

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA
Faculté des sciences de la technologie et des sciences de la matière
Département des hydrocarbures et de la chimie



Mémoire
MASTER PROFESSIONNEL

Domaine : Hydrocarbure et chimie
Filière : Génie pétrolière
Spécialité : Production et technique puits

Présenté par :

- BAKELLI BABA Hammou
- HADJ MAHAMMED Slimane

Thème

L'utilisation de l'analyse nodale pour le choix
des puits candidats au traitement matriciel

Président: KHORSI Rachida
Encadreur : BELADASKenza
Examineur: DAOUI Hafsa

Année Universitaire : 2012 /2013



Remerciements :

*En premier lieu, nous tenons à remercier
notre DIEU, notre créateur pour nous avoir
donnés la force pour accomplir ce travail.*

*Nous adressons nos vifs remerciements à Mr :
Abd-elazize IMOULOUDENE, Abdelmadjed HASSANI, qui nous a aidés à
comprendre notre étude*

*Nous tenons aussi à remercier chaleureusement notre encadreur
Kenza BELADAS,
mine de savoir et d'expérience, pour son grand soutien au travail.*

*Nous exprimons notre vive gratitude à l'ensemble du personnel du
département stimulation,
en particulier : Mr : **ADNANE**, Mr : **Adel ZINET**,*

*Nous tiendrons également à remercier Mr : **Mahmoud**
qui nous ont aidé à maîtriser le logiciel wellflo.*

*Nous tiendrons aussi à remercier tous les enseignants de département
des hydrocarbures de l'université de Ouargla, qui ont
contribué de près ou de loin à notre formation
durant tout le cursus universitaire.*

List des tableaux

Tableau IV.1 : les informations générales sur le puits OMO151.....	31
Tableau VI.2 : les informations nécessaires sur la complétion de puits OMO151.....	32
Tableau IV.3 : les dernières opérations réalisé sur le puits OMO151	32
Tableau IV.4 : les tests réalisés sur le puits OMO151	32
Tableau IV.5 : les derniers jaugeages réalisés sur le puits OMO151	33
Tableau IV.6 : les différentes valeurs de skins et leurs débits correspondant	37
Tableau IV.7 : les différentes valeurs de GOR et leurs débits correspondant	38
Tableau IV.8 : les différentes valeurs de water cut et leurs débits correspondant	39
Tableau IV.9 : les informations générales sur le puits MD630	40
Tableau VI.10 : les informations nécessaires sur la complétion de puits MD630	40
Tableau IV.11 : les dernières opérations réalisées sur le puits MD630	41
Tableau IV.12 : les tests réalisés sur le puits MD630	41
Tableau IV.13 : les derniers jaugeages réalisés sur le puits MD630	41
Tableau IV.14 : les différentes valeurs de skins et leurs débits correspondant	46
Tableau IV.15 : les différentes valeurs de water-cut et leurs débits correspondant	47
Tableau IV.16 : les informations générales sur le puits OMO712	48
Tableau IV.17 : informations nécessaires sur la complétion de puits OMO712	48
Tableau IV.18 : les caractéristiques pétrophysiques de puits OMO712	48
Tableau IV.19 : les dernières opérations réalisées sur le puits OMO712	49
Tableau IV.20 : les tests réalisés sur le puits OMO712	49
Tableau IV.21 : les derniers jaugeages réalisés sur le puits OMO712	49
Tableau IV.22 : les différentes valeurs de skins et leurs débits correspondant	54
Tableau IV.23 : les différentes valeurs de GOR et leurs débits correspondant	54

Table des matières

Chapitre I : présentation du champ Hassi Messoud

I.1. Introduction.....	1
I.2. Situation géographique	1
I.3. Description du réservoir	2
I.3.1. Subdivision diagraphique :	2
I.3.2. Subdivision pétrophysique et notion des drains	2
I.4. Caractéristiques des fluides et de la roche	3

Chapitre II : Généralité sur les endommagements et le traitement matriciel

II.1. Introduction	4
II.2. Les différentes causes de l'endommagement	4
II.2.1. Durant la phase de forage	4
a. Broyage de la roche réservoir	4
b. Invasion par la boue	4
c. Cimentation du casing	4
d. Gonflement et dispersion des argiles	4
II.2.2. Durant la phase de complétion	5
a. La perforation.....	5
b. Le fluide de complétion.....	5
II.2.3. Durant la phase exploitation.....	5
a. Dépôts organiques	5
b. Dépôts minéraux (scales)	5
c. Migrations des fines	6
II.2.4. Durant du <i>Work-over</i>	6
a. Neutralisation du puits	6
b. Changement de mouillabilité	6
c. Le colmatage des perforations	6

d. Les émulsions	6
II.2.5. Durant de stimulation.....	6
II.2.6. Durant de l'injection d'eau.....	7
II.3. Effet de skin	7
II.3.1. Définition de skin	7
II.3.2. Les composants de skin	8
II.3.2.1. Skin dû au colmatage de la formation	9
II.3.2.1. pseudoskin	9
a. La pénétration partielle	9
b. skin de déviation (skin d'inclinaison)	9
c. Skin dû à l'écoulement polyphasique	10
d. Skin dû à la fracturation hydraulique	10
II.4. Détection des endommagements	10
II.4.1. Etudes de laboratoire et analyses des carottes	10
II.4.2. Essais de puits	11
II.4.3. Historique complet des puits	11
II.4.4. Diagraphies de production	11
II.5. Évaluation de l'endommagement au moyen des essais de puits	11
II.5.1. Introduction	11
II.5.2. Principe des essais de puits	12
II.5.3. Le but des essais de puits:	12
II.5.4. <i>Buildup</i>	12
II.5.5. Interprétation de test <i>Buildup</i> par la méthode d' <i>Horner</i>	13
a. Calcul de la pente	14
b. Calcul de la perméabilité	14
c. Calcul de skin	14
d. Pression extrapolée	14
II.6. Différentes méthodes de stimulation	14
II.6.1. Traitements profonds	15
a. La fracturation hydraulique	15
b. La fracturation à l'acide	15
II.6.2. Traitement de matrice	15
II.6.3. Autres traitements	16
II.7. Traitement matriciel.....	16

II.7.1. L'acidification	16
II.7.2. Squeezé l'eau	16
II.7.3. Squeezé les solvants de paraffine	16
II.7.4. Squeezé le reformat	16
II.8. Diversion du traitement	17
II.8.1. Diversion mécanique	17
II.8.2. Diversion de la mousse	17
II.9. Critères pour un traitement matriciel	17

Chapitre III : Analyse Nodale

III.1. Introduction	18
III.2. La performance du puits	18
III.3. Inflow Performance Relationship	21
III.3.1. Ecoulement monophasique dans le réservoir (équation de <i>Darcy</i>)	21
III.3.2. Ecoulement diphasique dans le réservoir (équation de <i>Vogel</i>)	22
III.3.3. Combinaison de l'écoulement monophasique et diphasique :	23
III.3.4. Travail de <i>Standing</i> :	23
III.4. Tubing performance curves (TPC) :	24
III.4.1. L'évolution des études sur les courbes <i>Outflow</i> :	25
III.4.2. Les différentes corrélations de TPC :	26
1. Corrélation de <i>Duns & Ros</i>	26
2. Corrélation de <i>Hagedorn & Brown</i>	26
3. Corrélation d' <i>Orkiszewski</i>	27
4. Corrélation de <i>Beggs & Brill</i>	27
III.4.3. Le choix de corrélation	28
III.4.4. La correction de la corrélation choisie	28
III.5. Les procédures d'application de l'analyse nodale	28
III.6. les applications de l'analyse nodale	29
III.7. Aperçu sur le logiciel <i>WellFlo</i>	29
III.8. Application du <i>Wellflo</i> dans le domaine de traitement matriciel	30

Chapitre IV : partie pratique

IV.1. Les procédures de notre étude	31
IV.2 Etude de puits OMO151	31
IV.2.1. Informations générales	31
IV.2.2. Complétion	32
IV.2.3. Les dernières opérations	32
IV.2.4. Les tests réalisés sur le puits OMO151	32
IV.2.5. Jaugeage	33
IV.2.6. Les données PVT	33
IV.2.7. Historique de puits OMO151	33
IV.2.8. Evaluation de la perméabilité et le skin par l'interprétation des données de <i>Buildup</i>	34
a. Calcul de la pente	35
b. Calcul de la perméabilité	35
c. Calcul de skin	35
IV.2.9. Analyse Nodale	35
IV.2.9.1. Choix de corrélation	36
IV.2.9.2. La performance de puits OMO151 a l'état actuel	36
IV.2.9.3. Etude de Sensitivités	37
a. Estimation de débit a différente valeur de skin	37
b. Optimisation de GOR	38
c. L'influence du water-cut sur la productivité	38
IV.2.10. Le puits OMO151 à différents états	39
IV.2.11. Etude économique	39
IV.3. Etude sur le puits MD630	40
IV.3.1. Informations générales	40
IV.3.2. Complétion	40
IV.3.3. Les dernières opérations	40
IV.3.4. Les tests réalisés sur le puits MD630	41
IV.3.5. Jaugeage	41
IV.3.6. Les données PVT	41
IV.3.7 Historique de puits MD630	42
IV.3.8 : Evaluation de la perméabilité et le skin par l'interprétation des données de <i>Buildup</i>	42
a. Calcul de la pente	43

b.	Calcul de la perméabilité	43
c.	Calcul de skin	44
IV.3.9.	Analyse Nodale	44
IV.3.9.1.	Choix de corrélation	44
IV.3.9.2.	La performance de puits MD630 a l'état actuel	45
IV.3.9.3.	Etude de Sensitivités	45
a.	Estimation de débit a différente valeur de skin	45
b.	L'influence du water-cut sur la productivité	46
IV.3.10.	Le puits MD630 à différents états	47
IV.3.11.	Etude économique	47
IV.4	Etude de puits OMO712	47
IV.4.1.	Informations générales	47
IV.4.2.	Complétion	48
IV.4.3.	Les caractéristiques pétrophysiques du réservoir	48
IV.4.4.	Les dernières opérations	49
IV.4.5.	Les tests réalisés sur le puits OMO712	49
IV.4.6.	Jaugeage	49
IV.4.7.	Les données PVT	49
IV.4.8.	Historique de puits OMO712	50
IV.4.9.	Evaluation de la perméabilité et le skin par l'interprétation des donnés de <i>Buildup</i>	51
a.	Calcul de la pente	51
b.	Calcul de la perméabilité	51
c.	Calcul de skin	52
IV.4.10.	Analyse Nodale	52
IV.4.10.1.	Choix de corrélation	52
IV.4.10.2.	La performance de puits OMO712 a l'état actuel	53
IV.4.10.3.	Etude de Sensitivités	53
a.	Estimation de débit a différente valeur de skin	53
b.	<u>Optimisation de GOR</u>	54
IV.4.11.	Le puits OMO712 à différents états	55
IV.4.12.	Etude économique	55
II.5.	Classement des puits	55

List des figures

Figure I.1 : situation géographique du champ de HMD	1
Figure II.1 : courbedel'interprétation du test de <i>buildup</i> parla méthode de <i>Horner</i>	13
Figure III.1 : les différentes pertes de charges dans le système de production.....	19
Figure III.2 : la pression de nœud	20
Figure III.3 : performance de puits.....	21
Figure III.4 : l'IPR d'unliquide à une seulephase.....	22
Figure III.5 : l'IPR d'unliquide à deuxphas	23
Figure III.6 : la façade de software Wellflo.....	29
Figure VI.1 : courbe de déclin de production	34
Figure IV.2 : courbedel'interprétation du test de <i>Build-up</i> parla méthode de <i>Horne</i>	34
Figure IV.3 : profil de pression par différente corrélation du puits OMO151.....	36
Figure IV.4 : le model de puits OMO151 a l'état actuel	37
Figure IV.5 : courbe de performance de puits OMO151 pour différent valeur de skin	37
Figure IV.6 : courbe de performance de puits OMO151 pour différent valeur de GOR	38
Figure IV.7 : courbe de performance de puits OMO151 pour différent valeur de water-cut...38	
Figure IV.8 : le puits OMO151 à différents états	39
Figure IV.9 : courbe de déclin de production	42
Figure IV.10 : courbedel'interprétation du test de <i>Build-up</i> parla méthode de <i>Horner</i>	43
Figure IV.11 : profil de pression par différente corrélation du puits MD630	44
Figure IV.11 : le model de puits MD630 a l'état actuel	45
Figure IV.12 : courbe de performance de puits MD630 pour différent valeur de skin	46
Figure IV.13 : courbe de performance de puits MD630 pour différent valeur de water-cut...46	
Figure IV.15 : le puits MD630 à différents états	47
Figure IV.16 : courbe de déclin de production	50
Figure IV.17 : Courbedel'interprétation du test de <i>Build-up</i> parla méthode de <i>Horner</i>	51
Figure IV.18 : profil de pression par différente corrélation du puits OMO712.....	52
Figure IV.19 : Le model de puits OMO712 a l'état actuel.....	53
Figure IV.20 : courbe de performance de puits OMO712 pour différent valeur de skin	54
Figure IV.21 : courbe de performance de puits OMO712 pour différent valeur de GOR	54
Figure IV.22 : le puits OMO712 à différents états.....	55

Nomenclatures

q_o : débit d'huile m^3/h .

$q_{o\ max}$: Débit entrant maximal correspondant à une pression dynamique nulle ($p_{wf}=0$) (AOF).

k : la perméabilité, md

p_{wf} : pression dynamique du fond de puits, kg/cm^2

p_{wf0} : pression de fond dynamique idéale, kg/cm^2

\overline{P}_R : Pression moyenne de réservoir, kg/cm^2

P_G : Pression de gisement, kg/cm^2

h : épaisseur de réservoir, m

TDV : le profondeur de puits

r_e : rayon de drainage du puits, m

r_w : rayon du puits, ft.

d : Densité de fluide.

μ_o : viscosité d'huile, cp

B_o : facteur volumétrique du fond, m^3/m^3 .

ΔP_{skin} : Perte de charge du au skin.

q_L : débit liquide. m^3/m^3

q_g : débit de gaz. m^3/m^3

GOR : rapport débit de gaz sur débit d'huile m^3/m^3

R_s : Saturation de gaz dessue m^3/m^3

C_t : la compressibilité totale

WC : water cut

d_g : Densité de gaz

d_w : Densité d'eau

S_o : Salinité de l'huile, mg/l

P_b : Pression de bulle, kg/cm^2

S : skin facteur d'endommagement

FE : Efficacité d'écoulement

IP : l'indice de productivité $m^3.cm^2/h.kg$

$\left(\frac{dP}{dL}\right)$: Perte de charge totale, kg/cm^2

$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{\text{ele}}$: Composante due à l'énergie potentielle.

$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{\text{f}}$: Composante due au frottement.

$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{\text{acc}}$: Composante due à l'énergie cinétique.

f : Coefficient de friction

ρ : la masse volumique kg/m^3

v : la vitesse m/s

g_c : Coefficient de conversion

θ : l'angle de l'inclinaison de tubing

Introduction générale

Après le forage de la roche réservoir les puits sont complétés pour acheminer l'huile ou le gaz à partir de son emplacement original dans le réservoir jusqu'à les bacs de stockages. Le système de production peut être relativement simple ou complexe. Au cours de la production, plusieurs types de pertes de charges freinent l'écoulement du fluide de réservoir jusqu'à la surface, diminuant ainsi la production et participant à la chute de pression.

Le taux de production d'un puits peut être souvent fortement limité par la performance d'un seul composant dans le système, le rendement du système peut être optimisé d'une façon plus économique lorsque l'effet de chaque élément sur la performance globale du système peut être isolé

L'analyse nodale est l'une des méthodes d'étudier la performance des puits, elle nous permet d'analyser les problèmes de production et améliorer la productivité. Dans cette étude, on va montrer l'intérêt de l'analyse nodale pour analysé et modélisé le system de production et prévoir les scénarios possible pour amélioré et optimisé la production, et on appliquant cette méthode sur certains puits a skin élève (endommagé) sur le champs Hassi Messeaud pour étudié la rentabilité de faire une opération de traitement matriciel (pour l'élimination de l'endommagement) par la proposition de différente valeur de skin et prévoir le débit d'huile concernons chaque valeur de skin et cela pour prendre une idée sur la rentabilité de l'opération par la comparaison entre le gain possible de l'opération et les frais de cette opération.

Cette étude d'analyse nodale est réalésée à l'aide d'un programme informatique (*Wellflo*) qui nous permet de construire les courbes de l'IPR et de TPC après le choix de la corrélation adaptée au notre puits étudié.

Dans ce travaille on a étudié la rentabilité de faire un traitement matriciel pour l'élimination de l'endommagement et l'amélioration de la production sur les puits omo151, md630 et omo712 sur le champ Hassi Messeaud

Dans ce thèse on va exposer notre travaille à partir des points suivants :

1. Présentation de la région ;
2. Généralité sur les endommagements et les moyens qui les détecté et les traitements qui les enlever ;

3. Aperçu sur l'analyse nodale leur intérêt et leur application analysé le system de production ;
4. Application de l'analyse nodale sur les puits omo151, md630, omo712 pour prévoir la performance de ces puits c'est on à faire une intervention de traitement matriciel.

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 et distinctives. D'autre part, par la transformation diagénétique dans le réservoir lors de son enfouissement au cours du temps géologique, jusqu'à ce que le gisement a pris forme tel que représentée par la configuration actuelle. Ces événements peuvent quelques fois améliorer les paramètres pétrophysiques comme ils peuvent les détériorer.

I.2. Situation géographique

Le champ de Hassi-Messaoud est situé à 850 Km au Sud-est d'Alger, et à 300 Km de la frontière algéro-tunisienne, il est considéré, comme étant le plus grand gisement de la province triasique. Sa localisation en coordonnées Lambert (Sud Algérie) :

790.000 @ 840.000 EST.

110.000 @ 150.000 NORD.



Figure I.1 : Situation géographique du champ de HMD

I.3. Description du réservoir

I.3.1. Subdivision diagraphique :

Les grès de Hassi Messaoud ont été subdivisés au début de la reconnaissance du gisement en quatre termes, RI, RA, R2 et R3 ou :

1. Zone Ra: réservoir principal de Hassi Messaoud où tous les puits produisent, il possède des caractéristiques pétrophysiques aptes à la production. (68% des réserves), ce niveau se divise en trois zones de sédimentologie :
 - a. Zone I : grossière inférieure subdivisée de bas en haut :
 - Drain D1.
 - Drain ID (Inter Drain).
 - Drain D2.
 - b. Zone II : Fine intermédiaire (D3).
 - c. Zone III : Grossière supérieure (D4).
2. Zone Ri : ou grès isométriques, zone habituellement très compacte D5 ou (R 70 – R 90), subdivisé en trois tranches 7,8,9 .
3. Zone R2 : zone de grès quartzites, plus argileuses présentant et rarement des qualités réservoirs dans sa partie supérieure (R200-R300), R2 ab (R200-R250) ;
4. Zone R3 : zone très grossière à micro-conglomératiques très argileuse, sans aucun intérêt pétrolier (R300-R400).

I.3.2. Subdivision pétrophysique et notion des drains

La notion des drains fait appel aux données sédimentologies, diagraphiques et à la qualité réservoir. Cette notion est à caractère horizontal et à caractère pétrophysique vertical dans le réservoir. Le terme drain qualifiant des zones faiblement cimentées, coïncide avec les trois (03) zones préférentielles du réservoir.

- Zone grossière supérieure : R 100 —————> D4 (40 m)
R 130
- Zone médiane : R 130 —————> D3 (22 m)
R 140
- Zone grossière inférieure : R 140 —————> D2 (25 m)
R 150
R 150 —————> ID (29 m)
R 170
R 170 —————> D1 (28 m)

I.4. Caractéristiques des fluides et de la roche

- Huile légère
- Densité moyenne en surface : $d_o = 0.8$ (API = 45.4)
- La pression de gisement variable : $P_g = 120$ à 400 Kgf/cm²
- Température de gisement est de : $T = 118^\circ\text{C}$
- Le rapport gaz-huile est de : $\text{GOR} = 219$ m³
- La porosité est faible : $\Phi = 5$ à 10%
- La perméabilité est très variable : $K = 0$ à 1 Darcy
- La viscosité : $\mu_o = 0.2$ Cp
- Le facteur volumétrique de fond : $B_o = 1.7$ m³/m³

L'effet du skin "S" est prévu pour décrire les changements dans la zone near-wellbore. Ces changements sont dus à plusieurs problèmes qui peuvent être provoquée pratiquement par n'importe quelle activité pétrolière, telle que le forage, la perforation et la stimulation. Le skin peut être obtenu à partir d'un essai de puits.

Le but d'un traitement matriciel est l'élimination d'un colmatage aux abords du puits et restauration de la perméabilité initiale de la couche,

II.2. Les différentes causes de l'endommagement

Nous allons présenter ces endommagements en respectant l'ordre chronologique de leur apparition :

II.2.1. Durant la phase de forage

a. Broyage de la roche réservoir

Cette action est de nature à bloquer certains réservoirs en effet, la pulvérisation de nombreuses particules permet a ces dernières de boucher les pores. Ce phénomène touche principalement les roches carbonatées ou tendres.

b. Invasion par la boue

L'endommagement par la boue peut être causé par :

Un effet physique : les particules solides de la boue entraîné par le filtrat vont causer l'obturation des pores et une réduction de la perméabilité.

Un effet chimique : qui se traduit par des émulsions entre les fluides de forage et ceux du gisement ce qui cause une baisse notable de productivité.

c. Cimentation du casing

Le filtrat aqueux du laitier du ciment peut provoquer des endommagements similaires à ceux des fluides de forage.

d. Gonflement et dispersion des argiles

Le filtrat des fluides de forage, *Work-over* et de complétion peut provoquer une dispersion et un entraînement des particules d'argiles qui tuent les pores ou bien le gonflement des particules argileuses.

II.2.2. Durant la phase de complétion

Les principales sources liées à l'endommagement sont :

- a. La perforation : La plus part des opérations de perforations sont en over-balance ce qui conduit à la formation d'un filtrat de cake dans les tunnels de perforations causant ainsi un skin et une baisse de pression aux abords des puits.
- b. Le fluide de complétion: Tout comme les fluides de forage, les fluides de complétion peuvent causer l'envahissement de la formation par les solides qu'ils contiennent mais aussi des émulsions.

II.2.3. Durant la phase exploitation

a. Dépôts organiques

Ce sont des précipités lourds d'hydrocarbures, ils sont généralement rencontrés dans l'ensemble du puits y compris le tubing et les perforations. On cite : les paraffines, les asphaltées.

Leurs conditions de formation dépendant de :

- La teneur en éléments lourds dans le puits ;
- L'abaissement de pression et de température ;
- Pompage d'un fluide froid par rapport au brut.

b. Dépôts minéraux (scales)

Ils sont rencontrés dans l'ensemble du puits même dans les collectes. On cite:

- Les carbonates de calcium CaCO_3 ;
- Le sulfate de calcium CaSO_4 et le sulfate de baryum BaSO_4 ;
- Le chlorure de sodium NaCl ;
- Les produits de corrosion du fer FeS .

Leurs conditions de formation dépendant de :

- La baisse de la pression du puits ;
- Le changement de température ;
- La composition de l'eau ;
- Le changement de la salinité.

c. Migrations des fines

Au cours de la production, des fines particules issues du réservoir peuvent être déplacées et migrées avec les fluides produits et colmater les abords du puits.

II.2.4. Durant du *Work-over*

Les endommagements peuvent survenir au cours de *Work-over*, ceux-ci sont dus à l'invasion de la formation par les fluides du *Work-over* causants des colmatages souvent importants.

a. Neutralisation du puits

Un squeeze directe sans trop de précautions sur l'injectivité et l'utilisation d'un fluide inadéquat dont la capacité de colmatage est peut endommager la couche de réservoir et provoquer une baisse de production.

b. Changement de mouillabilité

Les surfactants peuvent provoquer des altérations de la mouillabilité soit en réduisant la taille des canaux d'écoulement (augmentation de l'épaisseur du film d'huile recouvrant les composants de la formation). Soit par la formation des films au contact huile/eau qui freinent l'écoulement.

c. Le colmatage des perforations

Au cours des opérations de *Work-over*, un filtre cake se forme toujours dans les perforations causant un colmatage. Ainsi d'autres sources des particules solides pouvaient causer un colmatage des perforations (rouille du casing, tige de forage).

d. Les émulsions

La formation d'émulsion pourrait avoir lieu entre le filtrat de boue et les fluides de réservoir, donnant naissance à des produits ayant une forte viscosité qui empêche le passage normal d'huile. Pratiquement ils sont formés à cause de l'invasion du filtrat des fluides de *Work-over*, forage, complétion, ou bien les fluides de stimulation.

II.2.5. Durant de stimulation

Dans le cas d'une acidification, l'endommagement est causé par les réactions secondaires de l'acide choisi et ses additifs suite au mauvais choix de ceux-ci ou leur évacuation incomplète ou retardée.

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

II.2.6. Durant de l'injection d'eau

L'injection d'eau est très nécessaire soit pour le maintien de la pression ou bien pour le dessalage. Mais dans certains cas cette eau cause des problèmes dans le réservoir tels que :

- Saturation en eau aux abords du puits si le débit d'injection n'est pas bien contrôlé (water-block).
- Blocage par des dépôts de sulfates (scale) dû à l'incompatibilité de l'eau d'injection avec celle de la formation.

II.3. Effet de skin

II.3.1. Définition de skin

Le concept du skin a été toujours utilisé comme une mesure des anomalies de l'écoulement aux abords du puits. En effet le skin caractérise toute déviation par rapport à l'état idéal d'un puits vertical en open hole dans une formation homogène non endommagée.

Le skin est un facteur sans dimension déterminé par les essais de puits. Il représente les pertes de charge aux abords de puits par rapport aux pertes de charge totale, c'est-à-dire le degré d'endommagement total d'un puits d'où incluse l'endommagement de la formation (skin effect) et les autres types d'endommagements (pseudoskin effect), qui provoque une perte de charge supplémentaire.

k : la perméabilité de la roche réservoir en md

Q : le débit de fluide en m^3/h

β : facteur volumétrique du fond en m^3/m^3

μ : la viscosité de fluide en cp

Δp_{skin} : la perte de charge dû au skin

h : la hauteur utile de réservoir en m

L'indice de productivité théorique d'un puits vertical est donné par :

$$IP_0 = 141,2 \frac{kh}{\mu \times \beta \times \ln \frac{r_e}{r_w}} \quad (\text{II. 2})$$

r_e : le rayon de drainage en m

r_w : le rayon de puits en m

En ce concerne le puits réel, l'ensemble des perturbations aux abords du puits est regroupé sous la forme de terme "S" (skin factor) de la manière suivante :

IP : l'indice de productivité en $\text{m}^3 \cdot \text{cm}^2 / \text{h} \cdot \text{kg}$

On définit le rendement d'écoulement "Re" comme étant le rapport entre l'indice de productivité réel et l'indice de productivité théorique :

$$Re = \frac{IP}{IP_0} = \frac{\ln(r_e/r_w)}{\ln(r_e/r_w) + s} \quad (\text{II. 4})$$

En pratique $\ln(r_e/r_w)$ est souvent compris entre 7 et 9, d'où la forme simplifiée :

$$Re = \frac{IP}{IP_0} = \frac{7}{7 + S} \text{ à } \frac{9}{9 + S} \quad (\text{II. 5})$$

Note: on Remarque que la valeur de skin minimum se situe entre -7 et -9 cela est confirmé par la loi (II.5)

II.3.2. Les composants de skin

Le skin, mesuré lors des essais de puits, est considéré comme la somme du skin dû au colmatage de la formation et des pseudoskins. Il résulte en fait de plusieurs facteurs de l'équation suivante de skin totale, tel que :

$$S = S_c + S_{pp} + S_d + S_m + S_{frac} + \dots \quad (\text{II. 6})$$

S_c : skin de colmatage

S_{pp} : skin pénétration partielle

S_d : skin de déviation

S_m : skin de turbulence

S_{frac} : skin de fracturation

II.3.2.1. Skin dû au colmatage de la formation

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.

Plusieurs représentations sont faites pour caractériser l'effet de skin. Hawkins a établi en 1956 la relation bien connue reliant ce facteur skin aux rayons du puits r_w et de l'endommagement r_s et aux perméabilités vierge k et celle de la zone endommagée k_s :

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \quad (\text{II. 7})$$

K_s : la perméabilité de la zone endommagée en md

r_s : le rayon d'endommagement en m

Remarque :

1. Un traitement, comme une acidification par exemple, vise à améliorer la perméabilité autour du puits et donc à diminuer la valeur du skin.
2. Un skin nul indique que la perméabilité aux abords de puits est égale à la perméabilité origine de la formation

II.3.2.1.pseudoskin

Pas tous les valeurs positives du skin obtenu par les essais de puits sont dus aux colmatages au niveau de la formation, il y a d'autres contributions qui ne sont pas liées à la formation mais peuvent être résultat de la complétion ou de la configuration du puits. Ces facteurs sont appelés "pseudoskin"

a. La pénétration partielle

La pénétration partielle se caractérise par le fait qu'un puits produit sur une hauteur de formation inférieure à la hauteur totale exploitable. Elle contribue à l'existence d'un pseudoskin positif qui varie en fonction de l'épaisseur de la formation, et la hauteur perforée.

b. skin de déviation (skin d'inclinaison)

Certains puits sont forés avec un angle d'inclinaison pour les raisons suivantes :

- Le drainage (fortes inclinaison) ;
- Géologiques (perpendiculairement au pendage des couches) ;
- Techniques dans le cas des *Side-track* (faibles inclinaisons).

L'inclinaison du puits améliore les écoulements aux abords du puits. Elle contribue à un skin négatif.

c. Skin dû à l'écoulement polyphasique

Cet effet prend de l'ampleur quand on est en présence de gaz (pression inférieure à celle de point de bulle ou en percée de gaz), en présence d'eau (percée, coning).

Dans un puits d'huile qui produit en dessous du point de bulle, le skin résultant de l'écoulement multiphasique S_m peut être calculé en utilisant l'équation de Vogel.

$$S_m = \frac{16,2}{1 + 0,8 \frac{p_{wf}}{p_b}} - 9 \quad (\text{II. 8})$$

P_{wf} : la pression de fond dynamique en kg/cm^2

P_b : la pression de bulle en kg/cm^2

$$\text{Pour : } \ln(r_e/r_w) = 9$$

d. Skin dû à la fracturation hydraulique

La fracturation hydraulique est le seul moyen de stimulation par le quel on peut ramener le skin à des valeurs négatives. Le skin géométrique autour de puits fracturé est donné par la corrélation suivante :

$$S_{frac} = 0,81 - \ln\left(\frac{x_f}{2}\right) \quad (\text{II. 9})$$

X_f : la longueur de fracture

II.4. Détection des endommagements

Il existe plusieurs méthodes qui nous permettent de dire qu'il y a un vrai endommagement de la formation, et ci-suit les plus connues:

- Etudes de laboratoire et analyses des carottes ;
- Essais de puits ;
- Historique complet des puits ;
- Diagraphies de production.

II.4.1. Etudes de laboratoire et analyses des carottes

L'analyse détaillée des carottes de formation est exigée pour désigner le traitement approprié pour enlever les endommagements. La connaissance des caractéristiques d'un endommagement facilite non seulement sa détection mais permet d'identifier les causes

exactes de leur apparition et par conséquent de choisir une solution adéquate. C'est difficile de déterminer la minéralogie de formation sans utilisation des carottes.

Les diverses méthodes appliquées dans l'analyse de carotte pour un traitement de matrice peuvent être classifiées comme suit :

- Etudes Petrophysiques pour déterminer la porosité et la perméabilité absolue et relative de l'échantillon.
- Les essais d'écoulement sur les carottes, pour surveiller la réponse de la perméabilité de la roche si différents fluides sont injectés.

II.4.2.Essais de puits

Les essais de puits sont un moyen privilégié de renseignement pour apprécier si une restriction de la production des réservoirs existe. On sait toutefois que l'effet skin total (S) englobe des facteurs parasites (pseudo skins) qu'il faut retrancher pour s'avoir si un réel colmatage existe.

Les essais de puits fournissent aussi d'autres renseignements dont la connaissance est primordiale : évaluation de la pression de réservoir et l'index de productivité.

II.4.3.Historique complet des puits

L'historique d'un puits, est une source primordiale d'information de toutes natures pour aider à détecter les causes, la nature et les types d'endommagements probablement trouvés dans le puits . Pour faire un historique complet du puits on doit s'intéresser à toutes les opérations et aux changements effectués à partir de la phase de forage et durant toute la phase d'exploitation, jusqu'à l'heure actuelle.

II.4.4.Diagraphies de production

Les diagraphies de production jouent un rôle très important pour la détection des endommagements. Le PLT par exemple permet de savoir la participation de chaque zoneperforé à la production totale du puits, donc une bonne localisation de l'endommagement.

II.5. Évaluation de l'endommagement au moyen des essais de puits

II.5.1.Introduction

L'ingénieur de production doit connaître les conditions des puits producteurs et injecteurs pour avoir la meilleure performance du réservoir. Beaucoup de cette information peut être obtenue à partir des essais de puits.

Les essais de puits donnent des informations détaillées sur les puits tels que la pression et la température de gisement, la perméabilité, l'indice de productivité, etc.

II.5.2. Principe des essais de puits

Le principe de base de l'essai de puits est de créer une perturbation (fermeture, ouverture, changement du débit) dans le système "réservoir-puits" et enregistrer la réponse transitoire de pression.

II.5.3. Le but des essais de puits

D'une façon générale le but des essais de puits est :

- d'évaluer la capacité de production, ou potentiel de chaque puits ;
- de contrôler l'efficacité des opérations de mise en production ;
- de déterminer le taux de production efficace de chaque puits ;
- de déduire les règles d'une exploitation optimale du gisement, à partir des résultats confrontés avec les conditions économiques.

II.5.4. *Build-up*

Le test le plus utilisable pour détecter l'endommagement, évaluer le skin et la perméabilité est le test *Build-up*. Dans ce cas des enregistreurs (pression et températures) sont descendus au fond du puits par *Wire-line*, et un séparateur en surface.

La procédure est de jauger le puits pour une période à débit stable, puis le puits sera fermé en surface, donc l'enregistreur de fond indique une augmentation de la pression appelée *Build-up*.

Les objectifs de ce test sont d'évaluer et analyser:

- La perméabilité effective de réservoir ;
- Le taux d'endommagement de la formation ;
- La pression moyenne de réservoir ;
- Les limites de réservoir (les failles) ;
- l'effet de capacité.

Les avantages de test *Build-up*

Ce test est préférable par rapport à d'autres tests pour les raisons suivantes:

- Le contrôle de débit (puits fermé $Q = 0$) ;
- La durée de l'effet de capacité peut être réduite ou éliminée en introduisant une vanne de fermeture au fond ;
- Le test peut être utilisé dans certains puits qui fonctionnent avec des moyens artificiels (pompage).

Les inconvénients de test *Build-up*

- Perte de production à la fermeture du puits ;
- Nécessite un débit constant pendant la période qui précède la fermeture.

II.5.5. Interprétation de test *Buildup* par la méthode d'*Horner*

Pour un essai de *Buildup*, cette méthode d'interprétation se base sur les notions suivantes:

t_p : temps de production où $t_p = N_p / Q_{st}$ (N_p : cumule de production, Q_{st} : dernier débit stabilisé)

Δt : temps de test de build-up.

Afin d'utiliser la méthode de *Horner*, on doit tout d'abord tracer un graphe à l'échelle semi-logarithmique qui exprime la variation de la pression de fond en fonction de $(\Delta t + t_p) / \Delta t$ (**Figure II.1**). Ensuite, on calcule les différents paramètres tels que : la pente, la perméabilité et le skin.

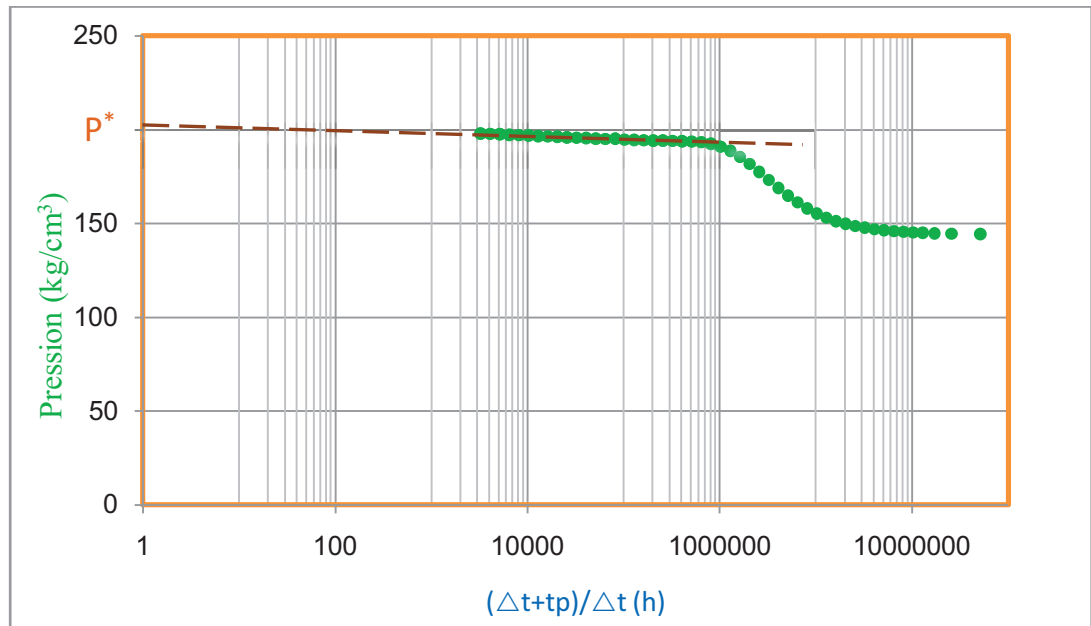


Figure II.1 : Courbe de l'interprétation du test de *buildup* par la méthode de *Horner*

a. Calcul de la pente

A partir de la courbe de *Horner*, on choisit la partie linéaire pour calculer la pente m qui est donné par la formule suivante :

$$m = 21.5 \times \frac{Q\mu B_0}{kh} \text{ (U métrique)} \quad (\text{II. 10})$$

$$m = 162.6 \frac{Q\mu}{kh} \text{ (U.S)} \quad (\text{II. 11})$$

b. Calcul de la perméabilité

D'après les équations (II.10) et (II.11) on peut déterminer K une fois h connue. La perméabilité est donnée par l'équation suivant :

$$k = 21.5 \times \frac{Q\mu B_0}{mh} \text{ (U métrique)} \quad (\text{II. 12})$$

$$k = 162.6 \times \frac{Q\mu B_0}{mh} \text{ (U.S)} \quad (\text{II. 13})$$

c. Calcul de skin

A partir de la courbe de *Horner*, on cherche la pression qui correspond à $(\Delta t = 1h)$, puis on calcul la valeur de skin par la formule suivante :

$$S = 1.15 \left[\frac{P_{1h} - P_{wf}}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + 3.10 \right] \text{ (U métrique)} \quad (\text{II. 14})$$

$$S = 1.15 \left[\frac{P_{1h} - P_{wf}}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + 3.32 \right] \text{ (U.S.) (II. 15)}$$

ϕ : la porosité de la roche réservoir en %

c_t : la compressibilité totale

P_{1h} : la pression de fond après 1 heure de fermeture de puits en kg/cm²

d. Pression extrapolée

Pour $\Delta t \rightarrow \infty$ soit $(\Delta t + tp)/\Delta t = 1$ cette valeur de pression est appelée pression extrapolée. Elle est notée (p^*)

II.6. Différentes méthodes de stimulation

Les différentes méthodes de stimulation ont pour objectif d'améliorer un indice de productivité ou d'injectivité jugé insuffisant. Elles permettent donc d'augmenter la vitesse de récupération des réserves. 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 remédier la situation.

II.6.1. Traitements profonds

Ces traitements s'appliquent à des formations peu perméables où il s'agit d'augmenter la productivité naturelle et non de la restaurer. Le traitement consiste à prolonger considérablement le rayon de puits en réalisant un drain plus perméable dans la formation elle même. On distingue:

a. La fracturation hydraulique

Elle consiste à l'injection d'un fluide de traitement à une pression supérieure à la pression de fracturation de la formation, grâce auquel on crée des cassures ou fissures dans la formation, ouvrant ainsi des canaux à très forte perméabilité, dans lesquels l'effluent peut s'écouler beaucoup plus facilement, ce qui augmente le débit du puits et la productivité.

b. La fracturation à l'acide

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

II.6.2. Traitement de matrice

Le traitement matriciel consiste à injecter des fluide (acide, solvant, eau traité, etc.), 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 matriciel, dépend de plusieurs facteurs à savoir:

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

II.6.3. Autres traitements

L'insuffisance de productivité peut provenir de d'autres facteurs :

- Dans le cas où le problème se situe au niveau des perforations, un lavage des perforations, une re-perforation (sur la même zone) ou des perforations complémentaires (augmentation de la hauteur perforée) peuvent conduire à un résultat intéressant.
- Dans le cas des fluides visqueux ou des problèmes de tensions inter faciales, des injections de produits chimiques sont aussi à considérer, on peut aussi recourir à des techniques telles que l'injection de vapeur ou la combustion in situ.

II.7. Traitement matriciel

II.7.1. L'acidification

Parmi les traitements matriciels les plus généralement appliqués pour améliorer la productivité des puits, on trouve la stimulation par acidification. Elle consiste à injecter un volume d'acide contenant des additifs chimiques avec une pression d'injection inférieure à la pression de génération d'une fracture. L'acide donc sert à :

- Dissoudre certaines particules obturant les pores de formation ;
- Solubiliser certains composés de la roche elle-même.

II.7.2. Squeezé l'eau

En cas de formation de dépôt de sel dans la formation, la technique de base consiste à squeezer l'eau dans la formation au but de dissolution

II.7.3. Squeezer les solvants de paraffine

En cas de dépôts de paraffine, on utilise généralement soit des solvants non chlorés qui présente l'avantage d'être compatible avec la production, soit des solvants chlorés qui sont plus efficaces mais qui ne peuvent être évacués avec la production car ils constituent un poison pour les catalyseurs utilisés en raffinage.

II.7.4. Squeezer le réformat

Dans le cas ou de formation de dépôt des asphalte, la procédé consiste a squeezer le réformat dans la formation au but de dissolution ce dépôt

II.8. Diversion du traitement

La diversion consiste à traiter successivement les bancs colmatés en les isolant l'un de l'autre. Ceci peut être réalisé de différentes manières :

II.8.1. Diversion mécanique

Le principe consiste en la pose d'un packer à une zone bien choisie afin de permettre d'acheminer le fluide de traitement dans la sélectionnée. Ce type de diversion pour les puits menus d'un concentrique ou en Open Hole n'est pas possible.

II.8.2. Diversion de la mousse

Sous forme de bouchons en plusieurs étages en fonction de la hauteur du réservoir, elle assure la sélectivité du traitement en limitant temporairement le débit des fluides injectés dans les zones les plus perméables (moins endommagées), afin d'homogénéiser la distribution de l'acide le long de la couche réservoir.

II.9. Critères pour un traitement matriciel

Pour entamer une opération de traitement matriciel, il faut suivre les étapes suivantes :

1. S'assurer que le puits est un candidat à une stimulation de la matrice par analyse de la courbe de déclin ;
2. Déterminer la cause de l'endommagement, son degré et sa localisation par la revue des historiques de production et d'interventions ;

3. Faire une analyse nodale pour justifier la nécessité d'une intervention de traitement matriciel, par la détermination des performances du puits à différentes valeurs de skin ;
4. Evaluer la rentabilité du traitement en estimant l'augmentation de la productivité ou l'injectivité, voir le coût du traitement.
5. Sélectionner la bonne formulation des fluides de traitement, afin de minimiser les risques d'échec (formation des précipités secondaires, sludges, etc.) ;
6. Déterminer la pression et le débit d'injection pour ne pas fracturer la formation ;
7. Déterminer le volume du traitement à injecter par foot d'intervalle pénétré ;
8. Si le réservoir est composé de plusieurs couches ou si la zone est épaisse, utiliser un nombre approprié de diversion pour que le fluide de traitement soit bien réparti ;
9. Choisir le mode de placement en tenant compte de la configuration du puits considéré ;
10. Prévoir un plan de nettoyage et redémarrage du puits.

III.1. Introduction

L'Analyse nodale est utilisée pour évaluer un système de production complet (commençant par la pression statique de réservoir, et finissant avec le séparateur) et prévoir le débit. C'est une technique d'optimisation qui peut être employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer la performance du puits. Elle est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz, depuis qu'elle a été introduite par Gilbert dans les années 50. Elle est basée à combiner les possibilités de réservoir de produire les fluides vers le fond de puits avec la capacité du tubulaire a conduit l'effluent à la surface.

L'utilisation pratique des idées de *Gilbert* était limitée due aux restrictions des méthodes disponibles à cette époque pour modeler les performances des éléments individuels du système. Plus tard le choix était large avec les modèles de calcul disponibles et l'apparition des ordinateurs qui ont mené à la réapparition des idées de *Gilbert* dans les années 80. La nouvelle contribution visant la simulation numérique du système de production permet d'optimiser la production.

III.2. La performance du puits

La performance du puits peut être définie simplement la capacité d'un puits pour produire des fluides de réservoir à la surface soit par écoulement naturel ou par artificielle lift.

La pression du réservoir commande le débit à travers le système de production, et la pression de séparation à la surface est conçue pour optimiser la production et pour retenir les composants hydrocarbures plus légers en phase liquide, cette pression est maintenue à l'aide des dispositifs mécaniques, tels que des régulateurs de pression.

Un réservoir écoule un fluide dans un puits et le puits raccordé avec des installations de surface telle que le pipeline, Manifold et le séparateur, etc. l'ensemble de tous ces éléments est appelé système de production du huile ou du gaz

Dans un système de production de pétrole ou de gaz l'écoulement de fluides à partir de réservoir vers le séparateur à la surface, il peut être subdivisé comme suit

- L'écoulement dans le milieu poreux ;
- l'écoulement dans le tubing vertical ou dirigé ;
- L'écoulement dans une pipe horizontale ou inclinée, en surface.

Lors 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. La **Figure III.1** représente les différents pertes de charges qui peuvent avoir lieu dans tous le système de production à partir du réservoir jusqu'au séparateur.

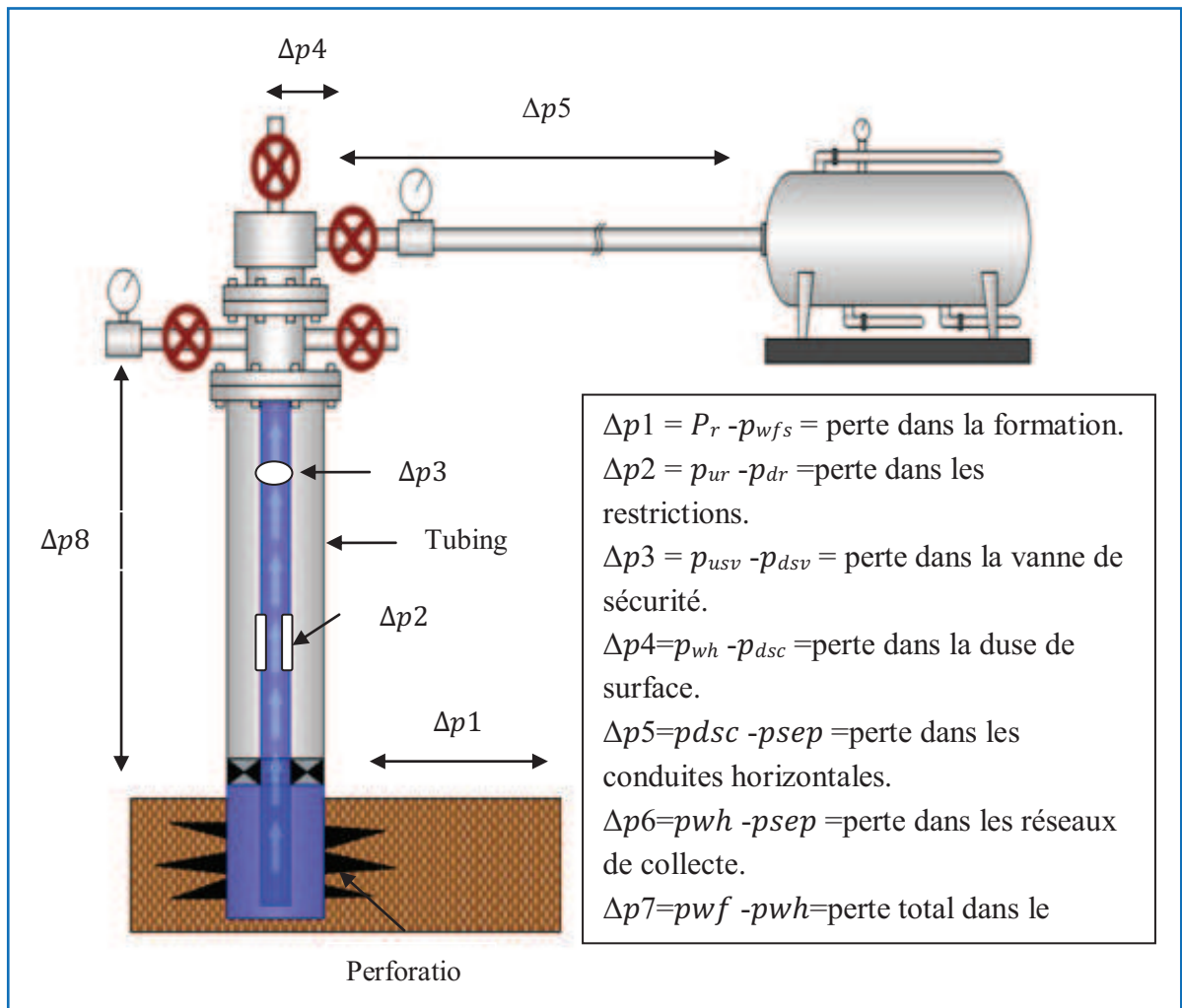


Figure III.1 : les différentes pertes de charges dans le système de production

Dans l'état actuel des connaissances, il n'existe pas une loi générale qui puisse déterminer avec précision les pertes de charges liées aux écoulements diphasiques, cependant il ya des équations ou corrélations donner des résultats approximatives

L'analyse nodale est dérivée du nœud, dans le système de production, un nœud est un point quelconque entre le réservoir et le séparateur où la pression peut être calculée en fonction de débit.

Le choix de l'endroit des nœuds se fait suivant le but de l'étude. On peut avoir les endroits suivants :

1. Séparateur : le choix du nœud au niveau du séparateur permet d'étudier l'effet de la pression de la séparation sur le fonctionnement du puits.

2. Duse : cet emplacement nous permet d'étudier l'effet de la Duse, et de contrôler le débit de production.
3. Tête de puits (well head) : le choix du nœud au niveau de la tête de puits, permet d'étudier l'effet du diamètre de la collecte dans la performance du puits.
4. Fond du puits : le choix du nœud au fond du puits nous permet d'étudier l'effet de l'IPR et de diamètre de tubing sur la performance du puits.
5. Au niveau des perforations : le choix du nœud au niveau des perforations nous permet d'étudier l'effet de la densité des perforations dans le puits.
6. Réservoir : le choix du nœud dans le réservoir permet de savoir l'effet de la déplétion du réservoir sur la performance du puits.

L'analyse nodale a été appliquée pour analyser les performances de système de production qui se compose de plusieurs éléments agissant l'un sur l'autre. Le procédé consiste à choisir un nœud dans le puits et diviser le système à ce nœud.

Le système de production est divisé en 2 segments :

1. L'Inflow : Segment qui comprend tous les composants entre le réservoir et le nœud.
2. L'Outflow : Segment qui comprend tous les composants entre le nœud et le séparateur.

Une fois qu'on sélectionne le nœud, la pression à ce dernier est déterminée par :

Inflow : $P_{\text{node}} = P_u - \Delta P_u$

Outflow : $P_{\text{node}} = P_d - \Delta P_d$

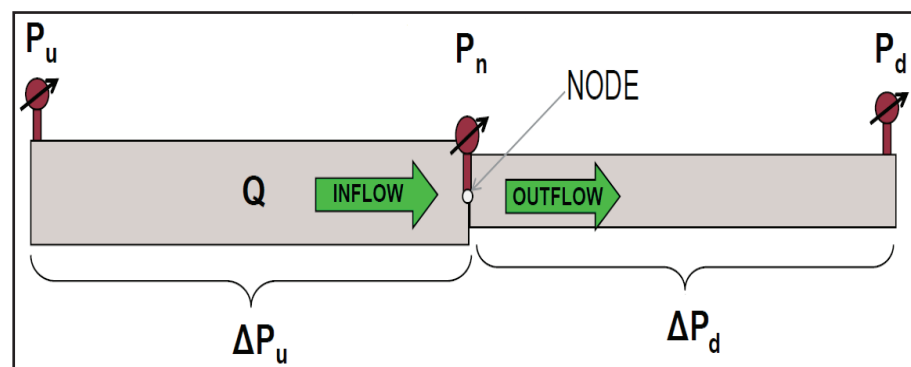


Figure III.2 : la pression de nœud

Le point d'intersection des deux courbes Inflow et Outflow sur un même graphe donne le point de fonctionnement du puits, ce point détermine la capacité de débit de système de production.

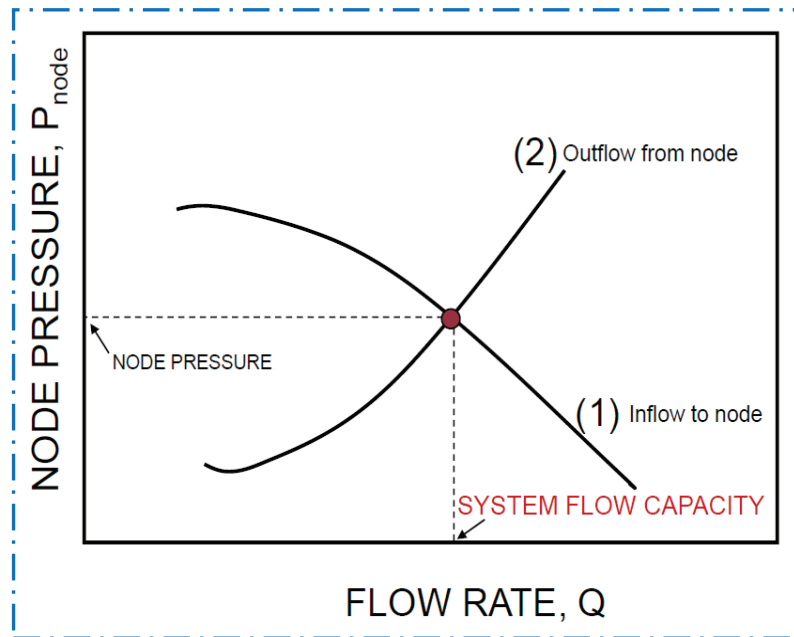


Figure III.3 : performance de puits

III.3. Inflow Performance Relationship

La construction de la courbe IPR (Inflow performance relationship) est très importante dans la production. L'IPR peut être défini comme la capacité d'un puits d'évacuer un fluide du réservoir jusqu'à la surface. Cette capacité dépend de nombreux facteurs, y compris

- Type de réservoir ;
- Pression de réservoir ;
- Perméabilité de la formation ;
- Les propriétés des fluides ;

Pour simplifier la loi de l'IPR il est nécessaire de prendre en considération le type d'écoulement.

III.3.1. Ecoulement monophasique dans le réservoir (équation de Darcy)

On dit qu'un écoulement est monophasique, lorsque la pression de fond (P_{wf}) est supérieure à la pression de bulle (P_b), $P_{wf} > P_b$.

Cet écoulement peut être défini par la loi de Darcy :

$$Q = \frac{7,08 \times 10^{-3} \times kh(p_r - p_{wf})}{\mu_0 \beta_0 \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0,75 + s \right]} \quad (\text{III. 1})$$

P_r : la pression de réservoir en kg/cm^2

La typique de l'IPR d'un liquide à une seule phase est représentée dans ce graphique :

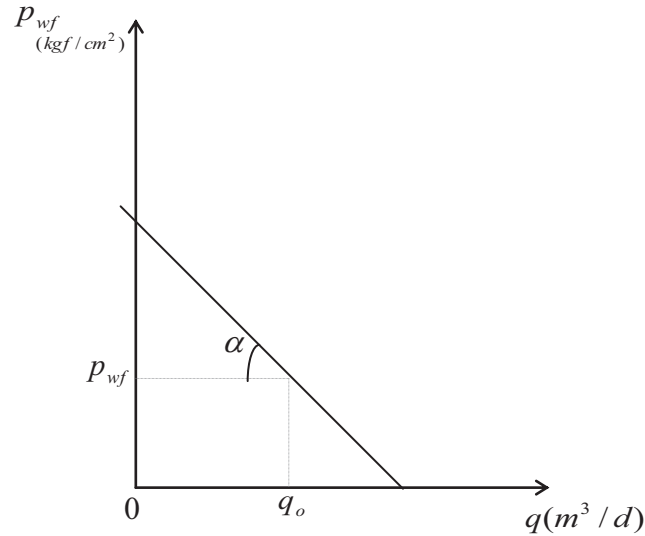


Figure III.4 : l'IPR d'un liquide à une seule phase

L'AOF est le débit maximum de la pression atmosphérique à fond de puits

III.3.2. Ecoulement diphasique dans le réservoir (équation de *Vogel*)

La courbe de l'IPR, pour un écoulement diphasique (liquide + gaz), est donnée par l'équation de *Vogel*. Cette équation est appropriée pour un gisement d'huile en présence du gaz, et où ($P_r < P_b$).

Vogel a obtenu l'équation suivante :

$$\frac{Q_0}{Q_0(\max)} = 1 - 0,2 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right) - 0,8 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2 \quad (\text{III. 2})$$

$Q_0(\max)$: débit maximal, il peut être déterminé en utilisant les données d'un test, c'est à dire, pour un débit donné du test, nous déterminons :

$$Q_0(\max) = \frac{Q_0(\text{test})}{1 - 0,2 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right) - 0,8 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2} \quad (\text{III. 3})$$

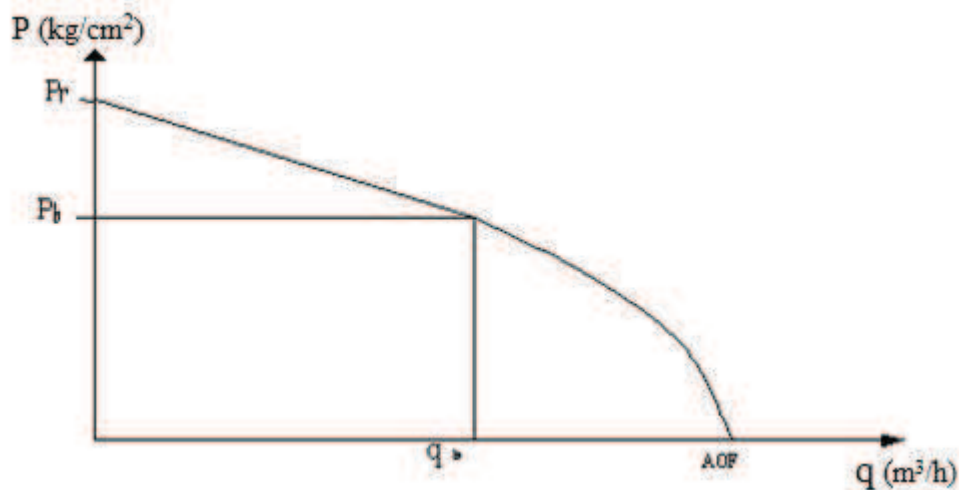


Figure III.5 : l'IPR d'un liquide à deux phase

III.3.3. Combinaison de l'écoulement monophasique et diphasique :

L'utilisation de l'équation de *Vogel* donne des bons résultats dans le cas où la pression de réservoir (P_r) est inférieure à la pression de bulle P_b , ($P_r < P_b$), et l'équation de *Darcy* dans le cas où la pression de bulle est inférieure à la pression de fond dynamique $P_{wf} > P_b$.

Dans le cas où $P_r > P_b > P_{wf}$

$$q_0 = q_b + \left(\frac{IP \times p_b}{1,8} \right) \left[1 - 0,2 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right) - 0,8 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right)^2 \right] \quad (\text{III. 4})$$

avec :

$$q_b = IP(p_r - p_b) \quad (\text{III. 5})$$

q_b : le débit où la pression de fond égale à la pression de bulle

III.3.4. Travail de *Standing* :

Standing a introduit l'effet de skin dans l'équation de *Vogel*, afin d'avoir une équation représentative du puits.

Il définit le facteur d'efficacité d'écoulement comme suit :

$$FE = \frac{p_r - p_{wf0}}{p_r - p_{wf}} \quad (\text{III. 6})$$

P_{f0} : la pression de fond théorique

avec :

$$p_{wf0} = p_{wf} + \Delta p_s \quad (\text{III. 7})$$

et

$$\Delta P_{skin} = 0,87 * S * m \quad (\text{III. 8})$$

avec :

$$s = 1,151 \left[\frac{p_{1hr} - p_{wf}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi * \mu * c_t * r_w^2} \right) + 3,23 \right] \quad (\text{III. 9})$$

et
$$m = \frac{162,6 * q * \beta * \mu}{kh} \quad (\text{III. 10})$$

où m la pente de la partie linéaire de la courbe de remontée de pression (*Build-up*).

En utilisant la définition précédente de l'efficacité d'écoulement (FE), l'équation de *Vogel* devient :

$$\frac{Q_0}{Q_0(\text{max})} = 1 - 0,2 * \left(\frac{p_{wf0}}{p_r}\right) - 0,8 * \left(\frac{p_{wf0}}{p_r}\right)^2 \quad (\text{III. 11})$$

Une relation reliant P_{wf} , P_{wf0} et FE peut être obtenue par la résolution de l'équation (III.6) pour P_{wf0}

$$\frac{p_{wf0}}{p_r} = 1 - FE \left(1 - \frac{p_{wf}}{p_r}\right) \quad (\text{III. 12})$$

$$\Rightarrow \frac{Q_0}{Q_0(\text{max})} = FE \left(1 - \frac{p_{wf}}{p_r}\right) * \left[1,8 - 0,8 * FE \left(1 - \frac{p_{wf}}{p_r}\right)\right] \quad (\text{III. 13})$$

III.4. Tubing performance curves (TPC) :

Elle représente la capacité de tubing de ramener le fluide depuis le fond de puits jusqu'à la tête de puits

La courbe TPC exprime le débit de fluide en fonction de la pression de fond dynamique pour l'écoulement dans le tubing ; le tracé de cette courbe repose principalement sur le calcul des pertes de charge dans le tubing.

Ce courbe est appelée courbe de performance du tubing (TPC). Chaque point de la courbe donne la pression requise au fond du puits P_{wf} pour produire un débit donné à la surface

Pour pouvoir alors établir cette courbe de performance de l'*Outflow*, il faut impérativement comprendre et connaître les types d'écoulement dans la conduite verticale (tubing)

Il s'agit d'un écoulement diphasique dans une conduite verticale, donc on aura l'équation générale de gradient de pression y compris les différents types de pertes de charge qu'on peut les rencontrer :

$$\left(\frac{dP}{dL}\right) = \left(\frac{dP}{dL}\right)_{ele} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_f + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{acc} \quad (\text{III. 14})$$

où :

$\left(\frac{dP}{dL}\right)$: Perte de charge totale.

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{ele} = \frac{g\rho}{g_c} * \sin \theta \quad (\text{Composante due à l'énergie potentielle})$$

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_f = \frac{f\rho v^2}{2g_c d} \quad (\text{Composante due au frottement})$$

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{acc} = \frac{\rho v dv}{g_c dL} \quad (\text{Composante due à l'énergie cinétique})$$

f : Coefficient de friction

ρ : la masse volumique kg/m³

v : la vitesse m/s

g_c : Coefficient de conversion

θ : l'angle de l'inclinaison de tubing

g : la gravité en m/s²

L : la longueur de tubing

III.4.1. L'évolution des études sur les courbes *Outflow* :

Dès 1939, *E.C. Babson* publia son premier travail sur l'écoulement multiphasique vertical. *W.E. Gilbert* a évolué dans cette étude de 1939 à 1940. Toutefois, il ne publia son travail qu'en 1954. La plus grande contribution de *Gilbert* reste le graphe de la pression en fonction de la profondeur, qu'il appela "gradient de pression".

Poettmann et Carpenter, en 1952, ont été les auteurs d'une évolution dans le domaine en établissant des corrélations plutôt que des courbes de gradient de pression. C'était là, la première approche mathématique qui a d'ailleurs, donné de bons résultats sur une marge de conditions d'écoulement plutôt importante. Les courbes de gradient de pression dessinées à partir de ces corrélations ont été largement utilisées pour le design des installations de gas-lift.

Plus récemment, il y a eu plusieurs autres corrélations. Parmi elles les plus connues sont : *Hagedorn & Brown*, *Orkiszewski* et *Ros*.

III.4.2. Les différentes corrélations de TPC :

Quatre corrélations sont actuellement utilisées en Algérie pour prévoir le profil de pression dans un puits, et ces corrélations sont : *Duns & Ros*, *Hagedorn & Brown*, *Orkiszewski*, et *Beggs & Brill*. Le domaine d'application de ces corrélations dépend de plusieurs facteurs tels que : diamètre de tubing, la densité de l'huile, GLR, et l'écoulement à deux phases avec ou sans water-cut. Une bonne performance des corrélations considérées en présentant une erreur relative inférieure ou égale à 20%.

1. Corrélation de *Duns & Ros*

La corrélation de *Duns & Ros* est développée pour un écoulement vertical d'un mélange du gaz et du liquide dans un puits. Cette corrélation est valable pour une large gamme de mélanges de pétrole et de gaz et les régimes d'écoulement. Bien que la corrélation est conçu pour être utilisé avec mélanges huile / gaz sèche, il peut aussi être applicable aux mélanges humides avec correction appropriée. Pour des teneurs en eau inférieure à 10%, la corrélation de *Duns & Ros* (avec un facteur de correction) a été pratiquée dans les régimes de bulles, bouchons et les régions de mousses. La performance de la corrélation est obtenue en suivant les facteurs ci-dessous :

- Diamètre de tubing : la chute de pression est perçue comme approximative aux prévisions pour une gamme de diamètre de tubing entre 1 et 3 in.
- Densité d'huile : des bonnes prévisions du profil de pression sont obtenus pour une large gamme de densités de pétrole (13-56 °API).
- GLR : La chute de pression est approximative aux prévisions pour une large gamme de GLR. Les erreurs deviennent particulièrement larges pour GLR au-dessus de 5000.
- Water-cut : cette corrélation n'est pas applicable pour l'écoulement polyphasique de mélange d'huile, eau et gaz. Cependant, la corrélation peut être utilisée avec un facteur de correction comme indiqué ci-dessus.

2. Corrélation de *Hagedorn & Brown*

Cette corrélation a été développée en utilisant les données obtenues à partir de 1500 ft (profondeur). La performance de la corrélation est obtenue en suivant les facteurs ci-dessous :

- Diamètre de tubing : Les pertes de charge sont prévues pour les diamètres entre 1 et 1,5 in, dans laquelle l'enquête expérimentale a été réalisée. Pour les diamètres supérieurs à 1,5 in la chute de pression est approximative aux prévisions.
- Densité d'huile : la corrélation de *Hagedorn & Brown* prévoir le profil de pression pour les huiles lourdes (13-25 °API) et pour les huiles légères (40-56 °API)
- GLR : La perte de charge est approximative aux prévisions pour GLR inférieure à 5000.
- Water-cut : La précision des prévisions de profil de pression est généralement bonne pour une large gamme de water-cuts.

3. Corrélation d'*Orkiszewski*

La corrélation d'*Orkiszewski* est une extension de travail de *Griffith & Wallis*. La corrélation est valable pour différents régimes d'écoulement. La performance de la corrélation est obtenue en suivant les facteurs ci-dessous :

- Diamètre de tubing : La corrélation fonctionne bien pour diamètre entre 1 et 2 in. La perte de charge est approximative aux prévisions pour les diamètres de tubing plus de 2 in.
- Densité d'huile : la corrélation d'*Orkiszewski* prévoit le profil de pression pour la densité d'huiles entre 13-30 °API. La perte de charge est approximative aux prévisions pour densité d'huile supérieure à 5000
- GLR : La précision de la corrélation *Orkiszewski* est très bonne pour GLR au-dessous de 5000. Les erreurs deviennent larges (> 20%) pour GLR supérieur à 5000.
- Water-cut : La corrélation prévoit la chute de pression avec une bonne précision pour une large gamme de water-cuts.

4. Corrélation de *Beggs & Brill*

La corrélation de *Beggs & Brill* développé pour les puits inclinés et pipelines de terrain accidenté. La performance de la corrélation est obtenue en suivant les facteurs ci-dessous :

- Diamètre de tubing : Pour la gamme dans laquelle l'étude expérimentale a été réalisée entre 1 et 1,5 in, les pertes de charge sont correctement estimées. La perte de charge est approximative aux prévisions pour les diamètres de tubing plus de 1,5 in.
- Densité d'huile : une bonne performance est obtenue sur une large gamme de densités de pétrole.
- GLR : en générale, une chute de pression approximative aux prévisions est obtenue avec l'augmentation de GLR. Les erreurs deviennent particulièrement importantes pour GLR au-dessus de 5000.

- Water-cut : La précision des prévisions de profil de pression est généralement bonne jusqu'à environ 10% de water-cut.

En générale les corrélations de *Orkiszewski* et *Hagedorn & Brown* sont valable pour les puits verticaux, avec ou sans water-cut, et devraient donc être considérées également comme le premier choix dans ces puits. Comme mentionné précédemment, la corrélation de *Duns & Ros* n'est pas applicable pour les puits avec water-cut, et doit être évitée pour de tels cas. La corrélation de *Beggs & Brill* applicable pour les puits inclinés, avec ou sans water-cut, et elle est actuellement le meilleur choix disponible pour les puits déviés. Toutefois, la méthode peut également être utilisée pour les puits verticaux comme le dernier choix.

III.4.3. Le choix de corrélation

Pour le choix d'une meilleure corrélation convenable a certain puits nous choisissons les corrélations la où les conditions d'application sont proche a notre cas et après on va procéder aux manières suivantes pour déterminer la corrélation convenable :

1. Introduisons les données du puits en plaçant le nœud au fond du puits ;
2. Tracer la courbe de chute de pression dans le tubing en fonction de la profondeur du puits par l'introduction d'une gauge (enregistreur de pression) ;
3. Tracer la courbe de chute de pression dans le tubing en fonction de la profondeur du puits pour chaque corrélation
4. La corrélation la plus adéquate c'est celle qui donne le profil de pression dans le tubing proche de celle mesurée.

III.4.4. La correction de la corrélation choisie

Malgré le choix de la corrélation la plus adéquate, il y a parfois une petite erreur et pour le corrigé on introduit un facteur multiplicateur L pour matching entre la courbe de corrélation et la courbe réel, ce facteur se situe entre 0.85 et 1.15

III.5. Les procédures d'application de l'analyse nodale

- déterminé un objectif spécifique pour le cas étudié ;
- Sélectionner l'endroit du nœud qui ressentie l'effet du changement dans le composant choisi ;
- Choisi la corrélation convenable et adapter cette corrélation par le facteur de correction L
- Développer les expressions pour l'inflow et l'outflow,

- Le jeu sur la case "sensitivités" permet d'introduire différentes valeurs de paramètre choisi, ce qui permet d'avoir différentes courbes de performance et donc les points de fonctionnement différentes.
- Le débit d'huile optimal c'est celui qui donne le maximum de cette courbe.

III.6. les applications de l'analyse nodale

- 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 ;
- Analyse de l'effet de la densité des perforations ;
- Evaluation de la performance des puits candidats aux stimulations ;
- Prévoir l'effet de la déplétion sur la production.

III.7. Aperçu sur le logiciel *WellFlo*

Toutes les compagnies pétrolières utilisent des logiciels qui les aident pour finaliser leurs travaux et parmi ces logiciels on trouve le software *WellFlo*. Le logiciel *WellFlo* est un outil informatique utilisé pour analyser les performances des puits. Il peut nous aider à :

- optimiser la production
- améliorer les performances des puits
- analyser le système de production
- déterminer les gradients de pression

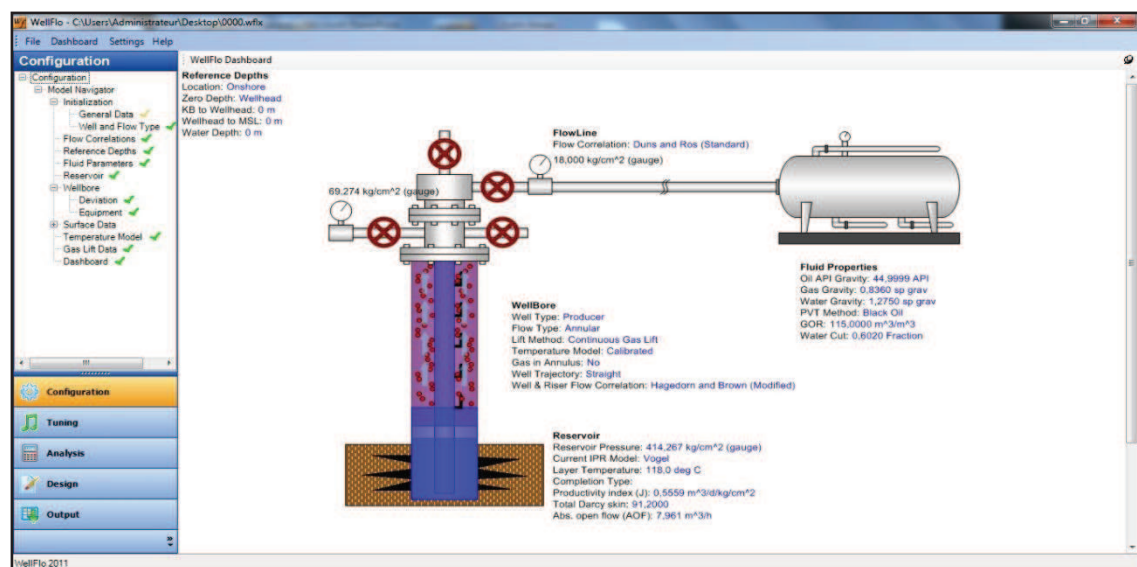


Figure III.6 : la façade de software *Wellflo*

Les données nécessaires pour l'utilisation du *WellFlo* sont :

Les Informations générales : tel que la compagnie, le nom de champs et le nom puits.

Type de puits : type de puits producteur ou injecteur / production naturelle ou artificielle.

Fluid type : le type de fluide produit.

Orientation de puits : vertical ou horizontal.

Les données PVT : Fenêtre tel que la densité de fluide, le R_s , le GOR, le WC, etc.

Les données du réservoir : tel que la pression la température la perméabilité le skin le rayon de drainage.

Les données des équipements : Introduction des données de complétion.

III.8. Application du Wellflo dans le domaine de traitement matriciel

L'utilisation du Wellflo dans le domaine de traitement matriciel des puits passe par les étapes suivantes :

- Modélisation du puits en prenant comme données de bases, les résultats d'un récent *Build-up* ou DST et rapport de complétion en date de l'essai.
- Le graphique ainsi obtenu est considéré comme cas de base.
- Le jeu sur la case "sensitivités" permet d'introduire plusieurs valeurs différentes de skin, ce qui permet d'avoir plusieurs courbes d'inflow différentes et donc plusieurs points de fonctionnements différents.
- Optimiser l'état du puits, par la détermination de la valeur de GOR optimum

IV.1. Les procédures de notre étude

1. On choisi quelque puits a un déclin de production importante au fil de temps, et des puits endommagé durant des opérations de forage ou *Work-over* ;
2. On obtient la perméabilité et le skin total à partir de l'interprétation de test de Build-up par la méthode d'*Horner* ;
3. Faire une analyse nodale par l'utilisation des résultats de l'interprétation de Buil-up pour construire le model a l'état actuel de ce puits ;
4. l'utilisation de software *Wellflo* on choisie la corrélation convenable a ce puits pour construire l'outflow ;
5. Faire une étude de sensivité par l'introduction des différentes valeurs de skin et prévoir la performance de ce puits à ces valeurs ;
6. Détermination de la valeur optimale de GOR dans les puits à la percée de gaz ;
7. Prévoir l'influence du water-cut sur la productivité dans les puits a percée d'eau ;
8. Faire une étude économique par l'estimation du gain possible de cette opération et la comparaison entre le gain et les frais de l'opération, et calculé le payout ;
9. A partir de l'étude économique nous obtenons une idée sur la rentabilité de cette opération, et on décide de programmer ou non une opération de traitement matriciel ;
10. Si on décide de faire l'opération sur quelque puits on fait une comparaison entre les gains possible de ces puits pour choisir les puits prioritaire à l'opération.

IV.2. Etude sur le puits OMO151

IV.2.1. Informations générales

Le tableau ci dessous donne les informations générales sur le puits OMO151 :

Tableau IV.1 : Les informations générales sur le puits OMO151

Zone	4
Date de fin de forage	04/10/1997
X	810650,14
Y	136449,88
Z Sol	165,2 m
Z table	172,85 m
Z 1VM	166,08 m
TVD	3420 m
Statut	producteur d'huile
Type de puits	vertical
Manifold	OMO35

IV.2.2. Complétion

La complétion de puits OMO151 se fait avec un tubing de en 4" ½, et le réservoir est laissé en open hole. Le tableau ci dessus donne les informations nécessaires sur la complétion :

Tableau VI.2 : les informations nécessaires sur la complétion de puits OMO151

<i>Nome</i>	<i>Profondeur (m)</i>	<i>OD (in)</i>	<i>ID (in)</i>
L.Nipple "R"	3249,99	4,5	3,69
L.Nipple "RN"	3262,22	4,5	3,46
Packer	3275,73	5,67	4
Sabot 7"	3297,23	—	—

IV.2.3. Les dernières opérations

Le tableau ci dessus présente les dernières opérations réalisé sur le puits OMO151 :

Tableau IV.3 : les dernières opérations réalisées sur le puits OMO151

<i>Type</i>	<i>Date d'opération</i>	<i>Opérations</i>
Slickline	28/02/2013	Grattage contrôle
Coiled Tubing	01/06/2012	Kick off
Coiled Tubing	31/05/2012	kill well
Diagraphies	23/04/2012	PLT

IV.2.4. Les tests réalisés sur le puits OMO151

Le tableau ci dessous donne tous les tests réalisés sur le puits OMO151 depuis sa mise en production :

Tableau IV.4 : Les tests réalisés sur le puits OMO151

<i>Type</i>	<i>Date</i>	<i>P_g (kg/cm²)</i>	<i>PFD (kg/cm²)</i>	<i>P_t (kg/cm²)</i>	<i>Q_{huile} (m³/h)</i>	<i>IP</i>	<i>HK</i>	<i>Skin</i>	<i>Duse</i>
DST	08/10/1997	211,29	202,95	57,85	5,02	2,449	5970	- 0,85	9,53
Build-up	23/02/1998	207,97	194,9	60	17,62	1,348	3350	2,15	18,26
Build-up	17/11/2001	205,23	197,44	74	6,81	0,87	2990	- 2,94	10,3

IV.2.5. Jaugeage

L'analyse des données de jaugeage, nous permet d'avoir une idée sur le suivi d'exploitation de puits. Le tableau ci dessous donne les derniers jaugeages réalisés sur le puits OMO151 :

Tableau IV.5 : Les derniers jaugeages réalisés sur le puits OMO151

<i>Date Mesure</i>	<i>Duse mm</i>	<i>Q (m³/h)</i>	<i>GOR (m³/m³)</i>	<i>Pt (kg/cm³)</i>	<i>P_{pipe} (kg/cm³)</i>	<i>P_{sép} (kg/cm³)</i>	<i>T_{tête} (C°)</i>	<i>Q_{eau} (l/h)</i>
23/09/2012	12	2.84	917	71.7	10.5	13.87	38	162
04/11/2012	12	2.76	1378	70	11.6	13.46	37	1256
01/03/2013	12	2.87	1555	70.94	11.48	12.63	19	1819
28/04/2013	12	1.96	1810	68.1	12.4	5.2	33	1625

IV.2.6. Les données PVT

- Densité moyenne d'huile en surface : $d_o = 0.8017$ sp.grav (API = 45)
- Densité de gaz : $d_g = 0,836$ sp.grav
- Densité d'eau : $d_w = 1,2748$ sp.grav
- Salinité de l'huile $S_o = 34$ mg/l.
- Salinité d'eau : $S_w = 83$ g/l
- Pression de bulle : $P_b = 153,966$ kg/cm²
- Température de gisement : $T = 118^\circ\text{c}$
- Saturation de gaz dessue : $R_s = 190,0359$ m³/m³
- Viscosité d'huile : $\mu_o = 0.24$ cp
- Le facteur volumétrique de fond : $B_o = 1.7$ m³/m³

IV.2.7. Historique de puits OMO151

Le puits OMO151 a été foré et complété en octobre 1997 pour produire de l'huile, atteignant un cumul de 1395906.39 m³ en avril 2013.

Le puits est un bon producteur depuis le démarrage de production en 1997, lors de DST, le puits a donné un débit de 5,02 m³/h sur une Duse 9.5 mm, ce débit ne cesse de s'accroître pour atteindre en 29/01/2000 26,87 m³/h sur une Duse 25,4 mm, au fil du temps, le débit a chuté et a connu quelque perturbation jusqu'au 28/04/2013 (**Figure IV.1**), où nous avons enregistré une réduction significative atteignant 1,96 m³/h, cette réduction peut être due à l'effet de migration de fine, l'augmentation de GOR au fil du temps, et la production d'eau à partir de 10/10/2007.

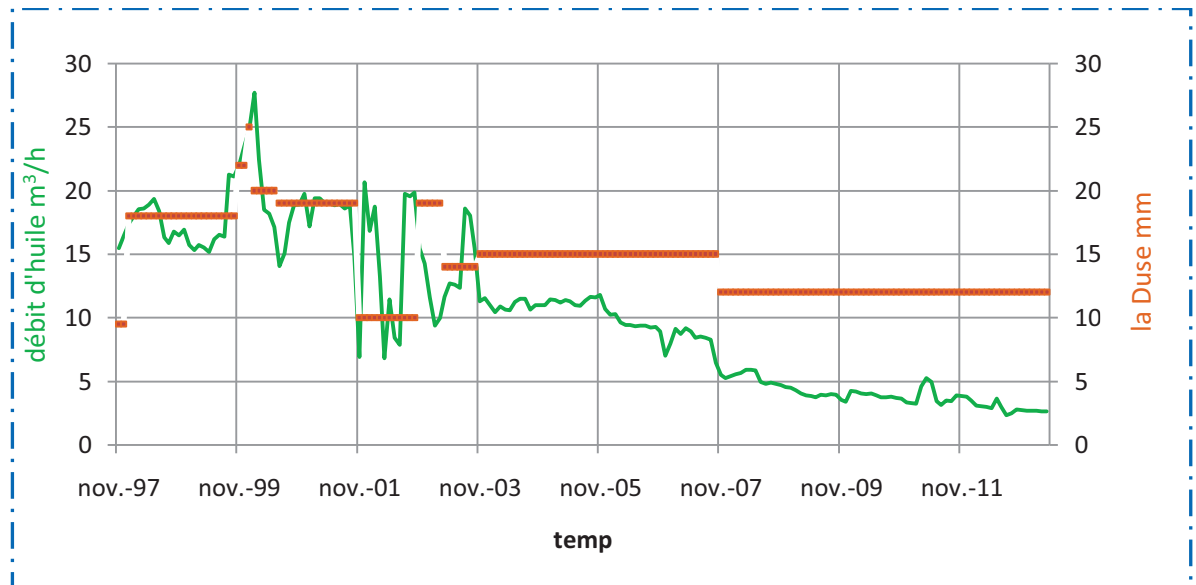


Figure VI.1 : courbe de déclin de production

Note : le traitement matriciel n'a pas été pratiqué sur le puits OMO151.

IV.2.8. Evaluation de la perméabilité et le skin par l'interprétation des données de *Build-up*

Pour l'interprétation du test de *Build-up* on utilise la méthode de *Horner*. Afin d'utiliser la méthode de *Horner*, on doit tout d'abord tracer un graphique à l'échelle semi-logarithmique qui exprime la variation de la pression de fond en fonction de $(\Delta t + t_p)/\Delta t$ (Figure IV.2). Ensuite, on calcule les différents paramètres tels que : la pente, la perméabilité et le skin.

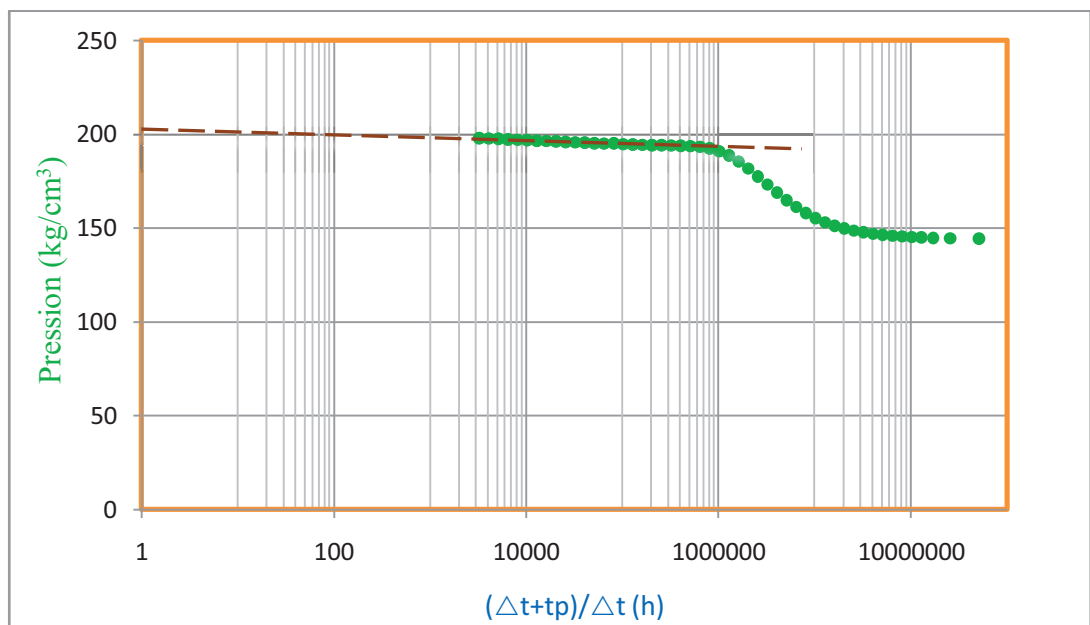


Figure IV.2 : Courbe de l'interprétation du test de *Build-up* par la méthode de *Horner*

a. Calcul de la pente

A partir de la courbe de *Horner*, on choisit la partie linéaire pour calculer la pente qui est donné par la formule suivante :

$$m = \left| \frac{p_{wf2} - p_{wf1}}{\log(t_2) - \log(t_1)} \right|$$

$$m = \left| \frac{190,776 - 190,185}{\log(3,999) - \log(1,265)} \right|$$

Donc : $m = 1,181$

b. Calcul de la perméabilité

On calcul la perméabilité par la relation suivante :

$$k = \frac{21,5 \times Q \mu \beta_0}{mh}$$

$$k = \frac{21,5 \times 2,69 \times 24 \times 1,7 \times 0,24}{1,181 \times 93}$$

Donc : $k = 5,156 \text{ md}$

c. Calcul de skin

A partir de la courbe de *Horner*, on cherche la pression qui correspond à ($\Delta t = 1h$), puis on calcul la valeur de skin par la formule suivante :

on a : $P_{ws}(1h) = 189,939 \text{ bar}$

$$S = 1,151 \left[\frac{p_{1hr} - p_{wf}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3,10 \right]$$

$$S = 1,151 \left[\frac{189,939 - 141,311}{1,181} - \log \left(\frac{5,156}{0,075 \times 0,24 \times 0,000451 \times 0,0762^2} \right) + 3,10 \right]$$

Donc : $S = 41,707$

La valeur de skin trouvé est **41,707** ce que signifie que le puits est endommagé.

IV.2.9. Analyse Nodale

On utilise le logiciel "*WellFlo*" pour établir la courbe de performance de ce puits, et pour prévoir le débit optimal.

IV.2.9.1. Choix de corrélation

Pour le choix d'une meilleure corrélation convenable de ce puits on trace les courbes de chute de la pression en fonction de la profondeur par la descende de gauge dans le puits et par l'utilisation des corrélations suivante :

1. Corrélation de *Duns & Ros*
2. Corrélation de *Hagedorn & Brown*
3. Corrélation d'*Orkiszewski*
4. Corrélation de *Beggs & Brill*

Et en choisie la corrélation la plus proche a celle mesurée dans la figure indiquée ci-dessous :

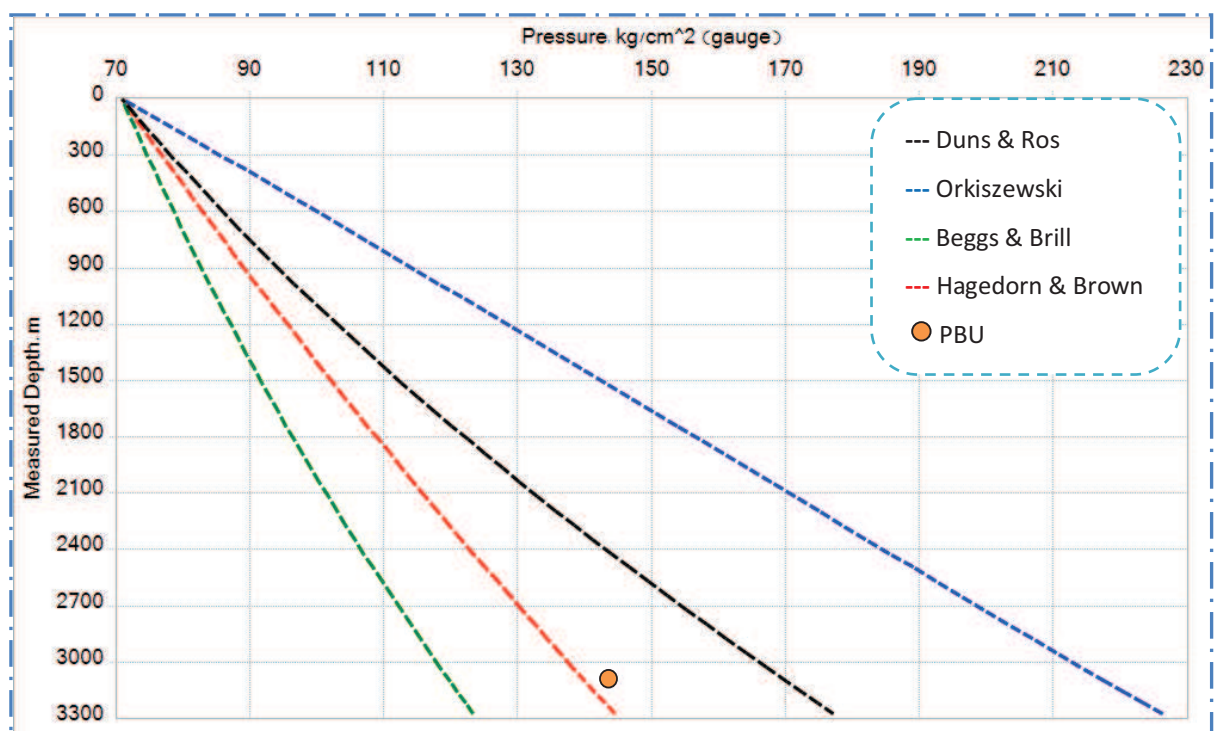


Figure IV.3 : profil de pression par différentes corrélation du puits OMO151

On remarque que la courbe de la corrélation de *Hagedorn & Brown* est la plus proche de celle mesurée.

A partir de wellflo on a le facteur de correction l est égale : 1,0505

IV.2.9.2. La performance de puits OMO151 a l'état actuel

La courbe de performance de ce puits, est représentée sur la Figure IV.4

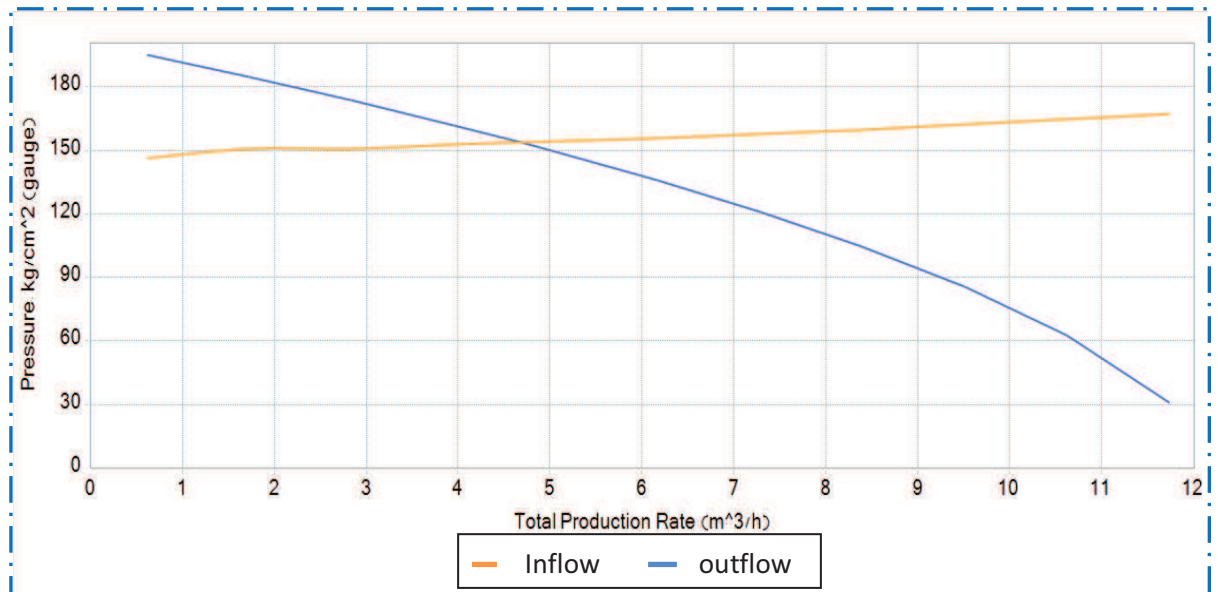


Figure IV.4 : Le model de puits OMO151 a l'état actuel

IV.2.9.3. Etude de Sensitivités

a. Estimation de débit a différente valeur de skin

On introduit les différentes valeurs de skin pour prévoir le débit de chaque valeur pour avoir une idée sur la rentabilité de l'opération de traitement matriciel sur le puits OMO151.

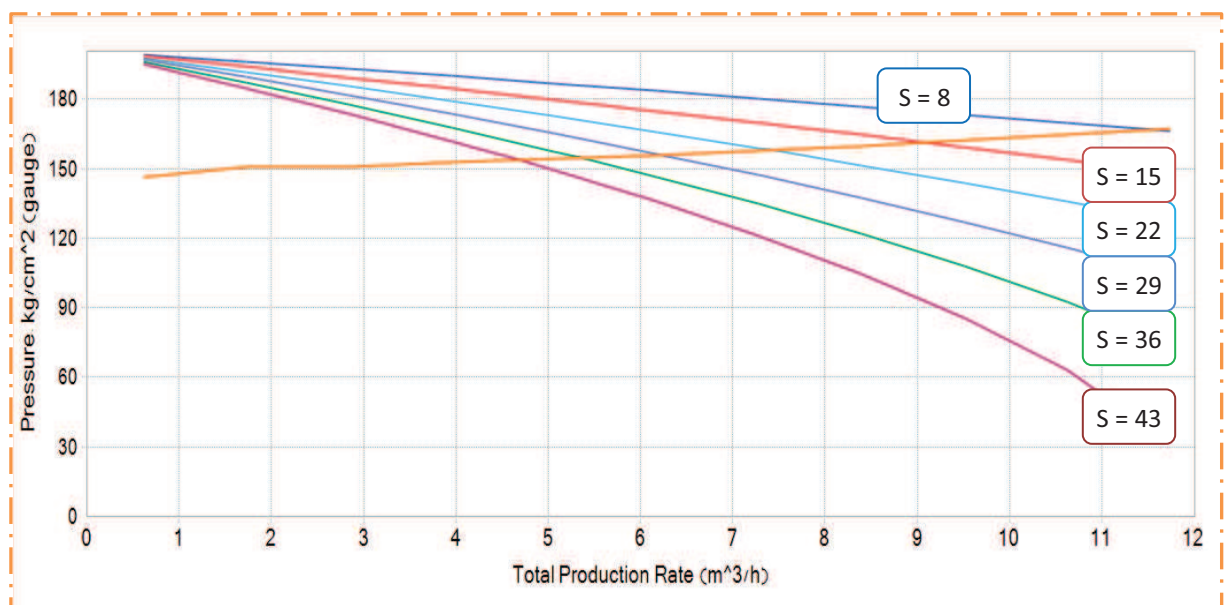


Figure IV.5 : courbe de performance de puits OMO151 pour différent valeur de skin

Le tableau suivant présente les différentes valeurs de skins et leurs débits correspondant

Tableau IV.6 : les différentes valeurs de skins et leurs débits correspondant

Skin	43	36	29	22	15	8
Débit d'huile	2,88	3,28	3,81	4,54	5,57	7,1

b. Optimisation de GOR

Pour une amélioration des résultats de ce puits on a trouvé la valeur optimale de GOR

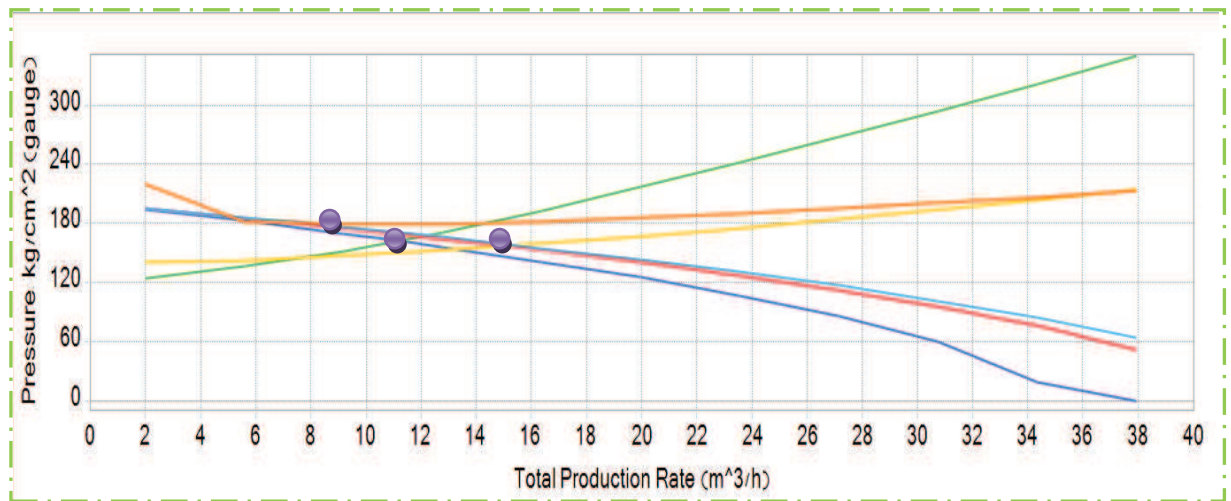


Figure IV.6 : courbe de performance de puits OMO151 pour différent valeur de GOR

Le tableau suivant présente les différentes valeurs de GOR et leurs débits correspondant

Tableau IV.7 : les différentes valeurs de GOR et leurs débits correspondant

<i>GOR</i>	490	930	3000
<i>Débit d'huile</i>	4,9	9,21	6,87

c. L'influence du water-cut sur la productivité

Les venues d'eau jouent un rôle néfaste à la production car elle fait augmenter la densité de l'effluent, donc la colonne de production sera alourdie. L'influence de water-cut sur la production d'huile est représentée par la figure ci-dessous :

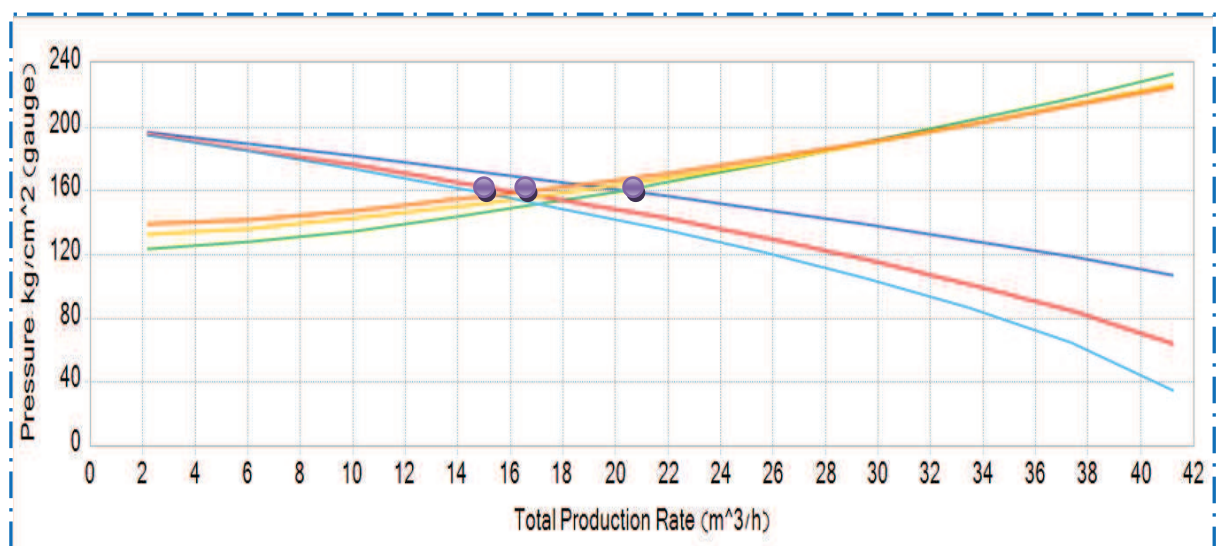


Figure IV.7 : courbe de performance de puits OMO151 pour différent valeur de water-cut

Le tableau suivant présente les différentes valeurs de water-cut et leurs débits correspondant

Tableau IV.8 : les différentes valeurs de water-cut et leurs débits correspondant

WC	0,38	0,29	0,1
Débit d'huile	9,59	12,19	18,31

IV.2.10. Le puits OMO151 à différents états

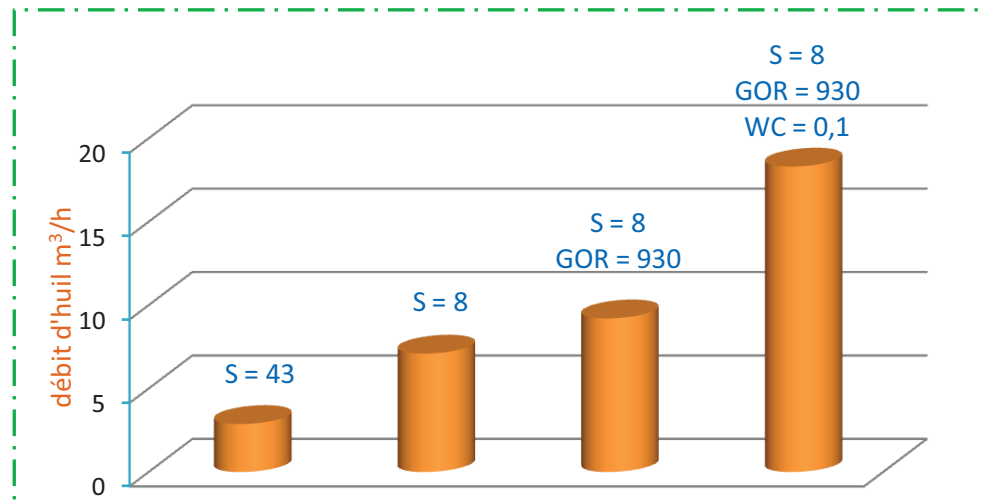


Figure IV.8 : Le puits OMO151 à différents états

IV.2.11. Etude économique

Pay out des opérations : le pay out d'une opération est égal au nombre de jours de production qu'un puits traité doit livrer après traitement, pour couvrir le coût de l'opération par le gain net réalisé suite au traitement, le prix de base sur lequel est calculé le payout est de 90 \$/bbl.

$$\text{Pay out (jours)} = \frac{\text{Coût estimé}}{\text{Gain estimé (bbl/jour)} * \text{prix du bbl}}$$

$$\text{Gain estimé (bbl/jour)} = \text{débit après l'opération} - \text{débit avant l'opération}$$

Pour une acidification globale :

$$\text{Pay out (jours)} = \frac{120000}{4,22 \times 24 \times 6,28 \times 90}$$

Donc :

$$\text{Pay out (jours)} = 2 \text{ jours}$$

Pour une acidification sélectif ou acidification globale avec cimentation

$$\text{Pay out (jours)} = \frac{250000}{15,43 \times 24 \times 6,28 \times 90}$$

Donc :

$$\text{Pay out (jours)} = 1,2 \text{ jours}$$

IV.3. Etude sur le puits MD630

IV.3.1. Informations générales

Le tableau ci dessous donne les informations générales sur le puits MD630 :

Tableau IV.9 : les informations générales sur le puits MD630

Zone	HZS
Date de fin de forage	06/05/2010
X	795812,9781
Y	117340,4314
Z Sol	162,33 m
Z table	173 m
Z 1VM	163,63 m
TVD	3405 m
Statut	producteur d'huile
Type de puits	vertical
Manifold	W1C S

IV.3.2. Complétion

La complétion de puits MD630 se fait avec un tubing de en 4" ½, et le réservoir est laissé en open hole. Le tableau ci dessus donne les informations nécessaires sur la complétion :

Tableau VI.10 : les informations nécessaires sur la complétion de puits MD630

<i>Nome</i>	<i>Profondeur (m)</i>	<i>OD (in)</i>	<i>ID (in)</i>
L.Nipple "R"	3390,43	4,97	3,69
L.Nipple "RN"	3400,9	4,97	3,46
Packer	3412,63	5,67	4
Sabot 7"	3427,8	—	—

IV.3.3. Les dernières opérations

Le tableau ci dessus présente les dernières opérations réalisé sur le puits MD630

Tableau IV.11 : les dernières opérations réalisées sur le puits MD630

Type	Date d'opération	Opérations
Coiled Tubing	12/04/2013	kick off CCE
Slickline	09/01/2011	Grattage contrôle CCE
Diagraphies	13/05/2010	GR/ CBL/VDL
Coiled Tubing	08/12/2011	Kick off

IV.3.4. Les tests réalisés sur le puits MD630

Le tableau ci dessous donne tous les tests réalisés sur le puits MD630 depuis sa mise en production :

Tableau IV.12 : les tests réalisés sur le puits MD630

Type	Date	P_g (kg/cm ²)	PFD (kg/cm ²)	P_t (kg/cm ²)	Q_{huile} (m ³ /h)	IP	HK	Skin	Duse
DST	09/05/2010	432,36	278,97	73,1	13,8	0,089	1420	88,9	12,7

IV.3.5. Jaugeage

L'analyse des données de jaugeage, nous permet d'avoir une idée sur le suivi d'exploitation de puits. Le tableau ci dessous donne les derniers jaugeages réalisés sur le puits MD630 :

Tableau IV.13 : les derniers jaugeages réalisés sur le puits MD630

Date Mesure	Duse mm	Q (m ³ /h)	GOR (m ³ /m ³)	P_t (kg/cm ³)	P_{pipe} (kg/cm ³)	$P_{sép}$ (kg/cm ³)	$T_{tête}$ (C°)	Q_{eau} (l/h)
06/02/2012	12	2.84	107	20.2	16.8	4.59	7	50
25/08/2012	12	2.76	235	20.6	15.8	4.08	31	1450
26/11/2012	12	2.87	194	20.5	17	2.45	21	1300
09/03/2013	12	1.96	115	18	17	5.1	23	1800

IV.3.6. Les données PVT

- Densité moyenne d'huile en surface : $d_o = 0.8017$ sp.grav (API = 45)
- Densité de gaz : $d_g = 0,836$ sp.grav
- Densité d'eau : $d_w = 1,2748$ sp.grav
- Salinité de l'huile $S_o = 31$ mg/l
- Salinité d'eau : $S_w = 20$ g/l

- Pression de bulle : $P_b = 153,966 \text{ kg/cm}^2$
- Température de gisement : $T = 118^\circ\text{C}$
- Saturation de gaz dessue : $R_s = 190,0359 \text{ m}^3/\text{m}^3$
- Viscosité d'huile : $\mu_o = 0.307 \text{ cp}$
- Le facteur volumétrique de fond : $B_o = 1.52 \text{ m}^3/\text{m}^3$

IV.3.7. Historique de puits MD630

Le puits MD630 a été foré et complété en octobre 2010 pour produire de l'huile, atteignant un cumul de 28142.17 m^3 en avril 2013.

Le puits est un bon producteur depuis le démarrage de production en 2010, lors de DST, le puits a donné un débit de $13,8 \text{ m}^3/\text{h}$ sur une Duse $12,7 \text{ mm}$, malgré le skin est élevé (93) a cause de l'endommagement par la boue de forage, au fil du temps, le débit a chuté et a connu quelque perturbation jusqu'au 09/03/2013 (Figure IV.9), où nous avons enregistré une réduction significative atteignant $3.94 \text{ m}^3/\text{h}$, cette réduction peut être due à l'effet de migration de fine, et la production d'eau a partir de 25/08/2012.

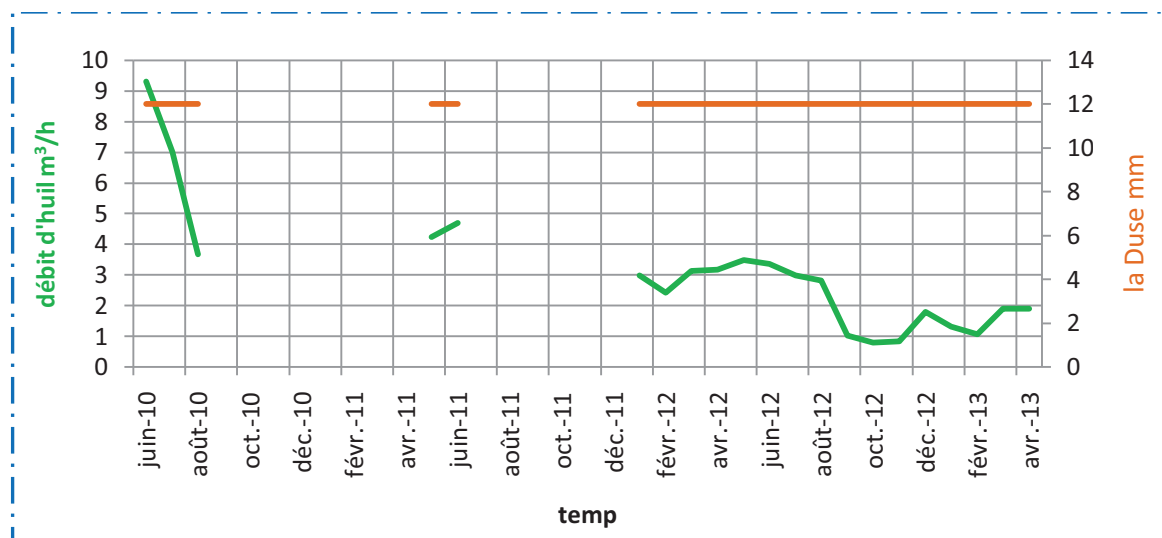


Figure IV.9 : courbe de déclin de production

Note : le traitement matriciel n'a pas été pratiqué sur le puits MD630.

IV.3.8. Evaluation de la perméabilité et le skin par l'interprétation des données de *Build-up*

Pour l'interprétation du test de *Build-up* on utilise la méthode de *Horner*. Afin d'utiliser la méthode de *Horner*, on doit tout d'abord tracer un graphique à l'échelle semi-logarithmique

qui exprime la variation de la pression de fond en fonction de $(\Delta t + t_p)/\Delta t$ (Figure IV.10). Ensuite, on calcule les différents paramètres tels que : la pente, la perméabilité et le skin.

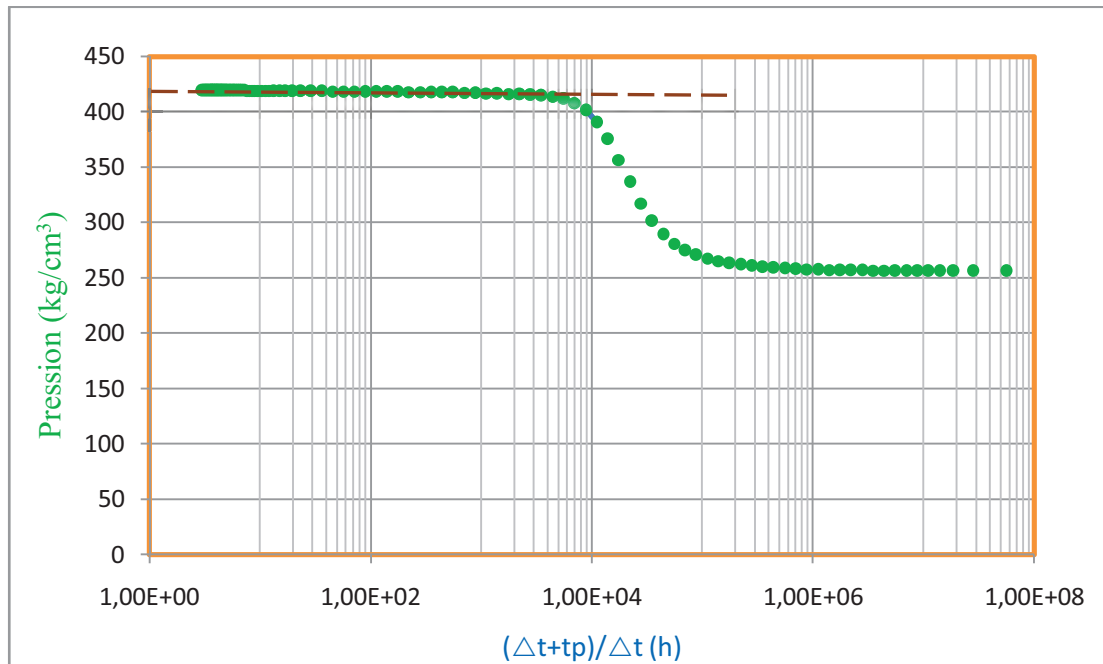


Figure IV.10 : Courbe de l'interprétation du test de *Build-up* par la méthode de *Horner*

a. Calcul de la pente

A partir de la courbe de *Horner*, on choisit la partie linéaire pour calculer la pente qui est donné par la formule suivante :

$$m = \left| \frac{p_{wf2} - p_{wf1}}{\log(t_2) - \log(t_1)} \right|$$

$$m = \left| \frac{411,386 - 411,378}{\log(13854,873) - \log(13341,820)} \right|$$

Donc : $m = 0,488$

b. Calcul de la perméabilité

On calcule la perméabilité par la relation suivante :

$$k = \frac{21,5 * Q \mu \beta_0}{mh}$$

$$k = \frac{21,5 \times 0,78 \times 24 \times 1,52 \times 0,307}{0,488 \times 41}$$

Donc : $k = 9,387md$

c. Calcul de skin

A partir de la courbe de *Horner*, on cherche la pression qui correspond à ($\Delta t = 1h$), puis on calcul la valeur de skin par la formule suivante :

on a : $P_{ws}(1h) = 291,750 \text{ bar}$

$$S = 1,151 \left[\frac{p_{1hr} - p_{wf}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3,10 \right]$$

$$S = 1,151 \left[\frac{291,750 - 251,303}{0,488} - \log \left(\frac{9,387}{0,07 \times 0,307 \times 0,000272 \times 0,0762^2} \right) + 3,10 \right]$$

Donc : $S = 89,4$

La valeur de skin trouvé est $89,4$ ce que signifie que le puits est endommagé.

IV.3.9. Analyse Nodale

On utilise le software "*WellFlo*" pour établir la courbe de performance de ce puits, et pour prévoir le débit optimal.

IV.3.9.1. Choix de corrélation

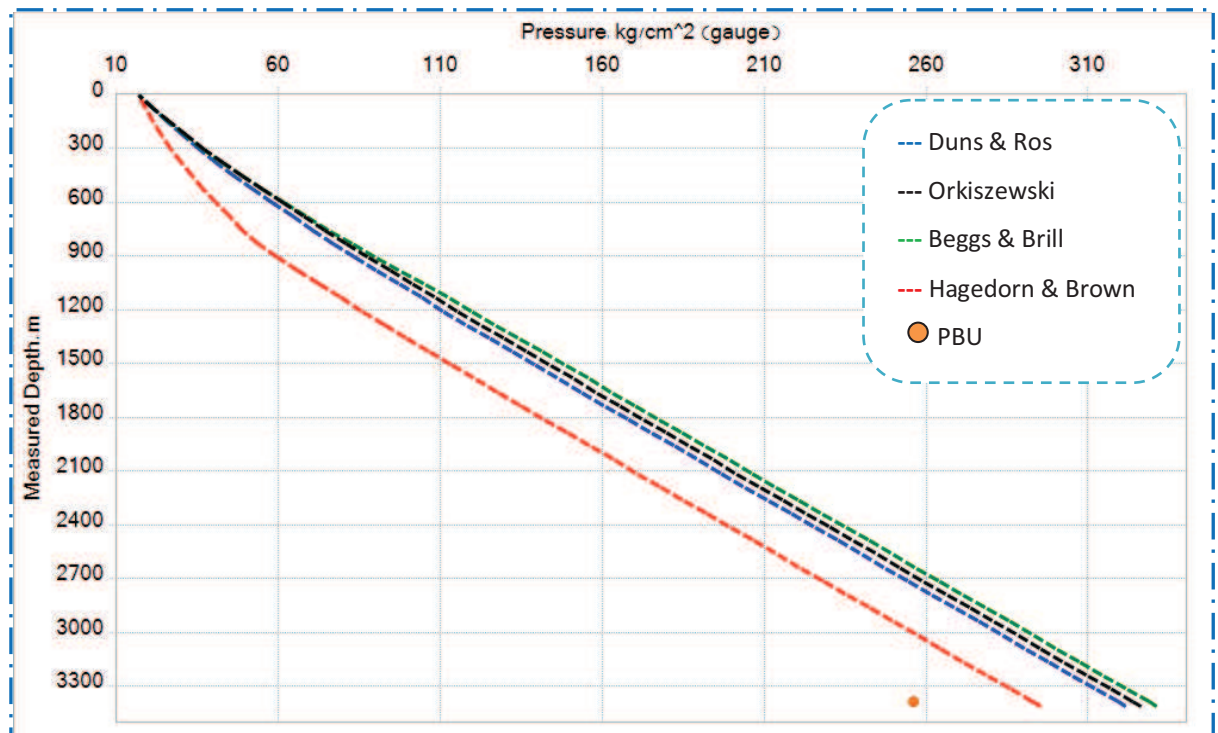


Figure IV.11 : profil de pression par différentes corrélations du puits MD630

Pour le choix d'une meilleure corrélation convenable de ce puits on trace les courbes de chute de la pression en fonction de la profondeur par la descente de gauge dans le puits et par l'utilisation des corrélations suivante :

1. Corrélation de *Duns & Ros*
2. Corrélation de *Hagedorn & Brown*
3. Corrélation d'*Orkiszewski*
4. Corrélation de *Beggs & Brill*

Et en choisie la corrélation la plus proche a celle mesurée dans la figure indiquée ci-dessus.

On remarque que la courbe de la corrélation de *Hagedorn & Brown* est la plus proche de celle mesurée.

A partir de wellflo on a le facteur de correction l est égale : 0,89

IV.3.9.2. La performance de puits MD630 a l'état actuel

La courbe de performance de ce puits, est représentée sur la **Figure IV.12**

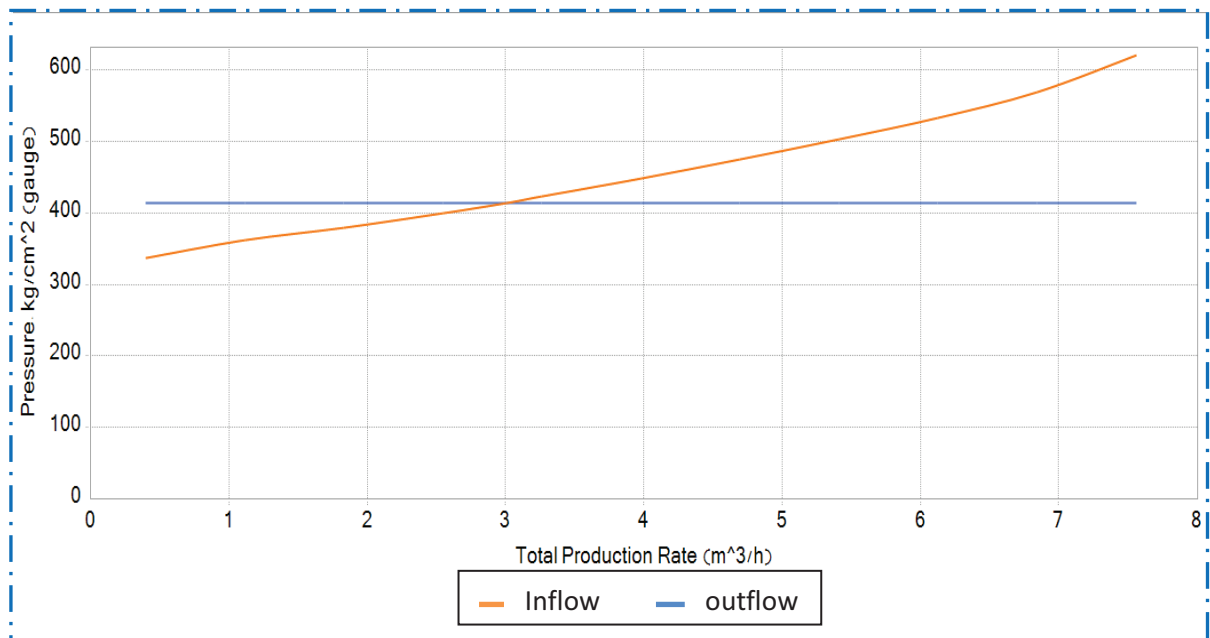


Figure IV.12 : Le model de puits MD630 a l'état actuel

IV.3.9.3. Etude de Sensitivités

a. Estimation de débit a différente valeur de skin

On introduit les différentes valeurs de skin pour prévoir le débit de chaque valeur pour avoir une idée sur la rentabilité de l'opération de traitement matriciel sur le puits MD630

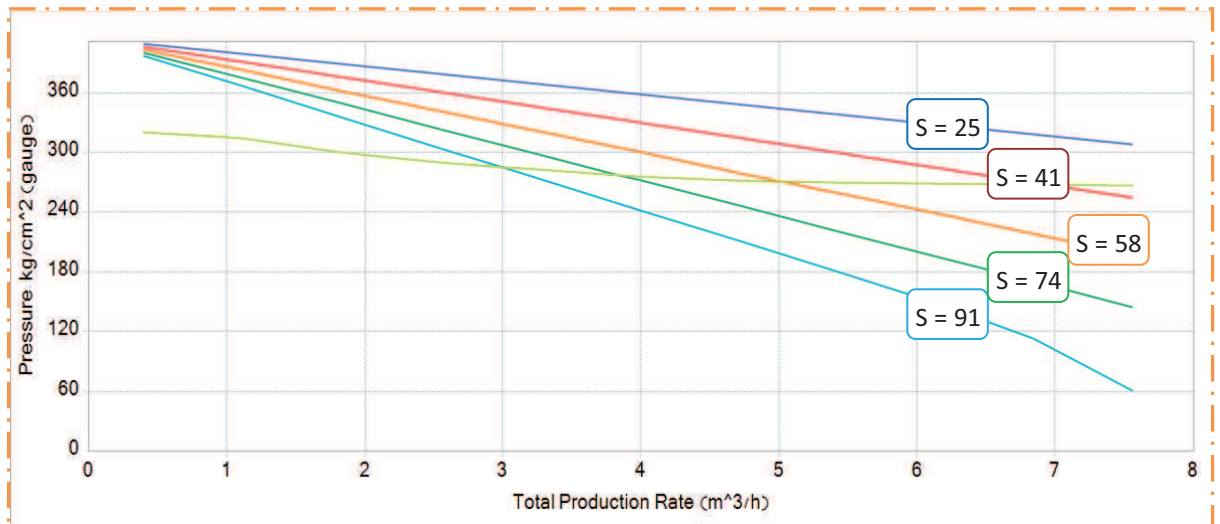


Figure IV.13 : courbe de performance de puits MD630 pour différent valeur de skin

Le tableau suivant présente les différentes valeurs de skins et leurs débits correspondant

Tableau IV.14 : les différentes valeurs de skins et leurs débits correspondant

Skin	91	74	58	41	25
Débit d'huile	1,2	1,53	2,01	2,77	4,2

b. Influence du water-cut

Les venues d'eau jouent un rôle néfaste à la production car elle fait augmenter la densité de l'effluent, donc la colonne de production sera alourdie. L'influence de WC sur la production d'huile est représentée par la figure ci-dessous :

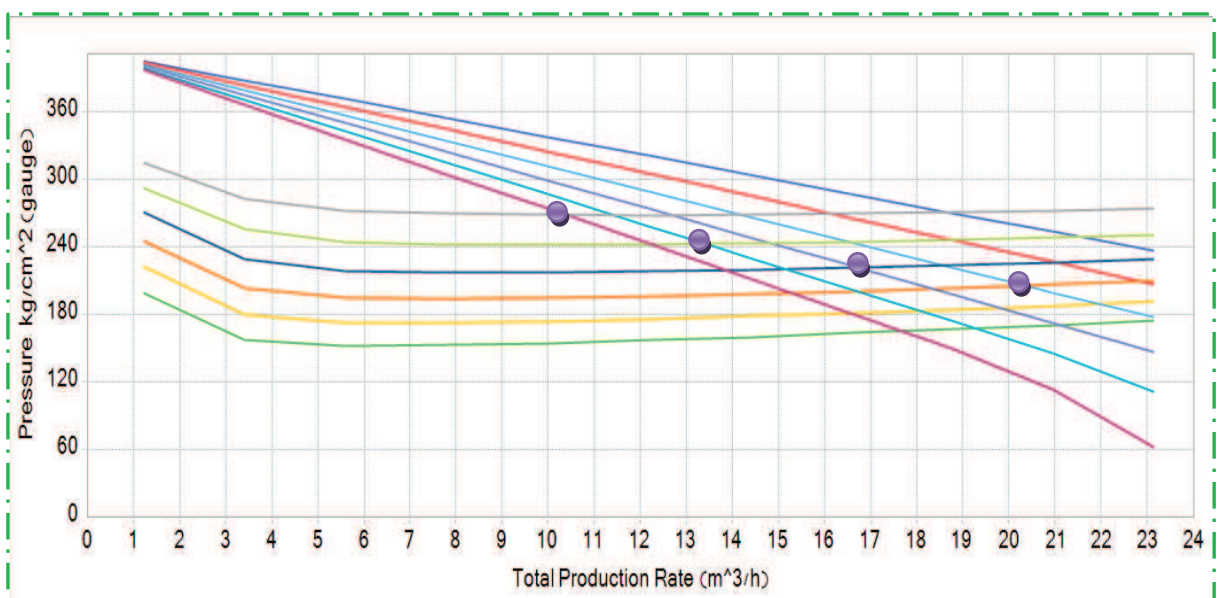


Figure IV.14 : courbe de performance de puits MD630 pour différent valeur de water-cut

Le tableau suivant présente les différentes valeurs de water-cut et leurs débits correspondant

Tableau IV.15 : les différentes valeurs de water-cut et leurs débits correspondant

WC	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1
Débit d'huile	4,15	6,71	10,03	14,27	19,68	26,63

IV.3.10. Le puits MD630 à différents états

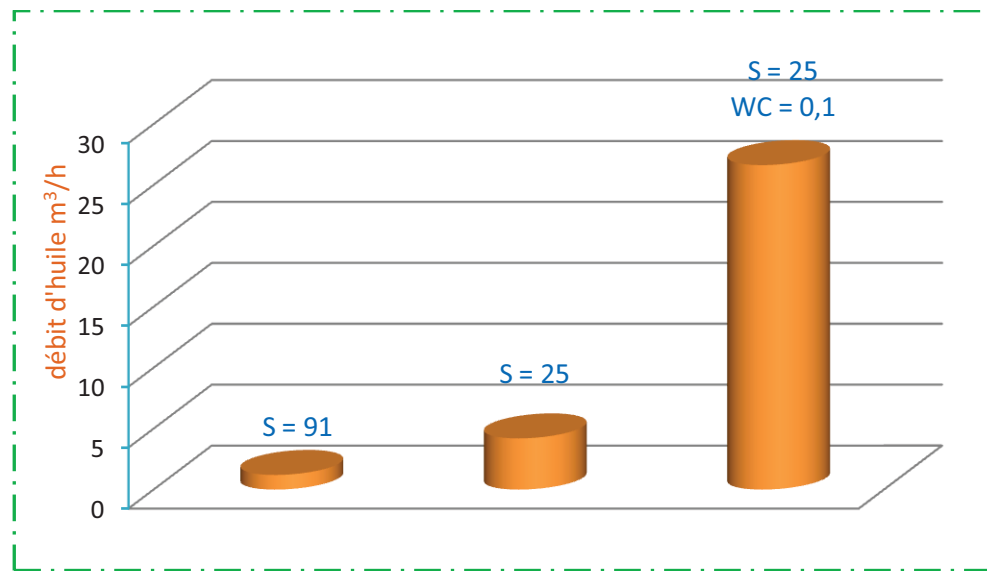


Figure IV.15 : Le puits MD630 à différents états

IV.3.11. Etude économique

Pour une acidification globale :

$$\text{Pay out (jours)} = \frac{120000}{3 \times 6,28 \times 24 \times 90}$$

Donc :

$$\text{Pay out (jours)} = 3 \text{ jours}$$

Pour une acidification sélectif ou acidification globale avec cimentation

$$\text{Pay out (jours)} = \frac{250000}{25,43 \times 6,28 \times 24 \times 90}$$

Donc :

$$\text{Pay out (jours)} = 0,72 \text{ jours}$$

IV.4. Etude sur le puits OMO712

IV.4.1. Informations générales

Le tableau ci dessous donne les informations générales sur le puits OMO712 :

Tableau IV.16 : les informations générales sur le puits OMO712

Zone	6
Date de fin de forage	25/01/1991
X	818253,313
Y	131900,953
Z Sol	137,79 m
Z table	145,39 m
Z 1VM	138,79 m
TVD	3369 m
MD	3411 m
Statut	producteur d'huile
Type de puits	incliné
Manifold	LDHP

IV.4.2. Complétion

La complétion de puits OMO712 se fait avec un tubing de en 4" ½, et liner cimenté perforé. Le tableau ci dessus donne les informations nécessaires sur la complétion :

Tableau IV.17 : informations nécessaires sur la complétion de puits OMO712

<i>Nome</i>	<i>Profondeur (m)</i>	<i>OD (in)</i>	<i>ID (in)</i>
<i>L.Nipple "R"</i>	3169,54	4,5	3,69
<i>L.Nipple "RN"</i>	3262,22	4,5	3,46
<i>Packer</i>	3181,4	5,67	4
<i>Sabot 7"</i>	3184,	—	—

IV.4.3. Les caractéristiques pétrophysiques du réservoir

Le puits présent des bonnes caractéristiques pétrophysiques, il traverse deux drains importants I-D et D1-ZP. Le tableau suivant présente les caractéristiques de ces différents drains :

Tableau IV.18 : les caractéristiques pétrophysiques de puits OMO712

<i>Drain</i>	<i>Intervalle(m)</i>	<i>Epaisseur(m)</i>	<i>K (md)</i>	<i>Porosité (%)</i>	<i>So (%)</i>	<i>Sw (%)</i>
<i>D2</i>	3300-3310	10	9.23	8.35	30.01	12.62
<i>I-D</i>	3310-3338	28	57.76	10.35	44.59	5.56
<i>D1-ZP</i>	3338-3369	31	76.05	11.74	59.44	14.22
<i>R2</i>	3369-3405	36	4.57	12.57	38.17	17.59

IV.4.4. Les dernières opérations

Le tableau ci-dessus présente les dernières opérations réalisées sur le puits OMO712 :

Tableau IV.19 : les dernières opérations réalisées sur le puits OMO712

Type	Date d'opération	Opérations
Slickline	21/11/2012	Grattage contrôle
Diagraphies	06/08/2011	PER
Coiled Tubing	13/08/2011	Kick off

IV.4.5. Les tests réalisés sur le puits OMO712

Le tableau ci-dessous donne tous les tests réalisés sur le puits OMO712 depuis sa mise en production :

Tableau IV.20 : les tests réalisés sur le puits OMO712

Type	Date	P_g (kg/cm ²)	PFD (kg/cm ²)	P_t (kg/cm ²)	Q_{huile} (m ³ /h)	IP	HK	Skin	Duse
DST	29/01/1991	264,41	254,24	81,2	7,26	3,82	6648	1	9,5
EP BU	20/04/1991	261,13	240,19	77	33,89	1,629	2788	- 0,6	23

IV.4.6. Jaugeage

L'analyse des données de jaugeage, nous permet d'avoir une idée sur le suivi d'exploitation de puits. Le tableau ci-dessous donne les derniers jaugeages réalisés sur le puits OMO712 :

Tableau IV.21 : les derniers jaugeages réalisés sur le puits OMO712

Date Mesure	Duse mm	Q (m ³ /h)	GOR (m ³ /m ³)	P_t (kg/cm ³)	P_{pipe} (kg/cm ³)	$P_{sép}$ (kg/cm ³)	$T_{tête}$ (C°)	Q_{eau} (l/h)
24/10/2011	26	5,9	3309	60	27,8	10,71	32	0
03/02/2012	26	5,91	2717	63	27	11,83	30	0
28/07/2012	26	5,49	2721	51	26,5	8,57	36	0
25/10/2012	26	3,94	3958	58	31	10,3	31	0

IV.4.7. Les données PVT

- Densité moyenne d'huile en surface : $d_o = 0.8017$ sp.grav (API = 45)
- Densité de gaz : $d_g = 0,836$ sp.grav
- Densité d'eau : $d_w = 1,2748$ sp.grav

- Salinité de l'huile $S_o = 44 \text{ mg/l}$
- Pression de bulle : $P_b = 183,966 \text{ kg/cm}^2$
- Température de gisement : $T = 118^\circ\text{c}$
- Saturation de gaz dessue : $R_s = 219,387 \text{ m}^3/\text{m}^3$
- Viscosité d'huile : $\mu_o = 0.2 \text{ cp}$
- Le facteur volumétrique de fond : $B_o = 1.81 \text{ m}^3/\text{m}^3$

IV.4.8. Historique de puits OMO712

Le puits OMO712 a été foré et complété en janvier 1991 pour produire de l'huile, atteignant un cumul de 2192606.46 m^3 en avril 2013.

Le puits est un bon producteur depuis le démarrage de production en 1991, lors de DST, le puits a donné un débit de $7,26 \text{ m}^3/\text{h}$ sur une Duse 9.53 mm , ce débit ne cesse de s'accroître pour atteindre dans deux moi $33.2 \text{ m}^3/\text{h}$ sur une Duse 23 mm , au fil du temps, le débit a chuté et a connu quelque perturbation jusqu'au 25/10/2012 (Figure IV.16), où nous avons enregistré une réduction significative atteignant $3.94 \text{ m}^3/\text{h}$, cette réduction peut être due à l'effet de migration de fine et l'augmentation de GOR au fil du temps.

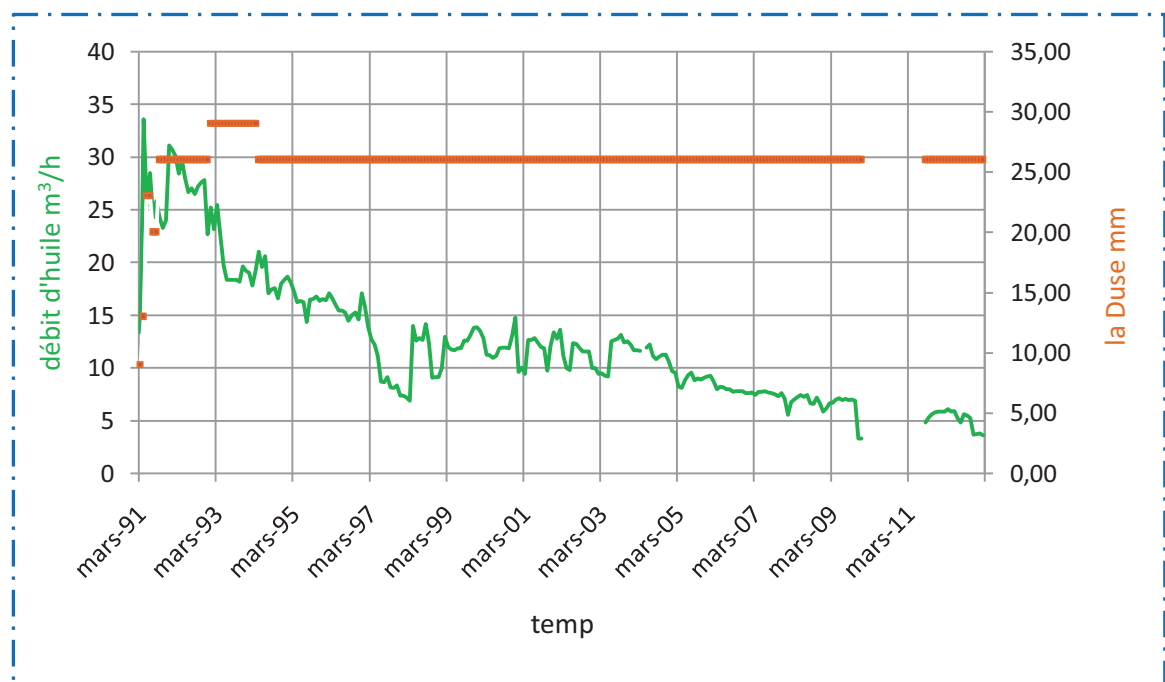


Figure IV.16 : courbe de déclin de production

Note : le traitement matriciel n'a pas été pratiqué sur le puits OMO712.

IV.4.9. Evaluation de la perméabilité et le skin par l'interprétation des données de *Build-up*

Pour l'interprétation du test de *Build-up* on utilise la méthode de *Horner*. Afin d'utiliser la méthode de *Horner*, on doit tout d'abord tracer un graphique à l'échelle semi-logarithmique qui exprime la variation de la pression de fond en fonction de $(\Delta t + t_p)/\Delta t$ (Figure IV.14). Ensuite, on calcule les différents paramètres tels que : la pente, la perméabilité et le skin.

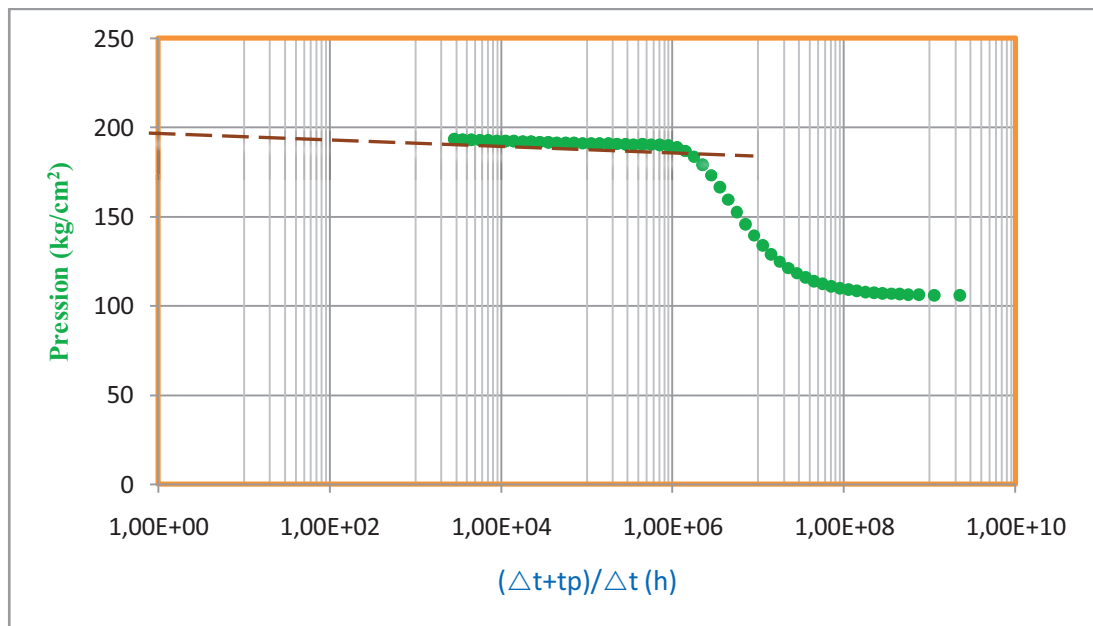


Figure IV.17 : Courbe de l'interprétation du test de *Build-up* par la méthode de *Horner*

a. Calcul de la pente

A partir de la courbe de *Horner*, on choisit la partie linéaire pour calculer la pente qui est donnée par la formule suivante :

$$m = \left| \frac{p_{wf2} - p_{wf1}}{\log(t_2) - \log(t_1)} \right|$$

$$m = \left| \frac{189,333 - 186,659}{\log(85,449) - \log(0,679)} \right|$$

Donc :

$$m = 1,273$$

b. Calcul de la perméabilité

On calcule la perméabilité par la relation suivante :

$$k = \frac{21,5 \times Q\mu\beta_0}{mh}$$

$$k = \frac{21,5 * 5,7 * 24 * 1,81 * 0,2}{1,273 * 64}$$

Donc : $k = 13,068 \text{ md}$

c. Calcul de skin

A partir de la courbe de *Horner*, on cherche la pression qui correspond à ($\Delta t = 1h$), puis on calcul la valeur de skin par la formule suivante :

on a : $P_{ws}(1h) = 186,756 \text{ kg/cm}^2$

$$S = 1,151 \left[\frac{p_{1hr} - p_{wf}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3,10 \right]$$

$$S = 1,151 \left[\frac{186,756 - 103,653}{1,273} - \log \left(\frac{13,068}{0,1 \times 0,2 \times 0,00051 \times 0,0762^2} \right) + 3,23 \right]$$

Donc : $S = 69,252$

La valeur de skin trouvé est $69,252$ ce que signifie que le puits est endommagé.

IV.4.10. Analyse Nodale

On utilise le software "*WellFlo*" pour établir la courbe de performance de ce puits, et pour prévoir le débit optimal.

IV.4.10.1 Choix de corrélation

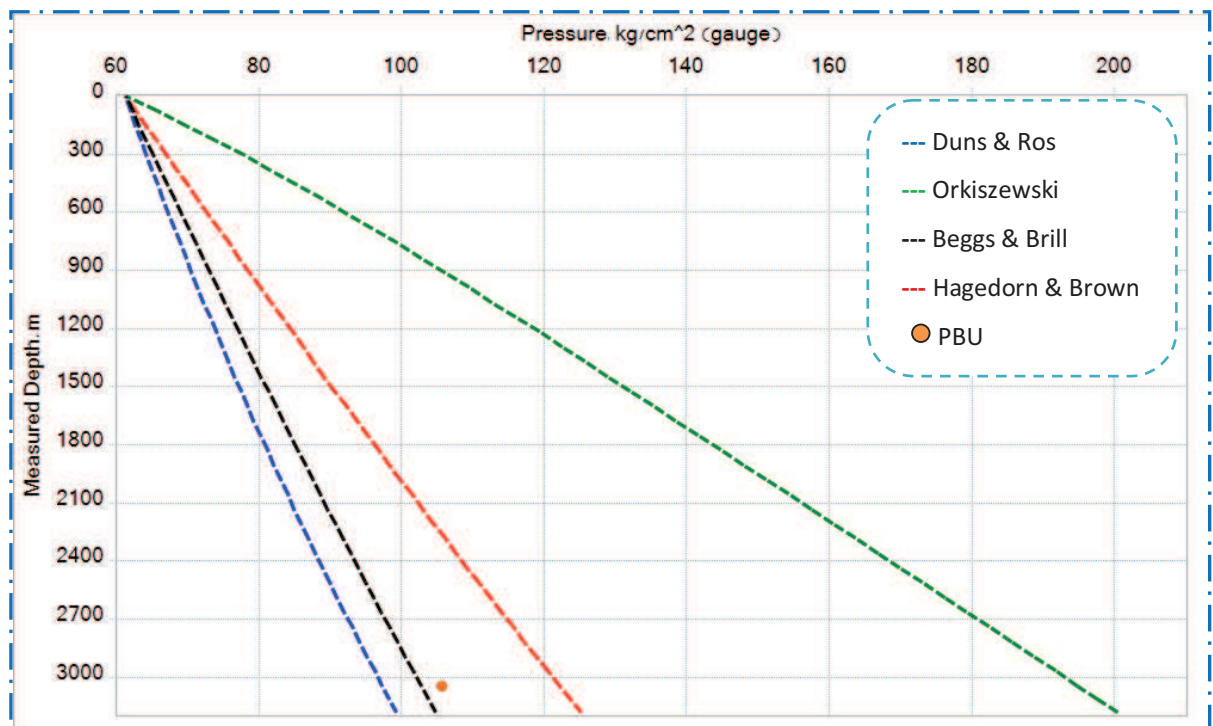


Figure IV.18 : profil de pression par différentes corrélations du puits OMO712

Pour le choix d'une meilleure corrélation convenable de ce puits on trace les courbes de chute de la pression en fonction de la profondeur par la descende de gauge dans le puits et par l'utilisation des corrélations suivante :

1. Corrélation de *Duns & Ros*
2. Corrélation de *Hagedorn & Brown*
3. Corrélation d'*Orkiszewski*
4. Corrélation de *Beggs & Brill*

Et en choisie la corrélation la plus proche a celle mesurée dans la figure indiquée ci-dessous :

On remarque que la courbe de la corrélation de *Beggs & Brill* est la plus proche de celle mesurée.

A partir de wellflo on a le facteur de correction l est égale : 1,06

IV.4.10.2. La performance de puits OMO712 a l'état actuel

La courbe de performance de ce puits, est représentée sur la [Figure IV.16](#)

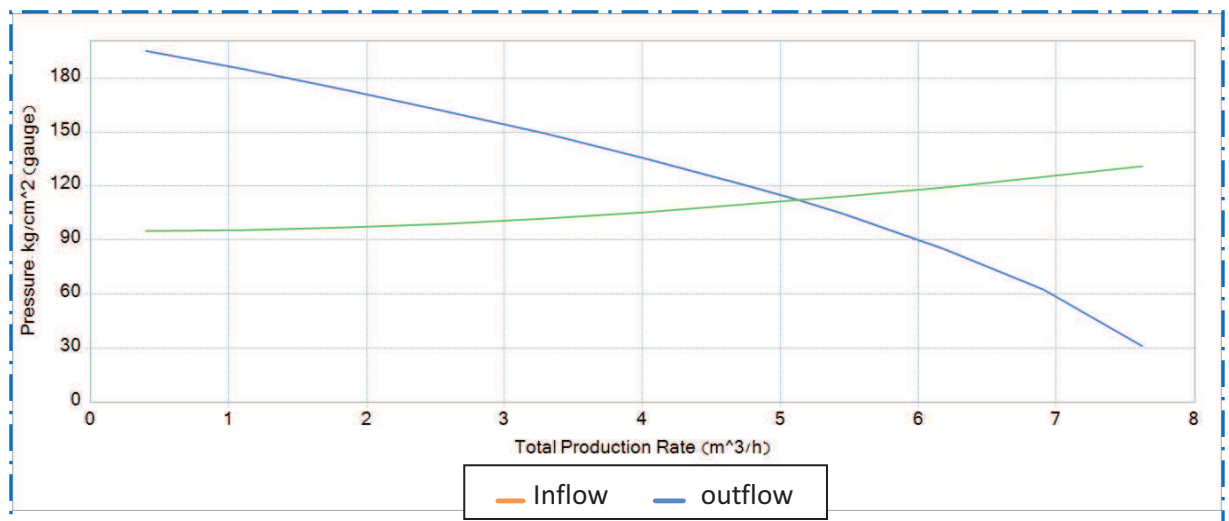


Figure IV.19 : Le model de puits OMO712 a l'état actuel

IV.4.10.3. Etude de Sensitivités

a. Estimation de débit a différente valeur de skin

On introduit les différentes valeurs de skin pour prévoir le débit de chaque valeur pour avoir une idée sur la rentabilité de l'opération de traitement matriciel sur le puits OMO712.

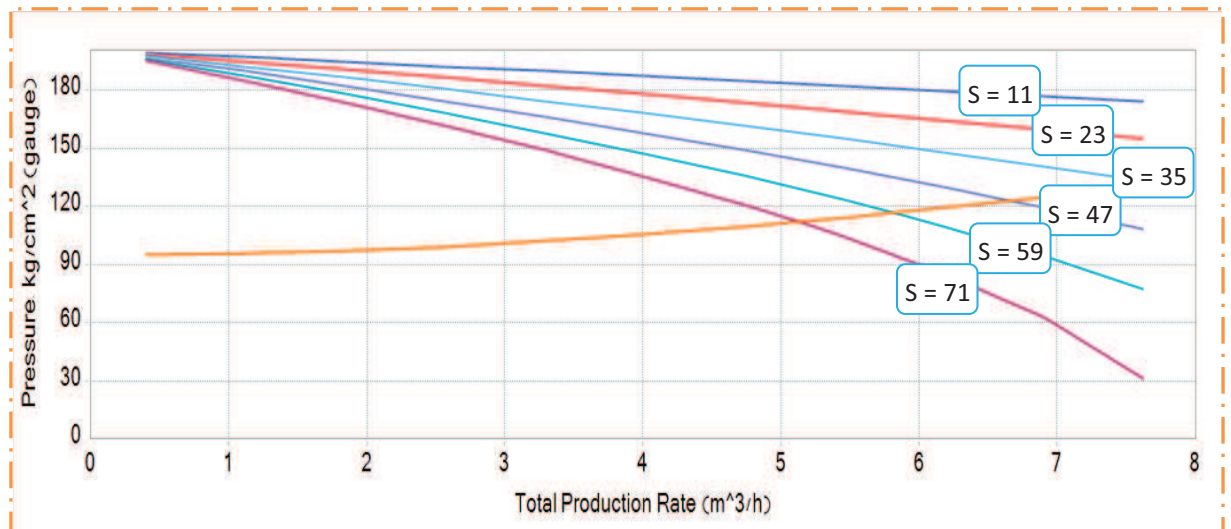


Figure IV.20 : courbe de performance de puits OMO712 pour différent valeur de skin

Le tableau suivant présente les différentes valeurs de skins et leurs débits correspondant

Tableau IV.22 : les différentes valeurs de skins et leurs débits correspondant

Skin	71	59	47	35	23	11
Débit d'huile	5,13	5,81	6,67	7,76	9,16	10,95

b. Optimisation de GOR

Pour une amélioration des résultats de ce puits on a trouvé la valeur optimale de GOR

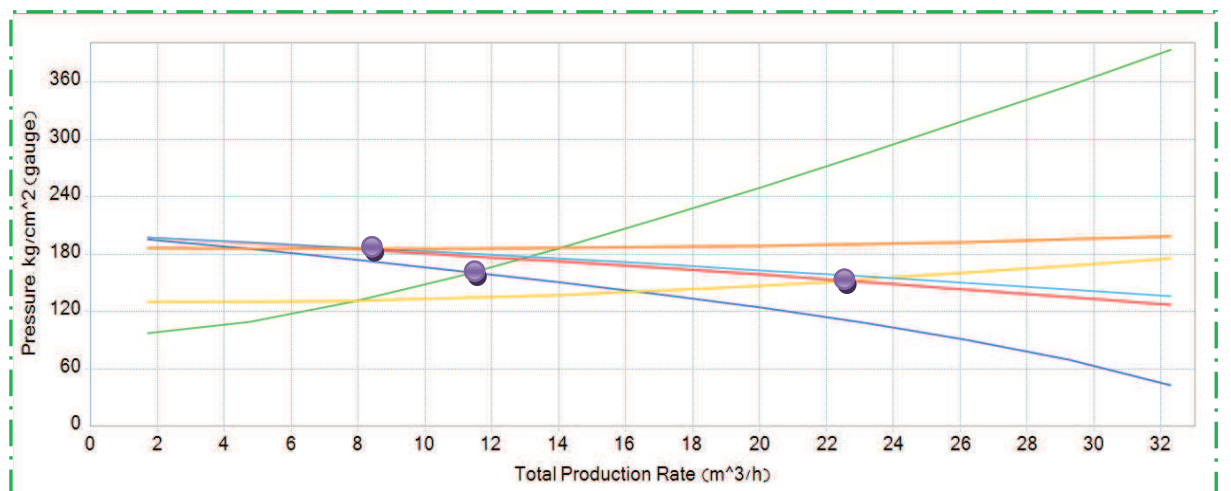


Figure IV.21 : courbe de performance de puits OMO712 pour différent valeur de GOR

Le tableau suivant présente les différentes valeurs de GOR et leurs débits correspondant

Tableau IV.23 : les différentes valeurs de GOR et leurs débits correspondant

GOR	300	650	3000
Débit d'huile	8,63	22,58	11,42

IV.2.10. Le puits OMO712 à différents états

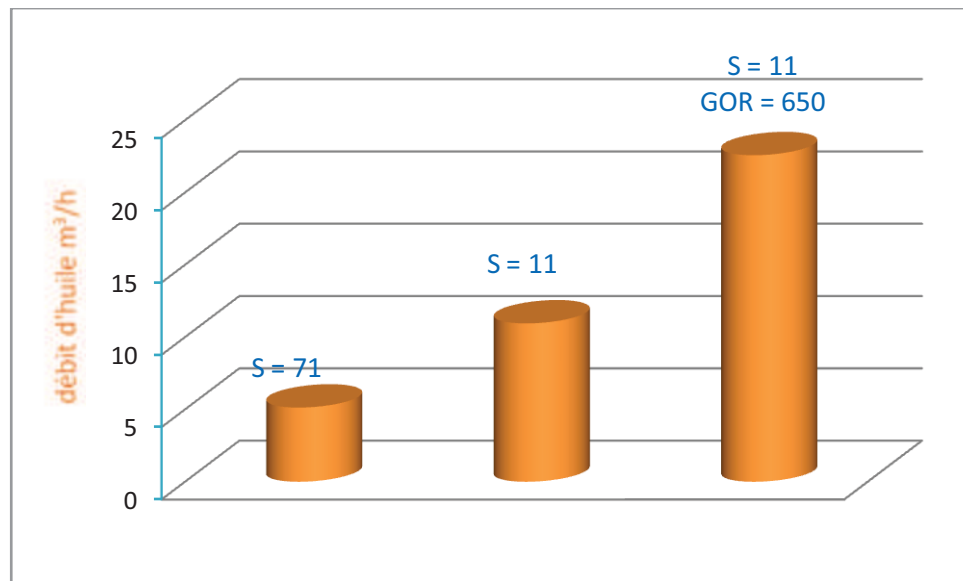


Figure IV.22 : le puits OMO712 à différents états

IV.4.11. Etude économique

Pour une acidification globale :

$$\text{Pay out (jours)} = \frac{120000}{5,82 \times 6,28 \times 24 \times 90}$$

Donc :

$$\text{Pay out (jours)} = 1,52 \text{ jours}$$

Pour une acidification sélectif ou acidification globale avec cimentation

$$\text{Pay out (jours)} = \frac{250000}{17,45 \times 6,28 \times 24 \times 90}$$

Donc :

$$\text{Pay out (jours)} = 1 \text{ jours}$$

II.5. Classement des puits

Vu la limitation de nombre d'unité de Coiled tubing (l'unité la plus utilisable pour faire un traitement matriciel) et vu le grand nombre des puits endommagé il est devenu être de faire un classement des puits candidat au traitement matriciel pour exploiter les puits au grand potentiel avant les autres, ce classement se fait selon le potentiel de chaque puits

Dans notre travail on présente un classement exemplaire des puits que nous avons étudié

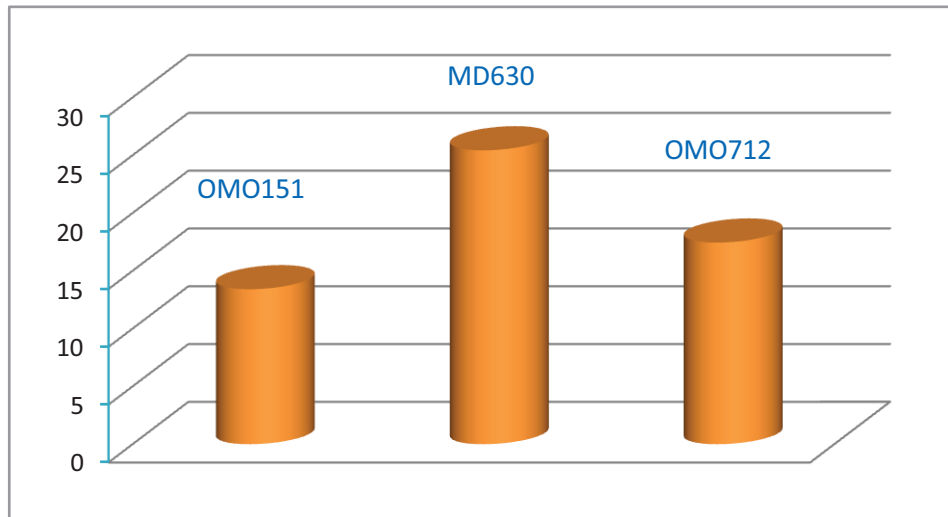


Figure IV.23 : classement des puits

CONCLUSION :

Il serait faux de croire que le traitement matriciel d'un puits entraînerait automatiquement un gain en production,

La rentabilité d'une opération de traitement matriciel est d'autant plus bénéfique que l'amortissement du coût de l'opération se fait à des petites périodes de temps.

Une meilleure préparation et interprétation d'un traitement matériel nécessite le maximum des données pour faire une analyse approfondie qui vise essentiellement :

- à prévoir la performance de puits à différentes valeurs de skin
- à identifier les causes de l'endommagement

Une bonne analyse des puits par l'analyse nodale nécessite de faire un test de build-up avant de faire l'analyse

La corrélation de HAGEDORN & BROWN donne les meilleurs résultats de calcul des pertes de charge dans le tubing, pour les puits verticaux à HASSI MESSEAUD

L'identification du type d'endommagement est essentielle pour la sélection du type de traitement et de l'équipement le plus approprié

Les puits candidats au traitement matriciel doivent être faire un test de jaugeage et build-up avant et après l'opération pour une meilleure évaluation des traitements

Le percée de gaz joue le rôle de gaz-lift et donc c'est un moyen d'amélioration de la production mais il faut optimiser leur débit par l'utilisation de l'Analyse nodale pour une meilleure exploitation de ce percée

RECOMENDATION

Étudier l'historique du puits (rapport de forage, de Work Over, de complétion, et de Snubbing) afin d'identifier le type de l'endommagement existant et l'établissement d'un diagnostic adéquat au problème.

Prévoir le meilleur procédé d'exploitation du puits après le traitement matriciel afin de profiter de l'amélioration de son débit.

Faire une prévision de l'influence de WC et GOR sur la productivité

Faire une étude économique pour vérifier la rentabilité de toutes les techniques appliquées telle que le traitement sélectif, cimentation d'une partie la couche réservoir avant l'opération, la descente de casing patch ...

Faire une analyse approfondie de la formulation de l'acide de traitement en fonction de la réponse de la roche est recommandée

Faire un traitement sélectif dans des puits à long intervalle

Faire une élimination préalable des contraintes d'exploitation présente avant l'opération de traitement matriciel (bouchage de tubing, optimisation du gaz-lift).

Faire un test PLT au début et juste après l'opération du traitement pour déceler la participation et l'influence de l'acide sur chaque zone.

Faire un test PLT dans les puits à une percée de gaz ou de water cut afin de déterminer la zone que nous isolons durant l'opération de traitement matriciel

Faire des calculs des différents pseudos skin pour mieux estimer le skin d'endommagement.

Faire des analyse de laboratoire pour s'assurer de la comptabilité des fluides à injecté avec la roche et les fluides en place

ملخص

عملية "معالجة التضرر" تهدف أساسا إلى التخلص من الأضرار التي لحقت بالقرب من قاع البئر من أجل استعادة النفاذية الابتدائية للطبقة المنتجة

ونظرا لتكلفة عمليات "معالجة التضرر" والعدد المحدود للآليات التي تقوم بتنفيذها ولأنه ليس كل تدخل عملية "معالجة التضرر" على البئر يحسن من إنتاجه فإنه من الضروري إنجاز دراسة مسبقة لتقدير إنتاجية البئر والربح المتوقع منه وهذا من أجل أن نتخذ القرار بشأن ترشيحه إلى عملية "معالجة التضرر"

دراستنا تهدف إلى استعمال طريقة التحليل العقدي من أجل دراسة مدى مردودية القيام بعملية "معالجة التضرر" على آبار متضررة بتقدير أداء البئر وإنتاجيته عند قيم مختلفة لمعامل التضرر ومن خلال هذه الدراسة نقرر مدى فعالية القيام بعملية "معالجة التضرر" ومن خلال القيام أيضا بهذه الدراسة على العديد من الآبار المتضررة نحدد أولوية الآبار التي يجب التدخل فيها قبل غيرها.

Résumé

Le traitement matriciel consiste à l'élimination de l'endommagement aux abords du puits dans le but de restaurer la perméabilité initiale de la couche de réservoir.

Vu le cout élevée des opérations du traitement matriciel et la limitation de nombre des unités de coiled tubing (l'unité plus utilisable pour faire un traitement matriciel), et vu que les traitements matriciels ne sont pas tous rentable, il est obligatoire de faire une étude préalable pour prévoir les résultats et le gain estimé afin de sélectionner les puits candidats au traitement matriciel et selon le classement des puits.

L'objectif de notre projet est éns des puits a skin élevé (endommagé) par l'évaluation de la performance des ces puits a différentes valeurs possibles de skin et à partir de cette étude on choisit les puits candidats au traitement matriciel et leur classement par priorité.

Abstract

The matrix treatment is the elimination of the damage to the vicinity of the wellbore in order to restore the initial permeability of the reservoir.

Given the cost of the student matrix treatment operations and limiting the number of coiled tubing units (unit usable for a matrix treatment), and since the matrix treatments are not all profitable, it is required to make a preliminary study to provide the results and the estimated gain to select the well candidates in matrix treatment and ranked wells.

The goal of our project is to use nodal analysis to study a probable return to an intervention directed array processing in wells skin high (damaged) by evaluating the performance of these wells at different possible values of skin and from this study we chose the well candidates matrix treatment and prioritization.