

N° série:/2016



UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA

Faculté des Hydrocarbures, des Energies renouvelables

et des sciences de la Terre et l'Univers

Département de Production



MEMOIRE

En vue de l'obtention du Diplôme de Master

Filière : Hydrocarbure

Option : Production

Présenté par :

CHIH ELHADI

HACINI M. DHYA EDDINE

-THEME-

**L'utilisation des essais de puits et l'analyse
nodale pour le choix des puits candidats à la
stimulation**

Soutenu publiquement le : 23/05/2016

Devant le jury :

| | | |
|------------------|--------------------------|-------------------------|
| Président | Mr. DOBBI ABDELMADJID | U. K. M. OUARGLA |
| Examineur | Mme. BELADAS KANZA | U. K. M. OUARGLA |
| Encadreur | Mr. CHETTI DJAMEL EDDINE | U. K. M. OUARGLA |

Année universitaire : 2015/2016

Remerciements

Nos remerciements s'adressent premièrement et avant tout à Dieu tout puissant, qui nous a aidé à réaliser ce travail, et par sa grâce tout au long de notre vie.

Nous tenons à exprimer nos remerciements les plus sincères à notre cher encadreur Mr :

CHETTI DJAMEL EDDINNE

Nous remercions tout le personnel de la Direction Engineering et Production /IRARA/ Hassi -Messaoud surtout Mrs : **KAFI SALIM, YUCEF MAHBOUB, MERYOUMA ABDELRAOUF, HAMZA KHOUILDI, BOUZID ABDELHAKIM ET ZAATOUT KAMEL** pour leurs orientations, leurs conseils au cours de la période du stage et pour leurs larges soutiens et le temps bénéfique qu'ils nous ont consacré.

Nous exprimons notre profonde gratitude à tous **les enseignants** du Département hydrocarbures.

Sans oublier, tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail.

Merci



Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, surtout pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.

Mes dédicaces s'adressent également à mes chers frères et sœurs chaqu'un de son nom. À tous les membres de ma famille et toute personne qui porte le nom CHIHJ.

Aussi, je dédie ce travail à tous mes chers amis.

Sans oublier tous mes collègues du groupe production académique.

A mon collègue HACINI M.DHJA EDDINNE.

CHIHJ ELHADI



Dédicaces

Pour chaque début il y a une fin, et ce qui est beau dans toute fin c'est la réussite et l'atteinte du but.

Je dédie ce modeste travail, fruit de très longues années d'étude à :

• Ceux qui méritent le plus ma reconnaissance, ma gratitude et mon grand amour, ceux qui m'ont apporté toujours soutien et bonheur dans la vie :

Pour toi, très chère mère, pour toi très respectueux père, vous les plus chers de mon cœur, vous qui m'aviez entouré de nobles sentiments.

- Pour vous, très chers mes frère et sœur : Salah, Seif, Djalal, Malak et Ouissal*
- A tous mes oncles et tantes.*
- A tous mes amis : Abdessamed, Oussama, Siradj, Amine, Bilal, Ibrahim, Ilyas, les deux Youcef et Walid*
- A deux personnes : KAFI MOUNIR et NIBOUA ABDELOUAHAB je n'oublie pas que vous fait pour moi.*
- A tous mes collègues du groupe Production Académique.*
- A mon cher collègue CHIH I ELHADI.*

M.DHYA EDDINNE



Sommaire

| | |
|---|-----|
| Liste des symboles | I |
| Liste des figures | II |
| Liste des tableaux | III |
| Introduction générale | 2 |
| Chapitre I : Généralité sur le champ HMD | |
| I.1. présentation du champ Hassi Messaoud | 4 |
| Chapitre II : Les essais de puits | |
| II.1.Introduction | 8 |
| II.2.Principe du well test | 8 |
| II.3.Objectif | 9 |
| II.4.Les différentes types des essais de puits | 9 |
| II.5.Equation de diffusivité | 12 |
| II.6.Méthode d'interprétation | 16 |
| Chapitre III : Skin et stimulation | |
| III.1.Le skin | 18 |
| III.1.3.Différentes origines de skin | 20 |
| III.2.Généralité sur la stimulation | 22 |
| Chapitre IV : Analyse nodale | |
| IV.1.Introduction | 26 |
| IV.2.Concept nodale | 27 |
| IV.3.Procédure et application de l'analyse nodale | 28 |
| IV.4.Le choix de nœud | 30 |
| IV.4.1.Inflow Performance Relationship (IPR) | 30 |
| Chapitre V : Partie calcul | |
| V.1.Partie 01 | 34 |
| V.1.1.Etude du puits MD 666 | 34 |
| V.1.2.Etude du puits MD 97 | 38 |
| V.2.Partie 02 | 43 |
| V.2.1.Etude d'une opération de stimulation | 43 |
| V.2.2.Description du logiciel PIPESIM | 43 |
| V.2.3.Les données pour logiciel PIPESIM | 44 |
| V.2.4.Puit MD666 | 44 |
| V.2.5.Puit MD97 | 47 |
| V.3.Etude économique | 49 |
| Conclusion générale et recommandations | 52 |
| Bibliographie | |
| Annexe | 55 |

Liste des symboles

| | |
|---|---------------------------|
| B_o : facteur volumétrique du fond | B/STB |
| c : compressibilité | $(\text{kg/cm}^2)^{-1}$ |
| c_o : compressibilité d'huile | $(\text{kg/cm}^2)^{-1}$ |
| c_w : compressibilité d'eau | $(\text{kg/cm}^2)^{-1}$ |
| c_g : compressibilité du gaz | $(\text{kg/cm}^2)^{-1}$ |
| c_f : compressibilité de la formation | $(\text{kg/cm}^2)^{-1}$ |
| c_t : compressibilité totale | $(\text{kg/cm}^2)^{-1}$ |
| C : capacité du puit | |
| C_D : capacité du puit adimensionnel | |
| h : la hauteur de la formation, | m |
| k : la perméabilité, | md |
| k_{skin} : perméabilité après endommagement., | md |
| K : diffusivité hydraulique, | md/cp. (kg/cm^2) |
| P : pression | kg/cm^2 |
| P_D : pression adimensionnelle. | |
| P_i : pression initial | kg/cm^2 |
| P_{wf} : pression de fond dynamique | kg/cm^2 |
| P_g : pression du gisement | kg/cm^2 |
| Q : débit volumétrique | m^3/h |
| r_w : rayon du puits | m |
| r_D : rayon adimensionnel. | |
| r_e : rayon de drainage | m |
| r_{skin} : rayon de la zone du Skin m | |
| S : Le skin | |
| S_o : saturation d'huile | |
| S_w : saturation eau | |
| S : saturation de gaz | |
| t : temps, | h |
| t_D : temps adimensionnel. | |
| ϕ : la porosité, % | |
| μ : viscosité dynamique, | cp |
| ρ : masse volumique, | kg/m^3 . |

Liste des figures

| | |
|--|----|
| Figure (1.1) : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud. | 4 |
| Figure (2.1) : Principe des essais de puits | 8 |
| Figure (2.2) : Diagramme d'enregistrement de pression de fond pendant le test DST. | 10 |
| Figure (2.3) : Essai en débit (Draw Down) | 11 |
| Figure (2.4) : Essais en fermeture (Build Up) | 12 |
| Figure (3.1) : Influence du skin sur la productivité | 19 |
| Figure (3.2) : Profil des pressions dans la formation | 20 |
| Figure (3.3) : Skin d'épaisseur finie | 21 |
| Figure (3.4) : estimation du rayon effectif | 21 |
| Figure (4.1) : représente les différentes pertes de charge qui se produisent dans le système du réservoir jusqu'à le séparateur | 26 |
| Figure (4.2) : Les différentes positions possibles des nœuds. | 27 |
| Figure (4.3) : point de fonctionnement de système. | 29 |
| Figure (5.1) : Position du puit MD666 | 34 |
| Figure (5.2) : Variation de pression (ΔP) et leur dérivative ($\Delta P'$) en fonction de temps (Δt) | 36 |
| Figure (5.3) : Les résultats des paramètres estimés par le logiciel d'interprétation (saphir) | 37 |
| Figure (5.4) : Position du puit MD97 | 38 |
| Figure (5.5) : Variation de pression (ΔP) et leur dérivative ($\Delta P'$) en fonction de temps (Δt) | 40 |
| Figure (5.6) : Les résultats des paramètres estimés par le logiciel d'interprétation (saphir) | 41 |
| Figure (5.7) : Organigramme de fonctionnement de logiciel PIPESIM | 43 |
| Figure (5.8) : La courbe d'inflow de puit MD666 | 45 |
| Figure (5.9) : point de fonctionnement IPR/VLP du puit MD666 | 45 |
| Figure (5.10) : variation de l'IPR suite à une variation du skin | 46 |
| Figure (5.11) : La courbe d'inflow de puit MD97 | 47 |
| Figure (5.12) : point de fonctionnement IPR/VLP du puit MD97 | 48 |
| Figure (5.13) : variation de l'IPR à la suite d'une variation de skin | |

Liste des tableaux

| | |
|--|----|
| Tableau (5.1) : profondeur de complétion de puits | 35 |
| Tableau (5.2) : dernières opérations sur le puit | 35 |
| Tableau (5.3) : Les essais réalisés sur le puit MD666 | 35 |
| Tableau (5.4) : Les résultats obtenus par logiciel SAPHIR | 38 |
| Tableau (5.5) : profondeur de complétion de puits MD97 | 39 |
| Tableau (5.6) : dernières opérations sur le puit MD97 | 39 |
| Tableau (5.7) : Perforation du puits MD97 | 39 |
| Tableau (5.8) : Le dernier essai réalisé sur le puit MD97 | 40 |
| Tableau (5.9) : Les résultats obtenus par logiciel SAPHIR du puit MD97 | 42 |
| Tableau (5.10) : données de jaugeage du puit MD666 | 44 |
| Tableau (5.11) : Représentation des gains en débit d'huile après diminution de skin du puit MD666 | 46 |
| Tableau (5.12) : données de jaugeage du puit MD97 | 47 |
| Tableau (5.13) : Représentation des gains en débit d'huile après diminution de skin du puit MD97 | 49 |
| Tableau (5.14) : Résultat d'étude économique | 50 |

INTRODUCTION GÉNÉRALE

INTRODUCTION GENERAL

Au cours de la production, plusieurs types de pertes de charges freinent l'écoulement du fluide du réservoir jusqu'à la surface, diminuant ainsi la production et participant à la chute de pression.

Le potentiel de production des puits est un élément fondamental d'appréciation de la valeur du gisement découvert. Pour cela, on met en œuvre l'interprétation des essais de puits qui permettent d'obtenir des renseignements très importants sur le réservoir, notamment la pression de gisement, KH, facteur d'endommagement, l'indice de productivité, nature de réservoir, les limites du réservoir...etc.

L'analyse nodale est l'une des méthodes utilisée pour l'étude de la performance des puits. Elle permet d'analyser les problèmes de production et améliorer la productivité. Dans cette étude, on va montrer l'intérêt de l'analyse nodale pour modéliser le système de production et prévoir les scénarios possibles pour améliorer et optimiser la production. En appliquant cette méthode sur deux puits à skin élevé (puits endommagés) sur le champ Hassi Messeaud, on a étudié la rentabilité d'une opération de stimulation par la proposition de différentes valeurs de skin et le débit d'huile pour chaque valeur.

Pour ce faire, cette étude est organisée de la façon suivante :

- Le premier chapitre est consacré à généralité sur le champ HMD
- Le deuxième chapitre présente des généralités sur les essais du puits
- Le troisième chapitre détermine le skin et la stimulation
- Le quatrième chapitre sur l'analyse nodal
- Le dernier chapitre c'est une étude sur deux puits MD666 et MD97

Cette étude est réalisée à l'aide de deux logiciels : Ecrin (pour l'interprétation des essais du puits) et PIPSIM (pour l'analyse nodal).

CHAPITRE 01 :

**GÉNÉRALITÉS SUR
LE CHAMP HMD**

CHAPITRE I : GENERALITE SUR LE CHAMP HMD

I.1.Présentation du champ de Hassi Messaoud :

I.1.1. Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud est considéré comme l'un des plus grands gisements dans le monde. Il fait partie d'un ensemble de structures formant la partie Nord de la province triasique et aussi des champs pétroliers paléozoïques. Il se situe à 800 km Sud-Est d'Alger, à 350km de la frontière tunisienne, à 80Km à l'Est de Ouargla. Il a une superficie de 2000km² et une altitude moyenne de 142m. Il est limité :

- Au NW par les gisements d'Ouargla, Guellaba, et Haoud-Berkaoui;
- Au SW par les gisements d'El-Gassi, Zotti et El-Agreb;
- Au SE par les gisements de Rourde-El-Baguel et Mesdar;
- A l'Est par le gisement de Berkine.

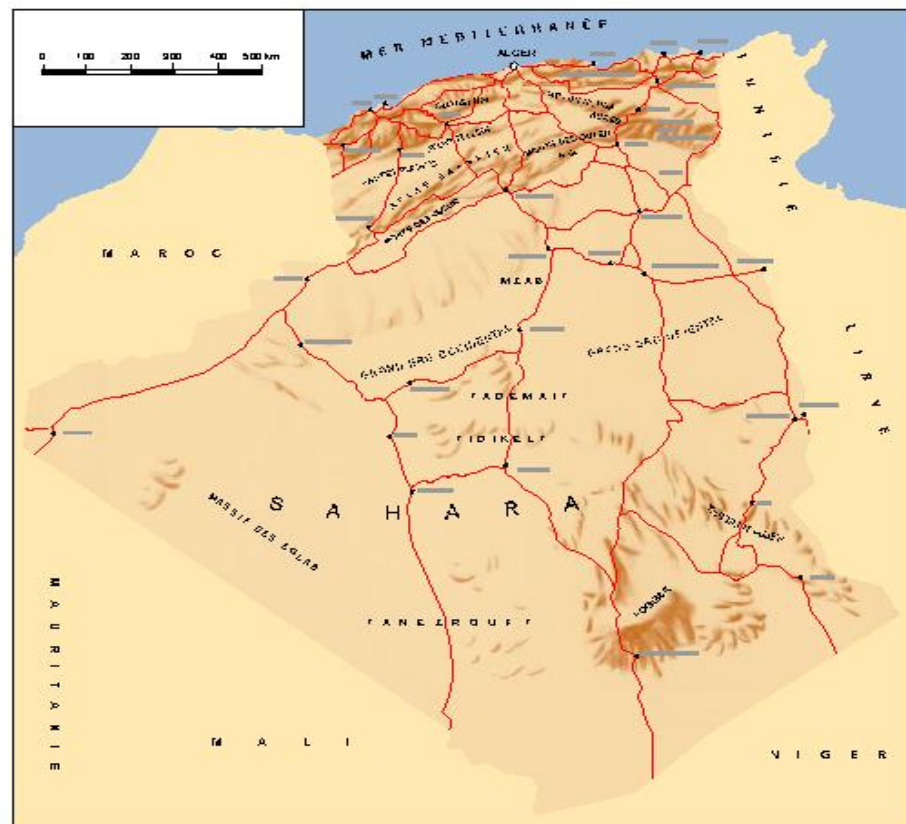


Figure (1.1) : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud.

Les coordonnées Lambert Sud Algérie sont :

- 790 000 à 840 000 Est.
- 110 000 à 150 000 Nord.

En coordonnées géographiques :

- Au nord par latitude $32^{\circ} 15'$ - A l'ouest par la longitude $5^{\circ} 40'$
- Au Sud par latitude $31^{\circ} 30'$ - A l'Est par la longitude $6^{\circ} 35'$

I.1.2. Situation Géologique :

Le gisement est localisé dans les 3 niveaux réservoirs du Cambrien (Ri, Ra, R2, R3). Les paramètres s'améliorent de bas en haut.

La description des niveaux dans le gisement est la suivante :

- ✓ Dans le R3 la porosité varie entre 5 et 10% et la perméabilité plus petite (1md et quelque fois nulle).
- ✓ Dans le R2 la porosité augmente de 10 à 13% et la perméabilité reste la même, c'est-à-dire, faible.
- ✓ La zone **Ra** est le réservoir principal. Son épaisseur est 100m l'Est et 145m à l'Ouest. C'est un grès mal classé ou la taille de grains varie beaucoup et parfois reste même supérieur à 1mm. Les lits (bancs) grossiers intercalés par des bancs plus fins de quelques mm d'épaisseurs où la stratification est oblique. Les grès ont un ciment constitué de quartz secondaire et d'argile jusqu'à 100% en moyenne, mais la silicification est très irrégulière. La perméabilité à travers les niveaux poreux varie entre 60 et plus de 100md. La porosité est comprise entre 4 et 20%.
- ✓ Dans le Ri les grains ont la même taille, ne dépasse jamais de 1mm. Ce sont des quartzites fins à moyens et surtout mal classés. Leur porosité est faible en moyenne, quelque dizaines de md et la porosité ne dépasse pas 10 ou 15%, mais la silicification réduit beaucoup le potentiel de ce niveau.

L'épaisseur totale de la partie productive du réservoir cambrien atteint 100-120 mètres. La saturation en huile constitue 85%. Le débit moyen est égal à 300-350 m³/jour, par puits peut varier entre 100 et 1900 m³ /jour.

L'huile est sous-saturée, léger, ayant une masse spécifique de 0,800g/l et avec un pourcentage nul en soufre.

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. De par sa superficie et ses réserves, il est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie

I.1.3. Description du réservoir (drains) :

Du point de vue sédimentologique, le réservoir est subdivisé en trois zones suivant les critères granulométrique :

- Zone grossière inférieure (Ra inférieure)
- Zone fine médiane (Ra moyen)
- Zone grossière supérieure (Ra supérieure)

La base du Ra s'individualise comme une zone grossière inférieure dans laquelle se développent trois drains qui se distinguent par leurs paramètres granulométriques.

Ce découpage peut être également validé par les particularités suivantes :

- D1 : Grès grossiers à stratifications de type oblique arqué dominantes, bien marquées et souvent à base micro-conglomériques, avec absence de tigillites.
- ID : Niveaux plus minces et fréquence plus grande des niveaux silteux, avec présence locale de tigillites. Il marque un passage progressif entre le D1 et le D2.
- D2 : Grès grossiers mais bien classés à stratifications obliques tabulaires dominantes formant des méga-rides, avec présence de quelques intercalations de niveaux de silts à fines bioturbations. Pour cette partie inférieure du Ra qui comporte les meilleurs niveaux réservoirs, il faut surtout remarquer l'extension progressive des zones d'érosion vers la zone centrale du champ.

CHAPITRE 02 :

**GÉNÉRALITÉ SUR
LES ESSAIS DE
PUITS**

CHAPITRE II : LES ESSAIS DE PUITTS

II.1.Introduction :

L'ingénieur de réservoir doit avoir des informations suffisantes sur le réservoir pour analyser convenablement la performance et prévoir la future production sous de divers modes de fonctionnements.

Il doit connaître les conditions des puits producteurs et injecteurs pour avoir la meilleure performance du réservoir. Beaucoup de ces informations peuvent être obtenues à partir des essais de puits.

Contrairement à la sismique qui donne une information globale sur le gisement, et la diaggraphie qui donne une information locale, les essais de puits donnent une information détaillée à une échelle moyenne autour du puits telles que la géométrie, les limites, l'efficacité des opérations de forage ou de production et des grandeurs dynamiques (la pression de gisement, la perméabilité, l'indice de productivité...).

II.2.Principe du well test [1] :

Le principe de base de l'essai de puits est de créer une perturbation (fermeture ; ouverture ; changement du débit) dans le système (réservoir +fluide) et enregistrer la réponse transitoire de pression. Puis, on fait l'interprétation.

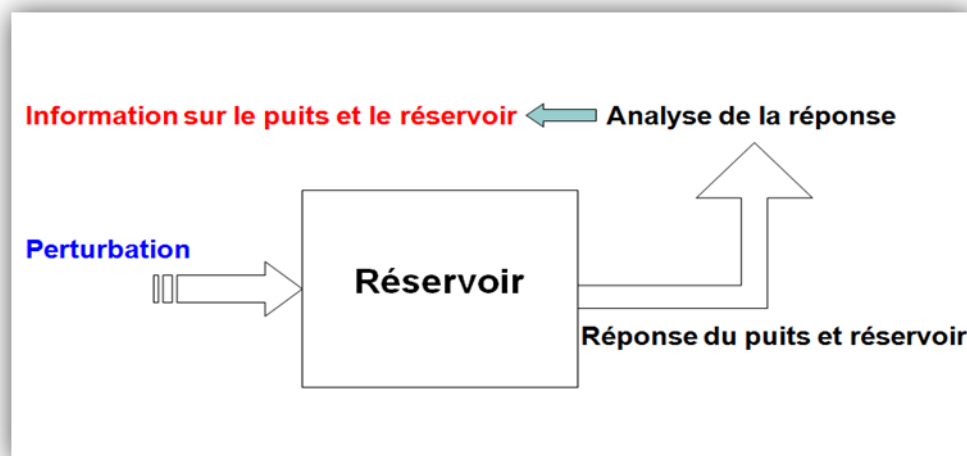


Figure (2.1) : Principe des essais de puits

II.3.Objectif :

D'une façon générale, le but d'un essai de puits est d'obtenir des renseignements sur un puits et sur un réservoir, à savoir :

- Perméabilité du réservoir.
- Degré d'endommagement du puits (Skin).
- Pression du réservoir Pr.
- Limites du réservoir.
- Type du réservoir.
- Caractérisation d'une fracturation.
- Evaluer les communications entre les puits.

II.4.Les différentes types des essais de puits [1] :

Ils existent plusieurs types d'essais de puits qui diffèrent selon la nature du puits et le but recherché.

II.4.1. Test au cours de forage (Drill-Stem-Test:DST) :

Le DST est un test utilisé dans un puits nouvellement foré. L'objectif est de tester le potentiel du puits, déterminer la nature de fluide, prélever des échantillons de fluide initial et analyser les caractéristiques du réservoir.

Pour réaliser ce test, des outils spéciaux (BHA : Bottom Hole Assembly) sont montés à la fin du train de tiges de forage (Drill String).

L'opération du test au cours de forage se décompose de plusieurs phases principales qui sont représentées par le diagramme ci-dessous.

- descente du train de test (BHA).
- Ancrage de packer et mise en débit de la formation.
- Fermeture et enregistrement de la pression de fond.
- Remontée du train.

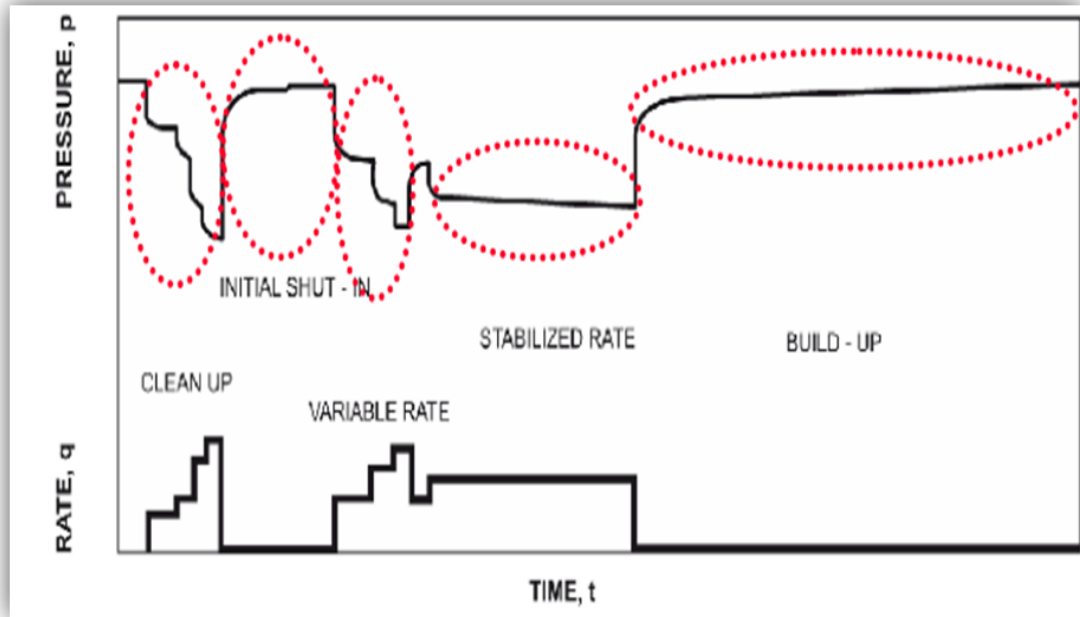


Figure (2.2) : Diagramme d'enregistrement de pression de fond pendant le test DST.

II.4.2. Test draw down (essai en débit) :

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.

L'objectif principal du test Draw Down est d'obtenir la perméabilité moyenne du réservoir afin d'évaluer le skin aux abords du puits, le profil de pression, les limites du réservoir et l'estimation des réserves.

Le test Draw Down est pratiquement applicable aux :

- Nouveaux puits.
- Pour les puits où le test Build Up provoque une énorme perte de production.

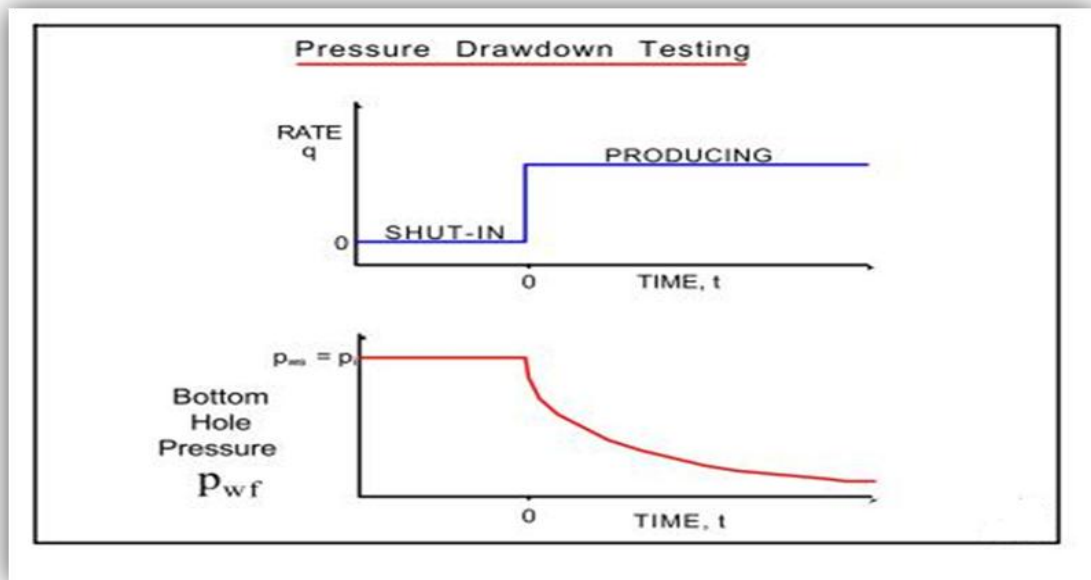


Figure (2.3) : Essai en débit (Draw Down)

II.4.3. Test build up (Essai en fermeture):

L'essai Build Up décrit la remontée de la pression de fond en fonction du temps après la fermeture du puits. Son objectif est de 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 actif.

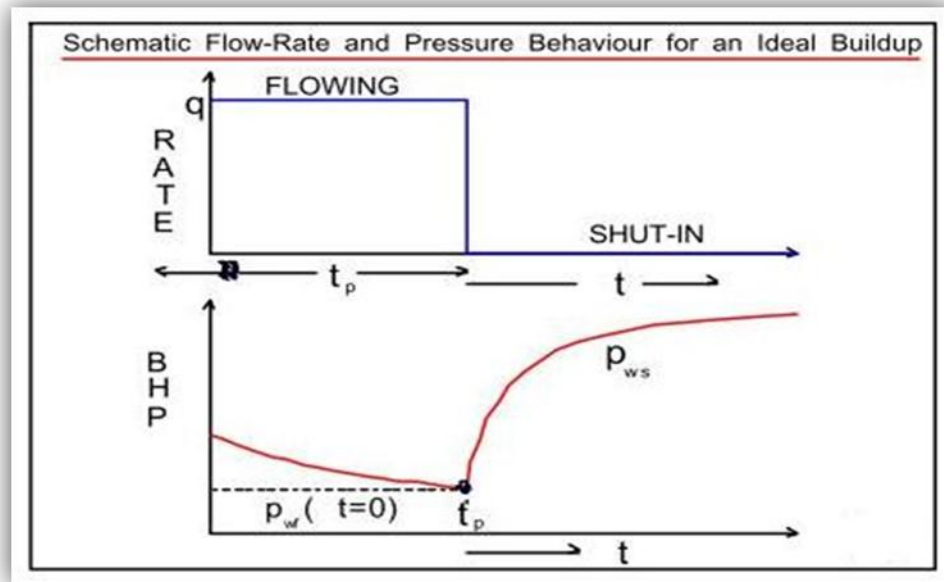


Figure (2.4) : Essais en fermeture (Build Up)

II.4.4. Les essais périodiques

Les essais périodiques sont faits afin de suivre l'évolution du gisement et la capacité du puits. Ils ont pour but la détermination de :

- La pression statique de gisement.
- Le potentiel de puits (index de productivité ou d'injectivité).
- Les Kh lointains et moyens autour de chaque puits, et le coefficient de colmatage.

II.4.5. Les essais d'interférence

Ces essais consistent généralement à mesurer sur un puits les effets d'une perturbation provoquée dans le gisement en faisant varier le débit d'un seul puits voisins (émetteur).

II.5. Equation de diffusivité [1] :

II.5.1. La loi de Darcy :

La loi de Darcy est utilisée pour décrire les écoulements des fluides en milieu poreux. Il peut exprimer en fonction de la vitesse de filtration du fluide.

$$\vec{V} = \frac{k}{\mu} \vec{\text{grad}} P \quad (2.1)$$

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

$$q = \frac{2 \pi k h}{\mu} \frac{\partial P}{\partial r} \quad (2.2)$$

k : perméabilité

h : hauteur de la formation

μ : viscosité dynamique

q : débit

Elle peut s'intégrer entre deux valeurs : le rayon du puits r_w et le rayon de drainage r_e .

$$q = \left(\frac{2 \pi k h}{\mu} \right) \left(\frac{P_e - P_w}{\ln \frac{r_e}{r_w}} \right) \quad (2.3)$$

II.5.2. L'équation d'état :

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

$$C_e = \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial P} \right)_T \quad (2.4)$$

ρ : masse volumique

II.5.3. La 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 entrées et sorties pendant l'intervalle de temps :

$$\text{div } \rho \vec{V} + \rho \frac{\partial \rho}{\partial t} = 0 \quad (2.5)$$

II.5.4. L'équation de diffusivité :

L'équation de diffusivité régit l'évolution de la pression en fonction du temps dans le réservoir.

Considérons l'équation de conservation de la masse (2.5). Exprimons la vitesse de filtration et la masse volumique en fonction de la pression en utilisant la loi de Darcy (2.1) et l'équation d'état (2.4) (utilisant l'équation pour un fluide peu compressible), nous obtenons l'expression suivante :

$$\Delta P + C_e (\text{grad} \vec{P})^2 - \frac{\phi \mu C_t}{k} \frac{\partial P}{\partial t} = 0 \quad (2.6)$$

Et pour résoudre cette équation, on prend en considération deux hypothèses :

- La compressibilité des fluides faible est considérée comme constante (c'est le cas du liquide : huile) ;
- Le gradient de pression est faible (les vitesses d'écoulement sont faibles dans le réservoir). Donc le terme $[C_e (\text{grad} P)^2]$ est infiniment petit devant les termes de l'équation précédente, donc on peut la simplifier comme suit :

$$\Delta P - \frac{1}{K} \frac{\partial P}{\partial t} = 0 \quad (2.7)$$

Où : $K = \frac{k}{\phi \mu C_t}$ est la diffusivité hydraulique du milieu (c'est le rapport de la mobilité

$\left(\frac{k}{\mu}\right)$ et la capacité de compressibilité totale du réservoir (ΦC_t). Avec:

$$C_t = C_o S_o + C_w S_w + C_g S_g + C_f \quad (2.8)$$

$$C_e = C_t / S_o \quad (C_e : \text{compressibilité équivalente})$$

c_t : compressibilité totale
 c_o : compressibilité d'huile
 c_w : compressibilité d'eau
 c_g : compressibilité du gaz
 S_o : saturation d'huile
 S_w : saturation eau
 S_g : saturation de gaz

Si l'écoulement est radiale circulaire, l'équation de diffusivité s'écrit :

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} - \frac{1}{K} \frac{\partial P}{\partial t} = 0 \quad (2.9)$$

- **Résolution de l'équation de diffusivité :**

La résolution de l'équation de diffusivité pour les différentes géométries d'écoulement avec les conditions aux limites est plus facile en introduisant les variables adimensionnelles, et dépend des conditions initiales et celles aux limites, ces conditions sont exprimées comme suit :

- La pression à l' instant initial est égale à la pression de gisement.
- Débit constant dans le puits considéré comme ayant un rayon infinitésimal.
- Réservoir infini c'est-à-dire à la limite de la zone de drainage du puits, la pression est égale à la pression de gisement

L'équation de diffusivité vérifie :

$$P_i - P_{(r,t)} = - \frac{q_o B_o \mu_o}{4 \pi k h} Ei (-x) \quad (2.10)$$

$Ei (-x)$: est la fonction exponentielle intégrale définie par $- Ei(-x) = \int_x^{\infty} \frac{e^{-u}}{u} du$

Où :

$$x = \frac{\phi \mu c_t r^2}{4k t}$$

On remplace " x " dans l'équation (2.10) on obtient

$$P_i - P_{(r,t)} = - \frac{q_o B_o \mu_o}{4 \pi k h} Ei \left(\frac{-\phi \mu_o c_t r^2}{4 k t} \right) \quad (2.11)$$

Et comme on enregistre souvent la pression dans les essais de puits au fond du puits la solution deviendra en remplaçant « r et P » par « r_w et P_{wf} », et en tenant compte du facteur de Skin :

$$P_{wf} = P_i - \frac{162.6 q_o \mu_o B_o}{hk} \left[\log \left(\frac{kt}{\phi \mu_o c_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.87S \right] \quad (2.12)$$

L'expression (2.12) est l'équation utilisée souvent dans les essais de puits.

On utilisant les grandeurs sans dimension suivantes :

- Pression :

$$P_D = \frac{kh}{141.2 q B \mu} \Delta P \quad (\text{en unités pratiques US}) \quad (2.13)$$

- Longueur :

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad (\text{en unités pratiques US}) \quad (2.14)$$

- Temps :

$$t_D = \frac{0.000264k\Delta t}{\phi \mu C_t r_w^2} \quad (\text{en unités pratiques US}) \quad (2.15)$$

En fin l'équation de diffusivité devient :

$$\frac{\partial^2 P_D}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial P_D}{\partial r_D} = \frac{\partial P_D}{\partial t_D} \quad (2.16)$$

II.7. méthode d'interprétation : [1] (voir annexe)

Les méthodes d'interprétation des essais de puits peuvent être classées en deux grandes familles :

- Les méthodes conventionnelles.
- Les méthodes modernes : utilisant les courbes types.

CHAPITRE 03 :

**SKIN ET
STIMULATION**

CHAPITRE III : SKIN ET STIMULATION

III.1. Le Skin [5]

III.1.1. Définition :

Le skin représente une perte de charge supplémentaire localisée aux abords du puits. Par définition générale, le skin est le paramètre qui caractérise l'endommagement de la formation selon que sa valeur est positive ou négative.

$$s = \left[\frac{k}{k_{skin}} - 1 \right] \ln \left(\frac{r_{skin}}{r_w} \right) \quad (3.1)$$

K : perméabilité initial.

K_{skin} : perméabilité après endommagement.

r_{skin} : rayon du puits après endommagement.

r_w : rayon du puits initial.

III.1.2. L'effet de skin sur la productivité :

L'indice de productivité d'un puits est défini comme étant le débit associé à une dépression entre le fond du puits et le gisement. Dans le cas d'un liquide en écoulement radial circulaire et en régime permanent l'IP est donné par :

$$IP = \frac{Q}{P_g - P_f} \quad (3.2)$$

Q : débit d'huile.

P_g : pression du gisement.

P_f : pression du fond du puits.

L'**IP** d'un puits diminue durant sa production, ceci s'explique par :

- La turbulence pour un débit important.
- L'existence de gaz libre.
- La viscosité importante (n'est pas le cas de HMD).
- La compressibilité de la roche réduit la perméabilité K .

Avant stimulation :

$$IP_{avant} = \frac{Q_{avant}}{pfs - pfd + \Delta Ps_v} \quad (3.3)$$

D'où :

$$\Delta Ps_v = 0,87 \cdot m_v \cdot S_v$$

Après stimulation :

$$IP_{après} = \frac{Q_{après(estimer)}}{pfs - pfd} \quad (3.4)$$

Le rendement d'écoulement soit :

$$R_e = \frac{IP_{avant}}{IP_{après}} \quad (3.5)$$

On remarque que la productivité d'un puits (IP) est fonction de la perméabilité et la conductivité (KH).

En effet, une diminution ou une augmentation de K engendrera directement une diminution ou une augmentation de l' IP . Et une diminution de ΔPs engendre une amélioration de la perméabilité. La productivité d'un puits est fonction du KH , elle est donc réduite lorsqu'un réservoir a une faible perméabilité ; d'où l'idée de stimulation de réservoir en vue d'améliorer la productivité.

Si un réservoir présente un skin positif ($S > 0$) Alors ΔPs est élevé et K réduit donc IP faible d'où chute de débit de production, dans ce cas le puits doit être restauré par stimulation.

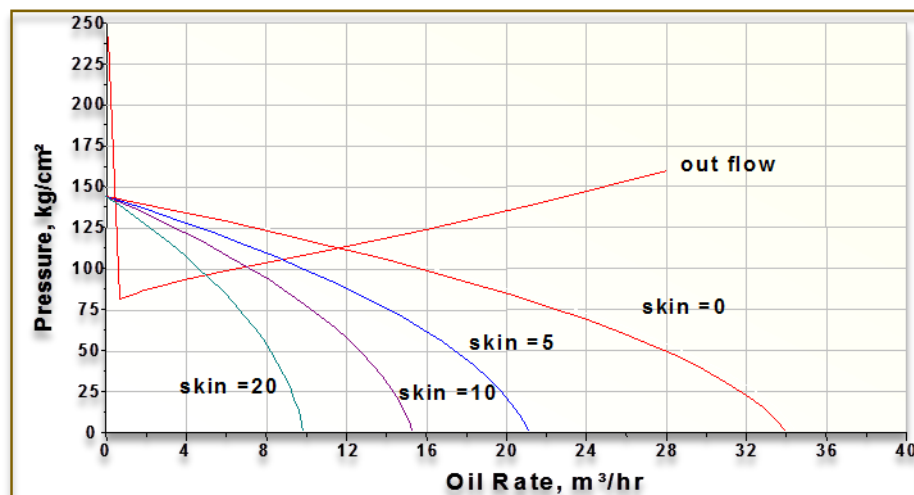


Figure (3.1) : Influence du skin sur la productivité

III.1.3. Différentes origines de skin :

a) Skin d'endommagement :

Le skin d'endommagement représente la perte de charge entre le réservoir et le puits, dans ce cas la perte de charge est due aux variations de perméabilité aux abords du trou.

La différence de perte de charge aux abords du puits peut être interprétée de trois façons :

1 : Skin infinitésimal :

Cette approche suppose que la perte de charge due au skin est localisée dans un film infiniment mince autour du puits

La perte de charge adimensionnelle due au skin est définie par :

$$\Delta P = \frac{\alpha q \beta \mu S}{kh} \quad (3.6)$$

Avec $\alpha = \frac{1}{2} \pi$ en unités S.I.

$\alpha = 141,2$ en unités pratiques U.S.

$\alpha = 18,66$ en unités pratiques métrique.

q : Le débit entre le puits et la formation.

k : La perméabilité initiale de la formation.

μ : La viscosité.

h : La hauteur de puits dans lequel l'écoulement se produit.

S : Le skin.

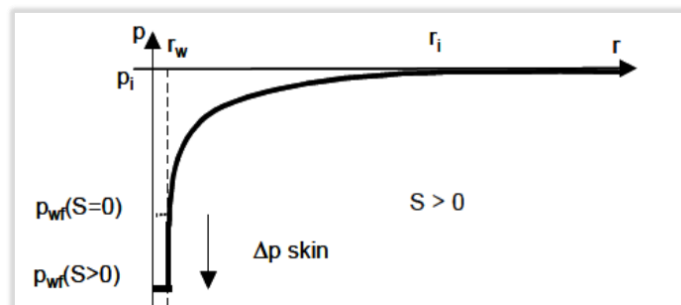


Figure (3.2) : Profil des pressions dans la formation

2 : Skin d'épaisseur finie :

Dans cette approche, les pertes de charges sont supposées être localisées dans une zone de rayon r_s et de perméabilité k_s autour du puits. Les pertes de charges dues au skin sont exprimées par l'équation suivantes :

$$\Delta P_s = \frac{q\beta\mu}{2\pi k_s h} \ln \frac{r_s}{r_w} - \frac{q\beta\mu}{2\pi k h} \ln \frac{r_s}{r_w} \tag{3.7}$$

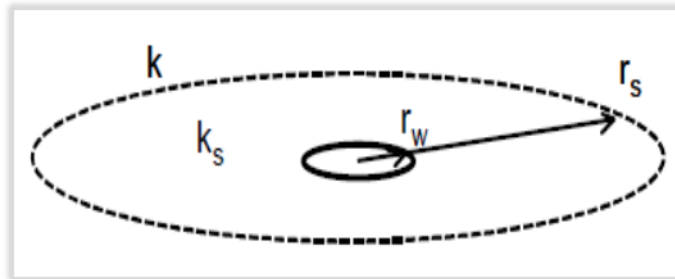


Figure (3.3) : Skin d'épaisseur finie

3 : Rayon effectif :

La méthode du rayon effectif consiste à remplacer le puits réel de rayon r_w et de skin S par un puits fictif de rayon r'_w et de skin nul.

$$r'_w = r_w e^{-S} \tag{3.8}$$

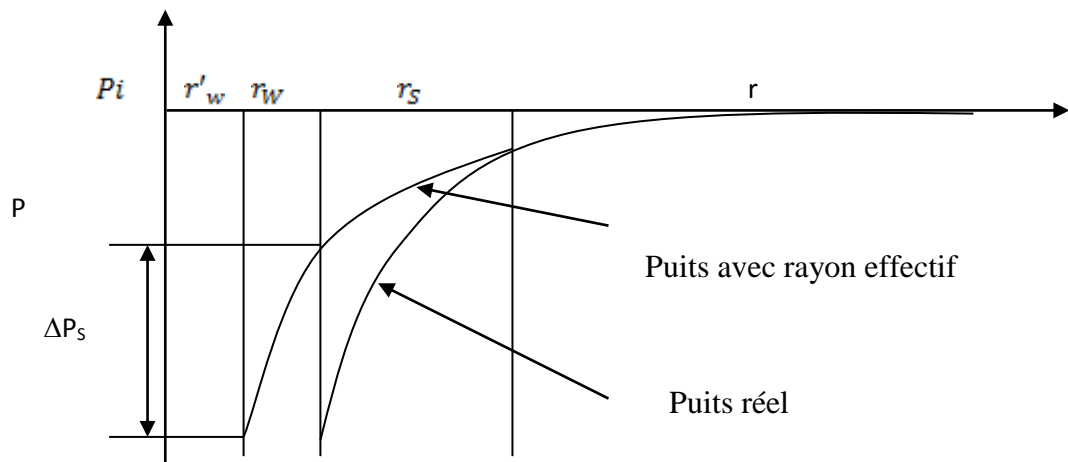


Figure (3.4) : estimation du rayon effectif

b) Skin dû aux perforations :

Ce skin englobe plusieurs phénomènes :

- 1- Restriction aux écoulements apportés par le trou de la perforation.
- 2- Le fait que sur un ensemble de perforations seules quelques-unes sont actives.

Ces différents phénomènes ne sont généralement pas dissociés de l'effet d'endommagement du puits.

c) Skin dû à l'inclinaison :

La considération d'un puits incliné comme un puits verticale sous-estime la hauteur réelle d'écoulement, l'inclinaison améliore les écoulements aux abords du puits.

d) Skin dû à la fracturation hydraulique :

La fracturation hydraulique crée une fracture d'une certaine longueur, hauteur et largeur, cette fracturation améliore considérablement la perméabilité aux abords du puits

e) Skin dû à l'analyse d'un puits horizontal comme un puits vertical :

Un puits horizontal peut sous certaines conditions être traité comme un puits vertical affecté d'un skin négatif dû à l'amélioration apportée aux écoulements par le puits.

III.2. Généralité sur la stimulation :**III.2.1. Notion de stimulation :**

On entend par stimulation toute opération qui a pour but d'améliorer d'une façon considérable la productivité, 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'effet de skin.

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

III.2.2. Les principaux types de stimulation [7] :**a) Fracturation hydraulique :**

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

Ce procédé s'applique au cas où le débit d'un puits est insuffisant non pas à cause d'un problème de colmatage, mais par ce que la perméabilité naturelle de la matrice est faible (quelques dizaines de millidarcys pour les gisements d'huile, encore moins pour les gisements de gaz).

Le principe de la fracturation hydraulique consiste à injecter un fluide plus ou moins visqueux avec une grande pression pour fracturer la roche réservoir et un agent de soutènement pour maintenir la fracture ouverte dans le but de permettre à l'huile de circuler plus facilement entre le réservoir et le puits.

b) Acidification :

Parmi les traitements matriciels les plus généralement appliqués pour améliorer la productivité des puits, on trouve la stimulation par acidification. L'acidification consiste à injecter des solutions acides mélangées avec des additifs, selon qu'elle vise à restituer à la roche ses caractéristiques initiales ou à les améliorer.

En fait, ce procédé s'applique principalement au cas où il s'agit de restaurer la perméabilité aux abords de puits suite à un colmatage durant le forage, la complétion ou pendant l'exploitation. Donc, il faut s'assurer que la baisse de production correspond bien à un endommagement réel et non à un autre facteur (ensablement du fond de puits, augmentation du pourcentage d'eau, déplétion de gisement...).

La réussite d'un traitement par acidification, dépend de plusieurs facteurs à savoir :

- le type d'endommagement : il faut bien le localiser et déterminer sa nature.
- le bon choix de type d'acide de traitement et ses additifs.
- le volume de fluide de traitement.
- le dégorgement de puits.
- l'expérience acquise dans ce domaine et dans chaque champ.

➤ **Lutte contre les dépôts :**

Dépôts minéraux : ils sont généralement résorbés par dissolution. On aura :

- **Carbonates :** par l'acide HCl en général et HCO_3COO .
- **Chlorures :** par l'eau douce.

- **Fer** : par l'acide Hcl + séquestrant.

Dépôts organiques : différents types de solvants sont utilisés, parmi lesquels on retiendra surtout :

- **Les solvants non chlorés** : kérosène, toluène, xylène, benzène. Ils sont souvent mélangés entre eux avec des additifs (dispersants).
- **Solvants chlorés** : parmi lesquels on trouve le tétrachlorure de carbone. Ils sont efficaces que les solvants non chlorés.
- **Les mélanges de solvants** : destinés à traiter les dépôts mixtes organiques et minéraux. On utilise fréquemment une émulsion solvant dans l'acide.
- **Les fluides chauds** : c'est le cas de l'eau chaude (95°) ou le bruts lourds (> à 95°) dont la compatibilité avec le brut de gisement doit être vérifiée.

CHAPITRE 04 :

ANALYSE NODALE

CHAPITRE IV: ANALYSE NODALE

IV.1.Introduction :

Le système nodal est une subdivision des différents éléments d'une complétion d'un puits dans le but de prévoir un débit et optimiser le système de production

Le système de production peut être simple ou inclure beaucoup de composants dans lesquels les pertes de charges se produisent.

Ce système consiste en trois phases :

1. Ecoulement à travers le milieu poreux (le réservoir).
2. Ecoulement à travers la colonne de production.
3. Ecoulement à travers l'équipement de surface.

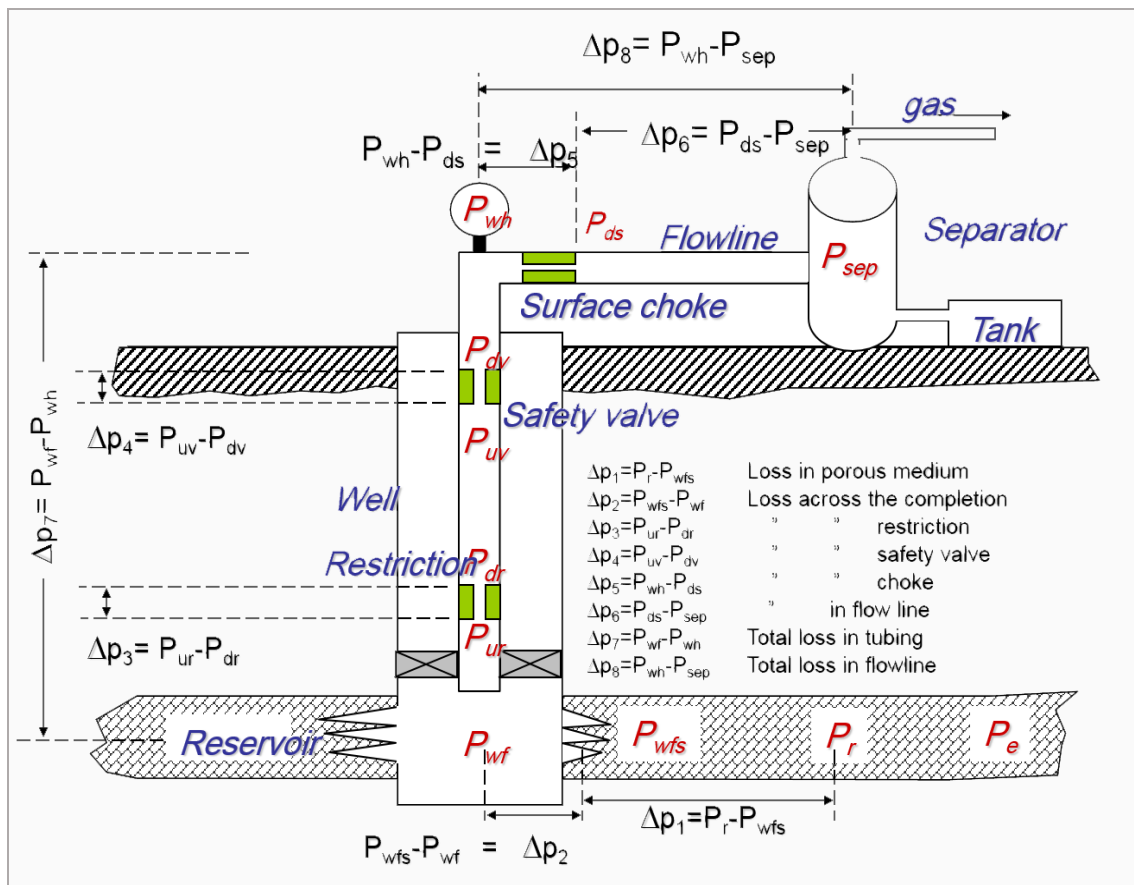


Figure (4.1) : représente les différentes pertes de charge qui se produisent dans le système du réservoir jusqu'à le séparateur.

En commençant par le réservoir ces pertes de charge sont notées comme suit :

- $\Delta P_1 = P_r - P_{wfs}$ = Perte dans la formation.
- $\Delta P_2 = P_{wfs} - P_{wf}$ = Perte le long de la complétion.
- $\Delta P_3 = P_{UR} - P_{DR}$ = Perte dans les restrictions.
- $\Delta P_4 = P_{USV} - P_{DSV}$ = Perte dans la vanne de sécurité.
- $\Delta P_5 = P_{wh} - P_{DSC}$ = Perte dans la duse de surface.
- $\Delta P_6 = P_{DSC} - P_{sep}$ = Perte dans les conduites horizontales de surface.
- $\Delta P_7 = P_{wf} - P_{wh}$ = Perte totale dans le tubing.
- $\Delta P_8 = P_{wh} - P_{sep}$ = Perte totale dans les collectes.

IV.2. Concept nodal :

Pour résoudre les différents problèmes du système de production, les nœuds sont placés dans les différentes parties du système ; ces parties sont définies par des équations ou corrélations.

Afin de simplifier le système, les nœuds (Nodal Points) sont placés au niveau des points sensibles (Comme dans la figure ci-dessous). Le système devient donc subdivisé en deux parties.

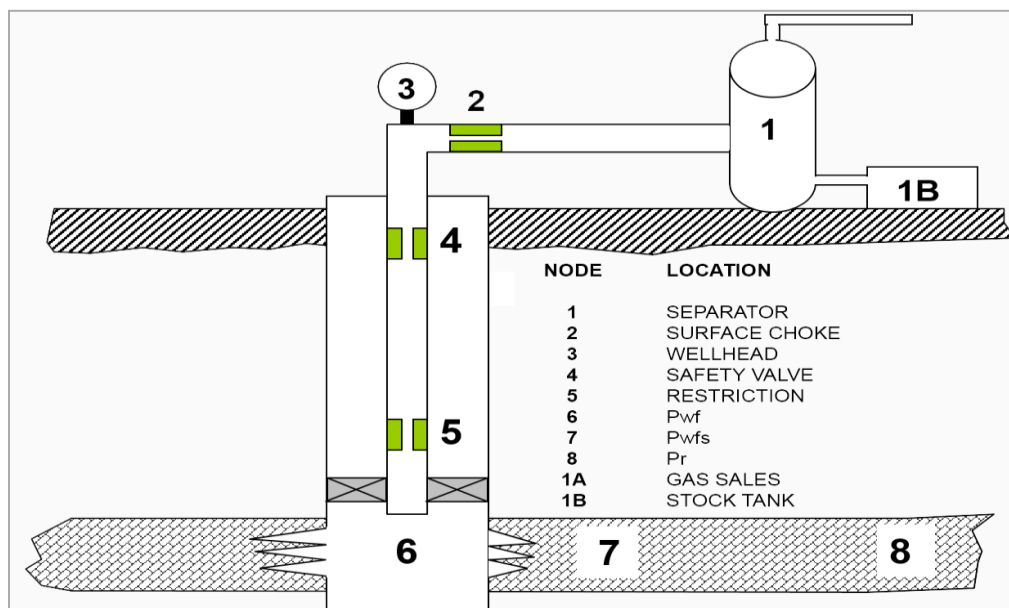


Figure (4.2) : Les différentes positions possibles des nœuds.

Les différentes positions du nœud :

- Nœud 1 : (séparateur).
- Nœud 2 :(Duse).
- Nœud 3 : Tête de puits (well head).
- Nœud 6 : (fond du puits).
- Nœud 7 : (au niveau des perforations).
- Nœud 8 : (réservoir).

IV.3.Procédure et application de l'analyse nodale:

Afin de simplifier le système, des nœuds sont placés pour lier les différents segments. On utilise, le plus fréquemment, comme point nodal, le point P **Nœud 6** (Fond de puits), où la sélection du système nous permet de le subdiviser en :

- ✓ Système de réservoir.
- ✓ Système d'équipement du puits (tubing, pipe ligne).

En se basant sur le principe du système nodal, on peut tracer l'évolution de la pression de réservoir en fonction de débit qu'on appelle '**inflow**' et la pression de fond en fonction de la pression en tête, qu'on appelle le '**outflow**' .

- Equation de l'inflow :

$$P_{\text{node}} = P_r - \Delta P1 \quad (4.1)$$

- Equation de l'Outflow :

$$P_{\text{node}} = P_{\text{tete}} - \Delta P7 \quad (4.2)$$

La chute de pression dans n'importe quelle composante varie avec le débit Q, une représentation de la pression en fonction du débit produit deux courbes dont l'intersection donnera un point, appelé le point de fonctionnement du système.

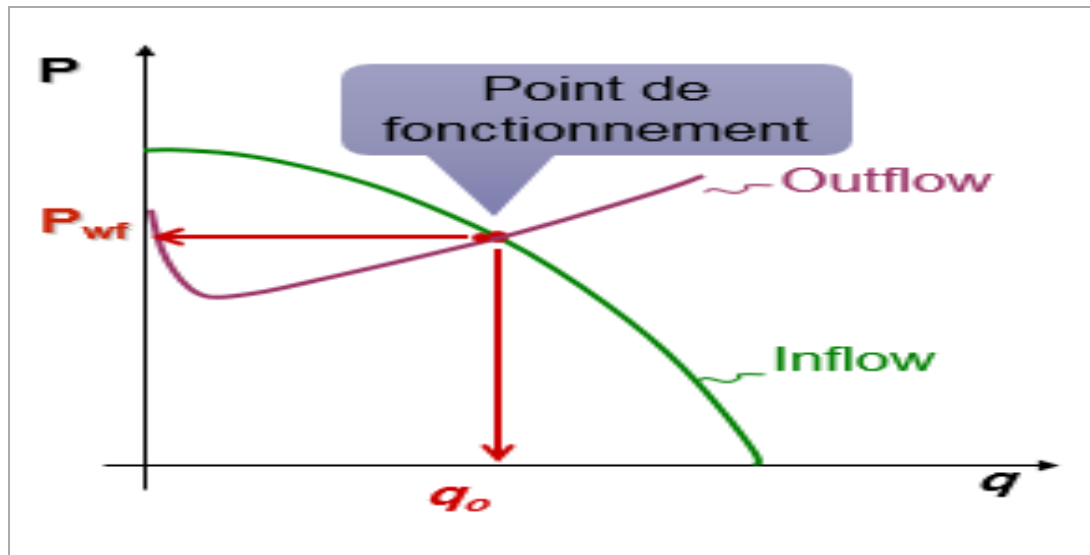


Figure (4.3) : point de fonctionnement de système.

IV.3.1. Procédure :

- Déterminer quels sont les composants du système les plus sensibles.
- Choisir les composants à optimiser.
- Choisir l'emplacement du nœud qui accentuera l'effet du changement dans les composants sélectionnés.
- Développer les expressions pour l'inflow et l'outflow.
- Obtenir les données nécessaires pour calculer IPR (Inflow Performance Relationship).
- Déterminer l'effet de changement des caractéristiques des composants sélectionnés (le diamètre par exemple) en traçant l'inflow en fonction du débit.

IV.3.2. Application:

L'analyse nodale peut être utilisée pour analyser beaucoup des problèmes des puits de pétrole et de gaz, certaines des applications possibles de l'analyse Nodale sont comme suit :

- Choix du diamètre du tubing.
- Choix des dimensions des collecteurs et optimisation du réseau.
- Choix du diamètre de la duse de surface.
- Optimisation de la production par gaz lift.

- Evaluation des puits stimulés.
- Prévoir l'effet de la déplétion sur la production.

IV.4. Le choix de Nœud :

- Le choix du nœud dans le fond du puits permet d'étudier l'effet de l'*IPR* (Inflow Performance Relationship) et du TPC (Tubing Performance Curves). Les données nécessaires sont Courbe IPR mesurée dans le puits (well bore).
- Chute de pression dans le tubing en fonction de débit, et le diamètre des tubings (et probablement la rugosité).
- Chute de pression dans la collecte en fonction de débit (flow-line pressure drop vs rate), et leurs diamètres (et probablement la rugosité).
- Pression de séparateur (séparation).

✓ Remarque :

Les performances de l'inflow sont contrôlées par les caractéristiques du réservoir, comme la pression de gisement, la composition des fluides et leurs propriétés.

Les performances de l'outflow d'un puits sont liées directement à l'équipement de fond et les caractéristiques des conduites comme le diamètre et la rugosité ; mais dépendent aussi et surtout de la structure d'écoulement des fluides dans les conduites, qui a généré plusieurs corrélations et équations.

IV.4.1. Inflow performance relationship (IPR):

L'écoulement du réservoir vers le fond est une partie essentielle du système d'écoulement dans le puits.

Cet écoulement dépend de la chute de pression dans le réservoir. La relation entre le débit et la chute de pression dans le milieu poreux peut être très complexe et dépend des paramètres, tels que les propriétés pétro-physiques de la roche et les propriétés des fluides, régime d'écoulement, la saturation des roches en fluide, la compressibilité des fluides, la formation endommagée ou stimulée

Plusieurs méthodes ont été élaborées pour construire la courbe IPR des puits à huile et à gaz, parmi ces méthodes on a

Loi de DARCY :

La loi fondamentale du mouvement liquide dans les milieux poreux est la loi de Darcy : la vitesse d'un fluide homogène dans un milieu poreux est proportionnelle au gradient de pression, et inversement proportionnel à la viscosité liquide.

Cette loi est donnée par l'expression suivante :

$$V = q/A = - (k/\mu) \partial P / \partial x \quad (4.3)$$

La loi de Darcy s'applique seulement quand les conditions suivantes existent :

- écoulement à faible vitesse (laminaire).
- Écoulement permanent.
- Formation homogène.
- Pas de réaction chimique entre le fluide et la formation.
- Les échantillons poreux doit être saturée 100%
- Fluide homogène
- Isotherme
- Fluide newtonien

Pour l'écoulement turbulent, qui se produit à des vitesses plus élevées, une modification spéciale de l'équation de Darcy est nécessaire. Quand l'écoulement turbulent existe, l'application de l'équation de Darcy peut avoir comme conséquence des erreurs très graves.

a) Méthode de l'indice de productivité:

On définit l'indice de productivité comme étant comme le nombre de baril produit par jour pour chaque psi du drawdown (chute) de la pression de fond, le drawdown est

définie comme la différence entre la pression statique et la pression de fond dynamique :

$$J = Q / (P_{ws} - P_{wf}) \quad (4.4)$$

J : indice de productivité (bpd/psi).

Q : le débit produit (baril par jour).

P_{ws} : Pression de fond statique (psi).

P_{wf} : Pression de fond dynamique (psi).

La méthode de l'IP suppose que tous les futurs débits de production vont évoluer d'une façon linéaire avec la pression de fond, ce qui n'est pas le cas quand la pression de fond chute au-dessous de la pression de bulle.

Lorsque le gaz se libère de l'huile, on va avoir un écoulement diphasique dans les abords du puits ce qui va diminuer l'index de productivité.

Pour estimer la courbe caractéristique du puits lorsque sa pression de fond est inférieure à la pression de bulle une nouvelle théorie est apparue.

b) Méthode de Vogel:

J.V Vogel a élaboré, en 1968, une formule empirique pour prévoir l'indice de productivité pour des puits où la pression de fond statique est inférieure à la pression de bulle. il a déduit son équation :

$$\frac{q_0}{q_{0_{\max}}} = 1 - 0.2 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (4.5)$$

q_0 : Débit entrant (inflow rate) correspondant à P_{wf} .

q_0 (max): Débit entrant (inflow rate) maximum, correspondant à une pression dynamique Nulle ($P_{wf} = 0$)

CHAPITRE 05 :

PARTIE CALCUL

CHAPITRE V : PARTIE CALCUL

V.1.Partie 01 :

L'objectif dans ce partie est la détermination des paramètres de réservoir : la perméabilité et le skin des puits MD666 et MD97

V.1.1.Etude du puit MD666 :

Le puits MD666 est un puit vertical producteur d'huile foré le 19/04/2015 dans le cadre de développement de la zone 24 du champ HMD. Sa profondeur est 3469m, il est implanté suivant les coordonnées [6]:

X : 783854.995UTM, Y : 3499417.011UTM, Z sol : 141.417m, Z table : 150.41m, Z 1VM : 142.65m

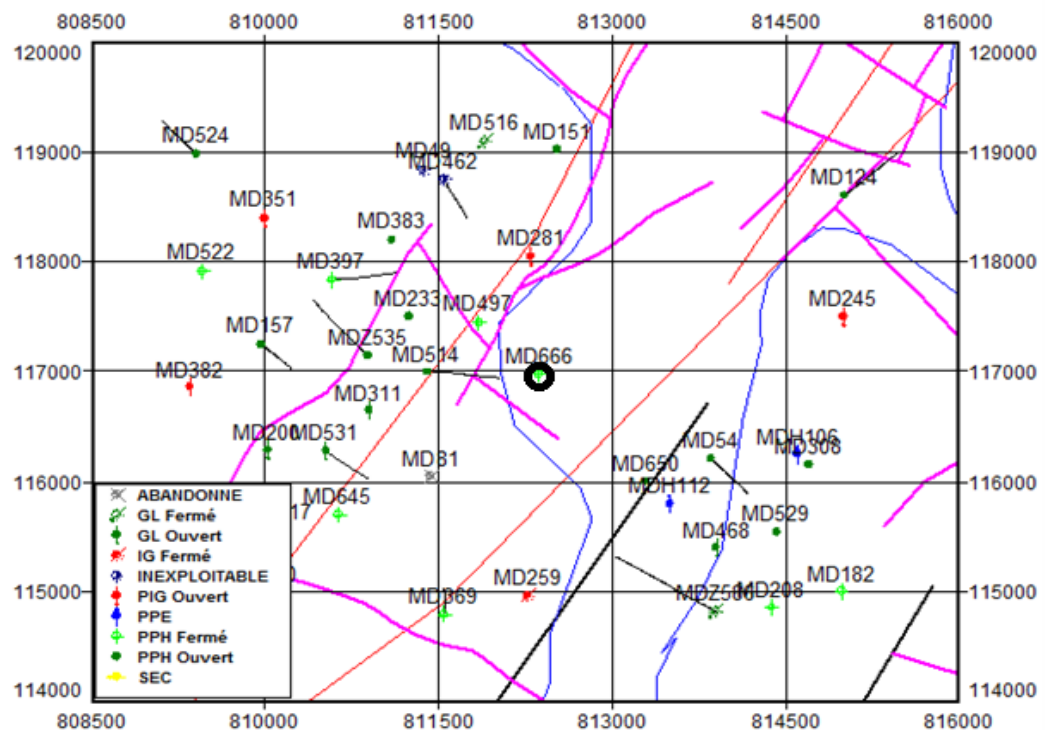


Figure (5.1) : Position du puit MD666

V.1.1.1.Complétion de puit MD666 : [6]

Le puit est complété d'un tubing de 4 "1/2

Tableau (5.1) : profondeur de complétion de puits

| | profondeur |
|-------------------------------------|------------|
| OTIS L.Nipple "R" 4"1/2NV L : 0.39m | 3241.57m |
| OTIS L.Nipple "RN" 4"1/2NV L: 0.45m | 3251.21m |
| Paker AWR 7"-32-38 # | 3262m |
| Sabot 7"NV-P110-32# | 3312m |

V.1.1.2.Les dernières opérations sur le puit : [6]

Tableau (5.2) : dernières opérations sur le puit

| Date de début | Date de fin | Type d'opération |
|---------------|-------------|--------------------|
| 09/05/2015 | 09/05/2015 | Diagraphie |
| 21/07/2015 | 21/07/2015 | Wireline |
| 11/12/2015 | 11/12/2015 | Opération spéciale |

V.1.1.3.Les essais réalisés sur le puit MD666 :

Tableau (5.3) : Les essais réalisés sur le puit MD666

| test | date | PG (kg/cm ²) | PFD (kg/cm ²) | PT (kg/cm ²) | Débit Huile (m ³ /h) | IP | kh | skin | Duse (mm) |
|------|------------|-----------------------------|------------------------------|-----------------------------|---------------------------------------|-------|------|------|--------------|
| DST | 29/04/2015 | 245.69 | 102.6 | 15.3 | 1.65 | 0.012 | 32.3 | 8.74 | 9 |

V.1.1.4.Les résultats des paramètres estimés par le logiciel d'interprétation (saphir) :

D'après les données de test DST réalisé avant l'opération optimisation, il faut en premier lieu tracer la courbe de la pression et leur dérivative en fonction du temps dans l'échelle logarithmique (log-log) d'après le logiciel (saphir) :

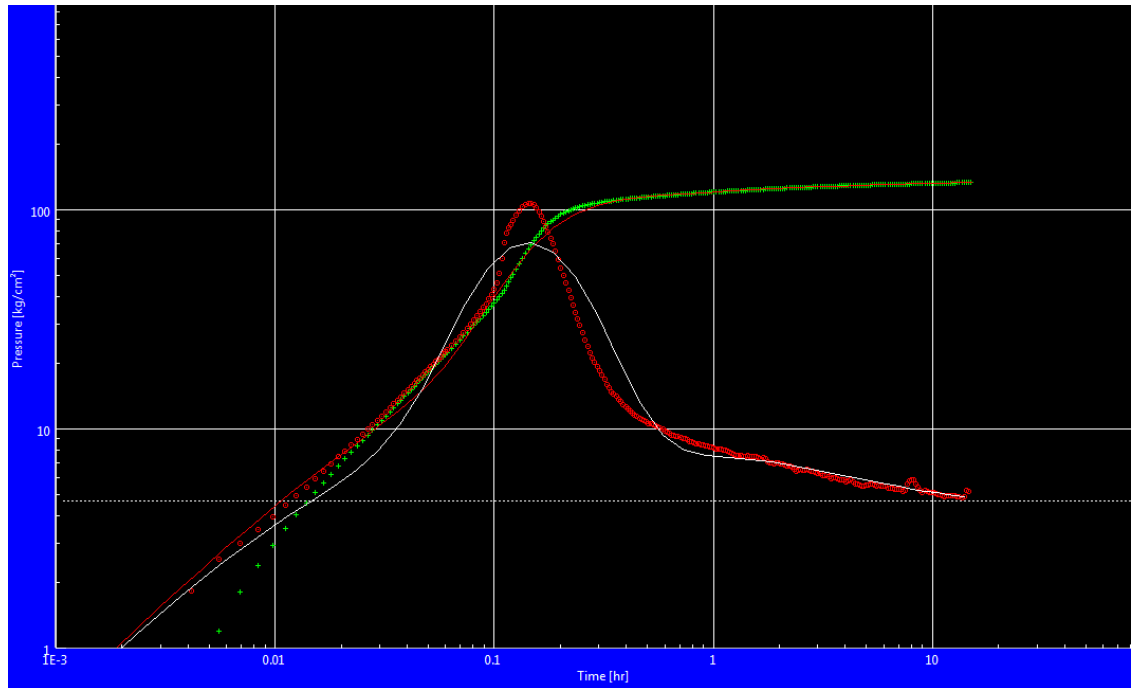


Figure (5.2) : Variation de pression (ΔP) et leur dérivative ($\Delta P'$) en fonction de temps (Δt)

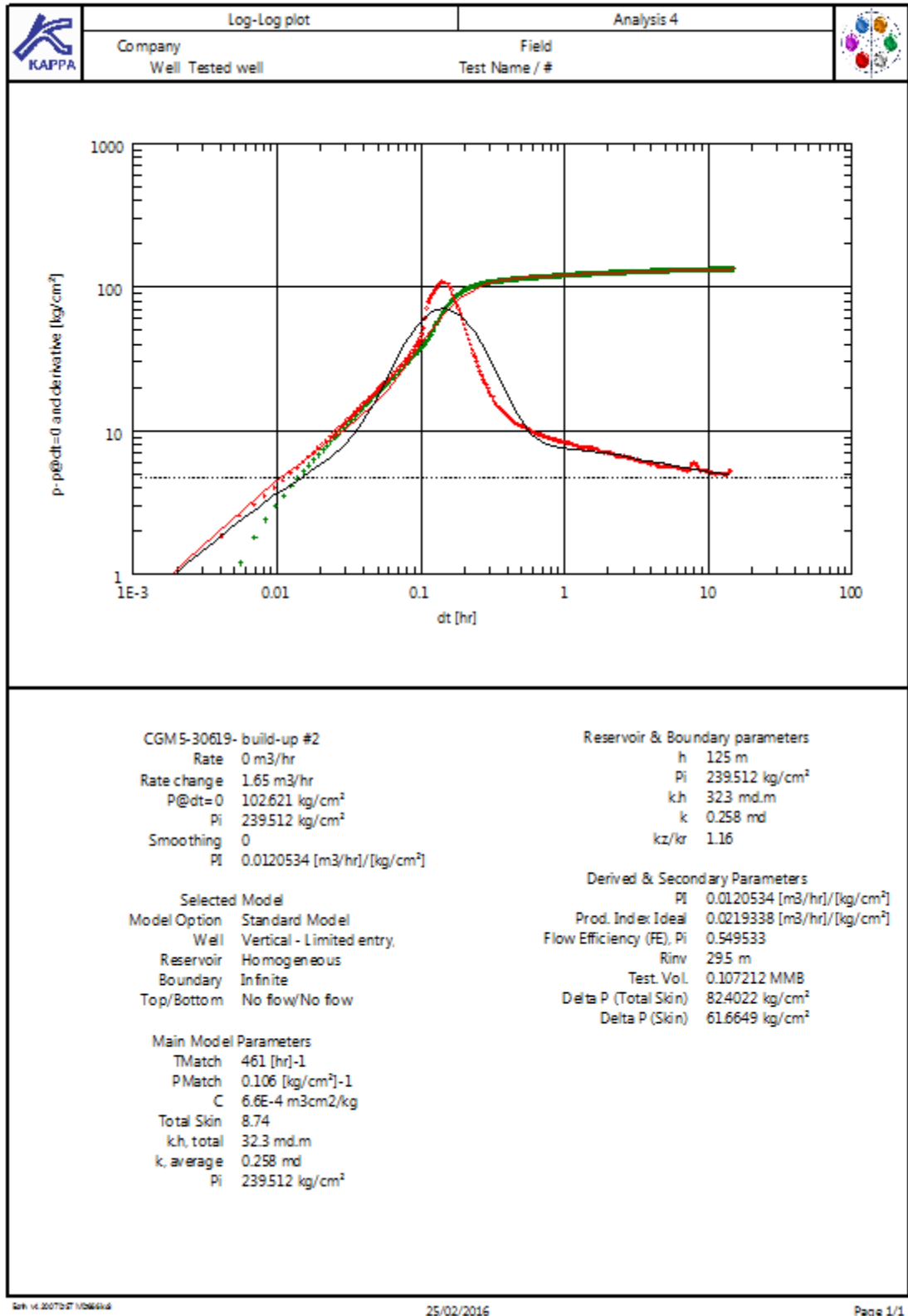


Figure (5.3) : Les résultats des paramètres estimés par le logiciel d'interprétation (saphir)

Tableau (5.4) : Les résultats obtenus par logiciel SAPHIR du puit MD666

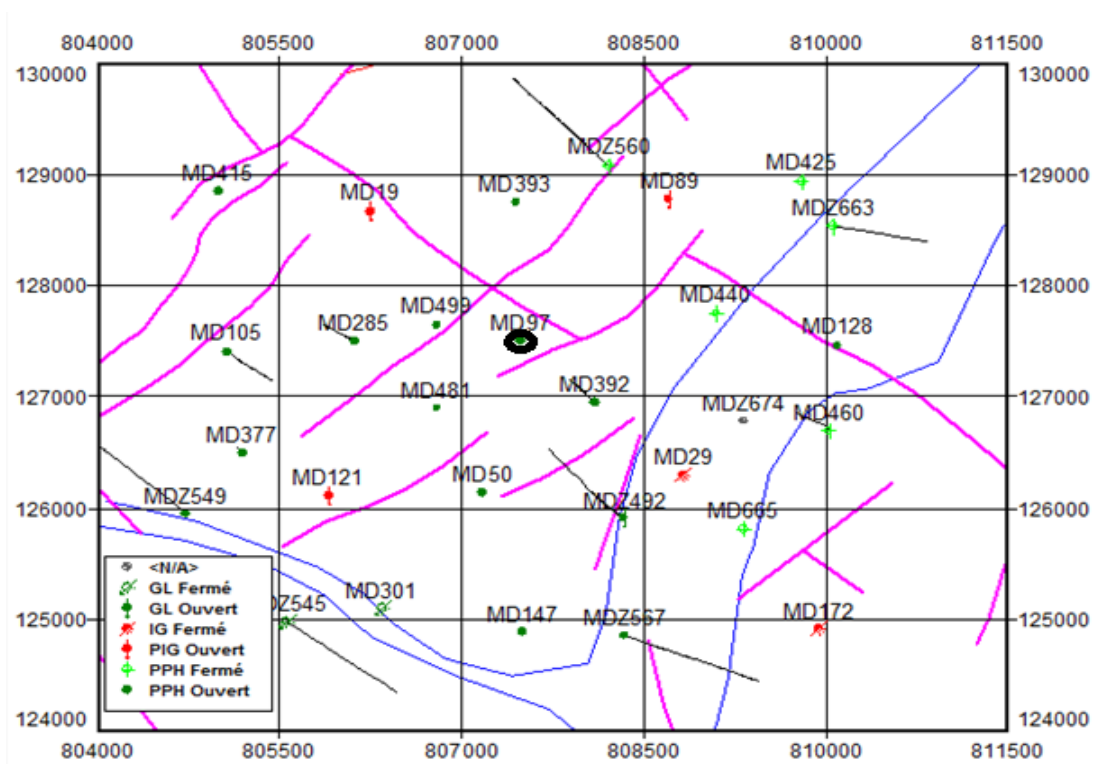
| | |
|----------------|----------|
| Skin | 8.74 |
| Perméabilité K | 0.257 md |
| KH | 32.2md.m |

V.1.2. Etude du puit MD97 :

Le puits MD97 est un puit vertical producteur d'huile foré le 28/07/1990 dans le cadre de développement de la zone 25 du champ HMD. Sa profondeur est 3397m, il est implanté suivant les coordonnées [6]:

X : 807483.00UTM, Y : 127500.00UTM, Z sol : 170.7m, Z table : 178.35.41m, Z

1VM : 171.63m

**Figure (5.4) : Position du puit MD97**

V.1.2.1.Complétion de puit MD97 : [6]

Le puit est complété d'un tubing de 4 "1/2

Tableau (5.5) : profondeur de complétion de puits MD97

| | Profondeur |
|----------------------------------|------------|
| L.Nipple "BR" 4"1/2NV L : 0.41m | 3209.15m |
| L.Nipple "BRN" 4"1/2NV L : 0.45m | 3219.95m |
| Paker 83 FAB 47 7"-32-38 # | 3231.65m |
| Sabot 7" | 3286m |

V.1.2.2.Les dernières opérations sur le puit97 : [6]

Tableau (5.6) : dernières opérations sur le puit MD97

| Date de début | Date de fin | Type d'opération |
|---------------|-------------|--------------------|
| 02/08/1990 | 16/08/1990 | Complétion |
| 08/03/2013 | 20/03/2013 | Snubbing |
| 01/11/2015 | 01/11/2015 | Opération spéciale |
| 14/02/2016 | 14/02/2016 | Wireline |

V.1.2.3.Perforation du puits MD97 : [6]

Tableau (5.7) : Perforation du puits MD97

| Date | Densité de tir | Intervalle perforé |
|------------|----------------|--------------------|
| 26/07/2007 | 6 | 3360---3366 |
| 05/08/2007 | 6 | 3367---3373 |

V.1.2.4. Le dernier essai réalisé sur le puit MD97 : [6]

Tableau (5.8) : Le dernier essai réalisé sur le puit MD97

| test | date | PG (kg/cm ²) | PFD (kg/cm ²) | PT (kg/cm ²) | Débit Huile (m ³ /h) | IP | kh | skin | Duse (mm) |
|-------------|------------|-----------------------------|------------------------------|-----------------------------|---------------------------------------|-------|------|------|--------------|
| Build up | 05/08/2015 | 213.66 | 84.1 | 50 | 1.42 | 0.022 | 83.8 | 10 | 22 |

V.1.2.5. Les résultats des paramètres estimés par logiciel de l'interprétation (saphir) :

D'après les données de test BU réalisé avant l'opération optimisation, il faut en premier lieu tracer la courbe de la pression et leur dérivative en fonction du temps dans l'échelle logarithmique (log-log) d'après utilisation de logiciel (saphir) comme suivant :

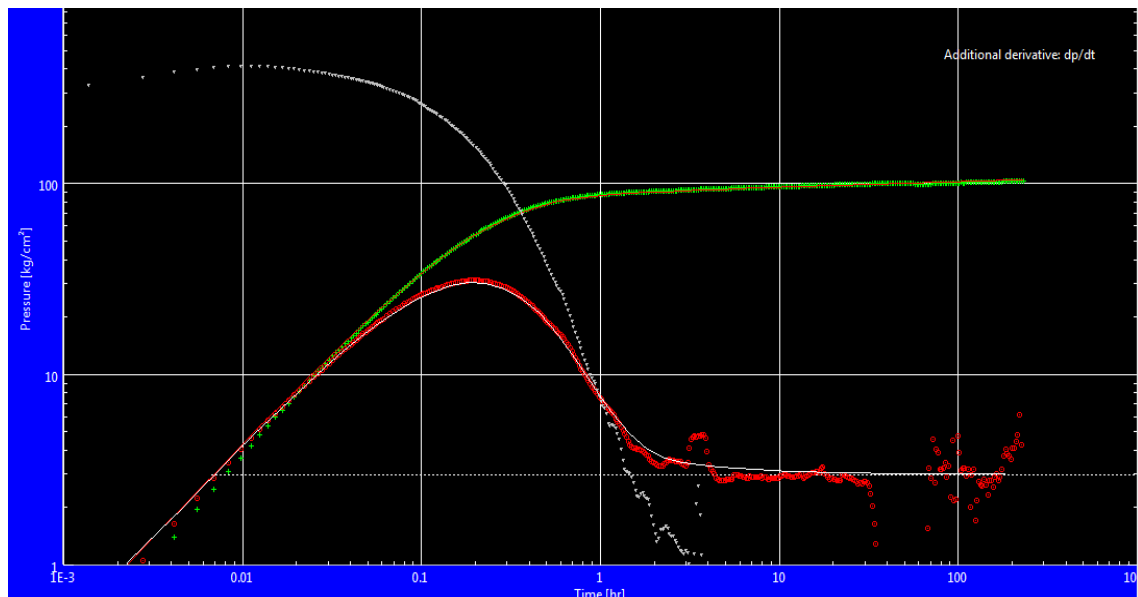


Figure (5.5) : Variation de pression (ΔP) et leur dérivative ($\Delta P'$) en fonction de temps (Δt)

Les résultats obtenus par logiciel SAPHIR sont :

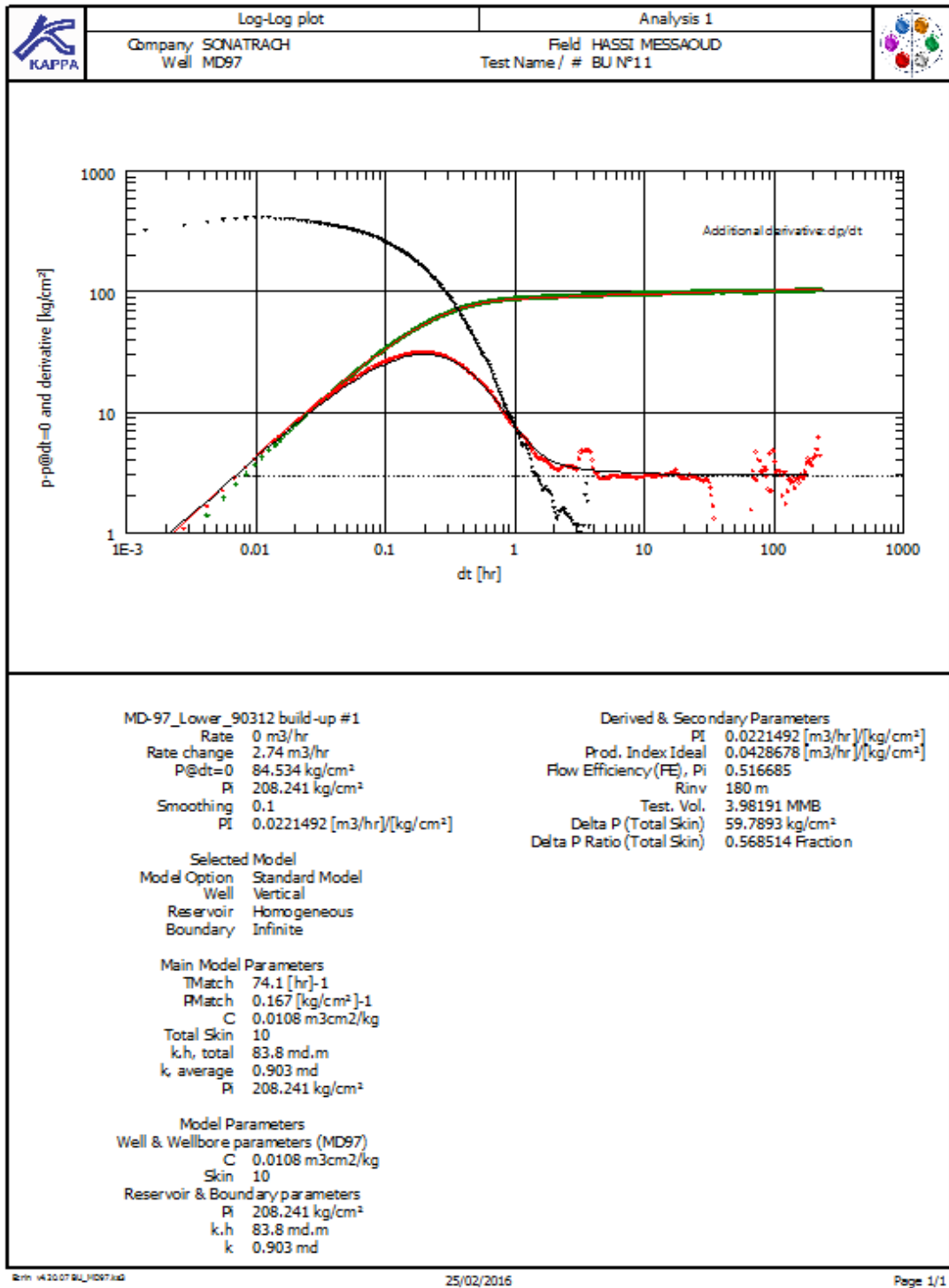


Figure (5.6) : Les résultats des paramètres estimés par le logiciel d'interprétation (saphir)

Tableau (5.9) : Les résultats obtenus par logiciel SAPHIR du puit MD97

| | |
|----------------|-----------|
| Skin | 10 |
| Perméabilité K | 0.903md |
| KH | 83.8 md.m |

V.2. Partie 02

V.2.1. Etude d'une opération de stimulation :

Après détermination des caractéristiques de réservoir par les essais de puits, on introduit ces données dans logiciel PIPESIM pour optimiser la production du puits en variant l'un des paramètres de production.

On choisit pour notre étude la variation du skin pour voir son influence sur la productivité du puits.

V.2.2. Description du logiciel PIPESIM :

Le PIPESIM est un logiciel d'analyse de performance de système de production. Il permet d'aider les ingénieurs de production ou de réservoir pour prédire l'écoulement et la température dans le tubing et les pipelines. PIPESIM peut être utilisé avec confiance pour modéliser le puit dans les différents scénarios.

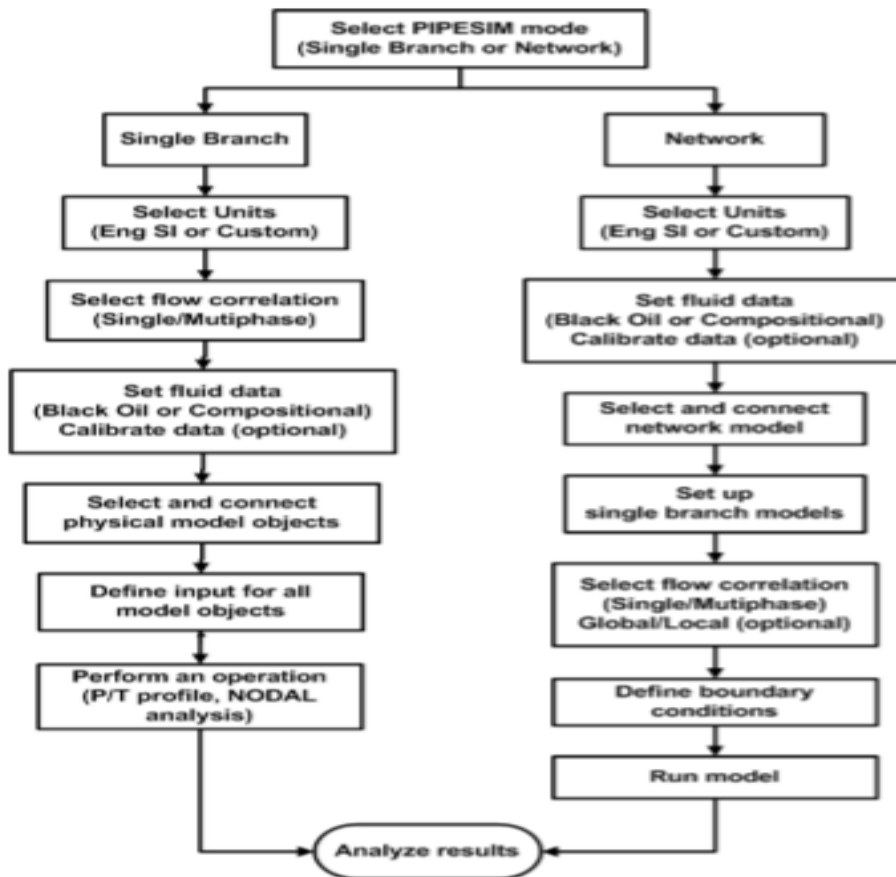


Figure (5.7) : Organigramme de fonctionnement de logiciel PIPESIM

V.2.3. Les données pour logiciel PIPESIM :

Pour créer un modèle, PIPESIM exige certains nombres de données tels que :

Les données PVT :

- Pression de bulle
- Densité d'huile et de gaz
- La viscosité du fluide
- Température du gisement
- Le pourcentage d'eau
- Rs, GOR.....

Les données du puit :

- La déviation du sondage
- Les équipements du fond du puit
- Le gradient géothermique

Les données réservoir :

- Pression de gisement
- L'indice de productivité

V.2.4. Puit MD666 :

Les données de jaugeage du puit MD666 sont représentées dans le tableau suivant [6] :

Tableau (5.10) : données de jaugeage du puit MD666

| Date | Duse (mm) | P sép (kg/cm ²) | P pipe (kg/cm ²) | P tête (kg/cm ²) | Débit Huile (m ³ /h) | Débit gaz (m ³ /h) | GOR | Température d'huile (°C) |
|------------|--------------|--------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------------|-------------------------------------|-----|-----------------------------|
| 28/04/2015 | 9.53 | 4.65 | 5 | 15.3 | 1.65 | 313.1 | 190 | 25 |

Inflow Performance Relationship(IPR) :

On utilise la fonction «analyse nodal » pour déterminer la courbe d'inflow (l'écoulement dans le réservoir)

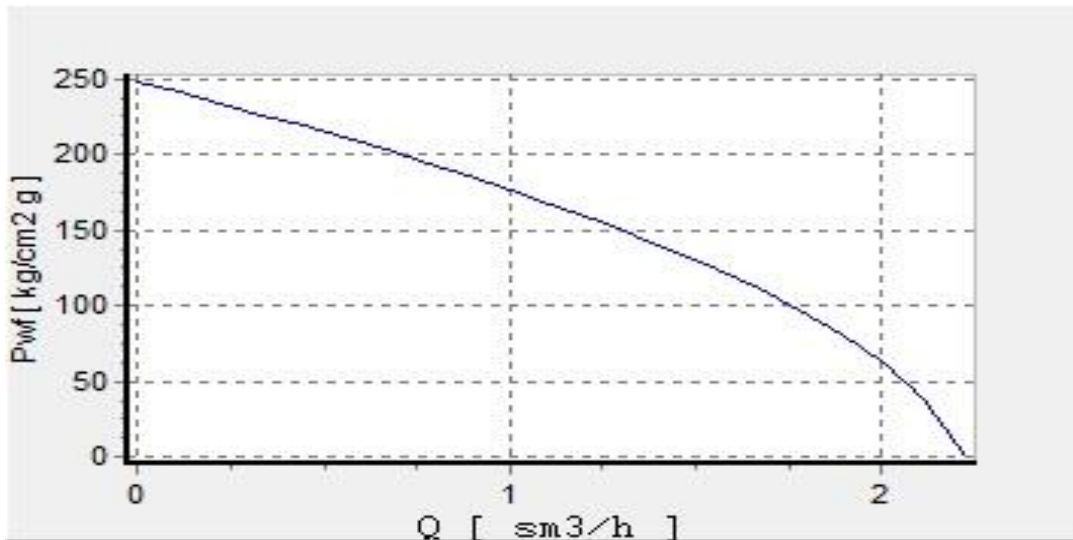


Figure (5.8) : La courbe d'inflow de puit MD666

Le point de fonctionnement IPR/VLP :

Le point de fonctionnement d'après les données de jaugeage est :

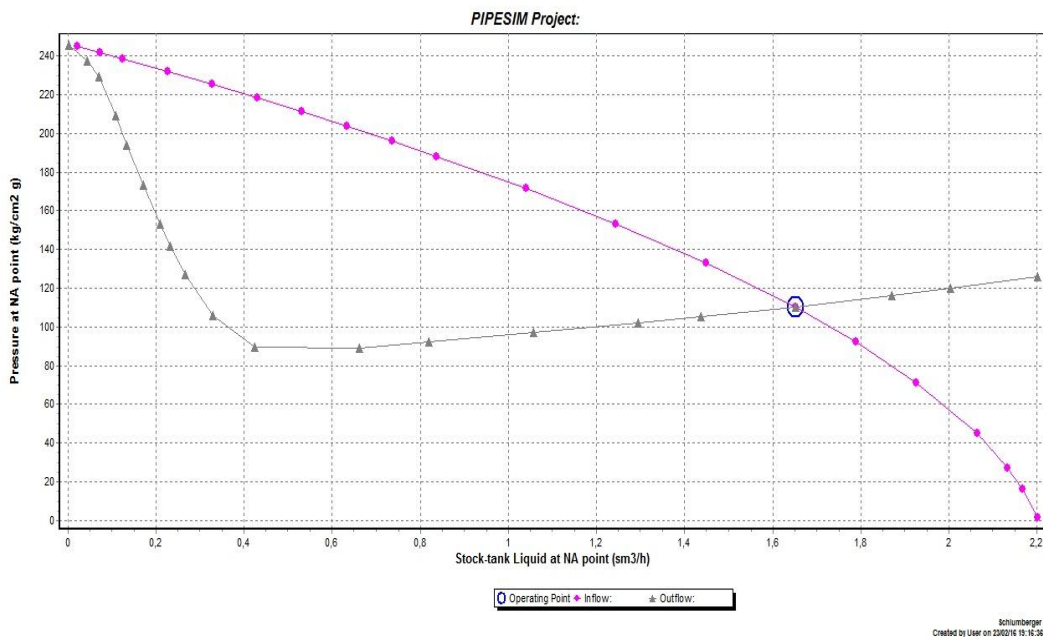


Figure (5.9) : point de fonctionnement IPR/VLP du puit MD666

Etude de variation du skin de réservoir :

En variant le skin, on génère plusieurs IPR, ceci va nous donner plusieurs points de fonctionnements selon la valeur de skin. Les valeurs décroissantes du skin peuvent être obtenues à la suite d’une opération de stimulation (fracturation ou acidification).

L’influence de cette variation sur le débit du puits est représentée dans la figure suivante :

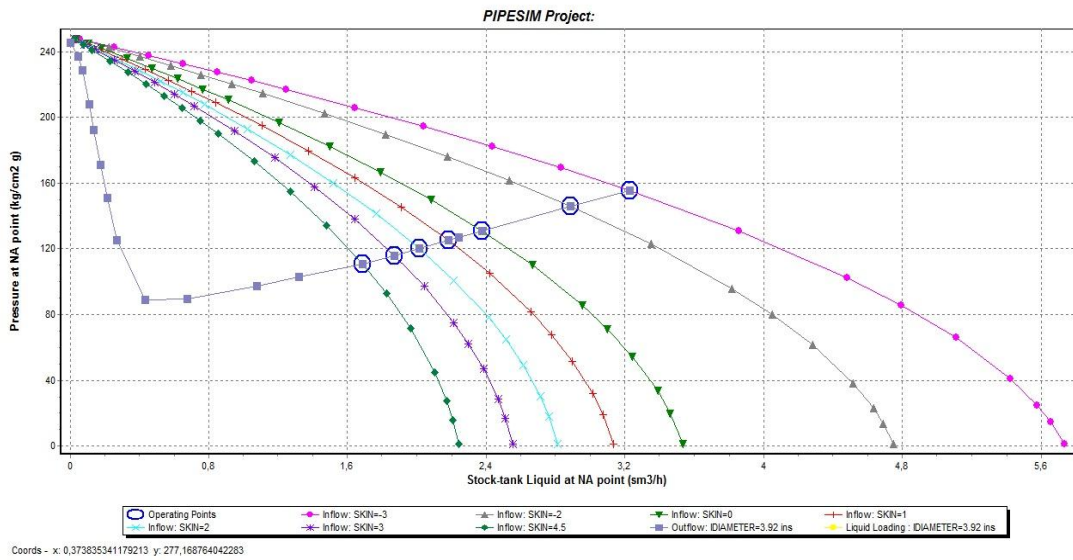


Figure (5.10) : variation de l’IPR suite à une variation du skin

Tableau (5.11) : Représentation des gains en débit d’huile après diminution de skin du puit

MD66

| | Skin | Débit (m3/h) |
|----------------------|------|--------------|
| Acidification | 8.74 | 1.68 |
| | 0 | 2.37 |
| Fracturation | -2 | 2.88 |
| hydraulique | -3 | 3.22 |

L'analyse de la figure et le tableau montrent le gain en production d'huile après une opération de stimulation (acidification ou fracturation hydraulique) qui diminue le skin de la valeur 8.74 jusqu'à 0 pour une acidification et jusqu'à -3 pour une fracturation hydraulique.

Les calculs ont prouvé un gain dans la production d'huile estimé de :

- **16.56m3/j** qui veut dire **6044.4 m3/an**pour une acidification
- **36.96m3/j** qui veut dire **134904 m3/an**pour une fracturation hydraulique

V.2.5.Puit MD97 :

Les données de jaugeage du puit MD97 sont représentées dans le tableau suivant [6] :

Tableau (5.12) : données de jaugeage du puit MD97

| date | Duse (mm) | P sép (kg/cm ²) | P pipe (kg/cm ²) | P tête (kg/cm ²) | Débit Huile (m3/h) | Débit gaz (m3/h) | GOR | Température d'huile (°C) |
|------------|-----------|-----------------------------|------------------------------|------------------------------|--------------------|------------------|------|--------------------------|
| 04/10/2015 | 22 | 38.24 | 38.3 | 41.1 | 1.4 | 6053.88 | 4202 | 26 |

Inflow Performance Relationship(IPR) :

On utilise la fonction «analyse nodal » pour déterminer la courbe d'inflow (l'écoulement dans le reservoir)

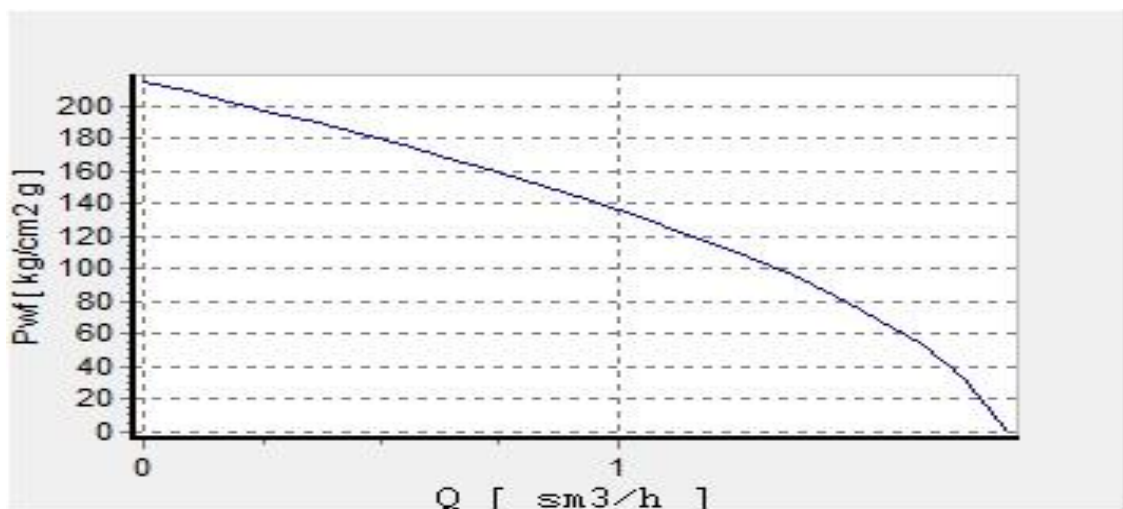


Figure (5.11) : La courbe d'inflow de puit MD97

Le point de fonctionnement IPR/VLP :

Le point de fonctionnement d'après les données de jaugeage est :

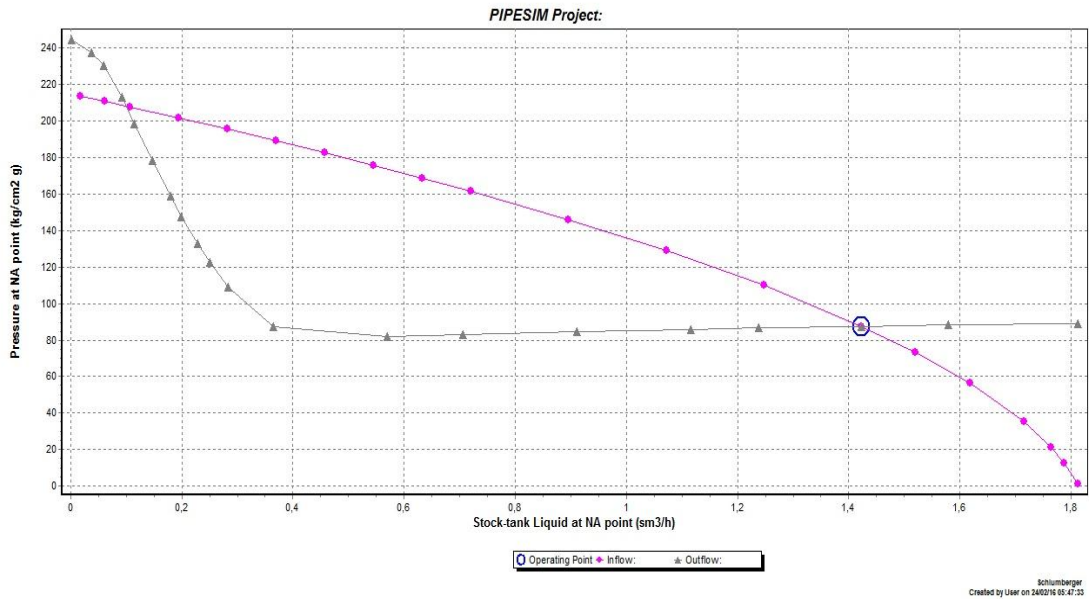


Figure (5.12) : point de fonctionnement IPR/VLP du puit MD97

Etude de variation du skin de réservoir :

En variant le skin, on génère plusieurs IPR, ceci va nous donner plusieurs points de fonctionnements selon la valeur de skin. Les valeurs décroissantes du skin peuvent être obtenues à la suite d'une opération de stimulation (fracturation ou acidification).

L'influence de cette variation sur le débit du puits est représentée dans la figure

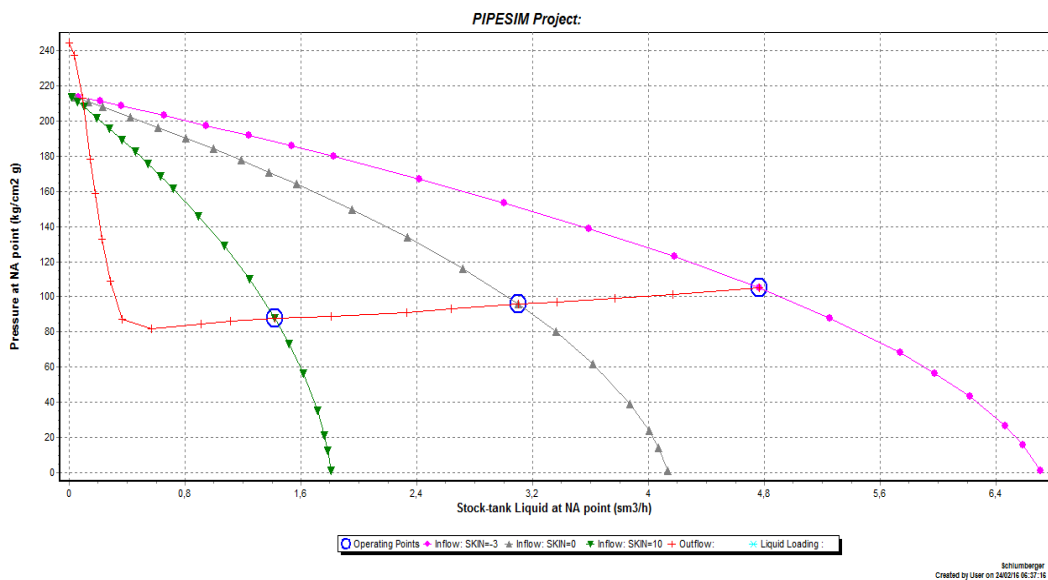


Figure (5.13) : variation de l'IPR à la suite d'une variation de skin

Tableau (5.13) : Représentation des gains en débit d'huile après diminution de skin du puit MD97

| | Skin | Débit (m ³ /h) |
|---------------------------------|------|------------------------------|
| Acidification | 10 | 1.42 |
| | 0 | 3.1 |
| Fracturation hydraulique | -3 | 4.76 |

L'analyse de la figure et le tableau montrent le gain en production d'huile après une opération de stimulation (acidification ou fracturation hydraulique) qui diminue le skin de valeur 10 jusqu'à 0 pour une acidification et jusqu'à -3 pour une fracturation hydraulique.

Les calculs ont prouvé un gain dans la production d'huile estimé de :

- **40.32m³/j** qui veut dire **14716.8 m³/an**pour une acidification
- **80.16m³/j** qui veut dire **29258.4 m³/an**pour une fracturation hydraulique

V.3.Etude économique :

Payout des opérations : le payout d'une opération est le nombre des jours de production d'un puits traité doit pour couvrir le coût de l'opération.

Le prix de base sur lequel est calculé le payout est de 105 \$/bbl.

$$\text{Pay out} = \frac{\text{Coût estimé}}{\text{Gain estimé (m}^3\text{/h /j)} * 6.29 * \text{prix de baril}}$$

Gain estimé = débit après l'opération – débit avant l'opération

Coût d'une acidification est 120000\$

Coût d'une fracturation est 800000 \$

Tableau (5.14) : Résultat d'étude économique

| Puit | opération | Débit avant | Débit après | payout |
|--------------|------------------|------------------------|------------------------|---------------|
| MD666 | Acidification | 1.68 m ³ /h | 2.37m ³ /h | 10.9 jours |
| | Fracturation | 1.68 m ³ /h | 3.22 m ³ /h | 32.7 jours |
| MD97 | Acidification | 1.42 m ³ /h | 3.1 m ³ /h | 4.5 jours |
| | Fracturation | 1.42 m ³ /h | 4.76 m ³ /h | 15.1 jours |

CONCLUSION GÉNÉRALE

CONCLUSION GENERALE ET RECOMMANDATIONS

Avant de procéder à tout type de traitement, il est indispensable de commencer par faire une étude complète, à savoir, l'historique du puits, les paramètres de production ...ect

Cette étude préalable nous permet de bien comprendre et déterminer la nature de problème, sa localisation, le moyen de le traiter. Elle permet aussi de bien analyser et interpréter les résultats des traitements, afin de pouvoir améliorer leur efficacité et réduire les coûts d'investissement.

Suite à l'étude faite sur les puits MD666 et MD97 du champ Hassi-Messaoud, on peut conclure que :

- La chute de pression n'est pas le seul critère de choix des puits candidats à la stimulation.
- L'identification du type de problème est essentielle pour la sélection du type d'opération et de l'équipement le plus approprié.
- L'analyse nodale est importante dans l'aspect économique.
- Une bonne interprétation des essais du puits permet de faire une bonne analyse nodale pour une meilleure amélioration de débit.
- Le puit MD97 est propriétaire par apport de puit MD666
- Une stimulation du puits par acidification ou fracturation (skin négatif) augmentera d'avantage la production

BIBLIOGRAPHIE

- [1] G.Bourdarot (1996), Essais de puits : méthode d'interprétation, Edition TECHNIP, Paris.
- [2] Schlumberger (2002), well test interpretation,
- [3] R.Cossé (1988), Le gisement, Edition TECHNIP, Paris.
- [4] M.A.Sabet (1991), well test analysis, Gulf publishing company, Texas.
- [5] Dominique Veillons (2001), Liaison couche trou, Edition TECHNIP, Paris.
- [6] Document et data banc sonatrach
- [7] Dr A K Pandey, well stimulation technique, workshop on technology imperatives for exploration and production of oil and gas.
- [8] Makhloufi Choukri et Belhocine Sofiane, analyse du déclin de production et l'effet de skin application au champ HMD, mémoire d'Ingéniera, université de BOUMERDES.

ANNEXE

Méthode d'interprétation :

Les méthodes conventionnelles :

Elles ont été mises au point à partir des années 30. Elles étaient les seules disponibles jusqu'aux années 70. Elles consistent à repérer sur l'évolution de pression les différentes périodes d'écoulement caractéristiques qui se succèdent.

Au cours d'un écoulement caractéristique (radial circulaire, linéaire...etc.) l'évolution de la pression est représentée par une fonction du temps $f(t)$. 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.

Les méthodes conventionnelles sont basées sur le choix d'une droite, couramment appelée droite semi-log par simplification de langage mais qui est obtenue, en faisant, soit par un graphique semi-log (HORNER, MDH), soit par un graphique cartésien (fonction de superposition).

Les méthodes modernes :

Les méthodes modernes englobent les planches des courbes types qui se basent sur la dérivée de la pression.

1. Planches des courbes types :

Les courbes types sont apparues pour la première fois concernant les essais de puits en 1970.

A chaque type de réservoir correspond un modèle analytique. Les résultats de la simulation peuvent être traduits par une famille de courbes. Dans cette famille, chaque courbe est associée par son libellé, aux valeurs de certains paramètres. Une courbe représente l'évolution des pressions qui auraient été enregistrées au cours d'un test en débit, à l'échelle logarithmique, effectuée dans les conditions définies à la fois par le choix de la famille de courbes et la valeur du libellé de la courbe.

Ces courbes types sont toujours représentées en grandeur adimensionnelle (P_D , t_D , r_D et C_D) sur un papier log-log ayant sur les axes, des groupements de variables sans dimension.

Les courbes types correspondant à une représentation de la forme : $P_D = P_D(t_D, C_D, S)$

Les principaux objectifs des courbes types sont :

- Situer le début du droit semi-log ;
- Prendre en compte toutes les mesures de pressions enregistrées ;
- Apporter une estimation des paramètres habituels (Kh, C, S) pour la 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.

2. La méthode de la dérivée :

Les courbes types, qu'elles soient représentées sur planches ou générées à l'aide d'un modèle puits souffrent toujours de l'effet d'écrasement lié à la présentation 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 un graphique log-log comme une courbe type. L'intérêt principal de la dérivée réside dans l'aide importante apportée à l'étape de calage.

La dérivée de la pression est calculée par rapport à la fonction temps de l'écoulement radial circulaire en régime transitoire : $dP_D / d(\ln(t_D / C_D))$ en débit.

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 en grandeur sans dimension de la planche.

- Les points de la dérivée des mesures correspondant à l'effet de capacité de puits sont 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 $C_D e^{2S}$.

La méthode d'interprétation est similaire à celle développée sans la dérivée.

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.

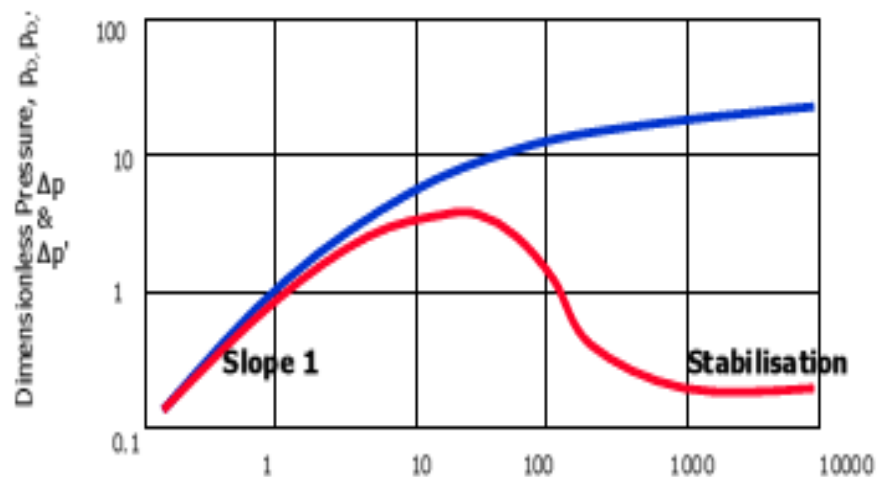


Figure: La courbe de pression et de sa dérivée.

Il existe une nouvelle méthode appelée **Tiab Direct synthesis** remédie ces problèmes par l'analyse de plot (log –log) de pression et sa dérivée en fonction de temps Sans avoir recours aux courbes types.

3. La méthode TDS :

Les techniques conventionnelles, dans plusieurs cas, ne peuvent pas être utilisées à cause de différentes raisons :

- Le teste est assez court pour observer la droite semi log.

- Les droites caractérisant l'écoulement radial infini ne sont pas bien développées.

- La portion de la courbe qui correspond à l'effet de capacité de puits n'est pas bien observée à cause de manque de points au début de teste.

Dans ce cas on fait recours aux méthodes utilisant les courbes types, mais la méthode de matching par courbe type reste aussi une méthode risquée même avec l'utilisation de la dérivée, puisque l'utilisation de graphe log-log tend à marquer les petites variations sur la partie finale de cycle, en plus de ça le calage conduit toujours à des erreurs.

La nouvelle méthode appelée **Tiab Direct synthesis** remédie ces problèmes par d'analyse de plat log - log de pression et sa dérivée en fonction de temps Sans avoir recours aux courbes types.

Cette méthode est basée sur l'utilisation de certains points et droites caractéristiques de plot log-log de la pression et sa dérivée, ces points caractéristiques sont obtenus par l'intersection de différentes droites et courbes, et ses coordonnées, sont ainsi utilisées avec certaines équations pour donner directement les valeurs des paramètres recherchés : perméabilité, welbore storage et skin.

Résumé

Au cours de la production des hydrocarbures, plusieurs types de pertes de charges freinent l'écoulement du fluide du réservoir jusqu'à la surface, diminuant ainsi la production et participant à la chute de pression. L'endommagement aux abords du puits (diminutions de la perméabilité) dû à une chute de production.

Pour restaurer la perméabilité initiale de la couche productrice et éliminer l'endommagement des opérations de stimulations sont entamées.

A cause du cout élevé des opérations de la stimulation il est nécessaire de faire une étude pour prévoir les résultats et le gain estimé afin de sélectionner les puits candidats.

L'objectif de notre projet est de choisir après l'interprétation des essais de puits, les puits qui ont des skins élevés.

Mots clés : Endommagement, skin, essais du puits, analyse nodal, stimulation.

Abstract

During production of hydrocarbon, several kinds of pressure losses impede the flow of fluid from the reservoir to the surface, thus reducing the production and participating in a pressure drop. Damages to the edges of the well (decrease in permeability) are due to a drop in production. To restore the initial permeability of the productive layer and eliminate the damage, stimulation operations are initiated. Because of the high cost of the operations of stimulation, it is necessary to conduct a study to predict the outcome and the estimated gain in order to select the candidate wells. The aim of our project is to choose the wells which have high skins, after the interpretation of well testing.

Keywords: damage, skin, well testing, nodal analysis, stimulation.