

## 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 sensibilité 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

<b>Zone</b>	4
<b>Date de fin de forage</b>	04/10/1997
<b>X</b>	810650,14
<b>Y</b>	136449,88
<b>Z Sol</b>	165,2 m
<b>Z table</b>	172,85 m
<b>Z 1VM</b>	166,08 m
<b>TVD</b>	3420 m
<b>Statut</b>	producteur d'huile
<b>Type de puits</b>	vertical
<b>Manifold</b>	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<sub>g</sub> (kg/cm<sup>2</sup>)</i>	<i>PFD (kg/cm<sup>2</sup>)</i>	<i>P<sub>t</sub> (kg/cm<sup>2</sup>)</i>	<i>Q<sub>huile</sub> (m<sup>3</sup>/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 (m<sup>3</sup>/h)</i>	<i>GOR (m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>)</i>	<i>Pt (kg/cm<sup>3</sup>)</i>	<i>P<sub>pipe</sub> (kg/cm<sup>3</sup>)</i>	<i>P<sub>sép</sub> (kg/cm<sup>3</sup>)</i>	<i>T<sub>tête</sub> (C°)</i>	<i>Q<sub>eau</sub> (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/cm<sup>2</sup>
- Température de gisement :  $T = 118^\circ\text{c}$
- Saturation de gaz dessue :  $R_s = 190,0359$  m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>
- Viscosité d'huile :  $\mu_o = 0.24$  cp
- Le facteur volumétrique de fond :  $B_o = 1.7$  m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>

## 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 m<sup>3</sup> 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 m<sup>3</sup>/h sur une Duse 9.5 mm, ce débit ne cesse de s'accroître pour atteindre en 29/01/2000 26,87 m<sup>3</sup>/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 m<sup>3</sup>/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.

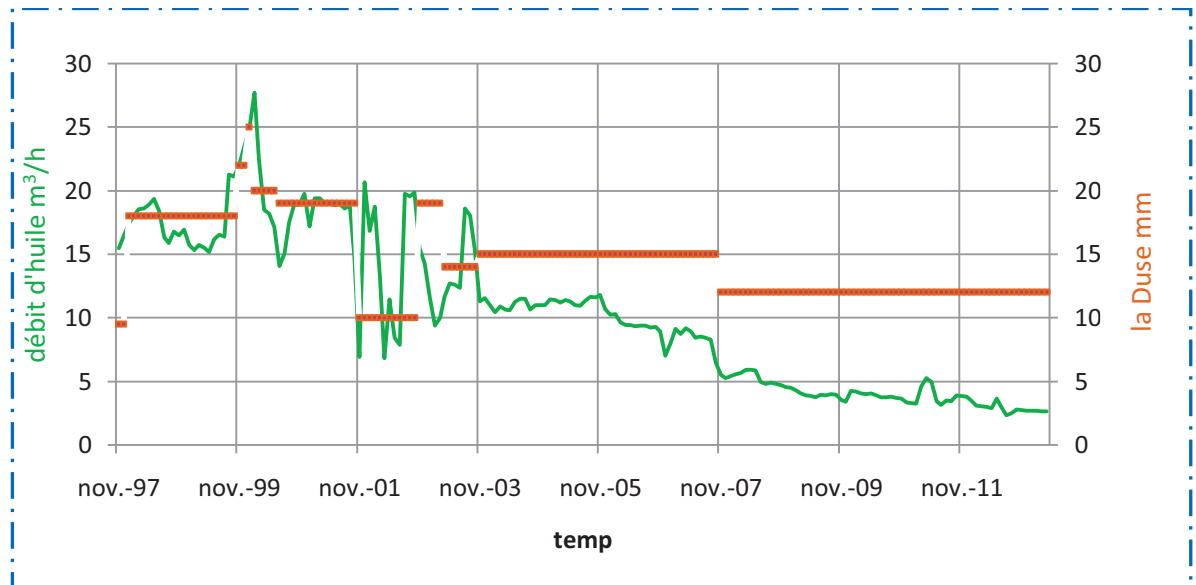


Figure VI.1 : courbe de déclin de production

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 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 IV.2). Ensuite, on calcule les différents paramètres tels que : la pente, la perméabilité et le skin.

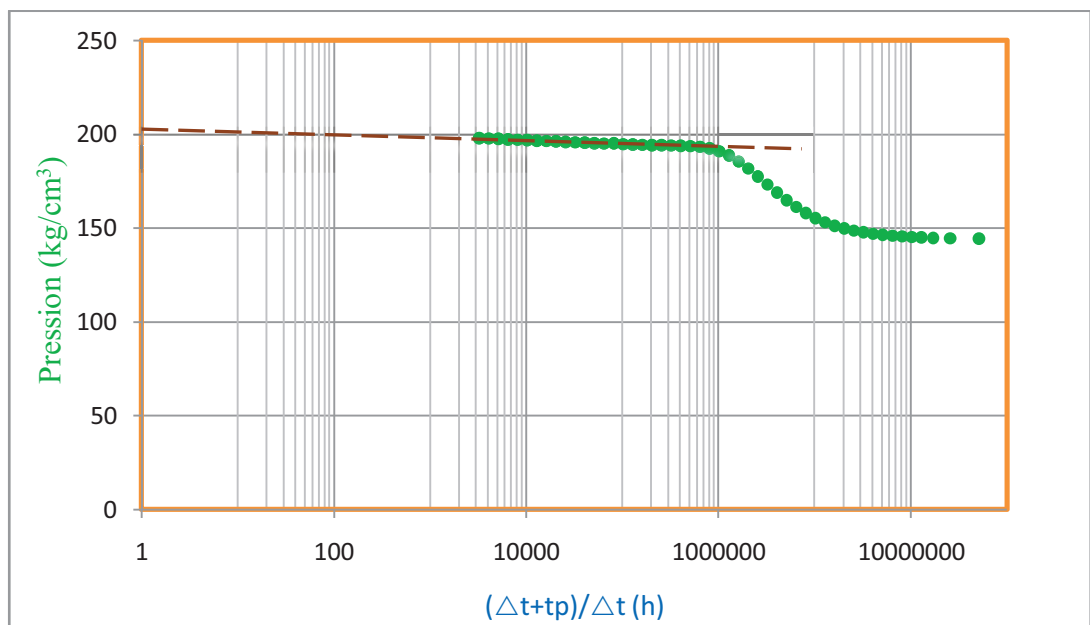


Figure IV.2 : Courbe de l'interprétation du test de *Build-up* par la méthode de *Horner*

### 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 :

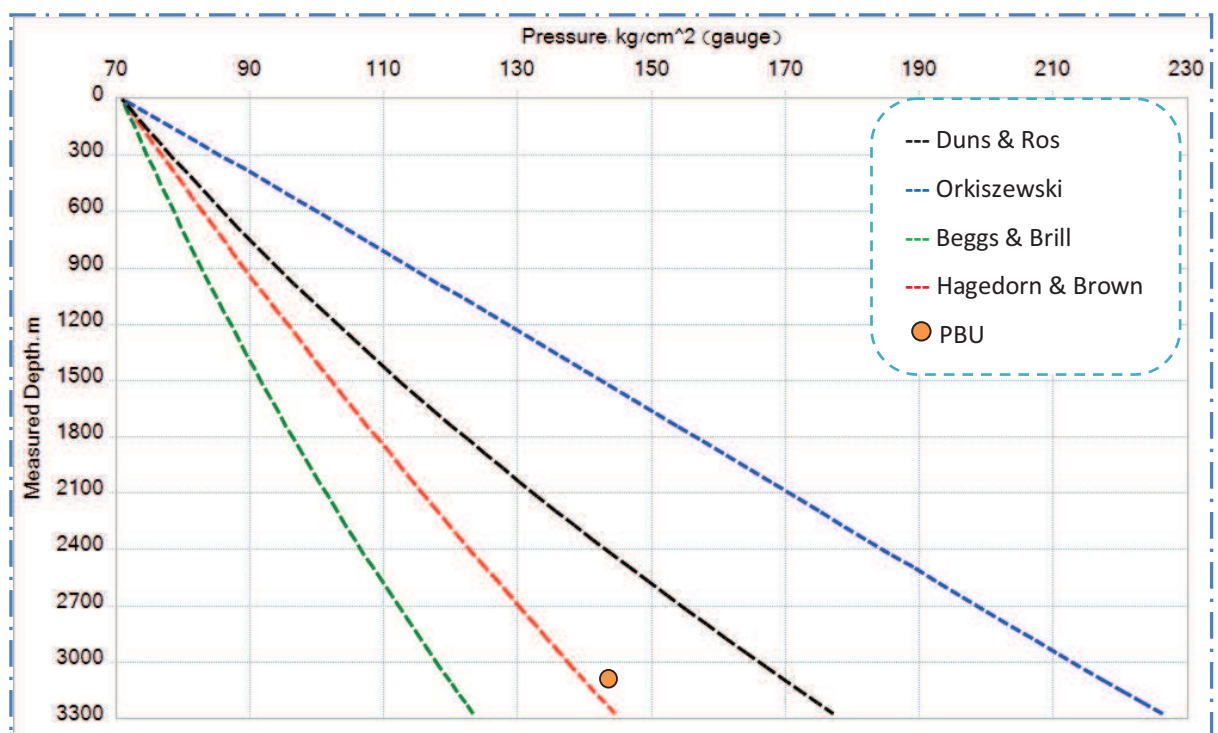


Figure IV.3 : profil de pression par différentes corrélations du puits OMO151

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

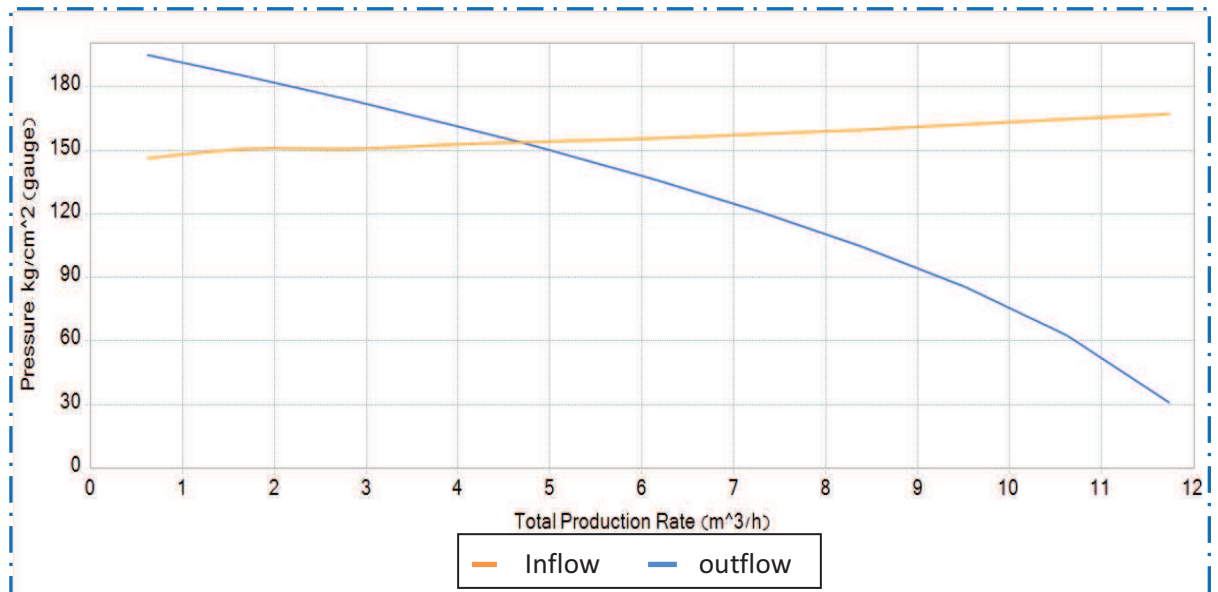


Figure IV.4 : Le model de puits OMO151 a l'état actuel

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.

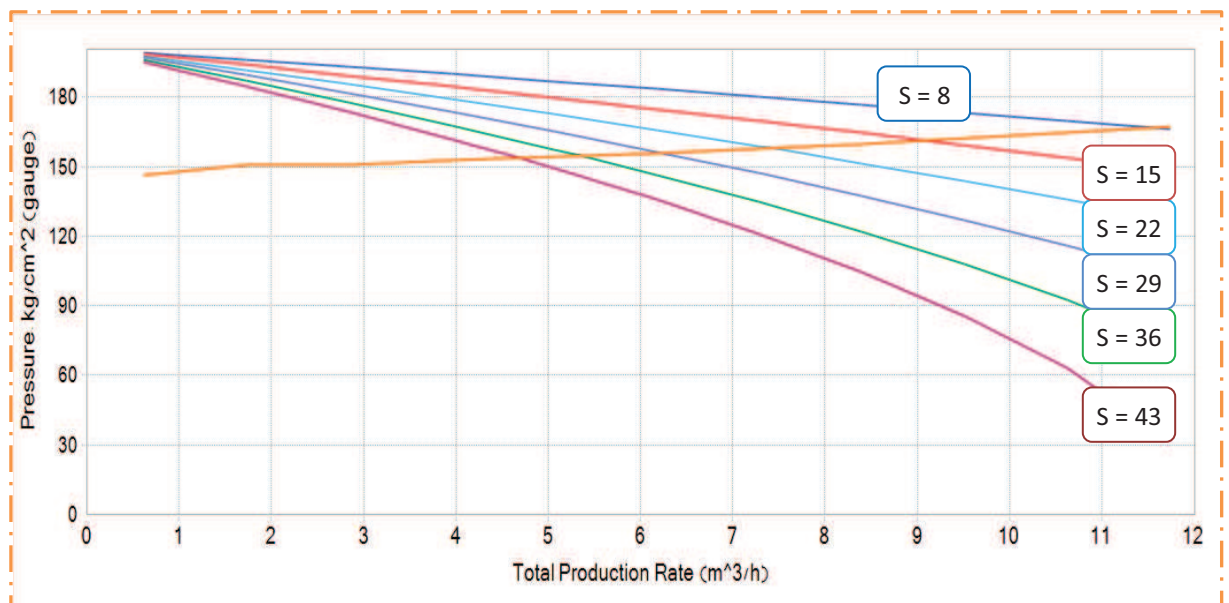


Figure IV.5 : courbe de performance de puits OMO151 pour différent valeur de skin

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

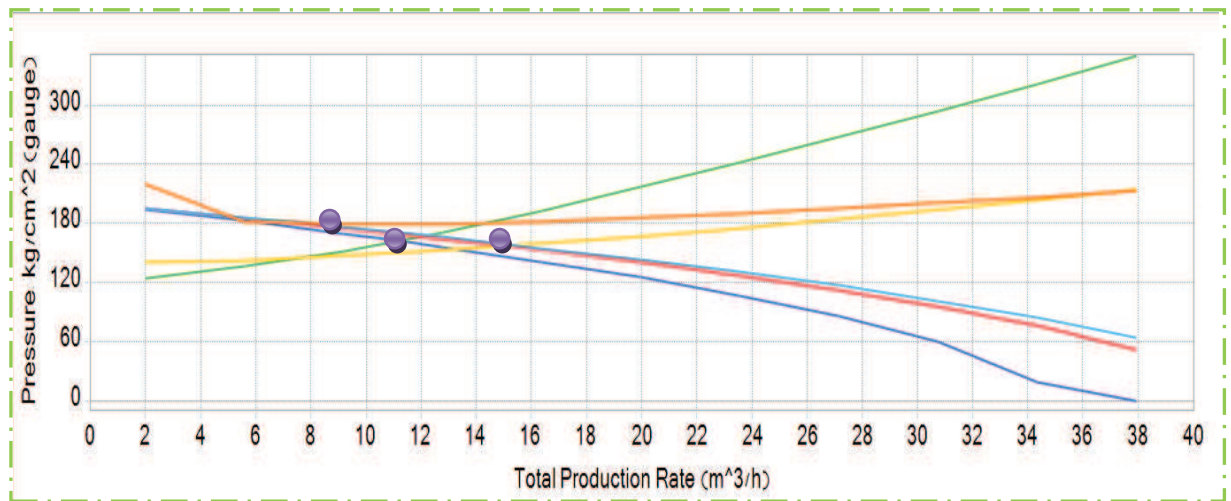
Tableau IV.6 : les différentes valeurs de skins et leurs débits correspondant

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

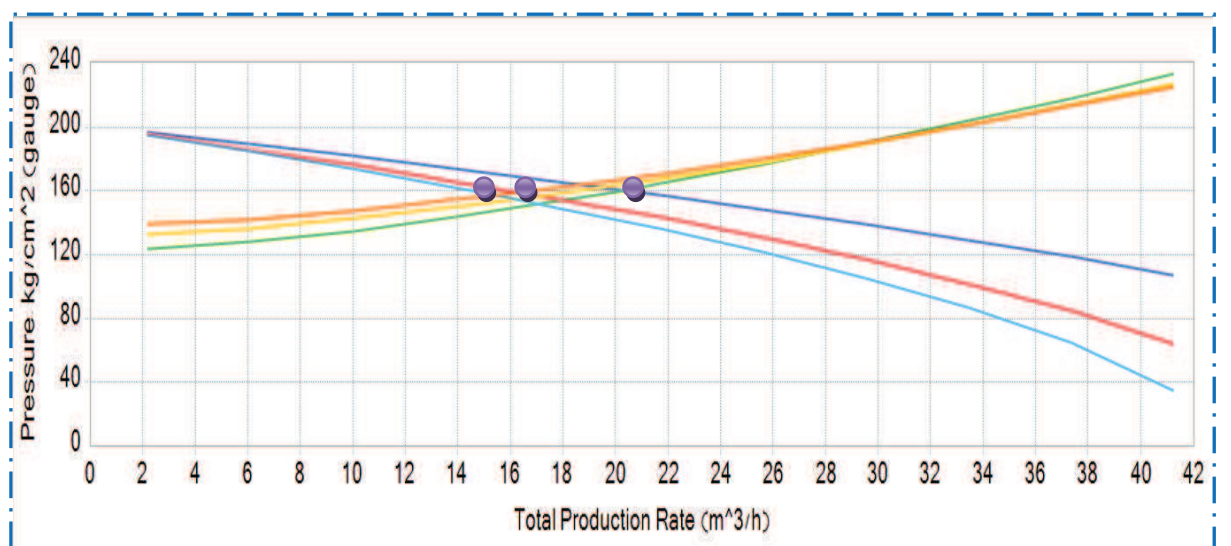
Le tableau suivant présente les différentes valeurs de GOR et leurs débits correspondant

**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

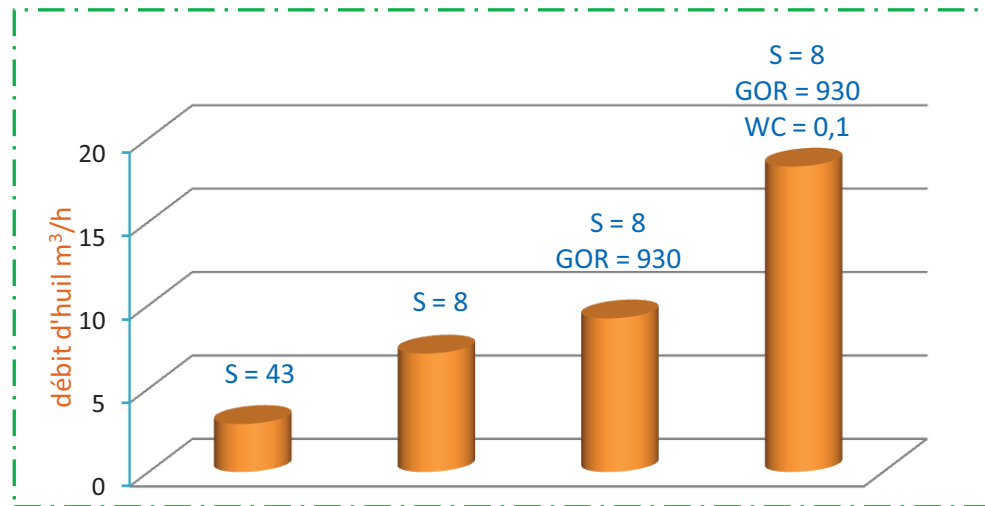


Le tableau suivant présente les différentes valeurs de water-cut et leurs débits correspondant

**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

<b>Zone</b>	HZS
<b>Date de fin de forage</b>	06/05/2010
<b>X</b>	795812,9781
<b>Y</b>	117340,4314
<b>Z Sol</b>	162,33 m
<b>Z table</b>	173 m
<b>Z 1VM</b>	163,63 m
<b>TVD</b>	3405 m
<b>Statut</b>	producteur d'huile
<b>Type de puits</b>	vertical
<b>Manifold</b>	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 <sup>2</sup> )	PFD (kg/cm <sup>2</sup> )	$P_t$ (kg/cm <sup>2</sup> )	$Q_{huile}$ (m <sup>3</sup> /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 <sup>3</sup> /h)	GOR (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	$P_t$ (kg/cm <sup>3</sup> )	$P_{pipe}$ (kg/cm <sup>3</sup> )	$P_{sép}$ (kg/cm <sup>3</sup> )	$T_{tête}$ (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  $28142.17 \text{ m}^3$  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.

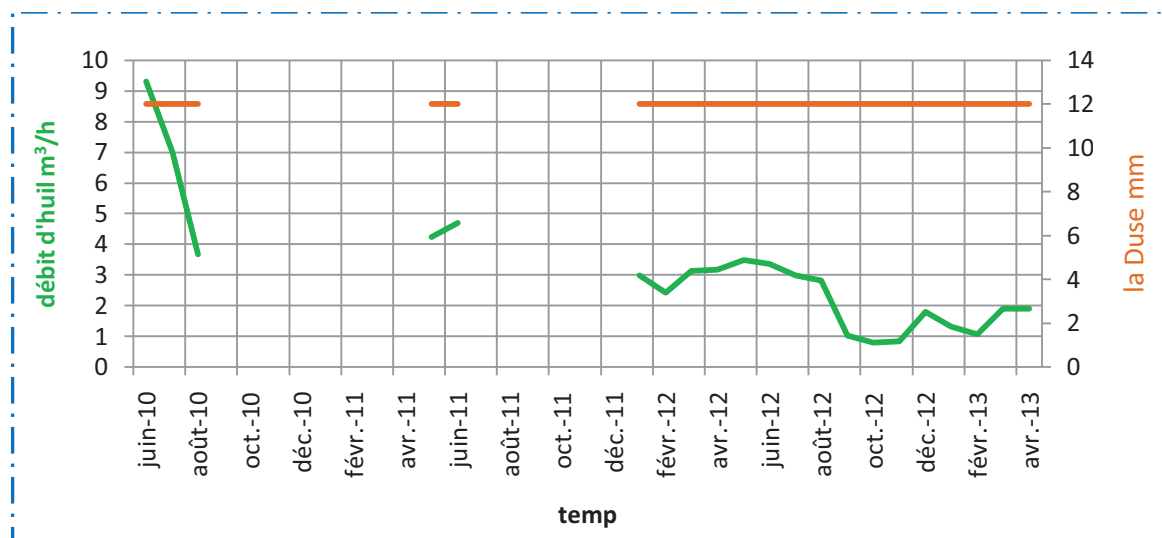


Figure IV.9 : courbe de déclin de production

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.

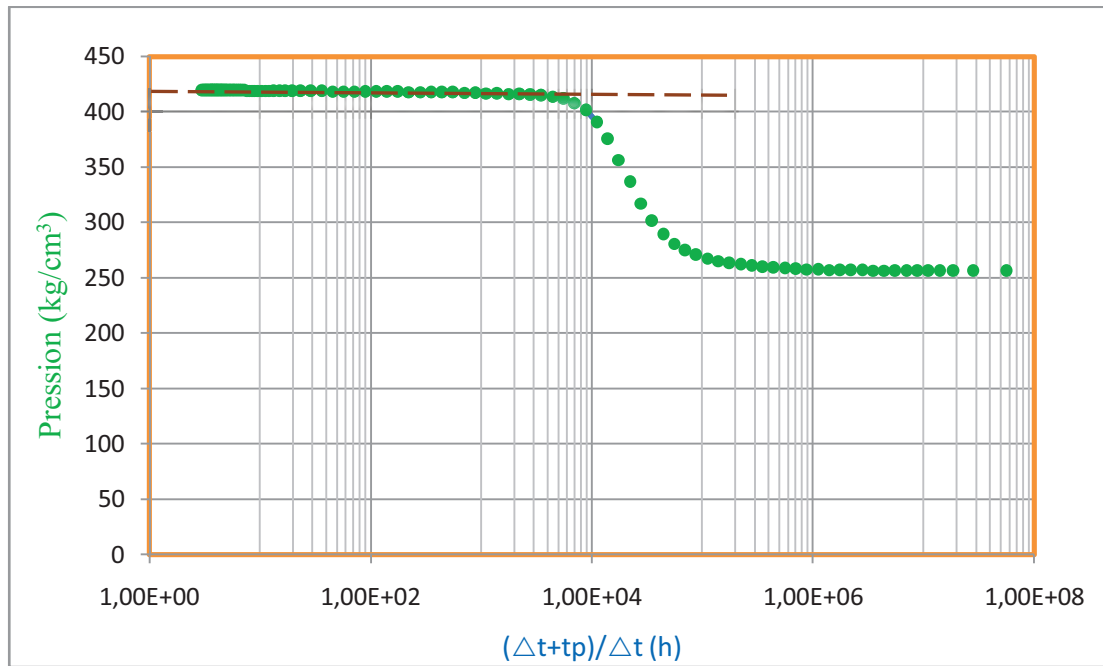


Figure IV.10 : Courbe de l'interprétation du test de *Build-up* par la méthode de *Horner*

a. Calcul de la pente

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

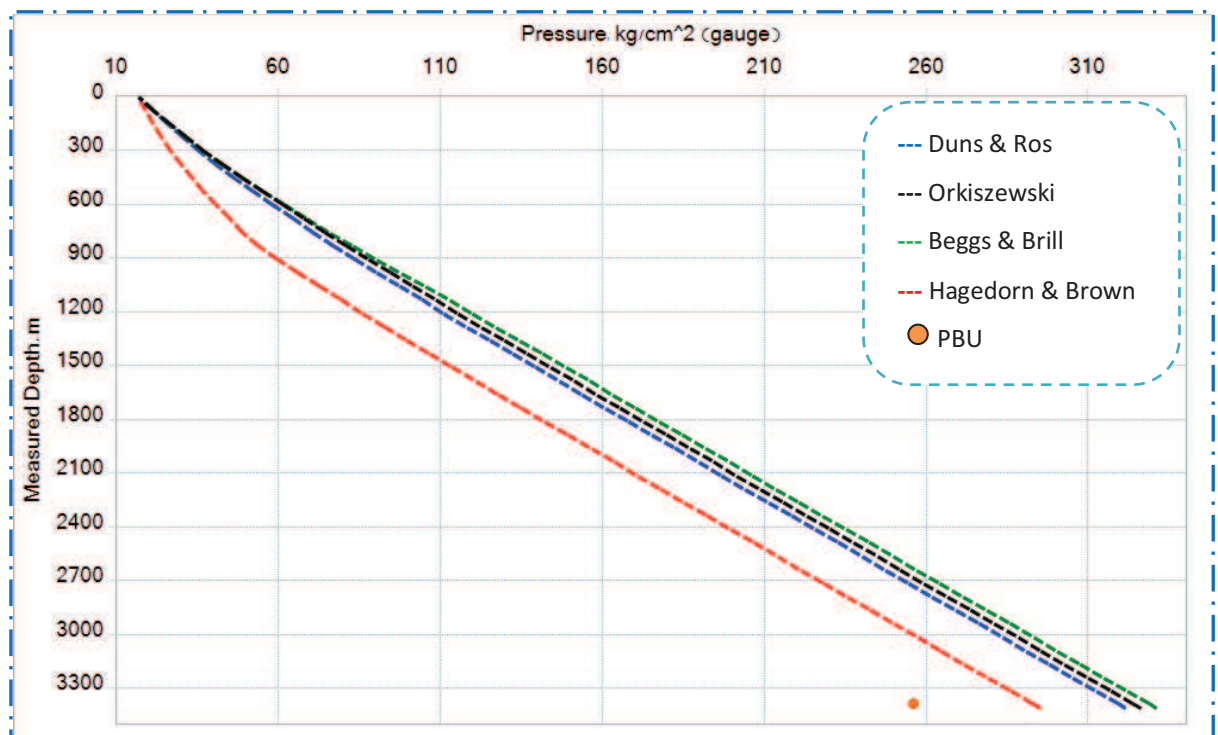


Figure IV.11 : profil de pression par différentes corrélations du puits MD630

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*

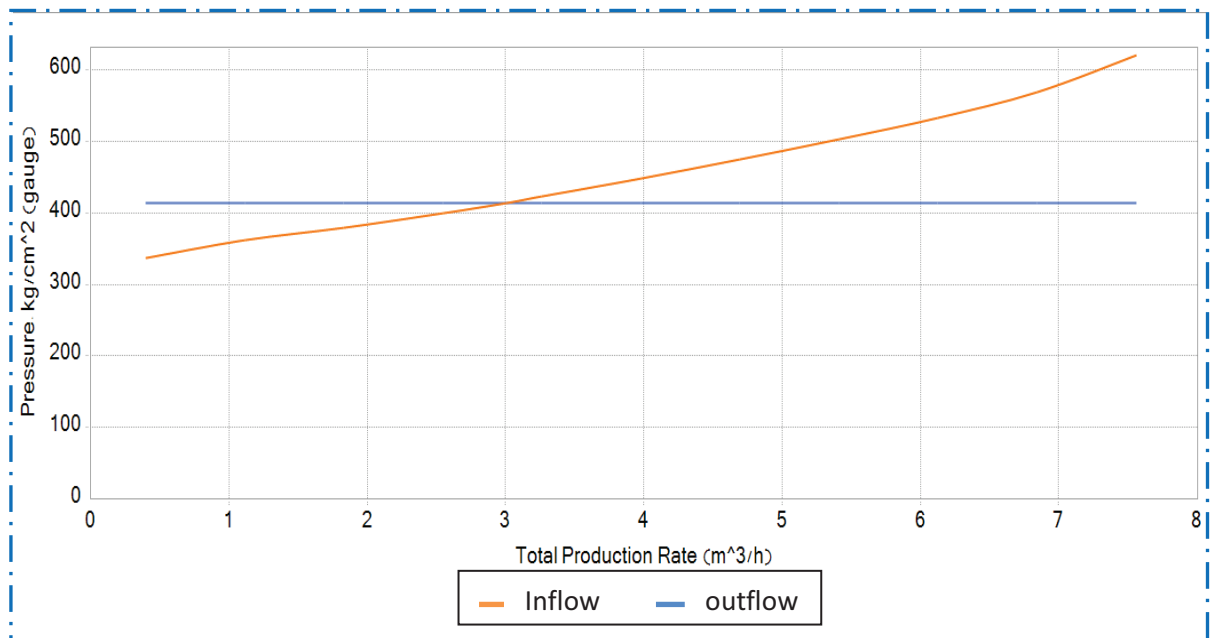
Et en choisie la corrélation la plus proche a celle mesurée dans la figure indiquée ci-dessus.

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



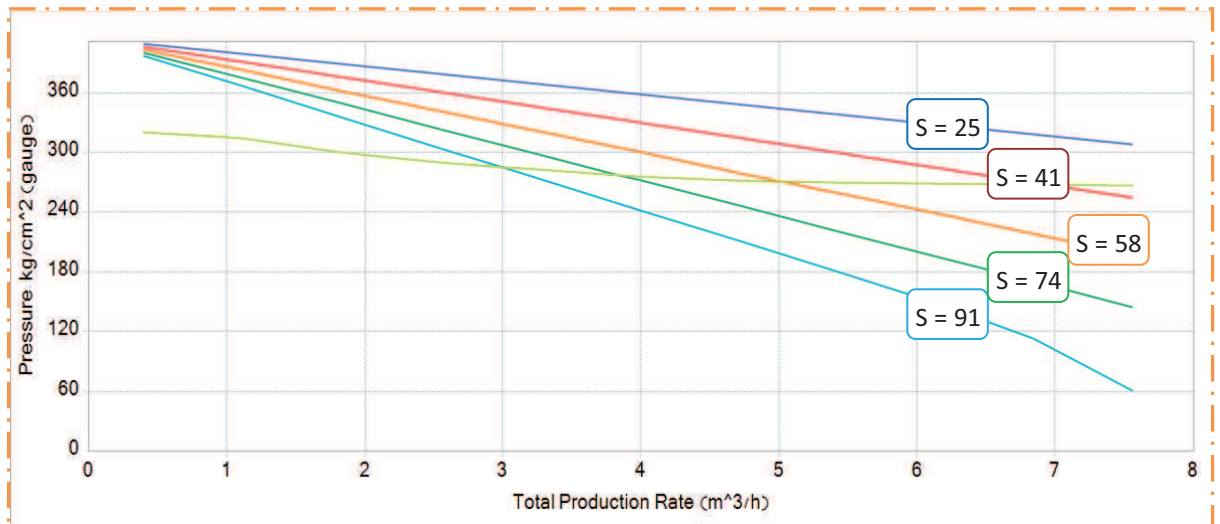


Figure IV.13 : courbe de performance de puits MD630 pour différent valeur de skin

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 :

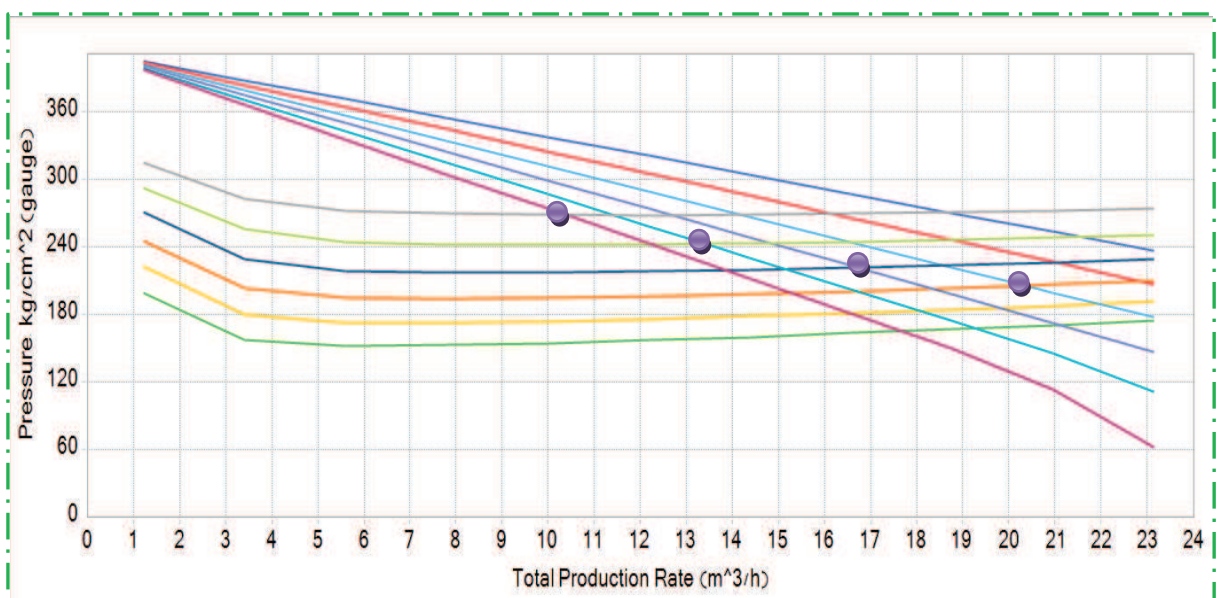


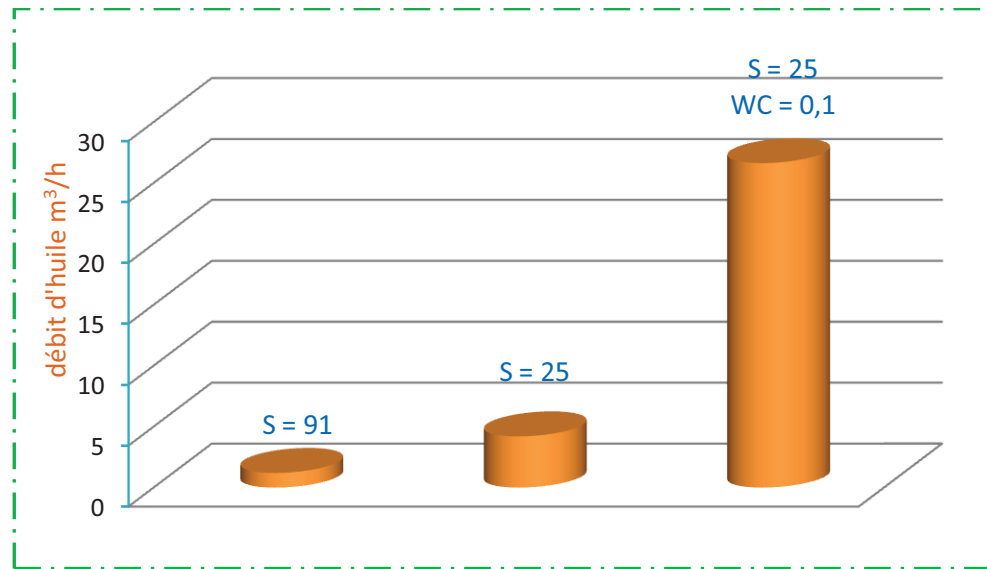
Figure IV.14 : courbe de performance de puits MD630 pour différent valeur de water-cut

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 :

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

Donc :

$$Pay\ out\ (jours) = 3\ jours$$

Pour une acidification sélectif ou acidification globale avec cimentation

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

Donc :

$$Pay\ out\ (jours) = 0,72\ jours$$

#### 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

<b>Zone</b>	6
<b>Date de fin de forage</b>	25/01/1991
<b>X</b>	818253,313
<b>Y</b>	131900,953
<b>Z Sol</b>	137,79 m
<b>Z table</b>	145,39 m
<b>Z 1VM</b>	138,79 m
<b>TVD</b>	3369 m
<b>MD</b>	3411 m
<b>Statut</b>	producteur d'huile
<b>Type de puits</b>	incliné
<b>Manifold</b>	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 <sup>2</sup> )	PFD (kg/cm <sup>2</sup> )	$P_t$ (kg/cm <sup>2</sup> )	$Q_{huile}$ (m <sup>3</sup> /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 <sup>3</sup> /h)	GOR (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	$P_t$ (kg/cm <sup>3</sup> )	$P_{pipe}$ (kg/cm <sup>3</sup> )	$P_{sép}$ (kg/cm <sup>3</sup> )	$T_{tête}$ (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  $2192606.46 \text{ m}^3$  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  $9.53 \text{ mm}$ , ce débit ne cesse de s'accroître pour atteindre dans deux moi  $33.2 \text{ m}^3/\text{h}$  sur une Duse  $23 \text{ mm}$ , 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.

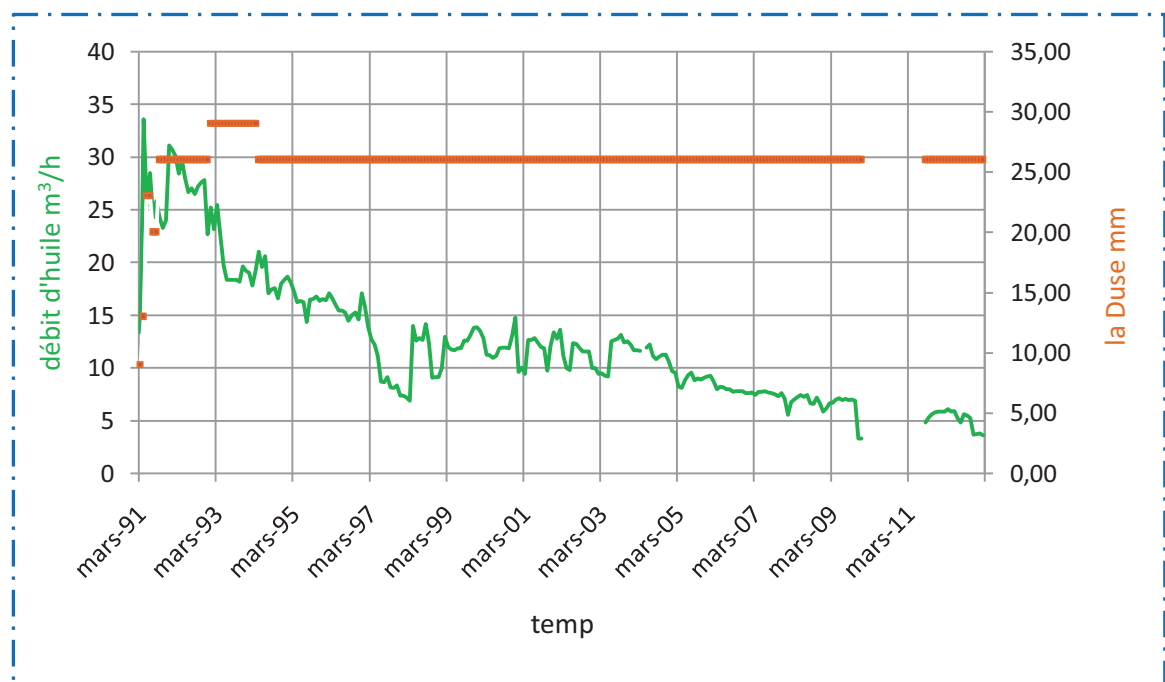


Figure IV.16 : courbe de déclin de production

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.

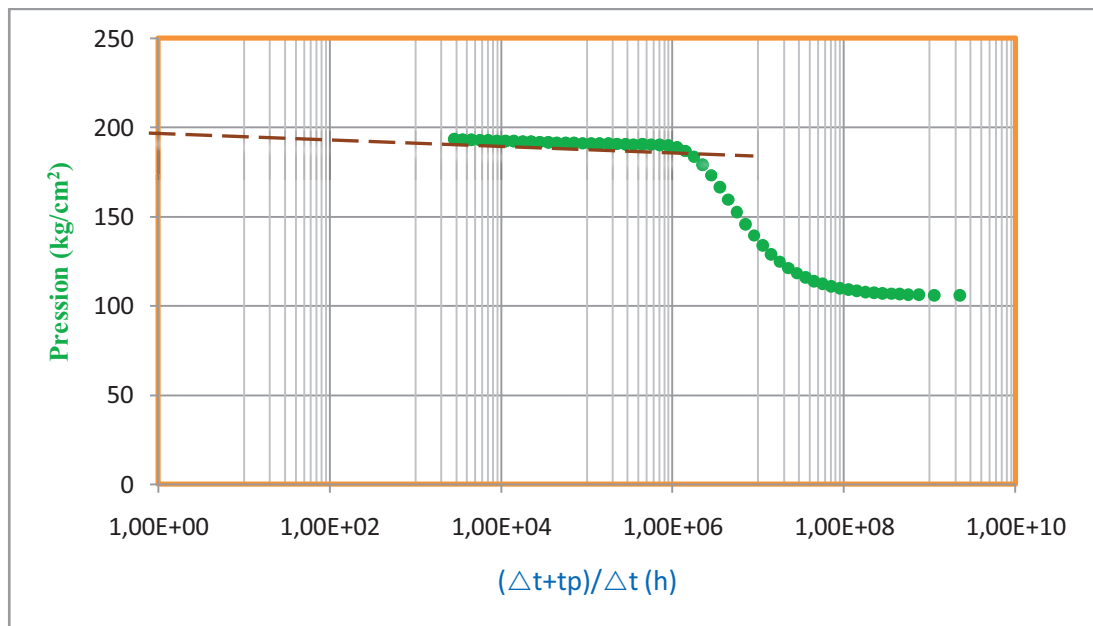


Figure IV.17 : Courbe de l'interprétation du test de *Build-up* par la méthode de *Horner*

##### 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

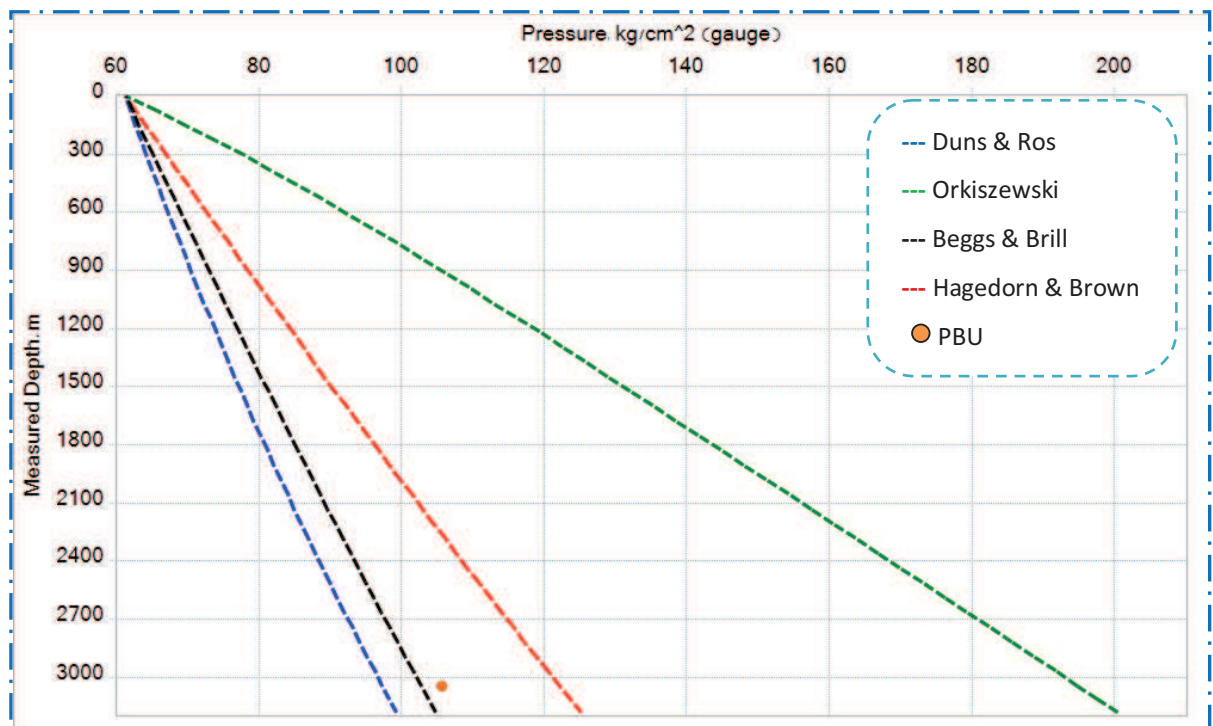


Figure IV.18 : profil de pression par différentes corrélations du puits OMO712



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*

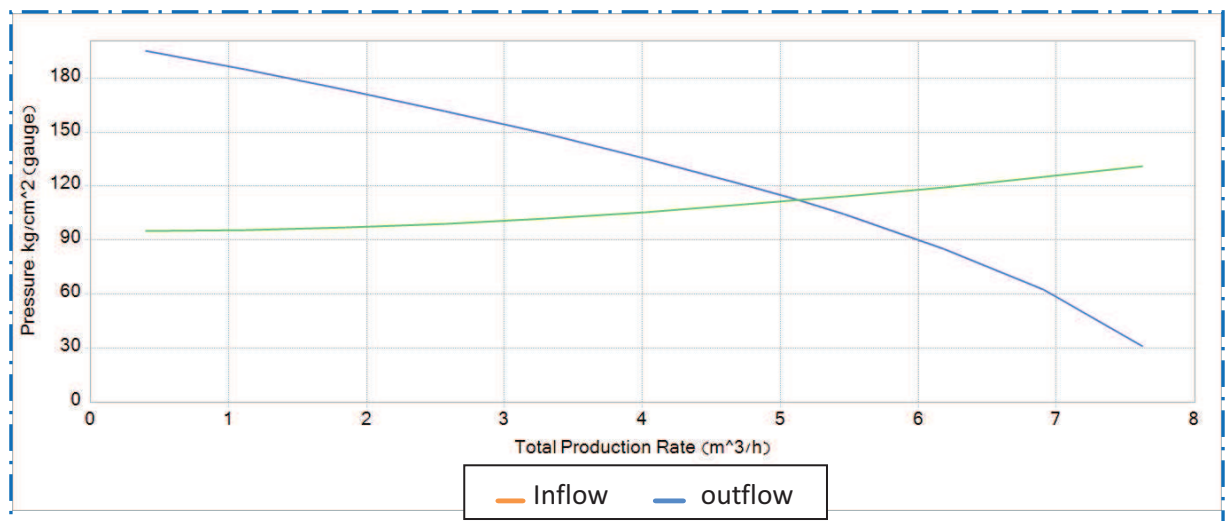
Et en choisie la corrélation la plus proche a celle mesurée dans la figure indiquée ci-dessous :

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.

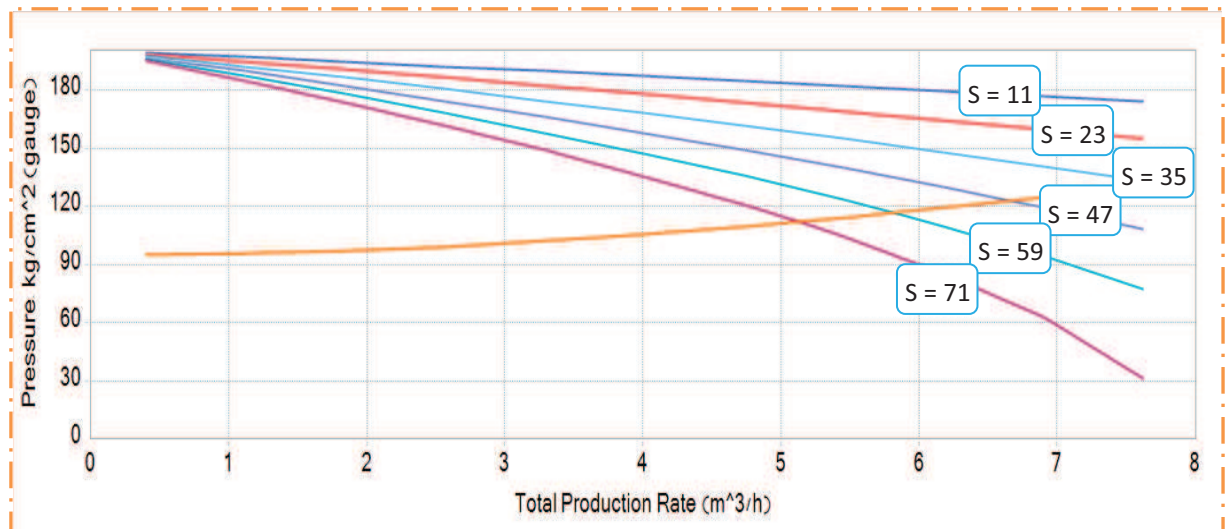


Figure IV.20 : courbe de performance de puits OMO712 pour différent valeur de skin

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

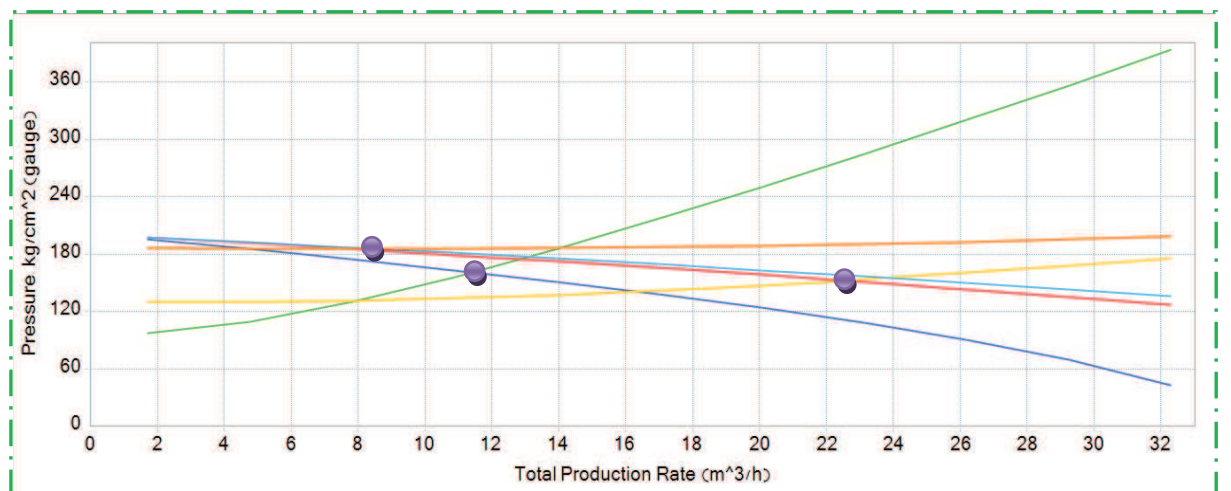


Figure IV.21 : courbe de performance de puits OMO712 pour différent valeur de GOR

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

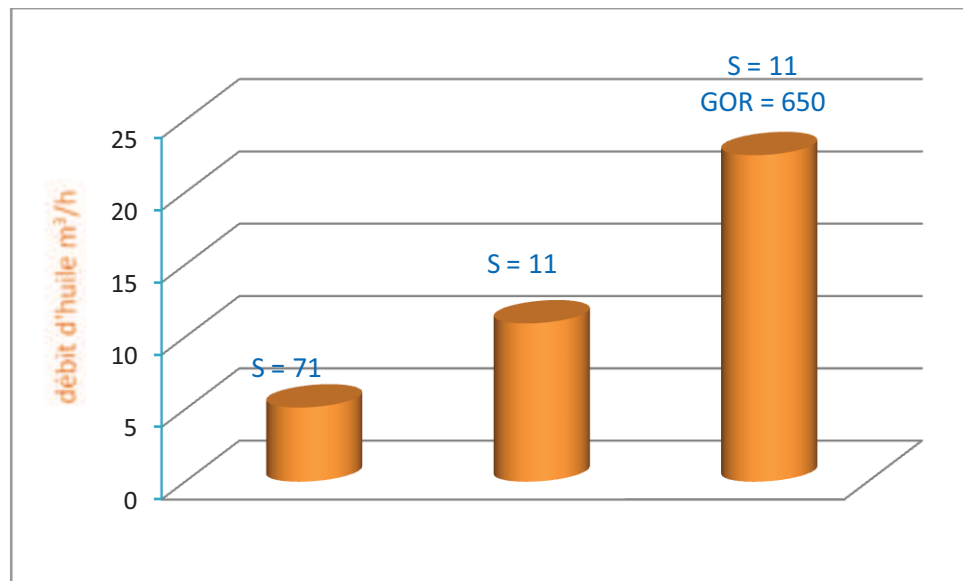


Figure IV.22 : le puits OMO712 à différents états

## 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

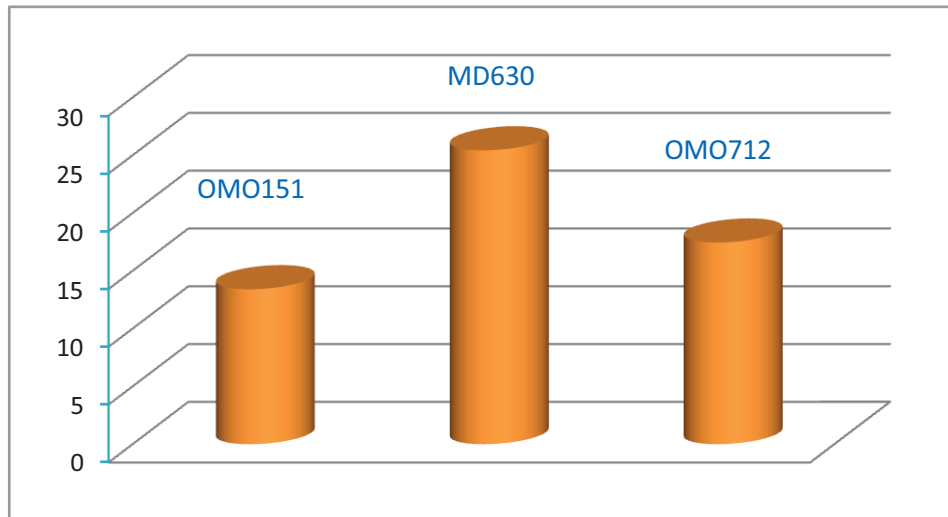


Figure IV.23 : classement des puits

## 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.