times \text{Prix de baril}$$

$$\text{Cash flow} = 496.58 \times 96.65$$

$$\text{Cash flow} = 47994.457 \text{ USD /jour}$$

Le délais d'amortissement (pay out time)

$$\text{Délais d'amortissement} = \frac{\text{cout total de l'opération}}{\text{cash flow}}$$

$$\text{Délais d'amortissement} = \frac{600000}{47994.45}$$

Délais d'amortissement = 12,50 jours

Discussion :

Le puits devra produire à ce rythme pendant 12.5 jour pour que les couts de l'opération soit amortis.

Conclusion

Dans ce chapitre, on a présenté les résultats de notre travail on a expliqué étape par étape comment on a appliqué la méthode de TDS pour le cas des puits dans un réservoir homogène avec Skin et wellbore storage (l'effet de capacité), pour les puits verticaux fracturé et aussi pour les réservoir naturellement fissuré, et avec un exemple d'application numérique pour chaque cas, pour montrée l'avantage et la simplicité de cette méthode. on a utiliser aussi le logiciel saphir pour l'interprétation des données des test et on a fait une comparaison entre les résultats obtenu par saphir avec celle calculé par la méthode de TDS

Nous avons montré par la comparaison des paramètres de réservoir avant et après l'opération de fracturation hydraulique. Et par l'étude économique que cette opération est fiable pour le champ de Hassi Messaoud malgré que son coût est très élevée on peut l'amortir dans quelque jour, par l'augmentation de taux de production si l'opération est réussite.

Conclusion et Recommandation

A la lumière de cette étude, on a conclu que les logiciels d'interprétation commercialisés posent le problème de choix de la solution, qui n'est jamais unique et ne possède pas un moyen de vérification de sa validité. Par conséquent, l'aspect le plus important dans la TDS, est qu'elle utilise des points et des lignes caractéristiques, dans des équations, déjà démontrées, pour donner des solutions analytiques exactes et uniques.

Mais la question reste toujours posée sur le modèle et les hypothèses utilisés avec cette technique et même d'autres modèles qui sont trop simplifiés et peuvent ne pas refléter la réalité du problème, la divergence des résultats obtenus avec différentes méthodes est un indicateur de la mauvaise estimation des paramètres du réservoir.

D'Après l'analyse et l'interprétation du puits MD414 et MD505 avant et après l'opération de fracturation hydraulique on peut conclure que cette opération est réalisée avec succès résultant une amélioration de la perméabilité et de Skin qui permet d'obtenir un gain de production important.

Après avoir évalué l'opération de la fracturation hydraulique par l'application de la méthode de TDS et par l'utilisation de logiciel saphir nous recommandons :

- L'utilisation de la nouvelle technique BEST qui permette de faire une fermeture au fond de puits pour réduire l'effet de capacité (wellbore storage).
- Utiliser la méthode de TDS dans un logiciel pour la rendre plus simple et moderne.
- Faire un bon dégorgement et fermer le puits aussi longtemps que possible pour atteindre les limites.
- L'utilisation de la TDS par SONATRACH en parallèle avec les méthodes utilisées actuellement, afin de vérifier la validité des résultats obtenus.

✓ Livres

- [1] D. Tiab (1998), *Pressure transient analysis*, volume 1et2. University of Oklahoma.
- [2] G. Bourdarot(1996), Essai des puits, *Méthodes d'interprétation*, IFP. Editions Technip.
- [3] D. Bourdet (1983), et al, *A new set of type curves simplifies well test analysis*, World Oil.
- [4] D. Bourdet, *Interprétation des essais de puits*, ENSPM.
- [5] D. Tiab (1998), *Pressure transient analysis*, volume 1et2. University of Oklahoma.
- [6] F. Daviau (1986), *Interprétation des essais de puits, les méthodes nouvelles*, IFP. Edition Technip.
- [7] Reservoir treatment section 3, Hydraulic fracturing (2007 ENSPM formation)

✓ Thèses et mémoires

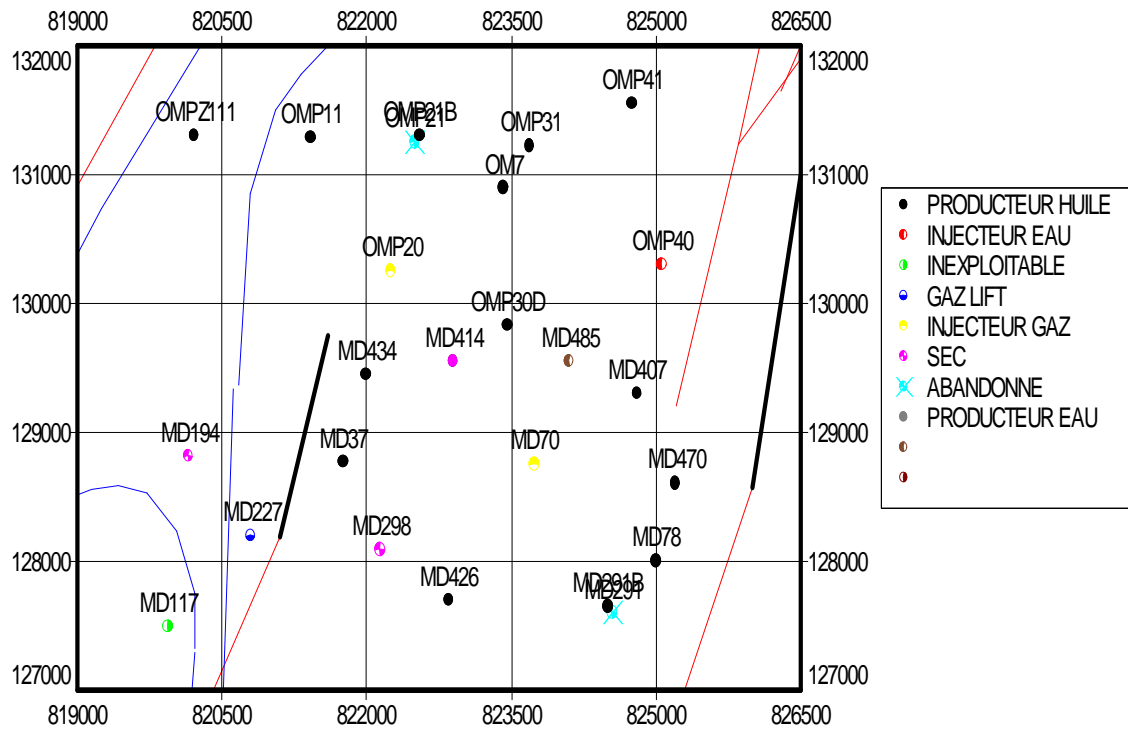
- [8] NOUREDDINE BENOUREKHO (2001), ASSESEMENT OF HYDRAULIC FRACTURING IN ALGERIA (HASSI MESSAOUD OIL FIELD)
- [9] MÂAMAR KOCEÏR, In situ stresses and hydraulic fracturing in Hassi messaoud reservoir, Algeria, thesis de master (University of Oklahoma).

✓ Article de journal ou de revue

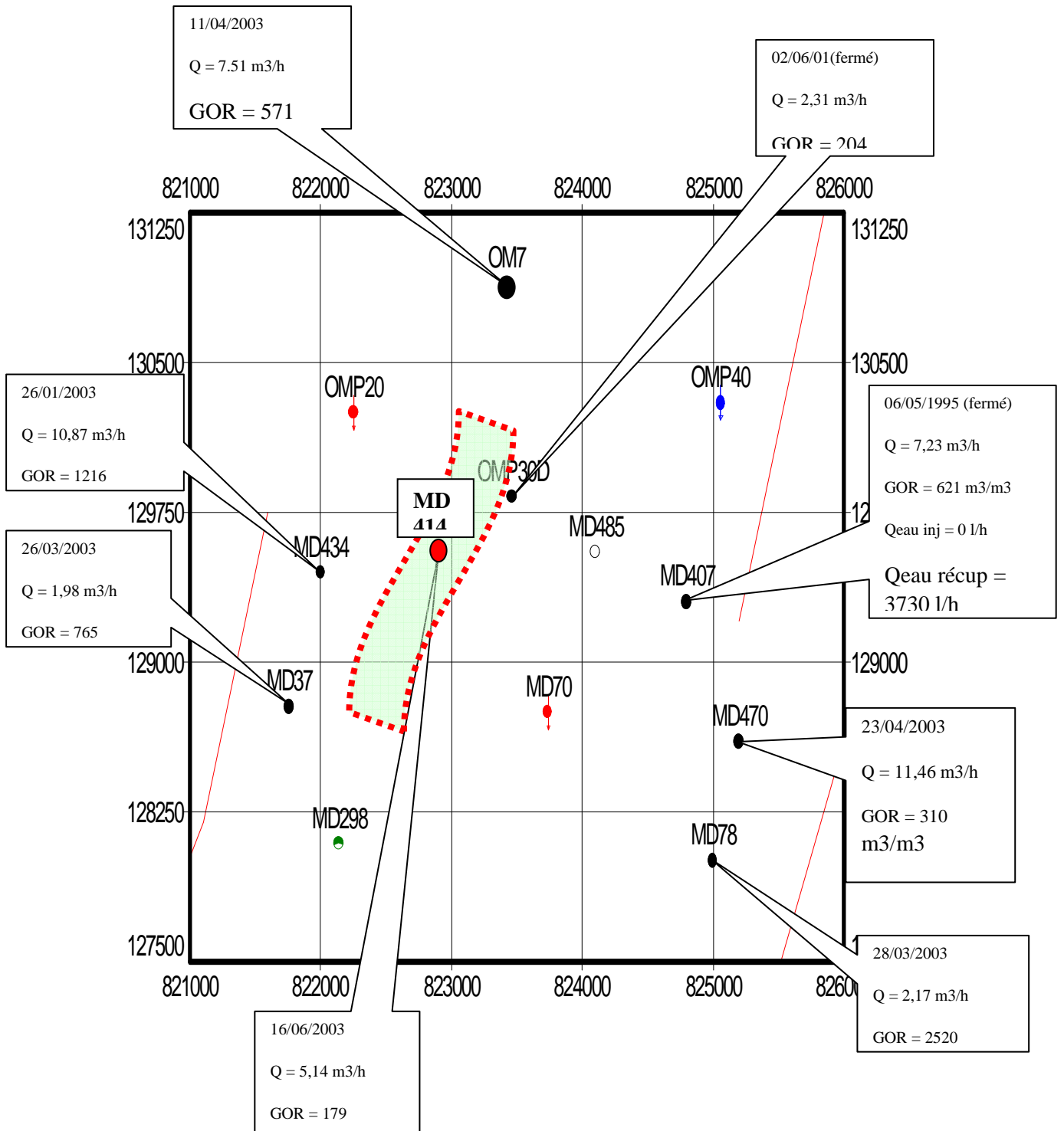
- [10] D. Tiab, A. Azzougen, F. Escobar, S. Berumen, Analysis of Pressure Data of Finite-Conductivity Fractures by the Direct Synthesis Technique. SPE 52201, SPE Mid-Continent Operations Symposium held in Oklahoma City, Oklahoma, 28-31 March 1999.
- [11] Tiab, D.:“Analysis of Pressure and Pressure Derivative Without Type-curve Matching 2. Vertically Fractured Wells in Closed Systems” Journal of Petr. Science and Engr, 11 (1994) 323-333.
- [12] Data Bank (DP-SONATRACH).
- [13] Dynamique flow analysis books (DFA) de KAPPA (2007).
- [14] Dynamique flow analysis books (DDA) de KAPPA (2011).

Annexe

Carte de positionnement du puits MD414

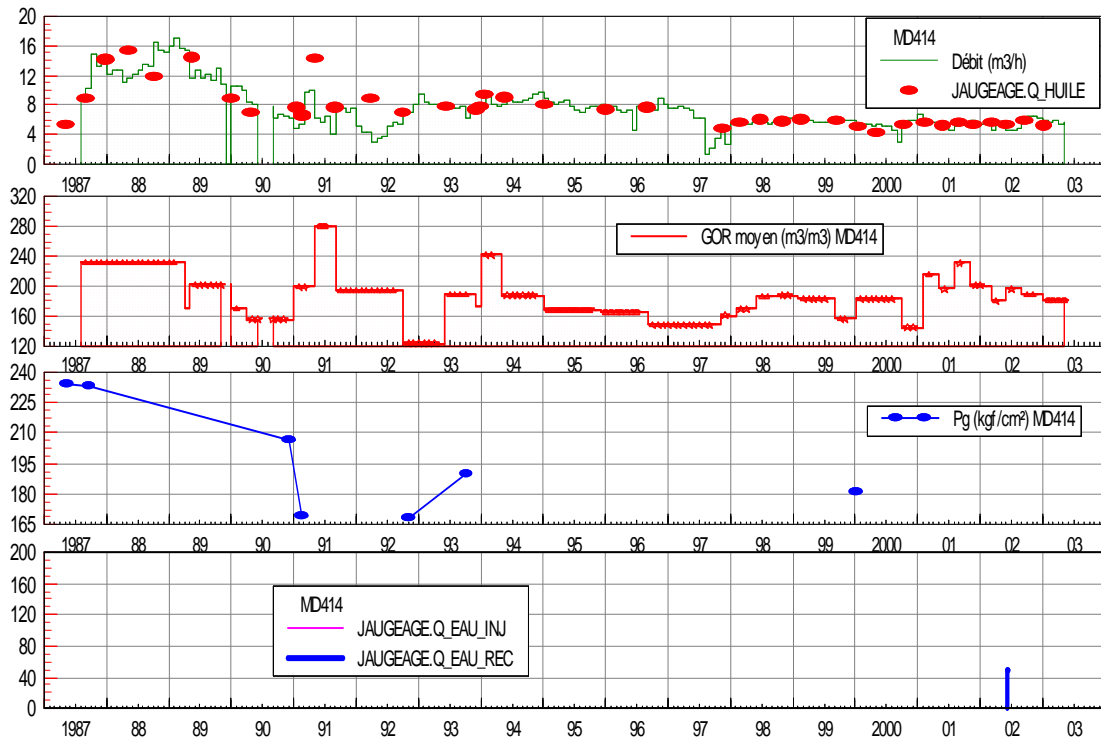


Annexe

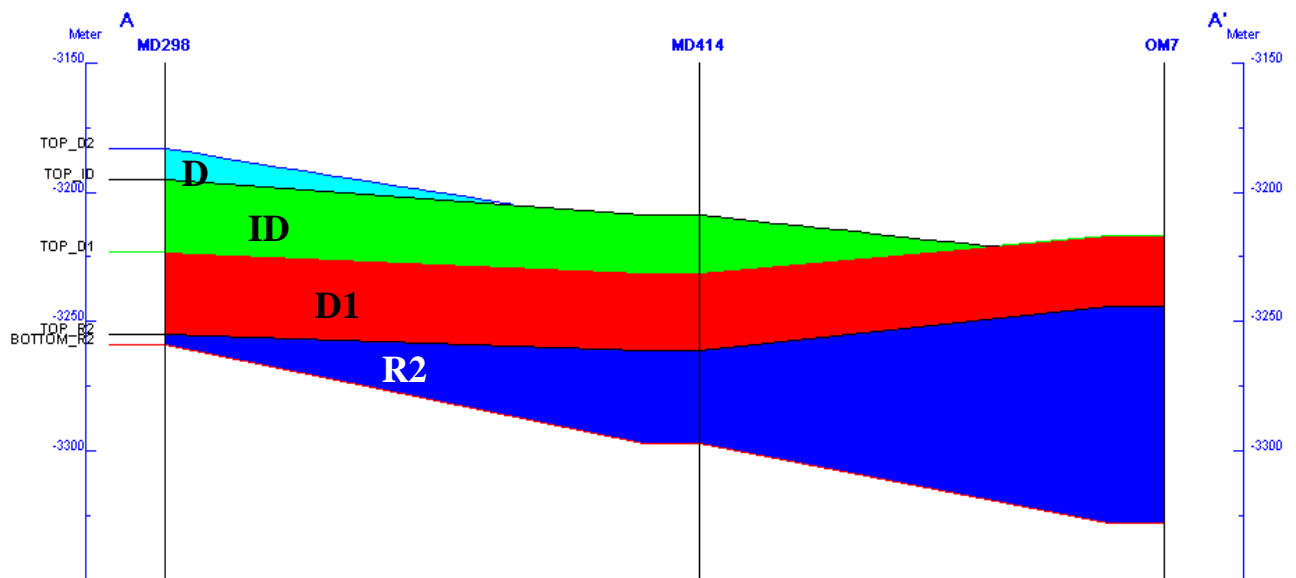


Annexe

Paramètres de production du puits MD414



Coupe Géologique Direction Nord-Est Sud-

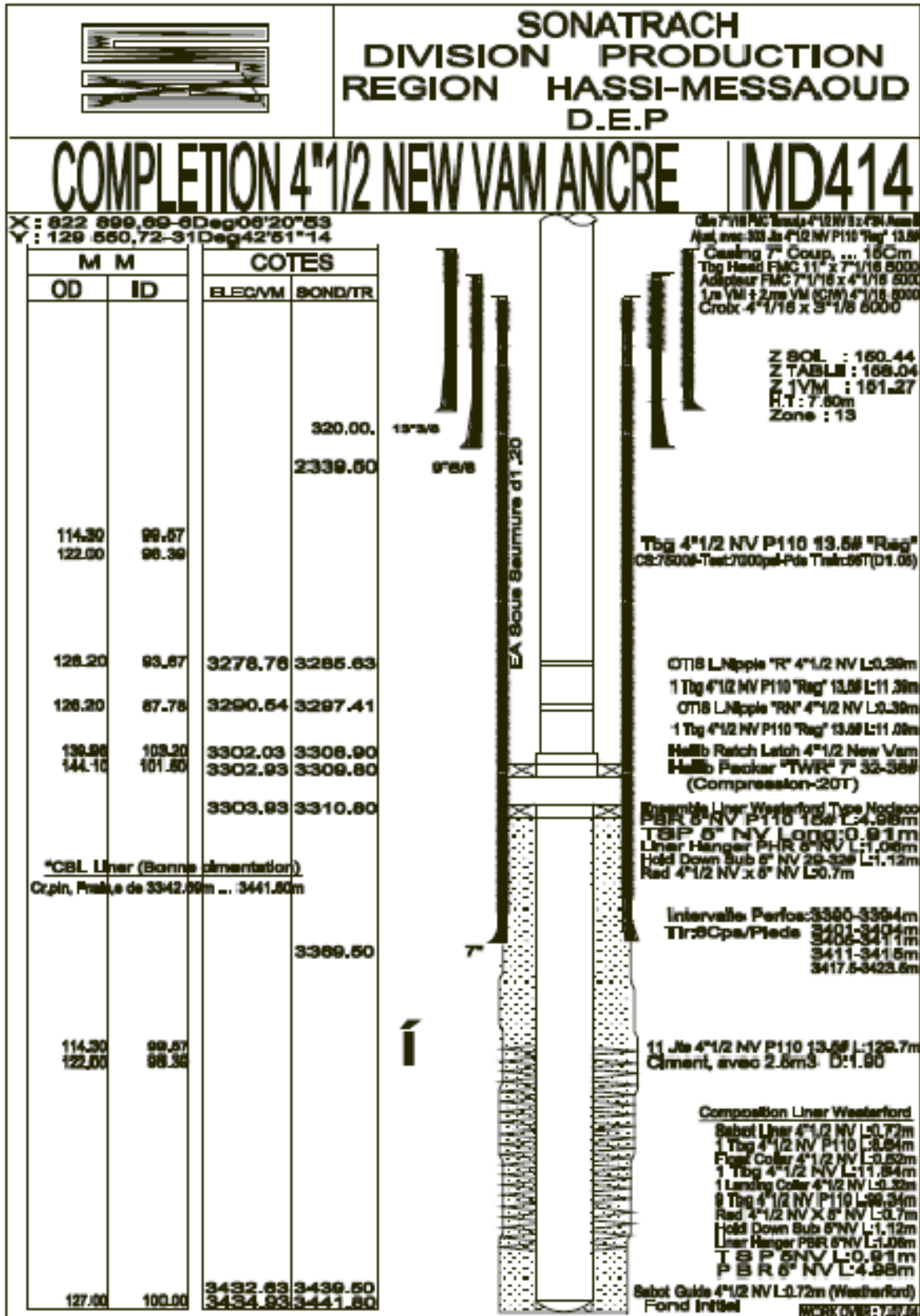


Annexe

Les tests effectués sur le puits MD 414

Type de Test	Date	Pression (kg/cm ²)			Débit (m ³ /h)		Index Prod./Inj.	HK			Skin	Duse	Remarque
		Gisement	Fond Dyn.	Tete				Proche	Lointain	(Hw * Kyz)			
DST	11/05/1987	233.84	225.6	53.04	Huile	5.3	.72	612	367	-	-3.48	9.5	-
EP BU	20/09/1987	233.4	183.14	44.5	Huile	15	.298	284	196	-	-4.4	20	-
BUILD UP	03/12/1990	206.06	170.52	37.5	Huile	5.48	.155	173	-	-	-3.5	16	-
PFS	18/02/1991	169.41						-	-	-			-
PFD	09/12/1991	169	144.59	29	Huile	6.75	.28	-	-	-		25	PFD
PFS	02/11/1992	168.32						-	-	-			PFS
BUILD UP	06/10/1993	189.58	131.37	28	Huile	7.89	.136	189	121	-	1.4	16	BU
BUILD UP	03/01/2000	181.01	130.6	27.6	Huile	5.63	.113	160	135	-	-2.1	14	-
DST	17/06/2004	180.25	151.61	26.4	Huile	3.33	.127	246	-	-	4.2	9.53	DST/WO, Pseudo skin=3.09
BUILD UP	17/10/2005	177.33	113.36	26.4	Huile	10.78	.172	347	-	-	.14	18	-
BUILD UP	04/12/2008	222.91	174.13	90.5	Huile	10.81	.227	108	-	-	-5.83	14	-

Annexe



La complétion de puits MD 414

Annexe

Les tests effectués sur le puits MD 505

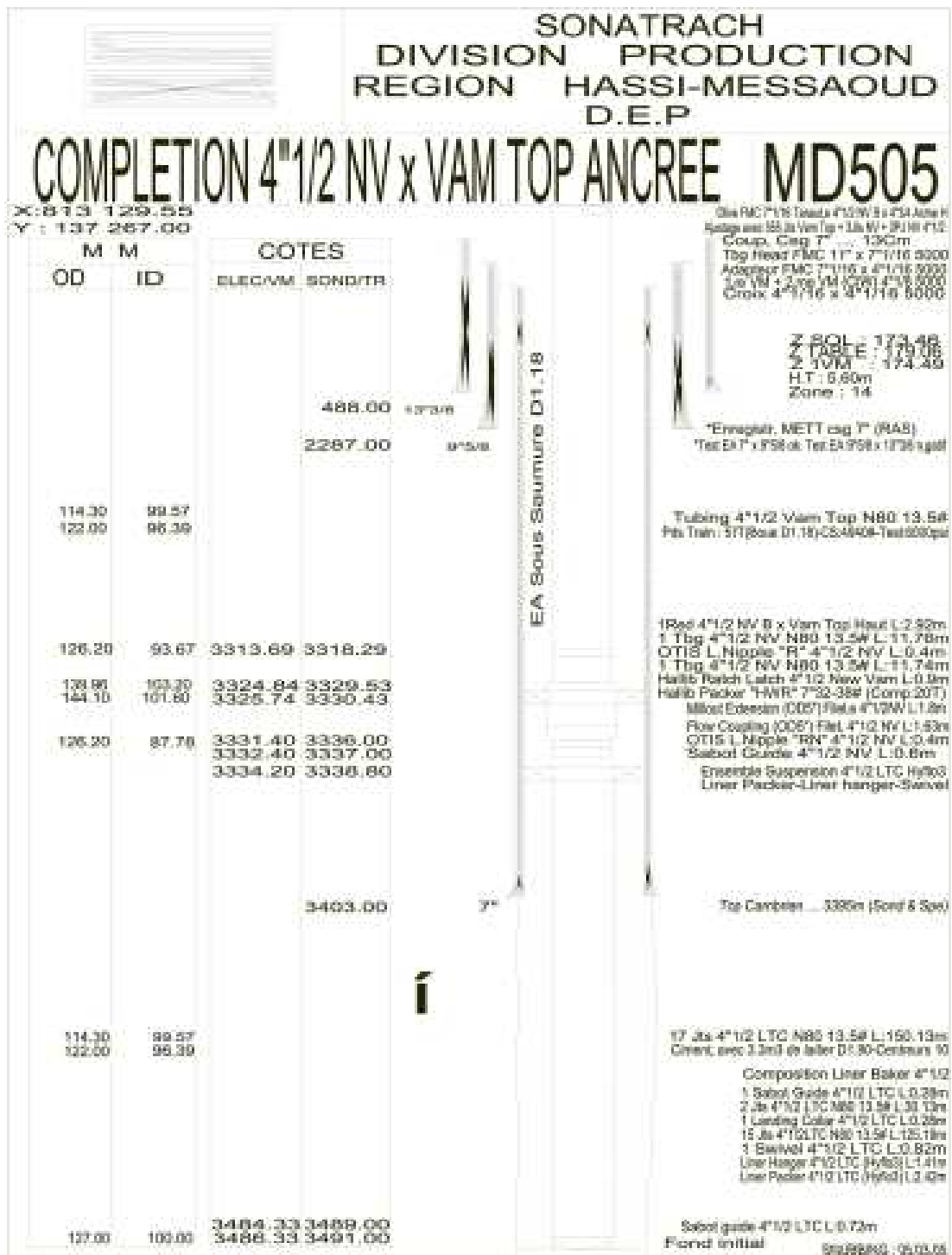
Test	Date	PG (kg/cm ²)	PFD (kg/cm ²)	PT (kg/cm ²)	Debit (m/h)	IP	HKP	HKL	HKL (Hw * Kyz)	Skin	Duse	Remarque
DST	27/05/1999	271.88	251.33	73.2	Huile 6.68	.314	166	447	--	- 2.86	9.53	-
BUILD UP	01/09/2002	239.39	89.33	33	Huile 5.29	.026	16	-	--	.63	14.29	-
DST	13/12/2004	243.57	175.15	68.2	Huile 4.38	.064	32	-	--	-2	9.53	DST+ PLT.
BUILD UP	23/01/2009	317.09	87.43	50	Huile 6.09	.027	--	-	26.3	- 4.67	18	PFD@- 3157 m.

Annexe

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)	
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.			Récupérée	Injectée
Avant l'opération de fracturation hydraulique												
19/01/2003	14.29	1440	4.48	1596.59	345	30.9	11.9	4.2	34	0.828	0	0
27/05/2003	14.29	600	4.35	2490.14	564	29.9	14.5	4.6	34	0.825	0	0
19/10/2003	14.29	600	3.95	2520.72	625	31.6	10.9	3.6	34	0.959	0	0
09/01/2004	14.29	600	3.82	2497.48	642	31.3	10.6	3.5	33	0.983	0	0
30/04/2004	14.29	600	3.75	2473.97	649	30.9	11.4	4.2	33	0.987	0	0
22/07/2004	14.29	600	2.76	2247.72	815	28	11.2	4.28	31	1.2184	0	0
10/12/2004	9.53	600	4.38	1583.31	361	68.2	1	5.4	19	0.9003	0	0
11/12/2004	9.53	600	4.86	1712.77	353	72.1	1	5.61	20	0.859	0	0
Après l'opération de fracturation hydraulique												
15/03/2005	15	600	10.27	9299.74	906	109	14	6.93	28	1.3895	0	0
01/04/2005	18	600	11.66	8152.13	699	78	13	6.53	28	1.2163	0	0
22/04/2005	18	600	10.77	7084.55	658	70.2	12.5	5.91	37	1.1846	0	0
10/09/2005	18	600	8.8	6335.23	720	62	13.2	5.3	39	1.2809	0	0
28/01/2006	18	720	5.92	3663.61	619	52	12	6.42	29	1.596	0	0
08/06/2006	18	655	7.46	5409.96	725	52.1	12.7	7.65	34	1.2688	0	0
18/06/2006	9	600	2.58	2280.37	884	89.9	14.5	5.2	23	1.8184	0	0
19/06/2006	18	1440	5.94	4732.75	796	78.9	13.8	5.61	25	2.4128	0	0
08/08/2006	18	1440	6.1	6171.01	1012	55.8	14.8	6.63	32	1.6624	0	0
27/01/2007	18	600	6.74	7041.94	1044	53.8	12	5.51	24	1.4502	0	0
27/04/2007	18	600	5.83	5273.26	904	51	12.5	7.75	32	1.5887	17.8	0
06/08/2007	18	600	6.28	6456.73	1029	55	14.9	7.65	35	1.5925	0	0
28/12/2007	18	600	7.14	7144.11	1000	59	13	7.65	23	1.501	0	0

Tableau de jaugeages pour le puits MD 505

Annexe



La complétion de puits MD 505

Annexe

Résumé

Le but principal de notre projet est d'évaluer l'opération de la fracturation hydraulique par l'interprétation des données de test (Build-up) d'avant et d'après l'opération et on calculent la perméabilité K et le facteur d'endommagement (Skin) S par l'application de la méthode de Tiab Direct Synthesis (TDS) et faire comparé à ceux donnés par l'outil utilisé a SONATRACH (Saphir).

Ainsi que d'évaluer par la production (gain) touché pratiquement par les jaugeages effectués sur les puits avant et après la réalisation de l'opération de multi stage frac.

Enfin on veut dire que la multi stage frac c'est une nouvelle technique réalisé avec succès, permet de mettre les puits à faibles débits ou fermés en production avec un gain important.

ملخص

الهدف الرئيسي لمشروعنا هو تقييم عملية الكسر الهيدروليكي وسيلة " تجارب الآبار " أين حللنا و قمنا بدراسة تجربة (Build-up) قبل وبعد تطبيق عملية الكسر الهيدروليكي حيث قمنا بحساب مؤشرات مهمة كالنفاذية K، ومعامل الضرر Skin، من خلال تطبيق نظرية الطياب (TDS)، ومقارنة نتائجنا بالنتائج المتحصل عليها باستعمال أداة البرنامج (Saphir) المستخدم من طرف المهندسين العاملين بسوناطراك.

أيضا قمنا بالتقييم العملي للآبار من خلال دراسة ومناقشة الإنتاج (كمية الاستخراج) المتحصل عليها بواسطة قياس كمية الإنتاج (Les jaugeages) المطبقة على الآبار قبل وبعد العملية. وفي الأخير نستطيع القول أن عملية الكسر الهيدروليكي هي تقنية جديدة مطبقة بنجاح، والتي تسمح بإعادة الآبار الميتة والضعيفة الإنتاج بإعادة الإنتاج بقيمة وكمية معتبرة.

Abstract

the main goal of our project is to evaluate the operation of Hydraulic Fracturing by the well test where we make a study about the build-up before and after the operation and we calculated K, Skin by the application of (TDS) and compared theme by these giving by the program (Saphir) used by the engineers of SONATRACH.

Also we evaluate the production (Rate) touched by the (jaugeages) done on the wells before and after the operation of Hydraulic Fracturing.

Finally we can say that the Hydraulic Fracturing is new techniques applied with succeed, while it can make the wells with down productivity produce again with an important Rate.